

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

ESTUDIO DE LA OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE EN LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN EL ÁREA LIMONCOCHA

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

KLEBER ROLANDO RAMÍREZ MONTEROS

kramirez-monteros@hotmail.com

LUIS IGOR ROMO PACHECO

igorluis_851019@hotmail.com

DIRECTOR: ING. FRANCISO PAZ

francisco_paz@petroamazonas.ec

Quito, febrero 2012

DECLARACIÓN

Nosotros, Kleber Rolando Ramírez Monteros y Luis Igor Romo Pacheco, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentada para ningún grado o calificación profesional; y que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

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

KLEBER RAMIREZ M.

LUIS IGOR ROMO

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Kleber Rolando Ramírez Monteros y Luis Igor Romo Pacheco, bajo mi supervisión.

Ing. Francisco Paz
DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

A Dios por haberme dado la vida y por permitirme vivir todos mis triunfos como las derrotas junto a mis seres queridos, quienes son los testigos fieles de todo lo que me ha pasado y me está pasando.

A mi abuelito Juan quien fue como un padre para mí de tal manera que supo guiarme por el camino del bien con todos sus consejos y su gran cariño, pese a que se encuentra en el cielo sigue presente en mi mente y corazón.

A mi madre Nathalia por estar siempre conmigo en los momentos más difíciles como en los alegres y quien con su experiencia de la vida ha sabido guiarme con mucho amor para que pueda seguir adelante en cada obstáculo que la vida me ha expuesto.

A mi madre Leslly quien me dio su apoyo incondicional para que pueda surgir como persona y ahora como profesional dándome su amor y cariño para que pueda seguir cosechando muchos triunfos en esta vida.

A mis herman@s Daiyara, Johana, Daniel y Leslly, con quienes he compartido buenos momentos felices como tristes en los cuales me han dado todo su apoyo para ser una persona de bien. A mi abuelita Magda, a mi tío Juan y a toda mi invaluable familia quienes aportan con su granito de arena para seguir luchando en esta vida.

A nuestro director del proyecto Ing. Francisco Paz, por haberme ayudado y despejado todas las dudas para la elaboración del mismo, aportando con su conocimiento basado en su gran experiencia.

A mis amig@s del Grupo de Apoyo a Morir quienes estuvieron en todos los momentos de mi vida estudiantil y personal. A mi amigo y compañero de tesis Kleber por haberme dado su ayuda en esta última etapa de la universidad.

Finalmente, a la Escuela Politécnica Nacional y especialmente a la Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos, institución que me ha preparado para enfrentarme a nuevos retos profesionales.

LUIS ROMO

DEDICATORIA

A toda mi familia por ser las personas con quienes he pasado y compartido muchas vivencias y que con el apoyo de todos hemos podido enfrentar a los obstáculos para seguir avanzando en esta travesía que se llama vida, de donde he aprendido mucho, por eso este paso importante en mi vida demuestro todo el afecto y amor hacia ellos quienes sin su apoyo hubiera sido difícil conseguir muchas metas y desafíos planteados cada día en la vida estudiantil como la personal.

Luis Romo

AGRADECIMIENTOS

A Dios por darme la oportunidad de culminar otra etapa de mi vida con la satisfacción de un deber cumplido para reforzar mi conocimientos y exigencias propias.

A mis padres y hermanos que me acompañaron de forma incondicional haciendo que la culminación de mi vida universitaria sea posible.

A nuestro director del proyecto Ing. Francisco Paz, por habernos ayudado y despejado todas nuestras dudas para la elaboración del mismo, aportando con su conocimiento basado en su gran experiencia.

A mi amigo y compañero de tesis Luis Igor por haberme dado su ayuda en esta última etapa de la universidad.

A mis amigos y profesores, que sin esperar nada a cambio, han sido pilares en nuestro camino y así, forman parte de este logro que nos abre puertas inimaginables en nuestro desarrollo profesional.

A la Escuela Politécnica Nacional y especialmente a la Facultad de Ingeniería en Geología y Petróleos, institución que nos ha preparado para enfrentarnos a nuevos retos.

KLEBER

DEDICATORIA

A Dios, por ser nuestro creador, amparo y fortaleza, cuando más lo necesitamos, y por hacer palpable su amor a través de cada uno de los que nos rodea.

A mis padres, CARLOS y LOURDES quienes a lo largo de mi vida han velado por mi bienestar y educación, con sus consejos, sus valores por sus ejemplos de perseverancia constancias y más que nada por su amor.

A mis hermanos, CHRISTIAN, CARLOS Y GABRIELA porque siempre han estado junto a mí, brindándome su apoyo incondicional.

CONTENIDO

CAPÍTULO 1	
DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA Y DEL SISTEMA OPERATIVO DEL ÁREA	
LIMONCOCHA	1
1.1 DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA	1
1.1.1 INTRODUCCIÓN.....	1
1.1.2 UBICACIÓN.....	2
1.1.3 GEOLOGÍA REGIONAL.....	3
1.1.4 ESTRUCTURA.....	4
1.1.5 ESTRATIGRAFÍA.....	6
1.1.6 FORMACIONES PRODUCTORAS.....	7
1.1.6.1 Arenisca “U” Superior.....	8
1.1.6.2 Arenisca “U” Inferior.....	8
1.1.6.3 Arenisca “T” Superior.....	8
1.1.6.4 Arenisca “T” Inferior.....	8
1.1.7 DESCRIPCIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS Y PROPIEDADES DE LA ROCA Y FLUIDO.....	9
1.1.7.1 Características y Propiedades de las Rocas Productoras.....	9
1.1.7.1.1 Porosidad.....	9
1.1.7.1.2 Permeabilidad.....	9
1.1.7.1.3 Saturación.....	10
1.1.7.2 Características y Propiedades de los Fluidos (PVT).....	10
1.1.8 RESERVAS.....	11
1.1.8.1 Petróleo Original En Sitio (POES).....	11
1.1.8.2 Reservas Probadas.....	11
1.1.8.3 Reservas Probables.....	12
1.1.8.4 Reservas Posibles.....	12
1.1.8.5 Reservas Actuales del Área Limoncocha.....	12
1.1.8.6 Estado Actual de los Pozos.....	15
1.1.8.7 Historial de Reacondicionamiento de los Pozos existentes en el área de Limoncocha.....	18
1.1.8.8 Historial de Eventos de los Pozos existentes en el área de Limoncocha.....	24
1.2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA OPERATIVO DEL ÁREA LIMONCOCHA	33
1.2.1 FACILIDADES DE SUPERFICIE DE LA ESTACIÓN LIMONCOCHA.....	33

1.2.1.1	Descripción de los Equipos de la Estación Limoncocha.....	33
1.2.1.1.1	<i>Manifold</i>	33
1.2.1.1.2	<i>Separadores</i>	34
1.2.1.1.3	<i>Bota de Gas</i>	34
1.2.1.1.4	<i>Wash Tank</i>	34
1.2.1.1.5	<i>Surge Tank</i>	35
1.2.1.1.6	<i>Scrubber de gas</i>	35
1.2.1.1.7	<i>Compresores</i>	35
1.2.1.1.8	<i>Generadores</i>	36
1.2.1.1.9	<i>Unidad de fiscalización LACT</i>	36
1.2.1.1.10	<i>Bombas Booster</i>	36
1.2.1.1.11	<i>Flare para quema de gases</i>	37
1.2.1.1.12	<i>Sistema contra incendios</i>	37
1.2.1.2	Sistema de Reinyección de Agua.....	40
1.2.1.2.1	Almacenamiento.....	41
1.2.2	TRATAMIENTO QUIMICO PARA LA REINYECCION DEL AGUA.....	42
1.2.3	GENERACIÓN ELECTRICA	42

CAPITULO 2

FUNDAMENTOS TEÓRICOS DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.45

2.1	INTRODUCCIÓN	45
2.2	COMPONENTES DE SUBSUELO	46
2.2.1	MOTOR ELECTROSUMERGIBLE	47
2.2.1.1	Los principales componentes del motor son:.....	47
2.2.1.1.1	<i>Rotor</i>	47
2.2.1.1.2	<i>Estató</i>	47
2.2.1.1.3	<i>Cojinetes del motor</i>	47
2.2.1.1.4	<i>Eje</i>	48
2.2.1.1.5	<i>Zapata del motor</i>	48
2.2.1.1.6	<i>Aceite dieléctrico</i>	48
2.2.1.1.7	<i>Carcasa del motor</i>	49
2.2.1.1.8	<i>Buje</i>	49
2.2.1.2	Funcionamiento	49
2.2.2	PROTECTOR O SECCIÓN SELLANTE	51
2.2.2.1	Funciones básicas	51
2.2.2.2	Nomenclatura de los sellos.....	52

2.2.3	BOMBA.....	53
2.2.3.1	Funcionamiento básico de la bomba	54
2.2.3.2	Tipos de Etapas	55
2.2.3.2.1	<i>Etapas de Flujo Radial</i>	55
2.2.3.2.2	<i>Etapas de Flujo Mixto</i>	55
2.2.3.3	Análisis de las Curvas de las Bombas	56
2.2.3.3.1	<i>Head capacity (Capacidad de elevación línea azul)</i>	57
2.2.3.3.2	<i>La curva de Potencia al Freno línea roja (BHP)</i>	58
2.2.3.3.3	<i>Eficiencia energética (línea verde)</i>	58
2.2.3.3.4	<i>Rango de Operación (espacio verde)</i>	59
2.2.4	CABLE.....	59
2.2.4.1	Cable de Extensión del Motor (Motor Lead Extensión – MLE).....	60
2.2.4.2	Cable de Potencia (Power Cable).....	61
2.2.5	SEPARADOR DE GAS	61
2.2.5.1	El separador centrífugo	62
2.2.5.2	El Separador de Gas Estático	63
2.2.6	EQUIPOS ADICIONALES	64
2.2.6.1	Centralizador.....	64
2.2.6.2	Sensor de Fondo.....	65
2.2.6.3	Succión o Intake.....	66
2.2.6.4	Descarga	66
2.2.6.5	Válvula de retención.....	66
2.2.6.6	Válvula de drenaje	66
2.2.6.7	Y Tool o BYPASS	67
2.2.6.8	Bandas de Cable o flejes.....	68
2.3	COMPONENTES DE SUPERFICIE	68
2.3.1	TRANSFORMADORES	69
2.3.1.1	Transformador primario	70
2.3.1.2	Transformador secundario.....	70
2.3.2	CONTROLADORES DE MOTOR.....	70
2.3.2.1	Panel de control	70
2.3.2.2	Controlador de Velocidad Variable	71
2.3.2.3	Arrancador Suave	72
2.3.3	CAJA DE CONEXIONES	72
2.3.4	CABEZAL DEL POZO.....	73

2.3.4.1	Tipo Hércules	73
2.3.4.2	Tipo Roscado	74
2.4	PROBLEMAS EN EL EQUIPO DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE DE FONDO Y DE SUPERFICIE.....	74
2.4.1	MOTOR	75
2.4.2	PROTECTOR	75
2.4.3	BOMBA.....	75
2.4.4	CABLE.....	76
2.4.5	SENSOR DE FONDO	76
2.4.6	INTAKE.....	76
2.4.7	TRANSFORMADOR	76
2.4.8	PANEL DE CONTROL	77
2.4.9	CONTROLADOR DE VELOCIDAD VARIABLE	77
2.5	VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL EQUIPO DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (BES)	77
2.5.1	VENTAJAS	77
2.5.2	DESVENTAJAS	78
2.6	NUEVAS TECNOLOGÍAS DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLES	78
2.6.1	MODO DE OPERACIÓN.....	79
2.6.2	REQUERIMIENTOS BÁSICOS PARA EL SISTEMA RIGLESS ESP	80
2.6.3	PARTES PRINCIPALES DEL SISTEMA RIGLESS ESP	81
2.6.3.1	Bombas	81
2.2.6.8.1	<i>Bomba flotante Estándar</i>	<i>81</i>
2.2.6.8.2	<i>Bomba de compresión estándar</i>	<i>81</i>
2.2.6.8.3	<i>Bomba de compresión resistente a la Abrasión.....</i>	<i>81</i>
2.6.3.2	Intake.....	82
2.6.3.3	Separador de gas.....	82
2.6.3.4	Sellos de Motor	82
2.6.3.5	Cable de alimentación	83
2.6.3.6	Sensores de fondo	83
2.6.3.7	Controladores en Superficie	83
2.6.3.8	Rigless ESP	84
CAPITULO 3		
ANÁLISIS NODAL DE LOS POZOS EN EL ÁREA LIMONCOCHA		85
3.1 INTRODUCCIÓN		85

3.2 CONCEPTO ANÁLISIS NODAL	86
3.3 COMPONENTES DEL ANALISIS NODAL.....	87
3.3.1 CURVAS IPR	88
3.3.1.1 Índice de Productividad (IP)	88
3.3.1.2 Vogel	89
3.3.1.3 IPR Combinado	90
3.3.2 CURVA DEMANDA (VLP)	91
3.4 PRESIÓN DE ENTRADA (PIP)	92
3.5 PRESIÓN DE DESCARGA A LA BOMBA (PID).....	92
3.6 CORRELACIONES DE FLUJO MULTIFASICO EN TUBERIAS.....	92
3.6.1 FLUJO MULTIFÁSICO VERTICAL	93
3.6.2 FLUJO MULTIFÁSICO HORIZONTAL	93
3.6.3 FLUJO MULTIFÁSICO DIRECCIONAL.....	94
3.7 ANÁLISIS NODAL DE LOS POZOS EN EL ÁREA LIMONCOCHA	94
3.7.1 RECOPIACIÓN DE DATOS	94
3.7.2 DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE SELECCIONADO (SUBPUMP 9.6)	95
3.7.2.1 El software SubPUMP permite realizar.....	96
3.7.2.2 Sus Beneficios	96
3.7.3 COMPARACIÓN DE SOFTWARE	96
3.7.4 MANEJO DEL SOFTWARE.....	99
3.7.4.1 Proceso de ingreso de datos.....	99
3.7.5 ANÁLISIS NODAL DE LOS POZOS EN EL ÁREA LIMONCOCHA	105
CAPÍTULO 4	
OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE EN LOS POZOS ESTUDIADOS DEL ÁREA LIMONCOCHA.....	136
4.1 INTRODUCCIÓN	136
4.2 SELECCIÓN DE LOS POZOS MEDIANTE EL RESULTADO DEL ANÁLISIS NODAL....	136
4.3 RECOLECCIÓN DE DATOS.....	137
4.4 LEVANTAMIENTO DINÁMICO TOTAL	138
4.4.1 LEVANTAMIENTO NETO (LN).....	139
4.4.2 LEVANTAMIENTO POR FRICCIÓN EN LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN (FR).....	139
4.4.3 PRESIÓN DE CABEZA EN EL TUBING (THP)	140
4.5 SELECCIÓN DE LA BOMBA.....	141
4.5.1 DIMENSIONAMIENTO DE LA BOMBA (CÁLCULO DEL NÚMERO DE ETAPAS)	141
4.6 SELECCIÓN DEL MOTOR	142

4.7 SELECCIÓN DEL PROTECTOR O SECCION SELLANTE DEL MOTOR.....	143
4.8 SELECCIÓN DEL SEPARADOR DE GAS.....	143
4.9 SELECCIÓN DEL CABLE.....	143
4.10 SELECCIÓN DEL TRANSFORMADOR.....	144
4.11 MANEJO DEL SOFTWARE PARA EL DISEÑO.....	145
4.11.1 PROCESO DE INGRESO DE DATOS.....	145
4.12 REDISEÑO DEL EQUIPO BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.....	150
4.12.1 REDISEÑO DEL EQUIPO BES PARA EL POZO LMN H008.....	150
4.12.2 REDISEÑO DEL EQUIPO BES PARA EL POZO LMN H020.....	152
4.12.3 REDISEÑO DEL EQUIPO BES PARA EL POZO LMN K024.....	155
4.12.4 REDISEÑO DEL EQUIPO BES PARA EL POZO LMN K025.....	157
4.12.5 REDISEÑO DEL EQUIPO BES PARA EL POZO LMN K032.....	160
4.13 RESUMEN DEL DISEÑO DE LOS POZOS SELECCIONADOS.....	163
CAPÍTULO 5	
ANÁLISIS TÉCNICO – ECONÓMICO.....	164
5.1 ANÁLISIS TÉCNICO.....	164
5.2 ANÁLISIS ECONÓMICO.....	165
5.2.1 RELACION COSTO-BENEFICIO RCB.....	165
5.2.2 ACTUAL NETO O VALOR PRESENTE NETO (VAN O VPN).....	166
5.2.3 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR).....	167
5.3 INVERSION DE PROYECTO.....	167
5.4 INGRESOS.....	168
5.5 EGRESOS.....	169
5.6 CRITERIOS EN LA REALIZACION DEL ANÁLISIS ECONÓMICO.....	169
5.7 ANÁLISIS ECONÓMICO.....	170
5.8 CRONOGRAMA DE REACONDICIONAMIENTOS.....	171
5.9 DETERMINACIÓN VALOR ACTUAL NETO, TASA INTERNA DE RETORNO, RELACIÓN COSTO BENEFICIO Y DEL TIEMPO DE RECUPARCIÓN DE LA INVERSIÓN.....	165
CAPÍTULO 6	
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	180
6.1 CONCLUSIONES.....	180
6.2 RECOMENDACIONES.....	182

CONTENIDO DE FIGURAS

FIGURA 1.1 :UBICACIÓN DEL CAMPO LIMONCOCHA EN EL BLOQUE 15	3
FIGURA 1.2 : MAPA DE UBICACIÓN DE LA CUENCA ORIENTE Y ÁREA DE ESTUDIO.4	
FIGURA 1.3 : SECCIÓN SISMICA INDICANDO ALTOS ESTRUCTURALES DEL ÁREA DE ESTUDIO.....	5
FIGURA 1.4A :MAPA ESTRUCTURAL AL TOPE DE LA ARENISCA “T”	5
FIGURA 1.4B :MAPA ESTRUCTURAL AL TOPE DE LA ARENISCA “U”	6
FIGURA 1.5 :ESTRATIGRAFÍA	7
FIGURA 1.6 : DIAGRAMA DEL PROCESO DE TRATAMIENTO DEL FLUIDO.....	38
FIGURA 1.7 : DIAGRAMA DE REINYECCIÓN DE AGUA	40
FIGURA 2.1 :SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.....	45
FIGURA 2.2 :COMPONENTES BÁSICOS DEL MOTOR.....	47
FIGURA 2.3 :MOTOR	50
FIGURA 2.4 :SELLO	52
FIGURA 2.5 :BOMBA ELECTROSUMERGIBLE	53
FIGURA 2.6 :IMPULSOR Y DIFUSOR.....	54
FIGURA 2.7 :TIPO DE ETAPAS	55
FIGURA 2.8 :CURVAS PARA ANALISIS DE BOMBAS	56
FIGURA 2.9 :COMPONENTES DE CABLES	59
FIGURA 2.10 :CABLE DE POTENCIA EN POZO.....	60
FIGURA 2.11 :SEPARADOR CENTRÍFUGO	62
FIGURA 2.12 :SEPARADOR ESTATICO	63
FIGURA 2.13 :Y-TOOL.....	66
FIGURA 2.14 :TRANSFORMADORES	68
FIGURA 2.15 :PANEL DE CONTROL.....	70
FIGURA 2.16 :CONTROLADOR DE VELOCIDAD VARIABLE.....	71
FIGURA 2.17 :CAJA DE VENDEO	72
FIGURA 2.18 :CABEZAL DEL POZOS	73
FIGURA 2.19 :MODO DE INSTALACIÓN DE LA ESP EN EL POZO	78
FIGURA 2.20 :ESQUEMA GENERAL DE RIGLESS ESP.....	79
FIGURA 3.1 :ESQUEMA GENERAL DE LAS CAIDAS DE PRESIONES DEL SISTEMA ..	84
FIGURA 3.2 :ESQUEMA GENERAL DEL ANÁLISIS NODAL.....	85
FIGURA 3.3 :CURVAS IPR Y VLP.....	87
FIGURA 3.4 :CURVAS IP	88
FIGURA 3.5 :REPRESENTACIÓN GRAFICA DE VOGEL.....	89
FIGURA 3.6 :IPR COMBINADO.....	90
FIGURA 3.7 :CURVA DE DEMANDA	90
FIGURA 3.8 :INTERFASE PROGRAMA-USUARIO.....	98
FIGURA 3.9 :DESCRIPCIÓN DEL POZO.....	99
FIGURA 3.10 :SELECCIÓN DE ANÁLISIS.....	99
FIGURA 3.11 :COMPLETACIÓN DEL POZO.....	100

FIGURA 3.12 :PROPIEDADES DEL FLUIDO	100
FIGURA 3.13 : CORRELACIONES PVT	101
FIGURA 3.14 :DATOS PARA EL IP	101
FIGURA 3.15 :PRESIÓN-CAUDAL	102
FIGURA 3.16 :SELECCIÓN DE EQUIPO	102
FIGURA 3.17 :SEPARACIÓN DE GAS	103
FIGURA 3.18 :SELECCIÓN DEL CABLE	103
FIGURA 3.19 :DETALLE DE LA CURVA DEL SISTEMA DEL POZO LMN F006	104
FIGURA 3.20 :CURVA DE PRESIÓN vs TIEMPO DEL POZO LMN F006.....	104
FIGURA 3.21 :COMPORTAMIENTO DE CURVAS DEL POZO LMN F006.....	105
FIGURA 3.22 :COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA DEL POZO LMN F006	105
FIGURA 3.23 :DETALLE DE LA CURVA DEL SISTEMA DEL POZO LMN H008.....	106
FIGURA 3.24 :CURVA DE PRESIÓN vs TIEMPO DEL POZO LMN H008	107
FIGURA 3.25 :COMPORTAMIENTO DE CURVAS DEL POZO LMN H008	107
FIGURA 3.26 :COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA DEL POZO LMN H008.....	108
FIGURA 3.27 :DETALLE DE LA CURVA DEL SISTEMA DEL POZO LMN H020.....	109
FIGURA 3.28 :CURVA DE PRESIÓN vs TIEMPO DEL POZO LMN H020	109
FIGURA 3.29 :COMPORTAMIENTO DE CURVAS DEL POZO LMN H020	110
FIGURA 3.30 :COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA DEL POZO LMN H020.....	110
FIGURA 3.31 :DETALLE DE LA CURVA DEL SISTEMA DEL POZO LMN H034.....	111
FIGURA 3.32 :CURVA DE PRESIÓN vs TIEMPO DEL POZO LMN H034	112
FIGURA 3.33 :COMPORTAMIENTO DE CURVAS DEL POZO LMN H034	112
FIGURA 3.34 :COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA DEL POZO LMN H034.....	113
FIGURA 3.35 :DETALLE DE LA CURVA DEL SISTEMA DEL POZO LMN K024.....	114
FIGURA 3.36 :CURVA DE PRESIÓN vs TIEMPO DEL POZO LMN K024	114
FIGURA 3.37 :COMPORTAMIENTO DE CURVAS DEL POZO LMN K024	115
FIGURA 3.38 :COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA DEL POZO LMN K024.....	115
FIGURA 3.39 :DETALLE DE LA CURVA DEL SISTEMA DEL POZO LMN K025.....	116
FIGURA 3.40 :CURVA DE PRESIÓN vs TIEMPO DEL POZO LMN K025	117
FIGURA 3.41 :COMPORTAMIENTO DE CURVAS DEL POZO LMN K025	117
FIGURA 3.42 :COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA DEL POZO LMN K025.....	118
FIGURA 3.43 :DETALLE DE LA CURVA DEL SISTEMA DEL POZO LMN K032.....	119
FIGURA 3.44 :CURVA DE PRESIÓN vs TIEMPO DEL POZO LMN K032	119
FIGURA 3.45 :COMPORTAMIENTO DE CURVAS DEL POZO LMN K032	120
FIGURA 3.46 :COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA DEL POZO LMN K032.....	120
FIGURA 3.47 :DETALLE DE LA CURVA DEL SISTEMA DEL POZO LMN K038S1	121
FIGURA 3.48 :CURVA DE PRESIÓN vs TIEMPO DEL POZO LMN K038S1	122
FIGURA 3.49 :COMPORTAMIENTO DE CURVAS DEL POZO LMN K038S1	122
FIGURA 3.50 :COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA DEL POZO LMN K038S1	123
FIGURA 3.51 :DETALLE DE LA CURVA DEL SISTEMA DEL POZO LMN L029	123
FIGURA 3.52 :CURVA DE PRESIÓN vs TIEMPO DEL POZO LMN L029	124
FIGURA 3.53 :COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA DEL POZO LMN L029	124
FIGURA 3.54 :DETALLE DE LA CURVA DEL SISTEMA DEL POZO LMN L030	125

FIGURA 3.55: CURVA DE PRESIÓN vs TIEMPO DEL POZO LMN L030	126
FIGURA 3.56: COMPORTAMIENTO DE CURVAS DEL POZO LMN L030.....	126
FIGURA 3.57: COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA DEL POZO LMN L030	127
FIGURA 4.1 : DIAGRAMA DE LAS VARIABLES DEL TDH	133
FIGURA 4.2 : DIAGRAMA DE HAZEN-WILLIANS	134
FIGURA 4.3 : CAIDA DE VOLTAJE EN EL CABLE.....	138
FIGURA 4.4 : SELECCIÓN DEL TIPO DE DISEÑO	139
FIGURA 4.5 : COMPLETACIÓN DEL POZO.....	140
FIGURA 4.6 : PROPIEDADES DE FLUIDO	140
FIGURA 4.7 : INGRESO DE DATOS PARA EL IP.....	141
FIGURA 4.8 : INGRESO DEL CAUDAL REQUERIDO PARA EL DISEÑO	141
FIGURA 4.9 : SELECCIÓN DEL EQUIPO DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.....	142
FIGURA 4.10: SELECCIÓN DE LAS ETAPAS DE LA BOMBA	142
FIGURA 4.11: SELECCIÓN DEL PROTECTOR	143
FIGURA 4.12: SELECCIÓN DEL CABLE	143
FIGURA 4.13: DETALLE DE LA CURVA DEL SISTEMA DEL POZO LMNH 008.....	144
FIGURA 4.14: COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA DEL POZO LMNH 008.....	145
FIGURA 4.15: DIAGRAMA DE OPERACIÓN FINAL DEL POZO LMNH 008.....	145
FIGURA 4.16: DETALLE DE LA CURVA DEL SISTEMA DEL POZO LMNH 020.....	146
FIGURA 4.17: COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA DEL POZO LMNH 020.....	146
FIGURA 4.18: DIAGRAMA DE OPERACIÓN FINAL DEL POZO LMNH 020.....	147
FIGURA 4.19: DETALLE DE LA CURVA DEL SISTEMA DEL POZO LMNH 024.....	148
FIGURA 4.20: COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA DEL POZO LMNH 024.....	148
FIGURA 4.21: DIAGRAMA DE OPERACIÓN FINAL DEL POZO LMNH 024.....	149
FIGURA 4.22: DETALLE DE LA CURVA DEL SISTEMA DEL POZO LMNH 025.....	150
FIGURA 4.23: COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA DEL POZO LMNH 025.....	150
FIGURA 4.24: DIAGRAMA DE OPERACIÓN FINAL DEL POZO LMNH 025.....	151
FIGURA 4.25: DETALLE DE LA CURVA DEL SISTEMA DEL POZO LMNH 032.....	152
FIGURA 4.26: COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA DEL POZO LMNH 032.....	152
FIGURA 4.27: DIAGRAMA DE OPERACIÓN FINAL DEL POZO LMNH 032.....	153
FIGURA 5.1 : TIEMPO DE RECUPERACION PARA 91.93 USD/BLS EL CRUDO	164
FIGURA 5.2 : VAN vs TIEMPO PARA 91.93 USD/BLS EL CRUDO	165
FIGURA 5.3 : TIEMPO DE RECUPERACIÓN PARA 111.67 USD/BLS EL CRUDO	167
FIGURA 5.4 : VAN vs TIEMPO PARA 111.67 USD/BLS EL CRUDO	167
FIGURA 5.5 : TIEMPO DE RECUPERACIÓN PARA 79 USD/BLS EL CRUDO	169
FIGURA 5.6 : VAN vs TIEMPO PARA 79 USD/BLS EL CRUDO.....	169

CONTENIDO DE ANEXOS

ANEXO 1: CÁLCULO DE RESERVAS REMANENTES	
EJEMPLO DE CÁLCULO DE LAS RESERVAS REMANENTES POR EL MÉTODO VOLUMÉTRICO	177
EJEMPLO DE CÁLCULO DE LAS RESERVAS REMANENTES POR EL MÉTODO DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN.....	179
ANEXO 2: CURVAS DE PRODUCCIÓN VS TIEMPO	182
ANEXO 3: COMPLETACIONES ACTUALES.....	226
ANEXO 4: DATOS GENERALES PARA EL ANÁLISIS Y REDISEÑO DEL BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	237
ANEXO 5: CATÁLOGO DE BOMBAS Y EJEMPLO PARA LA SELECCIÓN DE BOMBAS	243

ABREVIATURAS

ABREVIATURAS

A	=	Amperaje
°API	=	Gravedad específica del petróleo en grados API
Build'up	=	Prueba de restauración de presión
BAPD	=	Barriles de agua por día
BES	=	Bombeo Electrosumergible
BFPD	=	Barriles de fluido por día
Bls	=	Barriles
Bo	=	Factor volumétrico del petróleo
Boi	=	Factor volumétrico inicial del petróleo
BPPD	=	Barriles de petróleo por día
BSW	=	Porcentaje de agua y sedimentos básicos
CAP	=	Contacto agua – petróleo
Co	=	Compresibilidad del petróleo
CSG	=	Casing, tubería de revestimiento
DPP	=	Número de disparos por pie
EF	=	Eficiencia de flujo
ESP	=	Electrical Sumergible Pump
°F	=	Grados Fahrenheit
Ft	=	Pie
FR	=	Factor de recobro
FWKO	=	Free Water Knock Out (Deshidratador de agua libre)
GEN	=	Generador
GOR	=	Relación gas – petróleo
h	=	Espesor de arena productora
HP	=	Horse power (caballos de potencia)
Hz	=	Hertzios
ID	=	Diámetro interno
IP	=	Índice de productividad
In	=	pulgadas
IPR	=	Relación del índice de productividad
K	=	Permeabilidad
KVA	=	Kilovoltios - amperios
KW	=	Kilovatios
LMN	=	Limoncocha
MMPCD	=	Miles de millones de pies cúbicos por día
MPCD	=	Miles de pies cúbicos por día
OD	=	Diámetro externo
Pb	=	Presión de burbuja
PIP	=	Presión de entrada de la bomba
PID	=	Presión de descarga de la bomba
PCS	=	Pies cúbicos estándar
Pc	=	Presión fluyente de cabeza
Pcsg	=	Presión de casing
Pi	=	Presión inicial
∅	=	Porosidad

POES	=	Petróleo original en sitio
Pr	=	Presión de reservorio
PSI	=	Libras fuerza por pulgada cuadrada
Pwf	=	Presión de fondo fluyente
Pws	=	Presión de fondo estática
Q, q	=	Caudal de producción
Qo	=	Caudal de petróleo
Qw	=	Caudal de agua
Qt	=	Caudal de fluido
RPM	=	Revoluciones por minuto
γ_g	=	Gravedad específica del gas
γ_o	=	Gravedad específica del petróleo
γ_w	=	Gravedad específica del agua
γ_m	=	Gravedad específica de la mezcla
Sw	=	Saturación de agua
T	=	Temperatura
"Tp"	=	Arena "T" principal
TKS	=	Tanques
"Ui"	=	Arena "U" inferior
μ_o	=	Viscosidad del petróleo
μ_w	=	Viscosidad del agua
V	=	Voltaje
WT	=	Wash tank (tanque de lavado)

RESUMEN

El presente proyecto tiene como objetivo fundamental la optimización de los pozos con Levantamiento Artificial por Bombeo Electrosumergible que posee el Área de Limoncocha, que tienen un bajo rango de producción, para incrementar la producción aprovechando su alto potencial, y lograr recuperar el mayor porcentaje de reservas y obtener mayores ingresos para la empresa.

Con el fin de dar una respuesta tentativa al problema planteado, se recopiló información necesaria con el objetivo de tener un mayor entendimiento del reservorio y del rendimiento de los equipos, la que posteriormente fue procesada por el software SubPUMP que nos permitió realizar un análisis detallado del sistema.

A partir de la determinación del porcentaje de desviación en eficiencia de la bomba a través de las curvas de producción actual, rango óptimo de operación así como de la frecuencia de operación y en base a las características del reservorio se podrá deducir respuestas inmediatas que posteriormente en casos de ser necesarios su rediseño.

Al realizar el rediseño de los pozos con bajo potencial de producción se logró un incremento de 1507.85 BIs, finalmente es analizado económicamente por tres escenarios de diferentes precios de barril de petróleo, el primero WTI con 91.93 USD, el segundo BRENT con 111.69 USD y el tercero que se consideró en el presupuesto del estado para el año 2011 de 79 USD, con los indicadores económicos VAN, TIR y RCB; con un conjunto de conclusiones y recomendaciones logrando que este proyecto sea rentable.

PRESENTACIÓN

El siguiente trabajo consta de seis capítulos y tiene como finalidad evaluar el Sistema de Levantamiento Artificial por Bombeo Electrosumergible en el área de Limoncocha, mediante la aplicación de un análisis nodal y presentar una alternativa al rediseño del sistema BES, siendo una solución a la baja productividad del campo.

En el primer capítulo se mencionan las principales características del Área Limoncocha; ubicación, litología, estratigrafía, reservas, reacondicionamiento, eventos y su sistema operativo.

En el segundo capítulo se presenta una descripción detallada de los equipos de superficie y de fondo de un sistema de Bombeo Electrosumergible así como sus ventajas y desventajas.

En el tercer capítulo se realiza una descripción teórica del Análisis Nodal para un sistema de producción, posteriormente la evaluación de un análisis técnico en los Pozos seleccionados, tomando en cuenta los diferentes parámetros tanto de roca como de fluidos.

En el cuarto capítulo, se realiza una descripción y aplicación en el rediseño de los pozos seleccionados para un sistema de Bombeo Electrosumergible, tomando en cuenta ciertas consideraciones, para realizar la mejor selección de los equipos.

En el quinto capítulo se presenta los costos de inversión, y pago de inversión, mediante un análisis económico de los indicadores económicos VAN y TIR.

Finalmente en el capítulo sexto se presenta un conjunto de conclusiones y recomendaciones a ser consideradas.

CAPÍTULO 1

DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA Y DEL SISTEMA OPERATIVO DEL ÁREA LIMONCOCHA

1.1 DESCRIPCIÓN GEOLÓGICA

1.1.1 INTRODUCCIÓN

El bloque 15 fue concesionado a la empresa Occidental Exploration & Production Company (OXY), a través de un contrato de prestación de servicios suscrito en enero de 1985 con Petroecuador para luego ser transformado a un Contrato de Participación en Mayo de 1999, este bloque cuenta con una superficie aproximada de 200000 hectáreas.

El bloque 15 por cuestiones lógicas y de trabajo se sub dividen en dos extensas áreas operativas que son CPF (Campos ILYP) y EPF (Campo Eden-Yuturi).

El área CPF, comprende el Complejo Indillana, Campo Limoncocha, Complejo Yanaquilla y Campo Paka. Petroamazonas Ecuador S.A. en agosto de 2008 suscribió con Petroecuador y Petroproducción un contrato de prestación de servicios específicos para la administración y operación de los campos y yacimientos que se encontraban a cargo de la Unidad de Administración y Operación Temporal del Bloque 15.

El Campo Limoncocha fue descubierto en 1985 por la compañía Occidental Exploration y Production Co. Ecuador, bloque 15, con la perforación del pozo Limoncocha -1, descubriendo acumulaciones de petróleo de entre 18 y 27 grados API en las areniscas Napo "U" y "T".

En el año de 1993, Petroproducción perforó el pozo Limoncocha Norte-1, para luego ser renombrado como Limoncocha-2, con información obtenida de este

pozo se confirmó los yacimientos antes mencionados. En los años 2003 y 2004 se fue desarrollando más el campo con la perforación de 15 nuevos pozos en la parte norte del campo, lo que produjo una delineación bastante confiable de la estructura al norte y noroeste. En el año 2004 se reemplazaron los pozos Limoncocha-5 y Limoncocha-9 mediante la perforación de pozos “sidetrack”.

Toda la producción del campo Limoncocha es bombeada directamente al SOTE, todos los pozos de este campo se producen con el sistema de Bombeo Electro Sumergible de las arenas “U” y “T” con un promedio de 23 API y un BSW de 90%.

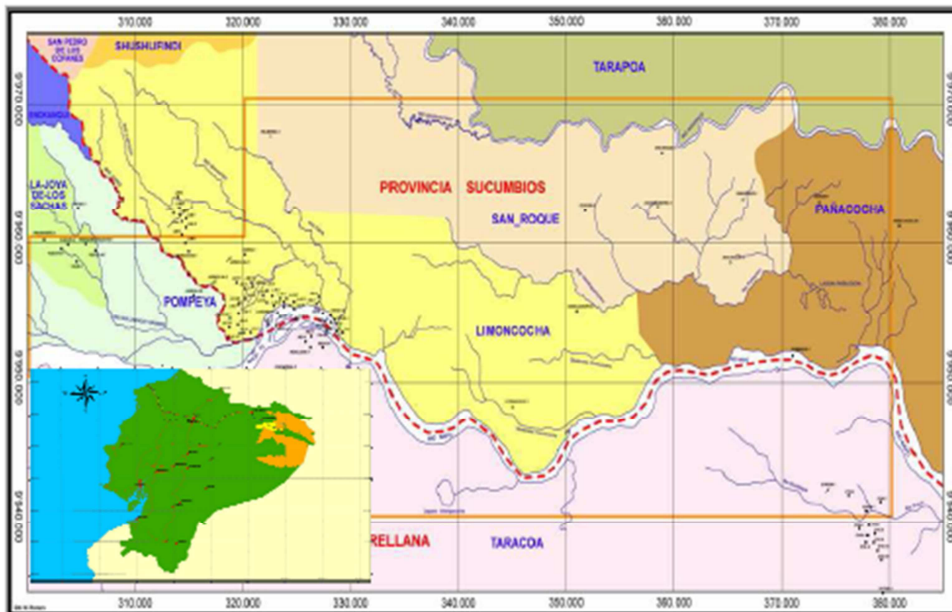
1.1.2 UBICACIÓN

El Campo Limoncocha tiene un área de 35.99 Km² o 8 893 Acres y se encuentra ubicado a 200 Km al sur-este en línea recta de la ciudad de Quito, a 10 Km al sur del campo Shushufindi – Aguarico, al este del Campo Sacha y al Norte del río Napo, la cual se encuentra en las siguientes coordenadas (ver figura 1.1).

LATITUD: 00 18'26.93''S - 00 23'19.90''S

LONGITUD: 730 37'19.07''W - 760 40'38.13''W

FIGURA 1.1 UBICACIÓN DEL CAMPO LIMONCOCHA EN EL BLOQUE 15



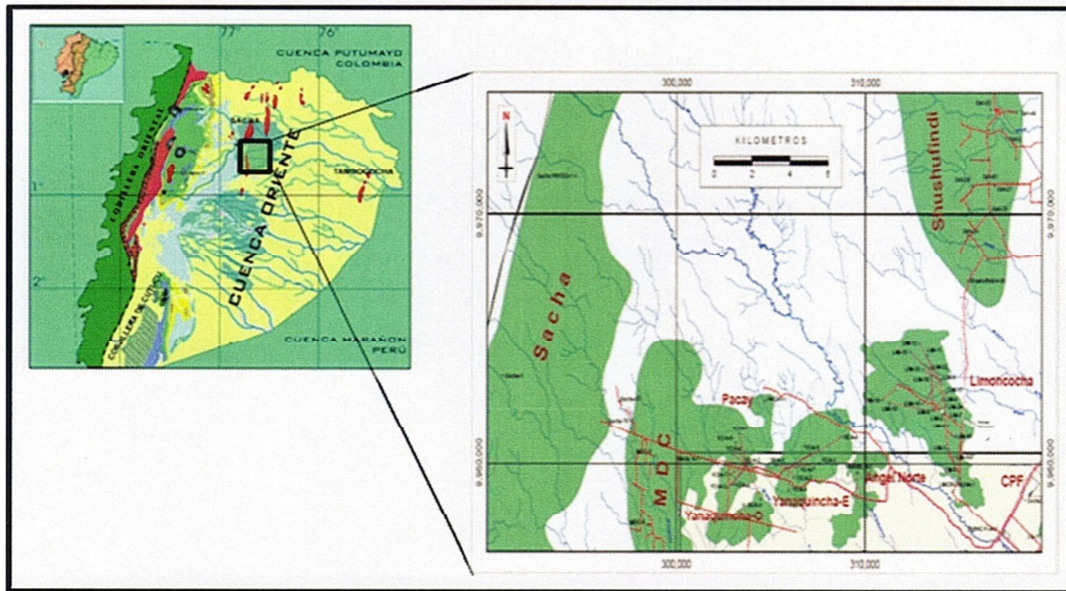
FUENTE: PETROAMAZONAS EP

1.1.3 GEOLOGÍA REGIONAL

La Cuenca Oriente del Ecuador se encuentra ubicada al Este de la Cordillera de los Andes. Su actividad geodinámica está relacionada a la subducción de la placa oceánica de Nazca y al levantamiento de la placa continental Suramericana formando parte del cinturón de cuencas trasarco desarrolladas al este de la Cordillera de los Andes.

La cuenca se divide en dos zonas: Zona Subandina, conformada por el alto Napo, la depresión de Pastaza y el alto Cutucú, la Zona extensiva que consiste en una extensa llanura influenciada por sistemas fluviales. Esta corresponde a la cadena de cuencas sucesivas que se desarrollaron desde Venezuela hasta Bolivia entre la Cordillera de los Andes y el escudo de Guayanes, formando de la parte de la gran provincia geológica Putumayo en Colombia, Oriente en Ecuador y Marañon en Perú, conformando una gran zona sedimentaria con alto potencial de hidrocarburo (figura 1.2)

FIGURA 1.2 MAPA DE UBICACIÓN DE LA CUENTA ORIENTE Y AREA DE ESTUDIO

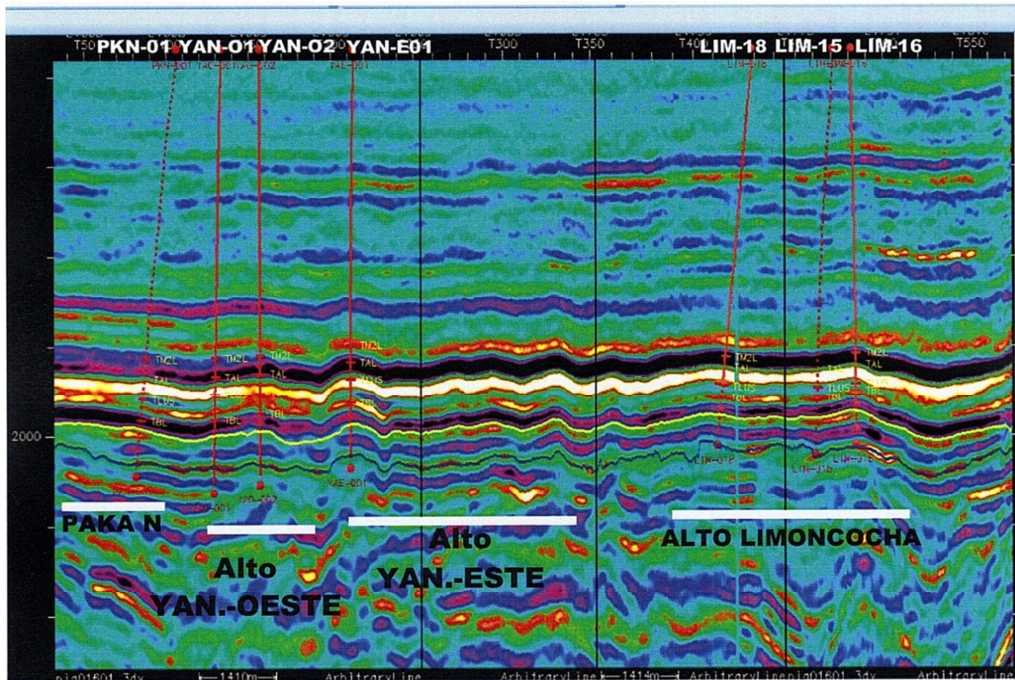


FUENTE: PETROAMAZONAS EP

1.1.4 ESTRUCTURA

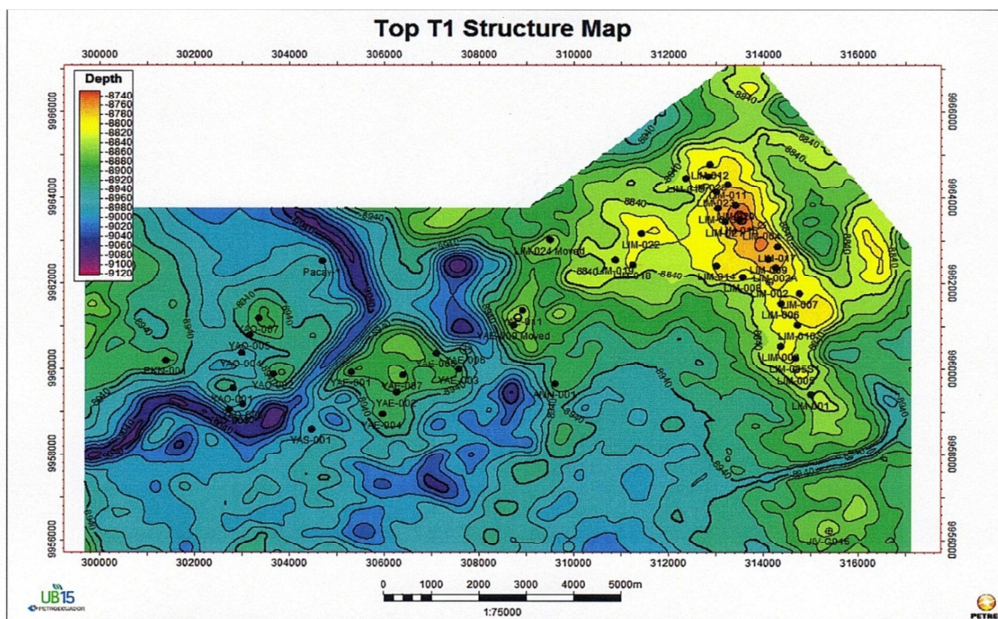
La sísmica indica que la estructura del campo Limoncocha está conformado por varios altos de bajo relieve, interpretados como separados cuyos cierres corresponde a los de una estructura anticlinal. Estos lineamientos fueron reactivados durante varias fases compresivas en el Cretácico y Eoceno y durante la migración de los hidrocarburos jugaron un papel importante en el entrapamiento. Los principales rasgos estructurales descritos se muestran en la línea sísmica (figura 1.3) y en el mapa estructural en profundidad al tope de la Arenisca "T" y la arenisca U (figura 1.4a y 1.4b).

FIGURA 1.3 SECCIÓN SÍSMICA INDICANDO ALTOS ESTRUCTURALES DEL ÁREA DE ESTUDIO

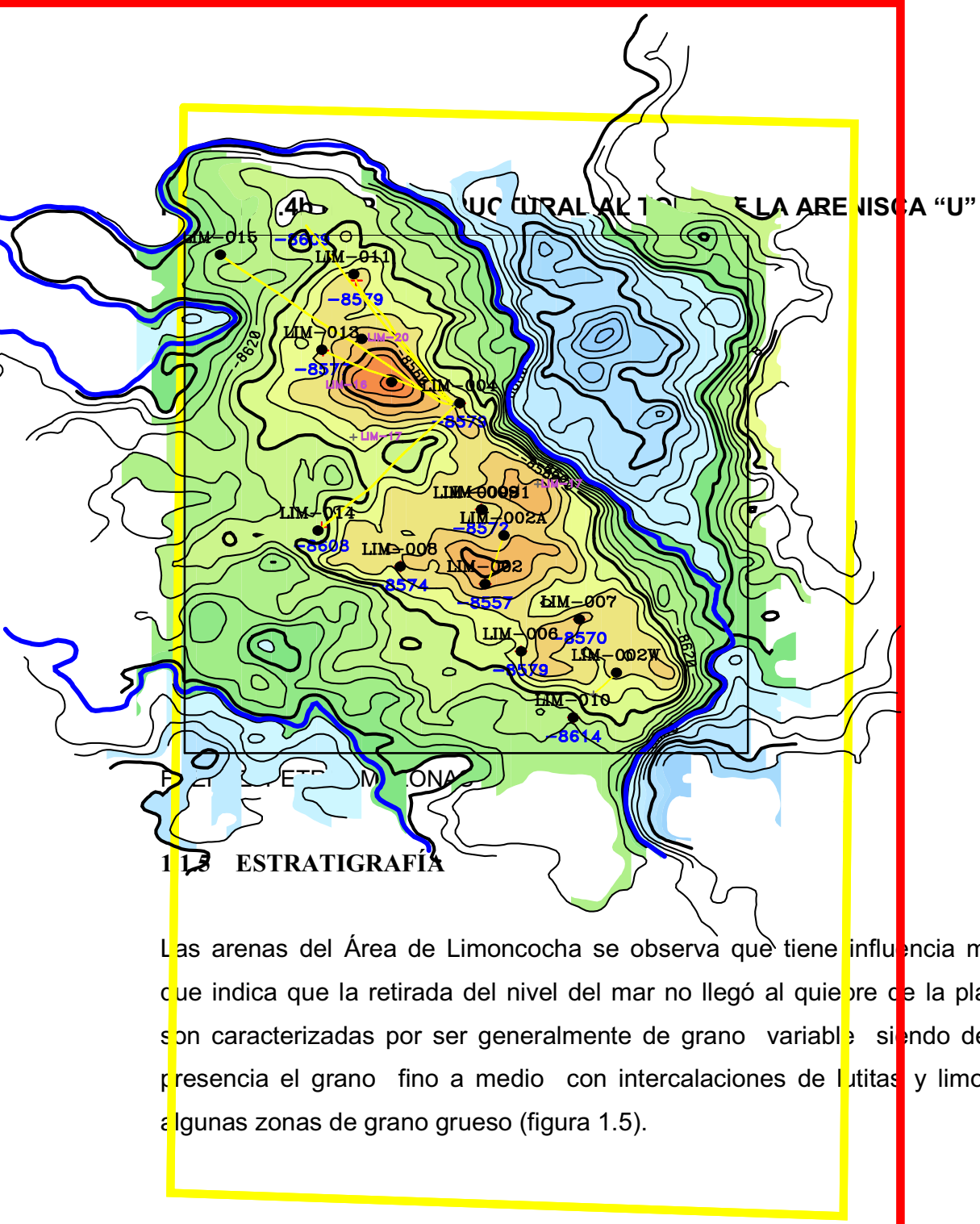


FUENTE: PETROAMAZONAS EP

FIGURA 1.4a MAPA ESTRUCTURAL AL TOPE DE LA ARENISCA "T"



FUENTE: PETROAMAZONAS EP



1.1.3 ESTRATIGRAFÍA

Las arenas del Área de Limoncocha se observa que tiene influencia marina, lo que indica que la retirada del nivel del mar no llegó al quiebre de la plataforma, son caracterizadas por ser generalmente de grano variable siendo de mayor presencia el grano fino a medio con intercalaciones de lutitas y limolitas con algunas zonas de grano grueso (figura 1.5).

FIGURA 1.5 ESTRATIGRAFÍA

COLUMNA ESTRATIGRÁFICA						
ERA	EDAD	FORMACIONES	REGISTRO TIPO	LITOLÓGÍA	SECUENCIAS	
MESOZOICO	MAAST. CAMPAN.	TENA		CALIZA A Areniscas grano fino a medio, abundantes intercalac. de lutitas y limolitas. Muestran estructuras flaser, glauconita y bioturb.	Inundación Máxima <i>Transgresión</i>	
		Lutita Napo s. Callza MZ Arenisca MZ				CICLO 2 2º Orden
	CENOMAN./ TURONIENSE	NAPO		Callza A Arenisca U Superior	Areniscas de grano medio a fino, estratíf. cruzada. Intercalac. de arena de grano fino estructuras flaser y bioturbación.	
				Arenisca U Inferior Lutita Napo	CALIZAB Areniscas grano fino a medio, abundantes intercalac. de lutitas y limolitas. Muestran estructuras flaser, glauconita y bioturb.	Inundación Máxima <i>Transgresión</i>
				Callza B		
				Arenisca T Sup	Areniscas de grano grueso hacia la base y finos hacia el tope. Estratíf. cruzada, intercalaciones de areniscas de grano fino y carbonosas. Contacto inferior abrupto y erosivo.	Subsidencia
				Arenisca T Inf.	Lutitas Marinas	
				Lutitas Napo Inferior		
	APTIENSE	HOLLÍN		Areniscas de grano grueso de origen fluvial		

FUENTE: PETROAMAZONAS EP

1.1.6 FORMACIONES PRODUCTORAS

Las estructuras tienen una litología interna en el subsuelo formado por capas o arenas productoras de diferentes espesores y composiciones que se denomina: "U" y "T".

1.1.6.1 Arenisca “U” Superior

Se caracteriza por ser una secuencia de grano fino y se incrementa la bioturbación, se observan capas dobles de lodo, ritmitas (sedimentación rítmica de areniscas y lutitas). Estas facies son el resultado de eventos de sedimentación de alta energía en combinación con los de baja energía. Se interpreta como canales de mareas en la mayoría de los pozos, pudiendo variar a barras de areniscas de mareas. Es alto potencial como reservorios.

1.1.6.2 Arenisca “U” Inferior

Arenisca de grano grueso en la parte inferior a grano medio en la parte superior, compuesta de cuarzo 95%, contacto erosivo hacia la base, carácter grano decreciente al tope, estratificación cruzada a la base y aumento de laminación hacia el tope.

1.1.6.3 Arenisca “T” Superior

Se observa de grano medio a fino, intercalación rítmica de areniscas y limolitas. El carácter de los registros es generalmente aserrado debido a la gran cantidad de finos intercalados y por la presencia de bioturbación. Estas características se relacionan principalmente con areniscas de planicies de mareas. Donde se presenta una variación de granos finos a medio con abundantes intercalaciones de lutitas y limolitas, típicamente muestran estructuras flaser¹

1.1.6.4 Arenisca “T” Inferior

¹Es cuando se depositan niveles arcillosos junto a niveles clásticos arenosos o limosos , aquí la arcilla forma como "lentes" dentro del cuerpo rocoso, normalmente las lentes son más oscuras

Los depósitos de estas facies muestran arenisca de grano grueso hacia la base que gradan a granos más finos al tope; presentan estratificación cruzada y su base es generalmente erosiva. El ambiente de sedimentación de esta arenisca corresponde con las facies de canales textuales con influencia fluvial. En la arenisca "T" la influencia de las mareas se manifiesta principalmente hacia el tope, como intercalaciones de poco espesor de areniscas de grano fino en conjunto con intercalaciones carbonosas muy delgadas. Hacia el tope se incrementa el porcentaje de bioturbación

1.1.7 DESCRIPCIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS Y PROPIEDADES DE LA ROCA Y FLUIDO

1.1.7.1 Características y Propiedades de las Rocas Productoras

1.1.7.1.1 Porosidad

Es la capacidad que tiene una roca para almacenar un fluido o la fracción del volumen poroso para el volumen total de la roca. La porosidad efectiva se entiende como la capacidad de espacios porosos conectados entre sí. La porosidad absoluta se entiende al total de espacios porales en una roca.

$$\emptyset = \frac{\text{Volumen poroso}}{\text{Volumen Total}} \quad (1.1)$$

1.1.7.1.2 Permeabilidad

Es la capacidad que tiene la roca para hacer fluir un fluido a través de sus poros interconectados. La permeabilidad absoluta se entiende como la capacidad que tiene un fluido para saturar a la roca el 100%. La permeabilidad efectiva es la capacidad de permitir el flujo más una de una fase a través del medio poroso. La

permeabilidad relativa es la razón de la permeabilidad efectiva sobre la permeabilidad absoluta.

1.1.7.1.3 Saturación

Se define como la fracción del volumen poroso de una roca que está ocupada por dicho fluido. Las características y propiedades promedio básicas de las rocas productoras se describen en la siguiente tabla 1.1.

TABLA 1.1 PROPIEDADES DE LAS ROCAS PRODUCTORAS

PARAMETRO	YACIMIENTOS	
	U	T
Profundidad TVD (pies)	9407	9515
h (pies)	40	60
Zona de pago (pies)	36.86	25.06
Porosidad (%)	15,7	17,3
Área (Acres)	4741	6233
Saturación (%)	23	33
Permeabilidad (md)	589	442
CAP (pies)	8655	8917
Mecanismo de Producción	Expansión de roca y fluido	Expansión de roca y fluido

FUENTE: PETROAMAZONAS EP

ELABORADO POR: AUTORES

1.1.7.2 Características y Propiedades de los Fluidos (PVT)

Para la determinación de las propiedades de los fluidos se utilizaron los análisis PVT de muestras de fluido obtenidas en pozos del campo. En la tabla 1.2 se muestra datos de PVT que fueron utilizada para las arenas U y T.

TABLA 1.2 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS

PARAMETRO	YACIMIENTOS	
	U	T
Presión inicial, P_i (psi)	3843	3800
Presión de burbuja, P_b (psi)	886	920
Temperatura de formación, T(F)	220	215
Gravedad específica del petróleo (API)	19	29
Relación gas-petróleo, GOR (PCS/BF)	125	313
Factor volumétrico inicial de petróleo, B_o (BL/BF)	1.157	1.264
Viscosidad del petróleo, μ_o (cp)	13.089	1.46
Gravedad específica del gas γ_g	0.860	0.798
Densidad del petróleo (gr/cc)	0.943	0.877

FUENTE: PETROAMAZONAS EP

ELABORADO POR: AUTORES

1.1.8 RESERVAS

Las reservas son volúmenes de petróleo que se considera pueden ser técnicamente recuperados y económicamente rentables a una fecha futura.

1.1.8.1 Petróleo Original En Sitio (POES)

El petróleo original en sitio, es el volumen inicial u original del petróleo que se ha formado en millones de años en los diferentes yacimientos naturales petrolíferos. El área de Limoncocha tiene un valor de POES de 307,91 MMBIs.

1.1.8.2 Reservas Probadas

Son las cantidades de petróleo que debido al estudio de datos de geología e ingeniería, se estima que pueden ser recuperadas comercialmente, al iniciar la producción a partir de una fecha dada, mediante métodos de operación y basándose en regulaciones gubernamentales y ambientales.

1.1.8.3 Reservas Probables

Son las reservas no probadas que mediante el análisis de datos de geología e ingeniería podrían estimarse como recuperables a las condiciones económicas y tecnológicas prevalecientes en el momento de realizar la estimación con un cierto nivel de incertidumbre en su recuperación.

1.1.8.4 Reservas Posibles

Son las reservas no probadas que el análisis de los datos de geología e ingeniería sugieren que son menos ciertas a ser recuperadas que las reservas probables

1.1.8.5 Reservas Actuales del Área Limoncocha

Este estudio muestra los yacimientos “U” y “T” y poseen datos obtenidos en la siguiente tabla 1.3.

Para el cálculo de las reservas remanentes se procedió a realizar por el método de declinación de producción y por el método volumétrico.

El método de declinación de producción se lo realizó con el software OFM (Oil Field Manager) de todos los pozos que tenían más de dos años produciendo, el método volumétrico fue aplicado a los pozos que tenían poco tiempo de producir (ver anexo 1).

Se muestra los resultados de los cálculos de las reservas remanentes del campo Limoncocha hasta la fecha de 31 de Julio del 2011 en la tabla 1.3.

TABLA 1.3 RESERVAS INICIALES, PRODUCCIÓN ACUMULADA Y RESERVAS REMANENTES POR YACIMIENTO AL 31 DE JULIO DEL 2011

ARENA	API	POES (MMBbls)	Boi (BY/BN)	FR (%)	EUR (MMBbls)	PRODUCCION ACUMULADA AÑO (Bbls)	RESERVAS REMANENTES AÑO (Bbls)
U	19	113,97	1.157	37.5	42,74	30,961,632.10	11,781,200.27
T	29	193,94	1.264	18	34,91	24,967,529.91	9,951,782.70

FUENTE: PETROAMAZONAS EP

ELABORADO POR: AUTORES

La producción acumulada es obtenida de los historiales de producción de cada pozo con sus respectivas arenas productoras, las reservas remanentes es obtenido con los métodos explicados anteriormente calculado por pozo y arena, ver la siguiente tabla 1.5

TABLA 1.4 PRODUCCION ACUMULADA Y RESERVAS REMANENTES AL 31 DE JULIO DEL 2011

N	POZO	ARENA	CRUDO [Bbls/día]	AGUA [Bbls/día]	GAS [PCS/día]	RESERVAS REMANENTES [Bbls]
1	LMN A001	TP	3,756,918.37	3,640,787.25	853,731.15	456,832.00
2	LMN B002	TP	5,000,423.44	3,522,384.18	1,283,701.72	1,820,640.00
3	LMN B002A	TP	931,089.31	368,584.43	180,976.85	662,593.00
		UI	364,113.58	2,408,232.07	81,818.18	164,629.00
4	LMN C003	TM	28,357.44	131,172.65	3,319.06	345,503.57
		TP	1,049,963.43	1,561,122.41	305,132.16	265,573.00
		TS	104.28	969.04	12.16	89,348.95
5	LMN D004	UI	1,643,524.04	8,796,811.11	358,180.68	0.00
6	LMN D011	TP	658,896.43	1,550,756.35	184,693.78	238,682.00
		UI	960,174.05	921,462.58	198,915.95	69,599.50
6	LMN D011	UI	1,473,879.84	579,975.43	134,142.91	536,839.00

CONTINUACIÓN TABLA 1.4

7	LMN D012	TP	746,953.88	6,411,986.41	491,008.86	0.00
8	LMN D013	UI	2,852,009.69	1,949,112.66	343,757.29	207,423.00
9	LMN D014	TP	435,347.88	990,518.44	151,753.21	3,133.18
10	LMN D015	TP	600,681.78	286,981.75	155,452.18	138,904.00
		UI	2,001,812.77	4,476,763.91	407,220.09	145,920.00
11	LMN E005	TP	1,197,528.30	538,515.47	217,755.48	72,895.30
		UI	661,700.91	5,049,996.74	127,466.94	48,789.20
12	LMN E005S1	TP	118,305.58	166,474.77	19,627.85	0.00
		UI	49,413.10	2,661,795.33	30,240.50	0.00
		UM	7,790.13	844.5	978.49	674,598.52
13	LMN F006	TP	141,962.25	454,753.08	29,557.50	0.00
		UI	4,763,412.48	11,203,569.74	829,345.01	212,498
14	LMN G007	TP	373,357.20	4,692,835.95	261,463.83	0.00
		UI	2,777,476.43	10,078,970.56	472,377.17	32,193.80
15	LMN G036	UI	172,617.40	271,730.84	18,729.10	115,839.00
16	LMN G043	TS	13,294.13	186,401.68	4,720.90	281,515.19
17	LMN G044	TS	50,081.24	857.59	3,928.63	156,760.78
		UI	92,279.65	14,219.59	4,789.46	445,211.55
18	LMN H008	TP	2,829,022.04	9,158,717.00	1,013,799.89	211,322.00
		UI	1,015,894.66	140,835.58	85,996.30	279,469.00
19	LMN H016	TP	438,433.02	1,417,976.35	157,855.60	350,490.00
		UI	3,540.36	1,733.76	506.25	287,723.09
20	LMN H017	TP	652.98	52,738.07	1,349.39	88,503.06
		UI	838.07	81,986.32	964.29	698,194.21
21	LMN H018	TP	73,060.16	1,542,450.53	63,350.35	129,026.87
		UI	34,287.95	646,727.48	27,940.28	0.00
22	LMN H020	TP	272,031.34	16,819.85	57,998.81	54,627.50
		UI	792,926.24	734,763.11	98,993.73	742,995.00
23	LMN H033	TS	321,289.08	2,458.86	19,386.21	484,519.00
		UI	1,891.53	929.43	229.14	1,296,311.27
24	LMN H034	TP	164,858.84	631,841.15	30,370.73	9,817.22
		UI	8,612.73	5,339.68	407.26	1,139,797.44
25	LMN H037A	UI	254,535.99	42,592.60	14,249.96	789,117.24
26	LMN H039	TP	63,054.27	209,055.13	7,574.86	1,142,335.45
		UI	85,136.02	202,645.04	5,524.18	18,014.80
27	LMN H040	TS	40,167.11	19,535.27	1,378.42	85,945.70
		UI	16,138.00	12,920.83	2,092.51	236,943.01

CONTINUACIÓN TABLA 1.4

		TP	10,656.98	1,294.95	2,909.84	337,051.60
28	LMN I009	UI	7,278,285.25	7,966,941.18	1,284,719.44	2,323,100.00
29	LMN I009S1	UI	1,135,823.53	9,608,071.36	478,322.55	393,975.00
		TP	138,539.56	3,034,516.60	163,990.12	32,713.20
30	LMN J010	UI	1,804,068.17	9,194,775.85	347,754.02	149,161.00
		TP	117,086.69	497,337.99	50,029.01	0.00
31	LMN K019	UI	32,658.51	275,006.19	5,646.59	0.00
		TP	64,459.07	287,562.22	17,553.47	0.00
32	LMN K021	UI	561,742.34	703,942.02	64,094.88	21,967.80
33	LMN K022	TP	118,062.64	899,918.77	68,106.42	0.00
34	LMN K023	TP	436,368.71	29,069.62	86,668.37	510,948.00
		HS	100,006.67	662,228.91	3,563.04	0.00
35	LMN K024	TP	151,060.50	828,187.69	50,599.09	39,704.60
		TP	678,472.17	325,088.90	119,259.68	240,801.00
36	LMN K025	UI	55,112.17	43,430.63	5,565.40	169,576.78
37	LMN K031	TP	685,204.43	719,120.45	183,614.87	403,141.00
38	LMN K032	TP	455,085.43	746,816.89	114,088.60	558,003.00
39	LMN K038S1	TP	230,052.08	821,038.04	59,986.01	57,606.20
40	LMN L023A	UI	199,171.61	114,553.52	140,346.23	10,205.80
		TP	6,330.16	44,348.42	8,481.13	580,613.80
41	LMN L026	UI	80,036.51	159,645.29	29,526.09	35,299.70
42	LMN L027	TP	634,544.62	289,188.42	118,939.04	348,748.00
43	LMN L028	UI	136,142.02	28,590.38	30,335.43	13,892.20
		TP	52,600.06	536,028.11	76,764.96	0.00
44	LMN L029	UI	1,613.54	2,195.66	5.77	501,121.86
		TP	632,300.31	91,635.29	113,988.47	142,465.71
45	LMN L030	UI	603,146.89	101,028.37	145,460.19	0.00
46	LMN L035	TP	290,698.68	28,905.27	94,973.47	93,266.68
TOTAL			56,029,168.68	125,881,119.49	12,610,057.43	22,194,436.33

FUENTE: PETROAMAZONAS EP

ELABORADO POR: AUTORES

1.1.8.6 Estado Actual de los Pozos

Se presenta el número de pozos con sus respectivas producciones al mes de julio del 2011 en la siguiente tabla 1.5

TABLA 1.5 ESTADO ACTUAL DE LOS POZOS AL 31 DE JULIO DEL 2011

POZO	ARENA	CRUDO [Bbls/día]	AGUA [Bbls/día]	GAS [PCS/día]	OBSERVACIONES
LMN A001	TP	0.00	0.00	0.00	01/06/11 RIG SAXON 55, INTENTA INTERVENIR EN POZO, SIN EXITO POSIBLE COLAPSO DE TUBERIA.
LMN B002	TP	0.00	0.00	0.00	06/12/06 ABANDONA POZO
LMN B002A	TP	0.00	0.00	0.00	PRODUCE SOLO DE LA UI HASTA ABRIL DEL 2011
	UI	0.00	0.00	0.00	
LMN C003	TM	3,526.00	22,468.00	485.00.00	PRODUCE DE TP HASTA EL 1998, FINALIZA 29 de marzo del 2011 EL WO 12 Y PRODUCEN CON JET PARA EVALUAR. FALTA DATOS DEL WO 13 DONDE SACAN JET EL 24 DE JULIO 2011
	TP	0.00	0.00	0.00	
	TS	0.00	0.00	0.00	
	UI	0.00	0.00	0.00	
LMN D004	TP	0.00	0.00	0.00	PRODUCE HASTA EL 08/1998, LUEGO ES POZO INYECTOR DE AGUA EL 20 de septiembre 2005
LMN D011	TP	0.00	0.00	0.00	PRODUCE SOLO DE LA UI debido a que no se disponía de la tubería para la completación doble, se suspendió la bajada de la completación doble en WO-4
	UI	12,422.00	23,610.00	667.00	
LMN D012	TP	0.00	0.00	0.00	09/09/2010 SE APAGA EL VSD FASE A TIERRA por baja producción 62 bppd
LMN D013	UI	9,226.00	48,900.00	1,266.00	ok
LMN D014	TP	0.00	0.00	0.00	Pozo Inyector en WO-3
LMN D015	TP	0.00	0.00	0.00	APAGADO FASE A TIERRA para las dos arenas, baja bloque impresor sale muestra tubería rota espera WO-3. Produce hasta marzo/2011 solo UI
	UI	0.00	0.00	0.00	
LMN E005	TP	0.00	0.00	0.00	POZO APAGADO DES DE 2005
	UI	0.00	0.00	0.00	
LMN E005S1	TP	0.00	0.00	0.00	EQUIPO ESP CON SENSOR INOPERATIVO, FASES ABIERTAS, ESTADO DE TUBERIA, OK. POZO EN ESPERA DE WO
	UI	0.00	0.00	0.00	
	UM	0.00	0.00	0.00	
LMN F006	TP	0.00	0.00	0.00	BAJA PRODUCCION
	UI	924.00	106,389.00	926.00	
LMN G007	TP	0.00	0.00	0.00	Apagado fase desbalanceada, pozo en proceso de abandono. Intentan abrir camisa de circulación no pasa a 50' presencia de escala. Última producción en abril 2011
	UI	0.00	0.00	0.00	
	US	0.00	0.00	0.00	
LMN G036	UI	4,439.00	15,033.00	307.00	Pozo OK
LMN G043	TS	2,601.00	34,868.00	1,162.00	Pozo OK

CONTINUACIÓN TABLA 1.5

LMN G044	TS	12,709.00	213.00	1,043.00	Pozo OK
	UI	20,192.00	7,733.00	1,131.00	
LMN H008	TP	0.00	0.00	0.00	Pozo OK, solo de la arena UI
	UI	2,844.00	1,562.00	65.00	
LMN H016	TP	0.00	0.00	0.00	Se apaga BES por bajo aporte en UI, en TP espera WO. Última producción en julio 2009
	UI	0.00	0.00	0.00	
LMN H017	TP	0.00	0.00	0.00	OFF por alto BSW.
	UI	0.00	0.00	0.00	
LMN H018	TP	0.00	0.00	0.00	Baja producción hasta noviembre 2008
	UI	0.00	0.00	0.00	
LMN H020	TP	0.00	0.00	0.00	Pozo OK.18/08/2008 ESP Apagado atascamiento de bomba alta temperatura de motor en TP. Comunicación arenas
	UI	4,204.00	18,423.00	350.00	
LMN H033	TS	10,307.00	122.00	596.00	Pozo OK.
	UI	0.00	0.00	0.00	
LMN H034	TP	0.00	0.00	0.00	Pozo OK. Después de tener una evaluación con bomba JET y nueva BES
	UI	6,373.00	4,634.00	312.00	
LMN H037A	UI	30,505.00	12,563.00	1,670.00	Pozo OK.
LMN H039	TP	0.00	0.00	0.00	Apagado sobre corriente fase a tierra de la arena TP. Arena UI OK.
	UI	5,018.00	20,728.00	541.00	
LMN H040	TS	0.00	0.00	0.00	Arena TS produce hasta marzo del 2011. El pozo en la UI OK
	UI	2,734.00	2,394.00	120.00	
LMN I009	TP	0.00	0.00	0.00	Última producción enero 2005
	UI	0.00	0.00	0.00	
LMN I009S1	UI	0.00	0.00	0.00	Se apaga manualmente por incremento de BS&W. El 17/02/2010 Pozo fluye a Flujo Natural, pozo con 330 PSI (Cabeza & Casing)
LMN J010	TP	0.00	0.00	0.00	Apagado por alto corte de agua.
	UI	0.00	0.00	0.00	
LMN K019	TP	0.00	0.00	0.00	Apagado por alta temperatura de fondo, PULLING de ESP, pozo en abandono
	UI	0.00	0.00	0.00	
LMN K021	TP	0.00	0.00	0.00	Apagado para trabajo de WO. Intentan cambio de arena trabajo sin éxito, pozo sin BP. Última producción 12/2010
	UI	0.00	0.00	0.00	
LMN K022	TP	0.00	0.00	0.00	Pozo abandonado en WO-1
LMN K023	TP	0.00	0.00	0.00	WO-2 suspendido por pescado en el pozo, esperan nuevas disposiciones. Última producción 05/2009 con buen aporte.
LMN K024	HS	0.00	0.00	0.00	Aíslan arena HS con tapón cemento. Pozo TP ok
	TP	3,311.00	11,571.00	715.00	

CONTINUACIÓN TABLA 1.5

LMN K025	TP	0.00	0.00	0.00	Solo producen de UI debido a la obstrucción del packer o megatrieve y residuos de molienda de pescado en TP
	UI	17,799.00	18,707.00	1,840.00	
LMN K031	TP	7,045.00	14,577.00	2,786.00	Produce poco tiempo luego el pozo apagado, fases desbalanceadas. en espera de wo pozo OFF
LMN K032	TP	4,510.00	26,742.00	2,122.00	Pozo OK
LMN K038S1	TP	3,876.00	40,650.00	3,482.00	Pozo OK
LMN L023A	UI	3,461.00	7,185.00	7,656.00	Pozo OK
LMN L026	TP	0.00	0.00	0.00	Apagado fase a tierra. Ultima producción 02/2011
	UI	0.00	0.00	0.00	
LMN L027	TP	20,295.00	18,566.00	7,626.00	Pozo OK, nunca se produjo de UI
	UI	0.00	0.00	0.00	
LMN L028	UI	4,791.00	2,397.00	540.00	Pozo OK
LMN L029	TP	0.00	0.00	0.00	Pozo OK
	UI	1,614.00	2,196.00	6.00	
LMN L030	TP	57,407.00	26,086.00	19,834.00	Pozo OK
	UI	0.00	0.00	0.00	
LMN L035	TP	34,668.00	9,093.00	10,711.00	Pozo ok

FUENTE: PETROAMAZONAS EP

ELABORADO POR: AUTORES

1.1.8.7 Historial de Reacondicionamiento de los Pozos existentes en el área de Limoncocha.

Este historial de reacondicionamiento proporciona una información adecuada de la trayectoria de vida que posee cada pozo y al mismo tiempo poder establecer un monitoreo adecuado en cada uno de ellos y así poder evitar posibles problemas o dificultades pasadas. A continuación en tabla 1.6 se detalla los reacondicionamientos de cada pozo (workover "WO").

TABLA 1.6 REACONDICIONAMIENTO DE CADA POZOS AL 31 DE JULIO DEL 2011

POZO	WO	FECHA	OBJETIVO
LMNA-001	1	22/10/1993	Bajar completación para flujo natural
	2	06/12/1994	Evaluar la arena T y cambiar a BES
	3	26/01/1996	Cambiar BES
	4	22/04/1997	Hacer tratamiento antiescala a la arena T y cambiar BES
	5	23/04/1998	Reparar equipo BES por cortocircuito el motor
	6	16/04/1998	Reparar equipo BES
	7	17/10/2000	Limpiar el pozo y bajar nueva BES
	8	14/07/2001	Cambiar BES
	9	01/12/2003	Reparar casing y cambiar BES
	10	22/04/2005	Limpiar el pozo y bajar nueva BES
LMNB-002	1	17/03/1996	Evaluar la arena T con bomba Jet y Cambiar a BES
	2	15/03/1997	Cambiar BES
	3	14/04/2000	Instalar nueva BES. Hubo presencia de corrosión
	4	18/08/2000	Cambiar BES
	5	20/05/2001	Pescar el equipo BES
	6	27/07/2001	Evaluar pozo, y retirar la tubería de matado
	7	20/08/2001	Instalar BES
	8	20/09/2002	Limpiar el pozo e instalar el equipo ESP con 2 bombas
	9	02/01/2005	Registrar la condición del casing desde 9258' hasta 6258'.Un nuevo equipo BES
	10	21/03/2005	Recuperar BES. Correr casing Szeged para reparar la sección dañada. Instalar un nuevo equipo ESP
	11	24/11/2006	Abandonar el pozo
LMNB-002A	1	04/10/2008	instalar Completación doble para producir Ui y Tp
	2	17/11/2010	Recuperar completación dual paralela. Baja rcompletación dual concéntrica para producir por separado y simultáneamente las arenas "UI" y "TP"
LMNC-003	1	24/04/1995	Cambiar de Flujo Natural a levantamiento artificial con equipo BES.
	2	11/05/1995	Reparar equipo BES
	3	08/11/1995	Realizar trabajos de cementación y evaluar arena "T"
	4	10/12/1996	Cambiar equipo BES y limpiar pozo
	5	14/06/1998	Evaluar "T" superior y "Ui".Rediseñar equipo BES para producir "Ui".
	6	09/03/1999	Cambiar equipo BES por cortocircuito
	7	01/05/2000	Cambiar equipo BES por corrosión

CONTINUACIÓN TABLA 1.6

	8	30/11/2000	Cambiar equipo BES por corrosión
	9	22/09/2001	Cambiar tubería de producción y equipo BES.
	10	05/07/2006	Recuperar equipo BES. Dejar el pozo produciendo de arena "U" con equipo BES.
	11	18/04/2008	Recuperar equipo BES. Moler CIBP. Redisparar intervalo de T 9684'-9691' y 9710'-9720'
	12	08/02/2011	Recuperar equipo BES. Correr registro de corrosión. Continuar produciendo arena U
LMND- 004			Pozo inyector
LMND-011	1	18/04/2005	Recuperar completación de fondo e instalar nueva completación con camisa de circulación abierta en "U". Cambiar BES. Realizar pruebas de producción de la arenisca "U".
	2	20/06/2005	Cambiar BES
	3	02/12/2006	Recuperar el equipo BES. Cambio de completación de fondo. Estimular torre de perforación el intervalo productor de "T" desde 10,548' – 10,556'.
	4	22/08/2007	Recuperar el equipo BES compuesto por 2 bombas. Instalar completación Doble y equipo BES Reda para cada una de las zonas productoras. Producir U inferior y T principal en forma separada.
LMND-012	1	24/11/2004	Cambiar BES
	2	30/07/2010	Realizar pivot en arenisca U Inferior: Intervalo 11228' - 11238' (4ft)
LMND- 013			ok
LMND-014	1	27/07/2007	Cambiar BES. Correr registros CAST-V y RPM de saturación. Cementar de acuerdo a los registros. Punzonar el intervalo 10562'-10576' a 5 dpp de la arenisca TP.
	2	24/02/2008	Cambiar BES. Realizar pruebas de inyektividad. Cementar. Recañonear a 5 dpp los intervalos abiertos 10529'-10550' y 10562'-10572' del yacimiento TP
	3	02/10/2009	Recuperar equipo BES. Correr registró CBL-VDL-GR-CCL para confirmar los intervalos a perforar en la Formación Tiyuyacu y la Arenisca M1. Asentar tapón ciego. Perforar la Formación Tiyuyacu y la Arenisca M-1. Instalar completación de inyección.
LMND-015	1	28/10/2005	Recuperar equipo electrosumergible. Instalar completación doble concéntrica. Poner el pozo en producción (Tprincipal+Uinferior)
	2	17/07/2009	Recuperar completación doble con equipos BES. Limpiar el pozo con broca y scraper y moler el paker permanente si es necesario. Bajar Completación de Fondo con packer y no-go para aislar arena T. Bajar Completación simple con Y-Tool.

CONTINUACIÓN TABLA 1.6

LMNE-005	1	NO TIENE FECHA	Extraer completación BES GN-2100 (84 etapas)/200 HP. Perforar los siguientes intervalos: 9,960'-9,970' / 9,935- 9,942'. Instalar nuevo equipo BES 2DN-1100 (162-179 etapas)
	10	23/11/2004	Recuperar el equipo BES fallado compuesto por dos bombas GN-3200. Correr registro de integridad de casing. Instalar un nuevo equipo BES con tres bombas GN-5600.
LMNE-005S1	1	22/01/2006	Limpiar el pozo. Cambiar BES
	2	24/04/2007	Cambiar BES. Colocar CIBP a 9785' para aislar arena "T". Abrir el intervalo de la arena "U": 9628'-9638'.
	3	27/01/2011	Recuperar equipo BES DN-1750. Aislar "Uj" con tapón CIBP. Disparar los intervalos 9553'-9557' (4'), 9565'-9574' (9') y 9583'-9592' (9') de la arenisca U media y bajar nuevo equipo BES para producir de la arenisca U media.
LMNF-006	1	10/06/1997	Reparar y rediseñar equipo BES, evaluar arena U Inferior
	2	21/01/2000	Abrir camisa de arena "U" superior. Cambiar BES
	3	05/06/2001	Limpiar el pozo. Instalar nuevo BES
	4	01/08/2001	Recuperar completación y verificar el daño. Dejar el produciendo
	5	14/01/2002	Instalar nuevo BES
	6	11/09/2006	Cambiar Equipo BES por falla eléctrica en cable
	7	05/12/2007	Recuperar equipo BES
	8	01/05/2009	Recuperar Bes y cambiar de arena a TP
	9	30/05/2011	Bajar equipo BES para cambio de arena a UI
LMNG-007	1	30/06/1996	Cambiar BES
	2	29/06/1998	Evaluar UI
	3	24/07/1998	Limpiar Pozo y cambiar BES
	4	20/10/1999	BES dañada por corrosión
	5	23/07/2000	Limpiar Pozo. Ocupar el mismo BES
	6	19/03/2001	Cambiar tubería de producción
	7	27/11/2001	Cambiar tubería de producción. Instalar nuevo Bes
	8	24/04/2002	Cambiar motor de BES por cortocircuito
	9	17/01/2003	Cambiar BES y además producir de la TP
	10	11/06/2005	Limpiar el pozo y poner nueva BES
	11	13/07/2006	Limpiar el pozo y poner nueva BES
		05/04/2011	APAGADO FASE DESBALANCEADA, POZO EN PROCESO DE ABANDONADO.
LMNG- 036			ok
LMNG- 043			ok
LMNG- 044			ok

CONTINUACIÓN TABLA 1.6

LMNH-008	1	15/08/1995	Correr equipo BES y realizar tratamiento antiescala en "T".
	2	25/04/1997	Cambiar equipo BES. Evaluar arena "T" y realizar tratamiento antiescala.
	3	01/02/2001	Cambiar ESP, poner nuevamente al pozo en producción
	4	19/02/2001	Chequear equipo BES y cambiarlo si es necesario
	5	24/10/2001	Cambiar BES y se limpia el pozo
	6	03/12/2001	Recuperar BES, motores se encuentran corto-circuitados
	7	13/02/2007	Sacar equipo BES, correr registro de saturación en intervalo 9400'-9800', cambiar cabezal, bajar nuevo equipo BES
	8	15/09/2007	Cambio de arena T arena U
LMNH-016	1	17/11/2007	Revisar estado de BES, abrir camisa en U y cerrar camisa en T
	2	20/01/2008	Redisparo de U, Se apaga BES en U por bajo aporte. Sacar completación doble y completar con completación simple y Ytool la arena T.
	3	29/08/2009	Recuperar equipo BES, la arena "T" disparar el intervalo 10786 ft - 10796 ft. Instalar nuevo equipo BES para continuar produciendo de la arena "T".
	4	05/08/2011	Solicitud de WO
LMNH-017	1	22/09/2007	Perforar en la arena "U" Inferior, los intervalos 10108' - 10112'y 10140' - 10160' (MD)
	2	22/08/2008	Repunzonar la arena T en el intervalo 10376' - 10400'
	3	13/09/2008	Recuperar equipo BES. Bajar tubería en punta libre para evitar el pago de renta del equipo
LMNH-018	1	06/12/2007	Sacar equipo BES. Realizar pesca, y correr registro de cementación. Redisparar y Disparar las arenas U y T respectivamente. Completar nueva BES para producir ambas arenas
LMNH-020	1	10/06/2008	Cambio de DC por comunicación entre U y T, y colocación de DC con tubería paralela
	2	02/05/2011	Recuperar completación dual paralela. Limpiar pozo. Bajar BES para producir UI
LMNH- 033			ok
LMN H034	1	01/05/2011	Cambio de BES, cañoneo en la zona UI. Instalar completación de bomba jet, para evaluación.
LMN H037A			ok
LMN H039			ok
LMN H040			ok
LMN I009	7	14/01/2005	Extraer equipo electrosumergible, bajar broca y raspa tubos, correr USIT /CBL/GR, poner el pozo en producción.

CONTINUACIÓN TABLA 1.6

LMN I009S1			Ultima producción 28/02/2010
LMN J010	1	13/11/1998	Cambio de equipo BES y limpieza del pozo
	2	15/07/1999	Cambio de equipo BES con dos bombas
	3	22/09/2000	Cambio de equipo BES con tres bombas
	4	07/11/2000	Cambio de equipo BES
	5	19/01/2002	Cambio de equipo BES con dos bombas, se limpia el pozo se dispara en U media.
	6	14/03/2002	Cambio de equipo BES
	7	11/01/2004	Cambio de equipo BES se corre registro CBLH.
	8	06/07/2004	Cambio de equipo BES y limpieza del pozo
	9	11/10/2007	Correr registro RTM , Buena saturación en la zona T se aísla U, saturación buena en la zona U se realiza producción de U y T y se realizara cambio de BES
LMN K019	1	24/04/2009	Correr registros de saturación y comprobara factibilidad de cambio de arena , cañoneo en Arena TP y Producción UI+TP y completación doble
	2	24/02/2010	Aislamiento de la Arena TP , Instalar nuevo equipo BES con "Y" Tools para continuar produciendo de U Inferior
	3	01/06/2011	Pozo abandonado por pocas reservas remanentes
LMN K021	1	23/02/2010	Cañoneo en Arena TP y armada de completación doble
	2	26/12/2010	Realización de Pulling , Acidificación de las formaciones , cementación forzada de las formaciones, Nuevo cañoneo en las formaciones IU y TP
LMN K022	1	14/07/2011	Recuperar BES y abandonar el pozo
LMN K023	1	16/07/2008	Cambio de BES por completación simple.
	2	18/05/2009	Recuperar equipo BES e instalar el nuevo
LMN K024	1	12/01/2010	Recuperar completación doble, realizar cementación forzada en todo el intervalo T principal, limpiar el pozo, correr registros CBL y perforar el intervalo superior de T, bajar sarta simple con nuevo equipo BES para producir de MT
LMN K025	1	16/11/2008	Recuperar completación doble e instalar nueva con similares características para continuar produciendo de las arenas U y T
	2	01/02/2010	Cambio de equipo BES y cambio de BES
	3	01/11/2010	Realizan limpieza de completación de fondo con CTU con HCl al 12%
	4	27/01/2011	Recuperación de Equipo BES y cambio de BES
	4	ALTERNATIVO	Evaluación de la arenas Tp Y UI con Bomba jet y unidad MTU de Sertecpet y limpieza química y mecánica.
	5	18/05/2011	Recuperar Completación de Evaluación (Bomba jet) e instalación del equipo BES, producir de U inferior
LMN K031	1	16/12/2010	Se realiza un Tubing punch, se cambia BES.

CONTINUACIÓN TABLA 1.6

LMN K032	1	28/12/2009	Cambiar BES, realizar un squeeze, redisparar en la arena TP.
LMN K038S1	1	26/08/2010	Realizar disparos adicionales en la arena TP
	2	14/04/2011	Cambiar BES y re disparar intervalo arena TP.
LMN L023A	1	07/10/2010	Cambiar BES
LMN L026	1	06/10/2010	Tratamiento anti-incrustante con coiled tubing en la arena T
	2	07/02/2011	Cambiar BES, evaluar arena TP con unidad MTU y bomba jet, aislar UI y dejar produciendo de arena TP.
LMN L027			Ok
LMN L028			Ok
LMN L029	1	08/07/2011	Aislar arena TP, disparar en la arena UI e instalar nuevo equipo BES
LMN L030	1	26/05/2011	Aislar la arena UI y producir de la Bes con nuevo diseño
LMN L035	1	27/02/2011	Instalación de nuevo diseño de BES

FUENTE: PETROAMAZONAS EP

ELABORADO POR: AUTORES

1.1.8.8 Historial de Eventos de los Pozos existentes en el área de Limoncocha.

Esta tabla 1.7 muestra los eventos que han sucedido en los pozos y que han provocado una variación en la producción de los mismos. Esta información fue obtenida de las pruebas de producción.

TABLA 1.7 HISTORIAL DE EVENTOS DE CADA POZOS AL 31 DE JULIO DEL 2011

POZO	ARENA	EVENTO	FECHA	OBJETIVO
LMNA-001	TP	1	05/06/2000	Toma presiones estáticas con unidad de wire line Dygoil
		2	29/10/2000	Arranca con una bomba 540, gn-1600
		3	20/03/2003	Se corre registro kinley con la cía. triponit
		4	03/11/2003	Tratamiento ácido hcl al 10%
		5	14/12/2003	Arranca 2 bombas reda gn-1600 178 stgs
		6	22/07/2001	Arranca 1 bomba reda gn-1600 152 stgs
		7	29/04/2005	Arranca pozo
		8	17/03/2005	Realiza prueba de presión al tubing
		9	06/01/2005	Limpieza a la bomba
		10	16/06/2009	Sensor inoperativo

CONTINUACIÓN TABLA 1.7

		11	29/10/2010	Apagado falla eléctrica over load
LMNB-002	TP	1	29/08/1999	Se para el pozo para realizar tratamiento de acido
		2	15/04/2000	Entra en wo. se para pozo para cambiar Equipo para mejorar productividad
		3	19/04/2000	Arranca con tres bombas reda gn-5600 serie 540, stages 64
		4	18/05/2000	Realiza limpieza de bomba por el anular 120 bls de Solventes
		5	20/05/2000	Se para el pozo para realizar tratamiento de acido
		6	29/08/2000	Se arranca 3 bombas reda con 64 stg. c/u
		7	12/12/2000	Chequeo de tubería con unidad de wire line
		8	22/08/2001	Arranca pozo 2 bombas reda dn-1000 133 stg. c/u
		9	26/09/2002	Arranca pozo 2 bombas reda dn-1750 125 stg. c/u
		10	26/01/2005	Arranca pozo 3 bombas reda gn-3200 205 stg.
		11	27/03/2005	Arranca pozo 3 bombas reda gn-3200 204 stg.
				12
LMNB-002A	TP	1	09/04/2007	Finalizan perforación del pozo direccional. Completación y pruebas en "t".
		2	28/09/2008	Arranca pozo. 2 bomba gn-2100 (120+120) 240 stg.
		3	26/02/2010	Off bes fase a tierra
		4	11/05/2011	Intentan recuperar bp sin éxito no pasa.
LMNB-002A	UI	1	28/10/2010	Apagado por bajo flujo, falla eléctrica
		2	14/12/2010	Arranca pozo. 2 bomba sn-2600(85+85) stg. motor: 330 hp, 1906 vol, 104 amp.
LMNC-003	UI	1	17/10/1999	Inyección de solvente y de demulsificante al anular.
		2	29/02/2000	Limpieza de esp por el casing con 500 gls de jp-1 con el equipo prendido.
		3	04/05/2000	Dos bombas reda sn 2600, 33 y 88 etapas ; un motor 330hp, 1950v., 102.5 amp
		4	29/09/2001	Bomba reda sn-2600, 126 stgs ; (2) motor 200hp, 1100v. 115 amp
		5	11/06/2006	Shut down manual por bajo aporte de producción
		6	14/06/2010	Apagado por alto corte de agua
LMNC-003	TM	1	05/02/2011	SL arma shifting tool 3½" + bloque impresor 2.75" hasta 1400'
		2	21/02/2011	Empieza evaluación de arena tm con bomba jet.
		3	24/07/2011	Recuperan bomba jet pozo en wo
LMND-004				Pozo inyector
LMND-011	TP	1	10/07/2004	Arranca pozo con 2 bombas gn - 4000 stgs 86 c/u
		2	12/01/2005	Se realiza limpieza a bha. arranca pozo con 2 bombas sn-3600 stgs 68 c/u
		3	23/12/2006	Repunzonan "T" 10548'-10556' (8') @ 5 dpp.
		4	23/07/2007	BES off por baja presión de intake (580 psi).
LMND-011	UI	1	03/09/2007	Arranca pozo con 4 bombas dn-1750 stgs 309
		2	15/02/2011	Inyectan 200 gls de diesel + químicos de por el anular

CONTINUACIÓN TABLA 1.7

LMND-012	TP	1	20/08/2004	Arranca pozo con 1 bomba sn - 2600 stgs 114 series 538
		2	27/11/2007	Summapet recupera blanking plug 2.31" para correr plt w/ baker atlas
		3	09/09/2010	Se apaga el vsd fase a tierra
LMND-013	UI	1	13/09/2004	Arranca pozo con 1 bomba sn - 2600 stgs 112 series 538
		2	13/05/2005	Se bombea 1500 gls de diesel al anular del pozo limc-13
		3	18/11/2010	Prueba manométrica hasta 1280 psi de whp
LMND-014	TP	1	06/08/2007	Arranca pozo con 2 bombas sn-2600 stg 22 + 123 series 540
		2	11/03/2008	Pozo apagado por alto bsw.
LMND-015	TP	1	16/11/2005	Dual completion / slb con 2 bombas gn - 3200 stgs 132 series 540
		2	09/04/2007	ESP apagado por equipo de fondo.
LMND-015	UI	1	16/11/2005	Arranca dual completion / slb con 2 bombas gn - 3200 stgs 130 series 540
		2	07/08/2009	Arranca con 2 bombas sn - 2600 stgs (40+119) series 540
		3	14/03/2011	Apagado fase a tierra
		4	18/07/2011	Bajan bloque impresor hasta 9560' sale con muestra de tubería rota
LMNE-005	UI	1	21/07/1999	Se para pozo por control de producción
		2	04/05/2000	Limpieza de esp con 119 bls de solventes
		3	09/05/2000	Arranca pozo dos bombas reda gn-2500 83 stg. c/u
		4	17/04/2002	Arranca pozo con dos bombas reda sn-2600 48+114 stg.
		5	16/12/2002	Arranca pozo con dos bombas reda gn-3200 77+77 stg
		6	02/11/2004	Arranca pozo con 3 bombas reda gn-5600 63+63+63 stg
LMNE-005S1	TP	1	27/03/2005	Arranca pozo con 1 bomba gn-2100 84 stg
		2	19/04/2005	Prueba de presión al tubing con 1500 psi / test ok.
		3	01/12/2005	Se recupera standing valve y se inyecta agua de formación
		4	29/01/2006	Arranca pozo con 2 bombas dn-1100 1162 + 179 stg
LMNE-005S1	UI	1	04/05/2007	Arranca pozo con 2 bombas dn-1750 (115 + 123) stg
		2	26/01/2011	Apagado para trabajo de wo
LMNE-005S1	UM	1	06/02/2011	Arranca pozo Completación con 2 bombas d725n (174+114)stg
		2	03/04/2011	Pozo apagado para b'up
		3	05/06/2011	Limpieza al equipo esp + realizan prueba de admisión 0.2 bpm
LMNF-006	UI	1	02/06/2011	Inicia operaciones para intervención en pozo
		2	28/06/2011	Arranca pozo con 2 bombas s5000n (82+82 stg).
LMNF-006	TP	1	28/06/2009	Realizan b'up
		2	31/03/2011	ESP, eje roto, pozo en espera de wo.

