

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

ESTUDIO TÉCNICO ECONÓMICO PARA OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN EN LOS POZOS CON BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE DE LOS CAMPOS CONONACO RUMIYACU MEDIANTE ANÁLISIS NODAL

**PROYECTO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIEROS EN
PETRÓLEOS**

MÁRMOL LEMA WILSON ALEXIS

wilson.marmol.lemma@gmail.com

RODRÍGUEZ MACHADO CHRISTIAN FERNANDO

christianfernandorodriguezm@gmail.com

DIRECTOR: ING. MARIO ROBLES

mario.robles@ecuaservoil.com

Quito, Agosto 2015

DECLARACIÓN

Yo, Wilson Alexis Mármol Lema y Christian Fernando Rodríguez Machado, declaro bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente utilizado para ningún grado o calificación profesional; y que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedemos nuestros derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la Ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normativa institucional vigente.

WILSON MÁRMOL L.

CHRISTIAN RODRÍGUEZ M.

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente proyecto de titulación fue realizado por los señores Wilson Alexis Mármol Lema y Christian Fernando Rodríguez Machado, quienes lo han realizado bajo mi supervisión.

ING. MARIO ROBLES
DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

A Dios y a la Virgen del Quinche por su bendición y protección.

A mis padres por su inmenso apoyo en esta etapa de mi vida y su valioso sacrificio.

A mi papi por confiar en mi ante toda dificultad y enseñarme a soñar.

A mi mami linda por su cuidado, protección y amor que me ha dado siempre.

A mi hermano por enseñarme a ver la vida de otra forma.

A mi familia por su apoyo y confianza brindados.

A Petroamazonas EP, especialmente al Ing. Fredy Molina, la Ing. Verónica Cango, el Ing. Jhonny Garrido, el Ing. Carlos Naranjo y todo el personal del Activo Auca que nos apoyó en la realización de este proyecto.

A la Ing. Mayra Sánchez por su tiempo y dedicación en la asesoría con el software utilizado en el proyecto.

Al Ing. Mario Robles por su apoyo en la dirección del Proyecto.

A mis amigos y compañeros por su apoyo en todos los días que compartimos en clase, y en toda la carrera universitaria, especialmente a mis grandes hermanos, Edison, Marco, Mabe y Santiago.

Un agradecimiento especial a Viqui por estar en los momentos más duros de mi vida a pesar de toda dificultad, Gracias.

Gracias a todos!

Wilson A. Mármol Lema.

DEDICATORIA

Dedicado especialmente a mis padres Rodrigo y Rosa que me supieron educar con valores, principios y sobre todo amor que son fundamentales para el crecimiento de una persona.

A mi hija Jhellka, porque su presencia me ayuda a ser fuerte.

A mi hermano Miguel Ángel por ser mi amigo de la vida y sin él, mi crecimiento no sería lo mismo.

A mis abuelitos Antonio y Rosita quienes son mi fuente de inspiración. Para mi abuelito Rafael, siempre estarás en mi corazón.

Wilson A. Mármol Lema.

AGRADECIMIENTOS

A Dios, a mis padres y a mi familia en general por su apoyo incondicional.

A mis profesores gracias por las enseñanzas impartidas.

A los ingenieros Mario Robles, Vinicio Melo y personal del Activo Auca de PETROAMAZONAS EP por la dirección para desarrollar este proyecto.

A todos mis amigos, compañeros que de alguna forma fueron parte de este proceso de aprendizaje.

A la Escuela Politécnica Nacional por acogerme y guiarme en esta etapa de mi vida.

CrFernando

DEDICATORIA

A mi madre Elsa Machado por ser mi apoyo incondicional siempre, y a una persona especial por la confianza y motivación brindada (K).

CrFernando

CONTENIDO

DECLARACIÓN	II
CERTIFICACIÓN	III
AGRADECIMIENTOS	IV
DEDICATORIA.....	V
CONTENIDO.....	VIII
SIMBOLOGÍA.....	XX
RESUMEN	XXIII
PRESENTACIÓN	XXV
CAPÍTULO I	26
GENERALIDADES DE LOS CAMPOS CONONACO-RUMIYACU	26
1.1. UBICACIÓN	26
1.2. BREVE RESEÑA HISTÓRICA.....	27
1.3. GENERACIÓN DE PETRÓLEO Y MIGRACIÓN	27
1.4. ASPECTOS GEOLÓGICOS	28
1.5. COLUMNA ESTRATIGRÁFICA.....	31
1.6. DESCRIPCIÓN ESTRATIGRÁFICA	32
1.6.1. FORMACIÓN HOLLÍN.....	32
1.6.1.1. Hollín Inferior.....	32
1.6.1.2. Hollín Superior	33
1.6.2. FORMACIÓN NAPO	33
1.6.2.1. Arena U.....	33
1.6.2.2. Arena T	33
1.7. SALINIDAD	34
1.8. PETROFÍSICA	35

1.9.	PARÁMETROS PVT	36
1.10.	RESERVAS CAMPO CONONACO – RUMIYACU.....	37
1.10.1.	RESERVAS PROBADAS	37
1.10.2.	RESERVAS NO PROBADAS.....	38
1.10.2.1.	Reservas Probables.....	38
1.10.2.2.	Reservas Posibles	38
1.11.	MECANISMOS DE EMPUJE.....	39
1.11.1.	MECANISMOS DE PRODUCCIÓN CAMPO CONONACO- RUMIYACU.....	42
1.11.2.	COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN	42
1.11.2.1.	Formación Hollín Inferior.....	43
1.11.2.2.	Formación Hollín Superior	44
1.11.2.3.	Formación Napo - Arena U	44
1.11.2.4.	Formación Napo - Arena T	45
1.12.	HISTORIAL DE PRODUCCIÓN	47
1.13.	ESTADO ACTUAL DE LOS CAMPOS	51
CAPÍTULO II		53
ANÁLISIS NODAL.....		53
2.1.	INTRODUCCIÓN	53
2.2.	COMPONENTES DEL ANÁLISIS NODAL	53
2.2.1.	CURVA INFLOW	53
2.2.2.	CURVA OUTFLOW	54
2.3.	UBICACIÓN DE LOS NODOS EN EL SISTEMA.....	54
2.4.	DESPLAZAMIENTO DE LOS FLUIDOS EN EL SISTEMA.....	54
2.5.	CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DEL SISTEMA.....	56
2.6.	RELACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA (IPR)	57
2.7.	CURVA DE AFLUENCIA DE COMPORTAMIENTO IPR.....	58

2.8.	EL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (J).....	60
2.9.	CORRELACIONES DE FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS	60
2.10.	SISTEMAS DE PRODUCCIÓN CAMPOS CONONACO Y RUMIYACU 62	
2.10.1.	BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (BES).....	65
2.10.1.1.	Componentes de un Sistema de Bombeo Electrosumergible	66
2.10.1.2.	Curva de comportamiento de la bomba.....	75
2.10.1.3.	Parámetros para la selección y diseño de un sistema BES	76
2.11.	SOFTWARE WellFlo.....	79
2.11.1.	MANEJO DEL SOFTWARE WELLFLO EN UN POZO	79
2.11.1.1.	Datos Generales y Encabezado	79
2.11.1.2.	Tipo de Pozo y Fluido	80
2.11.1.3.	Correlaciones de Flujo	81
2.11.1.4.	Profundidades de Referencia	82
2.11.1.5.	Parámetros del Fluido.....	83
2.11.1.6.	Datos del Reservorio	86
2.11.1.7.	Datos de Pozo	88
2.11.1.8.	Equipo de Pozo.....	88
2.11.1.9.	Datos de la Bomba	90
2.11.1.10.	Análisis.....	91
2.11.1.11.	Sensibilidades	92
2.12.	APLICACIÓN DEL ANÁLISIS NODAL EN LOS POZOS CON BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (BES).....	93
2.12.1.	ANÁLISIS DEL POZO CNO 004	93
2.12.2.	ANÁLISIS DEL POZO CNO 008	95
2.12.3.	ANÁLISIS DEL POZO CNO 009	98
2.12.4.	ANÁLISIS DEL POZO CNO 011 RE	100

2.12.5. ANÁLISIS DEL POZO CNO 013	103
2.12.6. ANÁLISIS DEL POZO CNO 015	105
2.12.7. ANÁLISIS DEL POZO CNO 020	108
2.12.8. ANÁLISIS DEL POZO CNO 021 RE	110
2.12.9. ANÁLISIS DEL POZO CNO 024	113
2.12.10. ANÁLISIS DEL POZO CNO 025	115
2.12.11. ANÁLISIS DEL POZO CNO 027	118
2.12.12. ANÁLISIS DEL POZO CNO 029	120
2.12.13. ANÁLISIS DEL POZO CNO 030	123
2.12.14. ANÁLISIS DEL POZO CNO 032	126
2.12.15. ANÁLISIS DEL POZO CON 033	128
2.12.16. ANÁLISIS DEL POZO CNO 034	131
2.12.17. ANÁLISIS DEL POZO CON 037D	133
2.12.18. ANÁLISIS DEL POCO CON 038D	136
2.12.19. ANÁLISIS DEL POZO CNO 047D	138
2.12.20. ANÁLISIS DEL POZO CNO 048D	141
2.12.21. ANÁLISIS DEL POZO CNO 049D	143
2.12.22. ANÁLISIS DEL POZO CNO 050D	146
2.12.23. ANÁLISIS DEL POZO RMY 001	148
2.12.24. ANÁLISIS DEL POZO RMY 002	151
2.12.25. ANÁLISIS DEL POZO RMY 004	154
2.13. RESULTADOS ANÁLISIS NODAL DE LOS POZOS ESTUDIADOS.	156
CAPÍTULO III	158
DETERMINACIÓN DE LA MEJOR ALTERNATIVA DE PRODUCCIÓN	158
3.1. OPTIMIZACIÓN POZO CNO 004	158
3.2. OPTIMIZACIÓN POZO CNO 008	159
3.3. OPTIMIZACIÓN POZO CNO 009	160

3.4.	OPTIMIZACIÓN POZO CNO 011 RE	161
3.5.	OPTIMIZACIÓN POZO CNO 013	163
3.6.	OPTIMIZACIÓN POZO CNO 015	164
3.7.	OPTIMIZACIÓN POZO CNO 020	167
3.8.	OPTIMIZACIÓN POZO CNO 021RE	168
3.9.	OPTIMIZACIÓN POZO CNO 024	171
3.10.	OPTIMIZACIÓN POZO CNO 025	172
3.11.	OPTIMIZACIÓN POZO CNO 027	172
3.12.	OPTIMIZACIÓN POZO CNO 029	173
3.13.	OPTIMIZACIÓN POZO CNO 030D	174
3.14.	OPTIMIZACIÓN POZO CNO 032	175
3.15.	OPTIMIZACIÓN POZO CNO 033	177
3.16.	OPTIMIZACIÓN POZO CNO 034	178
3.17.	OPTIMIZACIÓN POZO CNO 037	180
3.18.	OPTIMIZACIÓN POZO CNO 038D	181
3.19.	OPTIMIZACIÓN POZO CNO 047D	182
3.20.	OPTIMIZACIÓN POZO CNO 048D	183
3.21.	OPTIMIZACIÓN POZO CNO 049D	185
3.22.	OPTIMIZACIÓN POZO CNO 050D	186
3.23.	OPTIMIZACIÓN POZO RMY 001	188
3.24.	OPTIMIZACIÓN POZO RMY 002	189
3.25.	OPTIMIZACIÓN POZO RMY 004	191
	CAPÍTULO IV	194
	ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DE LAS ALTERNATIVAS DE PRODUCCIÓN DE LOS CAMPOS CONONACO-RUMIYACU	194
4.1.	ANÁLISIS TÉCNICO	194
4.2.	ANÁLISIS ECONÓMICO	195

4.2.1. MÉTODOS DE VALORACIÓN DE PROYECTOS	196
4.2.1.1. Valor actual neto (VAN)	196
4.2.1.2. Tasa Interna de Retorno (TIR).....	197
4.2.1.3. Relación Costo Beneficio (RCB).....	198
4.3. COSTOS DE INVERSIÓN DEL PROYECTO	198
4.3.1. INGRESOS.....	200
4.3.2. EGRESOS.....	200
4.4. CONSIDERACIONES PARA EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	201
4.5. ESTUDIO ECONÓMICO.....	202
4.6. ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	204
CAPÍTULO V	205
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	205
5.1. CONCLUSIONES	205
5.2. RECOMENDACIONES	208
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	210
GLOSARIO.....	212
ANEXOS	215

LISTA DE TABLAS

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1.1	Salinidades de las arenas productoras por pozo	9
1.2	Sumario petrofísico promedio del campo Cononaco	10
1.3	Parámetros petrofísicos del pozo Rumiyacu – 1	10
1.4	Parámetros PVT campos Cononaco - Rumiyacu	12
1.5	Reservas de los campos Cononaco y Rumiyacu	14
1.6	Mecanismos de empuje	16
1.7	Presión de reservorio	17
1.8	Estado actual de pozos del campo Cononaco	26
1.9	Estado actual de pozos del campo Rumiyacu	27
2.1	Correlaciones de flujo multifásico en tuberías	36
2.2	Facilidades campo Cononaco y Rumiyacu	39
2.3	Separadores de gas	46
2.4	Forecast de producción a octubre de 2014	53
2.5	Condiciones de pozo CNO – 004	68
2.6	Resultados del análisis nodal pozo CNO – 004	70
2.7	Condiciones de pozo CNO – 008	71
2.8	Resultados del análisis nodal pozo CNO - 008	73
2.9	Condiciones de pozo CNO – 009	73
2.10	Resultados del análisis nodal pozo CNO – 009	75
2.11	Condiciones de pozo CNO – 011 RE	76
2.12	Resultados del análisis nodal pozo CNO – 011RE	78
2.13	Condiciones de pozo CON – 013	78
2.14	Resultados del análisis nodal pozo CNO – 013	80
2.15	Condiciones de pozo CON – 015	81
2.16	Resultados del análisis nodal pozo CNO – 015	83
2.17	Condiciones de pozo CON – 020	83
2.18	Resultados del análisis nodal pozo CNO – 020	85
2.19	Condiciones de pozo CON – 021 RE	86
2.20	Resultados del análisis nodal pozo CNO – 021RE	88
2.21	Condiciones de pozo CON – 024	88
2.22	Resultados del análisis nodal pozo CNO – 024	90
2.23	Condiciones de pozo CON – 025	91
2.24	Resultados del análisis nodal pozo CNO – 025	93
2.25	Condiciones de pozo CON – 027	93
2.26	Resultados del análisis nodal pozo CNO – 027	95
2.27	Condiciones de pozo CON – 029	96
2.28	Resultados del análisis nodal pozo CNO – 029	98
2.29	Condiciones de pozo CON – 030D	98
2.30	Resultados del análisis nodal pozo CNO – 030D	100
2.31	Condiciones de pozo CON – 032	101
2.32	Resultados del análisis nodal pozo CNO – 032	103
2.33	Condiciones de pozo CON – 033	103
2.34	Resultados del análisis nodal pozo CNO – 033	105

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
2.35	Condiciones de pozo CON – 034	106
2.36	Resultados del análisis nodal pozo CNO – 034	108
2.37	Condiciones de pozo CON – 037D	109
2.38	Resultados del análisis nodal pozo CNO – 037D	111
2.39	Condiciones de pozo CON – 038D	111
2.40	Resultados del análisis nodal pozo CNO – 038D	113
2.41	Condiciones de pozo CON – 047D	114
2.42	Resultados del análisis nodal pozo CNO – 047D	116
2.43	Condiciones de pozo CON – 048D	116
2.44	Resultados del análisis nodal pozo CNO – 048D	118
2.45	Condiciones de pozo CON – 049D	119
2.46	Resultados del análisis nodal pozo CNO – 049D	120
2.47	Condiciones de pozo CON – 050D	121
2.48	Resultados del análisis nodal pozo CNO – 050D	123
2.49	Condiciones de pozo RMY– 001	124
2.50	Resultados del análisis nodal pozo RMY– 001	126
2.51	Condiciones de pozo RMY– 002	126
2.52	Resultados del análisis nodal pozo RMY– 002	128
2.53	Condiciones de pozo RMY– 004	129
2.54	Resultados del análisis nodal pozo RMY– 004	131
2.55	Resultados del análisis nodal	132
3.1	Pronóstico de producción CNO – 004	134
3.2	Pronóstico de producción CNO – 008	135
3.3	Pronóstico de producción CNO – 009	136
3.4	Pronóstico de producción CNO – 011 RE	137
3.5	Pronóstico de producción CNO – 013	139
3.6	Pronóstico de producción CNO – 015	142
3.7	Pronóstico de producción CNO – 020	143
3.8	Pronóstico de producción CNO – 021 RE	145
3.9	Pronóstico de producción CNO – 024	147
3.10	Pronóstico de producción CNO – 029	148
3.11	Pronóstico de producción CNO – 030D	150
3.12	Pronóstico de producción CNO – 032	151
3.13	Pronóstico de producción CNO – 033	153
3.14	Pronóstico de producción CNO – 034	154
3.15	Pronóstico de producción CNO – 037D	155
3.16	Pronóstico de producción CNO – 047D	158
3.17	Pronóstico de producción CNO – 048D	159
3.18	Pronóstico de producción CNO – 049D	161
3.19	Pronóstico de producción CNO – 050D	162
3.20	Pronóstico de producción RMY– 001	164
3.21	Pronóstico de producción RMY– 002	166
3.22	Pronóstico de producción RMY– 004	168
4.1	Resultados de la optimización	170
4.2	Costos estimados por cambio de bomba	174
4.3	Costos estimados de remoción de daño	174
4.4	Resultados de evaluación económica	179

LISTA DE FIGURAS

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1.1	Ubicación campos Cononaco - Rumiyacu	1
1.2	Crossline 380 / línea Norte - Sur 380 (sísmica 3D) - campo Cononaco	4
1.3	Inline 440 / línea Este - Oeste 440 (sísmica 3D) - campo Cononaco	4
1.4	Mapa estructural al tope de la caliza A	5
1.5	Columna estratigráfica	6
1.6	Historial de presión de reservorio hollín inferior	18
1.7	Historial de presión de reservorio hollín superior	19
1.8	Historial de presión de reservorio U inferior	20
1.9	Historial de presión de reservorio T Inferior	21
1.10	Historial de presión de reservorio T Superior	21
1.11	Historial de producción (petróleo-agua-BSW) campo Cononaco	22
1.12	Historial de producción de gas y GOR campo Cononaco	23
1.13	Acumulados de producción (petróleo-agua-gas) campo Cononaco	23
1.14	Historial de producción (petróleo-agua-BSW) campo Rumiyacu	24
1.15	Historial de producción de gas y GOR campo Cononaco	25
1.16	Acumulados de producción (petróleo-agua-gas) campo Rumiyacu	25
2.1	Ubicación de nodos en un sistema de producción	29
2.2	Desplazamiento del fluido	31
2.3	Curva Inflow y Outflow	32
2.4	Curva IPR	34
2.5	Sistema de producción	37
2.6	Tipos de levantamiento artificial	38
2.7	Componentes del sistema BES	42
2.8	Cabezal del pozo	43
2.9	Tablero de control	43
2.10	Variador de frecuencia	44
2.11	Transformador	44
2.12	Caja de venteo	45
2.13	Bomba centrífuga	46
2.14	Separador de gas	47
2.15	Sección sellante	48
2.16	Motor eléctrico	48
2.17	Sensor de presión	49
2.18	Cable de potencia	49
2.19	Curvas en la curva de comportamiento de la bomba	51
2.20	Datos generales	55
2.21	Tipo de pozo y fluido	56
2.22	Correlaciones de flujo	57
2.23	Profundidades de referencia	58
2.24	Datos del fluido	59
2.25	Datos experimentales	59

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
2.26	Regresión	60
2.27	Cálculo de datos PVT	61
2.28	Datos de reservorio	62
2.29	Curva IPR	63
2.30	Desviación de pozo	64
2.31	Equipo de pozo	64
2.32	Datos de la bomba y motor	65
2.33	Análisis	66
2.34	Sensibilidades	67
2.35	Curva de desempeño de la bomba D475N	69
2.36	Curvas Inflow y Outflow CNO – 004	70
2.37	Curvas Inflow y Outflow CNO – 008	72
2.38	Curva de desempeño de la bomba P8XH6	72
2.39	Curvas Inflow y Outflow CNO – 009	74
2.40	Curva de desempeño de la bomba D460N	75
2.41	Curvas Inflow y Outflow CNO – 011 RE	77
2.42	Curva de desempeño de la bomba P23	77
2.43	Curva de desempeño de la bomba P6	79
2.44	Curvas Inflow y Outflow CNO – 013	80
2.45	Curvas Inflow y Outflow CNO – 015	81
2.46	Curva de desempeño de la bomba P4	82
2.47	Curva de desempeño de la bomba P6	84
2.48	Curvas Inflow y Outflow CNO – 020	85
2.49	Curvas Inflow y Outflow CNO – 021 RE	87
2.50	Curva de desempeño de la bomba AN550	87
2.51	Curvas Inflow y Outflow CNO – 024	89
2.52	Curva de desempeño P6	90
2.53	Curvas Inflow y Outflow CNO – 025	92
2.54	Curva de desempeño FLEX 10	92
2.55	Curvas Inflow y Outflow CNO – 027	94
2.56	Curva de desempeño de la bomba D460N	95
2.57	Curvas Inflow y Outflow CNO – 029	97
2.58	Curva de desempeño de la bomba P8X	97
2.59	Curvas Inflow y Outflow CNO – 030D	99
2.60	Curva de desempeño de la bomba P12	100
2.61	Curvas Inflow y Outflow CNO – 032	102
2.62	Curva de desempeño de la bomba P23	102
2.63	Curvas Inflow y Outflow CNO – 033	104
2.64	Curva de desempeño de la bomba P18	105
2.65	Curvas Inflow y Outflow CNO – 034	107
2.66	Curva de desempeño de la bomba P4	108
2.67	Curvas Inflow y Outflow CNO – 037D	110
2.68	Curva de desempeño de la bomba P8	110
2.69	Curvas Inflow y Outflow CNO – 038D	112
2.70	Curva de desempeño de la bomba FLEX 10	113
2.71	Curvas Inflow y Outflow CNO – 047D	115
2.72	Curva de desempeño de la bomba FLEX 10	115
2.73	Curvas Inflow y Outflow CNO – 048D	117

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
2.74	Curva de desempeño de la bomba DN800	117
2.75	Curvas Inflow y Outflow CNO – 049D	119
2.76	Curva de desempeño de la bomba P8	120
2.77	Curvas Inflow y Outflow CNO – 050D	122
2.78	Curva de desempeño de la bomba FLEX 10	122
2.79	Curvas Inflow y Outflow RMY– 001	124
2.80	Curva de desempeño de la bomba D460N	125
2.81	Curvas Inflow y Outflow RMY– 002	127
2.82	Curva de desempeño de la bomba P12	128
2.83	Curvas Inflow y Outflow RMY– 004	130
2.84	Curva de desempeño de la bomba P6	130
3.1	Curva de desempeño de la bomba D475N en CNO – 004 a 61 HZ	134
3.2	Curva de desempeño de la bomba P8XH6 en CNO – 008 a 60 HZ	135
3.3	Curva de desempeño de la bomba D460N en CNO – 009 a 54 HZ	136
3.4	Curva de desempeño de la bomba P23 en CNO – 011 RE a 54 HZ	138
3.5	Curva de desempeño de la bomba P6 en CNO – 013 a 59 HZ	139
3.6	Curvas Inflow y Outflow CNO – 015 (s=0; s=15; s=20; s=30)	141
3.7	Curva de desempeño de la bomba P6 en CNO – 020 a 55 HZ	142
3.8	Curvas inflow y outflow CNO – 021 RE (s=0; s=20; s=40)	144
3.9	Curva de desempeño de la bomba P12 en CNO – 021 RE a 53,5 HZ	145
3.10	Curva de desempeño de la bomba P6 en CNO – 024 a 62 HZ	146
3.11	Curva de desempeño de la bomba P8X en CNO – 029 a 59 HZ	149
3.12	Curva de desempeño de la bomba P12 en CNO – 030D a 62 HZ	150
3.13	Curva de desempeño de la bomba P23 en CNO – 032 a 52 HZ	151
3.14	Curva de desempeño de la bomba P18 en CNO – 033 a 56 HZ	152
3.15	Curva de desempeño de la bomba P4 en CNO – 034 a 52 HZ	154
3.16	Curva de desempeño de la bomba P8 en CNO – 037D a 52 HZ	156
3.17	Curva de desempeño de la bomba FLEX 10 en CNO – 047D a 53 HZ	158
3.18	Curva de desempeño de la bomba DN800 en CNO – 048D a 62 HZ	159
3.19	Curva de desempeño de la bomba P8 en CNO – 049D a 53 HZ	160
3.20	Curva de desempeño de la bomba FV320 en CNO – 050D a 59 HZ	162
3.21	Curvas Inflow y Outflow CNO – 050D	163
3.22	Curva de desempeño de la bomba D460N en RMY – 001 a 63 HZ	164
3.23	Curvas Inflow y Outflow RMY – 002 (s=0; s=7; s=15)	166
3.24	Curvas Inflow y Outflow RMY – 004	167
3.25	Curva de desempeño de la bomba FV320 en RMY – 004 a 59 HZ	168
4.1	Periodo de recuperación de la inversión estimada a 73.4 USD	177
4.2	Periodo de recuperación de la inversión estimada a 47.3 USD	178
4.3	Periodo de recuperación de la inversión estimada a 86.62 USD	178

LISTA DE ECUACIONES

No	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
2.1	La pérdida total de energía en el sistema	31
2.2	Caída de presión en el yacimiento	32
2.3	Caída de presión en la completación	32
2.4	Caída de presión en el pozo	32
2.5	Caída de presión en la línea de flujo	32
2.6	Índice de productividad	33
2.7	Índice de productividad en los yacimientos con empuje de gas	34
4.1	Valor actual neto	171
4.2	Tasa interna de retorno	172
4.3	Relación costo beneficio	173

SIMBOLOGÍA

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
AMP	Amperios	I
AOF	Absolute Open Flow	L ³
API	American Petroleum Institute	
B'up	Prueba de restauración de presión	
BAPD	Barriles de agua por día	L ³ /t
BES	Bomba Eléctrica Sumergible	
BFPD	Barriles de fluido por día (agua y petróleo)	L ³ /t
bl	Barril	L ³
BPD	Barriles por día	L ³ /t
BPPD	Barriles de petróleo por día	L ³ /t
BSW	Porcentaje de agua y sedimentos	
CNO	Cononaco	
cp	Centi poise	M/Lt
CSG	Casing	
dp/dt	Gradiente de presión	
Ec	Ecuación	
EF	Eficiencia de Flujo	
ESP	Electric Submersible Pump	
FR	Factor de recobro	
ft	Pies	L
GOR	Relación gas – petróleo, pie ³ /bl	
h	Espesor del reservorio, pie	L
Head	Pies que levanta una bomba por etapa	L/u
HI	Hollín inferior	
HP	Horse power	L ² M/T ⁻³
HS	Hollín superior	
Hz	Hertz	
I	Tasa de actualización	
Io	Inversión inicial	
ID	Internal diameter	L
Inches	Pulgadas	L
IP	Índice de productividad	L ⁴ t/M
IPi	Índice de productividad ideal	L ⁴ t/M
IPR	Inflow performance relationship	
J	Índice de productividad	L ⁴ t/M
K	Permeabilidad, mD	L ²
Km	Kilómetros	L
Ko	Permeabilidad del petróleo, mD	L ²
Krg	Permeabilidad relativa al gas, mD	L ²
Kro	Permeabilidad relativa al petróleo, mD	L ²
mD	Mili darcys (0.001 darcy)	L ²
MMbls	Millones de barriles	L ³
n	Vida económica del proyecto	T
OFM	Oil field manager	

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
P	Presión, psi	M/Lt ²
P _b	Presión de saturación, psi	M/Lt ²
P _c	Presión de cabeza, psi	M/Lt ²
PPF	Producción a flujo natural	
PPH	Producción por bombeo hidráulico	
P _i	Presión inicial, psi	M/Lt ²
POES	Petróleo original en sitio, bl	L ³
ppm	Partes por millón	M/L ³
PPS	Producción por bombeo electrosumergible	
P _r	Presión de reservorio, psi	M/Lt ²
P _{sep}	Presión de separador, psi	M/Lt ²
psi	Libra sobre pulgada cuadrada	M/Lt ²
PVT	Presión volumen temperatura	
P _{wf}	Presión de fondo fluvente, psi	M/Lt ²
P _{wfs}	Presión de fondo fluvente estática, psi	M/Lt ²
P _{wh}	Well head pressure, psi	M/Lt ²
P _{ws}	Well static pressure, psi	M/Lt ²
q	Caudal, bpm	L ³
q _b	Caudal a punto de burbuja, bpm	L ³
q _i	Caudal de líquido, bpm	L ³
q _{máx}	Caudal máximo, bpm	L ³
q _o	Caudal de petróleo, bpm	L ³
RCB	Razón costo beneficio	
Re	Radio de drenaje, pies	L
RMY	Rumiyacu	
RPM	Revoluciones por minuto	L/t
R _w	Radio de pozo, pies	L
s	Daño	
Sep	Separador	
SGo	Gravedad específica de petróleo	
S _o	Saturación de petróleo	
St	Daño total	
Stbd	Standard barrel day	L ³ /t
T	Temperatura, °F	T
TBG	Tubing	
TI	Napo T inferior	
TIR	Tasa interna de retorno	
TS	Napo T superior	
TVD	True vertical Depth	
UI	Napo U inferior	
US	Napo U superior	
USD	Dólares	
UTM	Sistema de coordenadas Universal Transversal de Mercator	
VAN	Valor actual neto	
WO	Workover	
WOR	Relación agua petróleo	L ³
Z	Factor de desviación del gas	

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
Boi	Factor volumétrico del petróleo inicial, b/BF	
°	Grado	
ϕ	Porosidad	

RESUMEN

El presente proyecto de titulación consiste en realizar un estudio técnico económico para la optimización de la producción en los pozos con bombeo electrosumergible de los campos Cononaco y Rumiyacu mediante análisis nodal. Para realizar el análisis nodal bajo este tipo de levantamiento se utilizará el Software WellFlo herramienta que modela el estado del pozo y el equipo electrosumergible instalado.

En el capítulo uno se recopilará información que describa las generalidades de los campos, considerando la ubicación, reseña histórica, descripción y columna estratigráfica, salinidad, petrofísica, parámetros PVT, reservas de los campos, mecanismos de empuje, historial de producción y el estado actual de los pozos. Dentro de la descripción estratigráfica se detalla las formaciones de interés productivo para el campo así como la cantidad de reservas estimadas en subsuelo.

En el capítulo dos se explicará el concepto de análisis nodal, sus componentes y los factores que afectan su análisis como la ubicación de los nodos, el desplazamiento de los fluidos, índice de productividad y las correlaciones de flujo multifásico en tuberías. El tipo de levantamiento forma parte del sistema de producción y el bombeo electrosumergible es objeto de estudio del proyecto por ello se describe cada elemento que lo constituye. Además se detalla el manejo de la herramienta WellFlo utilizada para realizar el análisis nodal de un pozo, contiguo a esto se realiza el estudio técnico individual de los pozos para simular el estado real del reservorio y del equipo instalado graficando la curva IPR y la curva de rendimiento de la bomba.

En el capítulo tres se seleccionará la mejor alternativa para optimizar la producción que se ajuste al potencial real del pozo. En el proyecto se plantean tres alternativas como son: remoción de daño de formación por estimulación, variación de frecuencia, y cambio de bomba electrosumergible. Se indicará el

incremento de barriles de fluido en especial de petróleo después de aplicada la optimización.

El capítulo cuatro hace referencia al análisis económico realizado para las opciones de optimización presentados para cada pozo e indica los resultados de los métodos de evaluación de proyectos utilizados para medir la rentabilidad y factibilidad del proyecto, para lo cual se analizan tres escenarios de precio de barril de petróleo. Los métodos de evaluación utilizados son: Valor Actual Neto (VAN), Tasa Interna de Retorno (TIR) y Relación Costo Beneficio (RCB).

Finalmente en el quinto capítulo se analizará el estudio técnico y económico, presentando conclusiones y recomendaciones resultantes de simular e implementar las alternativas para optimizar la producción en los pozos con bombeo electrosumergible de los Campos Cononaco y Rumiyacu.

PRESENTACIÓN

Los campos Cononaco y Rumiyacu constituyen dentro del Activo Auca uno de los campos con más producción y por lo tanto el presente proyecto tiene por objetivo evaluar el sistema de producción en los pozos que operan con bombeo electrosumergible mediante el análisis nodal para optimizar su producción.

El análisis nodal a realizarse en los pozos que emplean como sistema de producción bombeo electrosumergible está enfocado en determinar las pérdidas de presión que se tiene desde el reservorio hacia el cabezal del pozo mediante el uso del software WellFlo, herramienta que se encarga de modelar el estado real del reservorio a la fecha del cierre del estudio. El software a usarse tiene la facilidad de adherir sensibilidades al modelo del pozo y permite aplicar alternativas para optimizar la producción como modelar incrementos en la frecuencia de operación del equipo de fondo, diseñar el cambio de bomba BES y estimar remover el daño de formación al simular el reservorio.

Para determinar la mejor alternativa y optimizar la producción se analizó el estado del pozo expuesto en el análisis nodal y en la curva de comportamiento del equipo BES instalado, con el fin de llevar la producción actual hacia un valor cercano al potencial real del reservorio. La información que evidencia la vida productiva de un pozo se ve reflejada en los historiales de producción, historiales de reacondicionamiento workover, pruebas de restauración de presión y PVT del reservorio.

El proyecto tiene integrado un estudio económico, el cual analiza si las propuestas son viables a lo largo del tiempo, para lo cual se utilizó los métodos de evaluación de proyecto más comunes. El precio de petróleo es un factor importante para realizar este análisis de su valor depende si es mayor o menor el tiempo para recuperar cualquier inversión sugerida. Finalmente se concluye los resultados obtenidos en el estudio y se propone recomendaciones para los campo.

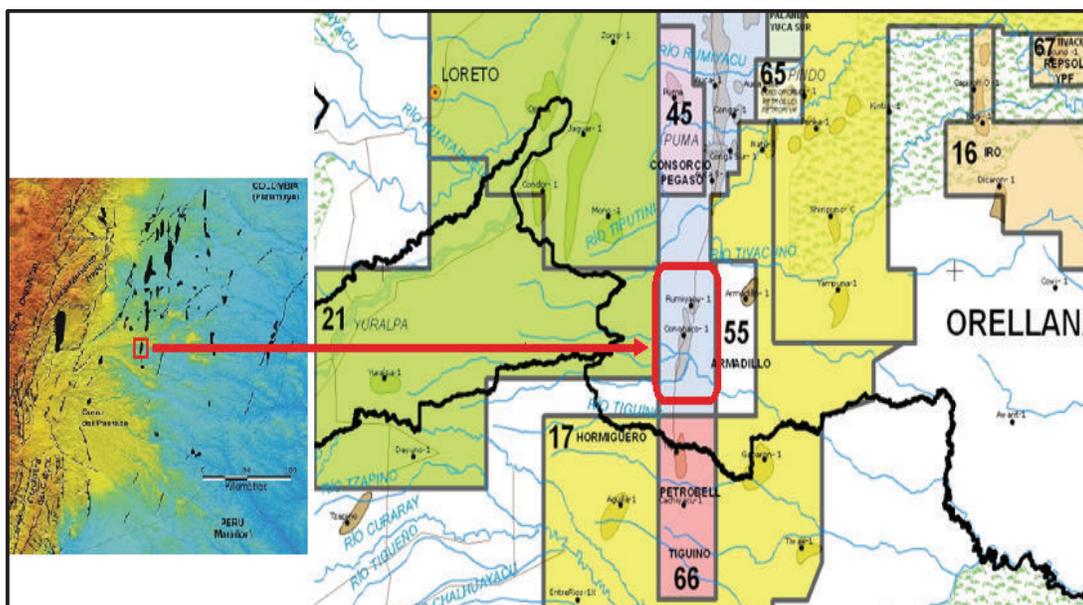
CAPÍTULO I

GENERALIDADES DE LOS CAMPOS CONONACO-RUMIYACU

1.1. UBICACIÓN

Los campos Cononaco-Rumiyacu están localizados en el oriente ecuatoriano, Provincia de Orellana, aproximadamente al centro de la Cuenca de Oriente y en la parte sur de la tendencia Cononaco-Auca-Sacha, limita al norte con los campos Puma y Chonta Este, al Sur con el Campo Tigüino, al Este con el campo Armadillo y al Oeste con el campo Mono. La Cuenca de Oriente continúa hacia el norte en Colombia como (Cuenca de Putumayo) y hacia el sur en Perú como (Cuenca de Marañón). La región Putumayo-Oriente-Marañón es una cuenca asimétrica bordeando la parte oriental de la Cordillera de Los Andes (ver figura 1.1).

FIGURA 1. 1 UBICACIÓN CAMPOS CONONACO - RUMIYACU



Fuente: PETROAMAZONAS EP

1.2. BREVE RESEÑA HISTÓRICA

El Campo Cononaco inicialmente pertenecía a la concesión de la Compañía Petrolera Pastaza C.A., y Compañía Petrolera Aguarico S.A.; sin embargo luego paso a la Texaco Petroleum Company Ecuador División, que descubrió el campo en el año de 1972, mediante la perforación del pozo exploratorio Cononaco 01, localizado en el centro del campo.

La perforación se inició el 26 de octubre de 1972 y fue completada el 19 de diciembre del mismo año, alcanzando una profundidad total de 11233 pies, llegando hasta la formación Chapiza en la que penetró 131 pies.

En las pruebas iniciales de producción de la formación Hollín (60 pies) a flujo natural se obtuvo 1341 BPPD de 34° API y 0.1% de agua y sedimentos, el aporte posterior de la Arenisca “T” (65 pies) fue de 21 BPPD de 13.3° API, en tanto que de la Arenisca “U” (20 pies) se obtuvieron 110 BPPD de 17° API.

El Campo Rumiyacu empezó su actividad productiva en Octubre de 1983 con el pozo perforado Rumiyacu 1. El campo tuvo una actividad intermitente en el período comprendido entre agosto de 1985 hasta marzo 2002, donde no se registra producción. El crudo encontrado en este campo corresponde a 28.7 ° API perteneciente a la formación Hollín y de aproximadamente 18 a 19 ° API para la formación Napo.

A la fecha del presente estudio, el Campo Cononaco tiene perforados 54 pozos, en tanto el Campo Rumiyacu tiene perforados 4 pozos, que actualmente están bajo el control operativo de PETROAMAZONAS EP.

1.3. GENERACIÓN DE PETRÓLEO Y MIGRACIÓN

Se cree que la roca madre que contiene petróleo en la cuenca Oriente se encuentra en las lutitas de Napo, debido a su baja evolución de madurez térmica y bajo contenido orgánico, ha sido definida como una roca madre inmadura.

Consecuentemente es por esto que se considera que el petróleo fue generado en zonas más profundas que la Cuenca Putumayo-Oriente-Marañón y migró a grandes distancias para formar las acumulaciones actuales, la fecha más tardía para la generación de petróleo es de 11 a 8 millones de años (Mioceno tardío a Plioceno temprano).

Debido a múltiples eventos tectónicos que afectan la zona desde el final del Cretácico, se determinó que existió más de un ciclo de generación/migración de hidrocarburo. La única certeza que se tiene es que las migraciones más recientes coinciden con la creación de trampas debido a tardíos movimientos estructurales andinos.

1.4. ASPECTOS GEOLÓGICOS

Los campos Cononaco y Rumiyacu están considerados como parte del tren estructural Auca-Sacha de orientación Norte-Sur.

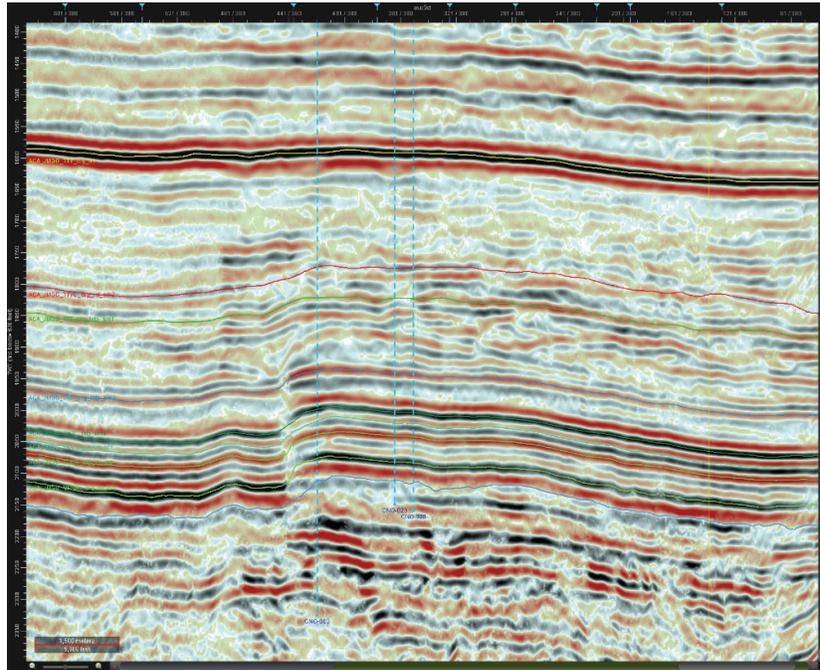
El campo Cononaco estructuralmente se presentan como un anticlinal fallado cuyo eje mayor de 10,5 Km. de largo está orientado en dirección meridiana (ligeramente NNE-SSO) y 2 km. de ancho en el centro del campo, con un cierre estructural aproximado de 125', que en su mayor parte corresponde a la formación Hollín. A la base de la Caliza A, el flanco oeste del anticlinal, está cortado por una falla transpresional inversa (Falla Cononaco).

El campo Rumiyacu se sitúa sobre un alto estructural de tendencia Norte-Sur y hacia la culminación norte del anticlinal Cononaco. Al oeste del campo se encuentra la Falla Cononaco, de rumbo NNE-SSO.

En la Figura 1.2 y Figura 1.3 se presenta líneas sísmicas del campo Cononaco en dirección Norte-Sur (CROSSLINE 380) y Este-Oeste (INLINE 440).

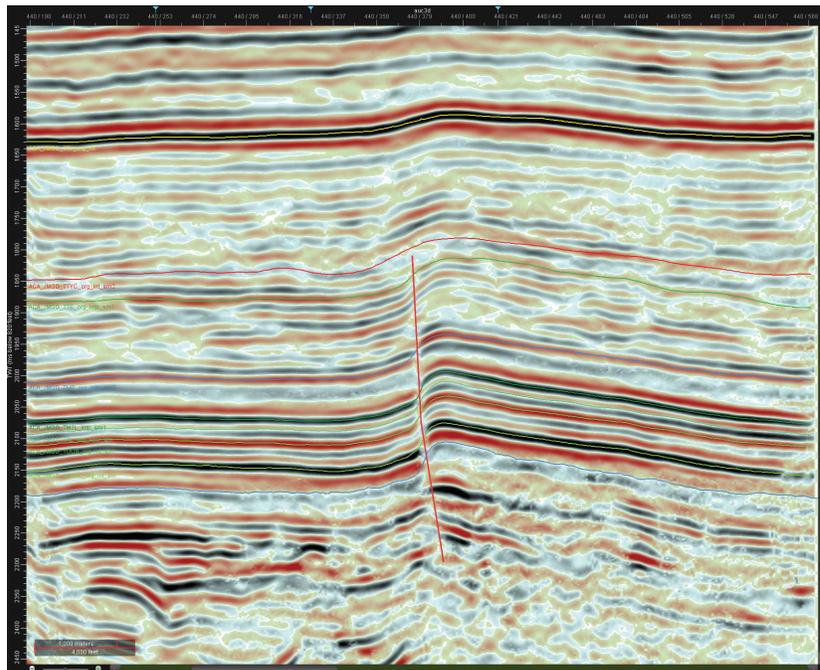
La Figura 1.4 muestra el mapa estructural de los campos al tope de la Caliza A. cuya escala de es (1cm = 200m).

FIGURA 1. 2 CROSSLINE 380 / LÍNEA NORTE- SUR 380 (SÍSMICA 3D) - CAMPO CONONACO



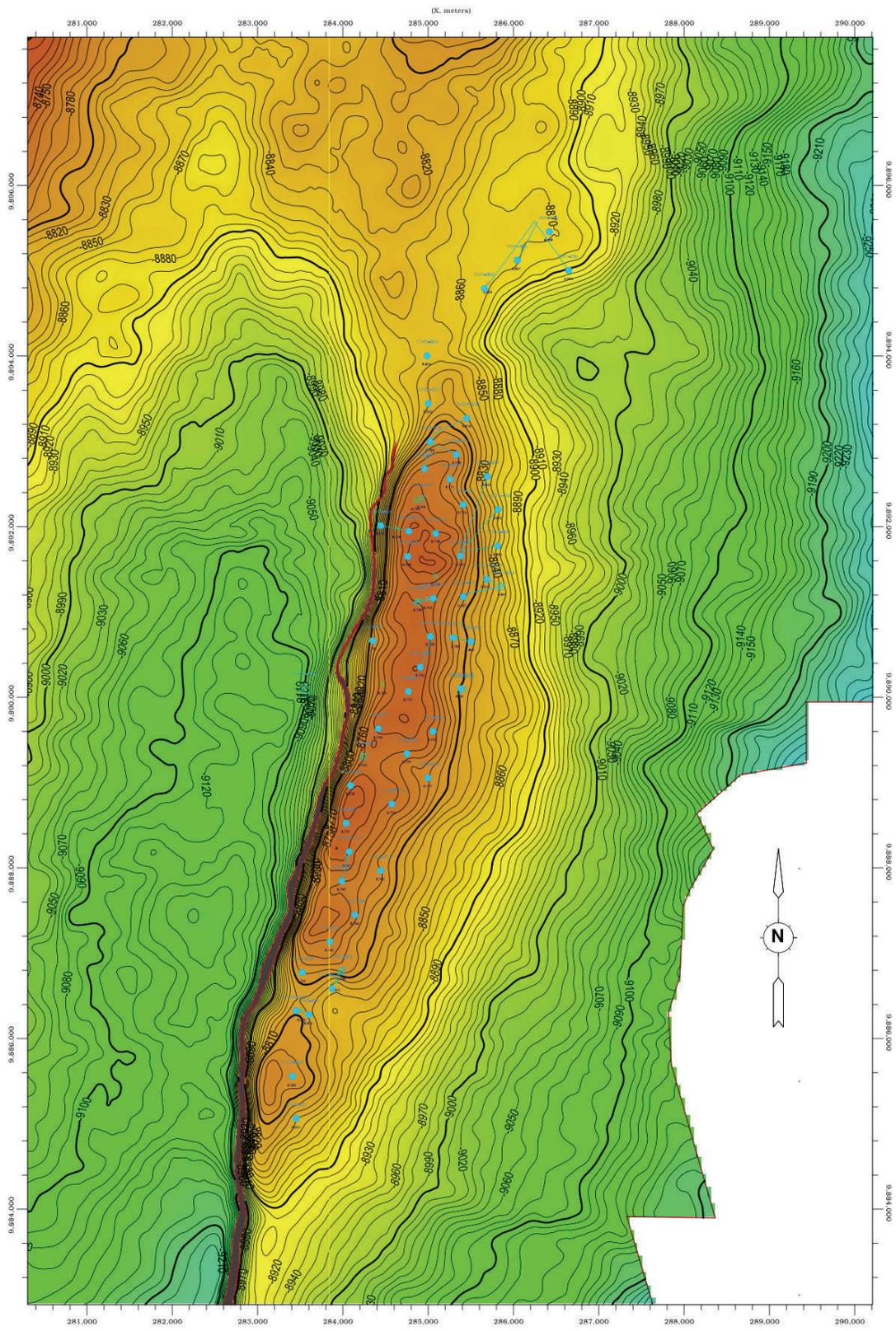
Fuente: PETROAMAZONAS EP

FIGURA 1. 3 INLINE 440 / LÍNEA ESTE-OESTE 440 (SÍSMICA 3D) - CAMPO CONONACO



Fuente: PETROAMAZONAS EP

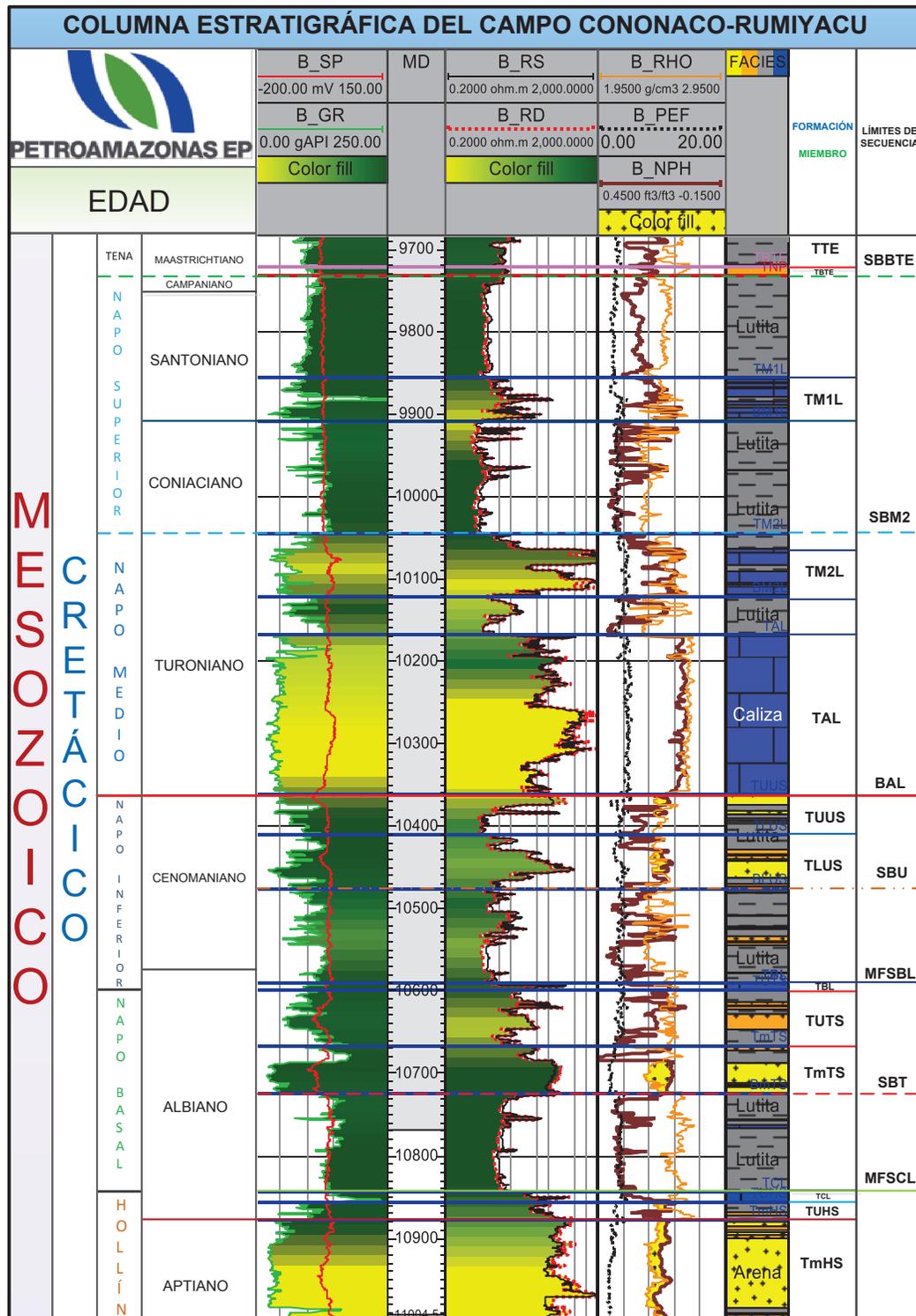
FIGURA 1. 4 MAPA ESTRUCTURAL AL TOPE DE LA CALIZA A



Fuente: PETROAMAZONAS EP

1.5. COLUMNA ESTRATIGRÁFICA

FIGURA 1. 5 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA



Fuente: PETROAMAZONAS EP

En la columna estratigráfica del campo, se encuentra definida la edad geológica y la profundidad de los diferentes estratos (Hollín superior, T inferior, T superior, U inferior, U superior, entre otros).

La figura 1.5 muestra la columna estratigráfica del pozo Cononaco 30D para el campo Cononaco, misma que se asume para el campo Rumiyaçu debido a que los dos campos pertenecen a un mismo tren estructural.

1.6. DESCRIPCIÓN ESTRATIGRÁFICA

Las formaciones Hollín (edad Albiana del Cretácico Temprano) y las arenas de la Formación Napo del final del Cretácico, son las unidades de reservorio en la Cuenca de Oriente, contienen una sucesión de depósitos fluviales y transicionales que se progradan hacia el oeste en parasecuencias de la línea de costa y plataforma marina.

Para toda la columna cretácica la ubicación del aporte sedimentario se encuentra al este del campo, el transporte de los sedimentos fue en sentido este a oeste sin embargo también se puede encontrar eventos en el sentido contrario debido a oscilaciones temporales de las pendientes. A continuación se describe la estratigrafía de la formación Hollín y Napo.

1.6.1. FORMACIÓN HOLLÍN

Las unidades sedimentarias de la formación Hollín han sido consideradas principalmente como areniscas fluviales de canales entrelazados o de llanuras aluviales.

1.6.1.1. Hollín Inferior

Tiene una distribución de facies fluviales correspondientes a depósitos de canales entrelazados, típicos de la cuenca. Está constituido esencialmente por cuarzo (SiO_2) de alta madurez mineralógica cuya presencia corresponde en promedio a

un 90%, el restante 10% lo constituyen otros minerales (caolinita, dolomita, ankerita, pirita y calcita). Las salinidades presentes corresponden a valores entre 800 a 1500 ppm NaCl. El espesor promedio para la arena es de 188,7 pies.

1.6.1.2. Hollín Superior

Este estrato de la formación Hollín es considerada de carácter marino somero, los eventos arenosos aún conservan su carácter fluvial pero con alta influencia sobre los sedimentos de las mareas. Está constituida de arenisca cuarzosa, matriz arcillosa, asociada con glauconita, con intercalaciones de lutitas. La salinidad del reservorio está en el orden de 3500 ppm NaCl. El espesor promedio para la arena es de 43,8 pies.

1.6.2. FORMACIÓN NAPO

La formación Napo está formada predominantemente por unidades estratigráficas de origen fluvial-deltaico llegando a la zona occidental, a depósitos marinos someros. La salinidad varía entre 8000 a 25000 ppm NaCl.

1.6.2.1. Arena U

Presenta una distribución típica de facies en sistemas de aluvial a fluvial, que corresponden a la fase primaria de sedimentación de la formación Napo. Está constituida por areniscas, con intercalaciones de lutitas y dolomitas saturadas de hidrocarburo. Los espesores promedios para U Superior y U Inferior son respectivamente 49,4 pies y 52,2 pies.

1.6.2.2. Arena T

Para la sección inferior y superior de la arena T, se muestra una sedimentación típica de un sistema fluvial probablemente transgresivo. Está constituida por areniscas homogéneas con intercalaciones de illita. Los espesores promedios para T Superior y T Inferior son respectivamente 78,6 pies y 68 pies.

En el ANEXO 2 se detalla los topes y bases de las formaciones por pozo.

1.7. SALINIDAD

Es la cantidad de minerales disueltos en el agua, y está generalmente expresada en términos de partes por millón (ppm). Esta es la relación del peso del material disuelto al peso del solvente (agua) multiplicado por un millón. El mineral más común disuelto en las aguas de campos petrolíferos es el cloruro de sodio (NaCl). La tabla 1.1 detalla la salinidad de la arena productora por pozo para los campos.

TABLA 1. 1 SALINIDADES DE LAS ARENAS PRODUCTORAS POR POZO

Pozo	Arena	Salinidad [ppm]	Cloruros [ppm]
CNO-004	H Superior	1485	900
CNO-008	H Superior	5363	3250
CNO-009	U Inferior	51150	31000
CNO-011RE	H Principal	1650	1000
CNO-013	T Principal	2063	1250
CNO-015	U Inferior	2063	1250
CNO-020	T Principal	11550	7000
CNO-021RE	H Principal	8329	5048
CNO-024	T Principal	9167	5556
CNO-025	U Superior	6270	3800
CNO-027	T Principal	11173	6772
CNO-029	H Principal	14630	8867
CNO-030	H Principal	1650	1000
CNO-032	H Principal	1898	1150
CNO-033	H Principal	1403	850
CNO-034	T Superior	52158	31611
CNO-037	T Principal	27128	16441
CNO-038	H Superior	20000	12121
CNO-047	T Principal	2841	1722
CNO-048	T Principal	14195	8603
CNO-049	T Principal	2500	1515
CNO-050	U Superior	33619	20375
RMY-001	U Inferior	3100	1879
RMY-002	T Principal	11101	6728
RMY-004	H Superior	1763	1068

Fuente: PETROAMAZONAS EP

Elaborado por: Wilson Mármol/Christian Rodríguez

La migración de agua en Napo ha sido de este a oeste, en dirección opuesta al movimiento de agua en Hollín, en consecuencia se tiene que la salinidad aumenta hacia arriba en la sección estratigráfica (y hacia el oeste regionalmente en Napo).

1.8. PETROFÍSICA

El sumario de la evaluación petrofísica para los Campos Cononaco y Rumiyaçu, realizado por Petroamazonas EP, arrojó valores de espesor de petróleo (Ho), porosidad (Φ) y saturación de agua (Sw) que han sido analizados por medio de registros eléctricos y análisis de núcleos. En la tabla 1.2 se presenta los valores promedios por arena para el campo Cononaco.

TABLA 1. 2 SUMARIO PETROFÍSICO PROMEDIO DEL CAMPO CONONACO

Arena	Ho (ft)	Φ (%)	Sw (%)
U Superior	8.15	15.4	27.7
U Inferior	28.45	17.8	37.5
T Superior	30.8	17.1	45.9
T Inferior	33.76	15.3	25.1
H Superior	19.76	13.7	32.8
H Inferior	98.25	16.2	36.8

Fuente: PETROAMAZONAS EP

Elaborado por: Wilson Mármol/Christian Rodríguez

Para el campo Rumiyaçu Petroamazonas EP, realizó el estudio al pozo Rumiyaçu-1 y los resultados de la evaluación petrofísica son detallados en la tabla 1.3, no se considera valores para las arenas T Superior y Hollín Inferior ya que estas no presentan real interés de producción.

TABLA 1. 3 PARÁMETROS PETROFÍSICOS DEL POZO RUMIYACU – 1

Arena	Ho (ft)	Φ (%)	Sw (%)
U Superior	9.5	12.3	56
U Inferior	13	13	31
T Inferior	18.5	14	28.9
H Superior	13.5	11.5	44

Fuente: PETROAMAZONAS EP

Elaborado por: Wilson Mármol/Christian Rodríguez

1.9. PARÁMETROS PVT

En el análisis del comportamiento de yacimientos, cálculo de reservas y diseño de equipos, se requiere el conocimiento de las propiedades físicas de los fluidos.

Estas propiedades normalmente se determinan en el laboratorio mediante el análisis de muestras de fluidos tomadas en el fondo de los pozos o mediante una apropiada recombinación de muestras tomadas en superficie.

El conjunto de pruebas necesarias para determinar estas propiedades se denomina análisis PVT (Presión-Volumen-Temperatura).

Las propiedades usualmente obtenidas del análisis PVT son: presión de burbuja (P_b), relación gas en solución-petróleo (GOR), compresibilidad (C_o), factor volumétrico (FVP), viscosidad (μ_o) y densidad del petróleo (ρ_o).

El análisis PVT del Campo Cononaco, lo realizaron tomando muestras de las diferentes arenas productoras, como son U, T, Hollín Superior y Hollín Inferior.

Para el análisis PVT en el Campo Rumiyacu, no obtuvieron muestras de fluidos en ninguna de las arenas productoras, en consecuencia tomaron los parámetros del análisis PVT del campo Cononaco para las fluidos de los reservorios Hollín Superior y T inferior, para U consideraron como referencia datos de los fluidos del pozo Yuca-07 perteneciente a un campo vecino dentro de la misma Cuenca, el cual presenta características similares al Rumiyacu-1, que al ser cotejados con los datos PVT del reservorio U del campo Cononaco presentan similitud.

A continuación en la tabla 1.4 se presenta los resultados que obtuvieron a partir de los análisis PVT de los pozos, CON-1, CON-4 Y CON-27, para las diferentes arenas productoras como son: Hollín (Hollín Superior, Hollín Inferior) y Napo (U y T), de los campos Cononaco-Rumiyacu.

TABLA 1. 4 PARÁMETROS PVT CAMPOS CONONACO - RUMIYACU

Reservorio	U	T	Hollín Superior	Hollín Inferior
Pozo	CON-1	CON-27	CON-4	CON-1
Fecha de muestreo	08-may-82	jul-03	27-jul-85	08-may-82
Profundidad muestreada (ft)	10000	9800	10400	10548
Temperatura (°F)	194	241	230	199
Presión inicial (psi)	3900	4157	4415	4681
°API @ 60°f	15.1	18.6	32.8	32.4
Presión de burbuja (psi)	620	550	155	50
GOR (PCS/BN)	56	94	33	9
Coi (1/psi)	5.69	4.483	6.6	5.45
Cob (1/psi)	7.28	13.346	9.83	7.18
Boi (BY/BN)	1.1438	1.1413	1.1579	1.0739
Bob (BY/BN)	1.1325	1.1672	1.1983	1.1109
μ_{io} (cp)	7.702	10.827	2.12	1.85
μ_{ob} (cp)	5.48	6.9	2.12	1.43
ρ_o (gr/cc)	0.8732	0.8763	0.8042	0.8165

Fuente: PETROAMAZONAS EP

Elaborado por: Wilson Mármol; Christian Rodríguez

1.10. RESERVAS CAMPO CONONACO – RUMIYACU

Reserva es el volumen de petróleo que se considera puede ser recuperado comercialmente en una fecha futura y resulte económicamente rentable. La estimación de reservas involucra algún grado de incertidumbre dependiendo de la cantidad de datos de ingeniería y geología, confiables y disponibles al momento de su análisis e interpretación. Las reservas se dividen en probadas y no probadas, las reservas no probadas se subdividen en probables y posibles.

1.10.1. RESERVAS PROBADAS

Es la cantidad de petróleo estimada de reservorios conocidos con una cierta certeza a partir de datos de geología e ingeniería, y será recuperable

comercialmente tomando en cuenta fecha, condiciones económicas, métodos de operación y regulaciones. Se considera que al menos el 90% de la reserva puede ser recuperable.

1.10.2. RESERVAS NO PROBADAS

Su estimación se basa en estudios de datos geológicos y de ingeniería al igual que las reservas probadas, sin embargo no son clasificadas como tal por factores como incertidumbres técnicas, contractuales, económicas o de regulación.

El efecto de posibles mejoras futuras en las condiciones económicas y de desarrollo tecnológico puede ser expresado por una clasificación apropiada de las cantidades de reservas probables y posibles.

1.10.2.1. Reservas Probables

Son reservas no probadas que en su análisis sugieren que son menos ciertas que las probadas, se estima que existe al menos un 50% de probabilidad de ser recuperadas.

1.10.2.2. Reservas Posibles

Son reservas que después del análisis geológico y de ingeniería sugieren que son menos ciertas a ser recuperadas que las reservas probables, siendo un 10% la probabilidad de ser recuperadas.

A continuación en la tabla 1.5 se muestra los valores de las reservas probadas, probables y posibles de los Campos Cononaco y Rumiyacu estimadas con fecha de cierre al 31 de Diciembre de 2013, cabe mencionar que los valores no se presentan de forma independiente por cada campo, sino un valor total para los dos campos. Además se detalla los valores de POES y producción acumulada por arena productora.

TABLA 1. 5 RESERVAS DE LOS CAMPOS CONONACO Y RUMIYACU

Reservorio	Petróleo Original en Sitio POES	Reserva Inicial Probada	Reservas Probables al 31-Dic-2013	Reservas Posibles al 31-Dic-2013	Reserva Inicial Total	Producción Acumulada al 31-Dic-2013
	M bl	M bl	M bl	M bl	M bl	M bl
U	100000	11424	3781	2320	17525	4388
T	134500	17409	4000	2400	23809	5136
Hollín Superior	41800	141285	9769	5861	156915	20441
Hollín Inferior	400000					91706

Fuente: PETROAMAZONAS EP

Elaborado por: Wilson Mármol; Christian Rodríguez

1.11. MECANISMOS DE EMPUJE

En la producción de hidrocarburos, se debe considerar el mecanismo de empuje presente en el yacimiento, responsable de aportar energía y desplazar el fluido desde el yacimiento hacia el pozo. Los principales agentes de desplazamiento en los yacimientos de petróleo son el agua y el gas.

A continuación se describe los diferentes tipos de mecanismos de empuje que pueden actuar sobre un yacimiento de hidrocarburos:

Desplazamiento por expansión de los líquidos

Es el mecanismo presente en todos los yacimientos, tiene mucha más importancia en aquellos yacimiento donde la presión es mayor que la presión de burbuja, por lo tanto los componentes del hidrocarburo se encuentran en fase líquida. Siendo un yacimiento subsaturado la producción de líquidos favorece una reducción de presión, que a su vez genera una expansión de petróleo y el agua del yacimiento.

Desplazamiento por gas en solución

Mecanismo que contribuye a la producción de la mayor parte de los fluidos, está presente en los yacimientos donde la presión es menor que la presión de burbuja, yacimientos saturados. A medida que la explotación del yacimiento avanza la presión se reduce, los componentes livianos presentes en los hidrocarburos pasan a la fase gaseosa, formando pequeñas burbujas que permitirían desplazar los hidrocarburos líquidos.

