

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y
PETRÓLEOS**

**“DETERMINACIÓN Y APLICACIÓN DE UN PROCESO PARA LA
SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS A
REACONDICIONAMIENTO DEL CAMPO LIMONCOCHA”**

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

MAYRA ALEXANDRA RUANO CALERO
ale_ruano87@hotmail.com

EDWIN EDUARDO MACAS ROMERO
advansan@hotmail.com

DIRECTOR: ING. RAÚL VALENCIA, Msc
raul.valencia@epn.edu.ec

Quito, Abril 2014

DECLARACIÓN

Nosotros, Mayra Alexandra Ruano Calero y Edwin Eduardo Macas Romero, declaramos bajo juramento que el trabajo realizado es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

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

MAYRA RUANO

EDWIN MACAS

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue realizado por Mayra Alexandra Ruano Calero y Edwin Eduardo Macas Romero, bajo mi supervisión.

ING. RAÚL VALENCIA, Msc.

DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTO

Un sincero e inmenso agradecimiento a todas las personas que colaboraron con la elaboración de este proyecto de titulación;

Al Ing. Raúl Valencia, por colaborar como tutor de este proyecto de titulación, quién además ha brindado sus conocimientos como profesor a lo largo de la carrera estudiantil.

Al Ing. Álvaro Izurieta por guiar el desarrollo de este estudio desinteresadamente, sin su ayuda no habría sido posible la realización del presente proyecto.

A la Ing. Jenny García quien brindó su tiempo y conocimientos incondicionalmente para el desarrollo de este trabajo, junto con su equipo de trabajo Diego Calispa y Geovanna Llerena.

Al Ing. Jorge Hurtado quien aportó con sus conocimientos y experiencia durante el estudio del presente trabajo.

A mi compañero y amigo Edwin Macas por su paciencia y amistad.

A la empresa SCHLUMBERGER por siempre colaborar con el desarrollo de la industria petrolera en servicio de la comunidad, y no fue la excepción para con este proyecto.

A la Escuela Politécnica Nacional por haberme formado como profesional, darme los conocimientos con los cuales me desempeñaré de la mejor manera, para servir al bienestar de los pueblos.

Mayra Ruano

AGRADECIMIENTO

Al señor Ingeniero Raúl Valencia, por su invaluable guía como catedrático y tutor del presente trabajo de investigación

Al señor ingeniero Álvaro Izurieta, funcionario de Petroamazonas, con cuyo aporte fue posible el desarrollo del presente trabajo.

Al señor ingeniero Salomón Morán e ingeniera Mayra Núñez, funcionarios de la Secretaria de Hidrocarburos, dependencia del Ministerio de Energía Minas y Petróleos.

A Schlumberger, en la persona del señor ingeniero Oscar Gutiérrez, Gerente de SIS Ecuador, y a sus colaboradores ingenieros Jenny García, Diego Calispa y, Geovanna Llerena.

A todos ellos, dejo expresa constancia de mi agradecimiento por su valiosa ayuda y colaboración para el desarrollo de este trabajo.

Edwin Macas Romero

DEDICATORIA

Dedico la culminación de mis estudios a mi familia, quienes me han brindado siempre su apoyo:

A mi madre Cleo Calero a quien debo todo mi sacrificio y esfuerzo.

A mi hermana Paola Ruano por ser apoyo incondicional a lo largo de mi vida.

A mi hermano menor Maykool Ruano, espero ser ejemplo para él.

Mayra Ruano

DEDICATORIA

Dedico el presente trabajo a Dios por el don de la vida y con mucho aprecio a mi familia, en especial:

A la memoria y al recuerdo sagrado de mi fallecido padre Luis Macas Vera,

A mi madre María Esther Romero Orellana, ejemplo de abnegación y amor,

A mi hermano Jorge Macas, por sus valiosos consejos y soporte en los estudios,

A mi hermana Fanny Macas, quien estuvo presente durante el transcurso de mi carrera,

A mi hermano Hugo, por todo su apoyo y modelo a seguir en la vida profesional.

A Carlita Iñiguez, quien con su entrega me ha inspirado a seguir adelante.

Edwin Macas Romero

CONTENIDO

DECLARACIÓN	II
CERTIFICACIÓN	III
AGRADECIMIENTO.....	IV
DEDICATORIA.....	VI
CONTENIDO.....	VIII
ÍNDICE DE FIGURAS	XIV
ÍNDICE DE TABLAS	XXIII
ÍNDICE DE ANEXOS	XXVI
RESUMEN	XXVIII
PRESENTACIÓN	XXIX
SIMBOLOGÍA.....	XXX
CAPÍTULO I	1
DESCRIPCIÓN DEL CAMPO LIMONCOCHA Y PROBLEMAS COMUNES DE POZOS.....	1
1.1 DESCRIPCIÓN DEL CAMPO.....	1
1.1.1 ANTECEDENTES	1
1.1.2 UBICACIÓN DEL CAMPO.....	1
1.1.3 ESTADO ACTUAL DEL CAMPO	2
1.1.4 GEOLOGÍA	4
1.1.5 PROPIEDADES PVT.....	7
1.2 PROBLEMAS COMUNES.....	8
1.2.1 FALLAS MECÁNICAS.....	9
1.2.2 REPARAR DAÑO DE FORMACIÓN DENTRO DEL POZO	9
1.3 SOLUCIONES A LOS PROBLEMAS COMUNES (TRABAJOS DE REACONDICIONAMIENTO).....	13

1.3.1	CAMBIO DE EQUIPO ELECTROSUMERGIBLE	13
1.3.2	CAMBIOS DE ZONA DE PRODUCCIÓN	13
1.3.3	REDISPARO.....	14
1.3.4	CAÑONEO CON PROPELENTE	15
1.3.5	ESTIMULACIÓN CON ÁCIDO	15
1.3.6	FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	16
CAPÍTULO II		17
METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS A REACONDICIONAMIENTO		17
2.1	ADQUISICIÓN DE DATOS.....	18
2.2	CONSTRUCCIÓN DE LA BASE DE DATOS.....	19
2.3	IDENTIFICACIÓN DE POZOS CANDIDATOS A REACONDICIONAMIENTO	19
2.3.1	INTERPRETACIÓN DE LOS DATOS Y EVALUACIÓN DE POZOS... ..	19
2.3.2	ÍNDICE HETEROGENEIDAD (HI).....	20
2.3.3	ÍNDICE HETEROGENEIDAD MODIFICADO (MHI).....	22
2.3.4	GRÁFICOS DE DIAGNÓSTICO.....	24
2.3.5	MAPAS ACUMULATIVOS	27
2.3.6	HISTORIAL DE PRODUCCIÓN	28
2.3.7	CURVA DE DECLINACIÓN	30
2.3.8	CURVA DE PRODUCCIÓN	30
2.3.9	CURVA COMPORTAMIENTO DE SALINIDAD	30
2.3.10	REGISTRO DE POZOS	32
2.4	ANÁLISIS POSTERIOR A LA IDENTIFICACIÓN DE CANDIDATOS	34
2.4.1	ANÁLISIS NODAL.....	34
2.4.2	ÁRBOL DE DECISIÓN	34
2.4.3	EVALUACIÓN ECONÓMICA.....	34
CAPÍTULO III		37
APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE POZOS A REACONDICIONAMIENTO EN EL CAMPO LIMONCOCHA.....		37
3.1	ADQUISICIÓN DE DATOS DEL CAMPO LIMONCOCHA.....	39
3.2	CONSTRUCCIÓN DE LA BASE DE DATOS DEL CAMPO LIMONCOHA	39
3.2.1	COMPORTAMIENTO ESTÁTICO	39
3.2.2	COMPORTAMIENTO DINÁMICO	39
3.3	IDENTIFICACIÓN DE POZOS CANDIDATOS A REACONDICIONAMIENTO DEL CAMPO LIMONCOCHA	40
3.3.1	MAPA BASE	40
3.3.2	MAPAS ACUMULATIVOS	41

3.3.3	MAPA DEL CORTE DE AGUA.....	44
3.3.4	ANÁLISIS DE POZOS MEDIANTE EL ÍNDICE DE HETEROGENEIDAD MODIFICADO	44
3.3.5	ÍNDICE DE HETEROGENEIDAD MODIFICADO PARA LA ARENA TP	52
3.3.6	ÍNDICE DE HETEROGENEIDAD MODIFICADO PARA LA ARENA UI	54
CAPÍTULO IV		55
ANÁLISIS DE LOS POZOS SELECCIONADOS A REACONDICIONAMIENTO..		55
4.1	ANÁLISIS DEL POZO LIMONCOCHA K-031 TP	55
4.1.1	ANTECEDENTES DEL POZO LIMONCOCHA K-031	55
4.1.2	COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO, AGUA Y CORTE DE AGUA VS TIEMPO DEL POZO LIMONCOCHA K-031.....	56
4.1.3	CURVA DE DIAGNÓSTICO DE CHAN DEL POZO LIMONCOCHA K-031	58
4.1.4	CURVA DE DECLINACIÓN DEL POZO LIMONCOCHA K-031.....	59
4.1.5	CURVA DE LA FRECUENCIA DE LA BOMBA DEL POZO LIMONCOCHA K-031	59
4.1.6	REGISTRO DEL POZO LIMONCOCHA K-031	61
4.1.7	ANÁLISIS COMPARATIVO DE MÚLTIPLES POZOS PARA LIMONCOCHA K-031	64
4.1.8	FLUJOGRAMA DEL POZO LIMONCOCHA K-031	64
4.2	ANÁLISIS DEL POZO LIMONCOCHA L-030 TP.	66
4.2.1	ANTECEDENTES DEL POZO LIMONCOCHA L-030	66
4.2.2	CURVA DE COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y AGUA VS EL CORTE DE AGUA DEL POZO LIMONCOCHA L-030	67
4.2.3	CURVA DE DIAGNÓSTICO DEL POZO LIMONCOCHA L-030	68
4.2.4	CURVA DEL COMPORTAMIENTO DE LA DECLINACIÓN DEL POZO LIMONCOCHA L-030	70
4.2.5	CURVA DE LA FRECUENCIA DE LA BOMBA DEL POZO LIMONCOCHA L-030	70
4.2.6	REGISTRO DEL POZO LIMONCOCHA L-030.....	71
4.2.7	ANÁLISIS COMPARATIVO DE MULTIPLES POZOS PARA LIMONCOCHA L-030	73
4.2.8	FLUJOGRAMA DEL POZO LIMONCOCHA L-030	74
4.3	ANÁLISIS DEL POZO LIMONCOCHA K-032 TP	76
4.3.1	ANTECEDENTES DEL POZO LIMONCOCHA K-032.....	76
4.3.2	CURVA DE COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y AGUA VS EL CORTE DE AGUA DEL POZO LIMONCOCHA K-032	77
4.3.3	CURVA DE DECLINACIÓN DEL POZO LIMONCOCHA K-032.....	79
4.3.4	CURVA DE LA FRECUENCIA Y PRESIÓN DE INTAKE DE LA BOMBA DEL POZO LIMONCOCHA L-032.....	80

4.3.5	CURVA DE LA PRESIÓN DE FONDO VERSUS EL FLUIDO PRODUCIDO DEL POZO LIMONCOCHA K-032	81
4.3.6	REGISTRO DEL POZO LIMONCOCHA K-032	83
4.3.7	REGISTRO DEL CAMBIO DE ZONA EN EL POZO LIMONCOCHA K-032.	84
4.3.8	FLUJOGRAMA DEL POZO LIMONCOCHA K-032.....	84
4.4	ANÁLISIS DEL POZO LIMONCOCHA K-041 UI	88
4.4.1	ANTECEDENTES DEL POZO LIMONCOCHA K-041	88
4.4.2	CURVA DE COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y AGUA VS EL CORTE DE AGUA DEL POZO LIMONCOCHA K-041	89
4.4.3	CURVA DE DECLINACIÓN DEL POZO LIMONCOCHA K-041.....	91
4.4.4	CURVA DE LA FRECUENCIA DE LA BOMBA DEL POZO LIMONCOCHA K-041	91
4.4.5	REGISTRO DEL POZO LIMONCOCHA K-041	92
4.4.6	ANÁLISIS COMPARATIVO DE MÚLTIPLES POZOS PARA LIMONCOCHA K-041	94
4.4.7	ANÁLISIS COMPARATIVO DE LAS DOS ARENAS PRODUCTORAS PARA EL POZO LIMONCOCHA K-041	95
4.4.8	FLUJOGRAMA DEL POZO LIMONCOCHA K-041	96
4.5	ANÁLISIS DEL POZO LIMONCOCHA D-013 UI	98
4.5.1	ANTECEDENTES DEL POZO LIMONCOCHA D-013.....	98
4.5.2	CURVA DE COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y AGUA VS EL CORTE DE AGUA DEL POZO LIMONCOCHA D-013.	99
4.5.3	CURVA DE DIAGNÓSTICO DE CHAN DEL POZO LIMONCOCHA D-013.	100
4.5.4	CURVA DE DECLINACIÓN DEL POZO LIMONCOCHA D-013.	102
4.5.5	CURVA DE FRECUENCIA DE LA BOMBA DEL POZO LIMONCOCHA D-013.	103
4.5.6	CURVA DE PRESIÓN INTAKE DE LA BOMBA DEL POZO LIMONCOCHA D-013.....	103
4.5.7	CURVA DE SALINIDAD EN EL POZO LIMONCOCHA D-013.....	104
4.5.8	REGISTRO DEL POZO LIMONCOCHA D-013.	105
4.5.9	ANÁLISIS COMPARATIVO DE MÚLTIPLES POZOS PARA LIMONCOCHA D-013.....	106
4.5.10	FLUJOGRAMA DEL POZO LIMONCOCHA D-013.	108
4.6	ANÁLISIS DEL POZO LIMONCOCHA L-028 UI.....	110
4.6.1	ANTECEDENTES DEL POZO LIMONCOCHA L-028	110
4.6.2	CURVA DE COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y AGUA VS EL CORTE DE AGUA DEL POZO LIMONCOCHA D-013	111
4.6.3	CURVA DE DECLINACIÓN DEL POZO LIMONCOCHA L-028.....	112
4.6.4	CURVA DE FRECUENCIA DE LA BOMBA DEL POZO LIMONCOCHA L-028	113

4.6.5	CURVA DE PRESIÓN INTAKE DE LA BOMBA DEL POZO LIMONCOCHA L-028	114
4.6.6	REGISTRO DEL POZO LIMONCOCHA L-028.....	116
4.6.7	ANÁLISIS COMPARATIVO DE MÚLTIPLES POZOS PARA LIMONCOCHA L-028.	118
4.6.8	FLUJOGRAMA DEL POZO LIMONCOCHA L-028	119
4.7	ANÁLISIS DEL POZO LIMONCOCHA G-036 UI	121
4.7.1	ANTECEDENTES DEL POZO LIMONCOCHA G-036.....	121
4.7.2	CURVA DE COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y AGUA VS EL CORTE DE AGUA DEL POZO LIMONCOCHA G-036	122
4.7.3	CURVA DE DIAGNÓSTICO DE CHAN DEL POZO LIMONCOCHA G-036	123
4.7.4	CURVA DE DECLINACIÓN DEL POZO LIMONCOCHA G-036	124
4.7.5	CURVA DE FRECUENCIA DE LA BOMBA DEL POZO LIMONCOCHA G-036	125
4.7.6	CURVA DE SALINIDAD EN EL POZO LIMONCOCHA G-036	125
4.7.7	REGISTRO DEL POZO LIMONCOCHA G-036.....	127
4.7.8	FLUJOGRAMA DEL POZO LIMONCOCHA G-036	131
CAPÍTULO V		132
ESCENARIOS DE REACONDICIONAMIENTO, ÁRBOLES DE DECISIONES Y EVALUACIÓN ECONÓMICA DE LOS POZOS SELECCIONADOS		132
5.1	ANÁLISIS NODAL	132
5.1.1	APLICACIÓN DEL ANÁLISIS NODAL CON EL SOFTWARE PIPESIM	136
5.2	ÁRBOL DE DECISIÓN	137
5.2.1	VALOR ESPERADO:.....	137
5.2.2	CASO BASE:.....	138
5.2.3	SENSIBILIDAD:.....	138
5.2.4	NODO DE DECISIÓN:	138
5.2.5	NODO DE INCERTIDUMBRE:.....	138
5.3	ANÁLISIS NODAL DEL POZO LIMONCOCHA K-031	138
5.4	ANÁLISIS NODAL DEL POZO LIMONCOCHA L-030.....	145
5.5	ANÁLISIS NODAL DEL POZO LIMONCOCHA K-032	151
5.6	ANÁLISIS NODAL DEL POZO LIMONCOCHA K-041	157
5.7	ANÁLISIS NODAL DEL POZO LIMONCOCHA D-013	159
5.8	ANÁLISIS NODAL DEL POZO LIMONCOCHA G-036.....	165
5.9	ANÁLISIS NODAL DEL POZO LIMONCOCHA L-028.....	169

5.10	EVALUACIÓN ECONÓMICA Y TOMA DE DECISIONES DEL POZO LIMONCOCHA K-031	173
5.11	EVALUACIÓN ECONÓMICA Y TOMA DE DECISIONES DEL POZO LIMONCOCHA L-030	177
5.12	EVALUACIÓN ECONÓMICA Y TOMA DE DECISIONES DEL POZO LIMONCOCHA K-032.....	181
5.13	EVALUACIÓN ECONÓMICA Y TOMA DE DECISIONES DEL POZO LIMONCOCHA D-013	184
5.14	EVALUACIÓN ECONÓMICA Y TOMA DE DECISIONES DEL POZO LMNG-036.....	187
5.15	EVALUACIÓN ECONÓMICA Y TOMA DE DECISIONES DEL POZO LIMONCOCHA L-028	190
	CAPÍTULO VI.....	193
6	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	193
6.1	CONCLUSIONES:.....	193
6.2	RECOMENDACIONES:.....	195
7	REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	197
8	ANEXOS	198

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1.1 MAPA DE UBICACIÓN DEL CAMPO LIMONCOCHA.	2
FIGURA 1.2 UBICACIÓN DE LOS POZOS EN EL CAMPO LIMONCOCHA Y MAPA ESTRUCTURAL REFERIDO AL TOPE DE LA ARENA U INFERIOR. .	5
FIGURA 1.3 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DE LA CUENCA ORIENTE.....	6
FIGURA 1.4 PRODUCCIÓN EXCESIVA DE GAS EN POZOS DE PETRÓLEO... 11	11
FIGURA 1.5 CONIFICACIÓN DE AGUA.	12
FIGURA 1.6 RECOMPLETACIÓN PARA PONER EN PRODUCCIÓN UNA ZONA MÁS BAJA.	14
FIGURA 1.7 RECOMPLETACIÓN PARA PONER EN PRODUCCIÓN UNA ZONA MÁS ALTA.	14
FIGURA 2.1 FLUJO DE TRABAJO.	18
FIGURA 2.2 ÍNDICE DE HETEROGENEIDAD (HI).	21
FIGURA 2.3 ÍNDICE DE HETEROGENEIDAD MODIFICADO Y MAPA DE UBICACIÓN DEL CAMPO LIMOCOCHA.....	23
FIGURA 2.4 CURVA DE DIAGNÓSTICO CHAN – CANALIZACIÓN.....	24
FIGURA 2.5 CURVA DE DIAGNÓSTICO CHAN – CONIFICACIÓN.....	25
FIGURA 2.6 CURVA DE DIAGNÓSTICO CHAN – NORMAL.....	26
FIGURA 2.7 CURVA DE DIAGNÓSTICO CHAN – COMUNICACIÓN.....	27
FIGURA 2.8 MAPA ACUMULATIVO DE AGUA.	28
FIGURA 2.9 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN.....	29
FIGURA 2.10 CURVA DE DECLINACIÓN.....	29
FIGURA 2.11 CURVA DE COMPORTAMIENTO.	31

FIGURA 2.12 CURVA DE COMPORTAMIENTO DE SALINIDAD Y GRADOS API.	31
FIGURA 2.13 PERFIL DEL POZO LIMONCOCHA G-007 UI.	33
FIGURA 3.1 FLUJO INTEGRAL PARA LA SELECCIÓN DE POZOS.	37
FIGURA 3.2 PASOS REQUERIDOS PARA LA SELECCIÓN DE UN POZO A REACONDICIONAMIENTO.	38
FIGURA 3.3 MAPA BASE DE LA ARENA TP EN EL CAMPO LIMONCOCHA.	40
FIGURA 3.4 MAPA ACUMULATIVO DE PETRÓLEO – TP.	42
FIGURA 3.5 MAPA ACUMULATIVO DE PETRÓLEO – UI.	43
FIGURA 3.6 MAPA ACUMULATIVO DE AGUA EN LAS ARENAS TP & UI.	45
FIGURA 3.7 MAPA DE CORTE DE AGUA PARA LA ARENA TP & UI.	46
FIGURA 3.8 FLUJO DE SELECCIÓN DE POZOS A REACONDICIONAMIENTO.	47
FIGURA 3.9 FLUJO DE SELECCIÓN DE POZOS A REACONDICIONAMIENTO I CUADRANTE.	47
FIGURA 3.10 FLUJO DE SELECCIÓN DE POZOS A REACONDICIONAMIENTO II CUADRANTE.	48
FIGURA 3.11 FLUJO DE SELECCIÓN DE POZOS A REACONDICIONAMIENTO III CUADRANTE.	49
FIGURA 3.12 FLUJO DE SELECCIÓN DE POZOS A REACONDICIONAMIENTO IV CUADRANTE.	50
FIGURA 3.13 ÍNDICE DE HETEROGENEIDAD MODIFICADO & MAPA DE UBICACIÓN PARA LA ARENA TP.	51
FIGURA 3.14 CLASIFICACIÓN DE LOS POZOS POR CUADRANTE PARA LA ARENA TP.	52

FIGURA 3.15 ÍNDICE DE HETEROGENEIDAD MODIFICADO & MAPA DE UBICACIÓN PARA LA ARENA UI.	53
FIGURA 3.16 CLASIFICACIÓN DE LOS POZOS POR CUADRANTE PARA LA ARENA UI.	54
FIGURA 4.1 UBICACIÓN DEL POZO LIMONCOCHA K-031.....	56
FIGURA 4.2 CURVA DE COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO, AGUA Y CORTE DE AGUA VS TIEMPO PARA EL POZO LIMONCOCHA K-031.....	57
FIGURA 4.3 CURVA DE DIAGNÓSTICO DE CHAN PARA EL POZO LIMONCOCHA K-031.....	58
FIGURA 4.4 CURVA DE DECLINACIÓN DEL POZO LIMONCOCHA K-031.	60
FIGURA 4.5 FRECUENCIA DE LA BOMBA DEL POZO LIMONCOCHA K-031... ..	60
FIGURA 4.6 REGISTRO DEL POZO LIMONCOCHA K-031.....	62
FIGURA 4.7 ANÁLISIS COMPARATIVO DE MÚLTIPLES POZOS PARA LIMONCOCHA K-031.....	63
FIGURA 4.8 FLUJO DE TRABAJO APLICADO AL POZO LIMONCOCHA K-031.65	
FIGURA 4.9 UBICACIÓN DEL POZO LIMONCOCHA L-030.	67
FIGURA 4.10 CURVA DE COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO, AGUA VS EL CORTE DE AGUA DEL POZO LIMONCOCHA L-030.....	68
FIGURA 4.11 CURVA DE DIAGNÓSTICO DE CHAN DEL POZO LIMONCOCHA L-030.....	69
FIGURA 4.12 CURVA DE DECLINACIÓN DEL POZO LIMONCOCHA L-030.....	70
FIGURA 4.13 CURVA DE LA FRECUENCIA DE LA BOMBA DEL POZO LIMONCOCHA L-030.....	71

FIGURA 4.14 REGISTRO DEL POZO LIMONCOCHA L-030.	72
FIGURA 4.15 ANÁLISIS COMPARATIVO DE MÚLTIPLES POZOS PARA LIMONCOCHA L-030.	74
FIGURA 4.16 FLUJO DE TRABAJO APLICADO AL POZO LIMONCOCHA L-030.	75
FIGURA 4.17 UBICACIÓN DEL POZO LIMONCOCHA K-032.	77
FIGURA 4.18 CURVA DE COMPORTAMIENTO DE PETRÓLEO Y AGUA VS CORTE DE AGUA PARA EL POZO LIMONCOCHA K-032.	78
FIGURA 4.19 LOCALIZACIÓN DEL POZO LIMONCOCHA K-032 Y MAPA ACUMULATIVO DE AGUA.	79
FIGURA 4.20 CURVA DE DECLINACIÓN DEL POZO LIMONCOCHA K-032.	80
FIGURA 4.21 CURVA DE FRECUENCIA DE LA BOMBA DEL POZO LIMONCOCHA K-032.	81
FIGURA 4.22 CCURVA DE LA PRESIÓN DE ENTRADA A LA BOMBA EN EL POZO LIMONCOCHA K - 032.	82
FIGURA 4.23 CURVA DE LA PRESIÓN DE FONDO VERSUS EL FLUIDO PRODUCIDO DEL POZO LIMONCOCHA K-032.	82
FIGURA 4.24 PERFIL DEL POZO LIMONCOCHA K-032	85
FIGURA 4.25 CAMBIO DE ZONA MAS ALTA EN EL POZO LIMONCOCHA K-032.	86
FIGURA 4.26 FLUJO DE TRABAJO APLICADO AL POZO LIMONCOCHA K-032.	87
FIGURA 4.27 UBICACIÓN DEL POZO LIMONCOCHA K-041.	89

FIGURA 4.28 CURVA DE COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO, AGUA VS CORTE DE AGUA PARA POZO LIMONCOCHA K-041.....	90
FIGURA 4.29 CURVA DE DECLINACIÓN DEL POZO LIMONCOCHA K-041.	90
FIGURA 4.30 FRECUENCIA DE LA BOMBA DEL POZO LIMONCOCHA K-041.	91
FIGURA 4.31 REGISTRO DEL POZO LIMONCOCHA K-041.....	93
FIGURA 4.32 ANÁLISIS COMPARATIVO DE MÚLTIPLES POZOS PARA LIMONCOCHA K-041.....	94
FIGURA 4.33 ANÁLISIS COMPARATIVO DE LAS DOS ARENAS PRODUCTORAS PARA EL POZO LMNK-041.....	96
FIGURA 4.34 FLUJO DE TRABAJO APLICADO AL POZO LIMONCOCHA K-041.	97
FIGURA 4.35 UBICACIÓN DEL POZO LIMONCOCHA D-013	99
FIGURA 4.36 CURVA DE COMPORTAMIENTO DE PETRÓLEO Y AGUA VERSUS CORTE DE AGUA PARA EL POZO LIMONCOCHA D-013.....	100
FIGURA 4.37 CURVA DE DIAGNÓSTICO DE CHAN DEL POZO LIMONCOCHA D-013.	101
FIGURA 4.38 CURVA DE DECLINACIÓN DEL POZO LIMONCOCHA D-013... ..	102
FIGURA 4.39 COMPORTAMIENTO DE FRECUENCIA DEL POZO LIMONCOCHA D-013.	103
FIGURA 4.40 COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN DE INTAKE DEL POZO LIMONCOCHA D-013.	104
FIGURA 4.41 CURVA DE SALINIDAD EN EL POZO LIMONCOCHA D-013.	105
FIGURA 4.42 REGISTRO DEL POZO LIMONCOCHA D-013.....	107

FIGURA 4.43 ANÁLISIS COMPARATIVO DE MÚLTIPLES POZOS PARA LIMONCOCHA D-013	108
FIGURA 4.44 FLUJO DE TRABAJO APLICADO AL POZO LIMONCOCHA D-013.	109
FIGURA 4.45 UBICACIÓN DEL POZO LIMONCOCHA L- 028.....	111
FIGURA 4.46 CURVA DE COMPORTAMIENTO DE PETRÓLEO Y AGUA VERSUS CORTE DE AGUA DEL POZO LIMONCOCHA L- 028.	112
FIGURA 4.47 LOCALIZACIÓN DEL POZO LIMONCOCHA L-028 EN EL MAPA ACUMULATIVO DE AGUA.....	113
FIGURA 4.48 CURVA DE DECLINACIÓN DEL POZO LIMONCOCHA L-028.....	114
FIGURA 4.49 CURVA DE FRECUENCIA DE LA BOMBA DEL POZO LIMONCOCHA L-028.....	115
FIGURA 4.50 CURVA DE PRESIÓN INTAKE DEL POZO LIMONCOCHA L-028.	115
FIGURA 4.51 REGISTRO DEL POZO LIMONCOCHA L-028.	117
FIGURA 4.52 ANÁLISIS COMPARATIVO DE MÚLTIPLES POZOS PARA EL POZO LIMONCOCHA L-028.....	118
FIGURA 4.53 FLUJO DE TRABAJO APLICADO AL POZO LIMONCOCHA L-028.	120
FIGURA 4.54 UBICACIÓN DEL POZO LIMONCOCHA G-036.	122
FIGURA 4.55 CURVA DE COMPORTAMIENTO DE PETRÓLEO Y AGUA VS CORTE DE AGUA PARA EL POZO LIMONCOCHA G-036.	123
FIGURA 4.56 CURVA DE DIAGNÓSTICO DE CHAN PARA EL POZO LIMONCOCHA G-36.	124
FIGURA 4.57 CURVA DE DECLINACIÓN DEL POZO LIMONCOCHA K-036. ...	125

FIGURA 4.58 COMPORTAMIENTO DE FRECUENCIA DEL POZO LIMONCOCHA G-036.	126
FIGURA 4.59 COMPORTAMIENTO DE SALINIDAD EN EL POZO LIMONCOCHA G-036.	126
FIGURA 4.60 REGISTRO DEL POZO LIMONCOCHA G-036.	128
FIGURA 5.1 OPTIMIZACIÓN EN DISEÑO DE PRODUCCIÓN.	133
FIGURA 5.2 CORRELACIÓN BAJO DEL PUNTO DE BURBUJA.....	134
FIGURA 5.3 DISEÑO DEL POZO LIMONCOCHA K-031	139
FIGURA 5.4 CALIBRACIÓN DE DATOS PVT DEL POZO LIMONCOCHA K-031 ARENA TP	140
FIGURA 5.5 PUNTO DE OPERACIÓN DE TRABAJO DEL POZO LIMONCOCHA K-031 DE LA ARENA TP.	142
FIGURA 5.6 CONTROL DE AGUA DEL POZO LIMONCOCHA K-031 PARA LA ARENA TP.....	143
FIGURA 5.7 DISEÑO DEL POZO LIMONCOCHA L-030	145
FIGURA 5.8 PUNTO DE OPERACIÓN DE TRABAJO DEL POZO LIMONCOCHA L-030.....	147
FIGURA 5.9 INCREMENTO DE FRECUENCIA DEL POZO LIMONCOCHA L-030.	148
FIGURA 5.10 CEMENTACIÓN FORZADA PARA EL POZO LIMONCOCHA L- 030	150
FIGURA 5.11 DISEÑO DEL POZO LIMONCOCHA K-032	151
FIGURA 5.12 PUNTO DE OPERACIÓN DE TRABAJO DEL POZO LIMONCOCHA K-032.....	153

FIGURA 5.13 PUNTO DE OPERACIÓN DE TRABAJO RESPECTO A LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DEL POZO LIMONCOCHA K-032.....	154
FIGURA 5.14 VARIACIÓN DE LA PRESIÓN DE FONDO DEL POZO LIMONCOCHA K-032.....	155
FIGURA 5.15 DISEÑO DEL POZO LIMONCOCHA K-041.....	157
FIGURA 5.16 ESTADO ACTUAL DEL POZO LIMONCOCHA K-041 DE LA ARENA UI.	158
FIGURA 5.17 DISEÑO DEL POZO LIMONCOCHA D-013.....	160
FIGURA 5.18 PUNTO DE OPERACIÓN DE TRABAJO DEL POZO LIMONCOCHA D-013 DE LA ARENA UI.....	162
FIGURA 5.19 REPARACIÓN DE LA COMUNICACIÓN DEL POZO LIMONCOCHA D-013 DE LA ARENA UI.....	163
FIGURA 5.20 COMPORTAMIENTO DE LA TASA DE PETRÓLEO AL REALIZAR LA REPARACIÓN DEL POZO LIMONCOCHA D-013 DE LA ARENA UI. ...	164
FIGURA 5.21 DISEÑO DEL POZO LIMONCOCHA G-036.	165
FIGURA 5.22 PUNTO DE OPERACIÓN DE TRABAJO DEL POZO LIMONCOCHA G-036 DE LA ARENA UI.....	167
FIGURA 5.23 REPARACIÓN DE LA COMUNICACIÓN DEL POZO LIMONCOCHA G-036 DE LA ARENA UI.....	168
FIGURA 5.24 DISEÑO DEL POZO LIMONCOCHA L-028.	169
FIGURA 5.25 PUNTO DE OPERACIÓN DE TRABAJO DEL POZO LIMONCOCHA L-028 DE LA ARENA UI.	171
FIGURA 5.26 REMOCIÓN DEL DAÑO DEL POZO LIMONCOCHA L-028 DE LA ARENA UI.	172

FIGURA 5.27 DIAGRAMA DE TORNADO PARA EL POZO LIMONCOCHA K-031.	174
FIGURA 5.28 ÁRBOL DE DECISIÓN PARA EL POZO LIMONCOCHA K-031... ..	176
FIGURA 5.29 DIAGRAMA DE TORNADO PARA EL POZO LIMONCOCHA L-030.	178
FIGURA 5.30 ÁRBOL DE DECISIÓN PARA EL POZO LIMONCOCHA L-030... ..	179
FIGURA 5.31 DIAGRAMA DE TORNADO PARA EL POZO LIMONCOCHA K-032.	181
FIGURA 5.32 ÁRBOL DE DECISIÓN PARA EL POZO LIMONCOCHA K-032... ..	183
FIGURA 5.33 DIAGRAMA DE TORNADO PARA EL POZO LIMONCOCHA D-013	185
FIGURA 5.34 ÁRBOL DE DECISIÓN PARA EL POZO LIMONCOCHA D-013. .	185
FIGURA 5.35 DIAGRAMA DE TORNADO PARA EL POZO LIMONCOCHA G-036	187
FIGURA 5.36 ÁRBOL DE DECISIÓN PARA EL POZO LIMONCOCHA G-036. .	188
FIGURA 5.37 DIAGRAMA DE TORNADO PARA EL POZO LIMONCOCHA L-028.	190
FIGURA 5.38 ÁRBOL DE DECISIÓN PARA EL POZO LIMONCOCHA L-028... ..	191

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1.1 RESUMEN DEL CÁLCULO DE PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO.	3
TABLA 1.2 RESUMEN DEL CÁLCULO DE RESERVAS.....	3
TABLA 1.3 DETALLE DE POZOS DEL CAMPO LIMONCOCHA.	4
TABLA 1.4 PROPIEDADES PVT DE LAS ARENAS DEL CAMPO LIMONCOCHA.	8
TABLA 4.1 RESULTADO DEL ANÁLISIS LIMONCOCHA K-031.....	64
TABLA 4.2 RESULTADO DEL ANÁLISIS DEL POZO LIMONCOCHA L-030.	74
TABLA 4.3 RESULTADOS DEL ANÁLISIS DEL POZO LIMONCOCHA K-032.....	84
TABLA 4.4 RESULTADO DEL ANÁLISIS DEL POZO LIMONCOCHA K-041.....	96
TABLA 4.5 RESULTADO DEL ANÁLISIS DEL POZO LIMONCOCHA D-013.....	108
TABLA 5.1 PUNTO DE OPERACIÓN DE TRABAJO DEL POZO LIMONCOCHA K- 031.....	141
TABLA 5.2 RESULTADOS OBTENIDOS DEL CONTROL DE AGUA LIMONCOCHA K-031.....	144
TABLA 5.3 PUNTO DE OPERACIÓN DE TRABAJO ACTUAL DEL POZO LIMONCOCHA L-030.....	146
TABLA 5.4 INCREMENTO DE LA FRECUENCIA LIMONCOCHA L-030 ARENA TP.....	146
TABLA 5.5 RESULTADOS OBTENIDOS DE CEMENTACIÓN FORZADA LIMONCOCHA L-030.....	149
TABLA 5.6 PUNTO DE OPERACIÓN DE TRABAJO DEL POZO LIMONCOCHA K- 032.....	152
TABLA 5.7 INCREMENTO DE LA FRECUENCIA LIMONCOCHA K-032 ARENA TP.....	156

TABLA 5.8 RESULTADOS OBTENIDOS DE LA VARIACIÓN DE LA PRESIÓN DE FONDO DE LIMONCOCHA K-032.....	156
TABLA 5.9 PUNTO DE OPERACIÓN DE TRABAJO DEL POZO LIMONCOCHA K-041.....	159
TABLA 5.10 PUNTO DE OPERACIÓN DE TRABAJO DEL POZO LIMONCOCHA D-013.....	160
TABLA 5.11 COMPORTAMIENTO AL REPARAR EL PROBLEMA DE COMUNICACIÓN MECÁNICA DEL POZO LIMONCOCHA D-013	161
TABLA 5.12 PUNTO DE OPERACIÓN DE TRABAJO DEL POZO LIMONCOCHA G-036.....	166
TABLA 5.13 REPARACIÓN DE COMUNICACIÓN DEL POZO LMONCOCHA G-036.....	166
TABLA 5.14 PUNTO DE OPERACIÓN DE TRABAJO DEL POZO LIMONCOCHA L-028.....	170
TABLA 5.15 RESULTADOS DE LA REMOCIÓN DEL DAÑO DEL POZO LIMONCOCHA L-028.....	170
TABLA 5.16 DESGLOSE DEL FLUJO DE CAJA LIMONCOCHA K-031.....	175
TABLA 5.17 INDICADORES ECONÓMICOS LIMONCOCHA K-031.....	177
TABLA 5.18 DESGLOSE DEL FLUJO DE CAJA LIMONCOCHA L-030.....	180
TABLA 5.19 INDICADORES ECONÓMICOS LIMONCOCHA L-030.....	180
TABLA 5.20 DESGLOSE DEL FLUJO DE CAJA LIMONCOCHA K-032.....	182
TABLA 5.21 INDICADORES ECONÓMICOS LIMONCOCHA K-032.....	184
TABLA 5.22 DESGLOSE DEL FLUJO DE CAJA LIMONCOCHA D-013.....	186
TABLA 5.23 INDICADORES ECONÓMICOS LIMONCOCHA D-013.....	186
TABLA 5.24 DESGLOSE DEL FLUJO DE CAJA LIMONCOCHA G-036.....	189

TABLA 5.25 INDICADORES ECONÓMICOS LIMONCOCHA G-036.....	189
TABLA 5.26 DESGLOSE DEL FLUJO DE CAJA LMNL-028.	191
TABLA 5.27 INDICADORES ECONÓMICOS LMNL-028.	192

ÍNDICE DE ANEXOS

ANEXO 1 PRODUCCIÓN ACUMULADA A JULIO 2013	199
ANEXO 2 CONSTRUCCIÓN DE LA BASE DE DATOS	201
ANEXO 3 IDENTIFICACIÓN DE CANDIDATOS	203
ANEXO 4 ZONA CON DIVERSA PERMEABILIDAD.....	205
ANEXO 5 ANÁLISIS POSTERIOR A LA IDENTIFICACIÓN DE CANDIDATOS.	207
ANEXO 6 DATOS REQUERIDOS PARA LAS TABLAS DE LA BASE DE DATOS	209
ANEXO 7 MAPA BASE DEL CAMPO LIMONCOCHA – ARENA UI.	213
ANEXO 8 POZOS ACTIVOS E INACTIVOS DEL CAMPO LIMONCOCHA ARENA TP.....	215
ANEXO 9 POZOS ACTIVOS E INACTIVOS DEL CAMPO LIMONCOCHA ARENA UI	217
ANEXO 10 EXTRACTO DEL CÁLCULO DE VALORES MAX & MIN PARA MHI	219
ANEXO 11 EXTRACTO CÁLCULO MHI_OIL & MHI_WATER PARA MHI	221
ANEXO 12 DATOS REQUERIDOS EN PEPISIM	223
ANEXO 13 DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO LIMONCOCHA K-031	227
ANEXO 14 INCREMENTO DE LA FRECUENCIA DEL POZO LIMONCOCHA K- 031	229
ANEXO 15 CAMBIO DE EQUIPO LIMONCOCHA K-031.	231
ANEXO 16 DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO LIMONCOCHA L-030.....	233
ANEXO 17 CALIBRACIÓN DATOS PVT DEL POZO.....	235
ANEXO 18 DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO LIMONCOCHA K- 032	237

ANEXO 19 CALIBRACIÓN DE DATOS PVT DEL POZO.....	239
ANEXO 20 INCREMENTO DE FRECUENCIA DEL POZO LIMONCOCHA K-032.	241
ANEXO 21 DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO LIMONCOCHA K-041	243
ANEXO 22 CALIBRACIÓN DE DATOS PVT DEL POZO LIMONCOCHA-K041	245
ANEXO 23 DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO LIMONCOCHA D-013.....	247
ANEXO 24 CALIBRACIÓN DE DATOS PVT DEL POZO LIMONCOCHA D-013	249
ANEXO 25 DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO LIMONCOCHA G-036.....	251
ANEXO 26 CALIBRACIÓN DE DATOS PVT DEL POZO LIMONCOCHA G-036	253
ANEXO 27 DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO LIMONCOCHA L-028.....	255
ANEXO 28 CALIBRACIÓN DE DATOS PVT DEL POZO.....	257
ANEXO 29 DATOS REQUERIDOS EN MERAK PEEP.....	259
ANEXO 30 FLUJO DE CAJA DEL POZO LIMONCOCHA K-031	261
ANEXO 31 FLUJO DE CAJA DEL POZO LIMONCOCHA L-030	263
ANEXO 32 FLUJO DE CAJA DEL POZO LIMONCOCHA K-032	265
ANEXO 33 FLUJO DE CAJA DEL POZO LIMONCOCHA D-013.....	267
ANEXO 34 FLUJO DE CAJA DEL POZO LIMONCOCHA G-036.....	269
ANEXO 35 FLUJO DE CAJA DEL POZO LIMONCOCHA L-028.....	271

RESUMEN

El campo Limoncocha empezó con su primer pozo exploratorio en el año 1985 por la compañía Occidental, a su vez inició su actividad productiva en 1999, cuenta con: 36 pozos productores, 32 pozos cerrados y 3 pozos reinyectores. El mecanismo de producción para las arenas UI y TP es mediante un acuífero activo, a medida que se ha venido produciendo se han presentado problemas comunes que afectaron el rendimiento esperado, siendo necesario efectuar trabajos de mejoramiento, a fin de mejorar el flujo de los fluidos. Para lo cual se establece un flujo de trabajo empleando diferentes herramientas, con la finalidad de seleccionar posibles pozos a reacondicionamiento.

