

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICO FINANCIERA DEL LEVANTAMIENTO
ARTIFICIAL DE UN POZO DEL CAMPO CASTILLA MEDIANTE EL ANÁLISIS
NODAL A PARTIR DEL USO DE UN PROGRAMA ESPECIALIZADO.

MÓNICA MONSALVE GÓMEZ.

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

ESTUDIO DE FACTIBILIDAD TÉCNICO FINANCIERA DEL LEVANTAMIENTO
ARTIFICIAL DE UN POZO DEL CAMPO CASTILLA MEDIANTE EL ANÁLISIS
NODAL A PARTIR DEL USO DE UN PROGRAMA ESPECIALIZADO.

MÓNICA MONSALVE GÓMEZ.

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

Director:
JUAN MARIO AGUAS
Ingeniero de Petróleos

Orientador:
ALEX CUADRADO
Ingeniero de Petróleos

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

NOTA DE ACEPTACIÓN

Presidente de jurado Ingeniero Alex Cuadrado

Julio Montenegro

Walter Tobón

Bogotá, D.C. Enero de 2017

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. JAIME POSADA DÍAZ

Vicerrector de Desarrollo y Recursos Humanos.

Dr. LUIS JAIME POSADA GARCÍA-PEÑA

Vicerrectora Académica y de Posgrados

Dra. ANA JOSEFA HERRERA VARGAS

Secretario General

Dr. JUAN CARLOS POSADA GARCIA-PEÑA

Decano Facultad de Ingeniería

Dr. JULIO CESAR FUENTES ARISMENDI

Director (E) Programa ingeniería de Petróleos

Dr. EDGAR DAVID CEDEÑO LIGARRETO

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

AGRADECIMIENTOS

Si buscamos la definición de agradecimiento encontramos que es el sentimiento de gratitud que se experimenta normalmente como consecuencia de haber recibido de parte de alguien algo que se esperaba o que se necesitaba, de haber sido ayudado en alguna circunstancia difícil.

Cuando leo esta definición solo puedo pensar una persona mi tío Uriel Gómez que más que mi tío es mi padre y mi amigo, la persona más incondicional y que sin temor a equivocarme la persona que da sin esperar nada a cambio, la que ha estado ahí cuando más lo he necesitado y la que en este proceso largo ha sido paciente y sabe que al final de todo este proceso yo voy a poder salir adelante.

En segunda instancia quiero agradecer a mi familia conformada por mi mamá Marina Gómez, mi hermana Laura Calvo, su hijo que está por nacer Martín y mi hermano favorito y por quien siento amor infinito Sebastián Calvo, quienes hemos pasado todo este tiempo por situaciones muy difíciles que hemos en familia sabido sacar adelante y nos ha unido más que nunca entendiendo la importancia de la familia.

Por último quiero agradecer a Daniel Alberto Clavijo D'achiardi quien ha sido mi apoyo en el último año y quien me animaba cuando quería desistir de este proceso y dejar atrás cinco años de materias, dos proyectos y una vida promisoría como ingeniera de petróleos.

Mónica Monsalve Gómez

AGRADECIMIENTOS

A A.I.P S.A.S (Asesoría en Ingeniería de Petróleos), por bríndame la oportunidad de desarrollar el proyecto y por poner a disposición los recursos económicos, técnicos y humanos para la elaboración del presente.

Ingeniero Juan Mario Aguas por su dirección en el desarrollo de este trabajo de grado, además de su disposición para brindarme toda la información y herramientas necesarias, por sus sabios consejos y disposición para ayudarme en cualquier momento.

Ingeniero Julio Montenegro y Alex Cuadrado orientadores del proyecto, por el tiempo y energía que dedicaron a guiarme, por compartir sus conocimientos y experiencias profesionales durante todo el proceso, por sus oportunos consejos y colaboración.

A las directivas, cuerpo docente y personal administrativo de la Universidad de América por el apoyo y capacitación recibida durante la carrera.

CONTENIDO

	pág
OBJETIVOS	31
1. GENERALIDADES DEL CAMPO CASTILLA	32
1.1 HISTORIA	32
1.2 LOCALIZACIÓN	33
1.3 MARCO GEOLÓGICO	35
1.3.1 Columna Estratigráfica	35
1.3.2 Estratigrafía	36
1.3.2.1 Formación Une	36
1.3.2.2 Formación Gachetá	36
1.3.2.3 Formación Guadalupe	36
1.3.2.4 Formación Barco	37
1.3.2.5 Formación Los Cuervos	37
1.3.2.6 Formación Mirador	37
1.3.2.7 Formación Carbonera	37
1.3.2.8 Formación León	39
1.3.2.9 Formación Guayabo	39
1.3.3 Geología estructural	40
1.3.4 Geología del petróleo	41
1.3.4.1 Roca Generadora	41
1.3.4.2 Roca Almacenadora	41
1.3.4.3 Roca Sello	41
1.3.4.4 Trampa	41
1.3.4.5 Migración	42
1.5 HISTORIA DE PRODUCCIÓN	42
1.5.1 Método de producción	43
1.5.2 Número de pozos del Campo Castilla	43
1.5.3 Características del yacimiento	44
1.5.3.1 Propiedades del petróleo y agua	45
2. GENERALIDADES DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DISPONIBLES EN LA EMPRESA	46
2.1 BOMBEO MECÁNICO (BM)	46
2.1.1 Funcionamiento del Bombeo Mecánico	46
2.1.2 Partes del Bombeo Mecánico	47
2.1.2.1 Equipos de Superficie	48
2.1.2.2 Equipos de Fondo	49
2.2 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (BES)	51
2.2.1 Funcionamiento del Bombeo Electrosumergible	51

2.2.2 Partes del Bombeo Electrosumergible	52
2.2.2.1 Equipos de Superficie	52
2.2.2.2 Equipos de Fondo	53
2.3 BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS (BCP)	56
2.3.1 Funcionamiento del bombeo de cavidades progresivas	56
2.3.2 Partes del bombeo de cavidades progresivas	57
2.3.2.1 Equipos de Superficie	58
2.3.2.2 Equipos de Fondo	59
2.4 BOMBEO HIDRULICO (BH)	61
2.4.1 Funcionamiento del Bombeo Hidráulico	62
2.4.2 Partes del Bombeo Hidráulico	62
2.4.2.1 Equipos de Superficie	63
2.4.2.2 Equipos de Fondo	65
2.5 MATRIZ GENÉRICA DE CALIFICACIÓN DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PARA POZOS PETROLEROS	67
2.5.1 Número de pozos	67
2.5.1.1 Bombeo Mecánico	67
2.5.1.2 Bombeo de Cavidades Progresivas	67
2.5.1.3 Bombeo hidráulico tipo jet	67
2.5.1.4 Bombeo Electrosumergible	68
2.5.2 Caudal de producción	68
2.5.2.1 Bombeo Mecánico	68
2.5.2.2 Bombeo de Cavidades Progresivas	68
2.5.2.3 Bombeo hidráulico tipo jet	68
2.5.2.4 Bombeo Electrosumergible	68
2.5.3 Profundidad de asentamiento	68
2.5.3.1 Bombeo Mecánico	68
2.5.3.2 Bombeo de Cavidades Progresivas	68
2.5.3.3 Bombeo hidráulico tipo jet	68
2.5.3.4 Bombeo Electrosumergible	68
2.5.4 Diámetro del Casing	68
2.5.4.1 Bombeo Mecánico	69
2.5.4.2 Bombeo de Cavidades Progresivas	69
2.5.4.3 Bombeo hidráulico tipo jet	69
2.5.4.4 Bombeo Electrosumergible	69
2.5.5 Inclinación del pozo	69
2.5.5.1 Bombeo Mecánico	69
2.5.5.2 Bombeo de Cavidades Progresivas	69
2.5.5.3 Bombeo hidráulico tipo jet	69
2.5.5.4 Bombeo Electrosumergible	69
2.5.6 Temperatura	69
2.5.6.1 Bombeo Mecánico	69
2.5.6.2 Bombeo de Cavidades Progresivas	69
2.5.6.3 Bombeo hidráulico tipo jet	69
2.5.6.4 Bombeo Electrosumergible	70

2.5.7 Presión a la entrada de la bomba	70
2.5.7.1 Bombeo Mecánico	70
2.5.7.2 Bombeo de Cavidades Progresivas	70
2.5.7.3 Bombeo hidráulico tipo jet	70
2.5.7.4 Bombeo Electrosumergible	70
2.5.8 Completamiento	70
2.5.8.1 Bombeo Mecánico	70
2.5.8.2 Bombeo de Cavidades Progresivas	70
2.5.8.3 Bombeo hidráulico tipo jet	70
2.5.8.4 Bombeo Electrosumergible	70
2.5.9 Recobro	70
2.5.9.1 Bombeo Mecánico	70
2.5.9.2 Bombeo de Cavidades Progresivas	71
2.5.9.3 Bombeo hidráulico tipo jet	71
2.5.9.4 Bombeo Electrosumergible	71
2.5.10 Corte de agua	71
2.5.10.1 Bombeo Mecánico	71
2.5.10.2 Bombeo de Cavidades Progresivas	71
2.5.10.3 Bombeo hidráulico tipo jet	71
2.5.10.4 Bombeo Electrosumergible	71
2.5.11 Gravedad API	71
2.5.11.1 Bombeo Mecánico	71
2.5.11.2 Bombeo de Cavidades Progresivas	71
2.5.11.3 Bombeo hidráulico tipo jet	71
2.5.11.4 Bombeo Electrosumergible	71
2.5.12 Fluido corrosivo	72
2.5.12.1 Bombeo Mecánico	72
2.5.12.2 Bombeo de Cavidades Progresivas	72
2.5.12.3 Bombeo hidráulico tipo jet	72
2.5.12.4 Bombeo Electrosumergible	72
2.5.13 Arena abrasiva	72
2.5.13.1 Bombeo Mecánico	72
2.5.13.2 Bombeo de Cavidades Progresivas	72
2.5.13.3 Bombeo hidráulico tipo jet	72
2.5.13.4 Bombeo Electrosumergible	72
2.5.14 Relación Gas-Líquido	72
2.5.14.1 Bombeo Mecánico	72
2.5.14.2 Bombeo de Cavidades Progresivas	72
2.5.14.3 Bombeo hidráulico tipo jet	72
2.5.14.4 Bombeo Electrosumergible	72
2.5.15 Contaminantes	73
2.5.15.1 Bombeo Mecánico	73
2.5.15.2 Bombeo de Cavidades Progresivas	73
2.5.15.3 Bombeo hidráulico tipo jet	73
2.5.15.4 Bombeo Electrosumergible	73

2.5.16	Locación	73
2.5.16.1	Bombeo Mecánico	73
2.5.16.2	Bombeo de Cavidades Progresivas	73
2.5.16.3	Bombeo hidráulico tipo jet	73
2.5.16.4	Bombeo Electrosumergible	73
2.5.17	Potencia del sistema	73
2.5.17.1	Bombeo Mecánico	73
2.5.17.2	Bombeo de Cavidades Progresivas	73
2.5.17.3	Bombeo hidráulico tipo jet	73
2.5.17.4	Bombeo Electrosumergible	74
2.5.18	Restricciones de espacio	74
2.5.18.1	Bombeo Mecánico	74
2.5.18.2	Bombeo de Cavidades Progresivas	74
2.5.18.3	Bombeo hidráulico tipo jet	74
2.5.18.4	Bombeo Electrosumergible	74
2.5.19	Flexibilidad	74
2.5.19.1	Bombeo Mecánico	74
2.5.19.2	Bombeo de Cavidades Progresivas	74
2.5.19.3	Bombeo hidráulico tipo jet	74
2.5.19.4	Bombeo Electrosumergible	74
2.5.20	Eficiencia	74
2.5.20.1	Bombeo Mecánico	74
2.5.20.2	Bombeo de Cavidades Progresivas	75
2.5.20.3	Bombeo hidráulico tipo jet	75
2.5.20.4	Bombeo Electrosumergible	75
2.5.21	Mantenimiento	75
2.5.21.1	Bombeo Mecánico	75
2.5.21.2	Bombeo de Cavidades Progresivas	75
2.5.21.3	Bombeo hidráulico tipo jet	75
2.5.21.4	Bombeo Electrosumergible	75
2.5.22	Operatividad	75
2.5.22.1	Bombeo Mecánico	75
2.5.22.2	Bombeo de Cavidades Progresivas	75
2.5.22.3	Bombeo hidráulico tipo jet	75
2.5.22.4	Bombeo Electrosumergible	75
2.5.23	Inversión inicial	76
2.5.23.1	Bombeo Mecánico	76
2.5.23.2	Bombeo de Cavidades Progresivas	76
2.5.23.3	Bombeo hidráulico tipo jet	76
2.5.23.4	Bombeo Electrosumergible	76
2.5.24	Posibilidad de alquiler	76
2.5.24.1	Bombeo Mecánico	76
2.5.24.2	Bombeo de Cavidades Progresivas	76
2.5.24.3	Bombeo hidráulico tipo jet	76
2.5.24.4	Bombeo Electrosumergible	76

2.5.25 Costo de energía	76
2.5.25.1 Bombeo Mecánico	76
2.5.25.2 Bombeo de Cavidades Progresivas	76
2.5.25.3 Bombeo hidráulico tipo jet	76
2.5.25.4 Bombeo Electrosumergible	76
3. GENERALIDADES DEL ANÁLISIS NODAL	81
3.1 FUNCIONAMIENTO	81
3.2 CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DEL SISTEMA	82
3.2.1 El Nodo en el Fondo del Pozo	84
3.2.2 El Nodo en el Cabezal del Pozo	85
3.3 CONSTRUCCIÓN DE CURVAS	86
3.3.1 Curva de Oferta IPR	86
3.3.2 Curva de Demanda	87
3.3.3 Curva de Oferta y Demanda de Energía en el Fondo del Pozo	87
3.4 FLUJO DE FLUIDOS EN EL YACIMIENTO, ESTADOS DE FLUJO	88
3.4.1 Flujo No-Continuo	88
3.4.2 Flujo Continuo	88
3.4.3 Flujo Semi-Continuo	89
3.5 ECUACIONES PARA DESCRIBIR EL COMPORTAMIENTO DEL POZO	90
3.5.1 Ley de Darcy	90
3.5.2 Simplificación de la Ley de Darcy	92
3.6 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD	93
3.6.1 IPR	94
3.6.2 Factores que Afectan el Índice de Productividad	94
3.6.2.1 Mecanismo de empuje	94
3.6.2.2 Comportamiento de fases	97
3.6.2.3 Permeabilidad Relativa	97
3.6.2.4 Viscosidad.	98
3.6.2.5 Factor Volumétrico	99
4. GENERALIDADES DEL POZO CASTILLA NORTE 3	100
4.1 HISTORIA DEL POZO CASTILLA NORTE 3	100
4.1.2 Bomba actualmente utilizada en el Pozo Castilla Norte 3	101
4.1.3 Propiedades del yacimiento y los fluidos	103
4.2 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS	103
4.2.1 Propiedades del petróleo	103
4.2.1.1 Gravedad específica del petróleo	104
4.2.1.2 Viscosidad del petróleo	104
4.2.1.3 Factor volumétrico del petróleo	106
4.2.1.4 Relación gas petróleo	107
4.2.2 Propiedades del agua	107
4.2.2.1 Gravedad específica del agua	107
4.2.2.2 Viscosidad del agua	108
4.2.3 Propiedades del gas	109

4.2.3.1 Gravedad específica del gas	109
4.3 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DEL POZO CASTILLA NORTE-3	109
5. ANÁLISIS NODAL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	111
5.1 ANÁLISIS NODAL CON SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ACTUAL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE PARA EL POZO CASTILLA NORTE-3	111
5.1.1 Determinación del análisis nodal con el simulador Wellflo	111
5.1.2 Comprobación del análisis nodal método manual	117
5.1.3 Análisis de los resultados obtenidos del análisis nodal	118
5.2 MATRIZ DE SELECCIÓN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	118
5.2.1 Análisis de resultados de la matriz de selección	121
6. DISEÑO DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BOMBEO HIDRÁULICO	122
6.1 DISEÑO BOMBEO HIDRÁULICO DE MANERA MANUAL	122
6.1.1 Calculo de la presión a la entrada de la bomba (PIP)	124
6.1.2 Calculo del área de succión mínima (Acm)	124
6.1.3 Calculo del ensamble de garganta y boquilla	124
6.1.4 Calculo del Área de succión (As)	124
6.1.5 Calculo del factor FaD	125
6.1.6 Calculo de la presión de operación (Pso)	125
6.1.7 Calculo del gradiente en la boquilla (Gfp)	125
6.1.8 Calculo de la presión en la boquilla y el Caudal en la boquilla	125
6.1.9 Calculo del número de Reynols	126
6.1.10 Calculo de las perdidas por fricción	126
6.2 ITERACIÓN SOBRE LA TASA DE PRODUCCIÓN DISEÑO BOMBEO HIDRÁULICO	127
6.2.1 Calculo del caudal de descarga (qd) y gradiente de la mezcla (gd)	128
6.2.2 Calculo del corte de agua de retorno (Wcd) y la relación gas petróleo de retorno (Fgl)	128
6.2.3 Calculo de la viscosidad de retorno (μ_m)	129
6.2.4 Calculo de presión de descarga (Ppd)	130
6.2.5 Calculo de caudal de succión nuevo (Qs)	132
6.3 CALCULOS FINALES DISEÑO HIDRÁULICO	132
6.3.1 Calculo de la nueva relación de flujo de masa (FmfD)	133
6.3.2 Calculo de la eficiencia (Ep) y nuevo factor adimensional (FaD)	133
7. ANÁLISIS NODAL BOMBEO HIDRÁULICO	135
7.1. DETERMINACIÓN DEL ANÁLISIS NODAL CON EL SIMULADOR WELLFLO BOMBEO HIDRÁULICO	135
7.1.1 Análisis de los resultados obtenidos del análisis nodal bombeo hidráulico	139
7.2 RESULTADOS OBTENIDOS DEL ANALISIS NODAL DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE ACTUALMENTE INSTALADO VS EL ANALISIS NODAL DEL BOMBEO HIDRÁULICO SELECCIONADO	139

8. ANÁLISIS FINANCIERO	141
8.1 CAMPAÑA DE PERFORACIÓN	141
8.2 ANÁLISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)	141
8.2.1 Costos del sistema de levantamiento bombeo hidráulico	142
8.3 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)	143
8.4 ANÁLISIS DE INGRESOS	145
8.5 EVALUACIÓN FINANCIERA	147
8.5.1 Tasa de interés de oportunidad (TIO)	148
8.6 CONCLUSIONES DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA	150
9. CONCLUSIONES	151
10. RECOMENDACIONES	153
BIBLIOGRAFÍA	154
ANEXOS	158

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Localización Geográfica del Campo Castilla.	34
Figura 2. Columna estratigráfica generalizada Cuenca Llanos Orientales Campo Castilla.	35
Figura 3. Corte geológico Campo Castilla.	40
Figura 4. Bombeo Mecánico.	47
Figura 5. Varillas de Succión.	49
Figura 6. Bomba de subsuelo.	50
Figura 7. Bombeo electrosumergible.	51
Figura 8. Bombeo electrosumergible, generador de potencia, variador, transformador y caja de venteo.	53
Figura 9. Cabezal de pozo, bombeo electrosumergible.	53
Figura 10. Componentes básicos del motor.	54
Figura 11. Cable de potencia.	55
Figura 12. Bomba centrífuga multietapa.	55
Figura 13. Bombeo de cavidades progresivas.	57
Figura 14. Cabezales de rotación.	58
Figura 15. Motorreductores, bombeo de cavidades progresivas.	59
Figura 16. Rotor, estator y cavidades.	60
Figura 17. Niples, bombeo de cavidades progresivas.	61
Figura 18. Bombeo Hidráulico.	62
Figura 19. Equipos de superficie, bombeo hidráulico.	64
Figura 20. Bombeo hidráulico tipo pistón.	65
Figura 21. Bombeo hidráulico tipo jet.	66
Figura 22. Solución en el fondo del pozo y curvas de oferta y demanda.	85
Figura 23. Solución en la cabeza del pozo y curvas de oferta y demanda.	86
Figura 24. Estado de flujo continuo de un liquido (P_{ws} constante en el limite exterior).	89
Figura 25. Estado de flujo semi-continuo de un liquido (P_{ws} constante en el limite exterior).	90
Figura 26. Estado mecánico Final del Pozo Castilla Norte 3.	100
Figura 27. Tipo de pozo y de fluido seleccionado en el simulador Wellflo 2012.	112
Figura 28. Correlaciones de flujo.	112
Figura 29. Profundidad de referencia.	113
Figura 30. Parámetros de los fluidos.	113
Figura 31. Parámetros del reservorio.	114
Figura 32. Curva IPR del Pozo Castilla Norte-3 con sistema de levantamiento Bombeo Electrosumergible.	114

Figura 33. Datos de la bomba electrosumergible.	115
Figura 34. Esquema del análisis nodal del Pozo Castilla Norte-3.	115
Figura 35. Nodos de solución para el Pozo Castilla Norte-3.	116
Figura 36. Tipo de pozo y de fluido seleccionado.	135
Figura 37. Correlaciones de flujo.	136
Figura 38. Profundidad de referencia.	136
Figura 39. Parámetros de los fluidos.	137
Figura 40. Datos de reservorio e índice de productividad, bombeo hidráulico.	137
Figura 41. Curva IPR del Pozo Castilla Norte-3 con sistema de levantamiento bombeo hidráulico.	138
Figura 42. Esquema del análisis nodal del Pozo Castilla Norte-3 bombeo hidráulico.	138
Figura 43. Curvas de oferta y demanda bombeo hidráulico.	139
Figura 44. Regalías.	146
Figura 45. Flujo de efectivo SLA bombeo hidráulico.	149
Figura 46. Flujo neto de efectivo SLA bombeo hidráulico.	150

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Pérdida total de energía.	82
Ecuación 2. Caída de presión en el yacimiento (IPR).	82
Ecuación 3. Caída de presión en la completación.	83
Ecuación 4. Caída de presión en el pozo.	83
Ecuación 5. Caída de presión en la línea de flujo.	83
Ecuación 6. Análisis del nodo en fondo de pozo.	84
Ecuación 7. Análisis del nodo en el cabezal de pozo.	85
Ecuación 8. Cambios en la velocidad de flujo.	90
Ecuación 9. Cambios de velocidad de flujo en	91
Ecuación 10. Ecuación de Darcy para flujo monofásico.	91
Ecuación 11. Ecuación simplificada de la ley de Darcy.	92
Ecuación 12. Índice de productividad para flujo continuo.	93
Ecuación 13. Índice de productividad para flujo	93
Ecuación 14. Gravedad específica del petróleo.	104
Ecuación 15. Viscosidad de petróleos muertos.	104
Ecuación 16. Variable viscosidad de petróleos muertos.	105
Ecuación 17. Variable viscosidad de petróleos muertos.	105
Ecuación 18. Variable viscosidad de petróleos muertos.	105
Ecuación 19. Viscosidad del petróleo.	105
Ecuación 20. Variable Viscosidad del petróleo.	106
Ecuación 21. Variable Viscosidad del petróleo.	106
Ecuación 22. Factor volumétrico del petróleo.	106
Ecuación 23. Variable del Factor volumétrico del petróleo.	107
Ecuación 24. Relación gas petróleo.	107
Ecuación 25. Gravedad específica del agua.	108
Ecuación 26. Viscosidad del agua.	108
Ecuación 27. Variable de la Viscosidad del agua.	108
Ecuación 28. Variable de la Viscosidad del agua.	108
Ecuación 29. Variable de la Viscosidad del agua.	109
Ecuación 30. Gravedad específica del gas.	109
Ecuación 31. Área de succión mínima.	124
Ecuación 32. Factor FaD.	125
Ecuación 33. Caudal del fluido de inyección	125
Ecuación 34. Numero de Reynols.	126
Ecuación 35. Perdidas por fricción.	126
Ecuación 36. Caudal de descarga.	128
Ecuación 37. Gradiente del fluido de retorno.	128

Ecuación 38. Corte de agua de retorno.	129
Ecuación 39. La relación gas petróleo de retorno.	129
Ecuación 40. Viscosidad de retorno.	129
Ecuación 41. Presión de descarga.	130
Ecuación 42. Factor adimensional de descarga.	130
Ecuación 43. Relación de flujo de masa.	131
Ecuación 44. Caudal de succión nuevo.	132
Ecuación 45. Eficiencia.	133
Ecuación 46. Cálculo valor presente neto (VPN).	147
Ecuación 47. Tasa trimestral a partir de tasa anual.	148

LISTA DE GRÁFICAS

	pág.
Gráfica 1. Producción de petróleo anual para el Campo Castilla.	43
Gráfica 2. Curva típica de comportamiento	87
Gráfica 3. Curvas de demanda para fondo de pozo	87
Gráfica 4. Curva de oferta y demanda.	88
Gráfica 5. Índice de productividad.	94
Gráfica 6. Empuje por gas en solución.	95
Gráfica 7. Empuje por capa de gas.	95
Gráfica 8. Empuje hidráulico.	96
Gráfica 9. Empuje combinado.	96
Gráfica 10. Diagrama de fases.	97
Gráfica 11. Curva típica de permeabilidad relativa.	98
Gráfica 12. Comportamiento de la viscosidad del petróleo con presión.	98
Gráfica 13. Comportamiento del factor volumetrico del petróleo.	99
Gráfica 14. Curvas de oferta y demanda del Pozo Castilla Norte-3 con bombeo electrosumergible.	117
Gráfica 15. Curvas de oferta y demanda del Pozo Castilla Norte-3 con sistema de levantamiento electrosumergible.	118
Gráfica 16. Curva IPR Bombeo electrosumergible vs bombeo hidráulico.	140

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Pozos de producción Campo Castilla.	44
Tabla 2. Pozos Campo Castilla.	44
Tabla 3. Propiedades petrofísicas del Campo Castilla.	44
Tabla 4. Propiedades del petróleo.	45
Tabla 5. Comparación de los sistemas de levantamiento.	78
Tabla 6. Información general del Pozo Castilla Norte 3 y su bombeo electrosumergible.	102
Tabla 7. Clasificación de los crudos.	104
Tabla 8. Propiedades de los fluidos de perforación.	110
Tabla 9. Matriz de selección sistemas de levantamiento artificial Pozo Castilla Norte-3.	120
Tabla 10. Tamaño de Gargantas y Toberas.	122
Tabla 11. Parámetros iniciales del pozo bombeo hidráulico.	123
Tabla 12. Propiedades PVT bombeo hidráulico.	123
Tabla 13. Resultados sobre la boquilla.	127
Tabla 14. Resultados sobre la tasa de producción.	132
Tabla 15. Resultados de cálculos finales.	134
Tabla 16. Campaña de pozos por trimestres.	141
Tabla 17. Costo unidad de bombeo hidráulico.	142
Tabla 18. Costos de inversión bombeo hidráulico.	143
Tabla 19. Producción diaria (BFPD).	143
Tabla 20. Producción Incremental por pozo (BFPD).	144
Tabla 21. Total Producción Incremental.	144
Tabla 22. Costos de levantamiento.	144
Tabla 23. Costos de operación.	145
Tabla 24. Precio de venta.	145
Tabla 25. Producción Neta.	146
Tabla 26. Ingresos Totales.	147

LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo A. Resultados del análisis nodal bombeo electrosumergible Pozo Castilla Norte-3.	159
Anexo B. Gráfica de operación de la bomba electrosumergible.	163
Anexo C. Gaseosidad de la bomba electrosumergible.	164
Anexo D. Tarifa de transporte a refinería.	165
Anexo E. Perdidas por fricción.	166
Anexo F. Perdidas por fricción.	167
Anexo G. Relación de flujo de masa.	168

LISTA DE ABREVIATURAS

%	Porcentaje
ΔP	Diferencial de presión
°API	Gravedad API del crudo
°F	Farenheith
μ	Viscosidad
μm	Viscosidad de la mezcla
μo	Viscosidad del Petróleo
μod	Viscosidad de petróleo muerto
μw	Viscosidad del agua
A	Área de drenaje
a	Coefficiente de tortuosidad
Acm	Área de succión mínima
An	Área de boquilla
ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos
API	Instituto americano de petróleo
At	Área de garganta
BBL	Barriles
BCP	Bombeo de Cavidades Progresivas
BES	Bombeo Electro Sumergible
BFPD	Barriles de fluido por día
BH	Bombeo Hidráulico
BHA	Ensamblaje en fondo del pozo
BM	Bombeo Mecánico
BN	Barriles a condiciones normales
BOPD	Barriles de petróleo por día
BPD	Barriles por día
BSW	Corte de agua y sedimentos.[Fracción]
BWPD	Barriles de agua por día
BY	Barriles a condiciones de yacimiento
Cl⁻	Salinidad del agua
cP	Centi Poises
Ep	Eficiencia.
F	Factor de formación
FaD	Relación de áreas
FgL	La relación gas petróleo de retorno.
FmfD	Relación de flujo de masa.
Fpd	Factor adimensional de descarga
ft	Pies
Gd	Gradiente del fluido de retorno.
gdD	Gradiente de la mezcla.
Gmezcla	Gravedad específica de la mezcla
gn	Gradiente de flujo en la boquilla.
yo	Gravedad específica del petróleo

GOR	Relación gas petróleo
gs	Gradiente de succión de la bomba.
γ_w	Gravedad específica del agua
h	Espesor neto de arena
ID	Diámetro interno
I_o	Valor de desembolso inicial de la inversión.
IP	Índice de Productividad
J	Índice de productividad
k	Tipo de interés
K	Permeabilidad
Km	Kilómetros
Ko	Permeabilidad efectiva del petróleo
Kro	Permeabilidad relativa del petróleo
L	Longitud
LPC	Libra por Pulgada cuadrada
m	Exponente de cementación
mD	Mili Darcy
MD	Profundidad medida
mm	Milímetros
n	Número de periodos considerados
NE	North-East (NorEste)
NNE	North-north-west (Norte noroeste)
Nre	Número de reynols
NW	North-West (NorOeste)
\emptyset	Porosidad
OD	Diámetro externo
\emptyset_e	Porosidad efectiva
PB	Presión entrada de la Bomba
Pb	Presión de Burbuja
PCN	Pie cubico a condiciones normales
Pfd	Pérdidas de presión por fricción.
PIP	Presión de succión. [PSI]
PMP	Profundidad media de los perforados.
Pn	Presión de la boquilla. [Psi]
Ppd	Presión de descarga. [Psi]
Pps o PIP	Presión mínima permisible. [Psi]
Pr	Presión Estática del Yacimiento
Psep	Presión en el separador
Pulg	Pulgadas
Pwf	Presión de fondo fluyente
Pwfs	Caída de presión en la cara del pozo
Pwh	Presión en el cabezal del pozo. [Psi]
Pws	Presión estática del yacimiento. [Psi]
Q	Tasa de Producción
qd	Caudal de descarga. [BFPD]

Qmax	Producción total máxima
qn	Caudal en la boquilla. [BFPD]
qo	Tasa de Petróleo
qs	Caudal de succión. [BFPD]
qs (new)	Caudal de succión nuevo. [BFPD]
R	Relación gas petróleo.
r.p.m	Revoluciones por minutos
re	Radio total del reservorio
RGP o R	Relación gas petróleo
Ro	Resistividad de la roca saturada 100 % de agua
Rt	Resistividad verdadera de la formación
rw	Radio del pozo
S	Daño de formación
SLA	Sistema de levantamiento artificial
SSW	South-south-west (Sur suroeste)
Sw	Saturación de agua
SW	South-West (SurOeste)
T	Temperatura de formación
TD	Profundidad total
Tf	Temperatura de formación
TOC	Total Organic Carbon (Carbono Orgánico Total)
TVD	Profundidad vertical verdadera
V	Velocidad de flujo
VPN	Valor presente neto
Vt	Representa los flujos de caja de cada periodo mensual
Wc	Porcentaje de descarga de succión. [%]
Wcd	Corte de agua de retorno. [%]
Y	Salinidad del agua
Yg	Gravedad específica del gas
βo	Factor Volumétrico del Petróleo
Bw	Factor volumétrico de agua
ΔPc	Cada de presión en la completación
ΔPI	Caída de presión en la línea de flujo
ΔPp	Caída de presión en el pozo
ΔPy	Caída de presión en el yacimiento
μm	Viscosidad de retorno. [Cp]
μo	Viscosidad de petróleo. [Cp]
μw	Viscosidad del agua. [Cp]
ρ	Densidad
paire	Densidad del aire
pg	Densidad del gas
pw	Densidad del agua
pwp	Densidad del agua patrón

GLOSARIO

AMBIENTE DEPOSICIONAL: un ambiente deposicional o ambiente sedimentario es simplemente un punto geográfico donde se acumulan los sedimentos. Estos materiales son transportados a grandes distancias de su origen por una combinación de gravedad, agua, viento y hielo.

ANTICLINAL: plegamiento en el cual las rocas estratificadas buzan en sentido contrario (divergen) a partir de un plano denominado axial.

ARCILLA: partículas finas, generalmente de silicatos, de dimensiones menores de 0.002 mm. Provenientes de la alteración física y química de las rocas y minerales. Los principales tipos de arcilla son: el caolín, la bentonita, la montmorillonita. El valor de las arcillas depende de las propiedades físicas y químicas, de su composición, etc. Casi todas las arcillas son silicatos aluminicos complejos hidratados, contienen potasio, sodio, calcio, magnesio, hierro, etc.

ARCILLOLITA: roca sedimentaria de origen detrítico, de textura clástica de grano fino; compacta formada por la diagénesis de la arcilla en ambientes lacustres y de transición, en las arcillolitas habrá, hidróxidos de hierro y aluminio posee un tamaño de grano 0.0625mm -0.0039mm.

ARENA: fragmentos de rocas de dimensiones comprendidas entre 1/16 y 2 mm. Están compuestas mayormente de cuarzo y feldespatos, conteniendo además otros minerales, tomando el nombre del mineral de predominio o de importancia económica. Las arenas son depositadas en las playas, en las depresiones y en los desiertos, después de haber sido transportadas desde lugares muy alejados por el mar, ríos, y esencialmente por el viento.

ARENISCA: roca sedimentaria de origen detrítico, de textura clástica de clastos redondos, arena gruesa, resultado de la consolidación y diagénesis de la acumulación de arena. De acuerdo con el contenido de sus elementos o de su cementante, la arenisca puede denominarse: Arcosa (predominio de partículas de cuarzo), grauwaca (predominio de feldespatos), arenisca arcillosa (cementante arcilla), arenisca limosa (cementante limo), arenisca calcárea (cementante carbonatos). Con un tamaño de grano de 1mm a 4mm.

ASENTAMIENTO DE LA BOMBA: se refiere a la profundidad de la bomba, la cual se determina a partir del nivel de fluido, niveles de sumergencia y profundidad media de los perforados. Todo se realiza con el propósito de asentar la bomba en el punto de equilibrio entre el nivel de fluido y el nivel mínimo de sumergencia.

BARRAS ESTUARINAS: es una zona de deposición de sedimentos (dependiendo de la densidad de las partículas, la viscosidad del medio, la densidad del mismo y de las corrientes) que se puede convertir en barrera para la circulación del agua

marina. Las barras pueden ser de tipo arenoso o fangoso dependiendo de partículas que traiga el río. Estas barras restringen su conexión directa con el mar) creando las condiciones para la mezcla entre el agua marina y el agua dulce

CABEZAL: base en la superficie sobre la cual se construye los sistemas de bridas dobles, válvulas y adaptadores diversos que proporcionan el control de la presión de un pozo de producción. La terminación de un pozo en la superficie provista de medios para la instalación de los colgadores de la tubería de revestimiento durante la fase de construcción del pozo.

CAMPO: área consistente de uno o múltiples yacimientos, todos ellos agrupados o relacionados de acuerdo a los mismos aspectos geológicos estructurales y/o condiciones estratigráficas.

CAOLIN: arcilla blanca, resultado de la alteración química de los feldespatos de las rocas ígneas por acción de la hidratación.

CAOLINITA: la caolinita es un mineral de arcilla, una parte del grupo de minerales industriales, con la composición química $Al_2Si_2O_5(OH)_4$. Se trata de un mineral tipo silicato estratificado, con una lámina de tetraedros unida a través de átomos de oxígeno en una lámina de octaedros de alúmina.

CAPAS: unidad litoestratigráfica formal del rango menor con la que se define un estrato dentro de una formación.

CIZALLAMIENTO: es el proceso de fracturamiento de las rocas debido a los esfuerzos tectónicos. El cizallamiento se produce mayormente en las rocas clásticas en las zonas de fallamiento, en las crestas de los anticlinales.

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA: es una representación gráfica de la historia de la tierra. También se denomina Escala Geológica, o Geograma o columna cronoestratigráfica. La columna geológica se prepara partiendo de la época más antigua, superponiendo las más modernas, hasta llegar en la parte superior a la época actuales; es la sucesión vertical de rocas sedimentarias existentes en una determinada área.

CONGLOMERADO: roca sedimentaria detrítica compuesta de cantos rodados, cementados en una matriz fina (arena, limo, arcilla), algunas veces la matriz puede ser calcárea o silicosa y en ocasiones que el conglomerado ha sido sometido a fuertes presiones y temperaturas la matriz puede hallarse fundida. Los conglomerados se forman en las cuencas aluvionales, fluvio-glaciales, grandes conos aluviales (cono aluvial del río Rímac), áreas próximas a los litorales y en las márgenes de los ríos. De textura clástica de clastos subredondos y granos gruesos; con 2 mm de tamaño de grano.

CONO ALUVIAL: depósitos de material detrítico que se acumula en la parte baja del curso de escurrimiento de un río o de un torrente. Estos depósitos se forman mayormente en los cambios bruscos de pendiente, en las zonas de piedemonte o en los límites entre las escarpas y las zonas más o menos planas.

CUENCA: estructura geológica cóncava, donde los buzamientos de los estratos convergen hacia un punto central. Depresión de la tierra donde se realiza la sedimentación.

DISCORDANCIA: contacto antiguo o nuevo. Desgaste en la superficie de contacto entre rocas antiguas y jóvenes en la cual las rocas antiguas han sufrido erosión, tectonismo o no depositación antes de que se deposite la roca joven.

ESTRATIGRAFÍA: es la ciencia que estudia la secuencia o sucesión de las capas o estratos que se han formado a través del tiempo geológico. La estratigrafía tiene dos bases fundamentales en el estudio de la secuencia: la de los fósiles que marca la edad relativa de las capas y de las facies que determina la naturaleza y el origen de los materiales

ETAPA: longitud de una cavidad, o distancia mínima de la bomba para realizar una efectiva acción de bombeo.

FACIES: conjunto de características que nos ayudan a determinar el ambiente de formación de la roca.

FALLA: Desplazamiento de un bloque rocoso con respecto a otro colindante a éste o de ambos bloques, a través de un plano denominado "plano de falla". Las fallas son producto de esfuerzos tectónicos, producto de la epirogenesis, orogenia, diastrofismo, tectónica de placas o cualquier otro tipo de desplazamiento de parte de la corteza. Una falla ocasiona discontinuidad de las estructuras geológicas.

FALLA INVERSA: es cuando el piso baja con respecto al techo o el techo sube con respecto al piso, o ambos bloques se desplazan en el sentido indicado. Las fallas inversas, generalmente son producto de los esfuerzos de compresión.

FALLA NORMAL: es cuando el techo baja con respecto al piso o el piso sube con respecto al techo, o ambos se desplazan en el sentido indicado. Las fallas normales son, generalmente producto de los esfuerzos de tensión.

FLUVIAL: son todos los fenómenos geológicos que se realizan por acción de las aguas de escorrentía. Todo proceso geológico fluvial se desarrolla en tres etapas que son: Erosión, transporte y sedimentación.

FORMACIÓN: es una secuencia de rocas, generalmente de características semejantes, en cuanto a litología, fósiles y edad. Por lo tanto poseen una facies

semejante, cuencas de deposición semejantes y cercanas, y fuentes de aportes de materiales también semejantes. Algunas formaciones tienen gran extensión territorial.

GEOLOGÍA DEL PETROLEO: ciencia que se ocupa del estudio de los yacimientos de petróleo. Estudia su origen, época de formación, rocas favorables, condiciones geológicas favorables para su entrapamiento y su evaluación.

GEOLOGÍA ESTRUCTURAL: es la ciencia que estudia las deformaciones de la corteza terrestre relacionadas con el tiempo geológico. Estudia las deformaciones orogénicas, diastróficas, epirogénicas. Las deformaciones pueden ser pliegues (homoclinales, anticlinales, sinclinales, domos,), fallas (normales, inversas, etc.), intrusiones (vetas, diques, lacolitos, batolitos).

ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD: es la medición de la presión estática de fondo (Pr), junto con la medición de la presión de fondo fluyente (Pwf), con su correspondiente tasa de producción (Q) a condiciones estables de operación.

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

KERÓGENO: es la parte de la materia orgánica en la roca, que es insoluble en los disolventes orgánicos normales; su insolubilidad se debe al largo tamaño molecular. Existen diferentes tipos de kerógeno con distinto potencial de generación de petróleo.

LIMOLITA: la limolita es una roca sedimentaria clástica. Como su nombre indica, está compuesta principalmente (más de 2/3) de limo, partículas de tamaño definidos como granos de 1/16 - 1/256 mm o de 4 a 8 en la escala phi (ϕ) de Krumbein. Las limolitas puede contener concreciones. A menos que la roca sedimentaria sea bastante arcillosa, es probable una estratificación que sea oscura y que tiende a superar en ángulos oblicuos no relacionados con el lecho. El mudstone o esquisto es una roca que contiene barro, que es un material que tiene un alcance de limo y arcilla. La limolita se diferencia por tener una composición mayoritaria de limo, no de arcilla.

LODOLITA: roca sedimentaria detrítica constituida por minerales de arcilla. formada por la consolidación de partículas finas, arcillas de color gris oscuro, a veces verdoso. A veces contienen globigerinas, radiolarios y diatomitas. Estas rocas guardan similitud con las pizarras arcillosas en cuanto a su carencia de plasticidad, cohesión y bajo contenido de agua

LUTITA: Presenta estructura laminar, muy fina, friable. Roca sedimentaria detrítica, formada por la consolidación de partículas muy finas, de tamaño arcilla y limo en capas relativamente impermeables. Sus características principales son su fisilidad y laminación muy fina. Puede estar compuesta por illita, feldespato, clorita y cuarzo.

Pueden tener un alto contenido de materia orgánica, en cuyo caso son comunes como roca fuente de los hidrocarburos, posee un tamaño de grano en un rango de 1/16 mm - 1/256 mm.

MARCO GEOLÓGICO: resumen de la geología de un lugar en el cual se está haciendo un estudio, en el que se puede incluir la estratigrafía, las rocas presentes en el área y demás datos geológicos que sirven como preludio al estudio principal.

MIGRACIÓN: movimiento del petróleo en el subsuelo por efectos tectónicos o de las condiciones físicas.

MOLÁSICO: se trata de depósitos aluviales, proluviales, conos de deyección, etc., de edad pliocénico cuaternaria.

PALUDAL: denominación dada a los sedimentos formados en las zonas pantanosas consistentes de lodos, arcillas y limos finos

PETRÓLEO: es una mezcla compleja natural de hidrocarburos líquidos compuestos esencialmente de carbono C (82 a 87%) e Hidrógeno H (11 a 15%) con pequeñas cantidades de nitrógeno, oxígeno y azufre. Estos elementos se combinan en varios tipos de moléculas de estructura compleja, cuya fórmula general es C_nH_{2n+2} pasando por los líquidos a los que también se les denomina parafina. El estado sólido del petróleo es la brea.

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

ROCA ALMACENADORA: roca almacén, que debe poseer excelentes condiciones de porosidad y permeabilidad para permitir que el petróleo fluya libremente a través de ella. Las mejores rocas reservorios son las calizas fracturadas y las areniscas.