CONTINUACIÓN TABLA 1.7

LMNG-007	TP	1	27/01/2003	Arranca pozo con 2 bombas reda dn -1750 216 stg
		2	13/07/2005	Arranca pozo con 2 bombas sn - 3600 stgs 118 series 538
		3	29/04/2011	Apagado fase desbalanceada, pozo en proceso de abandonado.
		4	18/07/2011	Intentan abrir camisa de circulación no pasa a 50' presencia de scala
LMNG-007	UI	1	20/10/1999	Se para pozo para realizar cambio de esp
		2	02/12/2001	Arranca pozo con 3 bombas gn-4000 231 stg
		3	29/04/2002	Arranca pozo con 3 bombas reda gn-4000 229 stg
		4	27/01/2003	Arranca pozo con 2 bombas reda dn -1750 216 stg
		5	29/04/2011	Apagado fase desbalanceada, pozo en proceso de abandonado.
LMNG-036	UI	1	28/09/2009	Arranca equipo esp: 2 bombas dn-1100, series 400, (143+180) stg.
		2	07/03/2010	Realizan mrt y b'up
LMNG-043	TS	1	18/03/2011	Arranca bes con 3 bombas dn 1750 (296 stgs)
LMNG-044	TS	1	20/04/2011	Arranca bes con bombas d725n (309 stgs)
	UI	1	20/04/2011	Arranca bes con 2 bombas dn 1100 (342 stgs)
LMNH-008	TP	1	01/02/2000	Se para pozo por power plant problem.
		2	03/02/2000	Reinicia producción. con 60 hz. 43 amp.
		3	25/02/2001	Arranca con 2 bombas reda gn-4000 (92+92 stgs)
		4	29/10/2001	Arranca pozo gn-3200 180 stg
		5	08/12/2001	Arranca pozo gn-3200 180 stg
		6	07/03/2002	Se realiza limpieza de esp
	UI	1	21/09/2007	Aislar "t" con cibp y producir "u".
		2	29/12/2010	Bombean diesel + químicos + agua de producción
		3	25/02/2011	Bombean por anular 3000 gls de diesel + solvente
LMNH-016	TP	1	14/11/2007	Se cierra el pozo para b'up
		2	27/12/2007	Prueba manométrica. existe recirculación en wellhead, se apaga manualmente
		3	10/02/2008	Arranca esp: 40 hz, 90 amp. sn-3600 (201) stg.
		4	10/07/2009	WO suspendido
	UI	1	04/12/2007	Arranca con 4 bombas dn-1750 (335) stg. 1 motor 270 hp, 1560 vol, 104 amp.
		2	28/12/2007	Se apaga bes por bajo aporte.
LMNH-017	UI	1	22/10/2007	Off por alto bsw.
LMNH-018	UI	1	08/07/2007	Equipo slb/reda 3 bombas dn-3000 102+110+110 stg.
	TP	1	07/01/2008	Arranca pozo: 40 hz, pip: 3729 psi. gn-5600 (68+68+68).
LMNH-020	TP	1	26/10/2008	Arranca dual completion / Halliburton con (3) bombas: dn 1750 (107+98+81) stg
		2	17/02/2008	BES no funcionan al 100%; funciona una bes inferior y una bes superior
		3	18/08/2008	BES apagado atascamiento de bomba alta temperatura

CONTINUACIÓN TABLA 1.7

	UI	1	26/10/2008	Arranca dual completion / Halliburton con (2) bombas: sn 3600 (97+ 69) stg,
2		17/02/2008	BES no funcionan al 100%; funciona una bes inferior y una bes superior	
3		07/09/2010	Apagado por alta temperatura de motor , bajo aporte	
LMNH-033	UI	1	02/11/2009	Arranca equipo esp: d725n, series 400, (289) stg.
		2	25/11/2009	Realizan b'up
		3	29/11/2009	Cierran camisa de Ui y recuperan tapón para producir de arena Ts
	TS	1	16/01/2011	Apagado por build up resultados Pr: 3457 k: 87.3 md s: 5.52
LMN H034	TP	1	13/12/2009	Arranca bes: 1 bomba sn-2600, stgs 87, series 538
		2	30/05/2010	Realizan b'up
		3	17/06/2011	Apagado para w.o # 01
	UI	1	23/05/2011	Inicia evaluación arena Ui con unidad mtu
		2	30/05/2011	Cierran pozo para build up
		3	13/06/2011	Recuperan bomba jet inicia Completación con equipo bes
		4	20/06/2011	Arranca bes: 2 bomba d725n, stgs 310, series 400
LMN H037A	UI	1	01/02/2011	Arranca con 2 Bombas, Cañoneo de la arena "UI"
LMN H039	TP	1	31/07/2010	Arranca con 2 Bombas , Completación DUAL HALLIBURTON
		2	06/01/2011	Apagado pobre corriente fase a Tierra
	UI	1	31/07/2010	Arranca BES LMNH-039UI Completación Dual SLB
LMN H040	TS	1	21/09/2010	Arranca BES LMNL-040TS
		2	03/03/2011	Pescado toda la Sarta, arman sarta+ Abren camisa de UI arrancan BES
	UI			OK
LMN I009	UI			OK
		1	21/07/1999	Se para el Apozo para realizar cambio de ESP, CENTRILIFT A REDA
		2	23/12/1999	Se inyecta 28 GPD JXZ-1514 a la recirculación
		3	24/12/1999	Se inyecta 47 BLS DE JP-1 al anular
		4	21/02/2000	Limpieza de ESP con 500 GLS DE JP-1
		5	30/04/2000	Limpieza de ESP con 4000 GLS de solvente
		6	18/08/2000	Arranca pozo con 40 HZ/52AMP;3 Pump serie 540, GN-7000, 196 STG
		7	08/09/2000	Finaliza MRT
		8	15/12/2000	Nivel de fluido estático
		9	27/07/2001	Arranca pozo 3 PUMP seria 540
		10	25/03/2002	Arranca pozo con 3 PUMP serie 540, GN-7000
		11	13/04/2003	Arranca pozo 3 PUMP serie 540
LMN I009S1	UI	1	16/07/2005	Arranca pozo con 2 Bombas SN - 8500 STGS 146 SERIES 538
		2	31/08/2005	Realizan multi rate test (MRT)

CONTINUACIÓN TABLA 1.7

		3	15/02/2010	Se apaga el pozo a las 14:00 hrs por sobre corriente, arranca a las 15:30 , 40 Hz/58 Amp		
		4	16/02/2010	Se apaga el pozo manualmente a las 07:00 hrs por incremento de BS&W (93 @100%)		
		5	17/02/2010	Pozo fluye a Flujo Natural, a las 14:00 hrs válvula wing cerrada		
LMN J010	TP	2	15/06/2010	Apagado por alto corte de agua		
		1	21/10/2007	Arranca 2 Bombas : SERIE 538		
	UI	1	10/04/1999	Se para el pozo, razón desconocida		
		2	16/07/1999	Se moviliza RIG-237, Inicia operaciones de reacondicionamiento.		
		3	20/07/1999	Arranca el pozo a las 22:30 @ 40 HZ, 74 AMP		
		4	04/06/2000	Toma presiones estáticas con unidad de WIRE LINE		
		5	26/09/2000	Arranca el pozo a las 00H20 @ 40HZ , 70AMP. con 3 Bombas GN4000 / 65, 72, 72 STG.		
		6	11/11/2000	Arranca el pozo a las 01H45 @ 40HZ , 68AMP. con 3 Bombas GN4000 / 65, 72, 72 STG		
		7	15/12/2000	Nivel de fluido estático		
		8	24/02/2002	Arranca pozo con 2 Bombas REDA SN-3600 81 STGS C/U		
		9	19/03/2002	Arranca pozo con 2 Bombas REDA SN-3600 81 STGS C/U		
		10	22/01/2004	Arranca pozo con 3 Bombas REDA GN-5200 (68+68+68) C/U		
		11	11/07/2004	Arranca pozo con 3 Bombas REDA GN-4000 (45+72+72) C/U		
		LMN K019	TP	1	14/03/2008	Arranca pozo a las 22:20 / Marzo-14-2008; 4 BOMBAS DN-1750 - 73+82+99+108 STGS
				2	08/07/2008	MRT
UI	1		24/04/2009	Trabajo de rigless con Pivot. Se dispara arena UI		
	2		13/06/2009	Bes apagada por fase a tierra		
	3		30/01/2010	Inician operaciones de reacondicionamiento		
	4		22/02/2010	Arrancan BES a las 12:45 CON 40 HZ / 29 AMP		
	5		11/02/2011	Apagado por alta temperatura de fondo		
	6		10/07/2011	PULLING DE ESP, Pozo abandonado		
LMN K021	TP	1	28/02/2010	Inician trabajo de reacondicionamiento		
		2	12/03/2010	Arrancan BES a las 23:30 CON 30 HZ/41AMP		
		3	23/04/2010	Bajan elementos de presión para prueba de MRT Y BUILD UP) Cierre 40 horas		
		4	24/04/2010	Inician trabajo de reacondicionamiento		
		5	08/05/2010	Arranca BES a las 17:30 CON 30 HZ/42AMP		
		6	15/11/2010	Apagado para mantenimiento en VSD		
		7	26/12/2010	Apagado para trabajo de WO, aislar arenas		
		8	03/02/2011	Abre camisa de "Ui"+ "Tp", invierte SHIFTING TOOL y cierra camisa de "Ui"		
		9	11/02/2011	Intercambian cambio de arena trabajo sin éxito		

CONTINUACIÓN TABLA 1.7

	UI	10	12/02/2011	Intercambian cambio de arena trabajo sin éxito
		11	17/02/2011	Intentan cambio de arena trabajo sin éxito pozo sin BP
		1	21/04/2008	Arranca pozo con 1 Bomba SN-2600 136 STG
		2	28/08/2008	Realizan MULTI RATE TEST (MRT); 28-AGOSTO AL 30-AGOSTO-2008
		3	24/04/2010	Inician trabajo de reacondicionamiento
		4	08/05/2010	Arranca BES CON 40 HZ/16AMP
		5	15/11/2010	Apagado para mantenimiento de VSD DE LMNK 21
		6	26/12/2010	Apagado para trabajo de WO
		7	26/01/2011	Arranca ESP DN 1100 (198 STGS) @ 40 HZ / 32 AMP
		8	02/02/2011	Apagado manual del pozo debido al incremento de temperatura
		9	03/02/2011	SHIFTING TOOL Abre camisa de "UI" "TP" Invierte SHIFTING TOOL baja cerrar camisa de "UI"
LMN K022	TP	1	29/05/2008	Arranca con 1 Bomba SN-2600 136 STG
		2	30/10/2008	Realizan MULTI RATE TEST (MRT); 30-OCTUBRE AL 1-NOVIEMBRE-2008
		3	13/06/2010	Pozo OFF Fase a tierra esperando Workover
LMN K023	TP	1	07/07/2008	Arranca equipo Bes 3 DN-2150, 63+131+158 STGS, Estabiliza pozo con (56 Hz / 71 Amp)
		2	21/07/2008	Arrancan equipo Bes SN-2600 150 STG
		3	16/05/2009	ESP apagado por fase tierra
LMN K024	HS	1	24/09/2008	Arranca pozo con 1 BOMBA SN - 2600 STGS 123 SERIES 538
		2	07/01/2009	Realizan MRT Y B'UP; 4-ENERO-2009 AL 5-ENERO-2009
		3	12/01/2010	Aísla arena con Tapón de cemento
	TP	1	24/08/2008	Arranca pozo con 1 bomba GN - 1600 STGS 134 Serie 540
		2	07/01/2009	Realizan MRT Y B'UP; 1-ENERO-2009 AL 3-ENERO-2009
		3	29/01/2010	Suspenden WO no se puede recuperar pescado
		4	19/04/2010	Arranca Bes con 40 HZ / 27 AMP
5	22/04/2010	Recuperación STANDING VALVE		
LMN K025	TP	1	04/11/2008	Arranca pozo 2 Bomba SN-2600 (85+85) 170 STG
		2	22/12/2008	Arranca pozo 2 Bomba SN-2600 (86+86) 172 STG
		3	22/04/2009	Trabajo de COILD TUBING Limpieza con acido 15 % HC
		4	14/05/2009	Calentamiento del motor; Falla de Aislamiento en arena "U" en Completación de Fondo.
		5	31/01/2010	OFF Pozo corriente comienza, fase a tierra
		6	11/02/2010	Arranca pozo 3 BOMBAS / DN-1750 (81+90+98) 269 STG
		7	25/06/2010	Bombear tratamiento Ácido
		8	09/07/2010	Intentan pasar de ON-OFF sin éxito CTU Intenta pasar varias veces sin éxito
		9	15/08/2010	Recuperan BLANKING PLUG E Ingresan con CTU dentro del BHA de fondo

CONTINUACIÓN TABLA 1.7

		10	17/08/2010	Realizan limpieza de Completación de fondo CTU		
		11	01/11/2010	Realizan limpieza de Completación de fondo con CTU con HCL AL 12 % , apagado por fase tierra		
		12	04/11/2010	Inician operación de pesca		
	UI	1	04/11/2008	Arranca pozo con 4 Bomba DN-1750 (72+72+124+124) 392 STG		
		2	24/05/2011	Arranca pozo con 3 Bomba DN-1750 (123+107+98) STG		
LMN K031	TP	1	22/08/2009	Arranca Equipo ESP: DN-1750 (90+126) Stg		
		2	28/01/2010	Realiza trabajo de SLICK LINE para recuperar pescado con éxito se recupera 1166 FT de cable de SLICK LINE y se cambia TAPON RZG POR RZR		
		3	16/11/2010	Se bombea 2,500 BLS de diesel + químicos a través del anular para limpieza del INTAKE + ETAPAS DE LA BOMBA		
		4	15/12/2010	Apagado fase a tierra		
		5	25/12/2010	Arranca Equipo ESP: SN-2600(85+85) Stg		
		6	03/05/2011	Camión torre arman SARTA + PULLING TOOL, recuperan B PLUG LOCK + Cambian a BP Laten asientan y arrancan pozo		
		7	10/07/2011	Pozo apagado, fase desbalanceadas en espera de WO		
		LMN K032		1	28/09/2009	LMNK- 032 "TP": Arranca equipo ESP: SN-2600, Series 538, (60) Stg
				2	10/10/2010	Apagado para BUILD UP
3	22/11/2010			Bombean 2500 GLS de DIESEL + QUÍMICOS		
4	19/04/2011			Apagado manual para limpieza de BAYONETA		
LMN K038S1	TP	1	03/12/2009	Arranca equipo ESP: 3 Bombas DN-1750, (56+74+99) Stg		
		2	26/08/2010	BAKER-PIVOT GUNS 1-11/16" CARGAS PREDATOR XP DP HMX 11142' -11150'		
		3	13/09/2010	Se baja -PIVOT GUNS 1-11/16" Carga HMX pierde tensión y rompen en punto débil (TRABAJO SIN ÉXITO)		
		4	11/04/2011	Apagado, alarma sobre corriente, fase tierra, pozo en WO		
		5	30/04/2011	Pozo finaliza WO (PULLING ESP + RECAÑONEO "TS"). Arrancó ESP DN 1750 STGS (107+123)		
LMN L023A	UI	1	14/01/2010	Arranca BES: 3 Bombas DN1750 STG 261, Serie 400		
		2	05/02/2010	Realizan BUILD UP; 05 AL 07 DE FEB DE 2010		
		3	04/09/2010	Intentan recuperar BLANKING PLUG para cambio de arena operación sin éxito		
LMN L026	TP	1	02/02/2010	Arranca BES 3 BOMBAS DN1750 STG 194		
		2	03/02/2010	Pozo inestable no fluye posible daño en formación		
		3	04/02/2010	Pozo apagado por sobre corriente, toma de B'UP (4-Feb @ 8-Feb de 2010)		
	UI	1	01/03/2010	Con unidad de SLICK LINE cambio de arena de TP a UI		
		2	04/06/2010	Realizan BUILD UP; 04 AL 06 DE JUNIO DE 2010		
		3	26/12/2010	Realizan CAMBIO DE ZONA + TRATAMIENTO A TP CON CTU.		
		4	29/12/2010	Recuperan BLANKING PLUG y chequean camisa "UI" cerrada		

CONTINUACIÓN TABLA 1.7

		5	16/02/2011	Apagado fase a tierra
		6	17/02/2011	Recuperan BLANKING PLUG @ 9053'
LMN L027	TP	1	27/02/2010	Arranca BES: 1 Bombas SN-2600 STG 99
		2	22/01/2011	Apagado por BUID UP, información enviada a UIO para interpretación
LMN L028	UI	1	26/03/2010	Arranca BES 30HZ/41AMP
		2	20/06/2010	RIGLESS: Tomar muestras de fluido de yacimiento durante 3 horas arrancan pozo con 40 Hz/20 AMP.
		3	21/11/2010	Apagado para BUP, información enviada a UIO
LMN L029	TP	1	03/05/2010	Arranca BES 40Hz/21Amp: 3 BOMBAS DN-1750, 270 STG
		2	18/06/2010	RIGLESS: Apertura de camisa inferior, para producir el intervalo de 11012' @ 11018'
		3	08/10/2010	Apagado por BUILD UP
		4	25/03/2011	Bajan SHIFTING TOOL OTIS y abren camisa tipo IL OTIS @ 10999' OK bajan con RUNING TOOL y asientan BP LANTERN 2.31"
		5	08/07/2011	Apagado para trabajos de WORKOVER No- 01
		UI	1	22/07/2011
LMN L030	TP	1	07/06/2010	Arrancan BES con 30 HZ / 47 AMP. / 2 BOMBAS S5000N (56+81 STGS)
		2	10/12/2010	Pozo fase a tierra alarma de OL
		3	07/07/2011	Sale de WORKOVER
		4	07/07/2011	Arranca BES con 30 HZ / 47 AMP. / 2 BOMBAS S5000N (56+81 STGS)
	UI	1	07/06/2010	Arranca BES con 30 HZ / 27 AMP / 3 BOMBAS DN 1750 (48+123+123 STGS)
LMN L035	TP	1	14/12/2010	Arranca BES con bomba GN 1300 (118 STGS)
		2	04/01/2011	Unidad de SL cambia BP LANTERN 2.31" X BP PL LOCK 2.31. Prueban tubería presión

FUENTE: PETROAMAZONAS EP

ELABORADO POR: AUTORES

En el anexo 2 se puede observar la gráfica de producción vs tiempo de cada pozo con su arena productora y los respectivos workover, como también los eventos que han provocado cambios en la producción. Para la identificación de los workover se los denomino WO con su respectivo número, al igual para identificar a los eventos se los denomino E- con su respectivo número.

1.2 DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA OPERATIVO DEL ÁREA LIMONCOCHA

1.2.1 FACILIDADES DE SUPERFICIE DE LA ESTACIÓN LIMONCOCHA

El crudo que sale de los pozos productores llega a la estación de Limoncocha pasando por el manifold de recepción mediante el cual es direccionado hacia los separadores de producción y al Free Water Nock Out las cuales tienen un diseño bifásico.

El gas separado en este proceso es usado para la generación y otra parte es dirigida hacia Petroindustrial y parte es quemada en el flare.

El agua y el petróleo que sale de los separadores es direccionado hacia la bota de gas con el fin de separar todos los volátiles y enviar solo fluido al wash tank, en donde se separa el crudo del agua de formación y todos los sedimentos que pudiera contener. El petróleo que ya se encuentra separado del agua es enviado al surge tank en donde, mediante bombas de transferencias, es entregado SFR (Facilidad By Pass Shushufindi).

Una vez separada el agua del crudo en el Wash Tank, a través de las Bombas Booster es dirigido hacia los pozos inyectoros ubicados en las diferentes plataformas

1.2.1.1 Descripción de los Equipos de la Estación Limoncocha.

La estación Limoncocha posee los siguientes equipos en superficie:

1.2.1.1.1 Manifold

Es un conjunto de tuberías, accesorios y válvulas que une la producción de los pozos hacia los respectivos separadores, también disponen de acoples que permitirán añadir otro conjunto de pozos en caso de que aumente el número de pozos de ser necesario.

1.2.1.1.2 Separadores

La producción que viene de los pozos es una mezcla de fluidos (petróleo, agua y gas) en donde por medio de presión y densidad son separados y dirigidos hacia los distintos sistemas para utilizar de una mejor manera. El área de Limoncocha posee 1 Free Water Knock Out y 1 Separador de Producción ambos son separadores trifásicos donde el fluido de los pozos es separado en sus 3 fases: agua, gas y petróleo, donde separa diariamente 31.500 BIs y 35.000 BIs respectivamente. Posee una Unidad Multifásica Roxar para realizar pruebas y determinar características fisicoquímicas del fluido, aquí el fluido es separado en dos fases: líquido y gas.

1.2.1.1.3 Bota de Gas

La bota de gas permite liberar el gas disuelto en el líquido, donde es separado por acción del movimiento del fluido en forma de remolinos que se provoca cuando este ingresa y choca contra las paredes internas del equipo eliminando una cantidad adicional de gas que todavía permanece en solución en la fase líquida (agua y petróleo).

1.2.1.1.4 WashTank

En el área Limoncocha posee dos tanques de lavados cada uno con una capacidad de 12,600 BIs y 11,200 BIs estos son recipientes diseñados para estar sometidos a una presión cercana a la atmosférica en donde se almacena fluido multifásico y sirven para completar el proceso de deshidratación es decir para la

separación del agua del crudo, que previamente fueron tratados en los separadores convencionales separando la mayor parte de gas en solución y haciendo que la cantidad de gas sea relativamente pequeño en el tanque de lavado.

La separación de estos fluidos es por la acción de la gravedad, usos del calor y por químicos demulsificantes. Usualmente se requiere que el petróleo a su salida del tanque de lavado posea un promedio de agua igual o inferior a 1 %.

1.2.1.1.5 Surge Tank

También conocido como tanque de reposo en donde se almacena el petróleo o agua que fueron previamente tratados en los sistemas de separación anteriormente mencionados. En el área Limoncocha posee una capacidad de almacenamiento de 10,500 Bls tanto para el tanque de petróleo como el de agua. En este equipo se realiza la medición de nivel de petróleo o agua y la cantidad bombeada, para determinar la producción o inyección respectivamente de una estación

1.2.1.1.6 Scrubber de gas

En estos equipos se consigue precipitar los líquidos llámense condensados de hidrocarburos, vapor de agua, etc. que son arrastrados por el gas a las salidas de los FWKO y Separadores de Producción, de esta manera se eliminan los líquidos por la parte inferior del recipiente permitiendo que el gas fluya hacia los compresores para luego ser almacenado y utilizarlo como combustible para generación eléctrica.

1.2.1.1.7 Compresores

La función de los compresores consiste en aumentar la presión y desplazar cierto tipo de fluidos denominados compresibles (gases, vapores), mediante el

cual se realiza intercambio de energía entre la máquina y el fluido, en el cual el trabajo ejercido por el compresor es transferido a la sustancia que pasa por él convirtiéndose en energía de flujo, aumentando su presión y energía cinética e impulsándola a fluir.

El área Limoncocha tiene un compresor de gas (eléctrico) y dos compresores de aire (1 eléctrico y 1 diesel)

1.2.1.1.8 Generadores

Es un dispositivo que mantiene una diferencia de potencial eléctrico entre dos de sus puntos, llamados polos, los cuales son encargados de la transformación de la energía mecánica en energía eléctrica. Las marcas de los generadores que tiene Limoncocha son Waukesha, Caterpillar y Gen Bacher.

1.2.1.1.9 Unidad de fiscalización LACT

La unidad LACT mide la cantidad de hidrocarburo que forma la base de una venta entre el vendedor y comprador. En el contrato de venta tienen que estar en mutuo acuerdo en la descripción de la unidad LACT como en la marca, el tipo y la operación del mismo. Para diseñar estas unidades existen muchos factores que influyen en el diseño como las tasas de flujo, las limitaciones de espacio, temperatura, viscosidad, corrosión, y las especificaciones del cliente. En el área Limoncocha la unidad de LACT posee un probador y dos contadores Smith Meter.

1.2.1.1.10 Bombas Booster

El bombeo puede definirse como la adición de energía para que un fluido se pueda mover de un punto a otro. Dicha energía puede ser recibida por un motor de combustión interna, motor de gas y motor eléctrico la cual provoca que la bomba centrífuga de tipo hidráulica transforme la energía mecánica de un

impulsor rotatorio llamado rodete en energía cinética y potencial requeridas para que el fluido adquiera una adición de presión y aumente su velocidad para la transferencia de crudo. En el área Limoncocha posee las siguientes bombas booster:

- Bomba de transferencia de crudo que posee un motor eléctrico, un motor a diesel y un motor de gas.
- Bombas eléctricas Booster para reinyección de agua.
- Bombas para Sumideros: P-2113B, P-2014B, P-2015^a
- Bombas de Inyección de Agua

1.2.1.1.11 Flare para quema de gases.

Un flare (quemador) es el resultado de una quema controlada de gas natural de uno o varios pozos, consiste en direccionar el gas sobrante por medio de tuberías horizontales hacia una en una tubería vertical y encenderlo, haciendo esta técnica un manejo sustentable para el medio ambiente.

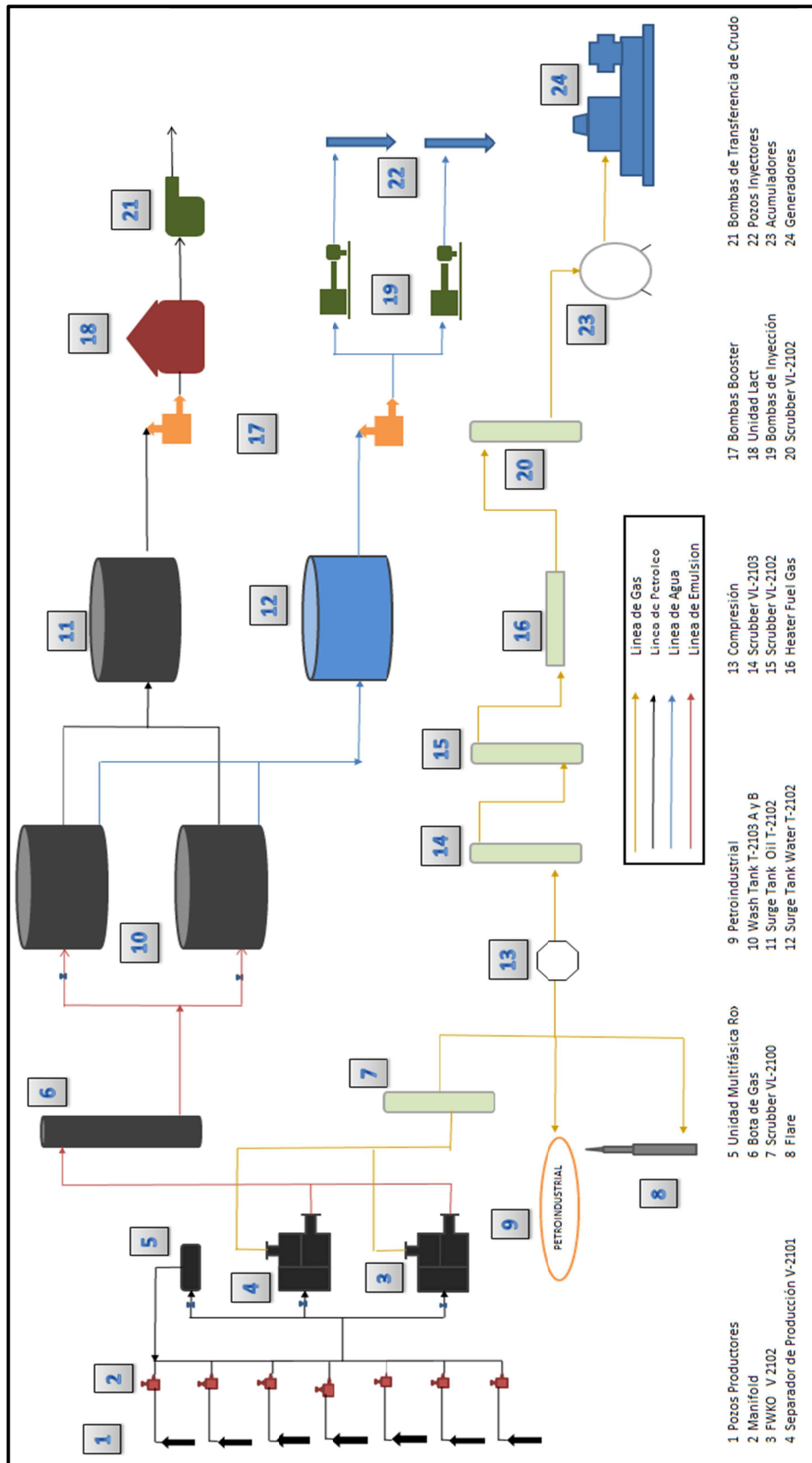
1.2.1.1.12 Sistema contra incendios

En la estación de Limoncocha se cuenta con tanques de agua y tanques de espuma como parte del sistema de control de incendios, pero el agua al ser utilizado sobre un combustible de hidrocarburo, es más pesada que la mayoría de los líquidos y si se aplica directamente sobre la superficie del combustible, se hundirá hasta el fondo teniendo poco o ningún efecto en la extinción o supresión de vapores. Por eso la espuma ha sido usada como un medio de extinción de incendios para líquidos inflamables y combustibles. La acción de la espuma consiste en:

- Cubre el combustible totalmente apagando el fuego
- Enfría el combustible y superficies metálicas adyacentes
- La capa de espuma suprime la liberación de vapores inflamables

Para el funcionamiento de este sistema además cuenta con 1 bomba eléctrica, 1 bomba a diesel, 2 bombas para dosificación de espuma, monitores, mangueras, extintores, mantas, etc.

FIGURA 1.6. DIAGRAMA DEL PROCESO DE TRATAMIENTO DEL FLUIDO



Fuente: PETROAMAZONAS EP

Elaborado por: Autores

1.2.1.2 Sistema de Reinyección de Agua

El sistema de reinyección de este campo permite controlar el volumen total de agua de formación que los pozos producen conjuntamente con el petróleo, previamente a un tratamiento en superficie con el objetivo de mejorar la calidad del agua para un mejor manejo logístico y ambiental.

El agua de producción proviene principalmente de la separación física mediante el proceso que ocurre en el separador bifásico donde se separa el gas del fluido (petróleo y agua), con lo que se consigue la remoción de los hidrocarburos gaseosos.

El sistema de tratamiento del agua de producción separa el hidrocarburo del agua, el mismo que es separado por diferencia de densidades, además la emulsión que existe entre el petróleo y el agua es separada aplicando un demulsificante a la entrada de los separadores.

El agua obtenida del proceso anterior es direccionada hacia las bombas Booster, las cuales incrementan la presión para dirigir el agua hacia los respectivos pozos inyectoros.

El reservorio Tiyuyacu es en donde se inyecta el agua previamente tratada y se dispone de una gran capacidad de saturación, es decir, que no existirían problemas si se incrementa la producción de agua, siempre y cuando esta sea previamente tratada en superficie.

En la tabla 1.8 se muestra los datos de reinyección de agua y en la figura 1.7 el diagrama del sistema de reinyección de agua.

TABLA 1.8 REINYECCIÓN DE AGUA DE FORMACIÓN

Barriles Reinyectados (Bbls)	84,885,428
Área de Formación Tiyuyacu (acres)	10.674,921
Espesor Promedio (pies)	322

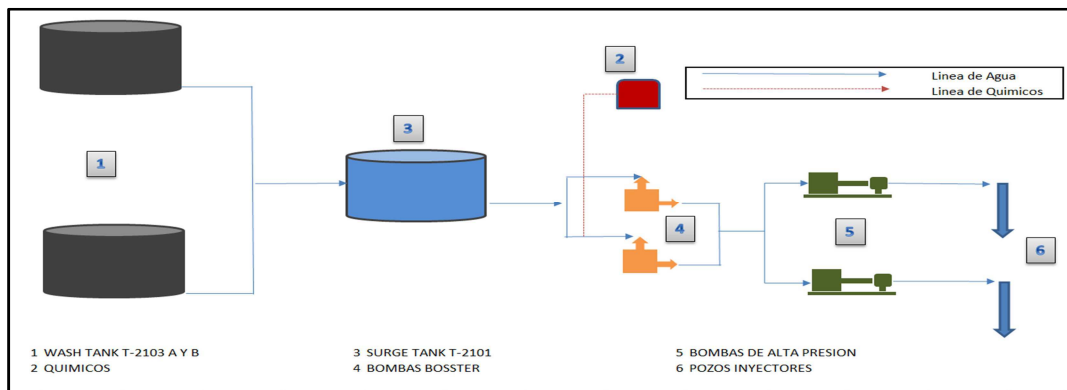
CONTINUACIÓN TABLA 1.8

Barriles de Capacidad Total (Bbls)	4.000'014.593
Promedio Anual (Bbls)	495,252

FUENTE: PETROAMAZONAS EP

ELABORADO POR: AUTORES

FIGURA 1.7 DIAGRAMA DE REINYECCIÓN DE AGUA



FUENTE: PETROAMAZONAS EP

ELABORADO POR: AUTORES

1.2.1.1 Almacenamiento

Se dispone de tanques para recepción del agua producida antes de enviarla hacia los pozos inyectorios, sus datos técnicos se encuentran en la tabla 1.9.

TABLA 1.9 TANQUES DE ALMACENAMIENTO

EQUIPO		DIAM	H	CAP BLS (NOMINAL)	CAP (OPERATIVA)
SURGE TANK	T-2101	50' - 0"	30' - 0"	10,500	9751.82
WASH TANK	T-2103A	50' - 0"	36' - 0"	12,600	12582
WASH TANK	T-2103B	50' - 0"	36' - 0"	11,200	9702.31

FUENTE: PETROAMAZONAS EP

ELABORADO POR: AUTORES

1.2.2 TRATAMIENTO QUIMICO PARA LA REINYECCION DEL AGUA

El agua es un fluido que contiene cantidades importantes de impurezas, sólidos suspendidos y gases disueltos. A ciertas condiciones de presión y temperatura el agua adquiere una vitalidad para la creación de microorganismos que ayudan a la transformación para que los componentes solubles puedan convertirse en insolubles a un cierto grado, precipitarse y formar escala.

En la siguiente tabla 1.9, se puede observar el tratamiento químico que tiene el agua producida para que pueda ser reinyectada.

TABLA 1.9 TRATAMIENTO DE QUÍMICO

LUGAR INYECCION	VOLUMEN INYECCION (gl/dia)	NOMBRE COMERCIAL	OBJETIVO
PLATAFORMA (PADS)	250	MX-593	ANTI ESCALA
PLATAFORMA (PADS)	278	PROTERQUIM 1176	ANTICORROSIVO
RECIBIDORES	13	TRETOTILE RBW 6060 WATER CLARIFIER	CLARIFICANTE (COAGULADOR)
SEPARADORES	6	RBW503	CLARIFICANTE DE CLASE II (FLOCULADOR)

FUENTE: PETROAMAZONAS EP

ELABORADO POR: AUTORES

1.2.3 GENERACIÓN ELECTRICA

La estación Limoncocha tiene una potencia instalada de 13,269 Kw, que alimenta a las bombas de los pozos productores, bombas de reinyección de Agua, planta de control y demás sistemas utilitarios del campo Limoncocha. La tabla 1.9 indica un resumen del reporte técnico de generación que emite Petroamazonas al estado, en esta tabla se observa el consumo de los combustibles gas y diesel de los generadores en la estación Limoncocha para satisfacer la demanda de los pozos aledaños (ver tabla 1.10).

TABLA 1.10 REPORTE DE GENERACION PETROAMAZONAS

GENERADOR	CONSUMO MENSUAL DE DIESEL (GAL), GAS(Kpc)	P nominal (KW)	Demanda (KWh-mes)	Estado
MG2101-1G	3,168	750	216,000	Ok
MG2101-2G	4,224	750	288,000	Ok
MG2101-3G	0.00	750	0.00	Off
MG2101-4G	4,224	750	288,000	Ok
MG2101-5G	4,224	750	288,000	Ok
MG2101-6G	3,168	750	216,000	Ok
MG2101-12G	3,750	1,500	446,400	Ok
MG2101-11G	0.00	1,500	0.00	Off
MG2101-9G	2,822	1,500	252,000	Ok
MG2101-10G	0.00	1,500	0.00	Stand by
MG2101-1D	0.00	275	0.00	Stand by
MG-W16	36,596	1,450	396,000	Ok
JENBACHER	7,350	1,044	504,000	Ok
TOTAL DIESEL	36,596	1,725	396,000	
TOTAL GAS	32,930	11,544	2498,400	
TOTAL		13,269	3290,400	

FUENTE: PETROAMAZONAS EP

ELABORADO POR: AUTORES

La generación de la Estación Limoncocha se concentra en tres switch gear (cuarto de control) de 4160 V cada uno, para luego incrementar el voltaje a 13800 V y poder transmitir energía a cada una de las subestaciones. Además cuenta con cuartos de operación y control donde se encuentra las protecciones eléctricas del sistema, así también como motores y bombas para la reinyección del agua previamente tratada.

Este sistema está conformado por un acoplamiento de grupo motor-generador, de los cuales nueve son motores de marca Waukesha y un motor de marca General Electric, ambos utilizan gas como combustibles para la conversión de energía y se tiene dos motores de marca Caterpillar de combustión interna a diesel, son utilizados cuando aumenta la demanda en el sistema o cuando algún generador a gas esta en mantenimiento o en reparación.

Estos generadores transmite energía y potencia a la bomba electrosumergible instaladas en los diferentes pozos a través de la red de distribución eléctrica.

En la tabla 1.11 se detallan los datos técnicos más representativos de cada uno de los generadores

TABLA 1.11 GRUPO DE MOTORES-GENERADORES DE LA ESTACION LIMONCOCHA

Tag	Motor	combustible	Generador	Potencia (Kw)	Voltaje (V)
MG2101-1G	Waukesha	Gas	Kato	750	4160
MG2101-2G	Waukesha	Gas	Kato	750	4160
MG2101-3G	Waukesha	Gas	Kato	750	4160
MG2101-4G	Waukesha	Gas	Kato	750	4160
MG2101-5G	Waukesha	Gas	Kato	750	4160
MG2101-6G	Waukesha	Gas	Kato	750	4160
MG2101-9G	Waukesha	Gas	LeroySommer	1500	4160
S/N	Waukesha	Gas	ABB	1500	4160
S/N	Waukesha	Gas	ABB	1500	4160
S/N	Caterpillar	Diesel	Kato	275	480
S/N	Caterpillar	Diesel	Caterpillar	1450	480
S/N	General Electric	Gas	Stamford	1044	480

FUENTE: PETROAMAZONAS EP

ELABORADO POR: AUTORES

CAPITULO 2

FUNDAMENTOS TEÓRICOS DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.

2.1 INTRODUCCIÓN

Cuando el pozo deja de producir por flujo natural, se requiere el uso de una fuente externa de energía para conciliar la oferta con la demanda de energía. La utilización de esta fuente es con el fin de levantar los fluidos desde el fondo del pozo hasta el separador, es lo que se denomina levantamiento artificial.

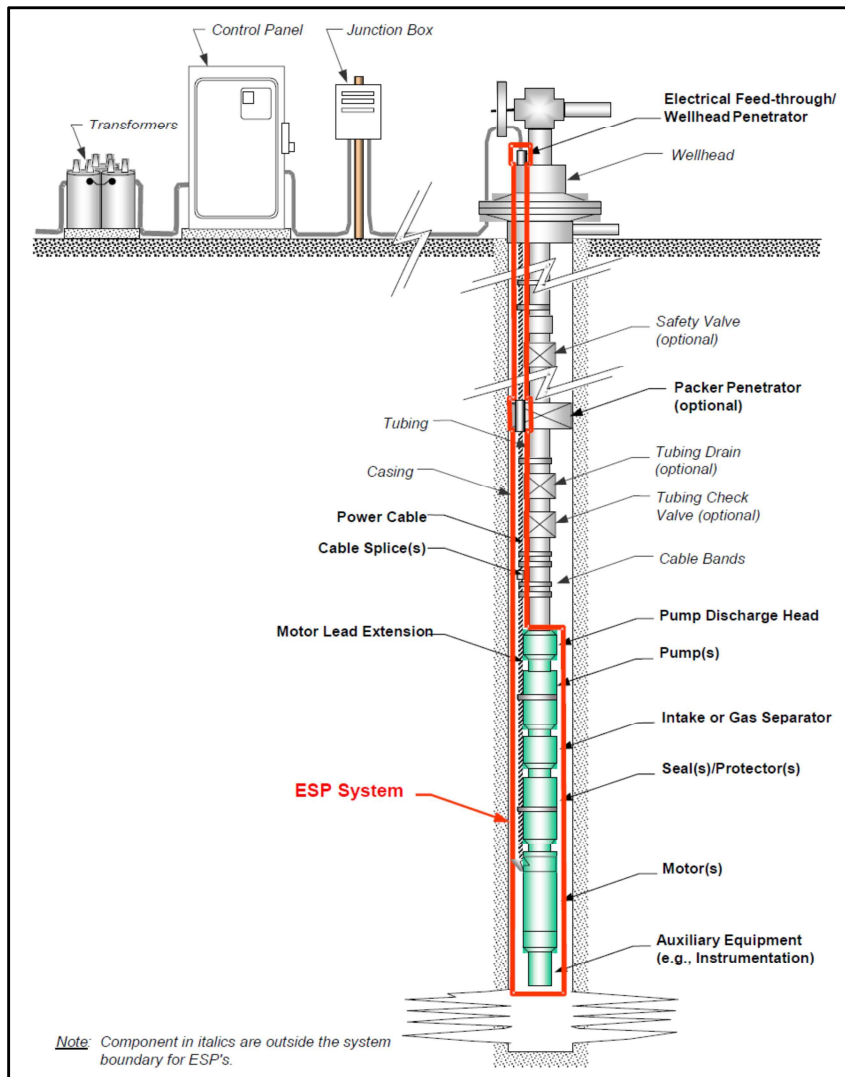
El método de levantamiento artificial por Bombeo Electro Sumergible es instalada por encima del intervalo cañoneado, tiene como principio fundamental impulsar el fluido del reservorio hacia la superficie mediante la rotación centrifuga de la bomba, provocando un diferencial de presión a través del yacimiento y de esta manera la mayor producción de fluidos que pasará por la parte externa del motor, absorbiendo el calor generado por el mismo debido a su funcionamiento y de esta manera enfriándolo. La potencia requerida por dicha bomba es suministrada por un motor eléctrico que se encuentra ubicado en el fondo del pozo, la fuente eléctrica necesaria para el funcionamiento de dicho motor, es abastecida por el cable de potencia que viene desde la superficie.

El conjunto de equipos de subsuelo se encuentra constituido por la bomba centrifuga, la sección de entrada estándar o el separador de gas, la sección de sello o protector, el motor eléctrico y el sensor de fondo.

Entre los cables tenemos: de conductor eléctrico, el cable de conducción al motor. Los equipos de superficie están conformados por el cabezal de descarga, el variador de frecuencia o el controlador de arranque directo, la caja de unión o venteo y por el conjunto de transformadores.

Entre los componentes de accesorios se pueden listar la válvula de drenaje, válvula de venteo, los soportes en el cabezal, los centralizadores, las bandas de cables y los protectores de cables.

FIGURA 2.1. SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE



FUENTE: F.J.S.Alhanati*, S.C.Solanki*andT.A.Zahacy*, C-FERTechnologies

*SPEMembers

2.2 COMPONENTES DE SUBSUELO

Los componentes principales del equipo de subsuelo del sistema de bombeo Electrosumergible son:

- Motor Electrosumergible
- Protector o Sección Sellante (Sello)
- Bomba Electrosumergible
- Cable (Extensión de Motor y de Potencia)
- Separador de Gas
- Equipos adicionales.

2.2.1 MOTOR ELECTROSUMERGIBLE

El motor eléctrico tiene como función principal convertir la energía eléctrica en energía mecánica y de esa manera girar el eje para accionar la bomba, es recomendable colocarlo por encima de las perforaciones.

La profundidad de colocación es un factor determinante en la selección del voltaje del motor debido a las pérdidas de voltaje en el cable. Cuando la pérdida de voltaje es demasiado grande, se requiere un motor de más alto voltaje y menor amperaje.

2.2.1.1 Los principales componentes del motor son:

2.2.1.1.1 Rotor

Es uno de los componentes internos del motor y que genera los HP del mismo, esta parte de la máquina está libre para moverse.

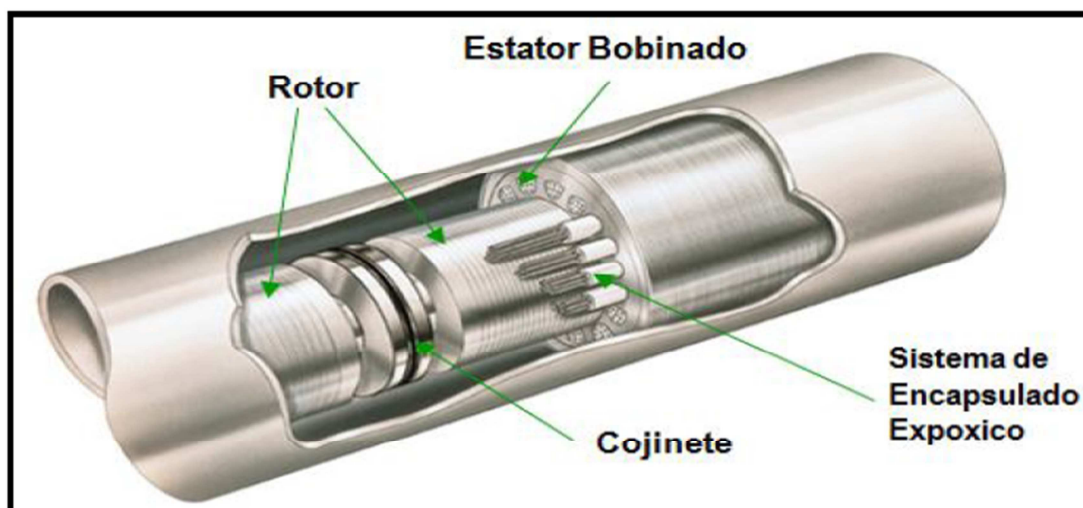
2.2.1.1.2 Estator

Es el bobinado del motor electrosumergible está diseñado para trabajar a diferentes temperaturas, esta parte no se mueve y es la carcasa de la máquina.

2.2.1.1.3 Cojinetes del motor

Su función principal es fijar y centralizar el conjunto de rotores, estos son componentes vitales para el buen funcionamiento y larga vida de un motor, debido a que disminuyen al máximo la fricción y lograr que gire con menor esfuerzo.

FIGURA 2.2: COMPONENTES BÁSICOS DEL MOTOR



FUENTE: BAKER HUGHES Centrilift

2.2.1.1.4 Eje

Es el componente interno del motor electrosomergible que hace girar al sistema, en la parte interna del eje es hueco para la circulación del aceite dieléctrico a lo largo del motor, con la finalidad de brindar lubricación y enfriamiento.

2.2.1.1.5 Zapata del motor

Su función principal es soportar la carga axial del conjunto de rotores, que se encuentra instalado en la parte superior del motor y su configuración puede ser direccional o bi-direccional.

2.2.1.1.6 Aceite dieléctrico

Es un aceite mineral o sintético que provee la lubricación y enfriamiento de los componentes internos del motor electrosumergible, su diseño es para trabajar a diferentes temperaturas.

La temperatura del motor es determinada por 5 factores:

- Temperatura del pozo
- Porcentaje de carga del motor
- Velocidad del fluido a través del motor
- Propiedades de enfriamiento del pozo (% gas, corte de agua, escala, etc...)
- Calidad de la energía disponible (desbalance del voltaje o corriente, voltaje disponible, etc.)

2.2.1.1.7 *Carcasa del motor*

En toda aplicación del sistema BES se debe tener muy en cuenta las condiciones a las cuales opera el equipo de fondo, el tipo de material utilizado en la carcasa del motor es fabricado de diferentes composiciones tales como acero con bajo contenido de carbono, acero ferrítico, acero inoxidable, etc.

2.2.1.1.8 *Buje*

Se encuentran localizados entre el eje y el cojinete, es el elemento dinámico que gira junto con el rotor. El material de fabricación es de menor resistencia comparado con el cojinete del motor que generalmente es de bronce.

2.2.1.2 **Funcionamiento**

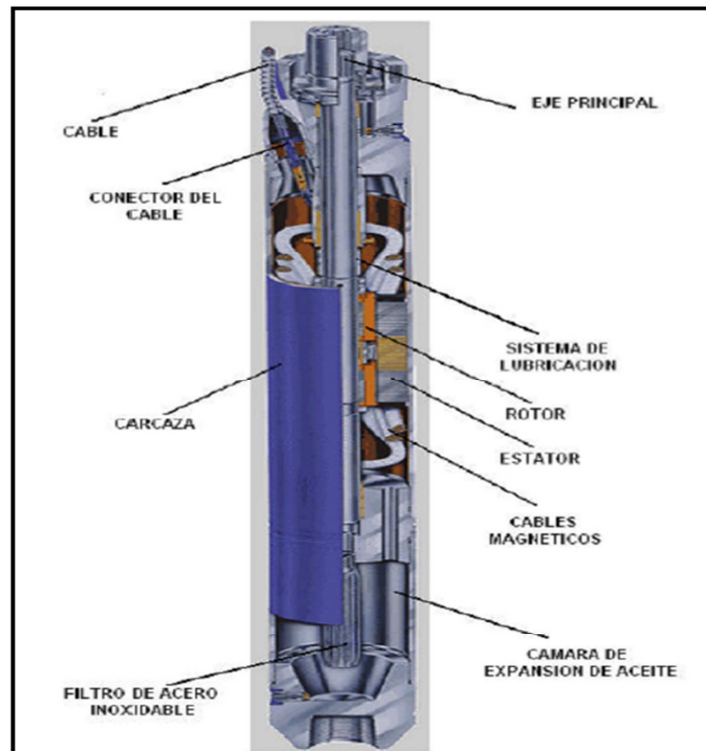
El motor eléctrico colocado en la parte inferior de la completación, recibe la energía desde una fuente en superficie a través de un cable. Normalmente, consiste de una carcasa de acero al bajo carbón, con láminas de acero y bronce fijas en su interior alineadas con las secciones del rotor y del cojinete respectivamente, su diseño especial tiene la forma similar y de menor

diámetro que la tubería de revestimiento existente en el pozo, también soporta una alta torsión momentánea durante el arranque hasta que alcanza la velocidad de operación, aproximadamente constante para una misma frecuencia que puede ser de 3500 revoluciones por minuto (rpm) a 60 ciclos por segundo (Hz).

Los motores pueden ser utilizados en sistemas de potencias de 60 HZ a 50 Hz. La diferencia entre ellos será que el motor funcionando a 50 Hz producirá 5/6 veces la potencia que se desarrollaría a 60 Hz para la corriente nominal de él pero a su vez el requerirá 5/6 veces el voltaje requerido para funcionar a 60 Hz.

Una corriente alterna (AC) de tres fases crea campos magnéticos que gira en el estator, estos campos magnéticos inducen al rotor y al eje a girar dentro del estator. Cada rotor es capaz de producir un determinado número de voltaje dado, el voltaje en la superficie puede ser cambiado para ajustar la capacidad de HP y el rendimiento del motor. El voltaje aplicado al motor induce un campo magnético en el bobinado del estator.

El movimiento de este campo magnético induce otro campo magnético sobre los rotores alojados en el motor. El campo magnético de los rotores girara a estos intentando alcanzar al estator, como tenemos un eje conectado a los rotores es posible obtener un trabajo útil en el extremo de este.

FIGURA 2.3: MOTOR

FUENTE: REDA Schlumberger

2.2.2 PROTECTOR O SECCIÓN SELLANTE

Este componente también llamado sección sellante se localiza entre el motor y la bomba, la cual es diseñada principalmente para igualar la presión del fluido del motor y la presión externa del fluido del pozo a la profundidad de asentamiento del equipo, Ver figura 2.4.

2.2.2.1 Funciones básicas

Las funciones de los sellos o protectores son:

- Impide la entrada de fluido del pozo hacia el motor.
- Es parte principal de la conexión mecánica entre el motor y la bomba.
- Permite la existencia de una cámara para la expansión y contracción del aceite del motor.
- Transmitir el torque desarrollado por el motor hacia la bomba, a través del acoplamiento de los ejes.

2.2.2.2 Nomenclatura de los sellos

Su denominación empieza desde la cabeza y continua hacia la base, se nombra de acuerdo a las cámaras de sello utilizadas y a la forma en que se conectan entre sí, estas pueden ser en serie o en paralelo.

La nomenclatura para nombrar a los protectores es la siguiente:

- L: Cámara tipo laberinto
- B: Cámara tipo bolsa
- P: Conexión tipo paralelo
- S: Conexión tipo serie
- HL: Cojinete de alta carga

En la actualidad los sellos se pueden configurar en función de las necesidades propias de cada pozo, combinando diferentes tipos de cámaras, cojinetes de empuje, sellos mecánicos y materiales a utilizar, haciéndolo personalizado a cada aplicación.

El protector de tres cámaras, constituye realmente tres sistemas de sellos en uno, cada cámara consiste de un sello mecánico y de un recipiente de expansión-contracción, este sistema protege al motor en el caso que dos de los tres sellos mecánicos fallen.

Las cámaras de un sello pueden ser de dos tipos:

- Laberinto
- Sello positivo (bolsa de goma)

Sellos Laberínticos

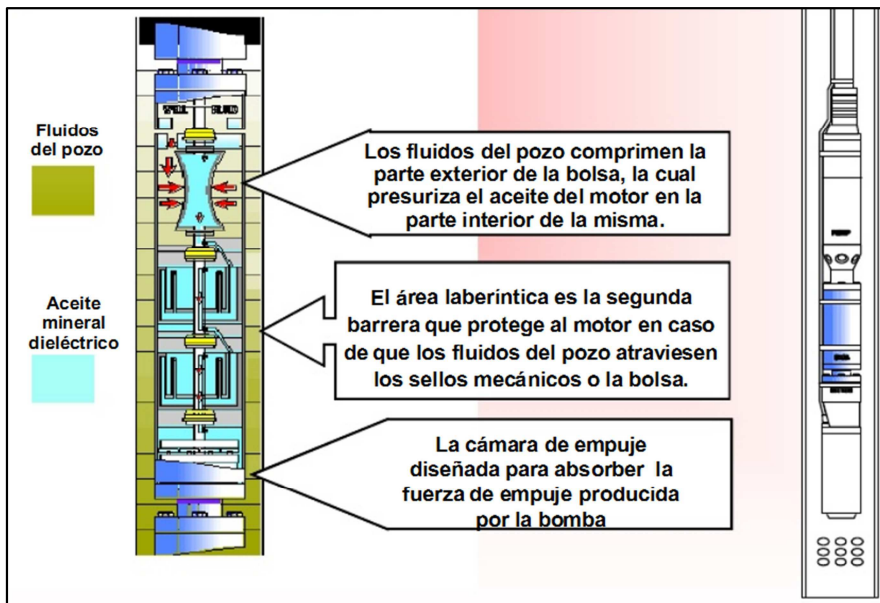
Estos sellos poseen secciones que tienen una interface de aceite motor / líquidos en la cámara superior y que proveen la separación del fluido en base a la diferencia de densidades entre el fluido del pozo con el aceite del motor.

Secciones de sellos tipo bolsa

Estos sellos proporcionan una barrera del tipo elastómera para la separación de los líquidos pero al ser muy flexible cumple con equilibrar las presiones en ambos lados de ella. En algunos pozos su ángulo de inclinación llega a ser casi horizontal motivo por el cual el sello tipo laberinto, provee muy poca protección y para estos casos se desarrolló un sello tipo bolsa.

Cabe mencionar que la diferencia principal está en la forma como el aceite lubricante del motor es aislado del fluido del pozo, se ha determinado que el mejoramiento real del funcionamiento del motor sumergible puede lograrse si el aceite del motor se aísla completamente de los fluidos del pozo evitando cualquier contaminación.

FIGURA 2.4: SELLO



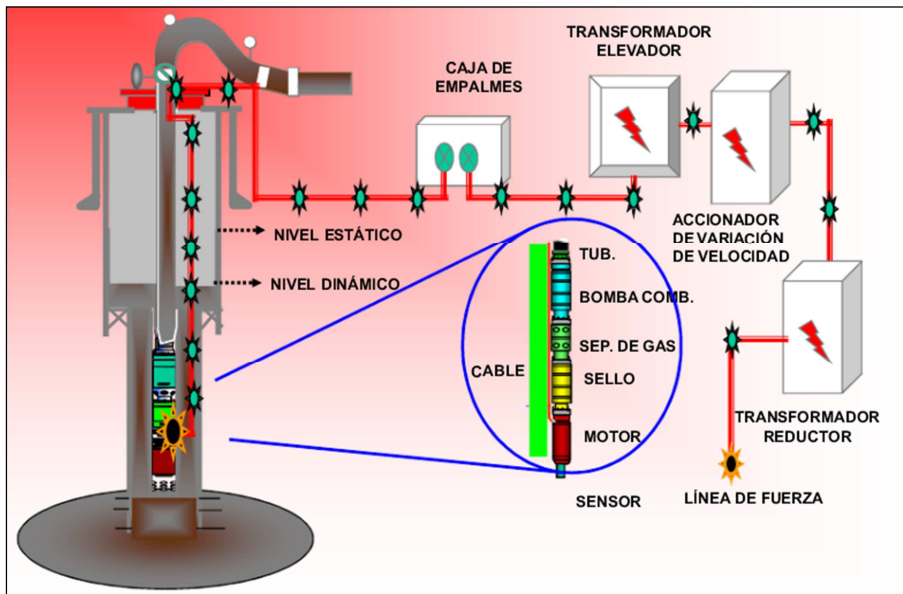
FUENTE: BAKER HUGHES Centrilift

2.2.3 BOMBA

Las bombas electrosumergibles son bombas centrífugas multi-etapa, cada etapa consiste en un impulsor rotativo y un difusor fijo, las cuales están construidas en diferentes diámetros dependiendo del espacio disponible en el

pozo. La capacidad de levantamiento y la potencia requerida para levantar el fluido del pozo depende del número de etapas que tendrá la bomba. "Si para producir 2500 barriles tenemos una carga dinámica de 3000 pies y una bomba seleccionada levanta 30 pies por etapa, el número total de etapas requeridas es $3000 \text{ pies} / 30 \text{ pies/etapa} = 100 \text{ etapas}$ "²

FIGURA 2.5: BOMBA ELECTROSUMERGIBLE



FUENTE: ESP OIL Corporation

2.2.3.1 Funcionamiento básico de la bomba

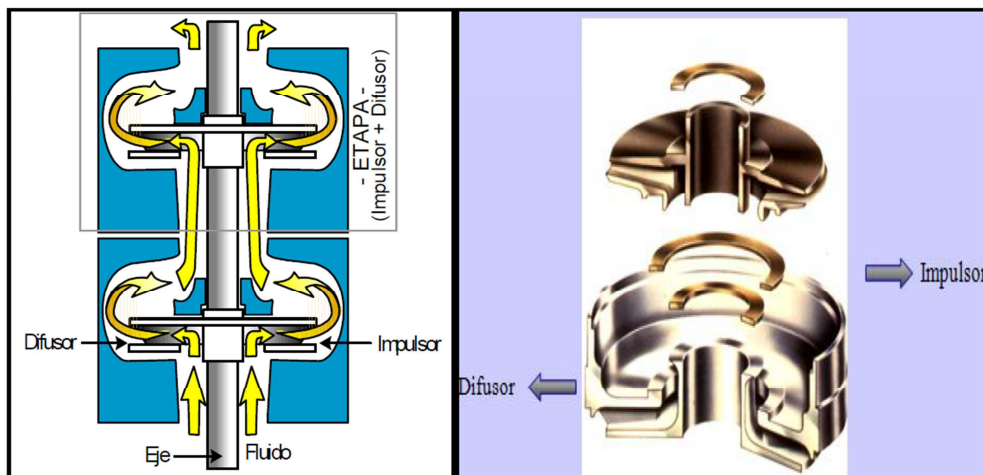
Las bombas centrífugas son de múltiples etapas y cada etapa consiste de un impulsor giratorio y un difusor estacionario. El impulsor provee al fluido ENERGÍA CINÉTICA la cual crea una fuerza centrífuga, dando a éste una verdadera dirección y sentido de movimiento. El Difusor cambia esta energía cinética en ENERGÍA POTENCIAL dirigiendo al fluido en una forma adecuada al siguiente impulsor es decir, la función básica de este sistema (impulsor/difusor) es proporcionar a los fluidos del pozo un incremento de presión necesaria para hacer llegar a la superficie.

²*Bombeo Electrosumergible: Análisis, Diseño, Optimización y TroubleShooting*

La capacidad de descarga de la bomba centrífuga electrosumergible depende de la velocidad de rotación (RPM), del diseño de la etapa, la presión hidrostática y las propiedades físicas del fluido que está siendo bombeado.

Es recomendable que la bomba deba funcionar dentro del rango de operación recomendado para proporcionar una vida útil óptima.

FIGURA 2.6 IMPULSOR Y DIFUSOR



FUENTE: BAKER HUGHES Centrilift

2.2.3.2 Tipos de Etapas

La clasificación de las etapas puede darse dependiendo de la geometría del pasaje de fluido, la cual se divide en dos tipos:

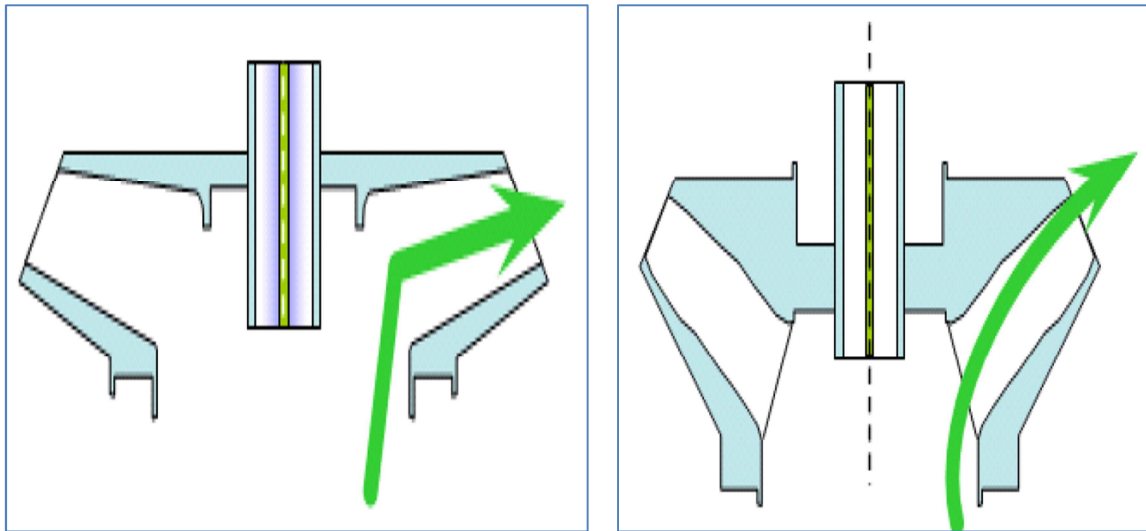
2.2.3.2.1 Etapas de Flujo Radial

Este diseño desarrolla una carga de presión a través de fuerzas centrífugas que generalmente se utiliza cuando se requiere de una instalación con un flujo bajo y de una gran altura. Este diseño se logra al permitir que el líquido se descargue en un ángulo de 90° sobre el ojo de la turbina. Ver figura 2.7 a.

2.2.3.2.2 Etapas de Flujo Mixto

Este diseño desarrolla presión y altura a través de fuerzas centrífugas axiales, que generalmente es utilizado donde se requiere de una instalación para altos flujos. El ángulo de la descarga del líquido es un ángulo menor a 90° del ojo del impeller. Ver figura 2.7 b.

FIGURA 2.7 TIPO DE ETAPAS



a) Flujo Radial

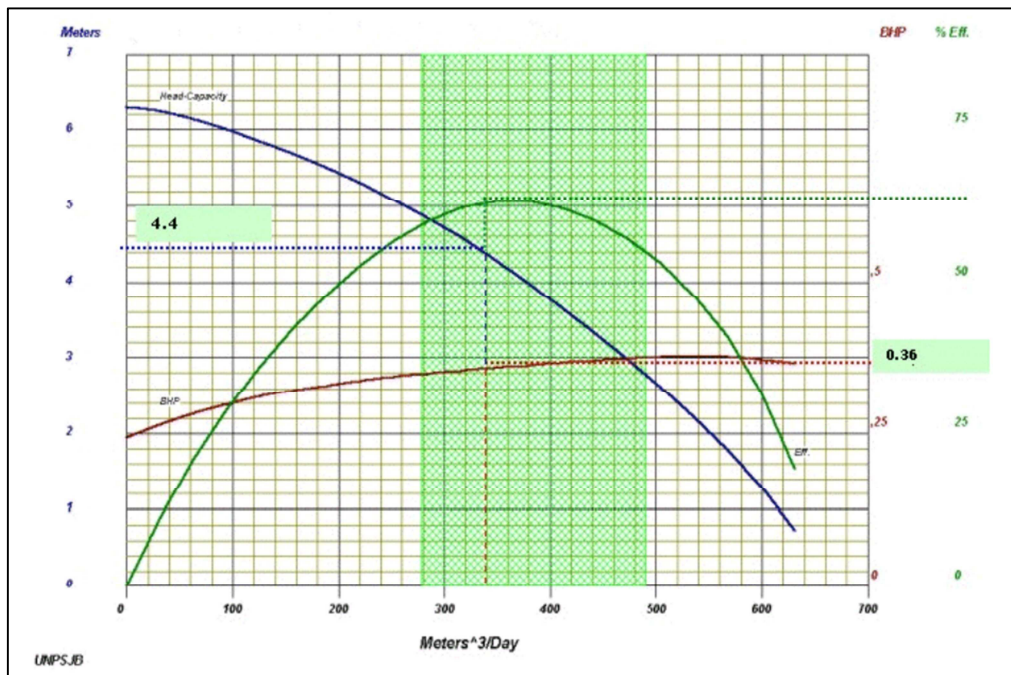
b) Flujo Mixto

FUENTE: BAKER HUGHES Centrilift

2.2.3.3 Análisis de las Curvas de las Bombas

Una bomba eficiente debe tener una operación recomendable que trabaje dentro de un rango de capacidad, el cual se indica en las curvas de comportamiento de las bombas y que generalmente es de 75% al 95% del trabajo de mayor eficiencia, es decir al operar sobre el rango de su diseño produce empuje ascendente excesivo, por el contrario al operar bajo su diseño produce un empuje descendente. Ver figura 2.8.

FIGURA 2.8 CURVAS PARA ANALISIS DE BOMBAS



FUENTE: www.oilproduction.net

En la figura de análisis de bomba se pueden observar tres curvas características que corresponden al comportamiento de una etapa de la bomba donde:

2.2.3.3.1 Head capacity (Capacidad de elevación línea azul)

A partir de este análisis posterior podemos determinar la capacidad de elevación de la columna dinámica total por etapa (TDH). Como en cualquier curva característica de bombas centrífugas electrosumergibles se puede apreciar la variación del caudal en función de la altura de elevación.

La columna más alta que una bomba puede desarrollar, es en un punto que no existe flujo a través de la bomba o cuando la válvula de descarga está completamente cerrada.

La columna dinámica total (TDH) se obtiene:

$$TDH = H_d + F_t + P_d \quad (2.1)$$

Dónde:

- **Hd:** Es la distancia vertical en pies o metros, entre la cabeza del pozo y el nivel estimado de producción
- **Ft:** Es la columna requerida para vencer las pérdidas por fricción en la tubería.
- **Pd:** Es la presión necesaria para superar la presión existente en la línea de flujo.

2.2.3.3.2 *La curva de Potencia al Freno línea roja (BHP)*

Potencia consumida por etapa es la potencia total requerida por una bomba para realizar una cantidad específica de trabajo; se la calcula de la siguiente forma:

$$\text{Potencia al Freno (BHP)} = \frac{\text{Potencia Hidráulica}}{\text{Eficiencia de la Bomba}} \quad (2.2)$$

$$\text{Potencia al Freno (BHP)} = \frac{\text{GPM} \cdot \text{Altura de Columna (ft)} \cdot \text{Gravedad Específica}}{3,960 \cdot \text{Eficiencia de la Bomba}} \quad (2.3)$$

2.2.3.3.3 *Eficiencia energética (línea verde)*

Muestra el porcentaje de la eficiencia para la transformación de la energía mecánica en energía hidráulica con relación al caudal para cada tipo de etapa. Mediante la siguiente fórmula se puede calcular el porcentaje de eficiencia:

$$\text{Eficiencia (\%)} = \frac{\text{Alt. de columna} \cdot \text{Capacidad} \cdot \text{Gravedad Específica} \cdot 100}{3,960 \cdot \text{BHP}} \quad (2.4)$$

Dónde:

Alt.de columna (Pies)

Capacidad (Galones/minuto)

BHP = Potencia al freno (HP)

2.2.3.3.4 Rango de Operación (espacio verde)

Este es el rango donde la bomba opera con mayor eficiencia. Si la bomba se opera a la izquierda del rango de operación a una tasa de flujo menor, la bomba puede sufrir desgaste por empuje descendente. Si la bomba se opera a la derecha del rango de operación a una tasa de flujo mayor, la bomba puede sufrir desgaste por empuje ascendente.

Las etapas son nombradas de acuerdo al punto de mejor eficiencia por ejemplo una bomba de REDA tipo DN1750 donde su mayor eficiencia es de 1750 BPD.

Un ejemplo para la nomenclatura de bombas de la empresa REDA DN1750

- D: que puede ser A, D, G, S, H y J representan el numero de series de la bomba
- N: indica las etapas del impulsor (Ni-Resist) que es fabricado de un material estándar de los impellers y difusores que soporta ambientes corrosivos y abrasivos, cuando no está la letra N significa que es de una material de plástico.
- 1750: depende del tipo de bomba y representa el caudal en BPD donde tiene la más alta eficiencia.

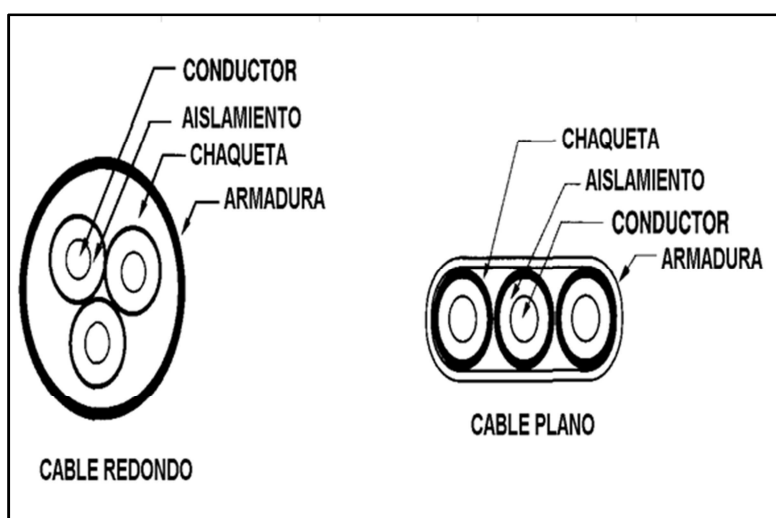
2.2.4 CABLE

La unión eléctrica entre los equipos descritos, instalados en el subsuelo, y los equipos de control en superficie son los cables. La potencia eléctrica es transmitida al motor de la bomba electro-centrífuga por medio de un cable de tres conductores. Los cables para los sistemas BES se pueden construir tanto en configuraciones redondas como planas, dependiendo del espacio disponible en el pozo, estos cables aislados pueden ser instalados en temperaturas de pozos que exceden los 300°F. El cable tiene una arma dura de acero, bronce y monel dependiendo de las condiciones de pozo y requerimientos.

Los principales componentes del cable incluyen (ver figura 2.9)

- Conductor: tiene propiedades eléctricas
- Material de Aislamiento: protege y cubre los conductores
- Chaqueta de Barrera: Protege y cubre el aislamiento
- Material de la chaqueta: Elastómero diseñado considerando temperatura, químicos y gas.
- Armadura Externa: La protección externa que sostiene todo junto.

FIGURA 2.9 COMPONENTES DE CABLES



FUENTE: BAKER HUGHES Centrilift

Existen varios tipos de cables en una instalación de bombeo electrosumergible:

2.2.4.1 Cable de Extensión del Motor (Motor Lead Extensión – MLE)

Su tamaño es más pequeño que el cable de potencia, es utilizado en operaciones calientes debido a que la temperatura de fondo es crítica para la selección del cable. El cable de extensión del motor está desde el motor a lo largo de la sección sello, el separador de gas, y la bomba, más un mínimo de 6 pies por encima de la cabeza de descarga de la bomba.

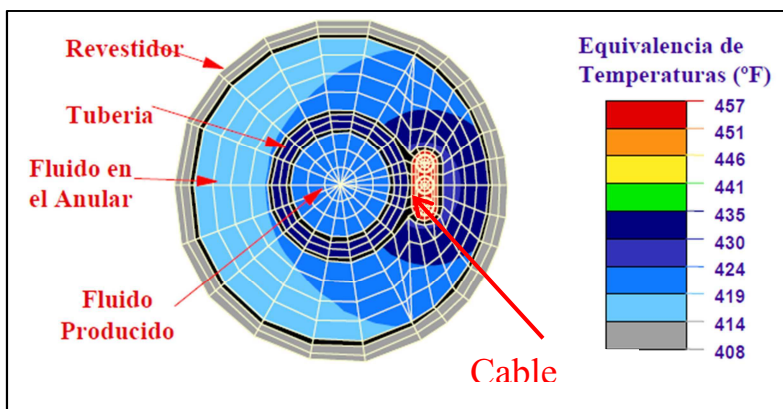
2.2.4.2 Cable de Potencia (Power Cable)

Los cables de potencia consiste en tres cables de conducción, estos se extienden desde la parte superior del motor al cabezal del pozo, es usado para transmitir al motor la energía eléctrica desde la superficie, cual se fija al equipo y a la tubería de producción por medio de bridas o sujetadores, el tamaño del cable se basa en el amperaje y la caída de voltaje (ver figura 2.10)

Los elementos que acompañan al cable son:

- Conductores
- Carrete
- Empalme

FIGURA 2.10 CABLE DE POTENCIA EN POZO



FUENTE: BAKER HUGHES Centrilift

2.2.5 SEPARADOR DE GAS

La cavitación se define como el proceso de formación de una fase gaseosa en un líquido cuando se reduce la presión a una temperatura constante. Los efectos más obvios de cavitación en la bomba electrosumergible son el ruido y la vibración, los cuales son causados por el colapso de las burbujas de vapor a medida que alcanzan la zona de alta presión del impulsor.

En la industria petrolera el bloqueo por gas en una bomba electrosumergible se presenta cuando existe una cantidad excesiva de gas libre en el fluido a la entrada de la bomba.

Los separadores de gas son usados en pozos con elevada relación gas-aceite (alto GOR) y que causan interferencia con el rendimiento de la bomba que funciona mediante fuerzas centrífugas, estos separan el líquido del gas antes que ingrese a la bomba así evitará la posibilidad que se forme la cavitación o bloqueo por gas en la bomba.

El separador de gas es un componente construido conjuntamente con la bomba, normalmente se coloca entre ésta y el protector. Sirve como succión o entrada de fluidos a la bomba y desvía el gas libre de la succión hacia el espacio anular. Por una parte, el volumen de fluidos que entra a la bomba es menor pero la presión que la bomba debe entregar en la descarga se incrementa, debido a la menor relación gas-aceite de la columna hidráulica en la tubería de producción.

El separador de gas típico tiene un rango entre 80% a 95% de eficiencia, este sistema se ve afectada por los volúmenes, la composición y las propiedades del fluido, esta eficiencia se determina de la siguiente manera:

$$\text{Eficiencia (\%)} = \text{Gas libre separado} / \text{gas libre disponible.} \quad (2.5)$$

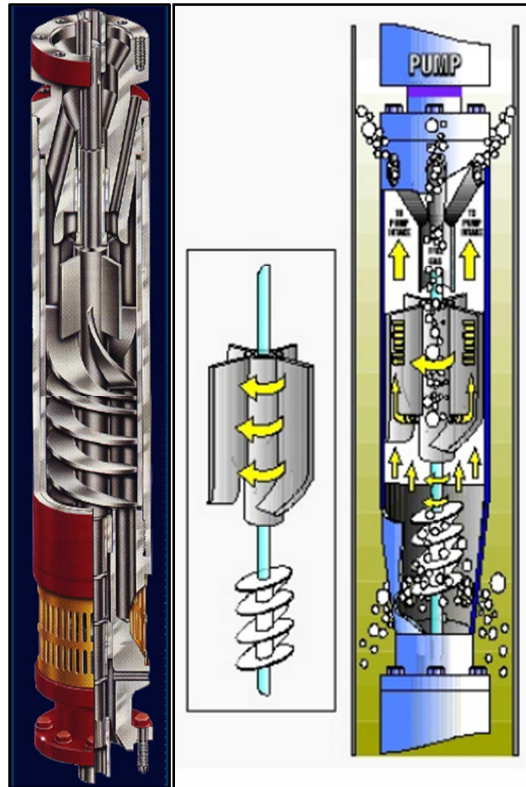
Existen dos tipos de separadores:

2.2.5.1 El separador centrífugo

Este trabaja en la siguiente manera, en sus orificios de entrada, recibe la mezcla de líquido y gas libre que pasa a través de una etapa de succión neta positiva la cual imprime fuerza centrífuga a los fluidos; forzando a los fluidos más pesados hacia la periferia y adentro de la bomba por medio de un desviador de flujo, mientras que los más livianos(gas) se mantienen en la parte central y salen a través del desviador hacia los orificios de ventilación, donde el

gas libre va al espacio anular por fuera de la turbina de producción. (Ver figura 2.11)

FIGURA 2.11 SEPARADOR CENTRÍFUGO

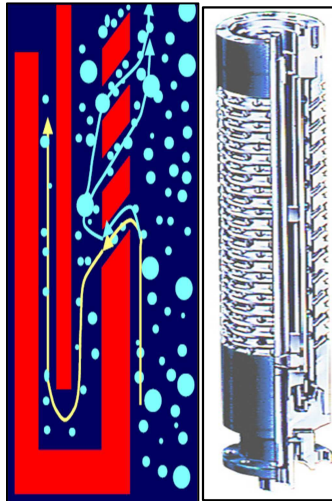


FUENTE: REDA Schlumberger

2.2.5.2 El Separador de Gas Estático

Cuando el fluido entra en el separador de gas es forzado a cambiar de dirección debido a la geometría interna de los separadores, se componen de un laberinto que obliga al fluido del pozo a cambiar de dirección antes de ingresar a la bomba.

Algunas de las burbujas de gas siguen subiendo en vez de entrar al separador y otras burbujas suben dentro del separador y salen por los agujeros de más arriba en lugar de acompañar al fluido. Ver figura 2.12

FIGURA 2.12 SEPARADOR ESTATICO

FUENTE: REDA Schlumberger

2.2.6 EQUIPOS ADICIONALES

Los equipos adicionales son aquellas herramientas que complementan a todo el equipo de fondo para una buena operación.

Entre los equipos adicionales tenemos:

- Centralizador
- Sensor de Fondo
- Succión o intake
- Descarga
- Válvula de retención
- Válvula de drenaje
- Y Tool o BYPASS
- Bandas de cable o flejes.

2.2.6.1 Centralizador

Su función principal es centrar el motor, la bomba y el cable durante la instalación, también evitan que el cable se dañe por roce con el revestidor, al momento que es bajado en el pozo. Una de las aplicaciones más importantes,

es cuando tenemos pozos ligeramente desviados, al utilizar centralizadores se debe tener cuidado de que estos no giren o se muevan hacia arriba o hacia abajo la tubería de producción.

2.2.6.2 Sensor de Fondo

El sensor de presión es un equipo que se coloca acoplado en la parte final del motor. Está constituido por circuitos que permitan enviar señales a la superficie a través de los bobinados del motor y el cable de potencia, convirtiendo estas, en señales de presión de la parte interna de la tubería de producción, o la presión de entrada a la bomba, llamada presión fluyente a la profundidad de operación de la misma.

El sensor de presión es activado por el nivel del fluido y/o la presión de gas en el pozo. Se calibra automáticamente cuando se dan cambios de temperatura a intervalos específicos, durante este tiempo las lecturas de presión y temperatura permanecen inalterables en pantallas permitiendo la realización de registros manuales.

Este sistema está compuesto por una unidad de lectura de superficie, un dispositivo sensor de presión y/o un instrumento sensor de temperatura colocado en la tubería de producción.

Además, dependiendo de la aplicación, existe un sensor de fondo de acuerdo a la temperatura de trabajo; funciona en presiones de hasta 5000 psi.

El sistema típico tiene la capacidad de:

- Monitorear continuamente la temperatura y la presión de fondo del pozo.
- Proporcionar la detección de las fallas eléctricas
- Puede colocarse en interface con el controlador de velocidad variable para regular la velocidad
- Transferencia electrónica de datos.

2.2.6.3 Succión o Intake

Se denomina a la entrada de fluidos a la bomba se encuentra ubicada en la parte inferior de la bomba, en el sentido de instalación del equipo de subsuelo e inmediatamente arriba del protector.

2.2.6.4 Descarga

La descarga es una adaptación por la que cuelga todo el conjunto de fondo, permite acoplar la tubería de producción con la bomba.

De esta manera permite unir dos tuberías o dos herramientas de diámetros diferentes. La descarga puede ser construida de acero inoxidable, cuando se trabaja con fluidos corrosivos.

2.2.6.5 Válvula de retención

Se coloca de dos a tres tramos de tubería por arriba de la bomba. Esta válvula permite la circulación del flujo en sentido ascendente, de manera que cuando el motor deja de trabajar, impide el regreso de la columna de fluidos y evita el giro de la flecha de la bomba en sentido contrario la cual puede causar que se funda el motor o el cable, o que se rompa la flecha de algún componente.

En las aplicaciones donde es posible la ocurrencia de un bloqueo por gas, es preferible ubicar la válvula de retención más arriba de 5 a 6 uniones por encima de la bomba. Esto proporcionará una columna de fluido capaz de romper un bloqueo de gas en el caso de que el equipo se pare.

2.2.6.6 Válvula de drenaje

Cada vez que se utilice una válvula de retención en la tubería de producción, se recomienda instalar una válvula de drenado inmediatamente por arriba de la válvula de retención. Su función es establecer comunicación entre el espacio anular y la tubería de producción, con el propósito de que ésta se vacíe cuando se extrae la tubería del pozo. Para operarla, se deja caer una barra de acero

desde la superficie por la tubería de producción; la barra rompe un perno y deja abierto un orificio de comunicación con el espacio anular.

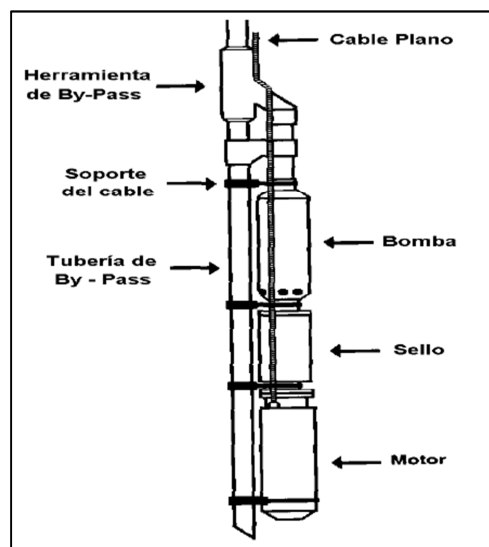
2.2.6.7 Y Tool o BYPASS

La herramienta "Y" es una herramienta de producción que tiene dos entradas:

1. Esta nos permite el acople de la bomba eléctrica para extraer los fluidos del pozo.
2. La otra entrada, la tiene sellada con un tapón para que no exista recirculación de fluidos, y este disponible para quitarlo cuando se quiera realizar sondeos de fondo de pozo con un equipo de alambre de acero denominado "wireline" adaptado a sensores, de esta manera adquirimos información de presión o temperatura o también podemos cañonear intervalos más profundos o direccionar estimulación acida.

La herramienta es instalada junto con la bomba y está diseñada para no afectar el funcionamiento normal de la misma como se puede apreciar en la figura 2.13 que muestra a la herramienta "Y" acoplada al equipo eléctrico sumergible.

FIGURA 2.13 Y-TOOL



FUENTE: BAKER HUGHES Centrilift

Cuando se utiliza un variador de frecuencia la información del sensor puede ser alimentada a un controlador para mantener una presión de fondo determinada mediante el cambio de la velocidad de la bomba.

2.2.6.8 Bandas de Cable o flejes

Se utilizan para fijar el cable de potencia a la tubería de producción durante la instalación, y el cable de extensión del motor al equipo. Las bandas se fabrican de tres materiales distintos:

- Bandas de acero negro, se utilizan en pozos donde no exista corrosión.
- Bandas de acero inoxidable, se usan en pozos moderadamente corrosivos.
- Bandas de monel, se usan en ambientes corrosivos.

El número de flejes que se instala depende del tipo de cable de potencia que se usa y el peso (libra /pie) del mismo, actualmente en las instalaciones BES se usan mayormente flejes de 1 1/4" y se instalan dos flejes por cada tubería de producción. Si el cable de potencia es muy pesado y adicionalmente tiene tubo capilar se puede usar hasta tres flejes por cada tubería de producción. En todo trabajo de instalación se debe llevar el control del número de flejes que se instalen y anotarlos en el reporte de instalación, para verificar este número cuando se recupere el equipo BES, hay que tener en cuenta que si se quedan muchos flejes en el pozo, es recomendable limpiar el pozo antes de bajar el nuevo aparejo.

2.3 COMPONENTES DE SUPERFICIE

El equipo de superficie proporciona la energía eléctrica al motor electrosumergible para su funcionamiento. Los componentes principales del equipo de superficie del sistema de bombeo electrosumergible son:

- Transformadores
- Controladores de motor
- Caja de conexiones
- Cabezal del Pozo

2.3.1 TRANSFORMADORES

Es un dispositivo en el cual el voltaje de la corriente alterna puede ser modificado, está formado por un núcleo de hierro rodeado por bobinas de alambre con aislamiento. Generalmente el núcleo y las bobinas están inmersos en aceite, sirviendo como aislamiento y refrigeración del transformador.

Se utiliza para elevar el voltaje de la línea al voltaje requerido en la superficie para alimentar al motor en el fondo del pozo, algunos están equipados con interruptores "taps" que les provee mayor flexibilidad de operación.

La distribución de energía eléctrica en los campos petroleros se realiza generalmente a voltajes intermedios, tal como 6000 voltios o más, debido a que el equipo BES funciona con voltajes entre 250 y 4000 voltios por esta razón se requieren la transformación del voltaje de distribución.

FIGURA 2.14 TRANSFORMADORES



FUENTE: ESP Oil

Los transformadores están disponibles para cualquier rango común de voltajes y se clasifican en:

- Transformador Primario
- Transformador Secundario

2.3.1.1 Transformador primario

Este sirve para cambiar de voltaje de la fuente primaria a un voltaje menor que puede ser manejado por los operadores a través de un panel de control para el voltaje requerido por el motor. Si se usa un Variador de Frecuencia, el voltaje de salida será el voltaje requerido por este equipo y será necesario utilizar un transformador secundario.

2.3.1.2 Transformador secundario

Este sirve cuando se tiene un Variador de Frecuencia, para elevar el voltaje hasta los requerimientos del motor para una producción deseada. Se lo conoce como “Transformador Elevador”.

2.3.2 CONTROLADORES DE MOTOR

Entre los dispositivos principales que controlan el motor de las unidades de bombeo electrosumergible son:

- Panel de Control de Velocidad Fija (Switchboard)
- Controlador de Velocidad Variable (VSD)
- Arrancador Suave

2.3.2.1 Panel de control

El panel de control proporciona una manera de encender y apagar el motor dependiendo de la calidad de control que se desea tener, este puede ser sumamente sencillo y contener únicamente un contactor/arrancador que es el dispositivo responsable de conectar el motor con la fuente de potencia y

desconectarlo de ella, es capaz de permanecer activo cuando el motor está apagado.

Además tiene un fusible de protección por sobre carga; o bien puede contener fusibles de desconexión por sobrecarga y baja carga, mecanismos de relojería para restablecimiento automático y operación intermitente, protectores de represionamiento de líneas, luces indicadores de la causa de paro, amperímetro, algunos paneles de control tienen equipo en superficie para determinar la temperatura y presión de entrada a la bomba, Ver figura 2.15.

FIGURA 2.15: PANEL DE CONTROL



FUENTE: ELECTRO SUBMERSIBLEPUMP ESP

2.3.2.2 Controlador de Velocidad Variable

El controlador de velocidad variable permite alterar la frecuencia del voltaje que alimenta al motor y por lo tanto modificar su velocidad con lo cual se puede cambiar el caudal, la altura de columna dinámica o ambas dependiendo de las aplicaciones. Pero se han logrado obtener muchos otros beneficios de interés particular como aquellos que pueden alargar la vida del equipo superficial: el arranque suave, la velocidad controlada automáticamente, la supresión de transitorios de línea y la eliminación de los estranguladores en superficie.

Al arrancar el equipo el variador aplica el voltaje y la corriente gradualmente reduce la tensión mecánica y eléctrica en el sistema protegiendo al equipo de fondo de fluctuaciones de corriente así como de desbalances de voltaje.

FIGURA 2.16: CONTROLADOR DE VELOCIDAD VARIABLE



FUENTE: ELECTRO SUBMERSIBLEPUMP ESP

2.3.2.3 Arrancador Suave

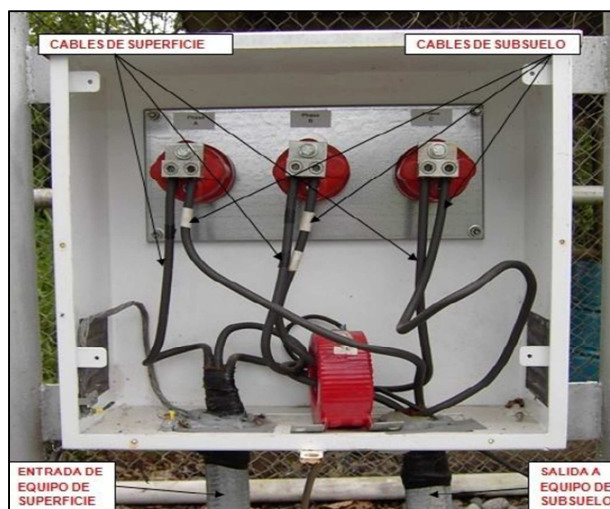
Es aquel que tiene la función de minimizar los esfuerzos mecánicos y eléctricos que se relacionan con el arranque o encendido de los equipos electrosumergibles, controlando la cantidad de potencia entregada al motor a medida que toma velocidad para accionar la bomba.

2.3.3 CAJA DE CONEXIONES

Está ubicada entre el cabezal del pozo y el tablero de control, su función principal es de conectar el cable de energía del equipo de superficie con el cable de conexión del motor, en esta se realiza la revisión eléctrica de los equipos de fondo mediante puntos de prueba de fácil acceso, finalmente nos

permite el venteo de gas que puede venir a través del cable del pozo y causar explosión en el tablero de control, ver figura 2.17.

FIGURA 2.17: CAJA DE VENDEO



FUENTE: SCHLUMBERGER REDA

2.3.4 CABEZAL DEL POZO

El propósito de colocar el cabezal es suspender la sarta de tubería dentro del pozo y monitorear y controlar altas presiones que frecuentemente se presentan en el pozo.

Debe estar equipado con un empaquetamiento que proporcione un sello positivo alrededor del cable y de la tubería de producción, el empaquetamiento podrá resistir presiones de 10.000 psi, ver figura 2.18.

Existen varios tipos de cabezales, los más comúnmente son:

2.3.4.1 Tipo Hércules

Son utilizados en pozos con baja presión en el espacio anular, y en instalaciones no muy profundas. Estos poseen un colgador de tubería tipo cuña y un pasaje para el cable.

2.3.4.2 Tipo Roscado

Se utilizan en operaciones “Costa Afuera”, pozos con alta presión de gas en el espacio anular o para instalaciones a alta profundidad. En ellos la tubería esta roscada al colgador y éste se suspende del cabezal.

Un cabezal debe de contener los siguientes dispositivos:

- Una base de superficie.
- Colgador
- Cabezal de tubería de revestimiento
- Cabezal de tubería de producción
- Válvulas de control ; llamadas en el campo petrolero (christmas tree)

FIGURA 2.18: CABEZAL DEL POZOS



FUENTE: ELECTRO SUBMERSIBLEPUMP ESP

2.4 PROBLEMAS EN EL EQUIPO DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE DE FONDO Y DE SUPERFICIE

Las partes más expuestas a fallar en este sistema lo constituyen:

2.4.1 MOTOR

El principal problema eléctrico es:

1. Cortocircuito.-Su causa es por la excesiva vibración de los rotores produciéndose un contacto con el estator, contaminación del aceite dieléctrico del motor con el fluido del pozo, presencia de escala (carbonatos) en la parte externa del housing o carcasa del motor que impide la adecuada refrigeración.

2.4.2 PROTECTOR

Los principales problemas mecánicos son:

1. Ruptura de sellos mecánicos.-Su causa es debido a la vibración y acción de químicos como solventes que desgastan el sello mecánico.
2. Ruptura de bolsa.- Su causa es debido excesivos arranques del equipo pues al momento de arrancar las bolsa se contraen y se expande para liberar las presiones, al romperse estas contaminan el aceite del motor con el fluido que viene del pozo. Además puede ser causado por la acción de químicos que deterioran el material de las bolsas

2.4.3 BOMBA

Los principales problemas mecánicos son:

1. Ruptura del eje.- Su causa es por el atascamiento provocado por las arenas o carbonato.
2. Taponamiento en las etapas.- Su causa es por la acumulación de escalas o arenas por el flujo de fluidos.
3. Desgastes atascamiento en las etapas.- Su causa es por la presencia de sólidos, vibraciones al momento de operar y por la acumulación de escala que provoca un excesivo torque.

2.4.4 CABLE

El principal problema eléctrico es:

1. Cortocircuito.- Su causa es por el deterioro del aislamiento que puede provocarse por golpes al momento bajar el cable junto con la tubería o por el calentamiento debilitando el material protector que cubre al cable.

2.4.5 SENSOR DE FONDO

El principal problema es eléctrico:

1. Cortocircuito.- Su causa es por la falla en los ring "O" que permite el paso del fluido del pozo

2.4.6 INTAKE

Los principales problemas mecánicos son:

1. Taponamiento.- Su causa es por la acumulación de sólidos como la escala.
2. Ruptura del eje.- Su causa es por atascamientos producidos por arenas y por la mala operación.

2.4.7 TRANSFORMADOR

El principal problema eléctrico es:

1. Cortocircuito.- Su causa es por la humedad en el aceite, falta de aislamiento en los bobinados y falla externa en los cables por la mala manipulación de los operadores.

2.4.8 PANEL DE CONTROL

El principal problema mecánico es:

1. Ruptura del eje de la bomba.- Su causa es por efecto del arranque a 60 hz produciendo un torque excesivo cuando las etapas se encuentra atascadas

2.4.9 CONTROLADOR DE VELOCIDAD VARIABLE

El principal problema mecánico es:

1. Ruptura del eje de la bomba.- Su causa es por arranque cuando está en giro de reversa

2.5 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL EQUIPO DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (BES)

2.5.1 VENTAJAS

- Puede levantar grandes volúmenes con cortes de agua altos.
- Fácil diseño y simple de operar
- Aplicable a cualquier tipo de pozo
- Su costo de levantamiento para grandes volúmenes son muy bajos haciendo que su inversión inicial se recupere en un periodo de tiempo muy corto además que su mantenimiento es rápido y limpio.
- Se puede controlar en forma automatizada
- Tienes un buen manejo de gas y se puede instalar fácilmente sensores de presión en el hoyo para ser medidos en superficie (telemetría)
- Es amigable con el medio ambiente.
- Fácil de aplicar tratamientos contra la corrosión y formación de escalas.

2.5.2 DESVENTAJAS

- No es práctico en pozos de baja productividad
- El suministro de energía debe ser constante para su operación
- El manejo del cable causa problema en la instalación del equipo de fondo y se deterioran al estar expuestos a altas temperaturas.
- La producción de sólidos y gas es una problemática.
- Para reparar el equipo de subsuelo se debe sacar toda la tubería de producción.
- No recomendable para pozos con alto GOR
- Los operadores deben ser especializados en el manejo del equipo
- No se recomienda en profundidades mayores de 10.000 pies debido al costo del cable y a la dificultad de instalar suficiente potencia en el fondo del pozo.

2.6 NUEVAS TECNOLOGÍAS DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLES

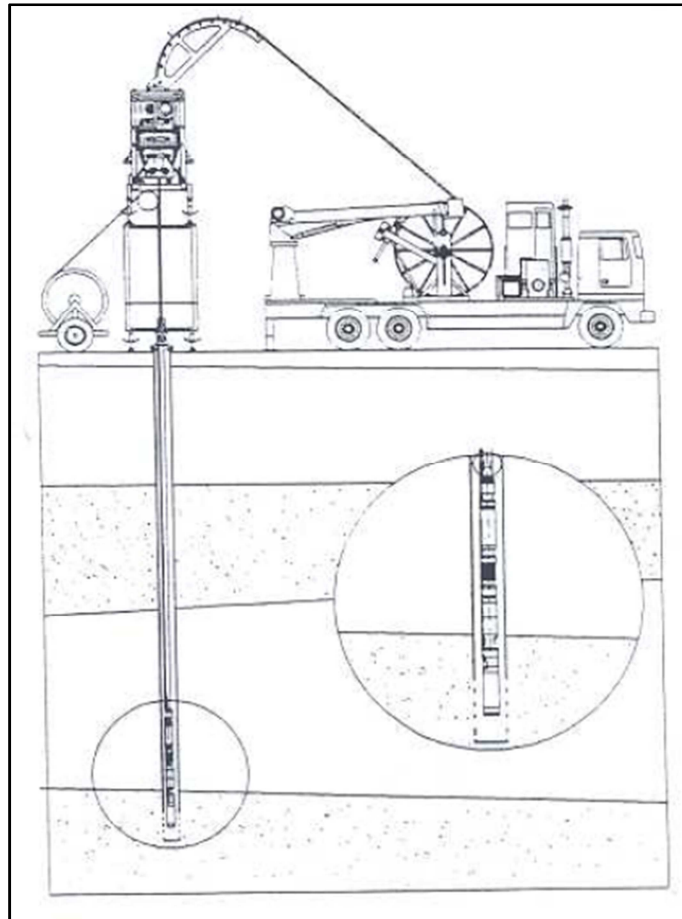
La nueva tecnología tiene como principal objetivo el disminuir los costos operativos y el tiempo en las operaciones del pozo al realizar los reacondicionamientos para maximizar la producción. También permite a un operador recuperar y volver a desplegar todo tipo de sistemas electrosumergibles en una forma rápida y fiable.

La nueva tecnología es el sistema RIGLESS ESP de la empresa ALC (artificial lift company) esta permite instalar y recuperar el ESP (eléctrica sumergible pump) en un pozo sin necesidad de una plataforma, empleando un innovador fondo del pozo que tiene un bolsillo lateral para conectar la nueva tecnología y un potente motor con un imán que genera energía suficiente para proporcionar energía adicional a la unidad de bombeo para obtener una producción económica efectiva.

2.6.1 MODO DE OPERACIÓN

El sistema utiliza la tecnología de cable o tubería flexible para descender la bomba electrosumergible a través del tubo, eliminando así la necesidad de una grúa o plataforma. Ver figura 2.19

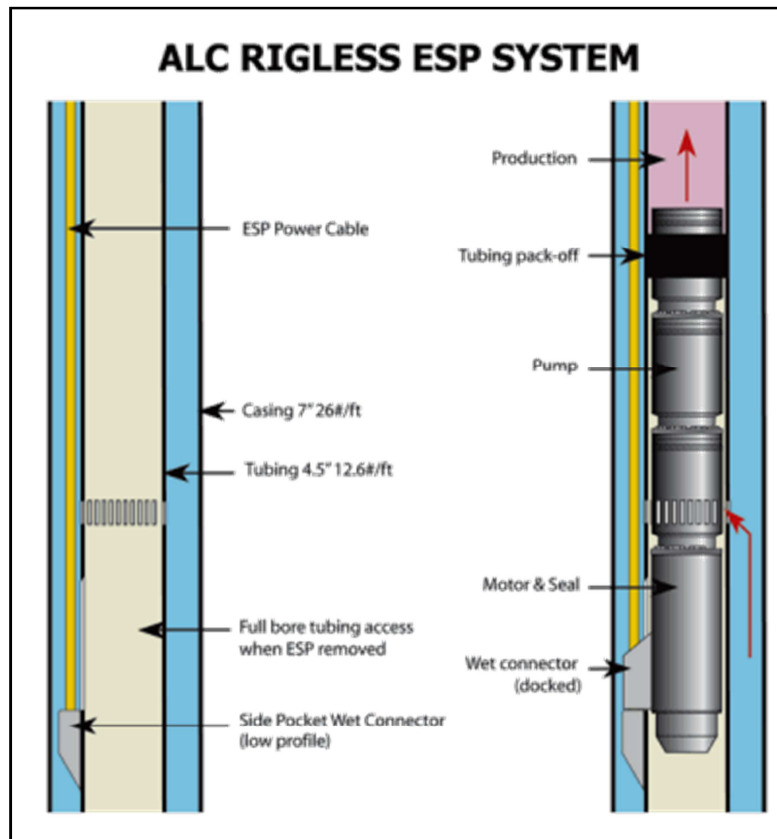
FIGURA 2.19: MODO DE INSTALACIÓN DE LA ESP EN EL POZO



FUENTE: REDA- ESP Course

Además, el sistema de acoplamiento del transbordador único es un "plug and play", una tecnología que conecta la bomba a un pozo que tienen un suministro de alimentación fija, permitiendo que el operador de la instalación de ESP de cualquier fabricante pueda coincidir con las condiciones actuales en la producción del pozo ver la siguiente figura 2.20.