En el primer capítulo se detalla la descripción del campo Limoncocha, con el propósito de obtener información general, así como describir los problemas más comunes que pudieran presentarse en los pozos.

En el segundo capítulo se describe la metodología para la selección de pozos candidatos a reacondicionamiento, mediante la utilización de diferentes aplicaciones: OFM, PIPESIM y MERAK PEEP.

En el tercer capítulo se aplica la metodología para la selección de pozos a reacondicionamiento, los mismos que seguirán un flujo de acuerdo al resultado obtenido con el propósito de obtener una planificación de trabajo.

En el cuarto capítulo se enfoca el análisis de los pozos a reacondicionar analizando de forma detallada el comportamiento de los datos adquiridos.

En el capítulo cinco se estudia la optimización del sistema de producción mediante el análisis nodal para luego evaluar económicamente los resultados de los trabajos propuestos.

Finalmente, en el capítulo seis se contemplan las conclusiones y recomendaciones del proyecto.

PRESENTACIÓN

Con una adecuada metodología se realiza un análisis del campo Limoncocha, el cual ayuda a establecer el camino más óptimo para identificar las causas y problemáticas de los pozos, y así, determinar mejoras de productividad.

Para el estudio del yacimiento y pozos se emplea el software OFM (Oil Field Manager) basándose en datos dinámicos, estáticos, geológicos y petrofísicos. Mismo que permite realizar un análisis de ingeniería, utilizando varias herramientas que da como resultado un proceso para la selección de pozos.

Una vez seleccionado los pozos se procede a la evaluación de los mismos mediante el software PIPESIM (Multiphase Flow Simulator) y se realiza el pronóstico de producción para optimizar los recursos.

Con el software MERAK PEEP (Economic Evaluation) se crea un caso base que representa el estado operativo del periodo desarrollado, con el pronóstico de producción se plantea diferentes escenarios a ser analizados, evaluando también los posibles riesgos que pudieran presentarse en el proyecto.

Con el software DECISION TOOL KIT (Planning, Risk & Reserves) se obtiene el árbol de decisión para determinar la alternativa más viable y rentable.

Finalmente se logra mediante una adecuada aplicación buscar oportunidades de incremento de producción, minimizar tiempo de análisis, monitoreo de la producción en busca de alertas, estas actividades se traducen en ganancias económicas para la empresa.

SIMBOLOGÍA

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	UNIDAD
<i>B/C</i>	Beneficio - Costo	<i>fracción, %</i>
<i>BSW</i>	Corte de agua	<i>fracción, %</i>
<i>Di</i>	Declinación inicial	<i>M.n.</i>
<i>GOR</i>	Relación Gas-Petróleo	<i>PCS/bbl</i>
<i>h</i>	Espesor	<i>pies</i>
<i>HI</i>	Índice de heterogeneidad	<i>adimensional</i>
<i>i</i>	Tasa de descuento	<i>fracción, %</i>
<i>IP</i>	Índice de productividad	<i>bbl/día/psi</i>
<i>k</i>	Permeabilidad absoluta	<i>mD</i>
<i>kro</i>	Permeabilidad relativa al petróleo	<i>adimensional</i>
<i>krw</i>	Permeabilidad relativa al agua	<i>adimensional</i>
<i>MHI</i>	Índice de heterogeneidad modificado	<i>adimensional</i>
<i>Pi</i>	Presión inicial	<i>psi</i>
<i>PIR</i>	Índice de rentabilidad	<i>fracción, %</i>
<i>Pr</i>	Presión de reservorio	<i>psi</i>
<i>Ps</i>	Presión de saturación	<i>psi</i>
<i>Pwf</i>	Presión de fondo fluyente	<i>psi</i>
<i>q</i>	Caudal	<i>bbl/día</i>
<i>qi</i>	Caudal inicial	<i>bbl/día</i>
<i>qo</i>	Caudal del petróleo	<i>bbl/día</i>
<i>qw</i>	Caudal de agua	<i>bbl/día</i>
<i>r</i>	Tasa interna retorno	<i>fracción, %</i>
<i>So</i>	Saturación de petróleo	<i>fracción, %</i>
<i>Sw</i>	Saturación de agua	<i>fracción, %</i>
<i>t</i>	Tiempo	<i>meses, días, horas</i>
<i>te</i>	Fecha final	<i>mes/día/año</i>
<i>ti</i>	Fecha inicial	<i>mes/día/año</i>
<i>Tr</i>	Temperatura del reservorio	<i>°F</i>
<i>VPN</i>	Valor presente neto	<i>\$</i>
<i>VRN</i>	Volumen de la roca neta	<i>acres*pie</i>

WOR	Relación agua-petróleo	$Bapd/Bppd$
β_{ob}	Factor volumétrico del petróleo en el punto de burbuja	bbI/BF
β_{oi}	Factor volumétrico inicial del petróleo	bbI/BF
ΔP	Variación de presión	psi
μ_b	Viscosidad en el punto de burbuja	cp
μ_i	Viscosidad inicial	cp
ρ	Densidad	g/cc
ϕ	Porosidad	<i>fracción, %</i>

CAPÍTULO I

1 DESCRIPCIÓN DEL CAMPO LIMONCOCHA Y PROBLEMAS COMUNES DE POZOS

1.1 DESCRIPCIÓN DEL CAMPO

1.1.1 ANTECEDENTES

En 1985, la compañía Occidental perforó el pozo Limoncocha-1, encontrando acumulaciones de petróleo en las arenas Napo UI, TP y TS, descubriendo crudo de 18 y 27° API.

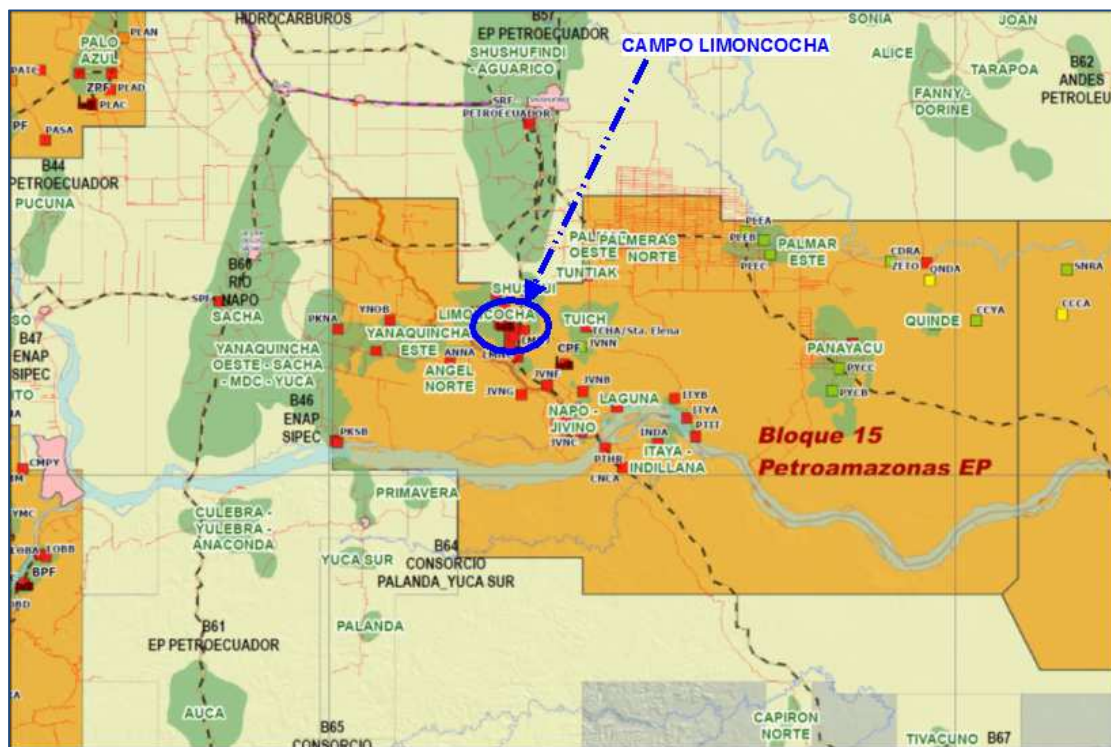
En 1993, la empresa Petroproducción ratificó las acumulaciones de petróleo al perforar el pozo Limoncocha-2, para el 2004 se perforó 15 pozos delimitando de esta manera la estructura norte y noroeste con mayor precisión para un mejor discernimiento del contacto agua-petróleo de la arenisca "T".

En 2008, se construyó la plataforma Yamanunka 01(K) para perforar los pozos Limoncocha 20, 21, 22, 23, 24. En 2009, se realizó la expansión de la plataforma Yamanunka 01(K) para la perforación del pozo Limoncocha 25. Posterior se edificó la plataforma Yamanunka 02 (L) para perforar los pozos Limoncocha 23, 26, 27, 28, 29. En 2011 se realizó la expansión de la plataforma Yamanunka 02 (L) para la perforación de los pozos Limoncocha 30 y 35.

1.1.2 UBICACIÓN DEL CAMPO

El campo Limoncocha está ubicado en la provincia de Sucumbíos, cantón Shushufindi, parroquia Limoncocha, al borde izquierdo del río Napo, a 10 Km al sur del campo Shushufindi, dentro del Bloque 15, localizado en la parte central del área de operación centro de Petroamazonas EP, como se observa en la Figura 1.1.

FIGURA 1.1 MAPA DE UBICACIÓN DEL CAMPO LIMONCOCHA.



Fuente: Unidad Técnica, Secretaría de Hidrocarburos

1.1.3 ESTADO ACTUAL DEL CAMPO

1.1.3.1 Petróleo Original En Sitio (POES)

Para cada yacimiento el Petróleo Original En Sitio (POES) fue calculado mediante el método Volumétrico.

$$\text{POES} = 7758.38 \cdot \text{VRN} \cdot \phi \cdot (1 - S_w) / B_{oi} \quad (1.1)$$

Dónde:

VRN: volumen de roca neta saturado en acres*pie (equivalente a multiplicar el área por el espesor neto).

ϕ : porosidad, %.

Sw: saturación de agua, %.

Boi: factor volumétrico inicial de petróleo, By/Bn.

Los valores que se indican en la Tabla 1.1, tanto de porosidad como de la relación de volumen neto sobre volumen total, son promedio de los valores obtenidos en los pozos. Para la saturación de agua (Sw), se utiliza un promedio de los pozos por encima del contacto agua-petróleo (CAP). El POES ha sido calculado sobre la base de información geológica, geofísica, petrofísica y de ingeniería de cada yacimiento, como se detalla en la Tabla 1.1.

TABLA 1.1 RESUMEN DEL CÁLCULO DE PETRÓLEO ORIGINAL EN SITIO.

RESERVORIO	Volumen Total de la Roca	Volumen Neto de Roca	Volumen neto/Volumen total	Porosidad	Sw	Factor Volumétrico Inicial, Boi	Petróleo Original en Sitio POES
	acre-pie	acre-pie	%	%	%	By/Bn	MMBls
U Inferior	179,586	133,272	74.21	16.56	10.3	1.13	136.28
T Principal	248,873	108,237	43.49	17.1	19.6	1.22	95.01

Fuente: Unidad Técnica, Secretaría de Hidrocarburos
Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

1.1.3.2 Reservas

Con la utilización del método volumétrico se realizó la valoración de las reservas cuyos resultados se visualizan en la Tabla 1.2, basándose en la producción acumulada a julio 2013 ver Anexo 1.

TABLA 1.2 RESUMEN DEL CÁLCULO DE RESERVAS.

RESERVORIO	Petróleo Original en Sitio POES	Factor de Recobro de Reserva Probada	Reserva Probada Total	Producción Acumulada a Julio 2013	Recuperación de Petróleo a Julio 2013	Reserva Probada Remanente a Julio 2013
	MMBls	(%)	MMBls	MMBls	(%)	MMBls
U Inferior	136.28	28.49	38.83	28.44	20.87	10.38
T Principal	95.01	32.24	30.63	19.95	21.00	10.68

Fuente: Unidad Técnica, Secretaría de Hidrocarburos
Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

1.1.3.3 Perforación

A julio de 2013 el campo Limoncocha cuenta con: 36 pozos productores, 32 pozos cerrados y 3 reinyectores (Limoncocha D004ITY, Limoncocha D004IM1, Limoncocha J002ITY), la mayoría de los cuales producen con el sistema de bombeo electrosumergible, como se resume en la Tabla 1.3.

TABLA 1.3 DETALLE DE POZOS DEL CAMPO LIMONCOCHA.

Pozos/Arena	U	T	TOTAL
Productores	24	12	36
Cerrados	15	17	32
Pozos/Arena	TY	M1	
Reinyectores	2	1	3
			71

Fuente: Unidad Técnica, Secretaría de Hidrocarburos
Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

En 2012 se perforó 4 pozos: Limoncocha K-45, K-46, K-47 y K-48. En el primer semestre de 2013 se perforó el pozo Limoncocha - G50, con proyección a perforarse Limoncocha- L55 y cuatro pozos más hasta el año 2015. En la Figura 1.2 se observa la ubicación de los pozos en el campo Limoncocha.

1.1.4 GEOLOGÍA

1.1.4.1 ESTRUCTURAL

La estructura del campo Limoncocha presenta cierre en sus cuatro costados, con su anticlinal localizado en la dirección Noroeste donde están localizados los pozos perforados hasta el momento, y con un pliegue muy pronunciado hacia el Este.

Las arenas presentes en el campo Limoncocha son: "U" inferior, "T" Superior y "T" Principal correspondientes a la formación Napo.

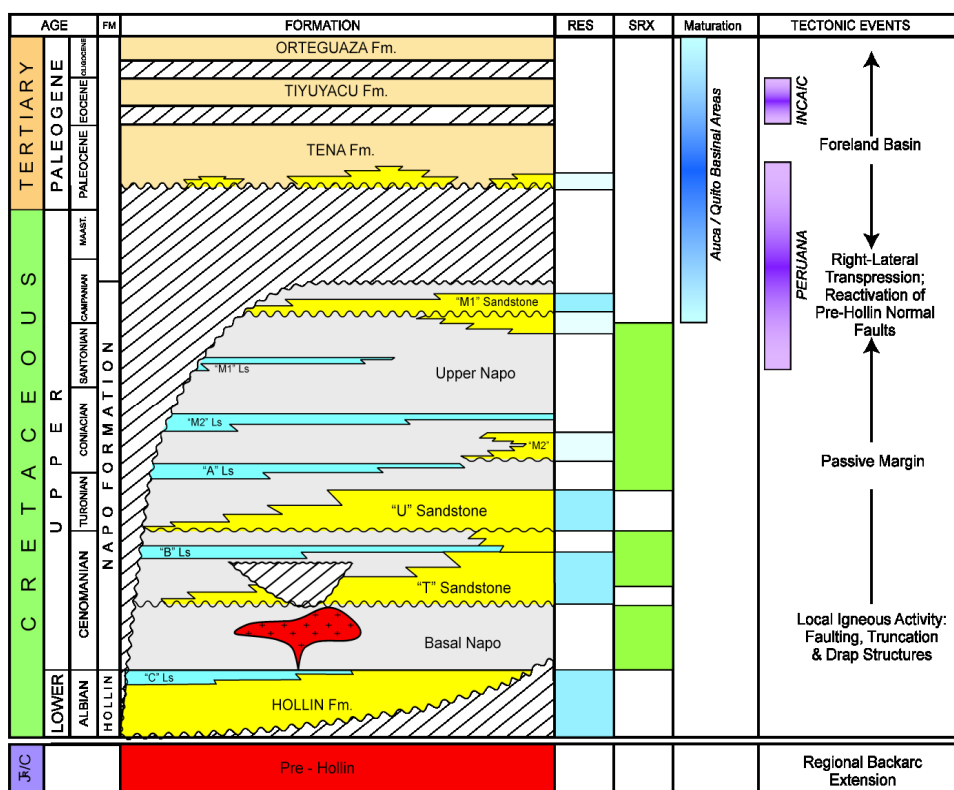
La arena "U" inferior está formada por arenisca intercalada con capas de Lutita.

La arena "T" consta de dos partes: Arena "T" superior que presenta depósitos glauconíticos con una continuidad pobre. La Arenisca "T" Inferior es una arena cuarzosa con una mayor acumulación de hidrocarburo que la arena "T" superior.

1.1.4.2 ESTRATIGRÁFICA

En la Figura 1.3 se muestra la columna estratigráfica generalizada del área del Bloque -15.

FIGURA 1.3 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DE LA CUENCA ORIENTE.



Fuente: Unidad Técnica, Secretaría de Hidrocarburos

1.1.4.3 LITOLOGÍA

1.1.4.3.1 Arena “U” Inferior

Pertenece a la formación Napo, se describe como cuarzosa, de grano fino a muy fino, redondeada, de moderada selección con matriz caolinítica, con trazas de hidrocarburos. Este miembro está formado por arenisca intercalada con capas de Lutitas, moderadamente dura a suave, planar, astillosa, textura cerosa y ligeramente calcárea.

1.1.4.3.2 Arena “T” Superior

Se presenta como cuarzosa, de grano muy fino a fino, redondeada, de regular selección con matriz arcillosa. Este miembro está formado por arenisca intercalada con capas de Lutita y pequeñas capas de caliza.

La Lutita se presenta de gris a gris oscura moderadamente dura a suave, astillosa, planar, textura cerosa y ligeramente calcárea.

La caliza tiende a ser de crema a crema moteada con gris claro, gris oscuro, ligeramente dura a dura.

1.1.4.3.3 Arena “T” Principal

Esta arena es cuarzosa, de grano muy fino a fino, redondeada, de regular selección con matriz caolinítica. Este miembro está formado por arenisca intercalada con capas de Lutitas de gris oscura a negra, moderadamente dura, astillosa, textura cerosa y no calcárea.

1.1.5 PROPIEDADES PVT

Las propiedades PVT de la arena “TP” son tomadas de muestras del pozo LMNA-1 y para la arena “UI” del pozo LMND-14, que se muestran en la Tabla 1.4.

TABLA 1.4 PROPIEDADES PVT DE LAS ARENAS DEL CAMPO LIMONCOCHA.

PARÁMETRO	UNIDAD	SÍMBOLO	"TP"	"UI"
PRESIÓN DE RESERVORIO	[Psi]	Pr	2851	3415
PRESIÓN DE SATURACIÓN	[Psi]	Ps	920	886
FACTOR VOLUMÉTRICO INICIAL	[bb/STB]	Boi	1.22	1.09
FACTOR VOLUMÉTRICO A PS	[bb/STB]	Bop	1.24	1.11
TEMPERATURA DEL YACIMIENTO	[°F]	Tr	226	206
RELACIÓN GAS- PETRÓLEO A PS	[scf/bbl]	Gor	200	129
VISCOSIDAD INICIAL	[Cp]	$\mu_i @ Pr$	3.49	14.23
VISCOSIDAD A PS	[Cp]	$\mu_b @ Ps$	2.93	8.84
DENSIDAD A PS	[g /cc]	ρ	0.75	0.87
API DEL PETRÓLEO	[°API]		29	17

Fuente: Unidad Técnica, Secretaría de Hidrocarburos

Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

1.2 PROBLEMAS COMUNES

Con el paso del tiempo ocurren cambios en la formación y por lo tanto se hace necesario realizar un trabajo de mantenimiento al pozo o “reacondicionarlo” a fin de mantener o mejorar el flujo de los fluidos.

El término *reacondicionamiento* (también conocido como *Workover*) representa una variedad de operaciones realizadas en un pozo a fin de mantener, restaurar o mejorar su productividad. Existen problemas bien marcados como baja tasa de petróleo, alta producción de agua y problemas mecánicos.

Si bien existen diversas razones que justifican un trabajo de reacondicionamiento, la mayor parte de ellas se pueden agrupar en seis categorías básicas:

- Fallas mecánicas.
- Reparar daño de formación dentro del pozo.
- Recompletar para poner otra zona en producción.
- Aumentar la producción de una zona existente.

- Convertir el pozo de productor a inyector y viceversa.
- Sustituir el equipo de levantamiento artificial.

1.2.1 FALLAS MECÁNICAS

Los ambientes de fondo adversos como: erosión, reacciones químicas y temperaturas extremas, pueden dañar los equipos durante la vida útil del pozo, siendo necesaria una reparación al tener:

- Daño en el revestimiento y fugas.
- Obstrucciones en la tubería de producción (escamas, parafinas, asfaltenos).
- Fugas a través de la tubería de producción y sellos de empacaduras.
- Problemas de frecuencia y voltaje en sistema de bombeo electrosumergible.

1.2.2 REPARAR DAÑO DE FORMACIÓN DENTRO DEL POZO

Está enfocado al daño en la roca reservorio. Algunos ejemplos de este daño incluyen: daño de formación cercano al pozo, producción de arena y excesiva producción de gas o agua.

1.2.2.1 DAÑO DE FORMACIÓN CERCANO AL POZO

Durante la vida útil de un pozo se reduce la permeabilidad de la formación productora cercana a las paredes, lo cual afecta la tasa de producción. Una de las razones de este daño radica en que la roca reservorio reacciona con el fluido de pozo; fluido de perforación, agua de matado, químico, causando daños como:

- Expansión de las arcillas finas de la formación dentro de los espacios porosos de la roca reservorio.
- Gargantas de poro obstruidas debido a la migración de partículas finas a través de la formación y hacia el pozo.

- Obstrucción por acción de la emulsión que se forma debido a la mezcla de dos fluidos que usualmente permanecen separados (inmiscibles), tales como una salmuera de completación y crudo. El resultado es una mezcla sumamente viscosa que reduce la permeabilidad de la formación productora.
- Reducción del tamaño de la garganta de poro debido a la precipitación de escamas tales como: carbonato de calcio y sulfato de calcio, provenientes de los fluidos de yacimiento como resultado de la reducción de temperatura o presión.

1.2.2.2 PRODUCCIÓN DE ARENA

Debido a que muchos yacimientos de petróleo se ubican en lechos de arena, la producción de la misma es un problema que se presenta usualmente en yacimiento poco profundo de arenas poco consolidadas. A medida que la arena se mueve a través de la sarta de producción puede taponar: orificios cañoneados, válvulas de seguridad y equipos superficiales. Además, puede erosionar los elementos del árbol de válvulas.

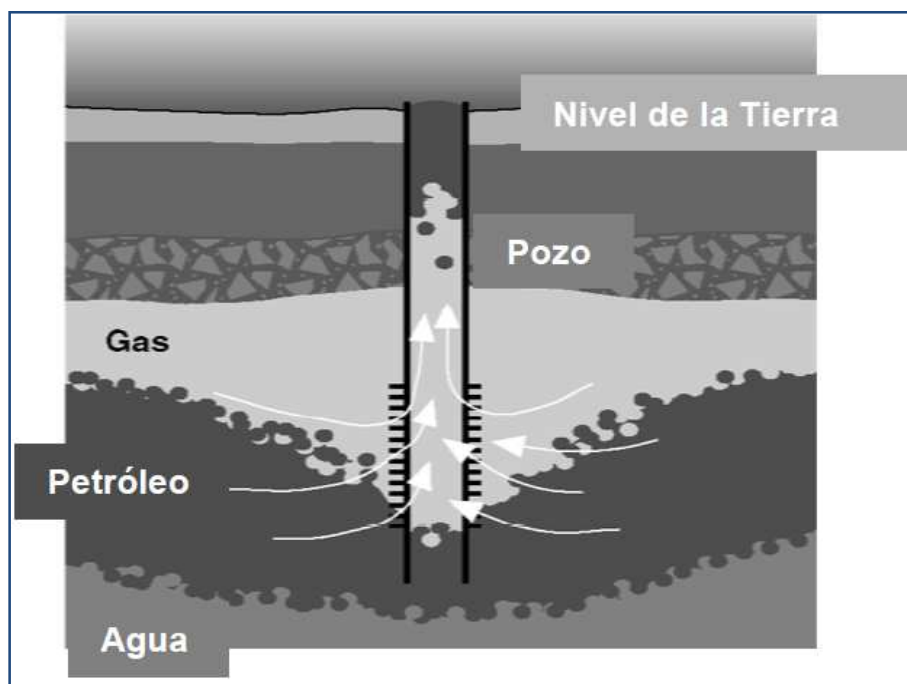
La producción de arena puede aumentar debido a: fractura de la formación, prácticas de producción deficientes, completaciones inadecuadas y fallas en los equipos.

1.2.2.3 PRODUCCIÓN EXCESIVA DE GAS

En algunos yacimientos el gas asociado con petróleo actúa como una fuerza motriz fundamental para la producción. Los tipos más comunes de empujes de gas son: empuje por gas disuelto y empuje por gas libre. El primer tipo de empuje el gas disuelto en el petróleo contribuye a empujarlo hacia la superficie, en algún momento parte de este gas sale de la solución y queda atrapado por encima del petróleo formando un “casquete de gas”, la energía en el casquete de gas también contribuye al empuje. En algunos pozos, este casquete se encuentra presente cuando se realiza la completación, mismo que puede formar un “cono” hacia abajo, es decir, hacia los orificios cañoneados y producirse junto con el petróleo, ver Figura 1.4. La

conificación le quita al yacimiento parte de su energía de empuje y así se reducen las tasas de producción.

FIGURA 1.4 PRODUCCIÓN EXCESIVA DE GAS EN POZOS DE PETRÓLEO.



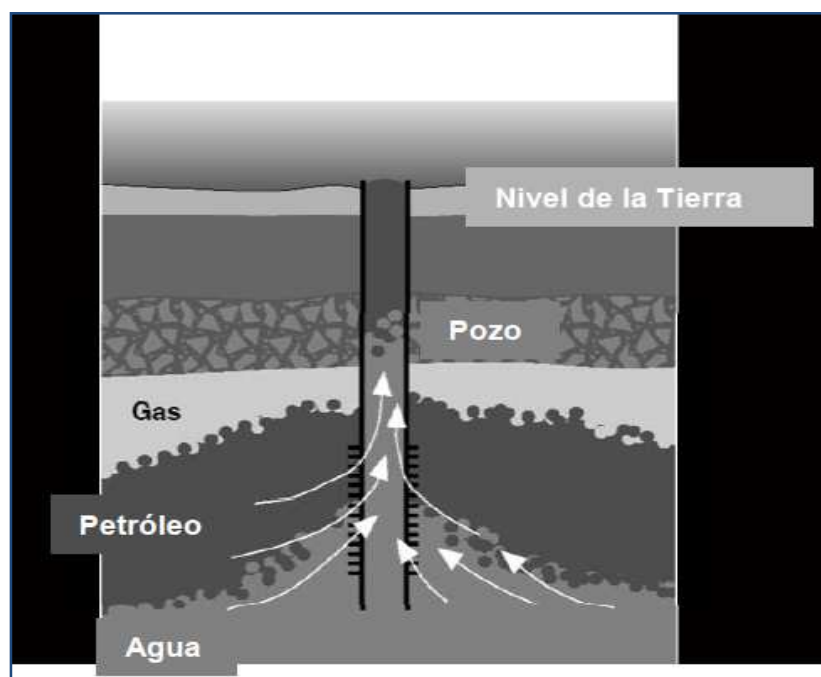
Fuente: Schlumberger, Control de pozos: Operaciones de Rehabilitación.

1.2.2.4 PRODUCCIÓN EXCESIVA DE AGUA (CONIFICACIÓN).

En yacimientos con empuje hidráulico, la energía que empuja el petróleo o el gas proviene de la expansión de grandes cantidades de agua la cual se considera incompresible, pero realmente se expande y se comprime en cierta medida. Considerando las enormes cantidades de agua presente en una formación productora esta pequeña expansión representa una cantidad importante de energía, la misma que facilita la producción de los fluidos a través del yacimiento y hacia la superficie. El agua en este tipo de empuje tiende a ser llevada hacia arriba en forma de cono y tarde o temprano, alcanzará los orificios cañoneados como se muestra en la Figura 1.5.

Como resultado de ello, se produce agua y se deja atrás una porción de las reservas de petróleo. Usualmente, el primer esfuerzo para controlar la conificación implica reducir la tasa de producción; sin embargo, cuando esto falla puede ser necesario un trabajo de reacondicionamiento correctivo para taponar los orificios cañoneados por debajo de la zona de contacto petróleo-agua y producir desde la parte superior de la zona inundada. En muchos casos, el agua termina cubriendo todo el intervalo productor y se debe realizar un reacondicionamiento para abandonar totalmente la zona y de ser posible producir desde otra.

FIGURA 1.5 CONIFICACIÓN DE AGUA.



Fuente: Schlumberger, Control de pozos: Operaciones de Rehabilitación.

1.3 SOLUCIONES A LOS PROBLEMAS COMUNES (TRABAJOS DE REACONDICIONAMIENTO)

1.3.1 CAMBIO DE EQUIPO ELECTROSUMERGIBLE

El bombeo electrosumergible es efectivo para producir altas tasas de producción a profundidades considerables, sin embargo, se debe tener mucho cuidado con las producciones de gas y arena, debido a que acarrear problemas en el sistema de levantamiento.

Se hace necesario el cambio de equipo electrosumergible cuando las condiciones del pozo varían y el equipo ya no es eficiente. Se debe rediseñar un equipo que se ajuste a las nuevas condiciones de producción del pozo.

1.3.2 CAMBIOS DE ZONA DE PRODUCCIÓN

Una solución a los problemas comunes es la recompletación de ciertas zonas. La recompletación implica cambiar la zona desde la cual se producen los hidrocarburos, muchos pozos penetran varias zonas de interés, siendo solamente una de ellas puesta en producción.

Al producir la zona más baja y una vez agotada se somete a recompletación (aislamiento) de tal manera que se pueda producir la zona más alta como se observa en la Figura 1.6.

Por el contrario, al producir primero la zona más alta y una vez agotada se realiza una recompletación para producir la zona más baja como se presenta en la Figura 1.7.

FIGURA 1.7 RECOMPLETACIÓN PARA PONER EN PRODUCCIÓN UNA ZONA MÁS ALTA.

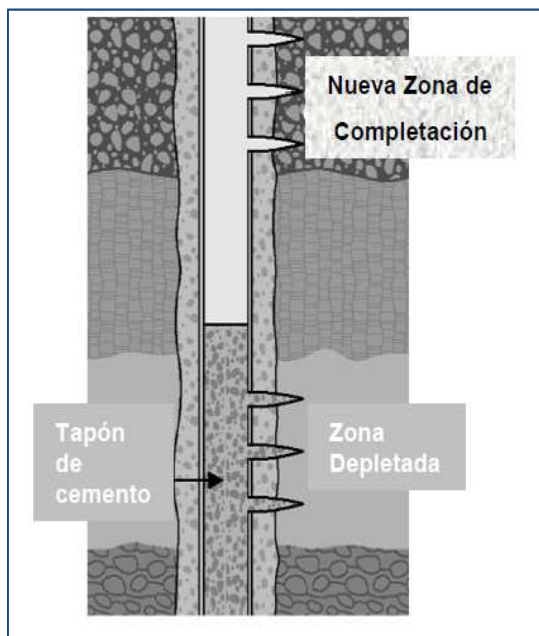
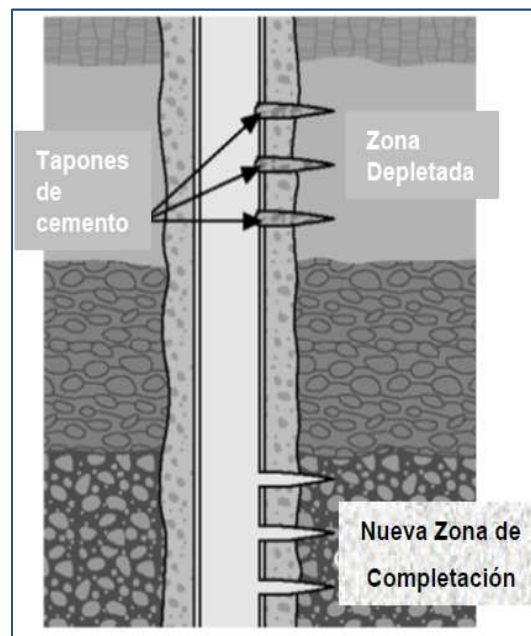


FIGURA 1.6 RECOMPLETACIÓN PARA PONER EN PRODUCCIÓN UNA ZONA MÁS BAJA.



Fuente: Schlumberger, Control de pozos: Operaciones de Rehabilitación.

1.3.3 REDISPARO

A lo largo de la vida productiva del pozo la permeabilidad de la formación productora en la cara del pozo se va reduciendo, lo cual afecta la tasa de producción. Una buena alternativa para aumentar la permeabilidad de la arena es redispararla.

El disparo debe tener una profundidad mayor a la de la zona del daño, para así reestablecer la comunicación entre el reservorio y el pozo. Dentro de la planificación del disparo se debe tener en cuenta dos factores de gran importancia:

- Fijar las condiciones de presión del disparo que ayuden a mejorar el sistema de limpieza.
- Escoger la mejor técnica de disparo y tipo de cañones para alcanzar un mejor flujo.