ROCA GENERADORA: una roca rica en contenido de materia orgánica que, si recibe calor en grado suficiente, genera petróleo o gas. Normalmente son lutitas o calizas, que contienen un 1% de materia orgánica y al menos 0.5% de carbono orgánico total.

ROCA SELLO: roca impermeable capaz de detener la migración de hidrocarburos en una trampa, y que impide su alteración por los agentes atmosféricos

SALTO: denominación genérica dada a todos los desniveles que se observan en el perfil longitudinal de un río.

SELECCIÓN: es el proceso de separación de los fragmentos o granos, de acuerdo a su densidad y tamaño, durante el transporte y sedimentación, y según la energía del agente de transporte.

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

TRAMPA: estructura geológica que hace posible la acumulación y concentración del petróleo, manteniéndolo atrapado y sin posibilidad de escapar de los poros de una roca permeable subterránea.

YACIMIENTO: lugar o terreno donde se ubican minerales de rendimiento económico o fósiles; cuerpo rocoso con características de porosidad, permeabilidad, temperatura, presión, etc., donde se encuentra acumulado un volumen de hidrocarburo.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

EVALUAR TÉCNICO FINANCIERAMENTE UN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DE UN POZO DEL CAMPO CASTILLA MEDIANTE EL ANÁLISIS NODAL A PARTIR DEL USO DE UN PROGRAMA ESPECIALIZADO.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Describir las generalidades del Campo Castilla.
- Describir las características y el funcionamiento del sistema de levantamiento artificial actual del pozo y de los sistema de levantamiento artificial disponibles por la empresa.
- Realizar un análisis nodal del pozo con el sistema de levantamiento artificial actual.
- Elegir un sistema de levantamiento artificial mediante una matriz de selección.
- Realizar un análisis nodal del pozo con el sistema de levantamiento artificial seleccionado.
- Comparar los resultados obtenidos por el análisis nodal del pozo con el sistema de levantamiento actual y con el sistema de levantamiento artificial seleccionado.
- Evaluar la viabilidad financiera de la implementación del sistema de levantamiento artificial mediante el indicador financiero de valor presente neto (VPN).

1. GENERALIDADES DEL CAMPO CASTILLA

En este capítulo se describen las principales características y propiedades del Campo Castilla y sus aspectos más relevantes asociados a su historia, localización, estratigrafía, geología estructural, geología del petróleo e historia de producción.

1.1 HISTORIA

La Compañía Chevron Petroleum Company firmó el 5 de noviembre de 1968 el Contrato de Concesión Cubarral N° 1820 el cual comprendía un área de 19.202 hectáreas, donde a partir de la fecha de firmado el contrato hasta el año 1973 la operadora del campo fue Chevron; este año la Compañía Chevron renuncia al Contrato de Concesión Cubarral N° 1820 e inicia un acuerdo con la Compañía Ecopetrol, firmando así oficialmente el 31 de enero de 1975 el Contrato de Asociación Cubarral, el cual comprendía la misma área definida en el Contrato de Concesión. Durante 25 años Ecopetrol estuvo en asociación con la Compañía Chevron, a partir del 31 de enero de 2000 el Campo Castilla pasa la operación únicamente de Ecopetrol, siendo esta la operadora actual del campo¹.

Desde 1968 hasta 1973 duración del primer contrato, la Compañía Chevron perforó 3 pozos con profundidades aproximadas de 7.000 a 8.000 pies y tenían como objetivo exploratorio las Formaciones Mirador, Guadalupe y Une formaciones probadas de crudo pesado. Durante la duración del segundo contrato desde 1975 – 2000 las dos Compañías (Chevron y Ecopetrol) perforaron 24 pozos en el Campo Castilla cuyas profundidades oscilaron aproximadamente de los 6.500 a los 9.000 pies. A partir del año 2000 hasta la fecha se han perforado 418 pozos distribuidos así: área Castilla 202 pozos; Castilla Este 3 pozos; Castilla Norte 213 pozos, con profundidades promedio de 7.000 a 9.500 pies. Los pozos del Campo Castilla se encuentran terminados en su mayoría en las arenas de la unidad Guadalupe².

A la fecha de septiembre de 2016, el área del Campo Castilla es de 4.171 hectáreas, está siendo operado por la compañía Ecopetrol, el Campo Castilla cuenta con 550 pozos de los cuales algunos se perdieron y abandonaron durante la perforación o por su alto corte de agua.

¹ ECOPETROL S.A. Historia Campo Castilla. Disponible en línea en http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta_petrolera/empresa.htm. 2016. p 1.

² ECOPETROL. Castilla y Chichimene. 2015. P 1-2.

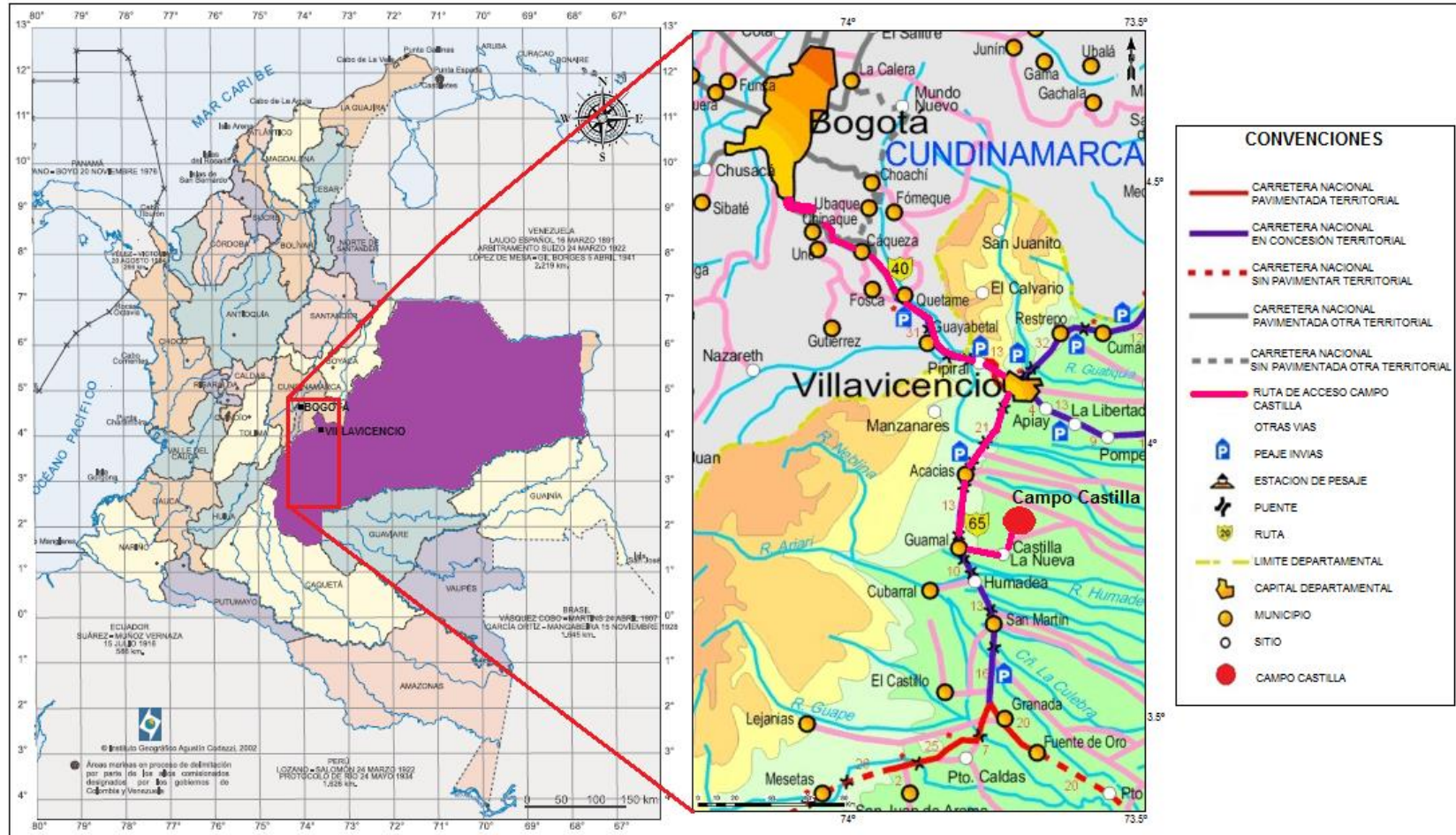
1.2 LOCALIZACIÓN

El Campo Castilla³ se encuentra localizado en la Cuenca de los Llanos Orientales, en el Bloque Cubarral departamento del Meta jurisdicción de los municipios de Acacias y Castilla la Nueva.

Para acceder al Campo desde la ciudad de Bogotá (se puede acceder por vía aérea partiendo desde Bogotá hasta Villavicencio, en donde se debe hacer el recorrido descrito a continuación), por vía terrestre, se debe tomar por el Sur la ruta 40 que conduce hacia Villavicencio en un recorrido o trayecto de 95 kilómetros, pasando por los municipios Chipaque, Cáqueza, Quetame y Guayabetal. Desde Villavicencio, tomar la ruta 65 por una distancia de 60 kilómetros hasta Castilla la Nueva pasando por los municipios Acacias y Guamal, hasta llegar al Campo Castilla. En la **Figura 1** se observa la ubicación geográfica del Campo Castilla.

³ Castilla. Castilla la nueva ubicación geográfica. Disponible en línea <http://www.castillalanueva-meta.gov.co>. 2014. p 1.

Figura 1. Localización Geográfica del Campo Castilla.



Fuente: META. Mapa de carreteras departamento del Meta. Disponible en internet en: http://www.cotrasur.com/portal_new/images/mapas/Meta.jpg. ANH. Colombian sedimentary basins. 2007. p 12. Modificado por Autor.

1.3.2 Estratigrafía. A continuación se describe la estratigrafía de la cuenca, partiendo de la unidad geológica más antigua a la más reciente.

1.3.2.1 Formación Une. La edad de esta formación es Berriasense-Cenomaniense del periodo Cretácico, época Inferior⁴. Se denominó un conjunto estratigráfico correspondiente a las areniscas de Une, las cuales son cuarzosas, hialinas, blanca translúcidas, grano medio y grueso, sub-angular a sub-redondeado, buena selección, friable, limpia⁵. Presenta tasas de caolinita e intercalaciones delgadas de limonitas y lutitas. Esta formación presenta un espesor promedio de 200 a 1000 pies. El ambiente depositacional que se le ha asignado a esta unidad es transicional marino y facies continentales. El contacto con el Basamento que la infrayace es discordante y con la Formación Gachetá que la suprayace es concordante⁶.

1.3.2.2 Formación Gachetá. La edad de esta formación es de Turoniense-Santoniense del periodo Cretácico, época Superior⁷, el Conjunto Gachetá tiene una parte superior lutítica y una inferior arenosa intercaladas con lutitas, la parte superior consta de lutitas gris oscuro, laminadas, a veces, limosas silíceas, en parte micáceas y piritosas, gradan a limolitas en algunos delgados niveles. La Formación Gachetá tiene un espesor promedio de 0 a 400 pies⁸. El ambiente depositacional de esta unidad sería en la parte inferior litoral, dominada por canales en medio paludal siendo más parálico al tope. El contacto con la Formación Une que la infrayace es concordante y con la Formación Guadalupe que la suprayace es erosivo⁹.

1.3.2.3 Formación Guadalupe. Su edad es del Campaniense – Maastrichtiense, del periodo Cretácico, época Superior¹⁰. Está constituida en la parte superior por areniscas de grano medio a grueso color gris, las lutitas son de color gris medio, gris verdoso, gris, laminar a sub-laminar, moderadamente astillosas, firme a moderadamente firme, no calcáreas. El espesor de esta Formación puede variar entre los 0 y los 350 pies. El ambiente deposicional es un ambiente deltáico fluvial seguido por un ambiente de llanura costera. El contacto con la Formación Gachetá

⁴ BURGL. Ingeominas Geología de la plancha 303 Colombia departamentos de Huila, Tolima, y Meta.2002. p 46.

⁵ HUBACH. Ingeominas Geología de la plancha 303 Colombia departamentos de Huila, Tolima, y Meta.1957. p 46.

⁶ CÁCERES. Ingeominas geología de la plancha 303 Colombia departamentos de Huila, Tolima, Meta. 2002 P 46

⁷HUBACH. Asociación Colombiana de Geólogos y Geofísicos del Petróleo 1931 [en línea]. Informe geológico [citado en febrero 25,2014]. Disponible en http://archives.datapages.com/data/meta/colombia_acggp/simp12/p21_firstpage.pdf.

⁸ MONTOYA Y REYES. Proyecto de Evaluación Geoquímica de la Cuenca Llanos Orientales.2003 Bogotá ECOPETROL. p 5.

⁹ HUBACH. Estudio Geológico Regional, Cuenca Llanos Orientales (volumen 1). 1957 Bogotá. p 4

¹⁰ LIDLLE, R. a. The Geology of Venezuela and Trinidad. J P MacGowan, Fort Worrh, Texas.1928. p 552.

que la infrayace es erosivo y con la Formación Barco que la suprayace es discordante.

1.3.2.4 Formación Barco. La edad de esta formación es el Maastrichtiense-Daniense de los periodos Cretácico-Paleógeno, época Superior-Paleoceno respectivamente. Las arenas son de color blanco, localmente blanco lechoso, translúcidas y hialinas, cuarzosas, de grano fino a muy fino, menor medio, subangular a predominantemente subredondeado, regular a pobre selección. El espesor promedio de esta formación varía entre 0 a 350 pies. El ambiente de depositación es fluvial ligado a canales deltáicos. El contacto con la Formación Guadalupe que la infrayace es discordante y con la Formación Los Cuervos que la suprayace es transicional.

1.3.2.5 Formación Los Cuervos. La edad de esta formación es de Daniense-Thanetiense del periodo Paleógeno, época Paleoceno. Las arcillolitas son de color blanco lechoso a gris claro predominante (80%), gris verdosa clara (20%), sub blocosas, moderadamente consolidadas a blandas, no son pegajosas ni calcáreas, algunas presentan inclusiones de cuarzo, las arcillolitas de la Formación Los Cuervos son muy importantes ya que constituyen un sello efectivo a las areniscas de la Formación Barco. Su espesor promedio es de 0 a 1200 pies. Su ambiente de depositación es continental transicional a marino. El contacto con la Formación Barco que la infrayace es concordante y con la Formación Mirador que la suprayace es concordante.

1.3.2.6 Formación Mirador. La edad de la formación es el Batoniense del periodo Paleógeno, época Eoceno Terciario¹¹, típicamente, la base es una facies de canal gruesa, con areniscas masivas, de grano medio a fino, a veces conglomeráticas; dos o tres niveles de areniscas más delgadas con intercalaciones de lodolitas, y grano decreciente se desarrollan hacia el tope de la formación. Cuenta con un espesor que varía entre los 0 y 250 pies¹². El ambiente que se le da a esta unidad es de barras de arena de frente de desembocadura. El contacto con la Formación Los Cuervos que la infrayace es discordante y con la Formación Carbonera que la suprayace es concordante.

1.3.2.7 Formación Carbonera. Se le asigna una edad del Batoniense-Aquitaniense de los periodos Paleógeno-Neógeno, épocas Eoceno-Oligoceno-Mioceno. La formación Carbonera contiene cuatro ciclos. Cada uno comienza con una lodolita y termina con una alternancia de areniscas y lodolitas. Las lodolitas son las unidades pares – C8, C6, C4 y C2 –, mientras que los niveles arenosos son las impares – C7, C5, C3 y C1. A través de toda el Carbonera, el contenido de arena

¹¹ NOTESTEIN. ANH Cuenca Llanos Orientales integración geológica de la digitalización. Bogotá.1944. p 50.

¹² GONZÁLEZ DE JUANA. Proyecto de Evaluación Geoquímica de la Cuenca Llanos Orientales. Bogotá.1980 p 10.

aumenta hacia el este, donde las unidades arcillosas disminuyen o pierden su carácter arcilloso. Su espesor varía entre los 1.500 y los 12.000 pies¹³. Se considera de ambiente marino y fluvio-marino y barras estuarinas. El contacto con la Formación Mirador que la infrayace es discordante y con la Formación León que la suprayace es transicional¹⁴.

- **Unidad Carbonera C8.** Se le asigna una edad del Batoniense-Rupeliense del periodo Paleógeno, época Eoceno-Oligoceno. Está constituido principalmente por arcillolitas, y subordinadamente, capas delgadas de lutitas, limolitas y hacia el este, areniscas. Tiene un espesor promedio de 352 pies en las partes profundas de la Cuenca alcanza hasta 1.450 pies. Se adelgaza hasta desaparecer al borde este de la Cuenca. Es una unidad predominantemente arcillosa y excelente sello sobre aproximadamente la mitad más occidental de los Llanos.
- **Unidad Carbonera C7.** Se le asigna una edad del Rupeliense del periodo Paleógeno, época Oligoceno. Corresponde a Intercalaciones de areniscas cuarzosas (en capas delgadas a medias) con limolitas y arcillolitas grises y verdes. El C7 tiene un espesor promedio para todos los Llanos de 460 pies. Es un cuerpo de espesor irregular con anomalías de mayor espesor que se interpretan como valles fluviales. Hacia los flancos de uno de estos paleovalles se encuentra el Campo Rubiales. El C7 es unidad productora de petróleo pesado en los Campos Rubiales y Paravare.
- **Unidad Carbonera C6.** Se le asigna una edad del Rupeliense del periodo Paleógeno, época Oligoceno. Está compuesta por arcillolitas, limolitas y areniscas subordinadas. Las capas de areniscas se incrementan hacia el este donde localmente la unidad disminuye notablemente su carácter arcilloso. El espesor promedio es de 270 pies. Su ambiente de depositación es de planicie costera.
- **Unidad Carbonera C5.** Se le asigna una edad del Rupeliense-Chattiense del periodo Paleógeno, época Oligoceno. Es una intercalación rítmica de areniscas, limolitas y arcillolitas. Las areniscas localmente son poco consolidadas y se intercalan con algunas unidades calcáreas. El espesor promedio es de 350 pies. Sobre más de la mitad del área de los Llanos la porosidad la areniscas del C-5 es buena, por encima del 20%. Las mejores porosidades se encuentran al noreste y al sureste.
- **Unidad Carbonera C4.** Se le asigna una edad del Chattiense del periodo Paleógeno, época Oligoceno. Es principalmente una alternancia rápida y rítmica de arcillolitas, y lodolitas; localmente contiene capas delgadas de limolitas y

¹³ BEICIP. Evaluación Regional Cuenca de los Llanos Orientales. Bogotá. 1995. p 12.

¹⁴ NOTESTEIN. Información Geológica. Bogotá. 1944. p 4

areniscas. Las capas de arenisca se incrementan hacia el este donde la unidad pierde su carácter lodoso. El espesor promedio es de 325 pies. Es un sello de buena calidad en la parte oeste y central de los Llanos donde el contenido de arcillas es del 90% al 100. El ambiente de depósito es de planicie costera.

- **Unidad Carbonera C3.** Se le asigna una edad del Chattiene del periodo Paleógeno, época Oligoceno. Intercalación de areniscas, limolitas grises y verdes, y arcillolitas, localmente carbonáceas. Tiene un espesor promedio de 250 pies. Los sedimentos con mejores características de roca almacenadora se encuentran en la parte noreste, en el área del pozo Clara-1 hasta los pozos El Miedo. La unidad Carbonera C3 produce petróleo pesado en el Campo El Miedo.
- **Unidad Carbonera C2.** Se le asigna una edad del Chattiene del periodo Paleógeno, época Oligoceno. La componen arcillolitas con lodolitas y limolitas en menor cantidad. Localmente contiene areniscas delgadas en la parte oeste de la Cuenca. Su ambiente de depositación es marino somero. El espesor promedio es de 180 pies. La edad se remonta al Mioceno Temprano.
- **Unidad Carbonera C1.** Se le asigna una edad del Chattiene-Aquitaniense del periodo Paleógeno-Neógeno, época Oligoceno-Mioceno. Está compuesta por intercalaciones de areniscas, limolitas y lodolitas. Es una unidad netamente progradacional de ambiente continental. Tiene un espesor promedio de 1.120 pies, de edad Mioceno Inferior. El tope del C1 es una superficie de transgresión marina desarrollada a la base de la formación León que tiene evidencia de depositación marina.

1.3.2.8 Formación León. Se le asigna una edad de Aquitaniense-Langhiense del periodo Neógeno, época Mioceno¹⁵. Está compuesta por un shale gris y pardo, moteado, con niveles de areniscas arcillosas¹⁶. La unidad tiene un espesor promedio de unos 200 a 300 pies. El ambiente de depósito corresponde de transicional a marino. El contacto con la Formación Carbonera que la infrayace es concordante y con la Formación Guayabo que la suprayace es concordante.

1.3.2.9 Formación Guayabo. Se le asigna una edad Langhiense-Piacenziense¹⁷ del periodo Neógeno, época Mioceno-Plioceno. Esta formación está compuesta por unas arcillolitas abigarradas y lutitas pardas y grises con intercalaciones de arenisca arcillosa en parte conglomerática¹⁸. Su espesor en el área varía entre 10.000 y 15.000 pies. El ambiente corresponde con depósitos continentales molásicos de

¹⁵ NOSTEIN, F. b., Hubman, C. W. and Bowler, J. W., Geology of the Barco concession, Republic of Colombia, South America, Geol. Soc. Am., Bull.1944, 66: 1165-1216

¹⁶ HEYBROEK. Informe Geológico Final de pozo. Bogotá. 1953. p 11.

¹⁷ LIDLLE, R. a., 1928. The Geology of Venezuela and Trinidad. J P MacGowan, Fort Worrh, Texas, 552 p

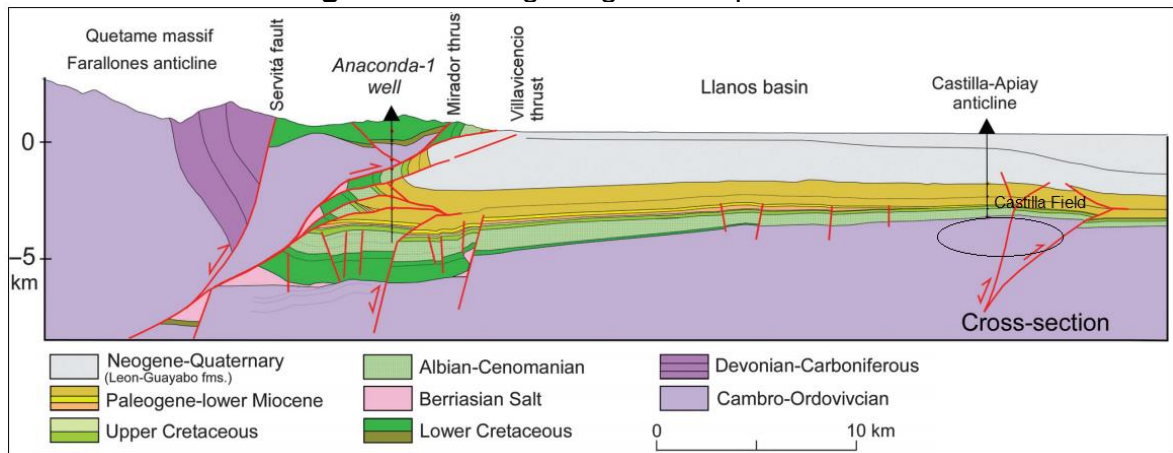
¹⁸ LIDDLE. Sistema Petrolífero de la provincia de los Llanos. 1928. p 23.

conos aluviales y depositación fluvial concomitante. El contacto con la Formación León que la infrayace es discordante y con la Formación Necesidad que la suprayace es concordante. La Formación Necesidad no está en el área de estudio.

1.3.3 Geología estructural. El Campo Castilla se encuentra geológicamente en la Cuenca de los Llanos Orientales cuya configuración obedece a una serie de esfuerzos extensivos que han afectado el noroccidente suramericano, formando un sistema transpresional (en el caso de la cuenca sistemas de fallas Castilla-Apiay) que dieron lugar a pliegues y fallas tanto inversas como normales y son responsables de los entrapamientos del Campo Castilla¹⁹. En la interpretación estructural de la zona se propone un estilo dominado por fallas con desplazamiento de rumbo, con sus elementos principales, zona de cizallamiento, fallas normales, fallas inversas y pliegues bien definidos. (Ver **Figura 3**)

La estructura del Campo Castilla corresponde a un anticlinal cuyo eje presenta una orientación N60° E, de 5 Km de ancho y 13 Km de largo. La estructura se encuentra afectada por una serie de fallas normales con dirección NE-SW, algunas asociadas a la falla principal. Las fallas normales presentan saltos que varían de 30 a 120 pies y las fallas inversas con saltos muchos menores que varían entre 30 y 50 pies. Al parecer las fallas internas que afectan la estructura no presentan carácter sellante, ya que el contacto agua-aceite no presenta cambios abruptos al lado y lado de las fallas, mostrando en general a lo largo del campo una misma inclinación. Las unidades son continuas en el área del Campo²⁰.

Figura 3. Corte geológico Campo Castilla.



Fuente: PACIFIC RUBIALES ENERGY, Área de exploración.2014. p7. Modificado por Autor.

¹⁹ BEICIP. Evaluación regional de la Cuenca de los Llanos orientales, Ecopetrol informe interno. 1995. p 6

²⁰ CHEVRON, ECOPETROL. Campo Castilla- Chichimene. 2016. p 4-5.

1.3.4 Geología del petróleo. Se relacionan a continuación, los principales parámetros asociados al sistema petrolífero del Campo Castilla algunos de los cuales se muestran en la **Figura 2**.

1.3.4.1 Roca Generadora. La principal roca generadora de petróleo en la Cuenca Llanos Orientales son las lutitas marino- continentales de la Formación Gachetá, los estudios de las rocas y aceites de esta zona muestran que la Formación Gachetá presenta las siguientes características: la porosidad varía entre 17% y 23%²¹. El espesor 200 a 400 pies, T.O.C. entre 1 y 2%, Kerogeno Tipo II y III, Ro 0.7 – 1,0 %. La potencial roca generadora son las rocas de la Formación Carbonera las cuales presentan las siguientes características: T.O.C: 0.70%, Kerógeno tipo III – II.²²

1.3.4.2 Roca Almacenadora. Existen varias formaciones almacenadoras en la Cuenca Llanos Orientales como las Formaciones Carbonera-Mirador-Gachetá-Guadalupe²³. El tipo de roca predominante son las Areniscas las cuales presentan porosidades de 10 a 30 %, con permeabilidades promedio de 600 mD. De acuerdo con los estudios geoquímicos realizados en el área, se esperan valores de gravedad de crudos entre 11 y 18 °API. El espesor Gross del reservorio puede alcanzar un rango entre 100 y 250 ft, con un espesor neto promedio de 40 ft y un porcentaje de arena del 60%.

1.3.4.3 Roca Sello. Sobre la Formación Mirador, uno de los principales reservorios de la Cuenca de los Llanos Orientales, yacen las lodolitas de la Formación Carbonera, específicamente el miembro C8, el cual constituye la roca sello, el sello lateral estaría dado por el salto de la falla, el cual tendría que enfrentar al objetivo contra cuerpos arcillosos en el bloque caído de la falla²⁴. Además de las lutitas de la Formación Gachetá y las lutitas interestratificadas de la Formación Guadalupe.

1.3.4.4 Trampa. Este sector de la Cuenca Llanos Orientales, sobre la zona de antepais, pero cerca al piedemonte, está cubierto por depósitos cuaternarios que refleja una aparente estabilidad tectónica, donde se observan fallas de alto ángulo a verticales con saltos moderados a bajos. En general, las fallas vistas en planta presentan dos direcciones predominantes, una NE-SW, que afectan desde los depósitos precretácicos hasta niveles más superiores dentro de la Formación

²¹ COOPER Y ADDISON. Basis development and tectonic history of the Llanos Basin, Eastem Cordillera and Middle Magdalena Valley, Colombia-Bulletin of the American Association of Petroleum Geologists, Vol 79 (1995). p 1421-1430.

²² ANH, Estudio integral que permita calcular las reservas probadas y probables sustentables para crudos con gravedades menores o iguales a 20° api en la cuenca de los llanos orientales capítulo 4, 2006, p 56.

²³ ALVAREZ Y CORAL. Basis development and tectonic history of the Llanos Basin, Eastem Cordillera and Middle Magdalena Valley, Colombia-Bulletin of the American Association of Petroleum Geologists, Vol 79 (1995). p 1431-1440.

²⁴ BAYONA. Evolución de la geometría de la Cuenca de los Llanos Orientales y conectividad de las unidades de flujo. reporte interno ECOPETROL (2009). p 15.

Carbonera y otro NNE-SSW, que afectan desde niveles precretácicos hasta niveles más superficiales dentro de la Formación Guayabo. El sistema que genera el cierre de la estructura, es NE-SW, a nivel de Cretáceo y el Terciario, la cual en la concordancia con la inclinación regional del área presenta sus puntos más elevados hacia el Este²⁵.

1.3.4.5 Migración. El petróleo entrampado en la parte central y oriental de la Cuenca Llanos Orientales migró desde el Piedemonte al sitio de acumulación siguiendo el buzamiento regional. El proceso de migración del petróleo de los Llanos Orientales puede ubicarse temporalmente en dos fases, la primera etapa de migración fue en el Oligoceno-Mioceno y la segunda fue durante el Mioceno Superior-Plioceno.²⁶

1.5 HISTORIA DE PRODUCCIÓN

A finales de 1976 inicio la producción del campo y la comercialización del crudo Castilla como combustible industrial, la producción inicial del Campo Castilla fue de 150 BPD. El Campo Castilla lleva produciendo 40 años desde 1976 hasta la actualidad (2016) su primer pozo perforado fue el pozo Castilla 1 por la compañía Chevron²⁷, durante la década de los 90's, la producción del crudo Castilla, mantenida por Chevron tuvo un promedio mensual aproximado de 19.594 barriles. En estos años la producción fue aumentando de cifras alrededor de 15.000 -la cual venía en escala desde la década de los 80's-, a cifras alrededor de 25.000 barriles, para 1999.

En el año 2000 el Campo Castilla pasa a cargo de Ecopetrol, donde el campo prometía unas reservas aproximadas de 242.5 millones de barriles, de los cuales 220.2 correspondían a crudos pesados.

El primer pozo perforado por Ecopetrol²⁸, tras iniciar la operación directa, fue el pozo Castilla 25H. Este fue un pozo horizontal, para el cual se perforó primero un hueco piloto, que fue abandonado. Posteriormente fue perforado el pozo C-26, desviado.

En el año 2003, se realizó el Programa Sísmico Castilla 3D, obteniendo una lectura actualizada del yacimiento. Gracias a este levantamiento de información, Ecopetrol perforó, entre otros, los pozos Castilla 27 a Castilla 31, los pozos Castilla Norte 3 a Castilla Norte 6, y el pozo Castilla Norte 4²⁹.

²⁵ GRAHAM. Basis development and tectonic history of the Llanos Basin, Eastem Cordillera and Middle Magdalena Valley, Colombia-Bulletin of the American Association of Petroleum Geologists, Vol 79 (1995). p 1441-1456.

²⁶ ANH, BARRERO Dario, PARDO Andres, VARGAS Carlos, MARTINEZ Juan, Colombian Sedimentary Basins, 2007, pag.40.

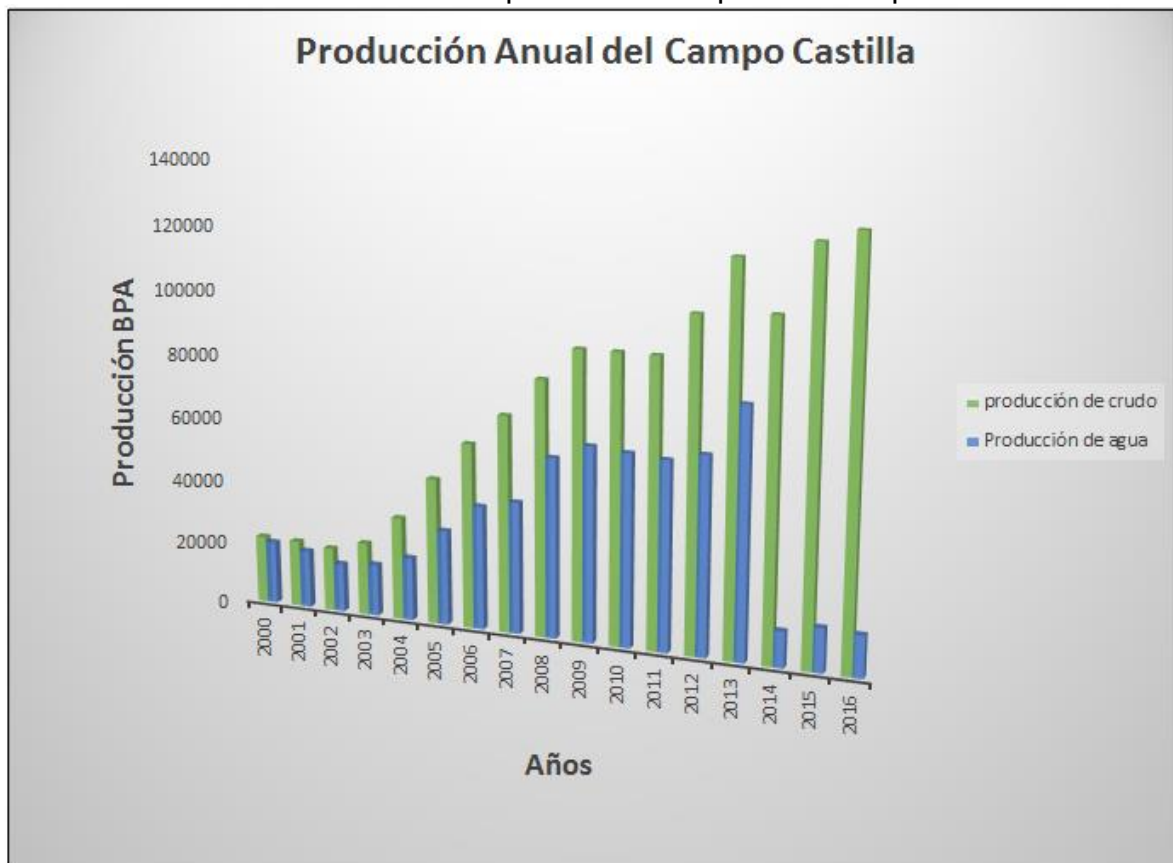
²⁷ CHEVRON, ECOPETROL. Campo Castilla- Chichimene. 2016. p 2-4.

²⁸ ECOPETROL. Informe final de Castilla y Chichimene. 2016. p 4.

²⁹ Ibid.

Así, la producción de Castilla pasó de 27.205 barriles día, a 52.389, entre el 2004 y el 2005. Durante la presente década la producción continuó en crecimiento, alcanzando a su pico más alto noviembre 28 del 2009, con 93.550 BPD. En la **Grafica 1** se observan las producciones de petróleo entre los años 2000 a 2016.

Gráfica 1. Producción de petróleo anual para el Campo Castilla.



Fuente: ECOPETROL. Informe Final Campo Castilla. 2016. p 7.
Modificado por Autor.

1.5.1 Método de producción. En el Campo Castilla³⁰ existen pozos de más de 20 años, donde el mecanismo de producción presente es el empuje de un acuífero activo. En la actualidad se utiliza el bombeo electrosumergible para la extracción de crudo pesado y extra pesado que hay en esta zona (El crudo que produce este campo está en el rango de 12.5° API a 18° API).

1.5.2 Número de pozos del Campo Castilla. Actualmente el campo castilla cuenta con 550 pozos, los cuales se encuentran distribuidos de acuerdo a la **Tabla 1** y **2**.

³⁰ Ibid.

Tabla 1. Pozos de producción Campo Castilla.

Tipo de pozo	Cantidad	Activos	Inactivos
Vertical	522	464	58
Horizontal	7	5	2
Desviado/Side Track	21	17	4
Tipo de pozo	550	486	64

Fuente: ECOPETROL. Informe Final Campo Castilla. 2016. p 5. Modificado por Autor.

Tabla 2. Pozos Campo Castilla.

Pozo	Cantidad
Inyector	2
Productor	482
Abandonados	2
Inactivos	64
Total	550

Fuente: ECOPETROL. Informe Final Campo Castilla. 2016. p 6. Modificado por Autor.

1.5.3 Características del yacimiento. Las características de yacimiento del Campo Castilla están representadas en la **Tabla 3** y consta de las propiedades petrofísicas y del fluido obtenidas a través de registros eléctricos y pruebas de producción.

Tabla 3. Propiedades petrofísicas del Campo Castilla.

Propiedades petrofísicas del Yacimiento				
Propiedad arena K2	Promedio arena K2	Rango	Propiedad arena K1	Promedio arena K1
Porosidad	19,50%	13,8%-23,4%	18%	10,8%-28%
Permeabilidad	1384 mD	465-2423 mD	93 mD	1-1667 mD
Swirr	10%	Valor obtenido de pruebas de presión capilar.	10%	Se asume la misma que en K2, no hay corazones.
Sor	35%	Valor obtenido de pruebas de presión capilar.	35%	Se asume la misma que en K2, no hay corazones.

Fuente: ECOPETROL. Informe Final Campo Castilla. 2016. p 4. Modificado por Autor.

1.5.3.1 Propiedades del petróleo y agua. El yacimiento produce petróleo tipo asfáltico con gravedad API promedio de 13,7° a 60°F por empuje de acuífero activo. Se detecta un único contacto agua petróleo inclinado el cual buza en dirección N35°E con un ángulo de 1,74° localizado estructuralmente a una profundidad medida por registros EPT. En la **Tabla 4** se observan las propiedades del petróleo.

Tabla 4. Propiedades del petróleo.

Propiedad	Unidades	Cantidad
API	°API	13,7
Ø Efectiva	%	13,9-23,4
K	Darcy	460-2400
Sw	%	10
Presión	psi	2800@5600 ft
T del yac.	°F	198
μ	Cp	100
Pb	psi	90
GOR	SCF/STB	40-300
Np	Bbl	227 MM
FR	%	8
Reservas	Bbl	105 MM (2026)

Fuente: ECOPETROL. Informe Final Campo Castilla. 2016. p 4. Modificado por Autor.

2. GENERALIDADES DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL DISPONIBLES EN LA EMPRESA

En este capítulo se describe los sistemas de levantamiento artificial disponibles por la empresa AIP (Asesoría en Ingeniería de Petróleos) analizando sus funcionamientos, sus partes y sus ventajas y desventajas.

Cuando se desea incrementar la producción en un campo porque este no tiene la energía suficiente para producir por sí mismo o cuando la tasa es inferior a la deseada es necesario un mecanismo externo llamado sistema de levantamiento artificial en donde su principal función es levantar desde la formación el crudo a un tasa determinada ya sea aumentando la tasa de flujo de un pozo activo o reactivar un pozo que no fluye, estos sistemas de levantamiento artificial son la primera opción ya que estos modifican las propiedades y aportando un empuje adicional; el criterio para seleccionar los sistemas de levantamiento artificial parte de los principios fundamentales de cada uno.

Entre los sistemas de levantamiento artificial disponibles en A.I.P S.A.S a evaluar se encuentran:

- Bombeo Mecánico
- Bombeo Electrosumergible
- Bombeo de Cavidades Progresivas
- Bombeo Hidráulico

2.1 BOMBEO MECÁNICO (BM)

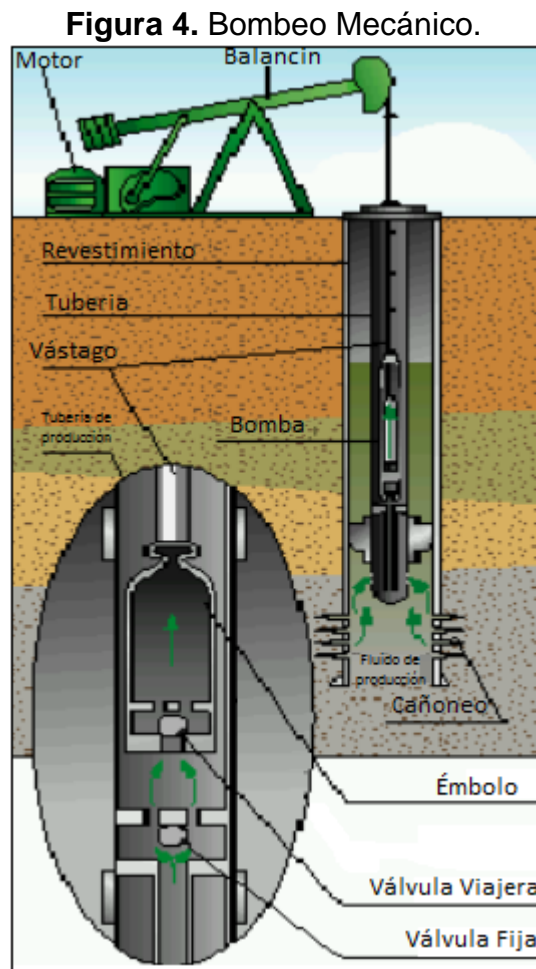
El bombeo mecánico es un método de levantamiento artificial de succión y transferencia continua del petróleo desde el fondo del pozo hasta la superficie, donde consta de una bomba instalada en el pozo para incrementar la presión ya que el yacimiento posee una determinada presión que le está dando un determinado nivel al pozo y la bomba le proporciona una presión para que este supere las pérdidas de presión del pozo.

2.1.1 Funcionamiento del Bombeo Mecánico. Su funcionamiento consiste en una bomba que es bajada dentro de una tubería de producción en donde se asienta en el fondo con la ayuda de una empacadura; por medio de las varillas la bomba es accionada ya que estas le transmiten el movimiento desde el equipo de bombeo que consta de un balancín que transmite un movimiento de vaivén por medio de la manivela y la biela, esta es accionada a través de una caja reductora movida por un motor.

El balancín de producción distribuye un movimiento de sube y baja a la sarta de varillas de succión que mueve el pistón de la bomba, instalada en la sarta de

producción o también conocida como sarta de educción, el diagrama del bombeo mecánico se encuentra en la **Figura 4**.

En el recorrido descendente de las varillas la válvula fija se cierra y la válvula viajera se abre con el fin de que el petróleo pase de la bomba a la tubería de educción; en el caso contrario cuando el recorrido de la varilla es ascendente la válvula viajera se cierra para que el petróleo que este en la tubería suba a la superficie y la válvula fija permite que entre el petróleo a la bomba. Este proceso ascendente y descendente ya que es un movimiento continuo es el que hace que el flujo llegue a la superficie.



Fuente: ESCUDERO. Israel.
Procedimiento recomendable para determinar parámetros de diseño y seleccionar equipos requeridos. p 2.

2.1.2 Partes del Bombeo Mecánico. A continuación se describirán las partes básicas del sistema de levantamiento artificial de bombeo mecánico las cuales se

subdividen equipos de superficie y equipos de fondo para así tener claridad con su funcionamiento.

2.1.2.1 Equipos de Superficie. En los equipos de superficie encontramos: el motor, caja reductora de velocidad, unidad de bombeo, cabezal de pozo.

- **Motor.** Existen dos tipos de motores de corriente alterna encargados de generar la energía mecánica en las unidades de bombeo los cuales son por combustión interna y eléctrica.

Los motores de combustión interna tienen velocidades operacionales entre los 200 r.p.m. y los 2000 r.p.m. pueden ser motores de uno o varios cilindros de dos o cuatro ciclos; la inercia del volante se utiliza para amortiguar las variaciones de velocidad durante la operación. Su principal ventaja es que desarrolla un torque relativamente grande y una larga vida útil pero que se puede ver reducida por las altas velocidades de operación.