Desplazamiento por expansión de la capa de gas

Presente en yacimientos sometidos a presiones menores que la de burbujeo, yacimientos saturados. Los componentes livianos de los hidrocarburos se irán separando de la fase líquida y buena parte de estos migrará debido a la gravedad a la parte alta de la estructura. Así se forma una zona con alta saturación de gas denominada capa de gas. Esta capa desplazará el hidrocarburo hacia el pozo y simultáneamente ejercerá una presión sobre la zona de petróleo.

Desplazamiento hidráulico

Mecanismo asociado a la zona de petróleo, una parte de la roca tiene una alta saturación de agua llamada acuífero. En medida que se desarrolla la producción del yacimiento la presión se va reduciendo y al igual que los otros fluidos también el agua se irá expandiendo provocando un desplazamiento de los hidrocarburos. Este efecto se mantiene hasta que la capacidad expansiva del volumen de agua contenido en el acuífero se agote.

Desplazamiento por segregación gravitacional

Mecanismo característico de yacimientos que tiene un alto grado de buzamiento, este hecho favorece el flujo en contracorriente mediante el cual el gas migra a la parte alta de la estructura y el petróleo a la parte baja, por diferencia de densidad.

Es frecuente en este tipo de yacimiento la formación de una capa de gas secundaria.

En la tabla 1.6 se detalla los mecanismos de empuje existentes y sus respectivas características, los campos Cononaco – Rumiyaqu producen bajo un mecanismo de empuje hidráulico, mecanismo que también se detalla en la tabla.

TABLA 1. 6 MECANISMOS DE EMPUJE

Mecanismo de Empuje	Presión de Reservorio	GOR	Agua	Recuperación esperada	Comportamiento del pozo
Capa de Gas	Declina suave y continuamente	Se eleva continuamente	Ninguna o insignificante	20%-40%	Flujo natural dependiendo del tamaño de la capa.
Empuje Hidráulico	Permanece alta, depende del tamaño del acuífero	Bajo y casi constante.	Inicia temprano e incrementa a cantidades grandes.	20%-60%	Fluye naturalmente hasta que el agua es excesiva. Por motivos económicos generalmente inicia con BES.
Expansión roca -fluido	Declinación rápida y continua	Permanece bajo y constante	Ninguna	1%-10%	Flujo natural
Gas en solución	Declina continuamente	Fijo hasta Pr = Pb. Debajo del Pb el GOR se eleva	Ninguna o Insignificante	5% - 30%	Bombeo desde etapas iniciales
Segregación Gravitacional	Declina rápido y continuo	Es bajo para formaciones poco inclinadas y lo contrario para formaciones con alta inclinación.	Despreciable	40%-80%	Flujo natural y depende del aspecto económico

Fuente: FUNDAMENTOS DE INGENIERÍA DE YACIMIENTOS, FREDDY ESCOBAR

Elaborado por: Wilson Mármol; Christian Rodríguez

1.11.1. MECANISMOS DE PRODUCCIÓN CAMPO CONONACO-RUMIYACU

Los mecanismos de empuje para los campos en estudio, dependen principalmente del comportamiento de la presión de reservorios a lo largo de la vida productiva de los pozos. Para determinar la tendencia de la presión de reservorio respecto al tiempo, se llevó la presión de reservorio de cada pozo a un nivel de referencia (Datum), el cual se calculó gráficamente considerando los topes y bases de los estratos, siendo el valor del Datum obtenido a un nivel medio o promedio correspondiente a cada estrato.

1.11.2. COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN

El comportamiento de la presión de reservorio y su declinación en las diferentes arenas productoras como Hollín y Napo, se la puede obtener a través de las pruebas de presión B'ups.

Se generalizó el comportamiento del campo Cononaco para el Campo Rumiayacu debido a que no se cuenta con un número apropiado de B'ups. En la tabla 1.7 se resume los valores iniciales de presión y su estimado a Octubre del 2014. Esta técnica la utiliza Petroamazonas EP para sus estudios.

TABLA 1. 7 PRESIÓN DE RESERVORIO

Reservorio	UI	TS	TI	Hollín Superior	Hollín Inferior
Datum (ft)	9060	9230	9310	9473	9546
Presión inicial (psi)	3900		4157	4415	4681
PR @ Octubre 2014 (psi)	2491	2655	2202	4096	4489
Mecanismo de Empuje	Expansión roca fluido y gas en solución			Empuje Hidráulico y expansión roca fluido	Empuje Hidráulico

Fuente: PETROAMAZONAS EP

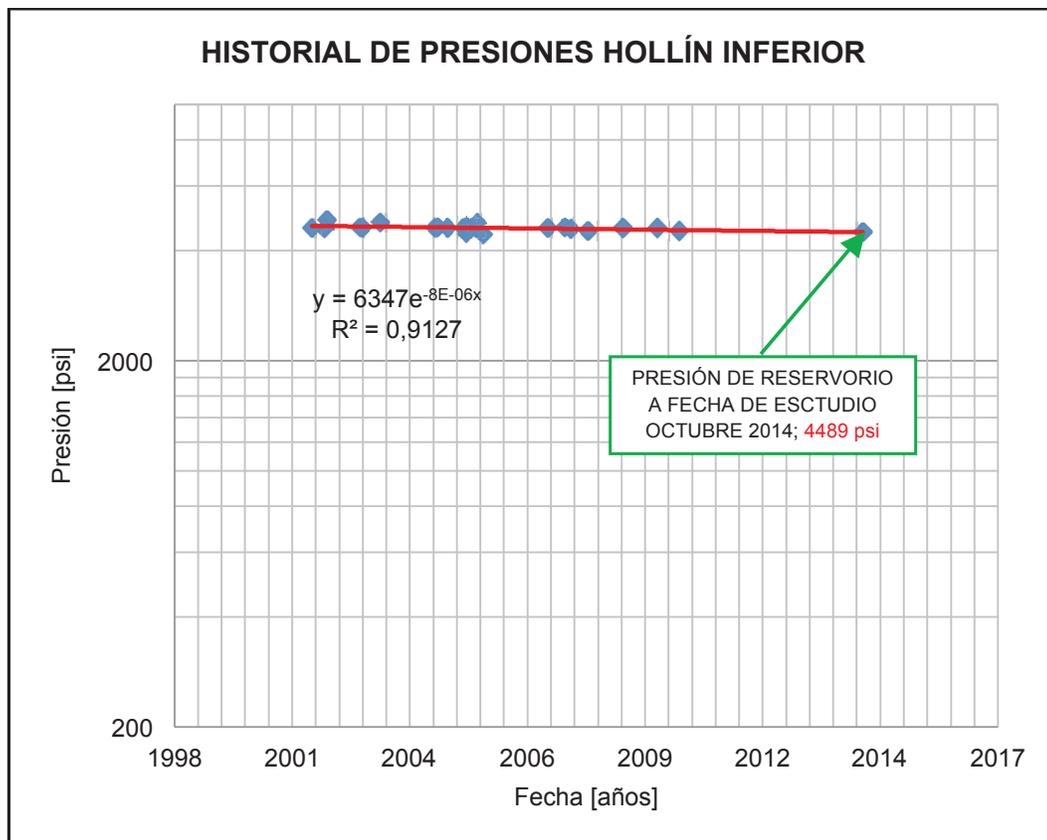
Elaborado por: Wilson Mármol; Christian Rodríguez

1.11.2.1. Formación Hollín Inferior

Al inicio de la actividad productiva del reservorio en 1983, este tenía como presión inicial 4681 psi. A la fecha actual la caída de presión es pequeña bordea los 600 psi aproximadamente y su valor estimado a Octubre de 2014 es de 4489 psi considerando que el reservorio ha producido de forma ininterrumpida y los valores de presión registrados bordean el valor de presión inicial (ver figura 1.6).

Este comportamiento en la presión es consecuencia de un acuífero activo situado a una profundidad TVD de 9594 pies que actúa sobre el reservorio, lo cual deriva en un soporte de presión y su bajo decremento. Es decir el mecanismo de producción es empuje hidráulico.

FIGURA 1. 6 HISTORIAL DE PRESIÓN DE RESERVORIO HOLLÍN INFERIOR



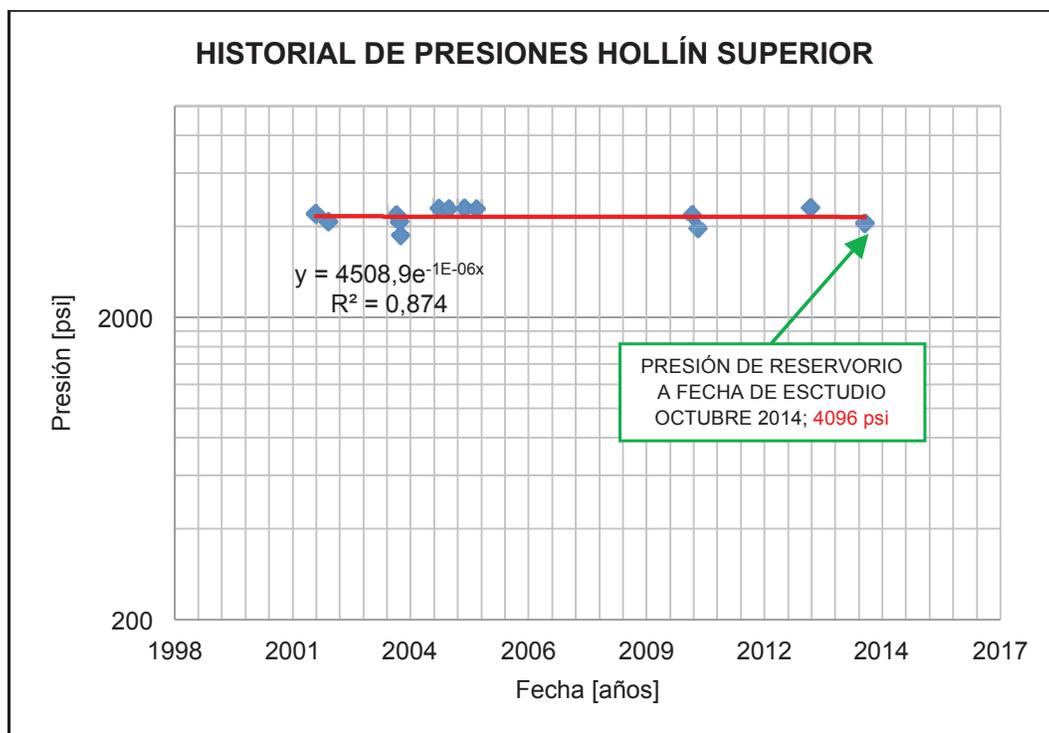
Fuente: PETROAMAZONAS EP

Elaborado por: Wilson Mármol; Christian Rodríguez

1.11.2.2. Formación Hollín Superior

Al inicio de la actividad productiva del reservorio, este tenía como presión inicial 4415 psi. Los valores de presión registrados bordean el valor de presión inicial (ver figura 1.7), consecuencia del menor tiempo de producción y por el soporte de presión del acuífero lateral del reservorio. El mecanismo de producción es combinado entre empuje hidráulico y expansión roca fluido. La presión de reservorio estimada a octubre de 2014 es de 4096 psi.

FIGURA 1. 7 HISTORIAL DE PRESIÓN DE RESERVORIO HOLLÍN SUPERIOR



Fuente: PETROAMAZONAS EP

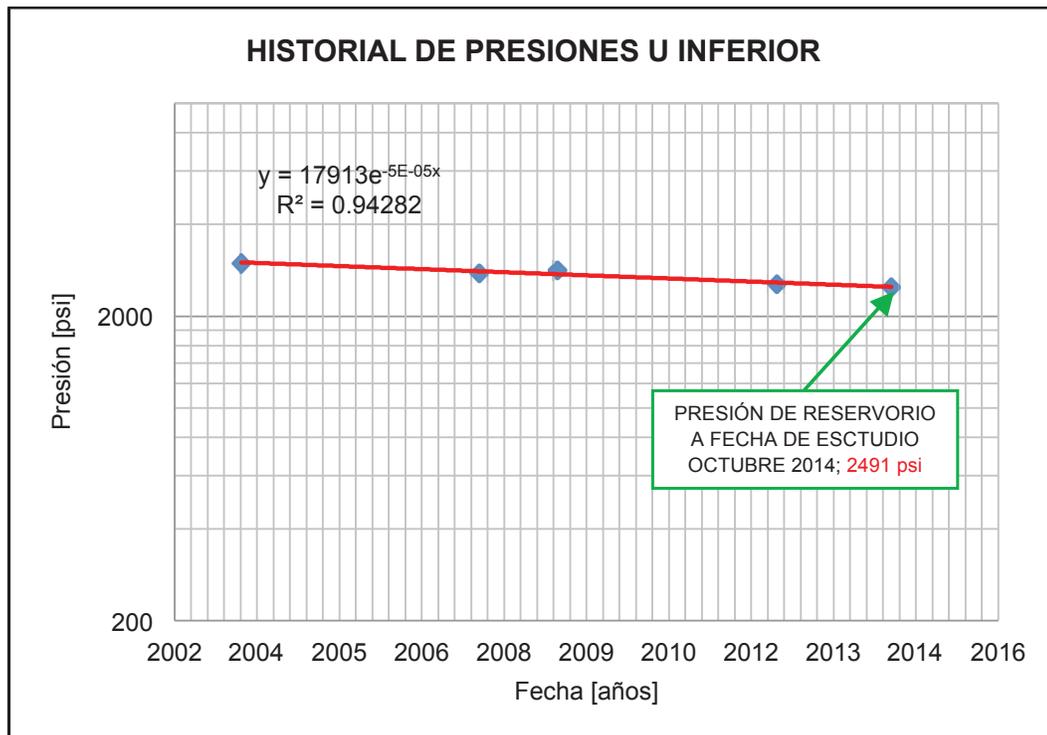
Elaborado por: Wilson Mármol; Christian Rodríguez

1.11.2.3. Formación Napo - Arena U

La presión inicial del reservorio fue 3900 psi. No se dispone de gran cantidad de valores de presión, sin embargo debido a ser un reservorio subsaturado ($P_{wf} > P_b$), se considera que el mecanismo de producción del yacimiento es por expansión roca fluido con una posible contribución parcial de gas en solución. Se

descarta empuje hidráulico por la baja producción de agua y por la declinación en la presión (ver figura 1.8), siendo 2491 psi estimada la presión de reservorio al cierre del estudio.

FIGURA 1. 8 HISTORIAL DE PRESIÓN DE RESERVORIO U INFERIOR



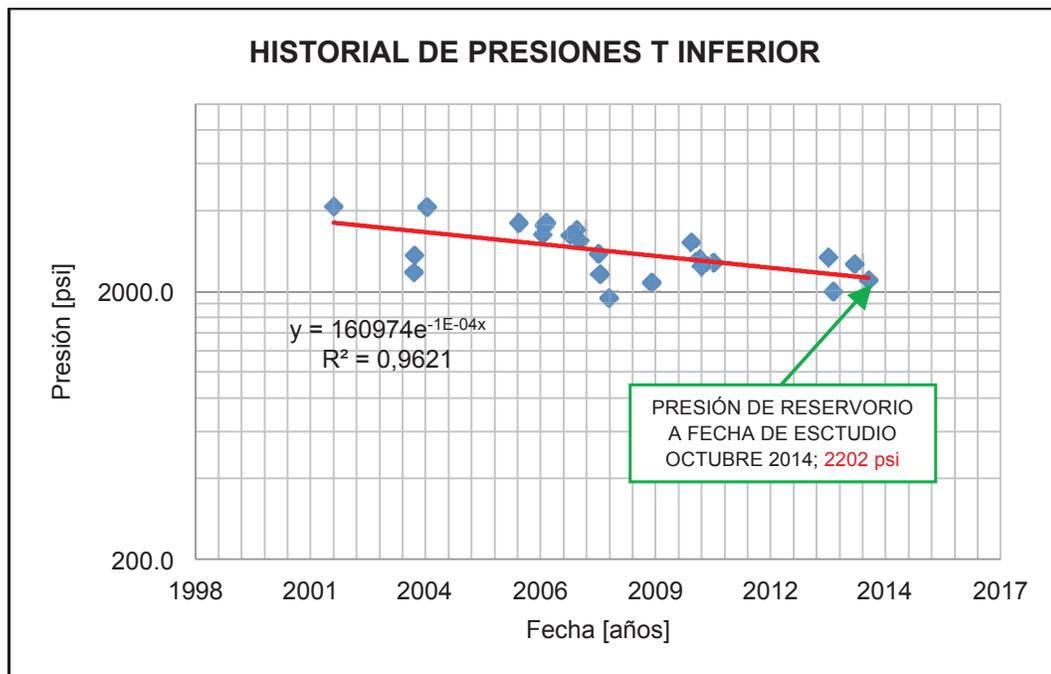
Fuente: PETROAMAZONAS EP

Elaborado por: Wilson Mármol; Christian Rodríguez

1.11.2.4. Formación Napo - Arena T

La presión inicial del reservorio para T inferior fue de 4157 psi. El reservorio T presenta muy poco soporte de presión, por lo que el mecanismo de producción sería por expansión roca fluido con una posible contribución parcial de gas en solución. Al igual que en la Arena U se descarta empuje hidráulico debido a la baja producción de agua y al bajo soporte de presión. Las figura 1.9 y figura 1.10 muestran el comportamiento de la presión para este reservorio, se estimó en 2655 psi y 2202 psi la presión de reservorio para T Superior y T Inferior respectivamente a octubre de 2014 fecha del estudio.

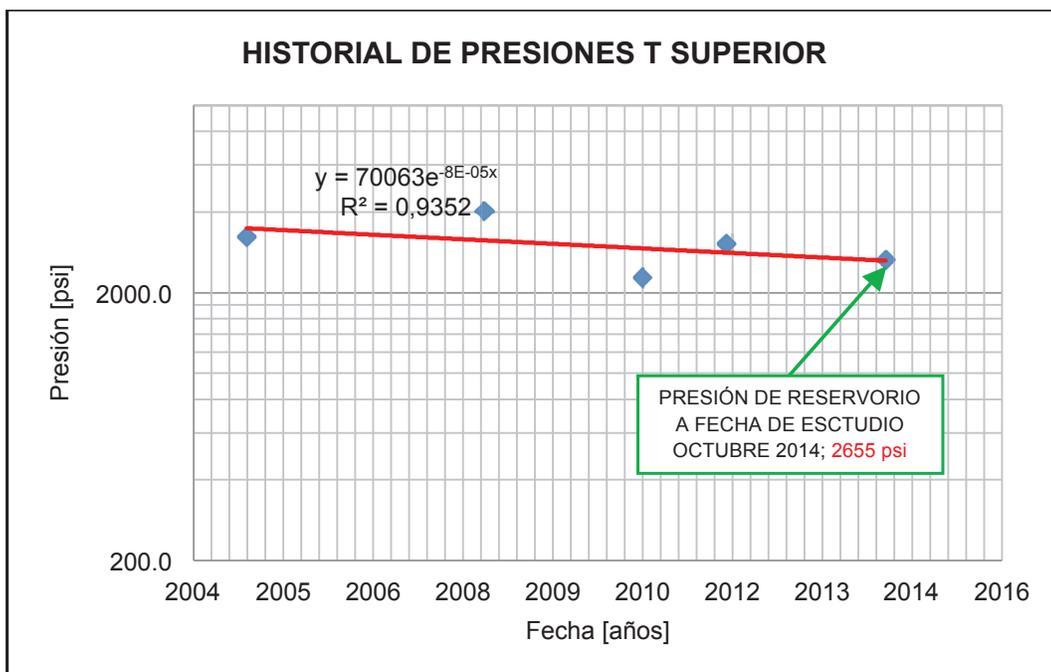
FIGURA 1.9 HISTORIAL DE PRESIÓN DE RESERVORIO T INFERIOR



Fuente: PETROAMAZONAS EP

Elaborado por: Wilson Mármol; Christian Rodríguez

FIGURA 1.10 HISTORIAL DE PRESIÓN DE RESERVORIO T SUPERIOR



Fuente: PETROAMAZONAS EP

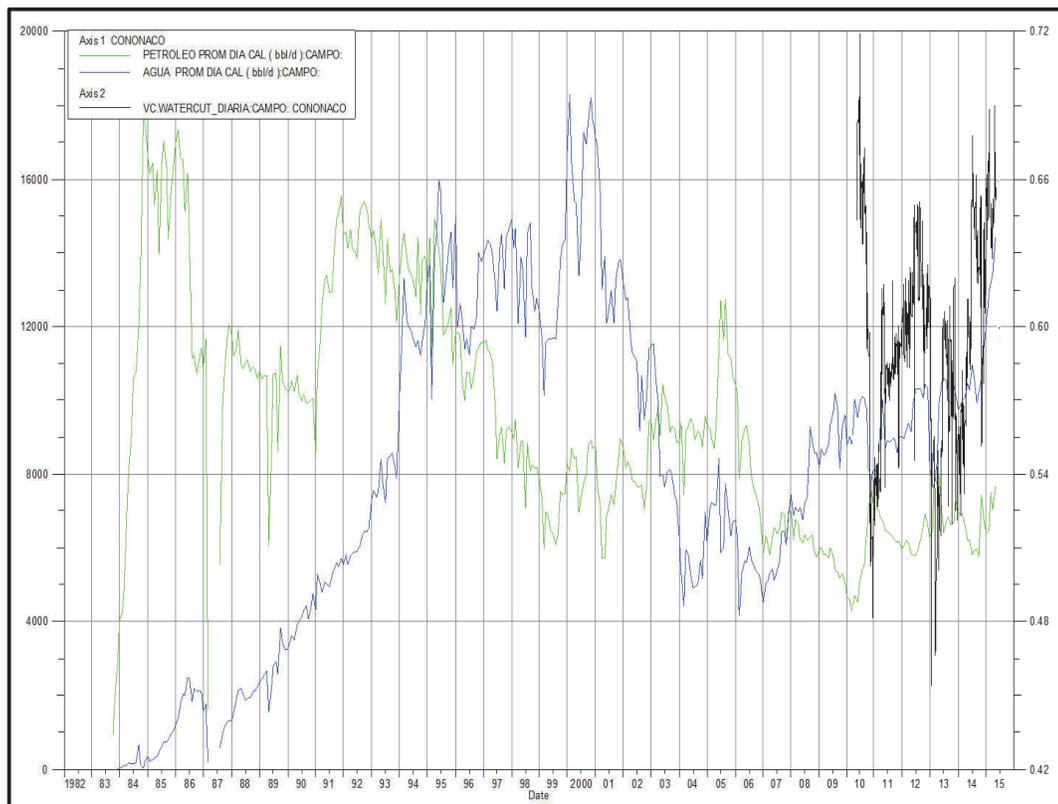
Elaborado por: Wilson Mármol; Christian Rodríguez

1.12. HISTORIAL DE PRODUCCIÓN

El campo Cononaco fue puesto en producción en octubre de 1983 con el pozo CNO - 001, con un promedio de 930 BPPD. Sigue un desarrollo progresivo con 53 pozos perforados, de los cuales 26 se encuentran en producción actualmente. En el año 1985 se registra el máximo histórico de producción con alrededor de 7.224.653 BP. Para noviembre de 1984 se registra una producción máxima alrededor de 17657 BPPD, y para posteriores años se mantiene una producción variable entre 9500 BPPD promedio.

En la figura 1.11 se muestra el historial de producción de petróleo, agua y BSW del campo Cononaco a Octubre de 2014.

FIGURA 1.11 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN (PETRÓLEO-AGUA-BSW) CAMPO CONONACO

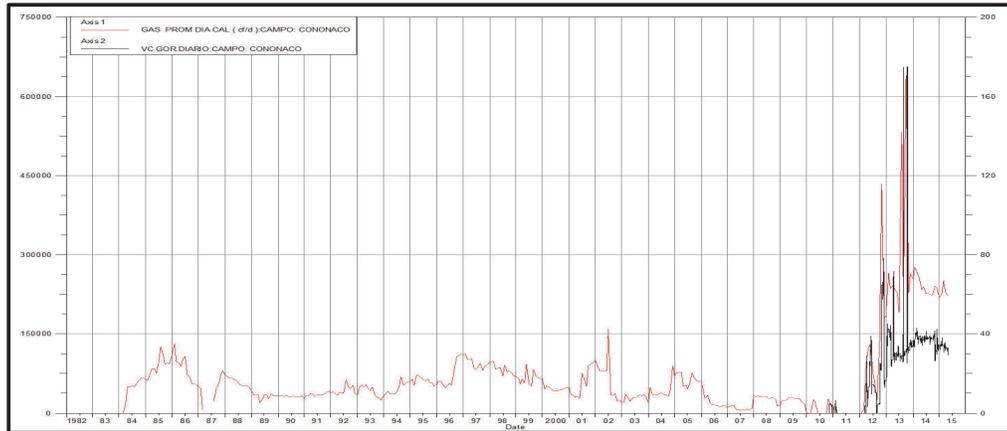


Fuente: OFM, PETROAMAZONAS EP

Elaborado por: Wilson Mármol; Christian Rodríguez

En la figura 1.12 se muestra el historial de producción para gas y GOR del campo Cononaco a Octubre de 2014.

FIGURA 1.12 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE GAS Y GOR CAMPO CONONACO

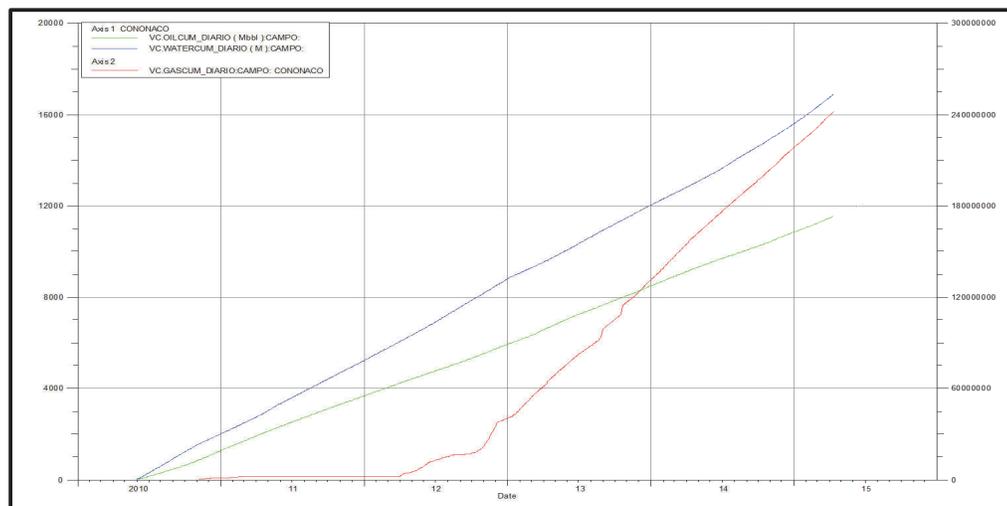


Fuente: OFM, PETROAMAZONAS EP

Elaborado por: Wilson Mármol; Christian Rodríguez

En la figura 1.13 se muestra el acumulado de producción para petróleo, agua y gas para el campo Cononaco a Octubre de 2014.

FIGURA 1.13 ACUMULADOS DE PRODUCCIÓN (PETRÓLEO-AGUA-GAS) CAMPO CONONACO



Fuente: OFM, PETROAMAZONAS EP

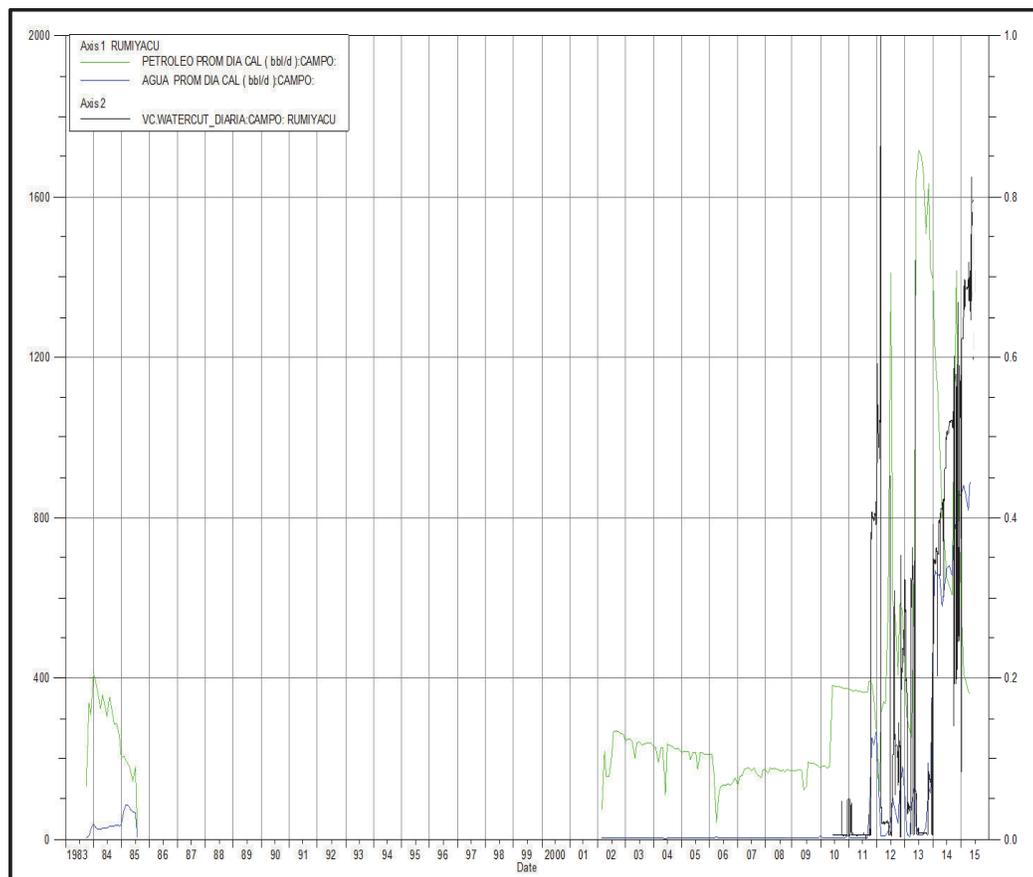
Elaborado por: Wilson Mármol; Christian Rodríguez

El campo Rumiyacu fue puesto en producción en octubre de 1983, con un promedio de 132 BPPD. Sigue en desarrollo con 4 pozos perforados, de los cuales 3 se encuentran en producción actualmente. En septiembre de 2013 se registra el máximo histórico de producción con alrededor de 1715 BPPD.

El campo no presenta un desarrollo en su producción durante el periodo comprendido entre los años 1985 a 2001.

En la figura 1.14 se muestra el historial de producción para petróleo, agua y BSW del campo Rumiyacu a Octubre de 2014.

FIGURA 1.14 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN (PETRÓLEO-AGUA-BSW) CAMPO RUMIYACU

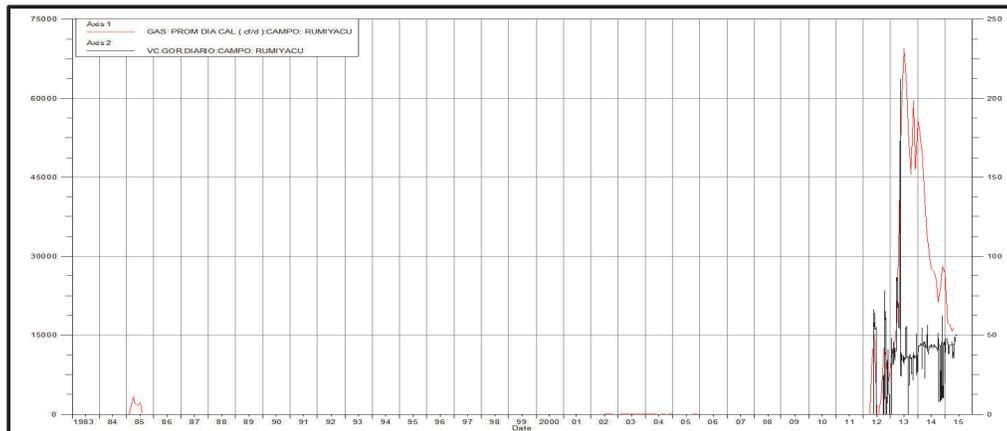


Fuente: OFM, PETROAMAZONAS EP

Elaborado por: Wilson Mármol; Christian Rodríguez

En la figura 1.15 se muestra el historial de producción para gas y GOR del campo Rumiyacu a Octubre de 2014.

FIGURA 1.15 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE GAS Y GOR CAMPO CONONACO

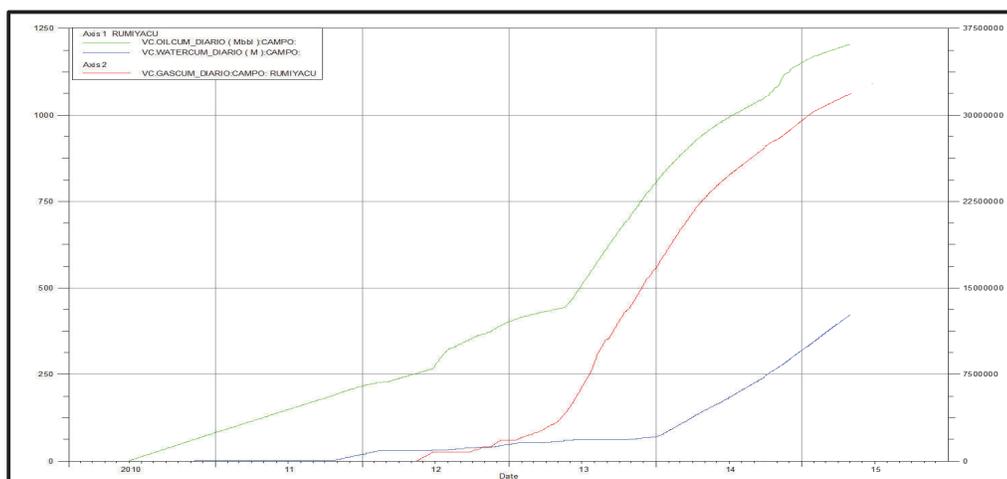


Fuente: OFM, PETROAMAZONAS EP

Elaborado por: Wilson Mármol; Christian Rodríguez

En la figura 1.16 se muestra el acumulado de producción para petróleo, agua y gas del campo Rumiyacu a Octubre de 2014.

FIGURA 1.16 ACUMULADOS DE PRODUCCIÓN (PETRÓLEO-AGUA-GAS) CAMPO RUMIYACU



Fuente: OFM, PETROAMAZONAS EP

Elaborado por: Wilson Mármol; Christian Rodríguez

1.13. ESTADO ACTUAL DE LOS CAMPOS

El estado actual de los pozos de los Campos Cononaco y Rumiyacu que pertenecen al Activo Auca y cuyo control en la operación y producción está a cargo de la empresa pública PETROAMAZONAS EP se detalla a continuación.

El campo Cononaco actualmente tiene perforados 53 pozos, de los cuales 26 se encuentran en producción, 14 cerrados, 10 abandonados, 3 reinyectores como se indica en la tabla 1.8

TABLA 1. 8 ESTADO ACTUAL DE POZOS DEL CAMPO CONONACO

CAMPO CONONACO			
PRODUCIENDO		NÚMERO DE POZOS	DETALLE
TIPO DE LEVANTAMIENTO	BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	22	04, 08, 09, 11RE, 13, 15, 20, 21RE, 24, 25, 27, 29, 30, 32, 33, 34, 37,38,47,48,49,50
	FLUJO NATURAL	1	17RE
	BOMBEO HIDRÁULICO	1	02RE
	BOMBEO MECÁNICO	2	23, 28RE
CERRADO		14	01, 03, 06RE, 07, 07RE, 10, 14, 16, 18, 22, 26, 31RE, 35, 46RE
ABANDONADO		10	02, 06, 11, 12, 17, 19, 21, 28, 31, 46D
REINYECTOR		3	5, 12B, RW2D
TOTAL		53	

Fuente: PETROAMAZONAS EP

Elaborado por: Wilson Mármol; Christian Rodríguez

En tanto el campo Rumiyacu actualmente tiene perforados 4 pozos, de los cuales 3 se encuentran en producción, 1 cerrados, 0 abandonados, 0 reinyectores, como se detalla en la siguiente tabla 1.9.

TABLA 1. 9 ESTADO ACTUAL DE POZOS DEL CAMPO RUMIYACU

CAMPO RUMIYACU			
PRODUCIENDO		NÚMERO DE POZOS	DETALLE
TIPO DE LEVANTAMIENTO	BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	3	01, 02, 04
CERRADO		1	03
ABANDONADO		0	
REINYECTOR		0	
TOTAL		4	

Fuente: PETROAMAZONAS EP

Elaborado por: Wilson Mármol; Christian Rodríguez

CAPÍTULO II

ANÁLISIS NODAL

2.1. INTRODUCCIÓN

El análisis nodal consiste en determinar el comportamiento de un sistema de producción, con el fin de que se ajuste a la capacidad real de producción del yacimiento y para identificar las restricciones o caídas de presión en cada uno de los componentes presentes en el sistema de producción, esto para establecer cualquier mecanismo de mejoramiento de la eficiencia de flujo o incremento en la producción.

El análisis nodal permite ser un medio para el análisis, diseño, simulación y evaluación del sistema de producción, a partir de la interacción de cada uno de sus componentes tanto en pozos a flujo natural o con sistemas artificiales de producción.

El análisis nodal de los pozos se realizará mediante el uso del software WellFlo.

2.2. COMPONENTES DEL ANÁLISIS NODAL

El sistema está constituido básicamente por el comportamiento de fluidos desde el yacimiento (curva de oferta o Inflow) y la curva de levantamiento de fluidos (curva de demanda u Outflow).

2.2.1. CURVA INFLOW

La curva de afluencia muestra la capacidad productiva del yacimiento hacia el pozo, es decir una representación gráfica de la presión fluyente P_{wf} de llegada de los fluidos a un nodo en función del caudal o tasa de producción.

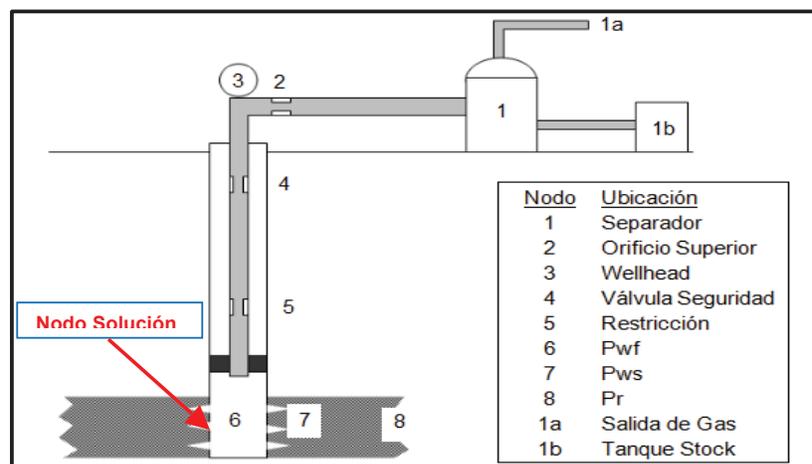
2.2.2. CURVA OUTFLOW

La curva de demanda de energía es la representación gráfica de la presión requerida a la salida del nodo en función del caudal de producción.

2.3. UBICACIÓN DE LOS NODOS EN EL SISTEMA

Las ubicaciones más comunes de los nodos en un sistema de producción son: en el fondo del pozo, cabezal del pozo, válvulas de seguridad, restricciones, separador y tanques de almacenamiento. En la Figura 2.1 se detalla gráficamente su ubicación.

FIGURA 2. 1 UBICACIÓN DE NODOS EN UN SISTEMA DE PRODUCCIÓN



Fuente: PRODUCTION OPTIMIZATION USING NODAL ANALYSIS H. DALE BEGGS

Para nuestro estudio se eligió como nodo solución el fondo del pozo y en el centro de los intervalos de los perforados, como se muestra en la figura 2.1.

2.4. DESPLAZAMIENTO DE LOS FLUIDOS EN EL SISTEMA

El análisis nodal de un sistema de producción está compuesto por tres fases de flujo, y de acuerdo al tipo de flujo, se tienen correlaciones de flujo multifásico que

contribuyen a predecir las caídas de presión en los diferentes componentes del sistema.

Flujo de fluidos a través de medios porosos

Se refiere al flujo de fluidos (petróleo, agua y gas) en el medio poroso. Es decir el flujo de fluidos desde la formación donde se encuentran a una presión estática o de reservorio (P_{ws}), hacia la cara de la arena donde se tendrá una presión de fondo fluyente estática (P_{wfs}).

El índice de productividad del pozo o en términos generales las curvas de comportamiento de afluencia (IPR), determinan el comportamiento de flujo de entrada o comportamiento de afluencia de los fluidos. Las pérdidas en presión corresponden a una baja capacidad de flujo, daño en la formación causada por los disparos y resistencia al flujo del fluido.

Flujo de fluidos a través de la tubería vertical o de producción

Consiste en el flujo de fluidos (petróleo, gas y agua) desde el fondo del pozo a una presión de fondo fluyente (P_{wf}), hasta la superficie o cabezal del pozo llegando con una presión de cabeza (P_{wh}).

La energía suministrada en esta etapa depende del tipo de levantamiento ya sea flujo natural o levantamiento artificial, e implica un control de la caída de presión a lo largo de la tubería de producción mientras los fluidos se mueven desde el fondo hacia la superficie.

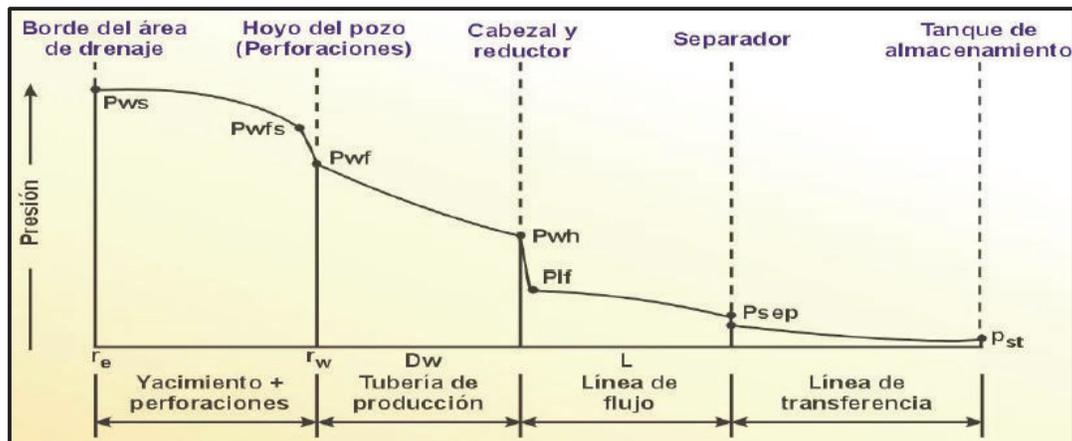
Flujo de fluidos a través de la tubería horizontal o línea de descarga

El desplazamiento de los fluidos desde el cabezal, pasando por reductores de presión que dependiendo su diámetro ajusta la presión de operación en la línea de flujo superficial que corresponde a la presión de descarga del reductor y

consigo el posterior ingreso en los separadores del fluido a una presión (P_s) igual a la presión del separador, desde donde se dirigirá a los tanques de almacenamiento.

A continuación se presenta un esquema del recorrido del fluido desde el reservorio hasta superficie (figura 2.2).

FIGURA 2. 2 DESPLAZAMIENTO DEL FLUIDO



Fuente: PRODUCTION OPTIMIZATION USING NODAL ANALYSIS H. DALE BEGGS

2.5. CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DEL SISTEMA

El análisis del sistema de producción (yacimiento-tuberías), relaciona las diferentes pérdidas de energía en forma de presión en el pozo.

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

La pérdida total de energía en el sistema es consecuencia de la suma de las pérdidas de presión en cada componente, es decir la diferencia entre la presión de partida y la presión en el separador así:

$$\Delta P_T = P_{ws} - P_{sep} = \Delta P_Y + \Delta P_C + \Delta P_P + \Delta P_L \quad (2.1)$$

Donde:

$$\Delta P_Y = P_{ws} - P_{wfs} \quad \text{Caída de presión en el yacimiento} \quad (2.2)$$

$$\Delta P_C = P_{wfs} - P_{wf} \quad \text{Caída de presión en la completación} \quad (2.3)$$

$$\Delta P_P = P_{wf} - P_{wh} \quad \text{Caída de presión en el pozo} \quad (2.4)$$

$$\Delta P_L = P_{wh} - P_{sep} \quad \text{Caída de presión en la línea de flujo} \quad (2.5)$$

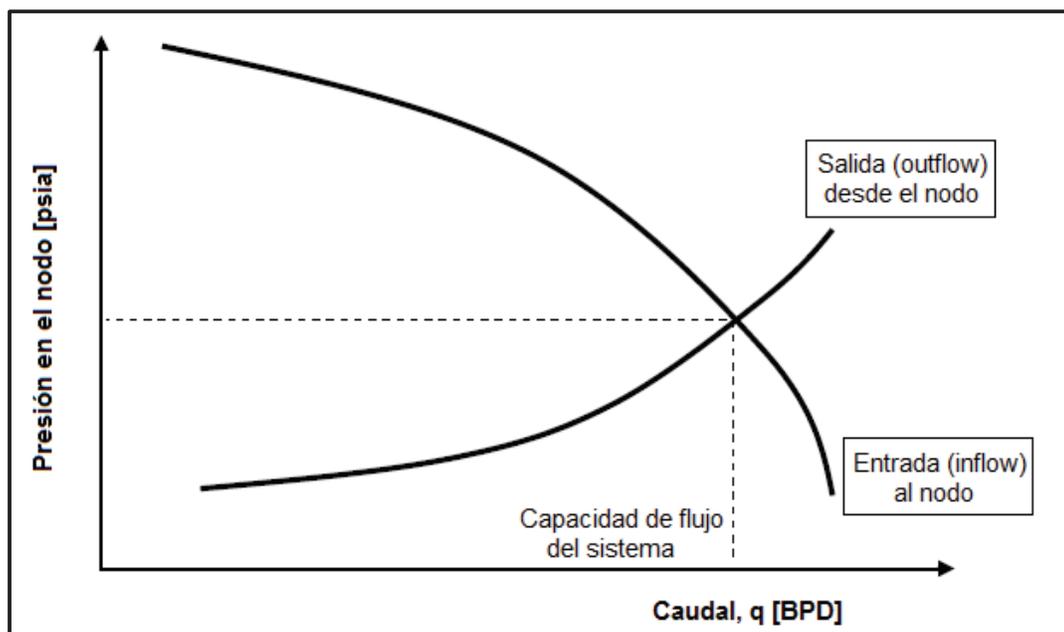
2.6. RELACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA (IPR)

Al seleccionar el fondo del pozo como el nodo, la curva de oferta es la IPR (“Inflow Performance Relationships”), y describe las relaciones entre las presiones de fondo y sus respectivas tasas de producción, es decir el comportamiento de afluencia de la arena productora.

Para predecir el comportamiento de la curva de demanda VLP (“Vertical Lift Performance”) es necesario disponer de correlaciones de flujo multifásico en tuberías.

En la figura 2.3 se muestra el comportamiento de las curvas de oferta y demanda.

FIGURA 2.3 CURVA INFLOW Y OUTFLOW



Fuente: PRODUCTION OPTIMIZATION USING NODAL ANALYSIS H. DALE BEGGS

2.7. CURVA DE AFLUENCIA DE COMPORTAMIENTO IPR

La curva IPR es la representación gráfica de las presiones de fondo fluyentes, P_{wfs} , y las tasas de producción de fluido que el yacimiento puede aportar al pozo para cada una de dichas presiones. Es decir para cada P_{wfs} existe una tasa de producción de fluido, que se puede obtener de la definición del índice de productividad

Si la presión de fondo fluyente (P_{wf}) se mantiene sobre la presión de burbuja (P_b), la curva del índice de productividad es una línea recta, y se representa por la siguiente ecuación.

$$J = \frac{q_o}{P_{ws} - P_{wf}} \quad (2.6)$$

Donde:

q: caudal [BPD]

P_{ws} : presión de fondo estática [psia]

P_{wf} : presión de fondo fluyente [psia]

J: Índice de productividad

Al considerar un yacimiento con un acuífero activo, es decir que exista soporte en la presión se estima un IP casi constante.

En los yacimientos con empuje de gas en solución, donde la presión de fondo fluyente (P_{wf}) es menor a la presión de burbuja (P_b), el índice de productividad cambiará en función de la recuperación acumulada. Esto se debe al considerar la presencia de flujo bifásico en el yacimiento, es decir una fase líquida (petróleo) y una fase gaseosa (gas en solución).

Vogel (1958), propuso una expresión para predecir el comportamiento de los yacimientos que producen por gas en solución, y sea aplicable a casos donde no existe daño a la formación, es decir se considera una eficiencia de flujo (EF) igual

a 1. Los cambios en el índice de productividad en los yacimientos con empuje de gas, son atribuidos a los cambios en la saturación, permeabilidades relativas y caídas de la presión.

El resultado de sus estudios fue una curva adimensional conocida como IPR (Inflow Performance Relationship), y representada mediante la siguiente ecuación:

$$\frac{q_o}{q_{o_{max}}} = 1 - 0,2 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right) - 0,8 \left(\frac{P_{wf}}{P_{ws}} \right)^2 \quad (2.7)$$

Donde:

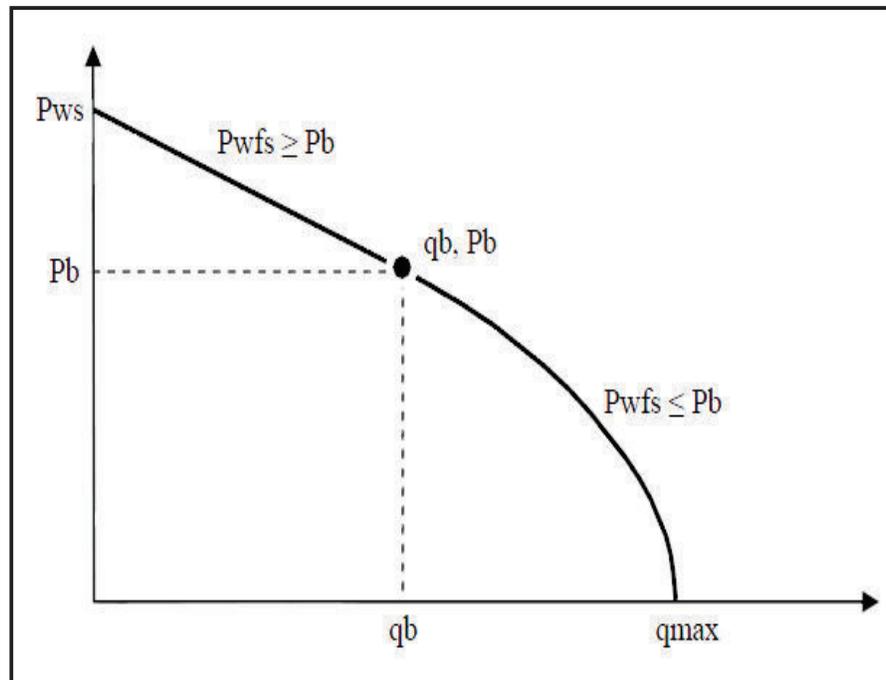
q: caudal [BPD]

q_{máx}: caudal [BPD], a P_{wf}=0

P_{ws}: presión de fondo estática [psia]

P_{wf}: presión de fondo fluyente [psia]

FIGURA 2. 4 CURVA IPR



Fuente: MAGGIOLO RICARDO, "OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN MEDIANTE ANÁLISIS NODAL"

La figura 2.4 representa la curva IPR obtenida mediante el método de Vogel. Su representación gráfica corresponde a una línea recta en el intervalo donde $P_{wf} > P_b$, en tanto que adquiere una forma curva cuando $P_{wf} < P_b$. Al asumir valores de presión de fondo fluyente se estima los valores de caudal y se construye la curva IPR.

2.8. EL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (J)

Es el potencial o habilidad de un pozo para producir fluido del yacimiento, se define como la relación entre la tasa de producción y un diferencial de presión en el fondo del pozo, se representa por la ecuación (2.6).

El índice de productividad es un parámetro exclusivo del pozo y un indicador de la capacidad productiva del mismo, siendo:

- ✓ Baja Productividad: $J < 0.5$
- ✓ Productividad media: $0.5 < J < 1.0$
- ✓ Alta productividad: $1.0 < J < 2.0$
- ✓ Excelente productividad: $J > 2.0$

2.9. CORRELACIONES DE FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS

En el sistema de producción existen componentes muy importantes como es la completación (tubería) y las líneas de flujo (líneas de producción). El flujo simultáneo de líquido y gas o flujo multifásico representa gran interés para realizar análisis de productividad. En gran medida la caída de presión total en el sistema tiene lugar en el levantamiento del fluido desde el fondo a la superficie a través de la tubería y su posterior desembarco a través de las líneas de flujo hacia los separadores.

Las correlaciones de flujo multifásico han sido desarrolladas basándose en principios termodinámicos y flujo de fluidos.

No existe ninguna regla universal para seleccionar la mejor correlación, para la aplicación en un pozo determinado. Al seleccionar un modelo se debe considerar que los datos que lo soportan sean compatibles físicamente con el sistema propuesto para su aplicación. Al realizar una comparación de correlaciones, se puede determinar la que mejor resultado presente en determinados fenómenos o situaciones físicas,

En la tabla 2.1 se presenta algunas correlaciones para flujo multifásico.

TABLA 2. 1 CORRELACIONES DE FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS

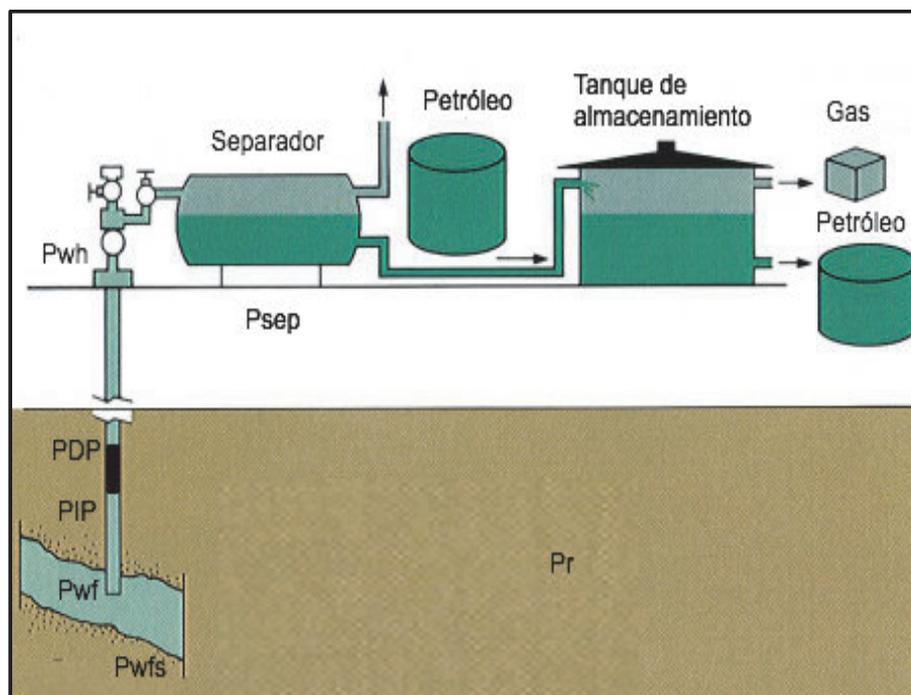
Correlación	Fecha	Sustento	Diámetro de tubería [in]	Fluido
Flujo Vertical				
Duns & Ros	1961	Datos de campo y laboratorio	amplio rango	Petróleo, gas y agua
Hagerdorn & Brown	1965	Datos de campo y laboratorio	1 a 4	Petróleo, gas y agua
Orkiszewski	1967	Revisión y modificación de otros modelos	amplio rango	Petróleo, gas y agua
Azis & Govier	1972	Datos de campo y laboratorio	amplio rango	Petróleo, gas y agua
Beggs & Brill	1973	Datos de laboratorio	1 a 1.5	Gas y agua
Gray	1974	Datos de campo	<3.5	Gas y condensado
Flujo Horizontal				
Lochart & Martinelli	1949	Datos de laboratorio	0.0586 a 1.1017	Petróleo, gas y agua
Eaton	1966	Datos de campo y laboratorio	2 a 4	Petróleo, gas y agua
Dukler	1969	Datos de laboratorio	amplio rango	Petróleo, gas y agua
Flujo Inclinado				
Mukherjee & Brill	1983	Datos de laboratorio	1.5	keroseno, petróleo, lubricante y gas

Fuente: ESP OIL; OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN MEDIANTE ANÁLISIS NODAL
Elaborado por: Wilson Mármol/Christian Rodríguez

2.10. SISTEMAS DE PRODUCCIÓN CAMPOS CONONACO Y RUMIYACU

El trayecto recorrido por los fluidos producidos en un yacimiento hidrocarburífero desde el reservorio hasta superficie a través de distintos medios se denomina “Sistema de Producción”, constituido por: el reservorio, la completación, la línea de producción hacia superficie (pozo), los sistemas de levantamiento artificial y las instalaciones de superficie con sus respectivas líneas de flujo y restricciones, como se indica en la figura 2.5.

FIGURA 2. 5 SISTEMA DE PRODUCCIÓN



Fuente: ESP OIL; OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN MEDIANTE ANÁLISIS NODAL

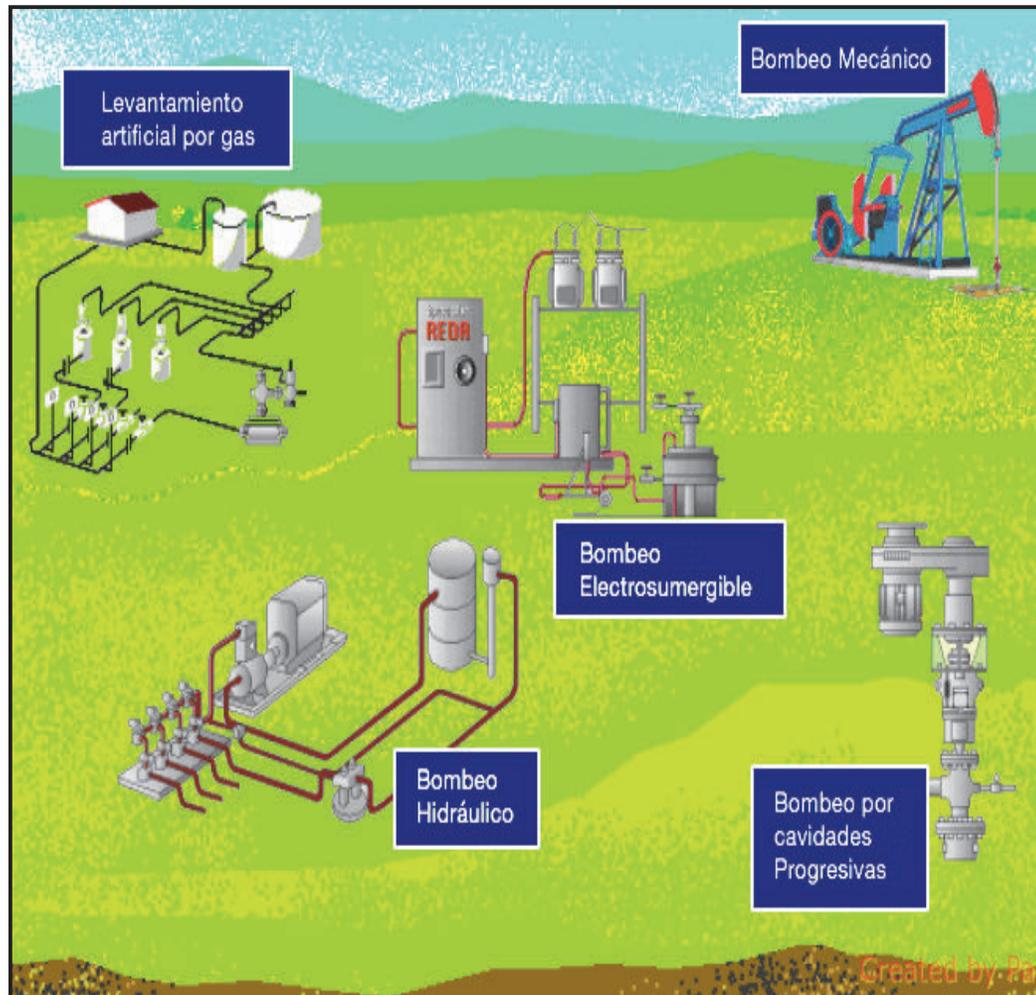
Un pozo es capaz de producir a flujo natural cuando tiene la capacidad de desplazar los fluidos desde el subsuelo hasta la superficie con la energía interna que aporta el yacimiento, es decir sin utilizar fuentes externas de energía.

Si el pozo emplea fuentes externas para agregar energía y desplazar el fluido hasta superficie cuando la energía del yacimiento ha declinado y no es suficiente

para fluir por sí mismo, se considera que el pozo ha empleado un sistema de levantamiento artificial ya sea bombeo hidráulico, bombeo electrosumergible (BES) entre otros.

En la figura 2.6 se muestra los tipos de levantamiento que existentes.

FIGURA 2. 6 TIPOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL



Fuente: MAGGIOLO RICARDO, "OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN MEDIANTE ANÁLISIS NODAL"

En los Campos Cononaco – Rumiyacu, el pozo CNO 017 a flujo natural. En tanto que el sistema de levantamiento artificial empleado para los demás pozos productores en los campos corresponde bombeo electrosumergible (BES).

En la tabla 2.2 se describen las facilidades de los campos Cononaco – Rumiyacu que se utilizan para manejar el fluido producido, además se detalla los pozos con bombeo electrosumergible que se conectan a dichos equipos.

TABLA 2. 2 FACILIDADES CAMPO CONONACO Y RUMIYACU

FACILIDADES DEL CAMPO CONONACO			
Equipo	Ubicación	Especificaciones	Pozos
Manifold	Estación Central	25 entradas	08, 11 RE, 13, 15, 21 RE, 29, 30, 47, 48
Manifold	Locación CNO 006	10 entradas	20, 24, 26, 32, 33, 37, 49, 50
Manifold	Locación CNO 027	5 entradas	27, 34, 38
Tanque	Locación CNO 006	10 000 bl	08, 11 RE, 13, 15, 21 RE, 29, 30, 47, 48
Tanque	Locación CNO 009	4 x (500 bl)	04, 09
Tanque	Locación CNO 027	500 bl	27, 34, 38
Tanque	Estación Central	Tanque de Lavado. (50 000 bl)	
Tanque	Estación Central	Tanque de empernado. (10 000 bl)	
Tanque	Estación Central	Tanque de reposo. (24 000 bl)	
Separador	Estación Central	Bifásico de Producción. (20 000 bl)	
Separador	Estación Central	Separador de Prueba (10 000 bl)	
FACILIDADES DEL CAMPO RUMIYACU			
Equipo	Ubicación	Especificaciones	Pozos
Manifold	Locación Rumiyacu	5 entradas	01, 02, 04.
Tanque	Locación Rumiyacu	3 x (500 bl)	01, 02, 04.

Fuente: PETROAMAZONAS EP

Elaborado por: Wilson Mármol/Christian Rodríguez

2.10.1. BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (BES)

El sistema de bombeo electrosumergible (BES) es un sistema integrado de levantamiento artificial que proporciona energía adicional al fluido del yacimiento para llevarlo a superficie, es considerado como un medio económico y efectivo, de fácil instalación y operación.

Entre las características del sistema están su capacidad de producir altos volúmenes de fluido (alto índice de productividad) desde diferentes profundidades en una variedad de condiciones de pozo, con alto corte de agua (BSW), baja relación gas – petróleo (GOR).

El principio de funcionamiento para el bombeo electrosumergible consiste en sacar el fluido de la formación a la superficie mediante la acción rotacional de bombas centrífugas (de múltiples etapas) sumergidas en el pozo y accionadas por motores eléctricos, con energía eléctrica que es suministrada desde superficie. Es un sistema que puede operar a velocidades de bombeo variable.

Su funcionamiento y eficiencia puede verse afectado por las altas temperaturas, corrosión, presencia de gas libre y de arena en los fluidos producidos.

Existen diversos parámetros para la aplicación y normal funcionamiento de este sistema, los cuales son:

- ✓ Fuente de energía eléctrica externa.
- ✓ Volumen de fluido alto: desde 200 hasta 120000 BPD.
- ✓ Presencia de gas libre: menor al 10%
- ✓ Temperatura máxima de operación: 350 °F para motor y cables.
- ✓ Presencia de arena: menor a 200 ppm
- ✓ Viscosidad normal de operación: 200 cp
- ✓ Profundidad: 1000 a 10000 pies
- ✓ Tipo de completación: Tanto en pozos verticales, como desviados, dependiendo el ángulo de inclinación ($< 9^\circ/100$ pies).