Otra característica a tomar en cuenta es la densidad de disparo, que es el número de disparos por pie. Al aumentar la densidad de disparos se aumenta el área de afluencia. El diámetro y la penetración de los punzonados están relacionados de acuerdo a la configuración del diseño, por lo general al aumentar el diámetro disminuye la penetración y viceversa.

1.3.4 CAÑONEO CON PROPELENTE

El objetivo del cañoneo es lograr la comunicación efectiva entre el yacimiento y el interior del pozo, permitiendo así evaluar zonas productoras, mejorar la producción por inyección o efectuar trabajos de cementación.

Una nueva tecnología para este propósito es el cañoneo con propelente, el cual es una técnica TCP que se aplica sobre balance. El Propelente, Perclorato de Potasio, es un explosivo estable y seguro.

Esta tecnología ha tenido éxito en las siguientes aplicaciones:

- Para evitar Fracturamiento Hidráulico y tratamiento de ácido.
- TCP con bajo-balance y sobre-balance.
- Estimulación exitosa cerca del contacto gas/petróleo/agua.
- Estimulaciones exitosas en pozos horizontales, a hueco abierto, fracturas naturales.

1.3.5 ESTIMULACIÓN CON ÁCIDO

Es una técnica de estimulación que implica la inyección de un ácido en la roca de formación, a presiones por debajo del nivel al cual se fracturará dicha roca. Esta técnica permite remover el daño causado por: perforación, completación, reacondicionamiento, fluidos para matar el pozo y precipitación de depósitos

provenientes del agua producida; por la acción del ácido se puede abrir nuevos canales o rutas para los hidrocarburos cercanos a las paredes del pozo.

El ácido clorhídrico (HCl) se utiliza para tratar la caliza, dolomita y otros tipos de rocas carbonatadas, mientras que el ácido fluorhídrico (HF) se emplea para los yacimientos de areniscas; una mezcla de HCl y HF, conocida como “ácido de lodo”, se emplea para disolver los depósitos perjudiciales de arcilla.

1.3.6 FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

En algunos pozos es necesario un fracturamiento de manera intencional, a fin de lograr una ruta más profunda para el flujo de petróleo y gas hacia el pozo. Entre los fluidos de fractura se encuentran el petróleo, agua, ácido, geles, emulsiones, espumas o combinaciones de éstos. Los fluidos de fractura se bombean hoyo abajo a alta presión y a elevados caudales. En estos fluidos se encuentran partículas de grano fino denominadas apuntalantes, mismos que se encuentran constituidos por partículas de arena de tamaño controlado o bauxita sinterizada (mineral de aluminio). El apuntalante permanece en la fractura para mantenerla abierta una vez que se reduce la presión de bombeo.

Un trabajo de fracturamiento con ácido (con frecuencia denominado “acid frac”) implica bombear un ácido gelificado a una presión superior al límite de fractura de la formación. El gel abre una fractura y el ácido corroe las superficies de las rocas, creando un patrón irregular, no se emplea apuntalante en este tipo de fracturamiento.

CAPÍTULO II

2 METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE POZOS

CANDIDATOS A REACONDICIONAMIENTO

El propósito es presentar una metodología para la selección de pozos candidatos a reacondicionamiento, esta técnica está basada en análisis de procesos de ingeniería, la misma que permite realizar un estudio breve para identificar oportunidades de incremento de producción, lo cual es una ventaja que permite el adelanto de actividades mismas que se traducen en ganancias económicas para cualquier empresa.

El análisis de procesos de ingeniería se lo realiza con herramientas disponibles en los programas computacionales OFM¹, PIPESIM² y MERAK PEEP³. Los procesos posibilitan la valoración del comportamiento del yacimiento y en conjunto forman un sistema, mediante este sistema se determinan las acciones a aplicar tanto a nivel de pozo y campo. Ver Figura 2.1.

La metodología está enfocada a:

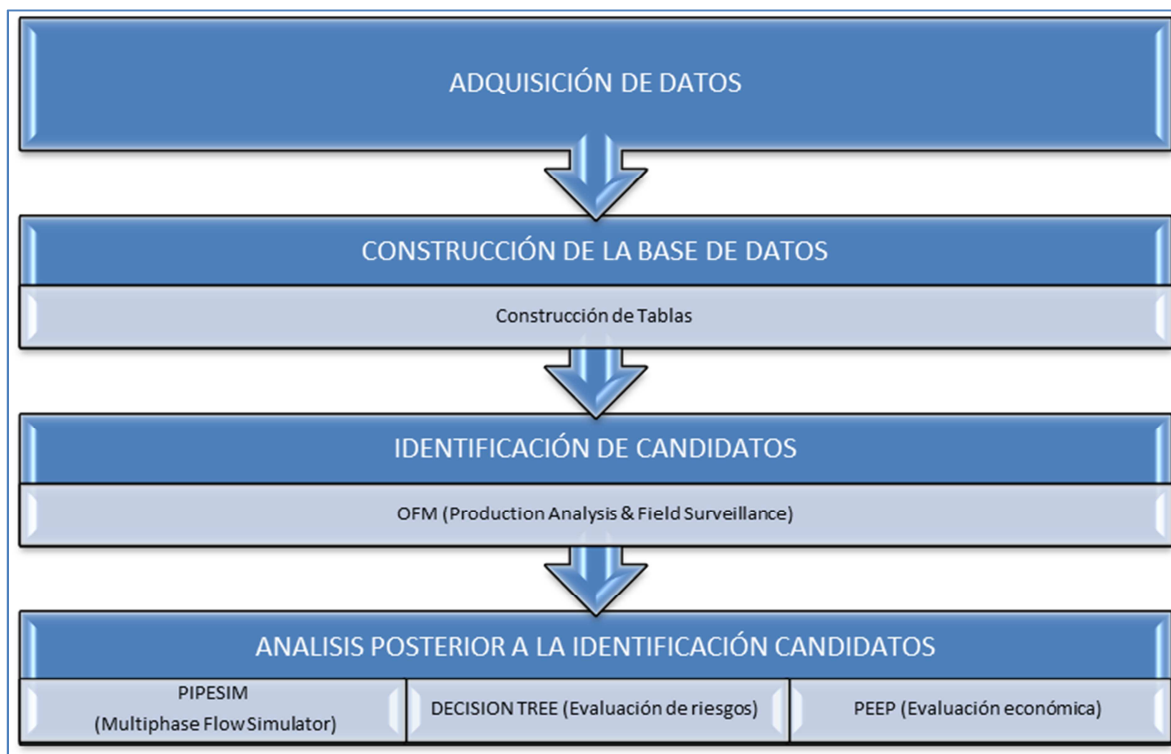
- Buscar todas las oportunidades de incremento de producción.
- Minimizar el tiempo de análisis.
- Monitorear la producción en busca de alertas.

¹ OFM: Oil Field Manager (software registrado de la compañía Schlumberger).

² PIPESIM: Production System Analysis Software (software registrado de la compañía Schlumberger).

³ MERAK PEEP: Economic Evaluation (software registrado de la compañía Schlumberger).

FIGURA 2.1 FLUJO DE TRABAJO.



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas

2.1 ADQUISICIÓN DE DATOS

El estudio empieza con la adquisición de datos para así conocer la información disponible del campo, se deben considerar datos de producción, presión, historial de reacondicionamiento, diagramas de completación, entre otros. Esta información abarca datos desde la etapa inicial del campo hasta su estado actual obtenida de las diferentes áreas que intervienen en el desarrollo del proyecto.

Luego se hace un reconocimiento y valoración de la información, lo que conlleva a entender el comportamiento del yacimiento y así centrar todo el esfuerzo en optimizar los recursos para lograr el máximo recobro de producción.

2.2 CONSTRUCCIÓN DE LA BASE DE DATOS

Una parte fundamental del flujo de trabajo corresponde a la construcción de la base de datos, la misma que debe contener toda la información requerida para caracterizar el campo, para luego ser ingresada al software OFM. La información de la base de datos debe tener una fase de validación mínima, ver Anexo No 2.

2.3 IDENTIFICACIÓN DE POZOS CANDIDATOS A REACONDICIONAMIENTO

2.3.1 INTERPRETACIÓN DE LOS DATOS Y EVALUACIÓN DE POZOS

Para el análisis de los datos se utiliza herramientas disponibles en el software OFM, la combinación de estas herramientas dan paso a procesos, los cuales permiten realizar un estudio del desempeño del yacimiento, la aplicación en conjunto de los procesos crea un sistema que permite proponer acciones que aporten a una mejora en la productividad del campo, ver Anexo No 3.

Herramientas: es la unidad básica de análisis y permite determinar los parámetros iniciales del comportamiento del pozo/campo.

Procesos: es la combinación de un conjunto de herramientas. No se debe utilizar una sola herramienta para el análisis del comportamiento del pozo/campo sino más bien analizarlos con la utilización de todas las herramientas posibles y así tener una visión más amplia de su comportamiento.

Sistemas: es un estudio completo de ingeniería sobre el comportamiento de un campo que permite tomar decisiones mucho más acertadas.

Se seleccionan las herramientas y procesos que más valor agregado proporcionen al estudio, de esta manera optimizar el tiempo. Cada campo o yacimiento tiene

características propias, por lo cual los procesos se ejecutan y adaptan para hacerlos aplicables al campo en estudio.

2.3.2 ÍNDICE HETEROGENEIDAD (HI)

El Índice de Heterogeneidad (HI) es una variable calculada adimensional, ampliamente usada en procesos de identificación de candidatos para reacondicionamiento como un indicador de la producción. Resulta aprovechable para comparar el desempeño individual de los pozos dentro de un grupo, con el comportamiento promedio del conjunto analizado de pozos.

El Índice de Heterogeneidad puede ser aplicado para cualquier tipo de fluido de producción; petróleo, agua, gas, barriles equivalentes de petróleo, líquido total, relación gas petróleo o corte de agua y puede consistir de valores de flujo o valores acumulados.

Es una herramienta de seguimiento diario, permite al ingeniero identificar rápidamente los desvíos de bajo o sobre desempeño y las mejores prácticas recomendadas.

También se puede utilizar el método para trabajar con grandes grupos de pozos, como una herramienta de detección rápida.

Matemáticamente está definido por:

$$HI_{Fluid} = \sum_{t=0}^{t_{max}} \left[\frac{Fluid_{well} - Fluid_{avg\ well}}{Fluid_{avg\ well}} \right] \quad (2.1)$$

Dónde:

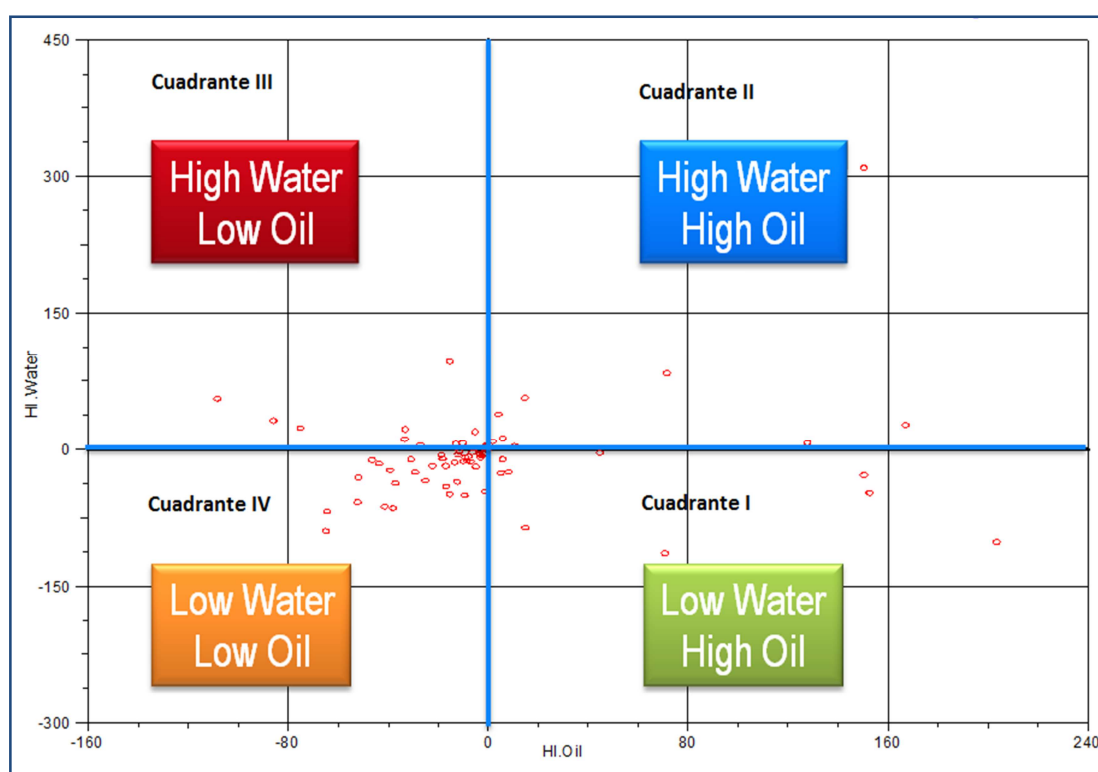
HI = 0 para un pozo cuya variable se comporta como el promedio.

HI > 0 para un pozo cuya variable se comporta por encima del promedio.

HI < 0 para un pozo cuya variable se comporta por debajo del promedio.

A continuación se puede observar en cada cuadrante la distribución de los pozos, ver Figura 2.2.

FIGURA 2.2 ÍNDICE DE HETEROGENEIDAD (HI).



Fuente: Schlumberger, SIS newsletter, Julio 2013

La figura anterior representa los resultados de los cálculos del HI_{Fluid} , detectando desempeños anómalos.

Cuadrante I: se alojan los pozos con mayor tasa de petróleo y menor tasa de agua, se consideran como los mejores pozos del grupo de la arena analizada, por lo cual no son candidatos a reacondicionamiento.

Cuadrante II: se alojan los pozos con tasas de petróleo mayores al promedio y con altas tasas de agua, se consideran pozos candidatos a un control de agua.

Cuadrante III: se alojan los pozos con baja producción de petróleo y con producción de agua mayor al promedio, se consideran como pozos adecuados para trabajos de reacondicionamiento.

Cuadrante IV: se alojan los pozos con baja producción de petróleo y agua con relación al promedio, se consideran como malos productores en comparación con el grupo de pozos de la arena analizada.

2.3.3 ÍNDICE HETEROGENEIDAD MODIFICADO (MHI)

Los cálculos utilizando el Índice de Heterogeneidad tradicional (HI) sesgaban los resultados y cuantificaban incorrectamente la comparación del rendimiento. El Índice de Heterogeneidad corregido ha superado la debilidad del HI tradicional con éxito.

Un estudio detallado de la ecuación del HI indica que los valores HI están entre -1 y el infinito. Esto se debe a que los valores de los fluidos de un pozo se encuentran entre 0 y el infinito.

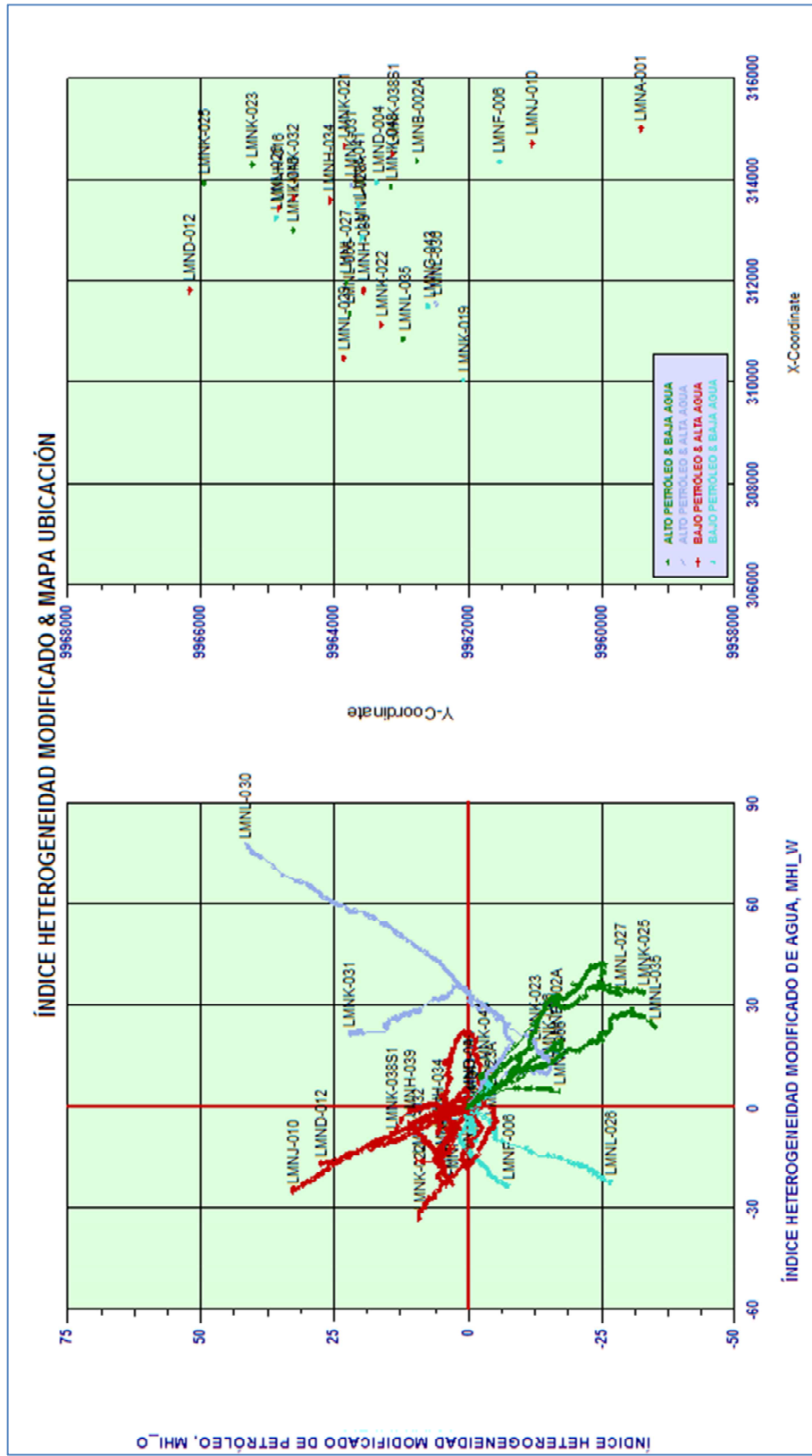
Si la observación anterior se ignora, el valor del HI calculado a partir de la suma de más de N periodos de tiempo tiende a aumentar, cuando el pozo tiene condiciones superiores al promedio y reducir los valores HI cuando el pozo tiene unas condiciones inferiores al promedio. En consecuencia, esto va a sesgar el resultado del análisis e impedir la comparación cuantitativa.

Por lo tanto, una modificación a la ecuación del HI es necesaria con el fin de cuantificar correctivamente la comparación del HI. Una introducción de valores de producción de fluido máximo y mínimo en la ecuación del Índice de Heterogeneidad Modificado (MHI) ha permitido exitosamente la comparación cuantitativa.

$$MHI_{Fluid} = \sum_{t=0}^{t_{max}} \left[\frac{Fluid_{well} - Fluid_{avg\ well}}{Fluid_{max\ well} - Fluid_{min\ well}} \right] \quad (2.2)$$

La ecuación anterior muestra que los valores de MHI están siempre entre -1 y 1 en cada instancia del tiempo.

FIGURA 2.3 ÍNDICE DE HETEROGENEIDAD MODIFICADO Y MAPA DE UBICACIÓN DEL CAMPO LIMOCOCHA.



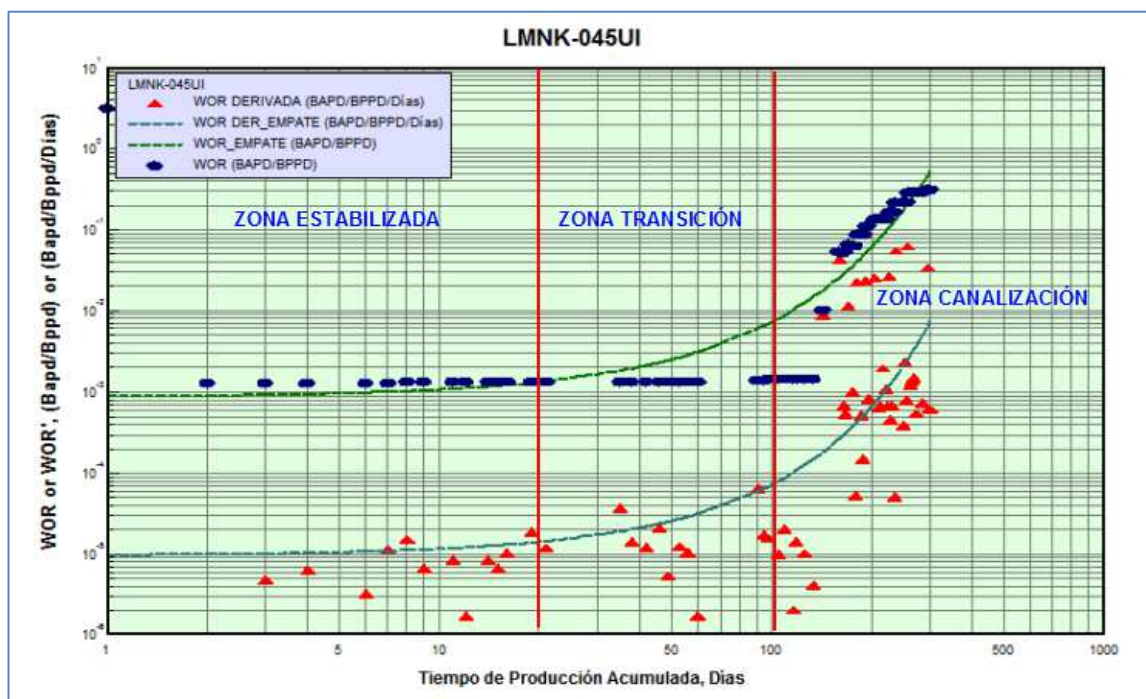
Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

2.3.4 GRÁFICOS DE DIAGNÓSTICO

El control de agua es de vital importancia, teniendo como principal objetivo reducir su aporte con el fin de incrementar la vida productiva del pozo; se debe determinar si el agua es buena o mala, se considera agua buena cuando ésta contribuye a la producción de crudo, mientras que el agua mala restringe el aporte de petróleo. Para comprender mejor su comportamiento en los pozos se ha desarrollado ciertos diagnósticos, que son gráficas doble logarítmicas, en las cuales se representa la relación agua-petróleo WOR y su derivada versus el tiempo. Se tiene dos clases de comportamiento: Comportamiento de pozo y comportamiento de yacimiento.

- Comportamiento de Yacimiento: Canalización, Conificación y desplazamiento normal.
- Comportamiento de Pozo: Comunicación.

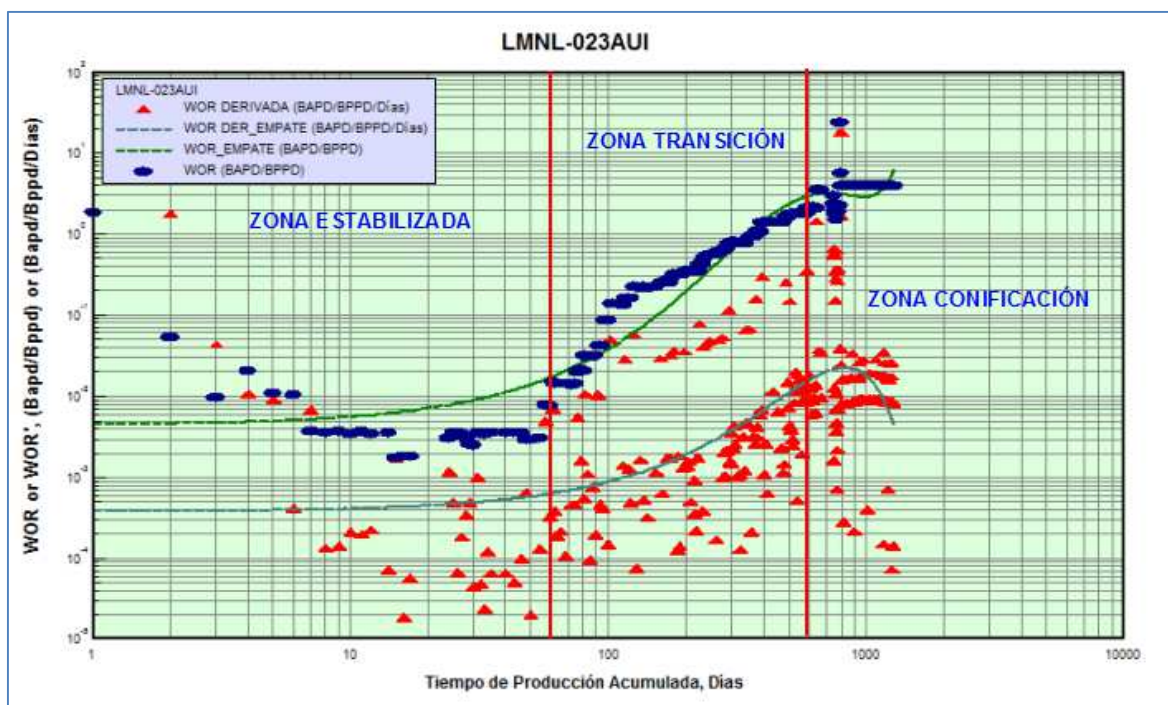
FIGURA 2.4 CURVA DE DIAGNÓSTICO CHAN – CANALIZACIÓN.



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas

Durante el periodo inicial la curva permanece estable, ver Figura 2.4, esto dependerá de la saturación de agua inicial y su distribución a lo largo de las capas. En el periodo intermedio la producción de agua aumenta muy rápidamente, en consecuencia el WOR aumenta relativamente rápido. La pendiente de esta parte de la curva dependerá de la permeabilidad relativa y la distribución de la saturación de fluido. En la zona de canalización, se observa que la curva WOR aumenta con el tiempo de manera rápida, mientras que la curva WOR' indica una pendiente positiva.

FIGURA 2.5 CURVA DE DIAGNÓSTICO CHAN – CONIFICACIÓN.



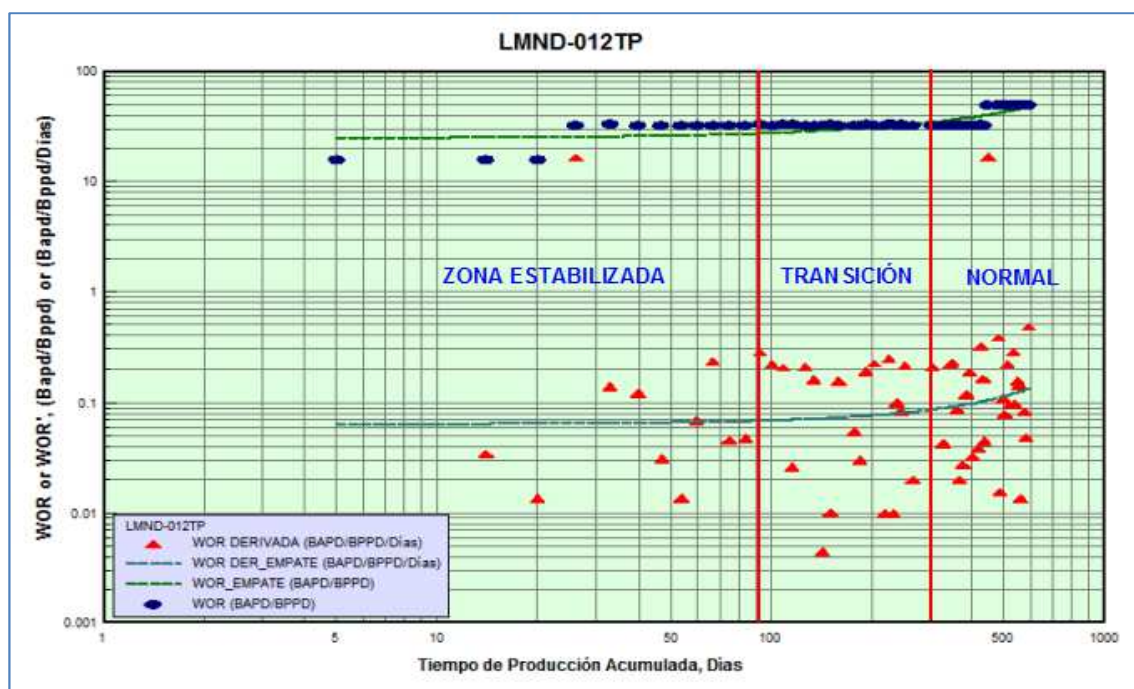
Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas

El periodo inicial de la curva permanece estable, ver Figura 2.5. Para el segundo periodo, muestra un WOR que difiere al de canalización debido al mecanismo de producción de agua, teniendo un cambio más progresivo y se aproxima gradualmente a un valor constante. En la zona de conificación, se observa una curva WOR que aumenta con el tiempo de manera paulatina, mientras la curva WOR' indica una pendiente negativa.

Para la conificación, el tiempo de salida de la zona estabilizada ocurre pronto en la vida productiva del pozo, el mismo que depende de varios factores: la distancia entre el CAP y el último intervalo de perforación más profundo, la caída de presión, la relación de la permeabilidad Horizontal – Vertical y el gasto de agua producido.

Los gráficos de diagnóstico doble logarítmico son prácticos para determinar el mecanismo de la producción excesiva de agua cuando se dispone de una limitada base de datos de producción. En gráficos con ciclos con pendiente negativa y positiva se debe a que el agua circula por una zona con diversa permeabilidad, ver Anexo 4.

FIGURA 2.6 CURVA DE DIAGNÓSTICO CHAN – NORMAL.

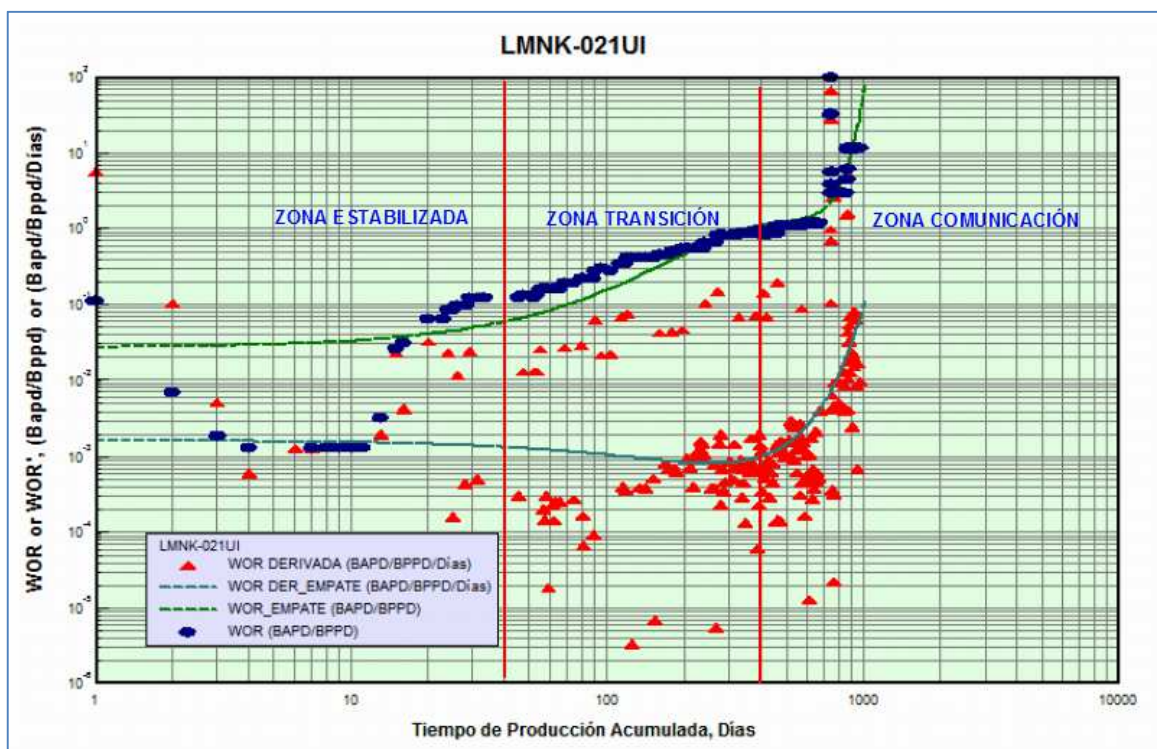


Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

En la Figura 2.6 se considera que el agua contribuye a la producción de crudo, aportando energía para el desplazamiento del petróleo a través del yacimiento.

En la gráfica de diagnóstico se puede observar este comportamiento muy característico inclusive al tener un alto volumen de agua, se logra un rendimiento favorable.

FIGURA 2.7 CURVA DE DIAGNÓSTICO CHAN – COMUNICACIÓN.



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

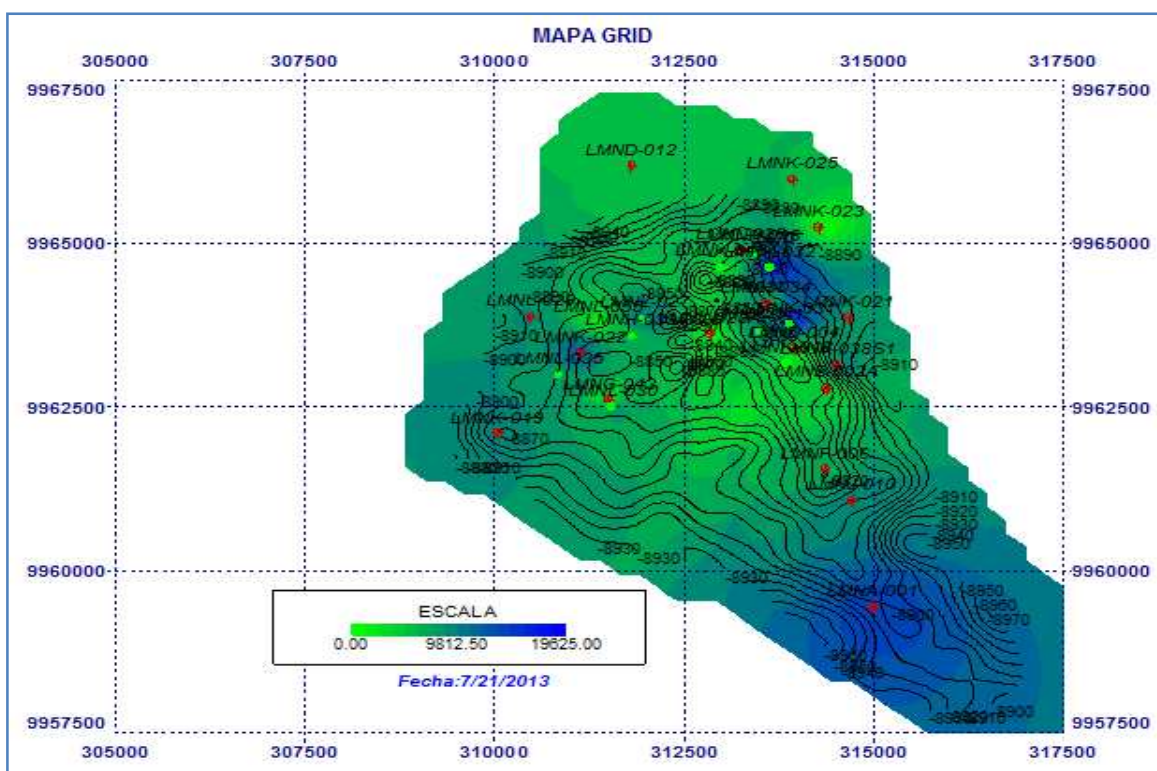
En la Figura 2.7 se observa un incremento abrupto WOR y WOR', consecuencia de la comunicación entre una zona de agua con la de interés, debido a una fractura o canal detrás del revestidor o la existencia de flujo a través de una falla. La comunicación podría suceder en cualquier instante del historial del pozo.

2.3.5 MAPAS ACUMULATIVOS

Se emplea para visualizar el acumulado de la producción de un fluido por pozo, permitiendo conocer el aporte del fluido en cierto ciclo de tiempo. Se identifica tendencias geo-espaciales, los parámetros a la vez pueden presentarse en una

determinada fecha de corte o de manera histórica, este puede ser obtenido para su comparativo ya sea petróleo, agua o relación agua-petróleo, ver Figura 2.8.

FIGURA 2.8 MAPA ACUMULATIVO DE AGUA.



