

SELECCIÓN DEL MÉTODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL Y LA
CONCENTRACIÓN DE UN REDUCTOR DE VISCOSIDAD EN FONDO DE POZO
PARA LA EXTRACCIÓN DE CRUDO PESADO EN EL POZO TORCAZ 3.

OSCAR ORLANDO FIGUEROA RICAURTE
DIEGO ANDRES TIBADUISA CARRILLO

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

SELECCIÓN DEL MÉTODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL Y LA
CONCENTRACIÓN DE UN REDUCTOR DE VISCOSIDAD EN FONDO DE POZO
PARA LA EXTRACCIÓN DE CRUDO PESADO EN EL POZO TORCAZ 3.

OSCAR ORLANDO FIGUEROA RICAURTE
DIEGO ANDRES TIBADUISA CARRILLO

Proyecto integral de grado para adoptar el título de:
INGENIERO DE PETRÓLEOS

Director
DIANA CAROLINA OICATÁ CHICA
Ingeniera de Petróleos

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

Nota de Aceptación (Dirección de Investigación)

Ing. Alejandro Contreras
Firma Docente Investigador

Ing. Nadim Escaño
Firma Docente Jurado

Ing. Ivan Peñaloza
Firma Docente Jurado

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Posgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Secretario General

Dr. JUAN CARLOS POSADA GARCÍA-PEÑA

Decano General de Facultad de Ingenierías

Dr. JILIO CÉSAR 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.

Este proyecto de grado se lo dedico a mi hijo Juan Antonio, te amo desde lo más profundo de mi corazón; tu eres el motor en mi vida desde el día que supe que venias en camino y mi verdadera razón para salir adelante, es por ti por quien realicé este trabajo; con la finalidad de poder darte un futuro cálido y con alegría.

*A cada uno de los que hicieron posible este proceso los tendré presentes siempre en mi corazón. **OSCAR***

AGRADECIMIENTOS

En primera instancia el primer agradecimiento que doy es a Dios que sobre todas las cosas siempre ayudo a mi familia para que me dieran apoyo en todo momento, quiero dar gracias a Dios por cada uno de los momentos que nos da de vida y por cada uno de las que vendrán en camino, él siempre nos guía y nos lleva por el camino del bien.

A mis padres Orlando Figueroa y Adriana Ricaurte quienes han sido el más grande apoyo que he tenido; son mis compañeros, mis amigos, mis confidentes y mi modelo a seguir, quiero agradecerles de corazón cada uno de los sacrificios que han hecho durante estos 5 años de carrera y sobre todo durante estos 23 años de vida que los he tenido a mi lado.

A mi hermana Paula Figueroa le quiero agradecer por siempre estar cuando la necesito, ella es parte fundamental en el motor de mi vida, espero poder recompensarla algún día con las mejores cosas, quiero agradecerle a ella y a Ronald Rodríguez por todo el apoyo que nos brindaron durante este tiempo en que realizamos el proyecto de grado, por cada consejo y asesoría que nos dieron pues fueron beneficiosas y de mucha ayuda.

A María Alejandra Moreno Velásquez quien hace parte fundamental en mi vida, le agradezco por tantas cosas que me enseñó de la vida, ahora veo de forma positiva todo gracias a ella.

Le quiero agradecer a la Ingeniera Diana Oicatá Chica por el apoyo que nos brindó para realizar este proyecto de grado, fue de gran apoyo que nos abriera las puertas de la empresa donde trabaja para poder realizar este trabajo de grado.

A Alejandro Troncoso por cada uno de los minutos que nos dio de su tiempo para guiarnos y darnos pautas en la realización de este proyecto.

Y por último pero no menos importantes a cada uno de mis amigos quiero agradecerles por tantos momentos de risas, discusiones, angustias, fiestas, paseos pues esos momentos los llevare en mi corazón, cada uno de ustedes hizo de mi experiencia en la universidad una cosa loca pero divertida, no fue necesario nombrarlos a todos pero espero que cada uno sepa que los tengo presentes siempre.

OSCAR ORLANDO FIGUEROA RICAURTE.

Dedico este trabajo principalmente a Dios, por haberme dado la vida y permitirme el haber llegado hasta este momento tan importante de mi formación profesional Por brindarme a mis padres, pilares importantes en el desarrollo de mi vida. A mi familia en general, porque me han brindado su apoyo incondicional y por compartir conmigo buenos y malos momentos.

*A cada uno de los que hicieron posible este proceso, siempre estarán presentes en mi corazón. **DIEGO***

AGRADECIMIENTOS

A Dios, por brindarme la oportunidad de obtener este triunfo personal, y darme salud, sabiduría y entendimiento para lograr esta meta.

A mi querida madre Elizabeth Carrillo y a mi padre Adelmo Tibaduisa, por ser siempre incondicionales y darme su apoyo en todo momento, enseñándome con ejemplos de perseverancia y constancia que los caracterizan, regalándome un valor inmenso para lograr salir adelante gracias a su amor. Gracias por existir y que Dios los bendiga siempre.

A mis primos Astrid y Pipe, a quienes quiero como hermanos, por compartir momentos significativos conmigo y por siempre estar dispuestos a escucharme y ayudarme en cualquier momento de mi vida.

A la Ingeniera Diana Oicatá Chica, mi directora de tesis, por su presencia incondicional, sus apreciados y relevantes aportes, críticas, comentarios y sugerencias durante el desarrollo del trabajo.

Al Ingeniero Alejandro Troncoso, por su desinteresada colaboración y asistencia profesional al poner a nuestra disposición todo su conocimiento de producción, lo que facilitó el análisis con detalle del área de estudio y permitió la culminación del trabajo.

A la Ingeniera Paula Figueroa, por su constante espíritu servicial, desinteresada colaboración y asesoramiento en los temas de Análisis Nodal y sus cuidadosas observaciones.

Al Asesor de la Universidad, Ingeniero Alejandro Contreras por su continuo seguimiento y asesoramiento del trabajo. Valiosas horas de atención que nos brindó, donde puso su conocimiento a nuestra disposición para lograr culminar este trabajo.

Y por último pero no menos importantes a cada uno de mis amigos quiero agradecerles por tantos momentos de risas, discusiones, angustias y fiestas, pues esos momentos los llevare en mi corazón, cada uno de ustedes hizo de mi experiencia en la universidad una cosa loca pero divertida, no fue necesario nombrarlos a todos pero espero que cada uno sepa que los tengo presentes siempre.

DIEGO ANDRÉS TIBADUISA CARRILLO.

CONTENIDO

	pag
INTRODUCCIÓN	35
OBJETIVOS	37
1.GENERALIDADES DEL CAMPO TORCAZ	38
1.1 HISTORIA DEL CAMPO TORCAZ	38
1.2 LOCALIZACIÓN	38
1.3 MARCO GEOLOGICO	41
1.3.1 Columna Estratigráfica	41
1.3.2 Estratigrafía	41
1.3.2.1 Formación Girón	41
1.3.2.2 Formación Los Santos	41
1.3.2.3 Formación Rosablanca	43
1.3.2.4 Formación Paja	43
1.3.2.5 Formación Tablazo	43
1.3.2.6 Formación Simití	44
1.3.2.7 Formación La Luna	44
1.3.2.8 Formación Umir	44
1.3.2.9 Formación Lisama	44
1.3.2.10 Formación La Paz	45
1.3.2.11 Formación Esmeraldas	45
1.3.2.12 Formación Mugrosa	46
1.3.2.13 Formación Colorado	46
1.3.2.14 Grupo Real	46
1.4 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL	47
1.4.1 Geología Estructural Cuenca Valle Medio del Magdalena (VMM).	47
1.4.2 Geología Estructural Campo Torcaz	47
1.5 GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO	48
1.5.1 Roca Generadora	48
1.5.2 Roca Almacén	48
1.5.3 Roca Sello	48
1.5.4 Migración y Entrampamiento	48
1.6 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO	49
1.6.1 Mecanismo de producción	49
1.6.2 Tiempo de Producción	49
1.6.3 Número de Pozos	49
1.6.4 Historia del pozo torcaz 3	49
1.6.5 Producción acumulada	50
1.7 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE YACIMIENTO	51

2. FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL APLICABLES PARA CRUDO PESADO	52
2.1 BOMBEO POR CAVIDADES PROGESIVAS (BCP)	52
2.1.1 Generalidades.	52
2.1.2 Descripción de equipos en subsuelo.	54
2.1.2.1 Ancla anti-torque.	55
2.1.2.2 Rotor	55
2.1.2.3 Niple de paro	56
2.1.2.4 Estator.	56
2.1.2.5 Elastómero.	56
2.1.2.6 Niple intermedio	58
2.1.2.7 Zapato probador de hermeticidad	58
2.1.2.8 Tubería de Producción o Tubing	58
2.1.2.9 Sarta de varillas	58
2.1.3 Descripción del equipo de superficie	59
2.1.3.1 Cabezal de rotación	59
2.1.3.2 Sistema de Transmisión	59
2.1.3.3 Sistema de frenado	60
2.1.4 Ventajas	60
2.1.5 Desventajas	60
2.2 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (BES)	61
2.2.1 Generalidades del Sistema	62
2.2.2 Descripción de los Equipos de Fondo	62
2.2.2.1 Sensor	62
2.2.2.2 Motor	62
2.2.2.3 Sección Sellante	64
2.2.2.4 Separador de Gas	65
2.2.2.5 Bomba	65
2.2.2.6 Cable de Potencia	67
2.2.2.7 Descarga	68
2.2.3 Descripción de los Equipos de Superficie	68
2.2.3.1 Transformador	68
2.2.3.2 Variador de Frecuencia (VSD)	69
2.2.3.3 Caja de Venteo	70
2.2.3.4 Cabezal del Pozo	71
2.2.4 Ventajas	71
2.2.5 Desventajas	72
2.3 BOMBEO HIDRAULICO	72
2.3.1 Generalidades	72
2.3.2 Fluido Motriz	73
2.3.2.1 Sistema de Fluido Motriz Abierto.	74

2.3.2.2 Sistema de Fluido Motriz Cerrado	74
2.3.3 Descripción del Equipo de Superficie	75
2.3.3.1 Tanques de Almacenamiento, Tanques de Lavado, Separadores y/o Tratadores	75
2.3.3.2 Bomba Multiplex o Triplex	75
2.3.3.3 Válvula de Control de Pozo	75
2.3.3.4 Lubricador	75
2.3.4 Bombeo Hidráulico Tipo Pistón	76
2.3.5 Bombeo Hidráulico Jet	76
2.3.6 Equipo de Subsuelo	77
2.3.6.1 Arreglo de Tubería	77
2.3.6.2 Bomba Hidráulica de Succión	78
2.3.6.3 Válvula fija o Standing Valve	78
2.3.7 Ventajas.	78
2.3.8 Desventajas	78
2.4 BOMBEO MECÁNICO (BM)	79
2.4.1 Generalidades	79
2.4.2 Equipos de superficie	81
2.4.2.1 Motor	81
2.4.2.2 Unidad de bombeo	81
2.4.2.3 Cabeza de pozo	82
2.4.3 Equipos de subsuelo	82
2.4.3.1 Sarta de Varillas	82
2.4.3.2 Tubería de producción	82
2.4.3.3 Válvula viajera	82
2.4.3.4 Válvula fija	83
2.4.4 Ventajas	83
2.4.5 Desventajas	84
2.5 SELECCIÓN DEL METODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL A PARTIR DE UNA MATRÍZ DE SELECCIÓN	84
3. ANÁLISIS NODAL	91
3.1 GENERALIDADES DEL ANÁLISIS NODAL	91
3.2 CLASIFICACIÓN DE NODOS	91
3.2.1 Nodo Común.	91
3.2.2 Nodo Funcional	92
3.3 ELEMENTOS DEL POZO EN EL ANÁLISIS NODAL	92
3.3.1 Separador	93
3.3.2 Choque Superficial	93
3.3.3 Cabeza de Pozo	93
3.3.4 Válvula de Seguridad	93

3.3.5 Restricciones de Fondo	93
3.4 PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE	94
3.5 PRESIÓN PROMEDIO DEL RESERVORIO	94
3.6 CAÍDAS DE PRESIÓN EN EL SISTEMA	94
3.7 CURVAS DE OFERTA Y DEMANDA	97
3.8 IPR SEGÚN VOGEL	98
3.9 ANALISIS NODAL AL POZO CON EL ESTADO MECANICO ACTUAL	101
3.10 ANÁLISIS NODAL AL POZO CON BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS	106
4. REDUCTOR DE VISCOSIDAD	109
4.1 GENERALIDADES DE LOS REDUCTORES DE VISCOSIDAD	109
4.2 TIPOS DE REDUCTORES DE VISCOSIDAD	110
4.3 VENTAJAS	110
4.4 DESVENTAJAS	111
4.5 MECANISMO DE DISMINUCIÓN PARA UN REDUCTOR DE VISCOSIDAD	111
4.5.1 Mecanismo Reductor de Viscosidad Base Agua	111
4.5.2 Mecanismo Reductor De Viscosidad Base Aceite	112
4.6 COMPOSICIÓN Y PROPIEDADES DE UN REDUCTOR DE VISCOSIDAD	112
4.6.1 Reductor Base Aceite	112
4.6.2 Reductor Base Agua	113
4.7 CHEMIFLOW 3575	113
4.7.1 Ventajas del Reductor de Viscosidad CHEMIFLOW 3575	113
4.8 EQUIPOS Y MATERIALES DE LABORATORIO	114
4.8.1 Agujas del Viscosímetro	114
4.8.2 Viscosímetro Brookfield	115
4.8.3 Centrifuga de Laboratorio	115
4.8.4 Baño María	116
4.9 PRUEBAS DE BOTELLA PARA EL CRUDO DEL POZO TORCAZ 3	117
4.10 SELECCIÓN DE LA CONCENTRACION DE UN REDUCTOR DE VISCOSIDAD	122
5. ANÁLISIS FINANCIERO	126
5.1 ANÁLISIS DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)	127
5.2 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)	129
5.2.1 Escenario de Estudio #1 BCP – Sin Reductor de Viscosidad	130
5.2.2 Escenario de Estudio #2 BCP – 500 ppm del Reductor de Viscosidad	131
5.2.3 Escenario de Estudio #3 BCP – 800 ppm del Reductor de Viscosidad	133
5.2.4 Escenario de Estudio #4 BCP – 1000 ppm del Reductor de Viscosidad	135
5.2.5 Escenario de Estudio #5 BCP – 1500 ppm del Reductor de Viscosidad	137

5.2.6 Escenario de Estudio #6 BCP – 2000 ppm del Reductor de Viscosidad	139
5.3 ANÁLISIS DE INGRESOS	141
5.3.1 Regalías	141
5.3.2 Precio de Venta	142
5.3.3 Ingresos Totales	143
5.3.4 Escenario de Estudio #1 – BCP sin Reductor de Viscosidad	143
5.3.5 Escenario de Estudio #2 – BCP con 500 ppm de Reductor de Viscosidad	144
5.3.6 Escenario de Estudio #3 – BCP con 800 ppm de Reductor de Viscosidad	145
5.3.7 Escenario de Estudio #4 – BCP con 1000 ppm de Reductor de Viscosidad	146
5.3.8 Escenario de Estudio #5 – BCP con 1500 ppm de Reductor de Viscosidad	147
5.3.9 Escenario de Estudio #6 – BCP con 2000 ppm de Reductor de Viscosidad	148
5.4 EVALUACIÓN FINANCIERA	149
5.4.1 Valor Presente Neto	149
5.4.2 Tasa de Interés de Oportunidad (TIO)	150
5.4.3 Flujos de Caja	150
5.4.4 Escenario de Estudio #1 – BCP sin de Reductor de Viscosidad	151
5.4.5 Escenario de Estudio #2 – BCP con 500 ppm de Reductor de Viscosidad	152
5.4.6 Escenario de Estudio #3 – BCP con 800 ppm de Reductor de Viscosidad	153
5.4.7 Escenario de Estudio #4 – BCP con 1000 ppm de Reductor de Viscosidad	154
5.4.8 Escenario de Estudio #5 – BCP con 1500 ppm de Reductor de Viscosidad	155
5.4.9 Escenario de Estudio #6 – BCP con 2000 ppm de Reductor de Viscosida	156
5.5 CONCLUSIÓN DE LA EVALUACION FINANCIERA	157
6. CONCLUSIONES	158
7. RECOMENDACIONES	160
BIBLIOGRAFÍA	161
ANEXOS	165

LISTA DE FIGURAS

	pag
Figura 1. Localización Geográfica del Campo Torcaz	40
Figura 2. Columna Estratigráfica Generalizada para La Cuenca del Valle Medio del Magdalena y el Campo Torcaz.	42
Figura 3. Componentes Bombeo por Cavidades Progresivas	54
Figura 4. Ancla Torque	55
Figura 5. Rotor	55
Figura 6. Niple de Paro	56
Figura 7. Estator y Elastómero	57
Figura 8. COROD (varilla continua)	58
Figura 9. Cabezal de Rotación	59
Figura 10. Sistema de Bombeo Electrosumergible	61
Figura 11. Motor Electrosumergible	63
Figura 12. Diseño mecánico del protector y sello	65
Figura 13. Impulsor y Difusor en Bomba Electrosumergible	66
Figura 14. Curva de Rendimiento para una Bomba	67
Figura 15. Transformador para el Bombeo Electrosumergible	68
Figura 16. Etapas del Variador de Frecuencia	69
Figura 17. Carta Amperímetrica	70
Figura 18. Cabezal del Pozo	71
Figura 19. Sistema de Bombeo Hidráulico	73
Figura 20. Bomba Tipo Pistón	74
Figura 21. Bomba Tipo Jet	75
Figura 22. Esquema de Bombeo Mecánico	80
Figura 23. Componentes del equipo en subsuelo	83
Figura 24. Estado mecánico actual del Pozo Torcaz 3	85

Figura 25. Nodos más Comunes en un Sistema de Producción de Pozo	92
Figura 26. Pérdidas de Presión en el Sistema	94
Figura 27. Análisis Nodal en Fondo de Pozo	96
Figura 28. Análisis Nodal en Cabeza de Pozo	97
Figura 29. Modelo Black Oil PIPESIM	102
Figura 30. Datos de Viscosidad del Pozo Torcaz 3	102
Figura 31. Casing y Tuberías de Producción del Pozo Torcaz 3	103
Figura 32. Configuración del Bombeo Mecánico en el Pozo Torcaz 3	104
Figura 33. “Vertical Completion” del Pozo Torcaz 3	104
Figura 34. Modelo de Análisis Nodal para el Pozo Torcaz 3.	105
Figura 35. Propuesta Técnica de Weatherford para el Bombeo de Cavidades Progresivas	106
Figura 36. Bomba Convencional 10-2800HN en PIPESIM	107
Figura 37. Emulsión de Aceite en Agua	112
Figura 38. Aguja del Viscosímetro	114
Figura 39. Viscosímetro Brookfield	115
Figura 40. Centrifuga de Laboratorio	116
Figura 41. Baño María	116
Figura 42. Tubo Centrifuga Tipo Zanahoria	117
Figura 43. Viscosidad del crudo a una concentración de 500 ppm en PIPESIM	123
Figura 44. Flujo de Caja BCP sin Reductor de Viscosidad	151
Figura 45. Flujo de Caja Neto BCP sin Reductor de Viscosidad	151
Figura 46. Flujo de Caja BCP con 500 ppm de Reductor de Viscosidad	152
Figura 47. Flujo de Caja Neto BCP con 500 ppm de Reductor de Viscosidad	152
Figura 48. Flujo de Caja BCP con 800 ppm de Reductor de Viscosidad	153
Figura 49. Flujo de Caja Neto BCP con 800 ppm de Reductor de Viscosidad	153
Figura 50. Flujo de Caja BCP con 1000 ppm de Reductor de Viscosidad	154

Figura 51. Flujo de Caja Neto BCP con 1000 ppm de Reductor de Viscosidad	154
Figura 52. Flujo de Caja BCP con 1500 ppm de Reductor de Viscosidad	155
Figura 53. Flujo de Caja Neto BCP con 1500 ppm de Reductor de Viscosidad	155
Figura 54. Flujo de Caja BCP con 2000 ppm de Reductor de Viscosidad	156
Figura 55. Flujo de Caja Neto BCP con 2000 ppm de Reductor de Viscosidad	156

LISTA DE GRÁFICAS

	pag
Gráfica 1. Historia de Producción del Campo Torcaz	50
Gráfica 2. Capacidad de Aporte del Sistema de Producción. Oferta (IPR) vs Demanda (VLP)	98
Gráfica 3. Curva IPR según modelo de Vogel	99
Gráfica 4. IPR vs VLP del pozo con Bombeo Mecánico	105
Gráfica 5. Caudal Nominal de Fluido vs Velocidad de la Bomba	107
Gráfica 6. IPR vs VLP del pozo con Bombeo de Cavidades Progresivas	108
Gráfica 7. Comportamiento de Producción con Reductor de Viscosidad	110
Gráfica 8. Comportamiento del crudo con la aplicación del Reductor de Viscosidad	119
Gráfica 9. VLP vs IPR con Bombeo de Cavidades Progresivas con una concentración de 500 ppm del Reductor de Viscosidad.	124

LISTA DE TABLAS

	pag
Tabla 1. Propiedades de los Fluidos del Campo Torcaz	51
Tabla 2. Parámetros Pozo Torcaz 3	86
Tabla 3. Rangos de Aplicabilidad Bombeo de Cavidades Progresivas	87
Tabla 4. Rangos de Aplicabilidad Bombeo Electrosumergible	87
Tabla 5. Rangos de Aplicabilidad Bombeo Hidráulico	88
Tabla 6. Rangos de Aplicabilidad Bombeo Mecánico	88
Tabla 7. Matriz de Selección para el Método de Levantamiento Artificial del Pozo Torcaz 3	89
Tabla 8. Clasificación de los Nodos en el Sistema de Producción del pozo	
Tabla 9. Características del Reductor Base Aceite	93
Tabla 10. Características del Reductor Base Agua	112
Tabla 11. Resultados Pruebas de Laboratorio	113
Tabla 12. Porcentaje de Reducción con una concentración de 500 ppm	119
Tabla 13. Porcentaje de Reducción con una concentración de 800 ppm	120
Tabla 14. Porcentaje de Reducción con una concentración de 1000 ppm	120
Tabla 15. Porcentaje de Reducción con una concentración de 1500 ppm	121
Tabla 16. Porcentaje de Reducción con una concentración de 2000 ppm	121
Tabla 17. Viscosidad del crudo del Pozo Torcaz 3 a diferentes concentraciones y una misma temperatura.	122
Tabla 18. Caudales de Fluidos de cada concentración del reductor	124
Tabla 19. Costos de Workover	128
Tabla 20. Compra e Instalación del Equipo de Bombeo de Cavidades Progresivas	128
Tabla 21. Costos de Inversión del Proyecto (CAPEX)	129
Tabla 22. Costos de Levantamiento de los fluidos de producción – BCP sin Reductor de Viscosidad	130
Tabla 23. Costos de Operación (OPEX) BCP sin Reductor de Viscosidad	131

Tabla 24. Costos de Levantamiento de los fluidos de producción – BCP con 500 ppm de Reductor de Viscosidad	131
Tabla 25. Consumo anual del reductor de viscosidad – BCP con 500 ppm del Reductor de Viscosidad	132
Tabla 26. Costos de inyección del reductor de viscosidad - BCP con 500 ppm Reductor de Viscosidad	132
Tabla 27. Costos de Operación (OPEX) BCP con 500 ppm de Reductor de Viscosidad	133
Tabla 28. Costos de Levantamiento de los fluidos de producción – BCP con 800 ppm de Reductor de Viscosidad	133
Tabla 29. Consumo anual del reductor de viscosidad – BCP con 800 ppm del Reductor de Viscosidad	134
Tabla 30. Costos de inyección del reductor de viscosidad - BCP con 800 ppm Reductor de Viscosidad	134
Tabla 31. Costos de Operación (OPEX) BCP con 800 ppm de Reductor de Viscosidad	135
Tabla 32. Costos de Levantamiento de los fluidos de producción – BCP con 1000 ppm de Reductor de Viscosidad	135
Tabla 33. Consumo anual del reductor de viscosidad – BCP con 1000 ppm del Reductor de Viscosidad	136
Tabla 34. Costos de inyección del reductor de viscosidad - BCP con 1000 ppm Reductor de Viscosidad	136
Tabla 35. Costos de Operación (OPEX) BCP con 1000 ppm de Reductor de Viscosidad	137
Tabla 36. Costos de Levantamiento de los fluidos de producción – BCP con 1500 ppm de Reductor de Viscosidad	137
Tabla 37. Consumo anual del reductor de viscosidad – BCP con 1500 ppm del Reductor de Viscosidad	138
Tabla 38. Costos de inyección del reductor de viscosidad - BCP con 1500 ppm Reductor de Viscosidad	138
Tabla 39. Costos de Operación (OPEX) BCP con 1500 ppm de Reductor de Viscosidad	139
Tabla 40. Costos de Levantamiento de los fluidos de producción – BCP con 2000 ppm de Reductor de Viscosidad	139
Tabla 41. Consumo anual del reductor de viscosidad – BCP con 2000 ppm del Reductor de Viscosidad	140

Tabla 42. Costos de inyección del reductor de viscosidad - BCP con 2000 ppm Reductor de Viscosidad	140
Tabla 43. Costos de Operación (OPEX) BCP con 200 ppm de Reductor de Viscosidad	141
Tabla 44. Precio de Venta para el crudo del Pozo Torcaz 3	142
Tabla 45. Producción Neta de Petróleo BCP sin Reductor de Viscosidad	143
Tabla 46. Ingresos Totales – BCP sin Reductor de Viscosidad	143
Tabla 47. Producción Neta de Petróleo BCP con 500 ppm de Reductor de Viscosidad	144
Tabla 48. Ingresos Totales – BCP con 500 ppm del Reductor de Viscosidad	144
Tabla 49. Producción Neta de Petróleo BCP con 800 ppm de Reductor de Viscosidad	145
Tabla 50. Ingresos Totales – BCP con 800 ppm del Reductor de Viscosidad	145
Tabla 51. Producción Neta de Petróleo BCP con 1000 ppm de Reductor de Viscosidad	146
Tabla 52. Ingresos Totales – BCP con 1000 ppm del Reductor de Viscosidad	146
Tabla 53. Producción Neta de Petróleo BCP con 1500 ppm de Reductor de Viscosidad	147
Tabla 54. Ingresos Totales – BCP con 1500 ppm del Reductor de Viscosidad	147
Tabla 55. Producción Neta de Petróleo BCP con 2000 ppm de Reductor de Viscosidad	148
Tabla 56. Ingresos Totales – BCP con 2000 ppm del Reductor de Viscosidad	148

LISTA DE ECUACIONES

	pag
Ecuación 1. Capacidad de Producción de un Sistema	95
Ecuación 2. Análisis Nodal en Fondo de Pozo	96
Ecuación 3. Análisis Nodal en Cabeza de Pozo	97
Ecuación 4. Índice de productividad según Vogel para la sección de subsaturación	99
Ecuación 5. Caudal en función de la presión	100
Ecuación 6. Caudal en el punto de burbuja	100
Ecuación 7. Caudal máximo	101
Ecuación 8. Correlación de Lasater para Pb.	101
Ecuación 9. Dosificación del Reductor de Viscosidad	130
Ecuación 10. Valor Presente Neto	149
Ecuación 11. VPN – BCP sin Reductor de Viscosidad	151
Ecuación 12. VPN – BCP con 500 ppm del Reductor de Viscosidad	152
Ecuación 13. VPN – BCP con 800 ppm del Reductor de Viscosidad	153
Ecuación 14. VPN – BCP con 1000 ppm del Reductor de Viscosidad	154
Ecuación 15. VPN – BCP con 1500 ppm del Reductor de Viscosidad	155
Ecuación 16. VPN – BCP con 2000 ppm del Reductor de Viscosidad	156

LISTA DE ANEXOS

	pag
Anexo A. Plan de producción del Pozo Torcaz 3	166
Anexo B. Trabajos realizados al Pozo Torcaz 3	168
Anexo C. Estado mecánico actual Pozo Torcaz 3, Configuración de la Sarta de Producción	175
Anexo D. Estado mecánico propuesto para configuración nueva del pozo con Bombeo de Cavidades Progresivas	176
Anexo E. Propuesta Técnica presentada por WEATHERFORD a GLOBAL ENERGY DEVELOPMENT PLC para usar Bombeo de Cavidades Progresivas.	177
Anexo F. Tecnologías de Última Generación para Crudos Pesados y Extra Pesados y Sistema de Aguas de Inyección.	184

LISTA DE ABREVIATURAS

°API	Gravedad o grados API.
ACPM	Aceite combustible para motores.
ALS	Artificial Lift Systems.
API	American Petroleum Institute.
Bls	Barriles.
Bbl	Barriles.
Bls/día	Barriles por día.
Bbl/día	Barriles por día.
Bbl/año	Barriles por año.
Bls/año	Barriles por año.
BCP	Bomba por Cavidades Progresivas.
BES	Bomba Electro Sumergible.
BFPD	Barriles de fluido por día -“Barrels of Fluid Produced per Day”.
BH	Bombeo Hidráulico.
BM	Bombeo Mecánico.
BOPD	Barriles de petróleo por día -“Barrels of Oil Produced per Day”.
BPD	Barriles Producidos por Día.
BS&W	Contenido de agua y sedimentos en el crudo-“Basic Sediment and Water”.
BWPD	Barriles de agua por día -“Barrel of Water Produced per Day”.
CO₂	Dióxido de Carbono.
°C	Grados Celsius.
cp	Centipoise.
cSt	Centistokes.
°F	Grados Fahrenheit.
GE	Gravedad Específica.

GOR	Relación Gas Petróleo en superficie -“Gas Oil Ratio”.
h	Hora.
H₂S	Sulfuro de Hidrogeno.
IP	Índice de Productividad.
IPR	Curva de producción del pozo-“Inflow Performance Relationship”.
Kg	Kilogramo.
Km	Kilómetro.
Kw	Kilovatio.
Lb	Libra.
Lpc	Libras por pulgada cuadrada.
Lpca	Libras por pulgada cuadrada absoluta.
mD	mili Darcys.
mm	mili metros.
mPas	mili Pascal por segundo.
pH	Potencial de Hidrogeno.
ppm	Partes Por Millón.
RGP	Relación Gas Petróleo.
Pwf	Presión de fondo fluyente.
Pws	Presión de fondo estática.
SCF	Pies Cúbicos Estándar-“Standar Cubic Feat”.
THP	Presión en cabeza de pozo ejercida por el fluido de la tubería-“Tubing Head Pressure”.
TIO	Tasa Interna de Oportunidad.
TOC	Carbón Orgánico Total-“Total Organic Carbon”.
USD	Dólar Americano -“United States Dollar”.
VPN	Valor Presente Neto.
VMM	Valle Medio Magdalena.

GLOSARIO

AFLORAMIENTO: exposición visible de una roca que no pertenece al tiempo geológico que presenta la superficie terrestre, de gran ayuda para la toma de muestras rocosas con el fin de determinar mapas geológicos y/o la composición de la roca.

AMBIENTES ALUVIALES: son ambientes que se depositan en zonas de llanuras gracias al tránsito de minerales y sedimentos provenientes de zonas montañosas, es decir que se ubican en zonas con un nivel topográfico menor.

AMBIENTE CONTINENTAL: este tipo de ambiente se encuentra predominado por la deposición de minerales gracias a la erosión de la tierra sobre los suelos continentales, la naturaleza de los sedimentos que se depositan en este tipo de ambientes está fuertemente ligada a el tipo de clima que esté presente.

AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN: punto geográfico donde se depositan sedimentos por medio de la combinación de procesos físicos y químicos, cada uno de estos puntos se caracterizan por los procesos geológicos o condiciones ambientales.

AMBIENTE FLUVIAL: este tipo de ambiente es definido por las corrientes activas de agua (manantiales, ríos, canales, etc), el transporte y deposición de sedimentos en el mismo ambiente.

AMBIENTE NERÍTICO: describe las condiciones y características oceánicas en marea baja, donde se albergan ciertos organismos vivos que pueden vivir con poca exposición a la luz.

ARENISCA: roca sedimentaria, de textura detrítica y las encuentran de color como el blanco, rojo y gris; el tamaño de grano varía entre 0,62 y 2 mm; su composición se basa principalmente en arenas con materia orgánica, cuarzos, micas y feldespatos,

ARENISCA CUARZOSA: roca sedimentaria, su textura es detrítica y el color en el que se encuentra puede ser blanco, rosado y rojo; con tamaño de grano que va de 0,2 mm a 2 mm, está compuesta principalmente por cuarzo, este contenido puede ser mayor al 95%.

ARENISCA ARCILLOSA O ARGILACEA: roca sedimentaria. De textura detrítica, su color puede variar entre amarillo y rojo; con tamaño de grano de 0,05 mm gracias a la presencia de cemento, compuesta en un gran porcentaje por cemento.

BIOPERTURBACIÓN: es la alteración generada a los sedimentos por la actividad de los seres vivos, estas alteraciones pueden tener gran influencia sobre las propiedades petrofísicas de los yacimientos.

BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS: sistema de bombeo que funciona bajo el principio de succión de una varilla, la cual cuenta con un rotor y un estator. Un motor ubicado en superficie, permite la rotación de las varillas, de esta forma el fluido proveniente del yacimiento es contenido en una cavidad y llevado hacia superficie. También se le conoce como Unidad de Desplazamiento Giratorio Positivo.

BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE: sistema de levantamiento artificial, que cuenta con un sistema de bombeo que es ubicado en fondo de pozo, este sistema de bombeo es accionado eléctricamente desde superficie, mediante el uso de cables de corriente. El sistema de bombeo en fondo, consta de diversas bombas de varias etapas, las cuales pueden ser configuradas según las características presentes en yacimiento.

BOMBEO HIDRÁULICO: sistema de levantamiento artificial, que posee una bomba en fondo. Una bomba hidráulica en superficie, permite la presurización de un fluido motriz, el cual es bombeado al interior del pozo para accionar la bomba de fondo. Dicho fluido motriz ayuda al fluido proveniente del yacimiento a fluir hacia superficie.

BOMBEO MECÁNICO: sistema de levantamiento artificial, cuenta con un equipo de suministro de energía en superficie, el cual se compone de un balancín y una manivela, que accionan una bomba de fondo mediante el movimiento ascendente y descendente de una sarta varillas que conecta la superficie con la bomba de fondo. Es el Sistema de Levantamiento Artificial más usado en el mundo.

BUZAMIENTO: línea máxima de inclinación que tiene un estrato, capa o falla con respecto a la horizontal.

CABALGAMIENTOS: son planos horizontales que están en movimiento. Este movimiento se presenta ya que uno de estos planos horizontales se superpone encima del otro, este proceso puede ser de varios kilómetros.

CALICHÉ: depósito de carbonato de calcio, que se sedimenta con arenas, arcillas, gravas o limo. Se forma por evaporización en zonas áridas o semi áridas.

CALIZA: roca sedimentaria, su textura puede variar de granos fino a gruesos y es menos dura que el acero, con tamaño de grano de 9 cm; compuesta en gran proporción por carbonatos como el Carbonato de calcio en un 50 % y otros minerales como carbonato de magnesio, cuarzo, feldespatos, siderita y otros minerales. Constituyen la mayor existencia de carbono sobre la superficie terrestre.

CARGA AXIAL: es una fuerza, que actúa a lo largo del eje longitudinal y es aplicada en el centro de dicho eje.

CORTE DE AGUA: es la cantidad de agua que se produce por cada barril de petróleo.

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA: representación gráfica de la sedimentación de unidades litológicas en cualquier sector, de gran ayuda ya que permite interpretar y conocer de cómo han ocurrido los sucesos geológicos en el sector durante el tiempo.

CAMPO: área geográfica que cuenta con una acumulación de hidrocarburos en subsuelo los cuales forman un yacimiento y fueron atrapados de forma correcta, en esta área una empresa puede explotar de forma rentable y segura los hidrocarburos presentes en esta sección bajo un contrato de adhesión con la ANH.

CARBONO ORGANICO TOTAL: representación del material orgánico que hay en la roca generadora, se representa por el porcentaje en peso del carbono orgánico; con la presencia de un alto porcentaje de carbono organito total se considera la presencia de querógeno en los espacios porosos.

CONGLOMERADO: roca sedimentaria clástica, la redondez de sus granos va de subredondeados a subangular, con tamaño de grano $> 2\text{mm}$. La composición de los conglomerados se basa en clastos redondeados de partículas minerales como el cuarzo y su matriz mezcla granos de arena, barro y cemento.

CONTACTO CONCORDANTE: separación de dos materiales paralelos entre sí, que se superponen consecutivamente en tiempo geológico.

CONTACTO DISCORDANTE: separación de dos materiales que no se encuentran paralelos entre sí y no tienen continuidad geológica.

CONTACTO INFRAYACENTE: hace referencia a la formación localizada en la parte inferior o debajo de otra.

CONTACTO SUPRAYACENTE: hace referencia a la formación localizada en la parte superior o encima de otra.

CONTRATO DE ASOCIACIÓN: en este tipo de contratos la parte interesada en adquirir el terreno para poder entrar a explotar los hidrocarburos, debe someterse a las condiciones que el estado Colombiano tiene para la extracción de los hidrocarburos. En la actualidad este tipo de contratos no es utilizado.

CUARZO: es el segundo mineral más abundante sobre la tierra, está compuesto de sílice, se destaca por su dureza y resistencia a la meteorización en la superficie terrestre.

CUENCA SEDIMENTAREA: zona deprimida de la tierra de origen tectónico, donde se encuentra acumulación de sedimentos gracias a la erosión de los suelos. Estas pueden llegar a tener espesores de cientos de miles como también extensiones territoriales de miles de kilómetros.

DIELÉCTRICO: propiedad que hace que un determinado material sea aislante, mal conductor de electricidad o de calor.

DISLOCACIÓN: evento en el cual una capa cambia su sentido, por lo general se produce la dislocación a lo largo de las fallas a causa de temblores o terremotos.

ENERGÍA CINÉTICA: es la energía, que posee un determinado cuerpo debido a su movimiento.

ENERGÍA POTENCIAL: es la energía, que mide el potencial que tiene un cuerpo para realizar un trabajo, en función de su posición.

ENTRAMPAMIENTO: acumulación de hidrocarburos y agua en una roca, que debido a las propiedades físicas de dicha roca el fluido no puede seguir su camino migratorio a la superficie.

ESTRATIFICACIÓN: capacidad que presenta la roca para formar estratos, donde las capas de diferente tamaño y composición y tamaño de grano van una encima de otra, siendo la más antigua la que se encuentra en la parte inferior y la más joven en la parte superior.

ESTRATIFICACIÓN IRREGULAR: este tipo de estratificación se presenta gracias a las superficies erosivas que presenta.

ESTRATIFICACIÓN LENTICULAR: este tipo de estratificación se diferencia de las otras ya que se evidencia en forma de lenteja y tiende a aparecer en llanuras de marea.

EVAPORITA: roca sedimentaria formada por la cristalización de minerales (K^+ , Na^+ , Ca^{2+} , etc) en ambientes acuáticos costeros (lagos, ríos o mares), se compone esencialmente por anhidrita y yeso

ESTRIBACIÓN: conjunto de montañas laterales que conforman una cordillera.

EXPLOTACIÓN (Ingeniería): proceso mediante el cual se extraen hidrocarburos del subsuelo de forma controlada y segura.

FACIES es la característica de una unidad rocosa que deja identificar el entorno de deposición permitiendo distinguir entre roca o sedimento depositado en un entorno adyacente.

FALLA: es una fractura o un conjunto de fracturas a lo largo de una superficie donde se presencia un desplazamiento de los bloques afectando la estructura de las rocas.

FORMACIÓN: unidad de roca lateralmente continua de fácil reconocimiento, se caracteriza por presentar un cuerpo rocoso lo suficientemente continuo para poder

ser mapeado. Es de gran utilidad para la litoestratigrafía; se reconoce también por ser un cuerpo de estratos que general un relieve superficial.

GRANO: mineral detrítico o fragmento de roca de tamaño arena que a simple vista es difícil de visualizar.

GRANO GRUESO: es considerado un grano grueso cuando su tamaño de partícula es 5 mm a 3 cm.

GRANO FINO: se considera que un grano es fino cuando el tamaño de partícula es tan diminuto que no se puede apreciar a simple vista, este tamaño es menor o igual a 1mm.

GRAVA: partícula sedimentaria clástica, denominado también como guijo, con tamaño de partícula entre 2 y 64 mm, se compone por gránulos, piedras y cantos; la acumulación de esta partícula produce el conglomerado.

GRAVEDAD API: es una escala de gravedad específica, desarrollada por el American Petroleum Institute (API). Es utilizada para medir la densidad relativa de los diversos líquidos presentes en el crudo, expresada en grados.

°API < 9,9 Crudo Extra pesado.

10 < °API < 21,9 Crudo Pesado.

22 < °API < 29,9 Crudo Mediano.

30 < °API < 39,9 Crudo Liviano.

°API > 40 Condensado.

INCONEL: es una súper aleación de acero gamma, a base de Níquel y Cromo.

JUNTA (Ingeniería): es un dispositivo, que permite la unión entre dos tuberías o entre una tubería y un instrumento.

K-MONEL: son aleaciones comerciales, con proporciones de Níquel-Cobre de 2 a 1, respectivamente.

LIMOLITA: roca sedimentaria clástica, el tamaño de partícula de esta roca varía entre 0,003 mm y 0,06 mm, es más fino que el de las areniscas y mucho más grueso que el de las arcillas; está compuesta en su totalidad por limo, óxido de hierro, cuarzo y calcita.

LODOLITA: roca sedimentaria detrítica, contiene menos de 10% que son de tamaño de lodo; se compone por granos de arcillas y limo, con bajos contenidos de agua, en sus características se presencia carencia de plasticidad y cohesión.

LUTITAS: roca sedimentaria detrítica, fisible, de granos finos menor a 1/16 mm, conformada por granos de partícula de arcilla y limo, la lutita puede contener grandes cantidades de material orgánico en comparación con otro tipo de roca.

MARGAS: roca sedimentaria, su aspecto es similar al de la arcilla, al ser sumergida en agua adquiere plasticidad y adherencia; el tamaño de grano es fino (0,5mm), se compone de carbonato de calcio y minerales arcillosos en ocasiones con yeso.

MOVIMIENTO ARMÓNICO SIMPLE: es un movimiento periódico, oscilatorio y vibratorio, que se presenta en ausencia de fricción y bajo la acción de una fuerza restauradora que es proporcional en distancia al punto de equilibrio.

ONDAS ARMÓNICAS: cuando la fuente que genera la perturbación, ocasiona un movimiento armónico simple, la onda generada por dicho movimiento se denomina onda armónica.

PATA DE PERRO (Ingeniería de Petróleos): es cualquier cambio severo de ángulo o trayectoria del pozo.

PIZARRA: roca metamórfica de bajo grado que se divide en trozos delgados, delgadamente estratificadas y laminadas; de tamaño de grano fino es decir menor a 1mm, se componen principalmente de fango y arcillas.

PUNTO DE FLUIDEZ: es la temperatura mínima de un fluido para poder fluir.

PUNTO DE INFLAMACIÓN: es la temperatura mínima de un material, en la cual desprende vapores, que en contacto con aire y una fuente de ignición, se pueden encender.

RESILIENCIA (Ingeniería): la resiliencia de un material, es la energía de deformación que puede ser recuperada por un cuerpo deformado, cuando la fuerza que causa la deformación se detiene.

RIFTING: zona geológica que presenta agrietamientos los cuales nos indican que la corteza está sufriendo cambios distensionales o de divergencia.

ROCA ALMACÉN: roca que gracias a su porosidad y permeabilidad se encarga de almacenar o acumular los hidrocarburos con el fin de lograr la extracción de estos.

ROCA GENERADORA: roca rica en materia orgánica que dadas las condiciones a las que se encuentra es capaz de originar hidrocarburos como el petróleo y el gas.

ROCA SELLO: es aquella roca que impide el escape o la migración de los hidrocarburos de la roca almacén, en ocasiones esta puede ser una lutita o una anomalía estructural.

SELLO HIDRÁULICO: son dispositivos, cuya función principal es impedir la salida o entrada de fluido en un equipo o recipiente.

SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL: es cualquier sistema que suministra energía a la columna de fluido presente en el pozo, con el fin de iniciar o mejorar la producción de fluido. Los sistemas de levantamiento artificial, implementan diversos principios de operación, incluidos el bombeo mecánico, el bombeo hidráulico, bombeo Electrosomergible, bombeo por cavidades progresivas, entre otros.

TORQUE: es la cantidad de fuerza que se aplica a un determinado objeto, para causar la rotación de dicho objeto.

TRAMPA ESTRUCTURAL: estructura geológica que es capaz de retener hidrocarburos, por lo general estas pueden ser fallas o pliegues.

VISCOSIDAD: es la oposición que presenta un fluido, cuando este se encuentra en movimiento.

VULCANIZACIÓN: es un proceso, que permite calentar un caucho crudo en presencia de Azufre, con el fin de volverlo más duro y resistente.

WORKOVER: procedimiento que se realiza en el pozo una vez este ha sido completado, con el fin de reparar daños, mejorar la producción o convertir el pozo de productor a inyector.

YACIMIENTO: es una formación rocosa ubicada en el subsuelo, la cual posee la suficiente permeabilidad y porosidad, que le permita almacenar y transmitir fluidos. Es una unidad independiente en cuanto a mecanismo de producción, propiedades petrofísicas y propiedades de los fluidos.

YESO: mineral de sulfato altamente insoluble, que se precipita en los procesos de evaporación del agua, al deshidratar el yeso se produce anhidrita.

RESUMÉN

El proyecto consiste en la selección del método de levantamiento artificial y la concentración de un reductor de viscosidad en fondo para la extracción de crudo pesado en el Pozo Torcaz-3 del Campo Torcaz, el cual se encuentra localizado en la Cuenca del Valle Medio Magdalena (VMM) en el Departamento de Cundinamarca jurisdicción del Municipio de Puerto Salgar. El trabajo inicia con la caracterización de las generalidades del Campo Torcaz, en donde se describen los elementos históricos, de localización y geológicos del campo. Adicional a lo anterior, se realiza una descripción de las principales características del pozo en estudio, datos históricos, producción a la fecha y estado actual del pozo. El crudo que se encuentra actualmente en el Pozo Torcaz-3, tiene una Gravedad API de 14,8, por lo cual se puede definir como un crudo pesado.

Se presenta una descripción y contextualización teórica acerca de los reductores de viscosidad, sus ventajas y desventajas, requerimientos de implementación y las diversas propiedades que afectan el crudo presente en el pozo. Se toma una muestra de crudo de producción del Pozo Torcaz-3, con la cual se realizan Pruebas de Viscosidad a diferentes concentraciones del Reductor de Viscosidad CHEMIFLOW 3575. Los resultados obtenidos en las pruebas de laboratorio, son analizados para determinar la concentración del Reductor de Viscosidad CHEMIFLOW 3575, a la cual el crudo presenta el comportamiento más favorable para su extracción. Se establecen las nuevas características y propiedades que presente el crudo con la implementación del reductor de viscosidad.

Los Sistemas de Levantamiento Artificial que se estudian en el presente trabajo son, Bombeo de Cavidades Progresivas, Bombeo Electrosumergible, Bombeo Hidráulico y Bombeo Mecánico; dado que se establecen teóricamente como los sistemas de bombeo que presentan el mejor comportamiento para la extracción de crudo pesado. Se realiza una explicación del funcionamiento y de los equipos que componen cada uno de los Sistemas de Levantamiento Artificial previamente mencionados.

