

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y
PETRÓLEOS**

**“ESTUDIO PARA INCREMENTAR LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO
CONONACO MEDIANTE ANÁLISIS NODAL”**

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

PATRICIA ANDREA MOYA MEJÍA
pathy.moya.m@hotmail.com

HANZ DANIEL ORMAZA ROMERO
hz131313@hotmail.com

DIRECTOR: ING. JORGE VELÁSQUEZ
jorge_velasquez@yahoo.com

Quito, Julio 2012

DECLARACIÓN

Nosotros, Patricia Andrea Moya Mejía, Hanz Daniel Ormaza Romero, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos 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 normatividad institucional vigente.

HANZ DANIEL ORMAZA
ROMERO

PATRICIA ANDREA MOYA
MEJÍA

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Patricia Andrea Moya Mejía y Hanz Daniel Ormaza Romero, bajo mi supervisión.

Ing. Jorge Velásquez T.
DIRECTOR DE PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

A MIS PADRES EDWIN Y ELVITA POR SU AMOR INCONDICIONAL, POR HABERME APOYADO EN TODO MOMENTO, POR SUS CONSEJOS, SUS VALORES, POR LA MOTIVACIÓN CONSTANTE QUE HAN HECHO DE MI UNA PERSONA DE BIEN. GRACIAS POR DARME UNA CARRERA PARA MI FUTURO Y POR CREER EN MI, AUNQUE HEMOS PASADO MOMENTOS DIFÍCILES SIEMPRE HAN ESTADO APOYÁNDOME POR TODO ESTO LES AGRADEZCO DE CORAZÓN.

A MIS HERMANOS KATY E ISRAEL POR SER UN EJEMPLO EN MI VIDA DE SUPERACIÓN PERSEVERANCIA Y LUCHA CONSTANTE.

A MI TIA MARY POR SU PREOCUPACIÓN Y APOYO EN TODO MOMENTO.

A LA COMPAÑÍA SCHLUMBERGER POR BRINDARNOS SU APOYO EN LA REALIZACIÓN DE ESTE PROYECTO, Y DE MANERA ESPECIAL A LA ING. JENNY GARCIA Y LA ING. GEOVANA LLERENA, QUIENES HAN SABIDO BRINDARNOS SU CONFIANZA Y SU BUENA VOLUNTAD, PARA LA REALIZACIÓN DE ESTE PROYECTO

A MI DIRECTOR DE PROYECTO EL ING JORGE VELÁSQUEZ QUIEN HA PUESTO A NUESTRO SERVICIO SUS CAPACIDADES Y CONOCIMIENTOS, Y HA SIDO EL EJE FUNDAMENTAL EN LA CULMINACIÓN DE ESTE PROYECTO

Y A TODOS AQUELLOS QUE AYUDARON DIRECTA O INDIRECTAMENTE A REALIZAR ESTE SUEÑO

A TODOS GRACIAS.

Fang O.

AGRADECIMIENTOS

A DIOS por permitirme abrir mis ojos día tras día, y al vivir bajo su gracia, colmarme de tantas bendiciones, entre ellas al tener conmigo a mi madre Sandra y mi papi Jaime, que con su ejemplo y amor, han sabido guiarme por los senderos de la vida.

A ti mi esposo FRANKY, mi fuente de inspiración, por tu amor incondicional, por compartir tu vida conmigo y hacer de mi la mujer más afortunada sobre la tierra.

A mis hermanos, Fernando y Jaimito, que son faros de alegría y me llenan de esperanza, al mostrarme que siempre hay un nuevo comienzo mientras tengamos fe en nosotros mismos.

A mis abuelitos, Mama Blanquita y Papa Luchito, que cuidaron de mí y siguen siendo partícipes de mis alegrías.

A mis maestros, y en especial a mi estimado Ing. Jorge Velásquez que con su guía hicieron posible alcanzar esta tan anhelada meta en mi formación profesional.

A la compañía SCHLUMBERGER, y en especial, Ing. Jenny García y Geovanna Llerena, por su tiempo, dedicación y apoyo incondicional en la elaboración de este proyecto.

Finalmente, al Ing. Roberto González por creer en mí, y darme la oportunidad de trabajar junto a ustedes, la gran familia de BAKER HUGHES, a la que me siento orgullosa de pertenecer.

Pathy M.

DEDICATORIA

ESTE PROYECTO ESTÁ DEDICADO A TODA MI FAMILIA, MIS PADRES, MIS HERMANOS Y DE MANERA ESPECIAL A MI SOBRINA PAULA QUIEN SE HA TRANSFORMADO EN MI GRAN INSPIRACION.

Hang O.

DEDICATORIA

Este proyecto está dedicado a mi poder superior, DIOS, porque todo lo puedo gracias a él. Con tu infinito amor me has rodeado de personas únicas y maravillosas, y cada una de ellas de una forma u otra han trascendido en mi vida, y he aprendido de ellas. Porque cuando sentí desfallecer a lo largo de la elaboración de este proyecto y la impotencia me avasallaba, te tuve de mi lado para soportar presiones y adversidades, y te manifestaste brindándome consuelo y aliento a través de personas, libros o simplemente mensajes entre líneas. Porque cuando estando lejos, mi familia invocaba para mi bendiciones en sus oraciones, tu no escatimabas en proporcionármelas en abundancia. Por mantenerme viva para seguir disfrutando de tu gracia y bondad, transformadas en salud y amor para los míos. Este pequeño esfuerzo es una muestra de lo que logras en mí y de lo que soy capaz de hacer porque estás conmigo.

Pathy M.

CONTENIDO

DECLARACIÓN	II
CERTIFICACIÓN	III
AGRADECIMIENTOS	IV
DEDICATORIA	VI
CONTENIDO	VIII
SÍMBOLOGÍA	XXV
RESUMEN	XXX
PRESENTACIÓN	XXXI
CAPÍTULO I	1
DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO CONONACO Y ANÁLISIS DE SUS RESERVAS	1
1.1 GENERALIDADES DEL CAMPO	1
1.1.1 UBICACIÓN.....	1
1.1.2 BREVE RESEÑA HISTÓRICA	1
1.2 ASPECTOS GEOLÓGICOS	3
1.3 ANÁLISIS PETROFÍSICO.....	8
1.4 ANÁLISIS PVT	10
1.4.1 COMPILACIÓN DE NÚCLEOS	10
1.5 RESERVAS DEL CAMPO CONONACO.....	11
1.5.1 DESCRIPCIÓN DEL TIPO DE RESERVAS	11
1.6 COMPORTAMIENTO DE LOS YACIMIENTOS	12
1.6.1 MECANISMOS DE EMPUJE.....	12
1.6.2 MECANISMOS DE EMPUJE EN EL CAMPO CONONACO	15
1.6.2.1 Mecanismo de producción de Hollín Inferior	15
1.6.2.2 Mecanismo de producción de Hollín Superior.....	16
1.6.2.3 Mecanismo de producción de T	16
1.6.2.4 Mecanismo de producción U.....	18
1.6.3 FLUJO DE FLUIDOS.....	19
1.6.3.1 Flujo de fluidos en yacimiento.....	19
1.6.3.2 Flujo de fluidos en tubería.....	21

1.7 SISTEMAS DE PRODUCCIÓN	23
1.7.1 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN.....	26
1.7.2 TIPOS DE COMPLETACIÓN	27
1.7.3 ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS DEL CAMPO CONONACO	28
1.7.4 FACILIDADES DE SUPERFICIE	30
CAPÍTULO II	33
ANÁLISIS NODAL Y SIMULACIÓN DE REDES DE CAMPO	33
2.1 CONCEPTO DE ANÁLISIS NODAL.....	33
2.2 COMPONENTES DEL ANÁLISIS NODAL.....	34
2.3 CURVAS REPRESENTATIVAS DEL ANÁLISIS NODAL.....	35
2.4 PARÁMETROS NECESARIOS PARA EL ANÁLISIS NODAL	40
2.4.1 CORRELACIONES UTILIZADAS EN EL SOFTWARE PIPESIM	41
2.5 DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE PIPESIM	42
2.6 ANÁLISIS DE RED	63
CAPÍTULO III	69
DETERMINACIÓN DE LAS MEJORES ALTERNATIVAS DE PRODUCCIÓN... 69	
3.1 ANÁLISIS NODAL POZO CON-01	70
3.2 ANÁLISIS NODAL POZO CON-03	74
3.3 ANÁLISIS NODAL POZO CON-04	79
3.4 ANÁLISIS NODAL POZO CON-08	83
3.5 ANÁLISIS NODAL POZO CON-09	88
3.6 ANÁLISIS NODAL POZO CON-13	93
3.7 ANÁLISIS NODAL POZO CON-14	98
3.8 ANÁLISIS NODAL POZO CON-15	105
3.9 ANÁLISIS NODAL POZO CON-18	110
3.10 ANÁLISIS NODAL POZO CON-20	118
3.11 ANÁLISIS NODAL POZO CON-21	123
3.12 ANÁLISIS NODAL POZO CON-23	127
3.13 ANÁLISIS NODAL POZO CON-24	132
3.14 ANÁLISIS NODAL POZO CON-25	135
3.15 ANÁLISIS NODAL POZO CON-27	138

3.16 ANÁLISIS NODAL POZO CON-29	143
3.17 ANÁLISIS NODAL POZO CON-30D	148
3.18 ANÁLISIS NODAL POZO CON-32	151
3.19 ANÁLISIS NODAL POZO CON-33	155
3.20 ANÁLISIS NODAL POZO CON-34	159
3.21 ANÁLISIS NODAL POZO CON-35D	164
3.22 ANÁLISIS NODAL POZO CON-36D	171
3.23 ANÁLISIS NODAL POZO CON-47 D	174
3.24 ANÁLISIS NODAL POZO CON-48 D	178
3.25 ANÁLISIS NODAL POZO CON-51 D	182
CAPÍTULO IV.....	186
ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DEL PROYECTO.....	186
4.1 INDICADORES ECONÓMICOS	186
4.1.1 VAN (VALOR ACTUAL NETO).....	186
4.1.2 TIR (TASA INTERNA DE RETORNO).....	187
4.1.3 RAZÓN COSTO BENEFICIO	187
4.2 DATOS ECONÓMICOS DEL PROYECTO	188
4.2.1 INVERSIÓN INICIAL	188
4.2.2 COSTO DE CAPITAL.....	191
4.2.3 INGRESOS NETOS	191
4.3 INTERFAZ DEL SOFTWARE PEEP	194
CAPÍTULO V.....	256
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	256
5.1 CONCLUSIONES	256
5.2 RECOMENDACIONES	259
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	261
GLOSARIO	262
ANEXOS	266

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1.1	CUT-OFF para evaluación petrofísica	8
1.2	Sumario de bsw y salinidad	9
1.3	Parámetros pvt del fluido	10
1.4	Análisis de núcleos	10
1.5	Reservas del Campo Cononaco por yacimiento productor al 31 de diciembre del 2010.	12
1.6	Mecanismos de empuje	13
1.7	Sumario de presiones por yacimiento	15
1.8	Estado de los pozos del Campo Cononaco al 31 de diciembre del 2011... ..	29
1.9	Facilidades de producción	31
1.10	Facilidades de reinyección	32
2.1	Indicadores de comportamiento de formacion	37
2.2	Resumen de correlaciones	41
3.1	Pronóstico de producción CON-01	74
3.2	Pronóstico de producción CON-03	79
3.3	Pronóstico de producción CON-04	83
3.4	Pronóstico de producción CON-08	88
3.5	Pronóstico de producción CON-09	92
3.6	Pronóstico de producción CON-13	97
3.7	Pronóstico de producción CON-14	105
3.8	Pronóstico de producción CON-15	110
3.9	Pronóstico de producción CON-18	118
3.10	Pronóstico de producción CON-20	122
3.11	Pronóstico de producción CON-21	126
3.12	Pronóstico de producción CON-23	131

3.13	Pronóstico de producción CON-24.....	135
3.14	Pronóstico de producción CON-25.....	138
3.15	Pronóstico de producción CON-27.....	143
3.16	Pronóstico de producción CON-29.....	148
3.17	Pronóstico de producción CON-30D.....	151
3.18	Pronóstico de producción CON-32.....	155
3.19	Pronóstico de producción CON-33.....	159
3.20	Pronóstico de producción CON-34.....	164
3.21	Pronóstico de producción CON-35.....	171
3.22	Pronóstico de producción CON-36D.....	174
3.23	Pronóstico de producción CON-47D.....	178
3.24	Pronóstico de producción CON-48D.....	182
3.25	Pronóstico de producción CON-51D.....	185
4.1	Costos de remoción de daño.....	188
4.2	Costos de cambio de bomba.....	189
4.3	Costos de cambio de tubería.....	189
4.4	Costos de squeeze.....	190
4.5	Inversiones por escenario y pozo.....	190
4.6	Costos operativos del proyecto.....	193
4.7	Impuestos por pagar.....	194
4.8	Tipos de nodos.....	205
4.9	Comportamiento del corte de agua (wl-wh).....	210
4.10	Batch summary report CON-01.....	211
4.11	Batch summary report CON-03.....	213
4.12	Batch summary report CON-04.....	215
4.13	Batch summary report CON-08.....	216
4.14	Batch summary report CON-09.....	218

4.15	Batch summary report CON-13	220
4.16	Batch summary report CON-14 TS	221
4.17	Batch summary report CON -14 TI.....	222
4.18	Batch summary report CON -15	223
4.19	Batch summary report CON-18 HI	225
4.20	Batch summary report CON-18 HS	225
4.21	Batch summary report CON-20	228
4.22	Batch summary report CON-21	230
4.23	Batch summary report con-23	231
4.24	Batch summary report CON-24	233
4.25	Batch summary report CON-25	234
4.26	Batch summary report CON-27	235
4.27	Batch summary report CON-29	236
4.28	Batch summary report CON-30D	238
4.29	Batch summary report CON-32	239
4.30	Batch summary report CON-33	240
4.31	Batch summary report CON-34	242
4.32	Batch summary report Hollín superior CON-35	244
4.33	Batch summary report CON-36d	245
4.34	Batch summary report CON-47D	247
4.35	Batch summary report CON-48D	247
4.36	Batch summary report CON-51D	248
4.37	Mejores alternativas de producción por pozo	250
4.38	Sensibilidad de precio a 30 USD	251
4.39	Sensibilidad de precio a 80 USD	252
4.40	Sensibilidad de precio a 120 USD	253
4.41	Resumen sensibilidades precio	254

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1.1	Ubicación geográfica del Campo Cononaco	2
1.2	Línea sísmica del Campo Cononaco	3
1.3	Columna estratigráfica del Campo Cononaco	4
1.4	Modelo sedimentológico del Campo Cononaco	5
1.5	Comportamiento de presión del reservorio Hollín Inferior	16
1.6	Comportamiento de presión del reservorio Hollín Superior	17
1.7	(a) Comportamiento de presión del reservorio T Inferior	17
1.7	(b) Comportamiento de presión del reservorio T Superior.....	18
1.8	Comportamiento de presión del reservorio U	19
1.9	Patrones de flujo horizontal y vertical	22
1.10	Sistemas de levantamiento artificial	24
1.11	Diagrama de flujo de bombeo hidráulico	25
1.12	Diagrama bomba eléctrica sumergible	26
1.13	(a) Historial de producción del Campo Cononaco	27
1.13	(b) Historial de producción del Campo Cononaco	27
2.1	Esquema de producción de crudo.....	33
2.2	Perfil de presiones para cada componente del sistema de análisis nodal..	34
2.3	Curvas características del análisis nodal	35
2.4	Curva ipr comportamiento de yacimiento	38
2.5	Ubicación de nodos	39
2.6	Ambiente del software PIPESIM	42
2.7	Diferencias de modelos multicapas	43
2.8	Activación de nodos para modelo multicapas	44
2.9	Parámetros necesarios para diseño de la IPR	45
2.10	Diseño de la IPR	46

2.11	Información del reservorio	46
2.12	Información de tubería de producción	47
2.13	Curvas características de la bomba eléctrica sumergible.....	48
2.14	Curva de desempeño de bomba REDA DN-440	49
2.15	Curva tornado de bomba REDA DN-440.....	49
2.16	Información del sistema de levantamiento artificial	50
2.17	Selección de la bomba de acuerdo a su eficiencia.....	51
2.18	Información de la línea de superficie	52
2.19	Parámetros del fluido.....	53
2.20	Cálculo de la viscosidad	54
2.21	Calibración de la viscosidad	55
2.22	Gráfico factor volumétrico vs. presión	55
2.23	Ingreso de presiones medidas en locación	56
2.24	Información requerida para perfil presión-profundidad.....	57
2.25	Perfil presión-profundidad	58
2.26	Comparación de la correlación de flujo	58
2.27	Correlaciones de flujo.....	59
2.28	Selección de la correlación de flujo	60
2.29	Sección superior análisis nodal	61
2.30	Representación del análisis nodal en fondo CON-15.....	61
2.31	Análisis de sensibilidades variando frecuencia y daño de la formación	63
2.32	Representación del análisis nodal en cabeza	63
2.33	Modelo físico de la red del Campo Cononaco.....	65
2.34	Perfil presión-profundidad red Cononaco	66
2.35	Resumen del reporte del análisis de red Campo Cononaco	66
2.36	Resumen del reporte pozo sin gas CON-20.....	67
2.37	Resumen del reporte pozo con gas CON-14.....	68

3.1	Análisis nodal en fondo CON-01	70
3.2	Perfil presión-profundidad CON-01	70
3.3	Análisis nodal en cabeza pozo CON- 01	71
3.4	Sensibilidades en fondo variando frecuencia y daño de formación CON-01	72
3.5	Sensibilidades en fondo variando etapas CON-01	73
3.6	Análisis nodal en fondo CON-03	75
3.7	Perfil presión-profundidad CON-03	75
3.8	Análisis nodal en cabeza CON-03.....	76
3.9	Sensibilidades en fondo variando frecuencia y daño de formación CON-03.....	77
3.10	Sensibilidades en fondo variando etapas CON-03.....	78
3.11	Sensibilidades en fondo cambio de bomba CON-03.....	78
3.12	Análisis nodal en fondo CON-04	80
3.13	Perfil presión-profundidad CON-04	80
3.14	Análisis nodal en cabeza CON-04.....	81
3.15	Sensibilidades en fondo variando frecuencia y daño de formación CON- 04.....	82
3.16	Sensibilidades en fondo variando etapas CON-04.....	82
3.17	Análisis nodal en fondo CON- 08	84
3.18	Perfil presión-profundidad CON-08	85
3.19	Análisis nodal en cabeza CON-08.....	85
3.20	Sensibilidades en fondo variando frecuencia y daño de formación CON-08.....	86
3.21	Sensibilidades en fondo variando etapas CON-08.....	87
3.22	Sensibilidades en fondo cambio de bomba CON-08.....	88
3.23	Análisis nodal en fondo CON-09	89

3.24	Perfil presión-profundidad CON-09	89
3.25	Análisis nodal en cabeza CON-09.....	90
3.26	Sensibilidades en fondo variando frecuencia y daño de formación CON-09.....	91
3.27	Sensibilidades en fondo variando etapas CON-09.....	92
3.28	Análisis nodal en fondo CON-13	93
3.29	Perfil presión-profundidad CON-13	94
3.30	Análisis nodal en cabeza CON-13.....	94
3.31	Sensibilidades en fondo variando frecuencia y daño de formación CON-13.....	95
3.33	Sensibilidades en fondo cambio de bomba CON-13.....	97
3.34	Perfil presión-profundidad CON-14 Arena TI.....	98
3.35	Perfil presión-profundidad CON-14 Arena TS	99
3.36	Análisis nodal en fondo CON-14 Arena TI.....	100
3.37	Análisis nodal en fondo CON-14 Arena TS	100
3.38	Análisis nodal en fondo CON-14 Arena TS + TI.....	101
3.39	Análisis nodal en cabeza CON-14.....	101
3.40	Sensibilidades en fondo variando frecuencia y daño de formación CON-14 Arena Ti	102
3.41	Sensibilidades en fondo variando frecuencia y daño de formación CON-14 Arena TS	103
3.42	Sensibilidades en fondo variando etapas CON-14 Arena TI	104
3.43	Sensibilidades en fondo variando etapas CON-14 Arena TS.....	105
3.44	Análisis nodal en fondo CON-15	106
3.45	Perfil presión-profundidad CON-15	107
3.46	Análisis nodal en cabeza CON-15.....	107
3.47	Sensibilidades en fondo variando frecuencia y daño de formación CON-15.....	108

3.48	Sensibilidades en fondo variando etapas CON-15.....	109
3.49	Sensibilidades en fondo cambio de bomba CON-15.....	110
3.50	Perfil presión-profundidad CON-18 Arena HI	111
3.51	Perfil presión-profundidad CON-18 Arena HS.....	111
3.52	Análisis nodal en fondo CON-18 Arena HI	112
3.53	Análisis nodal en fondo CON-18 Arena HS.....	113
3.54	Análisis nodal en fondo CON-18 Arena HS+ HI	113
3.55	Análisis nodal en cabeza CON-18.....	114
3.56	Sensibilidades en fondo variando frecuencia y daño de formación CON-18 Arena Hi.....	116
3.57	Sensibilidades en fondo variando frecuencia y daño de formación CON-18 Arena Hs.....	116
3.58	Sensibilidades en fondo variando etapas CON-18 HI	117
3.59	Sensibilidades en fondo variando etapas CON-18 HS	117
3.60	Análisis nodal en fondo CON-20	119
3.61	Perfil presión-profundidad CON-20	119
3.62	Análisis nodal en cabeza CON-20.....	120
3.63	Sensibilidades en fondo variando frecuencia y daño de formación CON-20.....	121
3.64	Sensibilidades en fondo variando etapas CON-20.....	122
3.65	Análisis nodal en fondo CON-21	123
3.66	Perfil presión-profundidad CON-21	124
3.67	Análisis nodal en cabeza CON-21.....	124
3.68	Sensibilidades en fondo variando frecuencia y daño de formación CON-21.....	125
3.69	Sensibilidades en fondo variando etapas CON-21	126
3.70	Análisis nodal en fondo CON-23	127

3.71	Perfil presión-profundidad CON-23	128
3.72	Análisis nodal en cabeza CON-23.....	128
3.73	Sensibilidades en fondo variando frecuencia y daño de formación CON-23.....	129
3.74	Sensibilidades en fondo variando etapas CON-23.....	130
3.75	Sensibilidades en fondo cambio de bomba CON-23.....	131
3.76	Análisis nodal en fondo CON-24	132
3.77	Perfil presión-profundidad CON-24	133
3.78	Análisis nodal en cabeza CON-24.....	133
3.79	Sensibilidades en fondo variando etapas y daño de formación CON-24 .	134
3.80	Análisis nodal en fondo CON-25	136
3.81	Perfil presión-profundidad CON-25	136
3.82	Análisis nodal en cabeza CON-25.....	137
3.83	Sensibilidades en fondo variando etapas y daño de formación CON-25 .	138
3.84	Análisis nodal en fondo CON-27	139
3.85	Perfil presión-profundidad CON-27	139
3.86	Análisis nodal en cabeza CON-27.....	140
3.87	Sensibilidades en fondo variando frecuencia y daño de formación CON-27.....	141
3.88	Sensibilidades en fondo variando etapas CON-27	142
3.89	Sensibilidades en fondo cambio de bomba CON-27	142
3.90	Análisis nodal en fondo CON-29	144
3.91	Perfil presión-profundidad CON-29	144
3.92	Análisis nodal en cabeza CON-29.....	145
3.93	Sensibilidades en fondo variando frecuencia y daño de formación CON-29.....	146
3.94	Sensibilidades en fondo variando etapas CON-29.....	147

3.95	Sensibilidades en fondo cambio de bomba CON-29.....	147
3.96	Perfil presión-profundidad CON-30D.....	148
3.97	Análisis nodal en fondo CON-30D.....	149
3.98	Análisis nodal en cabeza CON-30D.....	149
3.99	Sensibilidades en fondo variando etapas CON-30D.....	150
3.100	Análisis nodal en fondo CON-32.....	151
3.101	Perfil presión-profundidad CON-32.....	152
3.102	Análisis nodal en cabeza CON-32.....	153
3.103	Sensibilidades en fondo variando frecuencia y daño de formación CON-32.....	154
3.104	Sensibilidades en fondo variando etapas CON-32.....	154
3.105	Análisis nodal en fondo CON-33.....	156
3.106	Perfil presión-profundidad CON-33.....	156
3.107	Análisis nodal en cabeza CON-33.....	157
3.108	Sensibilidades en fondo variando frecuencia y daño de formación CON-33.....	158
3.109	Sensibilidades en fondo variando etapas CON-33.....	158
3.110	Análisis nodal en fondo CON-34.....	160
3.111	Perfil presión-profundidad CON-34.....	160
3.112	Análisis nodal en cabeza CON-34.....	161
3.113	Sensibilidades en fondo variando frecuencia y daño de formación CON-34.....	162
3.114	Sensibilidades en fondo variando etapas CON-34.....	163
3.115	Sensibilidades en fondo cambio de bomba CON-34.....	163
3.116	Perfil presión-profundidad CON-35 ARENA HS.....	165
3.117	Perfil presión-profundidad CON-35 ARENA TI.....	165
3.118	Perfil presión-profundidad CON-35 ARENA HS +Ti.....	166

3.119	Análisis nodal en fondo CON-35 Arena HS.....	166
3.120	Análisis nodal en fondo CON-35 Arena Ti.....	167
3.121	Análisis nodal en fondo CON-35D Arena Hs + Ti.....	168
3.122	Análisis nodal en cabeza CON-35.....	168
3.123	Reporte de flujo CON-35.....	169
3.124	Sensibilidades en fondo variando etapas CON-35	170
3.125	Análisis nodal en fondo CON-36D.....	171
3.126	Perfil presión-profundidad CON-36D.....	172
3.127	Análisis nodal en cabeza CON-36d.....	173
3.128	Sensibilidades en fondo variando etapas y daño de formación CON-36D	174
3.129	Análisis nodal en fondo CON-47D.....	175
3.130	Perfil presión-profundidad CON-47D.....	176
3.131	Análisis nodal en cabeza CON-47D	176
3.132	Sensibilidades en fondo variando frecuencia y daño de formación CON-47D	177
3.133	Sensibilidades en fondo variando etapas CON-47D	178
3.134	Perfil presión-profundidad CON-48D.....	179
3.135	Análisis nodal en fondo CON-48D.....	179
3.136	Análisis nodal en cabeza CON-48D	180
3.137	Sensibilidades en fondo variando etapas CON-48D	181
3.138	Perfil presión-profundidad CON-51D.....	182
3.139	Análisis nodal en fondo CON- 51D.....	183
3.140	Análisis nodal en cabeza CON-51D	183
3.141	Sensibilidades en fondo variando frecuencia CON-51D.....	184
3.142	Sensibilidades en fondo variando etapas CON-51D	185
4.2	Ventana principal software PEEP.....	195

4.3	Panel de navegacion PEEP	196
4.4	Área y secuencia de trabajo PEEP	197
4.5	Creación de nuevo caso.....	197
4.6	Ventana de ingreso producción.....	199
4.7	Ventana de ingreso de precios PEEP	200
4.8	Ventada de ingreso de costos operativos PEEP	200
4.9	Ventada de ingreso de capital PEEP	201
4.10	Barra principal software PEEP	202
4.11	Ventana de summary report.....	202
4.12	Batch summary report.....	203
4.13	Ventana ingreso DTK	204
4.14	Crear nuevo árbol (CASO BASE).....	205
4.15	Crear nuevo árbol (VAL MEASURE).....	206
4.16	Node editor.....	207
4.17	Crear nuevo escenario PEEP.....	208
4.18	Agregar escenario en el ambiente DTK.....	209
4.24	Diagrama de árbol CON-01	212
4.25	Diagrama de árbol CON-03	214
4.26	Diagrama de árbol CON-04.....	215
4.27	Diagrama de árbol CON-08.....	217
4.28	Diagrama de árbol CON-09.....	218
4.29	Diagrama de árbol CON-13.....	219
4.30	Diagrama de árbol CON-14 TS	221
4.31	Diagrama de árbol CON-14 TI.....	222
4.32	Diagrama de árbol CON-15.....	224
4.33	Diagrama de árbol CON-18 HI	226
4.34	Diagrama de árbol CON-18 HS.....	227

4.35	Diagrama de árbol CON-20.....	229
4.36	Diagrama de árbol CON-21.....	230
4.37	Diagrama de árbol CON-23.....	232
4.38	Diagrama de árbol CON-24.....	233
4.39	Diagrama de árbol CON-25.....	234
4.40	Diagrama de árbol CON-27.....	235
4.41	Diagrama de árbol CON-29.....	237
4.42	Diagrama de árbol CON-30 D.....	238
4.43	Diagrama de árbol CON-32.....	239
4.44	Diagrama de árbol CON-33.....	241
4.45	Diagrama de árbol pozo CON-35.....	243
4.46	Diagrama de árbol CON-35 HS.....	244
4.47	Diagrama de árbol CON-36D.....	245
4.48	Diagrama de árbol CON-47D.....	246
4.49	Diagrama de árbol pozo CON-48D.....	248
4.50	Diagrama de árbol pozo CON-51D.....	249

ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO	DESCRIPCIÓN	PÁGINA
1	Topes y bases de las formaciones del Campo Cononaco.....	268
2	Análisis petrofísico Campo Cononaco.....	272
3	Historial de reacondicionamiento del Campo Cononaco.....	279
4	Datos empleados en la simulación de pozos en el Campo Cononaco.....	295

SÍMBOLOGÍA

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
AMP	Amperios	-
AOPF	Absolute Open Flow Potential	L ³
API	American Petroleum Institute	-
AT	After Tax	-
ATCF	After Tax Cash Flow	\$
B'Up	Prueba de restauración de presión	-
BAPD	Barriles de agua por día	L ³ /t
Bbl	Barriles	L ³
BES	Bomba Eléctrica Sumergible	-
BF	Barriles Fiscales	L ³
BFPD	Barriles de fluido por día	L ³ /t
Bls	Barriles	L ³
BPD	Barriles por día	L ³ /t
BPPD	Barriles de petróleo por día	L ³ /t
BSW	Porcentaje de agua y sedimentos	%
BT	Before Tax	-
BTCF	Before Tax Cash Flow	\$
C	Inversión	\$
CEPE	Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana	-
CF	Cash Flow	\$
Cl	Cloro	-
CON	Cononaco	-
cp	Centipoise	m/Lt
CSG	Caising	-
CUT-OFF	Porcentaje de impurezas en la arena	%
DNH	Dirección Nacional de Hidrocarburos	-
dp/dt	Gradiente de Presión	-
DTK	Decision Tool Kit	-
EWO	Esperando Work Over	-
Ec.	Ecuación	-

SÍMBOLOGÍA

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
EF	Eficiencia de flujo	-
ESP	Electric Submergible Pump	-
FR	Factor de recobro	-
Forward	Pozo que aporta en análisis de red	-
ft	Pies	L
FVF	Fluid Volumetric Factor	L^3/L^3
g/cm ³	Densidad gramo sobre centímetro cubico	m/L ³
GOR	Relación gas petróleo	-
h	Espesor del reservorio	L
Head	Pies que levanta una bomba por cada etapa	L/u
HI	Hollín inferior	-
Hold up	Coeficiente de arrastre	-
HS	Hollín superior	-
HSE	Health Safety and Environment	-
Hz	Hertzios	-
i	Tasa de actualización	%
I	Ingresos	\$
ID	Internal Diameter	L
Inches	Pulgadas	L
IP	Índice de productividad	L^4t/m
IP B´UP	Índice de productividad de la prueba de restauración de presión	L^4t/m
IPi	Índice de productividad ideal	L^4t/m
IPR	Inflow Performance Relationship	-
IVA	Impuesto al Valor Agregado	%
J	Índice de productividad	$L^4 t^2/ m$
K	Permeabilidad	L^2
Km	Kilómetros	L
Ko	Permeabilidad del petróleo	L^2
Krg	Permeabilidad relativa al gas	-

SÍMBOLOGÍA

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
Kro	Permeabilidad relativa al petróleo	-
L	Longitud de líneas de flujo	L
MBOE	Miles de Barriles Equivalentes de Petróleo	L ³
md	Mili Darcys	L ²
MD	Measured Deep	L
MMBls	Millones de barriles	L ³
n	Vida económica del proyecto	T
NPV	Net Present Value	\$
OFM	Oil Field Manager	-
Ork Bubble	Flujo tipo burbuja dentro de la completación	-
P	Presión	m/Lt ²
Pb	Presión de burbuja	m/Lt ²
Pc	Presión de cabeza	m/Lt ²
PC	Pies Cúbicos	L ³
PPF	Producción a flujo natural	-
PPH	Producción por bombeo hidráulico	-
Pi	Presión Inicial	m/Lt ²
POES	Petróleo Original En Sitio	L ³ /L ³
ppm	Partes por millón	m/L ³
PPS	Producción por bombeo electrosumergible	-
Pr	Presión de reservorio	m/Lt ²
Psep	Presión de separador	m/Lt ²
Psi	Libra sobre pulgada cuadrada	m/Lt ²
Pst	Presión de tanque de almacenaje (storage)	m/Lt ²
PVM	Primary Value Measured	-
PVT	Presión Volumen Temperatura	-
Pwf	Presión de fondo fluyente	m/Lt ²
Pwfs	Presión de fondo fluyente estática	m/Lt ²
Pwh	Pressure Well Head	m/Lt ²

SÍMBOLOGÍA

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
Pws	Pressure Well Static	m/Lt ²
Q	Caudal	L ³
Qb	Caudal al punto de burbuja	L ³
Ql	Caudal de liquido	L ³
Qmax	Caudal máximo	L ³
Qo	Caudal de petróleo	L ³
Rate	Caudal	L ³
Rcb	Razón costo beneficio	%
Re	Radio de drenaje	L
Rev Block	Pozo no aporta en análisis de red	-
RP	Relación de Productividad	-
RPM	Revoluciones por minuto	L/t
rw	Radio del pozo	L
S	Daño	-
Sep	Separador	-
Sf	Daño de formación	-
Sg	Saturación de gas	%
SG _o	Gravedad específica del petróleo	-
SIP	Sistema integrado de producción	-
SQZ	Squeeze	-
ST	Daño total	-
St	Daño total	-
Stbd	Standard Barrel Day	L ³ /t
SVM	Secondary Value Measured	-
°F	Grados Fahrenheit	T
T	Temperatura	°F
TBG	Tubing	-
TBG-CSG	Tubing – Casing	-
TI	Napo T inferior	-
TIR	Tasa Interna de Retorno	%

SÍMBOLOGÍA

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
TS	Napo T superior	-
TVD	True Vertical Deep	L
Twf	Temperatura de Fondo Fluyente	°F
UI	Napo U inferior	-
US	Napo U superior	-
UTM	Sistema de Coordenadas Universal Transversal de Mercator	-
VAN	Valor Actual Neto	\$
WO	Workover o trabajo de reacondicionamiento	-
WOR	Relación agua petróleo	L ³
Z	Factor de desviación del gas	-
β_{oi}	Factor volumétrico del petróleo	-
μ_o	Viscosidad del petróleo	m/Lt
ΔP	Variación de Presión	m/Lt ²
ΔP_c	Variación de Presión en la completación	m/Lt ²
ΔP_I	Variación de Presión en la línea de flujo	m/Lt ²
ΔP_p	Variación de Presión en el pozo	m/Lt ²
ΔP_s	Variación de Presión debido al daño	m/Lt ²
ΔP_y	Variación de Presión en el yacimiento	m/Lt ²
\emptyset	Porosidad	%
ρ_o	Densidad del petróleo	m/L ³
`	Pies	L
``	Pulgadas	L
\$	Dólares	\$
\$/M/P	Dólares por mes y por pozo	\$/t

RESUMEN

El presente proyecto es un análisis del sistema de producción existente en el campo Cononaco, operado por EP PETROECUADOR, el denominado análisis nodal consistirá en detectar pérdidas de energía en forma de presión en cada componente involucrado en el proceso de producción, y de esa manera, se adecua la infraestructura tanto de superficie como de subsuelo, para minimizar la brecha existente entre la producción actual del pozo y la producción que debería exhibir de acuerdo a su potencial. Daño

Para el modelado, se requiere recopilar información del campo como: Características Petrofísicas, Características de la tubería de producción y líneas de superficie (diámetro, espesor, rugosidad y longitud), Volúmenes de producción de fluido, Temperatura en fondo y en superficie, Presiones del sistema y Parámetros PVT (P_b , ρ_o , μ_o , B_o , GOR). Dicha información proviene de: Historial de producción, Pruebas de restauración de presión, Diagramas de completación, Surveys de pozos direccionales, Historial de trabajos de reacondicionamiento y Análisis PVT. Adicionalmente, se describen los sistemas de levantamiento artificial y conjuntamente con los parámetros descritos con antelación, se evalúan cuál de ellos interferirán positivamente en el punto de intersección de la curva *outflow* e *inflow*, en el diagrama IPR, de esta manera, se consigue simular un incremento de producción, e identificará si dicha producción se encuentra dentro del rango operativo de la bomba.

Mediante la aplicación de este análisis por pozo, con la colaboración del Software PIPESIM y PEEP, propiedad de CIA. SCHLUMBERGER, se evalúa la factibilidad técnica y económica, respectivamente; de cada uno de los escenarios planteados, estos consisten en: remoción del daño, rediseño de la bomba, cambio/limpieza de tubería y cementación forzada. Finalmente, se determina qué escenario ostenta mayor productividad y rentabilidad por pozo dentro del campo.

PRESENTACIÓN

El campo Cononaco constituye en uno de los cinco campos de mayor producción del país, por ende este proyecto tiene como objetivo evaluar los sistemas de producción y mediante la optimización del mismo, incrementar la producción diaria.

En el Capítulo I, se presentan los aspectos generales del Campo, su ubicación, reservorios productores presentes con sus respectivas características litológicas, descripción de los sistemas de producción, historial de producción, facilidades de superficie y tipos de completación por pozo.

En el Capítulo II, se detalla en qué consiste el análisis nodal, se describen sus componentes, sus curvas características, las correlaciones comúnmente utilizadas para el análisis dependiendo del medio del tipo de flujo. De igual forma, se describe al Software PIPESIM, y se simula un pozo piloto. Finalmente, se detalla el análisis de red de todo el campo Cononaco.

En el Capítulo III, se efectúa el Análisis Nodal de los pozos, con sus respectivos parámetros de sus yacimientos productores (roca y fluidos), necesarios para obtener un ajuste entre la producción actual y aquella simulada con el software computacional.

En el Capítulo IV, se analiza la factibilidad del Análisis Técnico- Económico, luego de la aplicación de los posibles escenarios planteados por pozo, de esta manera, se logra evaluar la rentabilidad de cada escenario,

Finalmente, en el Capítulo V se recopilan los resultados técnicos-económicos del proyecto, así como, pormenores del campo, a ser consideradas por el Departamento de Ingeniería del Campo Cononaco operado por EP PETROECADOR.

CAPÍTULO I

DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO CONONACO Y ANÁLISIS DE SUS RESERVAS

1.1 GENERALIDADES DEL CAMPO

1.1.1 UBICACIÓN

El campo CONONACO se encuentra en la cuenca sedimentaria de la región Amazónica del Ecuador, la cual continúa hacia el norte en Colombia (Cuenca de Putumayo) y hacia el sur en Perú (Cuenca de Marañón)¹; (Ver Fig. 1.1). Este campo está ubicado al suroeste del campo Auca, al noroeste del campo Tigüino, al este del río Napo y al suroeste de la sub-cuenca cretácica Napo, correspondiéndole las siguientes coordenadas UTM: 9985400 – 9995100 N, y 282700 – 2816100 E.

El campo Cononaco es considerado como parte del tren estructural Auca - Sacha con una orientación de Norte a Sur.

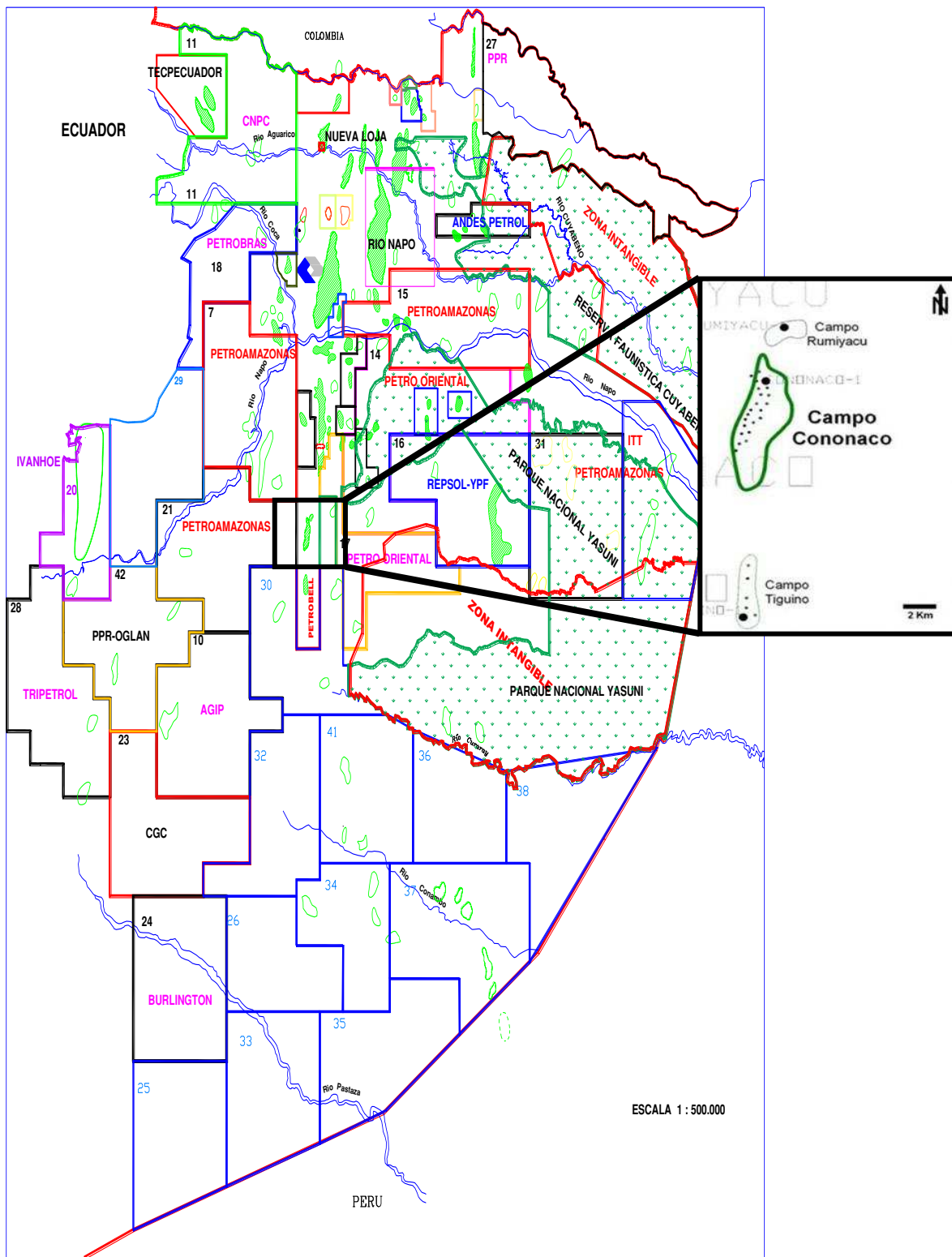
1.1.2 BREVE RESEÑA HISTÓRICA

El campo Cononaco fue descubierto el 26 de octubre de 1972 por el Consorcio Texaco-Gulf, con la perforación del pozo exploratorio CON-01, el cual alcanzó la formación Chapiza a una profundidad de 11233 pies, la producción inicial de este pozo fue de 1341 BPPD de 34 grados API, de la arenisca Hollín.

El Consorcio CEPE-TEXACO inició la producción del campo el 14 de febrero de 1983. Actualmente es operado por la EP PETROECUADOR.

¹ TECNIE, "Numerical Simulation Study of the Cononaco Field Final Report", 2002

FIGURA 1.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO CONONACO



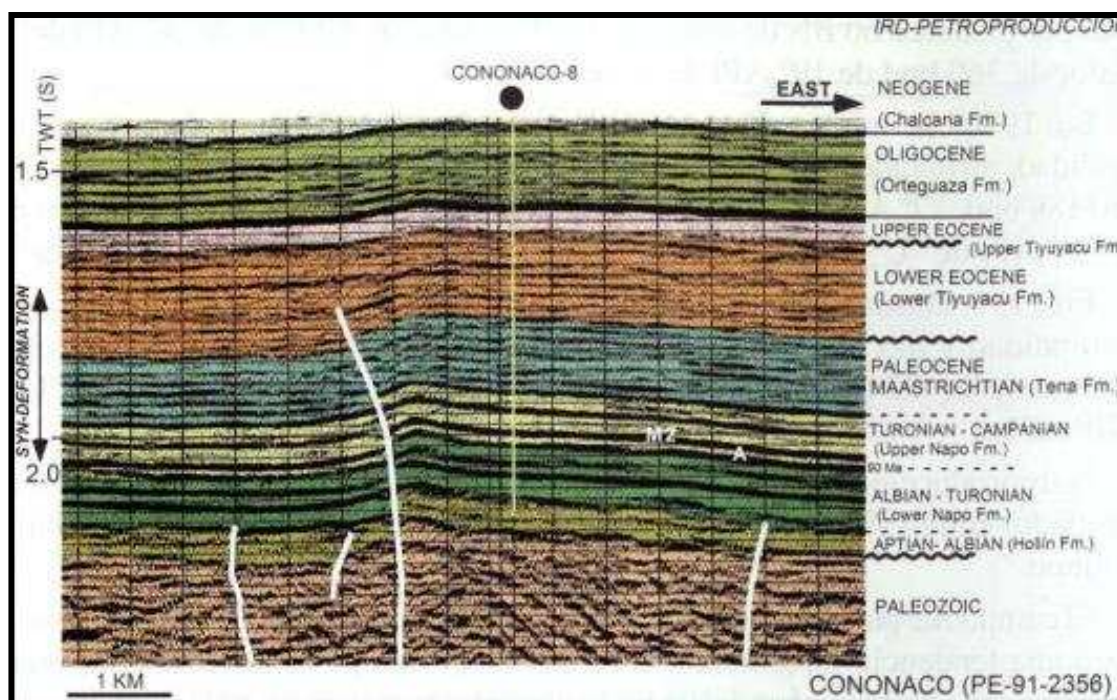
Fuente: EP PETROECUADOR
Modificado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

Posteriormente se probaron nuevas arenas, obteniendo 21 BPPD de 13 grados API de la arenisca T y 110 BPPD de 17 grados API de la arenisca U Principal, siendo la arena Hollín el principal yacimiento. Hasta el 31 de diciembre del 2011, fecha de cierre del presente estudio, se han perforado cuarenta y un pozos.

1.2 ASPECTOS GEOLÓGICOS

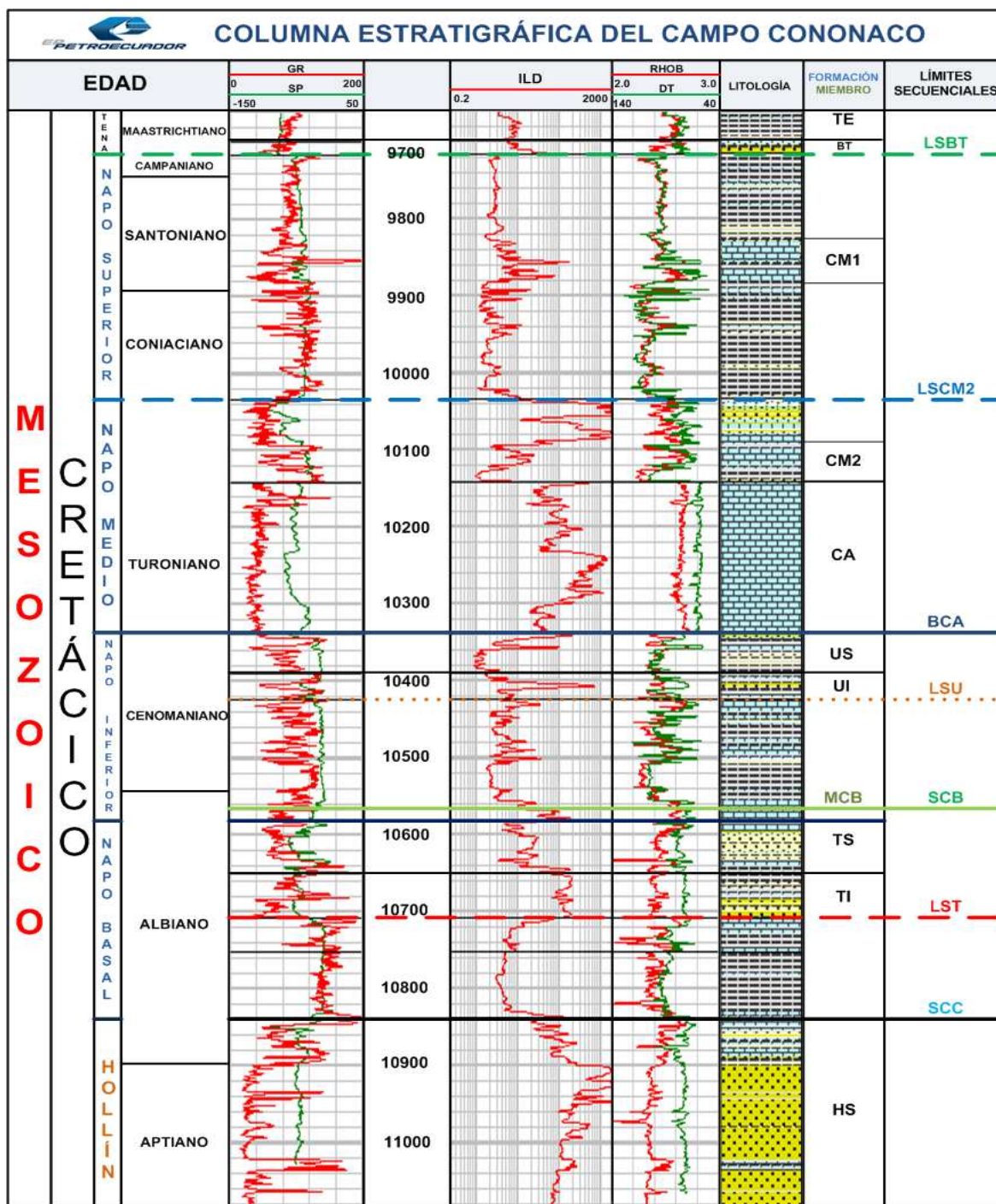
“Estructuralmente el campo está en el lado levantado de una falla inversa, constituye un anticlinal fallado asimétrico de dirección preferencial noreste-suroeste de 10 km. de largo por 2 km. de ancho promedio en el centro del campo, bajo un cierre vertical de 227 pies, la parte más ancha esta al centro y la más angosta al norte; cierra al oeste contra una falla inversa.” En la Fig. 1.2 se presenta una línea sísmica, en la que se aprecia la falla.

FIGURA 1.2 LINEA SISMICA DEL CAMPO CONONACO



Fuente: EP PETROECUADOR

FIGURA 1.3 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO CONONACO

**NOMENCLATURA ESTANDARIZADA**

FORMACIONES: TE (Tena), HS (Hollín Superior). MIEMBROS: BT (Basal Tena); CM1 (Caliza M1); CM2 (Caliza M2); CA (Caliza A); US, UI (Arenisca U Superior, e Inferior); MCB (Marcador Caliza B); TS, TI (Arenisca T Superior e Inferior).

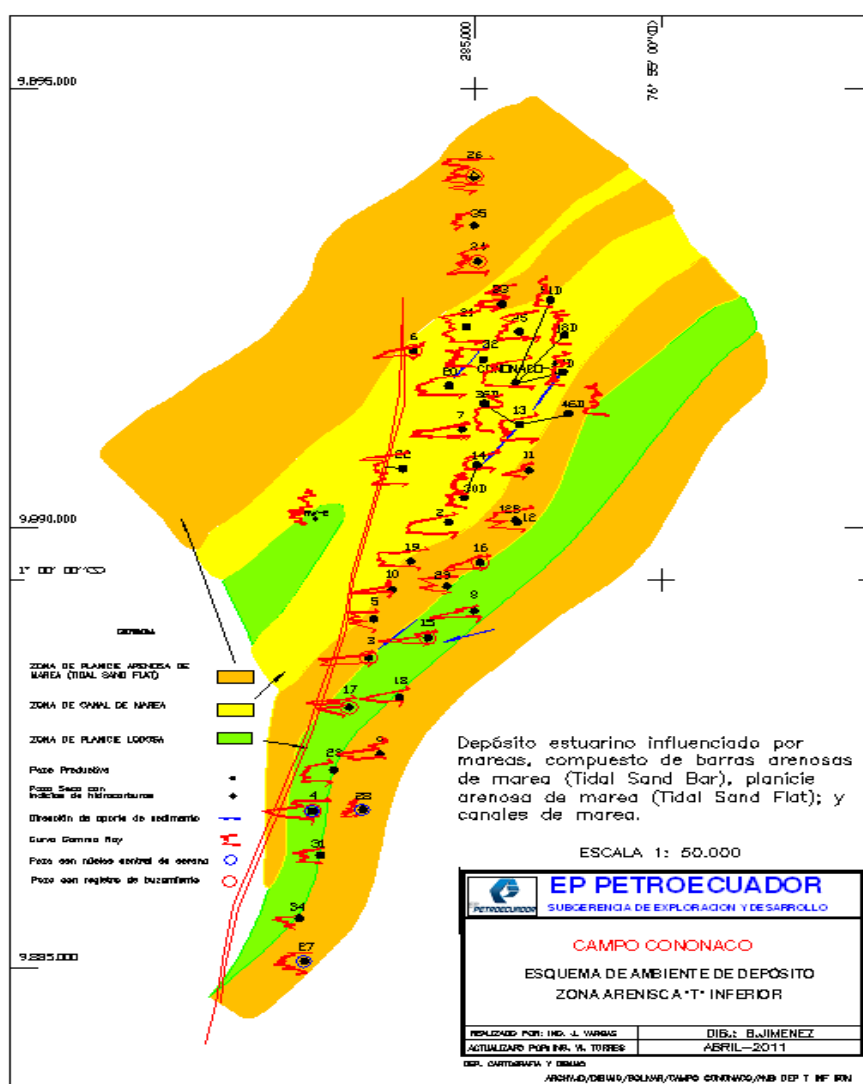
LÍMITES SECUENCIALES: SCC (Superficie de Máxima Inundación Caliza C); LST (Limite de Secuencia T); SCB (Superficie de Máxima Inundación Caliza B); LSU (Limite de Secuencia U); BCA (Base Caliza A); LSCM2 (Limite de Secuencia Caliza M2); LSBT (Limite de Secuencia Basal Tena).

Fuente: EP PETROECUADOR

POZO CONONACO_30D

En la Fig. 1.3 se exhibe, de una manera general la estratigrafía del campo, así como la profundidad típica de cada formación, En el campo Cononaco se encuentran definidas las siguientes zonas de interés: Hollín Inferior y Hollín Superior de la formación Hollín además las areniscas T, U Inferior y U Superior de la formación Napo. El principal reservorio del campo es la arena Hollín, la cual aporta alrededor del 77,5% de la producción.

FIGURA 1.4 MODELO SEDIMENTOLÓGICO DEL CAMPO CONONACO



Fuente: EP PETROECUADOR

Formación Hollín

Mediante estudios de núcleos y registros de pozos, se concluye que los depósitos de Hollín inferior son areniscas de canales fluviales entrelazados, de ambiente Continental; mientras que Hollín Superior tiene un ambiente deposicional Marino Somero, esto se indica en la figura 1.14. Esta zona está compuesta esencialmente por areniscas cuarzosas, las cuales presentan facies fluviales en la base y estratificación cruzada en el tope. Su secuencia está colmatada con sedimentos depositados en un ambiente de planicie costera y plataforma marina somera.

Hollín Inferior

La parte principal de Hollín se caracteriza por una secuencia de sedimentos fluviales a transicional en su parte superior. Esta unidad arenosa presenta intercalaciones de caolín, en donde, el *Gamma Ray* exhibe sucesiones de areniscas limpias. Generalmente, se tiene la presencia de los siguientes minerales: cuarzo (92%), carbón (4%), feldespato (3,5%), y la presencia de arcillas, cemento calcáreo, micas, entre otros; su grano va de medio a grueso y su redondez va de subredondeado a subangular.

Hollín Superior

La parte superior de la formación Hollín (Incluye Caliza C), es considerada de carácter marino somero. Esta sección está compuesta por areniscas cuarzosas de finas a muy finas, intensamente bioturbadas, con presencia de glauconita e intercalaciones de lutitas, su matriz y cemento son calcáreas.

Formación Napo

En la formación Napo predominan unidades ricas en arena, de ambiente estuarino dominado por mareas. La dirección de depositación es Noreste-Suroeste, dentro de esta formación se registran dos reservorios importantes como son T y U. La

arena T tiene múltiples cuerpos arenosos, cuyo intervalo más productivo es la T inferior, además, la arena T Superior tiene presencia de glauconita de color verdoso e intercalaciones de lutitas. Mientras que La arena U pertenece a un periodo de depositación inestable, es así que la parte superior de la arena U posee intercalaciones delgadas de caliza y lutita.

Arena T Inferior

Litológicamente esta sección se define como cuarzosa (blanca), sus granos van de finos a medios, con formas que van de subangular a subredondeada, su matriz es silícica y su porosidad está alrededor del 12 y 14%.

Arena T Superior

Es un cuerpo arenoso moderadamente consolidado se aprecia pobre presencia de hidrocarburos. Litológicamente, esta sección tiene alto contenido de cuarzo (café claro), glauconita; sus granos van de fino a medio con formas de subredondeada a subangular.

Arena U Inferior

“Formada por areniscas cuarzosas con estratificación cruzada y laminación planar de grano medio a fino representan depósitos de canales de marea hacia el oeste y relleno de valles incisos hacia el centro y ambiente fluvial hacia el este de la cuenca”². Registra su mayor espesor hacia el norte del campo con alrededor de 89 a 93 pies y corresponde a facies de canales de marea; y al sur con espesores que van desde 88 a 98 pies. La tendencia general de depositación de esta zona es Noroeste-Sureste.

² BARRAGÁN R.(2005) “Lower Maastrichtian syntectonic sedimentation along the Sub Andean Zone and its relationship with the oceanic terrane accretionary events registered in the Occidental Cordillera of Ecuador”, pág. 4.

Arena U Superior

Este cuerpo arenoso presenta glauconita de grano fino bioturbadas con matriz calcárea e intercalaciones de lutitas y calizas, depositadas en trasgresión marina en una plataforma marina-somera, estuarino, y planicie costera. Registra su mayor espesor en la tendencia Noreste-Suroeste con alrededor de 20 a 22 pies y corresponde a facies de canales de marea; mientras que sus espesores se ven disminuidos en la tendencia Noroeste-Sureste correspondiente a facies de barra arenosa de marea.

En base a la información expuesta anteriormente quedan definidos los topes y bases de cada arena, dichos datos se recopilan en el Anexo 1.

1.3 ANÁLISIS PETROFÍSICO

Se realizó la evaluación petrofísica a partir de los registros de pozos, utilizando el programa INTERACTIVE PETROPHYSICS, para los reservorios: U superior e inferior, T superior e inferior, Hollín superior e inferior, con el propósito de cuantificar los parámetros petrofísicos como: porosidad, saturación de agua, espesor neto, volumen de arcilla y litología. Los resultados de este estudio se presentan en el Anexo 2.

Los *cut-off* y datos de salinidad utilizados para la evaluación petrofísica se encuentran en la tabla 1.1 y 1.2, respectivamente.

TABLA 1.1 CUT-OFF PARA EVALUACIÓN PETROFÍSICA

CUT-OFF DE EVALUACION PETROFÍSICA	
POROSIDAD [%]	≥ 8 %
SATURACIÓN DE AGUA [%]	≤50
ARCILLA [%]	≤50 %

Fuente: EP PETROECUADOR

Modificado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

Los datos de salinidad fueron otorgados por el Departamento de Corrosión del Área Auca, de EP PETROECUADOR.

TABLA 1.2 SUMARIO DE BSW Y SALINIDAD

POZO	ARENA	BSW [%]	SALINIDAD [PPM CL]
CON-01	HI	70	1200
CON-02	T	50	6400
CON-03	HI	30	1250
CON-04	HS	46	1200
CON-07	HS+HI	60	4500
CON-08	HS	50	5200
CON-13	HI	2	1100
CON-14	T	14	9000
CON-15	HI	44	2050
CON-16	T	50	24150
CON-18	HS+HI	75	1900
CON-20	T	35	13400
CON-21	T	7	9550
CON-23	T	9	9750
CON-24	HI	72	1350
CON-25	HS	80	1400
CON-27	T+HS	16	22500
CON-29	HI	52	1300
CON-30D	HI	80	1050
CON-32	HI	90	-
CON-33	HI	84	1300
CON-34	T+HS	36	16500
CON-35	TI + HS	60	1750
CON-36 D	TI	7	-
CON-46 D	HI	98	-
CON-47 D	HS	85	-
CON-48 D	TI	1	-
CON-51 D	TI	58	-

Fuente: EP PETROECUADOR

Modificado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

1.4 ANÁLISIS PVT

El análisis PVT (Presión Volumen Temperatura) consiste en determinar parámetros como: presión de burbuja, densidad del petróleo, viscosidad del petróleo, factor volumétrico, razón gas en solución-petróleo, a condiciones de yacimiento. Este análisis es el más adecuado para yacimientos subsaturados, en donde la presión del mismo, está sobre la presión de burbuja. En la tabla 1.3 se presenta los parámetros PVT obtenidos de los pozos CON-01, CON-04, CON-21 y CON-22.

TABLA 1.3 PARÁMETROS PVT DEL FLUIDO

ARENA	POZO	T	Pb	ρ_o	μ_o	β_o	GOR
		°F	[Psi]	[g/cm ³]	[cp]	[Bls/BF]	[PC/Bls]
US	CON-01	-	620	0,922	31,56	1,106	56
UI	CON-01	-	620	0,922	31,56	1,106	56
TS	CON-22	220	820	0,817	9,35	1,1698	126
TI	CON-22	220	820	0,817	9,35	1,1698	126
HS	CON-04	230	155	0,726	2,12	1,1579	33
HI	CON-21	198,5	58	0,745	1,852	1,097	12

Fuente: EP PETROECUADOR

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

1.4.1 COMPILACIÓN DE NÚCLEOS

En el campo Cononaco se tienen núcleos de corona de las arenas T inferior y Hollín Inferior en los pozos: CON-04, CON-16 y CON-20. (Ver tabla 1.4).

TABLA 1.4 ANÁLISIS DE NÚCLEOS

POZO	YACIMIENTO	SISTEMA USADO	PROFUNDIDAD	\emptyset	K
			[ft]	[fracción]	[md]
CON-04	H INFERIOR	Mercurio-aire	10503	0.138	137
CON-04	H INFERIOR	Mercurio-aire	10507	0.142	358
CON-04	H INFERIOR	Mercurio-aire	10511	0.131	596
CON-04	H INFERIOR	Mercurio-aire	10515	0.08	76

CONTINUACIÓN TABLA 1.4

POZO	YACIMIENTO	SISTEMA USADO	PROFUNDIDAD	Ø	K
			[ft]	[fracción]	[md]
CON-04	H INFERIOR	Mercurio-aire	10519	0.145	266
CON-04	H INFERIOR	Mercurio-aire	10523	0.127	593
CON-04	H INFERIOR	Mercurio-aire	10539	0.138	621
CON-16	T INFERIOR	Aire-agua	10122	0.127	3.33
CON-16	T INFERIOR	Aire-agua	10124	0.128	6.25
CON-16	T INFERIOR	Aire-agua	10126	0.127	4.54
CON-16	T INFERIOR	Aire-agua	10131	0.147	6.34
CON-16	T INFERIOR	Aire-agua	10137	0.134	30.3
CON-16	T INFERIOR	Aire-agua	10144	0.153	52.45
CON-16	T INFERIOR	Aire-agua	10145	0.152	71.34
CON-20	H INFERIOR	Aire-agua	10660	0.162	219
CON-20	H INFERIOR	Aire-agua	10674	0.185	824
CON-20	H INFERIOR	Aire-agua	10692	0.143	294
CON-20	H INFERIOR	Aire-agua	10704	0.154	639

Fuente: EP PETROECUADOR

Modificado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

1.5 RESERVAS DEL CAMPO CONONACO

1.5.1 DESCRIPCIÓN DEL TIPO DE RESERVAS

Las reservas son volúmenes de hidrocarburos que se encuentran dentro de un reservorio y se prevé que serán recuperados hasta una fecha determinada, además varían según condiciones económicas, tecnológicas, etc. Las que pueden transformarlas de no recuperables en recuperables. Se dividen en probadas, probables y posibles.

Reservas probadas.- Son las que mediante análisis de geología e ingeniería se tiene gran certeza de que serán recuperadas, esta certeza en términos de probabilidad se traduce en un 90% de probabilidad de que sean extraídas, estas se subdividen en desarrolladas y no desarrolladas.

Reservas probables.- su probabilidad de recuperación es menor al de las reservas probadas, cuantificando se traduce en un 50% de probabilidades de ser extraídas.

Reservas posibles.- Son las de menor certeza de recuperación su probabilidad es de tan solo 10%.

En la Tabla 1.5 se observan las reservas para cada una de las arenas del campo Cononaco y el total de las mismas hasta el cierre del año 2010.

TABLA 1.5 RESERVAS DEL CAMPO CONONACO POR YACIMIENTO PRODUCTOR AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2010.

YACIMIENTO	POES (Bls.)	FR (%)	API (°)	RESERVAS ORIGINALES			PRODUCCION ACUMULADA (Bls.)	RESERVAS REMANENTES (Bls.)
				PROBADAS (Bls.)	PROBABLES (Bls.)	TOTALES (Bls.)		
U Sup.	4289900	10,00	22,0	428990	0	428990	0	428990
U	21246000	16,53	22,0	3512930	0	3512930	2443886	1069044
T	39315000	28,58	15,8	11235900	0	11235900	3951087	7284813
HOLLIN Sup.	49131169	51,95	32,4	25522500	0	25522500	18865787	6656713
HOLLIN Inf.	227340000	43,90	32,4	99802260	0	99802260	87026174	12776086
SUB-TOTAL	341322069	41,16		140502580	0	140502580	112286934	28215646

Fuente: EP PETROECUADOR

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

El reservorio Hollín registra producción desde 1983, la arenisca T desde el año 2001 y el reservorio U desde 1994, con un aporte significativo en el año 2002.

1.6 COMPORTAMIENTO DE LOS YACIMIENTOS

Previo a la descripción de los reservorios productores del Campo Cononaco en particular, es primordial mencionar brevemente los diferentes tipos de mecanismos de producción a los que se encuentran sujetos los yacimientos.

1.6.1 MECANISMOS DE EMPUJE

La producción inicial de hidrocarburos se realiza mediante la energía natural del reservorio, normalmente se conoce como producción primaria. En consecuencia,

el petróleo y el gas son desplazados hacia los pozos productores bajo los siguientes mecanismos: a) gas en solución, b) empuje hidráulico, c) capa de gas, d) segregación gravitacional y f) compactación o expansión de las rocas y fluidos, cuyas principales características se resumen en la Tabla 1.6.

TABLA 1.6 MECANISMOS DE EMPUJE

MECANISMO	PRESIÓN DE YACIMIENTO	GOR	AGUA PRODUCIDA	EFICIENCIA	OTROS
GAS EN SOLUCIÓN	Declina rápido y continuo	Primero Alto, incrementa y cae	Nula	5-35%	Requiere bombeo temprano
EMPUJE HIDRÁULICO	Permanece alta y depende del caudal	Permanece bajo si P es alta	Creciente	1-17%	
CAPA DE GAS	Cae lento y continuo	Crece cont. En formaciones inclinadas	Despreciable	20-40%	Ruptura temprana de gas
SEFREGACIÓN GRAVITACIONAL	Declina rápida y continuo	-Bajo en form. Poco inclinadas. -Alto en form. inclinadas	Despreciable	40-80%	
EXPANSIÓN ROCA-FLUIDO	Declina rápida y continuo, $P_R > P_b$	Permanece bajo y constante	Nula	1-10%	

Fuente: ESCOBAR Freddy Humberto, "Fundamentos de Ingeniería en Yacimientos, primera edición. Pág. 27

Modificado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

Gas en solución

Este tipo de empuje se presenta cuando no se tiene formada una capa de gas ni tampoco un acuífero y todo el gas presente se encuentra en solución dentro del petróleo. Este mecanismo de empuje es uno de los más comunes, representa un tercio de los reservorios a nivel mundial. En este caso, la presión se encuentra sobre o igual a la de burbuja. Con este mecanismo se logra recuperar de un 5 a 30% del petróleo original en sitio (POES).

Empuje hidráulico

Se presenta cuando existe un acuífero, ya sea lateral o de fondo, o cuando la expansión de agua es muy elevada. No existe presencia de gas libre, en

consecuencia la presión es alta, generalmente mayor a la presión de burbuja. La particularidad de este tipo de empuje, es que con el transcurso del tiempo la producción de agua se incrementa, mientras que la producción de petróleo decrece. Este mecanismo es uno de los más eficientes, se logra recuperar del 10 al 75 por ciento del petróleo original en sitio (POES).

Capa de gas

Se presenta cuando la presión inicial del yacimiento es menor a la presión de burbuja, el gas en solución que se encuentra en el petróleo es el máximo posible; y una vez que la presión cae por efecto de la producción, la capa de gas se expande y genera un desplazamiento inmisible. Este tipo de empuje tiene una recuperación de alrededor del 20 al 40% del petróleo original en sitio (POES).

Segregación gravitacional

Al producir con este mecanismo de empuje se requiere un buen espesor del yacimiento, una gran permeabilidad vertical, además de una baja viscosidad; al separarse el gas del petróleo, este viaja hacia la parte superior del yacimiento y el petróleo viaja hacia la parte inferior del reservorio, esto se considera un empuje por segregación. Cabe señalar que es el mecanismo de empuje más eficiente ya que se recupera de 40 a 80% del petróleo original en sitio (POES).

Compactación o expansión de roca fluidos

Este mecanismo radica en la producción por expansión de roca, para lo cual, la formación productora debe tener una gran compresibilidad. A medida que se produce petróleo, aumenta el diferencial de presión entre la presión de poro y la presión Overburden, generando una disminución en el espacio poral por expansión de la formación y el fluido contenido en dicho espacio poral es desplazado, este mecanismo se da en yacimientos muy someros y poco consolidados.

1.6.2 MECANISMOS DE EMPUJE EN EL CAMPO CONONACO

Los diferentes mecanismos de empuje con los que producen los reservorios depende de la energía que posean dichos reservorios, dicha energía se la cuantifica mediante la presión de reservorio. Es por ello, que los datos del gráfico cronológico de la presión no tienen un valor significativo, debido a que las arenas productoras se encuentran a diferentes profundidades dependiendo de la ubicación de cada pozo. Por ende, todos los datos de presiones fueron llevados a un nivel de referencia (*Datum*), el cual se seleccionó tomando en cuenta el tope de la arena en su parte más alta. Con la finalidad de avalar el gráfico que nos permita obtener una tendencia de presión y extrapolarla a la fecha actual de análisis. Como se presenta en la Tabla 1.7.

TABLA 1.7 SUMARIO DE PRESIONES POR YACIMIENTO

RESERVORIO	Pb	Datum	PR media @ 31/12/2011	Pi
	[Psi]	[ft]	[Psi]	[Psi]
HI	88	10241	4400	4681
HS	88	10271.2	4077.96	4657
TI	820	10053.2	2284.57	4516
TS	690	9945	3195.05	
UI	620	10211.7	3021.93	4050

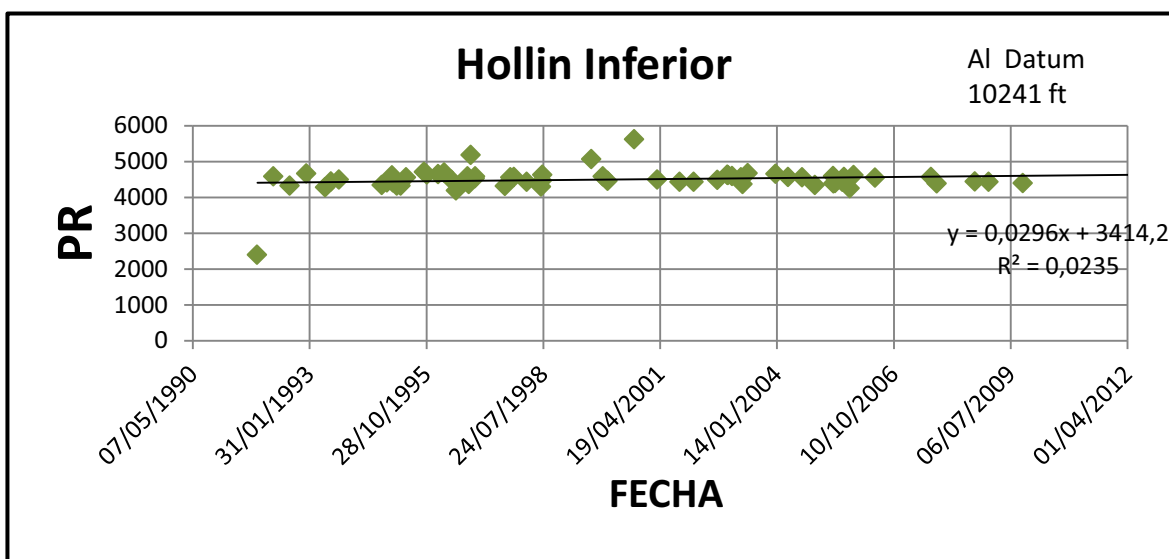
Fuente: EP PETROECUADOR

Modificado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

1.6.2.1 Mecanismo de producción de Hollín Inferior

La tasa de agotamiento de este reservorio es baja, 3,8 Psi/MMBls. y evidentemente, posee este comportamiento por la presencia de un acuífero activo de fondo, que ha mantenido presiones similares a su presión inicial (Pi) de 4681 Psi. El yacimiento presenta un mecanismo de producción con empuje hidráulico. (Fig. 1.5).

FIGURA 1.5 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN DEL RESERVORIO HOLLÍN INFERIOR



Fuente: EP PETROECUADOR

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

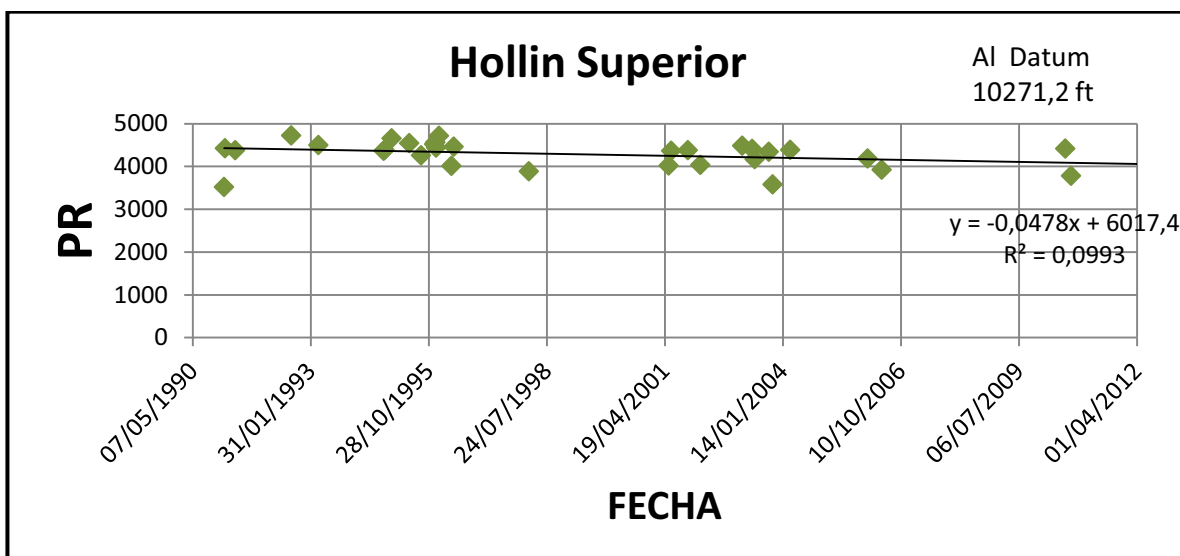
1.6.2.2 Mecanismo de producción de Hollín Superior

El yacimiento ostenta la presencia de un acuífero lateral moderado que le proporciona energía como en el caso de la arena Hollín Inferior. La presión inicial (P_i) del reservorio fue de 4657 Psi. Por ende se identifica un mecanismo de producción combinado entre expansión de roca fluido y empuje hidráulico. (Fig. 1.6).

1.6.2.3 Mecanismo de producción de T

Las Fig. 1.7 (A) y Fig. 1.7 (B), presentan un comportamiento acelerado de declinación de presión debido a que este reservorio carece de una fuente de energía como un acuífero, por lo que se define con certeza que el mecanismo de producción es por expansión de roca-fluido con una posible contribución parcial de gas en solución. Se descarta un empuje hidráulico debido a que no las presiones no se mantienen. Este reservorio registró una presión inicial (P_i) de 4516 Psi.

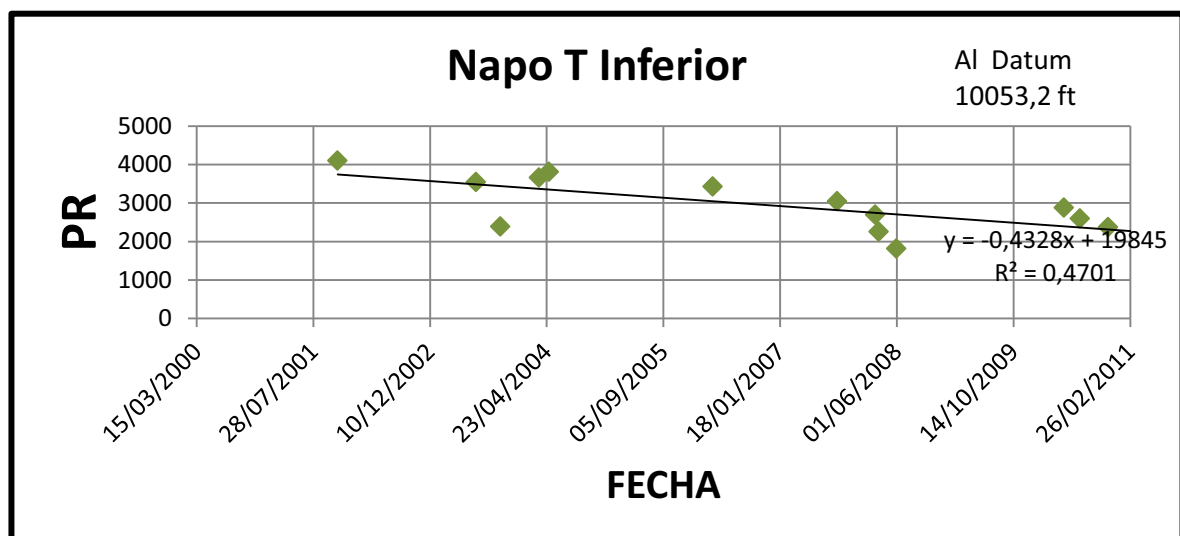
FIGURA 1.6 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN DEL RESERVORIO HOLLÍN SUPERIOR



Fuente: EP PETROECUADOR

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

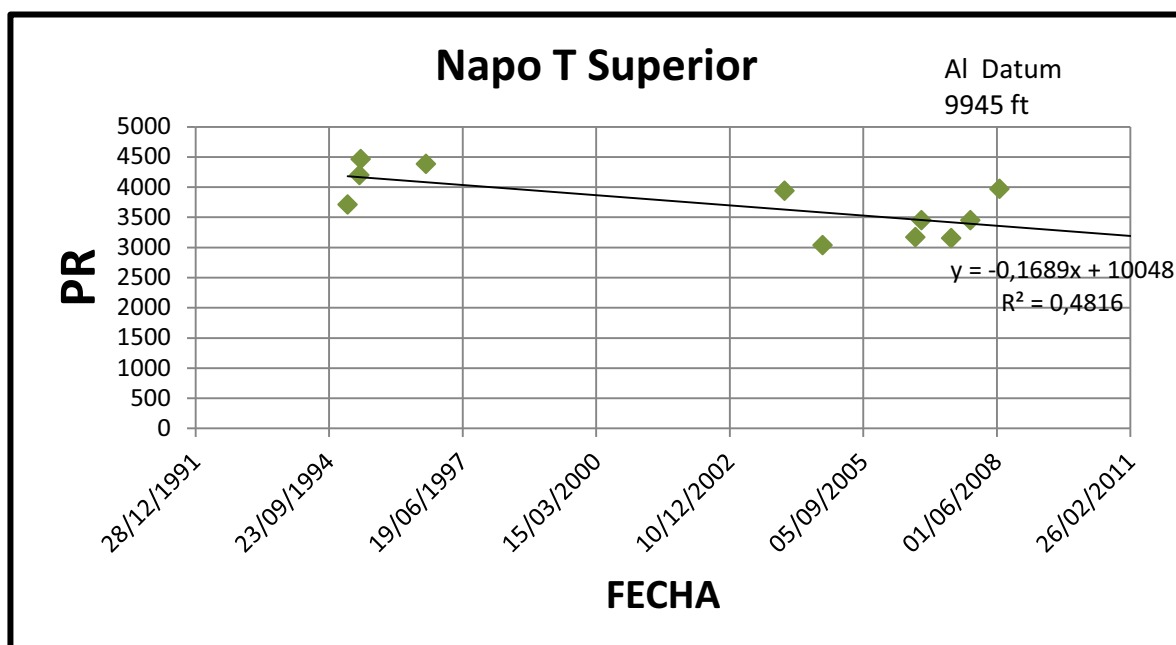
FIGURA 1.7 (A) COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN DEL RESERVORIO T INFERIOR



Fuente: EP PETROECUADOR

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

FIGURA 1.7 (B) COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN DEL RESERVORIO T SUPERIOR



Fuente: EP PETROECUADOR

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

1.6.2.4 Mecanismo de producción U

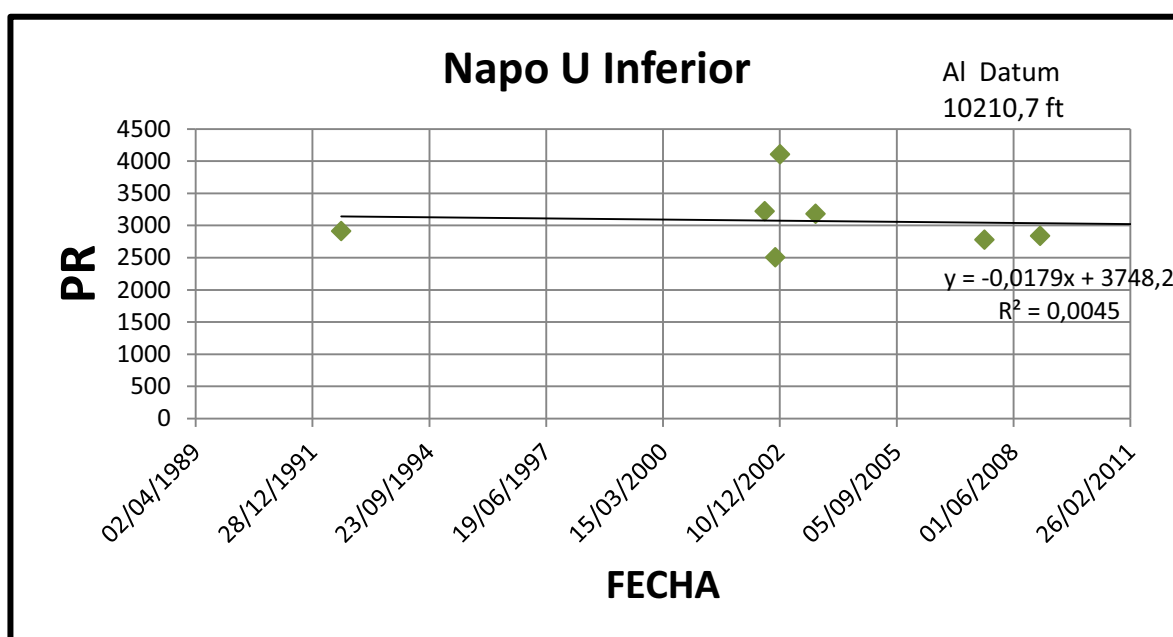
Carente de suficientes mediciones de presión, este reservorio registró una presión inicial (P_i) de 4413 Psi. No obstante, puede ser considerado dentro del mecanismo de producción por expansión de roca-fluidos, en base a la definición de ser reservorio subsaturado, en donde, la presión actual es muy superior a la presión de burbuja, dicha presión caerá a medida que continúe la producción, como puede evidenciarse en la Fig. 1.8, hasta igualarse a la presión de burbuja del yacimiento.

En consecuencia, podría tener un aporte adicional de producción debido al mecanismo de gas en solución.

1.6.3 FLUJO DE FLUIDOS

El flujo de fluidos empieza por el yacimiento, continuando por la completación del pozo y finalmente las líneas de flujo en superficie, es decir, el proceso de producción de un pozo, comprende el recorrido de los fluidos desde el radio externo de drenaje en el yacimiento hasta el separador en la estación de producción.

FIGURA 1.8 COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN DEL RESERVORIO U



Fuente: EP PETROECUADOR

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

1.6.3.1 Flujo de fluidos en yacimiento

El movimiento de los fluidos se origina al establecerse en el yacimiento un gradiente de presión a una distancia equivalente al radio de drenaje, r_e , el caudal o tasa de flujo dependerá no solo de dicho gradiente, ya que en el trayecto, el fluido pierde energía dependiendo de: cuan baja se la capacidad de flujo (K_o , h), la presencia de restricciones en la cercanías del hoyo (daño, S), de heterogeneidades en el yacimiento, y si el fluido ofrece resistencia al flujo (Viscosidad del petróleo, μ_o); es decir, dependerá de las propiedades de la roca y

del fluido. La capacidad de aporte del yacimiento hacia el pozo se cuantificará mediante la aplicación de la ecuación de Vogel, Fetckovich, etc.

Como la distribución de presión cambia a través del tiempo es necesario establecer los distintos estados de flujo presentes en el yacimiento:

Flujo Transitorio ($dp/dt \neq 0$), Se presenta cuando se abre a la producción un pozo que se encontraba cerrado, o viceversa. En el cual, el gradiente de presión cambia con el tiempo, la duración de este periodo pueden ser días u horas.

Flujo Continuo ($dp/dt = 0$), Se presenta cuando su distribución de presión en el yacimiento se estabiliza, este tipo de flujo está asociado con yacimientos con la presencia de un acuífero activo o lo suficientemente grande, de tal manera, que ayude a mantener constante la presión, P_{ws} .

Flujo Semicontinuo ($dp/dt = cte.$), Se presenta cuando la distribución de presión en el yacimiento se mantiene constante con respecto al tiempo.

La ecuación de Darcy estima la tasa de producción de petróleo, en función de las condiciones actuales de los yacimientos productores del Campo.

Bajo condiciones de flujo continuo, la ecuación de Darcy para flujo radial que permite estimar la tasa de producción de petróleo en un área de drenaje de forma circular hacia el pozo productor es la Ec. 1.1

$$q_0 = 7.08 * 10^{-3} \frac{K h r_w}{\mu_0 \beta_0} \frac{dp}{dr} \quad (\text{Ec. 1.1})$$

La derivada de la Ec. 1.1 puede simplifcarse, de tal manera que se obtiene la Ec. 1.2

$$q_0 = \frac{7,08 * 10^{-3} K h (P_{ws} - P_{wfs})}{\mu_0 \beta_0 \ln \frac{r_e}{r_w} - 0,5 S} \quad (\text{Ec. 1.2})$$

En donde,

K = Permeabilidad, md

h = Espesor neto, ft

P_{ws} = Presión Estática del Reservorio, Psi

P_{wfs} = Presión de Fondo Fluyente

μ_0 = Viscosidad del Petróleo, cp.

β_0 = Factor Volumétrico, BF/BIs

R_e = Radio de drenaje, ft

r_w = Radio del pozo, ft

s = Daño de la formación

La ecuación homóloga a las anteriores pero bajo condiciones de flujo Semicontinuo es la Ec.1.3.

$$q_0 = \frac{7,08 * 10^{-3} K h (P_{ws} - P_{wfs})}{\mu_0 \beta_0 \ln \frac{r_e}{r_w} - 0,75 S} \quad (\text{Ec. 1.3})$$

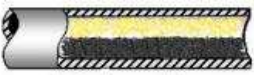



El estado de flujo Semicontinuo es el más utilizado para estimar la tasa de producción de un pozo que produce en condiciones estables. El Campo Cononaco se caracteriza por poseer este tipo de flujo en la mayoría de sus pozos productores.

1.6.3.2 Flujo de fluidos en tubería





La presión que se requiere en el fondo del pozo para transportar un determinado caudal a superficie hasta la estación de producción, se determina a través del estudio del flujo multifásico en tuberías, y durante este trayecto el flujo de fluidos se ve mermado por pérdidas de energía, las cuales son contribuidas por la fricción, los efectos gravitacionales y los cambios de energía cinética. Por tal motivo constituye relevante identificar los patrones de flujo en la tubería horizontal y vertical, ya que de estos parámetros depende el comportamiento de los fluidos y la optimización de su movimiento, ya que determinados parámetros no son deseables ya que deterioran con mayor rapidez nuestras tuberías (Fig. 1.9).

Entre las correlaciones para flujo multifásico que considera el simulador destacan: Beggs & Brill, Duckler y colaboradores, Eaton y colaboradores, etc. y para flujo vertical: Hagedorn & Brown, Duns & Ros, Orkiszewski, Beggs & Brill, Ansari, etc.

FIGURA 1.9 PATRONES DE FLUJO HORIZONTAL Y VERTICAL

PATRONES DE FLUJO PARA FLUJO HORIZONTAL		
Flujo Estratificado	Ocurre a tasas de flujo relativamente bajas de gas y líquido. Las dos fases son separadas por gravedad, donde la fase líquida fluye al fondo de la tubería y la fase gaseosa en el tope.	
Flujo Intermitente	Es caracterizado por flujo alternado de líquido y gas, <i>plugs</i> o <i>slugs</i> de líquido, los cuales llenan el área transversal de la tubería, son separados por bolsillos de gas, los cuales tienen una capa líquida estratificada fluyendo en el fondo de la tubería.	
Flujo Anular	Flujo anular ocurre a muy altas tasas de flujo de gas. La fase gaseosa fluye en un centro de alta velocidad, la cual podría contener gotas de líquido arrastradas. El líquido fluye como una delgada película alrededor de la pared de la tubería.	
Burbujas Dispersas	Asociado a muy altas tasas de flujo de líquido, la fase líquida es la fase continua, y la gaseosa es la dispersa como burbujas discretas. A tasas de líquido mayores, las burbujas de gas son más uniformemente dispersas en el área transversal de la tubería. Bajo condiciones de flujo de burbuja disperso, debido a las altas tasas de flujo de líquido, las dos fases están moviéndose a la misma velocidad y el flujo es considerablemente homogéneo.	 Burbuja Neblina

CONTINUACIÓN FIGURA 1.9

PATRONES DE FLUJO PARA FLUJO VERTICAL		
Flujo Burbuja	Como en el caso horizontal, la fase gaseosa es dispersa en pequeñas burbujas discretas en una fase líquida continua, siendo la distribución aproximadamente homogénea.	
Flujo Tapón	Consiste en sucesivas burbujas separadas por tapones de líquido. Una delgada película líquida fluye corriente abajo entre la burbuja y la pared de la tubería. La película penetra en el siguiente tapón líquido y crea una zona de mezcla aireada por pequeñas burbujas de gas.	
Flujo Transición	Es caracterizado por un movimiento oscilatorio, es similar al tipo tapón, los límites no están bien claros entre las fases. Ocurre a mayores tasas de flujo de gas, donde el tapón de líquido en la tubería llega a ser corto y espumoso.	
Flujo Neblina	En flujo vertical, debido a la simetría de flujo el espesor de la película líquida alrededor de la pared de la tubería es aproximadamente uniforme. Como en el caso horizontal el flujo es caracterizado por un rápido movimiento de gas en el centro. La fase líquida se mueve más lenta como una película alrededor de la pared de la tubería y como gotas arrastradas por el gas.	

Fuente: MAGGILOLO Ricardo, "Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal", 2008.

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

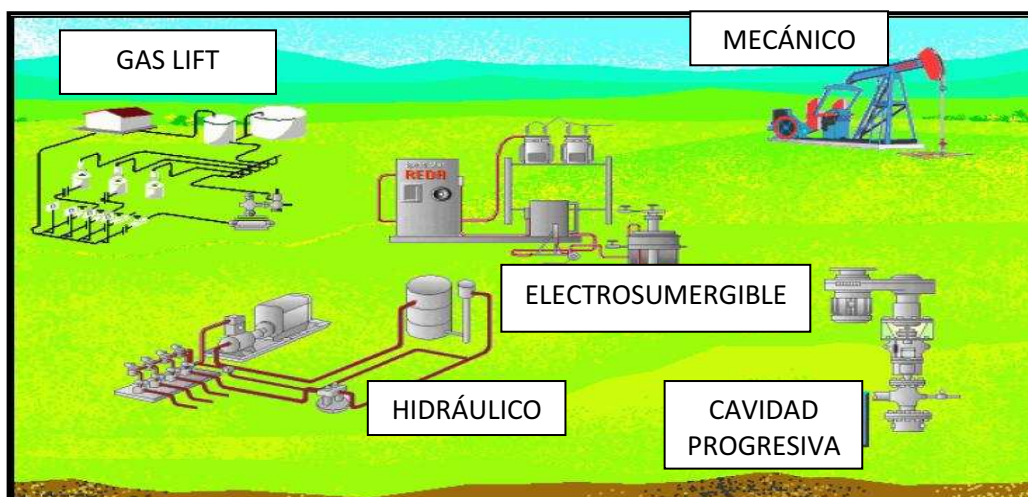
1.7 SISTEMAS DE PRODUCCIÓN

Es la forma mediante la cual se extrae el petróleo a superficie, de tal manera que si la energía con la cual el yacimiento aporta los fluidos, es equivalente a la energía demandada por la instalación sin necesidad de fuentes externas, se tiene una producción a flujo natural; o bien si la energía no es la suficiente para

transportar al fluido se requiere la implementación de una fuente externa de energía adicional, que en su mayoría son bombas; se trata de un sistema de levantamiento artificial el cual logra conciliar la oferta con la demanda. Existen varios sistemas de levantamiento artificial, en la figura 1.10 se presenta algunos de ellos.

En el campo Cononaco se utiliza los sistemas de levantamiento artificial por Bombeo Hidráulico y Electrosumergible, los cuales se describen brevemente a continuación.

FIGURA 1.10 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL



Fuente: MAGGIOLO Ricardo, Optimización de Producción Mediante Análisis Nodal, Pág. 16

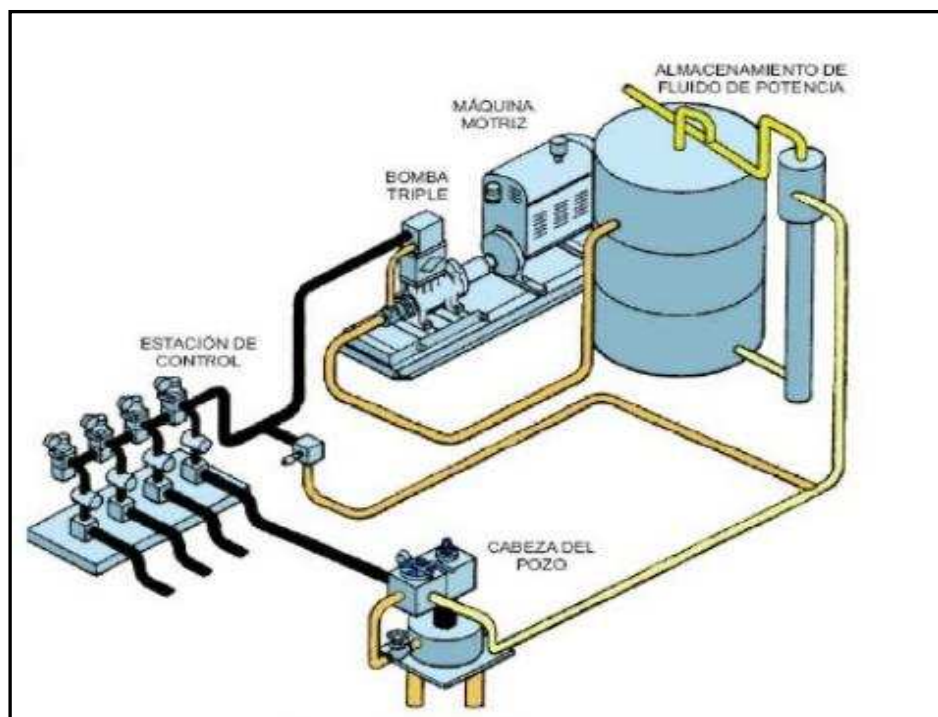
Modificado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

Bombeo hidráulico (PPH)

La particularidad en este tipo de levantamiento artificial es el empleo de otro fluido externo al de la producción, el cual se denomina fluido motriz, dicho fluido es inyectado a altas presiones con el fin de generar una mayor energía potencial.

Este método tiene la ventaja que no usa cables ni varillas en el interior del casing, pero la desventaja es que necesita un sistema de bombeo adicional en superficie, como se observan en la Figura 1.11

FIGURA 1.11 DIAGRAMA DE FLUJO DE BOMBEO HIDRÁULICO



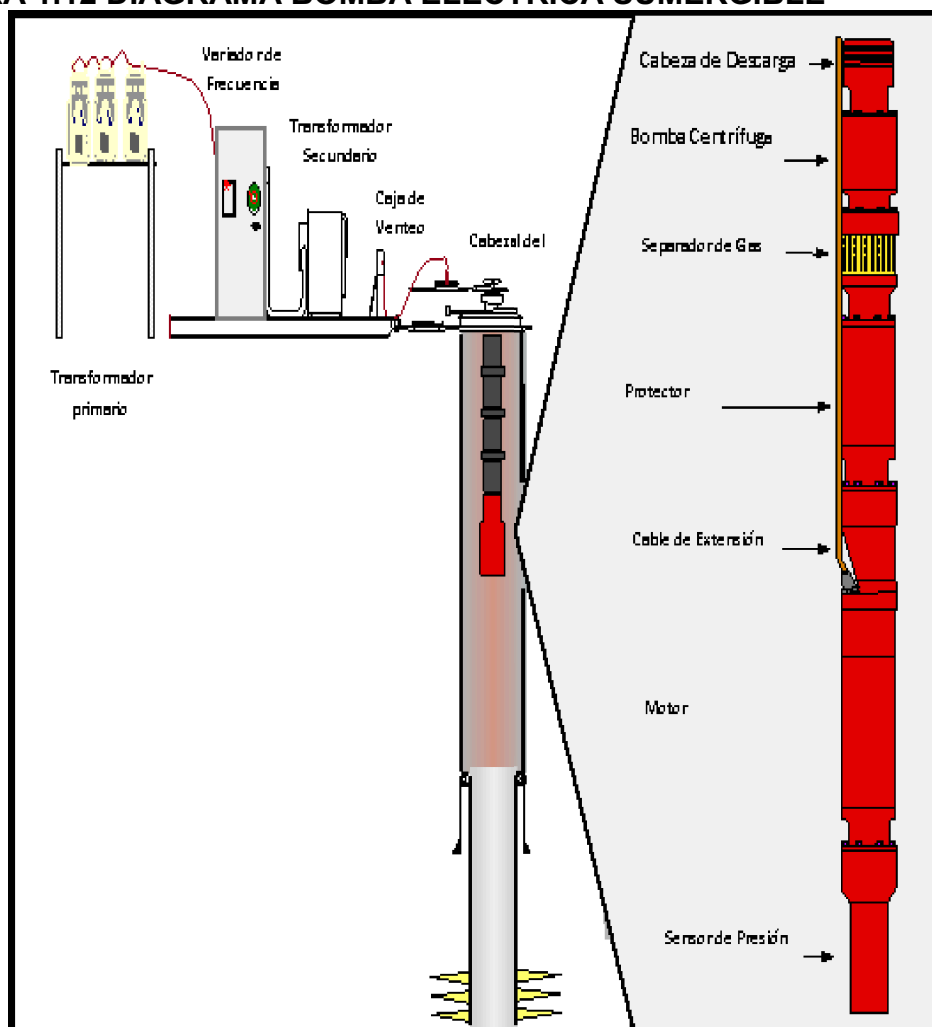
Fuente: YATTE GARZON, Fabián Camilo; Bombeo Hidráulico; Universidad Industrial de Santander, Escuela de Ingeniería en Petróleos, 2009.

Este sistema es utilizado en 2 pozos del campo, aportando una producción promedio de 535 BPPD.

Bombeo Eléctrico (PPS)

Este método de levantamiento artificial consiste en elevar el fluido del pozo mediante una bomba centrífuga, la cual es accionada por un motor eléctrico, ambos ubicados en el fondo, y alimentados de energía eléctrica suministrada desde superficie a través de un cable de potencia. Es uno de los más eficientes métodos para caudales relativamente grandes, su desventaja respecto al resto radica en que los equipos utilizados son costosos, y se debe tener un elevado índice de monitoreo y supervisión con el fin de tener un comportamiento adecuado en el sistema.

FIGURA 1.12 DIAGRAMA BOMBA ELÉCTRICA SUMERGIBLE



Fuente: www.monografias.com/trabajos63/levantamiento-artificial-Bombeo/levantamiento-artificial-bombeo3.shtml.

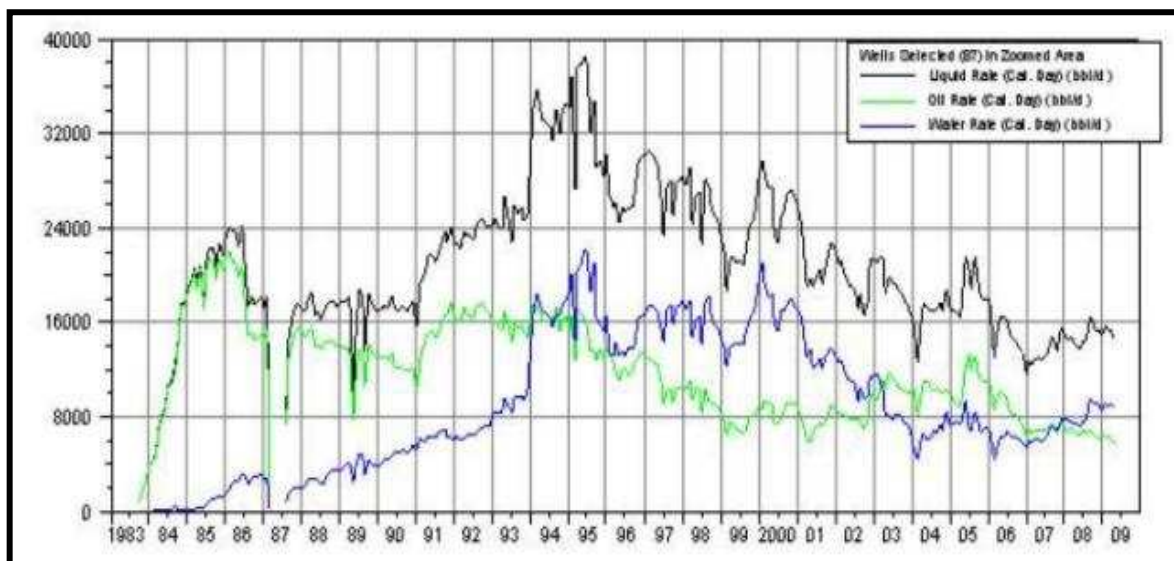
En el gráfico 1.12 se aprecian cada uno de los componentes de un sistema de levantamiento por bombeo eléctrico sumergible, tanto en superficie como en fondo de pozo.

Con este sistema de levantamiento producen 25 pozos del campo, aportando una producción promedio de 14947 BPPD.

1.7.1 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN

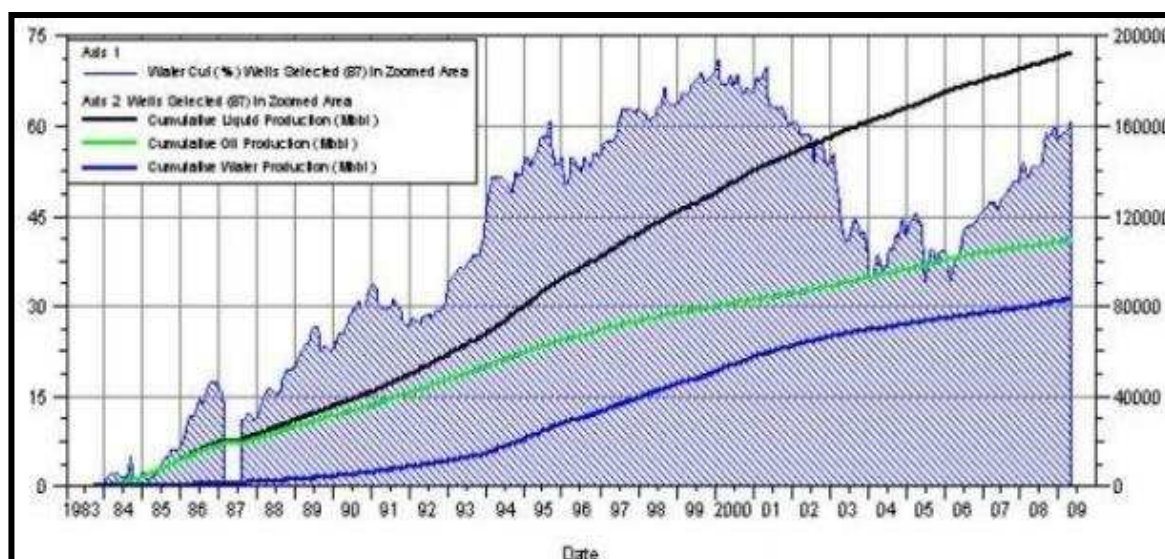
En las Figuras 1.13 (A) y 1.13 (B) se presenta la producción de petróleo (verde), agua (azul), líquido total (negro) del Campo Cononaco a lo largo de la historia productiva del campo.

FIGURA 1.13 (A) HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO CONONACO



Fuente: OFM, EP PETROECUADOR

FIGURA 1.13 (B) HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO CONONACO



Fuente: OFM, EP PETROECUADOR

1.7.2 TIPOS DE COMPLETACIÓN

Existen diferentes tipos de completaciones para los pozos que se han perforado en el Campo Cononaco, entre ellos se tiene, verticales y direccionales, cuya configuración depende del área drenada y las propiedades del yacimiento que determinan el tipo de flujo.

Pozos verticales

Son todos aquellos pozos perforados con un ángulo de inclinación entre 0 y 7° respecto a la vertical y perpendicularmente a un plano horizontal del yacimiento. En el Campo Cononaco existen 34 pozos verticales.

Pozos direccionales

Son pozos perforados con un ángulo de inclinación entre 7 – 60° respecto a la vertical. En el Campo Cononaco existen 7 pozos direccionales, los cuales son: CON-30, CON-36, CON-46, CON-47, CON-48, CON-51 y CON-RW2.

Pozos horizontales

Son pozos perforados horizontalmente o paralelos a los planos de buzamiento en las zonas productoras, ya sea para limitar la producción de fluidos no deseados, maximizar la producción o penetrar fracturas verticales. La longitud de esta sección horizontal (abierta al flujo) depende de la extensión del yacimiento y del área a drenar del mismo. En el Campo Cononaco no existen pozos horizontales.

En el Anexo 3 se describe el historial de reacondicionamientos, a los que han sido sometidos los pozos del campo Cononaco a lo largo de su historial de producción con sus respectivos resultados.

1.7.3 ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS DEL CAMPO CONONACO

El campo Cononaco cuenta actualmente con 41 pozos perforados, de los cuales 29 son productores de petróleo, 3 son reinyectores, 3 han sido abandonados, 3 han sido cerrados, 2 se encuentran esperando trabajos de reacondicionamiento, y 1 se encuentra esperando abandono; como se observa en la tabla 1.8.

TABLA 1.8 ESTADO DE LOS POZOS DEL CAMPO CONONACO AL 31 DE DICIEMBRE DEL 2011

POZO	TIPO DE POZO	TIPO DE LEVANTAMIENTO	ARENISCA PRODUCTORA	TIPO DE BOMBA	FRECUENCIA DE LA BOMBA (HZ)
CON-01	Vertical	PPS	Hollín Inferior	DN-1100	54
CON-02	Vertical	PPH	T	9 H	-
CON-03	Vertical	PPS	Hollín Inferior	P 8X	59
CON-04	Vertical	PPS	Hollín Superior	DN-475	59
CON-05	Vertical	REINYECTOR	-	-	-
CON-06	Vertical	ESPERANDO WORKOVER	U	DN-475	-
CON-07	Vertical	PPS	Hollín Superior e Inferior	P6XH6	56
CON-08	Vertical	PPS	Hollín Superior	DN-1100	60
CON-09	Vertical	PPS	U	DN-475	-
CON-10	Vertical	REINYECTOR	Tiyuyacu	-	-
CON-11	Vertical	CERRADO	-	-	-
CON-12	Vertical	CERRADO	-	-	-
CON-12B	SIDE TRACK	ABANDONADO	-	-	-
CON-13	Vertical	PPS	T Inferior	P 6X	59
CON-14	Vertical	PPS	T Superior e Inferior	P 4XH6	55
CON-15	Vertical	PPS	Hollín Inferior	P 6X	58
CON-16	Vertical	PPH	T	8H	-
CON-17	Vertical	ESPERANDO ABANDONO	-	-	-
CON-18	Vertical	PPS	Hollín Superior e Inferior	P 12XH6	56
CON-19	Vertical	ABANDONADO	-	-	-
CON-20	Vertical	PPS	T	P 4X	56
CON-21	Vertical	PPS	U Inferior	TD-150	50
CON-22	Vertical	CERRADO	-	-	-
CON-23	Vertical	PPS	T	FC-450	52
CON-24	Vertical	PPS	Hollín Inferior	DN-1100	62
CON-25	Vertical	PPS	Hollín Superior	P8X	60
CON-26	Vertical	ABANDONADO	-	-	-
CON-27	Vertical	PPS	T	DN-475	57
CON-28	Vertical	ESPERANDO WORKOVER	T Inferior	DN-475	-
CON-29	Vertical	PPS	Hollín Inferior	P 8X	55

CONTINUACIÓN TABLA 1.8

POZO	TIPO DE POZO	TIPO DE LEVANTAMIENTO	ARENISCA PRODUCTORA	TIPO DE BOMBA	FRECUENCIA DE LA BOMBA (HZ)
CON-30	Direccional	PPS	Hollín Inferior	P 12XH6	60
CON-31	Vertical	PPF	Hollín Inferior	-	-
CON-32	Vertical	PPS	Hollín Inferior	P 23X	50
CON-33	Vertical	PPS	Hollín Inferior	P 18X	53
CON-34	Vertical	PPS	T Superior	P 4X	52
CON-35	Vertical	PPS	T	P 6XH6	60
CON-36	Direccional	PPS	T Inferior	DN-725	60
CON-47	Direccional	PPS	Hollín Superior	P 4X	56
CON-48	Direccional	PPS	T Inferior	DN-1100	62
CON-51	Direccional	PPS	T Inferior	DN-1100	57
CON-RW2	Direccional	REINYECTOR	-	-	-

Fuente: EP PETROECUADOR

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

1.7.4 FACILIDADES DE SUPERFICIE

Constituye una serie de equipos y accesorios que forman parte de una estación de producción y participan en el proceso de tratamiento de los fluidos, tales como la separación de agua y gas, separación de sólidos no deseados del petróleo (sulfatos, arena, etc.), almacenamiento y transporte.

En las tablas 1.9 y 1.10 se presenta un listado de los equipos instalados en la estación de producción y reinyección del campo Cononaco, respectivamente.

TABLA 1.9 FACILIDADES DE PRODUCCIÓN

FACILIDADES DE PRODUCCIÓN			
EQUIPO	CARACTERÍSTICA		
MANIFOLD	ESTACIÓN: CENTRAL	Posee 25 entradas de 4 “ 5 entradas disponibles	
	LOCACIÓN CONONACO 06	Posee 7 entradas de 4” (06 (E.W.O); 24; 25; 32; 33; 35; 51D) Con-51D fluye por línea provisional de 3 ½” roscada	
SEPARADORES	1	Producción	SEPARADOR DE PRODUCCIÓN BIFASICO (20000 Bls.) Estrangulado válvula de línea de gas
	1	Prueba	(10000 Bls.) Fuera de Servicio (Poca presencia de gas)
TANQUES	1	LAVADO	50.000 Bls.
	1	EMPERNADO	(10.000 Bls.) Trabaja como tanque de surgencia
	1	REPOSO	(24.000 Bls.) Actualmente trabaja como tanque de lavado
TANQUE DE LOCACIÓN CONONACO 06	1	10000 Bls.	
	1	500 Bls.	
TANQUE DE LOCACIÓN CONONACO 09	1	300 Bls.	
	1	500 Bls.	
TANQUE DE LOCACIÓN CONONACO 27	2	500 Bls.	
SISTEMA TRANSFERENCIA, MEDICIÓN Y CUSTODIA – ACT'S	2	Una en operación y la otra como reserva. Instalado computador de flujo (Determinación BSW, T, P, Caudal) 2 bombas Booster (Eléctricas)	
BOMBAS DE TRANSFERENCIA DE OLEODUCTO	3	Accionadas por motores de combustión interna (Motores Nuevos)	
COMPRESOR	1		
LÍNEA DE VENDEO	1		
SISTEMA DE ENERGÍA ELÉCTRICA	1		

Fuente: EP PETROECUADOR

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

TABLA 1.10 FACILIDADES DE REINYECCIÓN

FACILIDADES DE REINYECCIÓN	
EQUIPO	CANTIDAD
TANQUE EMPERNADO	1
BOMBA BOOSTER	1
BOMBAS RECIPROCANTES	4
SISTEMA BAP (BOMBAS DE ALTA PRESIÓN)	1
LÍNEA DESDE EL TANQUE DE LAVADO	1
BYPASS	1
VÁLVULAS DE CIERRE	6

Fuente: EP PETROECUADOR

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

CAPÍTULO II

ANÁLISIS NODAL Y SIMULACIÓN DE REDES DE CAMPO

Una de las técnicas más utilizadas para optimizar sistemas de producción, debido a su comprobada efectividad y confiabilidad a nivel mundial, es el Análisis Nodal; con la aplicación de esta técnica se adecua la infraestructura tanto de superficie como de subsuelo, minimizando la brecha existente entre la producción real del pozo y la producción que debería exhibir de acuerdo a su potencial.

2.1 CONCEPTO DE ANÁLISIS NODAL

El Análisis Nodal consiste en detectar restricciones al flujo a lo largo de los componentes del sistema (yacimiento–pozo–línea de producción–cabezal–líneas de superficie) y cuantificar su impacto sobre la capacidad de producción total en el mencionado sistema (Fig. 2.1).

FIGURA 2.1 ESQUEMA DE PRODUCCION DE CRUDO



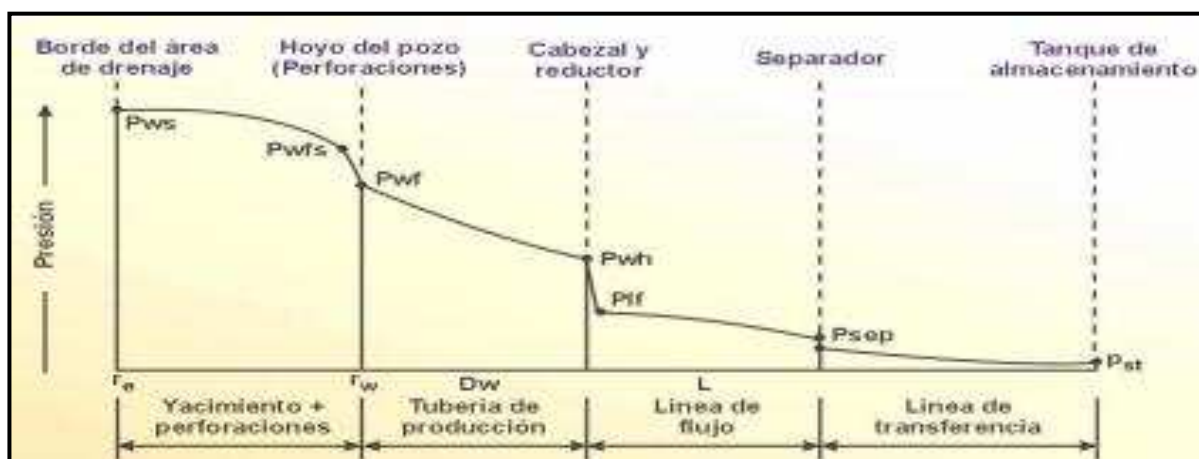
Fuente: GÓMEZ Mauricio, "Análisis Nodal de Pozos con empaquetamiento de grava", México, 2008

2.2 COMPONENTES DEL ANÁLISIS NODAL

El sistema de producción comprende el recorrido de los fluidos desde el radio externo de drenaje en el yacimiento hasta el separador de producción en la estación de flujo. En la Fig. 2.2, se identifican cuatro componentes en el sistema: Yacimiento, Tubería de producción y Línea de Flujo Superficial.

La pérdida de energía en forma de presión a través de cada componente, depende de las características de los fluidos producidos y especialmente del caudal de fluido transportado.

FIGURA 2.2 PERFIL DE PRESIONES PARA CADA COMPONENTE DEL SISTEMA DE ANÁLISIS NODAL



Fuente: MAGGIOLO Ricardo, "Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal", 2008, pág.8

El Análisis Nodal evalúa el sistema de producción dividiéndolos en tres segmentos básicos acorde al ambiente que recorre. Las características de cada uno fueron expuestas en el capítulo uno.

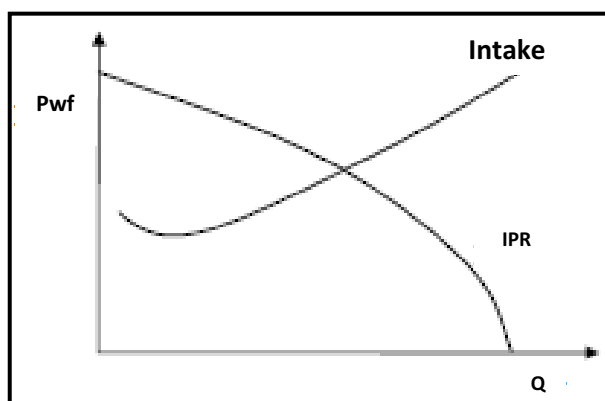
- Flujo a través del medio poroso
- Flujo a través de la tubería vertical
- Flujo a través de la tubería horizontal

Para predecir el comportamiento del sistema, se obtiene la caída de presión en cada segmento, de manera que se identifique aquella posible restricción o “cuello de botella” que resta continuidad, de cierta forma al flujo del fluido, mermando el funcionamiento del sistema en general.

2.3 CURVAS REPRESENTATIVAS DEL ANÁLISIS NODAL

En el análisis nodal existen dos curvas representativas mediante las cuales se puede interpretar el comportamiento productivo de un pozo, se las conoce como: curvas de *inflow* (oferta) y curva de *outflow* (demanda). En la Fig. 2.3 se encuentran las dos curvas características del análisis nodal.

FIGURA 2.3 CURVAS CARACTERÍSTICAS DEL ANÁLISIS NODAL



Fuente: MAGGIOLO Ricardo, “Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal”, 2008, pág.11

Modificado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

2.3.1 CURVA DE INFLOW

Es la oferta energética del pozo y es representada por la curva IPR que se la obtiene a partir de la definición de índice de productividad.

ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (J)

Se define como la relación existente entre la tasa de producción, q_o , y el diferencial entre la presión del yacimiento y la presión fluyente en el fondo del

pozo, ($P_{ws} - P_{wfs}$). De las Ec. 1.2 y Ec. 1.3 se puede obtener el índice de productividad (J) para flujo continuo y semicontinuo.

Para flujo continuo,

$$J = \frac{q_o}{P_{ws} - P_{wfs}} = \frac{0,00708 K h}{\mu_0 \beta_0 \ln \frac{r_e}{r_w} + S} \quad (\text{Ec. 2.1})$$

Para flujo Semicontinuo,

$$J = \frac{q_o}{P_{ws} - P_{wfs}} = \frac{0,00708 K h}{\mu_0 \beta_0 \ln \frac{r_e}{r_w} - 0,75 + S} \quad (\text{Ec. 2.2})$$

En consecuencia, la curva IPR es la representación gráfica de las presiones fluyentes, P_{wfs} . y las tasas de producción de líquido que el yacimiento puede aportar al pozo para cada una de estas presiones. Por ende, para cada P_{wfs} existe una tasa de producción de líquido q_l . (Ec. 2.3).

$$q_l = J (P_{ws} - P_{wfs}) ; P_{wfs} = P_{ws} - q_l/J \quad (\text{Ec. 2.3})$$

Se aprecia que la ecuación es lineal, en donde, la Presión Fluyente (P_{wfs}) es inversamente proporcional al caudal (q_l).

EFICIENCIA DE FLUJO

Para poder explicar la eficiencia de flujo es necesario mencionar la caída de presión debido al daño, la cual se obtiene mediante la ecuación 2.4.

$$\Delta P_s = -141,2 \frac{\mu_0 \beta_0}{K h} S \quad (\text{Ec. 2.4})$$

La eficiencia de flujo es la relación entre el índice de productividad real y el índice de productividad ideal, como se observa en la Ec. 2.5, en donde el índice de productividad ideal es el calculado mediante la Ec. 2.2 y el índice de productividad real no es más que el ideal menos la caída de presión presentada en la Ec. 2.4.

$$EF = \frac{J}{J'} = \frac{\text{INDICE DE PRODUCTIVIDAD REAL}}{\text{INDICE DE PRODUCTIVIDAD IDEAL}} \quad (\text{Ec 2.5})$$

La tabla 2.1 presenta diferentes indicadores que nos revelan el comportamiento de las formaciones según el daño que posean y su respectiva eficiencia de flujo.