Figura 2.20: ESQUEMA GENERAL DE RIGLESS ESP



FUENTE: WWW.PENNENERGY.COM

2.6.2 REQUERIMIENTOS BÁSICOS PARA EL SISTEMA RIGLESS ESP

- Casing mayores a 7 " 26 lb / pie
- Tubing productor mayores a 4.1/2" 12.6 lb/ft
- Para poder recuperar el RIGLESS ESP el ID de los tubos tiene que ser mínimo 3.75"
- Disponible hasta 400 HP (300 Kw) con un máximo de 3,8 "de diámetro exterior
- 5kv y 125 de potencia nominal para conectar el bolsillo.
- Condiciones ambientales de operación de 5000 psi y 1500C(3020F)
- Intervención en la vida del pozo
- Tubería flexible para pozos desviados
- Compatible con el fondo de pozo estándar y equipos de superficie.

- El fondo de pozo es Monitoreado con los indicadores estándar de la industria ESP:
 - ✓ Presión Intake
 - ✓ Presión de descarga (optional)
 - ✓ Temperatura intake
 - ✓ Temperatura del motor
 - ✓ Vibración
 - ✓ Fuga de corriente

2.6.3 PARTES PRINCIPALES DEL SISTEMA RIGLESS ESP

2.6.3.1 Bombas

Para la nueva tecnología existen una amplia gama de bombas desde una bomba flotante, bomba de compresión, al manejo de fricción y entrega de gas.

2.2.6.8.1 Bomba flotante Estándar

Un centro en tándem, la bomba de acero y carbono con diseño flotante y cojinetes de carburo de tungsteno en la cabeza y en la base de la bomba para la estabilidad radial.

2.2.6.8.2 Bomba de compresión estándar

Un centro en tándem, la bomba de acero y carbono de diseño de compresión con cojinetes de carburo de tungsteno en el cabezal de la bomba y la base para la estabilidad radial.

2.2.6.8.3 Bomba de compresión resistente a la Abrasión

Un centro en tándem, la bomba de acero y carbono de diseño de compresión con cojinetes de carburo de tungsteno, no sólo en el cabezal y la base de la bomba, sino también espaciados uniformemente a lo largo de toda la carcasa

de la bomba dentro de las etapas de la bomba para la estabilidad radial mejorada.

2.6.3.2 Intake

La entrada de fluido estándar se utiliza cuando el pozo está produciendo por encima de la presión del punto de burbuja de líquido o si una pequeña cantidad de gas libre se está produciendo.

2.6.3.3 Separador de gas

El separador de gas se basa en el principio de la separación de partículas de diferentes densidades bajo la acción de las fuerzas centrífugas. En este diseño, un campo de rotación de la fuerza centrífuga se crea. El gas separado se ventila en el anulador, mientras que el resto del fluido entra en la bomba. ALC puede proporcionar los dispositivos de separación de gas:

- Serie 338 Separador de Gas Rotatorio
- Serie 380/400 separador de gas Rotatorio
- 380/400 Vórtice Serie Gas Separador

2.6.3.4 Sellos de Motor

Los sellos del motor incorporan tecnología avanzada, material y operativa de excelencia para la protección premium del motor para así extender la vida del motor en la ejecución de las aplicaciones más exigentes.

El sello del motor es un diseño configurable con las selecciones de cámara, bolsa y del laberinto, es disponible en 2 o 3 configuraciones de cámara. El sello se puede montar en múltiples configuraciones para adaptarse mejor a las condiciones del pozo.

Todos los sellos del motor ALC están equipados con un diseño especial, de alta carga, cojinete de empuje bi-direccional que facilita las aplicaciones de alta potencia y equipo de fondo. Las configuraciones estándar son las siguientes:

- Construcciones de acero y carbono
- Sello mecánico de asientos con silicona, carburo y recortador tipo monel
- HNBR elastómeros

2.6.3.5 Cable de alimentación

El cable de alimentación ALC tiene una gama completa de cables de superficie y de pozo para bajas temperatura, a altas temperaturas, aplicaciones de alto GOR.

El cable de alimentación de esta tecnología tiene una variedad de rangos de temperatura y configuraciones. Los cables de alimentación se clasifican en dos perfiles redondos y planos, mientras que la extensión de cable del motor (MLE) sólo en un perfil plano. Todos tienen una capacidad de 4 Kv o 5 Kv de tensión de voltaje.

2.6.3.6 Sensores de fondo

Este sensor tiene la misma característica estándar de la industria.

2.6.3.7 Controladores en Superficie

El Equipo eléctrico de superficie ALC Nema 3R / 4 son diseñados y fabricados tomando en cuenta la fiabilidad del sistema, la automatización del sistema y la transportabilidad del sistema. Este sistema posee una variedad de accesorios que pueden adaptarse a un sistema estándar o para las necesidades específicas como se muestran a continuación.

- Desierto de -10 °C a +60 °C, el medio ambiente seco con la arena que vuela
- Selva -10 °C a +60 °C, humedad del 100% de condensación, fuertes lluvias e inundaciones

- En alta mar -10 ° C a +50 ° C, humedad extrema medio ambiente, corrosivos
- Ártico -40 ° C a +40 ° C, extremo frío, nieve y lluvia pesada
- Abierto -40 ° C a +60 ° C, todos los ambientes

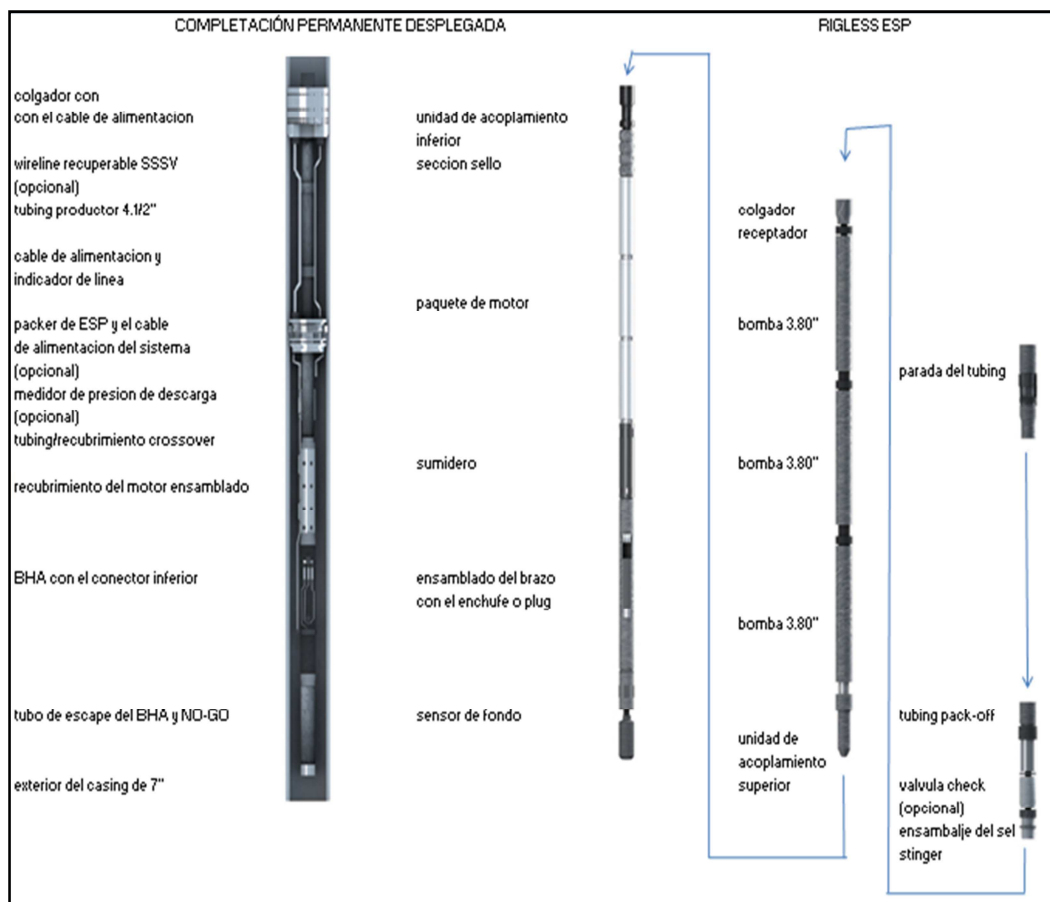
2.6.3.8 Rigless ESP

El sistema ALC RIGLESS ESP permite a los equipos desplegarse en subconjuntos utilizando línea de acero estándar de servicios que permiten:

- Etapa de vida desde implementación / recuperación
- Las bombas se pueden desplegar y recuperar por separado
- Longitudes y pesos compactos para facilitar su manejo
- Mayor capacidad de pasar a través de pozos severamente desviado

En la figura 2.21 podemos observar detalladamente todo el sistema RIGLESS ESP.

FIGURA 2.21: RIGLESS ESP



FUENTE: ALC (ARTIFIALLIFTCOMPANY)

CAPITULO 3

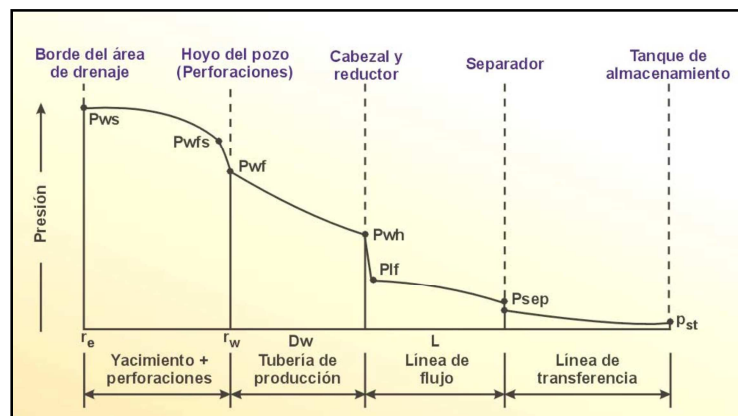
ANÁLISIS NODAL DE LOS POZOS EN EL ÁREA LIMONCOCHA

3.1 INTRODUCCIÓN

Al terminar todo el proceso de perforación y completación del pozo, el fluido que produce el yacimiento necesita una energía que pueda vencer las pérdidas por fricción del sistema de producción, la cual está compuesta por el reservorio, la tubería de producción o tubing y por último los separadores en superficie.

La producción de un pozo dependerá de la caída de presión que existe en cada componente del sistema, y esta caída de presión dependerá de la cantidad de fluido que atraviese por ella, en conclusión para el análisis nodal deberá ser analizado como una unidad, y así poder determinar la ubicación de zonas con excesiva resistencia al paso de fluido o caídas de presión en cualquier parte del sistema como se muestra en la figura 3.1.

FIGURA 3.1 ESQUEMA GENERAL DE LAS CAIDAS DE PRESIONES DEL SISTEMA



FUENTE: LIBRO OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN MEDIANTE ANÁLISIS NODAL RICARDO MAGGIOLO

Para analizar esas pérdidas de energía se realiza el análisis nodal del sistema de producción realizado en forma sistemática, al concluir dicho análisis permite

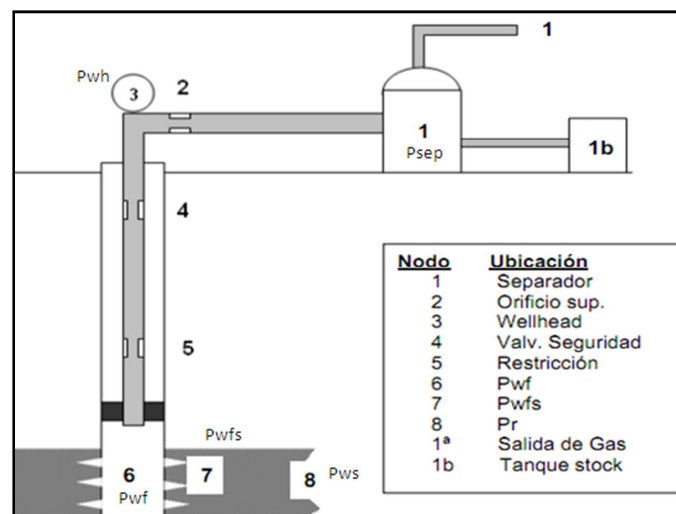
determinar el comportamiento actual y futuro de un pozo productor de hidrocarburos, este consiste en dividir el sistema de producción en nodos de solución para calcular caídas de presiones, así como gasto de los fluidos producidos, y de esta manera, poder determinar las curvas de comportamiento de afluencia y el potencial de producción de un yacimiento.

Los nodos de solución es la suma de todas las caídas de presión que ocurren en todo el sistema lo que provoca un cambio en el caudal producido. Por eso el dimensionamiento de los elementos del sistema de producción deben ser realizados de una manera que no causen cambios de presión en el sistema.

3.2 CONCEPTO ANÁLISIS NODAL

El Análisis Nodal básicamente consiste en detectar restricciones al flujo y cuantificar su impacto sobre la capacidad de producción total del sistema, debido a la caída de presión. Esta técnica puede usarse para optimizar la completación del pozo que aún no ha sido perforado, o en pozos que actualmente producen quizás en forma ineficiente. Un esquema general del análisis nodal con sus respectivos nodos se presenta en la siguiente figura 3.2

FIGURA 3.2: ESQUEMA GENERAL DEL ANÁLISIS NODAL



FUENTE: ANÁLISIS DE UN SISTEMA DE PRODUCCIÓN Y ANÁLISIS NODAL

WWW.OILPRODUCTION.NET

La caída de presión en el sistema total en cualquier momento será la presión inicial menos la presión final, es decir la diferencia entre la presión de partida, P_{ws} o P_r , y la presión final, P_{sep} esta ecuación es la suma de las caídas de presiones que ocurren en todos los componentes del sistema.

$$P_{ws} - P_{sep} = \Delta P_y + \Delta P_c + \Delta P_p + \Delta P_I \quad (3.1)$$

Donde:

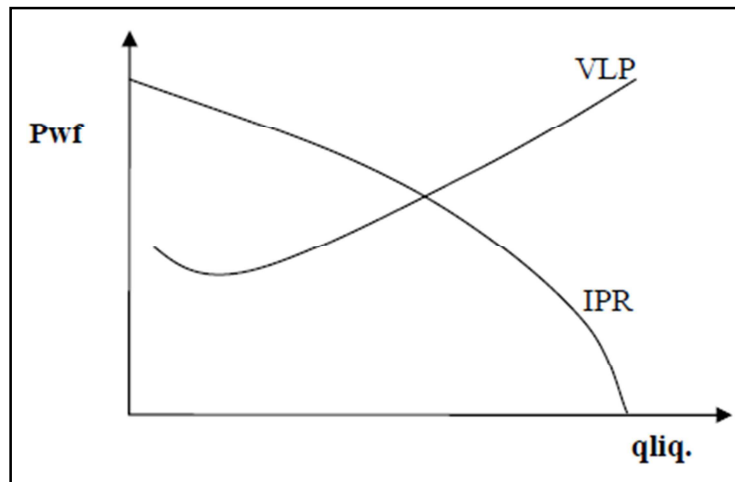
- $\Delta P_y = P_{ws} - P_{wfs} =$ Caída de presión en el yacimiento, (IPR). (3.2)
- $\Delta P_c = P_{wfs} - P_{wf} =$ Caída de presión en la completación, (Jones, Blount & Glaze). (3.3)
- $\Delta P_p = P_{wf} - P_{wh} =$ Caída de presión en el pozo. (FMT vertical). (3.4)
- $\Delta P_I = P_{wh} - P_{sep} =$ Caída de presión en la línea de flujo. (FMT horizontal) (3.5)

3.3 COMPONENTES DEL ANALISIS NODAL

Para representar la curva de oferta o IPR ("Inflow Performance Relationships") se necesita la grafica de la presión de llegada que tienen los fluidos al momento de llegar al nodo en función del caudal. Para representar la curva de demanda o VLP ("Vertical Lift Performance") se grafica la presión requerida al momento de salir del nodo en función del caudal de producción ver figura 3.3.

En el análisis nodal se evalúa un sistema de producción dividiéndole en dos componentes básicos:

- 1.- Flujo a través de un medio poroso
- 2.- Flujo a través de la tubería (vertical y horizontal)

FIGURA 3.3: CURVAS IPR Y VLP

FUENTE: LIBRO OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN MEDIANTE ANÁLISIS NODAL RICARDO MAGGIOLO

3.3.1 CURVAS IPR

La curva IPR se denomina como una oferta de energía o entrega de fluidos que el reservorio provee al pozo, es decir para cada P_{wf} existe una tasa de producción de líquido q_{liq} , además se puede representar esta curva como una foto instantánea de la capacidad de aporte del yacimiento hacia el pozo en un momento dado de su vida.

A medida que produce el pozo es normal que su aporte disminuya en función del tiempo, debido a la reducción de la permeabilidad en las cercanías del pozo y por el aumento de la viscosidad del crudo en cuanto se vaporizan sus fracciones livianas.

3.3.1.1 Índice de Productividad (IP)

El índice de productividad (IP) es una medida de la capacidad o potencial de la forma para producir fluidos expresada matemáticamente como la relación entre la tasa de producción en barriles fiscales por día de fluidos ($Q_w + Q_o$) y el diferencial de presión ($P_r - P_{wf}$). Esta representa un comportamiento lineal (ver figura 3.4) cuando tenemos un flujo monofásico en la pruebas de producción a

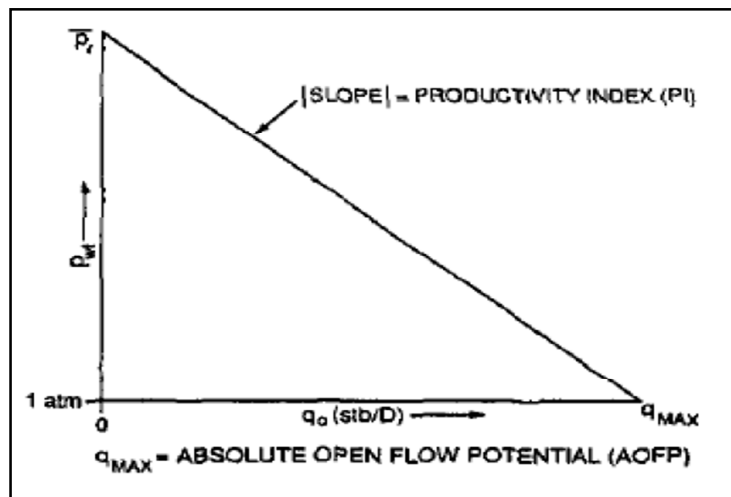
condiciones de $P_{wf} > P_b$, cuando el flujo está a condiciones bajo el punto de burbuja se convierte en bifásico es decir existe desprendimiento de gas.

$$IP = \frac{Q_f}{(P_r - P_{wf})} \quad (3.6)$$

Donde:

- Q_f = Tasa de producción total (BFPD)
- P_r = Presión de reservorio (PSI)
- P_{wf} = Presiones de fondo (PSI)

FIGURA 3.4: CURVAS IP



FUENTE: NOTA TÉCNICA-WWW.OILPRODUCTION.NET

3.3.1.2 Vogel

Vogel consideró casos de presiones por debajo del punto de burbuja y los efectos de las caídas de presión en las propiedades de los fluidos. Luego de analizar varias combinaciones Vogel encontró que todas las curvas de IPR calculadas exhibían la misma forma general.

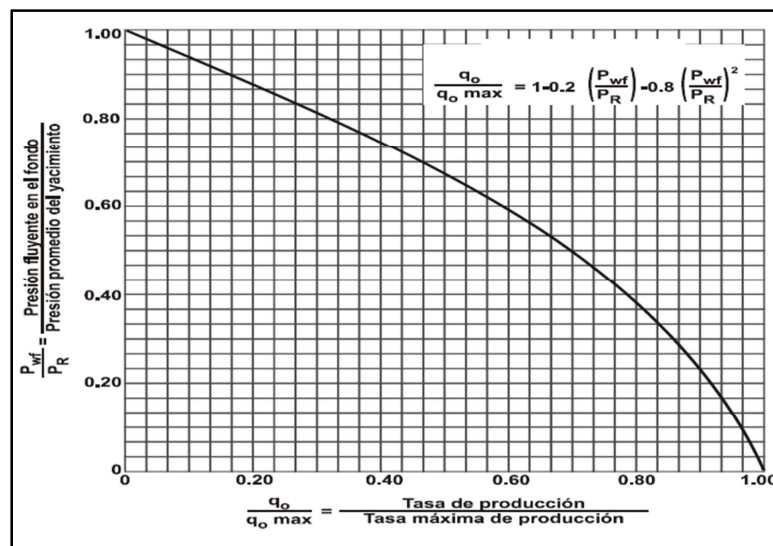
Para la realización de esta curva cuando existen dos fases (líquido y gas) se utiliza la siguiente ecuación de Vogel que trabaja razonablemente para esas condiciones. La ecuación grafica de Vogel se representa en la figura 3.5

$$\frac{Q_f}{Q_{max}} = 1 - 0.2 \frac{P_{wf}}{P_r} - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \quad (3.7)$$

Donde:

- Q_f = Tasa de producción total (BFPD)
- Q_{max} = tasa de producción máxima que puede aportar el yacimiento (BFPD)
- P_r = Presión de reservorio (PSI)
- P_{wf} = Presiones de fondo (PSI)

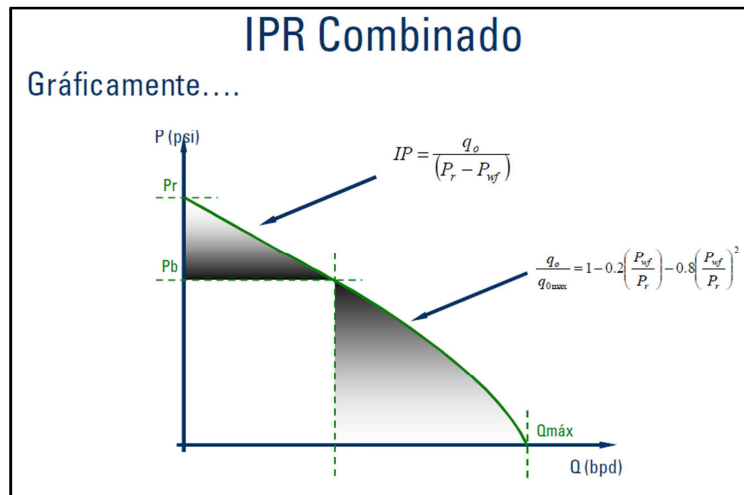
FIGURA 3.5: REPRESENTACIÓN GRAFICA DE VOGEL.



FUENTE: LIBRO OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN MEDIANTE ANÁLISIS NODAL RICARDO MAGGIOLO

3.3.1.3 IPR Combinado

La IPR compuesta se emplea particularmente cuando la presión de reservorio está sobre la presión de burbuja y también cuando está por arriba de la presión de fondo fluyente, ver figura 3.6.

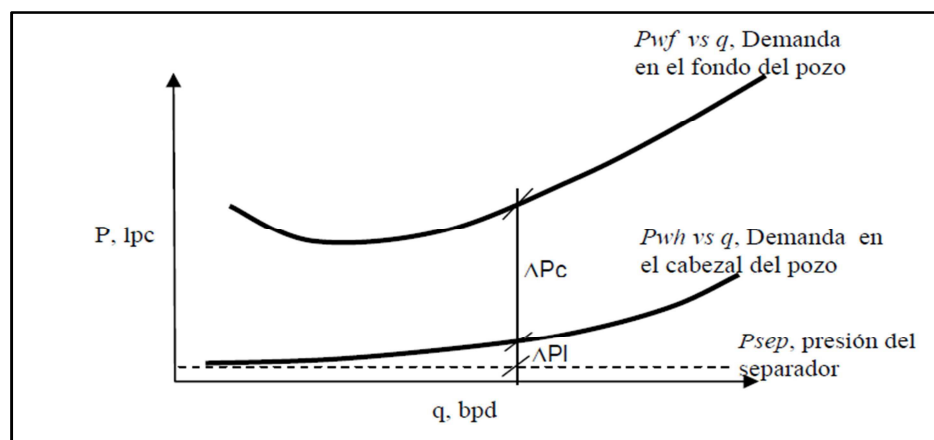
FIGURA 3.6: IPR COMBINADO

FUENTE: BOMBEO ELECTRUMERGIBLE CURSO BÁSICO SHULBERGER

3.3.2 CURVA DEMANDA (VLP)

La curva de demanda de energía en el fondo del pozo representa la capacidad que tiene el pozo de extraer fluidos del yacimiento.

Si se evalúan las Pwh y las Pwf requeridas para distintas tasas de producción y se grafican, se obtienen las curvas de demanda de energía en el cabezal y fondo del pozo respectivamente. La figura 3.7 muestra las curvas de demanda de energía mencionadas.

FIGURA 3.7: CURVA DE DEMANDA

FUENTE: LIBRO OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN MEDIANTE ANÁLISIS NODAL RICARDO MAGGIOLO

3.4 PRESIÓN DE ENTRADA (PIP)

Encontramos la presión de entrada de la bomba disponible (PIP) considerando la gravedad específica del fluido, la presión de Fondo fluyente (Pwf) debe levantar el fluido desde el Punto medio de las Perforaciones (PMP) hasta la profundidad de la bomba (PB).

$$PIP = P_{wf} - \frac{\gamma_f}{2.31} (PMP - PB) \quad (3.8)$$

Donde:

PIP= Pump Intake Pressure (Presión de entrada de la bomba)

Pwf = Presión de fondo fluyente

PMP= Punto medio de perforación

γ_f = gravedad específica del fluido

PB=Profundidad de la bomba

3.5 PRESIÓN DE DESCARGA A LA BOMBA (PID)

Encontramos la Presión de descarga de la bomba requerida (Pdesc) tomando en cuenta la Presión en el cabezal, perdidas por fricción en la tubería de producción y la columna de fluido presente en el tubing.

$$PID = P_{wh} + \frac{\gamma_f}{2.31} (PB) + \Delta P_f \quad (3.9)$$

Donde:

PID=Presión de descarga

PWH= Presión de cabezal

ΔP_f = Perdidas por fricción en la tubería de producción

3.6 CORRELACIONES DE FLUJO MULTIFASICO EN TUBERIAS

El flujo multifásico en tuberías se refiere a la relación de movimiento entre el líquido y gases libres. Estos fluidos pueden o no estar formando una emulsión o el líquido puede presentarse en tapones empujados por el gas. Existe otra

posibilidad que ambos fluidos puedan moverse paralelamente, o presentarse en otros modelos de combinaciones de flujos diferentes.

Los flujos multifásicos más comunes son los siguientes:

- Flujo Multifásico Vertical
- Flujo Multifásico Horizontal
- Flujo Multifásico Direccional

3.6.1 FLUJO MULTIFÁSICO VERTICAL

El fluido va desde el fondo del pozo hasta la cabeza del mismo a través de la tubería desarrollándose diferentes correlaciones que se puede clasificar en tres tipos de categorías básicas ver tabla 3.1

TABLA 3.1: CLASIFICACION DE LAS CORRELACIONES PARA FLUJO VERTICAL

CATEGORIA	CARACTERISTICAS	CORRELACIONES	OBSERVACIONES
A	No considera resbalamiento entre las fases	POETTMANN Y CARPENTER	Estas tres correlaciones difieren solamente en la determinación del factor de fricción
	No considera regimenes de flujo	BAXENDELL Y THOMAS	
	La densidad del fluido multifásico se lo determina considerando que el gas y el liquido viajan a la misma velocidad en la tubería	FANCHER Y BROWN	
	La unica correlación requerida es para el factor de fricción bifásico		
B	Considera resbalamiento entre las fases	HAGEDORN Y BROWN	Es obtenida de datos de un pozo experimental a 1500 pies. El colgamiento se lo calculó para satisfacer los gradientes de presión
	No considera regimenes de flujo		
	Se requiere correlación para el factor de fricción y colgamiento de liquido		
	Las mismas correlaciones para el factor de fricción y colgamiento de liquido son utilizadas para cualquier regimen de flujo		
C	Considera resbalamiento entre las fases	DUNS Y ROS	Estas correlaciones se considera las mejores para determinar el gradiente de presión en flujo vertical.
	Considera regimenes de flujo	ORKISZEWSKI	
	Se requiere correlación para el factor de fricción, para predecir el colgamiento de liquido y tambien para definir el régimen de flujo	AZIZ, GOVIER Y FOGARASI	
	Normalmente las correlaciones para el colgamiento, factor de fricción y gradiente de presión por aceleración difieren de acuerdo al régimen de flujo	CHIERICI, CILICCI Y SCLOCCHI	
		BEGGS Y BRILL	

ELABORADO POR: AUTORES

FUENTE: FLUJO MULTIFASICO EN TUBERIAS, Jorge Pazmiño

3.6.2 FLUJO MULTIFÁSICO HORIZONTAL

Es la trayectoria del fluido desde la cabeza del pozo al separador, el ángulo de la tubería es cero ver tabla 3.2.

3.6.3 FLUJO MULTIFÁSICO DIRECCIONAL

Es la trayectoria del flujo en tuberías que se desvía de la dirección vertical ver la tabla 3.2.

TABLA 3.2: CLASIFICACIÓN DE LAS CORRELACIONES PARA FLUJO HORIZONTAL Y DIRECCIONAL

TIPO	CARACTERISTICAS	CORRELACIONES	OBSERVACIONES
HORIZONTAL	Las predicciones de colgamiento con resbalamiento del líquido son menos críticas.	EATON Y OTROS	No hay pérdidas de presión por elevación.
		BEGGS Y BRILL	
	Tienen gradientes de presión por fricción y gradiente de presión por aceleración	DUKLER Y OTROS	
		GUZHOV Y OTROS	
		LOCKHART Y MARTINELLI	
		YOCUM	
DIRECCIONAL	El colgamiento varía con el ángulo de la tubería para gastos de flujo constantes	BEGGS Y BRILL	Cualquiera de los métodos para predecir el gradiente de presión vertical y horizontal pueden utilizarse dependiendo del ángulo
		GRIFFITH, LAU, HON Y PEARSON	

ELABORADO POR: AUTORES

FUENTE: FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS, Jorge Pazmiño

3.7 ANÁLISIS NODAL DE LOS POZOS EN EL ÁREA LIMONCOCHA

3.7.1 RECOPIACIÓN DE DATOS

Los datos recopilados para el análisis nodal fueron obtenidos de los pozos del área Limoncocha que la empresa Petroamazonas EP sugirió para la elaboración de este proyecto donde se obtuvo la siguiente información:

- ❖ Completación del pozo
 - ✓ Diámetro (OD), profundidad y peso de la tubería de revestimiento o liner.
 - ✓ Diámetro (OD), profundidad, tipo y conexión de la tubería de producción.
 - ✓ Intervalo perforado.

- ❖ Datos de producción
 - ✓ Tasa de producción actual
 - ✓ Corte de agua
 - ✓ Relación gas-petróleo
 - ✓ Presión de cabeza
 - ✓ Temperatura de cabeza
 - ✓ Presión del casing
 - ✓ Presión de fondo fluyente
 - ✓ API
 - ✓ Salinidad

- ❖ Condiciones del yacimiento y fluido
 - ✓ Presión de burbuja
 - ✓ Temperatura de la formación
 - ✓ Gravedad específica del gas

- ❖ Datos de build up
 - ✓ Presión de reservorio
 - ✓ Índice de productividad
 - ✓ Corte de agua
 - ✓ Presión de fondo fluyente

- ❖ Datos de equipo BES
 - ✓ Serie de bomba
 - ✓ Modelo de bomba
 - ✓ Etapas de bomba
 - ✓ Serie del motor
 - ✓ HP motor
 - ✓ Voltaje motor
 - ✓ Amperios del motor
 - ✓ Tipo de cable

La información de las variables anteriormente mencionadas se presenta en el anexo 3.

3.7.2 DESCRIPCIÓN DEL SOFTWARE SELECCIONADO (SUBPUMP 9.6)

SubPUMP® es un programa desarrollado por IHS es la única aplicación independiente en la industria para diseño y análisis de bombas electrosumergibles con datos de equipamiento, información de presión y temperatura de los fluidos, la tasa de flujo y de las propiedades de los mismo,

cuyo objetivo es el maximizar la eficiencia del sistema del pozo y minimizar el costo total de producción por barril, además IHS incorpora datos de equipos de BES de los principales fabricantes que abarcan el mercado de este sistema de levantamiento.

3.7.2.1 El software SubPUMP permite realizar

- Diseño de sistemas ESP
- Analizar el rendimiento de las bombas existentes
- Configuraciones de diseño cónico de la bomba
- Simular gases pozos con un ESP
- Manejar múltiples opciones de sistema de unidades
- Optimizar el rendimiento de ESP
- Manejar con facilidad los pozos verticales, desviados y horizontales
- Conducir las operaciones del sistema y la optimización

3.7.2.2 Sus Beneficios

- Fácil de usar interfaz gráfica y múltiples opciones de información mejorar la eficiencia del usuario.
- Tres modos de cálculo de permitir una mayor flexibilidad.
- Completa, imparcial y neutral catálogo de proveedores ESP garantiza la mejor relación calidad.
- Las opciones de idioma ruso, español, Inglés permite la aplicación global de todas sus funciones.
- El diagnóstico oportuno de las cuestiones ESP ayuda a mejorar la vida de correr y maximizar el rendimiento de los activos.

3.7.3 COMPARACIÓN DE SOFTWARE

Para escoger el software para el análisis de este proyecto se realizo un estudio técnico entre la facilidad de manejo entre interface y usuario, ver la tabla 3.3.

TABLA 3.3: COMPARACIÓN DE SOFTWARE

No	CARACTERÍSTICA	PIPESIM	SubPUMP 9.6
1	Interface con el usuario	Necesita conocimiento previo	Es flexible y grafica porque tiene una mejor secuencia para ingresar la información.
2	Unidades de Ingreso	Se determinan las unidades para cada ingreso de datos con la facilidad de cambio posterior	Hace que la entrada de datos sea simple y rápida, con una interface intuitiva y ventanas de datos que lo llevan paso a paso.
3	Flexibilidad en cálculos	Deben setearse al inicio.	Solución para presión de entrada de la bomba, magnitud de flujo o profundidad de la bomba. Asimismo, puede evaluar el desempeño de producción modificando otros parámetros tales como frecuencia variable, relación gas-petróleo (GOR), corte de agua y muchas otras
4	Diseño del Sistema (Pozo+Yacimiento)	Se escoge los componentes que posee el sistema y se los edita	Se lo realiza secuencialmente al escoger los componentes
5	Ajuste de las Propiedades PVT	Ajuste de las propiedades PVT, Viscosidad y factor volumétrico, con mayor rango de correlaciones.	Cálculos exactos PVT y de viscosidad para fluidos y emulsiones, los cuales conducen a diseños correctos y pozos más productivos, posee correlaciones PVT para manejar una gama de fluidos, desde pozos de petróleo pesado hasta pozos de petróleo gaseoso.
6	Completación	Completación horizontal o vertical	Completación horizontal o vertical
7	Survey	Se puede copiar y pegar desde un documento en excel. Limitación de 200datos	Se puede copiar y pegar desde un documento en Excel. No tiene datos limitados
8	Yacimiento	Se puede escoger el métodos respectivo para cada yacimiento y describirlas curvas IPR	Se puede escoger el métodos respectivo para cada yacimiento y describirlas curvas IPR
9	Correlaciones de Flujo en tubería	Variedad de correlaciones para el ajuste.	Variedad de correlaciones para el ajuste.
10	Configuración de las Tuberías de Completación	Se configura el camino que tiene el fluido en las tuberías.	Se configura la tubería con en base al peso, OD y profundidad de la misma

CONTINUACIÓN TABLA 3.3

11	Tipos de Sistemas de Producción de análisis	Flujo Natural, GasLift, Bombeo Electrosumergible	El único programa detallado para pozos con BES ofrecido por una fuente independiente. Incorpora datos de equipos de BES de los principales fabricantes. La capacidad para manejar instalaciones de bombas electrosumergibles existentes al permitirle efectuar una verificación cruzada de diseño del proveedor de la bomba.
12	Diseño del Sistema de Bombeo Electrosumergible	De acuerdo a condiciones de caudal, presión y requerimientos de superficie.	Al considerar el sistema del pozo en su totalidad, es decir, no sólo el equipamiento sino también la configuración del pozo y el potencial del depósito, se obtiene el diseño más efectivo
13	Manejo de Gas	Dispone de la aplicación común	Incluye una correlación para la eficiencia de separación natural de gas, corrección de Podio para los pozos con mucho gas, capacidad de modelar el impacto de la interferencia del gas en el funcionamiento de la bomba, los casos de comparación, cambio de unidades dinámico, capacidad de agregar o modificar las bombas y motores y la inyección de gas para el diseño de las instalaciones duales de BES-Gaslift.
14	Instalaciones de Superficie	Se puede aumentar a la simulación chokes, compresores, separadores entre otros	Se puede aumentar a la simulación chokes, compresores, separadores entre otros
15	Escenarios para el diseño de BES	Dispone de la aplicación común	Diseño riguroso, acceda a un amplio conjunto de datos sobre depósitos, fluidos y pozos. Si posee información limitada acerca de su fluido o depósito, puede utilizar el método de diseño rápido. No obstante, si ya posee un pozo con bomba electrosumergible, puede analizar el desempeño de producción del pozo con mayor eficiencia y rapidez
16	Impresión directa de Resultados	Impresión de reportes y gráficos	Impresión de reportes y gráficos

ELABORADO POR: AUTORES

FUENTE: SubPUMP y PIPESIM

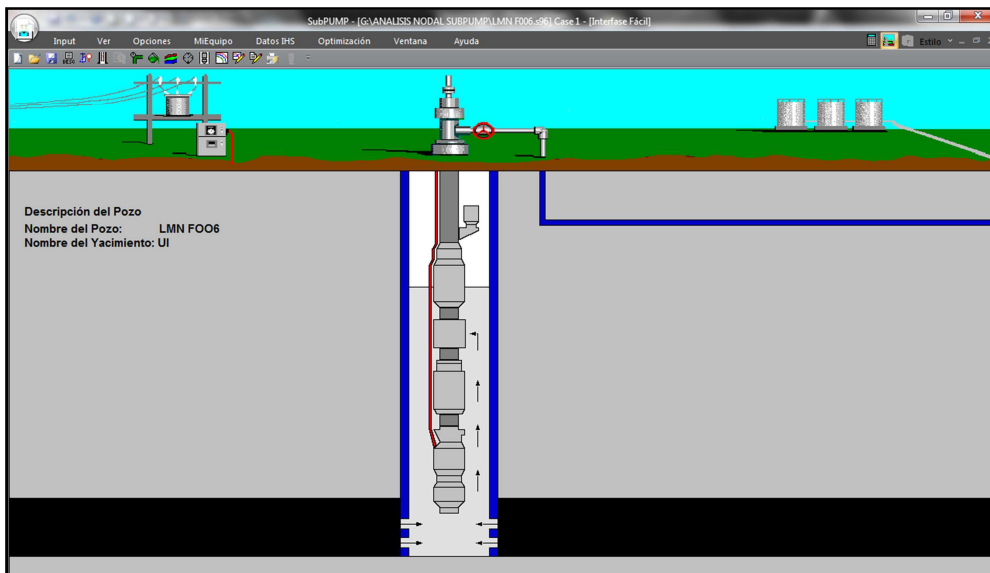
3.7.4 MANEJO DEL SOFTWARE

La secuencia en la que se ingresan los datos tiene mucha importancia para el análisis nodal, por lo que a continuación se enumerará los pasos que se tienen que seguir en el momento de la utilización de este software.

3.7.4.1 Proceso de ingreso de datos

1. Aspecto general del sistema SupPump

FIGURA 3.8: INTERFASE PROGRAMA-USUARIO

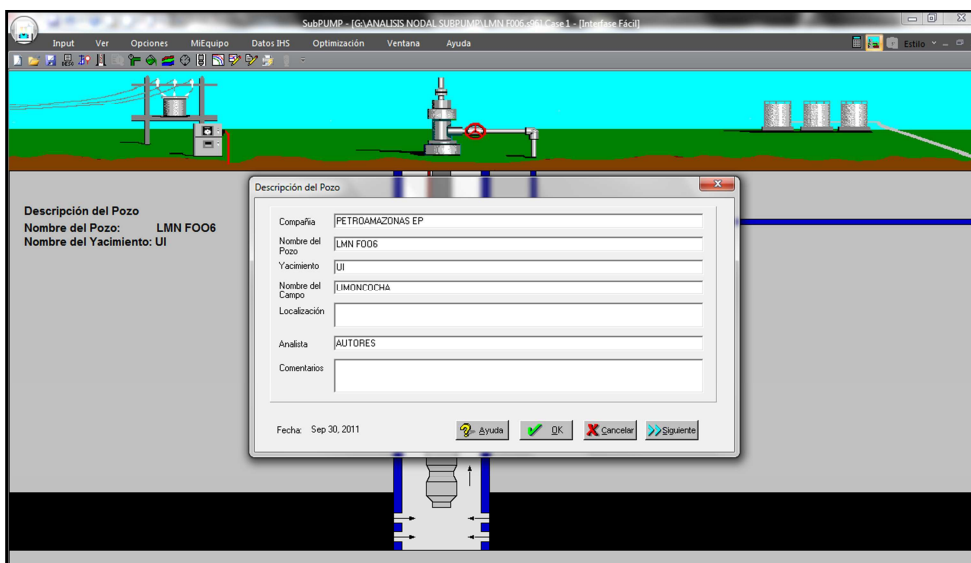


ELABORADO POR: AUTORES

FUENTE: SubPUMP

2. Datos generales del pozo

FIGURA 3.9: DESCRIPCIÓN DEL POZO

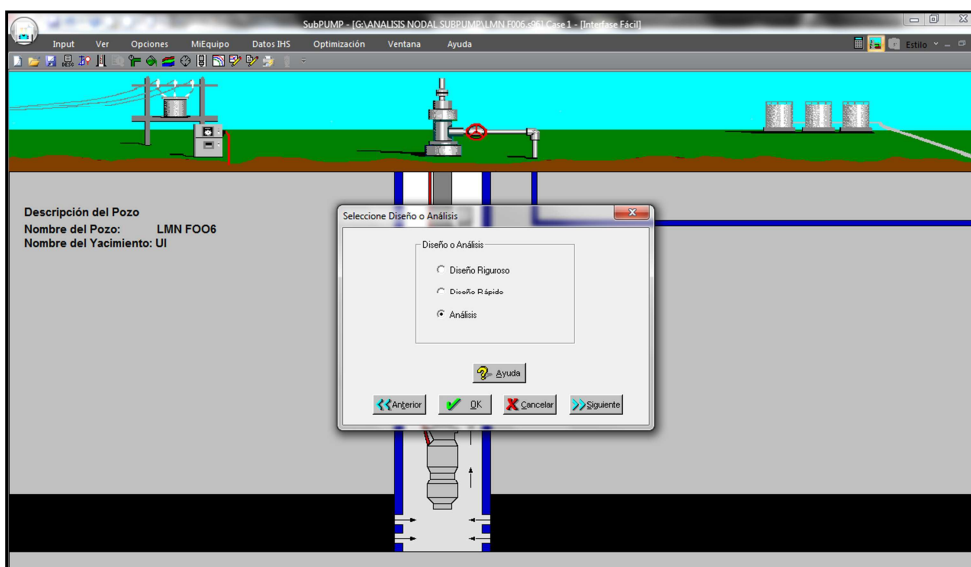


ELABORADO POR: AUTORES

FUENTE: SubPUMP

3. Selección de diseño y análisis

FIGURA 3.10: SELECCIÓN DE ANÁLISIS

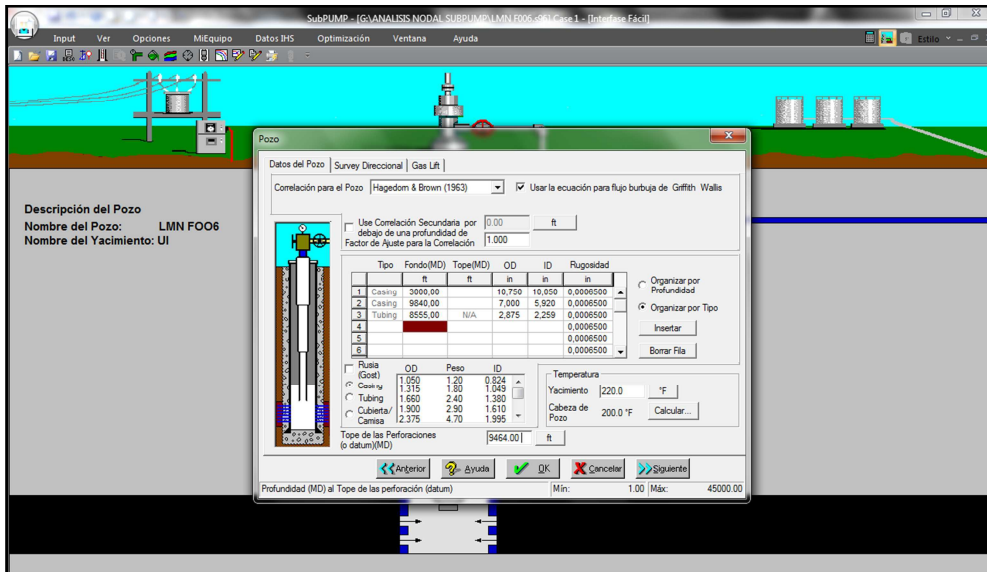


ELABORADO POR: AUTORES

FUENTE: SubPUMP

4. Datos del pozo

FIGURA 3.11: COMPLETACIÓN DEL POZO

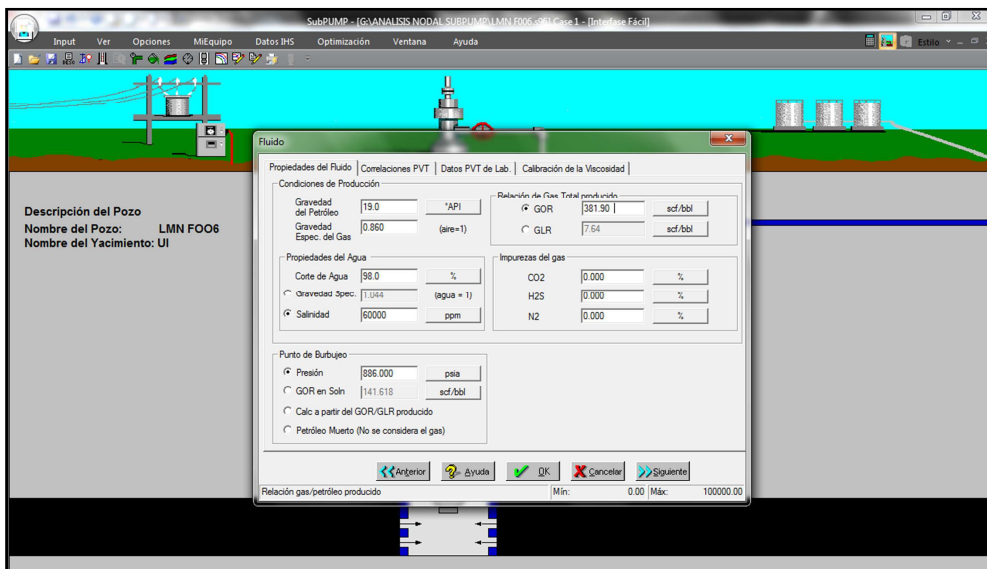


ELABORADO POR: AUTORES

FUENTE: SubPUMP

5. Datos del fluido

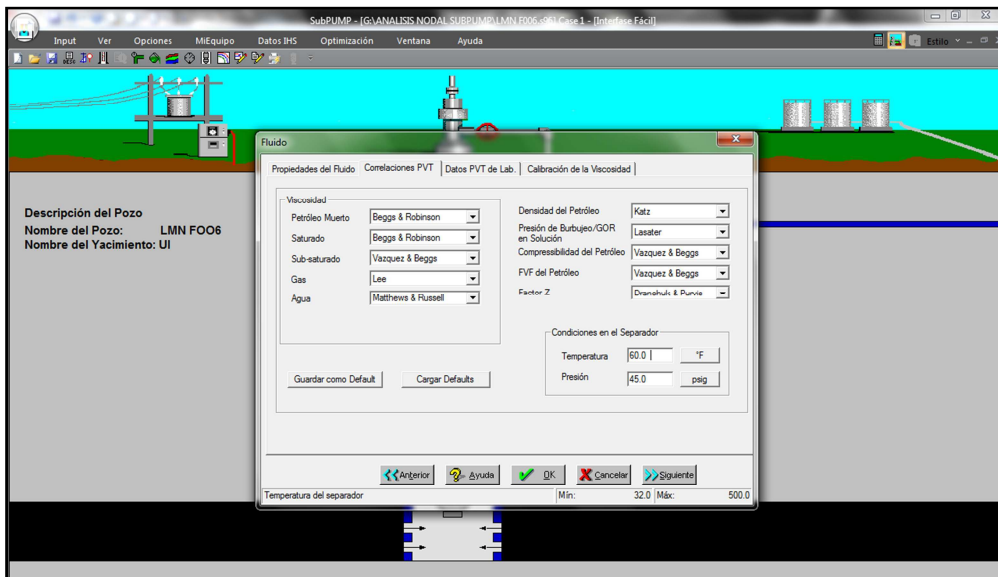
FIGURA 3.12: PROPIEDADES DEL FLUIDO



ELABORADO POR: AUTORES

FUENTE: SubPUMP

FIGURA 3.13: CORRELACIONES PVT

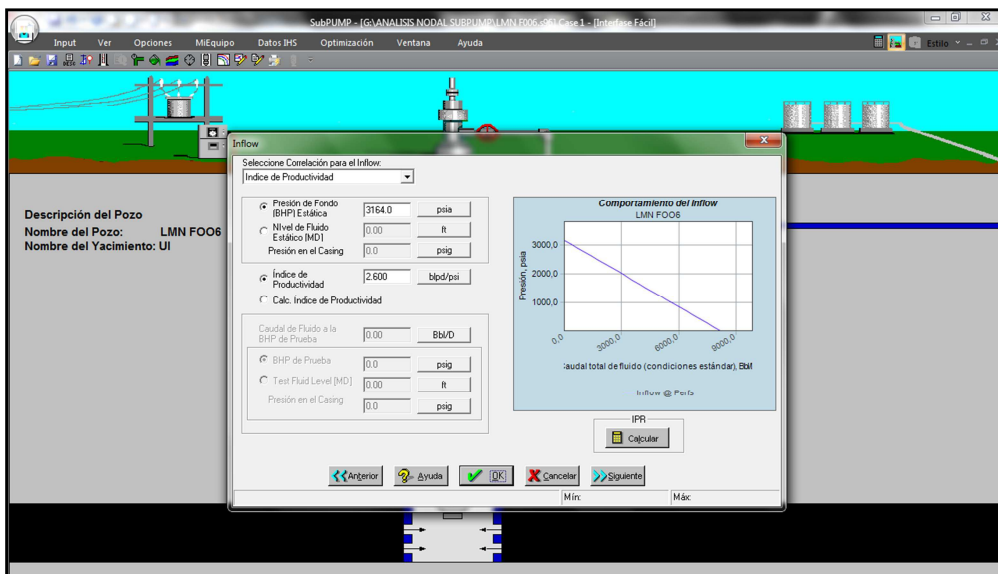


ELABORADO POR: AUTORES

FUENTE: SubPUMP

6. Correlación para el inflow

FIGURA 3.14: DATOS PARA EL IP

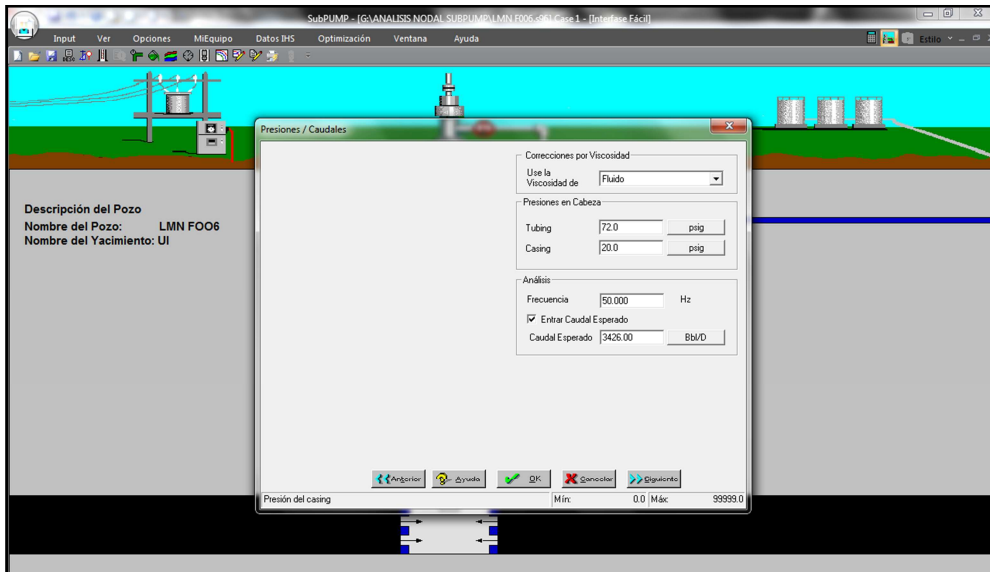


ELABORADO POR: AUTORES

FUENTE: SubPUMP

7. Ingreso datos de presión-caudales

FIGURA 3.15: PRESIÓN-CAUDAL

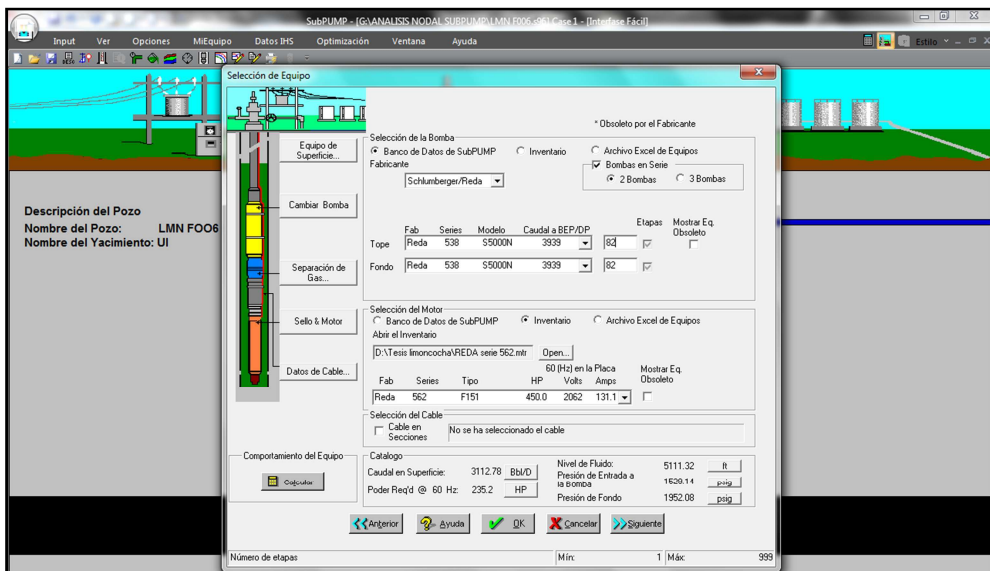


ELABORADO POR: AUTORES

FUENTE: SubPUMP

8. Datos de fondo

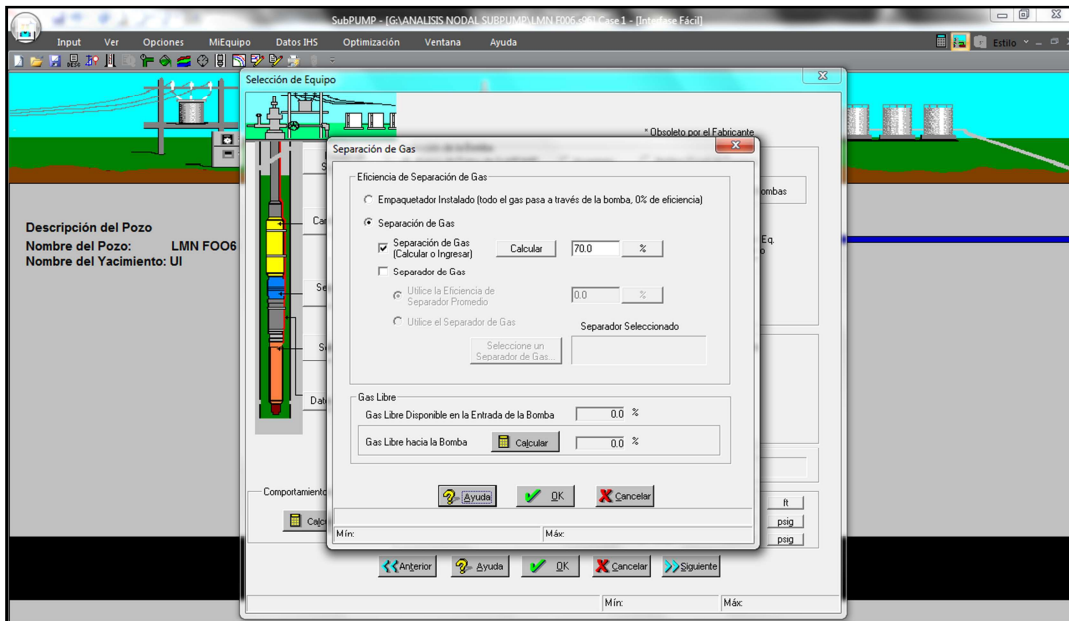
FIGURA 3.16: SELECCIÓN DE EQUIPO



ELABORADO POR: AUTORES

FUENTE: SubPUMP

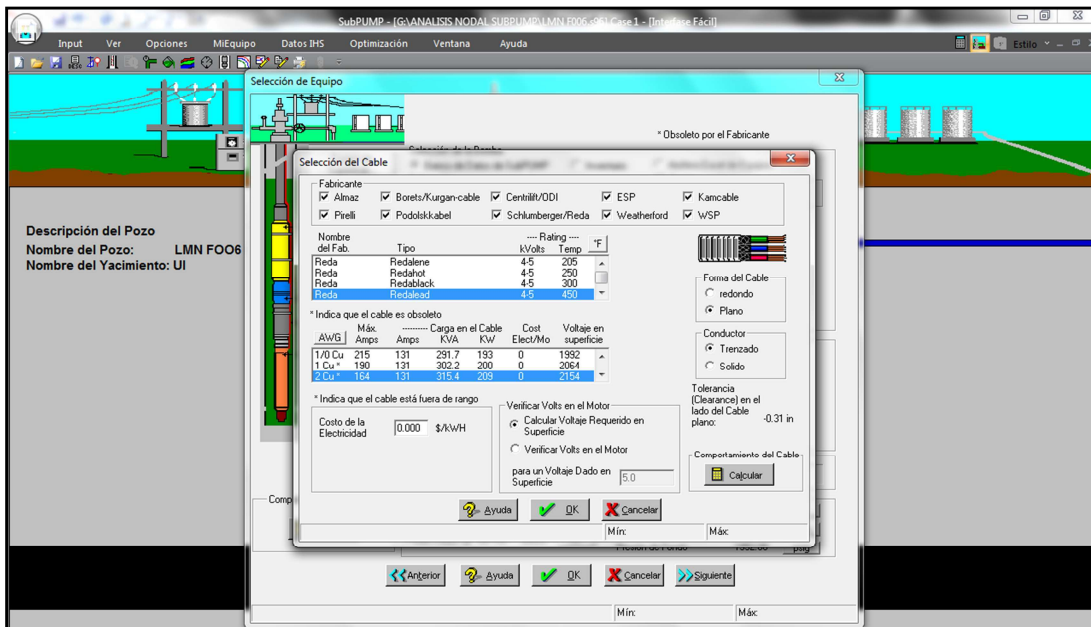
FIGURA 3.17: SEPARACIÓN DE GAS



ELABORADO POR: AUTORES

FUENTE: SubPUMP

FIGURA 3.18: SELECCIÓN DEL CABLE



ELABORADO POR: AUTORES

FUENTE: SubPUMP

3.7.5 ANALISIS NODAL DE LOS POZOS EN EL AREA LIMONCOCHA

1. POZO LMN F006

En la siguiente figura 3.19 se encuentre los datos obtenido del software que nos permiten graficar detalladamente la curva inflow y outflow del rendimiento del pozo, ver figura 3.21.

FIGURA 3.19: DETALLE DE LA CURVA DEL SISTEMA DEL POZO LMN F006

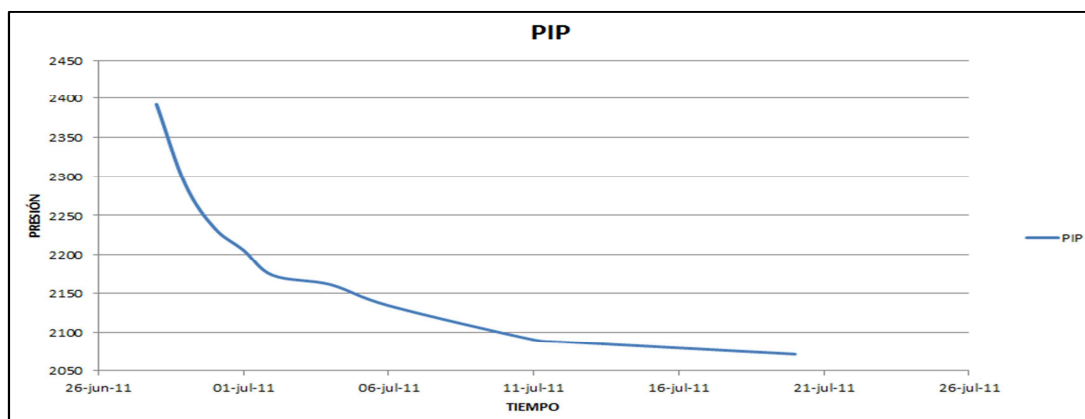
<u>DETALLE DE LA CURVA DEL SISTEMA DEL POZO</u>						
Punto #	(+) Cabeza Tubing ft	(-) Cabeza PIP ft	(=) TDH ft	Caudal en Superficie P+A Bbl/D	Caudal Prom. en La Bomba P+A+G Bbl/D	Nivel de fluido Bombeado ft
1	8371.31	6043.51	2327.79	67.06	69.80	2317.73
2	8336.29	5531.82	3004.47	896.98	933.51	3053.38
3	8481.36	4610.98	3870.38	1726.89	1797.23	3803.65
4	8722.49	3881.15	4841.34	2556.80	2660.95	4562.44
5	9052.36	3142.45	5909.91	3386.72	3524.66	5352.80
6	9469.08	2395.02	7074.05	4216.63	4388.38	6113.27
7	9978.91	1637.93	8340.98	5046.54	5252.10	6904.51
	10587.73	868.18	9719.56	5876.46	6115.82	7709.94
PumpOff	11341.78	65.67	11276.10	6706.37	6979.53	8551.17
Diseño	9070.14	3107.28	5962.86	3426.00	3565.55	5369.51

ELABORADO POR: AUTORES

FUENTE: SubPUMP

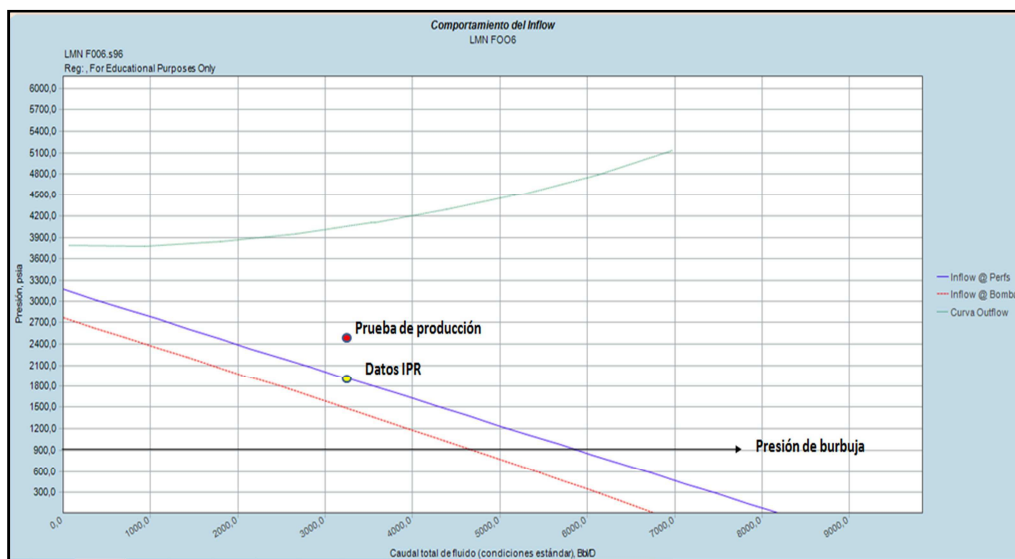
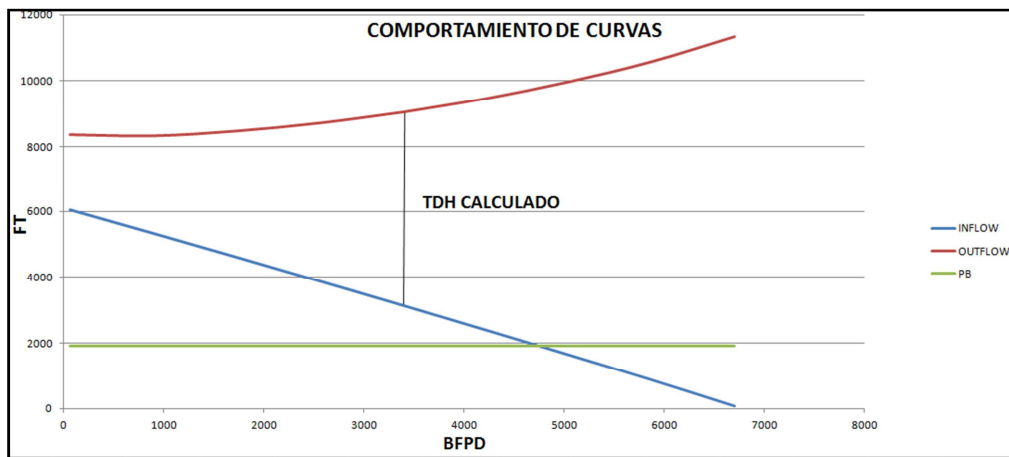
De los datos de pruebas de producción se obtuvo la gráfica de presión de entrada de la bomba electrosumergible vs tiempo, ver figura 3.20.

FIGURA 3.20: CURVA DE PRESIÓN vs TIEMPO DEL POZO LMN F006



ELABORADO POR: AUTORES

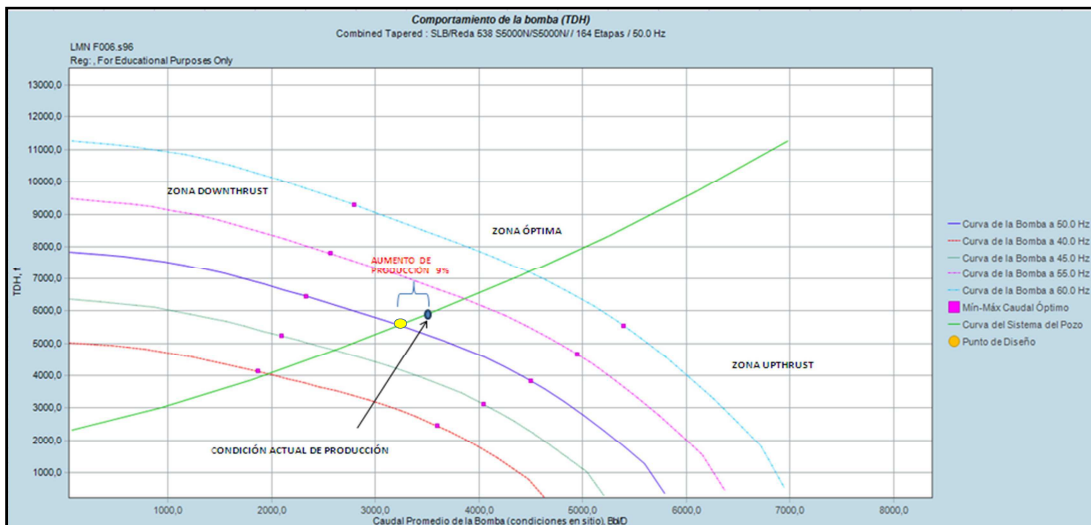
FUENTE: PETROAMAZONAS EP

FIGURA 3.21: COMPORTAMIENTO DE CURVAS DEL POZO LMN F006

ELABORADO POR: AUTORES

FUENTE: SubPUMP

El caudal que se obtiene de las pruebas de producción de este pozo es de 3426 BFPD y como resultado tenemos un TDH de 5962.86 ft. Después de calcular el TDH para varios caudales se obtiene la curva del sistema que viene a representar todo el sistema desde el yacimiento hasta el cabezal del pozo, ver figura 3.22.

FIGURA 3.22: COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA DEL POZO LMN F006

ELABORADO POR: AUTORES

FUENTE: SubPUMP

En la curva del sistema se analiza con la curva del comportamiento de la bomba REDA S5000N con una frecuencia de 50 Hz y un rango de operación entre 2334 BIs – 4500 BIs en sitio para hacer el análisis nodal. Para este pozo se puede observar que la bomba se encuentra en un rango óptimo de operación con un caudal real de 3565.55 BIs en sitio. Según el diseño, la BES en este pozo debería estar en el punto óptimo del diseño con un caudal de 3239.6 BIs en sitio y un TDH de 5556.3 ft. Se puede observar que existe un aumento en la producción actual de 9%, en donde el 8% comprende el BSW obteniéndose un incremento en el IP de 2.1 en comparación con el IP obtenido de la última prueba de build up de 2.6 como se muestra en la figura 3.21.

2. POZO LMN H008

En la siguiente figura 3.23 se encuentre los datos obtenido del software que nos permiten graficar detalladamente la curva inflow y outflow del rendimiento del pozo, ver figura 3.25.

FIGURA 3.23: DETALLE DE LA CURVA DEL SISTEMA DEL POZO LMN H008

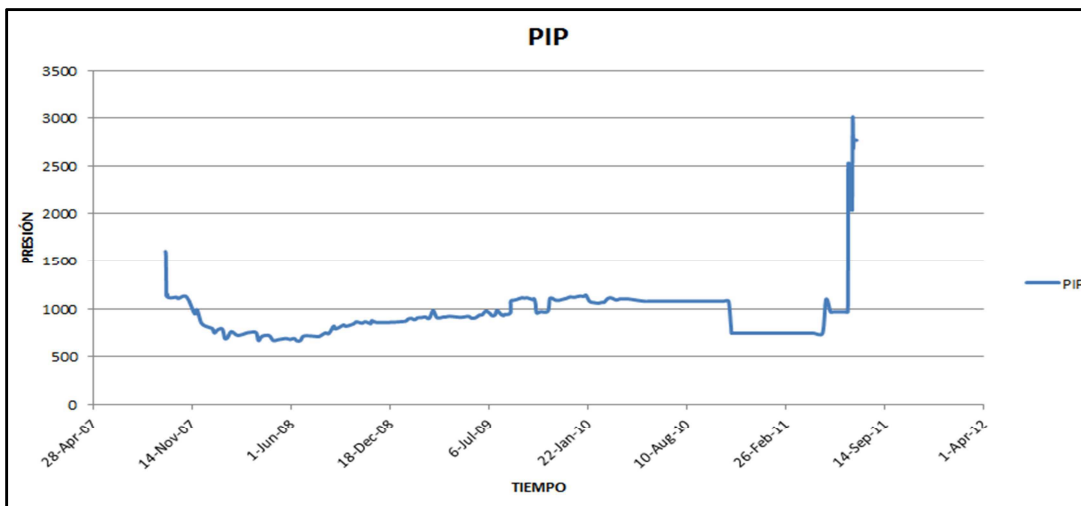
DETALLE DE LA CURVA DEL SISTEMA DEL POZO						
Punto #	(+) Cabeza Tubing ft	(-) Cabeza PIP ft	(=) TDH ft	Caudal en Superficie P+A Bbl/D	Caudal Prom. en La Bomba P+A+G Bbl/D	Nivel de fluido Bombeado ft
1	8993.81	7353.13	1440.68	15.35	16.57	1210.38
2	8463.80	6589.34	1874.46	205.31	221.63	2179.17
3	8378.04	5626.43	2751.62	395.27	426.69	3150.32
4	8421.17	4663.69	3757.48	585.22	631.74	4123.82
5	8478.50	3701.53	4776.97	775.18	836.80	5104.72
6	8561.92	2740.80	5821.12	965.14	1041.86	6093.14
7	8753.63	1772.17	6981.45	1155.10	1246.92	7088.46
8	9107.12	847.32	8259.80	1345.05	1451.98	8041.47
PumpOff	9359.89	56.61	9303.28	1535.01	1657.03	8875.55
Diseño	8558.38	6798.92	1759.46	164.00	177.04	1968.29

ELABORADO POR: AUTORES

FUENTE: SubPUMP

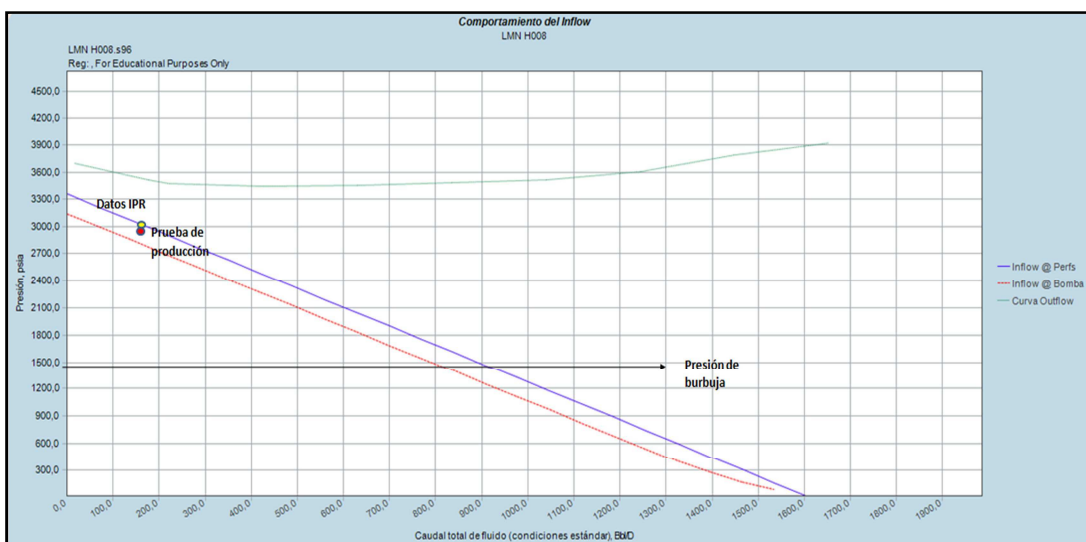
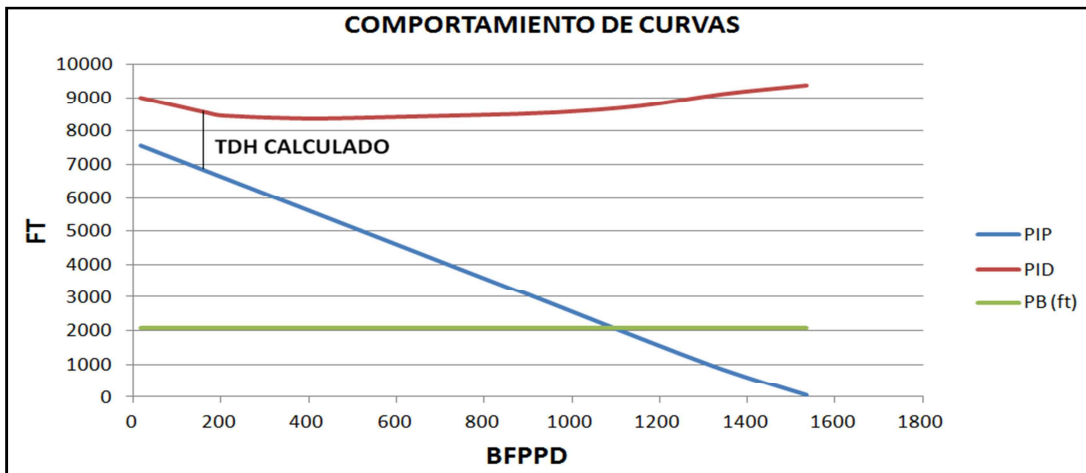
De los datos de pruebas de producción se obtuvo la gráfica de presión de entrada de la bomba electrosumergible vs tiempo, ver figura 3.24.

FIGURA 3.24: CURVA DE PRESIÓN vs TIEMPO DEL POZO LMN H008



ELABORADO POR: AUTORES

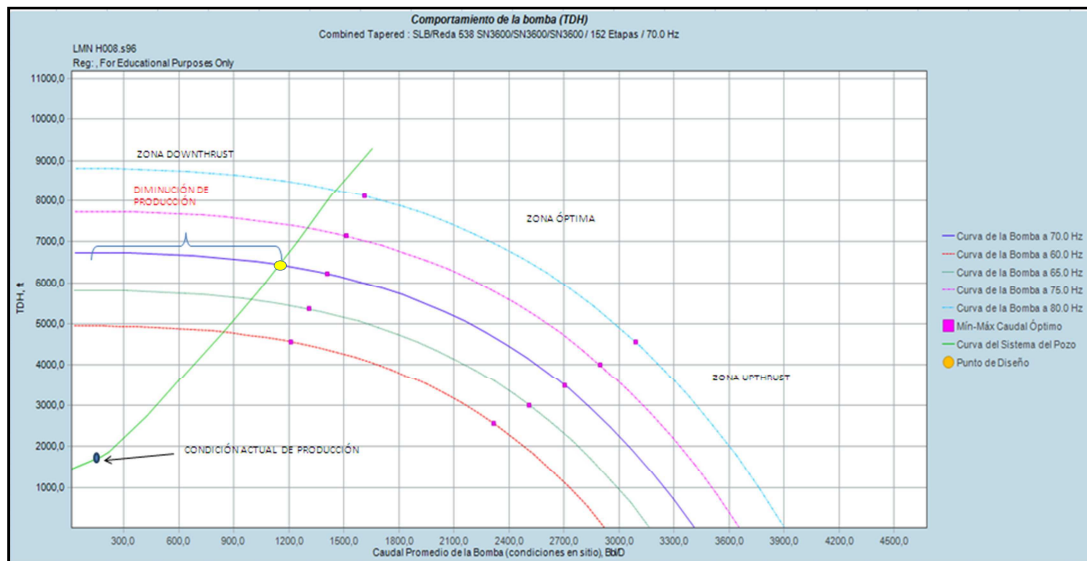
FUENTE: PETROAMAZONAS EP

FIGURA 3.25: COMPORTAMIENTO DE CURVAS DEL POZO LMN H008

ELABORADO POR: AUTORES

FUENTE: SubPUMP

El caudal que se obtiene de las pruebas de producción de este pozo es de 164 BFPD y como resultado tenemos un TDH de 1759 ft. Después de calcular el TDH para varios caudales se obtiene la curva del sistema que viene a representar todo el sistema desde el yacimiento hasta el cabezal del pozo, ver figura 3.26.

FIGURA 3.26: COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA DEL POZO LMN H008

ELABORADO POR: AUTORES

FUENTE: SubPUMP

En esta curva del sistema se analiza con la curva del comportamiento de la bomba REDA SN3600 con una frecuencia de 70 Hz y un rango de operación entre 1411.43Bls – 2705.23Bls en sitio para hacer el análisis nodal. Para este pozo se puede observar que la bomba se encuentra fuera del rango óptimo en la zona downthrust con un caudal real de 177.4 Bls en sitio. Según el diseño, la BES en este pozo debería estar en el punto óptimo del diseño con un caudal de 1150.2 Bls en sitio y un TDH de 6435.3 ft. Se puede observar que existe una disminución del 85 % en la producción en relación con el punto óptimo del diseño por la posible falla de la BES debido al aumento brusco en la presión de entrada a la bomba como se muestra en la figura 3.24, se descarta problemas en el yacimiento debido a una disminución en el IP de 0.01 en comparación con el IP obtenido de la última prueba de build up de 0.48 como se muestra en la figura 3.25.

3. POZO LMN H020

En la siguiente figura 3.27 se encuentre los datos obtenido del software que nos permiten graficar detalladamente la curva inflow y outflow del rendimiento del pozo, ver figura 3.29.

FIGURA 3.27: DETALLE DE LA CURVA DEL SISTEMA DEL POZO LMN H020

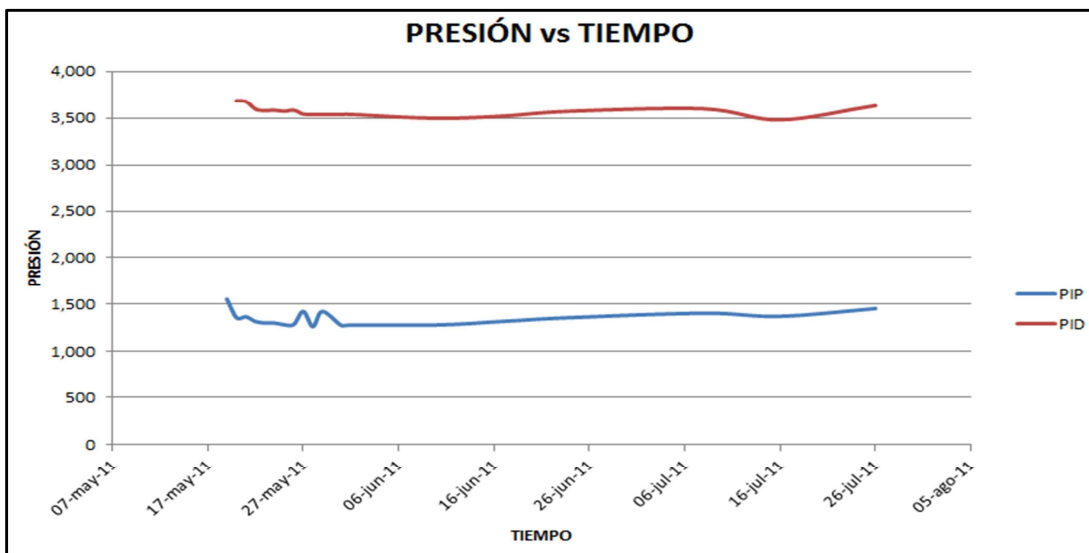
<u>DETALLE DE LA CURVA DEL SISTEMA DEL POZO</u>						
<u>Punto #</u>	(+) Cabeza Tubing ft	(-) Cabeza PIP ft	(-) TDH ft	Caudal en Superficie P+A Bbl/D	Caudal Prom. en La Bomba P+A+G Bbl/D	Nivel de fluido Bombeado ft
1	8904.73	6006.34	2898.39	16.75	17.62	3578.89
2	8900.41	5273.09	3627.32	224.01	235.64	4331.11
3	8876.12	4540.03	4336.09	431.26	453.66	5084.88
4	8830.68	3807.23	5023.46	638.52	671.68	5840.58
5	8760.14	3074.69	5685.45	845.78	889.70	6600.81
6	8660.88	2342.55	6318.34	1053.04	1107.73	7362.46
7	8639.42	1608.19	7031.22	1260.29	1325.75	8125.61
8	8749.53	874.27	7875.26	1467.55	1543.77	8891.30
PumpOff	8782.47	156.85	8625.62	1674.81	1761.79	9646.19
Diseño	8803.73	3494.46	5309.27	727.00	764.76	6164.95

ELABORADO POR: AUTORES

FUENTE: SubPUMP

De los datos de pruebas de producción se obtuvo la gráfica de presiones de entrada y de salida de la bomba electrosumergible vs tiempo, ver figura 3.28.

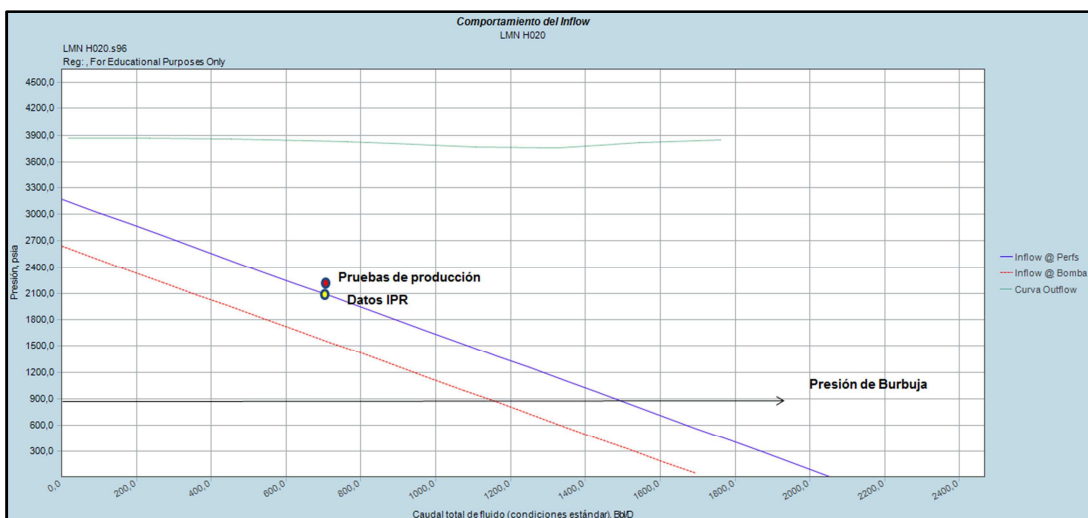
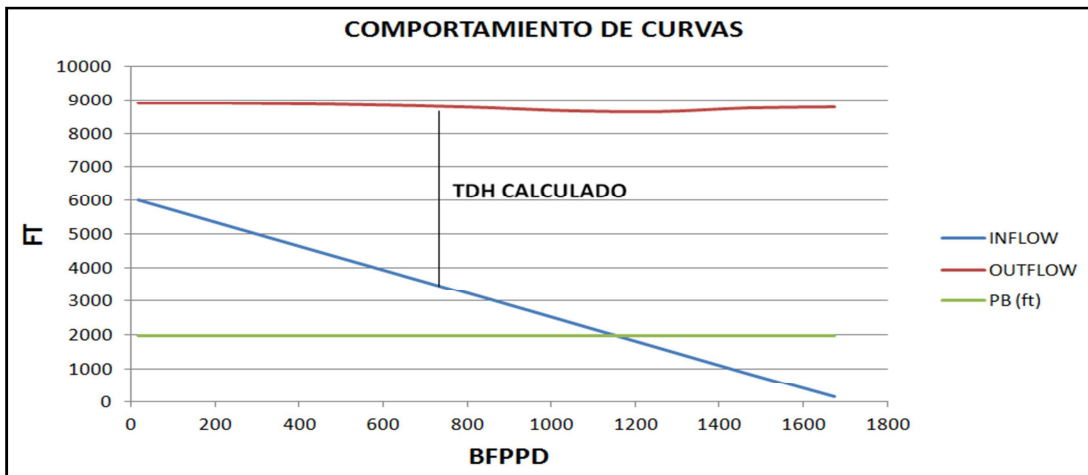
FIGURA 3.28: CURVA DE PRESIÓN vs TIEMPO DEL POZO LMN H020



ELABORADO POR: AUTORES

FUENTE: PETROAMAZONAS EP

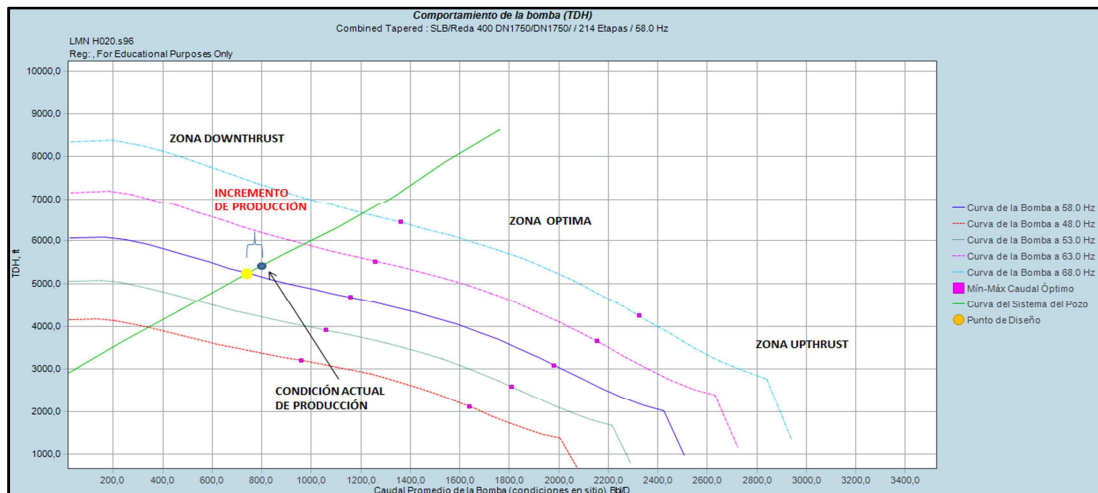
FIGURA 3.29: COMPORTAMIENTO DE CURVAS DEL POZO LMN H020



ELABORADO POR: AUTORES

FUENTE: SubPUMP

El caudal que se obtiene de las pruebas de producción de este pozo es de 727 BFPD y como resultado tenemos un TDH de 5309 ft. Después de calcular el TDH para varios caudales se obtiene la curva del sistema que viene a representar todo el sistema desde el yacimiento hasta el cabezal del pozo, ver figura 3.30.

FIGURA 3.30: COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA DEL POZO LMN H020

ELABORADO POR: AUTORES

FUENTE: SubPUMP

En esta curva del sistema se analiza con la curva del comportamiento de la bomba REDA DN1750 con una frecuencia de 58 Hz y un rango de operación entre 1160BIs – 1981BIs en sitio para hacer el análisis nodal. Para este pozo se puede observar que la bomba se encuentra fuera del rango óptimo en la zona downthrust con un caudal real de 764.76 BIs en sitio. Según el diseño, la BES en este pozo debería estar en el punto óptimo del diseño con un caudal de 743.2BIs en sitio y un TDH de 5244 ft, la BES se encuentra sobredimensionada porque el caudal óptimo de producción no está dentro del rango para el tipo de bomba seleccionada. Se puede observar que existe un aumento del 2 % en la producción en relación con el punto óptimo del diseño. En la figura 3.29 se observa que el yacimiento tiene un aporte favorable de producción al tener un incremento del IP de 0.13 en comparación con el IP obtenido de la última prueba de build up de 0.65 debido a la limpieza con solventes y ácidos realizados en el pozo. La figura 3.28 muestra que no existe una variación considerable de la PIP y PID.

4. POZO LMN H034

En la siguiente figura 3.31 se encuentre los datos obtenido del software que

nos permiten graficar detalladamente la curva inflow y outflow del rendimiento del pozo, ver figura 3.33.

FIGURA 3.31: DETALLE DE LA CURVA DEL SISTEMA DEL POZO LMN H034

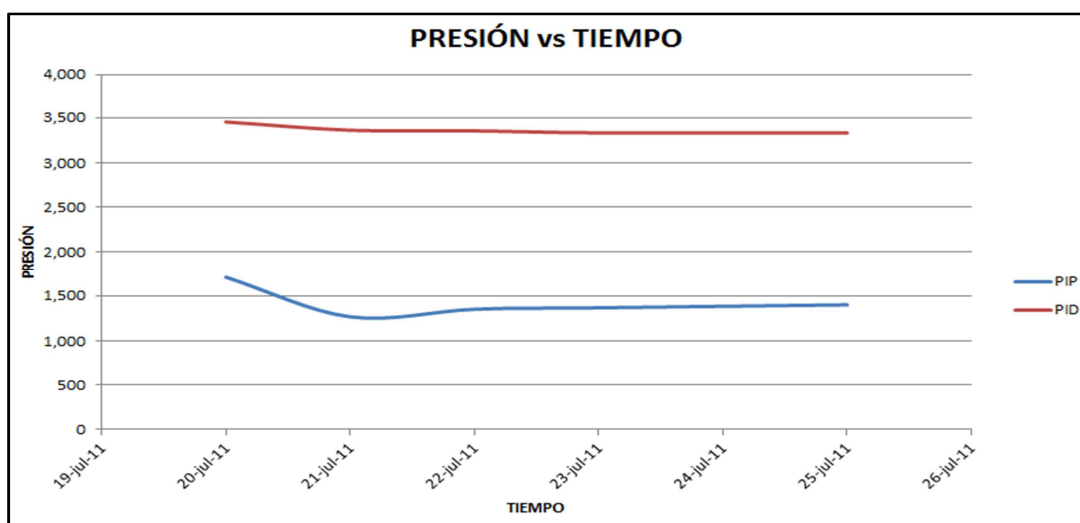
<u>DETALLE DE LA CURVA DEL SISTEMA DEL POZO</u>						
<u>Punto #</u>	<u>(+) Cabeza Tubing ft</u>	<u>(-) Cabeza PIP ft</u>	<u>(=) TDH ft</u>	<u>Caudal en Superficie P+A Bbl/D</u>	<u>Caudal Prom. en La Bomba P+A+G Bbl/D</u>	<u>Nivel de fluido Bombeado ft</u>
1	7659.29	6826.46	832.83	13.92	15.03	1276.84
2	7609.37	6009.37	1600.00	186.18	201.00	2127.73
3	7440.59	5192.62	2247.96	358.44	386.98	3017.88
4	7120.39	4376.34	2744.05	530.70	572.95	3907.90
5	7022.04	3560.62	3461.42	702.95	758.92	4801.37
6	7012.78	2745.70	4267.07	875.21	944.90	5701.08
7	7065.88	1927.40	5138.49	1047.47	1130.87	6604.13
8	7365.03	1102.19	6262.84	1219.73	1316.85	7513.16
PumpOff	7671.67	63.64	7608.03	1391.99	1502.82	8678.14
Diseño	7064.15	4171.21	2892.94	574.00	619.70	4129.51

ELABORADO POR: AUTORES

FUENTE: SubPUMP

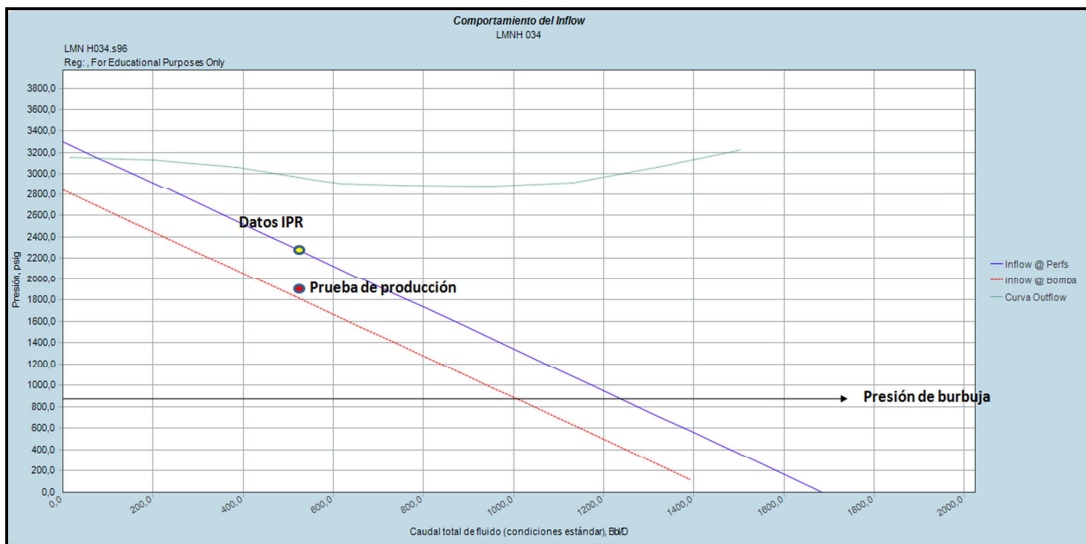
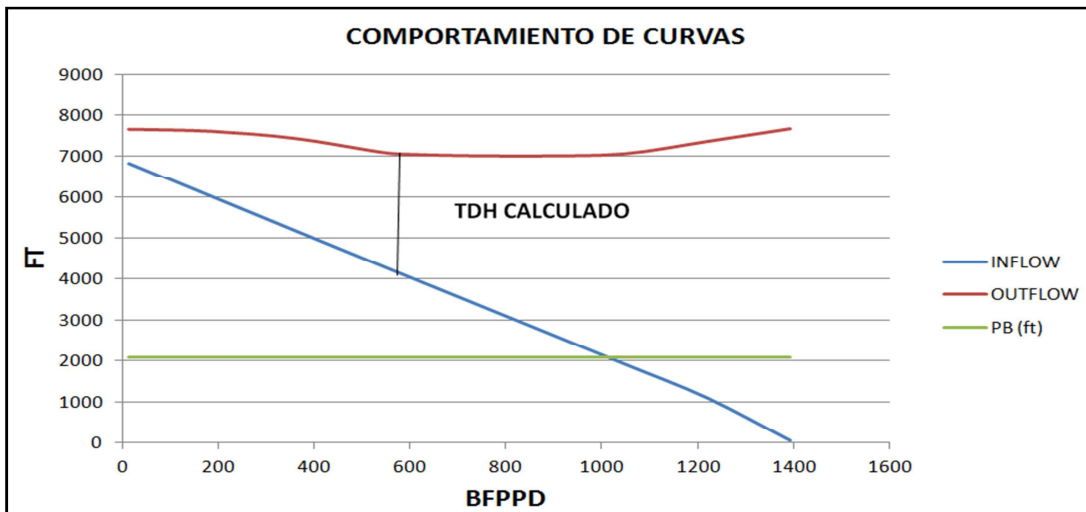
De los datos de pruebas de producción se obtuvo la gráfica de presiones de entrada y de salida de la bomba electrosomergible vs tiempo, ver figura 3.32.

