

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

DIAGNÓSTICO, EVALUACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE LOS MÉTODOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN LA UNIDAD DE EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS BARINAS, CAMPO SINCO.

Presentado ante la Ilustre Universidad
Central de Venezuela para optar al
Título de Ingeniero de Petróleo por el
Br. Rattia Aranda, Luis José.

Caracas, Mayo de 2002

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

DIAGNÓSTICO, EVALUACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE LOS MÉTODOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN LA UNIDAD DE EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS BARINAS, CAMPO SINCO.

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Adafel Rincón
TUTOR INDUSTRIAL: MSc. Eduardo Celis

Presentado ante la Ilustre Universidad
Central de Venezuela para optar al
Título de Ingeniero de Petróleo por el
Br. Rattia Aranda, Luis José.

Caracas, Mayo de 2002

DEDICATORIA

A Dios Todopoderoso esencia de todo, quien nos enseña que con una actitud positiva, paciente y luchadora, no nos desampara y siempre nos lleva por el camino correcto.

A mis padres, especialmente a mi madre quien con su amor y entrega me ha apoyado en todos los momentos y siempre ha tenido palabras de aliento y que con su actitud incondicional de lucha ha servido de ejemplo en cada día.

A mi abuela Remigia y tía María Elena, quienes se han convertido en unas segundas madres y con las cuales he encontrado el apoyo necesario para seguir adelante.

A toda mi familia que de alguna u otra forma han colaborado en mi formación personal y espiritual.

AGRADECIMIENTOS

Al Ingeniero Simón Suárez quien fuera llave fundamental para la realización de un sueño, dándome nuevos alientos para seguir adelante.

Al Profesor Víctor Escalona por creer en mi como profesional y que el destino quiso que terminara con buen pie el presente trabajo.

Al mi tutor Industrial MSc. Eduardo Celis por haberme brindado su asistencia, dedicación y orientación en mi paso por la industria y desarrollo de la Tesis, así como mi tutor académico Adafel Rincón por su apoyo y beligerancia.

Al personal de Intevep que colaboró de una u otra forma en el desarrollo de este trabajo, al personal de los edificios Noreste 6 y Norte 4: Marcelo Reyna por sus valiosos conocimientos, Roberto Luis, Rui Pessoa, Yamila Reyes, Nicolás Chirinos, Miguel Machado, Luisana Marcano, Abraham Salazar y Sandro Gasbarri, por su apoyo técnico profesional.

PDVSA-SUR y todo el personal que estuvieron involucrados en este proyecto, en especial a la Ingeniero Rosa Heredia por haberme propuesto el tema y brindado todo el apoyo técnico y profesional, así el como aporte de los Ingenieros Delso Añez, Leigber Rivera, Wilmedes Millano, y mis excompañeros de estudio Ingenieros Juan Santos y David Salas

Gracias a la Facultad de Ingeniería y a la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la Universidad Central de Venezuela por haberme dado la educación y haberme dado la oportunidad de forjarme como profesional, a mis profesores tanto en la escuela básica y profesional y en especial al profesor Norberto Bueno por su buena fe y apoyo tanto en este trabajo como en los anteriormente realizados.

Por último pero no menos importantes a mis amigos y compañeros los Ingenieros Carlos Hernández, Alina Lozada, Delimar López, y Jorge Paredes, así como a la Sra. Hortensia Ruiz por haberme dado esa mano amiga que tanto nos reconforta en momentos difíciles.

Rattia A., Luis J.

**DIAGNÓSTICO, EVALUACIÓN Y OPTIMIZACIÓN DE
LOS MÉTODOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN
LA UNIDAD DE EXPLOTACIÓN DE YACIMIENTOS
BARINAS, CAMPO SINCO**

**Tutor Académico: Prof. Adafel Rincón. Tutor Industrial: MSc. Eduardo Celis. Tesis.
Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año 2002,
137p.**

Palabras Claves: Métodos de Levantamiento Artificial, Bombeo Electrosúmergible, Bombeo Mecánico, Diagnóstico, Optimización.

Resumen. El presente trabajo tiene por objeto optimizar los métodos de levantamiento artificial en la Unidad de Explotación de Yacimientos Barinas, Campo SINCO, los cuales están conformados por Bombeo Electrosúmergible (BES) y Bombeo Mecánico (BM). Se analizaron 28 pozos de los cuales 5 fluyen con equipos de BM y 23 por BES. El proceso de optimización se hizo mediante el análisis de niveles dinámicos y estáticos, Índice de Productividad, producción, y diagramas de pozos. Se utilizaron programas de selección de métodos de levantamiento artificial, simuladores de diseño tanto para BES como para BM, simuladores para condiciones de superficie, y cálculos analíticos.

Luego de hacer la evaluación y diagnóstico, el número de pozos optimizables quedó en cinco (5) por BES y cinco (5) pozos por BM, la cual consistió en:

- a) Rediseño de equipos BES para pozos que fluyen con este método.
- b) Análisis de los equipos BM.
- c) Estudio de cambio de método para los pozos que fluyen por BM a BES.

Entre los resultados obtenidos para el caso de los pozos que fluyen actualmente por BES se puede observar que los pozos optimizados aumentan la producción actual del pozo. Los diseños se ajustan a las condiciones actuales del pozo y esto redunda en un mejor desempeño del equipo que se traduce en menores costos de mantenimiento a lo largo del tiempo.

Uno de los objetivos de esta tesis es verificar que los 5 pozos que fluyen actualmente por BM deben cambiar el método de levantamiento a BES. Debido a que 3 de esos pozos tienen instaladas bombas Casing que no permite la toma de datos completa, sólo 2 pozos fueron evaluados y optimizados. Los análisis reflejaron que se obtienen mejores resultados optimizando el equipo de BM mediante un cambio en el esquema de producción antes que efectuar el cambio de método a BES.

En los resultados arrojados por la validación de los métodos de levantamiento artificial efectuado a los 28 pozos estudiados, el Bombeo Hidráulico es una opción válida y se encuentra actualmente en etapa de estudio con amplias ventajas de aplicación.

ÍNDICE GENERAL

ÍNDICE GENERAL.....	I
LISTA DE TABLAS	IV
LISTA DE FIGURAS.....	VI
INTRODUCCIÓN	1
1 CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL CAMPO SINCO.....	4
1.1 DESCRIPCIÓN DE YACIMIENTOS	4
1.2 HISTORIA Y DESARROLLO DEL CAMPO.....	6
1.3 ESTRUCTURA REGIONAL DEL ÁREA.....	6
1.4 MARCO ESTRATIGRÁFICO DEL ÁREA	7
1.5 ESTRATIGRAFÍA LOCAL	8
1.6 GENERALIDADES DE LA CORRELACIÓN.....	9
1.7 AMBIENTES SEDIMENTARIOS EN LA UNIDAD DE INTERÉS	10
1.7.1 Formación Gobernador:.....	10
1.7.2 Formación Escandalosa [5].....	11
2 DESCRIPCIÓN DE LOS MÉTODOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.....	13
2.1 BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (BES)	13
2.1.1 Funcionamiento.....	15
2.1.2 Equipos de superficie.....	15
2.1.3 Equipos de subsuelo.....	16
2.1.4 Ventajas	18
2.1.5 Limitaciones.....	18
2.2 BOMBEO MECÁNICO (BM)	19
2.2.1 Funcionamiento.....	19
2.2.2 Equipos de subsuelo.....	21

2.2.3	Equipos de superficie.....	23
2.2.4	Ventajas.....	25
2.2.5	Limitaciones.....	25
3	RECOPILACIÓN Y VALIDACIÓN DE LOS DATOS	26
3.1	CARPETAS DE POZOS.....	27
3.2	DIAGRAMAS DE POZOS	27
3.3	HISTORIAL DE INSTALACIONES PARA POZOS CON BES	27
3.4	NIVELES DINÁMICOS PARA BES	28
3.5	HISTORIAL DE INSTALACIONES PARA POZOS CON BOMBEO MECÁNICO.....	28
3.6	NIVELES DINÁMICOS PARA POZOS QUE FLUYEN POR BOMBEO MECÁNICO.....	29
3.7	ANÁLISIS PVT	29
3.8	SUMARIO DE PRODUCCIÓN POR POZO	29
3.9	LÍNEAS DE SUPERFICIE.....	30
3.10	INFORMACIÓN DE MESAS DE TRABAJOS.....	30
4	EVALUACIÓN DE LOS POZOS A SER OPTIMIZADOS	32
4.1	EVALUACIÓN DEL NIVEL DINÁMICO	32
4.2	EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN	34
4.3	EVALUACIÓN DEL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (IP).....	37
4.4	VALIDACIÓN DEL MÉTODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	46
4.4.1	Caso BES	47
4.4.2	Caso BM.....	49
5	DIAGNÓSTICO Y SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS A OPTIMIZACIÓN	53
5.1	DIAGNÓSTICO.....	53
5.1.1	Caso BM.....	54
5.1.2	Caso BES	55
5.2	SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS A OPTIMIZACIÓN.....	56
6	OPTIMIZACIÓN DEL MÉTODO DE LEVANTAMIENTO	58

6.1	OPTIMIZACIÓN DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	58
6.1.1	Optimización del equipo BES para el pozo L26.....	62
6.1.2	Resultados de optimización de pozos BES	64
6.2	OPTIMIZACIÓN DE BOMBEO MECÁNICO	66
6.2.1	Validación de los datos y del equipo de BM para el pozo L6:	66
6.2.2	Optimización del equipo BM para el pozo L6	68
6.2.3	Diseño de equipo BES para el pozo L6.....	71
6.2.4	Equipos BES diseñados para pozos que fluyen actualmente por BM.....	74
6.3	EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	75
6.3.1	Premisas	75
6.3.2	Resultados	77
6.4	RESUMEN DE OPTIMIZACIÓN	78
7	CONCLUSIONES	82
8	RECOMENDACIONES	86
9	REFERENCIAS	89
10	NOMENCLATURA	91
11	ANEXO A	93
	PROCEDIMIENTO DE DISEÑO DE EQUIPOS BES.....	93
12	ANEXO B	104
12.1	NIVELES MECÁNICOS.....	104
12.2	COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN.....	117
12.3	RESULTADO DE LA VALIDACIÓN DEL MÉTODO PARA POZOS SELECCIONADOS... ..	131
12.4	RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN HECHA A LOS EQUIPOS BES PARA POZOS SELECCIONADOS	133
12.5	RESULTADOS DE LA EVALUACIÓN HECHA A LOS EQUIPOS BM.....	138

LISTA DE TABLAS

TABLA 1: PROPIEDADES DE YACIMIENTO DEL CAMPO SINCO	5
TABLA 2: ESTRATIGRAFÍA DEL CAMPO SINCO	9
TABLA 3: PROPIEDADES PROMEDIO DE FORMACIÓN GOBERNADOR	11
TABLA 4: PROPIEDADES PROMEDIOS DE LA FORMACIÓN ESCANDALOSA	12
TABLA 5: POZOS FLUYENDO POR BES Y BM	26
TABLA 6: RESUMEN DE INFORMACIÓN DE POZOS ACTIVOS DEL CAMPO SINCO	31
TABLA 7: RESULTADO DEL CÁLCULO DEL IP	40
TABLA 8: CLASIFICACIÓN DE LOS IP	43
TABLA 9: RESULTADO DE LA EVALUACIÓN DE LOS POZOS A SER OPTIMIZADOS	45
TABLA 10: VALIDACIÓN DEL MÉTODO PARA EL CASO BES	47
TABLA 11: VALIDACIÓN DEL MÉTODO PARA EL CASO BM	49
TABLA 12: DIAGNÓSTICO DE PROBLEMAS	53
TABLA 13: POZOS CANDIDATOS A OPTIMIZACIÓN	57
TABLA 14: CONDICIONES ACTUALES DEL POZO L26	59
TABLA 15: COMPARACIÓN ENTRE EQUIPO BES ACTUAL Y PROPUESTO	63
TABLA 16: RESULTADOS COMPARATIVOS ENTRE DISEÑO ACTUAL Y PROPUESTO, POZO L26	64
TABLA 17: EQUIPOS BES ACTUALES Y PROPUESTOS PARA LOS POZOS OPTIMIZADOS	65
TABLA 18: BARRILES ADICIONALES RESULTADO DE LA OPTIMIZACIÓN PARA BES	66
TABLA 19: CONDICIONES ACTUALES DEL POZO L6	67
TABLA 20: COMPARACIÓN ENTRE DISEÑO ACTUAL Y PROPUESTO PARA POZO L6, BM	69
TABLA 21: TABLA COMPARATIVA ENTRE DATOS DE PRODUCCIÓN ACTUALES Y OPTIMIZADOS PARA EL POZO L6	71
TABLA 22: EQUIPO BES PARA EL POZO L6	71
TABLA 23: COMPARACIÓN DE PRODUCCIÓN ENTRE EQUIPOS BES Y BM PARA L6	72
TABLA 24: EQUIPOS BES PROPUESTOS PARA LOS POZOS BM	74
TABLA 25: BARRILES ADICIONALES DE PROPUESTA BES PARA POZOS BM	75
TABLA 26: INDICADORES ECONÓMICOS PARA TRABAJO DE SERVICIO BES	77

TABLA 27: INDICADORES ECONÓMICOS PARA CAMBIO DE MÉTODO A BES	78
TABLA 28: RESUMEN DE OPTIMIZACIÓN DE EQUIPOS BES PARA POZOS BES	78
TABLA 29: RESULTADO DE OPTIMIZACIÓN DE EQUIPOS BM PARA POZOS QUE FLUYEN POR BM	80
TABLA 30: RESULTADOS DE EQUIPOS BES PARA POZOS QUE FLUYEN POR BM	81

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1: UBICACIÓN CAMPO SINCO	4
FIGURA2: EQUIPO DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	15
FIGURA 3: ESQUEMA DE UNA ETAPA	18
FIGURA 4: ETAPAS EN EL FUNCIONAMIENTO DE UNA BOMBA DE SUBSUELO.....	20
FIGURA 5: PRINCIPALES ELEMENTOS DE UNA BOMBA DE BOMBEO MECÁNICO.....	20
FIGURA 6: CABILLAS DE FIBRA DE VIDRIO.....	22
FIGURA 7: BALANCÍN CONVENCIONAL	24
FIGURA 8: PRENSA ESTOPA Y BARRA PULIDA	24
FIGURA 9: NIVEL DINÁMICO DEL POZO L24.....	33
FIGURA 10: RESULTADO DEL OFM PARA EL POZO L19	35
FIGURA 11 COMPORTAMIENTO TÍPICO DE IPR PARA EL CAMPO SINCO	44
FIGURA 12: RESULTADO DEL SEDLA PARA POZOS QUE UTILIZAN BES	47
FIGURA13: RESULTADO DEL SEDLA PARA POZOS QUE UTILIZAN BM	49
FIGURA 14: ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS OBTENIDOS DE LA VALIDACIÓN DEL MÉTODO DE L .A	50
FIGURA 15: ANÁLISIS EN PORCENTAJE DE LA VALIDACIÓN DEL MÉTODO DE L. A.....	51
FIGURA 16: RESUMEN DE DIAGNÓSTICO.....	54
FIGURA 17: COMPORTAMIENTO DEL ND PARA EL POZO L26.....	60
FIGURA 18: CURVA DE IPR/EPR POZO L26 PARA EQUIPO BES ACTUAL.....	61
FIGURA 19: CURVA IPR/EPR POZO L26 PARA EQUIPO BES PROPUESTO.	63
FIGURA 20: VALIDACIÓN DEL MÉTODO ACTUAL, POZO L6	68
FIGURA 21: COMPARACIÓN ENTRE EL ESQUEMA ACTUAL Y PROPUESTO PARA EL POZO L6, POR BM	70
FIGURA 22: COMPORTAMIENTO PARA EL DISEÑO DE EQUIPO BES PROPUESTO PARA EL POZO L6	72
FIGURA 23: COMPORTAMIENTO IPR PARA EL L25	73
FIGURA 24: CURVA IPR	97

FIGURA 25: ALTURA DINÁMICA TOTAL	99
FIGURA 26: NIVEL DINÁMICO PARA EL POZO L1	104
FIGURA 27: NIVEL DINÁMICO PARA EL POZO L2	105
FIGURA 28: NIVEL DINÁMICO PARA EL POZO L3	105
FIGURA 29: NIVEL DINÁMICO PARA EL POZO L4	106
FIGURA 30: NIVEL DINÁMICO PARA EL POZO L5	106
FIGURA 31: NIVEL DINÁMICO PARA EL POZO L6	107
FIGURA 32: NIVEL DINÁMICO PARA EL POZO L7	107
FIGURA 33: NIVEL DINÁMICO PARA EL POZO L9	108
FIGURA 34: NIVEL DINÁMICO PARA EL POZO L10	108
FIGURA 35: NIVEL DINÁMICO PARA EL POZO L11	109
FIGURA 36: NIVEL DINÁMICO PARA EL POZO L12	109
FIGURA 37: NIVEL DINÁMICO PARA EL POZO L13	110
FIGURA 38: NIVEL DINÁMICO PARA EL POZO L14	110
FIGURA 39: NIVEL DINÁMICO PARA EL POZO L15	111
FIGURA 40: NIVEL DINÁMICO PARA EL POZO L16	111
FIGURA 41: NIVEL DINÁMICO PARA EL POZO L17	112
FIGURA 42: NIVEL DINÁMICO PARA EL POZO L19	112
FIGURA 43: NIVEL DINÁMICO PARA EL POZO L20	113
FIGURA 44: NIVEL DINÁMICO PARA EL POZO L21	113
FIGURA 45: NIVEL DINÁMICO PARA EL POZO L23	114
FIGURA 46: NIVEL DINÁMICO PARA EL POZO L24	114
FIGURA 47: NIVEL DINÁMICO PARA EL POZO L25	115
FIGURA 48: NIVEL DINÁMICO PARA EL POZO L26	115
FIGURA 49: NIVEL DINÁMICO PARA EL POZO L27	116
FIGURA 50: NIVEL DINÁMICO PARA EL POZO L28	116
FIGURA 51: COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN PARA EL POZO L1	117
FIGURA 52: COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN PARA EL POZO L2	117
FIGURA 53: COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN PARA EL POZO L3	118
FIGURA 54: COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN PARA EL POZO L4	118

FIGURA 55: COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN PARA EL POZO L5.....	119
FIGURA 56: COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN PARA EL POZO L6.....	119
FIGURA 57: COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN PARA EL POZO L7.....	120
FIGURA 58: COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN PARA EL POZO L8.....	120
FIGURA 59: COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN PARA EL POZO L9.....	121
FIGURA 60: COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN PARA EL POZO L10.....	121
FIGURA 61: COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN PARA EL POZO L11.....	122
FIGURA 62: COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN PARA EL POZO L12.....	122
FIGURA 63: COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN PARA EL POZO L13.....	123
FIGURA 64: COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN PARA EL POZO L14.....	123
FIGURA 65: COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN PARA EL POZO L15.....	124
FIGURA 66: COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN PARA EL POZO L16.....	124
FIGURA 67: COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN PARA EL POZO L17.....	125
FIGURA 68: COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN PARA EL POZO L18.....	125
FIGURA 69: COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN PARA EL POZO L19.....	126
FIGURA 70: COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN PARA EL POZO L20.....	126
FIGURA 71: COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN PARA EL POZO L21.....	127
FIGURA 72: COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN PARA EL POZO L22.....	127
FIGURA 73: COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN PARA EL POZO L23.....	128
FIGURA 74: COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN PARA EL POZO L24.....	128
FIGURA 75: COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN PARA EL POZO L25	129
FIGURA 76: COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN PARA EL POZO L26.....	129
FIGURA 77: COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN PARA EL POZO L27.....	130
FIGURA 78: COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN PARA EL POZO L28.....	130
FIGURA 79: VALIDACIÓN DEL MÉTODO PARA EL POZO L6 (BM)	131
FIGURA 80: VALIDACIÓN DEL MÉTODO PARA EL POZO L25 (BM)	131
FIGURA 81: VALIDACIÓN DEL MÉTODO PARA EL POZO L14 (BES)	131
FIGURA 82: VALIDACIÓN DEL MÉTODO PARA EL POZO L17 (BES)	132
FIGURA 83: VALIDACIÓN DEL MÉTODO PARA EL POZO L19 (BES)	132
FIGURA 84: VALIDACIÓN DEL MÉTODO PARA EL POZO L26 (BES)	132

FIGURA 85: VALIDACIÓN DEL MÉTODO PARA EL POZO L27 (BES)	132
FIGURA 86: CURVA INFLUJO/EFLUJO CON DISEÑO ACTUAL PARA EL POZO L14.....	133
FIGURA 87: CURVA INFLUJO/EFLUJO CON DISEÑO OPTIMIZADO PARA EL POZO L14.....	133
FIGURA 88: CURVA INFLUJO/EFLUJO CON DISEÑO ACTUAL PARA EL POZO L17.....	134
FIGURA 89: CURVA INFLUJO/EFLUJO CON DISEÑO OPTIMIZADO PARA EL POZO L17.....	134
FIGURA 90: CURVA INFLUJO/EFLUJO CON DISEÑO ACTUAL PARA EL POZO L19.....	135
FIGURA 91: CURVA INFLUJO/EFLUJO CON DISEÑO OPTIMIZADO PARA EL POZO L19.....	135
FIGURA 92: CURVA INFLUJO/EFLUJO CON DISEÑO ACTUAL PARA EL POZO L26.....	136
FIGURA 93: CURVA INFLUJO/EFLUJO CON DISEÑO OPTIMIZADO PARA EL POZO L26.....	136
FIGURA 94: CURVA INFLUJO/EFLUJO CON DISEÑO ACTUAL PARA EL POZO L27.....	137
FIGURA 95: CURVA INFLUJO/EFLUJO CON DISEÑO OPTIMIZADO PARA EL POZO L27.....	137
FIGURA 96: CURVA PWF CONTRA QO CON DISEÑO ACTUAL PARA EL POZO L6	138
FIGURA 97: CURVA PWF CONTRA QO CON DISEÑO OPTIMIZADO PARA EL POZO L6	138
FIGURA 98: CURVA PWF CONTRA QO CON DISEÑO ACTUAL PARA EL POZO L25	139

INTRODUCCIÓN

La Cuenca Barinas – Apure está asociada con un acuífero que se cataloga como infinito ya que se abastece por medio de los afloramientos en el Piedemonte Andino. [7] Esto genera en un potencial muy alto de producción en el área, atípico entre la mayoría de los pozos petroleros.

En efecto, los pozos presentarían una tasa máxima promedio para una presión de fondo fluyente teórica (P_{wf}) igual a cero en el orden de los 100.000 BFPD, lo que hace pensar que ningún Método de Levantamiento Artificial funcione bajo estas condiciones, y si aunado a esto se suma el hecho de que la mayoría de los pozos produce con cortes de agua cercano al 90%, entonces la situación se vuelve poco frecuente comparada con las condiciones existentes en otros campos venezolanos.

Por otra parte, los equipos de levantamiento artificial (L. A.) se ven afectados por las fluctuaciones de corriente y por problemas de escamas, lo cual le resta vida útil a los equipos, que en promedio, deben estar alrededor de 3 años.

De lo anteriormente señalado, se deduce la necesidad de evaluar y diagnosticar los equipos de levantamiento artificial periódicamente para obtener un buen comportamiento del pozo y mantener una producción óptima según las condiciones de cada uno.

La optimización hecha a los pozos está enfocada básicamente en maximizar el beneficio de la inversión realizada, a través de mejoras en los diseños para adecuarlos a las condiciones actuales de cada pozo.

El trabajo consistió en 5 fases:

- a) Recopilación y validación de la información, donde en muchos casos, fue necesario rehacer algunos diagramas de pozos, acudir a la información de mesas de trabajo, entre otras cosas.

- b) Evaluación de los métodos de levantamiento artificial, tanto para el caso de Bombeo Electrosumergible (BES) como para Bombeo Mecánico (BM), donde se analizó el comportamiento de producción, el nivel dinámico y estático y se calculó del Índice de Productividad. Se realizó una validación del método de levantamiento artificial que se aplica en cada pozo por medio de un programa especializado para escoger el mejor método según las condiciones actuales del pozo.
- c) Diagnóstico del método de Levantamiento Artificial en los pozos, donde se analizaron las fortalezas y debilidades de cada uno tomando en cuenta los resultados y análisis arrojados de la sección anterior. De este diagnóstico se seleccionaron los pozos candidatos a optimización del método de levantamiento artificial, con explicación detallada de las pautas seguidas para su selección.
- d) Optimización del sistema de levantamiento artificial que incluyó:
- Nuevo diseño de los equipos de BES adaptado a las condiciones actuales.
 - Se realizaron varias comparaciones entre los diseños propuestos junto con el que posee actualmente para el caso de pozos con BES.
 - Reacondicionamiento del equipo de BM actual, donde se planteó un nuevo esquema de producción para un pozo ejemplo con este mismo método.
 - Cambio de método donde elaboró un nuevo diseño BES para el pozo que posee actualmente el sistema de BM, adaptado a las condiciones del pozo descrito anteriormente.
 - Para el pozo que fluye por BM actualmente se compararon y analizaron los resultados obtenidos entre el sistema actual y el reacondicionamiento propuesto con BM, así como también se comparó con el diseño propuesto de BES.
- e) Finalmente se presenta la evaluación económica tomando en cuenta las siguientes premisas financieras:

- Horizonte económico de dos (2) años.
- 15% tasa de declinación anual del yacimiento.
- Inversiones en cuanto a adquisición e instalación de los equipos BES, trabajo de servicio y cambio de método de L. A.
- Vida útil de los equipos igual a dos años.

1 CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL CAMPO SINCO

1.1 Descripción de yacimientos

El campo SINCO, se encuentra a unos 45 Km. al Sureste de la ciudad de Barinas, Edo. Barinas, abarca una superficie de 120 Km² aproximadamente.



Figura 1: Ubicación Campo SINCO

El área de estudio está comprendida entre las coordenadas: 911000/N – 922000 y E-375500/E-371000, incluye los campos SINCO y parcialmente Hato Viejo, Páez Y Mingo. Los yacimientos de esta área están definidos estructuralmente por dos tipos de fallas: las existentes, previas a la migración del petróleo y otras posteriores, éstas últimas generalmente de ocurrencia este-oeste. Existen adicionalmente, numerosas fallas de menor desplazamiento vertical, difíciles de definir pero de suma importancia porque condicionan el movimiento de los fluidos en los yacimientos, especialmente en arenas delgadas. También se ha comprobado el carácter no sellante de numerosas fallas.

Los yacimientos están constituidos por arenas de buena transmisibilidad y contentivas de crudos medianos, cuyas gravedades API varían entre 22-28 °API, subsaturados con relación

gas/petróleo inicial de 23 PCN/BN y sometidas a un empuje de agua fuerte proveniente de un acuífero meteórico, con circulación hidrodinámica, continuamente mantenido por agua dulce en el afloramiento de las formaciones, en el piedemonte andino [7]

Aproximadamente, el 50% de la producción se ha obtenido bajo un régimen de altos cortes de agua, el cual en la actualidad es superior al 90% en la mayoría de los pozos. Posterior a la irrupción de agua, la tasa de producción de petróleo básicamente resulta del arrastre de petróleo hacia los pozos productores, en la denominada etapa post-irrupción, durante la cual, todavía se puede producir una gran cantidad de petróleo.

Los principales cuerpos de arena en las Formaciones Gobernador y Escandalosa no presentan intercalaciones de lutitas significativas, con excepción de las calcarenitas “O”, de la Formación Escandalosa, que presentan características diferentes a las arenas A/B y P-1/2. En general, las permeabilidades verticales tienen valores cercanos a 1 Darcy, aunque inferiores a las permeabilidades horizontales, por lo que es muy probable la formación de conos de agua. Cuando el avance de agua es básicamente lateral y no proviene de un acuífero de fondo, el agua avanza causando adedamiento motivado por las razones de movilidad adversas existentes. Estas vías de avance preferencial del agua, dejan atrás áreas con altas saturaciones de petróleo, ya que el avance del frente del desplazamiento, no es uniforme. Adicionalmente, por el contraste de permeabilidad existente entre las diferentes capas productoras, el agua avanza más rápido en las capas de alta permeabilidad hasta irrumpir en los pozos productores, evitando un drenaje uniforme y dejando atrás zonas con alta saturación de petróleo.

Algunas propiedades más importantes de los yacimientos y arenas que fueron sometidas a mesas de productividad se muestran en la Tabla 1 a continuación:

Tabla 1: Propiedades de yacimiento del Campo SINCO

Generalidades	
Total de pozos en SINCO	94
Total de yacimientos	27
Producción acumulada	
Petróleo (MMMBEPD)	303

Generalidades	
Gas (MMMPCF)	6
Pozos BES	25
Pozos BM	22

1.2 Historia y desarrollo del campo

La cuenca Barinas-Apure incluye dos subcuenca menores, una de ellas, la de Barinas, ocupa las de mayores extensiones en los Estados Barinas y Apure, y la de Uribante sobre parte de Apure Occidental, separadas entre sí por el arco de Santa Bárbara, que en la cuenca constituye una extensión del Macizo Colorado. Dentro de la cuenca se han descubierto hasta la fecha once Campos de Petróleo, casi todos de pequeña extensión y volumen, entre éstos el campo SINCO es considerado el más grande.

El pozo descubridor del Campo SINCO fue el SIN-1 perforado en 1953, con una producción inicial de 398 B/D con 0.5% AyS, por la compañía Mobil de Venezuela en la formación Escandalosa.

En general se han completado un total de 70 pozos en la formación Escandalosa y 88 pozos en la formación Gobernador.

1.3 Estructura Regional Del Área

La Cuenca Barinas-Apure, la tercera de Venezuela por sus recursos petrolíferos, es una depresión estructural situada al Suroeste del país, limitada al Noroeste por los Andes Venezolanos, al Norte por la prolongación de la Serranía del Interior Central, al Este y Noreste por el Arco de El Baúl, al Sureste por el Escudo de Guayana y al Sur por un alto gravimétrico situado entre los Ríos Apure y Arauca. Presenta una superficie de aproximadamente 95000 Km^2 , rellena con sedimentos Cretácicos y terciarios que forman una columna de 5000Mts de espesor de sedimentos Cretácicos y post-cretácicos, los cuales

descansan sobre un basamento de rocas ígneas y metamórficas Pre-Cretácicas y sedimentos del Jurásicos y Paleoceno. [7]

La estructura que se presenta actualmente es el resultado de la influencia del tectonismo durante el período Mio-Plioceno, sobre rasgos estructurales más antiguos del Cretácico Superior. La orogénesis Andina influenció notablemente la estructura de la cuenca provocando el levantamiento del Arco de El Baúl, induciendo de este modo la definición de la Cuenca de Barinas como provincia geológica independiente.

Hacia los flancos Andinos, se encuentran cuencas estructurales profundas, mientras en dirección a los frentes de montañas se han desarrollado volcamientos y corrimientos, cuya orientación es en dirección a la Cuenca.

En el área se observa un desarrollo de pliegues muy suaves, afectados por el tectonismo, dando origen a algunas fallas normales y fallas de inversión presentes en la misma, en las cuales se entramparon los mejores yacimientos de hidrocarburos. También se presenta la parte mas profunda al pie de la cordillera Andina, mostrando una elevación constante del basamento en dirección al Escudo de Guayana al Sur y hacia el Arco de El Baúl en dirección Este. También se observa un alto estructural en el cual se han encontrado las acumulaciones más importantes de la cuenca.

1.4 Marco Estratigráfico del área

La columna sedimentaria del área está compuesta por un basamento ígneo-metamórfico de edad Pre-Cretácico sobre el cual se depositaron discordantemente los sedimentos cuyas edades oscilan entre Cretácico y la Era Reciente.

La secuencia deposicional comienza con la Formación Aguardiente (Albiense Tardío-Cenomaniense Temprano) compuesto por areniscas.

Sobre la Formación Aguardiente se encuentra la Formación Escandalosa (Cenomaniense Temprano- Turoniense Medio) separada del Miembro la Morita suprayacente por una superficie erosiva. En toda el área de la Sub-Cuenca Barinas la Formación Escandalosa fue dividida en cuatro miembros, basado en la litología y las características de los registros eléctricos; estos miembros de base a tope son: Miembro “S” correspondiente a una lutita, que sirve como capa de guía regional; el Miembro “R” compuesto por areniscas glauconíticas y calizas arenosas; el Miembro “P” importante reservorio de hidrocarburos, compuesto de areniscas cuarzosas intercaladas con lutitas carbonosas; y por último el Miembro “O”, también importante reservorio

Discordante a ésta se encuentra la Formación Gobernador (Eoceno/medio), compuesta de areniscas cuarzosas de granos finos a gruesos, con estratificación cruzada e intercalaciones de lutitas carbonosas y calcáreas, y limolitas.

1.5 Estratigrafía Local

Los topes de las siguientes formaciones y miembros han sido incluidos en la correlación estratigráfica, así como varias de las unidades informales que han sido utilizadas en el área con anterioridad. Estas formaciones son de tope a base:

- Fm Pagüey
- Fm. Gobernador
- Unidades Masparrito, arenas A, B y C (C-superior y C-inferior)
- Fm. Navay
- Mbr. Quevedo
- Mbr. La Morita (Marcador N)
- Fm. Escandalosa: Unidades O (O1 a la O8), P-1/2, R-1/2/3 y S
- Fm. Aguardiente (Kag)
- Basamento, cuando es alcanzado por alguno de los pozos.

Tabla 2: Estratigrafía del campo SINCO

FORMACIÓN	MIEMBRO	SECCIÓN
GOBERNADOR	MASPARRITO A -B C	C-1 C-2
ESCANDALOSA	O P R	O-1 O-2 O-3 P-1 P-2 R-1 R-2 R-3

Este un resumen de la correlación estratigráfica para el campo SINCO, donde se representan las formaciones de interés para el presente trabajo

1.6 Generalidades de la correlación

La Formación Gobernador A/B está constituida por areniscas cuarzosas de grano fino a grueso, localmente conglomeráticas, friables a bien endurecidas, con estratificación cruzada, intercalaciones de limolitas y laminaciones lutíticas carbonáceas de ambiente fluvio – costero a marino

Las unidades de la Formación Escandalosa son bastante continuas lateralmente y con pocas variaciones de facies laterales importantes que dificultaran su correlación estratigráfica. El

miembro R de esta formación presenta buen carácter en los registros eléctricos y GR siendo diferenciables los tres sub-miembros informales R1, R2 y R3. El miembro R tiene un espesor de unos 130 pies donde R3 tiene un espesor promedio de 70 pies. Sobre esta secuencia están las arenas P de unos 170 pies promedio, que por razones operacionales se han separado tradicionalmente en P1 y P2. En el área de estudio estas unidades constituyen secuencias apiladas de arenas difíciles de separarlas

1.7 Ambientes sedimentarios en la unidad de interés

1.7.1 Formación Gobernador:

La Formación Gobernador se dividió en tres secuencias que corresponden a las arenas A/B, C-Superior y C-Inferior.

Las arenas basales constituyen canales entrelazados depositados sobre la discordancia que forman yacimientos, donde las variaciones de facies marcan, junto con la estructura, los límites de los yacimientos allí presentes. Los canales con orientación NS tienden a estar saturados de hidrocarburos al contrario de los otros canales identificados y de diferente orientación. Estos canales llenan pequeños valles y se ajustan a la paleogeografía reinante en el área para el Eoceno donde debieron prevalecer relieves de Cuesta de rumbo NNO a NS.

Suprayacente a estas arenas se encuentra una secuencia más sucia correspondiente al miembro C-Superior de la Formación Gobernador. Esta unidad marca un período transgresivo caracterizado por lutitas y limolitas que constituyen un sello vertical entre las secuencias de C-inferior y las continuas arenas del miembro A/B. Esta unidad no constituye yacimiento en la zona y está generalmente saturada de agua o constituidas por areniscas delgadas y apretadas.

Las propiedades promedios de los dos miembros más importantes de esta formación se describen en la

Tabla 3 que se muestra a continuación:

Tabla 3: Propiedades promedio de Formación Gobernador

Propiedades	Gobernador A/B	Gobernador B/C
RGP (PCF/BD)	34	54
°API	23	14,4
Pres. Cabezal (lpc)	63	125
Temp. yacimiento (°F)	253	225
Tope de las perforaciones (pies)	8574	8886
P. yac. (lpc)	3671	3747
Pwf (lpc)	3385	3180
IP (BFPD)	21	12
IPn (BPPD)	1,04	0,55

1.7.2 Formación Escandalosa [5]

Estas arenas están compuestas de areniscas masivas, con estratificación cruzada y calizas arenosas con cantidades subordinadas de lutitas oscuras. Estas areniscas presentan ocasionalmente granos de glaucomita y fragmentos carbonáceos.

El miembro P, constituye una secuencia de arenas masivas, apiladas verticalmente y van de más arcillosas en su base (P-2) a areniscas mas limpias, bien escogidas, con estratificación cruzada, con granos finos a gruesos y cuarzos lechosos hacia el tope (P-1). En el área esta frecuencia se presenta muy continua y no se observa separación vertical entre P1 y P2 en los campos de SINCO, sin embargo, hacia el campo Hato se puede cartografiar una lutita de poco espesor y que divide ambas sub-unidades. La presencia de una arenisca conglomerática o conglomerado hacia la base de P1, sugiere un contacto erosivo entre P1 y P2, donde la primera erosiona a unidad infrayacente (P2).

Este miembro se piensa que corresponde a un ambiente costero que hacia su tope se hace mas marino hasta pasar a las secuencias del miembro O. esta secuencia es referida en el estudio como la Calcarenita O debido a que en esta zona predominan las arenas calcáreas sobre las calizas y dolomías que la caracterizan al norte de SINCO.

Las propiedades promedios de los dos miembros más importantes de esta formación se describen en la Tabla 4 que se muestra a continuación:

Tabla 4: Propiedades promedios de la formación Escandalosa

Propiedades	Escandalosa P-1/2
RGP (PCF/BD)	128
°API	24
Pres. Cabezal (lpc)	81
Temp. yacimiento (°F)	232
Tope de las perforaciones (pies)	9013
P. yac. (lpc)	3777
Pwf (lpc)	3511
IP (BFPD)	24
IPn (BPPD)	1,5

2 DESCRIPCIÓN DE LOS MÉTODOS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

A continuación se describirán los dos métodos de levantamiento artificial que se emplean actualmente en el grupo de pozos a estudiar ubicados en el campo SINCO que son Bombeo Electrosumergible y Bombeo Mecánico.

2.1 Bombeo Electrosumergible (BES)

La primera bomba electrosumergible fue instalada en un pozo de petróleo en 1964 y desde entonces el concepto se ha probado en todo el mundo petrolero. Actualmente, es considerado como efectivo y económico medio de levantamiento para altos volúmenes de fluido, desde grandes profundidades y bajo una amplia variedad de condiciones. Los campos de Barinas son pioneros de la aplicación de BES en Venezuela. El bombeo electrosumergible se puede usar para tasas que oscilan entre los 200 y los 60000 Bls/D y en profundidades de hasta 15000 pies.

En condiciones de operación, el equipo debe estar dentro del hoyo, suspendido de la tubería de producción y sumergido en el fluido del pozo. La presión en el pozo, a la profundidad de asentamiento del equipo, no genera problemas debido a que la sección sellada iguala la presión interna del motor con la presión del hoyo.

El motor es eléctrico y en muchos casos posee un variador de frecuencia que le permite operar a velocidades entre, 3900 RPM o menos con frecuencias de 50 Hz o superiores. El mismo está acoplado directamente a la bomba por medio de un protector o sección sellada entre ambos. La energía es transmitida desde la superficie, a través de un cable trifásico el cual se fija a la tubería de producción durante la completación del pozo.

Es un método ampliamente utilizado en todos los campos en Barinas y en general en toda Venezuela. Este método de levantamiento artificial es aplicable cuando se desea producir

grandes volúmenes de fluidos, en pozos medianamente profundos y con grandes potenciales. Sin embargo, los consumos de potencia por barril diario son también elevados, especialmente en crudos viscosos. Una instalación de este tipo, puede operar dentro de una amplia gama de condiciones y manejar cualquier fluido o crudo, con los accesorios apropiados para cada caso. El principio básico del sistema de bombeo es transmitir en forma de presión, la energía de un motor eléctrico sumergido en el fluido del pozo.