TABLA 2.1 INDICADORES DE COMPORTAMIENTO DE FORMACION

FORMACIÓN	EF	ΔP_s [Psi]	DAÑO [S]
DAÑADA	<1	(-)	(+)
SIN DAÑO O ESTIMULACIÓN	=1	0	0
ESTIMULADA	>1	(+)	(-)

Fuente: VALENCIA Raúl, "Fundamentos de Pruebas de Presión", Pág.79

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

Sin embargo, la realidad de los yacimientos petrolíferos es que existe flujo de más de una fase, esto sucede cuando la presión estática, P_{ws} , es menor a la presión de burbuja, P_b , teniendo la presencia de dos fases una líquida (petróleo) y otra (gaseosa), esta última disminuye la permeabilidad efectiva del petróleo, K_{ro} . En consecuencia, Vogel realizó estudios a distintos estados de agotamiento del yacimiento, basándose en las ecuaciones para yacimientos que producen por gas en solución, lo más importante de su trabajo fue que obtuvo una curva adimensional válida para cualquier estado de agotamiento sin usar información de la saturación de gas, S_g , y permeabilidad relativa del gas, K_{rg} . La Ec. 2.6 representa la curva IPR considerando el flujo bifásico en el yacimiento.

$$\frac{q_o}{q_{max}} = 1 - 0,2 \frac{P_{wfs}}{P_{ws}} - 0,8 \frac{P_{wfs}^2}{P_{ws}^2} \quad \text{Ec. 2.6}$$

En la Fig. 2.4 la IPR se evidencia dos secciones, y dentro de cada uno de ellas tienen validez sus respectivas ecuaciones.

1) EN LA SECCIÓN ($P_{WF} > P$, $Q < Q_B$)

Cumple con la definición del índice de productividad expresada en la Ec. 2.2.

2) EN LA SECCIÓN (PWF > PB, Q < QB)

Las ecuaciones 2.7, 2.8 y 2.9 sintetizan el trabajo de Vogel.

$$q_o = q_b + (q_{max} - q_b) \left(1 - 0,2 \frac{P_{wff}}{P_b} - 0,8 \frac{P_{wff}}{P_b}^2 \right) \quad (\text{Ec. 2.7})$$

$$q_b = J (P_R - P_b) \quad (\text{Ec. 2.8})$$

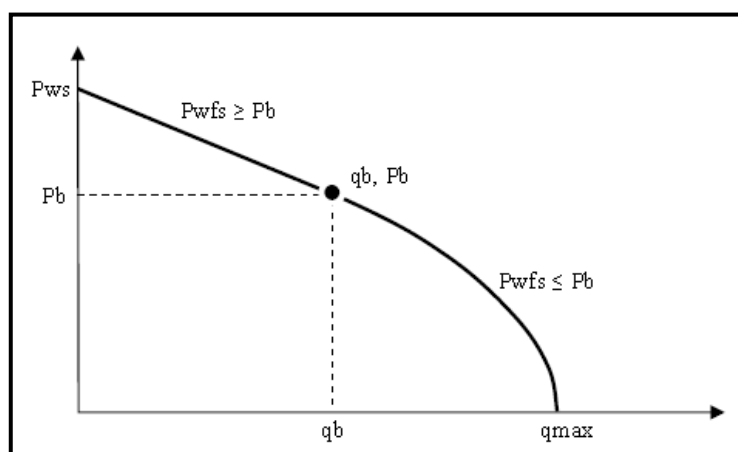
$$q_{max} - q_b = \frac{J * P_b}{1,8} \quad (\text{Ec. 2.9})$$

Resolviendo el sistema de ecuaciones y despejando J se obtiene

$$J = \frac{q}{P_R - P_b + \frac{P_b}{1,8} \left(1 - 0,2 \frac{P_{wff}}{P_b} - 0,8 \frac{P_{wff}}{P_b}^2 \right)} \quad (\text{Ec. 2.10})$$

El valor de J , se obtiene con una prueba de flujo donde la P_{wff} esté por debajo de la presión de burbuja, por ende se puede determinar q_b y q_{max} , logrando definir la Ec. 2.10 la cual permitirá construir la curva IPR completa.

FIGURA 2.4 CURVA IPR COMPORTAMIENTO DE YACIMIENTO



Fuente: MAGGIOLO Ricardo, "Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal", 2008, pág.8

Modificado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

2.3.2 CURVA DE OUTFLOW

Es la curva de demanda, cuantitativamente es la cantidad de energía requerida para que el fluido extraído del pozo llegue al separador con una presión remanente que se encuentra alrededor de 30 Psi, esto debido a que en el trayecto del fluido se generan pérdidas. La curva depende de la completación, específicamente de la tubería de producción y su diámetro, se la denomina intake, esta curva se la obtiene a partir de correlaciones de flujo multifásico y los principales parámetros que la afectan son: el resbalamiento entre ambos fluidos, en el caso de existir, y la fricción que se genera con las paredes de la tubería.

En la Fig. 2.5 se observan puntos específicos denominados nodos, y según la selección de este punto el análisis proporciona diferente información útil dentro de los diferentes componentes del análisis nodal.

FIGURA 2.5 UBICACIÓN DE NODOS

	NODO EN FONDO DE POZO	NODO EN SUPERFICIE
OFERTA	$P_{wf} = P_{ws} - \Delta P_y - \Delta P_c$	$P_{wh} = P_{ws} - \Delta P_y - \Delta P_c - \Delta P_p$
DEMANDA	$P_{wf} = P_{sep} + \Delta P_l + \Delta P_p$	$P_{wh} = P_{sep} + \Delta P_l$
ILUSTRACIÓN		
NOMENCLATURA		
	$\Delta P_y \rightarrow$ yacimiento	$\Delta P_c \rightarrow$ completación
	$\Delta P_l \rightarrow$ línea de flujo	$\Delta P_p \rightarrow$ pozo

Fuente: MAGGIOLO Ricardo, "Optimización de la Producción Mediante Análisis Nodal", 2008, pág.10

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

En un sistema de producción son conocidas dos presiones P_{sep} , P_{wf} las cuales para fines de cálculos se consideran constantes, los cálculos pueden iniciar con cualquiera de ellas como punto de partida. Generalmente, el nodo elegido se encuentra en el fondo del pozo, ya que este punto genera datos útiles del yacimiento y completación, donde se registra la mayor cantidad de pérdidas de presión, el nodo también puede ubicarse en el cabezal o en el separador, proporcionando información diferente de las pérdidas. (Ver Fig. 2.5).

2.4 PARÁMETROS NECESARIOS PARA EL ANÁLISIS NODAL

Para la realización del análisis nodal se empleara el software Pipesim propiedad de la compañía Schlumberger, el cual permite simular el comportamiento de los fluidos provenientes del reservorio hasta un punto en superficie.

El capítulo anterior se orientó en la recopilación de los datos necesarios para la elaboración de las curvas de comportamiento (*Outflow-Inflow*), al estar en función de los siguientes parámetros, ya expuestos con anterioridad:

- a) Características Petrofísicas.
- b) Características de la tubería de producción y líneas de superficie (diámetro, espesor, rugosidad y longitud)
- c) Volúmenes de producción de fluido.
- d) Temperatura en fondo y en superficie
- e) Parámetros PVT.
- f) Presiones del sistema.

Las fuentes de información que requiere el Software, PIPESIM 2010, para su modelado proviene de:

- Historial de producción
- Historial de pruebas de restauración de presión
- Diagramas de completación
- Surveys de pozos direccionales
- Historial de trabajos de reacondicionamiento

Los datos se encuentran detallados en el anexo 4. En pozos carentes de pruebas de restauración de presión actualizadas, se estimaron en base a gradientes de presión datos como presión de reservorio (Extrapolada a la fecha actual y a profundidad datum), presión de fondo fluyente (Medida en el sensor de la bomba electro sumergible, más la suma de un diferencial de presión, ΔP resultado de la profundidad de las perforaciones). Igualmente, al no poseer de valores PVT por pozo se considera un promedio por arena de los pozos existentes.

Las distancias horizontales se calcularon mediante el empleo del software *Autocad*, debido a que EP PETROECUADOR posee el levantamiento zonal de los pozos del campo en digital (.dwg).

Con respecto a la elevación de cada pozo, se considera cero debido a que las elevaciones y depresiones del campo, en la mayoría de los casos se compensan y las pérdidas se consideran minúsculas.

2.4.1 CORRELACIONES UTILIZADAS EN EL SOFTWARE PIPESIM

El Software PIPESIM propone las siguientes correlaciones para un resultado óptimo que se ajuste al comportamiento particular por pozo, es decir dependerá del tipo de fluido presente, y su configuración tanto en fondo como en superficie, Tabla 2.2.

TABLA 2.2 RESUMEN DE CORRELACIONES

CORRELACIONES UTILIZADAS POR EL SOFTWARE PIPESIM	
SISTEMAS DE UNA SOLA FASE	MOODY
CÁLCULOS DE VISCOSIDAD	VASQUEZ & BEGGS
POZOS VERTICALES	HAGEDORN Y BROWN
POZOS DESVIADOS	HAGEDORN Y BROWN, DUNS & ROSS
POZOS DE GAS/CONDENSADOS	HAGEDORN Y BROWN
TUBERÍAS DE PETRÓLEO	OLIEMANS/DUNS & ROSS
LÍNEAS DE FLUJO GAS/CONDENSADO	BEGGS & BRILL REVISED

Fuente: PIPESIM 2010, Schlumberger.

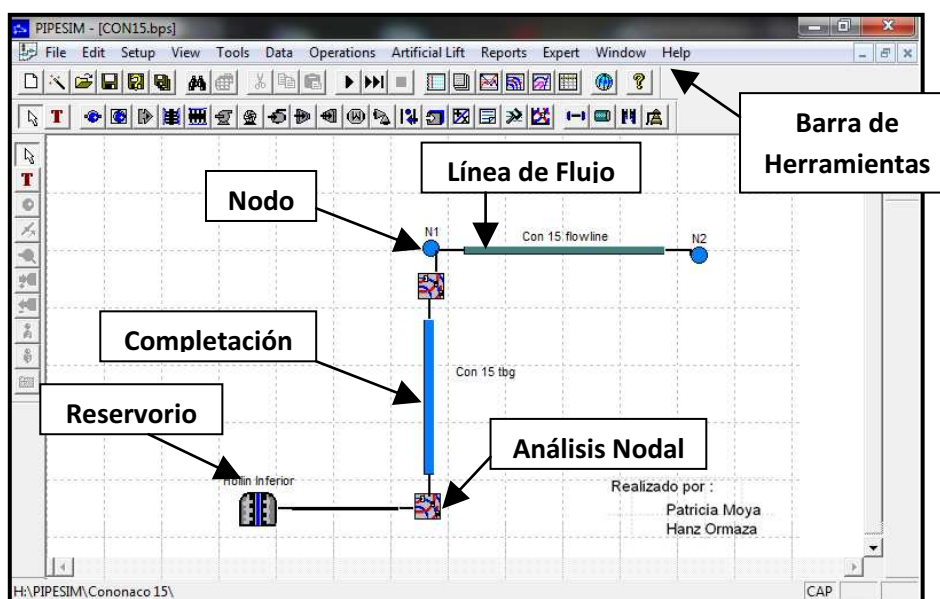
Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza.

2.5 DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE PIPESIM

En el siguiente extracto se establecen los procedimientos a seguir concerniente a la aplicación del software PIPESIM 2010, propiedad de la compañía SCHLUMBERGER para realizar el análisis nodal. A manera de ejemplo se utilizan los datos del pozo CON-15.

Se diseña el esquema físico del pozo, esta acción se realiza mediante la barra de herramientas del PIPESIM, dicho esquema posee elementos como: reservorio, completación, línea de flujo al *manifold* y al separador; además el software presenta facilidad de ubicar nodos en diferentes puntos para simplificar el análisis, como se observa en la Fig. 2.6.

FIGURA 2.6 AMBIENTE DEL SOFTWARE PIPESIM

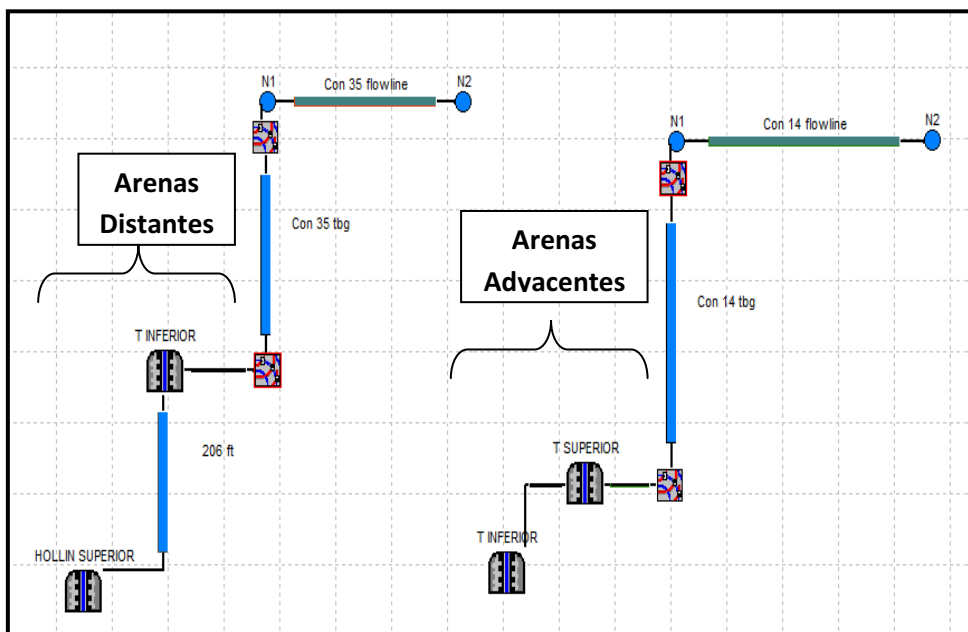


Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya y Hanz Ormaza

En el modelo físico se procedió a ubicar dos nodos, uno en fondo y uno en cabeza, los dos no pueden trabajar simultáneamente es por eso que se debe desactivar uno para poder correr un análisis y viceversa.

FIGURA 2.7 DIFERENCIAS DE MODELOS MULTICAPAS



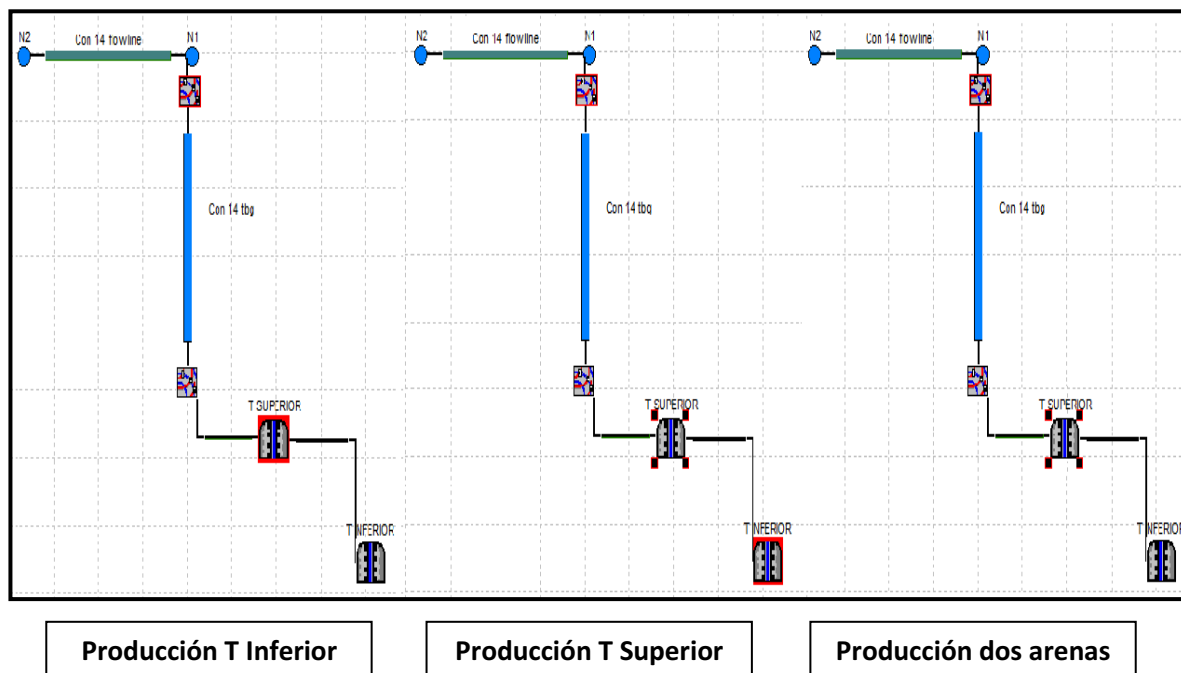
Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya y Hanz Ormaza

Existen diversas variaciones de un pozo a otro, con respecto al modelo físico, por ejemplo hay la posibilidad de realizar un modelo multicapa, en donde se colocan dos reservorios unidos con conector simple si estos son adyacentes como puede ser el caso de las arenas T superior y T inferior, si los reservorios se encuentra a una distancia considerable es necesaria colocar un *tubing* adicional de enlace y en el mismo se ubican las profundidades de diferencia entre arenas, como es el caso del pozo Cononaco-35 en el que se produce de las arenas T inferior y Hollín superior, en la Fig. 2.7 se presentan las diferencias de un caso y del otro.

Una particularidad adicional del modelo multicapa es el análisis diferencial, ya que se tiene la opción, al igual que los nodos, de desactivar y activar un reservorio. Al desactivarlo, se simula lo que produce el otro reservorio sin interferencia del ya desactivado, esta opción es de gran ayuda porque al analizar por separado los reservorios y luego en conjunto permite determinar si existe o no flujo cruzado, en la Fig. 2.8 se presenta el esquema para cada uno de los casos.

FIGURA 2.8 ACTIVACIÓN DE NODOS PARA MODELO MULTICAPAS



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya y Hanz Ormaza

Una vez hecho esto accedemos al reservorio, donde está la ventana de parámetros de completación vertical, en la cual se ingresan datos como presión estática y temperatura del reservorio. Se elige el modelo de flujo a utilizar, se escoge entre varias opciones el pseudoestabilizado o semicontinuo como se lo denominó con anterioridad, debido a que es el único modelo que involucra al daño de formación, este último corresponde a uno de los principales parámetros empleados en el análisis de sensibilidades del sistema, además proporciona información más exacta del estado del reservorio.

Otro dato importante requerido es *Rate Dependent Skin*, el cual es denominado por el programa como un *Pseudo* daño, proporcional al daño de formación, afectado por la tasa de producción. La adquisición y cálculo de dicho dato es complicado, por tanto su valor se lo calcula en base a tanteo, para lo cual, inicialmente se procede a utilizar un modelo de Índice de Productividad (Fig. 2.9).

FIGURA 2.9 PARÁMETROS NECESARIOS PARA DISEÑO DE LA IPR

The screenshot shows a software window titled "Vertical Completion - Hollin Inferior". It has three tabs: "Properties", "Fluid Model", and "General". The "General" tab is active. Under "Reservoir Data", there are two input fields: "Static Pressure" with the value "4636.57" and unit "psia", and "Temperature" with the value "242.8" and unit "F". Under "IPR Model", there is a dropdown menu for "Model Type" set to "Well PI", and a checkbox for "Flow Control Valve" which is unchecked, with a "FCV Properties" button next to it. Below these, there is a "Liq.PI" dropdown menu, a text input field with the value "0.054763964", and a unit dropdown menu set to "STB/d/psi". There is also an unchecked checkbox labeled "Use Vogel below bubble point". At the bottom left of the main area is a "Calculate/Graph..." button. At the bottom right of the window are three buttons: "Aceptar", "Cancelar", and "Ayuda".

Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

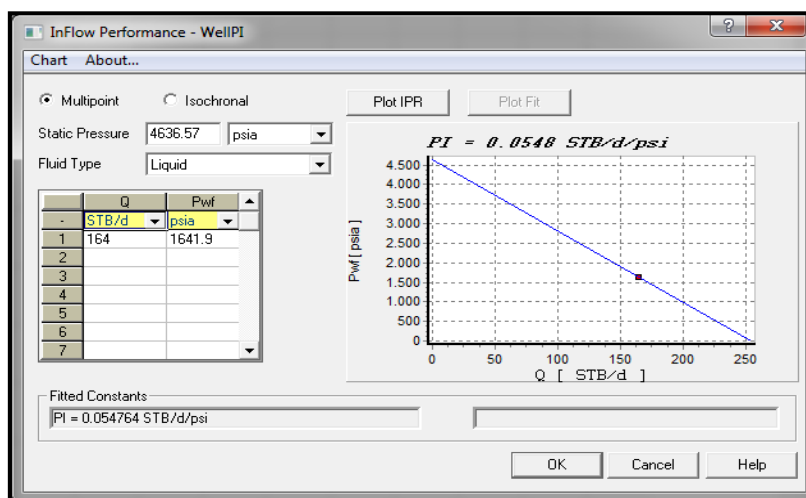
Elaborado por: Patricia Moya y Hanz Ormaza

El programa grafica una curva IPR lineal como se aprecia en la Fig. 2.10, en este punto hay la posibilidad de ingresar las condiciones de producción como la presión de fondo fluyente y el caudal; en el gráfico se marca el punto de producción de color rojo y brinda una idea del AOFP del pozo, al terminar este proceso se selecciona al modelo pseudoestabilizado.

Una vez que el software automáticamente genera el *Rate Dependet Skin* a partir del empate de la IPR. Se continua ingresando datos de: permeabilidad del estrato, espesor del mismo, diámetro del pozo, radio de drenaje o en su defecto el factor de forma del pozo, área del reservorio y factor *Skin* o daño. (Fig. 2.11)

Posteriormente se registran los datos de completación del pozo, es decir con su tubería de producción y todos sus componentes, dichos datos necesarios son: profundidades y diámetros de tuberías a fin de calcular las capacidades volumétricas de la tubería.

FIGURA 2.10 DISEÑO DE LA IPR



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya y Hanz Ormaza

Es necesario seleccionar el tipo de modelo de completación, ya que en pozos verticales se utiliza un modelo simple y en pozos direccionales un modelo detallado, que brinda la posibilidad de ingresar datos como: MD, TVD y ángulo, de estos tres parámetros son necesarios dos porque el programa automáticamente calcula el tercero en función de los dos ingresados. En la Fig. 2.12 se observa la ventana de registro de la tubería de producción.

FIGURA 2.11 INFORMACIÓN DEL RESERVORIO

The screenshot displays the 'Vertical Completion - Hollin Inferior' interface. It includes 'Reservoir Data' (Static Pressure: 4636.57 psia, Temperature: 242.8 F) and 'IPR Model' (Pseudo Steady State). It includes fields for 'Basis of IPR Calculation' (Liquid), 'Reservoir Thickness' (21 ft), 'Wellbore Diameter' (6 inches), 'Permeability' (90 md), 'Reservoir Size/Shape' (Drainage Radius: 2000 ft), and 'Skin' options (Mechanical Skin: 1.29, Rate Dependent Skin: 0.042).

Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya y Hanz Ormaza

FIGURA 2.12 INFORMACIÓN DE TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

The screenshot shows the 'Tubing - Con 15 tbg' window with the following configuration:

- Preferred Tubing Model:** Simple Model
- Datum MD:** 0 ft
- Ambient Temperature:** 76 F
- Artificial Lift (Optional):** ESP (selected)
- MD for Artificial Lift:** 9757 ft
- Tubing Sections (#1 required, others optional):**

Tubing #	From MD (ft)	To MD (ft)	ID (inches)
Tubing #1...	0	9757	2.992
Tubing #2...	9757	9825	2.992
Tubing #3...	9825	10289.5	6.276
Tubing #4...	10289.5		
- Perforations:**

MD (ft)	TVD (ft)	Reservoir Temperature (F)
10289.5	10289.5	242.8

Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya y Hanz Ormaza

En la Fig. 2.12 se tiene la opción de seleccionar el tipo de levantamiento artificial entre Gas Lift y Bombeo Eléctrico Sumergible. El PIPESIM posee una alternativa que permite simular bombeo mecánico y bombeo neumático, y para objeto del presente estudio no será aplicado al no poseer ninguno de estos sistemas de levantamiento implementado en el campo.

Dentro de la opción de bombeo eléctrico sumergible cabe mencionar determinadas curvas que tienen gran importancia en nuestra simulación.

CURVAS CARACTERÍSTICAS DEL BOMBEO ELÉCTRICO SUMERGIBLE

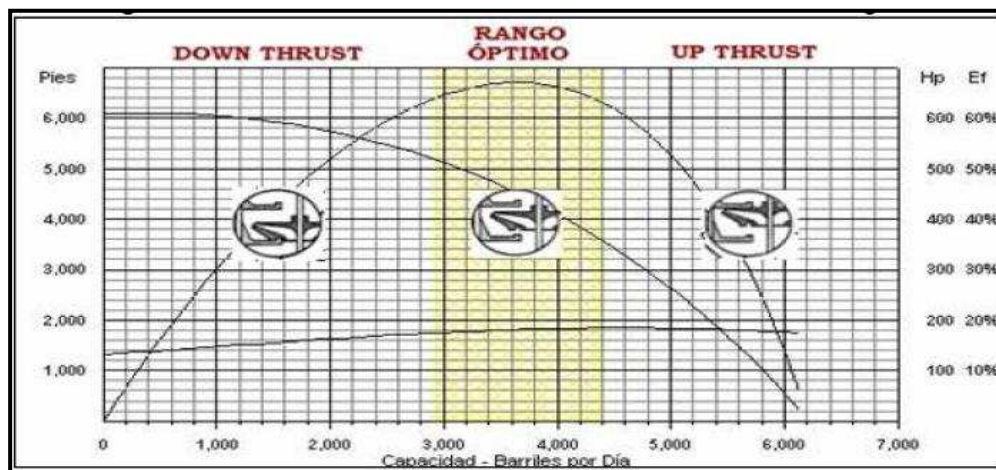
Las bombas eléctricas sumergibles tienen su comportamiento característico, reflejado en las respectivas gráficas de desempeño de las bombas, proporcionadas por los fabricantes; las mismas que poseen tres curvas *head*, *power* y *efficiency*.

Elevación (Head).- Esta curva (Head), representa la altura de fluido que puede ser levantada por cada etapa de la bomba, esta altura se encuentra en función del caudal que puede producir dicha bomba por día.

Potencia (Power).- Se refiere a la potencia requerida por cada etapa para levantar el fluido al caudal deseado, al igual que la curva anterior se encuentra en función del caudal en barriles por día.

Eficiencia (Efficiency) .- Es la curva de la eficiencia de la bomba en la cual se observa un pico, el cual se constituye en el de máxima eficiencia, al que puede alcanzar dicha bomba, desde el punto más alto de esta curva hacia la derecha se denomina *upthrust* y se traduce a un efecto de empuje hacia arriba sobre las etapas, y en cambio la zona hacia la izquierda del punto de máxima eficiencia se denomina *downthrust* y se refiere al mismo efecto de empuje sobre las etapas, solo que en este caso se da hacia abajo, estos empujes se visualizan en el Fig. 2.13.

FIGURA 2.13 CURVAS CARACTERÍSTICAS DE LA BOMBA ELÉCTRICA SUMERGIBLE

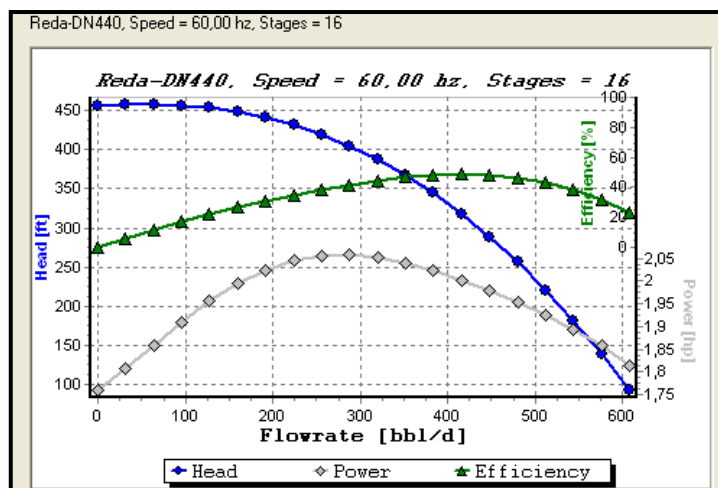


Fuente: BAKER CENTRILIFT CATALOG

En la Fig. 2.14 Se encuentra un ejemplo de gráfica de desempeño para una bomba REDA DN-440 de la compañía SCHLUMBERGER, la curva azul representa la altura, la curva verde la eficiencia y la curva blanca la potencia. En este caso particular la bomba trabaja a una frecuencia de 60 Hz, pero las

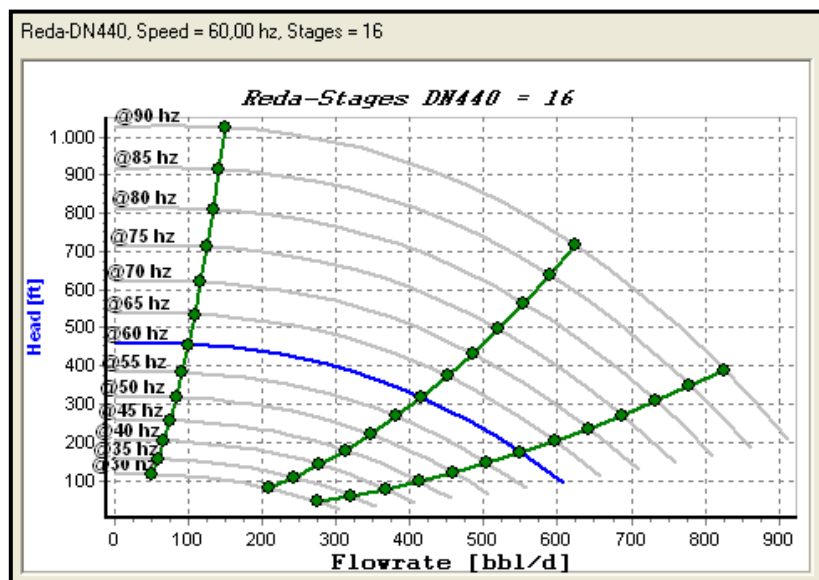
frecuencias pueden ser modificadas para variar la producción de acuerdo al comportamiento de las curvas tornado Fig. 2.15, en las que se exhibe la variación de frecuencias en función del caudal, en barriles por día.

FIGURA 2. 14 CURVA DE DESEMPEÑO DE BOMBA REDA DN-440



Fuente: PIPESIM 2009

FIGURA 2.15 CURVA TORNADO DE BOMBA REDA DN-440



Fuente: PIPESIM 2009

En la Fig. 2.16 se presenta la ventana para ingreso de los datos del sistema de levantamiento de bombeo eléctrico sumergible. Los datos requeridos son el tipo de bomba con su respectivo fabricante, frecuencia de trabajo, número de etapas y

head factor, que representa las condiciones de deterioro de la bomba. La ventana posee pestañas adicionales en las que se puede observar las curvas de desempeño de las bombas (*Standart Curves*), sus valores (*Performance Table*) y las curvas tornado de las mismas (*Variable Speed Curves*).

En el caso de no encontrarse registrada una determinada bomba en la base de datos del software, se puede utilizar una similar para el estudio o emplear gráficas de desempeño proporcionadas por los fabricantes e ingresarlas al sistema.

Para el caso de rediseño de bomba, se accede a *Advanced Select* en la ventana de selección de BES o *ESP Selection*.

FIGURA 2.16 INFORMACIÓN DEL SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

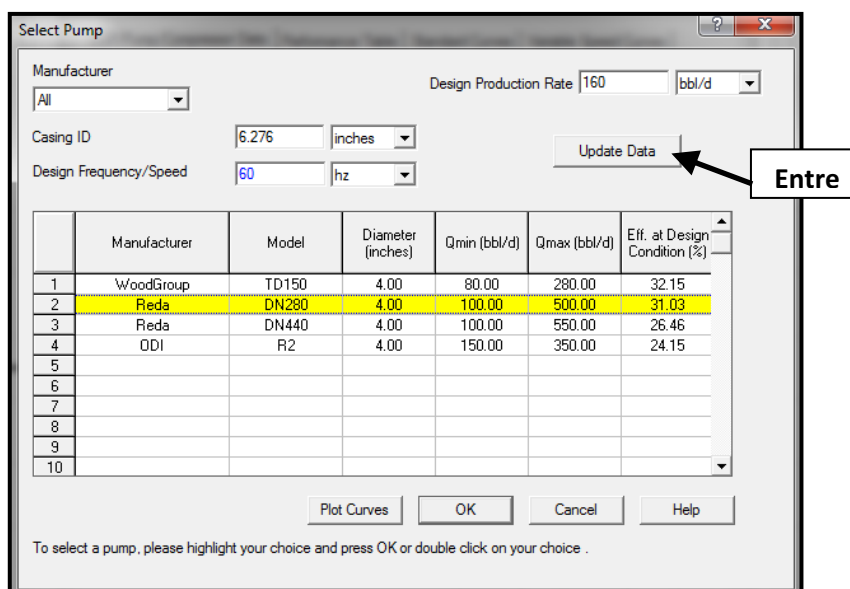
Elaborado por: Patricia Moya y Hanz Ormaza

En el nuevo menú desplegado, se presenta casilleros a ser llenados, como diámetro interno del *casing*, caudal de diseño y frecuencia de diseño que por defecto es 60 Hz. Al ingresar esta información se da clic en *Update Table* y

automáticamente la matriz que se encuentra en la parte inferior, proporciona las mejores alternativas de bombas enlistadas descendentemente según la eficiencia que poseen con respecto al caudal de diseño. Finalmente, se selecciona la bomba deseada, esta se torna de color amarillo y se la acepta. (Fig. 2.17).

Una vez grabada la nueva bomba se podrá realizar un nuevo análisis completo con la nueva bomba, y visualizar las variaciones presentes en las gráficas respectivas.

FIGURA 2.17 SELECCIÓN DE LA BOMBA DE ACUERDO A SU EFICIENCIA



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya y Hanz Ormaza

Continuando con el sistema de producción, se tiene las líneas de superficie, que conectan el cabezal del pozo con el *Manifold* de producción de la estación Cononaco. Se ejecuta doble clic sobre la línea de flujo y se obtiene el menú para ingresar datos de la tubería, como son: distancia horizontal, elevación, diámetro interno, espesor de pared, temperatura ambiente y rugosidad (Fig. 2.18).

Se puede seleccionar entre modelo simple y detallado, para este caso en particular se utiliza el modelo simple, ya que en el modelo detallado se requiere un

levantamiento topográfico completo y minucioso de la zona, además de parámetros de transferencia térmica, los cuales no se encuentran disponibles.

FIGURA 2.18 INFORMACIÓN DE LA LÍNEA DE SUPERFICIE

Flowline - Con 15 flowline

Properties | Heat Transfer | General

Preferred Pipe Description: Simple View [v] Schematic

Rate of Undulations: 10 / 1000

Horizontal Distance: 918.97 ft [v]

Elevation Difference: 0 ft [v]

Inner Diameter: 4.026 inches [v]

Wall Thickness: 0.237 inches [v]

Roughness: 0.00039 inches [v]

Ambient Temperature: 76 F [v]

NOTE: Set a negative elevation difference to model a pipe going DOWN with the flow direction

Aceptar Cancelar Ayuda

Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya y Hanz Ormaza

En la línea de superficie que comunica el *Manifold* con el separador, se ingresan exactamente los mismos parámetros solicitados en la anterior línea de flujo, pero en esta sección las pérdidas son mínimas, por lo que serán despreciadas.

Ahora se puede seleccionar el modelo del fluido entre Black Oil y Composicional, ingresando en la barra de menú, a la opción *Setup* y se selecciona *Black Oil*, automáticamente se despliega una ventana emergente, Fig. 2.19, en donde, se ingresan los parámetros del fluido como: corte de agua, GOR, API del crudo, gravedad específica del agua y gas, la presión y temperatura de burbuja, se puede elegir la correlación a utilizar para el condensado de gas.

FIGURA 2.19 PARÁMETROS DEL FLUIDO

DEFAULT - Black Oil Properties

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

Import...
Export

Fluid Name: CON 15
Optional Comment:

Stock Tank Properties:

WCut: 44 %
GOR: 12 scf/STB
Gas S.G.: 1.123
Water S.G.: 1.03
API: 32

Calibration Data at Bubble Point
(An advanced calibration option has been selected and the Bubble Point calibration data will be displayed in the 'Advanced Calibration' screen)

Aceptar Cancelar Ayuda

Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya y Hanz Ormaza

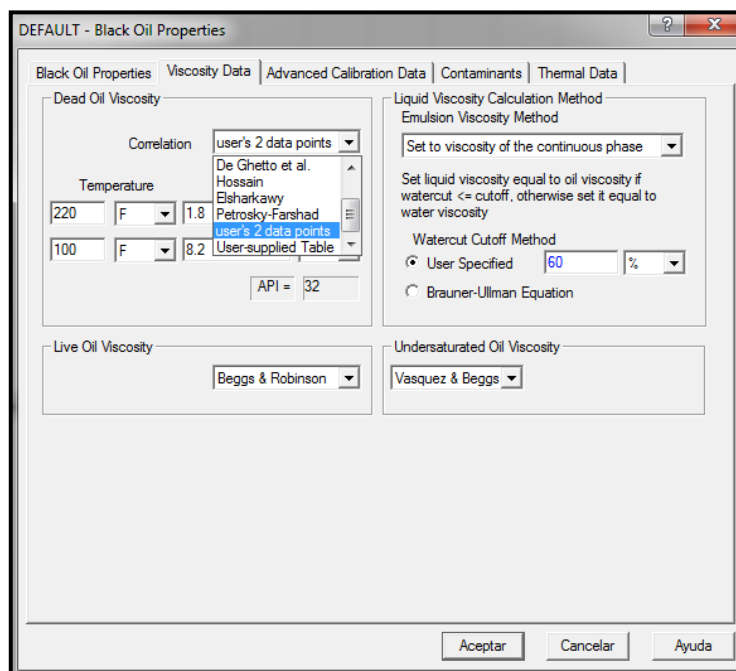
Existen otras pestañas, en la cuales se pueden ingresar otro tipo de parámetros como datos de viscosidad, datos térmicos y agentes contaminantes, que no son estrictamente necesarios, pero en caso de disponer de ellos se los debería incorporar al análisis.

Los datos de viscosidad pueden calcularse en base a diversas correlaciones, pero la usada en el proceso es la de *user's 2 data points*, en donde se introduce dos datos de viscosidad para petróleo muerto medidos a diferentes temperaturas. (Fig. 2.20), la información requerida restante se la mantiene por defecto, ya que la viscosidad de petróleo muerto es el único parámetro necesario en esta sección para la simulación.

Para validar el resultado de la viscosidad calculada, en la pestaña siguiente, Fig. 2.21, selecciona *Advanced Calibration Data*, en donde se plantean tres opciones, la primera es *No Calibration*, que no conlleva a ningún dato adicional; la segunda

es *Single Point Calibration*, que consiste en el ingreso de datos a una presión y temperatura fija; y el tercero es el *Multi Point Calibration*. Esta última, se considera la más idónea, y requiere como mínimo tres conjuntos de datos el primero a la presión de burbuja, otro sobre esta presión y finalmente uno por debajo de la misma.

FIGURA 2.20 CÁLCULO DE LA VISCOSIDAD



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya y Hanz Ormazá

Esta calibración se la realiza por arena debido a que no todos los pozos poseen análisis PVT, por tal motivo los parámetros de cada arena se generalizan a partir de un pozo. Esta suposición resulta no ser del todo acertada, porque las condiciones varían de un pozo a otro. Por esta razón, se realiza una calibración adicional, la cual consiste en graficar los datos de PVT (Condiciones de Reservorio), se selecciona los ejes en series, en donde, se coloca la presión y el factor volumétrico en eje X y Y, respectivamente; se grafica varias series correspondientes a diferentes temperaturas. Para encontrar el factor volumétrico se toma en cuenta temperatura del reservorio y presión de burbuja (Fig. 2.22). Este nuevo valor difiere un poco del obtenido a través del análisis PVT, es por

esto que en la pestaña de *advanced calibration data* se cambia el valor obtenido del PVT por el calculado en la Fig. 2.22.

FIGURA 2.21 CALIBRACIÓN DE LA VISCOSIDAD

DEFAULT - Black Oil Properties

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

NO Calibration Single Point Calibration Multi Point Calibration

Oil FVF: [] Temperature: 240 F

	Pressure	Solution Gas	Oil FVF	Oil Viscosity	Gas Z Factor	Gas Viscosity
	psia	scf/STB		cP		cP
1	0	0	1.0569	1.52	1	
2	25	6	1.1092	1.44	0.995	0.0145
3						
4						
	50	9	1.1109			
1	1000		1.0972	1.52		
2	3000		1.084	1.71		
3						
4						
5						

Correlation: Lasater | Standing | Beggs & R | Standing | Lee et Al

1) Flash data should be entered in this table, not differential vaporization
 2) Tables of fluid properties must be entered for a single temperature
 3) For fluid properties where no data is entered the fluid's behaviour will rely solely on the selected correlation

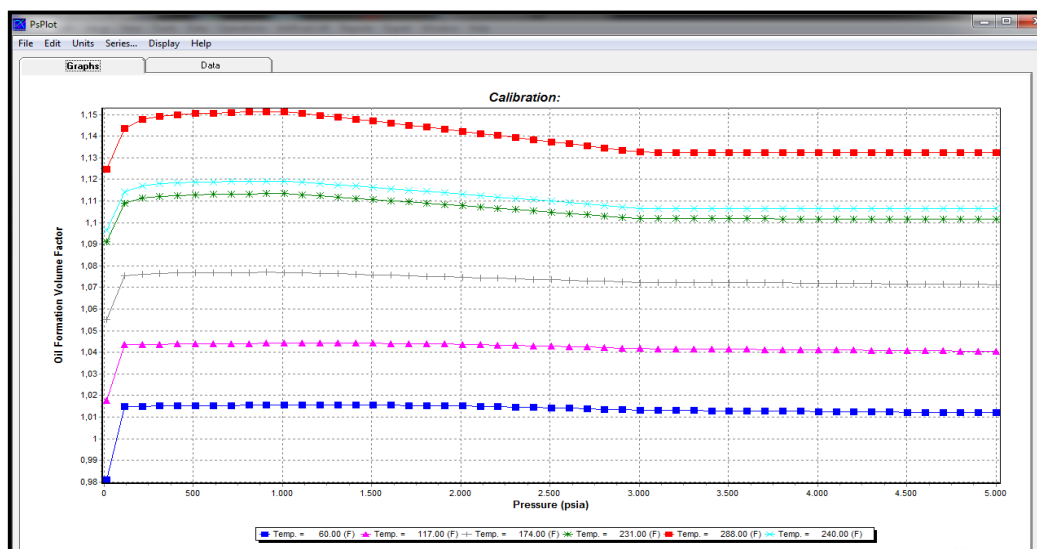
Generate Tables

Aceptar Cancelar Ayuda

Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya y Hanz Ormaza

FIGURA 2.22 GRÁFICO FACTOR VOLUMÉTRICO VS. PRESIÓN



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya y Hanz Ormaza

La penúltima pestaña corresponde a los contaminantes, estos datos cuya fuente constituye el análisis PVT, igualmente se tiene información generalizada por arena, y finalmente, en la pestaña restante, *Thermal Data*, se ingresan datos térmicos, cuando estos estén disponibles.

Posteriormente, se procede a crear un perfil de presión y temperatura, situados en tres puntos diferentes debido a la facilidad de disponer de ellos, por consiguiente se ingresan los registrados en la cabeza de pozo, en el sensor de la bomba y en la cara de la formación. Para ingresar el perfil de parámetros se ingresa al menú *Data* y luego a *Load/Add Measured Data*. Se selecciona nuevo e ingresamos el nombre y fecha del registro además de parámetros como caudal de producción, GOR, corte de agua y presión de cabeza; para luego ingresar los tres valores correspondientes al perfil, se procede a guardar los cambios, los parámetros quedaran archivados como se exhibe en la Fig. 2.23

FIGURA 2.23 INGRESO DE PRESIONES MEDIDAS EN LOCACIÓN

	MD	Pressure	Temperature
-	ft	psia	F
1	0	90	76
2	9825	1641.9	240
3	10289	1816	242.8
4			
5			
6			
7			
8			
9			
10			
11			
12			
13			
14			
15			
16			

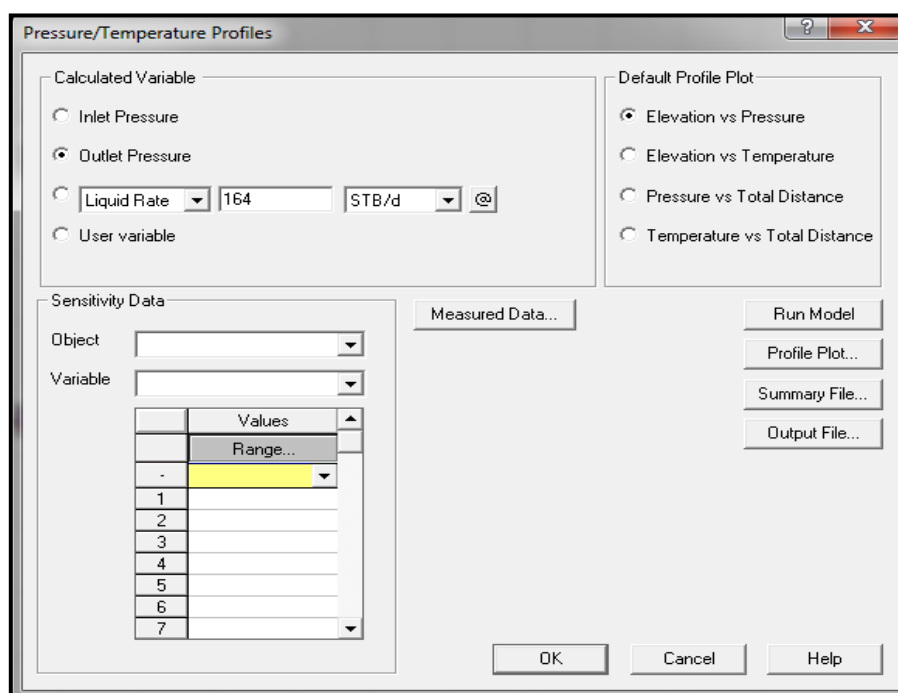
Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya y Hanz Ormaza

Se genera un gráfico ingresando en el menú *Operations* y después en *Pressure/Temperature Profile*, con el objeto de validar los datos ingresados con los calculados por el programa, en este momento se puede evaluar la calidad de la data.

En el perfil presión temperatura, se puede elegir la variable a calcular, como *Inlet Pressure* en donde se conseguirá la presión de reservorio a partir de datos de la presión de cabeza y caudal. *Outlet Pressure* calcula la presión de cabeza solo en base al caudal, y finalmente, *Liquid Rate* realiza el cálculo del caudal de producción en función exclusiva de la presión de cabeza, (Fig. 2.24).

FIGURA 2.24 INFORMACIÓN REQUERIDA PARA PERFIL PRESIÓN-PROFUNDIDAD



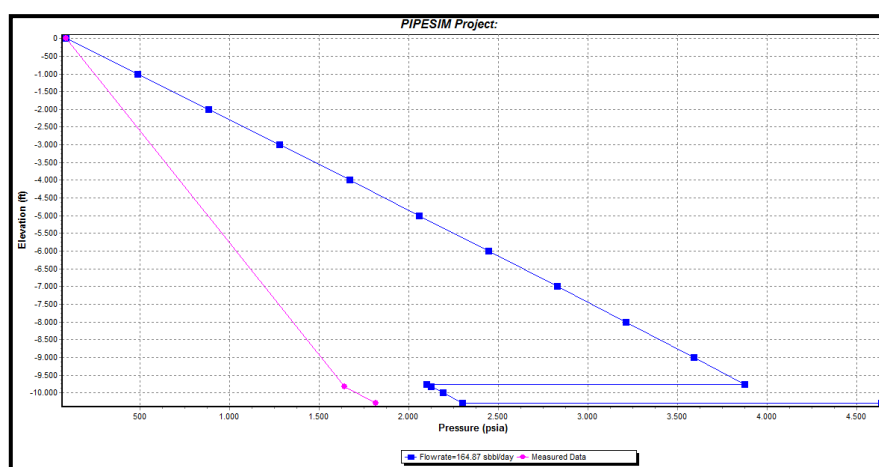
Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya y Hanz Ormaza

En la Fig. 2.25 Se observa el perfil presión-profundidad correspondiente al CON-15, en el cual el color rosa representa los datos reales y el color azul, los datos generados por la simulación del programa al producir de Hollín Inferior con presiones altas no se evidencia el efecto del gas ya que la presión de burbuja,

Pb=88 Psi y su Relación Gas Petróleo, GOR, equivale a 12 [PC/Bls]. Otra apreciación significativa, es que las presiones de fondo fluyente y del sensor de la bomba no convergen, considerando la posibilidad de que el dato proporcionado sea erróneo, Para este ejemplo la variable a calcular es el caudal basándose en la presión medida en cabeza, se empatan dichas presiones de salida y el programa calcula el caudal que debería producir el pozo, concluyendo que la diferencia en producción se la adjudica a posibles obstrucciones en la tubería de producción.

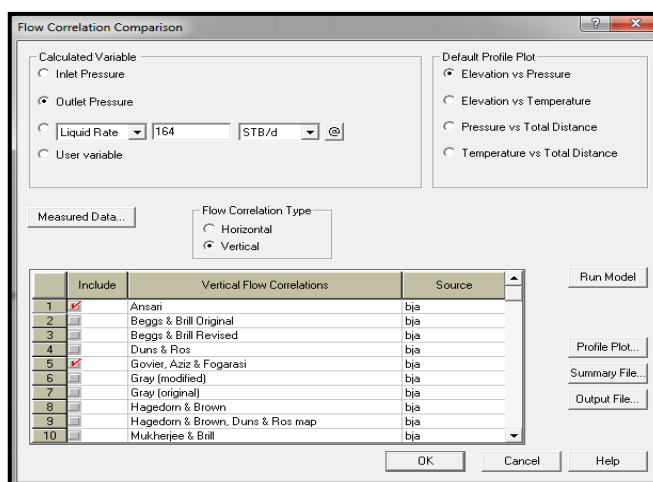
FIGURA 2.25 PERFIL PRESIÓN-PROFUNDIDAD



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya y Hanz Ormaza

FIGURA 2.26 COMPARACIÓN DE LA CORRELACIÓN DE FLUJO



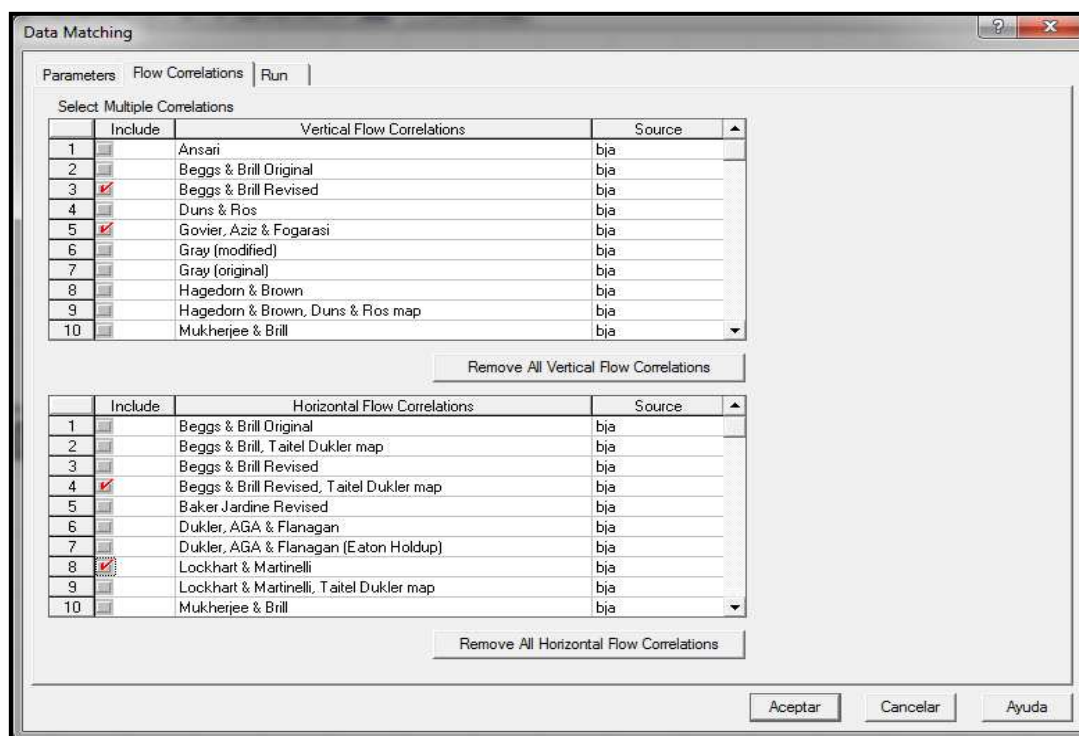
Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya y Hanz Ormaza

En la sección de *Operations* se puede seleccionar la correlación que más se ajuste al modelo en *Flow Correlation Comparisson* (Fig. 2.26) en el que se eligen varias correlaciones y al graficar los perfiles presión-profundidad, se observa cuál de ellas es la que mejor se ajusta a la realidad, también podemos generar reportes para analizar en qué tipo de flujo se encuentra el fluido a diferentes profundidades.

El *Data Matching*, al cual se accede mediante la opción *Operations*, otorga la posibilidad de elegir rangos para la variación de parámetros como el Colgamiento (*hold up*) y el coeficiente de fricción, tanto para flujo horizontal como vertical. Después de seleccionar los valores se procede a la siguiente pestaña donde se hallan descritas las correlaciones para ambos tipos de flujo: vertical y horizontal, se selecciona las más conveniente según sea el caso (Fig. 2.27).

FIGURA 2.27 CORRELACIONES DE FLUJO

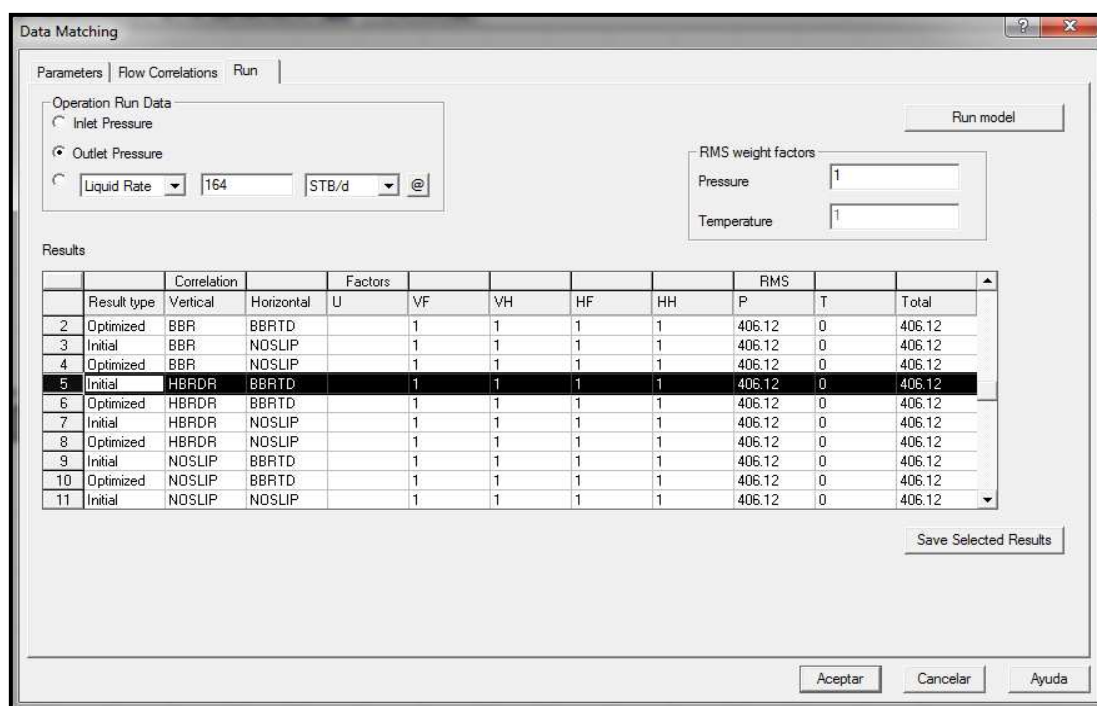


Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

P-Elaborado por: Patricia Moya y Hanz Ormaza

En la siguiente pestaña se presenta una matriz vacía y un casillero similar a la sección del perfil Presión vs. Temperatura en donde se selecciona el parámetro a calcular, de igual manera se elige *Outlet Pressure* e ingresa el caudal del fluido y al correr el modelo se despliega un gráfico en donde se observan las diferentes curvas generadas por las diferentes correlaciones utilizadas, la mejor correlación será la más próxima a nuestros datos medidos. Al cerrar el gráfico se volverá al menú anterior, pero ahora la matriz que se encontraba vacía contiene información de cada una de las correlaciones, y en el casillero final de la matriz se presenta una especie de error. Finalmente, esta esquematización ayuda a realizar una correcta selección de la correlación debido a que se elige aquella que posea el menor error (Fig. 2.28).

FIGURA 2.28 SELECCIÓN DE LA CORRELACIÓN DE FLUJO



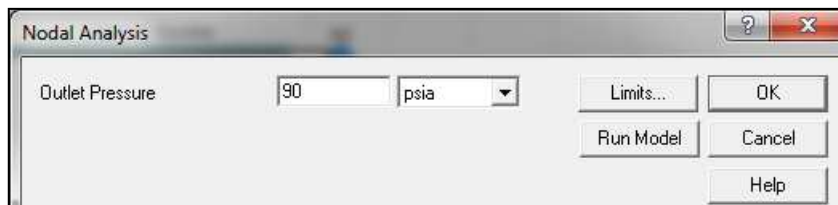
Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya y Hanz Ormaza

El paso final es el análisis nodal, el cual se encuentra en el menú *Operations*, en la sección superior (Fig. 2.29), se ingresa la presión de salida del sistema, que en este caso será la presión de cabeza, el software brinda la posibilidad de definir límites para el gráfico del análisis nodal. La opción más importante es *Run model*

que permite correr el análisis y despliega la curva de análisis nodal con sus componentes: IPR (*inflow*) e Intake (*outflow*).

FIGURA 2.29 SECCIÓN SUPERIOR ANÁLISIS NODAL

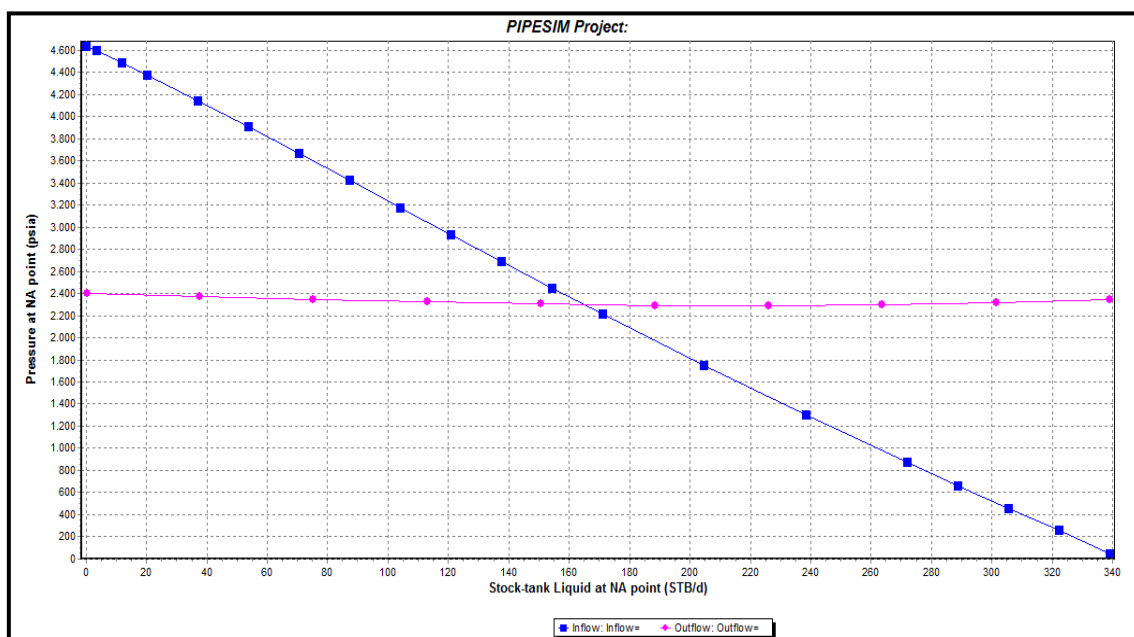


Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya y Hanz Ormaza

En la Fig. 2.30 se visualiza la curva *inflow* y *outflow* del sistema, además del caudal óptimo de producción para él CON-15 que no es más que la intersección de ambas curvas.

FIGURA 2.30 REPRESENTACIÓN DEL ANÁLISIS NODAL EN FONDO CON-15



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya y Hanz Ormaza

En este grafico al analizar las curvas se puede ver los posibles problemas que contiene dicho pozo.

Por último, podemos realizar un análisis de sensibilidades. Aquí se puede variar ciertos parámetros y observar cómo se comportaría el sistema a las nuevas condiciones seleccionadas, este análisis se lo divide en dos partes, antes y después del nodo, por esa razón las sensibilidades se pueden realizar modificando las condiciones de cualquier elemento del sistema y las propiedades del fluido.

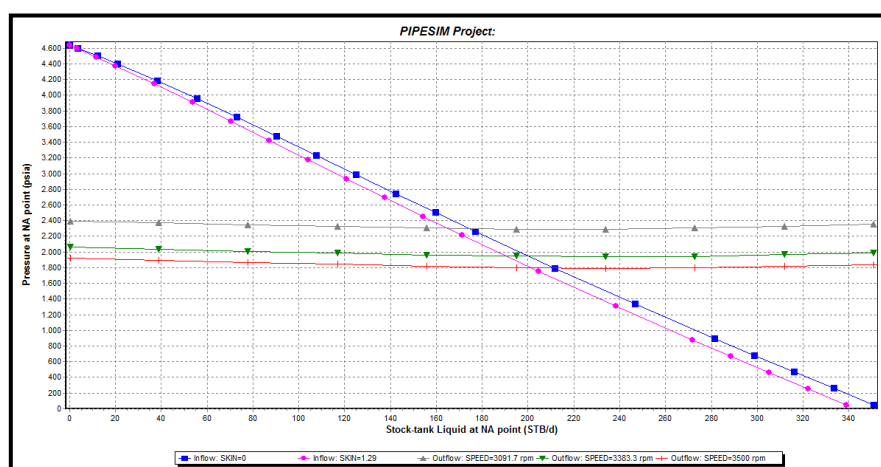
Por otro lado, para la curva *outflow* que representa a la tubería y la BES que se encuentre trabajando, se puede modificar espesores de pared y longitudes de tubería y además, con respecto a la bomba se pueden variar sus etapas, frecuencia de trabajo y potencia de la misma.

En conclusión el análisis de sensibilidades, es la herramienta más valiosa del software, pues permite elegir y simular entre una variedad de posibilidades, para realizar un análisis integral de todo el sistema de producción, observando cómo se comportan cada una de las curvas y de esta manera conseguir la optimización de la producción al escoger la alternativa más adecuada para el modelo en cuestión.

En la Fig. 2.31 se presenta el análisis de sensibilidades variando frecuencia y daño de formación y al leer los puntos de intersección se conocerá su respectiva ganancia en la producción.

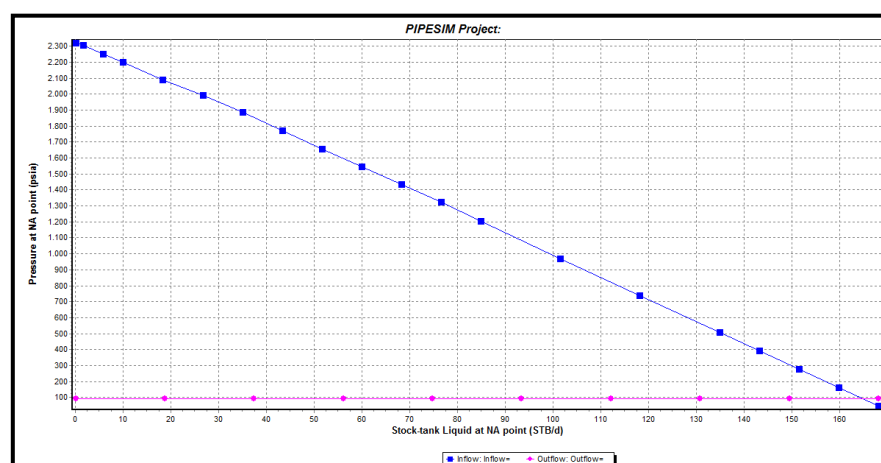
Una vez ingresados los datos y elegidas las correlaciones, se generó el análisis nodal en fondo, solo resta realizar el análisis nodal en cabeza. De igual forma, se puede simular un análisis de sensibilidades, con la diferencia que la curva *inflow* representara en conjunto, al yacimiento y la tubería de producción y la curva *outflow*, representa el conjunto de líneas de superficie que transportan el fluido hacia la estación de producción. Después de este proceso similar al anterior se corre el modelo y proporciona la siguiente curva, Fig. 2.32.

FIGURA 2.31 ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES VARIANDO FRECUENCIA Y DAÑO DE LA FORMACIÓN



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010
Elaborado por: Patricia Moya y Hanz Ormaza

FIGURA 2.32 REPRESENTACIÓN DEL ANÁLISIS NODAL EN CABEZA



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010
Elaborado por: Patricia Moya y Hanz Ormaza

2.6 ANÁLISIS DE RED

El análisis de red es un complemento del análisis nodal, este análisis se centra en las líneas de flujo superficiales, integra a todo el sistema de una manera más compleja, al enlazar todos y cada uno de los pozos simulados, llevándolos a un nodo en común representado por el *manifold*, de tal manera que se puede

determinar si el aporte de cada uno de los pozos tiene la suficiente presión para llegar a la estación de producción.

A continuación se presenta el modelo interpretativo de la simulación de red del campo Cononaco. De similar forma que para un análisis nodal se procede a ejecutar el software, luego se ingresa al menú *File* y se selecciona *New*, desplegándose un menú adicional; antes se eligió *Well Performance Análisis*, ahora será la opción *Network*, utilizada para modelar la red.

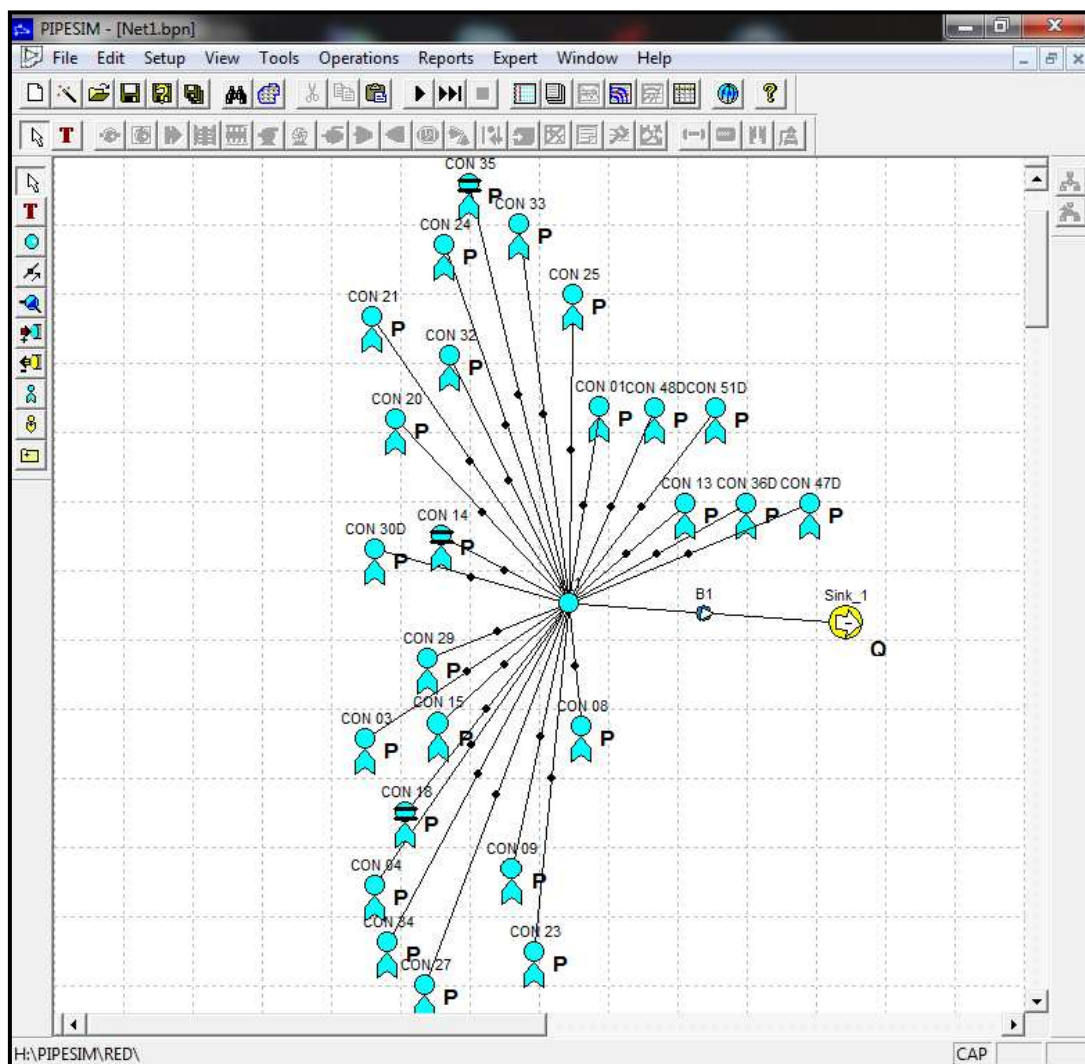
Se diseña primero el modelo físico, con ayuda de la barra de herramientas que se encuentra en la parte izquierda, esta barra contiene objetos como pozos productores, pozos inyectores, nodos, conectores dimensionales, conectores adimensionales, entrega de oleoducto, entre otros. En la Fig. 2.33, se exhibe el modelo de red del campo Cononaco, donde los elementos ingresados son pozos productores, enlazados a un nodo con conectores adimensionales, y este a su vez, enlazado con la entrega de oleoducto mediante un conector con dimensiones, ya que este posee la particularidad de ostentar en su punto medio un indicador B1, donde se ingresan los datos de la tubería.

Adicional a esto, se debe generar hipervínculos entre los pozos ubicados en el modelo y los antes simulados, de manera que se integren los datos utilizados previamente para efectuar el análisis nodal de los pozos del campo. Por ende, al situar el cursor sobre el pozo y dar clic derecho, un menú se desplegará, en el cual, se selecciona *Import Single Branch Model*, y se procede a elegir la carpeta de ubicación del pozo en cuestión, al finalizar este proceso para todos los pozos los datos quedan archivados y disponibles para este nuevo análisis.

Al importar todos los pozos se ingresa un parámetro adicional, de igual manera damos clic derecho en el pozo y se selecciona la opción *Data*, se desplegará una ventana en la cual se ingresa un parámetro del pozo, sea este caudal de producción o la presión de reservorio, esta operación se la realiza para todos los pozos. El software necesita como mínimo un dato de presión o de caudal por pozo para poder generar el análisis de red; además, en el último punto del

sistema (llegada al oleoducto), debido a que no se dispone de esta presión, lo que se ingresa es el caudal total de producción del campo Cononaco del mes de diciembre del 2011. Por tal motivo, en la Fig. 2.33 se puede observar una pequeña letra junto a cada elemento del sistema, P y Q, cuando se ingresa presión o caudal, respectivamente.

FIGURA 2.33 MODELO FÍSICO DE LA RED DEL CAMPO CONONACO

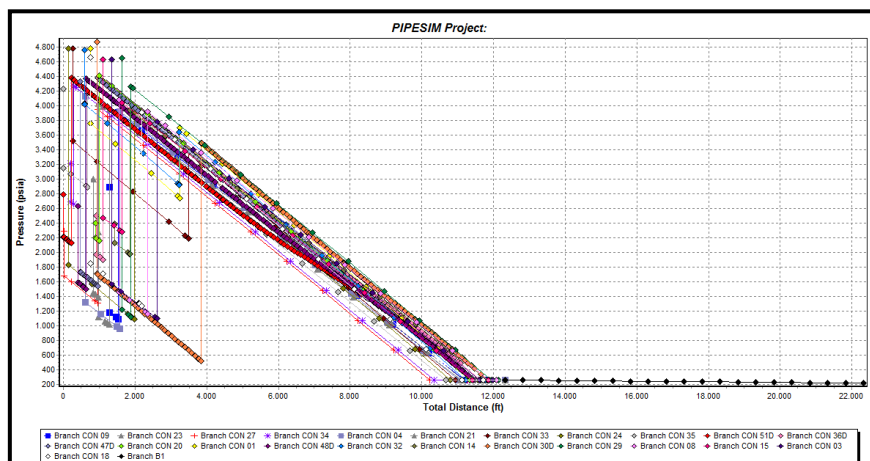


Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Realizado por: Patricia Moya y Hanz Ormaza

Al correr el modelo, se puede graficar un perfil de presión vs. distancia, en el cual se observa el comportamiento de cada pozo hasta llegar al manifold de la estación, dicho perfil se lo presenta en la Fig. 2.34.

FIGURA 2.34 PERFIL PRESIÓN-PROFUNDIDAD RED CONONACO



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010
 Realizado por: Patricia Moya y Hanz Ormaza

En este gráfico resulta complejo determinar los posibles problemas de los pozos, debido a la gran cantidad de curvas presentes en él, por tal motivo para una mejor interpretación se puede acceder al *Summary File*, el cual genera un reporte final, en donde se exhibe un breve resumen el comportamiento de cada uno de los pozos (Fig. 2.35).

FIGURA 2.35 RESUMEN DEL REPORTE DEL ANÁLISIS DE RED CAMPO CONONACO

Branch Name	CON 01	CON 03	CON 04	CON 08	CON 09	CON 13	CON 14	CON 15	CON 18
Branch No	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Branch Type	Source	Source	Source	Source	Source	Source	Source	Source	Source
Boundary condition	Pressure	Pressure	Pressure	Pressure	Pressure	Pressure	Pressure	Pressure	Pressure
Flowing from	CON 01	CON 03	CON 04	CON 08	CON 09	CON 13	CON 14	CON 15	CON 18
to	J_1	J_1	J_1	J_1	J_1	J_1	J_1	J_1	J_1
Flow direction	Forward	Forward	Forward	Forward	Forward	Rev Block	Forward	Forward	Forward
Branch Name	CON 20	CON 21	CON 23	CON 24	CON 25	CON 27	CON 29	CON 30D	CON 32
Branch No	11	12	13	14	15	16	17	18	19
Branch Type	Source	Source	Source	Source	Source	Source	Source	Source	Source
Boundary condition	Pressure	Pressure	Pressure	Pressure	Pressure	Pressure	Pressure	Pressure	Pressure
Flowing from	CON 20	CON 21	CON 23	CON 24	CON 25	CON 27	CON 29	CON 30D	CON 32
to	J_1	J_1	J_1	J_1	J_1	J_1	J_1	J_1	J_1
Flow direction	Forward	Forward	Forward	Forward	Forward	Forward	Forward	Forward	Forward
Branch Name	CON 33	CON 34	CON 35	CON 36D	CON 47D	CON 48D	CON 51D	B1	
Branch No	20	21	22	23	24	25	26	1	
Branch Type	Source	Source	Source	Source	Source	Source	Source	Sink	
Boundary condition	Pressure	Pressure	Pressure	Pressure	Pressure	Pressure	Pressure	Flowrate	
Flowing from	CON 33	CON 34	CON 35	CON 36D	CON 47D	CON 48D	CON 51D	J_1	
to	J_1	J_1	J_1	J_1	J_1	J_1	J_1	Sink_1	
Flow direction	Forward	Forward	Forward	Forward	Forward	Forward	Forward	Forward	

Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010
 Realizado por: Patricia Moya y Hanz Ormaza

En el resumen anterior todos los pozos se encuentran en Forward, lo cual significa que se encuentran aportando en conjunto a la producción de Campo Cononaco, excepto uno, el pozo CON-13, el cual presente *Rev Block*, lo que significa que por alguna razón dicho pozo no está aportando al total de producción. Al revisar el análisis nodal de este pozo en particular, posee una gran cantidad de gas liberado en el proceso productivo, esto hace que el flujo de fluidos no llegue con suficiente fuerza a la estación de producción. Análisis corroborado por los reportes de flujo, en donde, se puede observar cómo se encuentra el fluido (estados de flujo) a diferentes profundidades, en la mayoría de los pozos el estado de flujo es el necesario para transportar los fluidos, es decir todo es líquido, como por ejemplo: el pozo CON-20 (Fig. 2.36).

Tres pozos en los que el estado de flujo es diferente son CON-14, CON-21 y CON-23, un ejemplo de reporte se presenta en la figura 2.37. En la parte derecha de cada uno se observa que el flujo pasa a burbuja y posteriormente a transición, lo cual no es muy deseable. Cabe recalcar, que la liberación de gas y por consiguiente los diferentes estados de flujo, se da a una profundidad por encima de la BES, es por esto que no involucran trabajos adicionales en estos pozos en particular ya que la bomba trabaja en perfectas condiciones con el fluido y por lo tanto no cavita.

FIGURA 2.36 RESUMEN DEL REPORTE POZO SIN GAS CON-20

BRANCH CON 20												
*** T Inferior Production: pws= 2397.1 psia pwf= 2201.1 psia Q= .4956 lb/sec twf= 240.69 F												
Mid Perfs	60.0	125.0	0.000000	2201.	241.	0.	0.196.0	0.0	1.0000	0.	LIQUID	
	60.0	125.0	0.000000	2192.	241.	8.981	7.e-5	8.981	0.0	1.0000	.880042	LIQUID
	60.0	125.0	0.000000	2192.	241.	0.	0.0	0.000	0.2	1.0000	0.	LIQUID
(node 3)	60.0	125.0	0.000000	2161.	240.	30.85	.0044	30.85	0.2	1.0000	.687005	LIQUID
** PUMP : Speed = 3266.7 Power = 19.168 hp DP = 2249.7 psi DT = 25.065 F Eff = 27.071%												
(centrifugal)	Curve = 400P4 Stages = 393 Qin = 135.62 bbl/day Qout = 136.51 bbl/day Head = 5761.1 ft											
	60.0	125.0	0.000000	4411.	266.	0.	0.	-2250	0.2	1.0000	0.	LIQUID
Well Head	60.0	125.0	0.000000	257.	86.	4152.	1.508	4154.	0.2	1.0000	89.9977	LIQUID
Con 20 flowl	60.0	125.0	0.000000	257.	86.	0.	0.	0.000	0.1	1.0000	0.	LIQUID
	60.0	125.0	0.000000	257.	85.	0.000	.0858	.0853	0.1	1.0000	15.2586	Huge LIQUID

4192. 1.599 2140. 106.823 Liquid by sphere: 0.000 (bbl)												

Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Realizado por: Patricia Moya y Hanz Ormazá

FIGURA 2.37 RESUMEN DEL REPORTE POZO CON GAS CON-14

BRANCH CON 14												
*** T INFERIOR Production: pws= 2391.2 psia pwf= 2128.1 psia Q= .425 lb/sec GOR= 126 scf/sbbl Wcut= 14% (573F8E46) twf= 195.35 F												
*** T SUPERIOR Production: pws= 2299.6 psia pwf= 2128.1 psia Q= .1627 lb/sec GOR= 94 scf/sbbl Wcut= 14% (5785E490) twf= 194.91 F												
Mid Perfs	14.0	151.0	0.000000	2128.	195.	0.	0.	263.1	0.1	1.0000	0.	LIQUID
	14.0	151.0	0.000000	2001.	193.	126.6	.0040	126.7	0.1	1.0000	13.5067	LIQUID
	14.0	151.0	0.000000	2001.	193.	0.	0.	0.000	0.2	1.0000	0.	LIQUID
(node 4)	14.0	151.0	0.000000	1977.	192.	24.06	.0147	24.07	0.2	1.0000	.582650	LIQUID
** PUMP : Speed = 3208.3 Power = 17.538 hp DP = 1968.2 psi DT = 26.376 F Eff = 33.379%												
(centrifugal)	Curve = 400P4 Stages = 393 Qin = 174.88 bbl/day Qout = 177.35 bbl/day Head = 5480.5 ft											
	14.0	151.0	0.000000	3946.	219.	0.	0.	-1968	0.2	1.0000	0.	LIQUID
Well Head	14.0	151.	.0061401	260.	82.	3682.	3.603	3685.	0.3	0.9233	86.6293	ORK BUBBLE
Con 14 flow1	14.0	151.	.0061446	260.	82.	0.	0.	0.000	0.2	0.9236	0.	B/B TRANSITION
	14.0	151.	.0061444	260.	81.	.2350	.1325	.3675	0.2	0.6694	6.05656	2.52 B/B TRANSITION

3833. 3.755 2131. 106.775 Liquid by sphere: 1.939 (bbl)												

Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Realizado por: Patricia Moya y Hanz Ormaza

CAPÍTULO III

DETERMINACIÓN DE LAS MEJORES ALTERNATIVAS DE PRODUCCIÓN

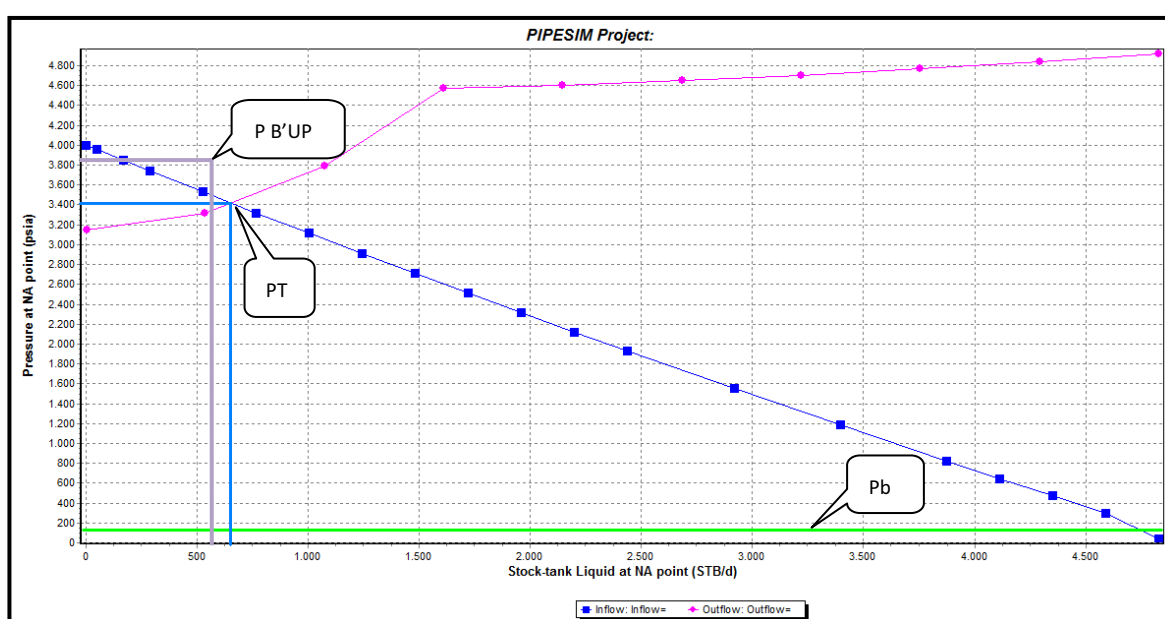
El Análisis Nodal mediante la aplicación del Software PIPESIM permite evaluar el potencial real del yacimiento, mediante un análisis integral del sistema de producción, el cual consiste en gráfichar conjuntamente las curvas: IPR (*inflow*) la cual comprende la representación de la presión de fondo fluyente, P_{wf} , y la tasa de producción, q_l . constituyéndose en la capacidad del yacimiento para aportar fluidos hacia el pozo, y la curva intake (*outflow*) o curva de levantamiento, influenciada por dos fenómenos: el efecto de resbalamiento (*Hold up*), y la fricción que ocurre entre el fluido y los diferentes componentes mecánicos dispuestos en la tubería de producción; de esta manera se identifican: el punto de trabajo actual (P.T), el punto óptimo de trabajo (P.O), la presión de burbuja (P_b) y en ciertos casos, es pertinente localizar el punto de la última prueba de restauración de presión (P B'Up). Con la ayuda del Software se realiza el análisis nodal en fondo y en cabeza de cada pozo del campo, con la finalidad de detectar posibles restricciones al flujo a lo largo de dicho sistema: Yacimiento – Tubería de producción – Línea de superficie, estas restricciones pueden ser: Daño de formación, obstrucción en la bomba-problemas de diseño, obstrucciones en tubería de producción del pozo y obstrucción de la línea de flujo. Una vez identificada dicha restricción, se realiza un análisis de sensibilidades, generando gráficas en el simulador que consideran la variación de diferentes parámetros del sistema de producción, tendientes a mejorar las condiciones de flujo e incrementar la producción de los pozos.

En este capítulo se realiza el análisis nodal de cada uno de los pozos del campo Cononaco.

3.1 ANÁLISIS NODAL POZO CON-01

El pozo presenta una producción de 667 BFPD, correspondiente a la arena Hollín Inferior, además posee un daño $S=1,65$, este último se encuentra implícito en la curva IPR de la Fig. 3.1, estos parámetros se encuentran en el anexo 4. La producción se encuentra dentro del rango de operación de la bomba 600-12350 BFPD.

FIGURA 3.1 ANÁLISIS NODAL EN FONDO CON-01



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

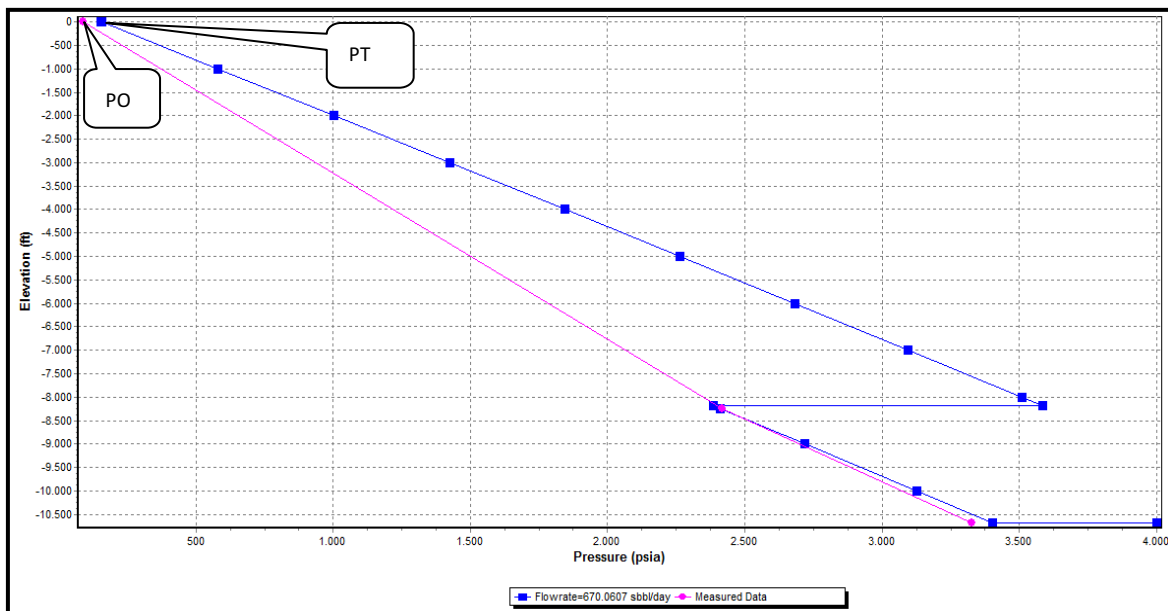
Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

En la prueba de presión efectuada el 31 de octubre del 2005 (*Build Up*), se obtiene una producción de 600 BFPD con una presión de 3914 Psi. Dicho punto se encuentra por encima de la curva *inflow*, y de igual manera, de la curva *outflow*, esto se debe a que el B'Up fue tomado hace aproximadamente 6 años, y en esa fecha el reservorio poseía un mayor potencial.

La Fig. 3.2 presenta el empate de valores reales (datos) y valores generados por el software en un perfil de presión, así a una $P_c = 90$ Psi el pozo debería estar

produciendo 670 BFPD, la cual se asemeja a la tasa actual de producción de 667 BFPD.

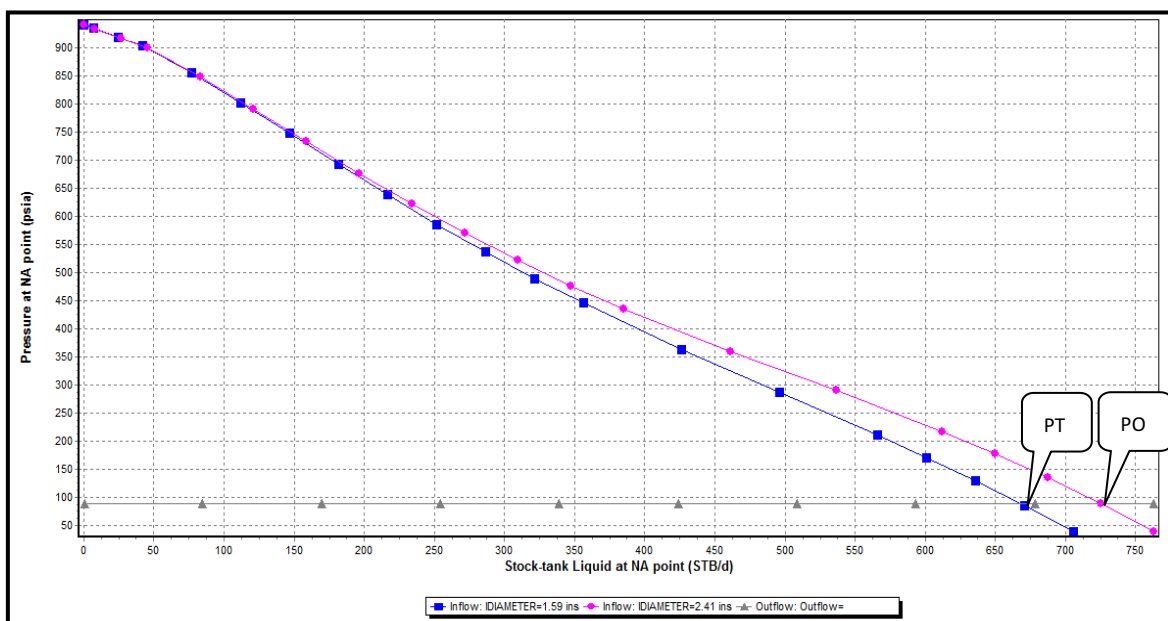
FIGURA 3.2 PERFIL PRESIÓN-PROFUNDIDAD CON-01



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

FIGURA 3.3 ANÁLISIS NODAL EN CABEZA POZO CON-01



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

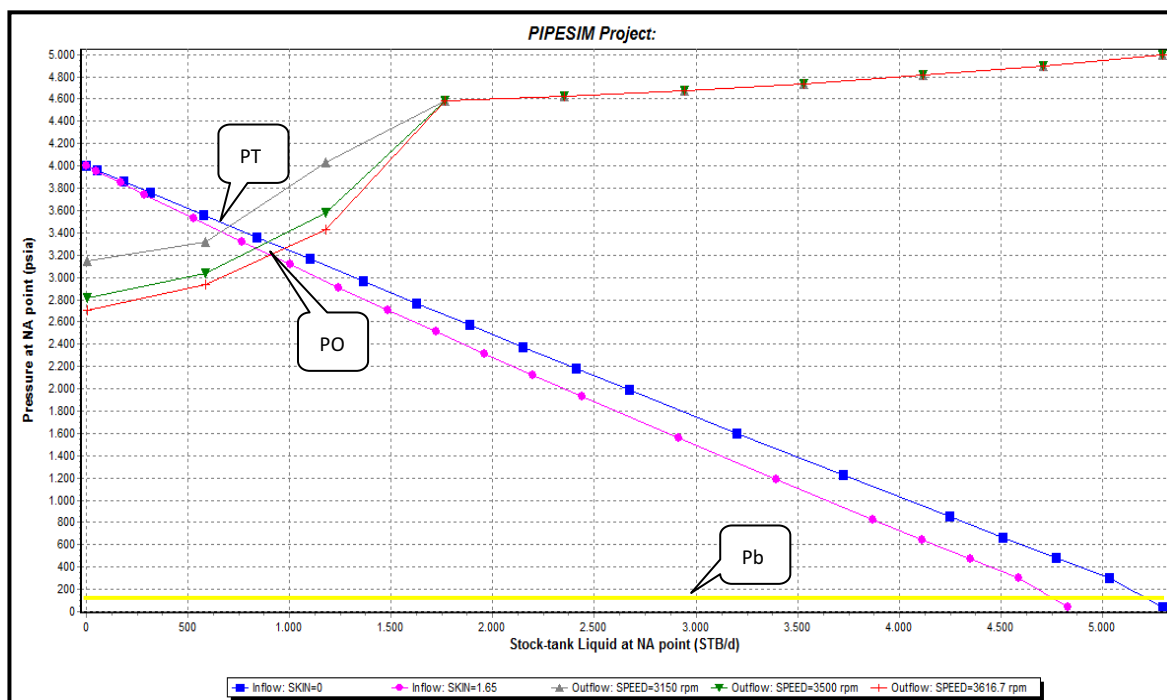
Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

La Fig. 3.3 corresponde al análisis nodal en cabeza, se aprecia que la curva *outflow* (gris) posee pendiente nula, por ende las pérdidas en las líneas de flujo se consideran despreciables. Por otro lado, la curva *inflow* (rosa) presenta una ligera inflexión en su parte media, lo cual implica que se puede utilizar una tubería de menor diámetro para producir el mismo caudal, adicionalmente la figura exhibe la respectiva sensibilidad de diámetro interno de tubería, interpretándose como una posible obstrucción en la tubería de producción, debido a que la intersección de la curva *inflow* (rosa) con la curva *outflow* (gris) difiere en aproximadamente 20 barriles.

ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES CON-01

A continuación se plantean varios escenarios, destinados a encontrar los parámetros óptimos de operación del pozo que incrementen su producción, dichos resultados se compilan en la Tabla 3.1.

FIGURA 3.4 SENSIBILIDADES EN FONDO VARIANDO FRECUENCIA Y DAÑO DE FORMACIÓN CON-01



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

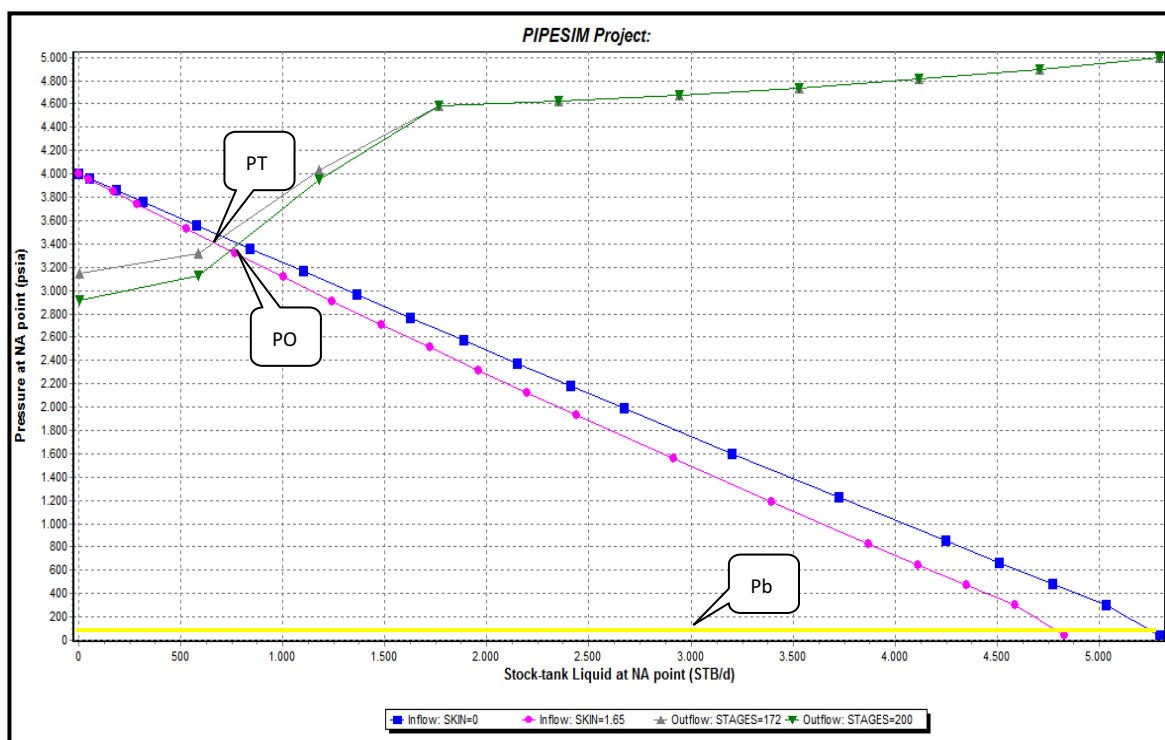
- **Variación de frecuencia de la bomba (*Outflow*)**

Se incrementa la frecuencia de 58 a 60 y 62 Hz, como se aprecia en la Fig. 3.4, distinguiendo que la intersección entre la curva *inflow* (rosa) y la curva *outflow* (roja), a 62 Hz, se genera una ganancia en la producción en alrededor de 71,4 BPPD.

- **Remover daño (*Inflow*)**

Con ayuda del software se simula un daño $S=1,65$, que en este caso es similar al obtenido del último *B'Up*, el cual es minúsculo con respecto a la magnitud del trabajo de removerlo; sin embargo al simular la remoción del mismo se obtiene un aumento en la producción de tan solo 12 BPPD.

FIGURA 3.5 SENSIBILIDADES EN FONDO VARIANDO ETAPAS CON-01



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

- **Incrementar etapas (*Outflow*)**

En este escenario se incrementa el número de etapas de la bomba de 172 a 200, con la finalidad de verificar si su diseño es el adecuado, percibiendo que al aumentar el número de etapas no se obtiene un incremento significativo en la producción, como se aprecia en la Fig.3.5, concluyendo que el diseño de la bomba es el correcto.

TABLA 3.1 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CON-01

ALTERNATIVA	BSW	ACTUAL		DESPUÉS		INCREMENTO
		BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
ETAPAS(172-200)	70	667	200.1	748.3	224.499	24.40
DAÑO(1.65-0)	70	667	200.1	706.9	212.07	11.97
FRECUENCIA(54-60)	70	667	200.1	833.1	249.94	49.84
FRECUENCIA(54-62)	70	667	200.1	905.0	271.50	71.40

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

3.2 ANÁLISIS NODAL POZO CON-03

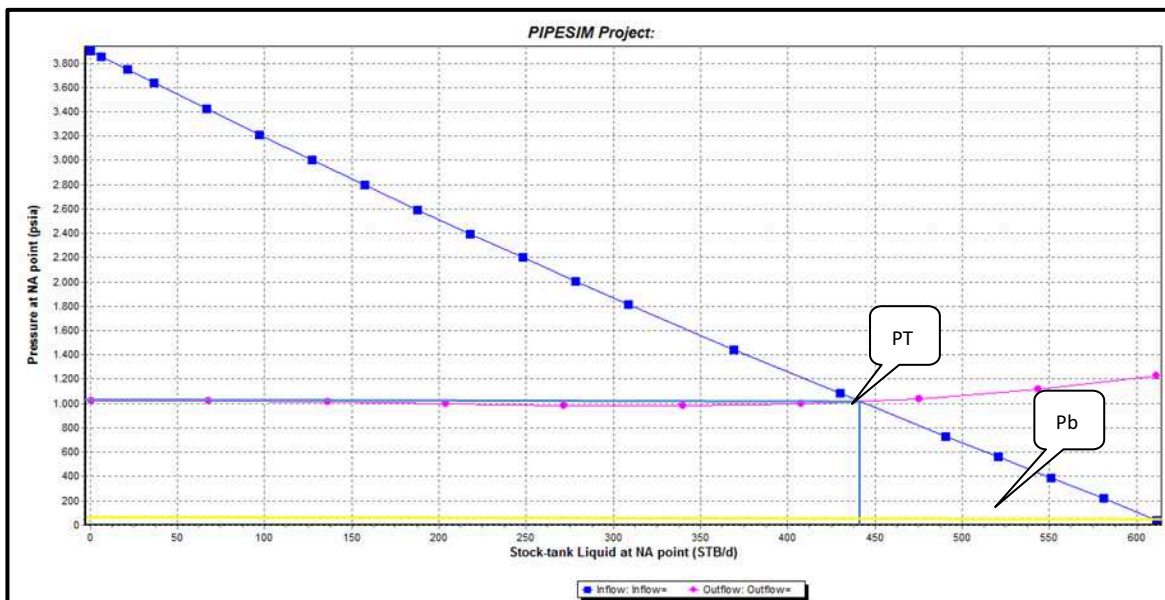
El pozo CON-03 exhibe una producción de 433 BFPD, correspondientes a la arena Hollín Inferior, y posee un daño $S=40,52$, este último se encuentra implícito en la curva IPR de la Fig. 3.6, estos datos se encuentran en el anexo 4. La producción se encuentra fuera del rango de operación de la bomba 550-1200 BFPD.

En la prueba de presión realizada el 25 de agosto del 2007 (*Build up*), se obtiene una producción de 936 BFPD con una presión fluyente de 2229 Psi. Este punto se encuentra por encima de la producción actual, evidenciando una gran pérdida del potencial de esta arena en el transcurso de 4 años.

En la Fig. 3.7, se observa el empate del perfil de presiones y al simular la producción con una $P_c=76$ Psi, el caudal que debería producir este pozo es de 441 BFPD que se asemejan a su tasa actual, 433 BFPD; esta ligera diferencia se

puede atribuir a la inexactitud de los instrumentos de medida. De esta manera, se establece que el pozo no presenta un daño físico en la tubería de producción.

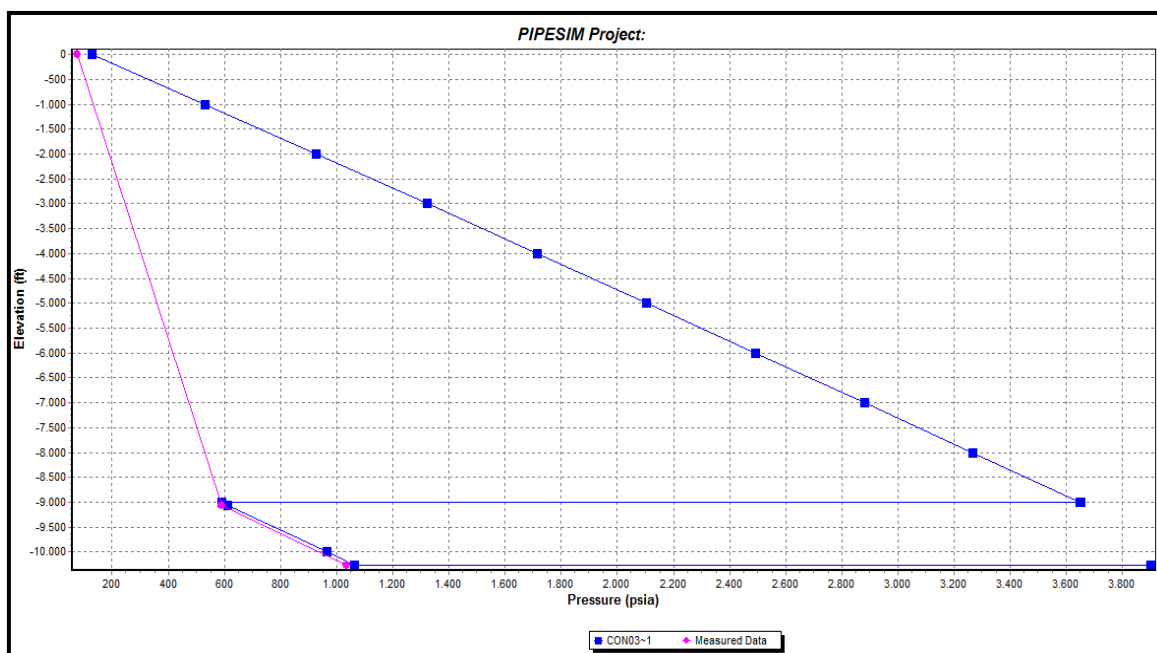
FIGURA 3.6 ANÁLISIS NODAL EN FONDO CON-03



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

FIGURA 3.7 PERFIL PRESIÓN-PROFUNDIDAD CON-03

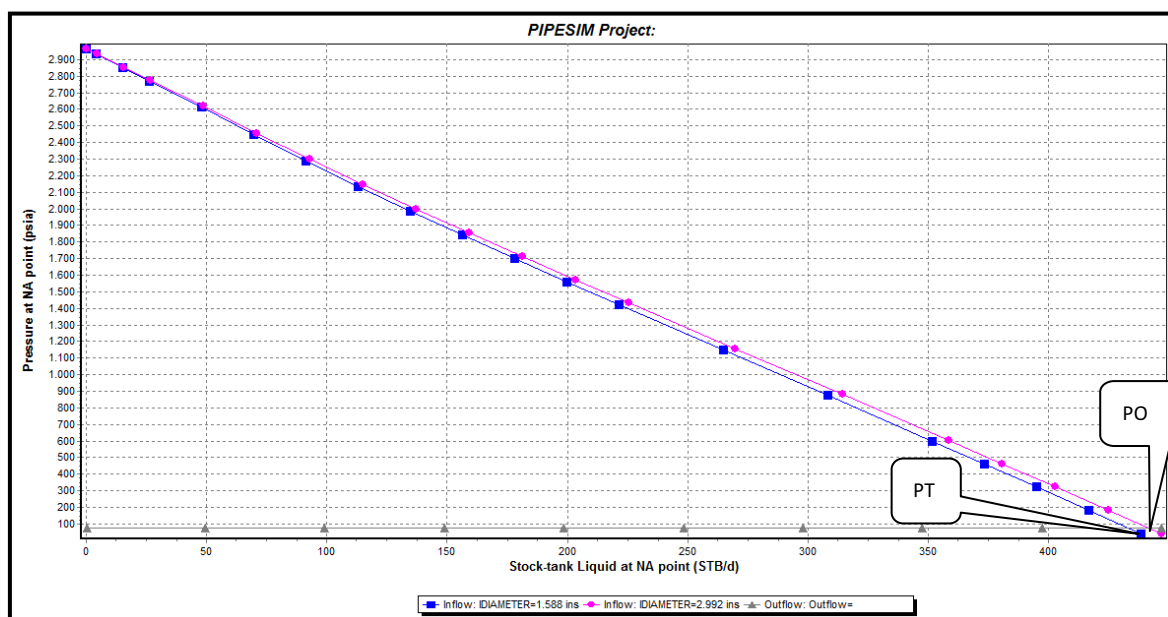


Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

En la Fig. 3.8, se observa que la curva *outflow* (gris) carece de pendiente, por lo que no se considera pérdidas en las líneas de superficie y al observar que la curva *inflow* (rosa) no presenta anomalías en su tendencia, indicando que la tubería es la más adecuada. Finalmente, la cercanía de las curvas en el análisis a diferentes diámetros, corroboran que la tubería de producción no presenta problemas.

FIGURA 3.8 ANÁLISIS NODAL EN CABEZA CON-03



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES CON-03

A continuación se plantean varios escenarios, destinados a encontrar los parámetros óptimos de operación de cada pozo que incremente su producción, dichos resultados se compilan en la Tabla 3.2.

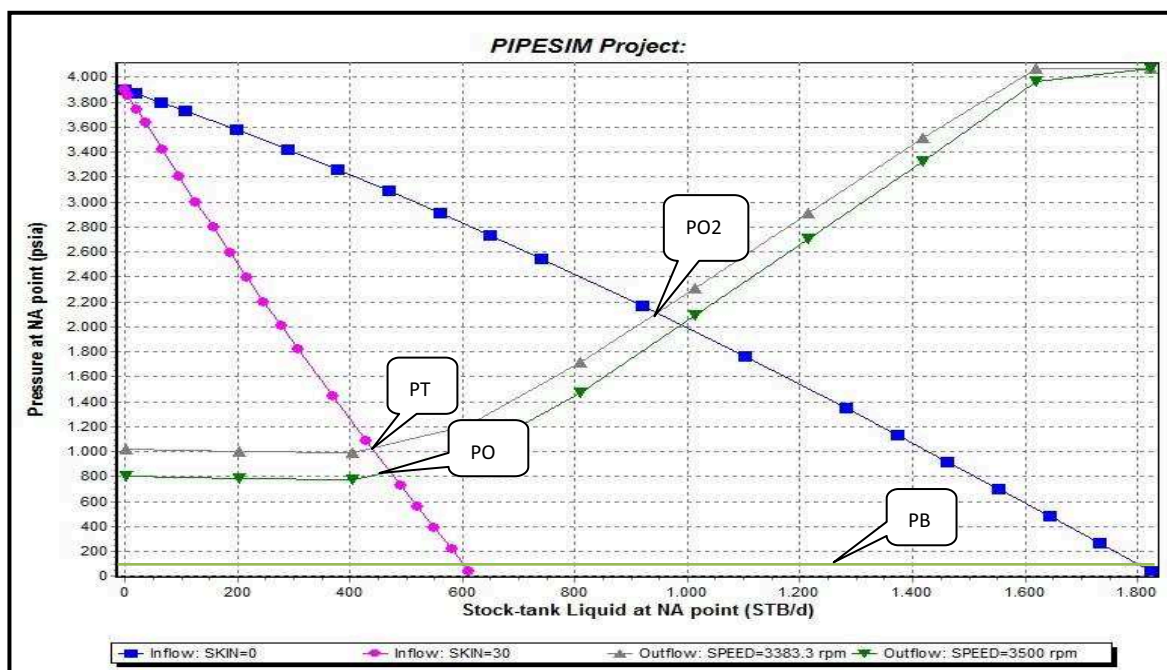
- **Variación de frecuencia de la bomba (*Outflow*)**

Se varía la frecuencia de 58 a 60 Hz, como se aprecia en la Fig. 3.9, notando que la intersección entre la curva *inflow* (rosa) y la curva *outflow* (verde) a 60 Hz, genera una ganancia en la producción en alrededor de 10 BPPD.

- **Remover daño (*Inflow*)**

Con ayuda del software se simula el daño del pozo, el cual resulta ser $S=30$, menor que el obtenido en $B'Up$, de aproximadamente $S=40,52$, esto puede deberse a diversas condiciones a las que está sujeta la prueba de presión, y por ende, repercutir en la interpretación. El simular la remoción del daño, implica recuperar 358 BPPD adicionales. Consecuentemente, no tendría cabida un rediseño de la BES, al encontrarse dentro de su rango operativo. Por ello, considerando la magnitud de la ganancia remover el daño se constituye en la opción más viable para este pozo.

FIGURA 3.9 SENSIBILIDADES EN FONDO VARIANDO FRECUENCIA Y DAÑO DE FORMACIÓN CON-03



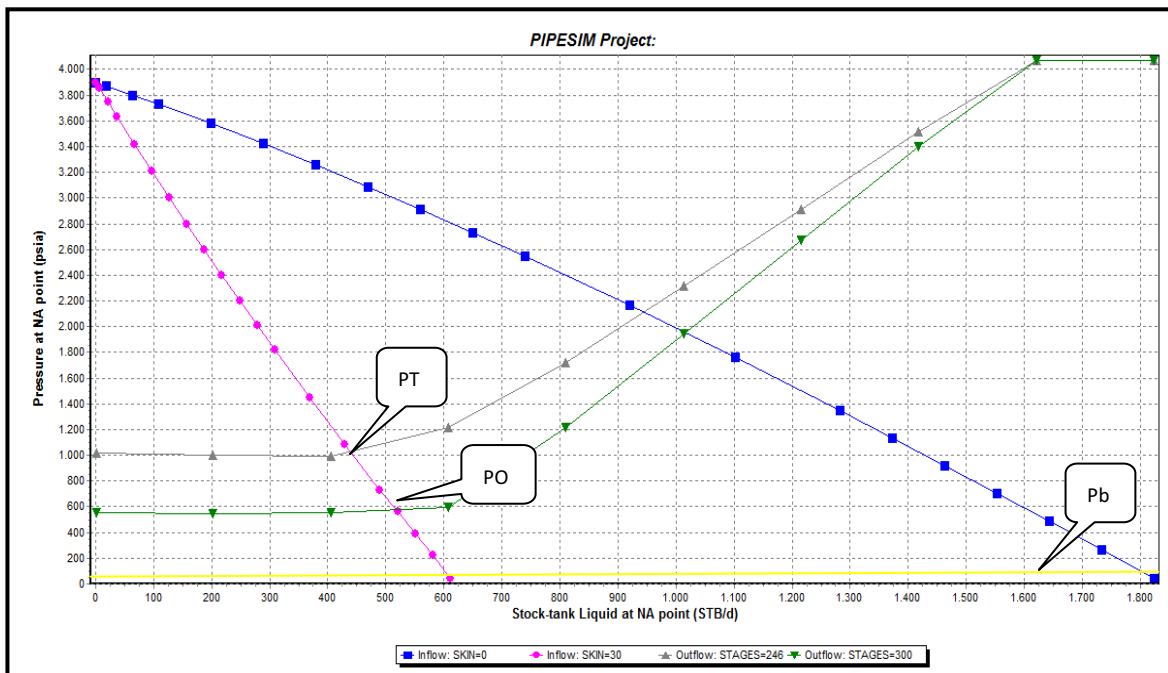
Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

- **Incrementar etapas (*Outflow*)**

Se considera un incremento de etapas de 246 a 300, generando un incremento de 59,6 BPPD en la tasa de producción (Fig. 3.10).

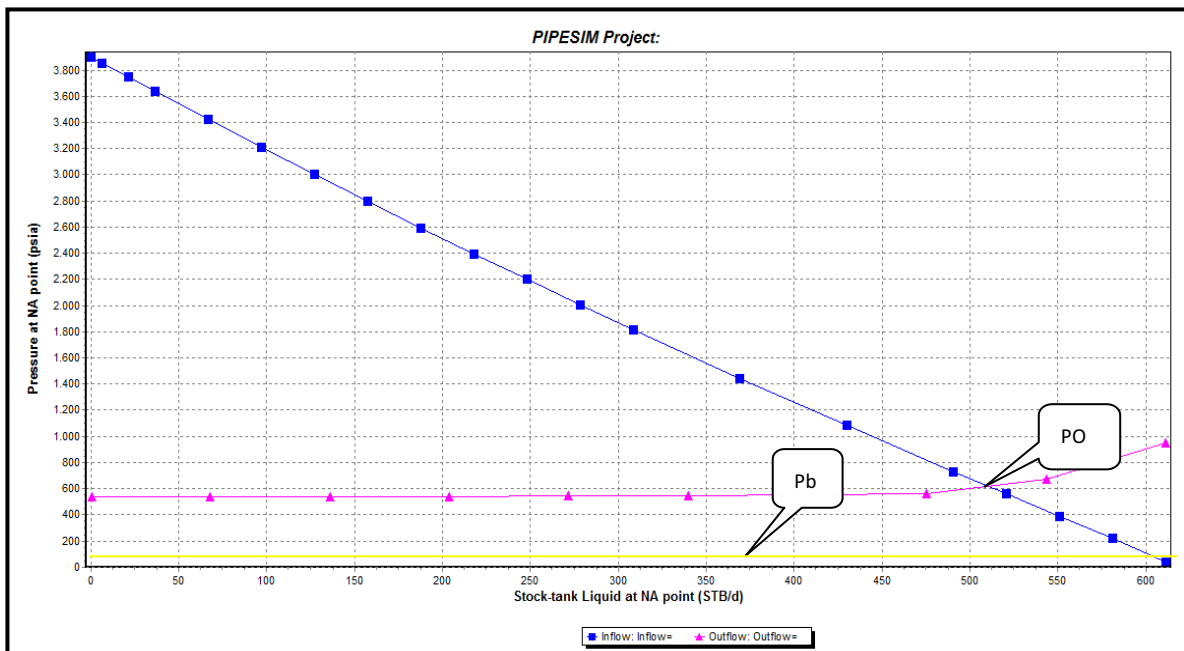
FIGURA 3.10 SENSIBILIDADES EN FONDO VARIANDO ETAPAS CON-03



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

FIGURA 3.11 SENSIBILIDADES EN FONDO CAMBIO DE BOMBA CON-03



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

- **Rediseño de bomba (*Outflow*)**

El diseño se ha realizado para un caudal esperado dentro de un rango de 550-1200 BFPD, la bomba más adecuada para manejar dicho caudal es la DN-400 o similar, alcanzando una producción de 510,2 BFPD y su correspondiente ganancia adicional de 54,04 BPPD (Fig. 3.11).

TABLA 3.2 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CON-03

ALTERNATIVA	BSW	ACTUAL		DESPUÉS		INCREMENTO
		BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
ETAPAS(246-300)	30	433	303,1	518,1	362,67	59,57
DAÑO(30-0)	30	433	303,1	944,7	661,255	358,16
FRECUENCIA(58-60)	30	433	303,10	471,9	330,33	27,23
BOMBA()	30	433	303,1	510,2	357,14	54,04

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

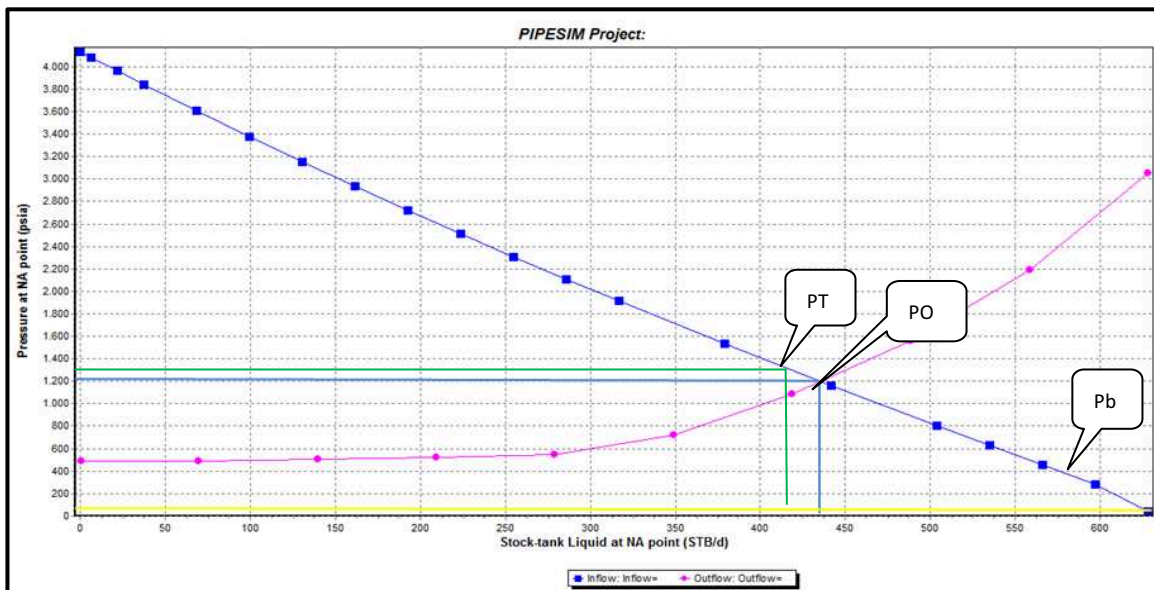
3.3 ANÁLISIS NODAL POZO CON-04

Este pozo tiene una producción de 387 BFPD, que proviene de la arena Hollín Superior, esta arena presenta un $S=1,9$, el cual se encuentra implícito en la curva *inflow* de la Fig. 3.12, estos parámetros se encuentran en el anexo 4. La bomba se encuentra trabajando dentro del rango operativo.

Para este pozo los últimos datos de pruebas de presión datan del año 1998 por lo que no serán tomados como referencia para el análisis, puesto que se han realizado tres trabajos de reacondicionamiento posterior al $B'Up$, por lo que pierde validez dentro del análisis.

En la Fig. 3.13, se exhibe un buen empate correspondiente a las presiones de fondo, y una divergencia en el empate de las presiones de cabeza, al simular la producción a una $P_c = 20$ Psi, el caudal que debería producir este pozo es de 437 BFPD, el cual se asemeja a los 387 BFPD, esta diferencia de producción se la puede atribuir a la inexactitud de los diferentes instrumentos de medida.