Con base a las nuevas propiedades establecidas del crudo, debido a la implementación del reductor de viscosidad y según los rangos de operación teóricos de cada Sistema de Levantamiento Artificial estudiado, se realiza una Matriz de Selección, que permita comparar los cuatro Sistemas de Levantamiento Artificial, a fin de determinar el sistema de bombeo con mayor puntuación técnica y por ende el más recomendable para ser aplicado en pozo.

Una vez definido el sistema de bombeo para el pozo, se realiza un Análisis Nodal, el cual permite tener un pronóstico del desempeño de los diversos elementos que integran el sistema de producción del pozo. El análisis se realiza a las condiciones actuales del pozo y a las condiciones propuestas por el estudio, que permite tener

una comparación en la cual se puede definir las ventajas de cambiar a la nueva configuración propuesta para la producción del Pozo Torcaz-3.

Por último, se elabora un análisis financiero, mediante el uso de flujos de caja, que permita obtener un indicador financiero de Valor Presente Neto, el cual establece la viabilidad que presenta el proyecto propuesto para la producción del Pozo Torcaz-3.

Palabras Claves:

- Campo Torcaz.
- Cuenca Valle Medio Magdalena.
- Crudo Pesado.
- Levantamiento Artificial.
- Reductor Viscosidad.

INTRODUCCIÓN

El Campo Torcaz se ubica en el Municipio de Puerto Salgar, Departamento de Cundinamarca, Cuenca del Valle Medio del Magdalena; es operado por la compañía GLOBAL ENERGY DEVELOPMENT PLC, desde el año 1994, donde fue declarado comercial. Actualmente, el campo cuenta con dos pozos, el Torcaz-2, perforado en el año 1996, que se encuentra productor a la fecha y el Torcaz-3, pozo que se evalúa en el presente trabajo.

El Pozo Torcaz-3, fue perforado en el año de 1997 y presentó una producción inicial de 170 Barriles de Fluido por Día (BFPD), en sus inicios en el pozo se instaló el sistema de Bombeo Electrosumergible (BES), sin embargo, para el año 2002, el pozo no presentó aporte de fluido en superficie, por lo que se realizó una evaluación y se determinó cambiar el Sistema de Levantamiento Artificial. Para finales del año 2002, se instala Bombeo Mecánico en el Pozo Torcaz-3 y retorna a su operación normal. Entre 2003 y 2010, el pozo presentó diversos inconvenientes en los equipos del Sistema de Levantamiento Artificial, debido a que el fluido proveniente del yacimiento es un crudo pesado de 14,8°API y muy viscoso, alrededor de 807,7 cSt a 122°F. Dichos inconvenientes, han disminuido el potencial de producción del pozo y han generado el incremento de altos costos operacionales, razones por las cuales a finales del año 2010 el Pozo Torcaz-3 es cerrado debido a su inviabilidad económica.

Dada la actual situación económica de la industria petrolera en el mundo, la empresa GLOBAL ENERGY DEVELOPMENT PLC, ha planteado desarrollar un nuevo plan de producción para el Pozo Torcaz-3, con la utilización de un reductor de viscosidad, que mejore las condiciones del crudo, para facilitar su extracción y realizar un estudio, para la selección de un nuevo Sistema de Levantamiento Artificial que se acople a las nuevas condiciones del pozo con la utilización del reductor de viscosidad.

Con base en este objetivo, se seleccionó el Reductor de Viscosidad CHEMIFLOW 3575, para la realización de las pruebas de laboratorio con el crudo del Pozo Torcaz-3, debido a que la empresa utilizó este producto en pozos con condiciones similares a las de Torcaz-3, obteniendo muy buenos resultados en su utilización. Con los resultados de las pruebas hechas con la aplicación del producto químico, se realiza un análisis de dichas pruebas, que permite establecer cuál es la concentración más adecuada para la utilización del reductor de viscosidad en fondo. Con la información operacional obtenida de las pruebas, se procede a la evaluación del Bombeo Mecánico, Bombeo de Cavidades Progresivas, Bombeo Hidráulico y Bombeo Electrosumergible, mediante una matriz de selección, donde se compara el funcionamiento de cada sistema de levantamiento, con respecto a las nuevas propiedades que presenta el fluido de yacimiento y mediante la asignación de un

determinado puntaje a cada uno, con respecto a su comportamiento teórico, se establece cual es el Sistema de Levantamiento Artificial que presenta el mejor comportamiento para el crudo del Pozo Torcaz-3.

Mediante el presente trabajo de grado, se realiza una selección del Método de Levantamiento Artificial y la concentración de un reductor de viscosidad en fondo para la extracción de crudo pesado en el Pozo Torcaz-3. Se analiza viabilidad financiera del proyecto, con el uso del indicador financiero de Valor Presente Neto.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Seleccionar el método de levantamiento artificial y la concentración de un reductor de viscosidad en fondo para la extracción de crudo pesado en el pozo torcaz 3.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

1. Describir las generalidades del Campo Torcaz.
2. Explicar los métodos de levantamiento artificial aplicables para crudo pesado.
3. Seleccionar el método de levantamiento artificial para el Pozo Torcaz 3 mediante el uso de una matriz de selección.
4. Comparar la capacidad del sistema de producción actual versus el sistema propuesto mediante análisis nodal.
5. Describir las generalidades de los reductores de viscosidad.
6. Evaluar la aplicación de un Reductor de Viscosidad a diferentes concentraciones en el Pozo Torcaz 3, mediante pruebas de laboratorio.
7. Seleccionar la concentración adecuada de un reductor de viscosidad en fondo para el Pozo Torcaz 3.
8. Evaluar la viabilidad financiera de la implementación del sistema de levantamiento seleccionado de acuerdo con la concentración de un reductor de viscosidad que mejor desempeño presentó, mediante el indicador financiero Valor Presente Neto (VPN).

1. GENERALIDADES DEL CAMPO TORCAZ

En el presente capítulo, se muestra la información relacionada con la historia, localización, marco geológico e historia de producción del Campo Torcaz, dando cumplimiento al objetivo específico uno (1).

1.1 HISTORIA DEL CAMPO TORCAZ

El Campo Torcaz, hace parte del Contrato de Asociación Bocachico que se adjudicó a la empresa HARKEN DE COLOMBIA (actualmente Global Energy Development PLC), mediante la Resolución No. 9059 del 10 de marzo de 1994 sobre un área aproximada de 22.000 hectáreas.

Este campo cuenta con tres pozos, el primer pozo, el Pozo Torcaz-2 fue perforado en el año 1996, hasta una profundidad de 8.488 pies, donde se encontró hidrocarburo líquido en las formaciones Esmeralda- La Paz y Mugrosa; al año 2016 el Pozo Torcaz-2 sigue en producción, el segundo pozo perforado fue el Torcaz-3, que se perforó en el año 1997, hasta una profundidad de 8.225 pies, profundidad a la cual se encontró hidrocarburo líquido en la formación Mugrosa Inferior, el pozo se encuentra cerrado desde el 2010 debido a problemas técnicos que tuvieron con el sistema de levantamiento artificial y las propiedades del fluido de formación, por último el Pozo Torcaz-5 se perforó en el año 1998, hasta una profundidad de 8.870 pies, este pozo no resultó exitoso y se abandonó.

El 7 de diciembre de 1999 se solicitó a la Empresa Colombiana de Petróleos (ECOPETROL) la aprobación de la comercialidad del Campo Torcaz y en septiembre del año 2000 el Ministerio de Minas y Energías de Colombia autorizó mediante la Resolución 124118 la iniciación de explotación bajo la modalidad de solo riesgo para los Pozos Torcaz-2, Torcaz-3 y Torcaz-5.

En agosto de 2016 la empresa Global Energy Development PLC continúa operando el Campo Torcaz únicamente con el Pozo Torcaz-2.

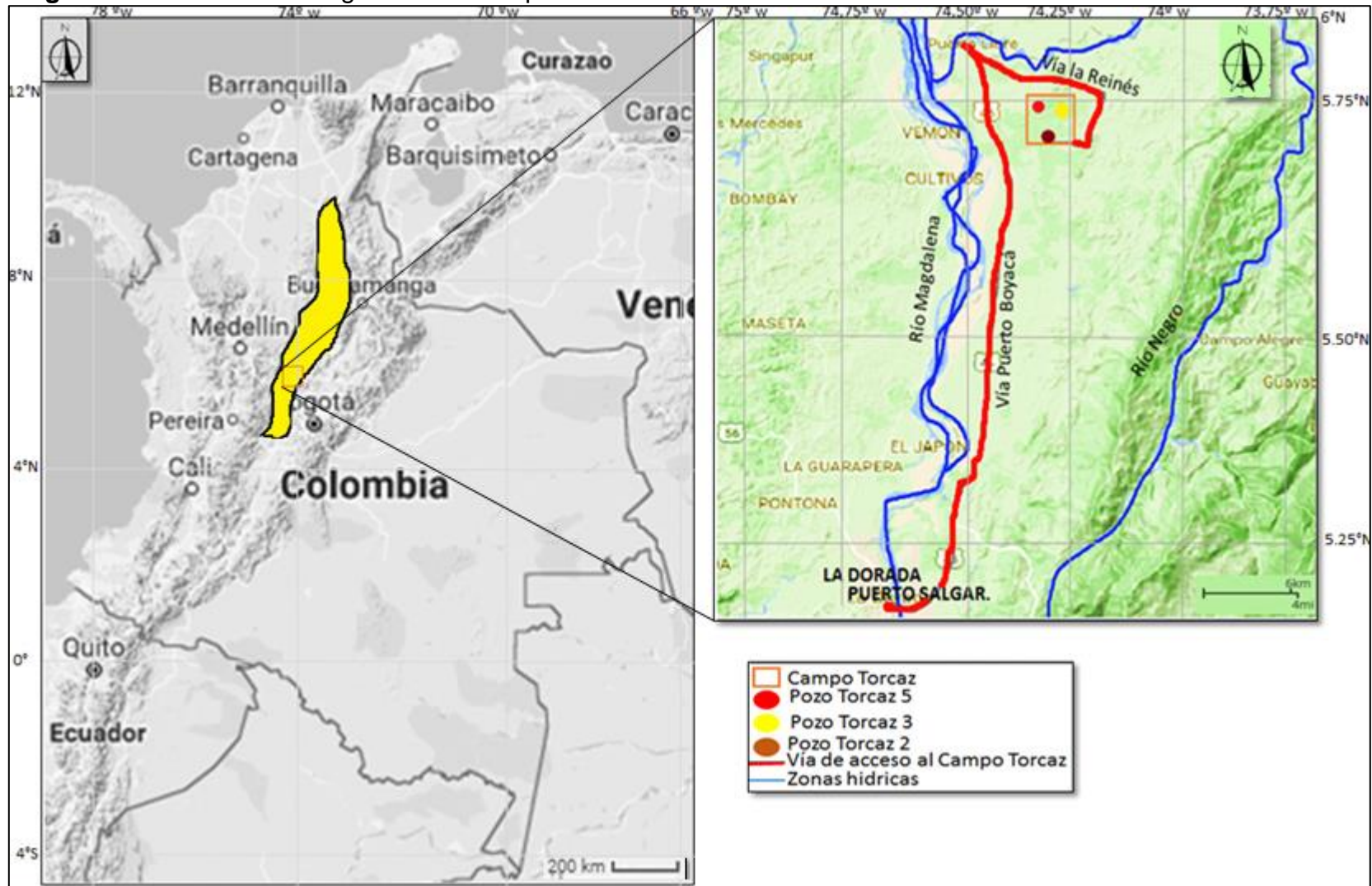
1.2 LOCALIZACIÓN

El Campo Torcaz, se encuentra ubicado en la Cuenca Sedimentaria del Valle Medio del Magdalena (VMM), en el Departamento de Cundinamarca, Municipio de Puerto Salgar, como se observa en la **Figura 1**. Este campo hace parte del Bloque de Asociación Bocachico.

Para acceder al Campo Torcaz partiendo desde la ciudad de Bogotá, se debe tomar la calle 80 en sentido oriente-occidente hacia la ruta del sol y recorrer un total de

215 Km para llegar al Municipio de Puerto Salgar, en este recorrido se pasa por los municipios de El Rosal (Cundinamarca) a 20 Km de Bogotá, La Vega (Cundinamarca) a 54 Km de Bogotá, Guaduas (Cundinamarca) a 56 Km del Municipio de La Vega, La Dorada (Caldas) a 81 Km del Municipio de Guaduas; al llegar al Municipio de Puerto Salgar se realiza el recorrido 32,5 Km por la vía 45 que conduce al Municipio de Puerto Boyacá, hasta llegar al desvío que conduce a la Vereda La Reines. Por este camino, se recorren 5,2 Km hasta llegar a la entrada del Pozo Torcaz-2 y 0,7 Km más para llegar a la entrada del Pozo Torcaz-3.

Figura 1. Localización Geográfica del Campo Torcaz.



Fuente: <http://migep.anh.gov.co:3021/InicioGeoVisor.aspx> Consultado en Marzo de 2016. Modificado por los Autores.

1.3 MARCO GEOLOGICO

El objetivo de esta sección, es describir la estratigrafía general, la geología estructural y geología del petróleo asociada al Campo Torcaz.

1.3.1 Columna Estratigráfica. En la **Figura 2**, se presenta la Columna Estratigráfica Generalizada de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, y se esquematiza la sección perforada por los pozos del Campo Torcaz según la profundidad máxima alcanzada en el Pozo Torcaz 3.

1.3.2 Estratigrafía. A continuación se hace la descripción de las principales características de las formaciones que conforman la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, desde la más antigua a la más reciente, haciendo énfasis en la información aportada por los pozos del campo objeto de estudio.

1.3.2.1 Formación Girón. Es de las unidades sedimentarias más antiguas de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, se depositó durante el periodo Jurásico (Hettangiano)-Triásico (Rético), consta de areniscas cuarzosas, arcillas y conglomerados predominantemente rojizos o abigarrados¹. La formación Girón se encuentra ampliamente desarrollada en toda la región que se sitúa en el flanco E de la cordillera central; su espesor aproximado llega a los 3.000 pies. Esta formación se depositó en un ambiente continental fluvial, la Formación Los Santos suprayace concordantemente a la Formación Girón². Esta formación no fue alcanzada por el Pozo Torcaz 3 durante su perforación.

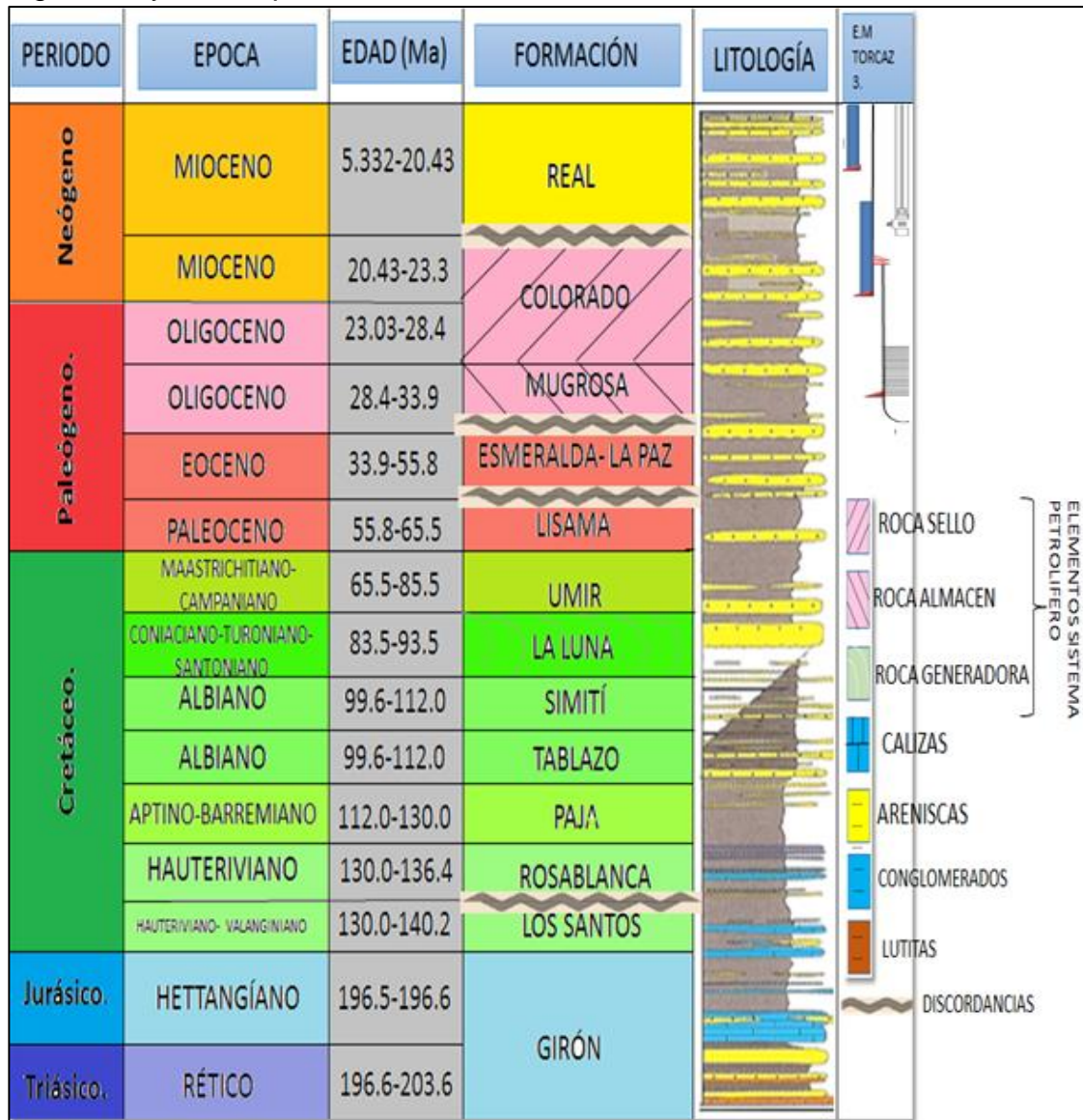
1.3.2.2 Formación Los Santos. Unidad sedimentaria que se depositó entre el periodo el Cretácico Inferior (Hauteriviano- Valanginiano). Consta de areniscas medianas a gruesas, blancas amarillentas, areniscas cuarzosas conglomeráticas, lodolitas con algunos guijos de cuarzo y caliche, en capas con geometría tabular, laminación paralela y bioperturbación en algunos niveles. Su espesor aproximado es de 650 pies. Se depositó en un ambiente continental y las facies de la formación, son interpretadas como corrientes de depósito trenzadas (Fluvial). La Formación Girón infrayace concordantemente a la Formación Los Santos y la Formación Rosa

¹ JULIVERT. M., Las estructuras del valle medio del Magdalena y su significado. Vol 6. 1961. p.39

² CENTRO DE ESTUDIOS REGIONALES-UIS. Esquema de Ordenamiento Territorial. Municipio Los Santos-Santander. Colombia 2000-2009. p 39.

Blanca suprayace discordantemente a la Formación Los Santos³. Esta formación no fue alcanzada por el Pozo Torcaz 3 durante su perforación.

Figura 2. Columna estratigráfica generalizada para La Cuenca Valle Medio del Magdalena y el Campo Torcaz.



Fuente: GLOBAL ENERGY DEVELOPMENT PLC. INFORME TECNICO ANUAL VALLE MEDIO DEL MAGDALENA, 2015. p 10.modificado por los autores.

³ CENTRO DE ESTUDIOS REGIONALES-UIS. Esquema de Ordenamiento Territorial. Municipio Los Santos-Santander. Colombia 2000-2009. p 40.

1.3.2.3 Formación Rosablanca. Formación depositada durante el periodo Cretáceo Inferior (Hauteriviano)⁴, presenta un afloramiento hacia el occidente del Municipio Los Santos, en una zona escarpada donde se localizan algunas minas de yeso, en un área perteneciente al Cañón del Río Chicamocha, que corresponde a una plataforma de carbonatos; la cual está conformada por caliza gris azulada, margas, evaporitas y pizarras marrón ocráceas⁵, con un espesor aproximado de 1.394 pies⁶. Se depositó en un ambiente marino somero. La Formación Tambor suprayace concordantemente a la Formación Rosa Blanca y la Formación Paja suprayace concordantemente a la Formación Rosa Blanca⁷. Esta formación no fue alcanzada por el Pozo Torcaz 3 durante su perforación.

1.3.2.4 Formación Paja. La edad de esta formación data del periodo Cretáceo Inferior (Aptiano- Barremiano), se encuentra conformada por lutitas negras delgadamente laminada, y en su extremo con yesos⁸, con un espesor promedio de 120 a 650 pies, su espesor aumenta hacia el occidente del Municipio Los Santos. Su ambiente de deposición fue marino profundo. La Formación Rosa Blanca infrayace concordantemente a la Formación Paja y la Formación Tablazo suprayace concordantemente a la Formación Paja⁹. Esta formación no fue alcanzada por el Pozo Torcaz 3 durante su perforación.

1.3.2.5 Formación Tablazo. Esta formación corresponde al periodo Cretáceo Inferior (Albiano). Constituida por calizas arcillosas en la parte inferior, alternando areniscas de grano fino sobre las cuales se encuentran intercalaciones de calizas y lutitas y calizas duras y fosilíferas en la parte superior. Su espesor alcanza los 490 pies. El ambiente en el que se depositó esta formación es la plataforma continental. La Formación Paja infrayace concordantemente a la Formación Tablazo y la Formación Simití suprayace concordantemente a la Formación Tablazo¹⁰. Esta formación no fue alcanzada por el Pozo Torcaz 3 durante su perforación.

⁴ JULIVERT. M., Las estructuras del valle medio del Magdalena y su significado. Vol 6. 1961. p.39

⁵ JULIVERT. M., Las estructuras del valle medio del Magdalena y su significado. Vol 6. 1961. p.39

⁶ M.JULIVERT., UNION INTERNACIONAL DE CIENCIAS GEOLOGICAS. VOLUMEN V, FACICULO 4a, COLOMBIA,1968. p 420

⁷ CENTRO DE ESTUDIOS REGIONALES-UIS. Esquema de Ordenamiento Territorial. Municipio Los Santos-Santander. Colombia 2000-2009. p 42.

⁸ JULIVERT. M., Las estructuras del valle medio del Magdalena y su significado. Vol 6. 1961. p.39

⁹ CENTRO DE ESTUDIOS REGIONALES-UIS. Esquema de Ordenamiento Territorial. Municipio Los Santos-Santander. Colombia 2000-2009. p 42.

¹⁰M.JULIVERT., UNION INTERNACIONAL DE CIENCIAS GEOLOGICAS. VOLUMEN V, FACICULO 4a, COLOMBIA,1968. p 445.

1.3.2.6 Formación Simití. Esta formación corresponde al periodo Cretácico Inferior (Albiano). En la parte superior de la formación predominan lutitas grises¹¹, que pueden variar de no calcáreas a ligeramente calcáreas. En la parte inferior de la formación se presenta un cambio de color de las lutitas, de gris a un color pardo. Su espesor alcanza los 2.300 pies y se depositó en un ambiente marino somero. La Formación Tablazo infrayace concordantemente a la Formación Simití y la Formación La Luna suprayace concordantemente a la Formación Simití. Esta formación no fue alcanzada por el Pozo Torcaz 3 durante su perforación.

1.3.2.7 Formación La Luna. Esta formación se depositó durante el Cretáceo Superior, más precisamente entre el Coniaciano-Turoniano-Santoniano¹².

En la Cuenca del Valle Medio del Magdalena es la roca generadora más importante y se encuentra compuesta de lutitas negras, calizas y niveles delgados de liditas. Alcanza un espesor total de 1.500 pies. El ambiente de depositación de esta formación es marino, obedece a uno de los eventos anóxicos mundiales que permitió la acumulación de grandes cantidades de materia orgánica¹³. La Formación Simití infrayace concordantemente a la Formación La Luna y la Formación Umir suprayace concordantemente a la Formación La Luna. Esta formación no fue alcanzada por el Pozo Torcaz 3 durante su perforación.

1.3.2.8 Formación Umir. Formación correspondiente al periodo Cretáceo Superior (Maastrichtiano- Campaniano)¹⁴. Su composición se basa en una alternancia rítmica de arenitas de grano fino a medio, limolitas y arcillolitas de colores negros y grises, fuertemente fisiles. Cuenta con un espesor aproximado de 1.200 pies. El ambiente de depositación de la Formación Umir es plataforma continental, el cual presenta plataforma interna, llanuras mareales y frentes deltáicos en la parte superior. La Formación La Luna infrayace concordantemente a la Formación Umir y la Formación Lisama suprayace concordantemente a la Formación Umir¹⁵. Esta formación no fue alcanzada por el Pozo Torcaz 3 durante su perforación.

1.3.2.9 Formación Lisama. Se formó en el periodo Paleógeno (Paleoceno)¹⁶. Esta unidad consiste de lodolitas y limolitas abigarradas inter estratificadas con areniscas

¹¹ JULIVERT. M., Las estructuras del valle medio del Magdalena y su significado. Vol 6. 1961. p.39

¹² JULIVERT. M., Las estructuras del valle medio del Magdalena y su significado. Vol 6. 1961. p.39

¹³ UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA. Compositional characterization and storage capacity of shale samples from La Luna and Conejo Formations. 2014. p 46.

¹⁴ JULIVERT. M., Las estructuras del valle medio del Magdalena y su significado. Vol 6. 1961. p.39

¹⁵ N. TCHEGLIAKOVA. Los Foraminíferos autigénicos de la Formación Umir: Registro de una Laguna costera a finales del Cretácico Superior.

¹⁶ JULIVERT. M., Las estructuras del valle medio del Magdalena y su significado. Vol 6. 1961. p.41

grises de grano fino a medio con estratificación cruzada y algunas capas delgadas de carbón. La formación tiene un espesor que alcanza los 3.500 pies. Presenta un ambiente de deposición transicional marino del Cretácico a los ambientes predominantemente continentales del Terciario¹⁷. La Formación Umir infrayace concordantemente a la Formación Lisama y la Formación La Paz suprayace discordantemente a la Formación Lisama¹⁸. Esta formación no fue alcanzada por el Pozo Torcaz 3 durante su perforación.

1.3.2.10 Formación La Paz. Formación perteneciente al Paleógeno (Eoceno Superior)¹⁹. Está constituida por areniscas con intercalaciones de arcillolitas. Las areniscas son blancas compuestas principalmente de cuarzo hialino, se observan cristales de cuarzo grueso, subangular a subredondeado, regular a bien sorteada, escasa matriz arcillosa y cemento silíceo muy pobre a escaso, muy friable. Tiene un espesor que varía entre 200 y 300 pies. Esta formación se depositó en un ambiente fluvial de corrientes trenzadas. La Formación Lisama infrayace discordantemente a la Formación La Paz y la Formación Esmeraldas suprayace concordantemente a la Formación La Paz²⁰. Fue considerada inicialmente como el objetivo de la perforación debido a que tiene características de ser un excelente reservorio, sin embargo, con los resultados de la perforación de los pozos se estableció que esta unidad litoestratigráfica no contiene acumulaciones de hidrocarburos.

1.3.2.11 Formación Esmeraldas. Formación del Paleógeno (Eoceno Superior)²¹, está constituida por una secuencia de areniscas con intercalaciones de bancos de arcillolitas. Hacia la base de la formación se presenta un paquete de arcillolitas. Las areniscas son muy friables y se presentan en superficie como arenas blanca a gris muy claro, compuestas esencialmente de cuarzo hialino. Presenta un espesor de 1.500 pies. Se depositó en un ambiente deltáico, la Formación La Paz infrayace concordantemente a la Formación Esmeraldas y la Formación Mugrosa suprayace discordantemente a la Formación Esmeraldas²². En esta formación se presentaron pobres manifestaciones de gas durante la perforación.

¹⁷ JULIVERT. M., Las estructuras del valle medio del Magdalena y su significado. Vol 6. 1961. p.41

¹⁸ C. ALBA, J. VALENZUELA. Evaluación de Alternativas para el Mejoramiento de los Sistemas de Levantamiento Artificial de los Campos Colon, los Angeles, Santa Lucía y Querubin de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. 2013. p 48.

¹⁹ JULIVERT. M., Las estructuras del valle medio del Magdalena y su significado. Vol 6. 1961. p.41

²⁰ GLOBAL ENERGY DEVELOPMENT PLC. Informe Técnico Anual. Cuenca Valle Medio del Magdalena. 2015. p 11.

²¹ JULIVERT. M., Las estructuras del valle medio del Magdalena y su significado. Vol 6. 1961. p.41

²² UNION INTERNACIONAL DE CIENCIAS GEOLOGICAS, J. DE PORTA, Léxico-Estratigráfico. Vol. 4b.1974, p 203.

1.3.2.12 Formación Mugrosa. Estructura sedimentaria del Paleógeno (Oligoceno Inferior)²³; se divide en dos estratos principales, cada uno con características y composiciones diferentes: Mugrosa Inferior y Mugrosa Superior. Mugrosa Inferior se encuentra compuesto de arenas de color gris claro a verde, con intercalaciones de arcillolitas. El miembro Mugrosa Superior es principalmente arcilloso con intercalaciones de limolitas y esporádicamente areniscas, principalmente hacia el tope del estrato. El espesor promedio varía entre 1.065 pies y 1.140 pies. Esta formación fue depositada en un ambiente fluvial, La Formación Esmeralda infrayace discordantemente a la Formación Mugrosa y la Formación Colorado suprayace concordantemente a la Formación Mugrosa²⁴. Como resultado de las perforaciones, esta formación es el objetivo principal de producción en el área, durante la perforación de estas areniscas se presentaron manifestaciones de gas y “shows” de aceite en las piscinas.

1.3.2.13 Formación Colorado. Formación perteneciente al Paleógeno (Oligoceno Superior) – Neógeno (Mioceno Inferior)²⁵. Según Da Porta en su léxico estratigráfico²⁶ está compuesta principalmente de arcillas de color gris, purpuras y moteadas de color rojo con intercalaciones de areniscas de grano grueso o conglomerados y en algunos casos también se presentan limolitas. El espesor promedio de esta formación varía entre 1.230 pies y 1.570 pies, el ambiente de deposición de esta formación es fluvial con presencia de barras puntuales y longitudinales. La Formación Mugrosa infrayace concordantemente a la Formación Colorado y el Grupo Real suprayace discordantemente a la Formación Colorado²⁷. Esta formación fue atavesada durante la perforación de los pozos del Campo Torcaz.

1.3.2.14 Grupo Real. Estructura sedimentaria del Neógeno (Mioceno)²⁸. Está compuesta de areniscas de grano grueso o conglomerados masivos, friables o moderadamente consolidados, con intercalaciones de arcillolitas rojizas, amarillas o grises claras. Tiene un espesor promedio de 3.330 pies y 3.500 pies; fue depositado en un ambiente fluvio-aluvial. La Formación Colorado infrayace

²³ JULIVERT. M., Las estructuras del valle medio del Magdalena y su significado. Vol 6. 1961. p.41

²⁴ GLOBAL ENERGY DEVELOPMENT PLC. Informe Técnico Anual. Cuenca Valle Medio del Magdalena. 2015. p 12.

²⁵ JULIVERT. M., Las estructuras del valle medio del Magdalena y su significado. Vol 6. 1961. p.41

²⁶ UNION INTERNACIONAL DE CIENCIAS GEOLOGICAS, J. DE PORTA, Léxico-Estratigráfico. Vol. 4b.1974, p 146.

²⁷ GLOBAL ENERGY DEVELOPMENT PLC. Informe Técnico Anual. Cuenca Valle Medio del Magdalena. 2015. p 12.

²⁸ JULIVERT. M., Las estructuras del valle medio del Magdalena y su significado. Vol 6. 1961. p.41

discordantemente al Grupo Real²⁹. Durante los trabajos de perforación en los diferentes pozos este grupo no ha sido atravesado completamente.

1.4 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

1.4.1 Geología Estructural Cuenca Valle Medio del Magdalena (VMM). La Cuenca del Valle Medio del Magdalena (VMM), se ubica a lo largo de los tramos centrales del valle del río Magdalena entre la cordillera central y oriental de los andes colombianos; esta cuenca tiene tres fases de deformación: la fase de empuje, dislocación y desgarre; las cuales son responsables de todas las geometrías estructurales presentes en la cuenca.

El desarrollo de estructuras en esta cuenca se llevó a cabo en diferentes etapas vinculadas a los eventos tectónicos de América del Sur, durante los periodos: Triásico Tardío, Cretáceo Medio, Paleógeno Temprano y Neógeno Medio. Esta cuenca está limitada al norte y al sur por los sistemas de fallas de Espíritu Santo y por las fallas plegadas Girardot respectivamente; al noreste se encuentra limitada por el sistema de fallas Bucaramanga-Santa Marta y al sureste por el sistema de fallas Bituima y La Salina³⁰.

1.4.2 Geología Estructural Campo Torcaz. El Campo Torcaz, perteneciente al Contrato de Asociación Bocachico, forma parte de un semigraben inclinado hacia el oriente, limitado al occidente con las estribaciones de la Cordillera Central y al oriente con las Fallas de Cabalgamiento de Bituima.³¹

El Campo Torcaz, presenta una estructura monoclinal fallada con buzamiento hacia el oeste, en sentido norte – sur, con cierres estructurales fallados. La falla ubicada hacia el occidente de la estructura presenta inclinación en dirección al occidente. Presenta una falla normal con dirección nororiente – suroccidente que divide de manera tectónica la zona norte del Campo Torcaz, dividiendo el área de drenaje de los pozos Rionegro-1, Rionegro-3, Torcaz-2, Torcaz-3 y Torcaz-5.

²⁹ | GLOBAL ENERGY DEVELOPMENT PLC. Informe Técnico Anual. Cuenca Valle Medio del Magdalena. 2015. p 12..

³⁰ ANH, Agencia Nacional de Hidrocarburos. Cuencas sedimentarias colombianas: Nomenclatura, límites y geología del petróleo, una nueva propuesta, p.45.

³¹ | GLOBAL ENERGY DEVELOPMENT PLC. Informe Técnico Anual. Cuenca Valle Medio del Magdalena. 2015. p 13.

1.5 GEOLOGÍA DEL PETRÓLEO

En esta sección se definen los parámetros relacionados al sistema petrolífero del Campo Torcaz.

1.5.1 Roca Generadora. Las Formaciones La Luna y Villeta son consideradas la roca fuente más importante en la generación de petróleo en toda la extensión de la Cuenca Valle Medio del Magdalena; en estas formaciones se han encontrado pizarras marinas orgánicas del Cretáceo haciendo de estas formaciones el lugar perfecto para la generación de hidrocarburos. Presentan un Carbono Orgánico Total (TOC) entre 3% y 10%, lo que indica muy buena calidad de roca generadora³²; estas formaciones presentan un Kerógeno tipo II, y una ventana de reflectancia de vitrinita entre 0,6% y 1% que define un potencial generador de crudos pesados y condensado.

1.5.2 Roca Almacén. Las Formaciones Mugrosa Inferior, La Esmeralda y La Paz son los principales reservorios de hidrocarburo en la Cuenca Valle Medio del Magdalena, debido a su composición de areniscas. Estas formaciones, poseen porosidades promedio de 15% y 20% y permeabilidades de entre 20 a 600 mD. Para el Campo Torcaz la Formación Mugrosa Inferior cumple la función de roca almacén.

1.5.3 Roca Sello. Las diferentes fallas que se encuentran a lo largo del Bloque Bocachico y las arcillolitas pertenecientes a la Formación Colorado, forman el sello adecuado para el entrapamiento de petróleo³³.

1.5.4 Migración y Entrampamiento. La interacción entre la roca generadora y formaciones permeables cercanas, permitió la migración del hidrocarburo a través de los planos de discordancia y de falla, causados por los efectos de fallas inversas presentes en la zona.

Como principal mecanismo de entrapamiento en la Cuenca Valle Medio del Magdalena y principalmente en el área cercana al Campo Torcaz se considera el entrapamiento estructural y en menor escala el estratigráfico; las trampas estructurales se generaron por intersecciones de fallas normales con diferentes orientaciones y las trampas estratigráficas se generaron en el Eoceno, a partir de canales de orientación este-oeste y norte-sur.

³² GLOBAL ENERGY DEVELOPMENT PLC. Informe Técnico Anual. Cuenca Valle Medio del Magdalena. 2015. p 15.

³³ GLOBAL ENERGY DEVELOPMENT PLC. Informe Técnico Anual. Cuenca Valle Medio del Magdalena. 2015. p 16.

La migración de los hidrocarburos se originó en los planos de discordancia, los de falla y por el contacto entre la roca fuente y las formaciones permeables, debido a los efectos de las fallas inversas de bajos angulos.

1.6 HISTORIA DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO

El campo Torcaz fue declarado comercial en el año de 1997 con la perforación del Pozo Torcaz 2 en el mes de julio; la primera data de producción del campo con este pozo es en el año de 1998, con un acumulado en producción de petróleo de 22.929 barriles y una producción acumulada de agua de 3.446 barriles.

1.6.1 Mecanismo de producción. El Campo Torcaz presenta un mecanismo de producción combinado en el cual se evidencia empuje de agua y compresibilidad de la roca; el empuje de agua se debe a la presencia de un acuífero localizado en los alrededores del sistema, este mecanismo de producción es débil en comparación con la compresibilidad de la roca donde no es necesario tener una presión que se encuentre por encima o por debajo del punto de burbuja.

1.6.2 Tiempo de Producción. El campo Torcaz cuenta con un tiempo de producción aproximado de 20 años, en los cuales se ha visto beneficiado por la producción de crudo del Pozo Torcaz 2 y el Pozo Torcaz 3 el cual cerró en el año 2010; la empresa operadora del campo GLOBAL ENERGY DEVELOPMENT PLC puede continuar con operación del campo hasta el año 2022, año en el cual se da por terminado el contrato que se tiene para operar el campo.

1.6.3 Número de Pozos. El Campo Torcaz cuenta con tres pozos perforados: el Pozo Torcaz 2, el Pozo Torcaz 3 y el Pozo Torcaz 5; los pozos Torcaz 3 y Torcaz 5 se encuentran cerrados desde 2010 y 1998 respectivamente.

1.6.4 Historia del pozo torcaz 3. Con base en el Plan de Producción del Pozo Torcaz-3, presentado por la Ing. Diana Oicatá Chica³⁴ (**Ver Anexo A**), se tiene la siguiente información:

El Pozo Torcaz 3, perforado y completado, entre Mayo y Julio del año 1997, con una producción inicial de 170 Barriles de Fluido por Día (BFPD) y 30% de BSW. Fue perforado verticalmente, y alcanzo una profundidad final de 8.225 pies. En sus inicios se instaló Bombeo Electro Sumergible (BES), como método de producción para el pozo, sin embargo, el 30 de Julio del 2002, se reporta una Presión en Cabeza de Tubing (PCT) de 0 Lpc, debido a esto, no se reporta aporte de fluido en superficie,

³⁴ GLOBAL ENERGY DEVELOPMENT PLC. Ing, Diana Oicatá Chica. Plan de Pozo Torcaz 3. 2014. p 2.

se decide evaluar otro tipo de sistema de levantamiento. Se realiza la instalación de Bombeo Mecánico (BM), como nuevo sistema de levantamiento para el pozo; el 24 de Septiembre del 2002, el pozo retorna a operación normal con una producción de 200 BFPD y 30% de BSW.

En el periodo de tiempo comprendido entre los años 2003 y 2010, el pozo fué intervenido en múltiples ocasiones, por problemas como pequeñas piezas que bloquearon el sistema, varillas desconectadas, juntas dañadas en la tubería de producción, bloqueo por gas, entre otros. Finalmente en Octubre del año 2010, el pozo es cerrado debido a su baja producción de 21 Barriles de Petróleo por Día (BOPD) y 8 Barriles de Agua por Día (BWPD), BSW de 27,58%, que lo hacía inviable económicamente.

1.6.5 Producción acumulada. En la **Gráfica 1**, se evidencia el comportamiento de la producción del Campo Torcaz desde el inicio de su producción hasta el año 2015.

Gráfica 1. Historia de Producción del Campo Torcaz.



Al analizar la gráfica anterior, cabe resaltar que el Campo Torcaz no ha tenido una producción estabilizada de crudo debido a inconvenientes operacionales en los pozos, dichos problemas con el paso del tiempo llevaron al cierre prematuro del pozo Torcaz-3; el Pozo Torcaz-5 que aunque se buscaba que fuera productor de hidrocarburo, resultó ser un pozo de agua con un contenido de agua y sedimentos “BASIC SEDIMENT AND WATER (BS&W)” superior al 90%.

La producción de crudo es 5 veces mayor que la producción de agua, el pico de producción de petróleo, se presentó entre los años 2003 y 2004 con una producción cercana a los 29.000 Bbl/Año de petróleo. En la gráfica no se representó la producción de gas debido a que el Campo Torcaz no es productor de este.

1.7 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE YACIMIENTO

En la **Tabla 1**, se muestran las principales propiedades del fluido que se encuentra en el Campo Torcaz.

Tabla 1. Propiedades de los Fluidos del Campo Torcaz.

Fluido	Multifásico	
API	14,8	°API
Densidad @60°F	966,6	Kg/m ³
Azufre	1,662	%molar
BSW	40	%
Punto de fluidez	10	°F
Punto de inflamación	164	°F
Viscosidad @104°F	807,7	cST
Viscosidad @122°F	386,5	cST
Salinidad	425,26	Lb/1000 Bls
RGP	10	SCF/Bls
Gravedad del gas	0,6	
Contenido de solidos	11	%

Fuente: Base de Datos de Global Energy Development PLC. 2013.

2. FUNDAMENTOS TEÓRICOS DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL APLICABLES PARA CRUDO PESADO

El presente capítulo hace referencia a las características y equipos que componen los sistemas de levantamiento artificial, para dar cumplimiento con los objetivos específicos 2 y 3.

Cuando el yacimiento no posee la suficiente fuerza (presión) para llevar desde subsuelo a superficie el fluido (líquido, gas o ambos), debido a la pérdida de presión que puede tener durante el tiempo de producción, o cuando la energía que posee el pozo no es capaz de mantener la producción constante, es necesario intervenir en este con el fin de mejorar las condiciones de producción; con los métodos de levantamiento artificial se busca compensar la energía suficiente para que el pozo logre llevar el fluido a superficie y también mejore la productividad del mismo, siendo estos el primer recurso que se tiene en cuenta para mejorar los niveles de producción del pozo.

Los sistemas de levantamiento artificial, son parte fundamental en los procesos de producción en la industria petrolera ya que se encuentran en la mayoría de los campos del mundo, estos sistemas hacen parte de la recuperación primaria del crudo.

Para la selección adecuada del sistema de levantamiento artificial se debe analizar las características del fluido que se encuentra en el yacimiento y como son las condiciones en el pozo, con el fin de lograr un mejor desempeño en la instalación del equipo tanto en superficie como en subsuelo.

Cuando el fluido presenta características que lo hacen altamente viscoso y pesado ($^{\circ}\text{API} < 21,9$), se pueden utilizar los siguientes Sistemas de Levantamiento Artificial o Artificial Lift Systems (ALS) los cuales por sus características, son los más apropiados y usados en Colombia y diferentes partes del mundo para la extracción de dicho fluido:

- Bombeo por Cavidades Progresivas (BCP).
- Bombeo Electrosumergible (BES).
- Bombeo Hidráulico (BH).
- Bombeo Mecánico (BM).

2.1 BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS (BCP)

2.1.1 Generalidades. El Bombeo por Cavidades Progresivas (BCP), es un sistema de levantamiento artificial que presenta alta eficiencia con respecto a los otros sistemas de levantamiento, ya que puede extraer entre un 50% a 60% de la

producción de fluidos medianos ($22 < \text{°API} < 29,9$) o pesados ($\text{°API} < 21,9$) en el pozo donde se instale.

En cuanto a su mantenimiento, es un equipo que presenta bajos niveles de intervención ya que posee mínimas partes móviles, las BCP son bombas de desplazamiento positivo (las cavidades se encuentran selladas hidráulicamente entre sí) que cuentan con un cabezal de accionamiento, el cual se ubica en superficie y una bomba de fondo que se compone por un rotor de acero en forma helicoidal el cual gira dentro de un estator de elastómero sintético o de metal en un tubo de acero.

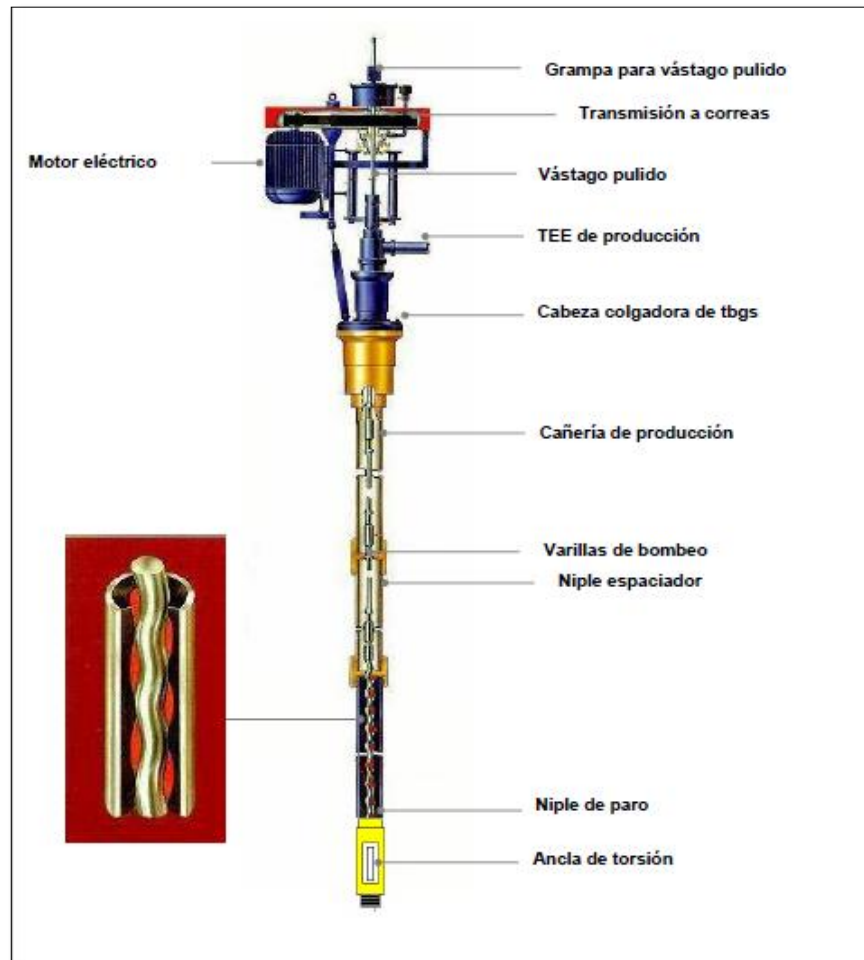
Cuando el rotor gira en el interior del estator, se presenta un movimiento de cavidades de forma axial, generando un efecto de succión en el fondo del estator, con lo cual se logra llevar el fluido desde subsuelo hasta superficie. El estator es instalado en el fondo del pozo donde hace parte de la columna interior de la sarta de producción, mientras que el rotor es instalado con la sarta de varillas de bombeo las cuales generan el movimiento del rotor dentro del estator, estas varillas son accionadas desde superficie por el cabezal de rotación o "Drive head" (ver la **Figura 6**).