FIGURA 3.32: CURVA DE PRESIÓN vs TIEMPO DEL POZO LMN H034



ELABORADO POR: AUTORES

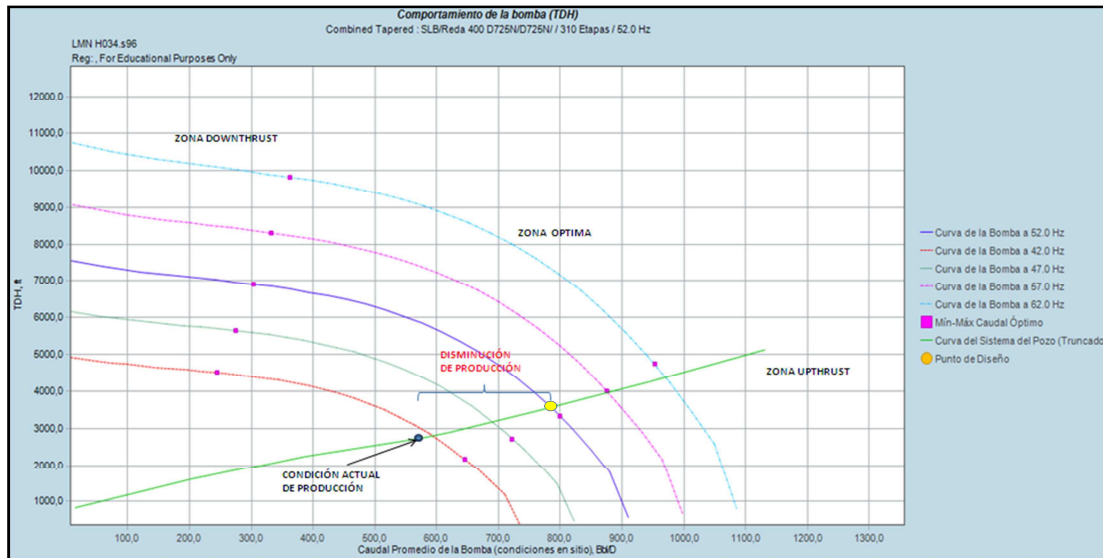
FUENTE: PETROAMAZONAS EP

FIGURA 3.33: COMPORTAMIENTO DE CURVAS DEL POZO LMN H034

ELABORADO POR: AUTORES

FUENTE: SubPUMP

El caudal que se obtiene de las pruebas de producción de este pozo es de 574 BFPD y como resultado tenemos un TDH de 2888 ft. Después de calcular el TDH para varios caudales se obtiene la curva del sistema que viene a representar todo el sistema desde el yacimiento hasta el cabezal del pozo, ver figura 3.34.

FIGURA 3.34: COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA DEL POZO LMN H034

ELABORADO POR: AUTORES

FUENTE: SubPUMP

Mediante esta curva del sistema se analiza con la curva del comportamiento de la bomba REDA D725N con una frecuencia de 52 Hz y un rango de operación entre 303BIs – 799BIs en sitio para hacer el análisis nodal. Para este pozo se puede observar que la bomba se encuentra dentro del rango óptimo de operación con una caudal real de 619.70 BIs en sitio. Según el diseño, la BES en este pozo debería estar en el punto óptimo del diseño con un caudal de 784.1 BIs en sitio y un TDH de 3571 ft. Se puede observar que existe una disminución del 19 % en la producción en relación con el punto óptimo del diseño. La disminución del IP de 0.10 en comparación con el IP obtenido de la última prueba de build up de 0.51 como se muestra en la figura 3.33 por la posible presencia de daño en la formación.

5. POZO LMN K024

En la siguiente figura 3.35 se encuentre los datos obtenido del software que nos permiten graficar detalladamente la curva inflow y outflow del rendimiento del pozo, ver figura 3.37

FIGURA 3.35: DETALLE DE LA CURVA DEL SISTEMA DEL POZO LMN K024

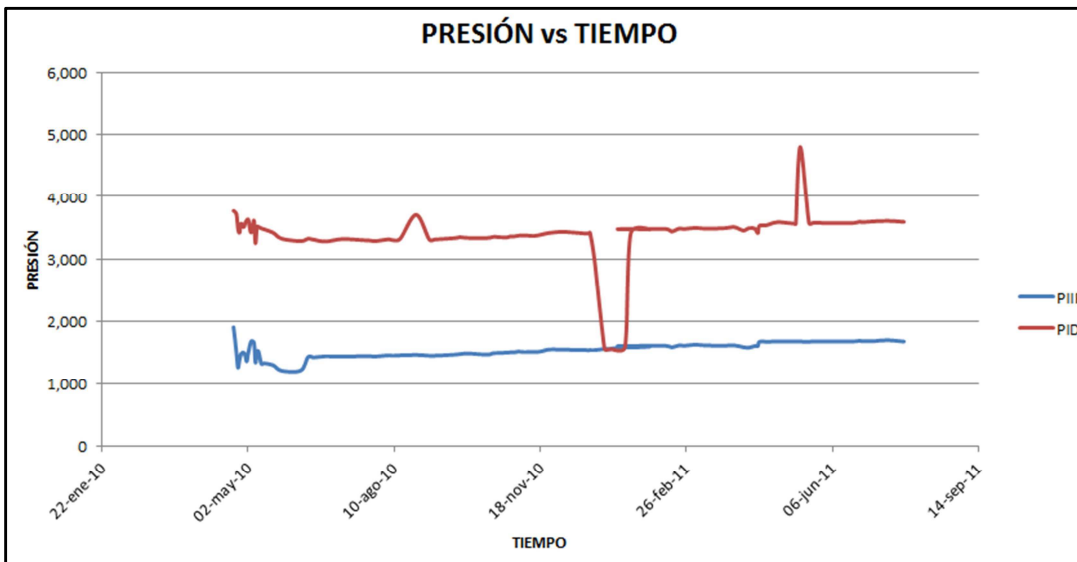
<u>DETALLE DE LA CURVA DEL SISTEMA DEL POZO</u>						
<u>Punto #</u>	<u>(+) Cabeza Tubing ft</u>	<u>(-) Cabeza PIP ft</u>	<u>(=) TDH ft</u>	<u>Caudal en Superficie P+A Bbl/D</u>	<u>Caudal Prom. en La Bomba P+A+G Bbl/D</u>	<u>Nivel de fluido Bombeado ft</u>
1	10770.53	5794.37	4976.16	81.13	86.06	5100.63
2	10278.22	5019.51	5258.71	1085.10	1151.12	5894.68
3	10253.03	4244.05	6008.98	2089.07	2216.17	6691.29
4	10282.71	3469.98	6812.74	3093.05	3281.23	7492.72
5	10329.39	2699.25	7630.14	4097.02	4346.28	8293.38
6	10469.18	1934.56	8534.62	5100.99	5411.34	9087.40
7	10762.44	1202.83	9559.61	6104.97	6476.39	9846.36
8	10981.87	630.65	10351.22	7108.94	7541.44	10446.45
PumpOff	11132.22	219.77	10912.45	8112.91	8606.50	10880.94
Diseño	10505.57	5481.35	5024.22	487.00	516.63	5421.17

ELABORADO POR: AUTORES

FUENTE: SubPUMP

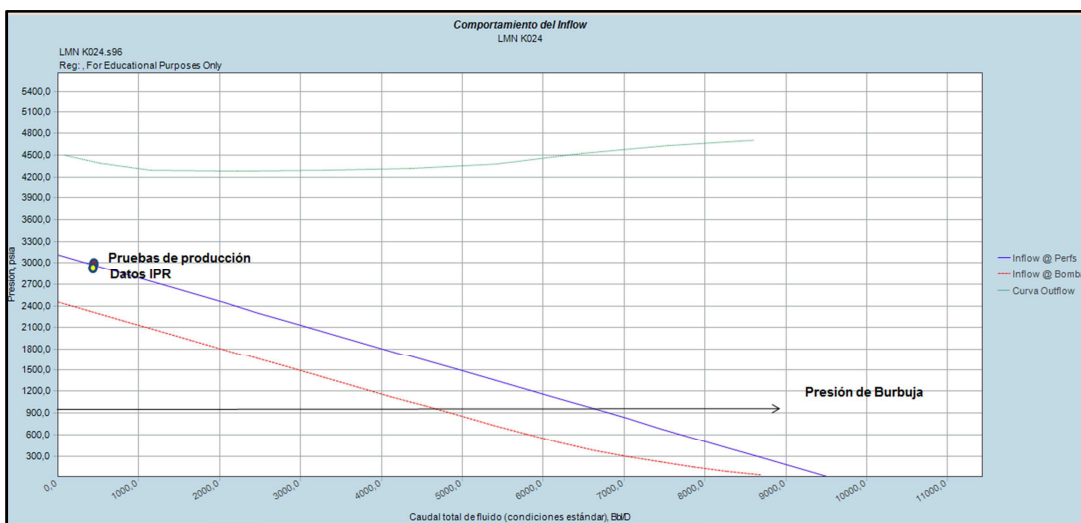
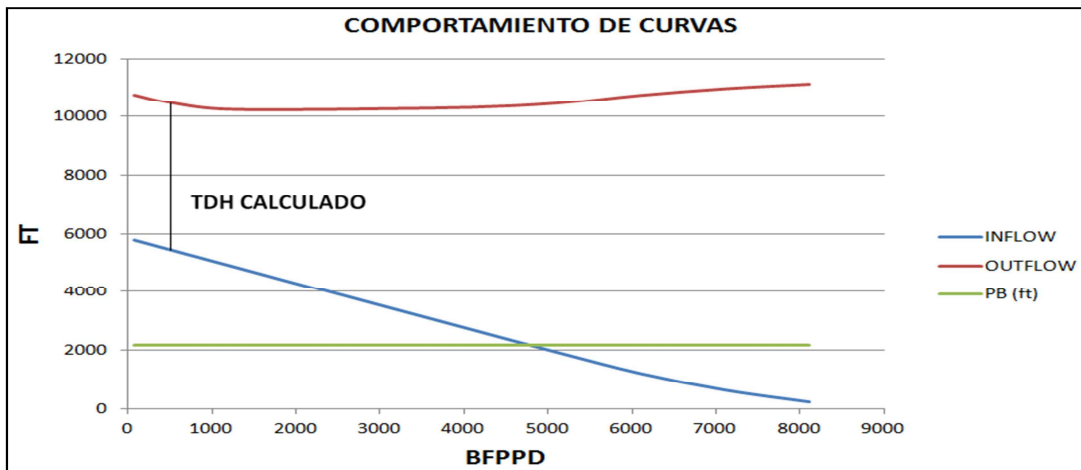
De los datos de pruebas de producción se obtuvo la gráfica de presiones de entrada y de salida de la bomba electrosomergible vs tiempo, ver figura 3.36.

FIGURA 3.36: CURVA DE PRESIÓN vs TIEMPO DEL POZO LMN K024



ELABORADO POR: AUTORES

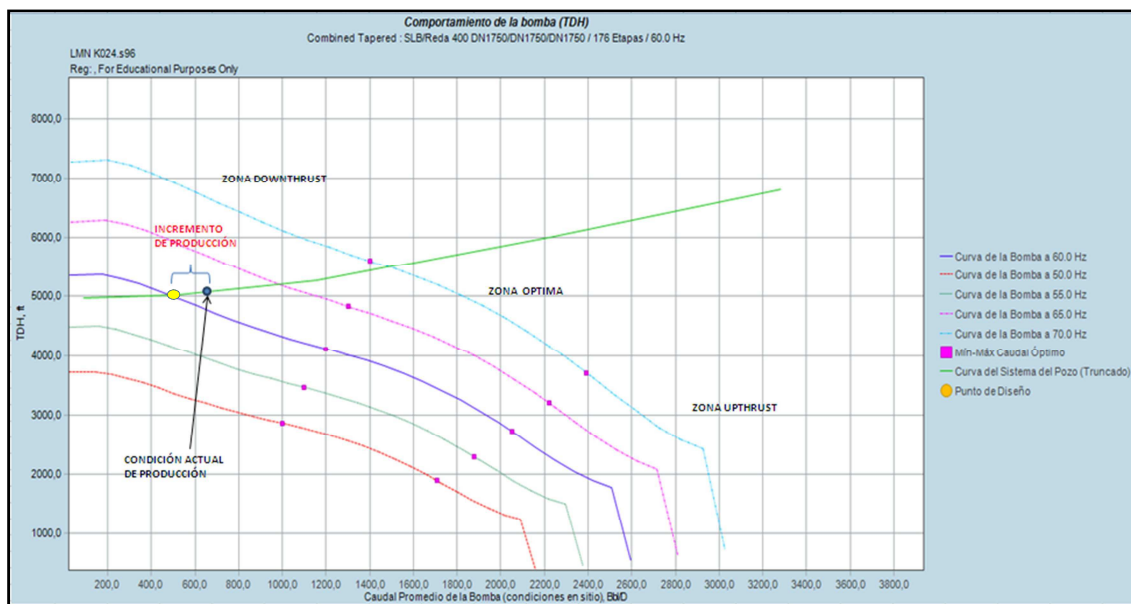
FUENTE: PETROAMAZONAS EP

FIGURA 3.37: COMPORTAMIENTO DE CURVAS DEL POZO LMN K024

ELABORADO POR: AUTORES

FUENTE: SubPUMP

El caudal que se obtiene de las pruebas de producción de este pozo es de 487 BFPD y como resultado tenemos un TDH de 5024 ft. Después de calcular el TDH para varios caudales se obtiene la curva del sistema que viene a representar todo el sistema desde el yacimiento hasta el cabezal del pozo, ver figura 3.38.

FIGURA 3.38: COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA DEL POZO LMN K024

ELABORADO POR: AUTORES

FUENTE: SubPUMP

Mediante esta curva del sistema se analiza con la curva del comportamiento de la bomba REDA DN1750 con una frecuencia de 60 Hz y un rango de operación entre 1200 Bbls – 2050 Bbls en sitio para hacer el análisis nodal. Para este pozo se puede observar que la bomba se encuentra fuera del rango óptimo de operación en la zona downthrust con un caudal real de 516.63 Bbls en sitio. Según el diseño, la BES en este pozo debería estar en el punto óptimo del diseño con un caudal de 484.9 Bbls en sitio y un TDH de 5020 ft, la BES se encuentra sobredimensionada porque el caudal óptimo de producción no está dentro del rango para el tipo de bomba seleccionada. Se puede observar que existe un incremento del 6 % en la producción en relación con el punto óptimo del diseño. En la figura 3.36 muestra que las presiones de descarga PID y de intake PIP tienen una leve tendencia a incrementarse por la presencia de escala, donde se realizó la limpieza con solventes y ácidos en el pozo, en consecuencia se observa que el yacimiento tiene un aporte favorable de producción al tener un incremento del IP de 0.13 en comparación con el IP obtenido de la última prueba de build up de 3.07 como se observa en la figura 3.37.

6. POZO LMN K025

En la siguiente figura 3.39 se encuentran los datos obtenidos del software que nos permiten graficar detalladamente la curva inflow y outflow del rendimiento del pozo, ver figura 3.41.

FIGURA 3.39 DETALLE DE LA CURVA DEL SISTEMA DEL POZO LMN K025

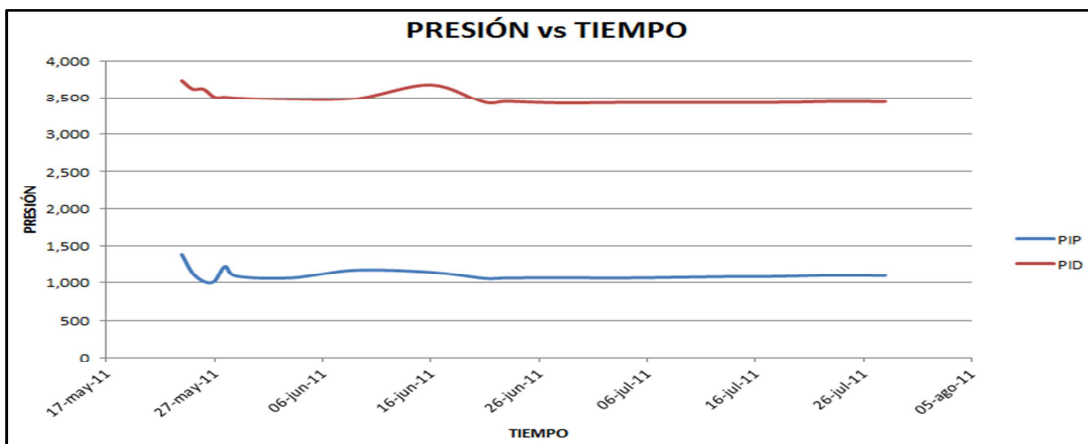
DETALLE DE LA CURVA DEL SISTEMA DEL POZO						
Punto #	(+) Cabeza Tubing ft	(-) Cabeza PIP ft	(=) TDH ft	Caudal en Superficie P+A Bbl/D	Caudal Prom. en La Bomba P+A+G Bbl/D	Nivel de fluido Bombeado ft
1	10600.50	6075.78	4524.72	20.18	21.60	3868.65
2	10495.98	5336.88	5159.10	269.93	288.94	4630.89
3	10476.13	4598.12	5878.01	519.67	556.27	5394.01
4	10634.61	3859.60	6775.01	769.42	823.61	6158.64
5	10803.65	3121.62	7682.03	1019.17	1090.94	6929.94
6	10894.17	2384.54	8509.62	1268.91	1358.27	7701.91
7	10987.03	1642.73	9344.30	1518.66	1625.61	8474.77
8	11082.73	901.08	10181.64	1768.41	1892.94	9251.36
PumpOff	11277.82	185.06	11092.76	2018.15	2160.28	10011.92
Diseño	10905.97	2278.12	8627.85	1305.00	1396.90	7813.51

ELABORADO POR: AUTORES

FUENTE: SubPUMP

De los datos de pruebas de producción se obtuvo la gráfica de presiones de entrada y de salida de la bomba electrosomergible vs tiempo, ver figura 3.40.

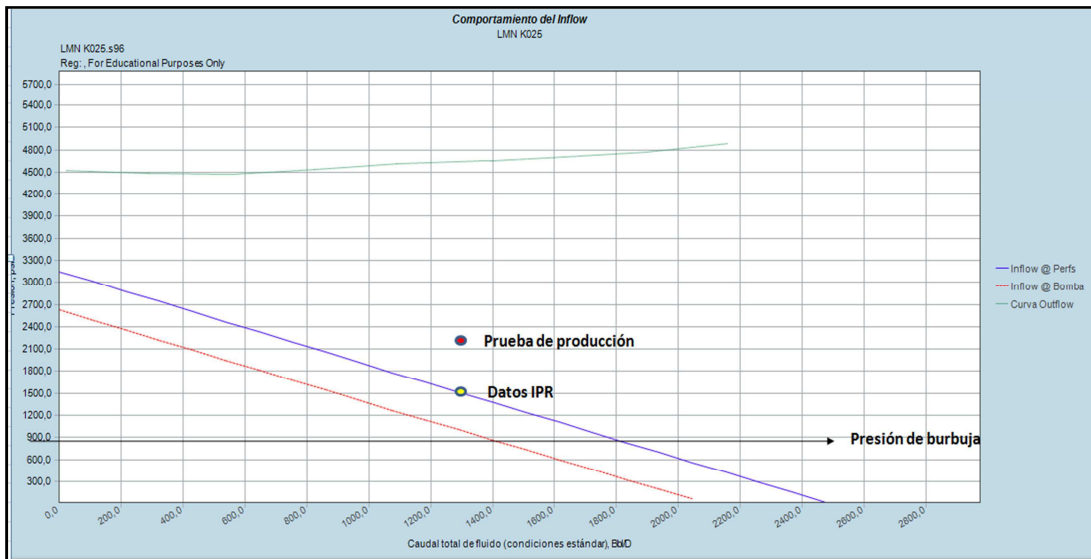
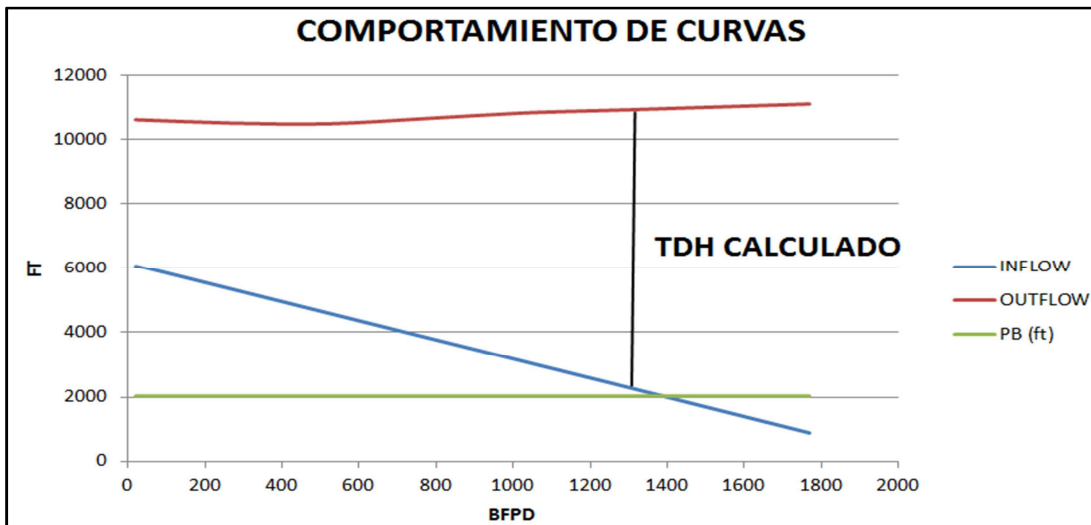
FIGURA 3.40: CURVA DE PRESIÓN vs TIEMPO DEL POZO LMN K025



ELABORADO POR: AUTORES

FUENTE: PETROAMAZONAS EP

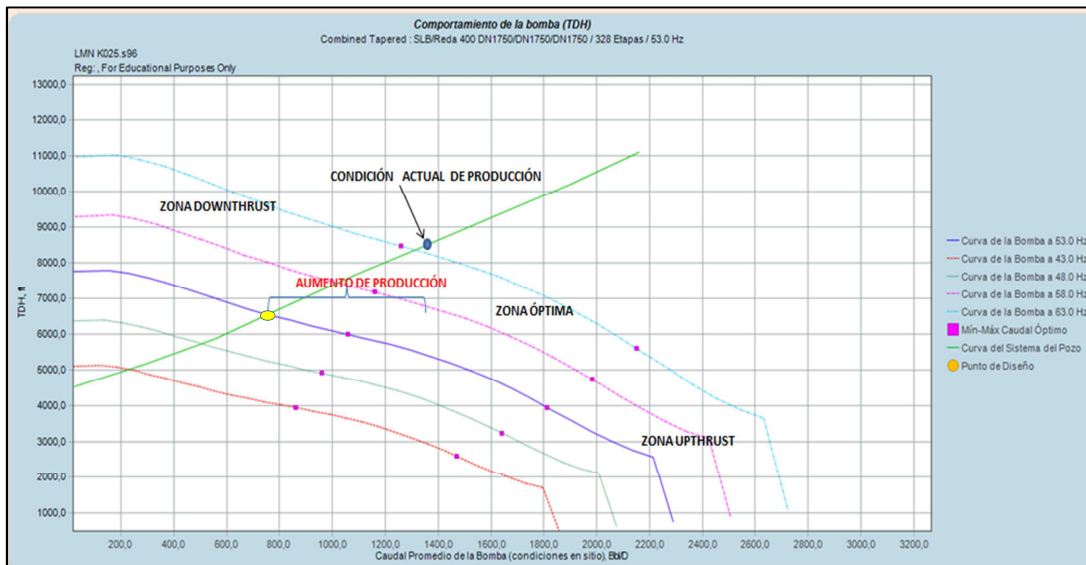
FIGURA 3.41: COMPORTAMIENTO DE CURVAS DEL POZO LMN K025



ELABORADO POR: AUTORES

FUENTE: SubPUMP

El caudal que se obtiene de las pruebas de producción de este pozo es de 1305 BFPD y como resultado tenemos un TDH de 8627.85 ft. Después de calcular el TDH para varios caudales se obtiene la curva del sistema que viene a representar todo el sistema desde el yacimiento hasta el cabezal del pozo, ver figura 3.42.

FIGURA 3.42: COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA DEL POZO LMN K025

ELABORADO POR: AUTORES

FUENTE: SubPUMP

Mediante esta curva del sistema se analiza con la curva del comportamiento de la bomba REDA DN1750 con una frecuencia de 53 Hz y un rango de operación entre 1060 Bls – 1810 Bls en sitio. Para este pozo se puede observar que la bomba se encuentra en un rango óptimo de operación con un caudal real de 1396.95 Bls en sitio. Según el diseño, la BES en este pozo debería estar en el punto óptimo de diseño con un caudal de 755.8 Bls en sitio y un TDH de 6546.7 ft, la BES se encuentra sobredimensionada porque el caudal óptimo de producción no está dentro del rango para el tipo de bomba seleccionada. Se puede observar un aumento en la producción del 84% en relación al caudal del diseño debido a la limpieza química y mecánica del pozo con coiled tubing. Existe un incremento del IP de 0.58 en comparación con el IP obtenido de la última prueba de build up de 0.79 como se observa en la figura 3.41 motivo que el yacimiento no tiene ningún problema de daño.

7. POZO LMN K032

En la siguiente figura 3.43 se encuentre los datos obtenido del software que

nos permiten graficar detalladamente la curva inflow y outflow del rendimiento del pozo, ver figura 3.45.

FIGURA 3.43: DETALLE DE LA CURVA DEL SISTEMA DEL POZO LMN K032

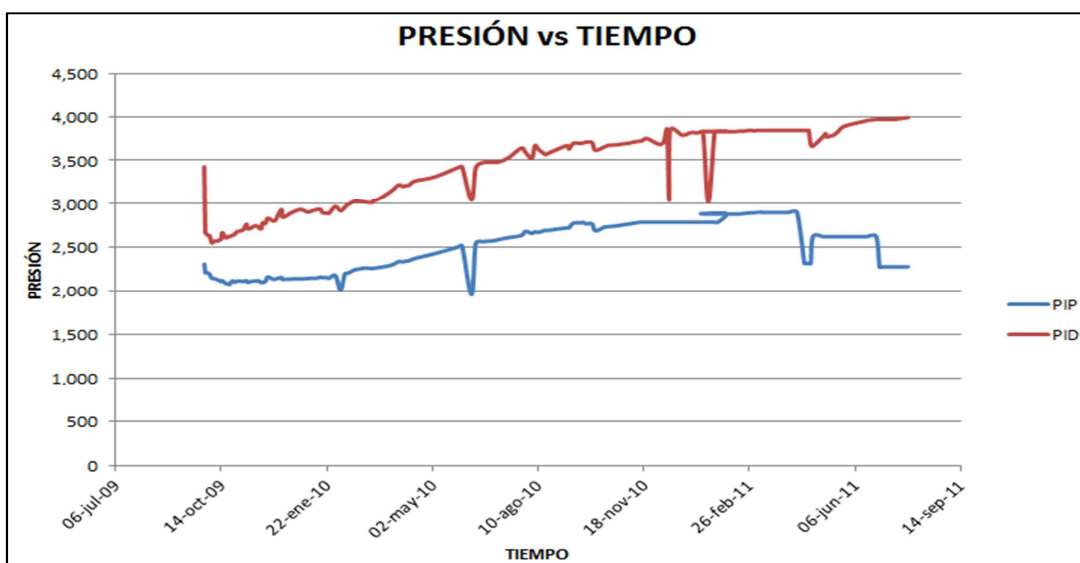
DETALLE DE LA CURVA DEL SISTEMA DEL POZO						
Punto #	(+) Cabeza Tubing ft	(-) Cabeza PIP ft	(=) TDH ft	Caudal en Superficie P+A Bbl/D	Caudal Prom. en La Bomba P+A+G Bbl/D	Nivel de fluido Bombeado ft
1	7679.17	6241.20	1437.96	96.10	101.69	1917.02
2	7235.91	5393.62	1842.29	1285.39	1360.08	2805.89
3	7219.19	4555.31	2663.88	2474.68	2618.48	3763.58
4	7357.97	3732.79	3625.17	3663.97	3876.87	4758.85
5	7459.49	2908.33	4551.17	4853.26	5135.27	5766.98
6	7533.45	2086.65	5446.80	6042.55	6393.66	6763.11
7	7626.05	1296.67	6329.38	7231.84	7652.05	7714.86
8	7775.34	589.34	7186.01	8421.13	8910.45	8587.24
PumpOff	7946.64	14.51	7932.13	9610.42	10168.84	9281.27
Diseño	7347.31	5554.45	1792.86	1059.00	1120.53	2632.57

ELABORADO POR: AUTORES

FUENTE: SubPUMP

De los datos de pruebas de producción se obtuvo la gráfica de presiones de entrada y de salida de la bomba electrosomergible vs tiempo, ver figura 3.44.

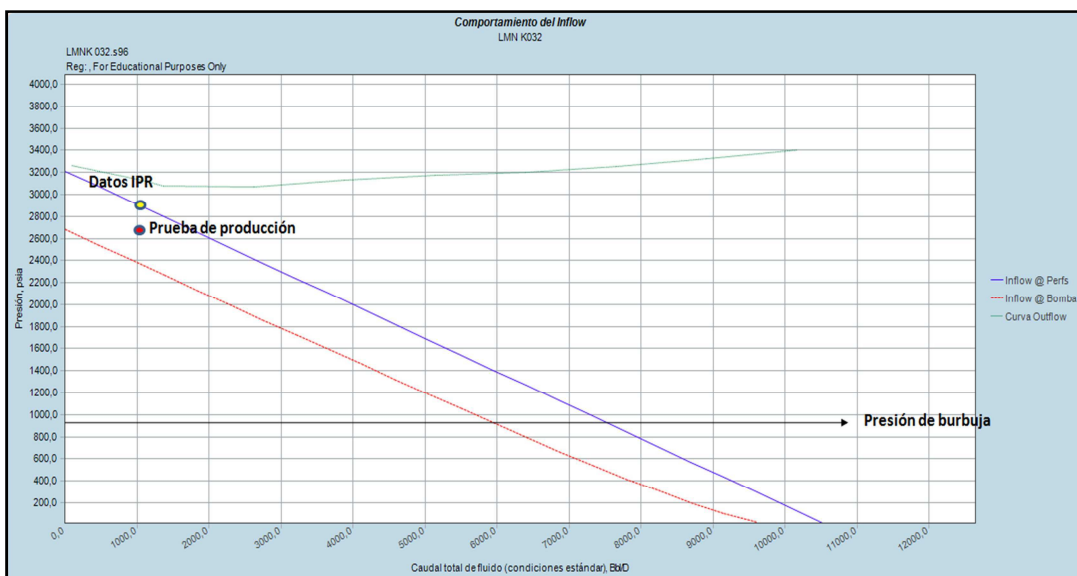
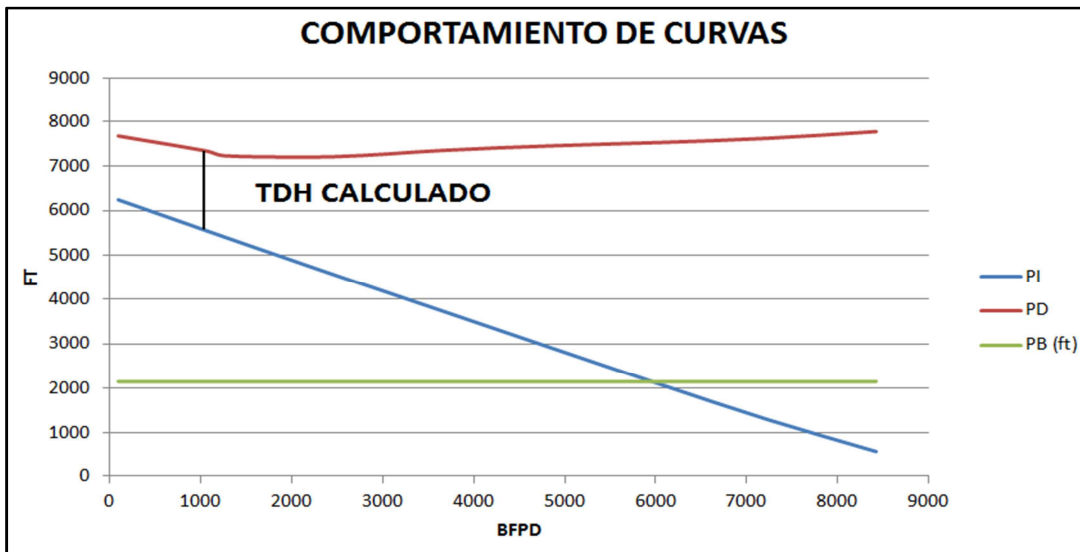
FIGURA 3.44: CURVA DE PRESIÓN vs TIEMPO DEL POZO LMN K032



ELABORADO POR: AUTORES

FUENTE: PETROAMAZONAS EP

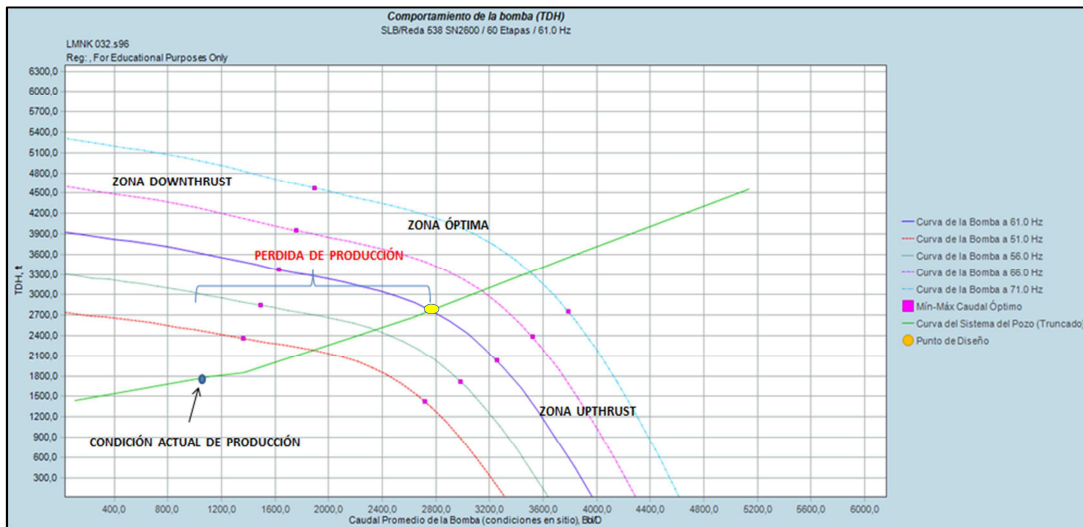
FIGURA 3.45: COMPORTAMIENTO DE CURVAS DEL POZO LMN K032



ELABORADO POR: AUTORES

FUENTE: SubPUMP

El caudal que se obtiene de las pruebas de producción de este pozo es de 1059 BFPD y como resultado tenemos un TDH de 1792.86 ft. Después de calcular el TDH para varios caudales se obtiene la curva del sistema que viene a representar todo el sistema desde el yacimiento hasta el cabezal del pozo, ver figura 3.46.

FIGURA 3.46: COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA DEL POZO LMN K032

ELABORADO POR: AUTORES

FUENTE: SubPUMP

Mediante esta curva del sistema se analiza con la curva del comportamiento de la bomba REDA SN2600 con una frecuencia de 61 Hz y un rango de operación entre 1626 BIs – 3253 BIs en sitio. Para este pozo se puede observar que la bomba se encuentra fuera del rango del óptimo de operación en zona Downthrust con un caudal real de 1120.53 BIs en sitio. Según la BES, en este pozo debería estar en el punto óptimo del diseño con un caudal de 2762 BIs en sitio y un TDH de 2773 ft. Se puede observar una disminución del 60% en la producción en relación al caudal del diseño. En la figura 3.44 la presión de descarga se incrementa y la presión de entrada a la bomba disminuye por la restricción en tubería, debido a la presencia de escala y parafinas obtenidas en pruebas realizadas en tubería obteniéndose de tal forma una disminución del IP de 1.38 en comparación con el IP obtenido de la última prueba de build up de 3.29 como se observa en la figura 3.45 por la presencia de posible daño.

8. POZO LMN K038S1

En la siguiente figura 3.47 se encuentre los datos obtenido del software que

nos permiten graficar detalladamente la curva inflow y outflow del rendimiento del pozo, ver figura 3.49.

FIGURA 3.47: DETALLE DE LA CURVA DEL SISTEMA DEL POZO LMN K038S1

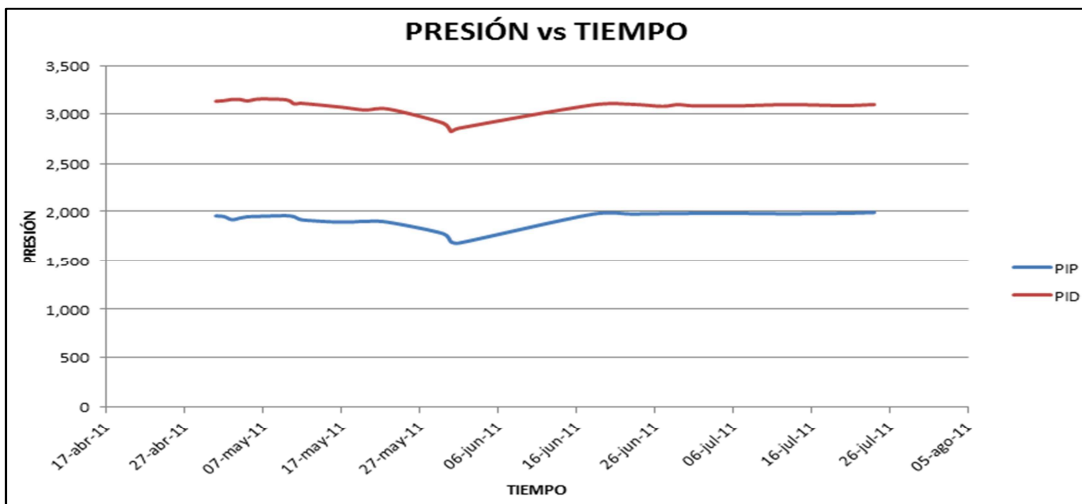
<u>DETALLE DE LA CURVA DEL SISTEMA DEL POZO</u>						
<u>Punto #</u>	<u>(+) Cabeza Tubing ft</u>	<u>(-) Cabeza PIP ft</u>	<u>(=) TDH ft</u>	<u>Caudal en Superficie P+A Bbl/D</u>	<u>Caudal Prom. en La Bomba P+A+G Bbl/D</u>	<u>Nivel de fluido Bombeado ft</u>
1	6901.87	5596.59	1305.28	81.17	85.87	1860.35
2	6575.46	4850.32	1725.14	1085.63	1148.48	2646.44
3	6461.98	4113.24	2348.74	2090.08	2211.09	3458.94
4	6501.58	3391.47	3110.11	3094.54	3273.70	4336.20
5	6659.28	2691.65	3967.63	4099.00	4336.32	5248.70
6	6739.52	1977.62	4761.90	5103.46	5398.93	6178.22
7	6819.09	1290.44	5528.66	6107.92	6461.54	7076.95
8	6853.08	667.06	6186.03	7112.37	7524.15	7883.47
PumpOff	6911.67	178.06	6733.61	8116.83	8586.76	8516.06
Diseño	6471.13	4536.04	1935.09	1512.00	1599.54	2987.11

ELABORADO POR: AUTORES

FUENTE: SubPUMP

De los datos de pruebas de producción se obtuvo la gráfica de presiones de entrada y de salida de la bomba electrosumergible vs tiempo, ver figura 3.48.

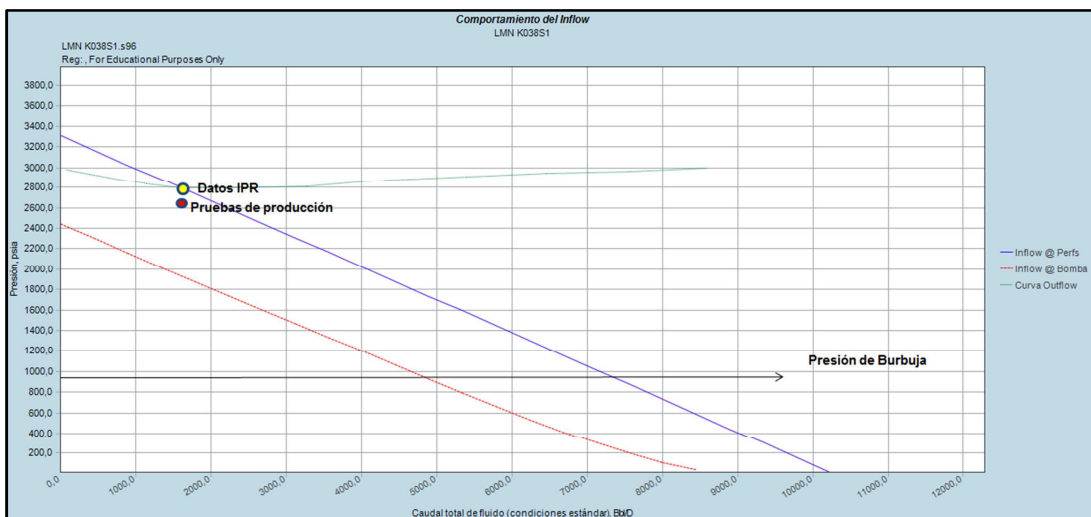
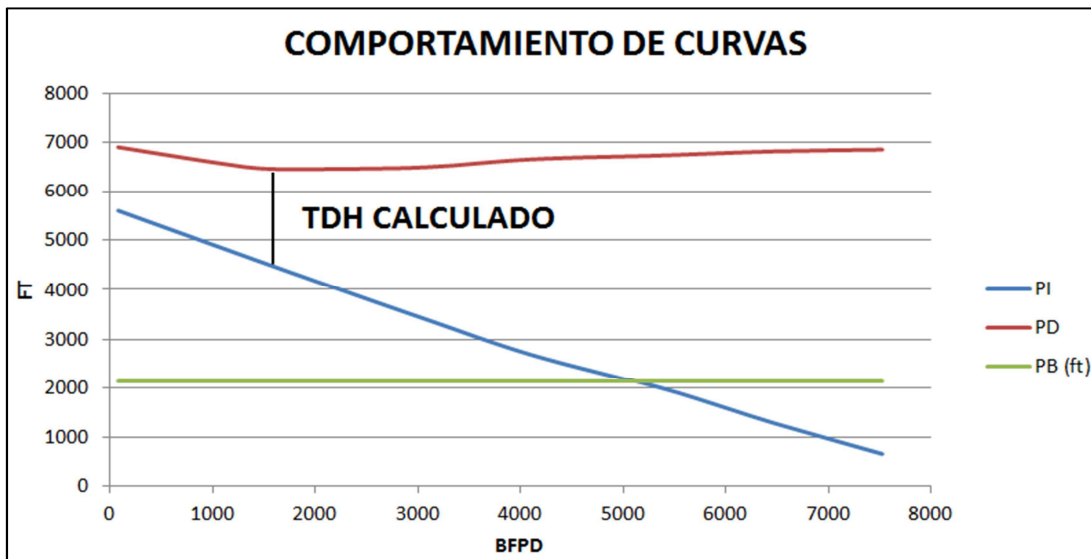
FIGURA 3.48: CURVA DE PRESIÓN vs TIEMPO DEL POZO LMN K038S1



ELABORADO POR: AUTORES

FUENTE: PETROAMAZONAS EP

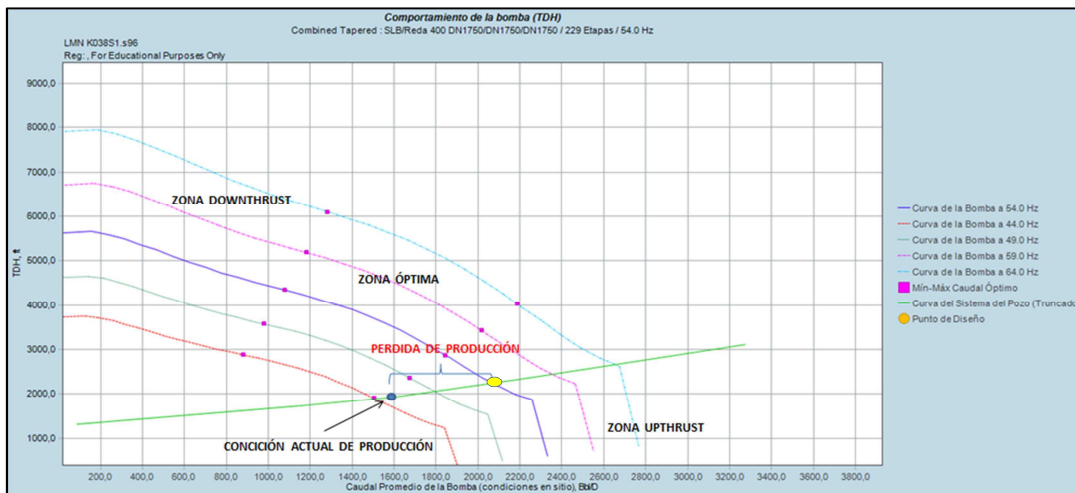
FIGURA 3.49: COMPORTAMIENTO DE CURVAS DEL POZO LMN K038S1



ELABORADO POR: AUTORES

FUENTE: SubPUMP

El caudal que se obtiene de las pruebas de producción de este pozo es de 1512 BFPD y como resultado tenemos un TDH de 1935.1 ft. Después de calcular el TDH para varios caudales se obtiene la curva del sistema que viene a representar todo el sistema desde el yacimiento hasta el cabezal del pozo, ver figura 3.50.

FIGURA 3.50: COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA DEL POZO LMN K038S1

ELABORADO POR: AUTORES

FUENTE: SubPUMP

Mediante esta curva del sistema se analiza con la curva del comportamiento de la bomba REDA DN 1750 con una frecuencia de 54 Hz y un rango de operación entre 1080 BIs – 1845 BIs en sitio. Para este pozo se puede observar que la bomba se encuentra en el límite del rango óptimo de operación y la zona Upthrust con un caudal real de 1599.54 BIs in sitio y con la consideración que después de algún tiempo de producción las condiciones de operación de la bomba puede cambiarse a la zona óptima. Según el diseño, la BES en este pozo debería estar en el punto óptimo del diseño con un caudal de 2067 BIs en sitio y un TDH de 2250.7 ft. Se puede observar que existe una pérdida de producción del 22 % en relación con el punto óptimo del diseño como consecuencia de la disminución del IP de 0.89 en comparación con el IP obtenido de la última prueba de build up de 3.1 como se observa en la figura 3.49 por la presencia de posible daño.

9. POZO LMN L029

En la siguiente figura 3.51 se encuentre los datos obtenido del software

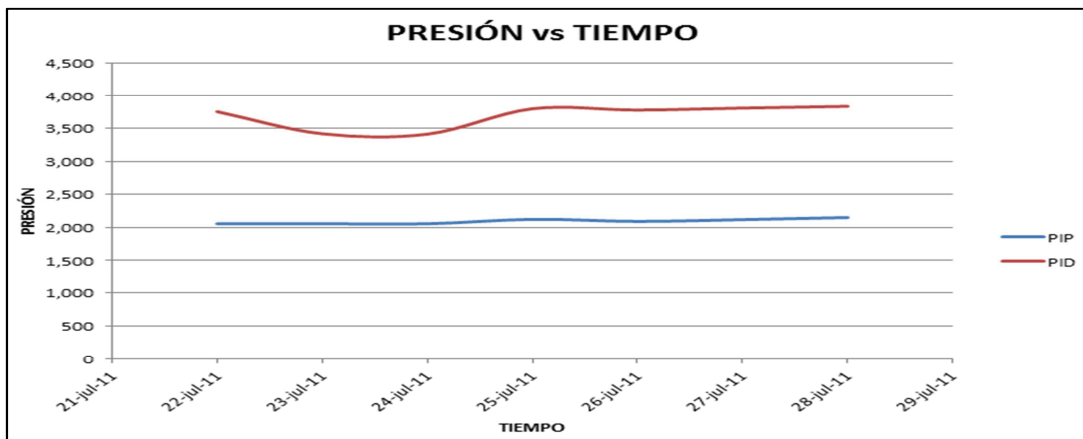
FIGURA 3.51: DETALLE DE LA CURVA DEL SISTEMA DEL POZO LMN L029

<u>DETALLE DE LA CURVA DEL SISTEMA DEL POZO</u>						
<u>Punto #</u>	<u>(+) Cabeza Tubing ft</u>	<u>(-) Cabeza PIP ft</u>	<u>(=) TDH ft</u>	<u>Caudal en Superficie P+A Bbl/D</u>	<u>Caudal Prom. en La Bomba P+A+G Bbl/D</u>	<u>Nivel de fluido Bombeado ft</u>
1	8064.35	6253.64	1808.91	5.62	5.89	2419.90
2	8064.63	5500.63	2564.00	75.20	78.83	3312.38
3	8058.82	4745.80	3313.01	144.78	151.77	4212.23
4	8047.08	3991.16	4055.92	214.36	224.70	5111.37
5	8028.85	3236.70	4792.14	283.94	297.64	6024.19
6	8006.61	2483.29	5523.32	353.52	370.58	6928.52
7	7985.09	1726.92	6258.17	423.10	443.51	7837.27
8	8012.13	968.28	7043.85	492.68	516.45	8742.08
PumpOff	8054.01	98.45	7955.56	645.00	676.12	9811.01
Diseño	8054.01	98.45	7955.56	645.00	676.12	9811.01

ELABORADO POR: AUTORES

FUENTE: SubPUMP

De los datos de pruebas de producción se obtuvo la gráfica de presiones de entrada y de salida de la bomba electrosumergible vs tiempo, ver figura 3.52.

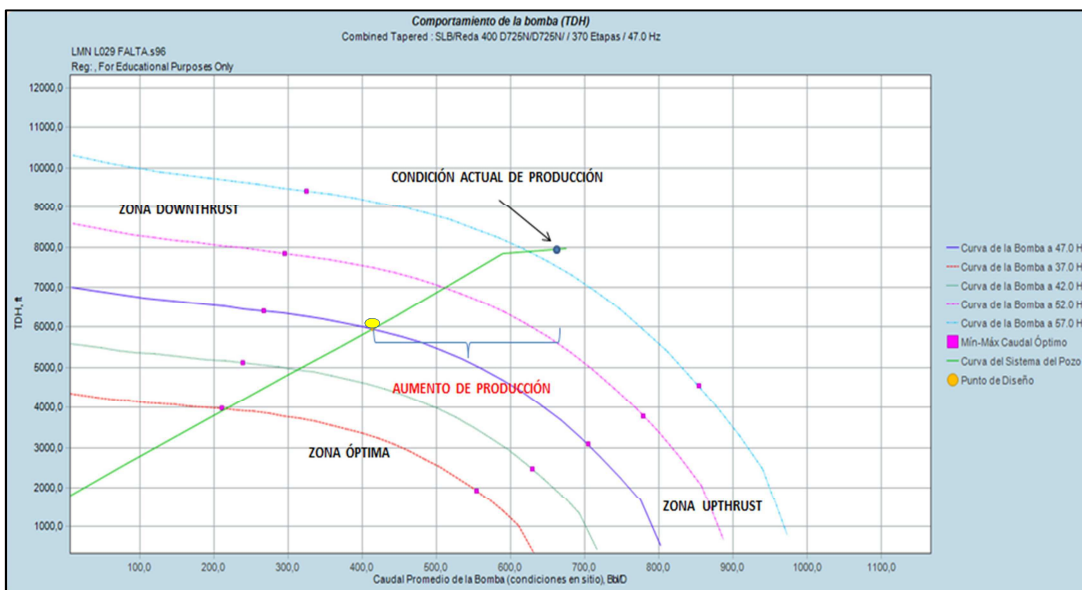
FIGURA 3.52: CURVA DE PRESIÓN vs TIEMPO DEL POZO LMN L029

ELABORADO POR: AUTORES

FUENTE: PETROAMAZONAS EP

Este pozo tiene una producción de seis días desde que se instaló la bomba electrosumergible REDA D725N a 47 Hz debido al cambio de arena TP por UI, por lo cual este pozo aún tiene agua de matado, por lo que dificulta su respectivo análisis hasta que alcance su periodo normal de flujo, ver figura 3.53.

FIGURA 3.53: COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA DEL POZO LMN L029



ELABORADO POR: AUTORES

FUENTE: SubPUMP

Mediante esta curva del sistema se analiza con la curva del comportamiento de la bomba con un rango de operación entre 267 Bls – 704 Bls en sitio. Para este pozo se puede observar que la bomba se encuentra en el rango del óptimo de operación con un caudal real de 676.12 Bls en sitio. Según el diseño, la BES en este pozo debería estar en el punto óptimo del diseño con un caudal de 413.8 Bls en sitio y un TDH de 5961 ft.

10. POZO LMN L030

En la siguiente figura 3.54 se encuentre los datos obtenido del software que nos permiten graficar detalladamente la curva inflow y outflow del rendimiento del pozo, ver figura 3.56.

FIGURA 3.54: DETALLE DE LA CURVA DEL SISTEMA DEL POZO LMN L030

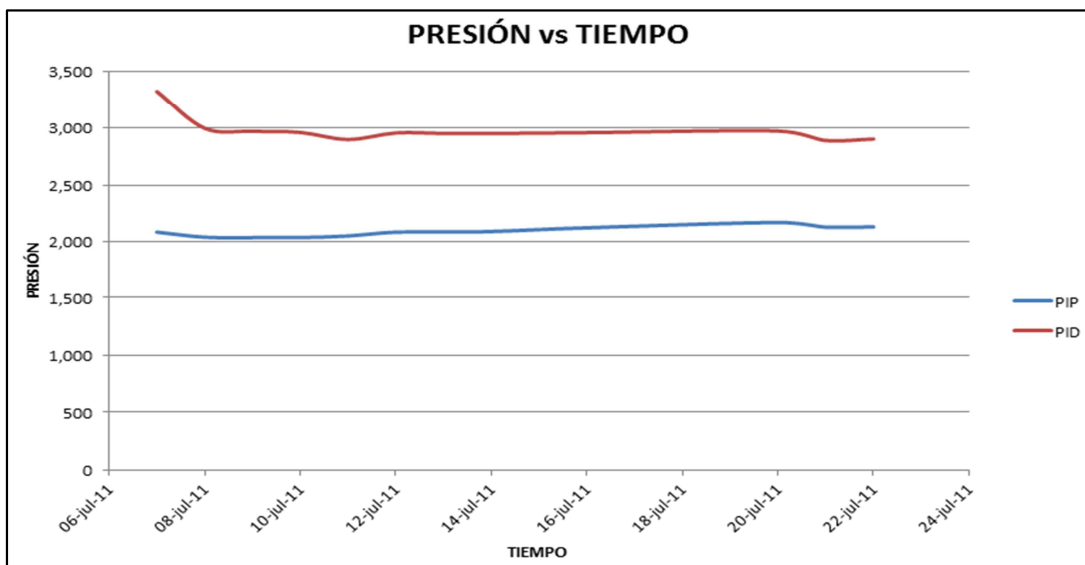
<u>DETALLE DE LA CURVA DEL SISTEMA DEL POZO</u>						
<u>Punto #</u>	<u>(+) Cabeza Tubing ft</u>	<u>(-) Cabeza PIP ft</u>	<u>(=) TDH ft</u>	<u>Caudal en Superficie P+A Bbl/D</u>	<u>Caudal Prom. en La Bomba P+A+G Bbl/D</u>	<u>Nivel de fluido Bombeado ft</u>
1	7909.33	6889.80	1019.52	121.99	145.62	1597.50
2	6918.38	6008.91	909.47	1631.61	1947.66	2575.25
3	6564.23	5148.89	1415.33	3141.24	3749.70	3608.36
4	6524.83	4292.55	2232.28	4650.86	5551.74	4659.91
5	6748.69	3439.45	3309.23	6160.49	7353.78	5706.59
6	6868.41	2613.58	4254.83	7670.11	9155.82	6730.04
7	6911.45	1791.53	5119.93	9179.73	10957.86	7750.64
8	6860.67	1019.47	5841.21	10689.36	12759.89	8705.93
PumpOff	6808.51	339.27	6469.24	12198.98	14561.93	9545.85
Diseño	6533.33	4647.41	1885.92	4030.00	4810.61	4222.27

ELABORADO POR: AUTORES

FUENTE: SubPUMP

De los datos de pruebas de producción se obtuvo la gráfica de presiones de entrada y de salida de la bomba electrosomergible vs tiempo, ver figura 3.55.

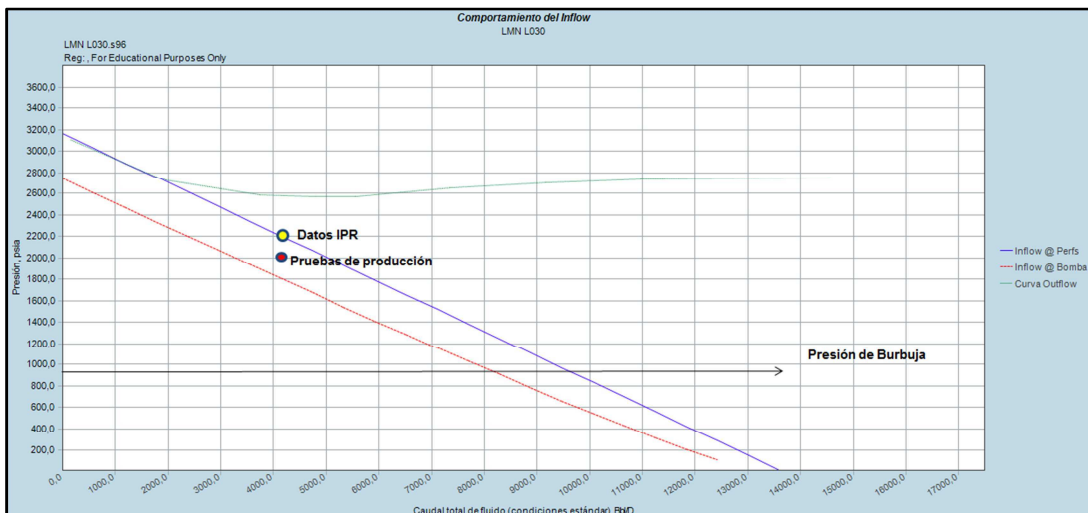
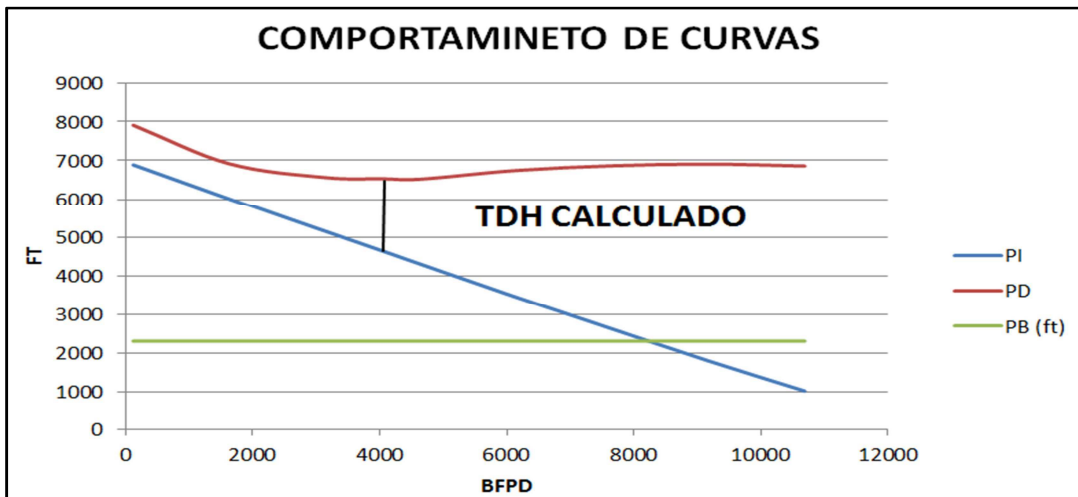
FIGURA 3.55: CURVA DE PRESIÓN vs TIEMPO DEL POZO LMN L030



ELABORADO POR: AUTORES

FUENTE: PETROAMAZONAS EP

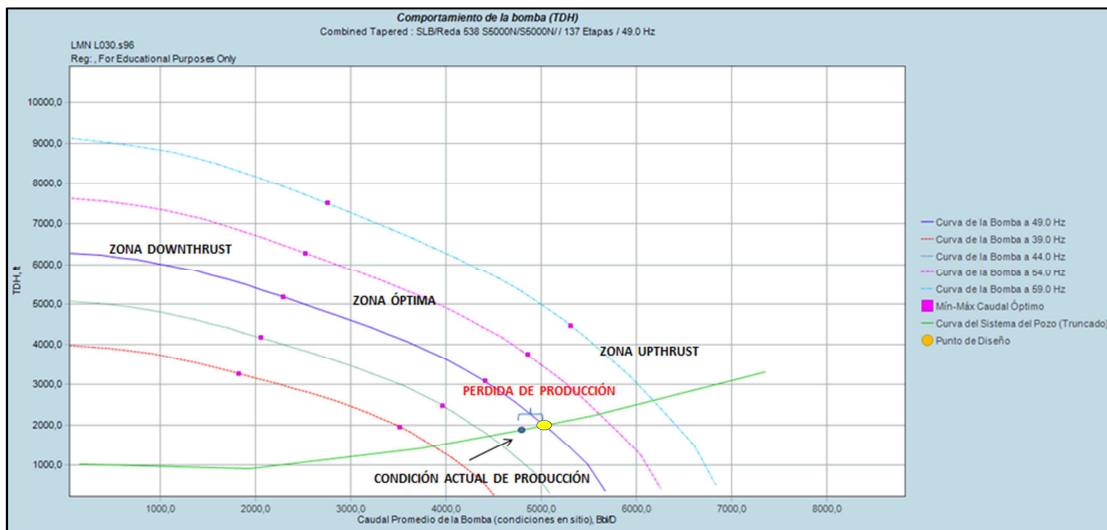
FIGURA 3.56: COMPORTAMIENTO DE CURVAS DEL POZO LMN L030



ELABORADO POR: AUTORES

FUENTE: SubPUMP

El caudal que se obtiene de las pruebas de producción de este pozo es de 4030 BFPD y como resultado tenemos un TDH de 1855.92 ft. Después de calcular el TDH para varios caudales se obtiene la curva del sistema que viene a representar todo el sistema desde el yacimiento hasta el cabezal del pozo, ver figura 3.57.

FIGURA 3.57: COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA DEL POZO LMN L030

ELABORADO POR: AUTORES

FUENTE: SubPUMP

Mediante esta curva del sistema se analiza con la curva del comportamiento de la bomba REDA S5000N con una frecuencia de 49 Hz y un rango de operación entre 2286 Bls – 4410 Bls en sitio. Para este pozo se puede observar que la bomba se encuentra fuera del rango del óptimo de operación en la zona Upthrust con un caudal real de 4810.71 Bls en sitio. Según el diseño, la BES en este pozo debería estar en el punto óptimo del diseño con un caudal de 5050 Bls en sitio y un TDH de 2000 ft. Se puede observar que existe una pérdida de producción del 5% en relación con el punto óptimo de diseño como consecuencia de la disminución del IP de 0.62 en comparación con el IP obtenido de la última prueba de build up de 4.32 como se observa en la figura 3.56 por la presencia de posible daño. La presión de entrada y de descarga de la bomba no varía excesivamente como se muestra en la figura 3.55.

En la tabla siguiente se muestra en resumen los datos obtenidos de los pozos seleccionados para el análisis nodal, ver tabla 3.4.

TABLA 3.4: RESUMEN DE DATOS Y ANÁLISIS

Pozo	Producción Actual en superficie	Producción Actual en sitio	Caudal Optimo in Situ	Caudal Optimo Superficie	Rango operación Bomba	Tipo de Bomba	Hz	TDH (calculado)	TDH (optimo)	IP (Build up)	BSW (medido)	BSW (Build up)	Observaciones
LMNF 006	3426	3565,55	3239,6	3112,78	2334 - 4500	(2) S5000N	50	5962	5556,3	2,6	99	98	Rango óptimo, incremento de IP de 2.1
LMNH 008	164	176,63	1532,7	1423	1411-2705	(3) SN3600	70	1759	8711,2	0,48	33	40	Fuera de Rango, Downthrust, disminución de IP de 0.01, problemas de BES.
LMNH 020	727	764,76	743,2	706,52	1160 - 1981	(2)DN1750	58	5309	524,4	0,65	79	80	Fuera de Rango Downthrust, bomba sobre dimensionado, aumento del IP de 0.13
LMNH 034	574	619,70	784,1	726,6	303.33 - 799.07	(2) D725N	52	2888	3571	0,51	32	20	Rango optimo, disminución del IP de 0.10, posible daño en el yacimiento.
LMNK 024	487	516,63	484,9	457	1200 - 2050	(3) DN 1750	60	5024	5020	3,07	75	70	Fuera de Rango, Downthrust, incremento del IP de 0.13, equipo, sobredimensionado.
LMNK 025	1305	1396,90	755,8	706	1060 - 1810	(3) DN 1750	53	8627	6546,7	0,79	50	40	Dentro del límite del rango óptimo, aumento del IP de 0.58, equipo sobredimensionado.

CONTINUACIÓN TABLA 3.4

LMNK 032	1059	1120,53	2762	2610,58	1626 - 3253	SN2600	61	1792,86	2773	3,29	84	65	Fuera de Rango, Downthrust, disminución del IP de 1.38, posible daño en el yacimiento y posible restricción en la tubería.
LMNK 038S1	1512	1599,54	2067,1	1953,96	1080 - 1845	(3) DN 1750	54	1935,1	2250,7	3,1	90	85	Fuera de rango upthrust, disminución del IP de 0.89.
LMNL 029	645	676,2	413,8	394,78	267.44 - 704.51	(2) D725N	47	7955,56	5961	0,21	74	15	Dentro del Rango, con 6 días de la última completación.
LMNL 030	4030	4810,71	4207,6	3524,63	2286.67 - 4410	(2) S5000N	49	1855.92	3372,4	4,32	26	15	Fuera de rango Upthrust, disminución del IP de 0.62.

ELABORADO POR: AUTORES

FUENTE: SubPUMP

CAPÍTULO 4

OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE EN LOS POZOS ESTUDIADOS DEL ÁREA LIMONCOCHA.

4.1 INTRODUCCIÓN

Una vez realizado el análisis nodal en el capítulo anterior se dispone de una información necesaria y confiable que nos permite diseñar un nuevo sistema de bombeo electrosumergible a través del software SubPUMP. Al momento de tener el nuevo equipo BES que ha sido diseñado correctamente y su operación ha sido monitoreada adecuadamente el equipo instalado empieza hacer relativamente económico y libre de problemas.

4.2 SELECCIÓN DE LOS POZOS MEDIANTE EL RESULTADO DEL ANÁLISIS NODAL

Para la selección de los pozos se realiza un estudio respecto a las zonas donde se encuentra el funcionamiento de la bomba obtenido mediante el análisis nodal en el software SubPUMP con datos de pruebas de producción y datos de Build'up actualizados, además se analizó el comportamiento de las presiones de entrada y descarga de la bomba respecto al tiempo.

En el análisis nodal se obtuvo pozos que están dentro del rango óptimo, downthrust y upthrust lo que indica si los pozos tienen una adecuada producción de acuerdo a su diseño principal. A continuación se presenta la tabla 4.1 de los pozos seleccionados con su respectivo rango de operación.

TABLA 4.1: SELECCIÓN DE POZOS PARA EL DISEÑO

Pozo	Rango de operación	Rediseño
LMNF 006	Rango Óptimo	NO
LMNH 008	Rango Downthrust	SI
LMNH 020	Rango Downthrust	SI
LMNH 034	Rango Óptimo	NO
LMNK 024	Rango Downthrust	SI
LMNK 025	Rango limite Downthrust	SI
LMNK 032	Rango Downthrust	SI
LMNK 038S1	Rango Upthrust,	NO
LMNL 029	Rango óptimo	NO
LMNL 030	Rango Upthrust.	NO

ELABORADO POR: AUTORES

FUENTE: PETROAMAZONAS EP

4.3 RECOLECCION DE DATOS

Se presenta los datos utilizados para el diseño ver anexo 3

❖ **Completación del pozo**

- ✓ Diámetro (OD), profundidad y peso de la tubería de revestimiento o liner.
- ✓ Diámetro (OD), profundidad, tipo y conexión de la tubería de producción.
- ✓ Intervalo perforado.

❖ **Datos de producción**

- ✓ Corte de agua
- ✓ Relación gas-petróleo
- ✓ Presión de cabeza
- ✓ Temperatura de cabeza
- ✓ Presión del casing
- ✓ Presión de fondo fluyente
- ✓ API
- ✓ Salinidad

❖ Condiciones del yacimiento y fluido

- ✓ Presión de burbuja
- ✓ Temperatura de la formación
- ✓ Gravedad específica del gas

❖ Datos de build up

- ✓ Presión de reservorio
- ✓ Índice de productividad
- ✓ Corte de agua
- ✓ Presión de fondo fluyente

❖ Datos para el diseño de la BES

- ✓ Caudal deseado a producir
- ✓ Profundidad de la bomba

4.4 LEVANTAMIENTO DINÁMICO TOTAL

Es la columna de fluido que se ubica por encima de la bomba y se necesita vencer para desplazar el caudal deseado esta variable se mide en pies (metros) de líquido bombeado, esta expresión esta da en la siguiente ecuación.

$$\text{TDH} = \text{LN} + \text{FR} + \text{THP} \quad (4.1)$$

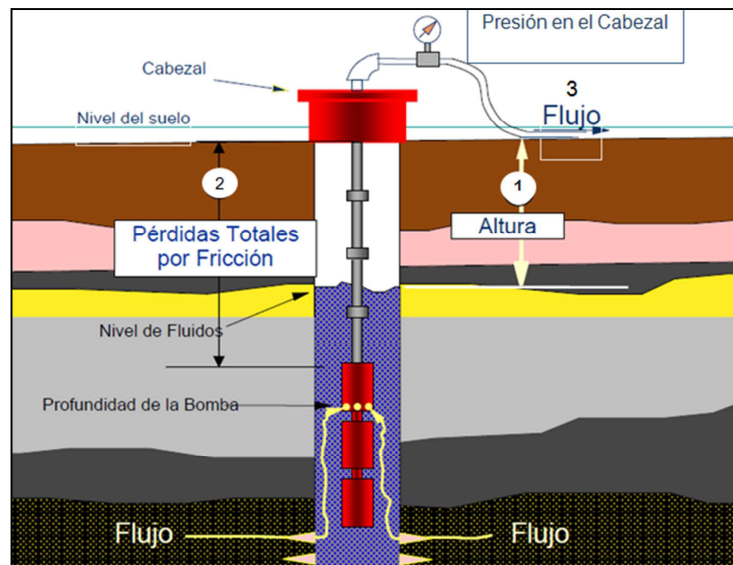
Donde:

LN: Levantamiento Neto

FR: Perdidas por fricción

THP: Presión de cabeza

En la siguiente figura 4.1 se detalla donde se ubica las variables para el cálculo del levantamiento dinámico total.

FIGURA 4.1: DIAGRAMA DE LAS VARIABLES DEL TDH

FUENTE: MANUAL M CORRALES

4.4.1 LEVANTAMIENTO NETO (LN).

Es la distancia vertical de la cabeza del pozo hasta el nivel del líquido a la tasa de producción esperada. Y es la diferencia entre la profundidad de perforaciones y el nivel dinámico (presión de fondo fluvente transformada en pies).

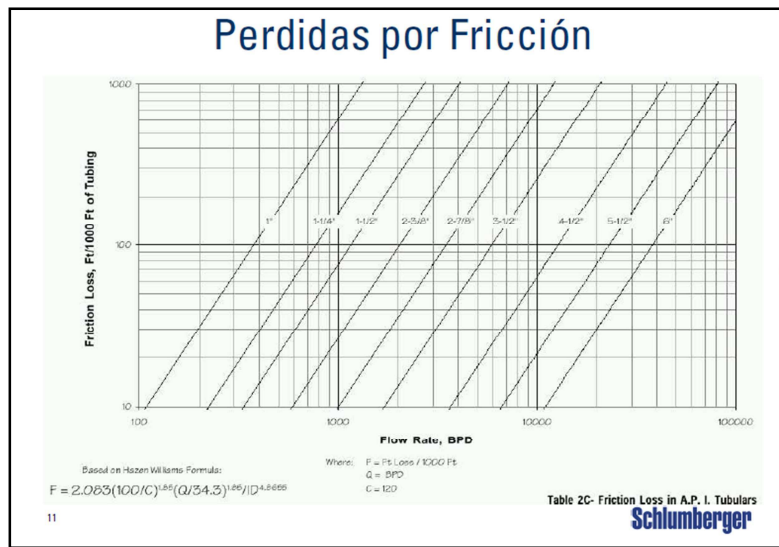
$$LN = \text{Profundidad de Perforacion} - ND \quad (4.2)$$

$$ND = \frac{\left(P_{wf} \text{ (psi)} * 2.31 \left(\frac{ft}{psi} \right) \right)}{\gamma_o} \quad (4.3)$$

4.4.2 LEVANTAMIENTO POR FRICCIÓN EN LA TUBERÍA DE PRODUCCIÓN (FR)

Es el levantamiento requerido para superar las pérdidas de energía por fricción en la tubería de producción, la siguiente figura 4.2 se presenta el diagrama de Hazen-Willians

FIGURA 4.2: DIAGRAMA DE HAZEN-WILLIAMS



FUENTE: BOMBEO ELECTROSUMERGIBLECURSO BÁSICO- SCHLUMBERGER

Si no se tiene las gráficas se puede calcular las pérdidas por fricción con la siguiente ecuación.

$$F = \frac{2.083 * \left(\frac{100}{C}\right)^{1.85} * (Q/34.3)^{1.85}}{(ID)^{4.8656}} \quad (4.4)$$

DONDE:

F: Pérdidas Ft / 1000 Ft

Q: Producción en BFPD

ID: Diámetro Interno de la Tubería

C: 120

4.4.3 PRESIÓN DE CABEZA EN EL TUBING (THP)

Es el levantamiento requerido para superar la fricción de la tubería en superficie y accesorios de tubería para así superar cambios de altura entre la cabeza del pozo y el tanque, se utiliza la siguiente ecuación.

$$\text{THP} = \frac{\left(P_{wh} \text{ (psi)} * 2.31 \left(\frac{\text{ft}}{\text{psi}} \right) \right)}{\gamma \text{ mezcla}} \quad (4.5)$$

4.5 SELECCIÓN DE LA BOMBA

La selección de la bomba está basada en el caudal que podrá aportar el pozo para una determinada carga dinámica y según las restricciones del tamaño del casing. La opción más económica se elige por el equipo de series grandes (diámetros grandes) las cuales serán restringidas por el diámetro del casing, la bomba seleccionada deberá ser aquella que el caudal teórico a extraer se encuentre dentro del rango de operación que poseen los catálogos de bombas REDA Schlumberger ver (anexo 4) o de otro fabricante.

En el caso de tener más de una bomba al mismo caudal la selección final se debe tener en cuenta el análisis riguroso basado en la curva de performance de cada bomba en donde se selecciona aquella que tenga la mayor capacidad de elevación (pies/etapa), esto implica que se requiere menos etapas para realizar el mismo trabajo como también se revisa el consumo de potencia que tiene la bomba con el caudal deseado, para luego calcular el número de etapas necesarias para levantar el fluido hasta superficie y finalmente calcular los HP requeridos por la bomba ver anexo 4.

4.5.1 DIMENSIONAMIENTO DE LA BOMBA (CÁLCULO DEL NÚMERO DE ETAPAS)

Una vez calculada la capacidad de elevación de una etapa y sabiendo que la bomba deberá vencer una presión TDH de una columna de líquido podemos determinar el número de etapas que necesitaremos.

$$N^{\circ} \text{ etapas} = \frac{TDH (ft)}{Epe\left(\frac{ft}{\text{etapa}}\right)} \quad (4.6)$$

Donde:

Epe= Elevación por etapas

TDH= Levantamiento dinámico total

4.6 SELECCIÓN DEL MOTOR

La selección básica de un motor se realiza a través de la potencia requerida, el voltaje, la frecuencia aplicaciones especiales para ambientes corrosivos, etc.

La potencia requerida por el motor es obtenida a partir del valor determinando la potencia que se consume cada etapa de la bomba y multiplicándola por el número de etapas, más la potencia generada por la sección sellante como se indica en la siguiente ecuación, además se debe tomar en cuenta el diámetro del Casing.

$$\text{HP motor} = (\text{HP requerido bomba} + \text{HP sello}) * \text{factor de seguridad} \quad (4.7)$$

DONDE:

Factor de seguridad aproximadamente 1.15

HP requerido de la bomba = hp de la curva performance de la bomba el número de etapas

HP sello aproximadamente 5 hp.

Se debe tomar en cuenta algunos parámetros en su selección

- Los motores con alto voltaje requieren cables de pequeño tamaño de conductor, el controlador del motor será más costoso.
- Los motores con mayor diámetro entregan más potencia y son más económicos.

- Para temperaturas de fondo medianas y altas, deben utilizar motores intermedios debido a que estos motores poseen un sistema de aislamiento y cojinetes diferentes al de los motores convencionales.

4.7 SELECCIÓN DEL PROTECTOR O SECCION SELLANTE DEL MOTOR

La selección de un protector se hace de acuerdo al tipo de bomba y motor seleccionado. El modelo de sello se selecciona en base al tipo de pozo.

1. Pozos verticales.

- Se puede utilizar la configuración normal (tándem inferior con bolsa en la cámara superior y el tándem superior con la cámara superior laberíntica).

2. Pozos direccionales.

- Se puede utilizar los sellos con doble bolsa (Bolsa en las cámaras superiores de los tándems).

4.8 SELECCIÓN DEL SEPARADOR DE GAS

Para los pozos seleccionados no se utiliza separador de gas porque no es necesario debido a que la presión del reservorio está muy arriba de la presión de burbuja dicho parámetro provoca que el pozo produzca una sola fase de fluido y que el porcentaje de gas sea menor que el 1%, la consecuencia de esto es que no afecta mucho en el desempeño de la bomba.

4.9 SELECCIÓN DEL CABLE

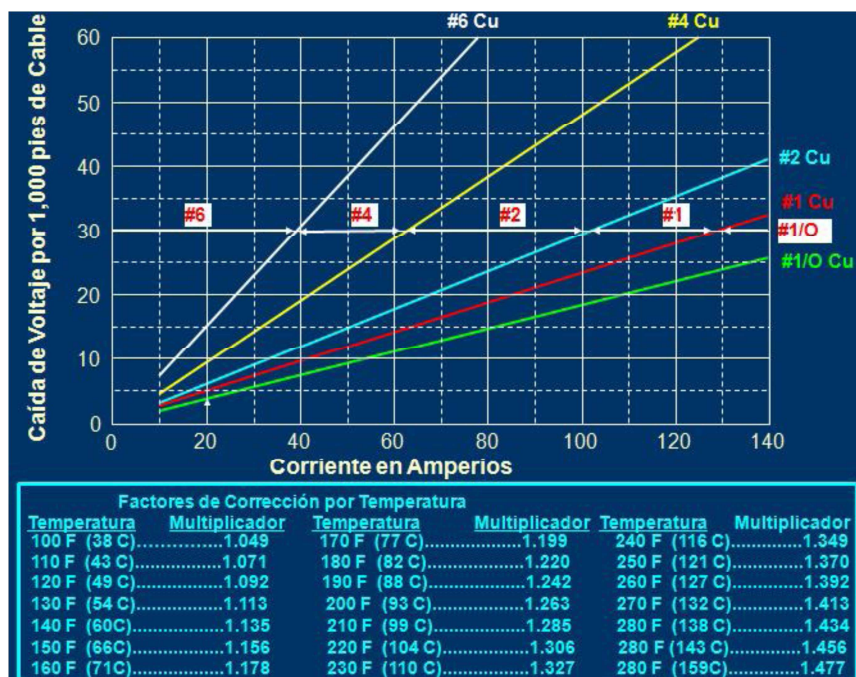
Para la selección adecuada del cable depende de la caída de voltaje, amperaje y espacio disponible entre las uniones de la tubería de producción y la tubería de revestimiento.

La selección del cable de potencia se debe tomar en cuenta la corriente máxima de consumo y que la caída de voltaje sobre 1000 pies como indica en la figura 4.3 Pero hay que tomar en consideración que la caída de voltaje sea inferior a 30 V/1000 pies para asegurar que la capacidad de transporte de corriente del cable sea la adecuada.

El cálculo total de la caída del voltaje se muestra en la siguiente ecuación.

$$Caida\ de\ voltaje\ total = (PAB + 200\ pies) \left(\frac{Caida\ Voltaje}{1000\ ft} \right) T_{factor} \quad (4.8)$$

FIGURA 4.3: CAIDA DE VOLTAJE EN EL CABLE



FUENTE: REDA, “CATÁLOGO DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE”

4.10 SELECCIÓN DEL TRANSFORMADOR

En la selección del transformador se debe tomar en cuenta un voltaje en superficie, entonces para calcular el voltaje que necesita para el funcione todo el sistema de la BES se presenta la siguiente ecuación.

Voltaje en superficie transformador = Voltaje de motor + Caída de voltaje cable(4.9)

Para calcular los Kilovatios – Amperios que se necesitan para el funcionamiento del motor escogido se utiliza la siguiente ecuación:

$$KVA = \frac{\text{voltaje en superficie} \times \text{amperaje del motor} \times 1.73}{1000} \quad (4.10)$$

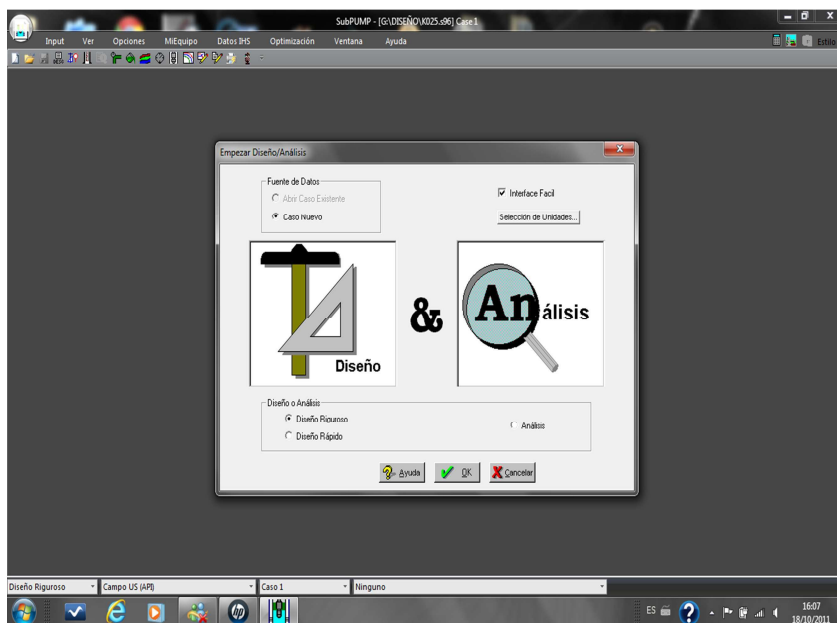
4.11 MANEJO DEL SOFTWARE PARA EL DISEÑO

La elección del diseño riguroso se debe a toda la amplia información sobre yacimientos, fluidos y pozos de tal forma que los resultados sean más confiables. La secuencia en la que se ingresan los datos en el momento de la utilización de este software se enumera a continuación.

4.11.1 PROCESO DE INGRESO DE DATOS

9. Selección de diseño Riguroso y análisis

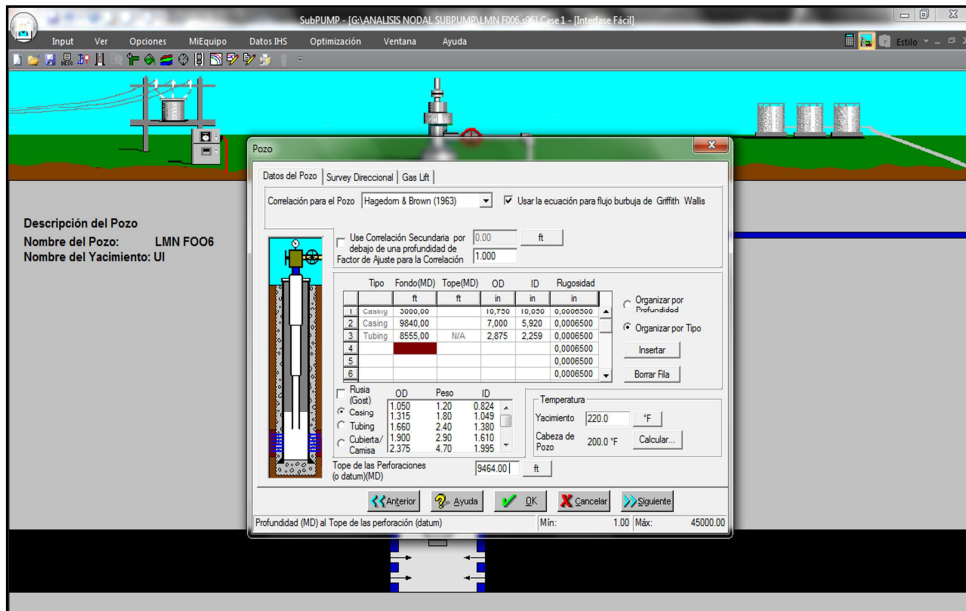
FIGURA 4.4 SELECCIÓN DEL TIPO DE DISEÑO



FUENTE: Software SubPUMP

10. Datos del pozo

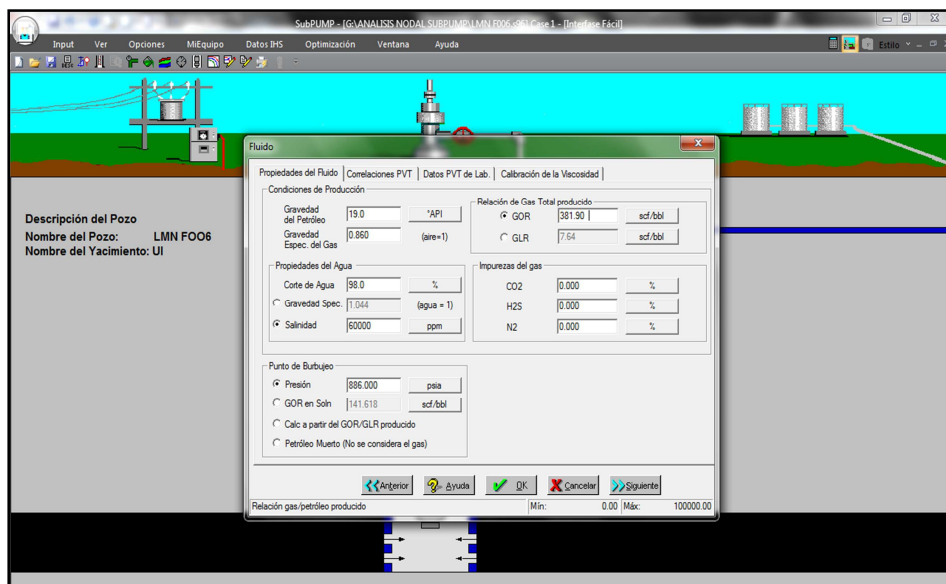
FIGURA 4.5: COMPLETACIÓN DEL POZO



FUENTE: Software SubPUMP

11. Datos del fluido

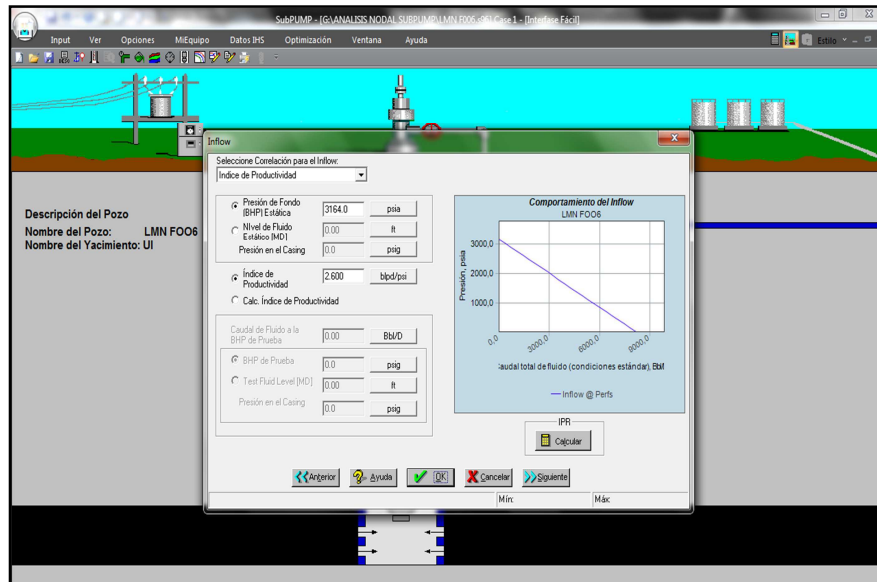
FIGURA 4.6: PROPIEDADES DE FLUIDO



FUENTE: Software SubPUMP

12. Correlación paret inflow

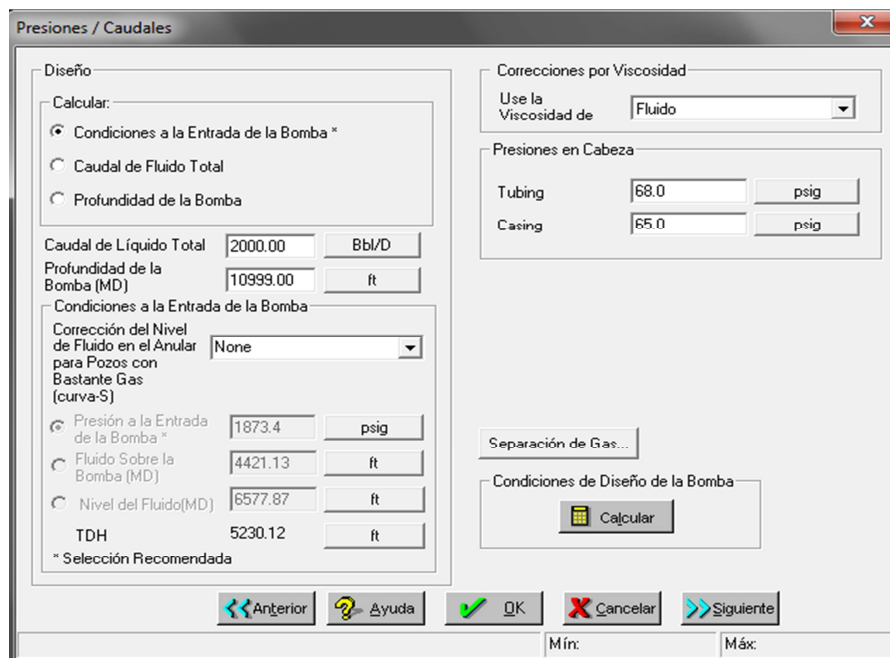
FIGURA 4.7: INGRESO DE DATOS PARA EL IP



FUENTE: Software SubPUMP

13. Presiones y Caudales

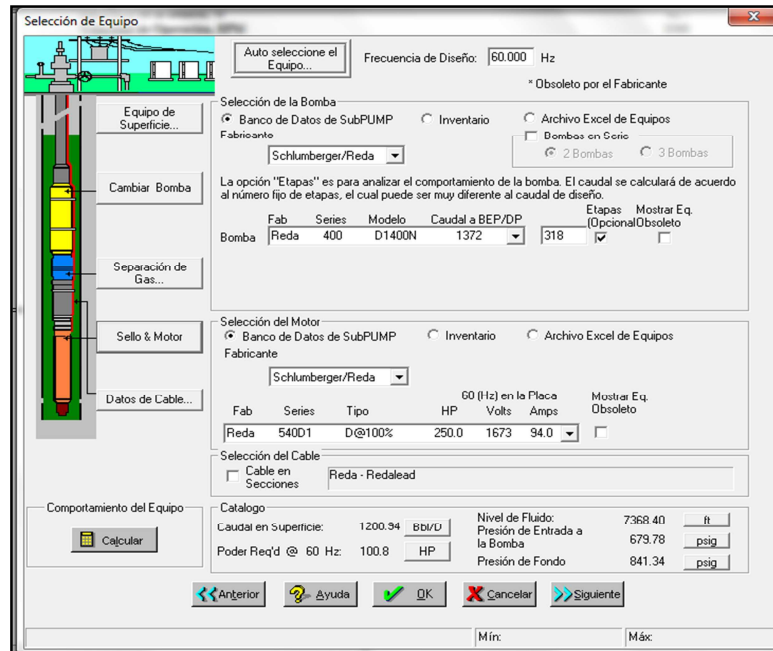
FIGURA 4.8: INGRESO DEL CAUDAL REQUERIDO PARA EL DISEÑO



FUENTE: Software SubPUMP

14. Selección del Equipo

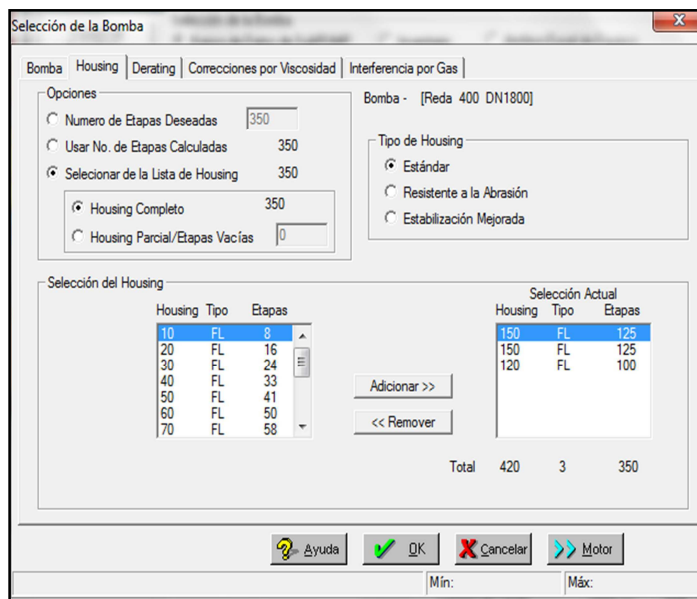
FIGURA 4.9: SELECCIÓN DEL EQUIPO DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE



FUENTE: Software SubPUMP

15. Selección de etapas

FIGURA 4.10: SELECCIÓN DE LAS ETAPAS DE LA BOMBA



FUENTE: Software SubPUMP

16. Selección del sello del motor

FIGURA 4.11: SELECCIÓN DEL PROTECTOR

Motor Sello

Sello

Motor - [Reda 540D1 D@100%]

Fab	Tipo de Cojinete	Capacidad lb
Reda	540 STD	3187.6
Reda	540 HL	15000.0
Reda	540 KMC	11500.0

Selección de Camara

BSLSL-HL
L-HL

Carga de Empuje

Operacional 1078 lb
Máx. 1482 lb

Descripción de la Camara

Bag Series Labyrinth
Series Labyrinth, High Load

FUENTE: Software SubPUMP

17. Selección del cable

FIGURA 4.12: SELECCIÓN DEL CABLE

Selección del Cable

Fabricante

Almaz Borets/Kurgan-cable Centritilt/DDI ESP Kamcable
 Pirelli Podolsk-kabel Schlumberger/Reda Weatherford WSP

Nombre del Fab.	Tipo	Rating	Temp
Reda	Redalene	4-5	205
Reda	Redahot	4-5	250
Reda	Redablack	4-5	300
Reda	Redalead	4-5	450

* Indica que el cable es obsoleto

AWG	Máx. Amps	Carga en el Cable Amps	KVA	KW	Cost Elect/Mo	Voltaje en superficie
1/0 Cu	221	28	128.5	97	0	2647
1 Cu	196	28	129.5	98	0	2666
2 Cu	169	28	130.6	99	0	2690

* Indica que el cable está fuera de rango

Costo de la Electricidad: 0.000 \$/kWh

Verificar Volts en el Motor

Calcular Voltaje Requerido en Superficie
 Verificar Volts en el Motor

para un Voltaje Dado en Superficie: 5.0

Tolerancia (Clearance) en el lado del Cable plano: 3.23 in

Comportamiento del Cable

Calcular

Ayuda OK Cancelar

Mín: Máx:

FUENTE: Software SubPUMP

4.12 REDISEÑO DEL EQUIPO BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

Se ha tomado en consideración el punto de operación en el que se encuentra actualmente funcionando los pozos, estos se han ubicado y desplazado paulatinamente a la izquierda de la zona de operación en la zona de empuje descendente, la repercusión de este tipo de operación es la disminución del tiempo de vida útil de los equipos BES, incrementando los costos de operación y disminución en su producción.

4.12.1 REDISEÑO DEL EQUIPO BES PARA EL POZO LMNH 008

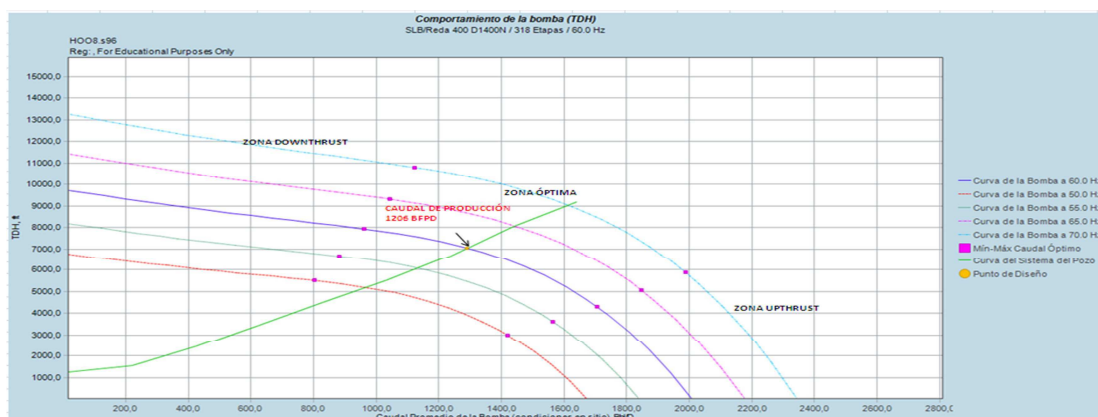
Con los resultados obtenidos en nuestro análisis surge la necesidad de realizar un rediseño que permita disminuir los costos de operación y aumentar su producción. En la figura 4.13 se muestra los cálculos realizados para la construcción de la curva de sistema de pozo, en la figura 4.14 se muestra el comportamiento de la bomba a diferentes frecuencias de operación obtenidos por el software SubPUMP en el nuevo diseño.