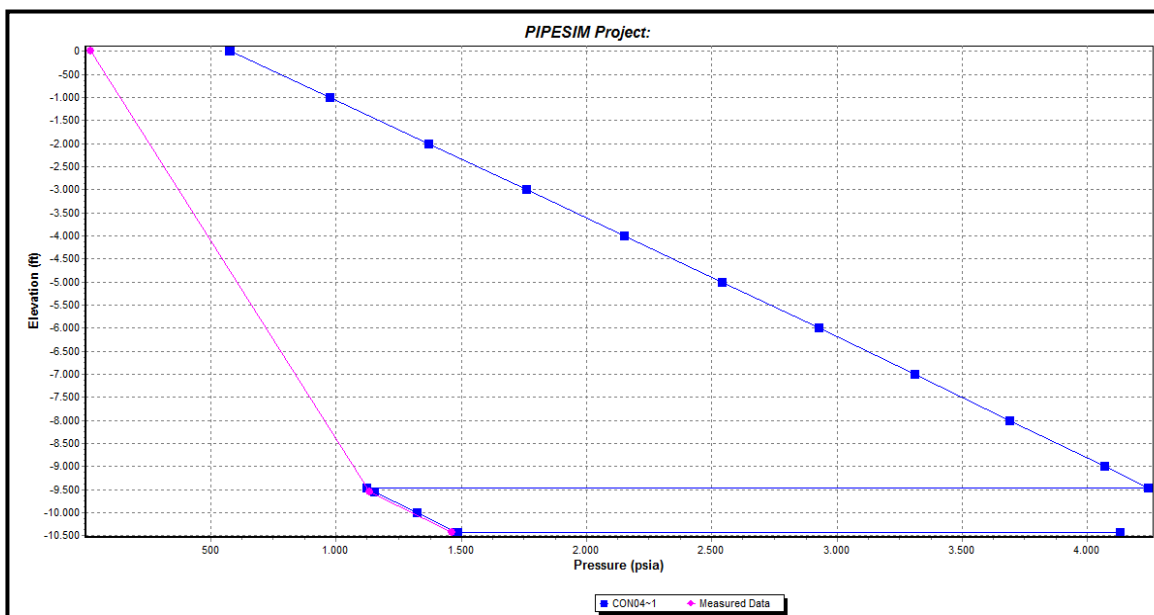
FIGURA 3.12 ANÁLISIS NODAL EN FONDO CON-04



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

FIGURA 3.13 PERFIL PRESIÓN-PROFUNDIDAD CON-04



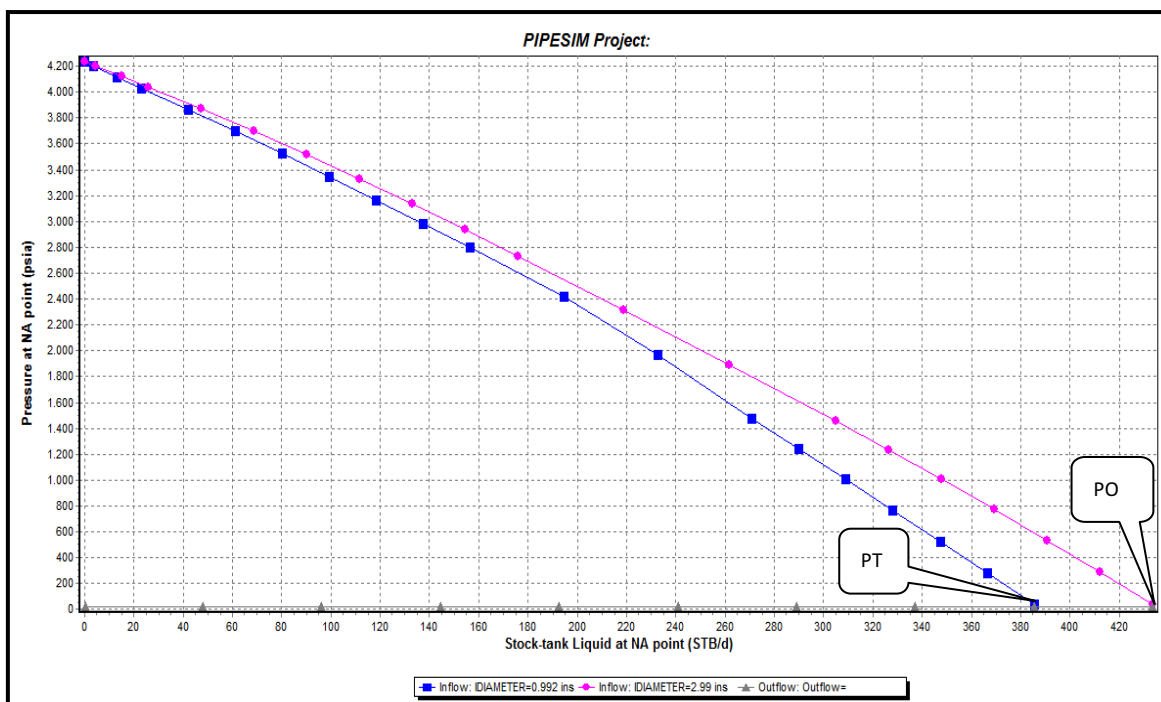
Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

Al analizar la Fig. 3.14, se determina que la línea de flujo no presenta problemas, al carecer de pendiente en la curva *outflow* (gris), adicionalmente se observa que la tubería de producción escogida es la adecuada, ya que la curva *inflow* (rosa) no presenta ninguna inflexión. Finalmente, al generar la sensibilidad de diámetro se

observa que existe una posible obstrucción en la tubería de producción y/o yacimiento, ya que ambas curvas *inflow* (azul y rosa) correspondientes a diferentes diámetros difieren en 26,08 BPPD.

FIGURA 3.14 ANÁLISIS NODAL EN CABEZA CON-04



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

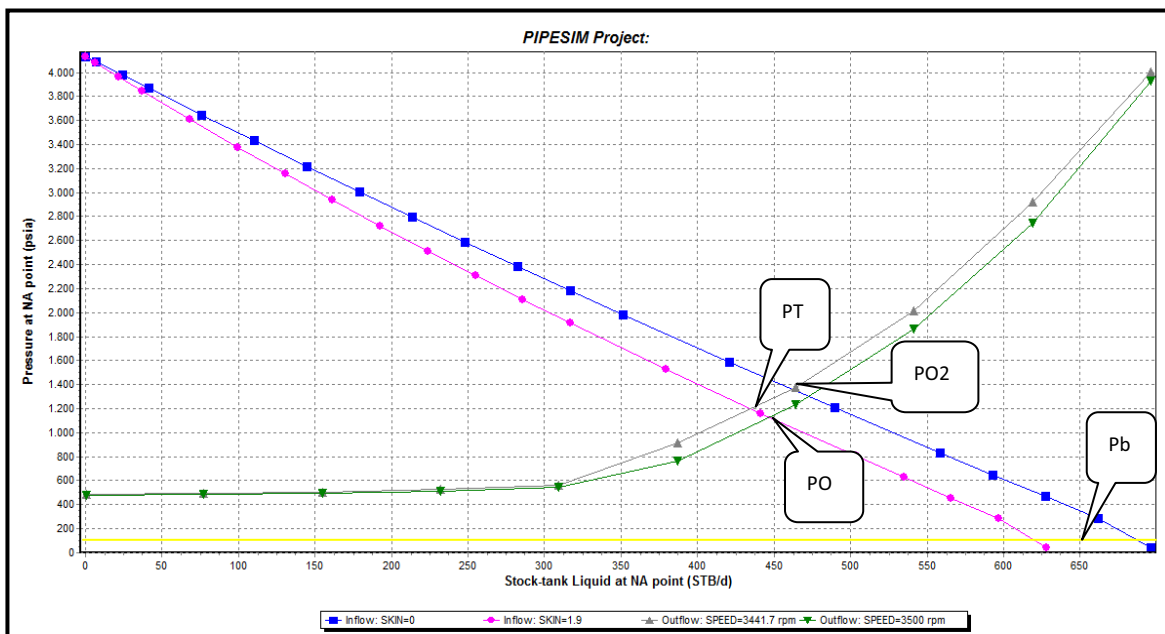
ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES CON-04

A continuación se plantean varios escenarios, destinados a encontrar los parámetros óptimos de operación del pozo que incrementen su producción, dichos resultados se compilan en la Tabla 3.3.

- **Variación de frecuencia de la bomba (*Outflow*)**

Se incrementa la frecuencia a 60 Hz, lo que se aprecia en la Fig. 3.15, advirtiendo que la intersección de la curva *inflow* (rosa) y la curva *outflow* (verde) presentan una ganancia de 32,39 BPPD.

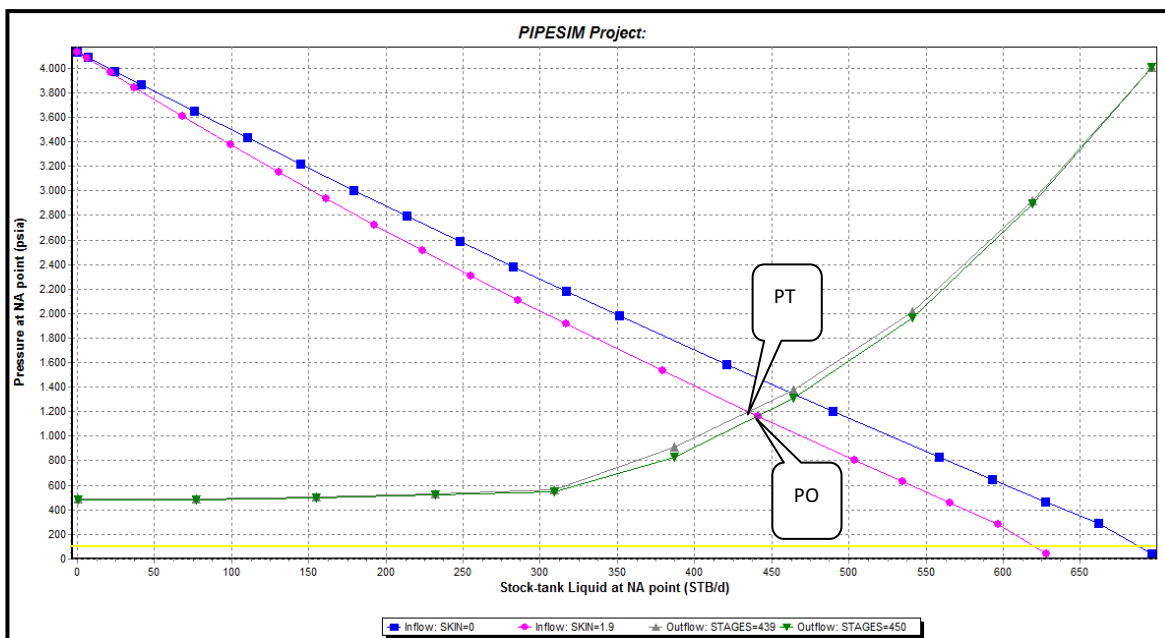
FIGURA 3.15 SENSIBILIDADES EN FONDO VARIANDO FRECUENCIA Y DAÑO DE FORMACIÓN CON- 04



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

FIGURA 3.16 SENSIBILIDADES EN FONDO VARIANDO ETAPAS CON-04



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

- **Remover daño (*Inflow*)**

El daño obtenido por el software corresponde a 1,9, este se considera minúsculo con respecto al trabajo que implica la remoción del mismo, sin embargo, al generar la simulación se obtiene una ganancia de 40,2 BPPD (Fig. 3.15)

- **Incrementar etapas (*Outflow*)**

Se aprecia que el rango de trabajo para la cual fue diseñada la bomba es acertado, por lo que el rediseño que implica incrementar las etapas de 439 a 450, genera una curva cercana a la anterior (Fig.3.16) con un incremento en la producción de 28 BPPD.

TABLA 3.3 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CON-04

ALTERNATIVA	BSW	ACTUAL		DESPUÉS		INCREMENTO
		BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
ETAPAS(439-450)	46	387	208.98	440.3	237.735	28.76
DAÑO(1.9-0)	46	387	208,98	461,4	249,1398	40,16
FRECUENCIA(59-60)	46	387	208,98	447,0	241,37	32,39
CAMBIO/LIM. TUBERIA	46	387	208.98	435.3	235.062	26.08

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormazá

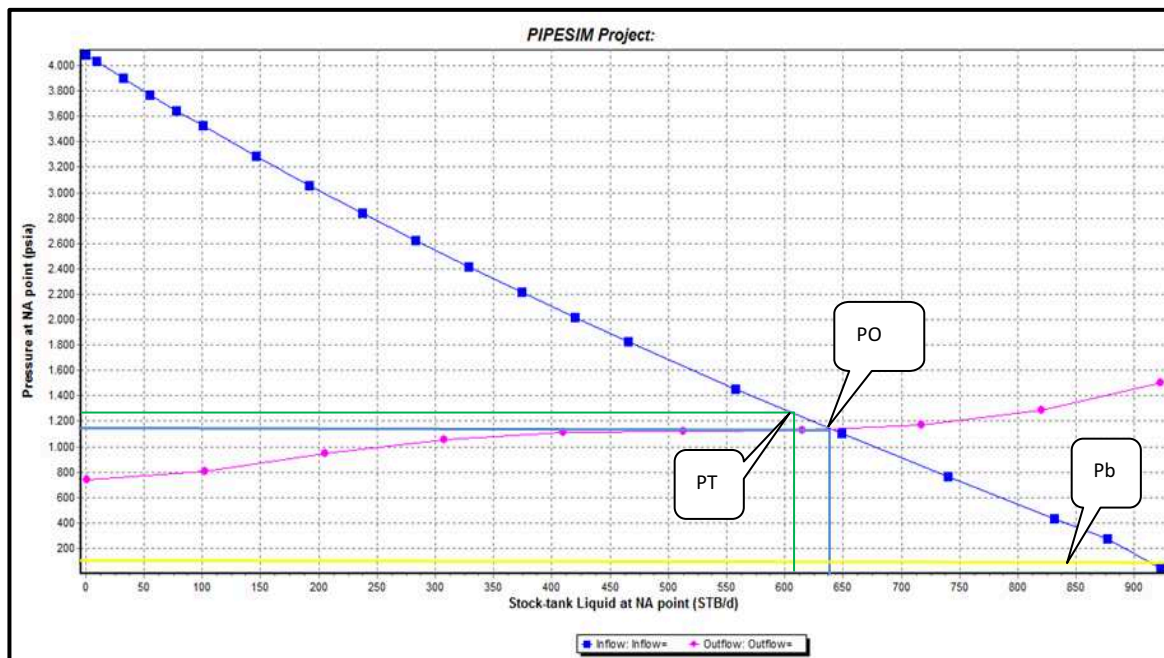
3.4 ANÁLISIS NODAL POZO CON-08

Este pozo presenta una producción 608 BFPD provenientes de la arena Hollín Superior, con un daño de formación de 19, el mismo que está implícito en la curva *inflow* de la Fig. 3.17, estos datos se presentan en el anexo 4. La producción se encuentra en el límite inferior del rango operativo de la bomba (600-1350 BFPD).

En la prueba de presión efectuada el 3 de mayo del 2006 (*Build Up*), se obtiene una producción de 360 BFPD con una presión de fondo fluyente de 1945 Psi, y un S=15, sin embargo estos valores no serán representativos en este estudio debido a que posterior a esta evaluación existen tres trabajos de W.O. Además, el pozo debería presentar una producción de 640 BFPD concluyendo que existe presencia

de una restricción al flujo de fluidos en el yacimiento, y de igual forma, en las líneas de producción.

FIGURA 3.17 ANÁLISIS NODAL EN FONDO CON-08



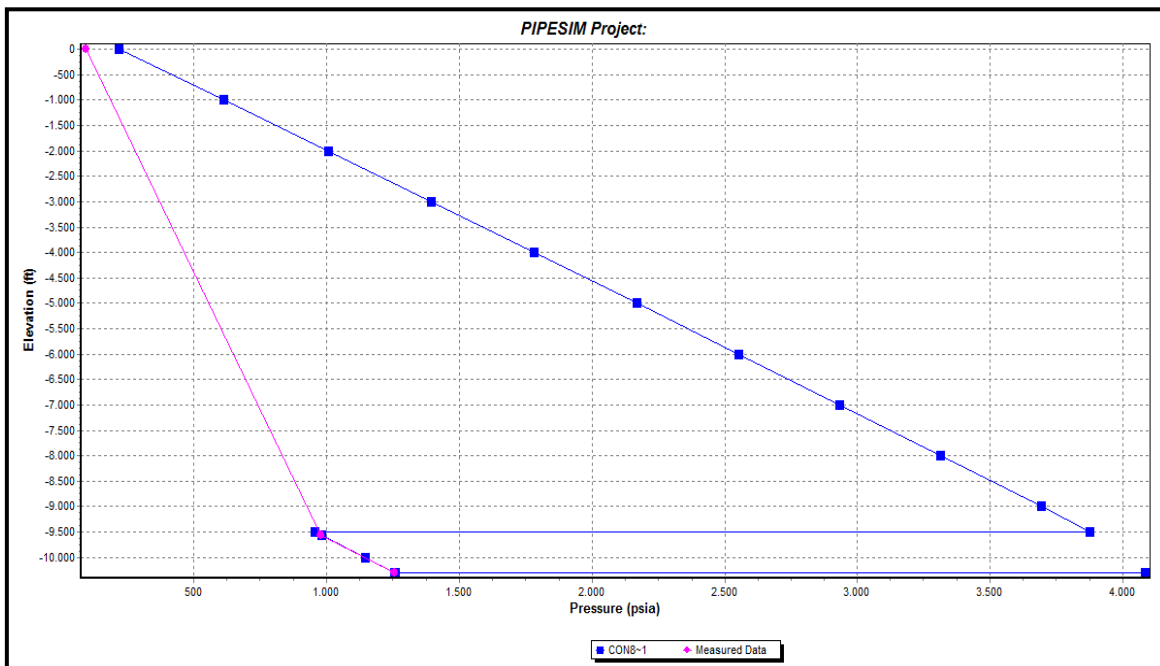
Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

En la Fig. 3.18 se observa un empate en el perfil de presiones, con una variación mínima en las presiones de cabeza, al simular la producción con una $P_c = 94$ Psi se obtiene una producción de 639 BFPD, que difieren de los 608 BFPD que produce actualmente.

La Fig. 3.19 señala que la línea de flujo no presenta obstrucción, ya que la curva *outflow* (gris) no posee pendiente, por otro lado, en la curva *inflow* (rosa) se observa una mínima deflexión, lo que indica que la tubería es la adecuada para manejar el caudal actual. Finalmente, al simular la sensibilidad de diámetro se observa un incremento minúsculo, el cual será despreciado, por ello se descartan restricciones en la tubería de producción y/o en yacimiento.

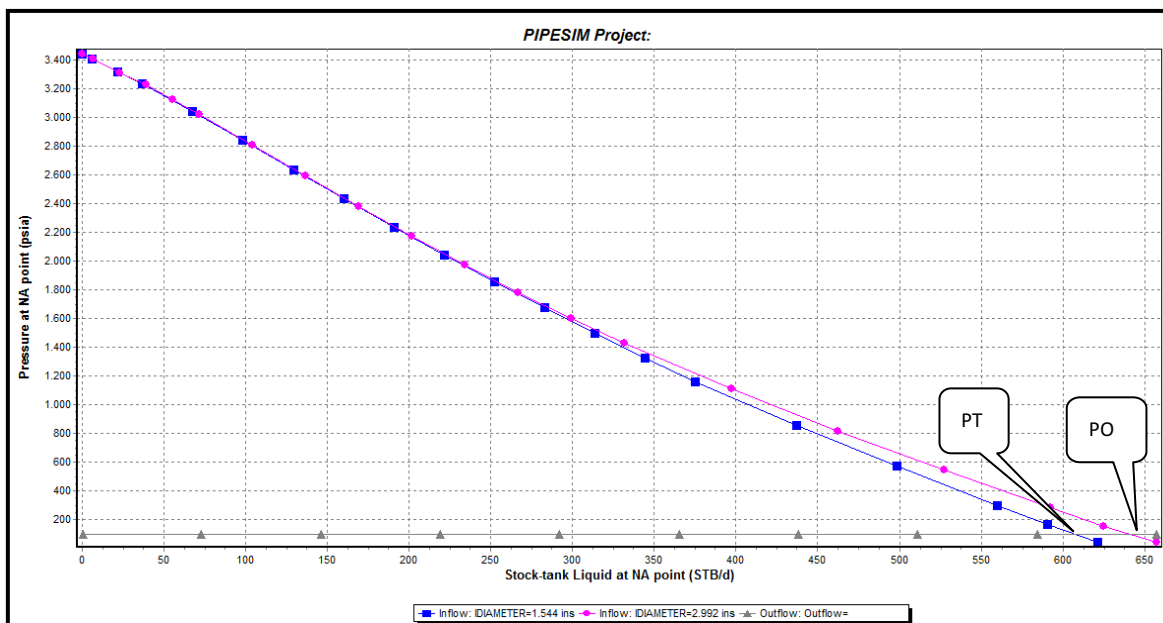
FIGURA 3.18 PERFIL PRESIÓN-PROFUNDIDAD CON-08



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

FIGURA 3.19 ANÁLISIS NODAL EN CABEZA CON-08



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES CON-08

A continuación se plantean varios escenarios, destinados a encontrar los parámetros óptimos de operación del pozo que incrementen su producción, dichos resultados se compilan en la Tabla 3.4.

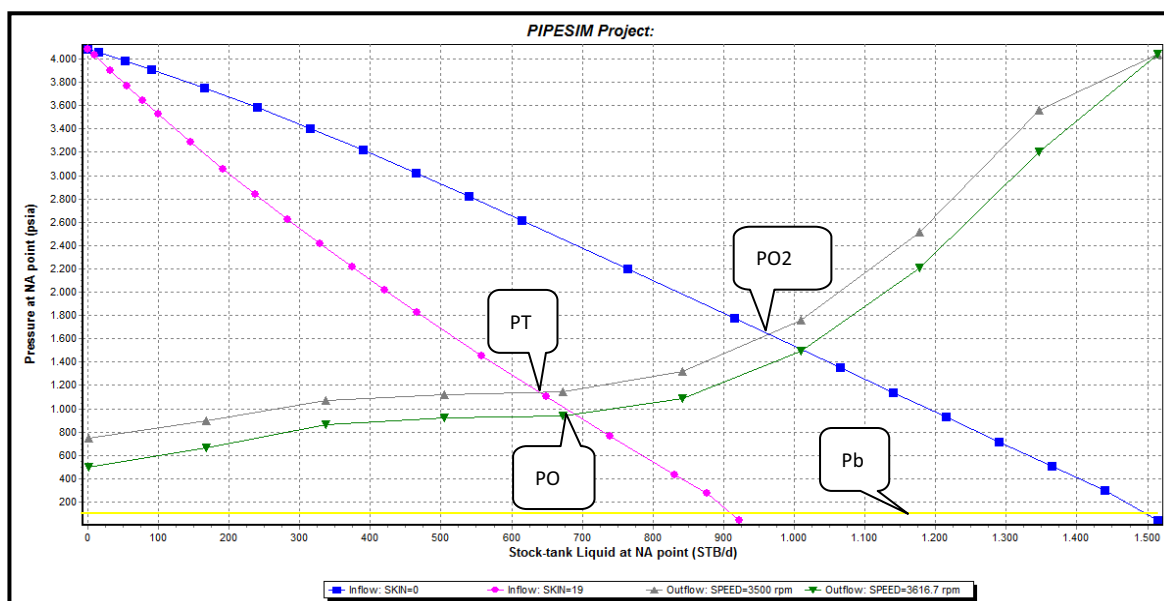
- **Variación de frecuencia de la bomba (*Outflow*)**

Al aumentar la frecuencia de 60 a 62 Hz (curvas gris y verde), este último es un valor permitido debido a las especificaciones de la bomba DN1100, como se aprecia en la Fig. 3.20. A 62 Hz genera una ganancia en la producción de tan solo 10 BPPD.

- **Remover daño (*Inflow*)**

La simulación del PIPESIM genera un $S=19$, Y al generar la sensibilidad que pretende alcanzar un daño de cero se recupera 177,8 BPPD adicionales.

FIGURA 3.20 SENSIBILIDADES EN FONDO VARIANDO FRECUENCIA Y DAÑO DE FORMACIÓN CON-08



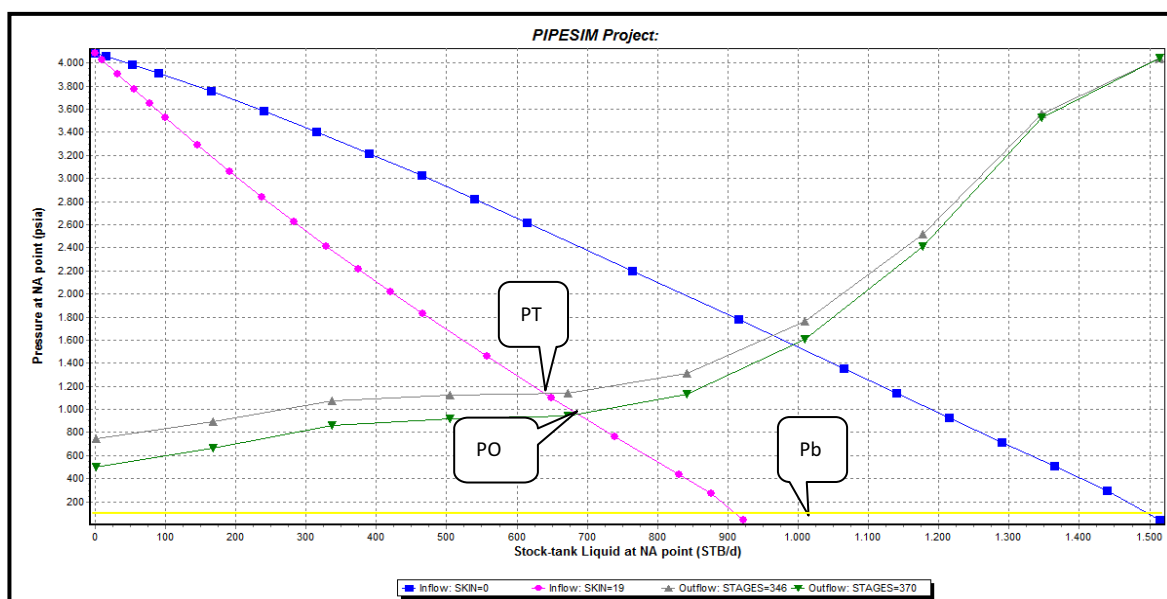
Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

- **Incrementar etapas (*Outflow*)**

Si mantenemos las condiciones actuales del reservorio, es decir, sin remover el daño y se plantea un rediseño de la BES, en donde se incrementan las etapas de 346 a 370 (Fig.3.21), se genera un incremento en la tasa de producción de 39,6 BPPD.

FIGURA 3.21 SENSIBILIDADES EN FONDO VARIANDO ETAPAS CON-08



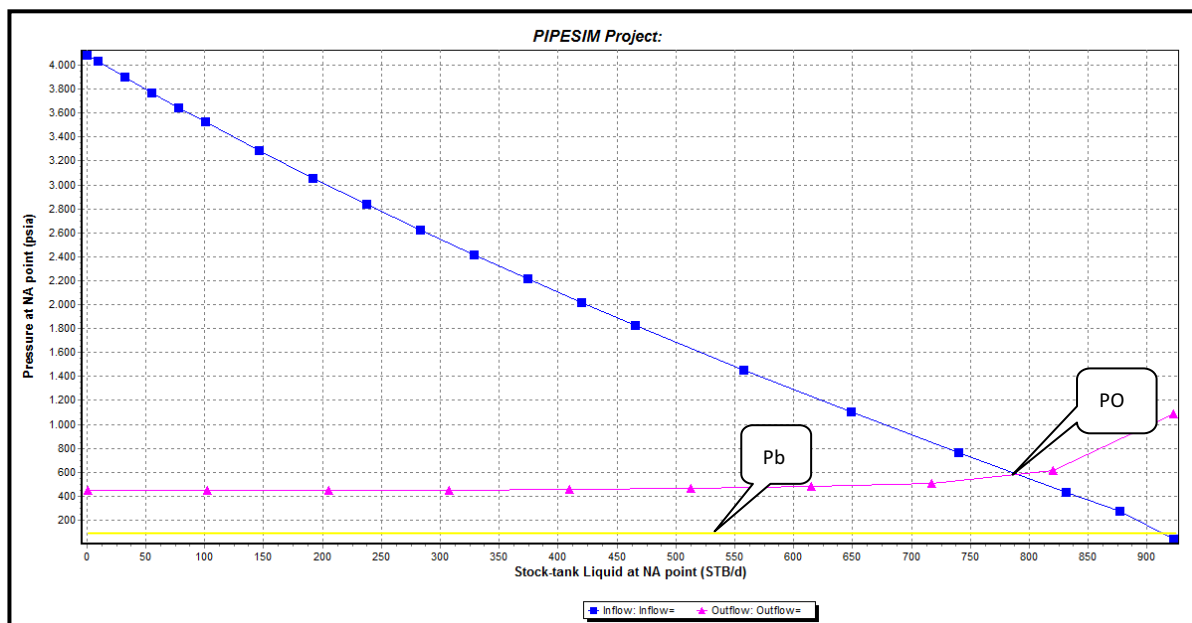
Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

- **Cambio de bomba (*Outflow*)**

El diseño se ha realizado para un caudal esperado dentro de un rango de 600-1350 BPPD, de mantenerse el mismo daño, la bomba adecuada para manejar dicho caudal de una manera eficiente es la TD-800 o similar, generando un incremento en la producción de 91 BPPD. Al simular escenarios combinados como: rediseño de bomba-remoción de daño, generarían mayores ganancias al igual que costos, por lo tanto, este tipo de escenarios serán considerados en el análisis económico. La Fig. 3.22 exhibe el análisis nodal con la nueva bomba.

FIGURA 3.22 SENSIBILIDADES EN FONDO CAMBIO DE BOMBA CON-08



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

TABLA 3.4 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CON-08

ALTERNATIVA	BSW	ACTUAL		DESPUÉS		INCREMENTO
		BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
ETAPAS(346-370)	50	608	304	687,2	343,6	39,60
DAÑO(19-0)	50	608	304	963,5	481,75	177,75
FRECUENCIA(60-62)	50	608	304	689,5	344,77	40,77
BOMBA	50	608	304	789,4	394,705	90,71

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

3.5 ANÁLISIS NODAL POZO CON-09

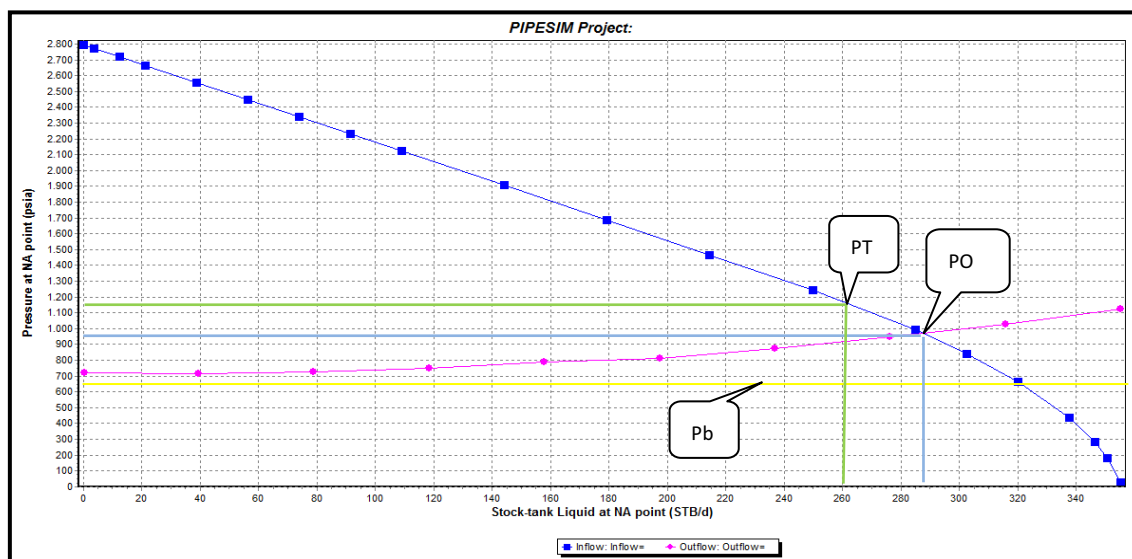
La arena productora de este pozo es Napo U Inferior con una producción de 265 BFPD y un $S=7,9$, el mismo que está implícito dentro de la curva *inflow* de la Fig. 3.23, los datos antes expuestos se encuentran en el anexo 4. El rango operativo de la bomba es de 200- 650 BFPD.

En la prueba de presión realizada el 12 de octubre del 2003 (*Build Up*), se obtuvo una producción de 672 BFPD con una presión de fondo fluyente de 1622 Psi,

estos valores son muy difícilmente comparables con los actuales por el tipo de reservorio, es decir, la disminución de su potencial es muy acelerada.

En la Fig. 3.23 se puede apreciar que el punto de trabajo está aproximándose a la presión de burbuja, lo que no es muy deseable por la liberación del gas.

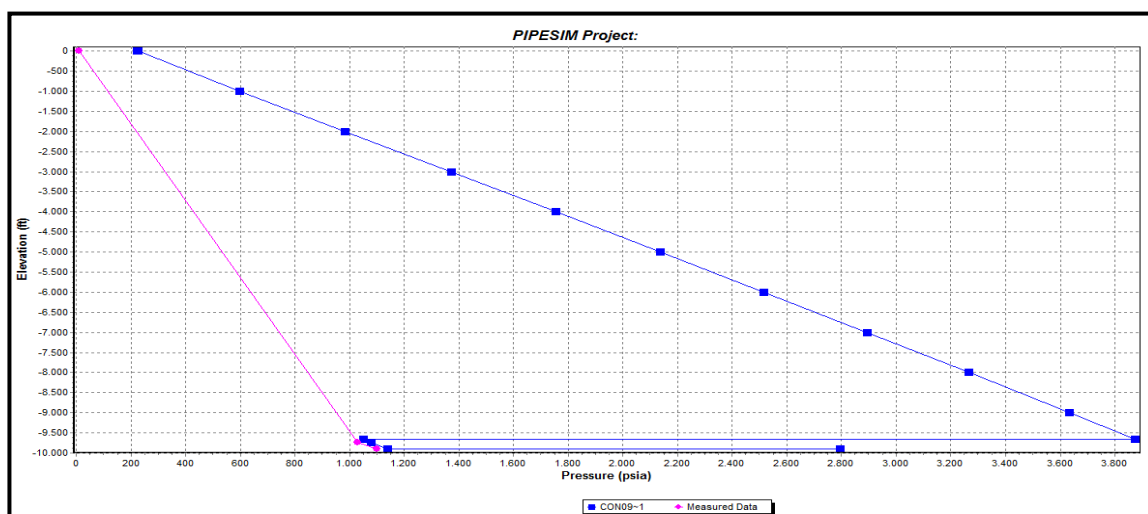
FIGURA 3.23 ANÁLISIS NODAL EN FONDO CON-09



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

FIGURA 3.24 PERFIL PRESIÓN-PROFUNDIDAD CON-09



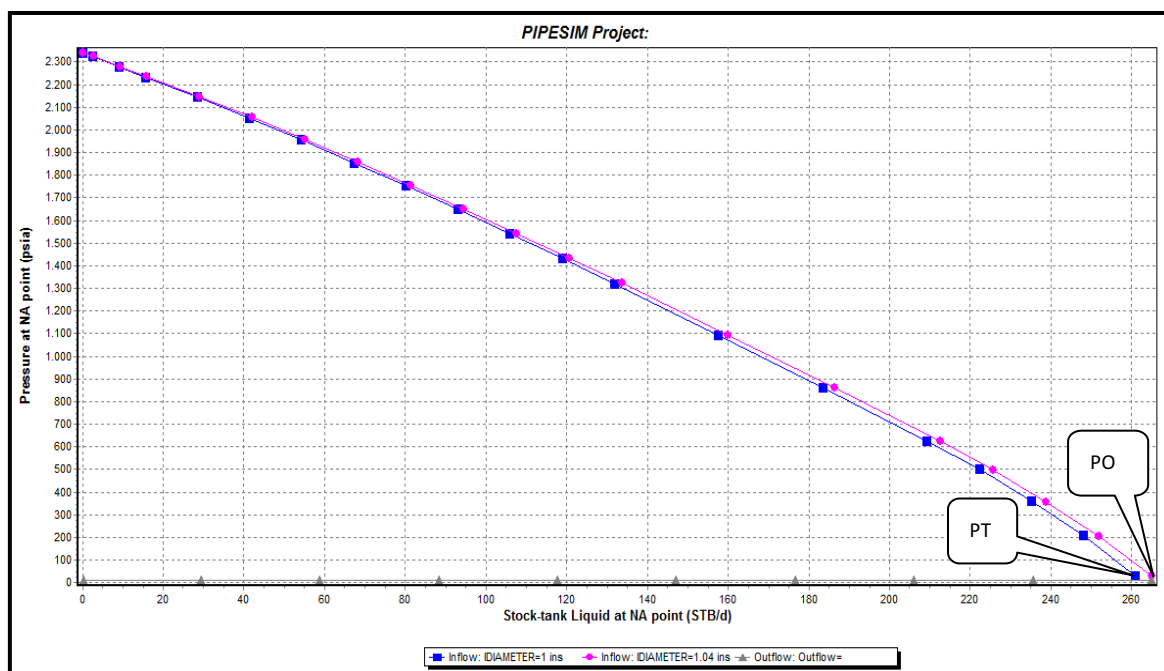
Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

La Fig. 3.24, posee un buen empate de presiones en la parte inferior, no obstante, las presiones de cabeza no convergen en un mismo punto, percibiendo que existen pérdidas en la tubería de producción, pero al simular la producción de este pozo con una $P_c=10$ Psi, el caudal correspondiente sería 287 BFPD, que difieren de los 265 BFPD; indicando una posible obstrucción dentro de la tubería de producción.

Acorde con la Fig. 3.25 se consideran despreciables las pérdidas de presión en la línea de flujo, debido a que la curva *outflow* (gris) se mantiene paralela al eje horizontal. Por otro lado, en la curva *inflow* (rosa) no se observa ninguna alteración lo que implica que la tubería es la óptima para manejar dicho caudal. Finalmente, en el mismo esquema al realizar la simulación con un diámetro menor en la curva *inflow* (azul) se obtiene prácticamente el mismo resultado, descartando así una obstrucción significativa en la tubería de producción.

FIGURA 3.25 ANÁLISIS NODAL EN CABEZA CON-09



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

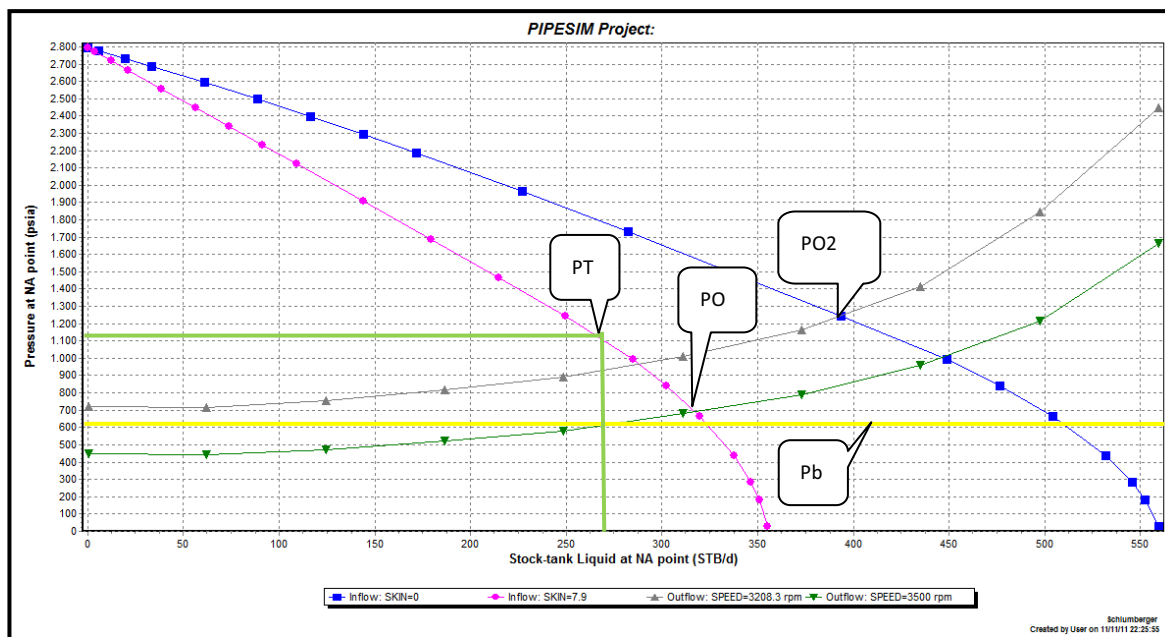
ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES CON-09

A continuación se plantean varios escenarios, destinados a encontrar los parámetros óptimos de operación del pozo que incrementen su producción, dichos resultados se compilan en la Tabla 3.5.

- **Variación de frecuencia de la bomba (*Outflow*)**

Se varió la frecuencia de 55 a 60 Hz, generando una ganancia en la producción de 40.81 BPPD, Fig. 3.26, sin embargo la curva *outflow* (verde) se encuentra muy cerca de la presión de burbuja, por lo que sería indispensable el uso de un separador de gas en la configuración de la BES.

FIGURA 3.26 SENSIBILIDADES EN FONDO VARIANDO FRECUENCIA Y DAÑO DE FORMACIÓN CON-09



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

- **Remover daño (*Inflow*)**

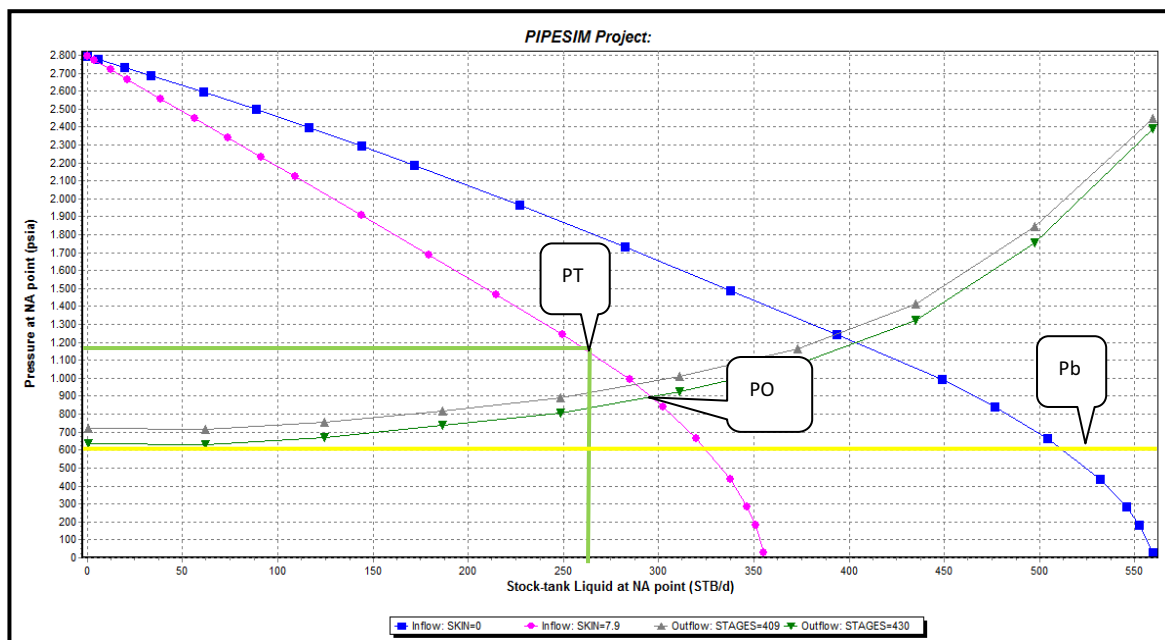
Mediante la simulación con el software se obtuvo un $S=7,9$, el cual difiere del obtenido en la última prueba de restauración de presión, $S=6,9$, por lo tanto el

escenario que simula obtener $S=0$, (*Inflow* de color azul) en la Fig. 3.26 se genera una ganancia de alrededor de 100 BPPD.

- Incrementar etapas (*Outflow*)

De mantenerse las condiciones actuales del reservorio, es decir, sin remover el daño, y se plantea un rediseño de la BES en donde se incrementan de 296 a 430 etapas (Fig.3.27), se genera un incremento de 27 BPPD en la tasa de producción.

FIGURA 3.27 SENSIBILIDADES EN FONDO VARIANDO ETAPAS CON-09



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

TABLA 3.5 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CON-09

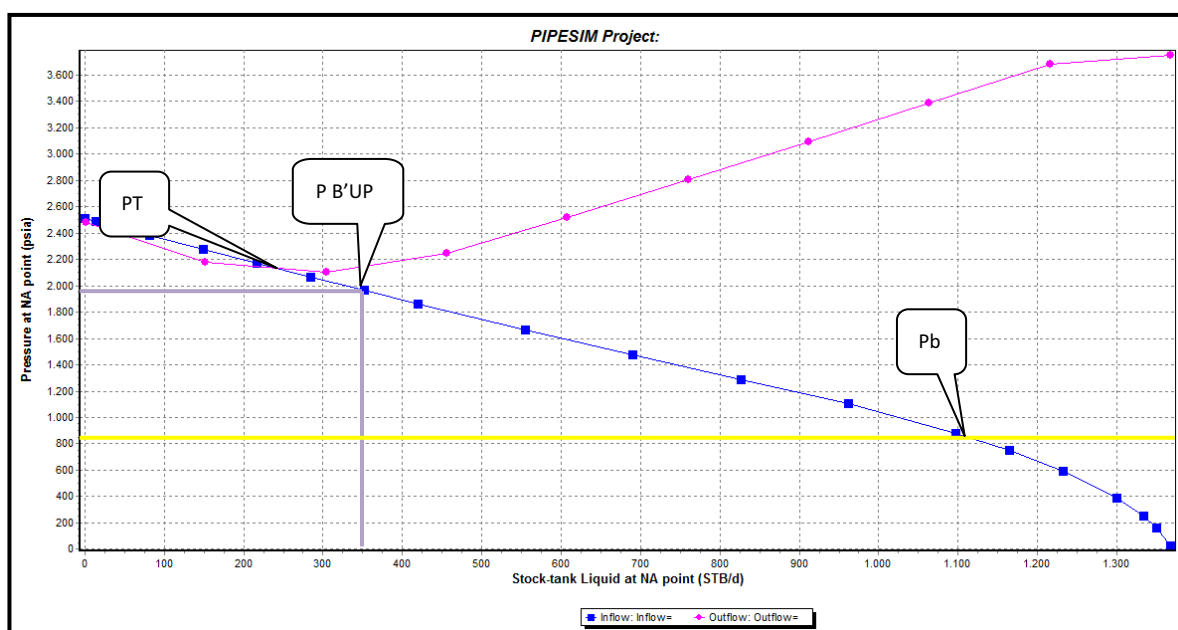
ALTERNATIVA	BSW	ACTUAL		DESPUÉS		INCREMENTO
		BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
ETAPAS (409-430)	22	265	207	300	234	27
DAÑO (7.9-0)	22	265	206,7	393,3	306,735	100,04
FRECUENCIA (55-60)	22	265	206,70	317,3	247,51	40,81

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

3.6 ANÁLISIS NODAL POZO CON-13

En el anexo 4 se encuentran los datos que hicieron posible la simulación de este pozo, entre ellos: un producción de 233 BFPD de Napo T Inferior con un $S=1,59$, el cual se encuentra de forma implícita en la curva IPR de la Fig. 3.28, igualmente se evidencia que la bomba se encuentra fuera de rango (400-900 BFPD), por lo que será necesario considerar un rediseño de la misma.

FIGURA 3.28 ANÁLISIS NODAL EN FONDO CON-13



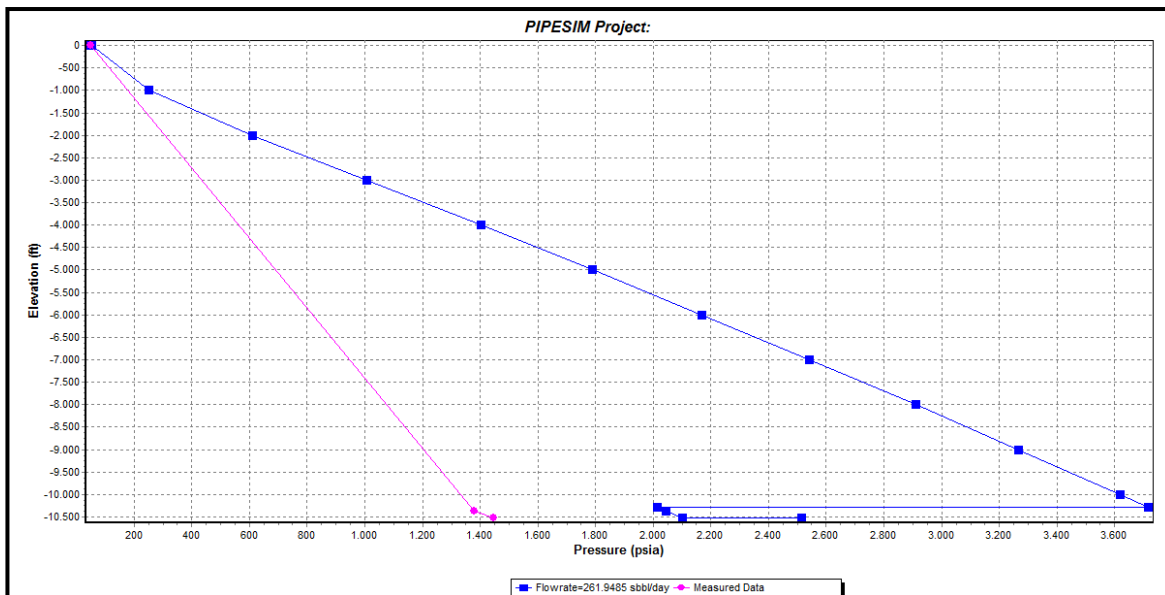
Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

En la prueba de presión efectuada el 19 de octubre del 2009 (*Build Up*), se obtuvo una producción de 360 BFPD con una presión de fondo fluvente, 1961 Psi. Dicho punto de intersección, indica un comportamiento óptimo del yacimiento al encontrarse sobre la línea *inflow* (azul), y a su vez, proporciona un indicativo de posibles problemas en la tubería de producción del pozo y/o líneas de superficie, lo cual es corroborado por el análisis de red, en donde enfatiza que la obstrucción se localiza en la línea de flujo.

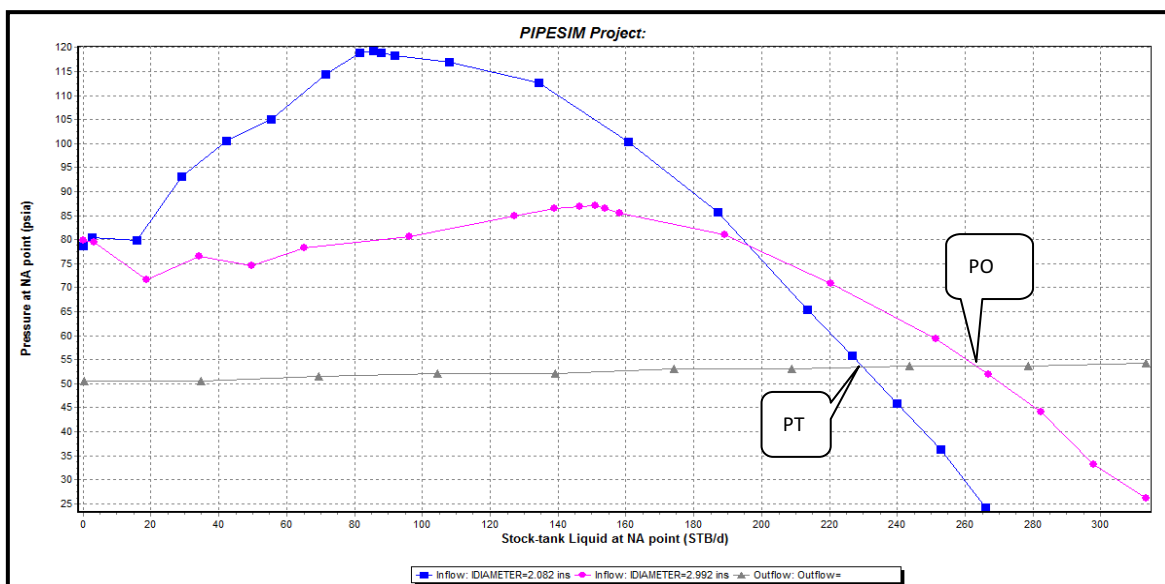
En la Fig. 3.29 se aprecia un empate deficiente en la sección de presiones de fondo, pudiendo deberse a un sensor defectuoso. Al simular una $P_c = 50$ Psi, el pozo debería producir 261 BFPD en lugar de 233 BFPD.

FIGURA 3.29 PERFIL PRESIÓN-PROFUNDIDAD CON-13



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010
 Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

FIGURA 3.30 ANÁLISIS NODAL EN CABEZA CON-13



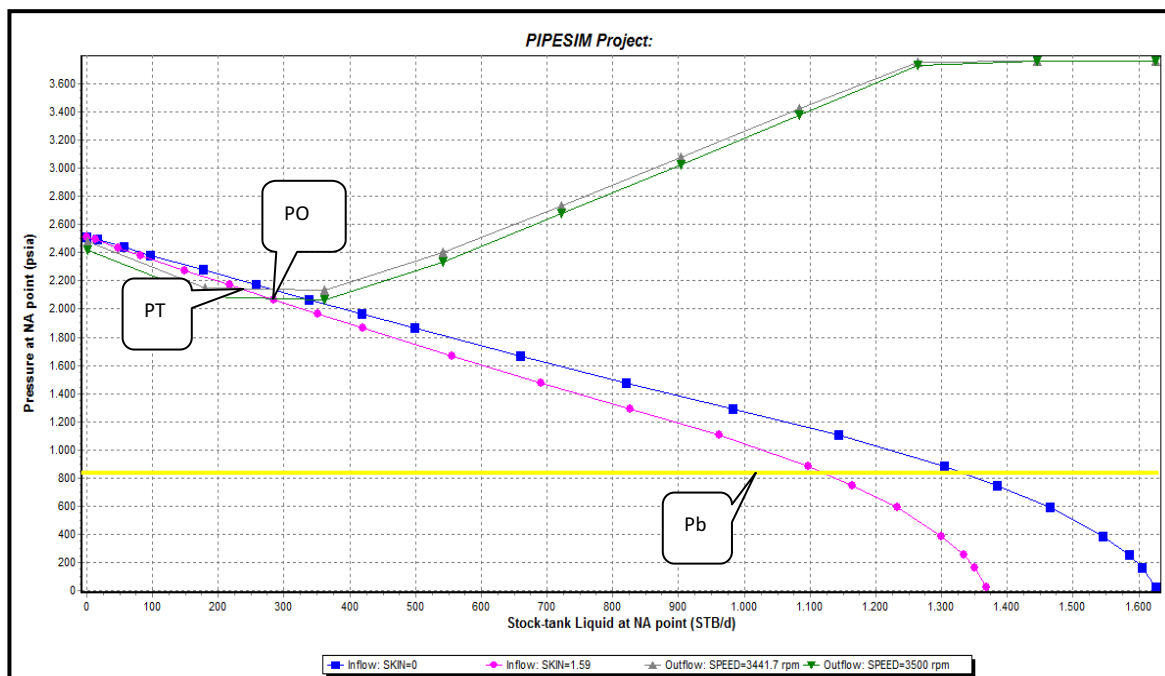
Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010
 Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

En al Fig. 3.30 se presenta el análisis nodal en cabeza, se observa un incremento de presión que afecta la tendencia de la curva *Outflow* (gris) lo que implica una obstrucción en la línea de flujo, corroborando los resultados del análisis de red, que demuestran la carencia de energía suficiente para que la producción de este pozo llegue al *Manifold*. Por otro lado, no se observa tendencia alguna en la curva *Inflow* (rosa). De igual forma, la diferencia entre las curvas *inflow* correspondientes a distintos diámetros de tubería indica que la tubería se encuentra en malas condiciones y no es la más adecuada.

ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES CON-13

A continuación se plantean varios escenarios, destinados a encontrar los parámetros óptimos de operación del pozo que incrementen su producción, cuyos resultados se compilan en la Tabla 3.6.

FIGURA 3.31 SENSIBILIDADES EN FONDO VARIANDO FRECUENCIA Y DAÑO DE FORMACIÓN CON-13



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

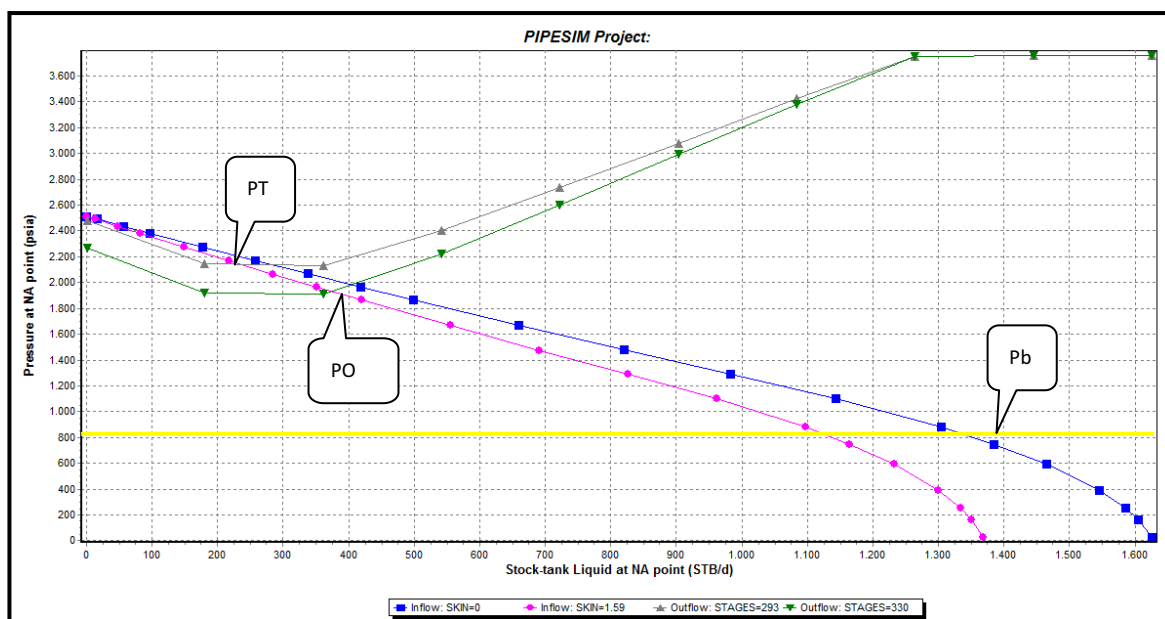
- **Variación de frecuencia de la bomba (*Outflow*)**

Al incrementar la frecuencia de 59 a 60 Hz, Fig. 3.31 se genera una ganancia de 44 BPPD.

- **Remover daño (*Inflow*)**

El daño generado por el programa es $S=1,59$, el cual coincide con el obtenido del último *B'Up*, y al simular la remoción del mismo, se obtiene una ganancia de 49,4 BPPD. Cabe recalcar que al ser el daño relativamente bajo su remoción no es operativamente factible.

FIGURA 3.32 SENSIBILIDADES EN FONDO VARIANDO ETAPAS CON-13



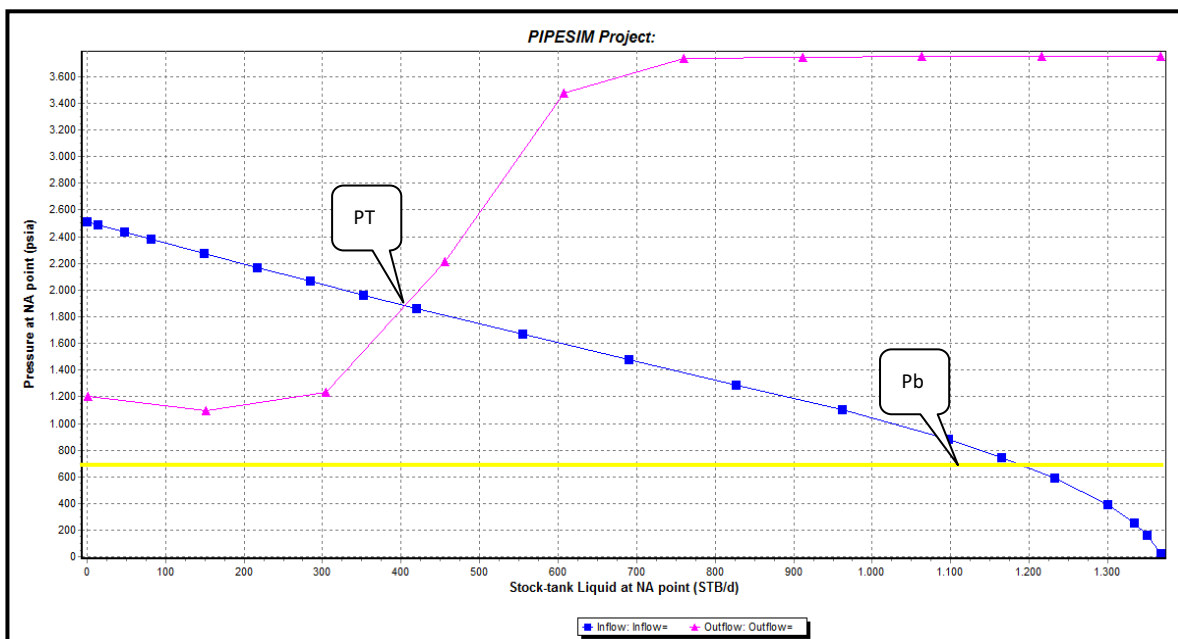
Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

- **Incrementar etapas (*Outflow*)**

La Fig. 3.32 corresponde al análisis considerando un rediseño de BES, en el cual se incrementan las etapas de 293 a 330, generando un incremento de 137 BPPD en la tasa de producción.

FIGURA 3.33 SENSIBILIDADES EN FONDO CAMBIO DE BOMBA CON-13



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

- **Cambio de bomba (*Outflow*)**

En la Fig. 3.33 se aprecia la simulación con el cambio de bomba P6X (actual) por una DN400 o similar, obteniendo un incremento en la producción de 182.46 BPPD.

TABLA 3.6 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CON-13

ALTERNATIVA	BSW	ACTUAL		DESPUÉS		INCREMENTO
		BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
ETAPAS(293-330)	2	233	228,34	373,0	365,54	137,20
DAÑO(1.59-0)	2	233	228,34	283,4	277,75	49,41
FRECUENCIA(59-60)	2	233	228,34	278,3	272,70	44,36
BOMBA	2	233	228,34	486,4	476,69	248,35
CAMBIO TUBERIA	2	233	228,34	419,2	410,79	182,46

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

Al comparar las curvas *outflow* de la Fig. 3.33 (bomba nueva) con la Fig. 3.31 (bomba anterior) se puede concluir que en el primer caso la bomba no realiza un

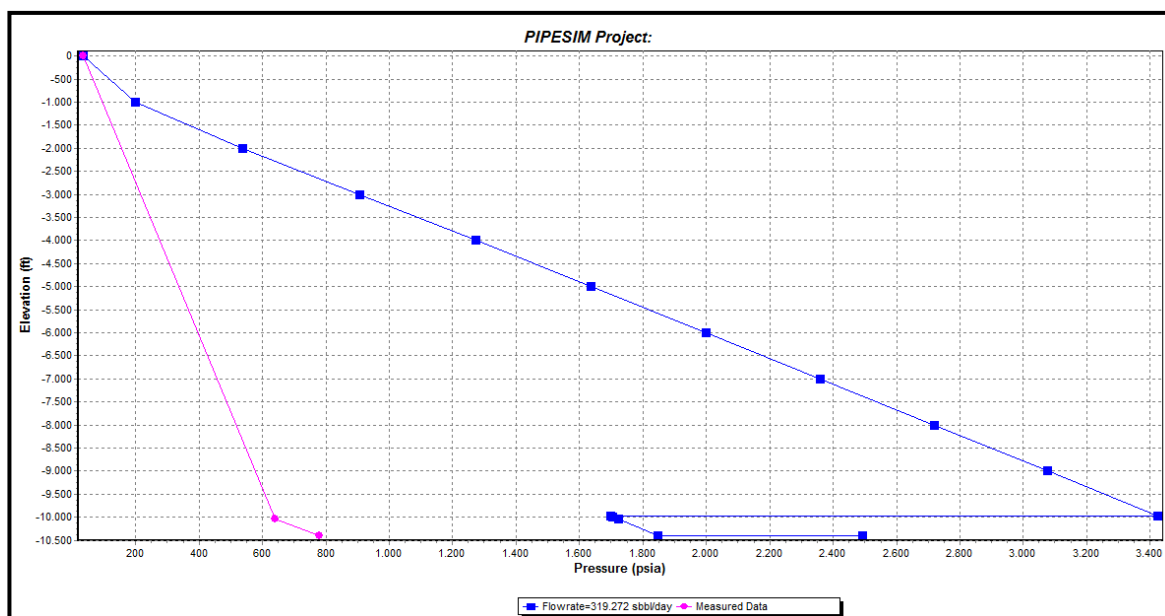
aporte significativo al poseer una tendencia casi horizontal, a diferencia de la nueva bomba que trabaja de una manera eficiente.

3.7 ANÁLISIS NODAL POZO CON-14

Este pozo se encuentra produciendo de dos arenas T Inferior y T Superior, por ende el análisis depende de las propiedades particulares de cada arena, las cuales, se encuentran diferenciadas en el anexo 4, el modelo a usarse para la simulación será el de multicapa, el cual permite determinar la existencia de flujo cruzado.

La arena T Inferior junto con la arena T Superior presentan una producción de 335 BFPD, la cual ha sido diferenciada, para la primera el aporte corresponde a 228 BFPD y para la segunda a 107 BFPD, los daños se los debe considerar por separado al tratarse de dos arenas con características diferentes, la primera presenta un $S=0,43$ y la segunda $S=1,8$. Igualmente, se conoce que la bomba se encuentra dentro del rango operativo por lo que no será necesario un rediseño de la misma.

FIGURA 3.34 PERFIL PRESIÓN-PROFUNDIDAD CON-14 ARENA TI

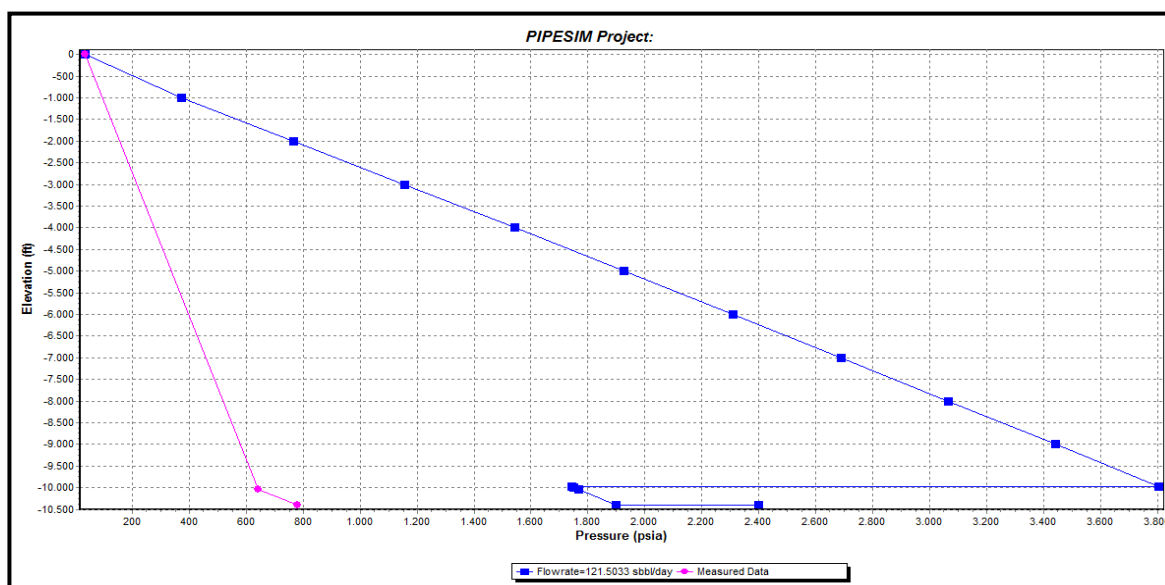


Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

En la Fig. 3.34 y 3.35, se encuentran los perfiles de presión de cada una de las arenas, distinguiendo que existe un buen empate en cabeza y uno deficiente en lo que respecta a las presiones de fondo, esto se debe a que los datos medidos (reales) son generalizados para ambas arenas, a diferencia de los simulados que se los realiza individualmente, obteniendo un buen empate al considerar las arenas en conjunto.

FIGURA 3.35 PERFIL PRESIÓN-PROFUNDIDAD CON-14 ARENA TS



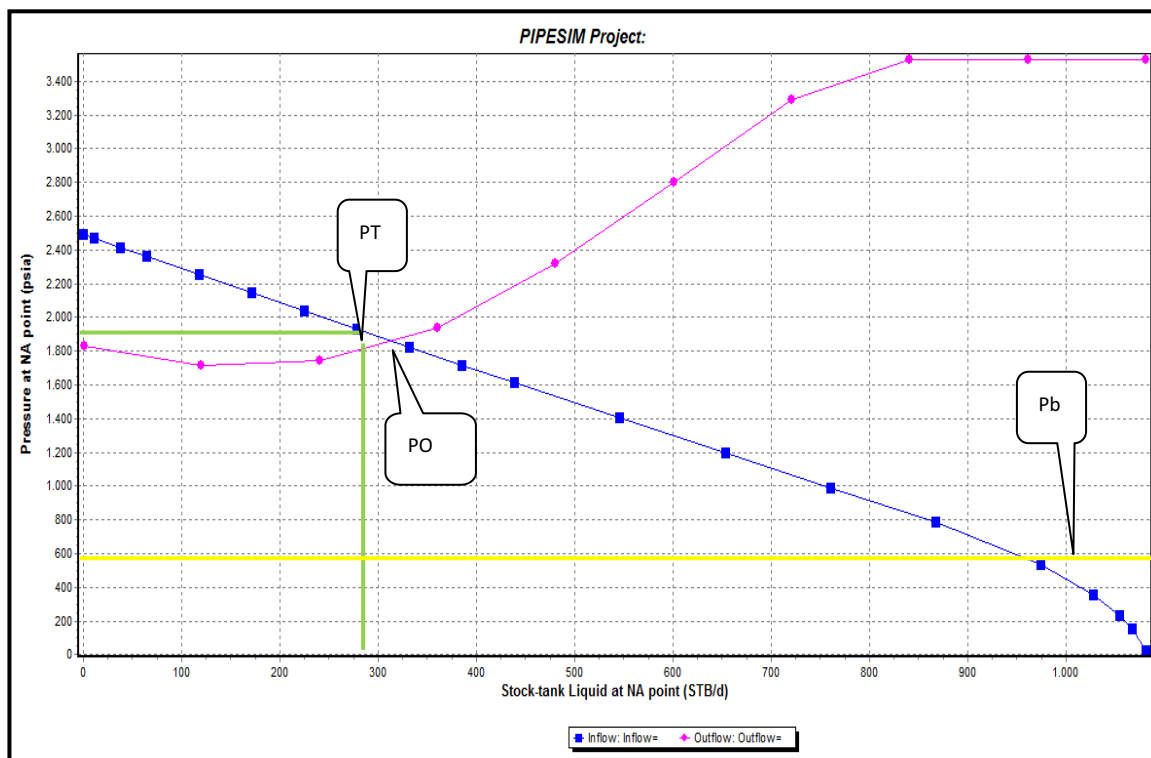
Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

Al simular la producción con una $P_c = 35$ Psi, la arena T Inferior debería producir 319,2 BFPD, mientras que la T Superior 121,5 BFPD, indicando que ambas arenas presentan pérdidas en el yacimiento, estas pérdidas pueden ser atribuidas al daño de formación o en su defecto a la posibilidad de flujo cruzado, donde la arena de mayor presión filtra fluidos a la de menor presión, en este caso, la T superior.

En los análisis nodales (Fig. 3.36 y 3.37) no se consideran los datos de $B'Up$ del 21 de marzo del 2004, para la arena T Inferior y del 11 de mayo del 2004 para la arena T Superior, por ser datos no actualizados.

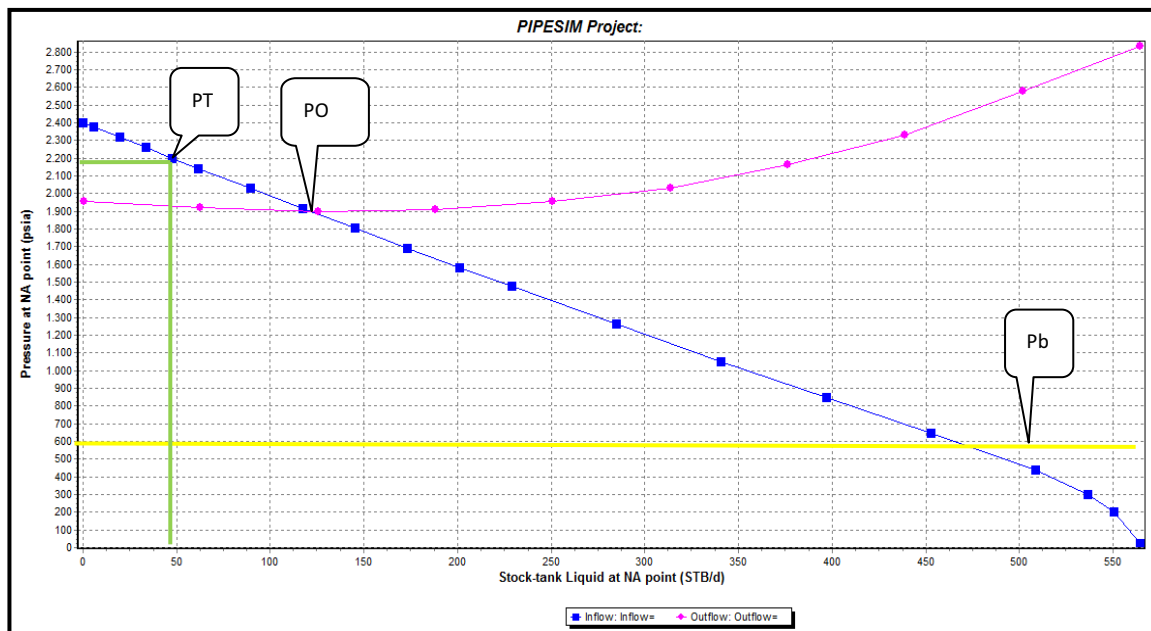
FIGURA 3.36 ANÁLISIS NODAL EN FONDO CON-14 ARENA TI



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

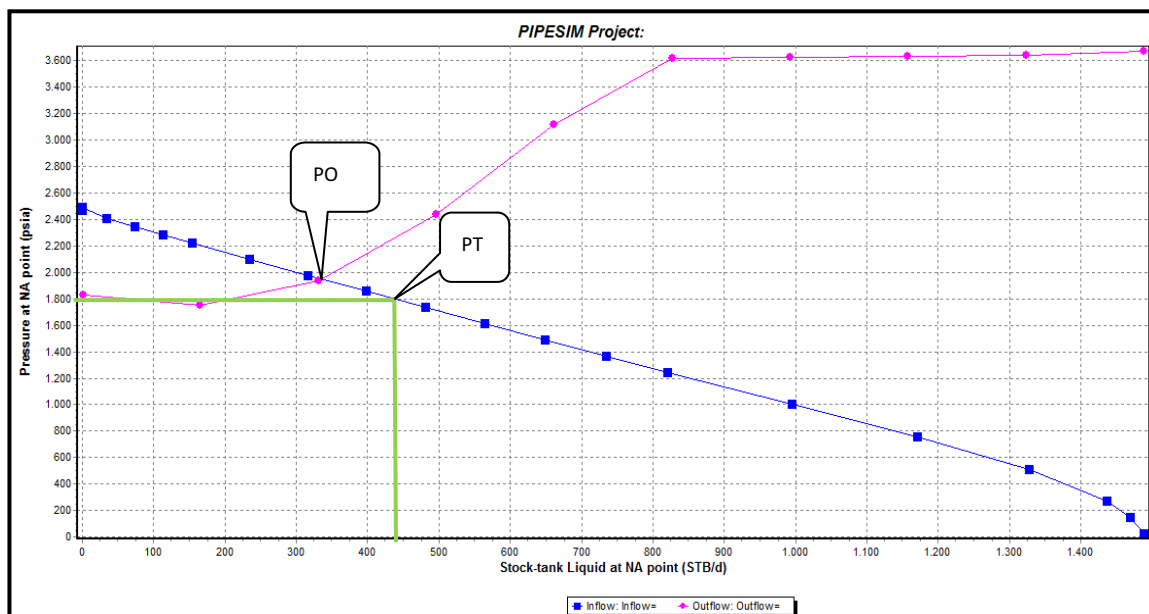
FIGURA 3.37 ANÁLISIS NODAL EN FONDO CON-14 ARENA TS



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

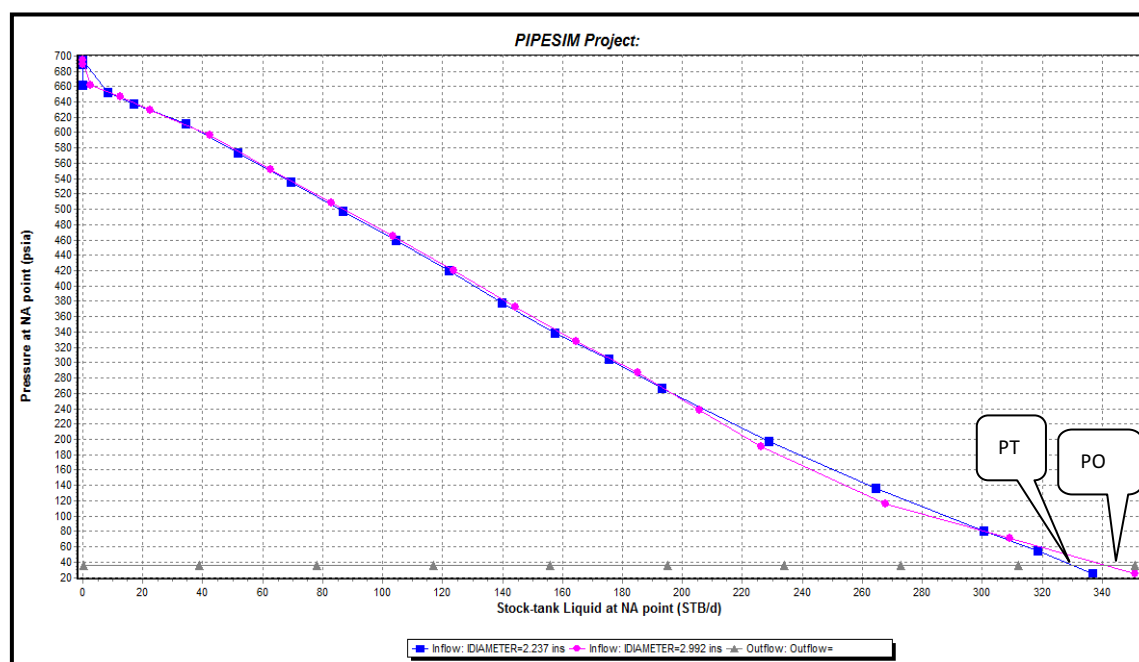
FIGURA 3.38 ANÁLISIS NODAL EN FONDO CON-14 ARENA TS + TI



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

FIGURA 3.39 ANÁLISIS NODAL EN CABEZA CON-14



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

En la Fig. 3.38, se analiza en conjunto las dos arenas, observándose que la intersección entre la curva *outflow* con la *inflow* genera una tasa de producción, de

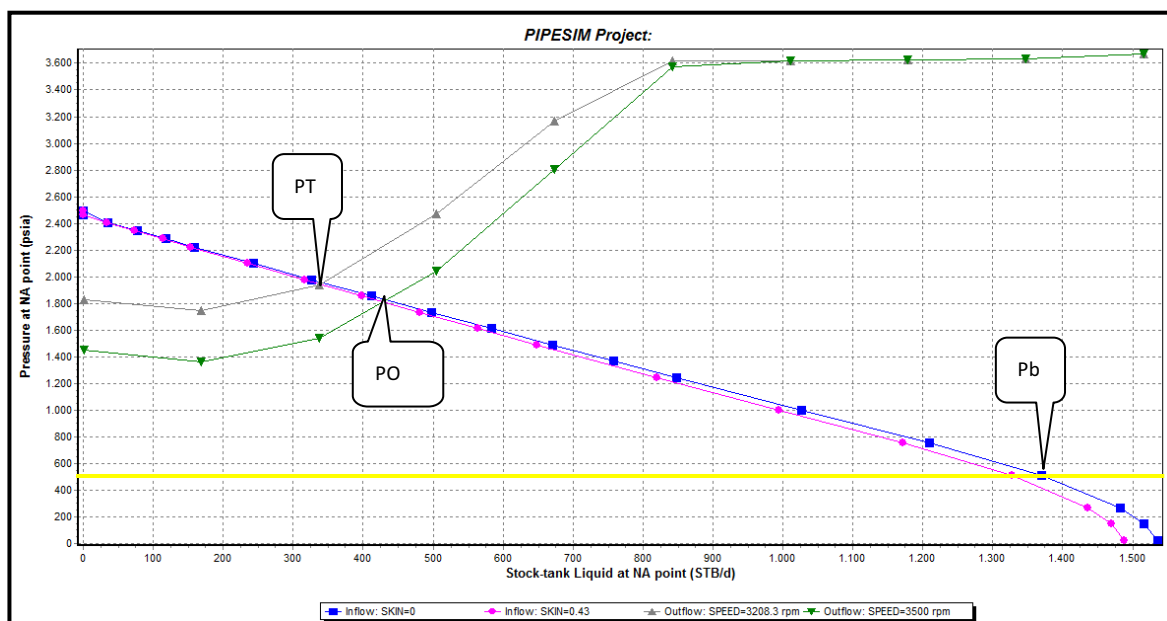
330 BFPD, diferente del resultado de la adición de las tasas de producción por arena ($Q_{T Inferior}=320$ BFPD, $Q_{T Superior}=120$ BFPD), por lo que podría existir flujo cruzado entre estas dos arenas.

Analizando la Fig. 3.39 se consideran despreciables las pérdidas de presión en la línea de flujo, debido a que la curva *outflow* (gris) carece de pendiente. Por otro lado, en la curva *inflow* (rosa) se observa una mínima inflexión, lo que significa que existe un buen diseño de la tubería de producción, y al simular una variación de diámetros se deduce que la tubería se encuentra en perfectas condiciones, puesto que las curvas *inflow* (rosa y azul) correspondientes a distintos diámetros de tuberías son muy cercanas.

ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES CON-14

A continuación se plantean varios escenarios, destinados a encontrar los parámetros óptimos de operación del pozo que incrementen su producción, cuyos resultados se compilan en la Tabla 3.7.

FIGURA 3.40 SENSIBILIDADES EN FONDO VARIANDO FRECUENCIA Y DAÑO DE FORMACIÓN CON-14 ARENA TI



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

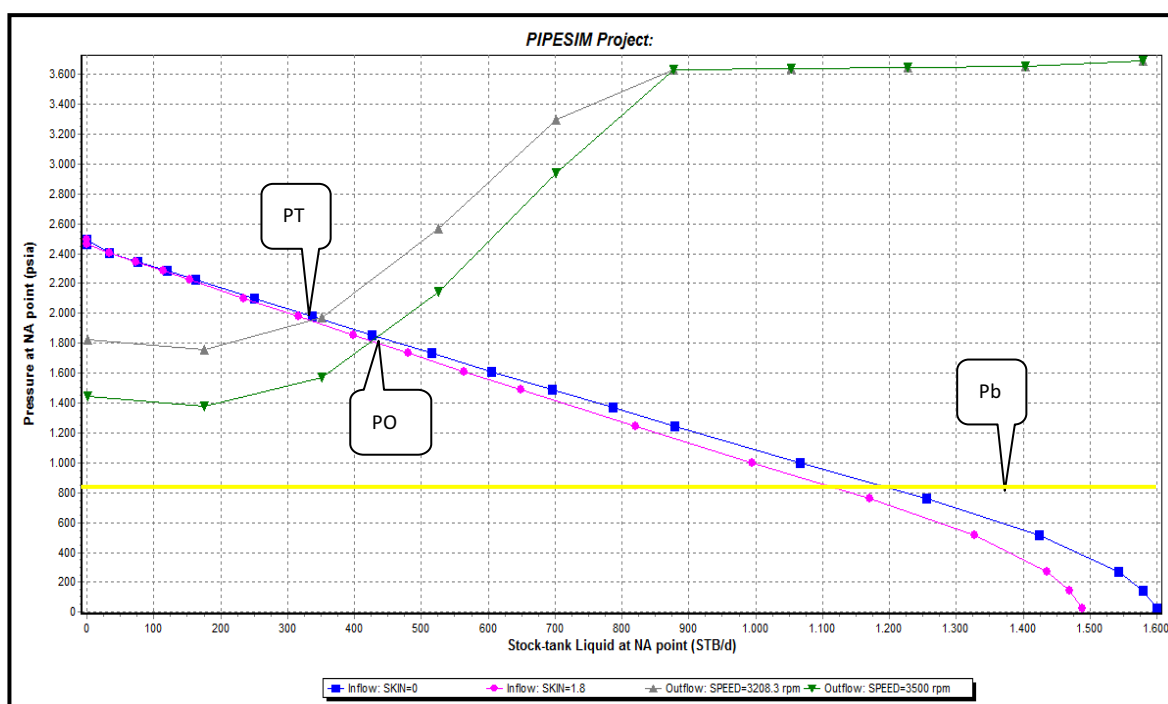
Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

Debido a que el pozo produce con una sola bomba y de igual forma su completación no hace distinción entre la producción de una arena u otra, los análisis de las curvas *outflow* abarcan ambas arenas a diferencia de la curva *inflow* donde el análisis considera parámetros por separado.

- Variación de frecuencia de la bomba, arena T inferior y T superior (*Outflow*)

Al simular la variación de la frecuencia de 55 a 60 Hz, se genera una ganancia de 98,78 BPPD. Al diferenciar la producción por arenas, se obtiene que la primera, aporta 73.24 BPPD y la segunda aporta 25,54 BPPD. (Fig. 3.40 y 3.41).

FIGURA 3.41 SENSIBILIDADES EN FONDO VARIANDO FRECUENCIA Y DAÑO DE FORMACIÓN CON-14 ARENA TS



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

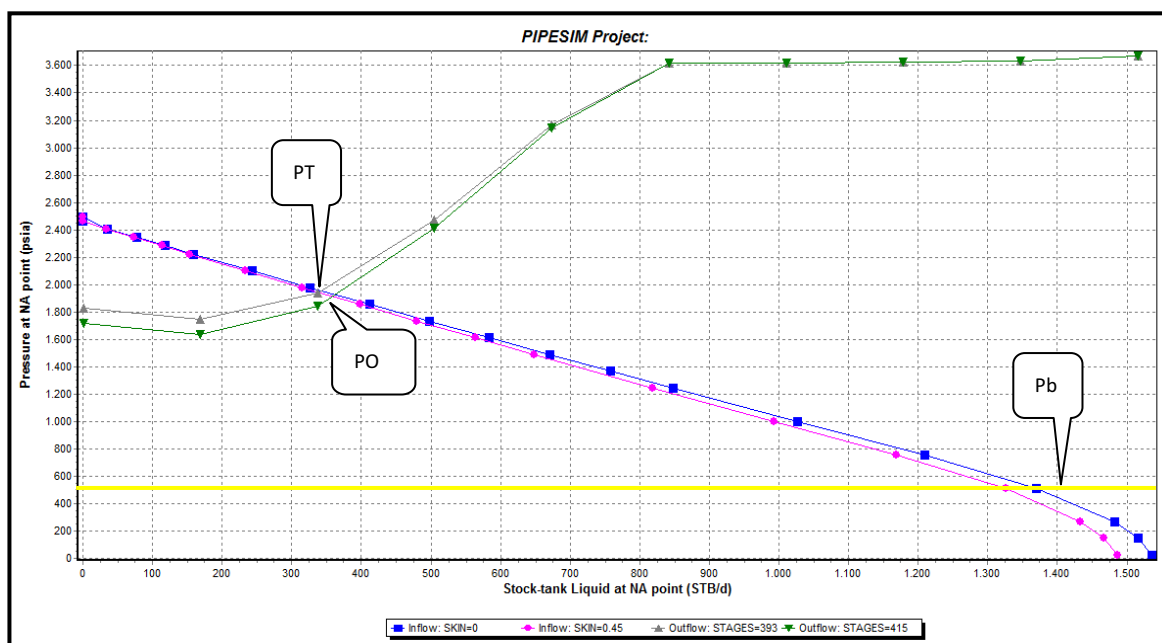
- Remover daño, arena T Inferior y T superior (*Inflow*)

Con ayuda del software se simuló el daño para ambas arenas obteniendo los valores $S=0,43$ para la arena TI y $S=1,8$ para la arena TS, al ser estos daños muy

pequeños no se recomienda la remoción de los mismos, generando una ganancia de tan solo 5.7 BPPD (Fig. 3.40) y 8,43 BPPD (Fig. 3.41) respectivamente.

Para la Fig. 3.40 y la Fig. 3.41 se evidencia que la sensibilidad de daños no es viable, debido a que las curvas *inflow* (rosa y azul) se intersecan con la curva *outflow* (gris) prácticamente en puntos muy similares, y la variación en las tendencias de las curvas es mínima.

FIGURA 3.42 SENSIBILIDADES EN FONDO VARIANDO ETAPAS CON-14 ARENA TI



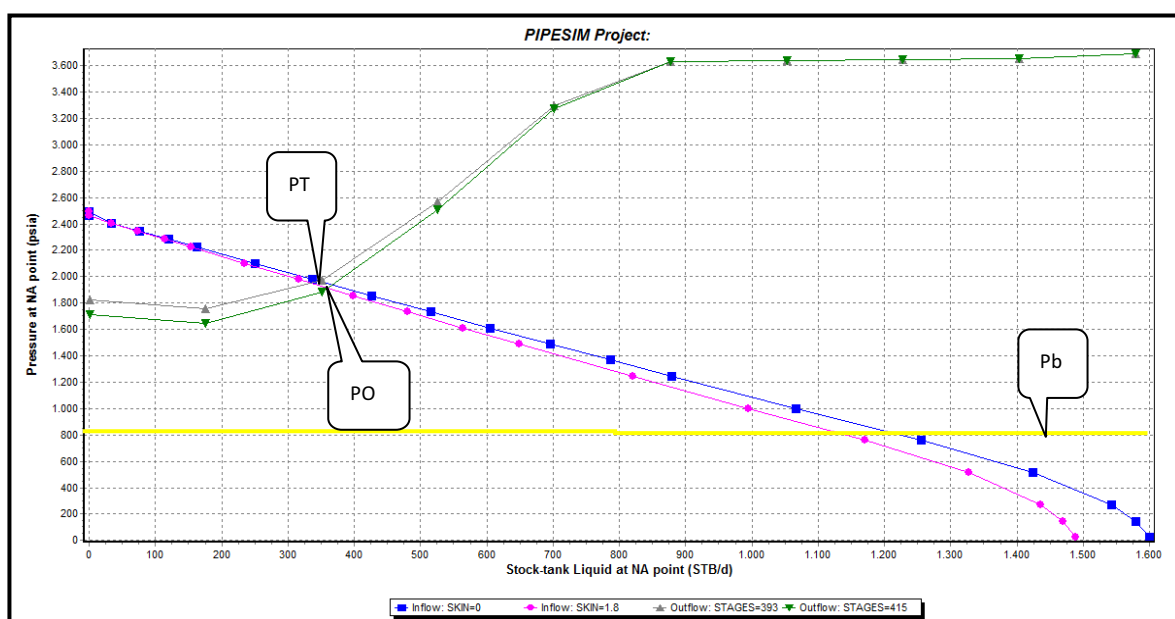
Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

- Incrementar etapas de la bomba, arena T Inferior y T superior (*Outflow*)

Al incrementar las etapas de la bomba, de 360 a 394 etapas, se obtiene un incremento en 14,52 BPPD en TI y 6,81 BPPD en TS, como se aprecia en las Fig. 3.42 y 3.43 respectivamente, lo que confirma un buen diseño de la bomba.

FIGURA 3.43 SENSIBILIDADES EN FONDO VARIANDO ETAPAS CON-14 ARENA TS



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

TABLA 3.7 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CON-14

ALTERNATIVA	BSW	ACTUAL		DESPUÉS		INCREMENTO
		BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
ETAPAS TI (393-415)	14	228	196,08	244,9	210,6	14,52
ETAPAS TI (393-415)	14	107	92,02	114,9	98,83	6,82
DAÑO TI(0.43-0)	14	228	196,08	341,6	201,782	5,70
DAÑO TS(1.8-0)	14	107	92,02	116,3	100,456	8,44
FRECUENCIA TI (55-60)	14	228	196,08	290,7	250,515	73,23
FRECUENCIA TS (55-60)	14	107	92,02	136,7	117,56	25,54

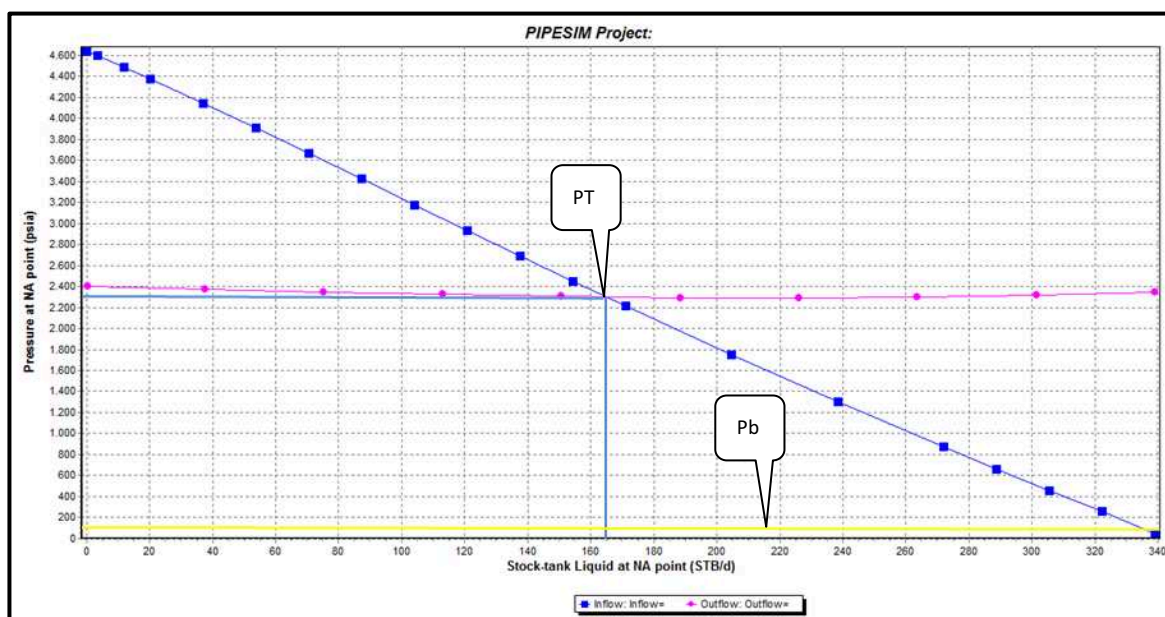
Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

3.8 ANÁLISIS NODAL POZO CON-15

Este pozo se encuentra produciendo 164 BFPD de la arena Hollín Inferior con un $S=1,29$ el mismo que está implícito en la IPR de la Fig. 3.44, estos datos se presentan en el anexo 4. En este pozo la BES se encuentra fuera de su rango operativo de 400-900 BFPD, por lo que un rediseño se considera necesario.

En la Fig. 3.44 se aprecia que la curva *outflow* (rosa) es prácticamente horizontal, lo que indica que la bomba no está realizando el trabajo para el cual fue diseñada, por lo que resulta necesario un rediseño de la misma, además la curva *inflow* (azul) posee una tendencia recta debido a la baja presión de burbuja de la arena Hollín. No se consideró como punto de referencia los valores del último *B'Up*, ya que estos datan de 5 años atrás.

FIGURA 3.44 ANÁLISIS NODAL EN FONDO CON-15



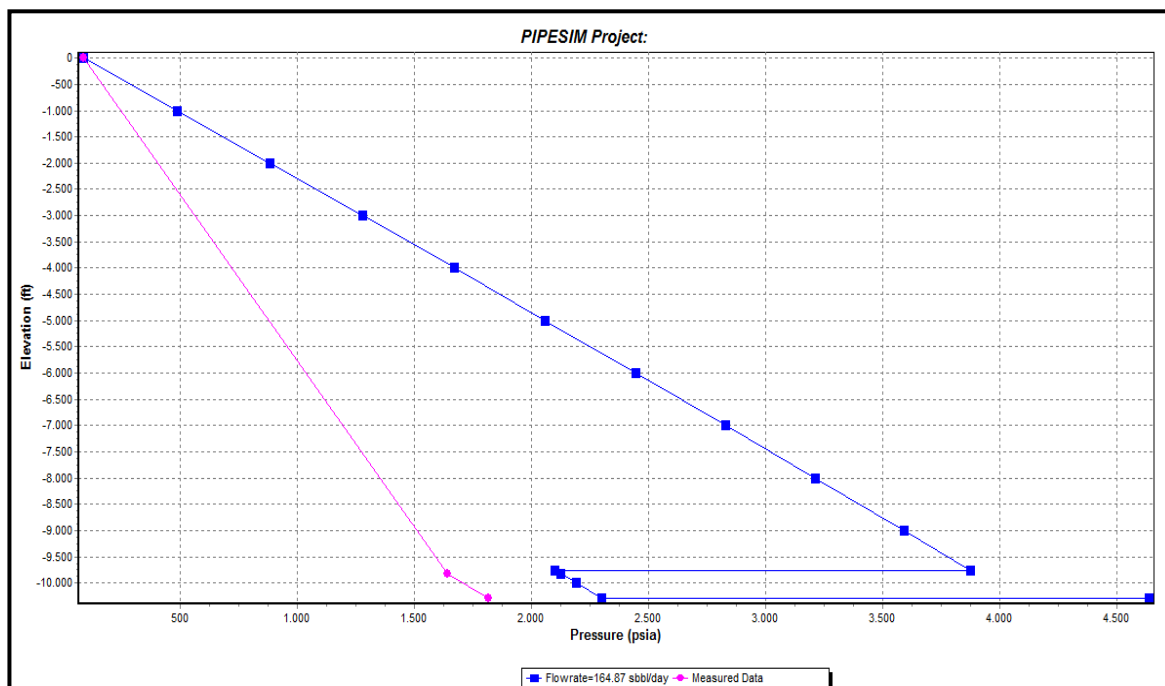
Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

En la Fig. 3.45 se observa el empate del perfil de presiones, con una pequeña variación en las presiones de fondo, esto puede atribuirse a problemas en el sensor de fondo, puesto que al simular una producción a $P_c = 90$ Psi, se tiene un caudal de 164,87 BFPD, similar a la tasa actual de producción, concluyendo que el yacimiento no posee problemas.

De la Fig. 3.46, se determina que la línea de flujo no presenta problemas, la curva *outflow* (gris) tiene pendiente igual a 0, de igual manera la tubería de producción está en buenas condiciones y no presenta pérdidas, puesto que no existe inflexiones en la curva de *inflow* y además al simular un diámetro menor, los resultados son similares.

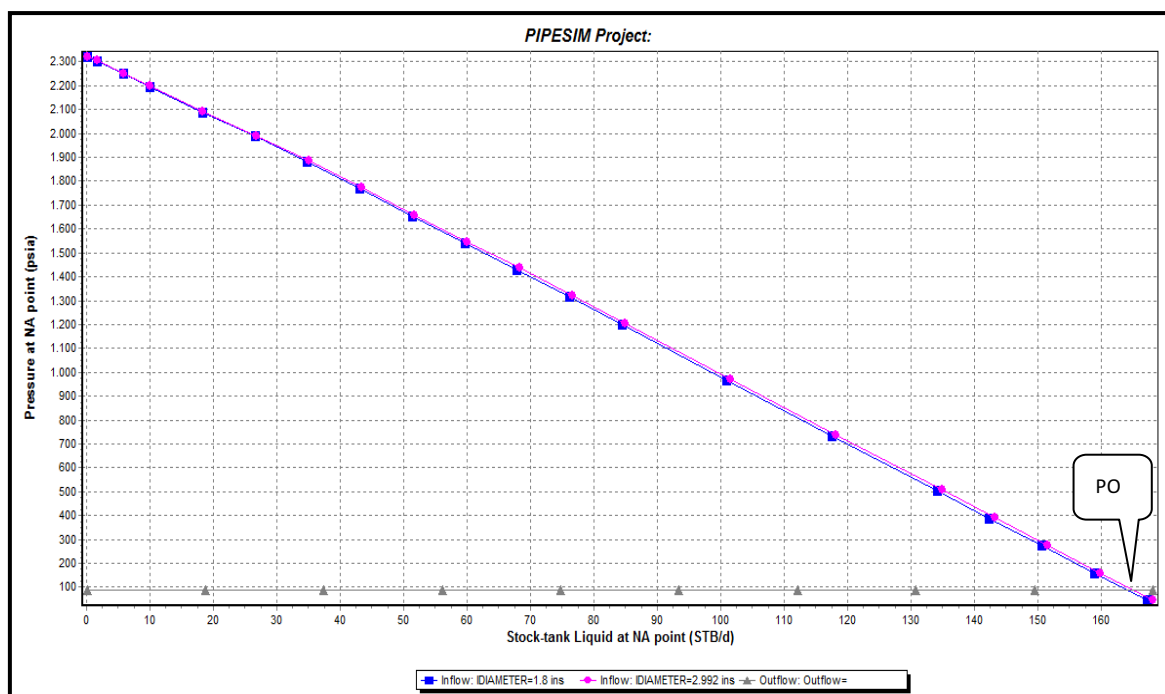
FIGURA 3.45 PERFIL PRESIÓN-PROFUNDIDAD CON-15



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

FIGURA 3.46 ANÁLISIS NODAL EN CABEZA CON-15



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

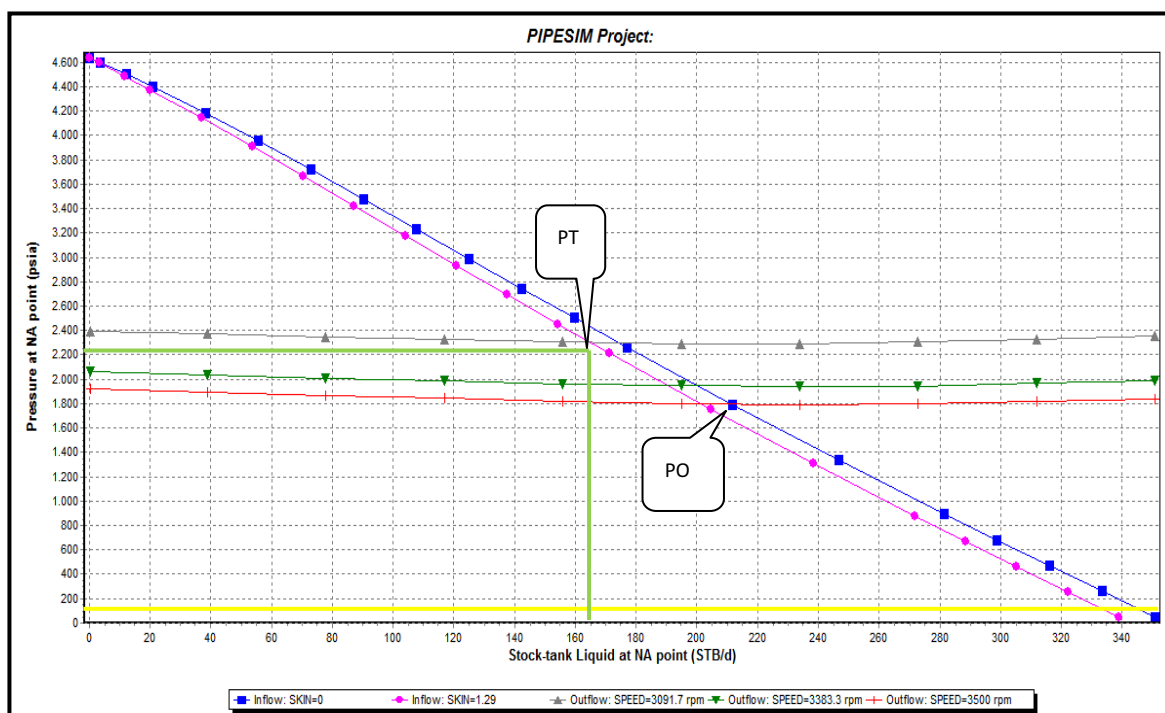
ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES CON-15

A continuación se plantean varios escenarios, destinados a encontrar los parámetros óptimos de operación del pozo que incrementen su producción, dichos resultados se compilan en la Tabla 3.8.

- **Variación de frecuencia de la bomba (*Outflow*)**

La frecuencia se modificó de 53 a 58 y 60 Hz, esto se puede apreciar en la Fig. 3.47, al analizar la intersección entre la curva *inflow* (rosa) y la curva *outflow* (verde), se obtiene una ligera ganancia en la producción en alrededor de 14,8 BPPD, de igual manera con la curva *outflow* (roja) se exhibe una ganancia de alrededor de 20,8 BPPD.

FIGURA 3.47 SENSIBILIDADES EN FONDO VARIANDO FRECUENCIA Y DAÑO DE FORMACIÓN CON-15



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

- **Remover daño (*Inflow*)**

El daño simulado por el software resultó ser $S=1,29$, el cual coincide con el registrado en el último *B'Up*, y al simular la remoción del mismo, se incrementa la producción en alrededor de 6 BPPD, lo que se convierte en una opción poco viable debido a la baja ganancia. (Fig. 3.47)

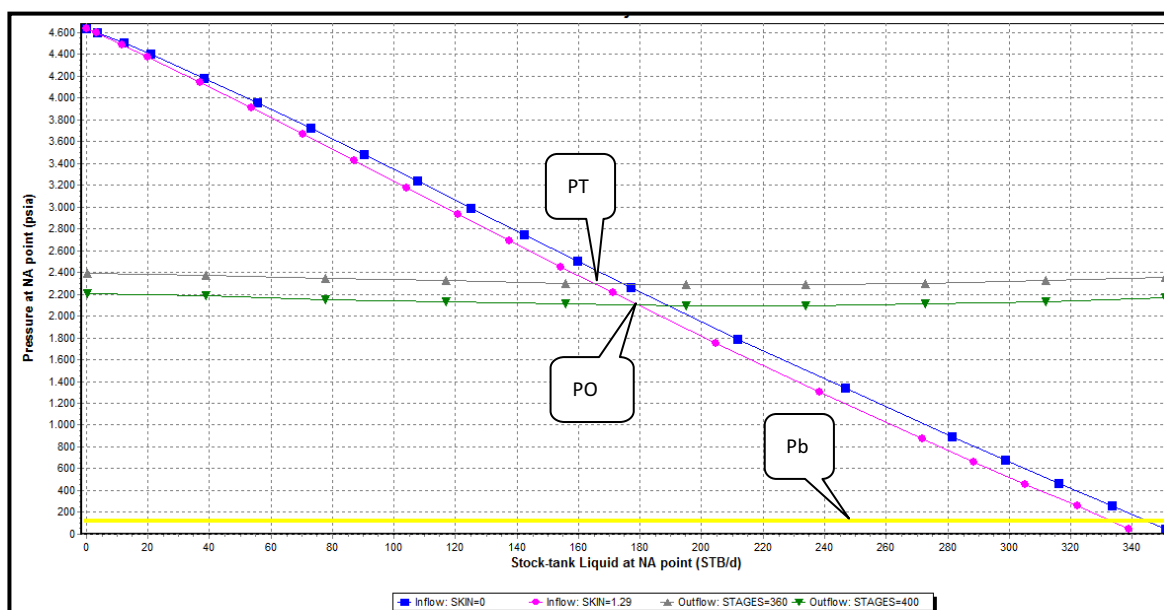
- **Incrementar etapas (*Outflow*)**

En este escenario se simuló el incremento de las etapas de la bomba de 360 a 400, generando una ganancia de 8,7 BPPD en la tasa de producción, como se aprecia en la Fig. 3.48.

- **Cambio de bomba (*Outflow*)**

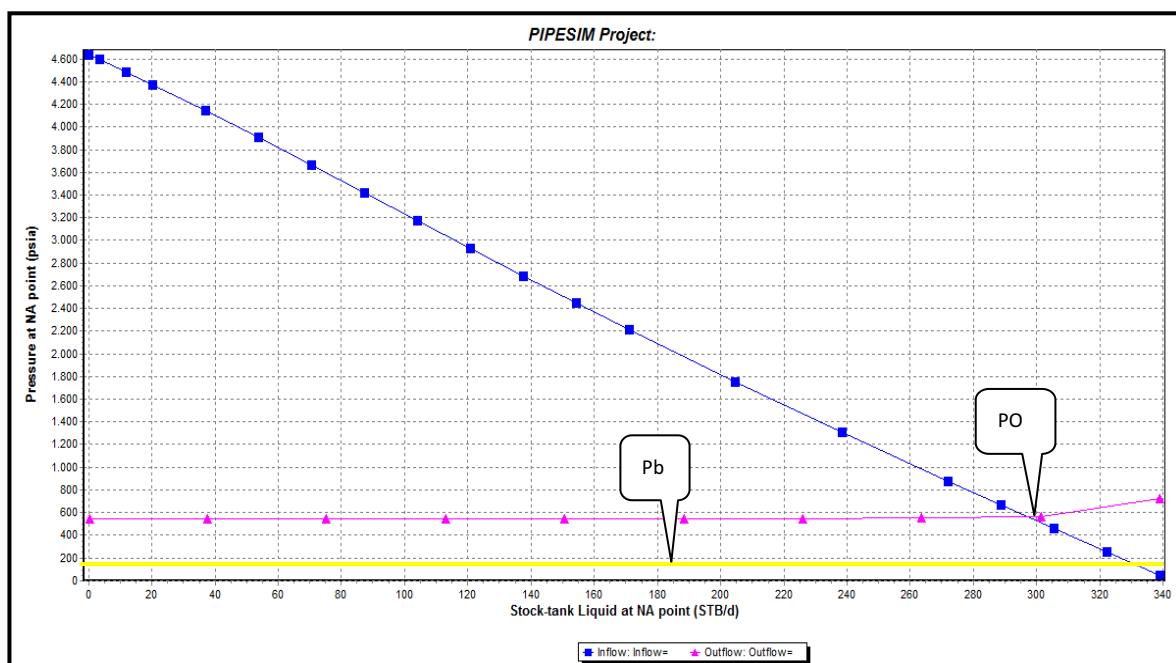
Se simuló la propuesta de cambio de bomba (Fig. 3.49), en donde se aprecia que el rediseño de la bomba P 6X por la bomba TD-150 o similar, implica un incremento en la producción en alrededor de 74,52 BPPD.

FIGURA 3.48 SENSIBILIDADES EN FONDO VARIANDO ETAPAS CON-15



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

FIGURA 3.49 SENSIBILIDADES EN FONDO CAMBIO DE BOMBA CON-15

Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

TABLA 3.8 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CON-15

ALTERNATIVA	BSW	ACTUAL		DESPUÉS		INCREMENTO
		BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
ETAPAS (360-400)	44	164	91,84	179,5	100,4	8,66
DAÑO (1.29-0)	44	164	91,84	174,6	97,79	5,96
FRECUENCIA (53-58)	44	164	91,84	190,5	106,66	14,82
FRECUENCIA (53-60)	44	164	91,84	201,1	112,62	20,78
BOMBA	44	164	91,84	297,1	166,36	74,52

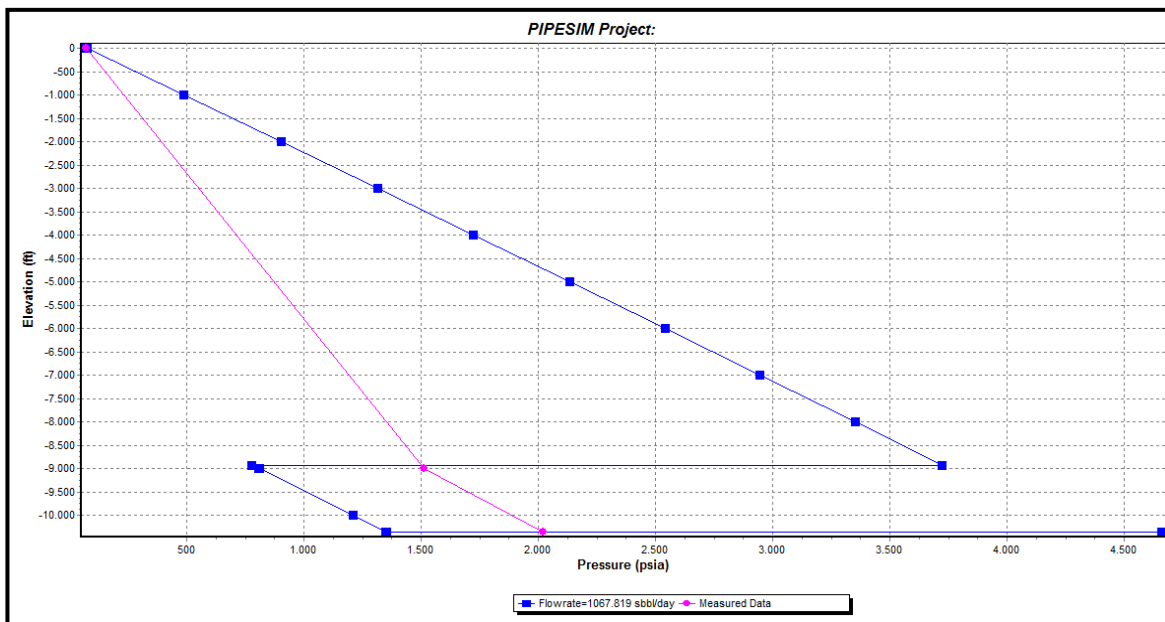
Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

3.9 ANÁLISIS NODAL POZO CON-18

Este pozo se encuentra produciendo de dos arenas Hollín Inferior y Hollín Superior, el análisis depende de las propiedades particulares de cada arena, dichas propiedades se presentan de manera diferenciada en el anexo 4, al igual que para él CON-14 se usará el modelo multicapa. La producción de las dos arenas en conjunto es de 1082 BFPD, y al diferenciar cada aporte se obtiene 904

BFPD con un daño S=36 para la arena Hi y 177 BFPD con un daño S=16 para la arena Hs. La bomba se encuentra trabajando dentro de su rango operativo.

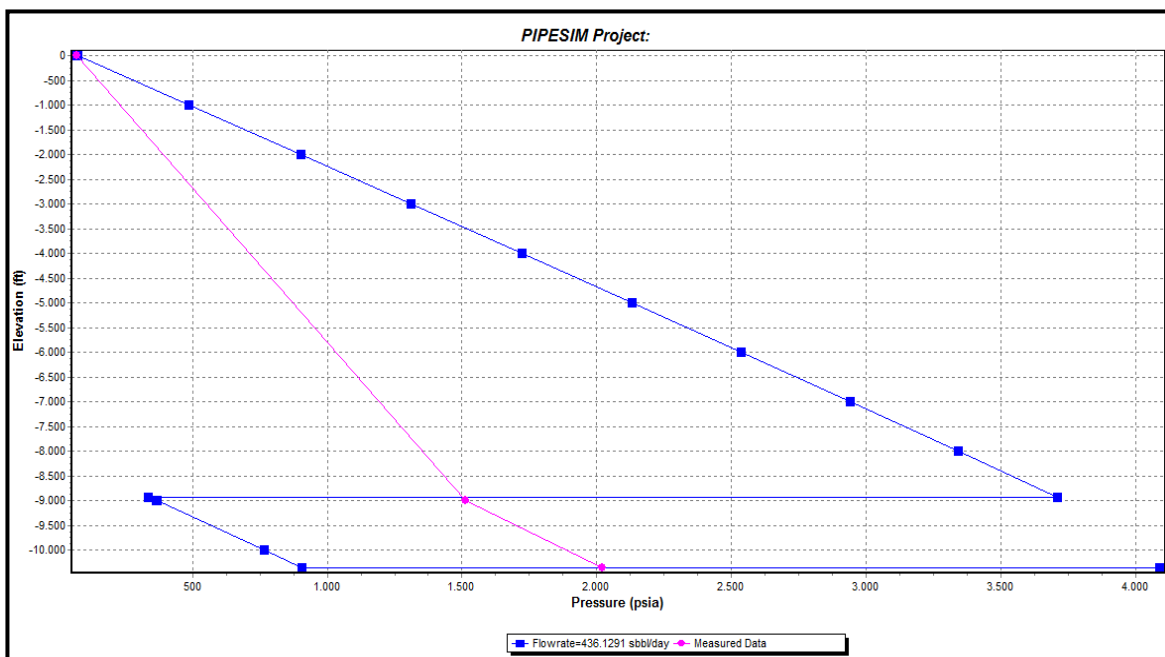
FIGURA 3.50 PERFIL PRESIÓN-PROFUNDIDAD CON-18 ARENA HI



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

FIGURA 3.51 PERFIL PRESIÓN-PROFUNDIDAD CON-18 ARENA HS



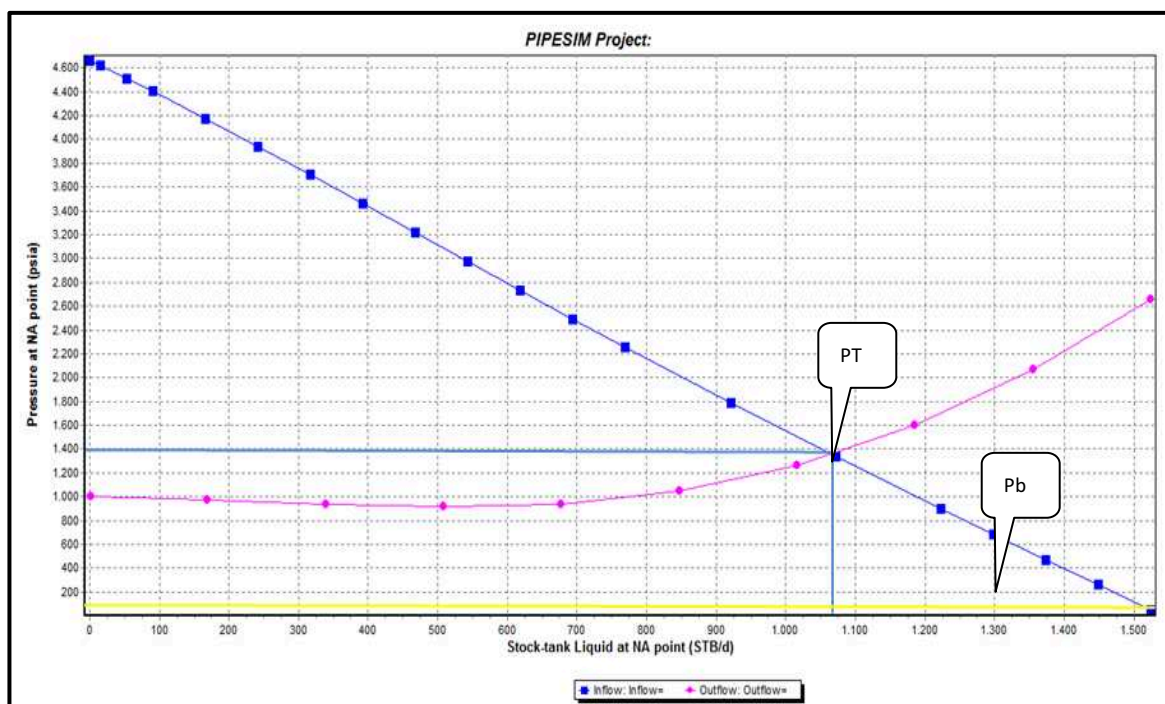
Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

En las Fig. 3.50 y 3.51 se generan los perfiles de presión de cada una de las arenas, presentando un buen empate en las presiones de cabeza y uno escaso con respecto a las presiones de fondo, debido a que los datos medidos por el sensor equivalen al aporte de las dos arenas, a diferencia de los simulados que se los realiza individualmente.

Una vez simulada la producción con una $P_c=72$ Psi, la arena Hollín inferior debería producir 1067 BFPD, mientras que la Hollín Superior 436 BFPD, deduciendo que las pérdidas del pozo se encuentran en el yacimiento, debido a dos factores que son: el daño de formación y la presencia de flujo cruzado, el cual se analizará posteriormente.

FIGURA 3.52 ANÁLISIS NODAL EN FONDO CON-18 ARENA HI



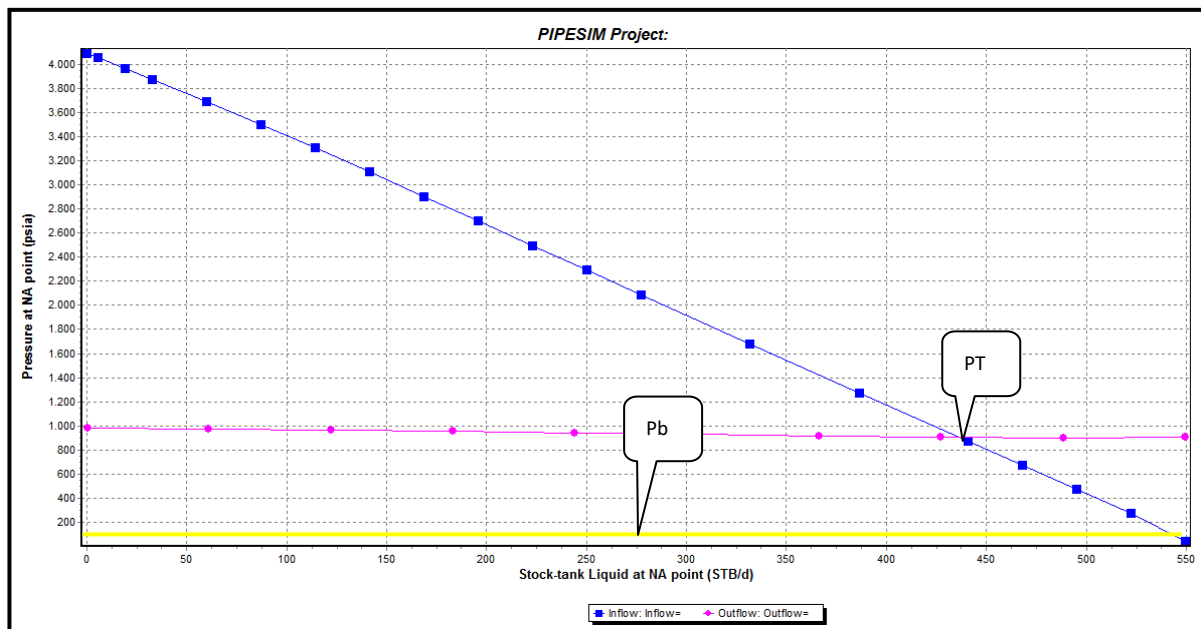
Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

En la prueba de presión realizada el 13 de Marzo del 2003 (*Build Up*), se obtiene una producción de 1370 BFPD de la arena HI, con una presión de fondo fluente de 2493 Psi, y del 12 de Octubre de 1994 correspondiente a HS, una producción de 2281 BFPD con una presión de fondo fluente de 2856 Psi, pese a tratarse de

la arena Hollín estos datos no serán considerados dentro del análisis nodal de las Fig. 3.52 y 3.53 al considerar las fechas de dichas pruebas de presión.