Para lograr vencer determinadas presiones con el fin de generar mayor fuerza de arrastre, la capacidad de la bomba se basa en las líneas de sello hidráulico también conocidas como etapas y la interferencia o compresión que se forman entre el rotor y el estator; a mayor número de etapas se tiene mayor capacidad para vencer el diferencial de presión que exista.

El bombeo por cavidades progresivas, presenta algunas limitantes en comparación con otros métodos de levantamiento, una de ellas y en sí la más notoria es la capacidad de desplazamiento y levantamiento de la bomba, sin embargo esta limitante con el paso del tiempo ha sido superada debido al desarrollo de nuevos productos y diseño de equipos con la aplicación de nuevas técnicas.

Con la correcta instalación, el sistema de levantamiento artificial resulta ser eficiente y económico en comparación con otros métodos de levantamiento artificial.

Figura 3. Componentes Bombeo por Cavidades Progresivas.



Fuente: HIRSCHFELDT. Marcelo. Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas. 2008. Página 12.

2.1.2 Descripción de equipos en subsuelo. Los componentes que encontramos en subsuelo son los siguientes:

- Ancla anti-torque.
- Rotor.
- Niple de paro.
- Estator.
- Elastómero.
- Niple intermedio o Niple espaciador.
- Zapato probador de hermeticidad.
- Tubing.
- Sarta de varillas.

2.1.2.1 Ancla anti-torque. La ancla anti-torque es un dispositivo mecánico instalado en la parte inferior al estator, el cual cumple con la función de evitar el desprendimiento de la tubería debido a la acción de desenrosque que genera el movimiento rotacional y las ondas armónicas que se generan por este mismo movimiento.

Su forma de acción es generar un ajuste de la sarta de varillas a la tubería con el fin de evitar la separación. Su instalación no siempre es necesaria debido a que en pozos de baja profundidad y bajo caudal no hay generación torques significativos (**Figura 4**).

Figura 4. Ancla de Torque.



Fuente: TEXPROIL S.R.L PRODUCTS & SERVICES
(<http://texproil.com.ar/herramientas-mecanicas/ancla-de-torque>)

2.1.2.2 Rotor. El rotor es una pieza de metal o acero la cual posee alta resistencia, su función principal es bombear fluido desde fondo de pozo hasta superficie, este objetivo lo logra gracias a su forma helicoidal y su movimiento excéntrico dentro del estator.

El rotor es conectado a la sarta de varillas, las cuales generan el movimiento rotacional, siendo este el único equipo que realmente se mueve en la bomba. Su función es crear cavidades que progresen de forma ascendente por medio del movimiento excéntrico de este hacia el estator (**Figura 5**).

Figura 5. Rotor.



Fuente: WEATHERFORD, Progressing Cavity Pumping Systems. P18

2.1.2.3 Niple de paro. El niple de paro es parte fundamental de la bomba, este componente se encuentra acoplado al estator con el fin de hacer de tope al rotor cuando se genera el espaciamiento, permite la libre elongación de la sarta de varillas, si se llegase a tener una desconexión de tubería evita que el rotor llegue al fondo del pozo (**Figura 6**).

Figura 6. Niple de paro.



Fuente: CHACÍN. Nely. “Bombeo De Cavidad Progesiva”. ESP OIL INTERNATIONAL TRAINING GROUP. 2003. P 30.

2.1.2.4 Estator. Es un tubo de acero el cual se encuentra cubierto internamente por un elastómero vulcanizado o sintético, el estator se encarga de dar protección al elastómero (**Figura 7**).

2.1.2.5 Elastómero. Es el elemento más delicado e importante en el funcionamiento de las Bombas de Cavidades Progresivas (BCP), este elemento es una parte interna del estator, tiene la capacidad de deformarse fácilmente hasta dos veces su tamaño y recuperar su estado natural, esta propiedad que posee el elastómero es la resiliencia (memoria) con la cual se genera la interferencia entre el rotor y el estator para generar eficiencia de bombeo (**Figura 7**).

Figura 7. Estator y Elastómero.



Fuente: CHACÍN. Nely. "Bombeo De Cavity Progesiva". ESP OIL INTERNATIONAL TRAINING GROUP. 2003. P 24.

Las características principales de los elastómeros son: buena resistencia química a los fluidos transportados, buena resistencia térmica, capacidad de recuperación elástica excelente, tiene una elongación a la ruptura de hasta un 500%, resistencia a la fatiga hasta 55.000 ciclos.

La selección apropiada del elastómero depende del tipo de fluido, temperatura, propiedades del fluido. Los tipos de elastómeros que se pueden encontrar para las distintas necesidades son los siguientes:

- **Elastomero-159:** Es un co-polimero butadieno-acrilonitrilo con 45% nitrilo. Generalmente utilizado como estándar de comparación de solidez y resistencia química.
- **Elastomero-194:** Es un butadieno-acrilonitrilo con alto contenido de nitrilo. Se desarrolló para crudos pesados con altos contenidos de sólidos (arena).
- **Elastómero-198:** Es un butadieno-acrilonitrilo hidrogenado. Su principal función es la resistencia al H₂S y altas temperaturas.
- **Elastomero-199:** Es un co-polimero butadieno-acrilonitrilo co 50% de nitrilo. Su principal característica es la resistencia a los aromáticos.
- **Elastomero-204:** Es un co-polimero fluorocarbono butadieno. Se desarrolló con la finalidad de que tenga buena resistencia los aromáticos y gases ácidos como CO₂ Y H₂S.

2.1.2.6 Niple intermedio. Su función principal es darle libre paso al movimiento que genera el rotor cuando el diámetro de la tubería de producción no lo permite. Es necesario instalar siempre este dispositivo para evitar percances durante la operación.

2.1.2.7 Zapato probador de hermeticidad. Este equipo no permite el paso de centralizadores a través de él, por lo cual debe estar ubicado encima del niple intermedio. Hay ciertos casos donde el zapato probador no puede ser usado ya que su diámetro es el mismo diámetro del rotor lo cual impide el paso y generar daños de la bomba.

2.1.2.8 Tubería de Producción o Tubing. Es la sarta de tubería que da comunicación a la bomba que se encuentra en subsuelo con la línea flujo en superficie, debido al movimiento rotacional que se genera, es necesario tener precaución con la sarta de tubería ya que esta puede presentar desenrosque y puede causar problemas en la bomba.

2.1.2.9 Sarta de varillas. Es el conjunto de varillas que se utiliza dentro de la tubería de producción, van acopladas por medio de juntas, siendo este conjunto de varillas parte fundamental del sistema de levantamiento artificial BCP. Su diámetro depende de la tubería de producción ya que si se escogen diámetros iguales a este se genera daño dentro del mismo y no sería funcional la aplicación de la sarta de varillas.

En la actualidad, algunas compañías ofrecen un nuevo sistema para el ensamblaje de la sarta de varillas, ejemplo: WEATHERFORD "COROD (Continuous Rod o varilla continua)". Esta nueva configuración requiere dos conexiones, una en la parte superior y otra en la parte inferior del conjunto de varillas; de esta manera la carga de los contactos, es dispersada a través de toda la sarta disminuyendo el desgaste generado en la tubería de producción y en el conjunto de varillas de la bomba. Esto significa menos costos de intervención de pozo y una vida útil más larga para el ensamblaje de la sarta (**ver Figura 8**).

Figura 8. COROD (varilla continua).



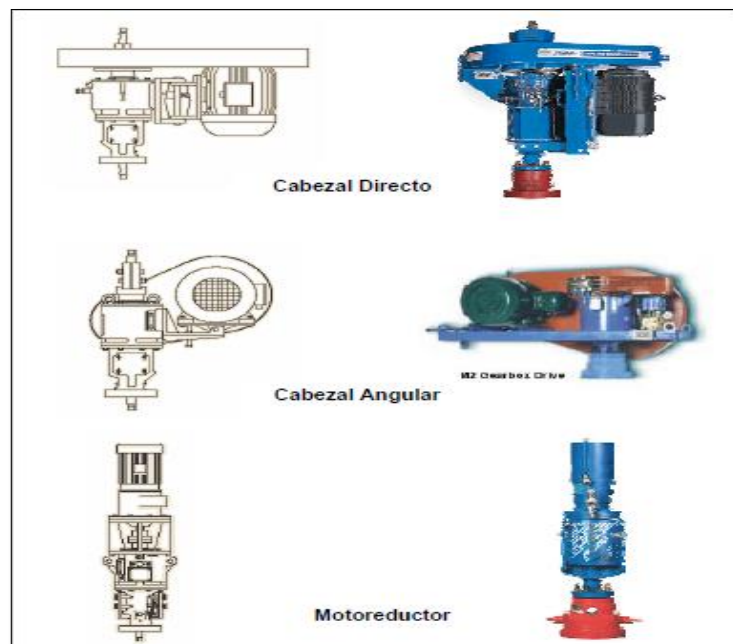
Fuente: WEATHERFORD. COROD Continuous Rod and Well Services. 2012-2014.p3

2.1.3 Descripción del equipo de superficie. Una vez se conocen cuales parámetros y características requieren los equipos de subsuelo, se procede a realizar la selección de los equipos en superficie para que estos puedan soportar la energía, los esfuerzos y el peso que requieren en los equipos de subsuelo. Los componentes de superficie de las Bombas por Cavidades Progresivas son los siguientes: Cabezal de rotación o Drive Head, Sistema de transmisión, Sistema de frenado.

2.1.3.1 Cabezal de rotación. Este equipo es el encargado de dar la capacidad de freno y generar potencia al sistema, es de accionamiento mecánico y se encuentra en superficie exactamente encima de la cabeza de pozo. Cuenta con un sistema de rodamientos que se encargan de soportar la carga axial generada por el movimiento rotacional del rotor, y un sistema de empaque el cual se encarga de que no existan filtraciones de fluido en las conexiones de superficie.

A la hora de hacer una selección apropiada del cabezal de rotación, es necesario tener en cuenta la capacidad de carga de cada uno; hay tres tipos de cabezal de rotación: Cabezal directo, Cabezal angular, Motoreductor. (**Figura 9**).

Figura 9. Cabezal de rotación.



Fuete: Catalogo Geremia-Weatherford.

2.1.3.2. Sistema de Transmisión. Se conoce como sistema de transmisión al equipo que genera la energía de primer momento, trasmitiendo este empuje al cabezal de rotación, ésta energía se crea por medio de un motor eléctrico o de combustión interna. Existen 3 tipos de sistemas de transmisión que se encargan de

transmitir la energía desde el motor hasta el cabezal de rotación: sistema de poleas y correa, sistema de transmisión a engranajes y sistema de transmisión hidráulica.

Estos sistemas de transmisión, son utilizados con el fin de soportar al motor cuando trabaja con revoluciones relativamente bajas, si el motor es obligado a trabajar forzosamente con revoluciones bajas, se genera un daño en el mismo por falta de disipación de calor.

2.1.3.3 Sistema de frenado. Este sistema es parte funcional del cabezal, ya que evita daños tanto en los equipos de subsuelo como en los de superficie, debido a la liberación de energía que la sarta de varillas tiene una vez se frena el equipo, esta energía liberada genera una rotación inversa también conocida como (back spin) con velocidades altas, lo cual puede ocasionar: desenrosque de varillas, rotura de poleas en el cabezal, etc. Este tipo de freno es utilizado para sistemas con potencias menores a 75 caballos de fuerza.

2.1.4 Ventajas.

- Se obtienen eficiencias de operación entre 50-60 %.
- Trabaja con crudos de gravedades bajas ($^{\circ}\text{API} < 18$).
- Producción de fluidos con viscosidades relativamente altas.
- No presenta bloqueo por alto porcentajes de gas libre.
- Presenta menor desgaste de los equipos de subsuelo.
- Bajos costos de inversión.
- Consume poca energía.
- Instalación sencilla.
- La operación de este equipo es sencilla.
- Presenta poco nivel de ruido.
- No ocupa mucho espacio en superficie.
- Presenta buena tolerancia a la producción de arenas.
- Buena resistencia a la abrasión.

2.1.5 Desventajas.

- Capacidad de producción baja (máximo 4.000 bbl/día)³⁵.
- Si el hidrocarburo tiene una gravedad API alta puede presentarse escurrimiento.
- Máxima profundidad de operación (6.000-1.0000 pies).
- Resiste temperaturas entre 180 y 350 °F.

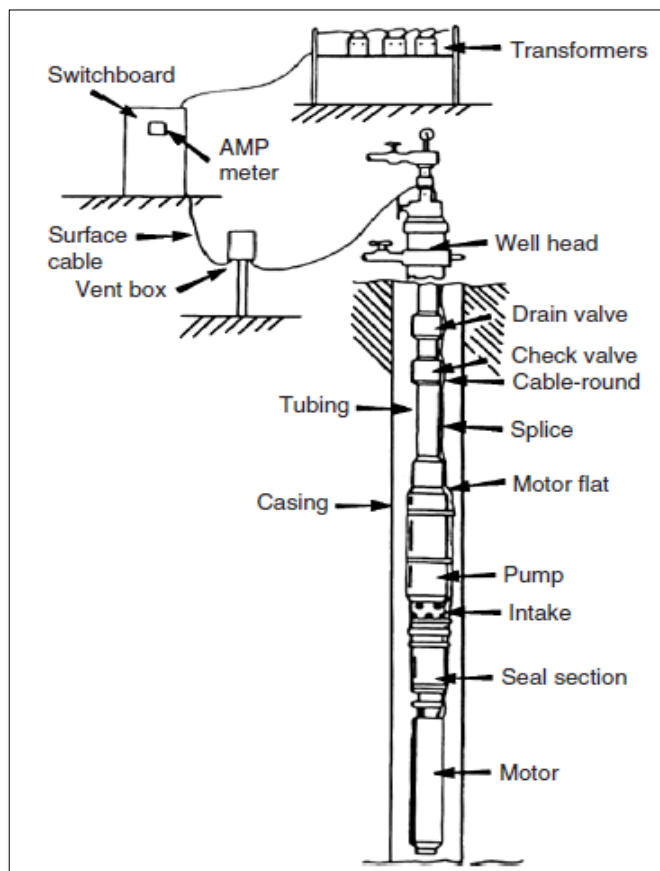
³⁵ OilProduction.net., HIRSCHFELDT M., Manual de Bombeo de Cavidades Progresivas. Vol. 1. 2008. p.4.

- El equipo trabaja con capacidades volumétricas bajas con la presencia de gas libre.
- Por el constante contacto entre la tubería de producción y las varillas de bombeo se presencia desgaste de las mismas.
- Para realizar mantenimiento de la bomba es necesario sacar la tubería de producción.
- Requiere equipo de workover para el mantenimiento de los equipos de subsuelo.

2.2 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (BES)

El Bombeo Electrosumergible (BES), es un sistema de levantamiento artificial que permite la producción de altos caudales de crudo, con alta eficiencia para el levantamiento de crudos medianos y livianos. Este sistema de levantamiento funciona mediante la acción de una bomba centrífuga ubicada en el subsuelo, la cual levanta los fluidos desde el fondo de pozo hasta superficie. (Ver **Figura 10**).

Figura 10. Sistema de Bombeo Electrosumergible.



Fuente: BOYUN GUO. Petroleum Production Engineering: A Computer-Assisted Approach. 2007. p 208.

2.2.1 Generalidades del Sistema. El principal componente del Bombeo Electrosumergible (BES), es la bomba centrífuga ubicada en el subsuelo, la bomba debe cumplir con los diferentes requerimientos de producción que se deseen obtener, logrando un aumento de presión suficiente para que el sistema completo levante el fluido hasta superficie.

El principio fundamental de la bomba centrífuga ubicada en subsuelo, es la rotación que genera un impulso a los fluidos desde el fondo de pozo. En superficie se alimenta con corriente eléctrica a un motor que se encuentra ubicado en fondo de pozo, la función del motor es la de proporcionar la potencia necesaria para el correcto funcionamiento de la bomba. Aunque el Bombeo Electrosumergible (BES) es uno de los sistemas más eficientes para la producción de crudos medianos y livianos, también es el que demanda un mayor número de requerimientos en cuanto a suministro de energía, potencia y control, además de una mayor inversión inicial en comparación con otros Sistemas de Levantamiento Artificial (SLA).

2.2.2 Descripción de los Equipos de Fondo. Los principales equipos de fondo que se encuentran en un Sistema de Bombeo Electrosumergible, son:

- Sensor. (Opcional).
- Motor.
- Sección sellante.
- Separador de gas.
- Bomba.
- Cable de potencia.
- Descarga.

2.2.2.1 Sensor. Es un dispositivo electrónico tubular con una medida usual de 1.50m de longitud, el cual se encuentra ubicado en fondo de pozo, su función principal es capturar datos de subsuelo en tiempo real y de enviar dichos datos de fondo de pozo a superficie, este dispositivo se encuentra conectado mediante el cable eléctrico de forma directa al motor logrando enviar la información instantáneamente.

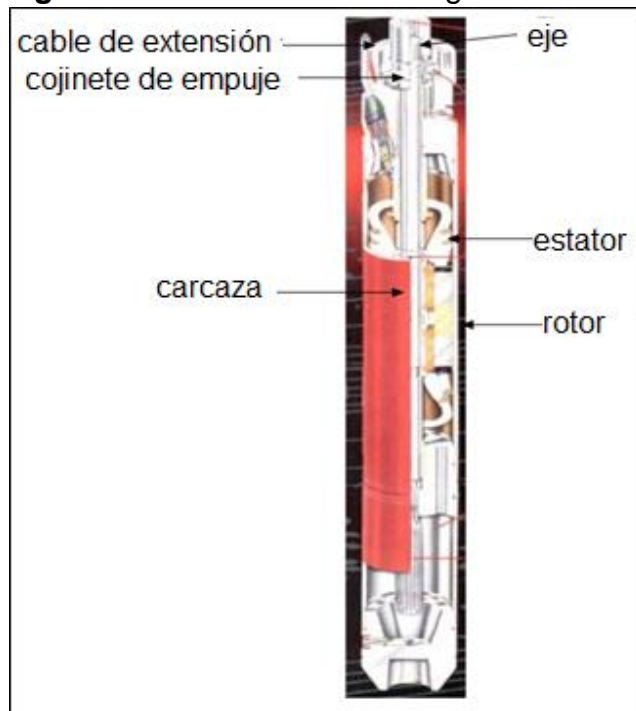
Generalmente este sensor de fondo se localiza debajo del motor, en la base de la Bomba Electrosumergible. Esta ubicación, permite información precisa de parámetros críticos de la bomba, como son: Entrada de fluido en la bomba, presión de descarga, temperatura del fluido de admisión, temperatura del motor, vibración en direcciones axiales y longitudinales y la corriente de fuga.

2.2.2.2 Motor. Para sistemas de levantamiento artificial, se utilizan motores trifásicos de inducción. El motor se encuentra saturado de un aceite mineral que permite el enfriamiento y lubricación de los cojinetes del motor, cuando el motor se

encuentra en operación dicho aceite tiende a calentarse y expandirse, lo cual crea un exceso de aceite en el motor. Este exceso de aceite sube hasta el sello, lo que permite que el sistema sea vaciado y se enfríe el aceite, para que luego el aceite sea devuelto desde el sello hacia el motor.

Normalmente, el motor de fondo se encuentra formado por una carcasa de acero, con láminas de acero y bronce que se encuentran fijas en su interior, dichas láminas están alineadas con las secciones del rotor y de los cojinetes. (Ver **Figura 11**).

Figura 11. Motor Electrosumergible.



Fuente: ESP OIL Consultants. Bombeo Electrosumergible: Análisis, Diseño, Optimización y Trouble Shooting. 2004. p 22.

El motor de fondo normalmente está ubicado por encima del flujo entrante y en secciones donde se tengan desviaciones uniformes y sin alta pata de perro.

Para la correcta selección del motor, deben tenerse en cuenta los siguientes aspectos:

- Potencia del sistema (Caballos de fuerza “HP”).
- Temperatura operativa del motor.
- Profundidad del equipo.
- Velocidad del fluido.
- Presencia de agentes corrosivos.

- Caracterización del fluido.
- Diámetro del revestimiento.
- Suministro de energía en superficie.

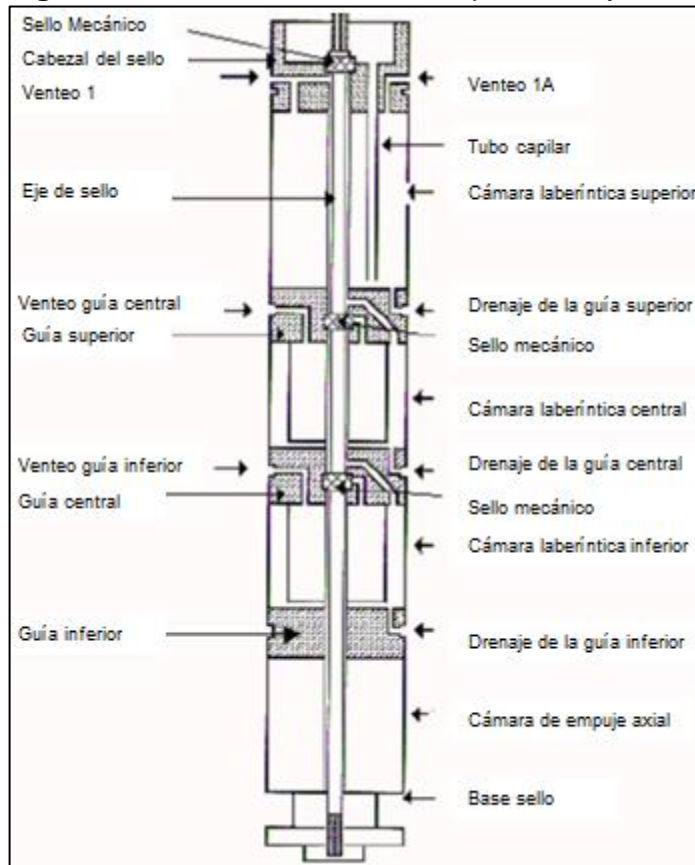
2.2.2.3 Sección Sellante. Es una de las partes vitales en el equipo de subsuelo, se encarga de conectar el eje del motor con el eje de la bomba. También cumple la tarea de evitar que el fluido proveniente del pozo ingrese al motor y se encarga de retener el exceso de aceite creado por los cambios de temperatura debidos a la operación, lo que permite un enfriamiento del sistema para un correcto funcionamiento del proceso.

El sistema de aislamiento que impide que el fluido del pozo ingrese al sistema del motor, está compuesto por una serie de cámaras (arreglos mecánicos).

- **Cámara Tipo Bolsa.** Consiste de bolsas llenas de aceite con propiedades dieléctricas que al ser expandido por cambios de temperatura, sella el espacio anular interno del sello actuando como un empaque.
- **Cámara Tipo Laberinto.** Actúan con base en la densidad del fluido, evitando de esta forma que cualquier fluido que traspase las cámaras tipo bolsa, logre llegar al motor.

Durante la operación de la bomba, en la etapa de empuje del fluido, el sello utiliza un cojinete de deslizamiento para absorber el empuje que genera el peso de la bomba y el movimiento sobre su eje, el cojinete se encuentra lubricado por un aceite hidrodinámico para su lubricación durante su operación. (Ver **Figura 12**).

Figura 12. Diseño mecánico del protector y sello.



Fuente: J.R.O.C.P. Datos técnicos acerca del bombeo Electrosumergible, equipos, instalaciones y detalles. 2007. p 11.

2.2.2.4 Separador de Gas. Generalmente este dispositivo es implementado, cuando se prevé una alta relación Gas-Petróleo (RGP). Se encuentra ubicado entre el sello y la bomba.

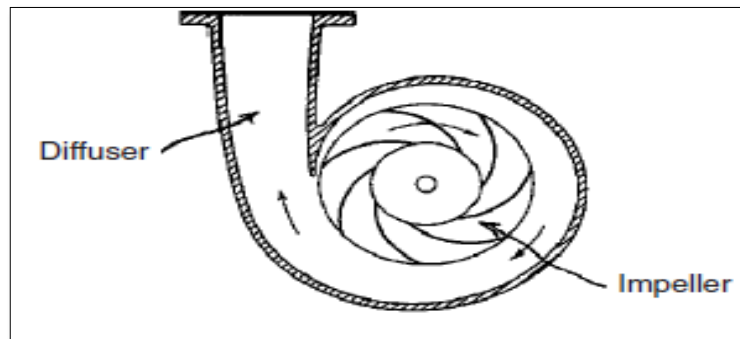
Entre los separadores de gas, podemos distinguir dos tipos:

- **Estáticos o Laberínticos.** Al igual que la cámara laberíntica de la sección sellante, posee el mismo principio de diferencia de densidades, permite que el gas ascienda con dirección hacia el anular, mientras el líquido del pozo es obligado a ir hacia unas cámaras ubicadas en la parte inferior del sistema.
- **Centrífugos.** Utilizando el principio de fuerza centrífuga, el gas es obligado a pegarse al eje y el líquido se desplaza hacia las paredes del dispositivo. Esto se realiza debido a la diferencia de gravedades específicas entre los dos fluidos, seguidamente el líquido es llevado hacia la bomba.

2.2.2.5 Bomba. Es una bomba Electrosumergible, de tipo centrifugo multietapas, cada etapa de la bomba consiste de un impulsor rotativo y un difusor fijo. Por medio

de un orificio interno cercano al eje del dispositivo, el fluido ingresa hacia el impulsor y luego es evaluado por el diámetro exterior del impulsor. La función del difusor es llevar el fluido hacia el siguiente impulsor. El difusor realiza la conversión de energía cinética proveniente del impulsor en energía potencial. La altura de la columna que se desee obtener, será la base para la elección del número de etapas a usar en la bomba. (Ver **Figura 13**).

Figura 13. Impulsor y Difusor en Bomba Electrosumergible.



Fuente: BOYUN GUO. Petroleum Production Engineering: A Computer-Assisted Approach. 2007. p 209.

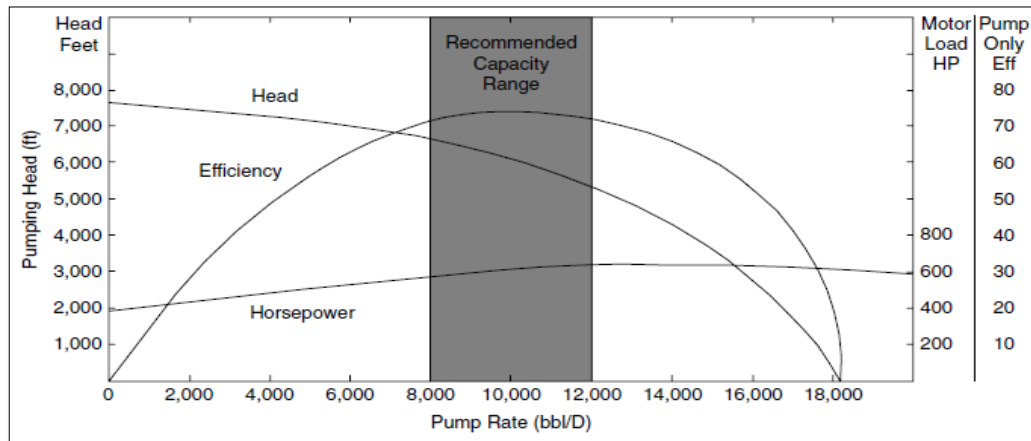
Para la primera etapa, la velocidad inicial del fluido es cero, al salir el fluido de la primera etapa presenta un aumento de su velocidad, cuando el fluido pasa a la segunda etapa, la velocidad inicial entonces será una cantidad diferente de cero. Por lo que en cada etapa de la bomba la velocidad del fluido irá aumentando, convirtiéndose este aumento de velocidad en un aumento de presión, por lo que se puede decir que entre más etapas tenga el proceso, mayor será la presión del fluido a la salida de la bomba.

El material requerido para el diseño de la bomba, se determina según los requerimientos técnicos que exija el pozo. De esta manera pueden tenerse bombas resistentes a la abrasión de la arena, de K-Monel, de Inconel, entre otras.

- **Parámetros que afectan el desempeño de la Bomba.** Cada bomba manipula un rango óptimo de funcionamiento, operar de manera superior o inferior a este rango de manejo de la bomba, ocasiona que se reduzca la duración efectiva de la bomba. Para poder determinar y elaborar un diseño óptimo de la bomba se debe conocer la producción en que se desea mantener en funcionamiento la bomba. El comportamiento de la bomba responde a una curva de rendimiento, la cual se establece según el diseño del tipo de etapa que tenga la bomba.

La curva de rendimiento (Ver **Figura 14**), es determinada mediante cálculos a diferentes frecuencias de funcionamiento, donde el resultado muestra el rango de operación y el punto de mayor eficiencia. Sin embargo, se debe tener en cuenta que esta curva solo presenta información de una etapa de la bomba, de esta grafica se puede determinar parámetros como el caudal, capacidad, la eficiencia y otros parámetros de operación de la bomba.

Figura 14. Curva de Rendimiento para una Bomba.



Fuente. BOYUN GUO. Petroleum Production Engineering: A Computer-Assisted Approach. 2007. p 210.

La Curva de Altura de la Columna (Head): Esta curva indica la altura de columna de fluido que es capaz de levantar la bomba, en función del caudal de fluido que se tenga. A medida que el caudal aumenta, se nota una clara disminución en la altura de fluido levantado.

La Curva de Potencia (Horse Power): Indica la potencia requerida por la bomba en función del caudal requerido, para lograr levantar la columna de fluido que se establece.

La Curva de Eficiencia (Efficiency): Indica la eficiencia de la bomba Electrosumergible, para la transformación de energía mecánica en energía hidráulica, generando el requerimiento hidráulico necesario para levantar el fluido a un determinado caudal. El punto de máxima eficiencia se presenta dentro del rango de operación, siendo este el máximo valor de barriles por día que la bomba puede producir.

2.2.2.6 Cable de Potencia. Es el encargado de transmitir la energía eléctrica al sistema, esto lo hace desde el tablero de control en superficie hasta el motor de fondo. Además funciona como transmisor de las señales de presión, temperatura, entre otras, enviadas por el sensor de fondo.

Es uno de los componentes más sensibles e importantes en el BES, transmite señales de presión y temperatura de regreso a superficie. Consiste de un cable trifásico, el cual lleva un recubrimiento de acero galvanizado y una carcasa que funciona como una protección mecánica. Los conductores al interior del cable generalmente son sólidos o de tipo trenzado.

En la actualidad existe un rango de tamaños para cada configuración de cable (redonda o plana), este tamaño se determina por el amperaje, el voltaje del motor y el espacio entre revestimiento y tubería de producción. Para la selección adecuada del cable es necesario conocer: la temperatura de subsuelo, presión máxima del sistema, la relación gas petróleo (RGP) y si existe presencia de agentes corrosivos.

2.2.2.7 Descarga. La cabeza de descarga, es instalada para permitir el acople entre la bomba y la tubería de producción. Dado que en un pozo se pueden tener diferentes tipos de tuberías de producción, el diámetro de la rosca para el acople puede variar de referencia. Para trabajos en ambientes corrosivos, la descarga se elabora de acero inoxidable.

2.2.3 Descripción de los Equipos de Superficie. Los principales equipos de superficie que se encuentran en un sistema BES, son: Transformador, Variador de Frecuencia (VSD), Caja de Venteo y Cabezal del pozo.

2.2.3.1 Transformador. La principal función de la caja de transformadores, es convertir el voltaje primario transmitido por la línea eléctrica en el voltaje requerido por el motor. (Ver **Figura 15**).

Figura 15. Transformador para el Bombeo Electrosumergible.



Fuente: ESP OIL Consultants. Bombeo Electrosumergible: Análisis, Diseño, Optimización y Trouble Shooting. 2004. p 42.

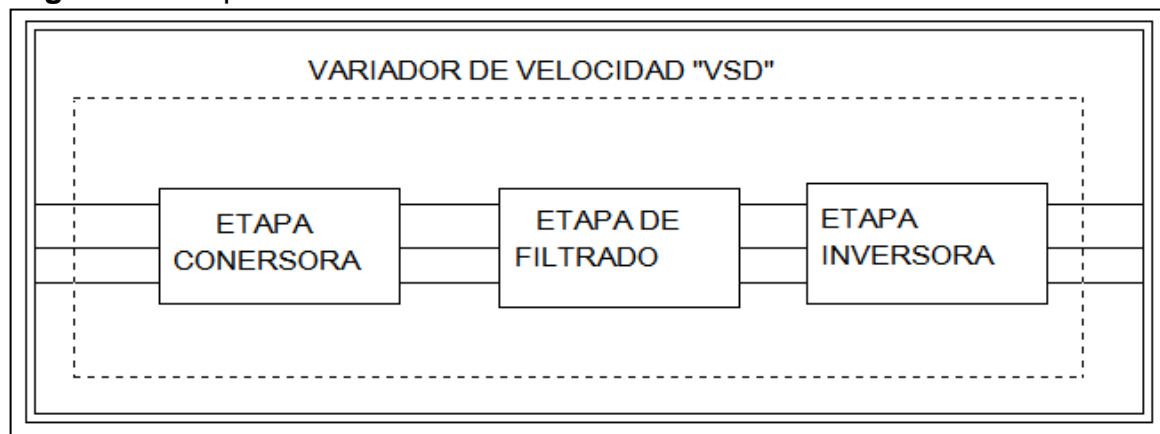
Para el diseño del transformador se deben tener en cuenta las especificaciones eléctricas, (Voltaje, impedancia, condiciones de servicio, nivel de ruido, entre otras.) especificaciones mecánicas (Tanque, tipo y preservación del líquido aislante, registro de mano, entre otras) y la instalación de los accesorios (Cambiadores de derivaciones, indicadores, válvulas de muestreo, válvulas de alivio para la presión, transmisores, entre otros).

- **Transformador Primario:** El transformador primario, se encarga de lograr la reducción de voltaje entregado por la línea eléctrica, para el funcionamiento del variador de frecuencia o del tablero de control. Cuando se tiene un tablero de control, solo es necesario el transformador primario, sin embargo, cuando se utiliza un variador de frecuencia (VSD) es necesario la instalación de un transformador secundario.
- **Transformador Secundario:** El transformador secundario, también conocido como elevador, es usado cuando se tiene un variador de frecuencia, tiene como finalidad elevar el voltaje a la salida del variador al voltaje requerido por el motor de fondo.

2.2.3.2 Variador de Frecuencia (VSD). El variador de frecuencia se instala en superficie como un controlador del motor electrosumergible, controla la velocidad de rotación del eje central del motor, el cual se encuentra acoplado al eje de la bomba centrífuga ubicada en fondo de pozo.

En superficie, se ubica entre el transformador primario y el transformador secundario. Consta de una estructura interna la cual contiene una etapa convertora de pulsos, una etapa de filtrado y una etapa inversora, es representada mediante un diagrama de bloques. (Ver **Figura 16**).

Figura 16. Etapas del Variador de Frecuencia.

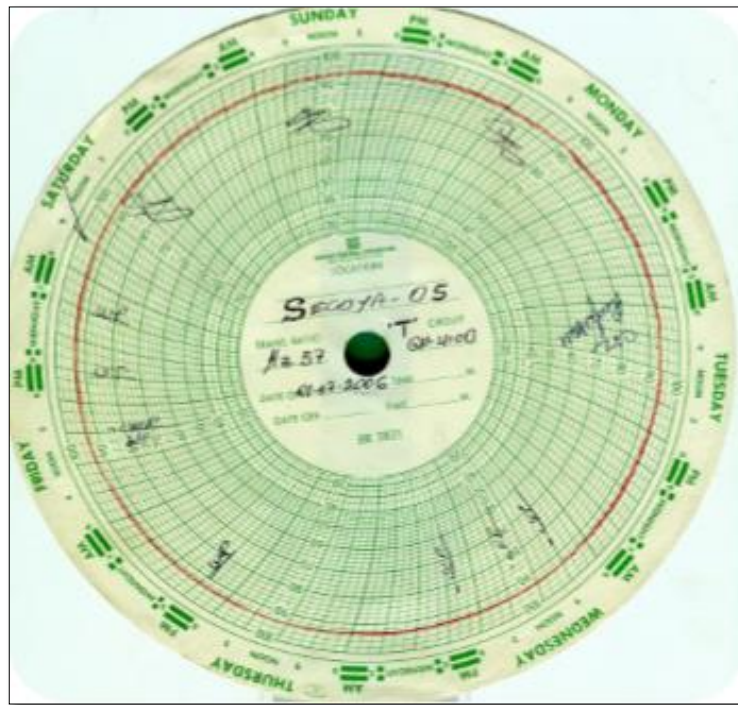


Fuente: J.R.O.C.P. Datos técnicos acerca del bombeo Electrosumergible, equipos, instalaciones y detalles. 2007. p 8.

2.2.3.3 Caja de Venteo. Se encuentra ubicada, en superficie entre el tablero de control y el cabezal del pozo, funciona como unión del cable de energía del equipo en superficie, con el cable de potencia que conecta el motor de fondo. La caja de venteo en superficie, permite un punto de desconexión para el sistema eléctrico en el cabezal, durante un proceso de intervención o reparación en el pozo.

También permite la expulsión a la atmosfera, del gas que pueda subir entre la carcasa de protección del cable de potencia, impidiendo que este gas logre llegar al tablero de control en superficie. Generalmente con la caja de venteo se instala un registrador amperimétrico, el cual de forma gráfica en cartas amperimétricas (Ver **Figura 17**), registra en tiempo real la corriente del motor de fondo.

Figura 17. Carta Amperimétrica.

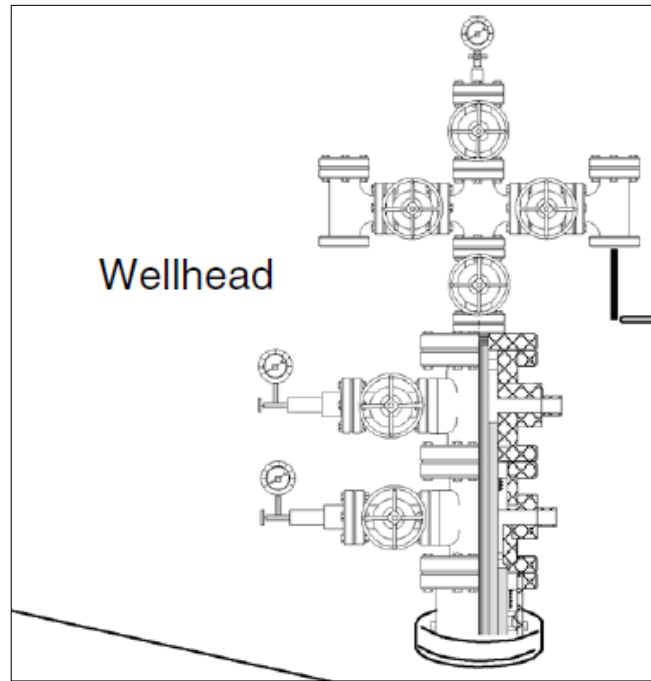


Fuente: J.R.O.C.P. Datos técnicos acerca del bombeo Electrosumergible, equipos, instalaciones y detalles. 2007. p 7.

Entre más cercana se encuentre instalada la caja de venteo al pozo, obliga al cumplimiento de algunas especificaciones técnicas con el fin de garantizar la seguridad en la instalación. Algunos aspectos a considerar para la selección de la caja de venteo son: El material de fabricación debe ser altamente resistente a la corrosión, su diseño debe cumplir con la aprobación para su uso en áreas peligrosas, debe incluir un soporte para realizar la instalación de la caja en campo, la tapa debe ser desmontable o soportada por bisagras y los accesorios de conexión interna deben corresponder al calibre del cable empleado en el sistema.

2.2.3.4 Cabezal del Pozo. El cabezal del pozo (Ver **Figura 18**), se encuentra conformado por un grupo de válvulas que permiten el control del pozo y demás accesorios que permiten la conexión del sistema de potencia en superficie con el cable de potencia en fondo, pasando por el colgador de la tubería.

Figura 18. Cabezal del Pozo.



Fuente: BOYUN GUO. Petroleum Production Engineering: A Computer-Assisted Approach. 2007. p 4.

El cabezal de pozo se encuentra diseñado para soportar el peso del equipo de subsuelo, además, ejerce un cierre mecánico sobre el pozo, lo que genera una acción hermética sobre este y un control de los fluidos provenientes del yacimiento. Facilita la instalación de un conector denominado “Quick Conector”, el cual permite el acople del cable de potencia proveniente del motor de fondo, con el cable eléctrico de superficie. El paso y las conexiones de los distintos cables, deben realizarse bajo el uso de un sello alrededor del cable, el cual protege el cable de cualquier daño externo que se pueda presentar. Las válvulas en el cabezal del pozo deben garantizar presiones de descarga conforme a los requerimientos de la bomba, logrando optimizar la producción del bombeo electrosumergible (BES).

2.2.4 Ventajas.

- Opera con caudales altos (hasta 300.000 BPD).
- Operación en superficie sencilla.
- Trabaja en pozos verticales y desviados.

- Opera en profundidades hasta de 20.000 pies.
- Eficiencia de operación de 18 a 70%.
- No se realizan operaciones de mantenimiento continuamente.
- Operación es económica.
- Trabaja con temperaturas de operación hasta 350 °F.
- No ocupa grandes espacios.

2.2.5 Desventajas.

- Costo inicial alto.
- Requiere altos voltajes para su operación.
- No opera altas relaciones de gas-liquido.
- Presenta problemas con la producción de arena mayor a 200 ppm.
- Costo de mantenimiento alto.
- En caso de falla es necesario un equipo de mantenimiento de pozo (workover).
- No es aplicable en completamientos múltiples.

2.3 BOMBEO HIDRAULICO

El Bombeo Hidráulico (Ver **Figura 19**), basa su funcionamiento en la Ley de Pascal, la cual establece que al ejercer una presión sobre un punto determinado de la superficie de un líquido, esta presión se transmite con igual intensidad a todos los puntos en la superficie del líquido. Se utiliza un fluido denominado motriz, el cual fluye a lo largo de la tubería de producción del pozo, este fluido motriz forma una mezcla con el fluido proveniente del yacimiento, en el espacio anular entre la tubería de revestimiento y la tubería de producción. Lo que se busca con la utilización del fluido motriz, es transmitir la potencia necesaria al fondo del pozo, para que los fluidos provenientes del yacimiento puedan ser levantados hacia superficie.

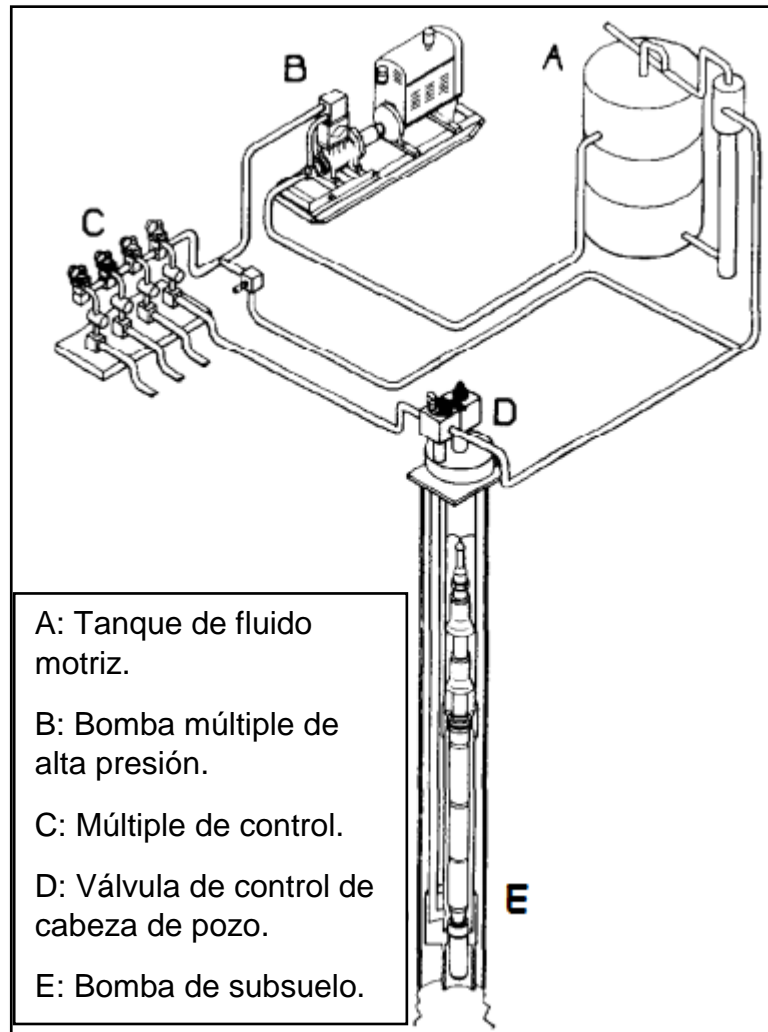
2.3.1 Generalidades. En la antigüedad, el Bombeo Hidráulico fue utilizado por los egipcios para el bombeo de agua a superficie. En la industria petrolera su utilización se remonta al siglo XX mas precisamente en 1932 año en el cual fue instalada la primera bomba en fondo, actualmente el bombeo hidráulico es utilizado en la industria para la producción de petróleo.

Existen dos métodos de bombeo hidráulico que se usan en la industria:

El tipo pistón, que consta de pistones recíprocos comunicados, donde uno se encuentra presurizado por el fluido motriz y otro es movilizado por el fluido proveniente del yacimiento.

El de Bomba Jet, que consta de una bomba tipo Jet, la cual se encarga de llevar el fluido motriz a alta velocidad, para que se mezcle directamente con los fluidos del pozo.

Figura 19. Sistema de Bombeo Hidráulico.



Fuente: BRADLEY, H.B. Petroleum Engineering Handbook. SPE 1992. p 6-2.

2.3.2 Fluido Motriz. La selección del fluido motriz, debe realizarse con base en la actual condición del pozo. Generalmente, se usa agua o algún tipo de crudo liviano proveniente del pozo. Por factores de seguridad y ambientales, el manejo de agua puede resultar más sencillo, frente a la utilización de un crudo liviano. Sin embargo, cuando se usa un crudo liviano se logra un efecto de mezcla que disminuye la viscosidad del crudo original.

Para la inyección del fluido motriz, se requiere de un sistema hidráulico en superficie, el cual debe poseer un sistema de tratamiento que permita eliminar gases y sólidos no deseados del fluido motriz, este tratamiento se realiza con el fin de mejorar la vida útil de los equipos de fondo y superficie.

En diversas ocasiones, se deben añadir diversos aditivos al fluido motriz, la inyección de estos aditivos se realiza con el fin de inhibir efectos como, corrosión, depositación de asfáltenos, parafinas y formación de emulsiones. El tipo de aditivo a inyectar, depende directamente de las condiciones que el fluido motriz pueda encontrar en fondo de pozo y de su reacción a condiciones presentes en fondo de pozo.

Las características más importantes para la selección del fluido motriz, son:

- Fluido Limpio, a lo largo del sistema el fluido motriz está en contacto con diferentes dispositivos del equipo superficial y de fondo, razón por la cual es importante que el fluido no contenga ningún tipo de impurezas, que puedan provocar efectos negativos como: Corrosión o abrasión de la tubería de inyección, taponamiento de tuberías o mal funcionamiento del motor de la bomba.
- Contenido mínimo de Sólidos, el contenido de sólidos del fluido motriz no debe superar los 20 ppm, el tamaño de dichas partículas sólidas debe ser inferior a los 15 micrones y el contenido de sal no debe superar las 12 lb/ 1000 bbl de aceite.
- Baja Viscosidad, entre más viscoso sea el fluido motriz, la presión de descarga requerida por la bomba superficial será mayor, por lo que se busca que la viscosidad del fluido motriz sea lo más baja posible.
- Alta Lubricación, debido a que el fluido motriz estará en contacto con el motor superficial, es bueno que tenga esta característica de lubricación con los diferentes dispositivos mecánicos internos del motor.