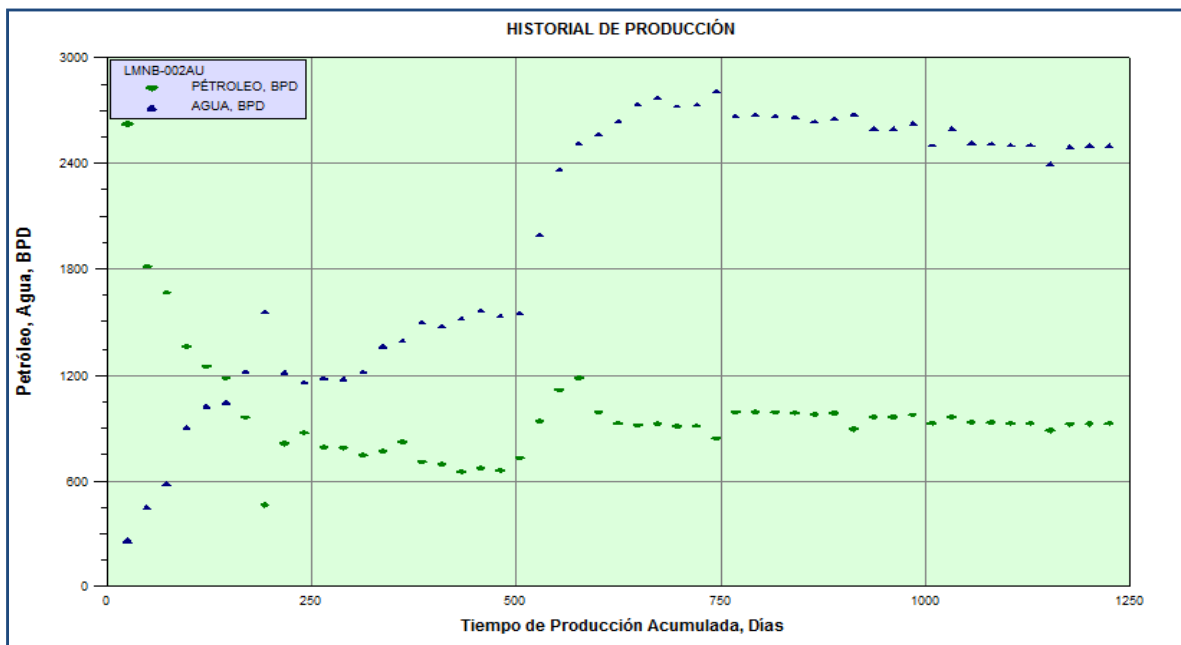
Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

2.3.6 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN

Proporciona la información necesaria para realizar un análisis, observando el comportamiento de los fluidos de agua y petróleo versus el tiempo, ayudando a encontrar problemas vinculados con la disminución o incremento de los fluidos, ver Figura 2.9.

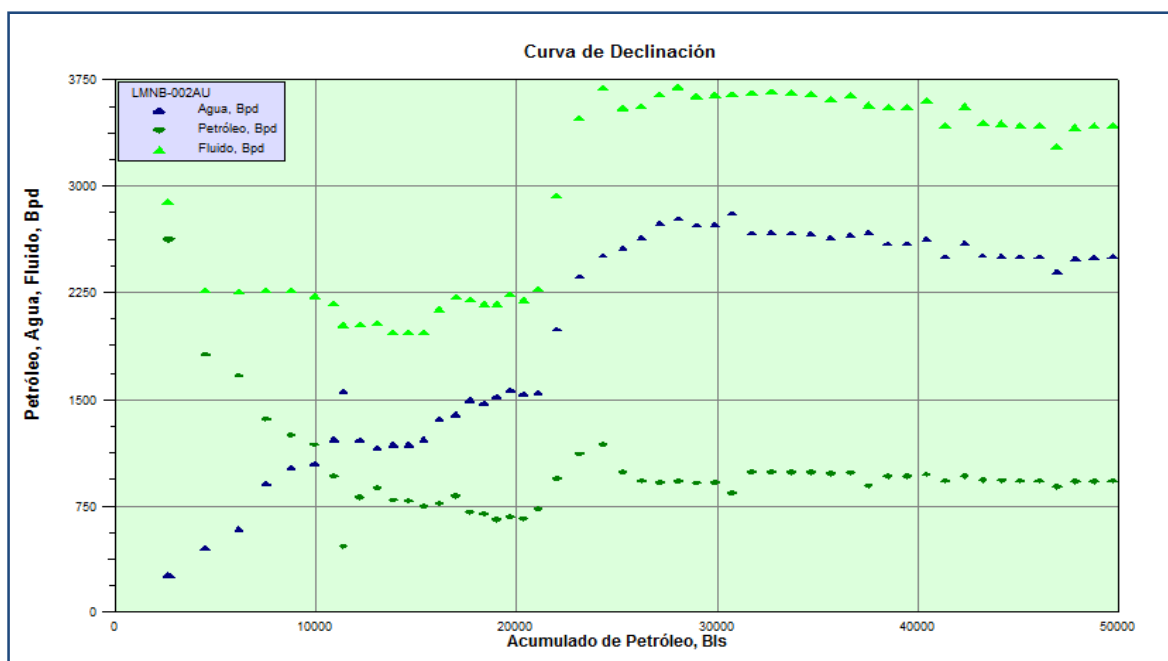
En la curva del historial de producción se analiza el aumento rápido de la producción de agua y el descenso simultáneo de la producción de petróleo lo que requiere un control para mejorar el desempeño de petróleo.

FIGURA 2.9 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN.



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

FIGURA 2.10 CURVA DE DECLINACIÓN.



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

2.3.7 CURVA DE DECLINACIÓN

Curva que representa la tasa de producción de petróleo, agua y fluido con respecto al petróleo acumulado, una declinación muy marcada señala la existencia de un problema mientras que una curva con declinación menos marcada señala una tendencia normal.

Los problemas asociados a una marcada declinación se deben a un agotamiento de la presión, falla en el sistema de levantamiento o un incremento del daño, que están afectando al desarrollo normal de la producción, ver Figura 2.10.

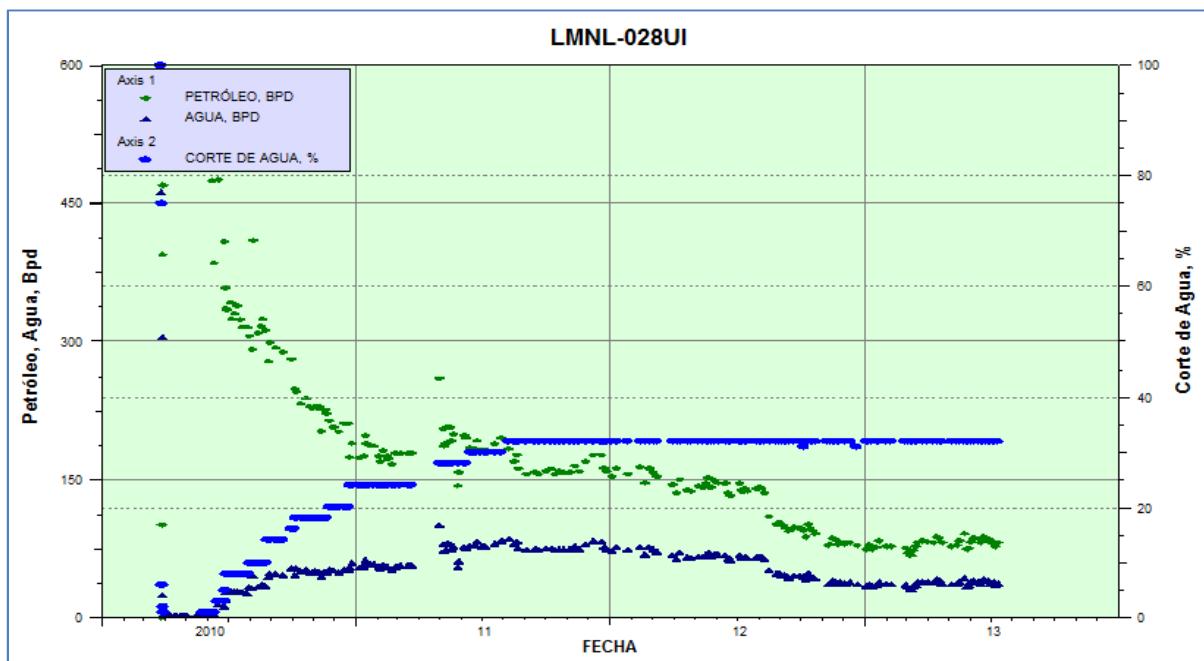
2.3.8 CURVA DE PRODUCCIÓN

Curva en la que se observa la conducta de producción de los fluidos del pozo desde la etapa inicial hasta la fecha de estudio, julio del 2013. Se puede visualizar los cambios de productividad debido a los eventos del pozo. A si mismo se conoce la fecha en que se produce el rompimiento de agua, que es cuando la producción de agua supera a la producción de petróleo, mismo que se puede controlar con un estudio a tiempo, ver Figura 2.11.

2.3.9 CURVA COMPORTAMIENTO DE SALINIDAD

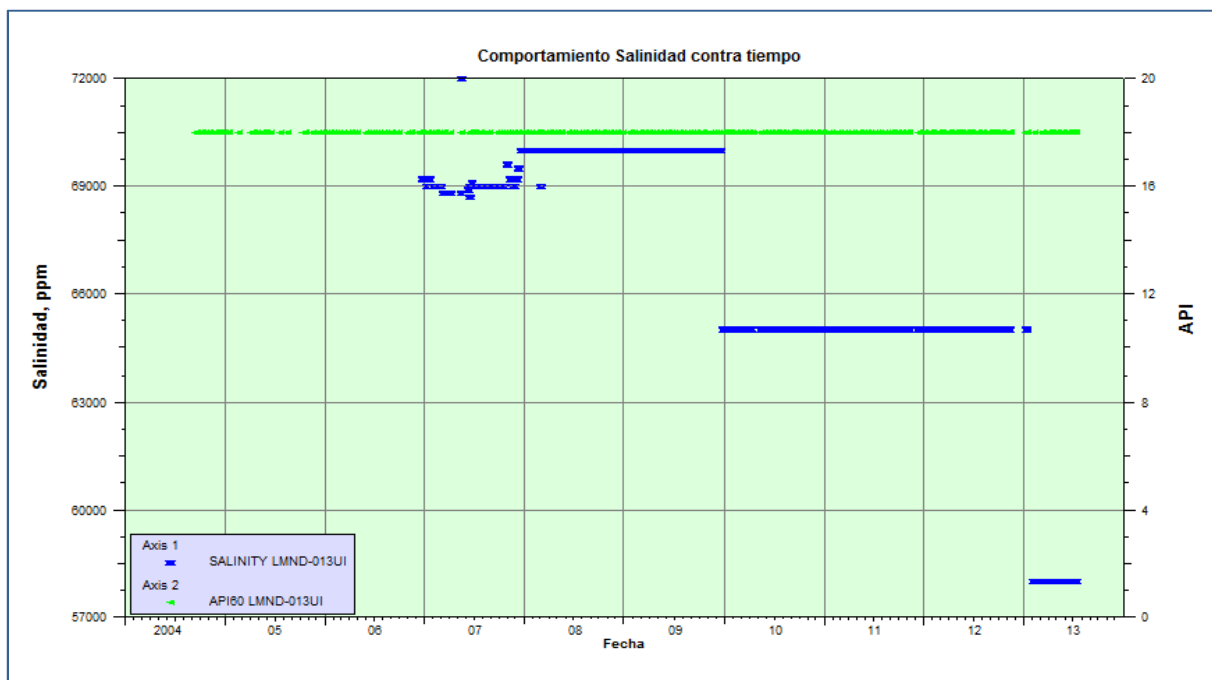
Curva en la cual se observa el comportamiento de la salinidad de las zonas productoras, una variación en la salinidad sugiere que existe comunicación con una zona de agua productora haciendo que varíe a varias ppm, la curva de salinidad está acompañada con los grados API de petróleo con el objeto de descartar si el agua proviene de otro yacimiento o es un problema relacionado al pozo comunicación entre casing – tubing, ver Figura 2.12.

FIGURA 2.11 CURVA DE COMPORTAMIENTO.



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas

FIGURA 2.12 CURVA DE COMPORTAMIENTO DE SALINIDAD Y GRADOS API.



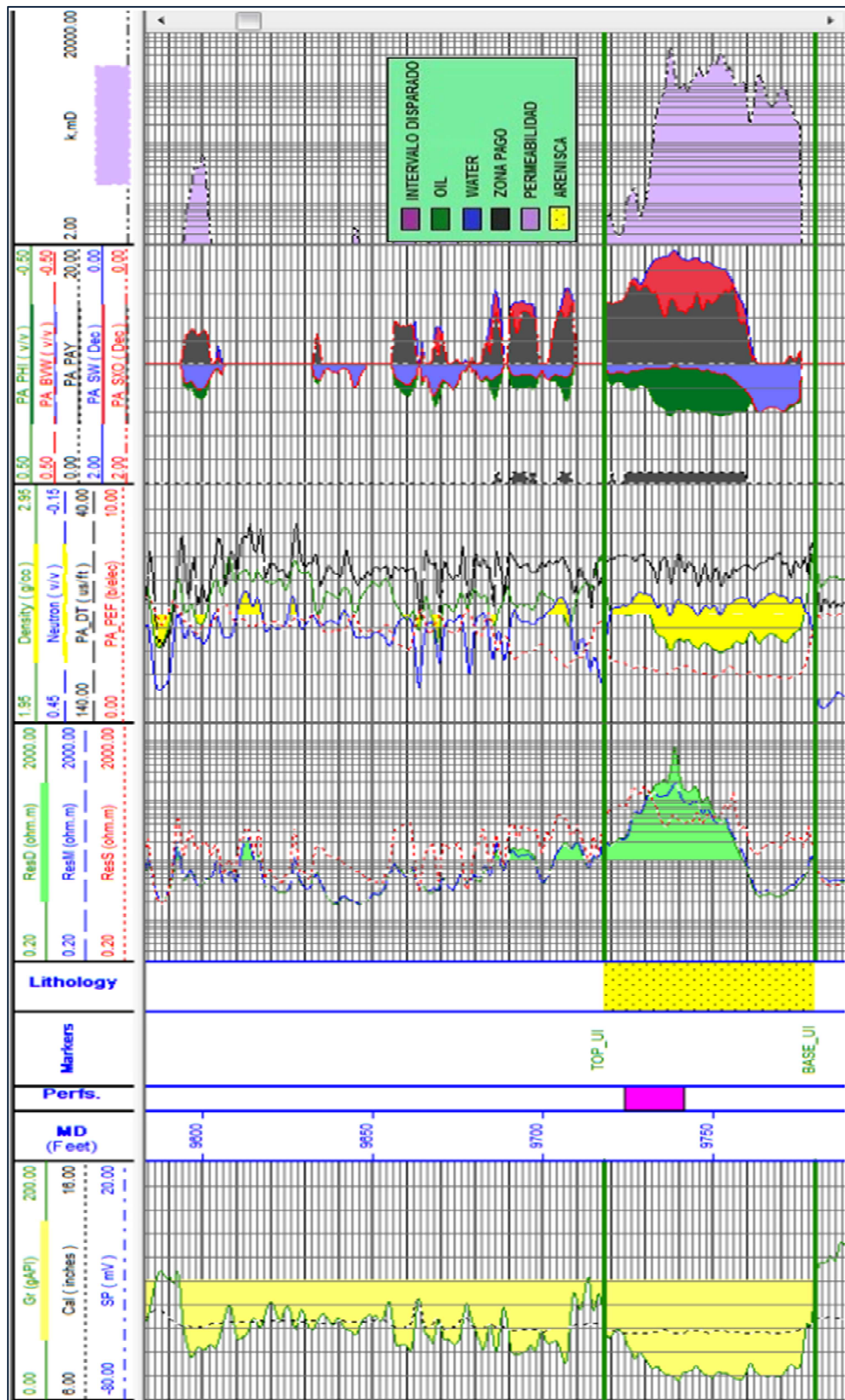
Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas

2.3.10 REGISTRO DE POZOS

Se emplean para tener información de los parámetros petrofísicos, de manera que se obtiene un perfil de la formación atravesada ver Figura 2.13. La curva Gamma Ray brinda información de las propiedades radioactivas de las rocas, las lutitas emiten mayor radioactividad que las areniscas debido a una concentración mayor de potasio (k), Torio (Th), Uranio (U). Por tal motivo si GR es bajo señala un bajo contenido de radioactividad que corresponde a las areniscas, su unidad de medida es gAPI cuyo rango de valor puede ir desde 0 a 200 gAPI. Del perfil Neutrónico y Densidad, los neutrones son partículas eléctricamente neutras con una masa muy próxima a la del núcleo de hidrógeno por tanto, zonas con lutitas muestran una porosidad elevada debido al agua asociada, mientras zonas con menos concentración de hidrógeno exhibe una porosidad baja, por tanto la curva se desvía a la derecha, si el perfil densidad es alto indica la interacción de la fuente radioactiva con los electrones de la formación, mientras que una densidad baja señala menos presencia de electrones, en este caso la curva se desvía a la izquierda.

La zona neta de pago colocada en el lado izquierdo del cuarto track nos indica el espesor neto al cual se encuentra la zona de mayor interés, la cual puede ser disparada para obtener hidrocarburo, la misma puede ir desde unos pocos a varios pies, depende de la característica de cada reservorio. La saturación, que es la fracción de volumen poroso que ocupa un fluido presente en el yacimiento proporciona información del fluido dentro de la zona de interés, la saturación de agua es correlacionada con el volumen de agua BVW y volumen de hidrocarburo PHI, la saturación de agua se reduce notablemente hacia la derecha a partir de valores menores a la unidad en zonas de petróleo y aumenta considerablemente hacia la unidad en zonas saturadas completamente de agua. La resistividad indica el tipo de fluido presente en la formación, por tanto una baja resistividad muestra la presencia de agua debido a su alta conductividad mientras una baja conductividad indica la presencia de gas o hidrocarburo por su alta resistividad.

FIGURA 2.13 PERFIL DEL POZO LIMONCOCHA G-007 UI.



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

2.4 ANÁLISIS POSTERIOR A LA IDENTIFICACIÓN DE CANDIDATOS

2.4.1 ANÁLISIS NODAL

Consiste en dividir el sistema de producción en componentes básicos; flujo a través del medio poroso, flujo a través de la tubería de producción y flujo a través de la línea de descarga, para calcular caídas de presión y gasto de los fluidos producidos, determinando así las curvas de comportamiento de afluencia y el potencial de producción del yacimiento.

Los datos necesarios para realizar el análisis incluyen; presión, temperatura, viscosidad del petróleo en fondo y superficie, daño de la formación, estado actual mecánico de los pozos, tipo de bomba con sus características, producción de agua y petróleo, relación gas/petróleo, entre otros.

2.4.2 ÁRBOL DE DECISIÓN

La toma de una correcta decisión al momento de intervenir un pozo es de vital importancia en la industria petrolera cuyos resultados se direccionan a obtener una ganancia a favor, esta herramienta ayuda a realizar una evaluación de los posibles riesgos que puede tener un proyecto al momento de ejecutarse.

2.4.3 EVALUACIÓN ECONÓMICA

Determina si el proyecto propuesto es o no rentable, considerando los costos operativos, declinación de la producción, inversiones, precio del barril de petróleo y tasa de actualización. Siendo un proyecto rentable si la relación beneficio-costo es mayor a la unidad o el valor actual neto mayor a cero. Ver Anexo 5.

2.4.3.1 Valor presente neto:

El valor presente neto (VPN o VAN) es una herramienta que sirve para reflejar cual es el valor de dinero en el tiempo, empleando una tasa de descuento, encontrando de esta manera equivalencia entre el dinero presente y futuro, valorando la preferencia temporal y riesgos futuros, el valor presente neto se emplea como un criterio de decisión, cuanto más lejos en el tiempo se encuentre la cantidad de dinero será menor al valor actual, de igual manera cuanto mayor sea el flujo de efectivo mayor será el valor presente neto.

$$VPN = -Inversión Inicial + \sum_{t=1}^n \frac{FNE_t}{(1+i)^t} \quad (2.3)$$

t= Tiempo en años.

FNE= Flujo neto de efectivo

i= tasa de descuento

Si el VPN es positivo estamos en presencia de un buen proyecto indicando que la cantidad de dinero futura compensa los costos y si es negativo es una mala inversión.

2.4.3.2 Tasa interna de retorno:

La tasa interna de retorno (TIR o ROR) indica la rentabilidad de un proyecto por tanto señala si es conveniente o no hacer un negocio, el valor actual neto de los flujos de efectivo se iguala a cero.

$$0 = -Inversión Inicial + \sum_{t=1}^n \frac{FNE_t}{(1+r)^t} \quad (2.4)$$

2.4.3.3 Relación Beneficio-Costo:

La relación costo - beneficio es tomada en cuenta para evaluar cuan rentable puede ser el proyecto asociado a la inversión y costo operativo durante el tiempo que perdure el trabajo.

$$B/C = \frac{VPN}{\text{Costo Operativo} + \text{Inversión}} \quad (2.5)$$

2.4.3.4 Índice de rentabilidad:

Índice de rentabilidad (PIR) se refiere al beneficio de la inversión de un proyecto resulta de obtenerlo de VPN dividido para la inversión del proyecto, si es mayor a la unidad el proyecto resulta rentable caso contrario no es aceptable el proyecto.

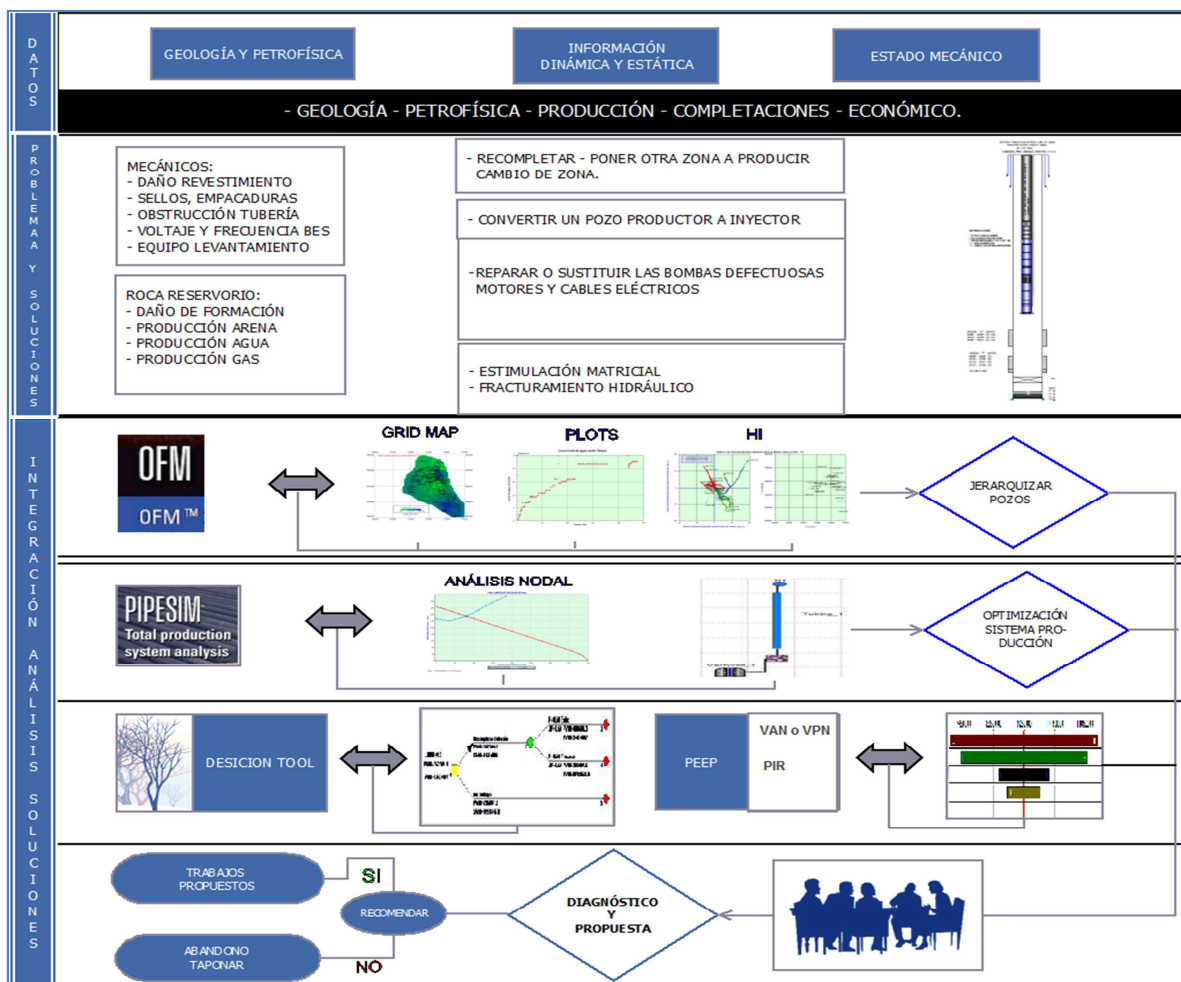
$$PIR = \frac{VPN}{\text{Inversión Inicial}} \quad (2.6)$$

CAPÍTULO III

3 APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE POZOS A REACONDICIONAMIENTO EN EL CAMPO LIMONCOCHA

La Figura 3.1 indica el flujo integral para la selección de pozos.

FIGURA 3.1 FLUJO INTEGRAL PARA LA SELECCIÓN DE POZOS.



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

La Figura 3.2 muestra los pasos requeridos que deben ser tomados en cuenta al momento de realizar la selección.

FIGURA 3.2 PASOS REQUERIDOS PARA LA SELECCIÓN DE UN POZO A REACONDICIONAMIENTO.



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas

3.1 ADQUISICIÓN DE DATOS DEL CAMPO LIMONCOCHA

Los datos del campo Limoncocha fueron obtenidos a través de la Secretaría de Hidrocarburos del Ecuador (SHE). Se toma en consideración desde la etapa inicial de producción del campo, año 1999 hasta julio del 2013.

3.2 CONSTRUCCIÓN DE LA BASE DE DATOS DEL CAMPO LIMONCOHA

Para el proyecto se emplea información de las arenas UI y TP como: mapas estructurales, contactos agua-petróleo, topes y bases de las arenas a ser analizadas, que son proporcionadas por el área de geología.

El mapa estructural es el inicio de cada proyecto, con las coordenadas se puede conocer con exactitud la ubicación de los pozos a ser interpretados. Cabe indicar que las coordenadas de entrada son las que permiten visualizar como se encuentran distribuidos los pozos en superficie, mientras que las coordenadas de salida indican la distribución al final de los surveys (desviación de pozos).

3.2.1 COMPORTAMIENTO ESTÁTICO

Permite conocer cómo se encuentra el pozo con ayuda de diagramas mecánicos, tamaño de liner y la profundidad del pozo en MD, así como los intervalos disparados de acuerdo a su estado (abierto, abandonado o squeeze) y el tipo de levantamiento, correspondiendo a bombeo electro sumergible (BES) para el presente estudio.

3.2.2 COMPORTAMIENTO DINÁMICO

Se refiere a datos variables como; el historial de la producción de petróleo y agua de cada arena, que permite observar la tendencia del flujo durante su periodo productivo, las presiones de fondo fluyente, que deben ser corregidas a la zona de

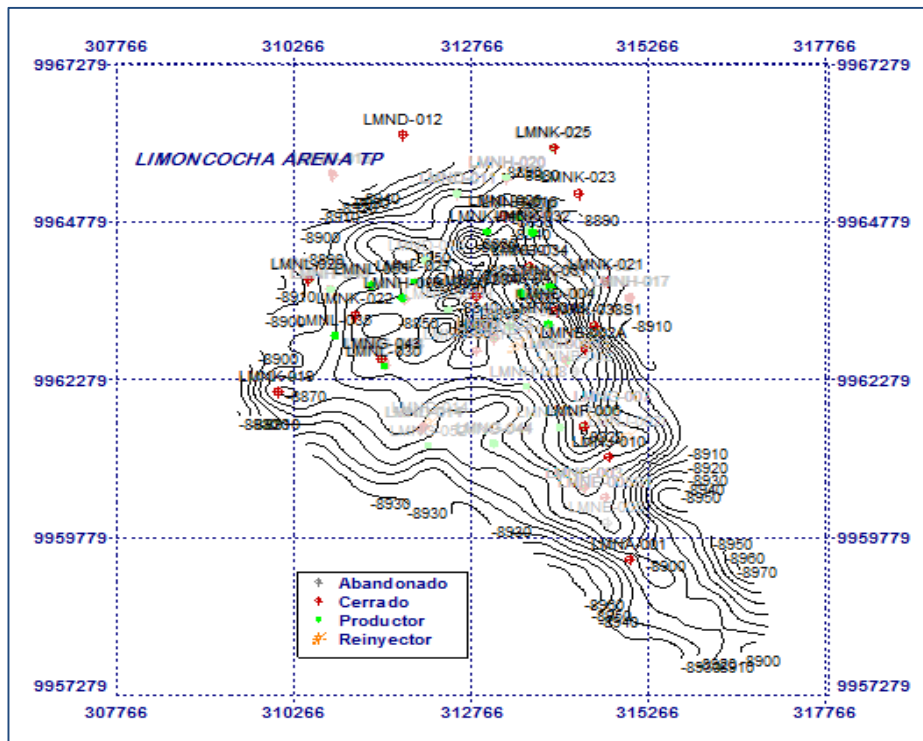
producción para que representen una tendencia efectiva de su comportamiento durante la vida productiva del pozo. Ver Anexo 6.

3.3 IDENTIFICACIÓN DE POZOS CANDIDATOS A REACONDICIONAMIENTO DEL CAMPO LIMONCOCHA

3.3.1 MAPA BASE

El mapa base es generado automáticamente por el software OFM una vez cargada la base de datos en el mismo, y muestra cómo se encuentran distribuidos los pozos dentro del campo Limoncocha, permitiendo diferenciar el estado de cada pozo (productor, reinyector, cerrado o abandonado) de acuerdo a los colores y simbología marcada, ver Anexo 7 para el mapa base de la arena UI.

FIGURA 3.3 MAPA BASE DE LA ARENA TP EN EL CAMPO LIMONCOCHA.



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas

3.3.2 MAPAS ACUMULATIVOS

Previo a obtener los mapas acumulativos se procede a calcular las variables: acumulado de agua y petróleo; se establece las unidades en Mbls (miles de barriles). Se puede diferenciar en escala de colores como tienden a cambiar los parámetros a medida del tiempo, los mismos que se pueden representar dinámicamente.

3.3.2.1 MAPA ACUMULATIVO DE PETRÓLEO

El comportamiento de este mapa está considerado entre el periodo de mayo de 1999 a julio de 2013, en el cual se observan zonas en el icono (●) con baja acumulación de petróleo, mientras que el icono (●) muestra una alta acumulación de petróleo a través del tiempo.

Se observa en la Figura 3.4 una alta acumulación de petróleo en la parte inferior y central del mapa acumulativo para la arena TP con una variación entre 0 a 2047.2 Mbls.

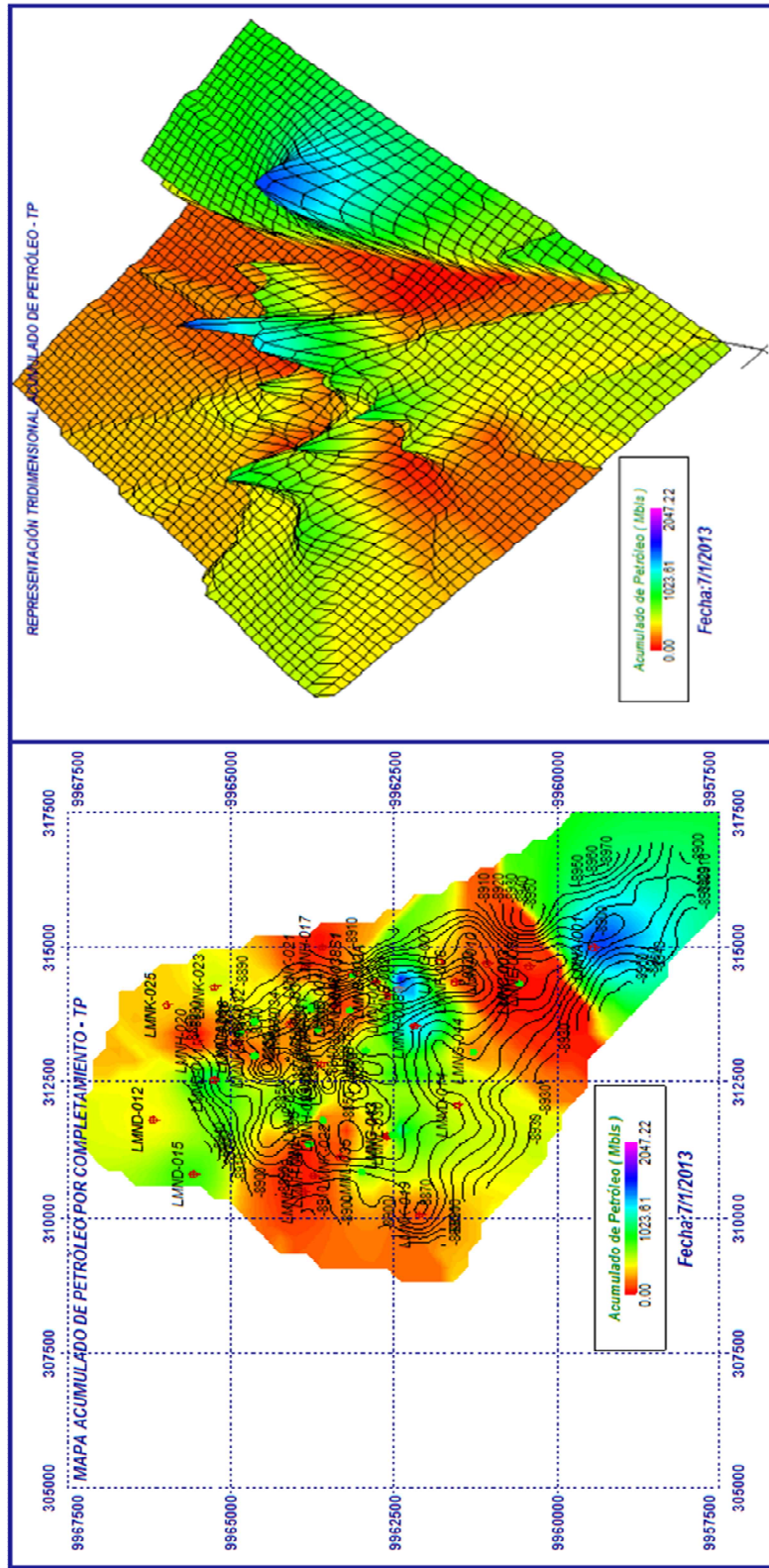
En la Figura 3.5 se observa la existencia de dos zonas con mayor aporte de crudo ubicadas en la parte central y superior del mapa acumulativo para la arena UI con una variación entre 0 a 4706.12 Mbls.

3.3.2.2 MAPA ACUMULATIVO DE AGUA

El comportamiento de este mapa es considerado entre el periodo de mayo de 1999 a julio de 2013, en el cual se observan zonas en el icono (●) con baja acumulación de agua, a diferencia del icono (●) que muestra una alta acumulación de agua, lo cual nos permitirá detectar zonas problemáticas.

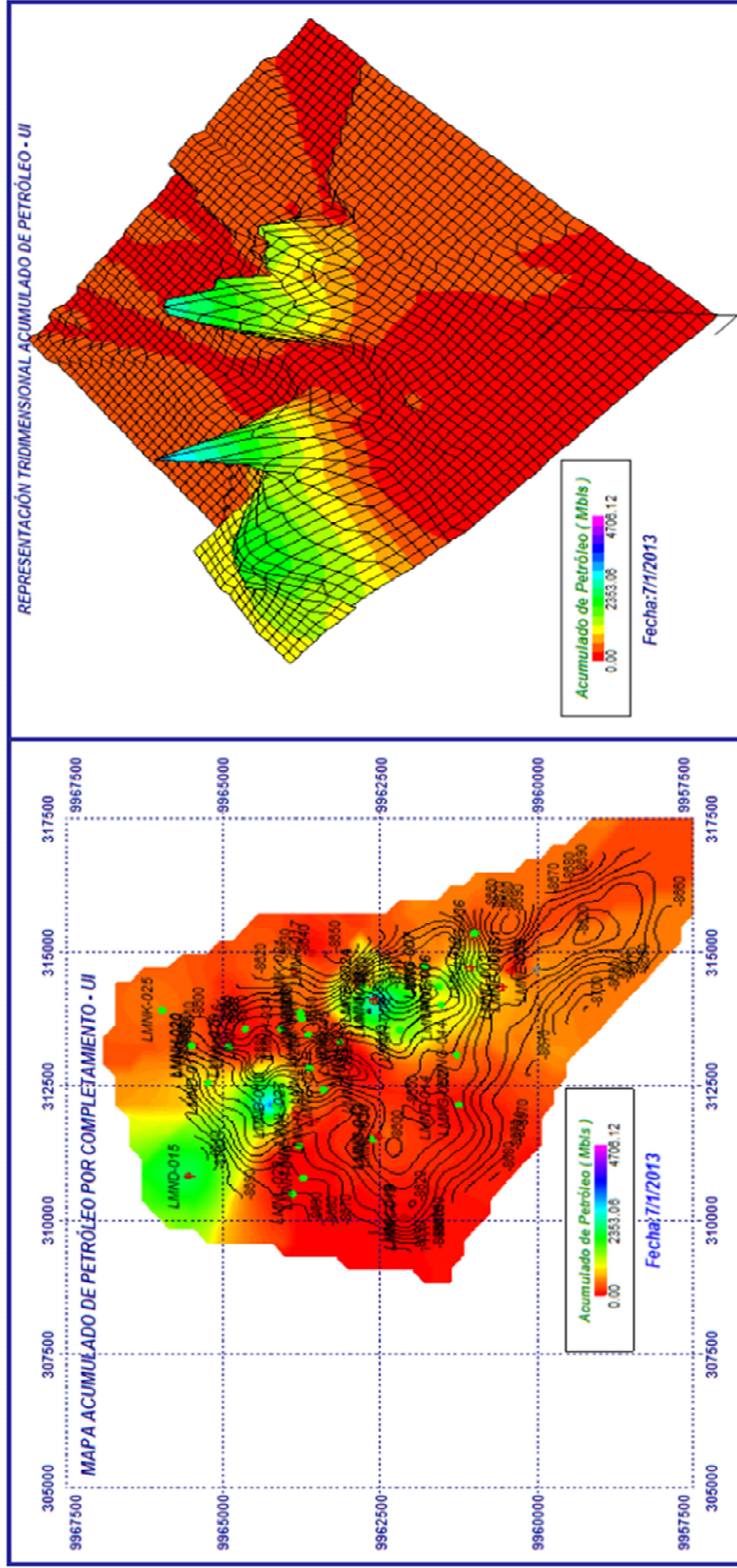
Se observa en la Figura 3.6 izquierda, una mayor acumulación de agua en la parte central-inferior y parte superior dirección norte del mapa acumulativo de agua para la

FIGURA 3.4 MAPA ACUMULATIVO DE PETRÓLEO – TP.