La eficiencia de la bomba disminuye cuando la cantidad de gas libre que se mueve junto con el líquido aumenta. La vida útil del equipo varía entre 1 y 3 años aunque se han visto casos de 10 años.

Es posible la aplicación del Bombeo Electrosúmergible en pozos que se encuentren bajo las condiciones siguientes: altas tasas de producción, alto índice de productividad, baja presión de fondo, alta relación agua-petróleo (factor que es considerado de abandono para otros métodos), y poco gas libre en la entrada de la bomba ($\lambda < 0,25$).

El equipo de superficie consiste de un banco de tres transformadores monofásicos, un transformador trifásico o un auto transformador, un controlador para el motor (donde usualmente existe un variador de frecuencias), una caja de conexión y un cabezal para bombeo electrosúmergible, que permita el paso del cable y lo sella (Para mayor detalle ver el punto 2.1.2). El cable puede ser plano o redondo.

Los adelantos tecnológicos han introducido mejoras continuas y hoy se cuenta con bombas electrosúmergibles recuperables y suspendidas por cable, que se introducen en el pozo únicamente para arrancarlo, produciéndolo luego por flujo natural. [13]

2.1.1 Funcionamiento

En estas instalaciones BES, la potencia disponible en superficie es transformada a los requerimientos de fondo del pozo por los transformadores de tres fases. La potencia transformada es suministrada por un cable de potencia a una caja convertidora (Switch Board) y luego a través de una caja de unión y un soporte del cabezal del eductor. El cable de potencia viene con la corriente de la tubería de producción y está vendada al eductor para prevenir daños mecánicos durante la instalación y la remoción. El cable de potencia está empalmado a un cable plano del motor, el cual está vendado al exterior de la unidad protectora de la bomba. La bomba centrífuga está localizada en el tope de la unidad de subsuelo. La bomba está colgada en la línea del eductor por la descarga de la presión. Debajo de la bomba se encuentra un dispositivo llamado succión, el cual provee al fluido la entrada a la bomba. El componente central es el protector. El protector iguala tanto la presión interna como la externa y aísla al motor de los fluidos del pozo. El componente más bajo es el motor, el cual maneja a la bomba centrífuga. Note que la unidad de subsuelo está justo sobre las perforaciones. Esto es necesario ya que el fluido entrando al pozo fluye hasta el motor. Este flujo enfriá al motor, el cual de otra forma pudiera sobrecalentarse y fallar. [16]

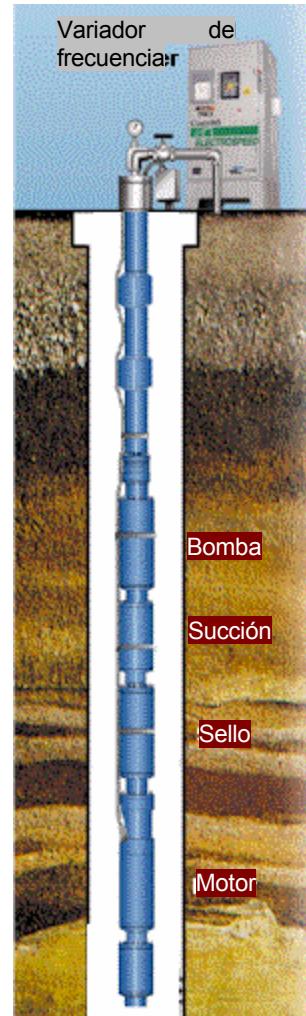


Figura2: Equipo de Bombeo Electrosumergible

2.1.2 Equipos de superficie

Para la instalación del equipo de Bombeo Electrosumergible en un pozo, es necesario contar con los siguientes equipos de superficie:

- a) *Banco de transformación eléctrica:* está constituido por los transformadores, empleados para cambiar el voltaje requerido por el motor correspondiente.

- b) *Tablero de control*: es el comando de la instalación, su función es la de proteger y controlar las operaciones del pozo.
- c) *Variador de frecuencia*: posee dispositivos capaces de suministrar frecuencias y voltajes variables al motor, permite arrancar los motores a bajas velocidades reduciendo los esfuerzos en el eje de la bomba y protege el equipo de variaciones eléctricas, además ofrece como ventajas mayor control y transmisión de datos.
- d) *Caja de venteo*: es una caja de conexiones que conecta el cable de energía del equipo de superficie con el cable de conexión del motor, además permite ventear a la atmósfera el gas que fluye a través del cable, impidiendo que llegue al panel, evitando una explosión. Está ubicada entre el cabezal del pozo y el panel de control.

2.1.3 Equipos de subsuelo

Los principales componentes del equipo de subsuelo son:

- a) *Motor eléctrico*: es la fuente de potencia que genera el movimiento a la bomba para mantener la producción de fluidos. El motor en estas instalaciones se presenta con una velocidad constante de 3500 RPM para una frecuencia de 60 Hz. y 2915 RPM para 50 Hz. Se encuentra encerrado en una camisa llena de aceite refinado, con propiedades dieléctricas, el cual sirve para lubricar y disipar por conducción el calor generado en el motor a través de la carcasa de éste. Es recomendable colocar el motor por encima de las perforaciones y que la velocidad mínima en el anular motor-revestidor sea aproximadamente de 1 pie/seg. El diámetro del revestidor limita el tamaño del motor.
- b) *Protector o sello*: se encuentra entre el motor y la bomba. Permite conectar el eje de la bomba al eje del motor. Además el protector compensa la expansión o contracción del motor y no permite la entrada del fluido al motor.
- c) *Sección de admisión de fluidos o succión*: la válvula de retención se coloca a dos o tres tubos de la bomba, disminuye la presión hidrostática sobre los componentes de la misma; la válvula de drenaje es colocada a un tubo por encima de la válvula de retención y se utiliza como factor de seguridad para circular del pozo revestido a la tubería de producción o viceversa.

- d) *Separador de gas*: está ubicado entre el protector y la bomba. Reduce la cantidad de gas libre que pasa a través de la bomba. El gas siempre es venteados al espacio anular y producido por la línea de flujo, por lo cual debe evitarse el uso de empacaduras en el pozo para este tipo de levantamiento. Su uso es opcional, es decir, se emplea cuando se prevé alta producción de gas libre.
- e) *Bomba Electrosumergible*: es del tipo centrífuga multietapas, cada etapa consiste en un impulsor rotativo y un difusor fijo. El número de etapas determina la capacidad de levantamiento y la potencia requerida para ello. El movimiento rotativo del impulsor imparte un movimiento tangencial al flujo que pasa a través de la bomba, creando la fuerza centrífuga que impulsa al fluido en forma radial, es decir, el fluido viaja a través del impulsor en la resultante del movimiento radial y tangencial, generando la verdadera dirección y sentido del movimiento.
- f) *Cables trifásicos*: suministran la potencia al motor eléctrico y deben cumplir con los requerimientos de energía del mismo. Vienen aislados externamente con un protector de bronce o de aluminio, en la parte media un aislante y cada cable internamente aislado con plástico de alta densidad. El conductor puede ser de aluminio o de cobre. La vida útil de un cable es de 10 años aproximadamente a una temperatura de 167 °F. Dicho cable es construido en una configuración plana o redonda, y cada conductor puede ser sólido o de múltiples cables. La configuración plana se usa cuando hay limitaciones de espacio físico.

Clasificación de las bombas

Las bombas son clasificadas de varias formas: de acuerdo a sus aplicaciones, de acuerdo a los materiales con que se construyen, los líquidos que ellas manejan, su orientación en el espacio, o el tipo de mecanismo que las impulsa. Todas estas clasificaciones están limitadas a un propósito, y muchas veces, coinciden unas con otras. Otra forma de clasificar las bombas, se basa en el principio de transferencia de la energía al fluido, en dos grupos básicos: bombas dinámicas y bombas de desplazamiento.

Las bombas electrosumergibles usadas actualmente en la producción de crudo, pertenecen a la categoría de bombas dinámicas o centrífugas, de impulsor cerrado, multietapas, con succión individual y de flujo radial o mixto.

En las bombas dinámicas, la energía es transmitida continuamente al fluido y es utilizada para incrementar su velocidad. La diferencia de velocidad es subsecuentemente convertida en diferencia de presión. La bomba centrífuga consiste básicamente en una parte móvil, denominada impulsor (*impeller*), montada en un eje rotativo y una parte fija o inmóvil denominada difusor, la cual es una serie de canales donde gradualmente se incrementa el área seccional. Las paletas del impulsor deben moldearse de una forma apropiada, para que su rotación genere el desplazamiento de las partículas de fluido desde la entrada hacia la zona de descarga. Básicamente el conjunto impulsor-difusor constituye una etapa de la bomba y su esquema se muestra en la Figura 3

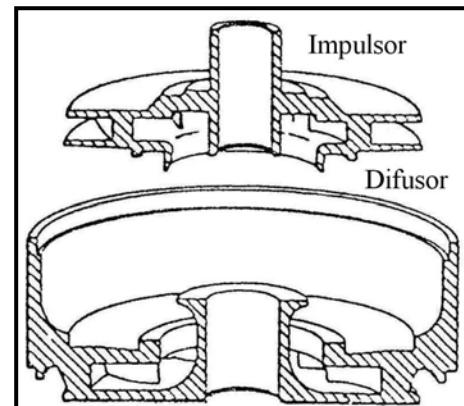


Figura 3: Esquema de una Etapa

2.1.4 Ventajas

Entre las principales ventajas que presenta el Bombeo Electrosumergible se encuentran:

- Puede levantar altos caudales en pozos no tan profundos con revestidor grande.
- Los costos de levantamiento para grandes volúmenes de levantamiento son bajos.
- Se puede instalar fácilmente sensores de presión en el hoyo para ser medidos en superficie.
- Se adapta a pozos desviados.
- Estas instalaciones no representan peligro en localizaciones urbanas.

2.1.5 Limitaciones

Entre las limitaciones para la aplicación del Bombeo Electrosumergible se encuentran:

- Es imprescindible una fuente de corriente eléctrica.
- Se requieren altos voltajes.
- Limitaciones por el tamaño del revestidor.
- Los cables causan problemas en el manejo de la tubería.
- Los cables se deterioran al estar expuestos a altas temperaturas.
- La producción de sólidos.
- No es funcional a altas profundidades debido al costo del cable, a posibles problemas operacionales, y a los requerimientos de alta potencia en superficie.
- La presencia de gas libre en la bomba disminuye su capacidad de levantamiento. [2]

2.2 Bombeo Mecánico (BM)

Este es el método de levantamiento artificial más usado en la industria petrolera en el ámbito mundial, tanto para crudos pesados como para los extrapesados.

Este método consiste en la instalación de una bomba de subsuelo de acción reciprocase que es abastecida con energía transmitida a través de una sarta de cabillas; esta energía proviene a su vez de un motor eléctrico o de combustión interna el cual moviliza la unidad de superficie mediante un sistema de engranaje y correas.

2.2.1 Funcionamiento

En la Figura 4 A se muestra el comportamiento de cargas en función del desplazamiento del pistón. La carga se transfiere de la tubería a las cabillas. La válvula viajera está cerrada y soporta todo el peso del fluido en la tubería de producción, mientras que la válvula fija está comenzando a abrirse para dejar pasar el fluido del pozo a la bomba. Esta situación ocurre inmediatamente al comienzo de la carrera o recorrido ascendente del pistón.

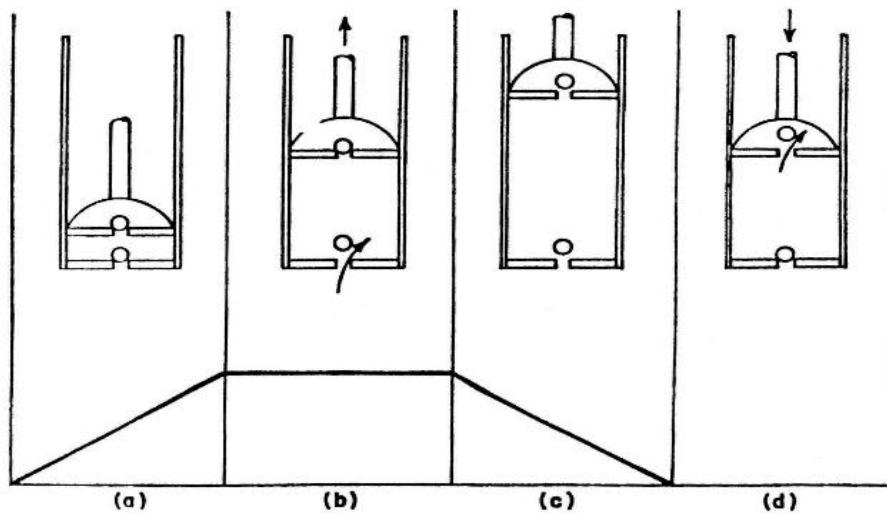


Figura 4: Etapas en el funcionamiento de una Bomba de Subsuelo

En la Figura 4b el pistón se mueve hacia arriba levantando la carga total de la columna de fluido. La válvula viajera permanece cerrada mientras que la válvula fija permanece abierta. En estas condiciones la presión debida al nivel de fluido en el revestidor actúa directamente sobre la parte inferior del pistón.

La Figura 4c ilustra el extremo superior del recorrido del pistón en la cual la carga es transferida de la bomba a la tubería de producción; la válvula viajera empieza a abrirse y la válvula fija a cerrarse.

Finalmente la Figura 4d muestra el pistón en su recorrido descendente moviéndose a través del fluido contenido en el cilindro de la bomba. La válvula viajera permanece abierta y la fija cerrada. La carga final en esta etapa es igual a cero. Una vez concluida esta etapa el ciclo se repite sucesivamente.

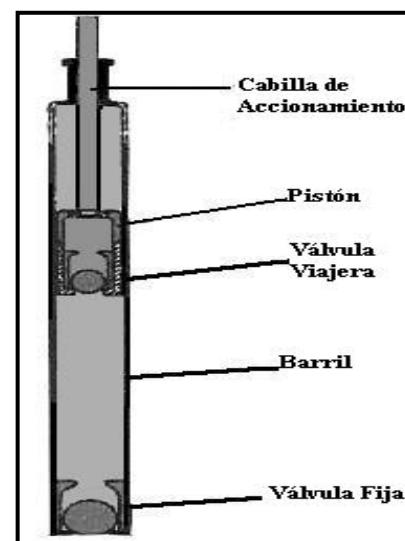


Figura 5: Principales Elementos de una Bomba de Bombeo Mecánico

Este sistema está compuesto por dos componentes que son los equipos de superficie y los equipos de subsuelo.

2.2.2 Equipos de subsuelo

- a) *La Bomba:* controla el resto del diseño de una instalación de bombeo mecánico para un pozo ya que de su tipo, tamaño y ubicación dependerá la selección del resto de los componentes. Está conformada por los siguientes elementos (Figura 5).
 - i) *El cilindro o barril:* la parte dentro de la cual se mueve en su recorrido de ascenso y descenso. Su largura se predetermina por la carrera máxima del pistón y su dureza deberá resistir la acción abrasiva del pistón.
 - ii) *El émbolo o pistón:* la parte móvil que succiona y desplaza el líquido. En él se encuentra la válvula viajera que controla la entrada de fluidos de la bomba al interior del pistón.
 - iii) *La válvula viajera:* dispositivo ubicado dentro del pistón, está conformado por una esfera de acero y su respectivo asiento. Permite la entrada de fluidos al pistón en su carrera de descenso y hace un sello hermético en su carrera de ascenso.
 - iv) *La válvula fija:* dispositivo similar a la válvula viajera ubicado en la base del barril. Permite la entrada de fluidos a la bomba en la carrera de ascenso del pistón y hace un sello hermético en la carrera de descenso.
- b) *Las cabillas:* las cabillas de succión conectan el pistón de la bomba con la unidad de bombeo en la superficie. Tienen como función transferir energía, soportar cargas y accionar el pistón de la bomba. Existen distintos tipos y, entre las más conocidas, se tienen: las cabillas convencionales, las continuas y las de fibra de vidrio (Figura 6.). Las cabillas de mayor uso son las convencionales que se fabrican en longitudes de 25 a 30 pies y que pueden ser instaladas en combinación de dos y tres diámetros distintos dependiendo de: la profundidad de la bomba, el tamaño de la tubería de producción, la tasa de producción y las características de los fluidos a ser bombeados.

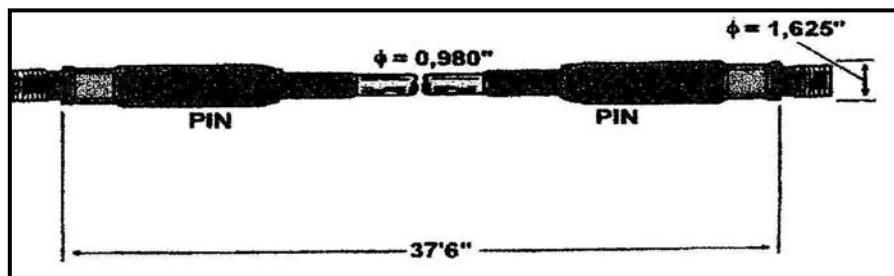


Figura 6: Cabillas de Fibra de Vidrio

- c) *Ancla de tubería.* Es un asiento especial que puede ser no empacante (anclaje mecánico) y sirve para anclar la tubería al revestidor de producción, reduciendo la contracción y el alargamiento de la tubería ocasionada por la carrera de ascenso y descenso del pistón.
- d) *Ancla de gas:* es un tubo perforado en su parte superior que se coloca debajo de la bomba. Su función principal es la separación del gas que viene asociado con el crudo.

Tipos de bombas de substitution

Las bombas de substitution se clasifican en tres grupos principales: las de tubería, las de inserción y las de revestidor o Casing.

- a) *Bombas de tubería:* deben su nombre a que su cilindro o barril se enrosca en la tubería, y forma parte integral de la sarta de la tubería de producción. Generalmente, estas bombas se utilizan a profundidades menores que 5000' en pozos de alta productividad de crudo, baja productividad de gas y en ausencia de fluidos abrasivos (arena) o corrosivos.
- b) *Bombas de inserción:* el ensamblaje completo de la bomba, incluyendo el cilindro o barril, se baja colgando al final de las cabillas y se asienta en un dispositivo especial para tal fin, ubicado dentro de la tubería de producción. Normalmente las bombas de inserción se utilizan a profundidades hasta de 7000' y en pozos de mediana o baja productividad. Este tipo de bomba tiene la obvia ventaja que ella entera se puede remover para su separación o reemplazo con un mero trabajo de cabilleo, sin tener que utilizar una cabria para extraer toda la sarta de tubería de producción.

- c) *Bombas de Revestidor o Casing*: permiten usar el revestidor del pozo como tubería de producción. Se pueden usar mayores diámetros de bombas para manejar mayor volumen de producción.

Los criterios principales de selección de estos tipos de bombas de subsuelo son: Profundidad de operación, tipo de fluidos, productividad del pozo, temperatura de los fluidos y costos.

2.2.3 Equipos de superficie

La unidad de superficie transmite la energía desde la superficie hasta el fondo del pozo, donde se encuentra ubicada la bomba de subsuelo, con el fin de elevar los fluidos hasta la superficie. Esto se puede apreciar en la Figura 7. Estas unidades se dividen en: Unidad de balancín y Unidad de hidráulica.

- a) *Unidad de bombeo o balancín*: su función principal es proporcionar el movimiento reciprocente apropiado con el propósito de accionar la sarta de cabillas y consecuentemente a la bomba de subsuelo. El diseño de la unidad de balancín presenta tres aspectos esenciales:
- i) *Sistema reductor de velocidades*: el cual se utiliza para convertir la energía del momento rotacional sometido a las altas velocidades del motor primario a energía de momento rotacional de baja velocidad.
 - ii) *Sistema de articulación*: éste tiene por objeto trasladar el movimiento rotatorio primario a movimiento reciprocente, lo cual se lleva a cabo a través de la manivela-bielas-viga-balancín.
 - iii) *Sistema de contrapeso*: proporciona una distribución equilibrada de las cargas durante el ascenso y el descenso a fin de reducir la potencia máxima efectiva y el momento máximo rotacional. Algunas unidades utilizan contrapeso en el balancín, otras utilizan cilindros de aire comprimido para compensar las cargas en ambas carreras.

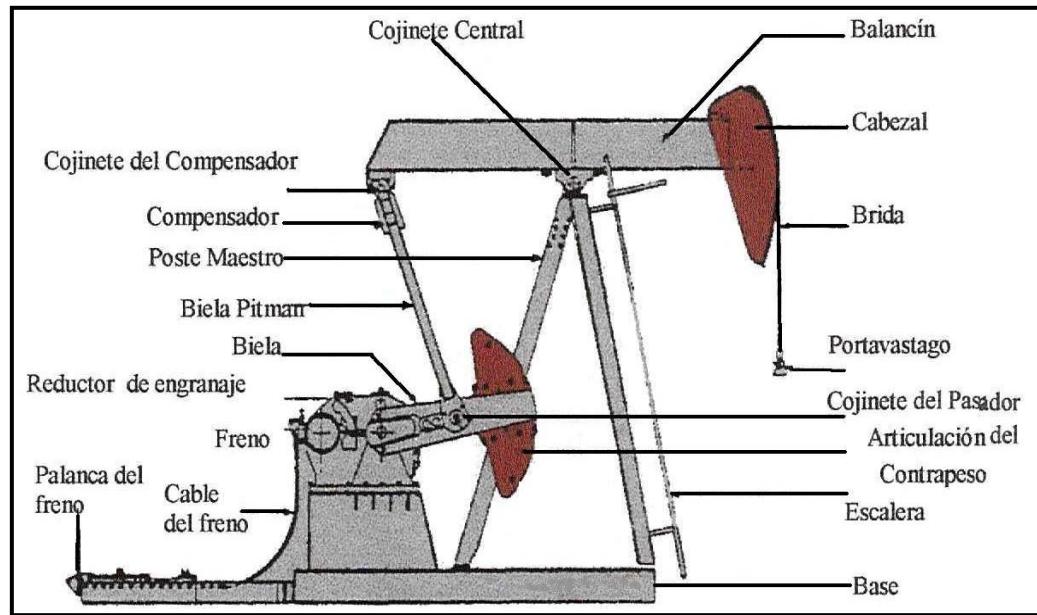


Figura 7: Balancín Convencional

- b) *Barra Pulida*: Dispositivo de acero que conecta el tope de la sarta de cabillas a la cabeza del balancín. (Figura 8.).
- c) *Presa Estopa*: Artefacto que forma sellado entre la barra pulida y el tope de la tubería de producción evitando derrame de crudo. (Figura 8.)

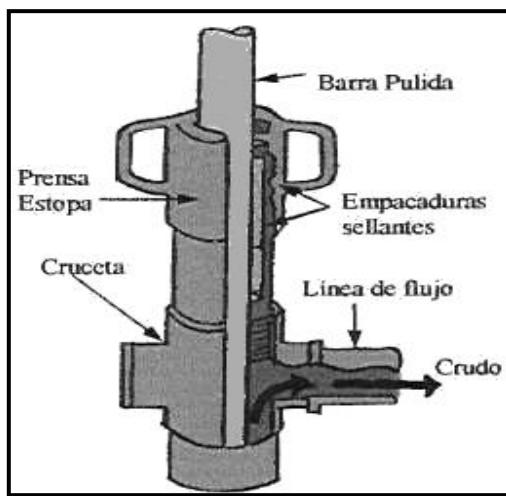


Figura 8: Presa Estopa y Barra Pulida

2.2.4 Ventajas

Entre las ventajas que ofrece este sistema de levantamiento artificial se tiene:

- a) Fácil manejo.
- b) Requiere mínimo mantenimiento
- c) Usadas en diversas condiciones de bombeo en las que la confiabilidad, la reciedumbre y la sencillez son factores primordiales.
- d) La unidad de balanceo mecánico (pesas) no se repara.

2.2.5 Limitaciones

Las principales limitaciones que tiene este método son:

- a) No logran balanceos correctos.
- b) Se requiere una cuadrilla para su balanceo.
- c) Su elevado peso dificulta su manejo.
- d) Altos costos de transporte y de instalación. [10]

3 RECOPILACIÓN Y VALIDACIÓN DE LOS DATOS

En primer lugar se identificaron los pozos activos del Campo Sínco y que se encontraran fluyendo con equipos de Levantamiento Artificial. En este caso todos los pozos tienen como método de levantamiento artificial Bombeo Electrosumergible (BES) o Bombeo Mecánico (BM). A continuación los pozos con las características antes mencionadas:

Tabla 5: Pozos fluyendo por BES y BM

POZO	EDO	Qo(BFPD)	%AyS
L1	BES	7538	96
L2	BES	4244	94
L3	BES	3829	96
L4	BES	5609	95
L5	BES	1421	95
L6	BM(BC)	791	87
L7	BES	4586	94
L8	BM(BC)	883	90
L9	BES	10288	92
L10	BES	3160	98
L11	BES	4640	94
L12	BES	2818	95
L13	BES	6553	96
L14	BES	1271	77
L15	BES	1767	87
L16	BES	5179	97
L17	BES	4344	97
L18	BM(BC)	1012	90
L19	BES	5473	96
L20	BES	4912	96
L21	BES	7539	95
L22	BM(BC)	280	80
L23	BES	1341	80
L24	BES	5161	95
L25	BM	502	56
L26	BES	5547	97
L27	BES	7967	95
L28	BES	119	10

Luego se procedió a la recopilación y validación de los datos de dichos pozos que se detallan a continuación.

3.1 Carpetas de Pozos

Se revisó la información de las carpetas de pozo, en donde se encuentran la historia del pozo desde su primera completación hasta la actual, los reportes de RA/RC, los servicios y reparaciones efectuadas, los diagramas, además de información de geología, petrofísica, entre otros.

3.2 Diagramas de Pozos

En estos diagramas aparecen esquematizados el tipo de completación del pozo, las profundidades de asentamiento de los distintos revestidores con sus respectivas zapatas, como también las perforaciones, formaciones, especificaciones de peso, tamaño de los revestidores y eductores. Los diagramas fueron actualizados con la información que se disponía en los reportes de RA/RC de las carpetas de pozos, post - mortem, los reportes de servicio, reparaciones e historial de instalaciones, así como consulta directamente a las personas responsables. Los diagramas no se presentan en esta tesis por motivos de confidencialidad.

3.3 Historial de Instalaciones para pozos con BES

Este historial incluye la fecha de instalación de los equipos a lo largo de su vida hasta la fecha actual de cada uno de los pozos estudiados. El tipo y la marca de la bomba y del motor, así como las características de los sellos, el tipo de cable y la vida acumulada. También se recopila la información de las fallas del sistema, incluyendo las causas y la fecha. Se observó, en algunos casos, hay coincidencia de la información del historial con la suministrada por la carpeta de los pozos. Por lo tanto, las características de los equipos BES en los diagramas de pozo se generaron a partir de esta información del historial ya que es más confiable por ser información suministrada directamente por el personal de la empresa que distribuye dichos equipos. Esta información es confidencial y por lo tanto no se presenta en el presente trabajo.

3.4 Niveles Dinámicos para BES

El nivel dinámico, por definición, es la altura medida en pies desde la superficie, donde se encuentra el fluido en el espacio anular cuando la bomba está operando. En teoría, este nivel debería permanecer constante para cada condición de operación. El comportamiento de este parámetro está relacionado con la bomba instalada, es decir, para cada instalación hecha, el nivel refleja una conducta diferente. Por medio de este dato se calcula la presión de fondo fluyente, como se explicará en el capítulo siguiente en la sección referente al cálculo del Índice de Productividad (IP).

Los niveles están acompañados de información similar al historial de instalaciones como el tipo de bomba, fecha de instalación, la marca y el número de etapas. Además incluye datos del diseño del equipo como la tasa óptima que maneja la bomba, el intervalo de funcionamiento expresado en caudal y la frecuencia en Hz.

Este parámetro contribuyó con la evaluación y diagnóstico de los pozos. En los capítulos subsiguientes se explica detalladamente el procedimiento.

3.5 Historial de Instalaciones para pozos con Bombeo Mecánico

Incluye la información por pozo de intervalos perforados en el yacimiento respectivo, último trabajo efectuado al pozo, corridas, fecha de instalación, fecha en la cual falló el equipo, vida acumulada del equipo en días, así como datos de la bomba tales como profundidad de asentamiento, tipo (Insertable o Revestidor), dimensiones, longitud, serial, Marca; datos de la sarta de varilla y comentarios referentes a la causa de la falla del equipo. Igualmente los datos aquí presentados sirvieron para completar la información en los diagramas de pozos.

3.6 Niveles Dinámicos para pozos que fluyen por Bombeo Mecánico

Se incluyen los niveles dinámicos para aquellos casos en que no presenta Bomba Revestidor, la fecha en que fue medido, la carrera, la velocidad por minuto, la presión de cabezal y una observación al respecto. En el Anexo B se presentan graficados los niveles dinámicos.

3.7 Análisis PVT

Se dispuso de un estudio PVT de Petróleo en el área del proyecto, correspondiente a muestras de fluidos de la Formación Gobernador D, tomada en un pozo en el Campo HATO. La temperatura a la cual fue analizada la muestra fue de 278 °F. El Campo Hato es vecino al Campo SINCO y es uno de los pocos análisis PVT confiables disponibles [10].

Los yacimientos tienen la característica de que todavía no han llegado a la presión de burbujeo, por lo tanto se encuentran subsaturados; esto se debe al acuífero el cual aporta al yacimiento una energía tan grande que ocasiona el mantenimiento de esta presión casi a los niveles que se encontraba originalmente. La viscosidad varía con la presión y temperatura, que a su vez han variado poco a lo largo del tiempo, por lo eso se asume un valor constante de viscosidad.

Es importante señalar que debido a las circunstancias excepcionales de estos yacimientos, los análisis PVT que consideran expansión de gas, líquidos o roca en estos yacimientos, no son determinantes en los resultados del estudio, como consecuencia del mantenimiento total de la presión a que han estado sometidos.

3.8 Sumario de Producción por pozo

Incluye la historia de producción por pozo: barriles producidos diarios, mensuales y acumulados de petróleo, agua y gas, la gravedad °API, la presión de Cabezal, la relación RGP,

el corte de agua expresado como %AyS, el yacimiento en el que se encuentra cada pozo y el método de Levantamiento Artificial empleado en la actualidad. Esta información fue obtenida de CENTINELA® y no se incluye en este trabajo, por razones de confidencialidad.

3.9 Líneas de Superficie

Esta información fue posible gracias a los archivos disponibles en el programa denominado Pipephase, los cuales presentan el mapa de las líneas de superficie, la ubicación de los pozos, las estaciones de flujo, las conexiones entre las distintas tuberías. También se tiene la longitud y diámetro de la tubería, la temperatura y la presión en superficie, la RGP, el corte de agua, y la producción en BBL/D, así como la presión a la entrada y a la salida de cada tubería. Estos datos se requieren para la validación de los métodos de levantamiento artificial mediante el SEDLA® y el diseño optimizado mediante el programa WELLFLO®.

3.10 Información de Mesas de Trabajos

Durante el año 2000 se llevaron a cabo mesas de trabajo en todas las áreas relacionadas con el estudio de la geología estructural, estratigrafía, petrofísica, cartografía geológica, geoestadística, propiedades de petróleo y agua, propiedades de la roca, descripción y análisis de yacimientos, generación de potencial y reservas. Toda esta información fue recopilada en unas carpetas por la empresa Tecnosinergia S.A. en la cual se dispone de información general del campo y de los pozos. La información de estas carpetas es la que utilizan generalmente los ingenieros del campo. Está resumida en un compendio de 11 carpetas y en el Capítulo 1 de la presente tesis se presenta una síntesis de los aspectos más importantes.

En resumen, 62% de los pozos están completados en la Formación Gobernador (18 pozos), 28% en la Formación Escandalosa P-1/2, 5% en la Escandalosa “O” (1 pozo) y 5% Escandalosa “R” (1 pozo)

La información de los pozos que serán sometidos a investigación en el presente Trabajo Especial de Grado se resume a continuación.

Tabla 6: Resumen de información de pozos activos del campo
SINCO

Generalidades	
Producción de líquido (MMMBFPD)	114
Producción de petróleo (MMBPPD)	8
Corte de agua (% AyS)	88
# Total de yacimientos	10
Pozos BES	10
Pozos BM (Bomba Revestidor)	5(3)

4 EVALUACIÓN DE LOS POZOS A SER OPTIMIZADOS

Una vez hecha la recolección y clasificación de los datos necesarios, a continuación se efectuará un análisis, validación y evaluación de los parámetros más importantes para la selección de los pozos candidatos a optimización como son el nivel dinámico, el IP y el comportamiento de producción.

4.1 Evaluación del Nivel Dinámico

En el Anexo B se presenta el resultado de la evaluación de los 28 pozos. Se graficó la lectura del nivel dinámico contra la fecha en la que fue medido para la bomba que se encuentra instalada actualmente así como también para los distintos tipos de bombas que han sido instaladas a lo largo de la vida del pozo. Como dato adicional se incluye el valor del IP. En el capítulo siguiente se explica el por qué de esta forma de graficar los niveles.

A continuación se detalla lo antes expuesto con un ejemplo, el pozo L24.

En la Figura 9, se observa que el pozo L24 primero tenía instalada una bomba tipo TD-3000, representada por la línea azul. Luego de un trabajo de servicio, la bomba fue reemplazada el 23 de agosto del año 1999 por una de mayor tamaño y capacidad de manejo de flujo como la TD-4100, representado por la curva de color fucsia. Esta curva se ajustó a línea de tendencia y se muestra claramente cómo sube a superficie, representado por la línea marrón. En Enero de 2001 el equipo falló y el 24 de Marzo se reinstaló el mismo sistema BES pero con un número mayor de etapas. Este comportamiento se refleja por la curva naranja y ajustando una tendencia de tipo lineal (de color verde), observa el descenso del nivel con tendencia a estabilizarse. La tendencia ideal del nivel dinámico es mantenerse constante a lo largo del tiempo una vez que se estabilicen las presiones tanto del motor como en el anular.

Estos datos fueron tomados con el Echometer el cual es un instrumento que se encarga de hacer este tipo de mediciones. Presenta un margen de error menor al 5% al momento de tomar las muestras, en consecuencia la tendencia no se ve afectada.



Figura 9: Nivel Dinámico del pozo L24

La mayoría de los resultados de la evaluación indica que los niveles dinámicos para los 28 pozos son inestables, es decir, ninguno reflejó un comportamiento dentro de lo normal. Los pozos con una marcada tendencia del nivel subiendo hacia la superficie son los mejores candidatos para un estudio a fondo y los que tienen mayores posibilidades de optimización (pozos L14, L15, L16, L17, L19, L20, L23, L25, L26 y L27). En otros casos, en los cuales el nivel se encontraba subiendo a superficie, se recomendó aumentar la frecuencia del motor (pozo L23). Sólo aquellos pozos en los cuales la frecuencia del motor estaba al máximo de su capacidad y el nivel dinámico se encontraba subiendo a superficie eran posibles candidatos a trabajos de servicio (pozos L14, L17, L19, L20, L26 y L27).

Los pozos que mostraron una tendencia del nivel hacia la baja, no presentaban una pendiente de la línea de tendencia tan acentuada (pozos L1, L2, L3, L4, L5, L7, L9, L10, L11, L12, L13,

L15, L16, L21, L23, L24 y L28). Es posible que el equipo de levantamiento Artificial esté trabajando por encima de lo requerido y su operación pueda corregirse con un ajuste en la frecuencia en el motor.

Los pozos que habían sido cañoneados en una arena nueva o habían recibido un trabajo de servicio o reacondicionamiento muy reciente, no tenían información suficiente, y es recomendable esperar unos meses y seguir evaluando el nivel para diagnosticar el comportamiento del equipo y del pozo. Esta última observación aparece reflejada en la Tabla 9.

La fecha de medición de los niveles estáticos no concuerda con la fecha de la medición de los niveles dinámicos. Puede decirse que la empresa proveedora de los equipos BES no los tomó en cuenta a la hora de efectuar los trabajos de servicios. Sin embargo, en el presente trabajo se consideró con los niveles estáticos que datan de mucho tiempo antes que los actuales niveles dinámicos. Casi todos los niveles estáticos arrojaron como resultado que el nivel de fluido se encontraba en superficie. Esto se debe a prácticas operacionales de campo.

4.2 Evaluación del comportamiento de producción

Para evaluar el comportamiento de producción se utilizó el Oil Field Manager® (OFM®), el cual es un software de una gran utilidad y ampliamente utilizado en PDVSA cuya información se actualiza mensualmente y está disponible en forma electrónica. Mediante este programa se realizaron las gráficas de tasa real de líquido, tasa real de petróleo y corte de agua contra el tiempo; también se ubicaron los pozos geográficamente dentro del campo en estudio como se muestra en el Anexo B. El comportamiento de estos factores se refleja en el siguiente capítulo.

Se analizó el comportamiento de producción de los 28 pozos activos del campo. La Figura 10 es representativa de la mayoría de los casos estudiados y está representado por el pozo L19. Se observa el corte de agua creciente a lo largo del tiempo y cualquier equipo

electrosumergible que se desee instalar debe operar para las actuales condiciones. El %AyS se ha mantenido relativamente constante durante los últimos años con un ligero incremento para los meses más recientes luego del último trabajo de servicio efectuado. La tasa de líquido, está representada por la curva verde. Luego de la instalación del equipo el 14 de febrero del 2000 la tendencia del corte de agua estuvo relativamente estable, al igual que la tasa de crudo. Pero a partir del servicio efectuado a principios del año 2001, como se muestra en la Figura 10, la tasa de líquido se incrementó y la de petróleo decreció ligeramente. Obsérvese que lo que influye en el incremento de este factor es la introducción de un equipo con mayor capacidad de manejo de líquidos, esto trae como consecuencia un ligero incremento en el corte y la disminución de la cantidad de crudo producido.

El simple análisis del Nivel Dinámico y comportamiento de producción, no es suficiente para precisar los factores que se detallan más adelante, ya que hacen falta sistemas especializados y estudios adicionales.



Figura 10: Resultado del OFM para el pozo L19

Estos altos corte de agua pueden ser originados por varias causas las cuales se clasifican en dos grupos:

Problemas en las cercanías del pozo [11]

Son aquellos relacionados con la completación del pozo y problemas mecánicos. Por lo general el flujo preveniente de las cercanías del pozo es el problema más común, el cual es originado por:

- a) *Fugas a través de tuberías o empaques como resultado de fisuras o fracturas en el revestidor.* Esto se presenta a través de registros de temperatura, densidad del fluido entre otros, los cuales se escapan a los objetivos planteados en el presente trabajo.
- b) *Comunicación por detrás del revestidor;* la cual puede ser originada por la mala cementación o luego de haber realizado un trabajo de estimulación al pozo. Cuando se tiene una producción inesperada de agua, es un indicativo de la existencia de este problema.
- c) *Ruptura de la barrera.* Son fracturas en la zona de lutitas que ocurren en las inmediaciones del pozo y que son ocasionadas por la diferencia de presiones que surgen en esta zona a medida que migra el fluido al pozo como resultado de la producción.
- d) *Complecaciones en/o cerca de la Zona de agua.* Es de hacer notar que en la Formación Gobernador el agua ya ha irrumpido la zona de petróleo en estos yacimientos, por tanto estos pozos están literalmente inmersos en el acuífero.
- e) *Cavernas formadas por producción de arena.* Como su nombre lo indica, son cavernas ubicadas detrás del pozo y las cuales son originadas por el derrumbe de arenas friables y poco consolidadas y trae como consecuencia comunicación hidráulica con zonas de agua.

Hacen falta estudios petrofísicos para la identificación de cualquiera de estos factores, así como técnicas y sistemas especializados.

Problemas relacionados con el Yacimiento [11]

- a) *Conificación.* Se debe a la reducción de la presión en la vecindad del pozo fluyente. esta reducción de presión conduce el agua hacia las zonas adyacentes, conectándolas a través de la completación. La conificación en el tiempo depende de varios parámetros pero principalmente de la distancia entre el contacto agua petróleo (CAP) y la profundidad a la cual están los intervalos perforados, la razón de permeabilidad vertical y horizontal, tasa de flujo de agua, caída de presión durante la vida productiva y es función de la permeabilidad relativa.
- b) *Canalización a través de capas permeables.* Los canales de alta permeabilidad pueden permitir que los fluidos que suministran la energía hidráulica para producir el crudo irrumpa en el pozo prematuramente, lo cual trae como consecuencia el desvío de la energía de producción pro la presencia de zonas de baja permeabilidad que no son barridas.
- c) *Adedamiento o bifurcación viscosa.* La razón de movilidad desfavorable ($M>1$) permite mayor movilidad del fluido desplazante, el cual presenta a través del fluido desplazado en forma de dedos, adelantándose al crudo en su proceso de desplazamiento, la irrupción del fluido desplazante ocurre debido a la muy baja movilidad del crudo, que debería ser producido en el pozo como resultado del mecanismo de desplazamiento generado por la fuente de producción del pozo.