Por otro lado encontramos los motores eléctricos son utilizados en la mayoría de unidades de bombeo mecánico ya que estos tienen un costo relativamente bajo, son fáciles de manejar y adaptar a una operación automática; el motor más popular cuenta con un rango de velocidad de operación cercana a la nominal en donde el incremento en la carga del torque hace disminuir la velocidad del motor. La corriente inducida por el motor también aumenta con torques de salida más grandes. La eficiencia eléctrica del motor varía en un gran intervalo y tiene su punto máximo a la velocidad nominal y disminuye a la velocidad sincrónica.

- **Caja Reductora de Velocidad.** Tiene como función principal convertir la elevada velocidad rotacional del motor en la velocidad de bombeo requerida; hay reductores de cadena y reductores de engranaje los primeros utilizan una rueda dentada y cadenas para reducir la velocidad mientras que las otras utilizan un engranaje de reducción doble que tiene tres ejes uno de entrada de velocidad otro intermedio y el último de baja velocidad.
- **Unidad de Bombeo.** Es conocida principalmente como balancín y tiene como objetivo convertir el movimiento angular del eje de un motor en recíproco vertical, con la propósitos de accionar la sarta de varilla y la bomba de subsuelo. Sus principales características es la variación del contrapeso que opera frente a las cargas de varillas y fluidos del pozo, la variación de la longitud de carrera y la variación de la velocidad en la unidad de bombeo con respecto a las revoluciones por minuto de la máquina motriz.
- **Cabezal de Pozo.** Tiene como objetivo principal conservar el pozo bajo control en la superficie durante la producción y está formado por un conjunto de piezas que permiten la salida de crudo hasta la estación de flujo. Tiene conexiones

que admiten tomar presiones y realizar registros del comportamiento del pozo; también es posible colgar tubería de producción del pozo y fijar el revestimiento de producción, de igual manera permite producir el pozo con el revestimiento abierto a la atmosfera, a la línea de flujo o cerrado.

2.1.2.2 Equipos de Fondo. El equipo de fondo está compuesto por: la sarta de varillas de sección, la bomba de subsuelo y el sistema de anclaje.

- **Sarta de Varillas succión.** También conocida como sarta de cabilla que tienen normalmente una longitud de 25 pies, se observa **Figura 5**, es una unión entre la bomba de subsuelo y la unidad de bombeo de superficie. Sus funciones son transferir energía, accionar la bomba de subsuelo y soportar las cargas.

Figura 5. Varillas de Succión.

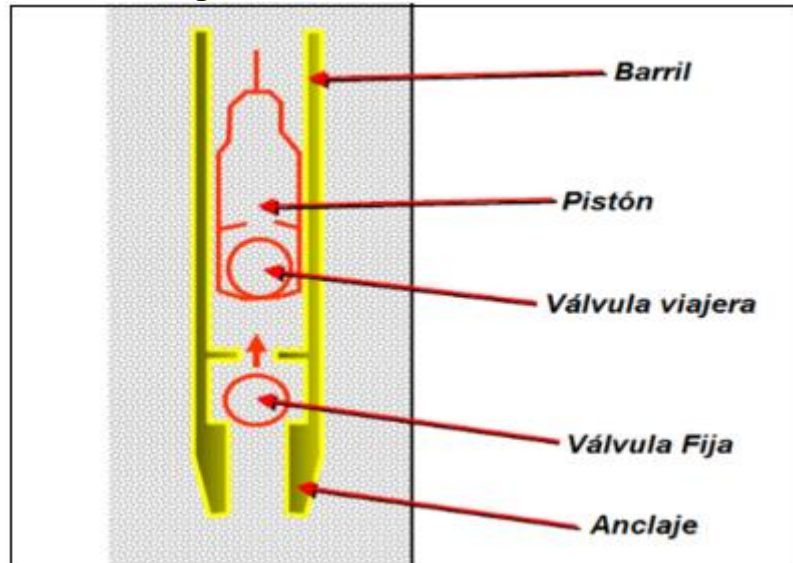


Fuente: A.I.P. Métodos de levantamiento artificial. 2013. p 18.

- **Bomba de Subsuelo.** Es un equipo de desplazamiento positivo, que es operada por la sarta de varillas desde la superficie. Los componentes principales de la bomba son: barril, pistón, válvulas con asientos y retenedores de válvulas de la buena selección de estos componentes depende directamente el intercambio de presión y volumen a través de sus válvulas, se encuentra en la **Figura 6**.
- **Sistema de Anclaje.** Este equipo es utilizado normalmente en pozos de alta profundidad ya que está diseñado para pozos que tiene como intención eliminar el estiramiento y compresión de la tubería de producción, lo cual roza la sarta de varilla y ocasiona el desgaste de los dos. Es instalado en la tubería de producción porque es quien absorbe la carga de la tubería. Las guías de varillas son acopladas sobre la varilla a diferentes profundidades, dependiendo de la

curvatura y las ocurrencias anteriores de un elevado desgaste de tubería, se encuentra en la **Figura 6**.

Figura 6. Bomba de subsuelo.



Fuente: MONCADA. Davian. Caracterización de los sistemas de levantamiento artificial bombeo mecánico en pozos de crudo pesado. Abril 2016. p 1.

- **Ventajas bombeo mecánico.** Es el SLA más utilizado en el mundo, brindando gran conocimiento en su instalación, operación y mantenimiento. También es muy recomendado para manejo de fluidos de alta viscosidad.
 - Personal de campo y operativo familiarizados con este tipo de levantamiento. La instalación y la operación no son complicadas.
 - Ofrece un amplio rango de tasas de producción.
 - Económico para operar.
 - El costo de instalación inicial es relativamente bajo.
 - Es independiente de otros pozos bajo el mismo sistema, siempre y cuando la alimentación de combustible para los motores no esté interconectada.

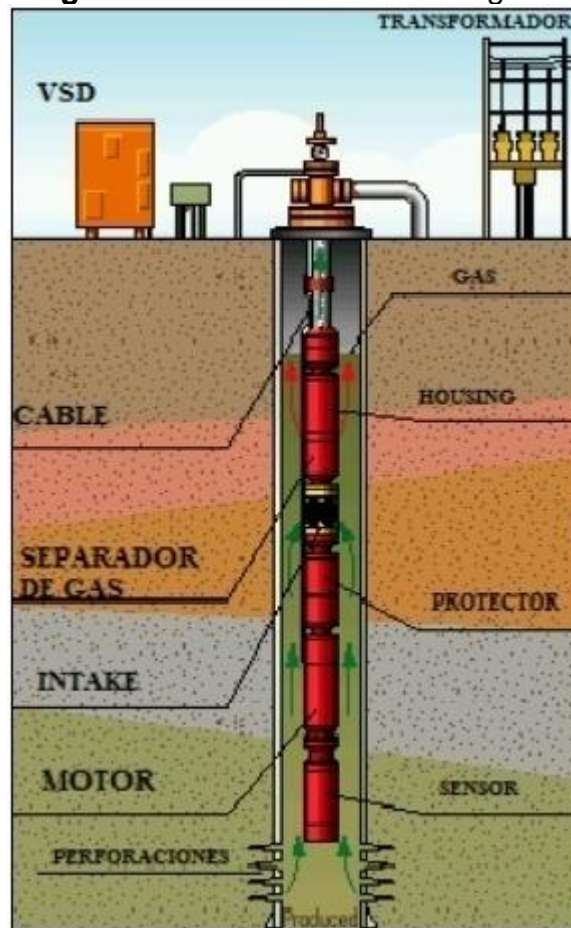
- **Desventajas bombeo mecánico.** Su principal ventaja es la aplicación en pozos con alta desviación debido a la sarta de varillas además del esfuerzo que se generan en estas a medida que la operación se realiza a mayor profundidad.
 - Limitaciones en pozos con alta relación gas-aceite.
 - Limitaciones en pozos que producen arena, parafina y altamente desviados.
 - Problemas con pozos que producen fluidos corrosivos.
 - Manejo inapropiado de las varillas puede causar muchos problemas.

- Nivel de fluido en el pozo es crítico para la operación eficiente.

2.2 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (BES)

El bombeo electrosumergible tiene como principio básico la acción rotacional de una bomba centrífuga de múltiples etapas sumergida en el pozo y accionada mediante energía eléctrica que está siendo suministrada por un cable de potencia desde la superficie con el propósito de extraer el fluido de la formación hasta la superficie. En la **Figura 7** se aprecian sus partes.

Figura 7. Bombeo electrosumergible.



Fuente: ESCUDERO. Israel.

Procedimiento recomendable para determinar parámetros de diseño y seleccionar equipos requeridos. p 2.

2.2.1 Funcionamiento del Bombeo Electrosumergible. Se basa en una bomba centrífuga de múltiples etapas de subsuelo que es operada por un motor eléctrico de inducción, estos dos se encuentran sumergidos en el fluido del pozo y

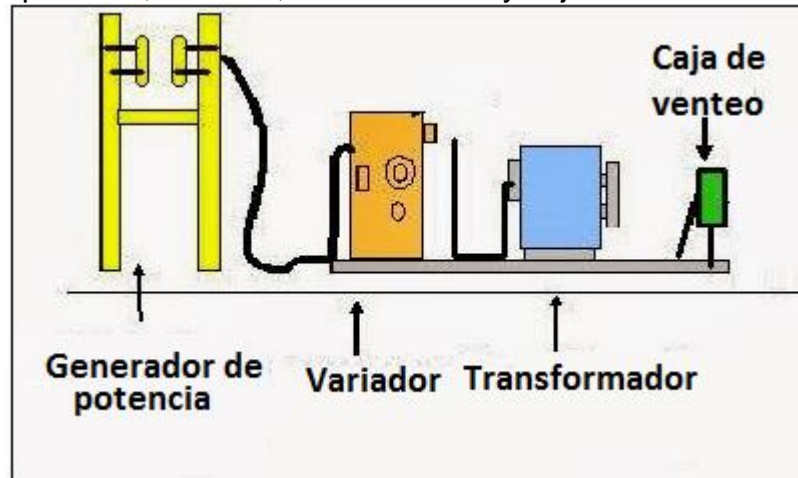
suspendidos en la sarta de producción. El motor es alimentado por un cable de potencia que transmite la corriente eléctrica necesaria para que el motor active la bomba y esta permita el desplazamiento de fluidos hasta superficie a través del principio de rotación centrifuga.

2.2.2 Partes del Bombeo Electrosumergible. Para que el crudo presente en el yacimiento sea impulsado hasta la superficie la selección de los equipos tanto de superficie como de subsuelo es indispensable, ya que cada uno ejecuta una función esencial en el sistema para obtener las condiciones de operación deseadas.

2.2.2.1 Equipos de Superficie. Lo conforman los equipos que suministran la potencia eléctrica necesaria para operar el equipo de fondo, entre ellos encontramos: generador de potencia eléctrica, transformador, variador de frecuencia, caja de venteo, cabezal de pozo.

- **Generador de Potencia.** Es la fuente que proporciona la potencia eléctrica necesaria para la operación del equipo de fondo.
- **Transformador.** Para este tipo de levantamiento artificial es necesario tener dos tipos de transformadores uno se observa en la **Figura 8** el cual es el encargado de reducir el voltaje de las líneas de distribución de alta tensión que es el necesario para que el variador de velocidad funcione, mientras que el otro transformador lo que hace es elevar el voltaje a la salida del variador al voltaje que requiere el motor electrosumergible.
- **Variador de Frecuencia (VSD).** Está instalado en la superficie del pozo entre los transformadores y controla la velocidad de rotación del eje en el motor que se encuentra encajado al eje de la bomba el cual se encuentra en la **Figura 8**. Este proporciona la potencia suficiente al equipo de fondo para que funcione en óptimas condiciones y ofrece además numerosas opciones de protección, control y monitoreo del equipo; es el encargado de controlar la frecuencia de trabajo del motor de la bomba.
- **Caja de Venteo.** En la **Figura 8** se muestra la caja de venteo donde las funciones que cumple son servir de conexión eléctrica entre el cable de potencia de subsuelo con el cable proveniente del sistema de control, ventilar con la atmosfera los gases que puedan estar atrapados dentro de los cables del motor y por ultimo permite un rápido chequeo de los voltajes y corrientes para diagnósticos de los problemas en el equipo de fondo.

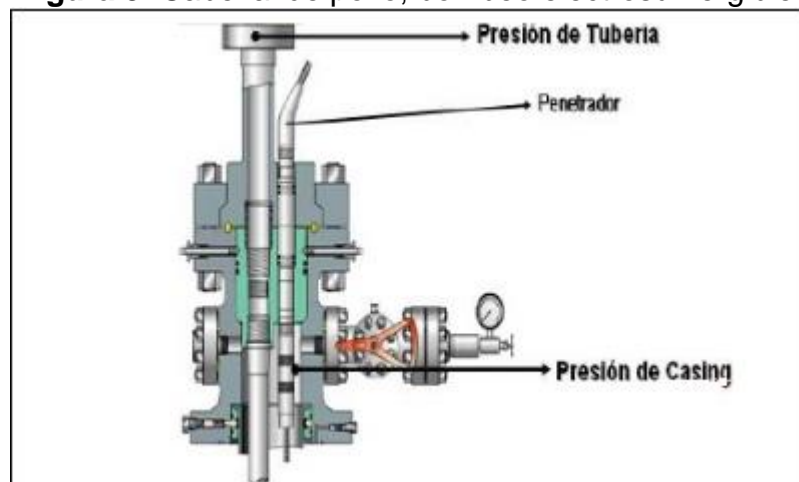
Figura 8. Bombeo electrosumergible, generador de potencia, variador, transformador y caja de venteo.



Fuente: PERFOBLOGGER. Metodos de producción de petróleo. Disponible en: <http://perfob.blogspot.com.co/2014/09/metodos-de-produccion.html>
29 de septiembre del 2014.

- **Cabezal de Pozo.** Está conformado por un grupo de válvulas para el control del pozo y otros accesorios que dejan conectar el sistema de potencia de superficie con el cable de potencia de fondo, pasando a través del colgador de la tubería, se observa en la **Figura 9**.

Figura 9. Cabezal de pozo, bombeo electrosumergible.

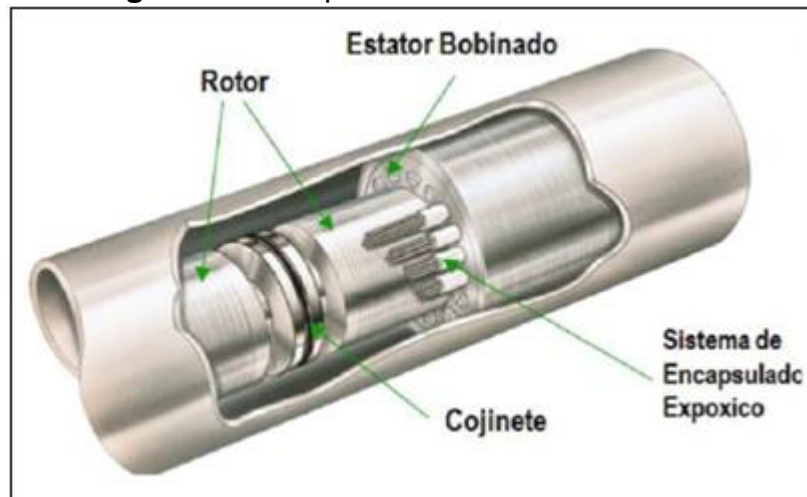


Fuente: A.I.P. Métodos de levantamiento artificial. p 25.

2.2.2.2 Equipos de Fondo. Los componentes básicos de fondo en un sistema de levantamiento electrosumergible son: motor, protector, sección de entrada a la bomba, bomba y cable de potencia.

- **Motor.** En la **Figura 10** se encuentran las partes. Es un caparazón en acero alineado con la sección del rotor y del cojinete respectivamente, el interior del motor se llena de aceite mineral en donde este permite que el calor generado en el motor sea transferido al caparazón y de esta a los fluidos del pozo que pasan por la parte externa de esta; su diseño permite que sea introducido en la tubería de revestimiento y soportar una alta torsión momentánea durante el arranque hasta alcanzar la velocidad de operación que a una misma frecuencia en constante.

Figura 10. Componentes básicos del motor.



Fuente: Baker Hughes. Sistema de Levantamiento Artificial. p 37.

- **Protector.** Su función radica en conectar el eje del motor con el eje de la bomba o del separador de gas; conecta el volumen adicional de aceite dieléctrico del motor que se crea debido a la expansión térmica a causa del aumento de temperatura.
- **Sección de Entrada a la Bomba.** Es la parte que tiene contacto directo con el fluido del pozo y por la que pasa el fluido del pozo al interior de la bomba, debido a las características de turbulencia que produce el fluido a la entrada de la bomba, tiene un eje debidamente soportado por bujes de alta resistencia a la abrasión que sirve para dar soporte al eje de la bomba, evitando movimiento axial.
- **Cable de potencia.** Es un conductor de tres fases, a través del cual se transmite desde la superficie la corriente eléctrica requerida por el motor. Su selección depende voltaje y corriente necesaria para operar el motor, de la temperatura de fondo del pozo y del nivel de aislamiento eléctrico el cual se observa en la **Figura 11**.

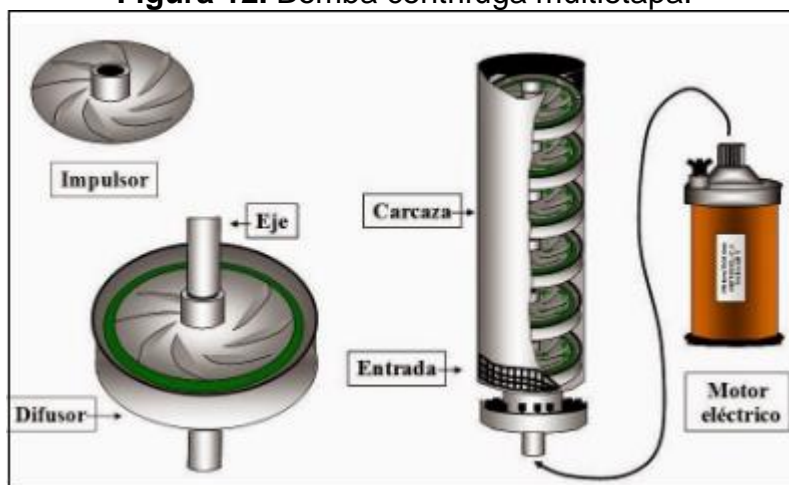
Figura 11. Cable de potencia.



Fuente: PERFOBLOGGER. Metodos de producción de petróleo. Disponible en: <http://perfob.blogspot.com.co/2014/09/metodos-de-produccion.html>
29 de septiembre del 2014.

- **Bomba.** Esta bomba está compuesta de una serie de etapas en donde estas determinan la capacidad de levantamiento y la potencia requerida, poseen un impulsor rotativo y un difusor fijo ver **Figura 12** que funciona bajo el principio de fuerza centrífuga, las etapas estarán en función de la altura de la columna pero esta etapa a su vez determina el volumen de fluido que a producir, la carga o presión generada por la bomba y la potencia requerida.

Figura 12. Bomba centrífuga multietapa.



Fuente: PERFOBLOGGER. Metodos de producción de petróleo. Disponible en: <http://perfob.blogspot.com.co/2014/09/metodos-de-produccion.html>
29 de septiembre del 2014

➤ **Ventajas del bombeo electrosumergible.**

- Los costos de levantamiento para grandes volúmenes son bajos.
- Es usado en pozos verticales y desviados.
- Pueden manejar tasas de producción alrededor de 200-40000 BPD.
- Este tipo de instalaciones no impacta fuertemente en las zonas urbanas.
- Bajo mantenimiento.
- Se facilita el monitoreo de presiones y temperaturas de fondo del hoyo, a través del uso de sensores.
- Puede ser manejado en pozos con grandes cortes de agua y baja relación gas líquido.
- Alta resistencia en ambientes corrosivos dentro del hoyo.

➤ **Desventajas del bombeo electrosumergible.**

- Los cables se deterioran al estar expuestos a altas temperaturas.
- Es imprescindible la corriente eléctrica, se requiere altos voltajes
- Los cables dificultan el corrido de la tubería de producción.
- No es recomendable usar cuando hay alta producción de sólidos.
- No es funcional a altas profundidades debido al costo del cable, a posibles problemas operacionales y a los requerimientos de alta potencia de superficie.
- Con la presencia de gas libre en la bomba, no puede funcionar ya que impide el levantamiento.
- Las bombas están afectadas por: temperatura de fondo y producción de arena.

2.3 BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS (BCP)

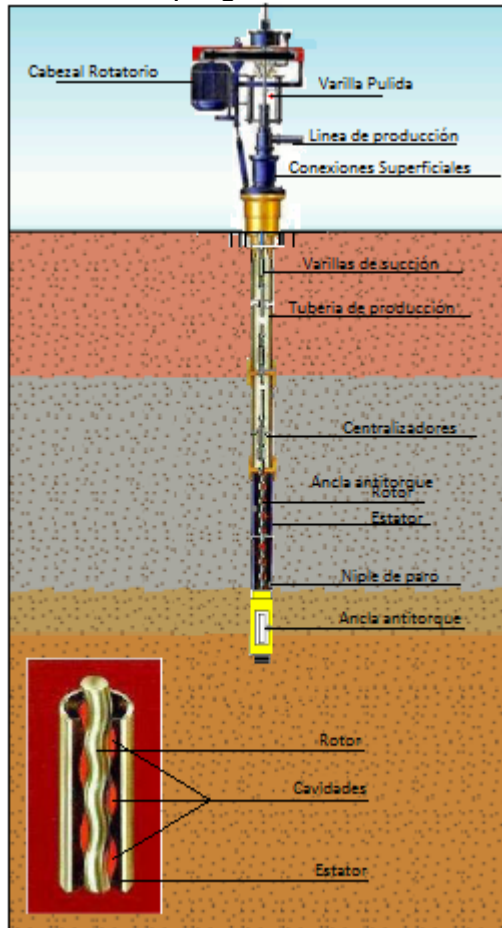
El sistema de levantamiento artificial de cavidades progresivas radica en una bomba de desplazamiento positivo conformado por dos partes, la primera es un rotor en forma helicoidal donde es la única parte móvil de la bomba y un estator que constituye un tubo recubierto internamente por un elastómero sintético.

2.3.1 Funcionamiento del bombeo de cavidades progresivas. La bomba consta de dos hélices, una dentro de la otra; hay un movimiento giratorio del rotor dentro del estator que forman dos cavidades progresivas bien delimitadas y aisladas, a medida que el rotor gira estas cavidades se desplazan a lo largo del eje de la bomba que permite que el crudo sea desplazado en forma continua verticalmente hasta la superficie del pozo, movimiento que es accionado desde la superficie por un sistema impulsor que transmite el movimiento rotativo a la sarta de varilla.

Gracias a la geometría de las bombas estas crean unas cavidades que son unos volúmenes lenticulares, espirales y cerrados creados en el espacio vacío entre el rotor y el estator. Cada cavidad se mueve en forma espiral alrededor del eje del estator desde la entrada hasta la salida de la bomba como resultado de la rotación

del motor, en la **Figura 13** se observan las partes del bombeo de cavidades progresivas.

Figura 13. Bombeo de cavidades progresivas.



Fuente: ESCUDERO. Israel.

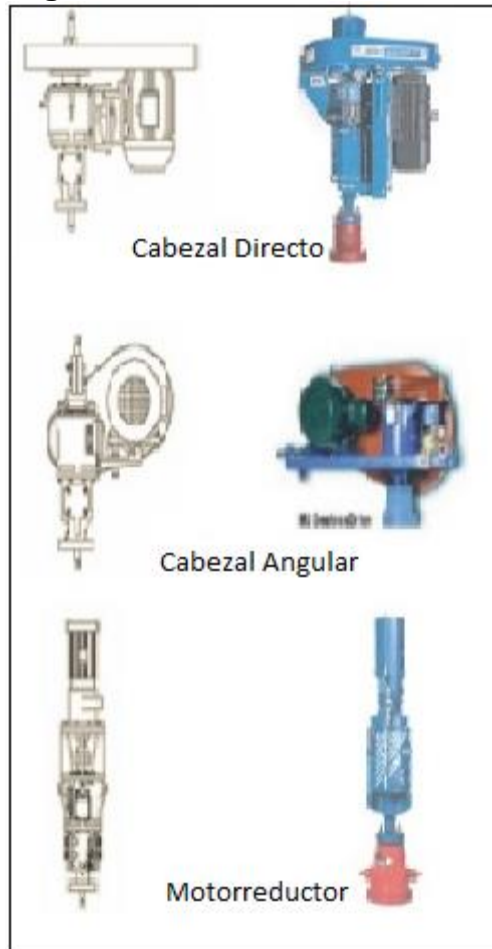
Procedimiento recomendable para determinar parámetros de diseño y seleccionar equipos requeridos. p 2.

2.3.2 Partes del bombeo de cavidades progresivas. Los equipos de superficie y de fondo que se requieren en este sistema pueden variar según los requerimientos de cada sistema de cavidades y sus capacidades. En el caso de los equipos de superficie, estos deben tener la capacidad de suspender la sarta de varillas y soportar la carga axial del equipo de fondo, prevenir la fuga de fluidos en superficie y entregar la energía necesaria, más conocida en este caso como torque, para hacer rotar la barra lisa a la velocidad requerida para que el sistema funcione de forma óptima.

2.3.2.1 Equipos de Superficie. A continuación se describirán los equipos de superficie para el sistema de levantamiento artificial de bombeo de cavidades progresivas que consta básicamente de: cabezal de rotación, motovariador mecánico, motorreductor y variador de frecuencia.

- **Cabezales de Rotación.** Este es un equipo de accionamiento mecánico instalado en la superficie directamente en el cabezal del pozo el cual se encuentra en la **Figura 14**; debe ser diseñado para ser capaz de proveer la energía necesaria del sistema, para manejar las cargas axiales de las varillas, evita o retarda el giro inverso de la sarta de varillas, aislar los fluidos del pozo del medio ambiente, el rango de velocidad a la cual funciona, la capacidad de freno y la potencia necesaria.

Figura 14. Cabezales de rotación.



Fuente: PADILLA. Ronaldo.
Bombeo por cavidades
progresivas. Febrero 2009. p 2.

- **Motovariadores Mecánicos.** En este tipo de sistema de levantamiento artificial el acople entre motor y caja reductora no es directo, en este caso se hace a través de un conjunto compuesto por correas y poleas de diámetros diferentes con el fin que permita el cambio de velocidades de rotación sin requerir detener el equipo ni el cambio de componentes. Esto se realiza girando el voltaje que administra la polea motriz, al mover el volante se varía el diámetro de la polea separando los discos cónicos que la componen cambiando de esta forma la relación de transmisión.
- **Motorreductores.** Es el encargado de hacer la relación de transmisión adecuada para llevar la velocidad angular del motor a velocidades más cercanas a la requerida por la bomba, además de ser el elemento que suministra el torque exigido por el sistema. Se observa en la **Figura 15**.

Figura 15. Motorreductores, bombeo de cavidades progresivas.



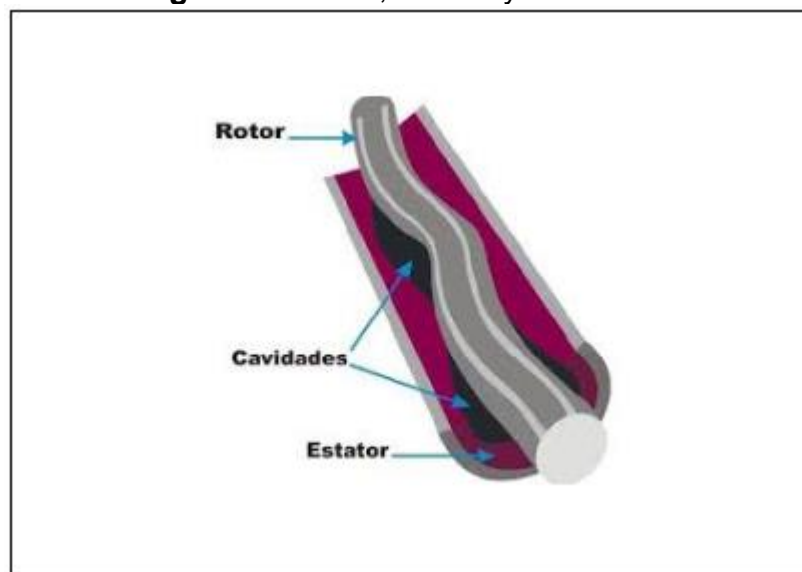
Fuente: PADILLA. Ronaldo. Bombeo por cavidades progresivas. Febrero 2009. p 2.

- **Variadores de Frecuencia.** Este equipo es utilizado en conjunto con los motorreductores y con los equipos de poleas y correas en los cuales la velocidad es constante para brindar la flexibilidad del cambio de velocidades en muy breve tiempo. Este equipo la función que cumple es rectificar la corriente alterna requerida por el motor produciendo una señal de salida con frecuencia y voltaje diferente. Al variar la frecuencia varía la velocidad de rotación ya que las dos son directamente proporcionales y por ultimo al variar la velocidad de operación, varía la producción.

2.3.2.2 Equipos de Fondo. En el caso de los equipos de fondo los equipos que se van a describir para este caso son: estator, elastómero, rotor, niple de paro, sarta de varillas y tubería de producción.

- **Estator.** Es una hélice doble interna hecha en un elastómero sintético el cual esta adherido dentro del tubo de acero, este está comúnmente conectado a la tubería de producción, en este se encuentra una barra horizontal en la parte inferior del tubo que se utiliza como soporte del rotor y también sirve de punto de partida del espaciamiento, el estator se observa en **Figura 16**.
- **Elastomero.** Esta adherido al estator y es una goma en forma de espiral, está en un material que puede ser varias veces estirado teniendo la capacidad de recobrar sus dimensiones rápidamente cuando la fuerza aplicada es removida.
- **Rotor.** una hélice externa con un área de sección transversal redondeada, que tiene como función principal bombear el fluido de forma ascendente girando dentro del estator. Es la única parte de la bomba que se mueve y está suspendido y girado por las varillas, está hecha de acero al cromo con el fin de ser más resistente contra la abrasión, se observa en **Figura 16**.

Figura 16. Rotor, estator y cavidades.



Fuente: Oilmail. Sistemas de levantamiento artificial por cavidades progresivas. Disponible en: http://oil-mail.blogspot.com.co/2011/05/sistema-de-levantamiento-artificial-por_9791.html. p 1.

- **Niple de Paro.** Es un tubo corto que es instalado bajo el estator y que su principales funciones son: servir de punto de tope al rotor cuando se hace un espaciamiento del mismo, brindar un espacio libre al rotor de manera que permita la libre elongación de la sarta durante la operación del sistema, impedir que el rotor llegue al fondo del pozo en caso de producirse desconexión, servir de punto de conexión para accesorios como anclas, filtros, entre otros, en la **Figura 17** se encuentran algunos de ellos.

Figura 17. Niples, bombeo de cavidades progresivas.



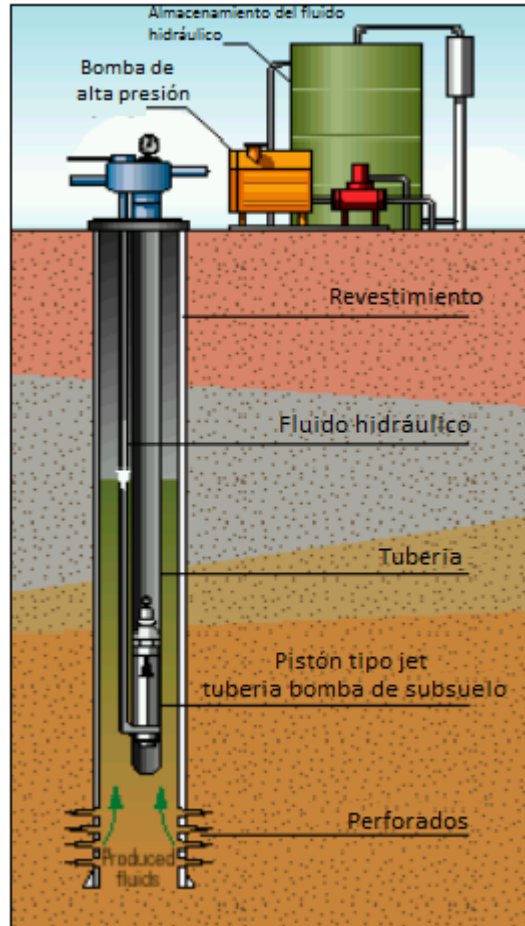
Fuente: PADILLA. Ronaldo. Bombeo por cavidades progresivas. Febrero 2009. p 2.

- **Sarta de varillas.** Es un conjunto de varillas unidas entre sí que van desde la bomba hasta la superficie, dependiendo del diámetro interno de la tubería se seleccionan estas teniendo en cuenta que sean diámetros menores para que de esta manera no se raspe con la tubería de producción.
- **Tubería de producción.** Es una tubería de acero que comunica la bomba de subsuelo con el cabezal y la línea de flujo.

2.4 BOMBEO HIDRULICO (BH)

El sistema de levantamiento artificial por bombeo hidráulico que se encuentra en la **Figura 18** tiene un principio fundamental que parte de que la presión ejercida sobre la superficie de un fluido se transmite con igual intensidad en todas las direcciones, esto hace que dicho sistema proporcione una flexibilidad extraordinaria en la instalación que le permite cumplir con la extracción artificial; una bomba hidráulica en un unidad que recibe energía mecánica de una fuente externa en donde esta es transformada en energía de presión transmisible de un lugar a otro del sistema hidráulico a través de un fluido motriz.

Figura 18. Bombeo Hidráulico.



Fuente: ESCUDERO. Israel.

Procedimiento recomendable para determinar parámetros de diseño y seleccionar equipos requeridos. p 2.

2.4.1 Funcionamiento del Bombeo Hidráulico. El sistema de bombeo hidráulico consiste de un fluido hidráulico o también conocido como fluido motriz que puede ser agua o petróleo, una unidad de potencia en superficie para manejar altas presiones que permite inyectar dicho fluido al fondo del pozo y una unidad de bombeo en el fondo del pozo operada por el fluido inyectado a alta presión. La unidad de fondo actúa como un transformador para convertir la energía del fluido en energía potencial o presión en los fluidos producidos, permitiendo que tanto el fluido motriz como el fluido producido hacia la superficie después de pasar a través de la unidad de fondo.

2.4.2 Partes del Bombeo Hidráulico. El bombeo hidráulico tiene una primera clasificación ya que este puede ser de tipo pistón o de jet. El tipo pistón trabaja bien con pozos profundos y desviados, el fluido motriz puede ser de la misma producción

que se consiga en el pozo con un agravante y es que se requiere de una cantidad suficiente de este fluido lo que hace que entre otras cosas tenga costos adicionales que hace que tenga altos costos iniciales.

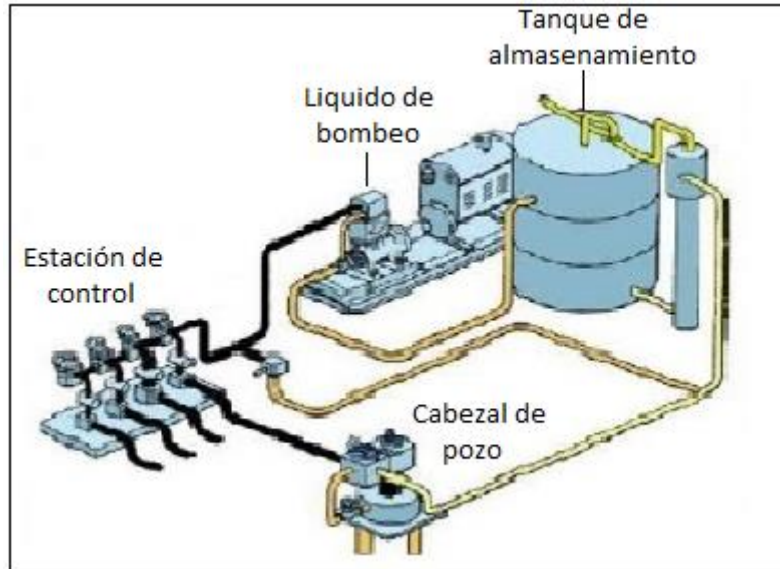
Por otra parte encontramos el de tipo jet es un bomba que maneja altas relaciones de gas-petróleo, consta de un equipo que no tiene partes móviles y que transfiere energía mediante la reducción de áreas por la cual tiene que atravesar el fluido motriz que se inyecta desde superficie y que crea un aumento en la velocidad del fluido en donde estoy genera una caída de presión y por ultimo un efecto de succión.

2.4.2.1 Equipos de Superficie. A continuación se describen los equipos de superficie que se utilizan en el sistema de levantamiento artificial bombeo hidráulico.

- **Tanque de almacenamiento de fluido motriz.** Es el tanque en el que se almacena el fluido motriz que es inyectado en los pozos el cual se encuentra en la **Figura 19**, debe tener principalmente una capacidad de almacenamiento para dicho fluido pero también debe proporcionar la suficiente caída de presión para que la presión sea la adecuado a la succión de la bomba, bota de gas para eliminar el gas del fluido entrante, fondo cónico para facilitar el drenaje del agua y la acumulación de materiales insolubles y por ultimo dos salidas para cada bomba de fluido.
- **Cabezal de pozo.** En el bombeo hidráulico se utiliza el cabezal de pozo con válvulas de cuatro vías y el de tipo árbol de navidad, este se puede observar en la **Figura 19**.

La válvula maestra es la encargada de pilotear el movimiento en cualquier sentido dentro del pozo o de cualquier fluido tanto el matriz como el de retorno, esta está conectadas directamente con la sarta de tubería de producción y la tubería de revestimiento, con la línea de inyección y producción; las válvulas de tubería de revestimiento son por donde retorna la mezcla tanto de fluidos de inyección como los de producción a la línea retorno y hacia la estación de producción. Las válvulas de la tubería de producción permite el paso del fluido de inyección hacia la tubería de producción y directamente a la parte motor de la bomba.

Figura 19. Equipos de superficie, bombeo hidráulico.



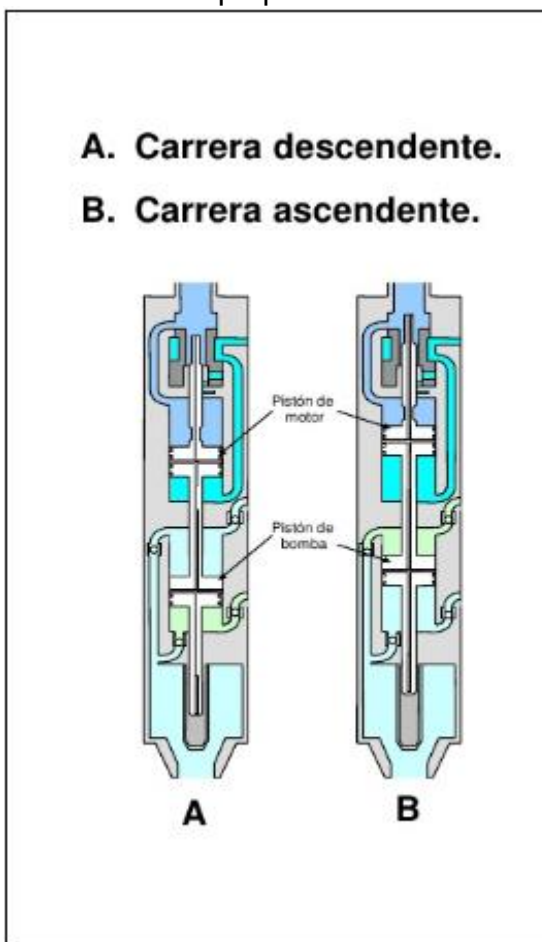
Fuente: Oilmail. Sistemas de levantamiento artificial bombeo hidráulico Disponible en: http://oil-mail.blogspot.com.co/2011/05/sistema-de-levantamiento-artificial-por_4374.html

- **Bombas booster.** La función principal de esta bomba es proporcionar la energía necesaria para succionar y transportar el fluido motriz desde el tanque de almacenamiento hasta la entrada de la bomba de alta potencia, enviando el fluido con la presión necesaria para su correcto funcionamiento.
- **Bombas de alta potencia.** Esta bomba proporciona la potencia que requiere el sistema para la inyección del fluido motriz por medio de una bomba reciprocante la cual puede ser accionada por un motor eléctrico o de combustión interna.
- **Tuberías.** El fluido no siempre se encuentra a una presión ni caudal constante por esto cuando realiza su recorrido por esta razón se ve la necesidad que en la instalación de superficie haya dos tipos de tubería estas son: tubería de alta presión y tubería de baja presión.
 - **Tubería de alta presión.** Está diseñada para soportar presiones hasta de 5.000 psi y transportar fluidos de inyección desde la planta hasta el cabezal de pozo.
 - **Tubería de baja presión.** La resistencia de esta tubería es de 500 a 800 psi y está instalada desde la salida de producción del pozo hasta la estación de almacenamiento.
 - **Empacadura.** Tiene como función principal aislar la zona producción.

2.4.2.2 Equipos de Fondo. A continuación se describen los equipos de fondo que se utilizan en el sistema de levantamiento artificial bombeo hidráulico.

- **Bombeo hidráulico tipo pistón.** En bombeo hidráulico tipo pistón el proceso de generación y transmisión de energía se efectúa mediante el fluido motriz que por medio de una unidad de potencia es inyectado a presión al pozo, en donde el la presión ejercida en la superficie, es la misma que se aplica a los pistones de la unidad de bombeo forzando a impulsar los fluidos producidos por el yacimiento hasta la superficie, el cual se observa en la **Figura 20**.

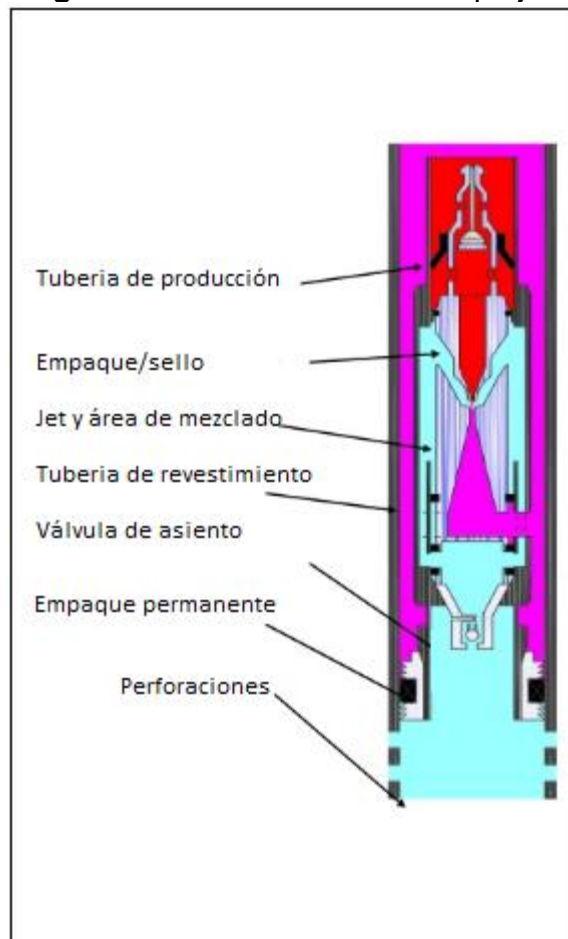
Figura 20. Bombeo hidráulico tipo pistón.



Fuente: COLORADO. Andrea. Bombeo hidráulico tipo pistón. Disponible en : <http://es.slideshare.net/gabosocorro/bombeo-hidrulico-tipo-piston-ady-m>. Julio del 2012. p 21.