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

FIGURA 3.5 MAPA ACUMULATIVO DE PETRÓLEO – UI.



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

arena TP con una variación de 0 a 7658 Mbls, mientras que para la arena UI (Figura 3.6 derecha) se localiza una mayor concentración de agua en la parte inferior y superior dirección noroeste del mapa con una variación de 0 a 10814 Mbls.

3.3.3 MAPA DEL CORTE DE AGUA

Para este análisis se ha considerado el periodo comprendido entre mayo de 1999 a julio de 2013, en el cual se observa el comportamiento del corte de agua en porcentajes, el icono (●) muestra zonas con un bajo corte de agua a diferencia del icono (●) que muestra un alto corte, esto ayudará a discernir zonas de alto corte presentes en el mapa.

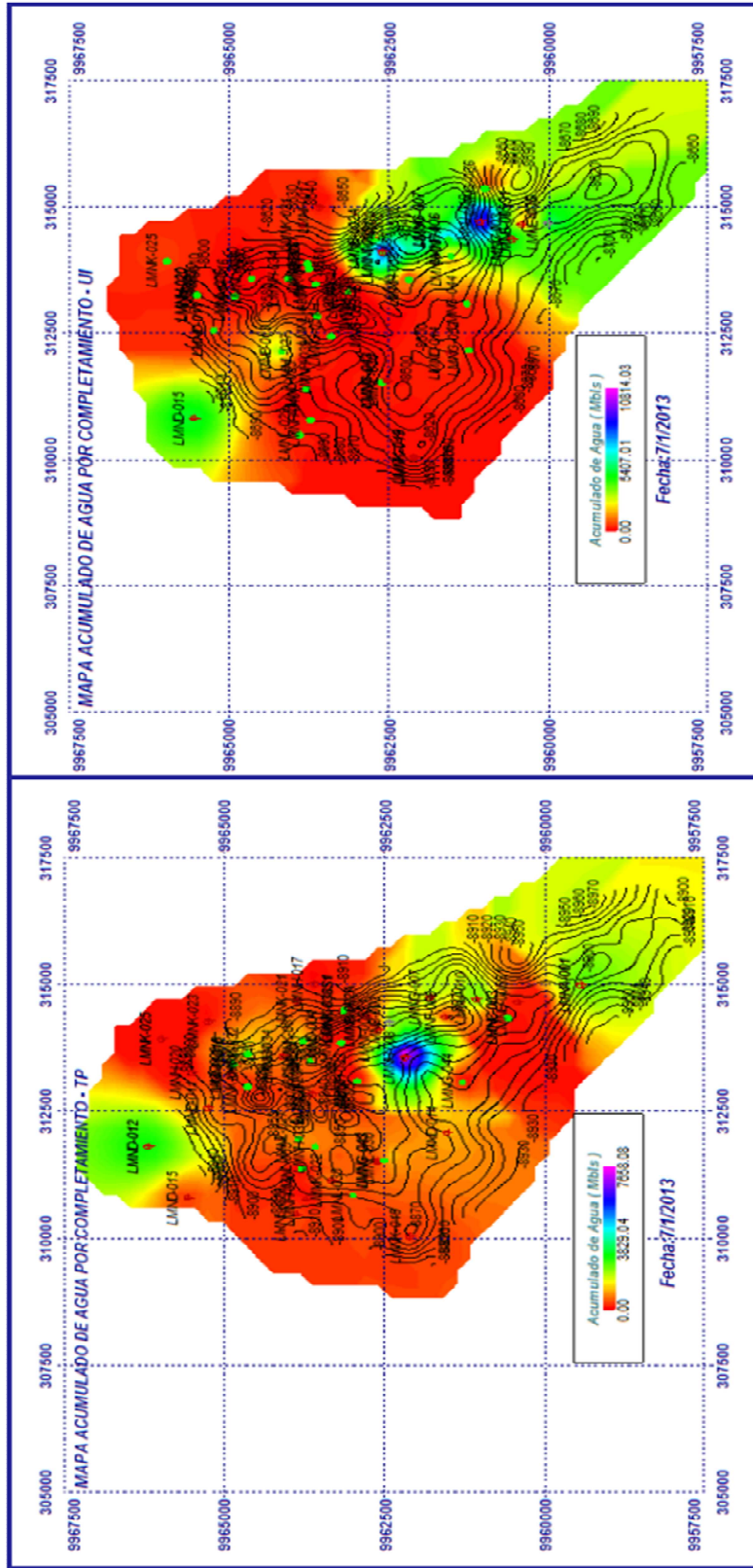
En la Figura 3.7 izquierda, se presenta una mayor afluencia de agua en la parte inferior y superior del mapa para la arena TP, mientras que para la arena UI, Figura 3.7 derecha, se tiene un mayor corte de agua en la parte central e inferior del mapa.

3.3.4 ANÁLISIS DE POZOS MEDIANTE EL ÍNDICE DE HETEROGENEIDAD MODIFICADO

Para realizar una selección previa de los pozos candidatos a un reacondicionamiento se ha empleado el Índice de Heterogeneidad Modificado (MHI), el cual permite ubicar los pozos en diferentes cuadrantes con el fin de identificar su buen o mal desempeño en comparación del resto de los pozos de la zona estudiada.

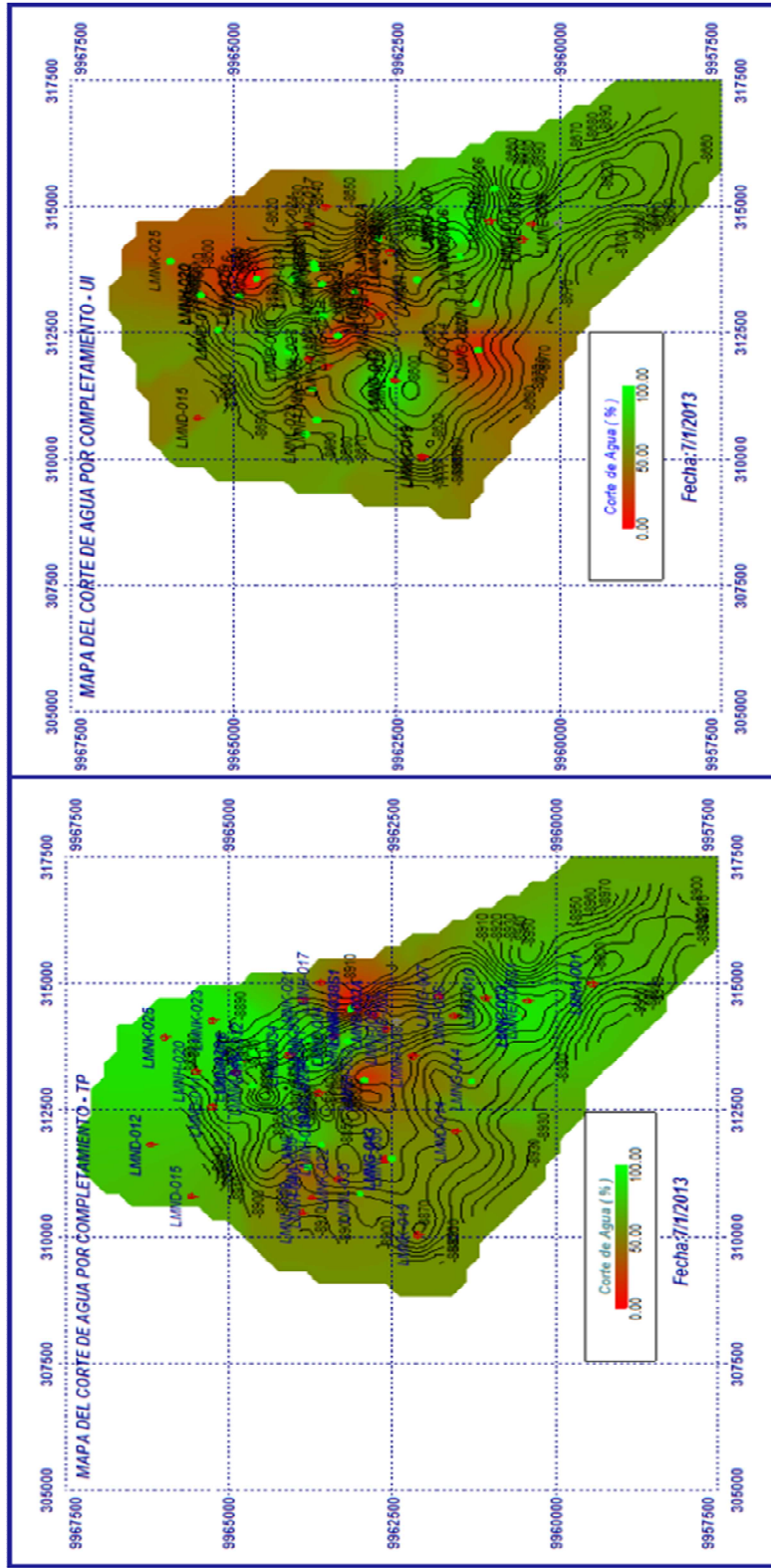
Se analizaron tanto pozos activos como inactivos, ver Anexo 8 y 9, en función de la producción de agua y petróleo, referente a su producción promedia. Los resultados son graficados en un plano de coordenadas, colocando en el eje X el índice de Heterogeneidad Modificado de petróleo (MHI_O), mientras que el eje Y el índice de Heterogeneidad Modificado del Agua (MHI_W). Ver Anexo 10 y 11.

FIGURA 3.6 MAPA ACUMULATIVO DE AGUA EN LAS ARENAS TP & UI.



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

FIGURA 3.7 MAPA DE CORTE DE AGUA PARA LA ARENA TP & UI.



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

FIGURA 3.8 FLUJO DE SELECCIÓN DE POZOS A REACONDICIONAMIENTO.

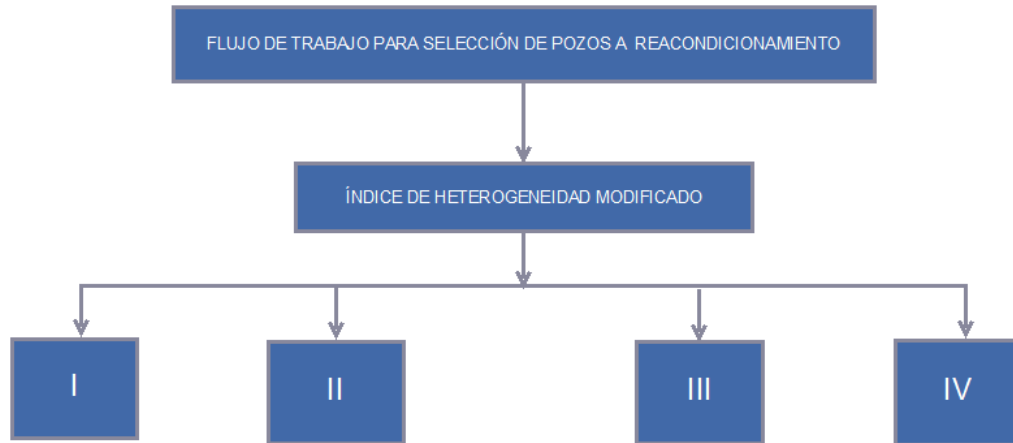
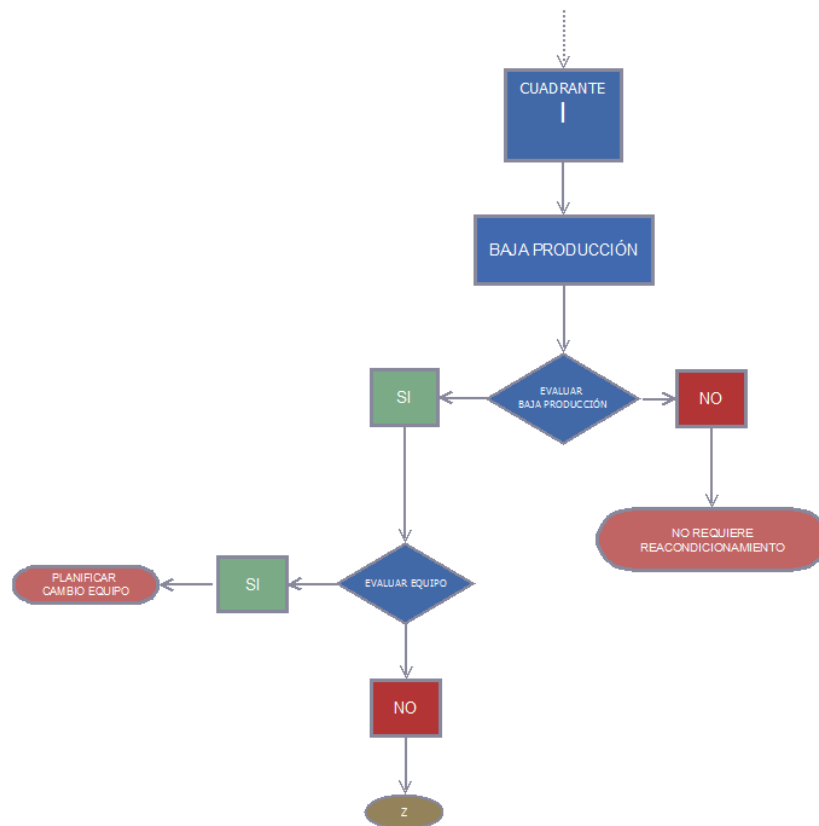
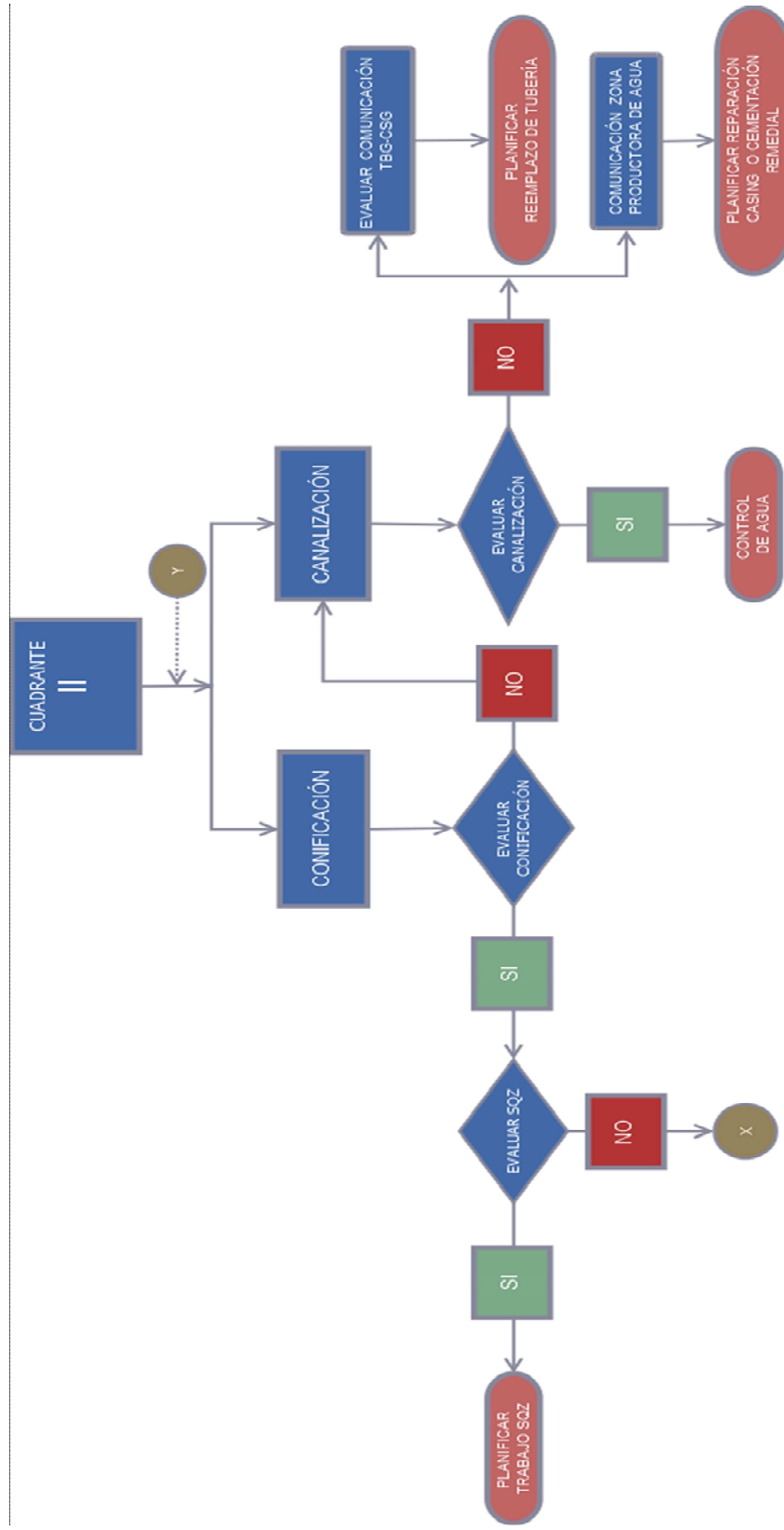


FIGURA 3.9 FLUJO DE SELECCIÓN DE POZOS A REACONDICIONAMIENTO I CUADRANTE.



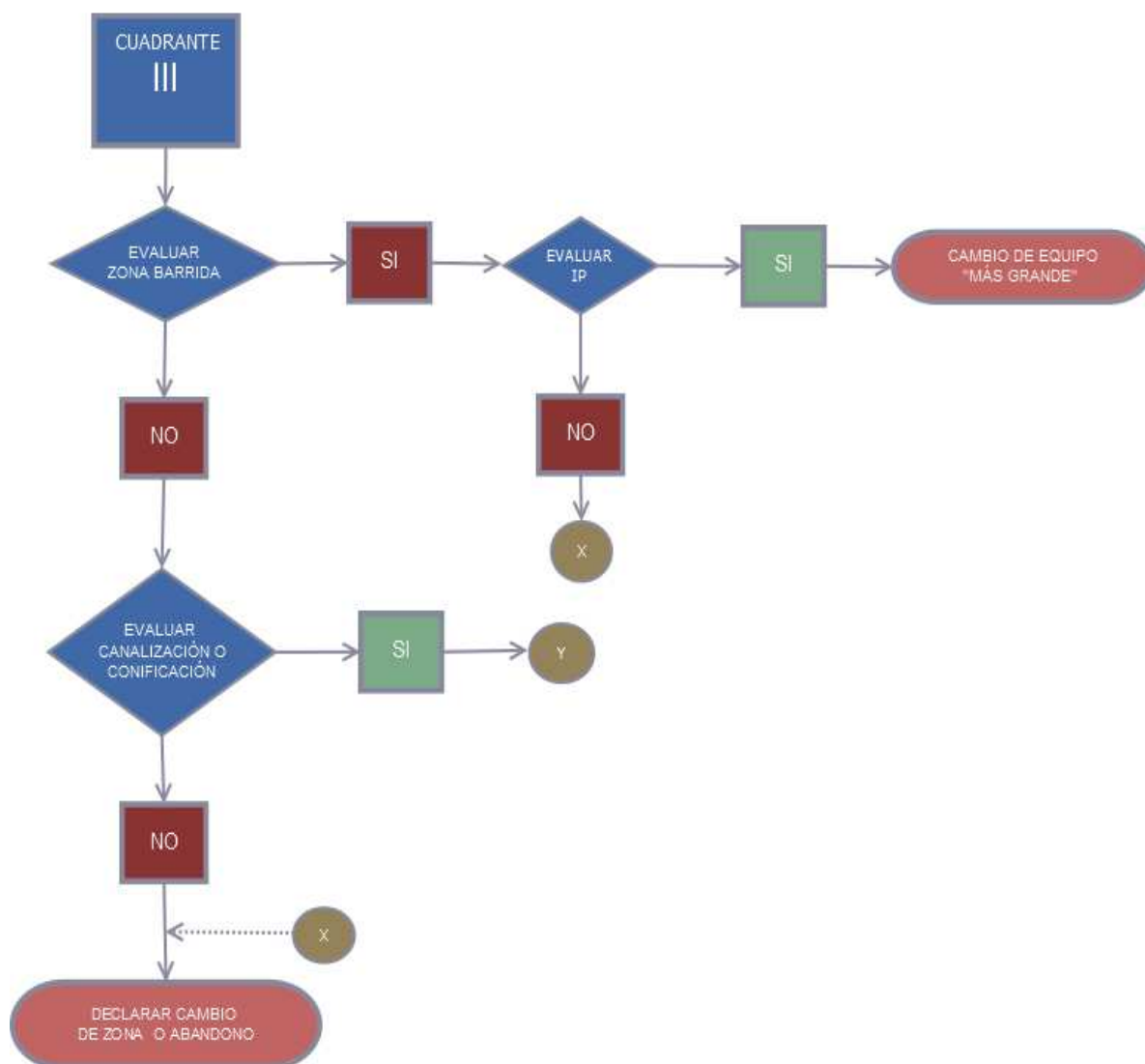
Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

FIGURA 3.10 FLUJO DE SELECCIÓN DE POZOS A REACONDICIONAMIENTO II CUADRANTE.



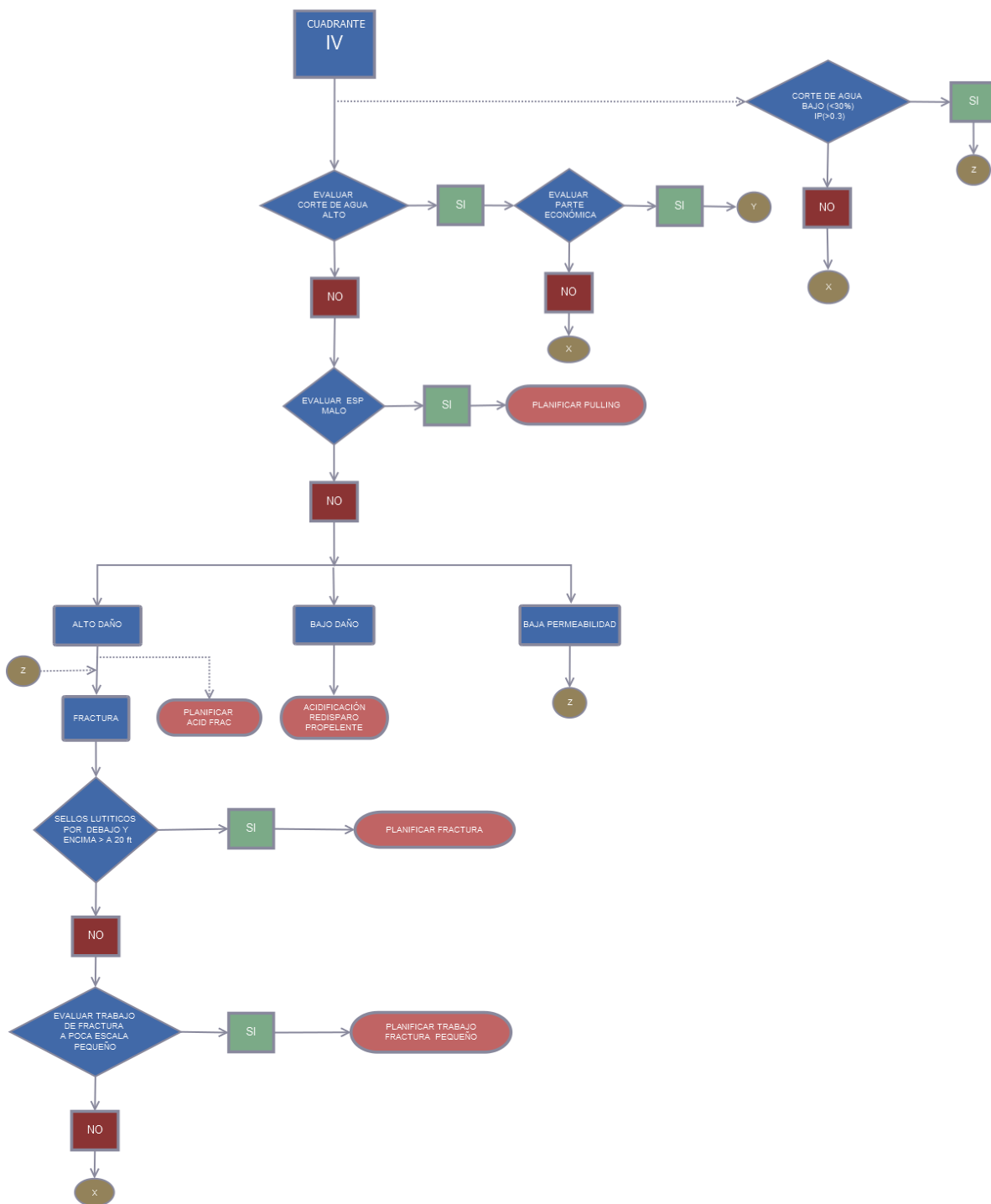
Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

FIGURA 3.11 FLUJO DE SELECCIÓN DE POZOS A REACONDICIONAMIENTO III CUADRANTE.



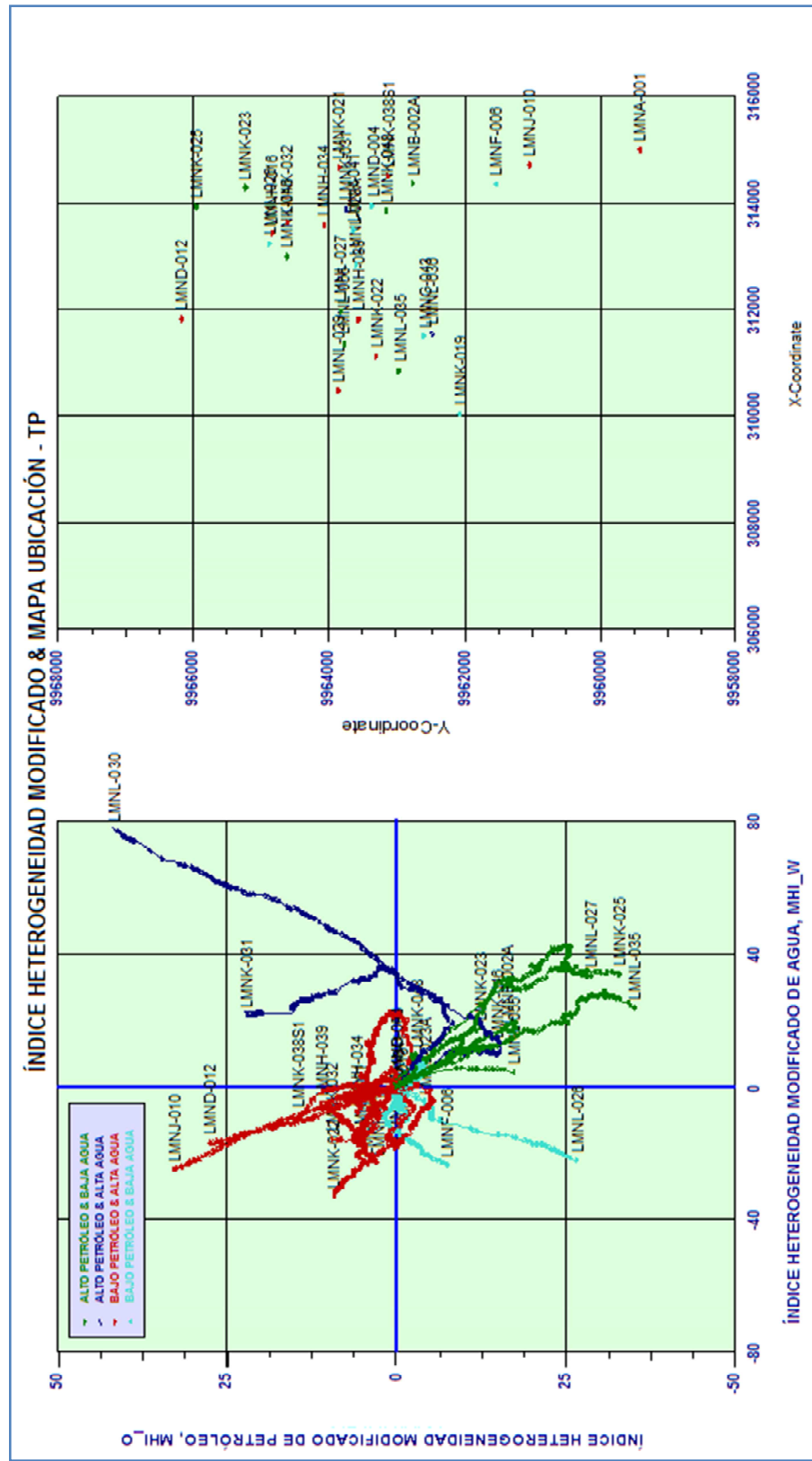
Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

FIGURA 3.12 FLUJO DE SELECCIÓN DE POZOS A REACONDICIONAMIENTO IV CUADRANTE.



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

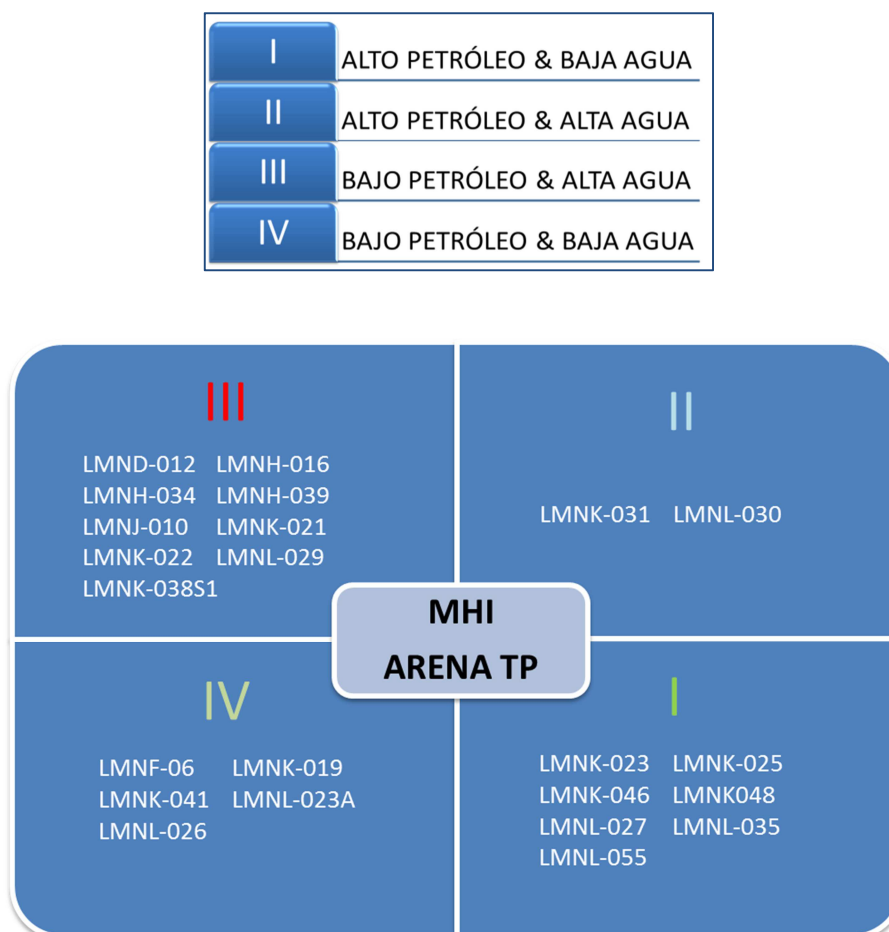
FIGURA 3.13 ÍNDICE DE HETEROGENEIDAD MODIFICADO & MAPA DE UBICACIÓN PARA LA ARENA TP.



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

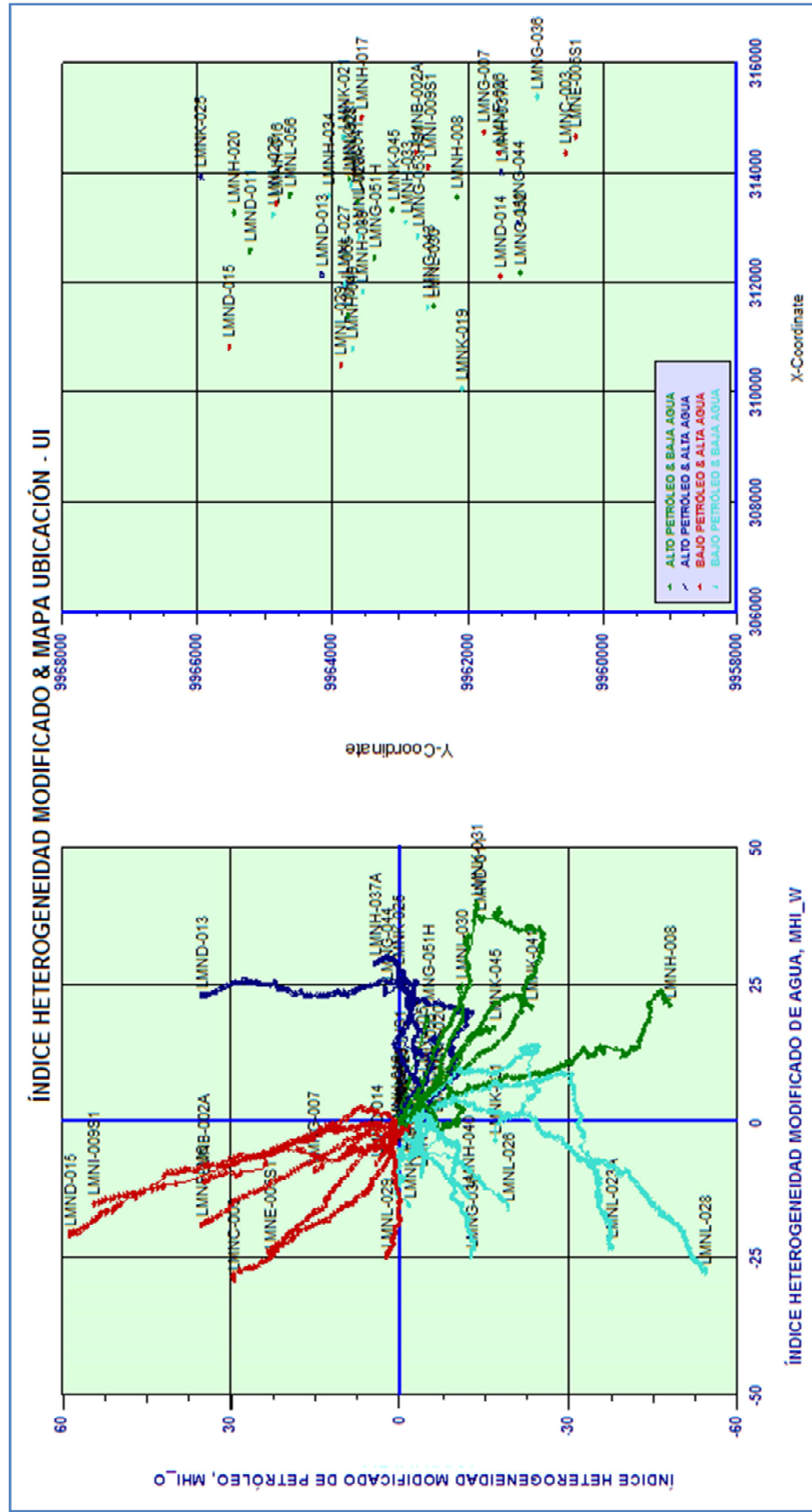
3.3.5 ÍNDICE DE HETEROGENEIDAD MODIFICADO PARA LA ARENA TP

FIGURA 3.14 CLASIFICACIÓN DE LOS POZOS POR CUADRANTE PARA LA ARENA TP.



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

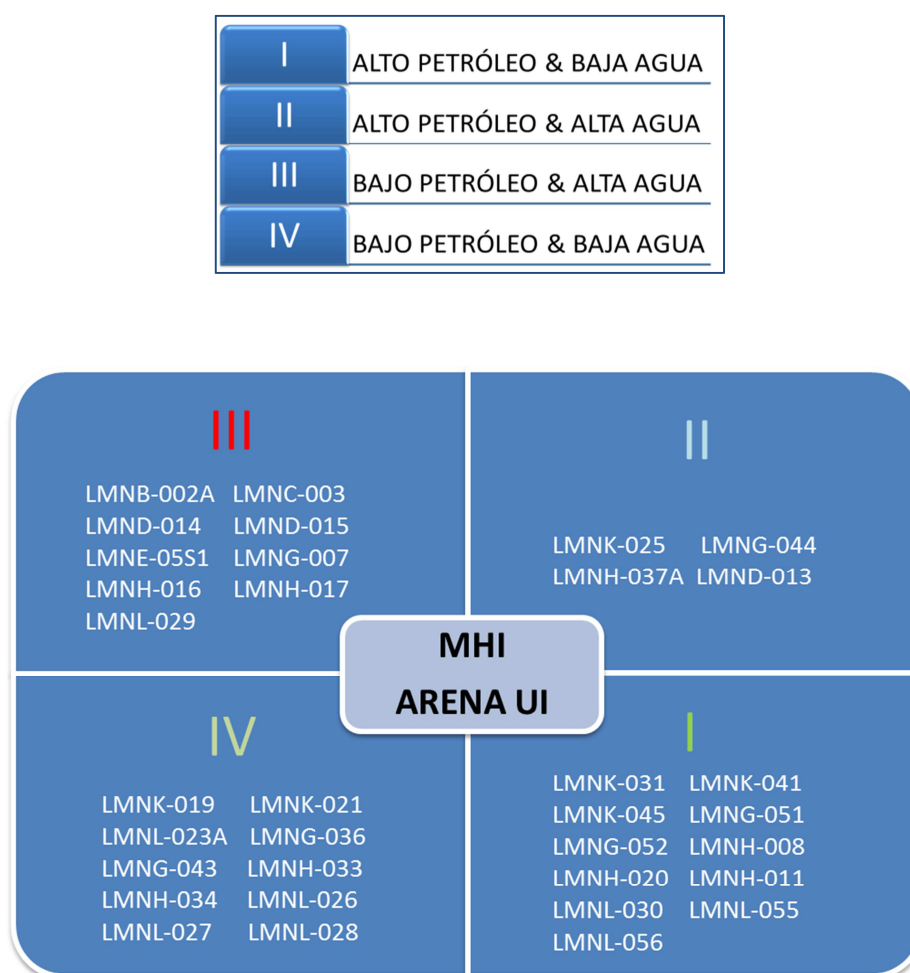
FIGURA 3.15 ÍNDICE DE HETEROGENEIDAD MODIFICADO & MAPA DE UBICACIÓN PARA LA ARENA UI.