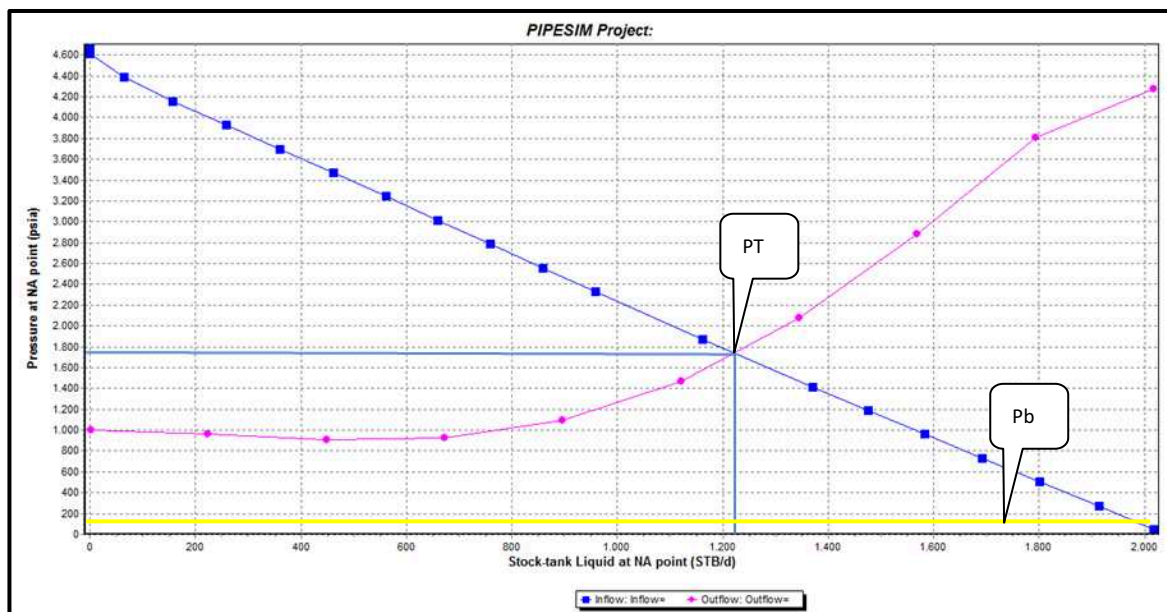
FIGURA 3.53 ANÁLISIS NODAL EN FONDO CON-18 ARENA HS



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

FIGURA 3.54 ANÁLISIS NODAL EN FONDO CON-18 ARENA HS + HI



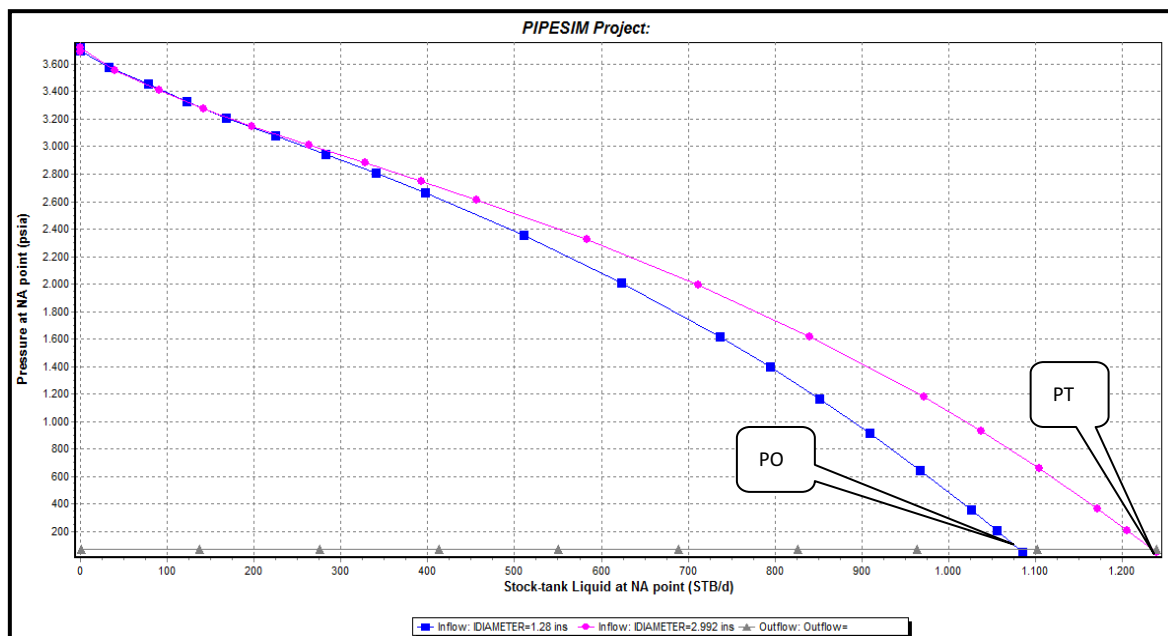
Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

En la Fig. 3.54, se analiza en conjunto las dos arenas y se determina que su tasa de producción es de 1230 BFPD, la cual difiere de la tasa de producción resultante de la adición de las dos arena 1503,8 BFPD, por lo que se corrobora la presencia de flujo cruzado, pese a la existencia de flujo cruzado ambas arenas aportan fluidos al total de la producción.

En la Fig. 3.55 se aprecia que no existen pérdidas de presión en la línea de flujo, debido a que la curva *outflow* (gris) carece de pendiente. Por otro lado, en la curva *inflow* (rosa) se observa una ligera inflexión lo que indica que la tubería escogida no es la más adecuada, seguida de una deflexión, la cual se presenta por la transición de propiedades de una capa a otra. Finalmente, al realizar una simulación de variación de diámetros el resultado se vuelve representativo debido a que ambas curvas *inflow* (rosa y azul) se intersecan con la curva *outflow* con una diferencia de 150 BFPD, concluyendo que existe una obstrucción a nivel de la tubería de producción y/o yacimiento.

FIGURA 3.55 ANÁLISIS NODAL EN CABEZA CON-18



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES CON-18

En las siguientes secciones se plantean diferentes propuestas dentro del análisis de sensibilidades, que pueden repercutir favorablemente en la producción del pozo CON-18, dichas ganancias se compilan en la Tabla 3.9.

Debido a que el pozo produce con una sola bomba y de igual forma su completación no hace distinción entre la producción de una arena u otra, los análisis de las curvas *outflow* abarcan ambas arenas, a diferencia de la curva *inflow* donde el análisis considera parámetros por separado.

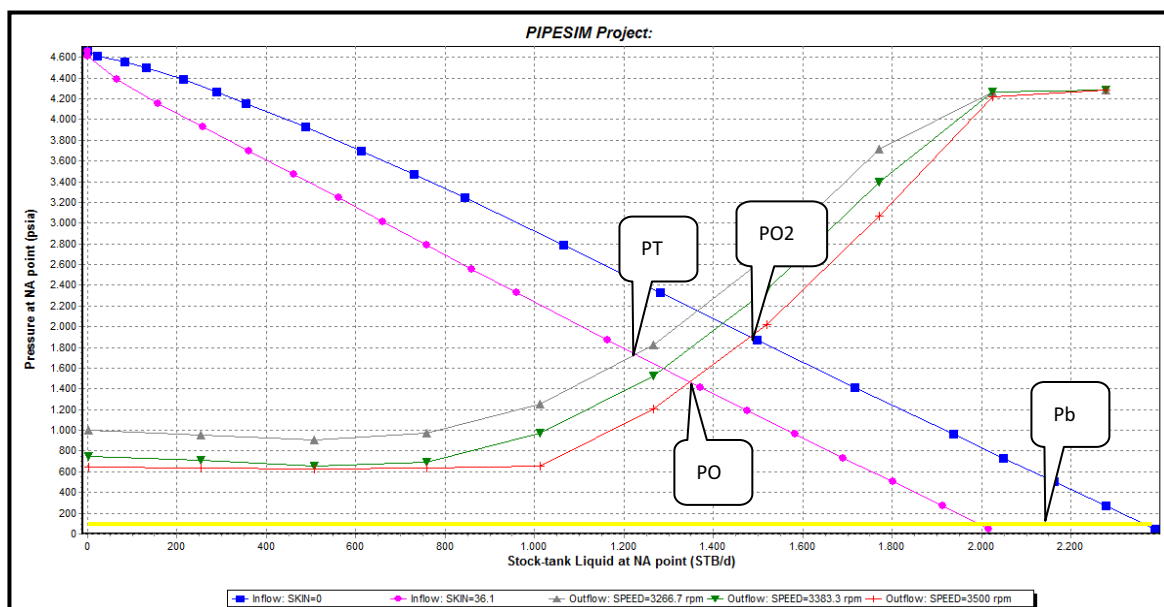
- **Variación de frecuencia de la bomba, arena Hollín Inferior y Superior (*Outflow*)**

Se varió la frecuencia de 56 a 58 y 60 Hz, estas variaciones afectan a ambas arenas, conservando los daños implícitos de $S=36$ y $S=16$ para la HS y HI, respectivamente. Con la curva del daño actual $S=36$ (Fig. 3.56), al variar la frecuencia de la bomba a 58 y 60 Hz, se observa un incremento de 43,23 BPPD y 55,50 BPPD, respectivamente. Y con la curva del daño actual $S=16$ (Fig. 3.57), al variar la frecuencia de la bomba en 58 Hz y 60 Hz, se observa un incremento de 8,49 BPPD y 10,90 BPPD, respectivamente.

- **Remover daño, arena Hollín Inferior y Superior (*Inflow*)**

Al simular el daño con ayuda del PIPESIM se obtiene valores de $S=36$ y $S=16$, los cuales son idénticos a los generados con *B'Up*, y al simular la remoción de los mismos se generan ganancias de 70,47 BPPD (Fig. 3.56) y 48,14 BPPD (Fig. 3.57) respectivamente. Al ser estos daños muy elevados esta constituye la mejor opción a considerar.

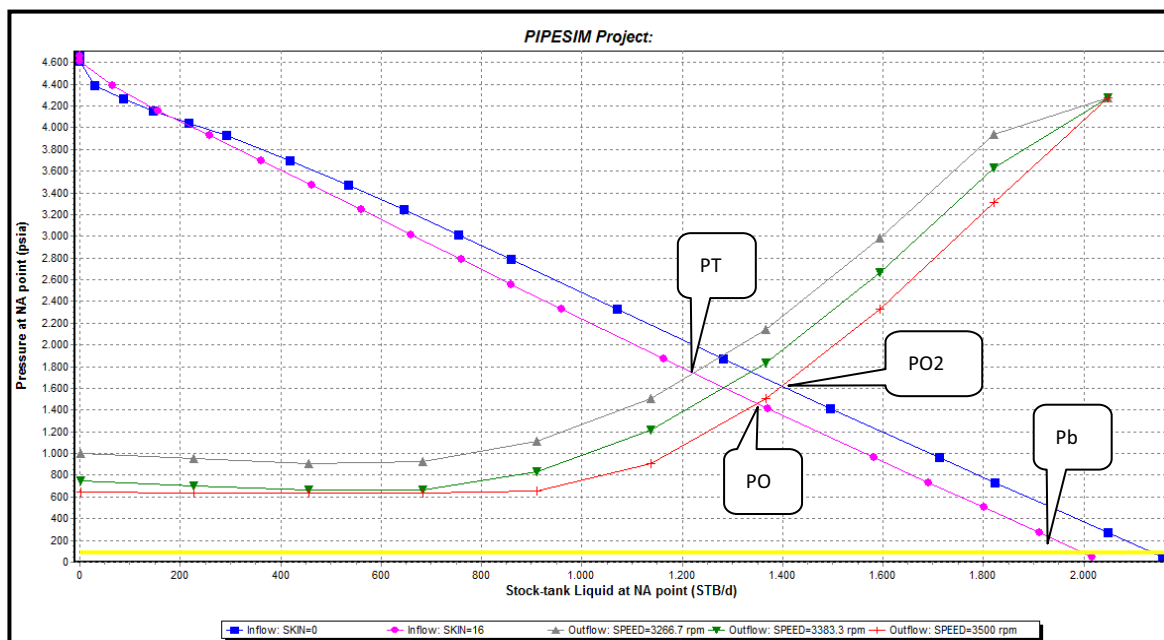
FIGURA 3.56 SENSIBILIDADES EN FONDO VARIANDO FRECUENCIA Y DAÑO DE FORMACIÓN CON-18 ARENA HI



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

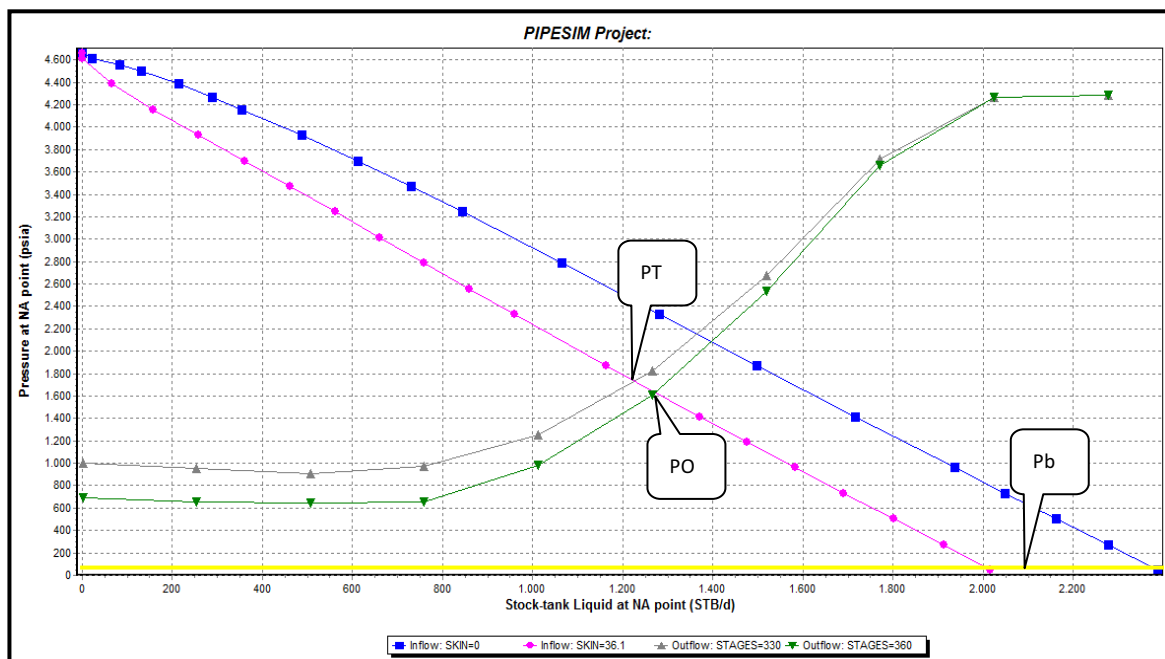
FIGURA 3.57 SENSIBILIDADES EN FONDO VARIANDO FRECUENCIA Y DAÑO DE FORMACIÓN CON-18 ARENA HS



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

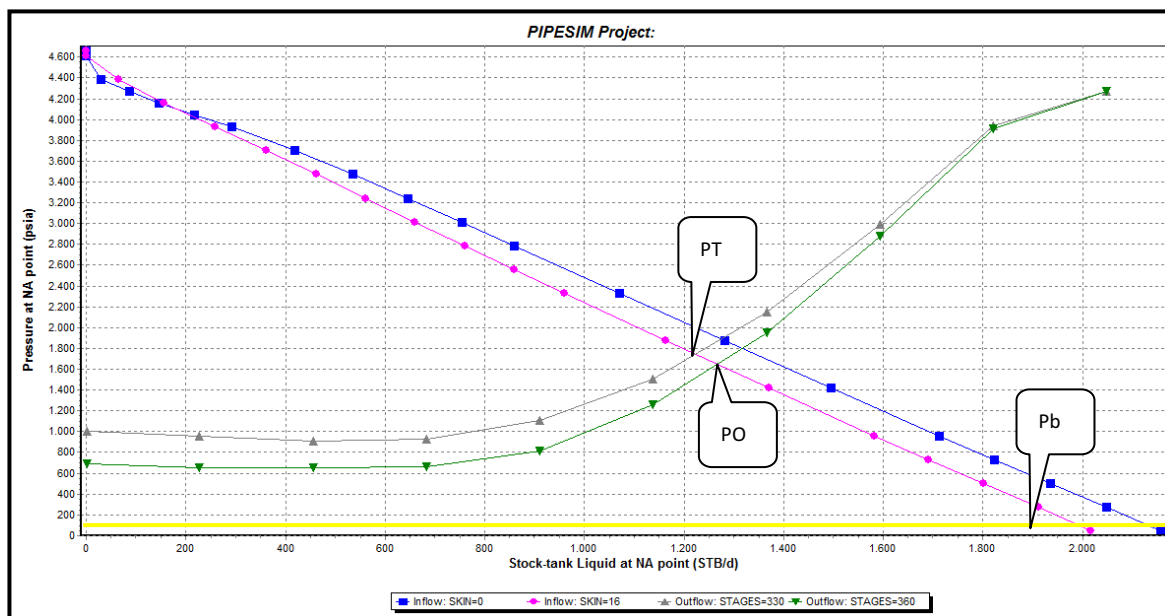
FIGURA 3.58 SENSIBILIDADES EN FONDO VARIANDO ETAPAS CON-18 HI



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

FIGURA 3.59 SENSIBILIDADES EN FONDO VARIANDO ETAPAS CON-18 HS



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

- Incrementar etapas de la bomba, arena Hollín Inferior y Superior (*Outflow*)

Se simuló un incremento en las etapas de la bomba de 330 a 360, representados en la Fig. 3.58 y 3.59, generando una ganancia de 38,46 BPPD y 7,55 BPPD.

TABLA 3.9 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CON-18

ALTERNATIVA	BSW	ACTUAL		DESPUÉS		INCREMENTO
		BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
ETAPAS HI(330-360)	75	904,34	226,08	1058,2	264,55	38,46
ETAPAS HS(330-360)	75	177,66	44,42	207,89	51,97	7,55
DAÑO HI(36.1-0)	75	904,89	226,08	1186,2	296,56	70,47
DAÑO HS(16-0)	75	177,11	44,42	370,23	92,56	48,14
FRECUENCIA HI (56-58)	75	904,34	226,08	1077,3	269,32	43,24
FRECUENCIA HS (56-58)	75	177,66	44,42	211,64	52,91	8,49
FRECUENCIA HI (56-60)	75	904,34	226,08	1126,3	281,58	55,50
FRECUENCIA HS (56-60)	75	177,66	44,42	221,28	55,32	10,90
CAMBIO TUBERIA	75	904,34	226,08	1056,3	264,07	37,98
CAMBIO TUBERIA	75	177,66	44,42	330,05	82,513	38,10

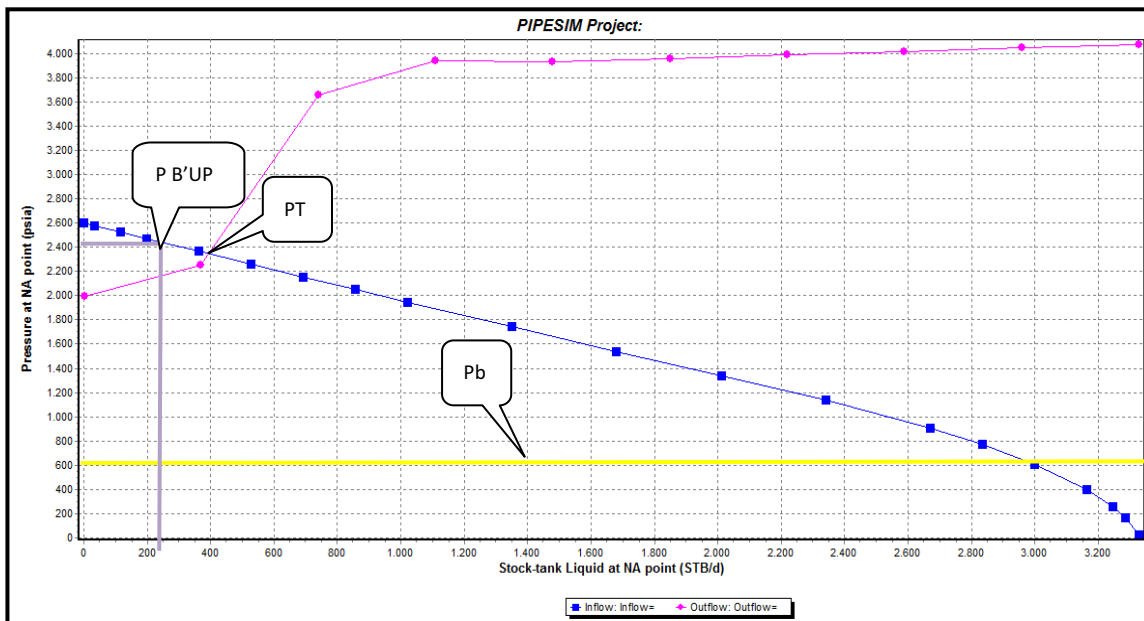
Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

3.10 ANÁLISIS NODAL POZO CON-20

El pozo presenta una producción de 401 BPPD provenientes de la arena TI, con un daño $S=4$, el mismo que se lo encuentra implícito en la curva IPR de la Fig. 3.60, estos datos junto con todos los usados para la simulación de este pozo se encuentran en el anexo 4, por otro lado la bomba se encuentra trabajando dentro de su rango operativo 300 – 600 BFPD.

En la prueba de presión efectuada el 5 de Abril del 2006 (*Build Up*), se obtuvo un $S=10$, con una producción de 336 BFPD y con una presión de fondo fluyente de 2241 Psi, se encuentra que el reservorio está en buenas condiciones y que la obstrucción podría presentarse en la tubería horizontal y/o líneas de superficie (Fig. 3.60).

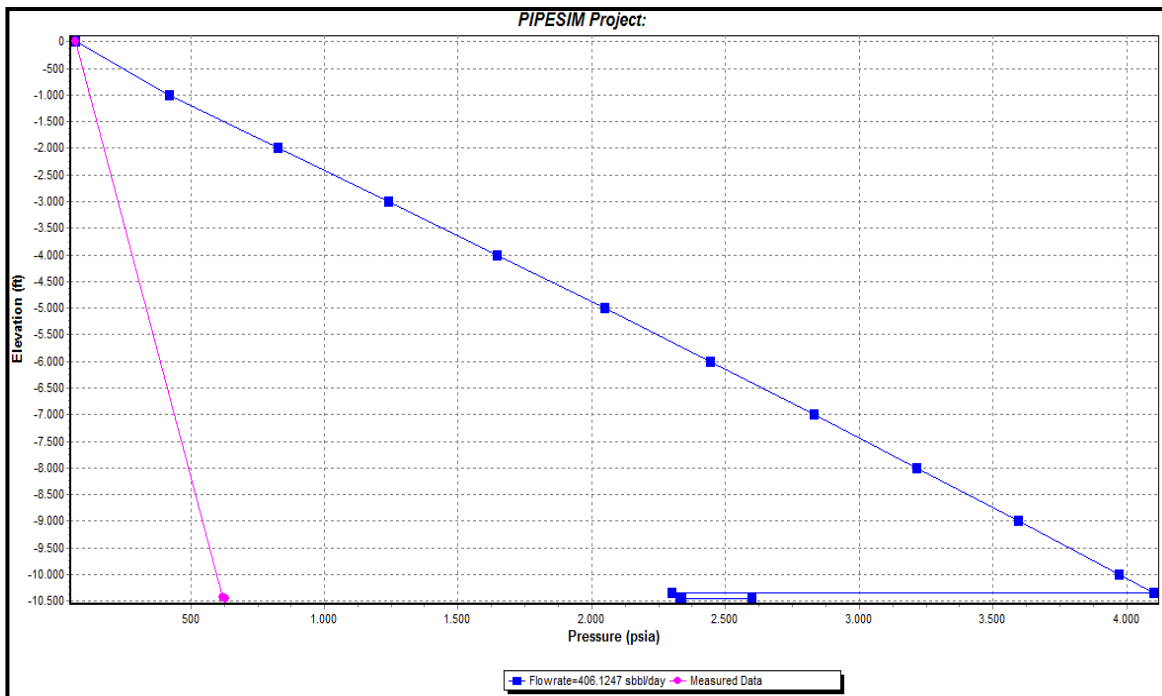
FIGURA 3.60 ANÁLISIS NODAL EN FONDO CON-20



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

FIGURA 3.61 PERFIL PRESIÓN-PROFUNDIDAD CON-20

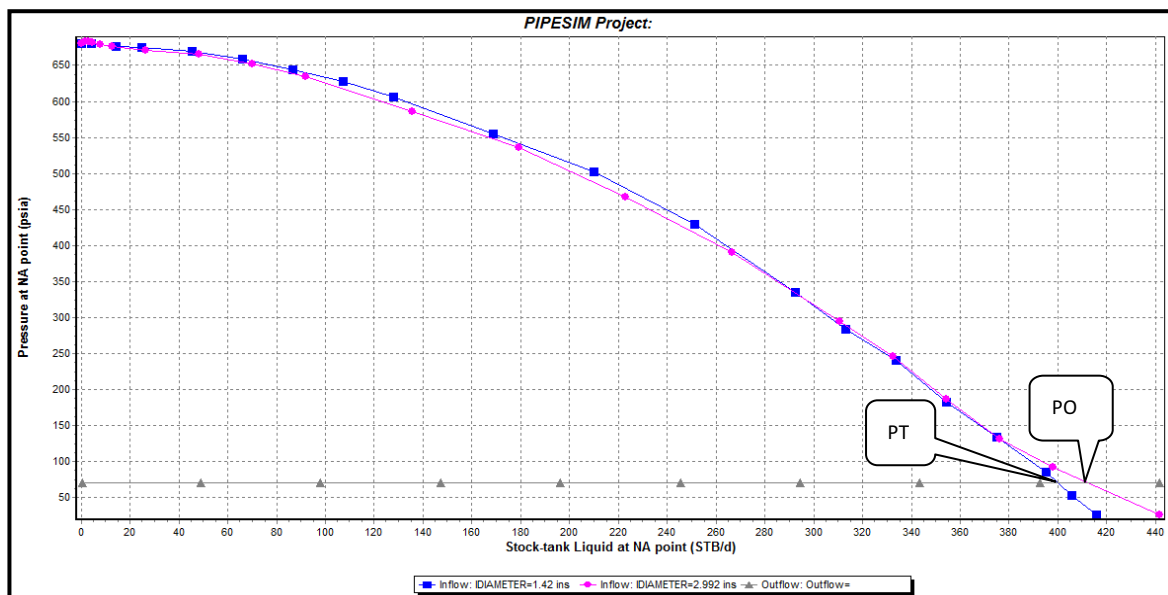


Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

Analizando el deficiente empate en la Fig. 3.61, se determina que el sensor de la bomba se encuentra averiado, y al simular la producción con una $P_c = 70$ Psi, el caudal correspondiente sería 406 BPPD, que se asemejan a los 401 BPPD. En consecuencia, el pozo no presenta un daño físico en su tubería de producción.

FIGURA 3.62 ANÁLISIS NODAL EN CABEZA CON-20



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

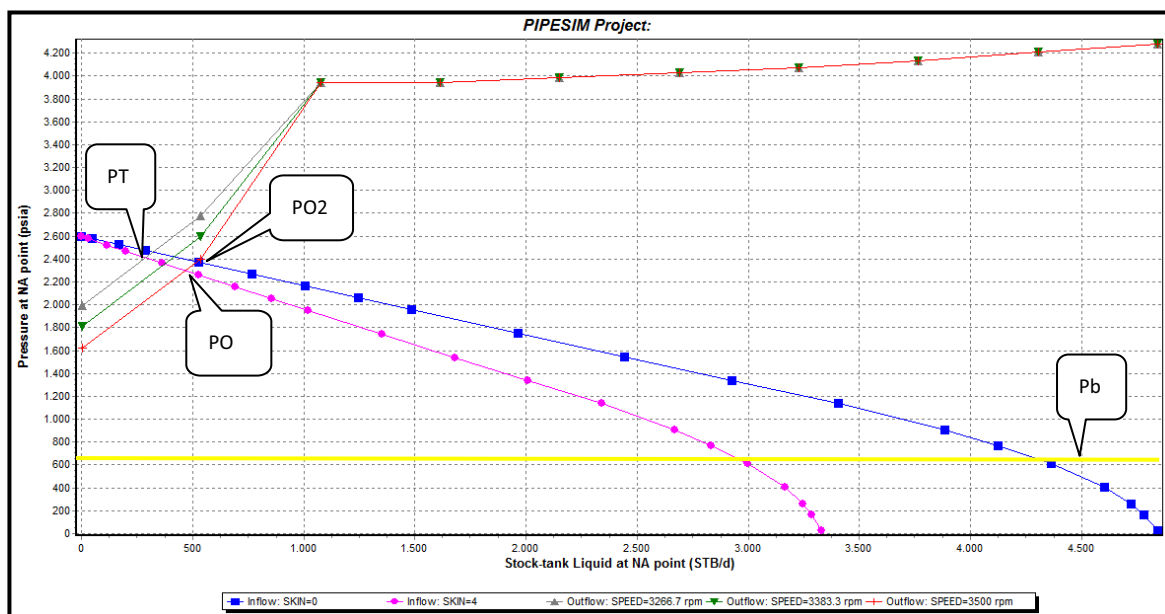
Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

En la Fig. 3.62 se aprecia que la curva *outflow* (gris) posee pendiente nula, por ende las pérdidas en las líneas de flujo son despreciables. Por otro lado, al interpretar la curva *inflow* (azul) se observa una deflexión normal, indicando que la tubería seleccionada es la más adecuada para la producción de dicho caudal, además al simular la respectiva sensibilidad de diámetros la ganancia que se obtiene es mínima, descartando que la tubería de producción presenta problemas significativos.

ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES CON-20

A continuación se plantean varios escenarios, tendientes a encontrar los parámetros óptimos de operación del pozo para incrementar su producción, dichos resultados se compilan en la Tabla 3.10.

FIGURA 3.63 SENSIBILIDADES EN FONDO VARIANDO FRECUENCIA Y DAÑO DE FORMACIÓN CON-20



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

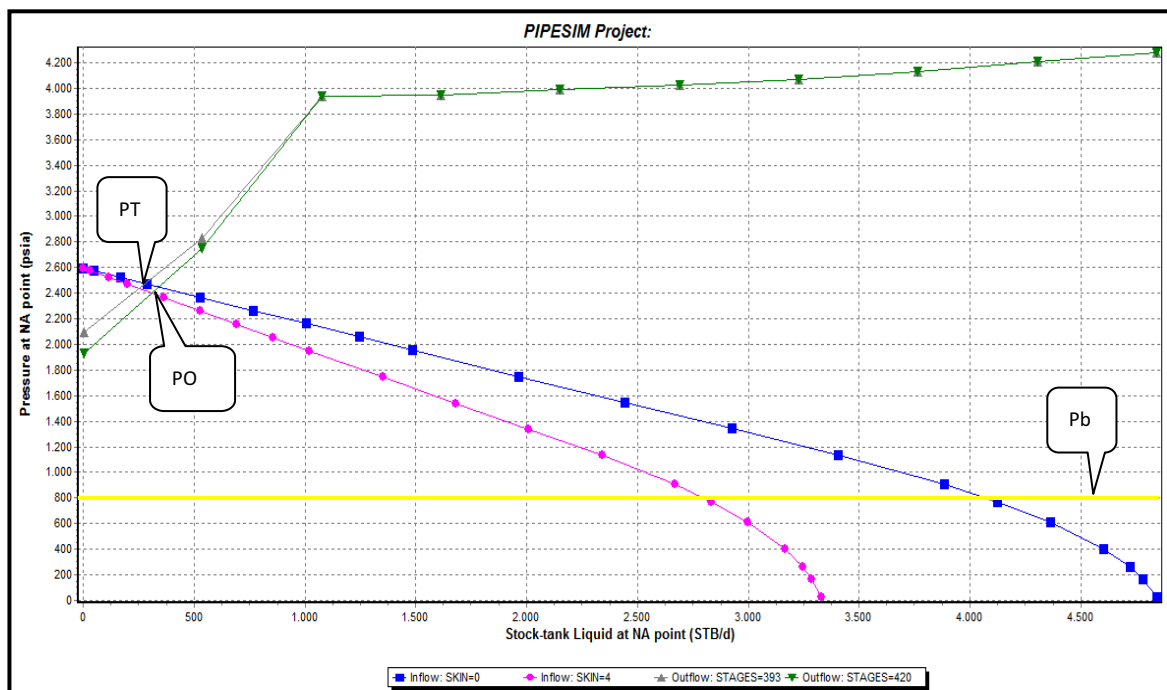
- **Variación de frecuencia de la bomba (*Outflow*)**

En la simulación se varió la frecuencia de 56 a 58 y 60 Hz. Examinando la intersección entre la curva *inflow* (rosa) y la curva *outflow* (verde), con un incremento en la frecuencia a 58 Hz (Fig. 3.63), se obtiene una ganancia en la producción de alrededor de 21,84 BPPD y una ganancia en alrededor de 47,65 BPPD al subirla 60 Hz (*outflow* roja).

- **Remover daño (*Inflow*)**

Con ayuda del software se simuló un S=4, el cual difiere del valor obtenido en el *B'Up* de S=10, advirtiendo que el daño ha disminuido, debido a los trabajos de W.O. a los que ha sido sometido el pozo, y al simular una remoción a S=0, se genera un incremento en la producción de únicamente 9,10 BPPD.

FIGURA 3.64 SENSIBILIDADES EN FONDO VARIANDO ETAPAS CON-20



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010
 Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

- Incrementar etapas (*Outflow*)

Al efectuar un rediseño de la BES incrementando las etapas de 393 a 420 (Fig.3.64), se genera una curva paralela con un incremento en la producción de 5.59 BPPD, indicando que el diseño de la bomba actual es el correcto.

TABLA 3.10 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CON-20

ALTERNATIVA	BSW	ACTUAL		DESPUÉS		INCREMENTO
		BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
ETAPAS(393-420)	35	401	260,65	409,6	266,24	5,59
DAÑO(4-0)	35	401	260,65	415,0	269,75	9,10
FRECUENCIA(56-58)	35	401	260,65	434,6	282,49	21,84
FRECUENCIA(56-60)	35	401	260,65	474,3	308,30	47,65

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

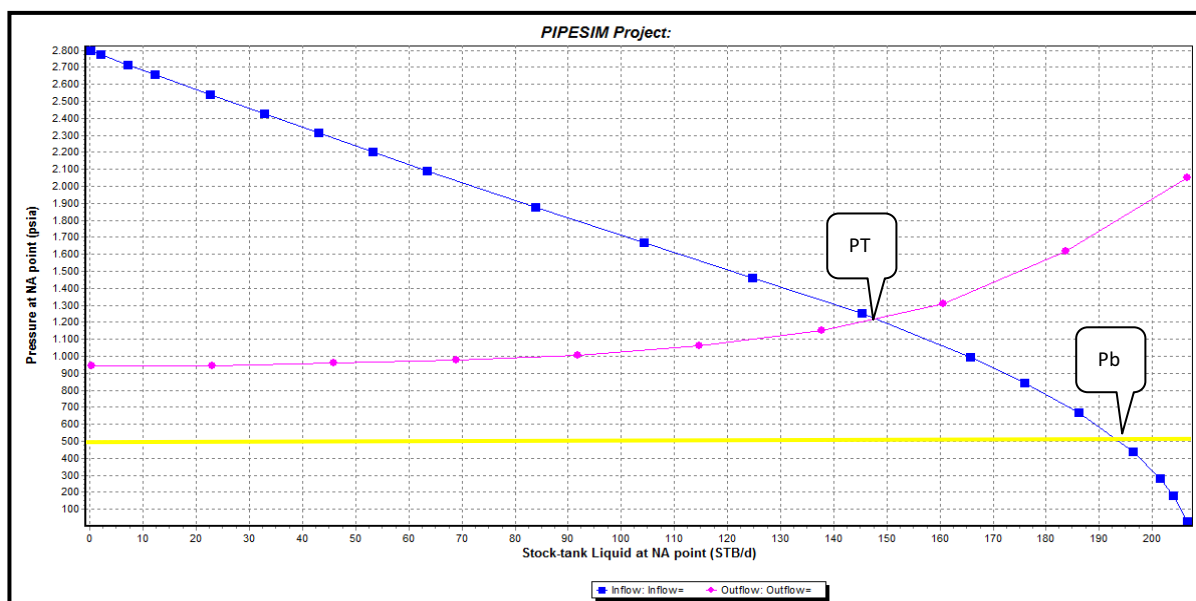
3.11 ANÁLISIS NODAL POZO CON-21

El pozo presenta una producción de 147 BFPD correspondientes a la arena UI, y posee un $S=11,5$, el mismo que está implícito en la curva IPR de la Fig. 3.65, lo antes expuesto se compila en el anexo 4. Además se conoce que la bomba se encuentra trabajando dentro de su rango operativo de 80-280 BFPD.

En la prueba de presión efectuada el 14 de Enero del 2009 (*Build Up*), se obtiene una producción de 336 BFPD con una presión de fondo fluente de 1740 Psi, y un $S=2,5$, este punto no concuerda con ninguna de las curvas dentro de la Fig. 3.65 esto se debe a la gran caída de presión en la arena UI en el transcurso de 2 años. Por ende este dato no se tomará como punto referencial dentro del análisis nodal.

En la Fig. 3.66, se evidencia el empate tanto en fondo como en superficie, y al simular una $P_c = 70$ Psi, su caudal correspondería a 149 BFPD, semejante a la tasa actual de 147 BPPD, lo que significa que la tubería de producción está en óptimas condiciones.

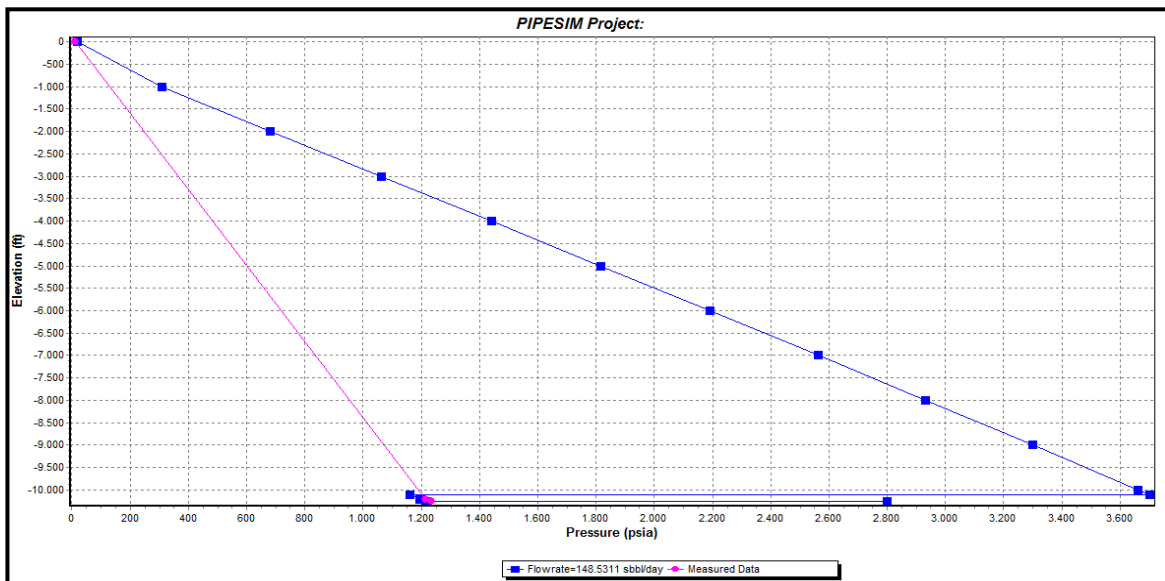
FIGURA 3.65 ANÁLISIS NODAL EN FONDO CON-21



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

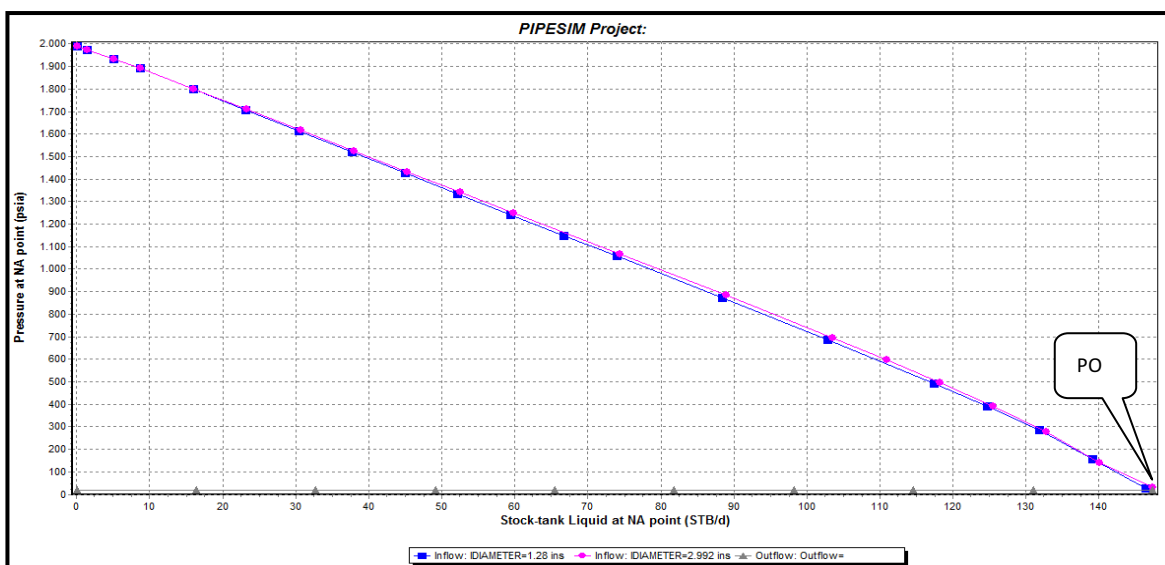
FIGURA 3.66 PERFIL PRESIÓN-PROFUNDIDAD CON-21



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

FIGURA 3.67 ANÁLISIS NODAL EN CABEZA CON-21



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

Observando la Fig. 3.67, se determina que la línea de flujo no presenta problemas al no poseer pendiente alguna en su curva *outflow* (gris), y por su parte la tubería de producción se encuentra en óptimas condiciones al no presentar ninguna alteración en la curva *inflow* (rosa). Finalmente, al realizar la simulación con un

diámetro menor se obtienen prácticamente la misma curva concluyendo que la tubería de producción es la adecuada y no presenta ningún problema.

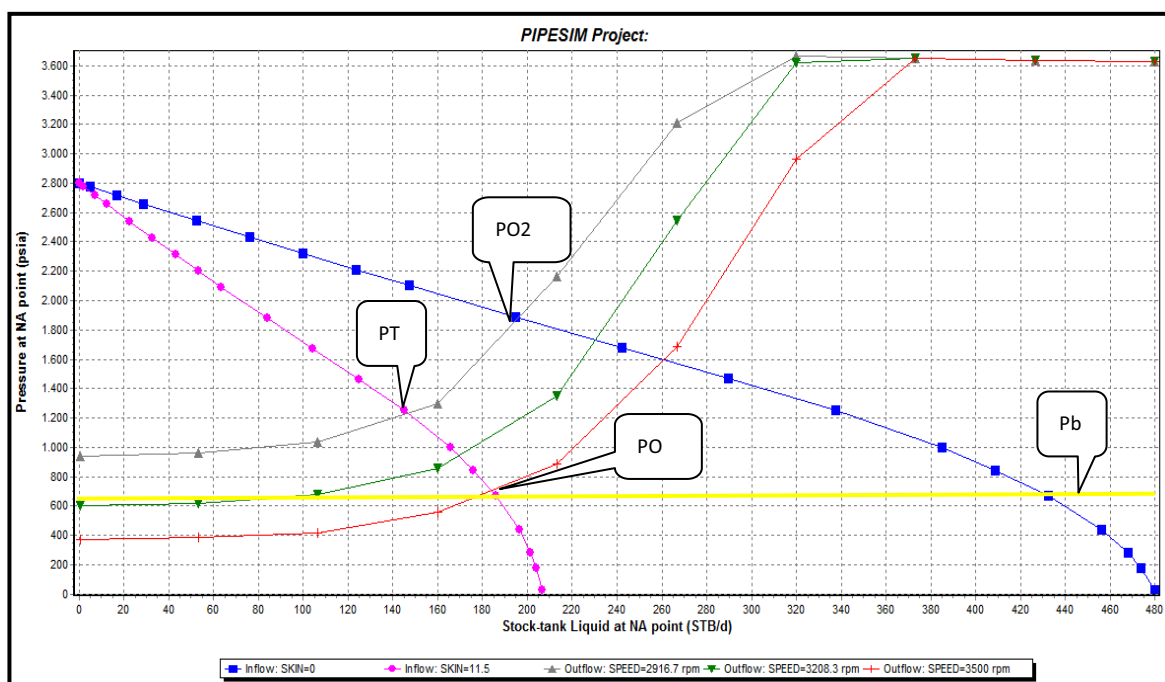
ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES CON-21

A continuación se plantean varios escenarios, tendientes a encontrar los parámetros óptimos de operación del pozo que incrementen su producción, dichos resultados se compilan en la Tabla 3.11.

- **Variación de frecuencia de la bomba (*Outflow*)**

Se incrementó de frecuencia de 50 a 55 y 60 Hz, y al analizar la intersección entre la curva *inflow* (rosa) y la curva *outflow* (verde), se genera una ganancia en la producción de aproximadamente 20,9 BPPD (Fig. 3.68). Cabe mencionar que el último punto de intersección se encuentra cercano a la presión de burbuja por lo que no es conveniente incrementar la frecuencia a 60 Hz.

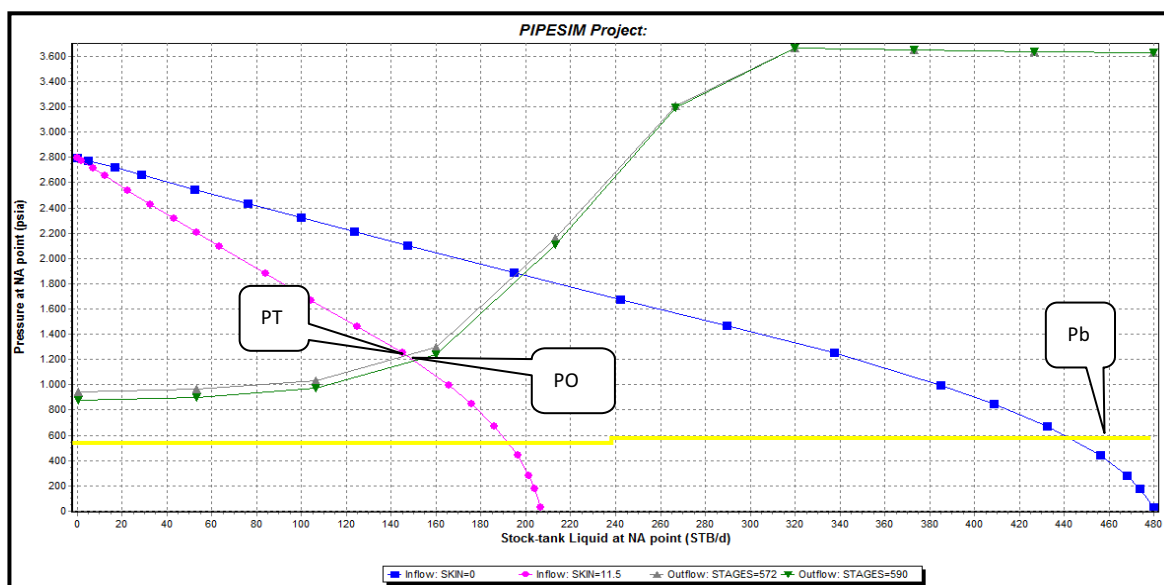
FIGURA 3.68 SENSIBILIDADES EN FONDO VARIANDO FRECUENCIA Y DAÑO DE FORMACIÓN CON-21



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

FIGURA 3.69 SENSIBILIDADES EN FONDO VARIANDO ETAPAS CON-21



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

- **Remover daño (*Inflow*)**

Mediante la aplicación del software se obtuvo un $S=11,5$, el cual difiere del último dato de $B'Up$ que genera un $S=2,5$, y al someterse a la remoción del mismo se podría recuperar 45,4 BPPD.

- **Incrementar etapas (*Outflow*)**

El rango de trabajo para la cual fue diseñada la bomba es óptimo, porque al incrementar las etapas de 572 a 590 se genera un incremento en la producción minúsculo, de alrededor de 2,6 BPPD. (Fig.3.69).

TABLA 3.11 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CON-21

ALTERNATIVA	BSW	ACTUAL		DESPUÉS		INCREMENTO
		BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
ETAPAS(572-590)	7	147	136,71	149,8	139,2675	2,56
DAÑO(11.5-0)	7	147	136,71	195,8	182,1219	45,41
FRECUENCIA(50-55)	7	147	136,71	169,4	157,58	20,87
FRECUENCIA(50-60)	7	147	136,71	184,4	171,51	34,80

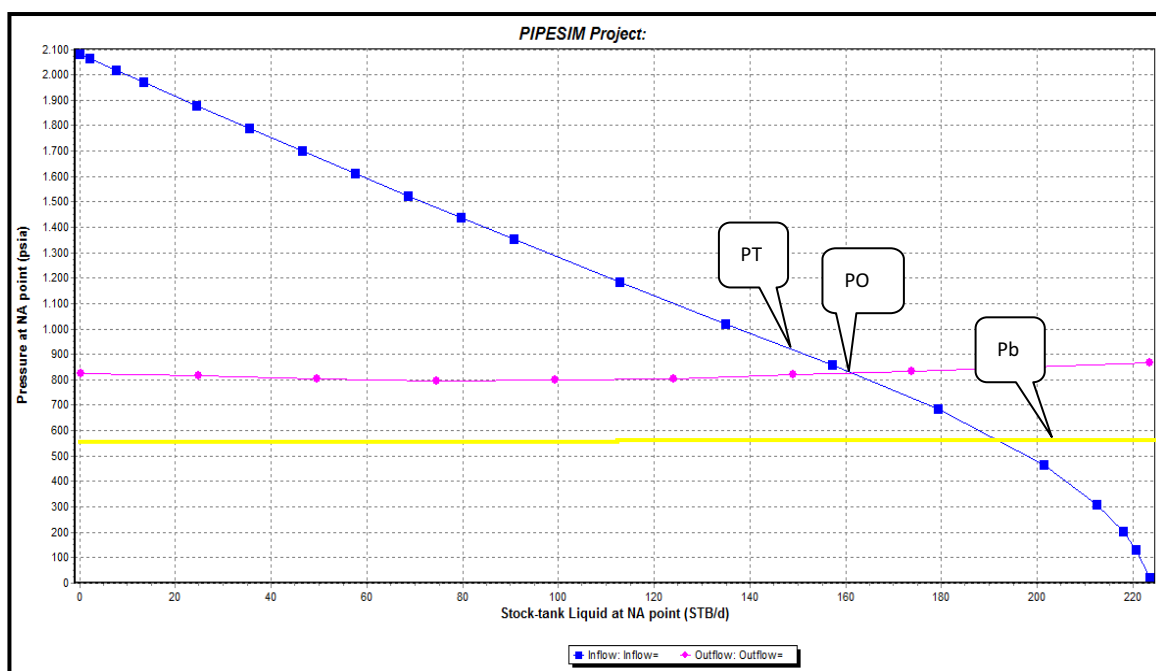
Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

3.12 ANÁLISIS NODAL POZO CON-23

Este pozo se encuentra produciendo de la arena TI con un caudal de 150 BFPD, y con un daño $S=11$, el mismo que está implícito en la curva IPR de la Fig. 3.70, adicional a esto se conoce que el rango operativo de la bomba es de 200-600 BFPD corroborando que es necesario un rediseño de la misma, los datos antes expuestos se encuentran en el anexo 4.

Se advierte que la presión de fondo fluente está muy cercana a la presión de burbuja, por lo que un $B'Up$ podría validar la presión registrada en la entrada de la BES y por ende su P_{wf} . Sin embargo, para la arena productora actual de este pozo no se registran $B'Up$, debido a que anteriormente se encontraba produciendo de una arena diferente (TS).

FIGURA 3.70 ANÁLISIS NODAL EN FONDO CON-23



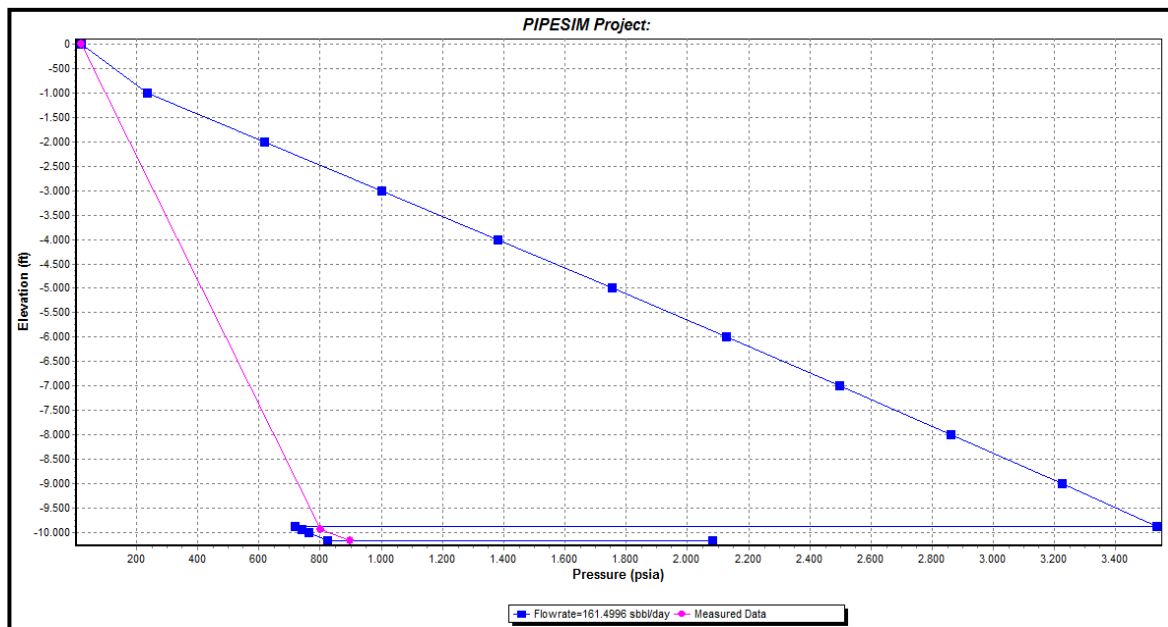
Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

En la Fig. 3.71 se presenta el empate en el perfil de presiones, descartando así posibles obstrucciones en la tubería de producción, y al simular la producción a

una $P_c = 20$ Psi esta debería ser de 162 BFPD semejantes a los 150 BFPD, este último corresponde a la producción actual.

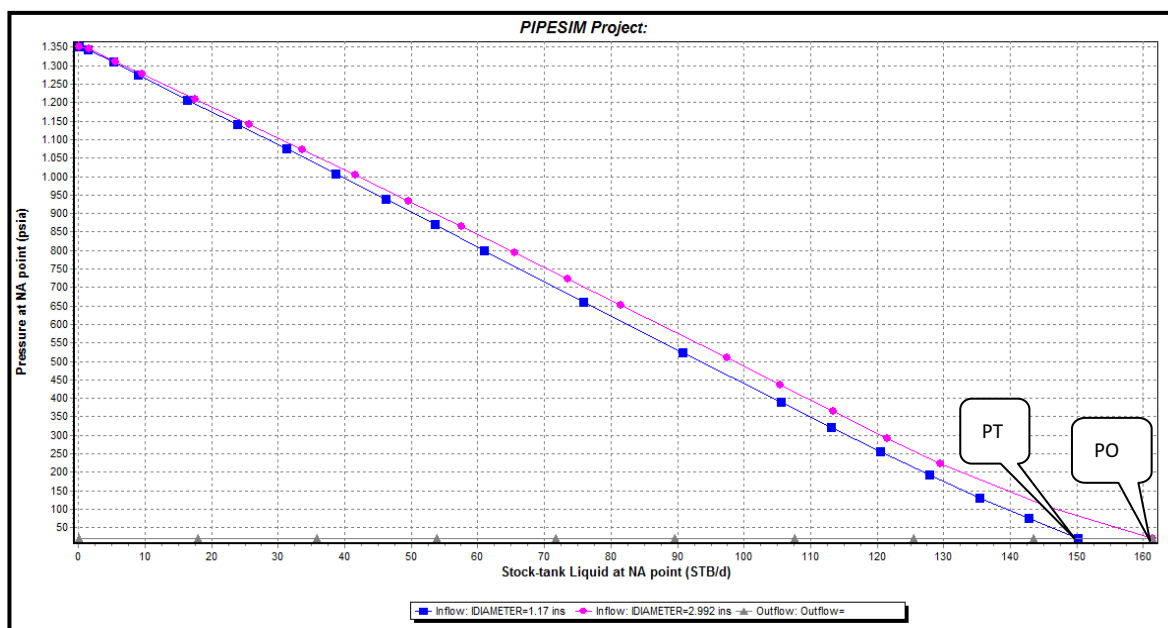
FIGURA 3.71 PERFIL PRESIÓN-PROFUNDIDAD CON-23



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

FIGURA 3.72 ANÁLISIS NODAL EN CABEZA CON-23



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

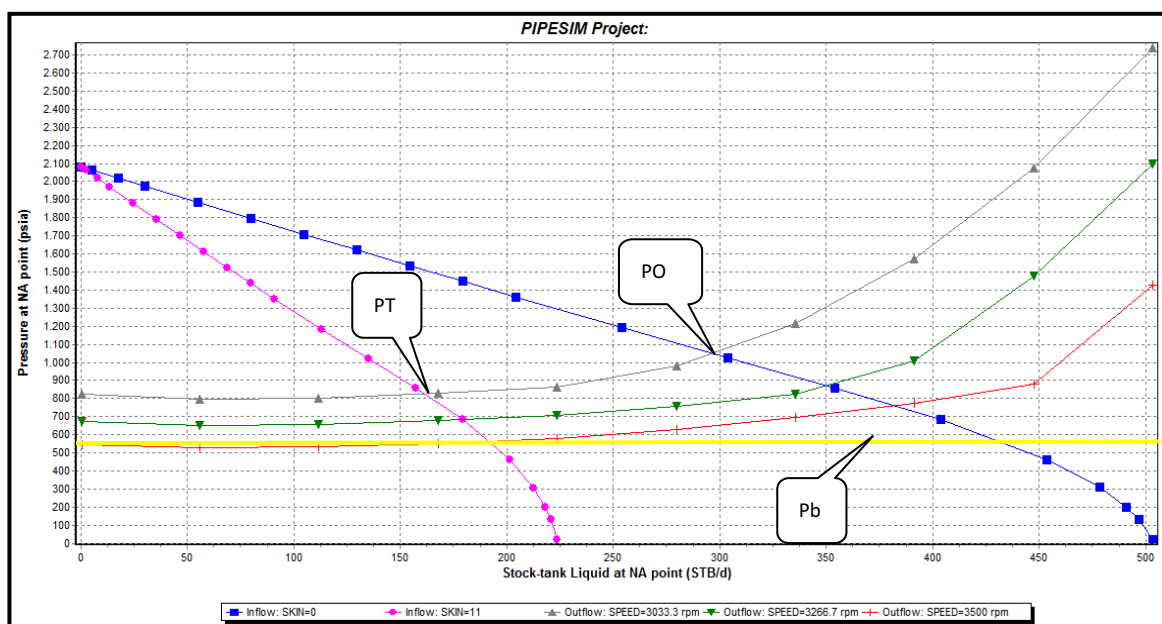
Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

La Fig. 3.72 presenta una curva *outflow* (gris) sin pendiente por ende las pérdidas en las líneas de flujo son despreciables. Por su parte, la curva *inflow* (rosa) no se presenta ninguna alteración deduciendo que el diseño de tubería usada es correcto. Finalmente, al realizar la sensibilidad de diámetro se obtiene una mínima variación de 10 BFPD, por lo que no se consideran mayores pérdidas en la tubería de producción y/o yacimiento.

ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES CON-23

A continuación se plantean varios escenarios, tendientes a encontrar los parámetros óptimos de operación del pozo que incrementen su producción, dichos resultados se compilan en la Tabla 3.12.

FIGURA 3.73 SENSIBILIDADES EN FONDO VARIANDO FRECUENCIA Y DAÑO DE FORMACIÓN CON-23



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

- **Variación de frecuencia de la bomba (*Outflow*)**

La frecuencia se incrementó de 52 a 56 y 60 Hz, observando en la Fig. 3.73, que la intersección entre la curva *inflow* (rosa) y la curva *outflow* (verde) de 58 Hz,

genera una ganancia de 26.21 BPPD para 58Hz, y al variar a 60 Hz, la ganancia sería de 37,5 BPPD (curva roja), pero este punto se encuentra por debajo de la Presión de Burbuja, por lo que no es conveniente incrementar la frecuencia a 60 Hz.

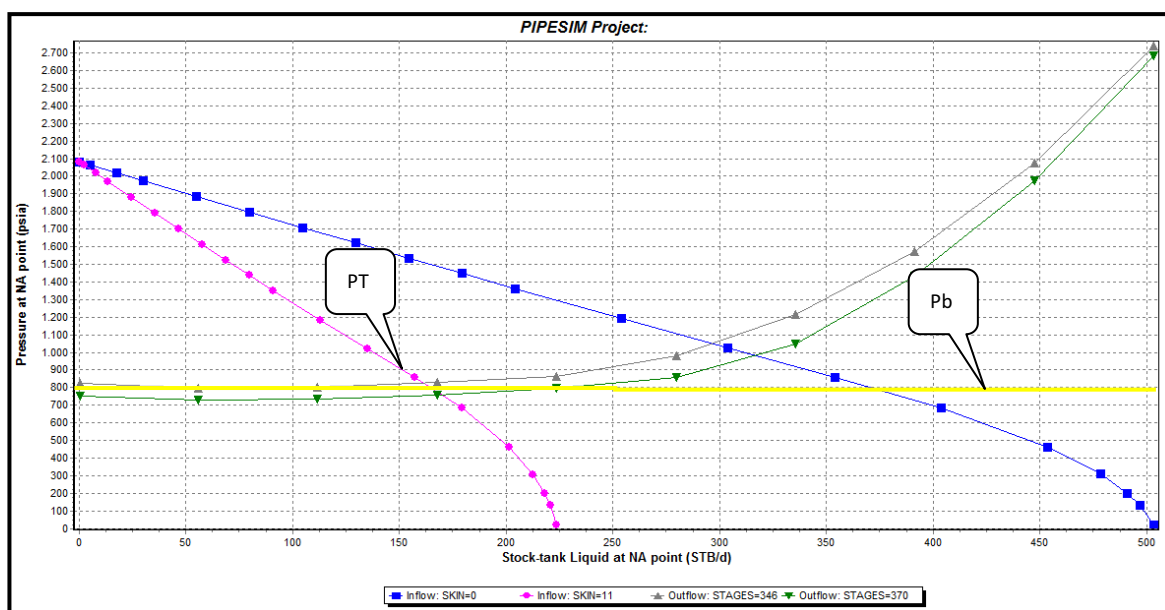
- **Remover daño (*Inflow*)**

Mediante la aplicación del software se obtuvo un daño $S=11$, el cual difiere del último dato de $B'Up$ $S=-0,8$. Al someterse a la remoción del daño se podría recuperar 45,4 BPPD.

- **Incrementar etapas (*Outflow*)**

Se considera un rediseño de BES, en donde se eleva el número de etapas de 346 a 370 (Fig.3.74), generando una ganancia de aproximadamente 18 BPPD, sin embargo el punto de intersección se encuentra por debajo de la Presión de Burbuja.

FIGURA 3.74 SENSIBILIDADES EN FONDO VARIANDO ETAPAS CON-23



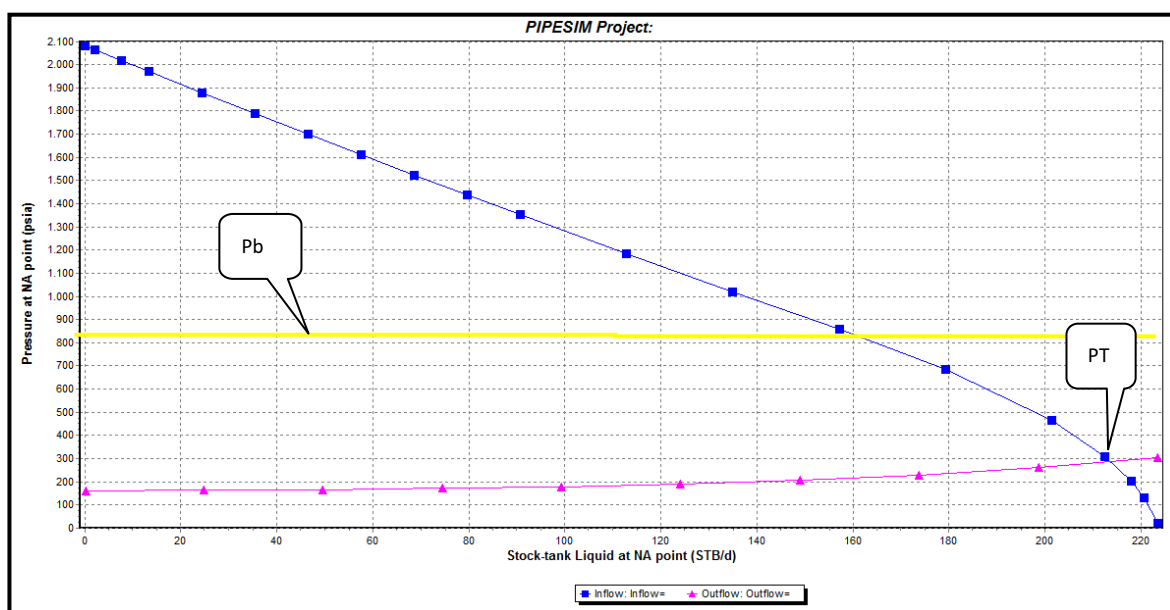
Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

- Cambio de bomba (*Outflow*)

En la Fig. 3.75 se aprecia la simulación de un rediseño de bomba, y mediante el cambio de bomba de la FC-450 a una DN-280 o similar, se obtiene una producción de 213,7 BFPD.

FIGURA 3.75 SENSIBILIDADES EN FONDO CAMBIO DE BOMBA CON-23



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

TABLA 3.12 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CON-23

ALTERNATIVA	BSW	ACTUAL		DESPUÉS		INCREMENTO
		BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
ETAPAS(346-370)	9	150	136,5	169,7	154,3906	17,89
DAÑO(11-0)	9	150	136,5	295,9	269,2781	132,78
FRECUENCIA(52-56)	9	150	136,5	178,8	162,71	26,21
FRECUENCIA(52-60)	9	150	136,5	191,2	174,00	37,50
BOMBA	9	150	136,5	213,7	194,4943	57,99

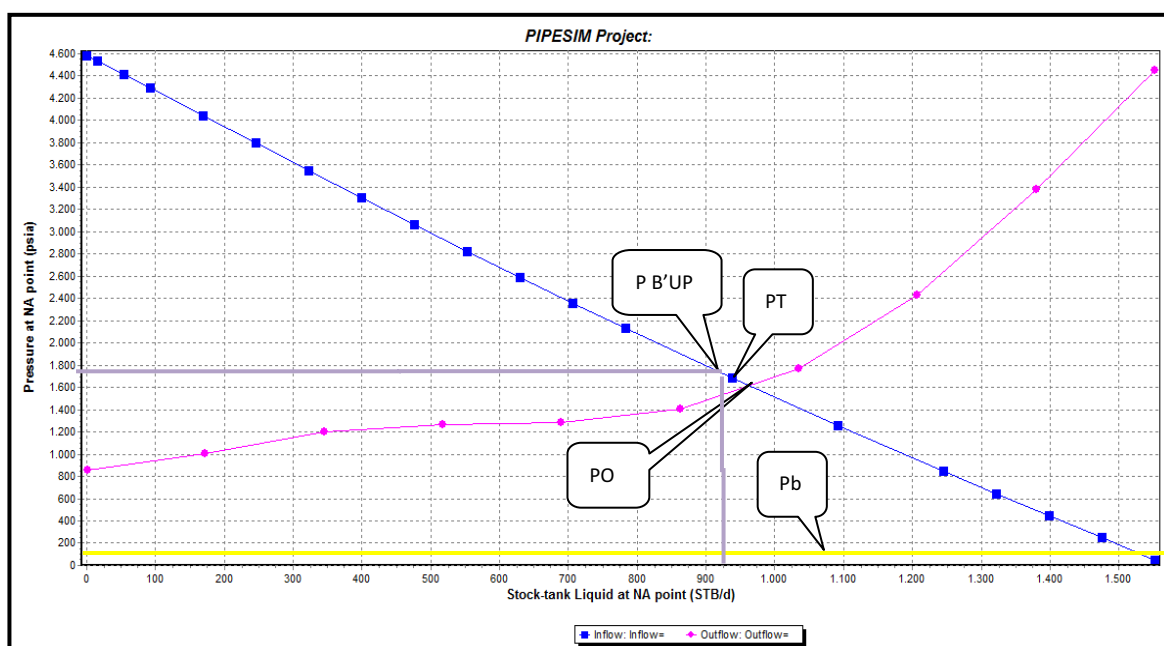
Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

3.13 ANÁLISIS NODAL POZO CON-24

La producción que exhibe este pozo es de 956 BFPD correspondiente a la arena HI, con un $S=3,75$, el mismo que está implícito en la curva IPR de la Fig. 3.76, la bomba se encuentra operando dentro de su rango operativo 600-1350 BFPD, estos parámetros se los encuentra en el anexo 4.

En la prueba de presión efectuada el 28 de septiembre del 2005 (*Build Up*), se obtuvo una producción 912 BFPD con una presión de fondo fluyente, 1753 Psi. Dicho punto de intersección, avala un comportamiento óptimo del yacimiento, y de tubería de producción. Este valor puede ser considerado pese a remontarse algunos años atrás al tratarse de la arena Hollín Inferior.

FIGURA 3.76 ANÁLISIS NODAL EN FONDO CON-24



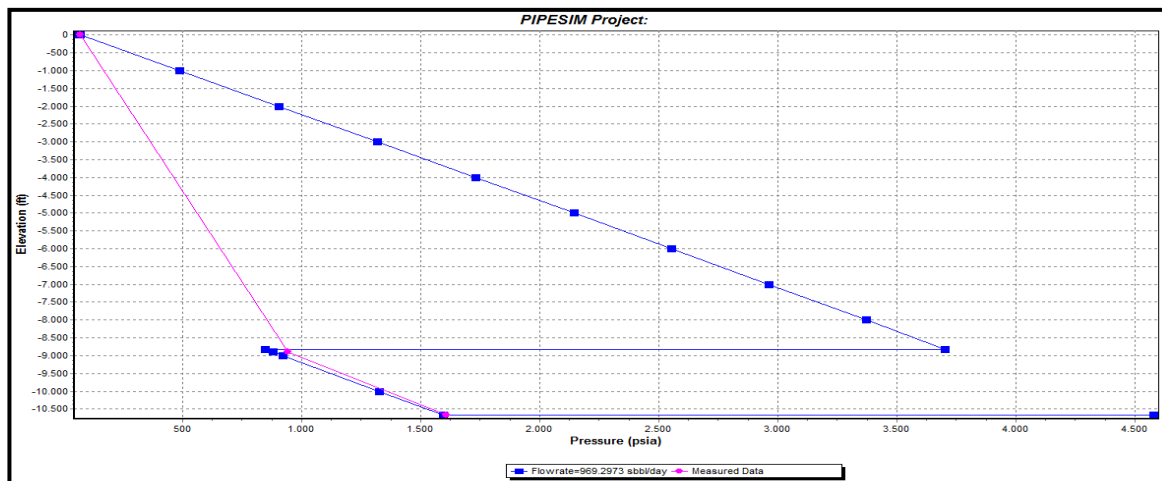
Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormazá

En la Fig. 3.77 se observa el empate en el perfil de presiones, corroborando que no existen problemas considerables tanto en el yacimiento como en tubería. Es así que al simular la producción de este pozo con una $P_c=70$ Psi, el caudal

correspondiente es 970 BFPD, que se asemejan a los 956 BFPD de la producción actual.

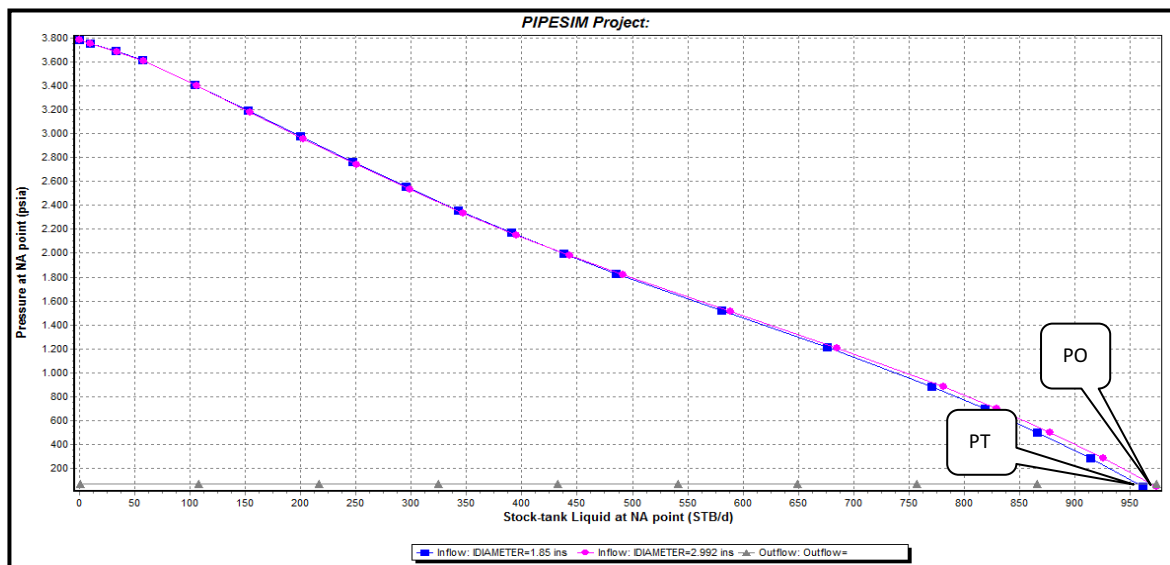
FIGURA 3.77 PERFIL PRESIÓN-PROFUNDIDAD CON-24



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

FIGURA 3.78 ANÁLISIS NODAL EN CABEZA CON-24



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

Examinado la Fig. 3.78, se evidencia en la curva *outflow* (gris) que las pérdidas en las líneas de flujo se consideran despreciables al no poseer pendiente. Al interpretar la curva *inflow* (rosa) no se evidencian alteraciones, señalando que la

tubería de producción se encuentra transportando el caudal adecuado, y al realizar la respectiva sensibilidad de diámetros se obtiene una diferencia insignificante, concluyendo así que la tubería se encuentra en óptimas condiciones.

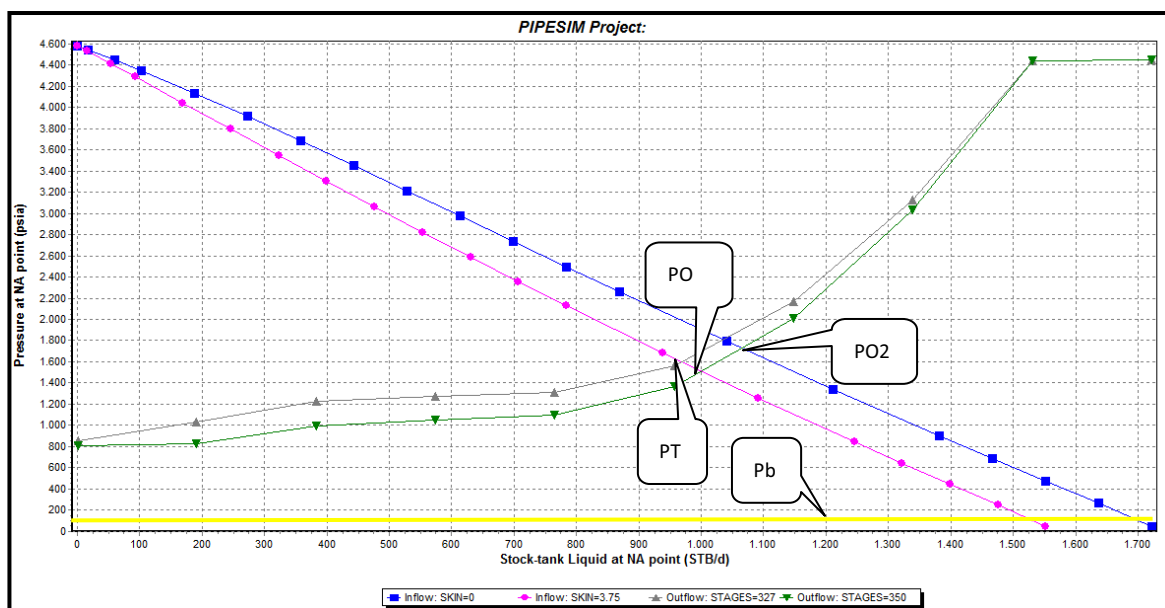
ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES CON-24

A continuación se plantean varios escenarios, tendientes a encontrar los parámetros óptimos de operación del pozo para incrementar su producción, dichos resultados se compilan en la Tabla 3.13.

- **Remover daño (*Inflow*)**

Con la colaboración del software se obtuvo un valor de daño igual a $S=3,75$, este valor difiere al de pruebas de *B'Up* $S=1,95$, dicha variación puede deberse al aumento del mismo con el pasar del tiempo. Finalmente, al simular una remoción se podría obtener una ganancia en la producción de 22,1 BPPD.

FIGURA 3.79 SENSIBILIDADES EN FONDO VARIANDO ETAPAS Y DAÑO DE FORMACIÓN CON-24



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

- Incrementar etapas (*Outflow*)

El rango de trabajo para la cual fue diseñada la bomba es adecuado, porque al incrementar sus etapas de 327 a 350 se genera una curva paralela muy cercana a la curva original (Fig.3.79). Lo que implicaría una contribución en la producción de únicamente 12.5 BPPD.

TABLA 3.13 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CON-24

ALTERNATIVA	BSW	ACTUAL		DESPUÉS		INCREMENTO
		BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
ETAPAS (327-350)	72	956	267,68	1000,5	280,1512	12,47
DAÑO (3.75-0)	72	956	267,68	1035,0	289,7972	22,12

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

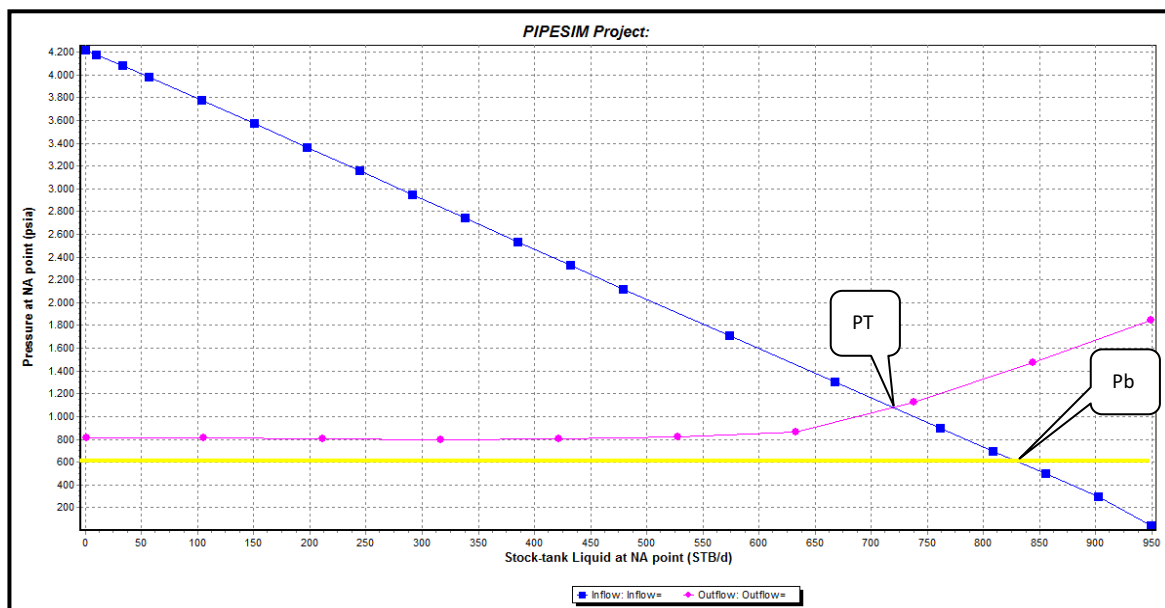
3.14 ANÁLISIS NODAL POZO CON-25

El pozo presenta una producción de 718 BFPD procedentes de la arena HS con un daño de 3,64, el mismo que está implícito en la curva *inflow* de la Fig. 3.80, estos datos junto con los usados en la simulación se encuentran en el anexo 4, además se conoce que la producción actual se encuentra dentro del rango operativo de la bomba es 550 -1200 BFPD.

En la prueba de presión del 19 de Marzo del 2004 (*Build Up*), se obtuvo una producción de 1008 BFPD con una presión de fondo fluyente de 1728 Psi, localizándose fuera de la gráfica, debido a que han pasado 7 años, por tal razón este valor no se considera representativo en el análisis nodal. (Fig. 3.80)

En la Fig. 3.81, se aprecia la carencia de empate en la sección de presiones de fondo y de reservorio, esto puede atribuirse a desperfectos en los instrumentos de medida, es así que al simular una producción con $P_c = 75$ Psi, esta debería corresponder a 720 BFPD que se asemejan a los 718 BFPD, la cual corresponde a la tasa actual de producción; esta minúscula divergencia avala un buen comportamiento de la tubería de producción.

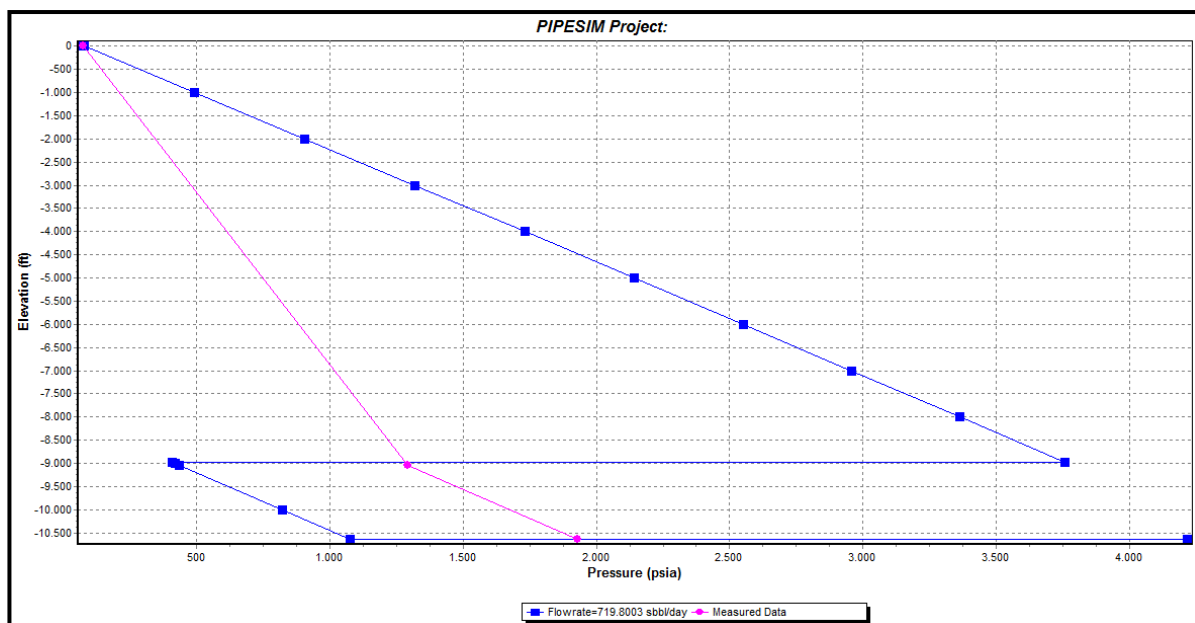
FIGURA 3.80 ANÁLISIS NODAL EN FONDO CON-25



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

FIGURA 3.81 PERFIL PRESIÓN-PROFUNDIDAD CON-25



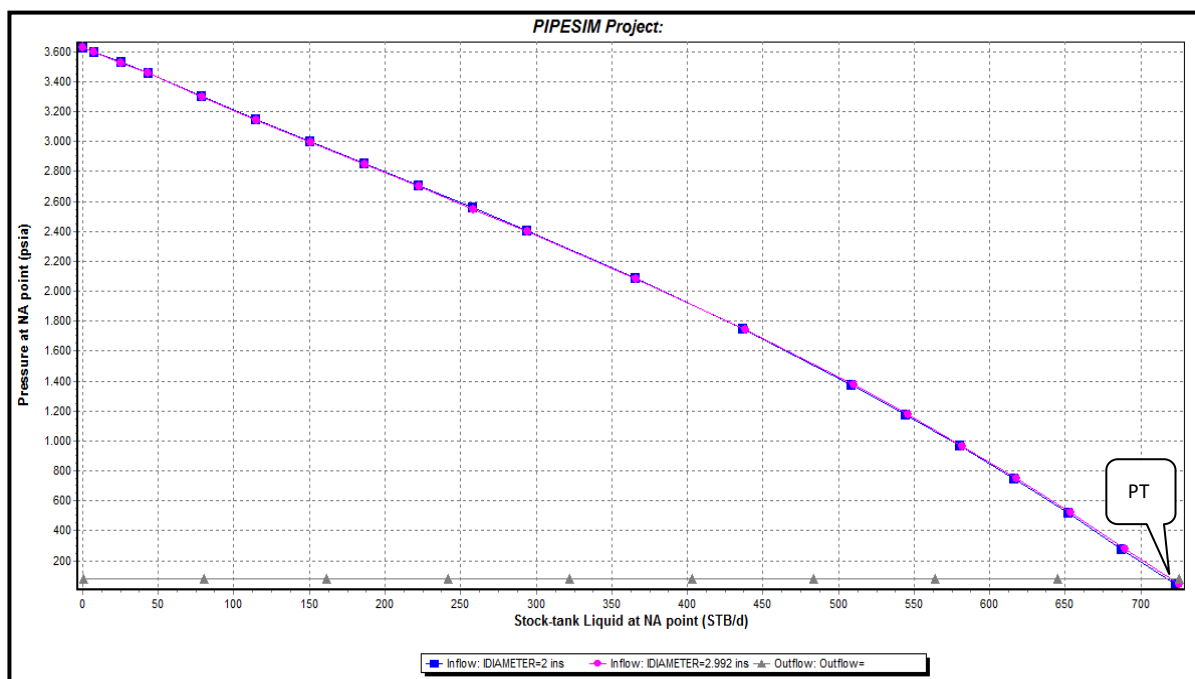
Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

En la Fig. 3.82 se determina que la línea de flujo representado por la curva *outflow* (gris) no presenta problemas al poseer pendiente nula. Por su parte, en la curva *inflow* (rosa) no se evidencian alteraciones significativas concluyendo que no

existe problema con la tubería seleccionada. Finalmente, al simular la sensibilidad de diámetros, se exhibe que prácticamente las dos curvas se encuentran sobrepuestas (rosa y azul) corroborando que la tubería de producción y/o yacimiento no presenta restricciones al flujo.

FIGURA 3.82 ANÁLISIS NODAL EN CABEZA CON-25



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES CON-25

A continuación se plantean varios escenarios, destinados a encontrar los parámetros óptimos de operación del pozo que incrementen su producción, dichos resultados se compilan en la Tabla 3.14.

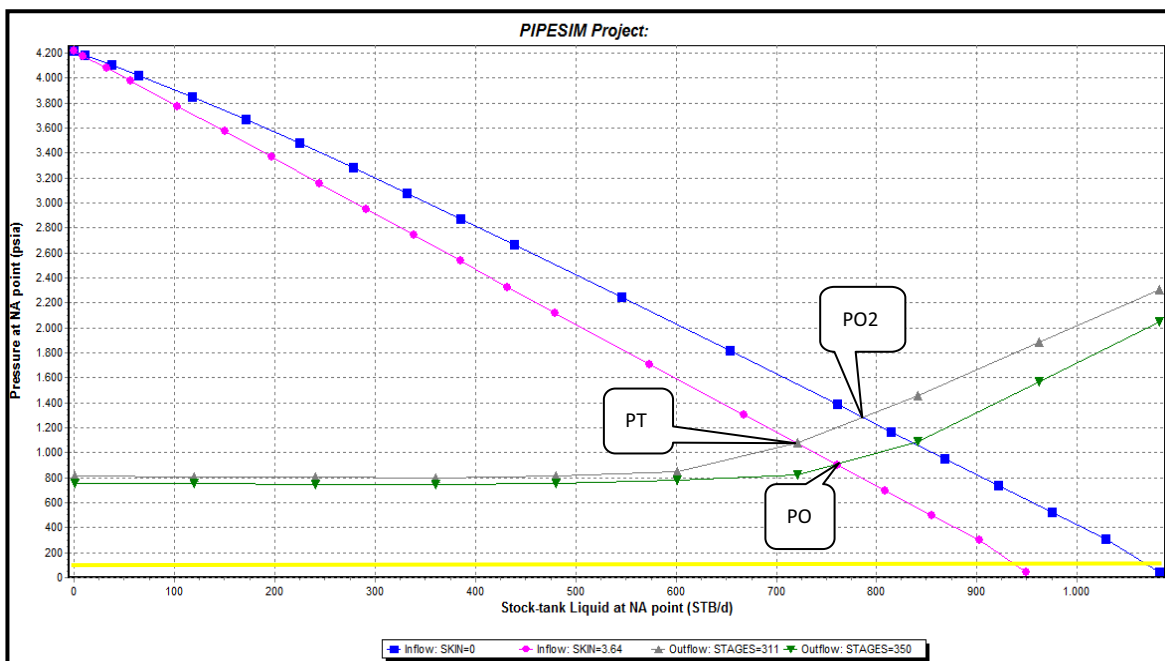
- **Remover daño (*Inflow*)**

El daño obtenido en la simulación fue de $S=3,64$, el cual coincide con el daño de $B'U_p$, y al realizar la simulación de la remoción del mismo se genera una nueva curva en donde se aprecia un ganancia de 13,5 BPPD (Fig.3.83).

- Incrementar etapas (*Outflow*)

Se aprecia que el rango de trabajo para la cual fue diseñada la bomba es acertado, porque al incrementar las etapas de la misma de 311 a 350 se genera un incremento en la producción en solo 8,2 BPPD. (Fig.3.83),

FIGURA 3.83 SENSIBILIDADES EN FONDO VARIANDO ETAPAS Y DAÑO DE FORMACIÓN CON-25



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

TABLA 3.14 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CON-25

ALTERNATIVA	BSW	ACTUAL		DESPUÉS		INCREMENTO
		BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
ETAPAS (311-350)	80	718	143,6	758,9	151,78	8,18
DAÑO (3.64-0)	80	718	143,6	785,7	157,136	13,54

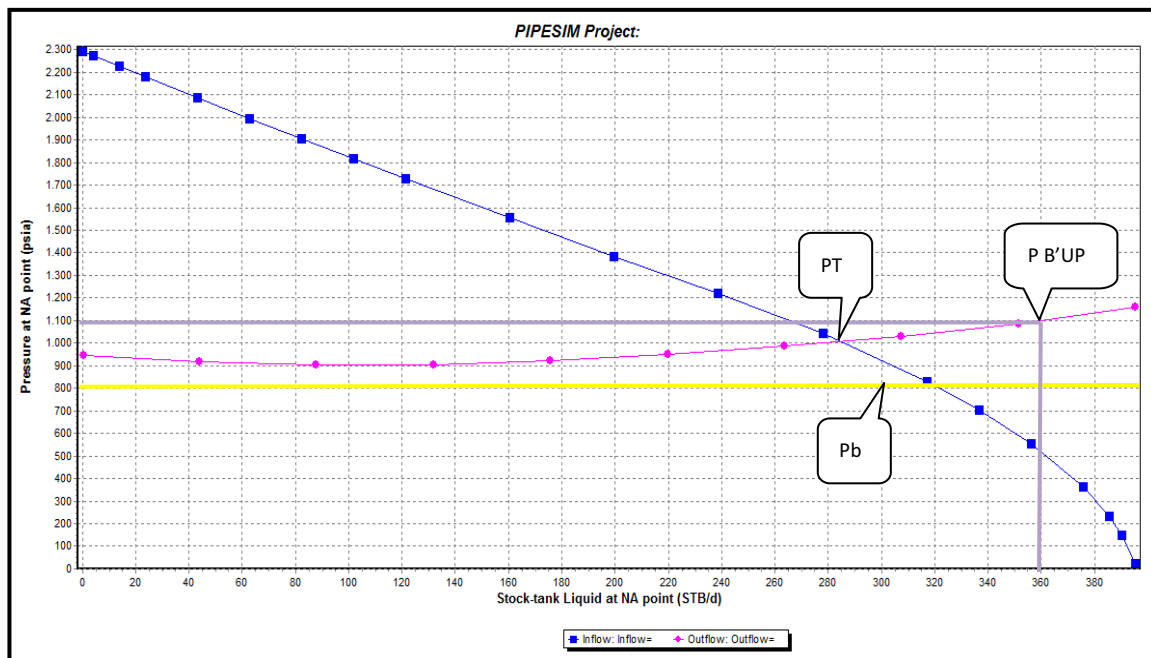
Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

3.15 ANÁLISIS NODAL POZO CON-27

La producción de este pozo es de 285 BFPD de la arena TI con un S=3,33, el cual está implícito en la curva IPR de la Fig. 3.84, en el anexo 4 se presentan todos los

datos usados en la simulación de este pozo, además la producción actual se encuentra dentro del rango operativo de la bomba 200-650 BPPD.

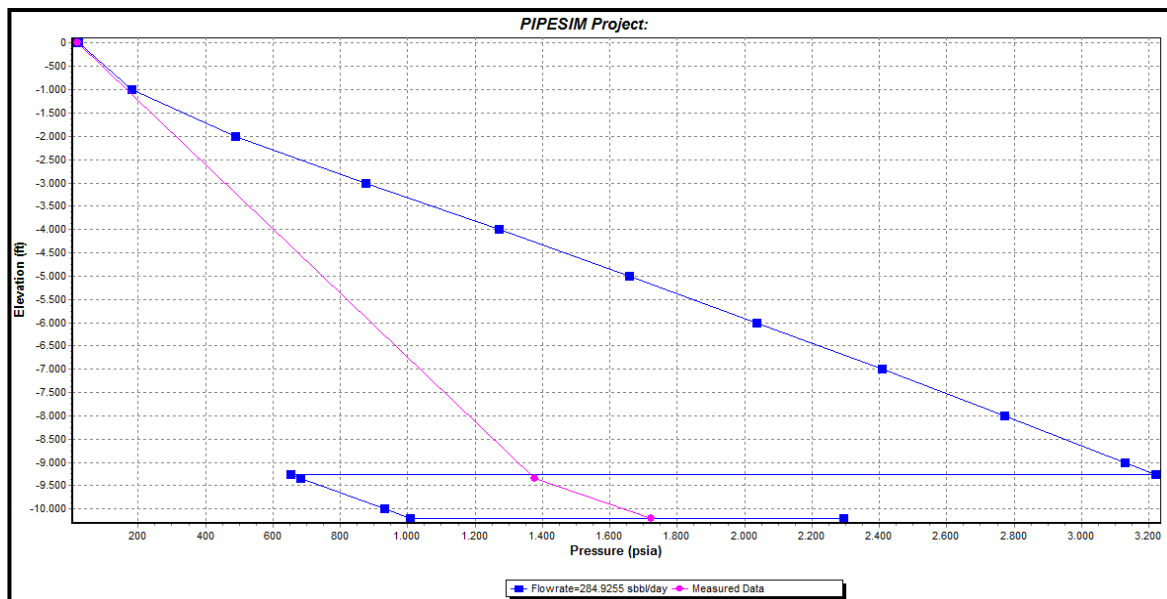
FIGURA 3.84 ANÁLISIS NODAL EN FONDO CON-27



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

FIGURA 3.85 PERFIL PRESIÓN-PROFUNDIDAD CON-27

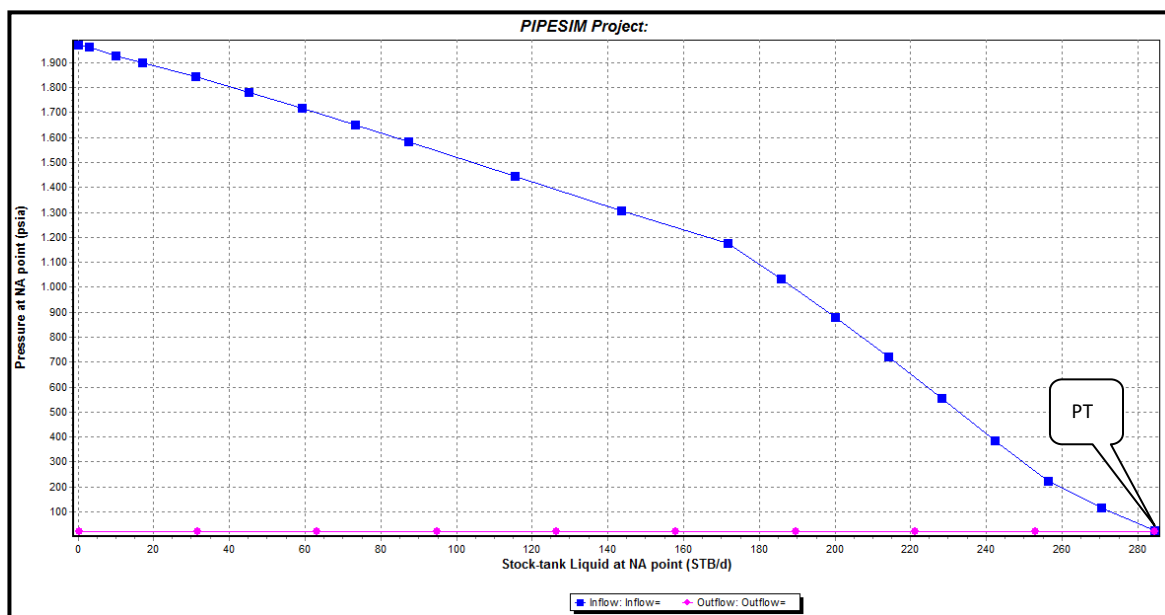


Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

En la prueba de presión efectuada el 7 de noviembre del 2003 (*Build Up*), se obtuvo una producción de 360 BFPD con una presión de fondo fluyente de 1093 Psi, el cual se localiza por encima de la curva *inflow*, pero se ajusta perfectamente con la curva *outflow*, por ende el análisis corrobora que el yacimiento presenta restricción y descarta problemas en la tubería de producción. (Fig. 3.84).

FIGURA 3.86 ANÁLISIS NODAL EN CABEZA CON-27



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

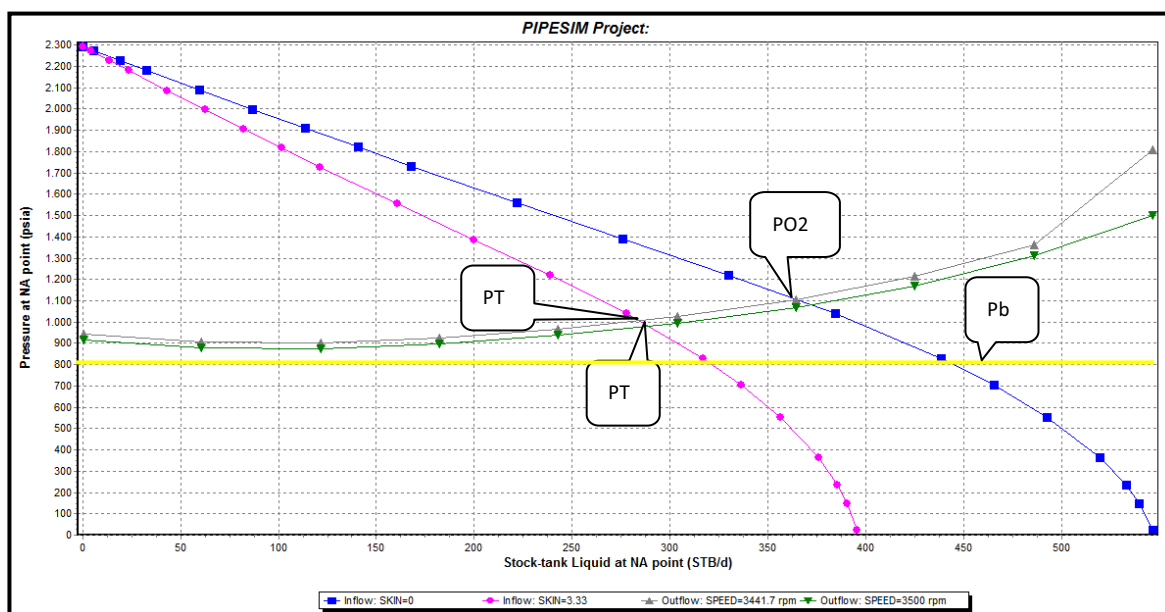
El empate de la Fig. 3.85, presenta únicamente la convergencia en la presión de cabeza, no así la de fondo fluyente, resultado de una avería en el sensor de la bomba. Y al simular con una $P_c = 20$ Psi, el caudal que debería producir este pozo es de 285 BFPD, los mismos que corresponde a la tasa actual de producción.

En la Fig. 3.86 se aprecia que la curva *outflow* (gris) no posee pendiente, por tanto se asumen despreciables las pérdidas en las líneas de flujo. La curva *inflow* (rosa) presenta una evidente deflexión en su parte media indicando que la tubería de producción elegida no es la más adecuada.

ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES CON-27

A continuación se plantean varios escenarios, destinados a encontrar los parámetros óptimos de operación del pozo que incrementen su producción, dichos resultados se compilan en la Tabla 3.15.

FIGURA 3.87 SENSIBILIDADES EN FONDO VARIANDO FRECUENCIA Y DAÑO DE FORMACIÓN CON-27



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

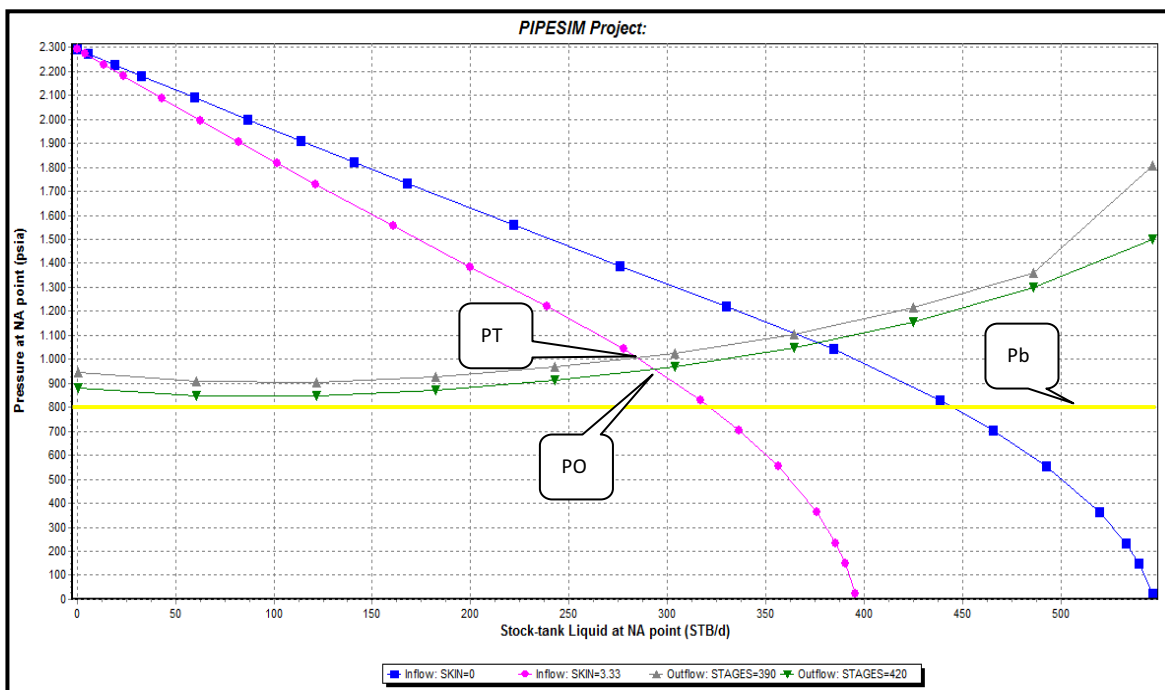
- **Variación de frecuencia de la bomba (*Outflow*)**

Se simula la variación en la frecuencia de la bomba de 59 a 60 Hz, logrando incrementar la producción en solo 3,7 BPPD (Fig. 3.87).

- **Remover daño (*Inflow*)**

El daño obtenido por el software, $S=3,33$, corresponde al mismo obtenido por el *B'Up*, y al simular su remoción se recuperarían 67 BPPD (Fig. 3.87).

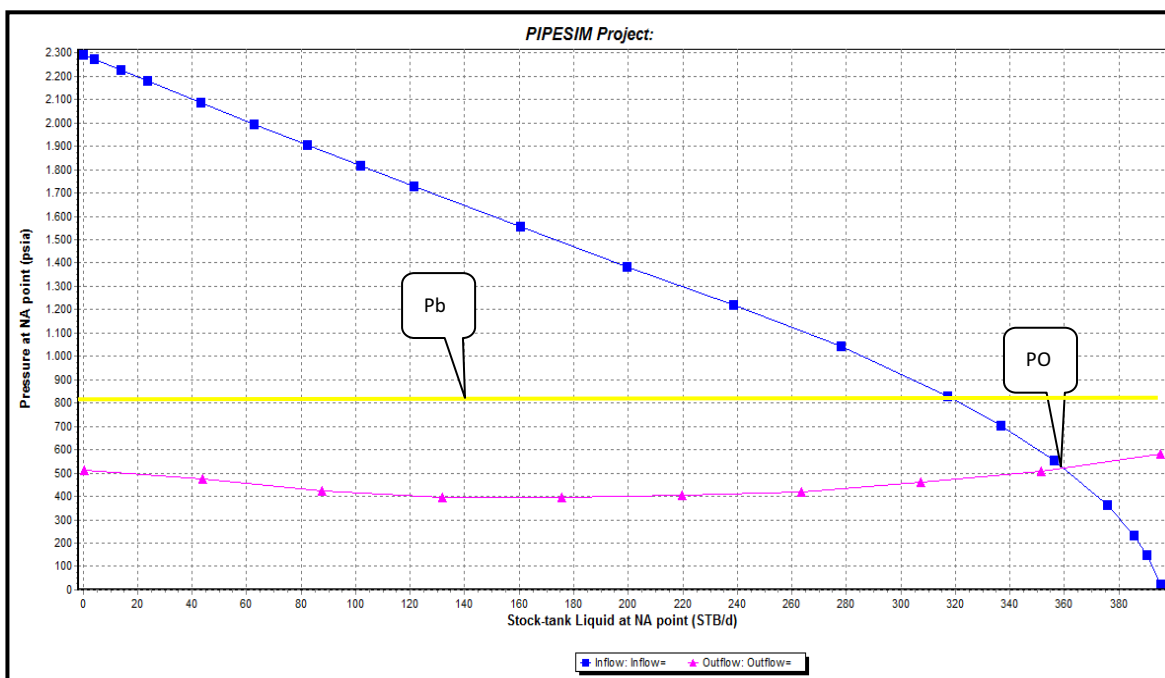
FIGURA 3.88 SENSIBILIDADES EN FONDO VARIANDO ETAPAS CON-27



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

FIGURA 3.89 SENSIBILIDADES EN FONDO CAMBIO DE BOMBA CON-27



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

- **Incrementar etapas (*Outflow*)**

Al considerar un rediseño de la BES, en donde se incremente el número de etapas, de 390 a 420, se genera un incremento en solo 6,8 BPPD, por lo que se descarta este escenario. (Fig.3.88).

- **Cambio de bomba (*Outflow*)**

Se simula el comportamiento del reservorio con una bomba más eficiente DN-400 o similar, obteniendo una producción de 359,5 BFPD, sin embargo el punto óptimo de operación se encuentra por debajo del Punto de Burbuja, por ende se emplea un separador de gas dentro de la configuración de la BES, generando un incremento en la producción en 62.58 BPPD.

TABLA 3.15 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CON-27

ALTERNATIVA	BSW	ACTUAL		DESPUÉS		INCREMENTO
		BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
ETAPAS (390-420)	16	285	239,4	293,1	246,18	6,79
DAÑO (3.33-0)	16	285	239,4	364,8	306,44	67,04
FRECUENCIA (59-60)	16	285	239,40	289,4	243,10	3,70
BOMBA	16	285	239,4	359,5	301,98	62,58

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

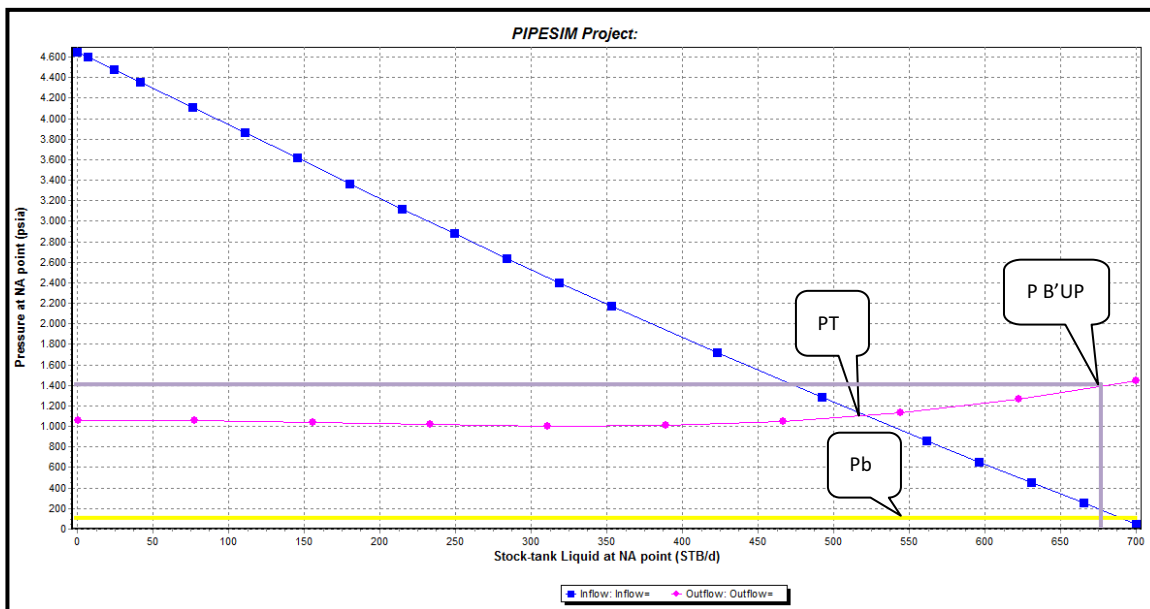
3.16 ANÁLISIS NODAL POZO CON-29

La producción de este pozo es de 520 BFPD correspondiente a la arena HI y un $S=6$, el mismo que está implícito dentro de la curva *inflow* (rosa) de la Fig. 3.90, los datos usados para la simulación de este pozo se encuentran compilados en el anexo 4, la producción actual se encuentra fuera del rango operativo de la bomba de 550-1200, por lo que se considera necesario un rediseño de la misma.

En la prueba de presión efectuada el 3 de enero del 2004 (Build Up), se obtiene una producción de 672 BFPD con una presión de 1467 PSI y un $S=20$, dicho

punto se encuentra por encima de la curva *inflow*, pero se ajusta perfectamente con la curva *outflow*, esto se debe a que el potencial del pozo ha disminuido.

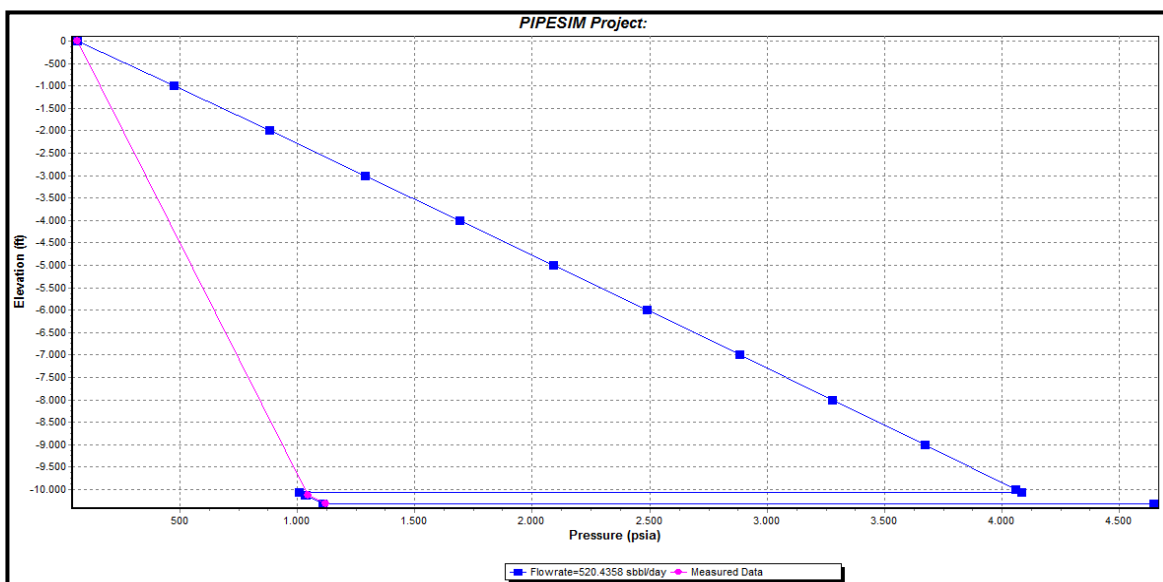
FIGURA 3.90 ANÁLISIS NODAL EN FONDO CON-29



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

FIGURA 3.91 PERFIL PRESIÓN-PROFUNDIDAD CON-29

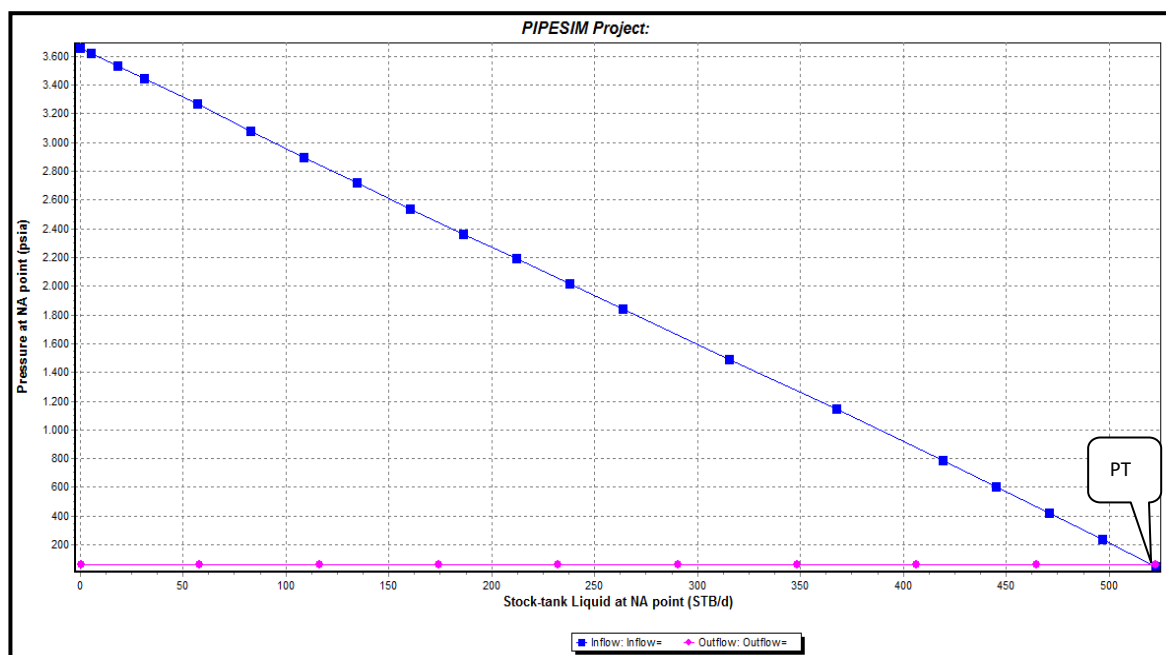


Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

En la Fig. 3.91 se evidencia el empate de presiones, y al simular una producción a una $P_c = 90$ Psi, el caudal correspondiente sería exactamente los 520 BFPD, este último constituye la tasa de producción actual. Por ende, se establece que el pozo no posee un daño físico en su tubería de producción.

FIGURA 3.92 ANÁLISIS NODAL EN CABEZA CON-29



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

En la Fig. 3.92 se observa que la curva *outflow* (gris) carece de pendiente, por ende se asumen despreciables las pérdidas en las líneas de flujo. Al interpretar la curva *inflow* (rosa) se visualiza una curva con una pendiente constante, indicando la óptima selección de la tubería de producción.

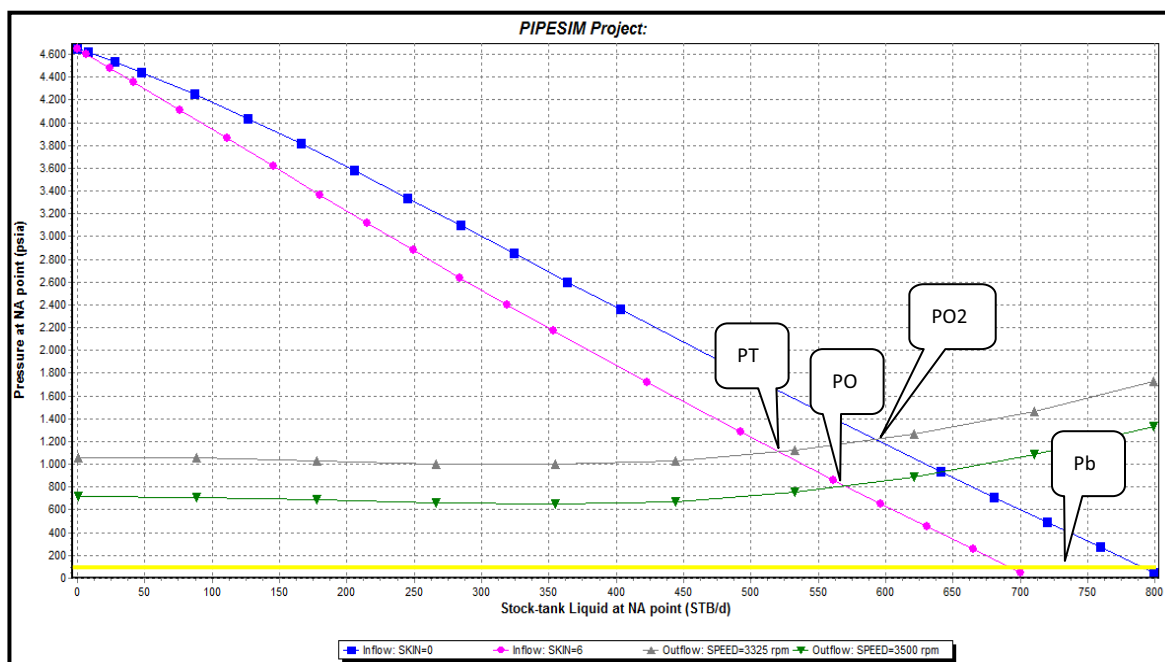
ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES CON-29

A continuación se plantean varios escenarios, destinados a encontrar los parámetros óptimos de operación del pozo que incrementen su producción, dichos resultados se compilan en la Tabla 3.16.

- **Variación de frecuencia de la bomba (*Outflow*)**

Se simula una variación de frecuencia de 57 a 60 Hz, (Fig. 3.93), generando una ganancia de 24,12 BPPD.

FIGURA 3.93 SENSIBILIDADES EN FONDO VARIANDO FRECUENCIA Y DAÑO DE FORMACIÓN CON-29



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

- **Remover daño (*Inflow*)**

A causa de la presencia de S=6 (simulado por el software) al realizar la remoción del mismo, se obtendrían 50 BPPD adicionales.

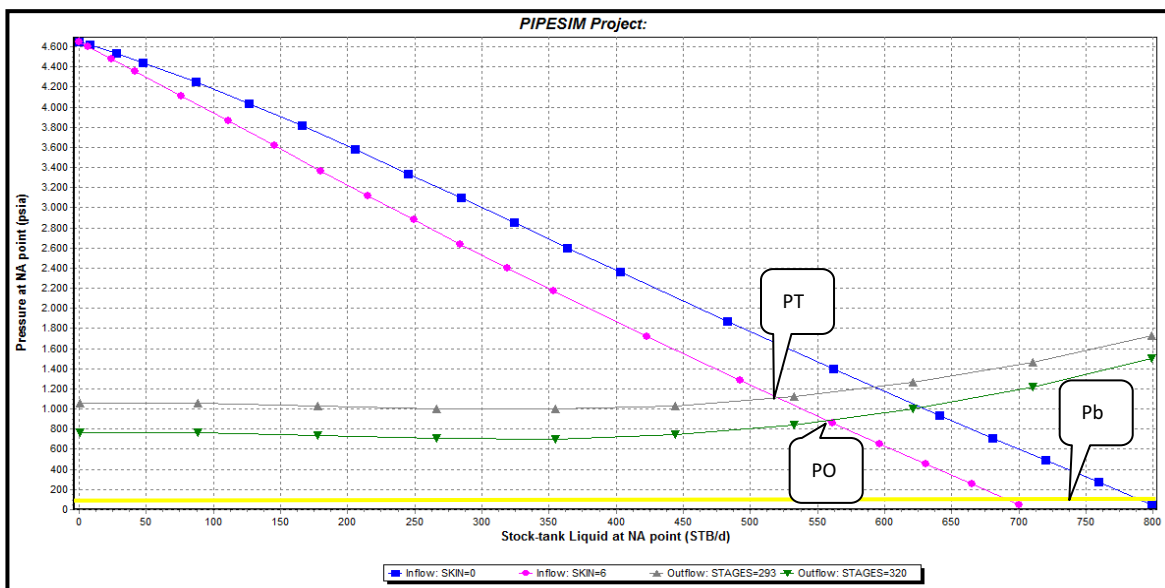
- **Incrementar etapas (*Outflow*)**

Se observa que el rango de trabajo para la cual fue diseñada la bomba es acertado, porque al incrementar las etapas de 293 a 320 se genera un aumento en la producción de solo 27,7 BPPD. (Fig.3.94).

- Cambio de bomba (*Outflow*)

En el rediseño de la bomba, se reemplazó una bomba P 8X, por una TD 600 o similar (Fig. 3.95), aumentando la producción en 67,43 BPPD.