- **Bombeo hidráulico tipo jet.** El bombeo tipo jet se realiza por transferencia de energía entre el fluido motriz y los fluidos de producción, el fluido motriz entra por la parte superior de la bomba en donde pasa a través de la tobera en donde esta descarga un chorro en la garganta de entrada de los fluidos al pozo que tiene interconexión con la formación. Los fluidos tanto el de producción como el motriz son mezclados en la garganta ya que este tiene un diámetro menos al de la tobera, donde la energía que pierde el fluido motriz es ganada por el fluido del pozo, pasando a una última sección que es el difusor que es el encargado de que la energía que esta conservada en su gran parte en forma de velocidad se convierta en presión estática. El flujo es impulsado hacia la superficie una vez en el espacio anular haya un diferencial de presión, es decir, que la presión estática es mayor que la ejercida por la columna de fluidos en el espacio anular, el cual se observa en la **Figura 21**.

Figura 21. Bombeo hidráulico tipo jet.



Fuente: VALERO. Juan José.
 Bombeo hidráulico. Disponible en:
<http://es.slideshare.net/MagdaArriola/bombeo-hidraulico-español>. 2012. p 8.

- **Camisa.** Se utiliza como alojamiento de la boba tipo jet, permite realizar diferentes operaciones en el fondo de pozo y en la bandeja de ensamble en el fondo de prueba.

➤ **Ventajas del bombeo hidráulico**

- Se pueden aplicar a altas temperaturas.
- Se pueden implementar en pozos desviados.
- Su diseño permite alcanzar altas profundidades de operación.
- Aplicable a completamientos múltiples y a plataformas costa afuera.
- No requiere ningún tipo de conexión eléctrica.

➤ **Desventajas del bombeo hidráulico**

- Baja tolerancia de sólidos, tanto en el fluido de producción como en el fluido de potencia.
- Requiere de facilidades para el tratamiento del agua cuando esta es utilizada como fluido motriz.
- Alto costo operativo debido al fluido motriz y a la necesidad de instalación de facilidades en superficie.
- Riesgo de incendio al usar aceite como fluido de potencia y de explosión por las elevadas presiones que se manejan en superficie.

2.5 MATRIZ GENÉRICA DE CALIFICACIÓN DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PARA POZOS PETROLEROS.

A continuación se realiza una breve descripción de los parámetros a evaluar para cada uno de los cuatro sistemas de levantamiento.

- **Número de pozos.** La cantidad de pozos que posee un campo determinara la eficiencia de cada sistema de levantamiento.
- **Bombeo Mecánico.** Con este sistema de levantamiento artificial no influye la cantidad de pozos ya que tiene facilidad de intercambiar las unidades entre pozos, con varias alternativas de fuente de poder (motor diésel o eléctrico).
 - **Bombeo de Cavidades Progresivas.** No se ve afectado el funcionamiento de este sistema de levantamiento artificial ya que la fuente de poder eléctrica se puede distribuir entre varios pozos.
 - **Bombeo hidráulico tipo jet.** Se requiere de suficiente espacio en superficie para la instalación de los tanques, razón por la cual afecta un poco la cantidad de pozos si no se tiene el espacio suficiente.

- **Bombeo Electrosumergible.** La cantidad de pozos con este sistema de levantamiento artificial no afecta su eficiencia pero se recomienda tener varios pozos ya que se puede aprovechar más las fuentes eléctricas.
- **Caudal de producción.** Cada sistema de levantamiento artificial puede levantar un respectivo caudal a superficie.
- **Bombeo Mecánico.** Los caudales que maneja este sistema de levantamiento son relativamente bajos, entre más alto el caudal el desempeño del sistema es menor.
- **Bombeo de Cavidades Progresivas.** El caudal de este sistema de levantamiento es limitado, entre más alto el caudal el desempeño del sistema es menor.
- **Bombeo hidráulico tipo jet.** El caudal es limitado por la potencia en superficie y por el tamaño de la tubería de producción, entre más alto el caudal el desempeño del sistema es menor.
- **Bombeo Electrosumergible.** Permite el levantamiento de volúmenes extremadamente altos, entre más alto el desempeño será el ideal.
- **Profundidad de asentamiento.** La profundidad de asentamiento de la bomba es un factor importante para el desempeño de los sistemas de levantamiento artificial.
- **Bombeo Mecánico.** Limitado por la sarta de varillas hasta 5000 ft, si aumenta la profundidad el desempeño se ve afectado enormemente.
- **Bombeo de Cavidades Progresivas.** Este sistema de levantamiento está limitado por la profundidad aproximadamente a 5000 ft, si aumenta la profundidad el desempeño se ve afectado enormemente.
- **Bombeo hidráulico tipo jet.** Tiene un rango amplio de profundidad, no se ve afectado por el aumento de la profundidad hasta 20000 ft.
- **Bombeo Electrosumergible.** Tiene un desempeño ideal a diferentes profundidades la profundidad máxima de una bomba electrosumergible es de 10000 ft.
- **Diámetro del Casing.** Existen diferentes tipos de diámetros de Casing entre ellos 4 1/2" , 5 1/2" , 7" , 9 5/8" o mayor.

- **Bombeo Mecánico.** Este sistema de levantamiento artificial es aplicable a diámetros pequeños de casing mínimo 4 ½”.
 - **Bombeo de Cavidades Progresivas.** Este sistema de levantamiento artificial es aplicable a diámetros pequeños de casing.
 - **Bombeo hidráulico tipo jet.** Este sistema de levantamiento artificial es aplicable a diámetros pequeños de casing.
 - **Bombeo Electrosumergible.** El desempeño de este sistema de levantamiento es ideal con diámetros de casing grandes.
- **Inclinación del pozo.** Según la inclinación que tenga el pozo se instalara el sistema de levantamiento.
- **Bombeo Mecánico.** Si el pozo es desviado y horizontal va a tener problemas de desgaste por fricción y por ende la especificación afecta enormemente el desempeño del sistema.
 - **Bombeo de Cavidades Progresivas.** Presenta muchos problemas operacionales debido a que el rotor y estator trabaja más eficientemente en un pozo vertical.
 - **Bombeo hidráulico tipo jet.** No presenta problemas en un pozo desviado ya que trabaja por medio de la inyección de un fluido motriz.
 - **Bombeo Electrosumergible.** No presenta problemas operacionales debido a que la bomba electrosumergible trabaja por medio de múltiples etapas de manera flexible.
- **Temperatura.** Es un factor muy importante ya que si la temperatura es muy alta puede dañar el sistema de levantamiento artificial.
- **Bombeo Mecánico.** Este sistema de levantamiento tiene una excelente resistencia a la temperatura de hasta 550°F.
 - **Bombeo de Cavidades Progresivas.** La temperatura de este sistema de levantamiento artificial se encuentra limitado por el elastómero, normalmente por debajo de los 250°F.
 - **Bombeo hidráulico tipo jet.** Este tipo de sistema de levantamiento tiene una excelente resistencia a altas temperaturas, hasta los 550°F.

- **Bombeo Electrosumergible.** Al aumentar la temperatura disminuye el desempeño del sistema de levantamiento artificial recomendado hasta 300°F.
- **Presión a la entrada de la bomba.** Determina la cantidad de caudal que la bomba puede subir hasta superficie.
- **Bombeo Mecánico.** La presión a la entrada de la bomba en este sistema de levantamiento tolera altos rangos de presiones.
- **Bombeo de Cavidades Progresivas.** Este sistema de levantamiento trabaja de manera más óptima con presiones mayores a 300 psi.
- **Bombeo hidráulico tipo jet.** Este sistema de levantamiento trabaja de manera más óptima con presiones mayores a 350 psi.
- **Bombeo Electrosumergible.** Este sistema de levantamiento trabaja de manera más óptima con presiones mayores a 300 psi.
- **Completamiento.** Existen diferentes tipos de completamiento simple, dual o múltiple no todos los sistemas de levantamiento
- **Bombeo Mecánico.** Este sistema de levantamiento artificial tiene un desempeño ideal con completamiento simple, con completamiento dual su funcionamiento es muy deficiente.
- **Bombeo de Cavidades Progresivas.** Este sistema de levantamiento artificial tiene un desempeño ideal con completamiento simple, con completamiento dual su funcionamiento es muy deficiente.
- **Bombeo hidráulico tipo jet.** Este sistema de levantamiento artificial tiene un desempeño ideal con completamiento simple, con completamiento dual su funcionamiento es muy deficiente.
- **Bombeo Electrosumergible.** Este sistema de levantamiento artificial tiene un desempeño ideal tanto con completamiento simple como con dual.
- **Recobro.** Existen tres tipos de recobro: primario, secundario (inyección de agua y terciario inyección de vapor).
- **Bombeo Mecánico.** Trabaja de manera opima con los tres tipos de recobro en el pozo.

- **Bombeo de Cavidades Progresivas.** El desempeño de este sistema de levantamiento artificial es ideal con el recobro primario y secundario, su desempeño disminuye con el recobro terciario.
- **Bombeo hidráulico tipo jet.** Este sistema de levantamiento artificial trabaja de manera óptima solo con recobro primario su desempeño disminuye con el recobro secundario y terciario.
- **Bombeo Electrosumergible.** El desempeño de este sistema de levantamiento artificial es ideal con el recobro primario y secundario, su desempeño disminuye con el recobro terciario.
- **Corte de agua.** El corte de agua varía de 0% a 100% esto se incrementa a medida que se va produciendo el pozo.
- **Bombeo Mecánico.** El desempeño de este sistema de levantamiento es ideal con cortes de agua menores a 80%.
- **Bombeo de Cavidades Progresivas.** El desempeño de este sistema de levantamiento es ideal con cortes de agua menores a 80%.
- **Bombeo hidráulico tipo jet.** Debido a que con este sistema de levantamiento se inyecta un fluido motriz que puede ser agua el desempeño es mejor con altos cortes de agua.
- **Bombeo Electrosumergible.** El desempeño de este sistema de levantamiento es ideal con cortes de agua menores a 80%.
- **Gravedad API.** No todos los sistemas de levantamiento artificial trabajan de la manera más óptima con gravedades API altas. Existen diferentes rangos de gravedades API entre ellas <15°API, 15° a 25°API y >25°API.
- **Bombeo Mecánico.** Bueno para fluidos viscosos a bajo caudal, requiere disolventes para altos caudales.
- **Bombeo de Cavidades Progresivas.** Trabaja muy bien con fluidos de altas viscosidades y no presenta ningún problema al producirlo.
- **Bombeo hidráulico tipo jet.** Limitado a fluidos hasta 24°API.
- **Bombeo Electrosumergible.** A mayor viscosidad API menor eficiencia de operación del sistema de levantamiento artificial.

- **Fluido corrosivo.** Los sistemas de levantamiento artificial trabajan diferente en presencia de fluidos corrosivos para ello se evalúa uno a uno.
- **Bombeo Mecánico.** El desempeño de este sistema de levantamiento es deficiente en presencia de fluido corrosivo para ello se puede utilizar inhibidores.
- **Bombeo de Cavidades Progresivas.** El desempeño de este sistema de levantamiento es deficiente en presencia de fluido corrosivo para ello se puede utilizar inhibidores.
- **Bombeo hidráulico tipo jet.** El desempeño de este sistema de levantamiento es deficiente en presencia de fluido corrosivo para ello se puede utilizar tratamiento con fluido motriz.
- **Bombeo Electrosumergible.** El desempeño de este sistema de levantamiento es deficiente en presencia de fluido corrosivo para ello se puede utilizar inhibidores.
- **Arena abrasiva.** La presencia de arena puede causar daños en los equipos del sistema de levantamiento.
- **Bombeo Mecánico.** Trabaja de manera más eficiente con un bajo contenido de arena <10 ppm.
- **Bombeo de Cavidades Progresivas.** Este sistema de levantamiento tiene un desempeño bueno con el manejo de la arena.
- **Bombeo hidráulico tipo jet.** Este sistema de levantamiento tiene un desempeño bueno con el manejo de la arena.
- **Bombeo Electrosumergible.** Este sistema de levantamiento tiene un desempeño ideal con el manejo de la arena.
- **Relación Gas-Líquido.** Cuando el GOR es mayor o menor en un pozo la eficiencia del sistema de levantamiento cambia.
- **Bombeo Mecánico.** A mayor GOR menor eficiencia volumétrica.
- **Bombeo de Cavidades Progresivas.** Tiene muy poca habilidad para el manejo de gas libre.
- **Bombeo hidráulico tipo jet.** A mayor GOR menor eficiencia volumétrica.
- **Bombeo Electrosumergible.** Tiene un pobre manejo de gas libre.

- **Contaminantes.** Existen diferentes tipos de contaminantes entre ellos se encuentran las parafinas y los asfáltenos.
- **Bombeo Mecánico.** Tiene un desempeño bueno con las parafinas y los asfáltenos.
- **Bombeo de Cavidades Progresivas.** Este sistema de levantamiento tiene un desempeño ideal tanto para parafinas como asfáltenos.
- **Bombeo hidráulico tipo jet.** Tiene un desempeño bueno con las parafinas y los asfáltenos.
- **Bombeo Electrosumergible.** Tiene un desempeño bueno con las parafinas y los asfáltenos.
- **Locación.** Existen dos tipos de localización costa afuera (offshore) y onshore.
- **Bombeo Mecánico.** No aplica para localización costa afuera, su desempeño es ideal con localización onshore.
- **Bombeo de Cavidades Progresivas.** No aplica para localización costa afuera, su desempeño es ideal con localización onshore.
- **Bombeo hidráulico tipo jet.** No aplica para localización costa afuera, su desempeño es ideal con localización onshore.
- **Bombeo Electrosumergible.** Aplica para las dos localizaciones tanto offshore como onshore.
- **Potencia del sistema.** La energía con la que los sistemas de levantamiento funcionan pueden ser: remoto, red eléctrica, generación propia y motores diésel o gas.
- **Bombeo Mecánico.** Su sistema de potencia ideal es por red eléctrica y su viabilidad es afectada enormemente por generación propia y remota.
- **Bombeo de Cavidades Progresivas.** Este sistema de levantamiento tiene un desempeño ideal por potencia remota y red eléctrica.
- **Bombeo hidráulico tipo jet.** Este sistema de levantamiento artificial tiene un desempeño ideal con todos los sistemas de potencia: remoto, red eléctrica, generación propia y motores diésel o gas.

- **Bombeo Electrosumergible.** Este sistema de levantamiento artificial tiene un desempeño ideal con todos los sistemas de potencia: remoto, red eléctrica, generación propia y motores diésel o gas.
- **Restricciones de espacio.** Los pozos requieren suficiente espacio en superficie si se ve la necesidad de colocar equipos como tanques, potencia del sistema entre otros.
- **Bombeo Mecánico.** Si con este sistema de levantamiento artificial se encuentran restricciones de espacio en superficie el sistema se ve afectado enormemente en su desempeño.
- **Bombeo de Cavidades Progresivas.** Si con este sistema de levantamiento artificial se encuentran restricciones de espacio no se ve afectado el desempeño del sistema.
- **Bombeo hidráulico tipo jet.** Si con este sistema de levantamiento artificial se encuentran restricciones de espacio en superficie el sistema se ve afectado de manera baja en su desempeño.
- **Bombeo Electrosumergible.** Si con este sistema de levantamiento artificial se encuentran restricciones de espacio en superficie el sistema se ve afectado de manera baja en su desempeño.
- **Flexibilidad.** Sirve para variar la velocidad de la bomba adaptarse a la producción y profundidad se encuentra más que todo en la tubería.
- **Bombeo Mecánico.** Se puede cambiar la longitud de la carrera y los golpes por minuto para controlar la producción, la tubería tiene baja flexibilidad.
- **Bombeo de Cavidades Progresivas.** Se puede alterar la velocidad. Proporciona flexibilidad adicional a la unidad hidráulica aumentando el costo.
- **Bombeo hidráulico tipo jet.** Tiene excelente flexibilidad, se ajusta a la presión de inyección, boquilla y garganta para controlar la producción.
- **Bombeo Electrosumergible.** Generalmente opera a una velocidad fija. Los variadores mejoran la flexibilidad pero son costosos.
- **Eficiencia.** Es un factor importante en el momento de seleccionar un sistema de levantamiento artificial.
- **Bombeo Mecánico.** Tiene una eficiencia relativamente alta dando así un buen desempeño en la viabilidad técnica y económica.

- **Bombeo de Cavidades Progresivas.** Tiene una eficiencia alta dando así un ideal desempeño en la viabilidad técnica y económica.
- **Bombeo hidráulico tipo jet.** Tiene una eficiencia buena dando así un buen desempeño en la viabilidad técnica y económica. No es muy eficiente si las especificaciones del pozo no son aptas para este sistema de levantamiento.
- **Bombeo Electrosumergible.** Tiene una eficiencia buena dando así un buen desempeño en la viabilidad técnica y económica. No es muy eficiente si las especificaciones del pozo no son aptas para este sistema de levantamiento.
- **Mantenimiento.** Es el mantenimiento que se les realiza a los equipos en superficie.
 - **Bombeo Mecánico.** El mantenimiento de este sistema de levantamiento artificial tiene un bajo desempeño ya que se requieren equipos especializados para realizarlo.
 - **Bombeo de Cavidades Progresivas.** El mantenimiento de este sistema de levantamiento artificial tiene un bajo desempeño ya que se requieren equipos especializados para realizarlo.
 - **Bombeo hidráulico tipo jet.** El mantenimiento de este sistema de levantamiento artificial es difícil debido a que en superficie se ve la necesidad de instalación de facilidades de superficie.
 - **Bombeo Electrosumergible.** Este sistema de levantamiento requiere un bajo mantenimiento a los equipos.
- **Operatividad.** Es el elemento esencial para determinar las características operacionales de cada sistema de levantamiento artificial.
 - **Bombeo Mecánico.** Ofrece un amplio rango de tasas de producción, la instalación y la operación no son complicadas.
 - **Bombeo de Cavidades Progresivas.** El estator y el rotor operativamente sirven con el manejo de arena y parafina.
 - **Bombeo hidráulico tipo jet.** Su diseño permite alcanzar altas profundidades aunque presenta un alto riesgo de incendio al usar aceite como fluido de potencia.
 - **Bombeo Electrosumergible.** Se facilita el monitoreo de presiones y temperaturas de fondo del hoyo, a través del uso de sensores.

- **Inversión inicial.** Es la inversión inicial en el costo de los equipos a utilizar en cada uno de los sistemas de levantamiento artificial.
- **Bombeo Mecánico.** Bajo a moderado, depende de la profundidad.
- **Bombeo de Cavidades Progresivas.** Aumenta el costo inicial con la profundidad y grandes tasas de producción.
- **Bombeo hidráulico tipo jet.** El costo inicial es de bajo a moderado y depende de la profundidad.
- **Bombeo Electrosumergible.** Aumentan los costos con el requerimiento de potencia.
- **Posibilidad de alquiler.** Es, si un sistema de levantamiento tiene la posibilidad o no de ser alquilado.
- **Bombeo Mecánico.** Tiene muy altos rangos de posibilidad de alquiler con costos muy bajos.
- **Bombeo de Cavidades Progresivas.** Potencial bajo, se reporta corta vida del estator y el rotor dependiendo de la temperatura. Tiene posibilidad de alquiler.
- **Bombeo hidráulico tipo jet.** Es variable, según el requerimiento de potencia el costo es más alto.
- **Bombeo Electrosumergible.** Variable, según el requerimiento de potencia el costo es más alto.
- **Costo de energía.** Son los costos generados por la potencia utilizada en el sistema.
- **Bombeo Mecánico.** Los costos de energía para este sistema de levantamiento artificial son relativamente bajos.
- **Bombeo de Cavidades Progresivas.** Los costos de energía para este sistema de levantamiento artificial son relativamente bajos.
- **Bombeo hidráulico tipo jet.** Los costos de energía para este sistema de levantamiento artificial son relativamente bajos.
- **Bombeo Electrosumergible.** Los costos de este sistema de levantamiento son medianamente altos debido a que se requiere más energía para su funcionamiento que los otros sistemas de levantamiento.

En la **Tabla 5** se encuentran los diferentes sistemas de levantamiento a evaluar junto con sus especificaciones técnicas. Los valores de calificación de la escala de desempeño de Sistemas de Levantamiento Artificial representan las siguientes definiciones:

1 - La especificación de la condición evaluada afecta enormemente el Desempeño o la Viabilidad Técnica y/o Económica del Sistema de Levantamiento Artificial calificado.

2 - La especificación de la condición evaluada hace que el Sistema de Levantamiento Artificial calificado tenga un bajo Desempeño o Viabilidad Técnica y/o Económica.

3 - La especificación de la condición evaluada hace que el sistema de Levantamiento Artificial calificado tenga un buen Desempeño o Viabilidad Técnica y/o Económica.

4 - La especificación de la condición evaluada es la ideal para el Desempeño o la Viabilidad Técnica y/o Económica del Sistema de Levantamiento Artificial calificado.

Tabla 5. Comparación de los sistemas de levantamiento.

Grupo	Condición	Especificación	Bombeo Mecánico	Bombeo de cavidades progresivas	Bombeo hidráulico tipo jet	Bombeo electrosumergible
Yacimiento - Campo - Producción - Pozo	Numero de pozos	1 a 2	4	4	4	4
		3 a 20	4	4	3	4
		>20	4	4	3	4
	Caudal de producción	<500 BFPD	4	4	3	1
		500 a 1000 BFPD	4	4	4	2
		1000 a 5000 BFPD	3	3	3	3
		5000 a 10000 BFPD	2	2	2	4
	Profundidad de sentamiento	>10000 BFPD	1	1	1	4
		<2500 ft	4	4	2	3
		2500 a 5000 ft	4	4	2	4
		5000 a 8000 ft	2	2	3	4
	Diámetro de Casing	>8000 ft	1	1	4	4
		4 1/2 "	4	4	4	2
		5 1/2 "	4	4	4	2
	Inclinación del pozo	7 "	3	3	3	3
		>=9 5/8 "	3	2	3	4
		Vertical	4	4	4	4
	Dogleg	Desviado	2	2	3	4
		Horizontal	1	1	3	3
		<3° / 100 ft	4	4	4	4
	Temperatura	3 a 10° / 100 ft	2	2	4	4
		>10° / 100 ft	1	1	4	3
		<250°F	4	4	4	4
	Presión de Entrada la Bomba	250 a 350°F	4	2	4	3
		>350°F	4	1	4	1
		<100 psi	4	2	2	1
	Completaamiento	100 a 500 psi	4	3	3	3
		500 a 1000 psi	4	4	4	4
		>1000 psi	4	4	4	4
	Recobro	Simple	4	4	4	4
		Dual o Múltiple	1	2	1	3
		Primario	4	4	4	4
Recobro	Secundario Inyeccion de agua	4	4	3	4	
	Terciario inyeccion de Vapor	4	2	3	1	

Fuente: ECOPETROL S.A.

Tabla 5. (Continuación)

Grupo	Condición	Especificación	Bombeo Mecánico	Bombeo de cavidades progresivas	Bombeo hidráulico tipo jet	Bombeo electrosumergible
Propiedades de los fluidos	Corte de agua	0% a 25%	4	4	3	4
		25% a 80%	4	4	3	4
		80% a 100%	3	3	4	4
	Gravedad API	<15 °API	4	4	3	4
		15 a 25 °API	4	4	3	3
		>25 °API	3	3	4	2
	Fluido corrosivo	Si	2	2	2	2
		No	4	4	4	4
	Arena abrasiva	<10 ppm	4	4	4	4
		10 a 100 ppm	3	4	3	3
		>100 ppm	2	4	2	2
	Relacion Gas-Líquido	<500 scf/stb	4	4	4	4
		500 a 2000 scf/stb	2	3	3	3
		>2000 scf/stb	1	2	2	2
	Contaminantes	Ninguno	4	4	4	4
		Scale	3	4	3	3
		Parafina	3	4	3	3
		Asfaltenos	3	4	3	3
		Ninguno	4	4	4	4
	Tratamiento Químico	Inhibidor de Incrustación	4	3	4	3
Inhibidor de corrosión		4	3	4	3	
Solventes		4	1	4	3	
Acidos		2	3	2	3	
Superficie	Locación	Onshore	4	4	4	4
		Offshore	1	2	3	4
		Remoto	2	4	4	4
		Red eléctrica	4	4	4	4
	Potencia del sistema	Generación propia	2	3	4	4
		Otros - p.e. Motores Diesel o Gas	3	3	4	4
	Restricciones de espacio	Si	1	3	2	2
		No	4	4	4	4

Fuente: ECOPETROL S.A.

Tabla 5. (Continuación)

Grupo	Condición	E especificación	Bombeo Mecanico	Bombeo de cavidades progresivas	Bombeo hidráulico tipo jet	Bombeo electrosumergible
Sistema	Flexibilidad thru tubing (Slick line, memories, etc.)	Rigless operations	1	2	3	2
	Eficiencia del sistema	Eficiencia	3	4	1	2
		>720 días	4	4	4	4
	Run Life	365 a 720 días	4	4	3	3
		180 a 360 días	3	3	3	2
		<180 días	2	2	2	1
	Mantenimiento	Mtto de Superficie	1	2	1	3
	Instalación - Field Service	Instalación	2	2	4	1
Operatividad	Facilidad de Operación	3	3	2	4	
Inversión y Costos	Inversión Inicial de Capital	Inversion Inicial	1	3	1	2
	Posibilidad de Alquiler	Si	4	4	4	4
		No	1	3	1	2
	Servicio	Workover o Pulling Rig	1	1	1	1
		Slick Line o Hidráulico	4	4	4	4
		Produccion diferida	Producción Diferida	2	1	3
	Costo de Energía	Costo de energía	3	3	3	2

Fuente: ECOPETROL S.A.

Donde:

- 1- Pobre
- 2- Regular
- 3- Bueno
- 4- Excelente

3. GENERALIDADES DEL ANÁLISIS NODAL

Los pozos petroleros una vez perforados y completados su objetivo principal es desplazar el petróleo o gas desde ubicación original hasta la superficie, para esto es necesario tener una energía para así vencer las pérdidas por fricción en el sistema y elevar la producción hasta la superficie. Los fluidos ya sea gas o petróleo deben viajar desde el reservorio pasando por todo el sistema de tuberías de producción hasta así llegar a los separadores.

La caída de presión en el sistema total es la relación de presión inicial menos la presión final, esta caída de presión es la suma de las caídas de presión que resultan de cada uno de las unidades del sistema, por esta razón la caída de presión en cualquier unidad del sistema tendrá como consecuencia la variación del caudal de producción; por lo que este caudal puede ser controlado con una buena selección y el buen dimensionamiento individual de cada unidad, debido a que la interacción de los componentes provoca un cambio de presión y esto conlleva a un cambio en todo el sistema.

Lo anterior se da porque la presión es un componente particular que no depende solo del caudal producido sino también de la presión que existe en la unidad, entendiendo que el flujo es compresible.

Todo el sistema debe ser evaluado como una unidad y esto radica únicamente en el diseño final puesto que la caída de presión dependerá de la cantidad de flujo que pase a través de ella.

El método para analizar un pozo, que nos permite determinar la capacidad de producción para cualquier combinación de componentes se llama análisis nodal este método puede determinar la ubicación de zonas con excesiva resistencia al paso de fluidos o caídas de presión en cualquier parte del sistema.

3.1 FUNCIONAMIENTO

El procedimiento consiste en seleccionar un punto llamado nodo que dividir el sistema en ese punto, todos los componentes aguas arriba del nodo comprender la sección de entrada mientras que todos los componentes que se encuentran aguas abajo del nodo son la sección de salida. Para cada componente del sistema tiene que haber disponible tanto una relación de caudal como de caída de presión. Se puede partir de dos afirmaciones tales como que el flujo a la entrada es igual al de la salida del sistema y que para el nodo existe una sola presión.

Hay dos presiones que siempre permanecen fijas a los largo de la vida del pozo y no están en función del caudal, estas son primero la presión promedio del reservorio y la otra es la presión del salida del sistema que casi siempre es la presión del

separador. Una vez el nodo sea seleccionado la presión en el nodo es calculada en ambas direcciones comenzando por las fijas.

La caída de presión en cualquier componente varia con el caudal, por lo tanto un grafica de la presión en el nodo contra el caudal producirá dos curvas las cuales se interceptan dando argumento a las afirmaciones en las que el flujo de entrada del nodo es igual al flujo de la salida del mismo y que existe solo una presión en el nodo.

3.2 CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DEL SISTEMA

De las características de los fluidos producidos y especialmente del caudal del flujo dependen las pérdidas de presión a través de cada componente, por lo que la capacidad de producción del sistema responde a un balance entre la capacidad de porte de energía del yacimiento y la demanda de energía de la instalación para trasladar los fluidos hasta la superficie.

La diferencia entre la presión de partida y la presión final son las suma de las pérdidas de energía en forma de presión de cada componente es igual a pérdida total, donde en las **Ecuaciones 1, 2,3, 4 y 5** se observan estas pérdidas.

Ecuación 1. Pérdida total de energía.

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

Fuente: MARQUEZ, Ricardo. Análisis Nodal del sistema de producción. Febrero 2008. p 159.

Donde:

P_{ws} = Presión estática del yacimiento (psi)

P_{sep} = Presión en el separador. (psi)

ΔP_y = Caída de presión en el yacimiento (IPR) (psi).

ΔP_c = Cada de presión en la completación (psi).

ΔP_p = Caída de presión en el pozo (psi).

ΔP_l = Caída de presión en la línea de flujo (psi).

Ecuación 2. Caída de presión en el yacimiento (IPR).

$$\Delta P_y = P_{ws} - P_{wfs}$$

Fuente: MARQUEZ, Ricardo. Análisis Nodal del sistema de producción. Febrero 2008. p 159.

Donde:

P_{ws} = Presión estática del yacimiento (psi)

P_{wfs} = Caída de presión en la cara del pozo (psi).

ΔP_y = Caída de presión en el yacimiento (IPR) (psi).

Ecuación 3. Caída de presión en la completación.

$$\Delta P_c = P_{wfs} - P_{wf}$$

Fuente: MARQUEZ, Ricardo. Análisis Nodal del sistema de producción. Febrero 2008. p 159.

Donde:

ΔP_c = Cada de presión en la completación (psi).

P_{wfs} = Caída de presión en la cara del pozo (psi).

P_{wf} = Presión de fondo fluyente (psi).

Ecuación 4. Caída de presión en el pozo.

$$\Delta P_p = P_{wf} - P_{wh}$$

Fuente: MARQUEZ, Ricardo. Análisis Nodal del sistema de producción. Febrero 2008. p 159.

Donde:

ΔP_p = Caída de presión en el pozo (psi).

P_{wf} = Presión de fondo fluyente (psi).

P_{wh} = Presión en el cabezal del pozo (psi)

Ecuación 5. Caída de presión en la línea de flujo.

$$\Delta P_l = P_{wh} - P_{sep}$$

Fuente: MARQUEZ, Ricardo. Análisis Nodal del sistema de producción. Febrero 2008. p 159.

Donde:

ΔP_I = Caída de presión en la línea de flujo (psi).

P_{wh} = Presión en el cabezal del pozo (psi)

P_{sep} = Presión en el separador. (psi)

A la hora de hacer un balance de energía en el nodo se asumen varias tasas de flujo y para estas se establece la presión a la cual el yacimiento le da ese caudal de flujo al nodo, y la presión que se necesita para en la salida del nodo para transportar y entregar ese caudal en el separador con una presión remanente igual a presión del separador.

Del lugar donde este localizado el nodo dependerá el análisis de presión y este puede ser: en el yacimiento, en el fondo del pozo, en la tubería, en el cabezal de pozo o en el separador.

3.2.1 El Nodo en el Fondo del Pozo. Según la **Ecuación 6** y la **Figura 22** se analiza el nodo en el fondo del pozo.

Ecuación 6. Análisis del nodo en fondo de pozo.

$$P_{wf(oferta)} = P_{ws} - \Delta P_y - \Delta P_c$$

$$P_{wf(demanda)} = P_{sep} + \Delta P_l - \Delta P_p$$

Fuente: MARQUEZ, Ricardo. Análisis Nodal del sistema de producción. Febrero 2008. p 161.

Donde:

P_{wf} = Presión de fondo fluyente (psi).

P_{ws} = Presión estática del yacimiento (psi)

ΔP_y = Caída de presión en el yacimiento (IPR) (psi).

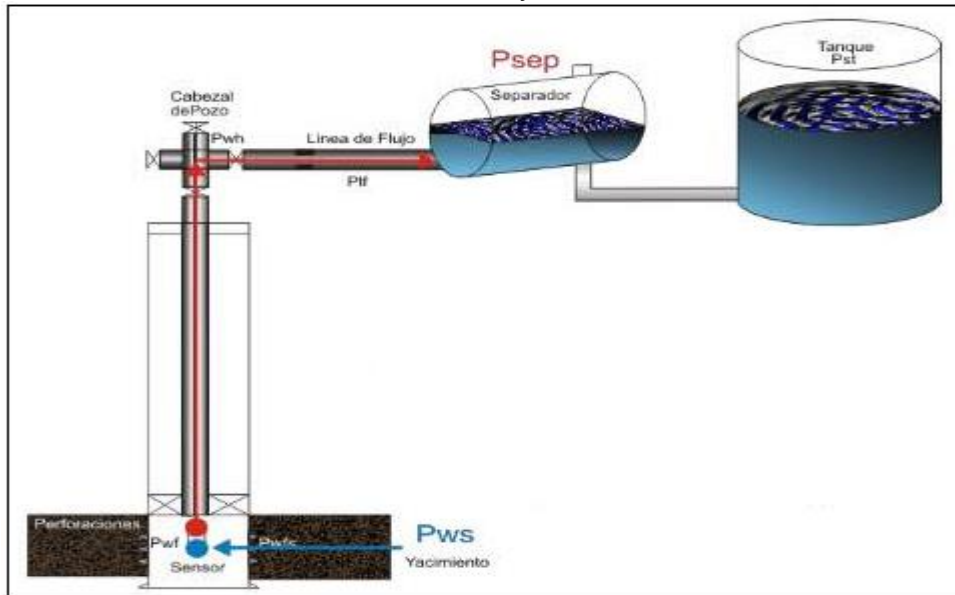
ΔP_c = Cada de presión en la completación (psi).

P_{sep} = Presión en el separador. (psi)

ΔP_p = Caída de presión en el pozo (psi).

ΔP_I = Caída de presión en la línea de flujo (psi).

Figura 22. Solución en el fondo del pozo y curvas de oferta y demanda.



Fuente: MARQUEZ, Ricardo. Análisis Nodal del sistema de producción. Febrero 2008. p 161.

3.2.2 El Nodo en el Cabezal del Pozo. Según la Ecuación 7 y la Figura 23 se analiza el nodo en el cabezal.

Ecuación 7. Análisis del nodo en el cabezal de pozo.

$$P_{wh(\text{oferta})} = P_{ws} - \Delta P_y - \Delta P_c - \Delta P_p$$

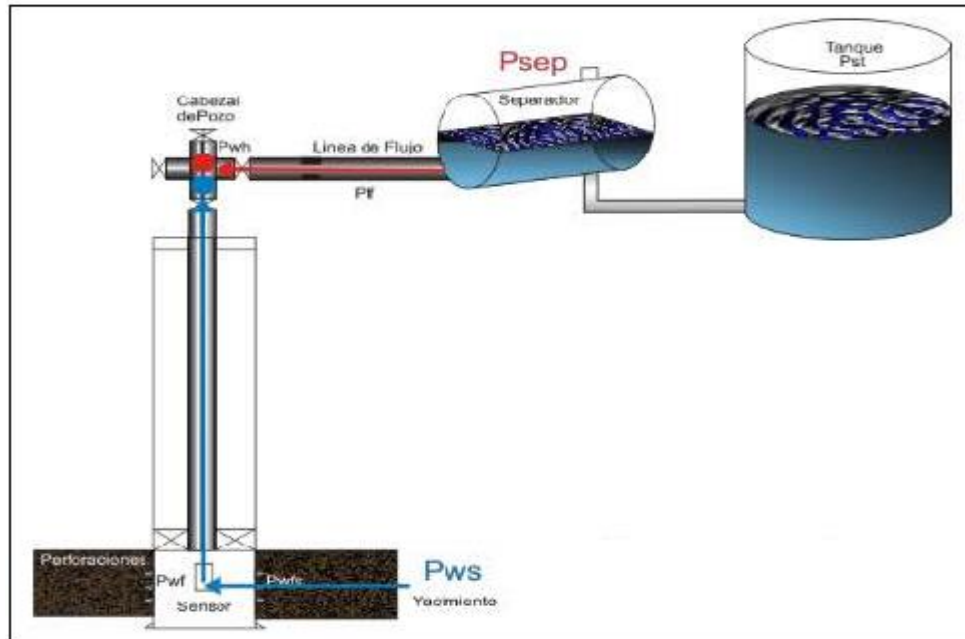
$$P_{wf(\text{demanda})} = P_{sep} + \Delta P_l$$

Fuente: MARQUEZ, Ricardo. Análisis Nodal del sistema de producción. Febrero 2008. p 171.

Donde:

- Pwf= Presión de fondo fluyente (psi).
- Pws= Presión estática del yacimiento (psi)
- ΔP_y = Caída de presión en el yacimiento (IPR) (psi).
- ΔP_c = Cada de presión en la completación (psi).
- Psep= Presión en el separador. (psi)
- ΔP_p = Caída de presión en el pozo (psi).
- ΔP_l = Caída de presión en la línea de flujo (psi).
- Pwh= Presión en el cabezal del pozo (psi)

Figura 23. Solución en la cabeza del pozo y curvas de oferta y demanda.



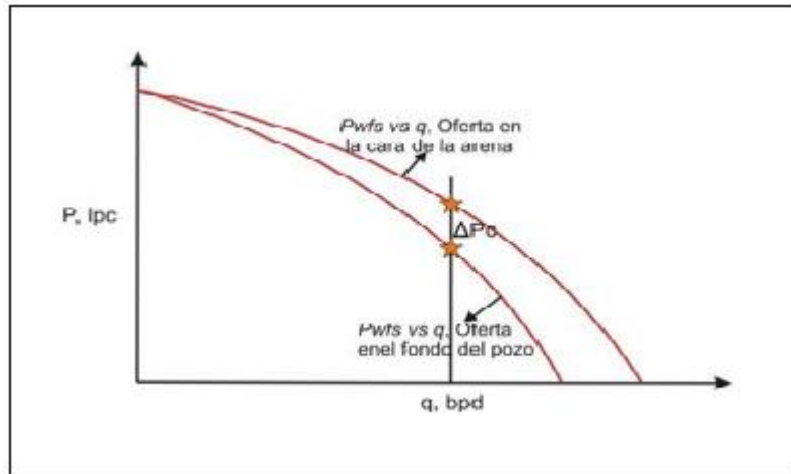
Fuente: MARQUEZ, Ricardo. Análisis Nodal del sistema de producción. Febrero 2008. p 171.

3.3 CONSTRUCCIÓN DE CURVAS

A continuación se describe como se construyen las curvas de oferta y demanda.

3.3.1 Curva de Oferta IPR. Se determina tomando como base la presión del yacimiento y restándole todas las pérdidas ocasionadas por el flujo de fluidos a través del medio poroso.

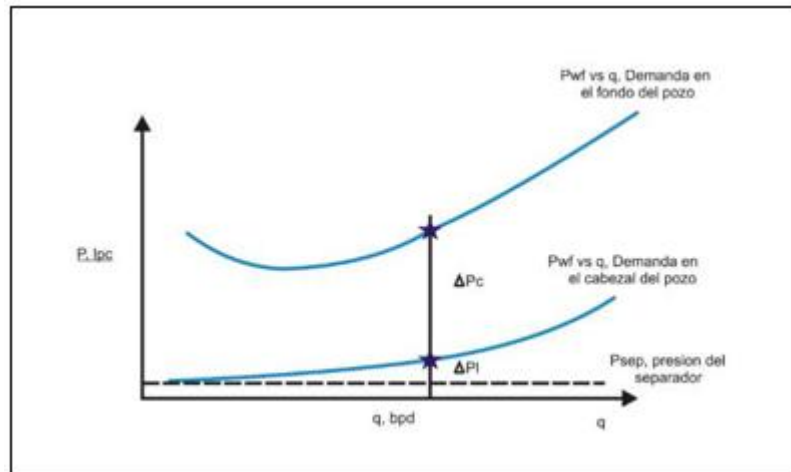
Gráfica 2. Curva típica de comportamiento de afluencia IPR.



Fuente: MARQUEZ, Ricardo. Análisis Nodal del sistema de producción. Febrero 2008. p 157.

3.3.2 Curva de Demanda. Se obtiene una curva de demanda de energía en el cabezal y fondo del pozo cuando se calculan las presiones de fondo fluyente y la presión en el cabezal requerida para diferentes tasas de producción.

Gráfica 3. Curvas de demanda para fondo de pozo y cabezal de pozo.

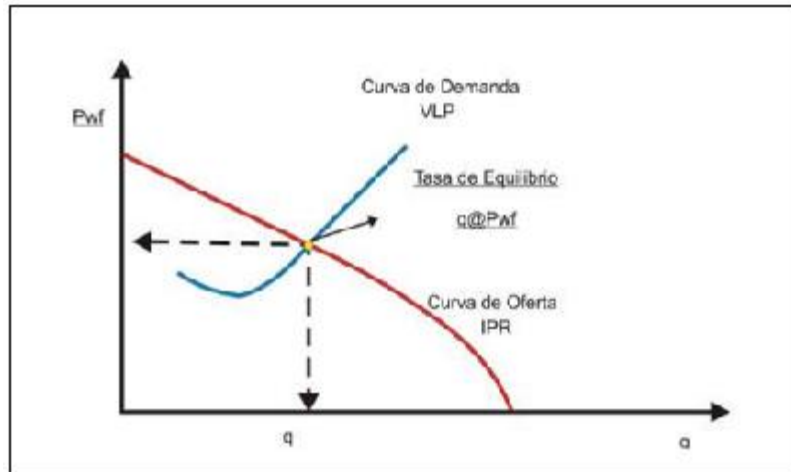


Fuente: MAGGIOLO, Ricardo. Optimización de la producción mediante Análisis Nodal ESP OIL Engineerin Consultants. 2008. p 104.

3.3.3 Curva de Oferta y Demanda de Energía en el Fondo del Pozo. Se denomina curva de oferta de energía del yacimiento a la gráfica de la presión de llegada de los fluidos al nodo en función del caudal o tasa de producción, y se denomina curva

de demanda de energía de la instalación a la gráfica de la presión requerida a la salida del nodo en función del caudal de producción.

Gráfica 4. Curva de oferta y demanda.



Fuente: MARQUEZ, Ricardo. Análisis Nodal del sistema de producción. Febrero 2008. p 155.

3.4 FLUJO DE FLUIDOS EN EL YACIMIENTO, ESTADOS DE FLUJO

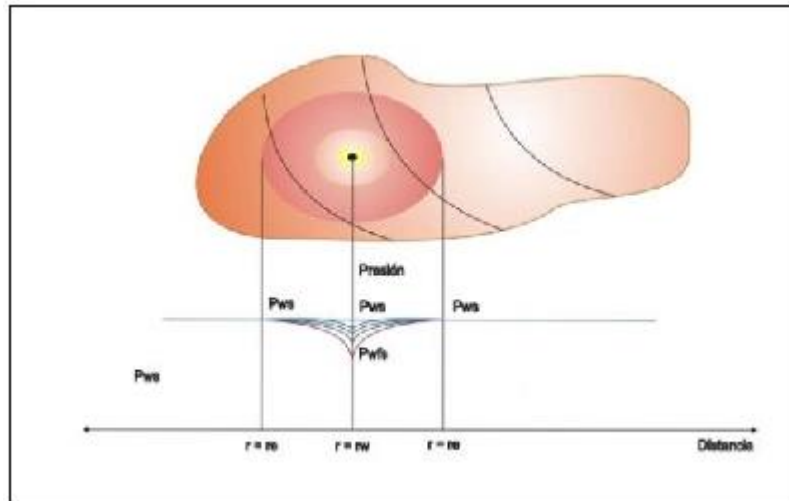
La tasa de flujo hacia la cara del pozo depende de varios factores tanto de la roca como del fluido, a continuación se describe los tres estados de flujo dependiendo de cómo varía la presión con el tiempo.