2.10.1.1. Componentes de un Sistema de Bombeo Electrosumergible

Una unidad de bombeo electrosumergible está constituida por los siguientes componentes:

- En superficie:
 - Cabezal del pozo
 - Caja de Venteo
 - Tablero de Control
 - Variador de Frecuencia
 - Transformador

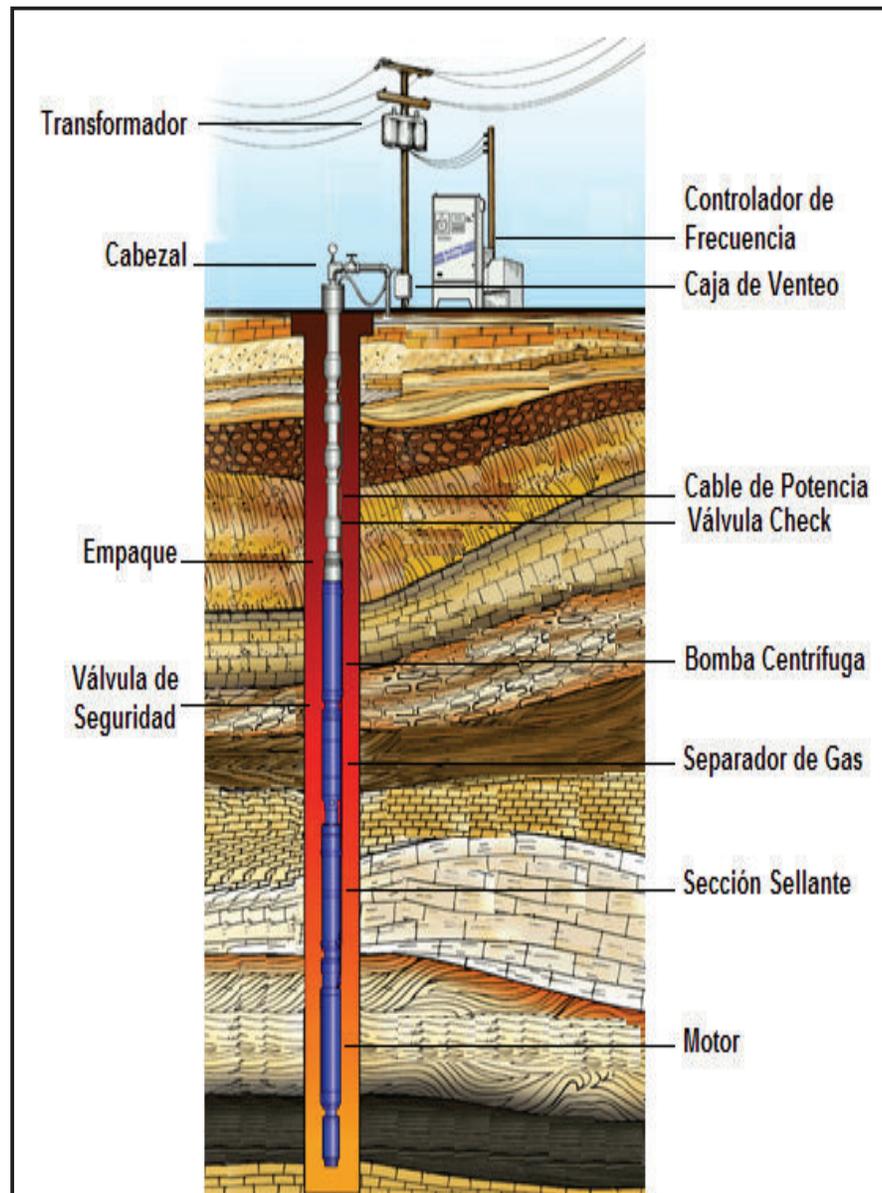
- En el fondo del pozo:
 - Bomba centrífuga multietapas
 - Intake / Separador de Gas
 - Sección Sellante
 - Motor Eléctrico
 - Sensor de Presión
 - Cable de Potencia

Los componentes mencionados cumplen una función específica y esencial en el sistema para obtener las condiciones de operación deseadas, con el fin de llevar el fluido desde el pozo hacia la superficie.

El equipo conformado por los componentes en superficie suministra energía eléctrica y contribuye en el monitoreo del sistema para su normal funcionamiento, en tanto que los equipos en fondo levantan la columna de fluido hasta superficie.

En la figura 2.7 se ilustra los componentes básicos de un sistema BES y a continuación se procederá a describirlos.

FIGURA 2. 7 COMPONENTES DEL SISTEMA BES



Fuente: ESP OIL; OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN MEDIANTE ANÁLISIS NODAL

Componentes del sistema BES en superficie

- ✓ **Cabezal del pozo:** comprende la terminación de un pozo en la superficie y cuenta con un medio para colgar la tubería de producción e instalar el árbol de Navidad y las instalaciones como el cable de potencia con un sello adecuado para el control de flujo en superficie (figura 2.8).

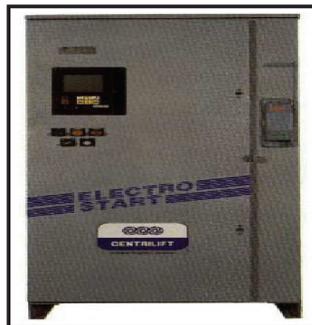
FIGURA 2. 8 CABEZAL DEL POZO



Fuente: MANUAL REDA, SCHLUMBERGER

- **Tablero de Control (Switch board):** es un equipo que utiliza un controlador computarizado para proteger y monitorear el equipo de fondo, y está conectado a transformadores que convierten el voltaje y la corriente de línea en los requeridos por el equipo de fondo al momento del arranque del motor, el tablero de control se muestra en la figura 2.9.

FIGURA 2. 9 TABLERO DE CONTROL



Fuente: MANUAL REDA, SCHLUMBERGER

- **Variador de Frecuencia:** es un controlador de motor que permite operar el sistema BES en un rango amplio de frecuencia, y entre sus ventajas nos permite arrancar el motor desde la frecuencia de 1 Hz hasta 70 Hz, y el operario puede escoger el tiempo que se demore en llegar hasta la frecuencia de trabajo, por ejemplo: 1 min, 2 min, 4 min, evitando así picos de corriente, operativamente se puede bajar o subir la frecuencia de la corriente suministrada al motor para estabilizar la tasa que se saca con la tasa que aporta la formación (figura 2.10).

FIGURA 2. 10 VARIADOR DE FRECUENCIA



Fuente: MANUAL REDA, SCHLUMBERGER

- **Transformador:** es un dispositivo electromagnético transmisor de potencia eléctrica en la modalidad de corriente alterna, convierte el voltaje y corriente suministrados por el generador al voltaje y corriente requeridos por el equipo de fondo. Debe ser diseñado apropiadamente para ser empleado con Variadores de Frecuencia y bien dimensionado para que su potencia nominal sea igual o mayor que la requerida por el equipo de fondo, el transformador se muestra en la figura 2.11.

FIGURA 2. 11 TRANSFORMADOR



Fuente: MANUAL REDA, SCHLUMBERGER

- **Caja de Venteo:** protege la conexión entre el cable de potencia procedente del fondo del pozo y el cable de superficie que llega del variador de frecuencia. Provee un punto de separación para determinar fallas en el equipo de fondo o superficie. Ventea el gas que pueda contener el aislamiento y la chaqueta del cable de fondo (figura 2.12).

FIGURA 2. 12 CAJA DE VENTEO



Fuente: MANUAL REDA, SCHLUMBERGER

Componentes del sistema BES en fondo

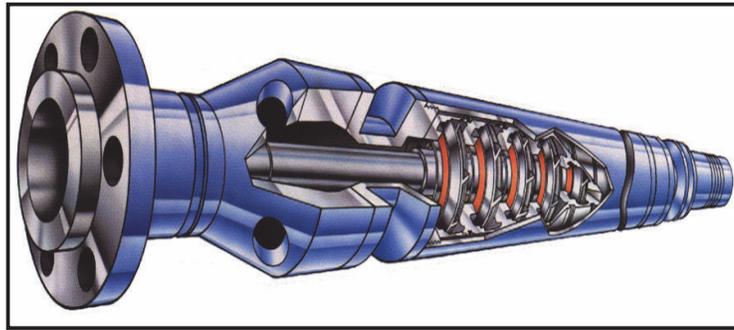
- **Bomba centrífuga multietapas:** debe su nombre a la capacidad que tiene de desplazar fluidos mediante la generación de fuerzas centrífugas. Se caracteriza por tener un diámetro reducido, gran cantidad de etapas y diseño para altas cargas.

La bomba centrífuga trabaja por medio de la transferencia de energía cinética del impulsor al fluido desplazado. La parte rotativa, el impulsor, genera fuerzas centrífugas que aumentan la velocidad del fluido. La parte estacionaria, el difusor, dirige el fluido de la forma adecuada al siguiente impulsor. El fluido entra al impulsor por medio de un orificio interno, cercano al eje y sale por el diámetro exterior del impulsor. El difusor dirige el fluido hacia el siguiente impulsor.

Se superponen varias etapas (bombas multi-etapas) para obtener la altura de columna deseada.

La bomba electrosumergible puede ser operada a diferentes velocidades, bien sea debido a restricciones en la fuente de poder o intencionalmente para modificar su rendimiento, la bomba centrífuga se muestra en la figura 2.13.

FIGURA 2. 13 BOMBA CENTRÍFUGA



Fuente: MANUAL REDA, SCHLUMBERGER

- **Separador de Gas / Intake:** se usan en aplicaciones donde el gas libre causa interferencia con el rendimiento de la bomba y su función es separar gran parte del gas libre del caudal que entra a la bomba. En general el separador de gas se debe usar cuando el porcentaje de gas libre ($> 10\%$ en etapas de flujo radial) y el porcentaje de gas libre ($> 15\%$ en etapas de flujo mixto). El principio de separación consiste en la aplicación de fuerzas centrífugas, es decir similar a una centrífuga, en donde los elementos más pesados se pegan a las paredes, mientras que el gas se mantiene en la parte central y sale a través de un desviador de flujo hacia un puerto de descarga al anular.

En la tabla 2.3 se presenta tipos de separador de gas con su respectiva eficiencia.

TABLA 2. 3 SEPARADORES DE GAS

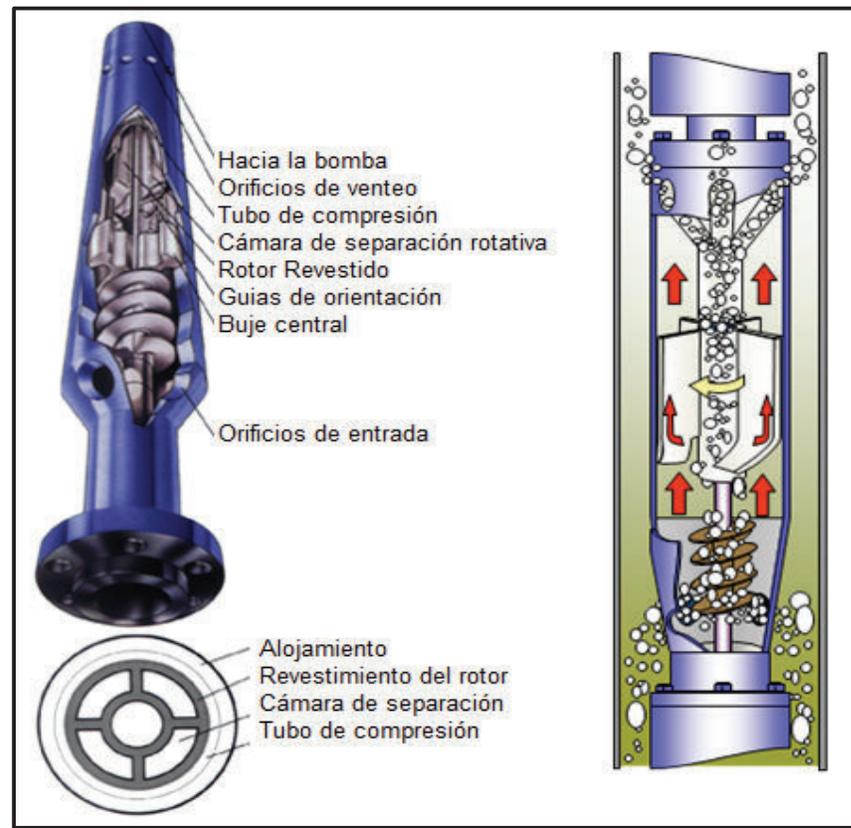
Tipo de separador	Eficiencia de separación	Porcentaje de gas que pasa a la bomba
Intake estándar	0-20%	80-100%
Flujo inverso	25-50%	50-75%
Rotativo	80-95%	5-20%

Fuente: MANUAL REDA, SCHLUMBERGER

Elaborado por: Wilson Mármol/Christian Rodríguez

En la figura 2.14 se muestra un separador de gas con sus respectivos componentes.

FIGURA 2. 14 SEPARADOR DE GAS

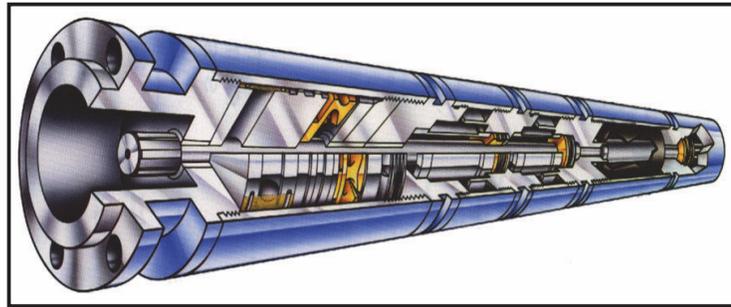


Fuente: MANUAL REDA, SCHLUMBERGER

- **Sección Sellante:** se encuentra ubicada entre el motor y el intake, entre sus funciones se tiene que: evita que el motor se contamine de fluido anular del pozo, iguala la presión entre el pozo y el aceite del motor, el eje del protector transmite el torque de la potencia del motor hacia la bomba, el cojinete en la cámara de empuje del protector (Thrust bearing) soporta las cargas ascendentes (encendido del motor) y descendentes (peso de la tubería, ejes internamente) evitando el desbalance en rotores y roce en bobinas en el motor.

Tiene cámaras de aceite que se van a contaminar por gravedad desde la parte superior hacia abajo, siendo las últimas las que pueden servir como reservorios de aceite para el motor, soporta altas temperaturas hasta 400°F (figura 2.15).

FIGURA 2. 15 SECCIÓN SELLANTE

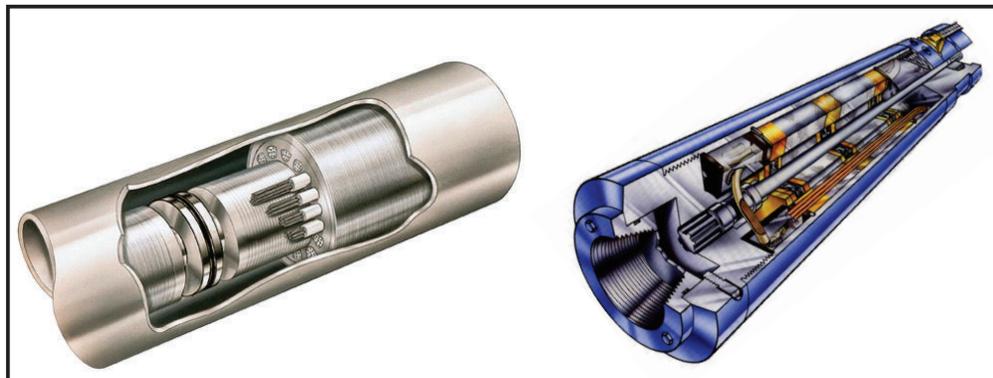


Fuente: MANUAL REDA, SCHLUMBERGER

- **Motor Eléctrico:** el más utilizado es el motor de inducción trifásico AC, donde cada fase está a 120 °F, está conformado del estator donde están las bobinas y los rotores, y es aquel que transmite el movimiento a la bomba y gira aproximadamente a 3,500 RPM, y trabaja a una frecuencia de 50 a 60Hz dependiendo las condiciones de pozo, tiene tasas específicas de potencia, voltaje y corriente. Su funcionamiento se da cuando enviamos energía eléctrica y se transforma a mecánica a través de inducción magnética.

Los componentes del motor están diseñados para resistir temperaturas de 260 °C (500 °F), por tanto su enfriamiento se logra mediante la circulación interna del aceite dieléctrico del motor y el flujo del pozo alrededor de su parte exterior, el motor eléctrico se muestra en la figura 2.16.

FIGURA 2. 16 MOTOR ELÉCTRICO



Fuente: MANUAL REDA, SCHLUMBERGER

- **Sensor de Presión:** es un dispositivo electrónico capaz de soportar altas presiones y de enviar señales a superficie a través del cable eléctrico, permite medir la presión de fondo, presión de descarga de la bomba, la temperatura del fluido y la temperatura del motor (figura 2.17).

FIGURA 2. 17 SENSOR DE PRESIÓN



Fuente: MANUAL REDA, SCHLUMBERGER

- **Cable de Potencia:** consiste de tres conductores de cobre que se extienden desde el tope del cable plano del motor hasta el cabezal del pozo, puede ser plano o redondo. Es el encargado de llevar la potencia eléctrica desde la superficie hasta el motor en el subsuelo, y transmitir señales de presión y temperatura de regreso a superficie, en la figura 2.18 se muestran los diferentes tipos de cable de potencia.

FIGURA 2. 18 CABLE DE POTENCIA



Fuente: MANUAL REDA, SCHLUMBERGER

2.10.1.2. Curva de comportamiento de la bomba

Las curvas de comportamiento de las bombas revelan una visión completa de las características y rango de funcionamiento de la bomba electrosumergible, y de acuerdo al fabricante vienen publicadas en sus catálogos bajo los siguientes criterios técnicos:

- ✓ Frecuencia 50 y 60 HZ, pueden ser cambiadas utilizando un variador de frecuencia.
- ✓ Para una sola etapa o 100 etapas.
- ✓ Clasificadas en diferentes series tales como 400, 513, 562, 675, etc.
- ✓ Clasificadas para diferentes diámetros de tubería de revestimiento.
- ✓ Gravedad específica = 1 (Agua).

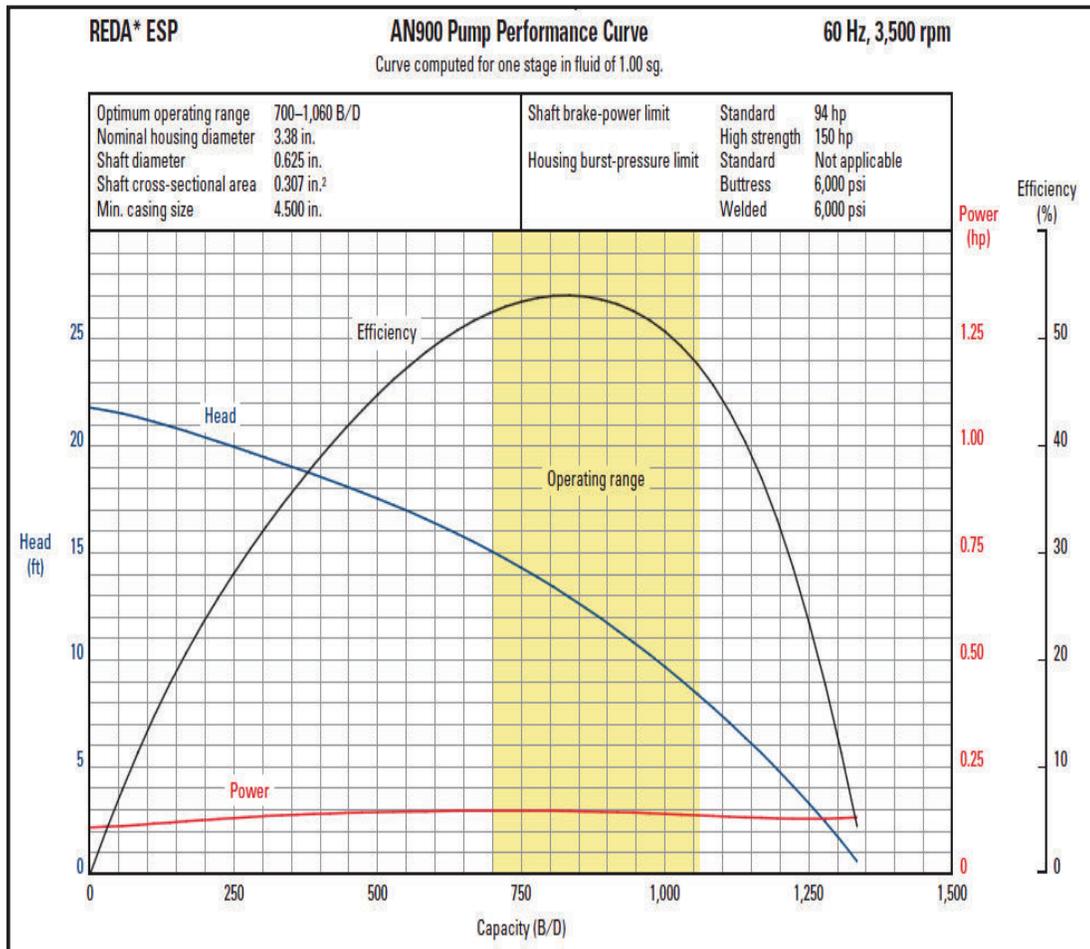
Las curvas que aparecen en la curva de comportamiento son:

- ✓ **Curva Head:** es la curva de carga dinámica total, y representa la altura de fluido que puede ser levantada por cada etapa de la bomba.
- ✓ **Curva Power:** es la curva de requerimientos de potencia, y representa la potencia requerida por cada etapa para levantar un caudal de fluido deseado.
- ✓ **Curva Efficiency:** es la curva de eficiencia de la bomba, en la figura 2. 19 se muestra un espacio sombreado delimitado como su rango óptimo de operación y sobre este se encuentra un pico que representa su punto máximo de eficiencia.

Si la bomba se opera hacia la derecha de su rango óptimo de operación a un caudal mayor, puede sufrir desgaste por empuje ascendente (upthrust), en tanto si se opera a un caudal menor hacia la izquierda de su rango óptimo, puede sufrir desgaste por empuje descendente (downthrust).

En la figura 2.19 se muestra el comportamiento de las curvas antes mencionadas para una bomba electrosumergible.

FIGURA 2. 19 CURVAS EN LA CURVA DE COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA



Fuente: MANUAL REDA, SCHLUMBERGER

2.10.1.3. Parámetros para la selección y diseño de un sistema BES

El diseño adecuado de un sistema de bombeo electrosumergible BES, necesita de información fiable y exacta, para seleccionar el equipo apropiado que garantice su buen rendimiento, eficiencia y longevidad del sistema.

Los datos requeridos para la selección de un sistema BES se detallan a continuación:

Datos de Pozo:

- Tamaño - peso (Casing y Tubing)
- Profundidad del Pozo y de las perforaciones (MD y TVD)
- Survey (Pozo desviado o direccional)

Datos de Producción:

- Presión de fondo estática (Pws)
- Presión de fondo fluyente (Pwf)
- Presión de burbuja (Pb)
- Presión de cabeza (Pwh)
- Caudal de producción (Q)
- Temperatura de superficie (ST)
- Temperatura de fondo (BHT)
- Relación gas/petróleo (GOR)
- Corte de agua (BSW)

Datos de Fluido:

- °API del petróleo, Gravedad específica del petróleo, agua y gas
- Factor volumétrico del petróleo
- Viscosidad del petróleo
- Datos PVT

A continuación la tabla 2.4 de detalla el forecast de producción de los campos Cononaco y Rumiyacu.

Los parámetros descritos por cada pozo son: arena productora, barriles de fluido producido por día (BFPD), porcentaje de agua (BSW), el tipo de bomba instalada con su frecuencia de operación, presión de cabeza del pozo y presión intake de la bomba.

TABLA 2. 4 FORECAST DE PRODUCCIÓN A OCTUBRE DE 2014

Pozo	Arena	BFPD	% BSW	Bomba	Frecuencia	Pwh (psi)	PIP (psi)
CNO-004	HS	371	1	D475N	59	30	1170
CNO-008	HS	639	20	P8 XH6	58	119	822
CNO-009	UI	243	30	D460N	52	10	884
CNO-011RE	HI	2182	90	P23 XH6	52	70	1600
CNO-013	TI	407	5	P6XH6	57	99	1007
CNO-015	UI	149	2	P4XH6	49	100	466
CNO-020	TI	334	53	P6XH6	53	70	816
CNO-021RE	HI	306	36	AN 550	54	100	571
CNO-024	TI	600	69	P6XH6	60	180	1393
CNO-025	US	406	2	FLEX10	54	80	487
CNO-027	TI	229	24	D460N	58	20	454
CNO-029	HI	542	52	P8X	57	72	770
CNO-030	HI	1180	89	P12XH6	60	42	1176
CNO-032	HI	2194	90	P23X	50	30	2130
CNO-033	HI	1666	88	P18XH6	54	45	1461
CNO-034	TS	212	55	P4XH6	50	15	631
CNO-037	TI	313	30	P8XH6	50	80	800
CNO-038	HS	150	1	FLEX10	56	25	465
CNO-047	TI	364	2	FLEX10	52	70	744
CNO-048	TI	629	38	D800N	60	110	1123
CNO-049	TI	484	89	P8XH6	51	76	1197
CNO-050	US	184	12	FLEX10	59	70	1203
RMY-001	UI	272	0,5	DN460	61	10	1021
RMY-002	TI	287	33	P12XH6	54	11	450
RMY-004	HS	874	80	P6X	60	16	2850

Fuente: PETROAMAZONAS EP

Elaborado por: Wilson Mármol/Christian Rodríguez

2.11. SOFTWARE WellFlo

Es una herramienta para pozos petroleros que usa técnicas de análisis nodal para modelar el influjo del reservorio y el desempeño del flujo a la salida del pozo. El software se utiliza para diseñar, optimizar e identificar problemas de pozos individuales. Algunas de las aplicaciones que realiza el software son las siguientes:

- ✓ Diseño de configuración de pozo para máximo desempeño a lo largo de la vida útil del pozo.
- ✓ Diseño de levantamiento artificial.
- ✓ Predicción de temperaturas y presiones de flujo en pozos y líneas, así como en equipos de superficie para cálculos de diseño óptimo.
- ✓ Monitoreo de reservorio, pozo y línea de flujo.
- ✓ Ajuste de data de laboratorio de un análisis PVT.

2.11.1. MANEJO DEL SOFTWARE WELLFLO EN UN POZO

A continuación se describe el procedimiento para la aplicación del software WellFlo, empleado en la simulación de análisis nodal con el fin de obtener un modelo que se ajusta al comportamiento actual de un pozo. El pozo seleccionado para detallar el procedimiento a seguir es el pozo Cononaco 4 (CON – 004).

2.11.1.1. Datos Generales y Encabezado

En primer lugar se ejecuta el programa y una vez abierto se genera un nuevo proyecto para modelarlo. Una vez creado el nuevo modelo se procede a ingresar información general referente al pozo a procesar como: Compañía, Campo, Ubicación, Plataforma, Analista, Objetivo y Fecha.

A continuación en la figura 2.20 se observa la ventana con lo antes mencionado.

FIGURA 2. 20 DATOS GENERALES

The screenshot displays the 'General Data' configuration window in the WellFlo software. The window is divided into several sections:

- Model Navigator (Left):** A tree view showing the configuration hierarchy. Items include 'Initialization', 'Well and Flow Type', 'Flow Correlations', 'Reference Depths', 'Fluid Parameters', 'Reservoir', 'WellBore', 'Deviation', 'Equipment', 'Surface Data', 'Temperature Model', 'ESP Data', and 'Dashboard'. Checkmarks are visible next to several items, indicating they are configured or active.
- General Data (Main):** A form with the following fields:

Company	Field
Petroamazonas EP	Cononaco
Well	Location
CNO 004	Auca
Platform	Analyst
	Mamol/Rodriguez
Objective	Date
Analisis Nodal	
- Notes (Bottom):** A large empty text area for entering additional information.
- Navigation (Bottom):** A bar with buttons for 'Configuration', 'Tuning', 'Analysis', 'Design', and 'Output'. Below this bar are buttons for '<< Back', 'Forward >>', 'Apply', 'Undo', and 'Help'.

Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

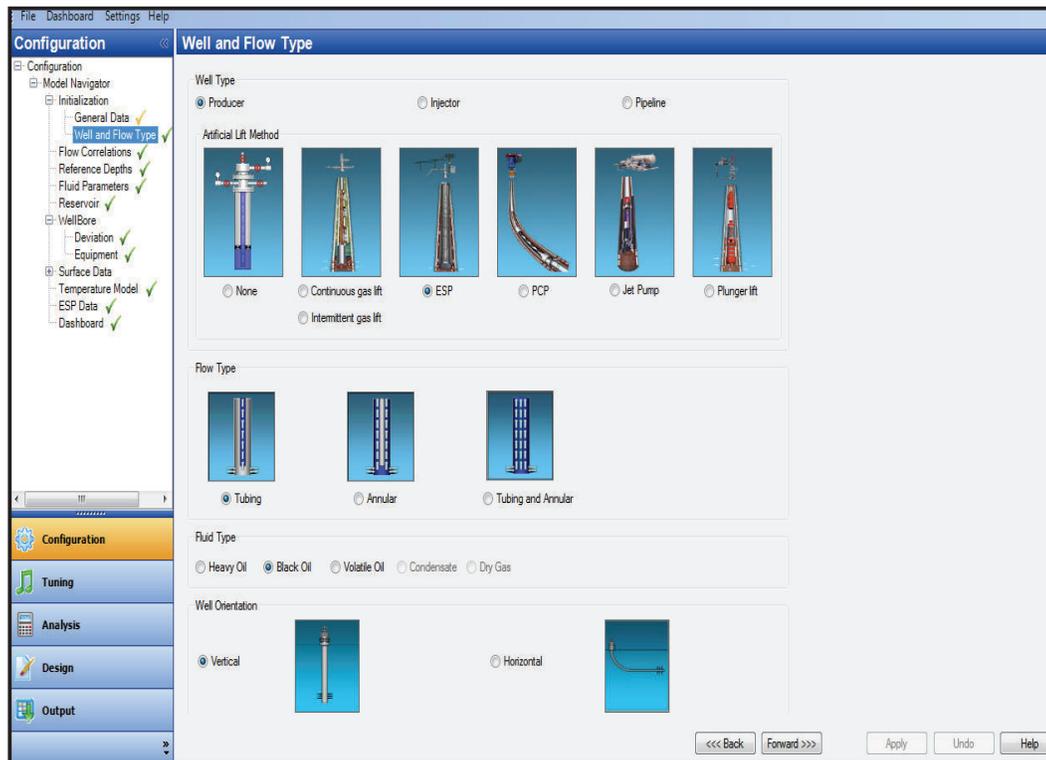
2.11.1.2. Tipo de Pozo y Fluido

En esta sección como lo apreciamos en la figura 2.21, se selecciona y define el tipo de levantamiento que tenemos en el pozo, ya sea este a flujo natural, bombeo electrosumergible, bombeo hidráulico, etc.

Así también se elige el tipo de flujo ya sea este por tubería de producción o por el anular. Se selecciona el tipo de fluido como Black Oil debido a las condiciones del fluido menor a 40 °API, siendo el valor máximo 32.8 °API para los fluidos producidos en los campos.

Finalmente seleccionamos entre el tipo de pozo ya sea vertical u horizontal, al no contar con pozos horizontales en el campo, y la presencia de pozos direccionales a estos se los considera dentro del rango de verticales debido a que su ángulo de inclinación no supera los 75° de desviación.

FIGURA 2. 21 TIPO DE POZO Y FLUIDO



Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

2.11.1.3. Correlaciones de Flujo

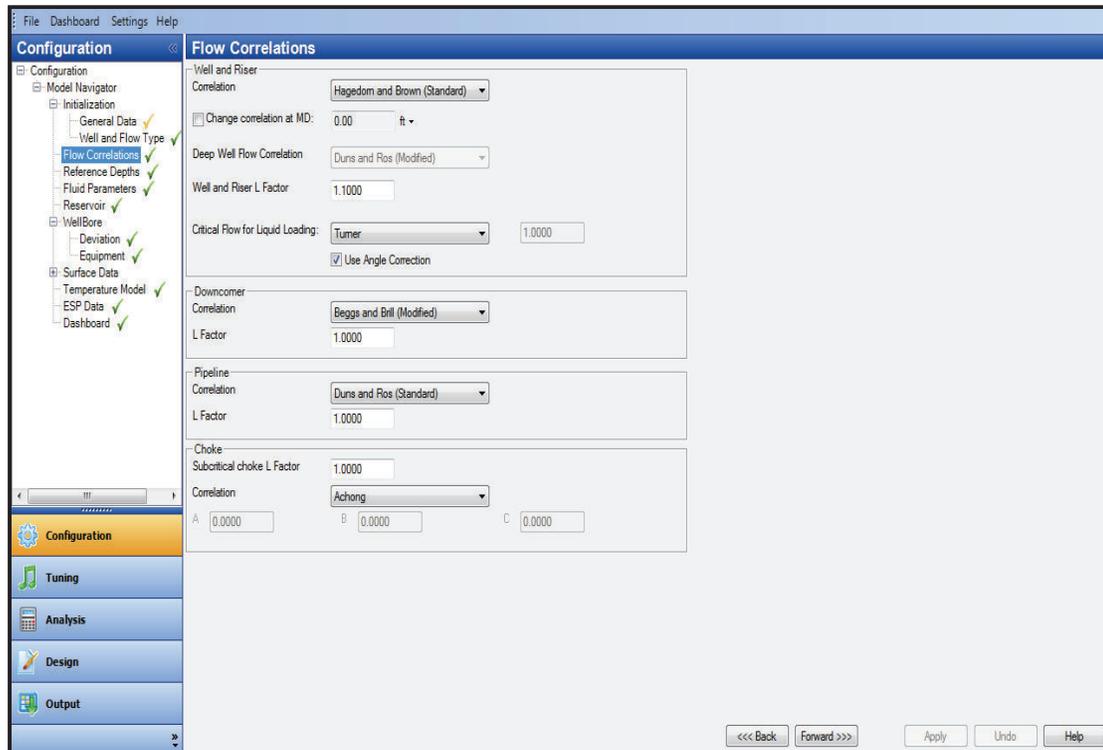
Posterior a la selección del tipo de flujo y el tipo de pozo, debemos elegir el tipo de correlación que utilizaremos para realizar nuestro análisis nodal, debido a que nuestro estudio solo lo realizamos en la sección que comprende desde el reservorio hasta el cabezal del pozo, nos será útil la sección “Well and Riser”, mostrada en la figura 2.22. Se elige el tipo de correlación que mejor se ajusta de acuerdo al fluido y las características de cada pozo estudiado.

Existen varios tipos de correlaciones que podemos escoger y entre estas tenemos las siguientes:

- Duns and Ros (Estándar y Modificado)
- Beggs and Brill (Estándar y Modificado)

- Hagedom and Brown (Estándar y Modificado)
- Francher and Brown
- Orkiszewski
- Gray
- Dukler Eaton Flanigan

FIGURA 2. 22 CORRELACIONES DE FLUJO



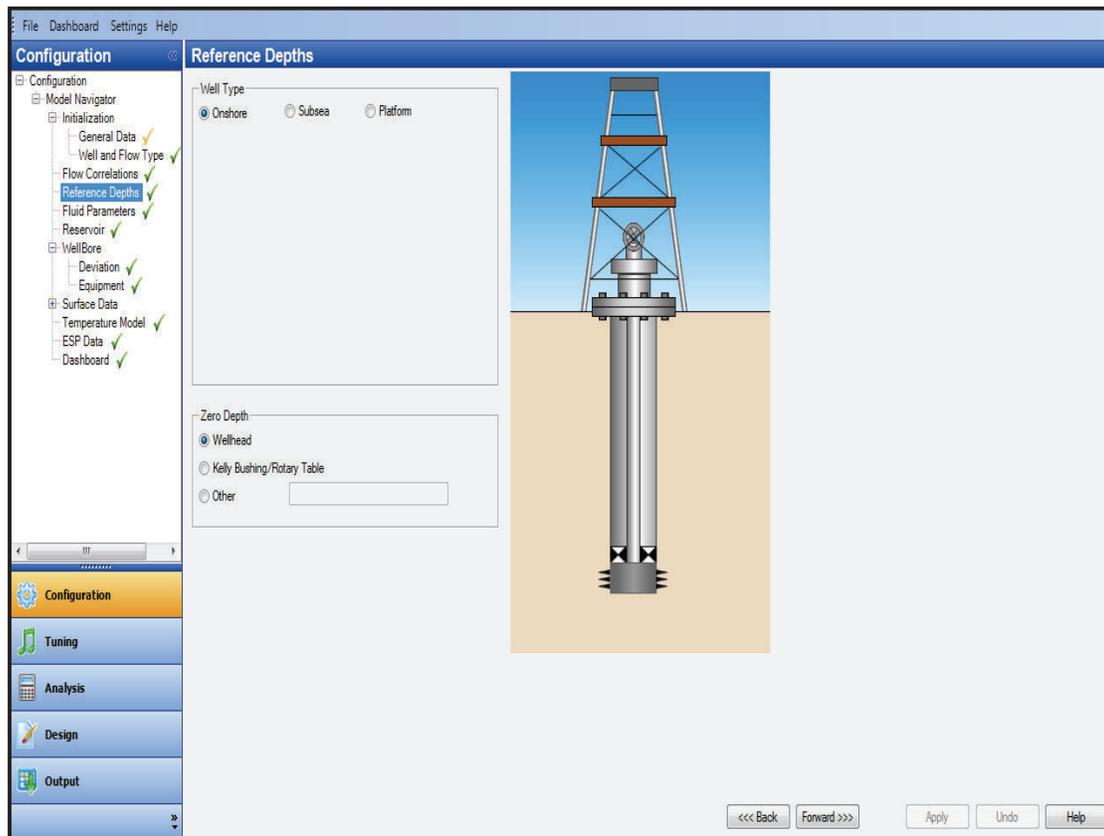
Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

2.11.1.4. Profundidades de Referencia

En esta etapa del programa se selecciona la condición del pozo ya sea este submarino, en plataforma o en superficie, así también se podrá indicar en donde se localiza nuestro nivel de referencia ya sea este en el cabezal o en el Kelly bushing. Una vez seleccionada la condición de nuestro pozo podemos ver un diagrama que representa gráficamente el estado del pozo según lo elegido, como se muestra en la figura 2.23.

FIGURA 2. 23 PROFUNDIDADES DE REFERENCIA



Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

2.11.1.5. Parámetros del Fluido

En la figura 2.24 se observa la opción datos del fluido, que es utilizada para seleccionar el tipo de fluido que para nuestro estudio es Black Oil e ingresar datos como: gravedad API de petróleo, gravedad específica de gas y salinidad de agua.

La opción Tuning en el software nos permite realizar una afinación entre las correlaciones y nuestros datos experimentales del PVT del pozo, estos datos variaran de acuerdo a la arena productora. En la figura 2.25 se podrá observar los datos experimentales del PVT que son necesarios, estos son: temperatura de reservorio, presión de saturación, factor Volumétrico, relación gas – petróleo (GOR), factor de gas Z, viscosidad de gas, viscosidad de petróleo.

FIGURA 2. 24 DATOS DEL FLUIDO

Fluid Parameters

PVT Calculation Method: Black Oil Compositional Fluid Type: BlackOil

Fluid Data

Oil API Gravity: 32.7999 deg API
 Oil Specific Gravity: 0.8612 sp grav
 Gas Specific Gravity: 1.1540 sp grav
 Water Salinity: 1485.0000 ppm
 Water Gravity: 1.0000 sp grav

Inorganics

H2S: 0.0000 Fraction
 CO2: 0.0000 Fraction
 N2: 0.0000 Fraction

Tuning

Use tuned correlations
 Use existing Model

Tuning Results: BO - Tuning Result 3
 RMS Error before Tuning (%): 16.2448
 RMS Error after Tuning (%): 1.6006

PVT Data Calculator

Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

FIGURA 2. 25 DATOS EXPERIMENTALES

Experimental Data

Fluid Model: HS

Black Oil Data

HS1

Experiment Name: HS1

Reservoir Temperature: 230.0000 degF
 Saturation Pressure: 169.6959 psia Weight: 10

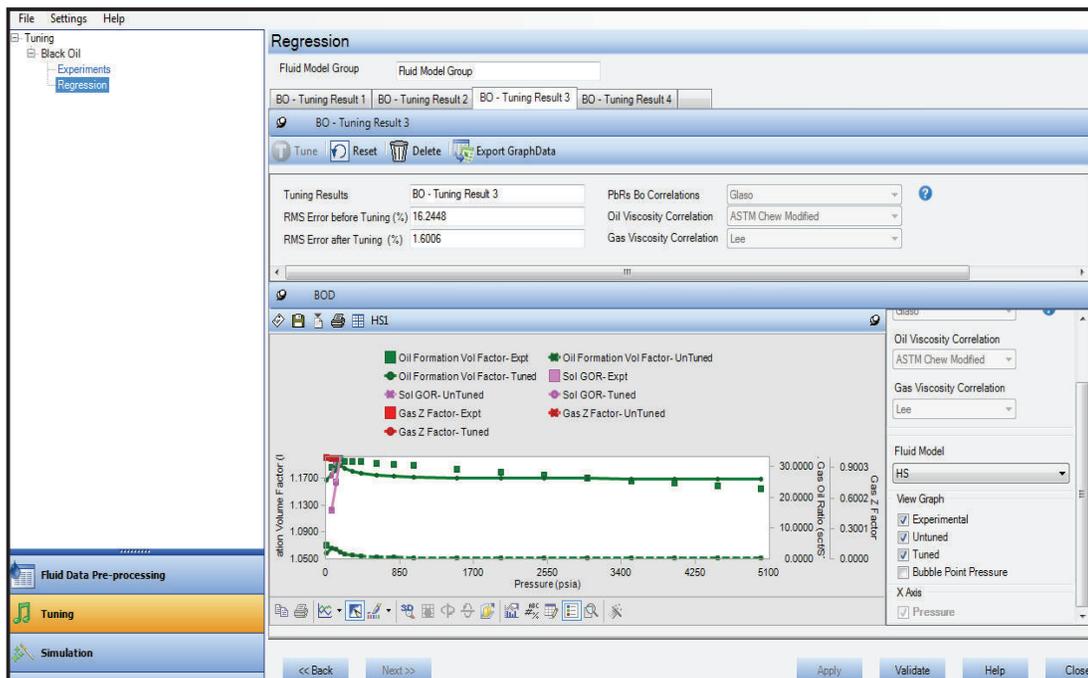
	Pressure	Oil Formation Volume Factor	Sol. Gas Oil Ratio	Gas Z Factor	Gas Viscosity	Oil Viscosity
	psia	bb/STB	scf/STB		centipoise	centipoise
3	4014.70	1.1626	33.0	0	0.0000	2.8300
4	3514.70	1.1659	33.0	0	0.0000	2.7200
5	3014.70	1.1700	33.0	0	0.0000	2.6300
6	2514.70	1.1743	33.0	0	0.0000	2.5600
7	2014.70	1.1787	33.0	0	0.0000	2.4600
8	1514.70	1.1834	33.0	0	0.0000	2.3800
9	1014.70	1.1884	33.0	0	0.0000	2.2800
10	784.70	1.1903	33.0	0	0.0000	2.2400
11	589.70	1.1919	33.0	0	0.0000	2.2000
12	404.70	1.1936	33.0	0	0.0000	2.1700
13	309.70	1.1943	33.0	0	0.0000	2.1500
14	219.70	1.1949	33.0	0	0.0000	2.1300
15	169.70	1.1983	33.0	0	0.0000	2.1200

Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

La opción Regresión presentada en la figura 2.26 es la etapa del ajuste donde se elige la correlación que mejor se afine o ajuste a cada propiedad del fluido, es decir para la selección del tipo de correlación se considera aquella con menor valor de error en esta afinación. Posteriormente las propiedades del fluido de los datos experimentales se grafican versus presión, y en el mismo gráfico se podrá observar las nuevas curvas generadas por la afinación de las mismas propiedades del fluido.

FIGURA 2. 26 REGRESIÓN



Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

Al final de todo este proceso de afinación, está la etapa de corroboración de propiedades del fluido y de la presión de saturación con las correlaciones que hemos ya predefinido como se muestra en la en la figura 2.27, para realizar este proceso se ingresa la presión de reservorio del pozo, la temperatura de fondo, la relación Gas - Petróleo y se calcula todas las propiedades del fluido, basta con revisar nuestra presión de saturación y si este valor resulta ser similar al que tenemos en nuestro análisis PVT experimental, entonces hemos hecho un buen ajuste de los datos PVT.

FIGURA 2. 27 CÁLCULO DE DATOS PVT

The screenshot displays the 'Fluid Parameters' configuration window in the WellFlo software. The interface is organized into several panels:

- Configuration Panel (Left):** A tree view showing the software's structure, with 'Fluid Parameters' highlighted.
- Fluid Parameters Panel (Top):**
 - PVT Calculation Method:** Radio buttons for 'Black Oil' (selected) and 'Compositional'. 'Fluid Type: BlackOil' is displayed.
 - Fluid Data:**
 - Oil API Gravity: 32.7999 (deg API)
 - Oil Specific Gravity: 0.8612 (sp grav)
 - Gas Specific Gravity: 1.1540 (sp grav)
 - Water Salinity: 1485.0000 (ppm)
 - Water Gravity: 1.0000 (sp grav)
 - Pb, Rs, Bo:** 'Glasso' (dropdown)
 - Uo:** 'ASTM - Chew' (dropdown)
 - Ug:** 'Lee' (dropdown)
 - Surface Tension:** 'Advanced' (dropdown)
 - Inorganics:**
 - H2S: 0.0000 (Fraction)
 - CO2: 0.0000 (Fraction)
 - N2: 0.0000 (Fraction)
 - Use Emulsion Viscosity:** A checkbox that is currently unchecked.
- Tuning Panel (Middle):**
 - Use tuned correlations:** A checked checkbox.
 - Retune PVT Correlation:** A selected radio button.
 - Use existing Model:** An unselected radio button.
 - Tuning Results:**
 - Tuning Results: 'BO - Tuning Result 3' (dropdown)
 - RMS Error before Tuning (%): 16.2448
 - RMS Error after Tuning (%): 1.6006
- PVT Data Calculator Panel (Bottom):**
 - Check / Chart:** A tabbed interface.
 - Properties In:**
 - Pressure: 4110.4961 (psia)
 - Temperature: 230.0 (deg F)
 - Produced GOR: 33.0000 (SCF/STB)
 - Calculate:** A button to perform the calculation.
 - Properties Out:**
 - Pb: 169.6891 (psia)
 - Rs: 33.0000 (SCF/STB)
 - Bw: 1.0443

Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

2.11.1.6. Datos del Reservorio

En esta sección mostrada en la figura 2.28, se ingresan los datos sobre el reservorio, y se selecciona el tipo de análisis de acuerdo a la información recopilada, para el estudio se decidió realizar el cálculo de la curva IPR con datos de producción, debido a que los análisis build Up's son antiguos y no reflejan la realidad del pozo en relación al daño.

Primero se señala la opción Test Data que nos permite trabajar con datos de producción, y posterior a este ingresamos datos del reservorio, estos son:

- Presión de reservorio
- Temperatura de reservorio

- Profundidad de los perforados (MD)
- Corte de Agua (BSW)
- Relación Gas – Petróleo (GOR)
- Presión de intake
- Presión de fondo fluvente
- Caudal de Producción

FIGURA 2. 28 DATOS DE RESERVORIO

The screenshot displays the 'Reservoir Layers Data' configuration window in the WellFlo software. The window is titled 'Configuration' and 'Reservoir Layers Data'. It features a 'Model Navigator' on the left side with a tree view showing various configuration categories like 'General Data', 'Well and Flow Type', 'Flow Correlations', 'Reference Depths', 'Fluid Parameters', 'Reservoir', 'WellBore', 'Deviation', 'Equipment', 'Surface Data', 'Temperature Model', 'ESP Data', and 'Dashboard'. The main area is divided into three tabs: 'General', 'IPR', and 'Rel. Perm.'. The 'General' tab is active, showing the following data for well 'CNO 004HS':

Parameter	Value	Unit
Pressure	4110.4961	psia
Temperature	230.0	deg F
Midper Depth (MD)	10444.00	ft
Water Cut	0.5600	Fraction
Gas-Oil Ratio	33.0000	SCF/STB

The 'IPR' section shows the 'IPR Model' set to 'Vogel' and the 'IPR Data' section with a 'Vogel Coefficient' of 0.2000. There are also checkboxes for 'Include non-Darcy effects' and 'Use Static Pressure at Pump Intake'. The 'Test Point Data' section includes fields for 'Test Pressure 1' (1184.6960 psia), 'Test Rate 1' (371.0 STB/d), 'Test Pressure 2' (0.0000 psia), and 'Test Rate 2' (0.0 STB/d). At the bottom, there are fields for 'Productivity Index (J)' (0.1442 STB/d/psi) and 'Absolute open flow (AOF)' (580.6 STB/d). The window has a standard Windows-style interface with a menu bar (File, Dashboard, Settings, Help) and a toolbar with buttons for 'Add Layer', 'Delete Current Layer', 'Show Composite IPR', 'Layer Parameters', 'Manual', 'Test data', and 'Segmented'.

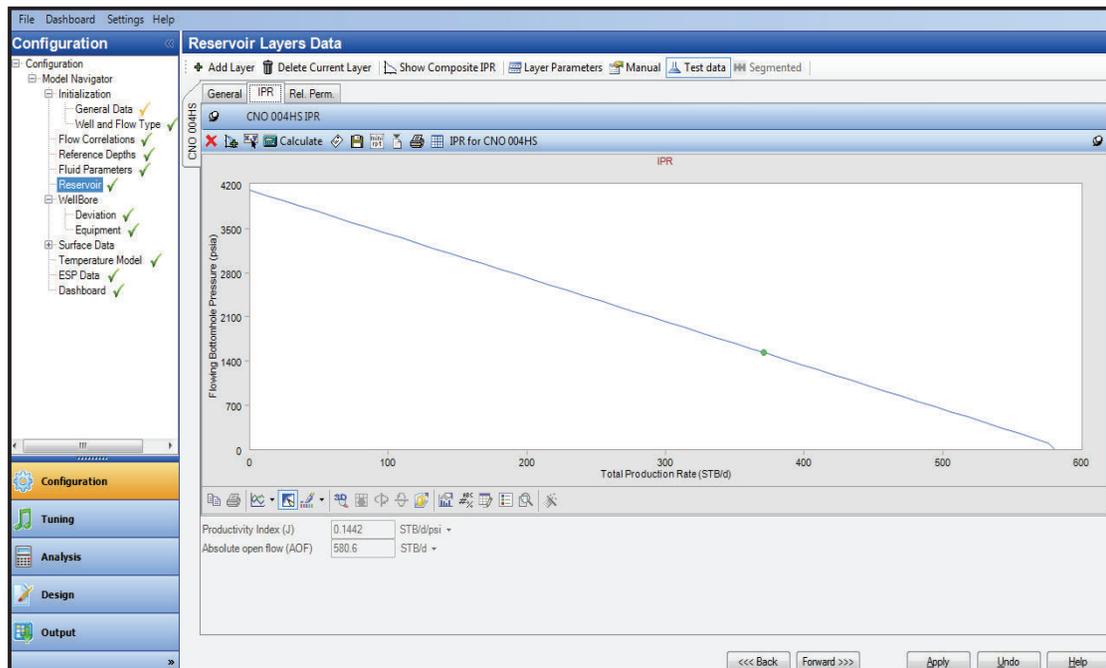
Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

Una vez ingresada la información existe una barra desplegable que nos permite elegir el modelo de IPR que se quiere construir, tenemos Línea Recta, Vogel, Fetkovich, etc.

Finalmente al seleccionar aplicar se muestra la curva IPR representada en la figura 2.29 bajo el modelo de Vogel, debido a que en el campo se tiene yacimientos que producen por gas en solución.

FIGURA 2. 29 CURVA IPR



Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

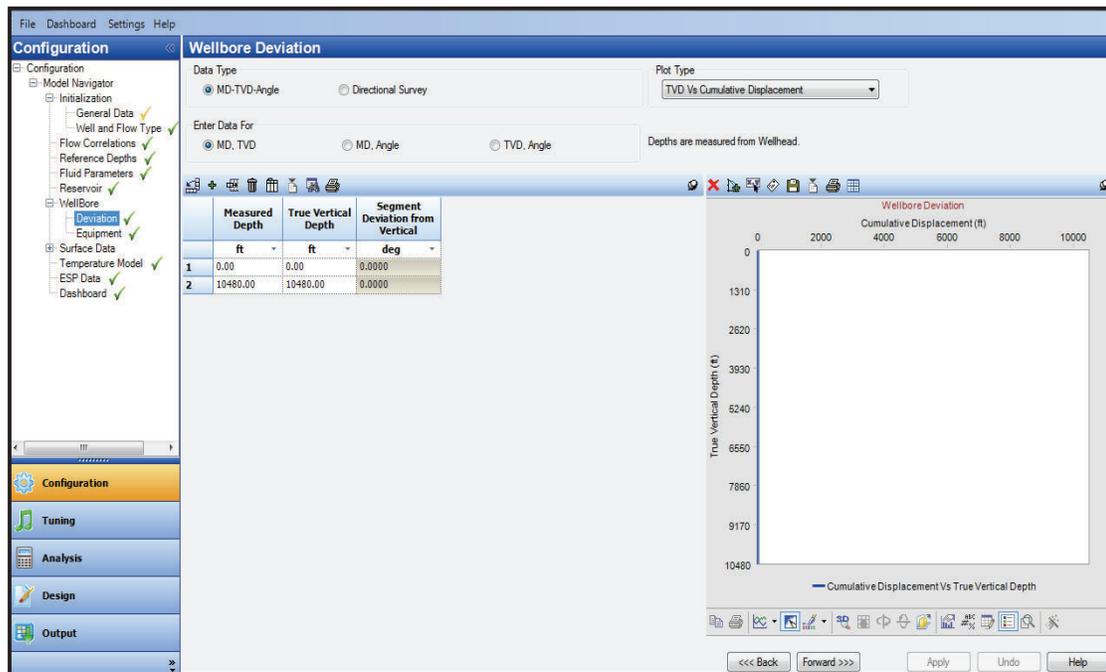
2.11.1.7. Datos de Pozo

En esta sección que se muestra en la figura 2.30 se coloca datos referentes a la desviación del pozo. Si el pozo es de tipo vertical solo se ingresa el valor de la profundidad total del pozo, tanto para Measured Depth (MD) como para True Vertical Depth (TVD). Cuando el pozo es direccional debemos ingresar el survey del mismo. Si el survey del pozo no cuenta con el dato de True Vertical Depth (TVD), se ingresa los valores del ángulo de desviación y el Measured Depth (MD) del pozo, y el software calcula el valor de True Vertical Depth (TVD).

2.11.1.8. Equipo de Pozo

En este punto del programa se ingresa los datos sobre el equipo instalado en el pozo, como tubería de producción y la tubería de revestimiento, detallando profundidad a la que se encuentran y diámetro externo (OD) de la tubería con su respectivo peso, como de ilustra en la figura 2.31.

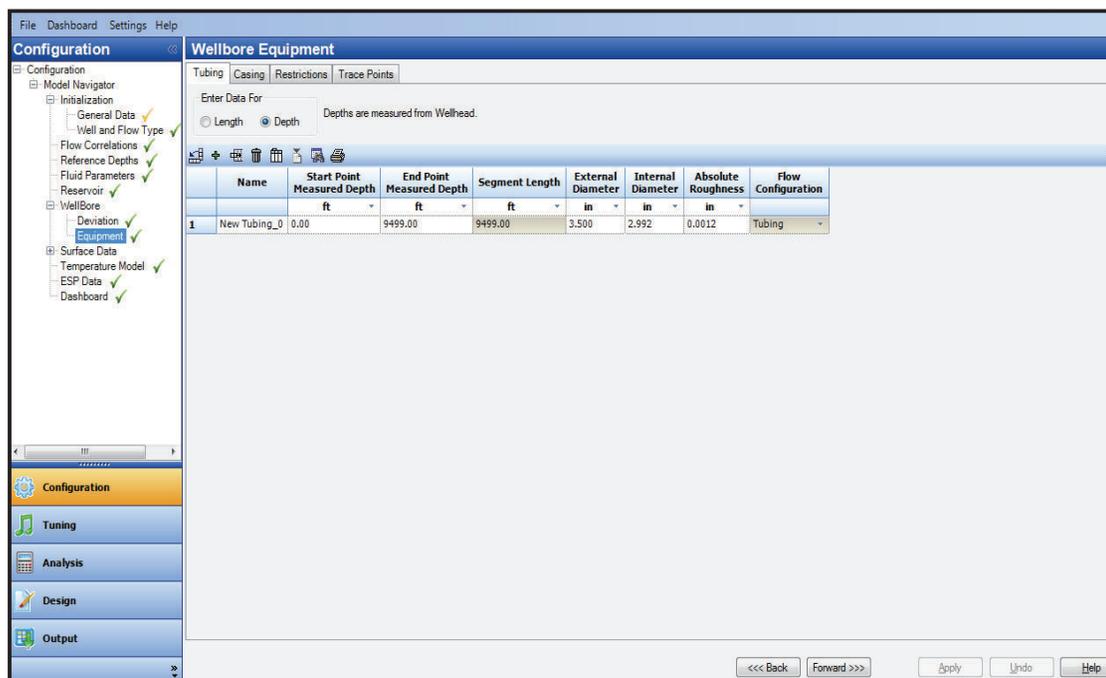
FIGURA 2. 30 DESVIACIÓN DE POZO



Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

FIGURA 2. 31 EQUIPO DE POZO



Fuente: Software WellFlo

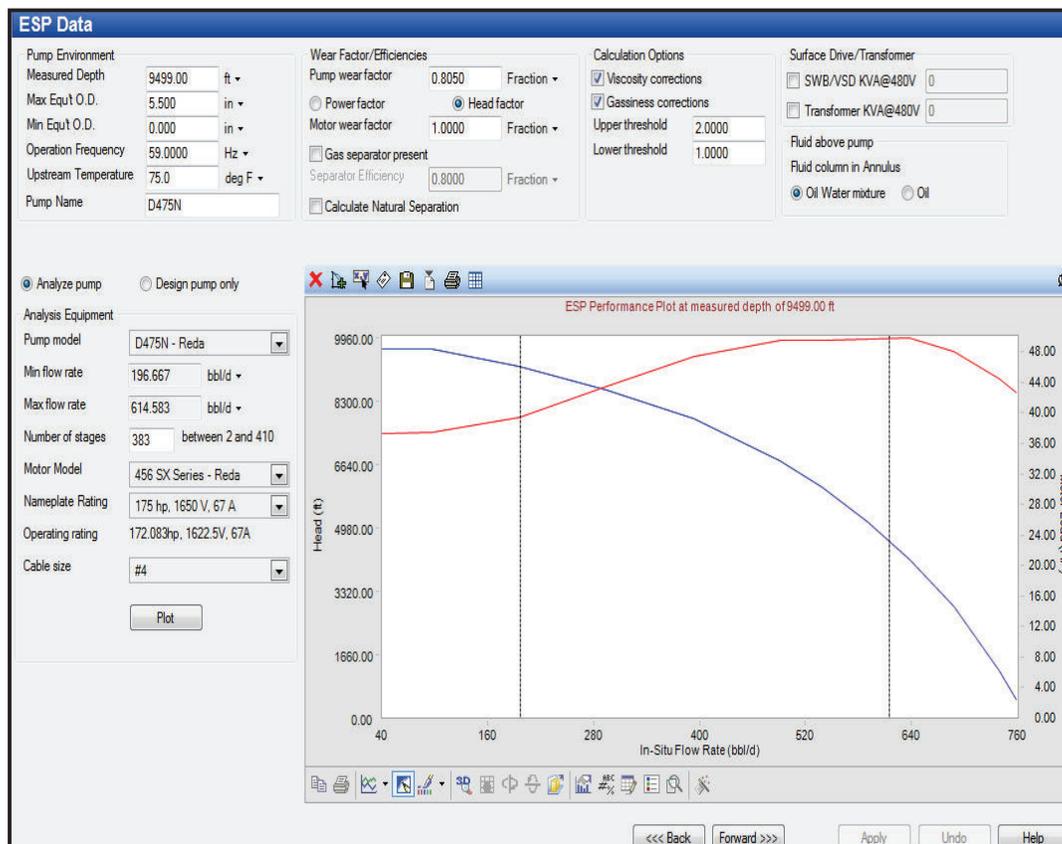
Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

2.11.1.9. Datos de la Bomba

En esta sección se ingresa datos referentes a la bomba y al motor, que han sido instalados en el pozo, estos son: Profundidad de la bomba, Máximo y mínimo OD del equipo, Frecuencia, Temperatura de superficie, Nombre de la bomba, Factor de desempeño de la bomba y motor, Modelo de bomba, Número de etapas, Modelo de motor, Rango de operación del motor, Número de cable.

Una vez ingresado todos los datos anteriores se selecciona Plot y Aplicar. De esta forma se termina el proceso de ingreso de información para que el simulador ajuste el análisis al estado real del pozo, en la figura 2.32 se muestra todo el proceso mencionado.

FIGURA 2. 32 DATOS DE LA BOMBA Y MOTOR



Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

2.11.1.10. Análisis

En esta parte del programa como se ilustra en la figura 2.33, se procede a realizar el análisis de toda la información ingresada en el software. Es aquí donde se selecciona el nodo solución para el análisis nodal, también se ingresa la presión de cabeza y se determina el rango de caudal donde se quiere que se haga el estudio, se puede elegir todo el potencial del pozo, sin embargo el programa automáticamente puede generar este rango solo seleccionando la sección de importancia. Para nuestro caso se eligió como nodo solución el fondo del pozo y en el centro de los intervalos de los perforados.

Posteriormente el software genera dos gráficas que representa el motivo de análisis del presente estudio, una con el desempeño de la bomba y otra con el análisis nodal con las curvas de oferta y demanda.

FIGURA 2. 33 ANÁLISIS

The screenshot displays the WellFlo software interface. The left pane is titled 'Operating Conditions' and contains several sections:

- Nodal Analysis Mode:** Includes 'Analysis Type' with radio buttons for 'Operating Point' (selected), 'Pressure Drop', and 'Deepest Injection Point'. There is a checked 'Stability Check' box and a 'Depth Format' section with radio buttons for 'True Vertical Depth' and 'Measured Depth' (selected).
- Checkboxes for 'Include ESP Current in plot' and 'Include Pump Efficiency In Plot'.
- Calculation Nodes:** A table with columns for 'Operating Node', 'Node Name @depth', 'Pressure', and 'Temperature'.

Operating Node	Node Name @depth	Pressure	Temperature
Top Node	Outlet Node	44.7000	
Bottom Node	CNO 004HS @10444	4110.4961	
Solution Node	Casing @10444		
- Flow Rate: STB/d
- Rates: % of AOF | AOF 588.7 STB/d | Auto-Range
- From: to Steps Fill
- Apply button at the bottom.

The right pane shows the 'WellFlo Analysis Report' window with the following details:

- Analysed on Wednesday, April 22, 2015 at 19:13:18
- Company: Petroamazonas EP
- Field: Cononaco
- Location: Auca
- Platform:
- Well: CNO 004
- Analyst: Marmol/Rodriguez
- Notes:

Fuente: Software WellFlo

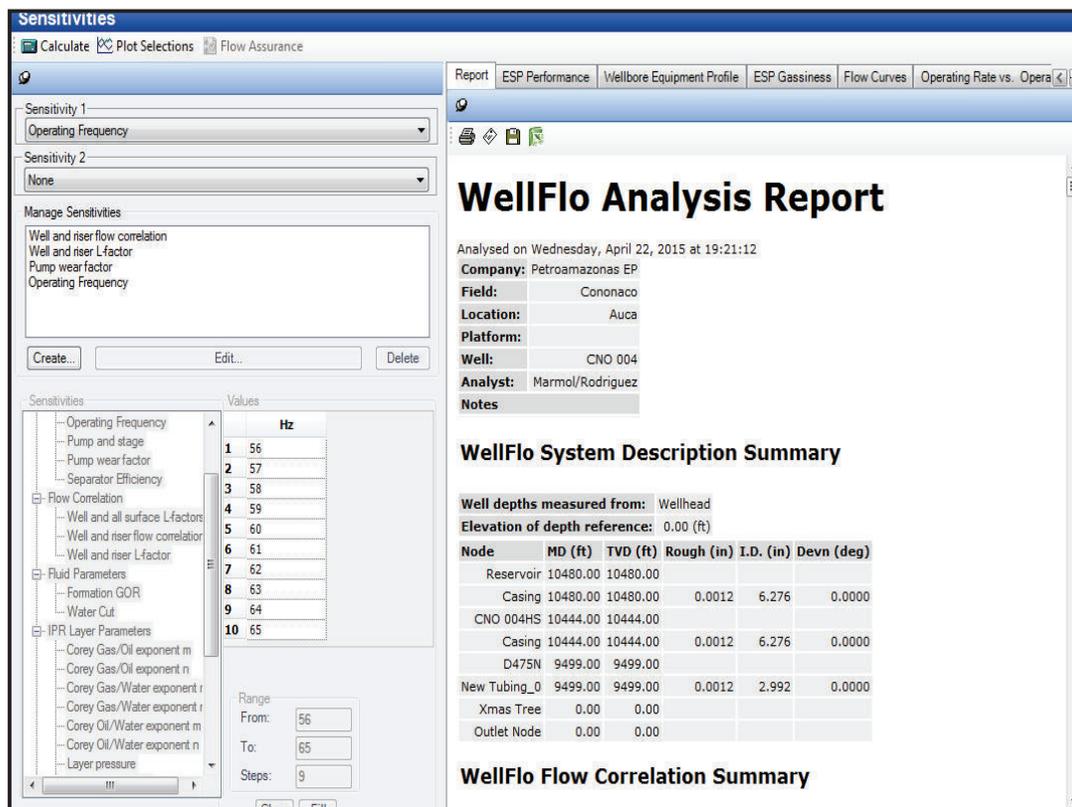
Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

2.11.1.11. Sensibilidades

La herramienta de sensibilidades nos da la oportunidad de probar varios parámetros para ajustar el modelo del pozo, debido a que no siempre va a ser exacto o no siempre se va a ajustar a la realidad de operación del pozo. Los parámetros a modificar pueden ser: de fluido, de reservorio, de bomba y las correlaciones de flujo. Se debe considerar que la data puede ser modificada dentro de todo el modelo.

El software permite graficar el rango de sensibilidades escogido y poder compararlos, ya que genera también una tabla donde se puede observar los parámetros de operación con cada sensibilidad, todo esto se muestra en la figura 2.34.

FIGURA 2. 34 SENSIBILIDADES



Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

2.12. APLICACIÓN DEL ANÁLISIS NODAL EN LOS POZOS CON BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (BES)

El estudio en los pozos de los campos Cononaco y Rumiyaçu, se basó en realizar la simulación del estado del pozo en la actualidad mediante el análisis de la curva de desempeño de la bomba y análisis nodal, para ello se estudió cada pozo individualmente realizando el procedimiento anterior con el software WellFlo.