4.3 Evaluación del Índice de productividad (IP)

A continuación se resumen los resultados del cálculo de IP bruto y neto en los 28 pozos activos del campo SINCO. Este es un parámetro muy importante a la hora de realizar la

optimización ya que indica la capacidad que posee el pozo de aportar más fluido proveniente del yacimiento.

La forma de calcular este parámetro fue por medio de datos de niveles. A través de estos datos se calculó la presión estática y dinámica, convirtiendo datos de longitud a presión a través del uso de la gravedad específica del fluido. En estos cálculos no se incluyó el daño ocasionado a la formación, por lo que este parámetro es “aparente”.

De todos los datos recopilados se procedió a ordenarlos y hacer los cálculos respectivos. El procedimiento para agrupar los datos y hacer los distintos cálculos se resume en los siguientes pasos.

- a) La fecha, que representa el momento en el que se realizó la medición de la prueba de producción.
- b) Tipo de Equipo de Levantamiento Artificial.
- c) La tasa bruta en BFPD.
- d) El corte de agua expresado como %AyS.
- e) La tasa neta en BPPD.
- f) La gravedad °API.
- g) P_c: presión de cabezal (lpc).
- h) La profundidad del equipo es aquella profundidad en pies, medida desde superficie, a la cual se encuentra asentado el equipo de levantamiento.
- i) El yacimiento en el que se encuentra perforado el pozo en estudio.
- j) La temperatura al tope de las perforaciones expresada en °F. Esta temperatura se calculó de la siguiente manera: (a) Se buscó en los perfiles de pozo la temperatura a la

profundidad a la que llegó la herramienta de medición, (b) se calculó el gradiente geotérmico que no es más que la división de diferencial de temperatura entre diferencial de presión, teniendo como dato la profundidad y temperatura a la que llegó la herramienta. Se fijó la temperatura a nivel de cabezal en 90 °F y 0 lpc, por convención [4], (c) El gradiente calculado se multiplica por la profundidad al tope de las perforaciones y se suma la temperatura de superficie.

- k) El nivel estático se refiere a la medición efectuada más recientemente de este parámetro. En algunos casos no fue posible obtener el nivel estático de la hoja de niveles dinámicos por lo que fue necesario extrapolarlo de pozos vecinos que cumplieran con las siguientes condiciones: que los pozos se encuentren en el mismo yacimiento, que se encuentren perforados en la misma arena y que no tuvieran algún tipo de sellos entre ellos. En el caso de pozos que fluyen por Bombeo Mecánico con Bomba Revestidor no es posible medir el nivel estático y dinámico, porque la bomba va insertada en una empacadura y no se puede introducir herramientas de medición de niveles. En estos casos no se puede calcular el IP y por lo tanto no se puede definir si son candidatos a optimización.
- l) El nivel dinámico se refiere también a la medición más reciente; y la fecha al momento de dicha medición. Estos datos incluyen para Bombeo Mecánico (sin Bomba Revestidor) y para BES.
- m) γ_m : gradiente de la mezcla y es un parámetro adimensional

El cálculo del gradiente de la mezcla se hace de la siguiente forma:

$$\gamma_m = \left(\frac{141.5}{131.5 + {}^{\circ} API} \right) * \left(1 - \frac{\% AyS}{100} \right) + 1.0 * \left(\frac{\% AyS}{100} \right)$$

Ecuación 1

- n) Tope de las Perforaciones expresado en pies. Esta información se obtiene de las carpetas de pozos.

- o) Las presiones estáticas o de yacimiento (Pe) y la presión de fondo fluyente o (Pwf), cuyas unidades son en lpc y son datos indirectos ya que requieren de un cálculo previo.

Estas presiones son calculadas a partir de los niveles de la siguiente forma:

$$P = 0.433 * \gamma_m * (T.P. - N)$$

Ecuación 2

Donde $T.P.$ es el Tope de las Perforaciones y N representa el Nivel estático o dinámico según sea el caso. Para el caso de nivel estático, la presión obtenida es la Pe y para el caso de nivel dinámico se obtiene la Pwf.

- p) Finalmente se obtiene el cálculo del IP para la tasa bruta y la tasa neta, donde el IP bruto se obtiene de dividir la tasa bruta entre el diferencial de presión.

El IP neto es el resultado del IP bruto pero sin la fracción de agua, y se calcula de la siguiente manera:

$$IPn = IP \left(\frac{100 - \% AyS}{100} \right)$$

Ecuación 3

En la Tabla 7 se resumen los resultados del cálculo de los IP para cada uno de los 28 pozos seleccionados.

Tabla 7: Resultado del cálculo del IP

Pozo	Arena	IP (BFPD/lpc)	IPn (BPPD/lpc)
L6	A/B0020	1,90	0,25
L7		31,21	1,87
L8		NSPC	NSPC
L10		6,84	0,14
L12		5,10	0,26
L21		16,41	0,82
L18	A/B0040	NSPC	NSPC
L19		29,59	1,18

Pozo	Arena	IP (BFPD/lpc)	IPn (BPPD/lpc)
L20		48,04	1,92
L24		37,38	1,87
L26		46,65	1,40
L15	A/B0030	7,52	0,98
L23		3,95	0,79
L1	B/C0001	13,46	0,54
L2		3,85	0,23
L3	A0001	18,51	0,74
L4	B/C0001	13,93	0,70
L28	D0001	0,05	0,04
L14	O-20001	3,73	0,86
L9	P-1/20020	28,02	2,24
L11		29,42	1,77
L13		12,60	0,50
L16	P-1/20030	NSPC	NSPC
L22		NSPC	NSPC
L25	P-1/20010	2,62	1,15
L17		9,70	0,29
L27		60,54	3,03
L5	R-30059	1,11	0,06

NSPC: no se pudo calcular

En la Tabla 7 se puede observar que los pozos están ordenados según arena productora. De los pozos pertenecientes al Yacimiento Gobernador A/B 0020 sólo 1 pozo posee un IPn mayor que el resto, cuyas causas pueden ser por mala cementación en el pozo o estar relacionadas por problemas en el yacimiento. Estos factores no se analizaron en el presente trabajo ya que son factores que deben ser estudiados más en detalle y son objetivos para trabajos futuros de investigación. Además del pozo antes mencionado, también se encuentra que los yacimientos de las arenas P-1/2 de la formación Escandalosa, poseen un comportamiento poco uniforme entre sí. Las causas se deben estudiar más a fondo, ya que pueden estar asociadas a daño en la cercanía del pozo.

Como se muestra, los IP brutos son altos (13 pozos entre 10 y 60 BD/lpc). El promedio para los pozos que fluyen por BM, y a los que se les pudo realizar el cálculo, es de 2.3 BFPD/lpc con 304 lpc de drawdown y 650 BFPD de tasa. Estos valores de tasa se pueden considerar normales para este tipo de pozos. Mientras que para los pozos que fluyen por BES se tiene los siguientes promedios:

- i. Para pozos con tasas menores que 1000 BFPD: el promedio de caída de presión es aproximadamente 2300 lpc, con $Q_o \approx 120$ BFPD, como se presentan tienen un bajo IP = 0,04 BFPD/lpc.
- ii. Para $1000 < Q_o < 2000$ BFPD: la “drawdown” es 547,1 lpc y aproximadamente 4,1 BFPD/lpc como IP promedio.
- iii. Para $2000 < Q_o < 5000$ BFPD: los promedios para caída de presión e IP son 397 lpc y 20 BFPD/lpc, respectivamente.
- iv. $Q_o > 5000$ BFPD: $\Delta P = 320$ lpc; IP: 28,7 BFPD/lpc. (valores promedios para ambos casos)

Esta clasificación de tasas se hizo con la finalidad de buscar una relación donde pudieran hacerse comparaciones entre los pozos. Se observa que a mayor caída de presión y menor tasa los IP van cayendo paulatinamente, como era de esperarse. Pero la caída del IP aumenta bruscamente para las tasas entre 1000 a 2000 BFPD proporcional al “drawdown”. No hay un agotamiento rápido de la energía del pozo, por lo tanto, esta caída abrupta de la presión puede deberse a otros factores en el yacimiento, que no están dentro de los objetivos del presente trabajo.

Para tasas inferiores a 1000 BFPD el aporte del pozo es ínfimo, lo cual requiere un estudio más a fondo para determinar las causas de este factor. Hace falta estudiar factores de Build-up, perfiles y trabajos recientes de servicios como por ejemplo estimulación.

Pero para analizar mejor el comportamiento de este factor como reflejo del aporte del pozo, es conveniente hacer un estudio más detallado de los IP netos, ya que la tasa de petróleo es el factor más influyente porque la cantidad de agua es similar para todos los casos.

Sólo 2 pozos obtuvieron IPn mayor que 2: el L27 y el L9. Esto es debido a que poseen las tasas más altas de todo el grupo de pozos, las cuales se encuentran cercanas a los 390 BPPD

para el L27 y por encima de los 820 BPPD para el L9. Estos dos pozos tienen un drawdown promedio de 320 lpc que es el más bajo entre los promedios citados anteriormente.

Siete (7) pozos tuvieron un IP entre 1 y 2 BPPD/lpc, con un promedio cercano a 2 BPPD/lpc, de los cuales la mayoría estuvieron en un rango de pozos que fluyen con tasas entre 2000 y 5000 BFPD. Sólo 2 pozos se alejaron de esta media para entrar en un promedio cercano a 1,16 BPPD/lpc. Esto se debe a que su caída de presión es un poco más alta que los otros.

El resto de los pozos tienen un IP menor que 1, y se observa el siguiente comportamiento: los pozos con un rango de tasa entre 1000 a 2000 BFPD, presentaron un IP promedio de 0,9 BPPD/lpc, los pozos entre 2000 a 5000 BFPD obtuvieron un promedio de 0,2 BPPD/lpc y los de tasas mayores a 5000 BFPD fue de 0,7 BPPD/lpc, un poco mayor que los anteriores.

Ver Tabla 8

Tabla 8: Clasificación de los IP

Rango de Qf (BFPD)	Pozo	Qo (BPPD)	ΔP (lpc)	IP (BFPD/lpc)	IPn (BPPD/lpc)
<1000	L6	130	416	1,90	0,31
	L8	88	-	-	-
	L25	221	192	2,62	1,15
	L28	107	2434	0,05	0,04
1000<Qf<2000	L18	101	-	-	-
	L23	230	235	7,52	0,98
	L14	292	341	3,73	0,86
	L23	268	339	3,95	0,79
	L5	71	1274	1,11	0,06
2000<Qf<5000	L7	275	147	31,21	1,87
	L20	196	102	48,04	1,92
	L11	278	158	29,42	1,76
	L3	153	207	25,80	0,74
	L17	130	447	9,70	0,29
	L12	141	552	5,10	0,26
	L2	255	1101	3,85	0,23
	L10	63	462	6,84	0,14
Qf>5000	L21	377	459	16,4	0,8
	L13	262	520	12,6	0,5
	L1	302	559	13,5	0,5
	L4	280	402	13,9	0,7
	L19	219	185	29,6	1,2
	L26	166	119	46,7	1,4
	L24	258	138	37,4	1,9
	L9	823	367	28,0	2,2
	L27	398	132	60,5	3,0
	L16	155	-	-	-

Sólo se observó un pozo con un comportamiento errático y fuera de lo normal con respecto a los casos anteriores. Fue el caso del L5, el cual a pesar de tener una tasa superior a los 1400 BFPD, posee un IP de 0,1 BPPD. Esto es consecuencia del diferencial de presión, el cual es muy alto y la Qo es de 71 BPPD.

Las curvas IPR, que representa el comportamiento de los puntos IP durante el tiempo, reflejan una tendencia lineal. Las mismas fueron graficadas siguiendo la correlación de Vogel, la cual no es determinante, ya que para cualquier otro tipo de correlación, la tendencia es la misma. Esto se explica debido a la baja cantidad de gas que presentan estos pozos, la cual no llega en muchos casos a los 100 PCF/BLD.

A continuación se muestra la Figura 11 para el pozo L14 utilizando Vogel. Este comportamiento se repitió para todos los casos graficados. La gráfica fue realizada en Wellflo®.

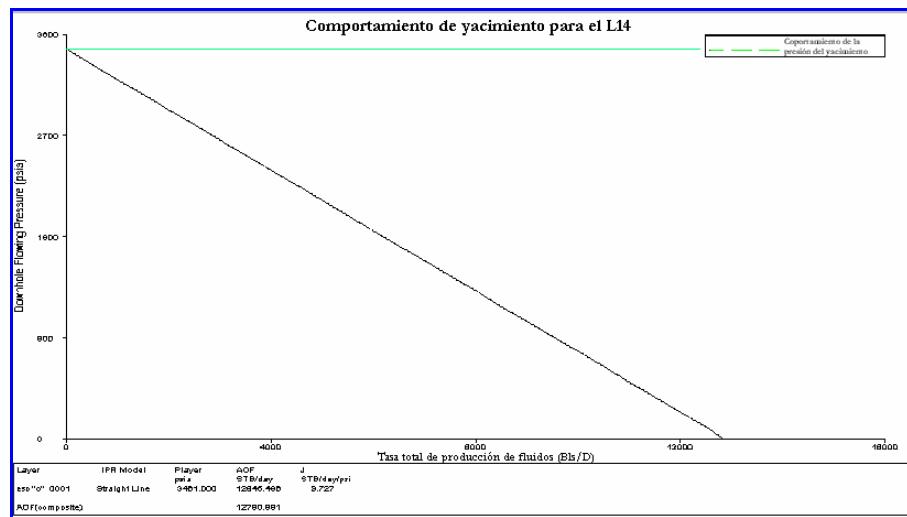


Figura 11 Comportamiento típico de IPR para el campo SINCO

Esta cantidad de gas no afecta a los equipos ni mucho menos a los diseños realizados. Es por ello que los métodos empleados carecen de algún dispositivo que maneje gas proveniente del yacimiento. En el capítulo 6 se presenta un ejemplo de un pozo específico, donde se explican

con más detalles los errores que afectan a la tendencia de la curva y la influencia sobre la tasa de producción de petróleo (Qo).

A continuación se presenta un resumen de la evaluación de todos los parámetros estudiados anteriormente y las observaciones hechas hasta el momento. En la Tabla 9 aparecen todos los pozos, con los cambios efectuados en las arenas productoras, o lo que es lo mismo, cambio en el yacimiento productor, variaciones en la tasa de líquido y petróleo, corte de agua y nivel dinámico.

Tabla 9: Resultado de la evaluación de los pozos a ser optimizados

Pozo	Arena	Qf(BFPD)	Qo (BPPD)	%AyS	ND (pies)	Problema
L1	igual	estable	estable	disminuyó	-	no presentó
L2	igual	aumentó	estable	estable	subió	no presentó
L3	igual	-	-	-	-	serv reciente
L4	igual	aumentó	estable	estable	bajó	serv reciente
L5	cambió	disminuyó	estable	estable	bajó	equipo
L6	cambió	aumentó	aumentó	aumentó	-	serv reciente
L7	igual	estable	estable	aumentó	bajó	no presentó
L8	igual	estable	estable	estable	-	no presentó
L9	igual	disminuyó	aumentó	disminuyó	bajó	no presentó
L10	igual	disminuyó	disminuyó	aumentó	bajó	serv reciente
L11	igual	disminuyó	disminuyó	aumentó	bajó	serv reciente
L12	igual	disminuyó	disminuyó	aumentó	bajó	equipo
L13	cambió	disminuyó	disminuyó	aumentó	bajó	no presentó
L14	cambió	aumentó	disminuyó	disminuyó	subió	equipo
L15	cambió	aumentó	disminuyó	aumentó	subió	no presentó
L16	igual	aumentó	aumentó	aumentó	subió	no presentó
L17	igual	disminuyó	disminuyó	aumentó	subió	equipo
L18	cambió	disminuyó	aumentó	disminuyó	-	equipo
L19	igual	aumentó	disminuyó	aumentó	subió	equipo
L20	igual	aumentó	disminuyó	aumentó	subió	equipo
L21	igual	aumentó	estable	aumentó	bajó	no presentó
L22	igual	disminuyó	disminuyó	disminuyó	-	equipo
L23	cambió	disminuyó	disminuyó	disminuyó	subió	equipo
L24	cambió	aumentó	aumentó	disminuyó	bajó	no presentó
L25	igual	aumentó	aumentó	disminuyó	subió	equipo
L26	igual	aumentó	disminuyó	aumentó	subió	equipo
L27	igual	aumentó	disminuyó	aumentó	subió	equipo
L28	igual	aumentó	disminuyó	aumentó	bajó	est matricial

Como se observa algunos pozos no presentaron problema, otros debido a que habían recibido un trabajo de servicio reciente, no fue posible medir ningún tipo de parámetro o los datos eran insuficientes, y un tercer grupo donde el problema fue originado principalmente por el equipo.

Los pozos problemáticos serán revisados con más detalles en el capítulo referente al diagnóstico y selección de pozos candidatos a optimización.

4.4 Validación del Método de Levantamiento Artificial

El Sistema Experto de Levantamiento Artificial (SEDLA®) es un software que permite seleccionar el mejor método de Levantamiento Artificial para cada pozo estudiado suministrando datos de completación, producción, yacimientos, líneas de superficie y datos mecánicos del pozo. En su base de datos posee todos los métodos de Levantamiento Artificial que se aplican en Venezuela y los criterios de expertos de reconocimiento mundial.

El SEDLA®, entre otras funciones, jerarquiza cada método de mayor a menor otorgándoles un puntaje que va desde 100 puntos, que es la puntuación máxima, hasta -100 puntos, que es la mínima. Eventualmente aparecen alertas u observaciones que indicaba bajo qué circunstancias el método funciona adecuadamente. Cuando el método es totalmente confiable no aparecen alertas. Dentro de toda la información arrojada por el SEDLA® se tomará la concerniente a los puntajes obtenidos por la jerarquización.

La ejecución de este programa se hizo de dos formas: una para el caso de los pozos que fluyen utilizando BES y otra para el caso de pozos que fluyen por BM.

Las características extremas de producción del Campo SINCO y en general de toda la cuenda de Barinas, tuvo como repercusiones que el SEDLA® reflejara dificultades de procesar tales condiciones. Pero fueron subsanadas rápidamente por el personal que se encarga de realizar ajustes al dicho programa.

4.4.1 Caso BES

A manera de ejemplo, la Figura 12 muestra los puntajes obtenidos de la corrida del programa para el pozo L26. Del lado izquierdo se observan los métodos de L. A. que considera el programa, la puntuación obtenida y las alertas respectivas a la hora de aplicar el método. De lado derecho están los mismos puntajes pero representados gráficamente. Como se puede apreciar la mayor puntuación la obtuvo el método BES, con 67 puntos y ninguna alerta al respecto. Seguido de Bombeo Hidráulico, para sus dos modalidades (tipo pistón y tipo jet).

Estos resultados fueron similares para todas las corridas efectuadas con el SEDLA®, quedando el BES en primer lugar para el 100% sin alertas, seguido del Bombeo Hidráulico, y después el Levantamiento Artificial por Gas para cualquier modalidad.

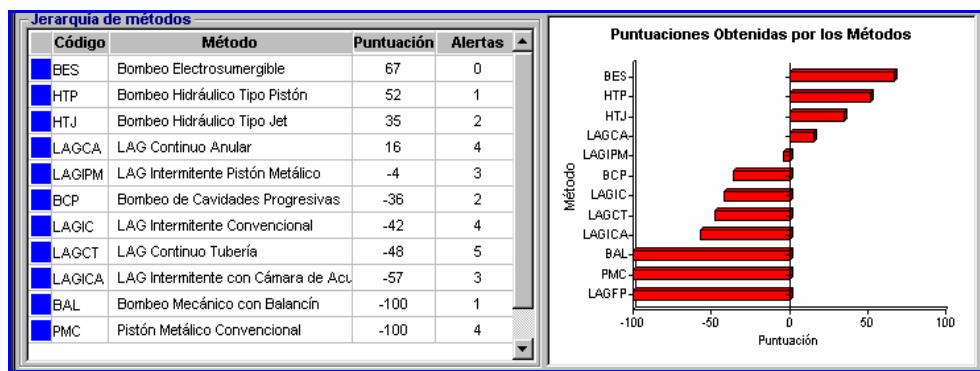


Figura 12: Resultado del SEDLA para pozos que utilizan BES

En la Tabla 10 se muestran los resultados para todos los casos en que la puntuación fue mayor a cero (0) y que luego de la corrida confirma que este es el mejor método para estos pozos.

Tabla 10: Validación del método para el caso BES

Pozo	Resultado (ptos.)			
	BES	HTP	HTJ	LAGCA
L1	63	45	17	-
L2	73	52	27	12

Pozo	Resultado (ptos.)			
	BES	HTP	HTJ	LAGCA
L3	70	51	28	14
L4	67	50	28	7
L5	71	55	37	22
L7	69	55	37	21
L9	No tiene T. P.			
L10	71	53	36	16
L11	69	55	37	21
L12	71	51	37	-
L13	71	54	36	19
L14	71	57	38	-
L15	64	54	35	24
L16	No tiene N. E.			
L17	69	55	36	19
L19	69	53	39	18
L20	71	58	39	18
L21	71	52	35	19
L23	71	54	38	
L24	42	46	32	16
L26	67	52	35	16
L27	70	51	33	20
L28	No tiene P. C.			

A los pozos L9, L16 y L28 no se pudo efectuarles la corrida debido a la carencia de datos de Presión de Cabezal, nivel estático y tope de las perforaciones.

Aunque figure en primer lugar BES para casi todos los casos a excepción del L24 que estuvo en segundo lugar por sólo 4 puntos de diferencia respecto al primero, se puede decir que cualquier método que tenga una puntuación por encima de cero (0), es aplicable a dichos pozos. Para el pozo L24 se puede decir que este resultado es irrelevante ya que es muy poca la diferencia entre los puntajes obtenidos.

Como se muestra el segundo y tercer método, los cuales obtuvieron el segundo y tercer lugar respectivamente, en casi todos los casos fue el Bombeo Hidráulico. Este método se encuentra

actualmente en etapa de estudio ya que es una opción válida, con amplias ventajas desde el punto de vista de ahorro de energía y bajos costos de aplicación.

4.4.2 Caso BM

A manera de ejemplo, para el pozo L6, los resultados arrojados fueron los siguientes

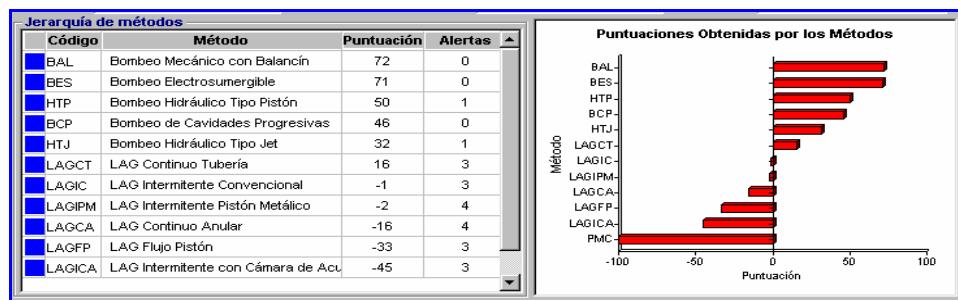


Figura13: Resultado del SEDLA para pozos que utilizan BM

Los resultados que produce este programa son una sugerencia del método que podría aplicarse, pero no es la respuesta definitiva que se tomará a la hora de hacer una selección, ya que hay que tomar otros factores como son la evaluación económica, la disponibilidad de electricidad, redes y líneas de superficie, capacidad de manejo de líquido en las estaciones de flujo. Aunque el SEDLA® jerarquice los métodos, se puede decir que cualquiera de los resultados que obtuvieron puntuación positiva es aplicable bajo condiciones que sean específicas para cada pozo y pueden acompañado de otros aspectos (económico y de yacimiento) para la decisión final.

Tabla 11: Validación del método para el caso BM

Pozo	Resultado (ptos.)				
	BAL	BES	HTP	HTJ	BCP
L6	72	71	50	32	46
L25	82	66	58	34	54
L8	Faltan datos				
L18	Faltan datos				
L22	Faltan datos				

Como se observa el BM es el método idóneo para estos casos, seguido de BES. Las alertas para estos métodos fueron nulas. Los pozos que no tienen resultados es por que poseen Bomba Revestidor y por lo tanto no fue posible calcular las presiones y por ende el IP.

En la Figura 14 se presenta un resumen de los resultados de la validación hecha a los métodos de L. A. a todos los pozos evaluados por medio del SEDLA®.

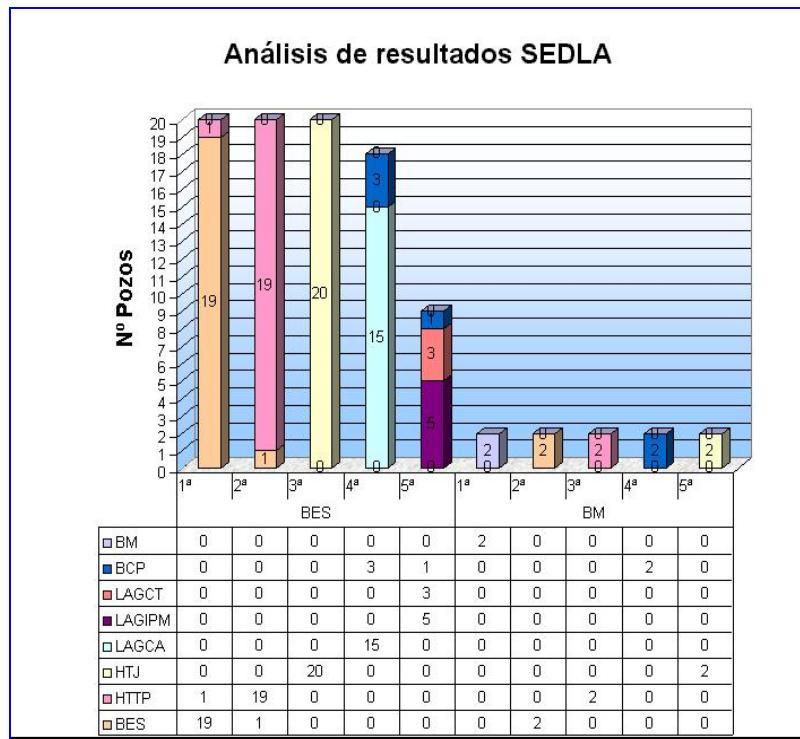


Figura 14: Análisis de los resultados obtenidos de la validación del método de L.A.

Para los pozos que actualmente fluyen por BES, la muestra abarcó un total de 20 pozos para las tres primeras opciones, 18 para la 4^a y 9 para la 5^a, mientras que para el caso BM sólo se evaluaron dos (2) para todas las opciones.

Estos resultados se llevaron a una misma escala representada como porcentaje del total, y los resultados obtenidos se muestra en la Figura 15.

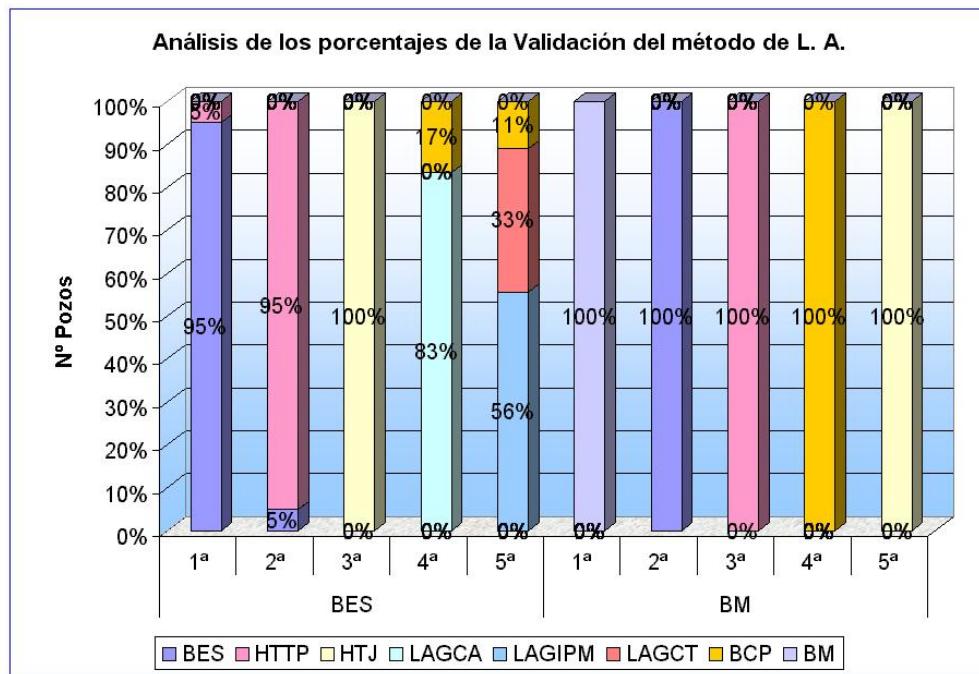


Figura 15: Análisis en porcentaje de la validación del Método de L. A.

Como se observa (Figura 15), BES fue la primera opción para la mayoría de los pozos que fluyen actualmente con este método a excepción de un pozo (L24) que arrojó como resultado Bombeo Hidráulico tipo Jet (HTJ) como primera opción. En general, se resume el orden de opciones como:

1^a BES

2^a Bombeo Hidráulico tipo Jet (HTJ)

3^a Bombeo Hidráulico tipo Pistón (HTP)

4^a Levantamiento Artificial de gas continuo por el anular (LAGCA)

5^a Levantamiento Artificial por Gas Intermitente con Pistón Metálico (LAGIPM).

Aunque los Bombeos Hidráulicos estuvieron como 2^a y 3^a opción son un método que pudiera ser empleado en la zona de Barinas ya que estos sistemas son factibles técnicamente, pero requieren de equipos especiales que no están disponibles en la zona y de cuantiosas inversiones. Las dos últimas opciones correspondieron al Levantamiento Artificial por Gas en

distintas modalidades, pero estas opciones también están descartadas ya que el gas producido es muy escaso como para ser reutilizado en este proceso y traerlo de otra región que tenga suficiente es una inversión aún mayor. Sin embargo un 17% y 11% arrojaron como 4^a y 5^a opción respectivamente, el Bombeo de Cavidades Progresivas, el cual es un sistema que puede funcionar perfectamente en la zona y que actualmente su aplicación se encuentra en etapa de estudio técnico – económico.

Para el caso de BM, sólo se evaluaron dos (2) pozos y las opciones fueron las siguientes:

1^a BM

2^a BES

3^a HTP

4^a BCP

5^a HTJ

Estos resultados representaron el 100% de las opciones arrojadas del análisis hecho. A pesar que el equipo BES estuvo en segunda opción, este método no aplica, debido a los bajos volúmenes producidos.

Para concluir, se puede decir que el método quedó validado y los sistemas que actualmente se están aplicando en los pozos, son los más idóneos para las condiciones actuales.

Luego de haber realizado la evaluación de todos los pozos, en el siguiente Capítulo se presenta el diagnóstico y la selección de los pozos a optimización.

5 DIAGNÓSTICO Y SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS A OPTIMIZACIÓN

Una vez realizado el análisis del nivel Dinámico, del comportamiento de producción, de la evaluación del IP, reporte de problemas y validación del método, se procedió a la selección de los pozos candidatos a optimización.

5.1 Diagnóstico

Luego de haber obtenido el reporte de posibles problemas que se refleja en la Tabla 9 para cada pozo, el siguiente paso es ver con detalle cuál es la causa principal, acudiendo para ello el reporte de fallas y el nivel de líquido que son capaces de manejar los equipos para el caso BES. Para el caso de los pozos que fluyen por BM igualmente se realizará un diagnóstico de su comportamiento y se hará una propuesta de diseño en el caso que sea posible hacerlo, ya que por la presencia de la Bomba Revestidor, muchos carecen de datos suficientes.

Tabla 12: Diagnóstico de problemas

	Pozo	Qf (BF/D)	Qo (BP/D)	%AyS	ND (pies)	IP (Bfpd/Ipc)	Tipo de bomba	Rango	Solución
BM	L8	887 ⇔	↔	↔	-	↔	Casing	-	Esperar falla
	L18	1016 ↓	↑	↓	-	-	Casing	-	Esperar falla
	L22	282 ↓	↓	↓	-	-	Casing	-	Esperar falla
	L6	869 ↑	↑	↑	↔	1,9	Casing	-	rediseño
	L25	510 ↑	↑	↓	↑	3	Balancín	-	rediseño
BES	L14	1630 ↑	↓	↓	↑	4	TD-1750	1200-2050	rediseño
	L17	4347 ↓	↓	↑	↑	10	TD-4300	3500-5100	rediseño
	L19	5479 ↑	↓	↑	↑	10	TD-4300	3500-5100	rediseño
	L20	4915 ↑	↓	↑	↑	48	TG-4000	3200-4800	rediseño
	L26	5382 ↑	↓	↑	↑	47	TD-4300	3500-5100	rediseño
	L27	8570 ↑	↓	↑	↑	61	TG-7000	5000-9000	rediseño
	L5	1081 ↓	↔	↔	↓	1	TD-1200	800-1500	disminuir (Hz)
	L12	5638 ↓	↓	↑	↓	5,1	TD-4100	3500-5100	disminuir (Hz)
	L23	1349 ↓	↓	↓	↑	4	TD-1200	800-1500	aumentar (Hz)

Donde ↑: sube, ↓: baja, ↔: estable.

5.1.1 Caso BM

Aunque el pozo L6 presenta actualmente Bomba Revestidor anteriormente presentaba una instalación BES, cuyo cambio se hizo 2 meses anteriores al presente estudio. Por consiguiente los datos empleados para estudiar el cambio de método de BES a BM fueron válidos para realizar el estudio en el presente trabajo.

Para los 4 pozos que fluyen por BM y que poseen una Bomba Revestidor incluidos el L6, la recomendación fué esperar que el equipo falle y tomar los datos necesarios para futuros estudios de optimización.

En el caso del pozo L25 los datos estaban completos, esto permitió seguir con su estudio para la siguiente fase.

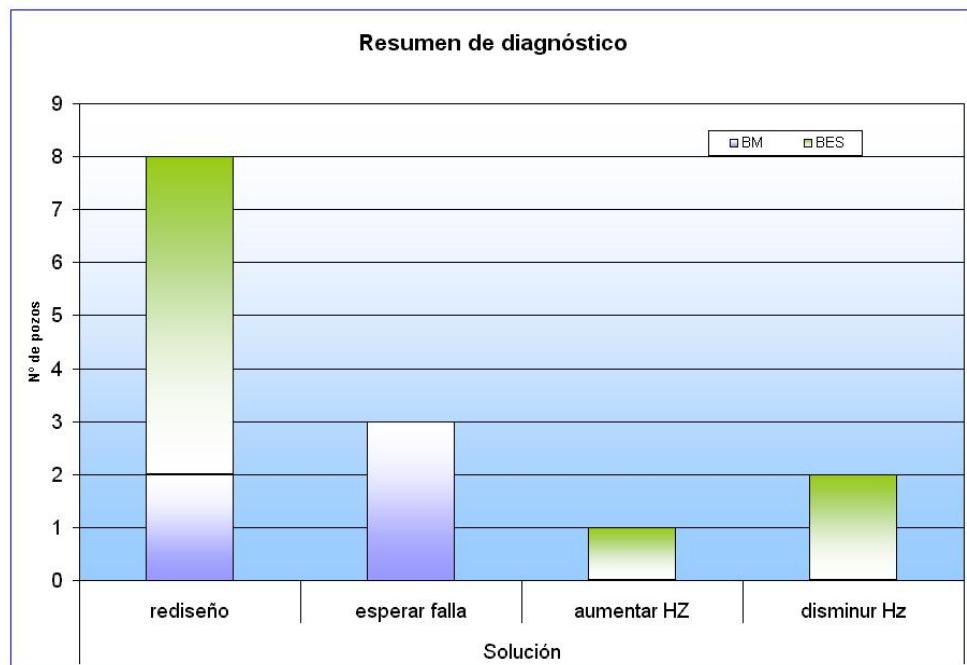


Figura 16: Resumen de diagnóstico

5.1.2 Caso BES

Como se observa en la Figura 16, hay tres pozos en cuales era necesario un ajuste en la potencia del motor para lograr la estabilización de los parámetros de producción (L5, L12 y L23). En los dos primeros casos la producción de fluido se encontraba por encima de la capacidad de la bomba. En el pozo L5 la producción de fluido estaba dentro del rango permisible de la bomba, pero el nivel dinámico estaba bajando, por lo tanto, era recomendable disminuir la potencia de la bomba a fin de lograr la estabilización del nivel, en virtud del equilibrio entre Q_o y el $\%AyS$ ya se encuentran equilibrados.

En el pozo L12 ocurre algo similar y para evitar que el nivel dinámico siguiera descendiendo era necesario un ajuste en la potencia de la bomba sin necesidad de un rediseño del equipo.

Para el pozo L23, cuya producción de fluido se encuentra dentro del rango aceptable de la bomba, pero el nivel se encontraba subiendo a superficie, lo más recomendable fue aumentar la potencia de la bomba para evitar daños al sistema.

Ahora bien, la tasa del pozo L17 se encuentra dentro del rango que la bomba puede manejar en términos de fluidos, y para la fecha se encontraba disminuyendo tanto la tasa de fluido como la tasa de petróleo, mientras que el corte de agua venía incrementándose. El nivel dinámico sube vertiginosamente a superficie. La explicación de esto, es que dentro del anular se han separado las dos fases de líquidos, es decir, el fluido menos denso se encuentra en la parte superior (el petróleo), mientras que el más denso se encuentra en la parte inferior (agua), por lo cual origina su incremento en la producción de agua, y se logra la disminución de petróleo.

En el caso del pozo L14 el nivel dinámico se encuentra subiendo con mucha fuerza a superficie, lo mismo que la tasa de fluido. Por lo tanto, se prevé que la tasa de líquido pronto superará el rango de producción de la bomba.

Para los casos restantes es evidente que la tasa de líquido se encuentra por encima del límite superior o muy cerca de alcanzarlo.

Para entender mejor por qué esta característica es tan importante a la hora de realizar la selección de los pozos candidatos a optimización se buscó el reporte de fallas. La explicación se detalla a continuación.

Se puede decir que la causa más frecuente y común para todas las instalaciones es la quema del motor y contaminación de los sellos. La función principal de los sellos es aislar el aceite del motor de los fluidos provenientes del pozo, mientras balancea la presión en el anular con la presión interna del motor. Cuando el nivel dinámico en el anular aumenta por el alto aporte de los fluidos que se hace a la formación, la presión también se incrementa. En su diseño original los sellos fueron concebidos para trabajar bajo condiciones específicas que se supone que van disminuyendo a lo largo del tiempo como son el caudal y la presión, pero cuando ocurre lo contrario, entonces los sellos se ven sometidos a una presión superior que no pueden manejar, y por esto ocurre el desbalance de presiones entre el anular y el interior del motor y en consecuencia ocurre la contaminación.

Pero al revisar los diseños originales de los equipos y las condiciones bajo las cuales fueron instalados en el pozo, se presentan los diseños que no responderían a tales condiciones. Aunado a estos factores está el suministro eléctrico que afecta a gran parte del estado Barinas, esto ocasiona un descontrol en los equipos en algunos casos se observa altos niveles de carbonatos en la composición del crudo, lo cual trae como consecuencia la presencia de escamas en los equipos.

5.2 Selección de pozos candidatos a optimización

Después de haber efectuado el estudio y análisis de los parámetros y comportamientos, antes explicados, y observando que los parámetros de medición de los equipos Electrosumergibles reflejan que se encuentran al límite de su desempeño, el número de pozos quedó reducido a 5 pozos que fluyen con Equipo Electrosumergible y 5 por Equipo de Bombeo Mecánico, los cuales se listan a continuación.