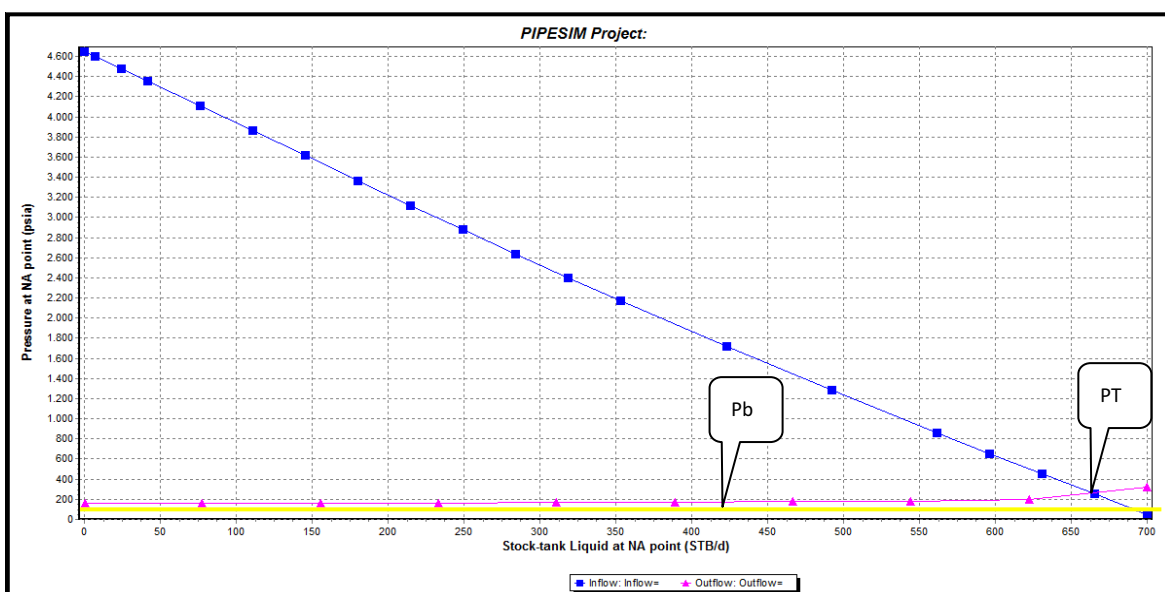
FIGURA 3.94 SENSIBILIDADES EN FONDO VARIANDO ETAPAS CON-29



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

FIGURA 3.95 SENSIBILIDADES EN FONDO CAMBIO DE BOMBA CON-29



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

TABLA 3.16 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CON-29

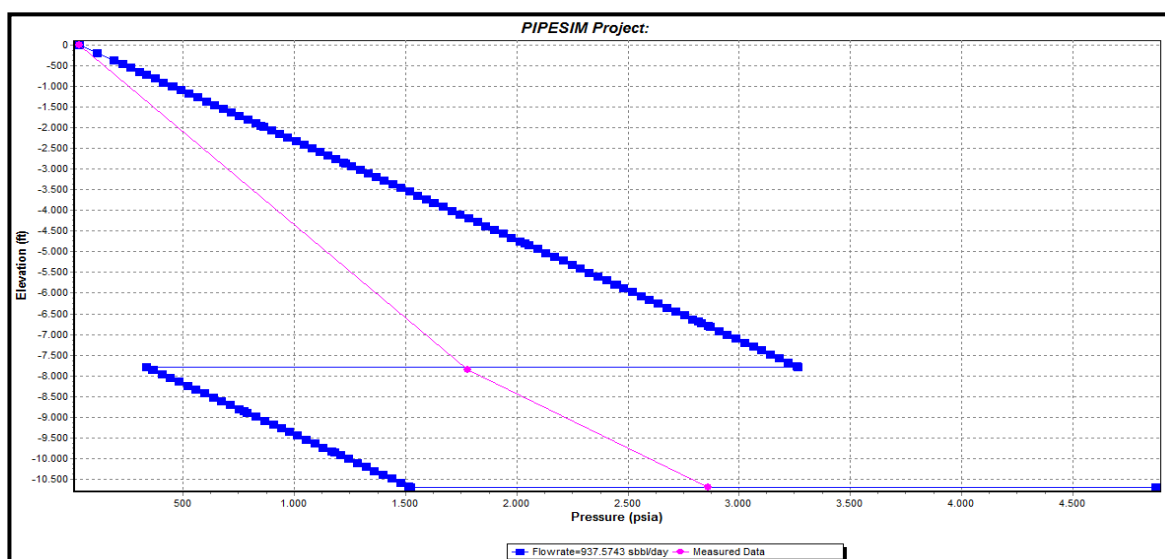
ALTERNATIVA	BSW	ACTUAL		DESPUÉS		INCREMENTO
		BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
ETAPAS (293-320)	52	520	249,6	577,8	277,32	27,73
DAÑO (6-0)	52	520	249,6	592,9	284,57	34,97
FRECUENCIA (57-60)	52	520	249,60	570,3	273,72	24,12
BOMBA	52	520	249,6	660,5	317,0304	67,43

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormazá

3.17 ANÁLISIS NODAL POZO CON-30D

Este pozo presenta una producción de 927 BFPD de la arena HI, no se considera representativo el daño obtenido a partir de pruebas de $B'Up$, de alrededor de 77, adicionalmente la bomba que opera en este pozo se encuentra trabajando dentro de su rango operativo.

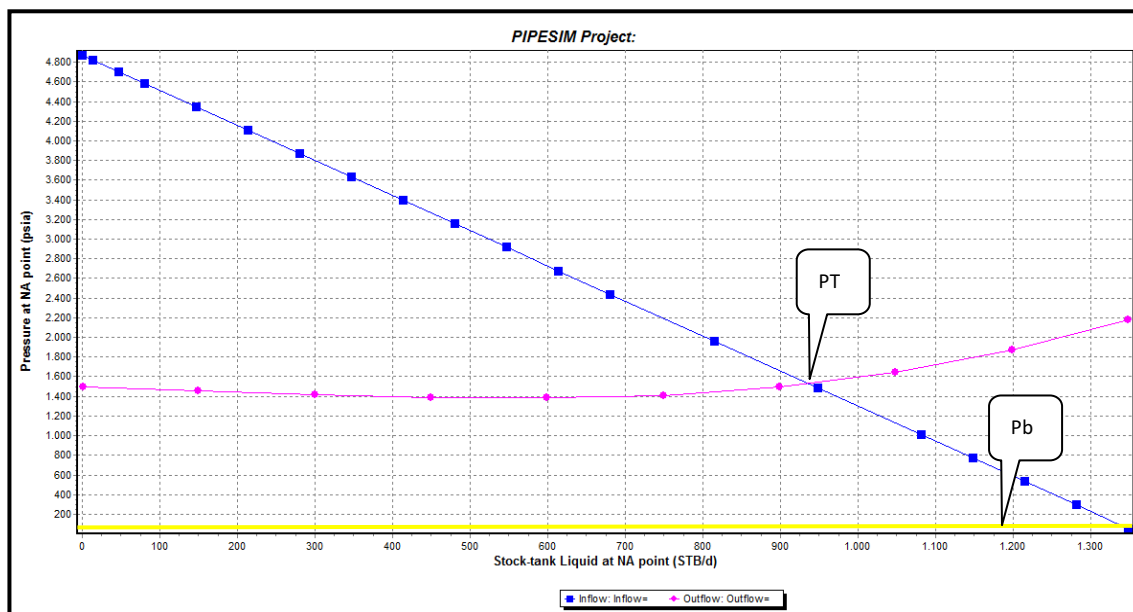
En la Fig. 3.96 se evidencia que las presiones de fondo no coinciden, se lo atribuye a un sensor descalibrado. No obstante, al simular la producción a $P_c = 35$ Psi, el caudal que debería producir este pozo es 937 BFPD, que difieren en tan solo 10 barriles de los 927 BFPD, este último corresponde a la producción actual.

FIGURA 3.96 PERFIL PRESIÓN-PROFUNDIDAD CON-30D

Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormazá

FIGURA 3.97 ANÁLISIS NODAL EN FONDO CON-30D

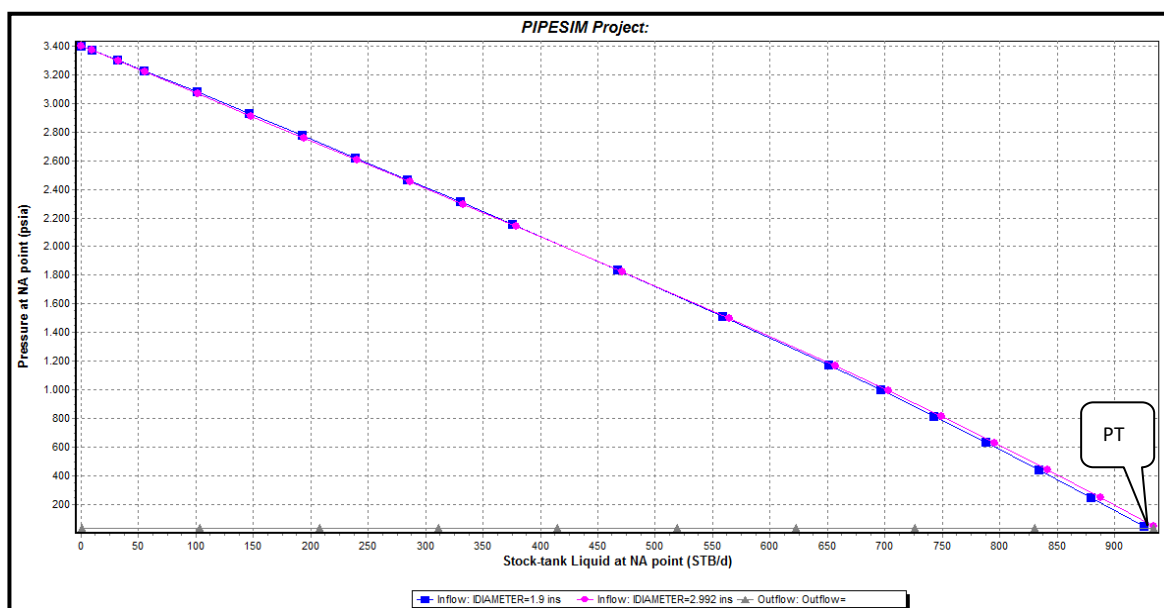


Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

De este pozo no se registran valores de pruebas de presión por lo que no existen puntos de correlación que puedan definir un problema dentro del análisis. (Fig. 3,97).

FIGURA 3.98 ANÁLISIS NODAL EN CABEZA CON-30D



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

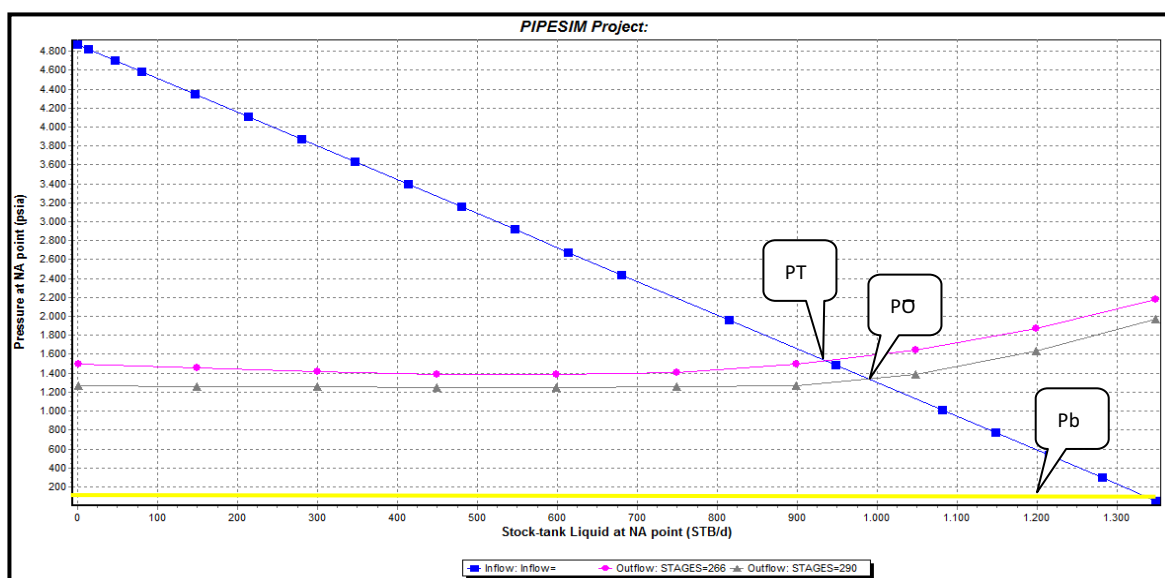
Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

En la Fig. 3.98 la curva *outflow* (gris) no posee pendiente, por lo cual las pérdidas en las líneas de flujo se asumen despreciables. En la interpretación de la curva *inflow* (rosa) no se observan anomalías indicando que la tubería es la adecuada para manejar el caudal deseado, y en la simulación de sensibilidad de diámetros se obtienen curvas similares, resultado del comportamiento idóneo de la tubería de producción.

ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES CON-30D

A continuación se plantean varios escenarios, destinados a encontrar los parámetros óptimos de operación del pozo que incrementen su producción, dichos resultados se compilan en la Tabla 3.17.

FIGURA 3.99 SENSIBILIDADES EN FONDO VARIANDO ETAPAS CON-30D



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

- **Variación de frecuencia de la bomba (*Outflow*)**

Se varía la frecuencia de 60 a 62 Hz, generando un aumento de tan solo 11,9 BPPD, lo cual no se considera viable al tratarse de la arena HI con un corte de agua de 80%.

- Incrementar etapas (*Outflow*)

El diseño de la bomba es adecuado, debido a que al incrementar las etapas de 266 a 290 se genera una ganancia de tan solo 12,4 BPPD (Fig.3.99).

TABLA 3.17 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CON-30D

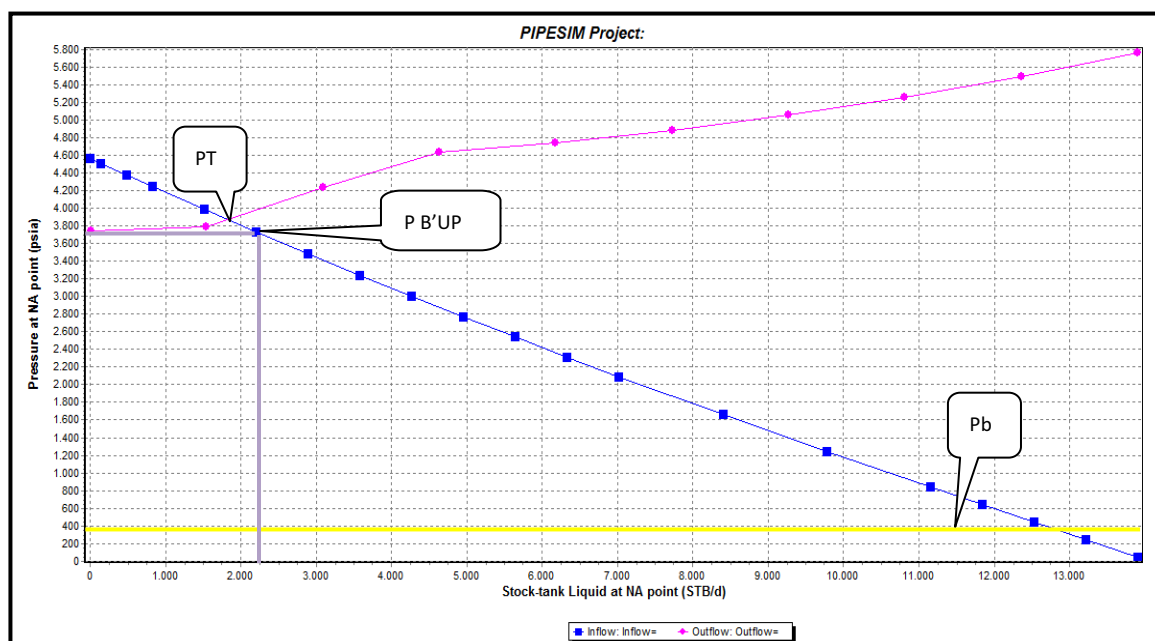
ALTERNATIVA	BSW	ACTUAL		DESPUÉS		INCREMENTO
		BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
ETAPAS(266-290)	80	927	185,4	989,2	197,844	12,44
FRECUENCIA(60-62)	80	927	185,40	986,5	197,30	11,90

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

3.18 ANÁLISIS NODAL POZO CON-32

Este pozo presenta una producción de 1909 BFPD correspondientes a la arena HI con un $S=14$, el cual está implícito en la curva IPR de la Fig. 3.100, estos datos se detallan en el anexo 4, además se considera que la bomba está dentro de su rango operativo 1200-2900 BFPD.

FIGURA 3.100 ANÁLISIS NODAL EN FONDO CON-32



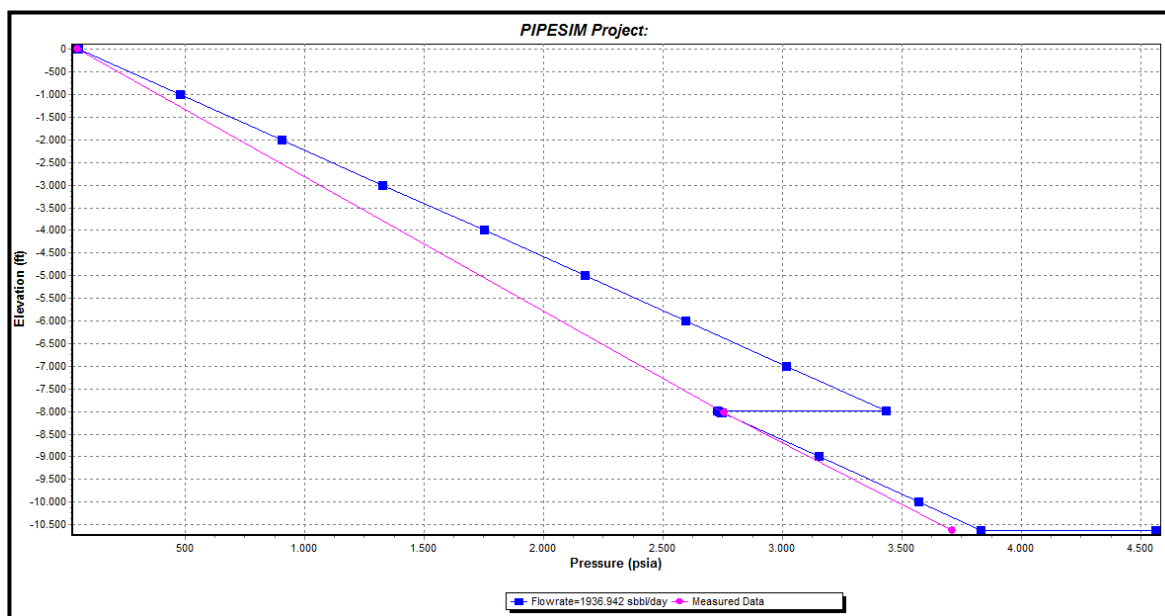
Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

En la prueba de presión efectuada el 31 de diciembre del 2008 (*Build Up*), se obtiene una producción de 2160 BFPD con una presión de fondo fluyente, 3743 Psi, en donde se aprecia un comportamiento óptimo del yacimiento, y a su vez, proporciona un indicativo de pérdidas en la tubería de producción (Fig. 3.100).

En la Fig. 3.101, se presenta el empate en el perfil de presiones corroborando que la tubería de producción no presenta dificultades al flujo del fluido, y al simular la producción con $P_c=50$ Psi, el caudal correspondiente sería 1937 BFPD que se asemeja a los 1909 BFPD de la producción actual.

FIGURA 3.101 PERFIL PRESIÓN-PROFUNDIDAD CON-32

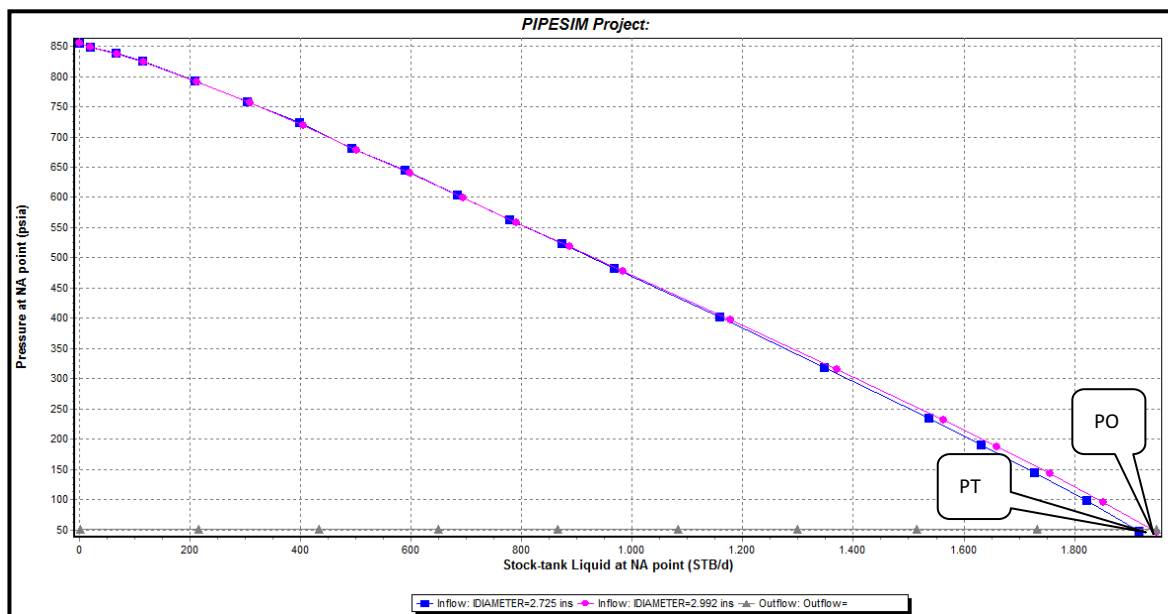


Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

Al analizar la Fig. 3.102, se aprecia que la curva *outflow* (gris) no posee pendiente, producto de ello las pérdidas en las líneas de flujo se asumen despreciables. La curva *inflow* (rosa) posee pendiente constante, indicativo de la óptima selección de la tubería de producción. Finalmente, al simular la variación del diámetro, la ganancia generada es mínima por lo que se asume que la tubería de producción no presenta restricciones.

FIGURA 3.102 ANÁLISIS NODAL EN CABEZA CON-32



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES CON-32

A continuación se plantean varios escenarios, tendientes a encontrar los parámetros óptimos de operación del pozo que incrementen su producción, dichos resultados se compilan en la Tabla 3.18.

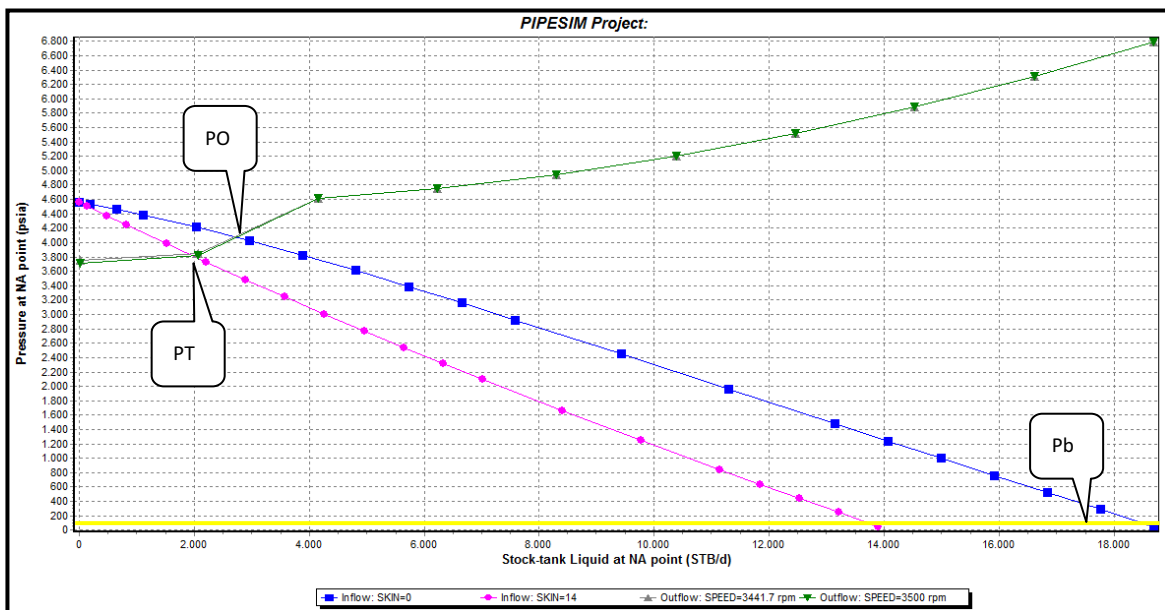
- **Variación de frecuencia de la bomba (*Outflow*)**

Se simula la variación de la frecuencia de 59 a 60 Hz, generando un incremento en la producción de solo 5,93 BPPD. (Fig. 3.103).

- **Remover daño (*Inflow*)**

El daño simulado por el software $S=14$ difiere de lo obtenido de $B'Up$, $S=20$, producto de los trabajos de reacondicionamiento efectuados en el pozo, además al simular la remoción del mismo se puede recuperar adicionalmente, 79,2 BPPD (Fig. 3.103).

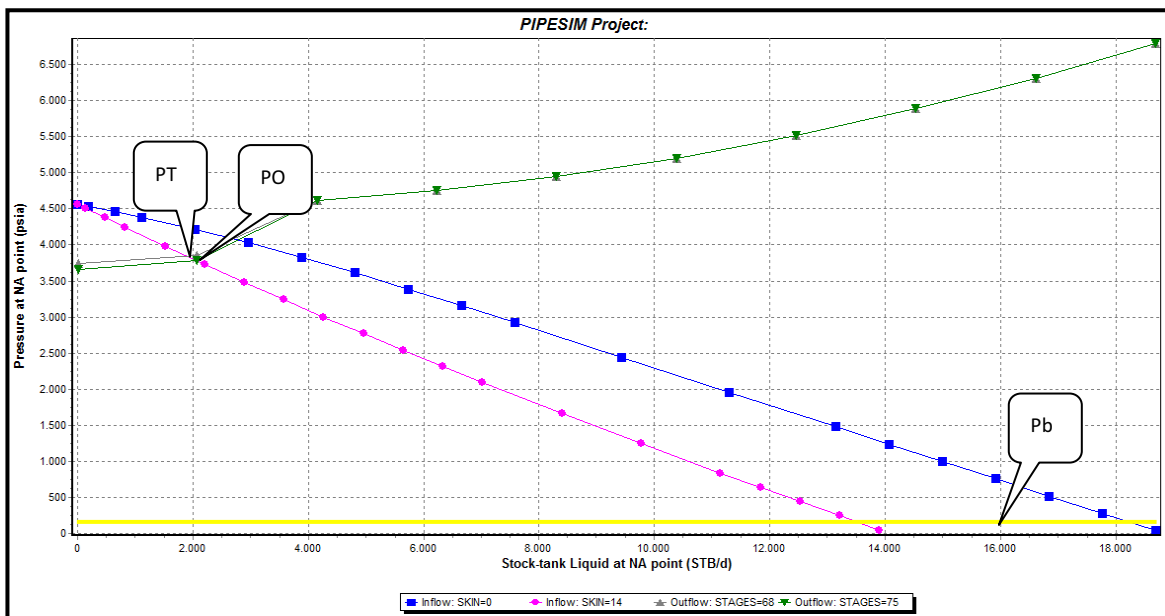
FIGURA 3.103 SENSIBILIDADES EN FONDO VARIANDO FRECUENCIA Y DAÑO DE FORMACIÓN CON-32



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

FIGURA 3.104 SENSIBILIDADES EN FONDO VARIANDO ETAPAS CON-32



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

- Incrementar etapas (*Outflow*)

Se observa que el rango de operación para el que fue diseñada la bomba es el indicado debido a que al incrementar las etapas de 68 a 75 (Fig. 3.104), se consigue un aumento en la producción de únicamente 15,6 BPPD.

TABLA 3.18 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CON-32

ALTERNATIVA	BSW	ACTUAL		DESPUÉS		INCREMENTO
		BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
ETAPAS (68-75)	90	1909	190,9	2065,4	206,54	15,64
DAÑO (14-0)	90	1909	190,9	2700,7	270,07	79,17
FRECUENCIA (59-60)	90	1909	190,9	1968,3	196,83	5,93

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormazá

3.19 ANÁLISIS NODAL POZO CON-33

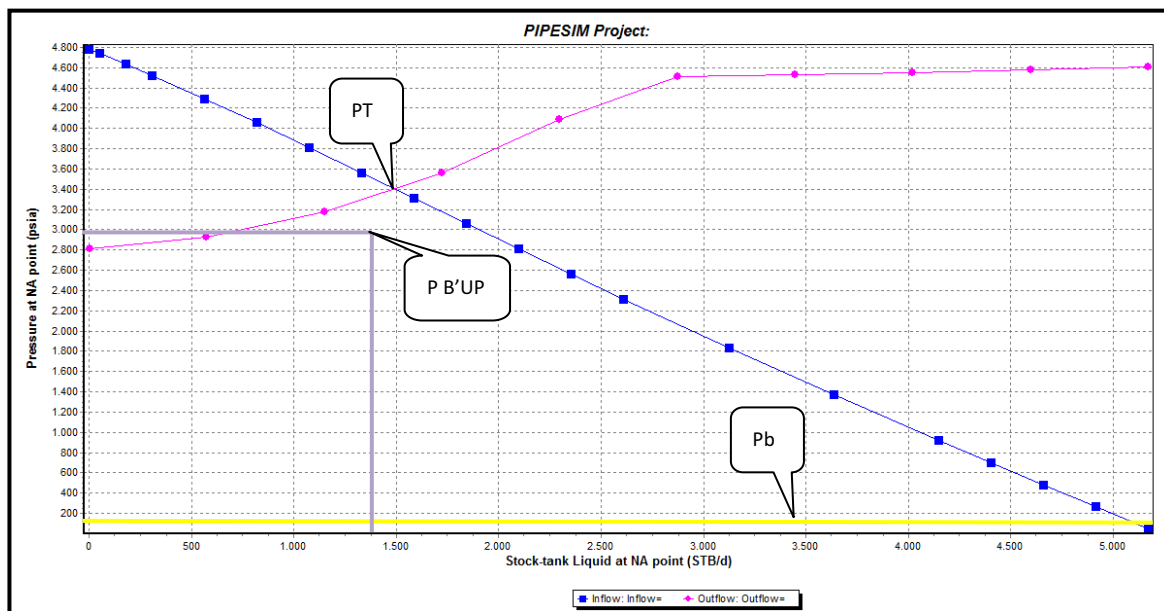
El pozo presenta una producción de 1506 BFPD de la arena HI con un $S=0$, es decir, este ha sido removido previamente en alguno de los trabajos realizados, los datos usados para la simulación de este pozo se compilan en el anexo 4. Por su parte, al considerar un rediseño de la bomba este no es viable al encontrarse produciendo dentro de su rango operativo 1000-2500 BFPD.

En la prueba de presión efectuada el 15 de octubre del 2007 (*Build Up*), se obtiene una producción de 1368 BFPD con una presión fluyente, P_{wf} , de 2992 Psi. Este punto se lo traslada a la Fig. 3.105, encontrándose por debajo de la curva *inflow*, resultado de los trabajos de reacondicionamiento a los que ha sido sometido el pozo, por otro lado dicho punto se encuentra cercano a la curva *outflow*, descartando un daño físico en la tubería de producción y/o líneas de flujo.

En la Fig. 3.106, se aprecia un empate en las presiones de cabeza, pero no así en las de fondo, producto de un sensor de la bomba defectuoso, y al simular la producción a una $P_c = 46$ Psi, el caudal sería 1506 BFPD, que equivale a la tasa

de producción actual; a consecuencia de ello se establece que el pozo no posee un daño físico en su tubería de producción.

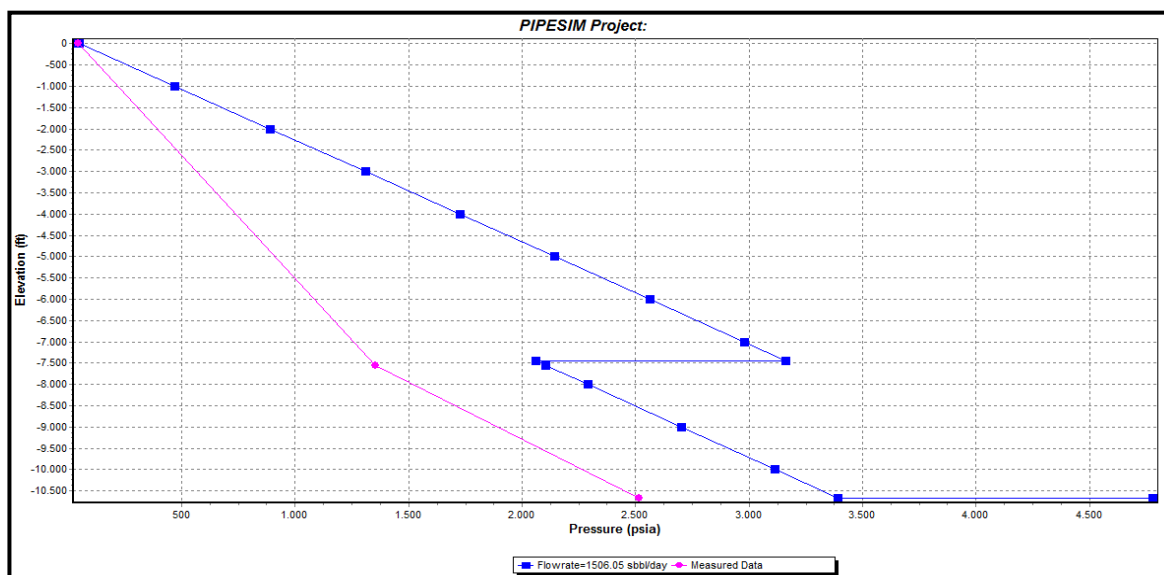
FIGURA 3.105 ANÁLISIS NODAL EN FONDO CON-33



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

FIGURA 3.106 PERFIL PRESIÓN-PROFUNDIDAD CON-33

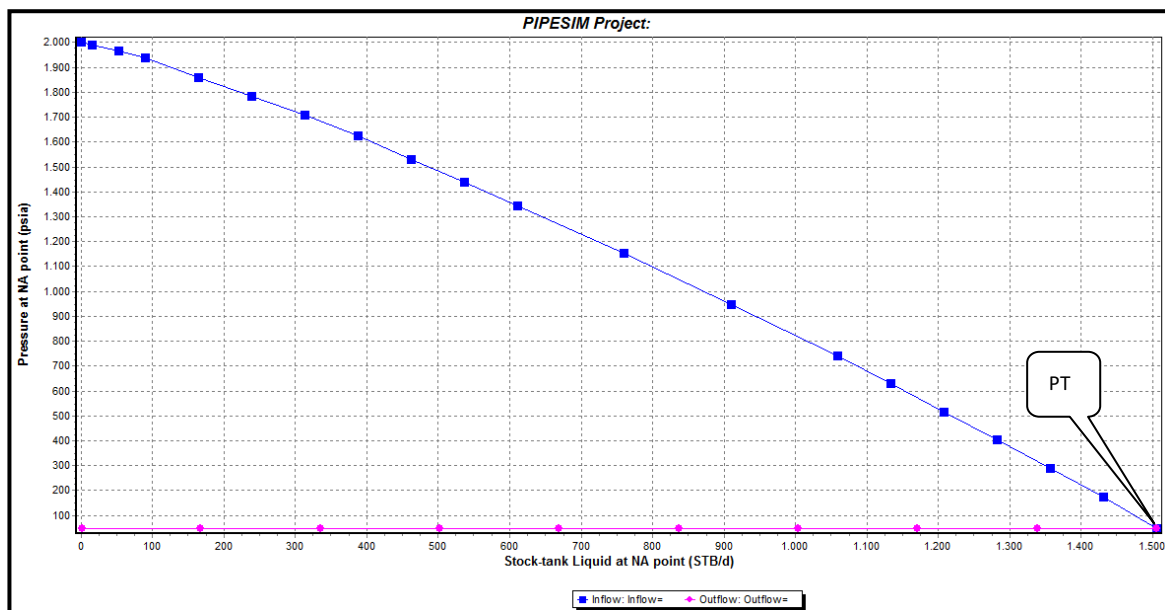


Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

En la Fig. 3.107 se observa que la curva *outflow* (rosa) no posee pendiente, por ende las pérdidas en las líneas de flujo se consideran despreciables. La curva *inflow* (azul) no presenta alteraciones, indicando que la tubería de producción que se ha seleccionado es la adecuada.

FIGURA 3.107 ANÁLISIS NODAL EN CABEZA CON-33



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

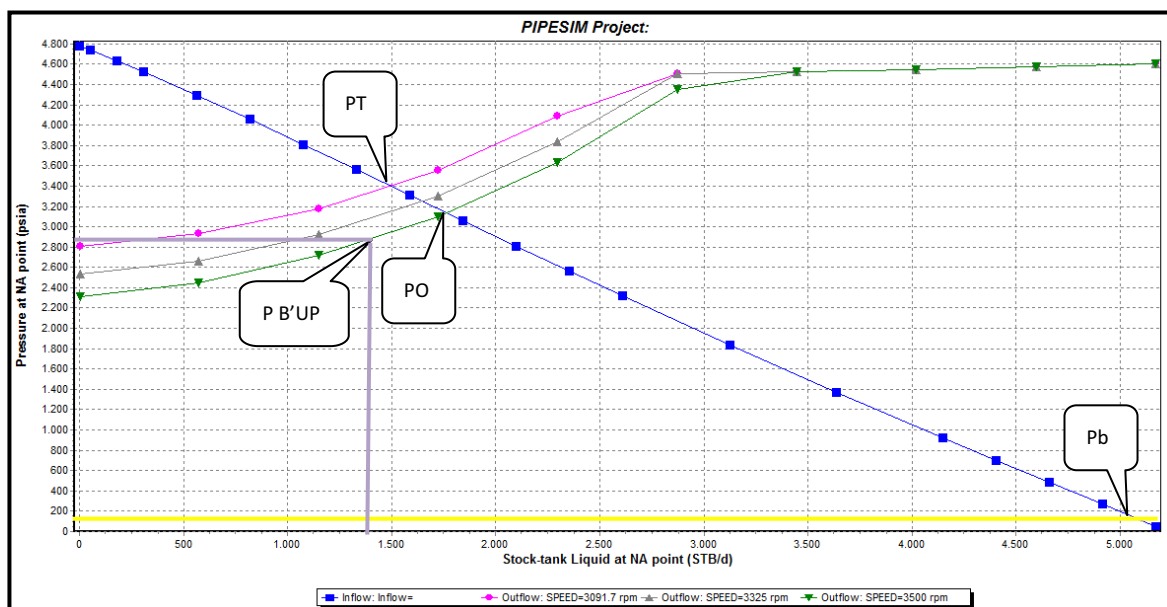
ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES CON-33

A continuación se plantean varios escenarios, destinados a encontrar los parámetros óptimos de operación del pozo que incrementen su producción, dichos resultados se compilan en la Tabla 3.19.

- **Variación de frecuencia de la bomba (*Outflow*)**

La frecuencia se varió de 53 a 57 y 60 Hz, (Fig. 3.108) y al analizar la intersección entre la curva *inflow* (azul) y la *outflow* (rosa), con una elevación de frecuencia 57 Hz (curva gris); se genera un aumento en la producción de alrededor de 23 BPPD), y de 41,47 BPPD si la frecuencia se aumenta a 60 Hz (curva verde).

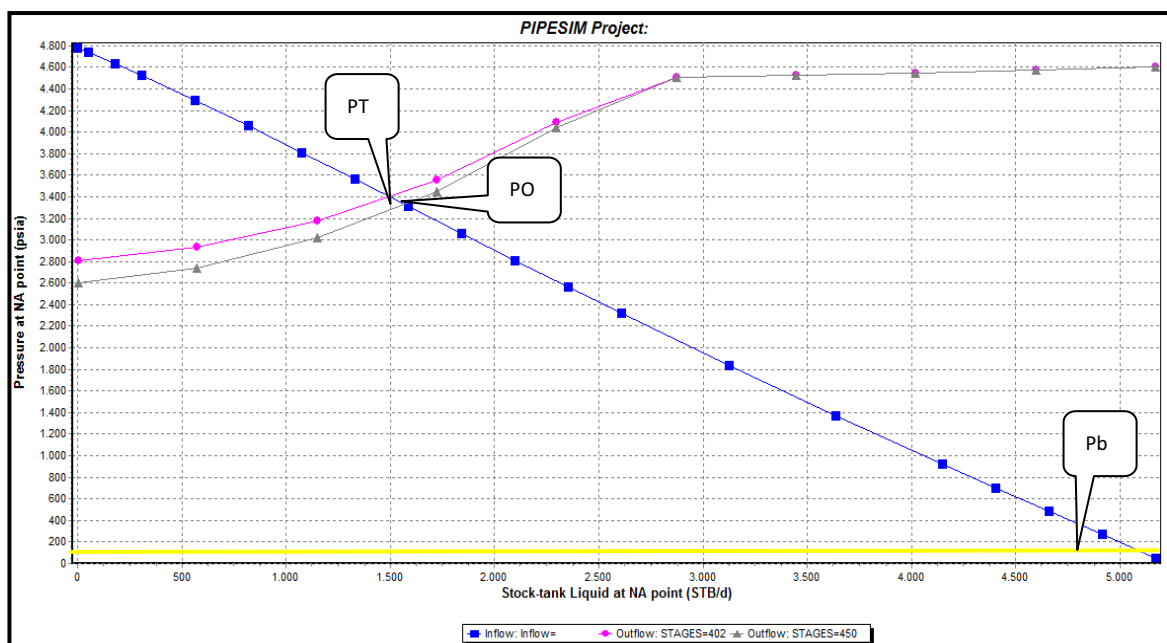
FIGURA 3.108 SENSIBILIDADES EN FONDO VARIANDO FRECUENCIA Y DAÑO DE FORMACIÓN CON-33



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

FIGURA 3.109 SENSIBILIDADES EN FONDO VARIANDO ETAPAS CON-33



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

- Incrementar etapas (*Outflow*)

La bomba trabaja en el rango óptimo para el cual fue diseñada, por lo que al incrementar las etapas de 402 a 450, solo se genera una ganancia en la producción de 9,94 BPPD. (Fig. 3.109).

TABLA 3.19 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CON-33

ALTERNATIVA	BSW	ACTUAL		DESPUÉS		INCREMENTO
		BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
ETAPAS (402-450)	84	1506	240,96	1568,2	250,904	9,94
FRECUENCIA (53-57)	84	1506	240,96	1649,5	263,92	22,96
FRECUENCIA (53-60)	84	1506	240,96	1765,2	282,43	41,47

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormazá

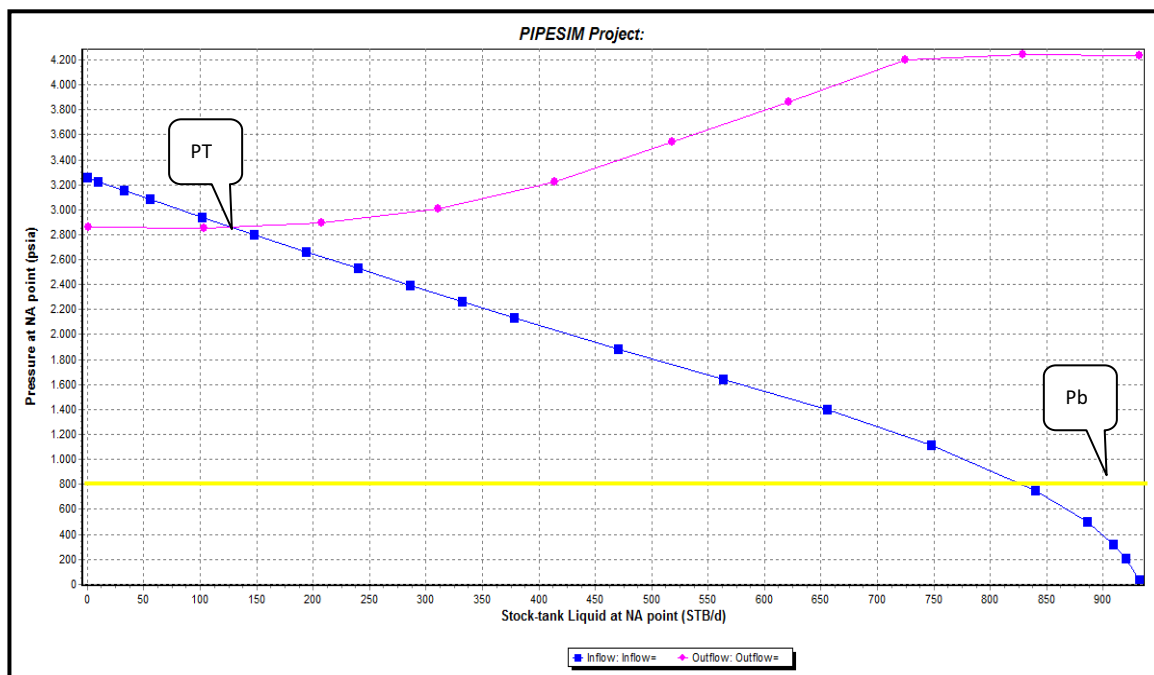
3.20 ANÁLISIS NODAL POZO CON-34

Este pozo presenta producción de la arena TS de alrededor de 114 BFPD, con un $S= 0,59$, el mismo que se encuentra implícito dentro de la curva IPR de la Fig. 3.110, estos datos se compilan en el anexo 4. Por otro lado, la producción actual no se encuentra dentro del rango operativo de la bomba es de 300 – 600 BFPD.

En la prueba de presión realizada el 22 de junio del 2008 (*Build Up*), se obtiene una producción de 360 BFPD con una presión de fondo fluyente de 1834 Psi, pese a que este valor fue tomado solo en el 2008 por las condiciones del reservorio (TS) el valor no es representativo.

En la Fig. 3.111 se aprecia un muy buen empate en las presiones, concluyendo que la tubería de producción se encuentra en buen estado. Al simular la producción con una $P_c = 330$ Psi, el caudal correspondiente sería 128 BFPD, los mismos que se asemejan a los 114 BFPD. La elevada presión de cabeza se puede atribuir al crudo pesado (12 API).

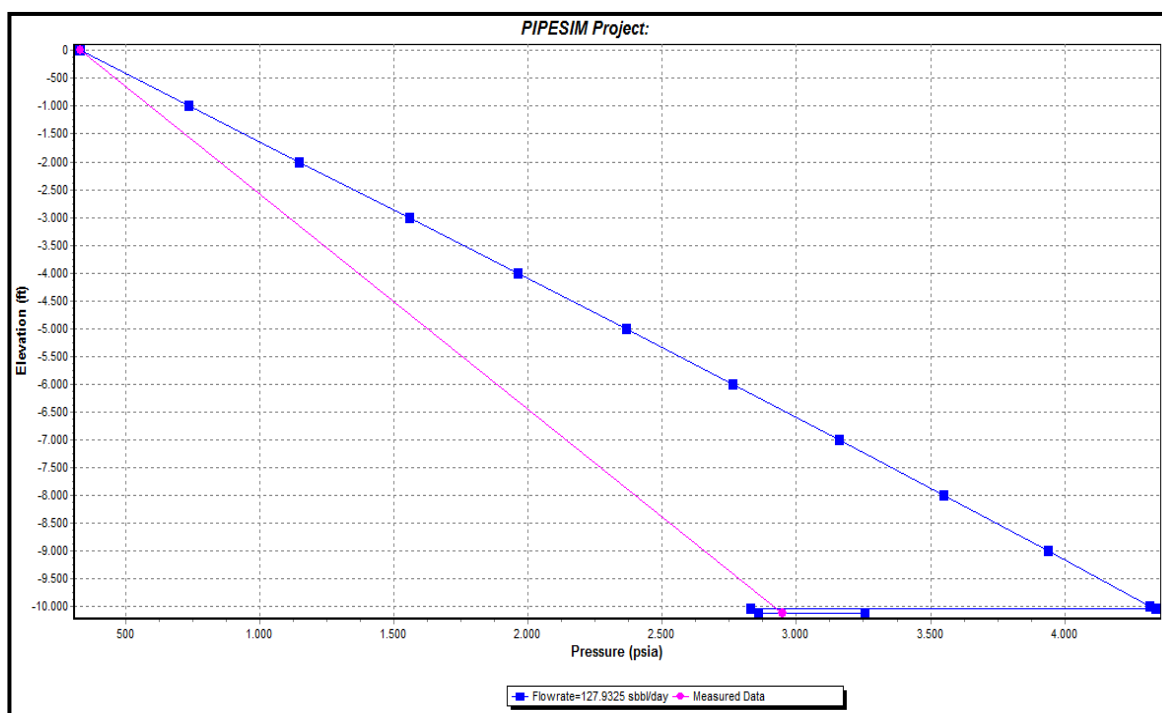
FIGURA 3.110 ANÁLISIS NODAL EN FONDO CON-34



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

FIGURA 3.111 PERFIL PRESIÓN-PROFUNDIDAD CON-34

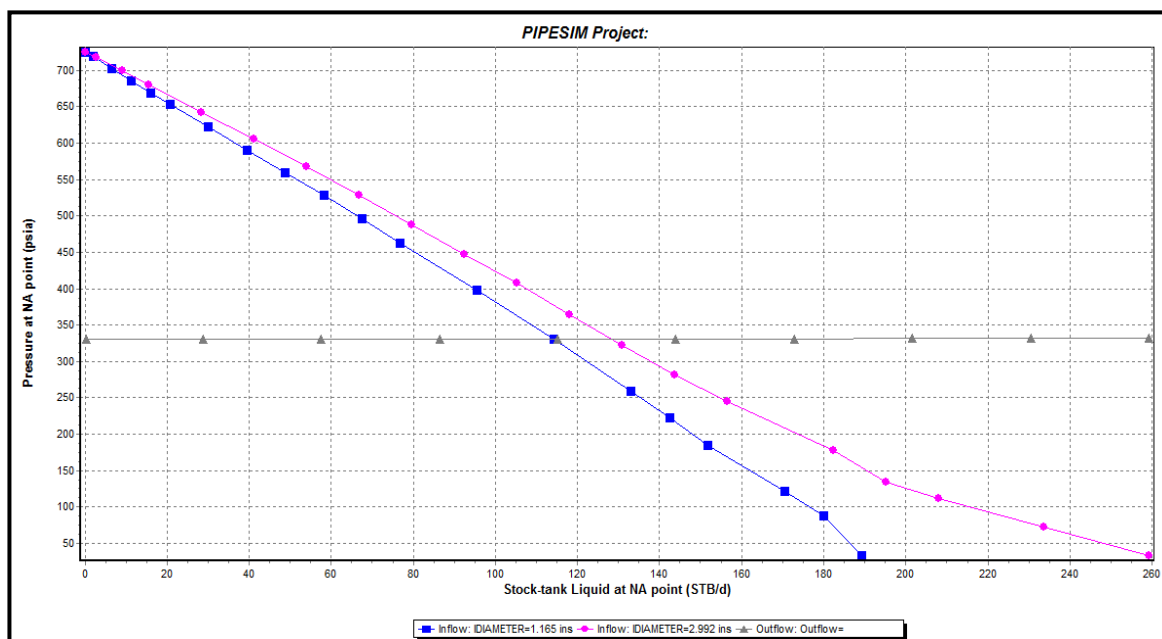


Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

En la Fig. 3.112 se observa una curva *outflow* (gris) carente de pendiente, por tanto las pérdidas en las líneas de flujo son despreciables. Al interpretar la curva *inflow* (rosa) se evidencia una clara deflexión en su parte inferior, esta alteración se produce por el tipo de fluido (crudo pesado), y no por un problema dentro del sistema.

FIGURA 3.112 ANÁLISIS NODAL EN CABEZA CON-34



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES CON-34

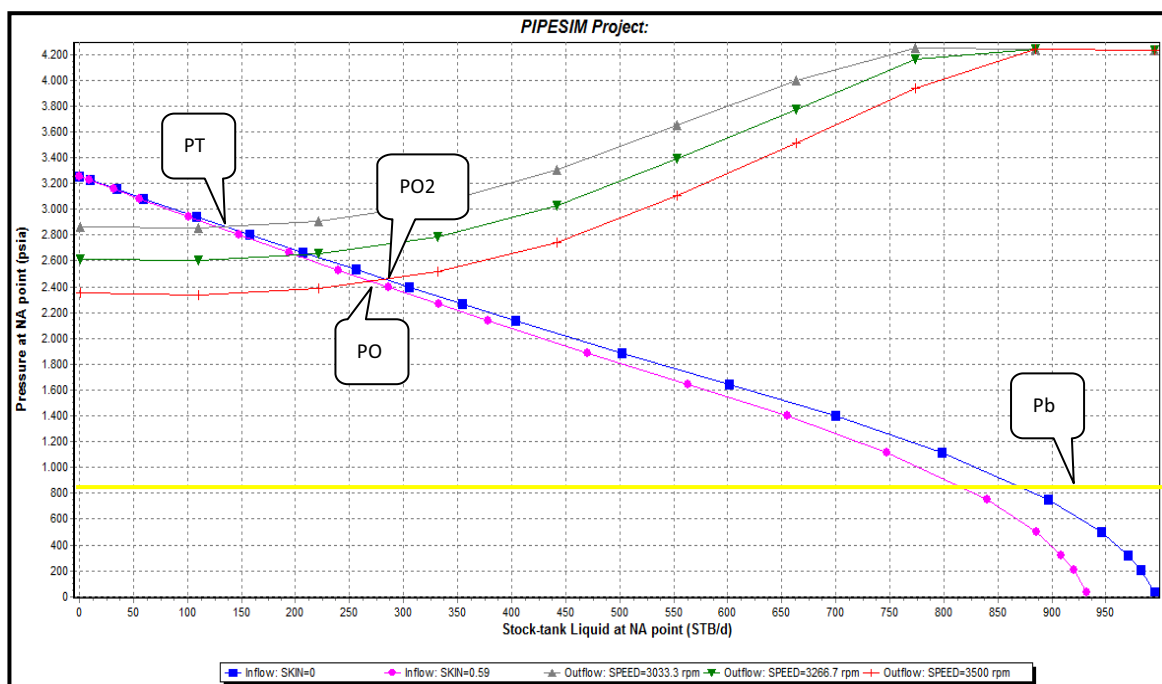
A continuación se plantean varios escenarios, destinados a encontrar los parámetros óptimos de operación del pozo que incrementen su producción, dichos resultados se compilan en la Tabla 3.20.

- **Variación de frecuencia de la bomba (*Outflow*)**

Se realizó la simulación considerando un aumento de frecuencia de 52 a 56 y 60 Hz, y al examinar la intersección entre la curva *inflow* (rosa) y la curva *outflow* (verde), con un aumento de frecuencia de 56 Hz; se genera un incremento en la

producción de 54,3 BPPD (Fig. 3.113), y por su parte, al alcanzar su máxima frecuencia de 60 Hz, se genera un incremento en la producción de alrededor de 99,72 BPPD (curva roja).

FIGURA 3.113 SENSIBILIDADES EN FONDO VARIANDO FRECUENCIA Y DAÑO DE FORMACIÓN CON-34



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

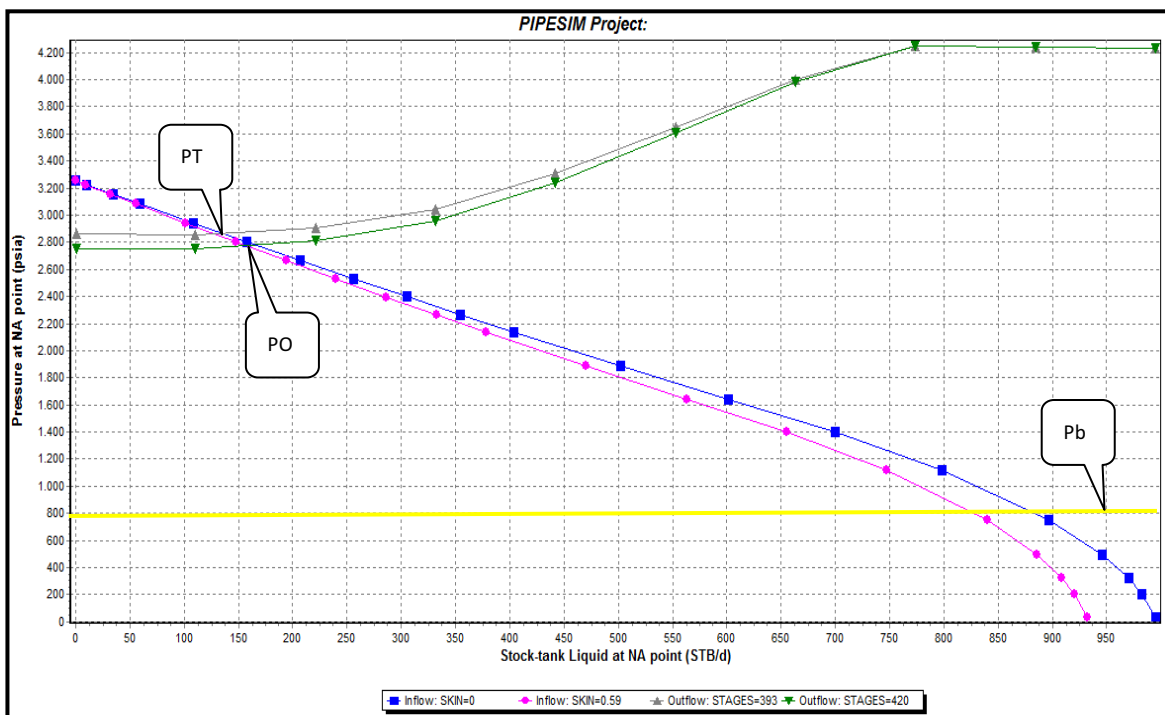
- **Remover daño (*Inflow*)**

El daño simulado corresponde a $S=0,59$, al ser este daño minúsculo no es indispensable realizar la remoción del mismo, debido a que solo se recuperarían 13,7 BPPD, y operativamente no es factible.

- **Incrementar etapas (*Outflow*)**

Se observa que el rango de trabajo para la cual se diseñó la bomba es acertado, porque al incrementar el número de etapas de de 393 a 420 se genera un incremento en la producción de solo 27.4 BPPD, por ende esta alternativa será descartada. (Fig.3.114)

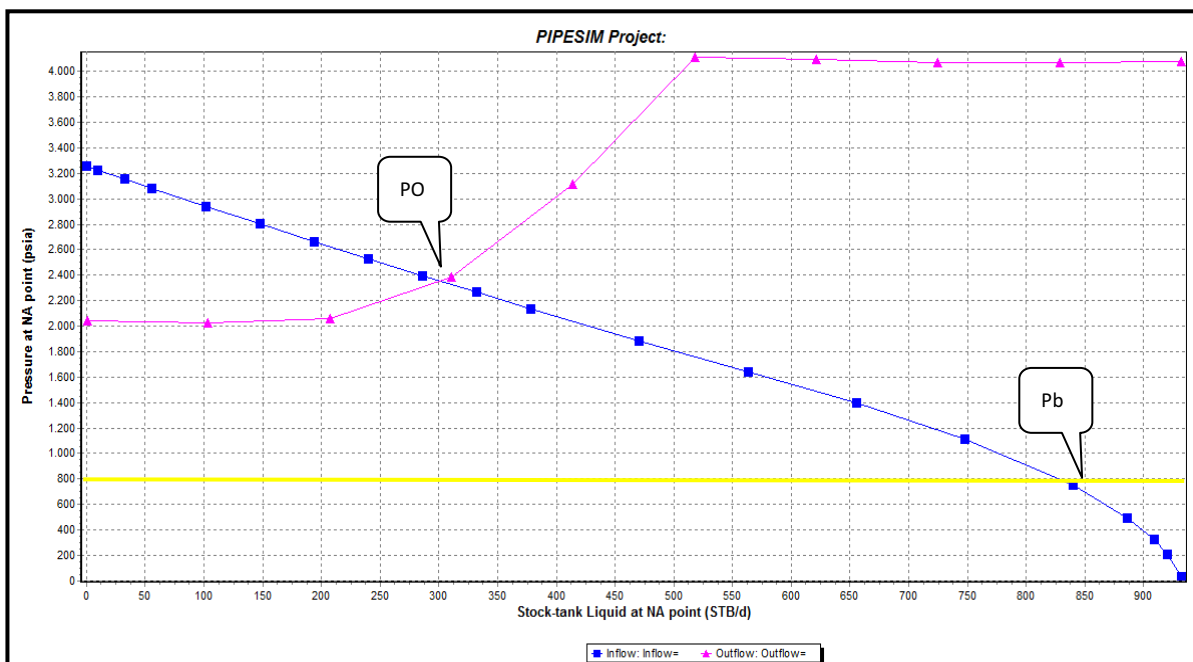
FIGURA 3.114 SENSIBILIDADES EN FONDO VARIANDO ETAPAS CON-34



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

FIGURA 3.115 SENSIBILIDADES EN FONDO CAMBIO DE BOMBA CON-34



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

- **Cambio de bomba (*Outflow*)**

En el rediseño se considera el cambio de la bomba P 4X por una TD-150 o similar (Fig. 3.115), incrementando la producción en 116.55 BPPD.

TABLA 3.20 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CON-34

ALTERNATIVA	BSW	ACTUAL		DESPUÉS		INCREMENTO
		BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
ETAPAS(393-420)	36	114	72,96	156,9	100,3904	27,43
DAÑO(0.59-0)	36	114	72,96	135,5	86,688	13,73
FRECUENCIA(52-56)	36	114	72,96	198,9	127,31	54,35
FRECUENCIA(52-60)	36	114	72,96	269,8	172,68	99,72
BOMBA	36	114	72,96	296,1	189,5104	116,55

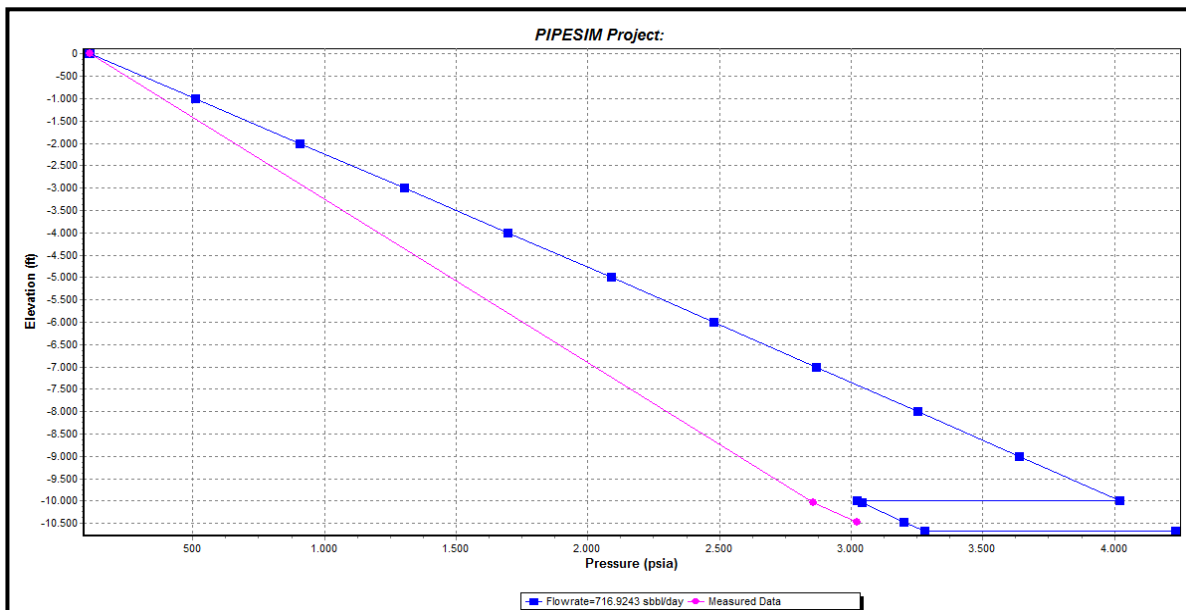
Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

3.21 ANÁLISIS NODAL POZO CON-35D

Este pozo se encuentra produciendo de dos arenas Hollín Superior y T Inferior, por ende el análisis depende de las propiedades particulares de cada arena, expuestas de manera separada en el anexo 4, en este caso particular el modelo a usarse para la simulación será un modelo multicapa. Ambas arenas presentan una producción de 574 BFPD, además cada arena posee su respectivo daño de $S=6,8$ y $S=5,34$ para HS y TI, respectivamente. Igualmente se conoce que la bomba está trabajando dentro de su rango operativo.

En las Fig. 3.116, 3.117 y 3.118 se encuentran los perfiles de presión de cada una de las arenas y en conjunto, respectivamente, en donde para la arena HS no convergen las presiones de fondo, en el segundo, correspondiente a TI no se genera la curva de valores medidos debido a que los valores de producción simulados no llegan a superficie, y finalmente, en la tercera figura, el empate es perfecto al concordar con los datos de las dos arenas, indicando que los valores de presión son correctos.

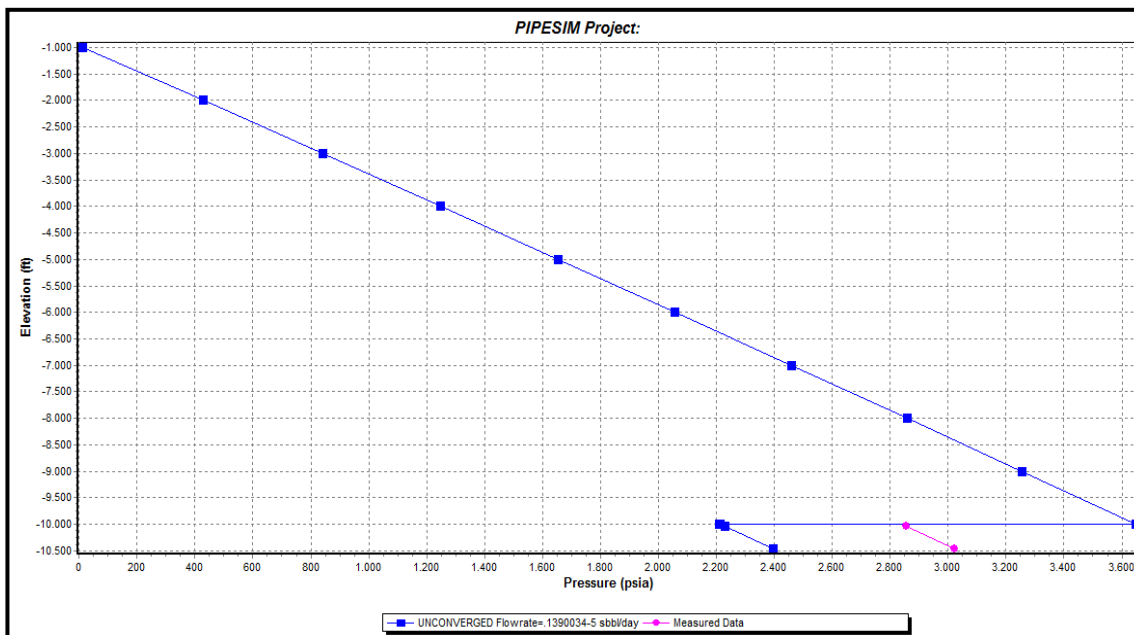
FIGURA 3.116 PERFIL PRESIÓN-PROFUNDIDAD CON-35 ARENA HS



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

FIGURA 3.117 PERFIL PRESIÓN-PROFUNDIDAD CON-35 ARENA TI



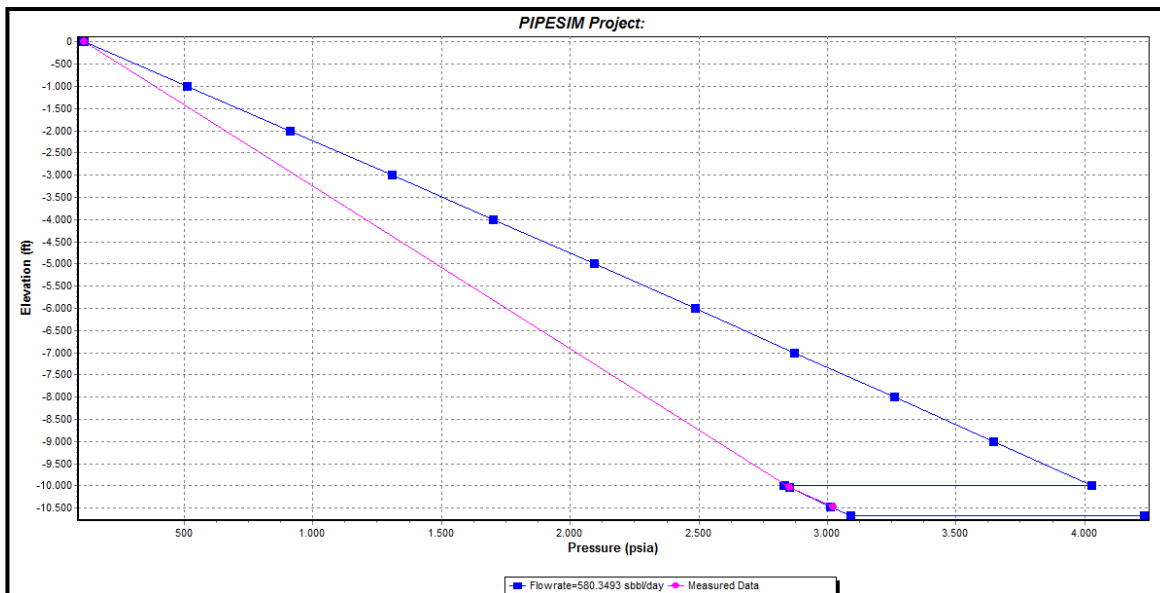
Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

Al simular la producción con una $P_c=110$ Psi, la arena HS debería estar produciendo 717 BFPD, mientras que la TI aparece sin producción por cuanto no

contribuye en la producción total, determinando que las mayores pérdidas en este pozo se deben al flujo cruzado, donde la arena de mayor presión (HS) filtra fluidos dentro de la de menor presión (TI).

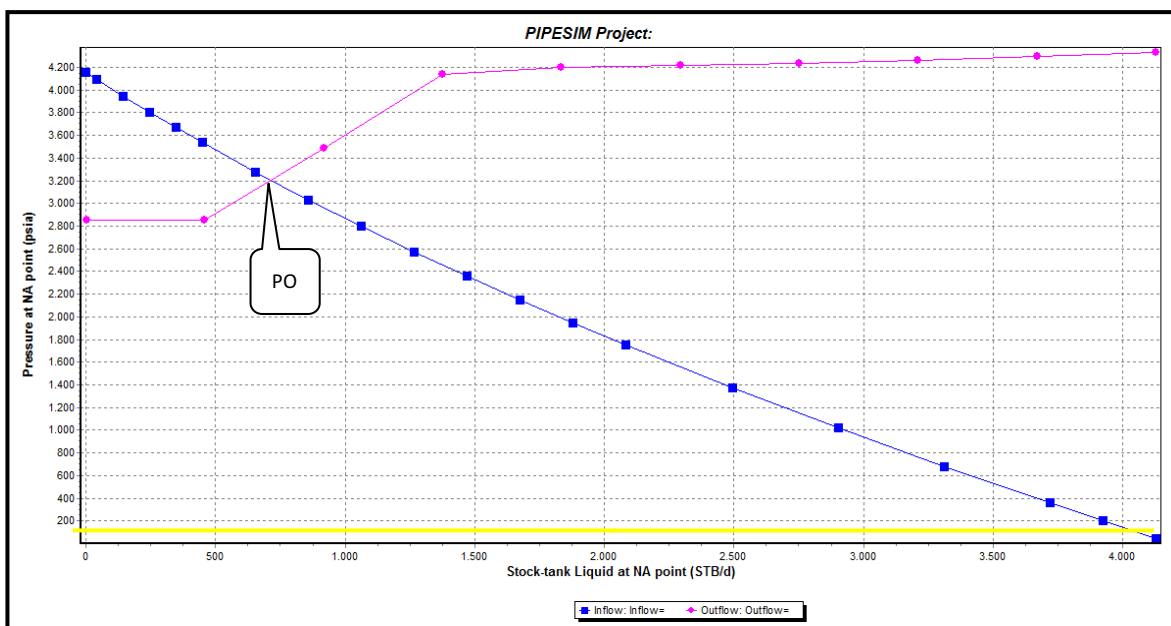
FIGURA 3.118 PERFIL PRESIÓN-PROFUNDIDAD CON-35 ARENA HS +TI



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

FIGURA 3.119 ANÁLISIS NODAL EN FONDO CON-35 ARENA HS

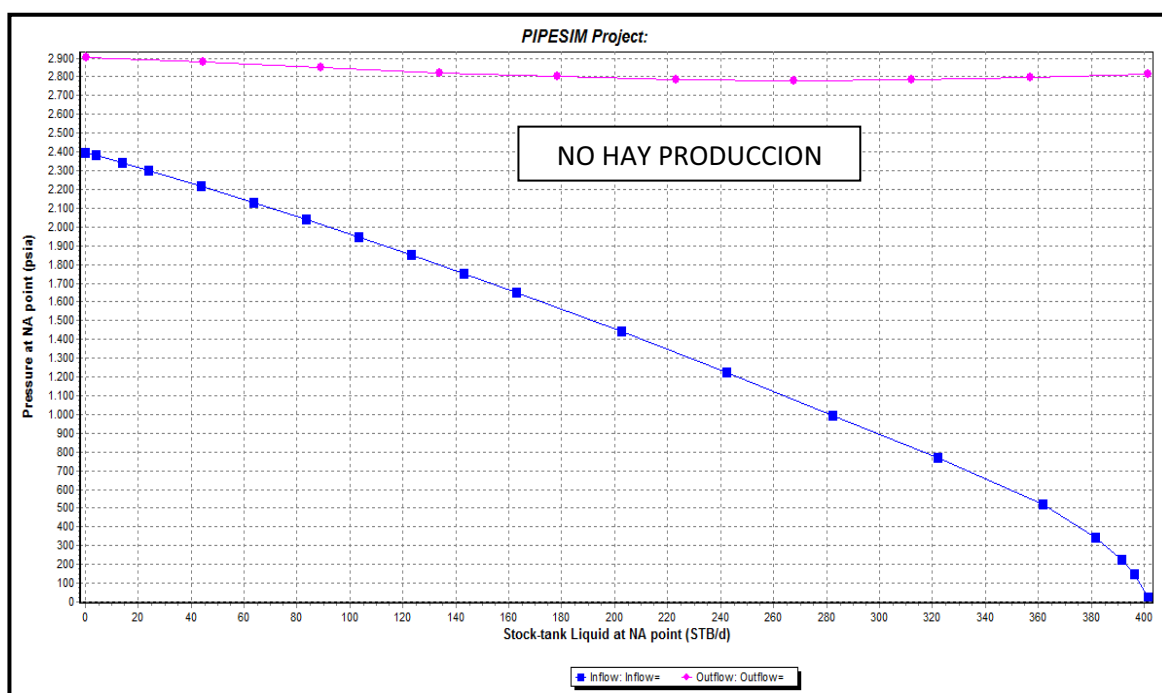


Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

En la prueba de presión efectuada el 4 de Enero del 2006 (*Build Up*), se obtiene una producción de 480 BFPD con una presión fluyente de 967 Psi. Por su parte, para la arena TI no se registran *B'Up*. Por esta razón los valores de pruebas de presión no son considerados en el análisis nodal de las Fig. 3.119, 3.120 y 3.121, Para este pozo en particular es evidente que la arena TI merma el potencial de la arena HS por ende sería recomendable una cementación de la arena de menor potencial.

FIGURA 3.120 ANÁLISIS NODAL EN FONDO CON-35 ARENA TI



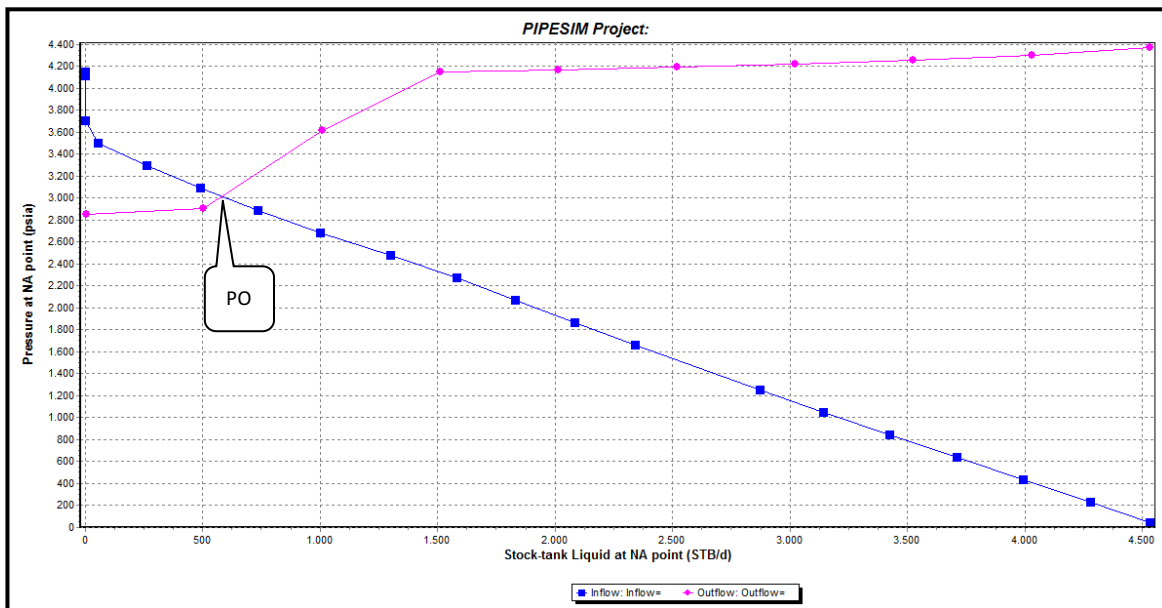
Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

En la Fig. 3.120 se puede apreciar el análisis nodal de la arena TI en donde las curvas *inflow* y *outflow* no se intersecan concluyendo que esta arena no aporta.

En la Fig. 3.121, se analiza en conjunto las dos arenas determinando que su tasa de producción es de 580 BFPD, diferente del resultado de la adición de las tasas de producción por arena ($Q_{T Inferior}=0$ BFPD, $Q_{H Superior}=717$ BFPD), por lo que se corrobora la presencia de flujo cruzado. Igualmente, en el gráfico se observa una marcada inflexión que significa la transición de propiedades de un estrato a otro.

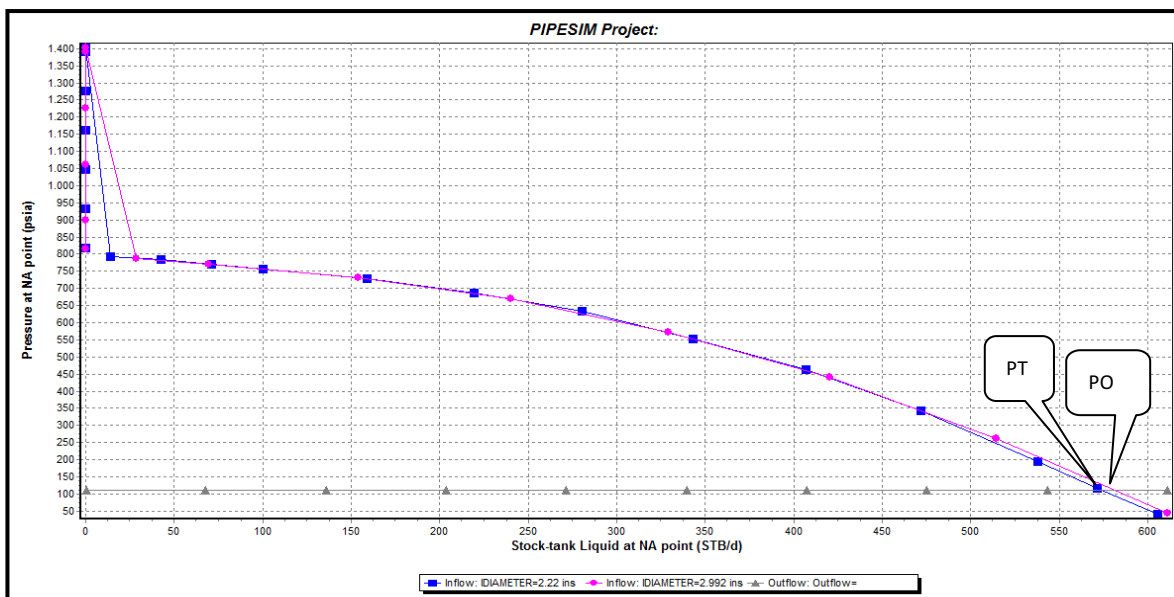
FIGURA 3.121 ANÁLISIS NODAL EN FONDO CON-35D ARENA HS + TI



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

FIGURA 3.122 ANÁLISIS NODAL EN CABEZA CON-35



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

En la Fig. 3.122 se consideran despreciables las pérdidas de presión en la línea de flujo, debido a que la curva *outflow* (gris) carece de pendiente. Por otro lado, en la curva *inflow* se observa una alteración en su inicio que da a notar la transición de estratos, al no poseer variantes en su parte media, se concluye que la tubería

escogida es la adecuada para transportar el caudal de producción. Finalmente, al simular una variación de diámetro se evidencia que por la gran cercanía de las curvas, la tubería de producción se encuentra en perfectas condiciones.

FIGURA 3.123 REPORTE DE FLUJO CON-35

```

Data File : H:\PIPESIM\Cononaco 35\CON 35X.pst
Job      : 'PIPESIM Job'

<-Stock Tank->  <----- Flowing ----->

Water  Liquid  Free   Pres.  Temp.  Pressure  Losses  Mixt.  Liquid  Liquid  Slug  Flow
Cut   Flow   Gas    (psia) (F)    Elev.   Frn.   Total (ft/s)  Vel.  Holdup  Holdup Number  Pattern
(%)  (bbl/d) (mmscfd)

CASE NO. 1  Flowrate=580.3493 sbbl/day
*** HOLLIN SUPERIOR Production: pws= 4231.3 psia pwf= 3090.2 psia Q= 876.23 sbbl/day GOR= 33 scf/sbbl Wcut= 60% (7C30C2F2) twf= 244.33 F
Mid Perfs  60.0  876. 0.000000  3090.  244.  0.  0. 1141.  0.3  1.0000  0.  LIQUID
Well Head  60.0  876. 0.000000  3012.  244.  78.58 .0071 78.58  0.3  1.0000  7.88212  LIQUID
*** I INFERIOR Injection: pwf= 3011.6 psia pws= 2396.2 psia Q= 295.88 sbbl/day GOR= 33 scf/sbbl Wcut= 60% (7C30C2F2) tws= 245.91 F
Mid Perfs  60.0  580. 0.000000  3012.  244.  0.  0. 0.000  0.2  1.0000  0.  LIQUID
60.0  580. 0.000000  2851.  240.  160.4 .0063 160.4  0.2  1.0000  16.0703  LIQUID
60.0  580. 0.000000  2851.  240.  0.  0. .0018  0.9  1.0000  0.  LIQUID
(node 6)  60.0  580. 0.000000  2832.  240.  19.49 .0359 19.53  0.9  1.0000  .443610  LIQUID
** PUMP : Speed = 3558.3 Power = 23.826 hp DP = 1194.4 psi DT = 4.122 F Eff = 55%
(centrifugal) Curve = 400P6 Stages = 221 Qin = 645.12 bbl/day Qout = 645.17 bbl/day Head = 3125.3 ft
*** WARNING: Flowrate of 645.12 (bbl/d) is out of supplied pump curve bounds: 20.333 to 610.00 ***
60.0  580. 0.000000  4026.  244.  0.  0. -1194  0.9  1.0000  0.  LIQUID
Well Head  60.0  580. 0.000000  110.  121. 3910. 6.126 3916.  0.8  1.0000  86.9192  LIQUID
Con 35 flow1 60.0  580. 0.000000  110.  121. 0.  0. .0008  0.5  1.0000  0.  LIQUID
60.0  580. 0.000000  110.  119. -.002 .3553 .3538  0.5  1.0000  25.9560  LIQUID

4168. 6.530 4121. 137.271 Liquid by sphere: 0.000 (bbl)

***** END OF JOB *****

```

Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

La arena TI presenta un IP= 0 BFPD/PSI debido a que no presenta producción, resultado corroborado por el *Flow Report* en donde claramente se evidencia el estado de inyección de la arena como lo indica la Fig. 3.123. Por ende, el análisis se centrará en la arena HS, e implícitamente se apreciará como la producción de esta arena es afectada por dicho estado de inyección de la arena TI.

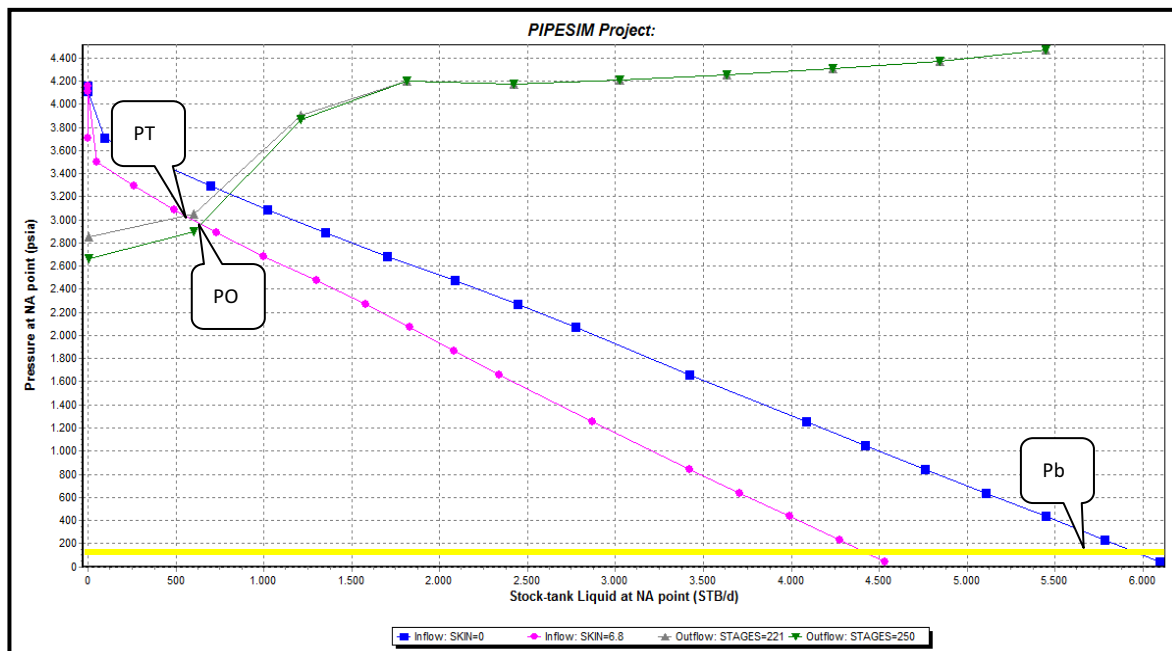
ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES CON-35

En las siguientes secciones se plantean diferentes propuestas dentro del análisis de sensibilidades, que pueden repercutir favorablemente en la producción del pozo CON-35, dichas ganancias se compilan en la Tabla 3.21.

Debido a que el pozo produce con una sola bomba y de igual forma su completación no hace distinción entre la producción de una arena u otra, los

análisis de las curvas *outflow* abarcan ambas arenas, a diferencia de la curva *inflow* donde el análisis considera parámetros por separado.

FIGURA 3.124 SENSIBILIDADES EN FONDO VARIANDO ETAPAS CON-35



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

- **Incrementar etapas de la bomba Hollín Superior (*Outflow*)**

Se considera un rediseño de la BES el cual implica el aumento de las etapas de 221 a 250, este incremento genera una ganancia de 28,06 BPPD en la tasa de producción actual.

- **Remover daño Hollín Superior (*Inflow*)**

Se realiza la simulación del daño con la ayuda del software y se obtiene un daño $S=6,8$, el cual difiere del obtenido del *B'Up* igual $8,5$, al proponer una remoción del mismo ($S=0$) se podría recuperar 71,6 BPPD.

En la tabla 3.21 se evidencia que al remover el daño en la arena T1 el incremento en la producción se vuelve negativo, confirmando la existencia de flujo cruzado,

ya que al aumentar la movilidad de los fluidos a través de esta formación se facilita la filtración de fluidos a la arena HS.

TABLA 3.21 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CON-35

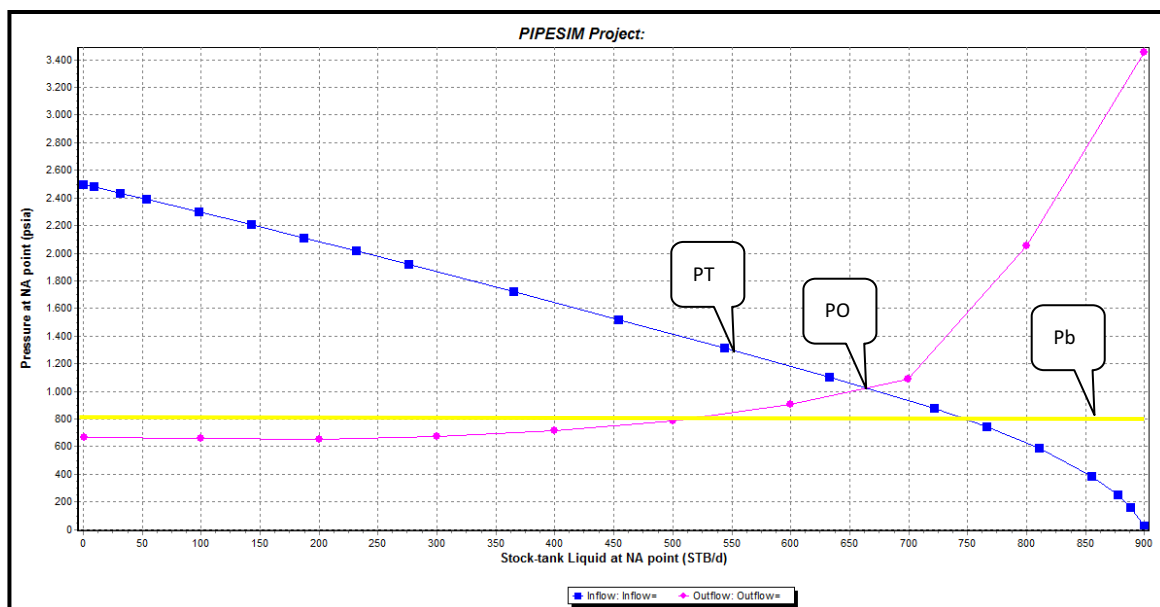
ALTERNATIVA	BSW	ACTUAL		DESPUÉS		INCREMENTO
		BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
ETAPAS(221-250)	60	574	229,6	645,5	258,204	28,60
DAÑO TI(5.34-0)	60	574	229,6	554,8	221,912	-7,69
DAÑO HS(6.8-0)	60	574	229,6	753,0	301,204	71,60
SQZ	60	574	229,6	716,9	286,76	57,16

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

3.22 ANÁLISIS NODAL POZO CON-36D

Este pozo se encuentra produciendo 551 BFPD de la arena TI, con un S=3, el cual se encuentra implícito dentro de la curva IPR de la Fig. 3.125, los parámetros antes expuestos, y todos los datos usados en la simulación de este pozo se encuentran detallados en el anexo 4. Igualmente, este pozo se encuentra trabajando dentro del rango operativo de la bomba.

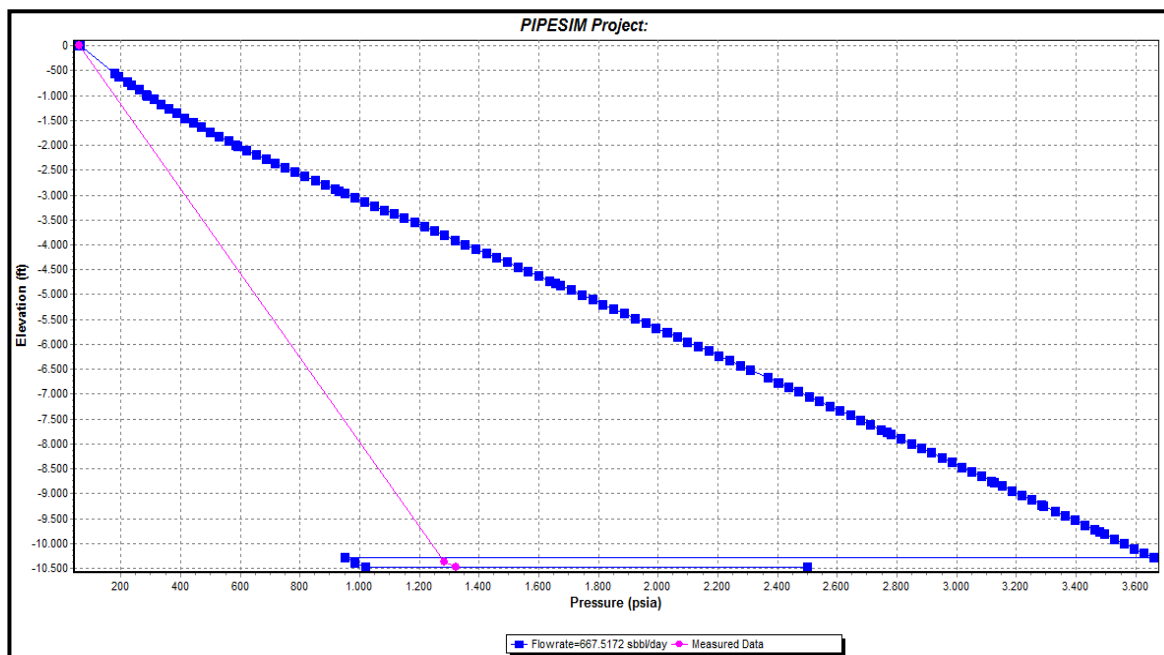
FIGURA 3.125 ANÁLISIS NODAL EN FONDO CON-36D



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

FIGURA 3.126 PERFIL PRESIÓN-PROFUNDIDAD CON-36D



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

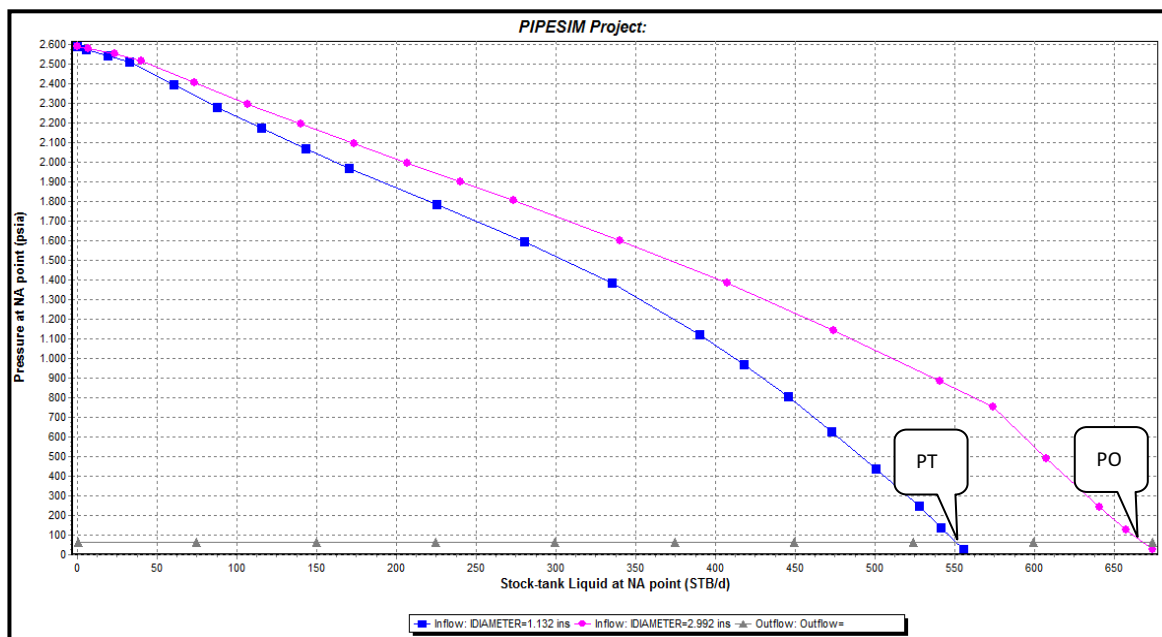
Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

En la prueba de presión realizada el 18 de mayo del 2010 (*Build Up*), no se obtuvieron valores de producción por lo que resulta imposible tener valores referenciales para realizar una comparación de los mismos en la Fig. 3.125.

En la Fig. 3.126, se aprecia el empate en el perfil de presiones, con la excepción de una pequeña variación en las presiones de fondo, dicha variación puede deberse a un sensor defectuoso, y al simular con una $P_c = 60$ Psi, el caudal que debería producir es de 668 BFPD que difieren de los 551 BFPD que produce actualmente, denotando que las pérdidas podrían estar presentes en la tubería de producción.

Analizando la Fig. 3.127, se determina que la línea de flujo no presenta problemas, al carecer de pendiente, adicionalmente se observa que existe una evidente obstrucción en la tubería de producción y/o yacimiento, ya que al simular la sensibilidad de diámetros se obtiene una gran variación en las curvas *inflow* de alrededor de 108,9 BFPD.

FIGURA 3.127 ANÁLISIS NODAL EN CABEZA CON-36D



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES CON-36D

A continuación se plantean varios escenarios, destinados a encontrar los parámetros óptimos de operación del pozo que incrementen su producción, dichos resultados se compilan en la Tabla 3.22.

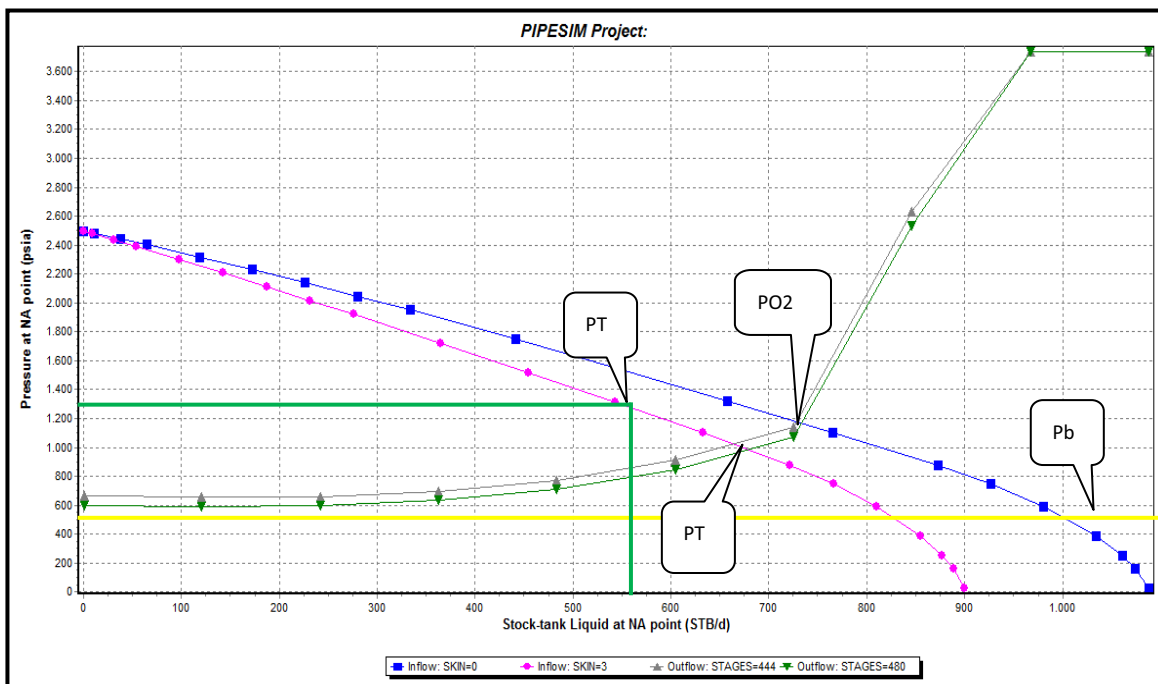
- **Remover daño (*Inflow*)**

El daño resultante de la simulación es $S=3$ y al proponer la remoción del mismo se obtiene una ganancia de 164,9 BPPD (Fig. 3.128). Dicha ganancia está sujeta a que parámetros como la tubería de producción y/o líneas de superficie se encuentren en buenas condiciones.

- **Incrementar etapas (*Outflow*)**

Se genera la simulación que involucra un incremento de etapas, las cuales van de 444 a 480, generando un incremento en la producción de 118,3 BPPD.

FIGURA 3.128 SENSIBILIDADES EN FONDO VARIANDO ETAPAS Y DAÑO DE FORMACIÓN CON-36D



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010
 Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

TABLA 3.22 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CON-36D

ALTERNATIVA	BSW	ACTUAL		DESPUÉS		INCREMENTO
		BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
ETAPAS (444-480)	7	551	512,43	678,2	630,74	118,31
DAÑO (3-0)	7	551	512,43	728,3	677,35	164,93
CAMBIO TUBERIA	7	551	512,43	668,1	621,33	108,90

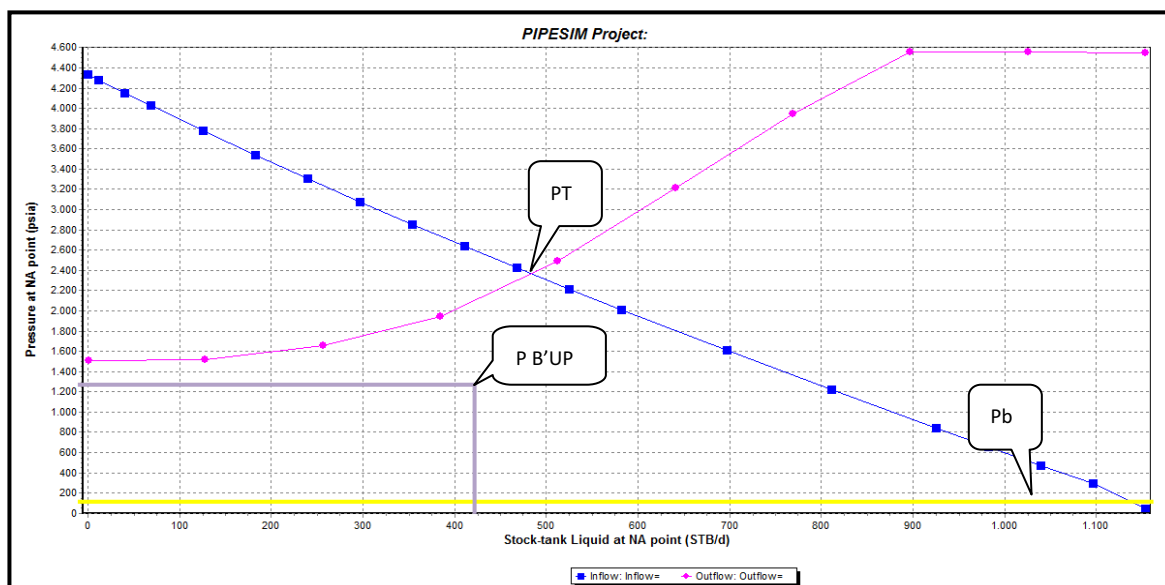
Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

3.23 ANÁLISIS NODAL POZO CON-47D

Acorde a los datos analizados y recopilados en el anexo 4, la arena HS produce 485 BFPD con un daño implícito de 3,89 el cual se ve reflejado en la curva IPR de la Fig. 3.129. Igualmente, se evidencia que la tasa de producción se encuentra dentro del rango de operación de la bomba 300-600 BPPD.

En la prueba de presión efectuada el 23 de septiembre del 2010 (*Build Up*), se obtuvo una producción de 432 BFPD con una presión de fondo fluyente de 1247 Psi, este punto se ubica en la gráfica por debajo de las curvas *inflow* y *outflow* de la Fig. 3.129. Resultado de la estimulación del W.O efectuado el 30 de diciembre del 2010.

FIGURA 3.129 ANÁLISIS NODAL EN FONDO CON-47D



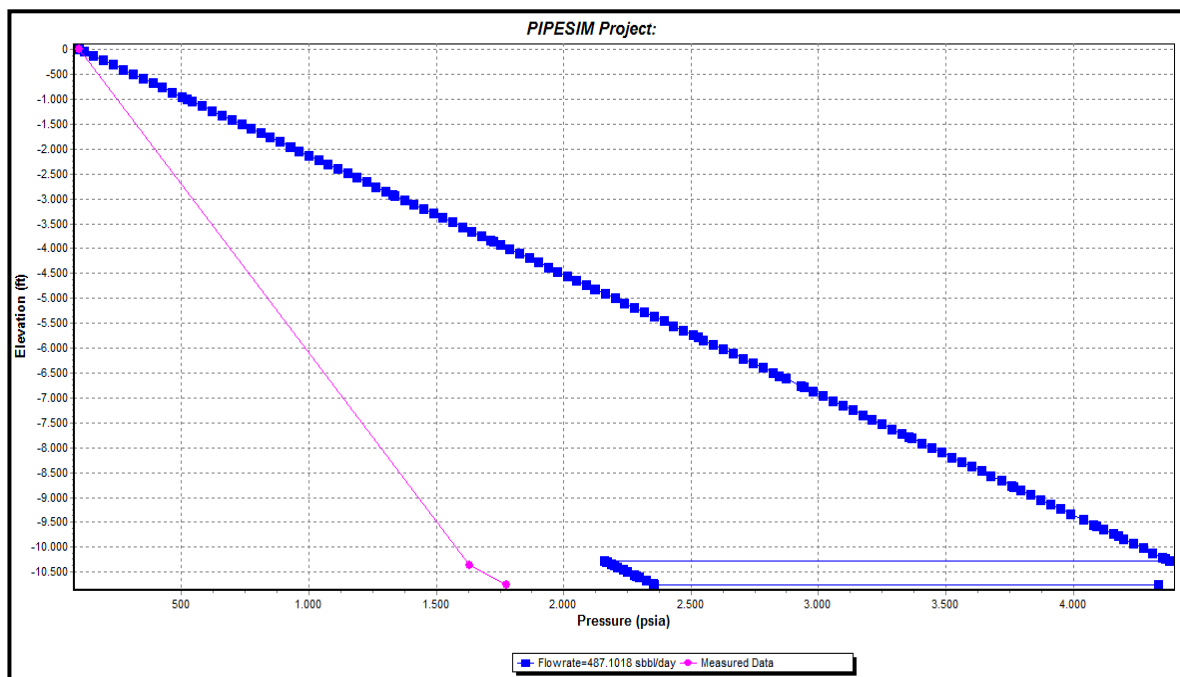
Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

Al analizar la carencia de empate en la Fig. 3.130, de las presiones de reservorio y fluyente, se manifiesta el mal estado del sensor, y al simular la producción con una $P_c=100$ Psi, le correspondería un caudal de 487 BPPD, que se asemejan a los 485 BPPD.

En la Fig. 3.131 se observa que la curva *outflow* (gris) no posee pendiente, por ende las pérdidas en las líneas de flujo se consideran despreciables. Al interpretar la curva *inflow* (rosa) se descarta problemas en la tubería de producción. Finalmente, al realizar una sensibilidad de diámetros se obtiene prácticamente el mismo punto por lo que se corrobora que la tubería de producción está en perfectas condiciones.

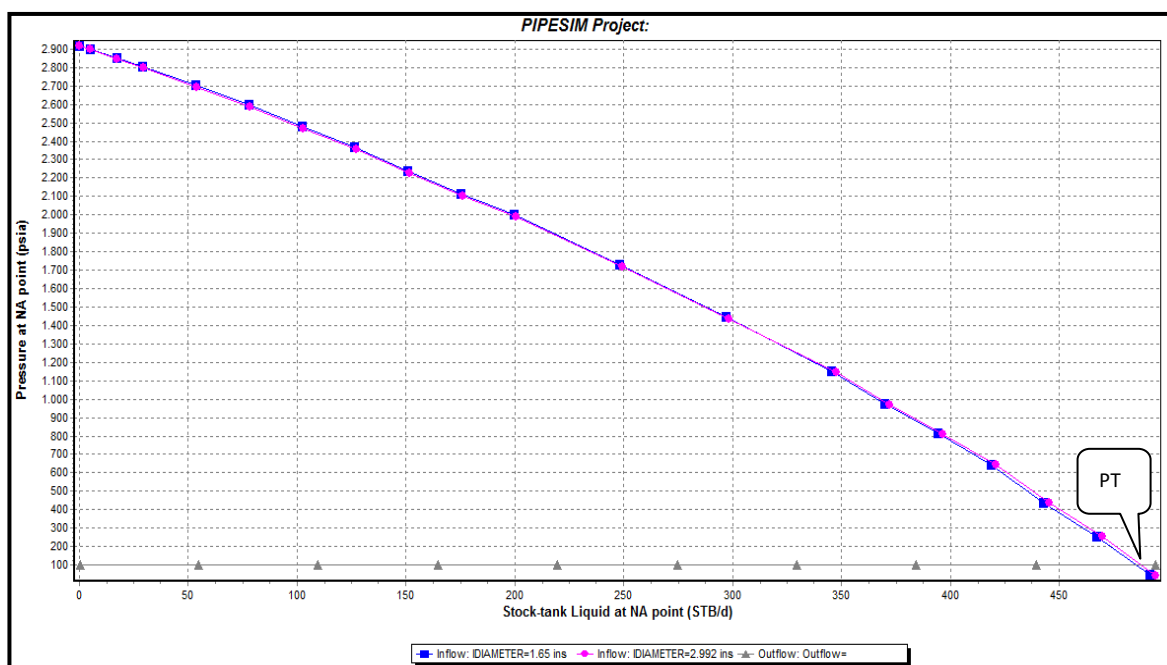
FIGURA 3.130 PERFIL PRESIÓN-PROFUNDIDAD CON-47D



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

FIGURA 3.131 ANÁLISIS NODAL EN CABEZA CON-47D



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES CON-47D

A continuación se plantean varios escenarios, destinados a encontrar los parámetros óptimos de operación del pozo que incrementen su producción, dichos resultados se compilan en la Tabla 3.23.

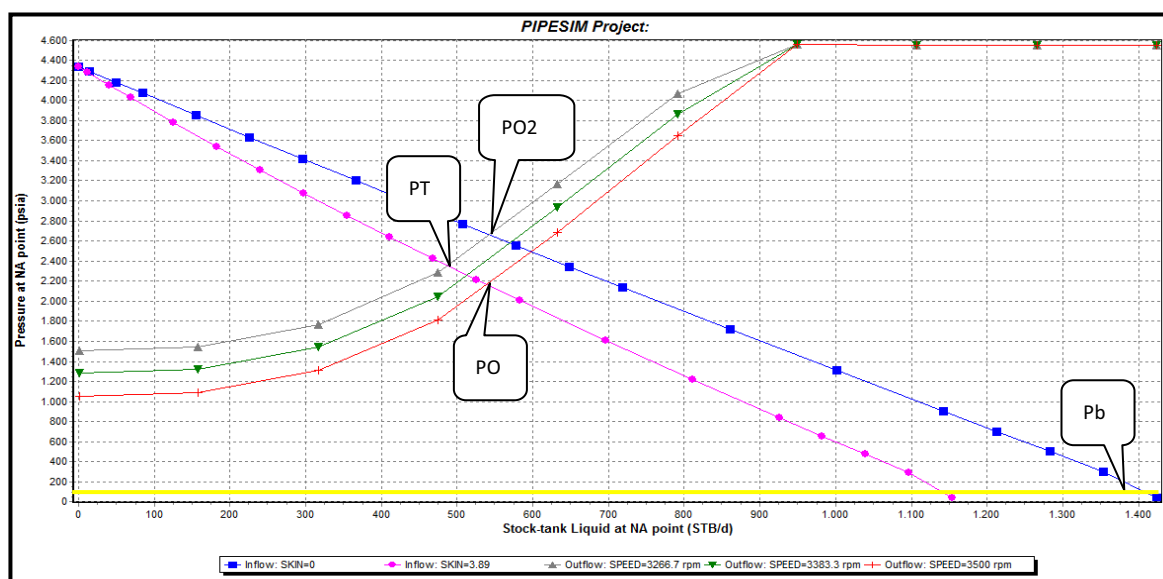
- **Variación de frecuencia de la bomba (*Outflow*)**

Se realiza la simulación que incrementa la frecuencia de 56 a 58 y 60 Hz, y al analizar la intersección entre la curva *inflow* (rosa) y la curva *outflow*, con un incremento en la frecuencia de 58 Hz (verde), se alcanza un aumento en la producción de 4,2 BPPD, y al aumentar a 60 Hz (roja) la ganancia sería de 7,99 BPPD (Fig. 3.132).

- **Remover daño (*Inflow*)**

Mediante la aplicación del software se obtiene un $S=3,89$, y al proponer reducirlo a cero, se genera un incremento minúsculo en producción de 8,5 BPPD.

FIGURA 3.132 SENSIBILIDADES EN FONDO VARIANDO FRECUENCIA Y DAÑO DE FORMACIÓN CON-47D



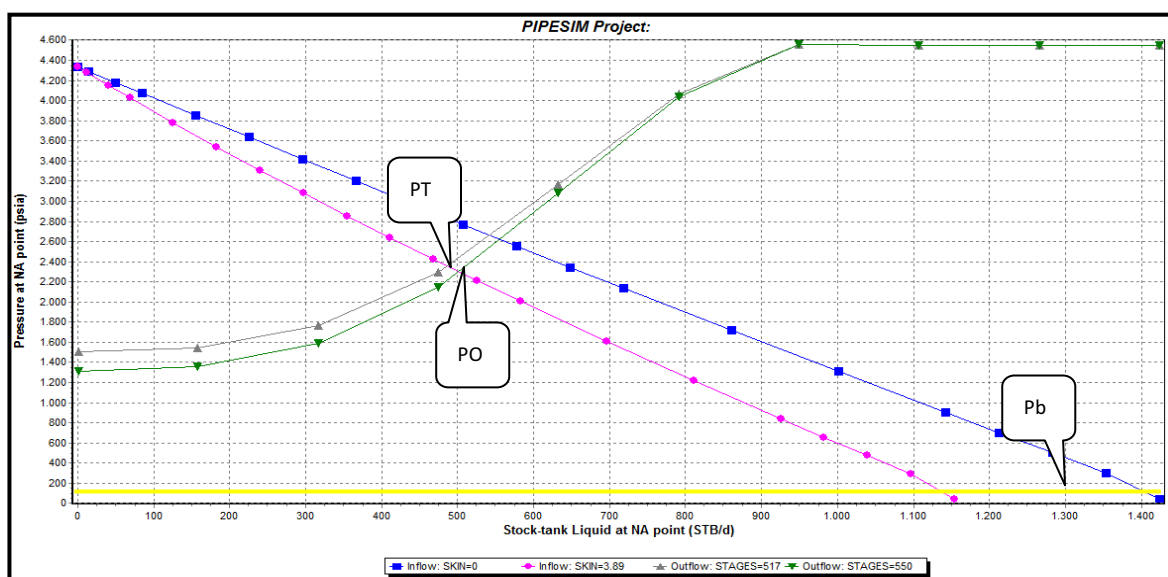
Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

- Incrementar etapas (*Outflow*)

Al incrementar las etapas de 517 a 550, se genera un incremento mínimo en producción de solo 2,4 BPPD. Concluyendo que la bomba seleccionada es la adecuada para la producción al generar una ganancia tan pequeña.

FIGURA 3.133 SENSIBILIDADES EN FONDO VARIANDO ETAPAS CON-47D



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

TABLA 3.23 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CON-47D

ALTERNATIVA	BSW	ACTUAL		DESPUÉS		INCREMENTO
		BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
ETAPAS(517-550)	85	485	72,75	501,2	75,18	2,43
DAÑO(3.89-0)	85	485	72,75	541,3	81,201	8,45
FRECUENCIA(56-58)	85	485	72,75	513,0	76,95	4,20
FRECUENCIA(56-60)	85	485	72,75	538,3	80,74	7,99

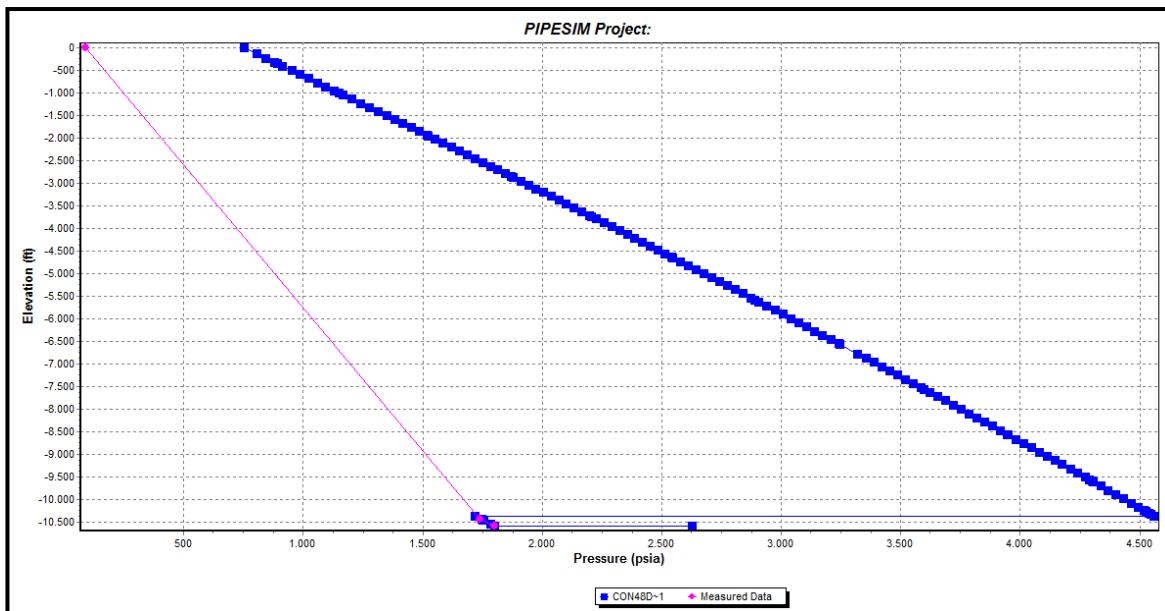
Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

3.24 ANÁLISIS NODAL POZO CON-48 D

El pozo CON-48 D presenta una producción real de 770 BFPD proveniente de la arena TI, para este pozo al no poseer datos de $B'U_p$ se requiere un modelo diferente, en el que no se involucra el daño de formación, dificultando el análisis al

ser más susceptible a errores. Por su parte la bomba actual está trabajando dentro de su rango operativo de 600-1350 BPPD. Los datos expuestos se presentan en el anexo 4.

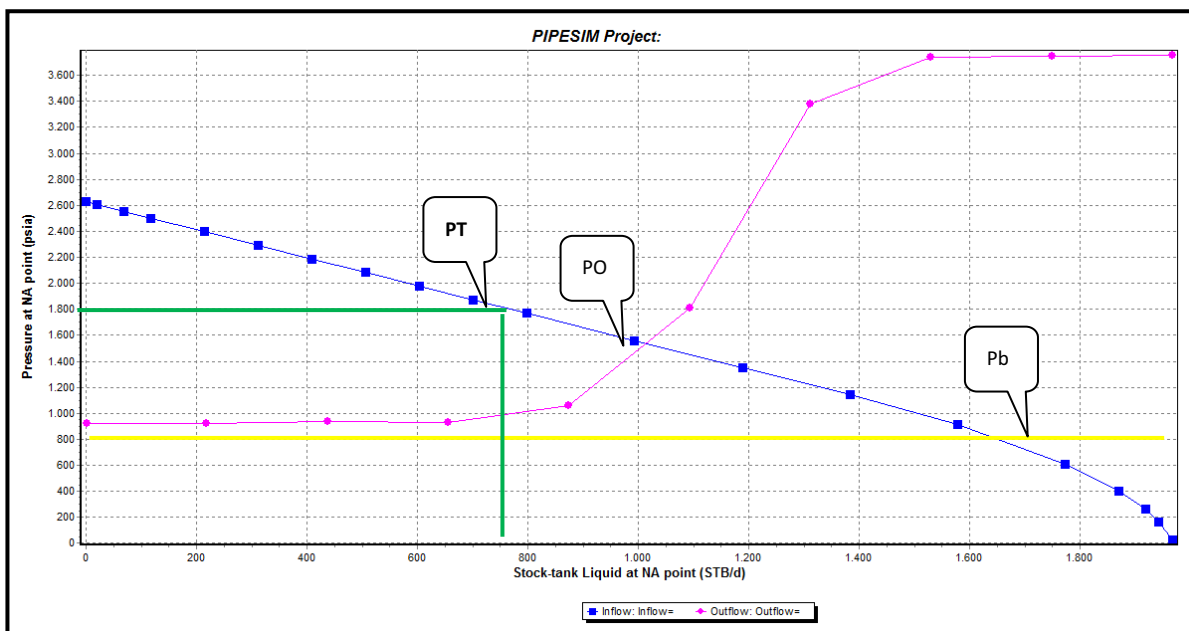
FIGURA 3.134 PERFIL PRESIÓN-PROFUNDIDAD CON-48D



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

FIGURA 3.135 ANÁLISIS NODAL EN FONDO CON-48D



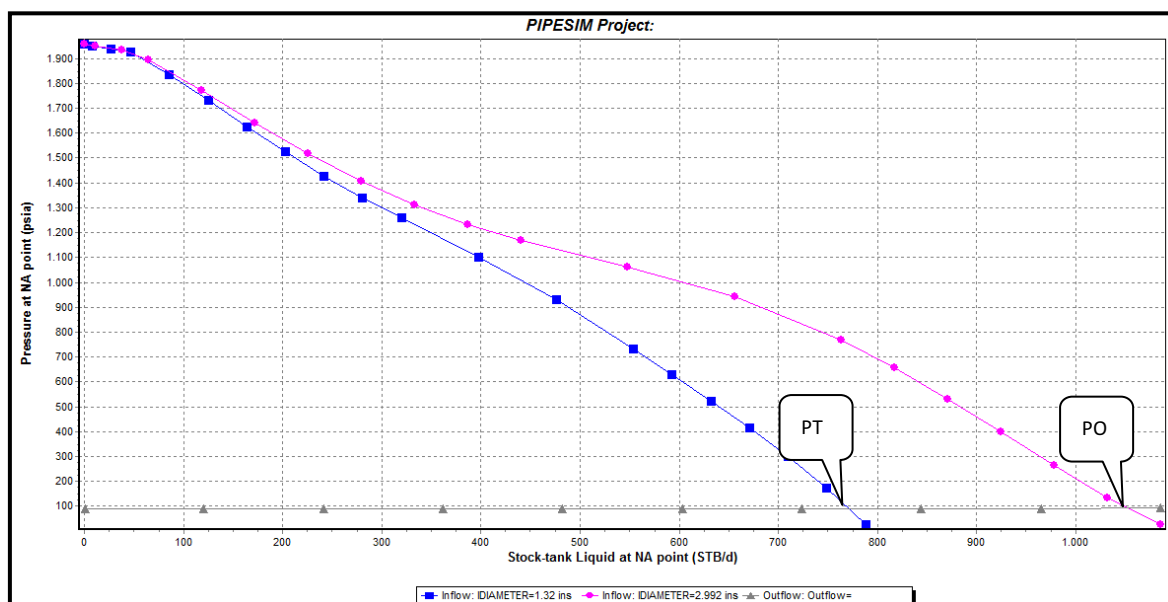
Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

El empate de la Fig. 3,134 exhibe una gran diferencia entre las presiones, al simular la producción con $P_c=90$ Psi, se obtuvo 1050 BFPD, que difieren de los 770 BFPD, por lo tanto se presume la presencia de una restricción al flujo de fluidos en yacimiento y/o en la tubería de producción.