FIGURA 4.13: DETALLE DE LA CURVA DEL SISTEMA DEL POZO LMNH 008

<u>DETALLE DE LA CURVA DEL SISTEMA DEL POZO</u>						
<u>Punto #</u>	<u>(+) Cabeza Tubing ft</u>	<u>(-) Cabeza PIP ft</u>	<u>(=) TDH ft</u>	<u>Caudal en Superficie P+A Bbl/D</u>	<u>Caudal Prom. en La Bomba P+A+C Bbl/D</u>	<u>Nivel de fluido Bombeado ft</u>
1	8937.81	7667.23	1270.58	15.35	16.41	1214.61
2	8250.32	6703.79	1546.53	205.31	219.49	2183.11
3	8175.50	5741.24	2434.26	395.27	422.56	3154.05
4	8231.68	4778.68	3453.00	585.22	625.64	4127.39
5	8310.89	3816.46	4494.43	775.18	828.71	5107.11
6	8376.12	2855.21	5520.91	965.14	1031.79	6095.99
7	8547.67	1888.82	6658.85	1155.10	1234.87	7090.61
8	8986.74	946.21	8040.53	1345.05	1437.94	8060.58
PumpOff	9235.09	56.92	9178.17	1535.01	1641.02	8997.51
Diseño	8661.42	1658.51	7002.91	1200.00	1282.87	7326.51

ELABORADO POR: AUTORES

FUENTE: SubPUMP

FIGURA 4.14: COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA DEL POZO LMNH 008

ELABORADO POR: AUTORES

FUENTE: SubPUMP

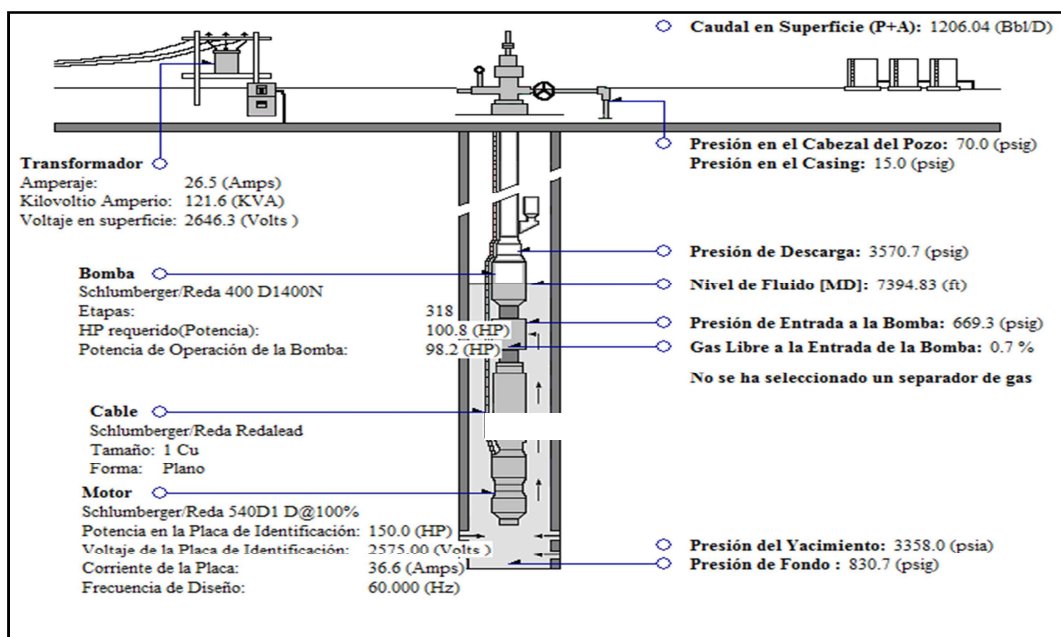
En el análisis nodal de este pozo se encuentra la bomba sobredimensionada de tipo SN3600 con un total de etapas 33+41+78 produciendo 164 BFPD a una frecuencia de 70 Hz, por tal motivo en el nuevo diseño propuesto se ha escogido una bomba para una mejor producción como se muestra en la figura 4.14, mediante esta curva del sistema se analiza el comportamiento de la nueva bomba REDA 400 D1400N con 110+110+98 etapas y con una frecuencia de 60 Hz y un rango de operación entre 960 Bls – 1700 Bls. En estas condiciones el pozo podría producir una tasa de 1206 BFPD y un TDH de 7050 ft con un caudal en sitio de 1289.3 Bls, con ello se puede obtener un incremento considerable con respecto de la producción anterior. Al cambiar el tipo de bomba es necesario un nuevo diseño del motor para las nuevas condiciones de funcionamiento de la bomba, en la siguiente tabla se detalla los datos del motor propuesto.

TABLA 4.2: DATOS DEL MOTOR

	MOTOR				PROTECTOR	
	SERIE	HP	VOLTAJE	AMPERAJE	SERIE	TIPO
ACTUAL	540	225	1135	127	540	LSBPBL+BPBS
PROPUESTO	540D1	150	2575	36.6	540	LSBPBL+BPBS

En la figura 4.15 se muestra el diagrama de operación final del equipo escogido para esta propuesta.

FIGURA 4.15: DIAGRAMA DE OPERACIÓN FINAL DEL POZO LMNH 008



ELABORADO POR: AUTORES

FUENTE: SubPUMP

4.12.2 REDISEÑO DEL EQUIPO BES PARA EL POZO LMN H020

Con los resultados obtenidos en nuestro análisis surge la necesidad de realizar un rediseño que permita disminuir los costos de operación y aumentar su producción. En la figura 4.16 se muestra los cálculos realizados para la construcción de la curva de sistema de pozo, en la figura 4.17 se muestra el comportamiento de la bomba a diferentes frecuencias de operación obtenidos por el software SubPUMP en el nuevo diseño.

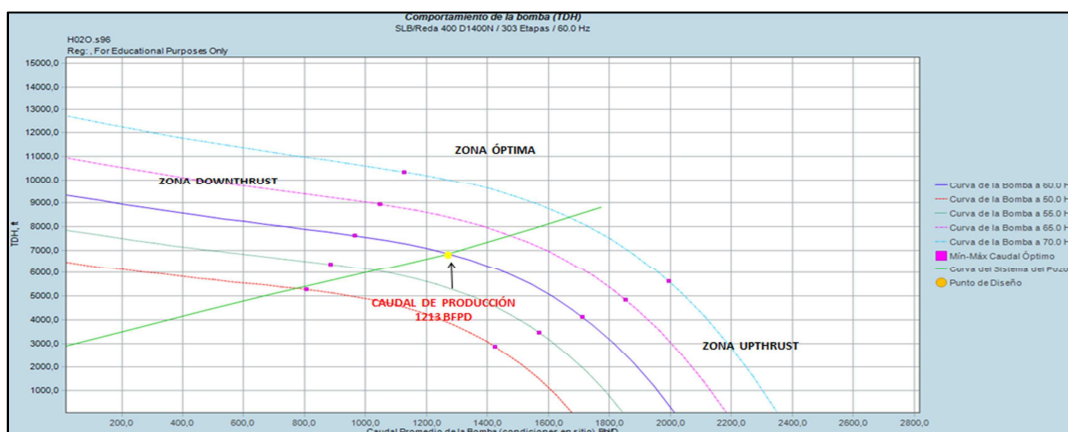
FIGURA 4.16: DETALLE DE LA CURVA DEL SISTEMA DEL POZO LMNH 020

DETALLE DE LA CURVA DEL SISTEMA DEL POZO						
Punto #	(+) Cabeza Tubing ft	(-) Cabeza PIP ft	(=) TDH ft	Caudal en Superficie P+A Bbl/D	Caudal Prom. en La Bomba P+A+G Bbl/D	Nivel de fluido Bombeado ft
1	9005.80	6107.17	2898.63	16.91	17.74	3615.53
2	9001.39	5366.93	3634.46	226.18	237.27	4374.97
3	8976.77	4626.87	4349.90	435.44	456.80	5136.03
4	8930.66	3887.05	5043.61	644.71	676.33	5898.69
5	8859.03	3147.46	5711.57	853.97	895.86	6666.36
6	8757.90	2408.23	6349.67	1063.24	1115.39	7435.54
7	8734.20	1667.19	7067.01	1272.51	1334.92	8206.27
8	8866.40	926.24	7940.16	1481.77	1554.45	8979.36
PumpOff	8963.86	157.61	8806.26	1691.04	1773.98	9788.06
Diseño	8709.25	1924.79	6784.47	1200.00	1258.86	7938.94

ELABORADO POR: AUTORES

FUENTE: SubPUMP

FIGURA 4.17: COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA DEL POZO LMNH 020



ELABORADO POR: AUTORES

FUENTE: SubPUMP

En el análisis nodal de este pozo se encuentra la bomba de tipo DN1750 fuera del rango optimo de operación con un total de etapas 179+216 produciendo 727 BFPD a una frecuencia de 50 Hz, por tal motivo en el nuevo diseño propuesto se ha escogido una bomba para una mejor producción como se muestra en la figura 4.17, mediante esta curva del sistema se analiza el comportamiento de la nueva bomba REDA 400 D1400N con 143+160 etapas y con una frecuencia de 60 Hz y

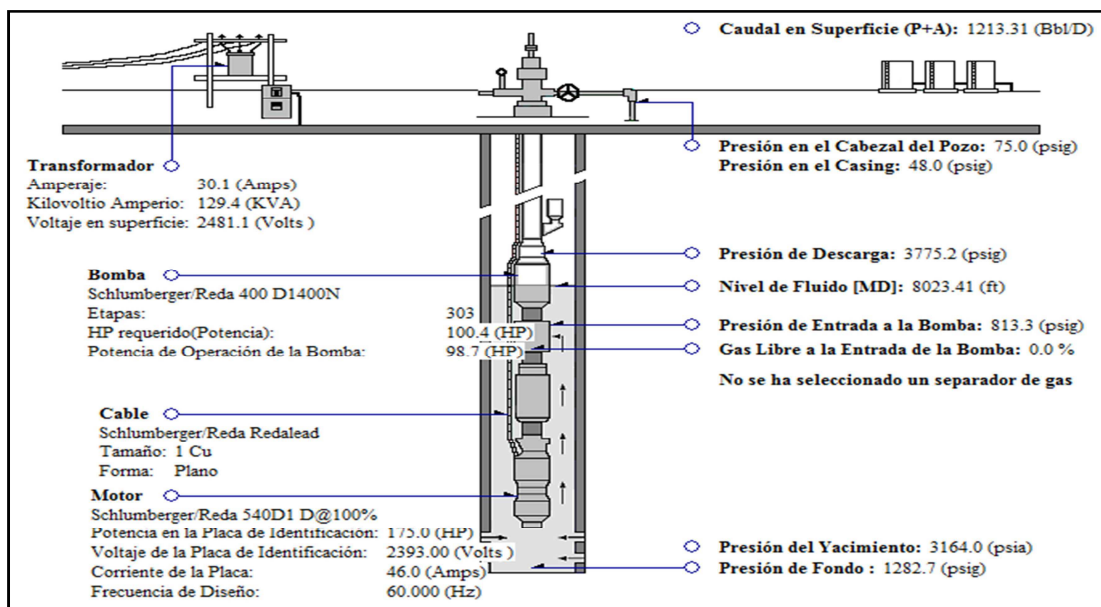
un rango de operación entre 960 Bls – 1700 Bls. En estas condiciones el pozo podría producir una tasa de 1213 BFPD y un TDH de 6836 ft con una producción en sitio de 1272 Bls, con ello se puede obtener un incremento considerable con respecto de la producción anterior. Al cambiar el tipo de bomba es necesario un nuevo diseño del motor para las nuevas condiciones de funcionamiento de la bomba, en la siguiente tabla se detalla los datos del motor propuesto y el actual.

TABLA 4.3: DATOS DEL MOTOR

	MOTOR				PROTECTOR	
	SERIE	HP	VOLTAJE	AMPERAJE	SERIE	TIPO
ACTUAL	540	250	1673	94	540	LSBPB+BPBSL
PROPUESTO	540D1	175	2393	46	540	LSBPB+BPBSL

En la figura 4.18 se muestra el diagrama de operación final del equipo escogido para esta propuesta.

FIGURA 4.18: DIAGRAMA DE OPERACIÓN FINAL DEL POZO LMNH 020



ELABORADO POR: AUTORES

FUENTE: SubPUMP

4.12.3 REDISEÑO DEL EQUIPO BES PARA EL POZO LMN K024

Con los resultados obtenidos en nuestro análisis surge la necesidad de realizar un rediseño que permita disminuir los costos de operación y aumentar su producción. En la figura 4.19 se muestra los cálculos realizados para la construcción de la curva de sistema de pozo, en la figura 4.20 se muestra el comportamiento de la bomba a diferentes frecuencias de operación obtenidos por el software SubPUMP en el nuevo diseño.

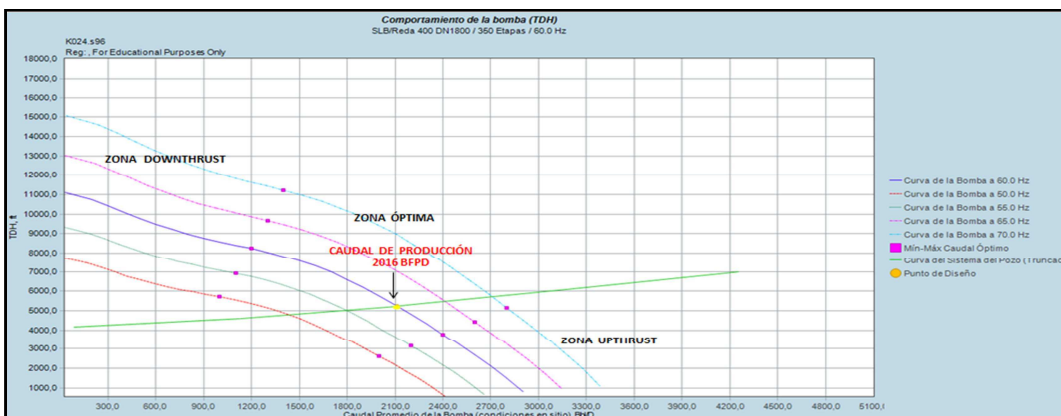
FIGURA 4.19: DETALLE DE LA CURVA DEL SISTEMA DEL POZO LMNK 024

DETALLE DE LA CURVA DEL SISTEMA DEL POZO						
Punto #	(+) Cabeza Tubing ft	(-) Cabeza PIP ft	(=) TDH ft	Caudal en Superficie P+A Bbl/D	Caudal Prom. en La Bomba P+A+G Bbl/D	Nivel de fluido Bombeado ft
1	10103.00	5935.76	4167.24	80.34	84.24	5065.22
2	9781.05	5170.86	4610.19	1074.55	1126.75	5848.91
3	9692.14	4408.41	5283.72	2068.75	2169.27	6632.02
4	9763.37	3650.08	6113.29	3062.96	3211.78	7415.39
5	9882.25	2897.24	6985.01	4057.17	4254.29	8196.61
6	9957.83	2144.65	7813.18	5051.38	5296.80	8979.51
7	10181.08	1404.13	8776.95	6045.58	6339.31	9746.53
8	10337.34	735.30	9602.04	7039.79	7381.82	10445.80
PumpOff	10504.88	219.14	10285.75	8034.00	8424.33	10989.88
Diseño	9691.20	4461.08	5230.12	2000.00	2097.17	6577.87

ELABORADO POR: AUTORES

FUENTE: SubPUMP

FIGURA 4.20: COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA DEL POZO LMNK 024



ELABORADO POR: AUTORES

FUENTE: SubPUMP

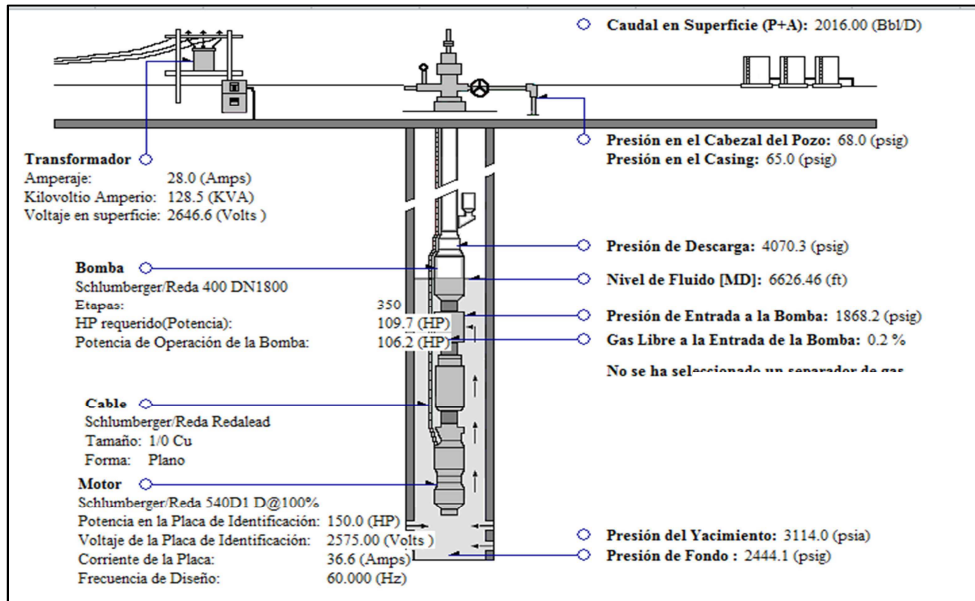
En el análisis nodal de este pozo se encuentra la bomba de tipo DN1750 fuera del rango óptimo de operación con un total de etapas 64+56+56 produciendo 487 BFPD a una frecuencia de 60 Hz, por tal motivo en el nuevo diseño propuesto se ha escogido una bomba para una mejor producción como se muestra en la figura 4.20, mediante esta curva del sistema se analiza el comportamiento de la nueva bomba REDA 400 DN1800 con 125+125+100 etapas y con una frecuencia de 60 Hz y un rango de operación entre 1200 Bls – 2400 Bls. En estas condiciones el pozo podría producir una tasa de 2016 BFPD y un TDH de 5243 ft con una caudal en sitio de 2114 Bls, con ello se puede obtener un incremento considerable con respecto de la producción anterior. Al cambiar el tipo de bomba es necesario un nuevo diseño del motor para las nuevas condiciones de funcionamiento de la bomba, en la siguiente tabla se detalla los datos del motor propuesto y el actual.

TABLA 4.4: DATOS DEL MOTOR

	MOTOR				PROTECTOR	
	SERIE	HP	VOLTAJE	AMPERAJE	SERIE	TIPO
ACTUAL	562	120	1402	50.9	540	LSBPB+BPBSL
PROPUESTO	540D1	150	2575	36.6	540	LSBPB+BPBSL

En la figura 4.21 se muestra el diagrama de operación final del equipo escogido para esta propuesta.

FIGURA 4.21: DIAGRAMA DE OPERACIÓN FINAL DEL POZO LMNK 024



ELABORADO POR: AUTORES

FUENTE: SubPUMP

4.12.4 REDISEÑO DEL EQUIPO BES PARA EL POZO LMN K025

Con los resultados obtenidos en nuestro análisis surge la necesidad de realizar un rediseño que permita disminuir los costos de operación y aumentar su producción. En la figura 4.22 se muestra los cálculos realizados para la construcción de la curva de sistema de pozo, en la figura 4.23 se muestra el comportamiento de la bomba a diferentes frecuencias de operación obtenidos por el software SubPUMP en el nuevo diseño.

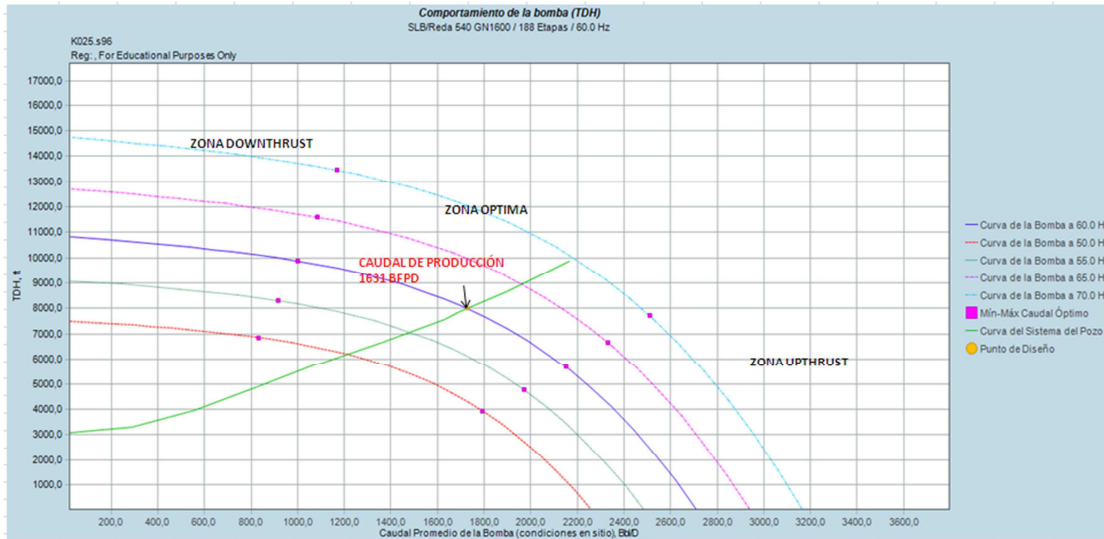
FIGURA 4.22: DETALLE DE LA CURVA DEL SISTEMA DEL POZO LMNK 025

DETALLE DE LA CURVA DEL SISTEMA DEL POZO						
Punto #	(+) Cabeza Tubing ft	(-) Cabeza PIP ft	(=) TDH ft	Caudal en Superficie P+A Bbl/D	Caudal Prom. en La Bomba P+A+G Bbl/D	Nivel de fluido Bombeado ft
1	9306.81	6227.67	3079.13	20.45	21.66	3883.69
2	8780.36	5479.09	3301.27	273.58	289.69	4656.30
3	8693.36	4730.39	3962.98	526.71	557.73	5429.83
4	8844.47	3981.84	4862.62	779.84	825.76	6204.29
5	9038.70	3233.75	5804.95	1032.96	1093.79	6985.83
6	9147.64	2486.45	6661.19	1286.09	1361.83	7768.65
7	9323.22	1735.74	7587.48	1539.22	1629.86	8552.26
8	9674.52	982.90	8691.62	1792.34	1897.90	9339.98
PumpOff	10063.47	186.19	9877.29	2045.47	2165.93	10185.71
Diseño	9413.58	1554.68	7858.91	1600.00	1694.22	8740.87

ELABORADO POR: AUTORES

FUENTE: SubPUMP

FIGURA 4.23: COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA DEL POZO LMNK 025



ELABORADO POR: AUTORES

FUENTE: SubPUMP

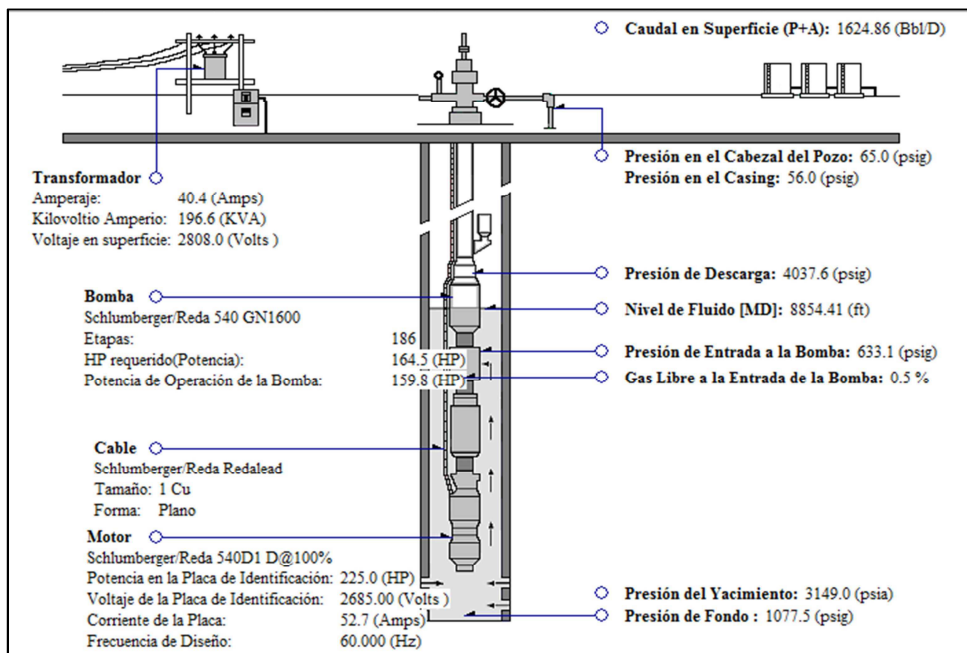
En el análisis nodal de este pozo la bomba de tipo DN1750 se encuentra funcionando cerca del límite entre la zona optima y downthrust condición que después de un tiempo de producir pasará a la zona de empuje descendente con un total de etapas 123+107+98 produciendo 1305BFPD a una frecuencia de 53 Hz, por tal motivo en el nuevo diseño propuesto se ha escogido una bomba para una mejor producción como se muestra en la figura 4.23, mediante esta curva del sistema se analiza el comportamiento de la nueva bomba REDA 540 GN1600 con 101+87 etapas y con una frecuencia de 60 Hz y un rango de operación entre 1000 Bls – 2150 Bls. Estas condiciones el pozo podría producir una tasa de 1631 BFPD y un TDH de 7998 ft con un caudal en sitio de 1727 Bls, con ello se puede obtener un incremento considerable con respecto de la producción anterior. Al cambiar el tipo de bomba es necesario un nuevo diseño del motor para las nuevas condiciones de funcionamiento de la bomba, en la siguiente tabla se detalla los datos del motor propuesto y el actual.

TABLA 4.5: DATOS DEL MOTOR

	MOTOR				PROTECTOR	
	SERIE	HP	VOLTAJE	AMPERAJE	SERIE	TIPO
ACTUAL	562	270/210	1715/1560	104/73.3	540	LSBPB+BPBSL
PROPUESTO	540D1	225	2685	52.7	540	LSBPB+BPBSL

En la figura 4.24 se muestra el diagrama de operación final del equipo escogido para esta propuesta.

FIGURA 4.24: DIAGRAMA DE OPERACIÓN FINAL DEL POZO LMNK 025



ELABORADO POR: AUTORES

FUENTE: SubPUMP

4.12.5 REDISEÑO DEL EQUIPO BES PARA EL POZO LMN K032

Con los resultados obtenidos en nuestro análisis surge la necesidad de realizar un rediseño que permita disminuir los costos de operación y aumentar su producción. En la figura 4.25 se muestra los cálculos realizados para la construcción de la curva de sistema de pozo, en la figura 4.26 se muestra el comportamiento de la bomba a diferentes frecuencias de operación obtenidos por el software SubPUMP en el nuevo diseño.

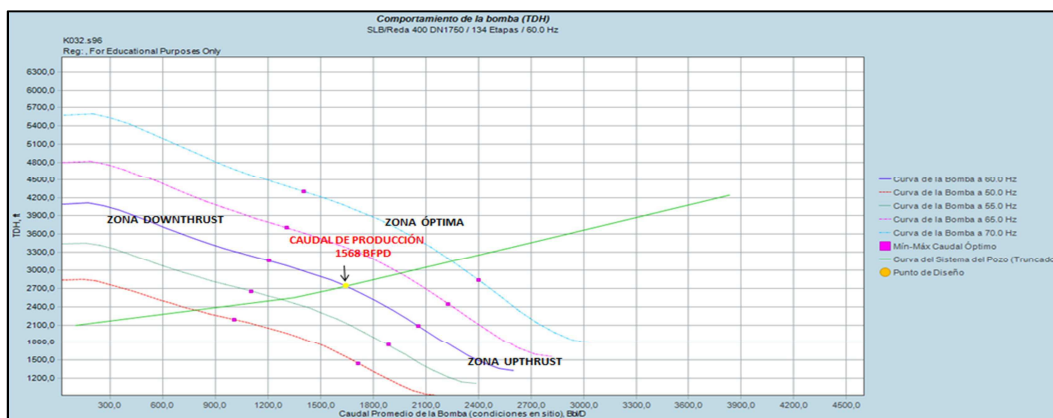
FIGURA 4.25: DETALLE DE LA CURVA DEL SISTEMA DEL POZO LMNK 032

DETALLE DE LA CURVA DEL SISTEMA DEL POZO						
Punto #	(+) Cabeza Tubing ft	(-) Cabeza PIP ft	(=) IDH ft	Caudal en Superficie P+A Bbl/D	Caudal Prom. en La Bomba P+A+G Bbl/D	Nivel de fluido Bombeado ft
1	8202.65	6110.90	2091.75	96.10	100.56	2051.41
2	7827.56	5280.67	2546.89	1285.39	1344.92	2928.08
3	7828.87	4447.22	3381.65	2474.68	2589.29	3893.29
4	7857.97	3615.15	4242.82	3663.97	3833.66	4902.96
5	7905.40	2788.64	5116.76	4853.26	5078.03	5912.45
6	7994.57	1977.68	6016.88	6042.55	6322.40	6893.88
7	8213.00	1229.43	6983.58	7231.84	7566.77	7797.03
8	8402.83	574.49	7828.33	8421.13	8811.14	8605.98
PumpOff	8555.11	14.43	8540.68	9610.42	10055.51	9281.27
Diseño	7821.19	5130.34	2690.85	1500.00	1569.47	3094.96

ELABORADO POR: AUTORES

FUENTE: SubPUMP

FIGURA 4.26: COMPORTAMIENTO DE LA BOMBA DEL POZO LMNK 032



ELABORADO POR: AUTORES

FUENTE: SubPUMP

En el análisis nodal de este pozo la bomba de tipo SN2600 se encuentra funcionando en la zona downthrust con empuje descendente con un total de etapas 60 produciendo 1059 BFPD a una frecuencia de 61 Hz, por tal motivo en el nuevo diseño propuesto se ha escogido una bomba para una mejor producción como se muestra en la figura 4.26, mediante esta curva del sistema se analiza el comportamiento de la nueva bomba REDA 400 DN1750 con 67+76 etapas y con una frecuencia de 60 Hz y un rango de operación entre 1200 Bls – 2050 Bls. En

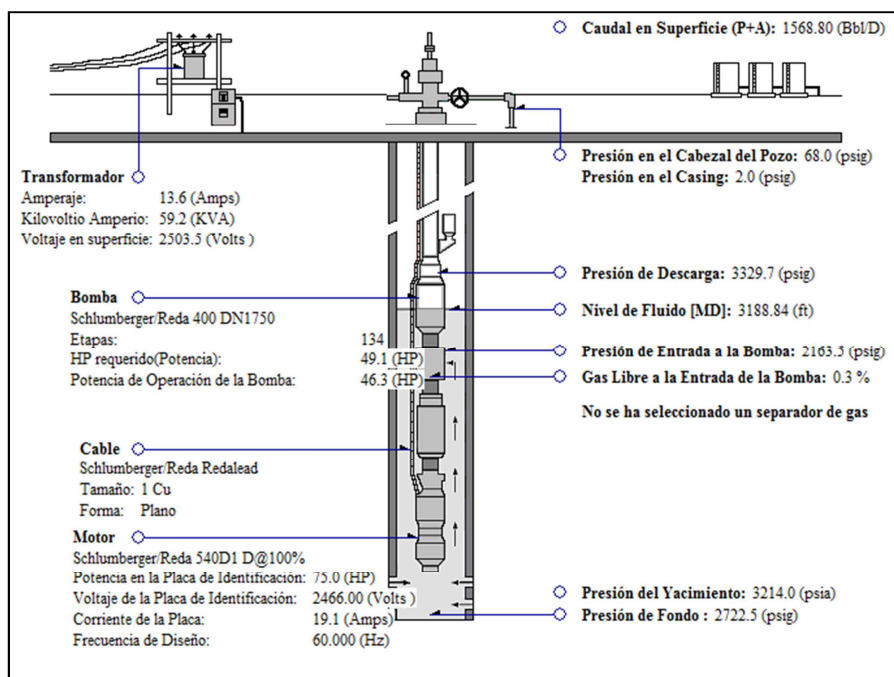
estas condiciones el pozo podría producir una tasa de 1568 BPPD y un TDH de 2739 ft con un caudal en sitio 1641 Bls, con ello se puede obtener un incremento considerable con respecto de la producción anterior. Al cambiar el tipo de bomba es necesario un nuevo diseño del motor para las nuevas condiciones de funcionamiento de la bomba, en la siguiente tabla se detalla los datos del motor propuesto y el actual.

TABLA 4.6: DATOS DEL MOTOR

	MOTOR				PROTECTOR	
	SERIE	HP	VOLTAJE	AMPERAJE	SERIE	TIPO
ACTUAL	562	120	2160	33.2	540	LSBPB+BPBSL
PROPUESTO	540D1	75	2466	19.1	540	LSBPB+BPBSL

En la figura 4.27 se muestra el diagrama de operación final del equipo escogido para esta propuesta.

FIGURA 4.27: DIAGRAMA DE OPERACIÓN FINAL DEL POZO LMNK 032



ELABORADO POR: AUTORES

FUENTE: SubPUMP

4.13 PROPUESTA DEL DISEÑO DE LOS POZOS SELECCIONADOS

En la siguiente tabla se encuentran detallados los equipos utilizados para el diseño propuesto de los pozos seleccionados.

TABLA 4.2: EQUIPOS DEL DISEÑO

RESUMEN DEL DISEÑO					
POZO	H008	H020	K024	K025	K032
ARENA	UI	UI	TP	UI	TP
DATOS BOMBA					
SERIE	400	400	400	540	400
TIPO	D1400N	D1400N	DN1800	GN1600	DN1750
ETAPA	110+110+98	143+160	125+125+100	101+87	67+76
FRECUENCIA	60	60	60	60	60
PAB	8886	9776	10999	10173	9341
Pies/etapa	23	23	16	44	21.5
Hp/etapa	0.30	0.30	0.32	0.9	0.35
DATOS DEL MOTOR					
SERIE	540D1	540D1	540D1	540D1	540D1
HP	150	175	150	225	75
VOLTAJE	2575	2393	2575	2685	2466
AMPERAJE	36,6	46	36,6	52,7	19,1
PROTECTOR					
SERIE	540	540	540	540	540
TIPO	LSBPBL+BPBS L	LSBPB+BPBS L	LSBPB+BPBS L	LSBPB+BPBS L	LSBPB+BPBS L
CABLE					
LONGITUD	9200	9995	11199	10395	9483
CAIDA DE VOLTAJE	108136,8	150114,905	129516,435	162910,44	54835,4475
TRANSFORMADOR					
VOLTAJE SUPERFICIE	110711,8	152507,905	132091,435	165595,44	57301,4475
KVA	7010,05	12136,58	8363,77	15097,50	1893,41

ELABORADO POR AUTORES

FUENTE SubPUMP

CAPÍTULO 5

ANÁLISIS TÉCNICO – ECONÓMICO

5.1 ANÁLISIS TÉCNICO

El objetivo de este proyecto es el incrementar la producción mediante la optimización del sistema de bombeo electrosumergible para el área de Limoncocha.

El área Limoncocha tiene en la actualidad 46 pozos todos con bombeo electrosumergible de los cuales solo 24 pozos están produciendo hasta la fecha del 31 de julio del 2011, al analizar los datos de workover, los respectivos eventos que se han realizado en los pozos, los datos de las pruebas de producción y los datos de build'up actualizados se escogieron 10 pozos sugeridos por la empresa para realizar el análisis nodal como se presenta en el capítulo 3.

Con las presiones de PIP y de PID de las pruebas de producción, con los resultados obtenidos del software SubPUMP en el comportamiento de la curva del sistema y de la curva de la bomba se analizó los datos para hacer el implemento de un nuevo sistema para 5 pozos seleccionados.

Previo a todo el análisis que se realizó en los capítulos anteriores se obtuvo como resultado los valores actuales y propuestos del nuevo sistema que se presenta a continuación en la siguiente tabla.

TABLA 5.1 RESULTADOS DE DATOS

POZOS	ÚLTIMA PRUEBA DE PRODUCCIÓN (BIs)			PROYECCIÓN PROPUESTA (BIs)			INCREMENTO (BIs)			
	ARENA	Qf	Qo	Qw	Qf	Qo	Qw	Qf	Qo	Qw
LMN H008	UI	164	110	54	1,206	888.05	317.95	1,042	778.05	263.95

CONTINUACIÓN TABLA 5.1

LMN H020	UI	727	153	574	1,213	254,8	958.2	486	101.8	384.2
LMN K024	TP	487	122	365	2,016	505	1,511	1,529	383	1,146
LMN K025	UI	1,305	652	653	1,631	815	816	326	163	163
LMN K032	TP	1,059	169	890	1,568	251	1,317	509	82	427
TOTAL		3,742	1,206	2,536	7,634	2,713.85	4,920.15	3,892	1,507.85	2,384.15

ELABORADO POR: AUTORES

FUENTE: PETROAMAZONAS EP Y SubPUMP

5.2 ANÁLISIS ECONÓMICO

El análisis económico se basa principalmente en la cuantificación de costos y en beneficios que otorgará el presente proyecto, tomando en cuenta el tiempo que se logrará en recuperar la inversión realizada para el mismo.

Los métodos de análisis para la evaluación de proyectos son diversos, para nuestro proyecto es importante la aplicación de métodos conocidos entre los que se usara:

- Relación Costo – Beneficio (B/C) del proyecto
- Actual Neto o Valor Presente Neto (VAN o VPN)
- Tasa Interna de Retorno (TIR)

5.2.1 RELACION COSTO-BENEFICIO RCB

Es un método de evaluación de proyectos que nos proporciona una visión clara de la rentabilidad del mismo considerando los ingresos generados, los gastos y la inversión, este método es relativamente simple y se tiene los siguientes criterios:

$$RCB = \frac{\text{INGRESOS (actuales)}}{\text{COSTOS (actuales)+ INVERSIÓN}} \quad (5.1)$$

DONDE:

- SI $RCB > 1$ Los ingresos son mayores que los egresos por lo tanto el proyecto es aceptable.
- SI $RCB = 1$ Los ingresos son iguales que los egresos por lo tanto el proyecto es indiferente
- SI $RCB < 1$ Los ingresos menores que los egresos por lo tanto el proyecto no es aceptable

5.2.2 ACTUAL NETO O VALOR PRESENTE NETO (VAN O VPN)

Es la diferencia entre el valor actual de los ingresos esperados de una inversión y el valor actual de los egresos que la misma ocasiona. Al ser un método que tiene en cuenta el valor del dinero en el tiempo los ingresos futuros esperados, como también los egresos deben ser actualizados de cada mes, es decir los valores actuales de los ingresos menos los egresos a una tasa de actualización.

Para ello se utiliza la siguiente fórmula:

$$VAN = \sum_{j=0}^n VAI_j(i) - \sum_{j=0}^n VAE_j(i) \quad (5.2)$$

DONDE:

- $VAI_j(i)$ = Valor actual de ingresos neto del periodo j, a una tasa de actualización
- $VAE_j(i)$ = Valor de egreso neto del periodo j, a una tasa de actualización i

Con el VAN se obtiene los siguientes criterios:

Cuando $VAN > 0$ proyecto aceptado

Cuando $VAN = 0$ proyecto recupera inversión

Cuando $VAN < 0$ proyecto no aceptado

5.2.3 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

Es una característica propia del proyecto y es la medida más adecuada de la rentabilidad de un proyecto. La tasa interna de retorno de un proyecto se refiere a la actualización que hace al valor actual neto (VAN) del proyecto sea igual a cero.

Para determinar el valor correspondiente del TIR utiliza la siguiente ecuación.

$$I_0 = \sum_{k=0}^n \frac{FNC}{(1+TIR)^k} \quad (5.3)$$

Donde:

- I_0 = Inversión a realizarse
- FNC = Flujo neto de caja
- n = Periodo de análisis

Tasa Interna de Retorno de un proyecto, es la tasa de actualización que hace que el VAN del proyecto sea igual a cero.

Si VAN = 0, entonces TIR = i

Si i es la tasa de actualización, entonces:

- TIR es menor que i, el proyecto no es viable
- TIR es igual a i, el proyecto es indiferente, y si
- TIR es mayor que i, el proyecto es viable

5.3 INVERSIÓN DE PROYECTO

La inversión del proyecto comprende todos los valores en que se va a incurrir para realizar trabajos de reacondicionamiento que incluyen el cambio de la nueva bomba electrosumergible en los pozos que se encuentran seleccionados para el rediseño.

En la siguiente tabla se detalla los gastos promedios de los trabajos que comúnmente se realizan para el reacondicionamiento de acuerdo a las propuestas establecidas, estos son valores aproximados.

TABLA 5.2: GASTOS PROMEDIOS PARA REACONDICIONAR UN POZO

COSTOS ESTIMADOS	
Aceites y Grasas	1,461.9
Combustibles	4,220.7
Fluidos control de pozo-Químicos	518.35
Materiales para ESP	5,893.2
Filtros Unidad de Filtración WO	2,927.1
SERVICIOS GENERALES	
Servicios de Slick Line (50 h)	4,250
Servicio de pozo y reacondicionamiento WO (10días)	74,500
Medios Ambiente Operaciones	200
Movilización de taladro y tiempo de espera	14,156
Servicio Misceláneos de Operaciones	5,500
Servicios Misceláneos de Contratistas-Operaciones (10días)	10,000
Permisos DNH (ARCH)	2,500
Servicio camiones vacum (100h)	4,800
RENTAS	
Rentas automotores-camionetas (10 días)	450
Renta Herramientas y Equipos WO	58,200
Renta ESP vida útil estimada 548días (\$330/día)	180,840
Renta Superficie 548días (\$30/día)	16,440
Contingencia +/- 10	38,685
TOTAL	425,542

ELABORADO POR: AUTORES

FUENTE: PETROAMAZONAS EP

5.4 INGRESOS

En este proyecto los ingresos se obtienen al multiplicar el costo del barril de petróleo por el número de barriles producidos mensuales. Para el cálculo de la

producción por mes durante el tiempo de evaluación económica se considera una declinación de producción en la arena Ui de 0,022 y en la arena Tp de 0,0548 mensual, que refleja el comportamiento del Área Limoncocha en los últimos años.

5.5. EGRESOS

Los egresos incluyen todos los gastos y las inversiones. El gasto supone un desembolso financiero y es aquel valor que aumenta las pérdidas o disminuye el beneficio, se trata de desembolsos que se piensa con la finalidad de que se traduzcan en ingresos en el futuro. Para este proyecto los egresos mensuales son la suma de los costos de reparación de los pozos productores dentro del periodo de la vida útil del sistema de levantamiento electrosumergible.

5.6 CRITERIOS EN LA REALIZACION DEL ANÁLISIS ECONÓMICO

Las hipótesis en las que se basa esta evaluación económica son las siguientes:

- Se estima a una tasa de actualización anual igual al 12%, siendo la tasa de actualización mensual igual a 1%.
- No intervienen los impuestos fiscales, razón por la cual no se considera la depreciación contable de los equipos.
- No se incluye el costo de reparación de los pozos dentro del costo operativo, ya sea que algunos de estos se paren. La estimación del costo operativo es de 6,20 USD/BBL.
- De acuerdo con los historiales de producción, se estima una declinación de producción promedio para la arena UI 0,022 mensual y para la TP una declinación de producción promedio de 0,0548 mensual. Siendo el período mensual considerado equivalente a 30,4 días
- El precio del petróleo se basa en tres cotizaciones, el primero es el WTI que es la mezcla de petróleo crudo ligero que se cotiza en el New York

Mercantile Exchange y sirve de referencia en los mercado de derivados de los EE.UU con el precio de 91.93 USD/Bl,el segundo es el BRENT la mezcla de petróleo crudo ligero que se cotiza en el International Petroleum Exchange y sirve de referencia en los mercado de derivados de Europa y Asia, con el precio de 111.67 USD/Bl, y el tercero es el valor de 79 USD/Bl, estipulado en el presupuesto general del Estado para el año 2011.

- Se prevé 10 días para trabajo de reacondicionamiento para un pozo a cambiar de bomba electrosumergible.
- Promedio de vida útil de las bombas electrosumergibles de 18 meses.
- Se estima un porcentaje de contingencias +/- 10%.
- A lo largo del período de evaluación se tomará en cuenta la declinación de la producción, para ello se empleará la siguiente expresión:

$$q_o = q_{oi} * e^{-Dt} \quad (5.4)$$

Donde:

q_o : Caudal de producción al período de evaluación, bls/día,

q_{oi} : Caudal de producción inicial, bls/día,

D: tasa de declinación de producción, bls/mes y

t: tiempo en meses

5.7 ANÁLISIS ECONÓMICO

En la siguiente tabla se detalla los valores para realizar el análisis económico de este proyecto.

TABLA 5.3: VALORES PARA EL ANÁLISIS ECONÓMICO

ANÁLISIS ECONÓMICO					
POZO	H008	H020	K024	K025	K032
ARENA	UI	UI	TP	UI	TP

CONTINUACION TABLA 5.3

INCREMENTO DE PRODUCCIÓN					
BPPD	778.05	101.8	383	163	82
COSTO OPERATIVO					
USD/Bls	6.2				
DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN					
%/mes UI	0.022				
%/mes TP	0.0548				
PERIODO MENSUAL PROMEDIO					
días	30.4				
COSTO PROMEDIO POR POZOS PRODUCTOR					
USD	386,857.1				
COSTO DE VENTA DEL CRUDO (USD/Bls)					
WTI	91.93				
BRENT	111.67				
PRESUPUESTO ESTADO	79				
TASA DE ACTUALIZACION MENSUAL					
%	0.01				
PROMEDIO VIDA UTIL BES					
MESES	18				

ELABORADO POR: AUTORES

FUENTE: PETROAMAZONAS EP

5.8 CRONOGRAMA DE REACONDICIONAMIENTOS

A continuación se presenta en la siguiente tabla el cronograma de cambio de BES programada para los pozos realizados el rediseño.

TABLA 5.4: CRONOGRAMA DE REACONDICIONAMIENTO

MES	1			2		
LMN H008						
LMN H020						
LMN K024						
LMN K025						
LMN K032						

ELABORADO POR: AUTORES

FUENTE: PETROAMAZONAS EP

El tiempo necesario para la ejecución de este proyecto es de 1 mes y medio, tomando en cuenta que se trabajara solo con una torre de reacondicionamiento.

Para realizar los respectivos cálculos para el análisis económico se realizó como cálculos principales la producción mensual total que se tendría con los pozos rediseñados con su respectiva arena y con su declinación de producción promedia ver la tabla 5.5.

TABLA 5.5: PRODUCCIÓN MENSUAL CON LA DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN

		LMN H008	LMN HO20	LMN K024	LMN KO25	LMN K032	Producción diaria	Producción mensual
Mes	Período	UI	UI	TP	UI	TP		
1	0	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00	0.00
2	1	778.05	101.8	383.00	0.00	0.00	1,262.9	38,411.69
3	2	761.12	99.6	362.58	163	82	1,468.3	44,660.21
4	3	744.56	97.4	343.24	159.5	73.5	1,418.2	43,135.66
5	4	728.36	95.3	324.94	156.0	69.6	1,374.1	41,796.92
6	5	712.51	93.2	307.61	152.6	65.9	1,331.8	40,508.66
7	6	697.00	91.2	291.21	149.3	62.3	1,291.0	39,268.62
8	7	681.84	89.2	275.68	146.0	59.0	1,251.8	38,074.69
9	8	667.00	87.3	260.98	142.8	55.9	1,214.0	36,924.84
10	9	652.49	85.4	247.06	139.7	52.9	1,177.5	35,817.14
11	10	638.29	83.5	233.89	136.7	50.1	1,142.5	34,749.77
12	11	624.40	81.7	221.41	133.7	47.4	1,108.6	33,720.99
13	12	610.81	79.9	209.61	130.8	44.9	1,076.0	32,729.13
14	13	597.52	78.2	198.43	128.0	42.5	1,044.6	31,772.61
15	14	584.52	76.5	187.85	125.2	40.2	1,014.2	30,849.94
16	15	571.80	74.8	177.83	122.5	38.1	985.0	29,959.68
17	16	559.36	73.2	168.35	119.8	36.0	956.7	29,100.47
18	17	547.19	71.6	159.37	117.2	34.1	929.5	28,271.01
19	18	535.28	70.0	150.87	114.6	32.3	903.1	27,470.06

ELABORADO POR: AUTORES

5.9 DETERMINACIÓN VALOR ACTUAL NETO, TASA INTERNA DE RETORNO, RELACION COSTO BENEFICIO Y DEL TIEMPO DE RECUPERACIÓN DE LA INVERSIÓN

Los resultados de la evaluación económica para los tres precios del crudo expuestos anteriormente se presenta en las siguientes tablas respectivamente para la vida útil promedio de una bomba electrosomergible de 18 meses.

Resultados del análisis económico para el precio del crudo de 91.93 USD/Bls

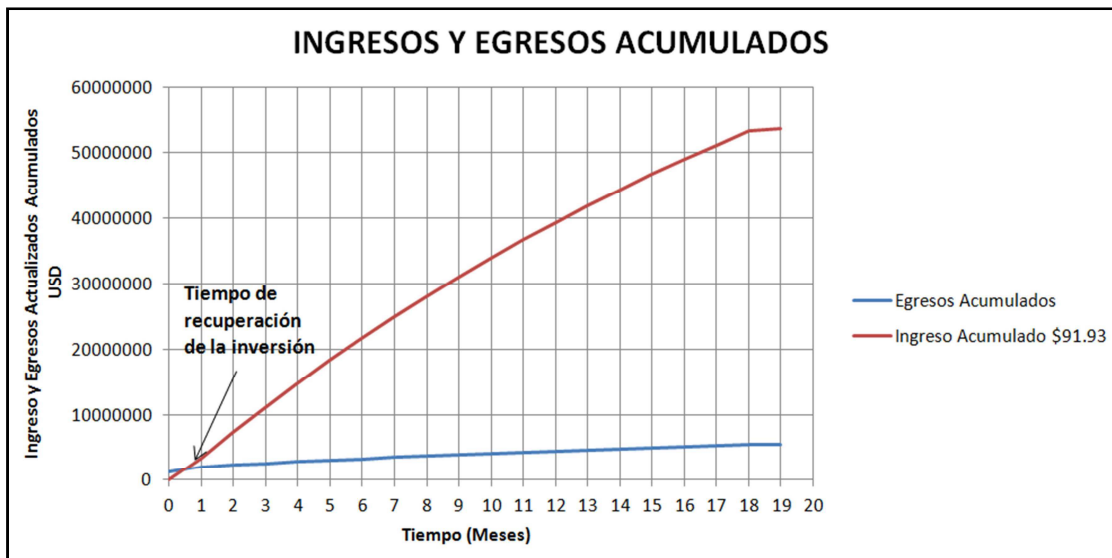
TABLA 5.6: RESULTADOS DEL ANALISIS ECONOMICO

INVERSIÓN	
TOTAL	\$ 5,908,172.55
TIR	220%
VAN	\$ 45,978,668
RCB	9.25

ELABORADO POR: AUTORES

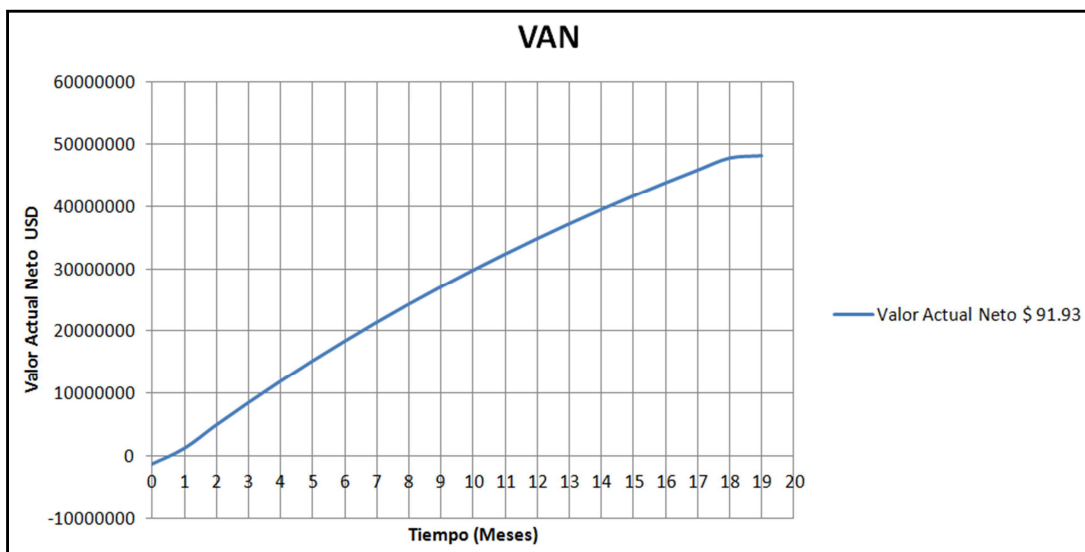
Como se puede observar en la siguiente figura el tiempo de recuperación de la inversión es de 0.75 meses haciendo que este proyecto sea rentable de acuerdo a los criterios de TIR, VAN y RCB.

FIGURA 5.1: TIEMPO DE RECUPERACION PARA 91.93 USD/BLS EL CRUDO



ELABORADO POR: AUTORES

FIGURA 5.2: VAN vs TIEMPO PARA 91.93 USD/BLS EL CRUDO



ELABORADO POR: AUTORES

TABLA 5.7: ANÁLISIS ECONÓMICO DETALLADO

Mes	Período	Producción mensual (Bis)	INGRESO POR MES (\$)	INGRESO TOTAL ACUMULADO (\$)	COSTO DE REPARACIÓN DE POZOS (\$)	COSTO OPERATIVO (\$)	EGRESO TOTAL MENSUAL (\$)	FLUJO DE CAJA NETO (\$)	INGRESOS ACTUALIZADOS (\$)	INGRESOS ACTUALIZADOS ACUMULADOS (\$)	EGRESO ACTUALIZADO (\$)	EGRESO ACTUALIZADO ACUMULADO (\$)	FLUJO DE CAJA ACTUALIZADO (\$)	FLUJO DE CAJA ACTUALIZADO ACUMULADO (\$)
1	0	0.00	0.00	0.00	1,276,626.00	0.00	1,276,626.00	-1,276,626.00	0.00	0.00	1,263,986.00	1,263,986.00	-1,263,986.00	-1,263,986.00
2	1	38,412.00	3,531,186.00	3,531,186.00	851,084.00	238,152.00	1,089,236.00	2,441,950.00	3,461,608.00	3,461,608.00	1,067,774.00	2,331,760.00	2,331,760.00	1,129,848.00
3	2	44,660.00	4,105,613.00	7,636,800.00	0.00	276,893.00	276,893.00	3,828,720.00	3,984,868.00	7,446,476.00	2,600,510.00	2,600,510.00	3,716,118.00	4,845,966.00
4	3	43,136.00	3,965,461.00	11,602,261.00	0.00	267,441.00	267,441.00	3,698,020.00	3,810,730.00	11,257,206.00	257,006.00	2,857,516.00	3,553,725.00	8,399,690.00
5	4	41,797.00	3,842,391.00	15,444,652.00	0.00	259,141.00	259,141.00	3,583,250.00	3,655,903.00	14,913,110.00	246,564.00	3,104,080.00	3,409,340.00	11,809,030.00
6	5	40,509.00	3,723,961.00	19,168,613.00	0.00	251,154.00	251,154.00	3,472,807.00	3,508,139.00	18,421,249.00	236,598.00	3,340,678.00	3,271,541.00	15,080,571.00
7	6	39,269.00	3,609,964.00	22,778,577.00	0.00	243,465.00	243,465.00	3,366,499.00	3,367,079.00	21,788,328.00	227,085.00	3,567,762.00	3,139,994.00	18,220,566.00
8	7	38,075.00	3,500,206.00	26,278,783.00	0.00	236,063.00	236,063.00	3,264,143.00	3,232,381.00	25,020,709.00	218,000.00	3,785,763.00	3,014,381.00	21,234,947.00
9	8	36,925.00	3,394,500.00	29,673,283.00	0.00	228,934.00	228,934.00	3,165,566.00	3,103,727.00	28,124,436.00	209,323.00	3,995,086.00	2,894,403.00	24,129,350.00
10	9	35,817.00	3,292,670.00	32,965,953.00	0.00	222,066.00	222,066.00	3,070,604.00	2,980,811.00	31,105,247.00	201,034.00	4,196,120.00	2,779,777.00	26,909,127.00
11	10	34,750.00	3,194,547.00	36,160,500.00	0.00	215,449.00	215,449.00	2,979,098.00	2,863,348.00	33,968,595.00	193,112.00	4,389,231.00	2,670,236.00	29,579,363.00
12	11	33,721.00	3,099,970.00	39,260,470.00	0.00	209,070.00	209,070.00	2,890,900.00	2,751,066.00	36,719,661.00	185,539.00	4,574,771.00	2,565,527.00	32,144,891.00
13	12	32,729.00	3,008,789.00	42,269,259.00	0.00	202,921.00	202,921.00	2,805,868.00	2,643,710.00	39,363,371.00	178,299.00	4,753,069.00	2,465,411.00	34,610,302.00
14	13	31,773.00	2,920,856.00	45,190,115.00	0.00	196,990.00	196,990.00	2,723,866.00	2,541,037.00	41,904,408.00	171,374.00	4,924,443.00	2,369,663.00	36,979,965.00
15	14	30,850.00	2,836,035.00	48,026,150.00	0.00	191,270.00	191,270.00	2,644,765.00	2,442,817.00	44,347,225.00	164,750.00	5,089,193.00	2,278,067.00	39,258,032.00
16	15	29,960.00	2,754,193.00	50,780,343.00	0.00	185,750.00	185,750.00	2,568,443.00	2,348,835.00	46,696,060.00	158,412.00	5,247,605.00	2,190,423.00	41,448,455.00
17	16	29,100.00	2,675,206.00	53,455,550.00	0.00	180,423.00	180,423.00	2,494,783.00	2,258,884.00	48,954,944.00	152,345.00	5,399,950.00	2,106,539.00	43,554,994.00
18	17	28,271.00	2,598,954.00	56,054,504.00	0.00	175,280.00	175,280.00	2,423,674.00	2,598,954.00	51,553,898.00	175,280.00	5,575,230.00	2,423,674.00	45,978,668.00
TOTAL		609,752.00	56,054,504.00	540,276,998.00	2,127,710.00	3,780,463.00	5,908,173.00	50,146,331.00	51,553,898.00		5,575,230.00		45,978,668.00	

ELABORADO POR: AUTORES

Resultados del análisis económico para el precio del crudo de 111.67 USD/Bls

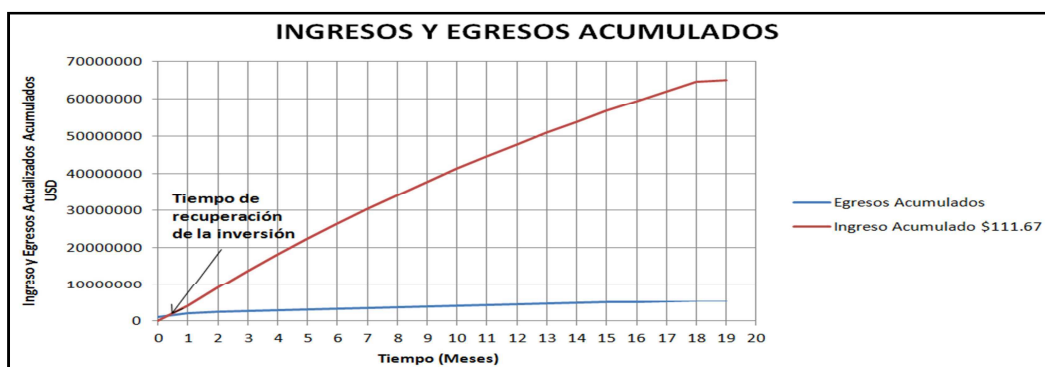
TABLA 5.8: RESULTADOS DEL ANALISIS ECONOMICO

INVERSIÓN TOTAL	5,908,172.55
TIR	277%
VAN	57,048,763.77
RCB	11.23

ELABORADO POR: AUTORES

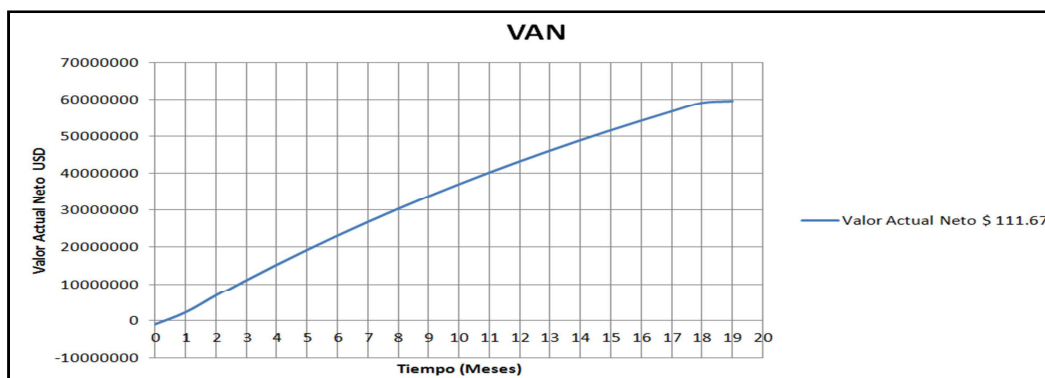
Como se puede observar en la siguiente figura el tiempo de recuperación de la inversión es de 0.50 meses haciendo que este proyecto sea rentable de acuerdo a los criterio de TIR, VAN y RCB.

FIGURA 5.3: TIEMPO DE RECUPERACIÓN PARA 111.67 USD/BLS EL CRUDO



ELABORADO POR: AUTORES

FIGURA 5.4: VAN vs TIEMPO PARA 111.67 USD/BLS EL CRUDO



ELABORADO POR: AUTORES

TABLA 5.9: ANÁLISIS ECONÓMICO DETALLADOPARA 111.67 USD/BLS EL CRUDO

Mes	Período	Producción mensual (Bls)	INGRESO POR MES (\$)	INGRESO TOTAL ACUMULADO (\$)	COSTO DE REPARACIÓN DE POZOS (\$)	COSTO OPERATIVO (\$)	EGRESO TOTAL MENSUAL (\$)	FLUJO DE CAJA NETO (\$)	INGRESOS ACTUALIZADOS (\$)	INGRESOS ACUMULADOS (\$)	EGRESO ACTUALIZADO (\$)	EGRESO ACUMULADO (\$)	FLUJO DE CAJA ACTUALIZADO ACUMULADO (\$)
	1	0	0.00	0.00	1,276,626.00	0.00	1,276,626.00	-1,276,626.00	0.00	0.00	1,263,986.00	1,263,986.00	-1,263,986.00
	2	1	38,412.00	4,289,433.00	851,084.00	238,152.00	1,089,236.00	3,200,197.00	4,204,914.00	4,204,914.00	2,331,760.00	2,331,760.00	1,873,154.00
	3	2	44,660.00	9,276,639.00	0.00	276,893.00	276,893.00	4,710,313.00	8,404,533.00	9,045,447.00	2,600,510.00	2,600,510.00	6,444,937.00
	4	3	43,136.00	14,093,598.00	0.00	267,441.00	267,441.00	4,549,518.00	4,629,003.00	13,674,450.00	2,857,516.00	2,857,516.00	10,816,934.00
	5	4	41,797.00	18,761,061.00	0.00	259,141.00	259,141.00	4,408,322.00	4,440,930.00	18,115,381.00	3,104,080.00	3,104,080.00	15,011,301.00
	6	5	40,509.00	23,284,662.00	0.00	251,154.00	251,154.00	4,272,448.00	4,261,437.00	22,376,818.00	3,340,678.00	3,340,678.00	19,036,140.00
	7	6	39,269.00	27,669,789.00	0.00	243,465.00	243,465.00	4,141,661.00	4,090,087.00	26,466,905.00	3,567,762.00	3,567,762.00	22,899,143.00
	8	7	38,075.00	31,921,589.00	0.00	236,063.00	236,063.00	4,015,737.00	3,926,466.00	30,393,371.00	3,785,763.00	3,785,763.00	26,607,609.00
	9	8	36,925.00	36,044,986.00	0.00	228,934.00	228,934.00	3,894,462.00	3,770,186.00	34,163,557.00	3,995,086.00	3,995,086.00	30,168,471.00
	10	9	35,817.00	40,044,686.00	0.00	222,066.00	222,066.00	3,777,634.00	3,620,876.00	37,784,433.00	4,196,120.00	4,196,120.00	33,588,313.00
	11	10	34,750.00	43,925,193.00	0.00	215,449.00	215,449.00	3,665,059.00	3,478,191.00	41,262,624.00	4,389,231.00	4,389,231.00	36,873,392.00
	12	11	33,721.00	47,690,816.00	0.00	209,070.00	209,070.00	3,556,553.00	3,341,799.00	44,604,423.00	4,574,771.00	4,574,771.00	40,029,652.00
	13	12	32,729.00	51,345,677.00	0.00	202,921.00	202,921.00	3,451,941.00	3,211,390.00	47,815,813.00	4,753,069.00	4,753,069.00	43,062,744.00
	14	13	31,773.00	54,893,725.00	0.00	196,990.00	196,990.00	3,351,057.00	3,086,670.00	50,902,483.00	4,924,443.00	4,924,443.00	45,978,039.00
	15	14	30,850.00	58,338,738.00	0.00	191,270.00	191,270.00	3,253,743.00	2,967,360.00	53,869,843.00	5,089,193.00	5,089,193.00	48,780,650.00
	16	15	29,960.00	61,684,335.00	0.00	185,750.00	185,750.00	3,159,848.00	2,853,197.00	56,723,040.00	5,247,605.00	5,247,605.00	51,475,435.00
	17	16	29,100.00	64,933,985.00	0.00	180,423.00	180,423.00	3,069,227.00	2,743,931.00	59,466,971.00	5,399,950.00	5,399,950.00	54,067,020.00
	18	17	28,271.00	68,091,008.00	0.00	175,280.00	175,280.00	2,981,743.00	3,157,024.00	62,623,994.00	5,575,230.00	5,575,230.00	57,048,764.00
	TOTAL		609,752.00	656,289,921.00	2,127,710.00	3,780,463.00	5,908,173.00	62,182,836.00	62,623,994.00		5,575,230.00	5,575,230.00	57,048,764.00

ELABORADO POR: AUTORES

Resultados del análisis económico para el precio del crudo de 79 USD/Bls

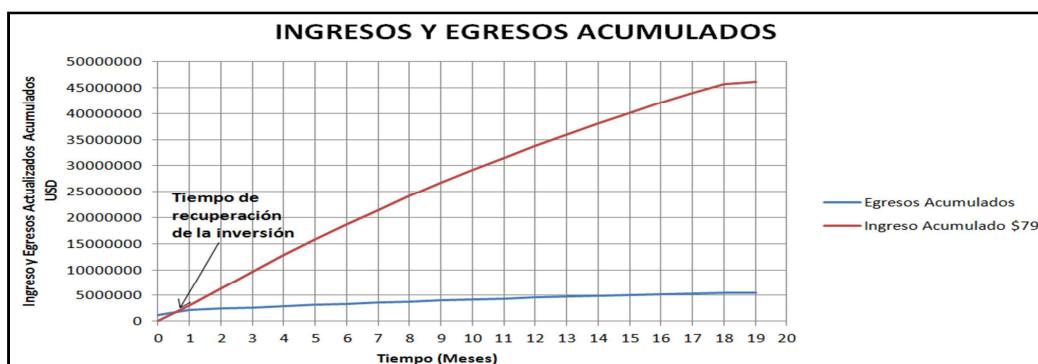
TABLA 5.10: RESULTADOS DEL ANÁLISIS ECONÓMICO

INVERSIÓN TOTAL	5,908,172.55
TIR	184%
VAN	38,727,586.3
RCB	7.95

ELABORADO POR: AUTORES

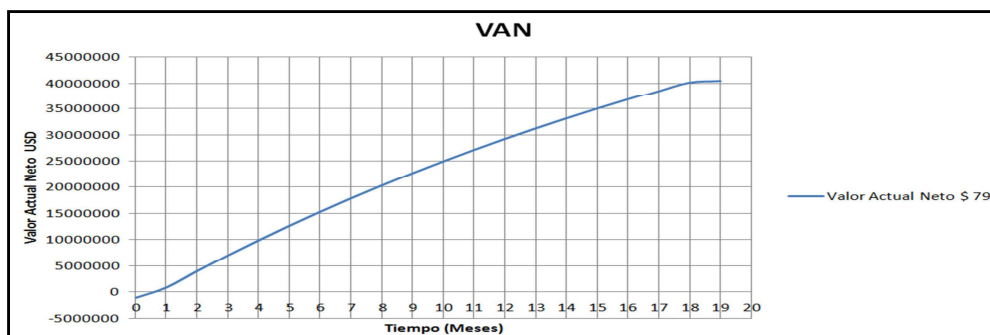
Como se puede observar en la siguiente figura el tiempo de recuperación de la inversión es de 0.85 meses haciendo que este proyecto sea rentable de acuerdo a los criterio de TIR, VAN y RCB.

FIGURA 5.5: TIEMPO DE RECUPERACIÓN PARA 79 USD/BLS EL CRUDO



ELABORADO POR: AUTORES

FIGURA 5.6: VAN vs TIEMPO PARA 79 USD/BLS EL CRUDO



ELABORADO POR: AUTORES

TABLA 5.11: ANÁLISIS ECONÓMICO DETALLADOPARA 79 USD/BLS EL CRUDO

Mes	Período	Producción mensual (Bls)	INGRESO POR MES (\$)	INGRESO TOTAL ACUMULADO (\$)	COSTO DE REPARACIÓN DE POZOS (\$)	COSTO OPERATIVO (\$)	EGRESO TOTAL MENSUAL (\$)	FLUJO DE CAJA NETO (\$)	INGRESOS ACTUALIZADOS (\$)	INGRESOS ACTUALIZADOS ACUMULADOS (\$)	EGRESO ACTUALIZADO (\$)	EGRESO ACTUALIZADO ACUMULADO (\$)	FLUJO DE CAJA ACTUALIZADO (\$)	FLUJO DE CAJA ACTUALIZADO ACUMULADO (\$)
1	0	0.00	0.00		1,276,626.00	0.00	1,276,626.00	-1,276,626.00	0.00	0.00	1,263,986.00	1,263,986.00	-1,263,986.00	
2	1	38,412.00	3,034,523.00	3,034,523.00	851,084.00	238,152.00	1,089,236.00	1,945,287.00	2,974,731.00	2,974,731.00	1,067,774.00	2,331,760.00	1,906,957.00	642,971.00
3	2	44,660.00	3,528,157.00	6,562,680.00	0.00	276,893.00	276,893.00	3,251,264.00	3,424,394.00	6,399,126.00	268,750.00	2,600,510.00	3,155,644.00	3,798,615.00
4	3	43,136.00	3,407,717.00	9,970,397.00	0.00	267,441.00	267,441.00	3,140,276.00	3,274,749.00	9,673,875.00	257,006.00	2,857,516.00	3,017,743.00	6,816,359.00
5	4	41,797.00	3,301,957.00	13,272,354.00	0.00	259,141.00	259,141.00	3,042,816.00	3,141,699.00	12,815,573.00	246,564.00	3,104,080.00	2,895,135.00	9,711,494.00
6	5	40,509.00	3,200,184.00	16,472,538.00	0.00	251,154.00	251,154.00	2,949,030.00	3,014,718.00	15,830,291.00	236,598.00	3,340,678.00	2,778,120.00	12,489,614.00
7	6	39,269.00	3,102,221.00	19,574,759.00	0.00	243,465.00	243,465.00	2,858,755.00	2,893,497.00	18,723,789.00	227,085.00	3,567,762.00	2,666,413.00	15,156,026.00
8	7	38,075.00	3,007,900.00	22,582,659.00	0.00	236,063.00	236,063.00	2,771,837.00	2,777,745.00	21,501,534.00	218,000.00	3,785,763.00	2,559,745.00	17,715,772.00
9	8	36,925.00	2,917,062.00	25,499,721.00	0.00	228,934.00	228,934.00	2,688,128.00	2,667,186.00	24,168,720.00	209,323.00	3,995,086.00	2,457,863.00	20,173,634.00
10	9	35,817.00	2,829,554.00	28,329,275.00	0.00	222,066.00	222,066.00	2,607,488.00	2,561,558.00	26,730,279.00	201,034.00	4,196,120.00	2,360,525.00	22,534,159.00
11	10	34,750.00	2,745,232.00	31,074,507.00	0.00	215,449.00	215,449.00	2,529,783.00	2,460,617.00	29,190,895.00	193,112.00	4,389,231.00	2,267,505.00	24,801,664.00
12	11	33,721.00	2,663,958.00	33,738,465.00	0.00	209,070.00	209,070.00	2,454,888.00	2,364,127.00	31,555,023.00	185,539.00	4,574,771.00	2,178,588.00	26,980,252.00
13	12	32,729.00	2,585,601.00	36,324,067.00	0.00	202,921.00	202,921.00	2,382,680.00	2,271,871.00	33,826,894.00	178,299.00	4,753,069.00	2,093,572.00	29,073,824.00
14	13	31,773.00	2,510,036.00	38,834,103.00	0.00	196,990.00	196,990.00	2,313,046.00	2,183,639.00	36,010,532.00	171,374.00	4,924,443.00	2,012,265.00	31,086,089.00
15	14	30,850.00	2,437,145.00	41,271,248.00	0.00	191,270.00	191,270.00	2,245,876.00	2,099,234.00	38,109,766.00	164,750.00	5,089,193.00	1,934,484.00	33,020,573.00
16	15	29,960.00	2,366,815.00	43,638,063.00	0.00	185,750.00	185,750.00	2,181,065.00	2,018,470.00	40,128,236.00	158,412.00	5,247,605.00	1,860,058.00	34,880,631.00
17	16	29,100.00	2,298,937.00	45,937,000.00	0.00	180,423.00	180,423.00	2,118,514.00	1,941,171.00	42,069,407.00	152,345.00	5,399,950.00	1,788,826.00	36,669,457.00
18	17	28,271.00	2,233,410.00	48,170,410.00	0.00	175,280.00	175,280.00	2,058,129.00	2,233,410.00	44,302,817.00	175,280.00	5,575,230.00	2,058,129.00	38,727,586.00
TOTAL		609,752.02	48,170,409.00	464,286,771.00	2,127,710.00	3,780,462.00	5,908,172.00	42,262,237.00	44,302,816.00	44,302,817.00	5,575,230.00		38,727,586.00	

ELABORADO POR: AUTORES

CAPÍTULO 6

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1. CONCLUSIONES

- Las reservas remanentes son calculadas en el software OFM aplicando la declinación exponencial obteniéndose para la arena U de 11,781,200 Bls y para la arena T de 9,951,782 Bls.

- Es de gran importancia la herramienta computacional que se utilice en el desarrollo de modelos de análisis nodal de los pozos del campo Limoncocha. Para la elaboración del proyecto se evaluaron dos programas especializados en la optimización de la producción mediante el análisis nodal, esto se encuentra detallado en el capítulo 3. El programa SubPUMP de la empresa IHS es el mejor, pues la interface con el usuario y el procedimiento es bastante bueno como también la secuencia de ingreso de datos para la validación mediante las correlaciones.

- Este estudio como resultado del análisis nodal, propone cambiar de BES a los pozos LMN H008, LMN H020, LMN K024, LMN K025 y LMN K032 que tienen una producción de 1206 BPPD para llegar a producir 2713.85 BPPD es decir se obtendría un incremento de producción de 1507.85 BPPD.

- El pozo LMNF 006 al realizar su respectivo análisis nodal se encuentra operando bajo las condiciones óptimas motivo por el cual no está tomado en cuenta para su rediseño, con un aumento en la producción del 9% de los cuales el 8% es de agua.

- Los pozos LMN H034, LMN K032, LMN K038S1 y LMN L030 tienen una disminución en la producción de 19%, 60%, 28% y 5% respectivamente en relación con el punto óptimo del diseño por la posible presencia de daño que provoca la disminución del IP.
- Como resultado del análisis económico dentro de la vida útil de la BES (18 meses) se obtiene una producción total de 609,752 BIs y con la primera cotización se tiene un VAN de USD 48,093,472, mientras que para la segunda cotización se tiene un VAN de USD 56,606,595 y finalmente para la última el VAN es de USD 40,552,199. Para todos estos valores se recupera la inversión en menos de un mes, lo cual hace que el proyecto propuesto sea rentable.

6.2 RECOMENDACIONES

- Se recomienda realizar programas de workover para los pozos que se encuentran cerrados temporalmente y que aún tienen reservas, debido a la producción histórica de los mismos que supera la producción actual de aquellos pozos que se encuentran produciendo.
- Realizar una mayor cantidad de pruebas de restauración de presión con el sensor de fondo para actualizar los datos del yacimiento y poder realizar un análisis más exacto.
- Es necesario actualizar los datos PVT con el objetivo de tener datos confiables para cualquier estudio a realizarse.
- Se recomienda realizar el cambio de bombas BES en base a este estudio lo cual permitirá obtener un incremento de producción estimada de 1507,85 BPPD.
- El pozo LMN L029 tiene 6 días de estar produciendo con nueva BES por lo que se necesita que se estabilice para la toma de adecuada de información para el respectivo análisis nodal.
- En el pozo LMN F006 se recomienda realizar un estudio para controlar el aumento considerable de agua previo a futuros cambios de BES y la utilización de un separador de gas debido a su alto GOR y reemplazar el IP por el uso de la correlación de Vogel.

- Para los pozos LMN H034, LMN K032, LMN K038S1 y LMN L030 se recomienda un estudio para mejorar las condiciones del yacimiento y determinar los problemas encontrados debido al daño de formación lo cual estaría provocando la disminución en la producción.
- Se recomienda revisión de tubería en los pozos y así evitar problemas futuros de escala y parafinas que provocan la obstrucción de la producción encontrada en pruebas visuales de superficie realizadas anteriormente.

BIBLIOGRAFIA

- VILLAMARIN Ney; Procedimiento de evaluación de pozos para implementación dual con equipo de bombeo electrosumergibles en el bloque 15 campos ILYP.
- ZAPATA Lorena; Optimización del sistema de inyección de agua en el campo Limoncocha.
- PEÑAFIEL Janina (2008), Optimización del Bombeo Electrosumergible en la producción de petróleo en el área Shushufindi. Quito – Ecuador.
- BROWN Kermit. E. (1980). The Technology of Artificial Lift Methods. Volumen 1 y 4. Tulsa: Petroleum Publish Co.
- BEGGS H Dale. (2003). Production Optimization Using Nodal Analysis, Tulsa: OGCI and Petroskills Publications
- IHS SubPUMP (2009), Análisis y Diseño de Bombas Sumergibles – Manual Técnico de Referencia.
- Schlumberger REDA, (2007) Catálogo de equipos de Bombeo Electrosumergible.
- Schlumberger REDA, (2007), Curso Avanzado de BES.
- Hirschfeldt Marcelo, (2009), Análisis de un sistema de producción y Análisis Nodal – Conceptos de Well Performance.

- MAGGIOLO Ricardo, (2008), Optimización de la producción mediante análisis Nodal, Lima – Perú.
- CHICAIZA Segundo; PADILLA Roberto, Sistema de bombeo electrosumergible.
- RAMÍREZ Marto; Bombeo Electrosumergible: Análisis, Diseño, Optimización y Trouble Shooting.
- BAKER HUGES - CENTRILIFT; Introducción al diseño de equipo bombeo electrosumergible
- CENTRILIFT “Sumergible pump handbook” 2001.

PAGINAS WEB

- www.bloque15.com/
- www.alcesp.com/
- www.ihs.com

ANEXO 1
CÁLCULO DE RESERVAS REMANENTES

EJEMPLO DE CÁLCULO DE LAS RESERVAS REMANENTES POR EL METODO VOLUMETRICO

POZO LMNH017 TP

$$POES = \frac{7,758 \left(\frac{BY}{acre - pie} \right) * \text{Área}(acres) * h(pies) * (1 - Sw)(fracción) * \phi(fracción)}{\beta_{oi} \left(\frac{BY}{BF} \right)} \quad (A.1.1)$$

- ✓ Radio de investigación B'UP(nov – 2004) = 0.448 Km (1470 ft)
- ✓ Área: = 0.630Km² (~ 155 acres)
- ✓ Espesor neto de petróleo: = 49 pies (petrofísica)
- ✓ Porosidad (promedio): =0.175 (petrofísica)
- ✓ Saturación de agua (promedio): =0.33 (petrofísica)
- ✓ Factor Volumétrico inicial del petróleo: =1.25 (Data PVT LIM 2 UT)

Entonces:

$$POES = \frac{7758 \left(\frac{BY}{acre - pie} \right) * 155acres * 6pies * (1 - 0.5) * 0.173}{1.26 \left(\frac{BY}{BF} \right)} \quad (A.1.2)$$

$$POES = 495.311,35BF$$

$$FR = \frac{EUR}{POES} \Rightarrow EUR = FR * POES \quad (A.1.3)$$

$$EUR = 0.18 * 495.311,35BF$$

$$EUR = 89.156,043BF$$

Reservas Remanentes = EUR – Producción CUM

Producción CUM: 652.98 Bbls @ 31 Junio-2011

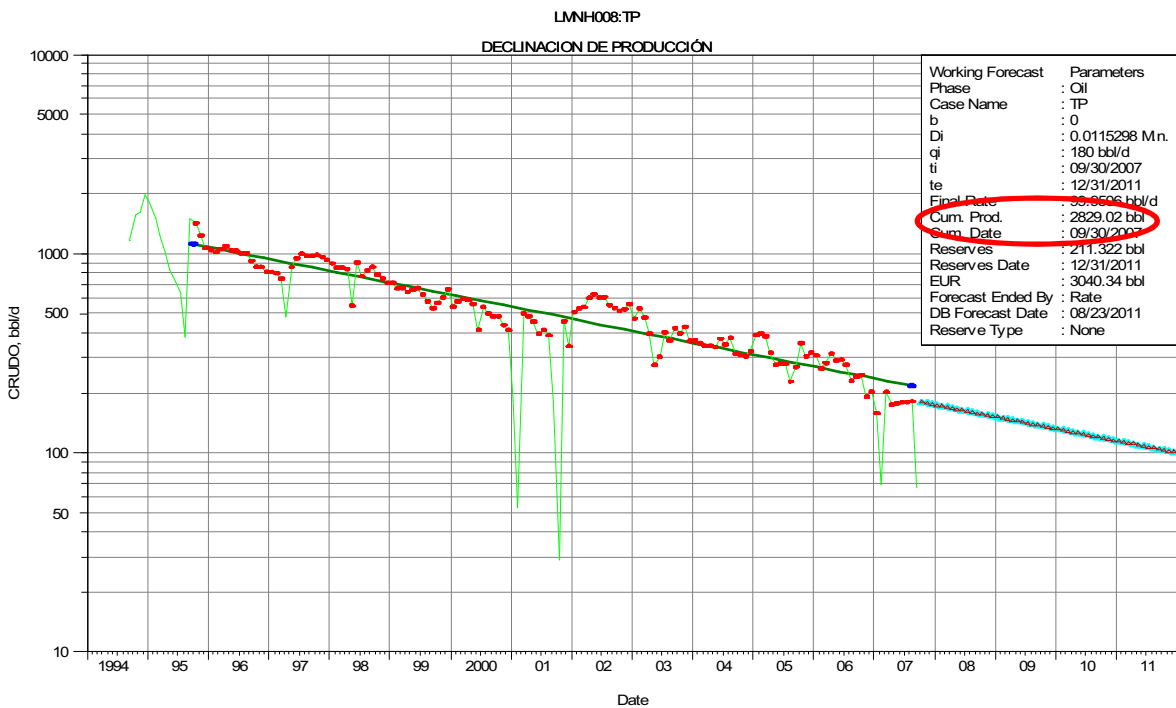
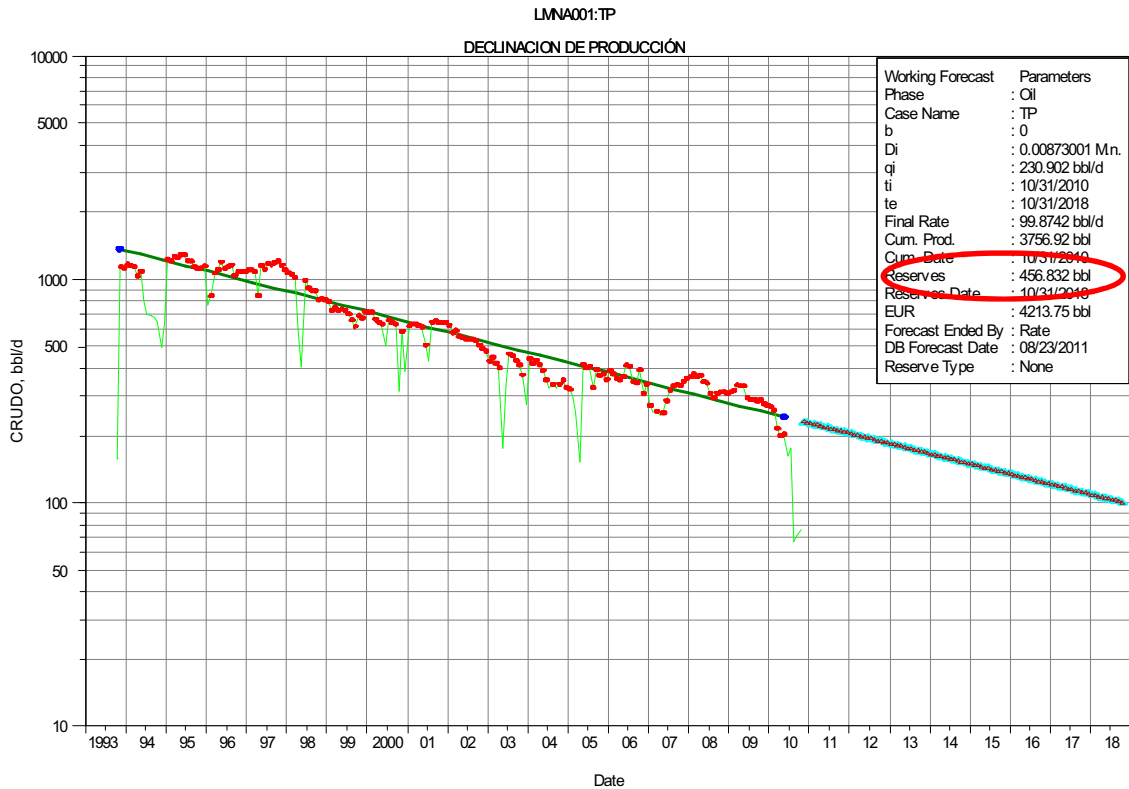
Reservas Remanentes =89.156,043 – 652.98 = 88.503,063 Bbls

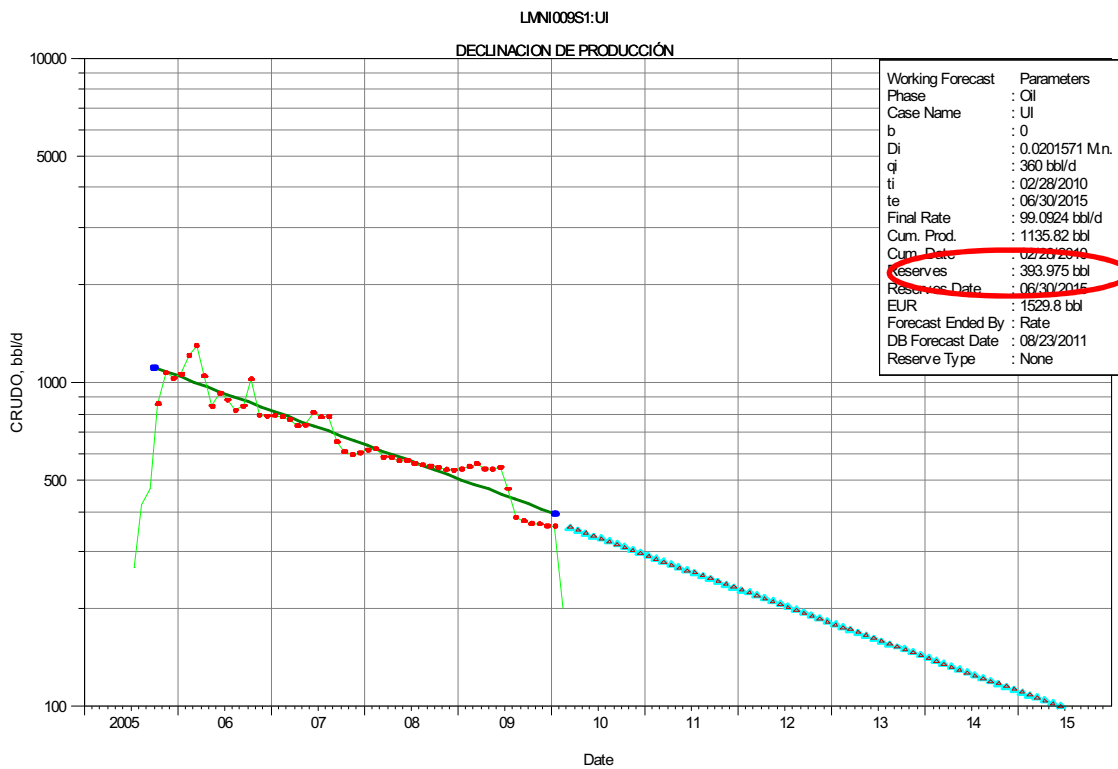
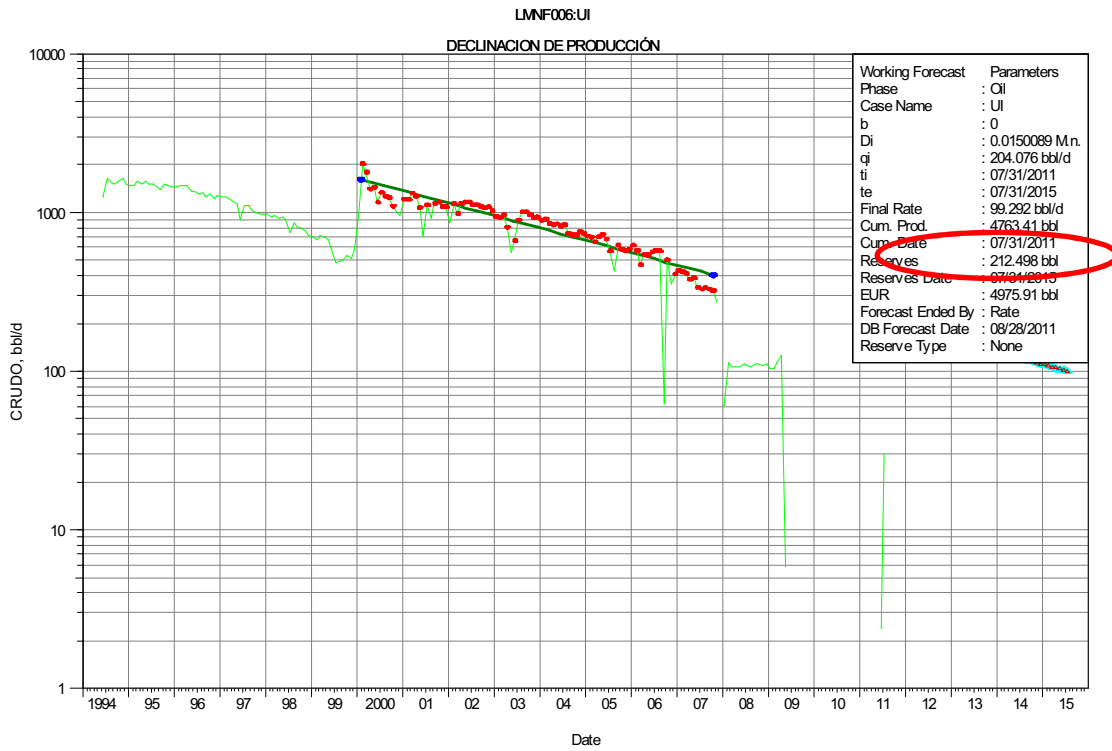
En esta tabla se muestra los pozos que tienen poco tiempo de producción con sus respectivas arenas, motivo por el cual fueron considerados para el cálculo de las reservas remanentes por el método volumétrico.

POZO	ARE NA	h (pies)	Rd (pies)	Área (acres)	Ø (%)	Swi (%)	Boi	Factor Recobro	POES (Bbls)	EUR (Bbls)	Producción Cum (Bbls)	Reservas Remanentes (Bbls)
H017	TP	6	1470	155	17.3	50	1.26	18	495,311.36	89,156.04	653	88,503.06
H017	UI	28	1312	124	15.7	49	1.157	37.5	1,864,086.07	699,032.28	838	698,194.21
H016	UI	7	1312	124	15.7	15	1.157	37.5	776,702.53	291,263.45	3,540	287,723.09
H034	UI	34	1312	124	15.7	31	1.157	37.5	3,062,427.12	1,148,410.17	8,613	1,139,797.44
H033	UI	39	1312	124	15.7	32	1.157	37.5	3,461,874.13	1,298,202.80	1,892	1,296,311.27
H037A	UI	26	1312	124	15.7	18	1.157	37.5	2,783,075.28	1,043,653.23	254,536	789,117.24
I009	TP	18	1470	155	17.3	35	1.26	18	1,931,714.29	347,708.57	10,657	337,051.60
H039	TP	52	1470	155	17.3	22	1.26	18	6,696,609.55	1,205,389.72	63,054	1,142,335.45
H040	UI	11	1312	124	15.7	53	1.157	37.5	674,882.70	253,081.01	16,138	236,943.01
K025	UI	9	1312	124	15.7	49	1.157	37.5	599,170.52	224,688.95	55,112	169,576.78
L035	TP	19	1470	155	17.3	32	1.26	18	2,133,140.91	383,965.36	290,699	93,266.68
H018	TP	10	1470	155	17.3	32	1.26	18	1,122,705.74	202,087.03	73,060	129,026.87
L026	TP	25	1470	155	17.3	21	1.26	18	3,260,799.77	586,943.96	6,330	580,613.80
L029	UI	13	1312	124	15.7	21	1.157	37.5	1,340,627.73	502,735.40	1,614	501,121.86
L030	TP	33	1470	155	17.3	21	1.26	18	4,304,255.69	774,766.02	632,300	142,465.71
L030	UI	3	1312	124	15.7	43	1.157	37.5	223,220.39	83,707.65	603,147	-519,439.24
G044	TS	12	1470	155	17.3	42	1.26	18	1,149,122.35	206,842.02	50,081	156,760.78
G044	UI	18	1312	124	15.7	39	1.157	37.5	1,433,309.88	537,491.20	92,280	445,211.55
G043	TS	16	1470	155	17.3	38	1.26	18	1,637,829.55	294,809.32	13,294	281,515.19
C003	TS	7	1470	155	17.3	57	1.26	18	496,962.40	89,453.23	104	89,348.95
C003	TM	17	1470	155	17.3	26	1.26	18	2,077,005.62	373,861.01	28,357	345,503.57
E005S1	UM	17	1312	124	15.7	18	1.157	37.5	1,819,703.07	682,388.65	7,790	674,598.52

EJEMPLO DE CÁLCULO DE LAS RESERVAS REMANENTES POR EL MÉTODO DE DECLINACIÓN DE PRODUCCIÓN

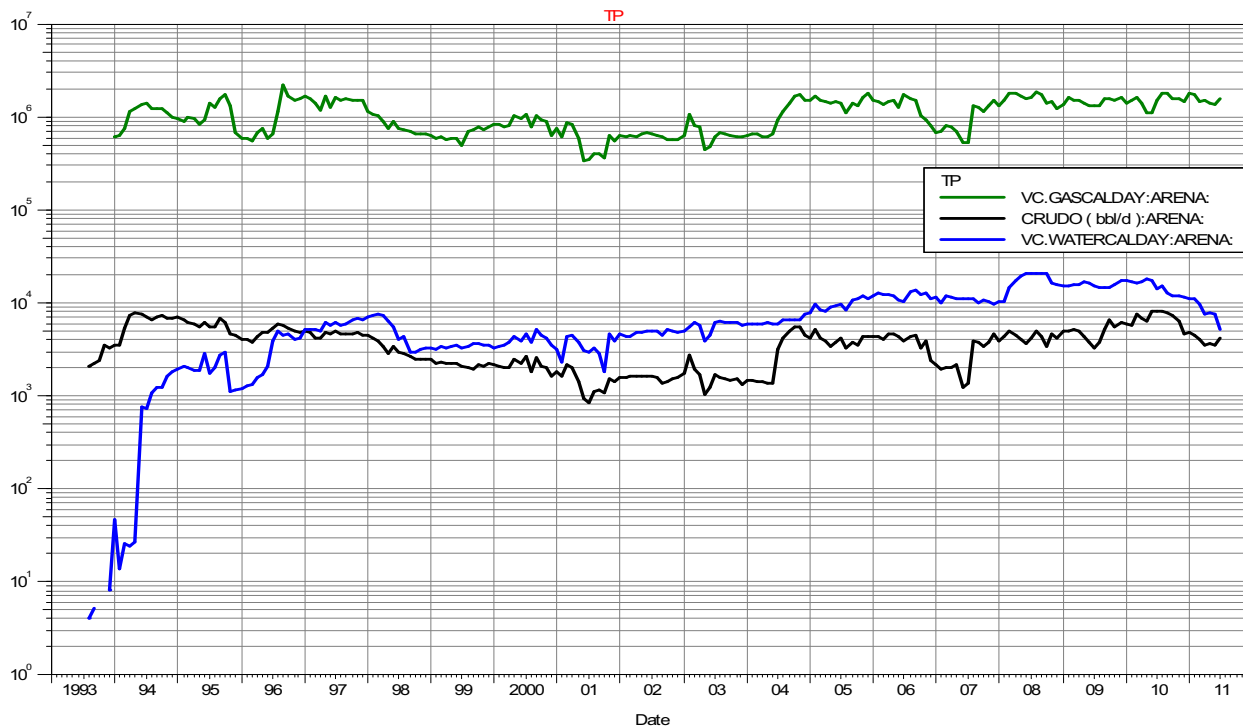
En la gráfica se observa cómo se obtuvo el valor de las reservas remanentes en el software OFM.