Tabla13: Pozos candidatos a optimización

POZO	Tipo de instalación	Formación	Producción Actual, QI (BFPD)	Corte de Agua (%)
L6	BM	GOB A/B	791	87
L8	BM	GOB A/B	883	90
L18	BM	GOB A/B	1012	90
L22	BM	ESC P-1/2	280	80
L25	BM	ESC P-1/2	502	56
L26	BES	GOB A/B	5547	97
L19	BES	GOB A/B	5473	96
L14	BES	ESC O	1271	77
L17	BES	ESC P-1/2	4344	97
L27	BES	ESC P-1/2	7967	95

6 OPTIMIZACIÓN DEL MÉTODO DE LEVANTAMIENTO

La optimización de los métodos de Levantamiento Artificial realizado en el presente trabajo consiste de dos partes. La primera es validar el diseño del equipo para las condiciones actuales y la segunda optimizar el diseño que se adapte a las condiciones.

Para tener una idea del procedimiento seguido se tomó como ejemplo el pozo más representativo para cada método. Se describen las condiciones actuales de producción y del equipo. Se presenta el resultado de las sensibilidades hechas en los simuladores respectivos y los análisis para cada caso.

Luego se efectuó el nuevo diseño siguiendo un procedimiento de cálculo para el caso de equipos BES y un procedimiento de sensibilidades en el simulador para el caso BM. Finalmente se presentan los nuevos diseños junto con las comparaciones de los datos de producción. En el caso de los pozos que fluyen por BM se realizó un nuevo diseño para cambiar el método a BES e igualmente se estableció las comparaciones entre uno y otro método.

6.1 Optimización de Bombeo Electrosumergible

Primero se describe un pozo ejemplo para el caso de Bombeo Electrosumergible donde se analizan las condiciones, propiedades del equipo actual, así como las propiedades de producción. En el Anexo A se describe un procedimiento para el diseño de estos equipos.

Posteriormente se presentarán todos los resultados obtenidos para los distintos pozos que fueron candidatos a optimización.

POZO L26:

Las condiciones actuales del pozo y del equipo y las propiedades de flujo para Julio de 2001 correspondientes a este pozo son las siguientes:

Tabla 14: Condiciones actuales del pozo L26

Datos de Producción actual		Datos del Equipo BES actual		Datos del pozo	
QI(BFPD)	5547	Prof. del equipo	2500'	Arena Productora	Gob A/B
Qo(BPPD)	166	Tipo de bomba	TD-4300		
%AyS	97	Motor	120 HP	Tub Prod	2-7/8, 6,5#/pie
RGP(PCF/B)	38		1295 V		
IP(BFPD/lpc)	46,7		59 A		
IPh(BPPD)	1,4	# etapas	68		
°API	20,7	Nº de sellos	2 TR4-RS	Tope de perf	8598'
γm	0,9979	Cable	Nº 4		

Para esta fecha, y como lo muestra la Tabla 12, la producción de líquido, el corte de agua y el nivel dinámico se incrementaron de 5030 a 5382 BFPD, de 96,3 a 96,8% y de 264 a 260 pies (con una tendencia ascendente en superficie) respectivamente. La producción de petróleo disminuyó de 189 a 181 BPPD respecto al mes anterior y así sucedió por varios períodos consecutivos.

La bomba TD-4300 está diseñada para producir un caudal óptimo de 4100 BFPD con un rango de manejo de fluido entre 3500-5100 BFPD, y se encuentra asentada a una profundidad de 2500'. El motor opera con una frecuencia de 60 Hz. y de 68 etapas.

El equipo BES que corresponde a esta configuración fue instalado el 24 de abril del año 2000. El 8 de mayo de 2001 el equipo falló. El reporte revela lo siguiente: sellos superiores contaminados y se sacó cable por tiempo acumulado; el resto del equipo se encontró en buenas condiciones. El 26 de mayo se puso a funcionar nuevamente con la misma configuración pero esta vez con un voltaje menor que pasó de 2245V a 1295V y un amperaje mayor de 35 a 59 A.

En la Figura 17 se muestra el comportamiento del nivel dinámico en el pozo con el sistema diseñado y descrito anteriormente, antes y después del trabajo de servicio efectuado durante el año 2001.

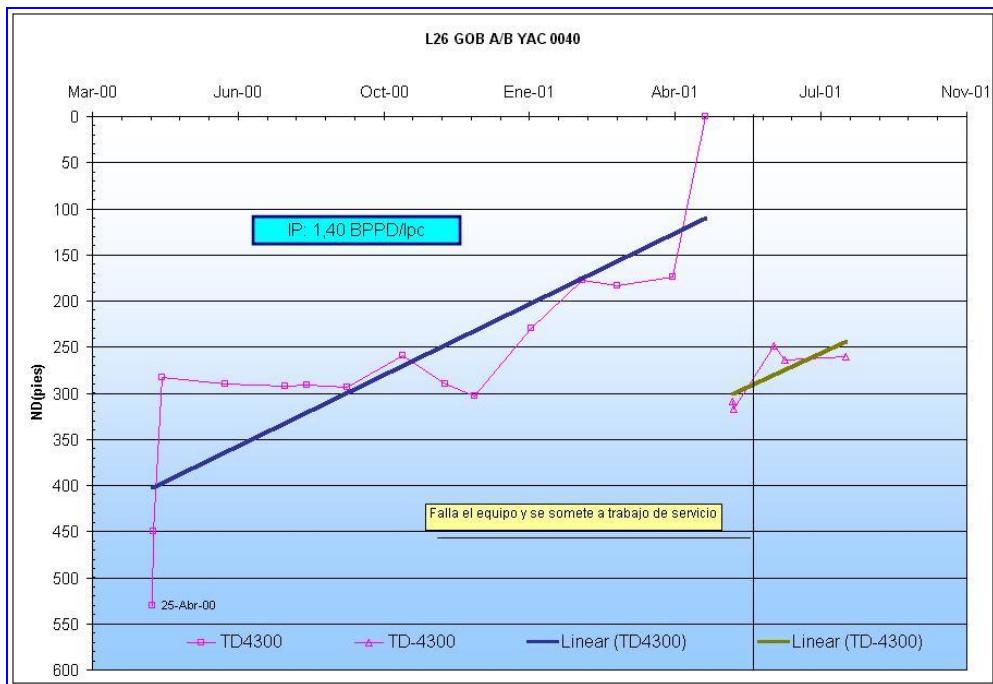


Figura 17: Comportamiento del ND para el pozo L26

Como se observa el Nivel Dinámico ha sido constante y ascendente hacia la superficie y tiene un comportamiento similar antes y después del servicio efectuado. El IP (bruto) es considerablemente alto (46,7BFPD/lpc) con una alta tasa de fluido superior a todos los pozos vecinos y una ΔP promedio del yacimiento. Si se integra unimos estas dos características se concluye que el fluido está entrando al pozo con una presión bastante alta, capaz de superar la presión interna de la bomba, por lo tanto el ΔP que aporta la bomba es pequeño.

El pozo se está inundando de fluido, la bomba está produciendo más fluido del que puede manejar y está trabajando por encima de sus capacidades, en consecuencia no hay control de la presión proveniente de la formación y es evidente que las modificaciones efectuadas no fueron suficientes. El reporte de falla reflejó que los sellos superiores se contaminaron, es

decir, que se inundaron de fluidos debido a que no fueron capaces de balancear las presiones entre la bomba y el pozo. En conclusión la bomba no está diseñada para las condiciones actuales del pozo, esto ocasiona un mal funcionamiento del sistema. Por lo tanto se propuso validar el equipo actual y proponer un nuevo diseño que se adecúe a las condiciones del pozo.

A continuación se describe cómo se hizo la evaluación del diseño actual:

El diagnóstico del diseño actual y el diseño que fue propuesto se realizaron en el programa Wellflo®, que dados los datos del pozo, aproxima de manera muy cercana el comportamiento de la bomba a condiciones reales. Los resultados que arroja este programa se presentan gráficamente y tabulados.

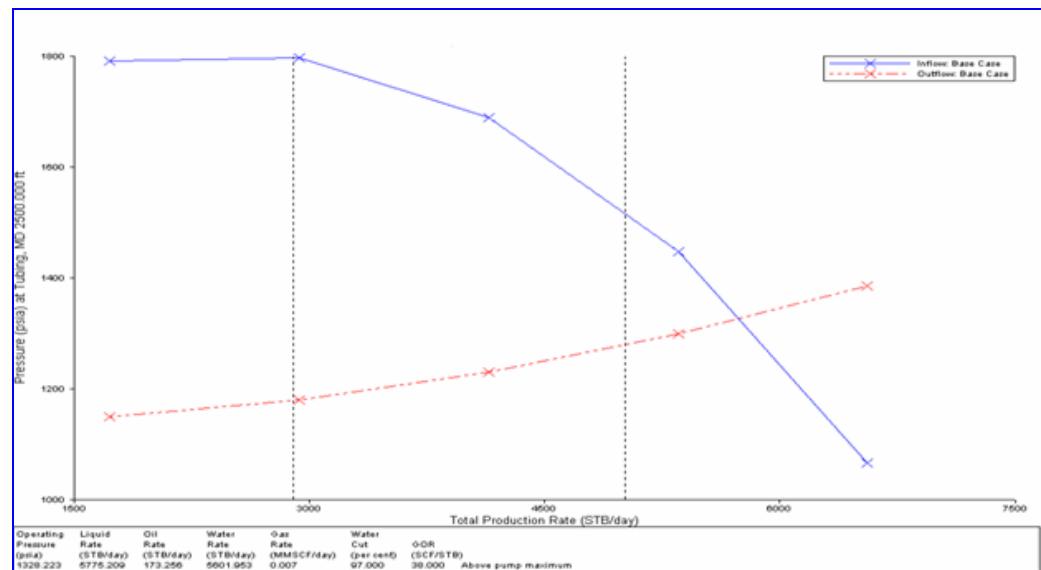


Figura 18: Curva de IPR/EPR pozo L26 para equipo BES actual

En la Figura 18, la curva de influjo o IPR, está representada por la línea de color azul, la curva de eflujo o EPR, está representada por la línea de color rojo y el rango de operación de la bomba está representado por la dos líneas negras verticales, donde la línea a la izquierda representa el menor caudal y la línea de la derecha representa el mayor caudal. El eje de las ordenadas representa la presión en el eductor a la profundidad de asentamiento de la bomba,

o lo que es lo mismo, la presión a la entrada de la bomba medida en lpc y el eje de las abscisas representa la tasa de líquido medido en Bls/D.

El punto de corte de las curvas de IPR y TPR representa el caudal que la bomba está manejando según las condiciones del pozo. Un caudal donde la bomba se puede desempeñar de manera óptima es dentro de su límite superior e inferior, y que gráficamente está representado dentro de las dos líneas negras verticales.

Como se puede apreciar, el punto de corte de la IPR e EPR está a la derecha de la línea que representa el caudal máximo que la bomba puede manejar. Esto quiere decir que la bomba está trabajando por encima de su límite superior. Las consecuencias de esto es que la bomba más temprano que tarde presentará fallas y el pozo tendrá que ser sometido a trabajo de servicio, lo cual posteriormente incidirá n costos adicionales.

Se realizaron sensibilidades variando el número de etapas, pero los resultados no fueron favorables.

6.1.1 Optimización del equipo BES para el pozo L26

Siguiendo el procedimiento de cálculo que se describe en el Anexo A, se realizó el nuevo diseño que será propuesto para reemplazar el equipo anterior.

A continuación se presenta una tabla comparativa entre el diseño actual y el diseño propuesto, donde se pueden apreciar claramente los cambios efectuados.

Tabla 15: Comparación entre equipo BES actual y propuesto

Equipo BES	Actual	Propuesto
Profundidad del equipo	2500'	2500'
Tipo de bomba	TD-4300	TD-6000
	120 HP	120 HP
Motor	1295 V	2245V
	59 A	35 A
# etapas	68	80
Nº de sellos	2 TR4-RS	(02) LBR TR4 (02) SBG TR4
Cable Nº	4	4

Como se muestra en la Tabla 15, los cambios estuvieron enfocados en sustituir una bomba de mayor capacidad de manejo de flujo como es la TD-6000, con un mayor número de etapas, y mayor cantidad de sellos.

Se escogió esta configuración de sellos ya que brinda una mayor protección al motor contra altas presiones y alto contenido de sedimento y por ser la más idónea según las condiciones del pozo, es decir, altos cortes de agua acompañado de alto IP. Los voltajes del motor aumentaros y los amperajes disminuyeron.

En la Figura 19 se muestra el resultado de las sensibilidades efectuadas en el Wellflo®

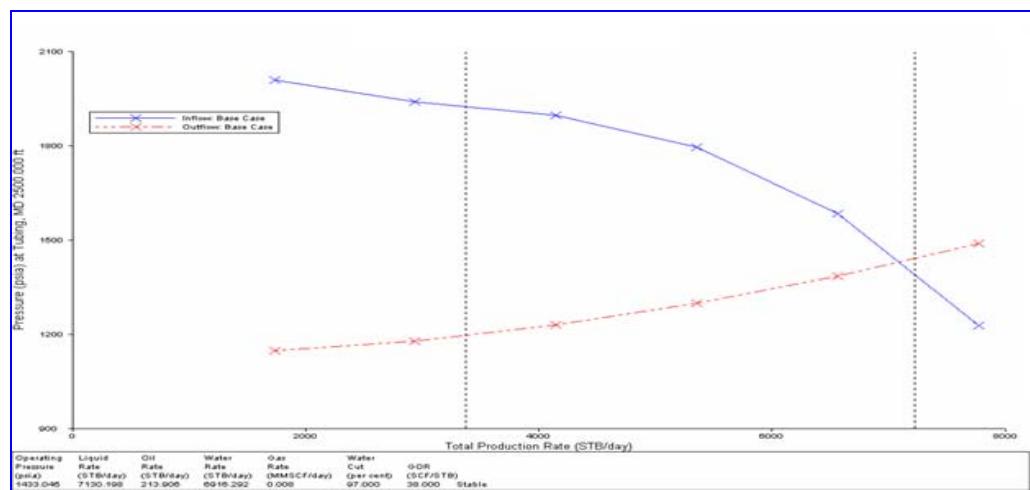


Figura 19: Curva IPR/EPR pozo L26 para equipo BES propuesto.

El punto de corte de las dos curvas de eflujo e influjo se encuentra dentro del rango de operación de la bomba. Aunque se encuentra muy cerca del rango superior, éste es un buen punto ya que se espera la declinación de la tasa con el tiempo, así el punto de corte entre las curvas debería trasladarse de derecha a izquierda a medida que se acumula el tiempo.

Para este diseño se realizaron sensibilidades del número de etapas, y éste fue el más idóneo.

A continuación se presenta una tabla resumen donde se reflejan los cambios en términos de producción respecto al diseño actual y el propuesto:

Tabla 16: resultados comparativos entre diseño actual y propuesto,
pozo L26

Datos de Producción	Actual	Optimizados
QI(BFPD)	5547	7130
Qo(BPPD)	166	213
%AyS	97	97
RGP(PCF/B)	38	38
Presión de operación (lpc)	961	1433

Según estos resultados la ganancia adicional de barriles brutos es 1538 BFPD, y la neta de 47 BPPD, los cuales aunados a la evaluación económica servirán para tomar la decisión para la propuesta planteada.

6.1.2 Resultados de optimización de pozos BES

Se presentan a continuación los resultados de los diseños realizados para todos los Equipos de Bombeo Electrosumegible en el Campo Sinco en una tabla comparativa entre los diseños actuales y los propuestos con las características de cada una de las partes que integran el equipo.

Tabla 17: Equipos BES actuales y propuestos para los pozos optimizados

Equipo Actual														
pozo	Motor(serie 400)				Bomba(serie 400)			Sellos(serie 400 TR4)			cable			
	cantidad	HP	V	A	cantidad	tipo	etapas	cantidad	tipo	laberinto	bolsa	mixto	#	long
L26	1	120	1295	59	1	TD-4300	60	2					4	2500'
L19	1	120	1295	59	1	TD-4300	104	3	2 doble			1	4	1700'
L27	1	200	1415	85	1	TG-7000	68	3	2 doble			1	1	3000'
L14	1	120	1295	59	1	TD-1750	283	3	2	1			4	8000'
L17	1	120	1625	46	2	TD-4300	68/45	2	1	1			4	3500'
Equipo Propuesto														
pozo	Motor(serie 400)				Bomba(serie 400)			Sellos(serie 400 TR4)			cable			
	cantidad	HP	V	A	cantidad	tipo	etapas	cantidad	tipo	laberinto	bolsa	mixto	#	long
L26	1	120	2245	35	2	TD-6000	L26	455,7	447,4	doble			4	2510'
L19	1	110	2380	30	2	TD-6000	L19	481,2	473,4			1	4	1710'
L27	1	110	2380	30	1	TD-7000	L27	480,4	472,4			2	1	3010'
L14	1	84	1930	31	1	TD-1750	84	5	4	doble			2	7950'
L17	1	100	2205	29	1	TD-4300	90	2	1	1			4	3500'

Como se observa en la Tabla 17 en los pozos L26 y L19 fue necesario sugerir la instalación de dos bombas Tandem, ya que el número de etapas para una sola no era suficiente.

En los pozos L14 y L17 bomba que posee actualmente es la que mejor se adapta a las condiciones actuales, donde se hizo una reducción en el número de etapas, se aumentó la potencia del motor y la cantidad de sellos. De esta forma se asegura un mejor desempeño del sistema.

En la siguiente tabla se detallan las ganancias que se obtendrían de llevarse a cabo el proceso de servicio y cambio de método planteados.

Tabla 18: Barriles adicionales resultado de la optimización para BES

Pozo	QI(BFPD)	Qo(BPPD)	Adicional (BPPD)	YAC
L19	6764	270	51	GOB A/B0040
L26	7130	214	47	GOB A/B0040
L14	1830	418	43	ESC O-2 0001
L17	4425	132	reestablecida	ESC P-1/2 0030
L27	8682	434	36	ESC P-1/2 0010
TOTAL	28831	1468	177	

El volumen adicional de producción neta es respecto a la producción de petróleo que se tenían para la fecha de elaboración de los diseños.

6.2 Optimización de Bombeo Mecánico

A manera de ejemplo se seleccionó un pozo: L6. En este ejemplo se analizarán condiciones del equipo actual y las propiedades de flujo. El programa para la realización de las sensibilidades es el NodalB®, el cual es un programa especializado en realizar diseño para esta clase de equipos.

El objetivo principal es validar que el equipo actual se ajuste a las condiciones actuales del pozo, proponer algún cambio al equipo existente en caso de ser necesario y diseñar el equipo Electrosumergible que sería idóneo para tales condiciones.

6.2.1 Validación de los datos y del equipo de BM para el pozo L6:

En la Tabla 19 se muestran todos los datos referentes a datos de producción actual, equipo de Bombeo Mecánico actual y del pozo.

Tabla 19: Condiciones actuales del pozo L6

Datos de Producción actual		Datos del Equipo BM actual		Datos del pozo	
QI(BFPD)	791	Prof del equipo	5100'	Arena Productora	Gob A/B
Qo(BPPD)	103	Equipo	M912D-365-130		
%AyS	87	Bomba Casing	3-1/2x2-3/4	Tub Prod	2-7/8, 6,5#/pie
RGP(PCF/B)	31	SVC	3x1"x30'+25x3/4"x30 +85x7/8"x30'+57x1"x 30'	Tope de perf	8540'
IP(BFPD/lpc)	2				
IPn(BPPD)	0,25	Barra Pulida	1-1/2"x26'	Prof. final	9470'
°API	25,1	Long Pistón	24"		
γm	0,9875	VPM	7		

Para la fecha, la producción de líquido, el corte de agua y el nivel dinámico se incrementaron de 795 a 869 BFPD, de 85 a 87% y de 1037 a 973 pies (con una tendencia estable) respectivamente. La producción de petróleo disminuyó de 112 a 103 BPPD, respecto a los resultados del mes anterior.

La inserción de la Bomba Revestidor se realizó unos meses posteriores a la actual medición, por lo que estos valores de producción pueden ser válidos para los diagnósticos que se detallan a continuación.

Para validar el método actual y la realización del nuevo diseño se utilizó el NodalB®, donde los resultados fueron presentados de manera gráfica para su mejor visualización y comprensión.

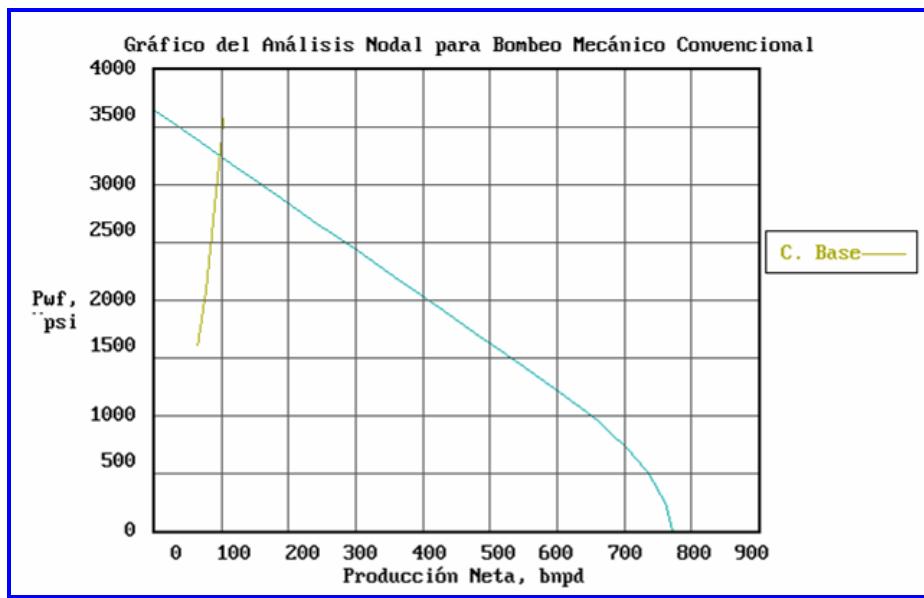


Figura 20: Validación del método actual, pozo L6

Como se observa, la curva IPR o de influjo está representada por la línea azul claro, mientras que la curva de EPR o eflujo está dada por la curva de color verde. El eje “Y” representa la presión de fondo fluyente Pwf en lpc, y el eje “X” representa el caudal de petróleo producido expresado como BPPD. El punto de corte de las dos curvas es la producción actual a la presión de fondo medida. Como puede notarse este punto corta en aproximadamente los 100 BPPD y a la presión dinámica medida.

6.2.2 Optimización del equipo BM para el pozo L6

Realizando sensibilidades con el programa para simular este tipo de equipos y con la orientación de especialistas en el área de Bombeo Mecánico, se propusieron varios escenarios, con la finalidad de extraer el mejor provecho del equipo que está instalado. La idea es que con las condiciones actuales del pozo y las posibilidades que ofrece el equipo instalado, proponer un nuevo diseño de BM.

La configuración que se obtuvo después de varias sensibilidades se detalla a continuación:

Tabla 20: Comparación entre diseño actual y propuesto para pozo L6, BM

Datos del Equipo BM	Actual	Propuesto
Prof del equipo	5100'	5100'
Equipo	M912D-365-130	M912D-365-130
Bomba Casing	3-1/2x2-3/4	3-1/2x2-3/4
SVC	3x1"x30'+25x3/4"x30+85x7/8"x30'+57x1"x30'	20x1"x30'+105x3/4"x30+45x7/8"x30'
Barra Pulida	1-1/2"x26'	1-1/2"x26'
Long Pistón	24"	24"
Esquema de prod.	Convencional	Prensaestopa de Subsuelo
Prod fluye	Tubería	Anular
Tub de prod	Desanclada	Anclada (emp mec)
Línea de gas	Cerrada	Cerrada
VPM	7	14

Como se observar los cambios estuvieron a nivel de subsuelo, esto con el fin de dejar los equipos de superficie sin alteraciones. Se propone cambiar el flujo de producción de la tubería al anular y colocar una prensaestopa en el fondo de la tubería de producción. El flujo subiría por el eductor desde el tope de las perforaciones hasta un poco más arriba de la empacadura que se encuentra asentada a los 5100' de profundidad. El espacio entre el anular y el eductor es mayor que el espacio que hay dentro del eductor. De esta forma el nivel de manejo de flujo es mayor que el esquema anterior.

En la Figura 21 (a) se muestra el esquema de producción convencional actual el cual consta de producción de fluidos por el eductor sin ancla en el fondo

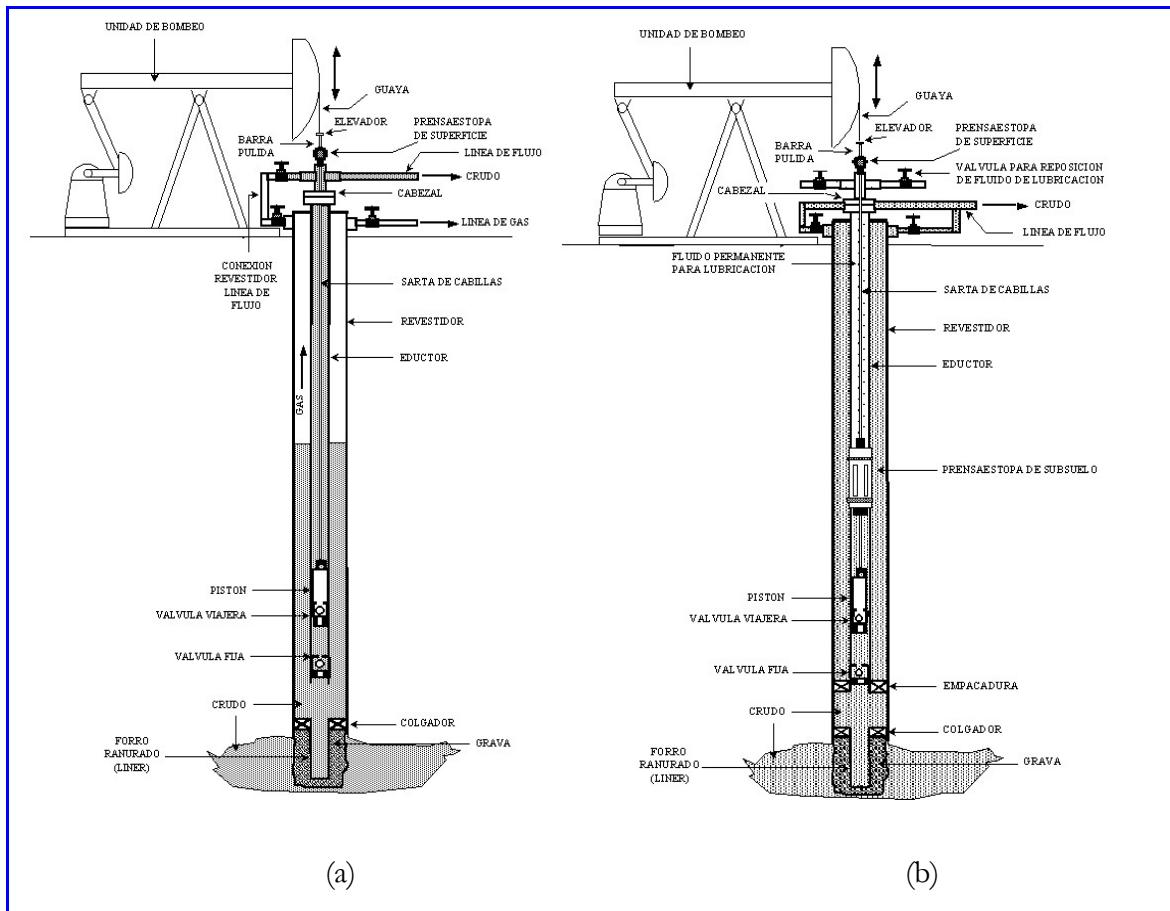


Figura 21: Comparación entre el esquema actual y propuesto para el pozo L6, por BM

La Figura 21(b) representa el esquema propuesto que consiste en producción de fluidos por el espacio anular, sin diluyentes, con la tubería anclada en la empacadura, una sarta de varillas de la misma longitud pero con un mayor número de cabillas de 7/8". Con estas condiciones la carrera del pistón se incrementa de 7 a 14 VPM, es decir, el doble de lo que se tenía anteriormente.

Los beneficios de este cambio de reflejan en la Tabla 21 donde la producción de petróleo se incrementa el doble al igual que la producción de líquido. La Pwf decrece.

Los costos por hacer esta operación son bastante bajos ya que los equipos necesarios para tales cambios se encuentran disponibles, es decir, la prensa estopa y demás equipos. Las

cabillas están en el inventario de la localidad del campo y la empacadura está dentro de la configuración del pozo.

Tabla 21: Tabla comparativa entre datos de producción actuales y optimizados para el pozo L6

Datos de Producción	Actual	Optimizados
QI(BFPD)	791	1585
Qo(BPPD)	103	206
%AyS	87	87
RGP(PCF/B)	31	31
Pwf (lpc)	3255	2819

Una vez obtenidos los resultados optimizados para el equipo de Bombeo Mecánico, ahora se diseñará un equipo BES con los datos de producción descritos anteriormente del pozo L6.

6.2.3 Diseño de equipo BES para el pozo L6

Siguiendo los pasos para el diseño BES descritos en el Anexo I se diseñó el equipo y las sensibilidades se realizaron con el Wellflo®. El diseño definitivo se describe en la Tabla 22

Tabla 22: Equipo BES para el pozo L6

Equipo Actual													
Pozo	Motor(serie 400)			Bomba(serie 400)			Sellos(serie 400 TR4)				cable		
	cantidad	V	A	cantidad	tipo	etapas	cantidad	tipo	laberinto	bolsa	mixto	#	long
L6	1	675	20	1	TD-1200	50	5	4	doble			2	7940'

Se escogió una bomba pequeña ya que se partió de una tasa inicial de 1000 BFPD. La configuración diseñada es para pozos que manejan baja producción de fluidos, lo cual es ideal para un pozo que se cambia de BM a BES.

El resultado de las sensibilidades se muestra en la Figura 22

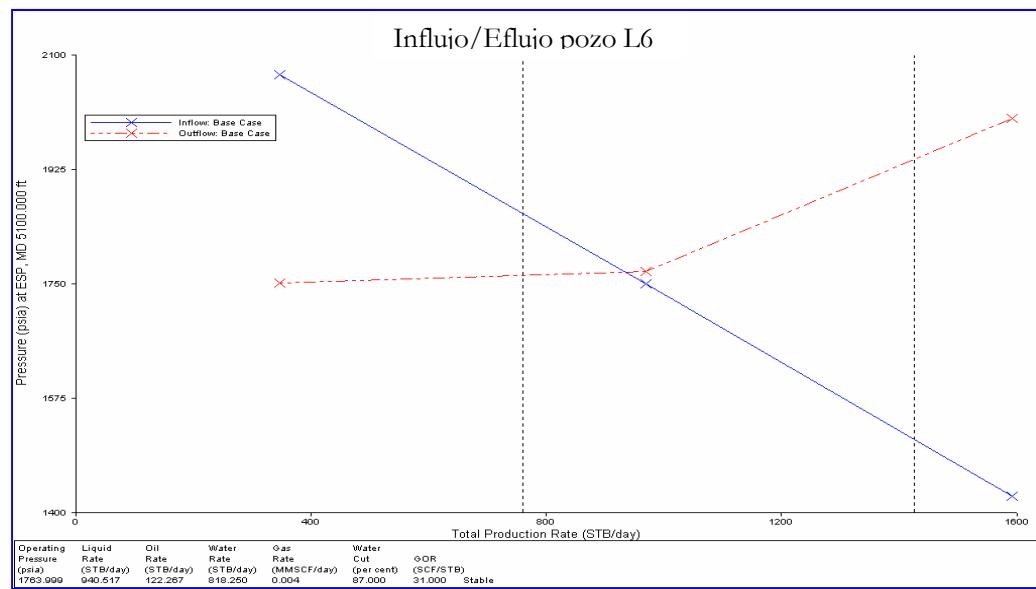


Figura 22: Comportamiento para el diseño de equipo BES propuesto para el pozo L6

Las sensibilidades hechas incluyeron número de etapas, profundidad de asentamiento de la bomba y frecuencia del motor expresada en Hz.

En la siguiente tabla se muestra la comparación en términos de producción de la optimización hecha al equipo de BM y el diseño propuesto para equipo BES

Tabla 23: Comparación de producción entre equipos BES y BM para L6

Datos de Producción	Actual	Optimizados (BM)	Para BES
QI(BFPD)	791	1585	941
Qo(BPPD)	103	206	122
%AyS	97	97	97
RGP(PCF/B)	38	38	38
Pwf (lpc)	961	2819	1764
IP (BFPD/lpc)	0,3	1,9	0,5

Se observa que la producción obtenida tanto bruta como neta por BM, es muy superior a la obtenida por el diseño propuesto para BES. Los cortes de agua y las RGP se mantienen. La

presión de fondo fluyente se incrementa para ambas optimizaciones, pero el IP es mayor para el caso de BM.

Aunque se tienen conocimiento de la existencia en que este pozo los problemas de carbonatos no son mayores como en otros casos de este mismo campo, sería oportuno realizar análisis al crudo para verificar la viabilidad de la propuesta ya que en el aspecto técnico y económico es mucho menor que en el caso BES.

Este mismo procedimiento se siguió para el pozo L25, pero no se obtuvieron resultados satisfactorios. Entre otras cosas por las siguientes razones: El punto de prueba se encontraba muy cercano de la presión a tasa de producción cero (este es el intervalo a optimizar). Este punto de prueba presenta un rango de error que hace aumentar el grado de incertidumbre en la gráfica de IPR como se muestra en la Figura 23.

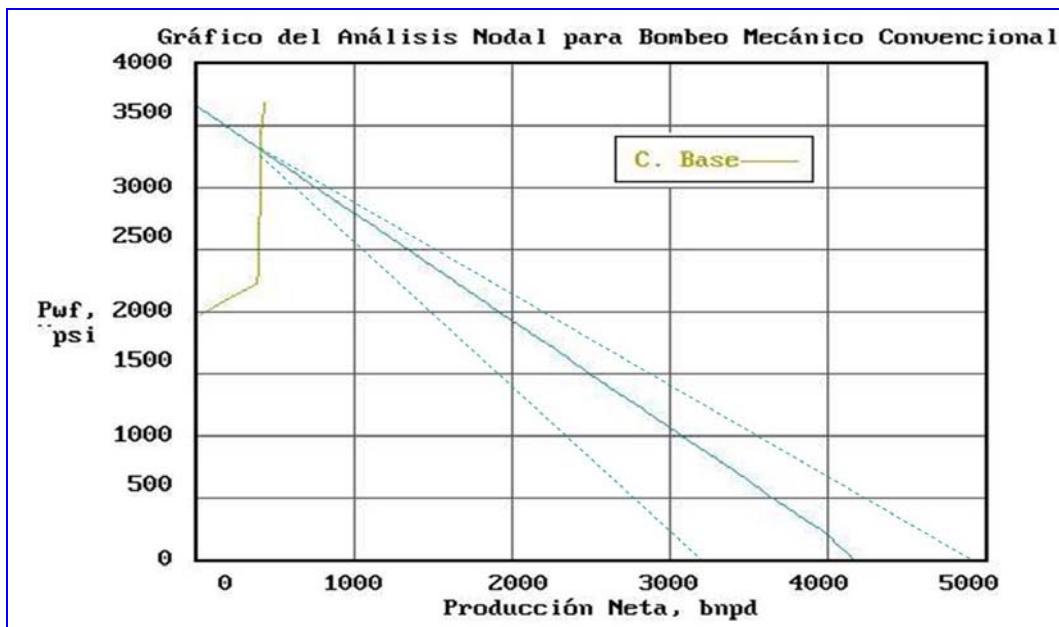


Figura 23: comportamiento IPR para el L25

Esto ocasiona que los resultados que arroje el NodalB© estén alejados de los datos de producción reportados y calculados a partir de la data real. El resultado de la validación es que

tiene muy poca velocidad en la carrera y la potencia del motor son demasiado bajos, esto se interpreta que el pozo debería fluir por flujo natural.

Para el pozo L25 se propone:

- a) Para la validación del equipo actual se sugiere colocar un choque en la tubería de superficie, de esta forma aumentará la presión de cabezal, y seguir este procedimiento hasta que la línea IPR refleje el comportamiento real del pozo.
- b) Una vez alcanzado este punto, efectuar sensibilidades para la longitud de la carrera, y observar si los resultados arrojados son suficientes para levantar el fluido que produce actualmente.
- c) Proponer cambio de método partiendo de una tasa inicial de 1200 BFPD para comenzar la evaluación del cambio de método a electrosumergible.

6.2.4 Equipos BES diseñados para pozos que fluyen actualmente por BM

En la Tabla 24 se muestran los equipos BES diseñados para los pozos que fluyen actualmente por BM.

Tabla 24: Equipos BES propuestos para los pozos BM

pozo	Equipo Propuesto											#	long	
	Motor(serie 400)				Bomba(serie 400)				Sellos(serie 400 TR4)					
	cantidad	HP	V	A	cantidad	tipo	etapas	cantidad	tipo	laberinto	bolsa	mixto		
L6	1	20	675	20	1	TD-1200	50	5	4	doble			2	7940'
L25	1	30	870'	23	1	TD-1200	67	5	4	doble			2	7940'

La cantidad de sellos es muchos mayor respecto a los diseños BES hechos a los pozos que fluyen por BES, por razones de protección del equipo ya que se espera que fluctúen debido a que se estaría realizando un cambio de método. Estos pozos poseen un equipo BES que es el

más pequeño de los que se encuentran instalados pero hay que esperar y tomar data continuamente a medida que transcurre el tiempo para así tener un mejor funcionamiento del equipo.

Tabla 25: Barriles adicionales de propuesta BES para pozos BM

Pozo	QI(BFPD)	Qo(BPPD)	Adicional (BPPD)	YAC
L6	941	122	19	GOB B/C 0001
L25	425	187	-43	ESC P-1/2 0010
TOTAL	1366	309	-24	

El pozo L25, que actualmente fluye por BM fue el único que reportó resultados negativos. Las sensibilidades obtenidas de las corridas del Wellflo® revelan que para este pozo no existe un equipo BES que se ajuste a las condiciones en las que se encuentra el pozo actualmente, es decir, tasas de producción de fluido baja (510 BFPD) y presión de cabezal baja (18 lpc).

6.3 Evaluación Económica

Tomando en cuenta que la optimización se hizo para dos clases de trabajo de servicio como son mejoramiento de equipo BES y cambio de método de BM a BES, para pozos del campo SINCO, se realizaron dos modelos de análisis económico.

Para tales modelos se tomó como ejemplo el pozo L26 para el caso de optimización BES y el pozo L6 para el caso de cambio de método ya que con estos pozos se ha venido trabajando en los ejemplos anteriores.

6.3.1 Premisas

A continuación se listan cada una de las consideraciones utilizadas para realizar la evaluación económica. En la evaluación se tomó en cuenta el ganancial de producción con respecto a la

operación con BES y considera en su totalidad las inversiones asociadas a este sistema y los costos de operación.

Se considera el cambio de método que representa una inversión mayor.

Datos Financieros

- Programa corporativo de PDVSA, MAEP, versión 4.0, para la realización de la evaluación económica.
- Lineamiento presupuestario año 2001 de PDVSA.
- Horizonte económico igual a 2 años.

Datos del Pozo L26

- Pozo vertical del campo SINCO, Formación. Gobernador A/B, Yacimiento 0040, crudo de 20,7 °API.
- Ganancial de producción en comparación con el equipo BES actual igual a 47 BPPD.
- 15% tasa de declinación anual del yacimiento.

Datos del Pozo L6

- Pozo vertical del campo SINCO, Formación. Gobernador A/B, Yacimiento 0020, crudo de 25,1 °API.
- Ganancial de producción en comparación con el equipo BES actual igual a 19 BPPD.
- 15% tasa de declinación anual del yacimiento.

Inversiones

- Comprende la adquisición e instalación inicial del equipo BES para una inversión estimada de 190 millones de Bs. para el pozo L6.
- Para el trabajo de servicio que implica optimización del equipo BES la inversión es de 94 Millones de Bs. para el pozo L26.
- Por concepto de cambio de método implica la inversión es de 311 Millones de Bs.

Equipo BES

- Disponibilidad operativa anual del equipo igual a 90%.
- Vida útil igual a 2 años. Las condiciones del campo así los imponen.