Los pozos simulados a continuación, son aquellos que poseen el tipo de levantamiento con bombeo electrosumergible (BES).

2.12.1. ANÁLISIS DEL POZO CNO 004

El pozo CNO – 004 fue completado en el año 1984 y empieza produciendo de dos arenas Hollín Superior e Inferior, posteriormente se aisló la formación Hollín Inferior y el pozo solo produce de Hollín Superior hasta la actualidad. El pozo al cierre del estudio registra un total de 11 intervenciones o workover.

TABLA 2. 5 CONDICIONES DE POZO CNO - 004

CNO 004 – HS			
q (BFPD)	371	Tipo de Bomba	D475N
BSW	0.56	Etapas	383
GOR	18	Frecuencia (Hz)	59
Salinidad (ppm)	33	Serie de Motor	456
API°	32.8	HP	156
Pwh (psi)	30	Voltaje (Volts)	1235
PIP (psi)	1170	Amperaje (amp)	65
Pr (psi)	4110.5	Cable #	4
Pwf (psi)	1522.4	OD Tubing(in)	3.5
Profundidad de Reservorio (ft)	10444	Peso Tubing (lb/ft)	9.3
Profundidad de Bomba (ft)	9499	OD Casing (in)	7
Profundidad de Casing (ft)	10480	Peso Casing (lb/ft)	26

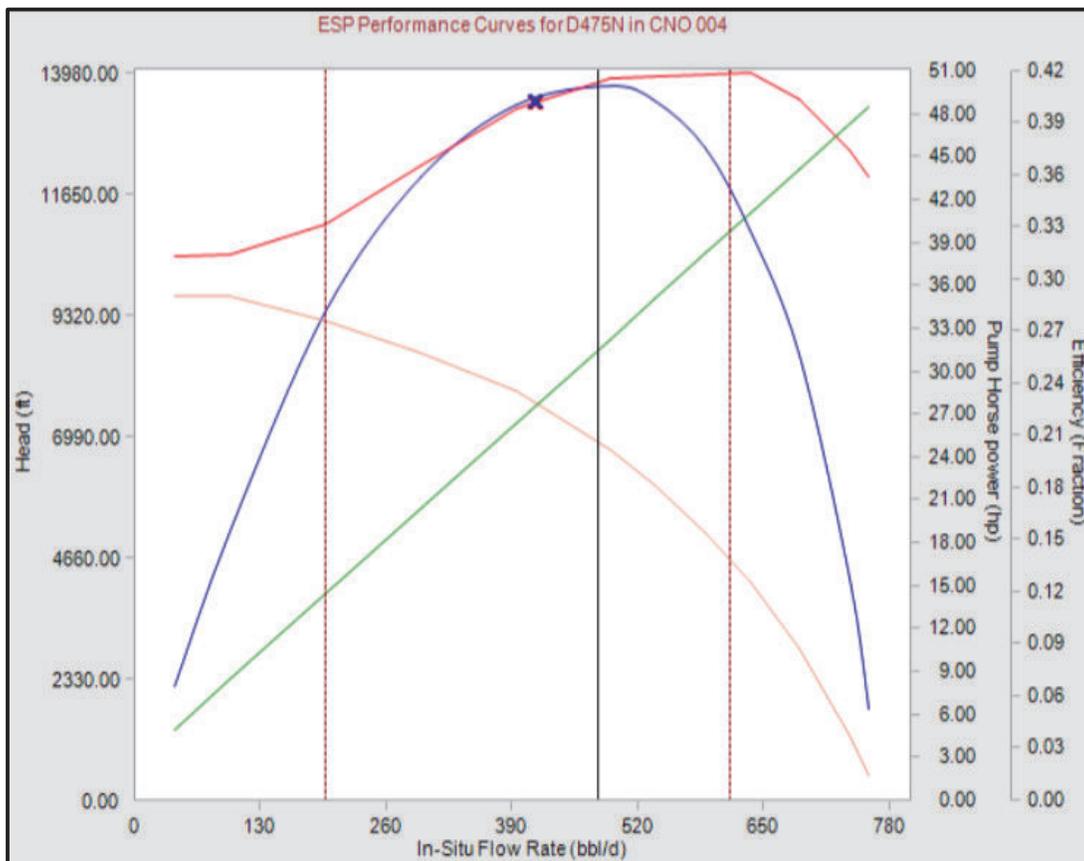
Fuente: PETROAMAZONAS EP

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

Con la información del pozo detallada en la tabla 2.5 y su posterior ingreso en el software WellFlo se generó un gráfico de la curva IPR en el que la intersección de la curva de oferta y de demanda mostradas en la figura 2.36 indican el punto operativo del pozo, siendo el caudal registrado de 373 BFPD a una presión 1554 psia, el potencial máximo AOF del pozo se estima en 580 BFPD y su índice de productividad es de 0.1442 BFPD/psi.

Al analizar la curva de desempeño de la bomba en la figura 2.35 se observa que el punto operativo de la bomba está dentro del rango de operación del equipo instalado. La bomba electrosumergible instalada en su funcionamiento registra una presión de descarga de 3974 psia, un TDH de 7565 ft y una carga al motor del 28%.

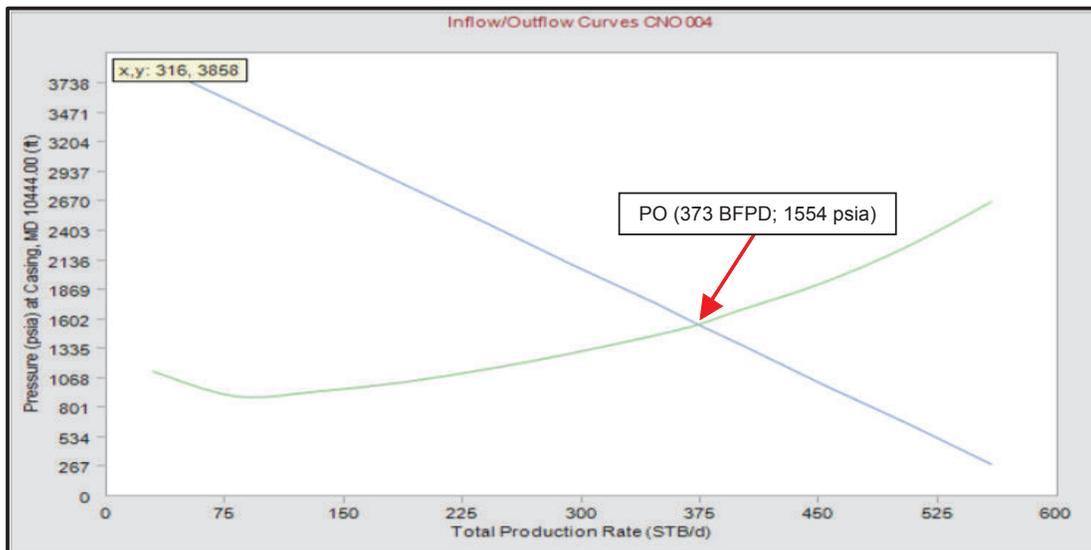
FIGURA 2. 35 CURVA DE DESEMPEÑO DE LA BOMBA D475N



Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

FIGURA 2. 36 CURVAS INFLOW Y OUTFLOW CNO – 004



Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

En la siguiente tabla 2.6 se detalla los valores de los resultados obtenidos al realizar el análisis nodal simulando las condiciones reales del pozo.

TABLA 2. 6 RESULTADOS DEL ANÁLISIS NODAL POZO CNO - 004

REPORTE - POZO CNO 004						
J	AOF	Pwf	PIP	PDP	TDH	Motor Load
BFPD/psi	BFPD	psia	psia	psia	ft	Fracción
0.1442	580	1554.9	1169.4	3973.5	7565.7	0.28

Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

2.12.2. ANÁLISIS DEL POZO CNO 008

El pozo inició su vida productiva en julio de 1984 produciendo de la arena Hollín Inferior durante 16 años, posteriormente en el año 2000 se aisló la arena productora y produce de Hollín Superior. El pozo tiene 9 trabajos de workover, siendo el último el 27 de Marzo de 2013 con el objetivo de reparar el equipo de levantamiento. El pozo se encuentra trabajando bajo las condiciones detalladas en la tabla 2.7.

TABLA 2. 7 CONDICIONES DE POZO CNO - 008

CNO 008			
q (BFPD)	639	Tipo de Bomba	P8XH6
BSW	0.2	Etapas	359
GOR	33	Frecuencia (Hz)	58
Salinidad (ppm)	5363	Serie de Motor	450
API°	32.8	HP	168
Pwh (psi)	119	Voltaje (Volts)	1830
PIP (psi)	822	Amperaje (amp)	58
Pr (psi)	4095.8	Cable #	2
Pwf (psi)	909.3	OD Tubing(in)	3.5
Profundidad de Reservorio (ft)	10302	Peso Tubing (lb/ft)	9.3
Profundidad de Bomba (ft)	10068	OD Casing (in)	7
Profundidad de Casing (ft)	10318	Peso Casing (lb/ft)	26

Fuente: PETROAMAZONAS EP

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

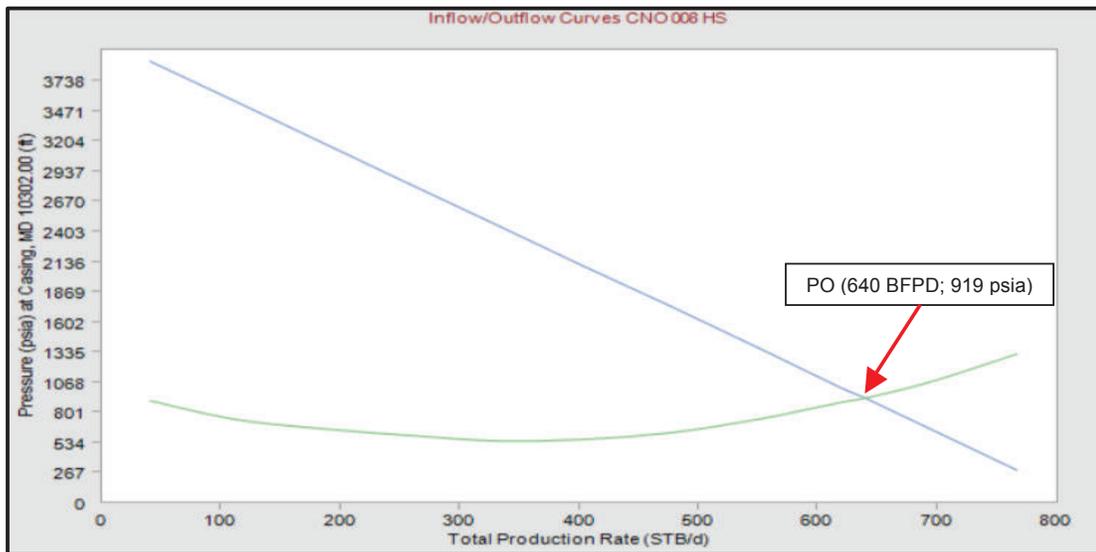
La información se procesó en el software WellFlo, y se analizó el potencial que tiene el reservorio generando la curva IPR. El pozo tiene un caudal máximo de 807.5 BFPD y un índice de productividad de 0.20 BFPD/psi.

En la gráfica con las curvas de oferta y demanda que se indican en la figura 2.37, se ubica el punto operativo con caudal de 640 BFPD a una presión de 919 psia.

En la figura 2.38 que muestra el comportamiento de la bomba se tiene que su punto operativo está dentro del rango de operación y cercano al rango de máxima eficiencia de 45%, la bomba tiene una presión de intake de 832 psia, una presión de descarga de 3294 psia, un TDH de 9140 ft y una carga al motor de 50%. Es importante también tener en cuenta que la bomba presenta un desgaste de 20% debido al tiempo de trabajo al ser instalada en marzo de 2013.

En la tabla 2.8 se detalla los valores de los resultados obtenidos al realizar el análisis nodal simulando las condiciones reales del pozo.

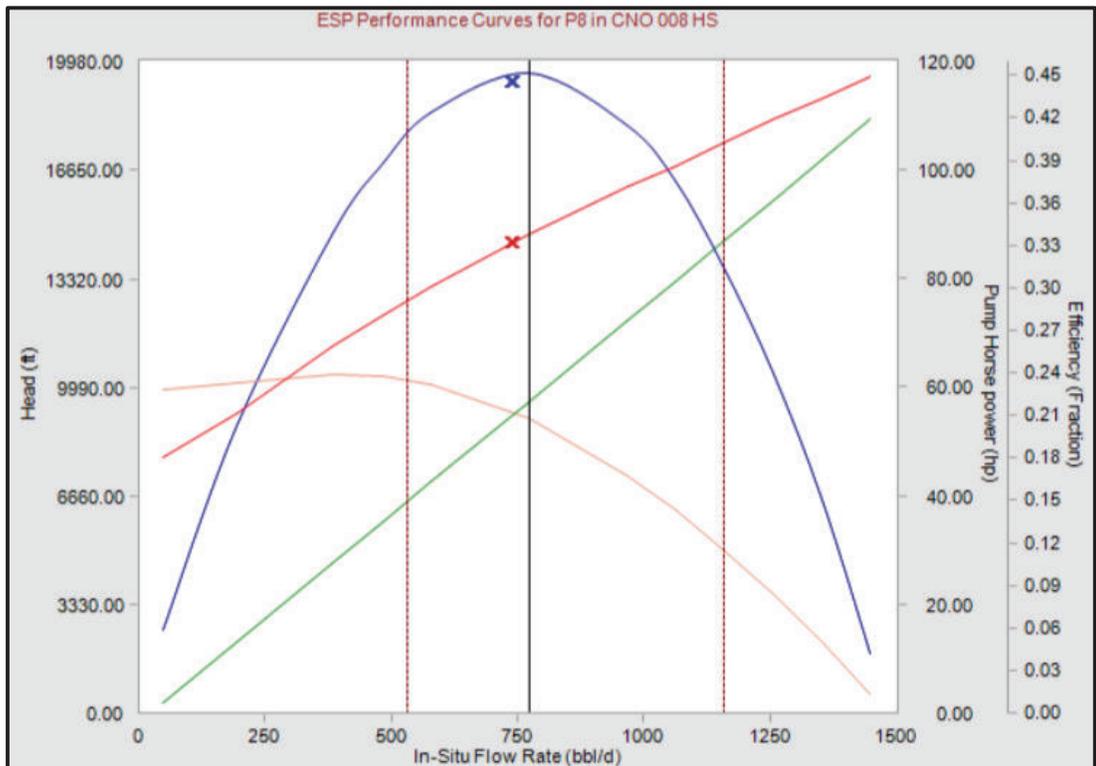
FIGURA 2. 37 CURVAS INFLOW Y OUTFLOW CNO – 008



Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

FIGURA 2. 38 CURVA DE DESEMPEÑO DE LA BOMBA P8XH6



Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

TABLA 2. 8 RESULTADOS DEL ANÁLISIS NODAL POZO CNO - 008

REPORTE - POZO CNO 008						
J	AOF	Pwf	PIP	PDP	TDH	Motor Load
BFPD/psi	BFPD	psia	psia	psia	ft	Fracción
0.2	807.5	919	831.9	3924	9140.1	0.5

Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

2.12.3. ANÁLISIS DEL POZO CNO 009

El pozo se perforó e inicia su vida productiva en octubre de 1984, inicialmente producía solo de la arena Hollín Inferior y posteriormente de Hollín Superior, es decir producía en conjunto de estas dos arenas. En el año 2002 se cierra estas dos arenas y se evaluó la arena T sin dar buenos resultados, finalmente se aisló también esta zona y se decidió producir del reservorio U Inferior. El pozo tiene en total 16 trabajos de workover y su última intervención fue realizada el 9 de Octubre de 2013, donde se reparó el equipo instalado en fondo. El pozo al cierre del estudio se encuentra trabajando bajo las condiciones que se mencionan en la tabla 2.9.

TABLA 2. 9 CONDICIONES DE POZO CNO – 009

CNO 009			
q (BFPD)	243	Tipo de Bomba	D460N
BSW	0.3	Etapas	299
GOR	129	Frecuencia (Hz)	52
Salinidad (ppm)	51150	Serie de Motor	456
API°	15.1	HP	180
Pwh (psi)	10	Voltaje (Volts)	1771
PIP (psi)	884	Amperaje (amp)	65.2
Pr (psi)	2490.7	Cable #	2
Pwf (psi)	917.3	OD Tubing(in)	2.875
Profundidad de Reservorio (ft)	9875	Peso Tubing (lb/ft)	6.4
Profundidad de Bomba (ft)	9795	OD Casing (in)	7
Profundidad de Casing (ft)	10020	Peso Casing (lb/ft)	26

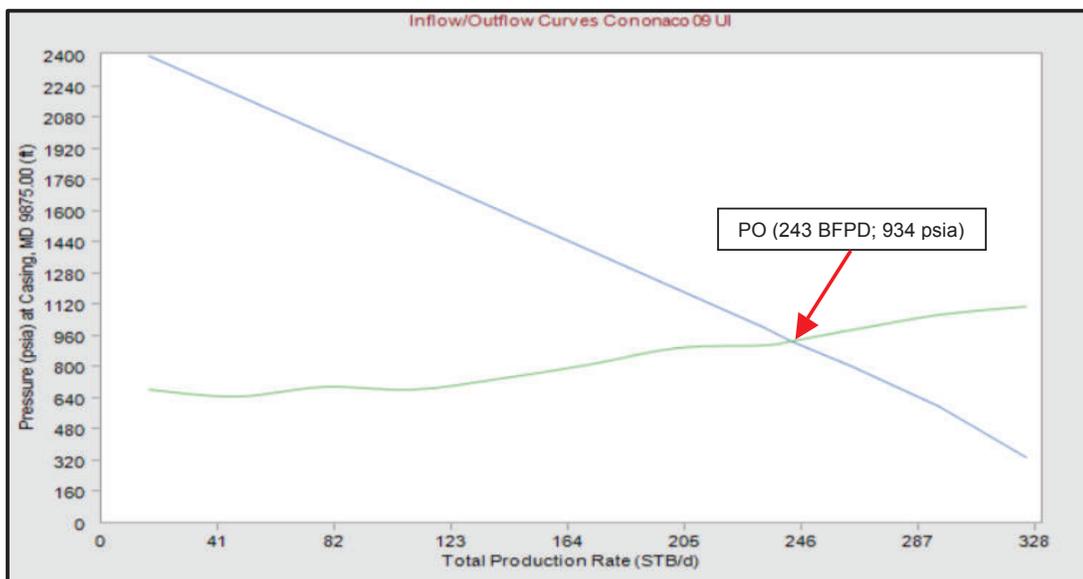
Fuente: PETROAMAZONAS EP

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

Con la información suministrada al software WellFlo como presión y caudal se generó la curva IPR mostrada en la figura 2.39 y ajustada al estado actual del pozo, la intersección de las curvas de Inflow y Outflow indican que el punto operativo tiene una presión de 934 psia con un caudal de 243 BFPD. La curva de demanda de color verde, no presenta uniformidad lo que puede indicar que tiene un cambio en el patrón de flujo, de acuerdo al diagrama de completación no se tuvo ningún elemento mecánico que origine este patrón de flujo pero si tenemos un separador de gas instalado, lo que supone que tenemos presencia de gas en el fluido y esto origina esta irregularidad, después del punto operativo se tiene una línea continua. El pozo presenta un caudal máximo de 342.2 BFPD y un índice de productividad de 0.1545 BFPD/psi, lo que indica que el pozo está trabajando con un rango de 100 barriles por debajo de su caudal máximo.

La curva de funcionamiento de la bomba que se indica en la figura 2.40, muestra que el punto de operación está dentro del rango operativo y no presenta desgaste considerando su vida útil desde el mes de Octubre de 2013, la presión intake es de 903 psia, la presión de descarga 4114 psia, el valor de TDH de 8173 ft, la carga del motor es del 27% y la eficiencia de la bomba se sitúa en 31%.

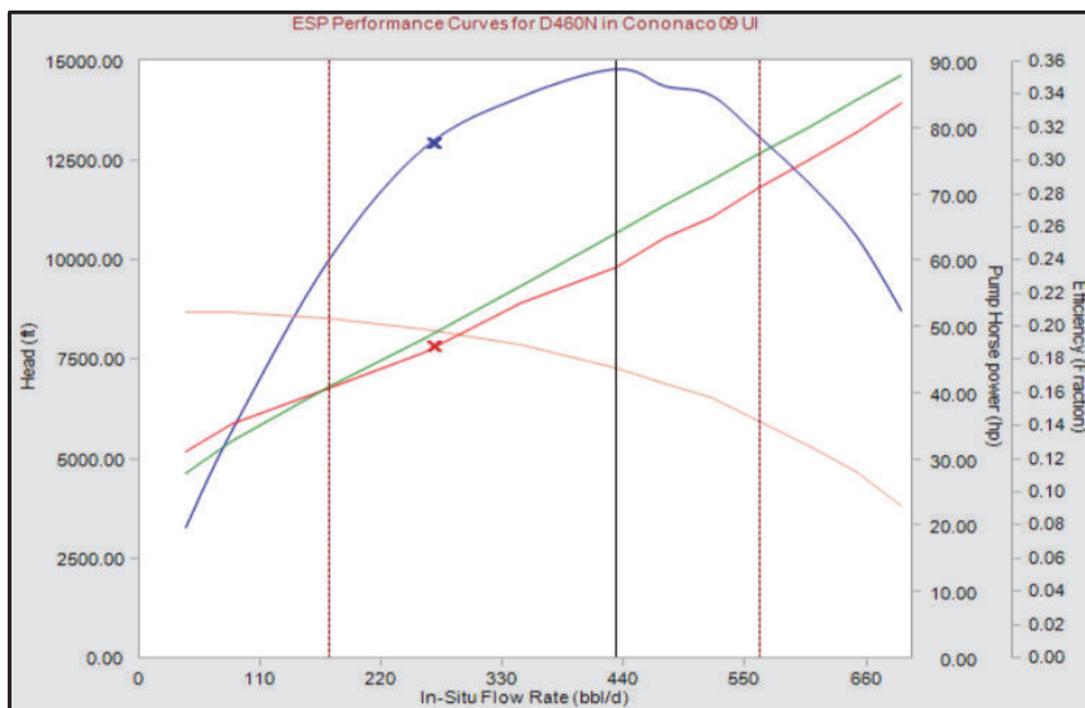
FIGURA 2. 39 CURVAS INFLOW Y OUTFLOW CNO – 009



Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

FIGURA 2. 40 CURVA DE DESEMPEÑO DE LA BOMBA D460N



Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

El reporte con los resultados obtenidos al realizar el análisis nodal simulando las condiciones reales del pozo se detallan a continuación en la tabla 2.10.

TABLA 2. 10 RESULTADOS DEL ANÁLISIS NODAL POZO CNO – 009

REPORTE - POZO CNO 009						
J	AOF	Pwf	PIP	PDP	TDH	Motor Load
BFPD/psi	BFPD	psia	psia	psia	ft	Fracción
0.1545	342.2	934	902.25	4114	8172.8	0.27

Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

2.12.4. ANÁLISIS DEL POZO CNO 011 RE

El pozo Cononaco 011 RE es un pozo que inicialmente fue un pozo vertical, este pozo se cerró en el año 2006 por su bajo aporte, previamente ya produjo de todas las arenas productoras en este campo. Para el año 2013 se realizó una ventana en el pozo con otro objetivo para producir de la arena Hollín Inferior con

resultados positivos, el pozo a pesar de esto registró una intervención para cambiar el tipo de levantamiento de bombeo hidráulico a BES en Junio de 2014. El pozo se encuentra operando bajo las condiciones de la tabla 2.11.

TABLA 2. 11 CONDICIONES DE POZO CNO – 011 RE

CNO 011 RE			
q (BFPD)	2182	Tipo de Bomba	P23XH6
BSW	0.9	Etapas	172
GOR	9	Frecuencia (Hz)	52
Salinidad (ppm)	1650	Serie de Motor	562
API°	32.4	HP	240
Pwh (psi)	70	Voltaje (Volts)	2455
PIP (psi)	1600	Amperaje (amp)	59
Pr (psi)	4489	Cable #	2
Pwf (psi)	3272.5	OD Tubing(in)	3
Profundidad de Reservorio (ft)	10855	Peso Tubing (lb/ft)	6.4
Profundidad de Bomba (ft)	7098	OD Casing (in)	5; 7
Profundidad de Casing (ft)	10940	Peso Casing (lb/ft)	18; 26

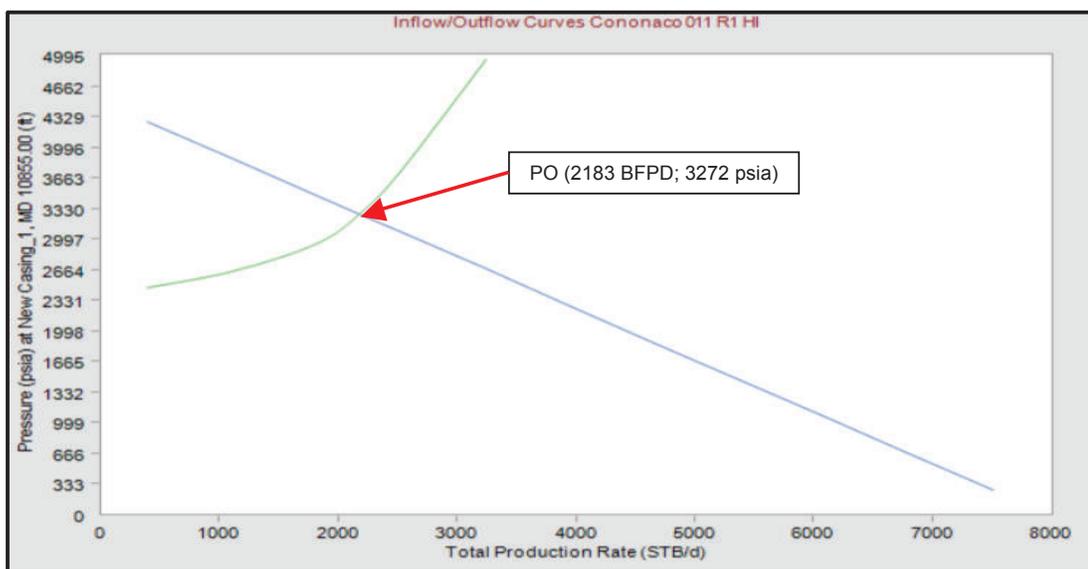
Fuente: PETROAMAZONAS EP

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

Según la figura 2.41 de la curva IPR generada por el software, se evidencia un buen potencial del pozo, tal es así que tiene un AOF de 7916 BFPD y un índice de productividad de 1.77 BFPD/psi, al cierre del estudio el pozo produce 5000 barriles por debajo del caudal máximo, el inconveniente que el pozo presenta es un alto corte de agua. En la intersección de la curva de oferta y demanda se tiene el punto operativo con 2183 BFPD para caudal y 3272 psia para presión de operación.

En la figura 2.42 que muestra el desempeño de la bomba se puede apreciar que el equipo está trabajando dentro del rango de operación aceptable, al considerar el poco tiempo de trabajo de la bomba presenta un desgaste del 32%, operativamente trabaja con una presión intake de 1614 psia, una presión de descarga de 3395 psia, un TDH de 4324 ft, la carga al motor es de 68% y la eficiencia de la bomba se sitúa en 43%.

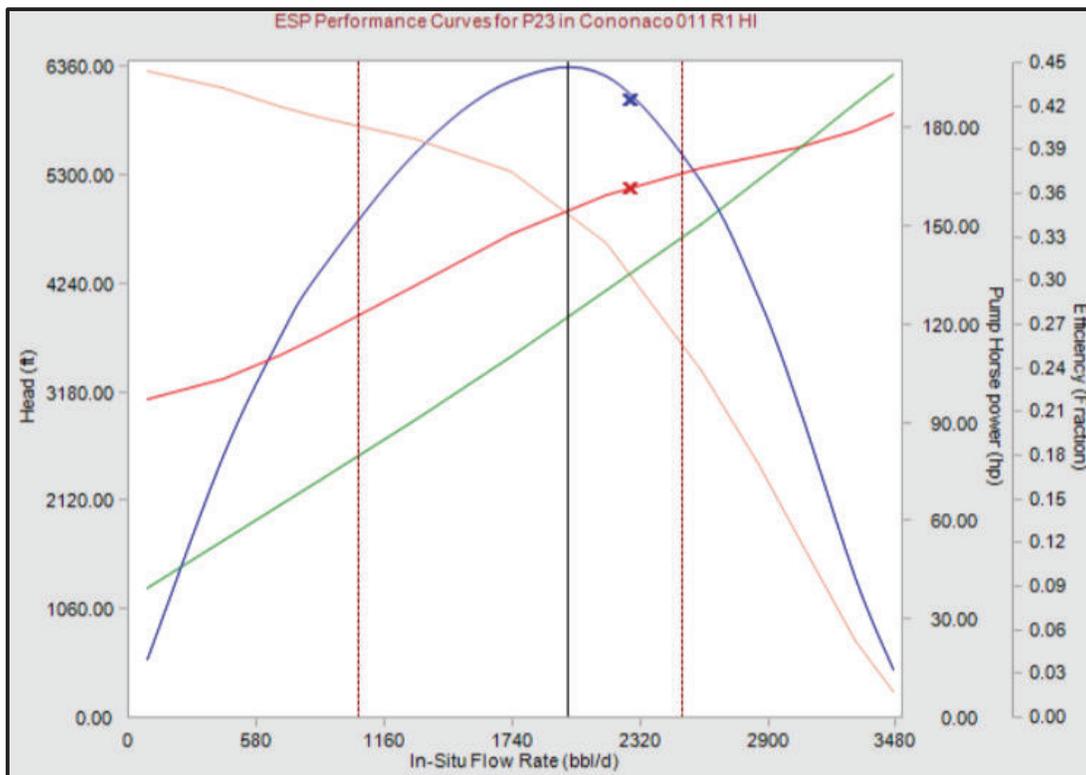
FIGURA 2. 41 CURVAS INFLOW Y OUTFLOW CNO – 011 RE



Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

FIGURA 2. 42 CURVA DE DESEMPEÑO DE LA BOMBA P23



Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

El reporte con los resultados obtenidos al realizar el análisis nodal simulando las condiciones reales del pozo se detallan a continuación en la tabla 2.12.

TABLA 2. 12 RESULTADOS DEL ANÁLISIS NODAL POZO CNO – 011RE

REPORTE - POZO CNO 011 RE						
J	AOF	Pwf	PIP	PDP	TDH	Motor Load
BFPD/psi	BFPD	psia	psia	psia	ft	Fracción
1.77	7916	3272	1614,03	3395	4323.5	0.68

Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

2.12.5. ANÁLISIS DEL POZO CNO 013

El pozo empezó su vida productiva en el mes de febrero de 1991 produciendo a flujo natural de la formación Hollín Inferior, después de varios años de producción por bajo aporte se decidió cerrar y aislar la arena y empezó a producir enseguida del reservorio T Inferior el 25/11/2010. El pozo a la fecha del cierre del estudio registró 4 intervenciones o workover, la última para cambiar el equipo de levantamiento a BES el 29/08/2012.

TABLA 2. 13 CONDICIONES DE POZO CNO – 013

CNO 013			
q (BFPD)	407	Tipo de Bomba	P6XH6
BSW	0.05	Etapas	360
GOR	94	Frecuencia (Hz)	57
Salinidad (ppm)	2063	Serie de Motor	450
API°	18.6	HP	132
Pwh (psi)	99	Voltaje (Volts)	1370
PIP (psi)	1007	Amperaje (amp)	64
Pr (psi)	2202.3	Cable #	2
Pwf (psi)	1094	OD Tubing(in)	4
Profundidad de Reservorio (ft)	10526	Peso Tubing (lb/ft)	9,3
Profundidad de Bomba (ft)	10313	OD Casing (in)	7
Profundidad de Casing (ft)	10600	Peso Casing (lb/ft)	26

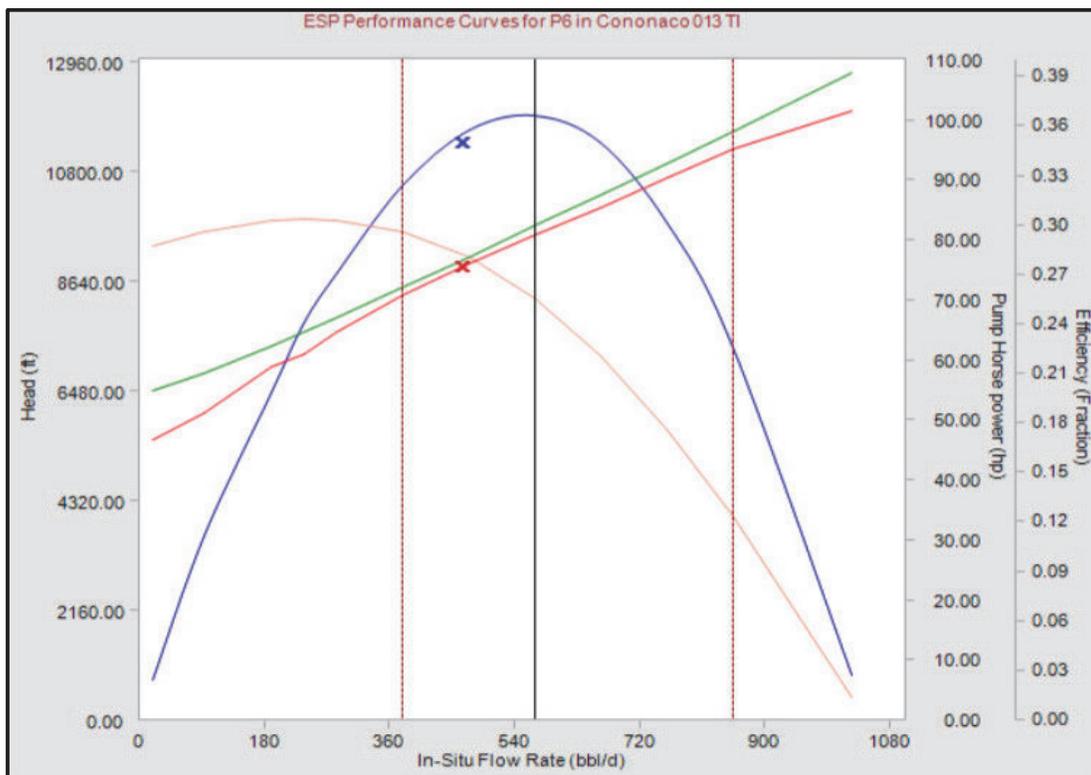
Fuente: PETROAMAZONAS EP

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

El pozo opera bajo las condiciones presentadas anteriormente en la tabla 2.13, que permiten generar y estudiar el comportamiento del reservorio bajo la curva IPR, siendo el punto operativo en la intersección de la curva Inflow y Outflow a una presión de 1007 psia con un caudal de 407 BFPD (ver figura 2.44), el potencial máximo AOF para el reservorio es de 719 BFPD con un índice de productividad de 0.36 BFPD/psi. El fluido de este pozo tiene un bajo corte de agua 0.05%, es decir del total de fluido producido tan solo se tiene 20 barriles de agua.

El comportamiento de la bomba que se observa en la figura 2.43 evidencia que la bomba está trabajando dentro del rango operativo, 4% debajo del punto de eficiencia óptimo de 39% sin presentar ningún problema operativo, en el software la bomba muestra un desgaste del 20% durante sus dos años de trabajo, las condiciones de operación son: presión intake de 1019 psia, presión de descarga de 4394 psia con un TDH de 9067 ft y una carga al motor del 60%.

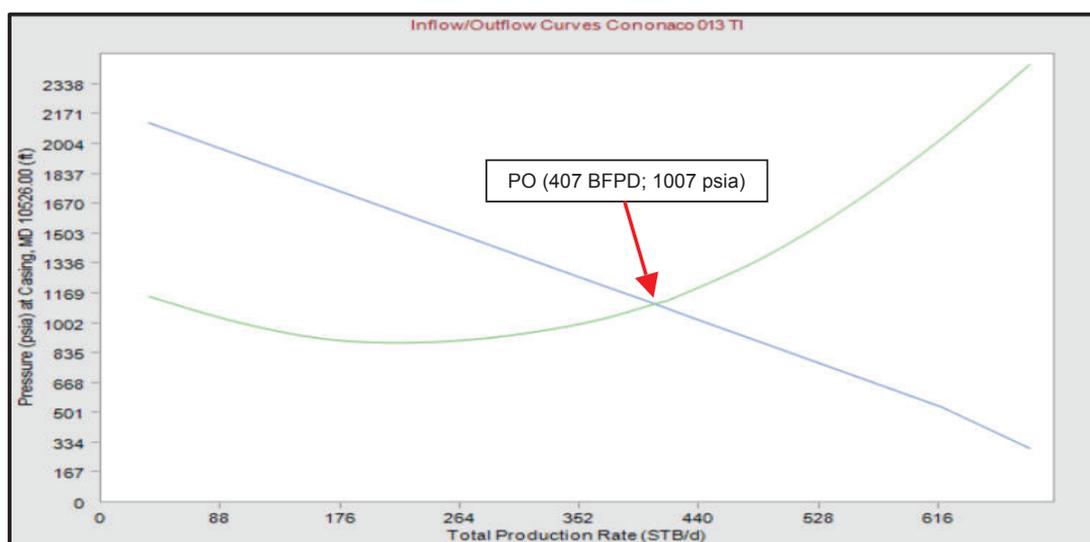
FIGURA 2. 43 CURVA DE DESEMPEÑO DE LA BOMBA P6



Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

FIGURA 2. 44 CURVAS INFLOW Y OUTFLOW CNO – 013



Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

El reporte con los resultados obtenidos al realizar el análisis nodal simulando las condiciones reales del pozo se detallan a continuación en la tabla 2.14.

TABLA 2. 14 RESULTADOS DEL ANÁLISIS NODAL POZO CNO – 013

REPORTE - POZO CNO 013						
J	AOF	Pwf	PIP	PDP	TDH	Motor Load
BFPD/psi	BFPD	psia	psia	psia	ft	Fracción
0.36	719	1106	1019.34	4394	9067.2	0.6

Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

2.12.6. ANÁLISIS DEL POZO CNO 015

El pozo Cononaco 015 empezó su vida productiva en el mes de Abril del año 1991, el pozo produjo inicialmente de la arena Hollín Inferior hasta el año 2013 y después empezó a producir de la formación U Inferior hasta la fecha del cierre del estudio. El pozo registra 15 intervenciones o workover, en el último trabajo realizado el 21/07/2014 se dio un cambio en la bomba. El equipo está operando bajo las condiciones de la tabla 2.15.

TABLA 2. 15 CONDICIONES DE POZO CON – 015

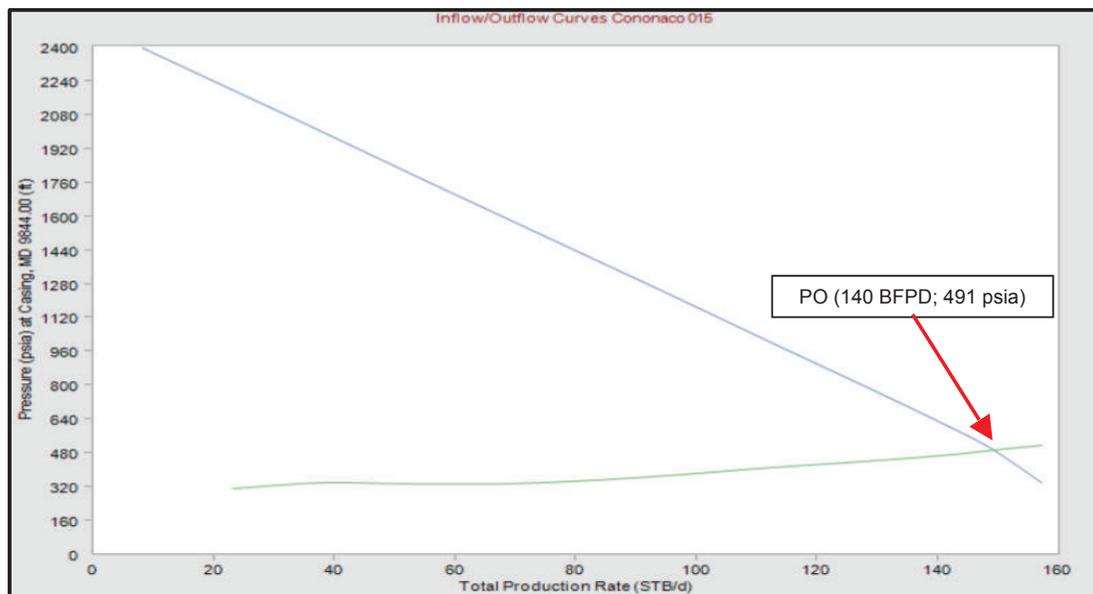
CNO 015			
q (BFPD)	149	Tipo de Bomba	P4XH6
BSW	0.02	Etapas	236
GOR	129	Frecuencia (Hz)	49
Salinidad (ppm)	2063	Serie de Motor	450
API°	15.1	HP	135
Pwh (psi)	100	Voltaje (Volts)	1715
PIP (psi)	466	Amperaje (amp)	50
Pr (psi)	2490.7	Cable #	2
Pwf (psi)	485.3	OD Tubing(in)	4
Profundidad de Reservorio (ft)	9844	Peso Tubing (lb/ft)	9.3
Profundidad de Bomba (ft)	9798	OD Casing (in)	7
Profundidad de Casing (ft)	10210	Peso Casing (lb/ft)	26

Fuente: PETROAMAZONAS EP

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

Para entender el comportamiento del reservorio se generó la curva IPR ilustrada en la figura 2.45 que muestra valores para caudal máximo de 165.7 BFPD e índice de productividad de 0.0748 BFPD/psi. El punto operativo se tiene a una presión de 491 psia con 140 BFPD.

FIGURA 2. 45 CURVA INFLOW OUTFLOW CNO – 015



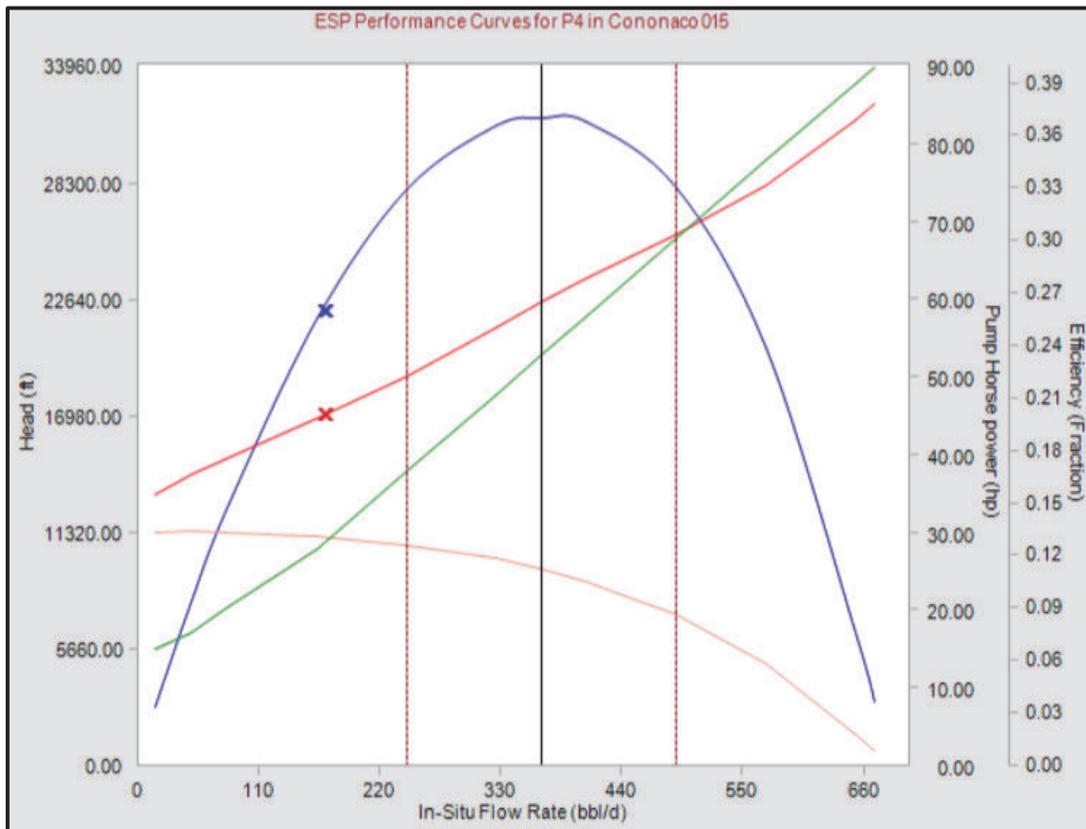
Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

El reservorio tiene una presión de burbuja de 620 psi, y con la gráfica se puede evidenciar que se está operando por debajo de la presión de saturación, complicando la operación de la bomba por efecto del gas en solución.

El comportamiento de la bomba se muestra en la figura 2.46, al ser la producción actual de 149 BFPD la bomba se encuentra fuera del rango de operación, siendo el límite mínimo de operación de la bomba 230 BFPD. En la gráfica se observa que la bomba está sometida a un desgaste por downthrust y el software revela un desgaste del 2%, su presión intake es 471 psia, la presión de descarga 4550 psia con un TDH de 10880 ft, la carga al motor del 41% y su eficiencia se registra en 26%. En el diagrama de completación se puede observar que el equipo de BES tiene instalado un separador de gas indispensable al producir el pozo con una presión por debajo de la presión de burbuja.

FIGURA 2. 46 CURVA DE DESEMPEÑO DE LA BOMBA P4



Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

El reporte con los resultados obtenidos al realizar el análisis nodal simulando las condiciones reales del pozo se detallan a continuación en la tabla 2.16.

TABLA 2. 16 RESULTADOS DEL ANÁLISIS NODAL POZO CNO – 015

REPORTE - POZO CNO 015						
J	AOF	Pwf	PIP	PDP	TDH	Motor Load
BFPD/psi	BFPD	psia	psia	psia	ft	Fracción
0.0748	165.7	491	471.5	4550	10880.7	0.41

Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

2.12.7. ANÁLISIS DEL POZO CNO 020

El pozo Cononaco 020 es perforado y puesto a producir en el mes de Agosto de 1994 a flujo natural de la arena Hollín Inferior, para el año 2004 se baja un equipo de levantamiento electrosumergible produciendo de la misma arena hasta el año 2006, en el mes de abril de este año se aisló Hollín Inferior y el pozo empezó a producir de T Inferior hasta la fecha de estudio, registra 10 intervenciones o workover, siendo la última el 16/10/2012 para reparar y rediseñar la bomba instalada. El pozo trabaja bajo las condiciones detalladas en la tabla 2.17.

TABLA 2. 17 CONDICIONES DE POZO CNO – 020

CNO 020			
q (BFPD)	334	Tipo de Bomba	P6XH6
BSW	0.5	Etapas	360
GOR	56	Frecuencia (Hz)	53
Salinidad (ppm)	11550	Serie de Motor	450
API°	18.6	HP	132
Pwh (psi)	70	Voltaje (Volts)	1370
PIP (psi)	816	Amperaje (amp)	54
Pr (psi)	2202.3	Cable #	2
Pwf (psi)	864.2	OD Tubing(in)	4
Profundidad de Reservorio (ft)	10451	Peso Tubing (lb/ft)	9.3
Profundidad de Bomba (ft)	10333	OD Casing (in)	7
Profundidad de Casing (ft)	10475	Peso Casing (lb/ft)	26

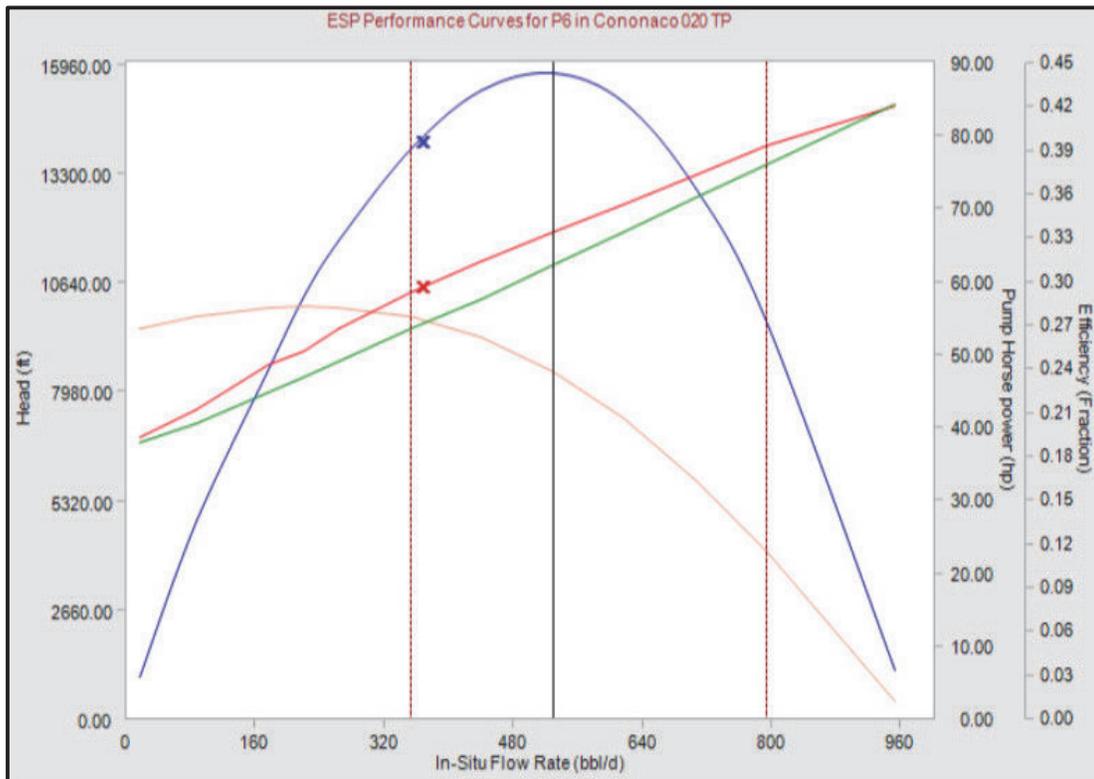
Fuente: PETROAMAZONAS EP

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

Empleando el software WellFlo se construyó la curva IPR (ver figura 2.48) para determinar el potencial que el reservorio posee, los resultados indican que el reservorio tiene un caudal máximo AOF de 488,7 BFPD y un índice de productividad de 0.2496 BFPD/psi. El punto operativo situado en la intersección de la curva de oferta y demanda tiene una presión de 816 psia con un caudal de 334 BFPD, la presión de operación del pozo tiene un rango de diferencia de 266 psi sobre la presión de saturación.

Las curvas de la bomba se observan en la figura 2.47 y se tiene al equipo operando dentro del rango operativo cercano al punto mínimo del rango óptimo de operación que es 330 BFPD, el equipo está trabajando con una presión intake de 828 psia, una presión de descarga de 4596 psia, un TDH de 9642 ft, carga al motor de 51% y en un rango de eficiencia de 40%. La bomba presenta un desgaste del 6% desde que fue instalada.

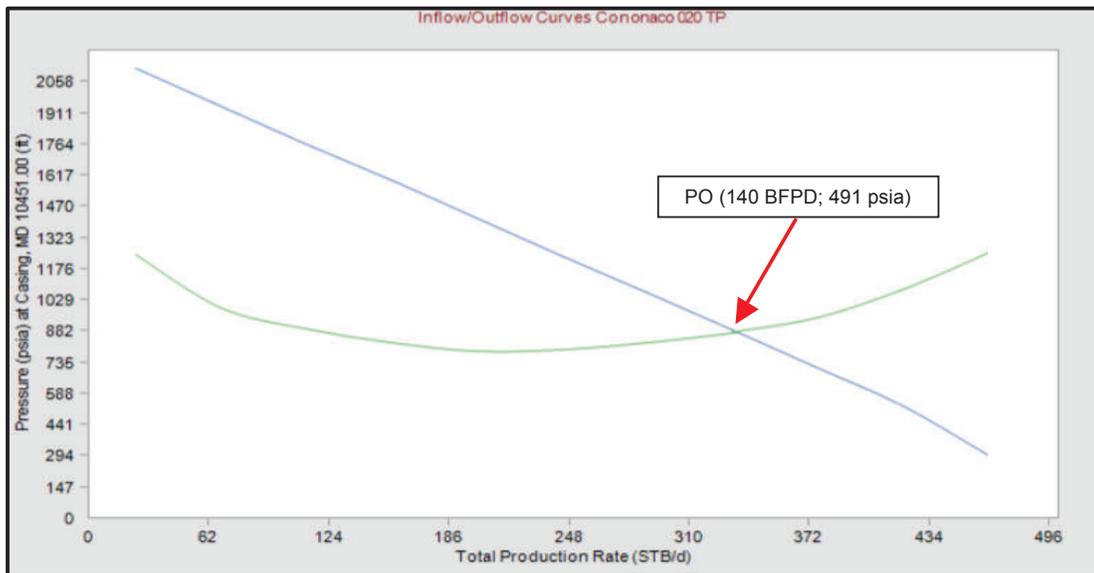
FIGURA 2. 47 CURVA DE DESEMPEÑO DE LA BOMBA P6



Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

FIGURA 2. 48 CURVAS INFLOW Y OUTFLOW CNO – 020



Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

El reporte con los resultados obtenidos al realizar el análisis nodal simulando las condiciones reales del pozo se detallan a continuación en la tabla 2.18.

TABLA 2. 18 RESULTADOS DEL ANÁLISIS NODAL POZO CNO – 020

REPORTE - POZO CNO 020						
J	AOF	Pwf	PIP	PDP	TDH	Motor Load
BFPD/psi	BFPD	psia	psia	psia	ft	Fracción
0.2496	488.7	816	828	4596	9642	0.51

Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

2.12.8. ANÁLISIS DEL POZO CNO 021 RE

El pozo Cononaco 021 RE fue perforado en el mes de Febrero de 2012 y empieza su etapa productiva de la arena Hollín Inferior, el pozo solo registra una intervención en el mes de Abril del mismo año para repunzonar la arena productora. A continuación en la tabla 2.19 se indican los parámetros de pozo.

TABLA 2. 19 CONDICIONES DE POZO CON – 021 RE

CNO 021 RE			
q (BFPD)	306	Tipo de Bomba	AN 550
BSW	0.36	Etapas	604
GOR	18	Frecuencia (Hz)	53.5
Salinidad (ppm)	8329	Serie de Motor	450
API°	32.4	HP	64.3
Pwh (psi)	100	Voltaje (Volts)	1538
PIP (psi)	571	Amperaje (amp)	30.6
Pr (psi)	4568	Cable #	2
Pwf (psi)	642.9	OD Tubing(in)	3
Profundidad de Reservorio (ft)	10786	Peso Tubing (lb/ft)	6.5
Profundidad de Bomba (ft)	10552	OD Casing (in)	5; 7
Profundidad de Casing (ft)	11062	Peso Casing (lb/ft)	18; 26

Fuente: PETROAMAZONAS EP

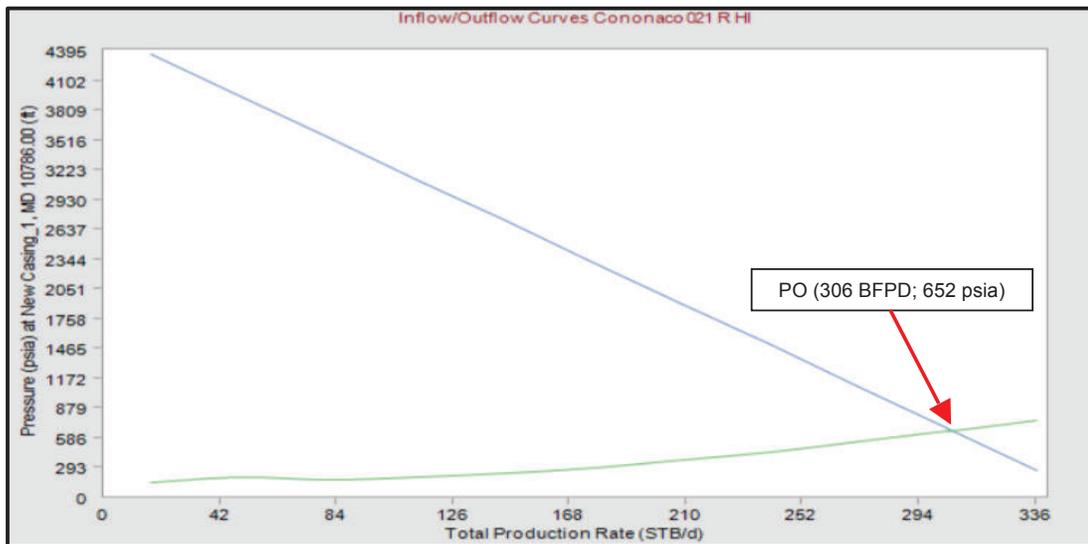
Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

En el software WellFlo se generó la curva IPR que se ajusta al estado real del pozo, donde se obtuvo varios resultados sobre el reservorio, es así que el reservorio tiene un caudal máximo AOF 354.4 BFPD y un índice de productividad de 0.0780 BFPD/psi. Las curvas de oferta y demanda que se muestran en la figura 2.49 indican que el punto operativo para la presión esta en 652.3 psia y 306.4 BFPD para el caudal, este punto tiene una diferencia respecto a la presión de saturación de 256 psi.

En la figura 2.50 se analizó el comportamiento de la bomba y el estado en el que se encuentra bajo las condiciones de operación del pozo, de ahí se puede apreciar que la bomba se encuentra operando en downthrust, con una presión de intake de 583.5 psia, una presión de descarga de 3866 psia, un TDH de 8876.5 ft, una carga al motor de 76% y a una eficiencia de 43% cercana a la eficiencia máxima de 45%.

El reporte con los resultados obtenidos al realizar el análisis nodal simulando las condiciones reales del pozo se detallan a continuación en la tabla 2.20.

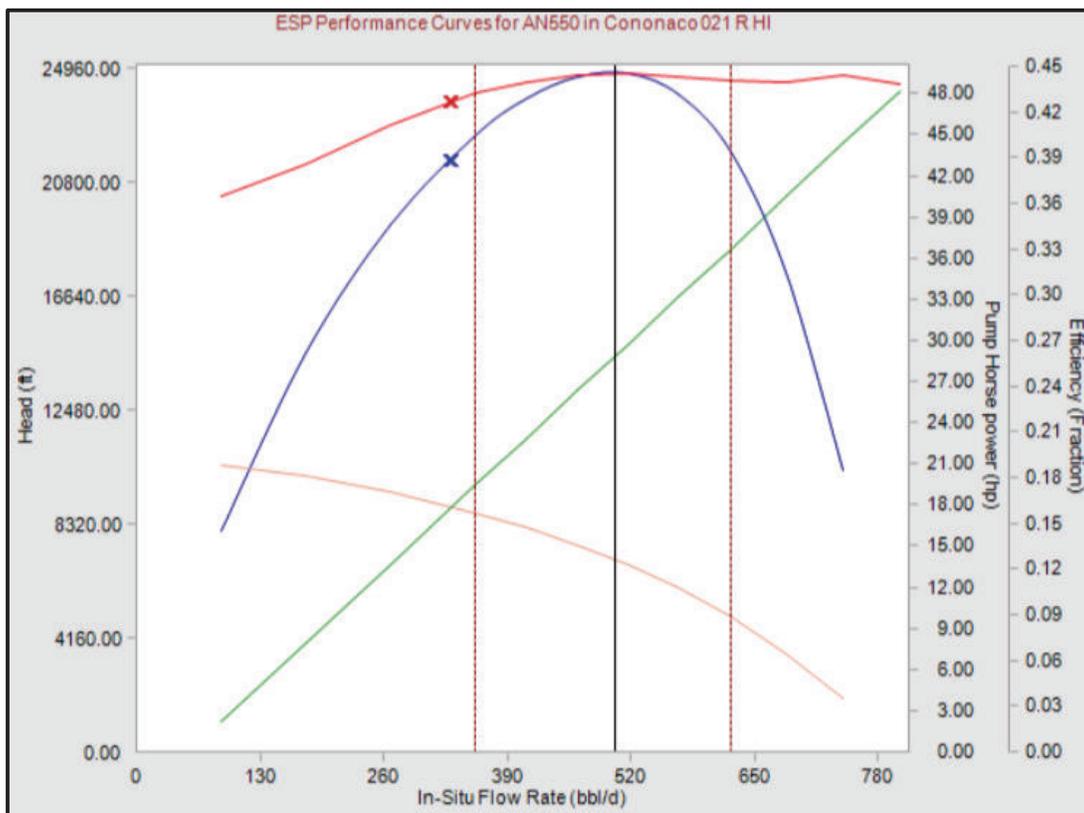
FIGURA 2. 49 CURVAS INFLOW Y OUTFLOW CNO – 021 RE



Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

FIGURA 2. 50 CURVA DE DESEMPEÑO DE LA BOMBA AN550



Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

TABLA 2. 20 RESULTADOS DEL ANÁLISIS NODAL POZO CNO – 021RE

REPORTE - POZO CNO 021 RE						
J	AOF	Pwf	PIP	PDP	TDH	Motor Load
BFPD/psi	BFPD	psia	psia	psia	ft	Fracción
0.078	354.4	652	583.55	3866	8876	0.76

Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

2.12.9. ANÁLISIS DEL POZO CNO 024

El pozo es perforado en Febrero de 1996 y produce durante siete años a flujo natural de la arena Hollín Inferior, a partir del mes de Abril de 2003 se cambió el tipo de levantamiento a electrosumergible hasta el mes de Diciembre de 2013 donde se registra su último workover y se decide repunzonar para producir T Inferior y así cambiar la zona de producción, el pozo registra 6 intervenciones o workover y produce bajo las condiciones de la tabla 2.21.

TABLA 2. 21 CONDICIONES DE POZO CNO – 024

CNO 024			
q (BFPD)	600	Tipo de Bomba	P6XH6
BSW	0.69	Etapas	359
GOR	94	Frecuencia (Hz)	60
Salinidad (ppm)	9167	Serie de Motor	450
API°	18.6	HP	135
Pwh (psi)	180	Voltaje (Volts)	1715
PIP (psi)	1393	Amperaje (amp)	50
Pr (psi)	2746	Cable #	2
Pwf (psi)	1444	OD Tubing(in)	4
Profundidad de Reservorio (ft)	10473	Peso Tubing (lb/ft)	9.3
Profundidad de Bomba (ft)	10349	OD Casing (in)	7
Profundidad de Casing (ft)	10590	Peso Casing (lb/ft)	26

Fuente: PETROAMAZONAS EP

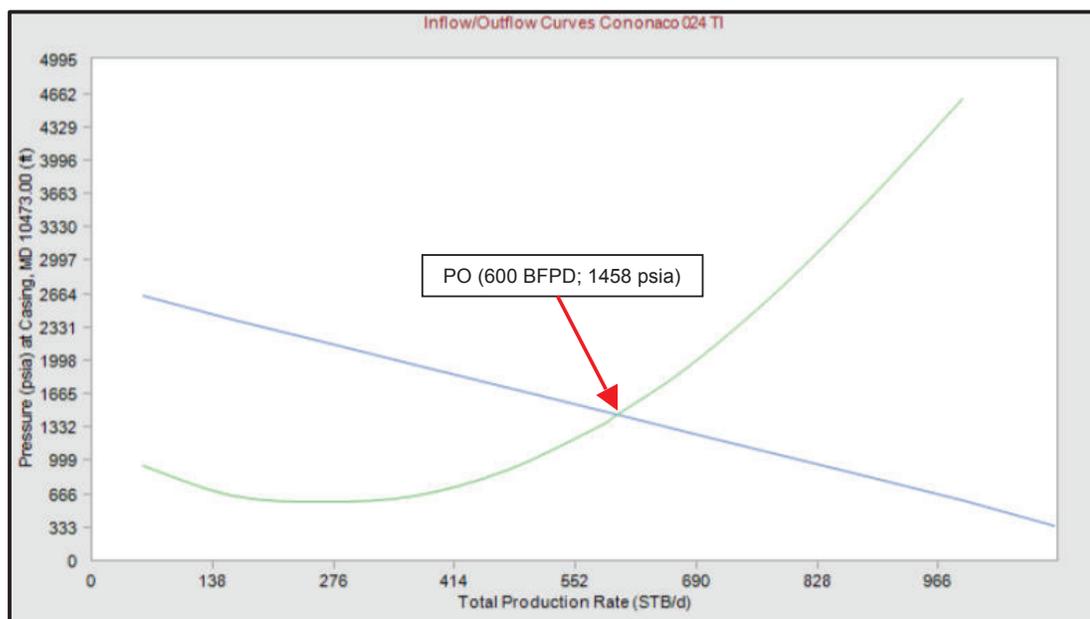
Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

Para entender el comportamiento del reservorio se generó la curva IPR empleando el software WellFlo, en donde se tiene que el punto operativo del pozo se encuentra por encima de la presión de saturación a 1458 psia, además el pozo

tiene un potencial máximo AOF de 1155.5 BFPD y un Índice de Productividad de 0.47 BFPD/psi.

El pozo tiene un buen aporte y una buena presión de operación, como se observó en la figura 2.51 la curva de demanda corta en un punto alejado de la presión de saturación, el punto operativo del pozo está a 1458 psia con un caudal de 600 BFPD.