El análisis resulta complejo al carecer de valores medidos en una prueba de restauración de presión para correlacionarlos con el análisis nodal de la Fig. 3.135.

FIGURA 3.136 ANÁLISIS NODAL EN CABEZA CON-48D



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

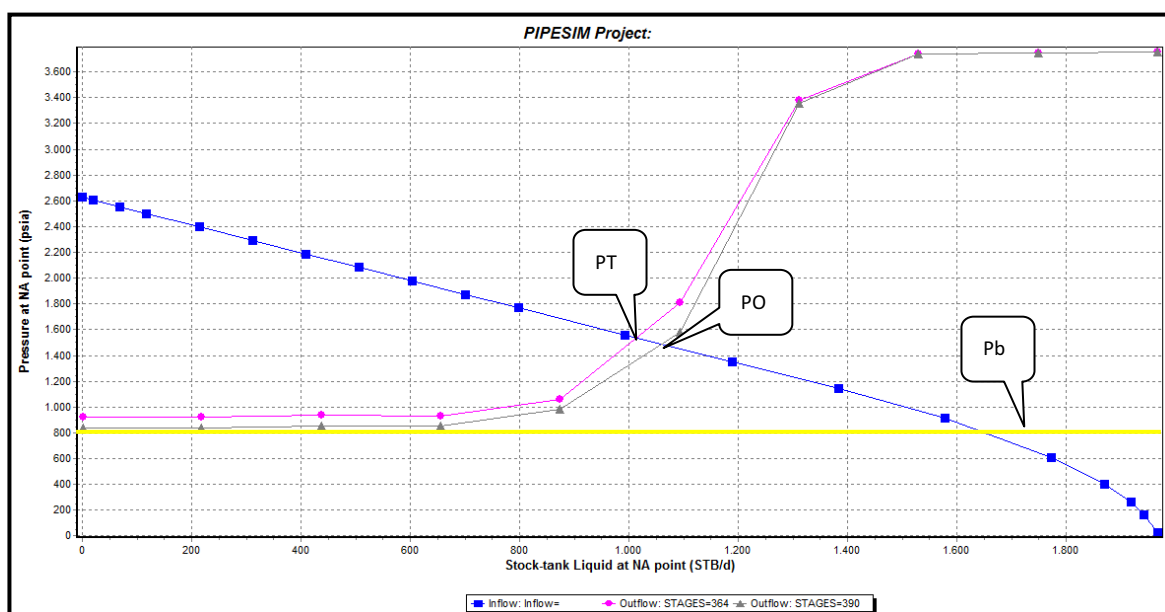
Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

En la Fig. 3.136 se observa que la curva *outflow* (gris) se mantiene constante, por lo que se descarta una posible restricción en las líneas de flujo. Por otro lado, el comportamiento de la curva *inflow* (azul) manifiesta que la tubería no es la más adecuada para transportar dicho caudal. Finalmente, al simular la respectiva sensibilidad con diámetros diferentes de tubería, se genera una diferencia de 280 BPPD aproximadamente, consolidando la hipótesis de una obstrucción en la tubería de producción y/o yacimiento.

ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES CON-48D

A continuación se plantean varios escenarios, destinados a encontrar los parámetros óptimos de operación del pozo para incrementar su producción, dichos resultados se compilan en la Tabla 3.24.

FIGURA 3.137 SENSIBILIDADES EN FONDO VARIANDO ETAPAS CON-48D



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

- **Incrementar etapas (*Outflow*)**

La Fig. 3.137 corresponde al análisis que implica un rediseño de la BES, este último consiste en incrementar las etapas de 364 a 390, generando un incremento a la tasa de producción de 286,74 BPPD. Cabe recalcar, que esta ganancia de producción está sujeta a que la tubería de producción se encuentre en buenas condiciones.

Los valores de incremento por cada escenario en la tabla 3.24 son altos, debido al bajo corte de agua que presenta esta arena.

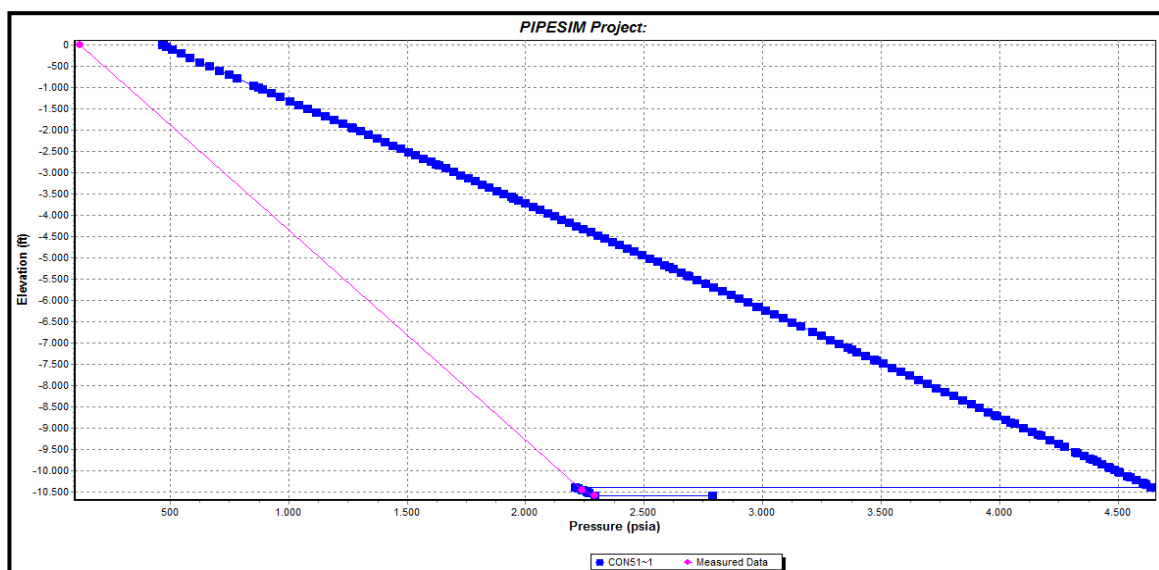
TABLA 3.24 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CON-48D

ALTERNATIVA	BSW	ACTUAL		DESPUÉS		INCREMENTO
		BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
ETAPAS (364-390)	1	770	762,3	1059,6	1049,044	286,74
CAMBIAR TUBERIA	1	770	762,3	1052,6	1042,114	279,81

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

3.25 ANÁLISIS NODAL POZO CON-51 D

La arena productora de este pozo es TI con un valor de 760 BFPD, igual que el CON-48D, no se registran datos de pruebas de restauración de presión por lo que no se considera el daño de la formación.

FIGURA 3.138 PERFIL PRESIÓN-PROFUNDIDAD CON-51D

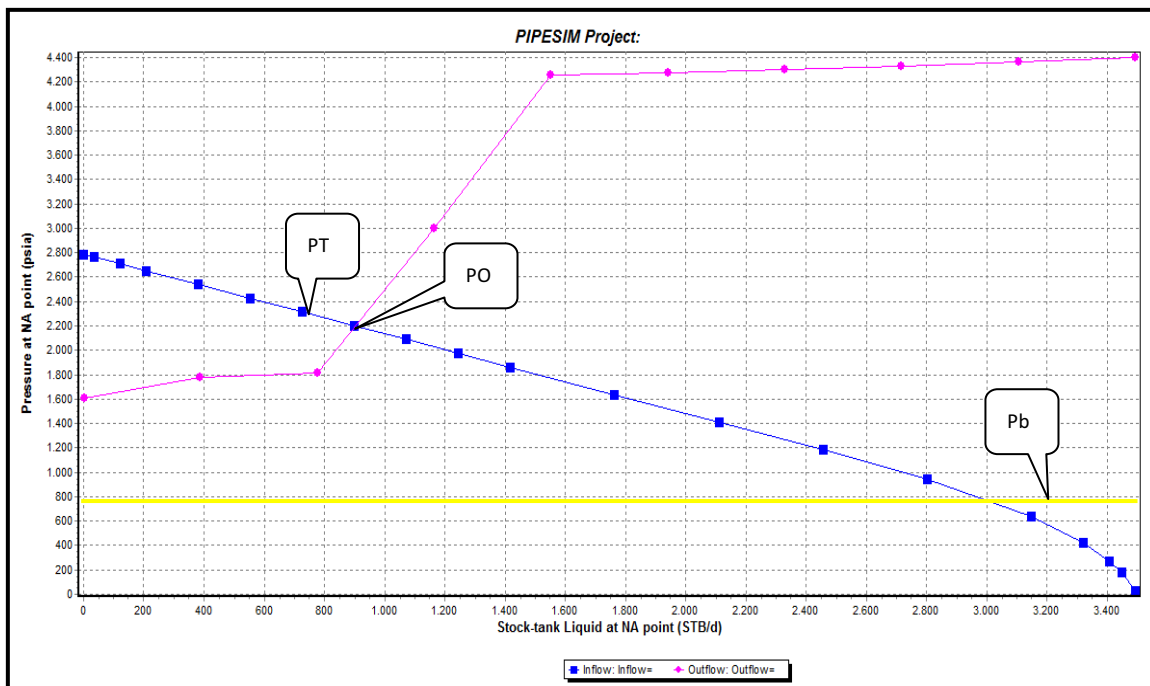
Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

En la Fig. 3.138, se observa un empate entre las presiones de fondo y reservorio, no así las de cabeza, y al simular la producción con $P_c=120$ Psi, le corresponde un caudal de 953 BFPD que difieren de los 760 BFPD que produce actualmente; esta diferencia se la atribuye a una restricción al flujo de fluidos en el yacimiento y/o en la tubería de producción. Resultado corroborado en la Fig. 139, al estar

distante el punto de trabajo (actual) con el punto óptimo de producción con alrededor de 193 BFPD.

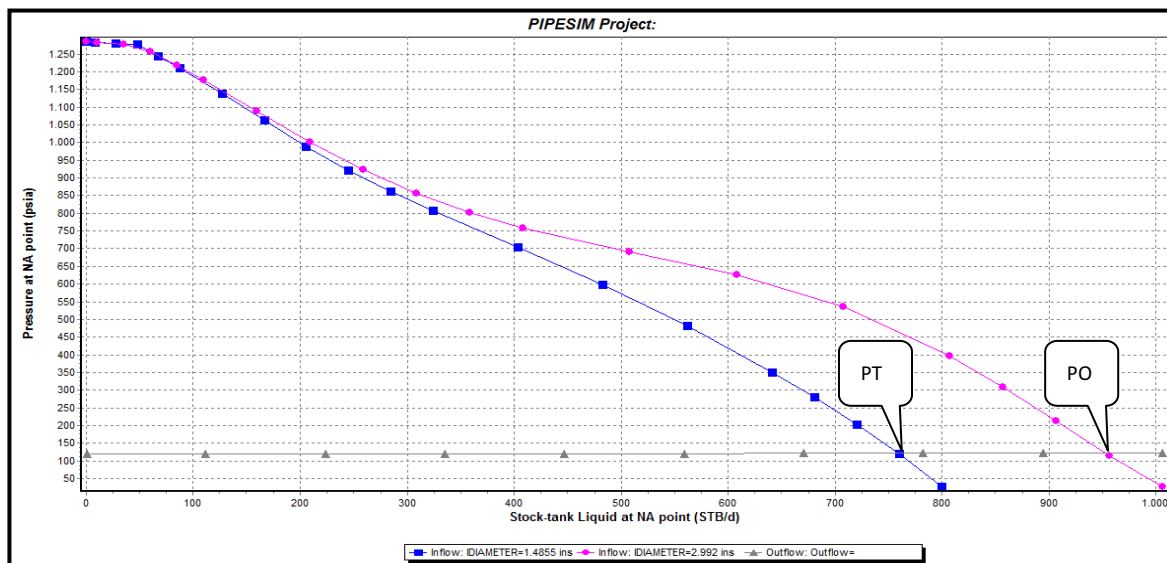
FIGURA 3.139 ANÁLISIS NODAL EN FONDO CON- 51D



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

FIGURA 3.140 ANÁLISIS NODAL EN CABEZA CON-51D



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

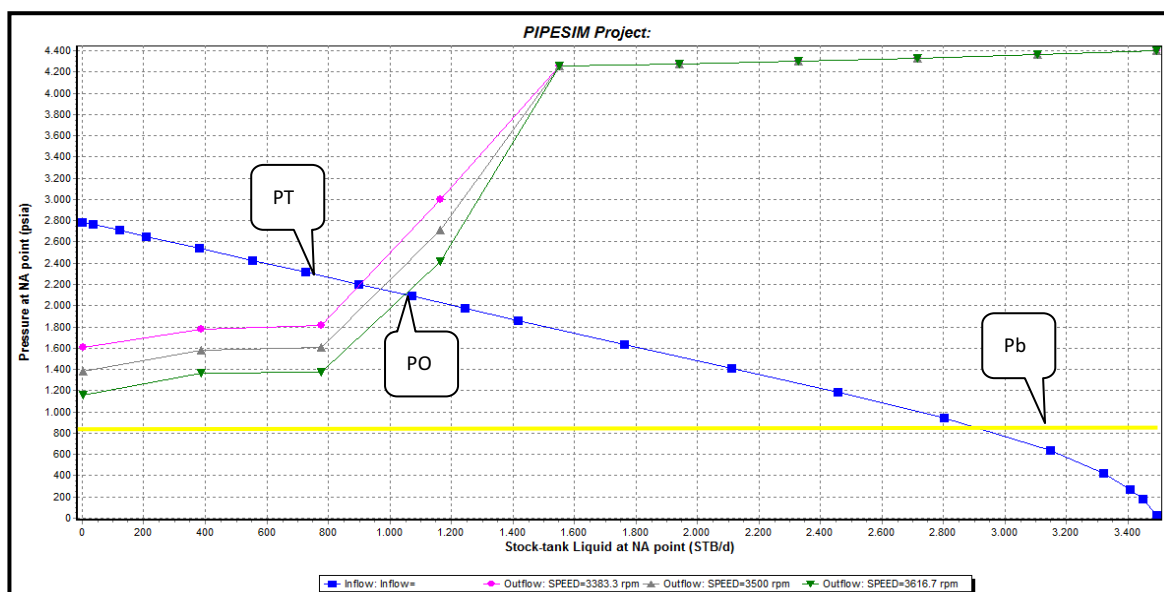
Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

Acorde con la Fig. 3.140 se consideran despreciables las pérdidas de presión en la línea de flujo, debido a que la curva *outflow* (gris) se mantiene paralela a la horizontal. Por otro lado, en la curva *inflow* (rosa) se observa una severa deflexión, lo que indica que la tubería no es la más apropiada. Finalmente, al realizar la respectiva sensibilidad de diámetros se obtiene una variación de 180 BFPD, confirmando una restricción en la tubería de producción y/o yacimiento.

ANÁLISIS DE SENSIBILIDADES CON-51D

A continuación se plantean varios escenarios, destinados a encontrar los parámetros óptimos de operación del pozo que incrementen su producción, dichos resultados se compilan en la Tabla 3.25.

FIGURA 3.141 SENSIBILIDADES EN FONDO VARIANDO FRECUENCIA CON-51D



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

- **Variación de frecuencia de la bomba (*Outflow*)**

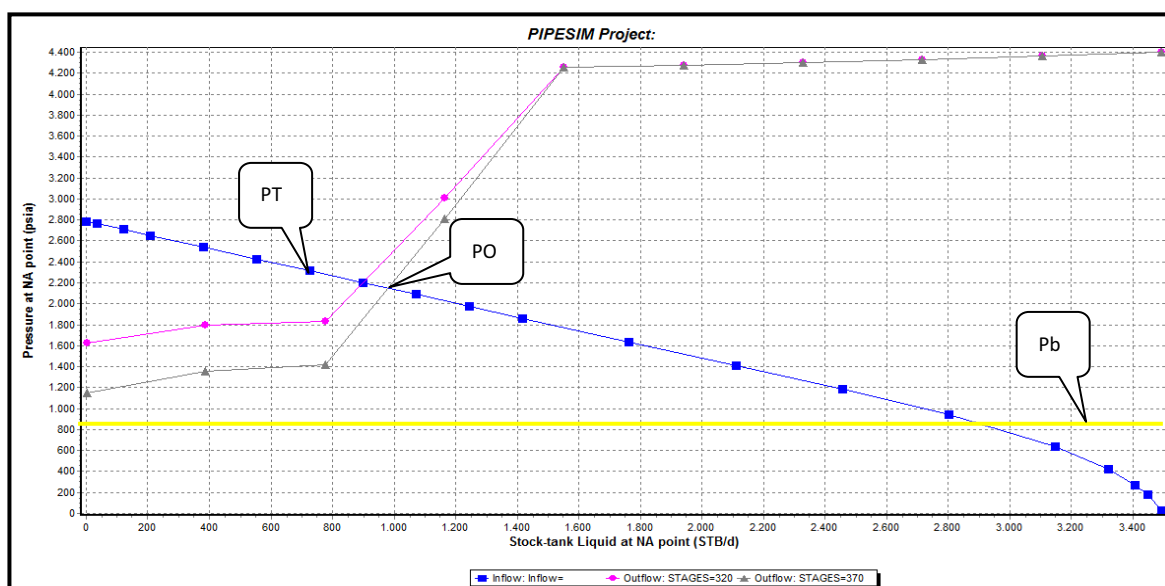
Se realiza la simulación que involucra la variación de frecuencia de 58 a 60 y 62 Hz (valor permitido por las especificaciones de la Bomba DN-1100). Al analizar la

intersección en la Fig. 3.141, entre la curva *inflow* (azul) y la curva *outflow* (verde), con un incremento en la frecuencia de hasta 62 Hz se observa que existe una ganancia en la producción en alrededor de 120,7 BPPD, mientras que al aumentar la frecuencia a 60 Hz la ganancia es de 87,19 BPPD (curva gris).

- **Incrementar etapas (*Outflow*)**

Al plantearse un rediseño de la BES, en donde se incrementan las etapas de 320 a 370 (Fig.3.142), se genera incremento de 92,4 BPPD en la tasa de producción.

FIGURA 3.142 SENSIBILIDADES EN FONDO VARIANDO ETAPAS CON-51D



Fuente: PIPESIM, SCHLUMBERGER 2010

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

TABLA 3.25 PRONÓSTICO DE PRODUCCIÓN CON-51D

ALTERNATIVA	BSW	ACTUAL		DESPUÉS		INCREMENTO
		BFPD	BPPD	BFPD	BPPD	BPPD
ETAPAS (322-370)	58	760	319,20	979,9	411,5748	92,37
CAMBIO TUBERIA	58	760	319,20	953,4	400,4406	81,24
FRECUENCIA (58-60)	58	760	319,20	967,6	406,39	87,19
FRECUENCIA (58-62)	58	760	319,20	1047,4	439,89	120,69

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DEL PROYECTO.

El objetivo del presente proyecto es incrementar la producción del campo Cononaco, para lo cual, en el capítulo anterior se evaluó el potencial de cada pozo y se realizó su respectivo análisis de sensibilidades, con el fin de proyectar el incremento de producción por pozo. El análisis económico, con ayuda de indicadores como: el VAN, el TIR y Flujo Neto de Caja, pretende establecer si las alternativas más productivas corresponden a las de mayor rentabilidad, dichas alternativas, dependerán del precio de barril de petróleo; de esta manera, se determinará la puesta en marcha o no del proyecto. Este análisis se efectuó con el software PEEP y DTK de la plataforma MERAK, propiedad de la compañía SCHLUMBERGER.

4.1 INDICADORES ECONÓMICOS

Para evaluar la rentabilidad de un proyecto se aplican los indicadores económicos: Valor actual neto (VAN), Tasa interna de retorno (TIR) y Razón costo beneficio.

4.1.1 VAN (VALOR ACTUAL NETO)

VAN es la diferencia de la inversión inicial a los ingresos netos, en otras palabras es un flujo de caja llevado al presente.

$$VAN = \frac{I_1}{1+i} + \frac{I_2}{1+i^2} + \frac{I_3}{1+i^3} + \dots + \frac{I_{n-1}}{1+i^{n-1}} + \frac{I_n}{1+i^n} - C \quad \text{Ec. 4.1}$$

En donde:

I = ingresos netos

n = vida económica

i = costo de capital

C = inversión inicial

Para que un proyecto se lo considere rentable este valor debe ser mayor a 0.

4.1.2 TIR (TASA INTERNA DE RETORNO)

Este indicador es el más ampliamente usado, se lo calcula mediante la Ec. 4.2, y representa una tasa de seguridad bajo la cual el proyecto se lo considera rentable.

$$C = \sum_{k=1}^n \frac{I_k}{1 + TIR^k} \quad \text{Ec. 4.2}$$

En donde:

C = inversión inicial

n = vida económica del proyecto

k = número de periodo

TIR = mínima tasa de actualización

El proyecto será rentable si esta tasa resulta mayor a la tasa de actualización.

4.1.3 RAZÓN COSTO BENEFICIO

Esta razón se genera del cociente entre el flujo de caja de los ingresos netos y la inversión del proyecto, y el significado del mismo, es cuánto dinero obtengo del proyecto por cada dólar invertido.

$$R_{CB} = \frac{VAN + C}{C} \quad \text{Ec. 4.3}$$

Esta razón se la considera rentable dentro de un proyecto cuando sea mayor a 1.

4.2 DATOS ECONÓMICOS DEL PROYECTO

En el siguiente apartado se presentan los parámetros del análisis económico, con sus respectivas consideraciones para la simulación del proyecto. Es importante puntualizar que no se considerará depreciación de equipos a utilizarse en distintos trabajos, puesto que estos últimos no intervienen en el cálculo de impuestos fiscales.

4.2.1 INVERSIÓN INICIAL

Se determinó este parámetro sobre la base de trabajos similares aplicados en otros pozos correspondientes al mes de diciembre del 2011.

Evaluando cada escenario, entre ellos incrementar la frecuencia de la bomba, no se incurre en ninguna inversión, debido a que no conlleva ningún costo operativo el alterar la frecuencia de la bomba desde un variador.

En el caso de remover el daño (Tabla 4.1), se propone realizarlo mediante la aplicación de una unidad de *coiled tubing*, los costos se detallan a continuación:

TABLA 4.1 COSTOS DE REMOCIÓN DE DAÑO

REMOVER DAÑO	
QUÍMICOS PARA ESTIMULACION	8151.71
SERVICIO UNIDAD DE BOMBEO PARA LIMPIEZA	8247.50
SERVICIO COILED TUBING PARA ESTIMULACIÓN	11933.94
CONTINGENCIAS	5666.63
TOTAL	33999.78

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

Para el escenario de cambio de bomba, una vez escogida la configuración más eficiente, únicamente se considera la marca de la bomba, esta consideración se generó por que los precios varían de un fabricante a otro, los valores se desglosan en la Tabla 4.2.

TABLA 4.2 COSTOS DE CAMBIO DE BOMBA

CAMBIO DE BOMBA	
MOVIMIENTO DE LA TORRE	14674.13
TRABAJO DE LA TORRE	74812.63
SUPERVISIÓN Y TRANSPORTE	8823.74
EQUIPO DE SUBSUELO Y SUPERFICIE	200000.00
INSTALACIÓN DE BES	2570.30
INSTALACIÓN QUICK CONECTOR	4600.00
UNIDAD SPOOLER	3080.00
CONTINGENCIAS	61712.16
TOTAL	370272.96

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

En el escenario correspondiente al cambio/limpieza de tubería se considera el precio de la misma acorde con el fabricante TENARIS, mostrando los siguientes valores (Tabla 4.3).

TABLA 4.3 COSTOS DE CAMBIO DE TUBERÍA

CAMBIO DE TBG	
MOVIMIENTO DE LA TORRE	14674.13
TRABAJO DE LA TORRE	49875.08
SUPERVISIÓN Y TRANSPORTE	6199.16
UNIDAD DE WIRELINE	1089.55
EQUIPO DE SUBSUELO Y SUPERFICIE	40000.00
INSTALACIÓN DE BES	3000.00
INSTALACIÓN QUICK CONECTOR	5000.00
UNIDAD SPOOLER	2670.00
CONTINGENCIAS	24501.59
TOTAL	147009.51

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

Y finalmente, el escenario que propone realizar un squeeze se consideran varios costos afines a dicho trabajo, estos costos antes mencionados se desglosan en la Tabla 4.4.

Para cada trabajo a realizarse por pozo cambian diferentes datos específicos como: los volúmenes de químicos a utilizar con sus respectivos volúmenes espaciadores, la profundidad de la formación a alcanzar (costo por pie), las

distancias recorridas por la unidad, para esta última se asume como base la ciudad del Coca, por ende la distancia varía desde el punto base hasta cada locación en el campo Cononaco. Es por esto que los valores de inversión para un mismo trabajo varían de pozo a pozo, (Tabla 4.5).

TABLA 4.4 COSTOS DE SQUEEZE

REALIZAR SQZ	
MOVIMIENTO DE LA TORRE	32397.55
TRABAJO DE LA TORRE	154690.00
SUPERVISIÓN Y TRANSPORTE	14423.00
QUÍMICOS	3439.69
HERRAMIENTAS	48658.65
CONTINGENCIAS	50721.78
TOTAL	304330.67

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

Otra variable importante dentro de los costos de cada escenario es el tiempo de duración de cada trabajo, el cual fue tomado en base a un promedio del informe anual de actividades de EP PETROECAUDOR correspondiente al año 2011, este tiempo se estandarizó para todos los trabajos a realizarse.

TABLA 4.5 INVERSIONES POR ESCENARIO Y POZO

POZO	S	daño	bomba	bomba daño	tubería	daño y frec 1	daño y frec 2	sqz
CON 1	1.65	26493.27	-	-	122274.48	26493.27	26493.27	-
CON 3	30.00	34365.35	207848.2	242213.58	121795.36	34365.35	34365.35	-
CON 4	1.90	27026.92	-	-	121621.25	27026.92	27026.92	-
CON 8	19.00	31652.81	207918.2	239570.96	121865.28	31652.81	31652.81	-
CON 9	7.90	28727.85	-	-	121667.98	28727.85	28727.85	-
CON 13	1.59	27412.85	308270.3	335683.16	122217.44	27412.85	27412.85	-
CON 14	0.43	26990.44	-	-	122154.98	26990.44	26990.44	-
CON 14	1.80	27322.83	-	-	122154.98	27322.83	27322.83	-
CON 15	1.29	27015.46	307783.5	334798.93	121730.6	27015.46	27015.46	-
CON 18	36.10	35930.10	-	-	121642.17	35930.10	35930.10	-
CON 18	16.00	30556.20	-	-	121642.17	30556.20	30556.20	-
CON 20	4.00	28100.36	-	-	122302.14	28100.36	28100.36	-
CON 21	11.50	30012.28	-	-	122378.1	30012.28	30012.28	-
CON 23	11.00	29652.35	307711.7	337364.01	121658.79	29652.35	29652.35	-

CONTINUACIÓN TABLA 4.5

POZO	S	daño	bomba	bomba daño	Tubería	daño y frec 1	daño y frec 2	sqz
CON 24	3.75	27371.90	-	-	122468.38	27371.90	27371.90	-
CON 25	3.64	27388.87	-	-	122331.71	27388.87	27388.87	-
CON 27	3.33	27278.75	307427.8	334706.58	121374.95	27278.75	27278.75	-
CON 29	6.00	28438.06	307947.7	336385.75	121894.82	28438.06	28438.06	-
CON 30 D	-	-	-	-	122154.98	-	-	-
CON 32	14.00	29717.01	-	-	122341.19	29717.01	29717.01	-
CON 33	-	-	-	-	122426.17	-	-	-
CON 34	0.59	27138.90	207463.7	234602.63	121410.86	27138.90	27138.90	-
CON 35	5.34	28333.15	-	-	122507.93	28333.15	28333.15	253608.9
CON 35	6.80	28723.49	-	-	122507.93	28723.49	28723.49	-
CON 36 D	3.00	27896.93	-	-	122217.44	27896.93	27896.93	-
CON 47 D	3.89	28129.40	-	-	122274.48	28129.40	28129.40	-
CON 48 D	-	-	-	-	122493.23	-	-	-
CON 51 D	-	-	-	-	122930.72	-	-	-

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

4.2.2 COSTO DE CAPITAL

La tasa de actualización utilizada por EP PETROECUADOR es del 10%, la cual servirá como referencia para los cálculos, y como dato del software PEEP, en donde, se efectuará un análisis de sensibilidades de dicha tasa de actualización o como el software la denomina tasa de descuento de: 0, 8, 10, 12, 15 y 20 %.

4.2.3 INGRESOS NETOS

Los ingresos netos están compuestos por dos elementos que son ingresos brutos menos los costos operativos, el primero de estos fue calculado en base a la producción mensual de petróleo multiplicada por el precio del crudo, el cual se fijó en un escenario pesimista de 50 dólares el barril, tomando un margen del 50% en vista que el precio reportado por el banco central en el mes de enero del 2012 bordea los 100 dólares, además se plantearon 3 escenarios adicionales, uno de 120 dólares por barril, considerado ya que en el mes de febrero el precio del crudo bordeo ese valor, uno de 80 dólares, el cual es una aproximación del precio usado

en el presupuesto general del estado y un último de 30 dólares, el que es aún más pesimista para saber hasta qué punto es rentable nuestro proyecto.

Con respecto a la producción mensual, esta fue calculada con ayuda del software OFM, este programa usa bases de datos generadas en Access de Microsoft, en este software se recopilan datos de producción (agua y petróleo), datos de fluidos, localización de pozos, completaciones, etc. Este programa permite administrar toda la información de un campo de manera eficaz, la opción de nuestro interés, en donde, se recopila la información del campo en detalle son los *forecasts*. Estos se generan de una manera muy minuciosa debido a que se debe revisar e ingresar todo el historial de producción por pozo, registrar datos de reacondicionamientos; para de esta manera, dentro de dicho historial de producción enfocarse en una zona estabilizada, donde la producción no varíe drásticamente, en esta sección se procede a realizar un ajuste que puede ser línea, el cual, permite generar una proyección de la misma, y obtener el pronóstico de producción adecuado a la fecha actual. Es necesario ajustarse a la mejor tendencia, que puede ser lineal, exponencial, armónica, entre otras; la selección de la misma requirió de la experticia de los ingenieros de yacimientos de la EP PETROECUADOR, al generalizar la tendencia por arena. Una vez realizada esta actividad (generar *forecast* de producción petróleo por pozo), se corrobora la información de reservas del campo publicadas por EP PETROECUADOR. El mismo proceso se realizó para la producción de agua, debido a que la producción de agua registra costos de tratamiento, que influyen en los costos operativos.

Al realizar este proceso se obtienen los *forecast* de cada pozo, en donde podemos visualizar la declinación de producción por arena, de igual forma se evidencia las reservas remanentes, la producción acumulada, y otros parámetros de interés. A partir del caso base por pozo se procede a generar los escenarios, en donde la producción final mostrará su respectivo incremento.

El segundo elemento a tomar en cuenta dentro de los ingresos netos, son los gastos operativos, que pueden ser: directos e indirectos, los costos directos son

los relacionados con la operación del campo, en cambio los costos indirectos son costos ligados al funcionamiento del campo.

Otros gastos importantes constituyen los gastos de administración de la EP PETROECUADOR localizadas en la región Amazónica, y en Quito. En la tabla 4.6 se observa de manera resumida los costos operativos usados en la evaluación económica.

TABLA 4.6 COSTOS OPERATIVOS DEL PROYECTO

COSTOS OPERATIVOS			
DIRECTOS	SOPORTE DE CAMPO	0.41	\$/BBL
	MATERIALES Y SUMINISTROS	0.01	\$/BBL
	MANTENIMIENTO DE PETRÓLEO	0.8	\$/BBL
	MANTENIMIENTO DE AGUA	0.03	\$/BBL
	REINYECCIÓN AGUA	0.01	\$/BBL
	REACONDICIONAMIENTOS	2.81	\$/BBL
INDIRECTOS	SUPERVISIÓN Y TRANSPORTE	2324	\$/M/P
	TRANSPORTE	1012	\$/M/P
	SEGURIDAD	291	\$/M/P
	OPERACIÓN DE EQUIPOS	380	\$/M/P
	OTROS GASTOS	352	\$/M/P
ADMINISTRACIÓN	EP PETROECUADOR (D.A.)	5086	\$/M/P
	EP PETROECUADOR (QUITO)	3065	\$/M/P

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormazá

Finalmente, se consideran dentro de los costos operativos, los impuestos que se deben pagar, estos se los detalla en la tabla 4.7, la Ley del Fondo para el Ecodesarrollo Regional Amazónico y de Fortalecimiento de sus Organismos Seccionales o más conocida como Ley 10 se refiere a los impuestos a pagar por la preservación del medio ambiente, y la ley 40 es el costo a pagar por salida de capital, los 3.93 dólares por barril de HSE son destinados a salud y seguridad ocupacional de todo el personal y al final el impuesto al valor agregado.

TABLA 4.7 IMPUESTOS POR PAGAR

IMPUESTOS (COSTOS)		
LEY 10	1	(\$/bbl)
LEY 40	0.05	(\$/bbl)
HSE	3.93	(\$/bbl)
IVA	12	(%)

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

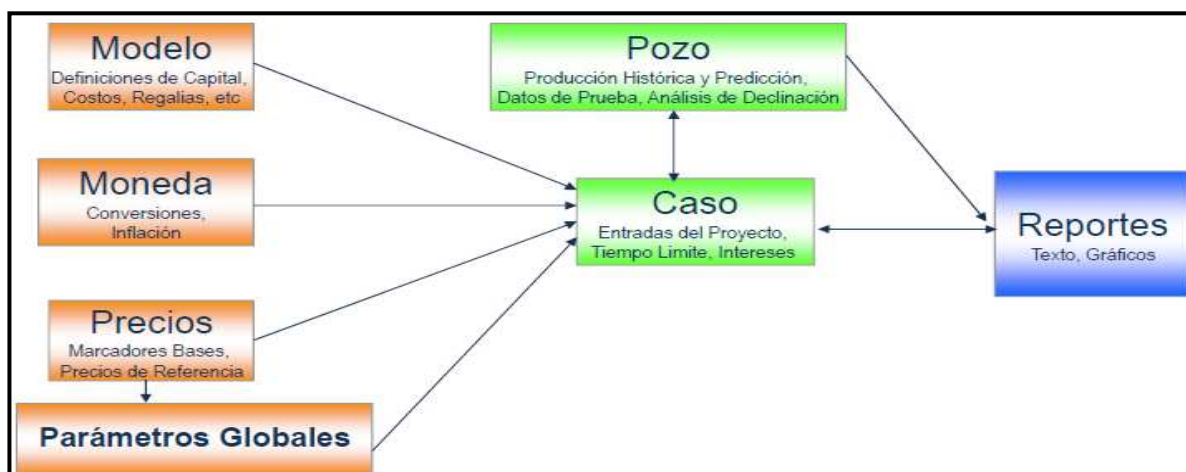
Toda la información pertinente a costos operativos fue proporcionada por EP PETROECUADOR, en el área de costos y finanzas, y se detalla de mejor manera en el anexo 4, para el área de Cononaco.

4.3 INTERFAZ DEL SOFTWARE PEEP

El software PEEP permite enlazar datos de producción referentes a un pozo, con un caso previamente establecido, como se presenta en la Fig. 4.1, para así poder generar reportes.

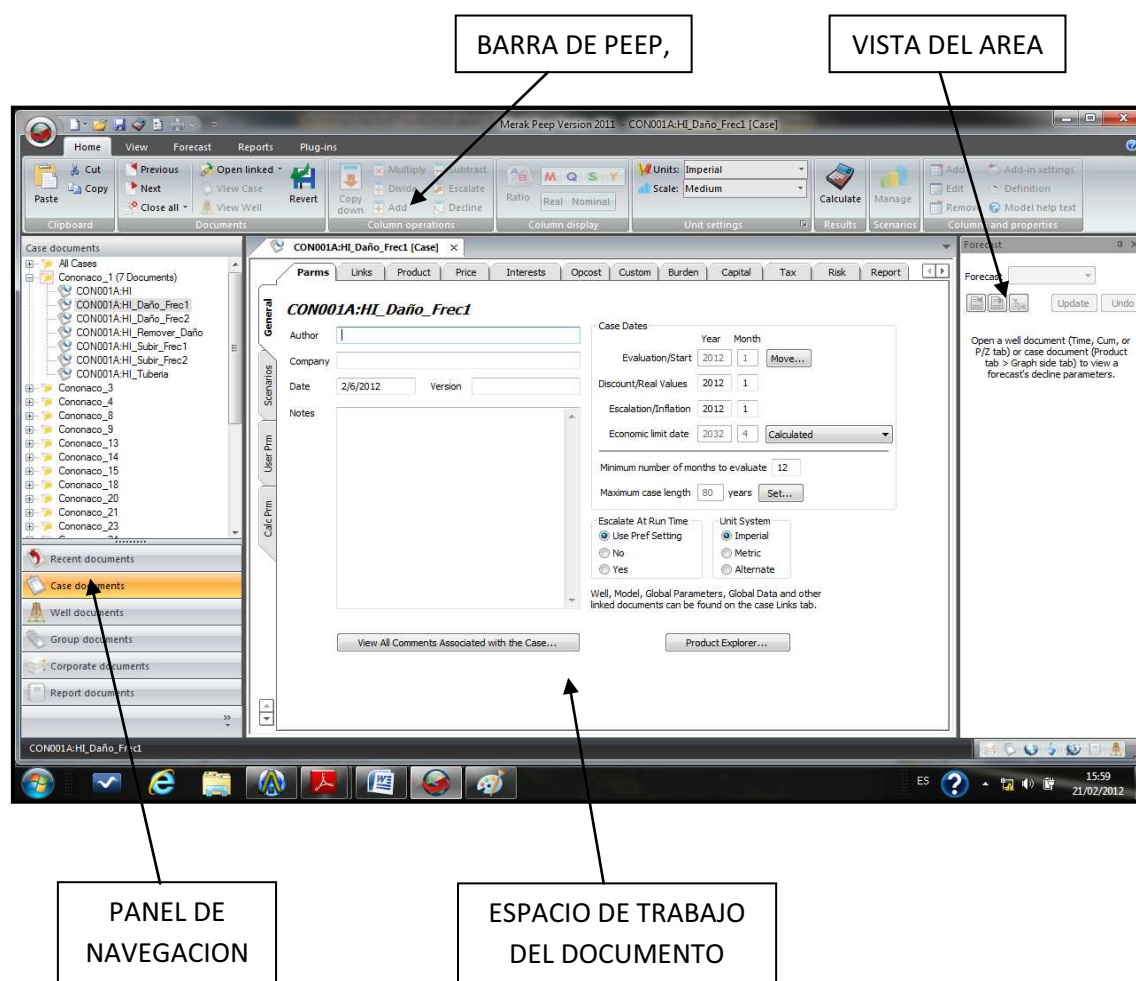
En el ambiente del PEEP, se evidencia en la parte superior la barra de menú principal, en la cual se presentan la mayoría de opciones. La parte inferior de la ventana está dividida en tres segmentos como se encuentra esquematizado en la Fig. 4.2.

FIGURA 4.1 DIAGRAMA DE FUNCIONALIDAD DEL PEEP



Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

FIGURA 4.2 VENTANA PRINCIPAL SOFTWARE PEEP

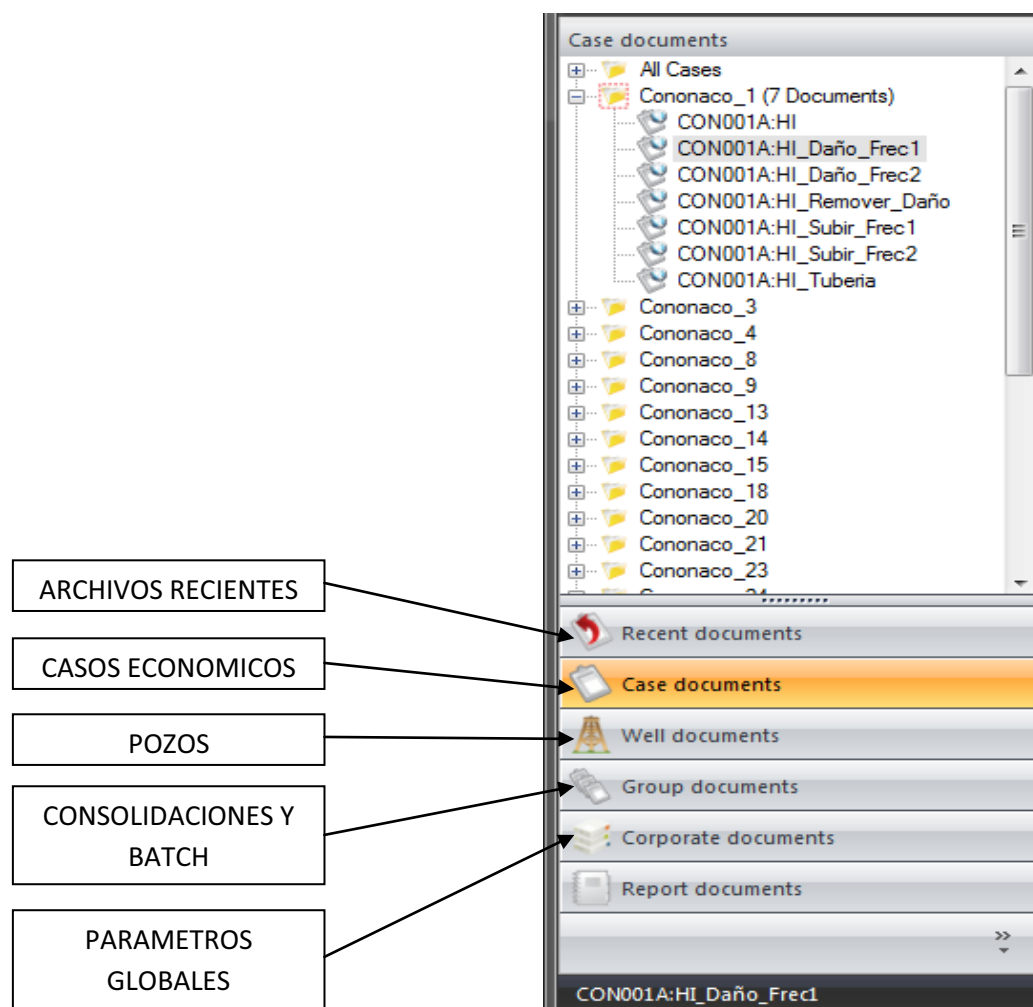


Fuente: PEEP SCHLUMBERGER, 2011

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

Panel de navegación, permite seleccionar el caso que se requiera, existen varias alternativas, selección por pozo, por casos, o por *batch* que se constituye en un conjunto de casos establecido de forma manual, además se puede seleccionar los archivos recientes, esto se aprecia en la figura 4.3

FIGURA 4.3 PANEL DE NAVEGACION PEEP



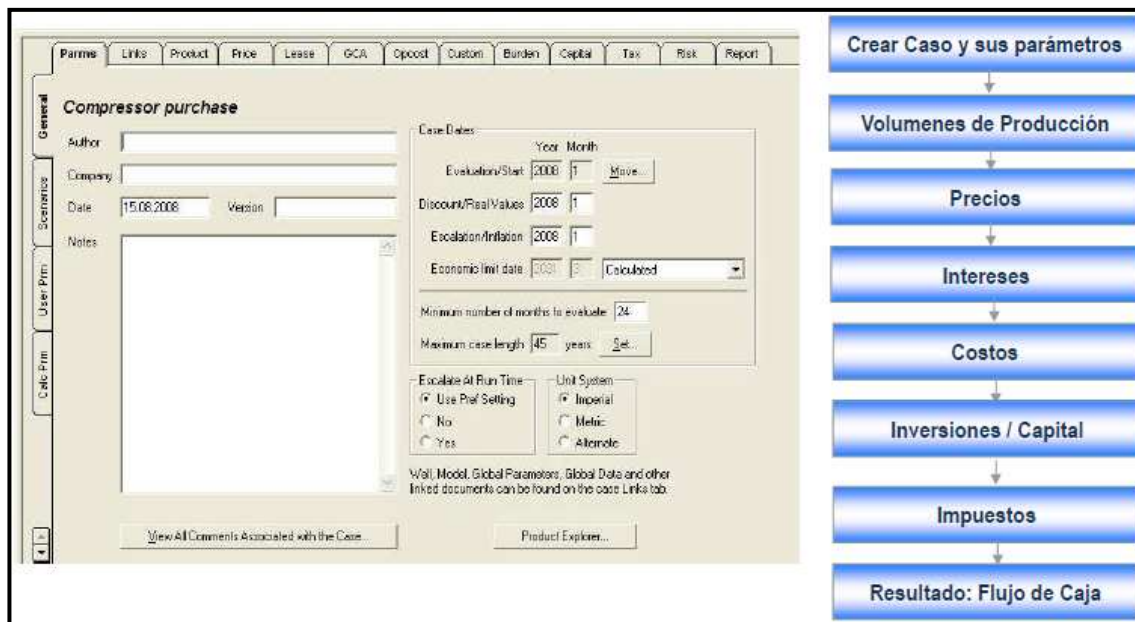
Fuente: PEEP SCHLUMBERGER, 2011

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

Espacio de trabajo, la Fig. 4.4 ilustra el área de trabajo con su respectivo flujo, en este constan todas las pestañas a seguir en el ingreso de datos. Primeramente, se crea el caso, después se ingresan los volúmenes de producción, seguido por precios, intereses, costos, inversiones, capital, impuestos

y finalmente, resultados o flujos de caja, los datos mínimos para poder evaluar un caso son 4: datos de producción, costos, precios y capital.

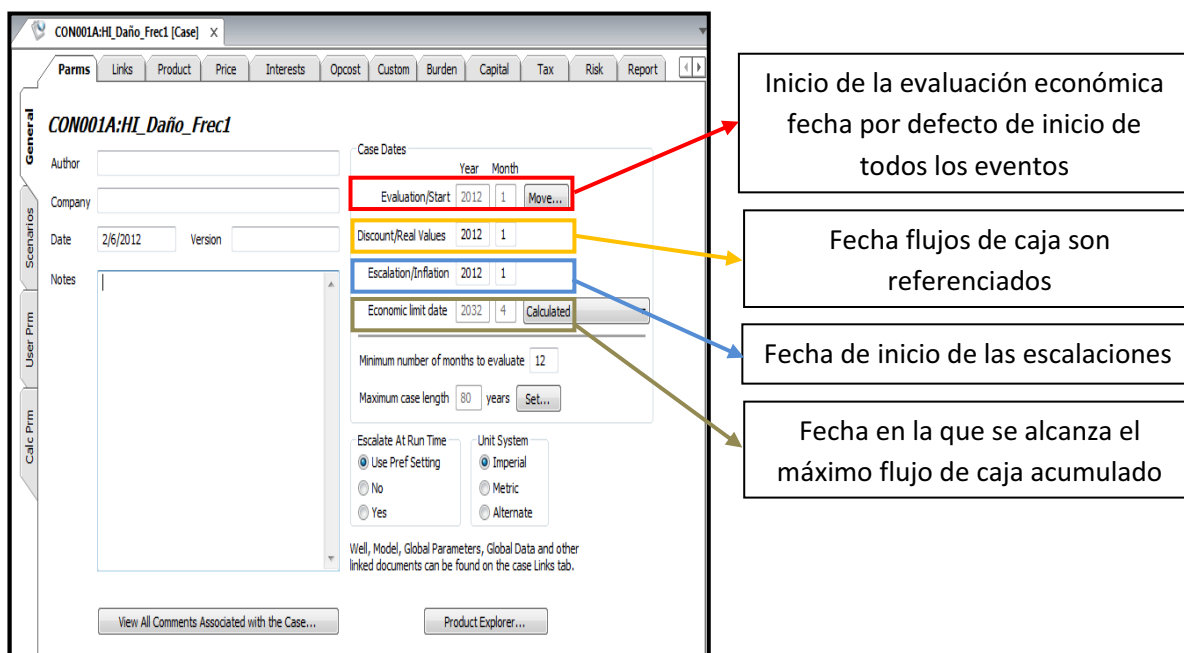
FIGURA 4.4 ÁREA Y SECUENCIA DE TRABAJO PEEP



Fuente: PEEP SCHLUMBERGER, 2011

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

FIGURA 4.5 CREACIÓN DE NUEVO CASO



Fuente: PEEP, SCHLUMBERGER 2011

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

Creación de caso, para generar un caso dentro del programa se necesitan datos muy sencillos como un nombre y las fechas de inicio de la evaluación económica, es decir, la fecha a la que se quiere llevar el flujo de caja, y la fecha de finalización de la evaluación. De igual forma, se puede escoger el número mínimo y máximo de períodos para evaluar, y las unidades del sistema, de no escoger estos tres últimos valores se usará los que se encuentren registrados por defecto. La Fig. 4.5 ilustra la ventana de creación de un nuevo caso.

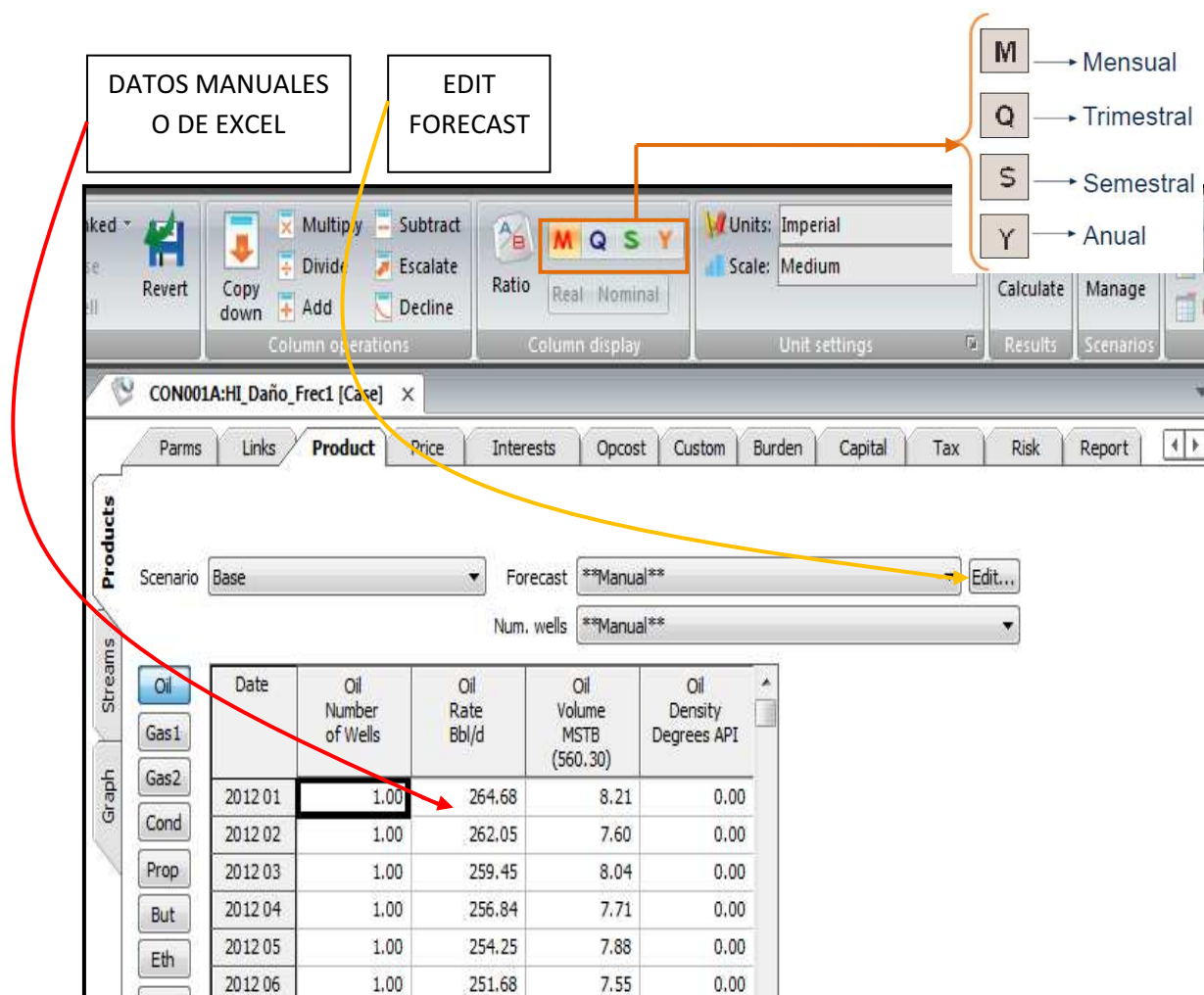
Producción, Se ingresa al software la producción de petróleo, de gas, de condensado, de agua, o en el caso de conocer se la puede ingresar por componentes es decir, cantidad de propano, butano, sulfuros, etc. Esta información puede ser ingresada de cuatro maneras diferentes, la primera es llenando los registros manualmente, la segunda es copiando datos de Excel en las respectivas casillas, el tercer método es calcular el *forecast* manualmente con el ayudante *Edit Forecast*, en donde, se deben ingresar datos como: el tipo de declinación, la fecha de inicio, el caudal inicial, el porcentaje de declinación, el caudal final, el tiempo de duración, entre otros. Finalmente, el cuarto método de ingreso de producción, mediante el *plug-in* que permite enlazar dos plataformas que son el OFM con el PEEP, este último constituye en el método usado en este proyecto tras haber generado un *forecasts* en OFM.

En la Fig. 4.6 se presenta la ventana de ingreso de datos de producción, donde se señala como ingresar al menú *edit forecast* y se amplía la sección de *column display*, la cual permite cambiar la visualización en función de periodos, puede ser mensual, trimestral, semestral o anual, dependiendo de lo que se desee visualizar.

Precio, el siguiente módulo de datos dentro de esta secuencia corresponde al precio, aquí se escoge el valor del producto en el mercado. Se puede ingresar el precio dependiendo de cada elemento, similar al caso de las producciones, los *offsets* pueden representar ajustes por transporte o rubros adicionales a pagar, para este proyecto en particular, este tipo de costos fueron incluidos en la parte de costos indirectos. De igual forma, se tiene la posibilidad de ingresar los precios

por productos, o por tipo, por ejemplo el precio: de 50 dólares por barril, evaluado por productos: específicamente, Petróleo. En la Fig. 4.7 se ilustra la ventana de ingreso de precios, remarcando una opción adicional para poder cargar archivos de precios existentes en un registro previo.

FIGURA 4.6 VENTANA DE INGRESO PRODUCCIÓN

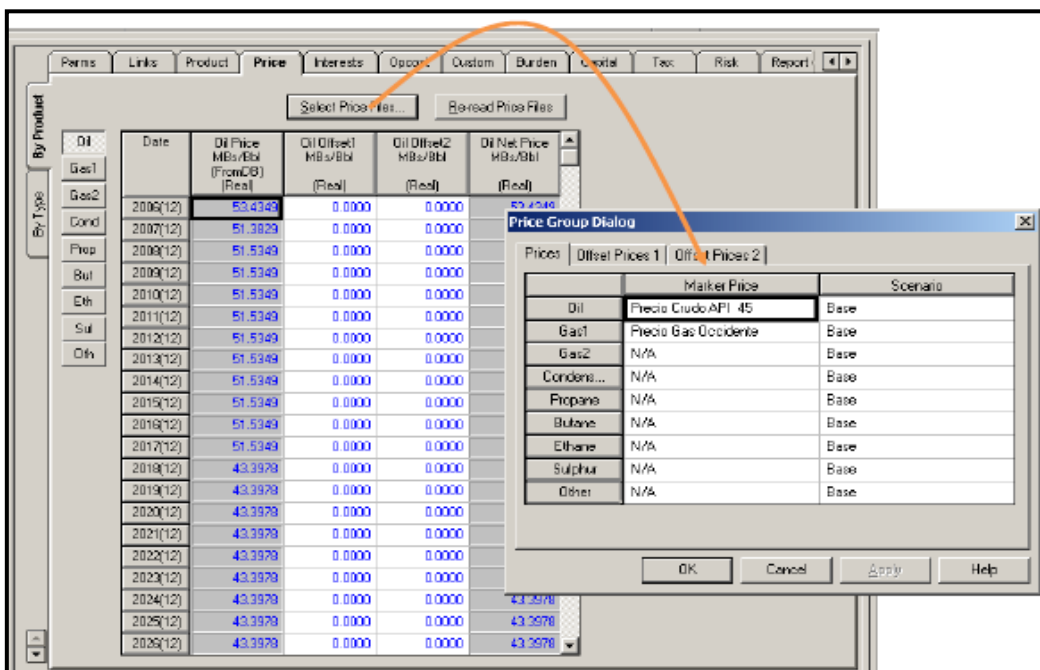


Fuente: PEEP, SCHLUMBERGER 2011

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

Costo operativo, la Fig. 4.8 ilustra la ventana donde se ingresan los costos operativos, con sus respectivas unidades. Las variables de costos operativos deben ser ingresadas previas al de datos, debido a que no existen registros que se acoplen a nuestras necesidades.

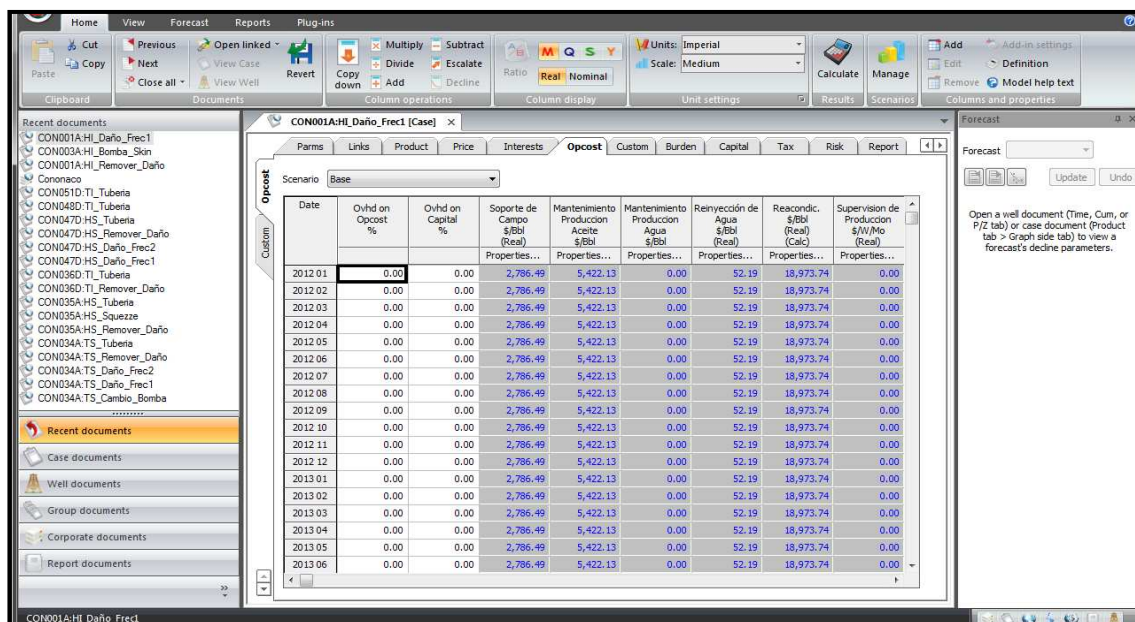
FIGURA 4.7 VENTANA DE INGRESO DE PRECIOS PEEP



Fuente: PEEP, SCHLUMBERGER 2011

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

FIGURA 4.8 VENTANA DE INGRESO DE COSTOS OPERATIVOS PEEP



Fuente: PEEP, SCHLUMBERGER 2011

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

Inversión, las inversiones se las ingresa en la pestaña señalada como capital (Fig. 4.9), en donde, se evidencian varios rubros, los cuales, son descartados, debido a que en su gran mayoría están orientados a perforación de nuevos pozos, solo se usa la sección final correspondiente a *Workover* (con torre) y *Workover rigless* (sin torre), en las que se colocan los costos, para los escenarios y alternativas planteadas previamente.

FIGURA 4.9 VENTANA DE INGRESO DE CAPITAL PEEP

Date	Acquisition M\$(Real)	Expl G&A M\$(Real)	Expl G&G M\$(Real)	Expl Drilling Success M\$(Real)	Expl Drilling Dry Hole M\$(Real)	Appr Drilling Success M\$(Real)	Appr Drilling Dry Hole M\$(Real)	Dev G&A M\$(Real)
2012 01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2012 02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2012 03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2012 04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2012 05	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2012 06	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2012 07	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2012 08	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2012 09	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2012 10	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2012 11	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2012 12	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2013 01	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2013 02	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2013 03	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2013 04	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2013 05	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2013 06	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2013 07	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00

Fuente: PEEP, SCHLUMBERGER 2011

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

Una vez ingresados todos los datos requeridos en las ventanas previamente expuestas, se procede al cálculo económico, este se lo realiza mediante el clic en el ícono de la calculadora que se halla en la barra principal de PEEP. Una vez realizados los cálculos se puede generar reportes personalizados, o a su vez usar el *summary report*, que se genera por defecto, en la figura 4.10 se ilustra de mejor manera como realizar el cálculo y como acceder a los reportes.

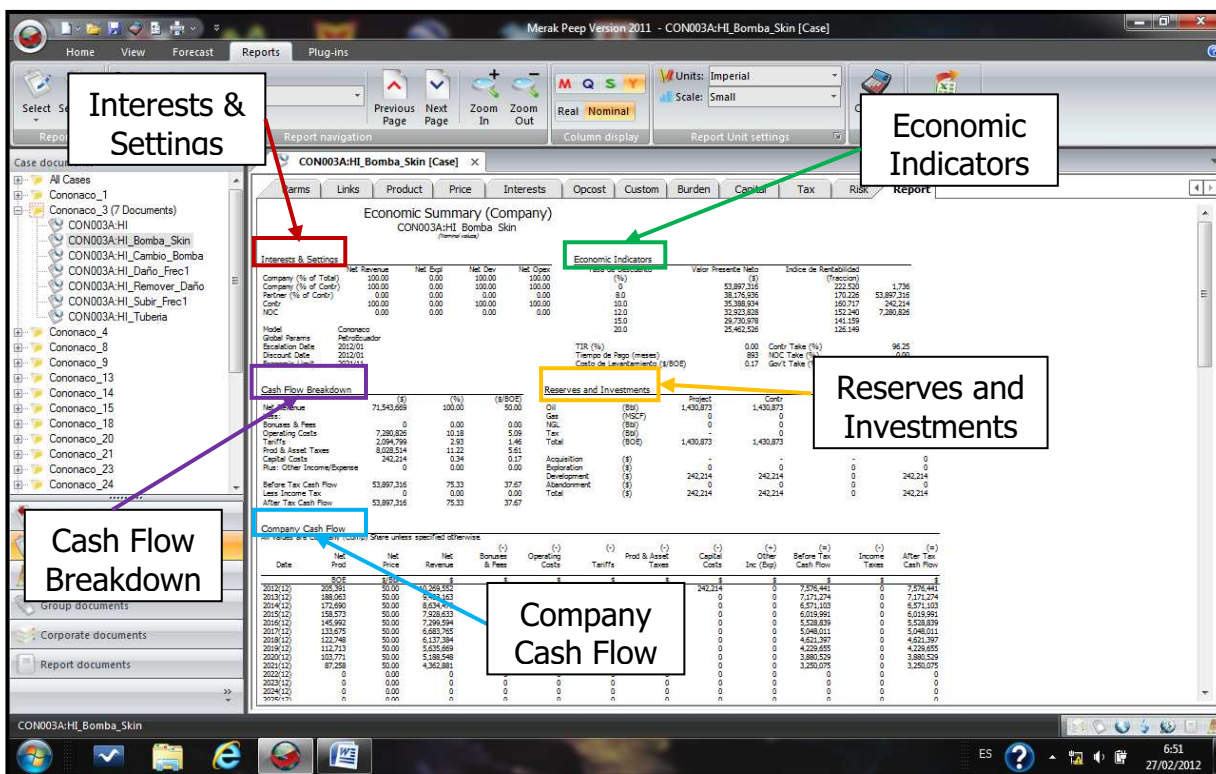
FIGURA 4.10 BARRA PRINCIPAL SOFTWARE PEEP



Fuente: PEEP SCHLUMBERGER, 2011
 Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

Summary Report, este reporte general es el primero en generarse al realizar los cálculos, en el cual, se pueden observar varias secciones. Como se aprecia en la figura 4.11.

FIGURA 4.11 VENTANA DE SUMMARY REPORT



Fuente: PEEP, SCHLUMBERGER 2011
 Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

En la parte inferior del reporte (*cash flow company*, Fig. 4.11), se encuentran los flujos de caja por período, aquí están los valores de producción, ganancias netas, costos operativos, tarifas de impuestos, inversiones, y finalmente, el VAN, que es calculado en dos puntos AT (*after taxes*) y BT (*before taxes*). Este tipo de reportes

se los realiza uno por escenario, debido a que de otro modo el análisis se volvería demasiado extenso, por tal motivo se recurre a los reportes de *batch*.

Un *batch* es un documento especial de PEEP que permite procesar grupos de datos, sin tener que acceder de uno en uno, este método presenta el beneficio de poder aplicar cambios a todo un conjunto de datos y automáticamente son recalculados todos los casos.

Para crear un *batch* se dirige al panel de navegación PEEP, específicamente a la pestaña de *group documents*, en esta se encuentra *batch documents*. Para poder acceder a una nueva área de trabajo donde es permitido crear *batches*, se debe asignar un nombre al batch, y escoger que casos se desea incluir en el mismo, se procede a calcularlo, y finalmente, al concluir este proceso se genera un *batch summary report*, en el cual se encuentran los parámetros relevantes para la evaluación económica para cada escenario (Fig. 4.12).

FIGURA 4.12 BATCH SUMMARY REPORT

Case	BOE	Contr Net Volume	Comp Net Revenue	Operating Costs	Prod & Asset Taxes	Capital Total	Comp BTCF	Comp ATCF	Peep ATCF	NPV10%	Contr BTCF	Contr ATCF
CON001A:HI	417,096	20,854,809	3,250,039	2,467,144	\$ 0	14,526,998	14,526,998	20,655,482,649	9,880,793	16,166,186	16,166,186	
CON001A:HI_Daño_Frec1	560,297	28,014,857	3,827,875	3,252,804	26,493	20,087,409	20,087,409	27,342,433,563	13,616,985	22,289,377	22,289,377	
CON001A:HI_Daño_Frec2	609,605	30,480,227	4,026,837	3,522,230	26,493	22,012,204	22,012,204	29,637,186,359	14,912,730	24,407,950	24,407,950	
CON001A:HI_Remover_Daño	442,047	22,102,346	3,350,719	2,606,659	26,493	15,471,318	15,471,318	21,839,097,680	10,509,497	17,208,562	17,208,562	
CON001A:HI_Subir_Frec1	520,985	26,049,231	3,669,244	3,034,813	0	18,582,453	18,582,453	490,429,609	12,610,869	20,629,923	20,629,923	
CON001A:HI_Subir_Frec2	565,925	28,296,256	3,850,585	3,280,377	0	20,336,779	20,336,779	581,951,760	13,791,857	22,560,865	22,560,865	
CON001A:HI_Tubería	452,740	22,637,005	3,393,867	2,676,583	122,274	15,781,469	15,781,469	22,417,774,672	10,692,979	17,560,737	17,560,737	

Fuente: PEEP SCHLUMBERGER, 2011

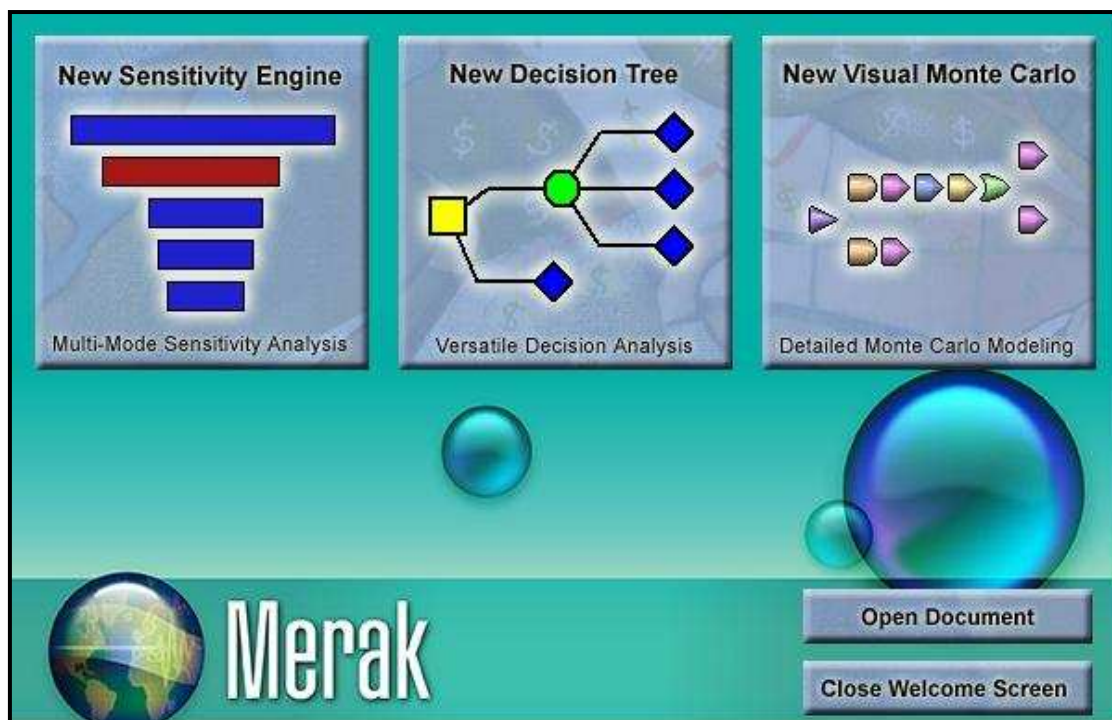
Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

4.4 INTERFAZ DEL SOFTWARE DTK (DECISION TOOL KIT)

Este software es un elemento complementario al PEEP, el cual se encuentra dentro de la misma plataforma de MERAK, este programa facilita escoger la mejor decisión, además de presentar una visualización más amigable de las posibles alternativas. Al ingresar a este programa se presenta una ventana con 3 posibles

acciones como se ilustra en la figura 4.13, la primera constituye un análisis de sensibilidades tipo tornado, la tercera opción es un análisis tipo Monte Carlo y la segunda, que será usada en nuestro estudio es un árbol de decisiones.

FIGURA 4.13 VENTANA INGRESO DTK



Fuente: DTK SCHLUMBERGER 2011

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

4.4.1 ARBOLES DE DECISIONES

Esta herramienta es muy útil en la toma de decisiones, existen tres tipos de nodos, que se detallan en la tabla 4.8, estos se los enlaza mediante *branches* o ramas, por esto se lo denomina árbol de decisiones, se pueden generar varias alternativas, es decir, en un nodo de decisión se pueden generar varias ramas, pero estas son excluyentes entre sí, en cambio en un nodo de incertidumbre lo que se realiza es ponderar las alternativas, es por esto que en este tipo de nodos se debe especificar la probabilidad de ocurrencia de cada evento, y la sumatoria de todas las probabilidades de los eventos debe dar como resultado la unidad. Todos los nodos deben tener asignado un número para su mejor identificación.

TABLA 4.8 TIPOS DE NODOS

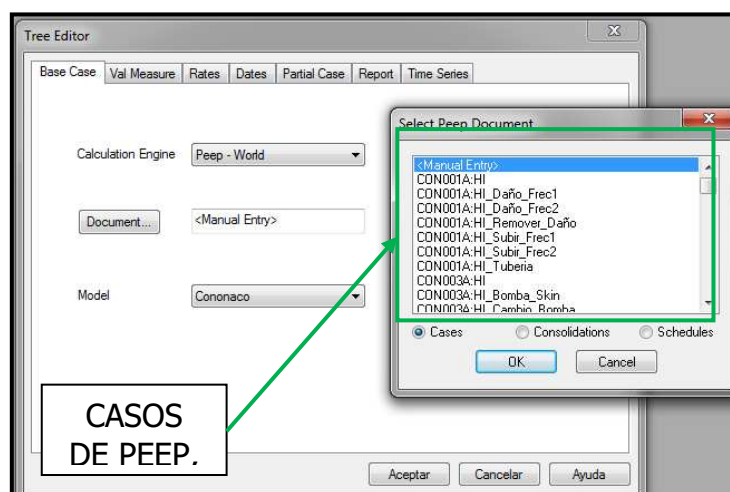
TIPOS DE NODO	
	NODO DE DECISIÓN
	NODO DE INCERTIDUMBRE
	NODO FINAL

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

4.4.2 CREACIÓN ÁRBOL DE DECISIÓN

Para crear un árbol de decisiones se debe seleccionar un documento PEEP, de esta manera se recopila y enlaza la información por casos del PEEP, este proceso se ilustra en la figura 4.14

FIGURA 4.14 CREAR NUEVO ÁRBOL (CASO BASE)



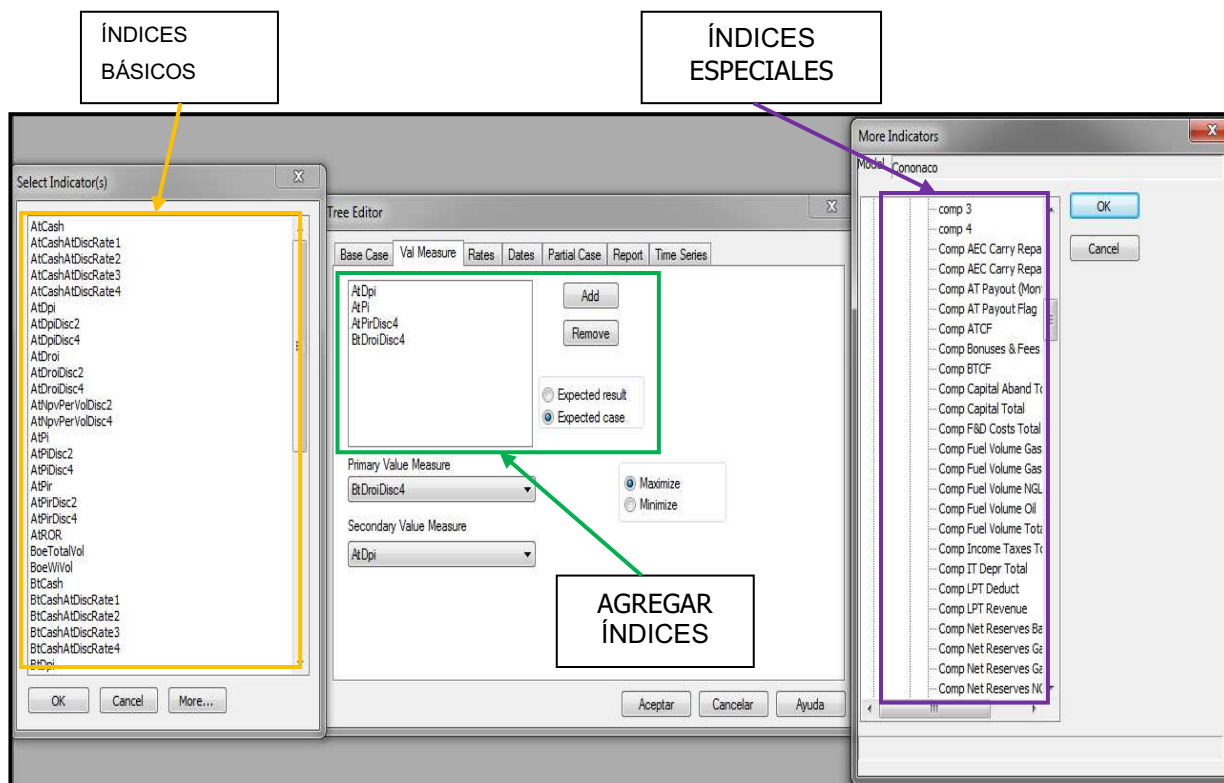
Fuente: DTK, SCHLUMBERGER 2011

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

En la siguiente ventana se encuentra los indicadores económicos, aquí se debe seleccionar el indicador con el que se quiere evaluar el proyecto. En la Fig. 4.15

se ilustran los diferentes índices de rendimiento. Se debe escoger dos indicadores como mínimo, uno como valor primario y el otro como valor secundario.

FIGURA 4.15 CREAR NUEVO ÁRBOL (VAL MEASURE)



Fuente: DTK, SCHLUMBERGER 2011

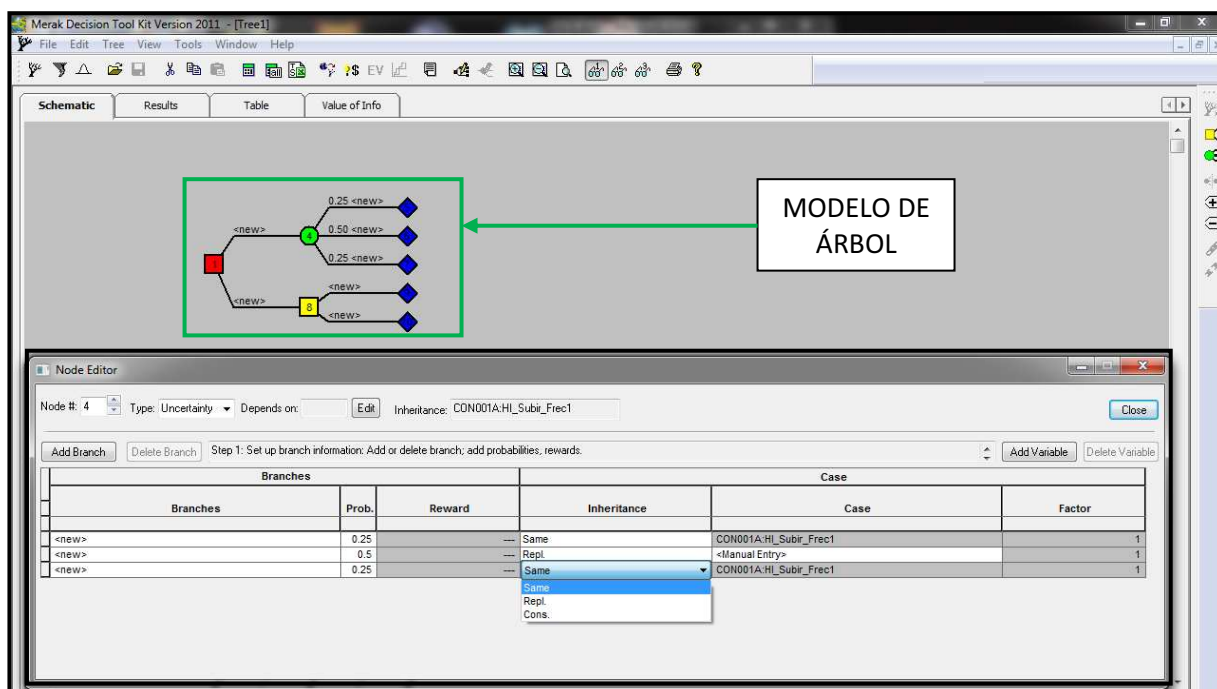
Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

El resto de pestañas no son indispensables, se las mantiene por defecto, una vez concluido el ingreso de los datos requeridos, se abre el área de trabajo del DTK, la cual, por defecto presenta un nodo de decisión con dos ramas, se le pueden agregar cuantas ramas se necesite dependiendo del caso, y también se pueden variar el tipo de nodos, incluso dentro de *sub* ramas.

En la Fig. 4.16 se encuentra un modelo de árbol en la parte superior, y en la parte inferior se encuentra el menú de *node editor*, en este menú se escogen las alternativas para cada una de las ramas, tanto de decisión como de incertidumbre, en este *node editor* existen 5 secciones, en la primera se elige el nombre de cada rama, en el segundo se ingresan ganancias adicionales del proyecto, en el tercero se encuentra la palabra *same*, esta se la mantiene en el primer caso y en los

siguientes se selecciona *replace*, para poder cambiarlos, en el cuarto segmento se selecciona el caso y en el quinto se deja el factor de la unidad, y en el caso de nodos de incertidumbre existe un segmento adicional después del nombre, donde se selecciona la probabilidad, y esta debe sumar uno.

FIGURA 4.16 NODE EDITOR



Fuente: DTK, SCHLUMBERGER 2011

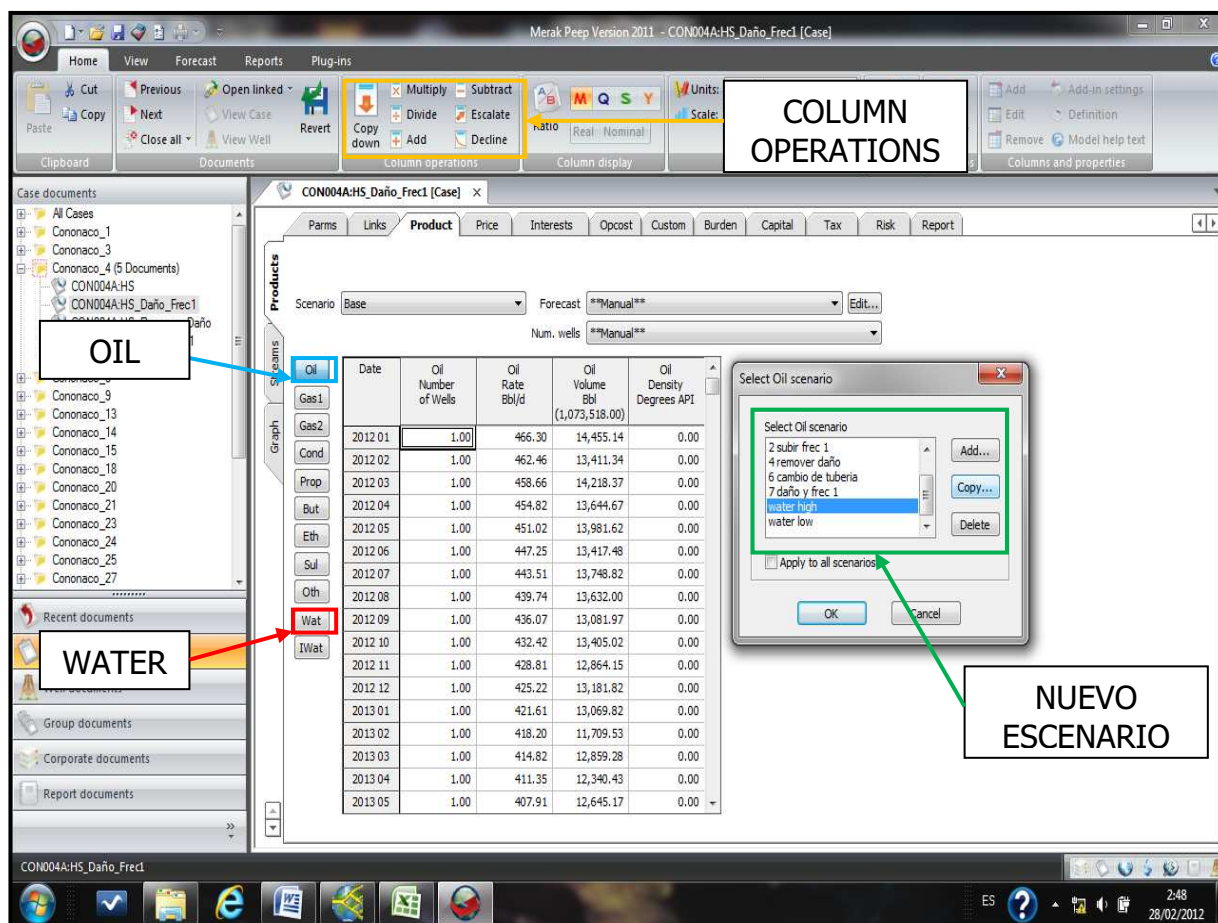
Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

Todos los casos de estudio son excluyentes entre sí, es por esto que se usan nodos de decisión, pero particularmente en los casos que consideren una variación de la frecuencia se ha decidido usar nodos adicionales de incertidumbre, debido a que aumentar la frecuencia en un pozo conlleva al aumento del corte de agua que produce el mismo. Si bien esto es una realidad, es muy complejo determinar en qué grado se produce la conificación del agua por efecto de un incremento en la frecuencia en este tipo de bombeo. Por esta razón, se decide crear dos escenarios adicionales dentro de la alternativa de incrementar la frecuencia para cuantificar en que magnitud afecta al corte de agua, uno en donde el incremento del corte de agua es bajo, denominado *Water Low*, y otro opuesto, en donde el incremento del corte de agua aumenta en gran medida, *Water High*,

por ende, es importante considerar la arena de la cual produce el pozo en particular. En estos escenarios se generaliza que las producciones de agua (aumenta) y la del petróleo (disminuye).

Para poder crear un nuevo escenario dentro de un caso de PEEP, se debe acceder al caso, y dirigirse a la pestaña de producción, mediante un clic derecho se despliega el menú de opciones, se escoge la opción del escenario y se despliega una venta adicional, la cual, se presenta en la Fig. 4.17.

FIGURA 4.17 CREAR NUEVO ESCENARIO PEEP



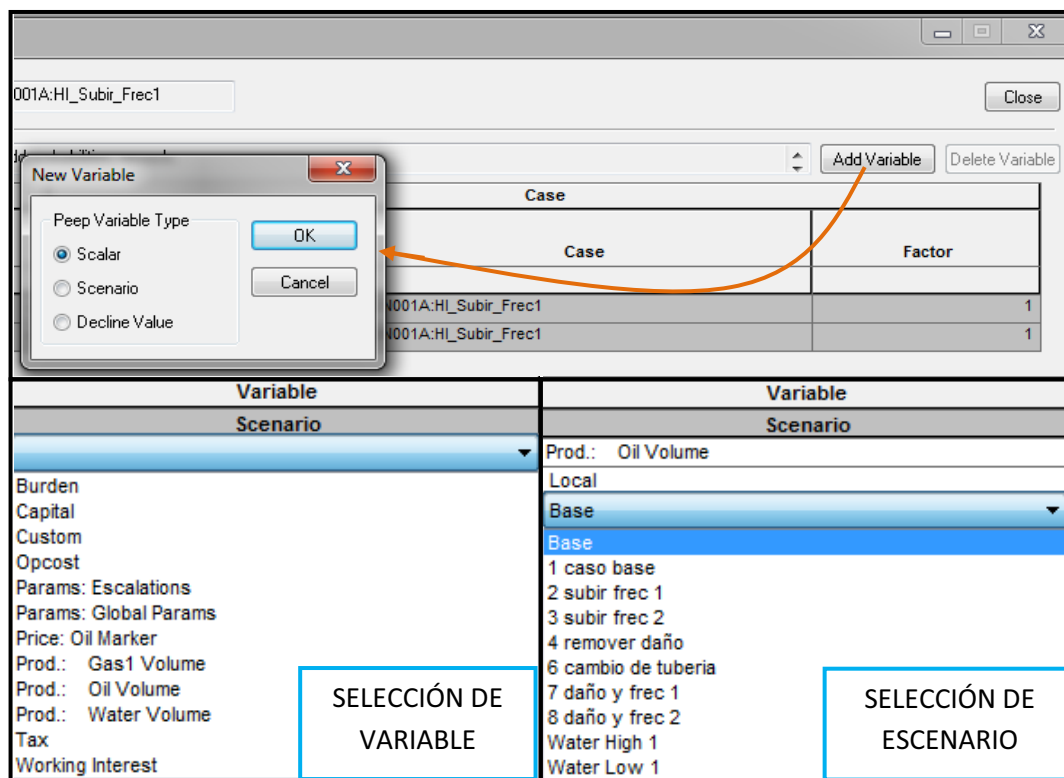
Fuente: PEEP, SCHLUMBERGER 2011

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

Una vez creados los escenarios en el PEEP se los agrega al DTK en la ventana de *Node editor*, (Fig. 4.18) mediante un clic en *Add variable*, y en la nueva ventana que se despliega se selecciona el escenario, automáticamente se genera

una nueva sección al final de la ventana de *Node editor*, en esta sección primero se debe elegir la variable a enlazar, y después se puede seleccionar el escenario, en cada caso se añadirán dos variables, una para el agua y una para el petróleo, con sus respectivos escenarios de *Water Low* y *Water High*.

FIGURA 4.18 AGREGAR ESCENARIO EN EL AMBIENTE DTK



Fuente: DTK, SCHLUMBERGER 2011

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

Los cálculos del incremento de BSW se encuentran en la tabla 4.9, además, la columna que contiene las arenas productoras se encuentran degradadas por color según la cantidad de agua que contenga la arena, es por esto que las arenas Hollín se encuentran marcadas en un tono más acentuado al poseer un acuífero activo, a diferencia de los pozos que producen de la arena "U" con menor cantidad de agua.

TABLA 4.9 COMPORTAMIENTO DEL CORTE DE AGUA (WL-WH)

POZO	ARENA	QF	BSW	AGUA	PETRÓLEO	BLS(WL)	BLS(WH)	BLS(WL)	BLS(WH)
CON 1	HI	667	70	466.9	200.1	84.042	100.05	112.056	133.4
CON 3	HI	433	30	129.9	303.1	18.186	21.65		
CON 4	HS	387	46	178.02	208.98	6.966	8.514		
CON 8	HS	608	50	304	304	21.888	26.752		
CON 9	UI	265	22	58.3	206.7	11.925	15.9		
CON 13	TI	233	2	4.66	228.34	2.796	3.728		
CON 14	TS	107	14	14.98	92.02	4.815	6.42		
CON 14	TI	228	14	31.92	196.08	13.68	18.24		
CON 15	HI	164	44	72.16	91.84	17.22	20.5	24.108	28.7
CON 18	HI	904.3	75	678.225	226.075	37.981	45.215	75.9612	90.43
CON 18	HS	177.7	75	133.275	44.425	6.3972	7.8188	12.7944	15.6376
CON 20	TI	401	35	140.35	260.65	9.624	12.832	19.248	25.664
CON 21	UI	147	7	10.29	136.71	6.615	8.82	13.23	17.64
CON 23	TI	150	9	13.5	136.5	7.2	9.6	14.4	19.2
CON 24	HI	956	72	688.32	267.68				
CON 25	HS	718	80	574.4	143.6				
CON 27	TI	285	16	45.6	239.4	3.42	4.56		
CON 29	HI	520	52	270.4	249.6	32.76	39		
CON 30 D	HI	927	80	741.6	185.4	38.934	46.35		
CON 32	HI	1909	90	1718.1	190.9	40.089	47.725		
CON 33	HI	1506	84	1265.04	240.96	126.5	150.6	221.382	240.96
CON 34	TS	114	36	41.04	72.96	4.104	5.472	8.208	10.944
CON 35	TI								
CON 35	HS	574	60	344.4	229.6				
CON 36 D	TI	551	7	38.57	512.43				
CON 47 D	HS	485	85	412.25	72.75	17.46	21.34	34.92	42.68
CON 48 D	TI	770	1	7.7	762.3				
CON 51 D	TI	760	58	440.8	319.2	18.24	24.32	36.48	48.64

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

4.5 EVALUACIONES ECONÓMICAS

En esta sección se procede a escoger las mejores alternativas dentro de cada caso, valiéndose de los diagramas de árbol de cada pozo y los reportes *batch* de los mismos.

4.5.1 CONONACO 01

Para este pozo la opción de mayor productividad corresponde, incrementar la frecuencia hasta 62 Hz, seguida de, realizar una estimulación para remover el daño, y finalmente cambio/limpieza de tubería, como se puede apreciar en la tabla 4.10, debido a que al realizar estas acciones estaríamos obteniendo una ganancia de 5.031 millones de dólares, pero al observar el escenario de remover daño vemos que este solo tiene una ganancia de 628.7 mil dólares, es decir esta opción no es muy recomendable ya que el daño es de tan solo 1.65.

TABLA 4.10 BATCH SUMMARY REPORT CON-01

Caso	Volumen Neto Produc.	Ganancia Neta	Costos Operativos	Impuestos	Costo Capital	Flujo de Caja Antes de Impuestos	VAN10%	VAN Sobre Caso Base	Razón Costo Beneficio
	MBOE	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	\$
Caso Base	417.1	20854.8	3250.0	2467.1	0.0	14527.0	9880.8	0.0	S/I
Daño Frec 1	560.3	28014.9	3827.9	3252.8	26.5	20087.4	13617.0	3736.2	141.03
Daño Frec 2	609.6	30480.2	4026.8	3522.2	26.5	22012.2	14912.7	5031.9	189.93
Remover Daño	442.0	22102.3	3350.7	2606.7	26.5	15471.3	10509.5	628.7	23.73
Subir Frec 1	521.0	26049.2	3669.2	3034.8	0.0	18582.5	12610.9	2730.1	S/I
Subir Frec 2	565.9	28296.3	3850.6	3280.4	0.0	20336.8	13791.9	3911.1	S/I
Tubería	452.7	22637.0	3393.9	2676.6	122.3	15781.5	10693.0	812.2	6.64

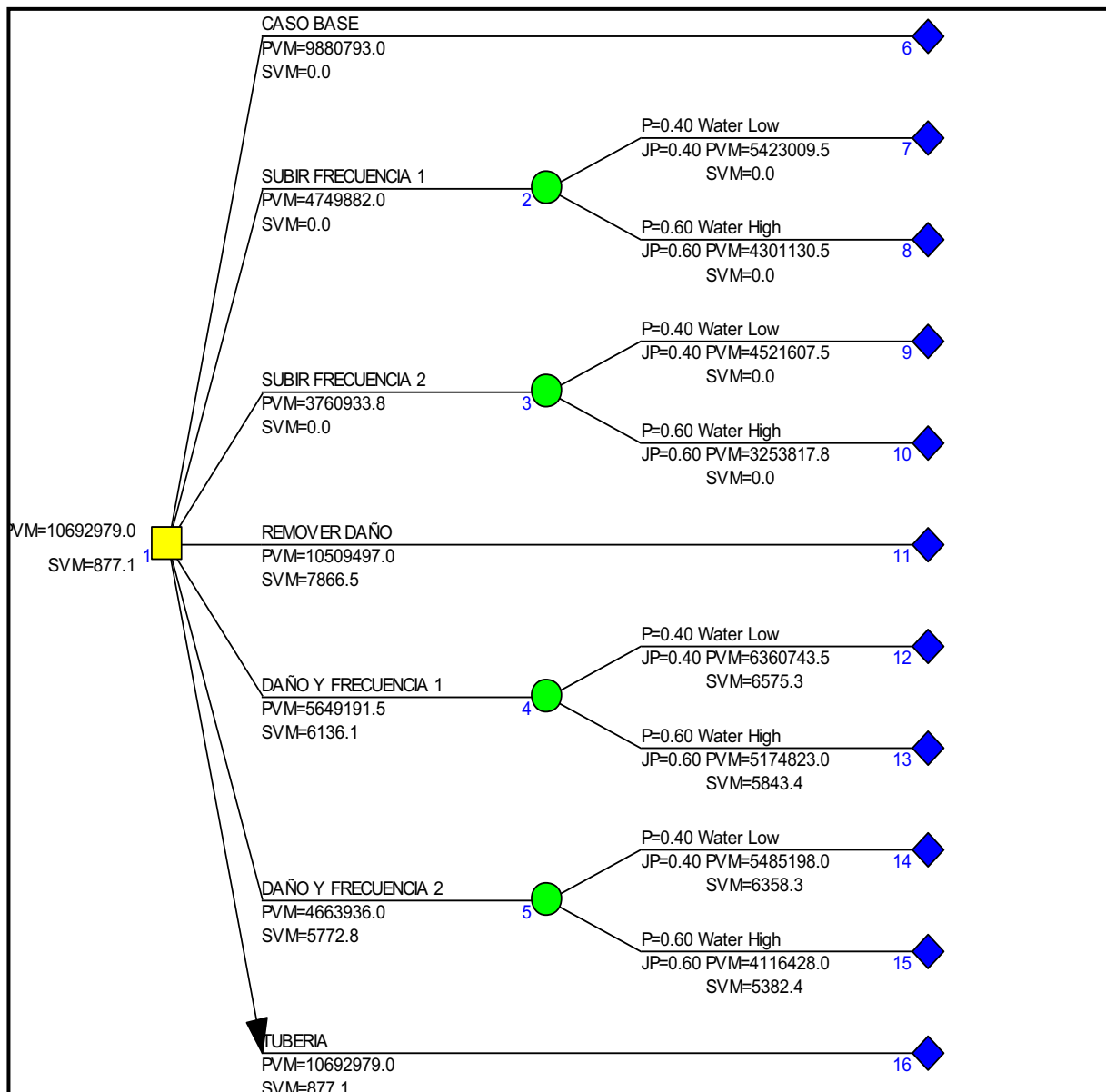
Fuente: PEEP SCHLUMBERGER, 2011

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

Con respecto a la figura 4.24, se observa que la opción económica rentable dentro de todos los escenarios propuestos, es cambiar/limpiar tubería, debido a que al analizar de mejor manera el aumento de frecuencia no es viable como consecuencia del riesgo al aumentar el corte de agua. Por otro lado, analizando la razón costo beneficio se evidencia que es baja, por ende se descarta la opción de remover el daño, pese a que esta propuesta genera ganancias, no constituye en

la más adecuada porque demanda una gran inversión respecto a la ganancia proyectada.

FIGURA 4.24 DIAGRAMA DE ÁRBOL CON-01



Fuente: DTK, SCHLUMBERGER 2011

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

4.5.2 CONONACO 03

El pozo Cononaco 03 dentro de sus mejores alternativas se consideran el remover el daño-incrementar la frecuencia a 60 Hz, con una ganancia proyectada de

24.130 millones de dólares, seguida por la alternativa de remover el daño, la cual por sí sola genera 22.23 millones de dólares de ganancia. En base al segundo índice de rendimiento (Tabla 4.11) se evidencia que los escenarios de mejores réditos son los mismos, esto debido a que el trabajo se lo realiza sin torre y la inversión es mínima, pese a que existe el escenario de cambio de bomba, este último no resulta ser muy bueno porque la ganancia es mínima, 3\$ millones, y de 17\$ millones si se remueve el daño con una nueva bomba.

TABLA 4.11 BATCH SUMMARY REPORT CON-03

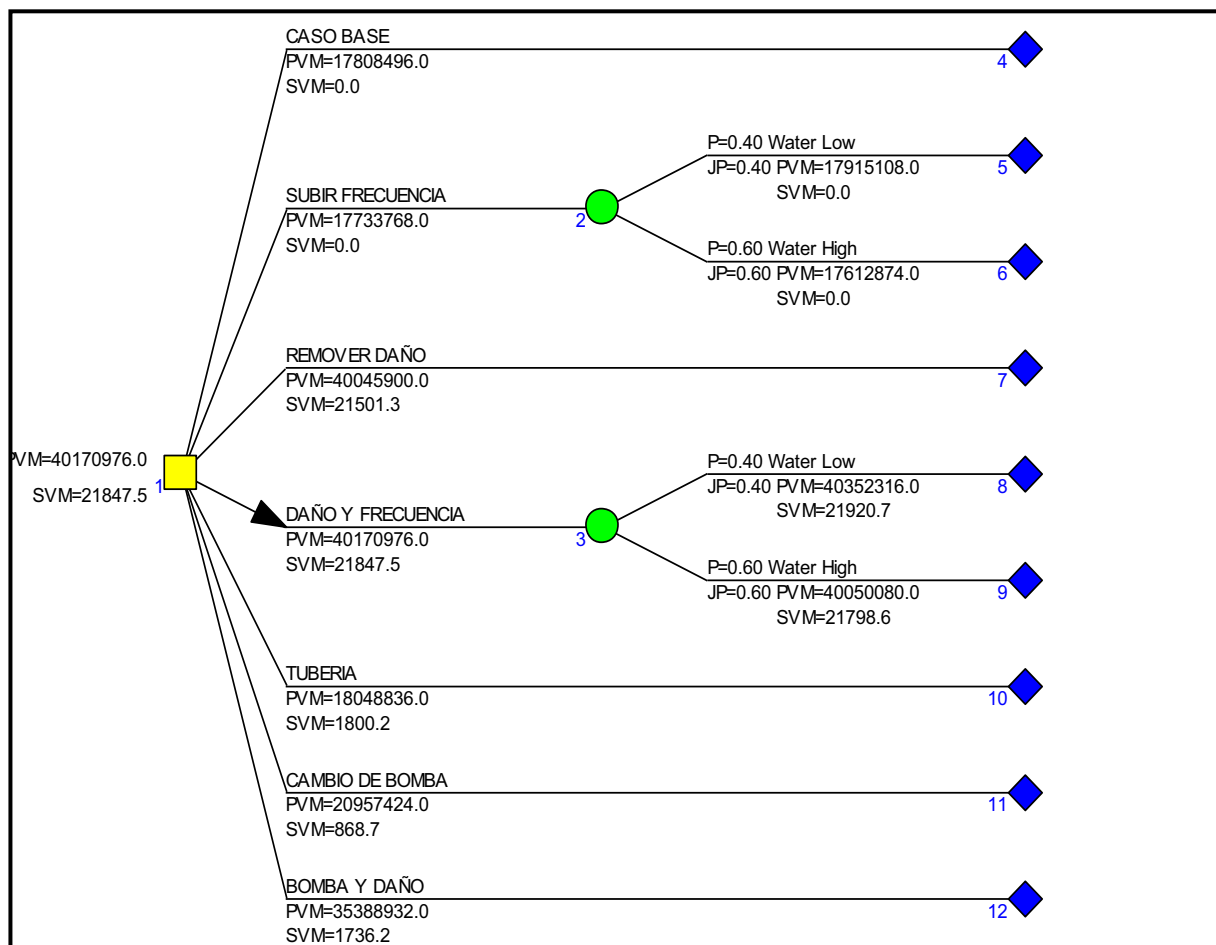
Caso	Volumen Neto Produc.	Ganancia Neta	Costos Operativos	impuestos	Costo Capital	Flujo de Caja Antes de Impuestos	VAN10%	VAN Sobre Caso Base	Razón Costo Beneficio
	MBOE	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	\$
Caso Base	735.4	36768.3	4474.4	4199.0	0.0	27018.3	17808.5	0.0	S/I
Bomba- Daño	1430.9	71543.7	7280.8	8028.5	242.2	53897.3	35388.9	17580.4	72.58
Cambio Bomba	866.5	43323.8	5003.4	4940.4	207.8	31903.6	20957.4	3148.9	15.15
Daño Frec 1	1678.2	83908.2	8278.7	9354.8	34.4	63783.5	41939.0	24130.5	702.18
Remover Daño	1604.3	80215.2	7980.6	8951.2	34.4	60900.3	40045.9	22237.4	647.09
Subir Frec 1	801.4	40071.5	4740.9	4560.0	0.0	29597.3	19501.8	1693.3	S/I
Tubería	749.6	37479.1	4531.7	4291.3	121.8	27436.8	18048.8	240.3	1.97

Fuente: PEEP, SCHLUMBERGER 2011

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

La Fig. 4.25 constituye el diagrama de árbol del pozo Cononaco 3, en donde se puede visualizar que la mejor opción escogida por el programa, corresponde a la misma que se planteó anteriormente, esto indica que a pesar de realizar una sensibilidad con aumento de corte de agua, el proyecto se mantiene rentable, con lo expuesto anteriormente se recalca que la opción con mayor rentabilidad para este pozo constituye la de remover el daño-incrementar de la frecuencia de 58 a 60 Hz, este es un evidente resultado debido a que la arena productora de este pozo presente un daño elevado de 30. Por otro lado, se analiza que los dos escenarios que proponen un cambio de bomba constituyen los menos rentables.

FIGURA 4.25 DIAGRAMA DE ÁRBOL CON-03



Fuente: DTK, SCHLUMBERGER 2011

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

4.5.3 CONONACO 04

Para el pozo Cononaco 04, en la tabla 4.12 se expone el mejor escenario, siendo el más opcionado, remover el daño-incrementar frecuencia de 59 a 60, seguido por el de remover el daño por sí solo, y finalmente, el cambio de tubería, este último no se presenta muy viable situándose al final de la tabla con respecto a las otras proyecciones. Concerniente, a la razón costo beneficio, los resultados rectifican la misma tendencia, la principal particularidad del primer escenario es que las ganancias no son muy buenas, debido que a la formación se le atribuye un daño menor a 2 y por ende las ganancias no justifican la magnitud de la inversión, con respecto a la tubería, si bien su diseño no es el idóneo el cambio de la misma no genera mayores ganancias como se esperaba.

TABLA 4.12 BATCH SUMMARY REPORT CON-04

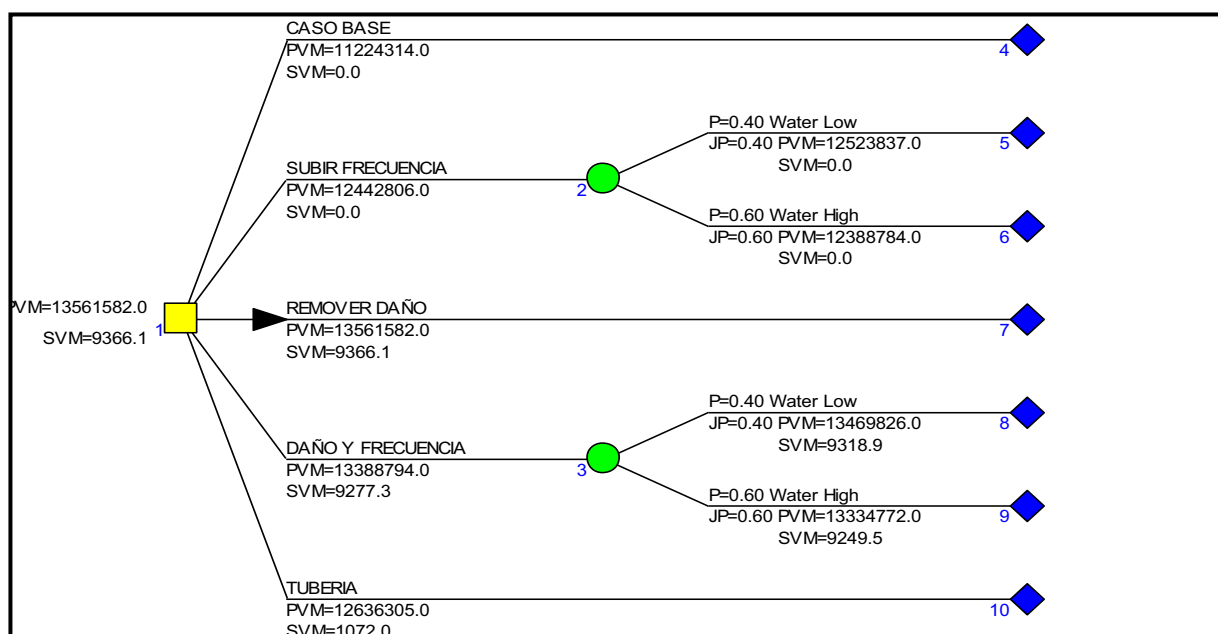
Caso	Volumen Neto Produc.	Ganancia Neta	Costos Operativos	Impuestos	Costo Capital	Flujo de Caja Antes de Impuestos	VAN10%	VAN Sobre Caso Base	Razón Costo Beneficio
	MBOE	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	\$
Caso Base	475.0	23750.1	3492.4	2784.6	0.0	16777.7	11224.3	0.0	S/I
Daño Frec 1	587.7	29386.3	3947.2	3403.8	27.0	21147.8	14077.6	2853.3	105.57
Remover Daño	566.3	28314.2	3860.7	3286.6	27.0	20310.8	13561.6	2337.3	86.48
Subir Frec 1	548.6	27431.2	3789.4	3186.9	0.0	19651.7	13131.6	1907.3	S/I
Tubería	534.3	26714.3	3731.6	3123.1	121.6	18955.8	12636.3	1412.0	11.61

Fuente: PEEP SCHLUMBERGER, 2011

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

La figura 4.26 ilustra el diagrama de árbol del pozo en cuestión, donde se ratifica que el escenario más rentable, es aquel que involucra remover el daño. Por otro lado el escenario de cambio de frecuencia, pierde protagonismo, al existir la posibilidad de aumento considerable en la producción de agua, por lo que no es conveniente realizar esta acción debido a la incertidumbre que genera.

FIGURA 4.26 DIAGRAMA DE ÁRBOL CON-04



Fuente: DTK, SCHLUMBERGER 2011

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

4.5.4 CONONACO 08

En el pozo Cononaco 08 adicional a los escenarios analizados en las secciones anteriores, se planteó un rediseño de bomba, el cual se observa que en la tabla 4.13 se constituye en el segundo en categoría de viabilidad, precedido por remover el daño-incremento de frecuencia, este último escenario genera ingresos de 7.7 millones de dólares. Por otro lado se aprecia que el escenario de cambio de tubería-incremento de frecuencia, no se considera muy llamativo en cuanto a su pronóstico de ganancia relativamente bajo. El segundo indicador económico refleja las mismas condiciones, con la diferencia que al remover el daño e instalar una nueva bomba por cada dólar invertido se recupera 31 dólares, y si solo se ejecuta la remoción del daño se recupera 216 dólares por cada unidad de inversión, este indicador resulta engañoso, debido a que la inversión de una unidad de *coiled tubing* cuesta aproximadamente solo el 10% de un cambio de bomba, pero de manera general los valores retribuidos al ejecutar un cambio de bomba son mayores, además de que al realizar la remoción de daño, existe una pequeña incertidumbre de remover el daño por completo.

TABLA 4.13 BATCH SUMMARY REPORT CON-08

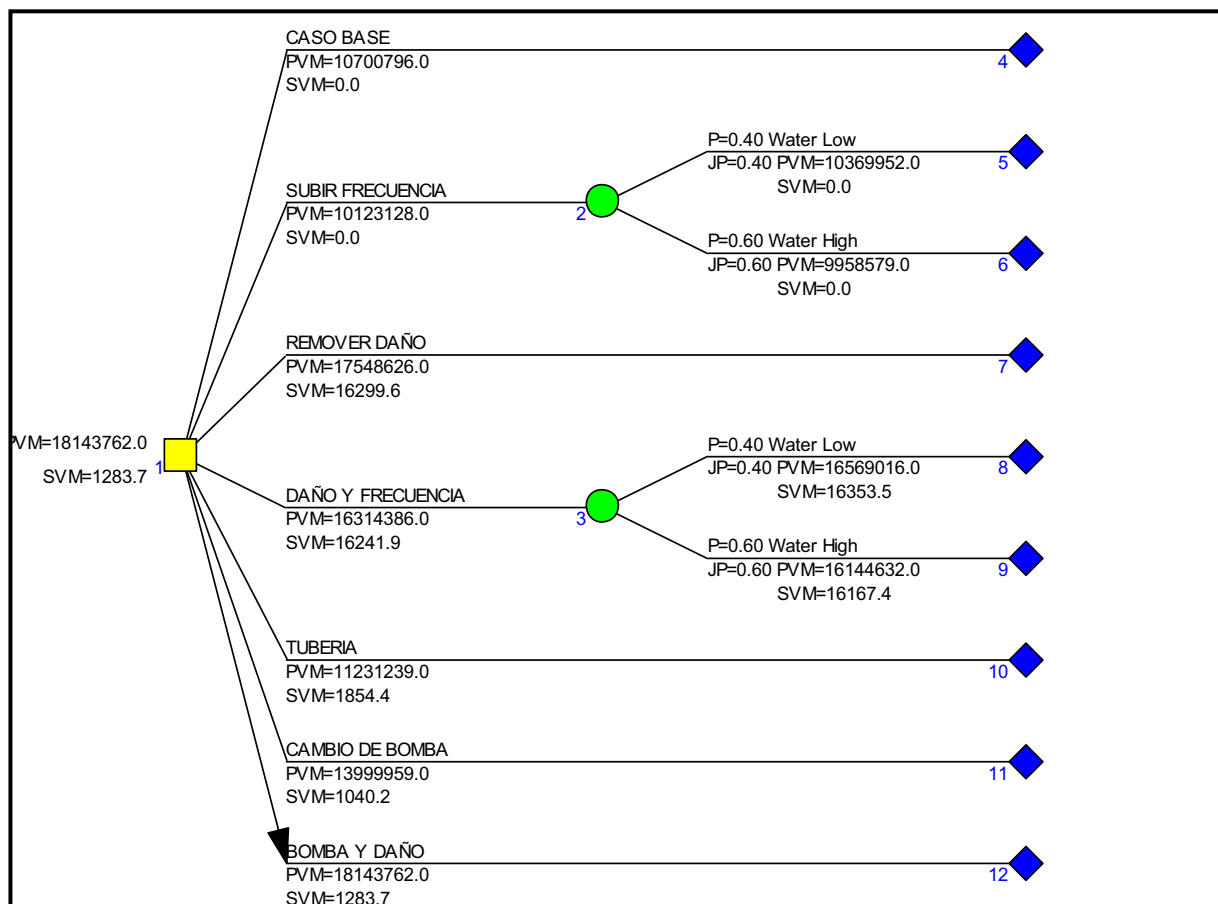
Caso	Volumen Neto Produc.	Ganancia Neta	Costos Operativos	Impuestos	Costo Capital	Flujo de Caja Antes de Impuestos	VAN10%	VAN Sobre Caso Base	Razón Costo Beneficio
	MBOE	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	\$
Caso Base	417.8	20887.6	3232.6	2468.3	0.0	14575.1	10700.8	0.0	S/I
Bomba- Daño	690.7	34532.9	4333.8	3988.3	239.6	24960.1	18143.8	7443.0	31.07
Cambio Bomba	542.4	27119.8	3735.5	3174.3	207.9	19208.0	14000.0	3299.2	15.87
Daño-Frec 1	695.0	34751.7	4351.4	3987.2	31.7	25363.8	18478.7	7777.9	245.73
Remover Daño	662.0	33100.6	4218.2	3806.8	31.7	24074.8	17548.6	6847.8	216.34
Subir Frec 1	473.8	23688.8	3458.6	2774.4	0.0	16762.1	12278.9	1578.1	S/I
Tubería	441.0	22049.4	3326.3	2609.9	121.9	15345.7	11231.2	530.4	4.35

Fuente: PEEP, SCHLUMBERGER 2011

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

La figura 4.27 ayuda a clarificar el panorama, debido a que al plantearse incertidumbre con respecto a la variación de agua, el orden de las dos prioridades se ve invertido, pasando a ser la mejor opción la de remoción de daño-rediseño bomba.

FIGURA 4.27 DIAGRAMA DE ÁRBOL CON-08



Fuente: DTK, SCHLUMBERGER 2011

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

4.5.5 CONONACO 09

La tabla 4.14 ilustra que la mejor alternativa es remover el daño-incrementar la frecuencia, debido a que genera un incremento de 8.2 millones de dólares, en este caso la sola remoción de daño aporta una ganancia de 5.8 millones, este valor es significativo considerando que el daño presente en la cara de la formación es elevado, 19. La razón costo beneficio corrobora el orden de prioridades, generando por el caso más rentable una ganancia de 285 dólares por cada dólar invertido, además se aprecia que si bien en el cambio de tubería se genera una ganancia, esta última no es representativa, considerando que se recupera 7.9 dólares por cada dólar invertido, tomando en cuenta que esta ganancia se recuperará en 10 años.

TABLA 4.14 BATCH SUMMARY REPORT CON-09

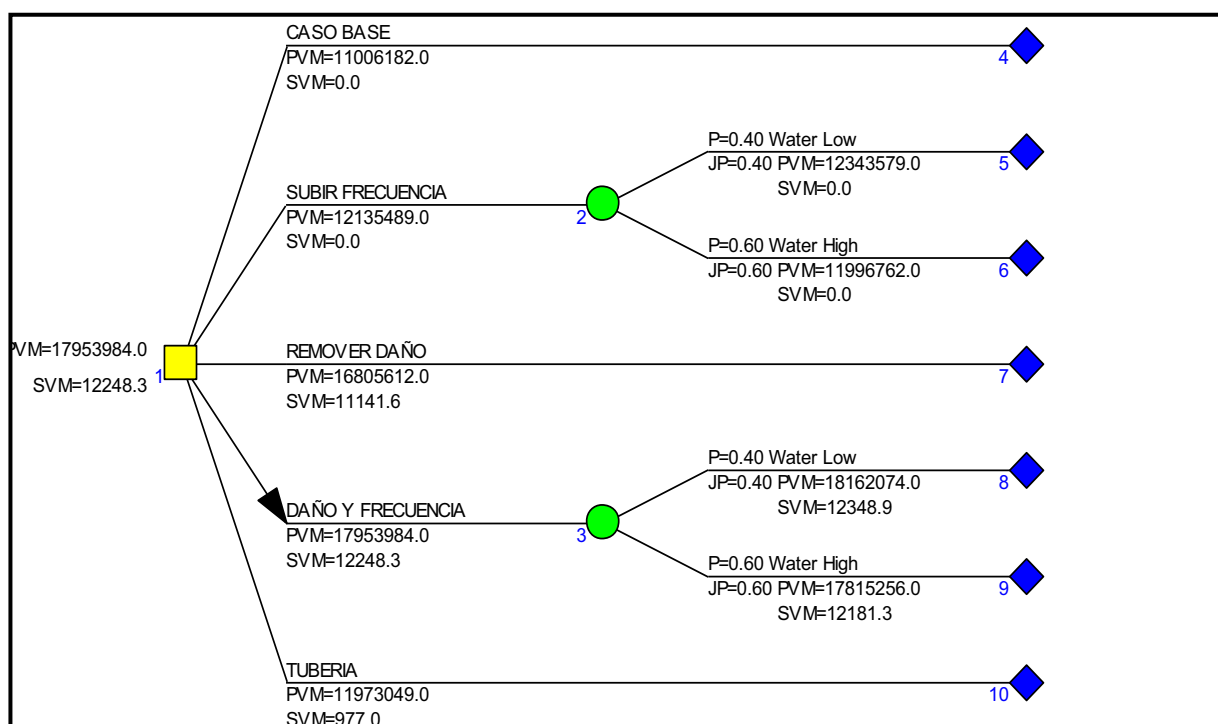
Caso	Volumen Neto Produc.	Ganancia Neta	Costos Operativos	Impuestos	Costo Capital	Flujo de Caja Antes de Impuestos	VAN10%	VAN Sobre Caso Base	Razón Costo Beneficio
	MBOE	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	\$
Caso Base	463.9	23196.3	3376.4	2715.5	0.0	16425.3	11006.2	0.0	S/I
Daño Frec 1	780.8	39039.0	4654.9	4450.3	28.7	28762.0	19202.5	8196.3	285.31
Remover Daño	688.4	34422.5	4282.3	3945.8	28.7	25157.7	16805.6	5799.4	201.87
Subir Frec 1	555.5	27776.1	3746.0	3216.0	0.0	20000.8	13384.0	2377.9	S/I
Tubería	505.9	25297.1	3545.9	2959.7	121.7	17929.1	11973.0	966.9	7.95

Fuente: PEEP SCHLUMBERGER, 2011

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

Visualizando el diagrama de árbol del pozo en cuestión (Fig. 4.28) se puede evidenciar que la selección antes realizada esta correcta, debido a que el análisis de incertidumbre de agua revela que es conveniente aumentar la frecuencia, pese que el pozo produce de la arena Hollín, esto debido a que el corte de agua todavía se encuentra dentro de un valor racional que es el 50%.

FIGURA 4.28 DIAGRAMA DE ÁRBOL CON-09



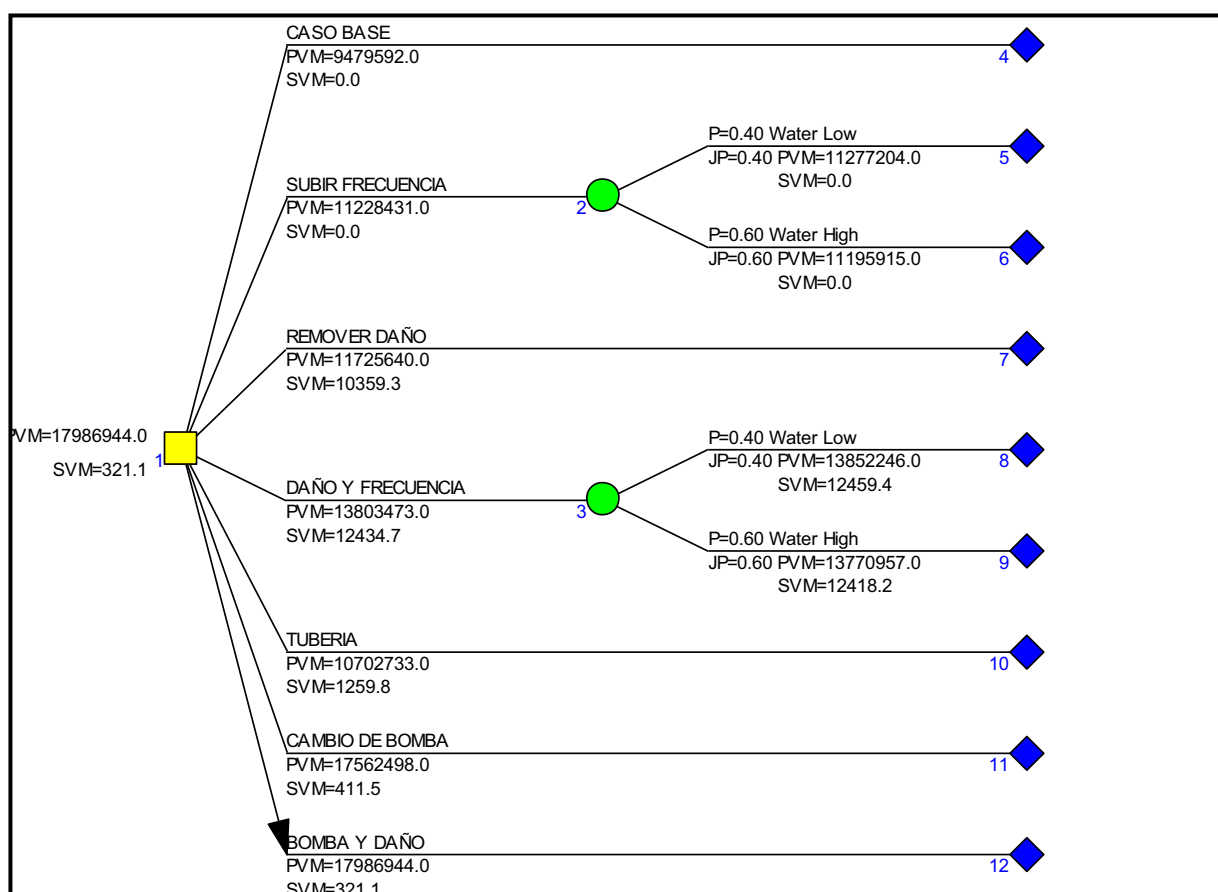
Fuente: DTK, SCHLUMBERGER 2011

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

4.5.6 CONONACO 13

La tabla 4.15 indica que la mejor alternativa resulta ser el rediseño de bomba, al generar ganancias de 8 millones sobre el caso base, y al remover el daño, si bien la ganancia aumenta en medio millón de dólares adicionales con respecto a la anterior, no se considera dicho valor al estar sujeto a reducir un daño de la formación de dos a cero, lo cual no es factible operativamente. Acorde con la razón costo beneficio el mejor caso es la remoción de daño-incrementar frecuencia, esto se debe a que en relación con un cambio de bomba, la inversión demandada es menor, sin embargo la diferencia de la ganancia representada por el VAN es casi el doble.