6.3.2 Resultados

En la Tabla 26 se muestra el resultado de la evaluación para el trabajo de servicio de equipos BES y la Tabla 27 para cambio de método.

Se observa una rentabilidad aceptable del proyecto como lo indican la Tasa Interna de Retorno (TIR), la Tasa Interna de Retorno modificada (TIRM) el tiempo de pago descontado (TPd), Eficiencia de la Inversión modificada (EIm) y el Valor Presente Neto (VPN) para la Gerencia de Exploración y Producción (E&P), PDVSA y la Nación.

Tabla 26: Indicadores económicos para trabajo de servicio BES

NIVEL	VPN (MMBs)	TIR	TIRM	EIm	TPd
E&P	186.329,79	91538,9%	39,6%	1.007,74	0,00
PDVSA	250.375,67	123008,0%	41,1%	1.353,78	0,00
NACION	757.777,61	372335,6%	46,5%	4.095,28	0,00

Tabla 27: Indicadores económicos para cambio de método a BES

NIVEL	VPN (MMBs)	TIR	TIRM	Elm	TPd
E&P	79.187,05	45514,9%	36,3%	501,70	0,00
PDVSA	106.409,08	61166,6%	37,7%	673,83	0,00
NACION	322.132,80	185209,9%	43,1%	2.037,86	0,00

6.4 Resumen de Optimización

A continuación, en la Tabla 28, se presentan los resultados obtenidos de la optimización realizada a los pozos que fluyen actualmente por equipos BES.

Tabla 28: Resumen de Optimización de equipos BES para pozos BES

Servicio: Optimización de equipos BES para pozos BES							
Pozo		L26	L19	L27	L14	L17	TOTAL
YAC		GOB A/B0040	GOB A/B0040	ESC P-1/2 0010	ESC O-2 0001	ESC P-1/2 0030	
Motor (serie 400)	cantidad	1	1	1	1	1	
	HP	120	120	200	120	120	
	V	1295	1295	1415	1295	1625	
	A	59	59	85	59	46	
Bomba (serie 400)	cantidad	1	1	1	1	2	
	tipo	TD-4300	TD-4300	TG-7000	TD-1750	TD-4300	
	etapas	60	104	68	283	68/45	
Sellos(serie 400 TR4)	cantidad	2	3	3	3	2	
	tipo	laberinto	2 doble	2 doble	2	1	
		bolsa			1	1	
		mixto	1	1			
Cable	#	4	4	1	4	4	
	long	2500'	1700'	3000'	8000'	3500'	
Prod.	QI (BFPD)	5547	5473	7967	1271	4344	24602
	Qo(BPPD)	166	219	398	292	130	1205
	Corte de Agua (fracción)	97	96	95	77	97	

Equipos BES propuesto	Motor(serie 400)	cantidad	1	1	1	1	1	
		HP	120	110	110	84	100	
		V	2245	2380	2380	1930	2205	
		A	35	30	30	31	29	
	Bomba(serie 400)	cantidad	2	2	1	1	1	
		tipo	TD-6000	TD-6000	TD-7000	TD-1750	TD-4300	
		etapas	40 c/u	36 c/u	29	84	90	
	Sellos(serie 400 TR4)	cantidad	2	3	2	5	2	
		tipo	laberinto	doble	2 doble		4	
			bolsa	doble			doble	
			mixto		1	2		
	cable	#	4	4	1	2	4	
		long	2510'	1710'	3010'	7950'	3500'	
Prod.	QI(BFPD)		7130	6764	8682	1830	4425	28831
	Qo(BPPD)		214	270	434	418	132	1468
	Adicional (BPPD)		47	51	36	43	<i>reestablecida</i>	177
	Corte de Agua (fracción)		97	96	95	77	97	

Los resultados en la Tabla 29 son los diseños optimizados de equipos BM para pozos que fluyen actualmente por BM. Los resultados de producción fueron el doble de la producción actual.

Tabla 29: Resultado de optimización de equipos BM para pozos que fluyen por BM

Servicio: Optimización de equipos BM para pozos BM (pozoL6)		
Datos del equipo	Actual	Propuesto
Prof del equipo	5100'	5100'
Equipo	M912D-365-130	M912D-365-130
Bomba Casing	3-1/2x2-3/4	3-1/2x2-3/4
SVC	3x1"x30'+25x3/4"x30 +85x7/8"x30'+57x1"x30'	20x1"x30'+105x3/4"x30 +45x7/8"x30'
Barra Pulida	1-1/2"x26'	1-1/2"x26'
Long Pistón	24"	24"
Esquema de prod.	Convencional	Prensaestopa de Subsuelo
Prod. fluye	Tubería	Anular
Tub de prod	Desanclada	Anclada (emp mec)
Línea de gas	Cerrada	Cerrada
VPM	7	14
Datos de producción		
QI(BFPD)	791	1585
Qo(BPPD)	103	206
%AyS	97	97
RGP(PCF/B)	38	38
Pwf (lpc)	961	2819

En la Tabla 30 se muestra que los resultados de un cambio de método de levantamiento artificial de equipo BM a BES no favorece a la producción, para el caso del pozo L6 el aumento en producción es menor que para el caso de optimización BM y para el caso del pozo L25, por el contrario, la producción disminuye y es inferior a la actual.

Tabla 30: Resultados de equipos BES para pozos que fluyen por BM

Servicio: Cambio de método de pozos BM para BES			
Pozo	L6	L25	TOTAL
YAC	GOB A/B0040	GOB A/B0040	
Equipos BM actual			
Prof del equipo	5100'	4670'	
Equipo	M912D-365-130	M912D-305-144	
Bomba	3-1/2x2-3/4 (Casing)	2-1/4x1-3/4x30' (Inserta)	
SVC	3x1"x30'+25x3/4"x30+85x7/8"x30'+57x1"x30'	3x1"x30'+99x3/4x30'+58x1"x30'+22' de niple 1"	
Barra Pulida	1-1/2"x26'	1-1/2"x22'	
Long Pistón	24"	24"	
Esquema de prod.	Convencional	Convencional	
Prod. fluye	Tubería	Tubería	
Tub de prod	Desanclada	Desanclada	
Línea de gas	Cerrada	Cerrada	
VPM	7	8,5	
Datos de producción actual			
QI (BFPD)	791	502	1293
Qo(BPPD)	103	221	324
Corte de Agua (fracción)	87	56	
Equipos BES propuesto			
Motor (serie 400)	cantidad	1	1
	HP	20	30
	V	675	870'
	A	20	23
Bomba (serie 400)	cantidad	1	1
	tipo	TD-1200	TD-1200
	etapas	50	67
Sellos(serie 400 TR4)	cantidad	5	5
	o tip o	4	4
	bolsa	doble	doble
	mixto		
Cable	#	2	2
	long	7940'	7940'
Datos de producción propuesto			
QI(BFPD)	941	425	1366
Qo(BPPD)	122	187	309
Adicional (BPPD)	19	-43	-24
Corte de Agua (fracción)	97	96	-97

7 CONCLUSIONES

Sobre los datos, la evaluación y el diagnóstico

- a) Hay datos que reflejan incertidumbre. Esto se explica ya que en el caso del pozo L24 los resultados de cálculos y de la evaluación en los simuladores reflejan que este pozo no necesita sistema de levantamiento artificial para producir crudo. Sin embargo, esto no es la realidad ya que este pozo no tiene energía suficiente como para fluir solo.
- b) El número de pozos que originalmente conformaban 28 quedó reducido a 5 pozos por Bombeo Mecánico y 5 por Bombeo Electrosumergible.
- c) En la gráfica de IPR para todos los casos y como una característica particular del campo, el punto de prueba se encontraba muy cercano de la presión a tasa de producción cero, que representó alrededor del 5% de la producción neta.
- d) El intervalo anteriormente mencionado representa el rango optimizable de los pozos.
- e) Para el caso de pozos BES, el segundo y tercer método que obtuvieron el segundo y tercer lugar respectivamente, en la validación del método de levantamiento artificial fueron los Bombeos Hidráulicos en sus dos versiones: tipo pistón y tipo jet. Este método se encuentra actualmente en etapa de estudio ya que es una opción válida, con amplias ventajas desde el punto de vista de ahorro de energía y bajos costos de aplicación.
- f) Para el caso BM el segundo lugar lo ocupó BES, el 3º y 5º los Bombeos Hidráulicos y en 4º el BCP.
- g) La producción de gas es insignificante y por lo tanto no constituyen un problema en los equipos de substitution, las RGP son bajas, en la mayoría de los casos no supera los 100 PCN/BF, así como el gas producido es casi “despreciable”.

- h) Los IP brutos están extremadamente altos, esto debido a que las tasas de producción de líquidos son elevadas, pero cuando se trata del IP neto entonces se tiene el 56 % de la muestra están entre 0-1 (BPPD/lpc), 32 % entre 1-2 (BPPD/lpc) y un 12 % con IP>2 (BPPD/lpc). Los pozos pertenecientes al Yacimiento Gobernador A/B 0020 sólo 1 pozo posee un IPn mayor que el resto, cuyas causas pueden ser por mala cementación en el pozo o estar relacionadas por problemas en el yacimiento.
- i) Además del pozo antes mencionado, también se encuentra que los yacimientos de las arenas P-1/2 de la formación Escandalosa, poseen un comportamiento poco uniforme entre sí, que pueden estar asociadas a daño en la cercanía del pozo.

Sobre la optimización de pozos que fluyen con equipos BES

- j) El resultado de la Evaluación económica refleja la viabilidad y rentabilidad de la propuesta.
- k) El resultado de los diseños optimizados revela que los pozos tienen mayor producción de fluidos con mantenimiento del corte de agua. En el mejor de los casos la producción adicional es igual a 52 BPPD (pozo L19). En el pozo L17 la producción queda reestablecida, es decir, se produce la misma cantidad de fluido que tiene actualmente.
- l) En el caso del pozo L17 en el que la producción quedó restablecida, se debió a que el pozo tiene un bajo IP, pero el diseño optimizado de BES representa una reducción de costos en cuanto a consumo de energía, ya que fueron reducidos el número de partes que integraban el sistema actual, como por ejemplo el número de etapas.
- m) Mediante el diagnóstico de fallas y el Wellflo®, se demostró que los equipos BES de los 5 pozos seleccionados y optimizados, tienen un número de etapas mayor que el requerido para el momento en que fueron evaluadas las condiciones del pozo, es decir, para el momento en que se instalaron los equipos estaban sobrediseñados. Éstos están propensos a fallar más rápidos que los que poseen un diseño ajustado a las condiciones del pozo.

Esto ocasiona desajustes en las variables de producción. Las continuas fallas ocasionan mayores costos de mantenimiento. Esto se ve reflejado en los reportes de fallas de todos los pozos y es una constante que se repite a lo largo del tiempo.

- n) Para estos 5 pozos seleccionados, la bomba no está diseñada para las condiciones actuales del pozo, lo cual ocasiona un mal funcionamiento del sistema. Por lo tanto se propuso validar el equipo actual y proponer un nuevo diseño que se adecúe a las condiciones del pozo.

Sobre la optimización de pozos que fluyen con equipos BM

- o) El resultado de la Evaluación económica refleja que la propuesta hecha es rentable y viable.
- p) Con anterioridad a este trabajo, se propuso cambiar el método de levantamiento de los pozos que fluyen por BM a BES. La evaluación de dichos pozos, en el presente trabajo, se limitó a 2 pozos (L6 y L25) de 5 porque el resto posee Bomba Revestidor, lo cual impide la obtención de todos los datos necesarios.
- q) La comparación de los resultados de la simulación del nuevo diseño BES contra la optimización hecha al BM en el pozo L6, se verificó que la solución más rentable no es BES. Desde el punto de vista económico, resulta muy costoso hacer un cambio de método y adquirir un nuevo equipo.
- r) La propuesta de optimización para el equipo de BM que posee el pozo L6 revela que una mejora en el esquema de producción, incremente la producción de petróleo al doble aprovechando al máximo las bondades que ofrece el equipo. Esta propuesta no acarrea mayores costos para la empresa, los equipos adicionales requeridos para tal esquema se encuentran dentro del inventario de la misma empresa.

- s) Los resultados obtenidos en el pozo L6 pueden servir para extrapolarlos al los otros 3 pozos que fluyen actualmente por BM y que poseen instalados Bomba Revestidor.

8 RECOMENDACIONES

En relación a la data

- a) Realizar nuevos análisis PVT en los pozos más representativos de cada yacimiento en el Campo SINCO, ya que los existentes son pocos y están hechos en campos vecinos al estudiado en el presente trabajo. En particular son importantes los valores de gravedad específica del gas y viscosidades.
- b) Mejorar la calidad de las mediciones para reducir la incertidumbre (mediciones de fondo, caudalímetros digitales).

En relación a la evaluación y diagnóstico

- c) Diagnosticar perfiles de pozos para verificar que los casos en donde los equipos tienen una producción irregular, no sea originado por mala cementación o grietas en los revestidores, y por lo tanto los niveles aumenten abruptamente. Esto no se hizo en el presente trabajo debido a que está fuera del alcance de los objetivos planteados.
- d) Evaluar la factibilidad para aplicar otros métodos de Levantamiento Artificial como Bombeo de Cavidades Progresivas, Bombeo Hidráulico tipo Pistón y tipo Jet, los cuales están dentro de las primeras opciones que arrojó el SEDLA® en la validación del método efectuadas a los 28 pozos.
- e) La producción de agua constituye un problema mayor que debe ser manejado con criterios integrales, de explotación y requiere del trabajo de equipos multi-disciplinarios. El origen de esta agua aún no es claro, por lo que son necesarios estudios de yacimientos y estudios mecánicos a los pozos.

En relación a optimización de equipos BES

- f) Acompañar la propuesta de optimización con estudios de yacimientos y de factibilidad de aplicación de los equipos diseñados tomando en cuenta la capacidad eléctrica disponible en la zona y la capacidad de manejo de fluidos que ofrecen las líneas de superficie por medio de programas que simulen las condiciones actuales ubicados dentro del campo SINCO.

En relación a la optimización de equipos BM

- g) Evaluar cartas dinagráficas actualizadas para obtener el comportamiento de la sarta de cabillas entre otros equipos de subsuelos con el fin de revisar si estos cumplen con los requerimientos de la propuesta planteada de cambio de esquema BM.
- h) Para los pozos que presentan equipos con Bomba Revestidor insertada y a los cuales no se les pudo tomar datos suficientes como para culminar la optimización se recomienda esperar a que los equipos fallen para luego tomar los datos suficientes y efectuar el estudio de evaluación diagnóstico y optimización del equipo.
- i) Evaluar la disponibilidad y el comportamiento del yacimiento mediante simuladores, ante la propuesta hecha de cambio de método a BES.
- j) Estudiar la factibilidad de realizar análisis del crudo (pozo L6) con el fin de evaluar la problemática de carbonatos tanto desde el punto de vista técnico como del punto de vista económico.
- k) Mejorar el comportamiento errático del pozo L25, acogiendo las siguientes sugerencias:
- Para la validación del equipo actual se propone colocar un choque en la tubería de superficie, para de esta forma aumentar la presión de cabezal, y seguir este procedimiento hasta que la línea IPR refleje el comportamiento real del pozo. El

tamaño del choque queda definido por el personal de campo y el personal especializado.

- Efectuar sensibilidades para la longitud de la carrera, y ver si los resultados arrojados son suficientes para levantar el fluido que produce actualmente.
- Evaluar la factibilidad de cambio de método a BES, para una tasa inicial de 1200 BFPD.

9 REFERENCIAS

1. BRADLEY, Howard B. “Petroleum Engineering Handbook”. Society of Petroleum Engineers. 3rd edition. Richardson, Texas. 1992.
2. BROWN KERMIT- “The Technology of Artificial Methods Tulsa”, Oklahoma Penn Wells Books 1980 Vol 2b
3. CLEFG, Buccaram - Hein Jr. “Recommendations and Comparisons for Selecting Artificial Lift Methods” Diciembre 1993.
4. CRAFT, B. C. y M. F. Hawkins. “Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos”. Editorial Tecnos. Madrid, 1977.
5. ESTUDIOS INTEGRADOS DE YACIMIENTOS, CAMPOS HATO, SINCO, PAEZ Y MINGO. Tecnosinergia, Diciembre de 2000.
6. GASBARRI Sandro, ESPIN Douglas, CHACIN JESUS.- “Expert System for Selection Optimum Artificial Lift Method”, paper SPE 26967 presentado en la Tercera Conferencia de Ingeniería de Petróleo en América Latina y el Caribe, Buenos Aires, Argentina, 1994, 691-699.
7. GONZÁLES DE JUANA, Clemente. “Geología de Venezuela y de sus cuencas petrolíferas”. Foninves. Caracas, 1982.
8. LEA, James F. y WINKLER, Herald W. “What's new in artificial lift”, World Oil, Abril 1995, 75-84.
9. LEA, James F. y WINKLER, Herald W. “What's new in artificial lift”, World Oil, Abril 1997, 53-60.

10. REYES, Yamila.- “Optimización del Sistema de Experto de Levantamiento Artificial” Trabajo especial de grado, Escuela de Ingeniería de Petróleo. Mayo 1999. Capítulo I- Págs. 5/57. Capítulo III, pgs. 81/83 Capítulo II pgs. 59/76.
11. RONDÓN G., Oscar J. y MEDINA T., Trina M. “Identificación de problemas de canalización, conificación de agua o gas mediante gráficos diagnósticos”. PDVSA – INTEVEP. Los Teques, Venezuela. 1998.
12. SCHULTZ, H. F. “Extraordinary application of Electrical Submersible Centrifugal Pump Equipment”. Paper SPE 4723 presented at the 1973 SPE Production Technology Symposium, Lubbock, Nov. 1-2.
13. SILVA, Luis. “Diseño de una metodología para la Selección de un Sistema Óptimo de Levantamiento Artificial”, UCV, Facultad de Ingeniería, Escuela de Petróleo, Trabajo Especial de Grado. Abril 2000.
14. TORRES, Michel. Ánalisis Económico de decisiones: un enfoque conceptual. Publicación conjunta de la Facultad de Ingeniería de la U.C.V. y Callaos y Asociados, Ingenieros Consultores, C.A. Agosto de 1993. pp. 350-450.
15. WELL EVALUATION CONFERENCE. Venezuela W.E.C. 1997. Schlumberger. Caracas, Diciembre de 1997.
16. ZUNEY, Chivico. “Extracción de Crudos Pesados y Extrapesados mediante Bombeo Electrosumergible en pozos horizontales de los campos Jobo y Cerro Negro sur de Monagas”, UCV, Facultad de Ingeniería, Escuela de Petróleo, Trabajo Especial de Grado. Diciembre de 1997.

Páginas Web:

www.centrilift.com

www.woodgroup.com

10 NOMENCLATURA

#/Pie: libras sobre pie

% AyS: porcentaje de agua y sedimentos o corte de agua en fracción.

A: Amperios.

API: American Petroleum Institute.

BES: Bombas Electrosumergibles.

BFPD: Barriles de Fluidos Por Día.

BM: Bombeo Mecánico.

BPPD: Barriles de Petróleo por día.

Csg: Casing

Ft: Feet

Hz: Hertz.

IP: Índice de Productividad.

Kg.: Kilogramo.

MAEP: Módulo del Análisis Económico de Producción.

Máx.: máximo.

Min.: mínimo.

OFM: Oil Field Manager.

Pc: Presión de Cabezal.

Pe: Presión estática o de yacimiento.

PEB: Equipos de Bombeo Mecánico.

PRB: equipos de Bombeo Electrosumergible.

Pwf: Presión de Fondo Fluyente

Ql: Tasa de líquido.

Qo: Tasa de petróleo.

Rev.: Revestidor

RGP: Relación Gas Líquido.

SEDLA: Sistema Experto de Levantamiento Artificial.

TDH: Total Dynamic Head

V: Voltios.

11 ANEXO A

Procedimiento de diseño de Equipos BES

A continuación se describirán un procedimiento de nueve (09) pasos a seguir para el diseño de equipos BES

Paso 1: Datos Básicos

Recopilación y análisis de todos los datos del pozo que se usarán en el diseño.

El diseño de una unidad de bombeo electrosumergible, bajo cualquier condición, no es una tarea difícil, especialmente si la data confiable esta disponible. Aunque, la información, especialmente la perteneciente a la capacidad del pozo, es pobre, el diseño será usualmente marginal. Los malos datos siempre resultan en una mala aplicación de la bomba y operaciones costosas. Una bomba mal aplicada puede operar fuera del rango recomendado, bajo o sobrecarga del motor, o agotar la presión a una tasa muy rápida la cual puede resultar en daño a la formación. En el otro extremo, la bomba podría no ser lo suficientemente grande para suministrar la tasa suficiente.

Muy frecuentemente los datos de otros pozos en el mismo campo o en un área cercana son usados, asumiendo que los pozos del mismo horizonte productor tienen características similares. Desafortunadamente para el ingeniero ajustar las instalaciones electrosumergibles, los pozos petroleros parecen más unas huellas digitales, es decir, ninguno se parece al otro.

El actual procedimiento de selección puede variar significativamente dependiendo de la propiedad de los fluidos del pozo. Los tres mayores tipos de aplicaciones de BES son:

- a) Pozos con altos cortes de agua fresca o agua de formación.
- b) Pozos con flujo multifásico (altos RGP).
- c) Pozos produciendo fluidos altamente viscosos.

La siguiente es una lista de los datos requeridos:

1) Datos del pozo:

- a) El tamaño y peso del revestidor o liner.
- b) El intervalo perforado.
- c) Profundidad de asentamiento de la bomba (medida y vertical).

2) Datos de producción

- a) Presión de cabezal en el eductor.
- b) Presión de cabezal en el revestidor.
- c) Tasa de producción actual.
- d) Nivel del fluido de producción y/o presión de succión de la bomba.
- e) Nivel estático del fluido y/o presión estática en el fondo del pozo.
- f) Datum
- g) Temperatura del fondo del pozo.
- h) Tasa de producción deseada.
- i) RGP.
- j) Corte de agua.

3) Condiciones de flujo

- a) Gravedad específica del agua
- b) °API del petróleo o la gravedad específica.
- c) Gravedad específica del gas.
- d) Presión o punto de burbujeo.

- e) Viscosidad del petróleo.
 - f) Datos PVT.
- 4) Fuentes de potencia.
- a) Disponibilidad de voltaje primario
 - b) Frecuencia.
 - c) Capacidades de fuente de poder.
- 5) Posibles problemas
- a) Arena.
 - b) Deposición
 - c) Corrosión.
 - d) Parafina.
 - e) Emulsión.
 - f) Gas.
 - g) Temperatura.

Paso 2: Capacidad de Producción

Determinar la productividad del pozo a la profundidad de asentamiento deseada de la bomba, o determinar la profundidad de la bomba a la tasa de producción deseada.

El siguiente es una simplificación del procedimiento seguido para predecir el desempeño del pozo. Esta discusión asume una eficiencia de flujo y podría cambiar la productividad del pozo.

Índice de Productividad

Cuando la Presión de fondo fluyente (P_{wf}) es más grande que la presión del punto de Burbujeo (P_b) el flujo de los fluidos es similar a la fase de flujo monofásico y el comportamiento de la curva de influjo es una línea recta con pendiente J como está dado por el índice de Productividad, IP:

$$PI = J = \frac{Q}{P_e - P_{wf}} \quad \text{Ecuación 4}$$

Donde:

Q = la tasa de producción medida.

P_{wf} = Presión de fondo fluyente @ la tasa medida Q .

P_e = Presión estática del pozo.

COMPORTAMIENTO DE LA CURVA DE INFLUJO

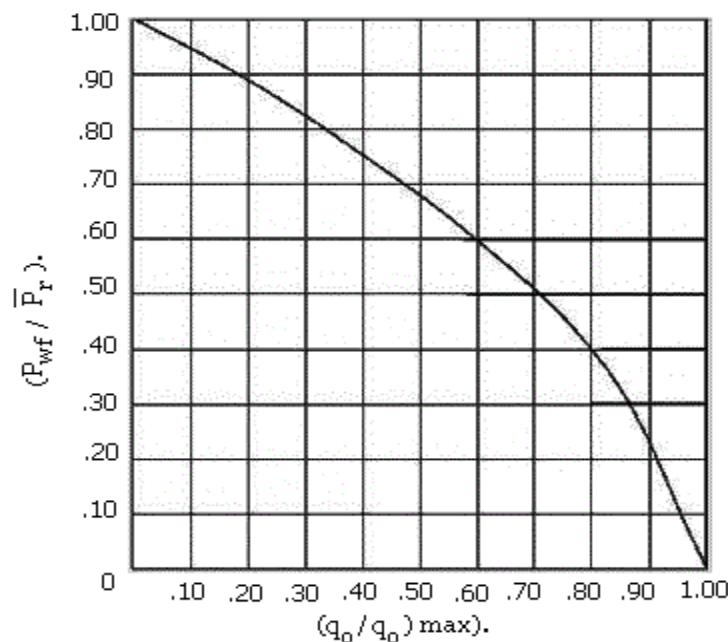


Figura 24: curva IPR

Relación del comportamiento de Influjo

Si la P_{wf} es menor que la P_b , resultando en un flujo multifásico, el método IPR debería usarse. La relación está dada por la siguiente ecuación:

$$Q_o \max = \frac{Q_o}{1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_e} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_e} \right)^2} \quad \text{Ecuación 5}$$

Esta relación fue usada originalmente por W. E. Gilbert y mejor desarrollada por J. V. Vogel. Vogel desarrolló una curva de referencia adimensional que puede ser usada para determinar la curva de IPR para un pozo en particular.

Paso 3: Cálculo del Gas.

Calcular los volúmenes de fluido, incluyendo el gas, a las condiciones del intake de la bomba.

Para los pozos estudiados en el campo referido no es necesario hacer estos cálculos

Paso 4: Total Dynamic Head

Determinar los requerimientos de descarga de la bomba.

El siguiente paso es determinar la altura dinámica en el tope, requerida para bombejar la capacidad deseada. El tope total de la bomba se refiere a los pies de líquidos que están siendo bombeados y es calculado para ser la suma de: 1) el fluido del pozo neto (levantamiento dinámico); 2) pérdida de fricción en el eductor; y 3) la presión de descarga en el cabezal. La ecuación simplificada es como sigue:

$$TDH = H_d + F_t + P_d \quad \text{Ecuación 6}$$

Donde:

TDH = Tope dinámica total en pies entregado por la bomba cuando bombea el volumen deseado.

H_d = la distancia vertical en pies entre el cabezal y el nivel de fluido estimado de producción a la capacidad esperada.

F_t = el tope requerido para superar la pérdida de fricción en el eductor medido en pies.

P_d = el tope requerido para superar la fricción en la tubería de superficie, válvulas y uniones, y superar los cambios de elevación entre el cabezal y el tanque de baterías. Normalmente, esto se mide en la presión psi en el cabezal y se puede convertir al tope, en pies como sigue:

$$P_d = \frac{psi \times 2.31ft / psi}{gravedad específica} \quad \text{Ecuación 7}$$

O

$$P_d = \frac{psi}{0.433psi / ft \times \gamma} \quad \text{Ecuación 8}$$

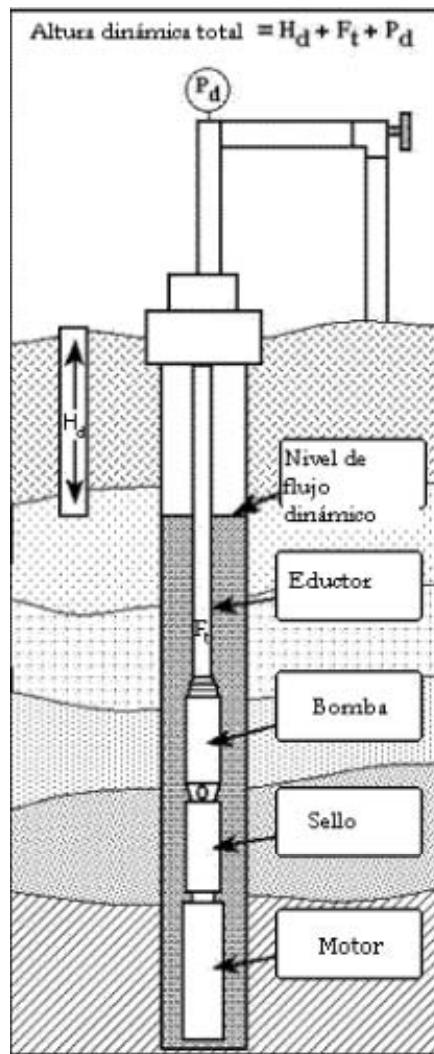


Figura 25: Altura dinámica total

Paso 5: Tipo de Bomba

Para una capacidad dada y presión dada seleccionar el tipo de bomba que tendrá la eficiencia más alta para la tasa de flujo deseado.

La selección de la bomba depende de los siguientes factores: capacidad de manejo de la producción deseada a condiciones de fondo, asentamiento de la bomba, diámetro del revestidor y viscosidad del fluido a producir. Están en función de:

- a) Capacidad de levantamiento.
- b) Eficiencia de bombeo.
- c) Carga del motor.

Paso 6: Tamaño óptimo de los componentes

Seleccionar el tamaño óptimo de la bomba. Motor, y la sección de los sellos y seleccionar las limitaciones de los equipos.

Los componentes de los equipos BES están construidos en un número de tamaños y pueden ser ensamblados en una variedad de combinaciones. Estas combinaciones deben ser cuidadosamente determinadas para que el sistema de bombeo electrosumergible opere con los requerimientos de producción, resistencia de los materiales y los límites de temperatura. Mientras se ajustan los componentes, se debe acudir a la sección de ingeniería en el catálogo de los equipos para cada uno de las siguientes tablas y tablas:

Combinación de los equipos en varios revestidores.

Límites máximos de carga.

Unidad máxima de los diámetros.

Velocidad con que entran los fluidos al motor.

Limitaciones de los HP a varias frecuencias.

Una velocidad de 1 pies por segundo es recomendable para asegurar el adecuado enfriamiento del motor.

La Bomba:

Primero se determina el número de etapas con el catálogo de la bomba de la empresa proveedora de los equipos. Luego se busca la lectura de del tope (head). Estos valores se dividen entre la altura dinámica total para determinar el número de etapas.

$$Total\ de\ etapas = \frac{Altura\ dinámica\ total(TDH)}{Tope\ / etapas} \quad \text{Ecuación 9}$$

Separador

Buscar en el catálogo la información del separador de gas. Pero en este caso no fue necesario.

Motor

Para seleccionar la medida correcta del motor, se debe primero determinar los "break horsepower" (BHP) requeridos por la bomba. Los BHP se obtienen de curvas de los catálogos de los equipos.

$$BHP = \text{Total de etapas} \times \text{BHP/etapa} \times \text{grav. Esp.} \quad \text{Ecuación 10}$$

Sección de los sellos

Series de 300 sellos se recomiendan para las bombas de la serie 300 usando motores de serie 350. Los de serie 400 con motores de serie 400 y así sucesivamente.

Paso 7: Cable Eléctrico

Seleccionar el tipo y tamaño de cable correcto.

La selección del cable involucra la determinación de:

- a) Tamaño del cable;

- b) Tipo de cable;
- c) longitud del cable

Paso 8: Accesorios y equipos opcionales

Seleccionar el controlador del motor, transformador, presión del eductor y equipos adicionales.

1. Equipos de fondo

Cable plano (motor lead extensión)

Cable plano de protección

Banda de cables

Swaged nipple, válvulas check, y válvula de drenaje

2. Controladores del motor:

Es un control digital que consiste en dos partes:

Unidad del sistema

Mostrador de unidades

3. transformadores de monofásicos y tres fases

Para escoger el tamaño del transformador es necesario calcular los KVA de la siguiente forma:

$$KVA = \frac{V_s \times A_m \times 1.73}{1000} \quad \text{Ecuación 11}$$

Donde:

$KVA = \text{Lilo-Voltios-Amp} \text{ o } 1000 \text{ Volt-Amp}$

$V_s = \text{Voltaje en superficie}$

$A_m = \text{Namplate actual de motor en Amp}$

4. Cable de superficie
5. Cabezales y accesorios
6. Equipos de servicio
7. Equipos opcionales

Paso 9: Variador de Frecuencia

Para una flexibilidad adicional de operación seleccionar el sistema de variador de frecuencia para la bomba.