FIGURA 2. 51 CURVAS INFLOW Y OUTFLOW CNO – 024



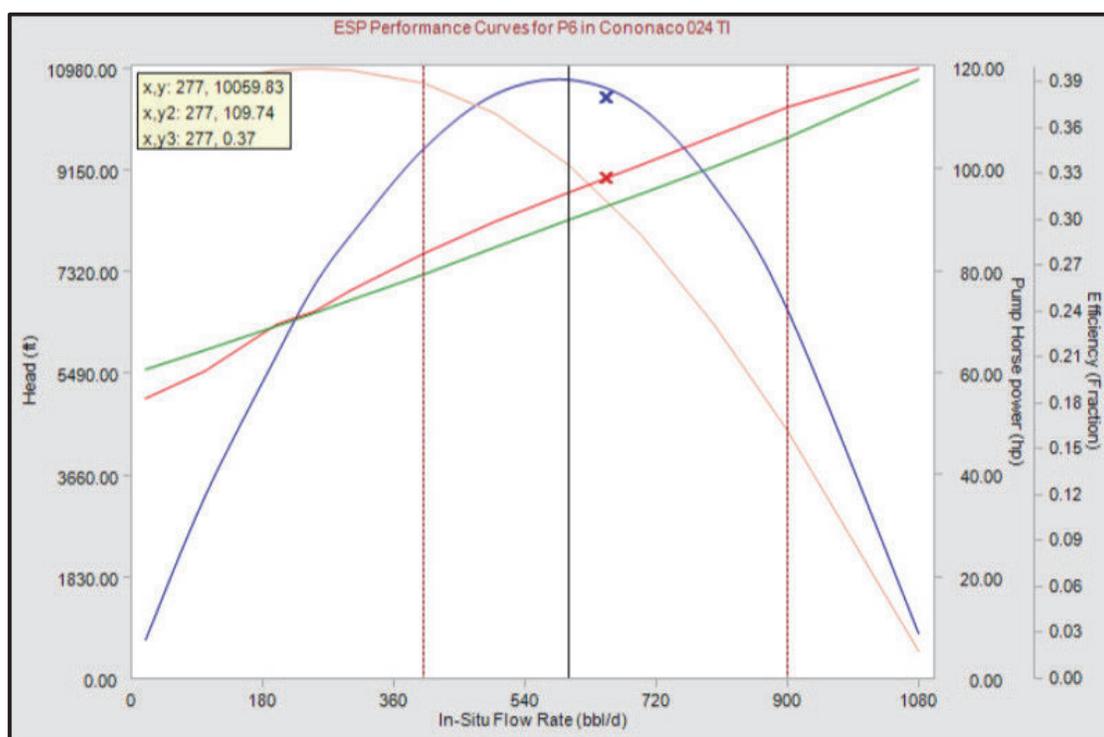
Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

El comportamiento de la bomba mostrado en la figura 2.52, evidencia tener condiciones óptimas de operación, el punto operativo está dentro del rango de operación y cerca del punto óptimo de eficiencia, la bomba tiene un desgaste de 21% y trabaja con una presión intake de 1403 psia, con una presión de descarga de 4796 psia, un TDH de 8496 ft, la carga del motor se estima en 73% y la eficiencia de la bomba es de 38%.

El reporte con los resultados obtenidos al realizar el análisis nodal simulando las condiciones reales del pozo se detallan a continuación en la tabla 2.22.

FIGURA 2. 52 CURVA DE DESEMPEÑO P6



Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

TABLA 2. 22 RESULTADOS DEL ANÁLISIS NODAL POZO CNO – 024

REPORTE - POZO CNO 024						
J	AOF	Pwf	PIP	PDP	TDH	Motor Load
BFPD/psi	BFPD	psia	psia	psia	ft	Fracción
0.47	1155.5	1458	1403	4796	8496	0.73

Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

2.12.10. ANÁLISIS DEL POZO CNO 025

El pozo Cononaco 025 fue perforado y empezó su producción en el mes de Agosto del año 1996 del reservorio Hollín Inferior a flujo natural hasta el mes de Enero del año 2000 cuando se cambió el tipo de levantamiento a bombeo electrosumergible, luego se produjo de los reservorios Hollín Superior e Inferior conjuntamente desde el año 2001 hasta el mes de Noviembre de 2013, fecha en la que se decidió producir del reservorio U Superior. El pozo registra 8

intervenciones o workover siendo la última el 13/05/2014 para cambiar la bomba instalada. A continuación en la tabla 2.23 se indican los parámetros de pozo.

TABLA 2. 23 CONDICIONES DE POZO CNO – 025

CNO 025			
q (BFPD)	406	Tipo de Bomba	FLEX 10
BSW	0.02	Etapas	357
GOR	129	Frecuencia (Hz)	54
Salinidad (ppm)	6270	Serie de Motor	562
API°	15.1	HP	165
Pwh (psi)	80	Voltaje (Volts)	2133
PIP (psi)	487	Amperaje (amp)	46
Pr (psi)	3145	Cable #	2
Pwf (psi)	518	OD Tubing(in)	4
Profundidad de Reservorio (ft)	10134	Peso Tubing (lb/ft)	9.3
Profundidad de Bomba (ft)	10060	OD Casing (in)	7
Profundidad de Casing (ft)	10354	Peso Casing (lb/ft)	26

Fuente: PETROAMAZONAS EP

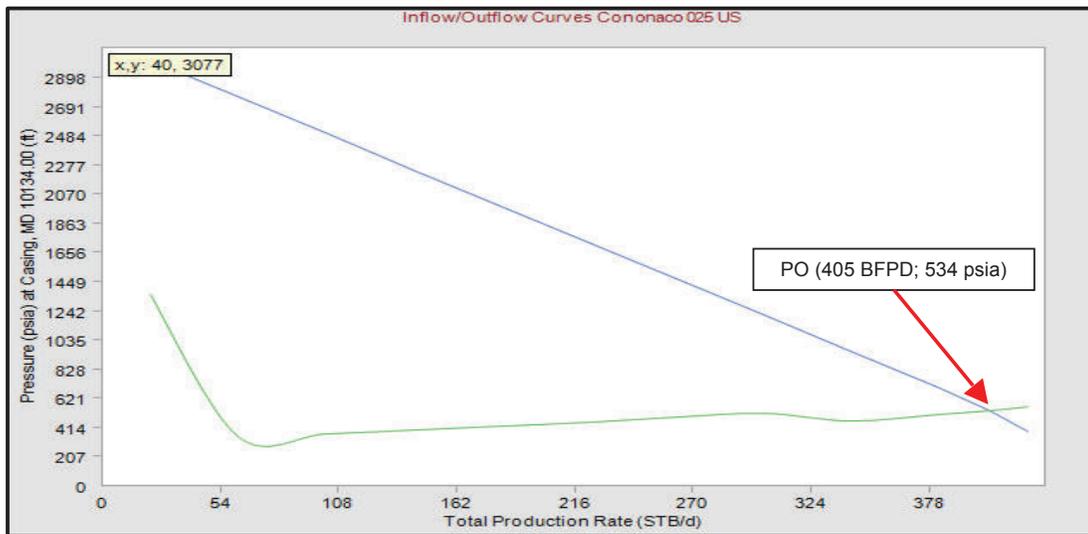
Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

En el software WellFlo se generó la curva IPR mostrada en la figura 2.53, que arrojó algunos resultados y entre estos se tiene que el potencial del pozo AOF es de 444.8 BFPD y tiene un índice de productividad de 0.1550 BFPD/psi.

El punto operativo donde se cruzan las curvas de oferta y demanda tiene un valor de presión de 534 psia y una tasa de flujo de 405 BFPD, esto indica que el pozo se encuentra trabajando 100 psi por debajo de la presión de saturación, de ahí la irregularidad en la curva de demanda por la presencia de gas. En el diagrama mecánico se tiene un separador de gas lo cual es justificado con el análisis nodal realizado.

El comportamiento para el punto operativo en la curva de desempeño de la bomba instalada en el pozo es mostrado en la figura 2.54, donde se tiene a la bomba trabajando dentro del rango de operación del equipo a una presión intake de 506 psia, presión de descarga de 4227.7 psia, un TDH de 9860 ft, con una carga al motor del 48% y operando a una eficiencia de 36%. El equipo no presenta un evidente desgaste ya que lleva poco tiempo instalado.

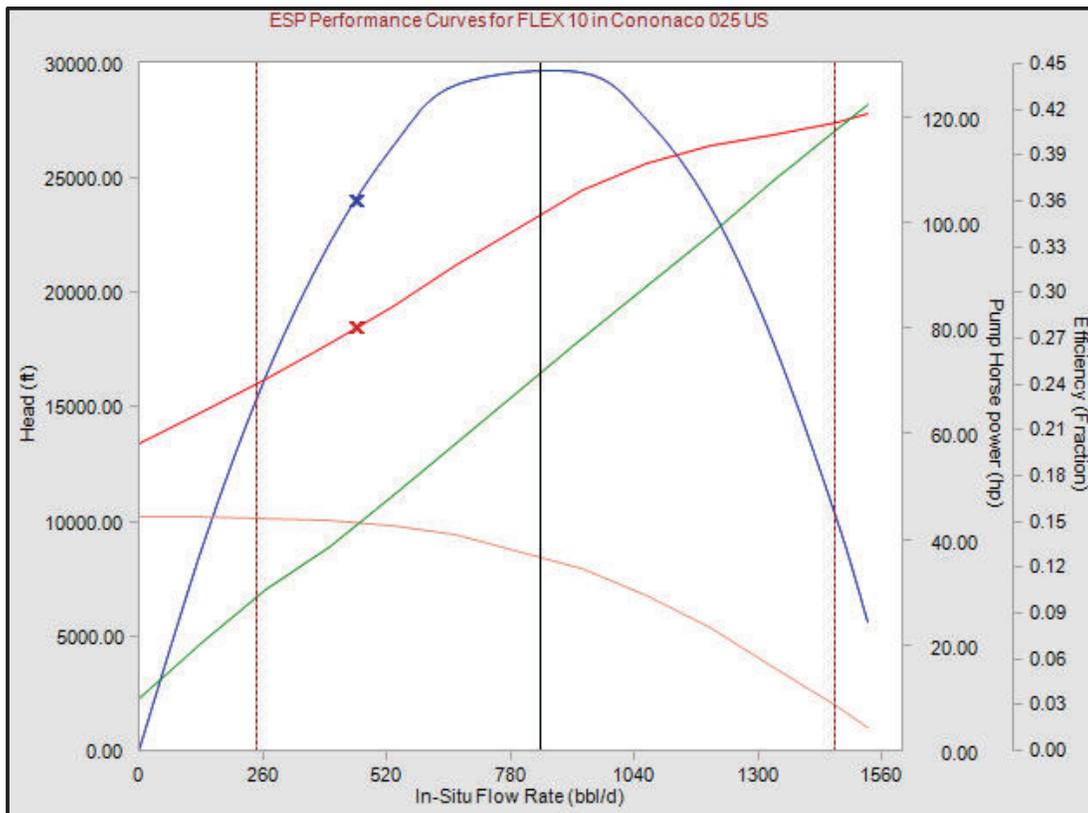
FIGURA 2. 53 CURVAS INFLOW Y OUTFLOW CNO – 025



Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

FIGURA 2. 54 CURVA DE DESEMPEÑO FLEX 10



Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

El reporte con los resultados obtenidos al realizar el análisis nodal simulando las condiciones reales del pozo se detallan a continuación en la tabla 2.24.

TABLA 2. 24 RESULTADOS DEL ANÁLISIS NODAL POZO CNO – 025

REPORTE - POZO CNO 025						
J	AOF	Pwf	PIP	PDP	TDH	Motor Load
BFPD/psi	BFPD	psia	psia	psia	ft	Fracción
0.155	444.8	534	506.19	4228	9860	0.48

Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

2.12.11. ANÁLISIS DEL POZO CNO 027

El pozo Cononaco 027 se perforó en el mes de Noviembre del año 2001 y se evaluó las arenas Hollín Inferior y Superior, sin embargo finalmente produjo del reservorio T por bombeo electrosumergible, en el año 2003 ya empleando bombeo hidráulico empezó a producir de Hollín Superior, más tarde en el año 2008 se vuelve a cambiar el tipo de levantamiento a BES produciendo de dos arenas hasta el año 2010 donde ya solo produjo de T Inferior. El pozo registra 6 intervenciones o workover siendo la última el 6 de Marzo del año 2014.

TABLA 2. 25 CONDICIONES DE POZO CNO – 027

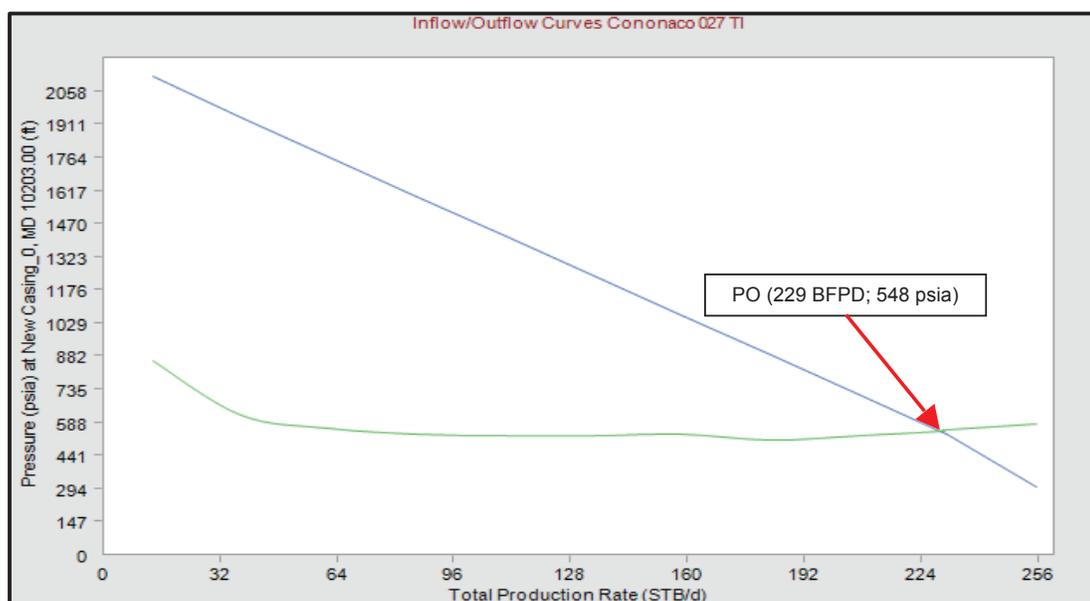
CNO 027			
q (BFPD)	229	Tipo de Bomba	D460N
BSW	0.24	Etapas	303
GOR	94	Frecuencia (Hz)	58
Salinidad (ppm)	11173	Serie de Motor	456
API°	18.6	HP	96
Pwh (psi)	20	Voltaje (Volts)	2402
PIP (psi)	454	Amperaje (amp)	25,5
Pr (psi)	2202.3	Cable #	2
Pwf (psi)	537.3	OD Tubing(in)	4
Profundidad de Reservorio (ft)	10203	Peso Tubing (lb/ft)	9.3
Profundidad de Bomba (ft)	9999	OD Casing (in)	7
Profundidad de Casing (ft)	10280	Peso Casing (lb/ft)	26

Fuente: PETROAMAZONAS EP

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

Bajo las condiciones del pozo detalladas en la tabla 2.25 se ajustó el pozo a su estado actual empleando el software WellFlo. La curva IPR (ver la figura 2.55) compuesta por las curvas de oferta y demanda indican que en su intersección se encuentra el punto operativo a presión de 548 psia y un caudal de 229 BFPD. La presión de operación es igual a la presión de saturación lo que indica que el pozo está trabajando con presencia de gas y esto puede afectar a la bomba. El potencial real AOF del reservorio se estima en 269.3 BFPD con un índice de productividad de 0.1376 BFPD/psi.

FIGURA 2. 55 CURVAS INFLOW Y OUTFLOW CNO – 027



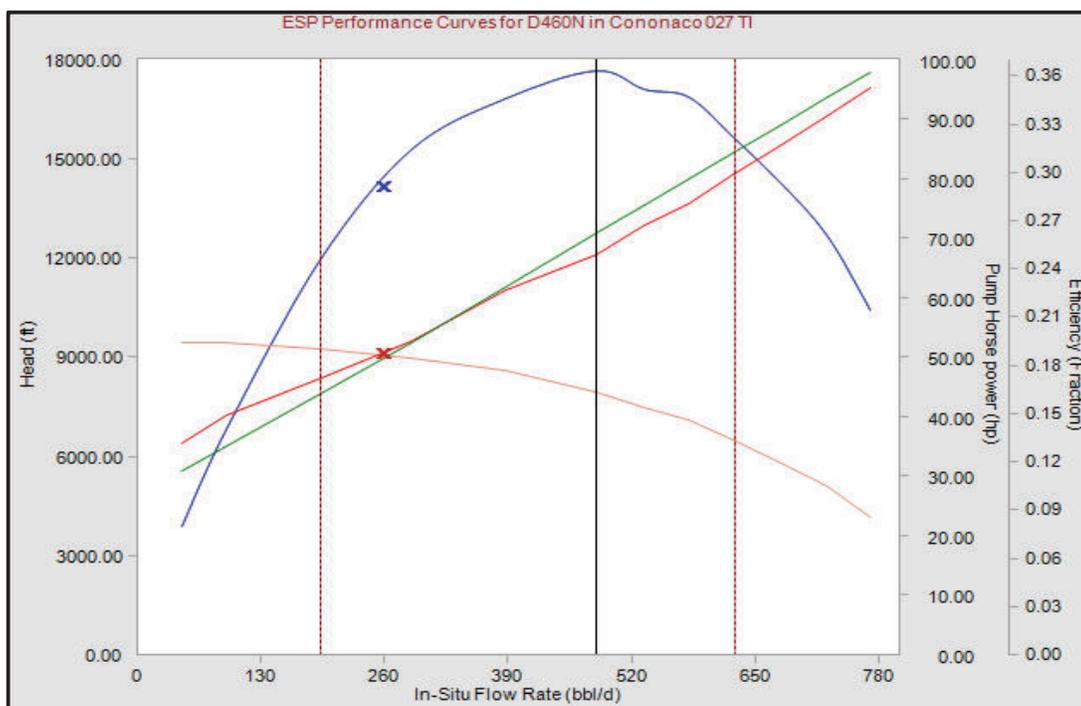
Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

En la figura 2.56 se muestra la curva de desempeño de la bomba donde el punto operativo está trabajando dentro del rango de operación normal cercano al punto mínimo y a 5% por debajo de su máxima eficiencia de 36%, presenta un desgaste de 19%. El equipo instalado tiene una presión intake de 471.4 psia, una presión de descarga de 3862 psia, un TDH de 8957 ft y una carga al motor de 52%.

El reporte con los resultados obtenidos al realizar el análisis nodal simulando las condiciones reales del pozo se detallan a continuación en la tabla 2.26.

FIGURA 2. 56 CURVA DE DESEMPEÑO DE LA BOMBA D460N



Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

TABLA 2. 26 RESULTADOS DEL ANÁLISIS NODAL POZO CNO – 027

REPORTE - POZO CNO 027						
J	AOF	Pwf	PIP	PDP	TDH	Motor Load
BFPD/psi	BFPD	psia	psia	psia	ft	Fracción
0.138	269.3	548.3	471.4	3863	8958	0.52

Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

2.12.12. ANÁLISIS DEL POZO CNO 029

El pozo Cononaco 029 se perforó en el mes de Noviembre del año 2002 y produjo durante cuatro meses a flujo natural, para el mes de Marzo del año 2003 el pozo empieza a trabajar bajo levantamiento por bombeo electrosumergible y produce bajo este método hasta la fecha cuando se cierra el estudio, el pozo registró 4 intervenciones o workover y la última se realizó el 13/02/2010 para repunzonar la zona productora y bajar un nuevo equipo BES, el pozo en toda su

vida productiva solo ha producido del reservorio Hollín Inferior. Las condiciones del pozo se detallan en la tabla 2.27.

TABLA 2. 27 CONDICIONES DE POZO CNO – 029

CNO 029			
q (BFPD)	542	Tipo de Bomba	P8X
BSW	0.52	Etapas	293
GOR	9	Frecuencia (Hz)	57
Salinidad (ppm)	14630	Serie de Motor	562
API°	32.4	HP	165
Pwh (psi)	72	Voltaje (Volts)	2133
PIP (psi)	770	Amperaje (amp)	46
Pr (psi)	4488.3	Cable #	2
Pwf (psi)	870.3	OD Tubing(in)	4
Profundidad de Reservorio (ft)	10318	Peso Tubing (lb/ft)	9.3
Profundidad de Bomba (ft)	10089	OD Casing (in)	7
Profundidad de Casing (ft)	10344	Peso Casing (lb/ft)	26

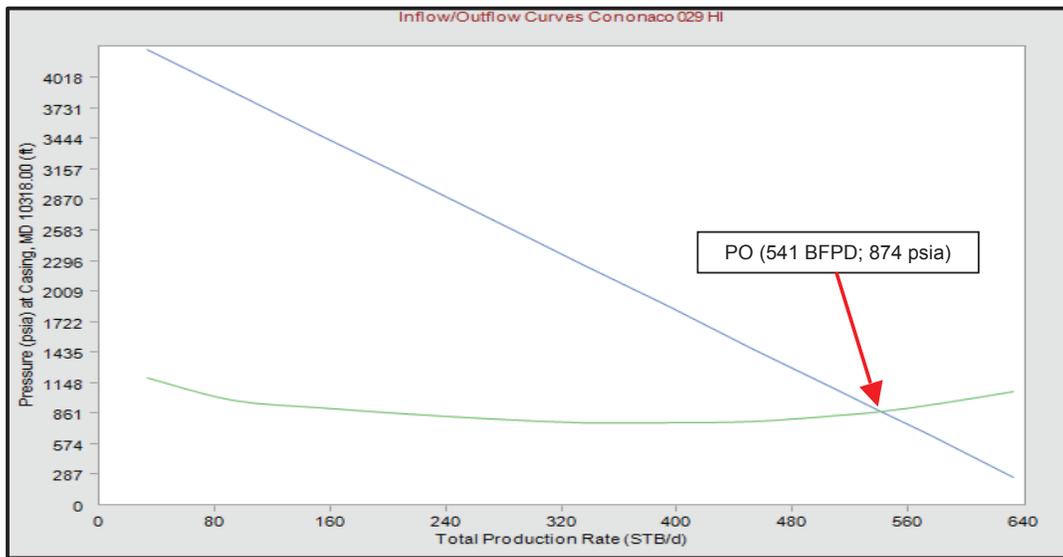
Fuente: PETROAMAZONAS EP

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

La condición real del pozo se modeló empleando el software WellFlo. La curva IPR generada en la figura 2.57 indica que el caudal máximo del pozo puede ser de 666.3 BFPD y tiene un índice de productividad de 0.1492 BFPD/psi. El punto operativo ubicado al cruce de las curvas de oferta y demanda tiene una presión de 874 psia y un caudal de 541 BFPD, y está muy distante de la presión de saturación del reservorio y en consecuencia no se tiene problemas derivados por la presencia de gas.

El comportamiento de la bomba se presenta en la figura 2.58 y se tiene que el punto operativo de la bomba está dentro del rango de operación aceptable de la bomba, si bien el equipo no está trabajando en su valor óptimo de eficiencia a 60% sino a 53% no tiene ningún problema en su operación, la bomba después de llevar instalada cerca de cuatro años presenta un desgaste mínimo de 4%. El punto de operación de la bomba tiene una presión intake de 778 psia, una presión de descarga de 4392 psia, un TDH 9422.6 ft y la carga al motor es de 38%.

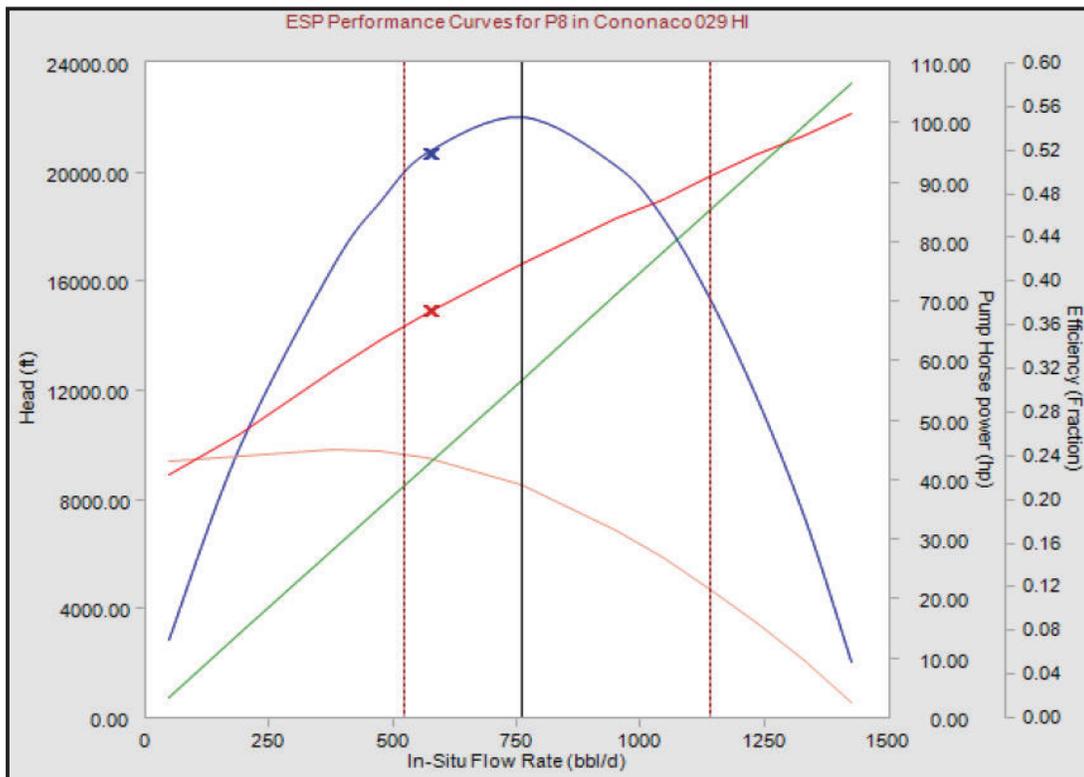
FIGURA 2. 57 CURVAS INFLOW Y OUTFLOW CNO – 029



Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

FIGURA 2. 58 CURVA DE DESEMPEÑO DE LA BOMBA P8X



Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

El reporte con los resultados obtenidos al realizar el análisis nodal simulando las condiciones reales del pozo se detallan a continuación en la tabla 2.28.

TABLA 2. 28 RESULTADOS DEL ANÁLISIS NODAL POZO CNO – 029

REPORTE - POZO CNO 029						
J	AOF	Pwf	PIP	PDP	TDH	Motor Load
BFPD/psi	BFPD	psia	psia	psia	ft	Fracción
0.149	666.3	874.7	777.93	4392	9423	0.38

Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

2.12.13. ANÁLISIS DEL POZO CNO 030

El pozo Cononaco 030 es un pozo direccional y se perforó en el mes de Marzo de 2008, empezó a producir a flujo natural de la arena Hollín Inferior hasta el mes de Enero del siguiente año, luego cambio a sistema de levantamiento por bombeo electrosumergible, finalmente en el año 2010 precisamente en el mes de Abril se realiza su última intervención registrada donde se hizo trabajos de acidificación y repunzonamiento a la misma arena productora, en total el pozo registra 2 intervenciones o workover.

TABLA 2. 29 CONDICIONES DE POZO CNO – 030 D

CNO 030 D			
q (BFPD)	1180	Tipo de Bomba	P12X
BSW	0.89	Etapas	226
GOR	9	Frecuencia (Hz)	60
Salinidad (ppm)	1650	Serie de Motor	562
API°	32.4	HP	152
Pwh (psi)	42	Voltaje (Volts)	2325
PIP (psi)	1176	Amperaje (amp)	40
Pr (psi)	4489	Cable #	2
Pwf (psi)	2271	OD Tubing(in)	4
Profundidad de Reservorio (ft)	10905	Peso Tubing (lb/ft)	9.3
Profundidad de Bomba (ft)	8014	OD Casing (in)	7; 9.625
Profundidad de Casing (ft)	10970	Peso Casing (lb/ft)	9,3; 47

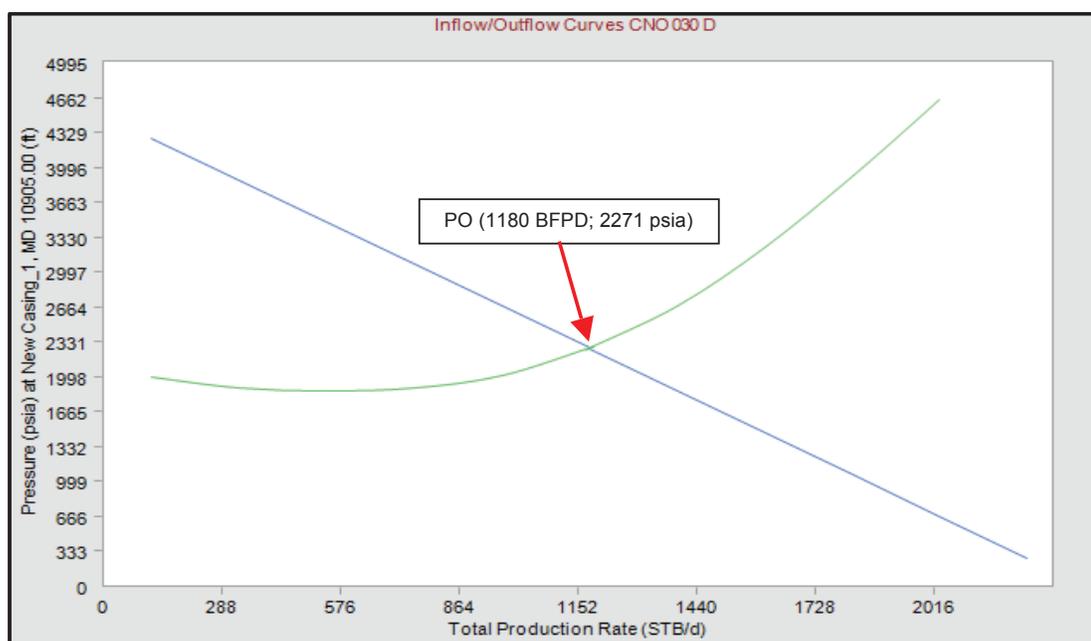
Fuente: PETROAMAZONAS EP

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

Con las condiciones de operación del pozo registradas en la de la tabla 2.29, el software WellFlo generó la curva IPR donde se puede observar el caudal máximo y el índice de productividad del pozo, así se tiene un AOF de 2361 BFPD y un J de 0.5286 BFPD/psi.

En la figura 2.59 se observa el punto operativo donde cruzan las curvas de oferta y demanda teniendo valores de presión de operación de 2271 psia y un caudal de 1180.1 BFPD.

FIGURA 2. 59 CURVAS INFLOW Y OUTFLOW CNO – 030D

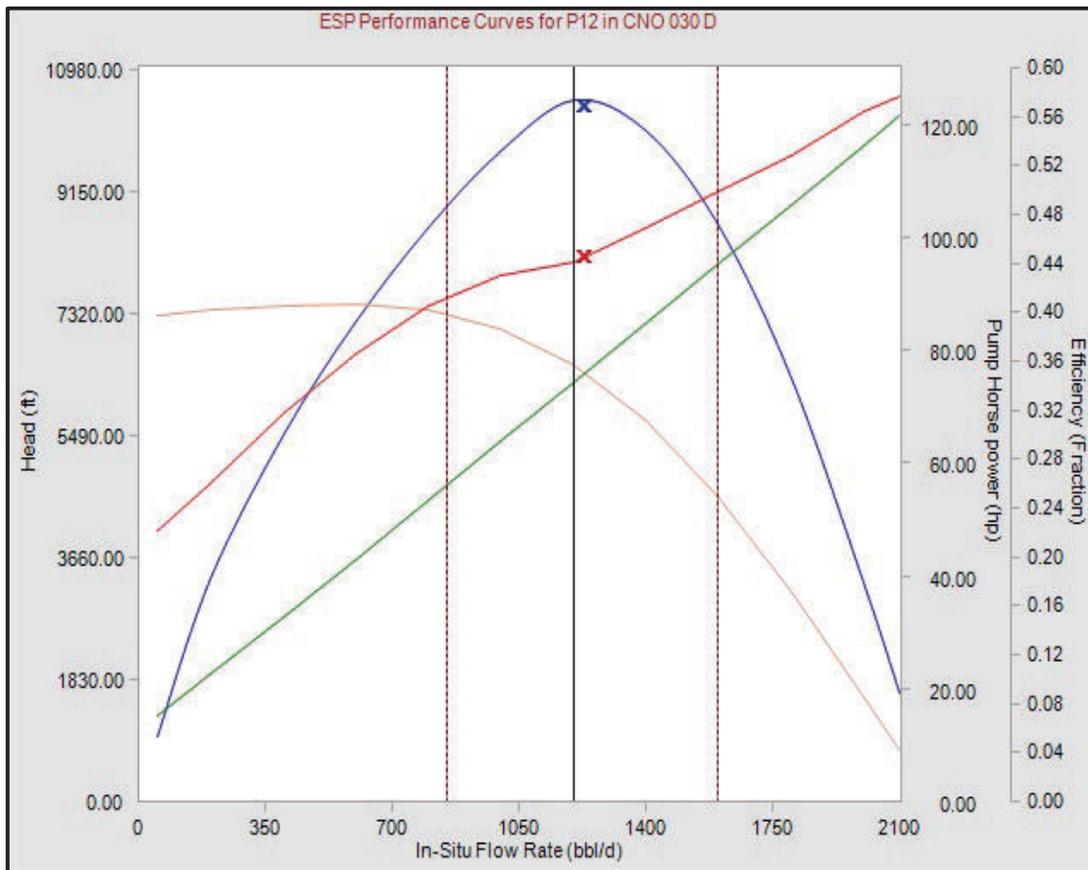


Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

Se modeló el comportamiento de la bomba (ver figura 2.60), donde el punto operativo del pozo se encuentra dentro del rango de operación aceptable del equipo instalado, el punto operativo está cerca de la máxima eficiencia del equipo llegando a un 57% muy cerca del valor óptimo para la bomba, en cuatro años presenta un desgaste de 11%. La bomba se encuentra trabajando a una presión intake de 964 psia, presión de descarga de 3600 psia y un TDH de 6407 ft, la carga al motor es de 63%.

FIGURA 2. 60 CURVA DE DESEMPEÑO DE LA BOMBA P12



Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

El reporte con los resultados obtenidos al realizar el análisis nodal simulando las condiciones reales del pozo se detallan a continuación en la tabla 2.30.

TABLA 2. 30 RESULTADOS DEL ANÁLISIS NODAL POZO CNO – 030D

REPORTE - POZO CNO 030						
J	AOF	Pwf	PIP	PDP	TDH	Motor Load
BFPD/psi	BFPD	psia	psia	psia	ft	Fracción
0.529	2361	2271	964.35	3599	6407	0.63

Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

2.12.14. ANÁLISIS DEL POZO CNO 032

El pozo Cononaco 032 se perforó en el mes de Junio del año 2005 produciendo inicialmente a flujo natural hasta el mes de febrero del año 2009 donde se bajó un equipo de bombeo electrosumergible, durante toda su vida productiva hasta el cierre del estudio ha producido de la arena Hollín Inferior, tiene 2 intervenciones o workover siendo realizada la ultima el 3/02/2009. A continuación en la tabla 2.31 se indican los parámetros de pozo.

TABLA 2. 31 CONDICIONES DE POZO CNO – 032

CNO 032			
q (BFPD)	2194	Tipo de Bomba	P23X
BSW	0.9	Etapas	68
GOR	9	Frecuencia (Hz)	50
Salinidad (ppm)	1150	Serie de Motor	562
API°	32.4	HP	152
Pwh (psi)	30	Voltaje (Volts)	2325
PIP (psi)	2130	Amperaje (amp)	40
Pr (psi)	4568	Cable #	2
Pwf (psi)	3113	OD Tubing(in)	4
Profundidad de Reservorio (ft)	10627	Peso Tubing (lb/ft)	9.3
Profundidad de Bomba (ft)	7996	OD Casing (in)	7
Profundidad de Casing (ft)	10790	Peso Casing (lb/ft)	26

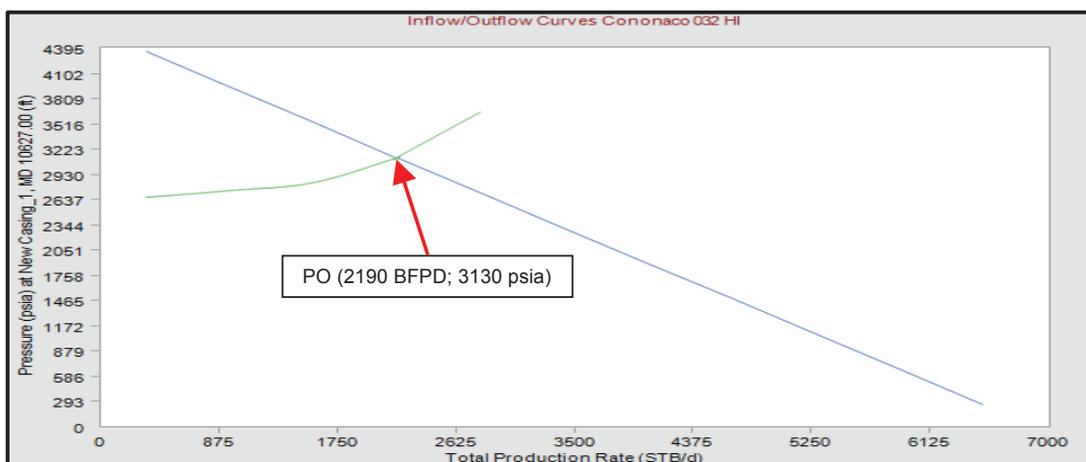
Fuente: PETROAMAZONAS EP

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

Se ingresó las condiciones presentadas en el software WellFlo y se generó la curva IPR donde se obtuvo resultados para caudal máximo e índice de productividad, factores importantes para entender el comportamiento del pozo y el aporte que tiene el reservorio, el pozo tiene un AOF de 6857 BFPD y un índice de productividad de 1.5 BFPD/psi.

El punto operativo modelado por el software WellFlo se encuentra por sobre la presión de burbuja y por lo tanto no se afecta el trabajo del pozo por presencia de gas o variaciones en el patrón de flujo (ver figura 2.61), tiene un valor de presión de 3130 psia y un caudal de 2190 BFPD, el pozo no tiene presencia de gas y posee un alto corte de agua de 90%.

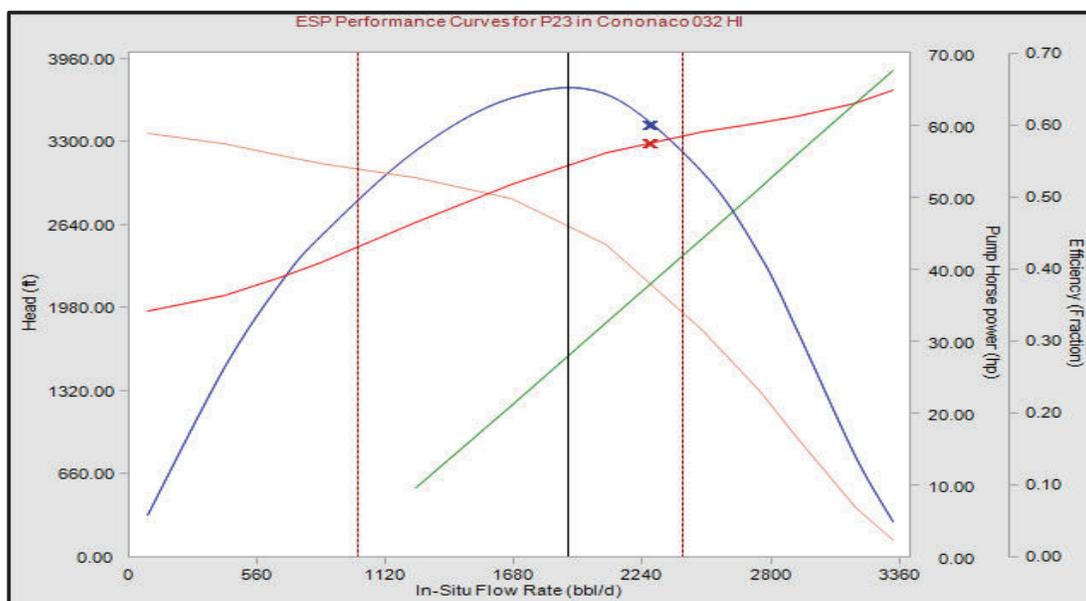
FIGURA 2. 61 CURVAS INFLOW Y OUTFLOW CNO – 032



Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

FIGURA 2. 62 CURVA DE DESEMPEÑO DE LA BOMBA P23



Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

El comportamiento de la bomba (ver figura 2.62) muestra que opera dentro del rango operativo, sin embargo está a 200 barriles para llegar al límite máximo de caudal del rango óptimo operativo de la bomba antes de sufrir desgaste por upthrust, considerando el tiempo de trabajo la bomba no presenta desgaste considerable y opera a una eficiencia cercana al 60%. La bomba presentó un

valor de presión intake de 2190 psia, una presión de descarga de 3047 psia y un TDH de 2168 ft, la carga al motor es de 45%. El reporte con los resultados obtenidos al realizar el análisis nodal simulando las condiciones reales del pozo se detallan a continuación en la tabla 2.32.

TABLA 2. 32 RESULTADOS DEL ANÁLISIS NODAL POZO CNO – 032

REPORTE - POZO CNO 032						
J	AOF	Pwf	PIP	PDP	TDH	Motor Load
BFPD/psi	BFPD	psia	psia	psia	ft	Fracción
1.5	6857	3131	2154.97	3048	2168	0.45

Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

2.12.15. ANÁLISIS DEL POZO CON 033

El pozo Cononaco 033 se perforó en el mes de Mayo del año 2005 iniciando su actividad productiva en la arena Hollín Inferior a flujo natural hasta Octubre de 2007, fecha en la cual se cambia la completación a bombeo electrosumergible produciendo del mismo reservorio. El pozo registra un total de 2 intervenciones o workover, siendo la última el 28/04/2011 por motivo de cambio de la bomba electrosumergible, el pozo produce desde esta fecha bajo las condiciones que se presentan en la tabla 2.33.

TABLA 2. 33 CONDICIONES DE POZO CON – 033

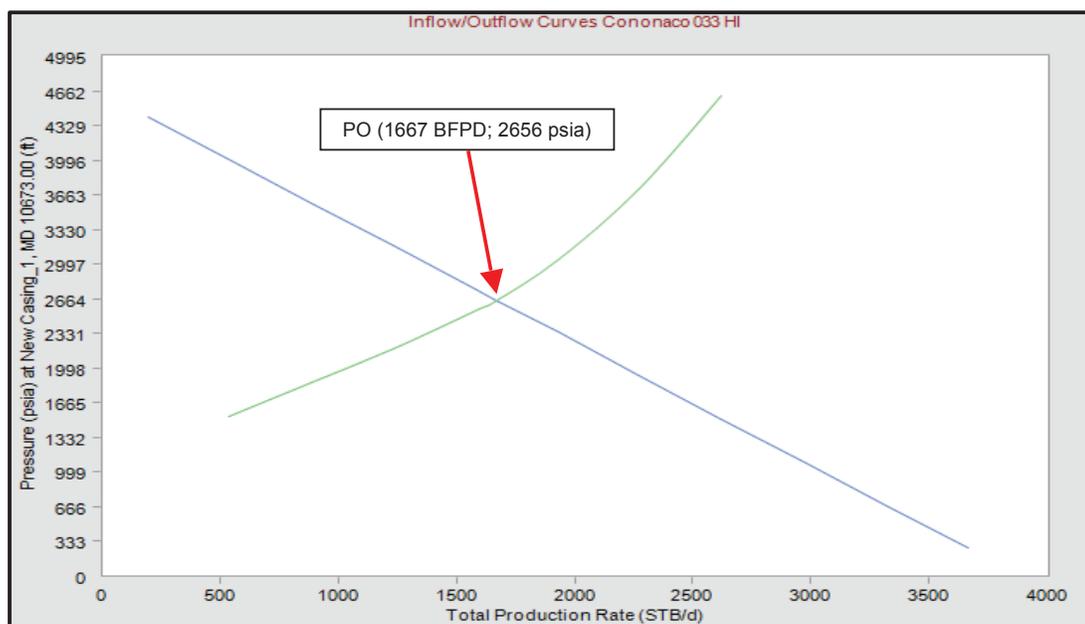
CNO 033			
q (BFPD)	1666	Tipo de Bomba	P18XH6
BSW	0.88	Etapas	402
GOR	9	Frecuencia (Hz)	54
Salinidad (ppm)	1403	Serie de Motor	562
API°	32.4	HP	165
Pwh (psi)	45	Voltaje (Volts)	2133
PIP (psi)	1461	Amperaje (amp)	46
Pr (psi)	4637	Cable #	2
Pwf (psi)	2642	OD Tubing(in)	4
Profundidad de Reservorio (ft)	10673	Peso Tubing (lb/ft)	9.3
Profundidad de Bomba (ft)	7512	OD Casing (in)	7
Profundidad de Casing (ft)	10787	Peso Casing (lb/ft)	26

Fuente: PETROAMAZONAS EP

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

La curva IPR generada con el software WellFlo bajo las condiciones de pozo, arrojó resultados que describen el comportamiento del reservorio como su caudal máximo AOF de 3855.4 BFPD y un índice de productividad de 0.83 BFPD/psi (Ver figura 2.63).

FIGURA 2. 63 CURVAS INFLOW Y OUTFLOW CNO – 033



Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

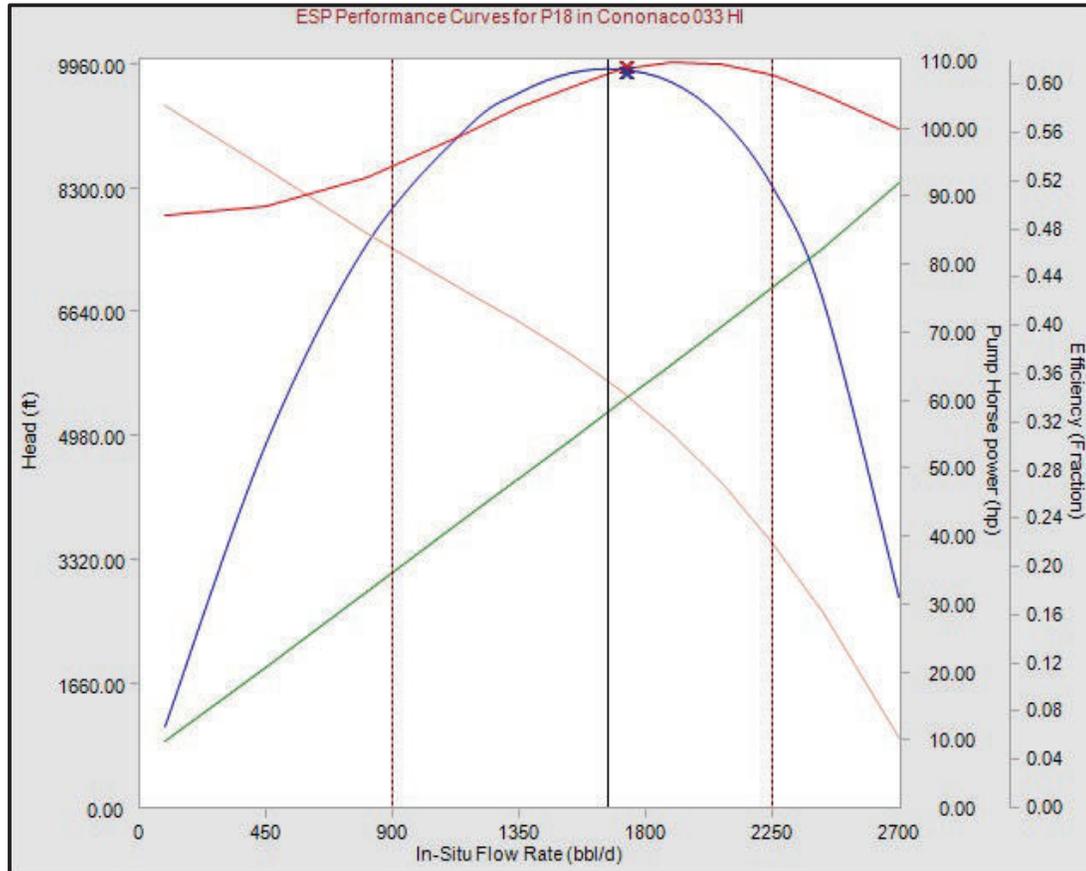
El punto operativo presenta una presión de 2656 psia y tiene un valor de caudal de 1667 BFPD. El punto de presión se encuentra muy lejos de la presión de burbuja del fluido del reservorio y por esta razón no presentó irregularidades en la curva de demanda.

En la figura 2.64 se muestra el comportamiento de la bomba, donde el punto operativo se encuentra muy cerca de su punto de máxima eficiencia de 60%, la bomba opera a una presión intake de 1229 psia, una presión de descarga de 3482 psia y un TDH de 5490 ft.

La bomba durante todo el tiempo que lleva instalada al cierre del estudio ha sufrido un desgaste del 11% y la carga al motor es de 64%.

El reporte con los resultados obtenidos al realizar el análisis nodal simulando las condiciones reales del pozo se detallan a continuación en la tabla 2.34.

FIGURA 2. 64 CURVA DE DESEMPEÑO DE LA BOMBA P18



Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

TABLA 2. 34 RESULTADOS DEL ANÁLISIS NODAL POZO CNO – 033

REPORTE - POZO CNO 033						
J	AOF	Pwf	PIP	PDP	TDH	Motor Load
BFPD/psi	BFPD	psia	psia	psia	ft	Fracción
0.83	3855.4	2656	1229.27	3482	5490	0.64

Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

2.12.16. ANÁLISIS DEL POZO CNO 034

El pozo Cononaco 034 se perforó en el mes de Mayo del año 2005 donde se disparó los reservorios T y Hollín Inferior, se empezó a producir de Hollín Inferior a flujo natural, tres meses más tarde se perforó y evaluó la arena para instalar un equipo de bombeo electrosumergible.

En el año 2008 se dejó de producir de Hollín Superior y se disparó y empezó la producción de T superior, el pozo produce de esta arena hasta la fecha del cierre del estudio, en total el pozo tiene 8 intervenciones o workover siendo la última realizada el 2/04/2013. El pozo trabaja bajo las condiciones de la tabla 2.35.

TABLA 2. 35 CONDICIONES DE POZO CNO – 034

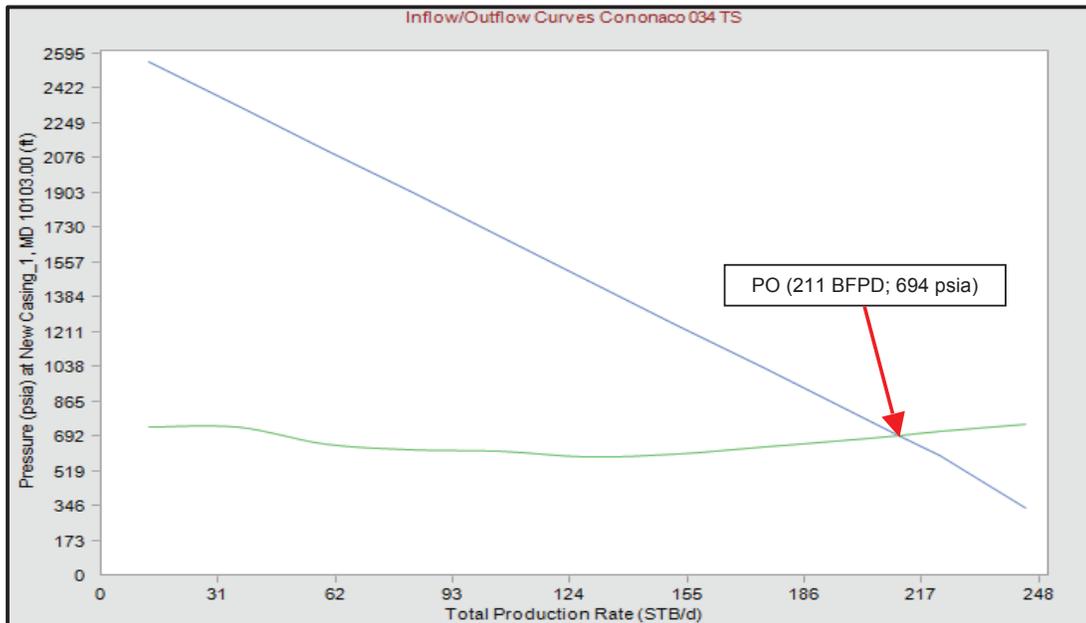
CNO 034			
q (BFPD)	212	Tipo de Bomba	P4XH6
BSW	0.55	Etapas	444
GOR	94	Frecuencia (Hz)	50
Salinidad (ppm)	52158	Serie de Motor	450
API°	18.6	HP	102
Pwh (psi)	15	Voltaje (Volts)	1293
PIP (psi)	631	Amperaje (amp)	54
Pr (psi)	2655	Cable #	2
Pwf (psi)	671	OD Tubing(in)	3
Profundidad de Reservorio (ft)	10103	Peso Tubing (lb/ft)	6.5
Profundidad de Bomba (ft)	10005	OD Casing (in)	7
Profundidad de Casing (ft)	10170	Peso Casing (lb/ft)	26

Fuente: PETROAMAZONAS EP

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

Con los parámetros de pozo presentados en la tabla 2.35 el software WellFlo, generó la curva IPR proporcionando información sobre el reservorio, mismo que presenta un caudal máximo de 257.6 BFPD y un índice de productividad de 0.10 BFPD/psi. El punto operativo del pozo trabaja a una presión de 693.72 psia, 120 psi cercana al punto de burbuja y con un caudal de 211 BFPD (ver figura 2.65).

FIGURA 2. 65 CURVAS INFLOW Y OUTFLOW CNO – 034



Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

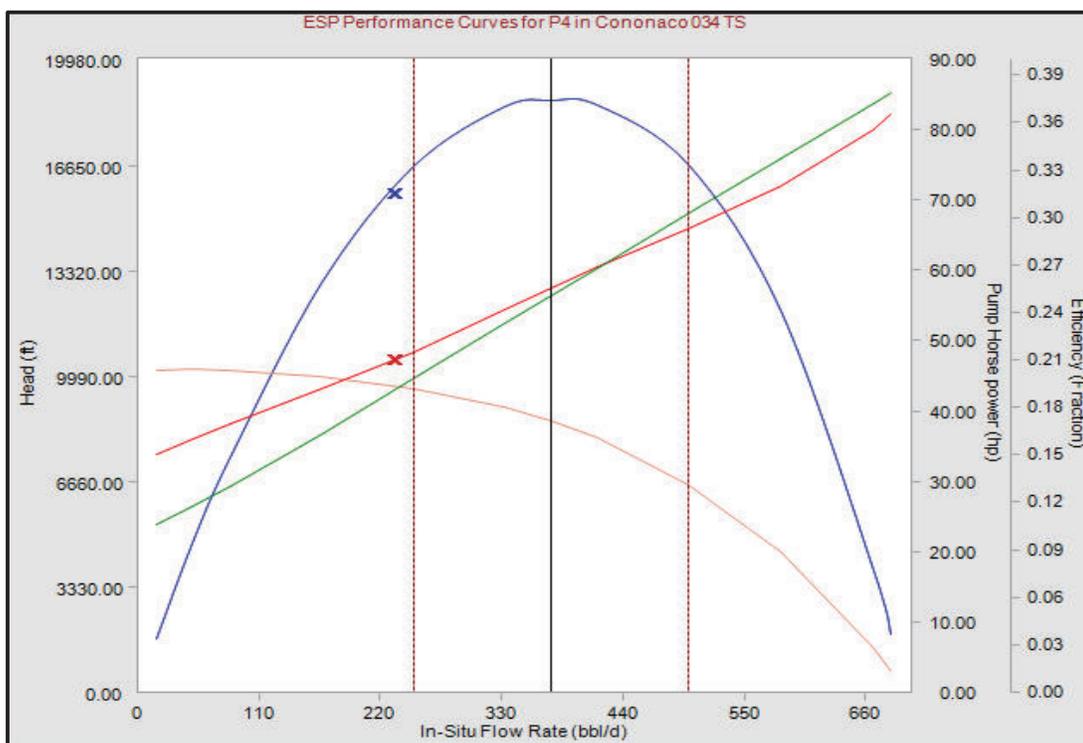
La curva de demanda tiene una irregularidad, y de acuerdo al diagrama de completación no se observa ninguna restricción en la completación del pozo que pueda causar esta deformidad, el pozo trabaja cerca de la presión de burbuja y este puede ser un factor importante a tomar en cuenta ya que cambia el patrón de flujo en el fluido y este puede ser el origen de esta irregularidad en la curva de demanda.

Las curvas de comportamiento de la bomba (ver figura 2.66), indican que el equipo está trabajando en downthrust por debajo del rango mínimo de operación de la bomba cercano a 25 BFPD.

En su punto operativo la bomba tiene una presión intake de 650.7 psia, una presión de descarga de 4462 psia y un TDH de 9559 ft.

La bomba en poco tiempo de trabajo presenta un desgaste de 14% y la carga al motor es de 56%.

FIGURA 2. 66 CURVA DE DESEMPEÑO DE LA BOMBA P4



Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

El reporte con los resultados obtenidos al realizar el análisis nodal simulando las condiciones reales del pozo se detallan a continuación en la tabla 2.36.

TABLA 2. 36 RESULTADOS DEL ANÁLISIS NODAL POZO CNO – 034

REPORTE - POZO CNO 034						
J	AOF	Pwf	PIP	PDP	TDH	Motor Load
BFPD/psi	BFPD	psia	psia	psia	ft	Fracción
0.1	257.6	693.72	650.69	4461.97	9558.79	0.56

Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

2.12.17. ANÁLISIS DEL POZO CON 037D

El pozo Cononaco 037D es un pozo direccional que se perforó el 20/08/2013 donde se evaluó y disparó las formaciones Hollín Inferior y T Inferior, se decidió producir de las dos arenas en conjunto y en el mes de Febrero de 2014 se realiza

la única intervención registrada en el pozo, en este trabajo se aisló la arena Hollín Inferior y solo se produce de T Inferior con bombeo electrosumergible. El pozo trabaja bajo las condiciones de la tabla 2.37.

TABLA 2. 37 CONDICIONES DE POZO CNO – 037D

CNO 037D			
q (BFPD)	313	Tipo de Bomba	P8XH6
BSW	0.3	Etapas	360
GOR	9	Frecuencia (Hz)	50
Salinidad (ppm)	27128	Serie de Motor	450
API°	18.6	HP	135
Pwh (psi)	80	Voltaje (Volts)	1715
PIP (psi)	800	Amperaje (amp)	50
Pr (psi)	2746	Cable #	2
Pwf (psi)	1131	OD Tubing(in)	4
Profundidad de Reservorio (ft)	10564	Peso Tubing (lb/ft)	9.3
Profundidad de Bomba (ft)	9753	OD Casing (in)	7; 9.625
Profundidad de Casing (ft)	10615	Peso Casing (lb/ft)	26; 47

Fuente: PETROAMAZONAS EP

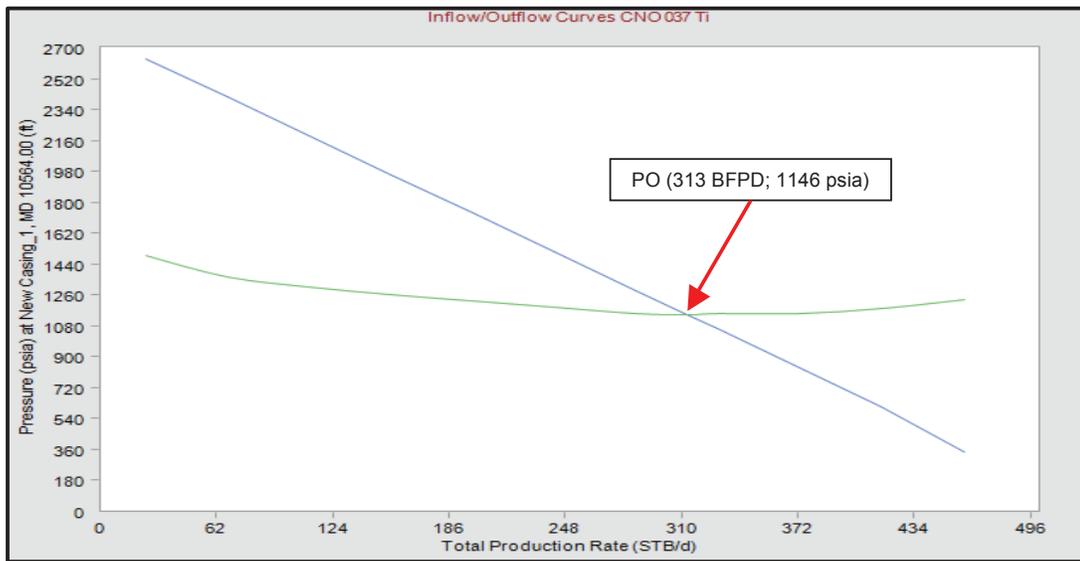
Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

Con las condiciones del pozo el software WellFlo generó la curva IPR, obteniéndose resultados sobre el reservorio como su caudal máximo AOF de 485 BFPD e índice de productividad de 0.19 BFPD/psi.

El punto operativo del pozo ubicado en la intersección de las curvas de oferta y demanda está a una presión de 1146 psia y un caudal de 313 BFPD (ver figura 2.67).

El comportamiento de la bomba mostrada en la figura 2.68 indica que el punto de operación se encuentra fuera del rango operativo óptimo de la bomba, bajo el valor mínimo para el caudal de operación de 460 BFPD, por lo tanto el equipo está trabajando bajo desgaste por downthrust, la eficiencia de la bomba es del 37% y opera con una presión intake de 803 psia, una presión de descarga de 4242 psia y un TDH de 8958 ft al cierre del estudio, la carga al motor es de 49%.

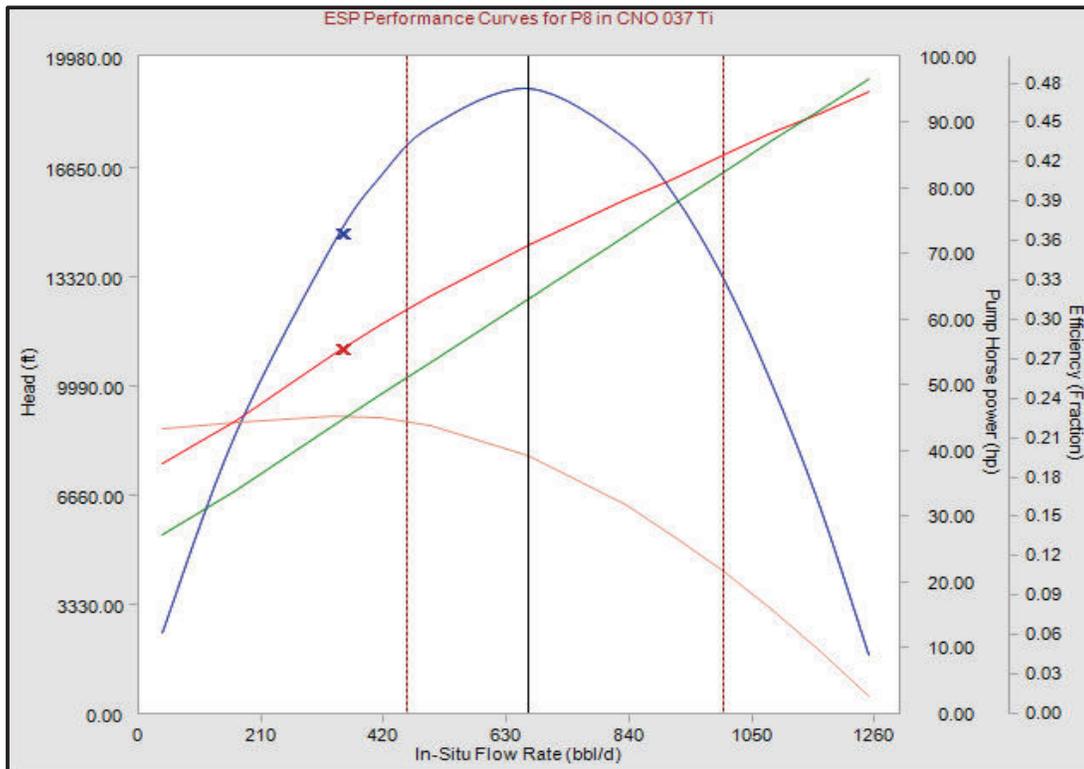
FIGURA 2. 67 CURVAS INFLOW Y OUTFLOW CNO – 037D



Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

FIGURA 2. 68 CURVA DE DESEMPEÑO DE LA BOMBA P8



Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

En la tabla 2.38 se presentan los resultados de la simulación realizada en el Software WellFlo.

TABLA 2. 38 RESULTADOS DEL ANÁLISIS NODAL POZO CNO – 037D

REPORTE - POZO CNO 037D						
J	AOF	Pwf	PIP	PDP	TDH	Motor Load
BFPD/psi	BFPD	psia	psia	psia	ft	Fracción
0.19	485	1146.01	803.7	4242.03	8958.1	0.49

Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

2.12.18. ANÁLISIS DEL POCO CON 038D

El pozo Cononaco 038 es un pozo direccional que fue perforado el 26/08/2014 y su completación se la realizó el 13/09/2014. Se disparó y evaluó la arena Hollín Superior para finalmente instalar una bomba electrosumergible. El pozo no registra ninguna intervención después de la completación inicial. A continuación en la tabla 2.39 se indican los parámetros de pozo.