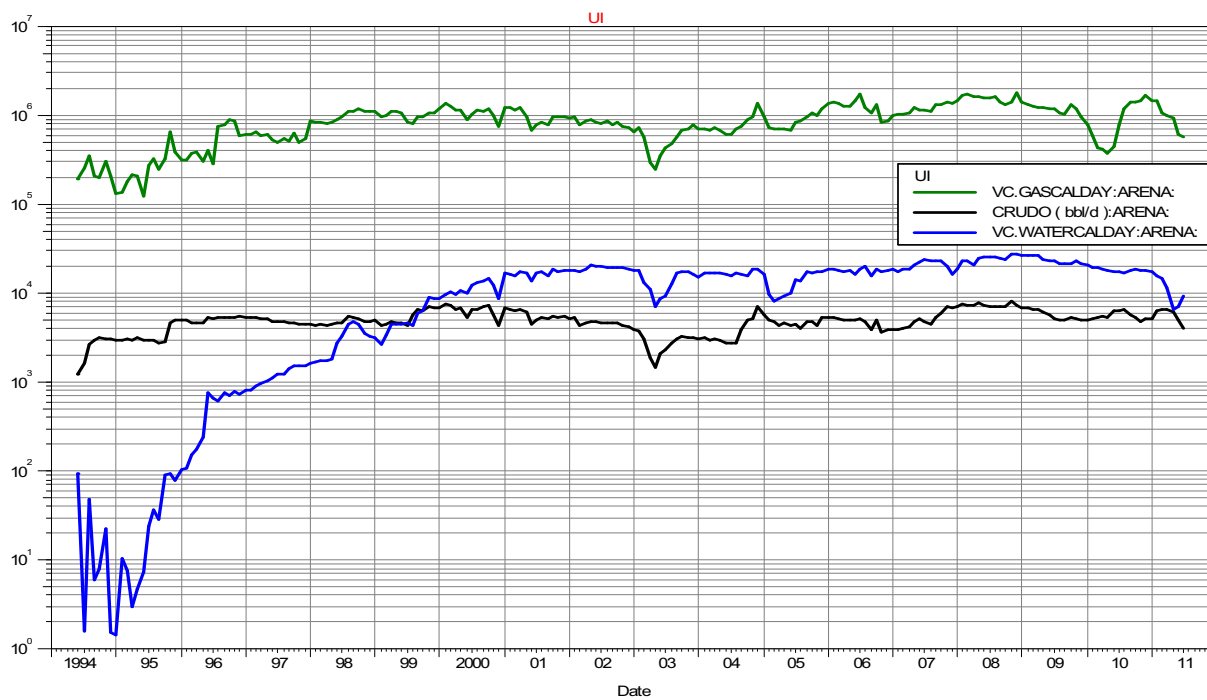


ANEXO 2
CURVAS DE PRODUCCIÓN VS TIEMPO

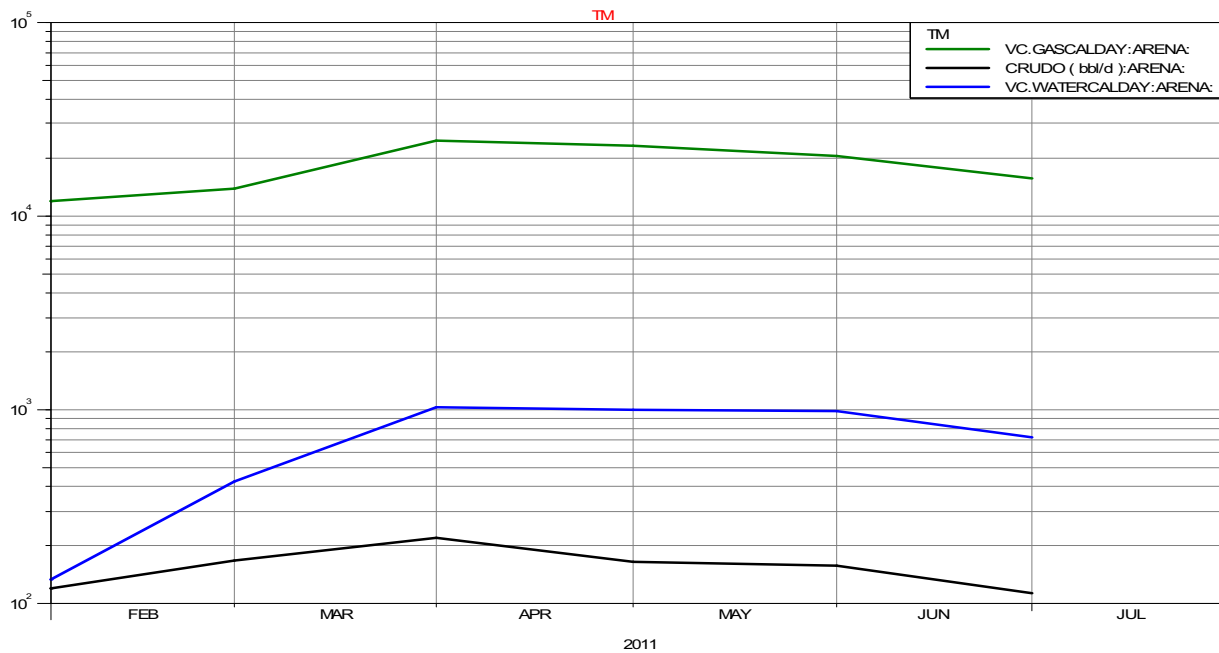
HISTORIAL DE PRODUCCIÓN



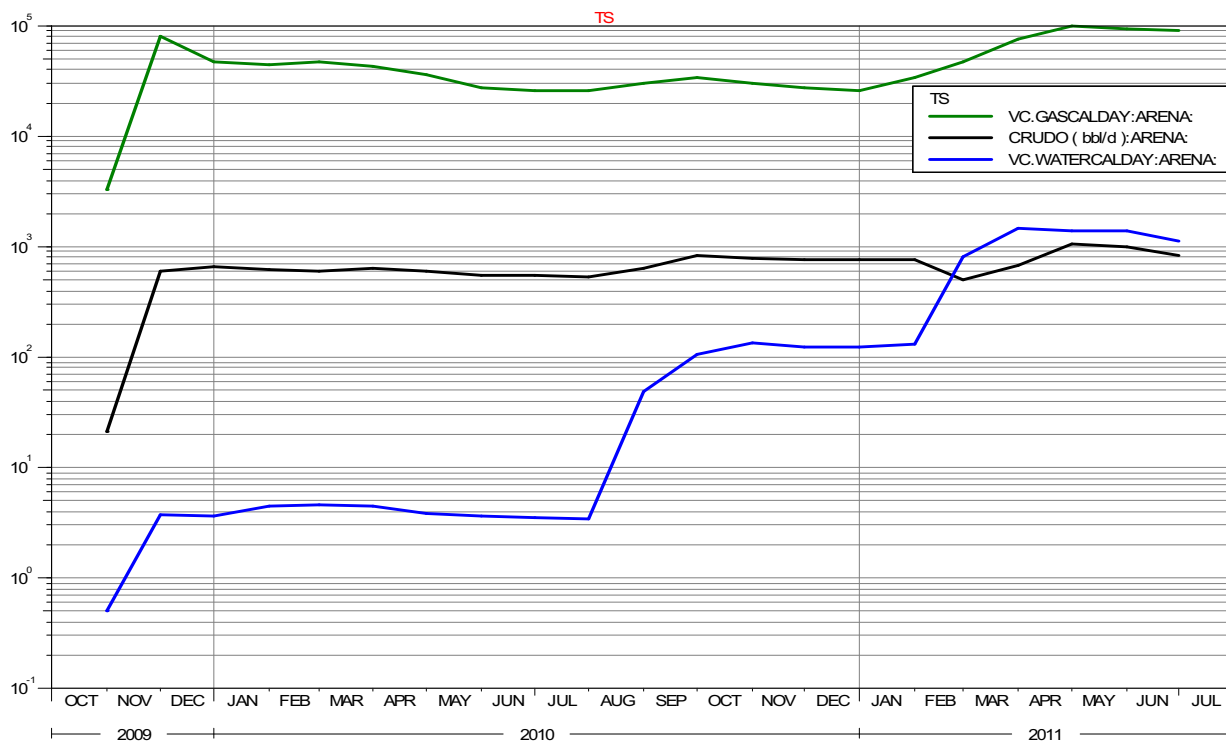
HISTORIAL DE PRODUCCIÓN



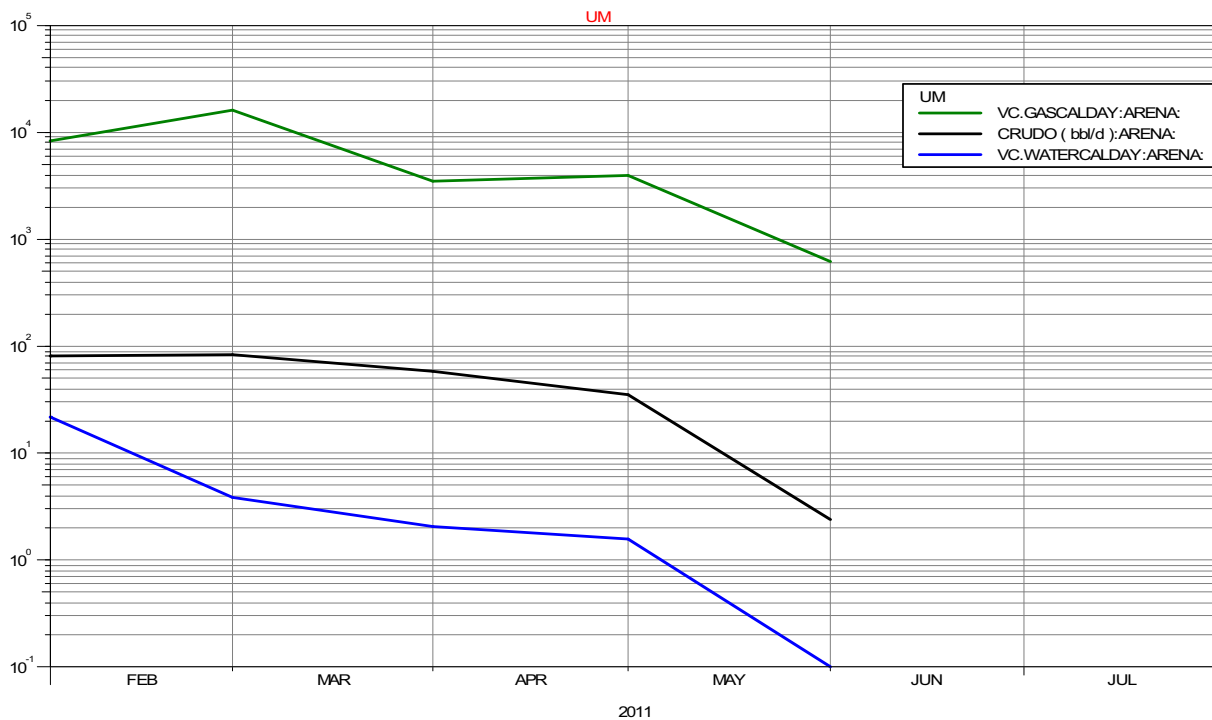
HISTORIAL DE PRODUCCIÓN



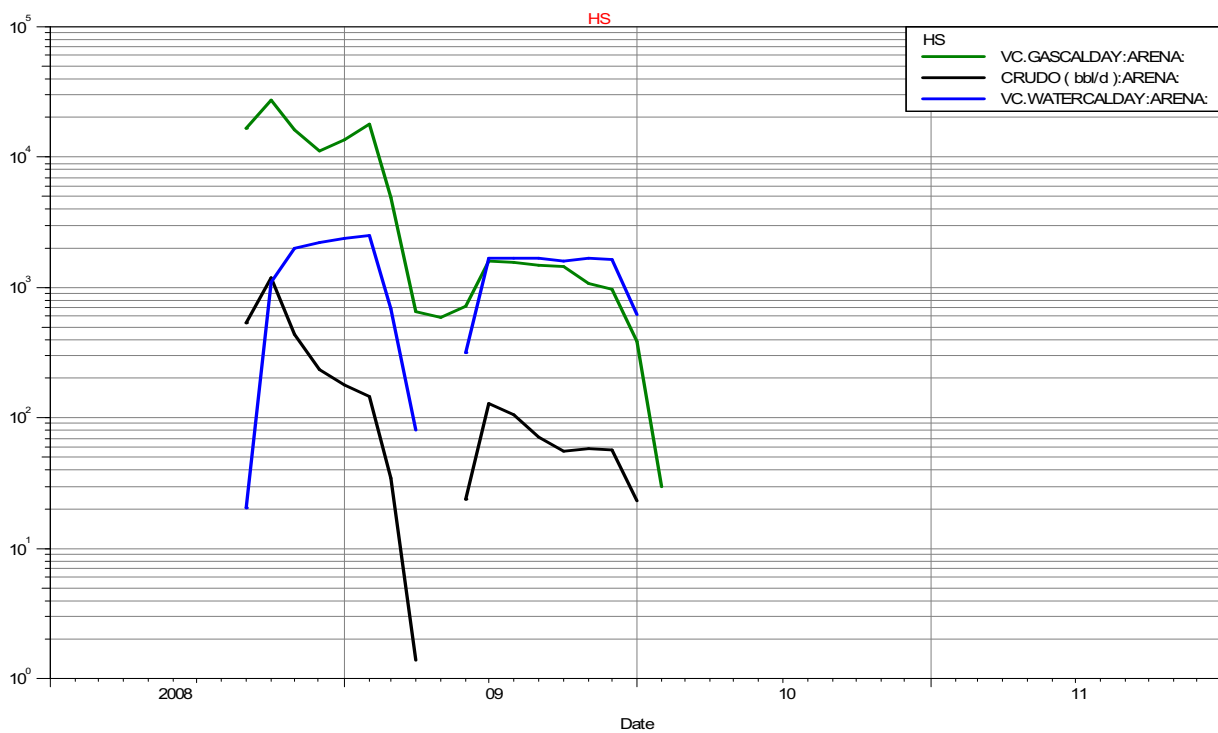
HISTORIAL DE PRODUCCIÓN

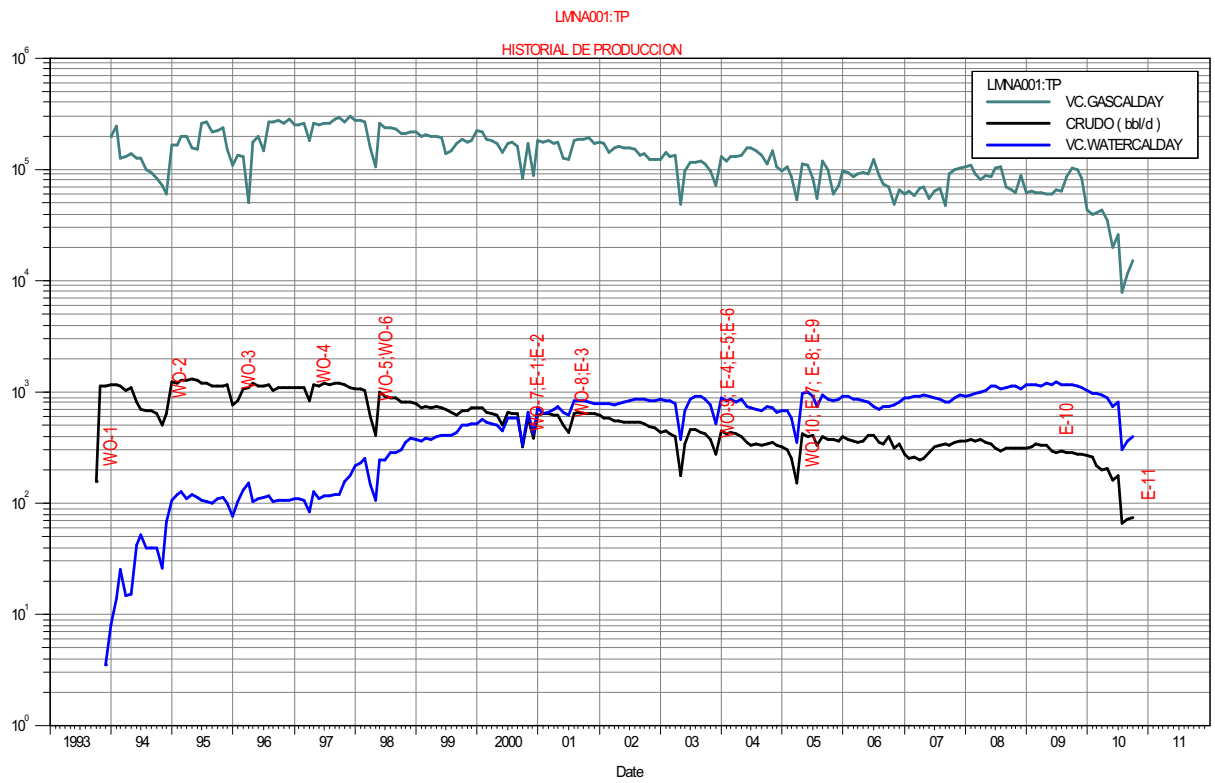
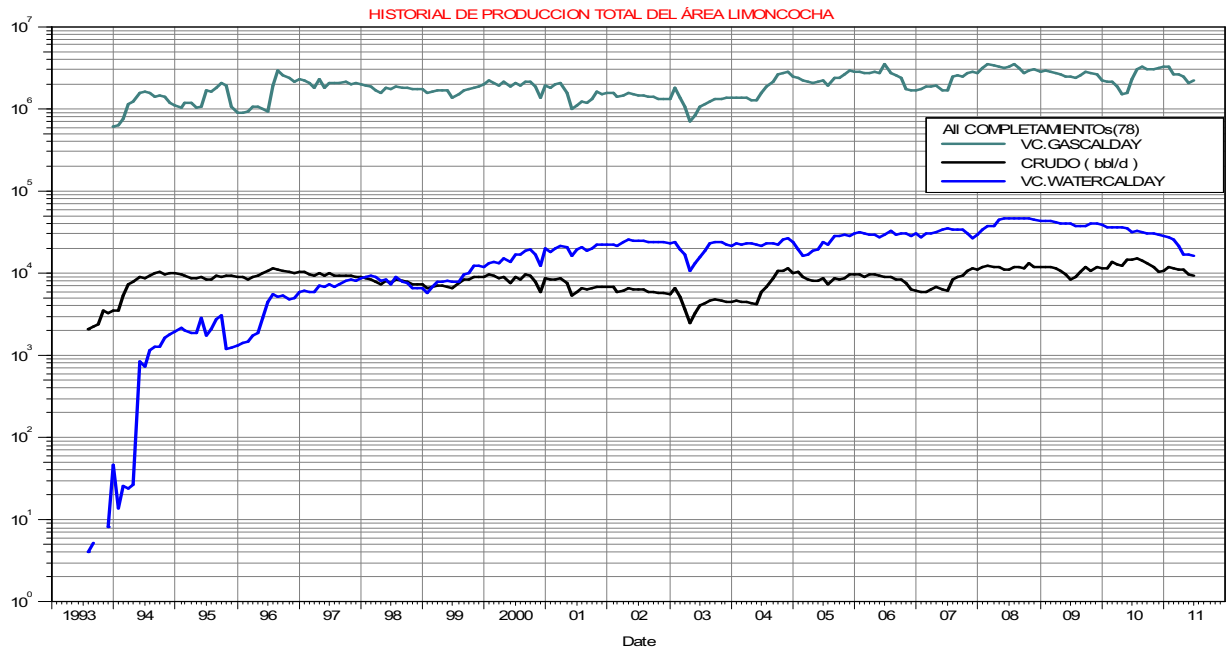


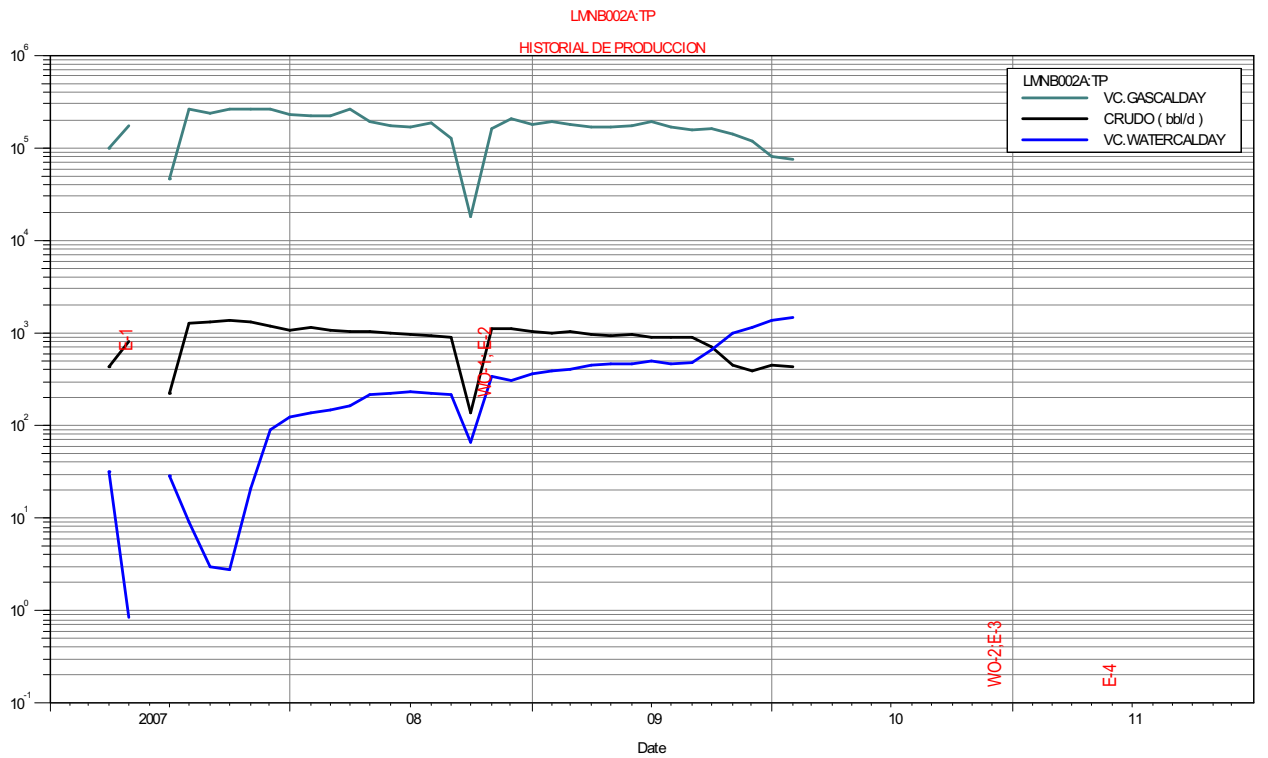
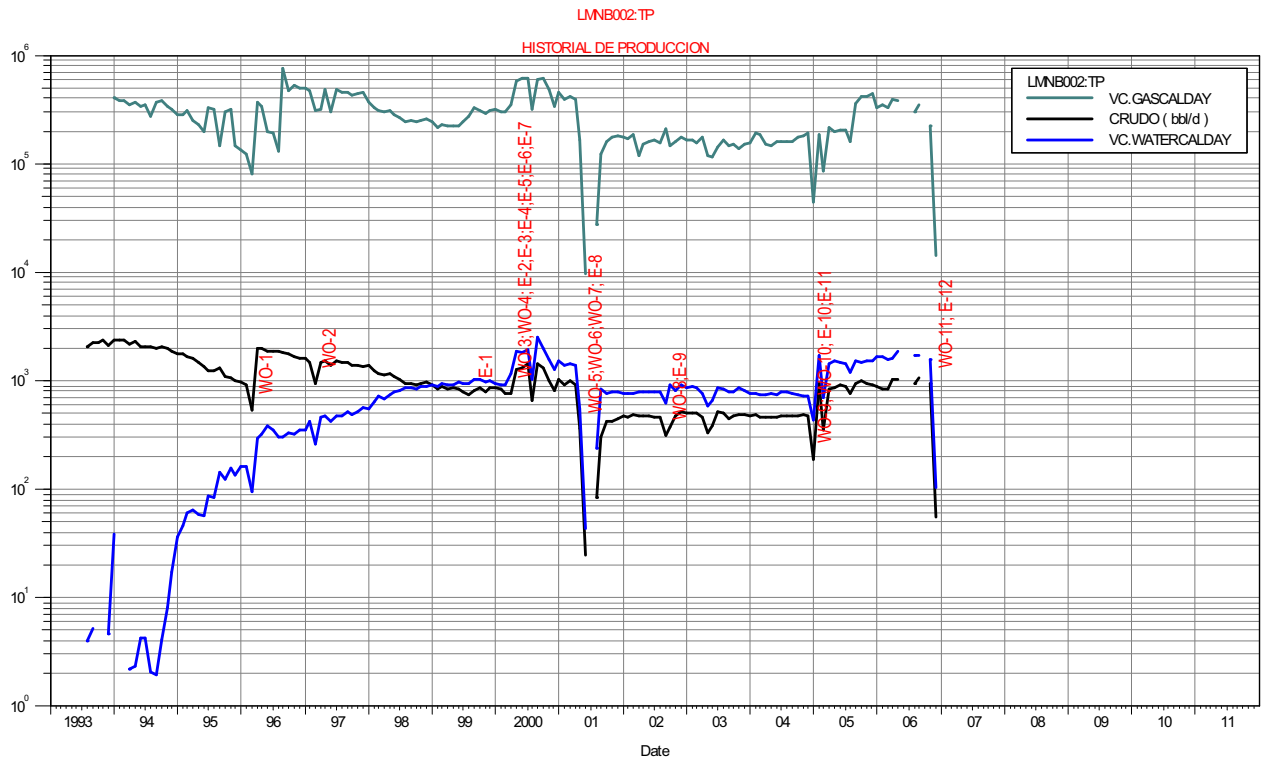
HISTORIAL DE PRODUCCIÓN

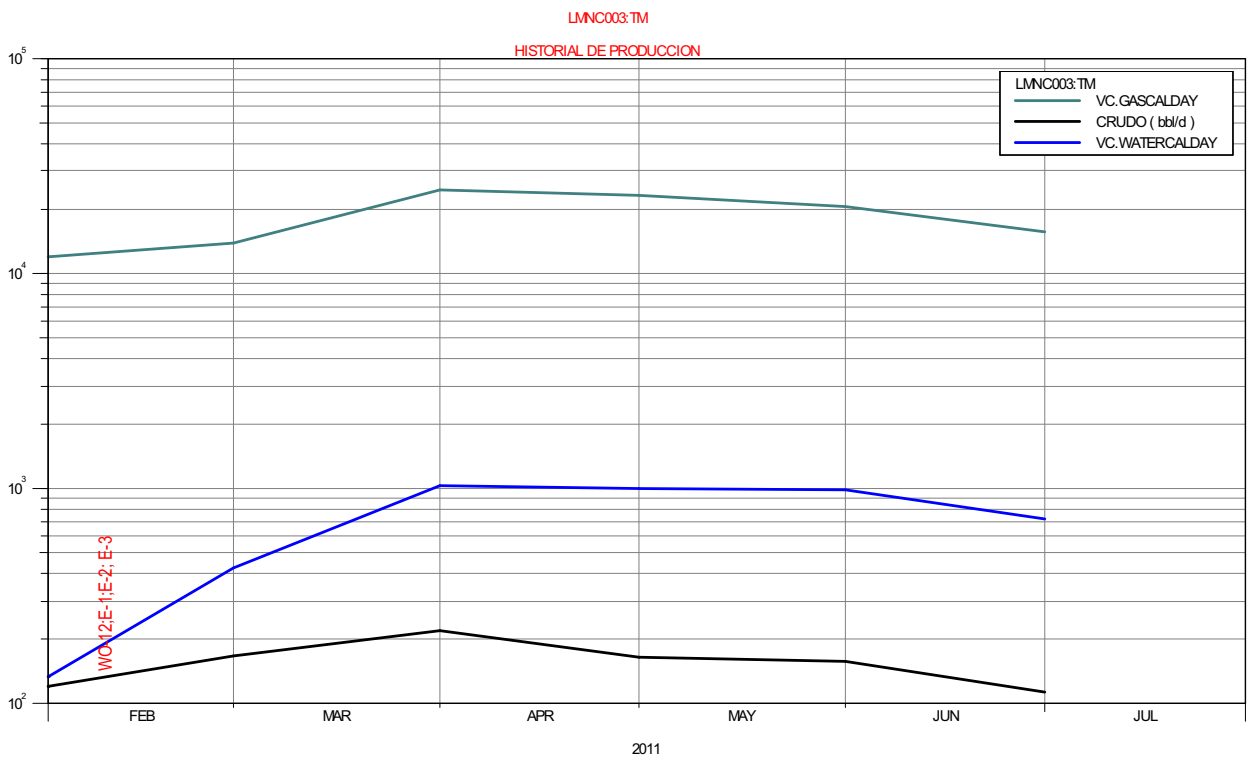
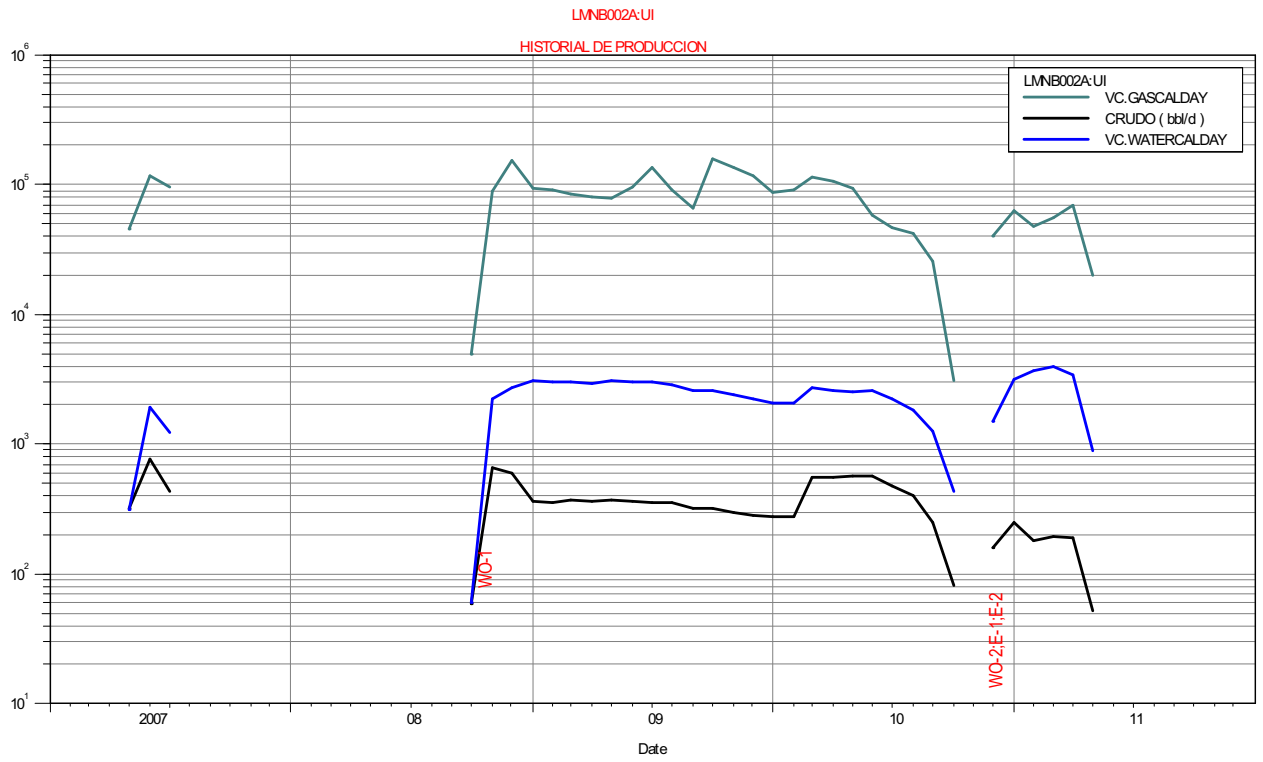


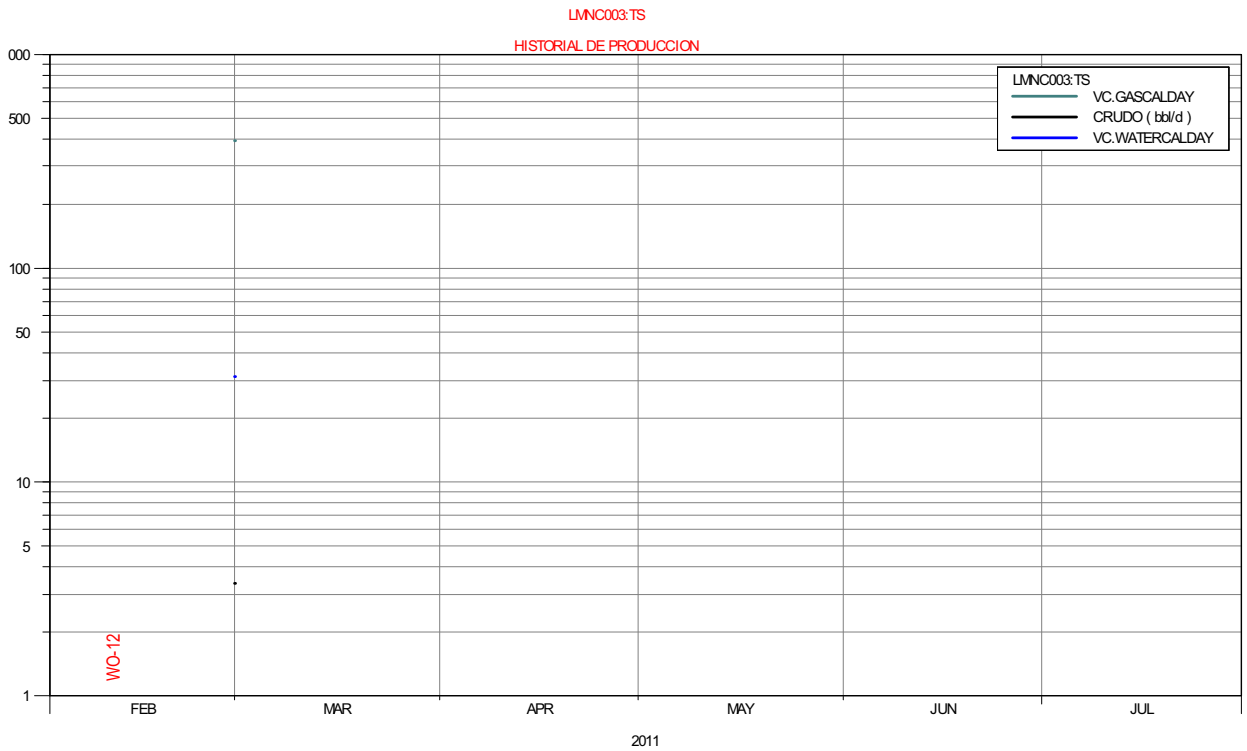
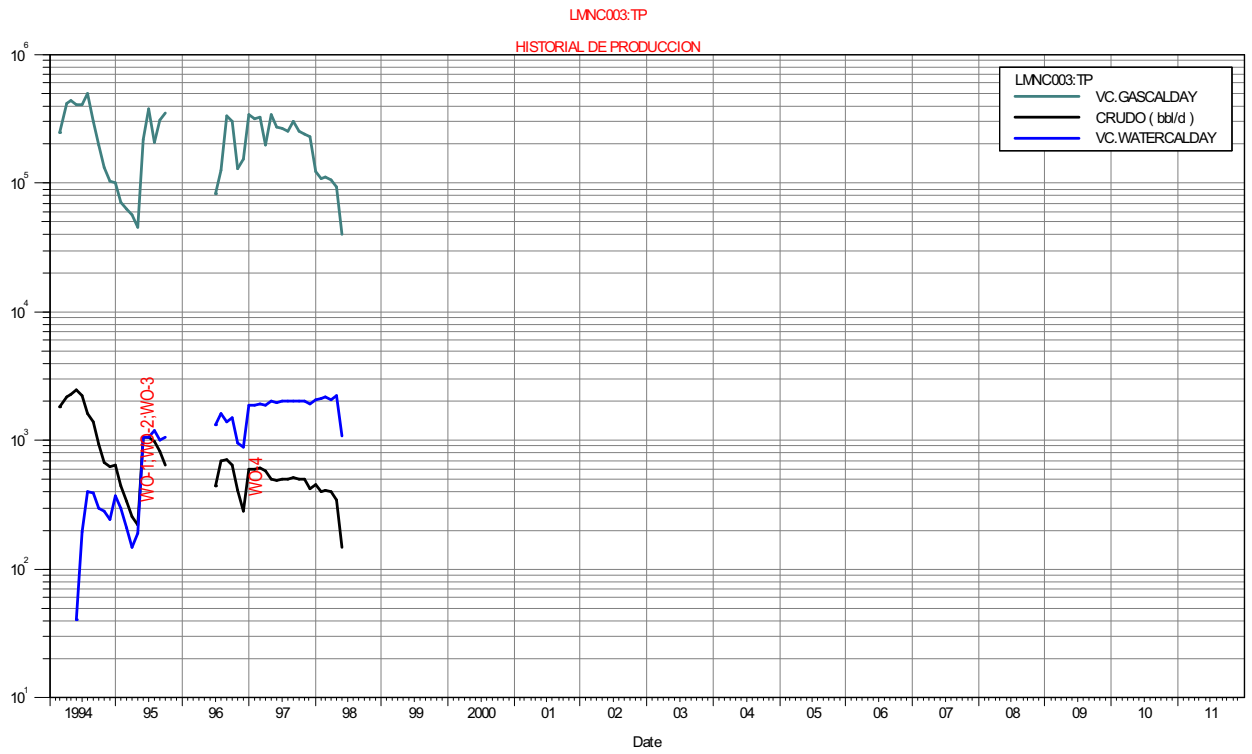
HISTORIAL DE PRODUCCIÓN

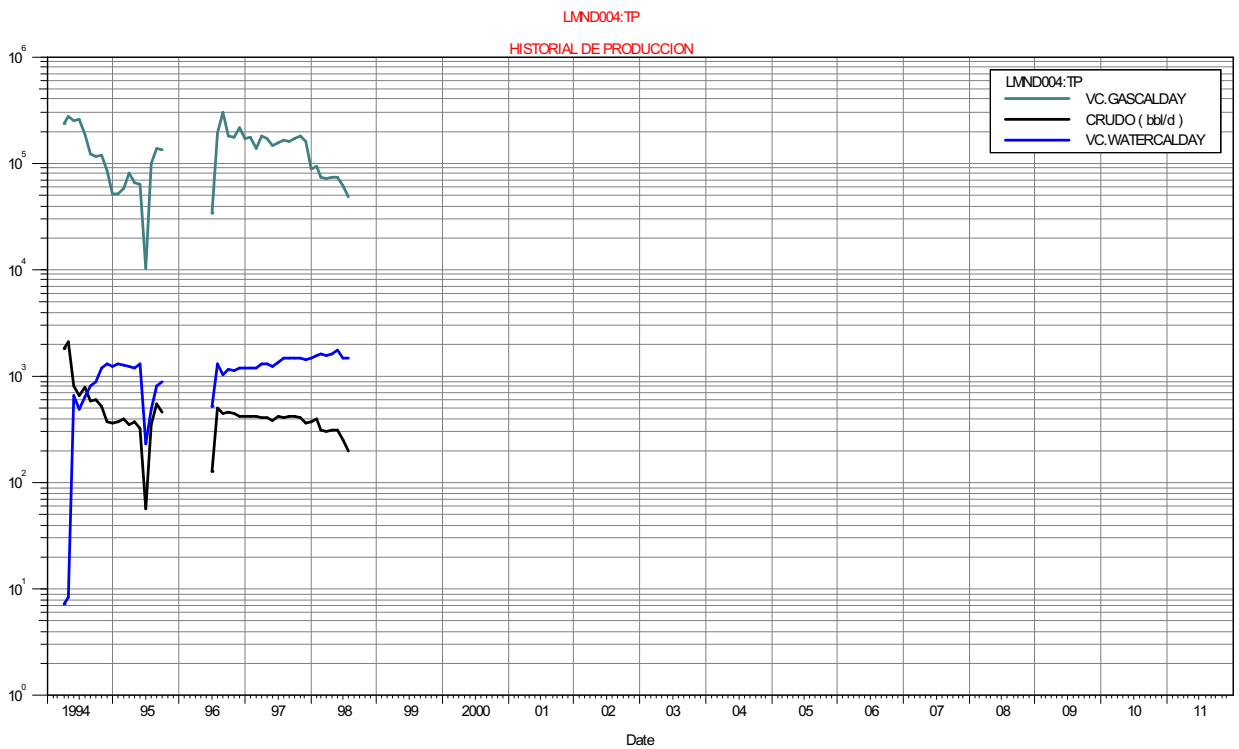
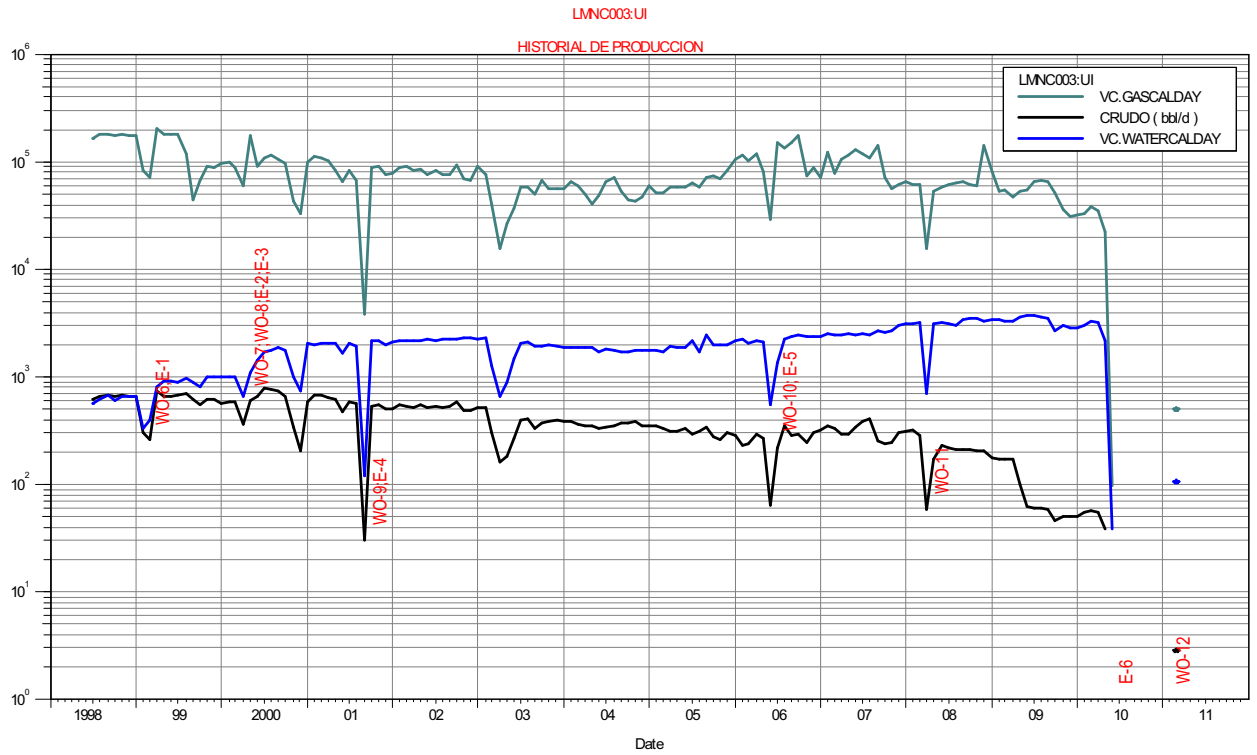


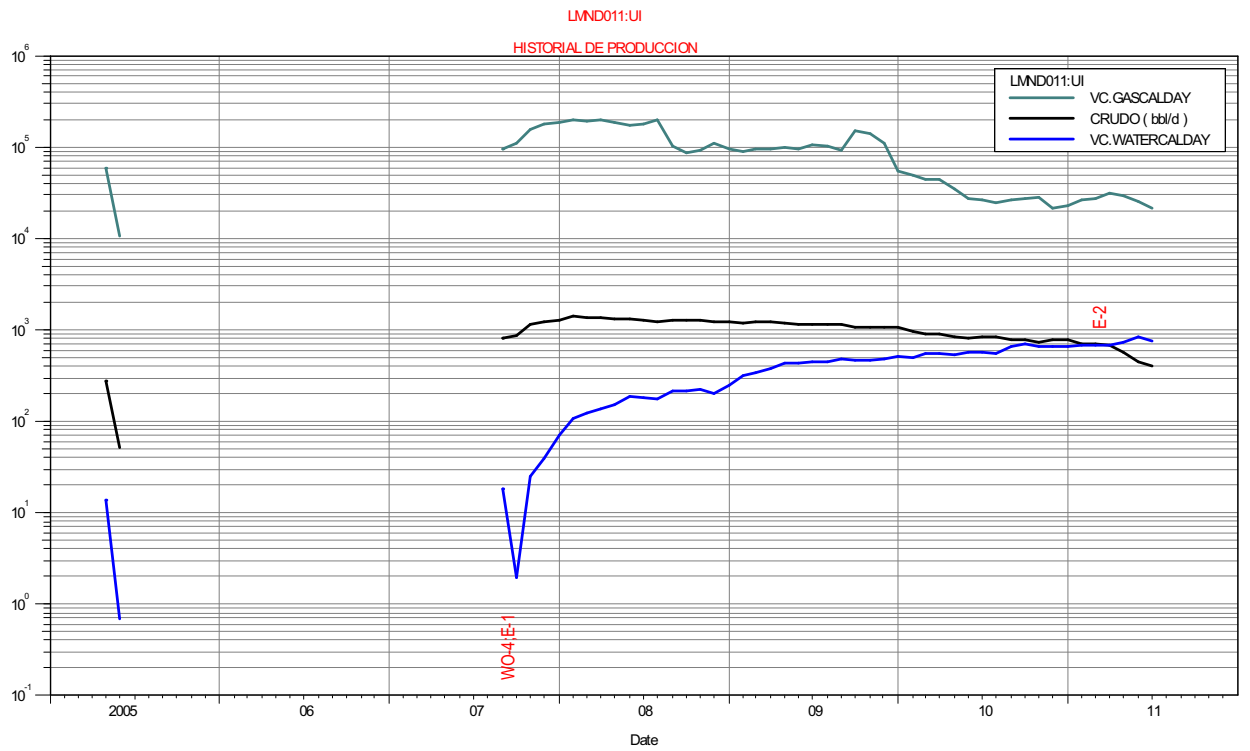
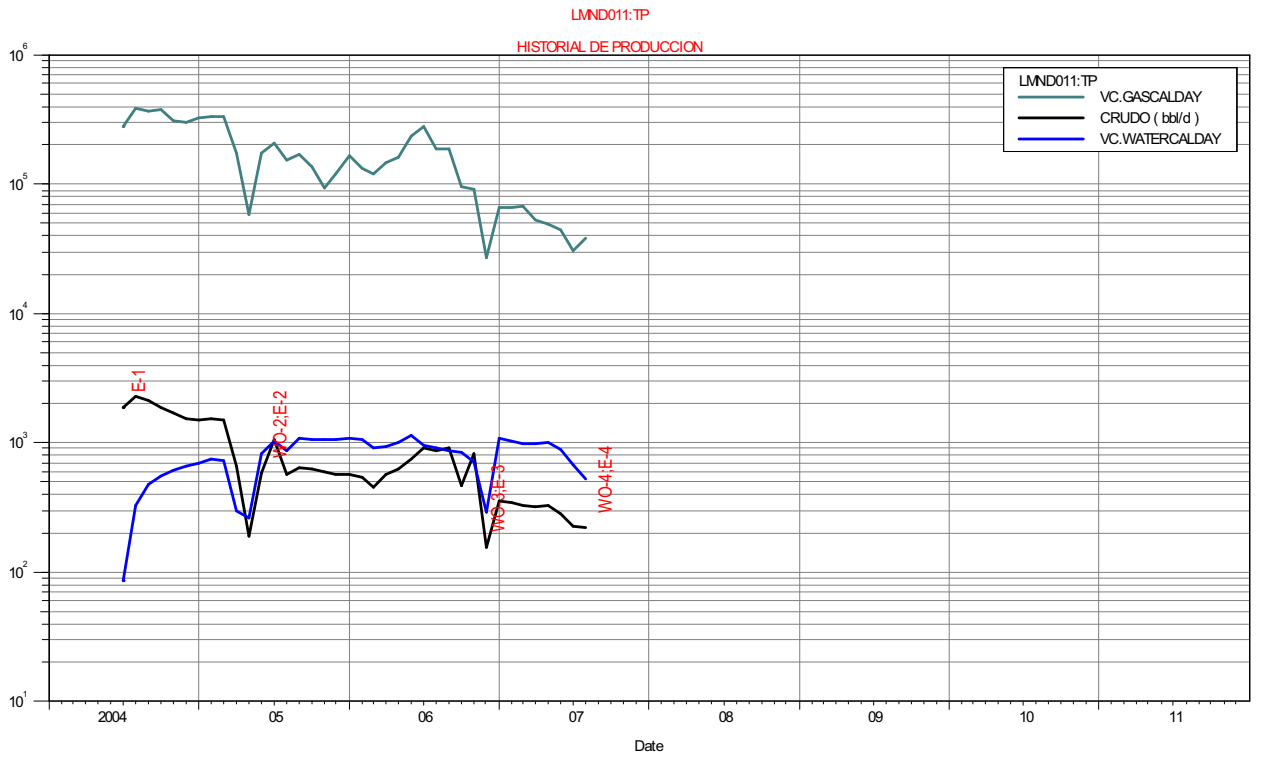


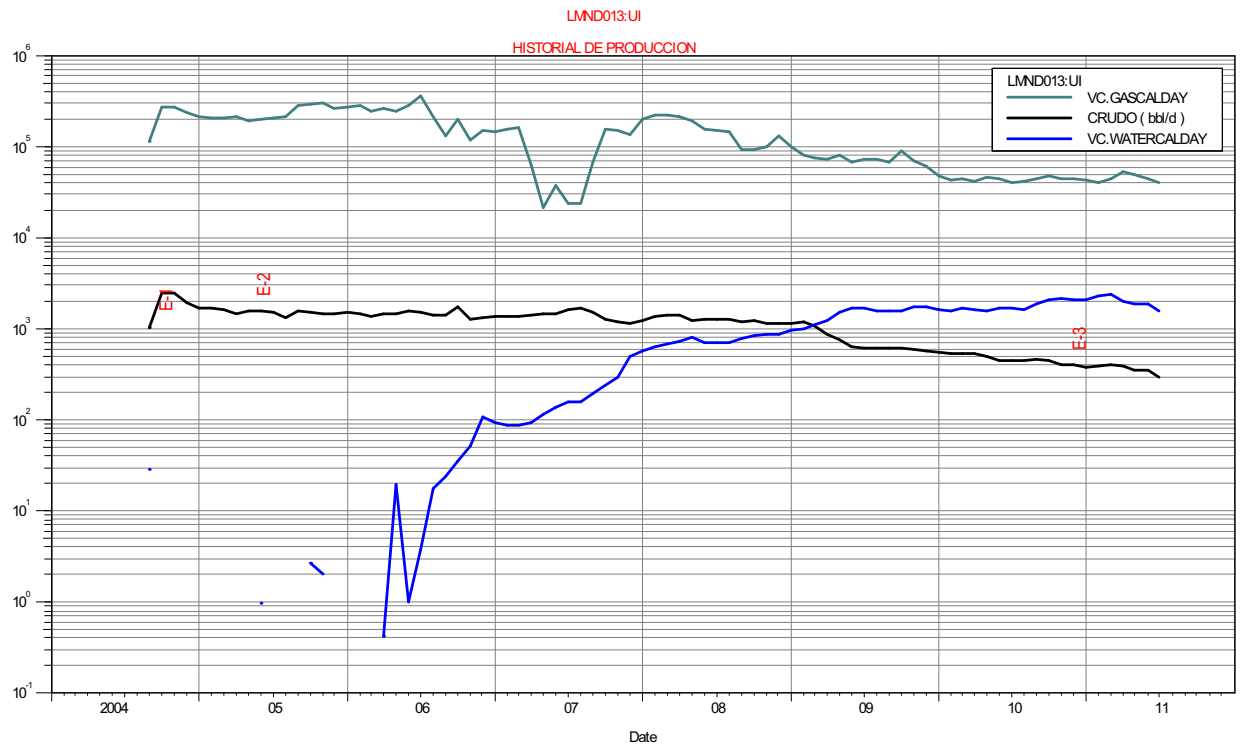
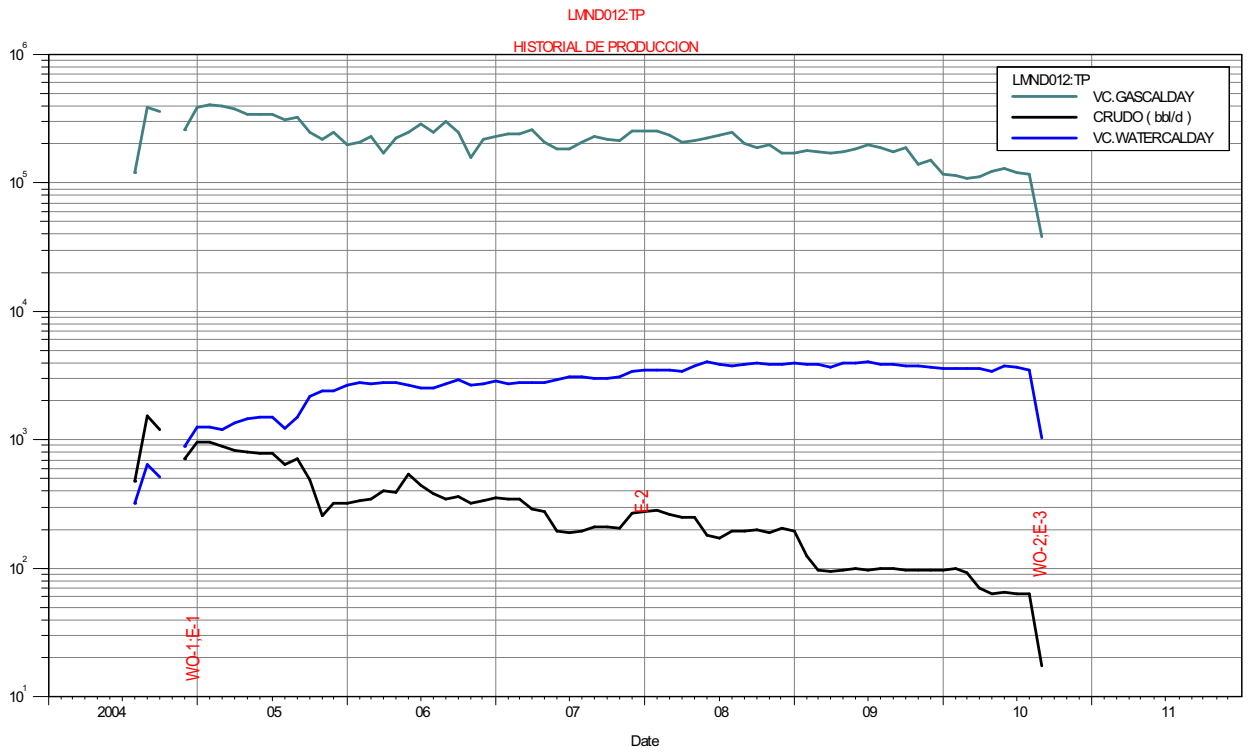


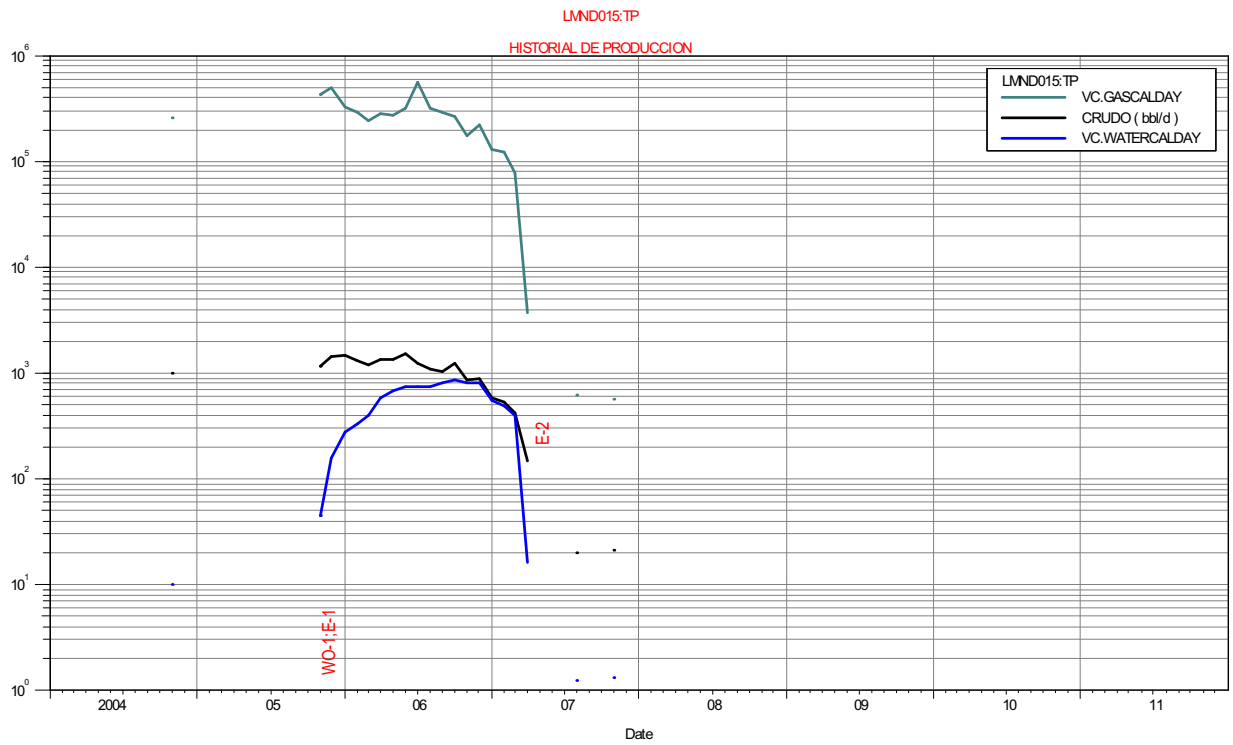
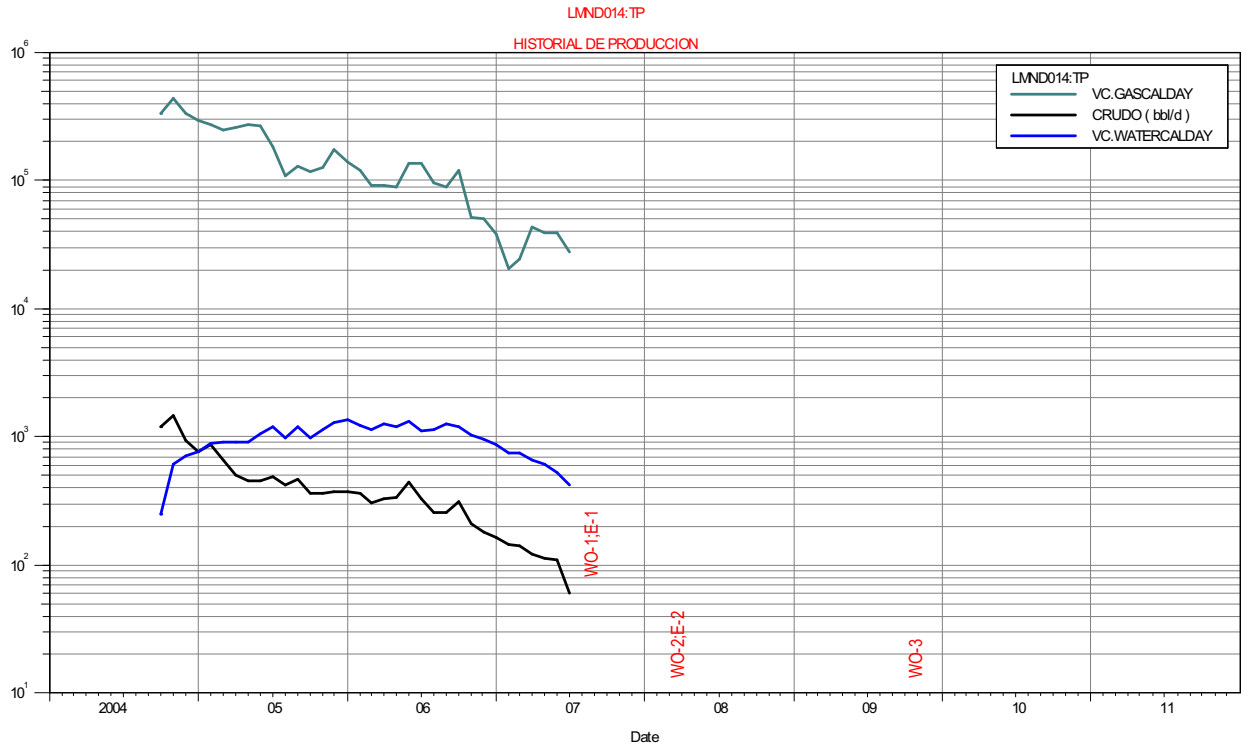


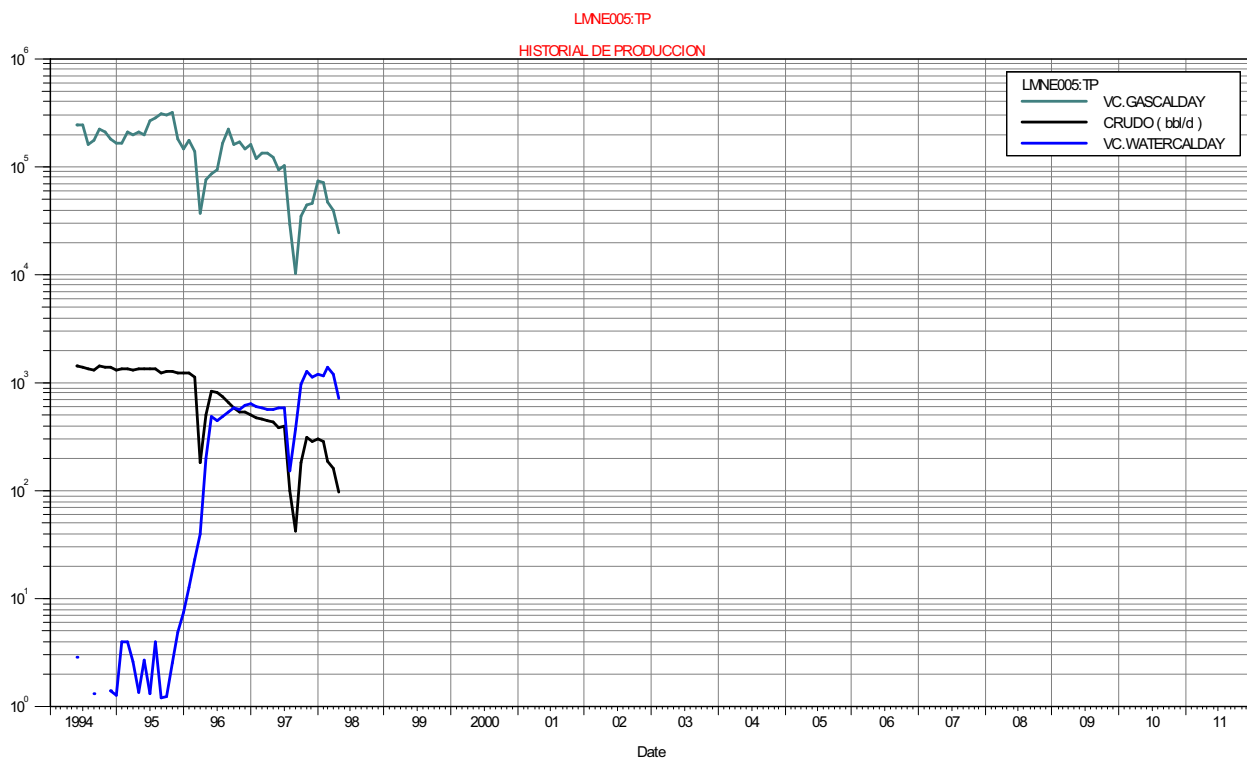
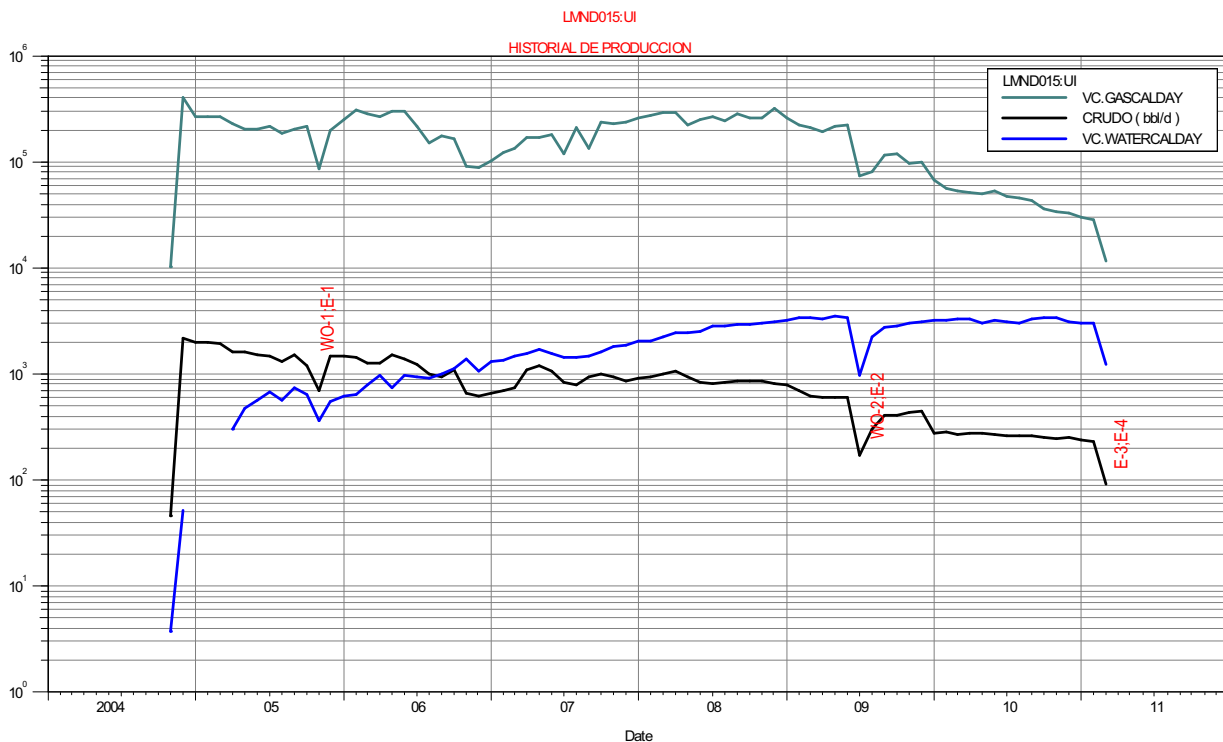


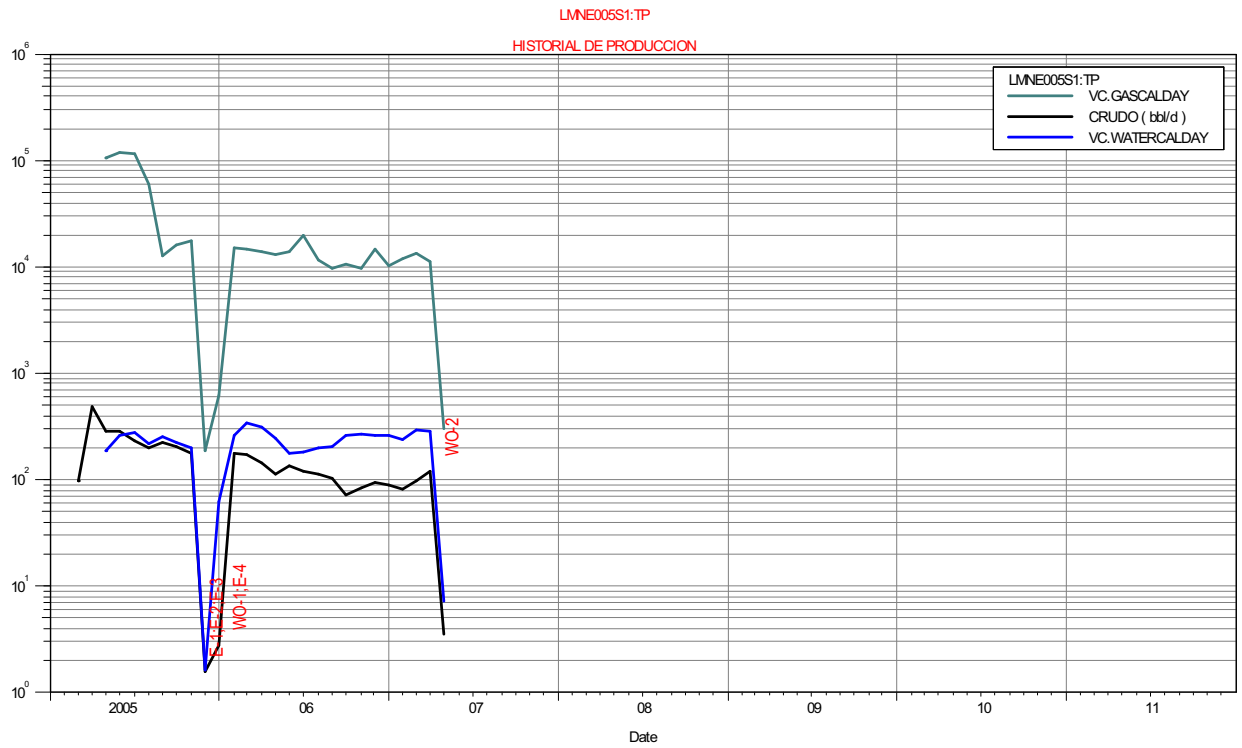
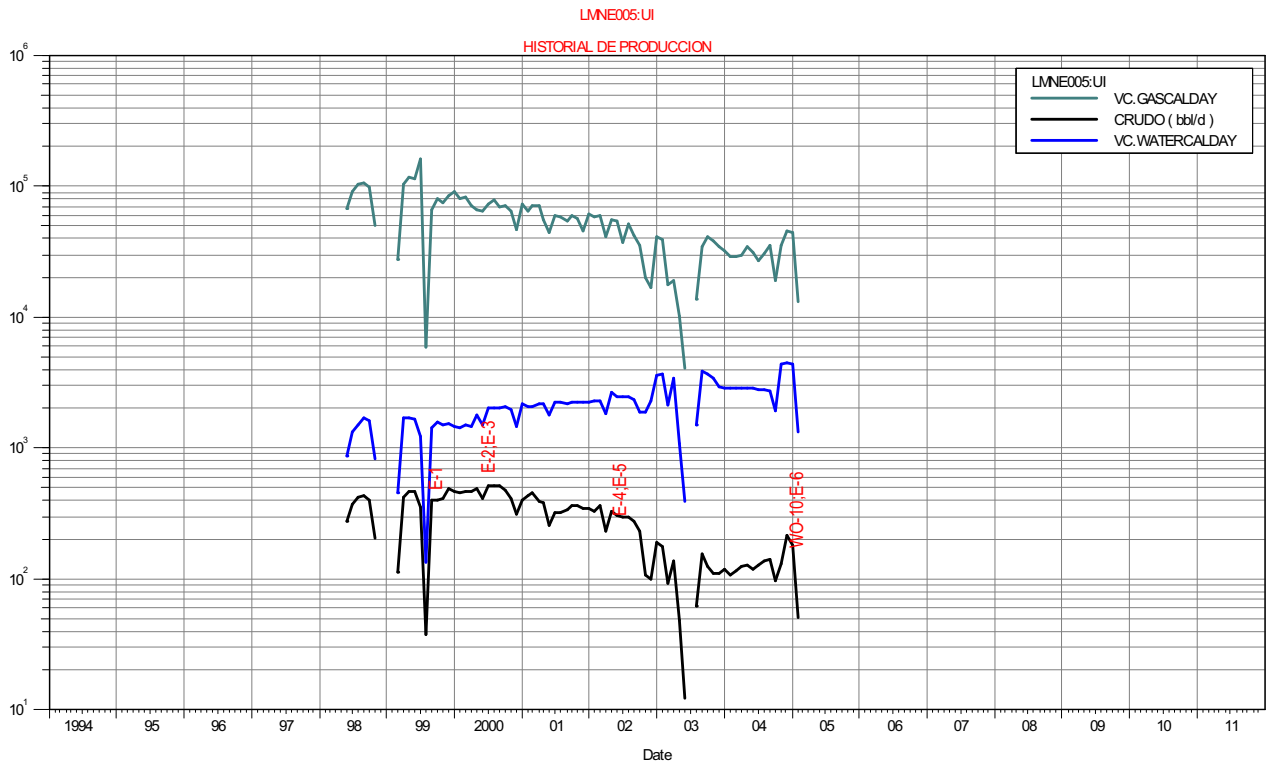


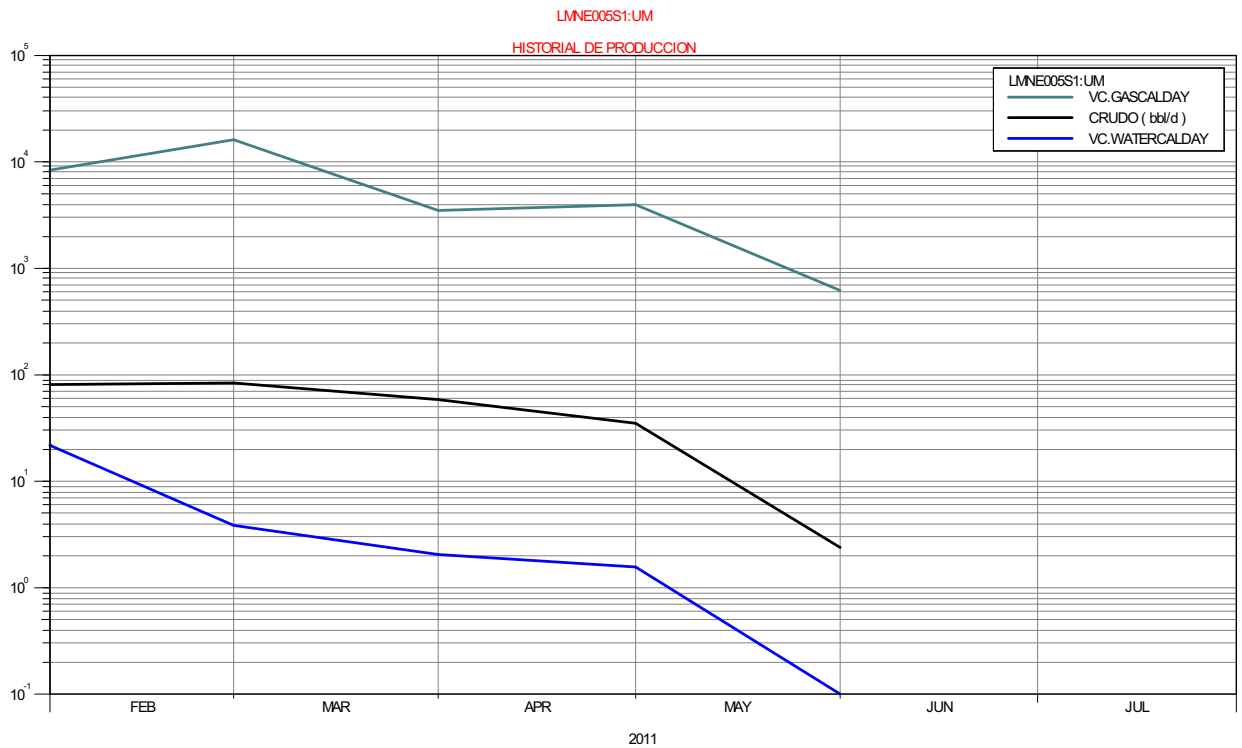
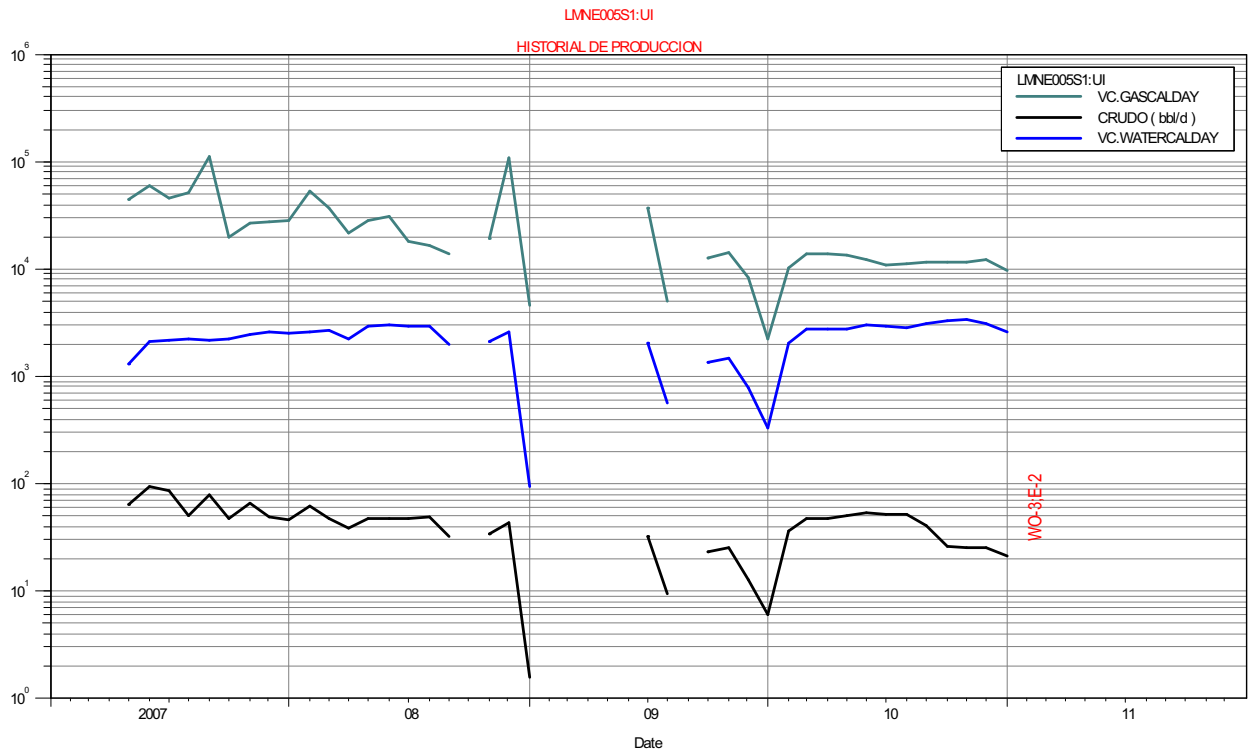


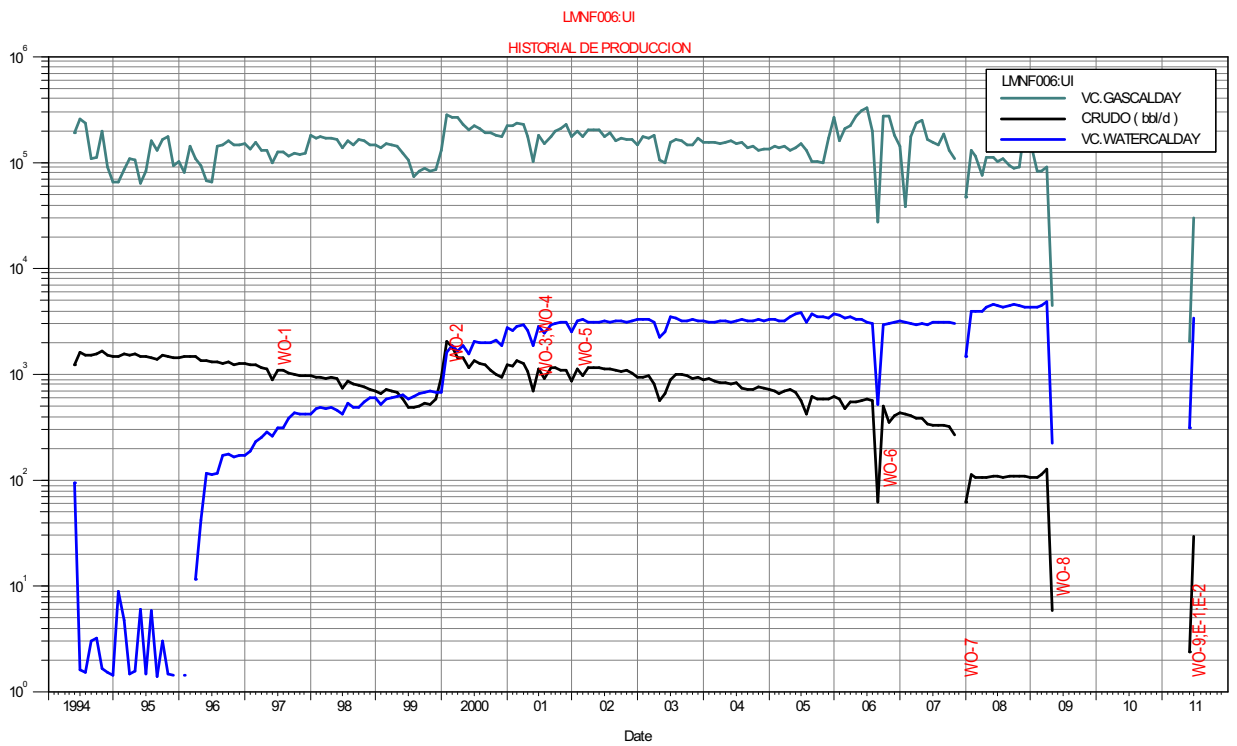
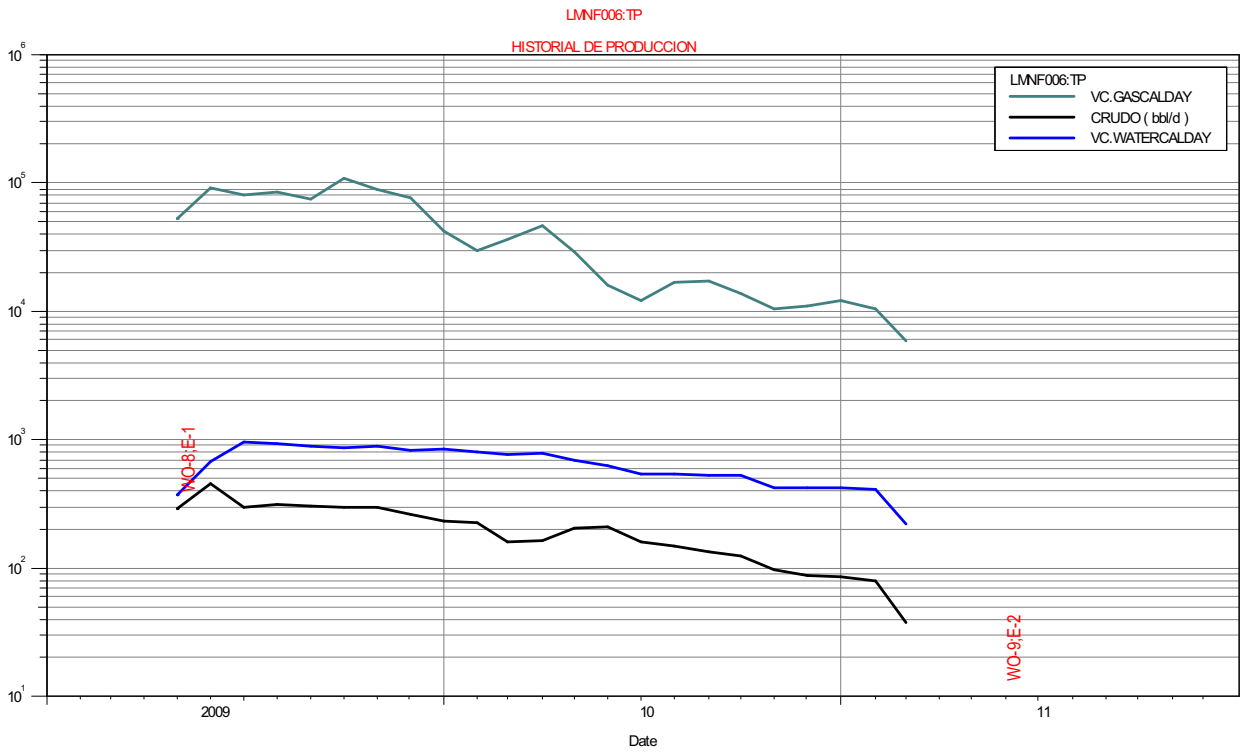


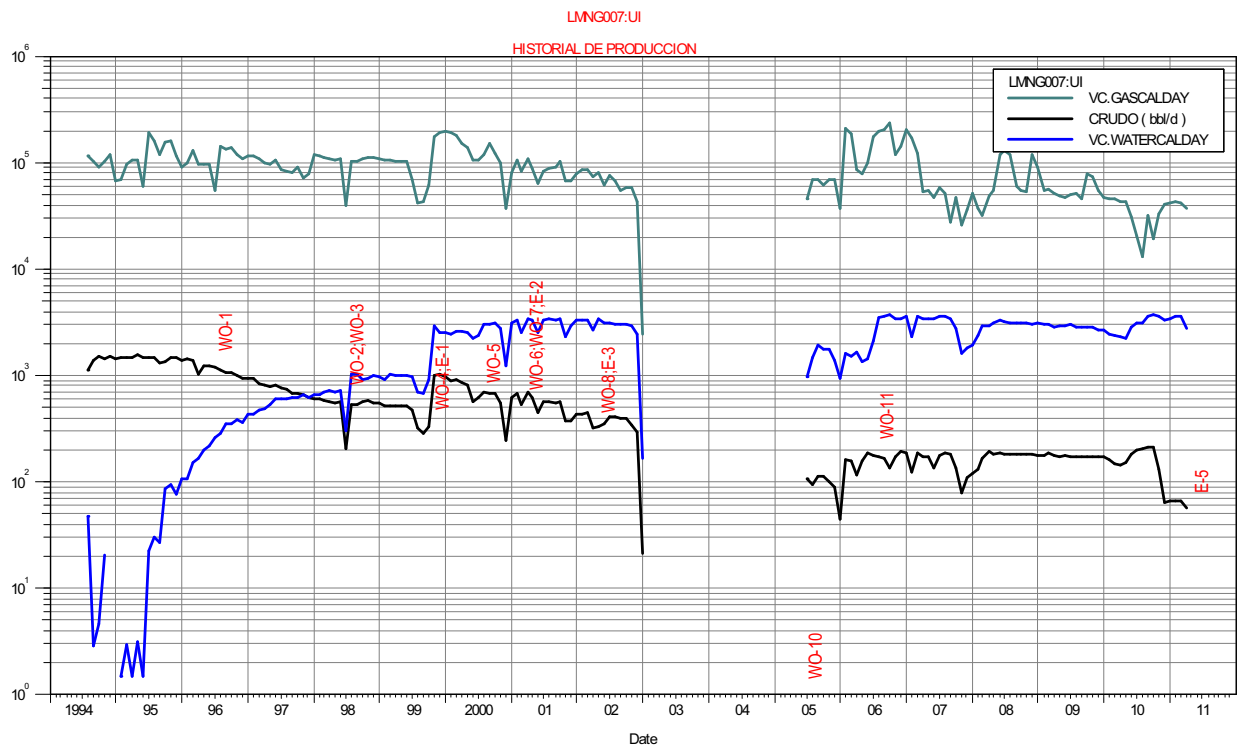
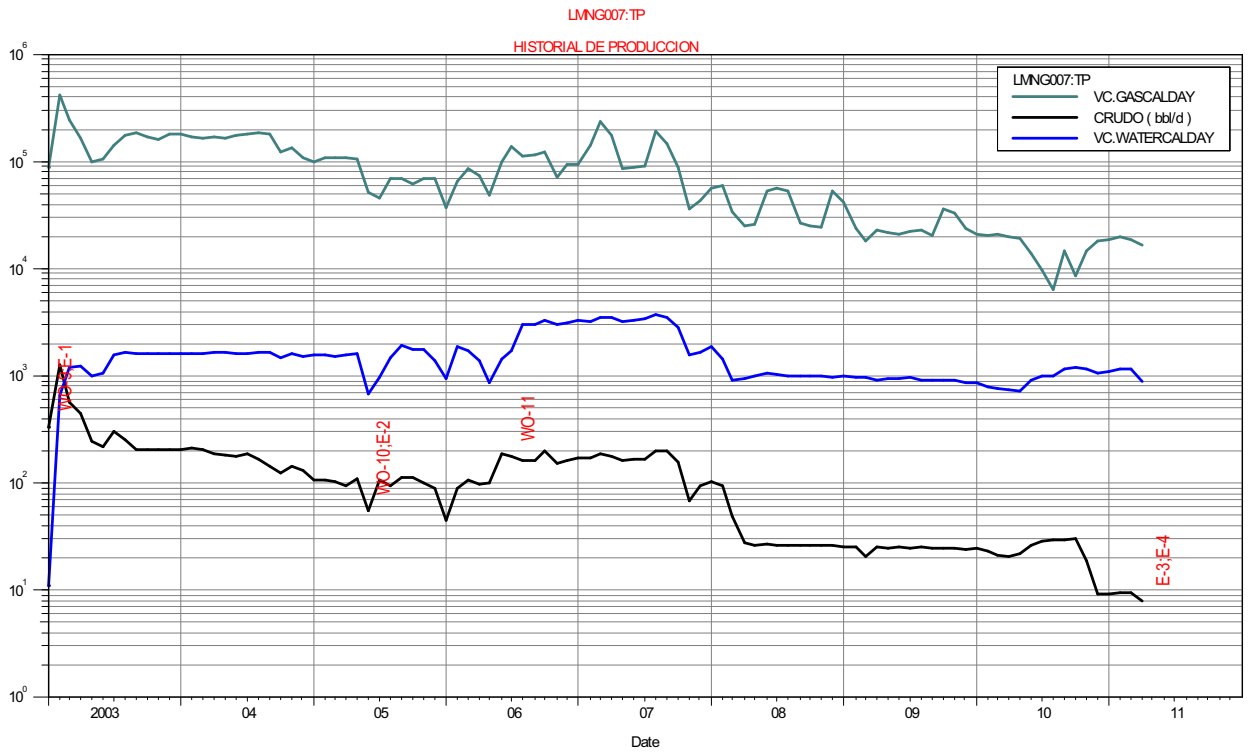


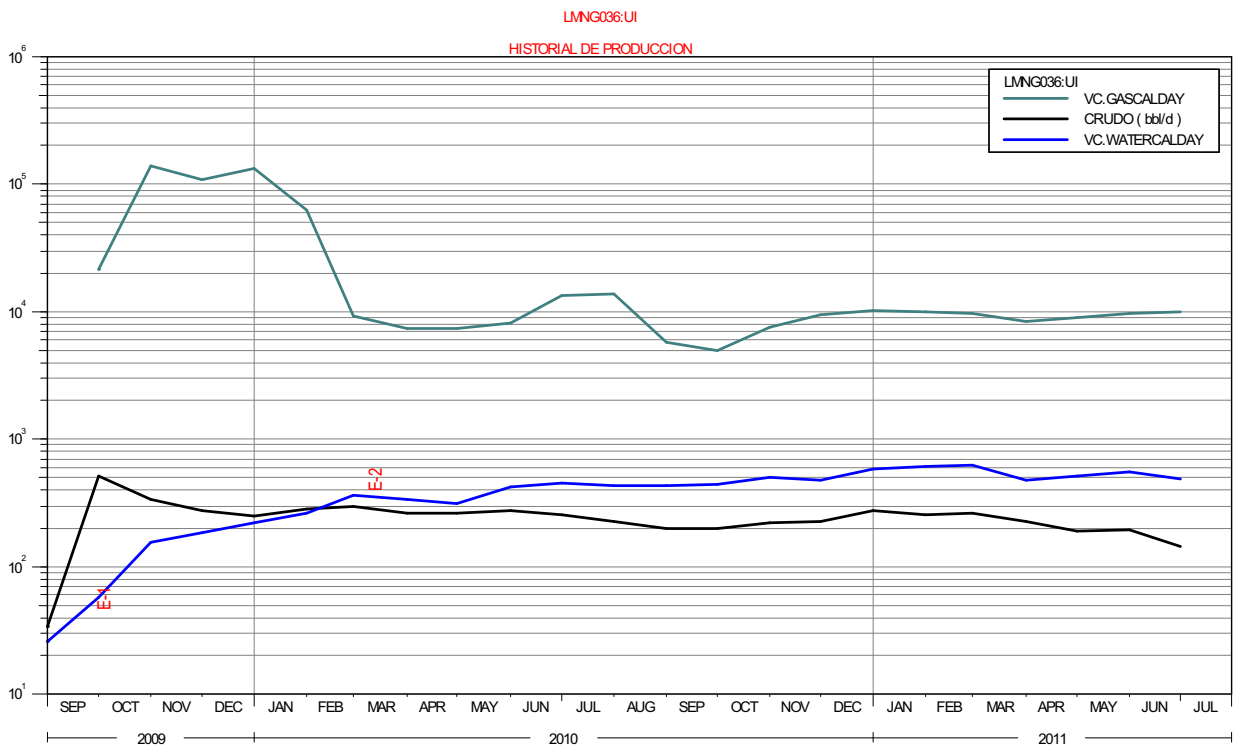
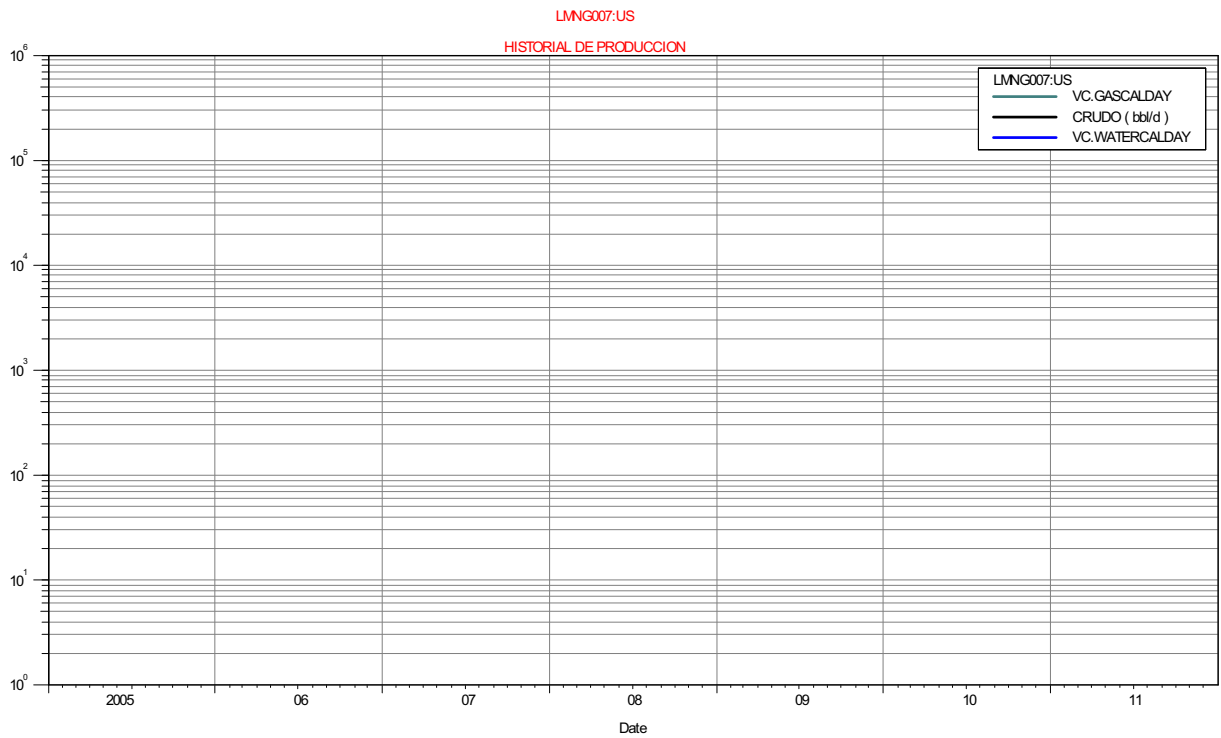


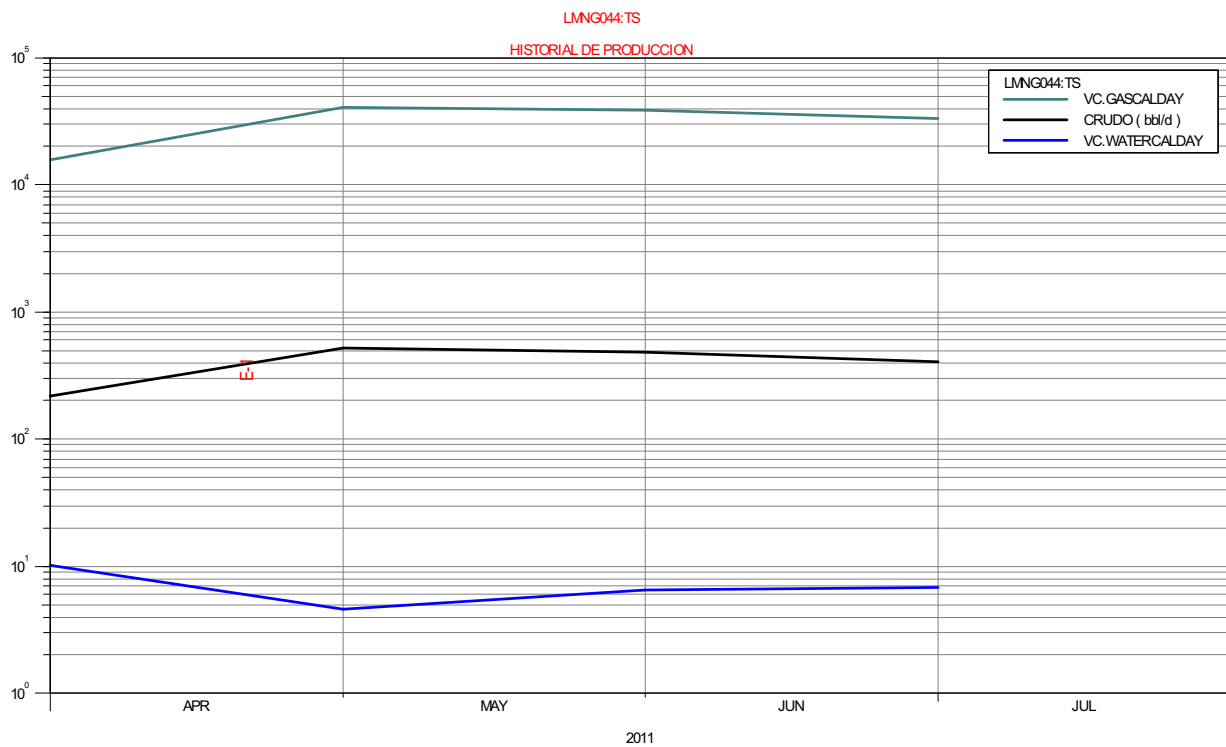
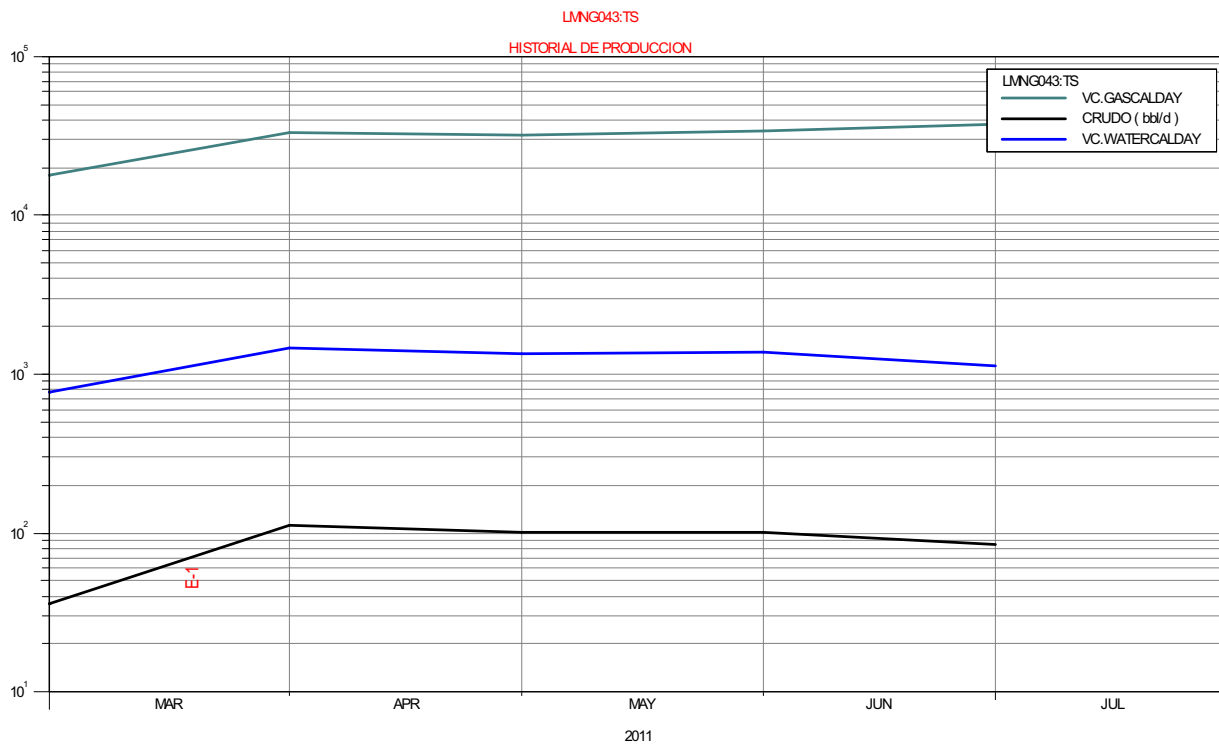