3.4.1 Flujo No-Continuo. Este tipo de flujo está presente una vez arranca el pozo a producir porque es nuevo o porque estuvo cerrado por alguna razón, este periodo puede durar unas horas o hasta un par de días y su característica principal es que el diferencial de presión sobre el diferencial de temperatura es diferente de cero. Por esta razón es muy importante tener conocimiento de la presión de fondo fluyente debido a que con esta se pueden realizar pruebas de declinación y restauración las cuales a su vez proyectan datos primordiales del medio poroso como la capacidad efectiva del flujo y el factor de daño de la formación.

3.4.2 Flujo Continuo. En la **Figura 24** se representa el flujo continuo cuando el cambio de presión con el tiempo es nulo podemos decir que existe flujo continuo y esto se debe a la estabilización de la presión en el área de drenaje de un pozo perteneciente al yacimiento con un volumen lo suficientemente grande, o el cual se encuentra influenciado por un acuífero que aporta fluidos para mantener constante la presión estática del yacimiento, en este periodo de flujo el diferencial de presión a través del área de drenaje es constante y está representado por la diferencia entre la presión en el radio externo del drenaje, presión estática del yacimiento a un radio de drenaje del yacimiento del centro del pozo, y la presión fluyente en la cara de la

arena, caída de presión en la cara del pozo a una distancia del pozo; se utiliza el punto medio de los perforados para tener ambas presiones a la misma profundidad. Se establece un caudal de flujo de yacimiento conocido como “Draw-Dow” el cual es el diferencial de la presión estática del yacimiento menos la presión de fondo.

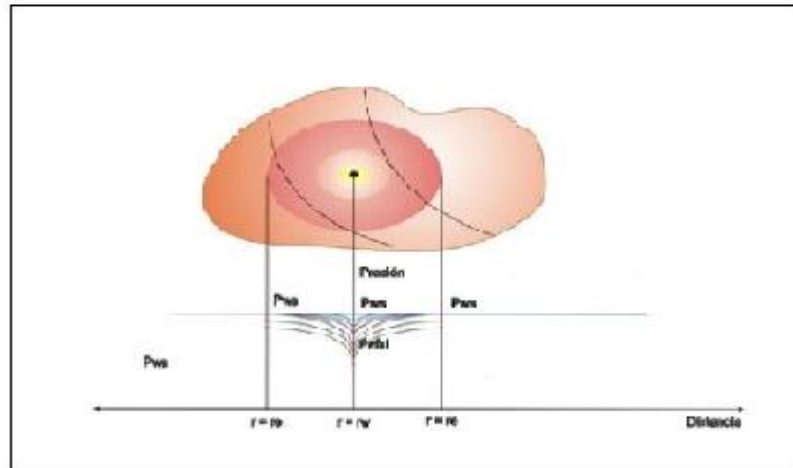
Figura 24. Estado de flujo continuo de un líquido (P_{ws} constante en el límite exterior).



Fuente: MAGGILO, Ricardo. Optimización de la producción mediante Análisis Nodal ESP OIL Engineerin Consultants. 2008. p 20.

3.4.3 Flujo Semi-Continuo. En la **Figura 25** incorpora la descripción del flujo semi-continuo el cual es un tipo de flujo donde la distribución de presión cambia con el tiempo a lo largo del área de drenaje pero a una tasa constante. Se representa cuando la distribución de presión en el área de drenaje de un pozo se pseudo-estabiliza perteneciente a un yacimiento finito de tal forma que en dicha área no existe flujo en el borde exterior, ya sea bien porque en los bordes se encuentran los límites del yacimiento o porque existen varios pozos drenando áreas adyacentes.

Figura 25. Estado de flujo semi-continuo de un líquido (P_{ws} constante en el límite exterior).



Fuente: MAGGILO, Ricardo. Optimización de la producción mediante Análisis Nodal ESP OIL Engineerin Consultants. 2008. p 20.

3.5 ECUACIONES PARA DESCRIBIR EL COMPORTAMIENTO DEL POZO

Para determinar la caída de presión que sucede en el yacimiento es importante tener en cuenta una ecuación que enumere las pérdidas de energía o presión debido a la viscosidad o fuerza de fricción como función de la velocidad o tasa de flujo. Por lo tanto para cada tipo de fluido existe asociada una ecuación que parte de la ecuación de la Ley de Darcy.

3.5.1 Ley de Darcy. El señor Henry Darcy propuso una ecuación empírica que relacionaba la velocidad de flujo con las pérdidas de presión que sufre el agua al pasar a través de un filtro de arena, dicho experimento se realizó para flujo horizontal, sin embargo la ecuación también se servía para flujo vertical que es de mayor interés para la aplicación de la industria petrolera.

El experimento de Darcy que se encuentra en la **Ecuación 8** consideraba un área transversal constante por lo que no existían cambios de la velocidad de fluido con la posición del mismo.

Ecuación 8. Cambios en la velocidad de flujo.

$$v = \frac{k dp}{\mu dx}$$

Fuente: H BEGGS. Dale. Production Optimization Using Nodal Analysis. Tulsa Oklahoma: Petriskill Publications 2003. p 9.

Donde:

V= velocidad de flujo.

k = Permeabilidad absoluta promedio horizontal del área de drenaje [mD]

μ = Viscosidad del Petróleo [cP]

$dp = (Pr - Pwf)$ [Lpc]

En la **Ecuación 9** se encuentran los términos de flujo volumétrico.

Ecuación 9. Cambios de velocidad de flujo en términos volumétricos.

$$q = vA = - \frac{kA dp}{\mu dx}$$

Fuente: H BEGGS. Dale. Production Optimization Using Nodal Analysis. Tulsa Oklahoma: Petroskill Publications 2003. p 9.

q= Caudal [BPD]

V= velocidad de flujo.

k = Permeabilidad absoluta promedio horizontal del área de drenaje [mD]

μ = Viscosidad del Petróleo [cP]

$dp = (Pr - Pwf)$ [Lpc]

A= área de drenaje [Pies]

A partir de esta ecuación se adapta a condiciones de flujo radial, donde el flujo presente en el yacimiento converge en el fondo del pozo. La **Ecuación 10** se encuentra bajo condiciones de flujo monofásico, donde se asume que el petróleo es ligeramente compresible representada en unidades de campo.

Ecuación 10. Ecuación de Darcy para flujo monofásico.

$$q_o = \frac{0,00708 * K * h}{\left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + S + a' * q_o \right]} * \int_{P_{wfs}}^{P_{ws}} \frac{K_{ro}}{\mu_o \cdot B_o} dp$$

Fuente: H BEGGS. Dale. Production Optimization Using Nodal Analysis. Tulsa Oklahoma: Petroskill Publications 2003. p 9.

Donde:

qo = Tasa de Petróleo [BPD]

k = Permeabilidad absoluta promedio horizontal del área de drenaje [mD]

h = Espesor neto de arena [Pies]
 μ_o = Viscosidad del Petróleo [cP]
 β_o = Factor Volumétrico del Petróleo [BN/BY]
 r_e = Radio total del reservorio [Pies]
 r_w = Radio del pozo [Pies]
 S = Daño de formación (Skin)[Adim]
 K_{ro} = Permeabilidad relativa del petróleo ($K_{ro}=K_o/K$) [Adim]
 K_o = Permeabilidad efectiva del petróleo ($K_o=K_{ro},K$) [mD]

3.5.2 Simplificación de la Ley de Darcy. Si se considera un yacimiento subsaturado con presión de fondo, mayor que la presión de burbuja. Para presiones mayores a la presión de burbuja del producto $\mu_o * \beta_o$ es aproximadamente constante y por lo tanto sale de la integral. Por otro lado, dado que no existe gas libre en el área de drenaje, toda la capacidad de flujo del medio poroso estará disponible para el flujo de petróleo en presencia de la saturación de agua irreducible es decir, el valor de la permeabilidad relativa del petróleo debe ser tomado de la curva de permeabilidades relativas agua- petróleo a la saturación de agua irreducible, este valor es constante y también puede salir de la integral. A partir de la explicación anterior y resolviendo los límites de la integral Darcy simplifica en la **Ecuación 11** la ecuación original propuesta anteriormente y descrita en la **Ecuación 10**.

Ecuación 11. Ecuación simplificada de la ley de Darcy.

$$q_o = \frac{0,00708 * K_o * h(P_{ws} - P_{wfs})}{\mu_o * B_o \left[\text{Ln} \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + S \right]}$$

Fuente: H BEGGS. Dale. Production Optimization Using Nodal Analysis. Tulsa Oklahoma: Petrskill Publications 2003. p 9.

Donde:

Q = Tasa de Producción [BPD]
 $\Delta P = (P_{ws} - P_{wfs})$ [Lpc]
 k_o = Permeabilidad [mD]
 h = Espesor neto de arena [Pies]
 μ_o = Viscosidad del Petróleo [cP]
 β_o = Factor Volumétrico del Petróleo [BN/BY]
 r_e = Radio total del reservorio [Pies]
 r_w = Radio del pozo [Pies]
 S = Daño de formación (Skin)[Adim]

3.6 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD

El índice de productividad está definido como la relación que existe entre las tasas de productividad, el diferencial de presión del yacimiento y la presión de fondo fluyente de acuerdo con la **Ecuación 12** para flujo continuo y la **Ecuación 13** para flujo semi-continuo despejando J.

Ecuación 12. Índice de productividad para flujo continuo.

$$J \left(\frac{\text{bpd}}{\text{lpc}} \right) = \frac{q_o}{P_{ws} - P_{wfs}} = \frac{0,00708 * K_o * h}{\mu_o * B_o \left[\text{Ln} \left(\frac{r_e}{r_w} \right) + S \right]}$$

Fuente: H BEGGS. Dale. Production Optimization Using Nodal Analysis. Tulsa Oklahoma: Petrskill Publications 2003. p 10.

Donde:

J = Índice de productividad [BPD/Lpc]

qo = Tasa de Producción [BPD]

Pws= Presión estática del yacimiento [Psi]

Pwfs= Caída de presión en la cara del pozo [Psi] la cual es igual a la Pwf (presión de fondo fluyente en fluido continuo).

ko = Permeabilidad [mD]

h = Espesor neto de arena [Pies]

μo = Viscosidad del Petróleo [cP]

βo = Factor Volumétrico del Petróleo [BN/BY]

re = Radio total del reservorio [Pies]

rw = Radio del pozo [Pies]

S = Daño de formación (Skin)[Adim]

Ecuación 13. Índice de productividad para flujo semi-continuo.

$$J \left(\frac{\text{bpd}}{\text{lpc}} \right) = \frac{q_o}{P_{ws} - P_{wfs}} = \frac{0,00708 * K_o * h}{\mu_o * B_o \left[\text{Ln} \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0,75 + S \right]}$$

Fuente: H BEGGS. Dale. Production Optimization Using Nodal Analysis. Tulsa Oklahoma: Petrskill Publications 2003. p 10.

J = Índice de productividad [BPD/Lpc]

qo = Tasa de Producción [BPD]

Pws= Presión estática del yacimiento [Psi]

P_{wfs} = Caída de presión en la cara del pozo [Psi].

k_o = Permeabilidad [mD]

h = Espesor neto de arena [Pies]

μ_o = Viscosidad del Petróleo [cP]

β_o = Factor Volumétrico del Petróleo [BN/BY]

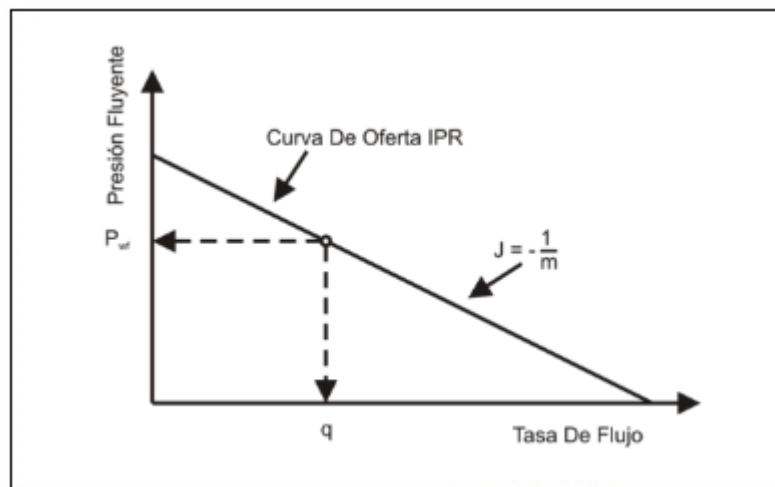
r_e = Radio total del reservorio [Pies]

r_w = Radio del pozo [Pies]

S = Daño de formación (Skin)[Adim]

3.6.1 IPR. Una curva IPR representada en la **Gráfica 5** es una representación gráfica de la relación entre presión fluuyente y la tasa de producción del líquido que el yacimiento esta capacidad de aportar al pozo, la IPR representa el comportamiento instantáneo de la capacidad de aporte del yacimiento hacia el pozo en un momento dado, es normal que dicho aporte se reduzca debido a la reducción de la permeabilidad en las cercanías del pozo y también debido al aumento de la viscosidad del crudo como consecuencia de la vaporización de las fracciones livianas del crudo.

Gráfica 5. Índice de productividad.



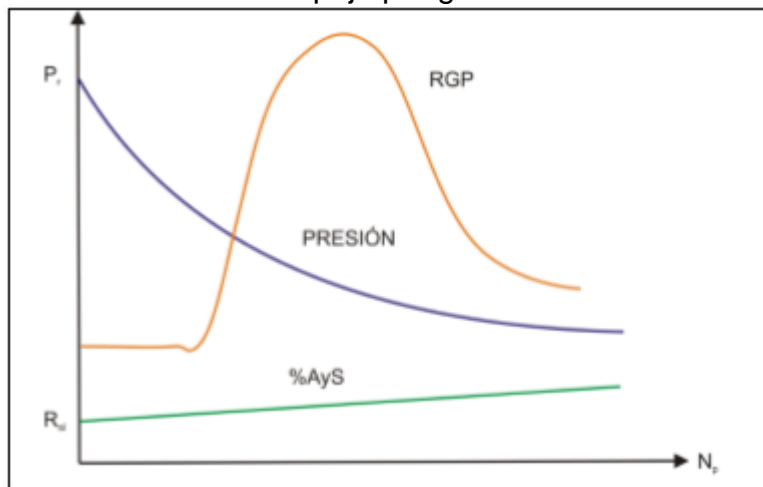
Fuente: MARQUEZ, Ricardo. Análisis Nodal del sistema de producción. Febrero 2008. p 19.

3.6.2 Factores que Afectan el Índice de Productividad. El índice de productividad varía a medida que el tiempo pasa por esta razón a continuación se describirán los factores que afectan este.

3.6.2.1 Mecanismo de empuje. Entre el medio poroso existen unos movimientos producto de las fuerzas de la naturaleza que ejercen sobre el yacimiento, existen cinco tipos de empuje descrito a continuación.

- **Empuje por gas en Solución:** El mecanismo actúa como se muestra en la **Gráfica 6** y describe que la presión disminuye lentamente cuando de manera combinada tanto el aceite como el de gas presente en la solución sufre una expansión, una vez alcanza el nivel de saturación de gas crítica RGP aumenta rápidamente, mientras que la presión disminuye.

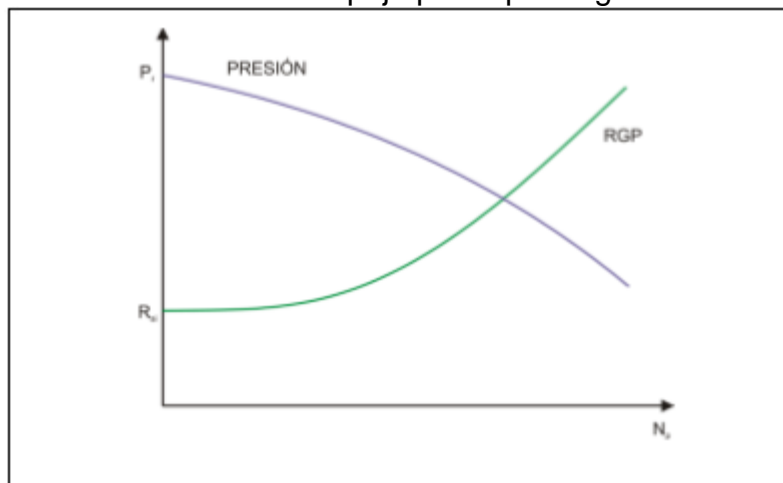
Gráfica 6. Empuje por gas en solución.



Fuente: MARQUEZ, Ricardo. Análisis Nodal del sistema de producción. Febrero 2008. p 22.

- **Empuje por capa de Gas:** Gracias a la expansión del gas libre dentro del Yacimiento este tipo de empuje resulta ser más efectiva que el gas en solución el cual se encuentra en la **Gráfica 7**, pero el índice de saturación de gas crítica va a aumentar a medida que la capa de gas se expande.

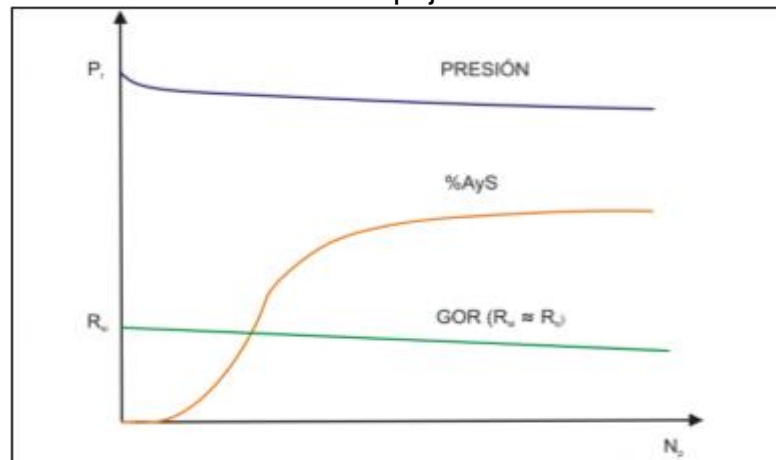
Gráfica 7. Empuje por capa de gas.



Fuente: MARQUEZ, Ricardo. Análisis Nodal del sistema de producción. Febrero 2008. p 22.

- **Empuje Hidráulico:** En la **Gráfica 8** se puede ver como el empuje de agua únicamente es el encargado de desplazar tanto el petróleo como el gas en este mecanismo, la declinación de la presión está relacionado con el empuje hidráulico si es muy activo, llegando a ser incluso despreciable; en donde el índice de productividad puede considerarse constante durante la vida productiva del yacimiento.

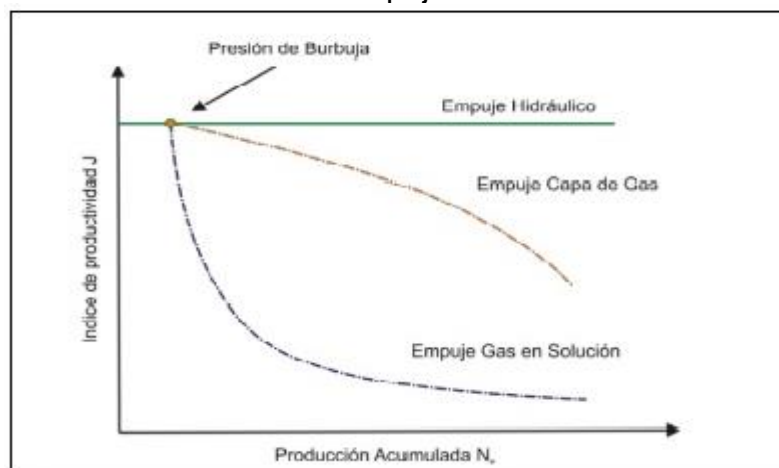
Gráfica 8. Empuje hidráulico.



Fuente: MARQUEZ, Ricardo. Análisis Nodal del sistema de producción. Febrero 2008. p 23.

- **Empuje Combinado:** Los mecanismos de empuje los podemos encontrar en algunos yacimientos de manera combinada, en la **Gráfica 9** podemos ver como la variación de presión en el yacimiento hace que el índice de productividad varíe dependiendo el mecanismo de empuje.

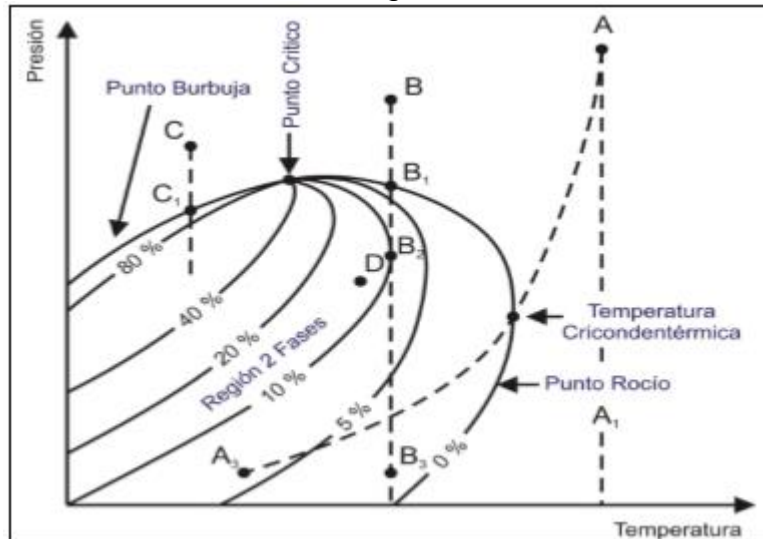
Gráfica 9. Empuje combinado.



Fuente: MARQUEZ, Ricardo. Análisis Nodal del sistema de producción. Febrero 2008. p 24.

3.6.2.2 Comportamiento de fases. En un yacimiento podemos encontrar hidrocarburo en una sola fase o una mezcla multifásica dependiendo de la presión, temperatura y composición; en la **Gráfica 10** encontramos un diagrama de fases, el punto C que encontramos en la figura hace referencia a un sistema completamente líquido, el punto C1 es denominado punto de burbuja. Se puede hablar de yacimiento condensado cuando las condiciones iniciales del yacimiento se encuentran entre la temperatura crítica y la cricondentérmica, y la presión es tal que habría solo una fase en el yacimiento; por otra parte tendríamos un yacimiento de gas seco o húmedo si cumple las condiciones de los puntos A1 y A3 sobre la envolvente. El índice de productividad será afectado directamente cuando el incremento en la saturación de gas libre alrededor del pozo incrementa la permeabilidad al gas y disminuye la permeabilidad del petróleo.

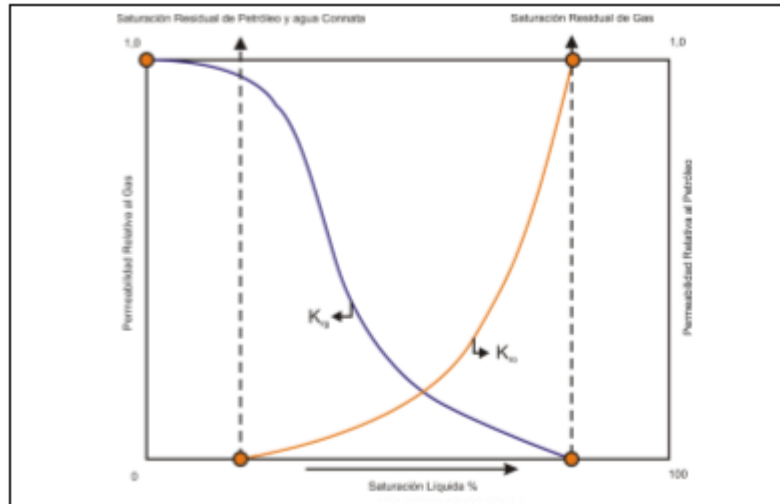
Gráfica 10. Diagrama de fases.



Fuente: MARQUEZ, Ricardo. Análisis Nodal del sistema de producción. Febrero 2008. p 25.

3.6.2.3 Permeabilidad Relativa. Está definida como el cociente entre la permeabilidad efectiva de un fluido, a un valor de saturación dado, y la permeabilidad absoluta del medio poroso. Es una medida de conductividad del medio poroso a un determinado fluido cuando existen más de un fluido en dicho medio. En la **Gráfica 11** se muestra la curva típica de permeabilidad relativa.

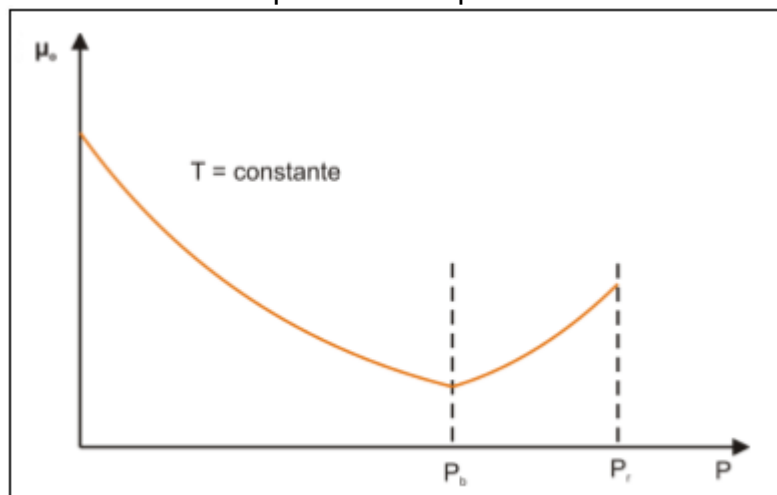
Gráfica 11. Curva típica de permeabilidad relativa.



Fuente: MARQUEZ, Ricardo. Análisis Nodal del sistema de producción. Febrero 2008. p 28.

3.6.2.4 Viscosidad. Cuando queremos determinar el índice de productividad es importante tener en cuenta la viscosidad que se define como la fricción interna o resistencia que ejercen las moléculas del petróleo al moverse, los factores que afectan este parámetro son la temperatura y la presión; siendo este el factor que más afecta por esta razón en la **Gráfica 12** se muestra el comportamiento de la viscosidad del petróleo con presión.

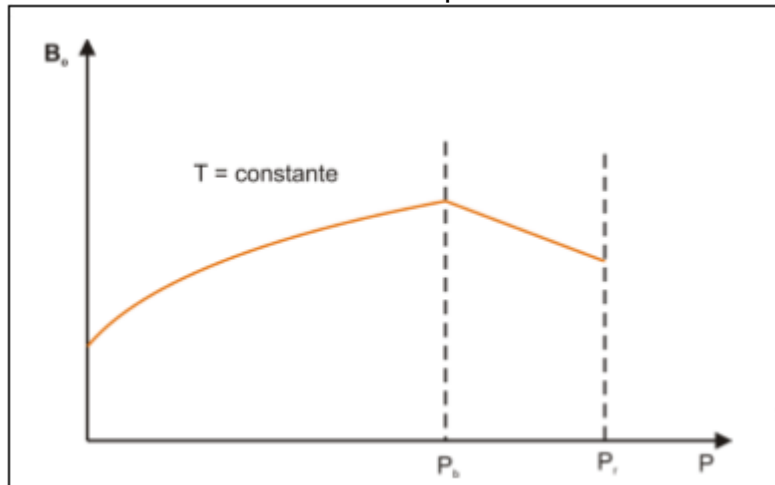
Gráfica 12. Comportamiento de la viscosidad del petróleo con presión.



Fuente: MARQUEZ, Ricardo. Análisis Nodal del sistema de producción. Febrero 2008. p 29.

3.6.2.5 Factor Volumétrico. En la **Gráfica 13** se muestra el comportamiento del factor volumétrico, que es un criterio importante en la determinación del índice de productividad del pozo, que muestra principalmente que a medida que la presión disminuye, el líquido se expande; esto se mantiene hasta alcanzar la presión de burbuja, en donde el factor volumétrico nuevamente disminuye.

Gráfica 13. Comportamiento del factor volumétrico del petróleo.



Fuente: MARQUEZ, Ricardo. Análisis Nodal del sistema de producción. Febrero 2008. p 30.

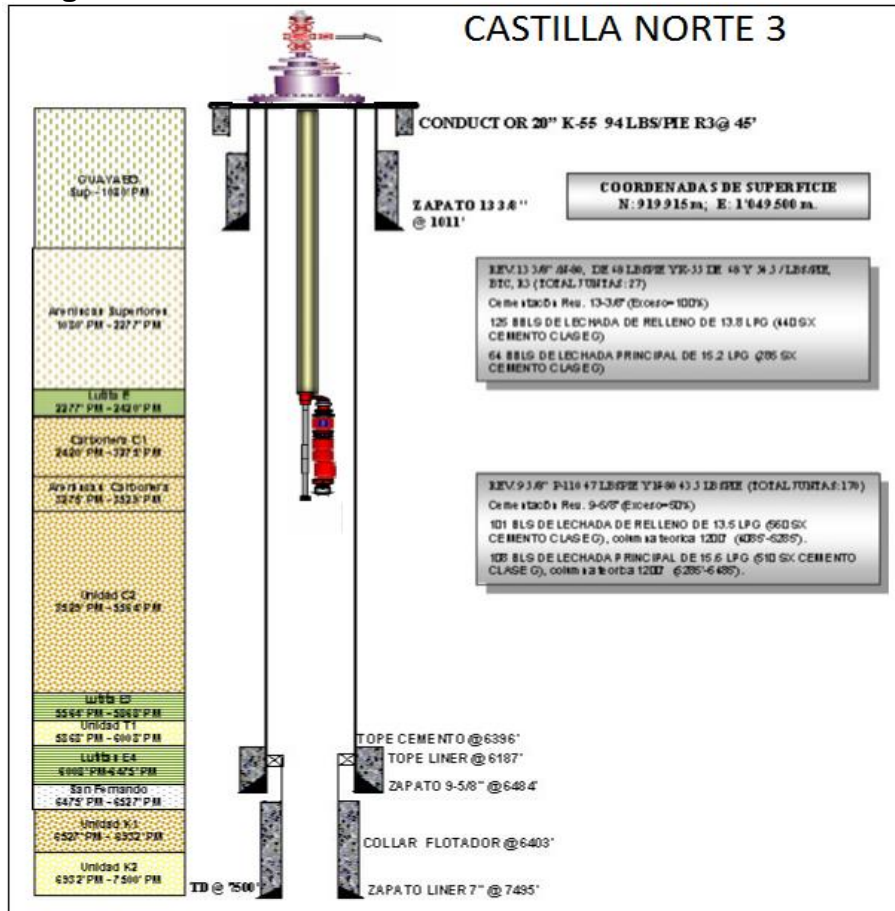
4. GENERALIDADES DEL POZO CASTILLA NORTE 3

En este capítulo se describen las principales características y propiedades del Pozo Castilla Norte 3 y sus aspectos más relevantes asociados a su historia, propiedades del yacimiento, estado mecánico del pozo y descripción de la bomba actualmente utilizada.

4.1 HISTORIA DEL POZO CASTILLA NORTE 3.

El Pozo Castilla Norte 3 inició su perforación el 31 de diciembre del 2003 y finalizó el 14 de enero de 2004. Llego a una profundidad final de 7.500 pies, el estado mecánico de la **Figura 26** muestra las secciones perforadas así: La primera sección de 17 ½ pulg (superficie 1.016 pies, revestimiento de 13 ⅜ pulg, zapato a 1.011 pies), la segunda sección de 12 ¼ pulg,(hasta 6.490 pies, revestimiento de 9 ⅝ pulg, zapato a 6.484 pies), la última sección de 8 ½ pulg (hasta 7.500 pies, liner de 7 pulg), es un pozo vertical.

Figura 26. Estado mecánico Final del Pozo Castilla Norte 3.



Fuente: CARDEÑO. Oscar. Reporte geológico de perforación Pozo Castilla Norte 3. p 8.

4.1.2 Bomba actualmente utilizada en el Pozo Castilla Norte 3. El Pozo Castilla Norte 3 se encuentra produciendo con bombeo electrosumergible, la bomba se encuentra a una profundidad de 4.250 pies, sus componentes y profundidades se encuentran en la **Tabla 6**. Entre las partes del bombeo electrosumergible se encuentran:

- Tubería de producción (3 ½” a 5 ½”)
- Cross Over
- “Y Tool” 3 ½” UN x 3 ½” EUE
- Cabeza de descarga
- Bombas
- Intake
- Protectores
- Motores
- Base Universal – Sensor.

El pozo comenzó produciendo con una bomba electrosumergible ya que se encontraba trabajando con un movimiento por debajo del mínimo rango de operación de la bomba. Razón por la cual decidieron cambiar la bomba electrosumergible por una que se acoplara a la producción del pozo.

Tabla 6. Información general del Pozo Castilla Norte 3 y su bombeo electrosumergible.

Información General								
Pozo:	Castilla Norte 3			Profundidad Perforada (ft)	7500' MD			
Fecha Perforación	31-dic-03	14-ene-04	Profundidad Actual (ft)	7496' TVD DMR				
Fecha Completamiento	19-ene-04	22-ene-04	Elevación mesa Rotaria (ft)	1313'	32			
Coordenadas Gauss	E 1.049.500	N 919.915	Elevación del terreno (ft)	1283'				
Revestimientos								
Casing	Diámetro	Peso (lb/ft)	Grado	Tope (ft)	Zapato (ft)	Drift	Capacidad	
Conductor	20"	94	K-55	0	45'		0,35528 bbl/ft	
Superficie	13 3/8"	68	K-55	0	1011'		0,14973 bbl/ft	
Intermedio	9 5/8"	47	P-110	0	6484'		0,07321 bbl/ft	
Producción	7"	29	P-110	6187'	7495'		0,03715 bbl/ft	
Intervalos Cañoneados								
Nº	Fecha	Formación	Tiro por pie	Tope (ft)	Base (ft)	Tipo Carga	Condición	Intervalos (ft)
1	ene-04	K2	12	7205	7220	Power-Jet	Activo	15
2	ene-04	K2	12	7190	7200	Power-Jet	Activo	10
3	ene-04	K2	12	7143	7180	Power-Jet	Activo	37
4	ene-04	K2	12	7105	7134	Power-Jet	Activo	29
5	ene-04	K2	12	7070	7098	Power-Jet	Activo	28
6	ene-04	K2	12	7020	7060	Power-Jet	Activo	40
7	ene-04	K2	12	6982	7014	Power-Jet	Activo	32
8	ene-04	K2	12	6936	6972	Power-Jet	Activo	36
Total								227
PMP	7078							
Sarta de Producción								
Descripción	Longitud (ft)			Desde	Hasta			
Hanger	1,1			0	1,1			
123 Juntas de 5 1/2" EUE 9.3 lb/ft	4003,89			1,1	4004,99			
X-Over 3 1/2" EUE PIN x 5 172" LTC BOX	0,82			4004,99	4005,81			
Una junta de 3 1/2" EUE 9.3 lb/ft	31			4005,81	4036,81			
Y-tool-Fepco	5			4036,81	4041,81			
Check valve 3 1/2" EUE	0,55			4041,81	4042,36			
Pup joint 3 1/2" EUE	6,06			4042,36	4048,42			
2 Cabezas de descarga 2 7/8" EUE x 3 1/2" EUE	1,31			4048,42	4049,73			
Bomba upper CR-CT-ES-CS 538 S/N 29P8G07722 P/N 1242965 SN 2600 75 etapas	9,1			4049,73	4058,83			
Bomba lower CR-CT-ES-CS 538 S/N 29P8G07723 P/N 1242965 SN 2600 75 etapas	9,1			4058,83	4067,93			
Intake ARZ :540 S/N RDS71 977007 P/N 12997829	1,17			4067,93	4069,1			
Protector upper S/N 3FS8F998033 P/N R04540C LSBPB CS 540	8,94			4069,1	4078,04			
Protector lower S/N 3FS8F998037 P/N R04540C LSBPB CS 540	8,94			4078,04	4086,98			
Motor 562, Dominator, RXUTC-SXDAS 240HP/2534V/57A S/ 1HS8F996372 P/N 2008584	19,5			4086,98	4106,48			
Sensor y adaptador 540 Phoenix S/N XT1 - 18239 P/N 100462067	4,19			4106,48	4110,67			

Fuente: ECOPETROL S.A. Informe final Castilla Norte 3. 2012. p 5.

4.1.3 Propiedades del yacimiento y los fluidos. A través de registros tomados en el Pozo Castilla Norte 3, se determinaron las propiedades petrofísicas como la porosidad, la permeabilidad, el espesor de la formación, la temperatura de la formación, la gravedad específica, el factor volumétrico, gravedad API, radio de drenaje, radio del pozo, la presión estática de yacimiento, la presión de burbuja y el daño de formación teniendo así los siguientes datos:

- Punto medio de los perforados (PMP): 7078 pies
- Profundidades de los perforados: 6936 – 7220 pies
- Presión estática del yacimiento Pws: 2720 a PMP
- Presión en cabeza Pwh: 85 psi
- Caudal de producción (Q): 5757 BPD
- Presión de fondo fluyente (Pwf): 1731 psi
- Temperatura de fondo (T): 196°F
- Corte de agua (BSW): 1%
- Presión de burbuja (Pb): 150 psi
- °API: 13,8°

4.2 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

Para conocer la composición de los fluidos es necesario determinar sus propiedades, pero como en los yacimientos petrolíferos encontramos tres tipos como lo son gas, petróleo y agua es necesario hacerlo para cada uno de estos tres fluidos ya que se encuentran a una determinada temperatura y presión.

4.2.1 Propiedades del petróleo. Las propiedades principales del petróleo que se van a estudiar a continuación son la gravedad específica, la viscosidad, el factor volumétrico y la relación gas-petróleo, respectivamente:

- γ_o = Gravedad específica del petróleo.
- μ_o = Viscosidad del petróleo. [cP]
- β_o = Factor volumétrico del petróleo. [BY/BN]
- R_s = Relación gas petróleo. [PCN/BN]

4.2.1.1 Gravedad específica del petróleo. Esta propiedad está sujeta a la gravedad API del crudo a condiciones de superficies en la **Tabla 7** encontramos la clasificación de los crudos que se encuentra entre 47° API para los crudos livianos y hasta un 10° para el caso de los crudos pesados.

En la **Ecuación 14** encontramos la forma de calcular la gravedad específica del petróleo, el crudo de estudio presente en la formación es crudo pesado con una gravedad específica de 13.79°, este tipo de hidrocarburos debido a sus propiedades físicas como lo son las altas viscosidades y altas densidades no fluye con facilidad. Este también puede tener alto contenido de dióxido de carbono, azufre, sal, nitrógeno, asfáltenos, metales pesados y residuos de carbón.

Ecuación 14. Gravedad específica del petróleo.

$$\text{Gravedad específica} = \frac{141,5}{131,5 + \text{°API}}$$

Fuente: PARIS DE FERRER Magdalena.
Fundamentos de ingeniería de yacimientos.2009. p 116.

Donde:

°API= Gravedad API del crudo.

γ_o= Gravedad específica del petróleo.

Tabla 7. Clasificación de los crudos.

Crudo Liviano	Tiene gravedad API superior a 31,1°API
Crudo Mediano	Tiene gravedad API comprendida entre 22,3 y 31,1°API
Crudo Pesado	Tiene gravedad API comprendida entre 10 y 22,3°API
Crudo Extrapesado	Tiene gravedad API inferior a 10°API

Fuente: CURTIS Carl. Yacimientos de petróleo pesado. 2007. p 3.
Modificado por Autor.

4.2.1.2 Viscosidad del petróleo. Beggs y Robinson desarrollan una correlación empírica para determinar la viscosidad de petróleos muertos, en la **Ecuación 15** siendo una de las muchas correlaciones para determinar la viscosidad del petróleo; las unidades de medida para la viscosidad son los centipoises (cP).

Ecuación 15. Viscosidad de petróleos muertos.

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

Fuente: PARIS DE FERRER Magdalena.
Fundamentos de ingeniería de yacimientos. 2009. p141.

Donde:

Ecuación 16. Variable viscosidad de petróleos muertos.

$$X = Y(T - 460)^{-1,163}$$

Fuente: PARIS DE FERRER Magdalena.
Fundamentos de ingeniería de yacimientos. 2009. p141.

Ecuación 17. Variable viscosidad de petróleos muertos.

$$Y = 10^Z$$

Fuente: PARIS DE FERRER Magdalena.
Fundamentos de ingeniería de yacimientos. 2009. p141.

Ecuación 18. Variable viscosidad de petróleos muertos.

$$Z = 3,0324 - 0,02023^\circ\text{API}$$

Fuente: PARIS DE FERRER Magdalena.
Fundamentos de ingeniería de yacimientos. 2009. p141.

Donde:

μ_{od} = viscosidad de petróleo muerto. [cP]

$^\circ\text{API}$ = Gravedad API del crudo.

En la **Ecuación 19** se determina la viscosidad del petróleo a partir del cálculo de la viscosidad de petróleo muerto de Beggs y Robinson.

Ecuación 19. Viscosidad del petróleo.

$$\mu_{ob} = a(\mu_{od})^b$$

Fuente: PARIS DE FERRER Magdalena.
Fundamentos de ingeniería de yacimientos. 2009. p 142.

Donde:

Ecuación 20. Variable Viscosidad del petróleo.

$$a = 10,715(R_s + 100)^{-0,515}$$

Fuente: PARIS DE FERRER Magdalena.
Fundamentos de ingeniería de yacimientos.2009. p 142.

Ecuación 21. Variable Viscosidad del petróleo.

$$b = 5,44(R_s + 150)^{-0,338}$$

Fuente: PARIS DE FERRER Magdalena.
Fundamentos de ingeniería de yacimientos.2009. p 142.

Donde:

μ_{ob} = Viscosidad del petróleo.[cP]
 R_s = Relación gas petróleo.[PCN/BN]
 μ_{od} = Viscosidad de petróleo muerto. [cP]

4.2.1.3 Factor volumétrico del petróleo. En la **Ecuación 22** se describe la ecuación por la correlación de Standing para determinar el factor volumétrico del petróleo, que se define como la el volumen de la masa del petróleo a presión y temperatura de yacimiento dividido por el volumen de la masa a condiciones de superficie.

Ecuación 22. Factor volumétrico del petróleo.

$$B_o = 0.972 + 0.000147F^{1.175}$$

Fuente: PARIS DE FERRER Magdalena.
Fundamentos de ingeniería de yacimientos.2009. p 128.

Donde:

β_o =Factor volumétrico del petróleo.[BY/BN]

Ecuación 23. Variable del Factor volumétrico del petróleo.

$$F = R_s \left(\frac{Y_g}{Y_o} \right)^{0.5} + 1.25T$$

Fuente: PARIS DE FERRER Magdalena.
Fundamentos de ingeniería de yacimientos.2009. p 128.

4.2.1.4 Relación gas petróleo. Esta propiedad está definida como la cantidad de gas, que se disuelven en un barril de petróleo, cuando la mezcla se somete a las condiciones de presión y temperatura del yacimiento. En la **Ecuación 24** podemos encontrar lo mencionado anteriormente.

Ecuación 24. Relación gas petróleo.

$$R_s = Y_g \left(\frac{P_b}{18} \times \frac{10^{0.01125 \times \text{°API}}}{10^{0.00091 \times T}} \right)^{1.2048}$$

Fuente: PARIS DE FERRER Magdalena.
Fundamentos de ingeniería de yacimientos.2009.p 160.

Donde:

Yg= Gravedad específica del gas.

Pb= Presión entrada de la Bomba. [psi]

Rs= Relación gas petróleo.[PCN/BN]

4.2.2 Propiedades del agua. Las propiedades del agua y su composición afectan la producción del petróleo por esta razón el agua se encuentra siempre asociada al petróleo y el gas, las propiedades principales que tendrán lugar a estudio serán la gravedad específica del agua y la viscosidad del agua.