TABLA 2. 39 CONDICIONES DE POZO CNO – 038D

CNO 038D			
q (BFPD)	150	Tipo de Bomba	FLEX 10
BSW	0.01	Etapas	327
GOR	33	Frecuencia (Hz)	56
Salinidad (ppm)	20000	Serie de Motor	450
API°	32.8	HP	132
Pwh (psi)	25	Voltaje (Volts)	1370
PIP (psi)	465	Amperaje (amp)	64
Pr (psi)	4095.8	Cable #	2
Pwf (psi)	600.1	OD Tubing(in)	4
Profundidad de Reservorio (ft)	10768	Peso Tubing (lb/ft)	9.3
Profundidad de Bomba (ft)	10403	OD Casing (in)	7; 9.625
Profundidad de Casing (ft)	10921	Peso Casing (lb/ft)	26; 47

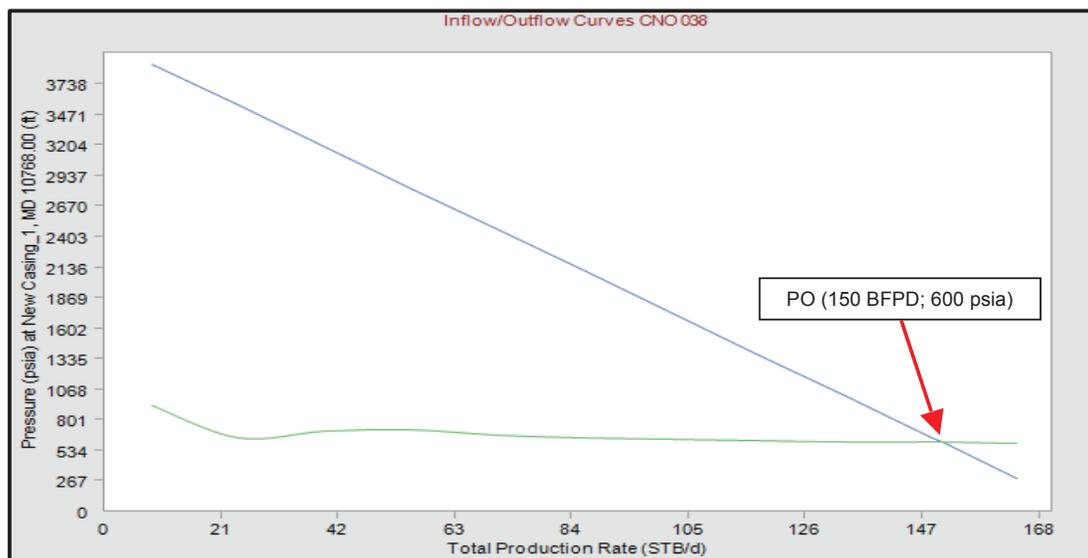
Fuente: PETROAMAZONAS EP

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

La curva IPR generada bajo las condiciones de pozo por el software WellFlo, indicó un caudal máximo AOF de 172.8 BFPD y un índice de productividad del

reservorio de 0.0429 BFPD/psi (ver figura 2.69). La intersección entre las curvas de oferta y demanda indicaron el punto de operación a un caudal de 150 BFPD y una presión de 600 psia.

FIGURA 2. 69 CURVAS INFLOW Y OUTFLOW CNO – 038D



Fuente: Software WellFlo

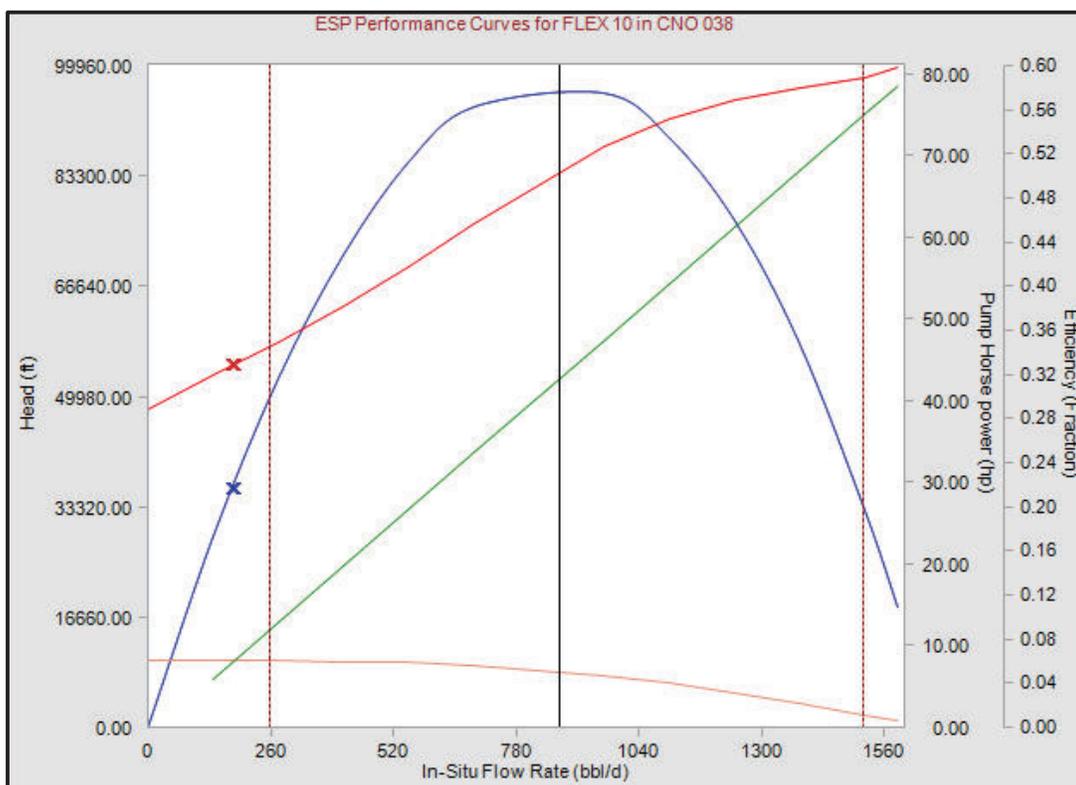
Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

El punto operativo del pozo se encuentra 430 psi sobre la presión de saturación, es decir se tiene un fluido libre de gas, la curva de demanda indicó una variación que puede ser provocada por el cambio en el patrón de flujo, considerando que el pozo no presenta alguna restricción mecánica.

En la figura 2.70 se muestra el comportamiento de la bomba que de acuerdo al punto operativo del pozo, la bomba opera a 125 BFPD del caudal mínimo a la izquierda de su rango operativo óptimo bajo efecto de downthrust, a una presión intake de 471 psia, una presión de descarga de 3650 psia, un TDH de 9941.92 y presenta un desgaste de 6%, la eficiencia de la bomba es de 23%, valor lejano al de su máxima eficiencia que es de 60% y con una carga al motor de 35%.

El reporte con los resultados obtenidos al realizar el análisis nodal simulando las condiciones reales del pozo se detallan a continuación en la tabla 2.40.

FIGURA 2. 70 CURVA DE DESEMPEÑO DE LA BOMBA FLEX 10



Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

TABLA 2. 40 RESULTADOS DEL ANÁLISIS NODAL POZO CNO – 038D

REPORTE - POZO CNO 038D						
J	AOF	Pwf	PIP	PDP	TDH	Motor Load
BFPD/psi	BFPD	psia	psia	psia	ft	Fracción
0.0429	172.8	600.71	471.58	3650.88	9941.92	0.35

Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

2.12.19. ANÁLISIS DEL POZO CNO 047D

El pozo Cononaco 047D es un pozo direccional y se perforó el 19/11/2010, inicialmente su actividad productiva fue de Hollín Inferior y Superior mediante bombeo electrosumergible, más tarde en el mes de diciembre del mismo año debido al alto corte de agua se decidió cerrar Hollín Inferior y se empezó a

producir solo de Hollín Superior hasta Enero de 2013 que se aisló esta zona y se produjo de T inferior con el mismo tipo de levantamiento. El pozo registra en total 5 intervenciones o workover, siendo la última el 04/06/2014 para cambio de la bomba. A continuación en la tabla 2.41 se indican los parámetros de pozo.

TABLA 2. 41 CONDICIONES DE POZO CNO – 047D

CNO 047D			
q (BFPD)	364	Tipo de Bomba	FLEX10
BSW	0.02	Etapas	327
GOR	94	Frecuencia (Hz)	52
Salinidad (ppm)	2841	Serie de Motor	450
API°	18.6	HP	135
Pwh (psi)	70	Voltaje (Volts)	1715
PIP (psi)	744	Amperaje (amp)	50
Pr (psi)	2202.3	Cable #	2
Pwf (psi)	814	OD Tubing(in)	4
Profundidad de Reservorio (ft)	10767	Peso Tubing (lb/ft)	9.3
Profundidad de Bomba (ft)	10595	OD Casing (in)	7; 9.625
Profundidad de Casing (ft)	10900	Peso Casing (lb/ft)	26; 47

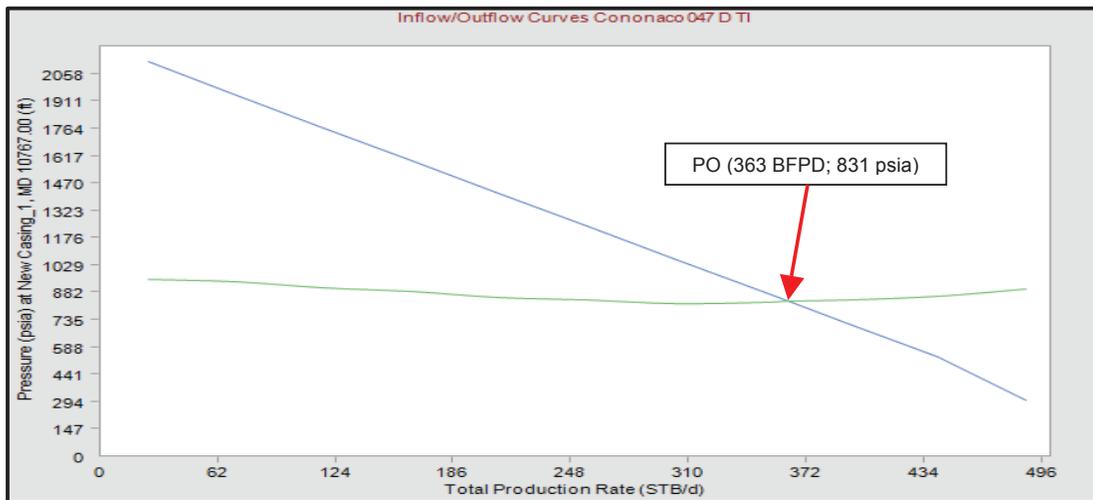
Fuente: PETROAMAZONAS EP

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

Bajo las condiciones del pozo el software WellFlo generó la curva IPR mostrando un caudal máximo AOF de 513 BFPD y un índice de productividad 0.26 BFPD/psi. El punto operativo para el pozo se encuentra a 265 psi sobre la presión de saturación, siendo sus valores de presión de 831 psia y caudal de 363 BFPD (ver figura 2.71).

El análisis del comportamiento de la bomba se presenta en la figura 2.72 donde se observó que el punto operativo para el pozo se encuentra dentro del rango permitido para el equipo, el software mostró que la bomba no tiene ningún problema de operación o nivel de desgaste, y está operando con una presión intake de 766 psia, una presión de descarga de 4008 psi y un TDH 8750 ft, la eficiencia de la bomba es de 41%, es decir 10% menos de la eficiencia máxima y la carga al motor se estima en 48%.

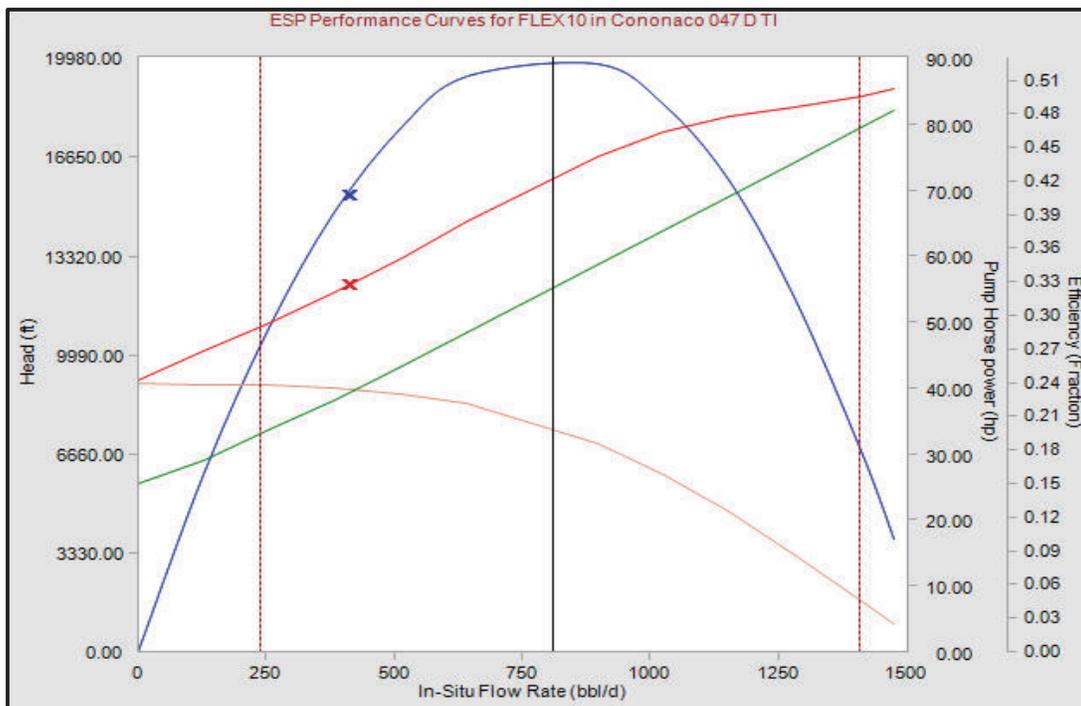
FIGURA 2. 71 CURVAS INFLOW Y OUTFLOW CNO – 047D



Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

FIGURA 2. 72 CURVA DE DESEMPEÑO DE LA BOMBA FLEX 10



Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

El reporte con los resultados obtenidos al realizar el análisis nodal simulando las condiciones reales del pozo se detallan a continuación en la tabla 2.42.

TABLA 2. 42 RESULTADOS DEL ANÁLISIS NODAL POZO CNO – 047D

REPORTE - POZO CNO 047D						
J	AOF	Pwf	PIP	PDP	TDH	Motor Load
BFPD/psi	BFPD	psia	psia	psia	ft	Fracción
0.26	513	831.31	766.3	4008.6	8750.88	0.48

Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

2.12.20. ANÁLISIS DEL POZO CNO 048D

El pozo Cononaco 048D es un pozo direccional perforado en Mayo del año 2010 y produce de la arena T Inferior por bombeo electrosumergible, en el mes de Enero del año 2014 se registró su primera intervención donde se cambió la bomba por una de menor capacidad y en adición se repunzonó la zona de interés. El pozo después de estos trabajos al cierre del estudio opera bajo las condiciones de la tabla 2.43.

TABLA 2. 43 CONDICIONES DE POZO CNO – 048D

CNO 048D			
q (BFPD)	629	Tipo de Bomba	D800N
BSW	0.38	Etapas	300
GOR	94	Frecuencia (Hz)	60
Salinidad (ppm)	14195	Serie de Motor	562
API°	18.6	HP	150
Pwh (psi)	110	Voltaje (Volts)	2300
PIP (psi)	1123	Amperaje (amp)	30,9
Pr (psi)	2202.3	Cable #	2
Pwf (psi)	1150	OD Tubing(in)	4
Profundidad de Reservorio (ft)	10992	Peso Tubing (lb/ft)	9.3
Profundidad de Bomba (ft)	10925	OD Casing (in)	7; 9.625
Profundidad de Casing (ft)	11278	Peso Casing (lb/ft)	26; 47

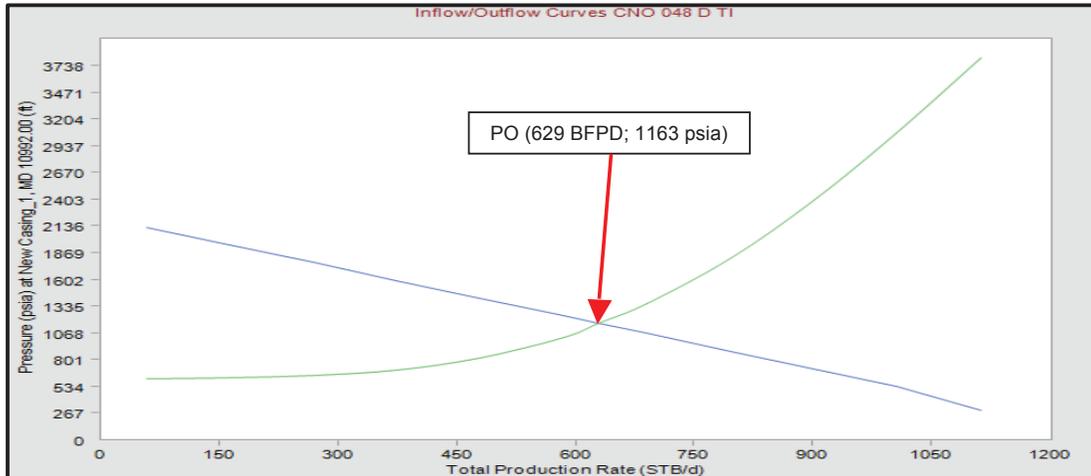
Fuente: PETROAMAZONAS EP

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

El software WellFlo simuló las condiciones del pozo y generó la curva IPR, donde se tiene valores de caudal máximo de 1171 BFPD e índice de productividad del reservorio de 0.6 PFPD/psi. La intersección de las curvas de oferta y demanda

generaron el punto operativo para el pozo a una presión de 1163 psia y un caudal de 629 BFPD (ver figura 2.73).

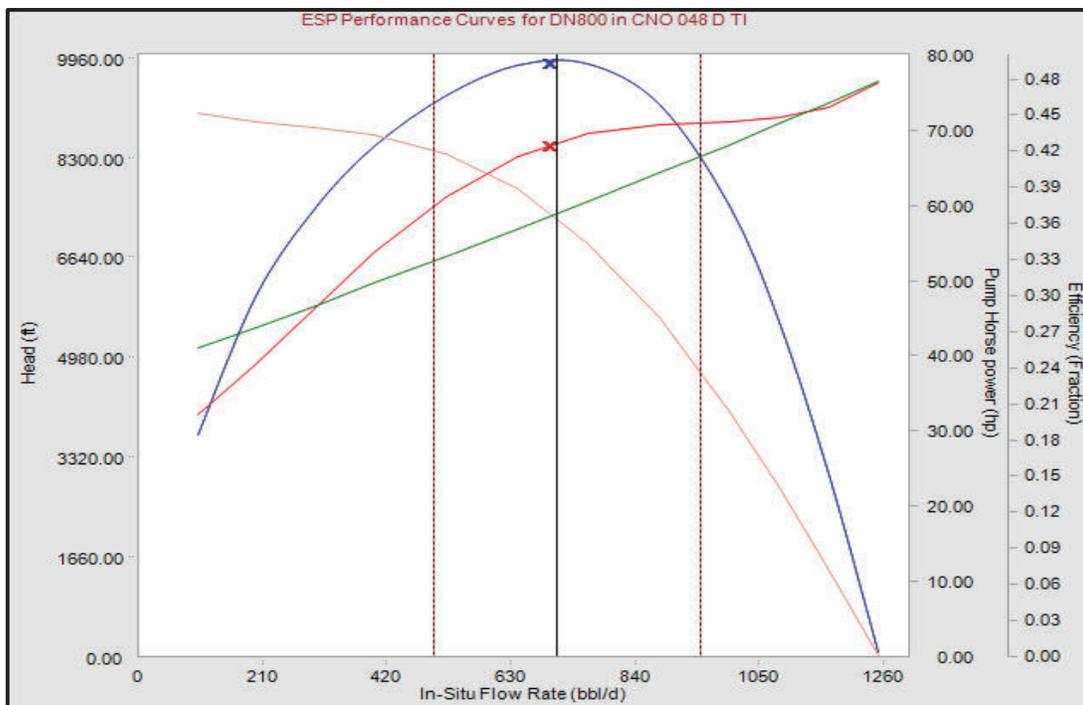
FIGURA 2. 73 CURVAS INFLOW Y OUTFLOW CNO – 048D



Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

FIGURA 2. 74 CURVA DE DESEMPEÑO DE LA BOMBA DN800



Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

El comportamiento de la bomba para el punto de operación se ubicó dentro del rango de operación óptimo de la bomba en su punto de máxima eficiencia a 49%, con una presión intake de 1139 psia, una presión de descarga de 3971 psia y un TDH de 7324 ft (ver figura 2.74). El desgaste de la bomba es mínimo, por lo tanto se encuentra operando sin problemas y la carga al motor es de 45%.

El reporte con los resultados obtenidos al realizar el análisis nodal simulando las condiciones reales del pozo se detallan a continuación en la tabla 2.44.

TABLA 2. 44 RESULTADOS DEL ANÁLISIS NODAL POZO CNO – 048D

REPORTE - POZO CNO 048D						
J	AOF	Pwf	PIP	PDP	TDH	Motor Load
BFPD/psi	BFPD	psia	psia	psia	ft	Fracción
0.6	1171	1163.8	1139.11	3971.63	7324.16	0.45

Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

2.12.21. ANÁLISIS DEL POZO CNO 049D

El pozo Cononaco 049 es un pozo direccional que fue perforado el 17/09/2013 y se completó en Octubre del año 2013, el pozo es relativamente nuevo y su primera etapa productiva la realizó de la arena Hollín Superior, mas tarde en el mes de Marzo de 2014 se registra una sola intervención o workover donde se aisló Hollín Superior y se decidió realizar una fractura hidráulica a T Inferior e instalar un equipo electrosumergible para producir esta arena. El pozo opera bajo las condiciones de la tabla 2.45.

El software WellFlo modeló el comportamiento del pozo y generó la curva IPR, donde a parte del punto operativo del pozo ubicado a una presión de 1315 psia y un caudal de 484 BFPD, se obtuvo el caudal máximo AOF de 838 BFPD y su índice de productividad 0.34 BFPD/psi.

En la r figura 2.75 se detalla gráficamente los resultados obtenidos.

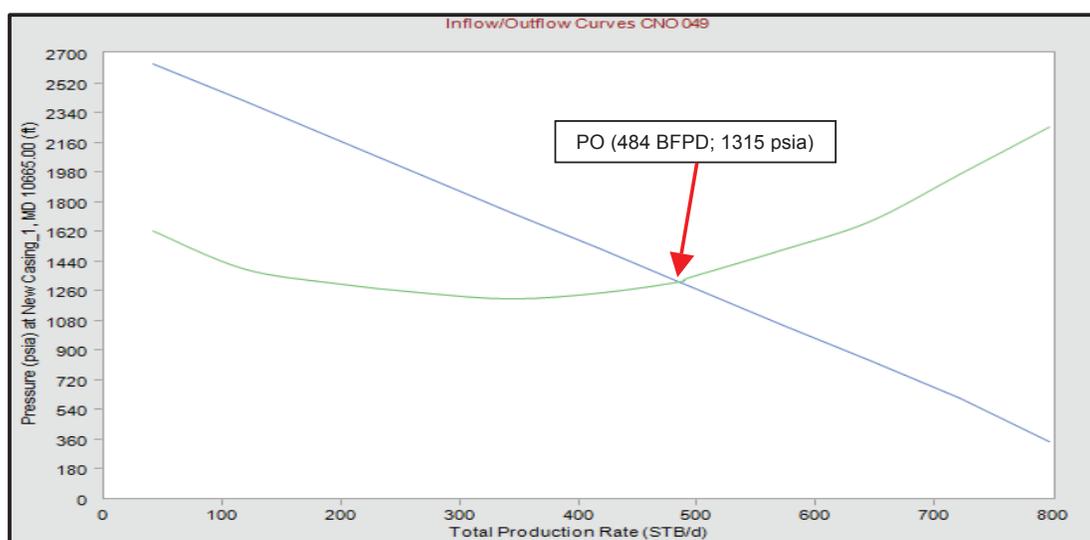
TABLA 2. 45 CONDICIONES DE POZO CNO – 049D

CNO 049D			
q (BFPD)	484	Tipo de Bomba	P8XH6
BSW	0.89	Etapas	359
GOR	94	Frecuencia (Hz)	51
Salinidad (ppm)	2500	Serie de Motor	562
API°	18.6	HP	152
Pwh (psi)	76	Voltaje (Volts)	2325
PIP (psi)	119	Amperaje (amp)	40
Pr (psi)	2746	Cable #	4
Pwf (psi)	1302	OD Tubing(in)	4
Profundidad de Reservorio (ft)	10665	Peso Tubing (lb/ft)	9.3
Profundidad de Bomba (ft)	10408	OD Casing (in)	7; 9.625
Profundidad de Casing (ft)	10780	Peso Casing (lb/ft)	26; 47

Fuente: PETROAMAZONAS EP

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

FIGURA 2. 75 CURVAS INFLOW Y OUTFLOW CNO – 049D



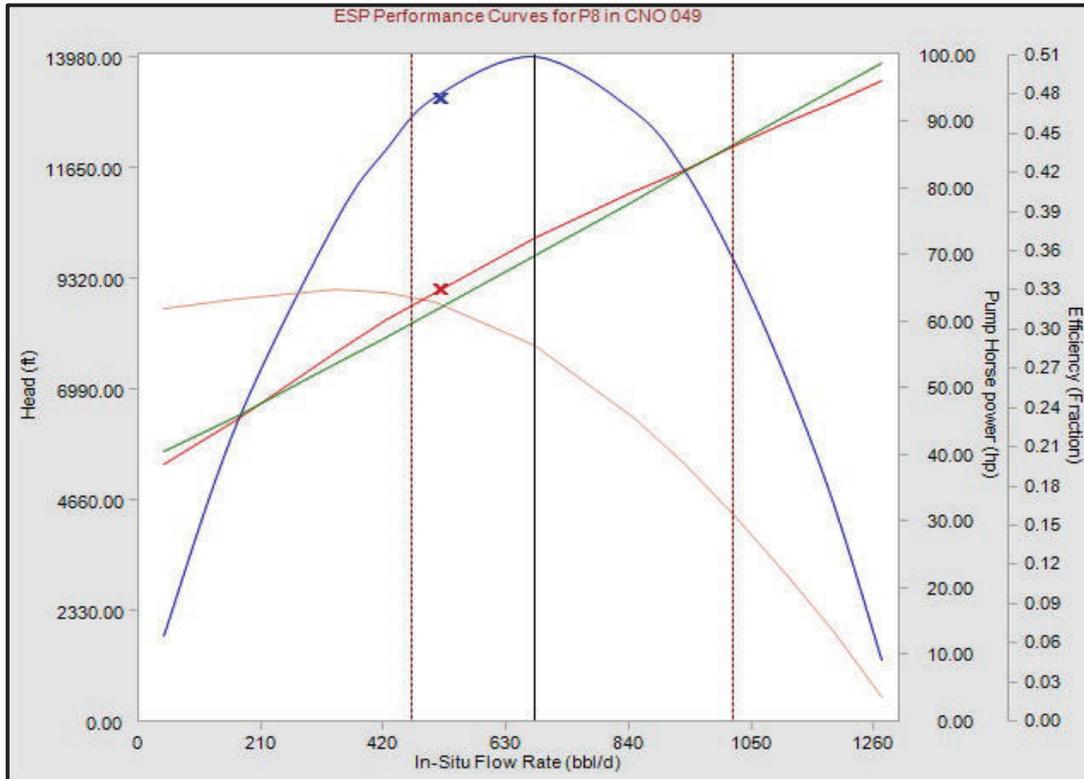
Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

El comportamiento de la bomba muestra que el punto de operación se encuentra dentro del rango operativo aceptable para la bomba y no presenta desgaste. La bomba trabaja a una eficiencia de 48 % cercana a su máximo de 51 %, como se indica en la figura 2.76. El punto de operación se encuentra a 40 barriles sobre el rango mínimo de operación, operando a una presión intake de 1200 psia y una

presión de descarga de 4737 psia y un TDH de 8694 ft, con una carga al motor de 50%.

FIGURA 2. 76 CURVA DE DESEMPEÑO DE LA BOMBA P8



Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

El reporte con los resultados obtenidos al realizar el análisis nodal simulando las condiciones reales del pozo se detallan a continuación en la tabla 2.46.

TABLA 2. 46 RESULTADOS DEL ANÁLISIS NODAL POZO CNO – 049D

REPORTE - POZO CNO 049D						
J	AOF	Pwf	PIP	PDP	TDH	Motor Load
BFPD/psi	BFPD	psia	psia	psia	ft	Fracción
0.34	838	1315.88	1200.86	4737.19	8694.63	0.5

Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

2.12.22. ANÁLISIS DEL POZO CNO 050D

El pozo Cononaco 050D es un pozo direccional y es un pozo relativamente nuevo que fue perforado y completado el 18/12/2013, el pozo produce de la arena U Superior y registró una intervención donde se realizó un fracturamiento hidráulico a la zona de interés y posteriormente se bajo la bomba electrosumergible, su primer workover se realizó el 14 de Mayo de 2014 y el pozo trabaja bajo las siguientes condiciones (ver tabla 2.47).

TABLA 2. 47 CONDICIONES DE POZO CNO – 050D

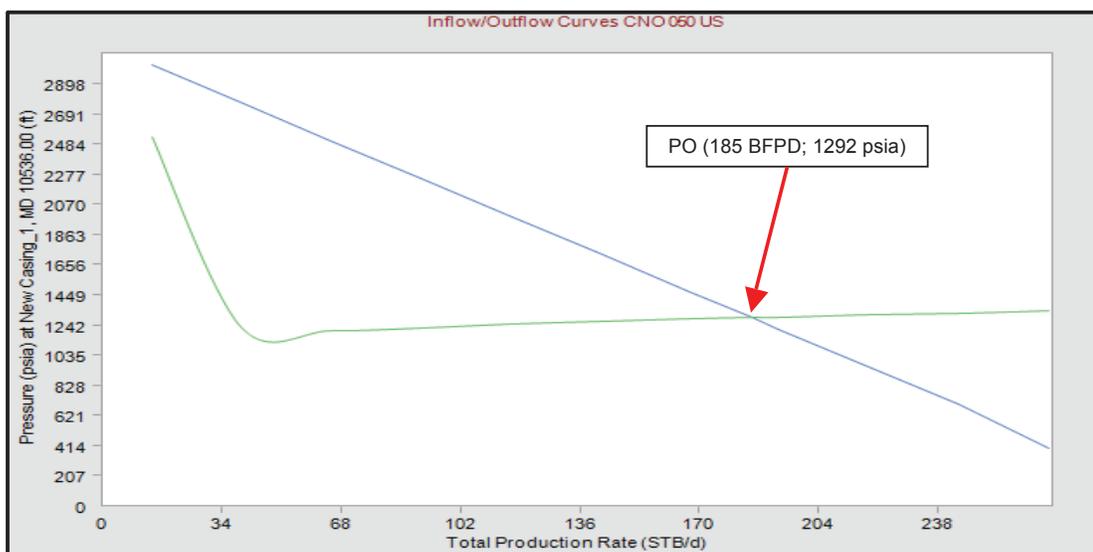
CNO 050D			
q (BFPD)	184	Tipo de Bomba	FLEX 10
BSW	0.12	Etapas	238
GOR	56	Frecuencia (Hz)	59
Salinidad (ppm)	33619	Serie de Motor	450
API°	15.1	HP	102
Pwh (psi)	70	Voltaje (Volts)	1293
PIP (psi)	1203	Amperaje (amp)	54
Pr (psi)	3156	Cable #	2
Pwf (psi)	1286	OD Tubing(in)	4
Profundidad de Reservorio (ft)	10508	Peso Tubing (lb/ft)	9.3
Profundidad de Bomba (ft)	10336	OD Casing (in)	7; 9.625
Profundidad de Casing (ft)	10536	Peso Casing (lb/ft)	26; 47

Fuente: PETROAMAZONAS EP

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

Bajo las condiciones del pozo el software generó la curva IPR donde se obtuvo resultados de caudal máximo e índice de productividad del pozo, así se tuvo un AOF de 283.5 BFPD y un J de 0.09 BFPD/psi. El punto operativo está 657 psi sobre la presión de saturación y presenta un valor de presión de 1292 psia y un caudal de 185 BFPD, por consiguiente el pozo trabaja con un fluido libre de presencia de gas. La curva de demanda presenta un cambio en su pendiente, hasta estabilizarse lo que se puede interpretar como un cambio en la pérdida de presión durante el transporte del fluido hacia la superficie (ver figura 2.77).

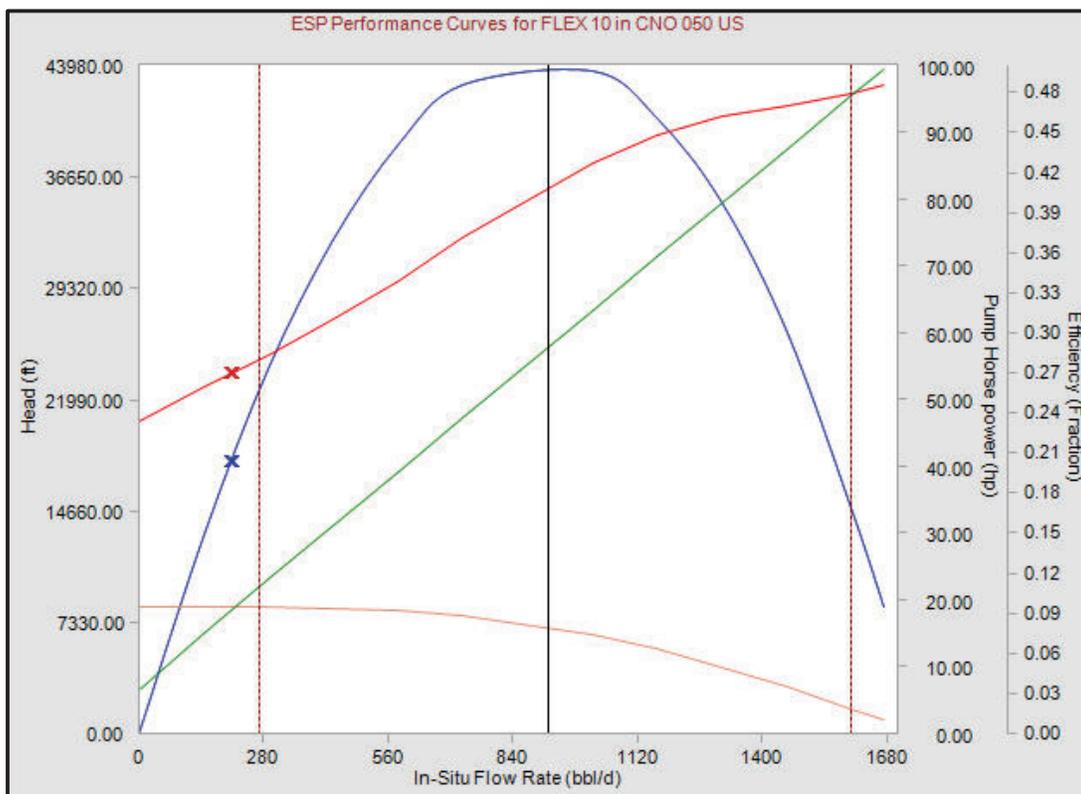
FIGURA 2. 77 CURVAS INFLOW Y OUTFLOW CNO – 050D



Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

FIGURA 2. 78 CURVA DE DESEMPEÑO DE LA BOMBA FLEX 10



Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

Las curvas de comportamiento de la bomba con las condiciones de trabajo del pozo (ver figura 2.78), indican que el punto operativo está a 90 barriles de fluido por debajo del límite mínimo del rango óptimo de operación de la bomba trabajando bajo desgaste en downthrust, con presión intake de 1213 psia y una presión de descarga 4365 psia y un TDH de 8231 ft. El software indica que la bomba tiene un pequeño desgaste que pudo haberse originado por el poco caudal que aporta el pozo y mantiene una eficiencia de 28% y una carga al motor de 54%.

El reporte con los resultados obtenidos al realizar el análisis nodal simulando las condiciones reales del pozo se detallan a continuación en la tabla 2.48.

TABLA 2. 48 RESULTADOS DEL ANÁLISIS NODAL POZO CNO – 050D

REPORTE - POZO CNO 050D						
J	AOF	Pwf	PIP	PDP	TDH	Motor Load
BFPD/psi	BFPD	psia	psia	psia	ft	Fracción
0.09	283.5	1292.39	1213.11	4365.63	8231.76	0.54

Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

2.12.23. ANÁLISIS DEL POZO RMY 001

El pozo Rumiyacu 001 se perforó el 28 de Noviembre del año 1982 y se disparó todas las zonas posibles entre estas Hollín Superior, T, U, G-2, Caliza y Basal Tena para así finalmente empezar a producir de G-2, mas tarde evalúan todas las arenas y cambian la zona de producción a Hollín por flujo natural, en el mes de Diciembre del año 1983 se produce con bomba electrosumergible de la arena Hollín Superior. El pozo en total registra 8 intervenciones o workover, siendo la última el 19/02/2012 para cambio en la completación por un posible tapón desasentado y se bajó un equipo BES para producir de U inferior.

A continuación en la tabla 2.49 se indican los parámetros de pozo.

TABLA 2. 49 CONDICIONES DE POZO RMY- 001

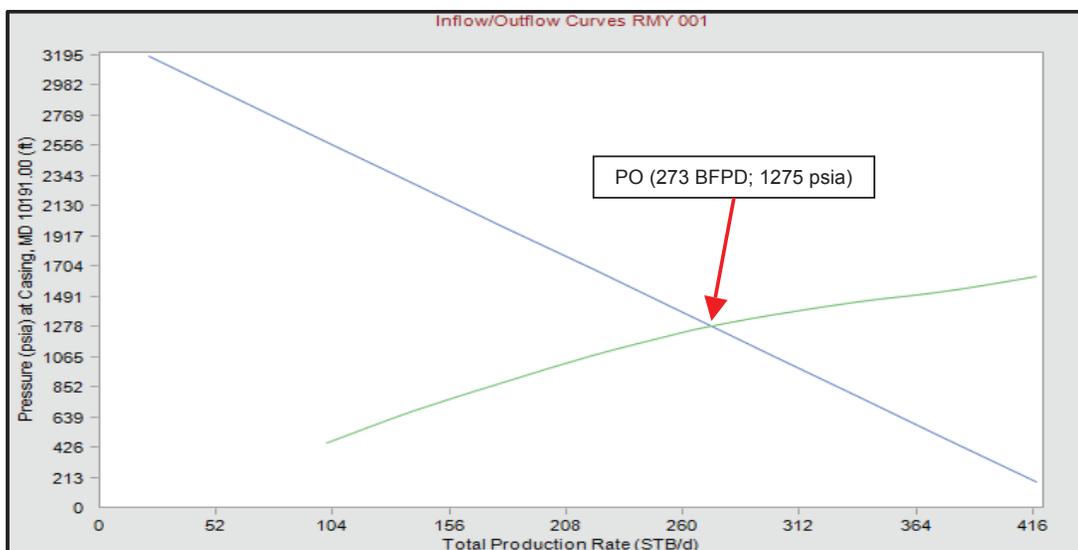
RMY 001			
q (BFPD)	272	Tipo de Bomba	DN 460
BSW	0.5	Etapas	251
GOR	56	Frecuencia (Hz)	61
Salinidad (ppm)	3100	Serie de Motor	400
API°	15.1	HP	156
Pwh (psi)		Voltaje (Volts)	1535
PIP (psi)	1021	Amperaje (amp)	65
Pr (psi)	3330	Cable #	2
Pwf (psi)	1268	OD Tubing(in)	4
Profundidad de Reservorio (ft)	10191	Peso Tubing (lb/ft)	9.3
Profundidad de Bomba (ft)	9599	OD Casing (in)	7
Profundidad de Casing (ft)	10240	Peso Casing (lb/ft)	26

Fuente: PETROAMAZONAS EP

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

Bajo las condiciones presentadas el software WellFlo modeló el comportamiento del pozo y generó la curva IPR, que ofreció resultados como caudal máximo de 439 BFPD e índice de productividad de 0.13 BFPD/psi. El punto de operación simulado por el programa tiene una presión de 1275 psia, 640 psi sobre la presión de saturación y con un caudal de 273 BFPD (ver figura 2.79).

FIGURA 2. 79 CURVAS INFLOW Y OUTFLOW RMY – 001



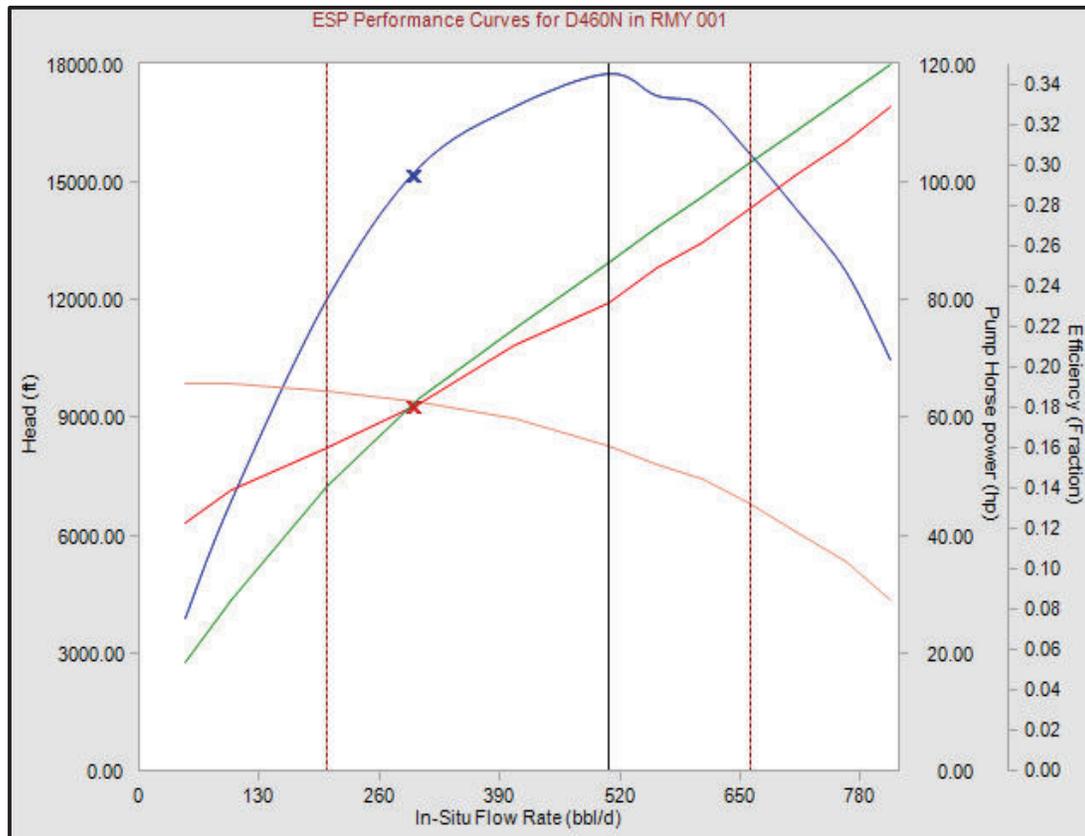
Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

En la figura 2.80 se muestra el gráfico con el comportamiento de la bomba bajo las condiciones del pozo. El resultado refleja que el punto operativo está 80 barriles sobre el rango mínimo, es decir opera dentro del rango operativo óptimo de la bomba a la izquierda de su eficiencia máxima.

La bomba tiene una presión intake de 1057 psia, una presión de descarga de 4673 psia y un TDH de 9379 ft. Es importante tener en cuenta que la bomba no presenta desgaste considerando el tiempo operativo y su eficiencia es de 30% y la carga al motor de 41%.

FIGURA 2. 80 CURVA DE DESEMPEÑO DE LA BOMBA D460N



Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

El reporte con los resultados obtenidos al realizar el análisis nodal simulando las condiciones reales del pozo se detallan a continuación en la tabla 2.50.

TABLA 2. 50 RESULTADOS DEL ANÁLISIS NODAL POZO RMY – 001

REPORTE - POZO RMY 001						
J	AOF	Pwf	PIP	PDP	TDH	Motor Load
BFPD/psi	BFPD	psia	psia	psia	ft	Fracción
0.13	439	1275.7	1057.4	4673.35	9379.73	0.41

Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

2.12.24. ANÁLISIS DEL POZO RMY 002

El pozo Rumiyacu 002 es un pozo direccional que se perforó el 11/11/2012, es un pozo nuevo respecto a los demás pozos del campo Rumiyacu, inicialmente produjo de la arena Hollín Superior con sistema de levantamiento artificial por bombeo electrosumergible hasta la primera intervención o workover, en el año 2013 se decidió cambiar de zona a T Inferior. En total el pozo tiene 3 trabajos de workover y el último realizado el 31/12/2013 se reparó el equipo BES instalado con el fin de recuperar la producción. El pozo a la fecha del cierre del estudio presenta las condiciones de la tabla 2.51.

TABLA 2. 51 CONDICIONES DE POZO RMY– 002

RMY 002			
q (BFPD)	287	Tipo de Bomba	P12XH6
BSW	0.33	Etapas	330
GOR	94	Frecuencia (Hz)	54
Salinidad (ppm)	11101	Serie de Motor	400
API°	18.6	HP	165
Pwh (psi)	11	Voltaje (Volts)	2133
PIP (psi)	450	Amperaje (amp)	46
Pr (psi)	3710	Cable #	2
Pwf (psi)	539	OD Tubing(in)	4
Profundidad de Reservorio (ft)	10705	Peso Tubing (lb/ft)	9.3
Profundidad de Bomba (ft)	10487	OD Casing (in)	7; 9.625
Profundidad de Casing (ft)	11017	Peso Casing (lb/ft)	26; 47

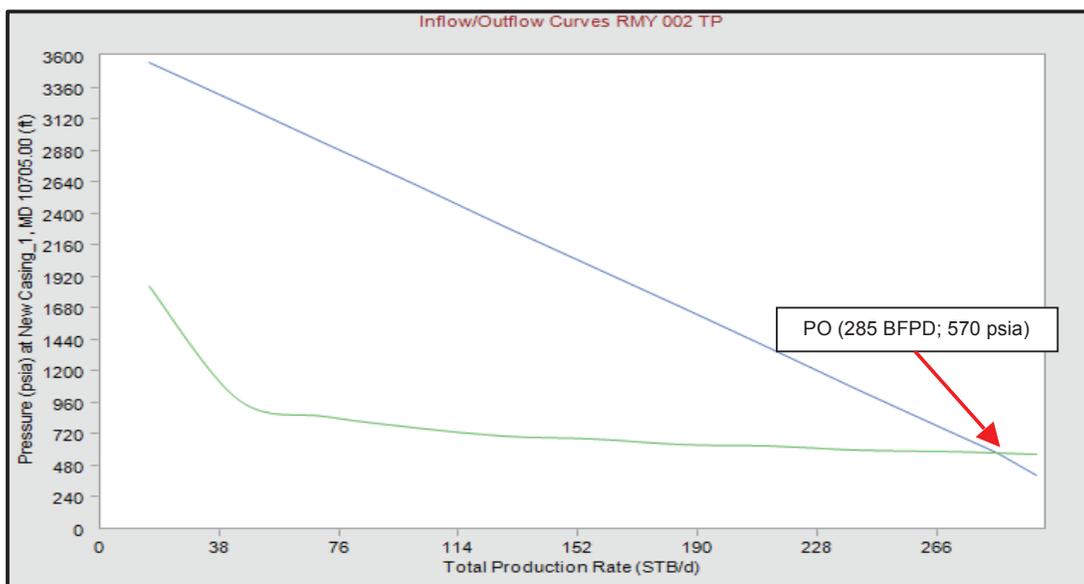
Fuente: PETROAMAZONAS EP

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

En base a las condiciones del pozo el software WellFlo generó la curva IPR y arrojó los siguientes resultados como: caudal máximo de 313 BFPD y un índice de productividad de 0.09 BFPD/psi.

Las curvas de oferta y demanda indican un punto operativo con un caudal de 285 BFPD y una presión de 570 psia, esto indica que la presión en la boca del reservorio está a 5 psi de la presión de saturación, lo que puede causar problemas en la operación de la bomba (ver figura 2.81).

FIGURA 2. 81 CURVAS INFLOW Y OUTFLOW RMY – 002



Fuente: Software WellFlo

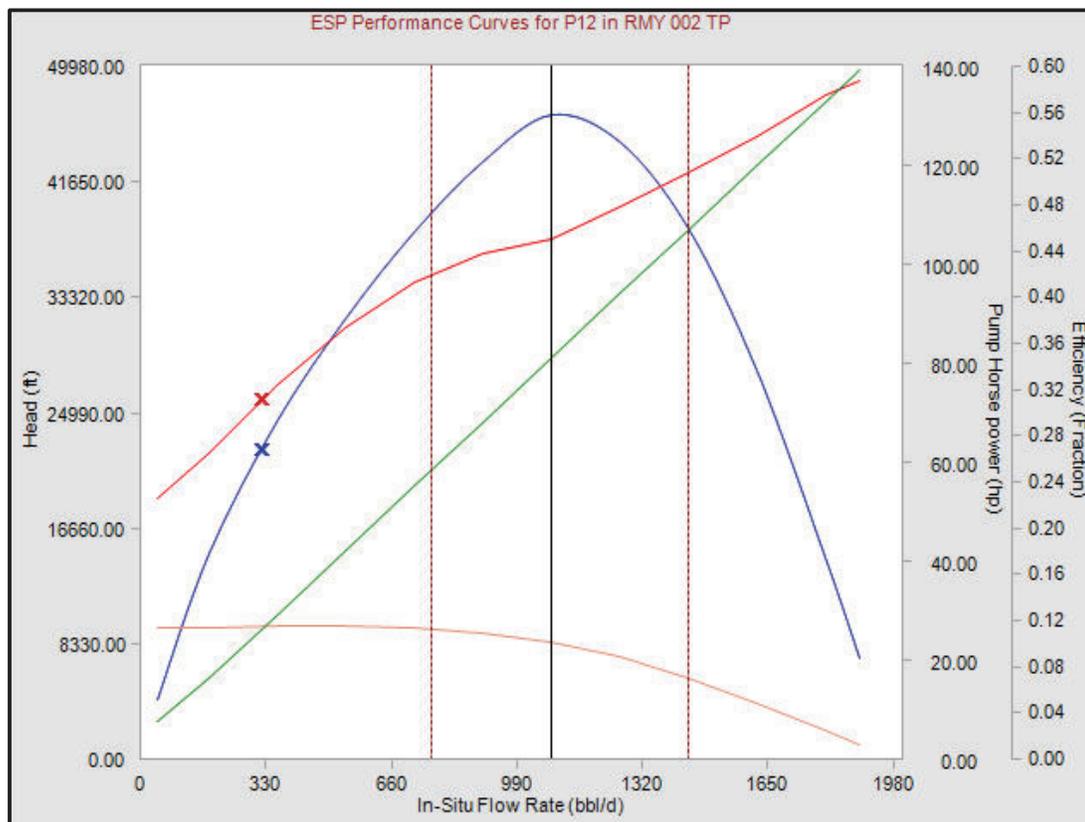
Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

El comportamiento de la bomba simulado por el software (ver figura 2.82), ubicó el punto operativo 430 BFPD fuera del rango óptimo de operación hacia la izquierda del rango mínimo operativo, es decir la bomba está operando bajo desgaste downthrust.

El equipo opera a una presión intake de 483 psia, una presión de descarga de 4078 psia y un TDH de 9430 ft. Se observó que la presión intake es menor que la presión de burbuja por lo tanto el fluido en este punto debe tener presencia de gas.

La eficiencia de la bomba se registra a la mitad de eficiencia máxima siendo 32% el valor actual, la carga al motor es de 45%.

FIGURA 2. 82 CURVA DE DESEMPEÑO DE LA BOMBA P12



Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

El reporte con los resultados obtenidos al realizar el análisis nodal simulando las condiciones reales del pozo se detallan a continuación en la tabla 2.52.

TABLA 2. 52 RESULTADOS DEL ANÁLISIS NODAL POZO RMY – 002

REPORTE - POZO RMY 002						
J	AOF	Pwf	PIP	PDP	TDH	Motor Load
BFPD/psi	BFPD	psia	psia	psia	ft	Fracción
0.09	313	570.61	483.39	4078.44	9439.48	0.45

Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

2.12.25. ANÁLISIS DEL POZO RMY 004

El pozo Rumiyacu 004 es un pozo direccional que fue perforado en el mes de Abril del año 2013 y completado finalmente el 12 de Mayo del mismo año, en el pozo se disparó las arenas T Inferior y Hollín Superior para finalmente producir solo de Hollín Superior con bombeo electrosumergible.

A continuación en la tabla 2.53 se indican los parámetros de pozo.

TABLA 2. 53 CONDICIONES DE POZO RMY- 004

RMY 004			
q (BFPD)	874	Tipo de Bomba	P6X
BSW	0.8	Etapas	360
GOR	33	Frecuencia (Hz)	60
Salinidad (ppm)	1763	Serie de Motor	450
API°	32.8	HP	132
Pwh (psi)	16	Voltaje (Volts)	1370
PIP (psi)	2850	Amperaje (amp)	64
Pr (psi)	4640	Cable #	2
Pwf (psi)	3162	OD Tubing(in)	4
Profundidad de Reservorio (ft)	11345	Peso Tubing (lb/ft)	9.3
Profundidad de Bomba (ft)	10388	OD Casing (in)	7; 9.625
Profundidad de Casing (ft)	11394	Peso Casing (lb/ft)	26; 47

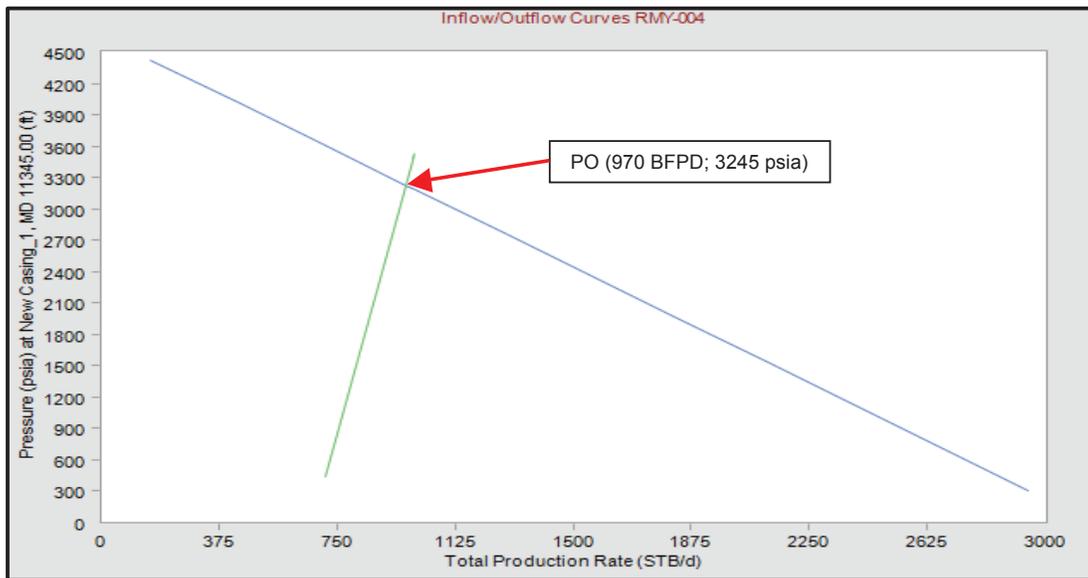
Fuente: PETROAMAZONAS EP

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

Las condiciones presentadas permitieron al software WellFlo modelar el comportamiento del pozo y así se generó la curva IPR, donde se identificó el caudal máximo de 3103 BFPD y el índice de productividad de 0.68 BFPD/ psi.

El pozo presenta una presión muy alta respecto a la presión de burbuja y una excelente capacidad de aporte de fluido. La intersección de la curva de oferta y demanda, muestran el punto operativo en un valor de presión de 3245 psia y caudal de 970 BFPD (ver figura 2.83).

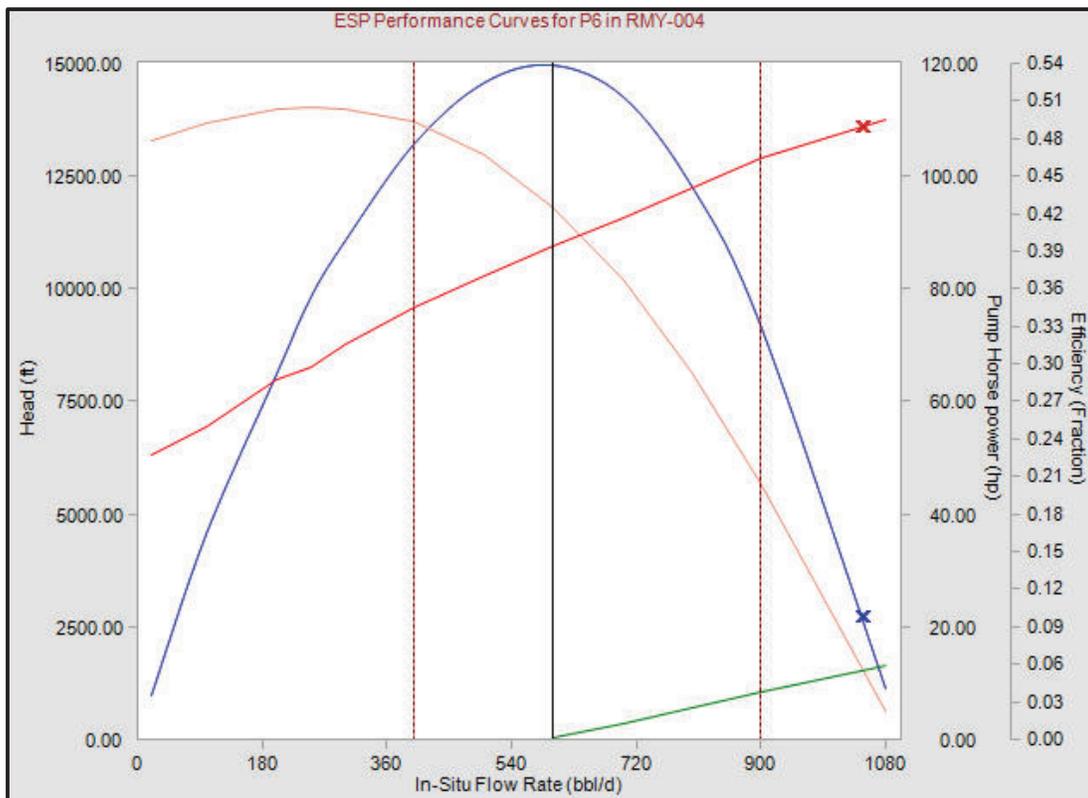
FIGURA 2. 83 CURVAS INFLOW Y OUTFLOW RMY – 004



Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

FIGURA 2. 84 CURVA DE DESEMPEÑO DE LA BOMBA P6



Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

El software modeló el desempeño de la bomba que se muestra en la figura 2.84, ante la buena capacidad del pozo el punto operativo se sitúa 70 BFPD a la derecha sobre el máximo rango óptimo de operación de la bomba de 900 BFPD, es decir la bomba trabaja bajo efecto de upthrust, con una presión intake de 2899 psia, una presión de descarga de 3500 psia y un TDH de 1528 ft.

La eficiencia de la bomba es 10% siendo un valor muy bajo al considerar que su máxima eficiencia se ubica a 54%, lo que evidencia que el equipo está mal seleccionado para las condiciones actuales de operación. La carga del motor es de 82% cercano a su límite máximo entre 90%.

El reporte con los resultados obtenidos al realizar el análisis nodal simulando las condiciones reales del pozo se detallan a continuación en la tabla 2.54.

TABLA 2. 54 RESULTADOS DEL ANÁLISIS NODAL POZO RMY – 004

REPORTE - POZO RMY 004						
J	AOF	Pwf	PIP	PDP	TDH	Motor Load
BFPD/psi	BFPD	psia	psia	psia	ft	Fracción
0.68	3103	3224.88	2899.24	3499.89	1528.19	0.82

Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

2.13. RESULTADOS ANÁLISIS NODAL DE LOS POZOS ESTUDIADOS

Mediante el uso del software WellFlo se realizó el análisis nodal en los pozos que operan bajo bombeo electrosumergible tanto del campo Cononaco y Rumiyacu en el cual se detalla condiciones actuales del reservorio y del equipo instalado.

A continuación en la tabla 2.55 se presenta un sumario con los resultados obtenidos como son: índice de productividad (J), caudal máximo (AOF), presión de fondo fluvente, presión intake, presión de descarga de la bomba, TDH y eficiencia del motor.

TABLA 2. 55 RESULTADOS DEL ANÁLISIS NODAL

Resultados Análisis Nodal para los Campos Cononaco – Rumiyacu							
Pozo	J	AOF	Pwf	PIP	PDP	TDH	Motor Load
	BFPD/psi	BFPD	psia	psia	psia	ft	Fracción
CNO 004	0.1442	580	1555	1169	3974	7566	0.28
CNO 008	0.2	808	919	832	3924	9140	0.5
CNO 009	0.1545	342	934	902	4114	8173	0.27
CNO 011 RE	1.77	7916	3272	1614	3395	4324	0.68
CNO 013	0.36	719	1106	1019	4394	9067	0.6
CNO 015	0.0748	166	491	471	4550	10881	0.41
CNO 020	0.2496	489	816	828	4596	9642	0.51
CNO 021 RE	0.078	354	652	584	366	8876	0.76
CNO 024	0.47	1156	1458	1403	4796	8496	0.73
CNO 025	0.155	445	534	506	4228	9860	0.48
CNO 027	0.1376	269	548	471	3863	8958	0.52
CNO 029	0.1492	666	875	778	4392	9423	0.38
CNO 030	0.5286	2361	2271	964	3599	6407	0.63
CNO 032	1.5	6857	3131	2155	3048	2168	0.45
CNO 033	0.83	3855	2656	1229	3482	5490	0.64
CNO 034	0.1	258	694	651	4462	9559	0.56
CNO 037	0.19	485	1146	804	4242	8958	0.49
CNO 038	0.0429	173	601	472	3651	9942	0.35
CNO 047	0.26	513	831	766	4009	8751	0.48
CNO 048	0.6	1171	1164	1139	3972	7324	0.45
CNO 049	0.34	838	1316	1201	4737	8695	0.5
CNO 050	0.09	284	1292	1213	4366	8232	0.54
RMY 001	0.13	439	1276	1057	4673	9380	0.41
RMY 002	0.09	313	571	483	4078	9439	0.45
RMY 004	0.68	3103	3225	2899	3500	1528	0.82

Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

CAPÍTULO III

DETERMINACIÓN DE LA MEJOR ALTERNATIVA DE PRODUCCIÓN

El análisis nodal desarrollado mediante la aplicación del software WellFlo simuló las condiciones reales de cada pozo y permitió evaluar el potencial real de cada yacimiento productor, con la interpretación de resultados de la curva IPR constituida por las curvas Inflow y Outflow, y la curva de desempeño de la bomba.

En este capítulo se presenta las alternativas para optimizar e incrementar la producción, de acuerdo a las características y parámetros de producción de los pozos, siendo la finalidad ajustar el caudal producido a un caudal que el yacimiento es capaz de aportar, para obtener el mayor beneficio económico del yacimiento y mantener niveles de producción de la manera más rentable posible, sin afectar la vida productiva del yacimiento.

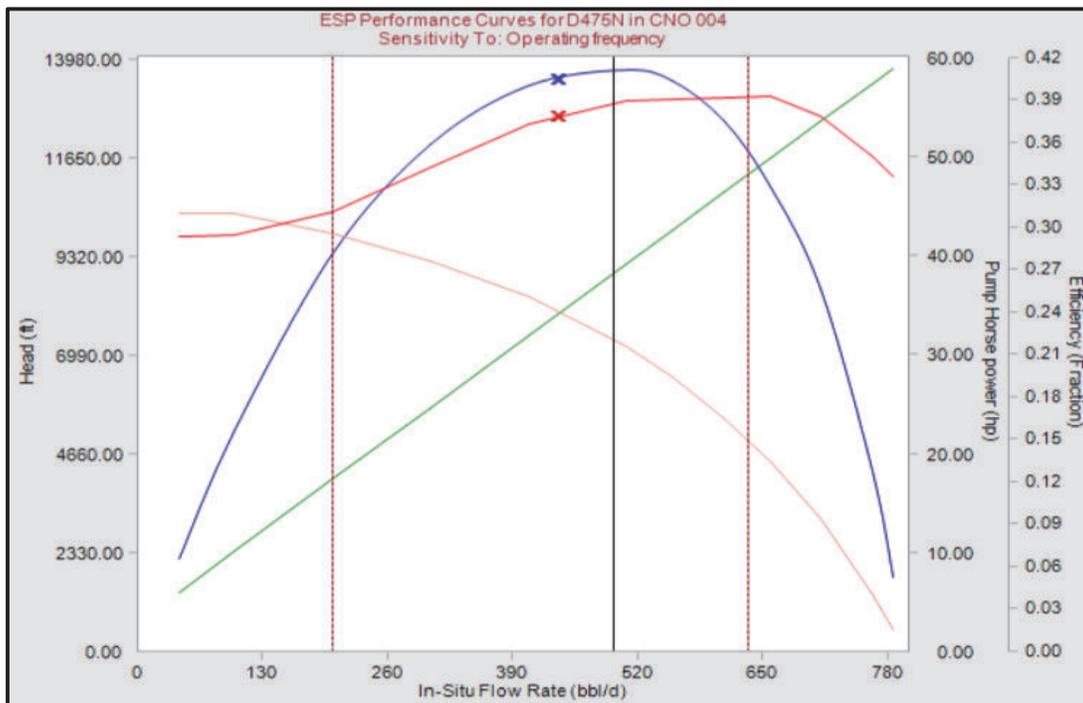
Las opciones para incrementar la producción dependiendo las características del pozo en estudio son: incremento de frecuencia, cambio de bomba BES y estimulación para remover el daño de formación.

3.1. OPTIMIZACIÓN POZO CNO 004

La bomba presenta un desgaste de 20% sin evidenciar problemas en su operación. La vía para optimizar este pozo consiste en simular un incremento de 59 a 61 Hz la frecuencia a la que trabaja el motor y acercar el punto operativo al rango de eficiencia óptimo en el funcionamiento de la bomba. La bomba trabajando a la frecuencia de 61 Hz levanta 395 BFPD lo que representa un incremento en la producción de petróleo de 11 BPPD.