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

3.3.6 ÍNDICE DE HETEROGENEIDAD MODIFICADO PARA LA ARENA UI

FIGURA 3.16 CLASIFICACIÓN DE LOS POZOS POR CUADRANTE PARA LA ARENA UI.



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

CAPÍTULO IV

4 ANÁLISIS DE LOS POZOS SELECCIONADOS A REACONDICIONAMIENTO

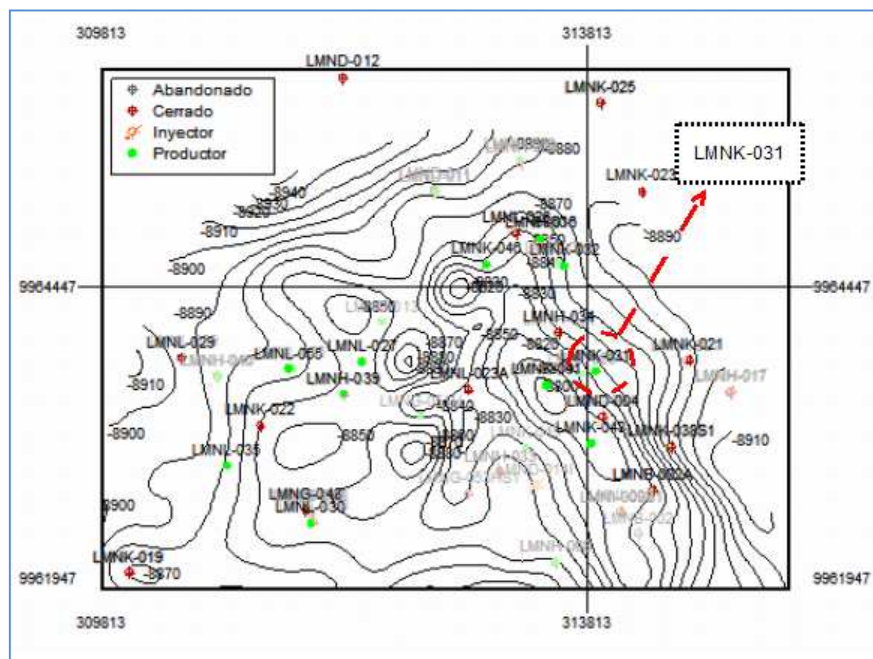
4.1 ANÁLISIS DEL POZO LIMONCOCHA K-031 TP

4.1.1 ANTECEDENTES DEL POZO LIMONCOCHA K-031

POZO	I	II	III	IV
LMNK-031				

LMNK-031	
23-07-2009	•Pozo direccional tipo J, alcanzando una MD de 10737 ft, arranca con bomba DN-1750 con 213 STG.
28-01-2010	•Se recupera 1166 ft de cable de Slick Line y se cambia tipo de tapón.
16-12-2010	•Cambios de equipo DN-1750 a SN-2600, 86 STG.
26-07-2011	•Recupera equipo BES SN-2600, disparo intervalo: 10282'-10306 de la arenisca UI, se baja completación dual para producir las arenas UI y TP.
11-12-2012	•Cambio de completación debido a la comunicación de las arenas UI y TP.
Fecha de corte Julio 2013	•La presión actual de reservorio es 3200 psi TP, el pozo se encuentra en el anticlinal con dirección Noroeste a 780.18 m del pozo LMNK-021 y a 414.90 m de LMNK-041.

FIGURA 4.1 UBICACIÓN DEL POZO LIMONCOCHA K-031.



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

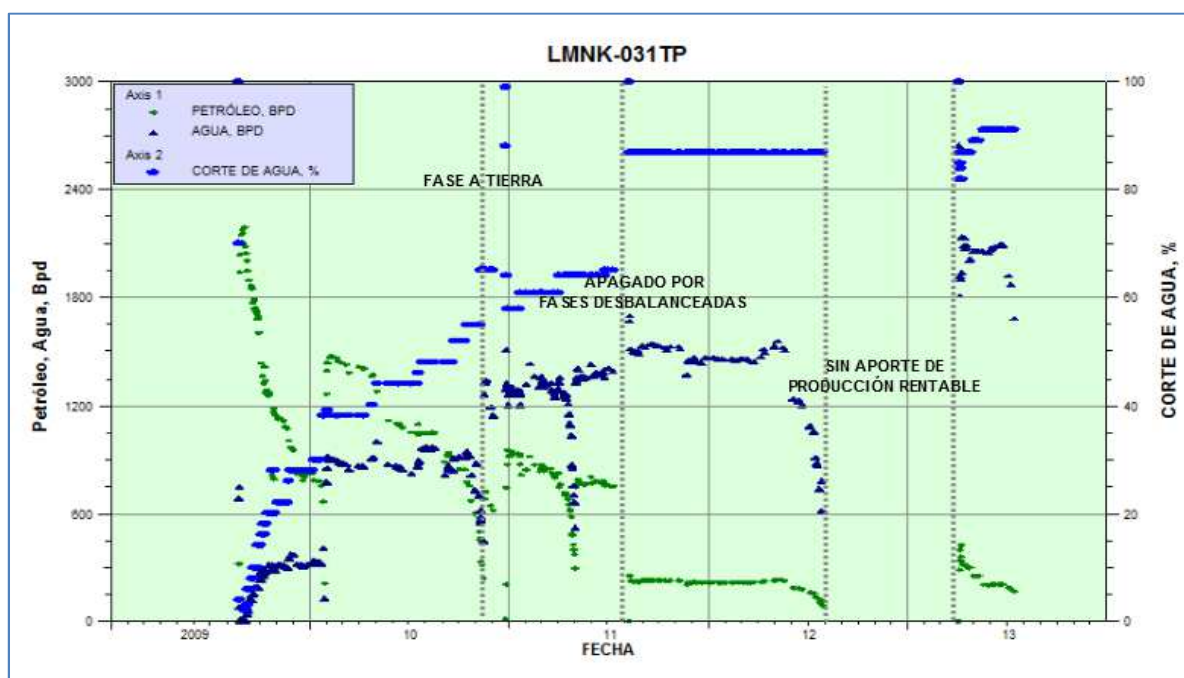
Es un pozo direccional tipo J que ha venido produciendo desde Julio del 2009, siendo los pozos más cercanos LMNK-021 y LMNK-041, con una distancia de 780.18 m y 414.90 m respectivamente, ubicado en el segundo cuadrante del Índice de Heterogeneidad Modificado (MHI) que corresponde a una alta producción de petróleo y agua, siendo necesario realizar una planificación para reducir el exceso de producción de agua, se muestra a continuación el comportamiento desde que empieza sus operaciones hasta la fecha de corte, julio de 2013.

4.1.2 COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO, AGUA Y CORTE DE AGUA VS TIEMPO DEL POZO LIMONCOCHA K-031

En la Figura 4.2 se analiza la producción desde el inicio de su operación en agosto de 2009, con una producción inicial de 2000 bpd y un bajo corte de agua menor a 6 % con un incremento de la frecuencia para el periodo inicial de 60 a 63 Hz, el corte de agua incrementa rápidamente a un 22% a enero de 2010, así también se

incrementa la frecuencia a 66 Hz para mantener la producción habiéndose la misma reducido a 900 bpd al final del periodo. Para el año 2010 el agua superó la producción de petróleo con un corte de agua mayor al 52 %. El 15 de diciembre de 2010 se paraliza la producción por fase a tierra del equipo electrosumergible razón por la cual se cambia el equipo. En julio de 2011 se observa un segundo cierre de la producción por fases desbalanceadas, teniendo que realizarse nuevamente un cambio de equipo. El problema persiste con bajo aporte de petróleo a 90 bpd por lo que se decide suspender la producción en julio del 2012 hasta abril de 2013 donde se realizó un cambio de equipo, se observa un incremento de petróleo a 300 bpd, sin embargo, el agua se incrementó a 2097 bpd, siendo muy representativo para ser manejado en facilidades de superficie, pese al reemplazo de la bomba el petróleo tiende a seguir disminuyendo y a su vez incrementando el agua con un corte del 91 % a la fecha de estudio.

FIGURA 4.2 CURVA DE COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO, AGUA Y CORTE DE AGUA VS TIEMPO PARA EL POZO LIMONCOCHA K-031.

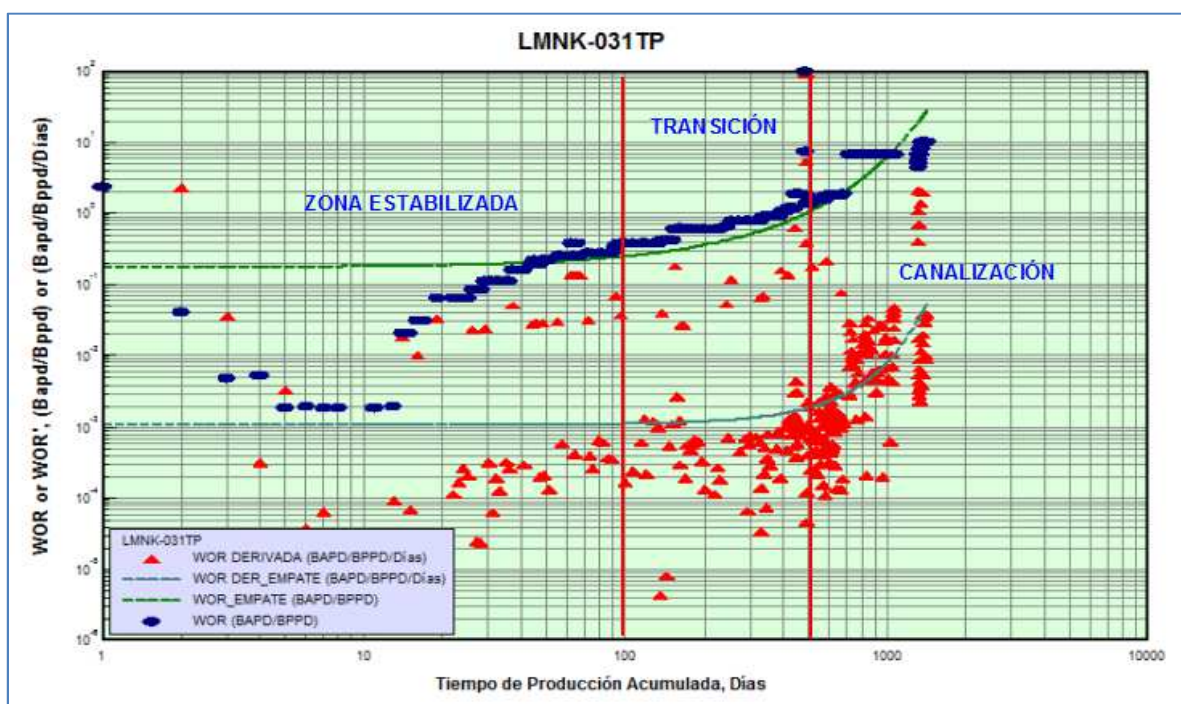


Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

Se realiza un análisis con la gráfica de diagnóstico para observar su comportamiento y el mecanismo de invasión de agua factor de su excesiva producción.

4.1.3 CURVA DE DIAGNÓSTICO DE CHAN DEL POZO LIMONCOCHA K-031

FIGURA 4.3 CURVA DE DIAGNÓSTICO DE CHAN PARA EL POZO LIMONCOCHA K-031.



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

La Figura 4.3 doble logarítmica ayuda a caracterizar los mecanismos de invasión de agua considerando WOR y WOR', en la que se observa una zona estabilizada que se refiere al comportamiento normal que debería tener un pozo durante su producción.

Zona estabilizada, entre 0 a 100 días el comportamiento de la relación agua-petróleo es normal (comportamiento esperado), el periodo de duración para este comportamiento depende de la distribución de las capas y de la permeabilidad; de esta manera se considera que el fluido viaja a través de la matriz.

Zona de transición, comprendida entre 100 a 500 días, empieza un incremento paulatino del WOR debido a que el fluido de invasión ha inundado las capas más permeables.

Zona de canalización, al final del segundo periodo (transición) se observa que la derivada del WOR' mantiene una pendiente positiva, característico de una canalización.

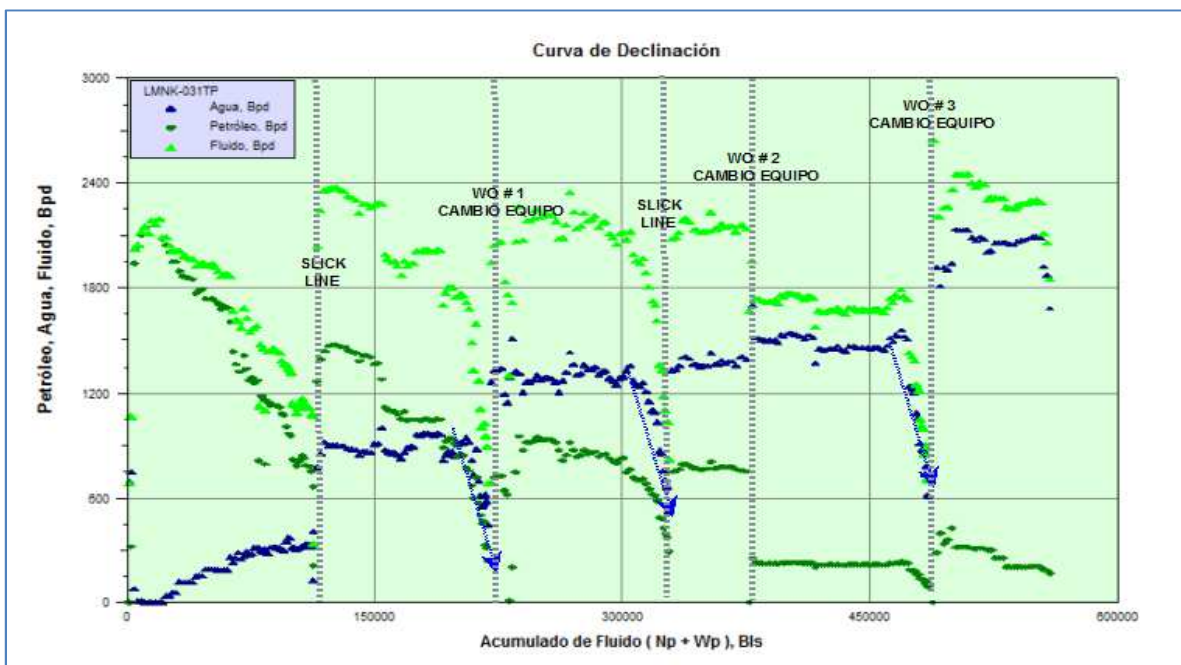
4.1.4 CURVA DE DECLINACIÓN DEL POZO LIMONCOCHA K-031.

En la Figura 4.4, el comportamiento de la producción de petróleo, agua y fluido versus el acumulado de fluido indica la existencia excesiva de agua, un agotamiento normal presentaría una tendencia menos pronunciada y rectilínea. La producción de petróleo continúa declinando mientras que la producción de agua aumenta, dando paso al punto de ruptura de agua, es decir que la producción de agua supera a la de petróleo, siendo necesario un control de agua. El empuje de agua contribuye a que la invasión de agua siga siendo un problema, los incrementos de petróleo en diferentes periodos se deben a reacondicionamientos realizados en especial a cambios de equipo, teniendo en cuenta que a medida que se siga explotando la declinación sigue aumentando. A julio de 2013 se tiene una producción de 167 bpd de petróleo.

4.1.5 CURVA DE LA FRECUENCIA DE LA BOMBA DEL POZO LIMONCOCHA K-031

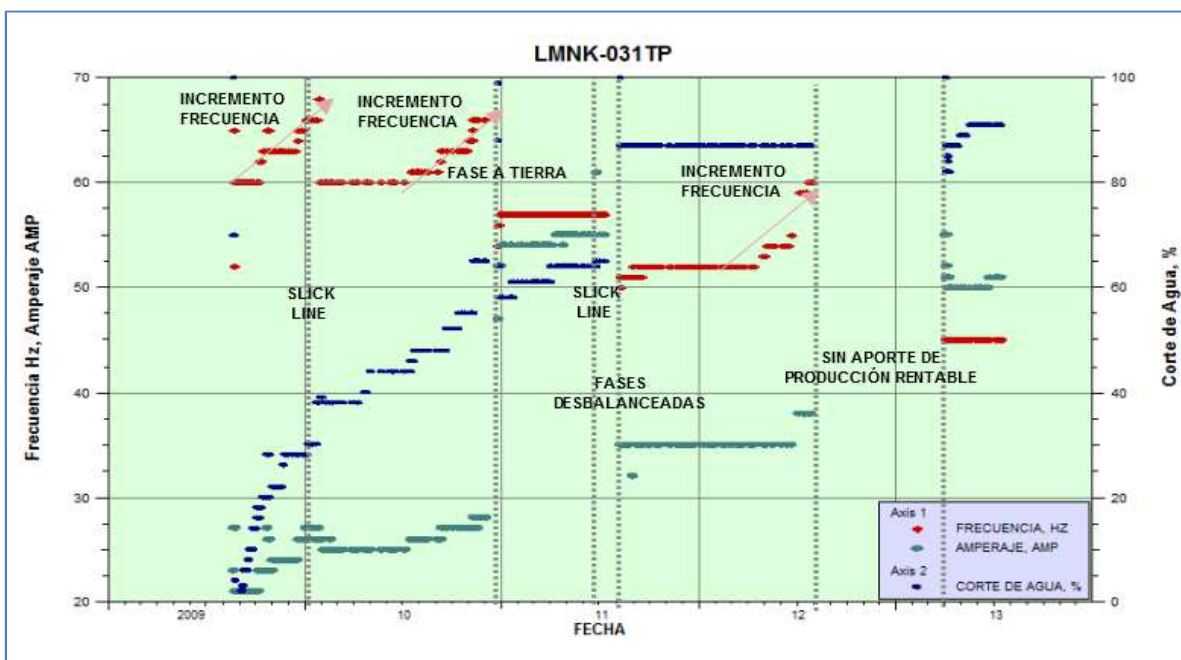
La variación de frecuencia ayuda a un incremento de la producción solo por un periodo relativamente corto, ver Figura 4.5, por tanto no es recomendable una variación de la misma, a la fecha de estudio se encuentra operando con 45Hz, un cambio de equipo como ya se observó no es una solución viable en esta etapa siendo necesario realizar la planificación de un control de agua.

FIGURA 4.4 CURVA DE DECLINACIÓN DEL POZO LIMONCOCHA K-031.



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

FIGURA 4.5 FRECUENCIA DE LA BOMBA DEL POZO LIMONCOCHA K-031.



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

4.1.6 REGISTRO DEL POZO LIMONCOCHA K-031

En el primer track de la Figura 4.6, se muestra la curva Gr, en escala lineal, el cut-off o valor de corte es de 100 gAPI. El Gr indica con límites claros y en forma de bloque la zona de la arena TP a una profundidad de 10540 a 10590 ft correspondiente a su tope y base. Junto al track GR se visualiza de color morado el intervalo disparado para la arena TP: 10538 - 10553 ft.

La Resistividad, en el segundo track, varía en el orden de 0.20 a 2000 ohm.m, establece un valor de corte de 10 ohm.m. Se marca una resistividad mayor para el petróleo como se puede observar en la Figura 4.6 con valores de 130 a 280 ohm.m,

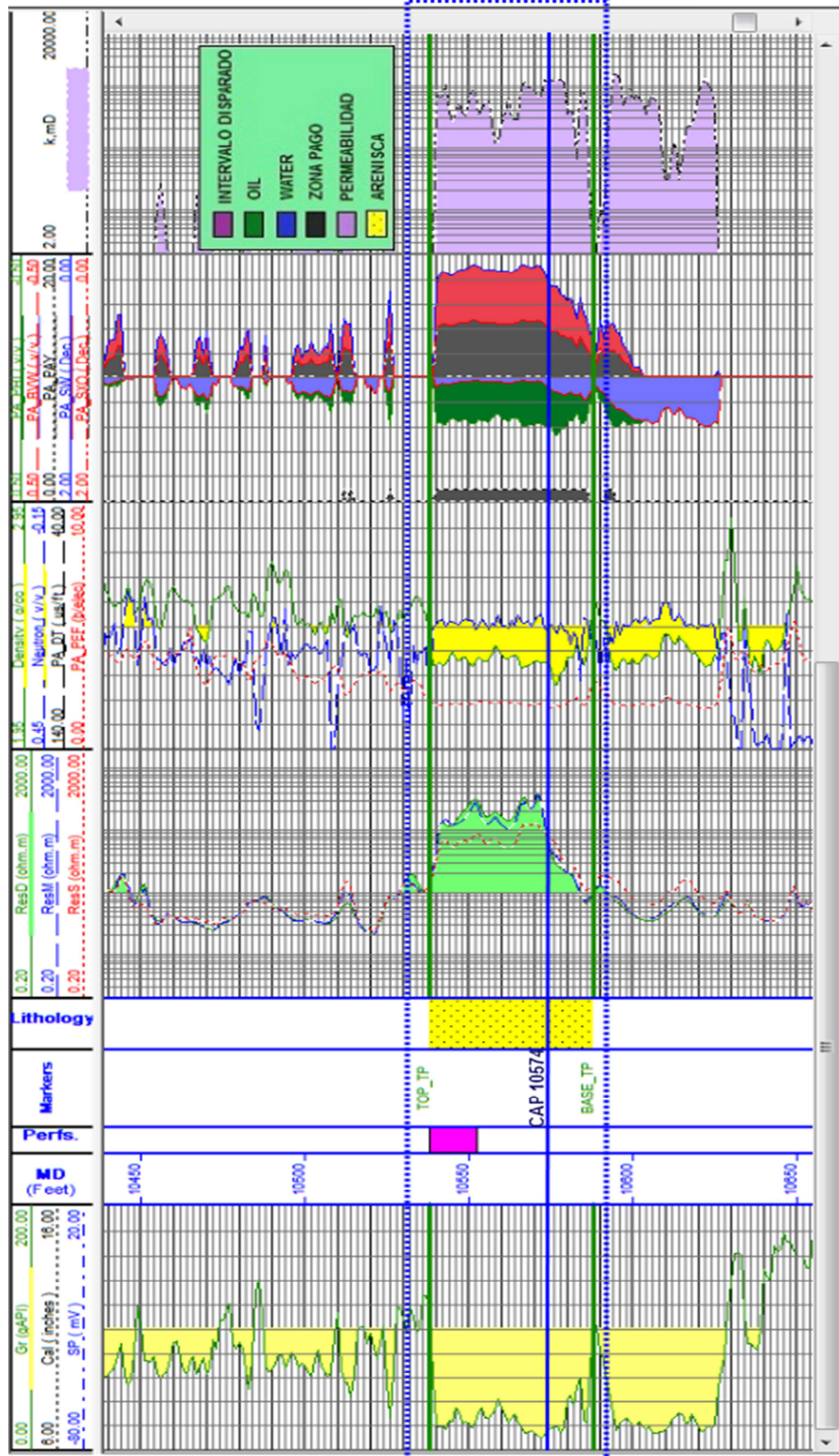
En el tercer track, se cuenta con la combinación de los registros neutrón (v/v) y density (g/cc) los mismos que facilitan la medición de la porosidad, el cruce de las dos curvas indica el aumento de los espacios porales en la formación, y por ende la presencia de fluidos en la arena.

El contacto agua petróleo está a 10574 ft, cuenta con 45 ft de zona de pago, los intervalos se han perforado hacia la parte superior, zona donde se encuentra hidrocarburo,

El cuarto track muestra la saturación de agua correlacionada con el volumen de agua y volumen de hidrocarburo, la misma que se reduce hacia la derecha a partir de valores menores a la uno, valor de corte.

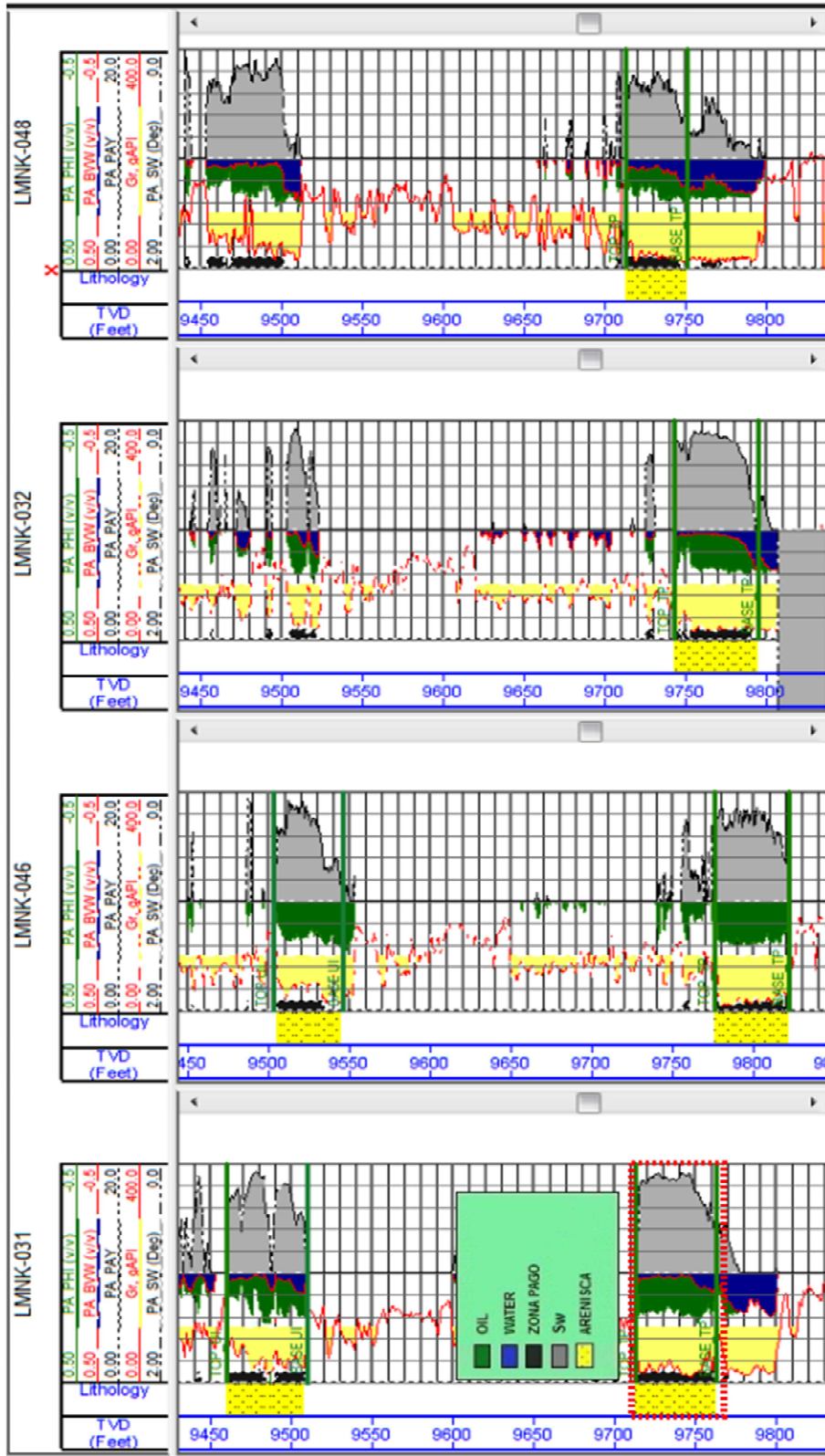
En el quinto track se tiene la permeabilidad que corresponde a 555 mD en la zona de interés, debido a que el problema asociado es de canalización, el perfil de permeabilidad nos da una mejor orientación, las zonas con mayor permeabilidad se han inundado progresivamente, siendo confirmadas en la curva de diagnóstico ver Figura 4.3 que señala un problema de canalización.

FIGURA 4.6 REGISTRO DEL POZO LIMONCOCHA K-031.



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

FIGURA 4.7 ANÁLISIS COMPARATIVO DE MÚLTIPLES POZOS PARA LIMONCOCHA K-031.



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

4.1.7 ANÁLISIS COMPARATIVO DE MÚLTIPLES POZOS PARA LIMONCOCHA K-031

Para tener un análisis completo sobre el pozo seleccionado se hace una comparación con pozos cercanos que se encuentran con buen aporte de producción como LMNK-046 y LMNK-048 ver Figura 4.7, también se ha incluido LMNK-032 por estar dentro de la zona del análisis, mismo que se detalla posteriormente. Los pozos se han ubicado al mismo nivel en TVD (True Vertical Depth), la profundidad media de la zona de interés para la arena TP de LMNK-031 está a 9750 ft (TVD). El pozo LMNK-046 con una profundidad media de 9800 ft en TVD, no presenta un acuífero activo como el pozo analizado, por tanto al tener zonas con mayor aporte de agua estas inundan las capas inferiores, confirmando con la curva de diagnóstico de Chan Figura 4.3. El pozo en análisis presenta a nivel general una excesiva producción de agua, comparado con sus pozos vecinos, siendo fundamental para el ingeniero hacer un control durante toda la etapa productiva del pozo.

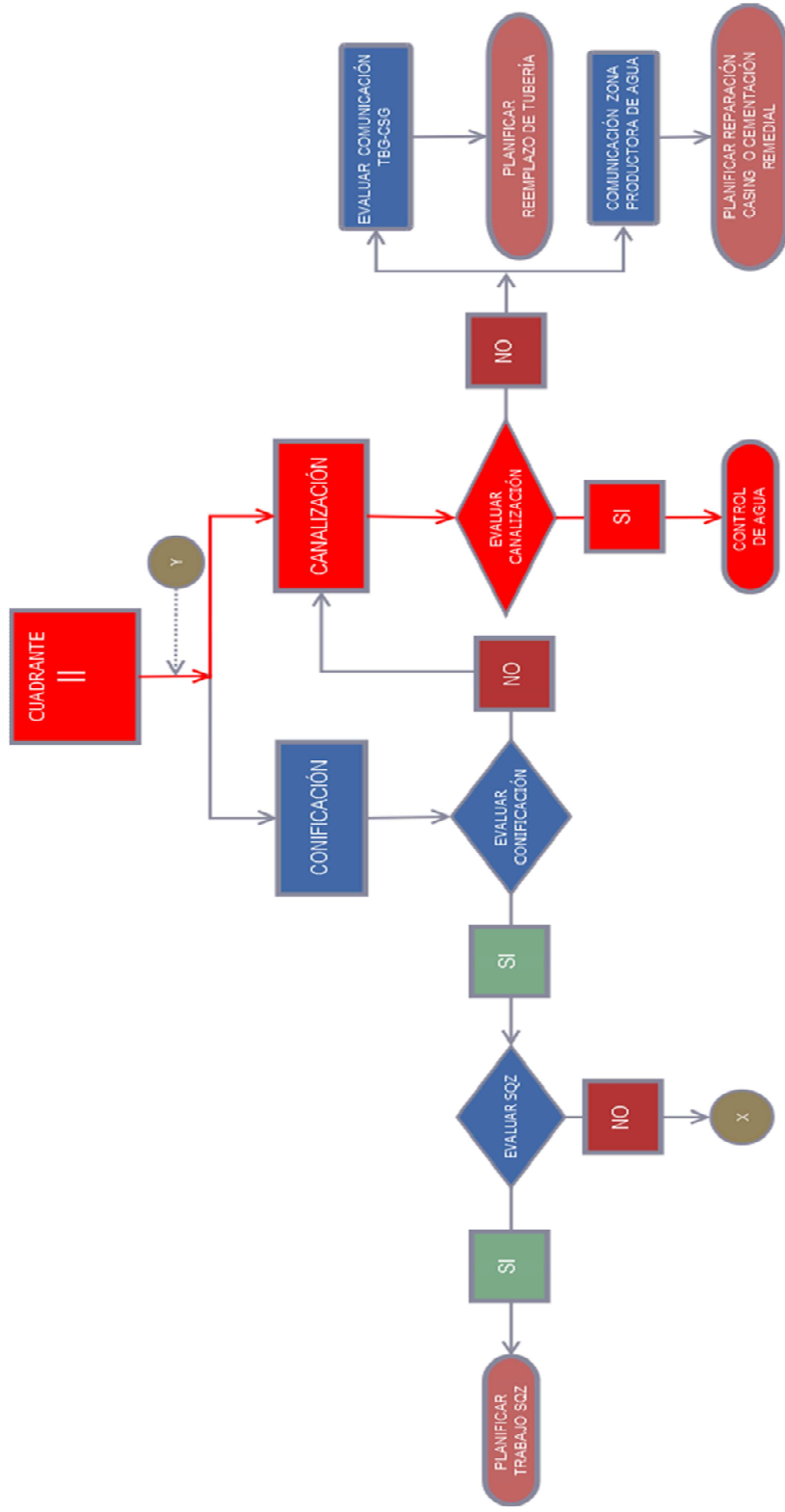
4.1.8 FLUJOGRAMA DEL POZO LIMONCOCHA K-031

TABLA 4.1 RESULTADO DEL ANÁLISIS LIMONCOCHA K-031.

POZO	LMNK-031
TIPO DE POZO	DIRECCIONAL J
PROFUNDIDAD [ft]	10737
INTERVALO DISPARADO [ft]	10538 - 10553
CONTACTO AGUA PETRÓLEO [ft]	10574
ACUM. PETRÓLEO, MBLS	790.105
ACUM. AGUA, MBLS	1311.77
LOCALIZACIÓN MAPA ACUM.	ALTO CORTE AGUA
CUADRANTE MHI	II
DIAGNÓSTICO	CANALIZACIÓN
PLANIFICAR	CONTROL DE AGUA

Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

FIGURA 4.8 FLUJO DE TRABAJO APLICADO AL POZO LIMONCOCHA K-031.



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

4.2 ANÁLISIS DEL POZO LIMONCOCHA L-030 TP.

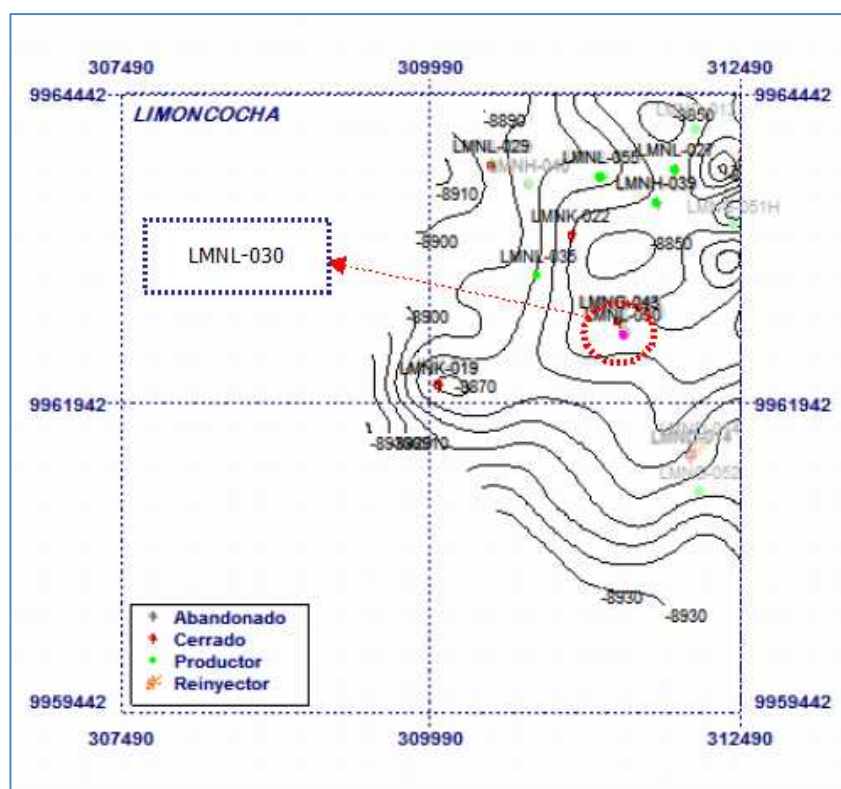
4.2.1 ANTECEDENTES DEL POZO LIMONCOCHA L-030



Es un pozo direccional tipo J que ha venido produciendo desde Junio de 2010, siendo sus pozos más cercanos LMNH-039 y LMNL-035, ver Figura 4.9, a una distancia de 1105.31 m y 845.06 m respectivamente, ubicado en el segundo cuadrante del Índice de Heterogeneidad Modificado (MHI) que corresponde a una alta producción de petróleo y agua respecto a la producción promedia, es necesario realizar una planificación para reducir la producción del fluido no deseado, se analiza

con datos históricos desde el inicio de su producción hasta la fecha de corte julio de 2013.

FIGURA 4.9 UBICACIÓN DEL POZO LIMONCOCHA L-030.