2.3.2.1 Sistema de Fluido Motriz Abierto. Este sistema de inyección resulta el más económico y fácil de realizar, consiste en un fluido motriz que retorna a la superficie mezclado con el petróleo producido, el retorno de esta mezcla se hace por la tubería de descarga o por el espacio anular formado entre la tubería de revestimiento y la tubería de producción o inyección. Presenta ventajas como, la utilización de un fluido motriz limpio para disminuir el efecto de corrosión, en pozos con agua salada y la adición de un crudo liviano, puede disminuir la viscosidad de la mezcla resultante.

2.3.2.2 Sistema de Fluido Motriz Cerrado. Actualmente es el sistema más completo que existe, el fluido motriz retorna a la superficie de forma independiente con el petróleo producido; el fluido motriz es retornado a los tanques de almacenamiento para un posterior uso. La instalación en fondo de pozo, de un

dispositivo mecánico denominado Cámara de Fondo, el cual lleva instalada una tubería adicional, es el sistema que permite el retorno independiente del fluido motriz. Presenta ventajas como, la medición exacta del petróleo producido y cuando se incrementa el volumen de fluido motriz utilizado en la lubricación de los pistones del sistema de bombeo, se puede determinar el desgaste sufrido por la unidad de bombeo utilizada.

Es importante señalar que inclusive en un sistema completamente cerrado, un fluido motriz no seguirá limpio indefinidamente, dado que cuando un líquido que contiene algún material sólido, pasa a través de un espacio diminuto, este orificio estrecho tiende a retener el sólido y el líquido será el único en seguir su circulación normal.

2.3.3 Descripción del Equipo de Superficie. A continuación se describen los principales equipos de superficie, para el Bombeo Hidráulico (BH).

2.3.3.1 Tanques de Almacenamiento, Tanques de Lavado, Separadores y/o Tratadores. Para operaciones de Bombeo Hidráulico con un sistema de fluido motriz cerrado, agua o petróleo como fluido motriz, éste debe tener su propio tanque de almacenamiento y equipos de limpieza requeridos en su proceso de reacondicionamiento. Cuando el fluido motriz empleado es petróleo y se posee un circuito abierto, se cuenta con tanques de almacenamiento de crudo, de donde es bombeado el fluido para su distribución en el Sistema de Bombeo Hidráulico.

2.3.3.2 Bomba Multiplex o Triplex. Es una bomba de alta presión y de acción recíproca, es la encargada de suministrar la potencia necesaria para que el fluido motriz sea llevado desde los tanques de almacenamiento en superficie hasta la bomba ubicada en subsuelo. Usualmente estas bombas trabajan con presión de entrada de 5 -30 Lpc y presión de salida de 3.600 – 4.000 Lpc.

Constan de un terminal de potencia, el cual se encuentra conformado por el cigüeñal, la biela y los engranajes y un terminal de fluido, constituido de por pistones individuales, con válvulas de retención a la entrada y a la descarga.

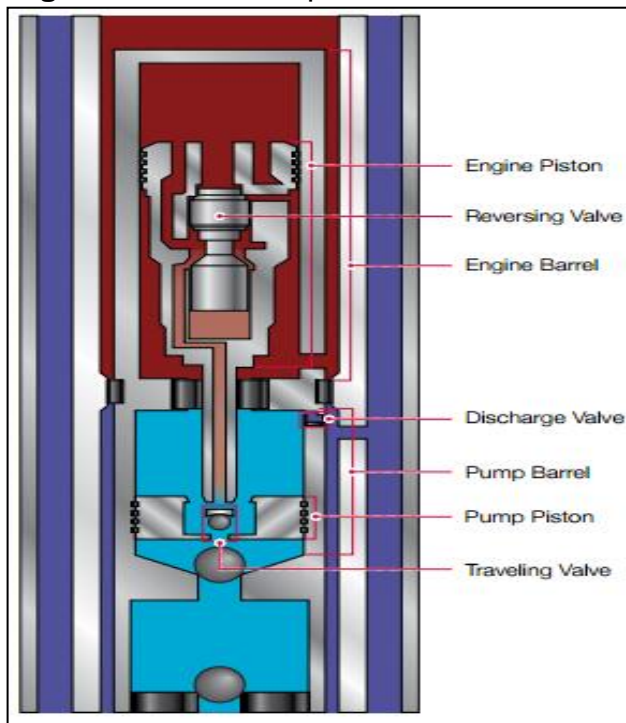
2.3.3.3 Válvula de Control de Pozo. La Válvula de Control de pozo, controla la dirección del fluido motriz dentro del pozo, mediante el accionamiento de la bomba ubicada en pozo. El accionamiento de la bomba de pozo, se realiza con el movimiento de una palanca, cuando la palanca se encuentra hacia abajo, el fluido motriz baja por la tubería de inyección accionando la bomba. Cuando la palanca está ubicada hacia arriba, el fluido es empujado hacia abajo por el espacio anular, para que la bomba sea retirada por la tubería de inyección.

2.3.3.4 Lubricador. Consiste de una pieza de tubería que cuenta con una línea ubicada lateralmente, la cual permite que el fluido sea desviado cuando es bombeado o se está retirando la bomba del pozo. Sirve para controlar la presencia

de gases corrosivos que dificulten las diferentes operaciones de la bomba de subsuelo.

2.3.4 Bombeo Hidráulico Tipo Pistón. En el Bombeo Hidráulico Tipo Pistón, su principio de funcionamiento puede describirse de la siguiente manera, el fluido motriz entra en la bomba por la parte superior, de tal forma que empuje el pistón hacia el extremo opuesto; cuando el pistón de la bomba termina su carrera, la varilla del pistón acciona la válvula motriz, dicha válvula cambia el sentido de flujo del fluido motriz, permitiendo que el fluido motriz sea enviado a un extremo del cilindro y salga por el extremo contrario del cilindro, este movimiento se realiza de forma alternante. El movimiento anterior, es transmitido al pistón inferior o pistón de producción, el cual genera el desplazamiento del fluido de producción, que ingresa al cilindro por la parte inferior de la bomba. (Ver **Figura 20**).

Figura 20. Bomba Tipo Pistón.



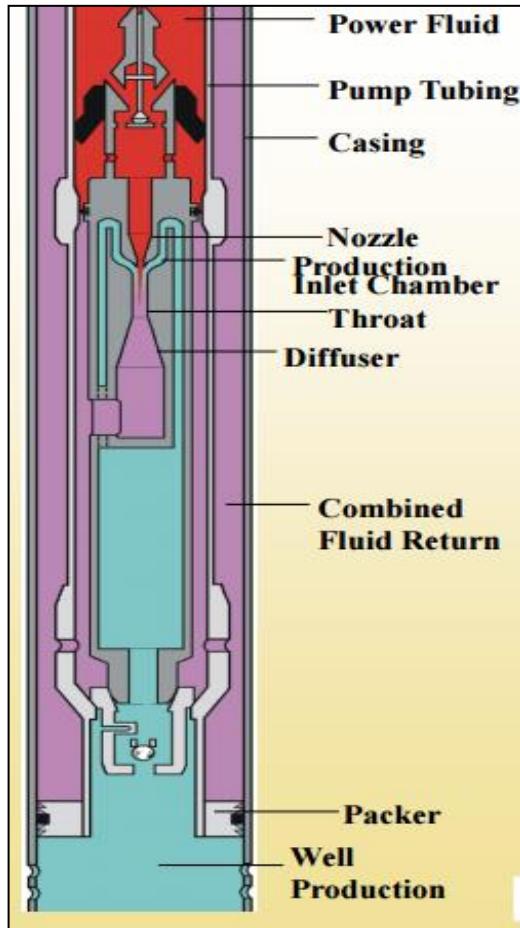
Fuente: WEATHERFORD. Hydraulic Piston-Pump Lifting Systems. 2015. p 5.

2.3.5 Bombeo Hidráulico Jet. El Bombeo Hidráulico Tipo Jet, es similar al Bombeo Tipo Pistón, los diferentes equipos ubicados en superficie para ambos sistemas de bombes son los mismos. La diferencia principal radica en la bomba ubicada en fondo en pozo.

Al igual que el Bombeo Tipo Pistón, el fluido motriz ingresa a la bomba por la parte superior, donde pasa a través de la tobera, que descarga el fluido en la garganta de

entrada de los fluidos del pozo, la cual tiene comunicación con la formación productora. En dicha garganta los fluidos tanto motriz y de formación se mezclan, durante este proceso ocurre una transferencia de energía del fluido motriz hacia el fluido de formación. El fluido resultante pasa al difusor, donde la energía que lleva el fluido es transformada en una presión estática, cuando esta presión es mayor a la presión ejercida por los fluidos en el espacio anular, se fija el flujo hacia superficie. (Ver **Figura 21**).

Figura 21. Bomba Tipo Jet



Fuente. WEATHERFORD. Hydraulic Jet and Reciprocating Pumps. 2006. p 5.

2.3.6 Equipo de Subsuelo. En el caso del Bombeo Hidráulico Tipo Pistón, el equipo de subsuelo se encuentra constituido principalmente por los siguientes componentes:

2.3.6.1 Arreglo de Tubería. El diseño de la tubería del sistema de bombeo, permite clasificar los diferentes tipos de instalaciones que se pueden realizar al sistema de bombeo. Sea insertable fijo, entubado fijo, bomba libre tipo paralelo y tipo entubado.

2.3.6.2 Bomba Hidráulica de Succión. La bomba ubicada en fondo de pozo, es la pieza fundamental en el Sistema de Bombeo Hidráulico, su funcionamiento se basa en el mismo principio que el Bombeo Mecánico, sin embargo a diferencia de este, en el Bombeo Hidráulico la varilla que transmite el movimiento ascendente y descendente, se encuentra al interior de la bomba.

Las bombas de acción sencilla, permiten el desplazamiento de fluido en un solo movimiento, sea ascendente o descendente. Las bombas de doble acción, permiten el movimiento de fluido en ambas direcciones.

2.3.6.3 Válvula fija o Standing Valve. Su función principal, es evitar que se presenten pérdidas de fluido hacia el yacimiento. Cuando el sistema de bombeo está en funcionamiento, se realiza un proceso de succión en la bomba lo que acciona la válvula, ésta se abre y permite la entrada de fluido proveniente de la formación; cuando el sistema de bombeo no se encuentra en funcionamiento, ésta válvula se cierra impidiendo el paso de los fluidos.

2.3.7 Ventajas.

- Sus profundidades de trabajo, son superiores comparadas con el Bombeo Mecánico y el Bombeo Electro Sumergible.
- En la Bomba Jet, se presenta fácil ingreso de partículas sólidas abrasivas.
- Se pueden adicionar diferentes químicos al fluido motriz, con el fin de mejorar las propiedades de producción del crudo.
- Bajos costos de mantenimiento.
- Permite el manejo de producción de gas.
- Sus tasas de producción pueden llegar a ser muy flexibles. (500 Bbl/ Día).
- Puede operarse en pozos direccionales.
- Es adecuado para el bombeo de crudos pesados.
- Larga vida útil.
- No necesita de equipo de Workover para su mantenimiento.

2.3.8 Desventajas.

- Para su funcionamiento requiere de altas presiones de trabajo (5.000 Lpc), peligrosas en superficie.
- Poseen una baja eficiencia de operación en comparación con otros Sistemas de Levantamiento Artificial.
- La bomba jet requiere de una alta potencia para trabajar idóneamente.
- Para un sistema cerrado, se requiere de un sistema de reacondicionamiento del fluido motriz.

- Constante mantenimiento de los equipos de superficie es requerido.
- Las Bombas Tipo Pistón, pueden presentar tendencia a la contaminación del líquido.

2.4 BOMBEO MECÁNICO (BM)

2.4.1 Generalidades. El bombeo mecánico, es el sistema de levantamiento artificial más utilizado a nivel mundial gracias a su fácil operación y optimización. El método de operación de este sistema es la succión y transferencia continua de petróleo desde la formación productora hasta superficie.

El bombeo mecánico es utilizado para la extracción de crudo con diferentes gravedades API, desde crudos extra pesados hasta crudos livianos.

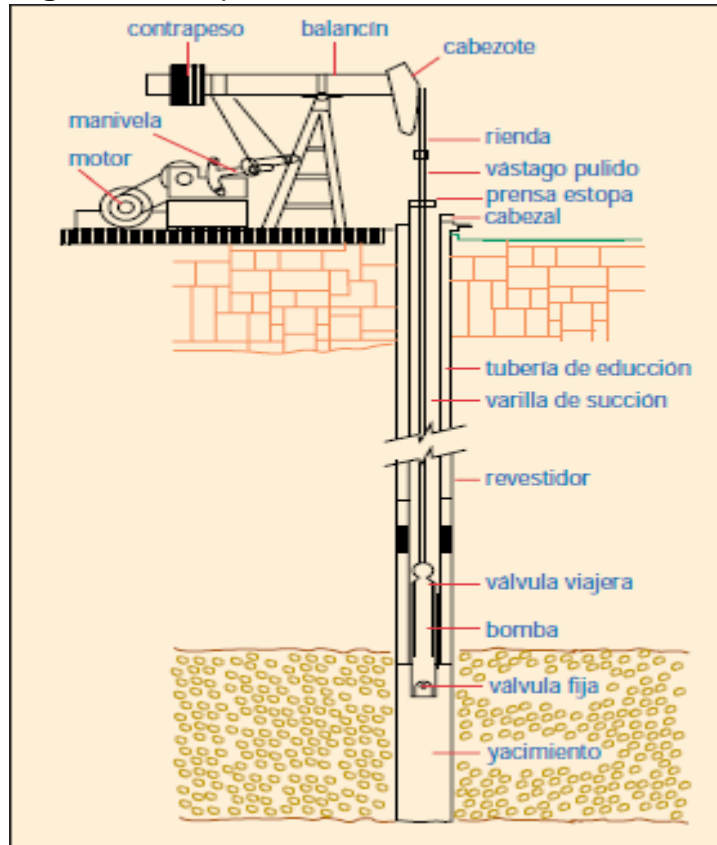
La unidad de bombeo que se utiliza en este proceso, es la encargada de impartir un movimiento ascendente y descendente en las sartas de varillas haciendo mover el pistón que se encuentra en la bomba de subsuelo. Mónica Cardona, Mauricio A. Cardona, Juan M. Hernández, Jorge A. Herrera y Nelson E. López³⁶ mencionan que el ciclo de bombeo comienza durante la carrera ascendente de la sarta de varillas, el fluido pasa a través de la válvula fija (abierta) a la cámara de compresión entre las dos válvulas. A medida que el pistón comienza a bajar, la válvula fija se cierra y el fluido entre las válvulas se comprime. Cuando la presión del fluido comprimido es mayor que la presión del fluido que se encuentra encima de la válvula viajera, la válvula viajera se abre y el fluido comprimido fluye a través de ella a medida que el pistón desciende o cae a través del fluido. Cuando el pistón comienza a subir nuevamente, la válvula viajera se cierra y el fluido es levantado hacia superficie.

Pese a que este es el método de levantamiento artificial más utilizado en el mundo, cabe resaltar que su implementación debe realizarse preferiblemente en pozos verticales aunque en la actualidad son utilizados en pozos medianamente desviados (<30°), si se ensambla este tipo de equipo en pozos altamente desviados, se tendrán problemas operacionales significativos ya que la sarta de varillas presenta ruptura cada vez que se genere el movimiento reciprocante, el uso de centralizadores ayuda a generar una desviación de las varillas en pozos no verticales con el fin de evitar la ruptura de la sarta.

³⁶ CARDONA Mónica, CARDONA Mauricio A., HERRERA. Jorge A., LOPEZ Nelson E., BOMBEO MECANICO, 1996, P 15.

El bombeo mecánico (BM), tiene dos partes fundamentales: Equipo de superficie y Equipo de subsuelo como se puede evidenciar en la **Figura 22**.

Figura 22. Esquema del Bombeo Mecánico.



Fuente: BARBERII. Efraín E. El Pozo Ilustrado. De la Escuela de Ingeniería de Petróleos. Universidad de Zulia. 1951-1958. Ediciones CEPET. 1991. P.154.

En la actualidad hay varios tipos de unidades de bombeo, los componentes son básicamente los mismos pero se difieren en el diseño del equipo en superficie; las clases de bombeo mecánico existentes son: Unidad convencional, Unidad neumático, Montaje frontal (MARK II).

- **Unidad convencional:** La unidad de bombeo convencional ya sea con contrapesos rotativos o con contrapesos en el extremo del balancín ha sido la más usada en la industria del petróleo, la rotación de los contrapesos hacen que el equipo pivote en el eje de rodamiento central. Los contrapesos que se ubican en la manivela pueden moverse a través de la manivela con la finalidad de generar mayor o menor efecto de contrapeso.
- **Unidad neumática:** Este tipo de bombeo mecánico es también conocida como unidad de bombeo balanceada por aire tiene grandes ventajas de diseño y

aplicación, logran ser muy eficientes para trabajos con altos caudales y profundidades relativamente largas, tiene una capacidad de torque mayor a las unidades MARK II.

- **Montaje frontal (MARK II):** Este tipo de unidad reduce la carga de torque que se genera en las otras clases de bombeo, este sistema da como resultado una carga uniforme tanto en el motor como en el reductor, esta unidad presenta las siguientes ventajas: la bomba posee mayor tiempo de llenado debido a la reducción de aceleración en el recorrido ascendente, hay menos gastos operacionales debido a que no hay daño de varillas y se reducen los problemas de correas, las unidades MARK II poseen un sistema de contrabalanceo semiautomático.

2.4.2 Equipos de superficie. El equipo de superficie cuenta con las siguientes partes:

- Motor (eléctrico o de combustión).
- Unidad de bombeo: La cual se conforma por tres partes fundamentales que son: unidad, caja reductora, contrapesas.
- Cabeza de pozo: La cabeza de pozo consta de tres partes: caja de empaques, línea de flujo y una barra lisa.

2.4.2.1 Motor. Este equipo suministra la energía necesaria al balancín o a la unidad vertical para que pueda efectuar el movimiento reciprocante sobre la bomba. Usualmente se encuentra este equipo sobre la base de la unidad, el motor puede ser eléctrico o de combustión (por lo general se usa DIESEL). En la actualidad el motor más usado para el accionamiento de las varillas es el eléctrico.

2.4.2.2 Unidad de bombeo. La unidad de bombeo está compuesta básicamente por tres partes fundamentales: la unidad, la caja reductora y las contrapesas.

La unidad de subsuelo, cumple la función de transmitir el movimiento ascendente y descendente a la sarta de varillas, para que éstas accionen la bomba. Todas las unidades de balanceo tienen como fin principal generar un esfuerzo que reaccione de forma positiva para poder devolver la energía que se gasta durante la carrera descendente, con el fin de dar potencia al proceso cuando se lleva a cabo la carrera ascendente.

La caja reductora, es la encargada de convertir la velocidad rotacional que genera el motor en la energía requerida y necesaria para el bombeo, para la operación adecuada de este equipo es necesario mantener lubricadas las partes móviles y regular el aceite.

Las contrapesas, son parte fundamental de la unidad de bombeo, si se tiene un desbalance en estas se puede generar un recorrido ascendente y descendente

inapropiado, provocando sobrecostos por el uso excesivo en la potencia y daño de equipos. Para considerar que las contrapesas se encuentran en el correcto balanceo es necesario verificar que el torque que se genera en el movimiento ascendente sea el mismo que se produzca en el movimiento descendente.

2.4.2.3 Cabeza de pozo. Este equipo consta de tres componentes para su adecuado uso: la caja de empaques, la línea de flujo y la barra lisa.

La caja de empaques (Stuffing Box) tiene como función prevenir el escape de fluidos, con la finalidad de lograr este objetivo se debe sellar este empaque de forma suave con el propósito de evitar daños y problemas de operación (reducción de la potencia en la barra lisa).

La barra lisa tiene como función principal soportar la sarta de varillas, la bomba y generar sello al entrar en contacto con la caja de empaques; es necesario que esta permanezca con la potencia apropiada para cumplir este objetivo. Al soportar el peso de la sarta de varillas es necesario aclarar que también genera el movimiento de las varillas y forma sello con el fin de evitar derrame de fluido. Las líneas de flujo son las encargadas de conectar el cabezal del pozo con el separador.

2.4.3 Equipos de subsuelo. El equipo de subsuelo cuenta con las siguientes partes (**Figura 23**):

- Sarta de varillas.
- Tubería de producción.
- Válvula viajera.
- Válvula fija.

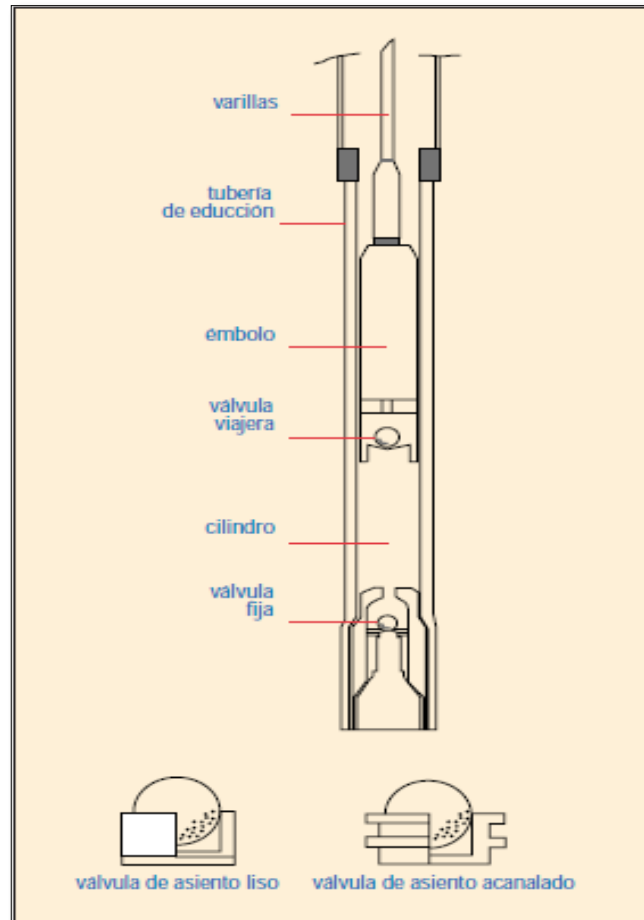
2.4.3.1 Sarta de Varillas. Este conjunto de varillas tiene como finalidad principal acoplar los mecanismos de superficie con los de subsuelo generando el movimiento recíprocante. Su función es transmitir la fuerza motriz, soporta las cargas del sistema y acciona la bomba de subsuelo; para no presentar problemas de fatiga o tensión en las varillas se recomienda que no se excedan con esfuerzos superiores a 30.000 psi.

2.4.3.2 Tubería de producción. Es la conexión de tubería que se emplea dentro del pozo con el fin de llevar los hidrocarburos desde la formación hasta superficie. Esta tubería puede llegar a tener diámetros en pulgadas de $3^{1/2}$, $2^{7/8}$ y $2^{3/8}$.

2.4.3.3 Válvula viajera. La válvula viajera es la encargada de arrastrar hasta superficie el fluido atrapado dentro de la bomba, cuando la sarta de varillas genera el movimiento ascendente esta válvula se abre y genera la opción de que el fluido llegue a superficie.

2.4.3.4 Válvula fija. Es la encargada de permitir el paso del fluido proveniente de formación a la bomba, cuando la sarta de varillas realiza el movimiento descendente esta válvula se abre permitiendo el flujo de fluido a la bomba.

Figura 23. Componentes de equipo en subsuelo.



Fuente: BARBERII. Efraín E. El Pozo Ilustrado. De la Escuela de Ingeniería de Petróleos. Universidad de Zulia. 1951-1958. Ediciones CEPET. 1991. P.155.

2.4.4 Ventajas.

- Costos de operación bajos en comparación con otros sistemas de levantamiento artificial.
- Presenta costo de mantenimiento relativamente bajo.
- Presenta una eficiencia de operación de 45 a 75 %.
- Puede mover fluidos extra pesados, pesados, medianos.
- Costos de instalación bajos.
- Puede rotar en sentido horario y anti horario.

- Puede usar como sistema de energía motores a gas o electricos.
- Profundidad de operación hasta 12.000 pies.
- Temperatura de operación ≤ 500 °F.
- Permite un contenido de agua de hasta un 90%.

2.4.5 Desventajas.

- Tolerancia baja a la producción de sólidos.
- Presencia de H₂S y CO₂ genera corrosión en la tubería.
- Evitar su uso en pozos altamente desviados (>30°).
- Su operación se ve afectada con la presencia de sólidos.
- Opera con relaciones gas-líquido bajas.
- Para bombeo mecánico convencional el equipo de superficie ocupa un espacio significativo.
- Presenta altos problemas de corrosión.

2.5 SELECCIÓN DEL METODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL A PARTIR DE UNA MATRÍZ DE SELECCIÓN

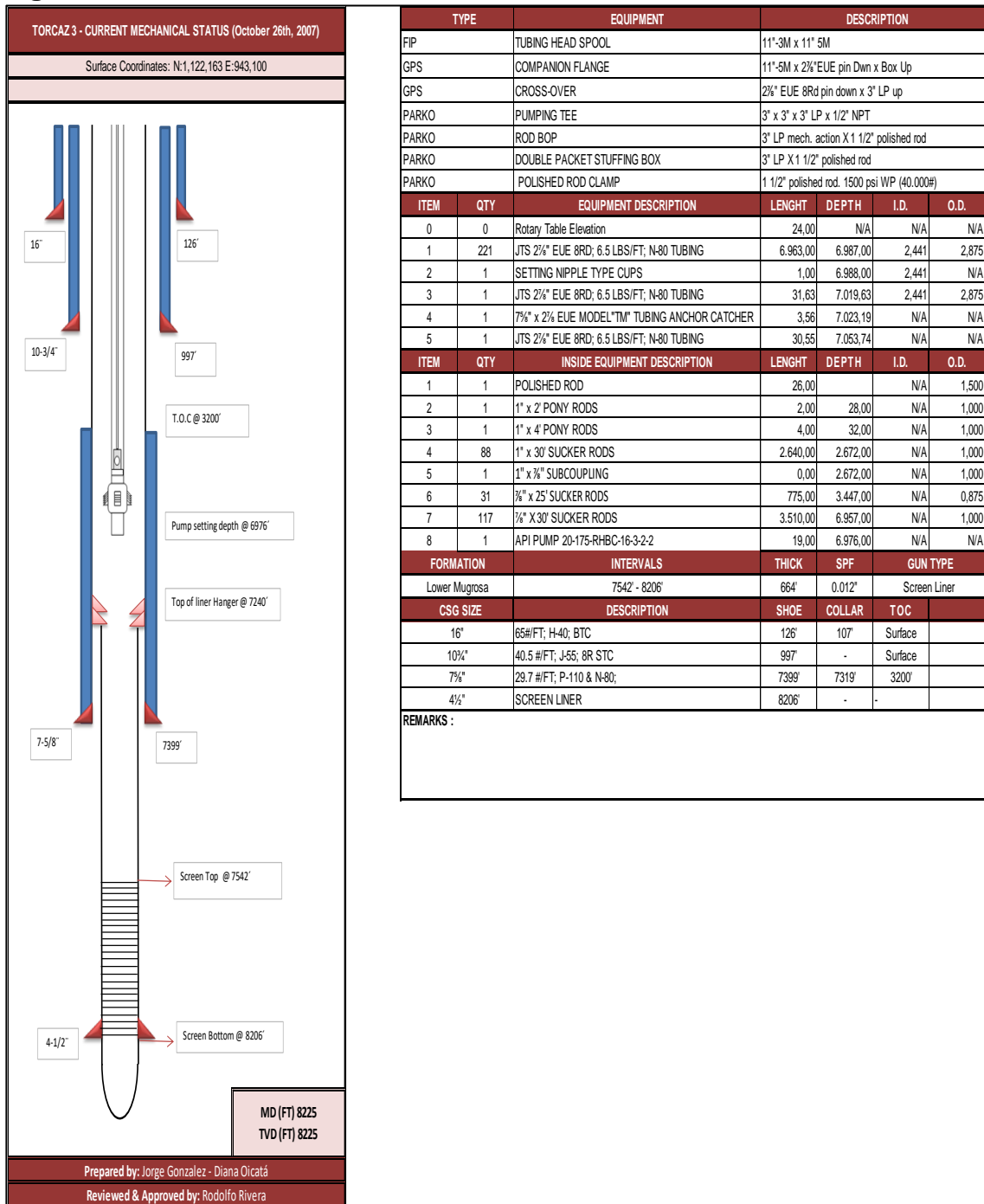
Los sistemas de levantamiento artificial fueron diseñados y especificados para que cumplan con los requerimientos que desea cada empresa según el tipo de yacimiento y fluido que se debe tratar, es por eso que estos equipos presentan limitantes a las cuales se les debe dar rangos de operación y verificar que estos sean los más adecuados para cada pozo.

Para verificar si los sistemas de levantamiento son aplicables o no para determinado pozo, es indispensable tener los rangos de operación de dichos sistemas pues es con esta característica que se fundamenta la selección del ALS.

Para determinar cuál es el sistema de levantamiento artificial con un comportamiento eficiente y económico en el Pozo Torcaz 3, hay que tener en cuenta los parámetros que tenía el pozo a la fecha de ser cerrado, las características del pozo para la evaluación de los sistemas de levantamiento son los siguientes: gravedad API, profundidad de asentamiento de la bomba, viscosidad del fluido, temperatura de yacimiento, relación gas-petróleo (GOR), caudal de producción y BSW.

El la **Figura 24** se presenta el estado mecánico del pozo actual.

Figura 24. Estado mecánico actual del Pozo Torcaz 3.



Fuente: GLOBAL ENERGY DEVELOPMENT PLC. Informe técnico anual. Cuenca Valle Medio del Magdalena. 2015. p.26.

Los datos del Pozo Torcaz 3 que se presentan a continuación fueron obtenidos en agosto de 2010 meses antes de ser cerrado el pozo, ver **Tabla 2**.

Tabla 2. Parámetros Pozo Torcaz 3.

Parámetro	Unidad	Crudo
POZO VERTICAL		
API	°API	14,8
Densidad 15°C	KVG/m3	966,6
%Azufre	% m	1,662
BSW	%	40
Punto de Fluidez	°C	-12
Punto de Inflamación	°C	73
Viscosidad en fondo de pozo	cP	477
Salinidad	lb/1000 BlS	425,26
Profundidad	Pies	8.200
Presión de reservorio	Lpca	2.311
Presión de burbuja	Lpca	249
Temperatura de fondo	°F	167
GOR	SCF/BlS	10
Gravedad del gas		0,6
Nivel del fluido	Pies	2.907
Contenido de Sólidos	%	11

Fuente: Base de datos GLOVAL ENERGY DEVELOPMENT PLC.

La evaluación de los Sistemas de Levantamiento Artificial, se hace por medio de una clasificación que los valora según su comportamiento con respecto a los parámetros del fluido proveniente de la formación y algunas características del reservorio, esta calificación es: DEFICIENTE, ACEPTABLE Y EXCELENTE donde cada clasificación lleva un rango de 0-3,4-7 y de 8-10 respectivamente, siendo 0 el peor caso y 10 el mejor, para efectos del trabajo la puntuación máxima que puede recibir un sistema de levantamiento a la hora de ser calificado será de 80. A continuación se explica en qué consiste cada una de las anteriores clasificaciones que se le pueden dar a los SLA.

Se dice que el ALS es DEFICIENTE, cuando se recomienda que bajo ninguna circunstancia se utilice el método de levantamiento en la condición donde se valora, ya que el sistema de levantamiento no se encuentra adecuado o no presenta las condiciones apropiadas para implementarse en ese caso; si se categoriza el ALS como ACEPTABLE, quiere decir que el sistema puede operar sin ningún cambio en sus equipos pero no va a presentar una eficiencia considerablemente optima dadas las condiciones del pozo y/o fluido; cuando el ALS es EXCELENTE, quiere decir que el sistema de levantamiento presenta un rango de aplicabilidad alto y presenta su mejor funcionamiento en dichas condiciones.

Para mirar los rangos de aplicabilidad de los sistemas de levantamiento artificial se hizo un análisis basado en el trabajo de Rodriguez Alvaro y Torres Edgar³⁷, se toman los parámetros anteriormente dichos para realizar la matriz de selección. Para el BCP los rangos de aplicabilidad son los siguientes:

Tabla 3. Rangos de aplicabilidad Bombeo por Cavidades Progresivas.

PARAMETRO	DEFICIENTE	ACEPTABLE	EXCELENTE
API	>29,9	22-29,9	<22
Profundidad de asentamiento de la bomba (Ft)	>10.000	3.501- 9.999	1-3.500
Viscosidad del fluido (Cp)	0-100	101-400	401-1.000
Temperatura yacimiento (°F)	>281	250-280	71-249
GOR (scf/stb)	>301	150-300	0-150
Caudal de producción (BPD)	>4.500	6 a 100 2.500 a 4.499	1 a 2.500
BSW	>56	41-55	<40

Fuente: RODRIGUEZ. Alvaro., TORRES. Edgar. "Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros", P 102-103. Modificado por los autores.

Para el BES los rangos de aplicabilidad son los siguientes:

Tabla 4. Rangos de aplicabilidad Bombeo Electrosumergible.

PARAMETRO	DEFICIENTE	ACEPTABLE	EXCELENTE
API	<22	22-29,9	>29,9
Profundidad de asentamiento de la bomba (Ft)	>12.500	7.500-12.499	<7.499
Viscosidad del fluido (Cp)	>200	100-199	0-99
Temperatura yacimiento (°F)	>351	250-450	<249
GOR (scf/stb)	>4.001	500-4.000	0-499
Caudal de producción (BPD)	<200	200 a 1.000	>1.000
BSW	-	90-100	0,1-89

Fuente: RODRIGUEZ. Alvaro., TORRES. Edgar. "Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros", P 99-101. Modificado por los autores.

³⁷ RODRIGUEZ. Alvaro., TORRES. Edgar. "Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros"2007.

Para el BH los rangos de aplicabilidad son los siguientes:

Tabla 5. Rangos de aplicabilidad Bombeo Hidráulico.

PARAMETRO	DEFICIENTE	ACEPTABLE	EXCELENTE
API	-	>25	<25
Profundidad de asentamiento de la bomba (Ft)	<2.000	-	>2.001
Viscosidad del fluido (Cp)	>800	401-799	0-400
Temperatura yacimiento (°F)	>551	250-550	<249
GOR (scf/stb)	>4.001	500-4.000	0-499
Caudal de producción (BPD)	>10.000	1.000 a 10.000	1-1.000
BSW	70-100	50-70	0,1-49

Fuente: RODRIGUEZ. Alvaro., TORRES. Edgar. "Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros", P 107-109. Modificado por los autores.

Para el BM los rangos de aplicabilidad son los siguientes:

Tabla 6. Rangos de aplicabilidad Bombeo Mecánico.

PARAMETRO	DEFICIENTE	ACEPTABLE	EXCELENTE
API	>40	22-39,9	<22
Profundidad de asentamiento de la bomba (Ft)	>10.000	3.000-9.999	1-2.999
Viscosidad del fluido (Cp)	>5.000	1.000-4.999	0-999
Temperatura yacimiento (°F)	>551	250-550	<249
GOR (scf/stb)	>401	201-400	0-200
Caudal de producción (BPD)	4.000-10.000	500-4.000	50-499
BSW			
API	>61	26-60	0,1-25

Fuente: RODRIGUEZ. Alvaro., TORRES. Edgar. "Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros", P 97-99. Modificado por los autores.

A continuación en la **Tabla 7**, se visualiza la matriz de selección del método de levantamiento artificial para el Pozo Torcaz 3, los valores que se encuentran a continuación se toman con base a los parámetros del pozo presentados anteriormente.

Tabla 7. Matriz de Selección para el Método de Levantamiento Artificial del Pozo Torcaz 3.

SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL. →	BCP	BES	BH	BM
PARÁMETROS. ↓				
API.	9	4	7	9
PROFUNDIDAD DE ASENTAMIENTO DE LA BOMBA (Según nivel de fluido).	10	10	10	10
VISCOSIDAD.	8	4	7	8
TEMPERATURA.	9	9	9	9
GOR.	8	7	7	8
CAUDALES BAJOS.	8	4	8	9
CORTE DE AGUA.	7	8	9	6
TOTAL	59/80	46/80	57/80	58/80

Una vez realizada la matriz de selección para el Pozo Torcaz 3, se escoge como la mejor opción el método de levantamiento artificial BOMBEO de CAVIDADES PROGRESIVAS, éste método es el que presenta mejores características y funcionamiento frente a las propiedades que tiene el crudo y las condiciones de fondo del Pozo Torcaz 3.

Analizando los resultados obtenidos se puede evidenciar que el bombeo mecánico también es una muy buena opción para ser empleado en este pozo, pero dados los inconvenientes que la empresa operadora de este campo tuvo con este método de levantamiento se descartó inmediatamente. El bombeo hidráulico se considera buena opción para implementarse en el pozo, pero se descarta debido a que el costo de inversión de este sistema de levantamiento artificial llega a ser de 420.280,00 USD en comparación con el bombeo de cavidades progresivas que presenta una inversión inicial de 397.825,77 USD. En los **Anexos D y E**, se puede observar cómo quedaría el estado mecánico del pozo cuando se implemente este sistema de levantamiento artificial.

3. ANÁLISIS NODAL

Cuando el yacimiento no cuenta con la presión suficiente para poder llevar el fluido desde el fondo del pozo hasta superficie y se requiere conocer el comportamiento que tiene la presión sobre el fluido, se necesita un modelo que permita analizar e identificar el comportamiento de la energía en los fluidos desde el yacimiento hasta superficie, este sistema o modelo que describe los comportamientos es el análisis nodal. Según Socorro Gabriel, lo define como “el proceso que se encarga de analizar, mediante las caídas de presión, el proceso de transporte de los fluidos desde el radio externo de drenaje en el yacimiento hasta el separador³⁸”.

El siguiente capítulo se realiza con la finalidad de cumplir con el objetivo específico 4.

3.1 GENERALIDADES DEL ANÁLISIS NODAL

El Análisis Nodal, permite realizar una división de un sistema de producción, en puntos nodales. Estos nodos, son establecidos en puntos específicos del sistema de producción donde ocurren cambios de presión considerables, cada punto de análisis está representado por una ecuación o por correlaciones preestablecidas.

En el año de 1945, este sistema de análisis fue propuesto por W. E. Gilbert para ser aplicado a pozos de producción y después discutidos por Nind en 1964 al igual que Mach, Joe, Eduardo Proano, Kermit E. Brown y otros autores que al completar sus investigaciones permitieron generar un nuevo enfoque del análisis nodal, cuyo modelo matemático ofrece un medio de optimizar operacionalmente y económicamente los pozos productores de un determinado campo petrolero.³⁹

3.2 CLASIFICACIÓN DE NODOS

Para el análisis nodal, existen dos tipos de nodos en el sistema completo de producción del pozo.

3.2.1 Nodo Común. El nodo común, es el punto del sistema de producción del pozo en donde se presenta un cambio de presión. Este cambio de presión es el resultado de la interacción entre componentes o nodos.

³⁸ SOCORRO, Gabriel. Presentación Introducción Producción 2 [en línea]. Bogotá, Colombia. Fundación Universidad de América. 2012. Diapositiva 8. Disponible en línea: <http://www.slideshare.net/gabosocorro/produccion-2-materia-de-clase-1> [citado 10 de marzo 2014].

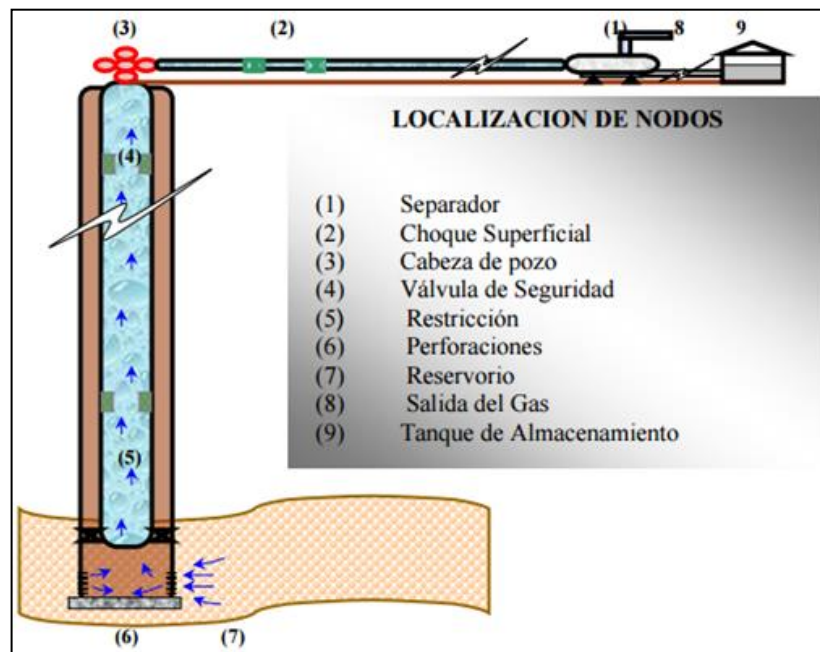
³⁹ J. RIVERO. El Libro del Petróleo. 2007. p 9.

3.2.2 Nodo Funcional. En diversos análisis previos, se establecía que no existía algún tipo de variación de presión a través del nodo. Sin embargo, en el sistema de producción del pozo, existen varios puntos que no cumplen esta premisa. Cuando existe un diferencial de presión en el nodo y los efectos resultantes en el caudal y la presión pueden ser representados mediante alguna función matemática o física, el nodo se clasifica como funcional.

3.3 ELEMENTOS DEL POZO EN EL ANÁLISIS NODAL

En la actualidad, debido al avance tecnológico y científico en la industria petrolera, la configuración del sistema de producción de un pozo puede variar considerablemente de un pozo a otro. En la **Figura 25**, se ilustran los componentes más comunes de un sistema de producción, los cuales son usados en el análisis nodal.

Figura 25. Nodos más Comunes en un Sistema de Producción de Pozo.



Fuente: J. RIVERO. El Libro del Petróleo. 2007. p 10.

Los diferentes puntos en los cuales se ubican los nodos, pueden variar dependiendo de la configuración y necesidades que presente cada pozo.

Establecidos los puntos más comunes para la selección de los nodos, puede determinarse el tipo de nodo que presenta cada punto. Ver **Tabla 15**.

Tabla 8. Clasificación de Los Nodos en el Sistema de Producción del Pozo.

Posición del nodo	Tipo de nodo
Separador	Común
Choque superficial	Funcional
Cabeza de pozo	Común
Válvula de seguridad	Funcional
Restricciones de fondo	Funcional
Perforaciones (cañoneos)	Funcional
Reservorio	Funcional
Salida de gas	Común
Tanque de almacenamiento	Común

3.3.1 Separador. En superficie, el proceso de separación de líquido y gas, no posee criterios óptimos de proceso a nivel general, el funcionamiento del equipo de separación de cada pozo, depende de los requerimientos del fluido producido. Sin embargo, en todo proceso de separación se buscan objetivos puntuales que den la mayor eficiencia al proceso, entre estos se tienen:

- Obtener la mayor eficiencia posible en la separación del líquido y gas.
- Lograr un incremento en los volúmenes de producción de fluido.
- Incrementar el volumen de petróleo recuperado.
- Disminuir los costos generados por la compresión requerida.
- Estabilizar un Relación Gas Petróleo (RGP) óptimo para el proceso.

3.3.2 Choque Superficial. El Choque superficial, es un elemento ubicado en el cabezal del pozo, el cual permite controlar el caudal producido de fluido proveniente del pozo. En este componente, debido a la variación de caudal, se produce un cambio de presión que puede ser calculado mediante ecuaciones para choques o estranguladores.

3.3.3 Cabeza de Pozo. El cabezal de pozo, es un conjunto de válvulas y componentes que permiten el cambio de dirección, de flujo vertical a flujo horizontal. También, en la cabeza de pozo se puede conocer el dato de presión de surgencia del fluido, para establecer la energía de producción que tiene el pozo. Es un punto crítico para la realización del Análisis Nodal.

3.3.4 Válvula de Seguridad. La válvula de seguridad, es un dispositivo ubicado en la tubería vertical de producción, su función principal es la de controlar cualquier situación de flujo anormal que se presente. Es de vital importancia para la seguridad operativa y productiva del pozo.

3.3.5 Restricciones de Fondo. Usualmente estas restricciones de fondo, suelen atribuirse al choque de fondo, este dispositivo es instalado en fondo de pozo

dependiendo de los requerimientos de aumentar la presión que necesite el pozo. Permite tener una presión de fondo controlada, lo que a su vez genera un diferencial de presión a lo largo de la tubería de producción, esta caída de presión puede ser calculada para su uso en el Análisis Nodal.

3.4 PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE

La Presión de Fondo Fluyente (P_{wf}), es la variable más importante para el sistema, de ésta presión depende el método de producción que se utilice en el pozo, para conectar el reservorio y así producir todo el campo.

La Presión de Fondo fluyente, usualmente es tomada en fondo de pozo en el punto medio del nivel productor. Su determinación, puede realizarse de manera directa mediante herramientas que se bajan a fondo de pozo para realizar medición de presiones o utilizando correlaciones y ecuaciones matemáticas.

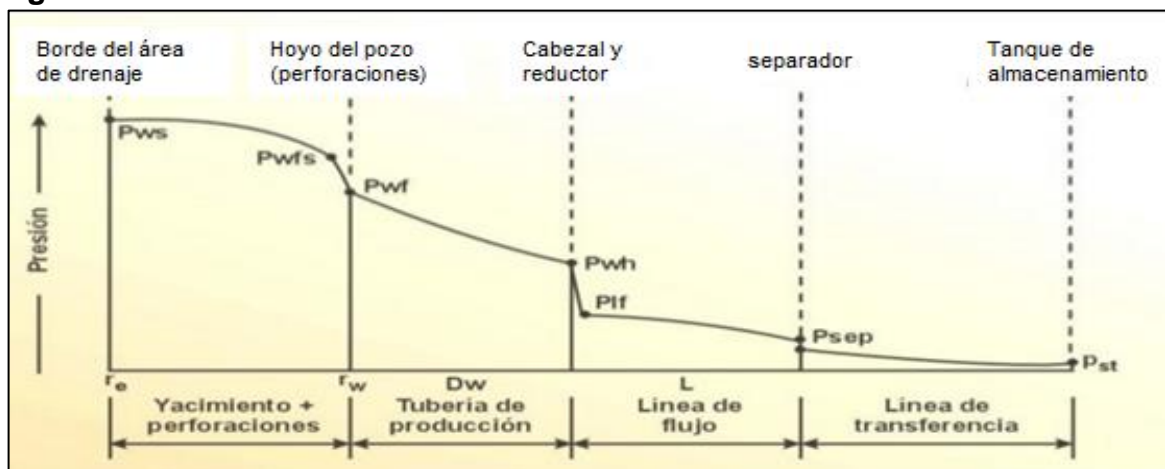
3.5 PRESIÓN PROMEDIO DEL RESERVORIO

La Presión del Reservorio, permite conocer el índice de productividad del pozo y así poder conocer la capacidad de flujo que tiene el reservorio hacia el pozo. Generalmente, es determinada a un nivel de referencia, que permite establecer la presión a la cual se encuentran sometidos los fluidos presentes en el reservorio, para el desarrollo de los cálculos volumétricos en el sistema de producción.