En la figura 3.1 y tabla 3.1 se observa el funcionamiento de la bomba y los resultados obtenidos respectivamente.

FIGURA 3. 1 CURVA DE DESEMPEÑO DE LA BOMBA D475N EN CNO – 004 A 61 HZ



Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

TABLA 3. 1 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CNO – 004

Producción Actual		Producción Futura		Incremento
BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
371	163	395	174	11

Fuente: Software WellFlo

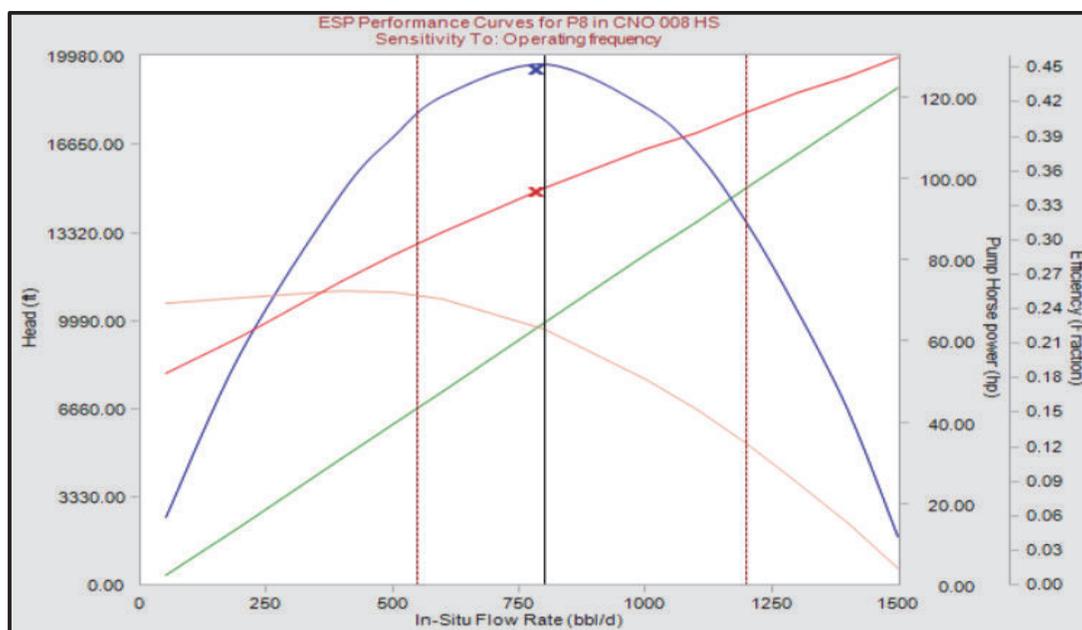
Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

3.2. OPTIMIZACIÓN POZO CNO 008

Al modelar y analizar el estado actual del pozo al cierre del estudio se considera como alternativa de producción el incremento de frecuencia de trabajo del motor a 60 Hz, debido a que su producción de 640 BFPD se acerca a su máximo AOF de 807.5 BFPD. Esta opción no pretende desestabilizar la buena producción del pozo y el buen comportamiento del equipo instalado donde la bomba maneja un caudal superior a 1000 BFPD. Al aumentar la frecuencia disminuye su presión de intake

a 646 psia es decir 176 psi factor a considerar para no llegar a la presión de saturación de 155 psi y trabajar con presencia de gas. En la figura 3.2 se observó el aumento de 2 Hz en la frecuencia de la bomba y los resultados de incremento de producción se presentan en la tabla 3.2.

FIGURA 3. 2 CURVA DE DESEMPEÑO DE LA BOMBA P8XH6 EN CNO – 008 A 60 HZ



Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

TABLA 3. 2 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CNO – 008

Producción Actual		Producción Futura		Incremento
BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
639	511.2	677	541.6	30.4

Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

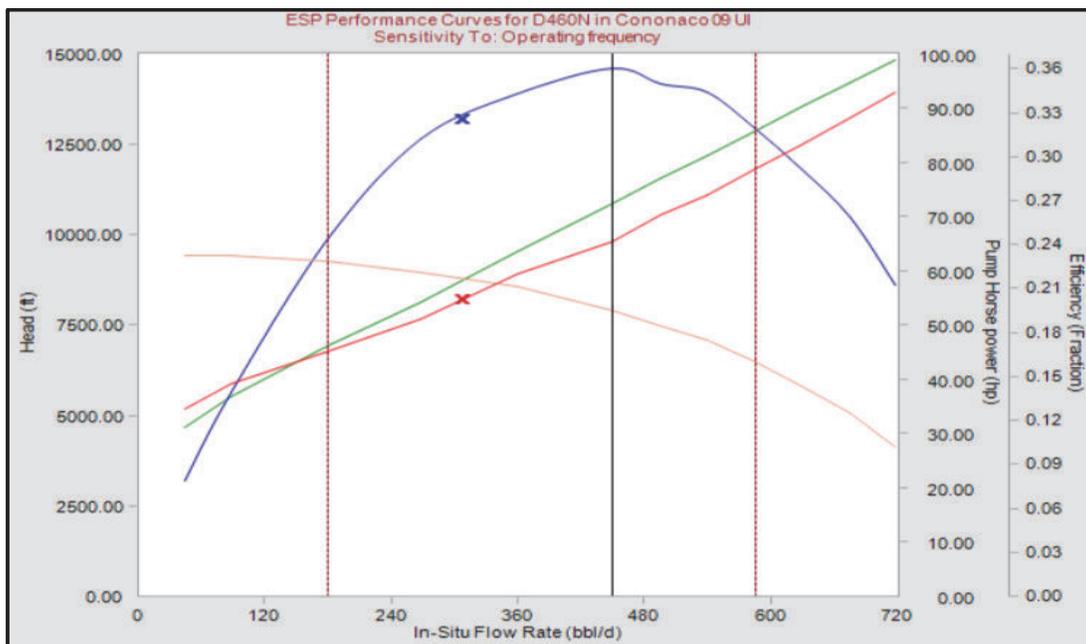
3.3. OPTIMIZACIÓN POZO CNO 009

Al simular las condiciones reales del pozo en el software WellFlo y posterior análisis de la curva IPR y la curva de desempeño de la bomba, se consideró que la mejor alternativa de producción consiste en incrementar la frecuencia de 52 a

54Hz, con el fin de mejorar el punto óptimo en la curva de comportamiento de la bomba e incrementar su eficiencia, así como incrementar el caudal de 243 BFPD a 277 BFPD a una presión de 675 psia lo que representa un incremento de 34 BFPD, se debe considerar que la presión de fondo fluente está a 86 psi sobre la presión de saturación que para el reservorio U Inferior es de 620 psi, es decir un mayor incremento en la frecuencia podría derivar en una mayor caída de presión y por ende generar problemas por la presencia de gas.

En la figura 3.3 y tabla 3.3 se muestran el comportamiento de la bomba y el incremento en la producción respectivamente.

FIGURA 3. 3 CURVA DE DESEMPEÑO DE LA BOMBA D460N EN CNO – 009 A 54 HZ



Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

TABLA 3. 3 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CNO – 009

Producción Actual		Producción Futura		Incremento
BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
243	170.1	277	193.9	23.8

Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

3.4. OPTIMIZACIÓN POZO CNO 011 RE

La curva IPR generada con el software WellFlo indicó que el reservorio tiene un caudal máximo de 7916 BFPD y produce al cierre del estudio 2182 BFPD.

El mecanismo de producción para el pozo es por empuje hidráulico debido al acuífero activo en Hollín Inferior, es decir tiene un buen soporte de presión por ende la declinación o caída de presión es baja. Tomando en cuenta su buen potencial inicialmente se planteó cambiar el equipo de fondo a uno de mayor capacidad de producción, sin embargo se optó como alternativa para optimizar la producción el incremento en la frecuencia a 54 Hz, debido a que el reservorio presenta un alto BSW de 90% y se estaría manejando grandes caudales de agua en superficie, sin considerar que el incremento en caudal puede derivar en una caída de presión y una posible conificación del reservorio.

Cuando la bomba llegue a su tiempo de vida útil es necesario definir mediante un registro eléctrico la ubicación del contacto agua petróleo, y si es el caso cambiar de zona productora.

El equipo bajo las condiciones de trabajo a una frecuencia de 54 Hz se mantiene dentro del rango operativo, y registra una presión intake de 1542 psia, 3405 psia presión de descarga y un TDH de 4521 ft.

En la figura 3.4 y tabla 3.4 se muestran el comportamiento de la bomba y el incremento en la producción respectivamente.

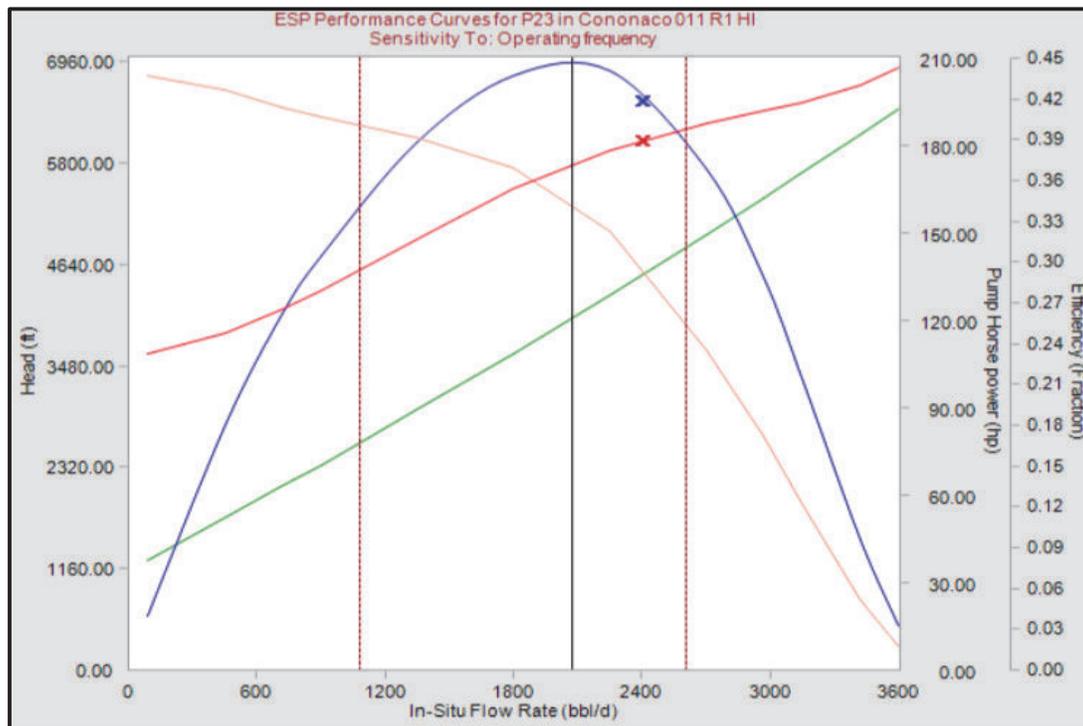
TABLA 3. 4 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CNO – 011 RE

Producción Actual		Producción Futura		Incremento
BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
2182	218.2	2311	231.1	12.9

Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

FIGURA 3. 4 CURVA DE DESEMPEÑO DE LA BOMBA P23 EN CNO – 011 RE A 54 HZ



Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

3.5. OPTIMIZACIÓN POZO CNO 013

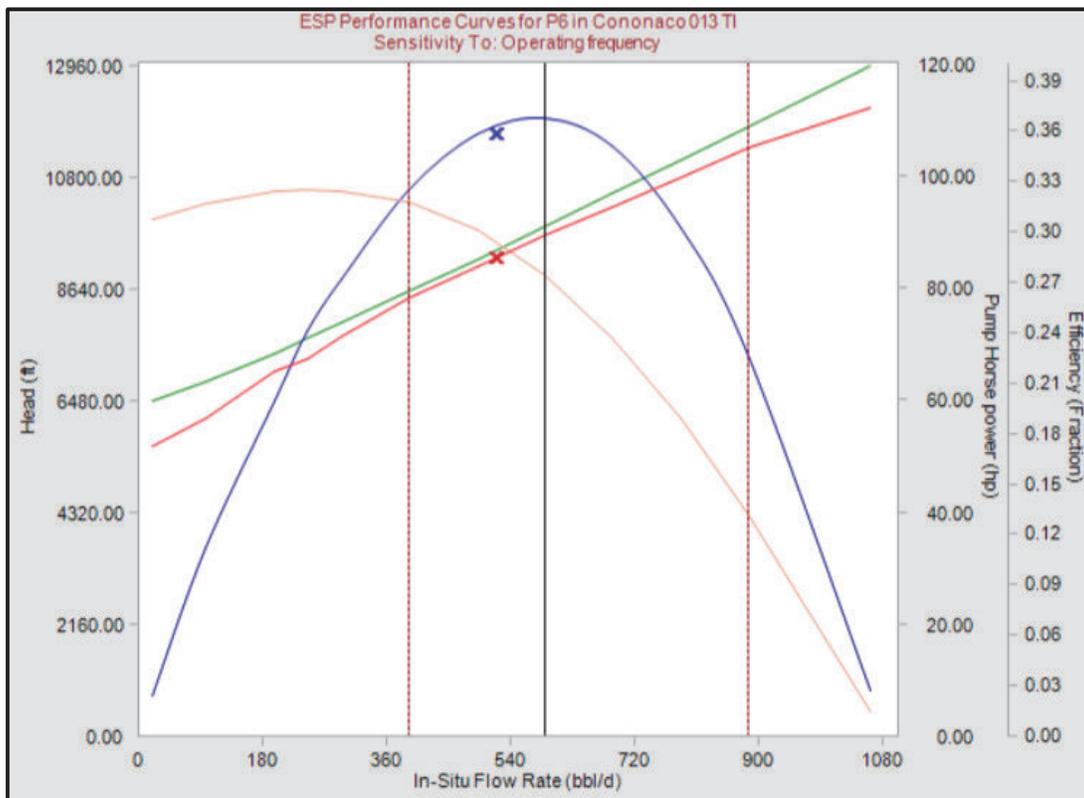
De acuerdo al comportamiento del pozo al cierre del estudio presenta un AOF de 719 BFPD y registra una producción de 407 BFPD con un bajo corte de agua de 5%. Bajo estas condiciones la producción se puede incrementar hasta 312 BFPD, sin embargo al subir la producción es evidente una caída en la presión de fondo fluente, factor a tener en cuenta para evitar operar el equipo a una presión cercana a la presión de saturación que para T Inferior es de 550 psi.

Se decidió como alternativa para optimizar la producción subir la frecuencia de operación del equipo en 2 Hz para evitar un mayor desgaste en la bomba, no desestabilizar la formación que tiene buen aporte y tampoco trabajar cerca del punto de burbuja. El incremento en la producción es de 47 BPPD.

El nuevo punto operativo de la bomba a 59 Hz está en el rango permitido para su funcionamiento, trabaja con una presión intake de 888 psia, una presión de descarga de 4389 psia y un TDH de 9408.6 ft.

El comportamiento de la bomba se muestra en la figura 3.5 y los resultados obtenidos en la tabla 3.5.

FIGURA 3. 5 CURVA DE DESEMPEÑO DE LA BOMBA P6 EN CNO – 013 A 59 HZ



Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

TABLA 3. 5 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CNO – 013

Producción Actual		Producción Futura		Incremento
BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
407	386.65	456.1	433.30	46.65

Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

3.6. OPTIMIZACIÓN POZO CNO 015

Al simular las condiciones reales del pozo en el software WellFlo la curva IPR indica un caudal máximo de producción de 165.7 BFPD, y la curva de desempeño de la bomba muestra que el punto operativo está a una presión de fondo fluyente de 485.3 psi y un aporte de fluido de 149 BFPD con bajo corte de agua de 2%, es decir el equipo se encuentra operando por debajo de la presión de saturación que para el reservorio U Inferior es 620 psi. El índice de productividad ha disminuido de 0.2 a 0.07 desde el 30/12/12 a la fecha de estudio.

Considerando que se opera a una presión bajo la presión de saturación un incremento de frecuencia resulta inadecuado debido a que esto genera tener una menor presión y por ende manejar una mayor cantidad de gas en solución en el fluido, sin embargo bajo las condiciones del reservorio se decidió estimar y remover el daño de formación al cierre del estudio.

Simulando las condiciones del pozo en el software WellFlo se determinó que en el reservorio se ajusta la producción con un daño aproximado de 30, los parámetros que utilizó el software para calcular este valor corresponde a los usados por Darcy.

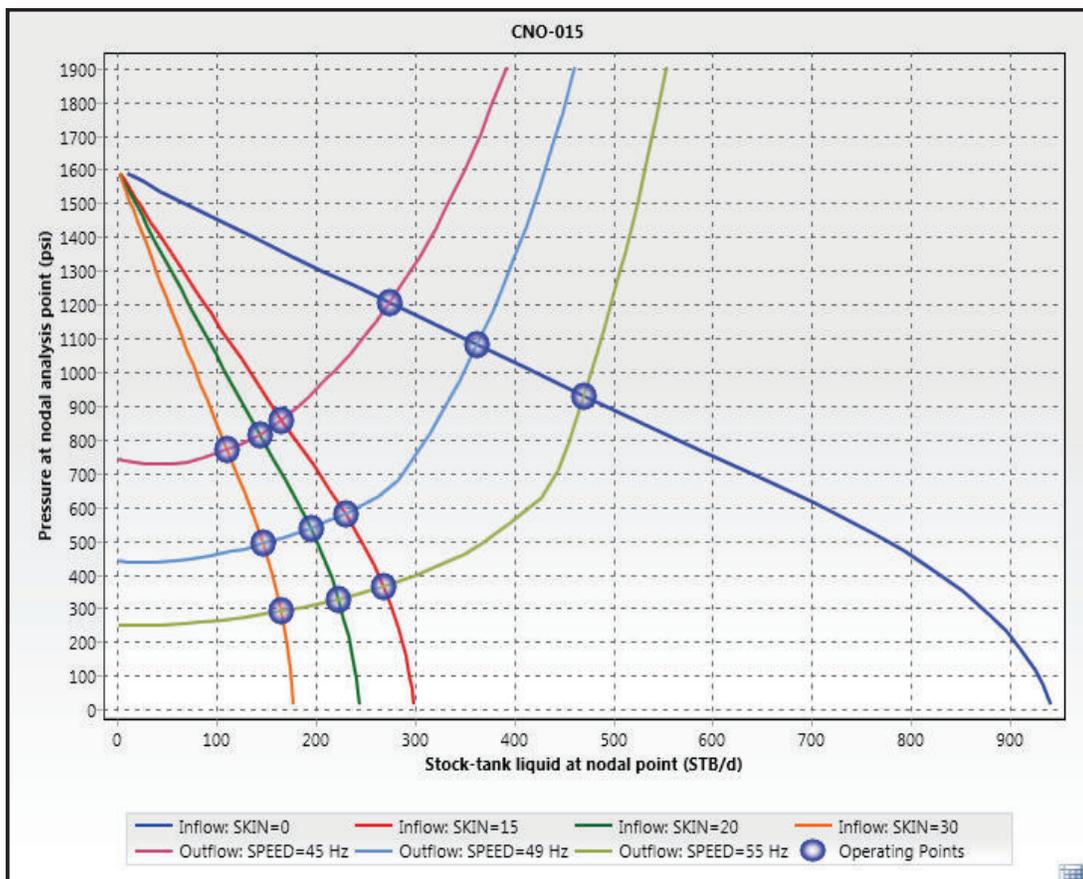
En base al historial de producción y a las intervenciones o workover que registra el pozo se determinó que la posible causa del daño se derivó por invasión de fluido de control desde el pozo a la formación causando problemas de emulsión. Se recomienda tratamiento químico para remover el daño.

Bajo estas condiciones se modeló tres escenarios de remoción de daño. Al remover el daño en un 33,3% es decir $s=20$ el reservorio presenta un AOF de 245 BFPD, estimando el punto operativo a la frecuencia de 49 Hz a una presión de fondo fluyente de 534 psia con aporte de fluido de 195 BFPD. Si la remoción del daño se estima en un 50% ($s=15$) el reservorio presenta un AOF de 298 BFPD, y un estimado de presión a 49 Hz de 581 psia y aporte de caudal de 230 BFPD. En un caso ideal donde se logre estimular y remover todo el daño, es decir remoción

al 100% ($s=0$), se tiene un AOF de 950 BFPD es decir aproximadamente un incremento del 600% del valor actual, y el equipo trabajaría a 49 Hz con un punto operativo a una presión de fondo fluyente de 928 psia con un caudal de producción de 471 BFPD (ver figura 3.6).

El escenario a considerar en el estudio es el más optimista que considera $s=0$, en la tabla 3.6 se presenta el incremento en la producción. La bomba P4XH6 maneja su rango operativo óptimo entre 245 BFFP a 490 BFPD, por tanto se podría operar bajo las nuevas condiciones sin daño dentro del rango óptimo del equipo instalado.

FIGURA 3. 6 CURVAS INFLOW Y OUTFLOW CNO – 015 (S=0; S=15; S=20; S=30)



Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

TABLA 3. 6 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CNO – 015

Producción Actual		Producción Futura (s=0)		Incremento
BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
149	146	471	461.6	315.5

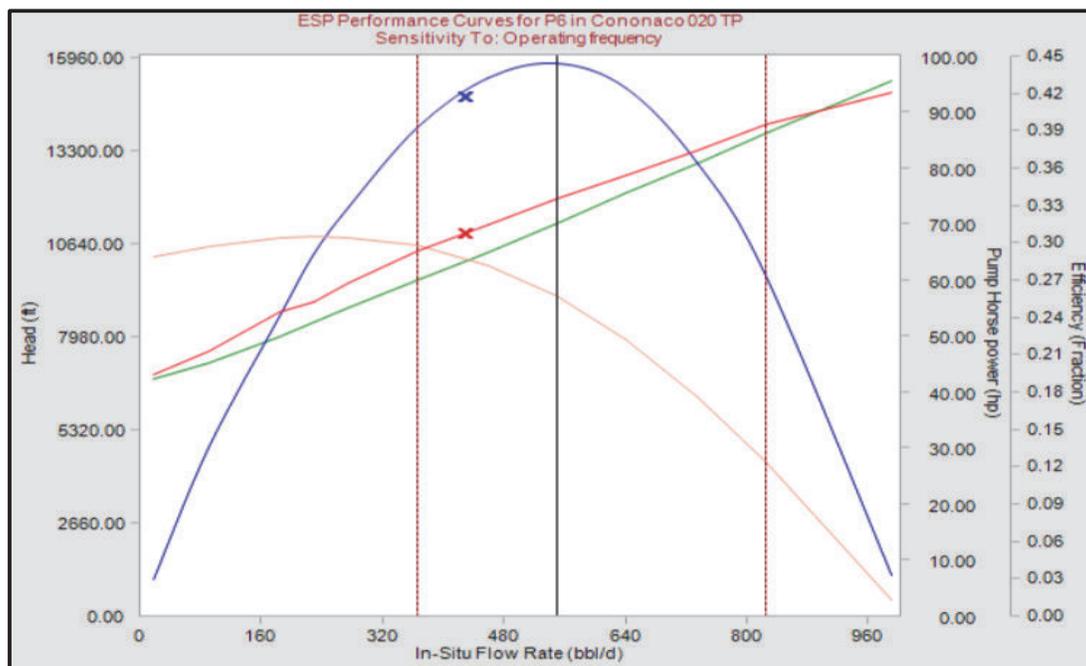
Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

3.7. OPTIMIZACIÓN POZO CNO 020

La alternativa de producción sugerida para este pozo es subir la frecuencia de la bomba a 55 Hz, el reservorio tiene un potencial de 488.7 BFPD y maneja un BSW de 50%. El nuevo punto operativo para el pozo es 388.6 BFPD de caudal a una presión de 661 psia. El rango de diferencia de 111 psi sobre la presión de saturación es aceptable para no manejar fluido con gas y mantener el equipo funcionando en buen estado. Los resultados del incremento de fluido se aprecian en la tabla 3.7.

FIGURA 3. 7 CURVA DE DESEMPEÑO DE LA BOMBA P6 EN CNO – 020 A 55 HZ



Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

En la figura 3.7 se observa el comportamiento de la bomba con la variación de frecuencia a 55 Hz, se muestra que el punto operativo se aproxima al punto de máxima eficiencia y se aleja del rango mínimo de operación, el equipo bajo esta condición opera a una presión de intake de 609 psia, una presión de descarga de 4561 psia y un TDH de 10112 ft.

TABLA 3. 7 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CNO – 020

Producción Actual		Producción Futura		Incremento
BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
334	167	388.6	194.3	27.3

Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

3.8. OPTIMIZACIÓN POZO CNO 021RE

El pozo CON-021RE modelado en el software WellFlo presenta un AOF de 354.4 BFPD y produce 306 BFPD con un BSW de 36% a una presión de fondo fluyente de 642 psia como indica la curva IPR, y un punto operativo en downthrust en la curva de desempeño de la bomba.

Inicialmente se planteó subir la frecuencia de 53.5 a 57 Hz con el fin de sacar la bomba de downthrust, sin embargo el resultado fue tener una presión de fondo fluyente baja de 247 psia con una tasa de flujo de 338 BFPD.

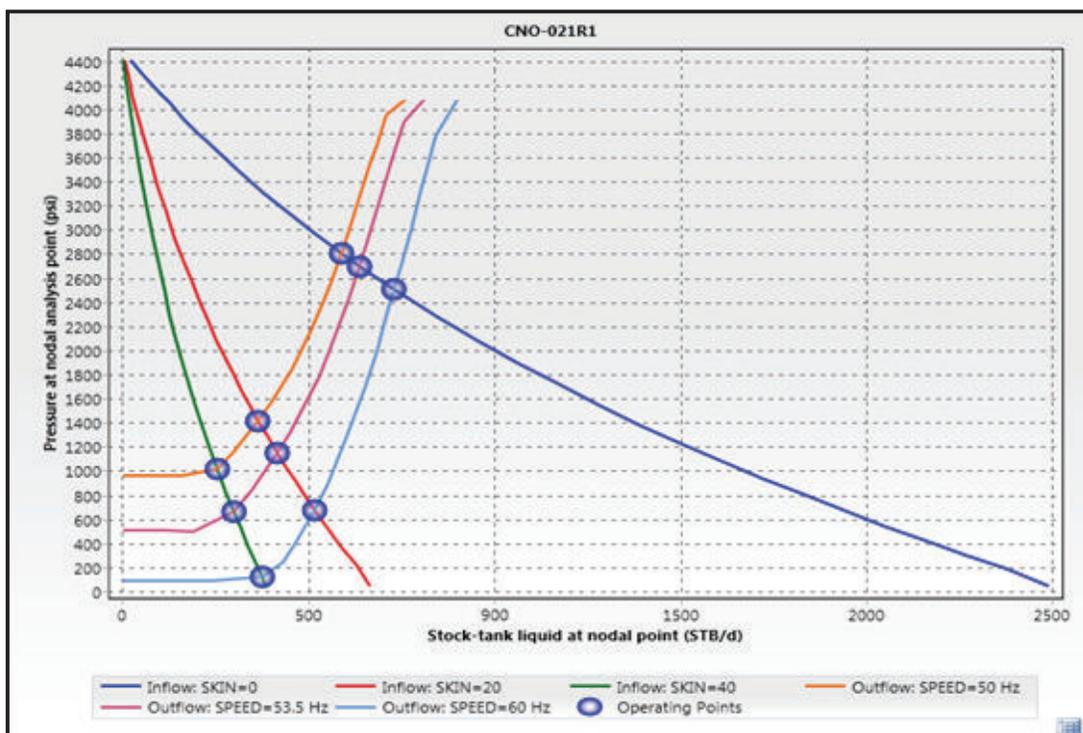
Se decidió optar como mejor alternativa para optimizar la producción estimar y remover el daño de formación que presenta el reservorio a la fecha del estudio.

Al modelar las condiciones del pozo en software WellFlo se determinó que el valor de producción actual se ajusta con un estimado de daño en el reservorio de 40.

Según el historial de producción se concluye que la posible causa del daño está asociada al incremento en el corte de agua de 35% desde octubre de 2013 a la fecha de estudio, se estima daño por escala y se recomienda tratamiento químico.

Se modeló dos escenarios de remoción de daño al 50% y 100% respectivamente. Al remover el daño en un 50% ($s=20$) el reservorio presenta un AOF de 670 BFPD estimando el punto operativo a la frecuencia de 53.5 Hz a una presión de fondo fluyente de 1145 psia con aporte de fluido de 418 BFPD. Si la remoción del daño es al 100% ($s=0$) se tiene un AOF de 2500 BFPD, es decir un incremento de aproximadamente siete veces el valor actual, donde el equipo trabajaría en su punto operativo a una presión de fondo fluyente de 2697 psia con un caudal de producción de 640 BFPD (ver figura 3.8).

FIGURA 3. 8 CURVAS INFLOW Y OUTFLOW CNO – 021 RE (S=0; S=20; S=40)



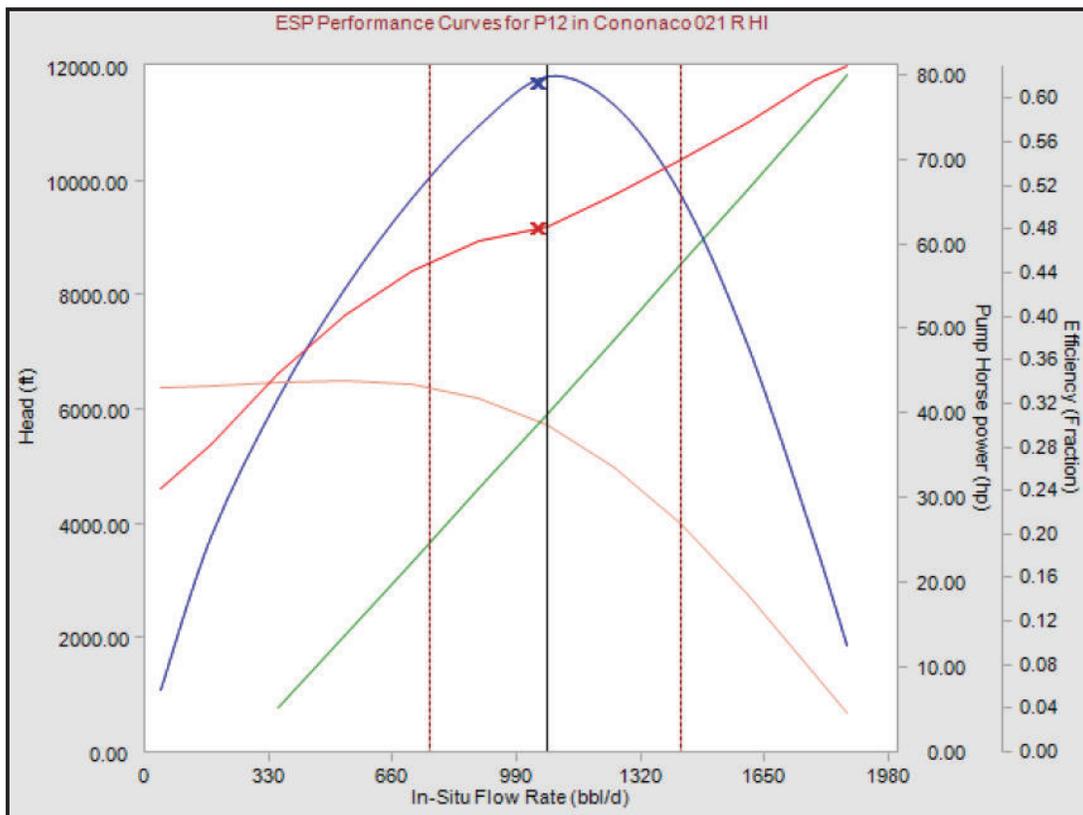
Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

El escenario a considerar en el estudio es el más optimista cuando el daño $s=0$, bajo esta condición es recomendable diseñar un nuevo equipo que maneje mayor caudal de producción, debido a que la bomba AN550 maneja su rango operativo óptimo entre 425 BFPD a 675 BFPD y tomando en cuenta el potencial del pozo el equipo trabajaría en upthrust, es así que se presenta a continuación el equipo diseñado para las nuevas condiciones de producción.

Considerando un caudal de producción de 980 BFPD se tiene una presión de fondo fluyente de 1800 psia (ver figura 3.9) y el punto operativo en la curva de desempeño de la bomba presenta valores de: presión intake de 1722 psia, una presión de descarga de 3857 psia y un TDH de 5751ft. La bomba está diseñada a frecuencia de operación de 53.5 Hz y necesita 222 etapas para levantar el fluido a superficie. En la tabla 3.8 se presenta el incremento en la producción.

FIGURA 3. 9 CURVA DE DESEMPEÑO DE LA BOMBA P12 EN CNO – 021 RE A 53,5 HZ



Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

TABLA 3. 8 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CNO-021RE

Producción Actual		Producción Futura		Incremento
BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
306	195.84	980	627.2	431.4

Fuente: Software WellFlo

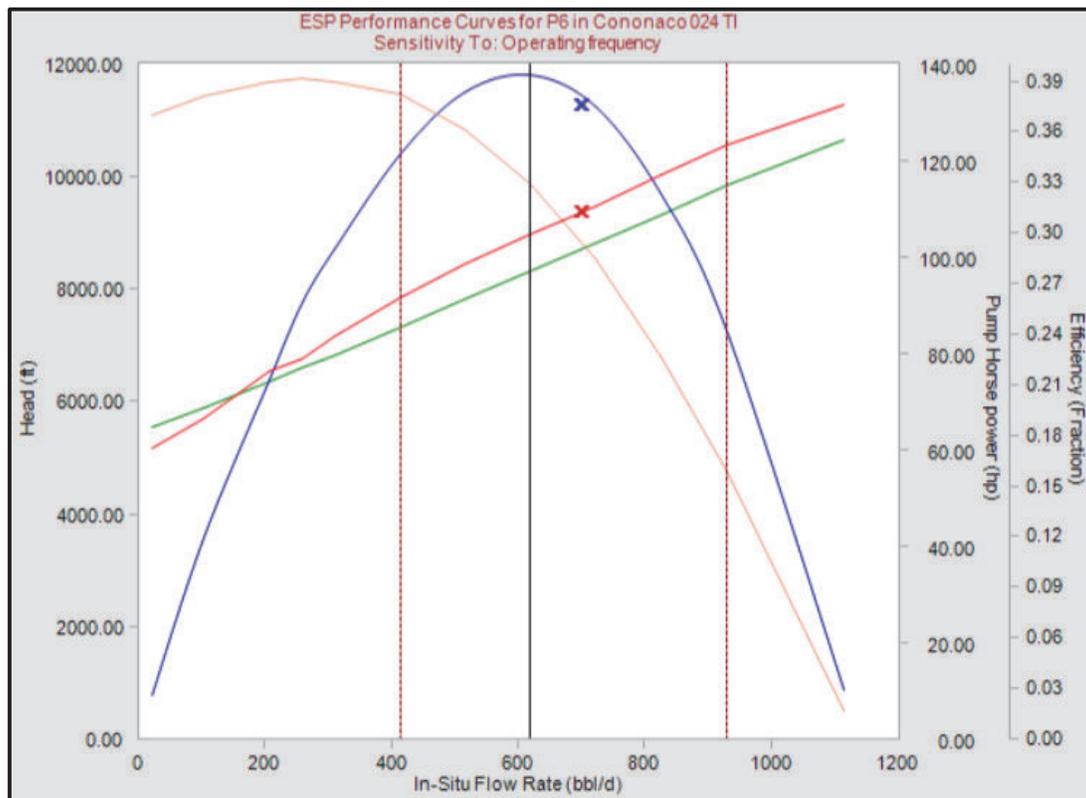
Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

3.9. OPTIMIZACIÓN POZO CNO 024

Con el análisis nodal del pozo se decidió levantar la producción subiendo la frecuencia de la bomba de 60 a 62 Hz. El incremento de frecuencia debe ser moderado debido a que el pozo posee un alto corte de agua de 70%, por lo que se tendrá que manejar un mayor volumen de agua en superficie.

Bajo tal condición de operación del equipo a 62 Hz se evidenció un cambio en la curva de demanda Outflow, modificando el punto operativo del pozo a un caudal de 645 BFPD y una presión de 1360 psia. La caída de presión de fondo fluyente al ajustar a esta nueva frecuencia de trabajo es de 98 psi con un incremento de producción de 45 BFPD (ver tabla 3.9).

FIGURA 3. 10 CURVA DE DESEMPEÑO DE LA BOMBA P6 EN CNO – 024 A 62 HZ



Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

El punto operativo en la curva de desempeño se mantiene dentro del rango de operación de la bomba con una presión intake de 1306 psia, presión de descarga de 4791 psia y un TDH de 8726 ft (ver figura 3.10).

TABLA 3. 9 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CNO – 024

Producción Actual		Producción Futura		Incremento
BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
600	186	645	199.95	13.95

Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

3.10. OPTIMIZACIÓN POZO CNO 025

Con el análisis nodal efectuado simulando las condiciones reales del pozo se decidió mantener la producción actual de 406 BFPD, debido a que este trabaja a una presión por debajo de la presión de saturación y el caudal de producción representa aproximadamente el 90% del máximo caudal que el pozo es capaz de aportar. Cuando el equipo instalado presente problemas de operación se recomienda efectuar una prueba de restauración de presión build up para determinar parámetros sobre el estado del reservorio y optar por una mejor alternativa de producción.

Al considerar aumentar la frecuencia, el equipo admite máximo subir un Hertz para tener un punto operativo para el pozo, obteniéndose un incremento de 7 BFPD, lo cual contrasta en una notable caída de presión de fondo fluvente de 518 psia a 398 psia y por ende mayor dificultad de la bomba en el manejo de gas. Se podría considerar bajar la frecuencia a 53 Hz para trabajar sin presencia de gas y cuidar la bomba pero realizar esta operación sacrifica la producción.

3.11. OPTIMIZACIÓN POZO CNO 027

De acuerdo a la interpretación del análisis nodal simulado en el pozo se optó mantener la producción actual de 229 BFPD con un BSW de 24%.

Aumentar la frecuencia de operación del equipo de fondo resulta poco acertado y conlleva a un mayor deterioro esencialmente de la bomba a causa de operar por debajo del punto de saturación. Al simular un incremento de un Hertz la caída de presión fue de 85 psi respecto de la presión de operación actual de 537 psia, resultando un incremento de caudal de 12 BFPD.

Una vez el equipo deje de operar eficientemente es conveniente realizar una prueba de restauración de presión build up para determinar el estado del reservorio por el bajo caudal que maneja el pozo, siendo su AOF de 269.3 BFPD.

3.12. OPTIMIZACIÓN POZO CNO 029

El pozo produce al cierre del estudio 542 BFPD del reservorio Hollín Inferior y no presenta problemas operativamente, se decidió incrementar su producción variando la frecuencia de operación del motor de 57 a 59 Hz. La idea al incrementar 2 Hz la frecuencia es no desestabilizar el pozo con el aporte que tiene y mejorar el desempeño de la bomba instalada sin provocar un desgaste apresurado, es así que el software simuló las presiones de operación de la bomba teniendo: presión intake de 551.66 psia, presión de descarga de 4389 psia y finalmente un TDH de 10008 ft.

El punto operativo para estas condiciones a 59 Hz tiene: presión de fondo fluyente de 648 psia y una tasa de flujo de 575 BFPD. Se debe considerar que la presión de saturación para el reservorio es baja 50 psi por ende se descarta presencia de gas en el fluido a producir. El comportamiento de la bomba y el incremento en la producción se muestran en la figura 3.11 y tabla 3.10 respectivamente.

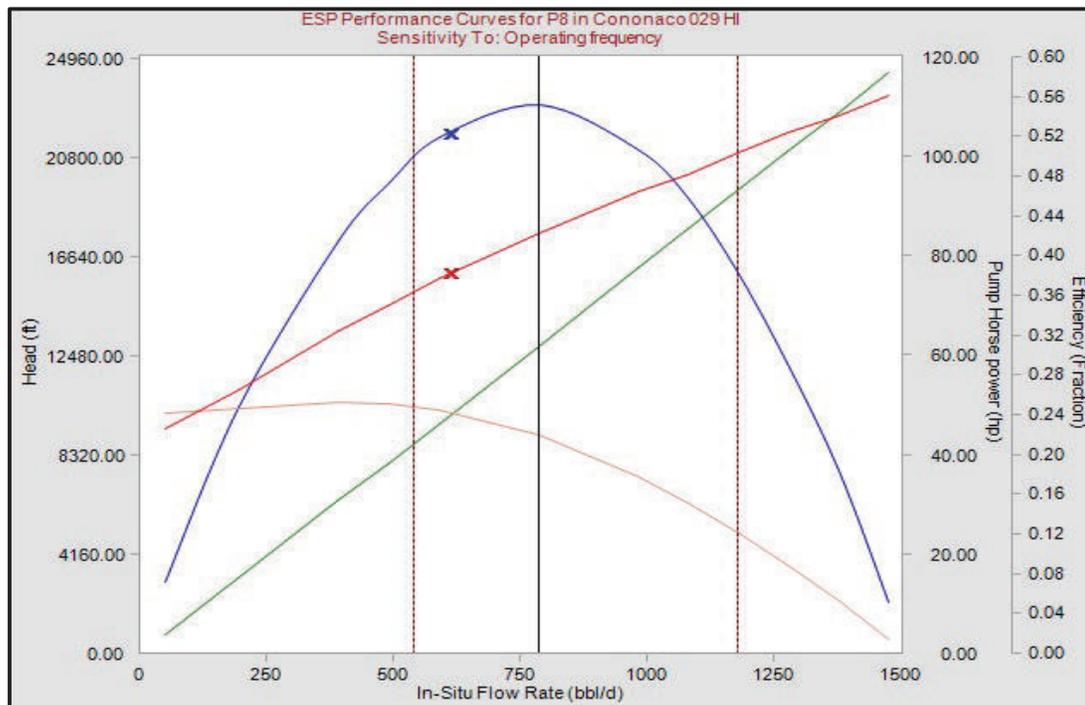
TABLA 3. 10 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CNO – 029

Producción Actual		Producción Futura		Incremento
BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
542	260.16	575	276	15.84

Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

FIGURA 3. 11 CURVA DE DESEMPEÑO DE LA BOMBA P8X EN CNO – 029 A 59 HZ



Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

3.13. OPTIMIZACIÓN POZO CNO 030D

Considerando el análisis nodal modelado para el pozo, el reservorio tiene un buen potencial de 2361 BFPD y el comportamiento de bomba indicó que el equipo está operando bien a pesar de que tiene un desgaste, es así que se decidió levantar la producción por incremento de frecuencia de 60 a 62 Hz. El software WellFlo simuló condiciones de operación para la bomba, teniendo así una presión intake de 838 psia, una presión de descarga de 3598 psia y un TDH de 6713 ft.

El comportamiento que muestra la curva de demanda en la curva IPR, generó un nuevo punto operativo a la presión de fondo fluente de 2144 psia y caudal de 1247 BFPD, que se encuentra dentro del rango óptimo de funcionamiento de la bomba cercano a su máxima eficiencia de 60% (ver figura 3.12). Se debe considerar que el reservorio productor es Hollín Inferior y el caudal producido

presenta un alto corte de agua de 90%. El incremento de la producción se observa en la tabla 3.11.

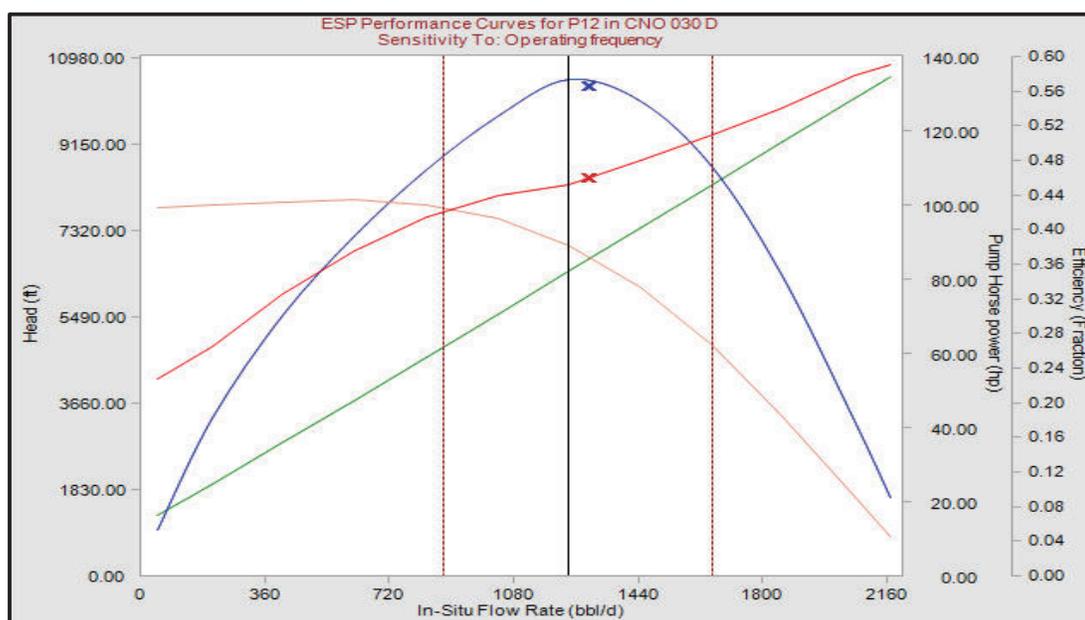
TABLA 3. 11 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CNO – 030D

Producción Actual		Producción Futura		Incremento
BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
1180	129.8	1247	137.17	7.37

Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

FIGURA 3. 12 CURVA DE DESEMPEÑO DE LA BOMBA P12 EN CNO – 030D A 62 HZ



Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

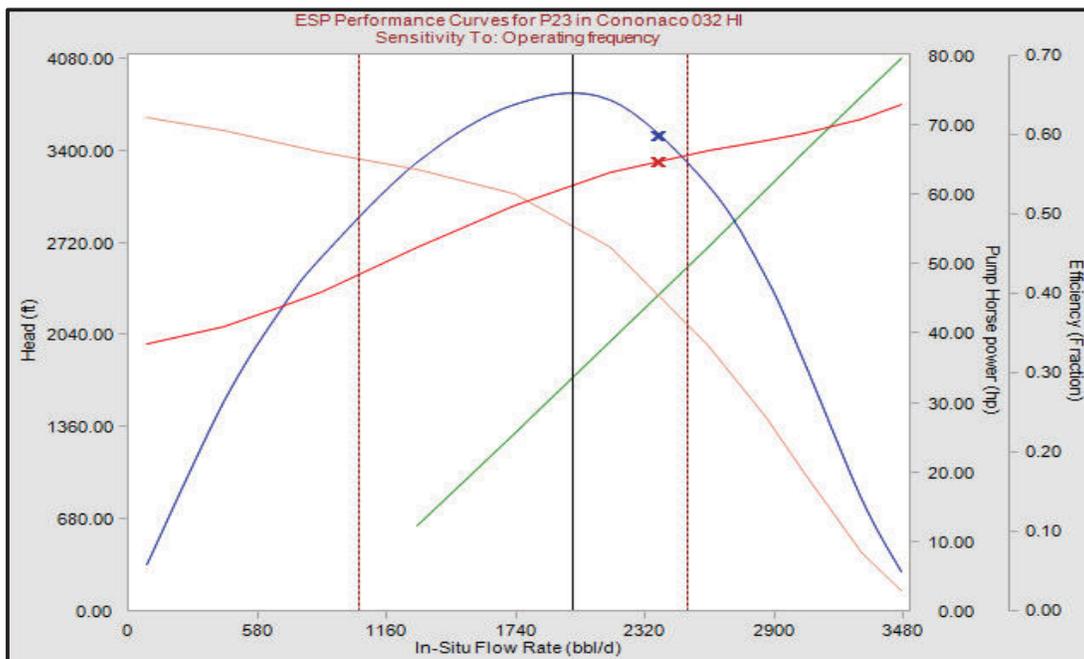
3.14. OPTIMIZACIÓN POZO CNO 032

El análisis nodal realizado indicó un potencial del pozo de 6857 BFPD y como opción para incrementar la producción se podría ubicar un equipo de mayor capacidad, sin embargo el problema radica en que el reservorio maneja un alto corte de agua del 90%. En contra parte la bomba no presenta un desgaste significativo y opera dentro del rango óptimo, por lo que se eligió más factible

incrementar la frecuencia del equipo de 50 a 52 Hz para levantar la producción del pozo.

Al incrementar la frecuencia en 2 Hz se generó un nuevo punto operativo, que de acuerdo a la nueva curva IPR se ubica a una presión de fondo fluyente de 3066 psia y un caudal de 2287 BFPD. Bajo estas condiciones la bomba tiene una presión intake de 2091 psia, una presión de descarga de 3049 psia y un TDH de 2328 ft. El comportamiento de la bomba se muestra en la figura 3.13 y los resultados del incremento de fluido se aprecian en la tabla 3.12.

FIGURA 3. 13 CURVA DE DESEMPEÑO DE LA BOMBA P23 EN CNO – 032 A 52 HZ



Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

TABLA 3. 12 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CNO – 032

Producción Actual		Producción Futura		Incremento
BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
2194	219.4	2287	228.7	9.3

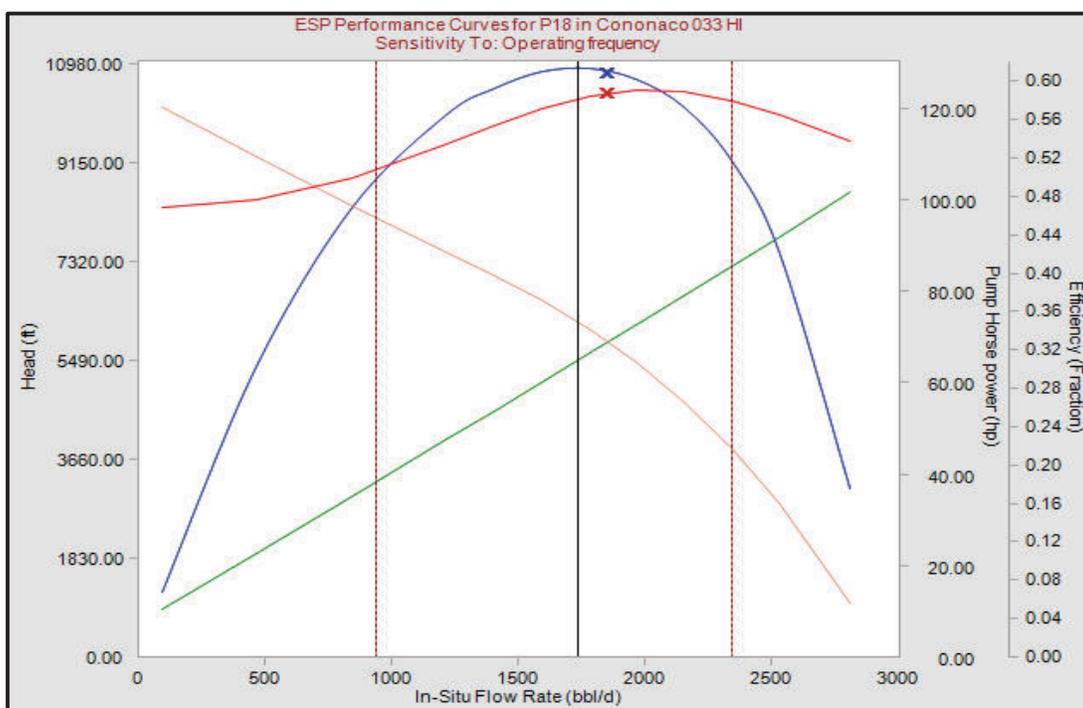
Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

3.15. OPTIMIZACIÓN POZO CNO 033

Al modelar y analizar el estado actual del pozo al cierre del estudio, mediante el análisis nodal en el software WellFlo se eligió como la mejor alternativa de optimización de producción subir la frecuencia de operación de la bomba de 54 a 56 Hz. El comportamiento de la bomba frente a esta variación se muestra en la figura 3.14.

FIGURA 3. 14 CURVA DE DESEMPEÑO DE LA BOMBA P18 EN CNO – 033 A 56 HZ



Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

El punto operativo bajo estas condiciones de operación para la bomba a 56 Hz tiene una presión intake de 1097 psia, una presión de descarga de 3483 psia y un TDH de 5814 ft. De acuerdo a la curva IPR se operaría a una presión de fondo fuyente de 2523 psia recuperando un caudal de 1777 BFPD, se debe considerar que el reservorio maneja un alto caudal de producción con un elevado valor de BSW del 88%. El incremento de fluido en el pozo se detalla en la tabla 3.13.

Elevar la frecuencia de operación en 2 Hz busca conservar la vida productiva del reservorio y prevenir un desgaste apresurado en el equipo instalado que lleva tres años operando en el pozo. Una vez que la bomba cumpla su vida operativa se puede considerar como opción repunzonar la zona productora sobre el contacto agua petróleo para reducir el BSW del pozo.

TABLA 3. 13 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CNO – 033

Producción Actual		Producción Futura		Incremento
BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
1666	199.92	1777	213.24	13.32

Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

3.16. OPTIMIZACIÓN POZO CNO 034

De acuerdo a la curva IPR y a la curva de desempeño de la bomba modelada en el software WellFlo, el equipo BES se encuentra operando en downthrust a una presión de fondo fluyente de 671 psia cercana a la presión de saturación estimada para el reservorio T Superior de 550 psi.

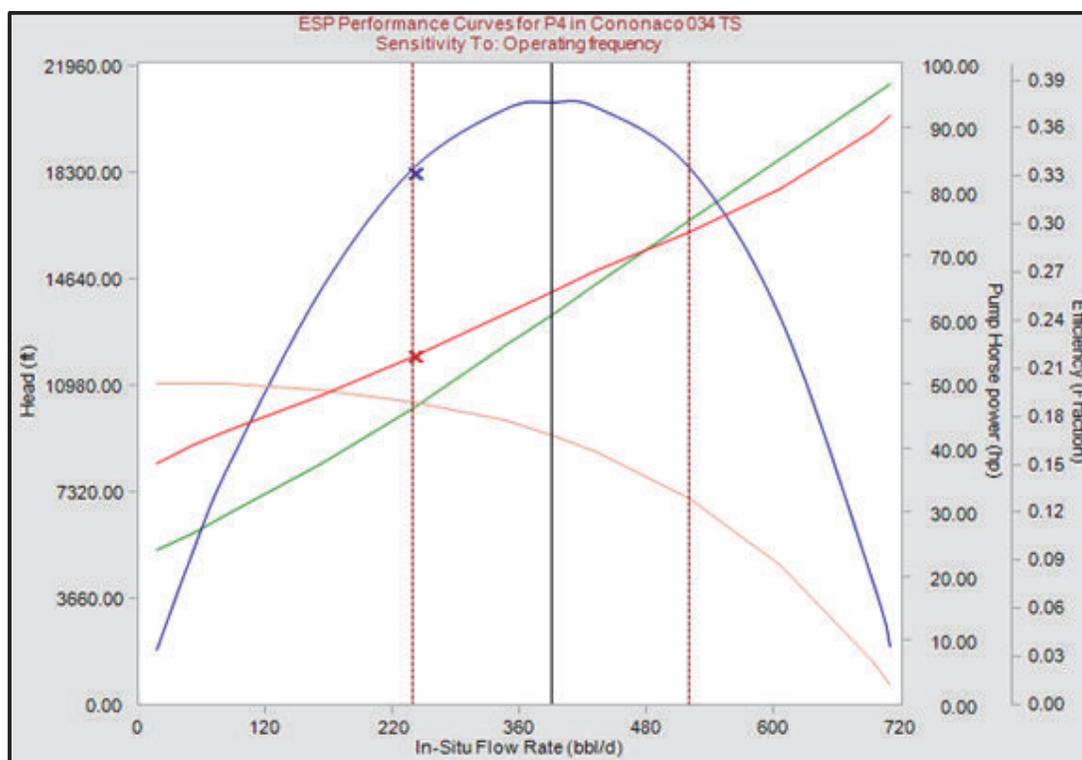
Inicialmente se consideró realizar una estimulación por el bajo aporte de caudal del reservorio y reducir el daño de formación, sin embargo el 23/02/2014 el sensor de fondo se dañó dificultando el monitoreo de los parámetros del pozo, tiene un alto BSW de 55% y no cuenta con un build up actualizado, en conclusión no presenta condiciones adecuadas para aplicar esta opción.

Se plantea como la mejor alternativa de producción subir la frecuencia de 50 a 52 Hz, ante esta opción se verificó que el diagrama mecánico del pozo si presenta un separador de gas, esto debido a que el pozo trabajaría a 170 psi bajo la presión de saturación y se tendría aporte de gas en solución en el fluido desde la formación hasta el intake de la bomba. Bajo estas condiciones de operación la bomba sale de downthrust entrando el punto operativo dentro del rango mínimo de operación del equipo, con un aumento de producción de 11 BPPD. El

comportamiento de la bomba con este aumento de frecuencia se muestra en la figura 3.15.

El punto operativo bajo estas condiciones de operación para la bomba a 52 Hz tiene presión intake de 383 psia, una presión de descarga de 4455 psia y un TDH de 10235 ft. La nueva presión de fondo fluyente de 426 psia y un caudal de 237 BFPD. El incremento de producción de crudo se presenta en la tabla 3.14.

FIGURA 3. 15 CURVA DE DESEMPEÑO DE LA BOMBA P4 EN CNO – 034 A 52 HZ



Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

TABLA 3. 14 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CNO – 034

Producción Actual		Producción Futura		Incremento
BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
212	95.4	237	106.65	11.25

Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

3.17. OPTIMIZACIÓN POZO CNO 037

Considerando el análisis nodal modelado para el pozo en el software WellFlo cabe indicar que su máximo aporte de caudal AOF es de 485 BFPD y para el cierre del estudio produce 313 BFPD con un BSW de 30% de la arena T Inferior. Además el reservorio presenta un daño de – 0,134 registrado a febrero de 2014 es decir el reservorio se encuentra estimulado.

Bajo estas condiciones para optimizar la producción se plantea aumentar la frecuencia de 50 a 52 Hz, debido a que se tiene un rango de presión de 580 psi aproximadamente sobre la presión de saturación.

El diagrama de completación del pozo tiene un separador de gas lo que permite realizar el aumento de frecuencia sin ningún problema y sin causar averías en la bomba que sigue operando bajo downthrust. En el punto de operación la bomba trabaja a una presión intake de 524 psia, una presión de descarga de 4227 psia y un TDH de 9654 ft. En la figura 3.16 se graficó el comportamiento de la bomba.

El comportamiento de la curva de demanda en el análisis nodal generó un nuevo punto de operación para el pozo, una presión de fondo fluyente de 865 psia y un caudal de 367 BFPD.

En la tabla 3.15 se observa los valores de caudal producidos al simular el incremento de frecuencia al equipo instalado. Es recomendable cuando la bomba deje de operar instalar una bomba de menor capacidad y el monitoreo del caudal de agua ya que su BSW puede aumentar.

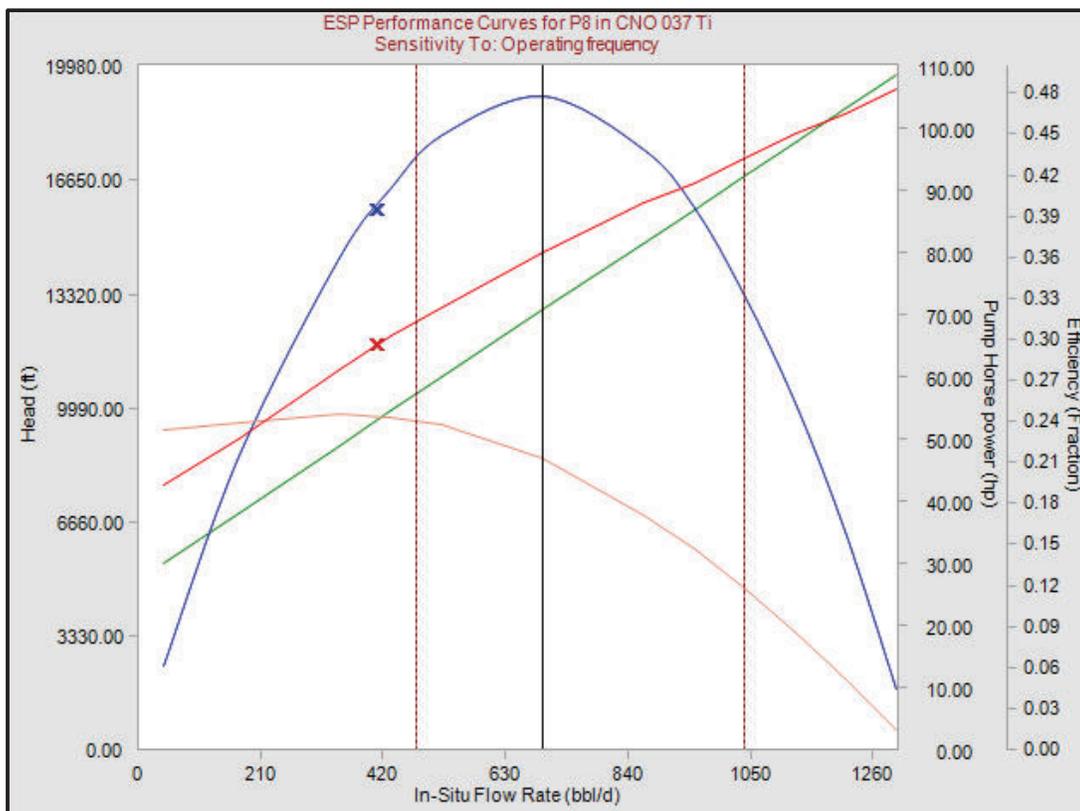
TABLA 3. 15 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CNO – 037D

Producción Actual		Producción Futura		Incremento
BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
313	219.1	367	256.9	37.8

Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

FIGURA 3. 16 CURVA DE DESEMPEÑO DE LA BOMBA P8 EN CNO – 037D A 52 HZ



Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

3.18. OPTIMIZACIÓN POZO CNO 038D

Al modelar y analizar el estado actual del pozo al cierre del estudio mediante el análisis nodal en el software WellFlo, el pozo registra una producción de 150 BFPD a una presión de fondo fluyente de 600 psia con un bajo corte de agua de 1% de la Arena Hollín Superior, el reservorio presenta un aporte máximo de fluido de 173 BFPD. De acuerdo al punto operativo en la curva de desempeño de la bomba el equipo está operando fuera de rango en la condición de downthrust.

Inicialmente se optó subir la frecuencia de operación del equipo de 56 a 58 Hz para ajustar el punto operativo al rango óptimo de funcionamiento de la bomba,

sin embargo el resultado no es recomendable debido a que el equipo se mantenía en downthrust operando a una presión de fondo fluyente de 242 psia a 87 psia sobre la presión de saturación y con un aporte de fluido de 160 BFPD.

La opción sugerida para el pozo que fue completado el 13/09/2014 no contempla incremento en la producción debido a que se plantea se realice una prueba de restauración de presión (Build up) para corroborar parámetros como: presión inicial, permeabilidad y daño de formación, que permitan modelar diferentes escenarios para optimizar la producción. Si bien se sacrifica la producción actual del pozo el objetivo es diagnosticar su estado y por ende tomar acciones para garantizar su vida productiva y obtener réditos económicos rentables a futuro.

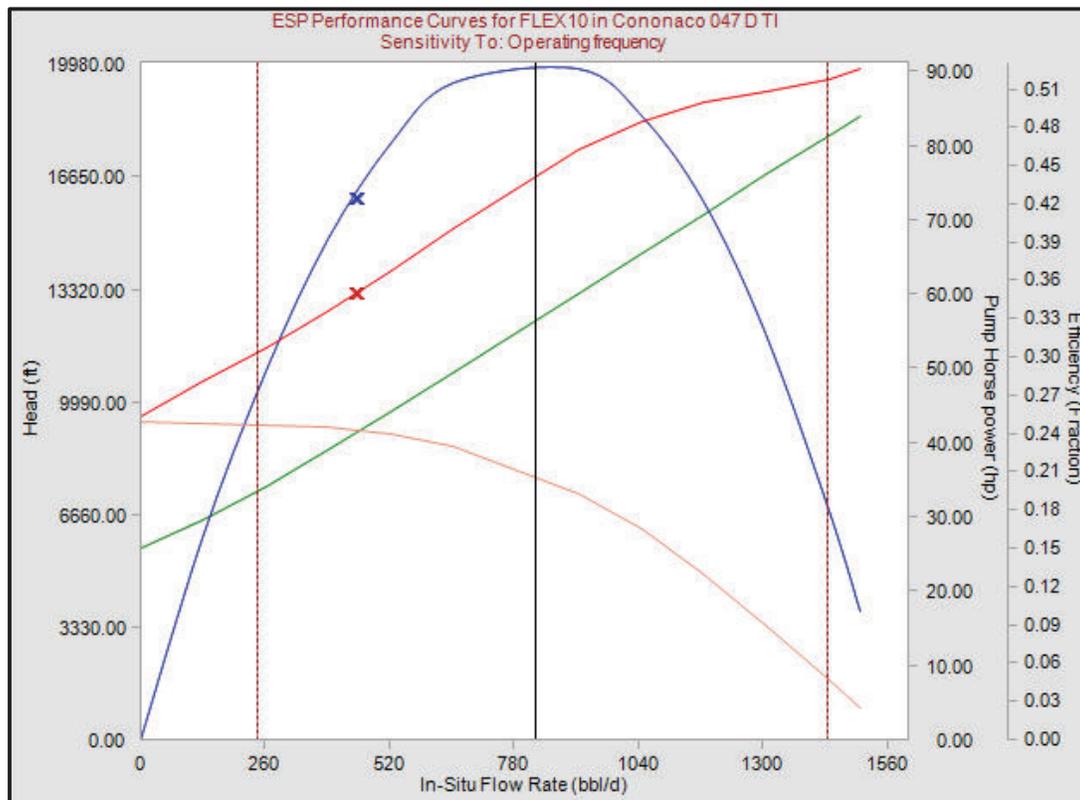
3.19. OPTIMIZACIÓN POZO CNO 047D

El análisis nodal modelado en el software WellFlo mostró un correcto funcionamiento de la bomba y un buen aporte de fluido del reservorio que presenta un bajo corte de agua del 2%, sin embargo se tomó la decisión de aumentar la frecuencia. De acuerdo a la simulación realizada en el software WellFlo se puede incrementar hasta un máximo de 2 Hertz pero esto representa tener presencia de gas en el fluido a producir, por lo tanto se decidió incrementar un Hertz y manejar un fluido con una presión por sobre la presión de saturación.