12 ANEXO B

12.1 Niveles Mecánicos

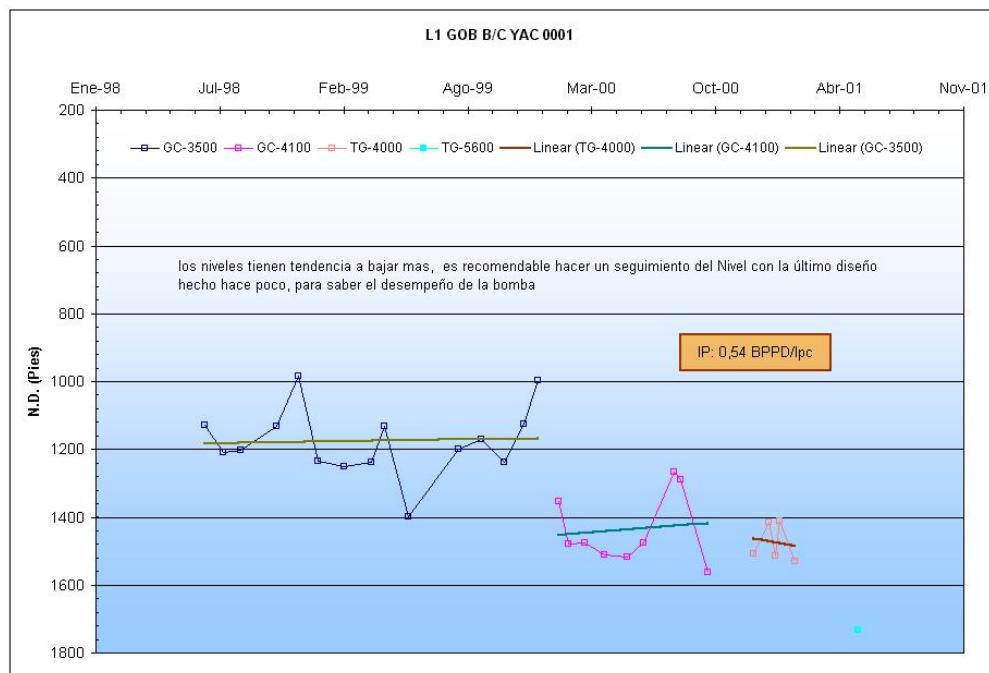


Figura 26: Nivel Dinámico para el pozo L1

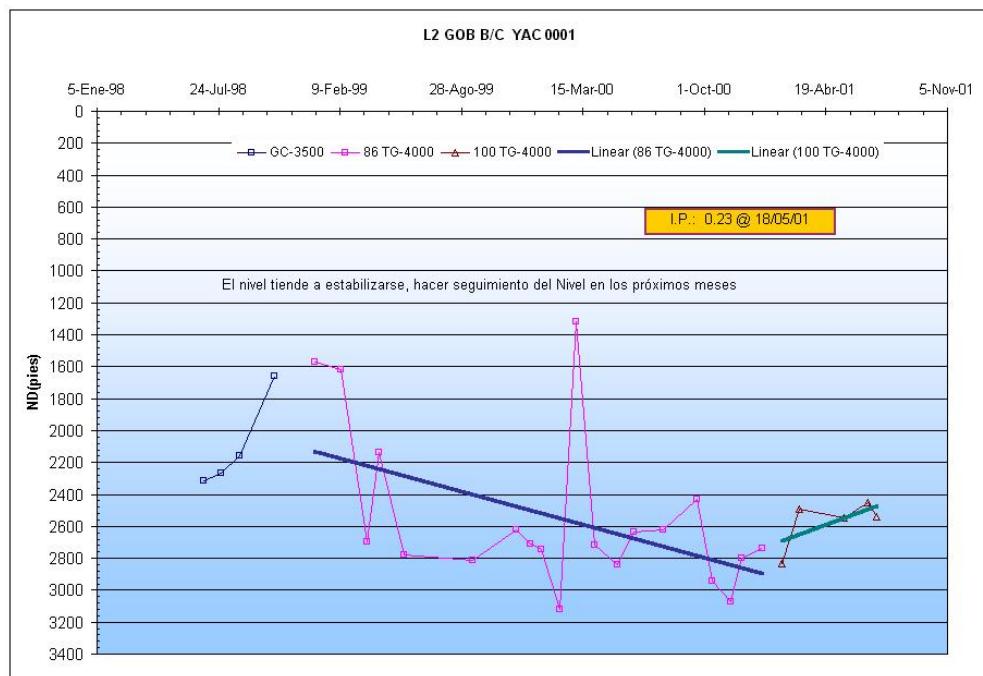


Figura 27: Nivel dinámico para el pozo L2

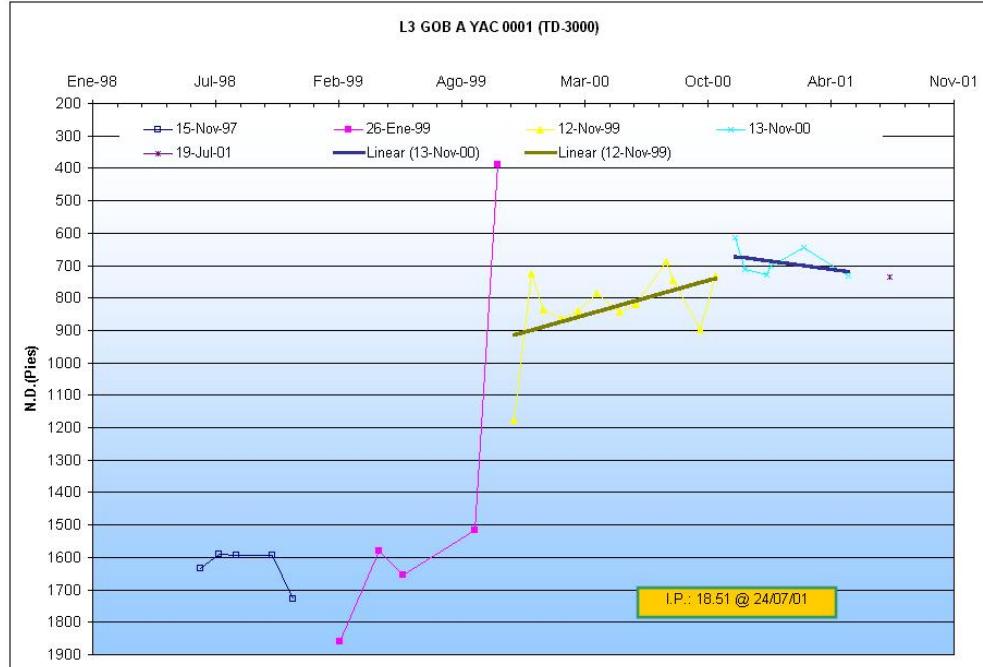


Figura 28: Nivel dinámico para el pozo L3

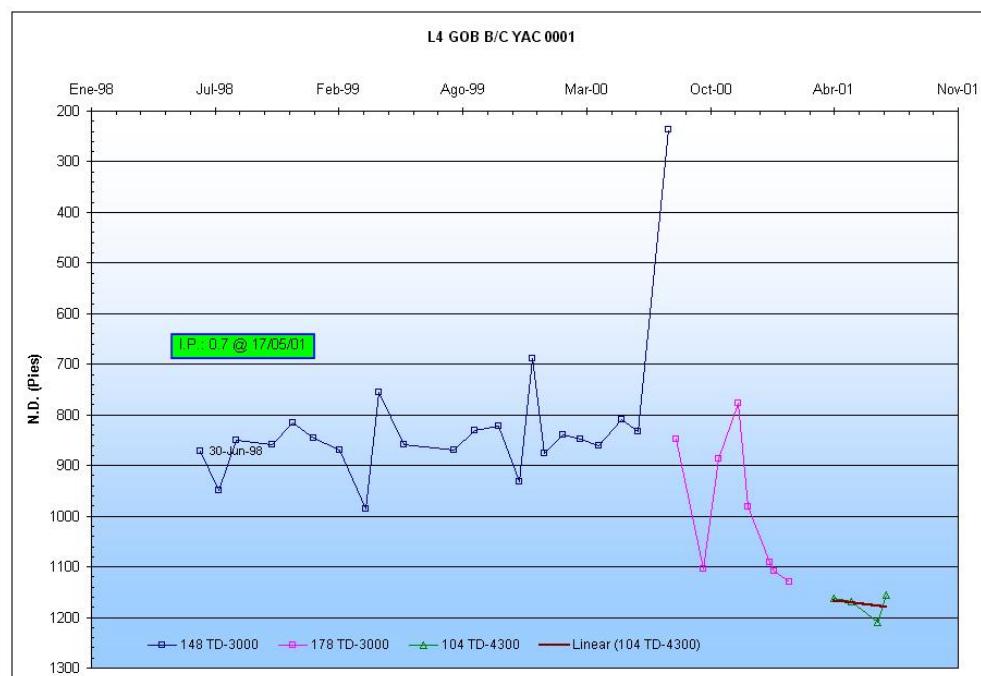


Figura 29: Nivel dinámico para el pozo L4

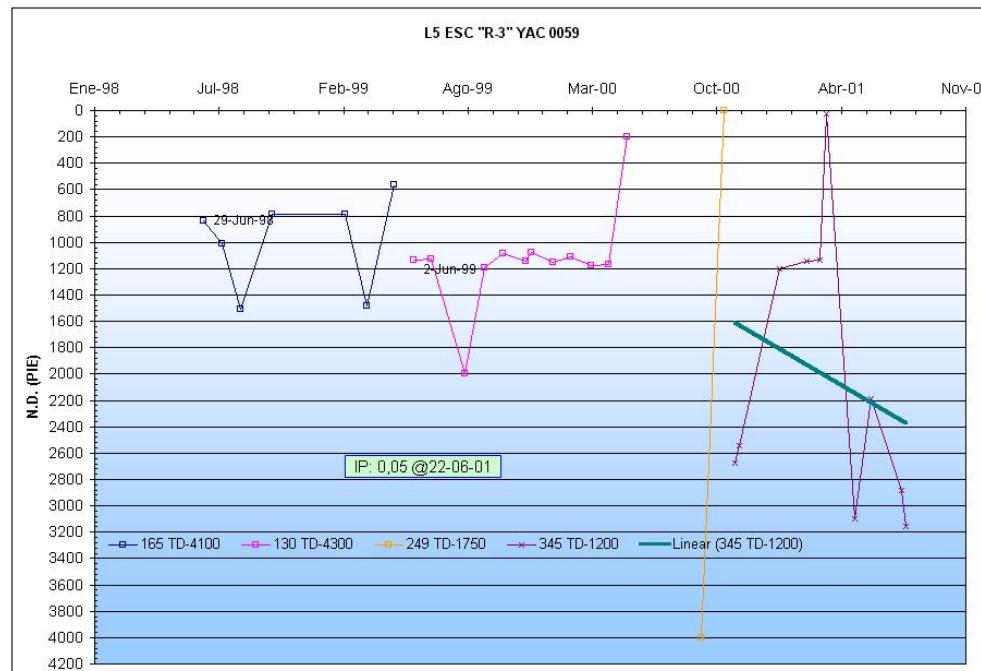


Figura 30: Nivel dinámico para el pozo L5

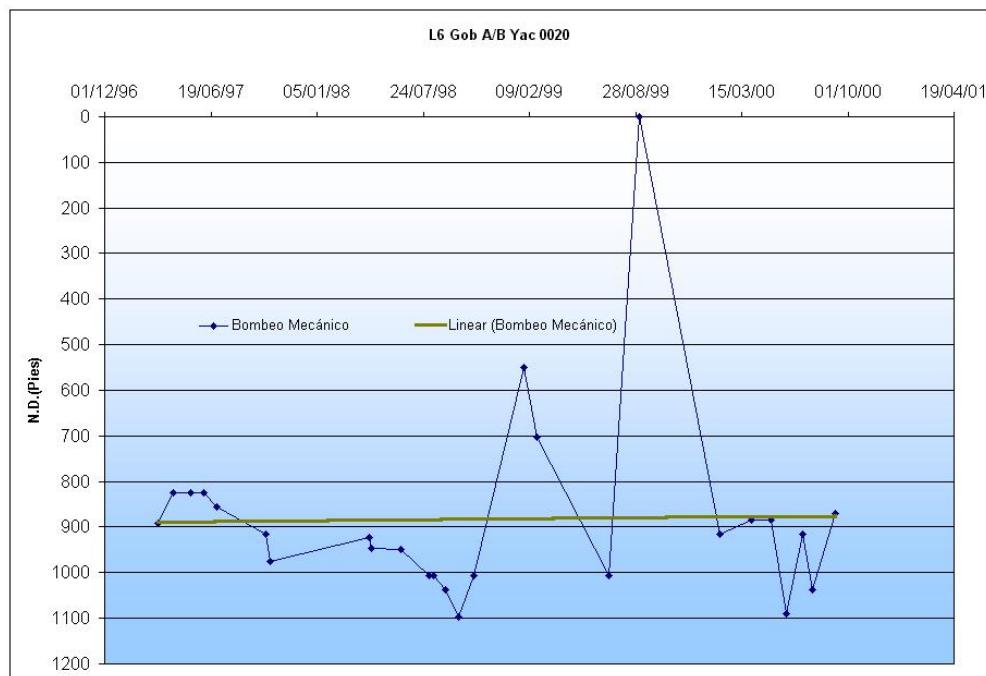


Figura 31: Nivel dinámico para el pozo L6

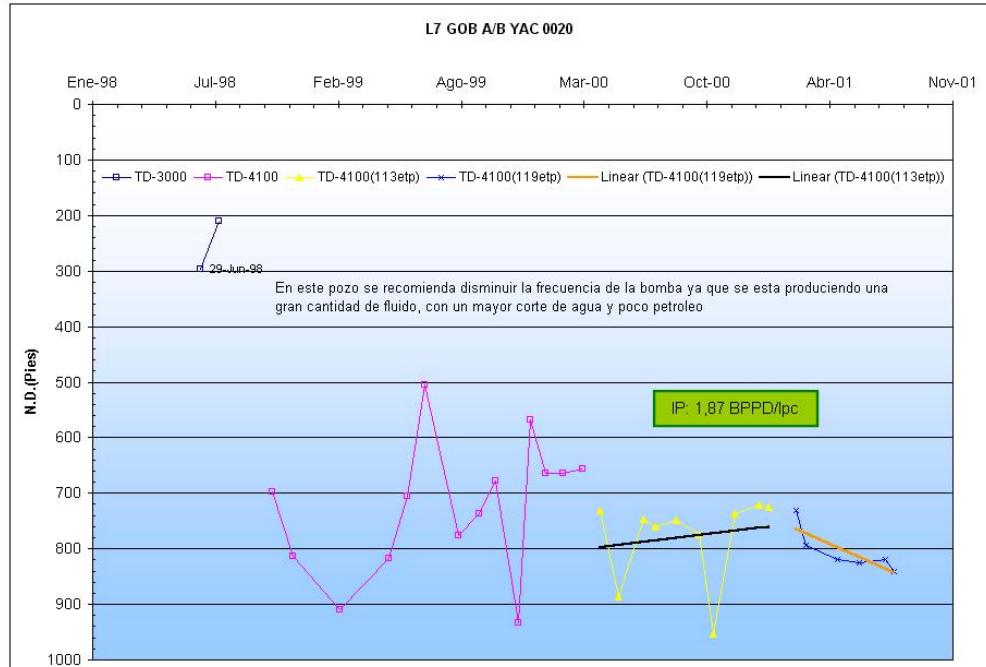


Figura 32: Nivel dinámico para el pozo L7

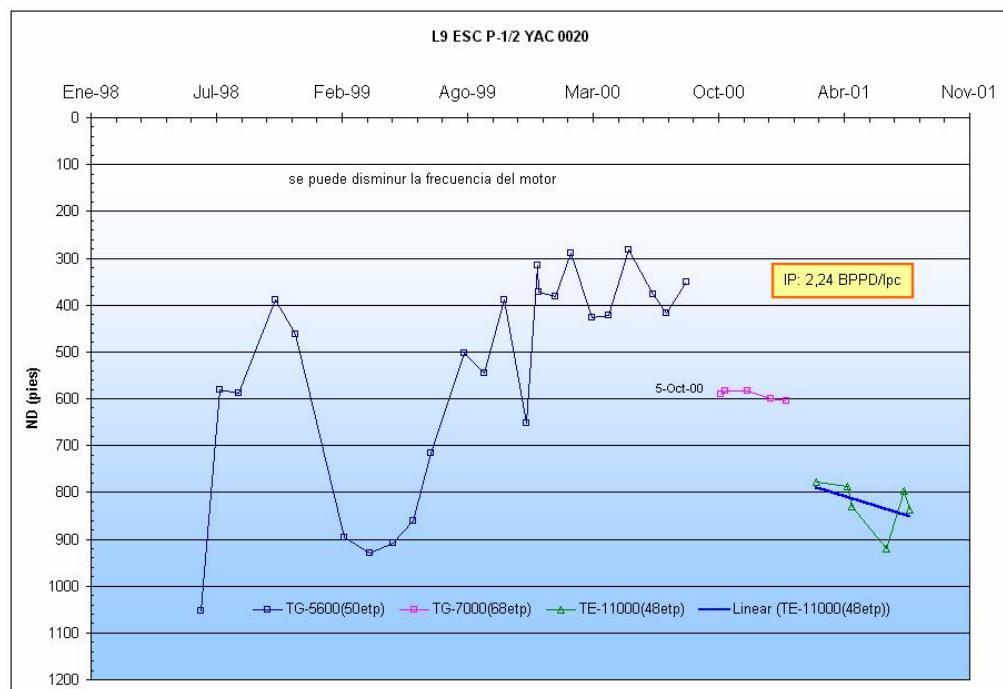


Figura 33: Nivel dinámico para el pozo L9

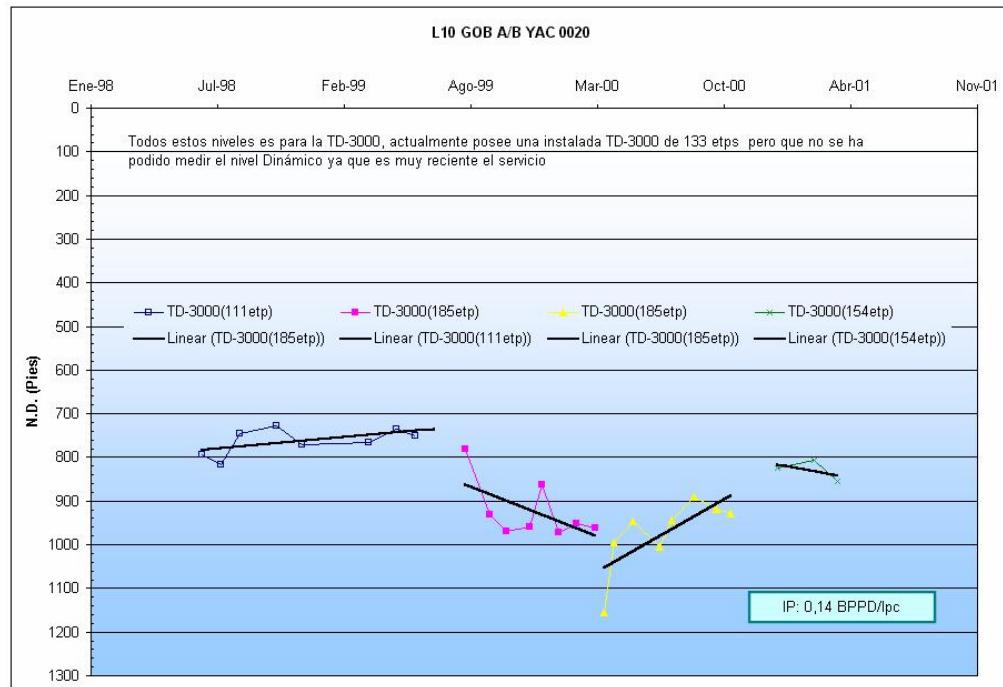


Figura 34: Nivel dinámico para el pozo L10

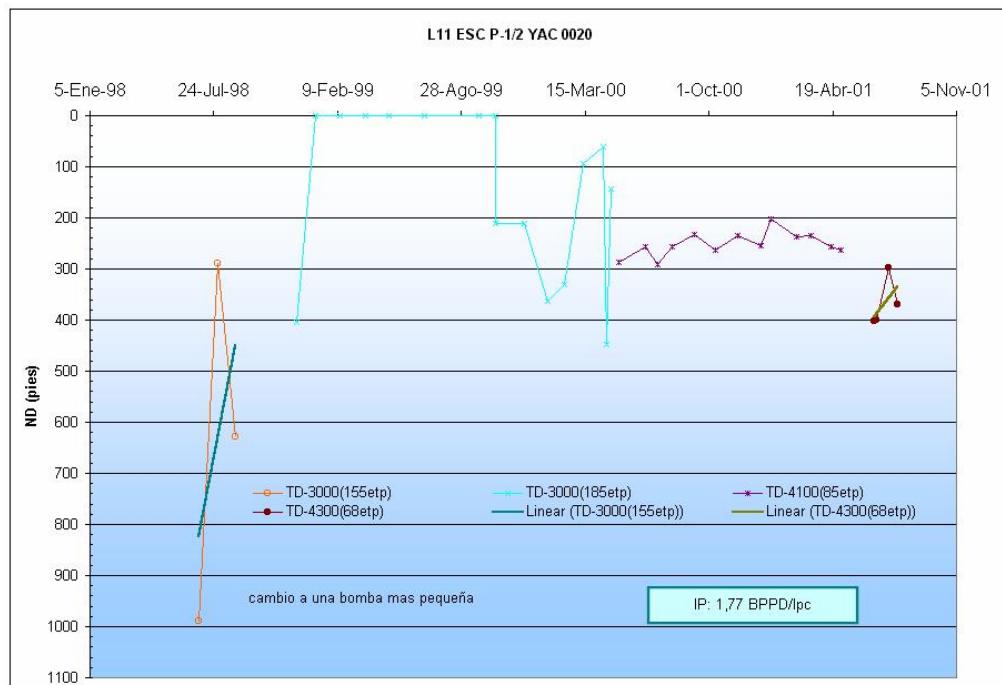


Figura 35: Nivel dinámico para el pozo L11

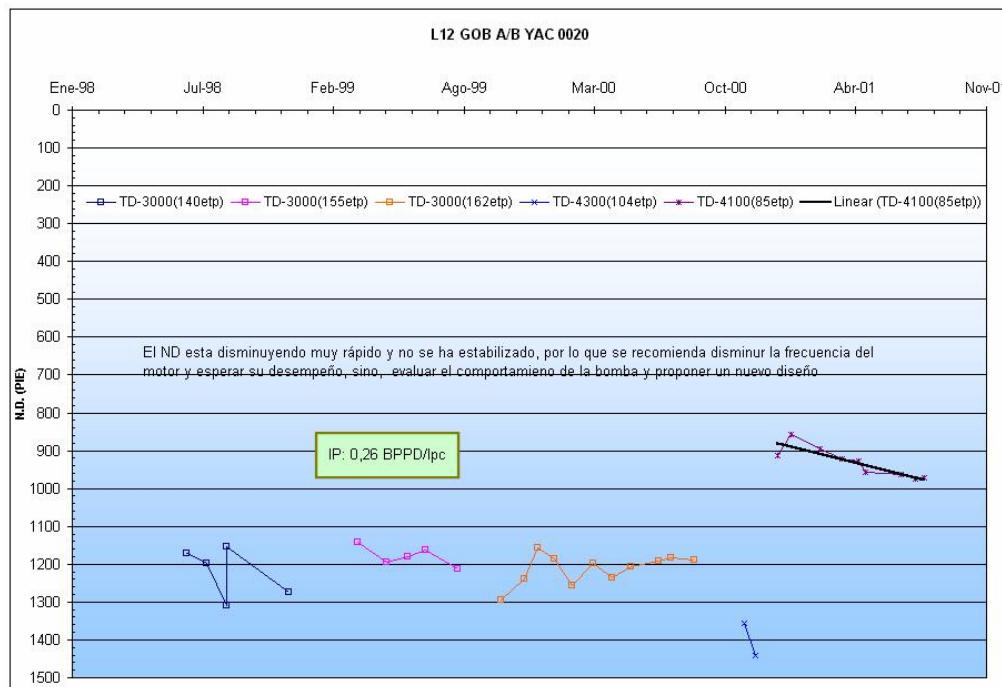


Figura 36: Nivel dinámico para el pozo L12



Figura 37: Nivel dinámico para el pozo L13

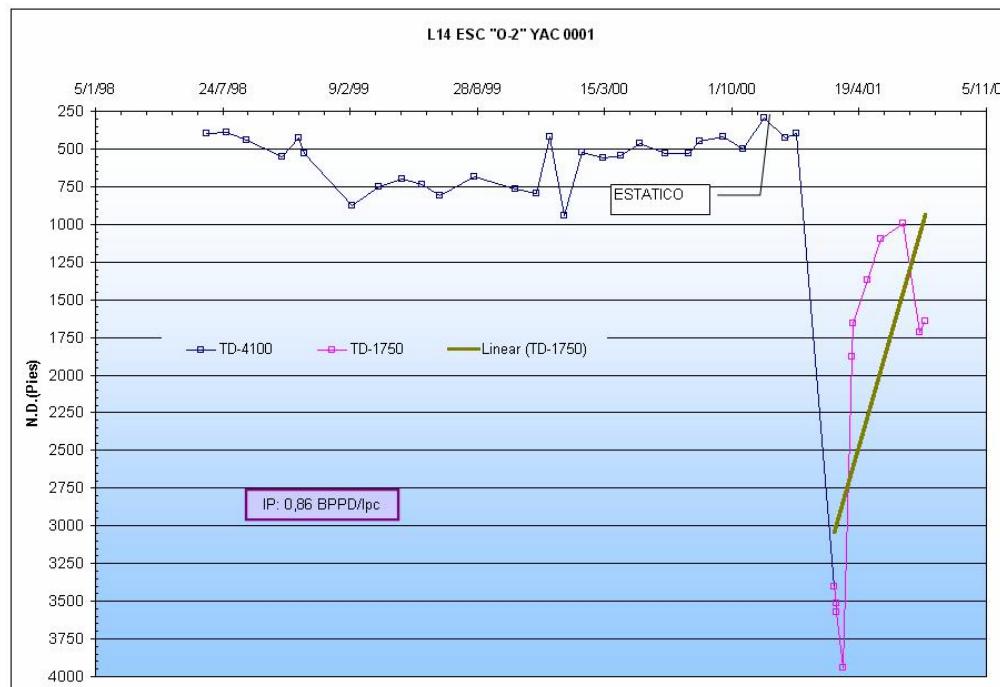


Figura 38: Nivel dinámico para el pozo L14

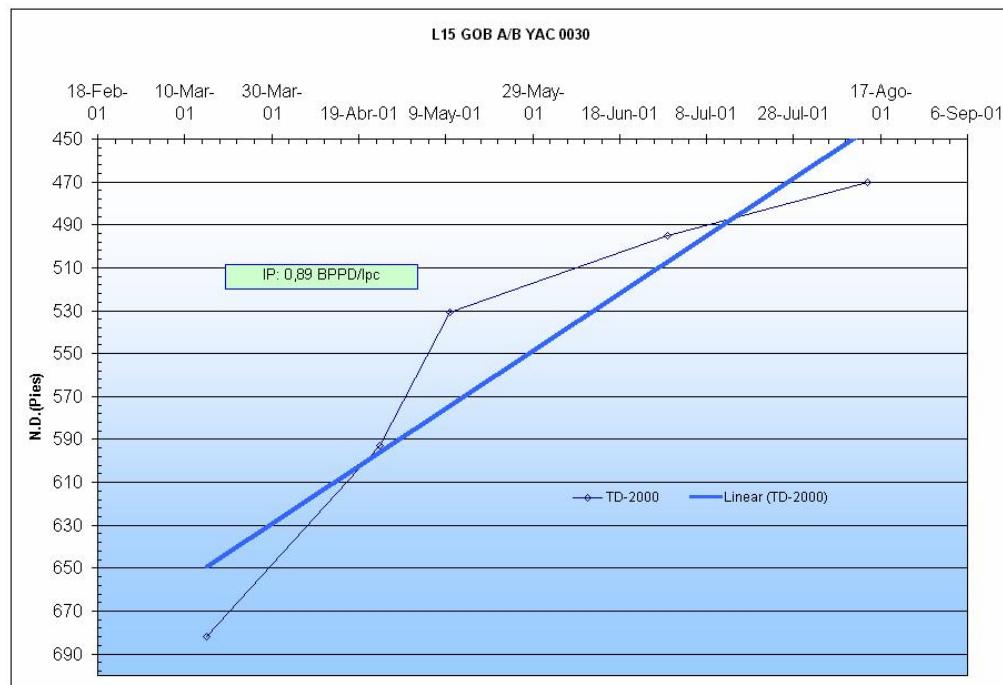


Figura 39: Nivel dinámico para el pozo L15

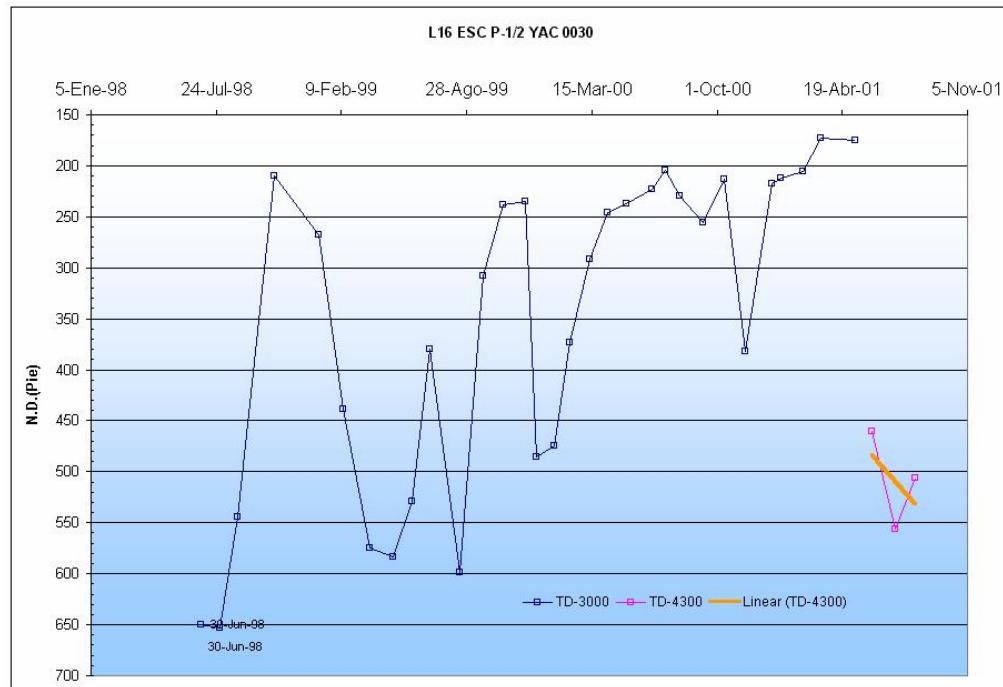


Figura 40: Nivel dinámico para el pozo L16

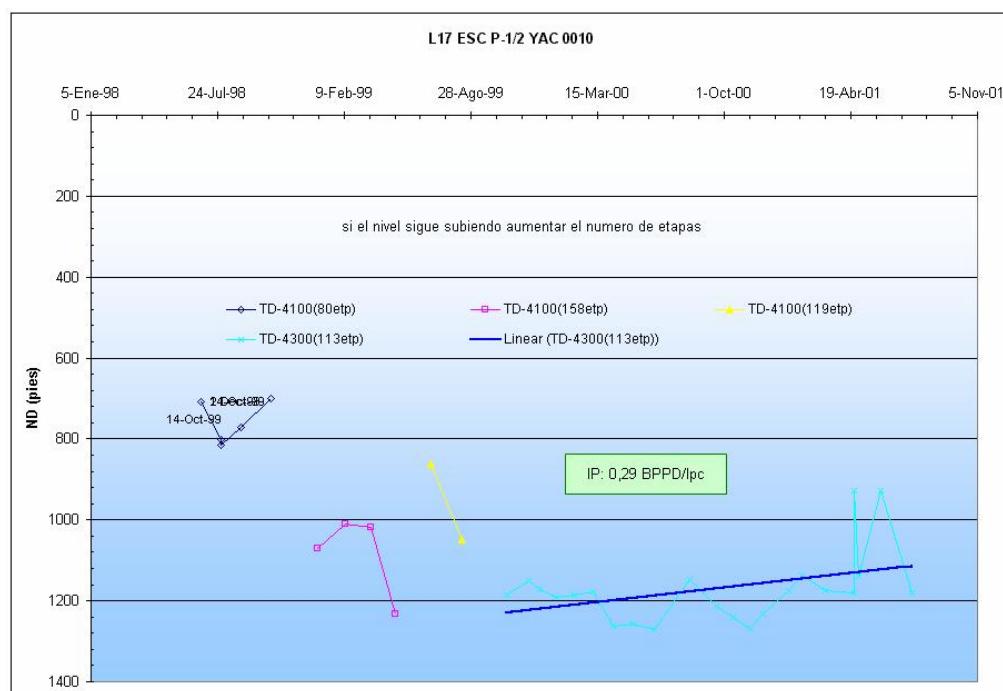


Figura 41: Nivel dinámico para el pozo L17

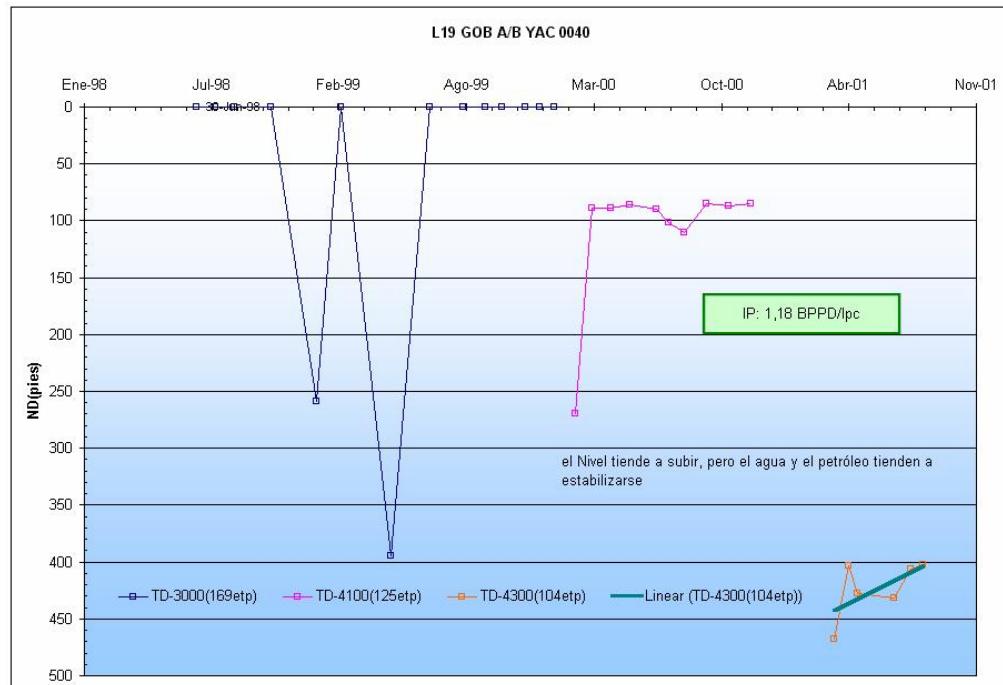


Figura 42: Nivel dinámico para el pozo L19

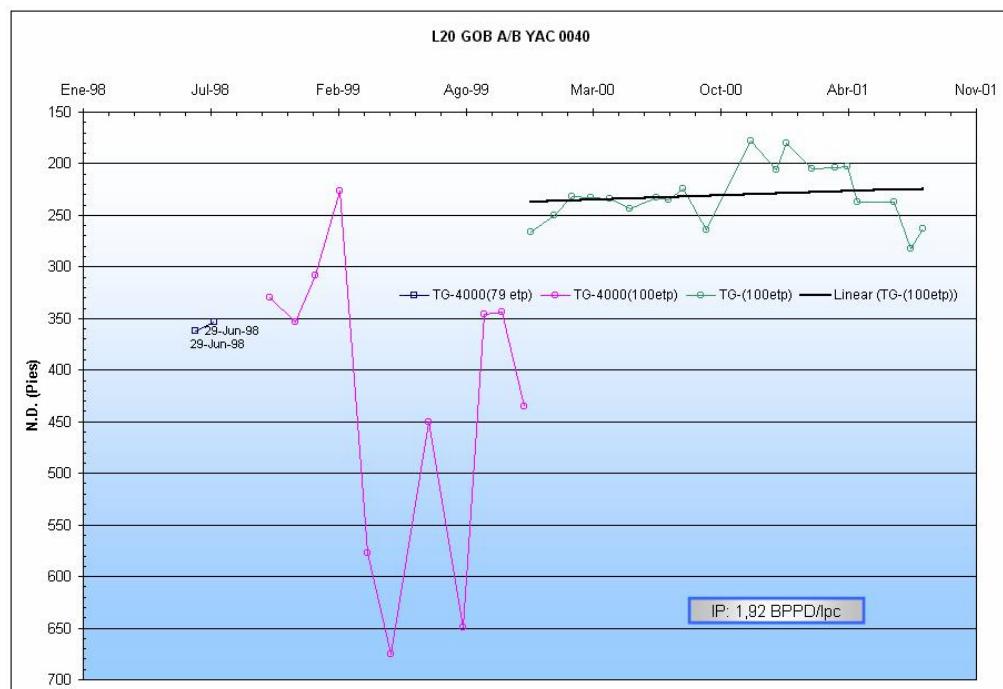


Figura 43: Nivel dinámico para el pozo L20

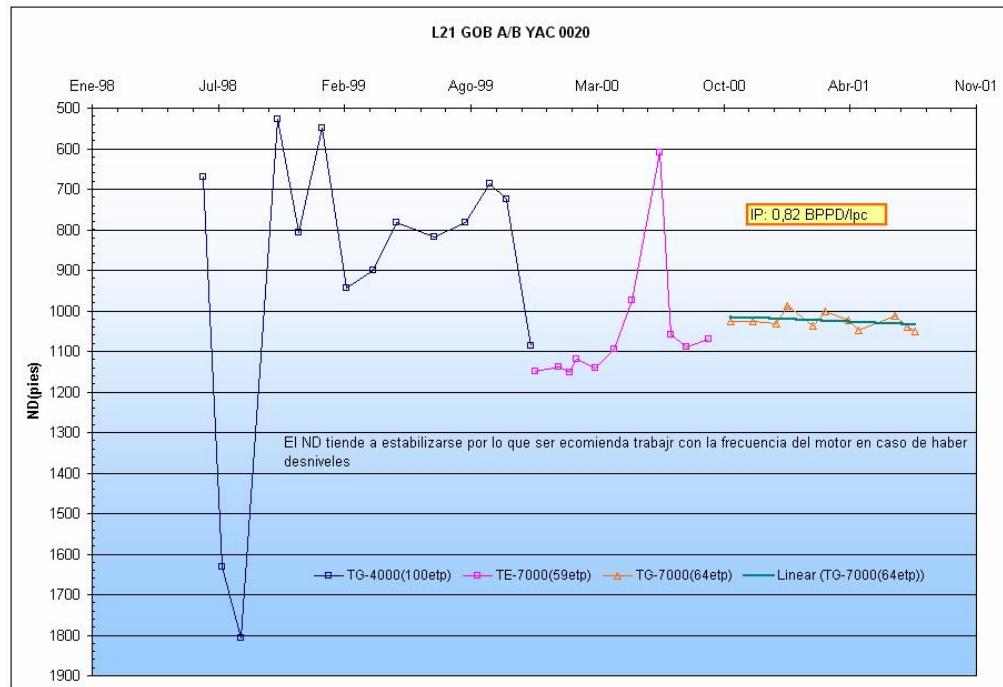


Figura 44: Nivel dinámico para el pozo L21

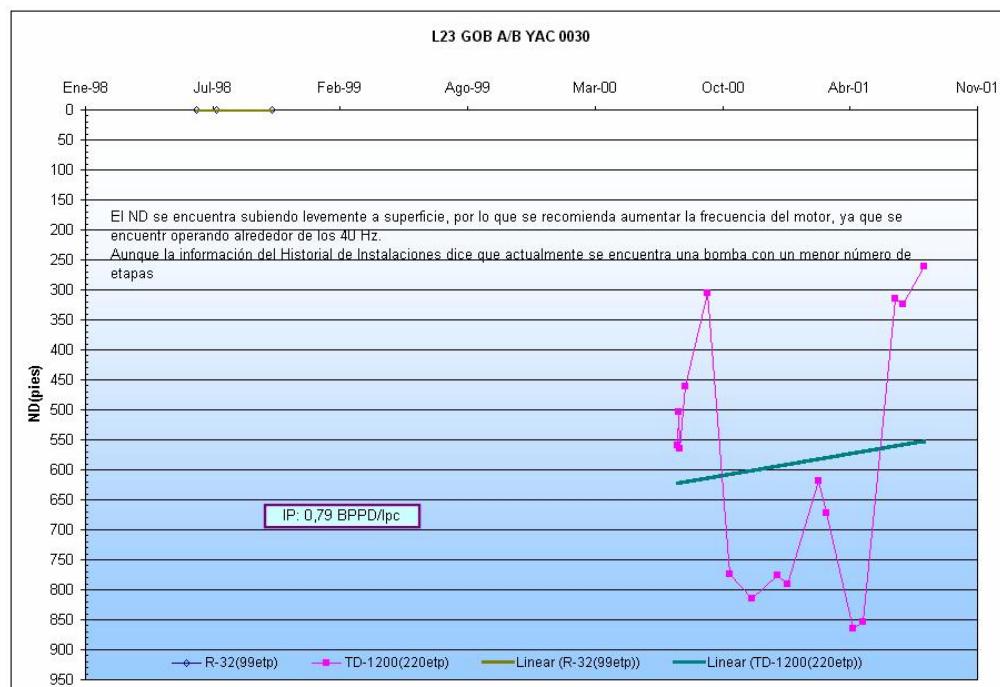


Figura 45: Nivel dinámico para el pozo L23

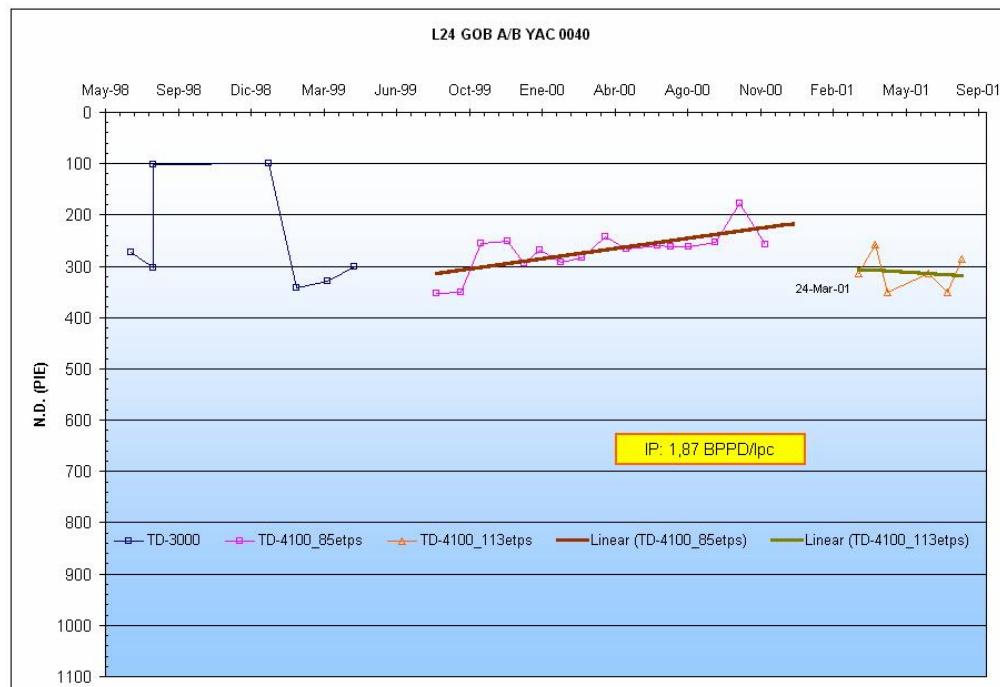


Figura 46: Nivel dinámico para el pozo L24

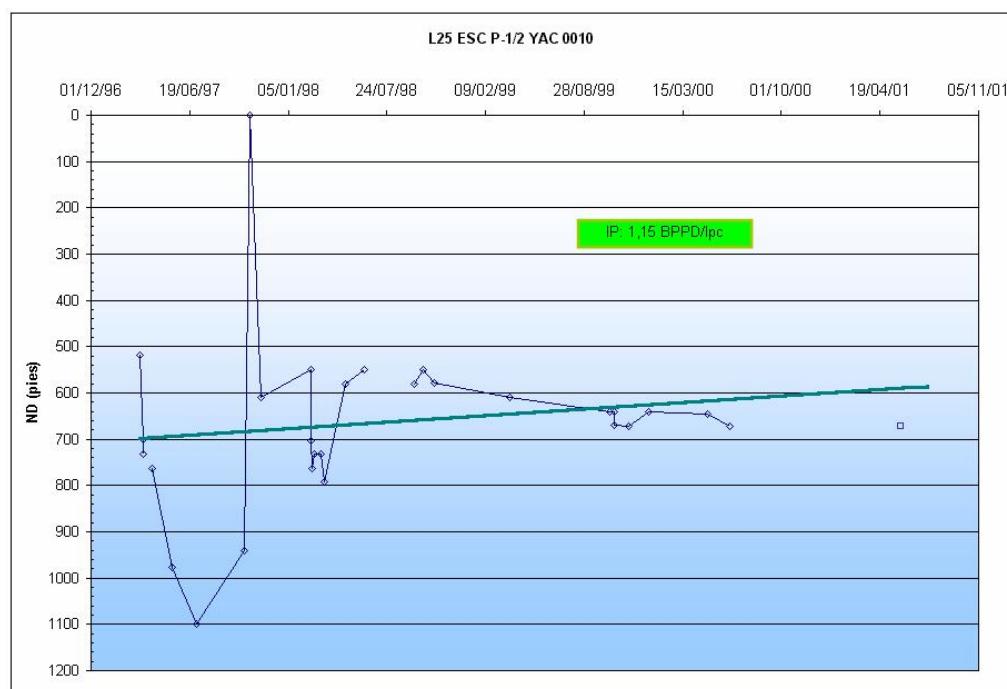


Figura 47: Nivel dinámico para el pozo L25

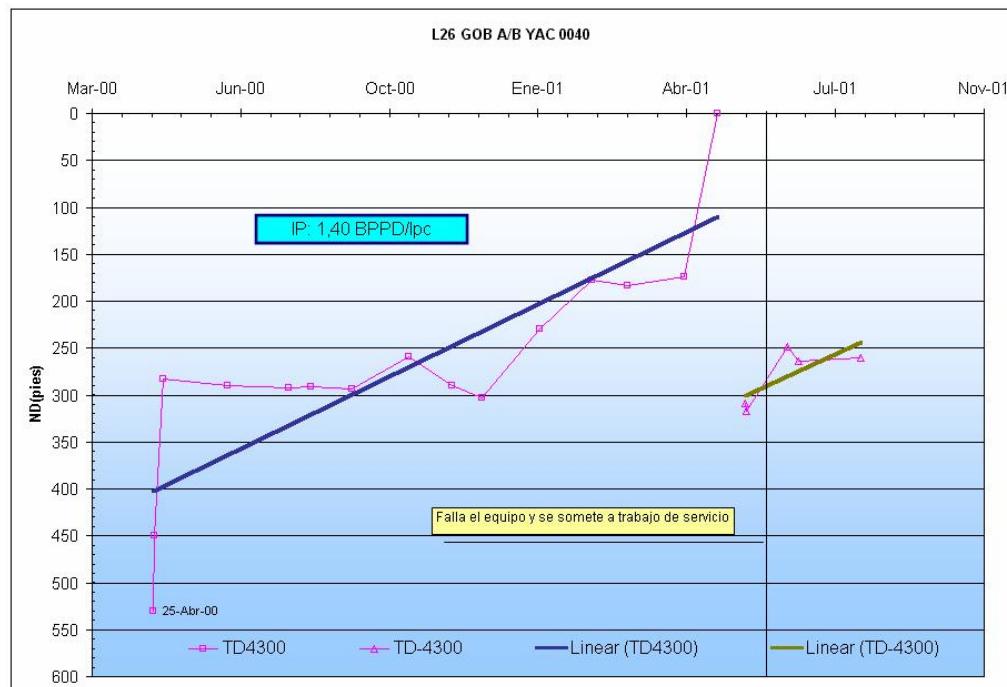


Figura 48: Nivel dinámico para el pozo L26

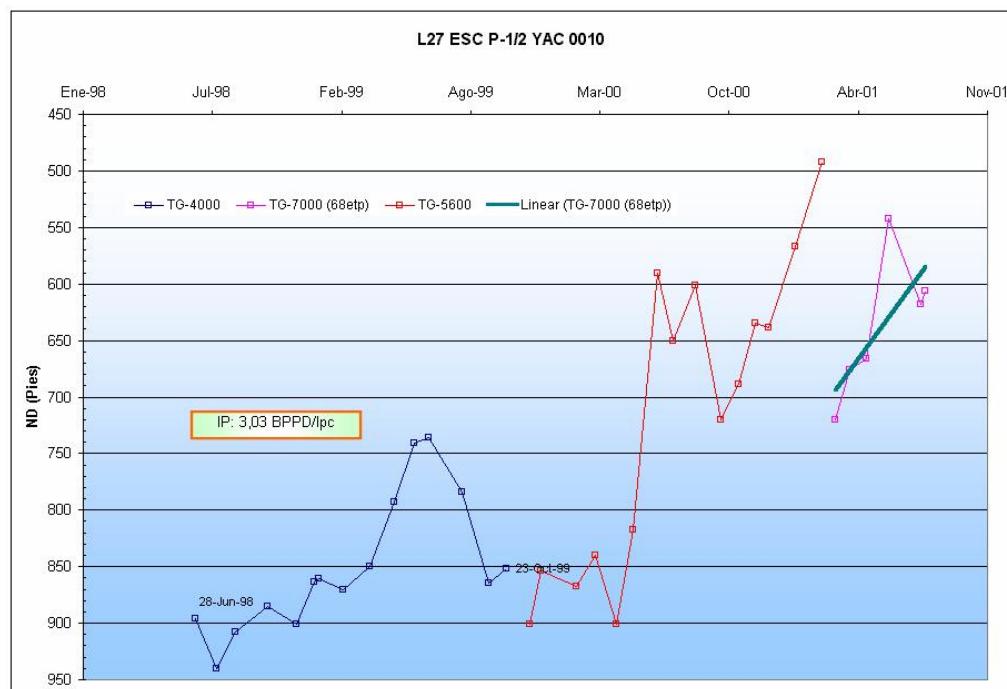


Figura 49: Nivel dinámico para el pozo L27

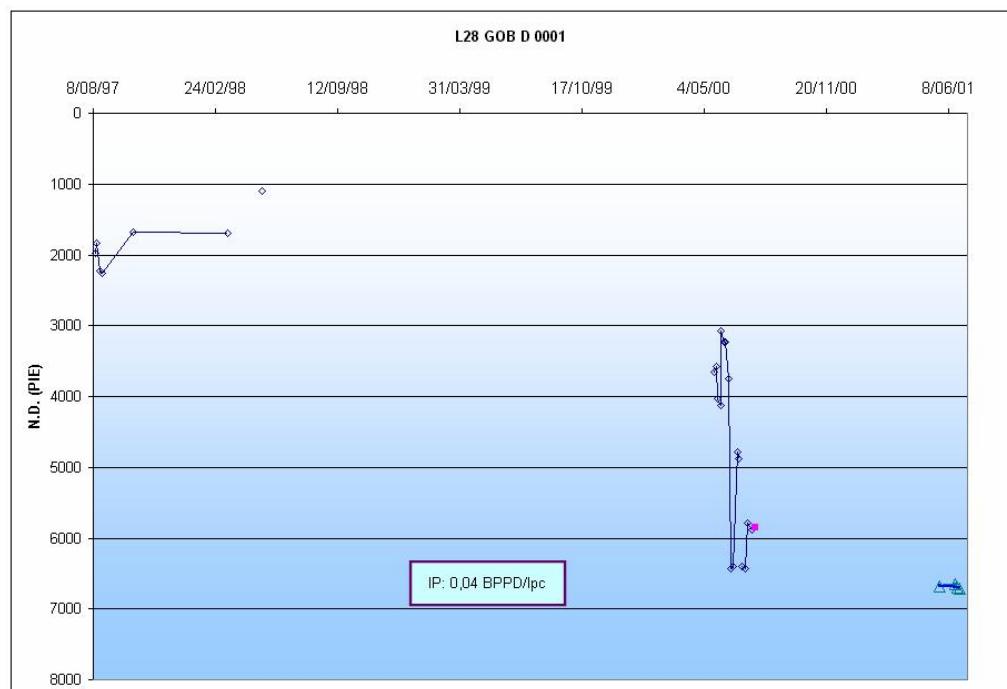


Figura 50: Nivel dinámico para el pozo L28

12.2 Comportamiento de Producción

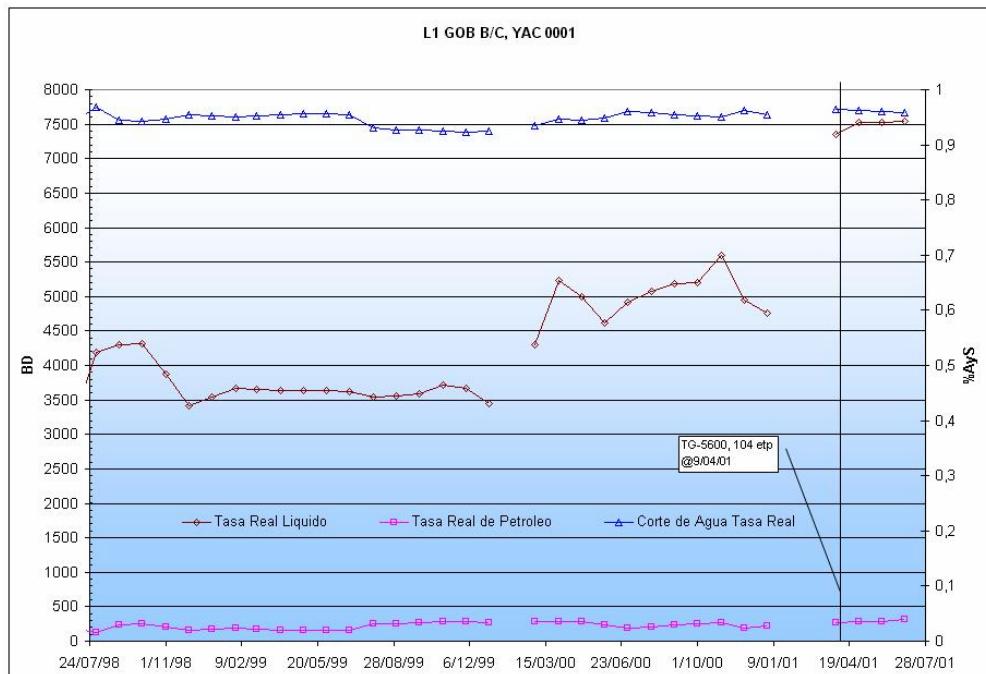


Figura 51: Comportamiento de producción para el pozo L1

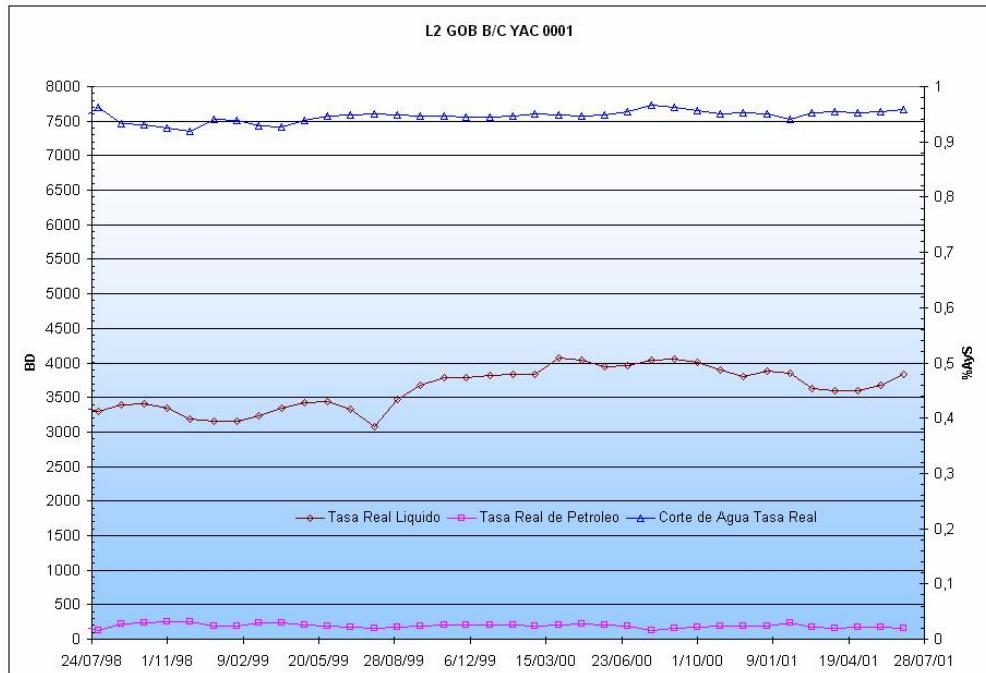


Figura 52: Comportamiento de producción para el pozo L2