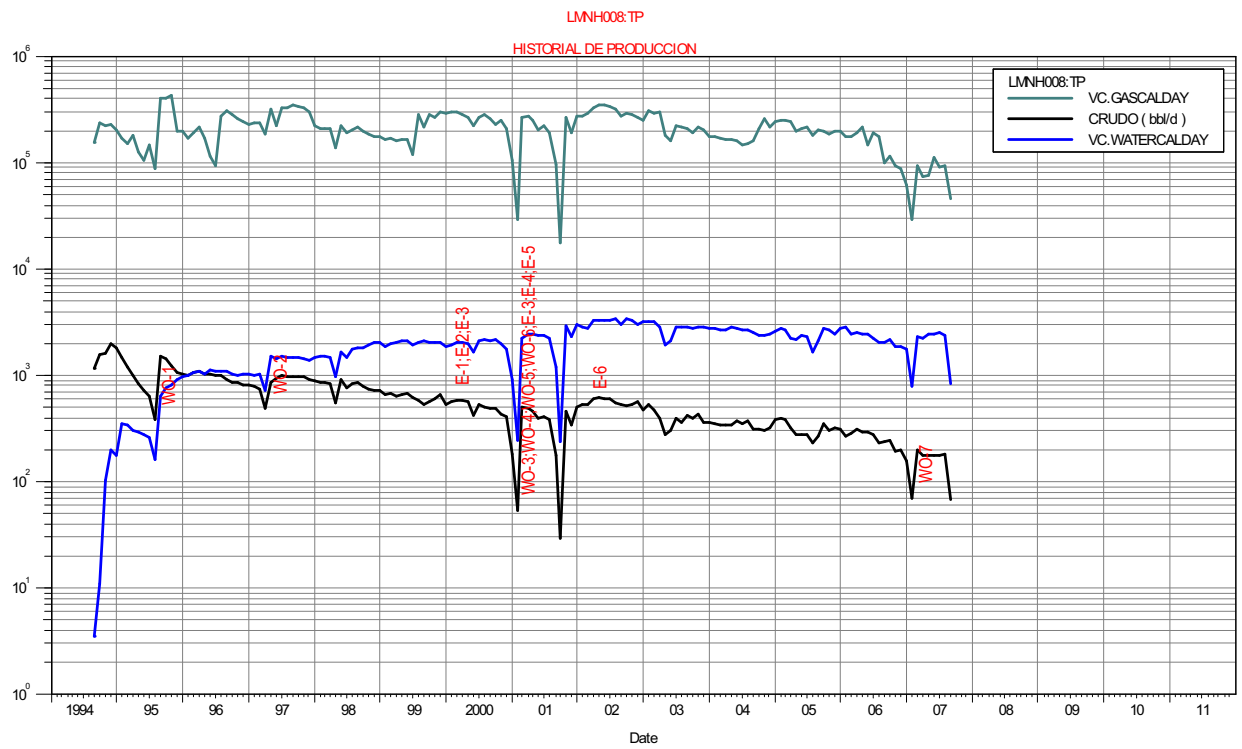
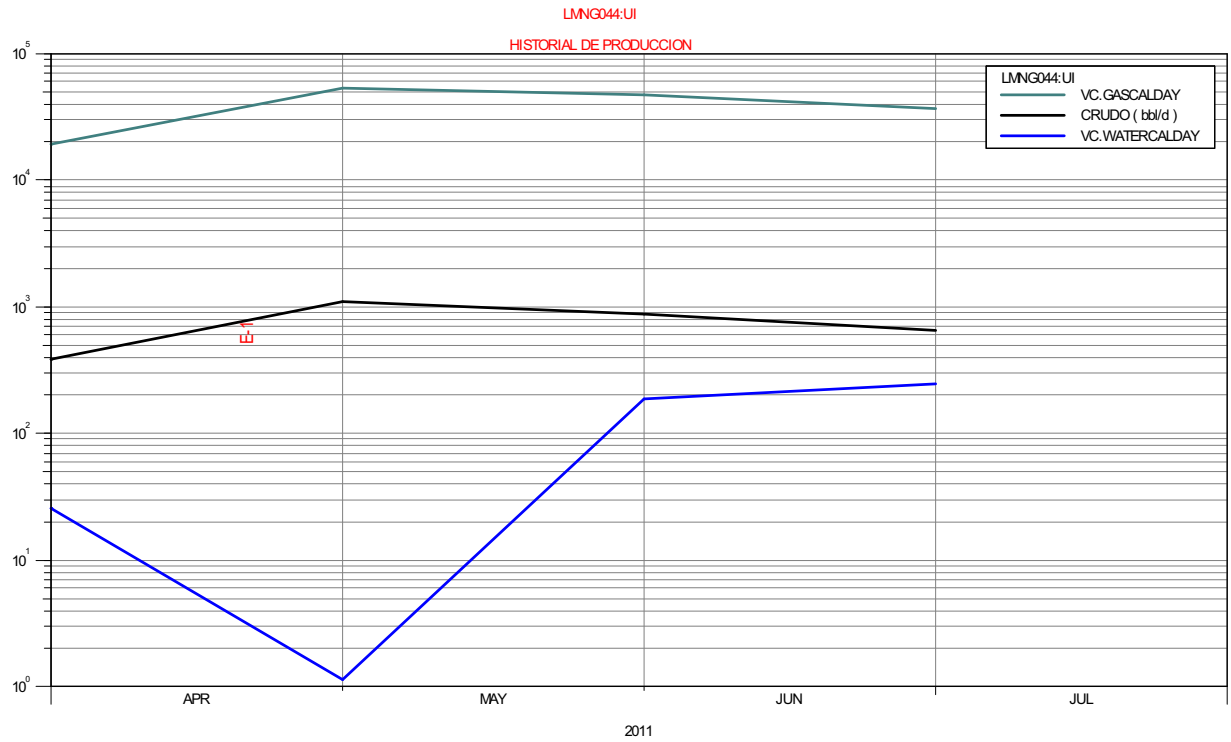


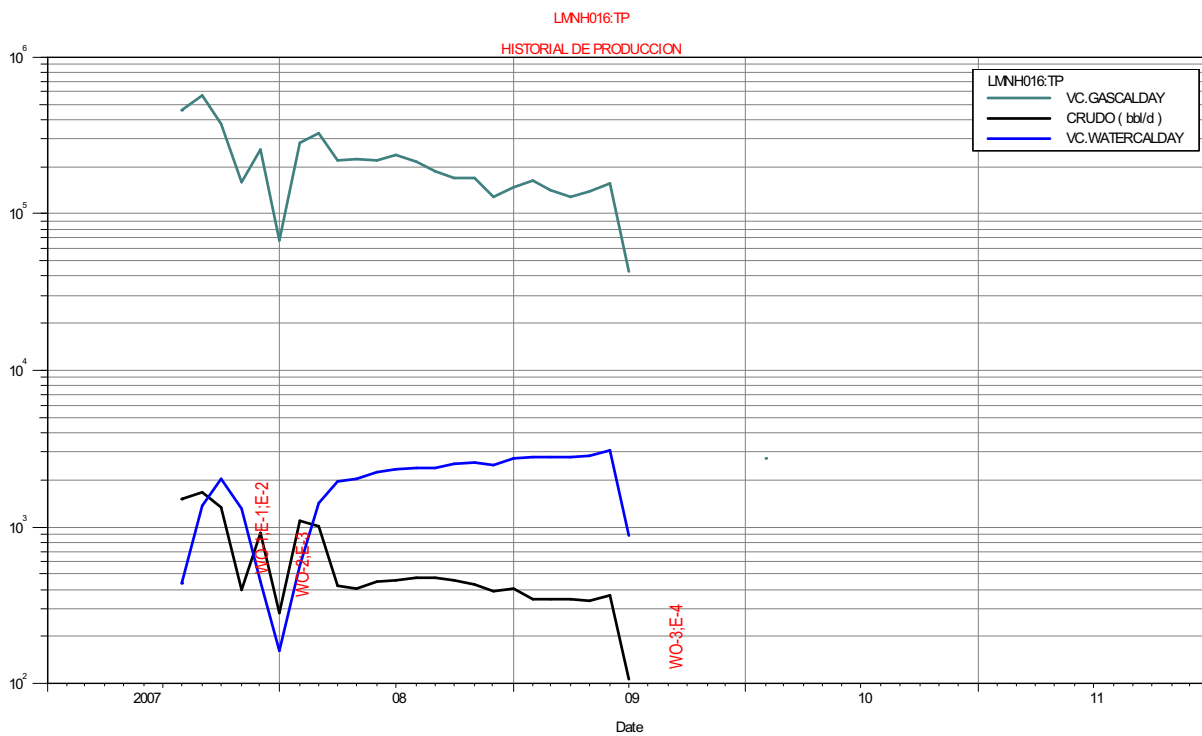
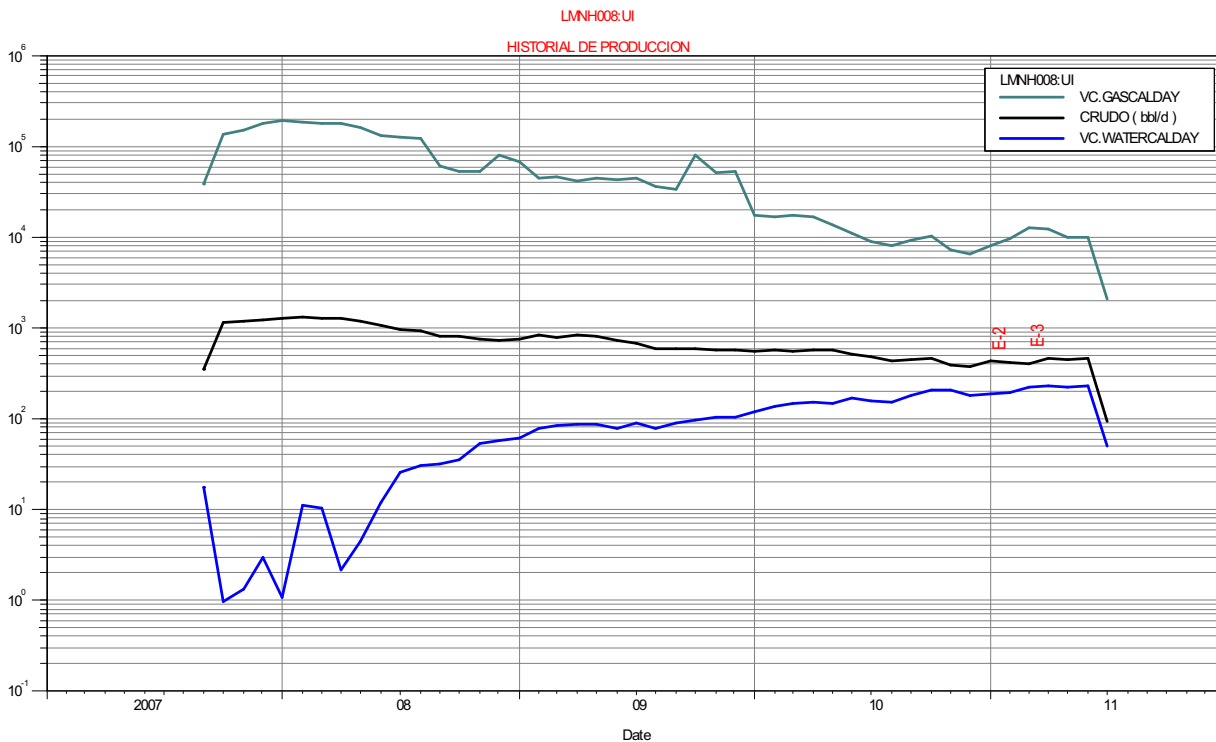


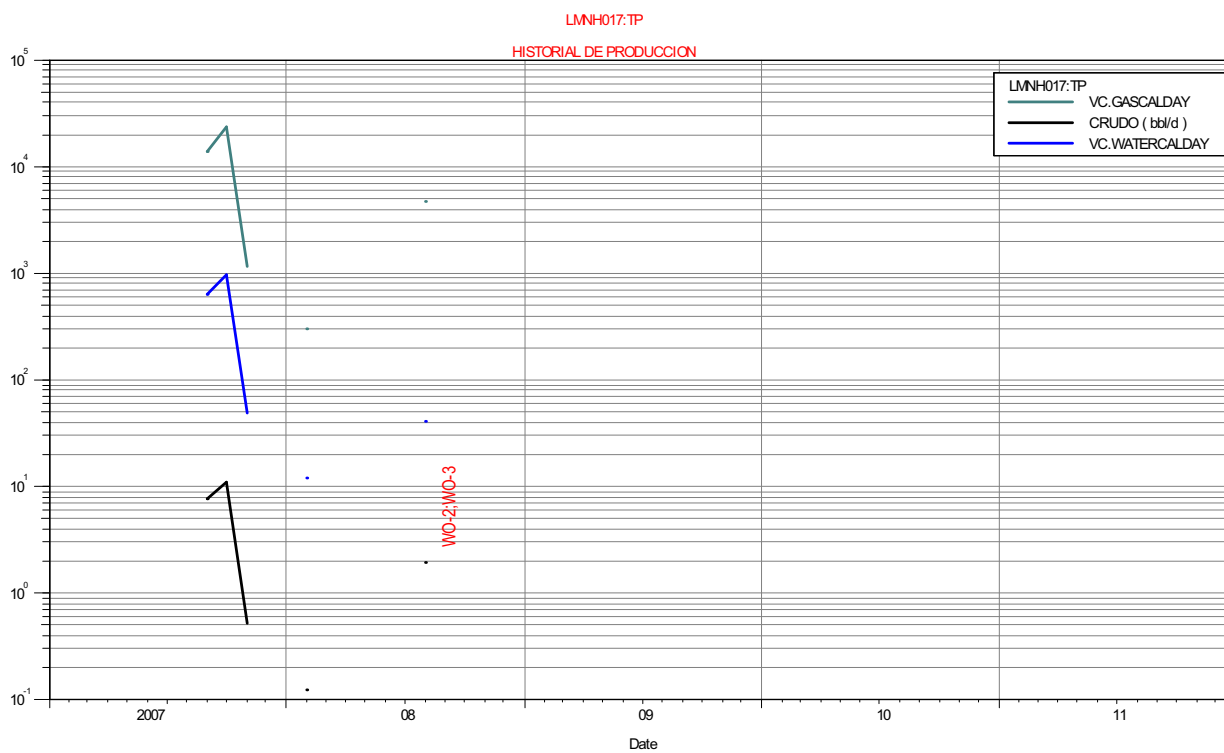
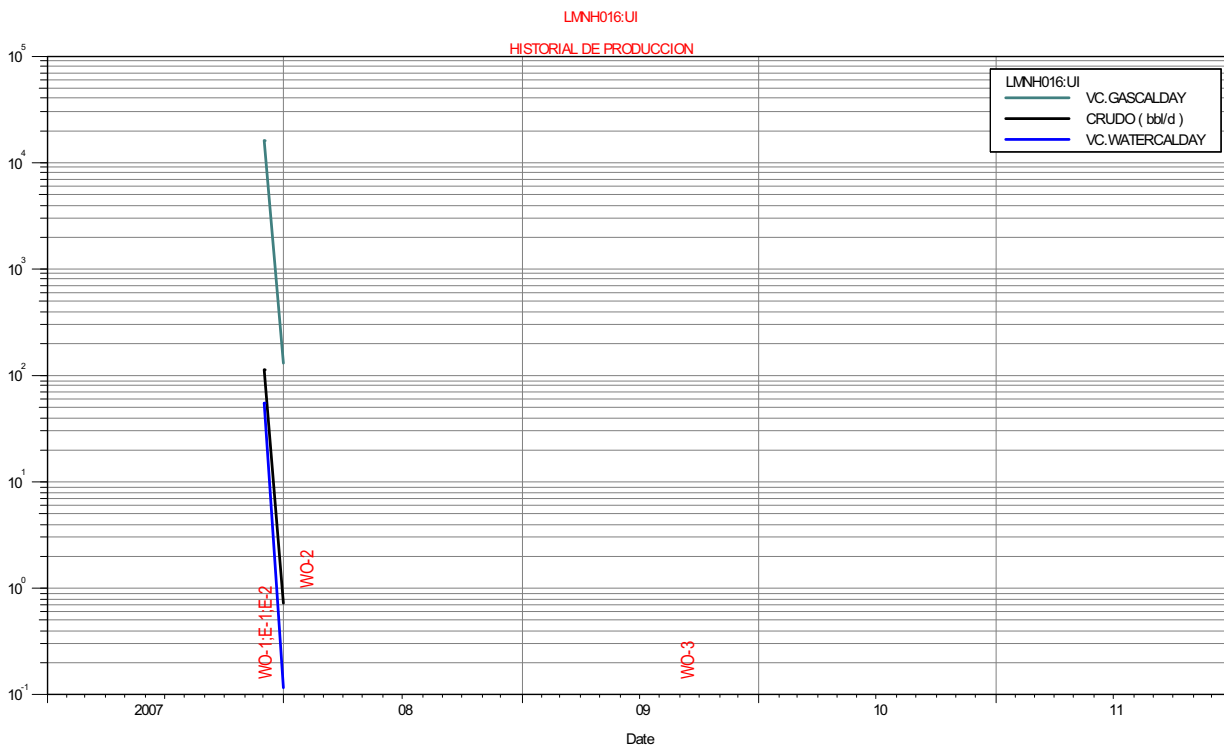


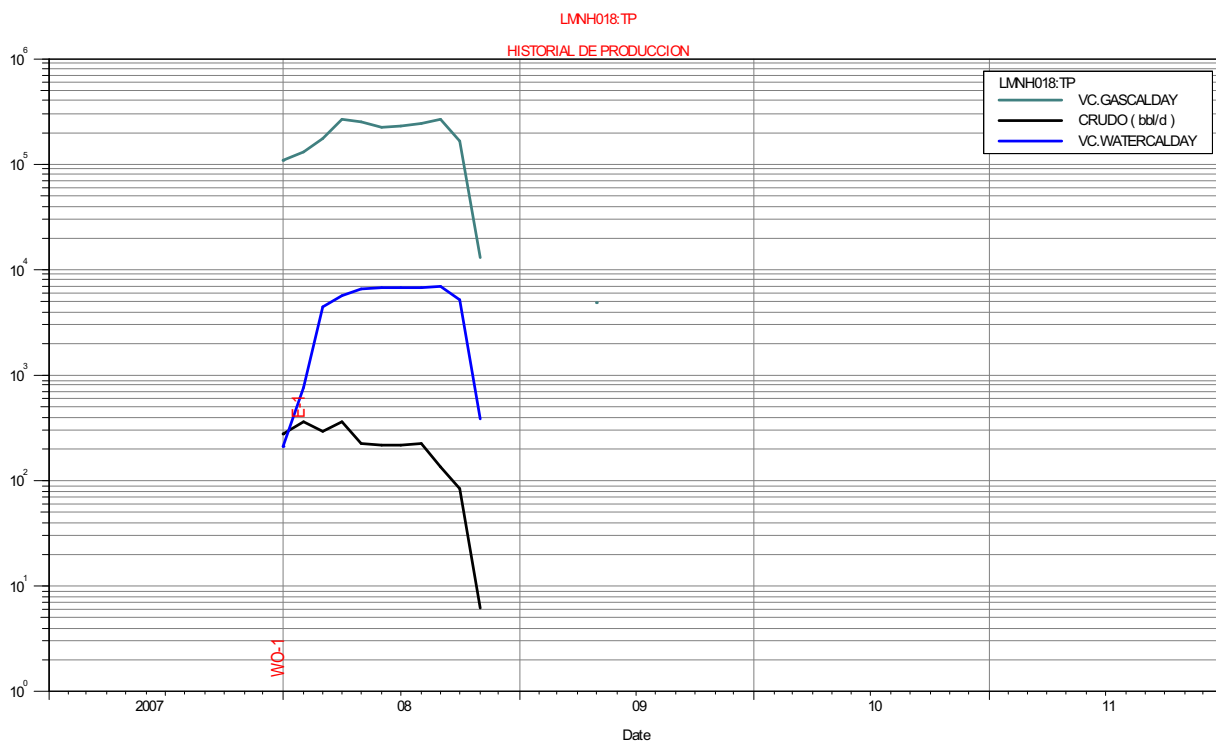
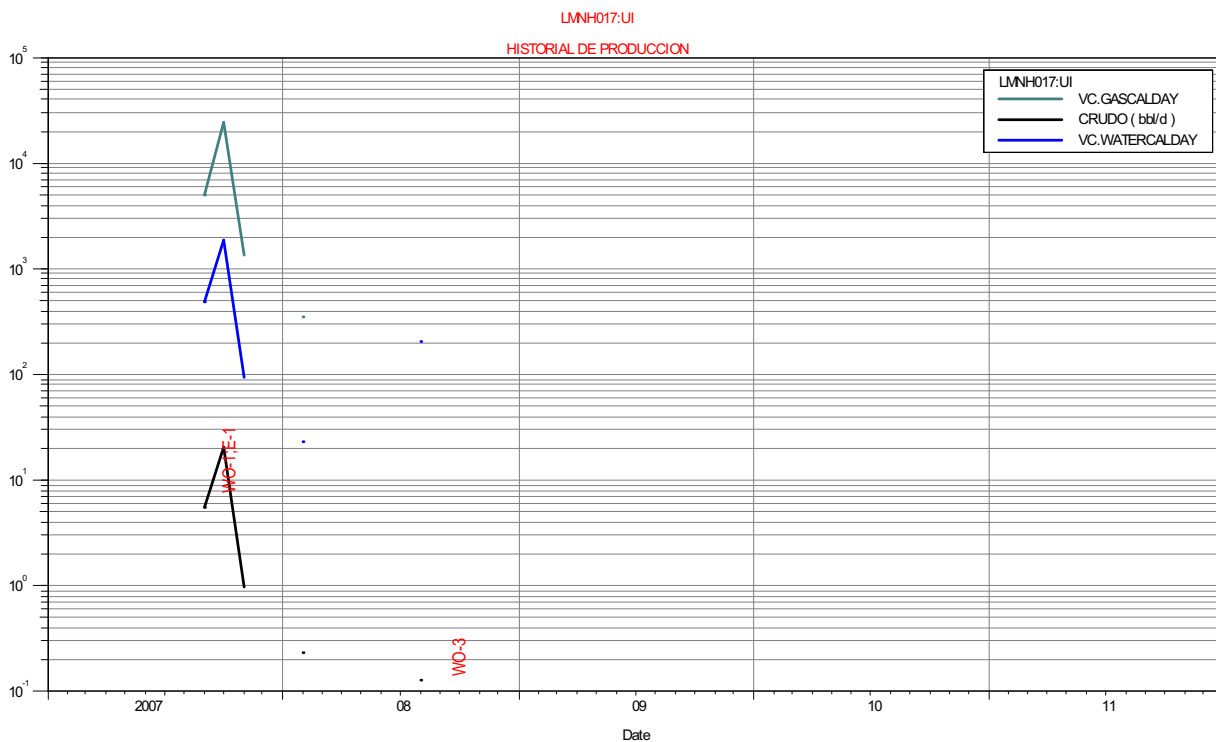


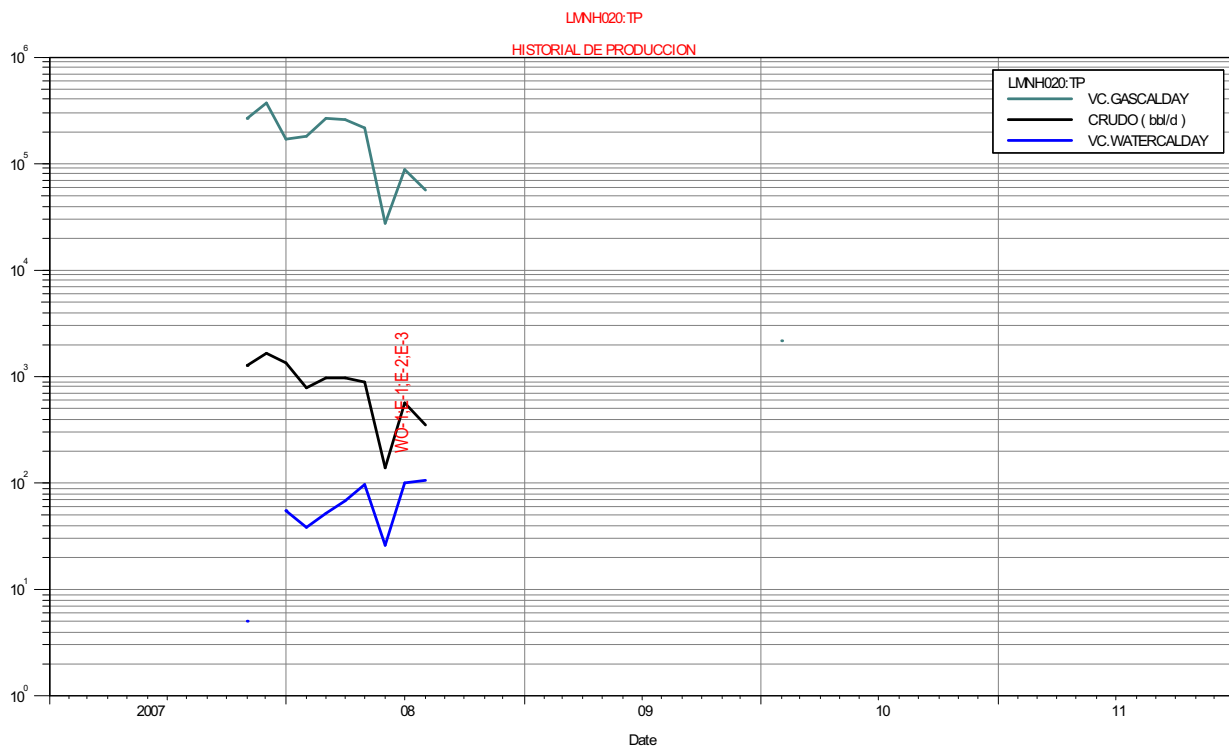
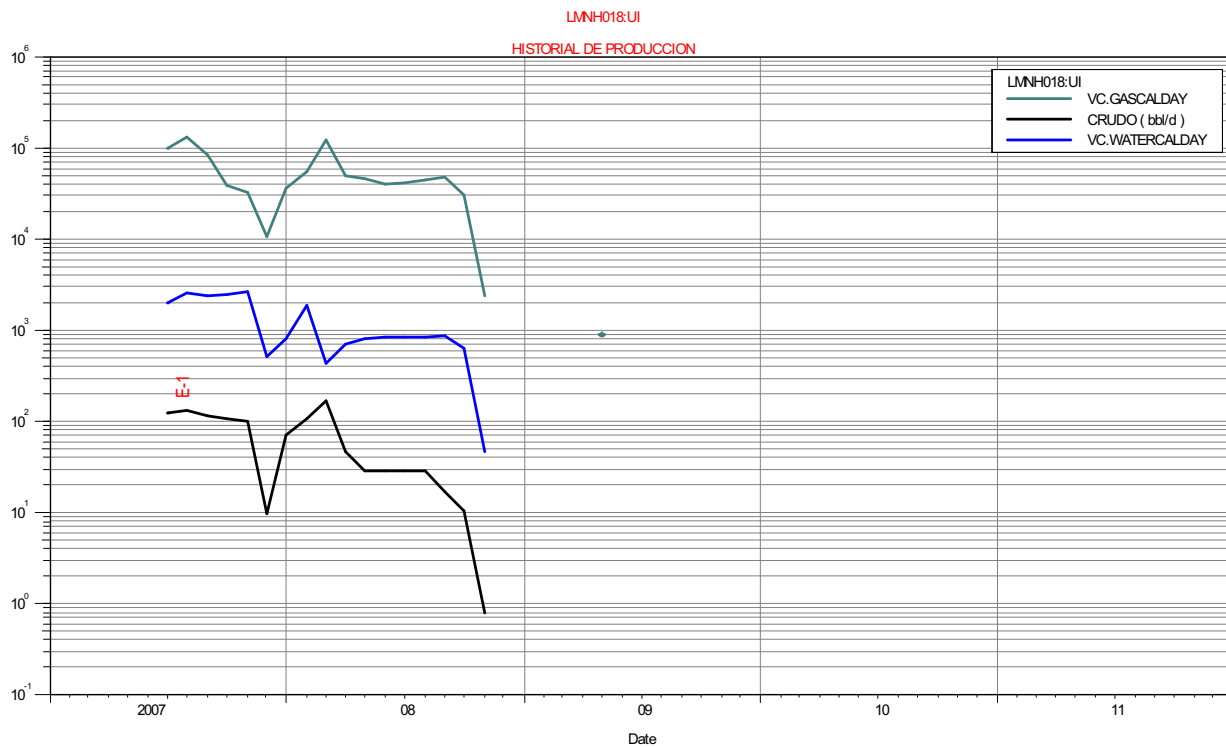


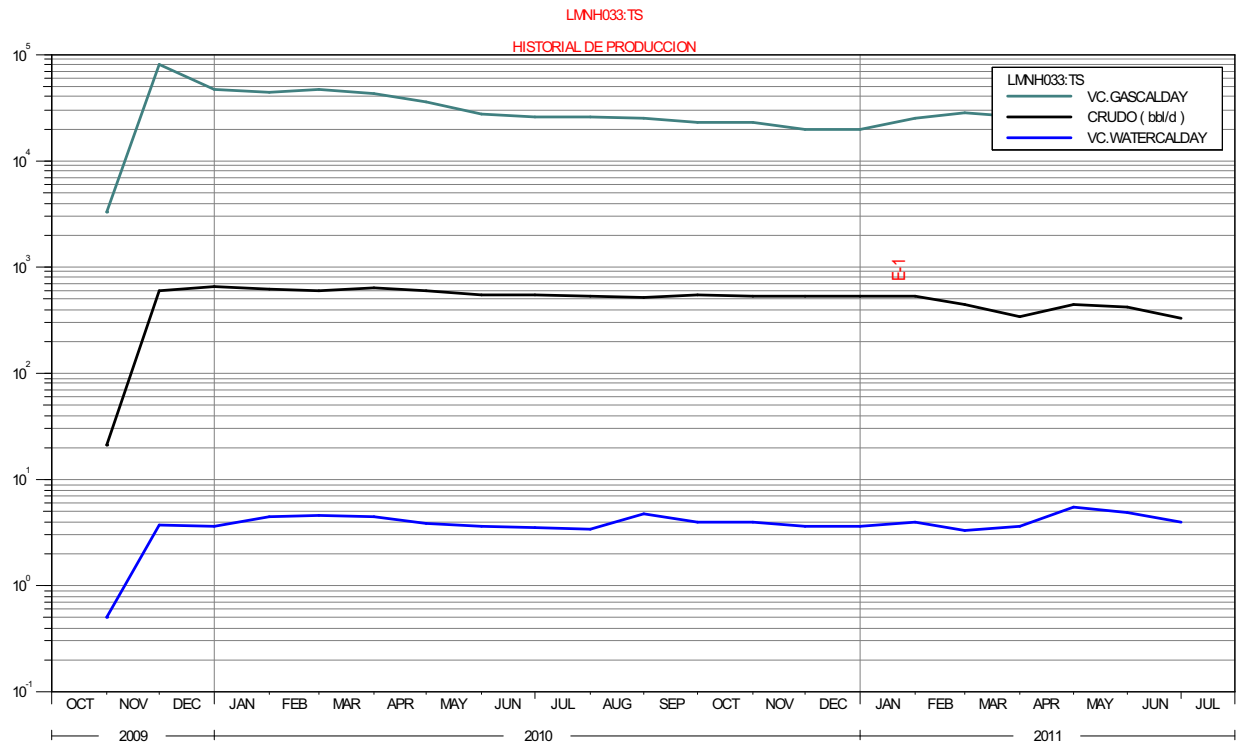
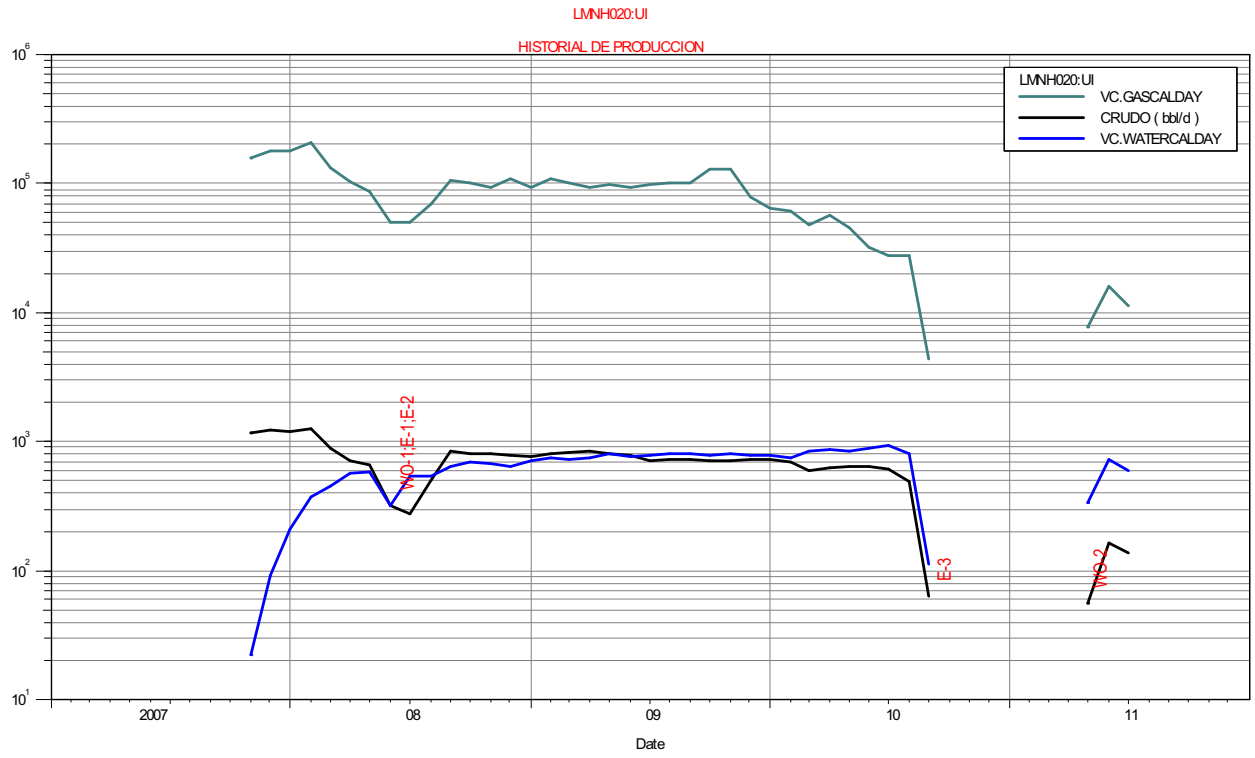


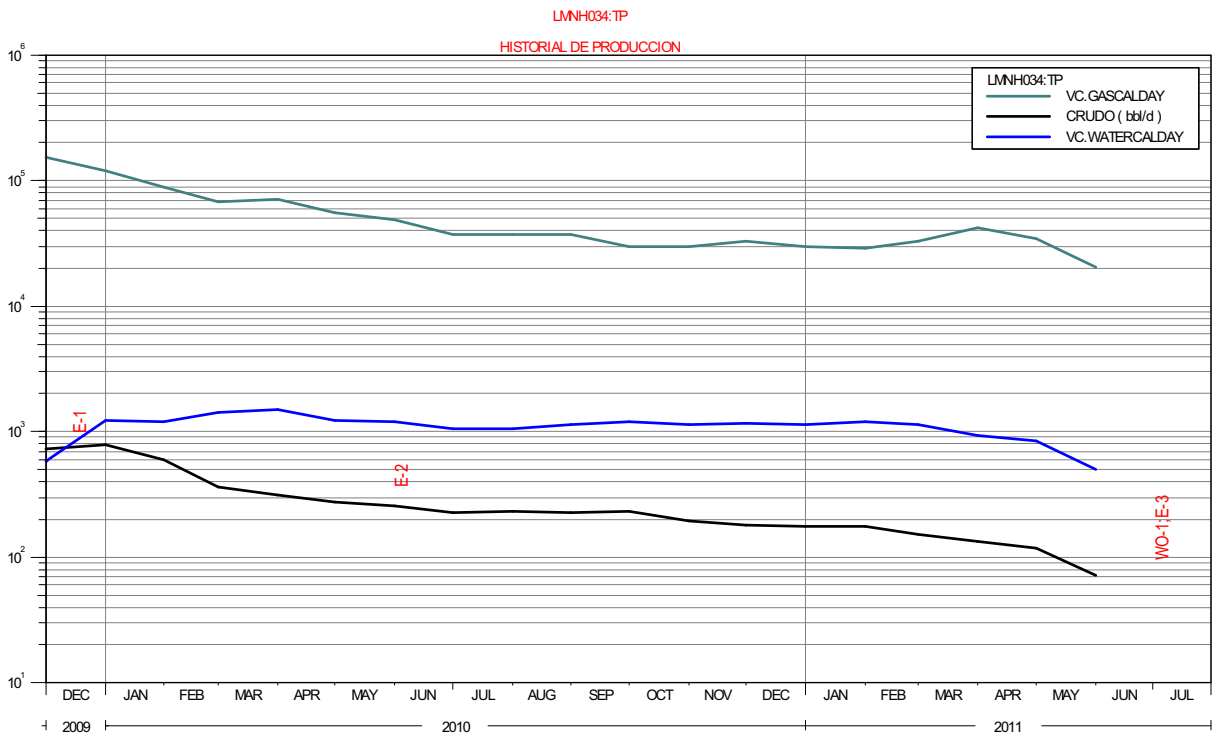
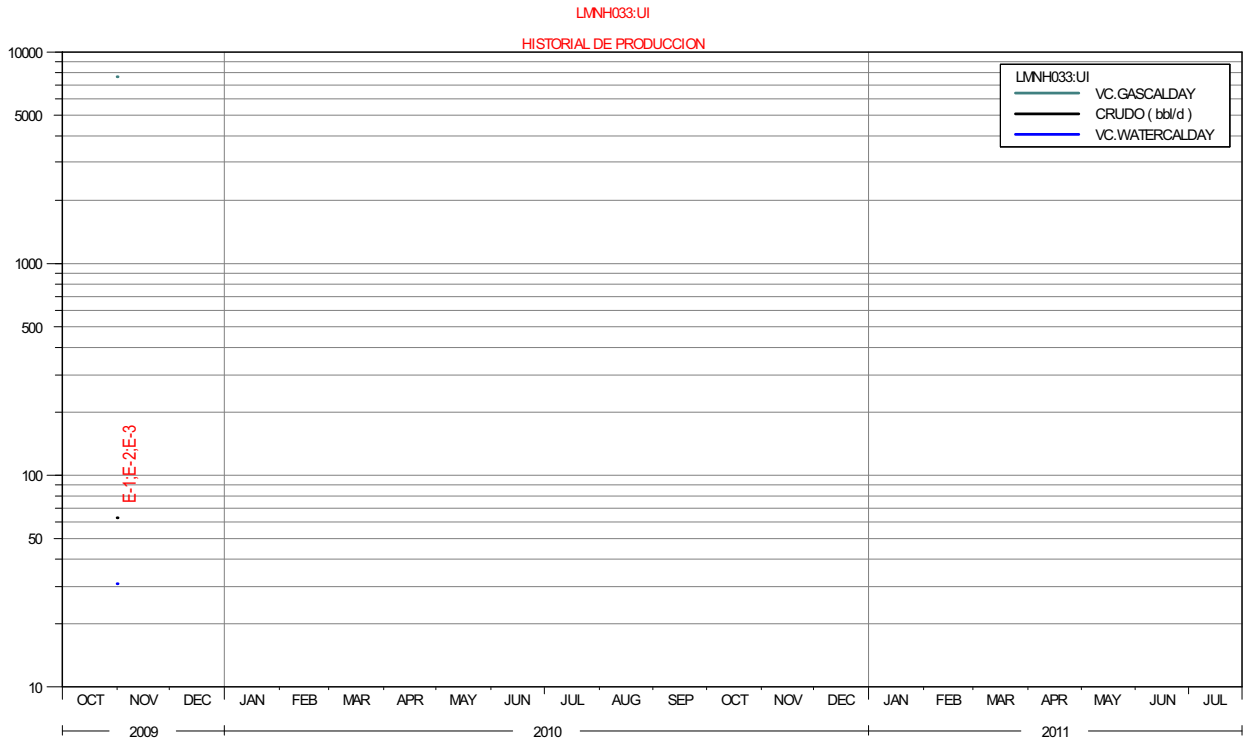


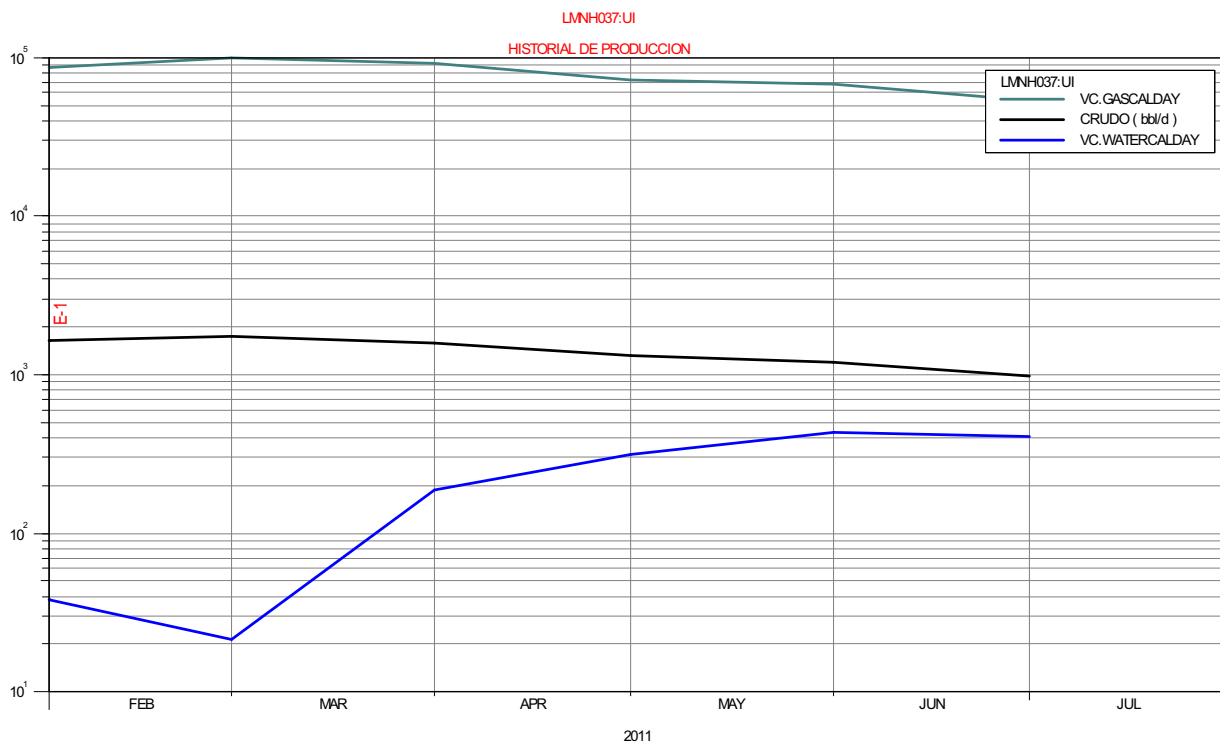
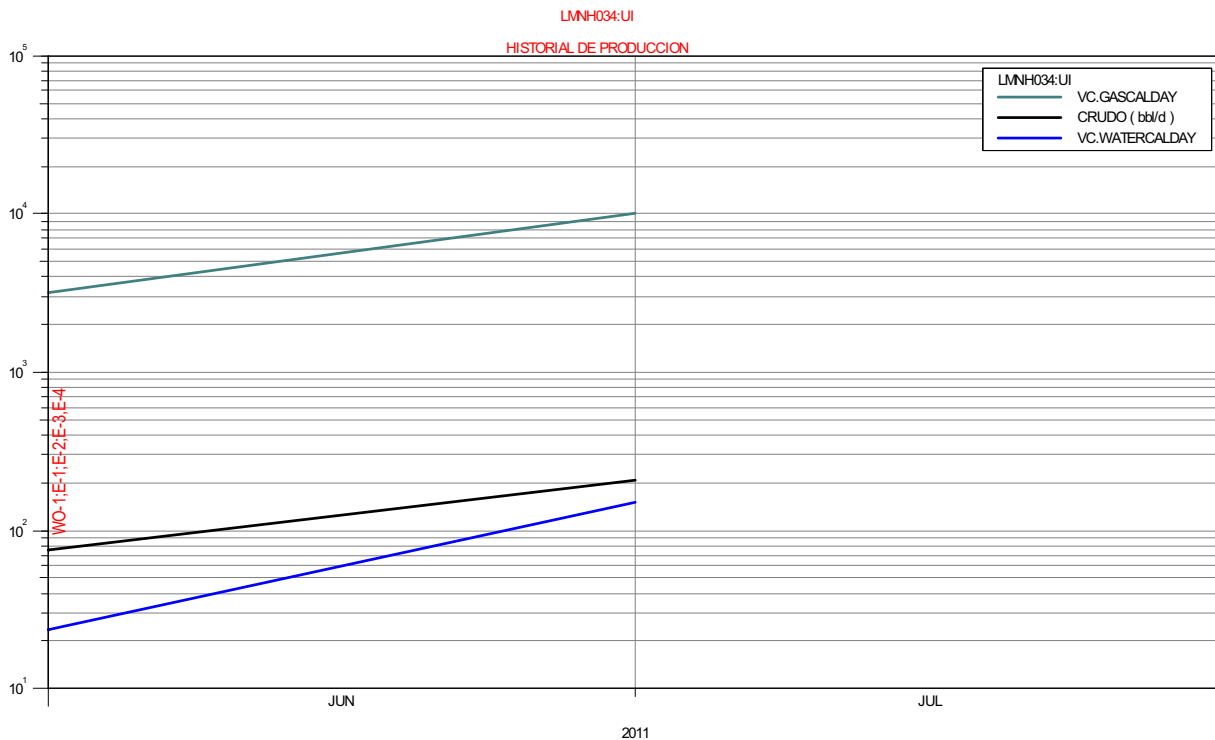


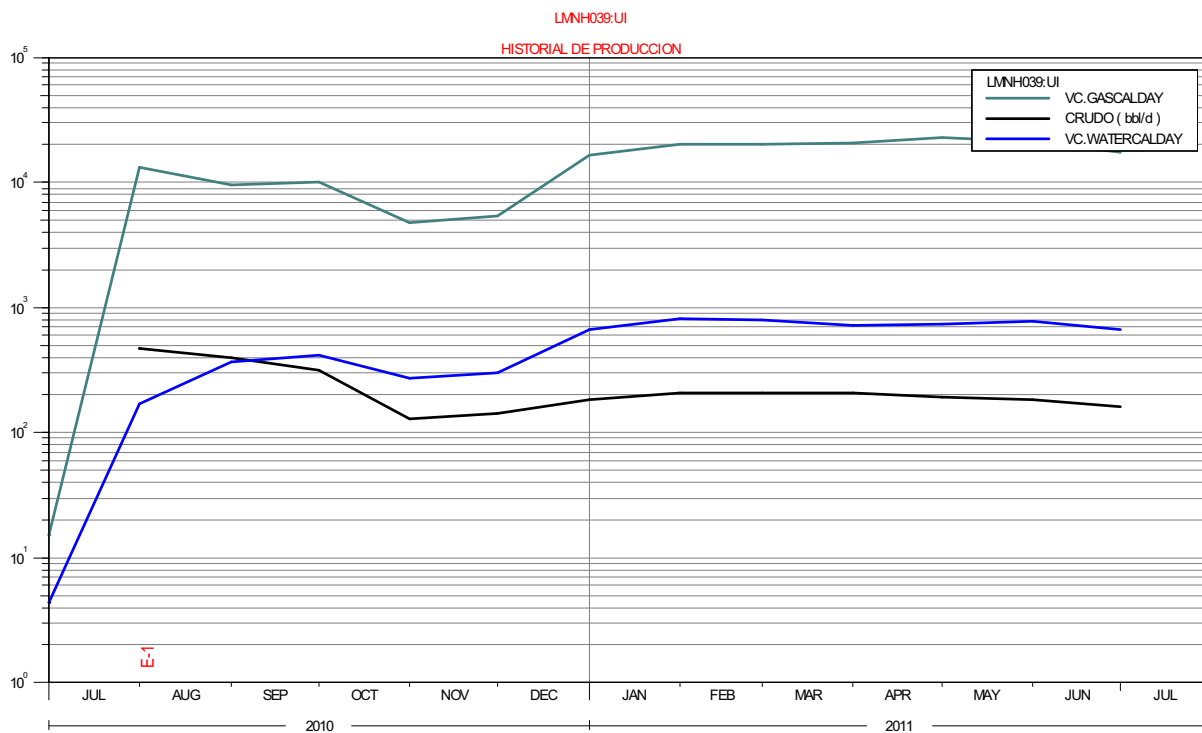
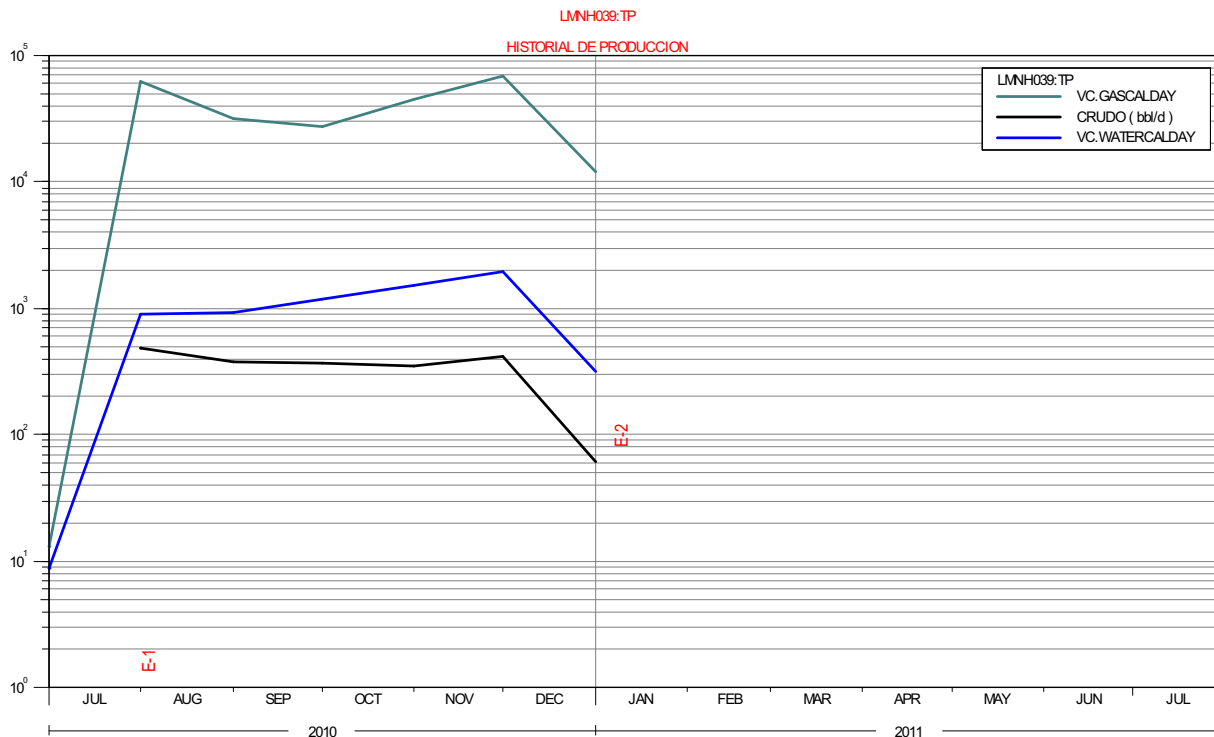


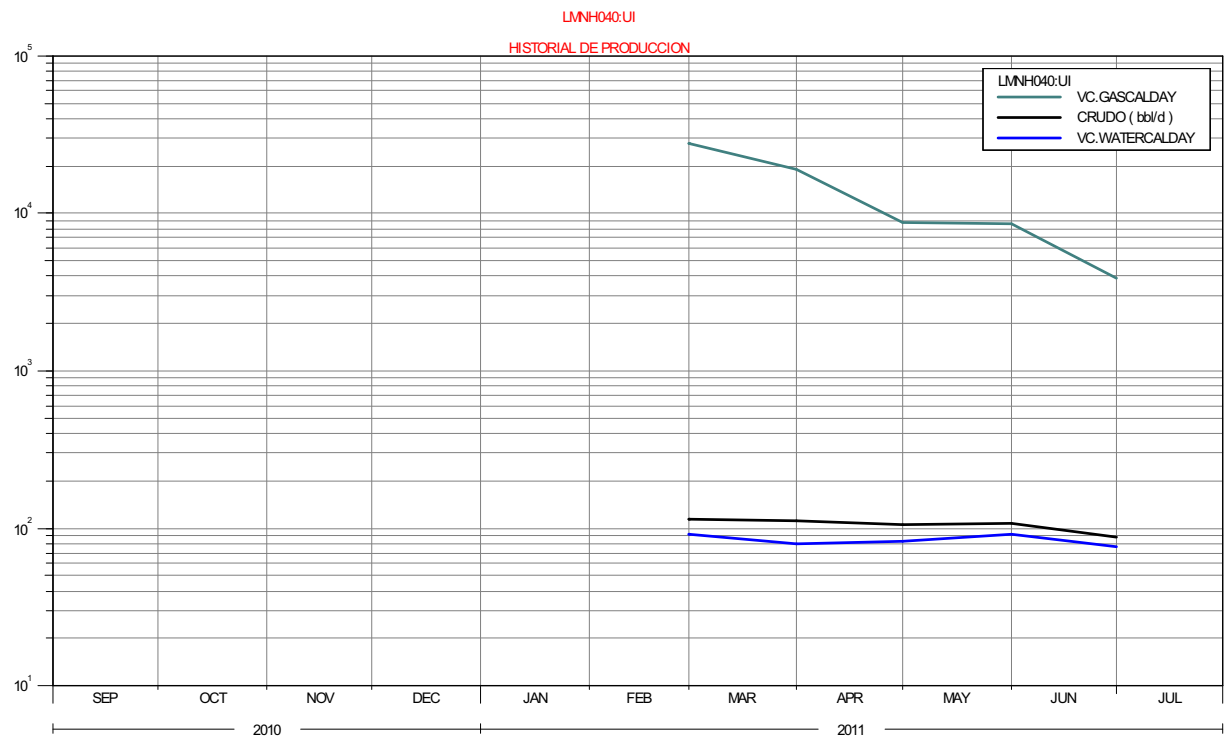
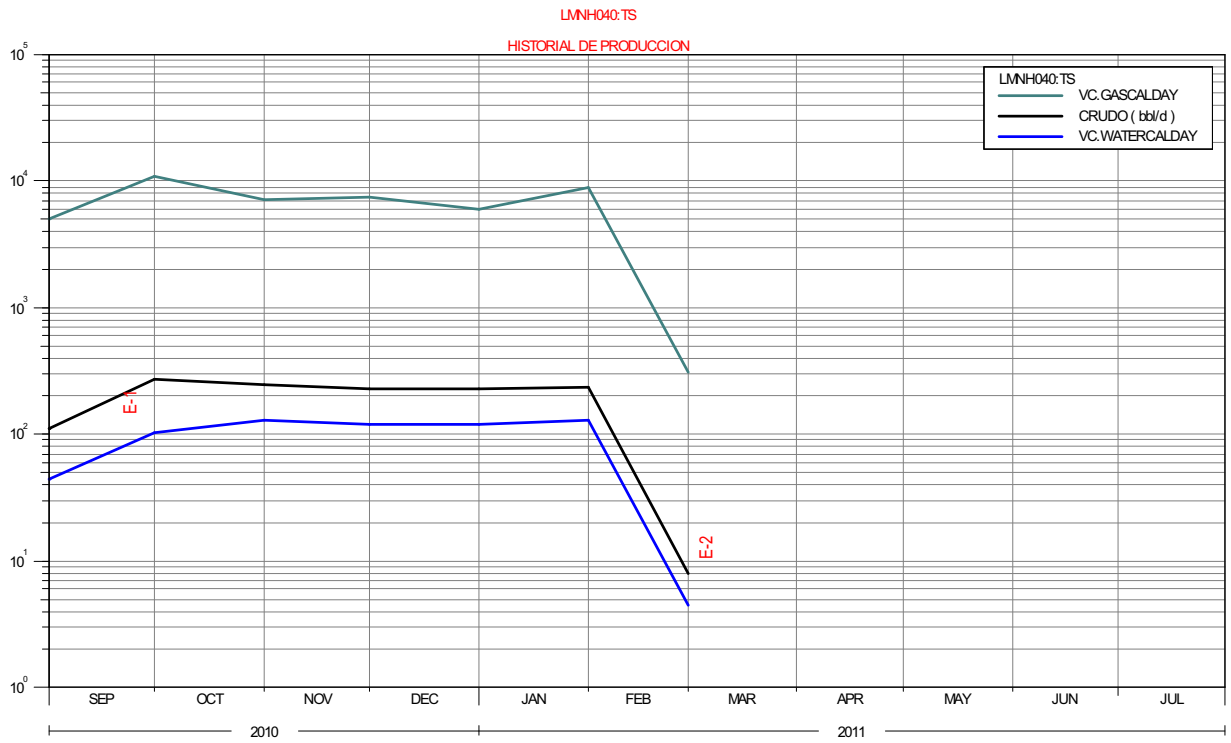


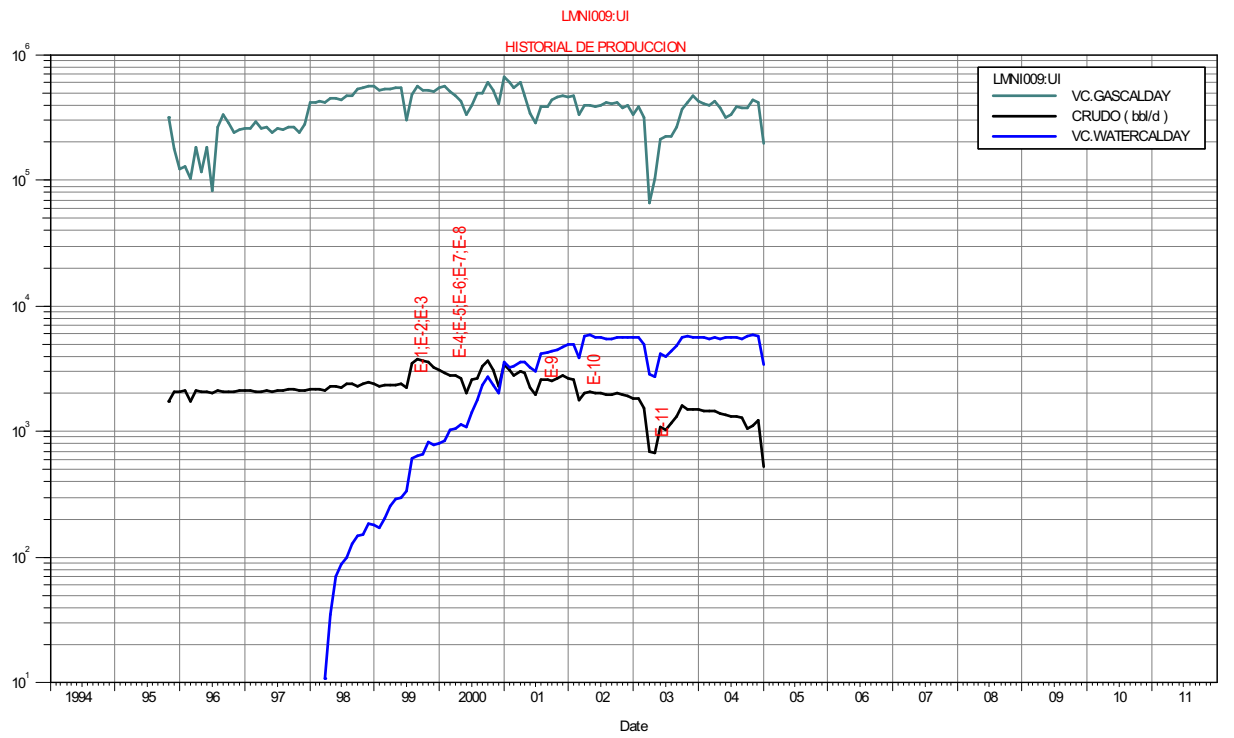
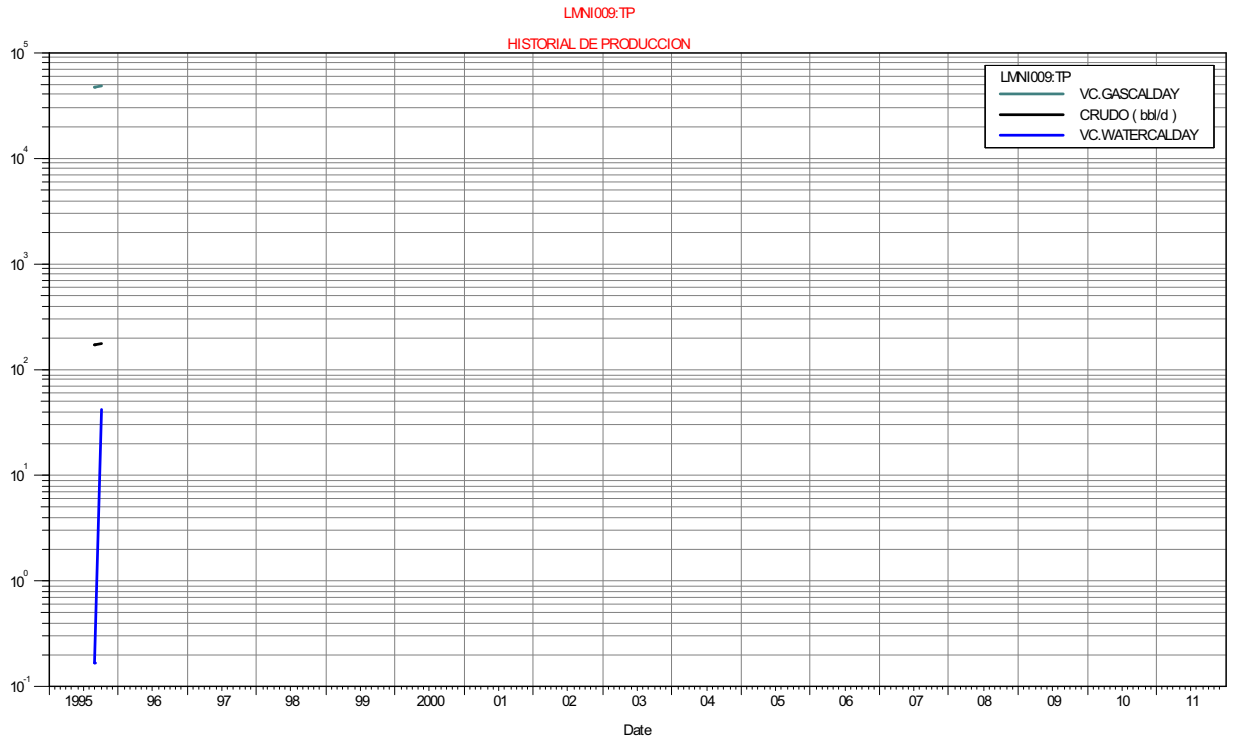


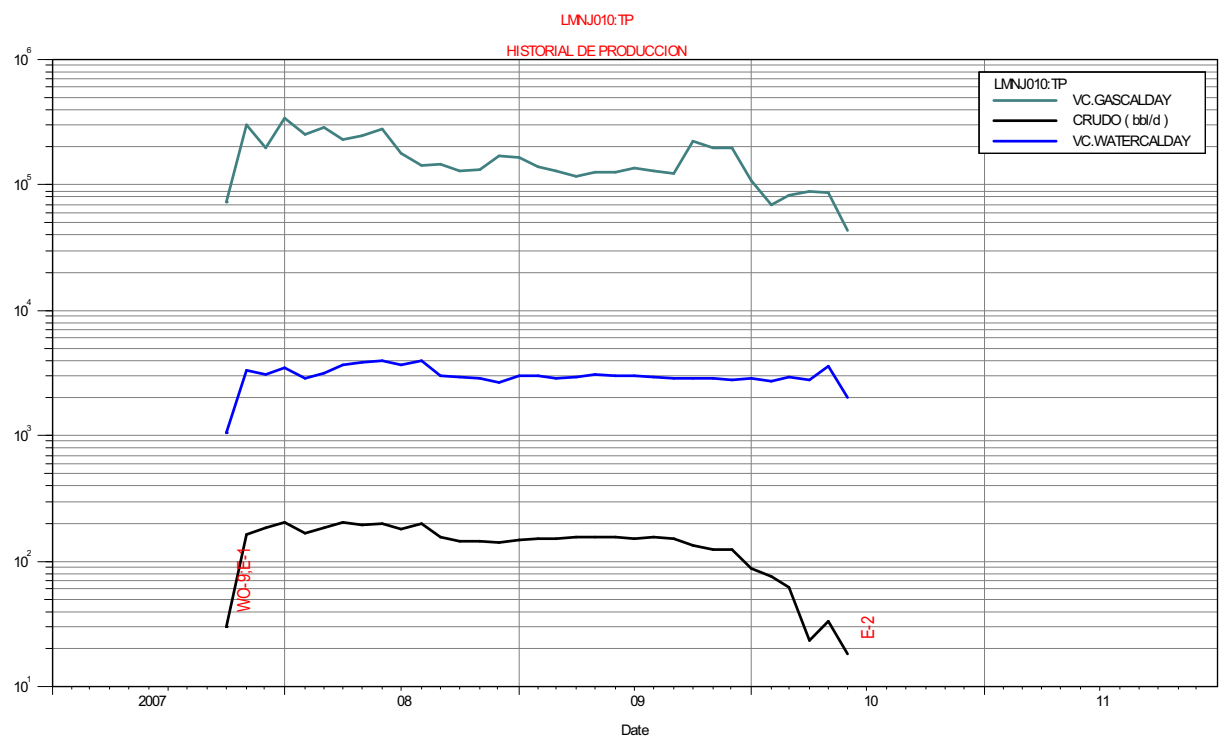
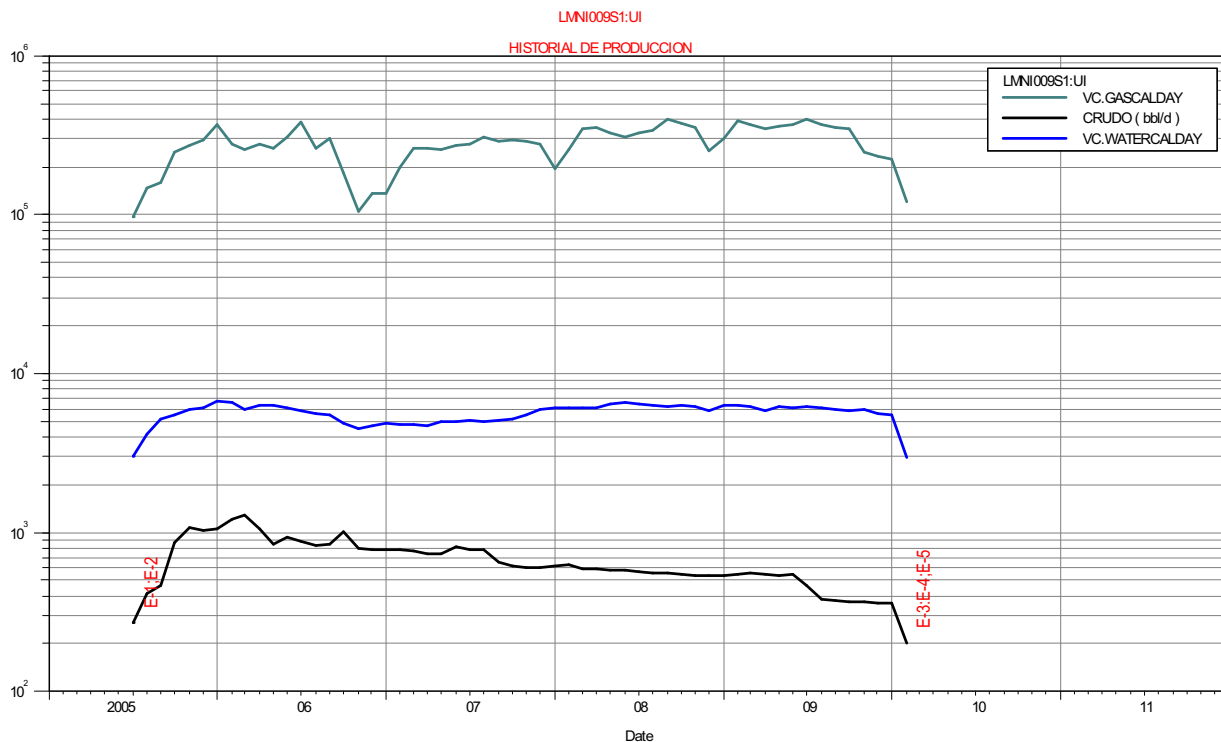


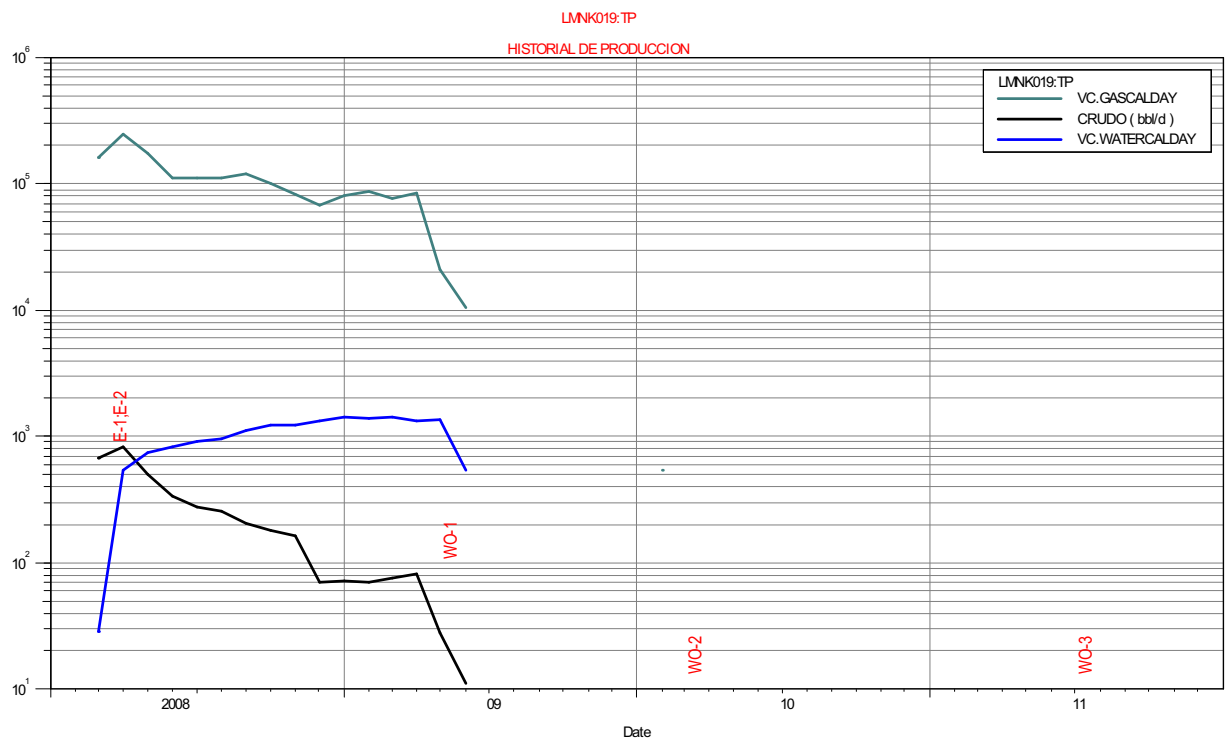
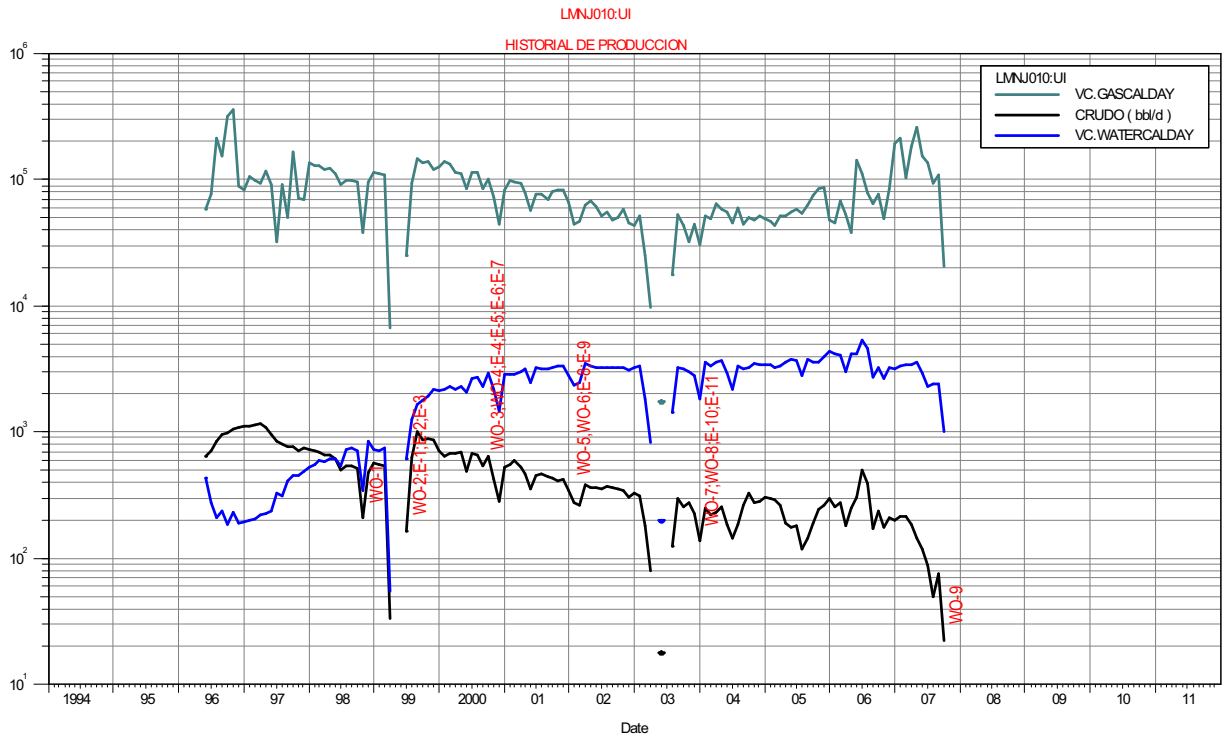


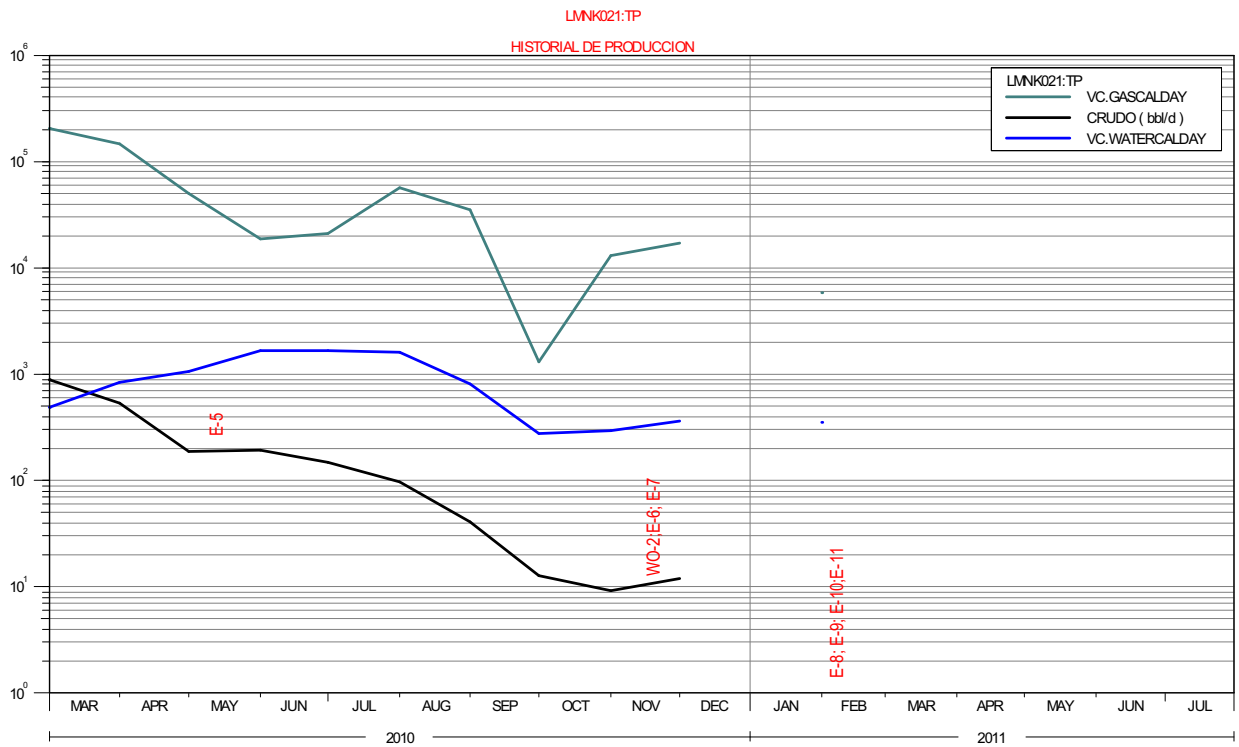
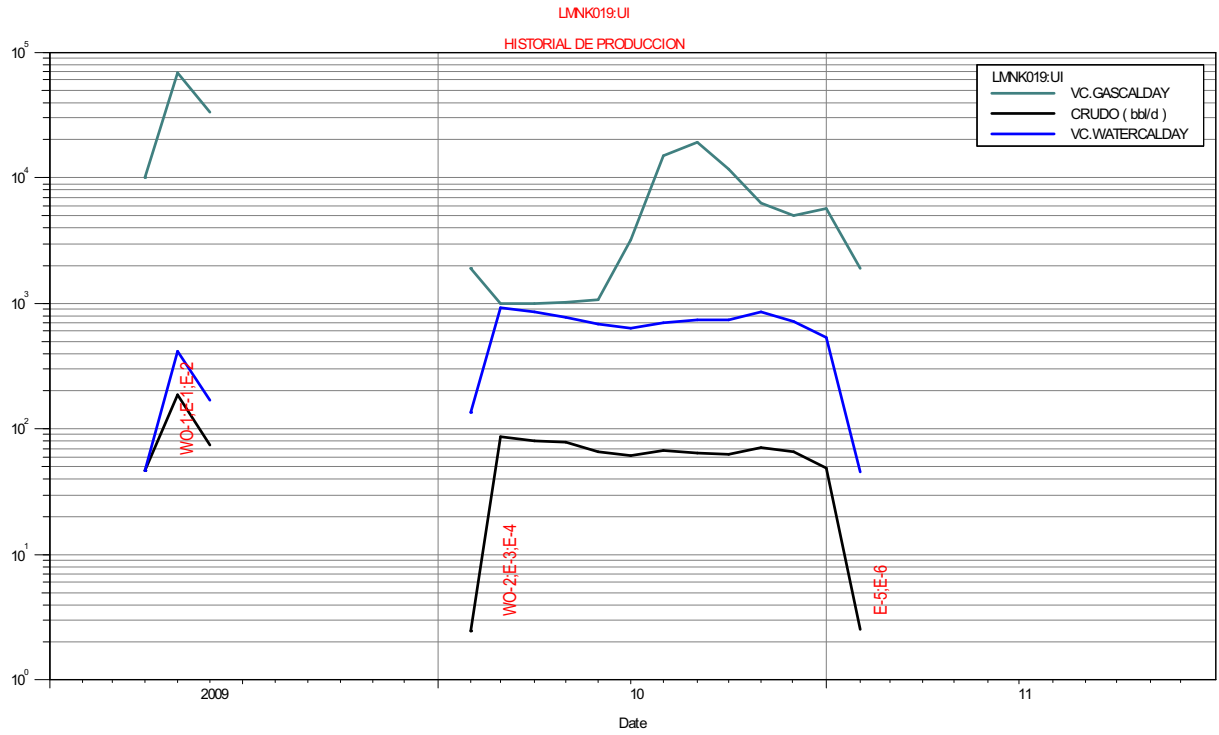


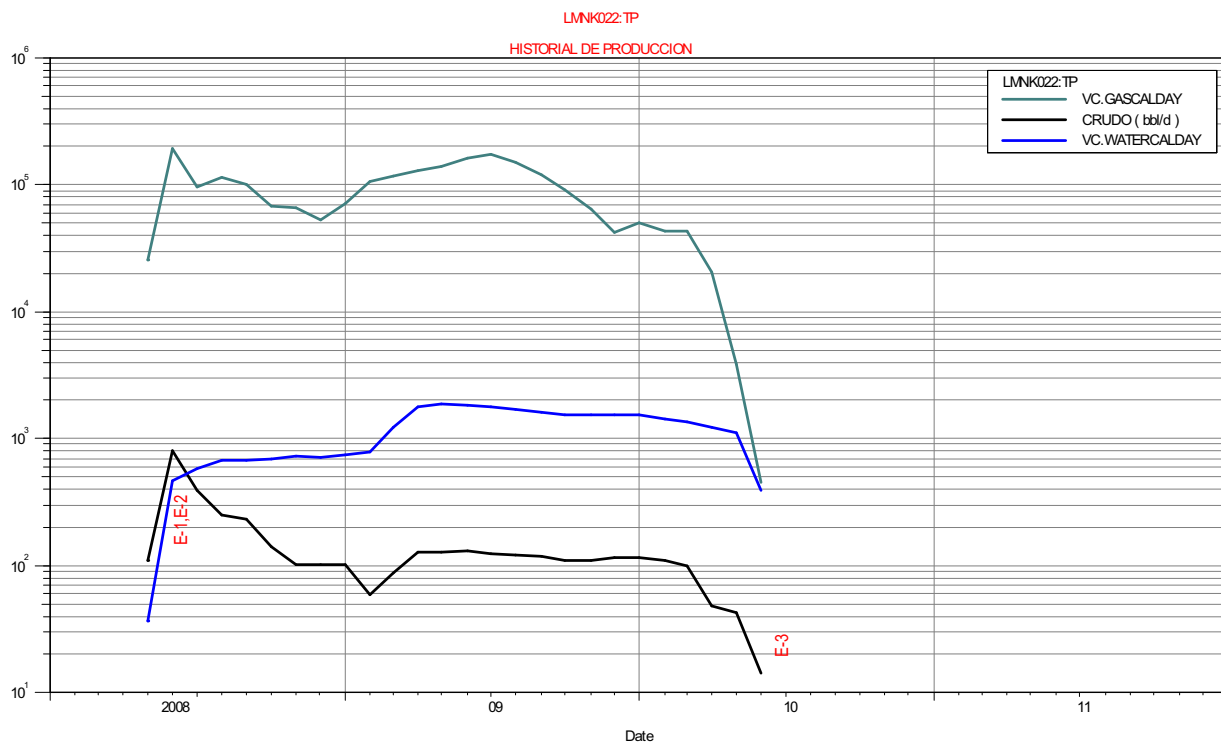
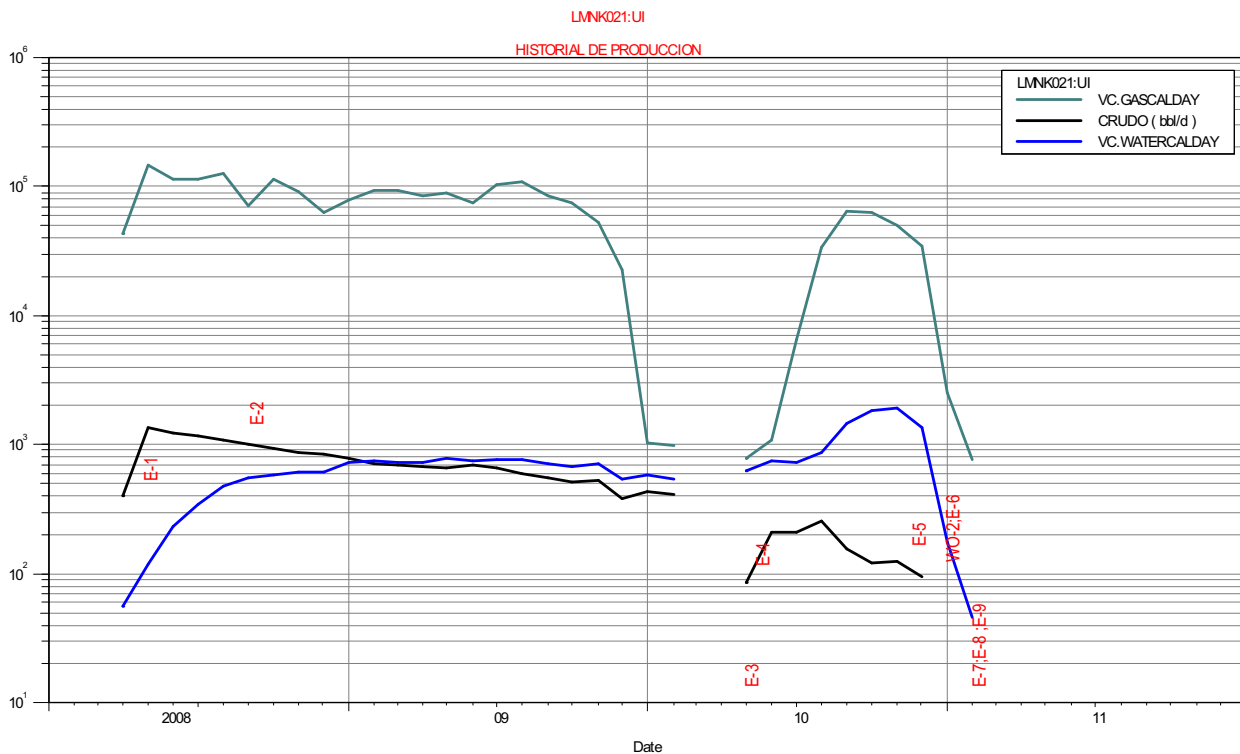


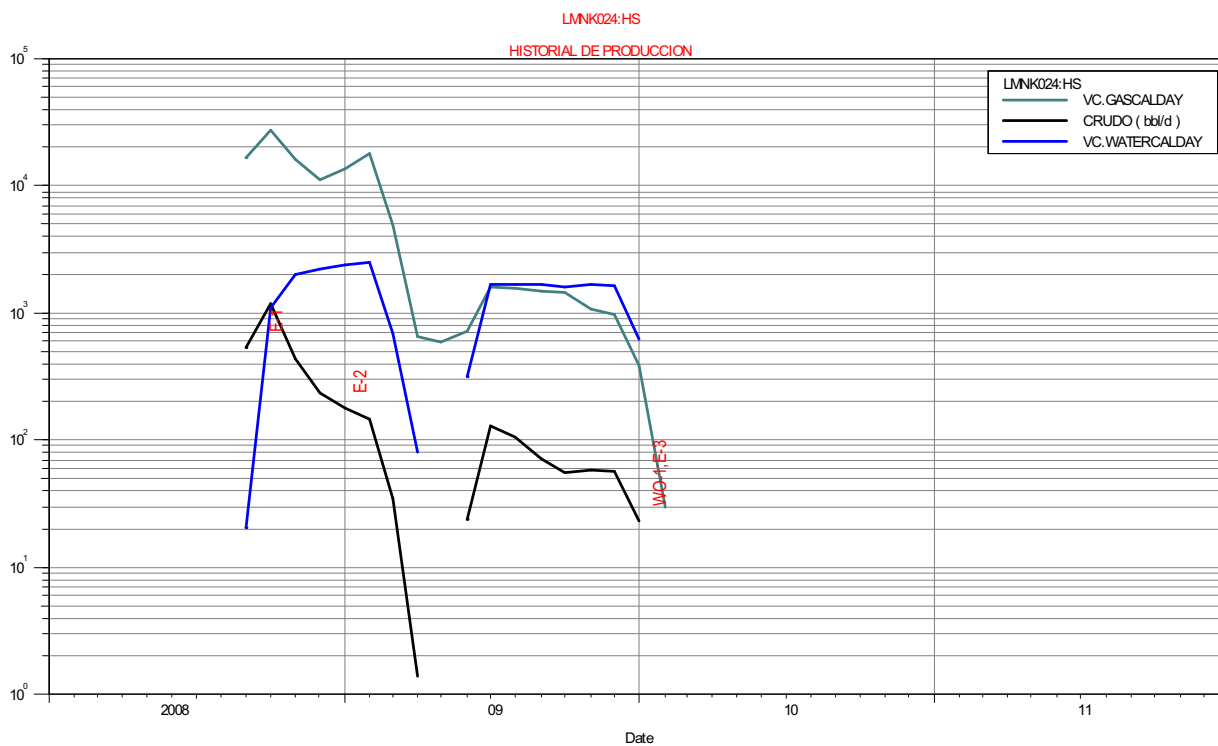
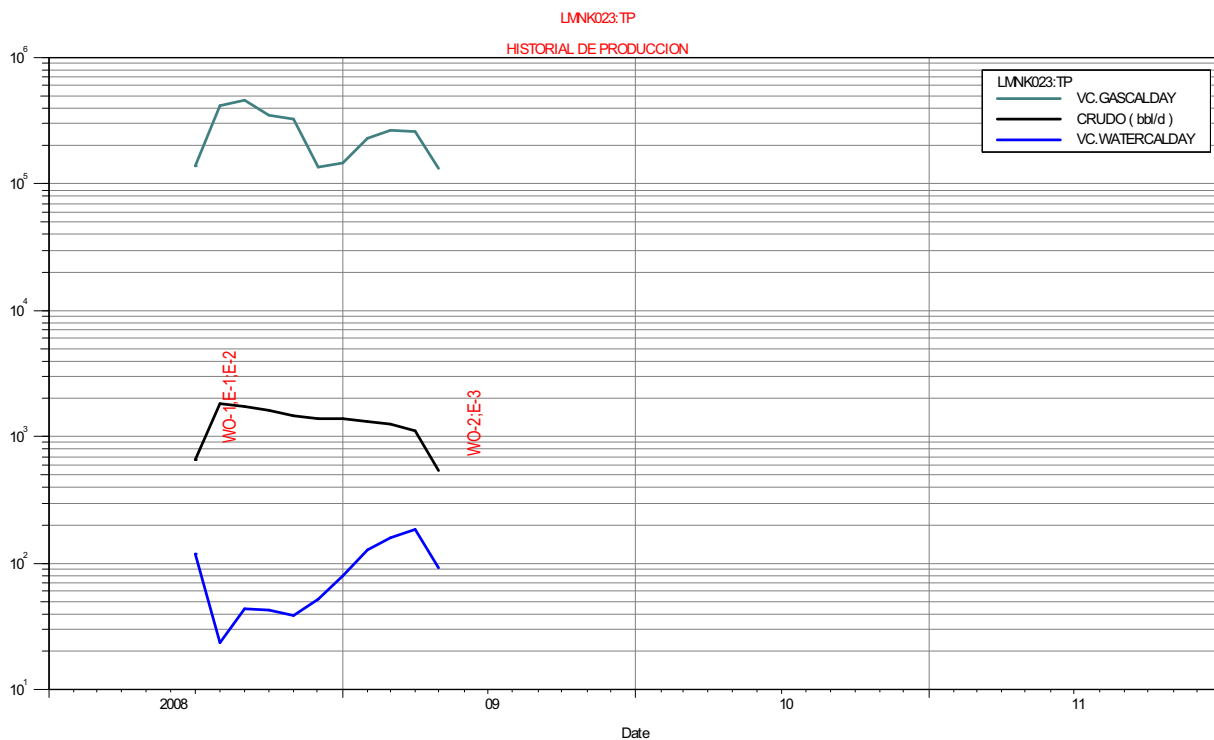


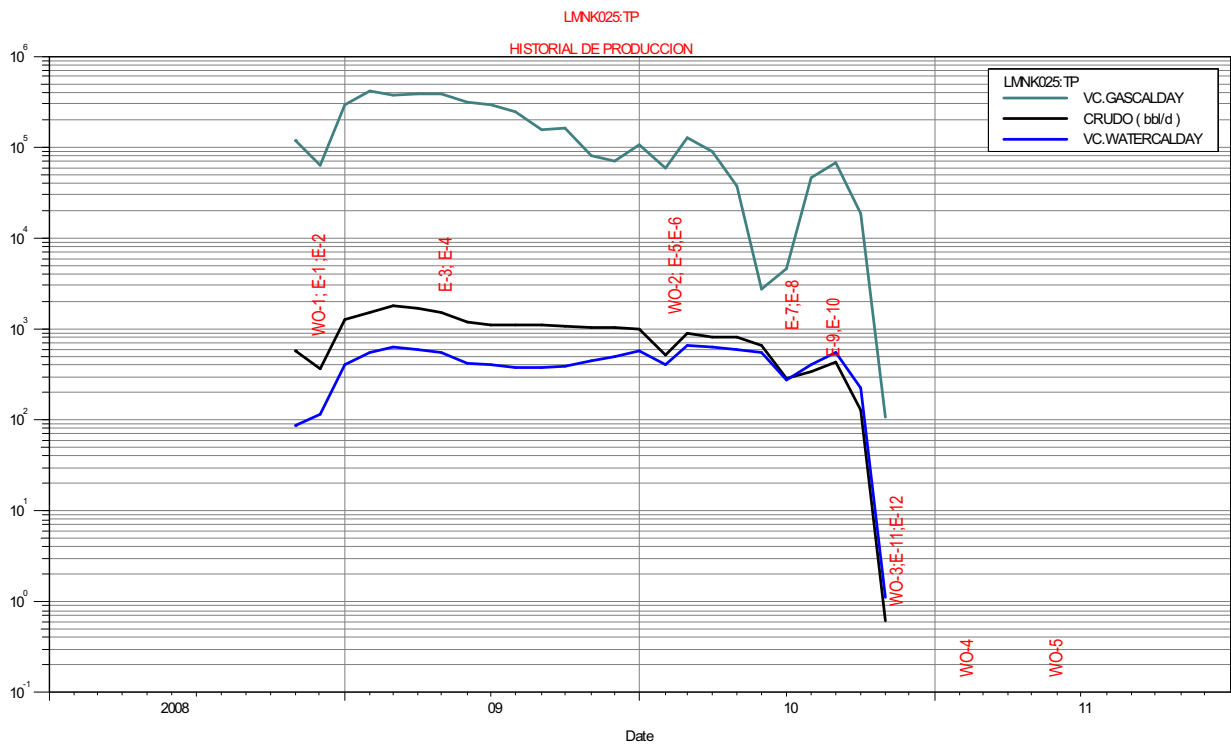
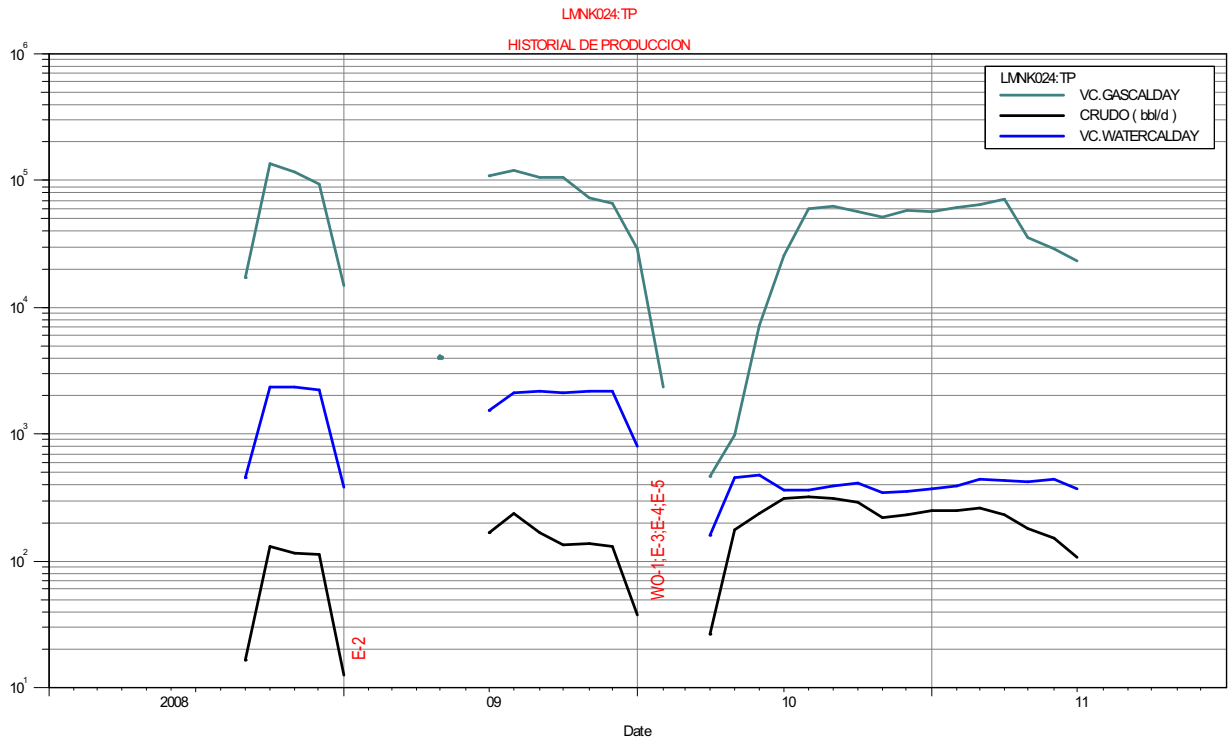