Algunas propiedades son:

- γ_w = Gravedad específica del agua.
- μ_w = Viscosidad del agua. [cP]

4.2.2.1 Gravedad específica del agua. En la **Ecuación 25** se encuentra la definición de gravedad específica del agua que relaciona la densidad del agua de formación con la densidad del agua pura.

Ecuación 25. Gravedad específica del agua.

$$\gamma_w = \frac{\rho_w}{\rho_{wsc}}$$

Fuente: PARIS DE FERRER Magdalena.
Fundamentos de ingeniería de yacimientos.2009. p 161.

Donde:

γ_w = Gravedad específica del agua.
 ρ_w = Densidad del agua. [lb/ft³]
 ρ_{wsc} = Densidad del agua patrón. [lb/ft³]

4.2.2.2 Viscosidad del agua. Esta propiedad viene definida como la medida de la resistencia del fluido a fluir en función de la temperatura. En la **Ecuación 26** esta la correlación de Beal la cual es solo uno de muchos métodos que existen para determinar la viscosidad del agua pero con la particularidad que tiene en cuenta la salinidad del agua y la temperatura de formación.

Ecuación 26. Viscosidad del agua.

$$\mu_w = (A + B/T)f$$

Fuente: PARIS DE FERRER Magdalena.
Fundamentos de ingeniería de yacimientos.2009. p167

Donde:

Ecuación 27. Variable de la Viscosidad del agua.

$$A = 4,518 \times 10^{-2} + 9,313 \times 10^{-7} Y - 3,93 \times 10^{-12} Y^2$$

Fuente: PARIS DE FERRER Magdalena.
Fundamentos de ingeniería de yacimientos.2009. p167

Ecuación 28. Variable de la Viscosidad del agua.

$$B = 70,634 + 9,576 \times 10^{-10} Y^2$$

Fuente: PARIS DE FERRER Magdalena.
Fundamentos de ingeniería de yacimientos.2009. p167

Ecuación 29. Variable de la Viscosidad del agua.

$$B = 70,634 + 9,576 \times 10^{-10} Y^2$$

Fuente: PARIS DE FERRER Magdalena.
Fundamentos de ingeniería de yacimientos.2009. p167

Donde:

μ_w = Viscosidad del agua. [cP]
T= Temperatura de formación. [°F]
Y= Salinidad del agua. [ppm]

4.2.3 Propiedades del gas. La propiedad del gas que tendremos en cuenta en este proyecto será la gravedad específica del gas, teniendo en cuenta que en yacimientos petrolíferos el gas se encuentra asociado al petróleo y la cantidad del mismo va a depender de la composición del petróleo, mayor mientras más liviano y menor cuando sean más pesados.

4.2.3.1 Gravedad específica del gas. En la **Ecuación 30** está la definición de la gravedad específica del gas como la relación entre la densidad del gas y la densidad del aire, ambas densidades se expresan a las mismas condiciones de presión y temperatura.

Ecuación 30. Gravedad específica del gas.

$$\gamma_g = \frac{\rho_g}{\rho_{aire}}$$

Fuente: PARIS DE FERRER Magdalena.
Fundamentos de ingeniería de yacimientos.2009. p 82.

Donde:

γ_g = gravedad específica del gas.
 ρ_g = Densidad del gas. [lb/ft³]
 ρ_{aire} = Densidad del aire. [lb/ft³]

4.3 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DEL POZO CASTILLA NORTE-3

De acuerdo a las propiedades descritas anteriormente, se determinan las propiedades de los fluidos para el Pozo Castilla Norte-3, ya que estas son necesarias para la realización de análisis nodal. Dando como resultado los datos de la **Tabla 8**.

Tabla 8. Propiedades de los fluidos de perforación.

Calculo de la Propiedades PVT							
Fo	0,99	γo	0,940245	Rs (pcn/bn)	8,3340659	Bg (bl/pcn)	0,0081503
μw cp	0,2813	γm	0,9423425	Bo (bl/bn)	1,0364391	Bw (bl/bn)	1,0141505
μm cp	65,70849534	Gm (psi/ft)	0,4080343	Z	1,0089348	μo cp	66,369376
Arena γa	3	ρo	58,671287	ρw	61,844775	ρm	58,703022

5. ANÁLISIS NODAL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

En este capítulo se presenta el análisis nodal que se realizó al pozo Castilla Norte-3 con el sistema de levantamiento artificial actual bombeo electrosumergible y el sistema de levantamiento seleccionado que más se ajuste a los parámetros del pozo a partir de la matriz de selección.

El análisis nodal se realiza con el simulador Wellflo; este software establece un modelo de simulación con los sistemas de levantamiento a evaluar, además el sistema de levantamiento a diseñar se evalúa con un cambio en la producción del pozo.

5.1 ANÁLISIS NODAL CON SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ACTUAL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE PARA EL POZO CASTILLA NORTE-3

El análisis nodal se realiza por medio del simulador Wellflo, el cual es un simulador utilizado para la optimización de pozos de flujo natural, y sistemas de levantamiento artificial, además de realizar el diseño de los sistemas y sus respectivos análisis nodales.

5.1.1 Determinación del análisis nodal con el simulador Wellflo. A continuación se desarrolla la simulación en el programa Wellflo para el pozo Castilla Norte-3 con el sistema de levantamiento artificial actual bombeo electrosumergible, donde los datos requeridos para la simulación se encuentran en el capítulo 3.

Lo primero que hay que hacer es seleccionar el tipo de pozo y de fluido a producir el cual se muestra en la **Figura 27**.

Figura 27. Tipo de pozo y de fluido seleccionado en el simulador Wellflo 2012.

Fuente: WELLFLO. Software.2012. Modificado por autor.

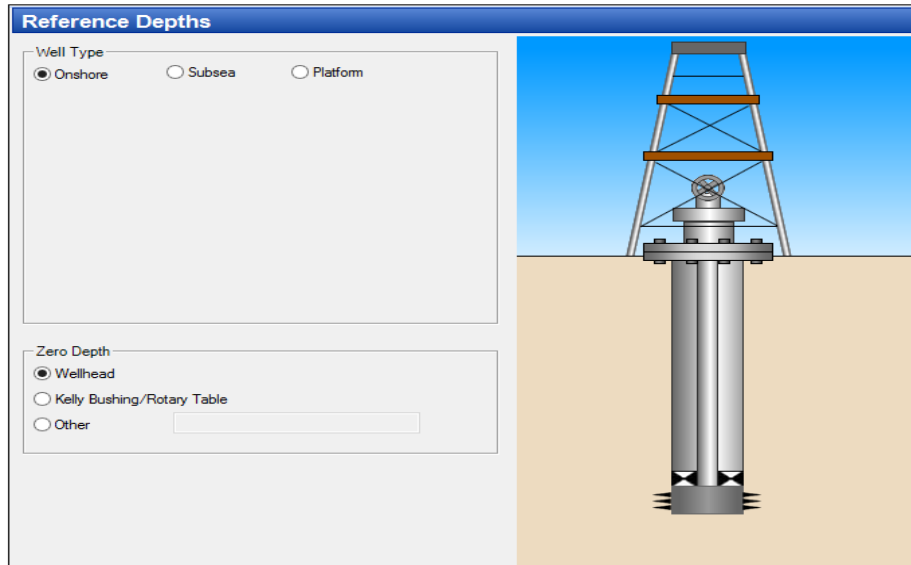
Luego se deben seleccionar las correlaciones de flujo las cuales tienen que aplicar según los parámetros del pozo **Figura 28**, para este caso se deben seleccionar teniendo en cuenta que el pozo actúa como flujo monofásico ya que su BSW es de 1%.

Figura 28. Correlaciones de flujo.

Fuente: WELLFLO. Software.2012. Modificado por autor.

Luego en la **Figura 29** se selecciona la profundidad de referencia, el tipo de pozo y la profundidad cero a la cual comienza el pozo.

Figura 29. Profundidad de referencia.



Fuente: WELLFLO. Software.2012. Modificado por autor.

En la **Figura 30** se colocan los parámetros de los fluidos como gravedad API, gravedad específica del gas, salinidad del agua. Para determinar los datos PVT se debe tener en cuenta la presión de yacimiento, la temperatura y la relación gas petróleo.

Figura 30. Parámetros de los fluidos.



Fuente: WELLFLO. Software.2012. Modificado por autor.

Para determinar la curva IPR se necesitan conocer los parámetros del reservorio el cual se encuentra en la **Figura 31 y 32** con los cuales el simulador Wellflo determinada el índice de productividad.

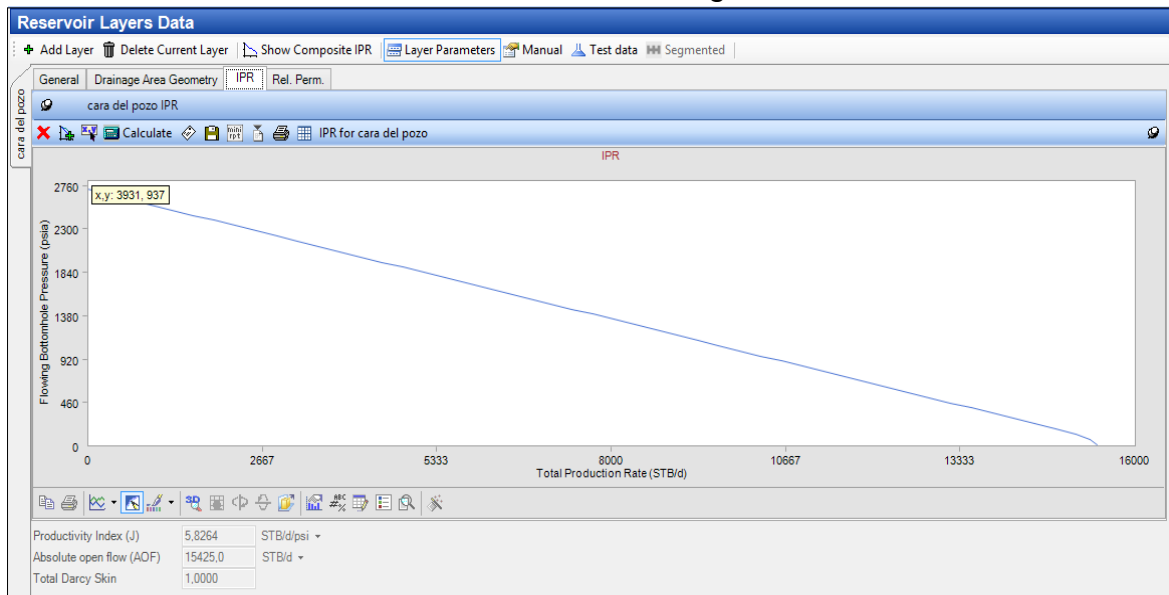
Figura 31. Parámetros del reservorio.

The screenshot shows the 'Reservoir Layers Data' window with the 'cara del pozo General' tab selected. The parameters are as follows:

Parameter	Value	Unit
Pressure	2720.0000	psia
Temperature	196.0	deg F
Midperf Depth (MD)	7500.00	ft
Permeability	6780.0000	md
Thickness (TVD)	10.00	ft
Wellbore Radius	0.36	ft
Water Cut	0.0100	Fraction
Gas-Oil Ratio	10.0000	SCF/STB
IPR Model	Vogel	
Vogel Coefficient	0.2000	
Total Darcy Skin	1.0000	
Total Non-Darcy Skin	0	1/(STB/d)
Productivity Index (J)	5.8264	STB/d/psi
Absolute open flow (AOF)	15425.0	STB/d
Total Darcy Skin	1.0000	

Fuente: WELLFLO. Software.2012. Modificado por autor.

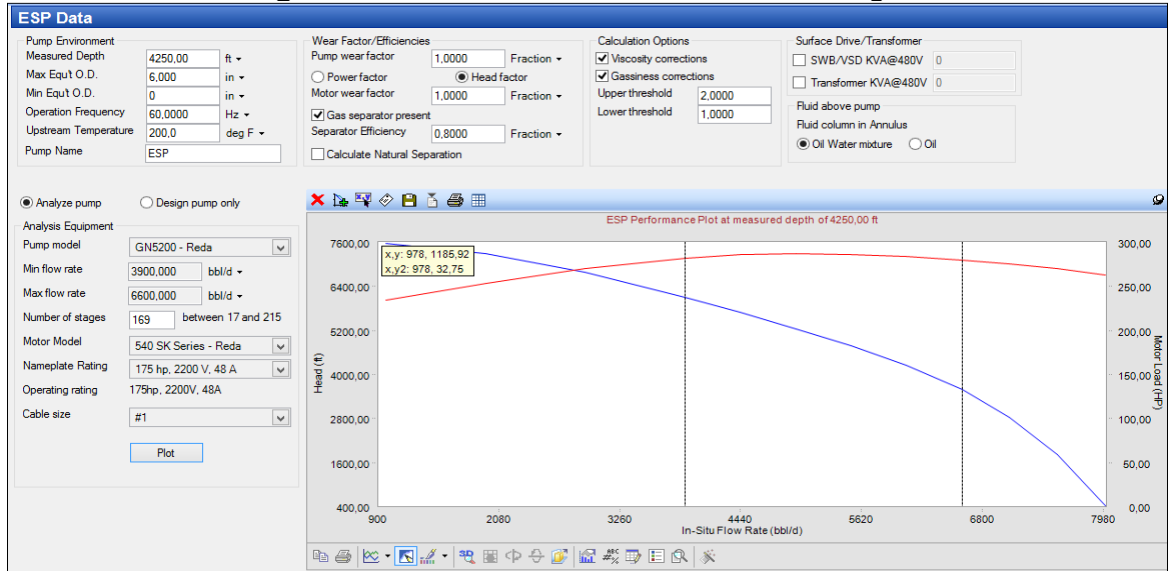
Figura 32. Curva IPR del Pozo Castilla Norte-3 con sistema de levantamiento Bombeo Electrosumergible.



Fuente: WELLFLO. Software.2012. Modificado por autor.

Luego de determinado el índice de productividad y la curva IPR se introduce al simulador la desviación del pozo, los equipos, la temperatura del modelo, en la **Figura 33** se introducen los datos de la bomba actual electrosumergible.

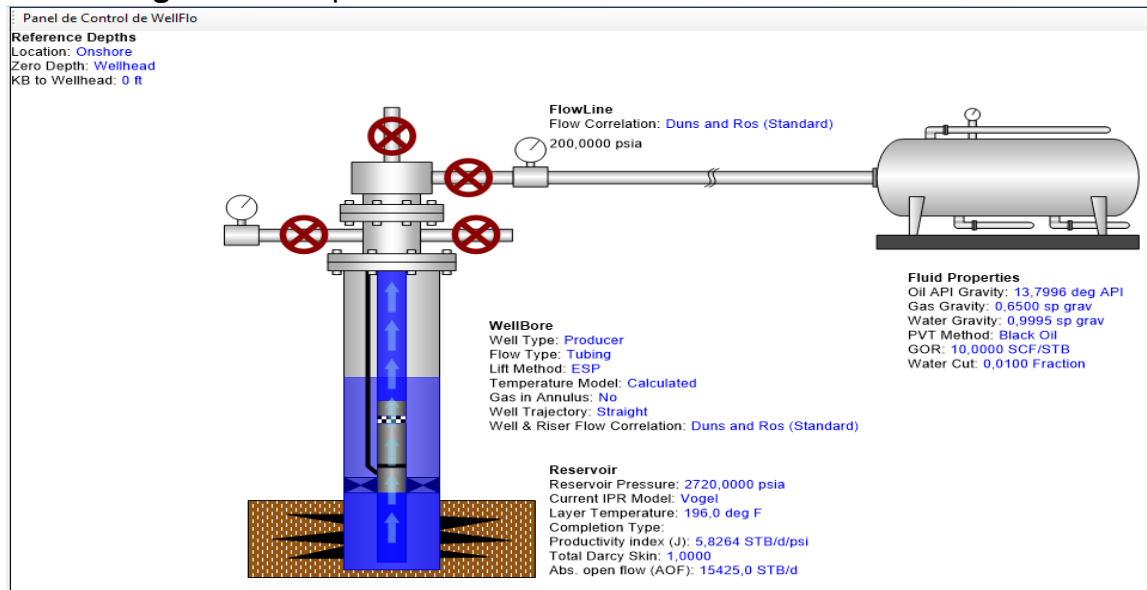
Figura 33. Datos de la bomba electrosumergible



Fuente: WELLFLO. Software.2012. Modificado por autor.

Al tener todos los parámetros actuales del pozo cargados en el simulador para correr el análisis nodal, se presenta el esquema del pozo arrojado por el simulador con el sistema de levantamiento artificial bombeo electrosumergible en la **Figura 34**.

Figura 34. Esquema del análisis nodal del Pozo Castilla Norte-3



Fuente: WELLFLO. Software.2012. Modificado por autor.

Se da inicio al análisis nodal seleccionando el nodo de solución en la **Figura 35**, se selecciona el nodo en fondo con la presión, temperatura y datos cargados al simulador, anteriormente descritos.

Figura 35. Nodos de solución para el Pozo Castilla Norte-3.

The screenshot shows the 'Modo de Análisis Nodal' (Nodal Analysis Mode) settings in the WELLFLO software. The 'Tipo de análisis' (Analysis Type) is set to 'Punto Operativo' (Operative Point). The 'Chequeo de Estabilidad' (Stability Check) is checked. The 'Formato de Profundidad' (Depth Format) is set to 'Profundidad Medida' (Measured Depth). There are also checkboxes for 'Incluir caída de presión a lo largo de la completación en el gráfico' (Include pressure drop along the completion in the graph) and 'Incluir Corriente ESP en gráfico' (Include ESP flow in graph), both of which are unchecked. Below the settings is a table of 'Nodos de Cálculo' (Calculation Nodes).

Nodo Operativo	Nombre del Nodo @profundidad	Presión	Temperatura
		psia	deg F
Nodo Superior	Outlet Node	200,0000	
Nodo de Fondo	cara del pozo @7078	2720,0000	
Nodo de Solución	New Tubing_0 @4250		

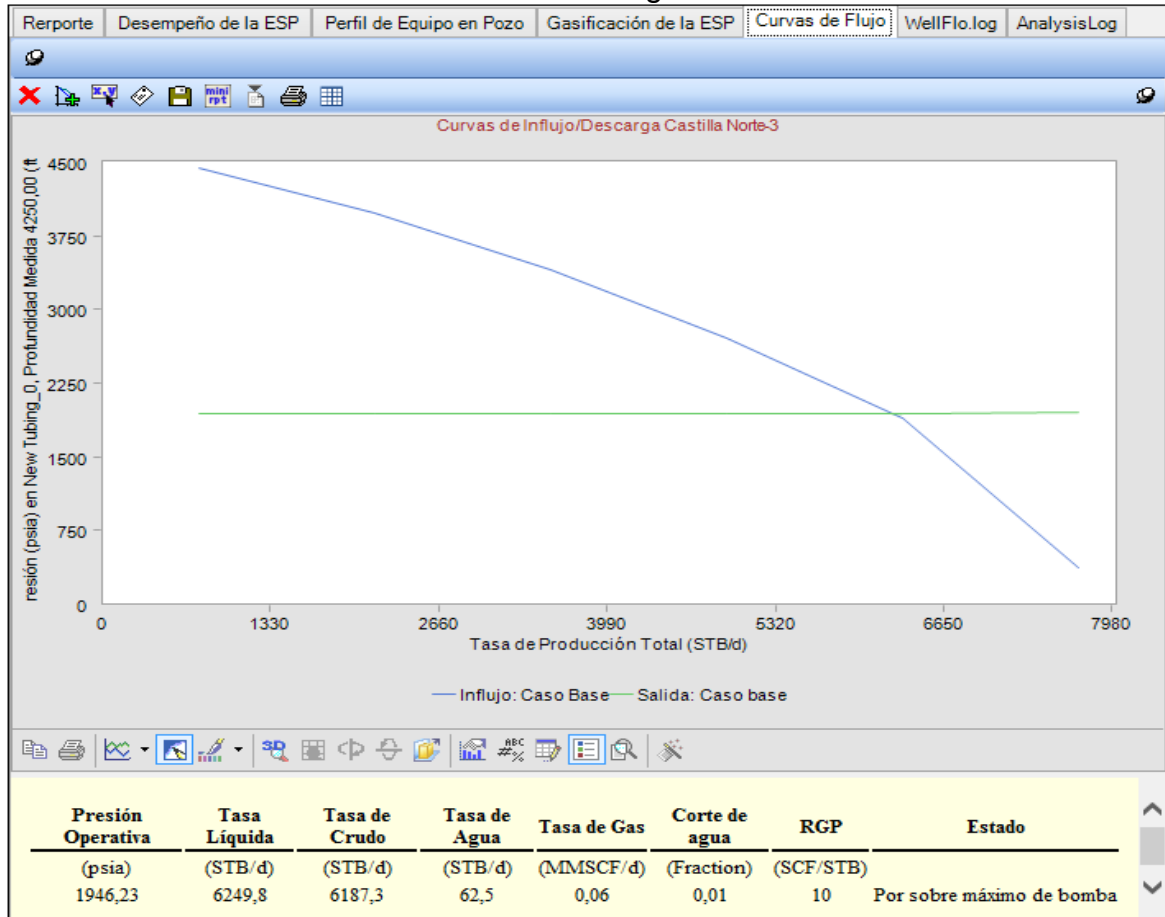
Below the table, the flow rate is set to 'Tasa de Flujo STB/d' (Flow Rate STB/d). The 'Tasas' (Rates) tab is active, showing a flow rate of 'AOF 15425,0 STB/d' with 'Auto-Rango' (Auto-Range) selected. A summary table is also visible:

Desde	A	Pasos	Llenar
1	771,2	8	10488,8
2	2159,5	9	11877,0
3	3547,8	10	13265,2
4	4936,0	11	14653,8

Fuente: WELLFLO. Software.2012. Modificado por autor.

Al correr la simulación se obtiene las curvas de oferta y demanda (Inflow y Outflow) las cuales se muestran en la **Gráfica 14**, los demás resultados obtenidos de la simulación para el Pozo Castilla Norte-3 se encuentran en el **Anexo A, B y C**.

Gráfica 14. Curvas de oferta y demanda del Pozo Castilla Norte-3 con bombeo electrosumergible.

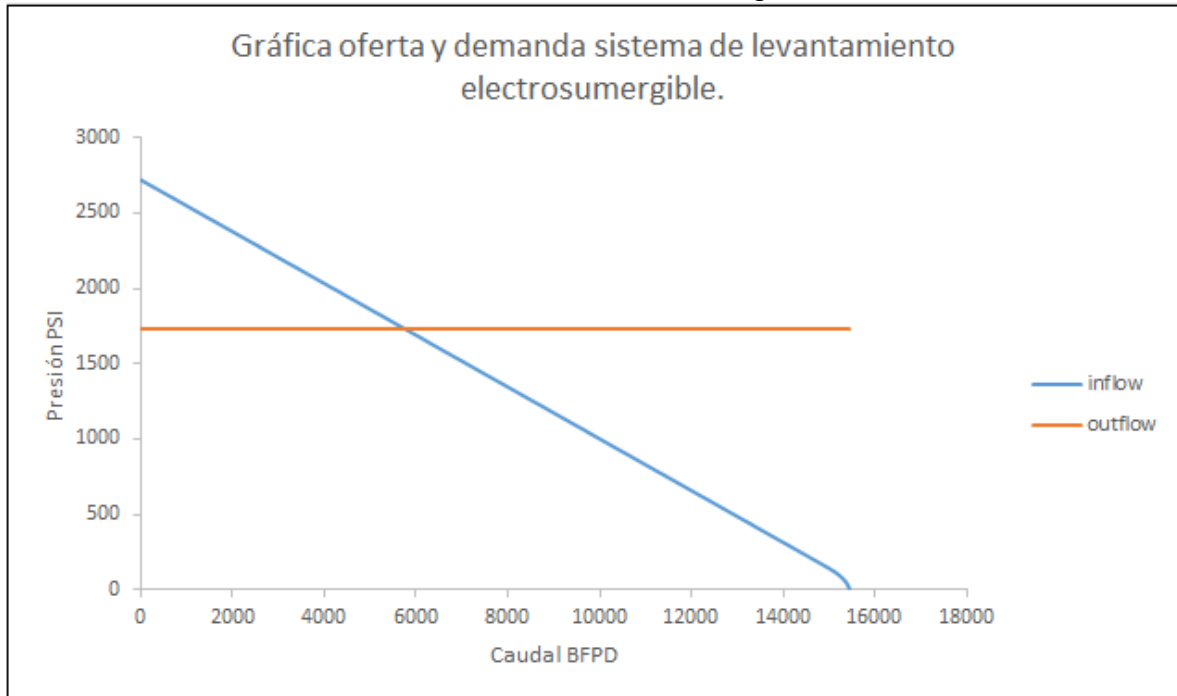


Fuente: WELLFLO. Software.2012. Modificado por autor.

5.1.2 Comprobación del análisis nodal método manual. Para comprobar el resultado del análisis nodal realizado en el simulador Wellflo, se realiza de manera manual los cálculos, obteniendo un IP de 5,82 BFPD/psi, con un caudal Q de 5757 BFPD, el análisis nodal se determina por medio de la ley de Darcy para flujo monofásico y Vogel modificado ya que el Pozo Castilla Norte-3 actúa como un yacimiento subsaturado. Dando como resultado las curvas de oferta y demanda de la **Gráfica 15**.

Donde el punto de operación da como resultado un caudal de 6008 BFPD. Lo cual confirma los resultados del análisis nodal obtenido con el simulador Wellflo.

Gráfica 15. Curvas de oferta y demanda del Pozo Castilla Norte-3 con sistema de levantamiento electrosumergible.



5.1.3 Análisis de los resultados obtenidos del análisis nodal. La curva IPR muestra la relación de la presión de fondo fluyente con respecto al caudal de producción, esta curva se utiliza para realizar el diseño del sistema de levantamiento artificial según los parámetros del pozo; para el Pozo Castilla Norte-3 se tiene un caudal máximo de 15425 BFPD a una P_{wf} de 0 psi y no se muestra ninguna restricción de flujo.

A partir de las curvas de oferta y demanda, el caudal máximo de operación para el Pozo Castilla Norte-3 con sistema de levantamiento artificial bombeo electrosumergible es de 6250 BFPD a una presión de operación de 1946 psi, lo cual indica el límite operacional para el sistema de levantamiento implementado actualmente en el pozo.

5.2 MATRIZ DE SELECCIÓN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

De acuerdo a los parámetros operacionales del Pozo Castilla Norte-3 y a que se quiere producir un mayor caudal de producción se realiza una matriz de selección **Tabla 9**, ya que se ve la necesidad de determinar cuál es el sistema de levantamiento artificial que más conviene a las necesidades del pozo con un nuevo caudal.

Donde:

1 - La especificación de la condición evaluada afecta enormemente el Desempeño o la Viabilidad Técnica y/o Económica del Sistema de Levantamiento Artificial calificado.

2 - La especificación de la condición evaluada hace que el Sistema de Levantamiento Artificial calificado tenga un bajo Desempeño o Viabilidad Técnica y/o Económica.

3 - La especificación de la condición evaluada hace que el sistema de Levantamiento Artificial calificado tenga un buen Desempeño o Viabilidad Técnica y/o Económica.

4 - La especificación de la condición evaluada es la ideal para el Desempeño o la Viabilidad Técnica y/o Económica del Sistema de Levantamiento Artificial calificado.

Tabla 9. Matriz de selección sistemas de levantamiento artificial Pozo Castilla Norte-3.

	Condiciones	Parametros del Pozo	Bombeo Mecánico	Parametros del Pozo	Bombeo Cavidades Progresivas	Parametros del Pozo	Bombeo Hidráulico Jet	Parametros del Pozo	Bombeo Electrosumergible
Pozo	Numero de pozos	1 a 2	4	1 a 2	4	1 a 2	4	1 a 2	4
	Caudal de producción	5000 a 10000 BFPD	2	5000 a 10000 BFPD	2	5000 a 10000 BFPD	2	5000 a 10000 BFPD	4
	Profundidad de sentamiento	2500 a 5000 ft	4	2500 a 5000 ft	4	2500 a 5000 ft	2	2500 a 5000 ft	4
	Diámetro de Casing	7 "	3	7 "	3	7 "	3	7 "	3
	Inclinación del pozo	Vertical	4	Vertical	4	Vertical	4	Vertical	4
	Dogleg	<3° / 100 ft	4	<3° / 100 ft	4	<3° / 100 ft	4	<3° / 100 ft	4
	Temperatura	<250°F	4	>350°F	1	>350°F	4	>350°F	1
	Presión de Entrada la Bomba	<100 psi	4	<100 psi	2	<100 psi	2	<100 psi	1
	Completamiento	Simple	4	Simple	4	Simple	4	Simple	4
Recobro	Primario	4	Primario	4	Primario	4	Primario	4	
Propiedades de los fluidos	Corte de agua	0% a 25%	4	0% a 25%	4	0% a 25%	3	0% a 25%	4
	Gravedad API	<15 °API	4	<15 °API	4	<15 °API	3	<15 °API	4
	Fluido corrosivo	No	4	No	4	No	4	No	4
	Arena abrasiva	<10 ppm	4	<10 ppm	4	<10 ppm	4	<10 ppm	4
	Relacion Gas-Líquido	<500 scf/stb	4	<500 scf/stb	4	<500 scf/stb	4	<500 scf/stb	4
	Contaminantes	Ninguno	4	Ninguno	4	Ninguno	4	Ninguno	4
	Tratamiento Químico	Ninguno	4	Ninguno	4	Ninguno	4	Ninguno	4
Superficie	Locación	Onshore	4	Onshore	4	Onshore	4	Onshore	4
	Potencia del sistema	Red eléctrica	4	Red eléctrica	4	Red eléctrica	4	Red eléctrica	4
	Restricciones de espacio	No	4	No	4	No	4	No	4
Sistema	Flexibilidad thru tubing (Slick line, memories, etc.)	Rigless operations	1	Rigless operations	2	Rigless operations	3	Rigless operations	2
	Eficiencia del sistema	Eficiencia	3	Eficiencia	4	Eficiencia	1	Eficiencia	2
	Run Life	180 a 360 días	3	180 a 360 días	3	<180 días	2	365 a 720 días	3
	Mantenimiento	Mtto de Superficie	1	Mtto de Superficie	2	Mtto de Superficie	1	Mtto de Superficie	3
	Instalación - Field Service	Instalación	2	Instalación	2	Instalación	4	Instalación	1
	Operatividad	Facilidad de Operación	3	Facilidad de Operación	3	Facilidad de Operación	2	Facilidad de Operación	4
Inversión y Costos	Inversión Inicial de Capital	Inversion Inicial	1	Inversion Inicial	3	Inversion Inicial	1	Inversion Inicial	2
	Posibilidad de Alquiler	No	1	No	3	Si	4	No	2
	Servicio	Workover o Pulling Rig	1	Workover o Pulling Rig	1	Slick Line o Hidráulico	4	Workover o Pulling Rig	1
	Produccion diferida	Producción Diferida	2	Producción Diferida	1	Producción Diferida	3	Producción Diferida	1
	Costo de Energía	Costo de energía	3	Costo de energía	3	Costo de energía	3	Costo de energía	2
			276		278		290		264

5.2.1 Análisis de resultados de la matriz de selección. De acuerdo a los parámetros y características del Pozo Castilla Norte-3, los resultados obtenidos de la matriz de selección muestra que el sistema de levantamiento artificial que mejor se ajusta es el sistema bombeo hidráulico, esto con el fin de aumentar la producción actual de 5757 BFPD a una producción de 7500 BFPD.

Debido a que en este momento el Campo Castilla es el mayor productor de petróleo en Colombia superando el Campo Rubiales y a que el Pozo Castilla Norte -3 puede producir un caudal mayor por tener un BSW de 1%, una profundidad 7500 pies en donde se encuentran las arenas Mirador y Gachetá que son las más prospectivas y que el Pozo Castilla Norte-3 se encuentra produciendo solo de la Formación Gachetá y se espera a futuro producir de la Formación Mirador.

Teniendo en cuenta lo anterior se plantea que con el nuevo sistema de levantamiento artificial produzca en las arenas de la Formación Mirador, razón por la cual se ve la necesidad de aumentar el caudal con sistema de levantamiento artificial bombeo hidráulico.

6. DISEÑO DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BOMBEO HIDRÁULICO

El diseño del bombeo hidráulico tipo jet se realiza de manera manual, con los resultados obtenidos de dicho diseño se configura el pozo con la bomba jet de A.I.P S.A.S.

6.1 DISEÑO BOMBEO HIDRÁULICO DE MANERA MANUAL

Se describe el procedimiento de manera manual, a partir de cálculos con su secuencia respectiva y apoyada de modelos y catálogos de bombas hidráulicas de Kobe y Guberson los cuales se encuentran en la **Tabla 10**.

Tabla 10. Tamaño de Gargantas y Toberas.

KOBE				GUBERSON			
Tobera		Garganta		Tobera		Garganta	
N	Área	N	Área	N	Área	N	Área
1	0,0024	1	0,006	DD	0,0016	000	0,0044
2	0,0031	2	0,0077	CC	0,0028	00	0,0071
3	0,004	3	0,01	BB	0,0038	0	0,0104
4	0,0052	4	0,0129	A	0,0055	1	0,0143
5	0,0067	5	0,0167	B	0,0095	2	0,0189
6	0,0086	6	0,0215	C	0,0123	3	0,0241
7	0,0111	7	0,0278	D	0,0177	4	0,0314
8	0,01444	8	0,0359	E	0,0241	5	0,038
9	0,0186	9	0,0464	F	0,0314	6	0,0452
10	0,024	10	0,0599	G	0,0452	7	0,0531
11	0,031	11	0,0774	H	0,0661	8	0,0661
12	0,04	12	0,1	I	0,0855	9	0,0804
13	0,0517	13	0,1292	J	0,1257	10	0,0962
14	0,0668	14	0,1668	K	0,159	11	0,1195
15	0,0863	15	0,2154	L	0,1963	12	0,1452
16	0,1114	16	0,2783	M	0,2463	13	0,1722
17	0,1439	17	0,3594	N	0,3117	14	0,2165
18	0,1858	18	0,4642	P	0,3848	15	0,2606
19	0,24	19	0,5995			16	0,3127
20	0,31	20	0,7743			17	0,375
		21	1			18	0,4513
		22	1,2916			19	0,5424
		23	1,6681			20	0,6518
		24	2,1544				

Fuente: CLEGG. Joe Dunn. Petroleum Engineering Handbook. p 322.

Para determinar las especificaciones del bombeo hidráulico es necesario conocer los parámetros iniciales del pozo como lo muestra la **Tabla 11** y las propiedades PVT de la **Tabla 12**.

Tabla 11. Parámetros iniciales del pozo bombeo hidráulico.

DISEÑO BOMBAS HIDRAULICAS TIPO JET	
CAMPO : CASTILLA	
GRAVEDAD DEL CRUDO	13,79
AGUA Y SEDIMENTO	1
GRAVEDAD ESPECIFICA AGUA	0,85
GRAVEDAD ESPECIFICA GAS EN SEP	0,85
REL. GAS-PETROLEO PRODUCC RGP	11
GRADIENTE DE TEMPERATURA	1
TEMPERATURA DE FORMACIÓN	196,15
BBPD PRODUCCION TOTAL	7500
BNPD PRODUCCIÓN NETA	7425
PRESIÓN DE BURBUJEO	150
PRESIÓN ESTÁTICA	2720
CONDICIONES DE DISEÑO ESTIMADAS	
PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE	1731
IP	7,58
NIVEL DE FLUIDO	200
PRODUCCIÓN BRUTA A PRESIÓN FLUYE	7500
PRESIÓN EN EL CABEZAL THP	85
PRESIÓN EN EL CSG CHP	0
TEMPERATURA EN CABEZAL	121
METODO DE PRODUCCIÓN ACTUAL	ESP
CONDICIONES DE DISEÑO DESEADA	
PRODUCCIÓN ESTIMADA	7500
PRESION MINIMA PERMISIBLE PIP	84,34
CAUDAL MAX PERMISIBLE	20121,33
PROFUN. DE ASE. DESEADA LA BOMBA	5050
TOPE DE PERFORACIONES	6936
PRODUNDIDAD DE CSG O TAPON CEM.	7500
VOLTAJE PRIMARIO	440

Tabla 12. Propiedades PVT bombeo hidráulico.

CALCULO PROPIEDADES PVT							
Fo	0,99	yo	0,92	Rs	76,75	Bg	0,06
μ_w CP	0,37	ym	0,92	Bo	1,09	Bw	1,03
μ_m cp	12,50	Gm(psi/f)	0,40	z	1,02	μ_o CP	12,62
ARENA Ya	3	po	57,61	pw	65,52	pm	57,69
fa	0	Gfp(psi/ft)	0,50				

6.1.1 Calculo de la presión a la entrada de la bomba (PIP). Es necesario determinar la presión a la entrada de la bomba ya que a partir de dicha presión se determina los siguientes cálculos.

Para este caso el valor de PIP es 759,35 Psi.

6.1.2 Calculo del área de succión mínima (Acm). El área de succión mínima es determinada según la **Ecuación 31**, se realiza sobre el fluido y la boquilla para ello es necesario conocer el gradiente de la mezcla el cual se encuentra en las propiedades PVT anteriormente mencionadas.

Ecuación 31. Área de succión mínima.

$$A_{cm} = Q_{suc} * \frac{1}{691} * \sqrt{\frac{G_{mezcla}}{PIP} + \frac{(1 - BSW) * RGP}{24650 * PIP}}$$

Fuente: CLEGG. Joe Dunn. Petroleum Engineering Handbook. p 322.

Donde:

A_{cm} = área de succión mínima.

Q_{suc} = caudal de succión. [BFPD]

G_{mezcla} = gravedad específica de la mezcla.

PIP = presión de succión. [PSI]

BSW = corte de agua y sedimentos. [Fracción]

RGP = relación gas petróleo.

Dado esto se tiene que el A_{cm} = 0,25

6.1.3 Calculo del ensamble de garganta y boquilla. Con el valor de A_{cm} se selecciona de la **Tabla 10** el ensamble que se iguale o supere este valor. Para este caso se selecciona el ensamble 20A el cual tiene los valores de:

A_t = Área de garganta: 0,7743

A_n = Área de boquilla: 0,31

6.1.4 Calculo del Área de succión (As). Con estos valores de boquilla y garganta se determina el A_s que viene dado de la resta del $A_t - A_n$, para este caso se obtiene como resultado un A_s = 0,46

Si la diferencia de este A_s es mayor al A_{cm} la bomba seleccionada aplica para el pozo.

6.1.5 Calculo del factor FaD. Con los valores de boquilla y garganta se determina también el factor FaD el cual debe cumplir que la relación se acerque a 0,4 este factor viene dado por la **Ecuación 32**.

Ecuación 32. Factor FaD

$$FaD = \frac{Aboquilla}{Agarganta}$$

Fuente: CLEGG. Joe Dunn. Petroleum Engineering Handbook. p 322.

FaD= relación de áreas.
Aboquilla=área de la boquilla.
A garganta= área de la garganta.

Donde para el pozo el valor del FaD: 0,4

6.1.6 Calculo de la presión de operación (Pso). Se determina la presión de operación de descarga de las bombas de superficie, que van entre 1500 a 2500 psi. Para este caso se escoge una presión de descarga de 2500 psi.

6.1.7 Calculo del gradiente en la boquilla (Gfp). Se realiza para el fluido de potencia, para este caso el fluido a utilizar es el agua; el gradiente de la boquilla se calcula multiplicando la gravedad específica del agua por 1,15 dando como resultado 0,49.

6.1.8 Calculo de la presión en la boquilla y el Caudal en la boquilla. Se calcula la presión de la boquilla con la columna hidrostática más la presión de la bomba; el caudal en la boquilla viene dada por la **Ecuación 33**.

Ecuación 33. Caudal del fluido de inyección en la boquilla sin perdidas.

$$Qn = (832 * Aboquilla) * \sqrt{\frac{Pn - PIP}{Gmezcla}}$$

Fuente: CLEGG. Joe Dunn. Petroleum Engineering Handbook. p 327.

Dónde:

Qn = caudal de la boquilla sin perdidas. [BFPD]

Aboquilla=área de la boquilla.
Pn= presión de la boquilla. [PSI]
PIP= presión de succión [PSI].
Gmezcla= gravedad específica de la mezcla.

Entonces la presión en la boquilla es igual a 3909 psi y el caudal de boquilla sin pérdidas es igual a 22.697 BWPD.

6.1.9 Calculo del número de Reynolds. Para determinar las pérdidas por fricción en la tubería se determina el número de Reynolds por la **Ecuación 34**.

Ecuación 34. Numero de Reynolds.

$$N_{Re} = 7.742 \times 10^3 \frac{dv}{\mu/\rho}$$

Fuente: CLEGG. Joe Dunn. Petroleum Engineering Handbook. p 352.

Donde el número de Reynolds es 1.777.668 ya que este es igual a 4.000 las pérdidas por fricción se calculan para un fluido turbulento.

6.1.10 Calculo de las pérdidas por fricción. Las pérdidas por fricción se determinan por dos métodos tanto por la **Ecuación 35** y por la gráfica que aparece en el **Anexo E y F**.

Ecuación 35. Pérdidas por fricción.

$$\Delta p_f = \frac{11.46 \times 10^{-6} \bar{\gamma} \bar{f} q^2 L}{(d_1 - d_2)(d_1^2 - d_2^2)^2 \left(\frac{d_1}{d_1 - d_2}\right)^{0.1} (1 + 1.5e^2)^{0.25}}$$

Fuente: CLEGG. Joe Dunn. Petroleum Engineering Handbook. p 352.

Donde:

Donde las pérdidas por fricción por gráfica son iguales a 5,32 y por ecuación a 3,46

A partir del valor de las pérdidas por fricción se calcula la presión en la boquilla que es la presión en la boquilla hallada anteriormente menos las pérdidas por fricción igualmente calculadas. El valor de la nueva presión en la boquilla es 3.906 Psi.

Al tener ya el valor de la presión en la boquilla con pérdidas por fricción se determina un nuevo caudal en la boquilla con pérdidas obteniendo un valor de 20.502 Psi.

Si la relación de porcentajes de los caudales hallados es menor al 15% se pasa a la iteración sobre la tasa de producción, para este caso la relación es de 6,5%.

Los resultados de los cálculos realizados anteriormente se encuentran en la **Tabla 13**.

Tabla 13. Resultados sobre la boquilla.

Iteracion sobre la Boquilla y el Fluido de Potencia	
PIP	759,35
Gs	0,41
Acm	0,25
Ensamble Tabla	20A
As = At - An	0,46
At	0,77
An	0,31
FaD	0,40
Pso	2500,00
Gfp	0,50
Pn	3909,35
qn	22697,83
Nre	1777668,66
Pf	3,46
Pf	5,32
Pn	3905,89
qn	20502,60

6.2 ITERACIÓN SOBRE LA TASA DE PRODUCCIÓN DISEÑO BOMBEO HIDRÁULICO

Se ve la necesidad de determinar sobre la tasa de producción una iteración para mirar el comportamiento del fluido con pérdidas.

6.2.1 Calculo del caudal de descarga (qd) y gradiente de la mezcla (gd). El caudal de descarga viene dado por la **Ecuación 36** con pérdidas calculadas anteriormente y el gradiente de la mezcla se calcula a partir de la **Ecuación 37**.

Ecuación 36. Caudal de descarga.

$$q_d = q_s + q_n$$

Fuente: CLEGG. Joe Dunn. Petroleum Engineering Handbook. p 325.

Donde:

q_d = Caudal de descarga. [BFPD]

q_s = Caudal de succión. [BFPD]

q_n = Caudal en la boquilla. [BFPD]

Ecuación 37. Gradiente del fluido de retorno.

$$g_d = [(q_n \times g_n) + (q_s \times g_s)] / q_d$$

Fuente: CLEGG. Joe Dunn. Petroleum Engineering Handbook. p 325.