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

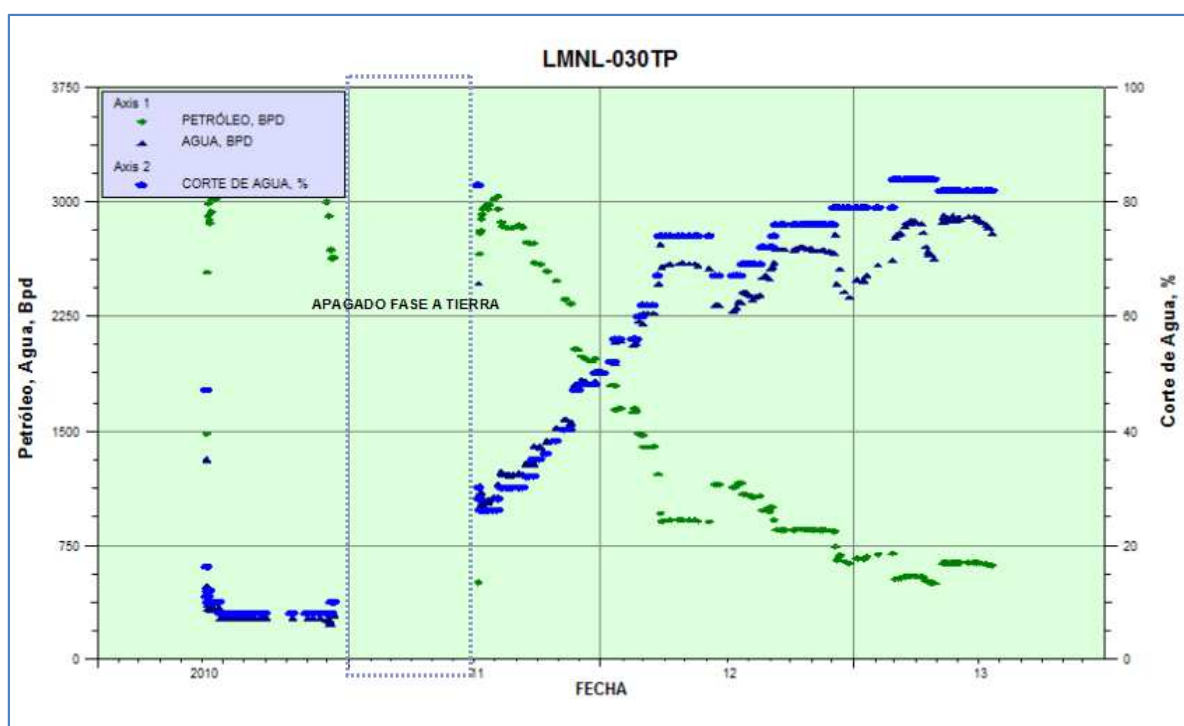
4.2.2 CURVA DE COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y AGUA VS EL CORTE DE AGUA DEL POZO LIMONCOCHA L-030

En la Figura 4.10 se analiza el comportamiento desde el inicio de su producción en junio de 2010, con una producción inicial de 3100 bpd, un bajo corte de agua y con frecuencia de 49 Hz. En diciembre de 2010 se registra una alarma de sobrecarga, el equipo electrosumergible presenta problemas de fase a tierra, por tal motivo cesan la producción, se hace una planificación de reacondicionamiento para cambiar el equipo de S5000N a dos bombas de similares características, se reanuda la

producción el 07 de julio de 2011, con una producción de 2800 bpd, con un corte de agua del 26%, la frecuencia se estabiliza en 49 Hz.

Para inicios del 2012 el corte de agua es del 50%, luego de esta etapa el agua incrementa progresivamente superando el rendimiento de petróleo. A la fecha de corte, la producción de crudo es de 600 bpd contra 2800 de agua, se analiza la causa de la excesiva producción de agua a un corte del 82%.

FIGURA 4.10 CURVA DE COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO, AGUA VS EL CORTE DE AGUA DEL POZO LIMONCOCHA L-030.

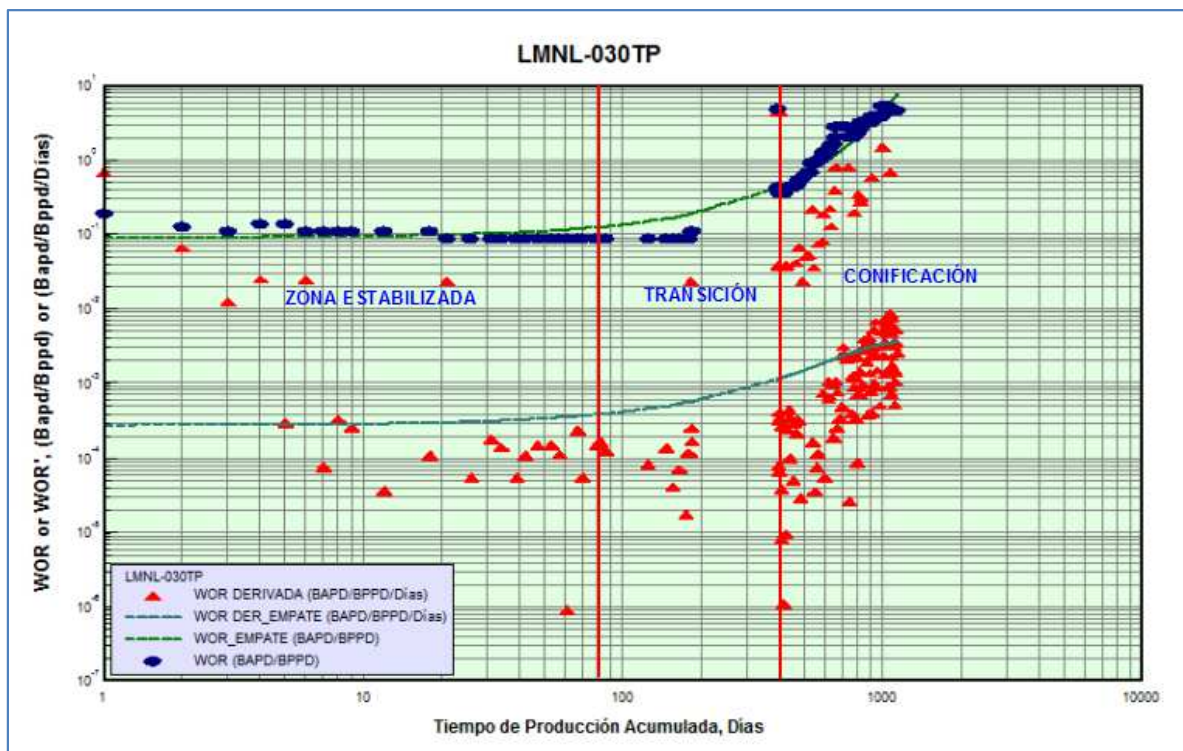


Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

4.2.3 CURVA DE DIAGNÓSTICO DEL POZO LIMONCOCHA L-030

En la Figura 4.11 se caracteriza el mecanismo de invasión de agua mostrando tres zonas diferenciadas.

FIGURA 4.11 CURVA DE DIAGNÓSTICO DE CHAN DEL POZO LIMONCOCHA L-030.



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

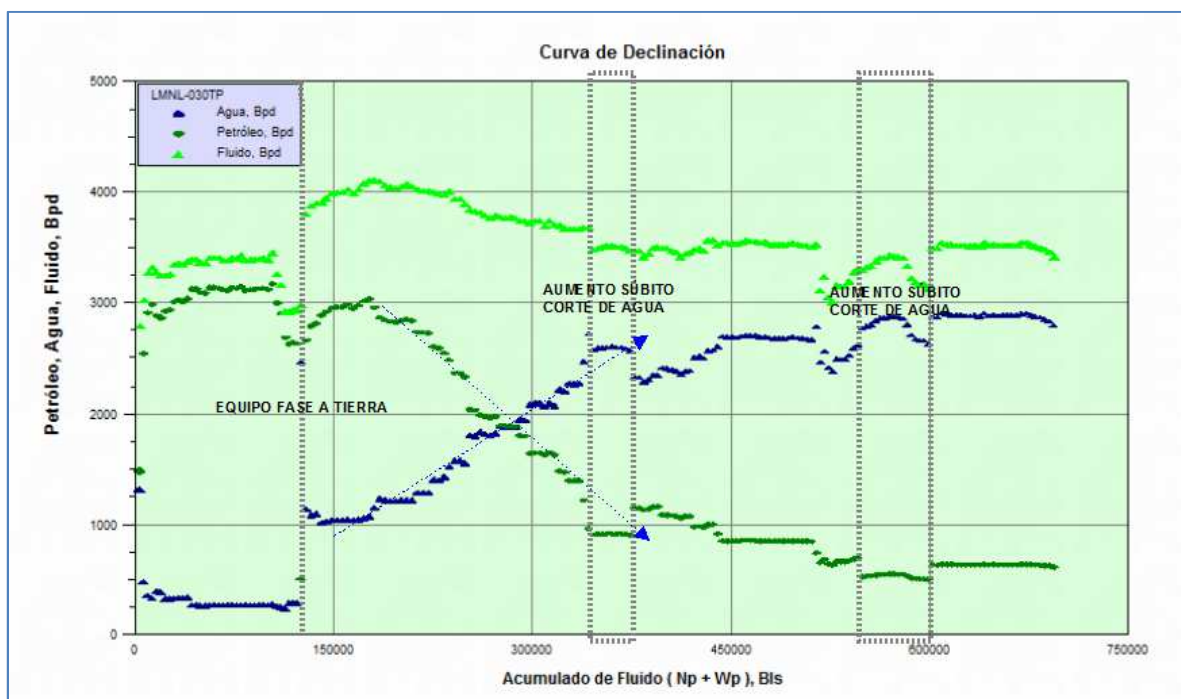
Zona estabilizada, se observa un comportamiento normal del WOR y WOR' en la etapa inicial de la producción del pozo, un cambio de este comportamiento ocurre en cualquier momento de la producción como una desviación.

Zona de transición, muestra la tendencia progresiva del incremento de WOR a partir de los 80 días, mientras el WOR' se comporta como una canalización. El incremento se debe a que existe una permeabilidad vertical elevada, este periodo llega hasta los 400 días donde continúa el incremento de WOR.

Zona de conificación, a partir de los 400 días el WOR sigue con una tendencia ascendente característico de una canalización, sin embargo, al final del periodo WOR' adquiere una pendiente negativa indicando una zona de conificación causante de una excesiva producción de agua.

4.2.4 CURVA DEL COMPORTAMIENTO DE LA DECLINACIÓN DEL POZO LIMONCOCHA L-030

FIGURA 4.12 CURVA DE DECLINACIÓN DEL POZO LIMONCOCHA L-030.



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

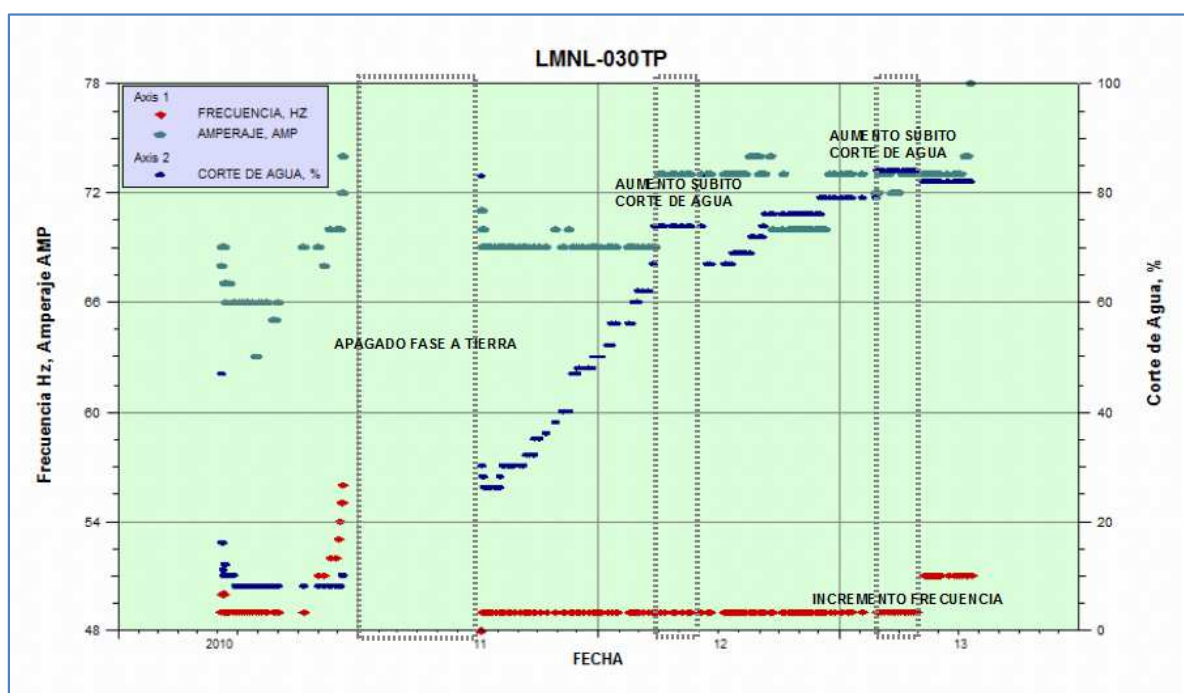
En la Figura 4.12, durante la etapa inicial se obtiene un buen comportamiento de producción de petróleo sobre los 3000 bpd. Se observa incrementos súbitos de corte de agua hasta llegar al 84% superando la producción de petróleo, siendo necesario un trabajo de reacondicionamiento para disminuir la producción de agua.

4.2.5 CURVA DE LA FRECUENCIA DE LA BOMBA DEL POZO LIMONCOCHA L-030

Se inicia el arranque del pozo con una frecuencia de 49 Hz, se aumenta hasta 56 hz provocando una sobrecarga en el equipo, suspendiendo la producción de diciembre del 2010 a julio del 2011, se reanuda la producción con 49 Hz, manteniéndose

durante dos años, en abril de 2013 se realiza una variación de frecuencia a 51 Hz con el objetivo de mejorar la producción hasta la fecha de corte, con 600 bpd de crudo y 2700 bpd de agua a un corte del 82%, ver Figura 4.13.

FIGURA 4.13 CURVA DE LA FRECUENCIA DE LA BOMBA DEL POZO LIMONCOCHA L-030.



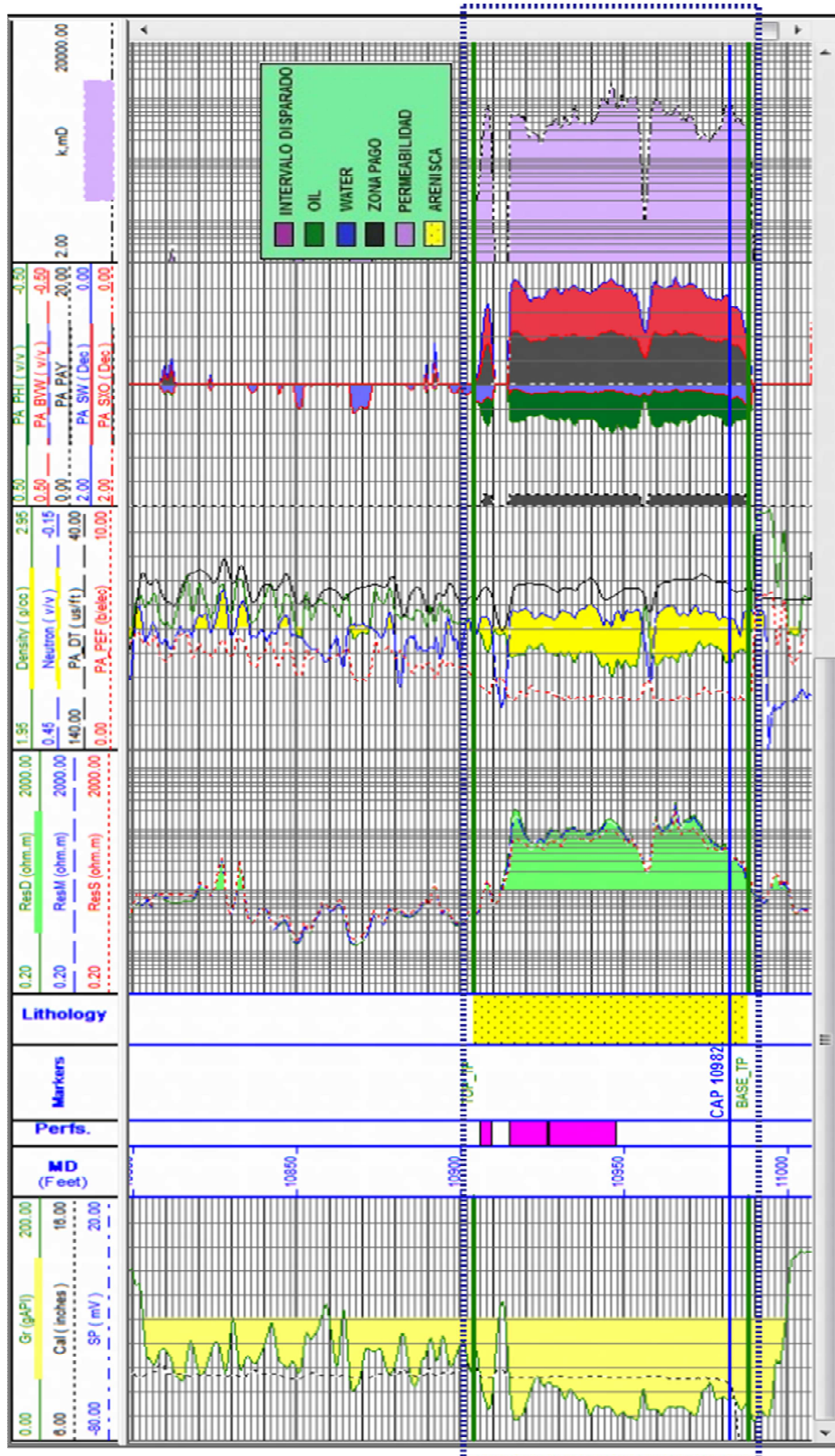
Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

4.2.6 REGISTRO DEL POZO LIMONCOCHA L-030

En el primer track de la Figura 4.14, se muestra la curva Gr y Cal (caliper), en escala lineal. El Gr indica la zona de la arena TP en forma de bloque con algunas intrusionas de Lutita, a una profundidad de 10904 - 10988 ft correspondiente a su tope y base. El Cal muestra el diámetro del hoyo, siendo de 8.5 pulgadas en la zona de producción. Junto al primer track se tiene los intervalos disparados: 10906 – 10910 ft; 10915 – 10927 ft; 10927 – 10948 ft.

La Resistividad, en el segundo track, muestra valores entre 70 a 200 ohm.m, en la zona de interés, lo que indica presencia de fluidos con baja conductividad.

FIGURA 4.14 REGISTRO DEL POZO LIMONCOCHA L-030.



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

En el tercer track, se cuenta con la combinación de los registros neutrón (v/v) y density (g/cc), se observa un cruce de las dos curvas en la zona de interés por ende la presencia de fluidos en la arena.

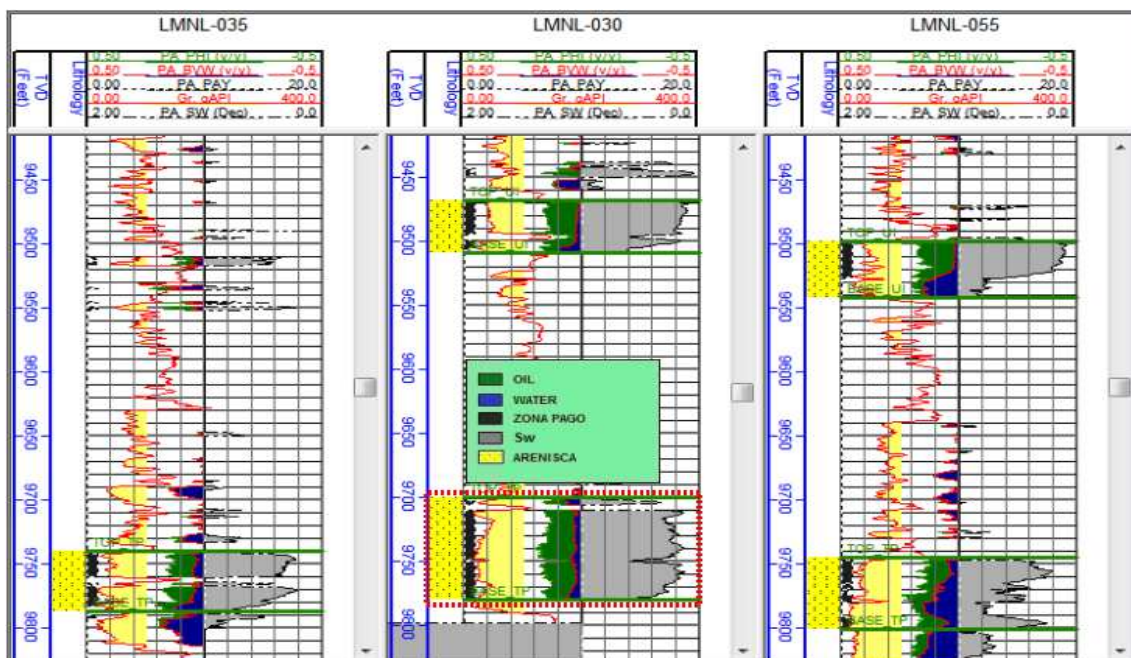
El cuarto track muestra la saturación de agua correlacionada con el volumen de agua y volumen de hidrocarburo. La saturación de agua está alrededor de 0.25. La arena posee tres zonas pago de 4 ft, 34 ft y 28 ft, los intervalos se han perforado hacia la parte superior, zona donde se encuentra hidrocarburo. El contacto agua – petróleo está a 32 ft por debajo del último intervalo perforado, es decir a 10982 ft.

En el quinto track se tiene la permeabilidad que se encuentra entre 500-700 mD en la zona de interés, debido a que el problema es de conificación y el CAP está a una distancia mayor de 20 ft, es recomendable realizar un trabajo de squeeze con el propósito de reducir la producción de agua.

4.2.7 ANÁLISIS COMPARATIVO DE MÚLTIPLES POZOS PARA LIMONCOCHA L-030

En la Figura 4.15, se realiza un análisis completo para compararse con LMNL-035 y LMNL-055 los cuales mantienen una buena producción de petróleo, los tres pozos son ubicados al mismo nivel de referencia a 9700 ft en TVD, para poder ser correlacionados. Se observa que las zonas de interés de los pozos vecinos se encuentran a pocos pies de diferencia, el pozo LMNL-035 tiene la zona de interés a 9770 ft, con dos zonas pago de 15 y 10 ft, con un volumen de agua alto, la saturación de agua se desvía en zonas con crudo, para LMNL-055 la zona de interés de encuentra a 9760 ft, con una zona pago de 25 ft y un volumen mayor de agua que LMNL-030. Se recomienda tener presente el aporte de agua para los pozos vecinos y evitar así una producción excesiva de la misma.

FIGURA 4.15 ANÁLISIS COMPARATIVO DE MÚLTIPLES POZOS PARA LIMONCOCHA L-030.



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

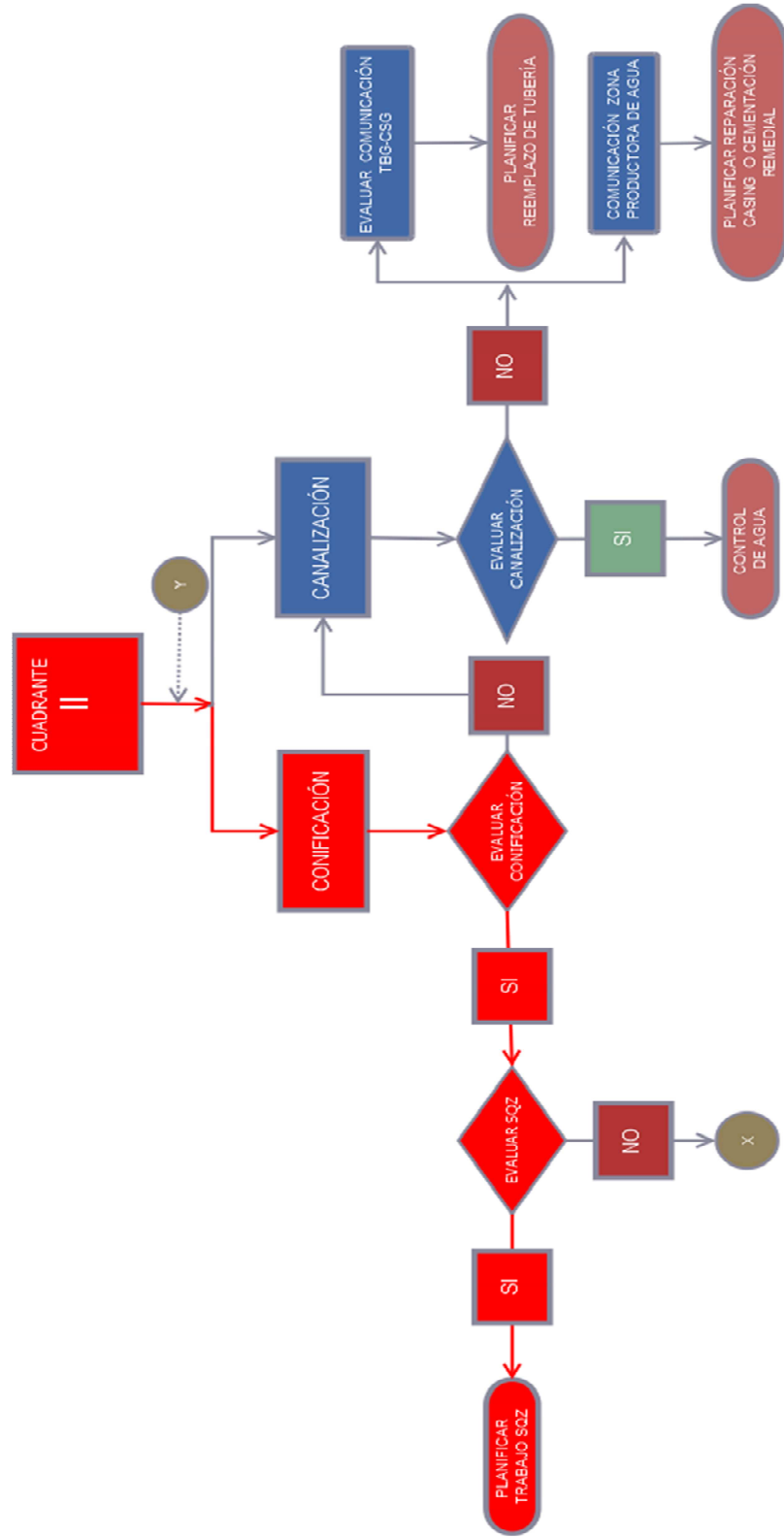
4.2.8 FLUJOGRAMA DEL POZO LIMONCOCHA L-030

TABLA 4.2 RESULTADO DEL ANÁLISIS DEL POZO LIMONCOCHA L-030.

POZO	LMNL-030
TIPO DE POZO	DIRECCIONAL J
PROFUNDIDAD [ft]	11070
INTERVALO DISPARADO [ft]	10906 - 10910;
INTERVALO DISPARADO [ft]	10915 - 10927;
	10927 - 10948.
CONTACTO AGUA PETRÓLEO [ft]	10982
ACUM. PETRÓLEO, MBLS	1585.62
ACUM. AGUA, MBLS	1693.31
CUADRANTE MHI	II
DIAGNÓSTICO	CONIFICACIÓN
PLANIFICAR	CEMENTACIÓN FORZADA

Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

FIGURA 4.16 FLUJO DE TRABAJO APLICADO AL POZO LIMONCOCHA L-030.



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

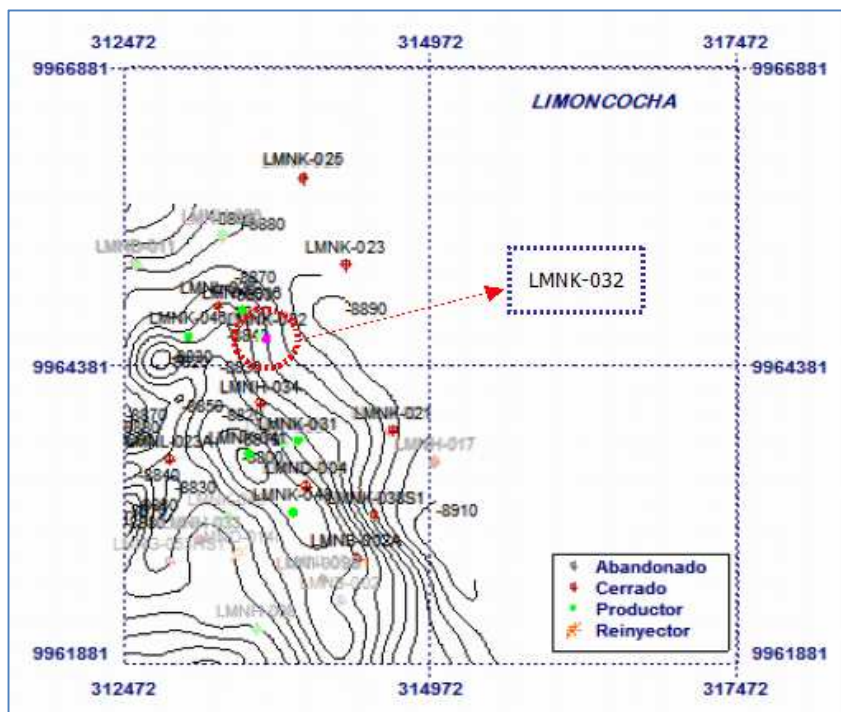
4.3 ANÁLISIS DEL POZO LIMONCOCHA K-032 TP

4.3.1 ANTECEDENTES DEL POZO LIMONCOCHA K-032



Es un pozo direccional tipo J que ha venido produciendo desde septiembre de 2009, siendo sus pozos más cercanos LMNK-046 y LMNK-031, a una distancia de 614.54 m y 899 m respectivamente, ubicado en el tercer cuadrante del Índice de Heterogeneidad Modificado (MHI) que corresponde a una alta producción de agua y baja producción de crudo, siendo necesario una planificación para reducir el exceso de producción de agua, se realiza el análisis con datos históricos desde el inicio de su producción hasta julio de 2013.

FIGURA 4.17 UBICACIÓN DEL POZO LIMONCOCHA K-032.

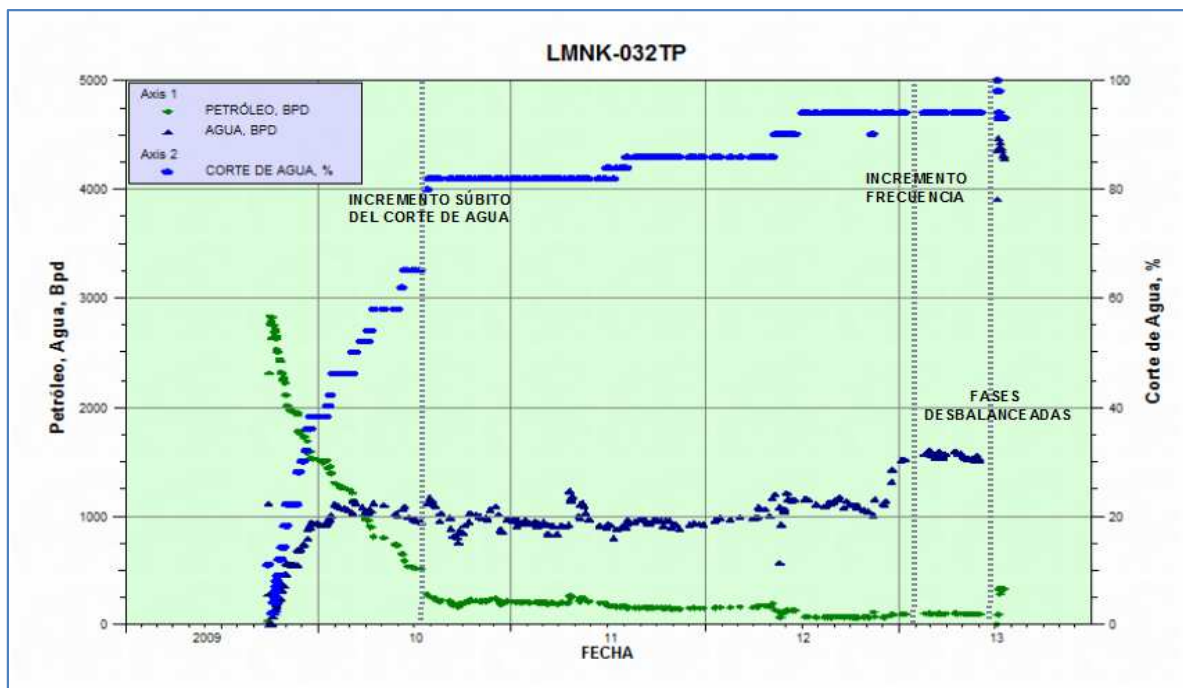


Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

4.3.2 CURVA DE COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y AGUA VS EL CORTE DE AGUA DEL POZO LIMONCOCHA K-032

En la Figura 4.18 se analiza la producción desde septiembre de 2009, tiene una producción inicial de 2700 bpd, un corte de agua relativamente bajo del 2.6% y una frecuencia a 55 Hz. En menos de un mes se presenta un corte de agua superior al 50%, reduciendo la producción de petróleo a 900 bpd con una producción excesiva de agua sobre los 1000 bpd, en julio de 2010 se tiene un aumento súbito del corte de agua pasando de 62 al 80%. En enero de 2013 la frecuencia llega hasta los 70 Hz causando sobre corriente en el equipo que luego es apagado debido a fases desbalanceadas, se hace un cambio de equipo de una bomba SN-2600 a dos bombas FLEX – 47 de 77 etapas cada una, se reinician las operaciones con una producción de 320 bpd y una producción de agua sobre los 4000 bpd observables en la Figura 4.18.

FIGURA 4.18 CURVA DE COMPORTAMIENTO DE PETRÓLEO Y AGUA VS CORTE DE AGUA PARA EL POZO LIMONCOCHA K-032.

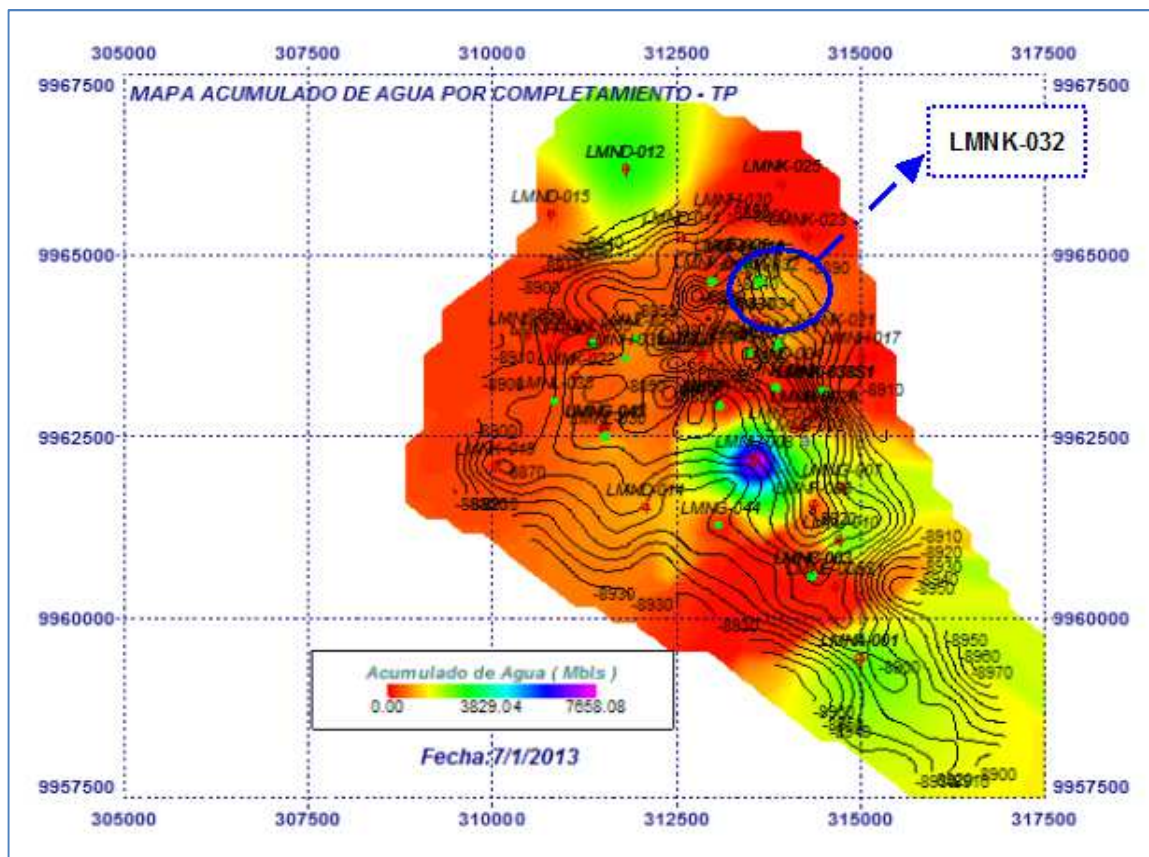


Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

Debido a que el corte de agua es elevado no es recomendable incrementar la frecuencia, el cambio de equipo ayuda en una etapa inicial a mejorar relativamente la producción de crudo, sin embargo esta tiende a declinarse en periodos cortos, por lo que se debe producir hasta que sea económicamente rentable y posteriormente buscar una alternativa como un apropiado cambio de zona.

A julio de 2013 se observa un corte de agua del 93%, consecuentemente la producción de petróleo es relativamente baja al promedio de los pozos, por tal motivo se localiza al pozo en el mapa acumulativo de agua para la arena TP, encontrándose en una zona de acumulación de agua, correlacionando de esta forma el resultado del Índice de Heterogeneidad Modificado, por tanto se procede a seguir el flujo para el III cuadrante. Ver Figura 4.19.

FIGURA 4.19 LOCALIZACIÓN DEL POZO LIMONCOCHA K-032 Y MAPA ACUMULATIVO DE AGUA.