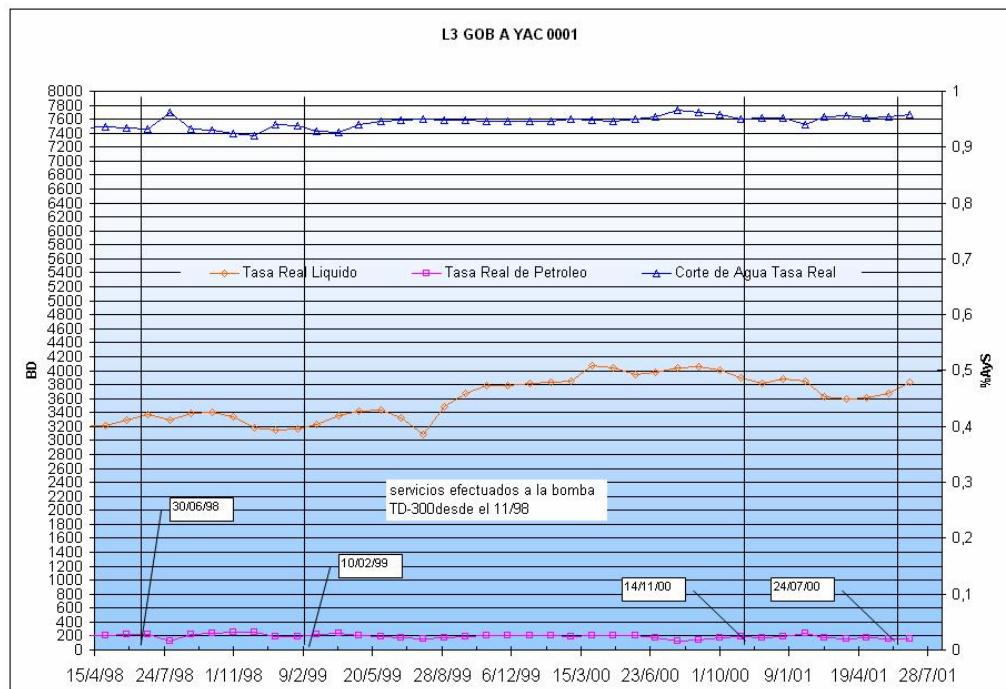


Figura 53: Comportamiento de producción para el pozo L3

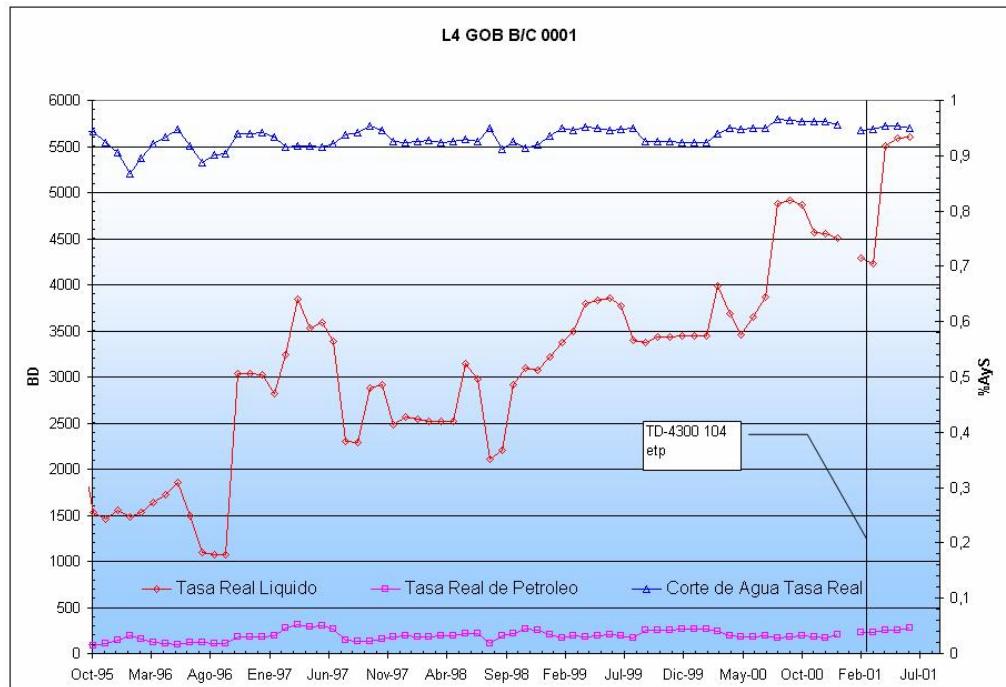


Figura 54: Comportamiento de producción para el pozo L4

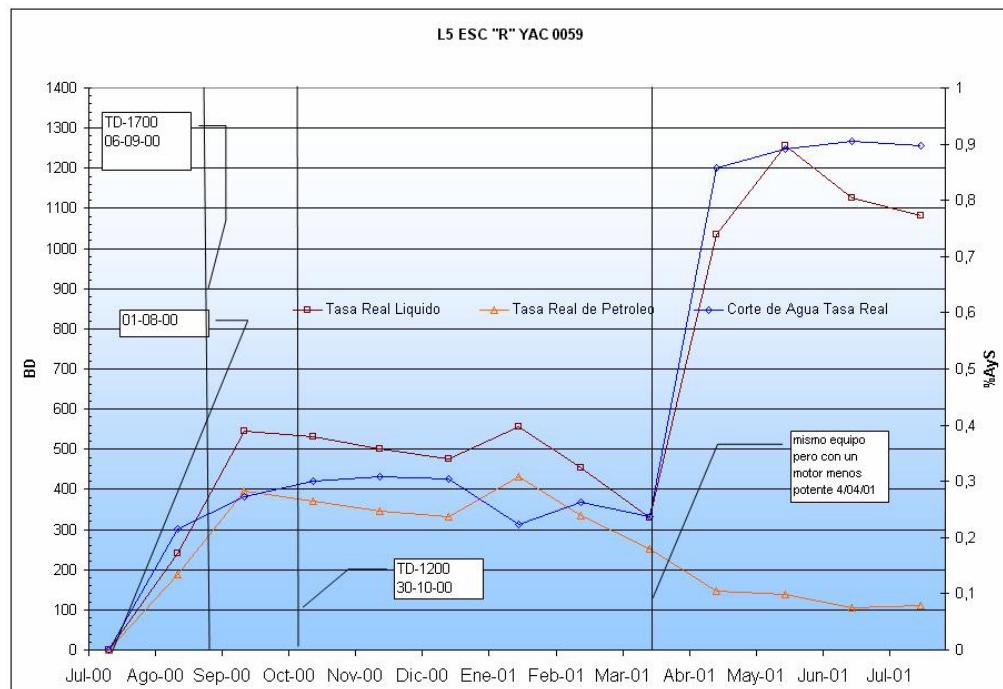


Figura 55: Comportamiento de producción para el pozo L5

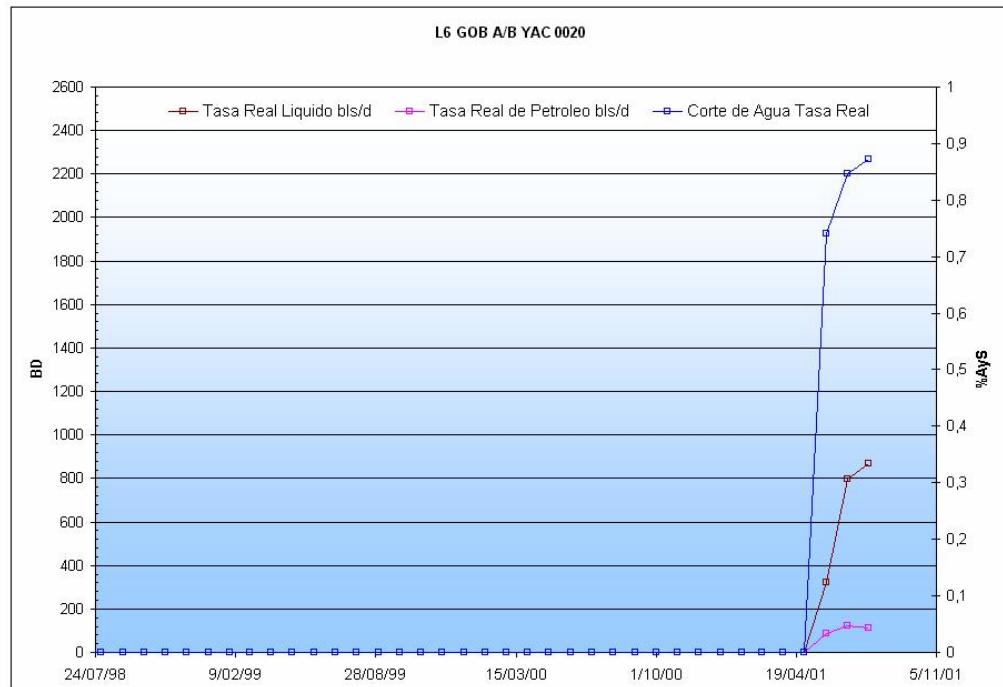


Figura 56: Comportamiento de producción para el pozo L6

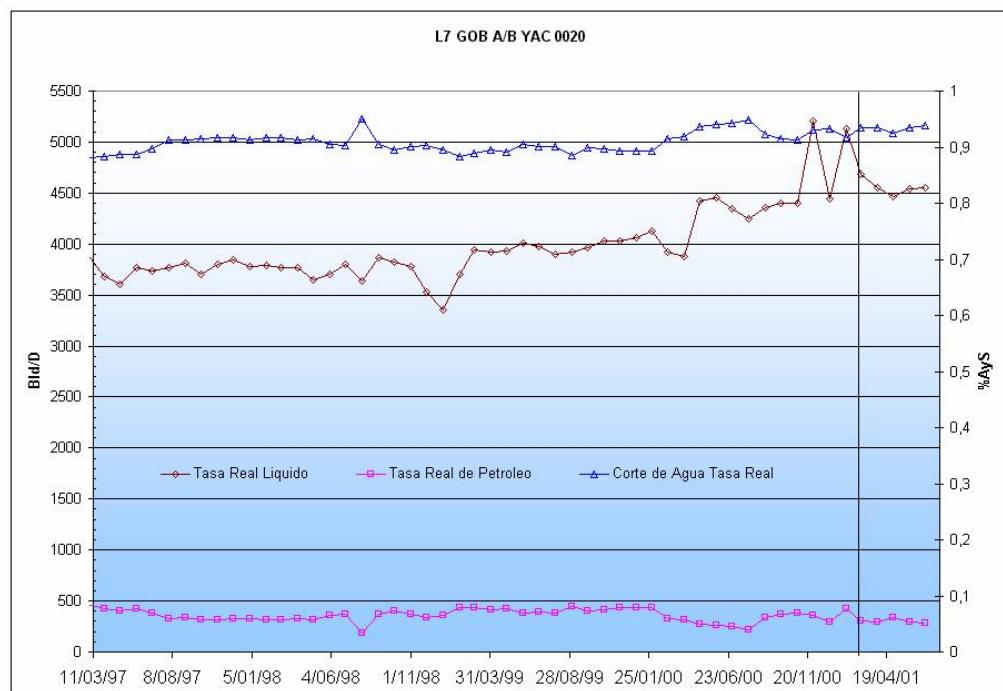


Figura 57: Comportamiento de producción para el pozo L7

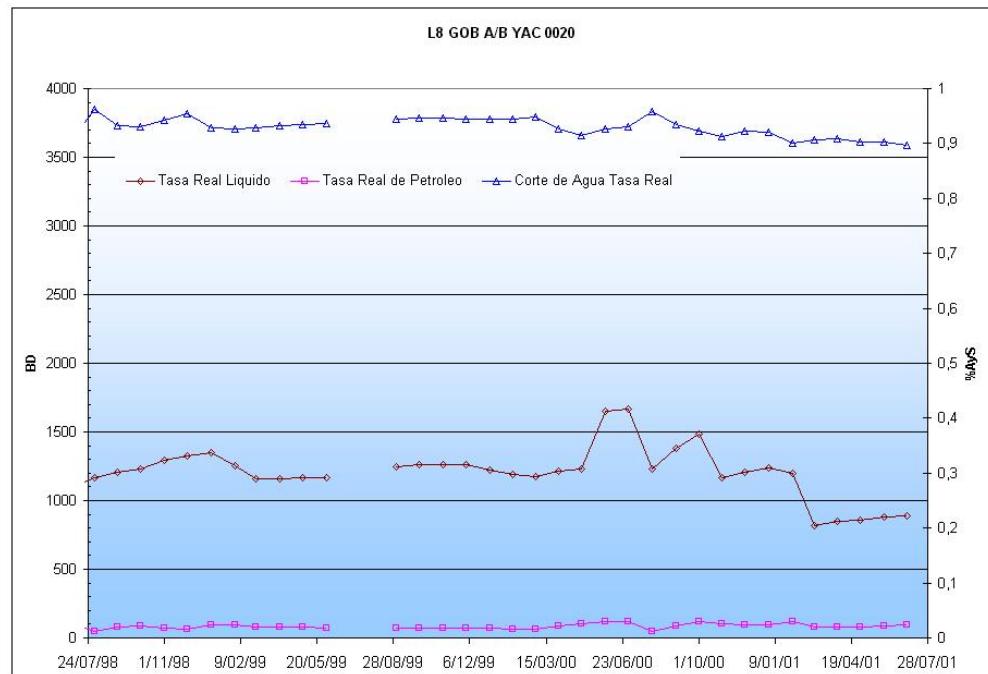


Figura 58: Comportamiento de producción para el pozo L8

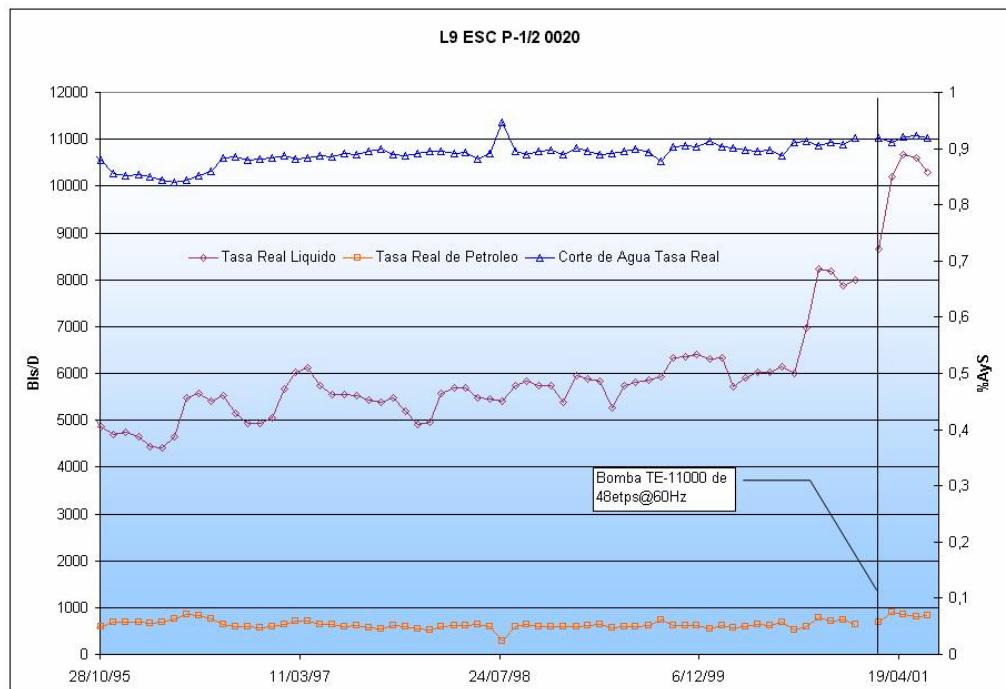


Figura 59: Comportamiento de producción para el pozo L9

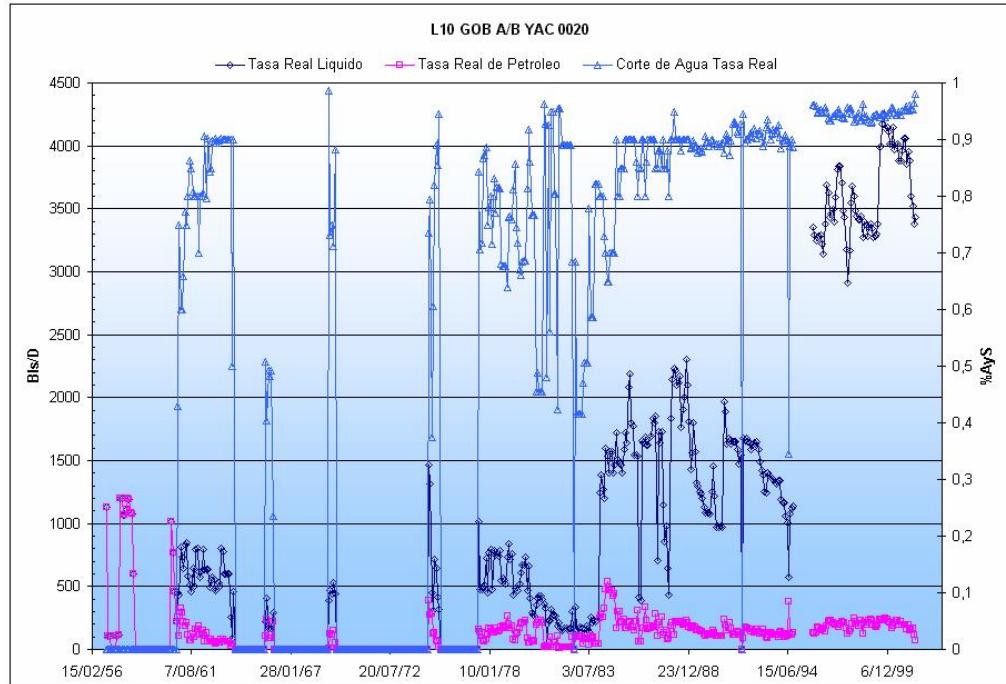


Figura 60: Comportamiento de producción para el pozo L10

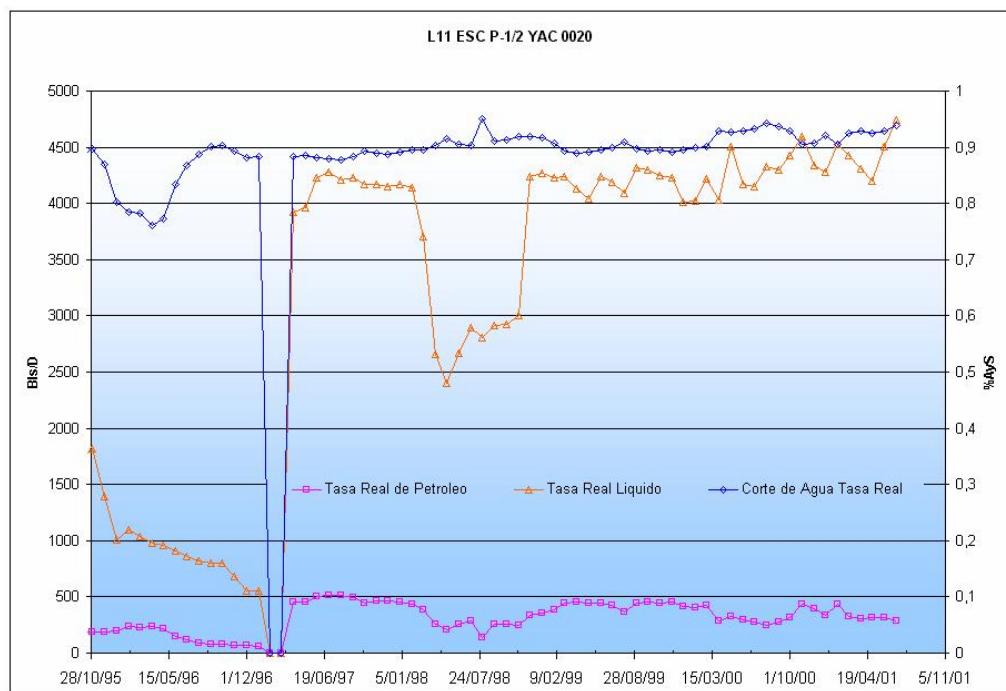


Figura 61: Comportamiento de producción para el pozo L11

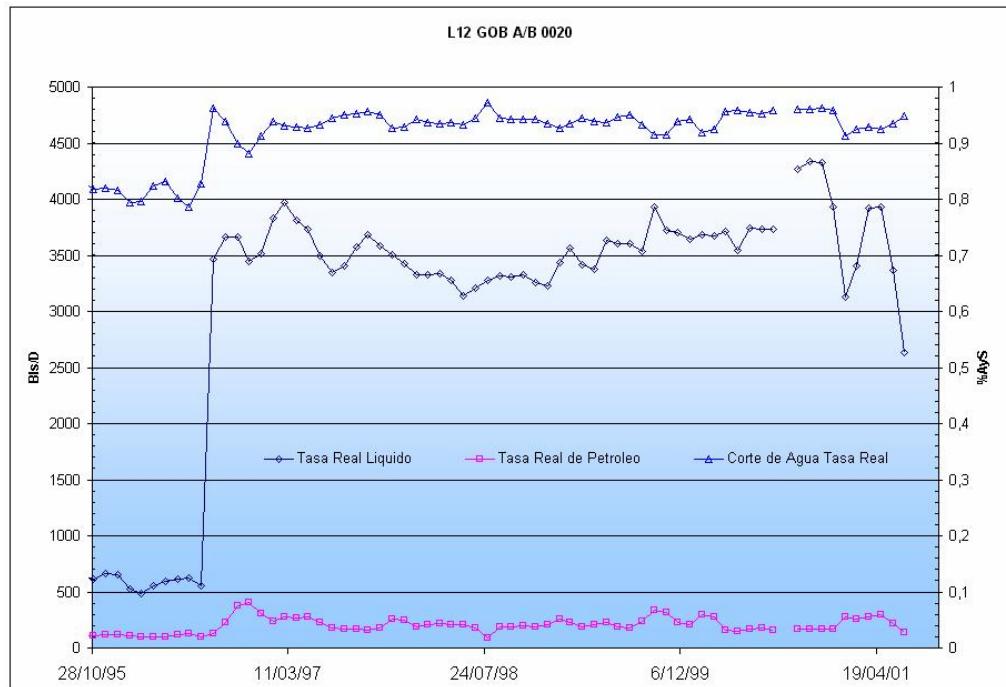


Figura 62: Comportamiento de producción para el pozo L12

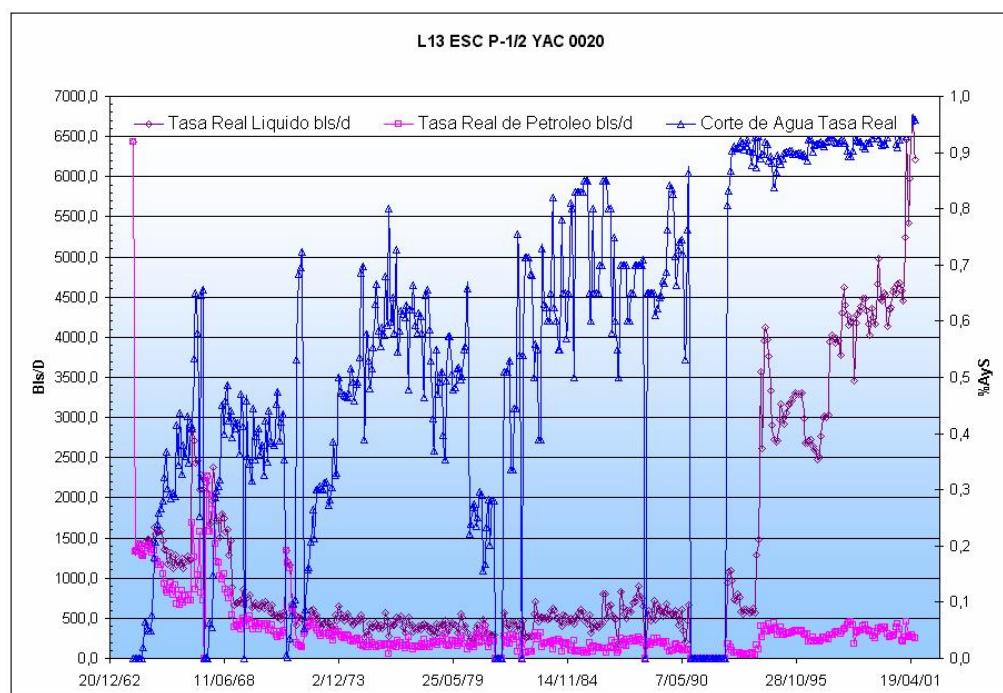


Figura 63: Comportamiento de producción para el pozo L13

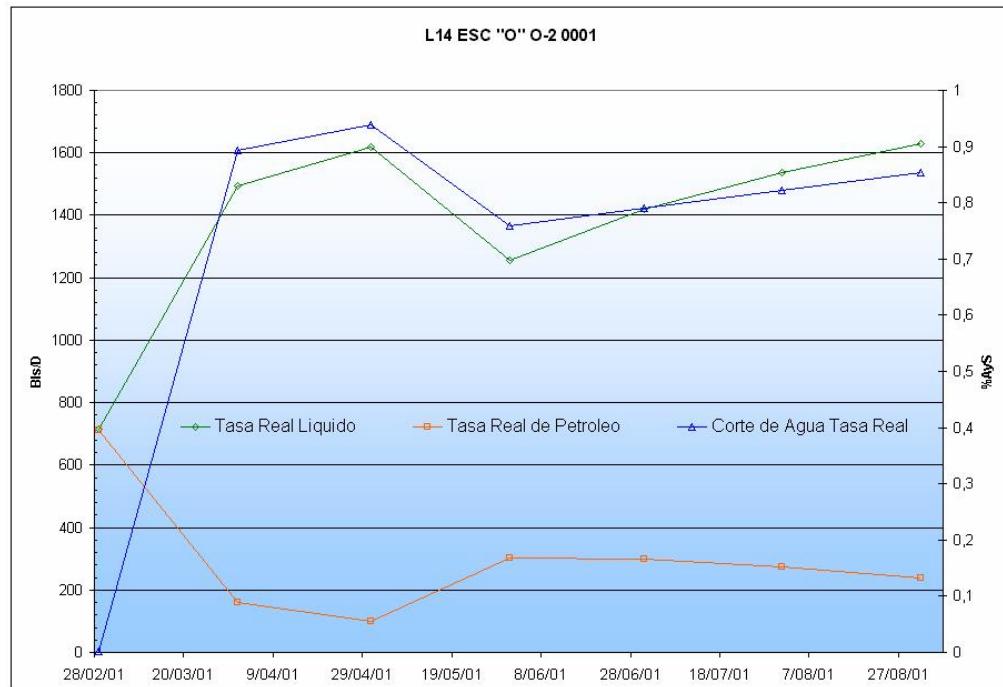


Figura 64: Comportamiento de producción para el pozo L14

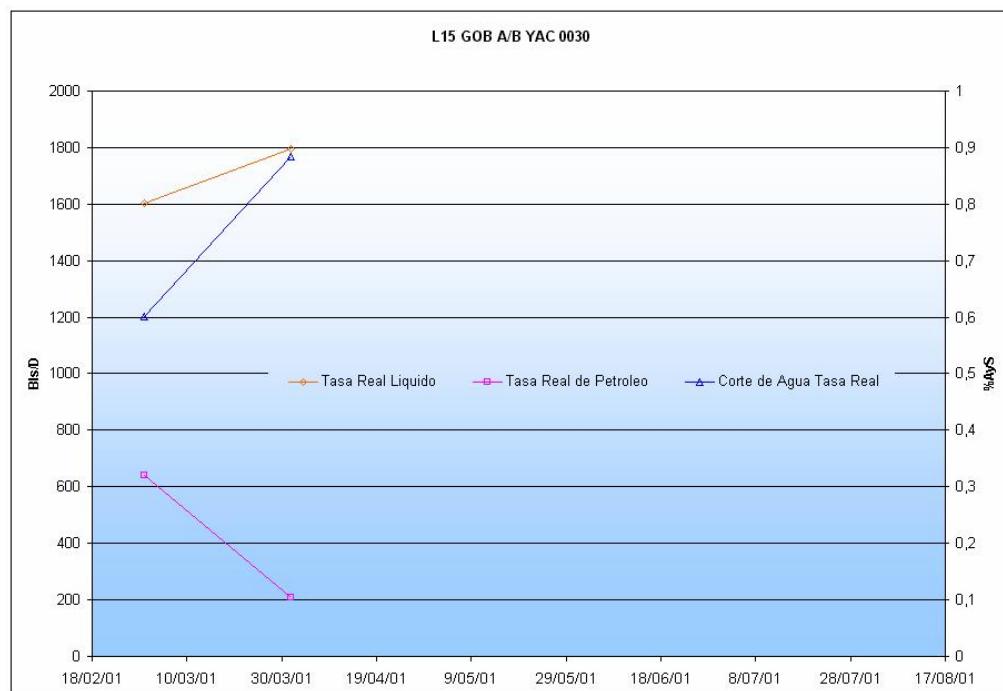


Figura 65: Comportamiento de producción para el pozo L15

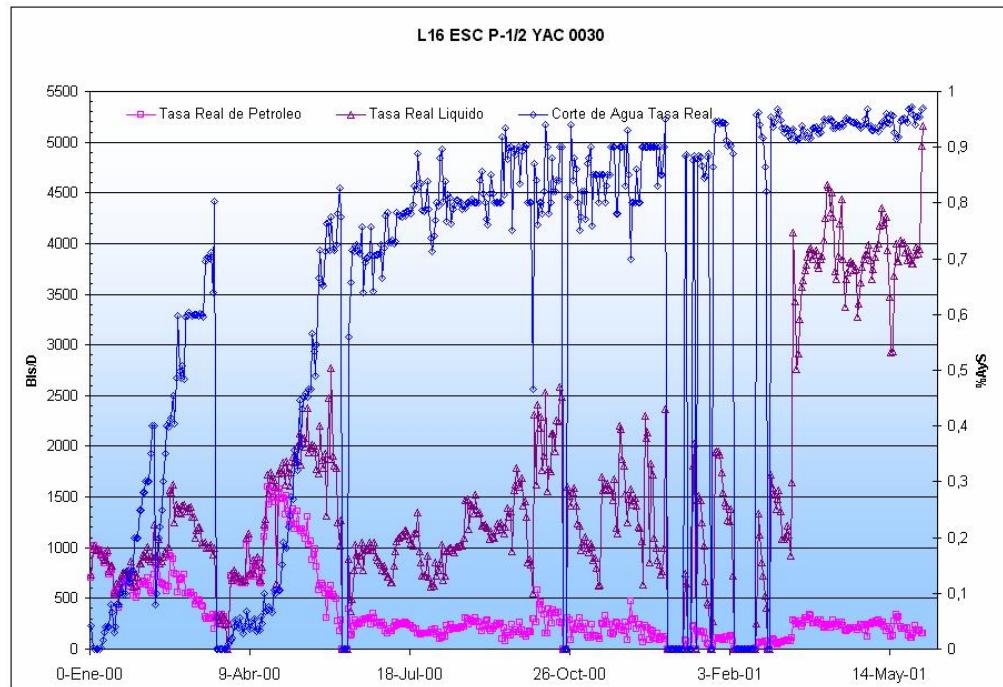


Figura 66: Comportamiento de producción para el pozo L16

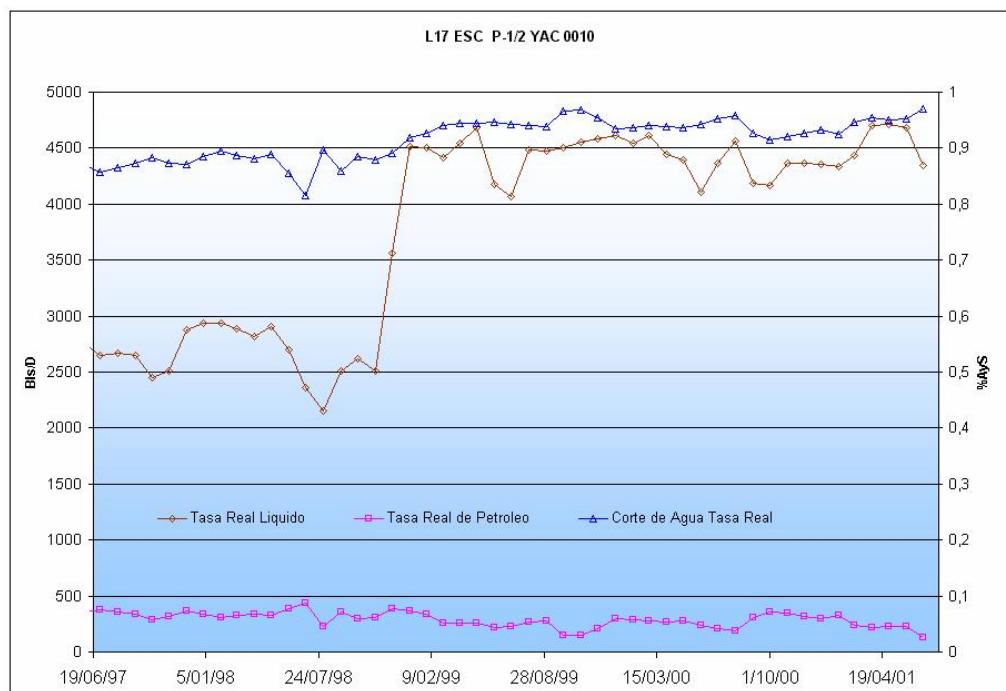


Figura 67: Comportamiento de producción para el pozo L17

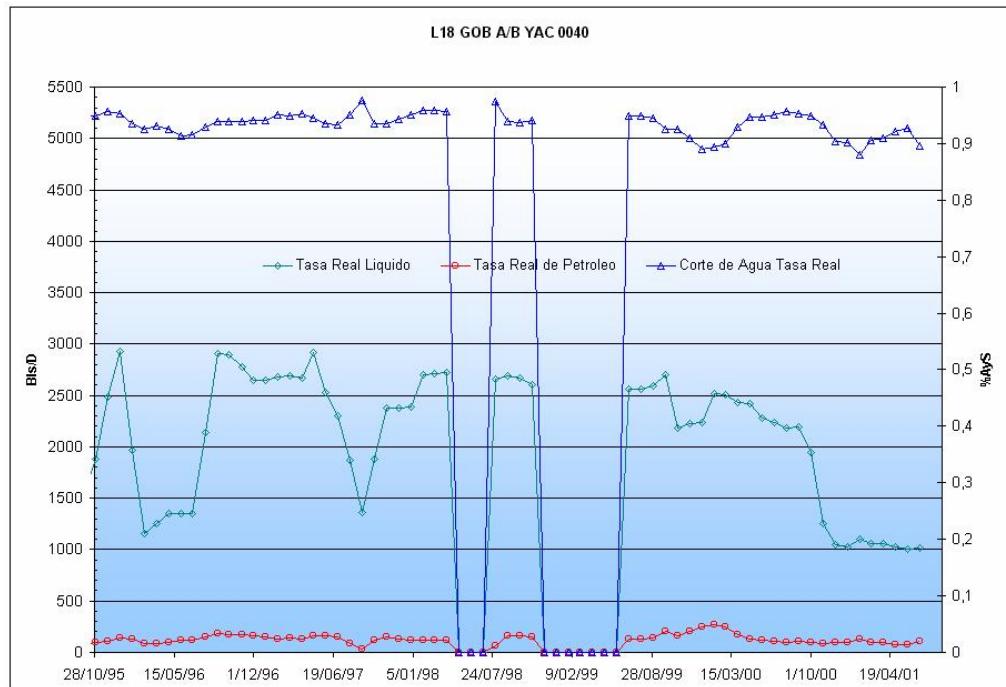


Figura 68: Comportamiento de producción para el pozo L18



Figura 69: Comportamiento de producción para el pozo L19



Figura 70: Comportamiento de producción para el pozo L20

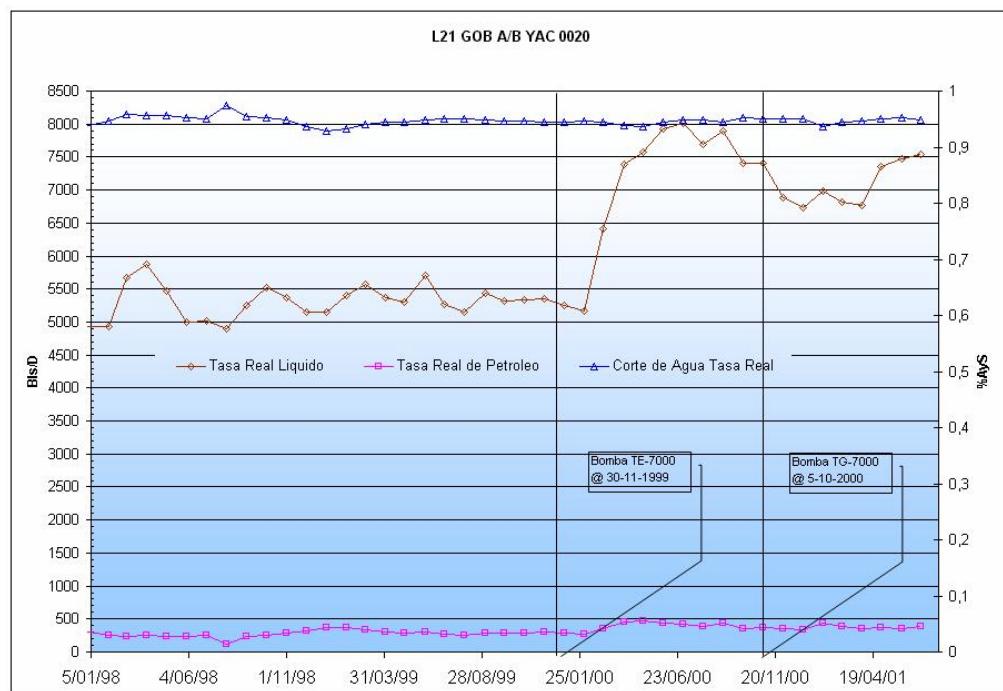


Figura 71: Comportamiento de producción para el pozo L21

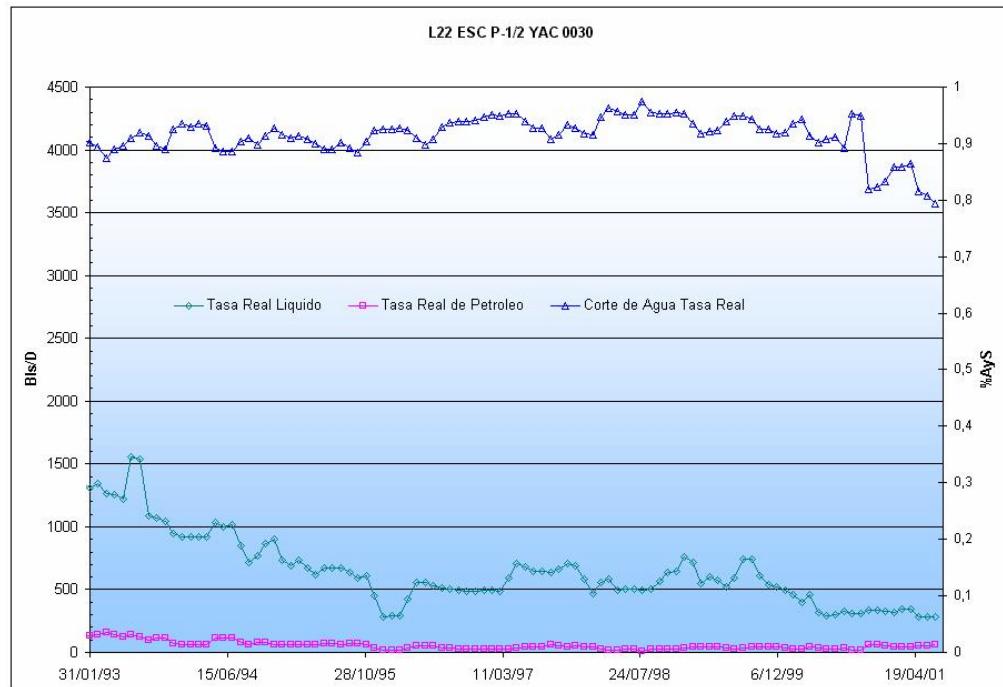


Figura 72: Comportamiento de producción para el pozo L22



Figura 73: Comportamiento de producción para el pozo L23

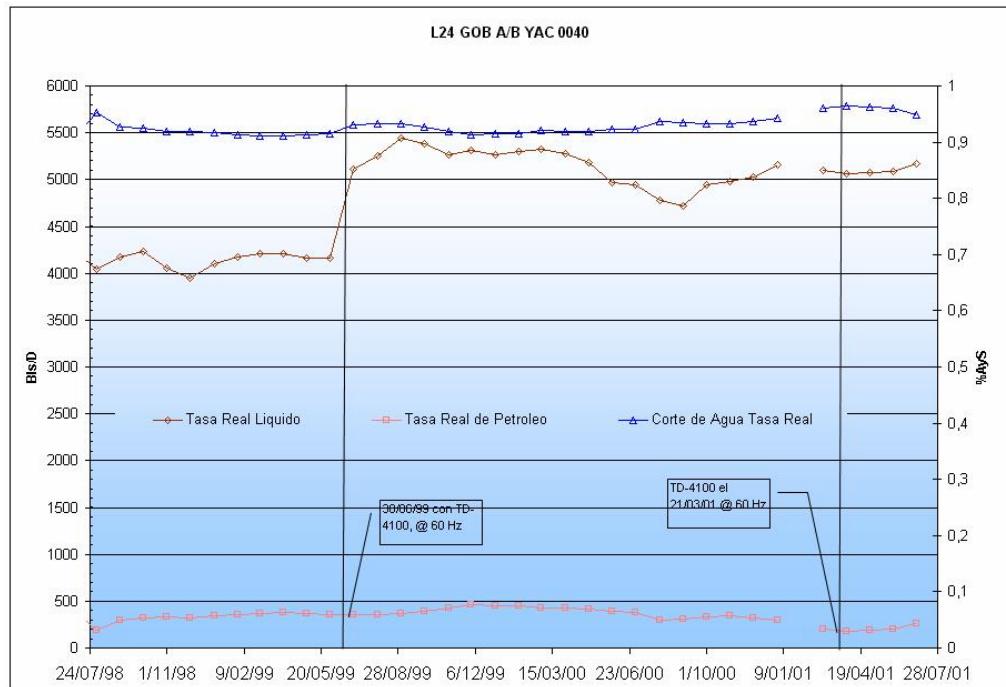


Figura 74: Comportamiento de producción para el pozo L24

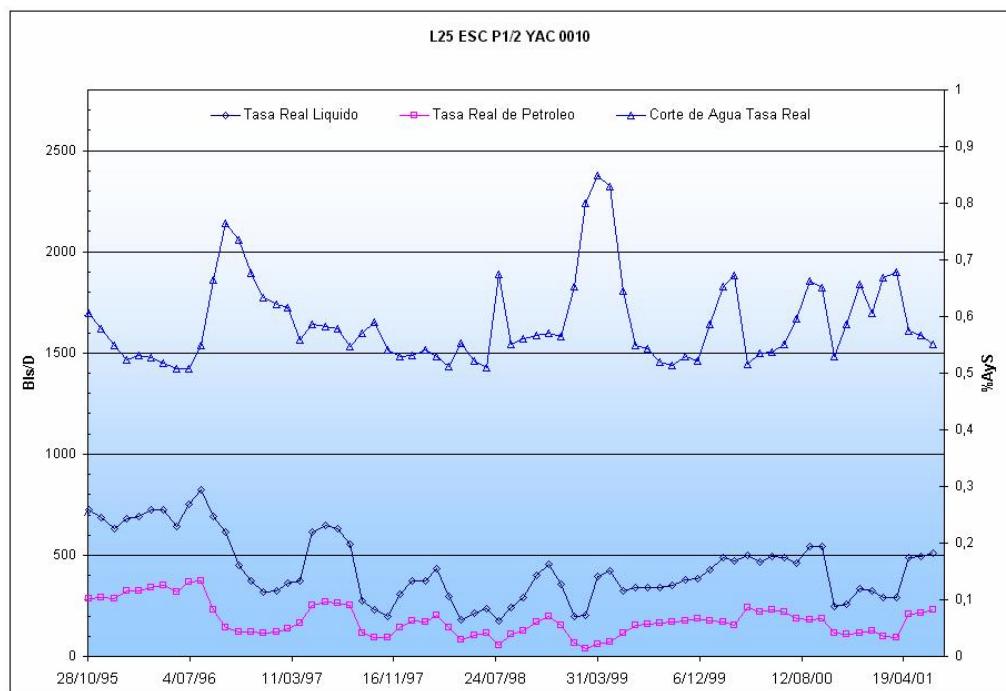


Figura 75: comportamiento de producción para el pozo L25

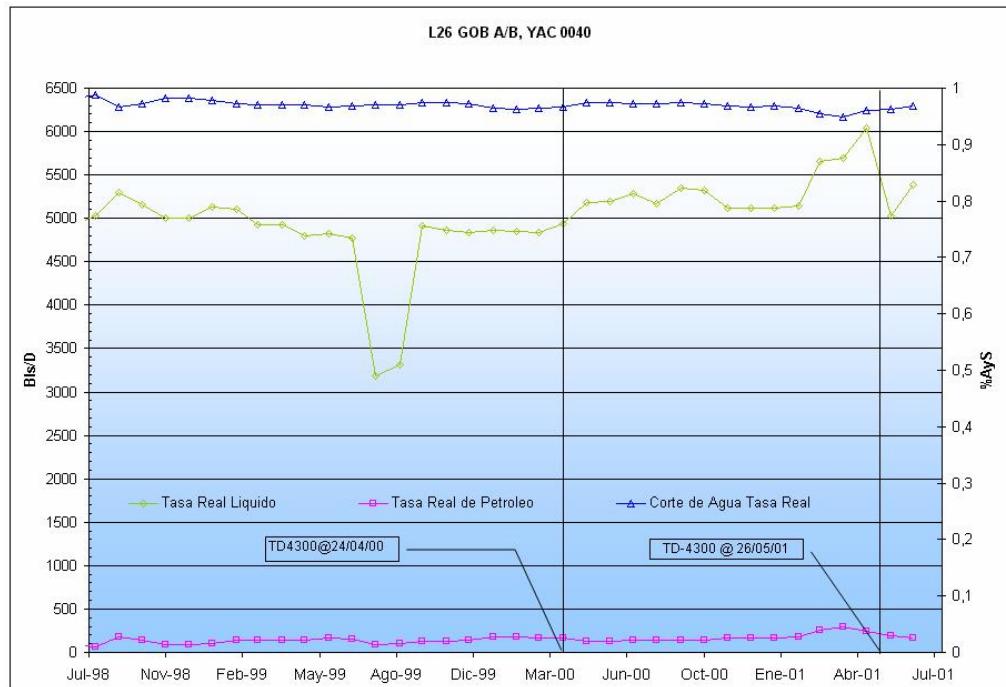


Figura 76: Comportamiento de producción para el pozo L26

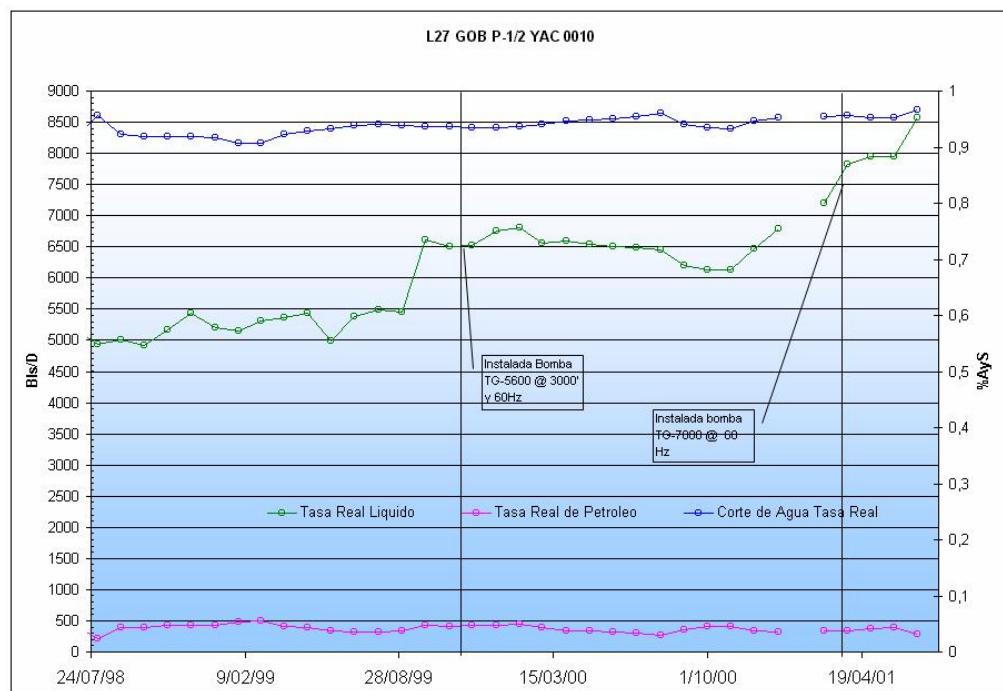


Figura 77: Comportamiento de producción para el pozo L27