Donde:

g_d = Gradiente del fluido de retorno.

q_d = Caudal de descarga. [BFPD]

q_s = Caudal de succión. [BFPD]

q_n = Caudal en la boquilla. [BFPD]

g_s = gradiente de succión de la bomba.

g_n = gradiente de flujo en la boquilla.

El caudal de descarga para este diseño es y el gradiente de fluido de retorno es 28.003 BFPD.

6.2.2 Calculo del corte de agua de retorno (Wcd) y la relación gas petróleo de retorno (Fgl). El corte de agua se determina con el porcentaje de descarga de succión por la **Ecuación 38** se utiliza esta ecuación ya que el fluido de potencia a utilizar es agua. La relación gas petróleo de retorno viene dado por la **Ecuación 39**.

Ecuación 38. Corte de agua de retorno.

$$W_{cd} = \frac{q_n + W_c q_s}{q_d}$$

Fuente: CLEGG. Joe Dunn. Petroleum Engineering Handbook. p 325.

W_{cd} = Corte de agua de retorno. [%]
 q_n = Caudal en la boquilla. [BFPD]
 W_c = porcentaje de descarga de succión. [%]
 q_s = Caudal de succión. [BFPD]
 q_d = Caudal de descarga. [BFPD]

Ecuación 39. La relación gas petróleo de retorno.

$$F_{gL} = q_s (1 - W_c) R / q_d.$$

Fuente: CLEGG. Joe Dunn. Petroleum Engineering Handbook. p 325.

Donde:

F_{gL} = La relación gas petróleo de retorno.
 q_s = Caudal de succión. [BFPD]
 W_c = descarga de succión.
 R = relación gas petróleo.
 q_d = Caudal de descarga. [BFPD]

Para este diseño se tiene un corte de agua de retorno de 0,73 y una relación gas petróleo de 23,33.

6.2.3 Calculo de la viscosidad de retorno (μ m). La viscosidad de retorno viene dado por la **Ecuación 40**, la cual da como resultado 8,03 Cp.

Ecuación 40. Viscosidad de retorno.

$$\nu_m = (1 - W_{cd})\nu_o + W_{cd}\nu_w$$

Fuente: CLEGG. Joe Dunn. Petroleum Engineering Handbook. p 325.

Donde:

μ_m = Viscosidad de retorno. [Cp]

Wcd = Corte de agua de retorno. [%]

μ_o = Viscosidad de petróleo. [Cp]

μ_w = Viscosidad del agua. [Cp]

Con la viscosidad de retorno se calculan se calculan el número de Reynols, y las pérdidas por fricción sobre la tasa de producción. Obteniendo como resultado 2,88.

6.2.4 Calculo de presión de descarga (Ppd). El cálculo de la presión de descarga viene dado por la **Ecuación 41**, la cual da como resultado 2.141 BFPD.

Ecuación 41. Presión de descarga.

$$P_{pd} = P_{fd} + g_d D + P_{wh}$$

Fuente: CLEGG. Joe Dunn. Petroleum Engineering Handbook. p 328.

Donde:

P_{pd} = Presión de descarga. [Psi]

P_{fd} = Perdidas de presión por fricción.

$g_d D$ = Gradiente de la mezcla.

P_{wh} = Presion en el cabezal del pozo. [Psi]

Con este valor de presión de descarga se determina un valor adimensional de descarga (F_{pD}) el cual viene dado por la **Ecuación 42**, dando como resultado 0,78.

Ecuación 42. Factor adimensional de descarga.

$$F_{pD} = (P_{pd} - P_{ps}) / (P_n - P_{pd})$$

Fuente: CLEGG. Joe Dunn. Petroleum Engineering Handbook. p 328.

Donde:

F_{pD} = Factor adimensional de descarga

P_{pd} = Presión de descarga. [Psi]

P_{ps} o PIP = Presión mínima permisible. [Psi]

P_n = presión de la boquilla. [Psi]

Con este valor se calcula dos relaciones adimensional de masa las cuales se determina una por la **Ecuación 43** y otra por la gráfica que se encuentra en el **Anexo G**.

Ecuación 43. Relación de flujo de masa.

$$F_{mfD} = \frac{q_s \left\{ \left[1 + 2.8 \left(\frac{R}{p_{ps}} \right)^{1.2} \right] (1 - W_c) + W_c \right\} g_s}{q_n \times g_n}$$

Fuente: CLEGG. Joe Dunn. Petroleum Engineering Handbook. p 328.

Donde:

F_{mfD} = Relación de flujo de masa.

P_{ps} o PIP = Presión mínima permisible. [Psi]

R = relación gas petróleo.

q_s = Caudal de succión. [BFPD]

W_c = descarga de succión.

q_n = Caudal en la boquilla. [BFPD]

g_n = gradiente de flujo en la boquilla.

Donde se obtiene como resultado la relación de flujo de masa igual a 0,37 y por gráfica igual 0,26.

Con estos valores se determina un porcentaje de error de flujos de masas igual a 0,71, si el valor de este porcentaje es mayor a 1 se debe realizar de nuevo una segunda iteración dando como resultados los datos de la **Tabla 14**.

Tabla 14. Resultados sobre la tasa de producción.

Iteracion sobre la tasa de Produccion	
qd	28002,60
Gm	0,41
Wcd	0,73
FgL	23,33
µm cp	8,03
Nre	1605740,93
Pfd	2,88
Pfd	2,34
Ppd	2141,89
FpD	0,78
Fmfd a	0,37
Fmfd b	0,26
Fmfd a/Fmfd b	0,71
Qs new	5330,68

6.2.5 Calculo de caudal de succión nuevo (Qs). El cálculo del nuevo caudal viene dado por la **Ecuación 44**, el cual da como resultado 5.331 BFPD.

Ecuación 44. Caudal de succión nuevo.

$$q_{s(new)} = q_{s(old)} F_{mfD_2} / F_{mfD_1}$$

Fuente: CLEGG. Joe Dunn. Petroleum Engineering Handbook. p 328.

Donde:

$q_s (new)$ = Caudal de succión nuevo. [BFPD]

q_s = Caudal de succión. [BFPD]

F_{mfD} = Relación de flujo de masa.

6.3 CALCULOS FINALES DISEÑO HIDRÁULICO

Para finalizar el diseño se realizan los cálculos descritos a continuación obteniendo así el ensamble de garganta y boquilla del sistema de levantamiento artificial bombeo hidráulico.

6.3.1 Calculo de la nueva relación de flujo de masa (FmfD). Este cálculo se determina con el nuevo caudal de succión con la ecuación mencionada anteriormente, dando como resultado 0,26.

6.3.2 Calculo de la eficiencia (Ep) y nuevo factor adimensional (FaD). El cálculo de la eficiencia se determina por medio de la **Ecuación 45**, el factor adimensional se determina por medio de la gráfica que se encuentra en el **Anexo G**.

Dando como resultado una eficiencia de y un factor adimensional de 0,2.

Ecuación 45. Eficiencia.

$$E_p = F_{mfD} \times F_{pD} = \frac{(p_{pd} - p_{ps})(q_s \times g_s)}{(p_n - p_{pd})(q_n \times g_n)}$$

Fuente: CLEGG. Joe Dunn. Petroleum Engineering Handbook. p 320.

Donde:

E_p = Eficiencia.

F_{pd} = Factor adimensional de descarga

P_{ps} o PIP = Presión mínima permisible. [Psi]

P_{pd} = Presión de descarga. [Psi]

q_s = Caudal de succión. [BFPD]

P_n = presión de la boquilla. [Psi]

g_s = gradiente de succión de la bomba.

g_n = gradiente de flujo en la boquilla.

Con este nuevo FaD se determina el área de garganta y boquilla nuevo, un Acm nuevo con estas áreas. Dando el ensamble final de pozo de 20C.

Por ultimo teniendo el ensamble final de la bomba hidráulica se determina el caudal de cavitación con la **Ecuación 46** el cual determina el límite de barriles de fluido por día para no tener cavitación, dando como resultado 6.883 BFPD.

Los resultados finales se encuentran en la **Tabla 15**.

Tabla 15. Resultados de cálculos finales.

Calculos Finales	
FmfD	0,26
Ep	0,74
FaD	0,30
At new	1,03
Ensamble tabla	20C
At	1,29
An	0,31
Acm new	0,18
Q cavitacion	6883,37
HP	871,36

6.3.1.1 Análisis bombeo hidráulico. El diseño de bombeo hidráulico para el pozo tiene una eficiencia del 74%, se necesita tener disponibilidad del fluido a inyectar en este caso agua. Se diseñó con un área de boquilla de 0,31 y un área de garganta de 1,29 para un BSW de 1%.

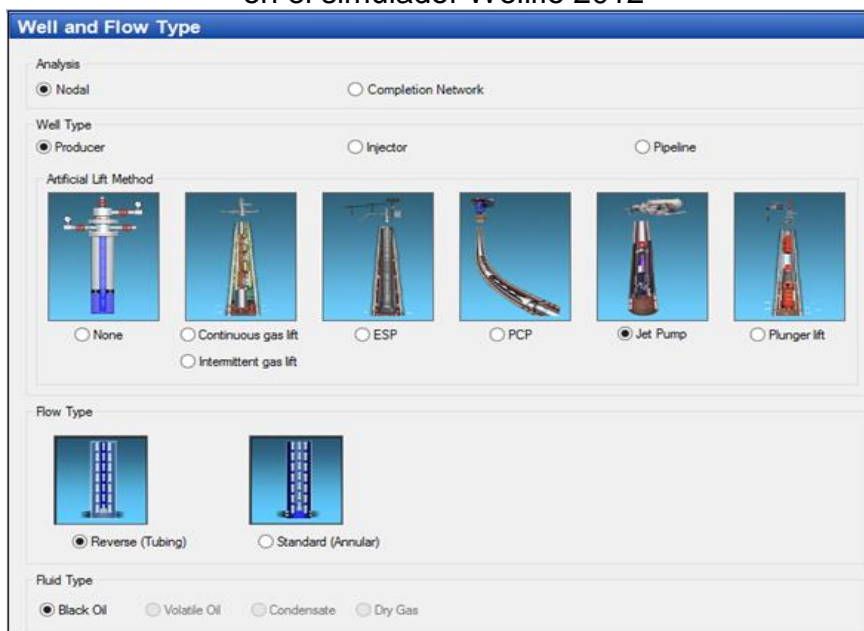
7. ANÁLISIS NODAL BOMBEO HIDRÁULICO

A continuación se describe el procedimiento que se lleva a cabo para la simulación del sistema de levantamiento artificial bombeo hidráulico por medio del programa Wellflo para el Pozo Castilla Norte-3 en donde los datos productos de las propiedades de los fluidos he información del pozo se hallan en el capítulo 3. Teniendo en cuenta que se quieren producir 7.500 BFPD.

7.1. DETERMINACIÓN DEL ANÁLISIS NODAL CON EL SIMULADOR WELLFLO BOMBEO HIDRÁULICO

Una vez se está sobre la el programa Wellflo lo primero que hay que determinar es el tipo de pozo y el fluido a producir como en este caso lo muestra la **Figura 36**.

Figura 36. Tipo de pozo y de fluido seleccionado en el simulador Wellflo 2012



Fuente: WELLFLO. Software.2012. Modificado por autor.

En la **Figura 37** teniendo en cuenta que en este caso el BS&W es de 1% y que por esta razón lo vamos a considerar como flujo monofásico se seleccionan en la siguiente pantalla del programa las correlaciones de flujo según parámetros del pozo.

Figura 37. Correlaciones de flujo.

Flow Correlations

Well and Riser
Correlation: Duns and Ros (Standard) ▼
 Change correlation at MD: 0 ft ▼
Deep Well Flow Correlation: Duns and Ros (Modified) ▼
Well and Riser L Factor: 1.0000
Critical Flow for Liquid Loading: Turner ▼ 1.0000
 Use Angle Correction

Downcomer
Correlation: Beggs and Brill (Modified) ▼
L Factor: 1.0000

Pipeline
Correlation: Duns and Ros (Standard) ▼
L Factor: 1.0000

Choke
Subcritical choke L Factor: 1.0000
Correlation: Achong ▼
A: 0 B: 0 C: 0

Fuente: WELLFLO. Software.2012. Modificado por autor.

A continuación se selecciona tanto la profundidad de referencia como el tipo de pozo y la profundidad cero a la cual comienza el pozo como lo muestra la **Figura 38**.

Figura 38. Profundidad de referencia.

Reference Depths

Well Type
 Onshore Subsea Platform

Zero Depth
 Wellhead
 Kelly Bushing/Rotary Table
 Other

Fuente: WELLFLO. Software.2012. Modificado por autor.

Los siguientes parámetros de los fluidos son los que se anexan como información como lo muestra la **Figura 39** gravedad API, gravedad específica del gas, salinidad del agua; y la presión de yacimiento, la temperatura y relación gas petróleo para en este caso determinar los PVT.

Figura 39. Parámetros de los fluidos.

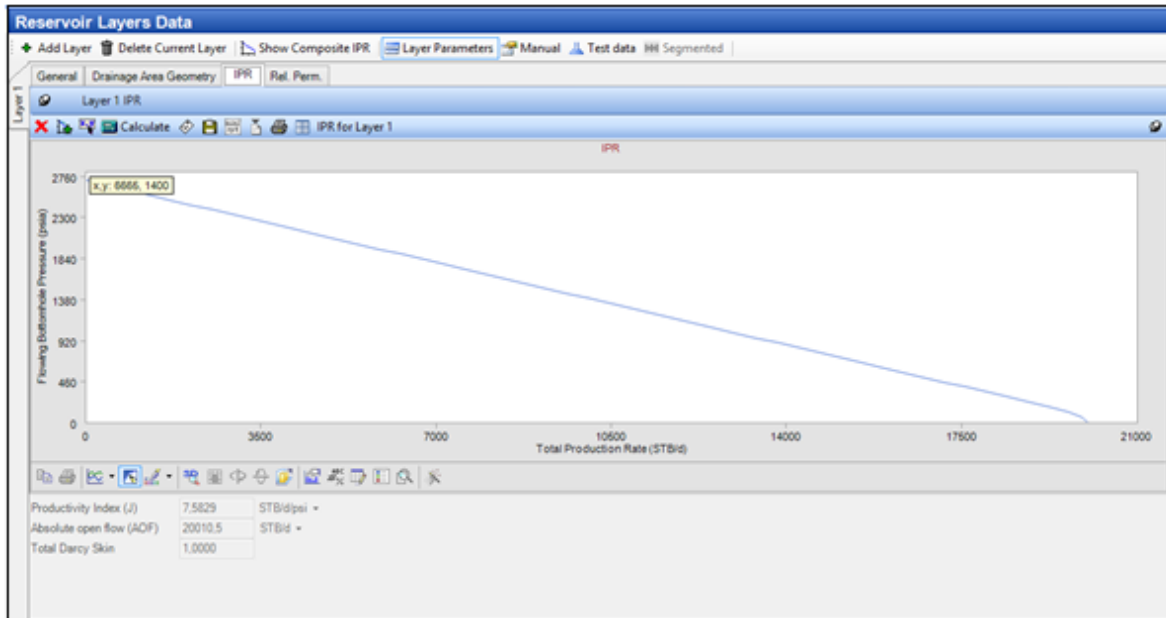
Fuente: WELLFLO. Software.2012. Modificado por autor.

En el programa Wellflo tiene un método para determinar la curva IPR y el índice de productividad teniendo en cuenta los parámetros del reservorio descritos en las **Figura 40 y 41** y respectivamente.

Figura 40. Datos de reservorio e índice de productividad, bombeo hidráulico.

Fuente: WELLFLO. Software.2012. Modificado por autor.

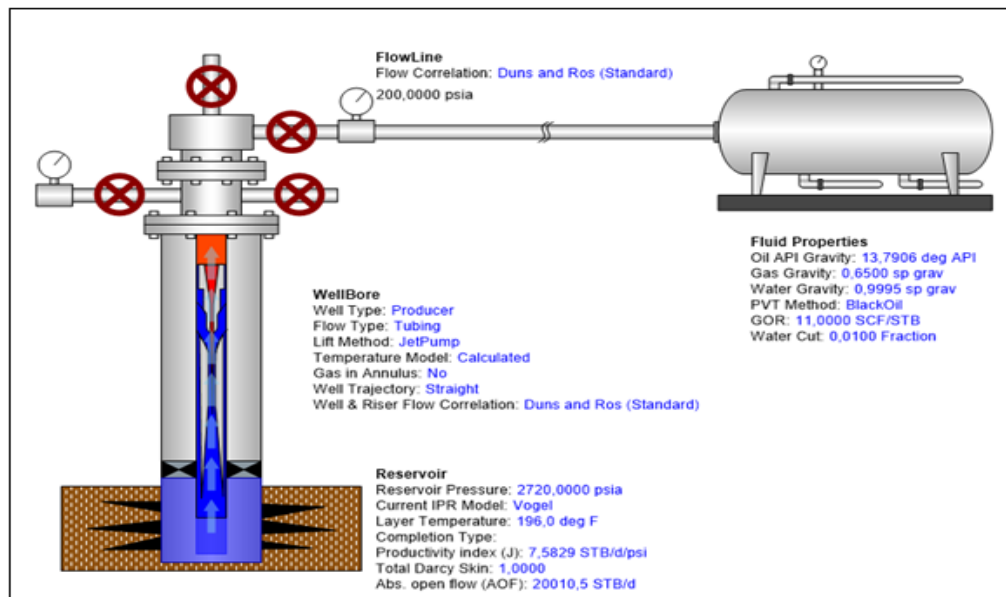
Figura 41. Curva IPR del Pozo Castilla Norte-3 con sistema de levantamiento bombeo hidráulico.



Fuente: WELLFLO. Software.2012. Modificado por autor.

En la **Figura 42** encontramos el esquema del sistema de levantamiento artificial bombeo hidráulico que arroja el programa una vez reconoce todos los parámetros actuales del pozo que han sido cargados al simulador para correr el análisis nodal.

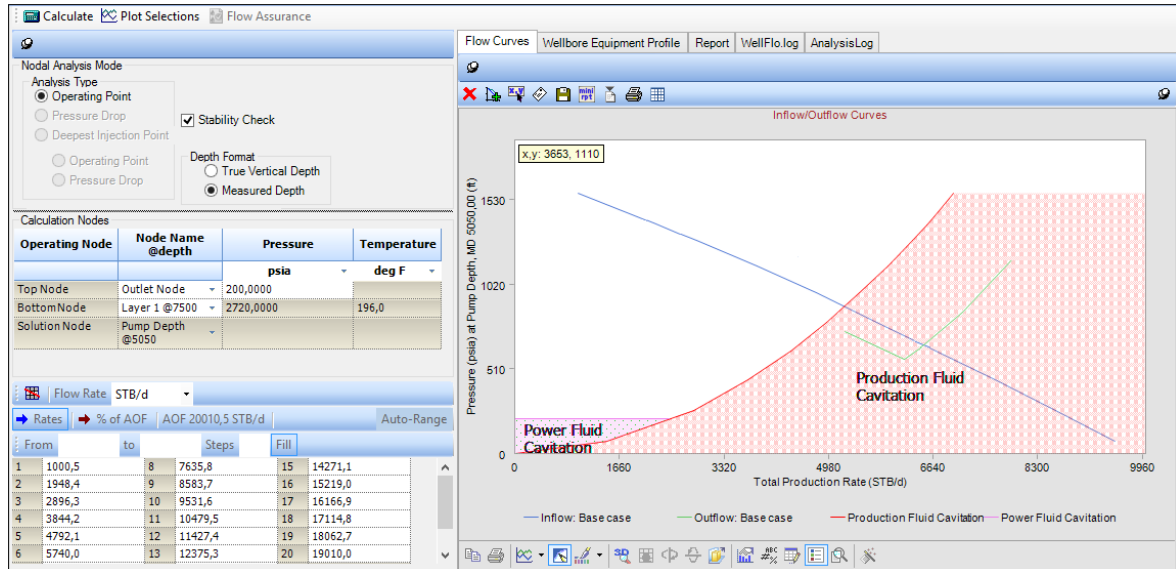
Figura 42. Esquema del análisis nodal del Pozo Castilla Norte-3 bombeo hidráulico.



Fuente: WELLFLO. Software.2012. Modificado por autor.

Se da inicio al análisis nodal seleccionando el nodo de solución en la **Figura 43**, se selecciona el nodo en fondo con la presión, temperatura y datos cargados al simulador, anteriormente descritos. Al correr la simulación se obtiene las curvas de oferta y demanda (Inflow y Outflow) las cuales se muestran en la **Figura 43**.

Figura 43. Curvas de oferta y demanda bombeo hidráulico.



Fuente: WELLFLO. Software.2012. Modificado por autor.

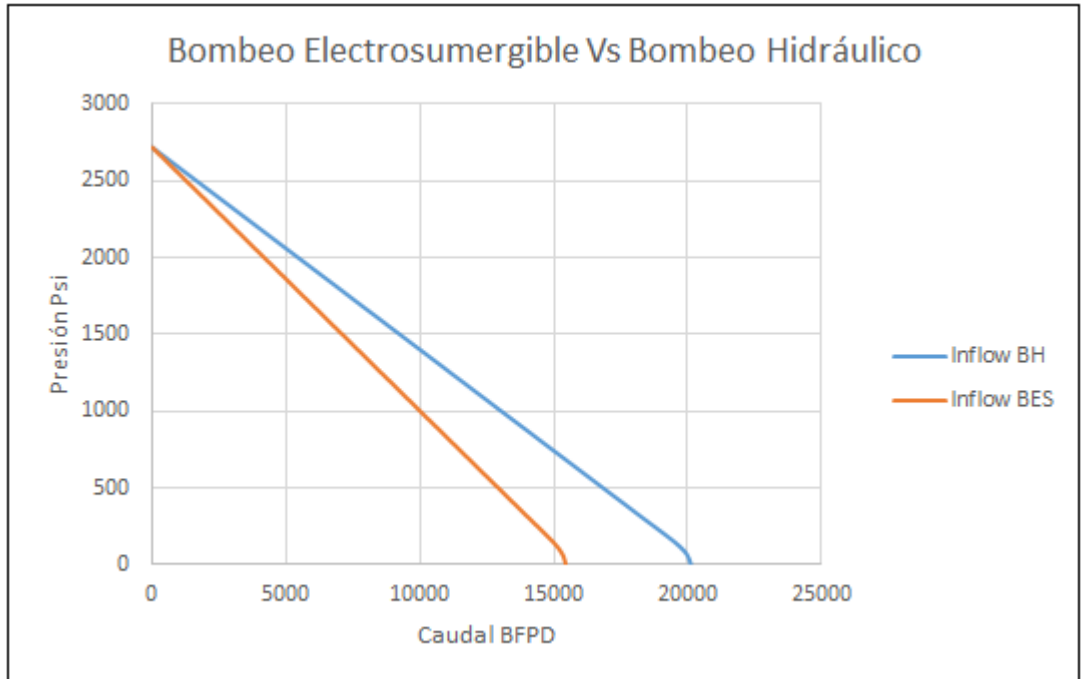
7.1.1 Análisis de los resultados obtenidos del análisis nodal bombeo hidráulico. Para el Pozo Castilla Norte-3 con bombeo hidráulico se tiene un caudal máximo de 20.010 BFPD a una Pwf de 0 psi y no se muestra ninguna restricción de flujo.

A partir de las curvas de oferta y demanda, el caudal máximo de operación para el Pozo Castilla Norte-3 con sistema de levantamiento artificial bombeo hidráulico es de 6585 BFPD a una presión de operación de 786 psi, lo cual indica el límite operacional para el sistema de levantamiento bombeo hidráulico.

7.2 RESULTADOS OBTENIDOS DEL ANALISIS NODAL DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE ACTUALMENTE INSTALADO VS EL ANALISIS NODAL DEL BOMBEO HIDRÁULICO SELECCIONADO.

De acuerdo a los datos obtenidos en los análisis nodales realizados anteriormente a el Pozo Castilla Norte-3, con los sistemas de levantamiento artificial bombeo electrosumergible y bombeo hidráulico, se realiza una comparación entre los dos análisis por medio de la **Gráfica 16**. Donde se concluye que el sistema de levantamiento bombeo hidráulico aumenta la productividad del Pozo Castilla Norte-3 resultando para la compañía operadora un beneficio ya que el Campo Castilla es el mayor productor de crudo en este momento en el País.

Gráfica 16. Curva IPR Bombeo electrosumergible vs bombeo hidráulico.



Fuente: Autor

8. ANÁLISIS FINANCIERO

El sistema de levantamiento artificial que viene utilizando la compañía Ecopetrol para el Pozo Castilla Norte-3, presenta dificultades operacionales y baja eficiencia con el sistema de levantamiento bombeo electrosumergible, lo cual origina que este proyecto busque una alternativa de solución a esta problemática por medio de una matriz de selección de sistemas de levantamiento artificial según los parámetros y criterios del pozo dando como resultado la implementación de bombeo hidráulico.

La evaluación financiera se realiza desde el punto de vista de la compañía prestadora de servicios A.I.P S.A.S a partir, del análisis de los costos de inversión (CAPEX) y los costos de operación (OPEX) en el sistemas de levantamiento artificial propuesto, se realiza un flujo de caja propuesto por medio del incremental de producción en un periodo de un año evaluado trimestralmente, bajo el indicador financiero Valor Presente Neto (VPN). La tasa de interés de oportunidad (TIO) para este proyecto será del 12% efectivo anual y la unidad monetaria de valor constante a utilizar es el dólar Estadounidense (USD).

8.1 CAMPAÑA DE PERFORACIÓN

A la compañía se le puede hacer una proyección en los futuros pozos a perforar (8) en al año de estudio si tienen el mismo comportamiento que el pozo evaluado.

La **Tabla 16** muestra los pozos a perforar por cada trimestre durante un año.

Tabla 16. Campaña de pozos por trimestres.

Periodo/Trimestre	Número de pozos
1	2
2	2
3	2
4	2

Fuente: ECOPETROL. Proyección de perforación.

8.2 ANÁLISIS DE COSTOS DE INVERSIÓN (CAPEX)

La inversión de capital, es la que genera beneficios y se usa para adquirir o mejorar activos, con el fin de aumentar la capacidad o mejorar la eficiencia de la empresa.

La inversión planteada en este proyecto conocida como CAPEX incluye costos de compra de unidades tanto en fondo como en superficie y el servicio a pozo respectivo de cada sistema para su funcionamiento.

8.2.1 Costos del sistema de levantamiento bombeo hidráulico. A continuación se describen los costos del sistema de levantamiento propuesto bombeo hidráulico.

La **Tabla 17** indica los costos del sistema de levantamiento bombeo hidráulico propuesto para el pozo Castilla Norte-3.

Tabla 17. Costo unidad de bombeo hidráulico.

Costos Bombeo Hidráulico			
Equipos de superficie	Cantidad	Costo Unitario	USD
Motor diesel, acumulador, medidores de flujo tipo turbina para inyección, tanque de combustible, líneas de inyección y retorno al sistema.	1	1,500.00	1,500.00
Acumulador en operación	1	370.00	370.00
Unidad de potencia	1	555.00	555.00
Total Superficie		2,425.00	2,425.00
Equipos de Fondo	Cantidad	Costo Unitario	USD
Bomba jet de alto volumen (incluye nariz de pesca y standing valve)	1	10,280.00	10,280.00
Jet Cavity	1	5,550.00	5,550.00
Boquilla	1	1,200.00	1,200.00
Garganta	1	1,500.00	1,500.00
Landing Nipple	1	1,950.00	1,950.00
Valvula	1	4,500.00	4,500.00
Empaque y conexiones de tuberías	1	10,820.00	10,820.00
Total Fondo		35,800.00	35,800.00
Costo Total del equipo Bombeo hidráulico			38,225.00
Costo de especialista Bombeo hidráulico			11,000.00
Costo total			49,225.00

Fuente: ECOPETROL. Relación de actividades, suministros y servicios. 2016.
Modificado por Autor.

La **Tabla 18** muestra los costos de inversión para toda la campaña de perforación.

Tabla 18. Costos de inversión bombeo hidráulico.

Periodos (Trimestres)	Número de pozos	Costo/Unidad por sistema de levantamiento	USD
1	2	49,225.00	98,450.00
2	2	49,225.00	98,450.00
3	2	49,225.00	98,450.00
4	2	49,225.00	98,450.00

Fuente: ECOPETROL. Relación de actividades, suministros y servicios. 2016.
Modificado por Autor.

8.3 ANÁLISIS DE COSTOS DE OPERACIÓN (OPEX)

Los costos de operación, como su nombre lo indica, son los costos que se dan durante la operación para llevar a cabo el proyecto, y se dan por compras y servicios que se utilizan durante la operación diaria de la compañía. Los recursos se consumen durante la operación del proyecto.

Se deben tener en cuenta para realizar la evaluación financiera, los costos de operación o funcionamiento de las unidades conocidas como OPEX.

Se necesita conocer los incrementales de producción que van a generar los cambios de sistema de levantamiento en los pozos evaluados, para hacer los cálculos. Para ellos se relaciona la producción actual de cada pozo, la producción que se obtendrá a realizar el cambio de sistema de levantamiento y su respectivo incremental en barriles de fluido por día para el pozo Castilla Norte-3, en la **Tabla 19**.

Tabla 19. Producción diaria (BFPD).

Producción actual	Producción proyectada	Incremental de Producción
5,757 BFPD	7,500 BFPD	1,743 BFPD

Fuente: ECOPETROL. Relación de actividades, suministros y servicios. 2016. Modificado por Autor.

Una vez calculado el incremental del Pozo Castilla Norte-3 se debe tener en cuenta su respectiva declinación la cual se encuentra en la **Tabla 20**, que es la disminución de la producción a través del tiempo por efectos de pérdidas de presión. Esta declinación se encuentra en periodos trimestrales.

Para la proyección se empieza a contar a partir del mes de Enero multiplicándose por los días de cada mes.

Tabla 20. Producción Incremental por pozo (BBL).

Periodo/Trimestre	Número de pozos	Producción Base	Producción Estimada	Total
1	1	518,130 BBL	675,000 BBL	156,870 BBL
2	1	523,887 BBL	682,500 BBL	158,613 BBL
3	1	529,644 BBL	690,000 BBL	160,356 BBL
4	1	529,644 BBL	690,000 BBL	160,356 BBL

En la **Tabla 21** se resume la campaña de 8 pozos a perforar en un periodo de un año para las producciones incrementales para cada pozo y su respectivo periodo.

Tabla 21. Total Producción Incremental campaña de perforación (BBL).

Periodo/Trimestre	Número de pozos	Producción Incremental por pozo	Total
1	2	156,870 BBL	313,740 BBL
2	2	158,613 BBL	317,226 BBL
3	2	160,356 BBL	320,712 BBL
4	2	160,356 BBL	320,712 BBL

Con base en la información suministrada por la compañía los costos de operación, para cada uno de los pozos evidenciando los costos de levantamiento en dólares por barriles, el valor se encuentra en la **Tabla 22**. Este valor se determina en cada empresa de manera diferente, en este caso se determinó el 18% como el costo que se tiene para producir un barril en superficie en el Campo Castilla.

Tabla 22. Costos de levantamiento.

Pozo	USD/BBL
Castilla Norte-3	18.00

Fuente: ECOPETROL. Relación de actividades, suministros y servicios. 2016. Modificado por Autor.

La **Tabla 23 y 24** muestra los costos de operación en dólares para un pozo y los pozos en evaluación de la campaña, valor que resulta de la multiplicación de los barriles incrementales de producción por el costo de levantamiento (Lifting cost).

Tabla 23. Costos de operación para un pozo.

Período/Trimestre	Producción Incremental	Costo de Levantamiento	USD
1	156,870 BBL	18.00 USD/BBL	2,823,660.00 USD
2	158,613 BBL	18.00 USD/BBL	2,855,034.00 USD
3	160,356 BBL	18.00 USD/BBL	2,886,408.00 USD
4	160,356 BBL	18.00 USD/BBL	2,886,408.00 USD

Tabla 24. Costos de operación para toda la campaña.

Periodo/Trimestre	Producción Incremental	Costo de Levantamiento	USD
1	313,740 BBL	18.00 USD/BBL	5,647,320.00 USD
2	317,226 BBL	18.00 USD/BBL	5,710,068.00 USD
3	320,712 BBL	18.00 USD/BBL	5,772,816.00 USD
4	320,712 BBL	18.00 USD/BBL	5,772,816.00 USD

8.4 ANÁLISIS DE INGRESOS

El precio de referencia de venta es tomado del promedio del mes de octubre del 2016 del WTI el cual es de 49.22 dólares que se refleja en la **Tabla 25**. A este precio se le restan los ajustes por calidad el cual se encuentra especificado en el **Anexo D** y el valor de transporte por barril en el **Anexo D** respectivamente.

Donde el WTI es el precio de referencia en Dólares por barril de petróleo WTI en la bolsa de Estados Unidos.

Tabla 25. Precio de venta.

USD	
WTI	49.22
Ajustes por calidad	0.35
Transporte	0.67
Total	48.19

Fuente: ECOPETROL S.A

Se realizan los descuentos de regalías a la producción, que se deben cancelar al Estado Colombiano por los derechos de explotación de campos petroleros **Tabla 26 y 27**, después se multiplica por su respectivo precio de referencia de venta en dólares **Tabla 28 y 29**, con el fin de obtener los ingresos totales de cada pozo.

Donde las regalías son una contraprestación económica de propiedad del Estado que se causa por la explotación de un recurso natural no renovable, según la Constitución Política de Colombia en el artículo 360. Como lo muestra la **Figura 44**.

Figura 44. Regalías.



Fuente: ANH. Regalías en el sector de los hidrocarburos. p 8.

Tabla 26. Producción neta por pozo.

Período/Trimestre	Producción Incremental	Regalías (8%)	Total
1	156,870 BBL	12,549	144,320 BBL
2	158,613 BBL	12,689	145,924 BBL
3	160,356 BBL	12,828	147,527 BBL
4	160,356 BBL	12,828	147,527 BBL

Fuente: ECOPETROL. Relación de actividades, suministros y servicios. 2016. Modificado por Autor.

Tabla 27. Producción Neta para la campaña.

Periodo/Trimestre	Producción Incremental	Regalías (8%)	Total
1	313,740 BBL	25,099	288,641 BBL
2	317,226 BBL	25,378	291,848 BBL
3	320,712 BBL	25,657	295,055 BBL
4	320,712 BBL	25,657	295,055 BBL

Fuente: ECOPETROL. Relación de actividades, suministros y servicios. 2016. Modificado por Autor.

Tabla 28. Ingresos Totales para un pozo.

Período/Trimestre	Precio de Venta USD	Producción Neta	USD
1	48.19 USD	144,320 BBL	6,954,781.00 USD
2	48.19 USD	145,924 BBL	7,032,078.00 USD
3	48.19 USD	147,527 BBL	7,109,326.00 USD
4	48.19 USD	147,527 BBL	7,109,326.00 USD

Fuente: ECOPETROL. Relación de actividades, suministros y servicios. 2016. Modificado por Autor.

Tabla 29. Ingresos Totales para la campaña.

Periodo/Trimestre	Precio de Venta USD	Producción Neta	USD
1	48.19 USD	288,641 BBL	13,909,600.00 USD
2	48.19 USD	291,848 BBL	14,064,151.00 USD
3	48.19 USD	295,055 BBL	14,218,702.00 USD
4	48.19 USD	295,055 BBL	14,218,702.00 USD

Fuente: ECOPETROL. Relación de actividades, suministros y servicios. 2016. Modificado por Autor.

8.5 EVALUACIÓN FINANCIERA

Esta evaluación se realizará con el propósito de determinar la viabilidad financiera del proyecto.

La evaluación financiera del proyecto se realiza utilizando el indicador financiero Valor Presente Neto (VPN). A partir de un flujo de caja para los costos del sistema de levantamiento propuesto bombeo hidráulico, para la campaña de perforación.

Donde el VPN es el método más conocido a la hora de evaluar un proyecto de inversión a largo plazo, el cual permite determinar si una inversión cumple con el objetivo básico financiero que es maximizar la inversión. Su **Ecuación 46** viene dada por:

Ecuación 46. Cálculo valor presente neto (VPN).

$$VPN(k) = \sum_{t=1}^n \frac{V_t}{(1+k)^t} - I_0$$

Fuente: ENCICLOPEDIA FINANCIERA. Valor presente neto VPN. [en línea]. [citado en 2016-10-17]. Disponible en Internet: <http://www.encyclopediainfinanciera.com/finanzas-corporativas/valor-presente-neto.htm>

En esta ecuación, el:

V_t representa los flujos de caja de cada periodo mensual

n es el número de periodos considerados

k el tipo de interés.

I_0 es el valor de desembolso inicial de la inversión.

La interpretación de los resultados viene dada por:

Si el resultado del VPN > 0 el proyecto genera una ganancia extraordinaria adicional a la tasa de interés de oportunidad, lo que hace que se considere el proyecto atractivo.

Si el resultado del VPN $= 0$ el proyecto es indiferente financieramente, lo que se interpreta que el dinero va a incrementar de igual manera que en otros proyectos, ya que va a pagar la tasa de interés de oportunidad en donde prima el interés del inversionista.

Si el resultado del VPN < 0 el proyecto no cumple con las expectativas de la compañía como es que pague la tasa de interés de oportunidad, lo cual no es atractivo para la compañía pero se puede considerar una posibilidad ya que pasa al portafolio de inversión.

8.5.1 Tasa de interés de oportunidad (TIO). Para realizar la evaluación financiera se utilizará una tasa interna de oportunidad (TIO) del 12% anual, el flujo de caja tendrá periodos trimestrales por tal razón es necesario convertir la TIO del 12% anual a su respectivo valor trimestral. El cambio de tasa viene dado por la **Ecuación 47.**

Ecuación 47. Tasa trimestral a partir de tasa anual.

$$Tasa\ trimestral = \left(1 + \frac{Tasa\ anual}{100}\right)^{\frac{1}{4}} - 1$$

Fuente: CITI BANK. Préstamos personales. [en línea].
[citado en 2016-10-17]. Disponible en Internet:
<https://www.citibank.com.pe/peru/common/pdf/formulapil.pdf>

Realizando la operación se obtiene:

$$Tasa\ trimestral = \left(1 + \frac{12}{100}\right)^{\frac{1}{4}} - 1 = 2.874\%$$

Obteniendo un TIO trimestral del 2.874% se procede a realizar los flujos de efectivo para la campaña de perforación con los costos del sistema de levantamiento bombeo hidráulico. Una vez se cuenta con los flujos de efectivo, se calcula el valor presente neto (VPN) a partir de la **Ecuación 46**.

El flujo de caja es un informe financiero que presenta un detalle de los flujos de ingresos y egresos de dinero que tiene una empresa en un período dado.

En la **Figura 45 y 46** se realiza el flujo de caja con los costos de inversión y operación para el proceso Propuesto Bombeo Hidráulico para un pozo.

Figura 45. Flujo de efectivo SLA bombeo hidráulico por pozo.

Venta de Crudo		6,954,781.00	7,032,078.00	7,109,326.00	7,109,326.00	28,205,511.00
	0	1	2	3	4	Trimestres
Costo de Inversión	49,225	0	0	0	0	
Costos de Operación	0	2,823,660.00	2,855,034.00	2,886,408.00	2,886,408.00	11,451,510.00
Total Egresos	49,225	2,823,660.00	2,855,034.00	2,886,408.00	2,886,408.00	11,500,735.00

Figura 46. Flujo neto de efectivo SLA bombeo hidráulico por pozo.

				USD	Total
Ingresos		4,131,121.00	4,177,044.00	4,222,918.00	16,754,001.00
	0	1	2	3	4
Egresos	49,225				49,225
	0,000				
					Trimestres

Aplicando la **Ecuación 46**, se realiza el cálculo del valor presente neto (VPN) para el costo del bombeo hidráulico obteniendo un valor de USD 15,562,609. A continuación se presenta el cálculo:

$$VPN(0,02874) = -49,225 + \left(\frac{4,131,121}{(1 + 0.02874)^1} \right) + \left(\frac{4,177,044}{(1 + 0.02874)^2} \right) + \left(\frac{4,222,918}{(1 + 0.02874)^3} \right) + \left(\frac{4,222,918}{(1 + 0.02874)^4} \right)$$

$$VPN(0,02874) = 15,562,609$$

En la **Figura 47 y 48** se realiza el flujo de caja con los costos de inversión y operación para el proceso Propuesto Bombeo Hidráulico para un pozo.

Figura 47. Flujo de efectivo SLA bombeo hidráulico.

		USD				Total
Venta de Crudo		13,909,600.00	14,064,151.00	14,218,702.00	14,218,702.00	56,411,155.00
	0	1	2	3	4	
Costo de Inversión	0	98,450.00	98,450.00	98,450.00	98,450.00	393,800.00
Costos de Operación	0	5,647,320.00	5,710,068.00	5,772,816.00	5,772,816.00	22,903,020.00
Total Egresos	0	5,745,770.00	5,808,518.00	5,871,266.00	5,871,266.00	23,296,820.00

Figura 48. Flujo neto de efectivo SLA bombeo hidráulico.

		USD				Total
Ingresos		8,163,830.00	8,255,633.00	8,347,436.00	8,347,436.00	33,114,335.00
Egresos	0					0

Aplicando la **Ecuación 46**, se realiza el cálculo del valor presente neto (VPN) para el costo del bombeo hidráulico obteniendo un valor de USD 30,856,737. A continuación se presenta el cálculo:

$$VPN (0,02874) = \left(\frac{8,163,830}{(1 + 0.02874)^1} \right) + \left(\frac{8,255,633}{(1 + 0.02874)^2} \right) + \left(\frac{8,347,436}{(1 + 0.02874)^3} \right) + \left(\frac{8,347,436}{(1 + 0.02874)^4} \right)$$

$$VPN (0,02874) = 30,856,737$$

8.6 CONCLUSIONES DE LA EVALUACIÓN FINANCIERA

Desde el punto de vista financiero para la compañía, es atractivo implementar el sistema de levantamiento artificial bombeo hidráulico en la próxima campaña de perforación, porque el proyecto ofrece una ganancia extraordinaria a dólares de hoy de USD 30,856,737 adicional a la tasa de interés de oportunidad.

9. CONCLUSIONES

- A partir de la descripción de las generalidades del Campo Castilla, se demuestra que las arenas productoras son las arenas de la Formación Mirador y de la Formación Gachetá; las cuales cuentan con crudo pesado entre 12,5° API – 18° API, una porosidad de 13,8% - 23,4% y una permeabilidad de 465 – 2423 mD.
- De acuerdo a la descripción de los sistemas de levantamiento utilizados por la empresa A.I.P S.A.S se tiene que la empresa dispone de los sistemas de levantamiento bombeo electrosumergible, bombeo hidráulico, bombeo mecánico y bombeo de cavidades progresivas.
- Mediante el análisis nodal es posible optimizar la producción de petróleo con los diversos software que existen en la industria petrolera en este caso el Wellflo, ya que es una herramienta para incrementar la producción de petróleo en los pozos del Campo Castilla.
- Este proyecto se llevó a cabo con un software de análisis nodal que permitió simular el incremento de producción y conocer el potencial del yacimiento; se modeló un flujo monofásico teniendo en cuenta que el BS&W es de 1% y por esta razón se tiene dicha consideración.
- Al realizar el análisis nodal del Pozo Castilla Norte-3, con el sistema de levantamiento artificial Bombeo Electrosumergible, se obtuvo un índice de productividad de 5,82 BPD/Psi a un caudal de 5757 BFPD, lo cual indica una excelente productividad del pozo.
- Teniendo en cuenta los parámetros y criterios del pozo el sistema de levantamiento artificial que más se ajusta es bombeo hidráulico, ya que a partir del análisis realizado por medio de la matriz de selección es el sistema más adecuado para las características del Pozo Castilla Norte-3.
- Una vez realizado un análisis nodal para cada uno de los sistemas de levantamiento en estudio se determinó que el Bombeo Hidráulico resulta ser más eficiente que el Bombeo Electrosumergible disponible por el pozo actualmente, y que presenta un incremento porcentual de 9% según los resultados obtenidos por la matriz de selección.
- El incremento de producción estimado es de 1743 BFPD una vez sea implementado el sistema de levantamiento artificial sugerido de Bombeo Hidráulico, lo que sugiere un incremento del 24% en la producción.