3.6 CAÍDAS DE PRESIÓN EN EL SISTEMA

Durante el flujo del fluido, desde el reservorio hasta superficie; pueden establecerse 4 zonas principales (Ver **Figura 26**), donde se evalúa la caída de presión que tenga el sistema.

Figura 26. Pérdidas de Presión en el Sistema.



Fuente: ESP OIL. Optimización de la Producción mediante Análisis Nodal. 2008. p 8.

En la producción de pozos, las pérdidas de energía son generadas por las pérdidas de presión presentes en el sistema. Estas caídas de presión dependen principalmente del tipo de fluido presente y del caudal con el cual este fluido es transportado hacia superficie.

La capacidad de producción del sistema responde a un balance entre la capacidad de aporte de energía del yacimiento y la demanda de energía de la instalación para transportar los fluidos hasta superficie.⁴⁰

La pérdida de energía a través de todo el sistema, puede expresarse como una pérdida total del sistema, que va a ser igual, a la diferencia de la presión de reservorio y la presión del separador, (véase **Ecuación 1**).

Ecuación 1. Capacidad de Producción de un Sistema

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

$$\Delta P_y = P_{ws} - P_{wfs} \text{ (Caída de Presión en el Yacimiento IPR)}$$

$$\Delta P_c = P_{wfs} - P_{wf} \text{ (Caída de Presión en el Completamiento-Jones, Blount \& Glaze)}$$

$$\Delta P_p = P_{wf} - P_{wh} \text{ (Caída de Presión en el Pozo)}$$

$$\Delta P_l = P_{wh} - P_{sep} \text{ (Caída de Presión en la línea de flujo)}$$

Donde se tiene que:

- P_{ws} : Presión de yacimiento o Presión promedio de yacimiento.
- P_{wfs} : Presión de fondo fluente en la cara de la formación.
- P_{wf} : Presión en el fondo de pozo.
- P_{wh} : Presión en cabeza de pozo o en el cabezal.
- P_{sep} : Presión en el separador

Fuente: ESP OIL. Optimización de la Producción mediante Análisis Nodal. 2008. p 9.

Como se observó anteriormente, la capacidad de producción de un pozo, puede ser determinada mediante el uso de las caídas de presión que se presentan a lo largo del sistema, donde se establece un balance entre el punto inicial donde el yacimiento aporta energía (P_{ws}) y el punto final del movimiento de los fluidos (P_{sep}), que es la estación del separador. Estas caídas de presión, que se relacionan

⁴⁰ ESP OIL. Optimización de la Producción mediante Análisis Nodal. 2008. p 9.

anteriormente mediante las ecuaciones, describen el comportamiento energético de los fluidos provenientes del yacimiento, en términos de presión que presentan en el sistema productor del pozo.

Usualmente, el balance de energía se realiza en fondo de pozo, actualmente la disponibilidad de diversos software, permiten que el balance de energía pueda ser realizado en distintos puntos nodales del sistema.

El balance de energía de un nodo, se realiza asumiendo diversas tasas de flujo y se estima la presión con la cual el yacimiento entrega dicho caudal de flujo. También, se calcula la presión con la que el fluido sale del nodo, es transportado y entregado en el separador, a esto se le conoce como la presión requerida en el separador.

Si el nodo de análisis, se ubica en fondo de pozo se tiene:

Ecuación 2. Análisis Nodal en Fondo de Pozo.

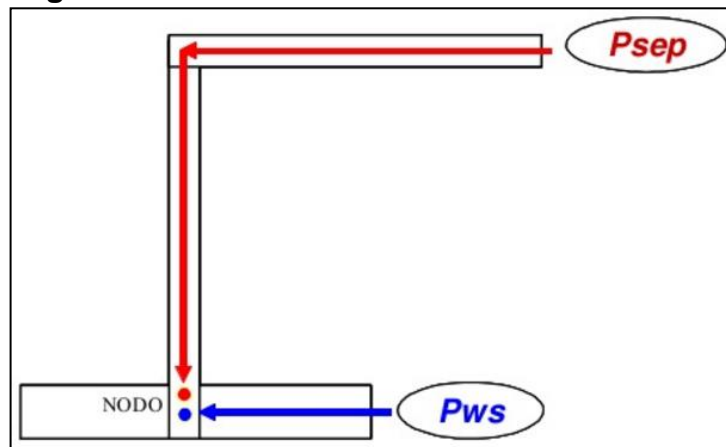
$$Presion\ de\ Llegada\ al\ Nodo: Pwf(oferta) = Pws - \Delta Py - \Delta Pc$$

$$Presion\ de\ Salida\ del\ Nodo: Pwf(demanda) = Psep + \Delta Pl + \Delta Pp$$

Fuente: ESP OIL. Optimización de la Producción mediante Análisis Nodal. 2008. p 10.

Este modelamiento, se observa en la **Figura 27.**

Figura 27. Análisis Nodal en Fondo de Pozo.



Fuente: ESP OIL. Optimización de la Producción mediante Análisis Nodal. 2008. p 10.

Por el contrario, si el nodo de análisis es ubicado en la superficie del pozo, se tiene:

Ecuación 3. Análisis Nodal en Cabeza de Pozo.

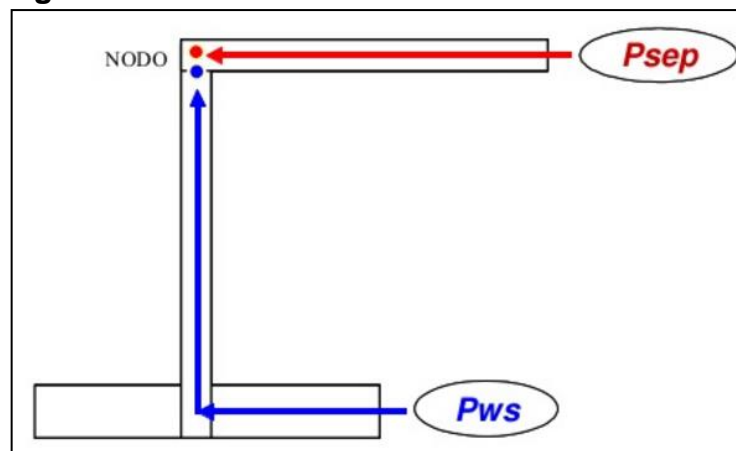
$$Presion\ de\ Llegada\ al\ Nodo: Pwh(Oferta) = Pws - \Delta Py - \Delta Pc - \Delta Pp$$

$$Presion\ de\ Salida\ del\ Nodo: Pwh(demanda) = Psep + \Delta Pl$$

Fuente: ESP OIL. Optimización de la Producción mediante Análisis Nodal. 2008. p 10.

Este modelamiento, se observa en la **Figura 28.**

Figura 28. Análisis Nodal en Cabeza de Pozo.



Fuente: ESP OIL. Optimización de la Producción mediante Análisis Nodal. 2008. p 10.

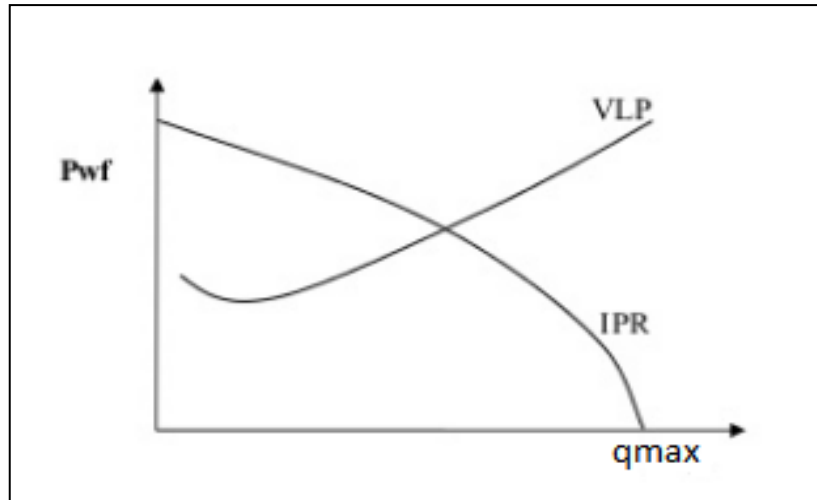
3.7 CURVAS DE OFERTA Y DEMANDA

Cuando el punto del análisis nodal es ubicado en fondo de pozo, la representación gráfica de la presión con la que los fluidos entran al nodo en función de un caudal de producción, se denomina Curva de Oferta, la cual representa la energía con la cual el yacimiento entrega el fluido. La representación gráfica, de la presión necesaria que los fluidos deben tener a la salida del nodo, es denominada Curva de Demanda, la cual representa la energía que requiere dicho pozo para llevar los fluidos hasta superficie.

Esta curva de demanda que se gráfica, es denominada Inflow Performance Relationships (IPR) y la Curva de Oferta, es denominada Vertical Lift Performance (VLP). Ambas curvas, son construidas mediante diferentes modelamientos matemáticos y correlaciones numéricas, que intentan representar el comportamiento, tanto del yacimiento como del levantamiento vertical del pozo. Como se observa en la **Gráfica 2**, existe un punto de intersección entre las curvas

IPR y VLP, dicho punto representa la capacidad de producción actual que presenta el pozo, un determinado caudal a una presión de fondo dada. Cuando no existe un punto de intersección entre las curvas, se puede concluir que el Sistema Actual de Levantamiento no es capaz de fluir por sí solo, por lo que se recurren a los procesos de optimización del sistema de levantamiento del pozo.

Grafica 2. Capacidad de Aporte del Sistema de Producción. Oferta (IPR) vs Demanda (VLP).



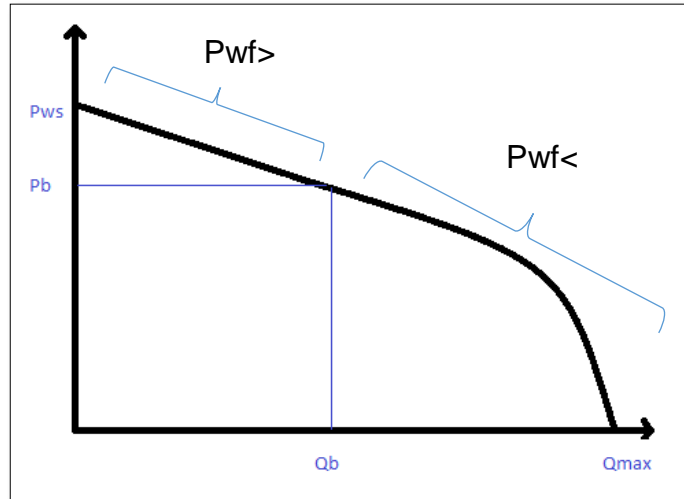
Fuente: ESP OIL. Optimización de la Producción mediante Análisis Nodal. 2008. p 11.

Adicionalmente, en la **Grafica 2**, se observa un punto de análisis importante para el sistema, el q_{max} , que representa el caudal máximo que podrá aportar u ofertar el pozo bajo las actuales condiciones de producción en las que se encuentra el pozo. Es importante recordar, que este caudal máximo de fluido solo se puede lograr, cuando se logra tener una Presión de Fondo (P_{wf}) igual a cero.

3.8 IPR SEGÚN VOGEL

Vogel en su trabajo, describe las características del análisis según el comportamiento de la presión y el caudal de los fluidos desde el yacimiento hasta el fondo del pozo, en el análisis de los fluidos del yacimiento Vogel contemplo el estado de éste como subsaturado, es decir que los fluidos que se producen se encuentran en una sola fase y la presión de fondo fluyente (P_{wf}) es mayor que la presión del punto de burbuja (P_b). También fueron contemplados en el estado de saturación, en el cual los fluidos se encuentran en dos fases y la $P_{wf} < P_b$, esto se puede visualizar en la **Gráfica 3**.

Gráfica 3. Curva IPR según el modelo de Vogel.



En la gráfica anterior se evidencia que la curva IPR relaciona la presión de yacimiento y del pozo con respecto al caudal, la curva inicia desde la Presión de yacimiento (Pws) donde el caudal es cero, a medida que se genera una caída de presión durante la producción se incrementa el flujo de fluido hasta que no hay restricción de flujo en el pozo y se llega a obtener un caudal máximo (Qmax).

En la sección de subsaturación la curva presenta un comportamiento de línea recta, este comportamiento se ve reflejado en la **Ecuación 4**.

Ecuación 4. Índice de productividad según Vogel para la sección de subsaturación.

$$J = \frac{q}{P_{ws} - P_{wf}}$$

Fuente: SOCORRO, Gabriel. Presentación Introducción Producción 2 [en línea]. Bogotá, Colombia. Fundación Universidad de América. 2012. Diapositiva 46. Disponible en línea: <<http://www.slideshare.net/gabosocorro/produccion-2-materia-de-clase-1>> [citado 10 de marzo 2014].

El factor J que se evidencia en la ecuación anterior es el índice de productividad o IP y relaciona la tasa de producción con el diferencial de presión, este valor de J que resulta de esta ecuación se da para condiciones de subsaturación.

El factor J, según Socorro Gabriel⁴¹, es definido por la siguiente escala de valores típicos la productividad del pozo:

- Baja productividad si $J < 0,5$
- Productividad media si $0,5 < J < 1,0$
- Alta productividad si $1,0 < J < 2,0$
- Excelente productividad si $J > 2,0$

Una vez se tiene descrita la sección recta de la curva IPR (sección subsaturada) es necesario describir la sección curva de la misma (sección saturada), según Socorro Gabriel, las **Ecuaciones 5, 6 y 7**, se encargan de describir esta característica del yacimiento donde los fluidos presentan un comportamiento bifásico, estas ecuaciones relaciona términos como Presión de burbuja (P_b) y caudal en el punto de burbuja (q_b).

Ecuación 5. Caudal en función de la presión.

$$q = q_b + (q_{max} - q_b) * \left(1 - 0.2 * \frac{P_{wf}}{P_b} - 0.8 * \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right)$$

Donde:

- q es el caudal de producción a la Presión de Fondo Fluyente (P_{wf}).
- q_b es el caudal de producción a la Presión de Burbuja (P_b).
- q_{max} es el máximo caudal de producción que puede alcanzar el pozo.

Fuente: SOCORRO, Gabriel. Presentación Introducción Producción 2 [en línea]. Bogotá, Colombia. Fundación Universidad de América. 2012. Diapositiva 47. Disponible en línea: <<http://www.slideshare.net/gabosocorro/produccion-2-materia-de-clase-1>> [citado 10 de marzo 2014].

Ecuación 6. Caudal en el punto de burbuja.

$$q_b = J(P_{ws} - P_b)$$

Donde:

- q_b es el caudal de producción a la Presión de Burbuja (P_b).
- J es el índice de productividad.
- P_{ws} es la Presión del Yacimiento.

Fuente: SOCORRO, Gabriel. Presentación Introducción Producción 2 [en línea]. Bogotá, Colombia. Fundación Universidad de América. 2012. Diapositiva 47. Disponible en línea: <<http://www.slideshare.net/gabosocorro/produccion-2-materia-de-clase-1>> [citado 10 de marzo 2014].

⁴¹ SOCORRO, Gabriel. Presentación Introducción Producción 2 [en línea]. Bogotá, Colombia. Fundación Universidad de América. 2012. Diapositiva 26. Disponible en línea: <http://www.slideshare.net/gabosocorro/produccion-2-materia-de-clase-1> [citado 10 de marzo 2014].

Ecuación 7. Caudal máximo.

$$q_{max} = \frac{J * P_b}{1.8} + q_b$$

Fuente: SOCORRO, Gabriel. Presentación Introducción Producción 2 [en línea]. Bogotá, Colombia. Fundación Universidad de América. 2012. Diapositiva 46. Disponible en línea: <<http://www.slideshare.net/gabosocorro/produccion-2-materia-de-clase-1>> [citado 10 de marzo 2014].

Teniendo en cuenta las ecuaciones anteriores se puede llegar a construir la curva IPR según Vogel, para realizar este procedimiento se debe suponer varias presiones desde la Pws hasta cero y con esto determinar el respectivo caudal para cada presión. Esta grafica que se genera se conoce como la gráfica de oferta del yacimiento.

Una vez obtenida la curva IPR se prosigue a graficar la curva VPL para observar en que punto de presión se intersectan y con esto determinar el caudal de producción del pozo.

3.9 ANALISIS NODAL AL POZO CON EL ESTADO MECANICO ACTUAL

Para el desarrollo del análisis nodal, se implementó el software denominado PIPESIM, el cual fue proporcionado por GLOBAL ENERGY DEVELOPMENT PLC.

PIPESIM, es un software desarrollado por la compañía Schlumberger, para el presente trabajo la versión utilizada del programa fue la del año 2012. Es un software que permite realizar un análisis del comportamiento de producción de un pozo, a unas condiciones de operación determinadas.

Para el modelamiento del Pozo Torcaz 3, se establece un modelo Black Oil para el crudo proveniente del yacimiento. Para la determinación de la presión de burbuja Pb, la correlación seleccionada fue la de Lasater J.A. Debido a que su rango de temperatura, se encuentra entre 82°F-272°F.

Ecuación 8. Correlación de Lasater para Pb.

$$Presion\ de\ Burbuja(P_b) = P_f * \left(\frac{T}{Y_g}\right)$$

Donde, Pf es el factor de presión de burbujeo y Yg es la fracción molar de gas en el sistema.

Fuente: BANZER C., Correlaciones Numéricas P.V.T. Universidad de Zulia. Instituto de Investigaciones Petroleras. Maracaibo. Enero de 1996. P 51.

Obt4eniendo una Presión de Burbuja de 249 Lpca.

Con base en lo anterior, se ingresan los datos requeridos por el software, los cuales se lustran en la **Figura 29**.

Figura 29. Modelo Black Oil PIPESIM

DEFAULT - Black Oil Properties

Black Oil Properties | Viscosity Data | Advanced Calibration Data | Contaminants | Thermal Data

Import...
Export

Fluid Name: TORCAZ
Optional Comment:

Stock Tank Properties:
WCut: 40 %
GOR: 10 scf/STB
Gas S.G.: 0.6
Water S.G.: 1.02
API: 14.8

Calibration Data at Bubble Point (Optional but Recommended):
Pressure: 742 psia
Temperature: 167 F
Sat. Gas: 61 scf/STB

Solution Gas Correlation:
Rs and Pb: Lasater

Aceptar Cancelar Ayuda

Posteriormente, se procede a ingresar los datos de viscosidad del fluido producido en el Pozo Torcaz 3, el software permite diversos métodos para la determinación de la viscosidad, ya sea ingresando los datos de forma manual ó mediante correlaciones numéricas, el programa estima los valores de viscosidad usando los datos previamente ingresados del modelo de fluido. Para el presente trabajo, debido a que la viscosidad es uno de los puntos claves, se ingresan los valores de viscosidad de forma manual, como se ve en la **Figura 30**.

Figura 30. Datos de Viscosidad del Pozo Torcaz 3.

	Temperature	Viscosity
1	F	cP
2	64	14880
3	90	2144
4	130	657
5	170	477
6		
7		
8		
9		

OK
Cancel
Help

Con el modelo de fluido ya establecido, se procede a ingresar la configuración de equipos del pozo, como lo son, la tubería de producción, ángulo del pozo y equipos de producción ubicados en subsuelo.

El Pozo Torcaz 3 es vertical, esto significa que no tiene ángulo de inclinación por lo que la TVD y la MD, tendrán el mismo valor de los 8.225 pies. Siendo este valor, la máxima profundidad alcanzada por el pozo, presentando una temperatura de fondo de aproximadamente 170°F.

Para llevar el fluido desde el fondo de pozo hasta superficie, se cuenta con una tubería de 2,441” de diámetro interno, el cual alcanza una profundidad de 6.988 pies. También se tiene un revestimiento de 6^{7/8}” de diámetro interno, que va desde superficie hasta los 8.206 pies, este revestimiento posee el punto medio de los perforados a una profundidad de 7.874 pies, los cuales permiten el ingreso del fluido proveniente del yacimiento hacia el pozo. Ver **Figura 31**.

Figura 31. Casing y Tubería de Producción del Pozo Torcaz 3.

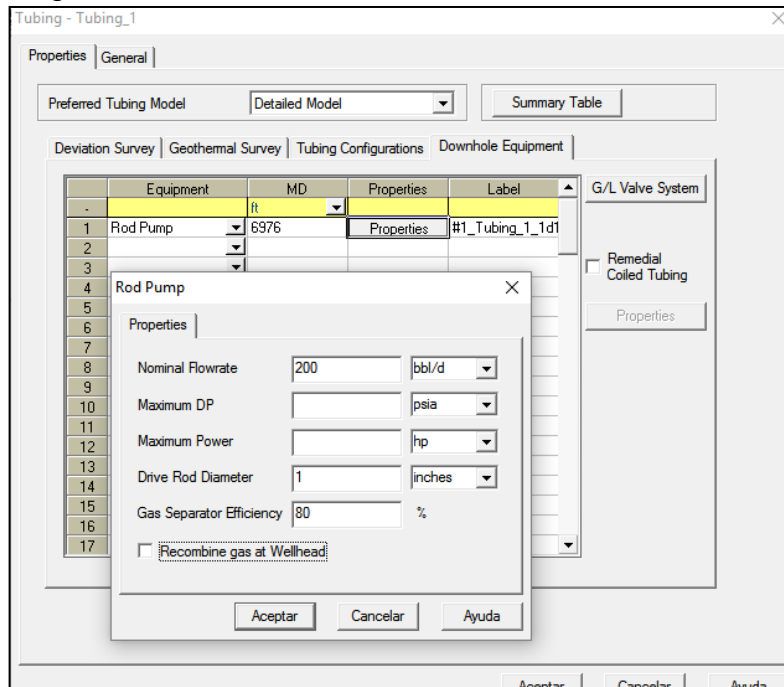
The screenshot shows a software window titled "Tubing - Tubing_1" with a "Properties" tab and a "General" sub-tab. It includes a "Preferred Tubing Model" dropdown set to "Detailed Model" and a "Summary Table" button. Below are tabs for "Deviation Survey", "Geothermal Survey", "Tubing Configurations", and "Downhole Equipment". A text box explains that the first node is the top of the tubing and sections run from the MD of the previous section to the MD of the current section. The main table is titled "Tubing Sections" and contains the following data:

	Bottom MD	ID	Wall Thickness	Roughness	Casing ID	Flow Type	Label
-	ft	inches	inches	inches	inches		
1	6988	2,441	0,5	0,001	6,875	Tubing	PIPE2
2	7874	6,875	0,5	0,001		Tubing	PIPE1
3			0,5	0,001		Tubing	
4			0,5	0,001		Tubing	
5			0,5	0,001		Tubing	
6			0,5	0,001		Tubing	
7			0,5	0,001		Tubing	
8			0,5	0,001		Tubing	
9			0,5	0,001		Tubing	
10			0,5	0,001		Tubing	
11			0,5	0,001		Tubing	
12			0,5	0,001		Tubing	

Por último, el pozo actualmente cuenta con un Sistema de Bombeo Mecánico como Método de Levantamiento Artificial, en el software para modelar ese tipo de levantamiento, se selecciona la opción “Rod Pump”, y se configura la profundidad

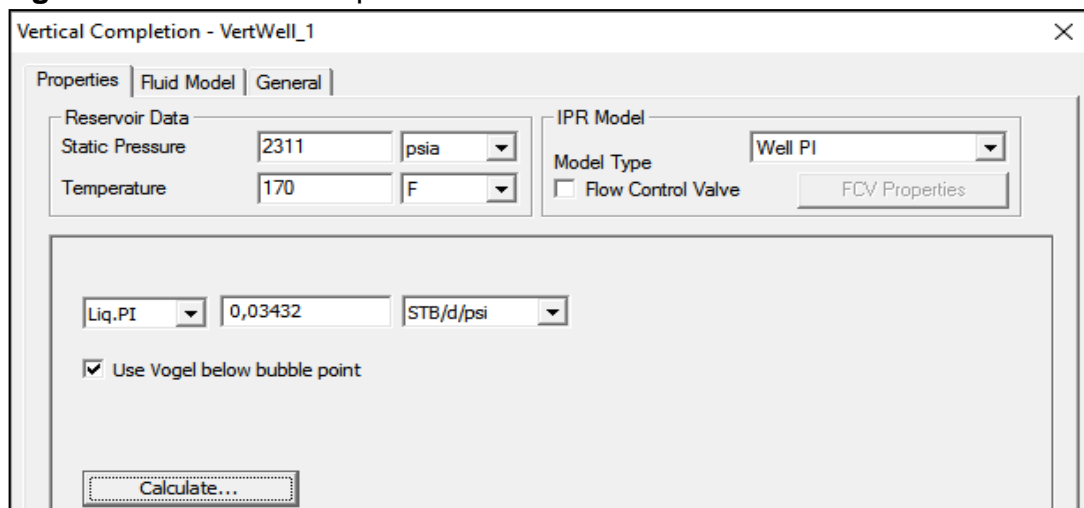
de asentamiento de la bomba de subsuelo a 6976 pies y otras especificaciones que presente el conjunto de Bombeo Mecánico y sea requerido por PIPESIM para realizar el análisis nodal. Ver **Figura 32**.

Figura 32. Configuración del Bombeo Mecánico en el Pozo Torcaz 3.



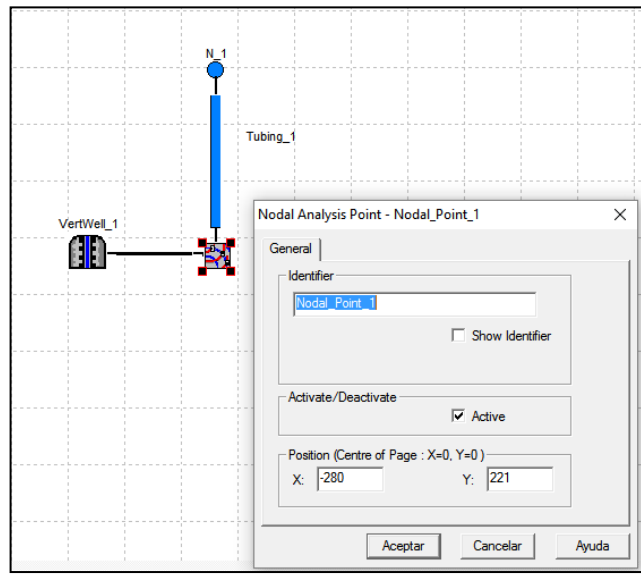
Una vez ingresados de manera correcta los datos anteriormente expuestos, finalmente se realiza la configuración de “Vertical Completion”, donde se registran datos como, Presión Estática del Yacimiento, Temperatura del Yacimiento e Índice de Productividad del Pozo, para el Pozo Torcaz 3, el IP es de 0,34. Ver **Figura 33**.

Figura 33. “Vertical Completion” del Pozo Torcaz 3.



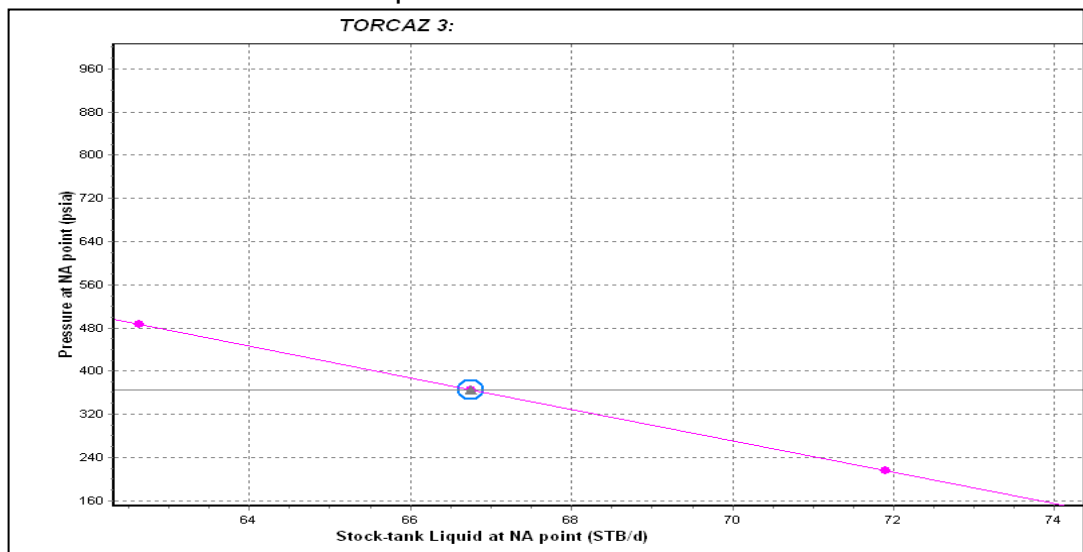
Como se explicó anteriormente, para realizar un análisis nodal, el nodo de análisis puede establecerse en fondo de pozo o en cabeza de pozo, para el presente trabajo el punto nodal se establecerá en el fondo de pozo como se muestra en la **Figura 34**.

Figura 34. Modelo de Análisis Nodal para el Pozo Torcaz 3.



Finalmente, se procede a correr el análisis nodal en PIPESIM, obteniendo una gráfica donde se presentan las curvas de oferta y demanda, encontrando el punto de operación que determina el caudal actual de producción que presenta el pozo. Ver **Gráfica 4**.

Gráfica 4. IPR vs VLP del pozo con Bombeo Mecánico.



En la figura anterior, la línea gris representa la curva VLP y la línea rosa representa la IPR, el círculo azul en el cual estas dos curvas se cruzan es el punto operacional para el Pozo Torcaz 3. Este punto, presenta una Pwf de 366 psia con un caudal de 66,5 BFPD, lo que representa 40 BOPD y 26,5BWPD, para un BSW del 40%. Con estos valores aproximados de caudales, el Pozo Torcaz 3 fue cerrado en el año 2010. Para el Bombeo Mecánico, se observa en la grafica que el mayor caudal de fluido que se puede obtener, al lograr llevar a 0 la Pwf, es de 74 BFPD; aunque el Bombeo Mecánico en teoría permite obtener una eficiencia alta en cuanto al máximo caudal de fluido que podemos obtener del pozo, se busca un cambio de Método de Levantamiento Artificial, debido principalmente a los problemas operacionales que el fluido proveniente del yacimiento ha generado en los diferentes equipos que componen el Bombeo Mecánico.

3.10 ANÁLISIS NODAL AL POZO CON BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS

El Método de Levantamiento Artificial elegido mediante la matriz de selección, fue el Bombeo de Cavidades Progresivas. GLOBAL ENERGY DEVELOPMENT PLC, consultó a la compañía WEATHERFORD para realizar una evaluación de los parámetros técnicos para implementar el BCP (Ver **Anexo E**), la empresa WEATHERFORD propuso usar una Bomba convencional 10-2800 HN - 309. Ver **Figura 35**.

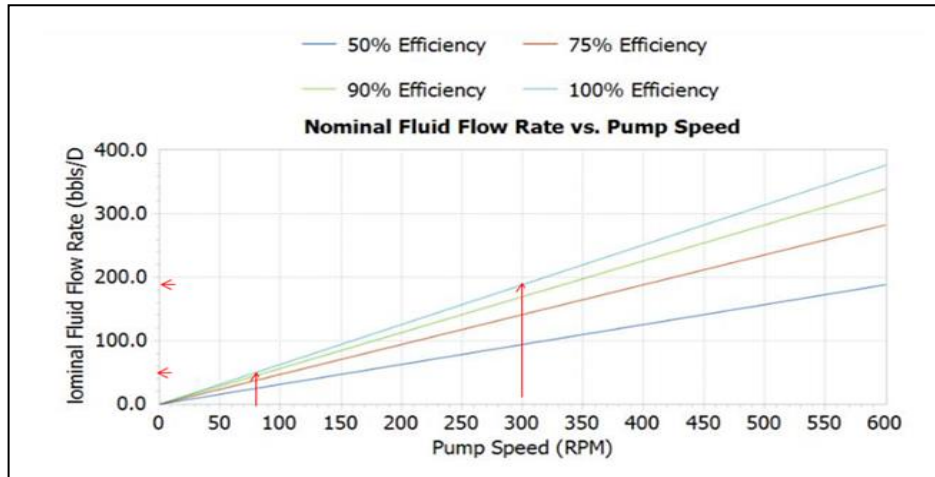
Figura 35. Propuesta Técnica de Weatherford para el Bombeo de Cavidades Progresivas.

<u>CONVENTIONAL PUMP 10-2800</u>	
<i>Displacement:</i>	<i>0,6 Bbl/Rpm</i>
<i>Lifting:</i>	<i>9200 ft</i>
<i>Tubing:</i>	<i>2 7/8" OD</i>
<i>OD Max:</i>	<i>3.00"</i>
<i>Total length:</i>	<i>28.75 ft</i>
<i>Production Range:</i>	<i>80 Rpm = 48 BFPD @ 100% Efficiency</i>
	<i>300 Rpm = 180 BFPD @ 100% Efficiency</i>

Fuente: Propuesta Técnica – PCP SYSTEM TORCAZ 3 WELL. Weatherford International Ltd. 2011. p 5.

En la **Gráfica 5**, se observa el comportamiento de la bomba a diferentes revoluciones por minuto, en diferentes porcentajes de eficiencia.

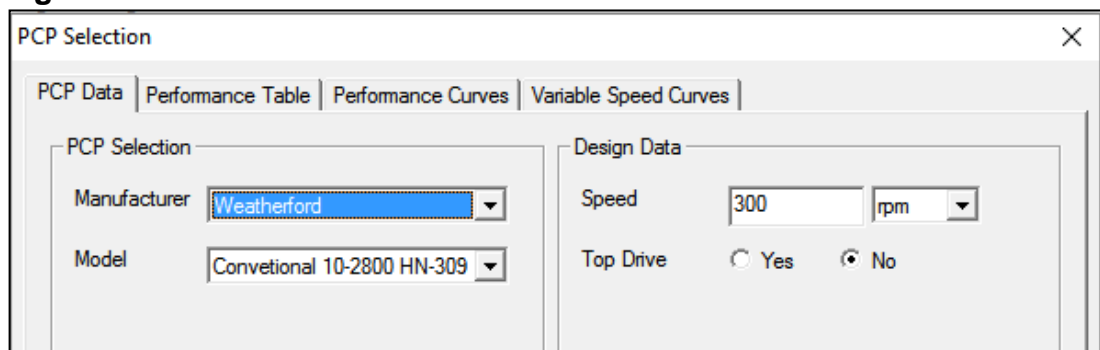
Gráfica 5. Caudal Nominal de Fluido vs Velocidad de la Bomba



Fuente: Propuesta Técnica – PCP SYSTEM TORCAZ 3 WELL. Weatherford International Ltd. 2011. p 5.

Cuando la bomba trabaja a una velocidad de 300 rpm, teóricamente el fluido que se obtiene se encuentra entre los 100 a 200 BFPD, dependiendo de la eficiencia de operación de la bomba trabaje. En la propuesta técnica presentada por WEATHERFORD (Ver **Anexo E**), se recomienda que se trabaje la bomba a una velocidad de 300 rpm, teniendo en cuenta que es a esta velocidad de operación que se obtienen los mayores caudales de fluidos. La bomba se selecciona en PIPESIM y se configura la velocidad a la cual se desea trabajar la bomba. (Ver **Figura 36**).

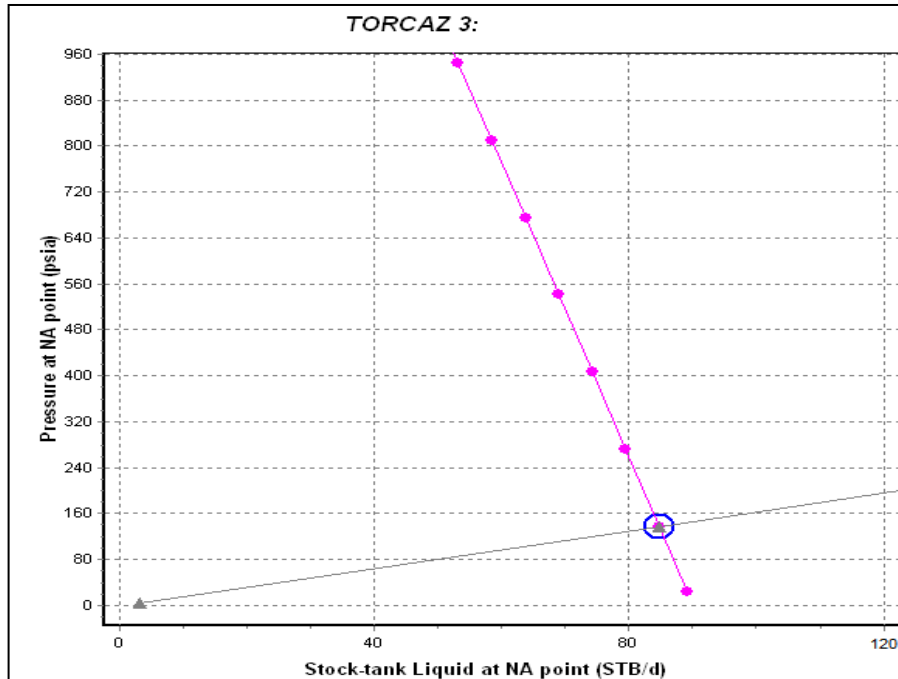
Figura 36. Bomba Convencional 10-2800 HN – 309 en PIPESIM.



En la propuesta técnica presentada por WEATHERFORD a GLOBAL ENERGY DEVELOPMENT PLC, se mantiene el diseño de las tuberías de producción, por lo que lo único que se cambia es la bomba de levantamiento y la profundidad de asentamiento de la misma. En PIPESIM, se mantiene el mismo diseño del pozo, una vez seleccionado y configurado el BCP en el software, se corre el análisis nodal

y se obtiene la gráfica para obtener el punto operacional de producción del pozo con el nuevo sistema de levantamiento. Ver **Gráfica 6**.

Gráfica 6. IPR vs VLP del pozo con Bombeo de Cavidades Progresivas.



En la figura anterior, la línea gris representa la curva VLP y la línea rosa representa la IPR, el círculo azul en el cual estas dos curvas se cruzan es el punto operacional para el Pozo Torcaz 3. Este punto, presenta una P_{wf} de 121 psia con un caudal de 84,7 BFPD, lo que representa 51 BOPD y 34 BWPD, para un BSW del 40%. El BCP, genera un incremento de 17 BFPD, comparado con el BM; tanto el BM y el BCP obtuvieron puntajes cercanos en la matriz de selección y además ahora se muestra que el BCP, según el análisis nodal realizado en PIPESIM, representa una mejora en la producción de crudo para el Pozo Torcaz 3, unido a los diferentes problemas que ha presentado el BM durante el tiempo en que se encontró en operación. El máximo caudal de fluido que se puede obtener aplicando el BCP es de 89 BFPD.

4. REDUCTOR DE VISCOSIDAD

El presente capítulo, se encarga de describir e identificar las características generales más relevantes de los reductores de viscosidad, describir las pruebas de laboratorio que se realizaron y los resultados de las mismas con la finalidad de cumplir con los objetivos específicos 5, 6 y 7.

Con el fin de mejorar las características de fluidez del crudo proveniente del Pozo Torcaz 3, se utilizó un reductor de viscosidad a diferentes concentraciones, este reactivo fue el CHEMIFLOW 3575 y las dosificaciones que se usaron para las pruebas de laboratorio, fueron las siguientes: 2.000, 1.500, 1.000, 800 y 500 ppm. Durante este procedimiento se evidenció el comportamiento del crudo a estas dosis de aplicación.

4.1 GENERALIDADES DE LOS REDUCTORES DE VISCOSIDAD

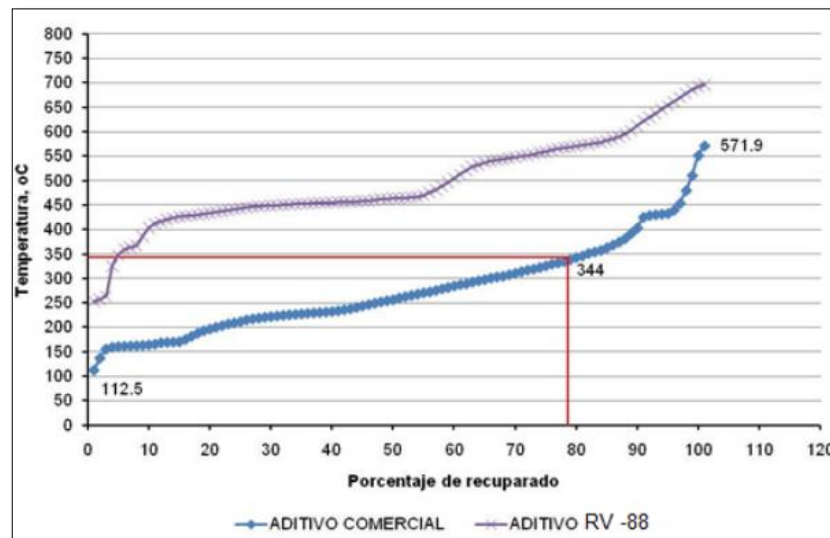
Los reductores de viscosidad, son productos químicos o derivados del petróleo que tienen la capacidad de mejorar las propiedades del crudo, las cuales generan una eficiencia de producción de petróleo (pesado o extra pesado) mayor a la que se tiene antes de aplicar el producto, estos diluyentes de viscosidad son capaces de mejorar la fluidez del petróleo, facilitar su extracción y transporte. Los agentes que componen los reductores son capaces de actuar sobre las características crudo como la viscosidad y en ocasiones la gravedad API.

Debido a su fácil aplicación, son independientes del pozo es decir no tienen que instalarse durante la perforación y tampoco mientras se realiza el completamiento del pozo. También es independiente de la presión, porosidad, permeabilidad, factor de daño, entre otras características de la formación y del pozo.

La aplicación de los reductores de viscosidad en fondo de pozo se puede realizar por medio de un tubo capilar que se encuentra ubicado por lo general desde cabeza de pozo hasta el fondo del mismo, o en algunas ocasiones también se puede inyectar el reductor por medio del espacio anular donde se busca reducir la viscosidad de la línea de producción.

La viscosidad del crudo es reducida drásticamente siempre y cuando este sea aplicado adecuadamente, logrando también mejoras significativas en las bombas como: menor torque, reducción de pérdidas por fricción y mayor eficiencia. En la **Gráfica 7**, evidenciamos el comportamiento de la producción de crudo con un reductor de viscosidad.

Grafica 7. Comportamiento de producción con reductor de viscosidad.



Fuente: Tecpen, BIOREDUCTORES DE VISCOSIDAD, petroCURE RV 88.

4.2 TIPOS DE REDUCTORES DE VISCOSIDAD

Esta tecnología incluye dos tipos de reductores de viscosidad: hidrocarburos con altos grados API (Nafta), este tipo de reductor es de alto costo, y reductores químicos los cuales dependen de las características químicas que el fabricante proporcione.

4.3 VENTAJAS

Para la extracción de crudo pesado y extra pesado los reductores de viscosidad tienen ventajas muy notorias como son:

- Pueden llegar a disminuir la viscosidad de fluido hasta un 90 %.
- Mejora la relación agua/petróleo, reduciendo la conificación y canalización del agua.
- Incrementan la producción, sin la necesidad de inyectar vapor o aumentar la temperatura del pozo.
- Se evita la utilización de productos derivados del petróleo, los cuales son costosos y de difícil manipulación.
- Son compatibles con los químicos que se encuentran aguas abajo.
- Reducción amplia de las presiones de descarga de las bombas y unidades de bombeo.

- Disminución en el consumo de combustibles, diésel, gas, Kw/h cuando se genera bombeo de petróleo.
- Aumenta la vida útil de los equipos de bombeo.
- Se maneja en pozos con temperaturas de fondo entre 85 °F y 110 °F, teniendo un alto rendimiento.

4.4 DESVENTAJAS

- No se ha aplicado en sistemas por Bombeo Hidráulico (BH).
- Si es inyectado por el cabezal implica disminuir la presión en cabeza de pozo lo cual puede incrementar costos de producción.
- Si se inyecta cíclicamente un aceite ligero como reductor de viscosidad se evidencian incrementos en los tiempos de operación de producción.
- Una inyección no controlada de los reductores conlleva a drenar volúmenes grandes del yacimiento en corto tiempo.

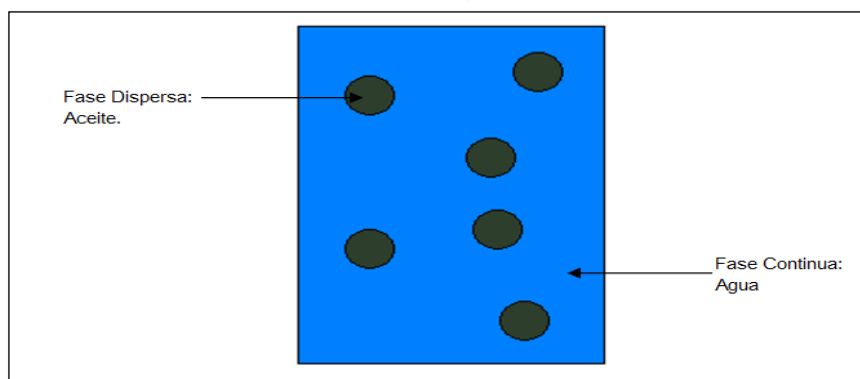
4.5 MECANISMO DE DISMINUCIÓN PARA UN REDUCTOR DE VISCOSIDAD

En términos generales, la viscosidad se considera como la fricción existente entre las moléculas del fluido, en donde dicha fricción intermolecular se refiere a la fuerza de cohesión presente en el líquido.

Para crudos muy viscosos, los factores que poseen mayor influencia sobre la fuerza de cohesión del líquido, son formación de enlaces de hidrogeno, la superposición de anillos aromáticos entre el plano de moléculas de resinas y la presencia de asfáltenos en el crudo pesado. Según lo anterior, es posible afirmar que la viscosidad de un crudo se origina principalmente a partir de la interacción de enlaces de hidrógenos, de la existente superposición mutua entre anillos aromáticos con planos de resinas y del alto contenido de resinas y asfáltenos presentes en el crudo. Entre mayor sea la presencia de estos factores, mayor será la viscosidad del crudo.

4.5.1 Mecanismo Reductor de Viscosidad Base Agua. La mezcla de un crudo viscoso con una cantidad adecuada de agua y una cantidad adecuada del reductor de viscosidad base agua, tendrá como resultado la formación de una emulsión de aceite en agua. Donde el aceite es la fase dispersa y el agua es la fase continua, como se observa en la **Figura 37**.

Figura 37. Emulsión de Aceite en Agua.



4.5.2 Mecanismo Reductor De Viscosidad Base Aceite. El crudo viscoso es tratado con reductores de viscosidad base aceite, debido a que la fuerza de los enlaces de hidrogeno entre las moléculas del reductor y los planos de anillos de asfáltenos o resinas, es más fuerte que la fuerza entre resinas y asfáltenos; los enlaces originales de hidrogeno y los planos de moléculas superpuestas entre moléculas de asfáltenos y resinas, son destruidos. Los nuevos enlaces de hidrogeno formados y la estructura cubica molecular entre el reductor de viscosidad base aceite y las moléculas de resinas o asfáltenos, dan como resultado una viscosidad principalmente menor a la original.

4.6 COMPOSICIÓN Y PROPIEDADES DE UN REDUCTOR DE VISCOSIDAD

Conforme a las propiedades del crudo viscoso y los mecanismos de disminución de un reductor de viscosidad, las propiedades del reductor base agua y base aceite han sido desarrolladas.