FIGURA 4.29 DIAGRAMA DE ÁRBOL CON-13



Fuente: DTK, SCHLUMBERGER 2011

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

TABLA 4.15 BATCH SUMMARY REPORT CON-13

Caso	Volumen Neto Produc.	Ganancia Neta	Costos Operativos	Impuestos	Costo Capital	Flujo de Caja Antes de Impuestos	VAN10%	VAN Sobre Caso Base	Razón Costo Beneficio
	MBOE	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	\$
Caso Base	386.2	19310.3	3048.5	2289.1	0.0	13407.2	9479.6	0.0	S/I
Bomba Skin	711.4	35571.5	4360.8	4106.5	335.7	25726.9	17986.9	8507.4	25.34
Cambio Bomba	694.8	34740.2	4293.8	4012.4	308.3	25108.6	17562.5	8082.9	26.22
Daño Frec 1	556.9	27844.9	3737.3	3225.1	27.4	20039.8	14096.1	4616.5	168.41
Remover Daño	469.8	23488.9	3385.7	2749.1	27.4	16638.9	11725.6	2246.0	81.93
Subir Frec 1	461.2	23061.7	3351.3	2699.1	0.0	16336.1	11521.1	2041.5	S/I
Tubería	435.7	21786.6	3248.4	2574.4	122.2	15203.7	10702.7	1223.1	10.01

Fuente: PEEP SCHLUMBERGER, 2011

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

Según el diagrama de árbol para este pozo (Fig. 4.29) se considera viable un aumento de frecuencia de 59 a 60 Hz, pero el caso seleccionado es el de cambio de bomba-remoción de daño, en este escenario no afecta las variaciones de frecuencia, porque el diseño de la bomba considera una frecuencia de 60 Hz que es la máxima permitida en este tipo de bombas (REDA).

4.5.7 CONONACO 14

Al ser un pozo que produce de dos arenas, se denomina modelo multicapa, para lo cual el análisis se realiza individualmente por arena, es por esto que se presenta un error, debido a que los costos operativos fueron asignados por arena cuando en la realidad solo se los debe considerar una vez para ambas arenas, para ello el propósito en estos modelos es seleccionar el mejor caso, aunque los valores presentados en los informes finales no sean representativos.

En las tablas 4.16 y 4.17, se evidencia que el mejor escenario es remover el daño-incrementar frecuencia, seguido en orden descendente el escenario que implica incrementar frecuencia, sin embargo, el cambio de tubería y remoción de daño son los escenarios que se ubican como últimos en las tablas, con una ganancia muy pequeña. Para el primer escenario que constituye la remoción de daño-frecuencia la ganancia es de 6,3 y 6,2 millones, para "TS" y "TI" respectivamente, los daños de estas arenas son de 0.43 y 1.8 respectivamente, por tal motivo la

ganancia al remover el daño no es muy atractiva, las razones costo beneficio para ambas arenas, coinciden con la tendencia del indicador VAN.

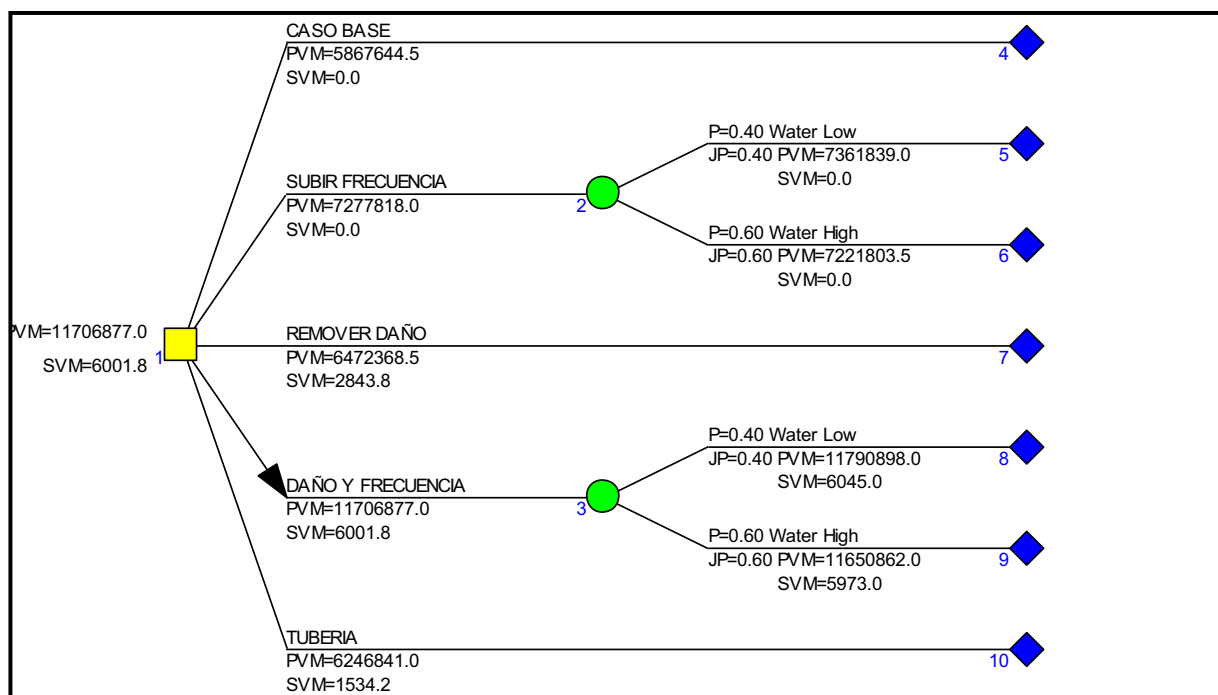
TABLA 4.16 BATCH SUMMARY REPORT CON-14 TS

Caso	Volumen Neto Produc.	Ganancia Neta	Costos Operativos	impuestos	Costo Capital	Flujo de Caja Antes de Impuestos	VAN10%	VAN Sobre Caso Base	Razón Costo Beneficio
TS	MBOE	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	\$
Caso Base	278.8	13939.3	2614.8	1702.1	0.0	9214.3	5867.6	0.0	S/I
Daño Frec 1	536.3	26816.9	3654.1	3112.7	27.0	19238.0	12211.0	6343.4	235.03
Remover Daño	304.3	15217.2	2717.9	1845.0	27.0	10181.7	6472.4	604.7	22.41
Subir Frec 1	356.2	17808.8	2927.1	2125.0	0.0	12235.3	7781.9	1914.3	S/I
Tubería	295.7	14786.1	2683.1	1799.4	39.0	9831.7	6246.8	379.2	9.72

Fuente: PEEP, SCHLUMBERGER 2011

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

FIGURA 4.30 DIAGRAMA DE ÁRBOL CON-14 TS



Fuente: DTK, SCHLUMBERGER 2011

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

Por otro lado analizando las figuras 4.30 y 4.31 se evidencia que las opciones a elegir son las mismas que las antes expuestas, la variación de agua no afecta al escenario de frecuencia, ya que esta se encuentra en 55 Hz y puedes ser elevada hasta 60, pese a la incertidumbre, se mantiene rentable dentro de este escenario.

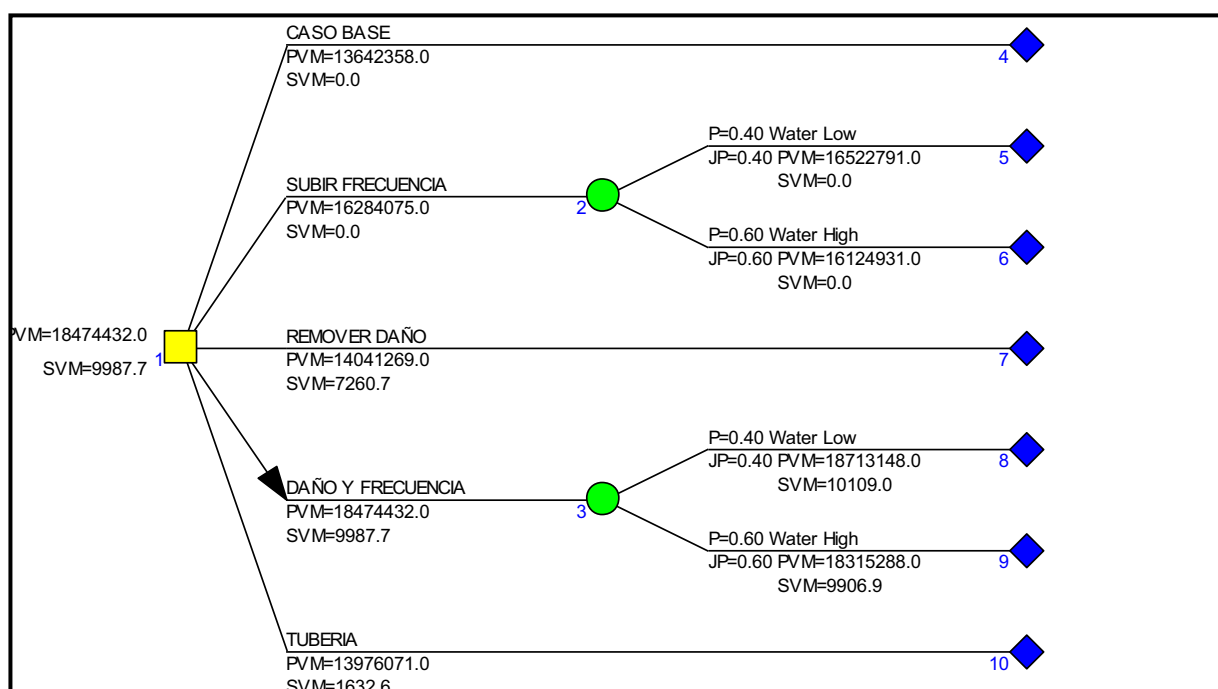
TABLA 4.17 BATCH SUMMARY REPORT CON-14 TI

Caso	Volumen Neto Produc.	Ganancia Neta	Costos Operativos	impuestos	Costo Capital	Flujo de Caja Antes de Impuestos	VAN10%	VAN Sobre Caso Base	Razón Costo Beneficio
TI	MBOE	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	\$
Caso Base	593.1	29655.5	3889.4	3420.4	0.0	21477.3	13642.4	0.0	S/I
Daño Frec 1	847.4	42370.9	4915.6	4813.3	27.3	31374.1	19906.7	6264.4	229.27
Remover Daño	610.4	30517.8	3959.0	3517.9	27.3	22120.0	14041.3	398.9	14.60
Subir Frec 1	757.8	37888.4	4553.8	4320.1	0.0	27905.0	17716.4	4074.0	S/I
Tubería	610.0	30500.9	3957.7	3522.8	83.1	22044.3	13976.1	333.7	4.01

Fuente: PEEP, SCHLUMBERGER 2011

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

FIGURA 4.31 DIAGRAMA DE ÁRBOL CON-14 TI



Fuente: DTK, SCHLUMBERGER 2011

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

4.5.8 CONONACO 15

La tabla 4.18 ilustra que el caso de mayor rentabilidad constituye el cambio de bomba-remoción de daño, el cambio de bomba por sí solo genera una ganancia de 2.8 millones mientras que al combinar con la remoción de daño la ganancia aumenta hasta 3 millones de dólares, el tercer escenario se presenta al remover el daño-incrementar frecuencia a 60 Hz, el cual genera una proyección de

ingresos de 1 millón de dólares, el resto de casos individuales reportan ganancias mucho menores a las antes expuestas.

En todos los casos los escenarios planteados han sido positivos, en razón a que reportan una ganancia, por mínima que esta sea, en este pozo existe una peculiaridad, que en el escenario de cambio de tubería, se reportan valores negativos del VAN, esto se debe a que al encontrarse la tubería en perfecto estado se incurre en un gasto de inversión sin generar ganancias, por ende en este caso se pierden alrededor de 100.000 dólares aproximadamente, y como se aprecia en la razón costo beneficio por cada dólar que invierto estoy generando 83 centavos.

TABLA 4.18 BATCH SUMMARY REPORT CON-15

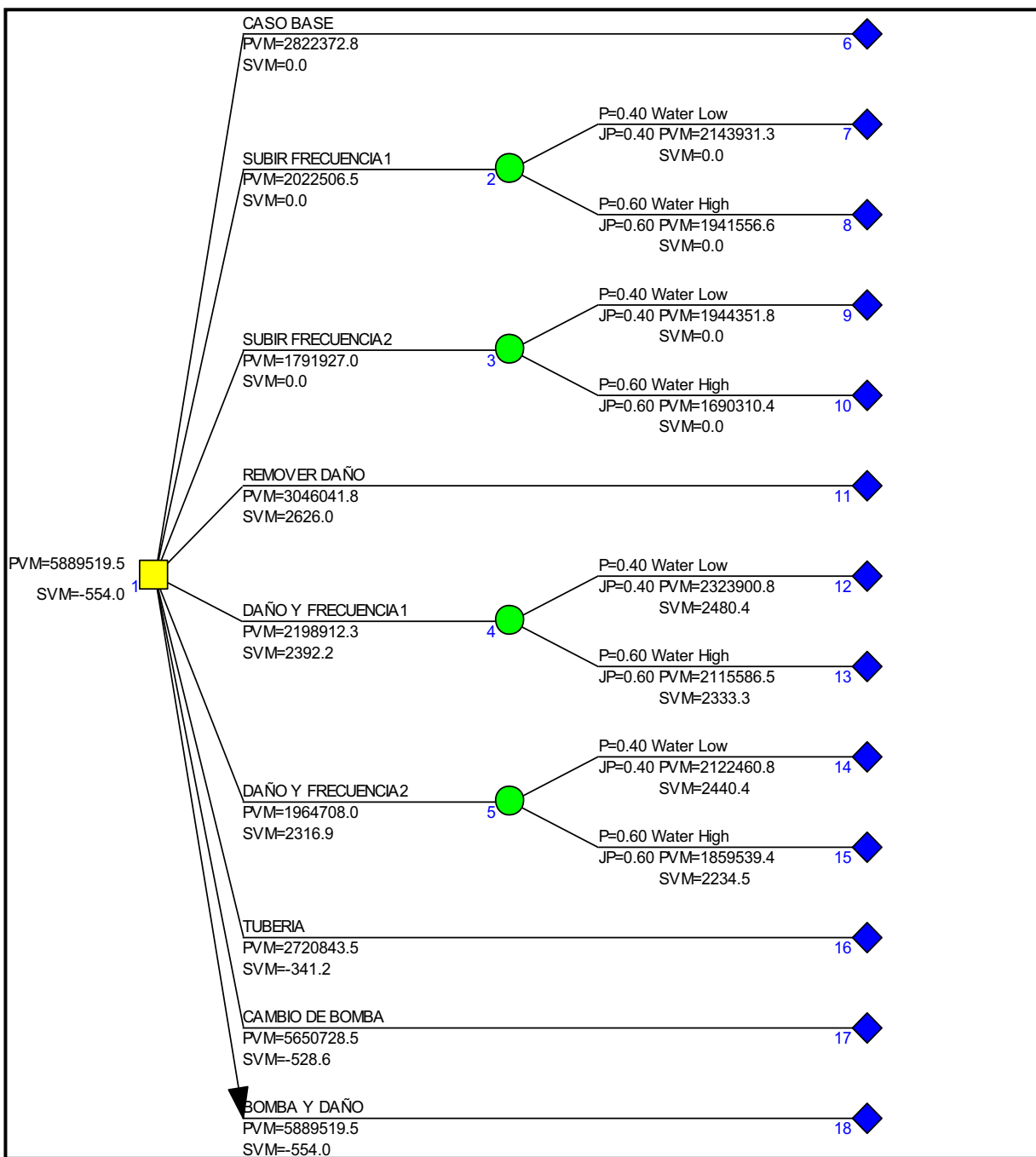
Caso	Volumen Neto Produc.	Ganancia Neta	Costos Operativos	impuestos	Costo Capital	Flujo de Caja Antes de Impuestos	VAN10%	VAN Sobre Caso Base	Razón Costo Beneficio
	MBOE	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	\$
Caso Base	139.5	6972.9	2075.4	943.5	0.0	3749.7	2822.4	0.0	S/I
Bomba-Daño	262.9	13144.3	2586.0	1659.7	334.8	8179.0	5889.5	3067.1	9.16
Cambio Bomba	253.3	12663.5	2547.2	1603.9	307.8	7833.8	5650.7	2828.4	9.19
Daño-Frec 1	170.7	8537.2	2214.2	1119.3	27.0	4926.8	3651.4	829.0	30.69
Daño-Frec 2	180.1	9006.1	2252.0	1170.5	27.0	5292.9	3911.0	1088.7	40.30
Remover Daño	148.9	7444.3	2126.0	999.8	27.0	4073.5	3046.0	223.7	8.28
Subir Frec 1	162.4	8118.8	2180.4	1070.3	0.0	4630.4	3447.1	624.8	S/I
Subir Frec 2	171.5	8572.5	2217.0	1119.9	0.0	4984.6	3698.4	876.0	S/I
Tubería	140.6	7031.3	2092.7	966.0	121.7	3644.9	2720.8	-101.5	-0.83

Fuente: PEEP SCHLUMBERGER, 2011

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

Con respecto a la Fig. 4.32 se confirma que el mejor escenario corresponde al rediseño de bomba-remoción de daño, pero, al tratarse de un daño relativamente bajo de 2, y operativamente no es posible reducirlo a cero, el escenario de cambio de bomba por sí solo resulta ser económicamente atractivo, además se distingue que la variación de frecuencia no es una alternativa viable al generar la ponderación de las incertidumbres, el VAN disminuye respecto al caso base, esto se debe al aumento súbito del agua que reduce la producción de petróleo y aumenta los gastos que conlleva el tratamiento de esta agua en superficie.

FIGURA 4.32 DIAGRAMA DE ÁRBOL CON-15



Fuente: DTK, SCHLUMBERGER 2011

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

4.5.9 CONONACO 18

Dentro de los escenarios, que se ilustran en la tabla 4.19 correspondientes a la arena Hollín Inferior, se aprecia que al remover el daño la ganancia que genera

bordea los 4.5 millones de dólares, y si se combina con aumentar la frecuencia a 58 Hz y 60 Hz, la ganancia aumenta a 5.5 y 6.5 millones de dólares, respectivamente. Con respecto al VAN del resto de casos pese a ser rentables se encuentran muy por debajo de los antes mencionados. Al revisar las razones de costo beneficio, coinciden que los tres escenarios antes mencionados se proyectan como los de mayor rentabilidad.

TABLA 4.19 BATCH SUMMARY REPORT CON-18 HI

Caso	Volumen Neto Produc.	Ganancia Neta	Costos Operativos	impuestos	Costo Capital	Flujo de Caja Antes de Impuestos	VAN10%	VAN Sobre Caso Base	Razón Costo Beneficio
HI	MBOE	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	\$
Caso Base	568.7	28433.5	3922.4	3302.7	0.0	20375.9	13372.7	0.0	S/I
Daño Frec 1	782.1	39103.1	4783.5	4473.0	35.9	28665.8	18773.4	5400.7	150.31
Daño Frec 2	821.4	41070.8	4942.3	4688.0	35.9	30202.0	19776.2	6403.5	178.22
Remover Daño	746.2	37309.4	4638.7	4277.0	35.9	27265.3	17859.3	4486.6	124.87
Subir Frec 1	677.7	33883.0	4362.2	3898.2	0.0	24630.4	16149.8	2777.1	S/I
Subir Frec 2	708.5	35425.5	4486.7	4066.8	0.0	25834.8	16935.9	3563.2	S/I
Tubería	664.4	33222.2	4308.9	3838.2	101.7	24000.7	15709.5	2336.8	22.98

Fuente: PEEP, SCHLUMBERGER 2011

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

TABLA 4.20 BATCH SUMMARY REPORT CON-18 HS

Caso	Volumen Neto Produc.	Ganancia Neta	Costos Operativos	impuestos	Costo Capital	Flujo de Caja Antes de Impuestos	VAN10%	VAN Sobre Caso Base	Razón Costo Beneficio
HS	MBOE	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	\$
Caso Base	12.1	602.9	264.6	91.8	0.0	228.8	207.1	0.0	S/I
Daño Frec 1	36.2	1809.1	514.6	245.6	30.6	965.4	858.3	651.2	21.31
Daño Frec 2	41.6	2079.0	549.1	276.6	30.6	1161.8	1030.6	823.5	26.95
Remover Daño	29.5	1477.0	436.9	203.2	30.6	763.1	680.3	473.2	15.49
Subir Frec 1	15.1	756.6	302.4	111.6	0.0	320.4	288.8	81.8	S/I
Subir Frec 2	17.4	872.4	324.5	125.8	0.0	396.6	356.7	149.6	S/I
Tubería	26.3	1316.7	424.0	184.4	20.0	649.8	580.6	373.5	18.70

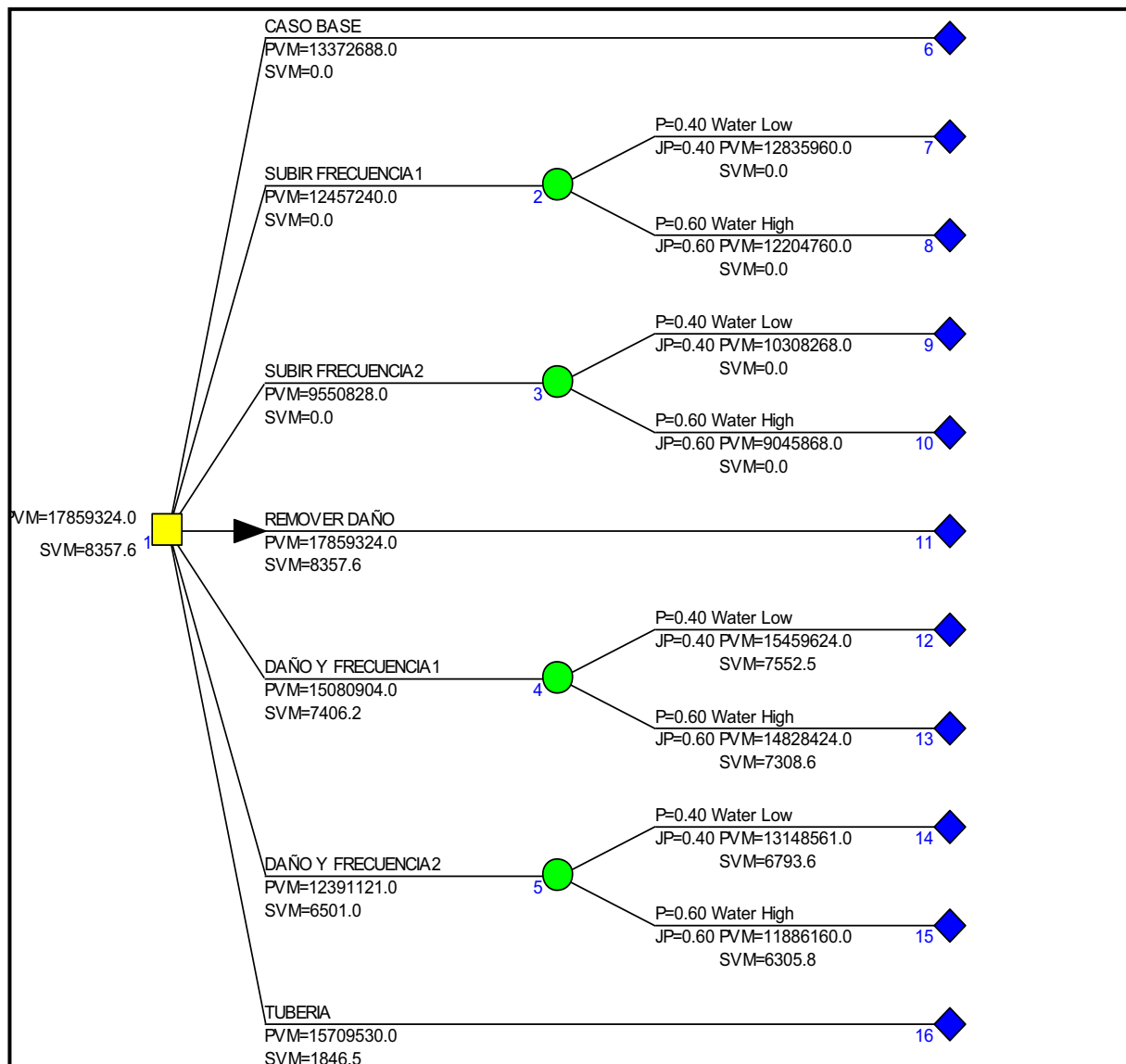
Fuente: PEEP, SCHLUMBERGER 2011

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

Por otro lado, la tabla 4.20 contiene los datos para la arena Hollín Superior, los cuales son equivalentes a los de la arena Hollín Inferior pero numéricamente menores, en este pozo ambas arenas tienen daños elevados del orden de 20 aproximadamente, por lo que las mejores propuestas incluyen una remoción del

mismo. Posteriormente se enfatizará en el análisis siguiente la evaluación de la verdadera factibilidad de aumentar la frecuencia de la bomba para estas arenas.

FIGURA 4.33 DIAGRAMA DE ÁRBOL CON-18 HI



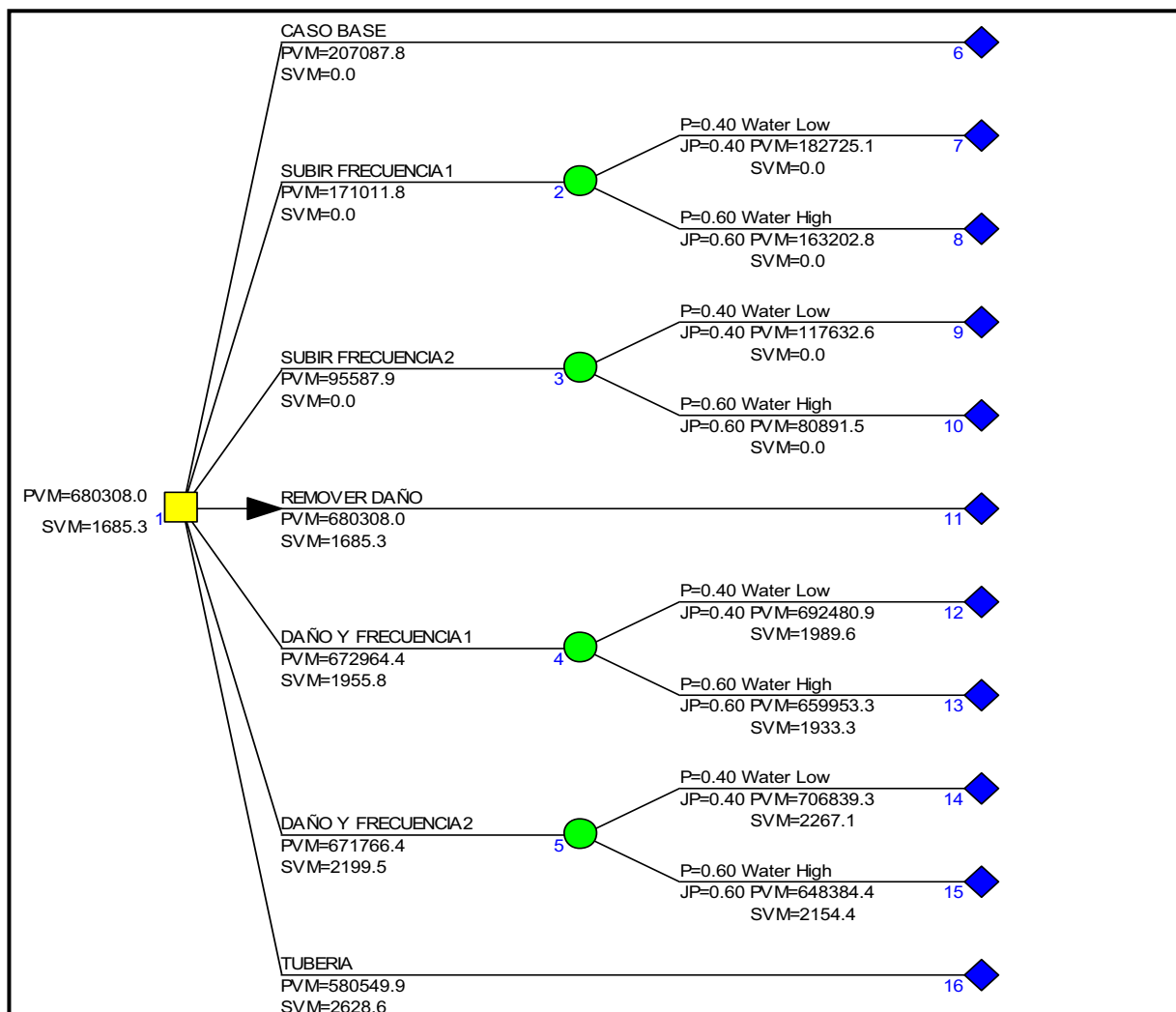
Fuente: DTK SCHLUMBERGER, 2011

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

Por su parte al analizar las Fig. 4.33 y 4.34 de H Inferior y H Superior, respectivamente inferimos que el mejor escenario es el de remover el daño, en ambas arenas, debido a que fruto del análisis de incertidumbre se aprecia que por ejemplo en "HI" en el caso base el VAN es de 13.37 millones de dólares, y al aumentar la frecuencia de 56 a 58 Hz, el VAN ponderado es de 12.45 millones, y

por último al aumentar la frecuencia a 60 Hz, el VAN se convierte en 9.55 millones de dólares, obteniendo así un precepto que la producción de petróleo no aumenta necesariamente con el aumento de frecuencia. No obstante si la producción de petróleo aumentara, de igual manera aumenta la producción de agua, pero en mayores proporciones como para generar mayores costos de tratamiento de la misma en superficie, que opaca cualquier ganancia generada por el incremento de la producción de petróleo. En resumen la mejor alternativa es solo la remoción del daño, el cual para Hollín Inferior genera ganancias de 4.5\$ millones de dólares, pero a este valor debe ser añadido el VAN de la arena H Superior, que es de 0.5\$ millón de dólares.

FIGURA 4.34 DIAGRAMA DE ÁRBOL CON-18 HS



Fuente: DTK SCHLUMBERGER, 2011

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

4.5.10 CONONACO 20

El pozo Cononaco 20 ostenta como escenario de mayor rentabilidad, remover el daño-incrementar la frecuencia a 60 Hz con una ganancia de 4.6\$ millones de dólares, mientras que su razón costo beneficio es de 166 dólares por cada dólar invertido. En este pozo el daño de formación es de tan solo 4, es por este motivo que no presenta mayor ganancia el tratar de removerlo, por otro lado en lo que respecta a la tubería, la remuneración que genera es relativamente irrisoria, debido a que esta se encuentra en buen estado. Por ende el análisis se centrará directamente en la frecuencia de la bomba.

TABLA 4.21 BATCH SUMMARY REPORT CON-20

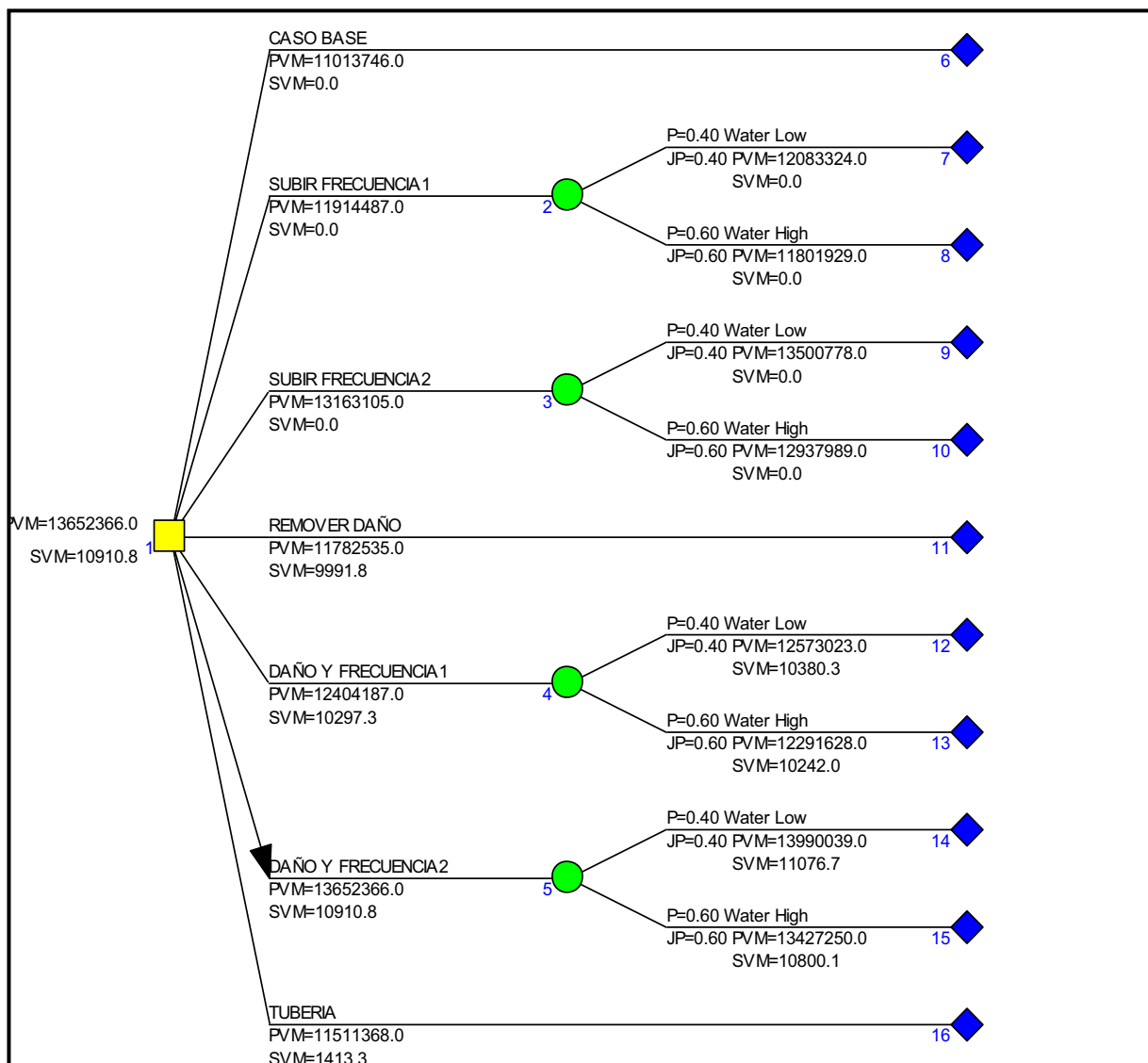
Caso	Volume n Neto Produc.	Ganancia Neta	Costos Operativos	impuestos	Costo Capital	Flujo de Caja Antes de Impuestos	VAN10 %	VAN Sobre Caso Base	Razón Costo Beneficio
	MBOE	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	\$
Caso Base	443.1	22154.2	3337.0	2607.0	0.0	15561.5	11013.7	0.0	S/I
Daño Frec 1	544.5	27223.6	3746.1	3164.4	28.1	19487.9	13417.2	2403.5	85.53
Daño Frec 2	638.7	31936.9	4126.5	3679.5	28.1	23167.7	15678.4	4664.7	166.00
Remover Daño	476.3	23816.3	3471.2	2792.0	28.1	16827.7	11782.5	768.8	27.36
Subir Frec 1	522.9	26143.3	3659.0	3042.9	0.0	18675.9	12927.5	1913.8	S/I
Subir Frec 2	617.1	30857.5	4039.4	3558.1	0.0	22356.4	15189.1	4175.4	S/I
Tubería	469.0	23451.0	3441.7	2763.4	122.3	16437.0	11511.4	497.6	4.07

Fuente: PEEP SCHLUMBERGER, 2011

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

Finalmente, la Fig. 4.35 corrobora que el mejor escenario corresponde al antes expuesto, incluso con la incertidumbre del incremento de agua, que conlleva al incrementar la frecuencia, debido a que el VAN del caso base es de 11\$ millones, y al subir la frecuencia a 58 Hz, el VAN aumenta a 11.9\$ millones, y si se incrementa la frecuencia hasta 60 Hz, el VAN será de 13.2\$ millones, estos valores, tomando en cuenta la ponderación de la incertidumbre puede deberse a que el pozo produce de la arena T Inferior.

FIGURA 4.35 DIAGRAMA DE ÁRBOL CON-20



Fuente: DTK, SCHLUMBERGER 2011

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

4.5.11 CONONACO 21

La tabla 4.21 contiene los resultados del pozo Cononaco 21, el mejor escenario es remover el daño-incrementar frecuencia a 60 Hz, debido a que presenta un daño elevado S=12, una frecuencia relativamente baja, 50 Hz y produce de la arena U inferior, obteniendo una ganancia de 3.33 millones de dólares, 1.5 millón aproximadamente se consigue al remover el daño, lo restante corresponde al incremento de la frecuencia. Por otro lado, un cambio de tubería presenta valores

negativos, indicativo del buen estado de la misma, por lo tanto la inversión sería innecesaria.

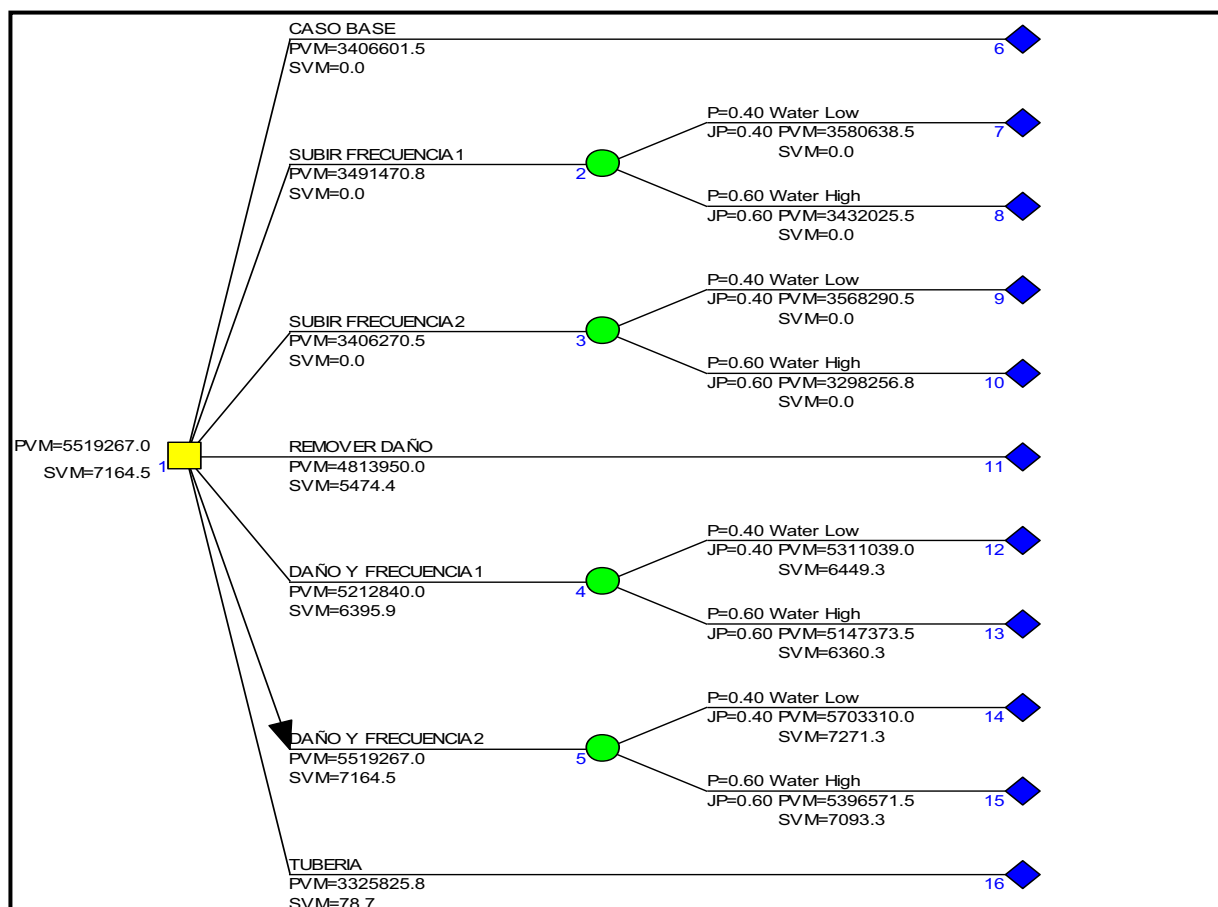
TABLA 4.22 BATCH SUMMARY REPORT CON-21

Caso	Volumen Neto Produc.	Ganancia Neta	Costos Operativos	impuestos	Costo Capital	Flujo de Caja Antes de Impuestos	VAN10%	VAN Sobre Caso Base	Razón Costo Beneficio
	MBOE	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	\$
Caso Base	144.0	7199.5	1758.2	928.1	0.0	4302.5	3406.6	0.0	S/I
Daño Frec 1	234.1	11707.3	2359.7	1452.8	30.0	7522.0	5837.0	2430.4	80.98
Daño Frec 2	266.7	13336.4	2553.7	1638.3	30.0	8723.9	6738.4	3331.8	111.02
Remover Daño	196.8	9842.4	2121.6	1238.5	30.0	6164.1	4814.0	1407.3	46.89
Subir Frec 1	168.7	8433.2	1945.3	1073.4	0.0	5167.6	4064.9	658.3	S/I
Subir Frec 2	189.5	9474.0	2065.6	1191.5	0.0	5939.5	4649.6	1243.0	S/I
Tubería	146.2	7308.9	1792.0	957.7	122.4	4222.8	3325.8	-80.8	-0.66

Fuente: PEEP SCHLUMBERGER, 2011

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

FIGURA 4.36 DIAGRAMA DE ÁRBOL CON-21



Fuente: DTK, SCHLUMBERGER 2011

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

En la Fig. 4.36 se selecciona el mismo caso anteriormente expuesto, el VAN generado es mucho menor al calculado en la tabla 4.22, esta situación evidencia la incertidumbre, la cual procede por el evidente crecimiento del corte de agua que se presenta en este caso, en donde, los valores varían de 6.7 millones de dólares en calculo directo, a 5.7 y 5.3 millones de dólares, el primero considerando un 60% de posibilidades de que la producción agua aumente de gran manera y un segundo escenario considerando un 40% de posibilidad que el aumento de la producción de agua sea paulatino, respectivamente.

4.5.12 CONONACO 23

La tabla 4.23 presenta el reporte de batch calculado para el pozo Cononaco 23, el daño es aproximadamente 11, su frecuencia es 52 Hz, relativamente baja considerando que la arena productora es T, con un corte de agua del 9%; y finalmente, su bomba se encuentra operando fuera del rango operativo. El escenario que implica remover el daño-incrementar frecuencia a 60 Hz, la ganancia mediante el VAN se calcula en 14.8 millones de dólares, al remover el daño por sí solo genera una ganancia de aproximadamente 8 millones de dólares, al cambiar la bomba-remover el daño, el VAN aumenta a 10 millones de dólares; estos valores de ganancias generados se encuentran sobre el caso base.

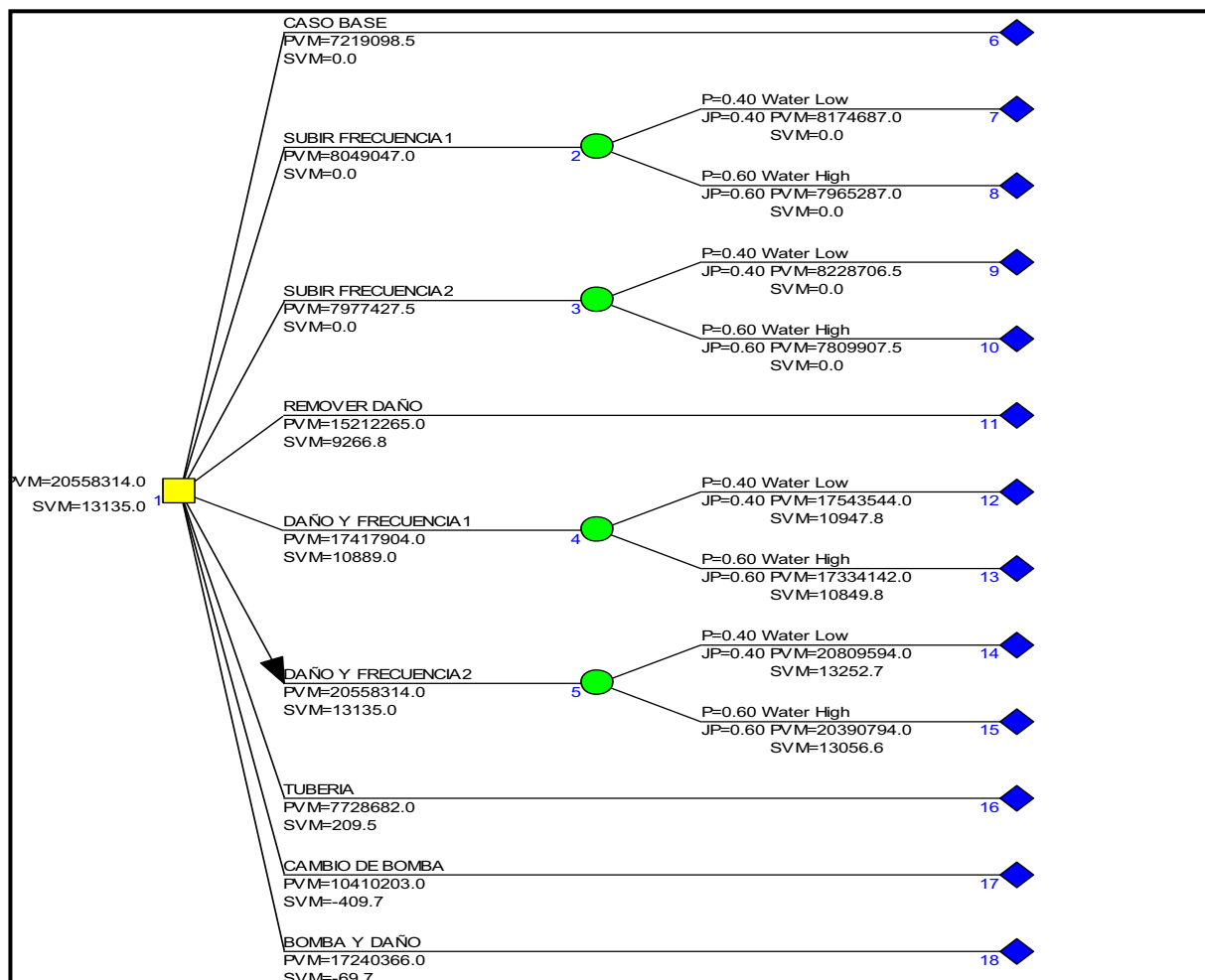
TABLA 4.23 BATCH SUMMARY REPORT CON-23

Caso	Volumen Neto Produc.	Ganancia Neta	Costos Operativos	impuestos	Costo Capital	Flujo de Caja Antes de Impuestos	VAN10%	VAN Sobre Caso Base	Razón Costo Beneficio
	MBOE	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	\$
Caso Base	320.0	16000.1	2782.2	1927.5	0.0	10822.0	7219.1	0.0	S/I
Bomba Skin	722.1	36105.9	4404.8	4165.2	337.4	26141.4	17240.4	10021.3	29.70
Cambio Bomba	456.0	22798.0	3330.8	2707.3	307.7	15784.7	10410.2	3191.1	10.37
Daño Frec 1	746.1	37304.8	4501.5	4259.3	29.7	27422.0	18171.7	10952.6	369.37
Daño Frec 2	897.2	44859.0	5111.2	5084.9	29.7	33319.8	22066.0	14846.9	500.70
Remover Daño	631.3	31564.0	4038.2	3631.9	29.7	22940.0	15212.3	7993.2	269.57
Subir Frec 1	381.4	19072.4	3030.1	2263.2	0.0	13220.6	8802.9	1583.8	S/I
Subir Frec 2	407.9	20395.8	3136.9	2407.9	0.0	14253.8	9485.1	2266.0	S/I
Tubería	344.6	17228.9	2881.4	2076.4	121.7	11645.1	7728.7	509.6	4.19

Fuente: PEEP, SCHLUMBERGER 2011

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

FIGURA 4.37 DIAGRAMA DE ÁRBOL CON-23



Fuente: DTK, SCHLUMBERGER 2011

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

En la Fig. 4.37, se presenta el diagrama de árbol, en donde, la mejor alternativa de remover el daño-incrementar frecuencia a 60 Hz, genera una ganancia de 20.5 millones de dólares con la correspondiente incertidumbre del incremento del agua, al obviar dicha incertidumbre la ganancia en promedio es 22 millones de dólares, únicamente por ser la arena T Inferior, y poseer un corte de agua bajo.

4.5.13 CONONACO 24

Este pozo posee escenarios limitados como se observa en la tabla 4.24, al encontrarse a una frecuencia de 62 que es la máxima permitida para este tipo de bombas, y al estar trabajando con la bomba fuera de su rango operativo, no es

factible generar un rediseño, por esta razón se plantea el escenario que involucra remover el daño-cambiar la tubería; al eliminar el daño, el VAN sobre el caso base es de 729 mil dólares, mientras el cambio de tubería es innecesario, por hallarse en buenas condiciones.

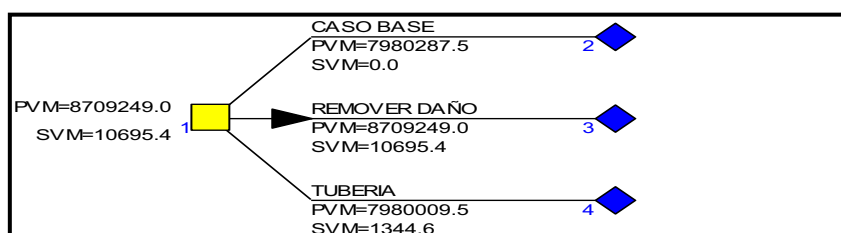
TABLA 4.24 BATCH SUMMARY REPORT CON-24

Caso	Volumen Neto Produc.	Ganancia Neta	Costos Operativos	impuestos	Costo Capital	Flujo de Caja Antes de Impuestos	VAN10%	VAN Sobre Caso Base	Razón Costo Beneficio
	MBOE	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	\$
Caso Base	317.0	15848.5	3003.0	1938.9	0.0	10442.6	7980.3	0.0	S/I
Remover Daño	343.7	17184.1	3127.7	2090.2	27.4	11435.7	8709.2	729.0	26.63
Tubería	321.8	16088.3	3039.3	1981.8	122.5	10473.7	7980.0	-0.3	0.00

Fuente: PEEP, SCHLUMBERGER 2011

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

FIGURA 4.38 DIAGRAMA DE ÁRBOL CON-24



Fuente: DTK, SCHLUMBERGER 2011

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

Este segundo escenario generan un VAN de 8,7 millones, siendo la mejor opción, pese a no ser una de las más atractivas del proyecto.

4.5.14 CONONACO 25

Al igual que en el caso anterior los escenarios son limitados, lo cual se evidencia en la tabla 4.25, la única variable de estudio es el daño, sin embargo operativamente no es muy susceptible a cambio porque su valor es aproximadamente 3, con respecto a la tubería, esta se encuentra en buenas condiciones, y finalmente, la bomba se encuentra trabajando a su máxima frecuencia posible. Por ende, este proyecto es poco rentable debido a que la

ganancia obtenida sobre el caso base es de 419 mil dólares en el período de vida planteado de 10 años.

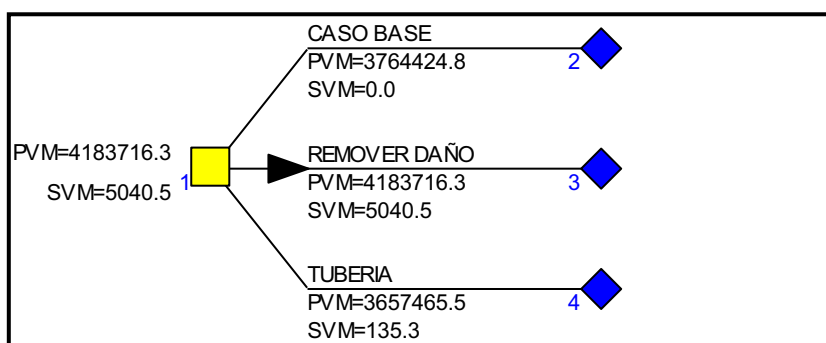
TABLA 4.25 BATCH SUMMARY REPORT CON-25

Caso	Volumen Neto Produc.	Ganancia Neta	Costos Operativos	impuestos	Costo Capital	Flujo de Caja Antes de Impuestos	VAN10%	VAN Sobre Caso Base	Razón Costo Beneficio
	MBOE	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	\$
Caso Base	160.6	8031.0	1962.2	1035.4	0.0	4798.3	3764.4	0.0	S/I
Remover Daño	177.4	8870.0	2084.6	1136.9	27.4	5361.4	4183.7	419.3	15.31
Tubería	161.2	8060.9	1964.6	1053.3	122.3	4684.6	3657.5	-107.0	-0.87

Fuente: PEEP, SCHLUMBERGER 2011

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

FIGURA 4.39 DIAGRAMA DE ÁRBOL CON-25



Fuente: DTK, SCHLUMBERGER 2011

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

Analizando la Fig. 4.39 se comprueba la decisión tomada previamente al elegir el caso de remoción de daño, con un VAN de 4,18 millones.

4.5.15 CONONACO 27

El pozo Cononaco 27 presenta el rediseño de la bomba-remover el daño con un VAN de 4.7 millones de dólares, como se presenta en la tabla 4.26. El escenario de incrementar frecuencia genera una ganancia de 100 mil dólares en 10 años de proyecto. Por su parte, la tubería al estar en buen estado genera pérdidas al reemplazarla. El escenario que implica remover el daño por sí solo genera 2.4 millones; un aumento en la frecuencia representa 2.6 millones. Sin embargo,

analizando las razones costo beneficio, se plantea que el remover el daño-incrementar la frecuencia constituye la opción más rentable, es decir, la inversión a la que se incurre es más productiva, debido a que al invertir un dólar se genera una ganancia de 98.56 dólares.

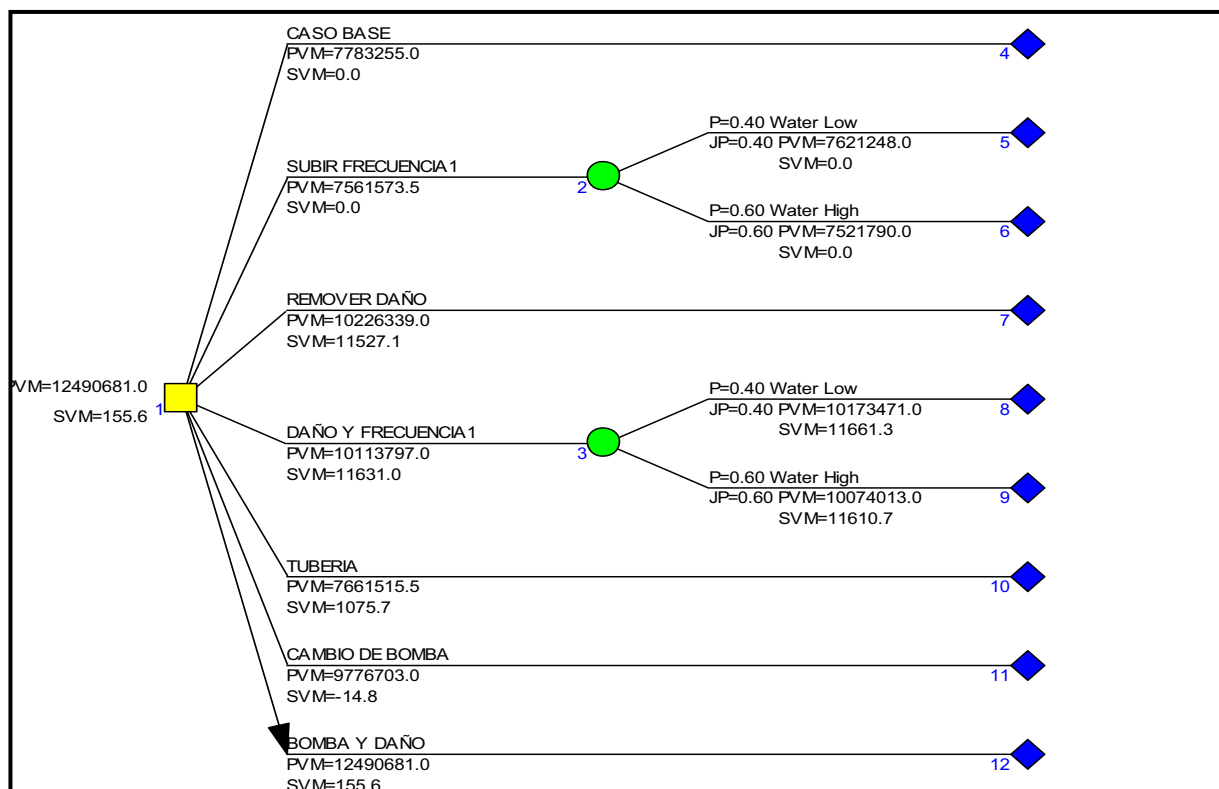
TABLA 4.26 BATCH SUMMARY REPORT CON-27

Caso	Volumen Neto Produc.	Ganancia Neta	Costos Operativos	impuestos	Costo Capital	Flujo de Caja Antes de Impuestos	VAN10%	VAN Sobre Caso Base	Razón Costo Beneficio
	MBOE	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	\$
Caso Base	310.2	15511.9	2760.7	1876.3	0.0	10420.7	7783.3	0.0	S/I
Bomba- Daño	487.7	24386.9	3476.9	2886.3	334.7	16974.9	12490.7	4707.4	14.06
Cambio Bomba	391.3	19566.8	3087.9	2356.3	307.4	13242.2	9776.7	1993.4	6.48
Daño Frec 1	405.7	20287.4	3146.1	2401.4	27.3	14118.6	10471.8	2688.6	98.56
Remover Daño	397.1	19855.8	3111.3	2354.3	27.3	13781.6	10226.3	2443.1	89.56
Subir Frec 1	315.0	15751.6	2780.0	1902.5	0.0	10607.9	7919.6	136.4	S/I
Tubería	310.3	15515.1	2761.0	1891.2	121.4	10287.3	7661.5	-121.7	-1.00

Fuente: PEEP, SCHLUMBERGER 2011

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

FIGURA 4.40 DIAGRAMA DE ÁRBOL CON-27



Fuente: DTK, SCHLUMBERGER 2011

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

Por su parte la Fig. 4.40 corrobora que el escenario que involucra el rediseño de la bomba-remover el daño es el que ofrece mayor rentabilidad. Además resulta no viable manipular la frecuencia, al ponderar la incertidumbre con un incremento del corte de agua gradual o súbito, el VAN decrece con respecto del caso base.

4.5.16 CONONACO 29

La tabla 4.27 evidencia que al elegir el rediseño de bomba-remoción de daño como el escenario de mayor rentabilidad, se genera ingresos de 2,6 millones, por su parte remover el daño (S=6) por sí solo genera una ganancia de 1 millón de dólares, y finalmente, incrementar la frecuencia es poco alentador, al igual que reemplazar la tubería, esta última genera una pérdida. Acorde con el análisis de la razón costo beneficio, el escenario de mayor rentabilidad constituye remover el daño-incrementar frecuencia, si bien este escenario no se sitúa como el de mayor VAN, su significado determina que es la inversión mejor remunerada, debido a que con un dólar invertido en este escenario genera 62.46 dólares de ganancia.

TABLA 4.27 BATCH SUMMARY REPORT CON-29

Caso	Volumen Neto Produc.	Ganancia Neta	Costos Operativos	impuestos	Costo Capital	Flujo de Caja Antes de Impuestos	VAN10%	VAN Sobre Caso Base	Razón Costo Beneficio
	MBOE	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	\$
Caso Base	258.6	12931.4	2538.3	1592.6	0.0	8421.9	6595.0	0.0	S/I
Bomba- Daño	362.1	18104.0	3055.8	2210.2	336.4	11971.4	9217.3	2622.3	7.80
Cambio Bomba	331.8	16590.6	2933.7	2041.4	307.9	10821.7	8355.2	1760.1	5.72
Daño Frec 1	322.7	16134.7	2896.9	1958.1	28.4	10778.8	8371.3	1776.3	62.46
Remover Daño	296.8	14840.3	2754.9	1812.1	28.4	9810.3	7640.3	1045.3	36.76
Subir Frec 1	274.6	13731.9	2703.0	1692.1	0.0	8934.8	6913.6	318.5	S/I
Tubería	258.8	12940.1	2539.0	1608.1	121.9	8292.2	6476.1	-119.0	-0.98

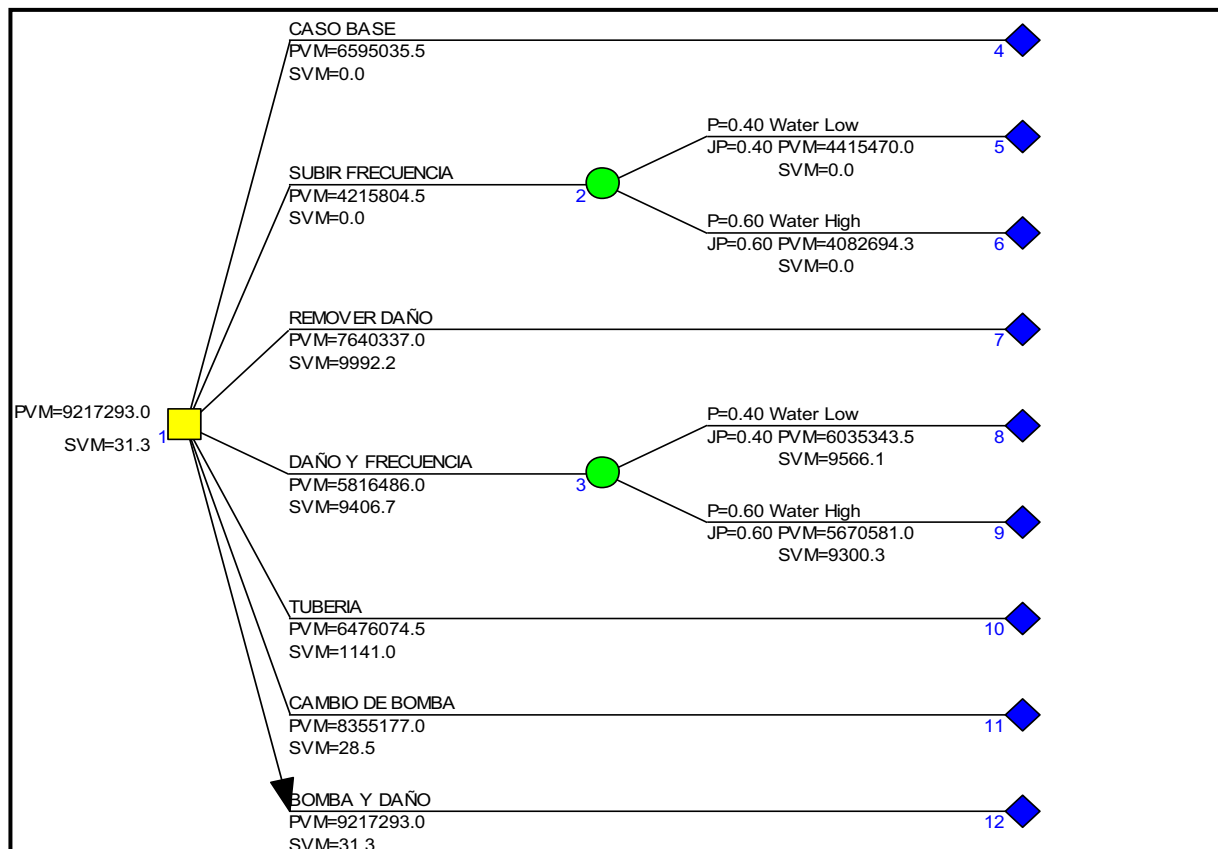
Fuente: PEEP, SCHLUMBERGER 2011

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

El diagrama de árbol que se presenta en la Fig. 4.41 corresponde al pozo Cononaco 29, donde la mejor alternativa es el rediseño de la bomba-remoción de daño, al igual que en el *batch report*. Los escenarios que involucren incrementar frecuencia, siendo esta última de 57 Hz, no se constituyen en los más atractivos, debido a que al realizar un análisis de incertidumbre, en donde, la variable es el

incremento del corte de agua, el VAN que se genera a partir de este análisis cualitativo, decrece más allá del caso base, lo cual causaría pérdidas.

FIGURA 4.41 DIAGRAMA DE ÁRBOL CON-29



Fuente: DTK, SCHLUMBERGER 2011

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

4.5.17 CONONACO 30D

En el pozo Cononaco 30D se analizaron los escenarios que se presentan en la tabla 4.28, la variable que involucra incrementar la frecuencia no resulta representativa al tratarse de la arena Hollín con un corte de agua del 80%. Por su parte la tubería se encuentra en buen estado y al remplazarla, la ganancia es relativamente mínima en los diez años de duración del proyecto, en este escenario la ganancia implica un rédito de 490 mil dólares, no obstante se debe tener presente el alto riesgo de la conificación de agua.

TABLA 4.28 BATCH SUMMARY REPORT CON-30D

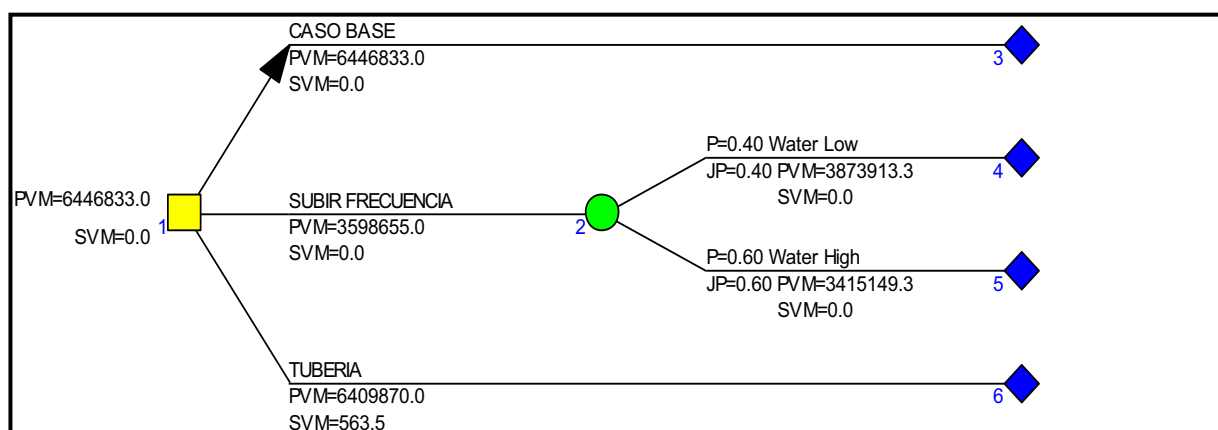
Caso	Volumen Neto Produc.	Ganancia Neta	Costos Operativos	impuestos	Costo Capital	Flujo de Caja Antes de Impuestos	VAN10%	VAN Sobre Caso Base	Razón Costo Beneficio
	MBOE	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	\$
Caso Base	274.8	13742.0	2807.3	1705.6	0.0	8826.7	6446.8	0.0	S/I
Subir Frec 1	292.5	14624.0	2878.5	1802.0	0.0	9515.4	6937.5	490.7	S/I
Tubería	278.0	13899.1	2820.0	1737.4	122.2	8812.6	6409.9	-37.0	-0.30

Fuente: PEEP, SCHLUMBERGER 2011

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

La Fig. 4.42 clarifica el panorama del análisis de incertidumbre, al incrementar la frecuencia el VAN cae de 6,4 millones a 3,5 millones de dólares, la mejor alternativa es dejar la producción del pozo en las condiciones iniciales, sin alterar sus parámetros.

FIGURA 4.42 DIAGRAMA DE ÁRBOL CON-30 D



Fuente: DTK, SCHLUMBERGER 2011

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

4.5.18 CONONACO 32

Los escenarios para este pozo se recopilan en la tabla 4.29, constituyéndose en el más rentable, remover el daño-incrementar la frecuencia, con un VAN de 3.8 millones de dólares, y de enfocarse únicamente en remover el daño, se generaría un rédito de 3.6 millones, como consecuencia de un daño elevado (S=20). Referente a la razón costo beneficio los resultados expuestos son similares, la tubería no presenta mayores dificultades en 10 años de proyecto, el remplazo de

la misma reporta 6 mil dólares de ganancia, con una razón costo beneficio de 5 centavos por dólar invertido.

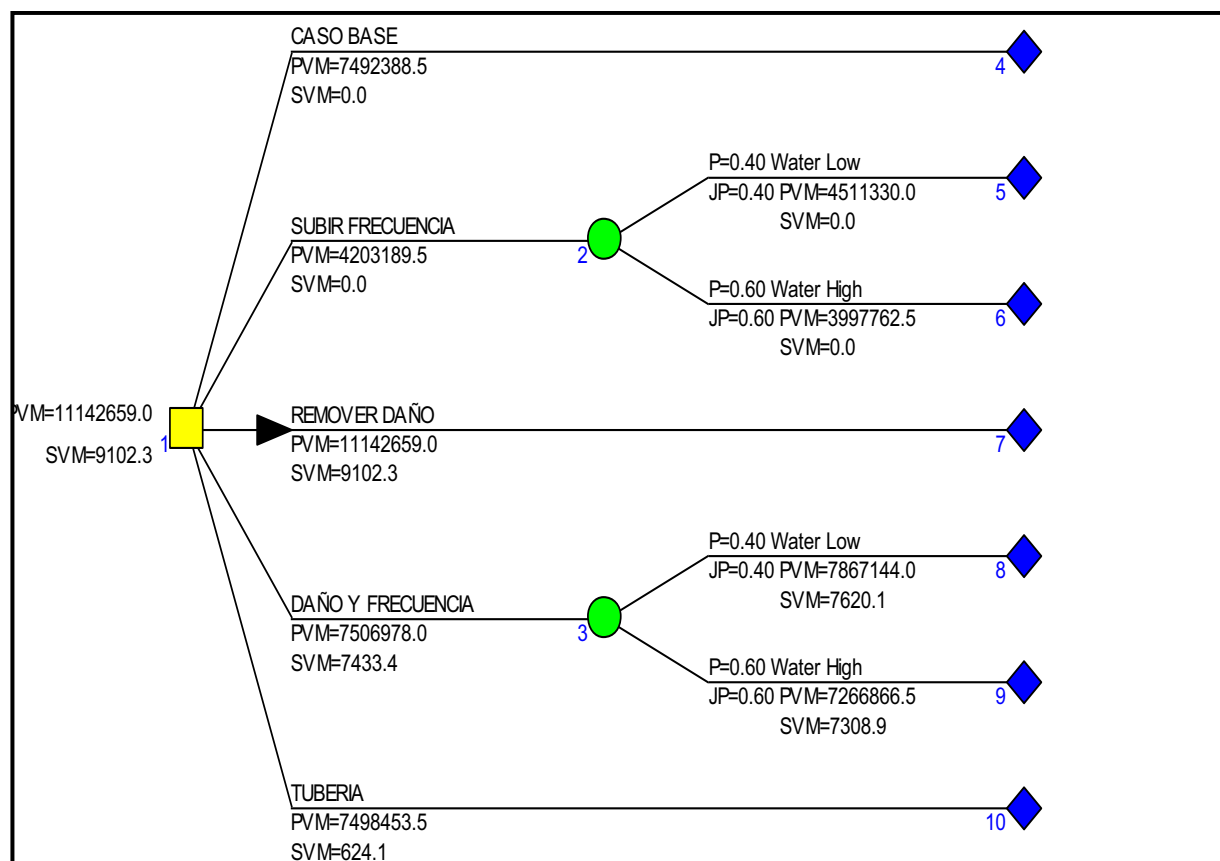
TABLA 4.29 BATCH SUMMARY REPORT CON-32

Caso	Volumen Neto Produc.	Ganancia Neta	Costos Operativos	impuestos	Costo Capital	Flujo de Caja Antes de Impuestos	VAN10%	VAN Sobre Caso Base	Razón Costo Beneficio
	MBOE	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	\$
Caso Base	326.8	16340.9	3398.8	2035.4	0.0	10428.2	7492.4	0.0	S/I
Daño Frec 1	468.9	23444.6	3972.1	2815.3	29.7	15941.0	11320.1	3827.7	128.80
Remover Daño	462.4	23118.0	3945.8	2779.6	29.7	15686.0	11142.7	3650.3	122.83
Subir Frec 1	337.0	16848.5	3439.8	2090.9	0.0	10824.5	7768.1	275.7	S/I
Tubería	331.6	16581.4	3418.2	2076.4	122.3	10479.0	7498.5	6.1	0.05

Fuente: PEEP, SCHLUMBERGER 2011

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

FIGURA 4.43 DIAGRAMA DE ÁRBOL CON-32



Fuente: DTK, SCHLUMBERGER 2011

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

En la Fig. 4.43, se presenta como la opción más rentable el remover el daño con un VAN de 11.14 millones de dólares, el cual difiere del escenario anterior. Puesto que al momento de la ponderación de incertidumbre, cuya variable es el incremento del corte de agua, el VAN disminuye en relación al caso base, al tratarse de la arena hollín cuyo corte de agua bordea el 90%, mientras que el caso base genera 7,5 millones y la incertidumbre es 4,2 millones de dólares.

4.5.19 CONONACO 33

Al modelar el pozo Cononaco 33, el único valor sensible para modificación es la frecuencia, con poca relevancia considerando que la arena Hollín Inferior posee un corte de agua de alrededor de 84%. Además, se puede apreciar en la tabla 4.30 que al aumentar la frecuencia de 57 Hz y 60 Hz, se logra un rédito de 1.15 y 2.09 millones de dólares con respecto al VAN. La razón costo beneficio no es representativa en este caso debido a que el incremento de frecuencia no implica una inversión, pero en el caso de tubería se genera una pérdida, puesto que la tubería se encuentra en buenas condiciones..

TABLA 4.30 BATCH SUMMARY REPORT CON-33

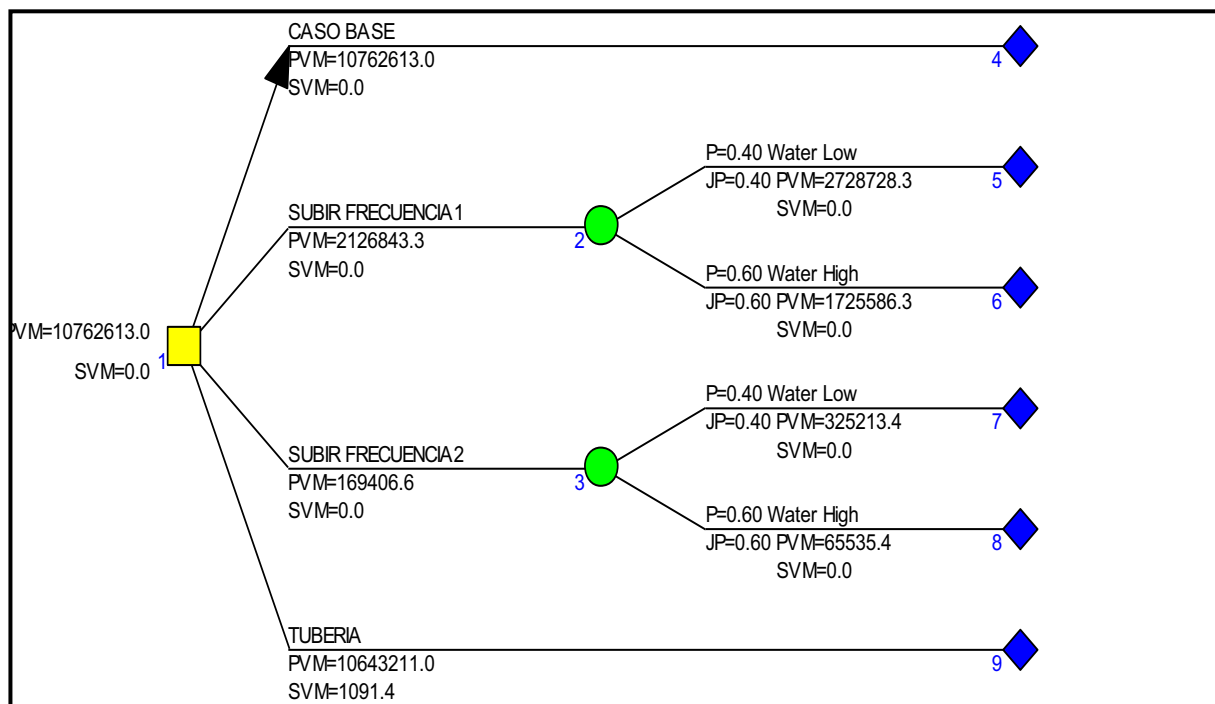
Caso	Volumen Neto Produc.	Ganancia Neta	Costos Operativos	impuestos	Costo Capital	Flujo de Caja Antes de Impuestos	VAN10%	VAN Sobre Caso Base	Razón Costo Beneficio
	MBOE	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	\$
Caso Base	455.4	22768.1	3966.0	2743.6	0.0	15391.8	10762.6	0.0	S/I
Subir Frec 1	498.8	24937.6	4141.1	2980.7	0.0	17085.6	11921.6	1158.9	S/I
Subir Frec 2	533.7	26686.6	4282.2	3171.9	0.0	18451.1	12855.9	2093.3	S/I
Tubería	455.6	22777.9	3966.8	2759.4	122.4	15262.4	10643.2	-119.4	-0.98

Fuente: PEEP, SCHLUMBERGER 2011

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

La frecuencia no es un parámetro decisivo, puesto que en la Fig. 4.44 se confirma el incremento del corte de agua, el cual genera más gastos por tratamiento de la misma en superficie que la ganancia producto del incremento de producción de petróleo. Por tal motivo, la mejor opción sería mantener el pozo en las condiciones actuales, generando un VAN de 10 millones de dólares.

FIGURA 4.44 DIAGRAMA DE ÁRBOL CON-33



Fuente: DTK, SCHLUMBERGER 2011

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

4.5.20 CONONACO 34

En la tabla 4.31 se presentan las alternativas a las que el pozo Cononaco 34 podría someterse, en cuanto al daño no es muy atractiva la ganancia de 463 mil dólares, con respecto a los escenarios factibles que consideran incrementar la frecuencia, puesto a que la frecuencia actual de la bomba es relativamente baja 52 Hz y se trata de la T Inferior con un corte de agua de 36%; la tubería se encuentra relativamente bien. El cambio de bomba-remoción del daño se presenta como la mejor alternativa, con una ganancia asociada de 4,2 millones. Mientras que la razón costo beneficio plantea como remover daño-incrementar frecuencia, como la alternativa más rentable, tras generar un rédito de 146.39 dólares por cada dólar invertido.

Para poder tomar la mejor decisión se recurre a la Fig. 4.45 en la que se observa el diagrama de árbol correspondiente al pozo Cononaco 34, siendo la mejor

opción la remoción de daño en la nueva bomba, generando un VAN de 6 millones de dólares.

TABLA 4.31 BATCH SUMMARY REPORT CON-34

Caso	Volumen Neto Produc.	Ganancia Neta	Costos Operativos	impuestos	Costo Capital	Flujo de Caja Antes de Impuestos	VAN10%	VAN Sobre Caso Base	Razón Costo Beneficio
	MBOE	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	\$
Caso Base	87.3	4362.6	1430.9	606.2	0.0	2197.8	1743.5	0.0	S/I
Bomba-Daño	257.9	12892.7	2549.0	1618.1	234.6	8113.5	6029.7	4286.2	18.27
Cambio Bomba	250.6	12529.3	2519.6	1575.2	207.5	7860.2	5851.3	4107.7	19.80
Daño Frec 1	178.5	8924.3	2216.2	1158.1	27.1	5261.6	4001.1	2257.6	83.18
Daño Frec 2	239.4	11967.8	2474.3	1492.2	27.1	7623.7	5716.5	3973.0	146.39
Remover Daño	108.4	5421.7	1670.8	743.8	27.1	2821.3	2207.3	463.8	17.09
Subir Frec 1	167.1	8352.6	2132.5	1087.8	0.0	4887.7	3734.4	1990.9	S/I
Subir Frec 2	228.3	11416.5	2429.8	1428.7	0.0	7223.8	5431.7	3688.1	S/I
Tubería	100.6	5030.8	1575.7	704.7	121.4	2481.7	1936.3	192.8	1.59

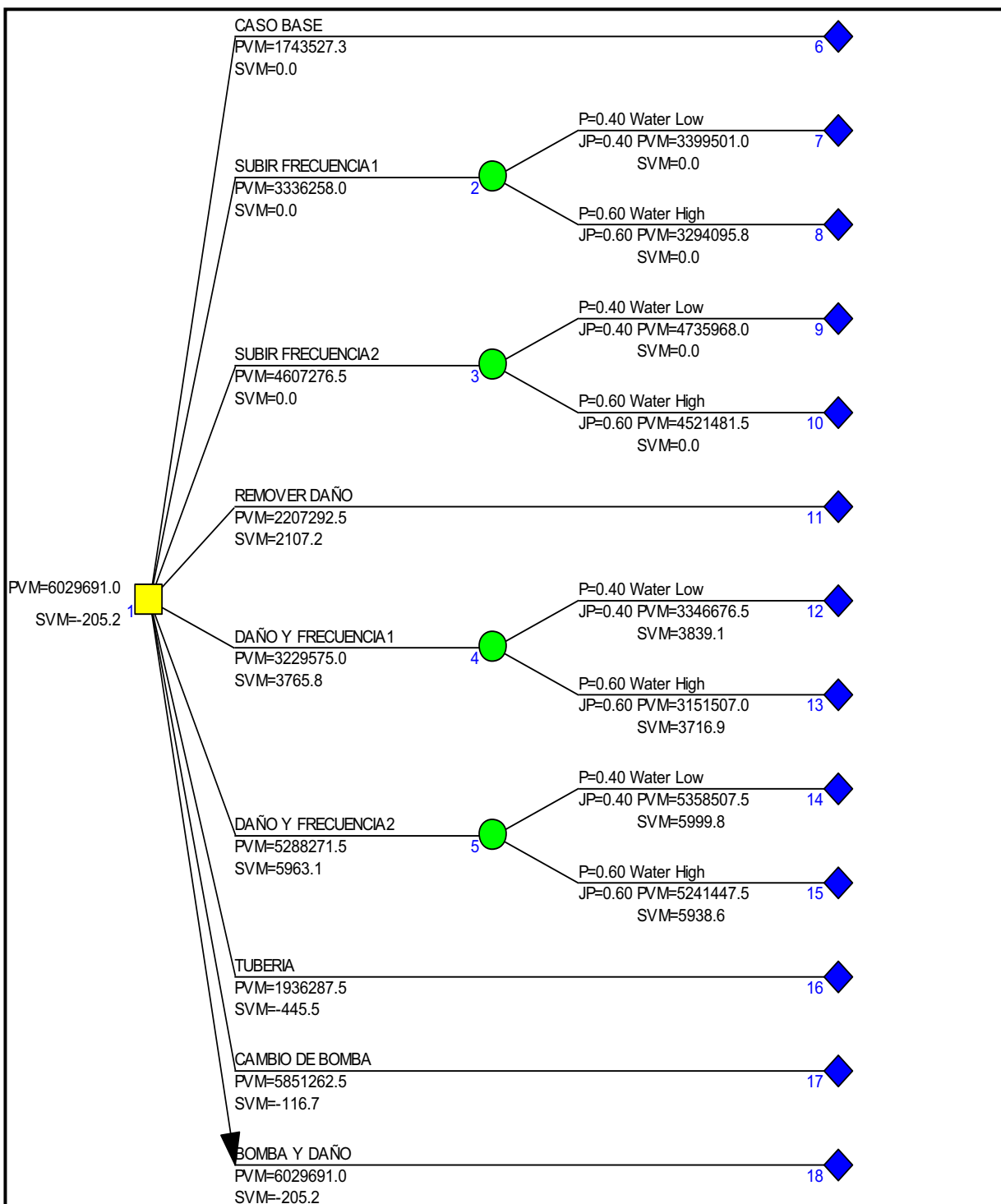
Fuente: PEEP, SCHLUMBERGER 2011

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

4.5.21 CONONACO 35

Este pozo se encuentra produciendo de dos arenas, conocido como pozo multicapas, pero en el análisis técnico se determina que la arena T Inferior no aportaba a la producción del mismo, por el contrario la mermaba, es por esto que en este pozo se planteó un escenario diferente que corresponde a la realización de un Squeeze con el fin de tapar las aberturas de la arena T Inferior, y solo continuar con la producción de Hollín Superior, este escenario genera una ganancia de 2.3 millones sobre el caso base. Por su parte, el escenario que conlleva remover el daño, este último de 7 aproximadamente, está asociado a una ganancia de 3.2 millones de dólares. La razón costo beneficio, ostenta como el escenario de mayor rentabilidad el de remover, es decir por un dólar invertido en este proyecto su ganancia asociada es de 110 dólares, por otro lado taponar la arena a la que se encuentra inyectándose el fluido está asociada con una razón costo beneficio de alrededor de 9.09 dólares.

FIGURA 4.45 DIAGRAMA DE ÁRBOL POZO CON-35



Fuente: DTK, SCHLUMBERGER 2011

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

Al revisar la Fig. 4.46, se aprecia que la mejor opción contemplada para este pozo, es la de remover el daño, si bien se conoce que la opción del squeeze no

genera la misma ganancia que el escenario anterior pero por lo menos evita pérdidas de fluido, es por esto que la mejor opción sería la combinación de ambas, remover el daño-squeeze para la arena T Inferior, pese a que esta no se encuentra entre los escenarios considerados.

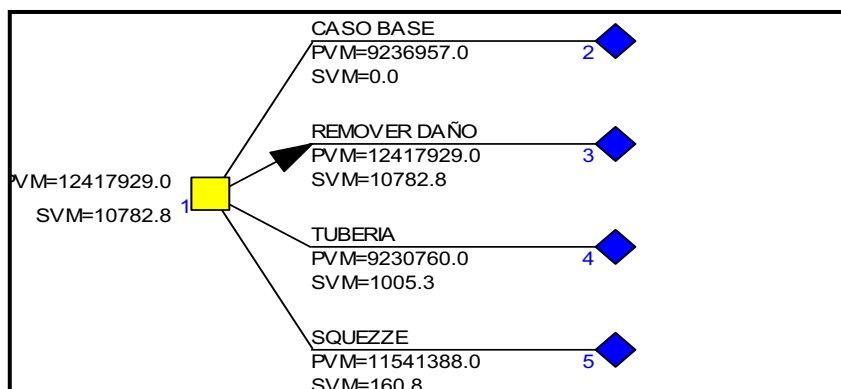
TABLA 4.32 BATCH SUMMARY REPORT HOLLÍN SUPERIOR CON-35

Caso	Volumen Neto Produc.	Ganancia Neta	Costos Operativos	impuestos	Costo Capital	Flujo de Caja Antes de Impuestos	VAN10%	VAN Sobre Caso Base	Razón Costo Beneficio
	MBOE	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	\$
Caso Base	376.3	18816.7	3047.6	2239.9	0.0	12978.4	9237.0	0.0	S/I
Remover Daño	493.7	24685.0	3521.1	2884.6	28.7	17527.7	12417.9	3181.0	110.75
Squeeze	470.0	23501.2	3425.6	2782.2	253.6	16351.7	11541.4	2304.4	9.09
Tubería	380.7	19033.4	3065.0	2278.2	122.5	13010.3	9230.8	-6.2	-0.05

Fuente: PEEP, SCHLUMBERGER 2011

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

FIGURA 4.46 DIAGRAMA DE ÁRBOL HOLLÍN SUPERIOR CON-35



Fuente: DTK, SCHLUMBERGER 2011

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

4.5.22 CONONACO 36 D

Los escenarios que involucren incrementar frecuencia de la bomba se encuentra limitados, puesto que la bomba actualmente está trabajando con su mayor frecuencia permitida. El escenario que envuelve mayor ganancia es la remoción de daño (S=4), debido a que generaría una ganancia de 3.4 millones. El siguiente en importancia se considera, al escenario que implica cambiar la tubería por una que se adapte de mejor manera a las características de producción del pozo en

cuestión, la proyección de ganancia asociada a este trabajo sería de 2.15 millones de dólares. La razón costo beneficio enfatiza el remover el daño como su escenario más rentable, generando 122.63 dólares por cada dólar invertido.

TABLA 4.33 BATCH SUMMARY REPORT CON-36D

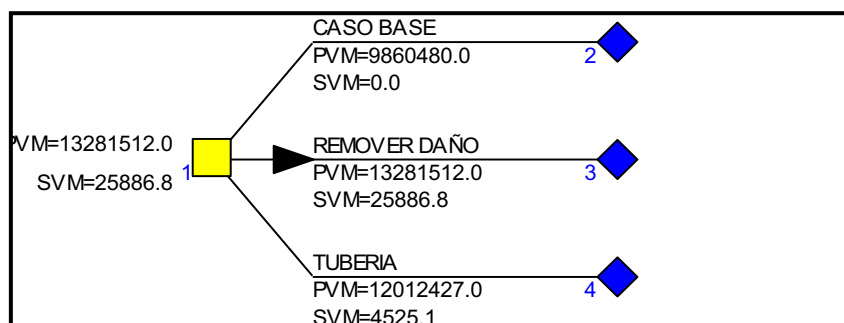
Caso	Volumen Neto Produc.	Ganancia Neta	Costos Operativos	Impuestos	Costo Capital	Flujo de Caja Antes de Impuestos	VAN10%	VAN Sobre Caso Base	Razón Costo Beneficio
	MBOE	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	\$
Caso Base	337.2	16859.5	2426.5	1970.4	0.0	11969.0	9860.5	0.0	S/I
Remover Daño	449.1	22455.3	2978.2	2597.3	27.9	16194.4	13281.5	3421.0	122.63
Tubería	411.3	20563.7	2800.5	2398.9	122.2	14640.0	12012.4	2151.9	17.61

Fuente: PEEP, SCHLUMBERGER 2011

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

La Fig. 4.47 presenta el diagrama de árbol del pozo Cononaco 36 D, en donde, al no existir un análisis de incertidumbre, se comprueba que la opción más rentable es la de remover el daño.

FIGURA 4.47 DIAGRAMA DE ÁRBOL CON-36D



Fuente: DTK, SCHLUMBERGER 2011

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

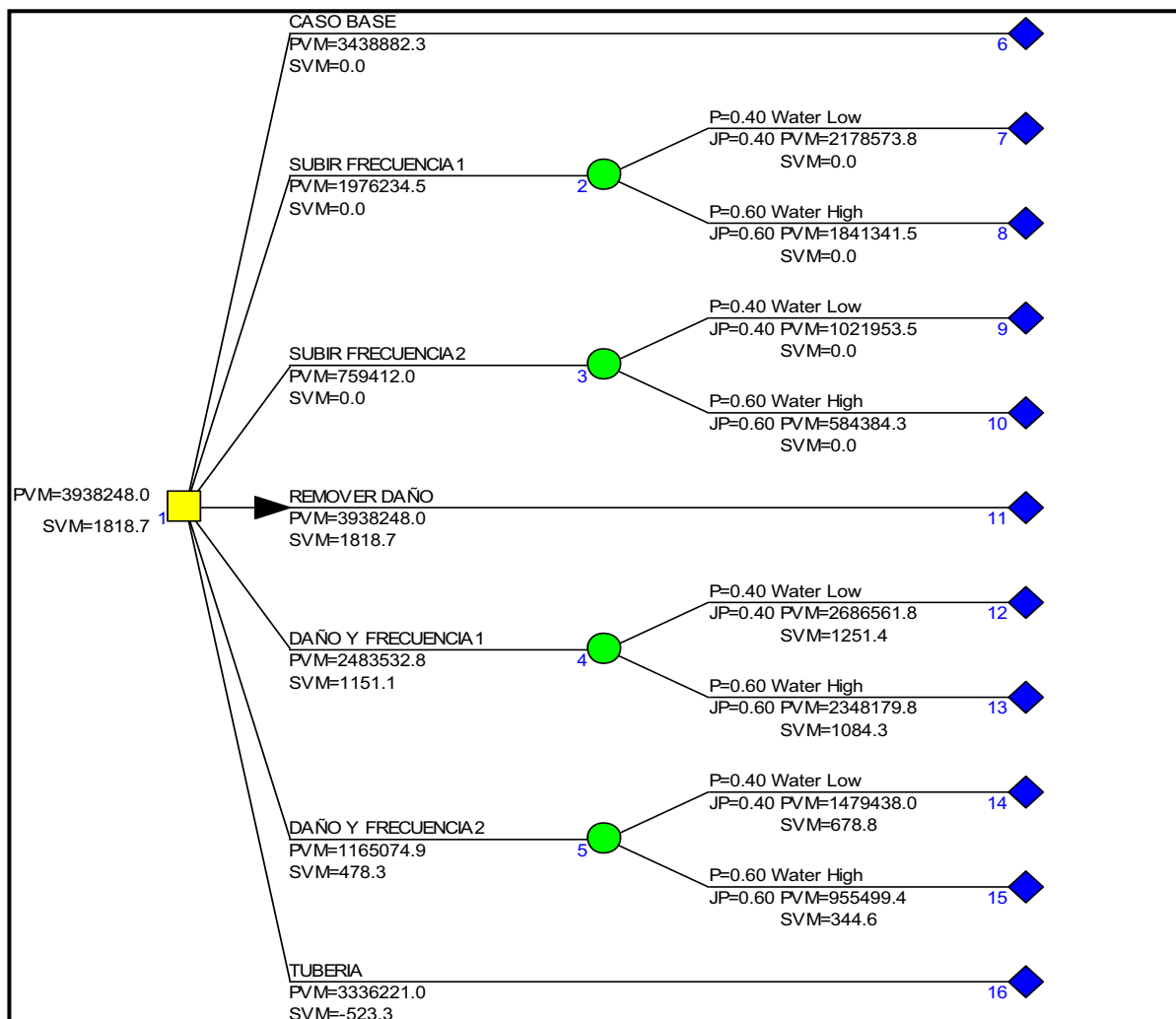
4.5.23 CONONACO 47D

El resumen de los escenarios propuestos para el pozo Cononaco 47D se recopilan en la tabla 4.34, en la cual, se aprecia que la mayoría de estos no generan un ingreso considerable, no obstante se exalta que el escenario de remover el daño-incrementar la frecuencia, genera un rédito de 1 millón de dólares en los 10 años del proyecto y se presenta como el de mayor rentabilidad

tras alcanzar 36.7 dólares por cada dólar invertido. Con respecto a la frecuencia, esta última puede elevarse a 58 y 60 Hz, con lo que su proyección de ganancia correspondería a 385 y 499 mil dólares, respectivamente. En el caso de la tubería no se considera como una inversión rentable.

La Fig. 4.48 expone interactivamente que el escenario de remover el daño es el más atractivo. Además no es recomendable la variación de frecuencia, porque se incrementa súbitamente la producción de agua, incluso en mayores proporciones que la producción de petróleo, aumentando de esta manera, el gasto por el tratamiento de esta agua residual en superficie.

FIGURA 4.48 DIAGRAMA DE ÁRBOL CON-47D



Fuente: DTK, SCHLUMBERGER 2011

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

TABLA 4.34 BATCH SUMMARY REPORT CON-47D

Caso	Volumen Neto Produc.	Ganancia Neta	Costos Operativos	impuestos	Costo Capital	Flujo de Caja Antes de Impuestos	VAN10%	VAN Sobre Caso Base	Razón Costo Beneficio
	MBOE	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	\$
Caso Base	177.5	8874.7	2303.5	1160.3	0.0	5151.0	3438.9	0.0	S/I
Daño-Frec 1	208.7	10434.8	2429.4	1334.2	28.1	6337.6	4209.3	770.4	27.39
Daño-Frec 2	219.0	10948.6	2470.8	1390.4	28.1	6738.7	4472.4	1033.6	36.74
Remover Daño	198.1	9905.6	2386.7	1276.4	28.1	5924.4	3938.2	499.4	17.75
Subir Frec 1	190.1	9504.7	2268.3	1218.9	0.0	5739.2	3824.0	385.1	S/I
Subir Frec 2	197.0	9849.4	2382.1	1266.8	0.0	5912.0	3938.1	499.2	S/I
Tubería	178.3	8917.3	2306.9	1179.7	122.3	5047.4	3336.2	-102.7	-0.84

Fuente: PEEP, SCHLUMBERGER 2011

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

4.5.24 CONONACO 48 D

La tabla 4.35 exhibe los escenarios para este pozo, su diseño de bomba es acertado trabajando a su máxima frecuencia de 62 Hz, lo cual es posible debido a las dimensiones particulares de la bomba, y por falta de datos el daño no fue considerado dentro del análisis técnico, en consecuencia la opción restante es el cambio de tubería a causa de una posible fuga u obstrucción, la cual resulta acertada, al generar un VAN de 13.7 millones por sobre el caso base.

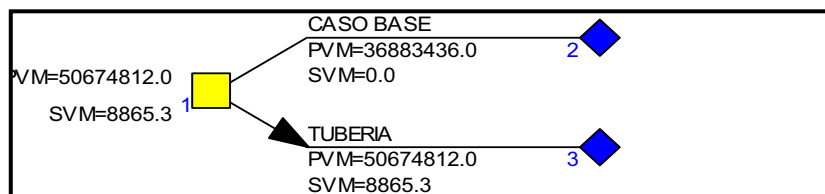
TABLA 4.35 BATCH SUMMARY REPORT CON-48D

Caso	Volumen Neto Produc.	Ganancia Neta	Costos Operativos	impuestos	Costo Capital	Flujo de Caja Antes de Impuestos	VAN10%	VAN Sobre Caso Base	Razón Costo Beneficio
	MBOE	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	\$
Caso Base	1415.2	70759.4	7200.5	7911.7	0.0	53575.4	36883.4	0.0	S/I
Tubería	1934.6	96732.4	9296.6	10764.8	122.5	73716.1	50674.8	13791.4	112.59

Fuente: PEEP, SCHLUMBERGER 2011

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

La Fig. 4.49 ilustra el diagrama de árbol del pozo Cononaco 48 D, el escenario con mayor rentabilidad corresponde al cambio de la tubería, por posible obstrucción o fuga.

FIGURA 4.49 DIAGRAMA DE ÁRBOL POZO CON-48D

Fuente: DTK, SCHLUMBERGER 2011

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

4.5.25 CONONACO 51 D

La tabla 4.36 exhibe el *batch report* del Cononaco 51 D, las alternativas se encuentran en el siguiente orden, primeramente incrementar la frecuencia de 58 a 59 Hz le corresponde una ganancia de 3.4 millones de dólares, seguido por el incremento de frecuencia de 58 a 62 Hz con 2.4 millones, la tercera opción constituye el cambio de tubería con una ganancia de 2.1 millones de dólares. No obstante, la razón costo beneficio indica que al invertir un dólar en el escenario que involucra cambiar la tubería, su ganancia asociada a este escenario le corresponde a 17.69 dólares. Cabe mencionar que el incrementar la frecuencia no representa un gasto.

TABLA 4.36 BATCH SUMMARY REPORT CON-51D

Caso	Volumen Neto Produc.	Ganancia Neta	Costos Operativos	impuestos	Costo Capital	Flujo de Caja Antes de Impuestos	VAN10%	VAN Sobre Caso Base	Razón Costo Beneficio
	MBOE	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	\$
Caso Base	300.3	15015.5	2586.2	1805.9	0.0	10183.7	8034.8	0.0	S/I
Subir Frec 1	385.1	19256.8	3016.1	2279.9	0.0	13397.0	10502.7	2468.0	S/I
Subir Frec 2	417.6	20882.2	3172.3	2460.5	0.0	14637.9	11453.4	3418.6	S/I
Tubería	379.5	18974.9	2993.3	2263.9	122.9	13039.2	10208.8	2174.1	17.69

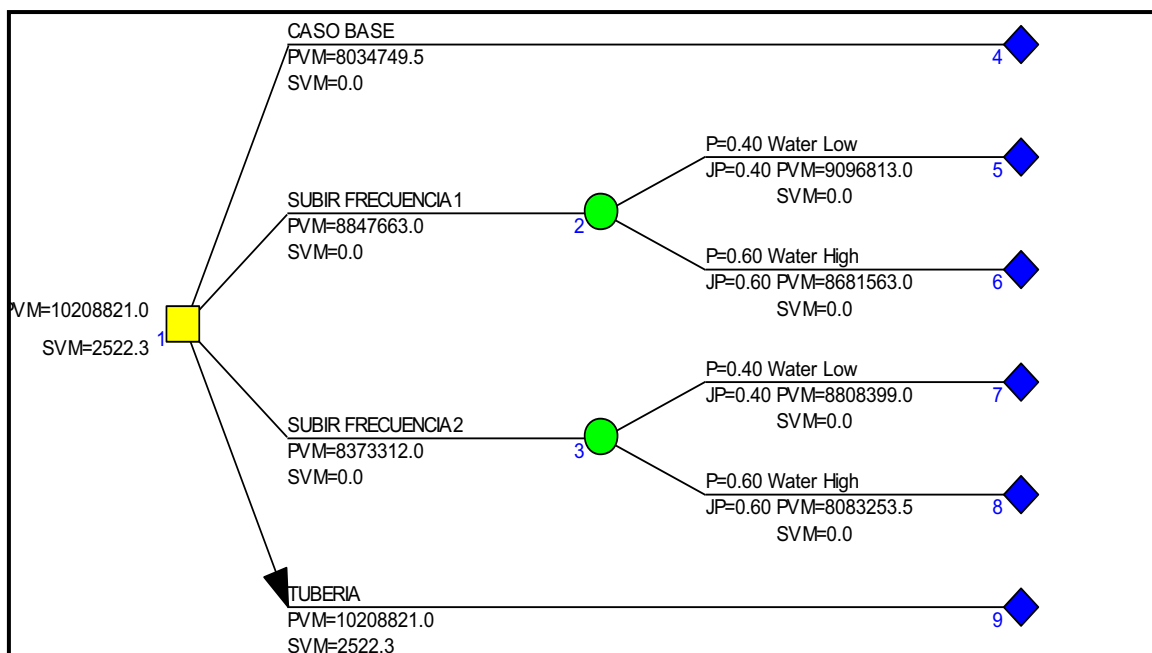
Fuente: PEEP, SCHLUMBERGER 2011

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

En cambio al observar la Fig. 4.50, la opción escogida corresponde al cambio de tubería. Debido a que en el análisis de incertidumbre del corte de agua, para los casos del incrementar la frecuencia, la ganancia representa un valor subjetivo, ya que así como se incrementa la producción de petróleo en la misma o mayor

proporción se incrementa la producción de agua, es así que se generan gastos de tratamiento de esta agua que merman la ganancia del incremento de la producción.

FIGURA 4.50 DIAGRAMA DE ÁRBOL POZO CON-51D



Fuente: DTK, SCHLUMBERGER 2011

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

La tabla 4.37 presenta un resumen de las mejores alternativas de cada pozo, para así poder generar la ganancia total del campo, que resulta del sumar todas las ganancias de los trabajos propuestos para cada pozo. Se aprecia que el mejor prospecto de manera individual es el pozo Cononaco 03, debido a que este pozo posee el mayor daño. Además existen dos pozos en los que el valor de ganancia actual es bueno y no es recomendable realizar ninguna acción.

El volumen total de crudo producido durante el proyecto bordea los 15,8 millones de barriles, produciendo una ganancia neta de aproximadamente 792.57 millones de dólares, la cual al ser disminuida de los costos de producción e impuestos revela un flujo de caja 567.87 millones de dólares, y aplicando la tasa de descuento del 10%, obtenemos un Valor Presente Neto de 393,6 millones de dólares. Al realizar un análisis del VAN sobre el caso base, es decir descontando

los valores actuales de producción, es decir el valor que representa la ganancia del trabajo realizado, totaliza alrededor de 136.69 millones de dólares a lo largo de 10 años de proyecto. Finalmente, se evidencia que el promedio de la razón costo beneficio para todos los trabajos es de 47,1 dólares de ganancia por cada dólar invertido.

TABLA 4.37 MEJORES ALTERNATIVAS DE PRODUCCIÓN POR POZO

Propuestas	Volumen Neto Producido	Ganancia Neta	Costo Operat.	Costo Capital	Flujo de Caja (AI)	VAN10%	VAN	Razón Costo Benef.
	MBOE	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	\$
CON001A:HI_Tuberia	452,7	22637,0	3393,9	122,3	15781,5	10693,0	812,2	6,6
CON003A:HI_Daño_Frec1	1678,2	83908,2	8278,7	34,4	63783,5	41939,0	24130,5	702,2
CON004A:HS_Remover_Daño	566,3	28314,2	3860,7	27,0	20310,8	13561,6	2337,3	86,5
CON008A:HS_Bomba_Skin	690,7	34532,9	4333,8	239,6	24960,1	18143,8	7443,0	31,1
CON009A:UI_Daño_Frec1	780,8	39039,0	4654,9	28,7	28762,0	19202,5	8196,3	285,3
CON013A:TI_Bomba_Skin	711,4	35571,5	4360,8	335,7	25726,9	17986,9	8507,4	25,3
CON014A:TI_Daño_Frec1	847,4	42370,9	4915,6	27,3	31374,1	19906,7	6264,4	229,3
CON014A:TS_Daño_Frec1	536,3	26816,9	3654,1	27,0	19238,0	12211,0	6343,4	235,0
CON015A:HI_Bomba_Skin	262,9	13144,3	2586,0	334,8	8179,0	5889,5	3067,1	9,2
CON018A:HI_Remover_Daño	746,2	37309,4	4638,7	35,9	27265,3	17859,3	4486,6	124,9
CON018A:HS_Remover_Daño	29,5	1477,0	436,9	30,6	763,1	680,3	473,2	15,5
CON020A:TI_Daño_Frec2	638,7	31936,9	4126,5	28,1	23167,7	15678,4	4664,7	166,0
CON021A:UI_Daño_Frec2	266,7	13336,4	2553,7	30,0	8723,9	6738,4	3331,8	111,0
CON023A:TI_Daño_Frec2	897,2	44859,0	5111,2	29,7	33319,8	22066,0	14846,9	500,7
CON024A:HI_Remover_Daño	343,7	17184,1	3127,7	27,4	11435,7	8709,2	729,0	26,6
CON025A:HS_Remover_Daño	177,4	8870,0	2084,6	27,4	5361,4	4183,7	419,3	15,3
CON027A:TI_Bomba_Skin	487,7	24386,9	3476,9	334,7	16974,9	12490,7	4707,4	14,1
CON029A:HI_Bomba_Skin	362,1	18104,0	3055,8	336,4	11971,4	9217,3	2622,3	7,8
CON030D:HI	274,8	13742,0	2807,3	0,0	8826,7	6446,8	0,0	S/I
CON032A:HI_Remover_Daño	462,4	23118,0	3945,8	29,7	15686,0	11142,7	3650,3	122,8
CON033A:HI	455,4	22768,1	3966,0	0,0	15391,8	10762,6	0,0	S/I
CON034A:TS_Bomba_Skin	257,9	12892,7	2549,0	234,6	8113,5	6029,7	4286,2	18,3
CON035A:HS_Squeeze	470,0	23501,2	3425,6	253,6	16351,7	11541,4	2304,4	9,1
CON035A:HS_Remover_Daño	493,7	24685,0	3521,1	28,7	17527,7	12417,9	3181,0	110,7
CON036D:TI_Remover_Daño	449,1	22455,3	2978,2	27,9	16194,4	13281,5	3421,0	122,6
CON047D:HS_Remover_Daño	198,1	9905,6	2386,7	28,1	5924,4	3938,2	499,4	17,8
CON048D:TI_Tuberia	1934,6	96732,4	9296,6	122,5	73716,1	50674,8	13791,4	112,6
CON051D:TI_Tuberia	379,5	18974,9	2993,3	122,9	13039,2	10208,8	2174,1	17,7
SUMATORIA	15851,5	792573,7	106520,2	2905,0	567870,6	393601,9	136690,4	47,1

Fuente: PEEP, SCHLUMBERGER 2011

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

4.6 SENSIBILIDAD DE PRECIOS

El precio por concepto de la venta de cada barril de petróleo fue hipotéticamente de 50 dólares, en un escenario pesimista, considerando un margen de seguridad, por si el precio del crudo se redujese. Sin embargo, el precio oscila entre 101 dólares en el mes de enero del 2012, y 126 dólares el barril en el mes de febrero, a causa de la crisis en Irán.

TABLA 4.38 SENSIBILIDAD DE PRECIO A 30 USD

Propuesta 30 USD	Volumen Neto Producido	Ganancia Neta	Costo Operat.	Costo Capital	Flujo de Caja (A)	VAN10%	VAN
	MBOE	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	\$
CON001A:HI Tubería	452,7	13582,2	3393,9	2676,6	122,3	6726,7	4597,4
CON003A:HI Daño_Frec1	1678,2	50344,9	8278,7	9354,8	34,4	30220,2	19901,2
CON004A:HS Remover_Daño	566,3	16988,5	3860,7	3286,6	27,0	8985,1	6045,3
CON008A:HS Bomba_Skin	690,7	20719,7	4333,8	3988,3	239,6	11147,0	8176,9
CON009A:UI Daño_Frec1	780,8	23423,4	4654,9	4450,3	28,7	13146,4	8817,8
CON013A:TI Bomba_Skin	711,4	21342,9	4360,8	4106,5	335,7	11498,3	8069,3
CON014A:TI Daño_Frec1	847,4	25422,6	4915,6	4813,3	27,3	14425,7	9164,5
CON014A:TS Daño_Frec1	536,3	16090,2	3654,1	3112,7	27,0	8511,2	5413,8
CON015A:HI Bomba_Skin	262,9	7666,1	2426,7	1604,0	334,8	2926,5	2161,9
CON018A:HI Remover_Daño	746,2	22385,6	4638,7	4277,0	35,9	12341,6	8118,1
CON018A:HS Remover_Daño	29,5	753,2	317,2	166,8	30,6	201,9	182,5
CON020A:TI Daño_Frec2	638,7	19162,2	4126,5	3679,5	28,1	10392,9	7086,9
CON021A:UI Daño_Frec2	266,7	7550,1	2130,1	1512,5	30,0	3509,0	2794,7
CON023A:TI Daño_Frec2	897,2	26915,4	5111,2	5084,9	29,7	15376,2	10218,0
CON024A:HI Remover_Daño	343,7	9831,3	2687,9	1957,8	27,4	4678,5	3674,5
CON025A:HS Remover_Daño	177,4	4808,6	1608,9	994,6	27,4	1943,0	1576,1
CON027A:TI Bomba_Skin	487,7	14632,1	3476,9	2886,3	334,7	7220,1	5383,7
CON029A:HI Bomba_Skin	362,1	10498,2	2731,6	2110,9	336,4	4807,0	3786,7
CON030D:HI	274,8	8161,3	2746,0	1684,3	0,0	3332,8	2531,3
CON032A:HI Remover_Daño	462,4	13870,8	3945,8	2779,6	29,7	6438,8	4710,2
CON033A:HI	455,4	13660,9	3966,0	2743,6	0,0	6284,6	4531,1
CON034A:TS Bomba_Skin	257,9	7408,0	2279,7	1531,5	234,6	3000,8	2302,2
CON035A:HS Squeeze	470,0	14100,7	3425,6	2782,2	253,6	6951,2	4954,6
CON035A:HS Remover_Daño	493,7	14811,0	3521,1	2884,6	28,7	7653,7	5499,4
CON036D:TI Remover_Daño	449,1	13226,0	2744,8	2528,2	27,9	7279,7	6043,7
CON047D:HS Remover_Daño	198,1	5943,4	2386,7	1276,4	28,1	1962,2	1339,0
CON048D:TI Tubería	1934,6	58039,4	9296,6	10764,8	122,5	35023,2	24121,1
CON051D:TI Tubería	379,5	11008,8	2642,5	2159,3	122,9	5546,8	4430,0
SUMATORIA	15851,5	472347,5	103663,1	91197,9	2905,0	251531,0	175631,8

Fuente: PEEP, SCHLUMBERGER 2011

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

La siguiente sección pretende analizar qué tan rentable resulta ser el proyecto a medida que varía el precio del crudo, es por este motivo, que se han planteado varios casos, el escenario pesimista con un precio por barril de 30 dólares, el previamente establecido de 50 dólares, uno más optimista de 80 dólares, y el último, aplicado a la realidad actual, en el cual, el precio del barril se lo fijó en 120 dólares.

La tabla 4.38 exhibe de manera resumida, el flujo de caja para cada caso seleccionado previamente el escenario con mayor rentabilidad por pozo, con un precio de barril de 30 dólares, el cual constituye en el escenario pesimista, y en el que se obtiene la menor ganancia. Sin embargo se aprecia que el proyecto continua siendo rentable porque el VAN continua siendo positivo en todos los escenarios por pozo, pese a ser un precio demasiado bajo para el barril de petróleo.

La tablas 4.39 es muy similar a la antes expuesta con la particularidad que el precio del crudo tomado es de 80 dólares.

TABLA 4.39 SENSIBILIDAD DE PRECIO A 80 USD

Propuesta 80 USD	Volumen Neto Producido	Ganancia Neta	Costo Operat.	Costo Capital	Flujo de Caja (Al)	VAN10%	VAN
	MBOE	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	\$
CON001A:HI_Tuberia	452,7	36219,2	3393,9	2676,6	122,3	29363,7	19836,3
CON003A:HI_Daño_Frec1	1678,2	134253,1	8278,7	9354,8	34,4	114128,4	74995,9
CON004A:HS_Remover_Daño	566,3	45302,7	3860,7	3286,6	27,0	37299,3	24835,9
CON008A:HS_Bomba_Skin	690,7	55252,6	4333,8	3988,3	239,6	45679,8	33094,0
CON009A:UI_Daño_Frec1	780,8	62462,4	4654,9	4450,3	28,7	52185,3	34779,6
CON013A:TI_Bomba_Skin	711,4	56914,4	4360,8	4106,5	335,7	47069,8	32863,4
CON014A:TI_Daño_Frec1	847,4	67793,5	4915,6	4813,3	27,3	56796,7	36020,1
CON014A:TS_Daño_Frec1	536,3	42907,1	3654,1	3112,7	27,0	35328,2	22406,8
CON015A:HI_Bomba_Skin	262,9	21030,9	2586,0	1659,7	334,8	16065,6	11484,1
CON018A:HI_Remover_Daño	746,2	59695,0	4638,7	4277,0	35,9	49651,0	32471,2
CON018A:HS_Remover_Daño	29,5	2573,0	562,1	231,3	30,6	1702,0	1502,7
CON020A:TI_Daño_Frec2	638,7	51099,1	4126,5	3679,5	28,1	42329,9	28565,7
CON021A:UI_Daño_Frec2	266,7	21365,4	2567,6	1641,7	30,0	16735,1	12730,6
CON023A:TI_Daño_Frec2	897,2	71774,3	5111,2	5084,9	29,7	60235,2	39838,0
CON024A:HI_Remover_Daño	343,7	27494,6	3127,7	2090,2	27,4	21746,2	16330,7
CON025A:HS_Remover_Daño	177,4	14605,7	2326,2	1191,6	27,4	10793,2	8228,2
CON027A:TI_Bomba_Skin	487,7	39019,0	3476,9	2886,3	334,7	31607,0	23151,1

CONTINUACIÓN TABLA 4.39

Propuesta 80 USD	Volumen Neto Producido	Ganancia Neta	Costo Operat.	Costo Capital	Flujo de Caja (AI)	VAN10%	VAN
CON029A:HI_Bomba_Skin	362,1	28966,4	3055,8	2210,2	336,4	22833,8	17409,0
CON030D:HI	274,8	21987,1	2807,3	1705,6	0,0	17071,9	12321,7
CON032A:HI_Remover_Daño	462,4	36988,7	3945,8	2779,6	29,7	29556,8	20791,3
CON033A:HI	455,4	36429,0	3966,0	2743,6	0,0	29052,7	20109,9
CON034A:TS_Bomba_Skin	257,9	20628,4	2549,0	1618,1	234,6	15849,2	11646,9
CON035A:HS_Squeeze	470,0	37602,0	3425,6	2782,2	253,6	30452,4	21421,6
CON035A:HS_Remover_Daño	493,7	39496,0	3521,1	2884,6	28,7	32338,7	22795,8
CON036D:TI_Remover_Daño	449,1	36213,8	3155,2	2636,3	27,9	29731,7	24214,9
CON047D:HS_Remover_Daño	198,1	15848,9	2386,7	1276,4	28,1	11867,8	7837,1
CON048D:TI_Tuberia	1934,6	154771,9	9296,6	10764,8	122,5	131755,6	90505,4
CON051D:TI_Tuberia	379,5	30441,2	3035,0	2273,9	122,9	24452,3	18947,3
SUMATORIA	15851,5	1269135,2	107119,5	92206,6	2905,0	1043678,9	721135,1

Fuente: PEEP, SCHLUMBERGER 2011

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

Finalmente, la tabla 4.40 contiene la misma información con la diferencia que el precio al que se fijó el barril de crudo es 120 dólares, que es el mejor de los escenarios, y el más cercano a la realidad actual.

Cabe recalcar, que para los tres casos los valores de las inversiones son los mismos, al igual que los costos operativos y los impuestos, esto debido a que este tipo de información guarda dependencia de la producción más no del precio del crudo, y como en todos los escenarios la producción va a mantenerse constante, estos parámetros son los mismos en los diferentes escenarios.

TABLA 4.40 SENSIBILIDAD DE PRECIO A 120 USD

Propuesta 120 USD	Volumen Neto Producido	Ganancia Neta	Costo Operat.	Costo Capital	Flujo de Caja (AI)	VAN10%	VAN
	MBOE	M \$	M \$	M \$	M \$	M \$	\$
CON001A:HI_Tuberia	452,7	54328,8	3393,9	2676,6	122,3	47473,3	32027,5
CON003A:HI_Daño_Frec1	1678,2	201379,6	8278,7	9354,8	34,4	181254,9	119071,6
CON004A:HS_Remover_Daño	566,3	67954,1	3860,7	3286,6	27,0	59950,7	39868,4
CON008A:HS_Bomba_Skin	690,7	82878,8	4333,8	3988,3	239,6	73306,1	53027,8
CON009A:UI_Daño_Frec1	780,8	93693,5	4654,9	4450,3	28,7	83416,5	55549,1
CON013A:TI_Bomba_Skin	711,4	85371,5	4360,8	4106,5	335,7	75527,0	52698,6
CON014A:TI_Daño_Frec1	847,4	101690,3	4915,6	4813,3	27,3	90693,4	57504,6
CON014A:TS_Daño_Frec1	536,3	64360,6	3654,1	3112,7	27,0	56781,7	36001,1
CON015A:HI_Bomba_Skin	262,9	31546,4	2586,0	1659,7	334,8	26581,0	18943,5

CONTINUACIÓN TABLA 4.40

Propuesta 120 USD	Volumen Neto Producido	Ganancia Neta	Costo Operat.	Costo Capital	Flujo de Caja (AI)	VAN10%	VAN
CON018A:HI_Remover_Daño	746,2	89542,6	4638,7	4277,0	35,9	79498,5	51953,6
CON018A:HS_Remover_Daño	29,5	3977,7	642,5	245,8	30,6	3010,3	2641,0
CON020A:TI_Daño_Frec2	638,7	76648,6	4126,5	3679,5	28,1	67879,4	45748,7
CON021A:UI_Daño_Frec2	266,7	32048,1	2567,6	1641,7	30,0	27417,8	20720,5
CON023A:TI_Daño_Frec2	897,2	107661,5	5111,2	5084,9	29,7	96122,4	63534,1
CON024A:HI_Remover_Daño	343,7	41241,9	3127,7	2090,2	27,4	35493,5	26492,6
CON025A:HS_Remover_Daño	177,4	21908,5	2326,2	1191,6	27,4	18096,0	13644,3
CON027A:TI_Bomba_Skin	487,7	58528,5	3476,9	2886,3	334,7	51116,5	37365,1
CON029A:HI_Bomba_Skin	362,1	43449,5	3055,8	2210,2	336,4	37317,0	28331,4
CON030D:HI	274,8	32980,7	2807,3	1705,6	0,0	28065,5	20154,9
CON032A:HI_Remover_Daño	462,4	55483,1	3945,8	2779,6	29,7	48051,1	33656,2
CON033A:HI	455,4	54643,5	3966,0	2743,6	0,0	47267,2	32572,9
CON034A:TS_Bomba_Skin	257,9	30942,6	2549,0	1618,1	234,6	26163,4	19136,6
CON035A:HS_Squeeze	470,0	56403,0	3425,6	2782,2	253,6	49253,4	34595,1
CON035A:HS_Remover_Daño	493,7	59244,0	3521,1	2884,6	28,7	52086,7	36632,9
CON036D:TI_Remover_Daño	449,1	54519,0	3287,0	2660,3	27,9	47878,6	38833,1
CON047D:HS_Remover_Daño	198,1	23773,4	2386,7	1276,4	28,1	19792,2	13035,7
CON048D:TI_Tuberia	1934,6	232157,8	9296,6	10764,8	122,5	209141,5	143612,8
CON051D:TI_Tuberia	379,5	45661,8	3035,0	2273,9	122,9	39672,9	30599,7
SUMATORIA	15851,5	1904019,3	107331,7	92245,2	2905,0	1678308,4	1157953,4

Fuente: PEEP, SCHLUMBERGER 2011

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

TABLA 4.41 RESUMEN SENSIBILIDADES PRECIO

PRECIO (USD)	30	50	80	120
	MM USD	MM USD	MM USD	MM USD
Volumen Neto	15,9	15,9	15,9	15,9
Ganancia Neta	472,3	792,6	1269,1	1904,0
Costos Operativos	106,5	106,5	106,5	106,5
Impuestos	92,1	92,1	92,1	92,1
Capital	2,9	2,9	2,9	2,9
Flujo de caja (AT)	251,5	567,9	1043,7	1678,3
Valor Presente Neto	175,6	393,6	721,1	1158,0
VAN sobre caso base	61,0	136,7	250,4	402,1
Razón Costo Beneficio	21,0	47,1	86,2	138,4

Fuente: PEEP, SCHLUMBERGER 2011

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

Finalizando el estudio de sensibilidades en los precios del barril de crudo, se tabula un breve resumen de ganancias en la tabla 4.41, en la que se observa que

todos los parámetros dependientes del precio de barril aumentan, estos son: la ganancia neta, el flujo de caja, el VAN, el VAN sobre el caso base y la razón costo beneficio, el resto de variables permanecen constantes. De igual manera se aprecia que pese al valor relativamente bajo del precio del barril de 30 dólares, el proyecto aún mantiene su rentabilidad, con un VAN de 61 millones de dólares sobre el caso base, y la razón costo beneficio disminuye a 21 dólares de ganancia por un dólar invertido, este caso contrasta cuando el precio del barril se fija en 120 dólares, ahora el VAN sobre el caso base corresponde a 402,1 millones de dólares a una razón costo beneficio de 138.4 dólares por cada dólar invertido.