En la figura 3.17 se muestra el comportamiento de la bomba ante el incremento de la frecuencia y ubica el punto operativo a una presión intake de 645 psia es decir 80 psi sobre la presión de saturación, una presión de descarga de 3998 psia y un TDH de 9050 ft.

De acuerdo a la nueva curva IPR a la frecuencia de 53 HZ el punto de operación tiene una presión de fondo fluyente de 710 psia y un caudal de 395 BFPD. Si bien existe un incremento de producción de 30 BPPD (ver tabla 3.16), se está depletando al pozo hasta límites cercanos a la presión de saturación que para T inferior es 550 psi lo que puede derivar en problemas operativos en la bomba por la presencia de gas.

FIGURA 3. 17 CURVA DE DESEMPEÑO DE LA BOMBA FLEX 10 EN CNO – 047D A 53 HZ



Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

TABLA 3. 16 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CNO – 047D

Producción Actual		Producción Futura		Incremento
BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
364	356.72	395	387.1	30.38

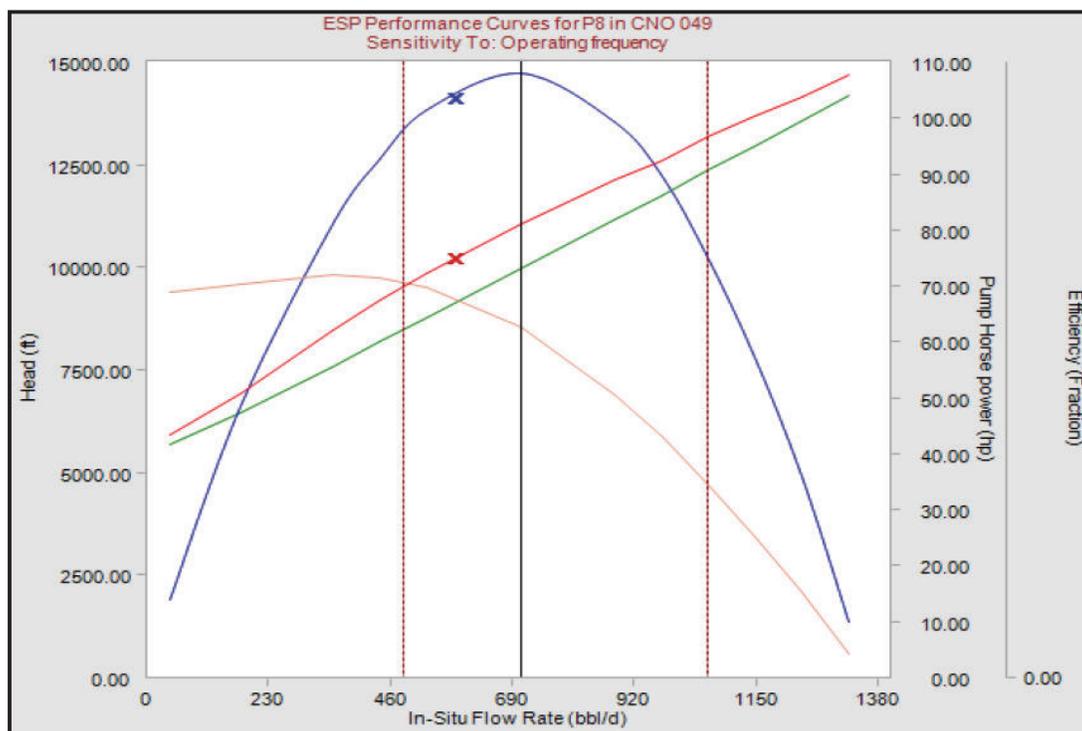
Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

3.20. OPTIMIZACIÓN POZO CNO 048D

De acuerdo a la curva IPR y a la curva de desempeño de la bomba modelada en el software WellFlo, se optó subir la frecuencia 2 Hz de 60 a 62 Hz para optimizar la producción pese a que el punto operativo en la bomba se ubica muy cerca de su máxima eficiencia y se tiene un buen aporte de fluido con un BSW de 38%.

FIGURA 3. 18 CURVA DE DESEMPEÑO DE LA BOMBA DN800 EN CNO – 048D A 62 HZ



Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

El punto operativo en la curva de comportamiento de la bomba (ver figura 3.18), se sitúa cercano a la máxima eficiencia y tiene una presión intake en este punto de 1050 psia, una presión de descarga de 3968 psia y un TDH de 7547 ft.

La curva IPR reflejó una presión de fondo fluente de 1074 psia y un aporte de caudal de 683 BFPD, manteniendo una presión de operación 510 psi sobre la presión de saturación del reservorio T Inferior. En la tabla 3.17 se muestra la proyección de producción con el aumento de frecuencia.

TABLA 3. 17 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CNO – 048D

Producción Actual		Producción Futura		Incremento
BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
629	389.98	683	423.46	33.48

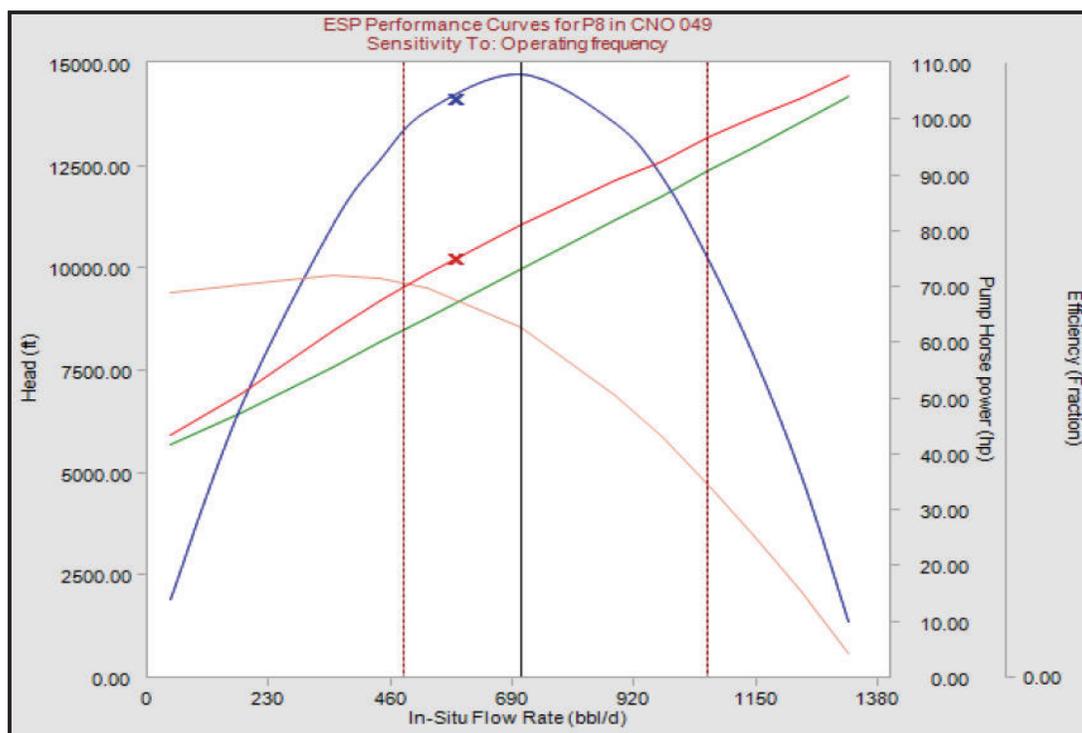
Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

3.21. OPTIMIZACIÓN POZO CNO 049D

Al simular las condiciones reales del pozo en el software WellFlo y posterior análisis de la curva IPR y la curva de desempeño de la bomba, se eligió aumentar 2 Hz la frecuencia del equipo instalado de 51 a 53 Hz como alternativa para optimizar la producción del pozo, en adición el pozo presenta un AOF de 838 BFPD y una presión sobre la presión de saturación que descarta manejar presencia de gas en el fluido producido. En la figura 3.19 se muestra la curva de desempeño de la bomba al aumentar la frecuencia en el motor de fondo.

FIGURA 3. 19 CURVA DE DESEMPEÑO DE LA BOMBA P8 EN CNO – 049D A 53 HZ



Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

La bomba con el incremento de dos Hertz en la frecuencia, tiende a alejarse de su rango mínimo de operación aumentando hacia una mayor eficiencia, tiene una presión intake de 1014 psia, una presión de descarga de 4730 psia y un TDH de 9138 ft.

De acuerdo a la curva IPR generada para la frecuencia a 53 Hz, el nuevo punto tiene una presión de fondo fluyente de 1129 psia y un caudal de 547 BFPD. En la tabla 3.18 se presenta el incremento de caudal para el pozo, se debe tomar en cuenta el alto corte de agua de 89%.

TABLA 3. 18 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CNO – 049D

Producción Actual		Producción Futura		Incremento
BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
484	53.24	546	60.06	6.82

Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

3.22. OPTIMIZACIÓN POZO CNO 050D

Al modelar y analizar el estado actual del pozo al cierre del estudio mediante el análisis nodal en el software WellFlo, el reservorio tiene un AOF 283.5 BFPD y produce 184 BPPD con un corte de agua de 12%, además en este pozo se tiene la bomba operando bajo downthrust. Según el último build up tomado el 16/05/2014 el reservorio registra un daño de formación de 0.103, valor que indica un buen estado del reservorio.

Bajo estas condiciones para optimizar la producción se descarta un incremento de frecuencia ya que no es factible considerando que el aporte máximo de fluido del pozo está cerca del rango mínimo operativo que tiene la bomba Flex 10 y por ende el equipo seguiría en la condición de downthrust.

Para determinar la mejor alternativa se parte de la premisa que el equipo instalado en el pozo está sobredimensionado, siendo inevitable diseñar un equipo que se ajuste a las condiciones actuales del reservorio a la fecha de estudio.

Con el fin de incrementar la producción se consideró modelar un equipo que trabaje a una presión sobre la presión de saturación que para U Superior es de 620 psi para evitar problemas en la operación de la bomba asociado con el manejo de gas en solución. El diseño del equipo se hizo a partir de un caudal de

212 BFPD a una presión de fondo fluyente de 1017 psia, y la bomba para levantar el caudal estimado requiere 450 etapas y una frecuencia de operación de 59 Hz.

El punto operativo en la nueva curva IPR presenta las condiciones de diseño (ver figura 3.21) y en la curva de desempeño de la bomba (ver figura 3.20) presenta valores de: presión intake de 938 psia, una presión de descarga de 4363 psia y un TDH de 8948 ft. El incremento en la producción se detalla en la tabla 3.19.

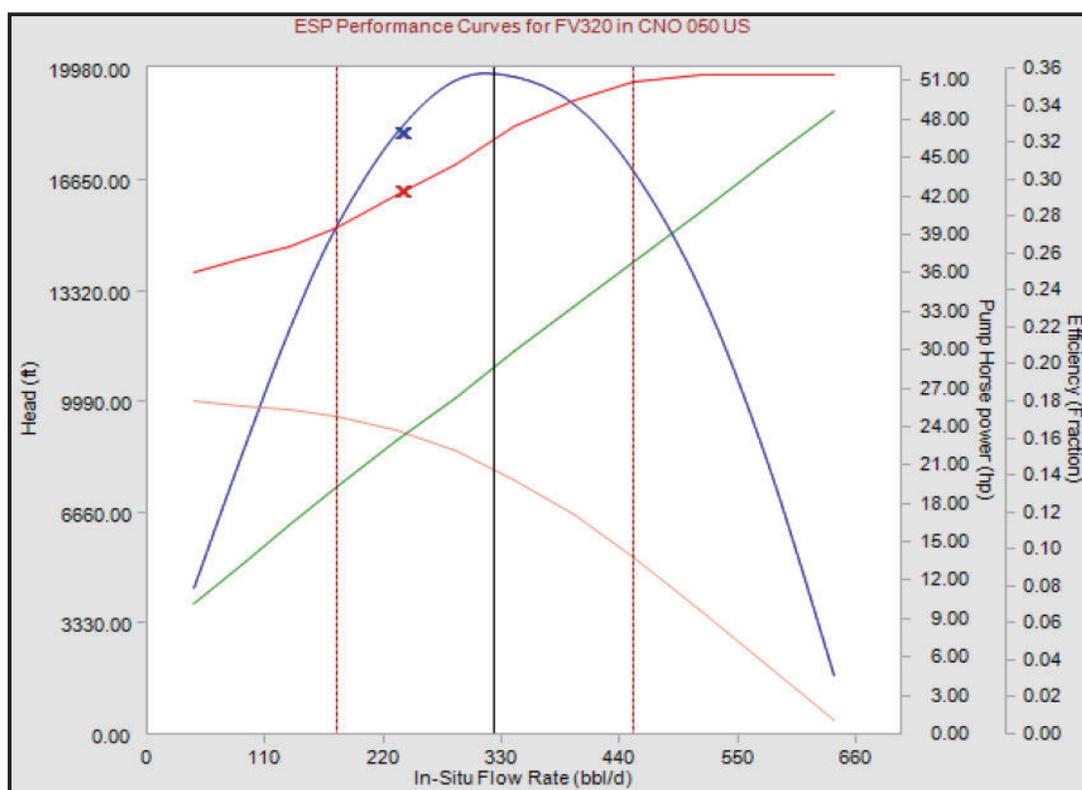
TABLA 3. 19 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CNO – 050D

Producción Actual		Producción Futura		Incremento
BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
184	161.92	212	186.56	24.64

Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

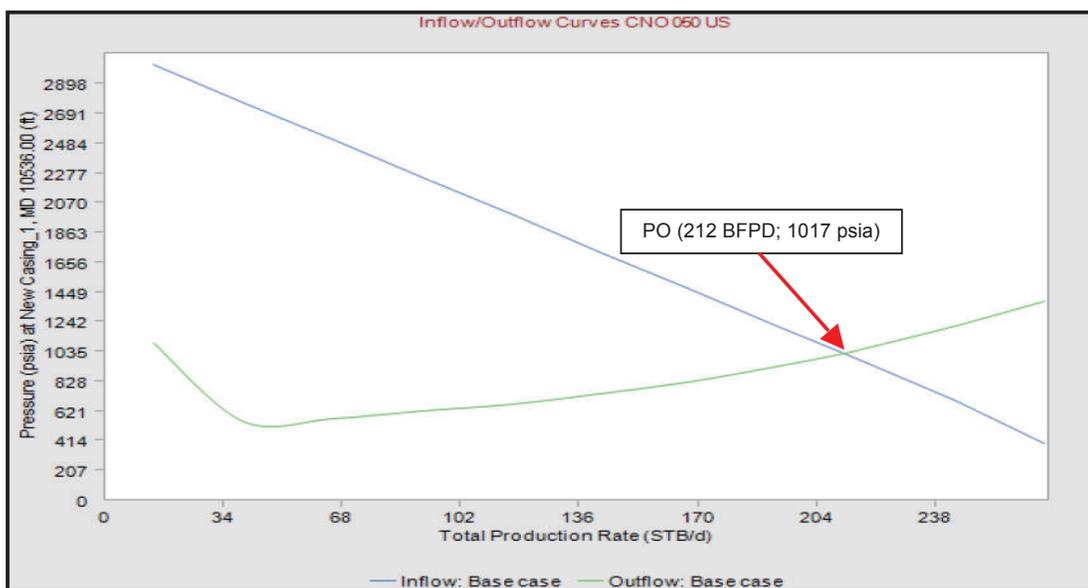
FIGURA 3. 20 CURVA DE DESEMPEÑO DE LA BOMBA FV320 EN CNO – 050D A 59 HZ



Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

FIGURA 3. 21 CURVAS INFLOW Y OUTFLOW CNO – 050D



Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

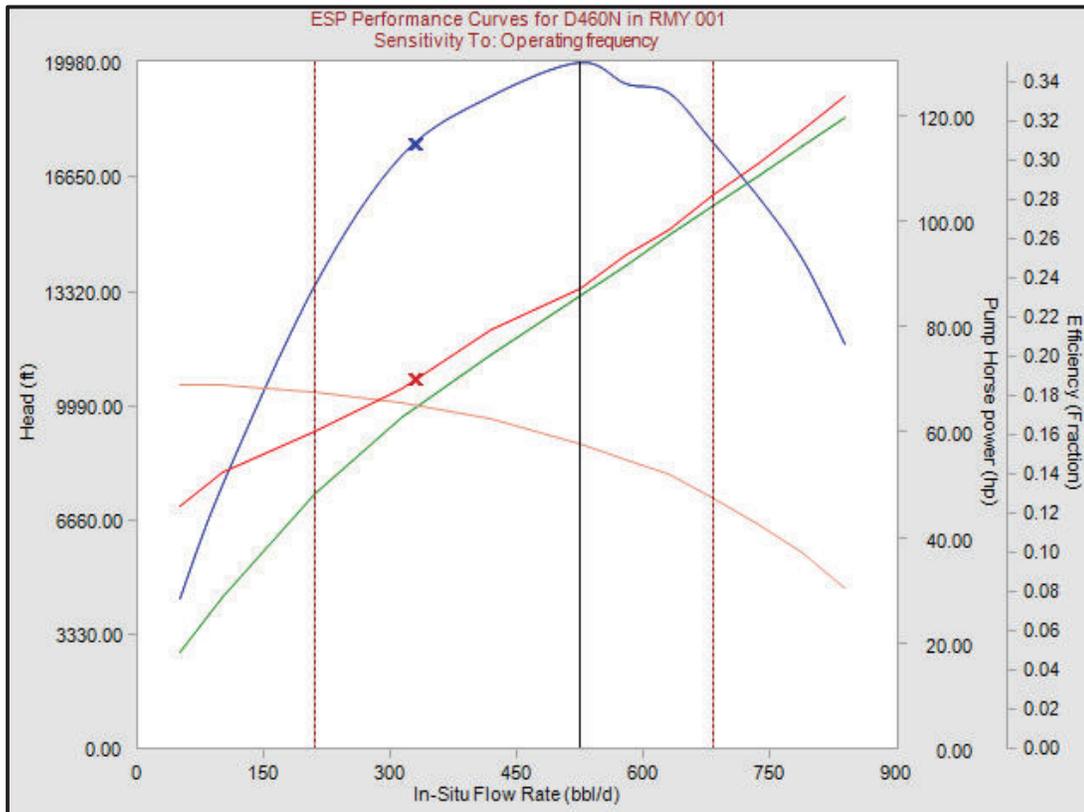
3.23. OPTIMIZACIÓN POZO RMY 001

La alternativa de producción sugerida para este pozo es subir la frecuencia de la bomba a 63 Hz, tomando en cuenta que su AOF de 439 BFPD y la presión de operación mantiene un rango aceptable por sobre la presión de saturación del reservorio para Hollín Superior siendo de 155 psi. El diagrama mecánico indica la presencia de un separador de gas que en caso de operar con fluido que presente gas en solución.

Al simular el incremento en la frecuencia de 2 Hz, la eficiencia de la bomba alcanzó un valor de 30% teniendo como máximo 34%, maneja una presión intake de 829 psia, una presión de descarga de 4679 psia y un TDH de 9988 ft. En la figura 3.22 se muestra el análisis nodal realizado al pozo con el aumento de dos Hertz en la frecuencia de la bomba.

El nuevo punto operativo para el pozo se ubica a una presión de fondo fluyente de 1047 psia y un caudal de 303 BFPD. El incrementó en la producción es de 31 BFPD con un corte de agua del 50% (ver tabla 3.20).

FIGURA 3. 22 CURVA DE DESEMPEÑO DE LA BOMBA D460N EN RMY – 001
A 63 HZ



Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

TABLA 3. 20 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN RMY – 001

Producción Actual		Producción Futura		Incremento
BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
272	136	303	151.5	15.5

Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

3.24. OPTIMIZACIÓN POZO RMY 002

Al simular las condiciones reales del pozo en el software WellFlo la curva IPR indica un caudal máximo de producción de 313 BFPD, y la curva de desempeño de la bomba revela que el punto operativo a una presión de fondo fluente de 539 psia y con un aporte de fluido de 287 BFPD se encuentra fuera del rango óptimo

de funcionamiento por debajo del rango mínimo operativo de la bomba que es de 790 BFPD, es decir el equipo se encuentra operando en downthrust.

Inicialmente se planteó subir la frecuencia para cambiar la condición de downthrust de la bomba sin resultados, sin embargo considerando que el reservorio productor es Hollín Inferior y presenta una baja presión de reservorio con un corte de agua de 33%, se planteó como la mejor alternativa para optimizar la producción estimar y remover el daño actual de formación al cierre del estudio.

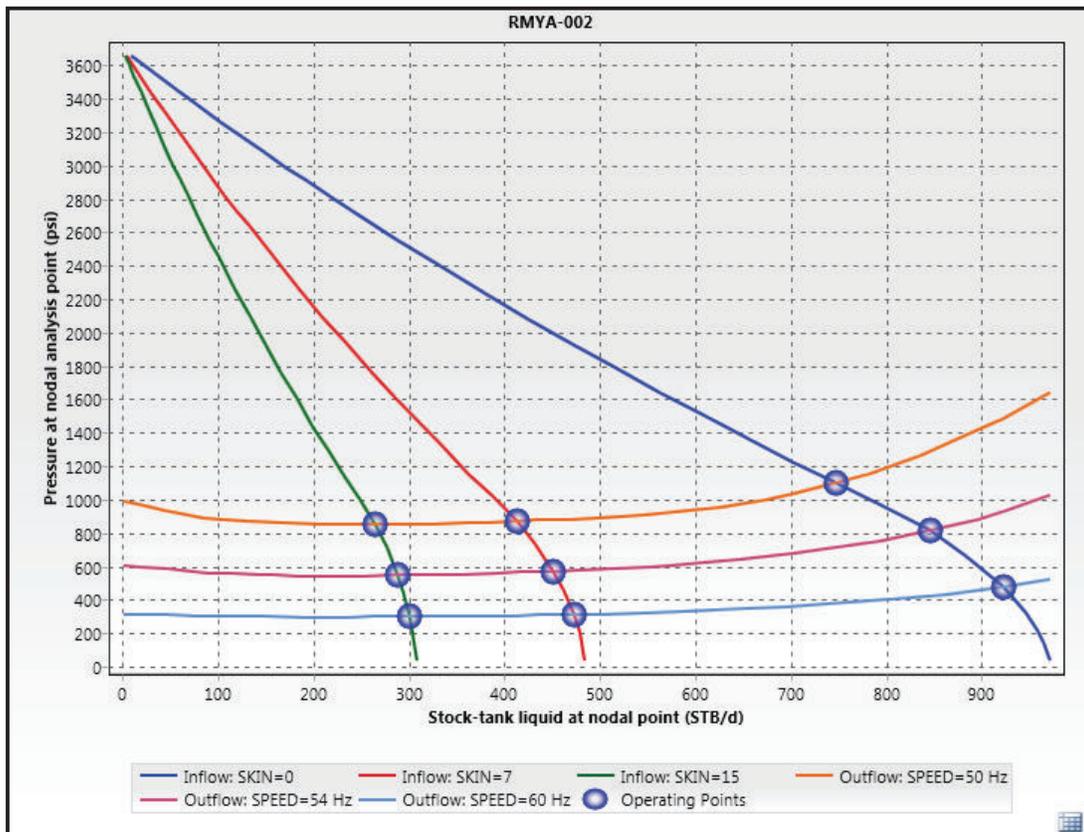
Mediante el software WellFlo se procedió a ajustar la producción actual y estimar el daño de formación basando el análisis en Darcy, es decir propiedades de fluido y petrofísicas obteniendo como resultado un valor adimensional de daño 15.

Al plantear remover el daño de la formación y de acuerdo al historial del pozo se determinó su posible origen causado por migración de finos y escala, el tratamiento a utilizar para eliminarlo consiste en la inyección de químicos.

Bajo estas condiciones se modeló dos escenarios de remoción de daño. Al remover el daño en un 50% es decir $s=7$ el reservorio presenta un AOF de 480 BFPD, estimando el punto operativo a la frecuencia de 54Hz valores de presión de fondo fluyente de 571.8 psi con aporte de fluido de 451.2 BFPD. Si la remoción del daño se estima en un 100% ($s=0$), es decir un caso ideal donde se logre estimular y remover todo el daño se tiene un AOF de 980 BFPD es decir aproximadamente un incremento del 300% del valor actual, y se trabajaría el equipo a 54 Hz con un punto operativo a una presión de fondo fluyente de 814.2 psia con un caudal de producción de 845.4 BFPD (ver figura 3.23).

El escenario a considerar en el estudio es el más optimista, que considera $s=0$, en la tabla 3.21 se presenta el incremento en la producción. Se debe considerar que la bomba P12XH6 instala maneja su rango operativo óptimo entre 790 BFFP a 1500 BFPD, por tanto se podría operar bajo las nuevas condiciones sin daño dentro del rango óptimo.

FIGURA 3. 23 CURVAS INFLOW Y OUTFLOW RMY – 002 (S=0; S=7; S=15)



Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

TABLA 3. 21 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN RMY – 002

Producción Actual		Producción Futura (s=0)		Incremento
BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
287	192.3	845.4	566.4	374.1

Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

3.25. OPTIMIZACIÓN POZO RMY 004

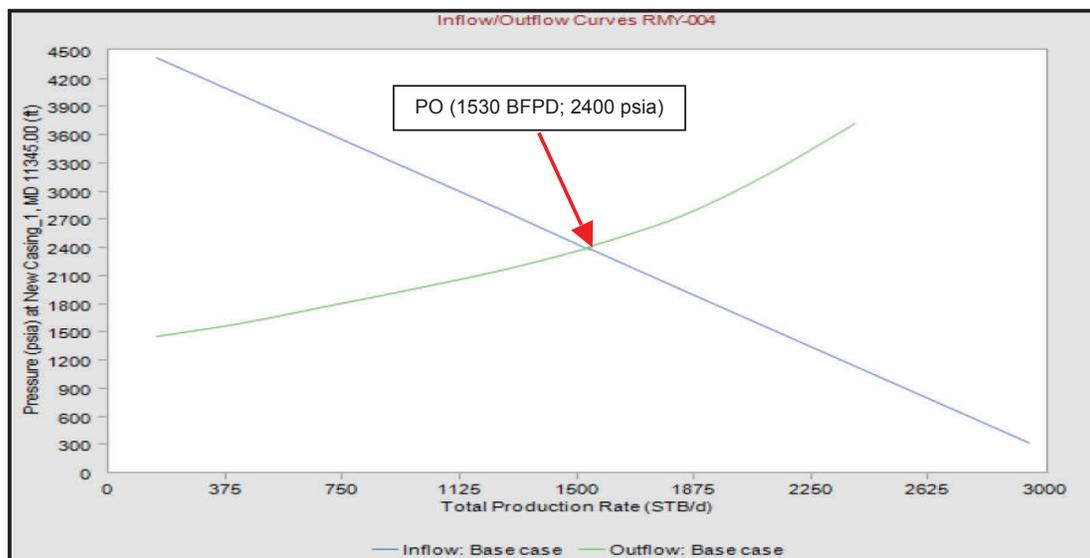
El análisis nodal realizado indicó un potencial del pozo de 3103 BFPD registrando una producción de 970 BFPD a una presión de fondo fluente de 3245 psia con un alto corte de agua de 80%. Al considerar que el punto operativo en la curva de desempeño de la bomba se encuentra sobre el rango óptimo se evidencia un mal funcionamiento del equipo en condición de upthrust.

Bajo estas condiciones para optimizar la producción y corregir la condición de la bomba en upthrust no resultó factible variar la frecuencia hacia una menor debido a que se disminuye su producción y tomando en cuenta el buen potencial del pozo la mejor alternativa para optimizar la producción resulta cambiar la bomba a una que maneje mayor caudal.

Hollín Superior es el reservorio productor y presenta una presión de saturación de 155 psi, es así que el diseño del equipo se hizo a partir de incrementar en la producción empleando valores de caudal y presión que no afecten las condiciones del reservorio y prolonguen su vida productiva. El caudal estimado para el diseño es de 1530 BFPD a una presión de fondo fluente de 2400 psia con lo que la bomba diseñada a una frecuencia de 50 Hz requiere 289 etapas para levantar el fluido a superficie.

El punto operativo en la nueva curva IPR presenta las condiciones de diseño (ver figura 3.24) y en la curva de desempeño de la bomba (ver Figura 3.25) presenta valores de: presión intake de 2069 psia, una presión de descarga de 3520 psia y un TDH de 3683 ft. El incremento en la producción se detalla en la tabla 3.22.

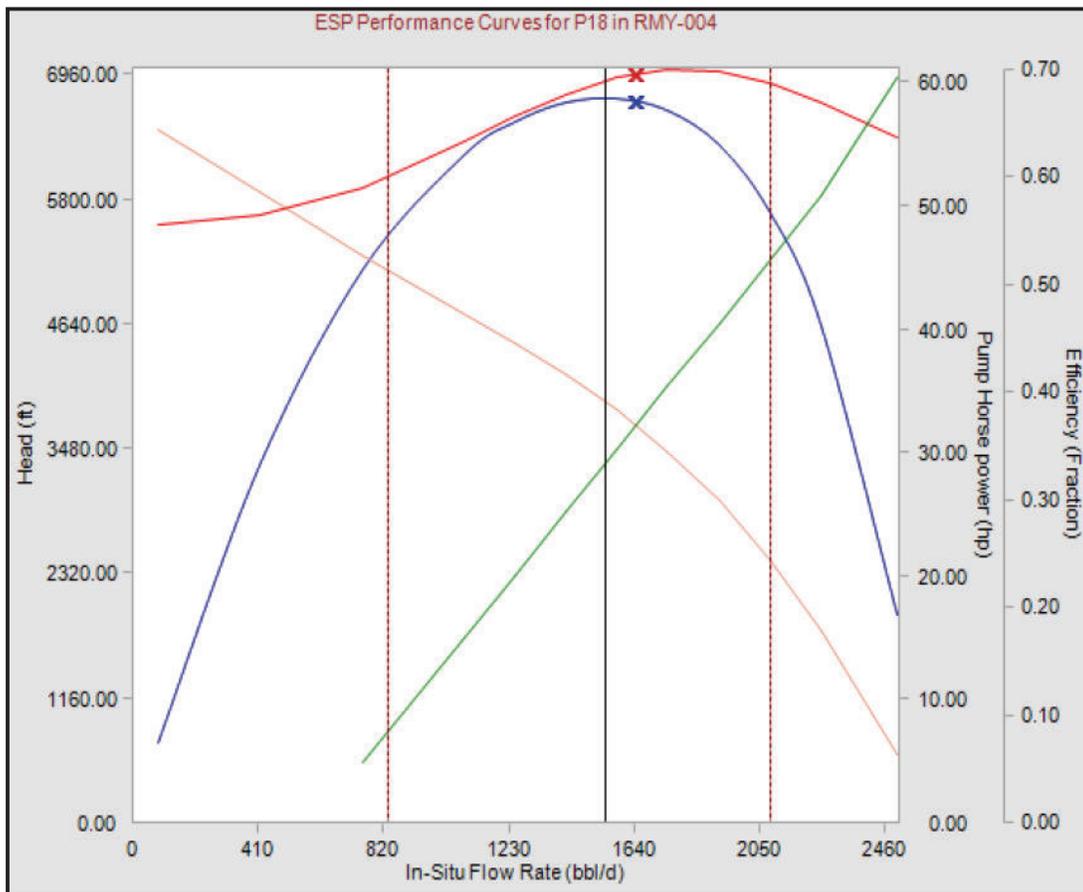
FIGURA 3. 24 CURVAS INFLOW Y OUTFLOW RMY – 004



Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

FIGURA 3. 25 CURVA DE DESEMPEÑO DE LA BOMBA FV320 EN RMY – 004 A 59 HZ



Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

TABLA 3. 22 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN RMY – 004

Producción Actual		Producción Futura		Incremento
BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
874	174.8	1530	306	131.2

Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS TÉCNICO ECONÓMICO DE LAS ALTERNATIVAS DE PRODUCCIÓN DE LOS CAMPOS CONONACO-RUMIYACU

4.1. ANÁLISIS TÉCNICO

El análisis técnico en un proyecto mitiga el riesgo en la inversión y prevé un favorable rédito económico a futuro.

El estudio técnico para el proyecto pretende que los pozos incrementen la producción de petróleo partiendo de implementar nuevas condiciones de operación que se ajusten al potencial de cada pozo como del equipo de bombeo electrosumergible instalado en fondo.

Se plantea entre las alternativas para optimizar y mejorar la producción:

- Incrementar la frecuencia de operación del equipo BES.
- Eliminar el daño de formación.
- El cambio de bomba BES.

A continuación en la tabla 4.1, se detalla datos de pozo como: arena productora y la producción registrada en Octubre de 2014 (BFPD, BPPD y el BSW). De acuerdo al análisis nodal efectuado se presenta además el incremento de petróleo logrado a partir de la simulación en el software WellFlo de los diferentes escenarios de optimización para cada pozo estudiado.

Referente al petróleo se estima que el incremento en la producción es de 1623.5 BPPD, es decir al comparar con los valores a la fecha de cierre del estudio se tiene un aumento en un 29.77% y para el agua en un 15.87%.

TABLA 4. 1 RESULTADOS DE LA OPTIMIZACIÓN

Pozo	Arena	Producción a Octubre de 2014			Alternativa de Producción		Incremento
		BFPD	BPPD	BSW	BFPD	BPPD	
CNO-004	HS	371	163.2	56	395	173.8	10.6
CNO-008	HS	639	511.2	20	677	541.6	30.4
CNO-009	UI	243	170.1	30	277	193.9	23.8
CNO-011RE	HI	2182	218.2	90	2311	231.1	12.9
CNO-013	TI	407	386.7	5	456.1	433.3	46.6
CNO-015	UI	149	146	2	471	461.6	315.6
CNO-020	TI	334	167	50	388.6	194.3	27.3
CNO-021RE	HI	306	195.8	36	980	627.2	431.4
CNO-024	TI	600	186	69	645	200	14
CNO-025	US	406	397.9	2	406	397.9	0
CNO-027	TI	229	174	24	229	174	0
CNO-029	HI	542	260.2	52	575	276	15.8
CNO-030	HI	1180	129.8	89	1247	137.2	7.4
CNO-032	HI	2194	219.4	90	2287	228.7	9.3
CNO-033	HI	1666	199.9	88	1777	213.2	13.3
CNO-034	TS	212	95.4	55	237	106.7	11.3
CNO-037	TI	313	219.1	30	367	256.9	37.8
CNO-038	HS	150	148.5	1	150	148.5	0
CNO-047	TI	364	356.7	2	395	387.1	30.4
CNO-048	TI	629	390	38	683	423.5	33.5
CNO-049	TI	484	53.2	89	546	60.1	6.8
CNO-050	US	184	161.9	12	212	186.6	24.6
RMY-001	UI	272	136	50	303	151.5	15.5
RMY-002	TI	287	192.3	33	845.4	566.4	374.1
RMY-004	HS	874	174.8	80	1530	306	131.2
TOTAL		15217	5453.4		18390.1	7076.9	1623.5

Fuente: Software WellFlo

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

4.2. ANÁLISIS ECONÓMICO

El análisis económico para la inversión en un proyecto identifica costos y beneficios, los mide y valora comparablemente entre el estado actual y el estado previsto, es decir pretende establecer si las alternativas sugeridas conllevan tener rentabilidad a futuro y generar beneficios.

En base al incremento de producción que resulta del análisis técnico previamente hecho y al analizar los ingresos y egresos se calcula varios indicadores que permiten identificar el estado del proyecto y si este es factible o rentable en el transcurso del tiempo.

4.2.1. MÉTODOS DE VALORACIÓN DE PROYECTOS

Los métodos utilizados en el proyecto para realizar el análisis económico consideran el valor del dinero en el tiempo y permiten medir la rentabilidad del proyecto. Los métodos son:

- Valor Actual Neto (VAN)
- Tasa Interna de Retorno (TIR)
- Relación Costo/Beneficio

4.2.1.1. Valor actual neto (VAN)

Por valor actual neto de una inversión se entiende la suma de los valores actualizados de todos los flujos netos de caja esperados del proyecto, deducido el valor de la inversión inicial.

Una condición indispensable para realizar este análisis es la tasa de interés o tasa de actualización que se utilice, ya que el VAN tendrá una relación inversamente proporcional a esta tasa.

La expresión matemática que permite calcular el Valor Actual Neto (VAN) es:

$$\text{VAN} = -I_0 + \frac{\text{Fne}}{(1+i)^1} + \frac{\text{Fne}}{(1+i)^2} + \frac{\text{Fne}}{(1+i)^3} + \frac{\text{Fne}}{(1+i)^4} + \dots + \frac{\text{Fne}}{(1+i)^n} \quad (4.1)$$

Donde:

I_0 = Inversión inicial

Fne = Flujo neto efectivo

i = Tasa de interés o tasa de actualización

n = Periodo estudiado

Una vez obtenido el VAN, como resultado de las sumatorias de flujo de caja menos la inversión se tiene los siguientes criterios:

- VAN < 0, Proyecto rechazado
- VAN > 0, Proyecto aceptado
- VAN = 0, Proyecto recupera su inversión

4.2.1.2. Tasa Interna de Retorno (TIR)

Se denomina tasa interna de retorno (TIR) a la tasa de actualización que hace que el valor actual neto de una inversión sea igual a cero. (VAN=0).

Este método considera que una inversión es aconsejable si la TIR resultante es igual o superior a la tasa exigida por el inversor, permite conocer cuál es el valor real del rendimiento del dinero en esa inversión y se considera que a mayor TIR mayor será la rentabilidad.

Para el cálculo de la TIR se utiliza la siguiente ecuación:

$$VAN = 0 = -I_0 + \frac{Fne}{(1+TIR)^1} + \frac{Fne}{(1+TIR)^2} + \frac{Fne}{(1+TIR)^3} + \dots + \frac{Fne}{(1+TIR)^n} \quad (4.2)$$

Donde:

I_0 = Inversión inicial

Fne = Flujo neto efectivo

TIR= Tasa interna de retorno

n = Periodo estudiado

Una vez obtenida la TIR se la compara con una tasa mínima o tasa de corte que para este estudio económico será la tasa de interés o tasa de actualización

utilizada para calcular el VAN del proyecto, así se tiene los siguientes criterios para calificar al proyecto

- TIR > i, Proyecto aceptado
- TIR < i, Proyecto rechazado

4.2.1.3. Relación Costo Beneficio (RCB)

Es el coeficiente de dividir el valor actualizado de los beneficios del proyecto (ingresos) para el valor actualizado de los costos (egresos) a una tasa de actualización igual a la tasa de rendimiento mínima aceptable sumada la inversión realizada en el proyecto.

La expresión matemática para calcular la Relación costo beneficio RCB es:

$$RCB = \frac{\text{Ingresos actualizados}}{\text{Costos actualizados} + \text{Inversión}} \quad (4.3)$$

Este indicador permite evaluar la rentabilidad del proyecto y de acuerdo al valor que se obtiene se tiene los siguientes criterios:

- RCB > 1, ingresos mayores que egresos, por lo tanto es aceptable.
- RCB < 1, ingresos menores a egresos, por lo tanto es rechazable.
- RCB = 0, ingresos iguales a los egresos, proyecto indiferente.

4.3. COSTOS DE INVERSIÓN DEL PROYECTO

Los costos de los trabajos a realizarse están fijados de acuerdo a las alternativas de optimización planteadas en el estudio técnico como son incremento de frecuencia, cambio de bomba al pozo y remoción del daño de formación. Los costos que implican realizar estas tres actividades son diferentes y varían por el tiempo de duración en su ejecución y se detallan a continuación.

Cambio de bomba

En la tabla 4.2 se detalla el valor de los costos que se debe invertir para realizar una intervención en el pozo por cambio de bomba.

TABLA 4. 2 COSTOS ESTIMADOS POR CAMBIO DE BOMBA

Actividad	Costo [USD]
Movimiento de la Torre	42 000
Trabajo de la Torre	86 500
Supervisión & Transporte	10 000
Fluido de Control	30 000
Unidad de Slick Line	2 000
Equipo BES	250 000
Instalación de Conectores	4 000
Servicio Spooler	4 000
Supervisión e Instalación equipo BES	4 000
Registros	50 000
Contingencias (+/- 20%)	96 500
TOTAL	579 000

Fuente: PETROAMAZONAS EP

Elaborado por: Wilson Mármol; Christian Rodríguez

Remover el daño de formación

El valor de los costos que representa realizar una estimulación al reservorio para remover el daño de formación modelado en el reservorio se detalla en la tabla 4.3.

TABLA 4. 3 COSTOS ESTIMADOS DE REMOCIÓN DE DAÑO

Actividad	Costo [USD]
Servicio Coiled Tubing	25 000
Servicio de Químicos	30 000
Servicio de Bombeo	20 000
Contingencias (+/- 20%)	15 000
TOTAL	90 000

Fuente: PETROAMAZONAS EP

Elaborado por: Wilson Mármol; Christian Rodríguez

Frecuencia

El incrementar la frecuencia al motor de la bomba desde un variador, no presenta costos operacionales desde el punto de vista económico, mas solo se tendrá un incremento en el consumo de energía y conlleva gastos en la gestión administrativa referentes a consultoría que ascienden a 10 000 USD.

4.3.1. INGRESOS

Los ingresos que se van a generar en el proyecto resultan de la venta del crudo producido. Dado que la unidad de volumen para el petróleo son barriles, los ingresos serán iguales a la cantidad de barriles que se produzca mensualmente multiplicado por el precio del barril asignado para el crudo ecuatoriano.

El precio para el barril ecuatoriano tiene un menor valor comparado con el precio de petróleo WTI (West Texas Intermediate) el cual es referencia para nuestro país, así el precio de un barril de crudo ecuatoriano al cierre del estudio tiene un valor de 73.4 USD.

La producción de los pozos en los campos no es constante, es decir estos poseen una declinación en su producción. La declinación anual calculada para los campos en el software OFM (Oil Field Manager) de acuerdo a sus historiales de producción es del 34%. Por lo tanto para el estudio la declinación mensual de producción es 2.83%, con un periodo mensual de 30 días y un periodo semanal de 7 días.

4.3.2. EGRESOS

Los egresos son los valores que resultan de la suma de los costos de inversión que para nuestro estudio son los costos que implican realizar un cambio de bomba, estimulación al reservorio para intervenir los pozos, costos por ingeniería para incremento de frecuencia y contingencias por daño o cambio de bomba,

mas el costo operativo de producción por cada barril producido que es de 9.08 USD.

Las contingencias asumidas por cambio de bomba para el proyecto ascienden a 579 000 por cada pozo que se encuentra operando.

Realizando esta suma el monto total de la ejecución del proyecto asciende a 14 176 000 USD.

4.4. CONSIDERACIONES PARA EVALUACIÓN ECONÓMICA

Para realizar la evaluación económica del proyecto se establecieron las siguientes consideraciones:

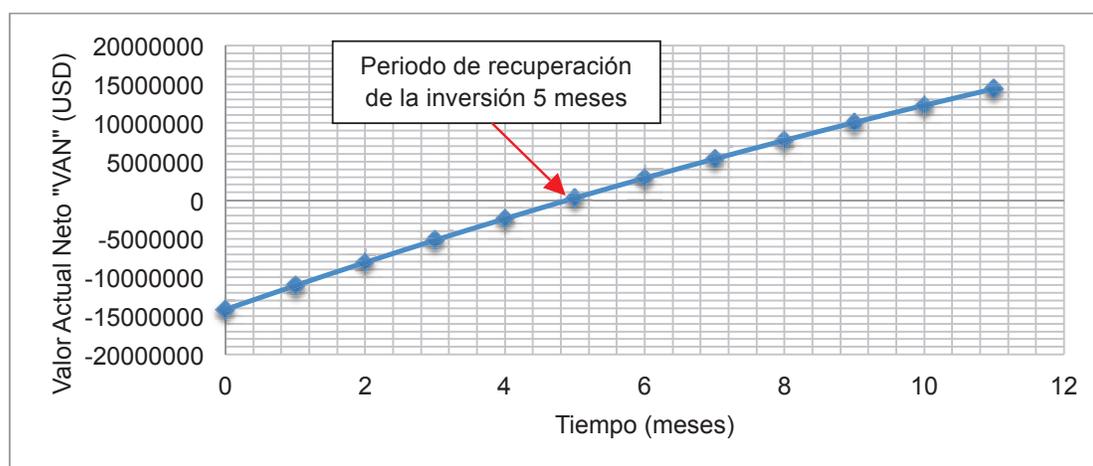
- Se estima la tasa de actualización anual al 10% y por lo tanto una tasa de actualización mensual de 0.83%.
- La estimación del costo operativo de producción por barril de petróleo es de 9.08 USD.
- La declinación en la producción de los campos Cononaco y Rumiyacu tiene un valor de 34% y por lo tanto se determina una declinación mensual de 2.34% considerando un periodo mensual de 30 días.
- El periodo de análisis del proyecto es 1 año.
- El análisis económico se realizará bajo tres escenarios de precio de barril de petróleo estipulados por el West Texas Intermediate (WTI), inicialmente a 73.4 USD precio registrado en Octubre 2014, posterior un análisis para un precio optimista y uno pesimista teniendo así 86.62 USD y 47.3 USD respectivamente de acuerdo a las proyecciones de Petroamazonas EP.
- Los costos de intervención en los pozos fueron tomados de pozos intervenidos por trabajos similares en los campos Cononaco-Rumiyacu.
- El costo operativo no incluye el costo de reparación por cualquier evento de cierre de pozo.

4.5. ESTUDIO ECONÓMICO

A partir de las consideraciones citadas anteriormente se procedió a calcular los diferentes valores de los indicadores que darán una visión más clara de la factibilidad y rentabilidad de la inversión asociada al proyecto. Las tablas que presentan los cálculos de VAN, TIR y RCB se incluyen en el ANEXO 3.

En la figura 4.1 se puede apreciar gráficamente el periodo de recuperación de la inversión que se calcula tomando como referencia el precio de barril de petróleo a 73.4 USD a Octubre de 2014, siendo 5 meses es decir 150 días. Adicionalmente se calculó los valores estimados para VAN, TIR y RCB a un año de producción de los campos. El valor actual neto es de 14 416 312.5 USD, tasa interna de retorno igual a 194 % y mayor a la tasa de actualización de 10% y una relación costo beneficio que conlleva a estimar que por cada dólar invertido se recuperará 1.8 dólares.

FIGURA 4.1 PERIODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN ESTIMADA A 73.4 USD

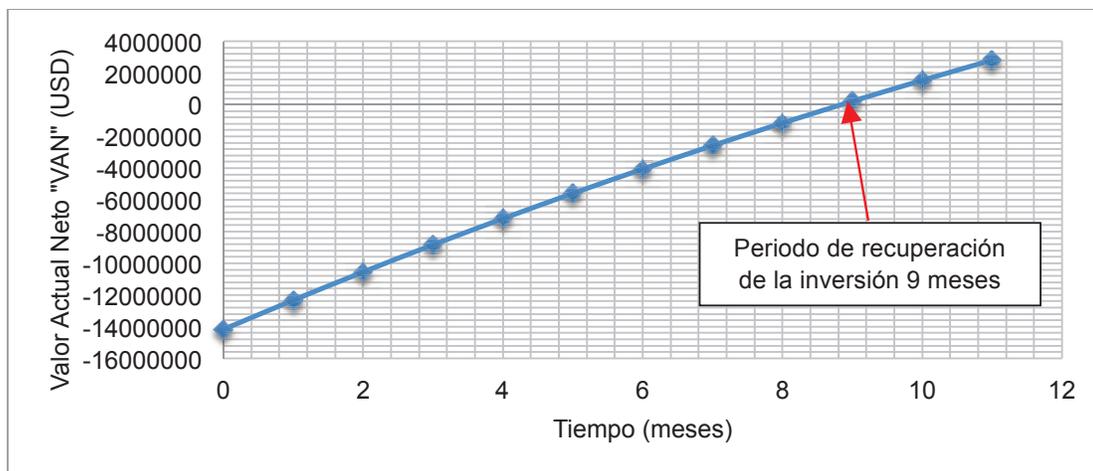


Elaborado por: Wilson Mármol; Christian Rodríguez

De acuerdo a un precio referencial del barril de petróleo considerado como un caso pesimista estimado en 47.3 USD, la figura 4.2 muestra gráficamente el periodo de recuperación de la inversión situado en 9 meses es decir 270 días. Al proyectar la producción de los pozos un año y considerando los ingresos

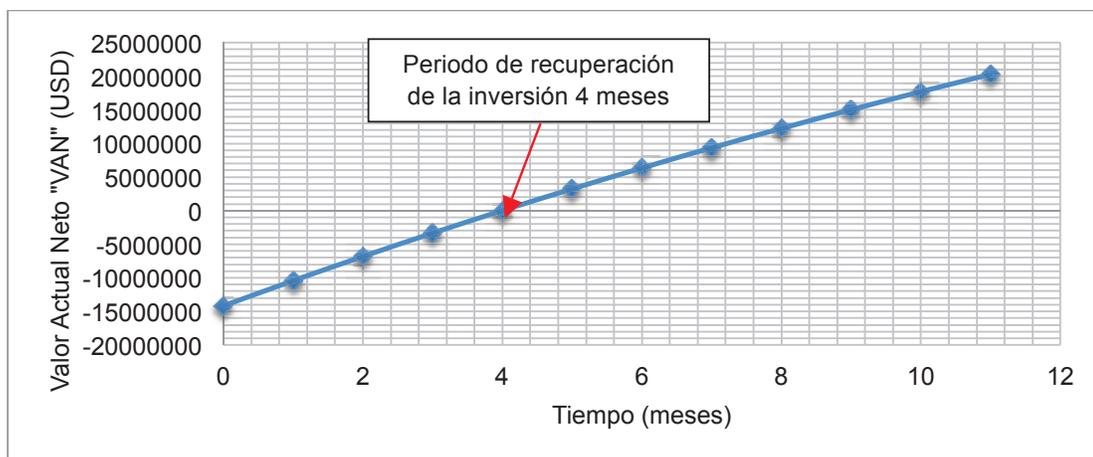
obtenidos, se calculó que el valor actual neto es de 2 814 021.5 USD, se tiene una tasa interna de retorno igual a 50.7 % y mayor que la tasa de actualización de 10% y una relación costo beneficio que conlleva a estimar que por cada dólar invertido se recuperará 1.2 dólares.

FIGURA 4.2 PERÍODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN ESTIMADA A 47.3 USD



Elaborado por: Wilson Mármol; Christian Rodríguez

FIGURA 4.3 PERÍODO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN ESTIMADA A 86.62 USD



Elaborado por: Wilson Mármol; Christian Rodríguez

En el caso más optimista para el precio de barril de petróleo se consideró en 86.62 USD, y se tiene que el periodo de recuperación de la inversión será 4

meses es decir 120 días (ver figura 4.3). Al proyectar la producción de los campos en un lapso de un año y sus respectivos ingresos provenientes de la venta de crudo, se obtiene que el valor actual neto es de 20 293 028.4 USD, tasa interna de retorno igual a 258.4 % y mayor que la tasa de actualización de 10% y una relación costo beneficio que conlleva a estimar que por cada dólar invertido se recuperará 2.1 USD.

4.6. ANÁLISIS DE RESULTADOS

El resultado de si el proyecto es factible y rentable en el tiempo es evidente en base a los resultados obtenidos para los diferentes indicadores que indican estar sobre los parámetros que fijan que el proyecto es factible y rentable, y como es de suponer la inversión será recuperada en un menor lapso de tiempo si el precio del barril de petróleo es mayor. En la tabla 4.4 se detallan los valores obtenidos de VAN, TIR, RCB y el periodo de recuperación de la inversión (PRI).

El escenario más favorable es sin duda el obtenido a un precio de venta del barril de petróleo estimado en 86.62 USD siendo el tiempo de recuperación de la inversión 120 días y el más desalentador a un precio de 47.3 USD donde la inversión sería recuperada en 270 días.

Los criterios que permiten afirmar que el proyecto es rentable son:

- VAN > 0, proyecto aceptado
- TIR > i, proyecto aceptado
- RCB > 1, ingresos mayores que egresos, por lo tanto es aceptable.

TABLA 4. 4 RESULTADOS DE EVALUACIÓN ECONÓMICA

PRECIO CRUDO	INDICADOR FINANCIERO			PRI
[USD]	VAN	TIR	RCB	[MESES]
86.62	20 293 028.4	258.4	2.1	4
73.4	14 416 312.5	194	1.8	5
47.3	2 814 021.5	50.7	1.2	9

Elaborado por: Wilson Mármol / Christian Rodríguez

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES

- ✓ Las alternativas planteadas para optimizar la producción en los pozos seleccionados con bombeo electrosumergible de los campos Cononaco y Rumiyacu indican un incremento en la producción de alrededor de 1623.5 BPPD, resultado de modelar e implementar diferentes escenarios como: incremento de frecuencia, cambio de bomba al pozo, y estimulación al reservorio por remoción de daño de formación, que se detallan a continuación.

Alternativa de Optimización de Producción	Número de Pozos	Incremento BPPD
Incremento de frecuencia	16	346.6
Remover daño	3	689.7
Cambio de bomba BES	2	155.8
Remover daño/cambio de bomba BES	1	431.4
Mantener condiciones operativas	2	0
Cerrar el pozo	1	0
TOTAL DE INCREMENTO DE PRODUCCIÓN BPPD		1623.5

- ✓ Al cierre del estudio los 25 pozos analizados tienen una producción de 15217 BFPD siendo 5453.4 BPPD y al considerar los diferentes escenarios implementados para optimizar la producción el valor asciende a 18390 BFPD obteniendo 7076.9 BPPD. El incremento total en la producción es del 20.85%. Referente al petróleo se estima un incremento de 1623.5 BPPD es decir un 29.77% y para el agua en un 15.87%.
- ✓ En base al análisis nodal efectuado los pozos CNO 004, CNO 008, CNO 09, CNO 011RE, CNO 013, CNO 020, CNO 024, CNO 029, CNO 030, CNO 032, CNO 033, CNO 047D, CNO 048D, CNO 049 y RMY 001 se

encuentran operando correctamente dentro del rango operativo del equipo sin embargo se sugirió subir la frecuencia en un rango de 2 Hz para optimizar la eficiencia del equipo instalado.

- ✓ Es importante analizar el reservorio productor y su corte de agua especialmente para aquellos que producen de Hollín Inferior que bordea el 90% donde incrementos bruscos de frecuencia pueden derivar en desestabilizar el reservorio al depletar la presión en algunos casos a valores que bordean la presión de saturación, además de generar posibles efectos como daño, conificación, incremento de agua y gas en solución en el fluido producido. El modificar la frecuencia es la alternativa más utilizada para incrementar la producción en los pozos y representa en total un incremento respecto a las condiciones actuales a la fecha del estudio de 297.6 BPPD.
- ✓ El análisis nodal para los pozos CNO 034 y CNO 037 exhibe un comportamiento del equipo instalado en estado de downthrust. El primer pozo mencionado presenta falla en el sensor de fondo y no cuenta con un build up actualizado, en contraste el pozo CNO 037 si cuenta con un build up actual que indica un daño de -0.134 que evidencia un pozo estimulado. En los dos casos se sugirió mantener el equipo instalado por las condiciones ya descritas variando la frecuencia de operación y se mejoró la eficiencia de la bomba en 2% y 4% respectivamente, logrando incrementar la producción en 49.1 BPPD.
- ✓ En los pozos CNO 015 y RMY 002 se modeló la remoción del daño de formación, siendo U Inferior y T Inferior las arenas analizadas y cuyos valores estimados de daño son 30 y 15 respectivamente de acuerdo al software WellFlo. La alternativa planteada busca incrementar el potencial de los pozos, mejorar y conservar su vida productiva. Al considerar eliminar el daño de forma ideal en un 100% es factible utilizar el mismo equipo BES instalado en cada pozo debido a que operan en rangos que se ajustan a

los nuevos potenciales, el incremento en el petróleo producido es de 689.7 BPPD.

- ✓ Los pozos CNO 050D y RMY 004 presentan condiciones para cambiar la bomba BES instalada, el primer pozo citado opera bajo downthrust y el reservorio tiene un buen estado con daño de 0.103 mientras que en el pozo RMY 004 el equipo opera en upthrust y el reservorio posee un potencial alto. Para diseñar y seleccionar un nuevo equipo que se ajuste a las condiciones actuales de aporte del reservorio se consideró trabajar a una presión de 2245 psi sobre la presión de saturación y evitar operar con presencia de gas en solución, se estima un incremento en la producción de 155.8 BPPD.
- ✓ Bajo las condiciones del pozo CNO 021RE al cierre del estudio se planteó la remoción del daño de formación causado por el incremento abrupto del corte de agua desde 1% a 36% en el mes de octubre a noviembre de 2013 como indica su historial de producción, el daño de formación se estimó en 40. Al simular un escenario ideal sin daño el pozo tiene un notable aumento en su potencial alrededor del 700% siendo de 2500 BFPD. De acuerdo al buen aporte de fluido se optó por el cambio de bomba BES a una que maneje mayor caudal y no afecte al reservorio manteniendo su vida productiva. El incremento en la producción es de 627.2 BFPD siendo 431.4 BPPD.
- ✓ Se consideró parar su producción del pozo CNO 038 debido a que opera en downthrust y no cuenta con un build up actualizado que permita diagnosticar el estado del reservorio y optar por una mejor alternativa para incrementar su producción.
- ✓ El presente estudio buscó mantener los niveles de producción de la manera más rentable posible aplicando técnicas de producción óptimas. De acuerdo a los métodos de evaluación económica VAN, TIR y RCB el proyecto es rentable y se presenta viable su aplicación. Al considerar

precios de venta por barril de: 47.3 USD, 73.4 USD y 86.62 USD se obtuvo que el periodo de recuperación de la inversión es 270, 150 y 120 días respectivamente. En la siguiente tabla se detalla los valores para los indicadores que permitieron evaluar la rentabilidad del proyecto.

PRECIO CRUDO	INDICADOR FINANCIERO			PRI
[USD]	VAN	TIR	RCB	[MESES]
86.62	20 293 028.4	258.4	2.1	4
73.4	14 416 312.5	194	1.8	5
47.3	2 814 021.5	50.7	1.2	9

5.2. RECOMENDACIONES

- ✓ Se recomienda realizar pruebas de restauración de presión en los pozos CNO 011RE, CNO 038D y en especial en aquellos que presentan elevados cortes de agua y un bajo potencial para diagnosticar el estado del reservorio.
- ✓ Realizar análisis PVT en los Campos Cononaco y Rumiyacu para actualizar los datos existentes, debido a que los empleados en el estudio datan de los años 80 para U, Hollín Superior y Hollín Inferior y el más actual de T fue realizado en el 2003.
- ✓ En los pozos con elevados cortes de agua se recomienda un monitoreo constante y hacer una evaluación de la zona productora. De ser el caso redefinir una nueva zona para repunzonar la formación y reducir la producción de agua.
- ✓ Se recomienda chequear el estado funcional del sensor de fondo en el equipo BES instalado de los pozos para tener un correcto registro de sus parámetros y evitar registrar valores erróneos que dificulten realizar operaciones que mejoren el comportamiento del reservorio, por ejemplo una estimulación para remover daño.

- ✓ Se recomienda realizar un análisis nodal para los pozos con un lapso de tiempo no muy prolongado que puede ser 6 meses para determinar el estado del reservorio, el equipo instalado y si amerita tomar medidas correctivas, esto en vista que algunos pozos analizados presentan condiciones como alto corte de agua y operan cerca o bajo la presión de saturación.

- ✓ Se recomienda optar el sistema de levantamiento artificial con bombeo electrosumergible (BES) en los pozos de los campos Cononaco-Rumiyacu que presenten condiciones favorables para su uso, debido a que es un medio económico, efectivo y de fácil instalación y operación.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. Baby, Patrice. Rivadeneira, Marco. Barragán, Roberto. (2004). La cuenca Oriente: Geología y Petróleo. Travaux de l'Institut Français d'Etudes Andines.
2. Baker Hughes Centrilift. (2009). Centrilift submersible pump handbook.
3. Craft, B. C. Y M. F. Hawkins Jr. (1977). Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos. New Jersey, Prentice Hall.
4. Kermit R. Brown. (1984). The technology of artificial Lift Methods, Volume 4 of Production Optimization of oil and gas wells by Nodal Systems Analysis. University of Tulsa – USA, Penn Well Publishing Company.
5. Maggiolo, Ricardo. MSc. (2008). Optimización de la Producción mediante Análisis Nodal. ESP Oil Consultants.
6. Melo, Vinicio. (2007). Folleto de Levantamiento Artificial. EPN.
7. NCT Energy Group, (2009). Certificación de reservas campo Cononaco, Petroproducción.
8. NCT Energy Group, (2009). Certificación de reservas campo Rumiyacu, Petroproducción.
9. RYDER SCOTT COMPANY, L.P. (2013). Estimated Future Reserves and Income. Petroamazonas EP.
10. Schlumberger REDA. (2007). Catálogo de equipos de Bombeo Electrosumergible.
11. TECNIC/NITEC. (2002). Estudio de Simulación Numérica del Campo Cononaco, Actividad 4, Evaluación Geológica del Campo Cononaco.
12. TECNIC/NITEC. (2002). Evaluación Geológica del Campo Cononaco.
13. Vega, Celio. Ingeniería Económica. EPN.

14. Veritas, (2003). Sumario Petrofísico del estudio Geoestadístico del campo Cononaco.
15. Weatherford. (2009). WellFlo User Guide.

GLOSARIO

Aluvial: relativo a un ambiente de depositación por un flujo de agua o un río sobre su planicie de inundación.

API: “American Petroleum Institute”, es la única asociación nacional que representa a todos los aspectos de la industria del petróleo y gas natural de Estados Unidos de América, tales como producción, refinación, distribución entre otros.

Anticlinal: es un tipo de trampa estructural en forma de arco o domo, con características adecuadas para acumulación de hidrocarburos.

B’up: también conocida como prueba de restauración de presión, consiste en cerrar el pozo después de tener un flujo constante estabilizado y realizar un registro de presiones de fondo durante un periodo de tiempo con el objetivo principal de determinar la presión estática del reservorio.

Corte de agua (BSW): es la cantidad de agua producida en relación al fluido total producido.

Datum: es una superficie de referencia arbitraria, en el proyecto el datum será el nivel de referencia ubicado al nivel de profundidad del reservorio, cualquier corrección al datum se realizara a este nivel.

Deltaico: relativo a un ambiente de depositación por un flujo de corriente cargada con sedimentos a medida que ingresa en un delta, tal como un río que vierte sus aguas en un golfo. Los deltas antiguos contienen algunos de los sistemas petroleros más grandes y más productivos.

Eficiencia de flujo: es una valor que cuantifica la afectación del efecto skin a la productividad del pozo, y resulta de la relación entre el índice de productividad real para el índice de productividad ideal o predicho.

Fluvial: relativo a un ambiente de depositación resultante de la acción de un río o de agua viva.

Granocreciente: indica que el espacio de acomodación de los sedimentos está siendo llenado más rápidamente que el que está siendo creado.

Parasecuencias: sucesión de capas o estratos genéticamente relacionados delimitados por superficies de inundación marina (ciclos granocrecientes). Por genéticamente relacionadas, se entiende que el orden en el que se presenta una facie es predecible.

Presión de burbuja: es la presión a la cual se forma la primera burbuja de gas al pasar un sistema del estado líquido al estado de dos fases, donde la fase líquida está en equilibrio con una cantidad infinitesimal de gas libre.

Progradan: relativo a una zona de depositación en la que los sedimentos son tantos que rebasan la capacidad de la cuenca y esto hace que se depositen a su alrededor.

Roca madre: roca rica en contenido de materia orgánica, que si recibe calor en grado suficiente, generará hidrocarburos (petróleo o gas). Las rocas generadoras típicas, normalmente son lutitas o calizas.

Soluto: es la sustancia que, por lo general, se encuentra en menor cantidad y que se disuelve en una mezcla.

Solvente: es la sustancia que suele aparecer en mayor cantidad y donde se disuelve el soluto.

Trampa: es una estructura geológica, de origen tectónico o litológico capaz de retener hidrocarburos. Geológicamente se consideran a la trampa como la forma de la roca reservorio que permite que se acumule en el subsuelo un yacimiento petrolífero.

Trampa estratigráfica: se forman donde los cambios producidos en el tipo de roca permiten la retención de hidrocarburos, relacionada con la forma del depósito y los procesos durante la sedimentación.

Trampa estructural: se forma por una deformación de origen tectónico (movimiento de placas).

WTI: “West Texas Intermediate”, se trata de una clase de petróleo que los economistas utilizan como valor estándar para determinar el precio del petróleo en los mercados de comercio e intercambio en los Estados Unidos de América.

Yacimiento / reservorio: es una acumulación de hidrocarburos en un medio poroso permeable constituido por rocas sedimentarias, normalmente contiene tres fluidos (petróleo, gas y agua) distribuidos según sus densidades. El gas siendo el más ligero ocupa la parte superior del yacimiento, el aceite la parte intermedia y el agua la parte inferior.

Yacimiento saturado: la presión inicial del yacimiento es igual o menor que la presión de saturación ($P_i < P_b$), por lo que solo una parte del gas está disuelto en el petróleo y la otra parte se encuentra libre en la parte superior a lo que se conoce como casquete.

Yacimiento subsaturado: en este tipo de yacimiento la presión inicial es mayor que la presión de saturación ($P_i > P_b$), por lo que todo el gas se encuentra disuelto en el petróleo.

ANEXOS