4.6.1 Reductor Base Aceite. El reductor base aceite, es soluble en aceite y miscible con solvente y algunos crudos. Principalmente se encuentra compuesto por varios polímeros de alto peso molecular, surfactantes y otros aditivos químicos.

En la **Tabla 9**, se presentan las características para un reductor de viscosidad base aceite:

Tabla 9. Características de reductor base aceite

Apariencia	Líquido marrón y rojo
Punto de Fluidez	8 a 12 °C
Gravedad Específica	0,88 a 0,9
Flash Point	<40 °C
Eficiencia de reducción de viscosidad	>70 °C

Fuente: SPE. Huizhuan X., et al. Study and Application of the Viscosity Reducer Used in Production of the Viscous Crude Oil. 2001. p 2.

El reductor base aceite, genera una buena reducción de la viscosidad en aceite pesado con base asfaltenica y buen efecto en la disminución del punto de fluidez para crudos pesados con base parafinica.

Para crudos pesados con bajo corte de agua y humectabilidad favorable, el reductor base aceite funciona como un deshidratador, lo que genera una reducción en la fricción de drenaje que presenta el crudo pesado.

4.6.2 Reductor Base Agua. El reductor base agua, es soluble en agua y miscible con agua en cualquier proporción; principalmente se encuentra compuesto por un surfactante tolerante a altas temperaturas, un estabilizador y otros aditivos.

En la **Tabla 10**, se presentan las características para un reductor de viscosidad base agua:

Tabla 10. Características de reductor base agua.

Apariencia	Líquido blanco lechoso
Punto de Fluidez	10 a 14 °C
Gravedad Especifica(25°C)	1,2 a 1,3
Viscosidad (25°C)	35 a 40 mPa.s.
Ph	10 a 12
Tolerancia a Temperaturas	>300°C

Fuente: SPE Huizhuan X., et al. Study and Application of the Viscosity Reducer Used in Production of the Viscous Crude Oil. 2001. P 2.

A dosis bajas (50 a 200ppm), solo basta agitar la mezcla del crudo pesado y del reductor de viscosidad, para la formación de la emulsión de aceite en agua, logrando una disminución de viscosidad en la mezcla resultante. Es muy tolerante a ambientes de altas temperaturas y puede ser utilizado como agente químico en procesos de remojo con vapor (Steam Soak). Además de ser usado como reductor de viscosidad en métodos convencionales, también es usado para producir crudos con altas viscosidades a temperaturas de yacimiento, mediante su uso como agente químico en el método de remojo con vapor (Steam Soak).

4.7 CHEMIFLOW 3575

El reductor de viscosidad CHEMIFLOW 3575, fue el escogido para realizar las pruebas de laboratorio al crudo del Pozo Torcaz 3, debido a que este posee buenas características que son compatibles con las propiedades del fluido y es amigable con el medio ambiente.

4.7.1 Ventajas del Reductor de Viscosidad CHEMIFLOW 3575. Con base en el documento emitido por la compañía CHEMIOIL “TECNOLOGIAS DE ULTIMA GENERACIÓN PARA CRUDOS PESADOS Y EXTRAPESADOS Y SISTEMAS DE AGUAS DE INYECCIÓN”, estas son las ventajas principales que este reactivo posee (**Ver Anexo F**):

- Disminuye la viscosidad del crudo en fondo hasta un 90%.
- Incrementa la producción por pozo mediante los diferentes tipos de aplicación en fondo del hueco sin necesidad de la inyección de vapor ni la aplicación de temperatura que eleva los costos de forma importante.
- Se elimina la utilización de diluyentes derivados del petróleo los cuales son altamente costosos y de difícil manipulación.
- Reducción amplia de las presiones de descarga de la bomba y de las unidades de bombeo de acuerdo al sistema de levantamiento artificial.
- No presenta efectos de incompatibilidad con químicos que estén presentes aguas abajo.
- No presenta incompatibilidad con productos utilizados en las facilidades de producción del campo.
- No hay efectos secundarios en las aguas resultantes de la deshidratación, es decir que estas aguas se pueden reinyectar sin que se formen tapones en las formaciones receptoras.
- Componentes químicos son componentes verdes “Green Components” lo que quiere decir que son amigables con el medio ambiente.

4.8 EQUIPOS Y MATERIALES DE LABORATORIO

Para realizar las pruebas de laboratorio, se utilizaron diversos materiales y equipos, a continuación se presentan los más importantes.

4.8.1 Agujas del Viscosímetro. Son diferentes vástagos intercambiables, numerados del 1 al 7, donde la aguja número 1 es la más gruesa y la aguja numero 7 la más delgada. El tipo de aguja a utilizar, depende del porcentaje de confiabilidad de los datos que muestre la pantalla del viscosímetro. En la **Figura 38**, se puede observar como son estas agujas del viscosímetro.

Figura 38. Agujas del Viscosímetro.



4.8.2 Viscosímetro Brookfield. Es un instrumento para la medición de la viscosidad de un fluido, la viscosidad reportada por el viscosímetro se encuentra dada en cP. Los Viscosímetros Brookfield, basan su funcionamiento, en el principio de la viscosidad rotacional, donde se capta el torque requerido para hacer girar la aguja del viscosímetro sumergida en la muestra del fluido. El torque generado sobre la aguja, es proporcional a la resistencia viscosa sobre el eje inmerso en el fluido, siendo igual a la viscosidad del fluido.

Los datos de viscosidad que reporta el instrumento, poseen un porcentaje de confiabilidad, generalmente este porcentaje de confiabilidad se debe encontrar entre 20% y 80%, para que los datos reportados sean confiables. En la **Figura 39**, se observa el Viscosímetro Brookfield utilizado en las pruebas de laboratorio.

Figura 39. Viscosímetro Brookfield.



4.8.3 Centrifuga de Laboratorio. Las muestras de fluido son introducidas en la centrifuga, la maquina genera un movimiento rotacional que le permite mediante fuerza centrífuga, la separación de los diferentes componentes que componen un fluido, debido a la diferencia de densidades entre las sustancias.

En los laboratorios de crudo, este proceso usualmente es utilizado para la determinación del contenido de impurezas (BSW) que presenta el crudo debido a la

presencia de agua, arena y sólidos suspendidos. En la **Figura 40**, se observa la Centrifuga utilizada en las pruebas de laboratorio.

Figura 40. Centrifuga de Laboratorio.



4.8.4 Baño María. Es un equipo de laboratorio que otorga una temperatura uniforme a un fluido, calentando la muestra lentamente. La muestra es introducida en un recipiente capaz de transferir el calor al fluido y luego se sumerge el recipiente con la muestra en el Baño María. Usualmente, se utiliza agua para calentar la muestra, sin embargo estos dispositivos también permiten trabajar con aceite; es importante asegurarse que el fluido usado para el calentamiento de la muestra no se encuentre contaminado con alguna otra sustancia.

Normalmente, el rango de temperatura que poseen estos equipos, se encuentra entre la temperatura ambiente y los 100°C. En la **Figura 41**, se observa el Baño María utilizado en las pruebas de laboratorio.

Figura 41. Baño María.



4.9 PRUEBAS DE BOTELLA PARA EL CRUDO DEL POZO TORCAZ 3

Antes de comenzar con las pruebas de laboratorio, la muestra de crudo a utilizar debió ser homogenizada para disminuir el riesgo de formación de una emulsión de agua, efecto que puede provocar la acumulación de agua libre generando una lectura errónea de las pruebas de viscosidad.

Seguidamente, se procede a determinar el Contenido de Sólidos y Agua (BSW) presentes en el crudo del Pozo Torcaz 3.

El Tubo Centrifuga de 100ml (**Ver Figura 42**), es llenado en un 50% de su capacidad con la muestra de crudo y con diluyente el otro 50%. Se agita la muestra de forma repetitiva y constante, de forma que el fluido presente en el tubo adquiera un aspecto homogéneo. La muestra es introducida en la Centrifuga, la cual opera durante un lapso de 5 minutos a 1.500 rpm. Cuando termina el tiempo de centrifugado, se retira la muestra de la máquina y se lee en el tubo, el contenido de sólidos y de agua libre presente en la muestra.

Figura 42. Tubo Centrifuga Tipo Zanahoria.



Fuente: WACOL. Materiales Para Laboratorio [en línea]. Tubo Centrifuga. Tipo Zanahoria Graduado 100ml. <http://www.wacol.com.co/index.php?base&seccion=pdtos-list&idlinea=MjU=> [Consultado en Julio de 2016].

El BSW que se determinó para la muestra de crudo del Pozo Torcaz 3, fue de 0,2ml de una muestra de 100ml, lo que indica que el contenido de sedimentos y agua es del 0,2%. La norma ASTM 04377 del 2007, establece que el BSW de una muestra de crudo de producción, debe ser máximo del 0,5%; por lo tanto la muestra de crudo del Pozo Torcaz 3, se encuentra dentro de los parámetros establecidos, permitiendo tener confiabilidad en los resultados obtenidos con las pruebas de botella.

Para el desarrollo de este proyecto, se realizaron pruebas de botella al crudo, en las cuales se dosificó el producto químico a diferentes concentraciones con el fin de observar los comportamientos que tendría este reactivo sobre la viscosidad del crudo del pozo, adicionalmente a esto, se calienta el crudo a diferentes temperaturas para poder simular de forma real la trayectoria del fluido desde el fondo del pozo hasta el cabezal de este mismo, las temperaturas que se operan en las pruebas de laboratorio, son las siguientes: 64 °F, 90 °F, 130 °F y 170 °F, donde estos valores reflejan la temperatura en superficie, en el cabezal, en la tubería de producción y en el fondo del pozo respectivamente.

Se tomaron 4 Vasos de Precipitado o Beaker de 120ml cada uno, se llenaron con la muestra de crudo del Pozo Torcaz 3 al máximo de su capacidad. El primer vaso, se deja a temperatura ambiente de 64°F, se lleva al viscosímetro sin la adición del reductor y se realiza la prueba de viscosidad.

Posteriormente, se adicionan los 500ppm del reductor de viscosidad al vaso de precipitado y nuevamente se realiza la prueba de viscosidad. Se toma la muestra y se agregan 300ppm más del reductor de viscosidad para completar los 800ppm, se vuelve a realizar la prueba de viscosidad. Este procedimiento se repite para 1.000ppm y 1.500ppm.

El vaso número 2, se lleva primero al Baño María calentándolo a una temperatura de 90°F. Se toma la muestra y se realiza la prueba de viscosidad sin la adición del reductor. La muestra se debe llevar nuevamente al Baño María, volviendo a estabilizar los 90°F de temperatura en la muestra y se le agregan 500ppm del reductor mientras la muestra se esté calentando, se toma la muestra y se realiza la prueba de viscosidad. Se repite el procedimiento mencionado anteriormente en el vaso número 1, para las dosificaciones de 800, 1.000, 1.500 y 2.000ppm del reductor, manteniendo una temperatura de 90°F para este caso.

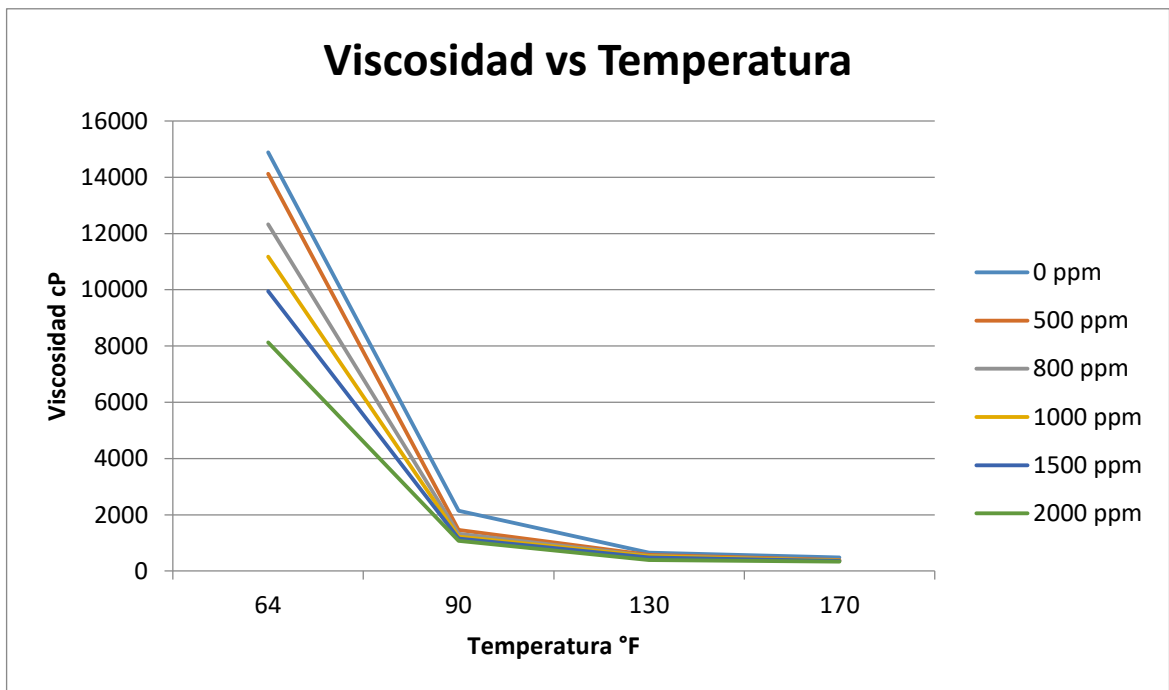
El proceso desarrollado para el vaso número 2, se repite para los vasos 3 y 4, lo que varía para estas muestras es la temperatura de la prueba. Las pruebas en el vaso número 3 se realizaran a una temperatura de 130°F; mientras que para el vaso número 4 la temperatura de las pruebas es de 170°F.

En la **Tabla 11** y la **Grafica 8** se muestran los resultados de las pruebas de laboratorio a distintas concentraciones y temperaturas, con la finalidad de representar el comportamiento del crudo en el proceso de extracción y poder identificar cual es el lugar apropiado para aplicar el reductor de viscosidad.

Tabla 11. Resultados pruebas de laboratorio.

TEMPERATURA °F	Concentración del reductor de viscosidad					
	0 ppm	500 ppm	800 ppm	1.000 ppm	1.500 ppm	2.000 ppm
64	14.880 cP	14.120 cP	12.320 cP	11.180 cP	9.950 cP	8.130 cP
90	2.144 cP	1.464 cP	1.328 cP	1.220 cP	1.156 cP	10.720 cP
130	657 cP	572 cP	538 cP	522 cP	477 cP	390 cP
170	477 cP	389 cP	372 cP	368 cP	357 cP	338 cP

Gráfica 8. Comportamiento del crudo con la aplicación del reductor de viscosidad.



En la tabla y la gráfica anterior, se indica como es el comportamiento del reductor de viscosidad una vez este comienza a interactuar con el fluido proveniente del yacimiento, las temperaturas seleccionadas para el desarrollo de las pruebas, se tomaron con base en diversos puntos a lo largo del pozo; donde se tiene que 170°F es en fondo de pozo, 130°F es en la tubería de producción del pozo, 90°F es en el

cabezal del pozo y 64°F es en la línea de producción de superficie del pozo. La selección de estas temperaturas, permite observar el comportamiento del crudo a diferentes condiciones y de esta manera establecer el punto más favorable para la aplicación del reductor de viscosidad.

Se observa el comportamiento de cada una de las concentraciones utilizadas respecto al crudo sin ningún reactivo, es evidente e importante recalcar que la viscosidad de la muestra disminuye a medida que aumenta la concentración del reductor de viscosidad, lo anterior ratifica que la aplicación del reductor de viscosidad se debe tener como opción en las operaciones de producción, con el fin de mejorar las características del crudo y facilitar la producción de petróleo en el pozo.

En las **tablas 12, 13, 14, 15 y 16**, se evidencia la reducción de viscosidad en porcentaje, identificando la efectividad del reductor de viscosidad y de esta manera determinar que ubicación de aplicación y que concentración es la ideal en la utilización de este diluyente.

Tabla 12. Porcentaje de reducción con una concentración de 500 ppm.

Temperatura (°F)	500 ppm	Porcentaje (%)
64	14.120 cP	5,11
90	1.464 cP	31,72
120	572 cP	12,94
170	389 cP	18,45

En la tabla anterior, el porcentaje de reducción más significativo de la viscosidad para una concentración de 500 ppm de producto químico, se encuentra a una temperatura de 90°F, seguido de la temperatura de 170°F. Lo que indica, que inicialmente el cabezal de pozo y el fondo de pozo serían los dos mejores lugares para la aplicación de 500 ppm del reductor de viscosidad.

Tabla 13. Porcentaje de reducción con una concentración de 800 ppm.

Temperatura (°F)	800 ppm	Porcentaje (%)
64	12.320 cP	17,2
90	1.328 cP	38,06
120	538 cP	18,11
170	372 cP	22,01

Para una dosificación de 800 ppm del reductor, en cabezal de pozo tendremos una reducción del 38,06%, la viscosidad pasa de 2.144cP a 1.328cP con la adición del químico. En fondo de pozo, el porcentaje de reducción es del 22,01%, la viscosidad pasa de 477cP a 372 cP. Estos dos puntos presentan los mayores porcentajes de reducción para una dosificación de 800ppm.

Tabla 14. Porcentaje de reducción con una concentración de 1.000 ppm.

Temperatura (°F)	1.000 ppm	Porcentaje (%)
64	11.180	24,87
90	1.220	43,1
120	522	20,55
170	368	22,85

Al igual que las dos concentraciones de reductor de viscosidad anteriores, para una concentración de 1.000 ppm de reactivo aplicado al crudo, se evidencia que el cabezal de pozo y el fondo de pozo son los mejores escenarios para la aplicación del reductor de viscosidad.

Tabla 15. Porcentaje de reducción con una concentración de 1.500 ppm.

Temperatura (°F)	1.500 ppm	Porcentaje (%)
64	9.950	33,13
90	1.156	46,08
120	477	27,4
170	357	25,16

Para una dosificación de 1.500ppm del producto químico, el cabezal del pozo se mantiene como el punto del sistema de producción del pozo que presenta el mayor porcentaje de reducción de la viscosidad con respecto al crudo sin ningún tipo de aditivo químico. Sin embargo, cuando se compara el porcentaje de reducción en cabeza de pozo para una dosificación de 1.000 y 1.500ppm, se puede notar que la diferencia entre los dos porcentajes es menor con respecto a la diferencia de porcentajes de dosificaciones más bajas del reductor de viscosidad.

A diferencia de las anteriores concentraciones del reductor, para los 1.500ppm la tubería de producción es el segundo punto con el mayor porcentaje de reducción de la viscosidad, el fondo de pozo disminuye notablemente su porcentaje de disminución de la viscosidad en comparación a las anteriores dosificaciones.

Tabla 16. Porcentaje de reducción con una concentración de 2.000 ppm.

Temperatura (°F)	2.000 ppm	Porcentaje (%)
64	8.130	45,36
90	1.072	50,00
120	390	40,64
170	338	29,14

El cabezal del pozo, se presenta como el punto con el mayor porcentaje de reducción cuando se aplica el aditivo químico para disminuir la viscosidad del crudo.

Sin embargo, en el Pozo Torcaz 3 la mayoría de los problemas de producción que se han presentado, son en fondo de pozo, la alta viscosidad del crudo proveniente del yacimiento genera que se presenten fallas en la operación del equipo de levantamiento ubicado en subsuelo. Dado lo anterior, el fondo de pozo se presenta como el punto crítico a tratar en el sistema de producción del Pozo Torcaz 3, en consecuencia se establece que el mejor lugar para la adición del reductor de viscosidad es en fondo de pozo. De esta manera, se realiza una disminución del perfil de viscosidad del crudo, que circula a través del sistema de producción, la disminución de viscosidad que se haga en fondo de pozo, también generará una disminución de la viscosidad en la superficie del pozo.

4.10 SELECCIÓN DE LA CONCENTRACION DE UN REDUCTOR DE VISCOSIDAD

Para la selección de la concentración del reductor de viscosidad, fue necesario descartar la temperatura ambiente y la temperatura de cabeza de pozo puesto que las facilidades de producción se encuentran muy cercanas al pozo y con esto no se evidencia un efecto claro y conciso del reactivo que se utiliza. Para obtener resultados prácticos, se escoge como temperatura de referencia para utilizar el CHEMIFLOW 3575 la temperatura de fondo pozo que en este caso es de 170 grados Fahrenheit.

En la **Tabla 17**, se observa la comparación de las viscosidades una vez son utilizadas diferentes concentraciones a una misma temperatura.

Tabla 17. Viscosidad del crudo del Pozo Torcaz 3 a diferentes concentraciones y una misma temperatura.

	CONCENTRACIONES DE LA PRUEBA				
	500 ppm	800 ppm	1.000 ppm	1.500 ppm	2.000 ppm
Temperatura (170°F)	389 cP	372 cP	368 cP	357 cP	338 cP
Porcentaje de Reducción (%)	18,45	22,01	22,85	25,16	29,14

Al analizar la tabla anterior y la reducción de viscosidad que se obtiene con cada una de las concentraciones de aplicación, es evidente que al utilizar 2.000 ppm del reductor, la viscosidad disminuye de forma significativa con respecto a los otros casos. Sin embargo, la diferencia de porcentaje de reducción entre la dosificación de 2.000 ppm y la dosificación de 1.000 ppm es del 3,98%, utilizando 500 ppm más de concentración del reductor de viscosidad.

Para una dosificación de 1.500 ppm, respecto a 1.000 ppm, la diferencia de porcentaje es de 2,31%, utilizando 500 ppm más de concentración del reductor de viscosidad.

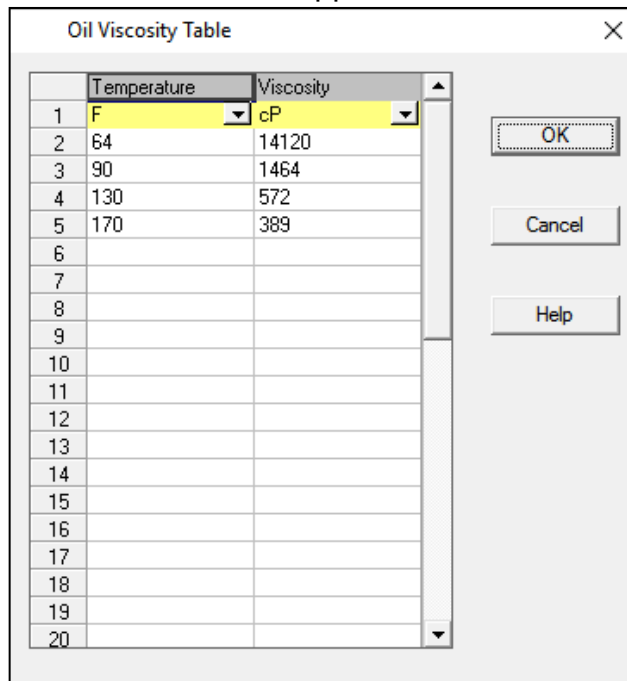
La diferencia de porcentaje entra la dosificación de 1.000 y 800 ppm, es de tan solo 0,84%, utilizando 200 ppm más de concentración del reductor de viscosidad.

Si se compara la dosificación de 800 ppm, con una dosificación de 500 ppm. La diferencia de los porcentajes de reducción es de 3,56%, utilizando 300 ppm más de concentración del reductor de viscosidad.

Sin embargo, aunque la eficiencia del reductor de viscosidad teóricamente es buena, según lo expuesto anteriormente se debe realizar un análisis comparativo de producción entre las diferentes concentraciones del reductor utilizadas; con PIPESIM, se realiza una sensibilidad del pozo con respecto a la viscosidad. Ya se tiene el primer caso de estudio, el uso de BCP sin ninguna concentración del reductor, con los valores de viscosidad obtenidos con cada concentración se ingresan los valores al software y se obtiene la producción del pozo.

Para la concentración de 500 ppm, se ingresan al software los valores de viscosidad obtenidos. Ver **Figura 43**.

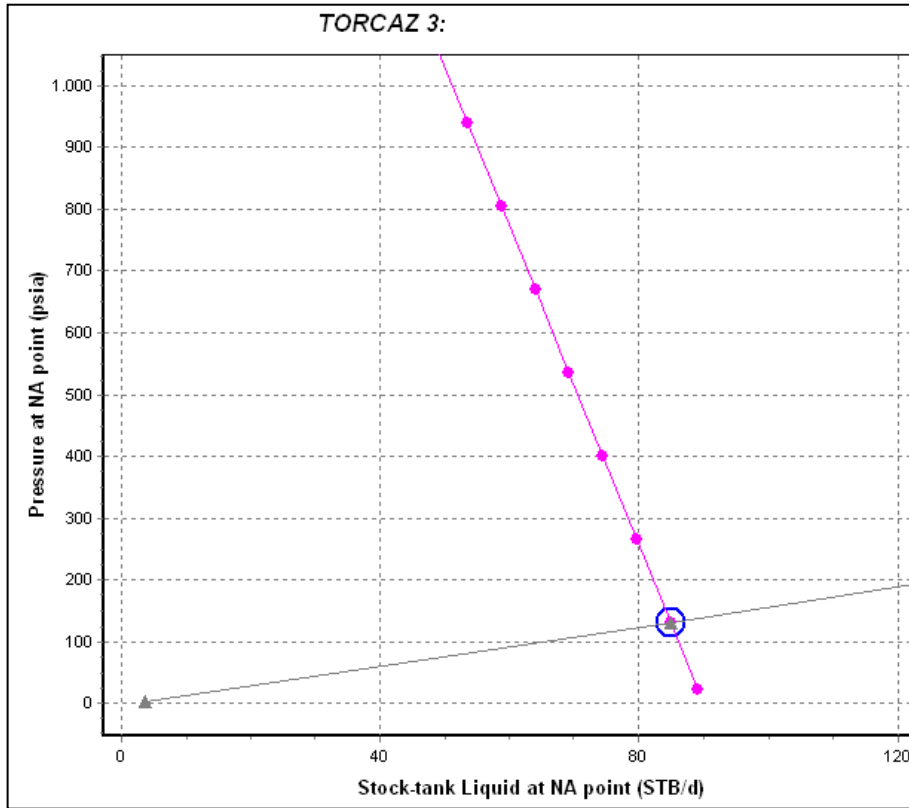
Figura 43. Viscosidad de crudo a una concentración de 500 ppm en PIPESIM.



	Temperature	Viscosity
1	F	cP
2	64	14120
3	90	1464
4	130	572
5	170	389
6		
7		
8		
9		
10		
11		
12		
13		
14		
15		
16		
17		
18		
19		
20		

Una vez ingresados los nuevos valores de viscosidad obtenidos con la concentración de 500 ppm, se vuelve a correr el análisis nodal del modelo y se obtiene el nuevo punto de operación. (Ver **Gráfica 9**).

Grafica 9. VLP vs IPR con Bombeo de Cavidades Progresivas con una concentración de 500 ppm de reductor de viscosidad.



De esta forma, se obtiene el punto operacional del pozo con el uso del reductor. Este proceso se repite para las concentraciones de 800 ppm, 1.000 ppm, 1.500 ppm y 2.000 ppm. En la **Tabla 18**, se presentan los diferentes caudales de fluidos obtenidos para cada una de las concentraciones del reductor.

Tabla 18. Caudales de Fluidos de cada concentración del reductor.

Concentración del CHEMIFLOW 3575	BFPD	BOPD	BWPD
0 ppm	84,713	50,8278	33,8852
500 ppm	84,9867	50,99202	33,99468
800 ppm	85,0925	51,0555	34,037
1.000 ppm	85,1228	51,07368	34,04912
1.500 ppm	85,1623	51,09738	34,06492
2.000 ppm	85,3398	51,20388	34,13592

Al analizar la tabla anterior, se observa que la producción de fluido entre la máxima concentración del reductor que es 2.000 ppm y la producción del pozo sin el reductor es menos de 0,7 BFPD, un valor muy bajo en cuanto a la relación de reductor de viscosidad que se debe usar. Este comportamiento del reductor, puede deberse a que la máxima producción de fluido que se puede obtener del pozo con la utilización de BCP es de 89 BFPD, cuando se emplea el BCP, la producción de fluido ya se encuentra en el rango máximo de producción, por lo que la producción de fluido no tendrá mayor aumento.

Desde el punto de vista financiero, la mejor opción para volver a activar la producción del Pozo Torcaz 3, es implementar el Bombeo de Cavidades Progresivas sin utilizar ningún aditivo químico. Sin embargo, debido a los problemas que ha tenido el pozo en los equipos de levantamiento, a causa de la alta viscosidad del crudo; se debe considerar técnicamente la posibilidad de inyectar el reductor de viscosidad al Pozo Torcaz 3.

La empresa GLOBAL ENERGY DEVELOPMENT PLC, debe utilizar el Bombeo de Cavidades Progresivas y la inyección del CHEMIFLOW 3575 a una concentración de 500ppm, para reactivar la operación del Pozo Torcaz 3, de esta forma optimiza la producción del campo y aumenta los ingresos de producción.

5. ANÁLISIS FINANCIERO

Debido a las condiciones del yacimiento y características del hidrocarburo proveniente de la formación productora, hacen que el Pozo Torcaz 3, ubicado en el Campo Torcaz de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena, presente baja producción de crudo debido a su alta viscosidad y a la baja eficiencia del método de levantamiento actual, esto genera que la extracción del crudo sea mucho más difícil y deban utilizarse Métodos de Levantamiento Artificial para la producción del pozo. De igual forma, se han generado fallas mecánicas en el Sistema de Levantamiento Artificial actual, lo que condujo a cerrar el pozo en el año 2010.

El presente trabajo, busca seleccionar el Método de Levantamiento Artificial que se adecue a las características del yacimiento, y genere la mayor eficiencia de producción del pozo. Además es necesario buscar y evaluar la concentración de un Reductor de Viscosidad que trate las propiedades del fluido que hacen que este sea altamente viscoso y pesado, una vez este Reductor de Viscosidad, a la concentración determinada, se mezcle con el crudo proveniente del yacimiento se obtiene como resultado un crudo con una viscosidad mucho menor a la original.

La selección del Método de Levantamiento Artificial, se realiza mediante una matriz de selección, en la cual se describen las ventajas y desventajas de cada uno de los métodos. Donde, dependiendo de su eficiencia de acuerdo a las características que presenta el pozo de estudio, se asigna un determinado puntaje a cada uno de los Métodos de Levantamiento Artificial evaluados; el método seleccionado para el Pozo Torcaz 3, es el que obtenga el mayor puntaje en la matriz de selección. Se realiza una comparación mediante Análisis Nodal, entre el Método de Levantamiento Artificial actual del pozo y el seleccionado en la matriz; para verificar el aumento en la producción de crudo. El método seleccionado en el presente trabajo para el Pozo Torcaz 3, fue el Bombeo de Cavidades Progresivas.

Se realiza un análisis de laboratorio, con la implementación de cada una de las concentraciones del reductor de viscosidad, con el fin de observar desde un punto de vista técnico, la variación en el comportamiento del crudo con el uso del reductor de viscosidad y del crudo sin ningún aditivo químico.

Se establecen 6 diferentes casos de estudio:

1. Bombeo de Cavidades Progresivas y crudo sin reductor de viscosidad.
2. Bombeo de Cavidades Progresivas y crudo con una concentración de 500 ppm del reductor de viscosidad.
3. Bombeo de Cavidades Progresivas y crudo con una concentración de 800 ppm del reductor de viscosidad.

4. Bombeo de Cavidades Progresivas y crudo con una concentración de 1.000 ppm del reductor de viscosidad.
5. Bombeo de Cavidades Progresivas y crudo con una concentración de 1.500 ppm del reductor de viscosidad.
6. Bombeo de Cavidades Progresivas y crudo con una concentración de 2.000 ppm del reductor de viscosidad.

Se realiza una evaluación financiera del proyecto, desde el punto de vista de una empresa operadora, por medio del indicador financiero de Valor Presente Neto (VPN), para cada uno de los casos de estudio; con la finalidad de seleccionar la mejor opción, financieramente para la empresa Global Energy. Como unidad monetaria de valor constante para realizar la evaluación financiera, se establece el Dólar Americano (USD). El horizonte de evaluación para cada uno de los casos de estudio, será de 6 años, con periodos anuales de análisis. La Tasa de Interés de Oportunidad (TIO), que maneja GLOBAL ENERGY DEVELOPMENT PLC, es del 13% anual.

Para cada uno de los casos de estudio descritos anteriormente, se realiza un análisis de costos de inversión (CAPEX), costos de operación (OPEX) e ingresos por concepto de producción de crudo del Pozo Torcaz 3.

5.1 ANÁLISIS DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)

CAPEX (Capital Expenditures o Gastos de Capital), es la cantidad de dinero que se invierte para adquirir o mejorar los bienes activos de una empresa. Esta inversión se realiza con el fin de conservar o incrementar la producción de un servicio o producto en particular, manteniendo el funcionamiento de dicho negocio.

La inversión se realiza para la adquisición de equipos, adquisición de medios de transporte, adquisición de maquinaria o adquisición de instalaciones.

El Método de Levantamiento Artificial seleccionado del proyecto para el Pozo Torcaz 3, fue el Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP); dado que el pozo actualmente cuenta con Bombeo Mecánico (BM), se necesita realizar una operación de Workover, donde se realice el cambio de equipo de levantamiento, que puede tomar 10 días.

A continuación en la **Tabla 19**, se detallan los costos de inversión necesarios para realizar el Workover:

Tabla 19. Costos de Workover.

	Movilización	Reemplazo de la Bomba	Total
	3 Días	7 Días	10 Días
	USD	USD	USD
Mobilización y Desmovilización (Costos Globales)	199.941,13	0,00	199.941,13
Plataforma de Workover (Incluye Mano de Obra)	0,00	51.682,66	51.682,66
Transporte Terrestre (Camioneta)	1.100,00	1.000,00	2.100,00
Supervisión-Contratista (Puesto de Supervisión)	1.497,30	3.493,70	4.991,00
Gerencia del Proyecto (VP de Operaciones)	3.000,00	7.000,00	10.000,00
Suministros Varios	2.500,00	2.500,00	5.000,00
Costos Totales	208.038,43	65.676,35	273.714,79
IVA	33.286,15	10.508,22	43.794,37
Costos Totales + IVA	241.324,58	76.184,57	317.509,16

Fuente: Base de Datos de Global Energy Development PLC. 2016.

Los costos de inversión generados por la compra e instalación del Sistema de Bombeo de Cavidades Progresivas, son detallados en la **Tabla 20**.

Tabla 20. Compra e Instalación del Equipo de Bombeo de Cavidades Progresivas.

EQUIPO DE FONDO	Cantidad	Precio Unitario (USD)	Precio Total (USD)
Complete Estator 10-2800 HN-309	1	9.852.67	9.852.67
<u>Padde</u> l Rotor 10-2800 XXXL	1	9.574.25	9.574.25
<u>Non Turn Tool</u> 7 5/8" x 3 1/2"	1	6.780.00	6.780.00
<u>Sucker Rod</u> 7/8" x 25ft, w <u>coupling</u>	285	172.95	49.290.75
<u>Shear Coupling</u> 7/8" x 30Klbs	1	638.94	638.94
Set Pony 7/8" (2, 4, 6 y 8 ft)	1	720.00	720.00
TOTAL EQUIPO DE FONDO	-	27.738.81	76.856.61
PERSONAL	Cantidad	Precio Unitario (USD)	Precio Total (USD)
Técnico PCP - <u>Running/Pulling</u> por Día	3	1.150.00	3.450.00
TOTAL (USD)			80.306.61

Fuente: Base de Datos de Global Energy Development PLC. 2016.

Los costos de inversión para el Workover y la compra del equipo de Bombeo de Cavidades Progresivas, representan los Costos de inversión del Proyecto (CAPEX), los cuales serán la inversión inicial que se debe realizar para el desarrollo del proyecto.

Tabla 21. Costos de Inversión del Proyecto (CAPEX).

Periodo (Año)	Compra e Instalación de BCP (USD/Unidad)	Costo Workover (USD/Intervención)	No. De Pozos Intervenidos	USD
0	80.316,61	317.509,16	1	397.825,77

Estos costos de inversión serán los mismos para los diferentes escenarios de estudio y se realizan en el año 0 del proyecto.

5.2 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)

“OPEX (Operating Expenses o Gastos Operativos), es la cantidad de dinero utilizado para suplir el costo continuo que genera la operación de un producto, un servicio o sistema. Es un costo en el cual se invierte continuamente para mantener el funcionamiento de un negocio o sistema en particular. En negocios de gran tamaño, el OPEX también incluye el costo de trabajadores y gastos de instalaciones, como son el alquiler y servicios públicos.”

Con la implementación del Bombeo de Cavidades Progresivas, GLOBAL ENERGY DEVELOPMENT PLC estima un Costo de levantamiento fijo para el Pozo Torcaz 3, de 29 USD/Barril de Petróleo, el cual es fijo para todos los escenarios de estudio.

El Costo de Levantamiento Total, varía para cada escenario de estudio según la producción de petróleo estimada para el primer periodo de evaluación, mediante análisis nodal realizado para cada uno de los escenarios como se observa en la sección 4.10 del capítulo 4 se obtiene la producción de petróleo diaria. Para los periodos del 2 al 6, GLOBAL ENERGY DEVELOPMENT PLC, establece un porcentaje de declinación en la producción de crudo, del 20% anual. Además, para el cálculo de la producción anual de crudo, se asumió que el Pozo Torcaz 3 se mantiene en operación durante los 365 días del año.

Adicional, a los costos de levantamiento de los fluidos que genera el Bombeo de Cavidades Progresivas; la inyección del reductor de viscosidad a cada una de las diferentes concentraciones genera un costo de operación fijo anual. El consumo anual de reductor es calculado usando la **Ecuación 9**, en base a la producción de fluido estimada para cada año.

Ecuación 9. Dosificación del Reductor de Viscosidad.

$$\begin{aligned} \text{Galones del Reductor} \\ = 0.000042 * (\text{Concentracion del Reductor ppm}) \\ * (\text{Barriles de Petróleo} \quad) \end{aligned}$$

Con la anterior ecuación, se establece el consumo anual del reductor en Galones, aplicando la tarifa de 13,5 USD/Galón del Reductor; se pueden establecer los costos de operación anuales que genera la inyección del reductor, para cada uno de los escenarios de evaluación.

El costo total de operación del proyecto, es el costo de levantamiento de los fluidos, sumado al costo generado en la inyección del reductor de viscosidad.

5.2.1 Escenario de Estudio #1 BCP – Sin Reductor de Viscosidad

Tabla 22. Costos de Levantamiento de los Fluidos de Producción – BCP sin Reductor de Viscosidad.

Periodo (Año)	Costo de Levantamiento (USD/BBL)	Producción (BOPD)	Producción (Barriles de Aceite Anual)	USD
1	29	50,83	18.552,95	538.035,55
2	29	40,66	14.842,36	430.428,44
3	29	32,53	11.873,89	344.342,75
4	29	26,02	9.499,11	275.474,20
5	29	20,82	7.599,29	220.379,36
6	29	16,66	6.079,43	176.303,49

Para este primer escenario, dado que no se realiza la inyección del reductor, los costos de operación del reductor de viscosidad serán de USD 0.

En la **Tabla 23**, se detallan los costos totales de operación para el primer escenario de estudio.

Tabla 23. Costos de Operación (OPEX) BCP sin reductor de viscosidad.

Periodo (Año)	Costo de Levantamiento (USD)	Costo del Reductor de Viscosidad (USD)	USD
1	538.035,55	0	538.035,55
2	430.428,44	0	430.428,44
3	344.342,75	0	344.342,75
4	275.474,20	0	275.474,20
5	220.379,36	0	220.379,36
6	176.303,49	0	176.303,49

5.2.2 Escenario de Estudio #2 BCP – 500 ppm del Reductor de Viscosidad.

Tabla 24. Costos de Levantamiento de los Fluidos de Producción – BCP con 500 ppm del Reductor de Viscosidad.

Periodo (Año)	Costo de Levantamiento (USD/BBL)	Producción (BOPD)	Producción (Barriles de Aceite Anual)	USD
1	29	50,99	18.611,35	539.729,15
2	29	40,79	14.889,08	431.783,32
3	29	32,63	11.911,26	345.426,66
4	29	26,11	9.529,01	276.341,32
5	29	20,89	7.623,21	221.073,06
6	29	16,71	6.098,57	176.858,45

Basándose en la fórmula de la **ecuación 9** y en la producción anual de barriles de petróleo se obtiene el consumo anual de reductor de viscosidad para una concentración de 500 ppm.

Tabla 25. Consumo anual del reductor de viscosidad-BCP con 500 ppm del reductor de viscosidad.

Periodo (Año)	Constante Fórmula	Concentración Reductor Viscosidad (ppm)	Producción (Barriles de aceite anual)	Consumo anual Reductor de Viscosidad (Galones)
1	0,000042	500	18.611,35	390,84
2	0,000042	500	14.889,08	312,67
3	0,000042	500	11.911,26	250,14
4	0,000042	500	9.529,01	200,11
5	0,000042	500	7.623,21	160,09
6	0,000042	500	6.098,57	128,07

Tabla 26. Costos de Inyección del Reductor de Viscosidad – BCP con 500 ppm del Reductor de Viscosidad.

Periodo (Año)	Tarifa del Reductor de Viscosidad (USD/Galón)	Consumo Anual del Reductor de Viscosidad (Galones)	USD
1	13,5	390,84	5.276,32
2	13,5	312,67	4.221,05
3	13,5	250,14	3.376,84
4	13,5	200,11	2.701,47
5	13,5	160,09	2.161,18
6	13,5	128,07	1.728,94

En la **Tabla 27**, se detallan los costos totales de operación para el segundo escenario de estudio.

Tabla 27. Costos de Operación (OPEX) BCP con 500 ppm del Reductor de Viscosidad.

Periodo (Año)	Costo de Levantamiento (USD)	Costo del Reductor de Viscosidad (USD)	USD
1	539.729,15	5.276,32	545.005,47
2	431.783,32	4.221,05	436.004,37
3	345.426,66	3.376,84	348.803,50
4	276.341,32	2.701,47	279.042,80
5	221.073,06	2.161,18	223.234,24
6	176.858,45	1.728,94	178.587,39

5.2.3 Escenario de Estudio #3 BCP – 800 ppm del Reductor de Viscosidad.

Tabla 28. Costos de Levantamiento de los Fluidos de Producción – BCP con 800 ppm del Reductor de Viscosidad.

Periodo (Año)	Costo de Levantamiento (USD/BBL)	Producción (BOPD)	Producción (Barriles de Aceite Anual)	USD
1	29	51,06	18.636,90	540.470,10
2	29	40,85	14.909,52	432.376,08
3	29	32,68	11.927,62	345.900,86
4	29	26,14	9.542,09	276.720,69
5	29	20,91	7.633,67	221.376,55
6	29	16,73	6.106,94	177.101,24

Basándose en la fórmula de la **ecuación 9** y en la producción anual de barriles de petróleo se obtiene el consumo anual de reductor de viscosidad para una concentración de 800 ppm.

Tabla 29. Consumo anual del reductor de viscosidad-BCP con 800 ppm del reductor de viscosidad.

Periodo (Año)	Constante Fórmula	Concentración Reductor Viscosidad (ppm)	Producción (Barriles de Aceite Anual)	Consumo anual Reductor de Viscosidad (Galones)
1	0,000042	800	18.636,90	626,20
2	0,000042	800	14.909,52	500,96
3	0,000042	800	11.927,62	400,77
4	0,000042	800	9.542,09	320,61
5	0,000042	800	7.633,67	256,49
6	0,000042	800	6.106,94	205,19

Tabla 30. Costos de Inyección del Reductor de Viscosidad – BCP con 800 ppm del Reductor de Viscosidad.

Periodo (Año)	Tarifa del Reductor de Viscosidad (USD/Galón)	Consumo Anual del Reductor de Viscosidad (Galones)	USD
1	13,5	626,20	8.453,70
2	13,5	500,96	6.762,96
3	13,5	400,77	5.410,37
4	13,5	320,61	4.328,29
5	13,5	256,49	3.462,63
6	13,5	205,19	2.770,11

En la **Tabla 31**, se detallan los costos totales de operación para el tercer escenario de estudio.

Tabla 31. Costos de Operación (OPEX) BCP con 800 ppm del Reductor de Viscosidad.

Periodo (Año)	Costo de Levantamiento (USD)	Costo del Reductor de Viscosidad (USD)	USD
1	540.470,10	8.453,70	548.923,80
2	432.376,08	6.762,96	439.139,04
3	345.900,86	5.410,37	351.311,23
4	276.720,69	4.328,29	281.048,98
5	221.376,55	3.462,63	224.839,19
6	177.101,24	2.770,11	179.871,35

5.2.4 Escenario de Estudio #4 BCP – 1000 ppm del Reductor de Viscosidad.

Tabla 32. Costos de Levantamiento de los Fluidos de Producción – BCP con 1.000 ppm del Reductor de Viscosidad.

Periodo (Año)	Costo de Levantamiento (USD/BBL)	Producción (BOPD)	Producción (Barriles de Aceite Anual)	USD
1	29	51,07	18.640,55	540.575,95
2	29	40,86	14.912,44	432.460,76
3	29	32,68	11.929,95	345.968,61
4	29	26,15	9.543,96	276.774,89
5	29	20,92	7.635,17	221.419,91
6	29	16,73	6.108,14	177.135,93

Basándose en la fórmula de la **ecuación 9** y en la producción anual de barriles de petróleo se obtiene el consumo anual de reductor de viscosidad para una concentración de 1.000 ppm.

Tabla 33. Consumo anual del reductor de viscosidad-BCP con 1.000 ppm del reductor de viscosidad.

Periodo (Año)	Constante Fórmula	Concentración Reductor Viscosidad (ppm)	Producción (Barriles de Aceite Anual)	Consumo anual Reductor de Viscosidad (Galones)
1	0,000042	1.000	18.640,55	782,90
2	0,000042	1.000	14.912,44	626,32
3	0,000042	1.000	11.929,95	501,06
4	0,000042	1.000	9.543,96	400,85
5	0,000042	1.000	7.635,17	320,68
6	0,000042	1.000	6.108,14	256,54

Tabla 34. Costos de Inyección del Reductor de Viscosidad – BCP con 1.000 ppm del Reductor de Viscosidad.

Periodo(Año)	Tarifa del Reductor de Viscosidad (USD/Galón)	Consumo Anual del Reductor de Viscosidad (Galones)	USD
1	13,5	782,90	10.569,19
2	13,5	626,32	8.455,35
3	13,5	501,06	6.764,28
4	13,5	400,85	5.411,43
5	13,5	320,68	4.329,14
6	13,5	256,54	3.463,31

En la **Tabla 35**, se detallan los costos totales de operación para el cuarto escenario de estudio.

Tabla 35. Costos de Operación (OPEX) BCP con 1.000 ppm del Reductor de Viscosidad.

Periodo (Año)	Costo de Levantamiento (USD)	Costo del Reductor de Viscosidad (USD)	USD
1	540.575,95	10.569,19	551.145,14
2	432.460,76	8.455,35	440.916,11
3	345.968,61	6.764,28	352.732,89
4	276.774,89	5.411,43	282.186,31
5	221.419,91	4.329,14	225.749,05
6	177.135,93	3.463,31	180.599,24

5.2.5 Escenario de Estudio #5 BCP – 1500 ppm del Reductor de Viscosidad.

Tabla 36. Costos de Levantamiento de los Fluidos de Producción – BCP con 1.500 ppm del Reductor de Viscosidad.