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.

5.1 CONCLUSIONES

- El análisis nodal es una herramienta de diagnóstico en el proceso de producción, que permite identificar pérdidas de energía en forma de presión a través de cada componente involucrado en dicho proceso, de tal manera, que se puede determinar el mejor escenario operativo, es decir el de mayor productividad. La siguiente tabla exhibe los escenarios que exteriorizan los problemas del yacimiento, representados en la curva *inflow* y *outflow*, y como al variar parámetros como el daño de la formación, el diseño de la BES, el ID de la tubería, etc.; se modifica la tendencia de dichas curvas para obtener un incremento en la producción de petróleo en los pozos del Campo Cononaco.

POZO	1	3	4	8	9	13	14	15	18	20	21	23	24
Remoción de daño	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Incremento de etapas	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Cambio de bomba		X		X		X		X				X	
Variación de frecuencia	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
Cambio de tubería	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Squeeze													
Frecuencia/daño	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
Etapas/daño	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X
Bomba /daño		X		X		X		X				X	
POZO	25	27	29	30D	32	33	34	35	36D	47D	48D	51D	
Remoción de daño	X	X	X		X		X	X	X	X			
Incremento de etapas	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
Cambio de bomba		X	X				X						
Variación de frecuencia		X	X	X	X	X	X			X		X	
Cambio de tubería	X		X	X	X	X	X	X	X	X	X	X	
Squeeze								X					
Frecuencia/daño		X	X		X		X			X			
Etapas/daño	X	X	X		X		X	X	X	X			
Bomba /daño		X	X				X						

- La ejecución de los escenarios por pozo implica un incremento en su producción de alrededor de 2850.77 BPPD, destacando como el de mayor productividad: el remover el daño-incrementar la frecuencia, el cual, proporciona una ganancia de 1069.74 BPPD, aplicado en seis pozos, como se evidencia en la siguiente tabla:

Alternativas	Número de pozos	Incremento (BPPD)
Caso base	2	0
Remover daño	7	447,02
Cambio de tubería	3	378,15
Squeeze/daño	1	128,76
Frecuencia/daño	6	1069,74
Bomba/daño	6	827,09
Aumento de producción diaria		2850,77

- Del análisis técnico-económico se obtiene un rédito de USD 85.52, 142.54, 228.06 y 342.09 millones, cuando el precio se fija en USD 30, 50, 80 y 120, respectivamente; destacando un Flujo Neto de Caja positivo en el rango propuesto de sensibilidades del precio del barril de crudo, inclusive en la opción pesimista. Cabe señalar, que producto de la rentabilidad del proyecto todos los escenarios exhiben un tiempo de recuperación relativamente bajo, siendo el mayor, 73 días, asociados al escenario que implica un rediseño de bomba-remover el daño.

		Caso Base	Remover Daño	Cambio de Tubería	Squeeze/ Daño	Frecuencia /Daño	Bomba /Daño	TOTAL
CAUDAL	(BPPD)	0	447,02	378,15	128,76	1069,74	827,09	2850,77
COSTOS	M\$	0	487,6	367,7	28,7	205,2	1815,8	2905
GANANCIA (30\$)	M\$	0	13,41	11,34	3,86	32,09	24,81	85,52
TIEMPO DE RECUPERACION	DIAS	0	36,36	32,41	7,43	6,39	73,18	33,97
GANANCIA (50\$)	M\$	0	22,35	18,91	6,44	53,49	41,35	142,54
TIEMPO DE RECUPERACION	DIAS	0	21,82	19,45	4,46	3,84	43,91	20,38
GANANCIA (80\$)	M\$	0	35,76	30,25	10,30	85,58	66,17	228,06
TIEMPO DE RECUPERACION	DIAS	0	13,63	12,15	2,79	2,40	27,44	12,74
GANANCIA (120\$)	M\$	0	53,64	45,38	15,45	128,37	99,25	342,09
TIEMPO DE RECUPERACION	DIAS	0	9,09	8,10	1,86	1,60	18,30	8,49

- El daño de la formación interpretado por prueba de restauración de presión en los pozos: CON-08, CON-09, CON-14, CON-21, CON-23 y CON-24 es menor al daño definido a través del software. Por otro lado, para los pozos: CON-03, CON-20, CON-29, CON-32, CON 35 y CON-47D, la curva *inflow* representa el comportamiento del yacimiento con un daño mayor al expuesto en el análisis de pruebas de presión.
- Considerando el cambio de bomba a las condiciones actuales para los pozos: CON-23, CON-27 y CON-29, se tiene un punto óptimo de corte entre la curva *inflow* y la curva *outflow* cercano a P_b , con particular interés en los pozos que producen de la arena T Inferior con una P_b de 820 PSI. Además, para los pozos CON-14, CON-21 y CON-23 se evidencia en el *flow report* distintos estados de flujo entre ellos un estado de flujo no deseado en la tubería vertical, como es el flujo segregado, producto de la liberación de gas, no obstante, el gas es liberado una vez que el fluido atraviesa la bomba eléctrica sumergible, por lo que al momento no existe ningún inconveniente para considerar un rediseño de la misma.
- El análisis de sensibilidades que involucra incrementar la frecuencia y etapas de la bomba, debe constituirse en uno de mayor detalle validado por el personal de yacimientos, debido a que estas variables pueden desembocar en un incremento súbito de la producción de agua, cuando lo ideal es obtener un incremento gradual de la misma. Con especial énfasis en pozos productores de la arena Hollín Inferior: CON-01, CON-03, CON-15, CON-18, CON-24, CON-29, CON-30D, CON-32 y CON-33 cuyo corte de agua es aproximadamente del 80% producto de la presencia de un acuífero activo.
- En el caso de los modelos multicapa de los pozos CON-14, CON-18 y CON-35, uno de los más importantes a considerar es la presión de fondo que tiene cada arena, en vista de no poseer un registro por separado de producción de las mismas, al no hacer distinción entre una arena u otra, el resultado del flujo cruzado se deben en su mayoría a una mala consideración de este parámetro, priorizando otros parámetros como la permeabilidad por arena. Esta condición

es severamente afectada en el caso particular del pozo CON-35, cuya producción proviene de dos arenas con propiedades completamente diferentes como los son la T Inferior y la Hollín Superior.

- El análisis de red revela el aporte de fluidos hacia el separador de producción de los pozos del Campo Cononaco, exceptuando al pozo CON-13, cuyo estado es de inyección como lo describe en el reporte otorgado por el Software PIPESIM: dicho pozo evidencia la carencia de energía necesaria para que los fluidos provenientes de su yacimiento productor converjan al separador de gas en la estación de producción ubicado a 2.086 km de distancia.

5.2 RECOMENDACIONES

- Se recomienda realizar pruebas de restauración de presión (Build Up) con una mayor frecuencia dentro de los pozos del campo Cononaco, debido a que en la mayoría de los casos las existentes datan de más de 5 años, dificultando así el análisis nodal al carecer de un punto referencial de caudal con respecto a las presión dentro de la curva IPR, en donde, se puede evaluar si la falencia podría hallarse a nivel del yacimiento o a nivel de la tubería de producción.
- Los parámetros PVT generalizados de la arena T inferior del pozo CON-22, no son representativos al encontrarse del lado izquierdo de la falla inversa, debido a que poseen distintas características litológicas de aquellos pozos que se encuentran del otro lado de dicha falla, por lo cual se recomienda obtener parámetros PVT de esta arena en particular.
- Como consecuencia de la normal declinación de presión de las arenas producto de su explotación, la cantidad de gas liberado podría presentar una complicación para la configuración de la bomba, y mermar así su funcionalidad, con especial énfasis en aquellos pozos cuyas presiones de fondo fluyente sean cercanas a P_b . Por ello se recomienda acoger la sugerencia del software de simular la producción de dichos pozos, incorporando a su diseño un separador de gas que garantiza la integridad de

la bomba, y por consiguiente, su desempeño no se ve reducido por la presencia de gas.

- La estimulación acida se considera viable en los pozos: CON-13, CON-14, CON-20, CON-23, CON-27, CON 35 y CON-36, pero a su vez condicionada al uso inhibidores de arcillas en su ejecución, debido a que la arena productora de la mayoría de los pozos es la T inferior, la cual, se exhibe como una arena sucia con presencia de arcillas que podrían hidratarse. Por su parte, para los pozos CON-04 y CON-08, en donde sus permeabilidades resultan ser relativamente bajas, de alrededor de 20 md y 37 md, respectivamente, se recomienda realizar un trabajo de fracturamiento, debido a que a través de la ejecución del mismo, se lograría incrementar la producción, en alrededor de 40.2 BPPD y 177.8 BPPD, respectivamente.
- Es recomendable reparar o chequear los sensores de fondo de los sistemas de bombeo eléctrico sumergible debido a que en varias ocasiones los sensores no registran ningún valor y en otras, los valores proporcionados son errados, teniendo estos últimos que ser calculados interfiriendo negativamente en el análisis nodal, al subestimar el estado de la tubería de producción.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

TECNIE, "Numerical Simulation Study of the Cononaco Field Final Report", 2002.

BARRAGÁN R. (2005) "Lower Maastrichtian syntectonic sedimentation along the Sub Andean Zone and its relationship with the oceanic terrane accretionary events registered in the Occidental Cordillera of Ecuador", Pág. 4.

MAGGILO Ricardo, "Optimización de Producción Mediante Análisis Nodal, 2008, Pág. 38

YATTE GARZON, Fabián Camilo; Bombeo Hidráulico; Universidad Industrial de Santander, Escuela de Ingeniería en Petróleos, 2009.

GÓMEZ Mauricio, "Análisis Nodal de Pozos con empaquetamiento de grava", México, 2008.

VALENCIA Raúl, "Fundamentos de Pruebas de Presión", 2010, Pág.79.

Bradley, H.C., "Petroleum Engineering Handbook", Society of Petroleum Engineers.

BROWN E. Kermit, "The technology of Artificial Lift Methods", Volumen I, 2A, SB, IV, Inflow Performance, multiphase flow in Pipes, 1977

CRAFT B. C. Y HAWKINS M. F., "Ingeniería aplicada de yacimiento petrolíferos", Ed. Tecnos, España 1997.

QUIROGA Kleber, "Manual de Pruebas de Completación y reacondicionamiento de pozos petrolíferos", 2da. Edición La Odisea, Quito-Ecuador, 1991.

DALE H. BEGGS, "Production Optimization Using Nodal Analysis"

VEGA Celio, "Ingeniería Económica", Quito-Ecuador.

GLOSARIO

API.- "American Petroleum Institute", formada en 1917 para organizar la industria petrolera, a fin de ordenar la demanda de petróleo durante la primera guerra mundial. Es una organización sin fines de lucro, que sirve para coordinar y promover el interés de la industria petrolera en su relación con gobierno y otros.

Bomba centrífuga.- Cumple la función de desplazar el fluido, las bombas utilizadas se las denomina multietapas, cada etapa consta de dos elementos un impulsor y un difusor.

Bombas de superficie.- Suelen ser bombas triplex, su función es suministrar potencia al fluido motriz para enviarlo al pozo.

Cable de potencia.- constituye el vínculo entre la superficie y el fondo del pozo, exactamente con el motor, le proporcionan la energía eléctrica necesaria de acuerdo a los requerimientos del mismo.

Caja de venteo.- está ubicada en superficie entre el cabezal del pozo y el tablero de control, su función es liberar los gases contaminantes y nocivos que pueden transportarse a lo largo del cable.

Curva Head.- Esta curva es llamada también de altura, representa la altura de fluido que puede ser levantada por cada etapa de la bomba.

Curva Power.- Este parámetro es la potencia requerida por cada etapa para levantar el fluido al caudal deseado.

Curva Efficiency.- Es la curva de la eficiencia de la bomba en la cual se observa un pico que es la máxima eficiencia que puede alcanzar dicha bomba, hacia la derecha se denomina upthrust y hacia la izquierda downthrust.

Daño o factor Skin.- Es la reducción de la capacidad original de flujo de un pozo debido a una restricción provocando una disminución de la permeabilidad del yacimiento y una caída adicional de presión en las cercanías del pozo

Hidrocarburo.- Son compuestos o mezcla de compuestos, sólidos, líquidos o gaseosos orgánicos formados por átomos de carbono e hidrógeno.

Manifolds.- Se utiliza en el caso de tener una instalación para varios pozos, para poder re direccionar el flujo del fluido motriz y el de retorno según sean los requerimientos.

Motor.- proporciona la potencia a la bomba, su diseño es una carcasa de acero con láminas de bronce fijas en su interior alineadas con el cojinete, los motores usados son de tipo jaula de ardilla de inducción, trifásicos y bipolares.

Permeabilidad.- Se define como la capacidad que tiene una roca de permitir el flujo de fluidos a través de sus poros interconectados.

Presión.- El esfuerzo ejercido por un cuerpo sobre otro cuerpo, ya sea por peso (gravedad) o mediante el uso de fuerza. Se le mide como fuerza sobre área.

Prueba de restauración de presión o BUILD UP.- Es una prueba utilizada para determinar la presión en el estado transitorio. Básicamente, la prueba es realizada por un pozo productor a tasa constante por cierto tiempo, cerrando el pozo (usualmente en la superficie) permitiendo que la presión se restaure en el pozo, y recordando que la presión (usualmente hoyo a bajo) en el pozo es una función del tiempo. A partir de esa data, es frecuentemente posible estimar la permeabilidad de la formación, la presión del área de drenaje actual, caracterizar el daño o estimulación y las heterogeneidades del yacimiento o los límites.

Pozo.- Hoyo que ha sido completado apropiadamente con los aditamentos requeridos, para traer a la superficie la producción de gas y/o petróleo de un reservorio.

Pozos direccionales.- son pozos perforados con un ángulo de inclinación entre 7 – 60° respecto a la vertical. Con la finalidad de cubrir el área máxima de un yacimiento, o en ocasiones abandonar el agujero original.

Pozos horizontales.- son pozos perforados horizontalmente, o paralelos a los planos de buzamiento en las zonas productoras, ya sea para limitar la producción de fluidos no deseados, maximizar la producción, o penetrar fracturas verticales.

Pozos verticales.- son todos aquellos pozos perforados con un ángulo de inclinación entre 0 y 7° respecto a la vertical y perpendicularmente a un plano horizontal del yacimiento.

Protector.- Este elemento se encuentra entre el motor y la bomba, impide el ingreso de fluido del yacimiento al motor e iguala las presiones del yacimiento con la del aceite mineral del motor.

Reservas probables.- su probabilidad de recuperación es menor al de las reservas probadas, cuantificando se traduce en un 50% de probabilidades de ser extraídas.

Reservas probadas.- son las de mayor certeza de recuperación su probabilidad es del 90%.

Reservas posibles.- son las de menor certeza de recuperación su probabilidad es de tan solo 10% de recuperación.

Sensor.- Está ubicado al fondo del aparejo, su función es medir parámetros de presión y temperatura, los cuales son enviados mediante señales a superficie.

Separador de gas.- elimina la mayor cantidad de gas en el ingreso a la bomba mediante un proceso de centrifugación el gas se queda en el centro y el líquido va hacia los extremos.

Tanques de almacenamiento.- Contiene el fluido motriz, su funcionamiento es independiente al de la estación de producción y además debe contar con su propio sistema de limpieza y remoción de sólidos.

W.T.I.- West Texas Intermediate Crude Oil, crudo cuyo precio es el principal referente para el comercio o intercambio de otros petróleos en los Estados Unidos de América y países del cono sur.

Válvula de control.- es una válvula de control de presión constante, regula la presión en un lado común del fluido, y rige la cantidad de mismo necesario para cada pozo.

Variador de frecuencia.- permite variar la frecuencia que va hacia el motor, modificando su velocidad y rendimiento; variando el caudal de trabajo.

Yacimiento (Reservorio).- Acumulación de petróleo y/o gas en roca porosa tal como arenisca. Un yacimiento petrolero normalmente contiene tres fluidos (petróleo, gas y agua) que se separan en secciones distintas debido a sus gravedades variantes. El gas siendo el más ligero ocupa la parte superior del yacimiento, el petróleo la parte intermedia y el agua la parte inferior.

ANEXOS

ANEXO No 1
TOPES Y BASES DE LAS ARENAS POR POZO

ANEXO 1 TOPES Y BASES DE LAS FORMACIONES DEL CAMPO

CONONACO

	CON - 01A			CON - 02A			CON - 03A		
YACIMIENTO	TOPE	BASE	ESPESOR	TOPE	BASE	ESPESOR	TOPE	BASE	ESPESOR
U SUPERIOR	10141	10163	22	9821	9841	20	9725,5	9742	16,5
U INFERIOR	10190,5	10308	117,5	9870	9995	125	9773	9900	127
T SUPERIOR	10366	10457	91	10057	10143	86	9953	10053	100
T INFERIOR	10457	10515	58	10143	10197	54	10053	10116	63
H SUPERIOR	10634	10693	59	10308	10369	61	10207	10264	57
H INFERIOR	10693	11230	537	10369	10408,5	39,5	10264	10329	65

	CON - 04A			CON - 05A			CON - 06A		
YACIMIENTO	TOPE	BASE	ESPESOR	TOPE	BASE	ESPESOR	TOPE	BASE	ESPESOR
U SUPERIOR	9917	9959,5	42,5	9763	9784	21	10171,5	10195	23,5
U INFERIOR	9962,5	10086	123,5	9826,5	9937	110,5	10224	10352	128
T SUPERIOR	10133,5	10228	94,5	9999	10083,5	84,5	10417,5	10509,5	92
T INFERIOR	10228	10322	94	10083,5	10127	43,5	10510	10561	51
H SUPERIOR	10419	10502	83	10242	10289	47	10668	10725,5	57,5
H INFERIOR	10502	10872	370	10289	10414	125	10726	10768,5	42,5

	CON - 07A			CON - 08A			CON - 09A		
YACIMIENTO	TOPE	BASE	ESPESOR	TOPE	BASE	ESPESOR	TOPE	BASE	ESPESOR
U SUPERIOR	10136	10157	21	9788,5	9810	21,5	9787	9809	22
U INFERIOR	10190	10310	120	9837	9955	118	9833	9966	133
T SUPERIOR	10367	10463	96	10011	10099,5	88,5	10014	10113	99
T INFERIOR	10463	10510	47	10099,5	10165	65,5	10113	10190	77
H SUPERIOR	10610	10652	42	10270	10324	54	10274	10341	67
H INFERIOR	10652	10755	103	10324	10392,5	68,5	10341	10396	55

	CON - 10A			CON - 11A			CON - 12A		
YACIMIENTO	TOPE	BASE	ESPESOR	TOPE	BASE	ESPESOR	TOPE	BASE	ESPESOR
U SUPERIOR	9773	9795	22	10216	10231	15	10206	10225	19
U INFERIOR	9820	9946	126	10262	10397	135	10255,5	10373	117,5
T SUPERIOR	10000	10113	113	10456,5	10540	83,5	10450,5	10512	61,5
T INFERIOR	10113	10170	57	10540	10604	64	10512	10570	58
H SUPERIOR	10246	10290	44	10692	10728	36	10686	10741	55
H INFERIOR	10290	10360	70	10728	10793	65	10741	10920	179

	CON - 13A			CON - 14A			CON - 15A		
YACIMIENTO	TOPE	BASE	ESPESOR	TOPE	BASE	ESPESOR	TOPE	BASE	ESPESOR
U SUPERIOR	10189	10208	19	10122	10135	13	9761	9828	66,48
U INFERIOR	10250	10365	115	10165	10300	135	9828	9869	41,18
T SUPERIOR	10425	10490	65	10358	10438	80	9993	10081	88,02
T INFERIOR	10490	10555	65	10438	10496	58	10081	10138	56,8
H SUPERIOR	10672	10710	38	10604	10650	46	10249	10270	21,4
H INFERIOR	10710	10840	130	10650	10891,5	241,5	10270	10482	212

	CON - 16A			CON - 17A			CON - 18A		
YACIMIENTO	TOPE	BASE	ESPESOR	TOPE	BASE	ESPESOR	TOPE	BASE	ESPESOR
U SUPERIOR	9783	9808	25	9790,5	9810	19,5	9789,5	9803	13,5
U INFERIOR	9835,5	9954	118,5	9836	9960	124	9836	9960	124
T SUPERIOR	10012	10119,5	107,5	10034	10135	101	10012	10129,5	117,5
T INFERIOR	10119,5	10155	35,5	10135	10194	59	10129,5	10188	58,5
H SUPERIOR	10265	10310	45	10268	10342	74	10262	10335,5	73,5
H INFERIOR	10310	10463	153	10342	10554	212	10335,5	10538	202,5

ANEXO 1 CONTINUACIÓN

	CON - 19A			CON - 20A			CON - 21A		
YACIMIENTO	TOPE	BASE	ESPESOR	TOPE	BASE	ESPESOR	TOPE	BASE	ESPESOR
U SUPERIOR	9821	9847	26	10106	10130	24	10089	10110	21
U INFERIOR	9896	9993	97	10161	10276	115	10140,5	10258	117,5
T SUPERIOR	10048	10110	62	10336	10429,5	93,5	10314,5	10412	97,5
T INFERIOR	10130	10187	57	10429,5	10472	42,5	10412	10460	48
H SUPERIOR	10302	10350	48	10579	10622	43	10573,5	10622	48,5
H INFERIOR	10350	10487	137	10622	10940	318	10622	10945	323

	CON - 22A			CON - 23A			CON - 24A		
YACIMIENTO	TOPE	BASE	ESPESOR	TOPE	BASE	ESPESOR	TOPE	BASE	ESPESOR
U SUPERIOR			0	9820,5	9840	19,5	10139	10160	21
U INFERIOR			0	9868	9982	114	10195	10288	93
T SUPERIOR	10115	10210	95	10040	10135,5	95,5	10347	10434	87
T INFERIOR	10210	10258	48	10135,5	10204	68,5	10434	10507	73
H SUPERIOR	10372	10424	52	10307	10375	68	10610	10668	58
H INFERIOR	10424	10610	186	10375	10576	201	10668	10839,5	171,5

	CON - 25A			CON - 26A			CON - 27A		
YACIMIENTO	TOPE	BASE	ESPESOR	TOPE	BASE	ESPESOR	TOPE	BASE	ESPESOR
U SUPERIOR	10127	10155	28	10166	10184	18	9866	9880	14
U INFERIOR	10187,5	10287,5	100	10223	10328	105	9914,5	10012	97,5
T SUPERIOR	10341,5	10423	81,5	10390	10500	110	10073,5	10162	88,5
T INFERIOR	10423	10492	69	10500	10556	56	10162	10258	96
H SUPERIOR	10607	10660	53	10651	10710	59	10336	10414	78
H INFERIOR	10660	10829	169	10710	10835	125	10414	10550	136

	CON - 28A			CON - 29A			CON - 30D		
YACIMIENTO	TOPE	BASE	ESPESOR	TOPE	BASE	ESPESOR	TOPE	BASE	ESPESOR
U SUPERIOR	9875	9896	21	9776,85	9850,95	74,1	10323	10392,5	69,5
U INFERIOR	9932	10042,5	110,5	9850,95	9875,67	24,72	10393	10500	107
T SUPERIOR	10114,5	10198	83,5	9997,57	10072,3	74,73	10552,75	10637,75	85
T INFERIOR	10198	10274	76	10072,3	10140,8	68,5	10637,75	10711,75	74
H SUPERIOR	10369	10434,5	65,5	10268,7	10300,4	31,7	10830	10860,25	30,25
H INFERIOR	10434,5	10674	239,5	10300,4	10546	245,6	10860,25	11133,25	273

	CON - 31A			CON - 32A			CON - 33A		
YACIMIENTO	TOPE	BASE	ESPESOR	TOPE	BASE	ESPESOR	TOPE	BASE	ESPESOR
U SUPERIOR	9953	9973	20	10074	10099	25	10125	10157	32
U INFERIOR	9998,5	10118	119,5	10129	10248	119	10191	10297,5	106,5
T SUPERIOR	10182	10300	118	10300	10396,5	96,5	10353,5	10427	73,5
T INFERIOR	10300	10348	48	10396,5	10472	75,5	10427	10524	97
H SUPERIOR	10446,5	10510	63,5	10570	10619,5	49,5	10607	10667	60
H INFERIOR	10510	10669,5	159,5	10619,5	10875	255,5	10667	10860	193

	CON - 34A			CON - 35A			CON - 36D		
YACIMIENTO	TOPE	BASE	ESPESOR	TOPE	BASE	ESPESOR	TOPE	BASE	ESPESOR
U SUPERIOR	9840	9868	28	10144,6	10204,6	60	10361,5	10425	63,5
U INFERIOR	9888	9993	105	10204,6	10238	33,4	10425	10463	38
T SUPERIOR	10056	10145	89	10364,5	10441,7	77,2	10609	10666	57
T INFERIOR	10145	10233	88	10441,7	10524,8	83,1	10666	10726	60
H SUPERIOR	10324	10399	75	10649,7	10698	48,3	10862	10873	11
H INFERIOR	10399	10626	227	10698	10875	177	10873	11089	216

ANEXO 1 CONTINUACIÓN

CON - 46D				CON - 47D			CON - 48D		
YACIMIENTO	TOPE	BASE	ESPESOR	TOPE	BASE	ESPESOR	TOPE	BASE	ESPESOR
U SUPERIOR	10494	10563	69	10450	10503	53	10677	10735,75	58,75
U INFERIOR	10563,3	10602	38,7	10503	10543	40	10736	10773,75	37,75
T SUPERIOR	10728,4	10813	84,6	10677	10752	75	10900	10985,75	85,75
T INFERIOR	10813,2	10848	34,8	10752	10830	78	10985,75	11067,25	81,5
H SUPERIOR	11005	11033	28	10959	10998	39	11185,75	11210,75	25
H INFERIOR	11033,2	11240	206,8	10998	11168	170	11210,75	11366	155,25

CON - 51D			
YACIMIENTO	TOPE	BASE	ESPESOR
U SUPERIOR	11087	11140,25	53,25
U INFERIOR	11140,25	11168	27,75
T SUPERIOR	11309	11385	76
T INFERIOR	11385	11476,25	91,25
H SUPERIOR	11594	11629	35
H INFERIOR	11629	11786	157

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

ANEXO No 2
COMPENDIO DEL ANÁLISIS PETROFÍSICO POR POZO

ANEXO 2 ANALISIS PETROFISICO CAMPO CONONACO

	Zone Name	Net	N/G	Av Phi	Av Sw	Av Vcl	Phi*H	PhiSo*H
CON-01	U SUPERIOR	3,5	0,163	0,122	0,244	0,18	0,43	0,32
	U INFERIOR	16,5	0,14	0,154	0,269	0,269	2,54	1,85
	T SUPERIOR	40,25	0,455	0,122	0,535	0,248	4,9	2,28
	T INFERIOR	19,25	0,294	0,143	0,258	0,275	2,75	2,04
	H SUPERIOR	13,5	0,25	0,133	0,317	0,184	1,79	1,22
	H INFERIOR	42.50	0,62	0,169	0,116	0,162	7,18	6,35
CON-02	U SUPERIOR	4,5	0,225	0,16	0,459	0,134	0,72	0,39
	U INFERIOR	14,5	0,116	0,208	0,393	0,221	3,01	1,83
	T SUPERIOR	22	0,256	0,182	0,383	0,276	4	2,47
	T INFERIOR	37,5	0,694	0,151	0,262	0,159	5,66	4,18
	H SUPERIOR	8	0,131	0,167	0,318	0,195	1,34	0,91
	H INFERIOR	36	0,911	0,2	0,103	0,113	7,19	6,45
CON-03	U SUPERIOR	4,75	0,288	0,151	0,232	0,2	0,72	0,55
	U INFERIOR	69,5	0,547	0,23	0,642	0,295	16,01	5,74
	T SUPERIOR	47,5	0,475	0,132	0,524	0,301	6,26	2,98
	T INFERIOR	17	0,27	0,13	0,268	0,205	2,21	1,62
	H SUPERIOR	16	0,281	0,164	0,322	0,207	2,62	1,78
	H INFERIOR	61.50	0,946	0,141	0,184	0,215	8,7	7,1
CON-04	U SUPERIOR	19	0,447	0,276	0,832	0,284	5,25	0,88
	U INFERIOR	68,5	0,555	0,18	0,531	0,314	12,33	5,78
	T SUPERIOR	51,75	0,548	0,166	0,472	0,331	8,61	4,55
	T INFERIOR	51	0,543	0,125	0,227	0,243	6,38	4,94
	H SUPERIOR	18	0,217	0,161	0,25	0,227	2,91	2,18
	H INFERIOR	329.75	0,891	0,142	0,755	0,172	46,74	11,47
CON-05	U SUPERIOR	9,75	0,464	0,152	0,143	0,106	1,48	1,27
	U INFERIOR	21	0,19	0,123	0,246	0,204	2,59	1,95
	T SUPERIOR	26,25	0,311	0,163	0,407	0,234	4,29	2,54
	T INFERIOR	15,25	0,351	0,191	0,162	0,289	2,92	2,45
	H SUPERIOR	12	0,255	0,196	0,314	0,237	2,36	1,62
	H INFERIOR	77.50	0,62	0,131	0,209	0,208	10,15	8,02
CON-06	U SUPERIOR	10,25	0,436	0,156	0,179	0,203	1,6	1,31
	U INFERIOR	26,5	0,207	0,157	0,144	0,19	4,17	3,57
	T SUPERIOR	29,5	0,321	0,137	0,424	0,334	4,04	2,33
	T INFERIOR	8,5	0,167	0,13	0,34	0,291	1,11	0,73
	H SUPERIOR	15	0,261	0,138	0,363	0,225	2,07	1,32
	H INFERIOR	23.00	0,541	0,135	0,321	0,298	3,1	2,11

ANEXO 2 CONTINUACIÓN

	Zone Name	Net	N/G	Av Phi	Av Sw	Av Vcl	Phi*H	PhiSo*H
CON-07	U SUPERIOR	12	0,571	0,197	0,536	0,169	2,37	1,1
	U INFERIOR	53,75	0,448	0,223	0,845	0,311	11,97	1,85
	T SUPERIOR	54,75	0,57	0,145	0,394	0,33	7,94	4,81
	T INFERIOR	14	0,298	0,146	0,183	0,149	2,04	1,67
	H SUPERIOR	19,25	0,458	0,139	0,43	0,264	2,68	1,53
	H INFERIOR	64.25	0,624	0,166	0,138	0,181	10,69	9,22
CON-08	U SUPERIOR	3,5	0,163	0,122	0,244	0,18	0,43	0,32
	U INFERIOR	16,5	0,14	0,154	0,269	0,269	2,54	1,85
	T SUPERIOR	40,25	0,455	0,122	0,535	0,248	4,9	2,28
	T INFERIOR	19,25	0,294	0,143	0,258	0,275	2,75	2,04
	H SUPERIOR	13,5	0,25	0,133	0,317	0,184	1,79	1,22
	H INFERIOR	42.50	0,62	0,169	0,116	0,162	7,18	6,35
CON-09	U SUPERIOR	6,75	0,307	0,17	0,502	0,187	1,15	0,57
	U INFERIOR	105,25	0,791	0,265	0,719	0,192	27,94	7,86
	T SUPERIOR	63	0,636	0,219	0,74	0,194	13,83	3,59
	T INFERIOR	25	0,325	0,176	0,347	0,148	4,39	2,87
	H SUPERIOR	27	0,403	0,13	0,166	0,159	3,5	2,92
	H INFERIOR	38.00	0,691	0,15	0,127	0,263	5,71	4,98
CON-10	U SUPERIOR	6,5	0,295	0,28	0,193	0,166	1,82	1,47
	U INFERIOR	33,5	0,266	0,237	0,569	0,345	7,93	3,42
	T SUPERIOR	42	0,372	0,168	0,654	0,327	7,04	2,43
	T INFERIOR	7,75	0,136	0,157	0,453	0,201	1,22	0,67
	H SUPERIOR	9,75	0,222	0,126	0,403	0,208	1,23	0,73
	H INFERIOR	56.75	0,811	0,149	0,373	0,105	8,48	5,31
CON-11	U SUPERIOR	5	0,333	0,171	0,271	0,169	0,86	0,62
	U INFERIOR	40,25	0,298	0,166	0,323	0,3	6,67	4,52
	T SUPERIOR	29,75	0,356	0,155	0,484	0,246	4,61	2,38
	T INFERIOR	12,75	0,199	0,186	0,49	0,388	2,37	1,21
	H SUPERIOR	11,5	0,319	0,117	0,4	0,253	1,35	0,81
	H INFERIOR	16.00	0,246	0,179	0,095	0,04	2,87	2,6
CON-12B	U SUPERIOR	2,75	0,145	0,099	0,445	0,364	0,27	0,15
	U INFERIOR	53	0,451	0,205	0,63	0,323	10,87	4,02
	T SUPERIOR	40,5	0,659	0,203	0,42	0,298	8,21	4,76
	T INFERIOR	37,5	0,647	0,151	0,208	0,226	5,66	4,48
	H SUPERIOR	20	0,364	0,126	0,151	0,194	2,52	2,14
	H INFERIOR	135.50	0,757	0,187	0,455	0,157	25,33	13,81

ANEXO 2 CONTINUACIÓN

	Zone Name	Net	N/G	Av Phi	Av Sw	Av Vcl	Phi*H	PhiSo*H
CON-13	U SUPERIOR	2,75	0,145	0,099	0,445	0,364	0,27	0,15
	U INFERIOR	53	0,451	0,205	0,63	0,323	10,87	4,02
	T SUPERIOR	40,5	0,659	0,203	0,42	0,298	8,21	4,76
	T INFERIOR	37,5	0,647	0,151	0,208	0,226	5,66	4,48
	H SUPERIOR	20	0,364	0,126	0,151	0,194	2,52	2,14
	H INFERIOR	135.50	0,757	0,187	0,455	0,157	25,33	13,81
CON-14	U SUPERIOR	3	0,231	0,102	0,25	0,085	0,31	0,23
	U INFERIOR	73	0,541	0,158	0,512	0,293	11,5	5,61
	T SUPERIOR	36	0,45	0,146	0,475	0,22	5,26	2,76
	T INFERIOR	39,5	0,681	0,145	0,24	0,266	5,74	4,36
	H SUPERIOR	22	0,478	0,133	0,385	0,223	2,92	1,8
	H INFERIOR	234.00	0,969	0,187	0,542	0,1	43,83	20,07
CON-16	U SUPERIOR	7,5	0,3	0,223	0,16	0,289	1,67	1,41
	U INFEIROR	35,75	0,302	0,207	0,477	0,33	7,39	3,86
	T SUPERIOR	55,5	0,516	0,19	0,516	0,295	10,54	5,1
	T INFERIOR	13	0,366	0,152	0,258	0,374	1,98	1,47
	H SUPERIOR	30,25	0,672	0,15	0,445	0,294	4,54	2,52
	H INFERIOR	141,75	0,926	0,174	0,577	0,199	24,64	10,43
CON-17	U SUPERIOR	3,5	0,179	0,244	0,508	0,341	0,85	0,42
	U INFERIOR	68,75	0,554	0,233	0,655	0,321	16,01	5,52
	T SUPERIOR	53,75	0,532	0,206	0,654	0,304	11,1	3,84
	T INFERIOR	16,5	0,28	0,131	0,433	0,275	2,15	1,22
	H SUPERIOR	38	0,514	0,121	0,214	0,294	4,59	3,61
	H INFERIOR	202,5	0,955	0,151	0,554	0,133	30,66	13,67
CON-18	U SUPERIOR	0	0	---	---	---	---	---
	U INFERIOR	57	0,46	0,157	0,819	0,328	8,92	1,62
	T SUPERIOR	37,75	0,321	0,131	0,654	0,318	4,94	1,71
	T INFERIOR	17	0,291	0,157	0,365	0,279	2,67	1,7
	H SUPERIOR	28	0,381	0,135	0,317	0,203	3,79	2,59
	H INFERIOR	192.00	0,948	0,156	0,505	0,211	29,86	14,79
CON-19	U SUPERIOR	13,25	0,51	0,136	0,243	0,126	1,81	1,37
	U INFERIOR	48.25	0,497	0,148	0,744	0,218	7,14	1,83
	T SUPERIOR	41	0,661	0,133	0,551	0,23	5,47	2,46
	T INFERIOR	22	0,386	0,151	0,171	0,07	3,32	2,76
	H SUPERIOR	17	0,354	0,124	0,43	0,124	2,11	1,2
	H INFERIOR	115.50	0,843	0,167	0,179	0,093	19,28	15,84

ANEXO 2 CONTINUACIÓN

	Zone Name	Net	N/G	Av Phi	Av Sw	Av Vcl	Phi*H	PhiSo*H
CON-20	U SUPERIOR	13,75	0,573	0,13	0,199	0,194	1,79	1,44
	U INFERIOR	36,75	0,32	0,193	0,556	0,342	7,1	3,15
	T SUPERIOR	32,5	0,348	0,145	0,463	0,272	4,73	2,54
	T INFERIOR	24,75	0,582	0,192	0,188	0,153	4,76	3,87
	H SUPERIOR	15	0,349	0,113	0,343	0,25	1,69	1,11
	H INFERIOR	272.00	0,855	0,164	0,602	0,189	44,64	17,77
CON-21	U SUPERIOR	8,5	0,405	0,188	0,326	0,23	1,59	1,07
	U INFERIOR	58,75	0,5	0,215	0,57	0,287	12,66	5,45
	T SUPERIOR	60,25	0,618	0,23	0,63	0,28	13,88	5,14
	T INFERIOR	45	0,938	0,167	0,171	0,182	7,52	6,23
	H SUPERIOR	11	0,227	0,128	0,375	0,198	1,41	0,88
	H INFERIOR	248.50	0,769	0,151	0,523	0,146	37,44	17,86
CON-22	T SUPERIOR	0	0	---	---	---	---	---
	T INFERIOR	0	0	---	---	---	---	---
	H SUPERIOR	37,75	0,726	0,118	0,523	0,229	4,45	2,12
	H INFERIOR	172.25	0,926	0,154	0,563	0,111	26,46	11,56
CON-23	U SUPERIOR	2,75	0,141	0,214	0,399	0,28	0,59	0,35
	U INFERIOR	48,75	0,428	0,221	0,526	0,344	10,75	5,09
	T SUPERIOR	44,25	0,463	0,13	0,632	0,288	5,74	2,11
	T INFERIOR	59	0,861	0,135	0,264	0,291	7,96	5,86
	H SUPERIOR	35,5	0,522	0,132	0,308	0,227	4,69	3,24
	H INFERIOR	176.75	0,879	0,167	0,496	0,153	29,56	14,91
CON-24	U SUPERIOR	6,25	0,298	0,151	0,237	0,191	0,94	0,72
	U INFERIOR	38,5	0,414	0,165	0,579	0,337	6,36	2,68
	T SUPERIOR	40,5	0,466	0,183	0,555	0,235	7,41	3,3
	T INFERIOR	44	0,603	0,172	0,172	0,266	7,56	6,26
	H SUPERIOR	28	0,483	0,128	0,212	0,191	3,6	2,83
	H INFERIOR	137.50	0,802	0,162	0,39	0,123	22,31	13,6
CON-25	U SUPERIOR	13,75	0,491	0,159	0,182	0,166	2,18	1,78
	U INFERIOR	36	0,36	0,124	0,596	0,364	4,45	1,8
	T SUPERIOR	43,5	0,534	0,124	0,788	0,241	5,39	1,14
	T INFERIOR	33	0,478	0,132	0,351	0,227	4,35	2,82
	H SUPERIOR	23	0,434	0,114	0,482	0,175	2,63	1,36
	H INFERIOR	157.00	0,929	0,193	0,555	0,115	30,33	13,5
CON-26	U SUPERIOR	5,5	0,306	0,163	0,244	0,168	0,9	0,68
	U INFERIOR	56	0,533	0,251	0,586	0,27	14,08	5,83
	T SUPERIOR	62,5	0,568	0,254	0,682	0,29	15,9	5,05
	T INFERIOR	45,75	0,817	0,163	0,326	0,23	7,46	5,03
	H SUPERIOR	22	0,373	0,139	0,347	0,269	3,05	1,99
	H INFERIOR	116,25	0,93	0,156	0,825	0,107	18,19	3,18

ANEXO 2 CONTINUACIÓN

	Zone Name	Net	N/G	Av Phi	Av Sw	Av Vcl	Phi*H	PhiSo*H
CON-27	U SUPERIOR	0,25	0,018	0,131	0,505	0,036	0,03	0,02
	U INFERIOR	6	0,062	0,162	0,203	0,046	0,97	0,77
	T SUPERIOR	64,75	0,732	0,18	0,567	0,222	11,65	5,05
	T INFERIOR	56,5	0,589	0,184	0,24	0,227	10,4	7,9
	H SUPERIOR	59	0,756	0,126	0,349	0,274	7,44	4,85
	H INFERIOR	133,5	0,982	0,223	0,688	0,061	29,75	9,27
CON-28	U SUPERIOR	4,75	0,226	0,148	0,396	0,194	0,7	0,42
	U INFERIOR	60,25	0,545	0,195	0,568	0,228	11,72	5,07
	T SUPERIOR	48	0,575	0,133	0,752	0,233	6,38	1,58
	T INFERIOR	46,5	0,612	0,127	0,351	0,252	5,89	3,82
	H SUPERIOR	24	0,366	0,127	0,242	0,164	3,05	2,31
	H INFERIOR	210,5	0,879	0,163	0,557	0,17	34,27	15,19
CON-30D	U SUPERIOR	15,25	0,219	0,14	0,385	0,356	2,14	1,32
	U INFERIOR	4,5	0,042	0,117	0,188	0,13	0,53	0,43
	T SUPERIOR	26,75	0,315	0,122	0,453	0,212	3,27	1,79
	T INFERIOR	56,25	0,76	0,139	0,14	0,246	7,81	6,71
	H SUPERIOR	11,88	0,393	0,129	0,498	0,246	1,53	0,77
	H INFERIOR	194.88	0,714	0,168	0,654	0,19	32,8	11,33
CON-31	U SUPERIOR	7,5	0,375	0,176	0,232	0,253	1,32	1,02
	U INFERIOR	52,25	0,437	0,196	0,29	0,349	10,25	7,29
	T SUPERIOR	58,25	0,494	0,131	0,431	0,284	7,63	4,34
	T INFERIOR	38,75	0,807	0,146	0,287	0,21	5,65	4,03
	H SUPERIOR	14	0,22	0,122	0,269	0,295	1,71	1,25
	H INFERIOR	53.00	0,332	0,142	0,429	0,18	7,52	4,3
CON-32	U SUPERIOR	10,75	0,43	0,146	0,221	0,135	1,57	1,22
	U INFERIOR	28,25	0,237	0,141	0,253	0,262	3,98	2,98
	T SUPERIOR	70,75	0,733	0,131	0,596	0,228	9,29	3,75
	T INFERIOR	52,25	0,692	0,167	0,171	0,122	8,73	7,24
	H SUPERIOR	21	0,424	0,132	0,343	0,174	2,78	1,83
	H INFERIOR	237	0,928	0,183	0,658	0,15	43,32	14,79
CON-33	U SUPERIOR	18,5	0,578	0,135	0,146	0,17	2,5	2,14
	U INFERIOR	35,5	0,333	0,194	0,628	0,331	6,9	2,57
	T SUPERIOR	32,5	0,442	0,163	0,691	0,184	5,31	1,64
	T INFERIOR	34,5	0,356	0,146	0,264	0,244	5,04	3,71
	H SUPERIOR	25,5	0,425	0,124	0,222	0,305	3,16	2,46
	H INFERIOR	185.00	0,959	0,149	0,633	0,112	27,52	10,1

ANEXO 2 CONTINUACIÓN

	Zone Name	Net	N/G	Av Phi	Av Sw	Av Vcl	Phi*H	PhiSo*H
CON-34	U SUPERIOR	16	0,571	0,184	0,328	0,276	2,95	1,98
	U INFERIOR	43	0,41	0,182	0,674	0,311	7,85	2,56
	T SUPERIOR	57,25	0,643	0,157	0,161	0,295	9,01	7,56
	T INFERIOR	34,5	0,392	0,172	0,174	0,29	5,94	4,9
	H SUPERIOR	37	0,493	0,137	0,125	0,304	5,07	4,44
	H INFERIOR	184,25	0,988	0,158	0,68	0,173	29,1	9,32
CON-36D	BASAL TENA	0	0	---	---	---	---	---
	U SUPERIOR	29	0,457	0,161	0,584	0,35	4,66	1,94
	U INFERIOR	20,25	0,533	0,117	0,234	0,308	2,38	1,82
	T SUPERIOR	12	0,211	0,109	0,461	0,274	1,31	0,71
	T INFERIOR	37	0,617	0,139	0,16	0,106	5,14	4,32
	H SUPERIOR	2	0,182	0,093	0,486	0,174	0,19	0,1
H INFERIOR	129.50	0,6	0,153	0,75	0,138	19,85	4,96	
CON-47D	BASAL TENA	9	0,429	0,112	0,548	0,443	1,01	0,46
	U SUPERIOR	16	0,302	0,129	0,533	0,362	2,06	0,96
	U INFERIOR	29,5	0,738	0,148	0,12	0,234	4,35	3,83
	T SUPERIOR	48	0,64	0,14	0,555	0,277	6,71	2,98
	T INFERIOR	55,5	0,712	0,127	0,228	0,289	7,05	5,44
	H SUPERIOR	17	0,436	0,111	0,443	0,137	1,88	1,05
H INFERIOR	91.00	0,535	0,138	0,612	0,234	12,53	4,87	
CON-48D	BASAL TENA	1,75	0,179	0,132	0,628	0,352	0,23	0,09
	U SUPERIOR	29	0,494	0,148	0,397	0,232	4,29	2,59
	U INFERIOR	11,88	0,315	0,171	0,184	0,234	2,03	1,66
	T SUPERIOR	43,38	0,51	0,189	0,472	0,22	8,18	4,32
	T INFERIOR	73,75	0,905	0,148	0,216	0,219	10,91	8,56
	H SUPERIOR	11	0,44	0,11	0,452	0,261	1,21	0,66
H INFERIOR	94.75	0,61	0,163	0,756	0,134	15,45	3,78	
CON-51D	BASAL TENA	0	0	---	---	---	---	---
	U SUPERIOR	19,5	0,366	0,124	0,354	0,241	2,41	1,56
	U INFERIOR	1,5	0,054	0,1	0,364	0,406	0,15	0,1
	T SUPERIOR	33,75	0,444	0,131	0,664	0,306	4,41	1,48
	T INFERIOR	50,25	0,551	0,148	0,197	0,24	7,42	5,96
	H SUPERIOR	12	0,343	0,127	0,495	0,235	1,52	0,77
H INFERIOR	62.50	0,398	0,145	0,626	0,12	9,09	3,4	

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

ANEXO No 3
HISTORIAL DE WORKOVER

ANEXO 3 HISTORIAL DE REACONDICIONAMIENTO DEL CAMPO CONONACO

Cononaco 01 (completado el 12 de Diciembre de 1972)									
w.o.	FECHA	OPERACIÓN	BPPD ant.	BPPD des.	BSW	ZONA	MÉTODO	RESULTADO	
C&PI	09/12/1972	Completación y pruebas iniciales	0	1341	0,01	H	PPH	satisfactorio	
1	30/10/1984	Cementación forzada a la arena H, repunzona y bajar completación para PPF	1122	2226	0,01	Hi	PPF	satisfactorio	
2	31/07/1993	Cambiar tipo de levantamiento de PPF a PPS	1128	2037	0,28	Hi	PPS	satisfactorio	
3	11/01/1995	Repara BES, evalúa Hi y rediseña BES	683	2014	0,33	Hi	PPS	satisfactorio	
4	15/10/1996	Repara BES, evalúa Hi y rediseña BES	0	610	0,6	Hi	PPS	satisfactorio	
5	24/07/2000	Repara BES, realiza tratamiento antiescala y evalúa Hi	515	935	0,7	Hi	PPS	satisfactorio	
6	13/12/2001	Repara BES	BES-OFF	730	0,75	Hi	PPS	satisfactorio	
7	27/07/2003	Repara BES	-	-	0,75	Hi	PPS	satisfactorio	
8	10/10/2005	Realizar SQZ a Hollín inferior, repunzonar, evaluar y rediseñar BES.	-	-	0,55	Hi	PPS	satisfactorio	
9	17/02/2011	Cambio de completación BES por comunicación TBG-CSG	271	190	0,75	Hi	PPS	no satisfactorio	
Cononaco 02 (completado el 11 de enero de 1984)									
C&PI	27/12/1983	Completación y pruebas iniciales	0	5915	0,01	H	PPF	satisfactorio	
1	08/12/2000	Aísla Hi con CIBP, repunzona Hs, evalúa y bajar completación para PPF	123	328	0,055	Hs	PPH	satisfactorio	
2	02/10/2003	Cementación forzada a la arena H, repunzona y bajar completación para PPH	31	1	0,335	Hs	PPH	satisfactorio	
3	05/09/2005	Cambiar BHA por obstrucción del safety joint, repunzona Hs, dispara U y T y; evalúa Hs, T y U.	120	108	0,95	Hs	PPH	no satisfactorio	
4	20/09/2008	Fractura arena T, evalúa y bajar BES	312	202	1	T	PPS	satisfactorio	
5	16/09/2009	Reparar equipo BES	128	122	0,08	T	PPS	exitoso	
6	28/07/2010	Estimular arena T, evaluar con BUP, diseñar y bajar completación	110	124	0,24	T	PPS	exitoso	
Cononaco 03 (completado el 21 de marzo de 1984)									
C&PI	22/03/1984	Completación y pruebas iniciales	0	4914	0	Hi	PPF	satisfactorio	
1	02/09/2000	Cementación forzada a la arena Hi, repunzona Hi y bajar BES	113	1107	0,4	Hi	PPS	satisfactorio	
2	16/07/2001	Repara BES	806	795	0,48	Hi	PPS	satisfactorio	
3	21/11/2003	Repara BES	582	609	0,5	Hi	PPS	satisfactorio	
4	17/08/2007	Cambia completación por comunicación TUB-CSG, evalúa y rediseña BES	-	300	0,68	Hi	PPS	satisfactorio	
5	10/02/2009	Repara BES	BES-OFF	-	-	Hi	PPS	satisfactorio	
6	25/05/2009	Cambio y rediseño de BES	BES-OFF	433	0,7	Hi	PPS	satisfactorio	

ANEXO 3 CONTINUACIÓN

Cononaco 04 (completado el 28 de agosto de 1984)									
w.o.	FECHA	OPERACIÓN	BPPD ant.	BPPD des.	BSW	ZONA	MÉTODO	RESULTADO	
C&PI	26/05/1984	Completación y pruebas iniciales	0	574	0,01	Hs	PPF	satisfactorio	
1	09/08/1984	Cementación forzada a la arena H y Bajar BES	113	1274	0,003	Hs	PPS	satisfactorio	
2	12/06/1985	Estimula con ácido, realiza tratamiento antiescala, evalúa y rediseña BES	235	910	0,035	Hs	PPS	satisfactorio	
3	19/11/1985	Repara BES	BES-OFF	967	0,024	Hs	PPS	satisfactorio	
4	19/01/1986	Repara BES	BES-OFF	1213	0,028	Hs	PPS	satisfactorio	
5	02/02/1991	Evalúa Hs y rediseña BES	BES-OFF	1057	0,06	Hs	PPS	satisfactorio	
6	06/03/1992	Repara BES y tratamiento antiescala	BES-OFF	983	0,08	Hs	PPS	satisfactorio	
7	13/05/1996	Evalúa Hs con B'UP y rediseña BES	BES-OFF	533	0,25	Hs	PPS	satisfactorio	
8	04/04/1997	Repara BES	BES-OFF	446	0,3	Hs	PPS	satisfactorio	
9	27/02/1998	Evalúa Hs, realiza tratamiento antiescala y rediseña BES	BES-OFF	458	0,08	Hs	PPS	satisfactorio	
10	25/07/2001	Repara BES	BES-OFF	458	0,08	Hs	PPS	satisfactorio	
11	29/11/2010	Reparar BES, estimular Hi con solventes y rediseñar BES	BES-OFF	271	0,3	Hs	PPS	satisfactorio	
Cononaco 05 (completado el 15 de febrero de 1994)									
C&PI	13/02/1994	Completación y pruebas iniciales	0	1994	0,38	Hi	PPF	satisfactorio	
1	14/02/1996	Cementación forzada a la arena H, repunzona y evalúa	182	1002	0,16	H	PPF	satisfactorio	
2	03/07/1996	Cementación forzada a la arena H, repunzona y bajar BES	73	742	0,58	H	PPS	satisfactorio	
3	16/05/1998	Aísla H con CIBP, repunzona, evalúa y rediseña BES	BES-OFF	491	0,25	H	PPS	satisfactorio	
4	31/08/1999	Cambia completación por hueco en tubería, realiza tratamiento antiincrustante, repunzona H y evalúa	BES-OFF	166	0,85	Hi	PPS	satisfactorio	
5	09/08/2002	Completa para pozo reinjector y evalúa Ui	CERRADO	604	0,05	Ui	PPS	satisfactorio	
6	11/11/2002	Rediseña BES	BES-OFF	280	0,18	Ui	PPS	satisfactorio	
7	07/08/2004	Repara BES, evaluar y rediseñar BES	BES-OFF	0	1	Ui	PPS	no exitoso	
8	22/03/2008	Cambio de completación a reinjector	0	280	0,18	Ui	PPS	satisfactorio	
Cononaco 06 (completado el 26 de mayo de 1984)									
C&PI	27/05/1984	Completación y pruebas iniciales	0	936	1	U + G	PPF	satisfactorio	
1	04/12/1985	Evalúa arenas U y G; y repara BES	270	576	1	U + G	PPS	satisfactorio	
2	26/01/1986	Repara BES	BES-OFF	479	0,11	U + G	PPS	satisfactorio	
3	25/06/1986	Repara BES	BES-OFF	435	0,02	U + G	PPS	satisfactorio	

ANEXO 3 CONTINUACIÓN

w.o.	FECHA	OPERACIÓN	BPPD ant.	BPPD des.	BSW	ZONA	MÉTODO	RESULTADO
4	16/11/1987	Repara BES	BES-OFF	324	0,075	U + G	PPS	satisfactorio
5	06/08/1992	Recupera BES y bajan completación para PPH	BES-OFF	468	0,024	U	PPH	satisfactorio
6	24/10/1992	Baja BES y evalúa G-2	BES-OFF	161	0,25	U	PPS	satisfactorio
7	10/02/1993	Repara BES	BES-OFF	253	0,022	U	PPS	satisfactorio
8	22/07/1994	Repara BES	BES-OFF	296	0,24	U	PPS	satisfactorio
9	04/10/2004	Repara BES	BES-OFF	444	0,06	U	PPS	satisfactorio
10	03/10/2007	Repara BES, evaluar U, toma B'UP y rediseña BES	BES-OFF	171	0,58	U	PPS	satisfactorio
Cononaco 07 (completado el 14 de mayo de 1984)								
C&PI	09/01/2006	Completación y pruebas iniciales	0	5403	0,4	H	PPF	satisfactorio
1	02/11/1994	Cementación forzada a la arena H, repunzona y cambia completación por hueco en tubería	810	1563	0,3	H	PPF	satisfactorio
2	15/05/2003	Cementación forzada a la arena H, repunzona y evalúa con B'UP	-	1170	0,08	H	PPF	satisfactorio
3	02/03/2004	Repara BES	BES-OFF	562	0,15	Hs + Hi	PPS	satisfactorio
4	03/03/2004	Repara BES, evalúa H y rediseña BES	BES-OFF	551	0,18	Hs + Hi	PPS	satisfactorio
5	16/11/2004	Repara BES	BES-OFF	0	1	Hs + Hi	PPS	no exitoso
6	03/08/2005	Repara BES	268	259	0,6	Hs + Hi	PPS	satisfactorio
7	22/01/2006	Repara BES, repunzona H, evalúa y rediseña BES	BES-OFF	518	0,2	Hs + Hi	PPS	satisfactorio
8	25/06/2007	Repara BES	BES-OFF	207	0,56	Hs + Hi	PPS	satisfactorio
9	13/12/2008	Repara BES	BES-OFF	156	0,6	Hs + Hi	PPS	satisfactorio
10	24/09/2009	Repara BES	BES-OFF	97	0,6	Hs + Hi	PPS	satisfactorio
11	24/07/2011	Repunzonar	-	0	1	Hs + Hi	PPS	no exitoso
Cononaco 08 (completado el 4 de julio de 1994)								
C&PI	05/07/1984	Completación y pruebas iniciales	0	5323	0	Hi	PPF	satisfactorio
1	24/11/1994	Baja BES	276	615	0,5	Hi	PPS	satisfactorio
2	14/03/2000	Punzona Hs, evalúa con B'UP y rediseña BES	BES-OFF	1068	0,04	Hs	PPS	satisfactorio
3	28/05/2001	Evalúa Hs con B'UP y rediseña BES	662	995	0,25	Hs	PPS	satisfactorio
4	19/03/2003	Repara BES	BES-OFF	1070	0,02	Hs	PPS	satisfactorio
5	23/06/2004	Repara BES	BES-OFF	720	0,1	Hs	PPS	satisfactorio
6	19/05/2006	Cambio completación por comunicación tbg-csg, repunzona Hs, evalúa y rediseño BES	BES-OFF	851	0,24	Hs	PPS	satisfactorio

ANEXO 3 CONTINUACIÓN

w.o.	FECHA	OPERACIÓN	BPPD ant.	BPPD des.	BSW	ZONA	MÉTODO	RESULTADO
7	05/02/2008	Cambio completación por comunicación tbg-csg	286	564	0,3	Hs	PPS	satisfactorio
8	05/12/2008	Reparar equipo BES	463	513	0,3	Hs	PPS	satisfactorio
Cononaco 09 (completado el 8 de Octubre de 1984)								
C&PI	09/11/1984	Completación y pruebas iniciales	0	1800	0,003	Hi	PPF	satisfactorio
1	22/10/1984	Repunzonar Hi, evalúa, redispara Hs y evalúan zonas.	1356	1800	0,003	Hi	PPF	satisfactorio
2	31/01/1987	Cementación forzada a la arena H, repunzona y evalúan con B'UP	548	1135	0,06	Hs + Hi	PPF	satisfactorio
3	05/05/1993	Asentar CIBP y baja BES	393	873	0,1	Hs	PPS	satisfactorio
4	21/12/1994	Repunzona Hs, rediseñar la BES y evalúa	22	548	0,55	Hs	PPS	satisfactorio
5	06/01/1996	Repara BES, evalúa Hs, realiza tratamiento antiescala y rediseñar BES	BES-OFF	657	0,55	Hs	PPS	satisfactorio
6	12/12/1999	Cambia completación por hueco en tubería, evalúa Hs y rediseñar BES	BES-OFF	596	0,6	Hs	PPS	satisfactorio
7	01/06/2001	Repara BES	BES-OFF	444	0,7	Hs	PPS	satisfactorio
8	21/12/2002	Cementación forzada a la arena Hs, repunzona Hs, dispara T y U; y evalúa	BES-OFF	772	0,01	U	PPS	satisfactorio
9	17/10/2003	Repara BES	BES-OFF	743	0,01	U	PPS	satisfactorio
10	29/01/2007	Repunzona U, evalúa, realiza estimulación matricial y rediseñar BES.	BES-OFF	391	0,03	U	PPS	satisfactorio
11	30/05/2007	Cambio completación por comunicación tbg-csg	-	-	-	U	PPS	satisfactorio
12	12/03/2008	Repara BES	BES-OFF	250	0,09	U	PPS	satisfactorio
13	02/08/2009	Realizar estimulación matricial, evalúa U y rediseñar BES.	BES-OFF	218	0,2	U	PPS	satisfactorio
14	17/03/2010	Cambio completación por comunicación tbg-csg	188	263	0,2	U	PPS	satisfactorio
Cononaco 10 (completado el 5 de Enero de 1985)								
C&PI	06/01/1985	Completación y pruebas iniciales	0	4811	0,004	H	PPF	satisfactorio
1	15/09/1989	Cementación forzada a la arena H, evalúan con B'UP y baja BES	738	861	0,002	H	PPS	satisfactorio
2	31/10/1989	Repara BES	230	1009	0,12	H	PPS	satisfactorio
3	22/11/1991	Cementación forzada a la arena H, repunzona y evalúa	576	923	0,1	Hi	PPS	satisfactorio
4	08/08/1992	Evalúan y rediseño BES	194	318	0,12	H	PPS	satisfactorio
5	15/09/1993	Evalúan y rediseño BES	BES OFF	565	0,381	H	PPS	satisfactorio
6	06/06/1994	Repunzonar H, evalúa y rediseñar BES.	BES OFF	351	0,17	H	PPS	satisfactorio
7	14/08/1996	Rediseño BES	ABANDONO	-	-	H	PPS	satisfactorio
8	01/02/1998	Repunzonar, evalúa y rediseño BES	ABANDONO	240	0,25	H	PPS	satisfactorio

ANEXO 3 CONTINUACIÓN

w.o.	FECHA	OPERACIÓN	BPPD ant.	BPPD des.	BSW	ZONA	MÉTODO	RESULTADO
9	05/03/2000	Repunzonar, evalúa y rediseño BES	ABANDONO	110	0,2	T	PPS	satisfactorio
10	05/03/2000	Cementación forzada a la arena H, repunzona H y T, evalúan, rediseño BES o reinector Tiyuyacu	-	-	-	Tiyuyacu	REINYECTOR	satisfactorio
11	16/08/2003	Cementación forzada a Ortegua y realiza estimulación ácida Tiyuyacu	-	-	-	Tiyuyacu	REINYECTOR	no satisfactorio
Cononaco 11 (completado el 11 de Febrero de 1985)								
C&PI	17/06/1985	Completación y pruebas iniciales	0	654	0,6	Hi	PPF	satisfactorio
1	20/03/1996	Cementación forzada a la arena H, repunzonar, evalúa y baja BES	367	1232	0,6	Hs + Hi	PPS	satisfactorio
2	10/07/1997	Repunzonar, evalúa y rediseño BES	1135	800	0,7	Hs + Hi	PPS	satisfactorio
3	09/08/2000	Cementación forzada a la arena H, repunzonar, disparar T, evalúa y baja BES	-	751	0,08	U + T	PPS	satisfactorio
4	17/11/2000	Repara BES	376	330	0,06	U + T	PPS	satisfactorio
5	21/07/2002	Estimular "T" y "U" con solventes, evalúa y rediseño BES	230	292	0,04	U + T	PPS	satisfactorio
6	26/11/2002	Reparar BES	BES OFF	395	0,05	U + T	PPS	satisfactorio
7	21/10/2004	Estimular arenas U + T, evaluar y reparar BES	BES OFF	71	0,63	U + T	PPS	no satisfactorio
8	18/03/2006	cierre de pozo	-	-	-	-	-	exitoso
Cononaco 12 (completado el 18 de Octubre de 1985)								
C&PI	19/10/1985	Completación y pruebas iniciales	0	-	-	Hi	PPF	satisfactorio
1	23/05/1988	Cementación forzada a la arena H, evalúan con BUP y completan pozo para PPH	-	855	0,01	Hi	PPF	satisfactorio
2	07/08/1988	Cementación forzada a la arena H y baja BES	-	979	0,025	Hi	PPS	satisfactorio
3	29/08/1989	Repara BES	-	584	0,3	Hi	PPS	satisfactorio
4	01/07/1989	Repara BES	-	258	0,75	Hi	PPS	satisfactorio
5	12/08/1990	Repara BES	-	-	-	Hi	PPS	satisfactorio
6	20/10/1990	Evaluar Hi, rediseño BES y cerrar pozo por colapso csg	-	-	-	Hi	P. CERRADO	satisfactorio
Cononaco 12B (completado el 1 de Abril de 1994)								
C&PI	21/05/2005	Completación y pruebas iniciales	0	490	0,49	H	PPF	satisfactorio
1	17/06/1996	Aísla Hi con CIBP, evalúa Hs, punzona "T" y baja BES	BES OFF	264	0,7	Hs + Hi	PPS	satisfactorio
2	10/03/1998	Punzona Hi, evalúa y rediseño	BES OFF	290	0,5	Hi	PPS	satisfactorio
3	11/12/2003	Completa para reinector, evaluar Hs y T; y realizar pruebas de inyección.	-	-	-	Tiyuyacu	REINYECTOR	satisfactorio

ANEXO 3 CONTINUACIÓN

Cononaco 13 (completado el 27 de Febrero de 1991)										
w.o.	FECHA	OPERACIÓN	BPPD ant.	BPPD des.	BSW	ZONA	MÉTODO	RESULTADO		
C&PI	27/02/1991	Completación y pruebas iniciales	0	4483	0,001	Hi	PPF	satisfactorio		
1	11/09/2008	Baja BES	256	2000	0,84	Hi	PPS	satisfactorio		
2	29/19/2009	Realizar cementación forzada a Hi, repunzona, evaluar y rediseñar	159	330	0,91	Hi	PPS	satisfactorio		
3	25/11/2010	Cambio de BES y repunzonar arena Ti	-	-	-	Ti	PPS	satisfactorio		
Cononaco 14 (completado el 25 de Marzo de 1981)										
C&PI	25/03/1991	Completación y pruebas iniciales	0	3956	0,001	Hi	PPF	satisfactorio		
1	30/08/2005	Cementación forzada a la arena H, repunzona Hi, disparar Hs y evalúa	145	644	0,2	Hi+Hs	PPF	satisfactorio		
2	05/03/2006	Redispara Hs y Hi, evalúa y diseño BES	51	739	0,75	H	PPS	satisfactorio		
3	29/06/2006	Repunzona Hs, evalúa con BUP y rediseñar BES	BES-OFF	761	0,16	Hs	PPS	satisfactorio		
4	08/08/1992	Repara y rediseño BES	BES-OFF	437	0,3	Hs	PPS	satisfactorio		
5	27/03/2004	Evalúa y rediseño BES	BES-OFF	274	0,1	T	PPS	satisfactorio		
6	11/11/2004	Repunzona Ti, disparar Ts, evalúa, toma B'Up y rediseño BES	BES-OFF	426	0,03	T	PPS	satisfactorio		
7	07/12/2006	Repunzona Ts y rediseño BES	BES-OFF	249	0,2	Ti+Ts	PPS	satisfactorio		
8	12/08/2009	Cambio de bomba por BES-OFF	BES-OFF	-	-	Ti+Ts	PPS	satisfactorio		
Cononaco 15 (completado el 24 de Abril de 1991)										
C&PI	22/04/1991	Completación y pruebas iniciales	0	4905	0,003	H	PPF	satisfactorio		
1	19/07/1996	Cementación forzada a la arena H, repunzona, evalúa y baja BES	280	544	0,32	H	PPS	satisfactorio		
2	01/10/1996	Repara BES	35	476	0,35	H	PPS	satisfactorio		
3	26/09/2000	Repara BES	455	832	0,6	H	PPS	satisfactorio		
4	19/05/2001	Repara BES	97	1038	0,5	H	PPS	satisfactorio		
5	06/07/2002	Repara BES	BES-OFF	738	0,6	Hi	PPS	satisfactorio		
6	25/10/2003	Repara BES	BES-OFF	731	0,6	Hi	PPS	satisfactorio		
7	24/08/2004	Cementación forzada a la arena Hi, repunzona, evalúa y rediseño BES	BES-OFF	726	0,006	Hi	PPS	satisfactorio		
8	18/03/2005	Evalúa y rediseño BES	BES-OFF	505	0,28	Hi	PPS	satisfactorio		
9	05/07/2005	Repara BES, evalúan y rediseño BES	BES-OFF	891	0,1	Hi	PPS	satisfactorio		
10	15/07/2006	Repara BES	BES-OFF	420	0,3	Hi	PPS	satisfactorio		
11	12/04/2007	Repara cabezal, repunzona Hi, evalúa y rediseño BES	BES-OFF	144	0,5	Hi	PPS	satisfactorio		

ANEXO 3 CONTINUACIÓN

w.o.	FECHA	OPERACIÓN	BPPD ant.	BPPD des.	BSW	ZONA	MÉTODO	RESULTADO
12	13/07/2010	Cambio de completación por comunicación tbg-csg	-	-	-	Hi	PPS	satisfactorio
Cononaco 16 (completado el 9 de Abril de 1991)								
C&PI	01/11/1991	Completación y pruebas iniciales	0	1048	0,03	Hi	PPF	satisfactorio
1	20/01/1993	Baja BES	405	905	0,06	Hi	PPS	satisfactorio
2	13/01/1994	Cambia completación por hueco en tbg y realiza tratamiento químico	BES-OFF	622	0,302	Hi	PPS	satisfactorio
3	20/10/1996	Cambia completación por hueco en tbg, repunzona, evalúa y rediseñar BES.	BES-OFF	292	0,302	Hi	PPS	satisfactorio
4	06/09/1997	Repunzona Hi, evalúa y rediseño BES	80	363	0,33	Hi	PPS	satisfactorio
5	19/09/1999	Repara BES, toma B'UP y rediseño BES	BES-OFF	316	0,5	Hi	PPS	satisfactorio
6	28/07/2002	Repara BES	BES-OFF	198	0,2	Hi	PPS	satisfactorio
7	27/06/2004	Realizar estimula ácida, repunzona, evalúa y rediseño BES	BES-OFF	157	0,1	T	PPS	satisfactorio
8	24/11/2006	Fracturamiento Hidráulico arena T	-	184	0,1	T	PPS	satisfactorio
9	11/06/2007	Repara BES, evalúan y rediseño BES	184	186	0,14	T	PPS	satisfactorio
10	05/07/2007	Cambio completación por pescado y baja BHA de PPH	-	131	0,22	T	PPH	satisfactorio
11	06/09/2008	Baja BES	108	170	0,12	T	PPS	satisfactorio
12	01/10/2009	Repara BES	101	104	0,16	T	PPS	satisfactorio
13	17/12/2009	Cambio completación por comunicación tbg-csg	107	159	0,85	T	PPS	satisfactorio
14	06/03/2011	Cambio a bombeo hidráulico	BES-OFF	31	0,85	T	PPH	no satisfactorio
15	23/04/2011	Cambio de completación PPH por bamba jet pescado	-	0	1	T	PPH	no satisfactorio
Cononaco 17 (completado el 25 de Marzo de 1992)								
C&PI	25/03/1992	Completación y pruebas iniciales	0	2100	0,028	Hi	PPF	satisfactorio
1	20/12/1995	Cementación forzada a la arena Hi, repunzona y evalúa	-	992	0,04	Hi	PPF	satisfactorio
2	14/11/1996	Cementación forzada a la arena Hi, repunzona, evalúa y baja BES	167	871	0,55	Hi	PPS	satisfactorio
3	04/01/1998	Repara BES	BES-OFF	320	0,8	Hi	PPS	satisfactorio
4	23/12/1999	Repara BES	BES-OFF	871	0,85	Hi	PPS	satisfactorio
5	23/04/2004	Cementación forzada a la arena Hi, repunzona, punzonar HS, evalúa y baja BES	292	670	0,4	Hi	PPS	satisfactorio
6	03/01/2005	Esperando Abandono	-	-	-	-	-	-

ANEXO 3 CONTINUACIÓN

Cononaco 18 (completado el 1 de agosto del 1992)									
w.o.	FECHA	OPERACIÓN	BPPD ant.	BPPD des.	BSW	ZONA	MÉTODO	RESULTADO	
C&PI	16/08/1992	Operación y pruebas iniciales	0	2701	0,1	Hi	PPF	satisfactorio	
1	17/10/1994	Cambio de completación a BES por posible hueco en tubería	558	1658	0,25	Hi	PPS	satisfactorio	
2	12/10/1995	Reparar BES	BES-OFF	1013	0,55	Hi	PPS	satisfactorio	
3	24/12/1996	Reparar bomba eléctrica sumergible. Evaluar. Rediseñar	BES-OFF	497	0,5	Hi	PPS	satisfactorio	
4	18/09/1999	Reparar bomba electro sumergible	BES-OFF	490	0,4	Hi	PPS	satisfactorio	
5	01/01/2000	Reparar bomba electro sumergible	396	414	0,5	Hi	PPS	satisfactorio	
6	21/11/2002	Rediseñar bomba eléctrica sumergible	576	837	0,65	Hi	PPS	satisfactorio	
7	16/03/2003	Reparar BES	BES-OFF	742	0,6	Hs	PPS	satisfactorio	
8	15/09/2004	Bajar equipo BES rediseñado por daño en tubería. Comunicación tbg-csg	175	458	0,7	Hs+Hi	PPS	satisfactorio	
9	27/04/2005	Rediseñar equipo BES	192	584	0,36	Hs+Hi	PPS	satisfactorio	
10	24/03/2010	Reparar BES	BES-OFF	280	0,75	Hs+Hi	PPS	satisfactorio	
Cononaco 19 (completado el 19 de diciembre del 1993)									
C&PI	19/12/1993	Operación y pruebas iniciales	0	929	0,7	H	PPF	satisfactorio	
1	03/11/1995	Controlar entrada de agua a Hollin con sqz. Repunzonar y Cañonear nuevo intervalo. Evaluar Hi y Hs por separado.	395	1005	0,1	Hi	PPS	satisfactorio	
2	06/04/1996	Estimular Hi, Evaluar y Rediseñar BES	BES-OFF	pozo muerto	-	-	-	no satisfactorio	
3	22/11/1997	Sacar tubería punta libre y bajar completación para bombeo mecánico	43	301	0,08	Hi	PPS	satisfactorio	
4	05/12/2010	Abandonado	-	-	-	-	-	exitoso	
Cononaco 20 (completado el 11 de agosto del 1994)									
C&PI	21/08/1994	Operación y pruebas iniciales	0	2576	0,6	H	PPF	satisfactorio	
1	04/12/2004	Cementación forzada a Hi, Punzonar, Evaluar, Diseñar BES, Cambiar de PPF a PPS	225	773	0,7	Hs + Hi	PPS	satisfactorio	
2	27/07/2005	Cementación forzada a Hs+Hi, Punzonar, Evaluar y Rediseñar BES	271	402	0,7	Hs + Hi	PPS	satisfactorio	
3	12/04/2006	Asentar CIBP. Repunzonar arena Hs, Evaluar, Rediseñar BES	299	459	0,02	T	PPS	satisfactorio	
4	13/09/2006	Cambio de completación por comunicación tbg-csg y bajo aislamiento	BES-OFF	352	0,04	T	PPS	satisfactorio	
5	24/06/2007	Reparar BES	BES-OFF	332	0,04	T	PPS	satisfactorio	
6	24/05/2008	Cambio de completación electrosumergible por comunicación tbg-csg, repunzonar arena T	170	373	0,21	T	PPS	satisfactorio	

ANEXO 3 CONTINUACIÓN

w.o.	FECHA	OPERACIÓN	BPPD ant.	BPPD des.	BSW	ZONA	MÉTODO	RESULTADO
7	11/09/2009	Reparar BES	BES-OFF	196	0,02	Ui	PPS	satisfactorio
8	11/12/2009	Repara equipo BES	150	140	0,1	Ui	PPS	no satisfactorio
9	10/03/2011	Reparar BES. Bajar Completación y evaluar con B'UP	-	137	0,07	Ui	PPS	satisfactorio
Cononaco 22 (completado el 10 de enero del 1995)								
C&PI	25/02/1995	Completación y pruebas iniciales	0	262	0,01	T	PPS	satisfactorio
1	09/05/2004	Repunzonar arena T, Evaluar y Rediseñar BES	81	53,1	0,9	T	PPS	satisfactorio
2	24/07/2004	Pozo off fases a tierra	BES-OFF	203	0,35	T	PPS	satisfactorio
3	30/12/2005	Reparar BES	BES-OFF	233	0,06	T	PPS	satisfactorio
4	17/07/2006	Reparar BES	198	200	0,2	T	PPS	satisfactorio
5	11/02/2008	Cerrado	-	-	-	-	-	exitoso
Cononaco 23 (completado el 23 de mayo del 1995)								
C&PI	02/05/1995	Completación y pruebas iniciales	0	1008	0,4	Hs	PPH	satisfactorio
1	21/09/1996	Repunzonar Hollin con TCP. Evaluar y rediseñar.	BES-OFF	454	0,35	T	PPS	satisfactorio
2	23/01/1998	Cementación forzada a Hs. Repunzonar Hs evaluar. Repunzonar T evaluar y rediseñar	37	312	0,4	Hs	PPS	satisfactorio
3	12/04/1998	Reparar BES. Evaluar arena Hs, Rediseñar	242	391	0,38	Hs	PPS	satisfactorio
4	28/06/2004	Punzonar arena U. evaluar y rediseñar BES	cerrado	cerrado	-	-	-	no satisfactorio
5	09/10/2006	Fracturar arena T evaluar y completar para PPS	cerrado	411	0,04	T	PPS	no satisfactorio
6	11/05/2007	Evaluar arena T, Rediseñar equipo BES	BES-OFF	350	0,2	T	PPS	satisfactorio
7	27/05/2007	Reparar BES	BES-OFF	385	0,04	T	PPS	satisfactorio
8	14/12/2007	Evaluar arena T, Rediseñar BES	BES-OFF	300	0,09	T	PPS	satisfactorio
Cononaco 24 (completado el 8 de febrero del 2003)								
C&PI	08/02/2003	Completación y pruebas iniciales	0	1747	0,2	Hi	PPH	satisfactorio
1	15/04/2003	Cementación forzada a Hi. Punzonar Hs + Hi. Evaluar con B'UP	220	1544	0,01	Hi	PPF	satisfactorio
2	09/12/2004	Repunzonar arena Hi. Evaluar. Rediseñar BES	356	1403	0,18	Hi	PPS	satisfactorio
3	28/06/2005	Reparar BES	BES-OFF	1246	0,25	Hi	PPS	satisfactorio

ANEXO 3 CONTINUACIÓN

w.o.	FECHA	OPERACIÓN	BPPD ant.	BPPD des.	BSW	ZONA	MÉTODO	RESULTADO
4	04/10/2005	Repunzonar Hi. Evaluar. Rediseñar	BES-OFF	833	0,33	Hi	PPS	satisfactorio
5	17/08/2008	Reparar BES	-	264	0,72	Hi	PPS	satisfactorio
Cononaco 25 (completado el 25 de agosto de 1996)								
C&PI	25/08/1996	Completación y pruebas iniciales	0	3104	0,005	Hi	PPF	satisfactorio
1	06/01/2000	Cambio de tipo de levantamiento artificial de PPF a PPS	1164	1173	0,5	Hi	PPS	satisfactorio
2	08/10/2001	Reparar BES	341	458	0,5	Hi	PPS	satisfactorio
3	20/03/2004	Cementación forzada a Hs+Hi, Disparar Hs y Evaluar, Rediseñar BES	BES-off	698	0,15	Hs	PPS	satisfactorio
4	14/08/2008	Reparar BES	BES-off	243	0,65	Hs	PPS	satisfactorio
5	29/05/2009	Estimular Hs y rediseñar BES		169	0,78	Hs	PPS	exitoso
Cononaco 26 (completado el 1 de abril de 1998)								
C&PI	01/04/1998	Completación y pruebas iniciales	0	22	0,97	Ti	PPH	abandonado
Cononaco 27 (completado el 17 de noviembre del 2001)								
C&PI	17/11/2001	Completación y pruebas iniciales	0	1325	0,4	T	PPS	satisfactorio
1	24/09/2003	Repunzonar T, Rediseñar BES con cable capilar	BES-OFF	-	-	-	-	no satisfactorio
2	06/12/2003	Reparar BES	BES-OFF	528	0,29	T	PPS	satisfactorio
3	11/05/2008	Reparar BES	BES-OFF	0	1	T	PPS	no satisfactorio
4	14/06/2008	Reparar BES	-	0	1	T	PPS	no satisfactorio
5	18/08/2010	Estimular arena Hs y T, evaluar y rediseñar BES	-	0	1	T	PPS	no satisfactorio
Cononaco 28 (completado el 13 de febrero del 2003)								
C&PI	13/02/2003	Completación y pruebas iniciales	0	163	0,8	Hs	PPS	satisfactorio
1	17/06/2004	Reparar BES, evaluar Hs. Rediseñar BES	-	396	0,5	Hi	PPS	satisfactorio
2	21/05/2005	Cementación forzada a arena Hi, Repunzonar Hs	-	0	1	Hs	-	no satisfactorio
3	10/11/2005	Cementación forzada a Hi, Repunzonar U y evaluar, Rediseñar BES	-	59	0,94	U	-	no satisfactorio
4	22/03/2008	Fracturar arena T evaluar y completar	-	250	60	Ti	PPS	satisfactorio
5	04/06/2008	Cambio de completación electrosumergible por comunicación tbg-csg, Evaluar arena T y Rediseñar BES	-	90	0,78	T	PPS	satisfactorio
6	22/12/2008	Reparar BES, Realizar tratamiento RPM a arena Ti	67	135	0,5	Ti	PPS	satisfactorio
7	14/06/2009	Cerrar pozo por bajo aporte	-	-	-	Ti	PPS	satisfactorio

ANEXO 3 CONTINUACIÓN

Cononaco 29 (completado el 8 de marzo del 2008)									
w.o.	FECHA	OPERACIÓN	BPPD ant.	BPPD des.	BSW	ZONA	MÉTODO	RESULTADO	
C&PI	29/11/2002	Completación y pruebas iniciales	0	1156	0,2	Hi	PPF	satisfactorio	
1	04/03/2003	Cambio de completación de PPF a PPS	1156	1210	0,2	Hi	PPS	satisfactorio	
2	08/01/2004	Cambio de BHA, posible comunicación TBG-CSG, repunzonar Hi	546	700	0,1	Hi	PPS	satisfactorio	
3	19/05/2004	Rediseño de BES	222	680	0,23	Hi	PPS	satisfactorio	
4	13/02/2010	Cambio de bomba, rediseño	-	281	0,52	Hi	PPS	satisfactorio	
Cononaco 30 (completado el 8 de marzo del 2008)									
C&PI	08/03/2008	Completación y pruebas iniciales	0	1008	0,16	Hi	PPF	satisfactorio	
1	21/01/2009	Baja completación para BES	391	369	0,7	Hi	PPS	satisfactorio	
2	28/04/2010	Rediseño y cambio de bomba	-	235	0,8	Hi	PPS	satisfactorio	
Cononaco 31 (completado el 17 de marzo del 2003)									
C&PI	11/03/2003	Completación y pruebas iniciales	0	2143	0,5	Hi	PPF	satisfactorio	
1	31/03/2008	Realizar SQZ y repunzonar Hi, cambiar de PPF a PPS	264	0	1	Hi	PPF	no satisfactorio	
Cononaco 32 (completado el 22 de junio del 2005)									
C&PI	22/06/2005	Completación y pruebas iniciales	0	1008	0,65	Hi	PPF	satisfactorio	
1	29/06/2005	Cementación forzada a la arena Hi, Repunzona y Evaluar	503	2780	0,7	Hi	PPF	satisfactorio	
Cononaco 33 (completado el 26 de mayo del 2005)									
C&PI	21/06/2005	Completación y pruebas iniciales	0	2465	0,04	Hi	PPF	satisfactorio	
1	01/11/2007	Cementación forzada a la arena Hi, repunzona y evalúa; Tomar B'UP y Bajar completación para BES	140	467	0,62	Hi	PPS	satisfactorio	
2	28/04/2011	Rediseño de BES	-	247	0,8	Hi	PPS	satisfactorio	
Cononaco 34 (completado el 14 de mayo del 2005)									
C&PI	21/05/2005	Completación y pruebas iniciales	0	2304	0,2	Hi	PPF	satisfactorio	
1	30/08/2005	Cementación forzada a la arena Hi, repunzona y evalúa, Bajar completación para BES	175	668	0,55	Hi	PPS	satisfactorio	
2	05/03/2006	Cambio de BES por bajo aislamiento	BES-OFF	339	0,76	Hi	PPS	satisfactorio	
3	29/06/2006	Cementación forzada a la arena Hi, repunzona, evalúa y se baja tapón, Tomar B'UP y Rediseña BES.	0	162	0,55	Ts	PPS	satisfactorio	

ANEXO 3 CONTINUACIÓN

w.o.	FECHA	OPERACIÓN	BPPD ant.	BPPD des.	BSW	ZONA	MÉTODO	RESULTADO
4	10/01/2010	Rediseño de BES	-	-	-	Ts	PPS	satisfactorio
5	04/07/2010	Realizar SQZ en Ts por subida de BSW	-	-	-	Ts	PPS	satisfactorio
Cononaco 35 (completado el 12 de enero del 2006)								
C&PI	09/01/2006	Completación y pruebas iniciales	57	432	0,1	Hs	PPH	satisfactorio
1	28/02/2006	Se recupera camisa en mal estado, evalúa Hs; se punzona y evalúa Ti	223	450	0,62	Hs + Ti	PPS	satisfactorio
Cononaco 36 (completado el 24 de junio del 2010)								
C&PI	11/03/2003	Completación y pruebas iniciales	0	243	0,6	Ti + Hs	PPS	satisfactorio
Cononaco 46 (completado el 24 de marzo del 2011)								
C&PI	24/03/2011	Completación y pruebas iniciales	0	60	0,17	Hi	PPH	no satisfactorio
1	19/04/2011	Repunzonar Hi para diseñar BES	60	74	0,96	Hi	PPS	exitoso
2	31/05/2011	Cierre por alto BSW	-	32	0,98	Hi	PPS	no satisfactorio
Cononaco 47 (completado el 19 de noviembre del 2010)								
C&PI	19/11/2010	Completación y pruebas iniciales	0	110	0,5	Hs	PPS	satisfactorio
1	30/12/2010	Asentar CIBP para aislar Hi, estimular Hs, evaluar y rediseñar BES	-	33	0,95	Hs	PPS	no satisfactorio
Cononaco 48 (completado el 6 de octubre del 2010)								
C&PI	06/10/2010	Completación y pruebas iniciales	0	716	0,01	Ti	PPS	satisfactorio
Cononaco 51 (completado el 9 de noviembre del 2010)								
C&PI	09/11/2010	Completación y pruebas iniciales	0	48	0,95	Ti	PPS	satisfactorio

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormaza

ANEXO No 4
DATOS POR POZO

ANEXO 4 DATOS EMPLEADOS EN LA SIMULACIÓN DE POZOS EN EL CAMPO CONONACO

SIMBOLOGÍA	
	FORECAST
	PRUEBAS PVT
	DIAGRAMAS DE COMPLETACIÓN
	PROPORCIONADOS EN CAMPO
	HISTORIAL DE BU'P
	CALCULADOS
FUENTE DE LA INFORMACIÓN	

CONONACO 1												CONONACO 3											
Arena	HI	(-)	Sat. de gas	12	(ft ³ /bl)	Temp Sup	76	(°F)	Arena	HI	(-)	Sat. de gas	12	(ft ³ /bl)	Temp Sup	76	(°F)						
Qf	2416,00	(BPD)	Ho	28	(ft)	Diámetro Int.	4,026	(in)	Qf	433	(BPD)	Ho	16	(ft)	Diámetro Int.	4,026	(in)						
P intake	237,00	(Psi)	from (tbg 1)	0	(ft)	Espeor	0,237	(in)	P intake	590,00	(Psi)	from (tbg 1)	0	(ft)	Espeor	0,237	(in)						
TI	237,00	(°F)	to (tbg 1)	8184	(ft)	Rugosidad	0,00039	(-)	TI	243,00	(°F)	to (tbg 1)	9009	(ft)	Rugosidad	0,00039	(-)						
marca	REDA	(-)	id (tbg 1)	2,441	(in)	T	242,8	(°F)	marca	CENTRI	(-)	id (tbg 1)	2,992	(in)	T	242,8	(°F)						
Modelo	DNI100	(-)	from (tbg 2)	8184	(ft)	k	128	(md)	Modelo	P8X	(-)	from (tbg 2)	9009	(ft)	k	511	(md)						
Frecuencia	54	(Hz)	to (tbg 2)	8248	(ft)	Daño Mecánico	1,65	(-)	Frecuencia	58	(Hz)	to (tbg 2)	9067	(ft)	Daño Mecánico	40,52	(-)						
Corte de A	70	(%)	id (tbg 2)	2,992	(in)	PS	4783,93	(Psi)	Corte de A	30	(%)	id (tbg 2)	2,992	(in)	PS	4626,99	(Psi)						
API	32,1	(API)	from (tbg 3)	8248	(ft)	Pwf	3327,93	(Psi)	API	32,5	(API)	from (tbg 3)	9067	(ft)	Pwf	1037,19	(Psi)						
Pc	90	(Psi)	to (tbg 3)	10683	(ft)	H	68,5	(ft)	Pc	76	(Psi)	to (tbg 3)	10264	(ft)	H	65	(ft)						
GOR	12	(ft ³ /bl)	id (tbg 3)	4,778	(in)	Distancia H.	877,65	(ft)	GOR	12	(ft ³ /bl)	id (tbg 3)	6,276	(in)	Distancia H.	705,0374	(ft)						
G. Gas	1,5	(-)	md (tope BES)	8184	(ft)	IP	0,45810	(-)	G. Gas	0,66	(-)	md (tope BES)	9009	(ft)	IP	0,12062	(-)						
G. Agua	1,03	(-)	Etapas	172	(-)	Viscosidad 100	7,2	(cp)	G. Agua	1,03	(-)	Etapas	246	(-)	Viscosidad 100	7	(cp)						
P. Burbuja	88	(Psi)	DI Pozo	4,778	(in)	Viscosidad 220	1,3	(cp)	P. Burbuja	88	(Psi)	DI Pozo	6,276	(in)	Viscosidad 220	1,45	(cp)						

ANEXO 4 CONTINUACIÓN

CONONACO 4										CONONACO 8									
Arena	HS	(-)	Sat. de gas	33	(ft ³ /bl)	Temp Sup	76	(°F)	Arena	HS	(-)	Sat. de gas	33	(ft ³ /bl)	Temp Sup	76	(°F)		
Qf	387	(BPD)	Ho	18	(ft)	Diámetro Int.	4,026	(in)	Qf	608	(BPD)	Ho	17	(ft)	Diámetro Int.	4,026	(in)		
P intake	1133,00	(Psi)	from (tbg 1)	0	(ft)	Esponsor	0,237	(in)	P intake	804,83	(Psi)	from (tbg 1)	0	(ft)	Esponsor	0,237	(in)		
TI	243,00	(°F)	to (tbg 1)	9460	(ft)	Rugosidad	0,00039	(-)	TI	0,00	(°F)	to (tbg 1)	9491	(ft)	Rugosidad	0,00039	(-)		
marca	REDA	(-)	id (tbg 1)	2,992	(in)	T	230	(°F)	marca	REDA	(-)	id (tbg 1)	2,992	(in)	T	230	(°F)		
Modelo	DN475	(-)	from (tbg 2)	9460	(ft)	k	20	(md)	Modelo	DN1100	(-)	from (tbg 2)	9491	(ft)	k	37	(md)		
Frecuencia	59	(Hz)	to (tbg 2)	9547	(ft)	Daño Mecánico	1,9	(-)	Frecuencia	60	(Hz)	to (tbg 2)	9559	(ft)	Daño Mecánico	15	(-)		
Corte de A	46	(%)	id (tbg 2)	2,992	(in)	PS	4131,82	(Psi)	Corte de A	50	(%)	id (tbg 2)	2,992	(in)	PS	4083,54	(Psi)		
API	32,8	(API)	from (tbg 3)	9547	(ft)	Pwf	1462,65	(Psi)	API	32,6	(API)	from (tbg 3)	9559	(ft)	Pwf	1082,05	(Psi)		
Pc	20	(Psi)	to (tbg 3)	10431	(ft)	H	83	(ft)	Pc	94	(Psi)	to (tbg 3)	10301,5	(ft)	H	54	(ft)		
GOR	33	(ft ³ /bl)	id (tbg 3)	6,276	(in)	Distancia H.	1280,21	(ft)	GOR	33	(ft ³ /bl)	id (tbg 3)	6,276	(in)	Distancia H.	474,07	(ft)		
G. Gas	0,957	(-)	md (tope BES)	9460	(ft)	IP	0,14499	(-)	G. Gas	1,509	(-)	md (tope BES)	9491	(ft)	IP	0,20257	(-)		
G. Agua	1,03	(-)	Etapas	439	(-)	Viscosidad 100	6,6	(cp)	G. Agua	1,03	(-)	Etapas	346	(-)	Viscosidad 100	7,1	(cp)		
P. Burbuja	155	(Psi)	Di Pozo	6,276	(in)	Viscosidad 220	1,2	(cp)	P. Burbuja	155	(Psi)	Di Pozo	6,276	(in)	Viscosidad 220	1,3	(cp)		

CONONACO 9										CONONACO 13									
Arena	UI	(-)	Sat. de gas	56	(ft ³ /bl)	Temp Sup	76	(°F)	Arena	TI	(-)	Sat. de gas	126	(ft ³ /bl)	Temp Sup	76	(°F)		
Qf	265	(BPD)	Ho	27	(ft)	Diámetro Int.	4,026	(in)	Qf	233	(BPD)	Ho	48	(ft)	Diámetro Int.	4,026	(in)		
P intake	1030,00	(Psi)	from (tbg 1)	0	(ft)	Esponsor	0,237	(in)	P intake	1380,00	(Psi)	from (tbg 1)	0	(ft)	Esponsor	0,237	(in)		
TI	229,00	(°F)	to (tbg 1)	9658	(ft)	Rugosidad	0,00039	(-)	TI	242,00	(°F)	to (tbg 1)	10284	(ft)	Rugosidad	0,00039	(-)		
marca	REDA	(-)	id (tbg 1)	2,992	(in)	T	194	(°F)	marca	CENTRI	(-)	id (tbg 1)	2,992	(in)	T	240	(°F)		
Modelo	DN475	(-)	from (tbg 2)	9658	(ft)	k	151	(md)	Modelo	P6X	(-)	from (tbg 2)	12284	(ft)	k	141	(md)		
Frecuencia	55	(Hz)	to (tbg 2)	9732	(ft)	Daño Mecánico	6,9	(-)	Frecuencia	59	(Hz)	to (tbg 2)	10363	(ft)	Daño Mecánico	1,59	(-)		
Corte de A	22	(%)	id (tbg 2)	2,992	(in)	PS	2894,47	(Psi)	Corte de A	2	(%)	id (tbg 2)	2,992	(in)	PS	2427,55	(Psi)		
API	19,9	(API)	from (tbg 3)	9732	(ft)	Pwf	1098,39	(Psi)	API	16	(API)	from (tbg 3)	10363	(ft)	Pwf	1446,46	(Psi)		
Pc	10	(Psi)	to (tbg 3)	9901	(ft)	H	133	(ft)	Pc	50	(Psi)	to (tbg 3)	10523	(ft)	H	58	(ft)		
GOR	56	(ft ³ /bl)	id (tbg 3)	6,276	(in)	Distancia H.	1125,84	(ft)	GOR	126	(ft ³ /bl)	id (tbg 3)	6,276	(in)	Distancia H.	689,23	(ft)		
G. Gas	1,136	(-)	md (tope BES)	9658	(ft)	IP	0,14754	(-)	G. Gas	1,25	(-)	md (tope BES)	12284	(ft)	IP	0,23749	(-)		
G. Agua	1,03	(-)	Etapas	409	(-)	Viscosidad 100	90	(cp)	G. Agua	1,03	(-)	Etapas	293	(-)	Viscosidad 100	400	(cp)		
P. Burbuja	620	(Psi)	Di Pozo	6,276	(in)	Viscosidad 220	9,1	(cp)	P. Burbuja	820	(Psi)	Di Pozo	6,276	(in)	Viscosidad 220	28	(cp)		

ANEXO 4 CONTINUACIÓN

CONONACO 14 TS										CONONACO 14 TI									
Arena	TS	(-)	Sat. de gas	(ft ³ /lb)	Temp Sup	76	(°F)	Arena	TI	(-)	Sat. de gas	(ft ³ /lb)	Temp Sup	76	(°F)				
Qf	43,55	(BPD)	Ho	(ft)	Diámetro Int.	4,026	(in)	Qf	291,45	(BPD)	Ho	(ft)	Diámetro Int.	4,026	(in)				
P intake	641,00	(Psi)	from (tbg 1)	(ft)	Espesor	0,237	(in)	P intake	641,00	(Psi)	from (tbg 1)	(ft)	Espesor	0,237	(in)				
TI	241,00	(°F)	to (tbg 1)	(ft)	Rugosidad	0,00039	(-)	TI	241,00	(°F)	to (tbg 1)	(ft)	Rugosidad	0,00039	(-)				
marca	CENTRI	(-)	id (tbg 1)	(in)	T	230	(°F)	marca	CENTRI	(-)	id (tbg 1)	(in)	T	240	(°F)				
Modelo	P4XH6	(-)	from (tbg 2)	(ft)	k	47	(md)	Modelo	P4XH6	(-)	from (tbg 2)	(ft)	k	101,5	(md)				
Frecuencia	55	(Hz)	to (tbg 2)	(ft)	Daño Mecánico	0,43	(-)	Frecuencia	55	(Hz)	to (tbg 2)	(ft)	Daño Mecánico	1,5	(-)				
Corte de A	14	(%)	id (tbg 2)	(in)	PS	2369,57	(Psi)	Corte de A	14	(%)	id (tbg 2)	(in)	PS	2391,20	(Psi)				
API	24,3	(API)	from (tbg 3)	(ft)	Pwf	779,82	(Psi)	API	24,3	(API)	from (tbg 3)	(ft)	Pwf	801,45	(Psi)				
Pc	35	(Psi)	to (tbg 3)	(ft)	H	80	(ft)	Pc	35	(Psi)	to (tbg 3)	(ft)	H	58	(ft)				
GOR	94	(ft ³ /lb)	id (tbg 3)	(in)	Distancia H.	482,92	(ft)	GOR	126	(ft ³ /lb)	id (tbg 3)	(in)	Distancia H.	482,92	(ft)				
G. Gas	1,109	(-)	md (tope BES)	(ft)	IP	0,02739	(-)	G. Gas	0,9927	(-)	md (tope BES)	(ft)	IP	0,18333	(-)				
G. Agua	1,03	(-)	Etapas	393	Viscosidad 100	27	(cp)	G. Agua	1,03	(-)	Etapas	393	Viscosidad 100	27	(cp)				
P. Burbuja	550	(Psi)	DI Pozo	6,276	Viscosidad 220	3,8	(cp)	P. Burbuja	820	(Psi)	DI Pozo	6,276	Viscosidad 220	3,8	(cp)				
CONONACO 15										CONONACO 18 HI									
Arena	HI	(-)	Sat. de gas	(ft ³ /lb)	Temp Sup	76	(°F)	Arena	HI	(-)	Sat. de gas	(ft ³ /lb)	Temp Sup	76	(°F)				
Qf	164	(BPD)	Ho	(ft)	Diámetro Int.	4,026	(in)	Qf	865,6	(BPD)	Ho	(ft)	Diámetro Int.	4,026	(in)				
P intake	1641,93	(Psi)	from (tbg 1)	(ft)	Espesor	0,237	(in)	P intake	1512,00	(Psi)	from (tbg 1)	(ft)	Espesor	0,237	(in)				
TI	249,00	(°F)	to (tbg 1)	(ft)	Rugosidad	0,00039	(-)	TI	254,00	(°F)	to (tbg 1)	(ft)	Rugosidad	0,00039	(-)				
marca	CENTRI	(-)	id (tbg 1)	(in)	T	242,8	(°F)	marca	CENTRI	(-)	id (tbg 1)	(in)	T	242,8	(°F)				
Modelo	P6X	(-)	from (tbg 2)	(ft)	k	80	(md)	Modelo	P12XH6	(-)	from (tbg 2)	(ft)	k	747	(md)				
Frecuencia	53	(Hz)	to (tbg 2)	(ft)	Daño Mecánico	1,29	(-)	Frecuencia	56	(Hz)	to (tbg 2)	(ft)	Daño Mecánico	36,1	(-)				
Corte de A	44	(%)	id (tbg 2)	(in)	PS	4636,57	(Psi)	Corte de A	75	(%)	id (tbg 2)	(in)	PS	4659,55	(Psi)				
API	32	(API)	from (tbg 3)	(ft)	Pwf	1816,00	(Psi)	API	32,3	(API)	from (tbg 3)	(ft)	Pwf	2019,21	(Psi)				
Pc	90	(Psi)	to (tbg 3)	(ft)	H	212	(ft)	Pc	72	(Psi)	to (tbg 3)	(ft)	H	202,5	(ft)				
GOR	12	(ft ³ /lb)	id (tbg 3)	(in)	Distancia H.	918,9728	(ft)	GOR	12	(ft ³ /lb)	id (tbg 3)	(in)	Distancia H.	1211,08	(ft)				
G. Gas	1,1227	(-)	md (tope BES)	(ft)	IP	0,05814	(-)	G. Gas	1,1227	(-)	md (tope BES)	(ft)	IP	0,32784	(-)				
G. Agua	1,03	(-)	Etapas	360	Viscosidad 100	7,2	(cp)	G. Agua	1,03	(-)	Etapas	330	Viscosidad 100	7,2	(cp)				
P. Burbuja	88	(Psi)	DI Pozo	6,276	Viscosidad 220	1,35	(cp)	P. Burbuja	88	(Psi)	DI Pozo	6,276	Viscosidad 220	1,3	(cp)				

ANEXO 4 CONTINUACIÓN

CONONACO 18 HS										CONONACO 20									
Arena	HS	(-)	Sat. de gas	33	(ft ³ /bl)	Temp Sup	76	(°F)	Arena	TI	(-)	Sat. de gas	126	(ft ³ /bl)	Temp Sup	76	(°F)		
Qf	216.4	(BPD)	Ho	26	(ft)	Diámetro Int.	4.026	(in)	Qf	401	(BPD)	Ho	22	(ft)	Diámetro Int.	4.026	(in)		
P intake	1512.00	(Psi)	from (tbg 1)	0	(ft)	Esesor	0.237	(in)	P intake	620.00	(Psi)	from (tbg 1)	0	(ft)	Esesor	0.237	(in)		
TI	254.00	(°F)	to (tbg 1)	8918	(ft)	Rugosidad	0.00039	(-)	TI	116.00	(°F)	to (tbg 1)	10349	(ft)	Rugosidad	0.00039	(-)		
marca	CENTRI	(-)	id (tbg 1)	2,992	(in)	T	230	(°F)	marca	CENTRI	(-)	id (tbg 1)	2,992	(in)	T	240	(°F)		
Modelo	P12XH6	(-)	from (tbg 2)	8918	(ft)	k	176	(md)	Modelo	P4X	(-)	from (tbg 2)	10349	(ft)	k	164	(md)		
Frecuencia	56	(Hz)	to (tbg 2)	8995	(ft)	Daño Mecánico	16	(-)	Frecuencia	56	(Hz)	to (tbg 2)	10428	(ft)	Daño Mecánico	10	(-)		
Corte de A	75	(%)	id (tbg 2)	2,992	(in)	PS	4089.36	(Psi)	Corte de A	35	(%)	id (tbg 2)	2,992	(in)	PS	2572.00	(Psi)		
API	32.3	(API)	from (tbg 3)	8995	(ft)	Pwf	2006.49	(Psi)	API	16.5	(API)	from (tbg 3)	10428	(ft)	Pwf	629.52	(Psi)		
Pc	72	(Psi)	to (tbg 3)	10317	(ft)	H	73.5	(ft)	Pc	70	(Psi)	to (tbg 3)	10451	(ft)	H	42.5	(ft)		
GOR	33	(ft ³ /bl)	id (tbg 3)	6,276	(in)	Distancia H.	1211.08	(ft)	GOR	126	(ft ³ /bl)	id (tbg 3)	6,276	(in)	Distancia H.	969.025	(ft)		
G. Gas	0.957	(-)	md (tope BES)	8918	(ft)	IP	0.10390	(-)	G. Gas	0.9927	(-)	md (tope BES)	10349	(ft)	IP	0.20644	(-)		
G. Agua	1.03	(-)	Etapas	330	(-)	Viscosidad 100	7.2	(cp)	G. Agua	1.03	(-)	Etapas	393	(-)	Viscosidad 100	420	(cp)		
P. Burbuja	155	(Psi)	Di Pozo	6,276	(in)	Viscosidad 220	1.3	(cp)	P. Burbuja	670	(Psi)	Di Pozo	6,276	(in)	Viscosidad 220	23.5	(cp)		

CONONACO 21										CONONACO 23									
Arena	UI	(-)	Sat. de gas	56	(ft ³ /bl)	Temp Sup	76	(°F)	Arena	TI	(-)	Sat. de gas	126	(ft ³ /bl)	Temp Sup	76	(°F)		
Qf	147	(BPD)	Ho	14	(ft)	Diámetro Int.	4.026	(in)	Qf	150	(BPD)	Ho	48	(ft)	Diámetro Int.	4.026	(in)		
P intake	1216.00	(Psi)	from (tbg 1)	0	(ft)	Esesor	0.237	(in)	P intake	802.00	(Psi)	from (tbg 1)	0	(ft)	Esesor	0.237	(in)		
TI	244.00	(°F)	to (tbg 1)	10114	(ft)	Rugosidad	0.00039	(-)	TI	236.00	(°F)	to (tbg 1)	9874	(ft)	Rugosidad	0.00039	(-)		
marca	W G	(-)	id (tbg 1)	2,992	(in)	T	194	(°F)	marca	CENTRI	(-)	id (tbg 1)	2,992	(in)	T	240	(°F)		
Modelo	TD150	(-)	from (tbg 2)	10114	(ft)	k	1040	(md)	Modelo	FC450	(-)	from (tbg 2)	9874	(ft)	k	174	(md)		
Frecuencia	50	(Hz)	to (tbg 2)	10208	(ft)	Daño Mecánico	2.5	(-)	Frecuencia	52	(Hz)	to (tbg 2)	9938	(ft)	Daño Mecánico	-0.8	(-)		
Corte de A	7	(%)	id (tbg 2)	2,992	(in)	PS	2999.03	(Psi)	Corte de A	9	(%)	id (tbg 2)	2,992	(in)	PS	2282.06	(Psi)		
API	21	(API)	from (tbg 3)	10208	(ft)	Pwf	1196.31	(Psi)	API	20	(API)	from (tbg 3)	9938	(ft)	Pwf	898.25	(Psi)		
Pc	18	(Psi)	to (tbg 3)	10159	(ft)	H	127.5	(ft)	Pc	20	(Psi)	to (tbg 3)	10176	(ft)	H	68.5	(ft)		
GOR	56	(ft ³ /bl)	id (tbg 3)	6,276	(in)	Distancia H.	1219.96	(ft)	GOR	126	(ft ³ /bl)	id (tbg 3)	6,276	(in)	Distancia H.	1156.18	(ft)		
G. Gas	0.945	(-)	md (tope BES)	10114	(ft)	IP	0.08154	(-)	G. Gas	1.1515	(-)	md (tope BES)	9874	(ft)	IP	0.10840	(-)		
G. Agua	1.03	(-)	Etapas	572	(-)	Viscosidad 100	48	(cp)	G. Agua	1.03	(-)	Etapas	346	(-)	Viscosidad 100	80	(cp)		
P. Burbuja	620	(Psi)	Di Pozo	6,276	(in)	Viscosidad 220	12	(cp)	P. Burbuja	820	(Psi)	Di Pozo	6,276	(in)	Viscosidad 220	9	(cp)		

ANEXO 4 CONTINUACIÓN

CONONACO 24										CONONACO 25									
Arena	HI	(-)	Sat. de gas	12	(ft ³ /bl)	Temp Sup	76	(°F)	Arena	HS	(-)	Sat. de gas	33	(ft ³ /bl)	Temp Sup	76	(°F)		
Qf	956	(BPD)	Ho	28	(ft)	Diámetro Int.	4,026	(in)	Qf	718	(BPD)	Ho	23	(ft)	Diámetro Int.	4,026	(in)		
P intake	943,00	(Psi)	from (tbg 1)	0	(ft)	Esesor	0,237	(in)	P intake	1290,00	(Psi)	from (tbg 1)	0	(ft)	Esesor	0,237	(in)		
TI	-	(°F)	to (tbg 1)	8818	(ft)	Rugosidad	0,00039	(-)	TI	243,00	(°F)	to (tbg 1)	8971	(ft)	Rugosidad	0,00039	(-)		
marca	REDA	(-)	id (tbg 1)	2,992	(in)	T	242,8	(md)	marca	CENTRI	(-)	id (tbg 1)	2,992	(in)	T	230	(md)		
Modelo	DN1100	(-)	from (tbg 2)	8818	(ft)	k	455	(md)	Modelo	P8X	(-)	from (tbg 2)	8971	(ft)	k	52	(md)		
Frecuencia	62	(Hz)	to (tbg 2)	8899	(ft)	Daño Mecánico	1,95	(-)	Frecuencia	60	(Hz)	to (tbg 2)	9038	(ft)	Daño Mecánico	3,64	(-)		
Corte de A	72	(%)	id (tbg 2)	2,992	(in)	PS	4779,40	(Psi)	Corte de A	80	(%)	id (tbg 2)	2,992	(in)	PS	4217,84	(Psi)		
API	31	(API)	from (tbg 3)	8899	(ft)	Pwf	1609,99	(Psi)	API	22	(API)	from (tbg 3)	9038	(ft)	Pwf	1927,84	(Psi)		
Pc	70	(Psi)	to (tbg 3)	10668	(ft)	H	171,5	(ft)	Pc	75	(Psi)	to (tbg 3)	10636	(ft)	H	53	(ft)		
GOR	12	(ft ³ /bl)	id (tbg 3)	6,276	(in)	Distancia H.	1518,16	(ft)	GOR	33	(ft ³ /bl)	id (tbg 3)	6,276	(in)	Distancia H.	1066,71	(ft)		
G. Gas	1,509	(-)	md (tope BES)	8819	(ft)	IP	0,30163	(-)	G. Gas	0,65	(-)	md (tope BES)	8971	(ft)	IP	0,31354	(-)		
G. Agua	1,03	(-)	Etapas	327	(-)	Viscosidad 100	9	(cp)	G. Agua	1,03	(-)	Etapas	311	(-)	Viscosidad 100	50	(cp)		
P. Burbuja	88	(Psi)	DI Pozo	6,276	(in)	Viscosidad 220	1,45	(cp)	P. Burbuja	155	(Psi)	DI Pozo	6,276	(in)	Viscosidad 220	6	(cp)		

CONONACO 27										CONONACO 29									
Arena	TI	(-)	Sat. de gas	126	(ft ³ /bl)	Temp Sup	76	(°F)	Arena	HI	(-)	Sat. de gas	12	(ft ³ /bl)	Temp Sup	76	(°F)		
Qf	285	(BPD)	Ho	30	(ft)	Diámetro Int.	4,026	(in)	Qf	520	(BPD)	Ho	8	(ft)	Diámetro Int.	4,026	(in)		
P intake	1376,00	(Psi)	from (tbg 1)	0	(ft)	Esesor	0,237	(in)	P intake	1045,00	(Psi)	from (tbg 1)	0	(ft)	Esesor	0,237	(in)		
TI	237,00	(°F)	to (tbg 1)	9260	(ft)	Rugosidad	0,00039	(-)	TI	248,00	(°F)	to (tbg 1)	10060	(ft)	Rugosidad	0,00039	(-)		
marca	REDA	(-)	id (tbg 1)	2,992	(in)	T	240	(md)	marca	CENTRI	(-)	id (tbg 1)	2,992	(in)	T	242,8	(md)		
Modelo	DN475	(-)	from (tbg 2)	9260	(ft)	k	101,5	(md)	Modelo	P8X	(-)	from (tbg 2)	10060	(ft)	k	123	(md)		
Frecuencia	59	(Hz)	to (tbg 2)	9339	(ft)	Daño Mecánico	3,33	(-)	Frecuencia	57	(Hz)	to (tbg 2)	10130	(ft)	Daño Mecánico	20	(-)		
Corte de A	16	(%)	id (tbg 2)	2,992	(in)	PS	2292,58	(Psi)	Corte de A	52	(%)	id (tbg 2)	2,992	(in)	PS	4648,72	(Psi)		
API	21	(API)	from (tbg 3)	9339	(ft)	Pwf	1723,13	(Psi)	API	24,1	(API)	from (tbg 3)	10130	(ft)	Pwf	1119,03	(Psi)		
Pc	20	(Psi)	to (tbg 3)	10203	(ft)	H	96	(ft)	Pc	62	(Psi)	to (tbg 3)	10318	(ft)	H	246	(ft)		
GOR	126	(ft ³ /bl)	id (tbg 3)	6,276	(in)	Distancia H.	2093,8	(ft)	GOR	12	(ft ³ /bl)	id (tbg 3)	6,276	(in)	Distancia H.	376,51	(ft)		
G. Gas	0,9927	(-)	md (tope BES)	9260	(ft)	IP	0,50048	(-)	G. Gas	1,1227	(-)	md (tope BES)	10060	(ft)	IP	0,14732	(-)		
G. Agua	1,03	(-)	Etapas	390	(-)	Viscosidad 100	48	(cp)	G. Agua	1,03	(-)	Etapas	293	(-)	Viscosidad 100	30	(cp)		
P. Burbuja	820	(Psi)	DI Pozo	6,276	(in)	Viscosidad 220	12	(cp)	P. Burbuja	88	(Psi)	DI Pozo	6,276	(in)	Viscosidad 220	4	(cp)		

ANEXO 4 CONTINUACIÓN

CONONACO 35 TI										CONONACO 35 HS									
Arena	TI	(-)	Sat. de gas	126	(ft ² /lb)	Temp Sup	76	(°F)	Arena	HS	(-)	Sat. de gas	33	(ft ² /lb)	Temp Sup	76	(°F)		
Qf	373,1	(BPD)	Ho	28	(ft)	Diámetro Int.	4,026	(in)	Qf	200,9	(BPD)	Ho	20	(ft)	Diámetro Int.	4,026	(in)		
P intake	2854,45	(Psi)	from (tbg 1)	0	(ft)	Esesor	0,237	(in)	P intake	2854,45	(Psi)	from (tbg 1)	0	(ft)	Esesor	0,237	(in)		
TI	-	(°F)	to (tbg 1)	9995	(ft)	Rugosidad	0,00039	(-)	TI	-	(°F)	to (tbg 1)	9995	(ft)	Rugosidad	0,00039	(-)		
marca	CENTRI	(-)	id (tbg 1)	2,992	(in)	T	230	(°F)	marca	CENTRI	(-)	id (tbg 1)	2,992	(in)	T	240	(°F)		
Modelo	P6XH6	(-)	from (tbg 2)	9995	(ft)	k	101,5	(md)	Modelo	P6XH6	(-)	from (tbg 2)	9995	(ft)	k	76,5	(md)		
Frecuencia	61	(Hz)	to (tbg 2)	10046	(ft)	Daño Mecánico	5,34	(-)	Frecuencia	61	(Hz)	to (tbg 2)	10046	(ft)	Daño Mecánico	8,5	(-)		
Corte de A	60	(%)	id (tbg 2)	2,992	(in)	PS	2396,21	(Psi)	Corte de A	60	(%)	id (tbg 2)	2,992	(in)	PS	4231,28	(Psi)		
API	22,9	(API)	from (tbg 3)	10046	(ft)	Pwf	3021,12	(Psi)	API	22,9	(API)	from (tbg 3)	10046	(ft)	Pwf	3102,86	(Psi)		
Pc	110	(Psi)	to (tbg 3)	10466	(ft)	H	83	(ft)	Pc	110	(Psi)	to (tbg 3)	10672	(ft)	H	48	(ft)		
GOR	126	(ft ³ /lb)	id (tbg 3)	6,276	(in)	Distancia H.	1648,82	(ft)	GOR	33	(ft ³ /lb)	id (tbg 3)	6,276	(in)	Distancia H.	1648,82	(ft)		
G. Gas	0,8	(-)	md (tope BES)	9995	(ft)	IP	-0,59705	(-)	G. Gas	0,8	(-)	md (tope BES)	9995	(ft)	IP	0,17804	(-)		
G. Agua	1,03	(-)	Etapas	221	(-)	Viscosidad 100	40	(cp)	G. Agua	1,03	(-)	Etapas	221	(-)	Viscosidad 100	40	(cp)		
P. Burbuja	820	(Psi)	Di Pozo	6,276	(in)	Viscosidad 220	5	(cp)	P. Burbuja	155	(Psi)	Di Pozo	6,276	(in)	Viscosidad 220	5	(cp)		

CONONACO 36D										CONONACO 47D									
Arena	TI	(-)	Sat. de gas	126	(ft ² /lb)	Temp Sup	76	(°F)	Arena	HS	(-)	Sat. de gas	33	(ft ² /lb)	Temp Sup	76	(°F)		
Qf	551	(BPD)	Ho	39	(ft)	Diámetro Int.	4,026	(in)	Qf	485	(BPD)	Ho	24	(ft)	Diámetro Int.	4,026	(in)		
P intake	1282,00	(Psi)	from (tbg 1)	0	(ft)	Esesor	0,237	(in)	P intake	1630,00	(Psi)	from (tbg 1)	0	(ft)	Esesor	0,237	(in)		
TI	239,00	(°F)	to (tbg 1)	10522	(ft)	Rugosidad	0,00039	(-)	TI	121,00	(°F)	to (tbg 1)	10489	(ft)	Rugosidad	0,00039	(-)		
marca	REDA	(-)	id (tbg 1)	10606	(in)	T	240	(°F)	marca	CENTRI	(-)	id (tbg 1)	2,992	(in)	T	230	(°F)		
Modelo	DN725	(-)	from (tbg 2)	10522	(ft)	k	168	(md)	Modelo	P4X	(-)	from (tbg 2)	10489	(ft)	k	70	(md)		
Frecuencia	60	(Hz)	to (tbg 2)	10606	(ft)	Daño Mecánico	3,71	(-)	Frecuencia	56	(Hz)	to (tbg 2)	10584	(ft)	Daño Mecánico	3,89	(-)		
Corte de A	7	(%)	id (tbg 2)	2,992	(in)	PS	2498,61	(Psi)	Corte de A	85	(%)	id (tbg 2)	2,992	(in)	PS	4334,52	(Psi)		
API	18,4	(API)	from (tbg 3)	10606	(ft)	Pwf	1322,26	(Psi)	API	32,2	(API)	from (tbg 3)	10584	(ft)	Pwf	1775,22	(Psi)		
Pc	60	(Psi)	to (tbg 3)	10704,5	(ft)	H	60	(ft)	Pc	100	(Psi)	to (tbg 3)	10972	(ft)	H	39	(ft)		
GOR	126	(ft ³ /lb)	id (tbg 3)	6,276	(in)	Distancia H.	689,23	(ft)	GOR	33	(ft ³ /lb)	id (tbg 3)	6,276	(in)	Distancia H.	877,65	(ft)		
G. Gas	1,05	(-)	md (tope BES)	10522	(ft)	IP	0,46840	(-)	G. Gas	0,957	(-)	md (tope BES)	10489	(ft)	IP	0,18950	(-)		
G. Agua	1,03	(-)	Etapas	444	(-)	Viscosidad 100	105	(cp)	G. Agua	1,03	(-)	Etapas	517	(-)	Viscosidad 100	7	(cp)		
P. Burbuja	820	(Psi)	Di Pozo	6,276	(in)	Viscosidad 220	10,5	(cp)	P. Burbuja	155	(Psi)	Di Pozo	6,276	(in)	Viscosidad 220	1,2	(cp)		

ANEXO 4 CONTINUACIÓN

CONONACO 48D										CONONACO 51D									
Arena	TI	(-)	Sat. de gas	126	(ft ³ /bl)	Temp Sup	76	(°F)	Arena	TI	(-)	Sat. de gas	126	(ft ³ /bl)	Temp Sup	76	(°F)		
Qf	770	(BPD)	Ho	74	(ft)	Diámetro Int.	4,026	(in)	Qf	760	(BPD)	Ho	66	(ft)	Diámetro Int.	4,026	(in)		
P intake	1741,00	(Psi)	from (tbg 1)	0	(ft)	Esesor	0,237	(in)	P intake	2236,00	(Psi)	from (tbg 1)	0	(ft)	Esesor	0,237	(in)		
TI	244,00	(°F)	to (tbg 1)	10803	(ft)	Rugosidad	0,00039	(-)	TI	241,00	(°F)	to (tbg 1)	11227	(ft)	Rugosidad	0,00039	(-)		
marca	REDA	(-)	id (tbg 1)	2,992	(in)	T	240	(°F)	marca	REDA	(-)	id (tbg 1)	2,992	(in)	T	240	(°F)		
Modelo	DN1100	(-)	from (tbg 2)	10803	(ft)	k	345	(md)	Modelo	DN1100	(-)	from (tbg 2)	11227	(ft)	k	391	(md)		
Frecuencia	62	(Hz)	to (tbg 2)	10883	(ft)	Daño Mecánico	-	(-)	Frecuencia	58	(Hz)	to (tbg 2)	11295	(ft)	Daño Mecánico	-	(-)		
Corte de A	1	(%)	id (tbg 2)	2,992	(in)	PS	2625,99	(Psi)	Corte de A	58	(%)	id (tbg 2)	2,992	(in)	PS	2786,76	(Psi)		
API	20,4	(API)	from (tbg 3)	10883	(ft)	Pwf	1799,89	(Psi)	API	21	(API)	from (tbg 3)	241	(ft)	Pwf	2291,44	(Psi)		
Pc	90	(Psi)	to (tbg 3)	11029	(ft)	H	85	(ft)	Pc	120	(Psi)	to (tbg 3)	11433	(ft)	H	91,25	(ft)		
GOR	126	(ft ³ /bl)	id (tbg 3)	6,276	(in)	Distancia H.	877,65	(ft)	GOR	126	(ft ³ /bl)	id (tbg 3)	6,276	(in)	Distancia H.	877,65	(ft)		
G. Agua	0,9927	(-)	md (tope BES)	10803	(ft)	IP	0,93209	(-)	G. Agua	1,29	(-)	md (tope BES)	11227	(ft)	IP	1,53438	(-)		
P. Burbuja	1,03	(-)	Etapas	364	(-)	Viscosidad 100	70	(cp)	P. Burbuja	1,03	(-)	Etapas	322	(-)	Viscosidad 100	68	(cp)		
	820	(Psi)	Di Pozo	6,276	(in)	Viscosidad 220	8	(cp)		820	(Psi)	Di Pozo	6,276	(in)	Viscosidad 220	7,6	(cp)		

Fuente: EP Petroecuador

Elaborado por: Patricia Moya / Hanz Ormazá