- Teniendo en cuenta que trabajamos con un crudo pesado, el fluido de potencia en la aplicación del Bombero Hidráulico tipo Jet, juega un papel muy importante ya que no solo es el encargado de transmitir la energía sino que también tiene que bajar la viscosidad del crudo pesado para que este pueda ser producido.
- Según el diseño de la bomba hidráulica y después de haber iterado diferentes geometrías de la boquilla y garganta, se determinó la geometría más eficiente para el caudal de succión a levantar es el ensamble 20C, con un área de boquilla de 0,31 y de garganta de 1,29.
- Al realizar el análisis nodal con el sistema de levantamiento artificial Bombeo Hidráulico, se obtuvo un índice de productividad de 7,58 BPD/Psi a un caudal de 7500 BFPD, lo cual muestra una mayor productividad a la actual.
- Financieramente el proyecto con una producción incremental se puede considerar viable ya que le da una ganancia extraordinaria a la empresa de USD 30.856.737, puesto que el Bombeo Hidráulico tipo Jet puede trabajar a un bajo costo y seguir siendo suficientemente rentable.

10. RECOMENDACIONES

- Cambiar el sistema de levantamiento artificial actualmente instalado por bombeo hidráulico ya que se comprobó que para el Pozo Castilla Norte 3 funciona de una manera más eficiente para lograr optimizar la producción.
- Incluir un sistema de levantamiento combinado: electrosumergible con cavidades progresivas, mecánicas e hidráulicas o Mecánico y cavidades progresivas; para futuros pozos a perforar en el Campo Castilla y así mejorar la eficiencia de los pozos.
- Evaluar el uso del petróleo como fluido motriz, para la bomba tipo jet del sistema de levantamiento artificial bombeo hidráulico.
- Corroborar en campo la aplicación del modelo para futuros pozos y así tener argumentos sólidos sobre la validez y precisión de las alternativas.
- Hacer el análisis nodal para más de un pozo del campo, para que no sea necesario hacer una proyección en el análisis financiero y de esta manera determinar exactamente las ganancias del proyecto en la campaña de perforación.

BIBLIOGRAFÍA

A.I.P. Métodos de levantamiento artificial, 2013. p. 121.

ALVAREZ Y CORAL. Basis development and tectonic history of the Llanos Basin, Eastem Cordillera and Middle Magdalena Valley, Colombia-Bulletin of the American Association of Petroleum Geologists, Vol 79, 1995. p. 1431-1440.

AMOROCHO, BADILLO. Juan. Influencia de la composición mineral de rocas arcillosas en la estabilidad de pozos petroleros. Vol 34,Nº 1, enero-junio 2012. p. 3.

ANH, BARRERO Dario,PARDO Andres,VARGAS Carlos,MARTINEZ Juan,Colombian Sedimentary Basins, 2007. p. 40.

_____. Regalías en el sector de los hidrocarburos, 2017. p. 8.

_____. Estudio integral que permita calcular las reservas probadas y probables sustentables para crudos con gravedades menores o iguales a 200 api en la cuenca de los llanos orientales capítulo 4, 2006, p. 56.

BAKER HUGHES. Sistema de Levantamiento Artificial, 2007. p. 37.

BAYONA. Evolución de la geometría de la Cuenca de los Llanos Orientales y conectividad de las unidades de flujo. reporte interno Ecopetrol, 2009. p. 15.

BEICIP. Evaluación regional de la Cuenca de los Llanos orientales, Ecopetrol informe interno, 1995. p. 6-12

CARDEÑO. Oscar. Reporte geológico de perforación Pozo Castilla Norte 3, 2012. p. 8.

CASTILLA. Castilla la nueva ubicación geográfica. Disponible en línea <http://www.castillalanueva-meta.gov.co>, 2014. p. 1.

CHEVRON, ECOPETROL. Campo Castilla- Chichimene, 2016. p. 2- 5.

CITI BANK. Préstamos personales. [en línea]. [citado en 2016-10-17]. Disponible en: <https://www.citibank.com.pe/peru/common/pdf/formulapil.pdf>

CLEGG. Joe Dunn. Petroleum Engineering Handbook, 2015. p. 322.

COLOMBIA. Departamento del meta. [en línea]. [citado en 2016-09-22]. Disponible en: <http://www.luenticus.org/mapas/colombia/meta.html>

COLORADO. Andrea. Bombeo hidráulico tipo pistón. [en línea]. [citado en 2016-06-13]. Disponible en: <http://es.slideshare.net/gabosocorro/bombeo-hidraulico-tipo-piston-ady-m>, Julio del 2012. p. 21.

COOPER Y ADDISON. Basis development and tectonic history of the Llanos Basin, Eastem Cordillera and Middle Magdalena Valley, Colombia-Bulletin of the American Association of Petroleum Geologists, Vol 79, 1995. p. 1421-1430.

CURTIS Carl. Yacimientos de petróleo pesado, 2007. p. 3.

ECOPETROL S.A. Historia Campo Castilla. [en línea]. [citado en 2016-08-10]. Disponible en: http://www.ecopetrol.com.co/especiales/carta_petrolera/empresa.htm, 2016. p. 1.

_____. Castilla y Chichimene, 2015. p. 1-2.

_____. Informe Final Campo Castilla, 2016. p. 7.

_____. Informe final de Castilla y Chichimene, 2016. p. 4.

_____. Relación de actividades, suministros y servicios, 2016.p. 1.

ENCICLOPEDIA FINANCIERA. Valor presente neto VPN. [en línea]. [citado en 2016-10-17]. Disponible en: <http://www.encyclopediainanciera.com/finanzas-corporativas/valor-presente-neto.htm>

ESCUADERO. Israel. Procedimiento recomendable para determinar parámetros de diseño y seleccionar equipos requeridos, 2015. p. 24.

GEOSS. Diccionario Geológico. [en línea]. [citado en 2017-03-12]. Disponible en: <http://www.geoss.com.pe/docs/DICCIONARIO%20GEOLOGICO.pdf>, Primera edición, 1992.

GONZÁLEZ DE JUANA. Proyecto de Evaluación Geoquímica de la Cuenca Llanos Orientales. Bogotá, 1980. p. 10.

GRAHAM. Basis development and tectonic history of the Llanos Basin, Eastem Cordillera and Middle Magdalena Valley, Colombia-Bulletin of the American Association of Petroleum Geologists, Vol 79. 1995, p. 1441-1456.

H BEGGS. Dale. Production Optimization Using Nodal Analysis. Tulsa Oklahoma: [en línea]. [citado en 2016-06-11]. Disponible en: http://oil-mail.blogspot.com.co/2011/05/sistema-de-levantamiento-artificial-por_4374.html

HEYBROEK. Informe Geológico Final de pozo. Bogotá. 1953. p. 11.

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS Y CERTIFICACIÓN. Norma técnica colombiana 1486. Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. Bogotá D.C.: Sexta actualización, 2008. p. 1-36.

_____. Norma técnica colombiana 5613, Referencias bibliográficas. Contenido, forma y escritura. Bogotá D.C.: Sexta actualización, 2008. p. 1- 33.

_____. Norma Técnica colombiana 4490, Referencias documentales para Fuentes de información electrónicas. Bogotá D.C.: Sexta actualización, 2008. p. 1-23

KEHRER, L., Some observations on Cretaceous and Precretaceous beds in the south western and northern-central parts of Venezuela, Bol. Geol. y Min., 1937, p. 1-4, 47-70.

LIDDLE. Sistema Petrolífero de la provincia de los Llanos, 1928. p. 23.

_____. The Geology of Venezuela and Trinidad. J P MacGowan, Fort Worth, Texas, 1928. p. 552.

MAGGIOLO, Ricardo. Optimización de la producción mediante Análisis Nodal ESP OIL Engineerin Consultants, 2008. p. 104.

MAPA DE CARRETERAS DEPARTAMENTO DEL META. [en línea]. [citado en 2016-07-14]. Disponible en: http://www.cotrasur.com/portal_new/images/mapas/Meta.jpg. ANH. Colombian sedimentary basins, 2007. p. 12.

MARQUEZ, Ricardo. Análisis Nodal del sistema de producción, Febrero 2008. p. 159.

MONCADA. Davian. Caracterización de los sistemas de levantamiento artificial bombeo mecánico en pozos de crudo pesado, Abril 2016. p. 1.

NOTESTEIN, F. b., Hubman, C. W. and Bowler, J. W., Geology of the Barco concession, Republic of Colombia, South America, Geol. Soc. Am., 1944 Bull., 66: p. 1167-1216.

_____. Cuenca Llanos Orientales integración geológica de la digitalización. Bogotá, 1944. p. 50.

_____. Información Geológica. Bogotá, 1944. p. 4

IL. Sistemas de levantamiento artificial por cavidades progresivas. [en línea]. [citado en 2016-07-08]. Disponible en: http://oil-mail.blogspot.com.co/2011/05/sistema-de-levantamiento-artificial-por_9791.html. p 1.

PACIFIC RUBIALES ENERGY. Área de exploración, 2014. p.7.

PADILLA. Ronaldo. Bombeo por cavidades progresivas, Febrero 2009. p. 2.

PARIS DE FERRER. Magdalena. Fundamentos de ingeniería de yacimientos, 2009. p. 116.

PERFOBLOGGER. Métodos de producción de petróleo. [en línea]. [citado en 2016-08-18]. Disponible en: <http://perfob.blogspot.com.co/2014/09/metodos-de-produccion.html>, 29 de septiembre del 2014.

PETRSKILL PUBLICATIONS, 2003. p. 9.

VALERO. Juan José. Bombeo hidráulico. [en línea]. [citado en 2016-08-19]. Disponible en: <http://es.slideshare.net/MagdaArriola/bombeo-hidraulico-español>, 2012. p. 8.

WELLFLO. Software, 2012.

ANEXOS

**ANEXO A.
RESULTADOS DEL ANÁLISIS NODAL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE
POZO CASTILLA NORTE-3.**

Report	ESP Performance	Wellbore Equipment Profile	ESP Gassiness	Flow Curves	WellFlo.log	AnalysisLog
--------	-----------------	----------------------------	---------------	-------------	-------------	-------------

Analysed on Lunes, 24 de octubre de 2016 at 16:31:27

Company:	Ecopetrol
Field:	Castilla
Location:	meta
Platform:	
Well:	Castilla Norte-3
Analyst:	
Notes	

WellFlo System Description Summary

Well depths measured from:	Wellhead
Elevation of depth reference:	0 (ft)

Node	MD (ft)	TVD (ft)	Rough (in)	I.D. (in)	Devn (deg)
Reservoir	7500,00	7500,00			
New Tubing_0	7500,00	7500,00	0,0012	6,184	0
cara del pozo	7078,00	7078,00			
New Tubing_0	7078,00	7078,00	0,0012	6,184	0
New Tubing_0	6484,00	6484,00	0,0012	6,184	0
ESP	4250,00	4250,00			
New Tubing_0	4250,00	4250,00	0,0012	6,184	0
New Tubing_0	1011,00	1011,00	0,0012	6,184	0
New Tubing_0	45,00	45,00	0,0012	6,184	0
Xmas Tree	0	0			
Outlet Node	0	0			

WellFlo Flow Correlation Summary

Well and Riser Flow Correlation:	Duns and Ros (Standard)
Well and Riser L-factor:	1,0000 (Fraction)
Critical Flow for Liquid Loading:	Turner

WellFlo Fluid Properties Summary

Fluid Type:	Black Oil
Number of PVT Layers:	1
Pb,Rs,Bo Correlation:	Glaso
Uo Correlation:	Beal
Ug Correlation:	Carr
Surface Tension Model:	Advanced
Emulsion Viscosity:	False

PVT Layer Number: 1

Oil API Gravity:	13,7996 (deg API)
Oil Specific Gravity:	0,9739 (sp grav)
Gas Specific Gravity:	0,6500 (sp grav)
Water Salinity:	650,0000 (ppm)
Water Cut:	0,0100 (Fraction)
Gas-Oil Ratio:	10,0000 (SCF/STB)

Fuente: WELLFLO. Software.2012. Modificado por autor.

**ANEXO A.
RESULTADOS DEL ANÁLISIS NODAL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE
POZO CASTILLA NORTE-3.**

WellFlo Reference Depth Summary

Location:	Onshore
Zero Depth:	Wellhead

WellFlo Inflow Performance Summary

Fluid Type:	Black Oil
IPR Entry Model:	Layer Parameters
IPR Model:	Vertical
IPR Number of Layers:	1

IPR Layer: 1

IPR Model:	Vogel
Layer Pressure:	2720,0000 (psia)
Layer Temperature:	196,0 (deg F)
Layer Measured Depth:	7078,00 (ft)
Effective Permeability:	6780,0000 (md)
Layer Thickness:	10,00 (ft)
Wellbore Radius:	0,36 (ft)
External Radius:	0,35 (ft)
Drainage Area:	0,4 (ft^2)
Dietz Shape Factor:	31,6000
Productivity index (J):	5,8264 (STB/d/psi)
Total Darcy Skin:	1,0000
Abs. open flow (AOF):	15425,0 (STB/d)

WellFlo ESP Summary

Installed equipment was:

Pump Manufacturer:	Reda
Pump model:	GN5200
Number of stages:	169
Minimum flow rate:	3900,0 (STB/d)
Maximum flow rate:	6600,0 (STB/d)
Motor Manufacturer:	Reda
Motor model:	540 SK Series
Nameplate rating:	175,000hp, 2200,000V, 48,000A
Operating rating:	175,000hp, 2200,000V, 48,000A

The following calculation parameters were used:

Separator efficiency:	0,8000 ((fraction))
Pump wear factor:	1,0000 ((fraction))
Motor wear factor:	1,0000 ((fraction))
Operating frequency:	60,0000 (Hz)
Gassiness correction:	on
Viscosity correction:	on

WellFlo Nodal Analysis Control Summary

Operating mode:	Determine operating point with exact iteration
Top Node:	Outlet Node at 200,0000 (psia)
Bottom Node:	cara del pozo at 2720,0000 (psia)
Solution Node:	New Tubing_0
Temperature Model:	Calculated
T seawater:	40,0 (deg F)
T atmosphere:	60,0 (deg F)

The tubing annulus is assumed to be filled with liquid.

Fuente: WELLFLO. Software.2012. Modificado por autor.

**ANEXO A.
RESULTADOS DEL ANÁLISIS NODAL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE
POZO CASTILLA NORTE-3.**

WellFlo Sensitivity Variable Summary

Sensitivity 1:	is NOT used
Sensitivity 2:	is NOT used
Flow Rates:	
	771,2 (STB/d)
	2159,5 (STB/d)
	3547,8 (STB/d)
	4936,0 (STB/d)
	6324,2 (STB/d)
	7712,4 (STB/d)
	9100,6 (STB/d)
	10488,8 (STB/d)
	11877,0 (STB/d)
	13265,2 (STB/d)
	14653,8 (STB/d)

WellFlo Nodal Analysis Results

Solution node is:	New Tubing_0 at a measured depth of 4250,00 (ft)
Stability check:	on

Case 1

Sensitivity 1:	is NOT used
Sensitivity 2:	is NOT used

Flow Rate (STB/d)	Inflow Pressure (psia)	Outflow Pressure (psia)	ESP Power Consumed (hp)
771,2	4436,9468	1937,5789	365,137
2159,5	3984,7886	1937,2410	450,910
3547,8	3397,6560	1939,4867	504,587
4936,0	2716,0906	1942,6365	523,292
6249,8	1946,2260	1946,2260	512,150
6324,2	1896,4753	1946,4396	510,947
7712,4	375,2330	1949,9554	465,208
9100,6	0	0	None
10488,8	0	0	None
11877,0	0	0	None
13265,2	0	0	None
14653,8	0	0	None

Operating Rate:	6249,8 (STB/d)
Operating Pressure:	1946,2300 (psia)
Operating Temperature:	191,9 (deg F)
Operating ESP Frequency:	60,0000 (Hz)
Operating ESP Power:	345,530 (hp)
Operating GOR Inside ESP:	10,0000 (SCF/STB)
Fluid velocity past motor:	1,6800 (ft/sec)
Pressure at Pump Intake	483,2100 (psia)
Pressure at Pump Discharge:	1946,2300 (psia)
% free gas Pump Intake:	0,0000
Total Dynamic Head :	3575,64 (ft)
Fluid Level :	3119,65 (ft)
Fluid Level above Pump:	1130,35 (ft)

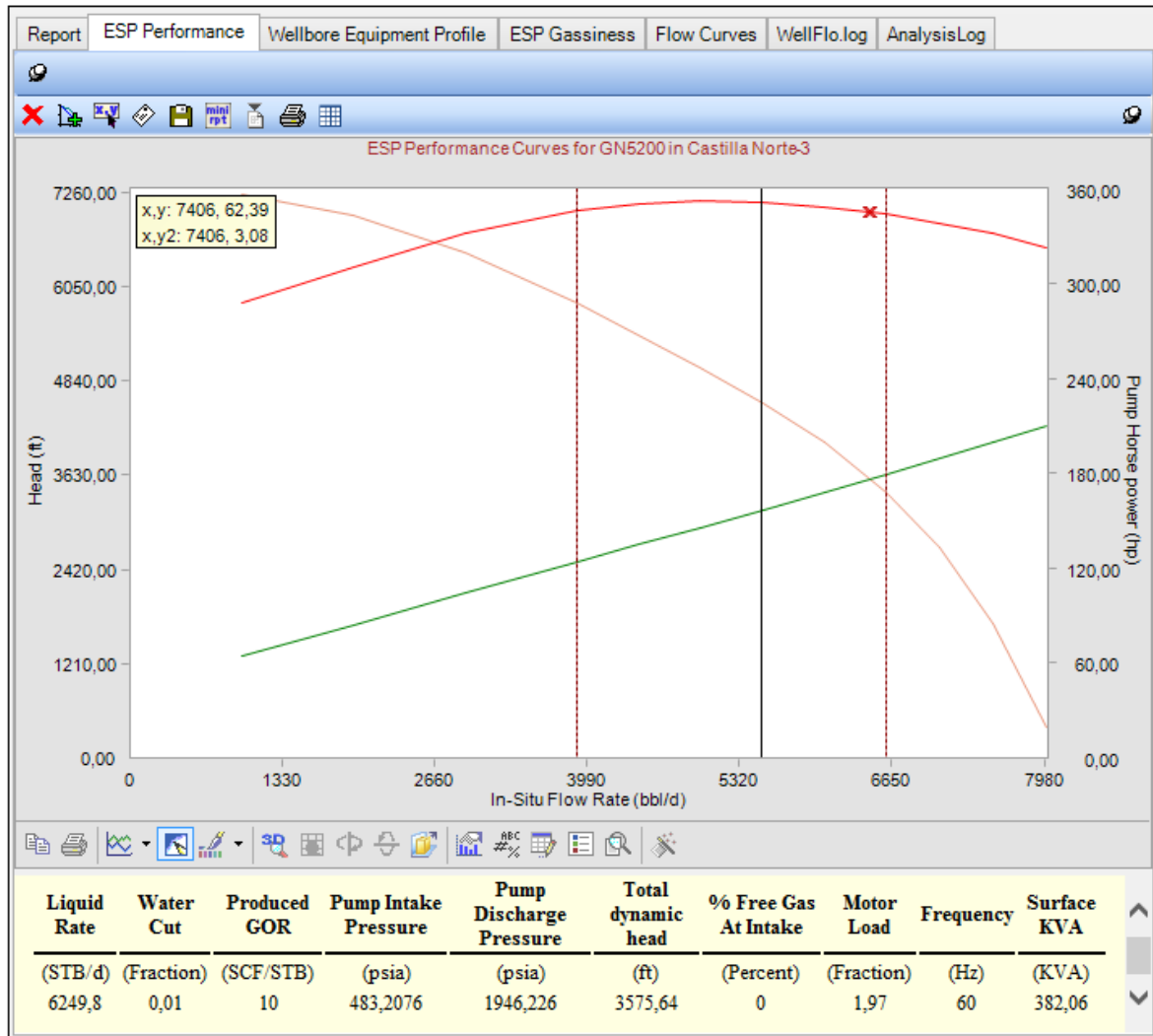
Fuente: WELLFLO. Software.2012. Modificado por autor.

**ANEXO A.
RESULTADOS DEL ANÁLISIS NODAL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE
POZO CASTILLA NORTE-3.**

Electrical	
Surface Voltage:	2329,510 (V)
Voltage Drop/1,000 ft:	29,770 (V)
Surface KVA:	382,060 (KVA)
Mechanical	
Shaft Load (%):	90,9800
Thrust (for floater pump only)	1186,130 (lb)
Housing (delta)P :	1463,020 (psi)
Variable Frequency	
Max. allowable Hz based on motor HP (100% load):	41,5000 (Hz)
Max. allowable Hz based on shaft strength (100% load):	60,8000 (Hz)
Max. allowable Hz based on housing burst pressure (100% load):	90,0000 (Hz)
Max. allowable HZ based on surface drive:	NA
Max. allowable HZ based on transformer KVA:	NA
Max. allowable Hz based on min Intake Pressure (73.5 psi/ 5 atm by default):	67,9000 (Hz)
Max allowable Hz based on max allowable % free gas at pump intake:	
a) Radial flow stage pump (15 % free gas by default):	67,9000 (Hz)
b) Mixed flow stage pump (25% by default):	67,9000 (Hz)
The operating point is stable, was determined by interpolation, and was refined by iteration.	
cara del pozo layer flow rate:	6249,8 (STB/d) liquid at 1647,3217 (psia), 0,0619 (MMSCF/d) gas, GOR = 10,0000 (SCF/STB), 62,5 (STB/d) water, WC = 0,0100 (Fraction)

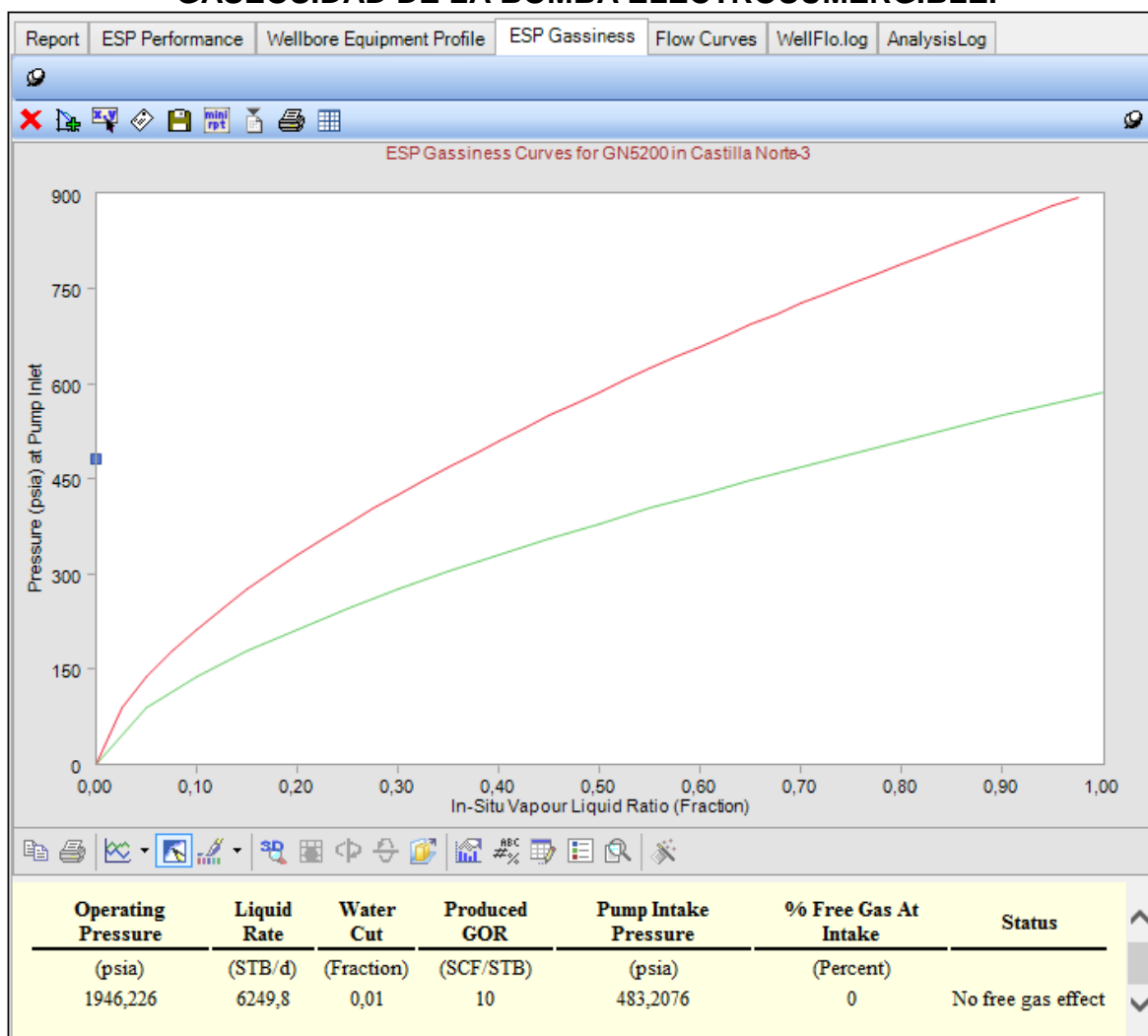
Fuente: WELLFLO. Software.2012. Modificado por autor.

ANEXO B. GRÁFICA DE OPERACIÓN DE LA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE.



Fuente: WELLFLO. Software.2012. Modificado por autor.

ANEXO C. GASEOSIDAD DE LA BOMBA ELECTROSUMERGIBLE.



Fuente: WELLFLO. Software.2012. Modificado por autor.

**ANEXO D.
TARIFA DE TRANSPORTE A REFINERÍA.**

TABLA DE TARIFAS DE TRANSPORTE	Año 2012			Año 2013			Año 2014			Año 2015			Año 2016			Precio a Dolares
	IPC proyectado BREPUBLICA 3,00%			IPC proyectado BREPUBLICA 3,00%			IPC proyectado BREPUBLICA 3,00%			IPC proyectado BREPUBLICA 3,00%			IPC proyectado BREPUBLICA 3,00%			
	Tarifa Tramo Febrero/1 2 GI	Sitio de Entrega/G l	Valor barril	Tarifa Tramo Febrero/1 3 GI	Sitio de Entrega/G l	Valor barril	Tarifa Tramo Febrero/1 4 GI	Sitio de Entrega/G l	Valor barril	Tarifa Tramo Febrero/1 4 GI	Sitio de Entrega/G l	Valor barril	Tarifa Tramo Febrero/1 4 GI	Sitio de Entrega/G l	Valor barril	
CARTAGENA / MUELLE 1 sept 2007	67,66	67,66	2.841,90	69,69	69,69	2.927,15	71,78	71,78	3.014,97	73,94	73,94	3.105,42	76,16	76,16	3.198,58	1,07871
CARTAGENA / Mamonal 1 sept 2007	67,66	67,66	2.841,90	69,69	69,69	2.927,15	71,78	71,78	3.014,97	73,94	73,94	3.105,42	76,16	76,16	3.198,58	1,07871
APIAY - CHICHIMENE - CASTILLA	42,30	42,30	1.776,60	43,57	43,57	1.829,90	44,88	44,88	1.884,79	46,22	46,22	1.941,34	47,61	47,61	1.999,58	0,67435

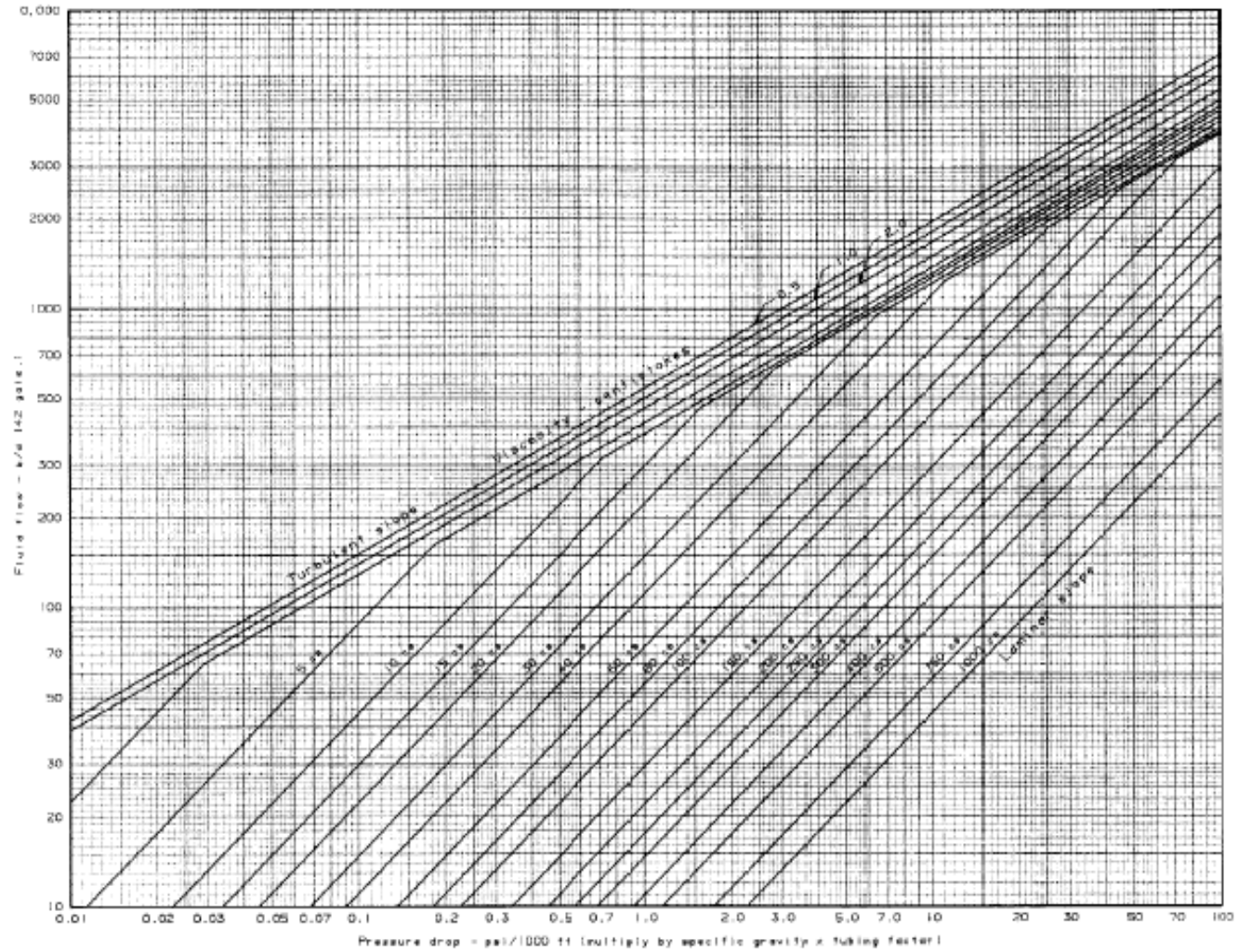
A partir del 1° de abril de 2013 la Compañía Cenit Transporte y Logística de Hidrocarburos S.A.S. tiene a cargo la prestación del servicio de transporte por Poliductos, por tanto encontrará las tarifas de transporte publicadas en el siguiente link:

<http://www.cenit-transporte.com/clientes/tarifas-vigentes/>

Fuente: ECOPETROL S.A. Tarifa de transporte por poliducto.

ANEXO E. PERDIDAS POR FRICCIÓN.

Tubular size multiplying factor		
	Turbulent	Laminar
3/4"	181.62	77.01
1"	56.00	29.32
1-1/4"	15.36	9.79
1-1/2"	7.34	5.28
2-1/8"	4.91	3.78
2-3/8"	2.63	2.24
2-7/8"	1.00	1.00
3-1/2"	0.58	0.44
4-1/2"	0.10	0.14

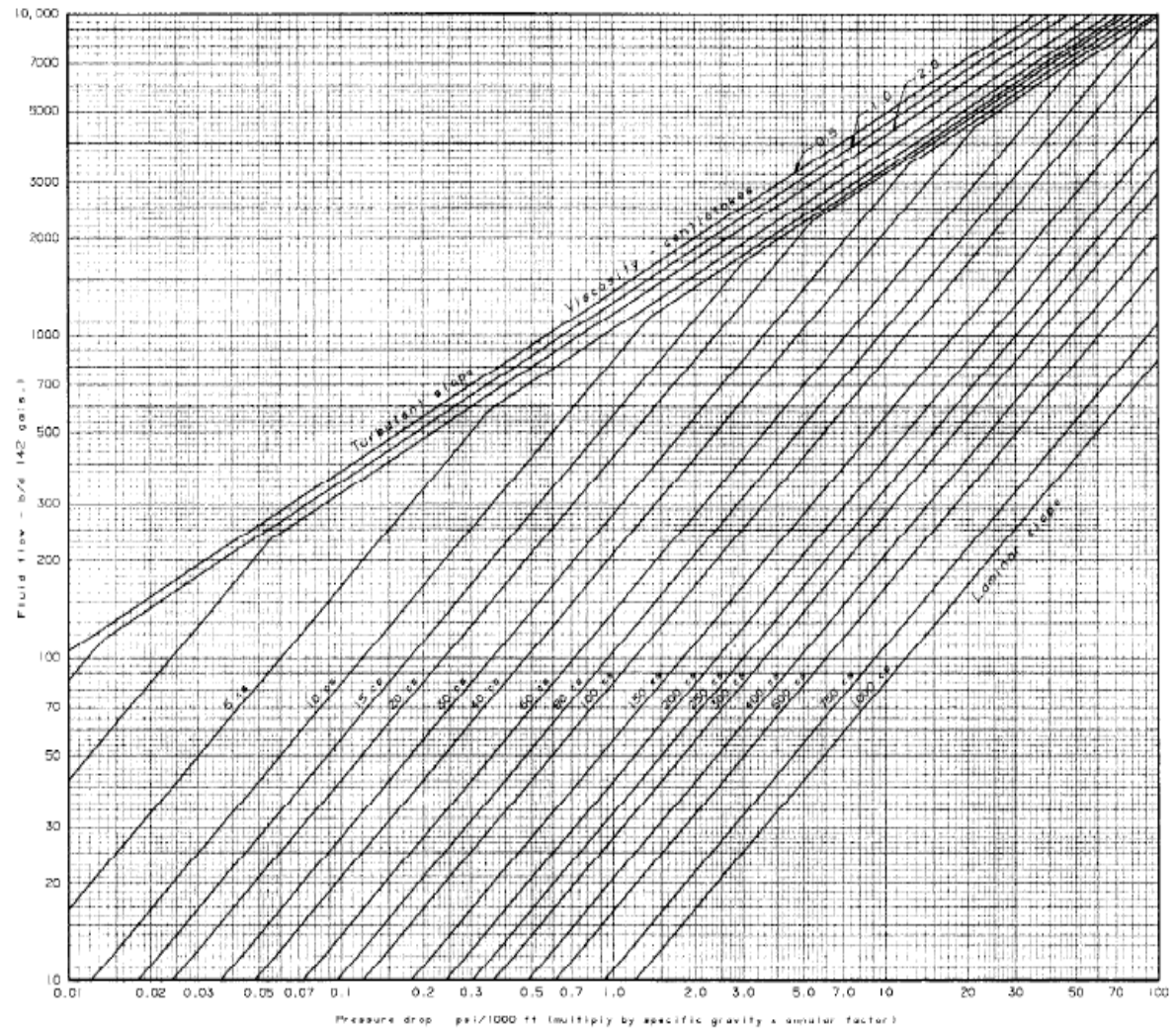


Fuente: CLEGG. Joe Dunn. Petroleum Engineering Handbook. p 353.

ANEXO F. PERDIDAS POR FRICCIÓN.

Annular geometry multiplying factor			
		Turbulent	Laminar
3/4" in 2-3/8" Tubing		53.80	26.59
1" in 2-7/8" Tubing		21.59	12.31
1-1/4" in 2-7/8" Tubing		53.93	36.77
1-1/2" in 2-7/8" Tubing *		42.06	110.95
1-1/4" in 3-1/2" Tubing		8.77	5.78
1-1/2" in 3-1/2" Tubing		14.44	10.71
2-3/8" in 3-1/2" Tubing *		65.04	60.93
2-3/8" in 4-1/2" Tubing		2.98	2.59
2-7/8" in 4-1/2" Tubing		6.00	8.48
2-3/8" in 4-1/2" 11.6# Casing		2.73	2.36
2-3/8" in 5" 15# Casing		1.25	1.00
2-3/8" in 5-1/2" 17# Casing		0.58	0.51
2-7/8" in 4-1/2" 11.6# Casing		7.07	7.46
2-7/8" in 5" 15# Casing		2.54	2.59
2-7/8" in 5-1/2" 17# Casing		1.00	1.00
2-7/8" in 6-5/8" 24# Casing		0.23	0.24
2-7/8" in 7" 26# Casing		0.16	0.16
2-7/8" in 7-5/8" 29.7# Casing		0.09	0.09
3-1/2" in 6-5/8" 24# Casing		0.41	0.48
3-1/2" in 7" 26# Casing		0.26	0.30
3-1/2" in 7-5/8" 29.7# Casing		0.13	0.15
3-1/2" in 9-5/8" 40# Casing		0.02	0.03
4-1/2" in 6-5/8" 24# Casing		1.54	2.50
4-1/2" in 7" 26# Casing		0.80	1.18
4-1/2" in 7-5/8" 29.7# Casing		0.31	0.43
4-1/2" in 9-5/8" 40# Casing		0.04	0.06

* Special clearance couplings required

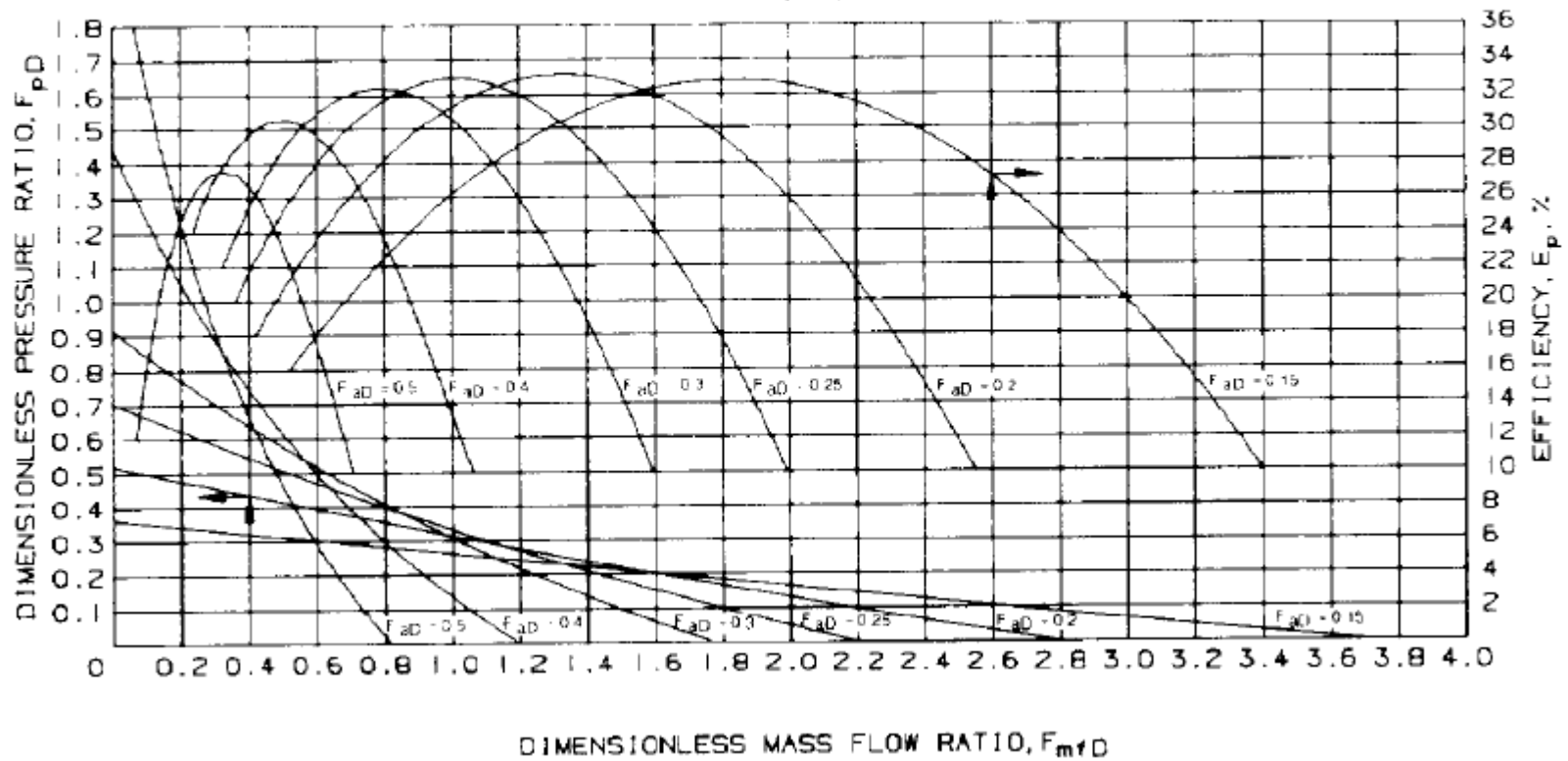


Fuente: CLEGG, Joe Dunn. Petroleum Engineering Handbook. p 354.


**ANEXO G.
RELACIÓN DE FLUJO DE MASA.**

$$K_n = 0.03, K_{td} = 0.2 \quad F_{pD} = \frac{\rho_{pd} \cdot \rho_{ps}}{\rho_n \cdot \rho_{pd}} \quad F_{mD} = \frac{q_s \times g_s}{q_n \times g_n}$$

EFFICIENCY, $E_p = F_{pD} \times F_{mD}$



Fuente: CLEGG, Joe Dunn. Petroleum Engineering Handbook. p 320.

 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




Yo **Mónica Monsalve Gómez** en calidad de titular de la obra **Estudio de factibilidad técnico financiera del levantamiento artificial de un pozo del Campo Castilla mediante el análisis nodal a partir del uso de un programa especializado**, elaborada en el año **2016**, autorizo 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 me corresponde 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 Autor manifiesto conocer que:

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

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

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

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

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

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

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

AUTORIZO	SI	NO
La consulta física (sólo en las instalaciones de la Biblioteca) del CD-ROM y/o Impreso	<input checked="" type="checkbox"/>	<input type="checkbox"/>
La reproducción por cualquier formato conocido o por conocer para efectos de preservación	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

Información Confidencial: este Trabajo de Grado contiene información privilegiada, estratégica o secreta o se ha pedido su confidencialidad por parte del tercero, sobre quien se desarrolló la investigación. En caso afirmativo expresamente indicaré (indicaremos), en carta adjunta, tal situación con el fin de que se respete la restricción de acceso.	SI	NO
	<input type="checkbox"/>	<input checked="" type="checkbox"/>

Para constancia se firma el presente documento en Bogotá, a los 16 días del mes de Marzo del año 2017.

EL AUTOR:

Autor

Nombres	Apellidos
Mónica	Monsalve Gómez
Documento de identificación No	Firma
1018424584	