Periodo (Año)	Costo de Levantamiento (USD/BBL)	Producción (BOPD)	Producción (Barriles de Aceite Anual)	USD
1	29	51,10	18.651,50	540.893,50
2	29	40,88	14.921,20	432.714,80
3	29	32,70	11.936,96	346.171,84
4	29	26,16	9.549,57	276.937,47
5	29	20,93	7.639,65	221.549,98
6	29	16,74	6.111,72	177.239,98

Basándose en la fórmula de la **ecuación 9** y en la producción anual de barriles de petróleo se obtiene el consumo anual de reductor de viscosidad para una concentración de 1.500 ppm.

Tabla 37. Consumo anual del reductor de viscosidad-BCP con 1.500 ppm del reductor de viscosidad.

Periodo (Año)	Constante Fórmula	Concentración Reductor Viscosidad (ppm)	Producción (Barriles de Aceite Anual)	Consumo anual Reductor de Viscosidad (Galones)
1	0,000042	1.500	18.651,50	1.175,04
2	0,000042	1.500	14.921,20	940,04
3	0,000042	1.500	11.936,96	752,03
4	0,000042	1.500	9.549,57	601,62
5	0,000042	1.500	7.639,65	481,30
6	0,000042	1.500	6.111,72	385,04

Tabla 38. Costos de Inyección del Reductor de Viscosidad – BCP con 1.500 ppm del Reductor de Viscosidad.

Periodo (Año)	Tarifa del Reductor de Viscosidad (USD/Galón)	Consumo Anual del Reductor de Viscosidad (Galones)	USD
1	13,5	1.175,04	15.863,10
2	13,5	940,04	12.690,48
3	13,5	752,03	10.152,38
4	13,5	601,62	8.121,91
5	13,5	481,30	6.497,53
6	13,5	385,04	5.198,02

En la **Tabla 39**, se detallan los costos totales de operación para el quinto escenario de estudio.

Tabla 39. Costos de Operación (OPEX) BCP con 1.500 ppm del Reductor de Viscosidad.

Periodo (Año)	Costo de Levantamiento (USD)	Costo del Reductor de Viscosidad (USD)	USD
1	540.893,50	15.863,10	556.756,60
2	432.714,80	12.690,48	445.405,28
3	346.171,84	10.152,38	356.324,22
4	276.937,47	8.121,91	285.059,38
5	221.549,98	6.497,53	228.047,50
6	177.239,98	5.198,02	182.438,00

5.2.6 Escenario de Estudio #6 BCP – 2000 ppm del Reductor de Viscosidad.

Tabla 40. Costos de Levantamiento de los Fluidos de Producción – BCP con 2.000 ppm del Reductor de Viscosidad.

Periodo (Año)	Costo de Levantamiento (USD/BBL)	Producción (BOPD)	Producción (Barriles de Aceite Anual)	USD
1	29	51,20	18.688,00	541.952,00
2	29	40,96	14.950,40	433.561,60
3	29	32,77	11.960,32	346.849,28
4	29	26,21	9.568,26	277.479,42
5	29	20,97	7.654,60	221.983,54
6	29	16,78	6.123,68	177.586,83

Basándose en la fórmula de la **ecuación 9** y en la producción anual de barriles de petróleo se obtiene el consumo anual de reductor de viscosidad para una concentración de 2.000 ppm.

Tabla 41. Consumo anual del reductor de viscosidad-BCP con 2.000 ppm del reductor de viscosidad.

Periodo (Año)	Constante Fórmula	Concentración Reductor Viscosidad (ppm)	Producción (Barriles de Aceite Anual)	Consumo anual Reductor de Viscosidad (Galones)
1	0,000042	2.000	18.688,00	1.569,79
2	0,000042	2.000	14.950,40	1.255,83
3	0,000042	2.000	11.960,32	1.004,67
4	0,000042	2.000	9.568,26	803,73
5	0,000042	2.000	7.654,60	642,99
6	0,000042	2.000	6.123,68	514,39

Tabla 42. Costos de Inyección del Reductor de Viscosidad – BCP con 2.000 ppm del Reductor de Viscosidad.

Periodo (Año)	Tarifa del Reductor de Viscosidad (USD/Galón)	Producción Anual de Petróleo (Barriles)	Consumo Anual del Reductor de Viscosidad (Galones)	USD
1	13,5	18.688,00	1.569,79	21.192,19
2	13,5	14.950,40	1.255,83	16.953,75
3	13,5	11.960,32	1.004,67	13.563,00
4	13,5	9.568,26	803,73	10.850,40
5	13,5	7.654,60	642,99	8.680,32
6	13,5	6.123,68	514,39	6.944,26

En la **Tabla 43**, se detallan los costos totales de operación para el sexto escenario de estudio.

Tabla 43. Costos de Operación (OPEX) BCP con 2.000 ppm del Reductor de Viscosidad.

Periodo (Año)	Costo de Levantamiento (USD)	Costo del Reductor de Viscosidad (USD)	USD
1	541.952,00	21.192,19	563.144,19
2	433.561,60	16.953,75	450.515,35
3	346.849,28	13.563,00	360.412,28
4	277.479,42	10.850,40	288.329,83
5	221.983,54	8.680,32	230.663,86
6	177.586,83	6.944,26	184.531,09

5.3 ANÁLISIS DE INGRESOS

Los ingresos para el Pozo Torcaz 3, son calculados con base en la producción anual de barriles de crudo, de la producción anual de fluidos que tiene el Pozo Torcaz 3. De esta producción neta de crudo, un porcentaje determinado de crudo es entregado a ECOPETROL, esto se realiza como pago de regalías que debe hacer GLOBAL ENERGY DEVELOPMENT PLC, al Estado Colombiano, que es propietario del subsuelo y de los recursos naturales no renovables de Colombia.

5.3.1 Regalías. La Constitución Política de Colombia en el artículo 360, define la regalía como⁴²: “...una contraprestación económica de propiedad del Estado que se causa por la explotación de un recurso natural renovable...”

Las regalías son una fuente importante de financiación para el desarrollo territorial que deben administrarse siguiendo los principios de transparencia, eficiencia, impacto, equidad y sostenibilidad.⁴³

⁴² AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS. ANH. Las Regalías en el Sector de los Hidrocarburos. Bogotá D.C. 2008. p 3.

⁴³ DEPARTAMENTO NACIONAL DE PLANEACION DE COLOMBIA. Actualización de la Cartilla: “Regalías en Colombia”. Dirección de Regalías. Bogotá D.C. 2007. p 3.

El Campo Torcaz fue declarado comercial en el año de 1994; el Pozo Torcaz 3 fue perforado en el año de 1997, y se estableció como un pozo productor. Según la anterior información, las regalías provenientes del Pozo Torcaz 3 se encuentran reglamentadas por el artículo 16 de la Ley 141 de 1994, la cual establece que las regalías derivadas de la explotación de hidrocarburos, deben ser del 20% del valor de la producción en boca de pozo.

5.3.2 Precio de Venta. El precio del barril de petróleo para todos los escenarios de estudio, se usa con base al West Texas Intermediate (WTI), el valor es tomado de un pronóstico que realizó el Banco Mundial⁴⁴, en su publicación del Commodity Markets Outlook en Julio del 2015.

A continuación en la **Tabla 45**, se presentan los ajustes que se realizan al precio de referencia para obtener el precio de venta del crudo del Pozo Torcaz 3.

Tabla 44. Precio de Venta para el crudo del Pozo Torcaz 3.

Periodo (Año)	WTI (USD/Barril de Petróleo)*	Tarifa de Transporte (USD/Barril de Petróleo)**	Descuento por Calidad de Crudo (11%)**	Precio de Venta (USD/Barril de Petróleo)
1	63,7	6	7,01	50,69
2	66,3	6	7,29	53,01
3	69,1	6	7,60	55,50
4	71,9	6	7,91	57,99
5	74,6	6	8,21	60,39
6	77,34	6	8,51	62,83

Fuente: * WORLD BANK GROUP. Commodity Markets Outlook. International Bank for Reconstruction and Development. United States, Wahington D.C. 2015. P 37. Modificada por los Autores.

**Base de Datos de GLOBAL ENERGY DEVELOPMENT PLC.

⁴⁴ WORLD BANK GROUP. Commodity Markets Outlook. International Bank for Reconstruction and Development. United States, Wahington D.C. 2015. P 37. Modificada por los Autores.

5.3.3 Ingresos Totales. Con base en la producción neta anual que se obtiene para cada uno de los escenarios de estudio, durante los 6 periodos de análisis; junto con el precio de venta establecido para el crudo, se obtienen los ingresos totales por concepto de producción neta de cada escenario de estudio.

5.3.4 Escenario de Estudio #1 – BCP sin Reductor de Viscosidad.

Tabla 45. Producción Neta de Petróleo BCP sin Reductor de Viscosidad.

Periodo (Año)	Producción de Petróleo (Barriles)	Regalías 20% (Barriles)	Producción Neta de Crudo (Barriles)
1	18.552,95	3.710,59	14.842,36
2	14.842,36	2.968,47	11.873,89
3	11.873,89	2.374,78	9.499,11
4	9.499,11	1.899,82	7.599,29
5	7.599,29	1.519,86	6.079,43
6	6.079,43	1.215,89	4.863,54

Tabla 46. Ingresos Totales - BCP sin Reductor de Viscosidad.

Periodo (Año)	Precio de Venta (USD/Barril de Petróleo)	Producción Neta (Barril de Petróleo)	USD
1	50,69	14.842,36	752.403,76
2	53,01	11.873,89	629.399,18
3	55,50	9.499,11	527.191,13
4	57,99	7.599,29	440.690,33
5	60,39	6.079,43	367.161,14
6	62,83	4.863,54	305.589,15

5.3.5 Escenario de Estudio #2 – BCP con 500 ppm de Reductor de Viscosidad.

Tabla 47. Producción Neta de Petróleo BCP con 500 ppm de Reductor de Viscosidad.

Periodo (Año)	Producción de Petróleo (Barriles)	Regalías 20% (Barriles)	Producción Neta de Crudo (Barriles)
1	18.611,35	3.722,27	14.889,08
2	14.889,08	2.977,82	11.911,26
3	11.911,26	2.382,25	9.529,01
4	9.529,01	1.905,80	7.623,21
5	7.623,21	1.524,64	6.098,57
6	6.098,57	1.219,71	4.878,85

Tabla 48. Ingresos Totales - BCP con 500 ppm de Reductor de Viscosidad.

Periodo (Año)	Precio de Venta (USD/Barril de Petróleo)	Producción Neta (Barril de Petróleo)	USD
1	50,69	14.889,08	754.772,13
2	53,01	11.911,26	631.380,37
3	55,50	9.529,01	528.850,59
4	57,99	7.623,21	442.077,51
5	60,39	6.098,57	368.316,87
6	62,83	4.878,85	306.551,07

5.3.6 Escenario de Estudio #3 – BCP con 800 ppm de Reductor de Viscosidad.

Tabla 49. Producción Neta de Petróleo BCP con 800 ppm de Reductor de Viscosidad.

Periodo (Año)	Producción de Petróleo (Barriles)	Regalías 20% (Barriles)	Producción Neta de Crudo (Barriles)
1	18.636,90	3.727,38	14.909,52
2	14.909,52	2.981,90	11.927,62
3	11.927,62	2.385,52	9.542,09
4	9.542,09	1.908,42	7.633,67
5	7.633,67	1.526,73	6.106,94
6	6.106,94	1.221,39	4.885,55

Tabla 50. Ingresos Totales - BCP con 800 ppm de Reductor de Viscosidad.

Periodo (Año)	Precio de Venta (USD/Barril de Petróleo)	Producción Neta (Barril de Petróleo)	USD
1	50,69	14.909,52	755.808,30
2	53,01	11.927,62	632.247,14
3	55,50	9.542,09	529.576,61
4	57,99	7.633,67	442.684,40
5	60,39	6.106,94	368.822,50
6	62,83	4.885,55	306.971,90

5.3.7 Escenario de Estudio #4 – BCP con 1000 ppm de Reductor de Viscosidad.

Tabla 51. Producción Neta de Petróleo BCP con 1.000 ppm de Reductor de Viscosidad.

Periodo (Año)	Producción de Petróleo (Barriles)	Regalías 20% (Barriles)	Producción Neta de Crudo (Barriles)
1	18.640,55	3.728,11	14.912,44
2	14.912,44	2.982,49	11.929,95
3	11.929,95	2.385,99	9.543,96
4	9.543,96	1.908,79	7.635,17
5	7.635,17	1.527,03	6.108,14
6	6.108,14	1.221,63	4.886,51

Tabla 52. Ingresos Totales - BCP con 1.000 ppm de Reductor de Viscosidad.

Periodo (Año)	Precio de Venta (USD/Barril de Petróleo)	Producción Neta (Barril de Petróleo)	USD
1	50,69	14.912,44	755.956,32
2	53,01	11.929,95	632.370,97
3	55,50	9.543,96	529.680,32
4	57,99	7.635,17	442.771,10
5	60,39	6.108,14	368.894,73
6	62,83	4.886,51	307.032,02

5.3.8 Escenario de Estudio #5 – BCP con 1500 ppm de Reductor de Viscosidad.

Tabla 53. Producción Neta de Petróleo BCP con 1.500 ppm de Reductor de Viscosidad.

Periodo (Año)	Producción de Petróleo (Barriles)	Regalías 20% (Barriles)	Producción Neta de Crudo (Barriles)
1	18.651,50	3.730,30	14.921,20
2	14.921,20	2.984,24	11.936,96
3	11.936,96	2.387,39	9.549,57
4	9.549,57	1.909,91	7.639,65
5	7.639,65	1.527,93	6.111,72
6	6.111,72	1.222,34	4.889,38

Tabla 54. Ingresos Totales - BCP con 1.500 ppm de Reductor de Viscosidad.

Periodo (Año)	Precio de Venta (USD/Barril de Petróleo)	Producción Neta (Barril de Petróleo)	USD
1	50,69	14.921,20	756.400,39
2	53,01	11.936,96	632.742,44
3	55,50	9.549,57	529.991,47
4	57,99	7.639,65	443.031,20
5	60,39	6.111,72	369.111,43
6	62,83	4.889,38	307.212,38

5.3.9 Escenario de Estudio #6 – BCP con 2000 ppm de Reductor de Viscosidad.

Tabla 55. Producción Neta de Petróleo BCP con 2.000 ppm de Reductor de Viscosidad.

Periodo (Año)	Producción de Petróleo (Barriles)	Regalías 20% (Barriles)	Producción Neta de Crudo (Barriles)
1	18.688,00	3.737,60	14.950,40
2	14.950,40	2.990,08	11.960,32
3	11.960,32	2.392,06	9.568,26
4	9.568,26	1.913,65	7.654,60
5	7.654,60	1.530,92	6.123,68
6	6.123,68	1.224,74	4.898,95

Tabla 56. Ingresos Totales - BCP con 2.000 ppm de Reductor de Viscosidad.

Periodo (Año)	Precio de Venta (USD/Barril de Petróleo)	Producción Neta (Barril de Petróleo)	USD
1	50,69	14.950,40	757.880,63
2	53,01	11.960,32	633.980,68
3	55,50	9.568,26	531.028,64
4	57,99	7.654,60	443.898,19
5	60,39	6.123,68	369.833,76
6	62,83	4.898,95	307.813,58

5.4 EVALUACIÓN FINANCIERA

La evaluación financiera del proyecto, para cada uno de los escenarios de estudio, se realiza mediante el uso del indicador financiero Valor Presente Neto.

5.4.1 Valor Presente Neto. Según Guillermo Bacca Currea⁴⁵:

“Desde el punto de vista matemático el VPN es la sumatoria de los flujos de caja puestos en el día de hoy.”

El Valor Presente Neto es uno de los indicadores financieros más utilizados, debido a que logra traer los ingresos futuros a dinero de hoy en día; lo que facilita tomar una decisión desde el punto de vista financiero, de realizar o no realizar un determinado proyecto.

Ecuación 10. 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: BACCA, Guillermo. Ingeniería Económica. Politécnico Grancolombiano. Octava Edición. Fondo Educativo Panamericano. Bogotá D.C. Capítulo 9. P. 197.

Donde, F_0 es la inversión inicial (CAPEX) que requiere el proyecto, F_n es el Flujo de Caja Neto de cada uno de los periodos de evaluación, n es el número de periodos de evaluación y finalmente i , es la tasa a la cual se descuentan cada uno de los flujos de caja; esta tasa de descuento es llamada Tasa de Interés de Oportunidad.

El resultado obtenido de la ecuación del VPN, es el valor de análisis para tomar la decisión sobre la ejecución de un proyecto. Si el VPN es menor a cero, significa que los ingresos futuros del proyecto traídos a dinero de hoy, son menores a los egresos del mismo, el proyecto no debe realizarse. Si el VPN es mayor a cero, significa que los ingresos futuros del proyecto traídos a dinero de hoy, son mayores a los egresos del mismo, el proyecto debe realizarse. Por último, cuando el VPN es igual a cero, significa que los ingresos futuros del proyecto traídos a dinero de hoy, son iguales a los egresos del mismo, el proyecto no genera ganancia o pérdida, la realización del proyecto es indiferente desde el punto de vista financiero.

⁴⁵ BACCA, Guillermo. Ingeniería Económica. Politécnico Grancolombiano. Octava Edición. Fondo Educativo Panamericano. Bogotá D.C. Capítulo 9. P. 197.

5.4.2 Tasa de Interés de Oportunidad (TIO). Según Guillermo Bacca Currea⁴⁶:

“La Tasa de Interés de Oportunidad (que se representa por TIO), es la tasa de interés más alta que un inversionista sacrifica con el objeto de realizar un proyecto.”

GLOBAL ENERGY DEVELOPMENT PLC, maneja una Tasa de interés de oportunidad del 13% con periodos anuales, la cual será la misma para todos los escenarios de estudio.

5.4.3 Flujos de Caja. Un flujo de caja, flujo de efectivo o cash flow en inglés, es un informe financiero que muestra en detalle la variación de la entrada y salida de efectivo en un periodo determinado de tiempo.

La diferencia obtenida entre los ingresos y egresos de un mismo periodo de análisis, se conoce como saldo o flujo neto. Este flujo neto obtenido, constituye un indicador importante de la fluidez que presente el proyecto; Si el valor del flujo neto es positivo, significa que los ingresos son mayores a los egresos del proyecto, durante ese periodo. Por el contrario, si el flujo neto es negativo, significa que los ingresos son menores a los egresos del proyecto, durante ese periodo.

⁴⁶ BACCA, Guillermo. Ingeniería Económica. Politécnico Gran Colombiano. Octava Edición. Fondo Educativo Panamericano. Bogotá D.C. Capítulo 9. P. 197.

5.4.4 Escenario de Estudio #1 – BCP sin de Reductor de Viscosidad.

Figura 44. Flujo de Caja BCP sin Reductor de Viscosidad.

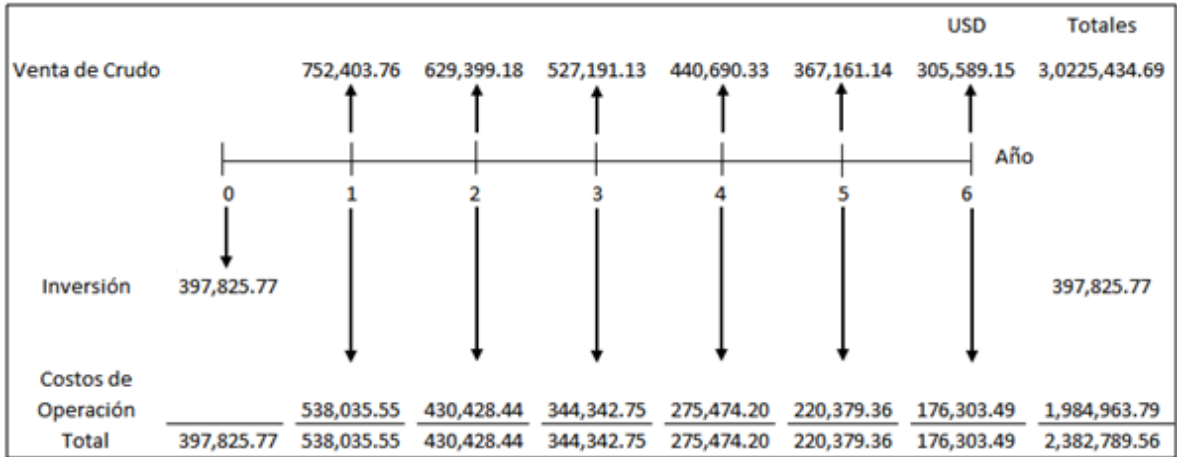
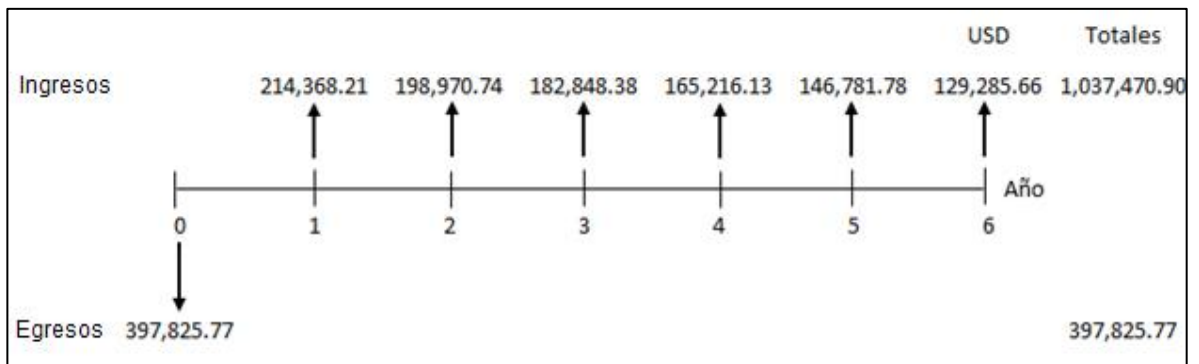


Figura 45. Flujo de Caja Neto BCP sin Reductor de Viscosidad.



Ecuación 11. VPN – BCP sin Reductor de Viscosidad.

$$\begin{aligned}
 VPN(0,13) = & -397.825,77 \text{ USD} + \frac{214.368,21 \text{ USD}}{(1 + 0,13)^1} + \frac{198.970,74 \text{ USD}}{(1 + 0,13)^2} + \frac{182.848,38 \text{ USD}}{(1 + 0,13)^3} \\
 & + \frac{165.216,13 \text{ USD}}{(1 + 0,13)^4} + \frac{146.781,77 \text{ USD}}{(1 + 0,13)^5} + \frac{129.285,66 \text{ USD}}{(1 + 0,13)^6} \\
 & VPN(0,13) = 317.522,70 \text{ USD}
 \end{aligned}$$

5.4.5 Escenario de Estudio #2 – BCP con 500 ppm de Reductor de Viscosidad.

Figura 46. Flujo de Caja BCP con 500 ppm de Reductor de Viscosidad.

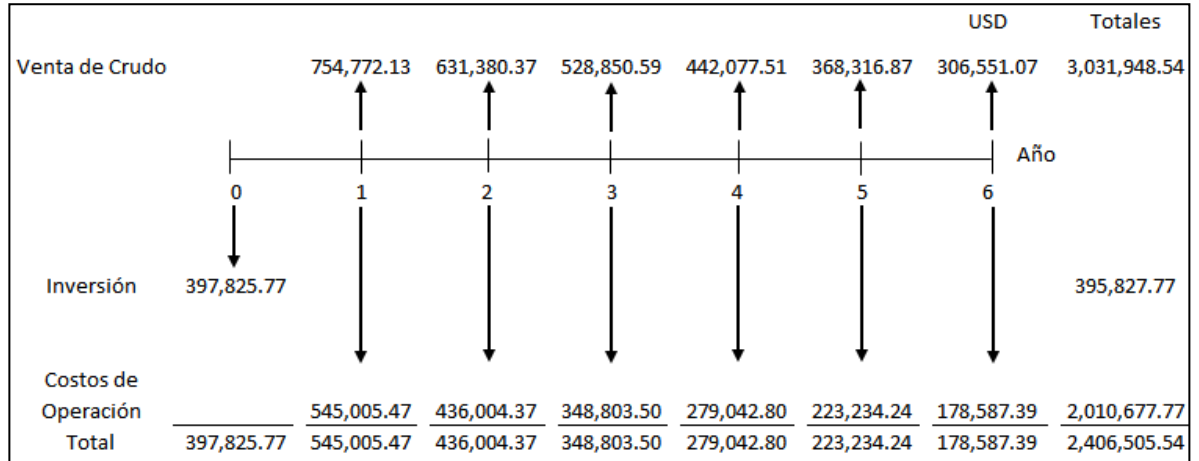
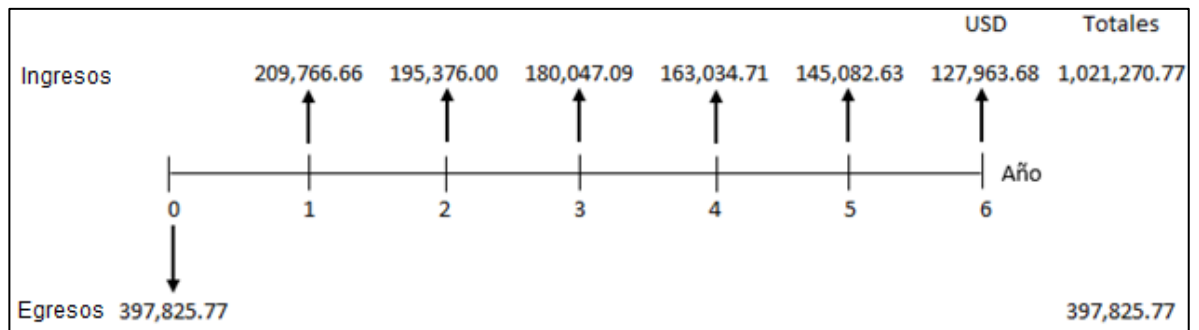


Figura 47. Flujo de Caja Neto BCP con 500 ppm de Reductor de Viscosidad.



Ecuación 12. VPN – BCP con 500 ppm de Reductor de Viscosidad.

$$\begin{aligned}
 VPN(0,13) &= -397.825,77 \text{ USD} + \frac{209.766,66 \text{ USD}}{(1 + 0,13)^1} + \frac{195.376,00 \text{ USD}}{(1 + 0,13)^2} + \frac{180.047,09 \text{ USD}}{(1 + 0,13)^3} \\
 &+ \frac{163.034,71 \text{ USD}}{(1 + 0,13)^4} + \frac{145.082,63 \text{ USD}}{(1 + 0,13)^5} + \frac{127.963,67 \text{ USD}}{(1 + 0,13)^6} \\
 VPN(0,13) &= 305.798,78 \text{ USD}
 \end{aligned}$$

5.4.6 Escenario de Estudio #3 – BCP con 800 ppm de Reductor de Viscosidad.

Figura 48. Flujo de Caja BCP con 800 ppm de Reductor de Viscosidad.

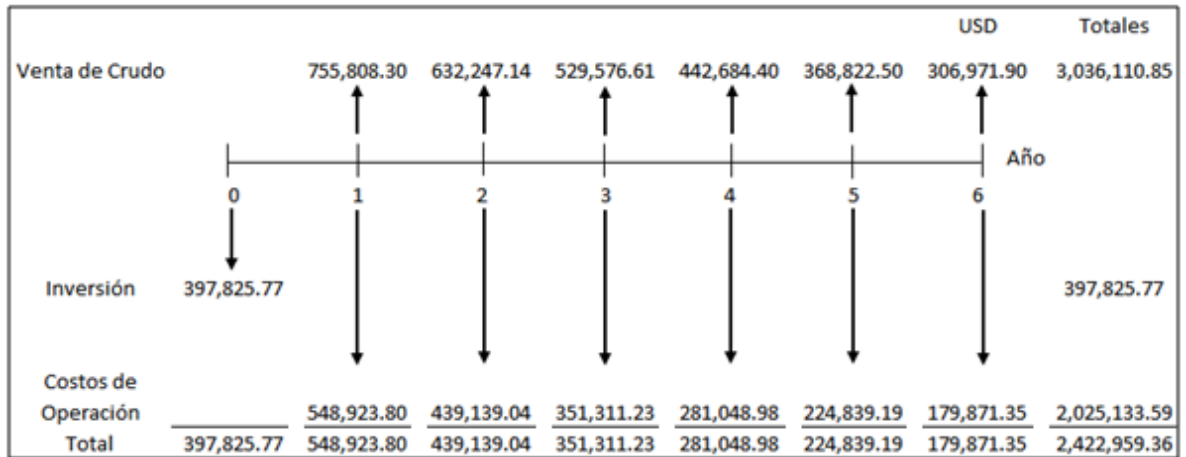
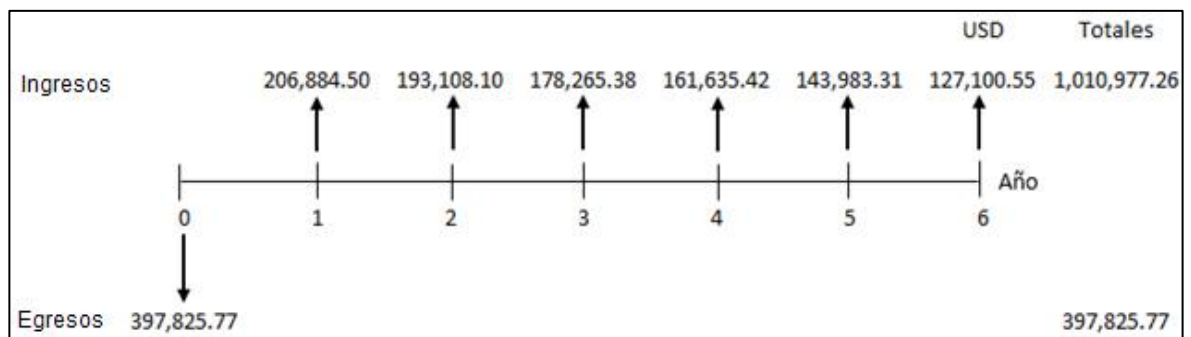


Figura 49. Flujo de Caja Neto BCP con 800 ppm de Reductor de Viscosidad.



Ecuación 13. VPN – BCP con 800 ppm de Reductor de Viscosidad.

$$\begin{aligned}
 VPN(0,13) = & -397.825,77 \text{ USD} + \frac{206.884,50 \text{ USD}}{(1 + 0,13)^1} + \frac{193.108,10 \text{ USD}}{(1 + 0,13)^2} + \frac{178.265,38 \text{ USD}}{(1 + 0,13)^3} \\
 & + \frac{161.635,42 \text{ USD}}{(1 + 0,13)^4} + \frac{143.983,31 \text{ USD}}{(1 + 0,13)^5} + \frac{127.100,55 \text{ USD}}{(1 + 0,13)^6} \\
 & VPN(0,13) = 298.367,83 \text{ USD}
 \end{aligned}$$

5.4.7 Escenario de Estudio #4 – BCP con 1000 ppm de Reductor de Viscosidad.

Figura 50. Flujo de Caja BCP con 1.000 ppm de Reductor de Viscosidad.

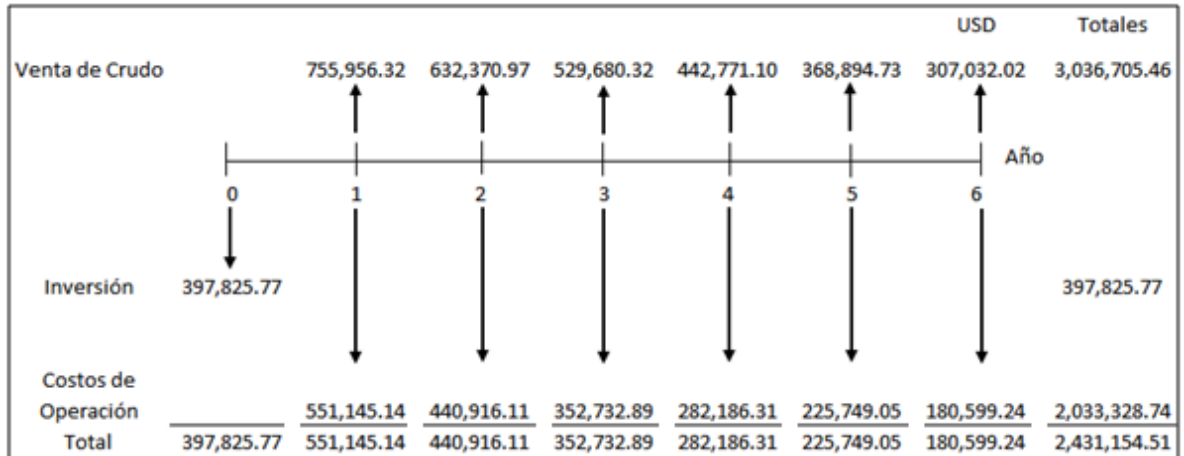
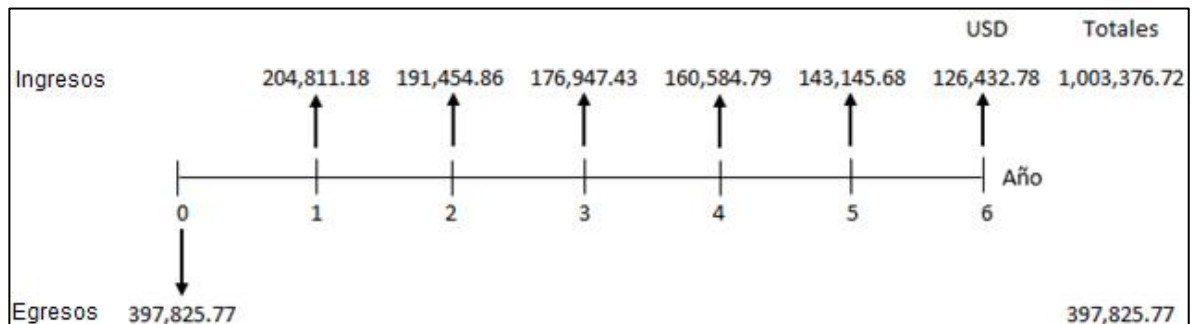


Figura 51. Flujo de Caja Neto BCP con 1.000 ppm de Reductor de Viscosidad.



Ecuación 14. VPN – BCP con 1.000 ppm de Reductor de Viscosidad.

$$\begin{aligned}
 VPN(0,13) = & -397.825,77 \text{ USD} + \frac{204.811,18 \text{ USD}}{(1 + 0,13)^1} + \frac{191.454,85 \text{ USD}}{(1 + 0,13)^2} + \frac{176.947,43 \text{ USD}}{(1 + 0,13)^3} \\
 & + \frac{160.584,79 \text{ USD}}{(1 + 0,13)^4} + \frac{143.145,68 \text{ USD}}{(1 + 0,13)^5} + \frac{126.432,78 \text{ USD}}{(1 + 0,13)^6} \\
 & VPN(0,13) = 292.905,15 \text{ USD}
 \end{aligned}$$

5.4.8 Escenario de Estudio #5 – BCP con 1500 ppm de Reductor de Viscosidad.

Figura 52. Flujo de Caja BCP con 1.500 ppm de Reductor de Viscosidad.

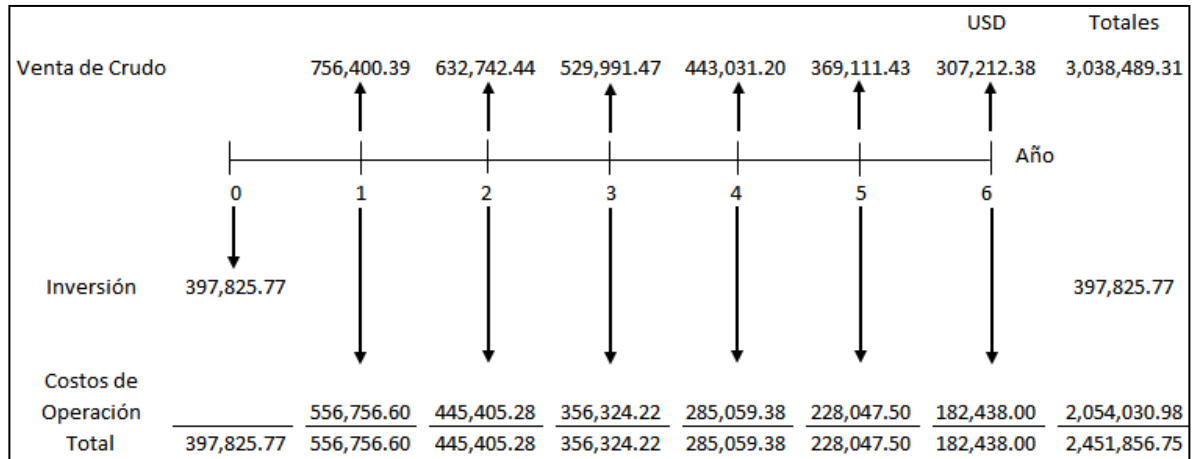
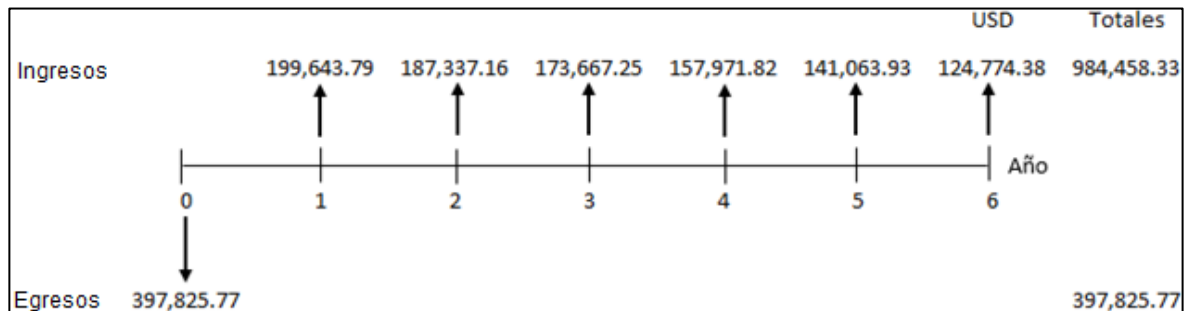


Figura 53. Flujo de Caja Neto BCP con 1.500 ppm de Reductor de Viscosidad.



Ecuación 15. VPN – BCP con 1.500 ppm de Reductor de Viscosidad.

$$\begin{aligned}
 VPN(0,13) = & -397.825,77 \text{ USD} + \frac{199.643,79 \text{ USD}}{(1 + 0,13)^1} + \frac{187.337,16 \text{ USD}}{(1 + 0,13)^2} + \frac{173.667,25 \text{ USD}}{(1 + 0,13)^3} \\
 & + \frac{157.971,82 \text{ USD}}{(1 + 0,13)^4} + \frac{141.063,93 \text{ USD}}{(1 + 0,13)^5} + \frac{124.774,38 \text{ USD}}{(1 + 0,13)^6} \\
 VPN(0,13) = & 279.305,11 \text{ USD}
 \end{aligned}$$

5.4.9 Escenario de Estudio #6 – BCP con 2000 ppm de Reductor de Viscosidad.

Figura 54. Flujo de Caja BCP con 2000 ppm de Reductor de Viscosidad.

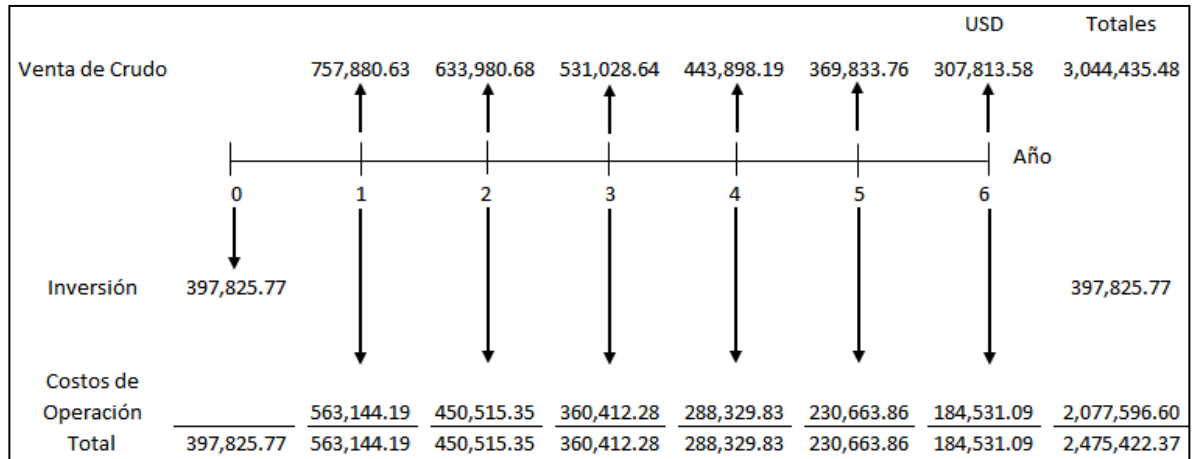
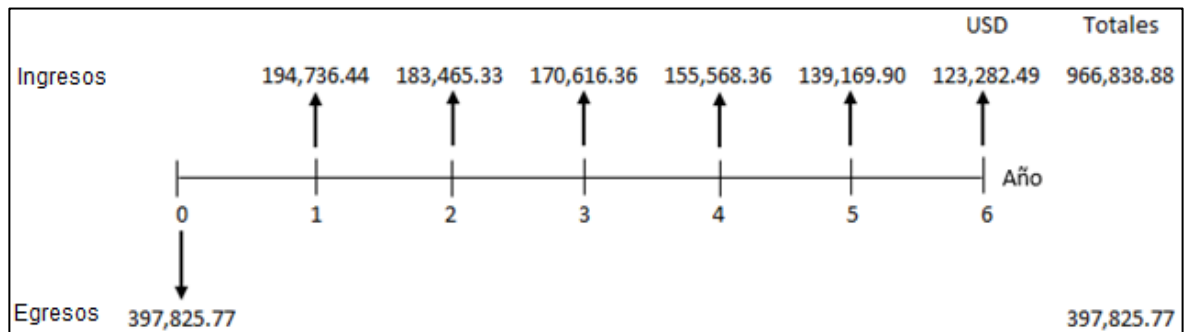


Figura 55. Flujo de Caja BCP con 2000 ppm de Reductor de Viscosidad.



Ecuación 16. VPN – BCP con 2000 ppm de Reductor de Viscosidad.

$$\begin{aligned}
 VPN(0,13) = & -397.825,77 \text{ USD} + \frac{194.736,44 \text{ USD}}{(1 + 0,13)^1} + \frac{183.465,33 \text{ USD}}{(1 + 0,13)^2} + \frac{170.616,36 \text{ USD}}{(1 + 0,13)^3} \\
 & + \frac{155.568,36 \text{ USD}}{(1 + 0,13)^4} + \frac{139.169,90 \text{ USD}}{(1 + 0,13)^5} + \frac{123.282,49 \text{ USD}}{(1 + 0,13)^6} \\
 & VPN(0,13) = 266.597,02 \text{ USD}
 \end{aligned}$$

5.5 CONCLUSIÓN DE LA EVALUACION FINANCIERA

Desde el punto de vista financiero, todos los escenarios son atractivos para la compañía GLOBAL ENERGY DEVELOPMENT PLC, siendo la mejor opción utilizar el Bombeo de Cavidades Progresivas sin la inyección del reductor de viscosidad. Esta opción representa la mayor ganancia extraordinaria, adicional a la TIO de la empresa operadora.

6. CONCLUSIONES

- Se describieron las generalidades del Campo Torcaz, el cual produce un crudo pesado de 14,8°API, que ha generado diversos problemas en el actual Sistema de Levantamiento Artificial del Pozo Torcaz-3, lo que generó el cierre del pozo en el año 2010.
- Se describieron las generalidades del Bombeo por Cavidades Progresivas, Bombeo Electrosumergible, Bombeo Hidráulico y Bombeo Mecánico, donde se establecieron los parámetros teóricos para el funcionamiento de cada sistema, además de sus ventajas y desventajas en la producción de crudo pesado.
- Se determinó por medio de la matriz de selección que el Bombeo de Cavidades Progresivas (BCP) es el método de levantamiento óptimo para implementar en el Pozo Torcaz 3, ya que para las características y propiedades que posee el crudo y el pozo, este sistema de levantamiento opera de forma íntegra y eficiente.
- Se comparó por medio del análisis nodal, el Sistema de Levantamiento Artificial que se implementa actualmente en el Pozo Torcaz 3, con el Bombeo de Cavidades Progresivas, se determinó un aumento del 27,1% en producción de petróleo diaria, con un caudal máximo de 50,83 BOPD.
- Se describieron las generalidades de los reductores de viscosidad, especificando su funcionamiento, tipo de reductores y su aplicación para el mejoramiento de las propiedades del crudo, siendo de gran utilidad en la extracción de crudos pesados.
- Se obtuvieron los resultados de las pruebas de laboratorio, donde se evidenció, que el comportamiento del crudo para su producción, con la aplicación del reductor de viscosidad CHEMIFLOW 3575 a una concentración de 1500 ppm, aplicado en cabeza de pozo, obtuvo el mayor porcentaje en la reducción de la viscosidad con un 46,08%.
- Se realizó el análisis de las pruebas de laboratorio, donde se determinó que el reductor de viscosidad CHEMIFLOW 3575 no representaba un aumento significativo en la producción del pozo, dado que el uso del BCP lleva la producción del pozo casi al máximo posible de fluido que se puede obtener.

- Se realizó el análisis nodal para los diferentes escenarios de estudio, la implementación del Bombeo de Cavidades Progresivas junto a la inyección del reductor de viscosidad con una concentración de 2.000 ppm, obtuvo la mayor tasa de producción de petróleo con 51,2 BOPD.
- La implementación del Bombeo de Cavidades Progresivas sin la inyección del Reductor de Viscosidad CHEMIFLOW 3575, obtuvo el mayor valor de VPN (317.522,70USD).
- La implementación del Bombeo de Cavidades Progresivas con la inyección del reductor de viscosidad a una concentración de 2.000 ppm, obtuvieron los mayores ingresos en el primer periodo de análisis (757.880,63 USD), sin embargo también obtuvo los mayores egresos en el primer periodo de análisis (563.144,19 USD), debido a que es la concentración más alta del reductor de viscosidad en el análisis del proyecto, demanda un mayor consumo del reductor de viscosidad.
- Desde el punto de vista financiero, la mejor opción para la empresa operadora GLOBAL ENERGY DEVELOPMENT PLC, es utilizar el Bombeo de Cavidades Progresivas sin la inyección del reductor de viscosidad, el cual es el escenario #1 que obtuvo el mayor valor de VPN. Esta opción representa la mayor ganancia extraordinaria adicional a la TIO de la empresa operadora.
- Desde el punto de vista técnico, la mejor opción para la empresa operadora GLOBAL ENERGY DEVELOPMENT PLC, es utilizar el Bombeo de Cavidades Progresivas, junto a la inyección del Reductor de Viscosidad CHEMIFLOW 3575 a una concentración de 500ppm.