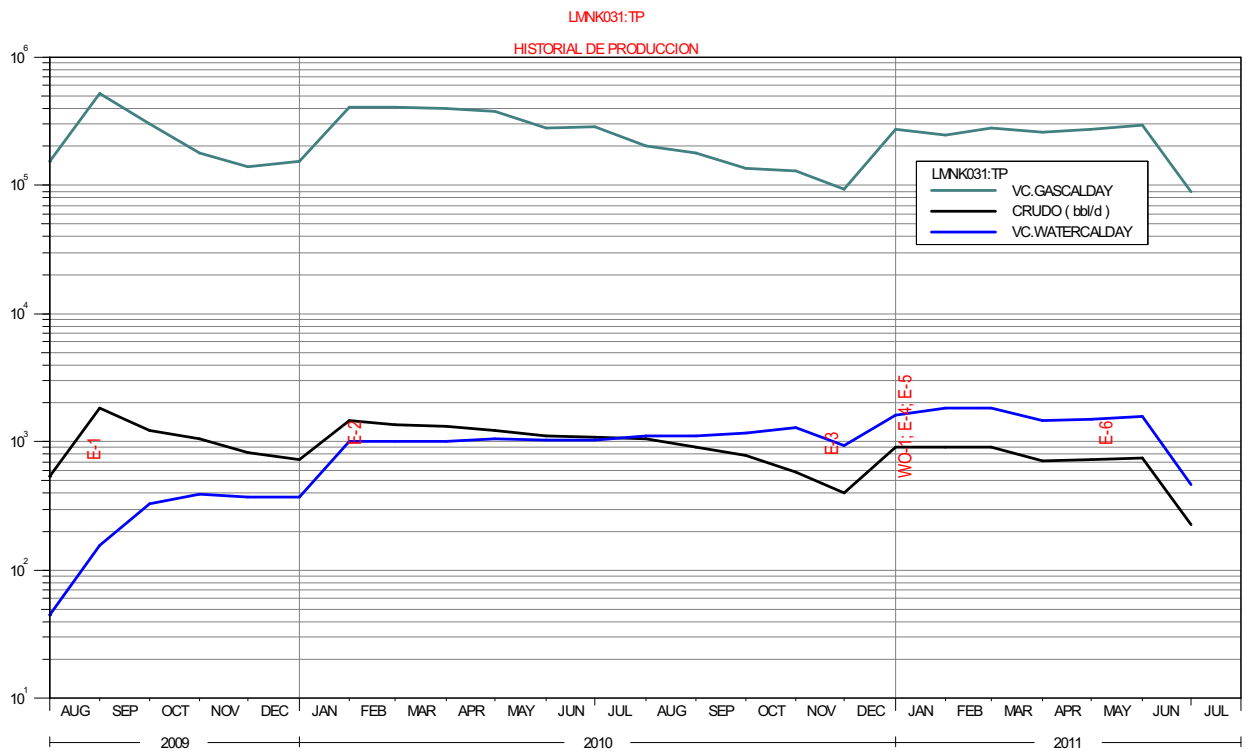
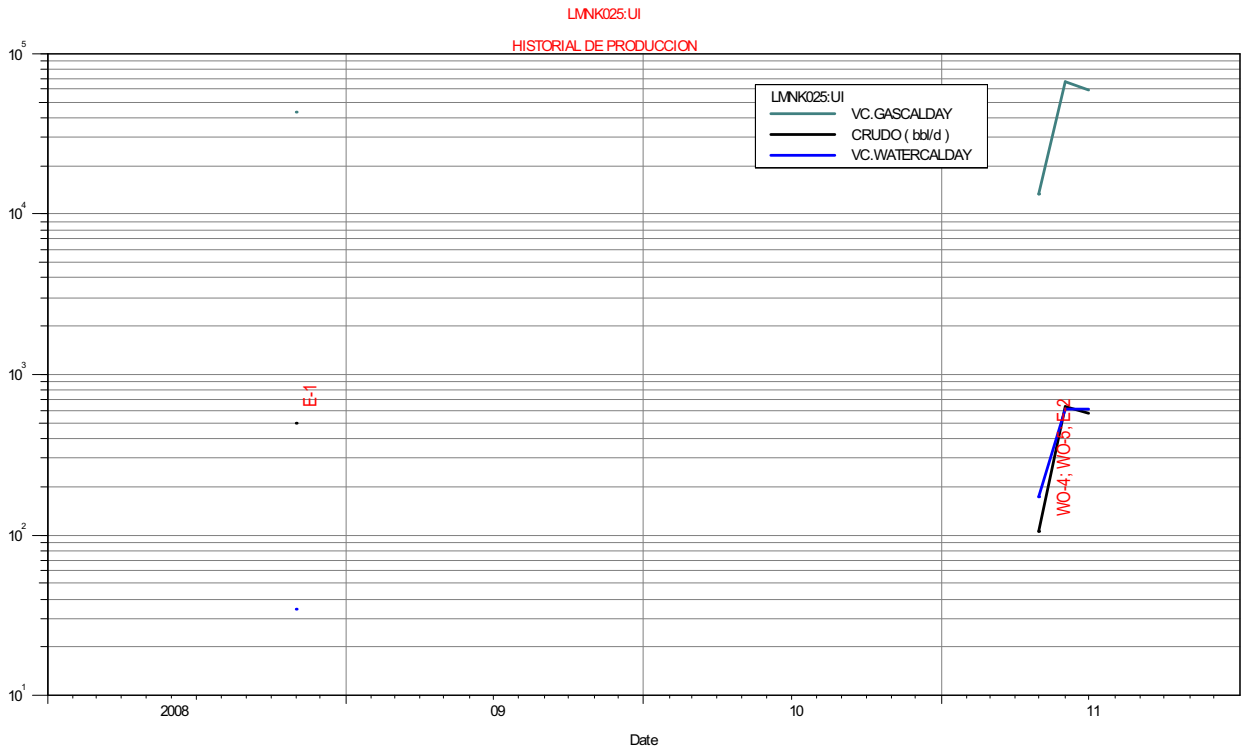


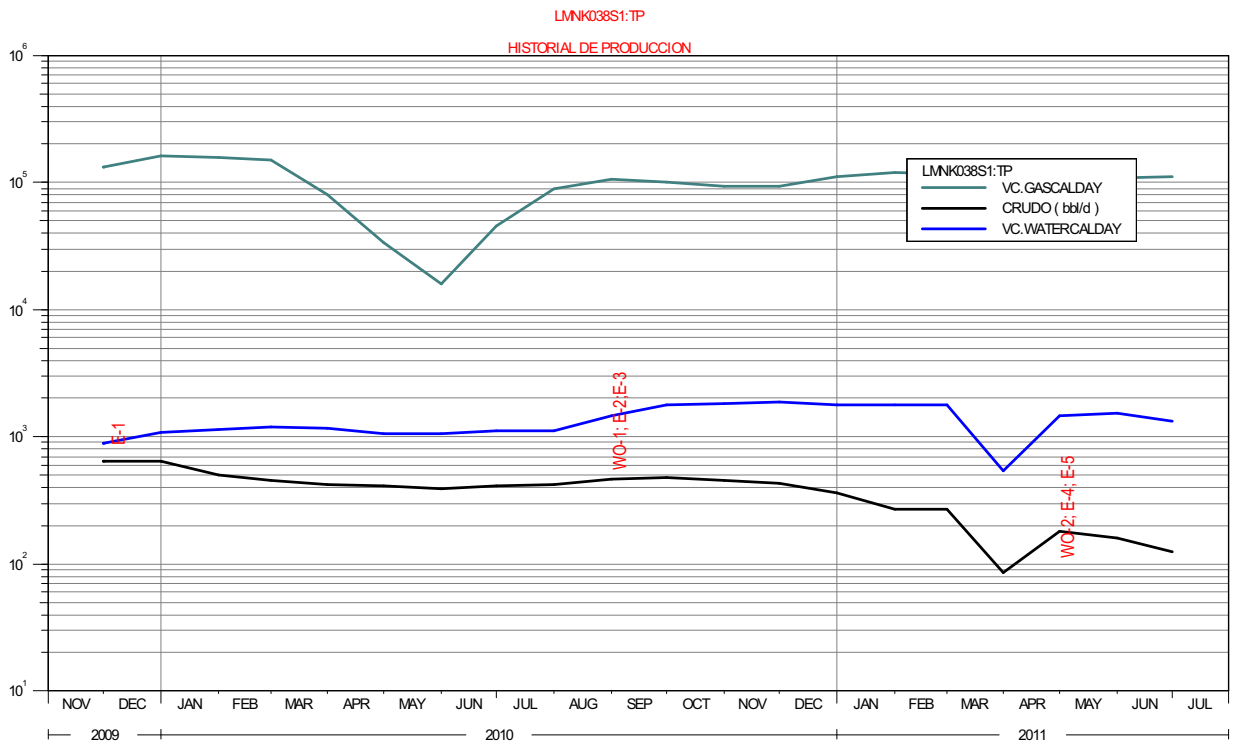
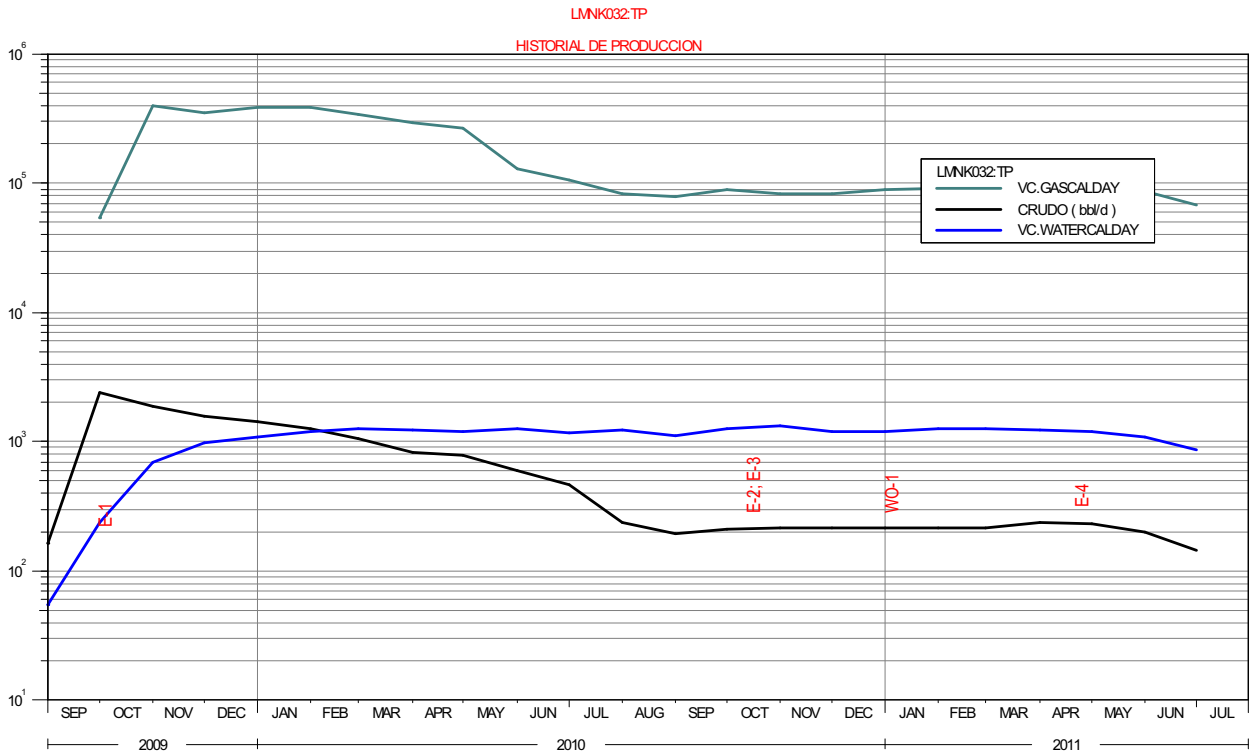


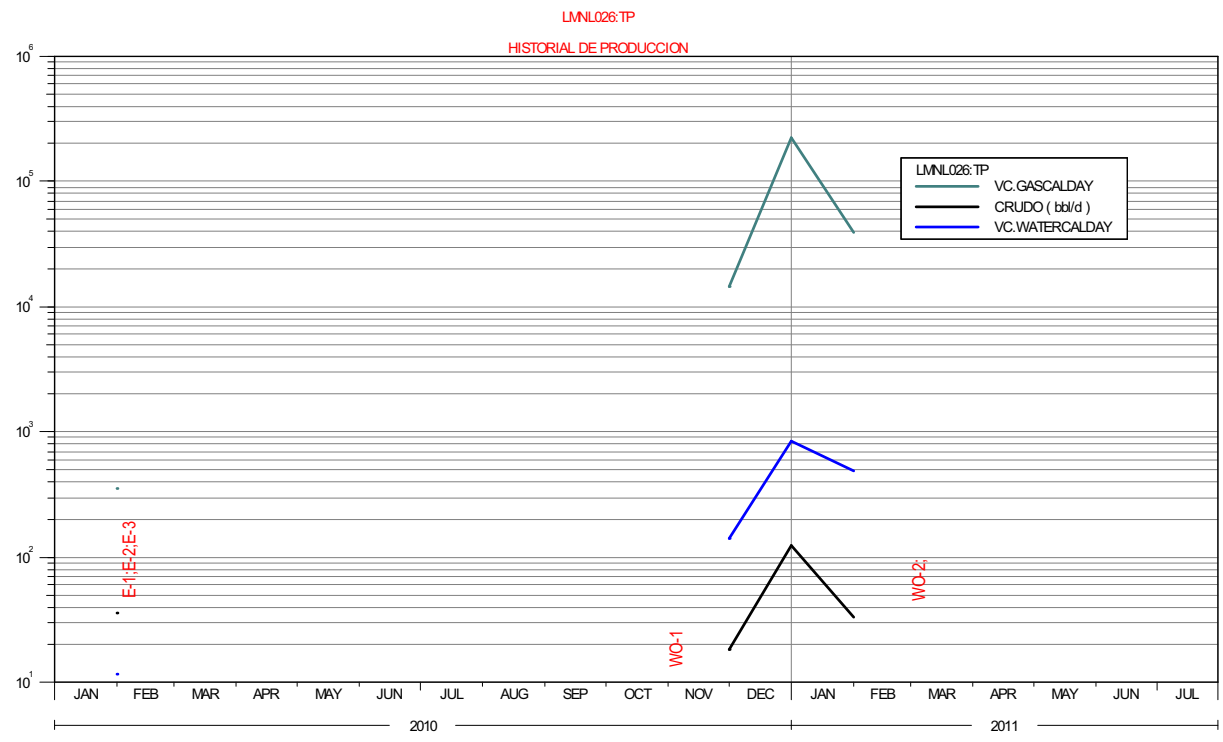
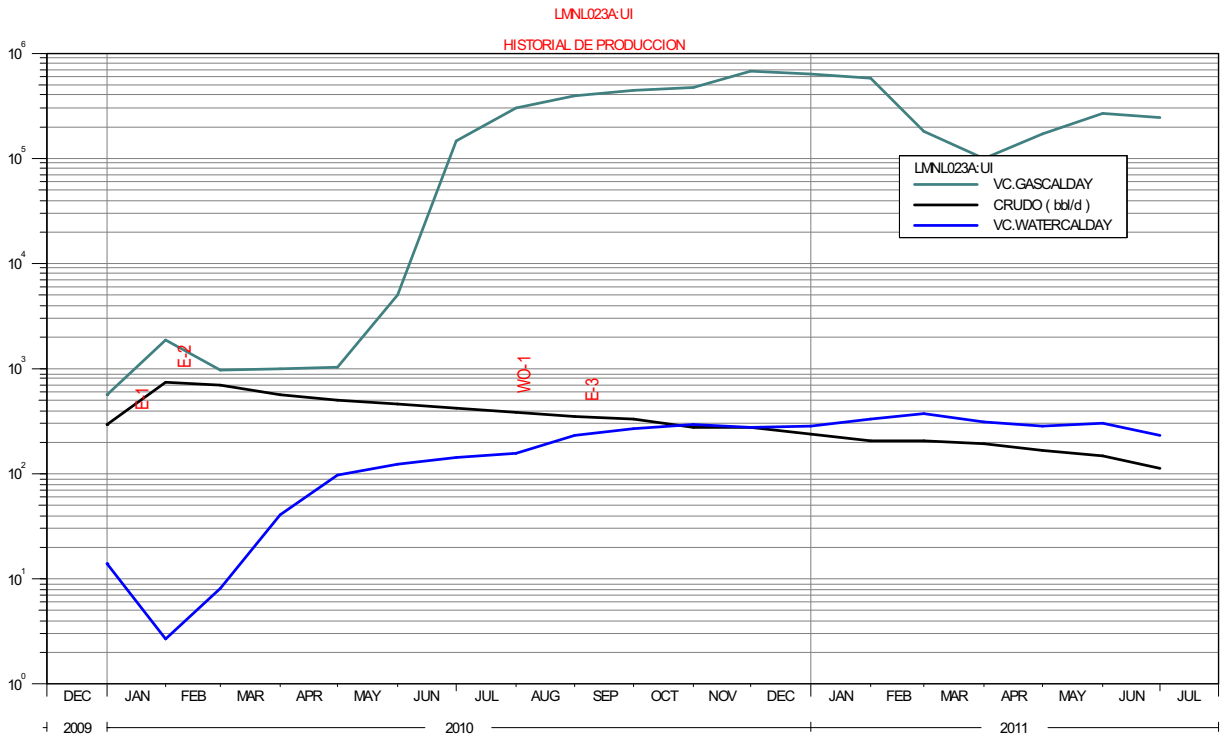


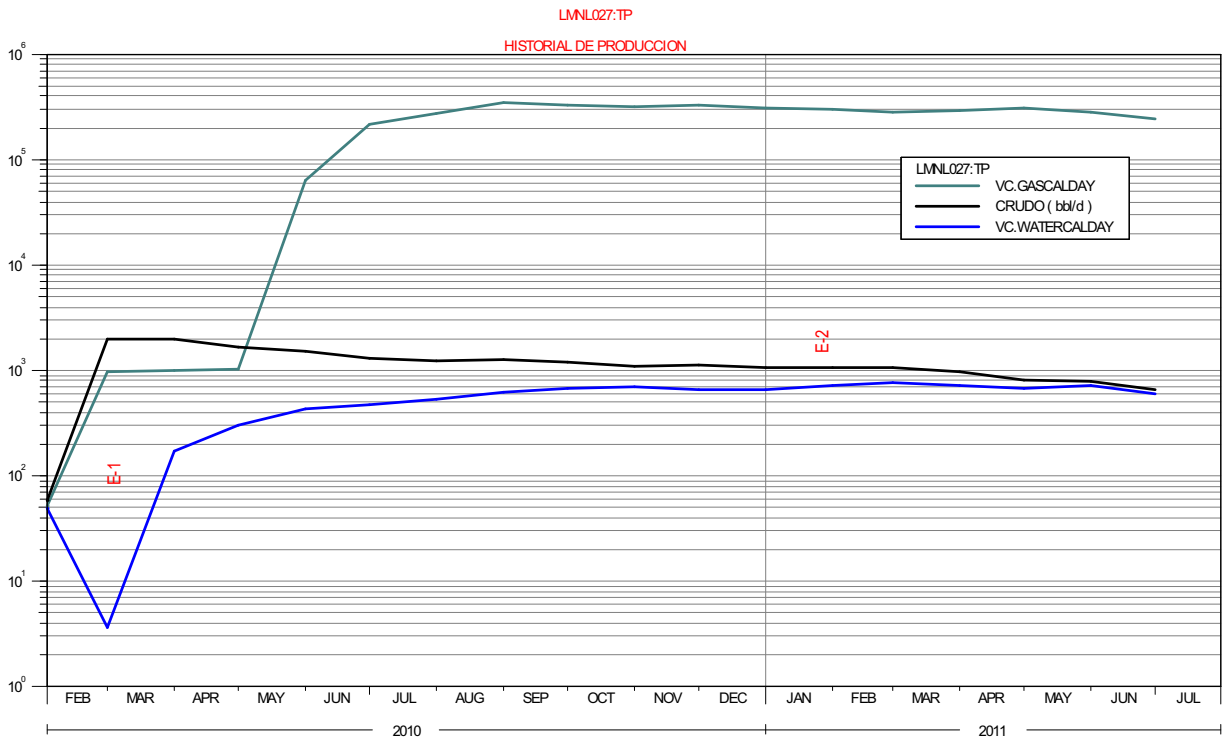
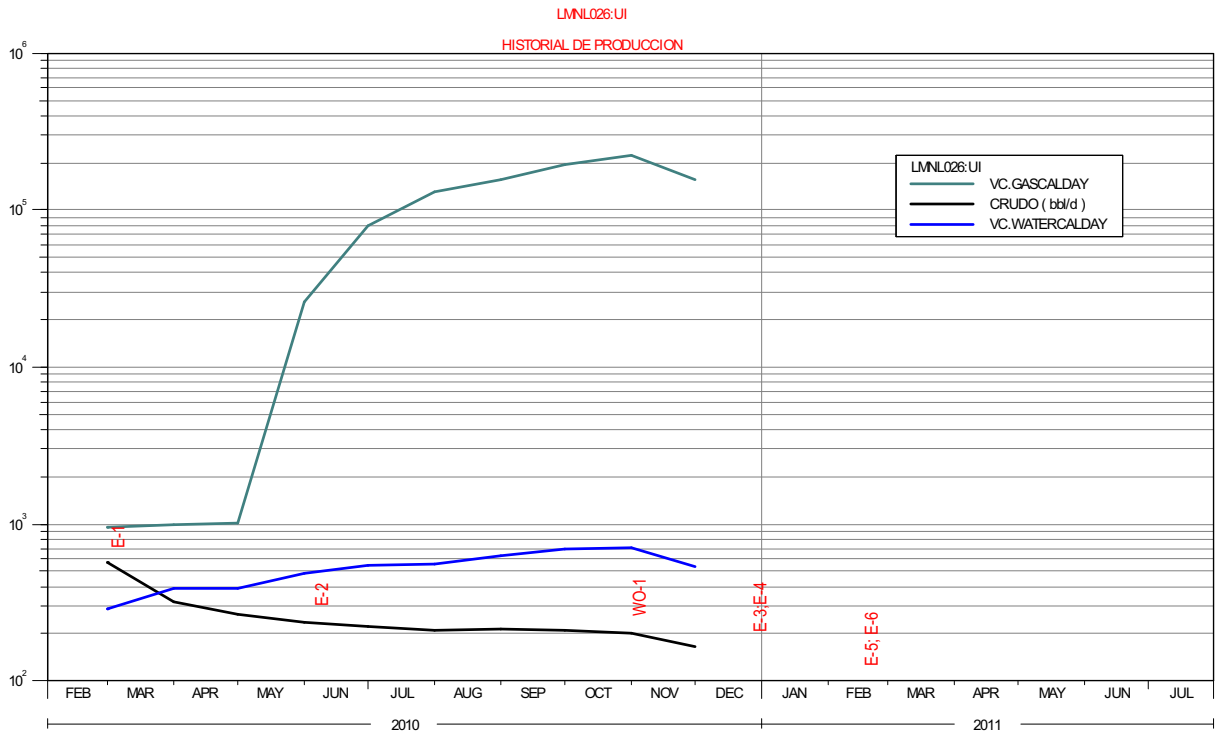






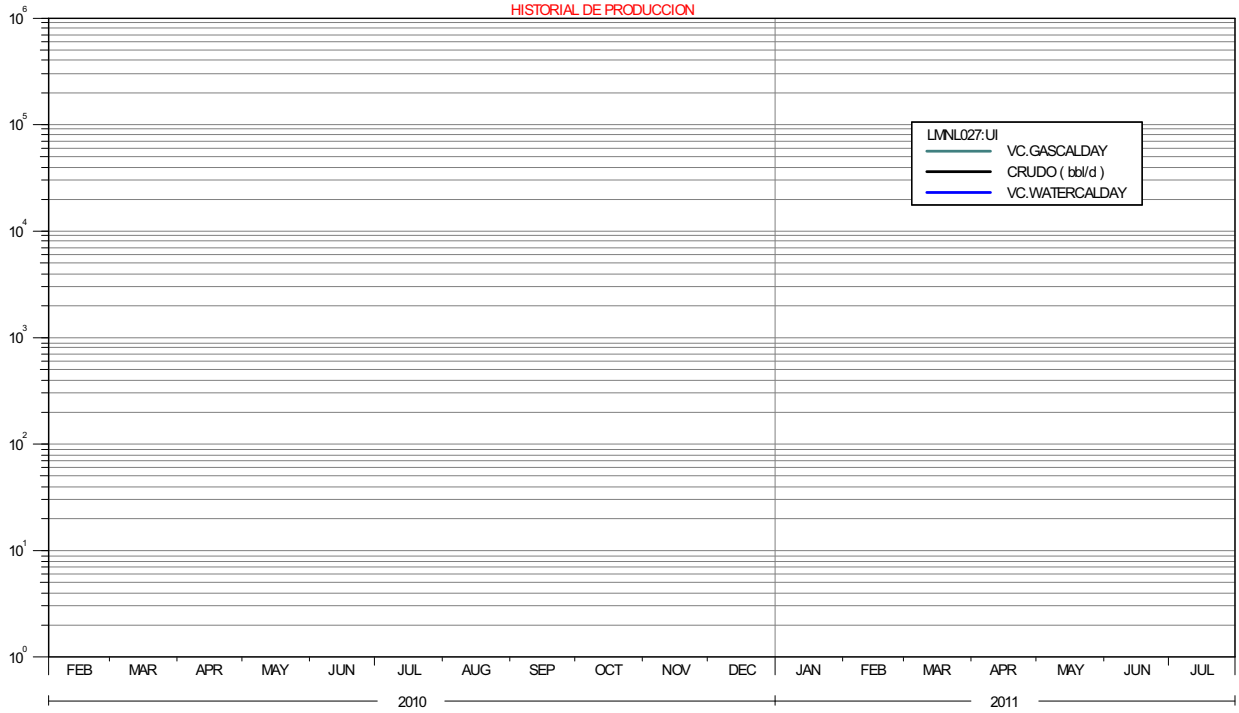






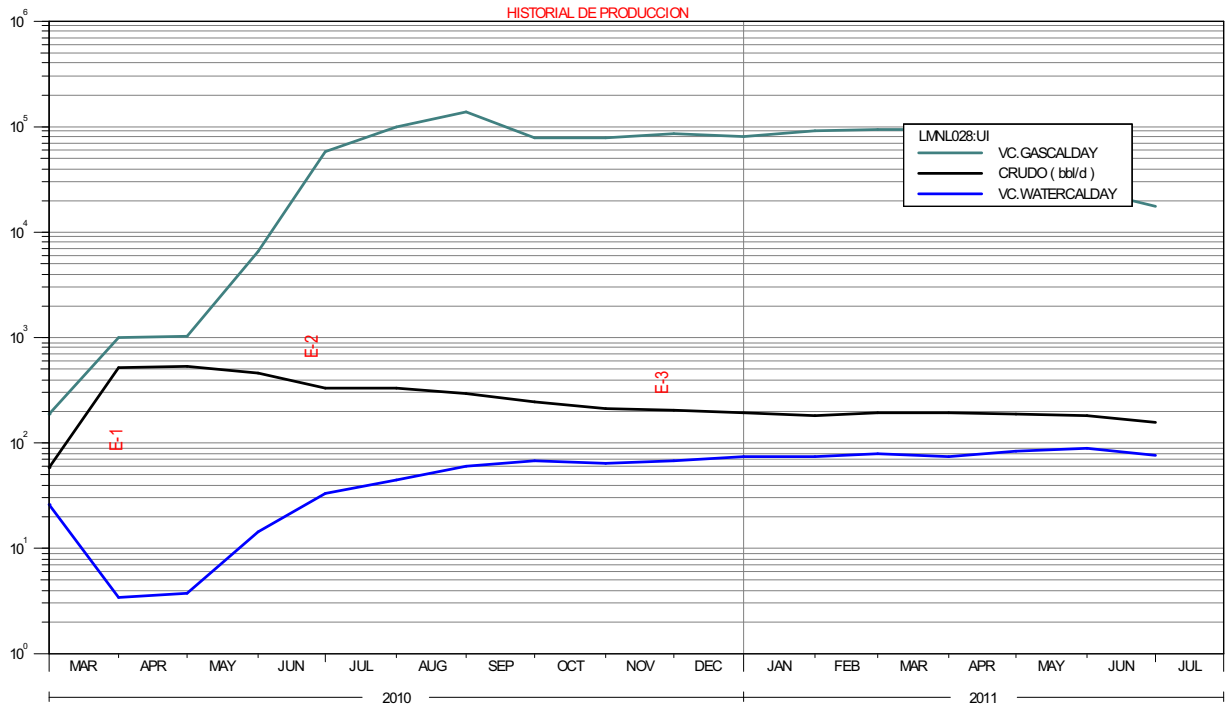
LMNL027:UI

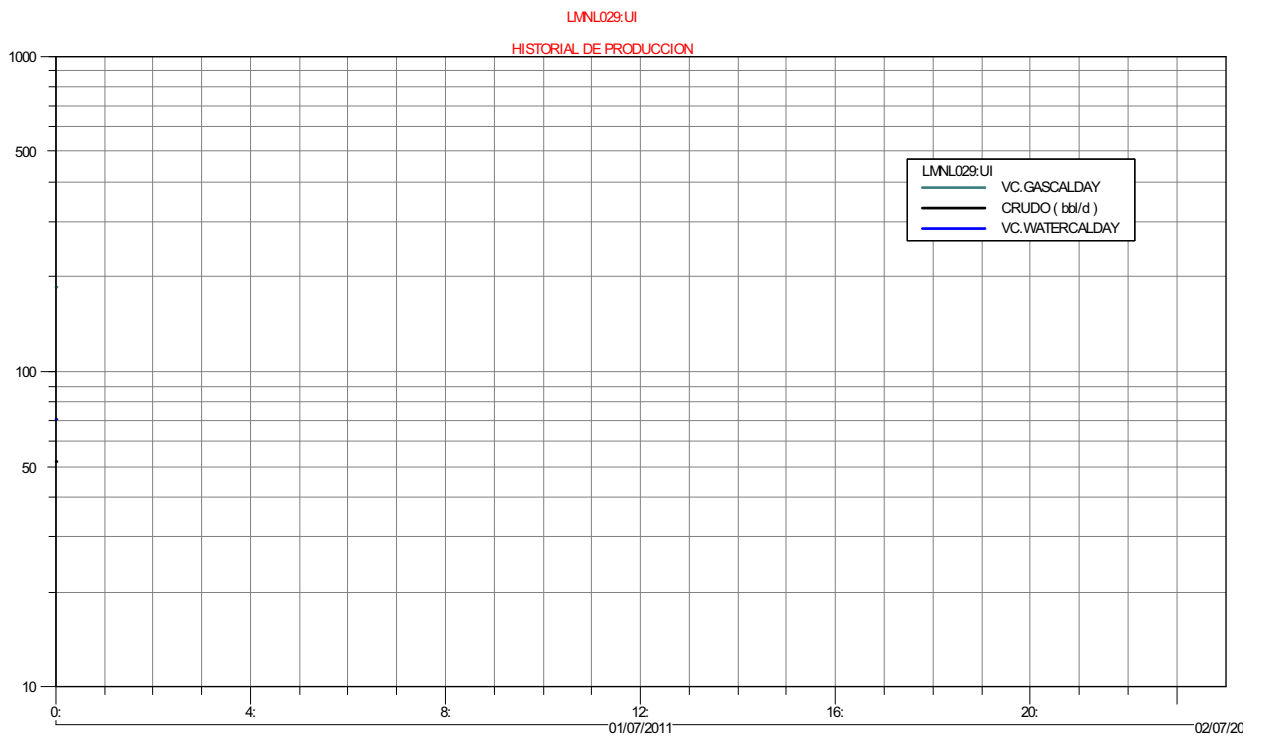
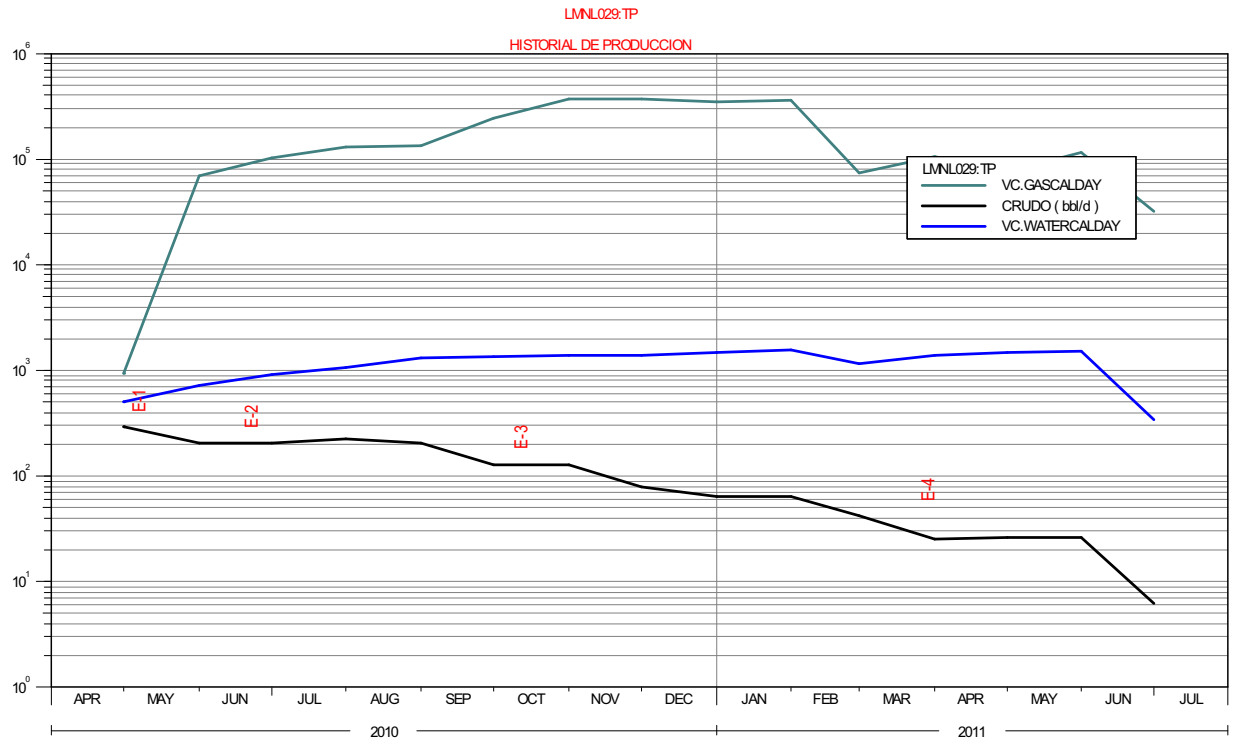
HISTORIAL DE PRODUCCION

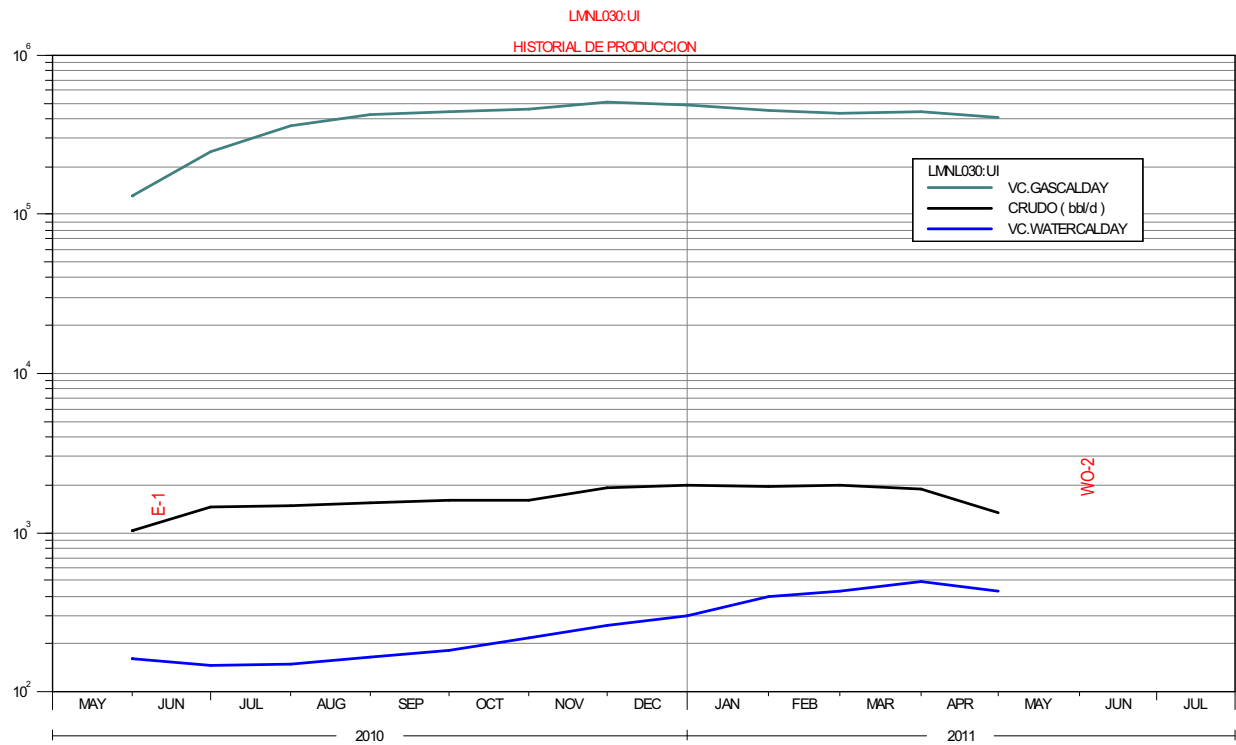
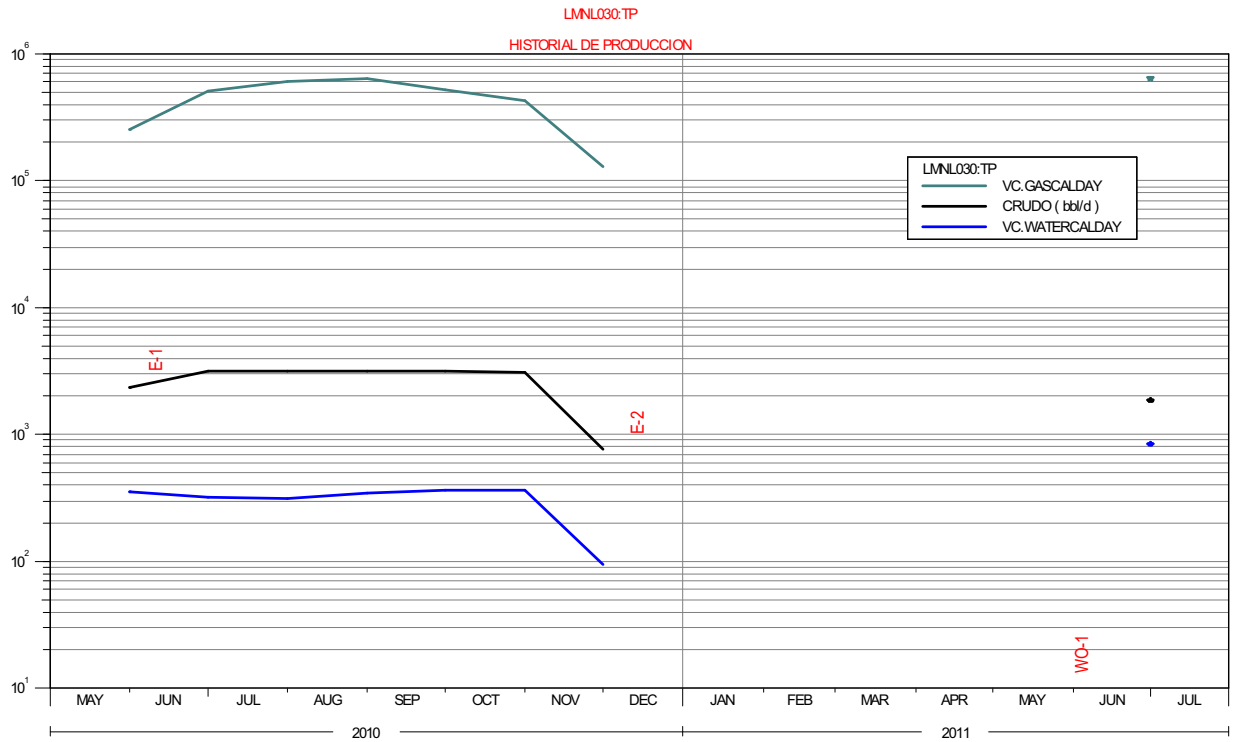


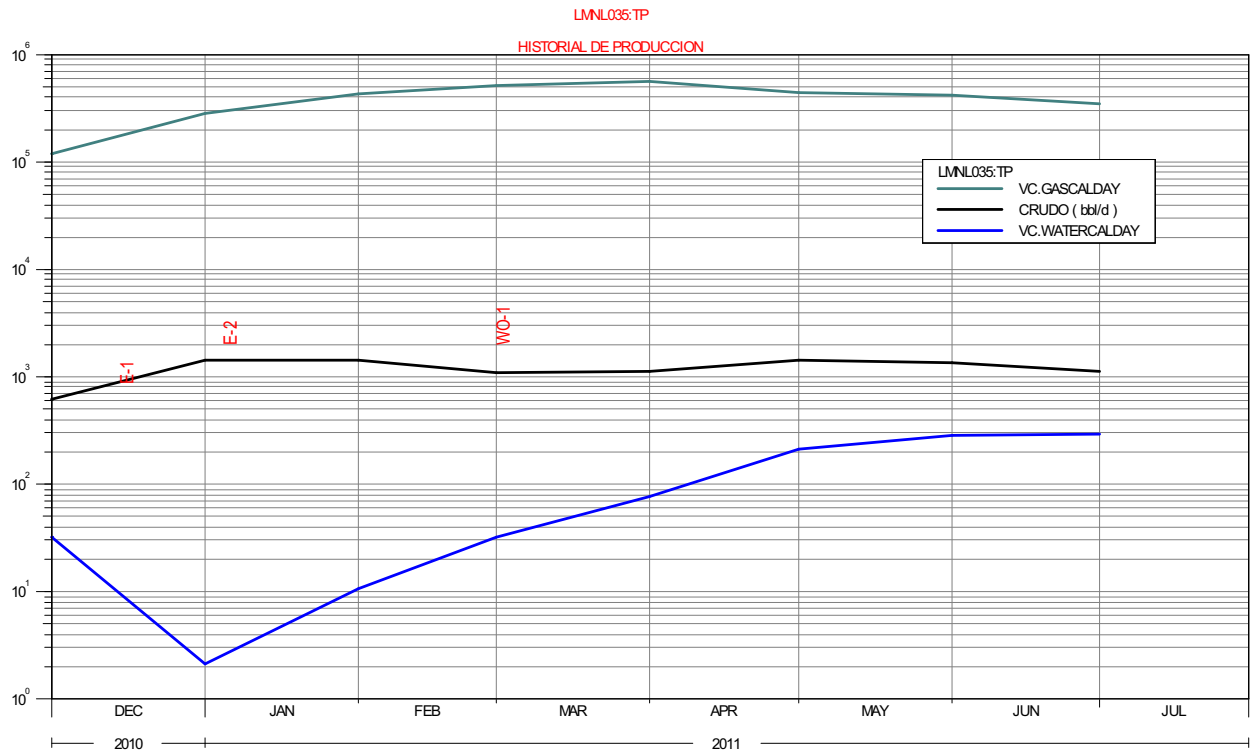
LMNL028:UI

HISTORIAL DE PRODUCCION

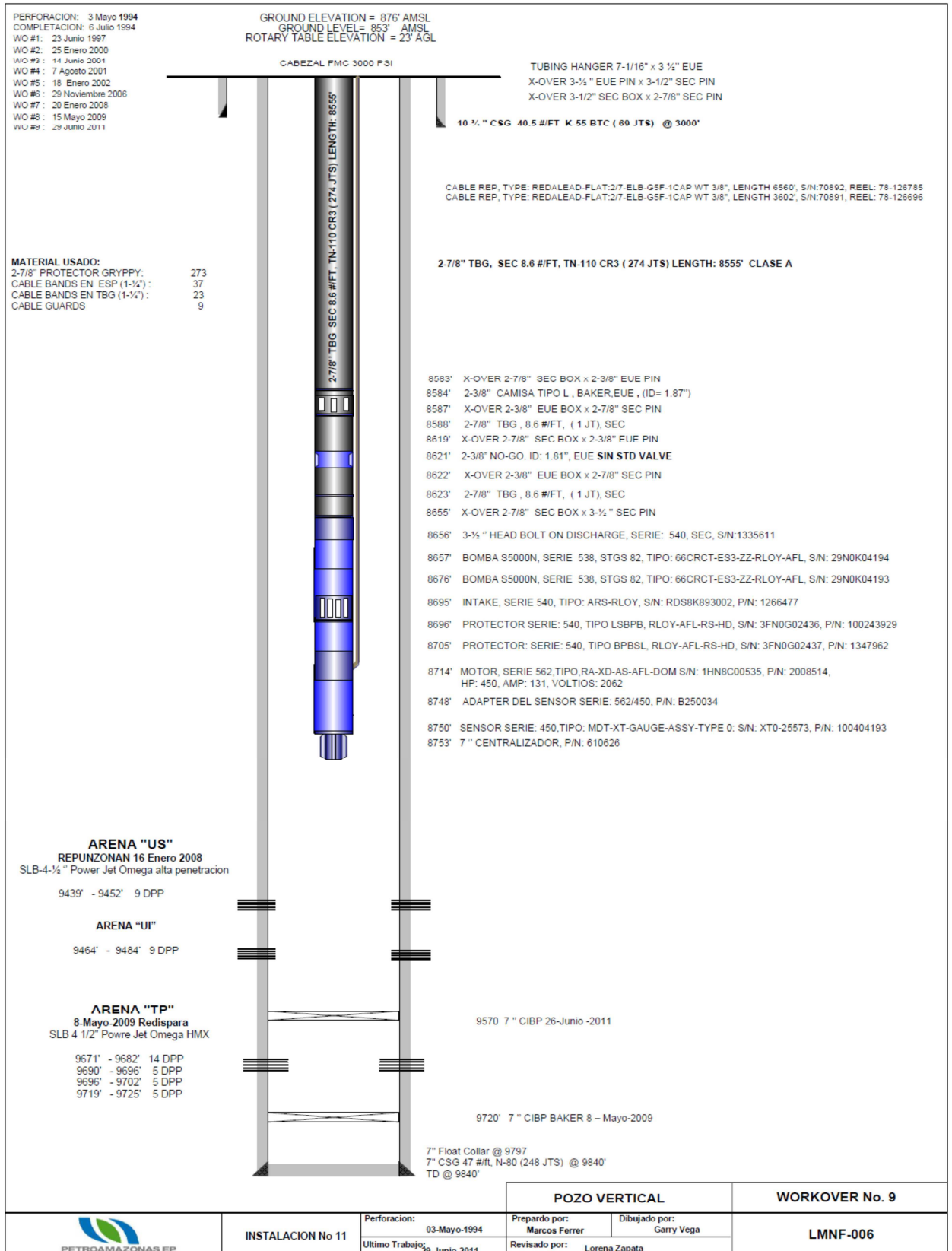




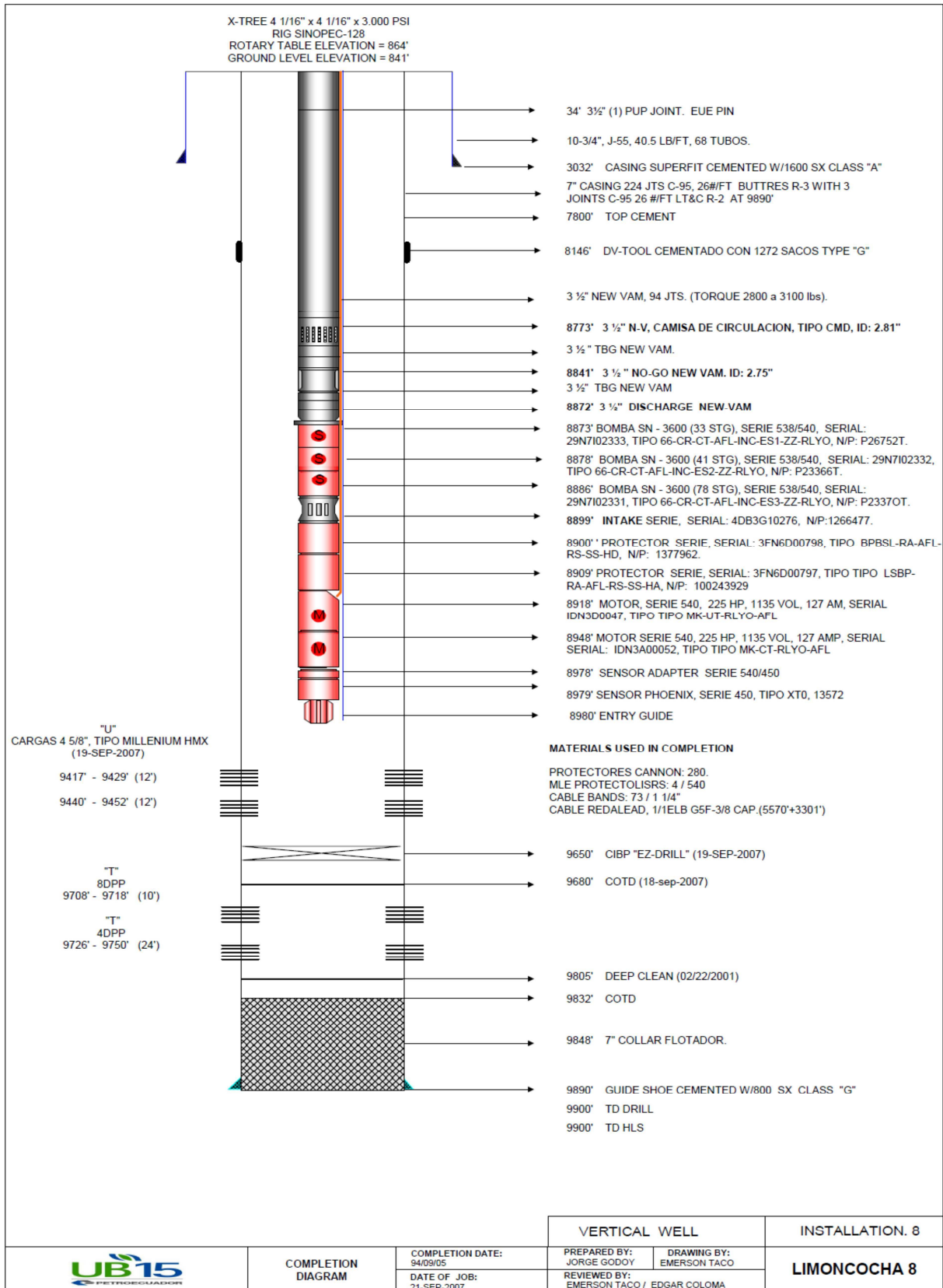




ANEXO 3
COMPLETACIONES ACTUALES



FUENTE: PETROAMAZONAS EP



FUENTE: PETROAMAZONAS EP

Perforación: 26-Octubre-2007
 Completación: 05-Noviembre-2007
 Workover 1: 28-Junio-2008

SINOPEC-128
 ROTARY TABLE ELEVATION = 877.2' AMSL
 GROUND ELEVATION = 841.6' AMSL
 GL = 35.6' AGL

Incl. máx: 40.37° @ 2284'
 DLS máx.: 4.67°/100 ft @ 10507'

MATERIAL USADO:

- CABLE PROTECTOR GRIPPY (4-1/2") 324
- CABLE BANDS (1-3/4") EN EQUIPO 26
- CABLE BANDS (1-3/4") EN TBG 14
- BY PASS UNITS 7
- BY PASS CLAMP 3

CABEZAL FMC 4-1/2" x 11" x 3000 PSI

TBG HANGER, 11" x 4-1/2" EUE
 X-OVER, 4-1/2" EUE PIN x 4-1/2" NV PIN

20" Casing, 94#/ft, K-55, BTC (1 JT) @ 90'

REDALEAD-FLAT (Rep.): ELB-G5F WT 3/8, CAP 1 x 3/8", SN: 69902-1, LENGTH: 5367', REEL: 78-124840
 REDALEAD-FLAT (Rep.): ELB-G5F WT 3/8, CAP 1 x 3/8", SN: 67174-2, LENGTH: 4362', REEL: 78-125379

13-3/8" 54.5 #/ft, K-55, BTC (30 JTS+ 2 PUP JOINT) + 13-3/8", CSG 68 #/ft, K-55, BTC, (127 JTS) @ 6426' (5526')

4-1/2" TBG, 12.6 #/ft, CLASE "B" (324 JTS+3 PUP JOINT), NV, LENGTH: 9653'

- 9735' (8299') X-OVER, 4-1/2" NV BOX x 3-1/2" NV PIN
- 9736' (8300') 3-1/2" HANDLING SUB, 9.2 #/ft NV
- 9743' (8306') 3-1/2" NO-GO, "R" NV, (ID=2.75) SIN STANDING VALVE
- 9744' (8306') Y-TOOL, (OD=8.25") CON BLANKING PLUG 2.31" LATERN
- 9745' (8307') 3-1/2" PUMP SUB, NV x 3-1/2" EUE
- 9755' (8316') 3-1/2" ESP BOHD, SERIES 400, EUE, P/N: 1291772
- 9756' (8317') DISCHARGE PHOENIX, SERIE 400, P/N: 100144521
- 9757' (8318') BOMBA DN1750, SERIE 400, STGS 107, TIPO: 66CRCT-ES3-INC-AFL-RLOY, S/N: 2FN1D01359
- 9776' (8334') BOMBA DN1750, SERIE 400, STGS 107, TIPO: 66CRCT-ES3-INC-AFL-RLOY, S/N: 2FN1D01360
- 9795' (8351') ADAPTER INTAKE, SERIE 400/540, P/N: 1135144
- 9795' (8351') INTAKE, SERIE 540, TIPO: ARZ-RLOY-ES-INC-AFL, S/N: RDS8K892990
- 9796' (8352') PROTECTOR, SERIE 540, TIPO: LSBPB-RLOY-AFL-RS-HD, S/N: 3FN6I02128
- 9805' (8359') PROTECTOR, SERIE 540, TIPO: BPBSL-RLOY-AFL-RS-HD, S/N: 3FN6I02129
- 9814 (8367') MOTOR, SERIE 562, TIPO: UT-RLOY-AFL- RA-XD-AS-DOM, S/N: 1HN1B00386 VOLT: 1560/1406, AMP: 104/75.2, HP: 270/180
- 9836' (8386') ADAPTER, SERIE 562/450, P/N: B250034
- 9838' (8388') SENSOR PHOENIX, SERIE 450, TIPO: XT1, S/N: XT1-28666, P/N: 100462067
- 9850' (8398') 2-3/8" WL RE-ENTRY GUIDE

7" x 9-5/8" TOP OF LINER @ 10217' (8712)

9-5/8" CSG, 47#/ft, N-80, BTC, (223 JTS+1 PUP JOINT) @ 10408' (8874')

"ARENA UI"
 29-Octubre-2007

Halliburton - 4-5/8" Cargas HMX
 11019' (9434') - 11046' (9460') @ 5 DPP

"ARENA TP"
 28-Octubre-2007

Halliburton - 4-5/8" Cargas HMX
 11264' (9666') - 11268' (9670') @ 5 DPP
 11284' (9685') - 11292' (9693') @ 5 DPP

PBTD: 10223' (8717)

- 10232' (8725') 2 7/8" TBG, 6.5 #/FT (24 JTS), EUE TOPE DEL PESCADO
- 11009' (9425') X-OVER 2 7/8" EUE Box x 3-1/2" EUE Pin
- 11010' (9426') 3-1/2" BLAST JOINT ASSAMBLY (3 JTS) L-80, EUE
- 11070' (9482') 3-1/2" NO-GO ID: 2.125", PERFIL R EUE
- 11071' (9483') 3-1/2" SAFETY JOINT (60000 LB), EUE
- 11072' (9484') X-OVER 3-1/2" EUE Box x 2-7/8" EUE Pin
- 11073' (9485') 2 7/8" PUP JOINT, 6.5 #/FT EUE
- 11105' (9515') 7" x 2-7/8" PACKER MULTIPOINT 26#/FT, EUE
- 11116' (9526') 2 7/8" PUP JOINT 6.5 #/FT EUE
- 11121' (9530') X-OVER 2-3/8" EUE BOX x 3-1/2" EUE PIN
- 11134' (9543') 2-3/8" PUP JOINT (1 JT), 4.7 #/FT, EUE
- 11134' (9543') 3-1/2" PUP JOINT (1 JT), 9.3 #/FT, EUE
- 11141' (9549') DESCARGA, SERIE 540, 3-1/2" EUE
- 11141' (9549') BOMBA SUP, GN 2100, 96 STG, SERIE 540, 66CRCT-AFL-INC-ES2-ZZ-RLOY, 2IN8F01670
- 11153' (9561') BOMBA INF, GN 2100, 107 STG, SERIE 540, 66CRCT-AFL-INC-ES3-ZZ-RLOY, 2IN8E01554
- 11190' (9573') MANEJADOR DE GAS, SERIE 240, 030-40, CRCT-RA-M-TRV-E3, 060E040043
- 11172' (9578') INTAKE, SERIE 540, ARZ-RA, REDALOY, RDS8B 993897
- 11173' (9579') PROTECTOR SUP, LSBPB-RLOY-AFL-RS-SS NTB-HL, SERIE 540, 3FN8F01621
- 11183' (9589') PROTECTOR INF, SERIE 540, BPBSL-RLOY-AFL-RS-SS NTB-HL, 3FN8F01622
- 11192' (9597') MOTOR TIPO 3K3-UT-RLOY-AFL, 200/250 HP, 1120/1058 VOL, 135.5/113 AMP.
- 11221' (9625') ADAPTER SERIE 540/450
- 11222' (9626') SENSOR PHOENIX, XT0-16810
- 11224' (9628') MOTOR GUIDE

7" Float Collar @ 11396' (9793')

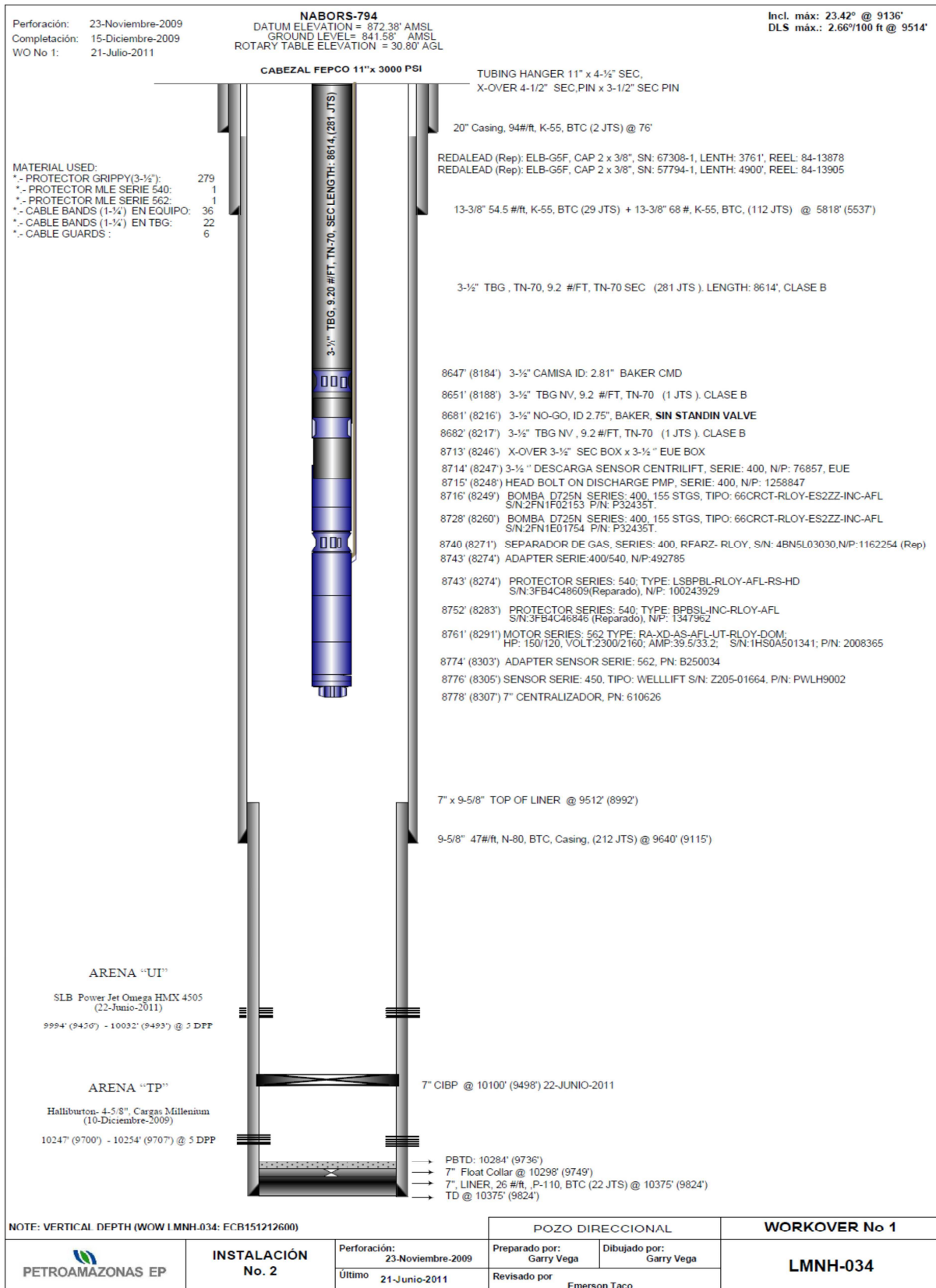
7", LINER, 26 #/ft, P-110, (26 JTS+2 PUP JOINTS) @ 11448' (9844')

TD @ 11450' (9846')

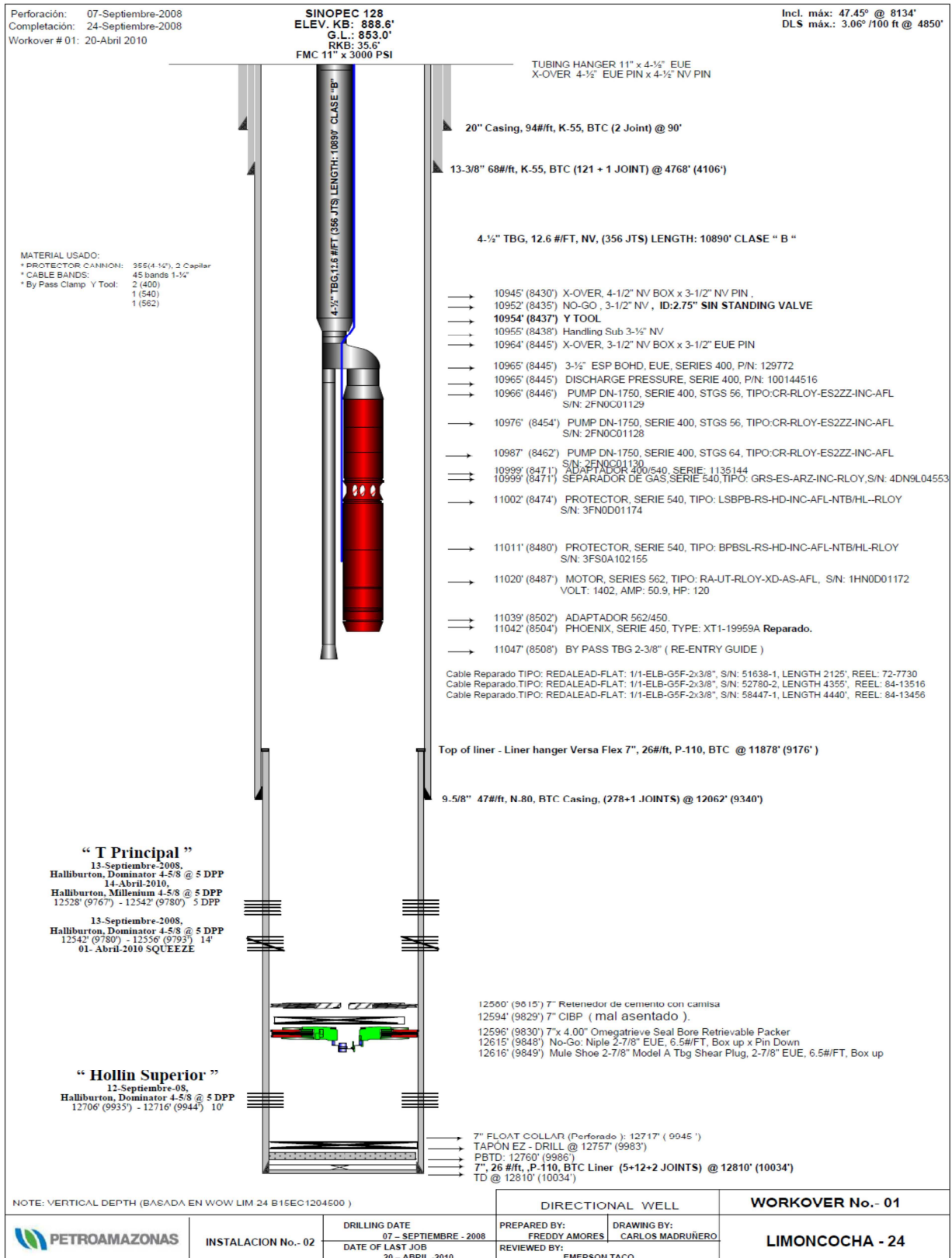
NOTE: VERTICAL DEPTH (WOW LMNH-020: ECB151201700)

INSTALACION No 3		POZO DIRECCIONAL		WORKOVER No 2
		Preparado por:	Dibujado por:	LMNH-020
	Perforación:	26-Octubre-2007	Jose Gencon	
	Último trabajo	19-Mayo-2011	Emerson Taco / Lorena Zapata	

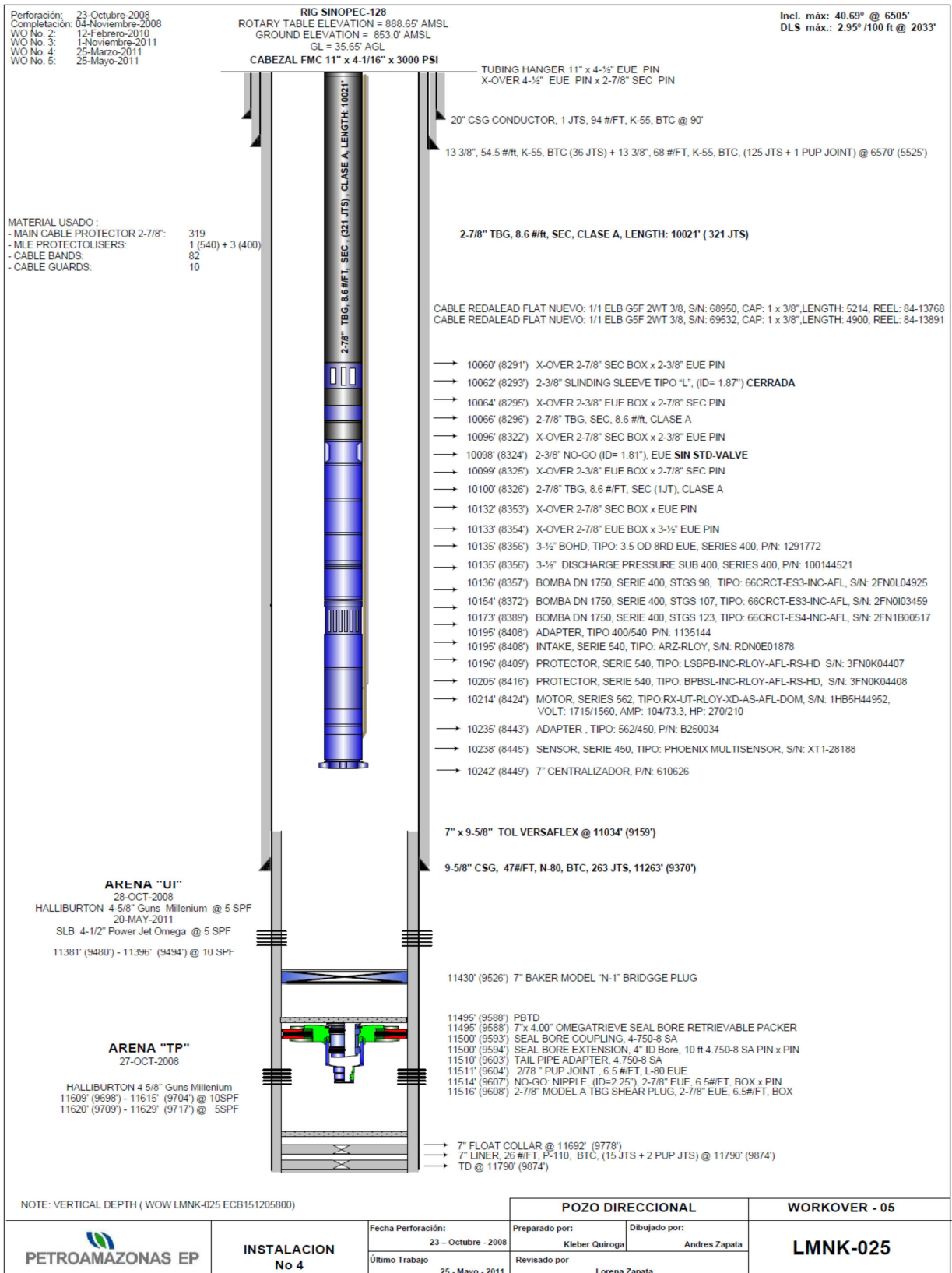
FUENTE: PETROAMAZONAS EP



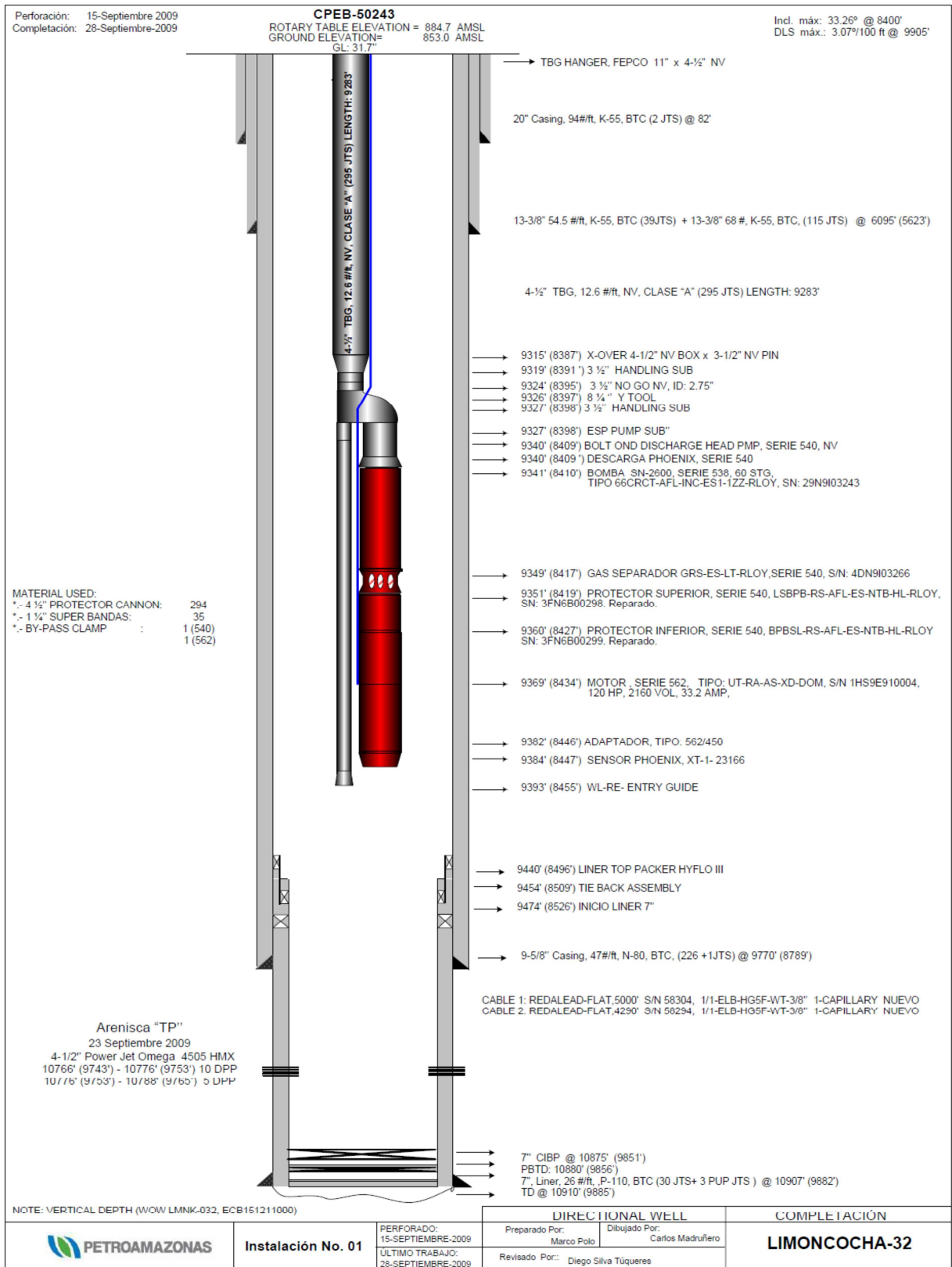
FUENTE: PETROAMAZONAS EP



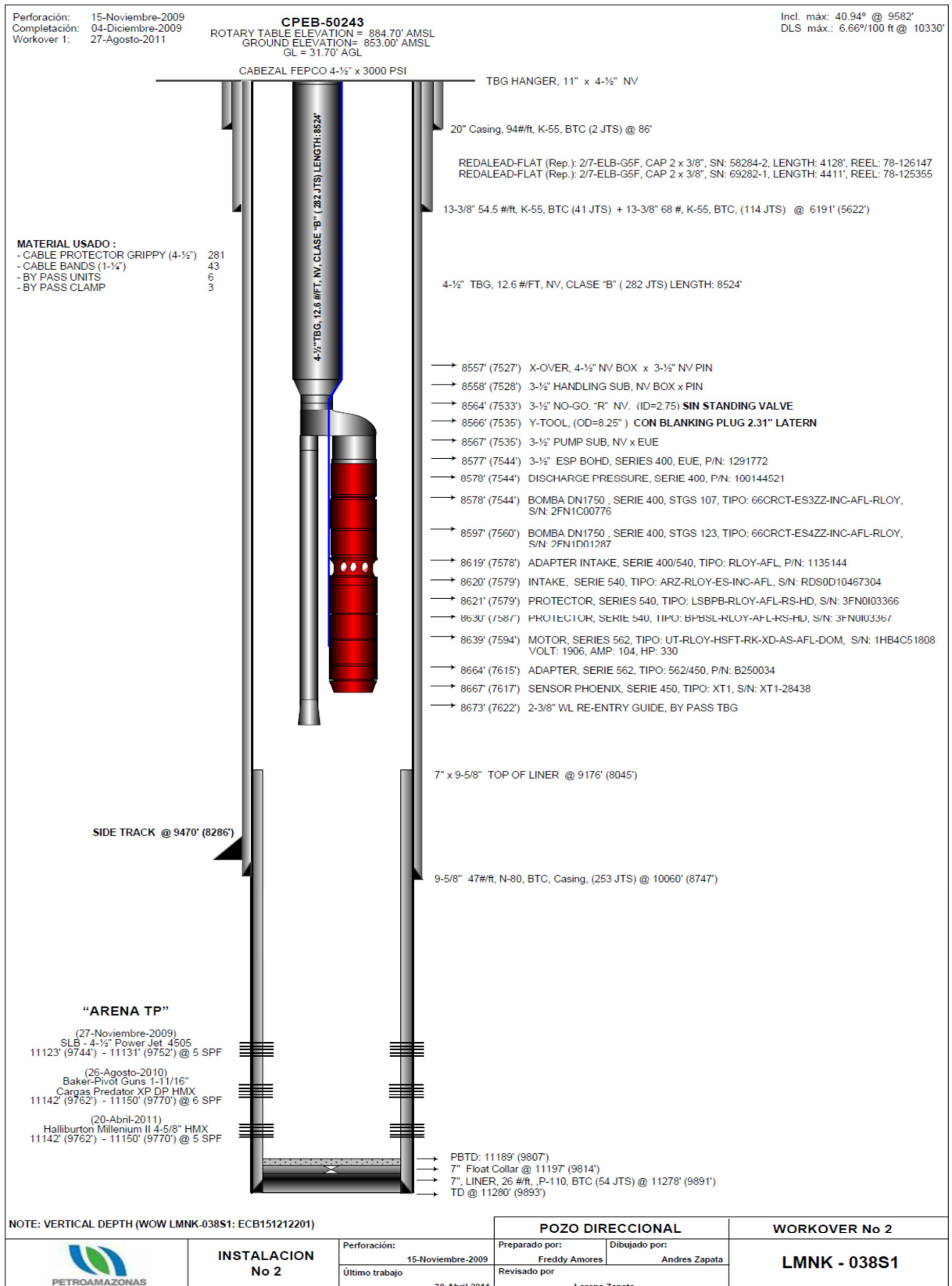
FUENTE: PETROAMAZONAS EP



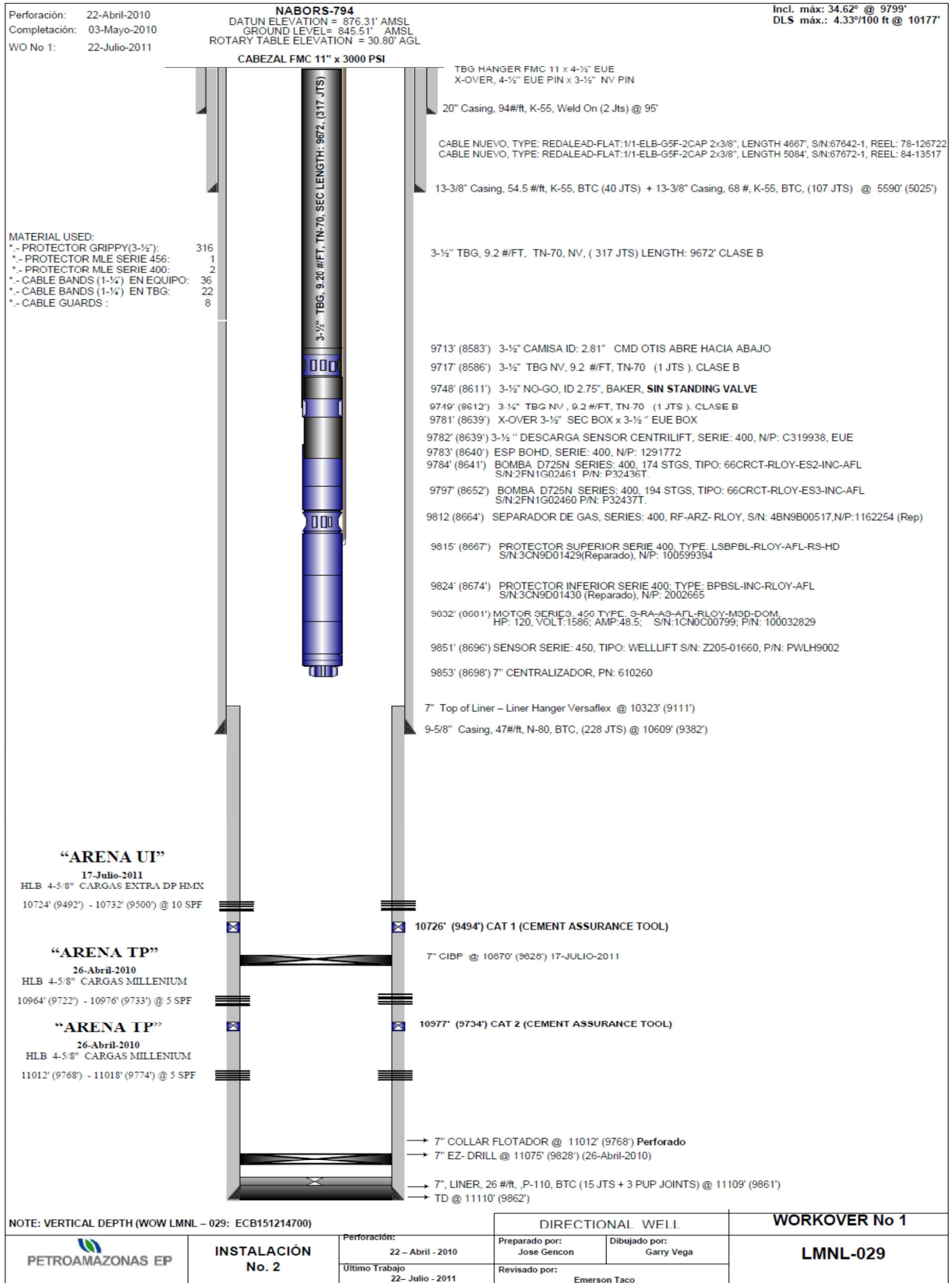
FUENTE: PETROAMAZONAS EP



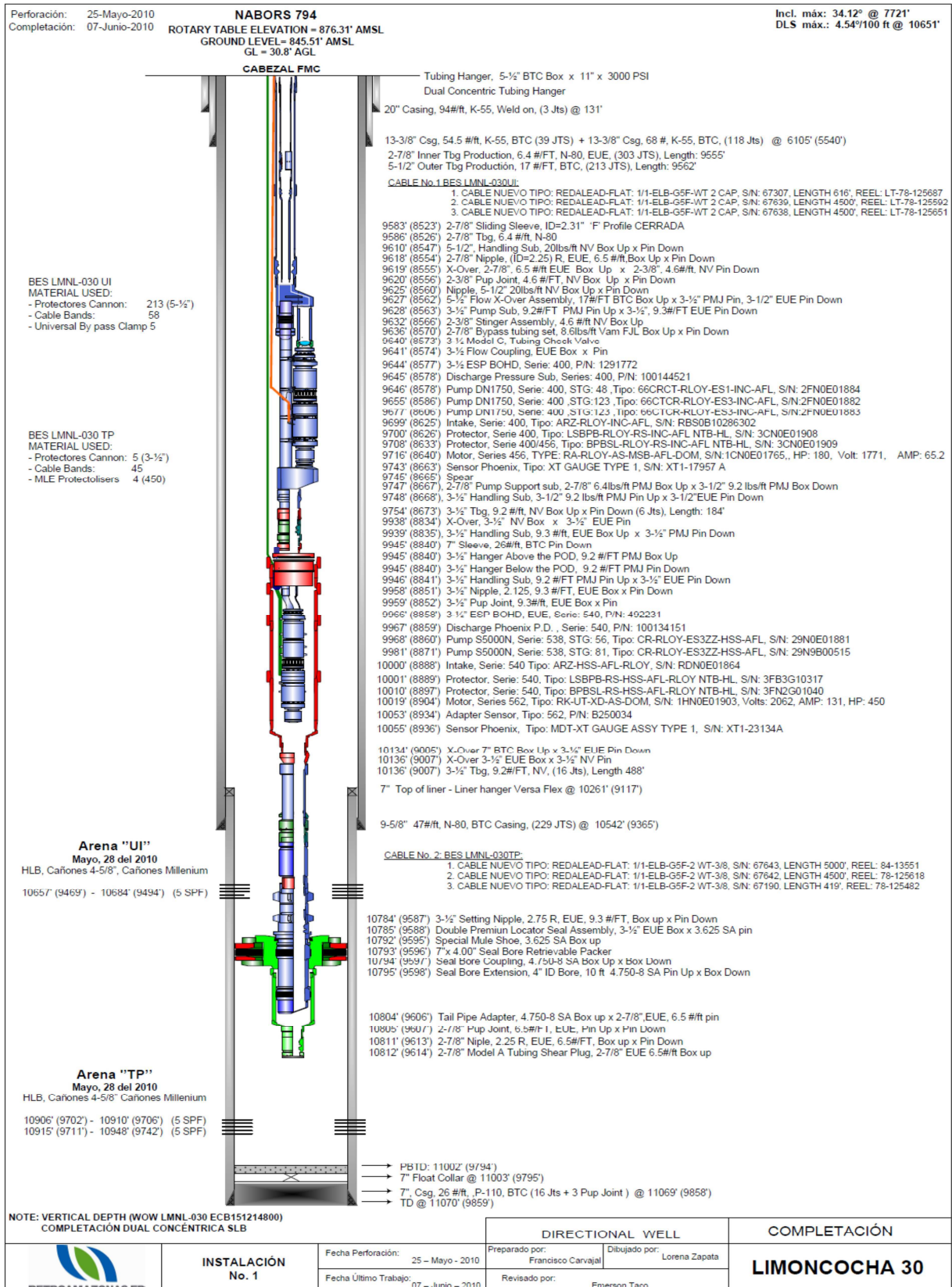
FUENTE: PETROAMAZONAS EP



FUENTE: PETROAMAZONAS EP



FUENTE: PETROAMAZONAS EP



FUENTE: PETROAMAZONAS EP

ANEXO 4

**DATOS GENERALES PARA EL ANÁLISIS Y REDISEÑO DEL BOMBEO
ELECTROSUMERGIBLE**

DATOS COMPLETACIÓN DEL POZO

N o	POZO	ARE NA	casing conductor			casing superficial			casing producción			tubing			liner			tope de perforación
			pe so	profund idad	O D	pe so	profund idad	OD	pe so	profund idad	OD	pe so	profund idad	OD	pe so	profund idad	O D	
1	LMN F006	UI	94	198	20	40. 5	3030	10 3/4	26	9888	7	8.6	8878	2 7/8			9417	
2	LMN H008	UI				40. 5	3032	10 3/4	26	9890	7	9.3	9711	3 1/2			9417	
3	LMN H020	UI	94	90	20	68	6426	13 3/8	47	10408	9 5/8	12. 6	9653	4 1/2	26	11448	102 17	11019
4	LMN H034	UI	94	76	20	68	5818	13 3/8	47	9640	9 5/8	9.2	8614	3 1/2	26	10375	951 2	9994
5	LMN K024	TP	94	90	20	68	4768	13 3/8	47	12062	9 5/8	12. 6	10890	4 1/2	26	12810	118 78	12528
6	LMN K025	UI	94	90	20	68	6570	13 3/8	47	11263	9 5/8				26	11790		11381
7	LMN K032	TP	94	82	20	68	6095	13 3/8	47	9770	9 5/8	12. 6	9283	4 1/2	26	10907	944 0	10766
8	LMN K038S1	TP	94	86	20	68	6191	13 3/8	47	10060	9 5/8	12. 6	8524	4 1/2	26	11278	917 6	11123
9	LMN L029	UI	94	95	20	68	5590	13 3/8	47	10609	9 5/8	9.2	9672	3 1/2	26	11109	103 23	10724
10	LMN L030	TP	94	131	20	68	6105	13 3/8	47	10542	9 5/8	17	9562	5 1/2	26	11069	102 61	10915

ELABORADO POR: AUTORES

FUENTE: PETROAMAZONAS EP

DATOS DE PRODUCCIÓN

No	POZO	ARENA	FECHA	ql	IP	BSW	API	GOR	Pc	Tc	SALINIDAD	Pcsg
1	LMN F006	UI	20-jul-11	3,426	4.7	99	19	1,000	72	200	60,000	20
2	LMN H008	UI	19-jul-11	164	0.47	33	20	18	70	120	68,000	15
3	LMN H020	UI	26-jul-11	727	0.78	79	22	72	75	148	40,000	48
4	LMN H034	UI	25-jul-11	574	0.41	32	19	90	75	132	65,000	18
5	LMN K024	TP	25-jul-11	487	3.207	75	27	262	68	136	12,000	65
6	LMN K025	UI	28-jul-11	1,305	1.37	50	18	101	65	166	60,000	56
7	LMN K032	TP	26-jul-11	1,059	1.91	84	28	279	68	169	10,000	2
8	LMN K038S1	TP	24-jul-11	1,512	2.21	90	27	702	78	180	9,000	60
9	LMN L029	UI	28-jul-11	645	0.97	74	18	6	130	130	62,500	70
10	LMN L030	TP	22-jul-11	4,030	3.7	26	27	321	130	183	8,500	105

ELABORADO POR: AUTORES

FUENTE: PETROAMAZONAS EP

CONDICIONES DEL YACIMIENTO Y FLUIDO

No	POZO	ARENA	presión burbuja	temperatura formación	gravedad específica gas
1	LMN F006	UI	886	220	0.86
2	LMN H008	UI	886	220	0.86
3	LMN H020	UI	886	220	0.86
4	LMN H034	UI	886	220	0.86
5	LMN K024	TP	920	215	0.798
6	LMN K025	UI	886	220	0.86
7	LMN K032	TP	920	215	0.798

CONTINUACIÓN

8	LMN K038S1	TP	920	215	0.798
9	LMN L029	UI	886	220	0.86
10	LMN L030	TP	920	215	0.798

ELABORADO POR: AUTORES

FUENTE: PETROAMAZONAS EP

DATOS DE BUILD UP

No	POZO	ARENA	Fecha	Pr	Pwf	IP calculado	BSW
1	LMN F006	UI	03-dic-08	3164	1472	2.6	98
2	LMN H008	UI	30-may-11	3358	1114	0.48	40
3	LMN H020	UI	03-jun-09	3164	1010	0.65	80
4	LMN H034	UI	07-jul-11	3304	2214	0.51	20
5	LMN K024	TP	08-oct-10	3114	2464	3.077	70
6	LMN K025	UI	04-nov-10	3149	1314	0.79	40
7	LMN K032	TP	24-dic-10	3214	2514	3.29	65
8	LMN K038S1	TP	11-abr-11	3314	2830	3.1	85
9	LMN L029	UI	26-may-11	3152	1514	0.21	15
10	LMN L030	TP	03-ene-11	3164	2214	4.32	10

ELABORADO POR: AUTORES

FUENTE: PETROAMAZONAS EP

DATOS DEL EQUIPO DE BES

N o	POZO	ARENA	ESPESOR ARENA	BOMBA			MOTOR			CABLE		
				serie	modelo	frecuencia	etapas	SERIE	HP		VOLTAJE	AMPERIOS
1	LMN F006	UI	20	538	SN 5000	50	82+82	562	450	2062	131	Readlead 2/7
2	LMN H008	UI	12	538	SN 3600	70	33+41+78	540	2*225	2*1135	127	Readlead 1/1
3	LMN H020	UI	26	400	DN 1750	58	179+216	540	250	1673	94	Readlead 1/1
4	LMN H034	UI	7	400	DN 725	52	155+155	562	150	2300	39.5	Readlead 1/1
5	LMN K024	TP	14	400	DN1750	60	64+56+56	562	120	1402	50.9	Readlead 1/1
6	LMN K025	UI	15	400	DN1750	53	123+107+98	562	270/210	1715/1560	104/73.3	Readlead 1/1
7	LMN K032	TP	22	538	SN-2600	61	60	562	120	2160	33.2	Readlead 1/1
8	LMN K038S1	TP	16	400	DN-1750	54	56+99+74	562	330	1906	104	Readlead 2/7
9	LMN L029	UI	8	400	D725N	47	174+194	456	120	1589	48.5	Readlead 1/1
10	LMN L030	TP	65	538	S5000 N	49	56+81	562	450	2062	43.1	Readlead 1/1

ELABORADO POR: AUTORES

FUENTE: PETROAMAZONAS EP

DATOS PARA EL DISEÑO DE LA BES

POZO	CAUDAL (BFPD)	DESEADO	ASENTAMIENTO DE LA BOMBA (FT)
LMN H008	1200		8973
LMN H020	1200		9757
LMN K024	2000		10966
LMN K025	1630		10136
LMN K032	1500		9341

ELABORADO POR: AUTORES

FUENTE: PETROAMAZONAS EP

DATOS ADICIONALES

PRESIÓN DEL SEPARADOR = 45 psia; TEMPERATURA DEL SEPARADOR= 60 F

ANEXO 5

CATALOGO DE BOMBAS Y EJEMPLO PARA LA SELECCIÓN DE BOMBAS

CATALOGO DE BOMBAS REDA

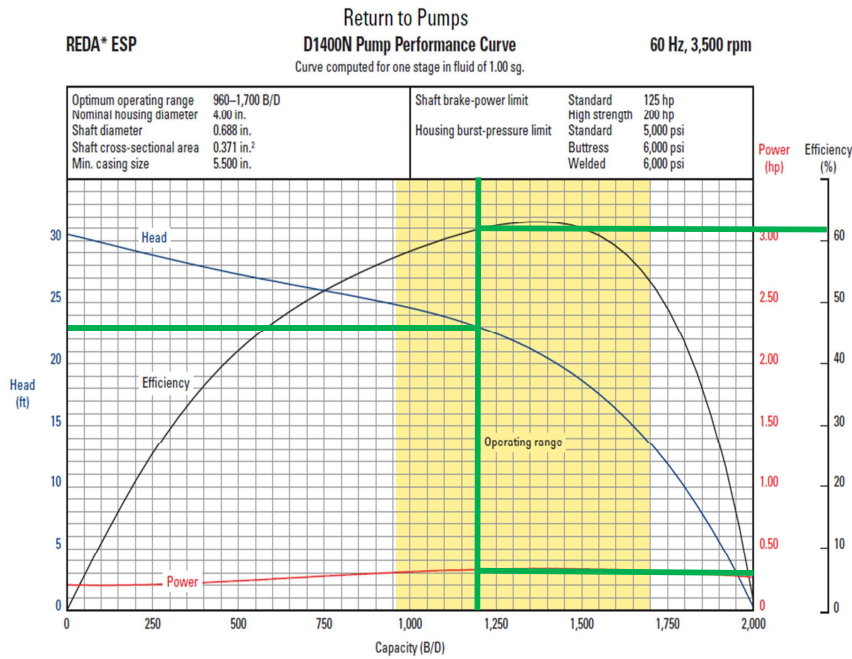
Pump Summary—338 Series–562 Series				
Series	OD, in. [mm]	Pump Type	Capacity Range, Recommended Limits	
			60 Hz, B/D	50 Hz, m ³ /d
338	3.38 [85.85]	AN550	400–700	53–93
		AN900	700–1,060	93–140
		AN1200	800–1,650	106–219
		AN1500	1,000–2,000	132–265
		A2700N	1,800–3,400	238–450
387	3.87 [98.30]	D3050N	2,000–3,700	265–490
		D3400N	2,400–4,400	318–583
		D5850N	4,400–7,000	583–927
400	4.00 [101.60]	D475N	200–625	27–83
		D725N	350–925	46–123
		DN1100	600–1,350	79–179
		D1400N	960–1,700	127–225
		DN1750	1,200–2,050	159–272
		DN1800	1,200–2,400	159–318
		DN2150	1,300–2,600	172–344
		D2400N	1,500–3,200	199–424
		DN3000	2,100–3,700	278–490
		DN3100	2,100–3,900	278–517
		D4300N	3,500–5,400	464–715
540	5.13 [130.30]	GN1600	1,000–2,150	132–285
		GN2100	1,650–2,700	219–358
		GN3200	2,200–4,100	291–543
		GN4000	3,200–4,800	424–636
		GN5200	3,900–6,600	517–874
		G6200N	4,500–8,000	596–1,060
		GN7000	5,000–9,000	662–1,192
		GN10000	7,000–12,000	927–1,590
538	5.38 [136.65]	SN2600	1,600–3,200	212–424
		SN3600	2,400–4,600	318–609
		S5000N	4,000–5,400	530–715
		SN8500	6,000–11,000	795–1,457
		S8900N	4,000–11,000	530–1,457
562	5.62 [142.75]	HN13500	5,000–18,000	662–2,385
		HN15000	12,000–18,000	1,590–2,385
		H15500N	11,000–20,000	1,457–2,650
		H21500N	17,500–24,000	2,319–3,180
		H28000N	28,000–36,000	3,710–4,770

FUENTE: REDA Electric Submersible
Pump Technology ESP Catalog

SELECCIÓN DE BOMBAS

Con el caudal deseado de 1200 BFPD para el pozo LMN H008 se ingresa al catálogo de las bombas de la empresa SCHLUMBERGER y se encontró dos tipos de bombas para ese mismo caudal la DN110 y D1400N. Se obtuvo los valores

CURVA DE RENDIMIENTO DE LA BOMBA SELECCIONADA



EFICIENCIA = 62%

HEAD= 23 ft/etapa

POWER= 0.30 hp

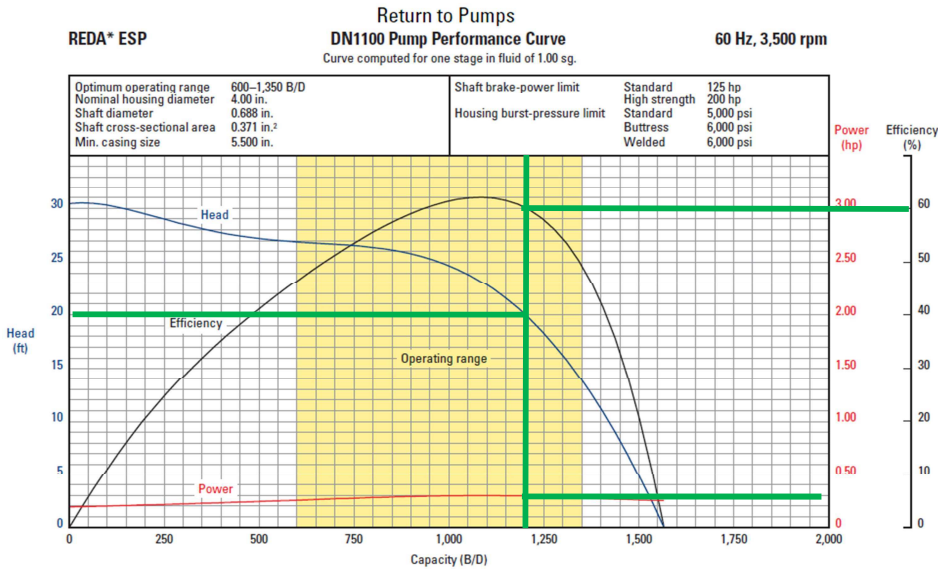
TDH= 7034.92 ft

$$N^{\circ} \text{ etapas} = \frac{TDH (ft)}{Epe \left(\frac{ft}{\text{etapa}} \right)}$$

$$N^{\circ} \text{ etapas} = \frac{7034.92 (ft)}{23 \left(\frac{ft}{\text{etapa}} \right)} = 306 \text{ etapas}$$

(A.5.1)

CURVA DE RENDIMIENTO DE LA BOMBA SELECCIONADA



EFICIENCIA = 60%

HEAD= 20 ft/etapa

POWER= 0.30 hp

TDH= 7034.92 ft

$$N^{\circ} etapas = \frac{TDH (ft)}{Epe\left(\frac{ft}{etapa}\right)}$$

$$N^{\circ} etapas = \frac{7034.92 (ft)}{20\left(\frac{ft}{etapa}\right)} = 352 etapas$$

Nótese que la bomba D1400N tiene menos etapas que la bomba DN1100 motivo que será la más adecuada para realizar el mismo trabajo de producir los 1200 BFPD.