Figura 78: Comportamiento de producción para el pozo L28

12.3 Resultado de la Validación del método para pozos seleccionados

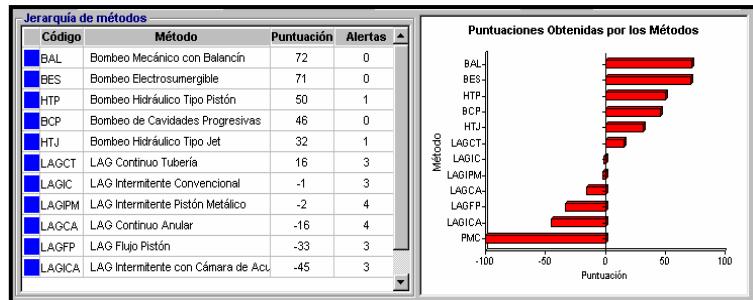


Figura 79: Validación del método para el pozo L6 (BM)

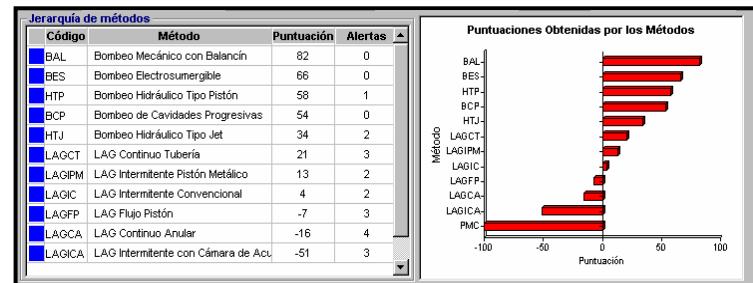


Figura 80: Validación del método para el pozo L25 (BM)

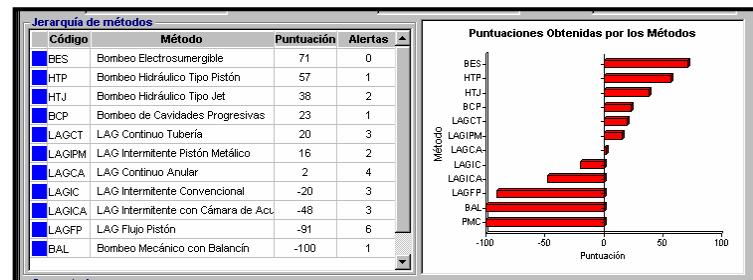


Figura 81: Validación del método para el pozo L14 (BES)

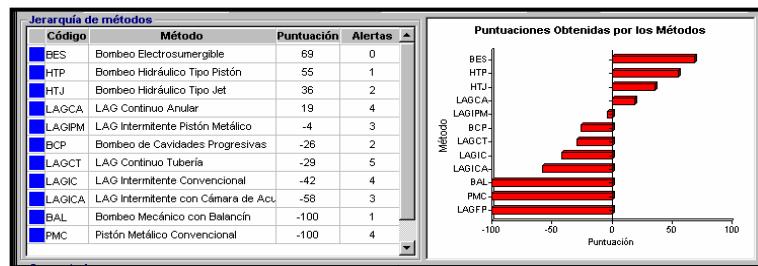


Figura 82: Validación del método para el pozo L17 (BES)

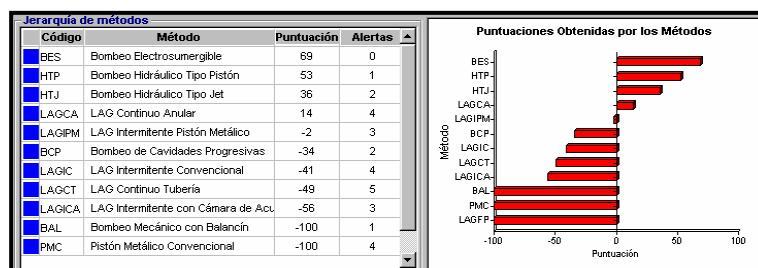


Figura 83: Validación del método para el pozo L19 (BES)

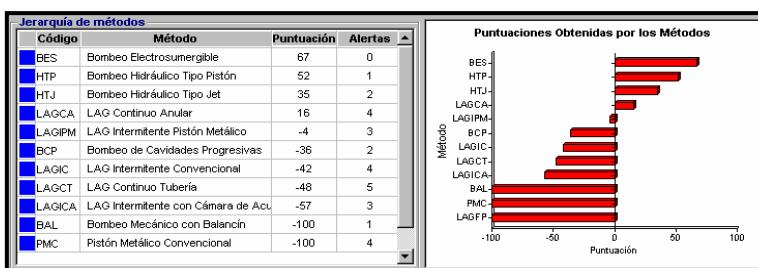


Figura 84: Validación del método para el pozo L26 (BES)

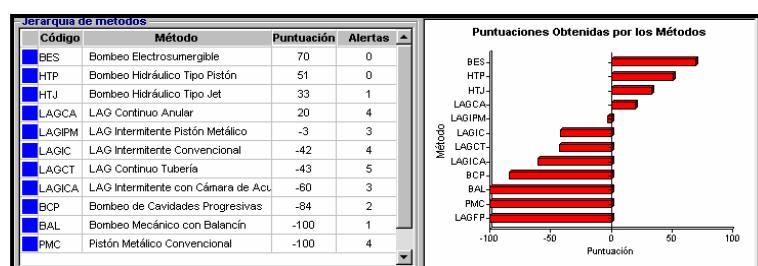


Figura 85: Validación del método para el pozo L27 (BES)

12.4 Resultados de la evaluación hecha a los equipos BES para pozos seleccionados

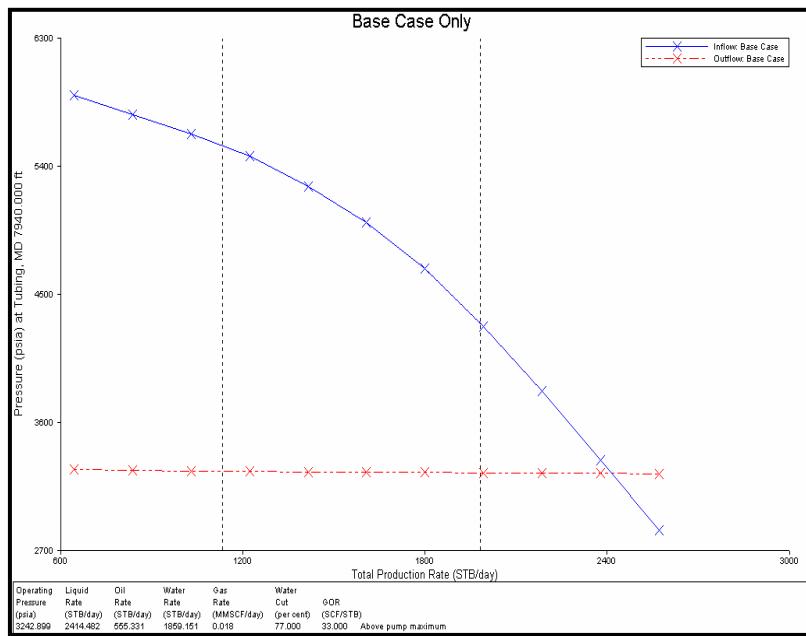


Figura 86: Curva influjo/eflujo con diseño actual para el pozo L14.

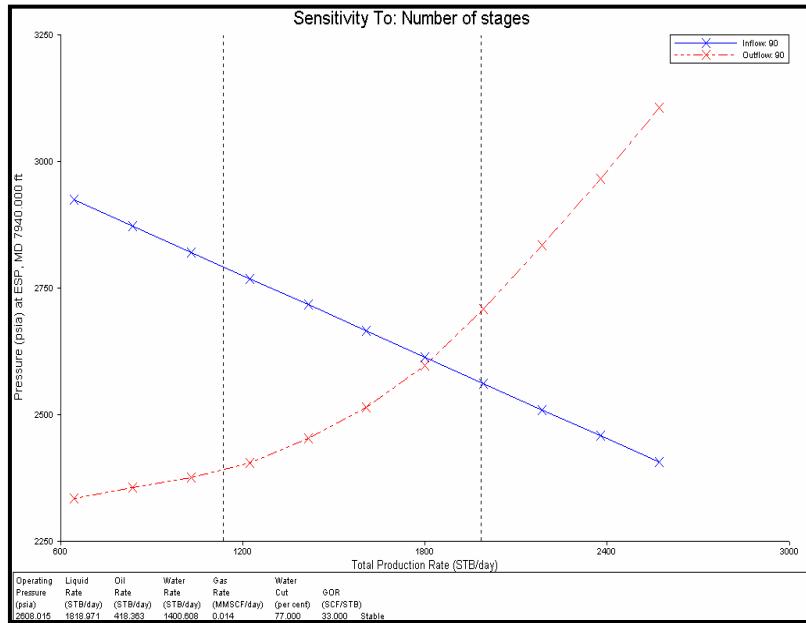


Figura 87: Curva influjo/eflujo con diseño optimizado para el pozo L14

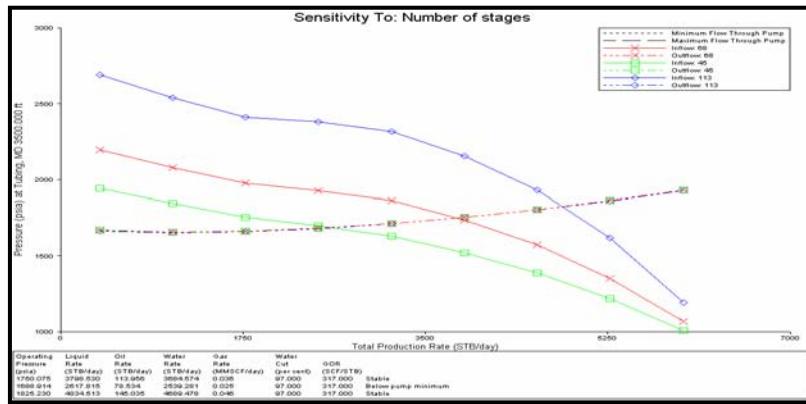


Figura 88: Curva influjo/eflujo con diseño actual para el pozo L17

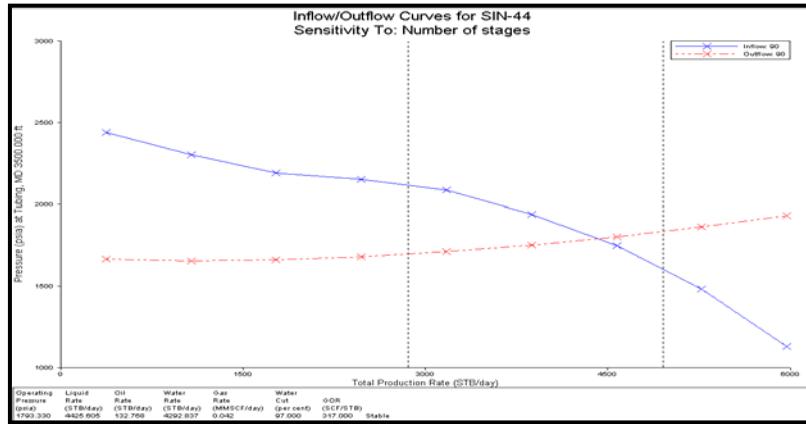


Figura 89: Curva influjo/eflujo con diseño optimizado para el pozo L17

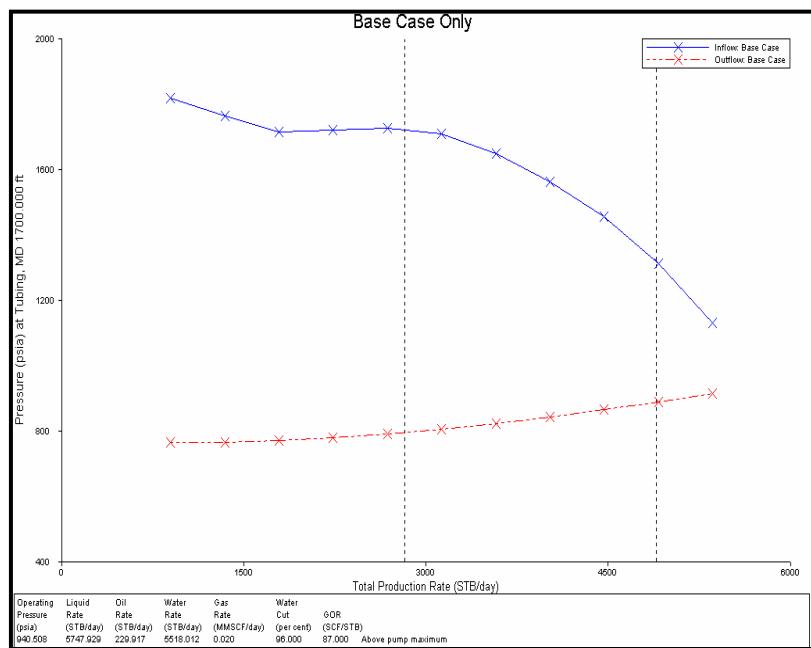


Figura 90: Curva influjo/eflujo con diseño actual para el pozo L19

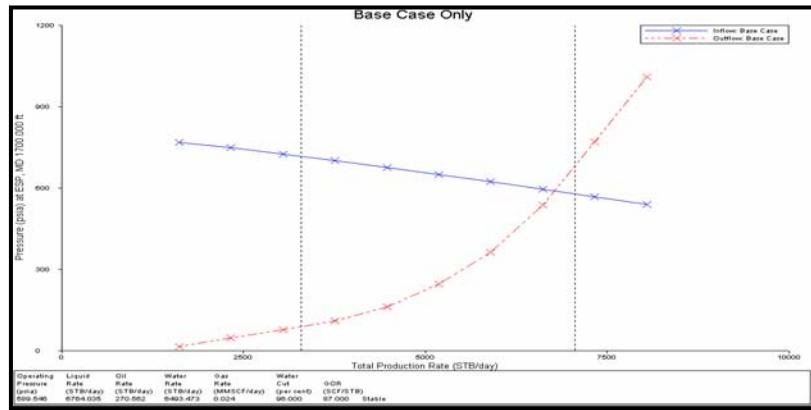


Figura 91: Curva influjo/eflujo con diseño optimizado para el pozo L19

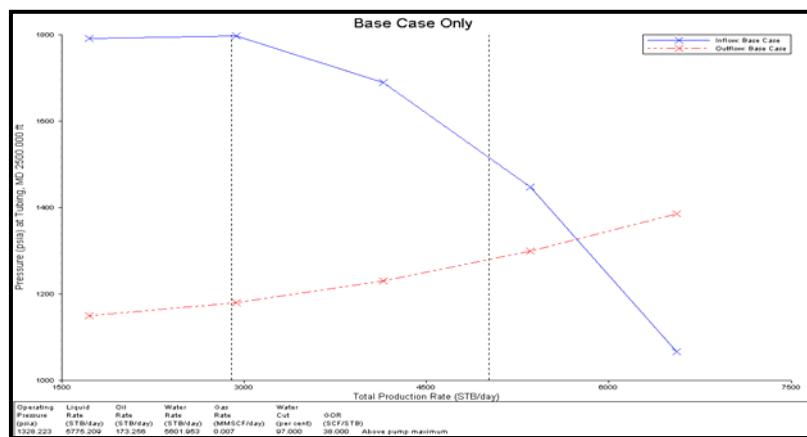


Figura 92: Curva influjo/eflujo con diseño actual para el pozo L26

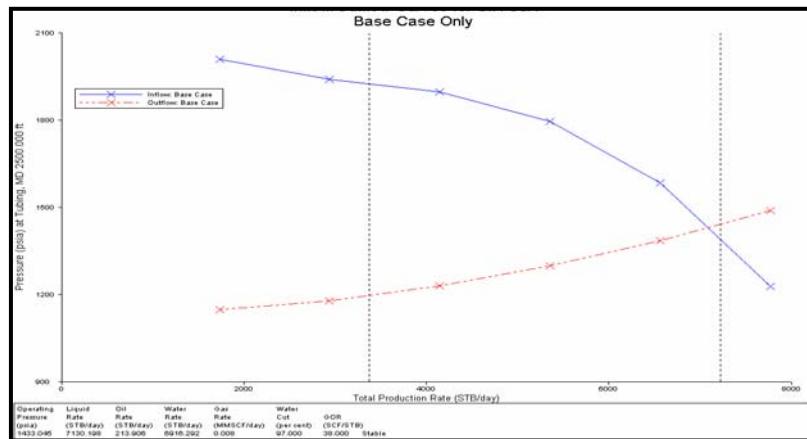


Figura 93: Curva influjo/eflujo con diseño optimizado para el pozo L26

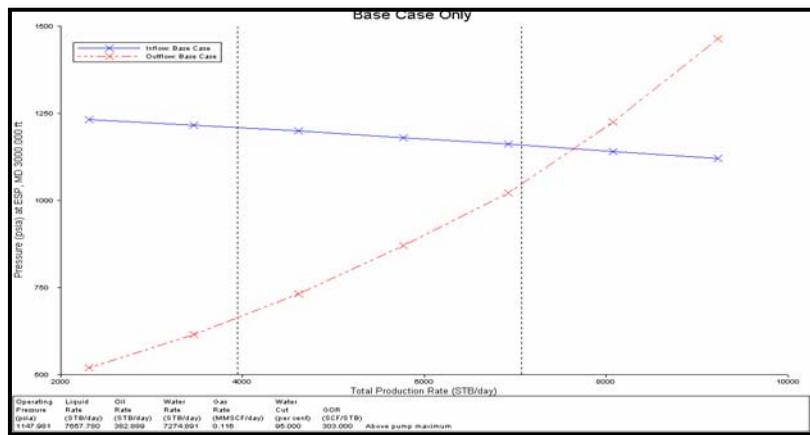


Figura 94: Curva influjo/eflujo con diseño actual para el pozo L27

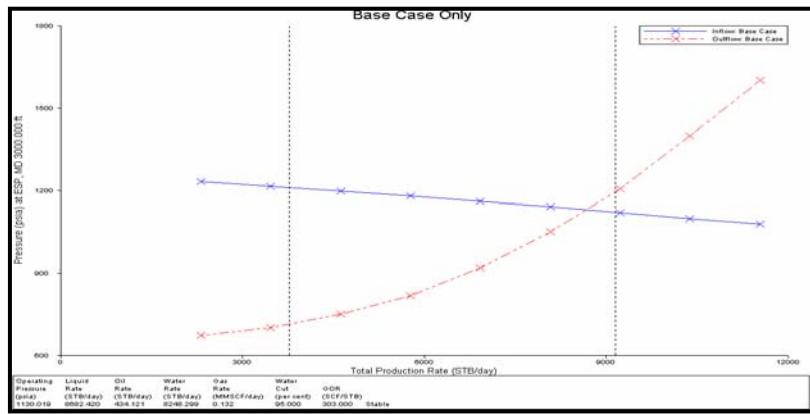


Figura 95: Curva influjo/eflujo con diseño optimizado para el pozo L27

12.5 Resultados de la evaluación hecha a los equipos BM

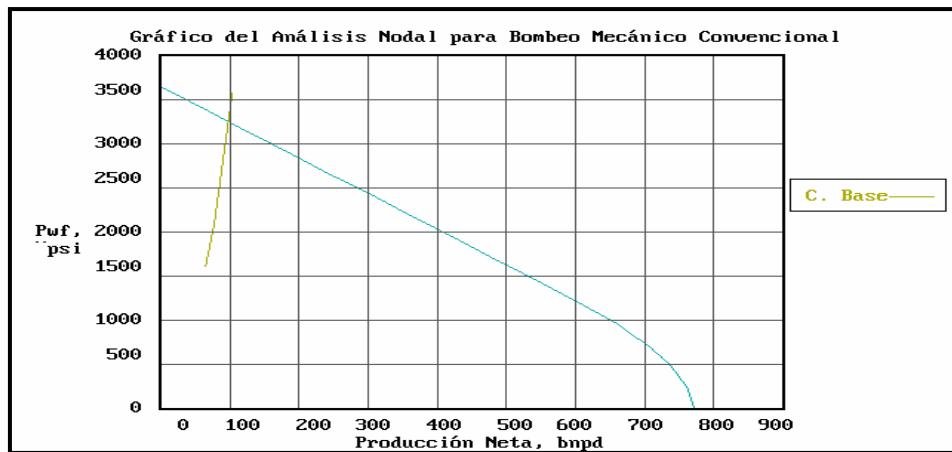


Figura 96: Curva Pwf contra Qo con diseño actual para el pozo L6



Figura 97: Curva Pwf contra Qo con diseño optimizado para el pozo L6

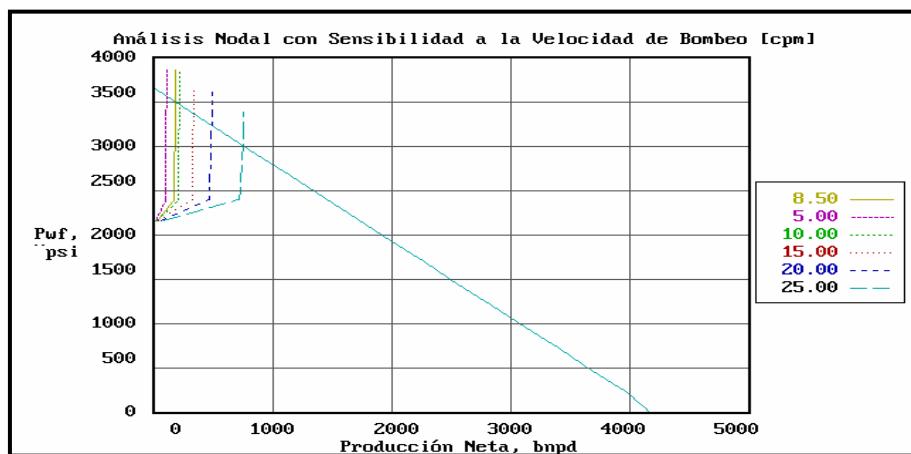


Figura 98: Curva Pwf contra Qo con diseño actual para el pozo L25