7. RECOMENDACIONES

- Se recomienda a la empresa GLOBAL ENERGY DEVELOPMENT PLC, realizar el cambio de sistema de levantamiento artificial actual (Bombeo Mecánico) que presenta el Pozo Torcaz 3 por el propuesto en este trabajo (Bombeo de Cavidades Progresivas).
- Se recomienda realizar pruebas de producción al Pozo Torcaz 3, con la implementación del BCP sin la aplicación del reductor de viscosidad en fondo de pozo. Si el pozo no presenta problemas en los equipos del sistema de levantamiento, operar el pozo de forma continua de esta manera.
- Se recomienda realizar pruebas de producción al Pozo Torcaz 3, con la implementación del BCP y la inyección del reductor de viscosidad a una concentración de 500 ppm. Si el pozo presenta problemas en los equipos del sistema de levantamiento, se recomienda aumentar la concentración del reductor a 800 ppm.
- Se recomienda determinar el nuevo costo de levantamiento del Campo Torcaz una vez entre en operación el Pozo Torcaz 3, debido a que este disminuye con la nueva producción acumulada del campo.
- Se recomienda realizar una caracterización de los fluidos una vez el pozo entre en producción, con la finalidad de identificar parámetros o condiciones que afecten el buen desempeño del sistema de levantamiento artificial.
- Si se encuentra alguna diferencia de los parámetros bajo los cuales se hizo el modelamiento, se recomienda realizar un nuevo análisis donde se evalúe si es necesario o no optimizar el sistema de nuevo.
- Se recomienda realizar una prueba de presión en el pozo, con el fin de identificar daño de formación, e índice de producción, luego de haber realizado el completamiento y la inyección del reductor de viscosidad.
- Se recomienda a la empresa operadora evaluar la compatibilidad y aplicabilidad de un nuevo reductor de viscosidad mediante pruebas de laboratorio, con la finalidad de comprobar que la elección del reductor de viscosidad sea la adecuada.

BIBLIOGRAFÍA

Aguirre, Eduardo. Vivas, P. Yoel, A. Completación De Pozos. Argentina: El Cid Editor - Ingeniería, 2007.

ALBA. C., VALENZUELA. J. Evaluación de Alternativas para el Mejoramiento de los Sistemas de Levantamiento Artificial de los Campos Colon, Los Ángeles, Santa Lucia y Querubín de la Cuenca del Valle Medio del Magdalena. 2013.

ANH. Cuencas Catatumbo, Cesar – Ranchería, Cordillera Oriental, Llanos Orientales, Valle Medio y Superior Del Magdalena. Open Round 2010.

BANZER. Carlos. Correlaciones Numéricas PVT. Universidad de Zulia. Instituto de Investigaciones Petroleras. Maracaibo. Venezuela. 1996.

BARBERII. Efraín E. El Pozo Ilustrado. De la Escuela de Ingeniería de Petróleos. Universidad de Zulia. 1951-1958. Ediciones CEPET. 1991.

BERNAL. Luis. Caracterización Estratigráfica y petrográfica de la Formación La Luna en el sector del Tablazo, Valle Medio del Magdalena. Universidad Nacional. Colombia. 2009.

BOYUN GUO. Petroleum Production Engineering: A Computer-Assisted Approach. 2007.

BRADLEY, H.B. Petroleum Engineering Handbook. SPE 1992.

Briceño Urdaneta Mariheli Carolina. Evaluación De Los Reductores De Viscosidad En Crudos Pesados De Occidente. Maracaibo, Venezuela.: Universidad Rafael Urdaneta, 2007.

BROWN. Kermit. The Technology of Artificial Lift Methods. Tulsa, Oklahoma. PennWell Publishing Company. Volumen 1. 1977.

CENTRO DE ESTUDIOS REGIONALES-UIS. Esquema de Ordenamiento Territorial. Municipio Los Santos-Santander. Colombia 2000-2009.

CHACÍN. Nelvy. “Bombeo De Cavidad Progresiva”. ESP OIL INTERNATIONAL TRAINING GROUP. 2003.

CHOLET, Henry. Las Bombas de Cavidades Progresivas. Paris, Francia. Edición Technip. Volumen 1. 1998.

Core Lab: Petroleum Services. PVT Pozo Torcaz 3. En: RESERVOIR STUDY FOR HARKEN DE COLOMBIA, LTD. Junio 25 de 2004.

Discovery Energy Services. Tabla De Tarifas Taladro De Workover Pozos Torcaz y Catalina. Bogotá D.C., Colombia. 2016.

ESP OIL Consultants. Bombeo Electrosumergible: Análisis, Diseño, Optimización y Trouble Shooting. 2004.

ESP OIL. Optimización de la Producción mediante Análisis Nodal. 2008.

Gil Chacon Wilson. Estratigrafía y Geología Estructural De La Parte Sur Del Bloque Doima, Valle Superior Del Magdalena, Departamento Del Tolima, Colombia. Bucaramanga, Colombia.: Universidad Industrial de Santander, 2007.

GIL HERNANDEZ, Julian Alberto. Rolon Hernandez Jose Rafael. Selección, Diseño y Prueba De Nuevos Sistemas De Levantamiento Artificial. Aplicación Al Campo Colorado. Bucaramanga, Colombia.: Universidad Industrial de Santander, 2009.

GLOBAL ENERGY DEVELOPMENT PLC. Informe Técnico Anual. Cuenca Valle Medio del Magdalena. 2015.

GLOBAL ENERGY DEVELOPMENT PLC. Ingeniera Diana Oicatá Chica. Plan de Pozo Torcaz 3. 2014.

Global Energy Development PLC. Modelo Calculo IPR - Torcaz 3. Colombia. [Archivo Excel]:2015.

Global Energy Development PLC. Resumen Trabajos Pozo Torcaz 3. [Archivo Excel]: Resumen de Niveles de Fluido y Calculo IP - Pozo Torcaz 3. 2015.

Global Energy Development PLC. Seguimiento Torcaz 3: Nivel De Fluidos. Colombia. [Archivo Excel]:2010.

GOOGLE MAPS. Ruta de mapa Puerto Salgar Campo Torcaz [en línea]. Disponible en línea: <https://www.google.es/maps/>. [Citado en Mayo de 2016].

HUIZHUAN, Xie. FUSHENG, Zhang. LIJIAN, Dong. Study And Application Of The Viscosity Reducer Used In Production Of The Viscous Crude Oil. En: Spe 65382 Oilfield Chemistry Dept. Of Research Institute Of Petroleum E &D, Cnpc. 2001.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TECNICAS Y CERTIFICACIÓN. Documentación. Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. NTC 1486. Sexta actualización. Bogotá: El Instituto, 1998.

_____. Referencias bibliográficas, contenido, forma y estructura. NTC 5613. Bogotá: El Instituto, 2008.

_____. Referencias documentales para fuentes de informacion electronica. NTC 4490. Bogotá: El Instituto, 1998.

Instituto Colombiano de Petróleo. Informe Técnico: Evaluación Tipo II Crudo Torcaz 3. ECOPETROL. 2009.

J.R.O.C.P. Datos técnicos acerca del bombeo Electrosumergible, equipos, instalaciones y detalles. 2007.

MACHETE ROJAS Eliana Yaira. Análisis Del Desempeño De Dos Sistemas De Levantamiento Artificial: Bombeo Electrosumergible y Bombeo Mecánico VSH2 Utilizados En El Campo Caño Limón. Bucaramanga, Colombia.: Universidad Industrial de Santander, 2007.

MIGEP. Mapa de Localización del Campo Torcaz. [en línea]. Disponible en línea: <http://migep.anh.gov.co:3021/InicioGeoVisor.aspx> [Consultado en Marzo de 2016].

Ministerio de Ambiente, Vivienda y Desarrollo. Gaceta Oficial Ambiental ISSN 0122-3070 No 201. Bogotá D.C., Colombia. 2004.

MORENO GIOVANNI, Sarmiento Gustavo. Estratigrafía Cuantitativa de las Formaciones Tablazo y Simití en las localidades de Sáchica (Boyaca) y Barichara - San Gil (Santander), Colombia. En: GEOLOGIA COLOMBIANA. 2002.

OICATA, Diana. Cost Estimate for Torcaz 3. [Archivo Excel]: TORCAZ 3 - WELL INTERVENTION (ROD PUMP CHANGE). 2015.

OICATA, Diana. PCP Pump Evaluation. [Presentación Power Point]: Global Energy Development PLC. Bogotá D.C.: 2014.

OICATA, Diana. Programa Pozo Torcaz-3. Global Energy Development PLC. 2014.

OIL FIELD INDUSTRIAL SERVICES SAS. Reporte De Actividades De Mantenimiento Pozo Torcaz 3. 2015.

PULIDO O., ULLOA C. Relaciones Estratigráficas entre el Jurásico y el Cretácico de la Cordillera de los Cobardes. 1986.

RIVERO J. El Libro del Petróleo: Análisis Nodal y Explotación del Petróleo 2007.

SCHLUMBERGER. Glossary Oilfield [en línea]. Artificial Lift. Disponible en línea: <http://www.glossary.oilfield.slb.com/> [Consultado en Marzo de 2016].

SOCORRO, Gabriel. Presentación Introducción Producción 2 [en línea]. Bogotá, Colombia. Fundación Universidad de América. 2012. Diapositiva 8. Disponible en línea: <http://www.slideshare.net/gabosocorro/produccion-2-materia-de-clase-1> [citado Mayo de 2016].

TCHEGLIAKOVA NADEJDA. Los Foraminíferos y Minerales autigénicos de la Formación Umir (Sección Quebrada La Julia, Valle Medio Magdalena): Registro de una Laguna Costera a finales del Cretácico Superior (Maestrichtiano). En: DEPARTAMENTO DE GEOCIENCIAS, UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA. 1993.

TEXPROIL S.R.L PRODUCTS & SERVICES. Herramientas Mecánicas: Ancla Torque. [en línea]. Disponible en línea: <http://texproil.com.ar/herramientas-mecanicas/ancla-de-torque>. [Consultado en Marzo de 2016].

UNIVERSIDAD NACIONAL DE COLOMBIA. Compositional characterization and storage capacity of shale samples from La Luna and Conejo Formations. 2014.

WEATHERFORD. Hydraulic Jet and Reciprocating Pumps. 2006.

WEATHERFORD. Products Production ESP Pumps [en línea]. 2013. Disponible en línea:
<http://www.weatherford.com/Products/Production/ElectricSubmersiblePumping/Pumps/>. [Consultado Mayo 2016].

WORLD BANK GROUP. Commodity Markets Outlook. International Bank for Reconstruction and Development. United States, Washington D.C. 2015. .

ANEXOS

ANEXO A
PLAN DE PRODUCCIÓN DEL POZO TORCAZ 3

ANEXO FORMA 7CR

PROGRAMA POZO
TORCAZ # 3
JULIO 2014

PREPARADO POR	Diana Carolina Oicatá Chica
REVISADO POR	Rodolfo Rivera

1. CONSIDERACIONES GENERALES

1.1 HISTORIA POZO TORCAZ 3

La perforación del pozo Torcaz 3 se inició el día 5 de Mayo de 1997 y se terminó el día 15 de Julio del mismo año. Es un pozo vertical, perforado hasta 8225 ft (TVD). Se completó con liner ranurado de 4-1/2" dejándolo sentado a 7240 ft y se realizó trabajo de gravel pack. Se corrió equipo ESP, profundidad de asentamiento de Intake a 5547 ft.

Se presentaron problemas con el equipo ESP por lo que fue necesario apagar el pozo. La bomba no levantaba el fluido, de acuerdo con los registros de SONOLOG el nivel de fluido se encontraba por encima de la profundidad de asentamiento de la bomba. Se sacó el equipo ESP, se realizó tratamiento "Mudzyme" y se corrió nuevamente equipo ESP dejando el Intake a una profundidad de 6018 ft.

En Febrero de 2006, se realizó servicio de workover en el cual se reemplazó barra lisa, se realizó prueba de bombeo sin éxito. Se tomaron dinagramas de donde se pudo definir que se tenía barra desconectada, se corrigió la falla y el pozo retorna a producción.

En Marzo de 2006, el pozo se reporta sin flujo en superficie, se interviene nuevamente y se encuentra una pequeña pieza de caucho bloqueando la standing valve. Se retira la pieza y el pozo retorna a producción.

El 5 de mayo de 2007, se reporta pozo temporalmente cerrado por posible daño en la tubería de producción.

En octubre de 2007, se interviene el pozo y en esta ocasión se corre nueva bomba de subsuelo y tubería de producción.

En Febrero de 2008, se observa que no hay aporte de fluido en superficie y se reporta posible daño en tubería de producción. Se interviene el pozo, se prueba la bomba y se encuentra operativa; se revisa la tubería y se encuentra falla en la misma, se cambian las juntas dañadas y el pozo retorna a producción.

En Marzo de 2009, se suspende operaciones y se reporta ruptura en el pin de la unidad de bombeo en superficie, se repara y retorna a producción.

En Enero de 2010, Se interviene la unidad de bombeo por presentar fuga de aire en el cilindro. se cambian sellos en el stuffing box y se cambia bomba de subsuelo.

En Febrero - Marzo de 2010, se reporta baja producción del pozo, se realiza re-espaciamiento de bomba en varias oportunidades. Se reporta bloqueo por gas. Finalmente en marzo se cambia unidad de bombeo y el pozo retorna a producción. En Agosto de 2010, se realiza workover y se encuentra pistón pegado, se realiza prueba hidrostática la cual falló, se revisa nuevamente tubería y se repite la prueba hidrostática sostenida por 30 minutos a 500 psi (resultado ok).

En Octubre de 2010, pozo cerrado debido a desasentamiento de la bomba 54 ft por encima de la nipplecilla, debido a que en el momento de bajar la sarta de varillas se encuentra restricción a 6882 ft. No se reporta presión en el pozo.

ANEXO B
TRABAJOS REALIZADOS AL POZO TORCAZ 3

SISTEMA DE LEVANTAMIENTO	CORRIDA	FECHA INICIO INTERVENCIÓN	WORKOVER/WELL SERVICE	TIPO BOMBA	INTAKE (ft)	COMENTARIOS ARRANQUE DEL POZO	ULTIMA FECHA EN PRODUCCIÓN	CAUSA PULLING/COMENTARIOS PRODUCCION	DÍAS OPERACIÓN
ESP	1	15-jun-97	El completamiento inicial consistió en correr un Gravel Pack usando un screen liner de 4 1/2" OD y wire wrapped screens of 5" OD con 0,012" slots. Se suabeó el pozo y quedo en flujo natural unas horas; de esta prueba se recuperó 66,3 bbls de crudo (2% BSW- 15,2°API, 103000 ppm CL-THP: 0/12 psi)	FC-925/01F-93795 FPMT	5320	No hay registros de producción del arranque durante esta fecha	20-jun-97	Cambio de equipo por aumento de capacidad	5
ESP	2	21-jun-97	POOH bomba ESP por falla eléctrica, durante el servicio se utilizó Mudzyme treatment para limpieza del lodo en fondo y se corre nuevo equipo ESP.	FC-1200/01F-93951 FPMT	6500	No hay registros de producción del arranque durante esta fecha	7-jul-97	Falla eléctrica detectada en el cable	16

ESP	3	9-jul-97	RIH nuevo ensamble ESP	FC-925/01F-93795 FPMT	6950	Bomba ESP arrancó con 55 Hz hasta 65 Hz; luego de 12 horas de producción se observó que el pozo no fluía THP = 0 psi y luego empezó a aportar de manera intermitente razón por la cual se decide evaluar otro tipo de sistema de levantamiento.	30-jul-02	Desde el 17 de noviembre de 1998 hasta el 25 de julio de 2002 pozo permanece cerrado aparentemente por el comportamiento intermitente de producción. Cambio de levantamiento. El equipo se encontró en perfectas condiciones, cable con buen aislamiento.	1847
BM	1	1-jul-02	POOH and L/D equipo ESP. Se cambia por a sucker road pump. Durante el servicio se encontró la tubería llena de crudo.	PUMP 25-225-THC-5-26-22	6779	Pozo arranca a 5,5 SPM aportando 152 bopd + 10 bwpd con 6,17% BSW THP= 40-62 psi y mantiene alta presión anular CHP mayores a 360 psi. Remitirse a los detalles de producción para ver el comportamiento durante todo el periodo.	14-nov-03	Flujo intermitente de fluido, posibles problemas con la barra lisa. * Sistema de freno en mal estado * Dinagrama en superficie muestra que la standing valve presenta admisión parcialmente obstruida. De esta manera, la válvula viajera no abre inmediatamente cuando el pistón	459

								comienza la carrera descendente presentando apariencia de pumping off. * En la carrera descendente se presenta un golpe de fluido muy suave y el dinagrama de fondo corrobora que el espaciamento entre la valvula viajera y la fja es muy grande.	
BM	2	9-dic-03	Durante este servicio se cambi6 la bomba de subsuelo.	PUMP 30-275-THM-24-5-2-2	7002.28	Pozo arranca a 4,5 SPM aportando 124 bodp + 10 bwpd con 7,4% BSW. El pozo normalmente arranca con un potencial alto y a los pocos d6as estabiliza en 57 bopd + 4 bwpd con 6,25% BSW. Remitirse a los detalles de producci6n para ver el comportamiento	14-sep-04	Pozo deja de fluir por falla en el rod string	281

						durante todo el periodo.			
BM	3	27-sep-04	POOH rod string para conecta overshot y se realiza operación de pesca de una parte del rod string.	PUMP 30-275-THM-24-5-2-2	7002.28	Pozo arranca a 4,5 SPM aportando 50 bopd + 3 bwpd con 6% BSW. Desde el 16 de enero de 2005 al 15 de febrero 2006 pozo cerrado en espera de una reparación en el gear box de la unidad de bombeo de superficie. Remitirse a los detalles de producción para ver el comportamiento durante todo el periodo.	27-feb-06	Se evidencia daño en el gear box y se repara sin embargo al dar arranque el pozo no aporta fluido y se decide dejar cerrado De los dinagramas tomados se concluye que: * Peso de la sarta de varillas 17283,9 Lb * Máxima carga en la barra lisa PPR L : 22126 Lb * Carga adicional al peso de la sarta de varillas: 4842,1 Lb * El evento de partir la barra lisa el peso de la sarta hizo que se pescara la standing valve y se encuentra viajando con la sarta de bombeo razón por la cual las válvulas registran carga pero no hay fluido en superficie.	111

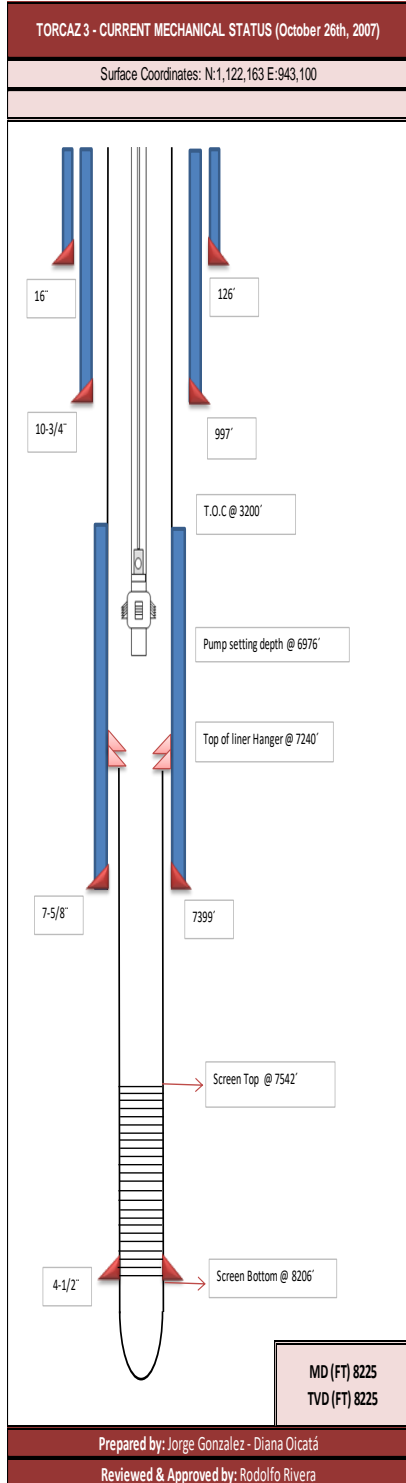
BM	4	4-mar-06	Well service en el cual se reemplaza barra lisa, se realiza prueba de bombeo que resultó sin éxito. Se tomaron dinagramas en los cuales se detectó barra desconcetada, se corrige la falla y el pozo retorna a producción.	PUMP 30-275-THM-24-5-2-2	6992 .00	Pozo arranca a 5,5 SPM sin embargo solo permanece en producción dos días pues deja de aportar fluido.	5-mar-06	No hay aporte de fluido en superficie	2
BM	5	6-mar-06	Durante esta nueva intervención se encuentra una pequeña pieza robusta dentro de la standing valve, se retira la pieza y el pozo retorna a producción.	PUMP 30-275-THM-24-5-2-2	6992 .00	Pozo arranca a 5,5 SPM aportando 80 bopd + 6 bwpd con 7% BSW THP = 80 psi durante el mes de marzo la producción estuvo muy variable entre 30-50 bopd, 2-3 bwpd y THP 20 psi. Remitirse a los detalles de producción para ver el comportamietno completo durante este periodo.	23-oct-07	Pozo en producción hasta el 03 de mayo de 2007 por posible daño en la tubería de producción debido a que en superficie solo hay recuperación de 2 bopd y menos de 1 barril de agua.	426
BM	6	26-oct-07	Durante este well service se interviene el pozo y en esta ocasión se corre una nueva bomba y se cambia tubería.	PUMP 20-175-RHBC-16-3-2-2	6988 .00	Pozo arranca a 5,5 SPM con 66 bopd + 5 bwpd con 7% BSW. Remitirse a los detalles de producción para	2-feb-08	En Enero 2008 se reporta una caída abrupta de producción hasta que deja de producir por posible	99

						ver el comportamiento completo durante este periodo.		daño en la tubería de producción.	
BM	7	24-feb-08	Durante este well service se prueba la bomba y se encuentra ok, se revisa tubería y se encuentra falla, se cambiaron las juntas dañadas y el pozo retorna a producción.	PUMP 20-175-RHBC-16-3-2-2	6997.00	Pozo arranca a 5,5 SPM con producción entre 33-35 bopd + 4-6 bwpd con 15% BSW. Remitirse a los detalles de producción para ver el comportamiento completo durante este periodo.	28-jun-09	Se evidencia baja producción e inicialmente se reporta fuga en el cilindro de la unidad de bombeo, se corrige dicha falla sin embargo al arrancar la unidad el pozo no aporta fluido en superficie.	383
BM	8	18-ene-10	Durante este servicio se corrige fuga de aire en el cilindro, se cambian sellos en el stuffingbox y se cambia bomba de subsuelo.	PUMP 20-200-RXBC-24-4	6960.00	Pozo arranca a 6 SPM con producción de 58 bopd + 41 bwpd con 41,6% BSW. Durante el mes de febrero se reespacia la bomba en varias ocasiones aparentemente por disminución del fluido total.	28-feb-10	Cambio de unidad de bombeo en superficie por una unidad American C-912	37

BM	9	1-mar-10	Se instala nueva unidad American C-912	PUMP 20-200-RXBC-24-4	6960 .00	Pozo arranca con baja producción a 6 SPM con 14 bopd + 2 bwpd con 12,5%. Durante el mes se reespacia la bomba en varias ocasiones por bajo aporte.	23-abr-14	No hay aporte de fluido posible falla de la bomba (pistón pegado) bomba desasentada dinagramas no muestran carga.	47
----	---	----------	--	-----------------------	-------------	--	-----------	---	----

ANEXO C

ESTADO MECÁNICO ACTUAL POZO TORCAZ 3, CONFIGURACIÓN DE LA SARTA DE PRODUCCIÓN



TYPE	EQUIPMENT	DESCRIPTION				
FIP	TUBING HEAD SPOOL	11'-3M x 11" 5M				
GPS	COMPANION FLANGE	11'-5M x 2 1/2" EUE pin Dwn x Box Up				
GPS	CROSS-OVER	2 1/2" EUE 8RD pin down x 3" LP up				
PARKO	PUMPING TEE	3" x 3" x 3" LP x 1/2" NPT				
PARKO	ROD BOP	3" LP mech. action X 1 1/2" polished rod				
PARKO	DOUBLE PACKET STUFFING BOX	3" LP X 1 1/2" polished rod				
PARKO	POLISHED ROD CLAMP	1 1/2" polished rod. 1500 psi WP (40.000#)				
ITEM	QTY	EQUIPMENT DESCRIPTION	LENGHT	DEPTH	I.D.	O.D.
0	0	Rotary Table Elevation	24,00	N/A	N/A	N/A
1	221	JTS 2 1/2" EUE 8RD; 6.5 LBS/FT; N-80 TUBING	6.963,00	6.987,00	2,441	2,875
2	1	SETTING NIPPLE TYPE CUPS	1,00	6.988,00	2,441	N/A
3	1	JTS 2 1/2" EUE 8RD; 6.5 LBS/FT; N-80 TUBING	31,63	7.019,63	2,441	2,875
4	1	7/8" x 2 1/2" EUE MODEL "TM" TUBING ANCHOR CATCHER	3,56	7.023,19	N/A	N/A
5	1	JTS 2 1/2" EUE 8RD; 6.5 LBS/FT; N-80 TUBING	30,55	7.053,74	N/A	N/A
ITEM	QTY	INSIDE EQUIPMENT DESCRIPTION	LENGHT	DEPTH	I.D.	O.D.
1	1	POLISHED ROD	26,00		N/A	1,500
2	1	1" x 2' PONY RODS	2,00	28,00	N/A	1,000
3	1	1" x 4' PONY RODS	4,00	32,00	N/A	1,000
4	88	1" x 30' SUCKER RODS	2.640,00	2.672,00	N/A	1,000
5	1	1" x 3/4" SUBCOUPLING	0,00	2.672,00	N/A	1,000
6	31	3/8" x 25' SUCKER RODS	775,00	3.447,00	N/A	0,875
7	117	3/8" X 30' SUCKER RODS	3.510,00	6.957,00	N/A	1,000
8	1	API PUMP 20-175-RHBC-16-3-2-2	19,00	6.976,00	N/A	N/A
FORMATION	INTERVALS	THICK	SPF	GUN TYPE		
Lower Mugrosa	7542' - 8206'	664'	0.012"	Screen Liner		
CSG SIZE	DESCRIPTION	SHOE	COLLAR	TOC		
16"	65#/FT; H-40; BTC	126'	107'	Surface		
10 3/4"	40.5 #/FT; J-55; 8R STC	997'	-	Surface		
7 3/4"	29.7 #/FT; P-110 & N-80;	7399'	7319'	3200'		
4 1/2"	SCREEN LINER	8206'	-	-		

REMARKS :

ANEXO D

ESTADO MECÁNICO PROPUESTO PARA CONFIGURACIÓN NUEVA DEL POZO CON BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS.



CINCO RANCH PETROLEUM COLOMBIA INC. SUCURSAL COLOMBIA

PCP Pump Evaluation Torcaz-3
VP Production – May 9th 2014

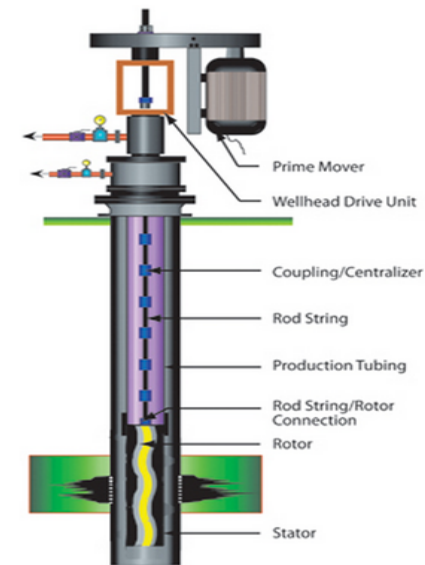
2. PROPOSED DESIGN BY WEATHERFORD:

DOWNHOLE:

- Stator 10-2800 HN-309 – new.
- Paddel Rotor 10-2800 XXXL – new.
- Non Turn Tool 7 5/8" x 3-1/2" – new.
- Rod string – 7/8" sucker rod – new.
- Tubing – 2 7/8" OD – inspected.
- Proposed setting depth 7700 ft.

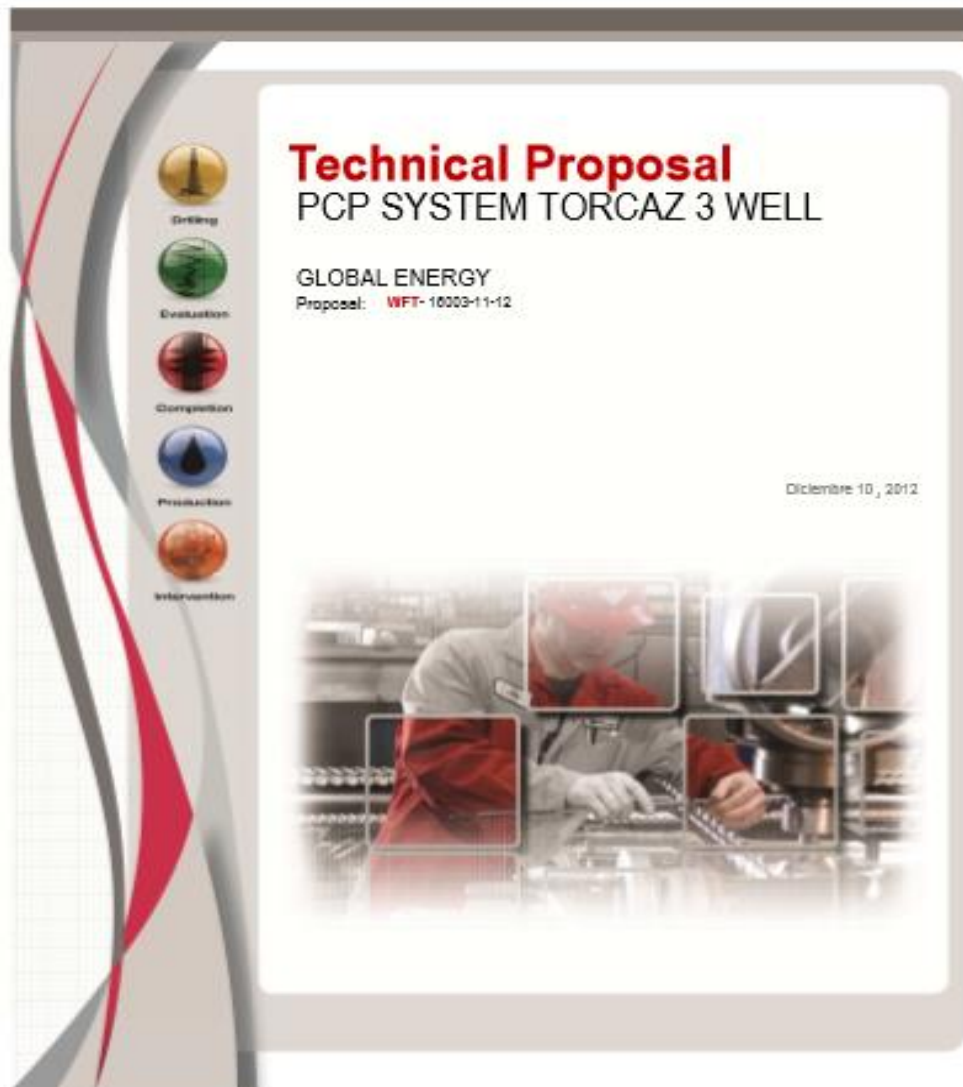
SURFACE:

- Drive Head – MGX, 1 1/2" PR – Torcaz-5.
- VSD – Yaskawa 100 HP – Torcaz-5.
- Electric Motor – 100 HP – Torcaz-5.



ANEXO E

PROPUESTA TECNICA PRESENTADA POR WEATHERFORD A GLOBAL ENERGY DEVELOPMENT PLC PARA USAR BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS.





Introduction

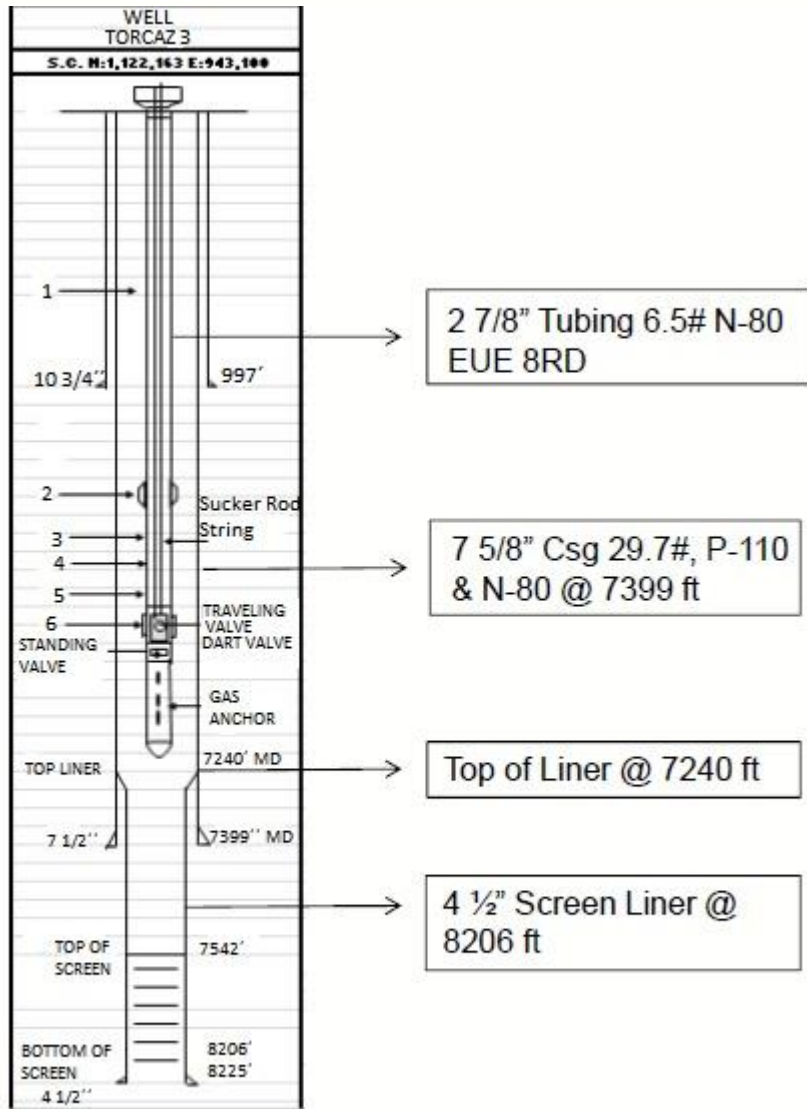


Figure 1. Mechanical Status Torcaz 3 Well



Production

Design Concepts

Compatibility Test

In order to identify the elastomer suitable for PCP application in the Torcaz Field, we made a compatibility test of Weatherford elastomers and the field fluid. The results are shown below.

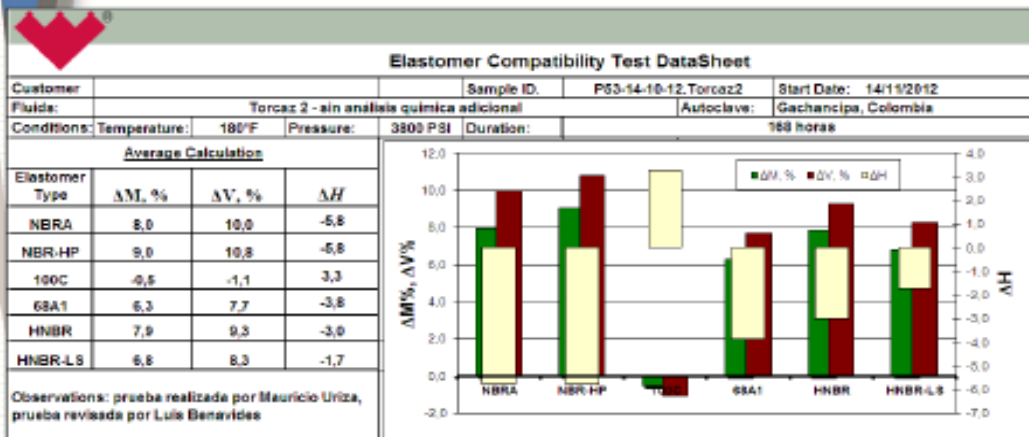


Figure 2. Elastomer Compatibility Test

We found excessive volumetric change in the elastomer NBRA,-NBRA HP and HNBR, although changes located in the middle range in hardness (indirect measure of strength and inversely proportional to the elongation).

The elastomer HN312Hp, is a good choice, since present an acceptable retention volume, mass and hardness. However this elastomer has limitations with temperature and is a hard elastomer and therefore not suited for fluids that contain abrasives, for these reasons is not recommended for implementation.

Of elastomers evaluated, our recommendation is to use the 68A1 (HN-309), the changes in their properties are considered acceptable with a suitable interference fit.



Design Concepts

Considering the schematical well, production, desired, and available material, are listed below PCP system components for the application:

Components	Specifications	Location
Drive Head	MGX, 1 1/2" PR	Torcaz 5
VSD	Yaskawa 100 HP	Torcaz 5
Electric Motor	100 HP	Torcaz 5
Rod String	7/8" Sucker Rod	NEW
Non Turn Tool	7 5/8" Csg x 3 1/2" Non Turn Tool	NEW
Pump	Conventional Pump 10-2800 XXXL HN-309	NEW

Table 2. PCP System Components

The specification of pump model is following:

CONVENTIONAL PUMP 10-2800

Displacement:	0,6 Bbl/Rpm
Lifting:	9200 ft
Tubing:	2 7/8" OD
OD Max:	3.00"
Total length:	28.75 ft
Production Range:	80 Rpm = 48 BFPD @ 100% Efficiency 300 Rpm = 180 BFPD @ 100% Efficiency



Production

Design Concepts

According to the simulation in de C-fer software, below are the results:

Input Parameters

Fluid Properties	
Fluid Type	Multi-phase
Oil API Gravity	15.88 9401
Water Salinity	4000.88
Gas Specific Gravity	0.70
BSSkin Content	48.00 %
Producing GOR	68.00 scf/STB
Free Gas Separation	100.00 %
Operating Conditions	
Surface Liquid Flow Rate	163.89 bbl/d
Pump Speed (specified)	300.00 RPM
Pump Volumetric Efficiency	80.00 %
Fluid Level	7500.88 RKB
Submergence (specified)	200.88 ft
Bottomhole Pressure	160.77 psi
Tubing Head Pressure	300.88 psi
Casing Head Pressure	58.00 psi
Bottomhole Temperature	188.00 °F
Temperature Gradient	1.12 °F/100ft
Flowing Wellhead Temperature	82.00 °F

Output Parameters

Basic Parameters	
Pump Intake Pressure	115.14 psi
Pump Discharge Pressure	3584.29 psi
Differential Pressure	3469.15 psi
Net Hydrostatic Head	3117.17 psi
Flow Losses	181.97 psi
Pump Pressure Loading	81.88 % rated
Pump Torque	274.88 ft-lbs
Pump Axial Load	12.81 kips
Maximum Rod Torque	283.23 ft-lbs
Maximum Rod Torque Load	22.65 % Limit
Maximum Axial Rod Load	29.53 kips
Maximum Effective Rod Stress	N/A %
Rod Contact Loads	
Maximum Load Connection	8.00 lbf
Surface Parameters	
System Input Power	21.82 hp
Prime Mover Output Power	18.92 hp



Production

Items Description

The equipment required for the PCP system are:

SURFACE:

- * MGX Drive Head
- * 100 HP Motor Electric
- * VSD 100 HP
- * Pumping Tee 7 1/16" 5M x 3 1/8" 3M

(The surface equipment is owned by Colombia Energy.)

BOTTOM HOLE:

- * Conventional Pump 10-2800 HN-309
- * Non Turn Tool 7 5/8" Csg x 3 1/2"
- * Ring torques 2 7/8" EU
- * Rod String 2 7/8"
- * Polish Rod 1 1/2" OD



Production

Conclusions

Conclusions:

- The recommendation is to use conventional pump 10-2800 with 68A1 (HN-309) elastomer with a loose fit, at landing depth of 7700 ft.
- Due the well configuration, the 2 7/8" tubing limits the pump models and rod string. For this application is necessary use the 7/8" rod. The limit torque for sucker rod 7/8" Electra is 1000 lbf-ft.
- The system torque is 283 lbf-ft. The limit torque of the system will be subject to rod limits.
- The casing 7 5/8" is not conventional size in Colombia, the Non turn tool is only with 3 1/2" connection. In not recommended to seat an anchor within liner, it's necessary to locate the anchor inside the 7 5/8" casing. To prevent disconnection of the BHA and the tubing, you have two options:
 - * Ring torques
 - * Left hand thread

The ring torques provide greater torsional torque resistant to the pipe, preventing that the eccentric movement of the pump, disconnect the tubing string. The other option is to change the joint connections below the non turn tool. Our recommendation is seat the non turn tool at 7100 ft.

- The surface equipment is oversized for the expected production from the well, but can be used for cost savings. The design required only 21 horse power.

ANEXO F

TECNOLOGÍAS DE ÚLTIMA GENERACIÓN PARA CRUDOS PESADOS Y EXTRA PESADOS Y SISTEMAS DE AGUAS DE INYECCIÓN



MEJORADORES DE INYECTABILIDAD DE AGUA EN PLANTAS DE INYECCIÓN DE AGUA

Muy respetuosamente me dirijo a usted con el propósito de darle a conocer tecnologías de última generación muy apropiadas para operaciones petroleras altamente exigentes como lo son los crudos pesados y extrapesados y también los sistemas de inyección de agua que son influenciados por los incrementos graduales de las presiones de inyección a nivel de cabeza de pozo inyectoros.

Adjunto les estamos enviando información preliminar que los encaminará a ver los beneficios que presentan cada uno de estos tratamientos los cuales están en línea con los procesos actuales y adicionalmente entendemos que la caída escalonada de los precios del petróleo elimina todo intento de gastos adicionales no impide que ustedes entren a evaluar estas tecnologías ya que aunque tendrían que aplicar un producto la idea es que disminuyan y ahorren en cada una de las variables que enunciamos en cada uno de estos ítems; Es una gran idea realizar una prueba piloto la cual si los resultados satisfacen sus necesidades y expectativas el producto será facturado y si no son positivos los resultados para ustedes entonces no les será facturado el producto.

Estas tecnologías ya están en uso en varias compañías con mucho éxito y es nuestra intención que ustedes puedan aplicarlas a sus procesos.

BENEFICIOS REDUCTORES DE VISCOSIDAD EN CRUDOS PESADOS Y EXTRA PESADOS CON AGUA Y SIN AGUA.

- ❖ Disminución de la viscosidad hasta un 90%.
- ❖ Incremento de la producción por pozo mediante diferentes tipos de aplicación down hole sin necesidad de inyectar vapor ni aplicación de temperatura que eleva los costos grandemente.
- ❖ Con la aplicación de este tipo de productos se elimina la utilización de diluentes derivados del petróleo los cuales son altamente costosos y de riesgosa manipulación.
- ❖ Reducción amplia de las presiones de descarga de las bombas y de unidades de bombeo de acuerdo a los sistemas de levantamiento característicos.
- ❖ Cero efectos en incompatibilidades con los químicos aplicados aguas abajo.
- ❖ Cero incompatibilidades entre los productos que se aplican en los procesos de deshidratación y desalados de crudos por pruebas realizadas en laboratorios.
- ❖ No presenta efectos secundarios en las aguas resultantes de la deshidratación para su posterior proceso de inyección en las formaciones receptoras ya que no presenta incompatibilidades ni formación de tapones en las formaciones receptoras.


- ❖ Ahorros grandes en consumo de combustibles, diesel, Gas, Kw/hora en generación de bombeo del crudo.
- ❖ Incrementos altos en la vida útil de los equipos y por ende el incremento del tiempo de vida de estos.
- ❖ Muy versátil en su aplicación ya que se puede utilizar en crudos mezclas para reducir ostensiblemente las viscosidades.
- ❖ Sus componentes químicos son **“Green Components”**.
- ❖ No utilizamos tecnologías tóxicas ni dañinas al medio ambiente.
- ❖ Posee alto desempeño en sistemas de yacimientos en donde la temperatura esta en 85°F hasta 110°F y su desempeño es excelente y superior a esta temperatura aún mas es altamente eficiente.



BENEFICIOS REDUCTORES DE FRICCIÓN PARA LÍNEAS DE AGUA EN POZOS INYECTORES.

- ❖ Ahorros sustanciales en el consumo de combustibles y energía para el movimiento del sistema de bombeo.
- ❖ Incremento de los volúmenes de agua a ser inyectada.
- ❖ Incrementos altos en la vida útil de los equipos y por ende el incremento del tiempo de vida de estos.
- ❖ Cero efectos en incompatibilidades con los químicos aplicados aguas abajo.
- ❖ Productos altamente amigables con el medio ambiente ya que no son tóxicos.
- ❖ Menor esfuerzo en las unidades de bombeo.
- ❖ Al bajar el coeficiente de fricción sustancialmente, vamos a obtener disminución de las presiones de inyección en las cabezas de los pozos inyectores.
- ❖ Posee compuestos biodegradables que son amigables con las formaciones receptoras.
- ❖ Poseen propiedades que actúan sobre los regímenes del agua convirtiendo un sistema de flujo Turbulento en un sistema de Flujo Laminar, obteniéndose con esto un manejo adecuado del número de Reynolds.
- ❖ Este producto no presenta ningún problema en su aplicación.

Adicionalmente tenemos casos históricos de interés y nos gustaría si hay interés por parte de ustedes podemos visitarles y contarles aun mas sobre nuestras experiencias.


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

AUTORIZACIÓN PARA PUBLICACIÓN EN EL REPOSITORIO DIGITAL INSTITUCIONAL LUMIERES

Nosotros, Oscar Orlando Figueroa Ricaurte y Diego Andrés Tibaduisa Carrillo en calidad de titulares de la obra **Selección del método de levantamiento artificial y la concentración de un reductor de viscosidad en fondo de pozo para la extracción de crudo pesado en el Pozo Torcaz 3**, elaborada en el año 2015, autorizamos al **Sistema de Bibliotecas de la Fundación Universidad América** para que incluya una copia, indexe y divulgue en el Repositorio Digital Institucional – Lumieres, la obra mencionada con el fin de facilitar los procesos de visibilidad e impacto de la misma, conforme a los derechos patrimoniales que nos corresponden y que incluyen: la reproducción, comunicación pública, distribución al público, transformación, en conformidad con la normatividad vigente sobre derechos de autor y derechos conexos (Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, entre otras).




Al respecto como Autores manifestamos conocer que:

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

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

- Frente a cualquier reclamación por terceros, el o los autores serán los responsables. En ningún caso la responsabilidad será asumida por la Fundación Universidad de América.
- Con la autorización, la Universidad puede difundir la obra en índices, buscadores y otros sistemas de información que favorezcan su visibilidad.

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

- 
Atribución- no comercial- sin derivar: permite distribuir, sin fines comerciales, sin obras derivadas, con reconocimiento del autor.
- 
Atribución – no comercial: permite distribuir, crear obras derivadas, sin fines comerciales con reconocimiento del autor.
- 
Atribución – no comercial – compartir igual: permite distribuir, modificar, crear obras derivadas, sin fines económicos, siempre y cuando las obras derivadas estén licenciadas de la misma forma.

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

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

Para constancia se firma el presente documento en Bogotá D.C., a los 9 días del mes de Noviembre del año 2016.

LOS AUTORES:

Autor 1

Nombres	Apellidos
Oscar Orlando	Figueroa Ricaurte
Documento de Identificación No.	Firma
1020781564	Oscar O. Figueroa R.

Autor 2

Nombres	Apellidos
Diego Andrés	Tibaduisa Carrillo
Documento de Identificación No.	Firma
1193044641	