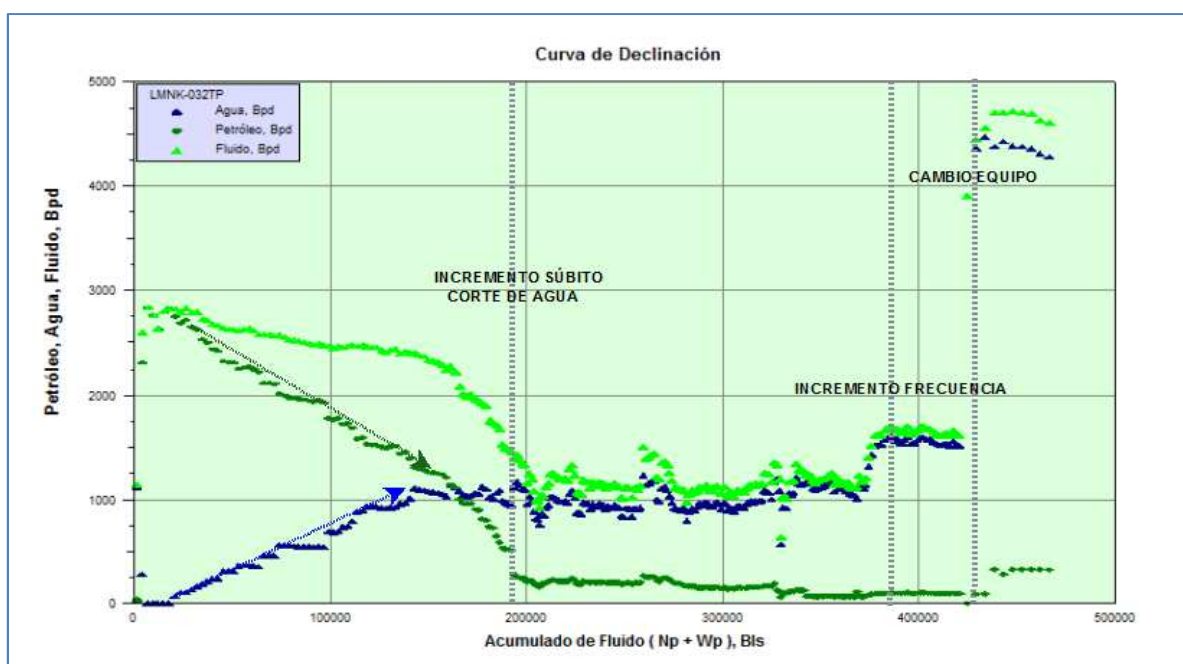
Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

4.3.3 CURVA DE DECLINACIÓN DEL POZO LIMONCOCHA K-032

En la Figura 4.20, se observa el comportamiento de producción de petróleo, agua y fluido versus el acumulado de fluido ($N_p + W_p$), al poco tiempo de iniciada la producción, el agua tiende a incrementar rápidamente, esto a su vez hace que la producción de agua sobrepase los 1000 bpd, el aumento súbito de agua y la falta de una adecuada prevención crea inconvenientes, la variación de frecuencia como una medida de solución no es muy satisfactoria misma que no produce un cambio en la tendencia la curva, manteniéndose esta al final del periodo analizado. Se presenta un cambio de equipo con una producción alta de agua de 4500 bpd a la fecha de

estudio, la misma que debe ser manejada en superficie aumentando relativamente los costos para producir alrededor de 300 bpd.

FIGURA 4.20 CURVA DE DECLINACIÓN DEL POZO LIMONCOCHA K-032.



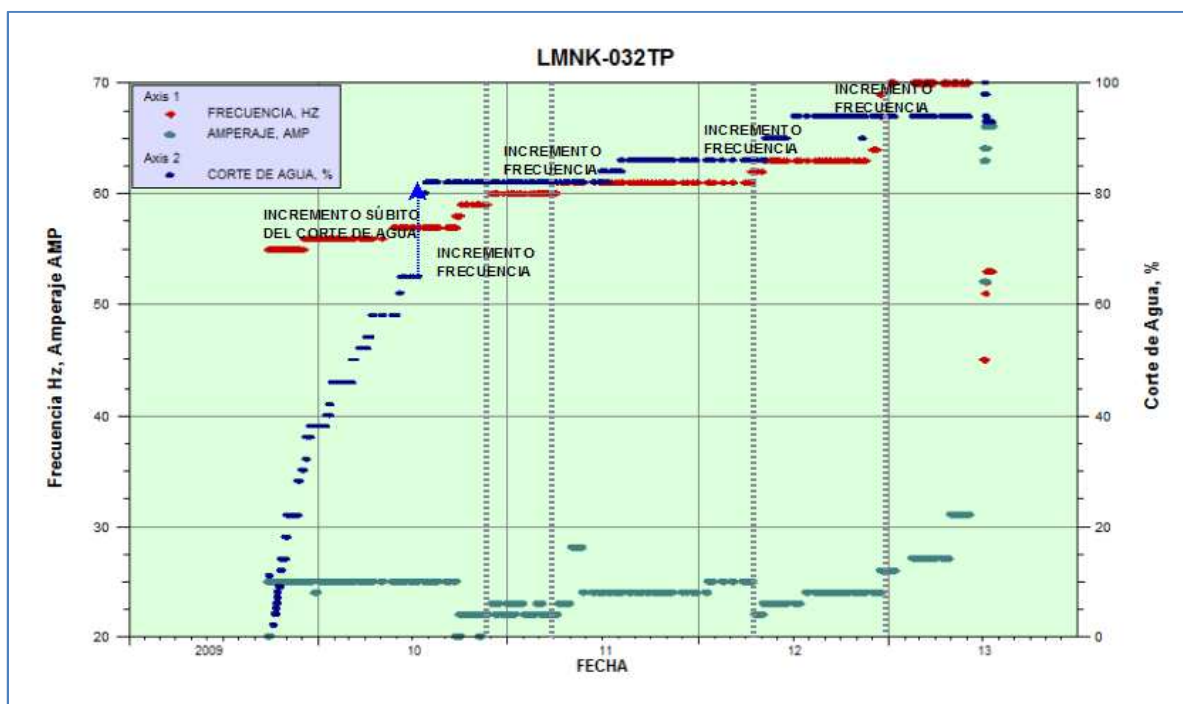
Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

4.3.4 CURVA DE LA FRECUENCIA Y PRESIÓN DE INTAKE DE LA BOMBA DEL POZO LIMONCOCHA L-032

En la Figura 4.21, se observa el incremento de frecuencia durante la producción de 52 a 55 Hz en la etapa inicial, luego de 60 a 62 Hz que sobrepasa lo establecido, finalmente el incremento excesivo de 65 Hz a 70 Hz causa un exceso de corriente produciendo así fases desbalanceadas, consecuentemente una paralización en la producción, al aumentar la frecuencia se espera una mayor producción de petróleo, sin embargo solo se observa un incremento en la producción de agua, lo recomendable al tener altos cortes de agua es no aumentar la frecuencia debido a que el agua se desplaza con mayor habilidad que el petróleo. Un cambio de equipo

se adapta a las nuevas condiciones del pozo con un corte de agua sobre el 93% como se observa en la curva de presión de entrada de la bomba, ver Figura 4.22.

FIGURA 4.21 CURVA DE FRECUENCIA DE LA BOMBA DEL POZO LIMONCOCHA K-032.

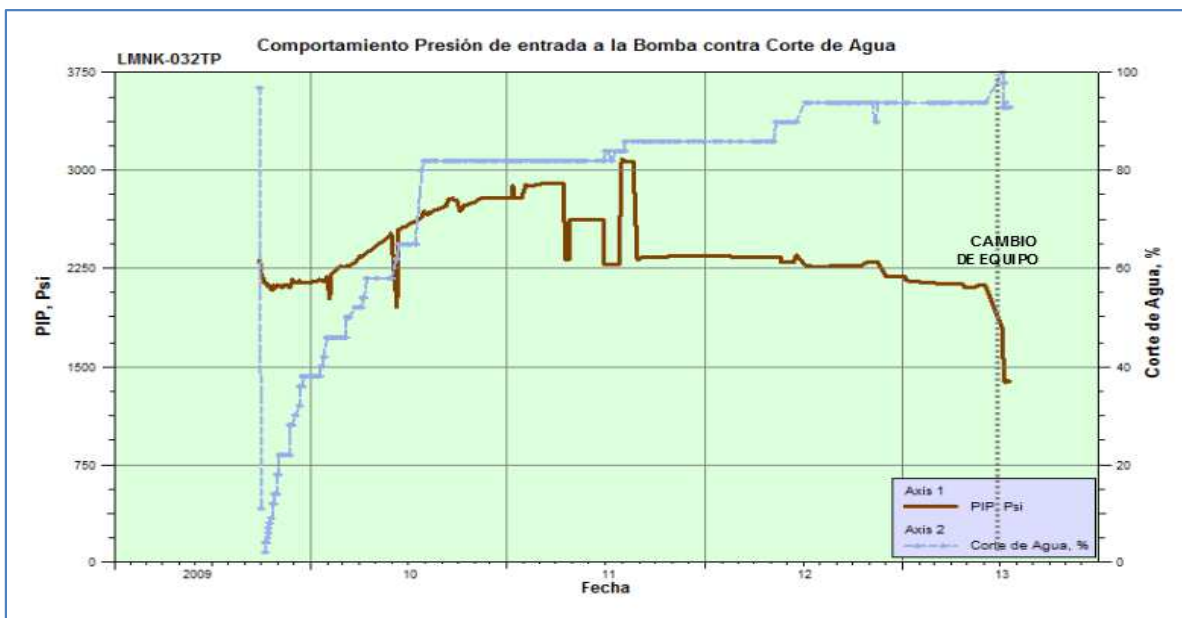


Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

4.3.5 CURVA DE LA PRESIÓN DE FONDO VERSUS EL FLUIDO PRODUCIDO DEL POZO LIMONCOCHA K-032

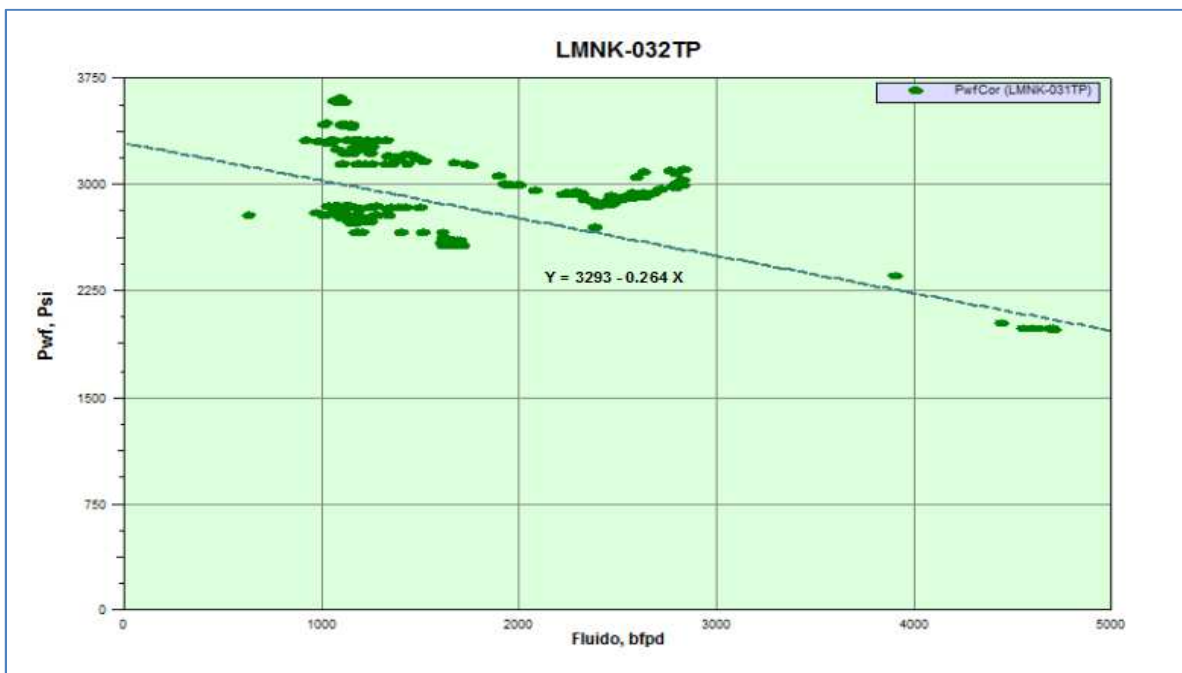
En la Figura 4.23, la presión de fondo fluyente durante la vida productiva del pozo ha ido declinando debido a que la presión del reservorio disminuye conforme la explotación del mismo, se calcula la tendencia obteniendo un índice de productividad de 3.78, el índice de productividad depende en gran parte del empuje que tenga el yacimiento, la presión en superficie es un factor predominante que afecta de manera nociva al pozo, siendo para LMNK-032 de 150 Psi, si se incrementa el índice de productividad a 0.5 se espera una recuperación de producción de 75 bls, sin embargo el problema se mantiene debido al elevado corte de agua que debe seguir siendo manejado.

FIGURA 4.22 CCURVA DE LA PRESIÓN DE ENTRADA A LA BOMBA EN EL POZO LIMONCOCHA K - 032.



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

FIGURA 4.23 CURVA DE LA PRESIÓN DE FONDO VERSUS EL FLUIDO PRODUCIDO DEL POZO LIMONCOCHA K-032.



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

4.3.6 REGISTRO DEL POZO LIMONCOCHA K-032

En el primer track de la Figura 4.24, se muestra la curva Gr y Cal (caliper), en escala lineal. El Gr indica la zona de la arena TP en forma de bloque, a una profundidad de 10766 - 10820 ft correspondiente a su tope y base. El Cal muestra el diámetro del hoyo, siendo de 8.3 pulgadas en la zona de producción. Junto al primer track se tiene el intervalo disparado 10766 a 10788 ft.

La Resistividad, en el segundo track, muestra valores entre 80 a 210 ohm.m, en la zona de interés, lo que indica presencia de fluidos con baja conductividad.

En el tercer track, se cuenta con la combinación de los registros neutrón (v/v) y density (g/cc), se observa un cruce homogéneo de las dos curvas en la zona de interés, lo que indica que la arena es limpia.

El cuarto track muestra la saturación de agua correlacionada con el volumen de agua y volumen de hidrocarburo. La saturación de agua está alrededor de 0.22. La arena posee dos zonas pago de 4 ft, y 32 ft.

El intervalo se ha perforado hacia la parte superior, zona donde se encuentra hidrocarburo. El contacto agua – petróleo está a 22 ft por debajo del último intervalo perforado, es decir a 10812 ft.

En el quinto track se tiene la permeabilidad que se encuentra entre 400 a 800 mD en la zona de interés. En la parte inferior de la zona de interés se tiene un alto volumen de agua, motivo por el cual existe una excesiva producción de la misma, como se observó anteriormente no es favorable un cambio de equipo porque se tiene una declinación pronunciada de crudo como muestra la curva de declinación en la Figura 4.20, es necesario una planificación para un trabajo de reacondicionamiento.

4.3.7 REGISTRO DEL CAMBIO DE ZONA EN EL POZO LIMONCOCHA K-032.

A la fecha de estudio la arena TP se encuentra produciendo, misma que debe ser sometida a aislamiento para posteriormente producir la arena UI, ver Figura 4.25. Como ya se realizó un cambio de bomba sin ningún comportamiento favorable, lo recomendable es seguir trabajando con la producción actual hasta que sea rentable y planificar un cambio de zona.

Se observa en la Figura 4.25 que se cuenta con una buena zona de pago entre los 10522 a 10530 ft con propiedades petrofísicas acordes a una zona con hidrocarburo, es recomendable disparar en la parte superior de la arena, lo más alejado posible del contacto agua – petróleo (CAP) para así evitar la infiltración temprana de agua.

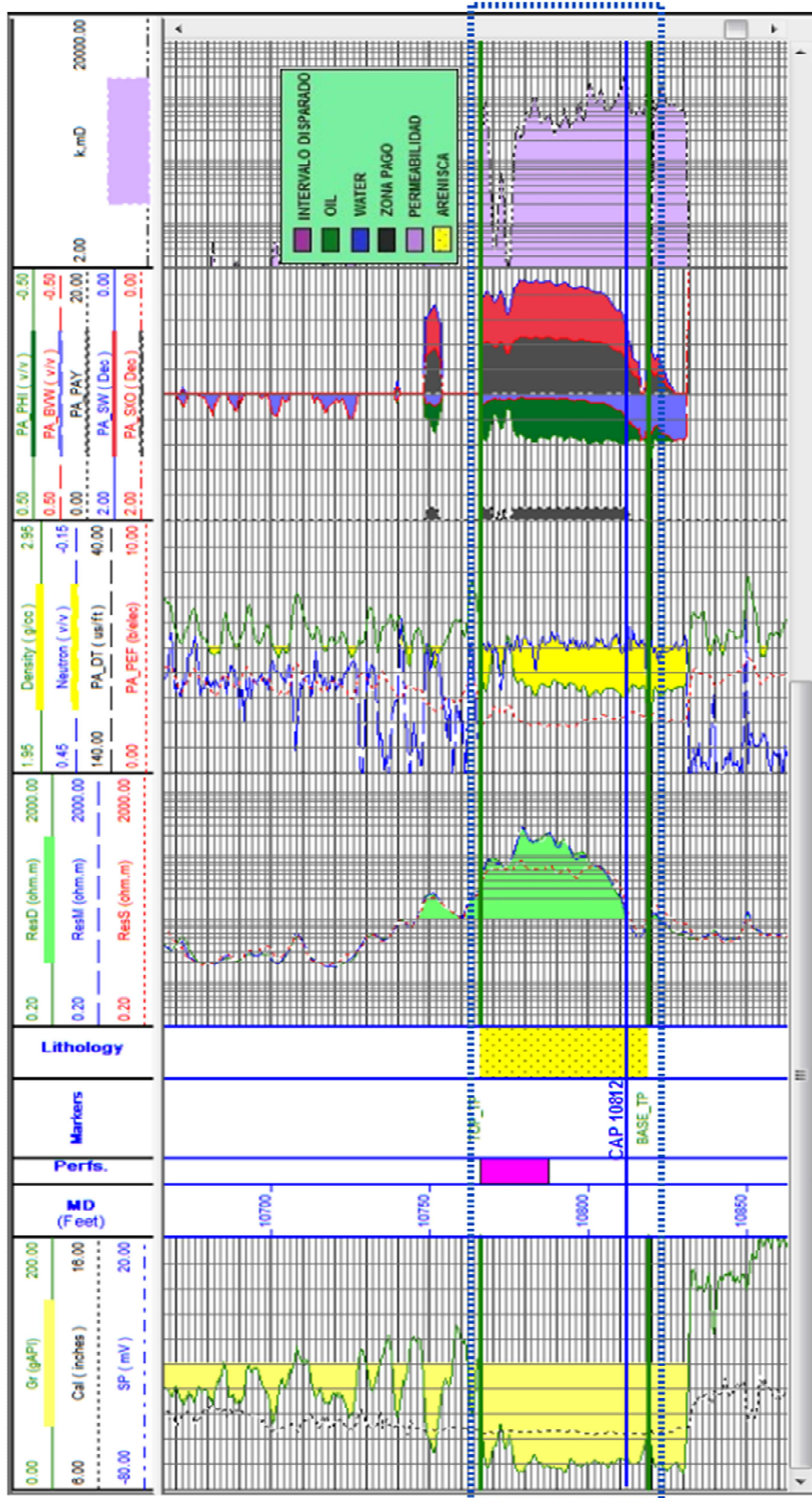
4.3.8 FLUJOGRAMA DEL POZO LIMONCOCHA K-032

TABLA 4.3 RESULTADOS DEL ANÁLISIS DEL POZO LIMONCOCHA K-032.

POZO	032K
TIPO DE POZO	DIRECCIONAL J
PROFUNDIDAD [ft]	10910
INTERVALO DISPARADO [ft]	10766 - 10788
CONTACTO AGUA PETROLEO [ft]	10812
ACUM. PETRÓLEO, MBS	545.22
ACUM. AGUA, MBS	1490.57
LOCALIZACIÓN MAPA ACUM.	ALTO CORTE DE AGUA
CUADRANTE MHI	III
DIAGNÓSTICO	BAJA TASA DE PETRÓLEO
PLANIFICAR	CAMBIO ZONA / ABANDONO

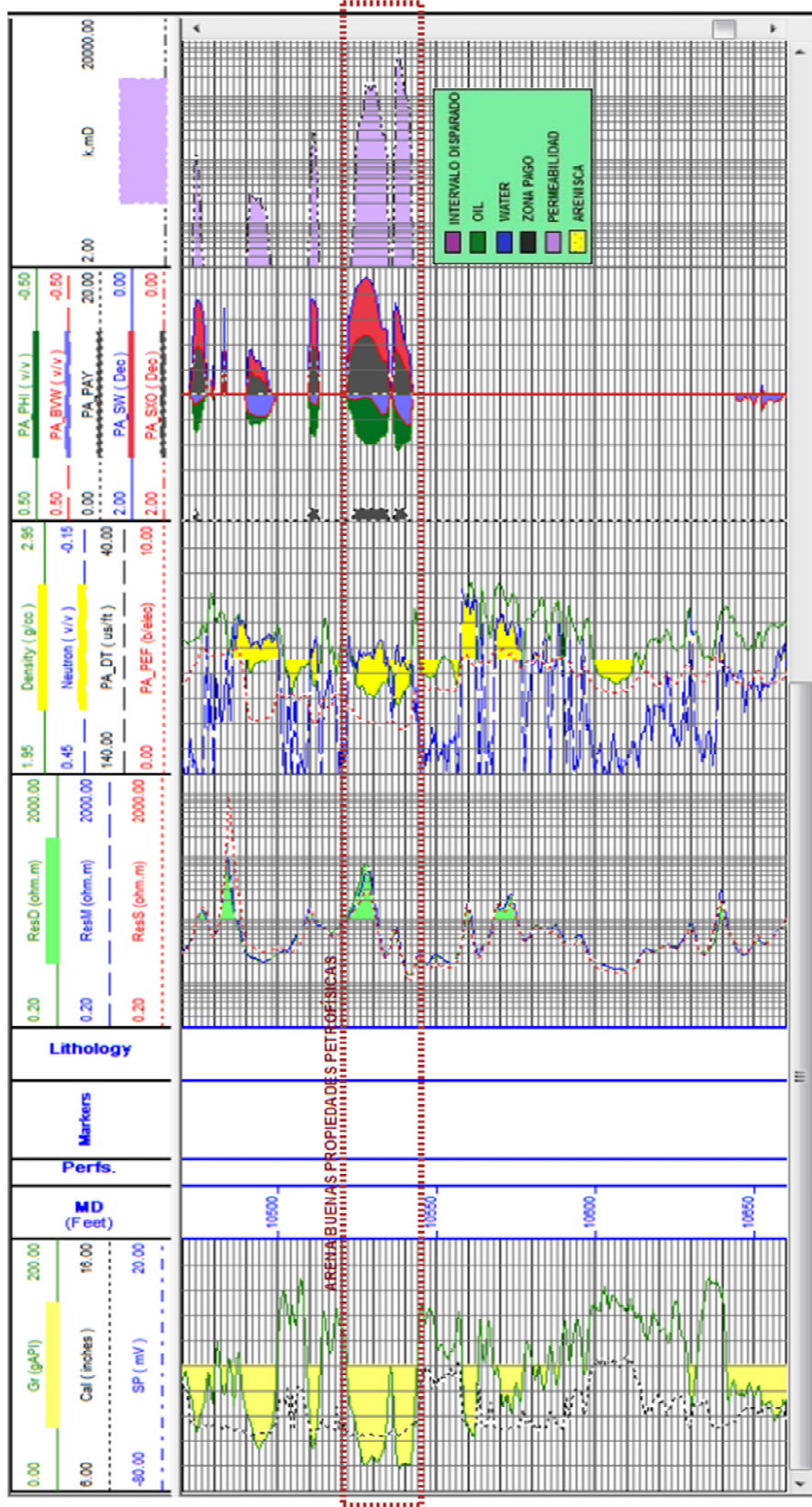
Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

FIGURA 4.24 PERFIL DEL POZO LIMONCOCHA K-032



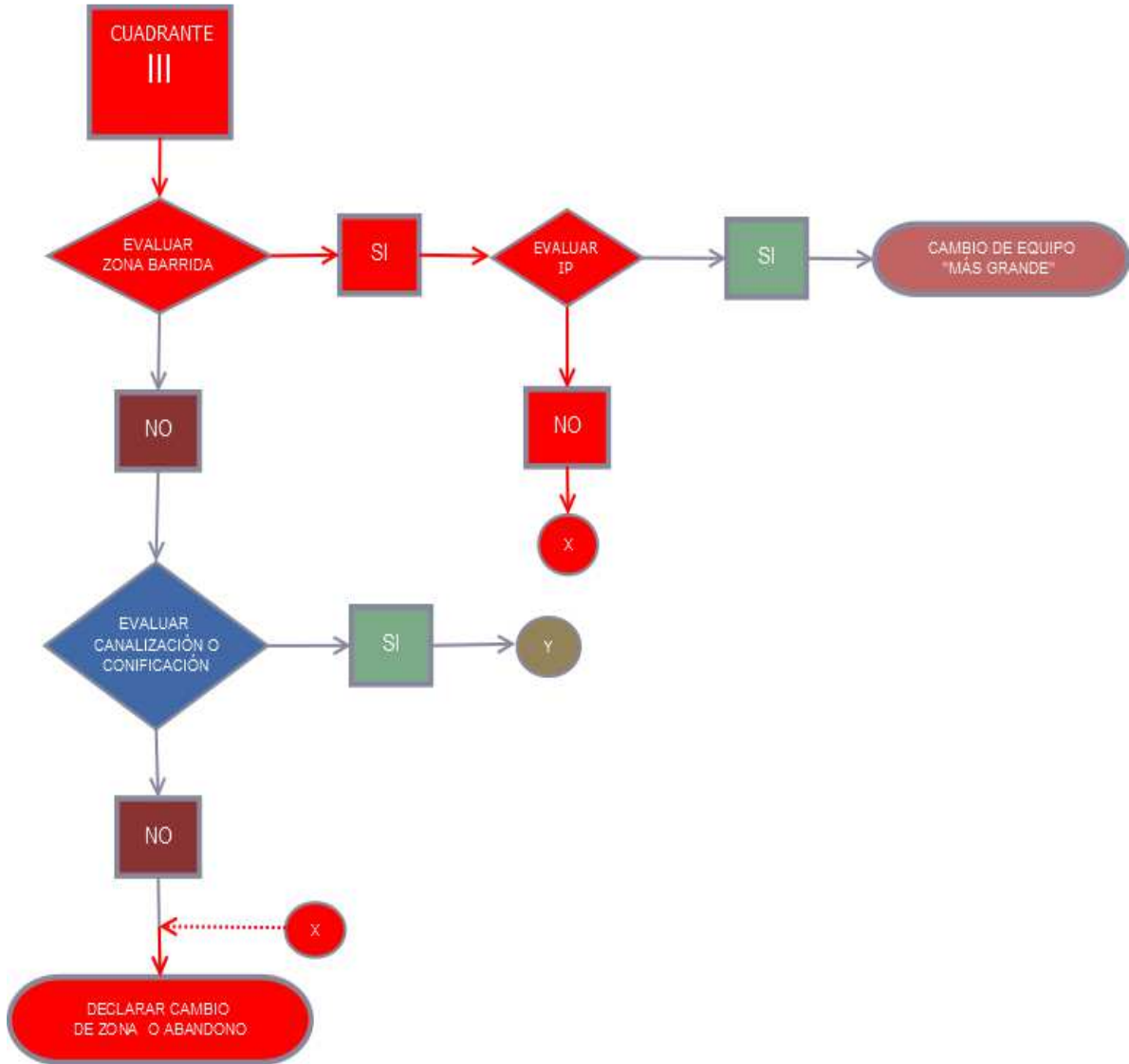
Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

FIGURA 4.25 CAMBIO DE ZONA MAS ALTA EN EL POZO LIMONCOCHA K-032.



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

FIGURA 4.26 FLUJO DE TRABAJO APLICADO AL POZO LIMONCOCHA K-032.



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

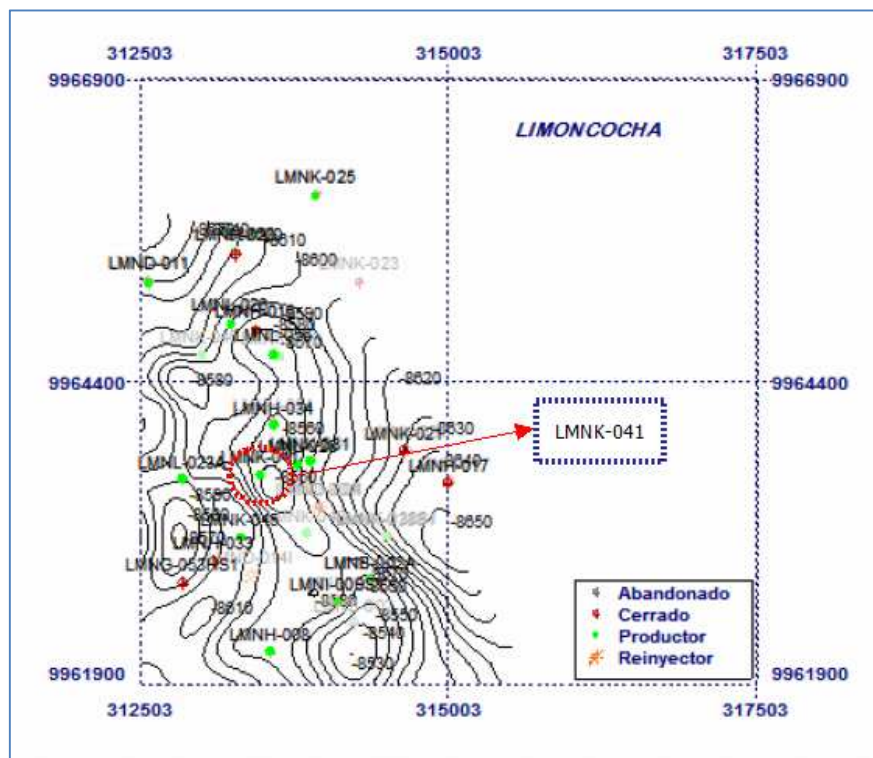
4.4 ANÁLISIS DEL POZO LIMONCOCHA K-041 UI

4.4.1 ANTECEDENTES DEL POZO LIMONCOCHA K-041



Es un pozo direccional tipo J que produce desde noviembre del 2011, siendo sus pozos más cercanos LMNK- 023A y LMNK-031, ver Figura 4.27, a una distancia de 633.53 m y 423.14 m respectivamente, se encuentra ubicado en el primer cuadrante del Índice de Heterogeneidad Modificado (MHI) siendo su producción de petróleo mayor a la del agua, sin embargo, pese a esto se debe hacer un monitoreo del corte de agua para tomar las medidas preventivas evitando así el rompimiento de agua, a continuación se muestra el comportamiento de la curva desde el inicio de su producción hasta la fecha de corte julio de 2013.

FIGURA 4.27 UBICACIÓN DEL POZO LIMONCOCHA K-041.

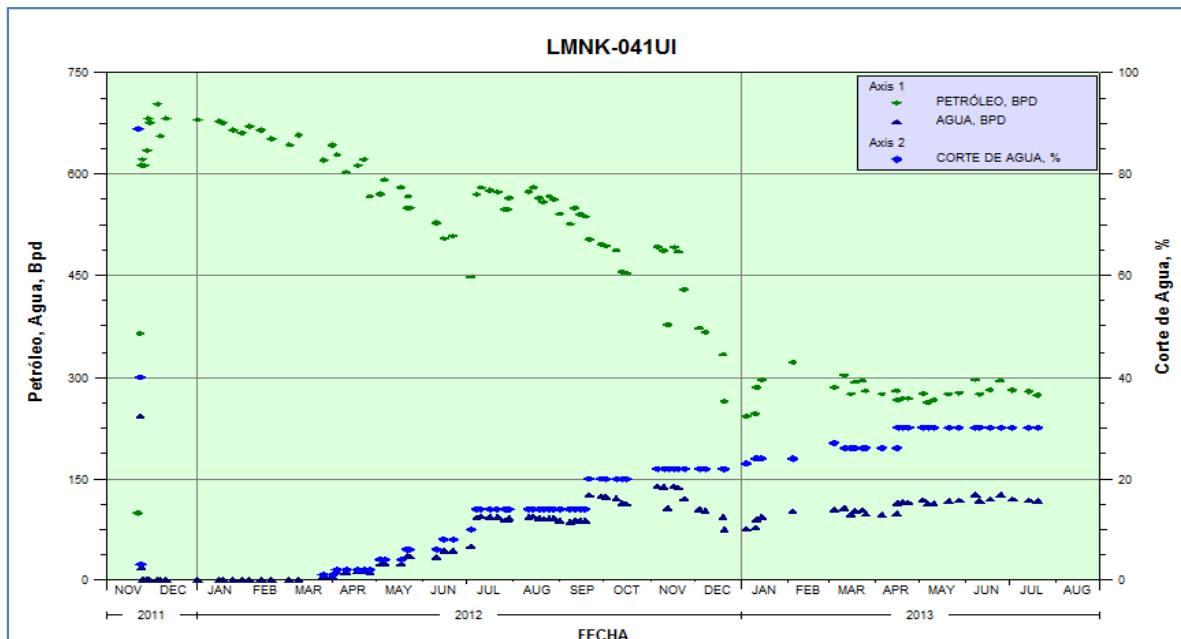


Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

4.4.2 CURVA DE COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y AGUA VS EL CORTE DE AGUA DEL POZO LIMONCOCHA K-041

En la Figura 4.28, la curva de comportamiento ha sido tomada desde el inicio de su producción para la arena UI, siendo la producción de petróleo de 600 bpd. La producción de petróleo ha ido declinando a lo largo de su vida productiva, hasta llegar a los 390 bpd a julio de 2013, con un corte de agua de 30%, la producción de agua se ha venido manteniendo en un promedio de 110 bpd entre los periodos de marzo a julio de 2013 como se presenta en la Figura 4.28. Cabe recalcar que la producción de crudo se ha venido manteniendo en el último periodo sobre los 250 bpd siendo un aporte positivo por lo que a la fecha no requiere ningún tipo de trabajo de mejoramiento. Sin embargo no hay que descuidar el corte de agua.

FIGURA 4.28 CURVA DE COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO, AGUA VS CORTE DE AGUA PARA POZO LIMONCOCHA K-041.



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

FIGURA 4.29 CURVA DE DECLINACIÓN DEL POZO LIMONCOCHA K-041.



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

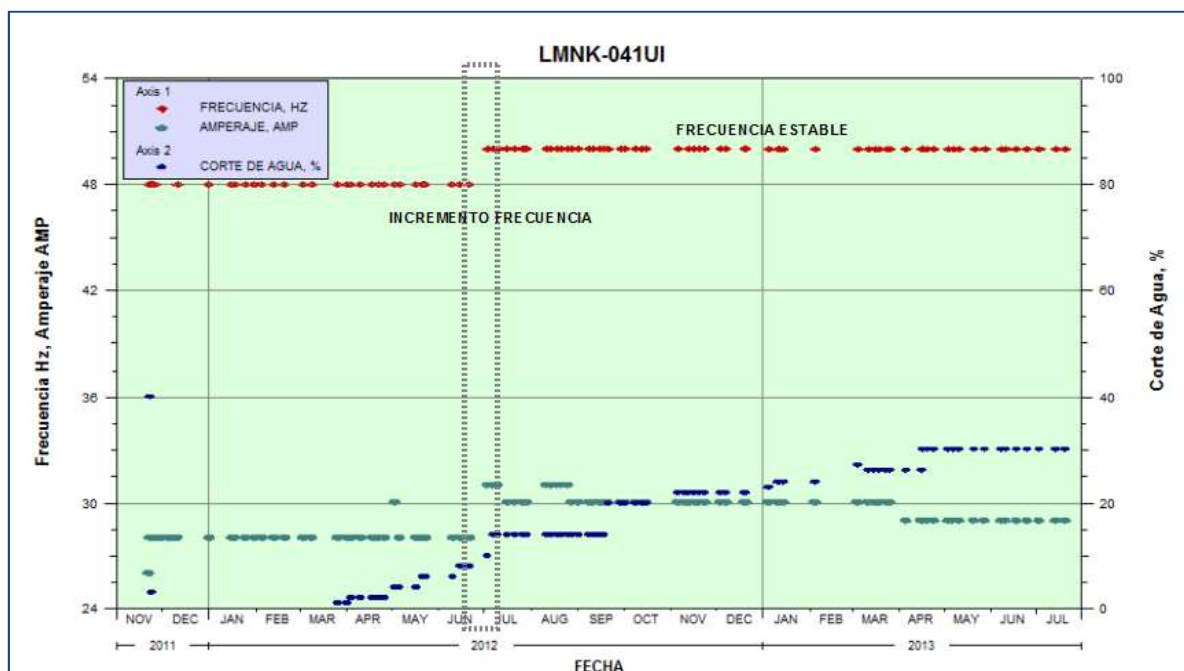
4.4.3 CURVA DE DECLINACIÓN DEL POZO LIMONCOCHA K-041

En la Figura 4.29 se muestra un decremento de la producción de petróleo que oscila de los 600 bpd hasta los 322 bpd cuando se tiene 45000 bls de producción acumulada de fluido, en adelante se mantiene relativamente estable la producción de petróleo entre 260 a 280 bpd.

4.4.4 CURVA DE LA FRECUENCIA DE LA BOMBA DEL POZO LIMONCOCHA K-041

La producción del pozo empieza con una frecuencia de 48 Hz, la misma que se mantiene hasta julio de 2012, donde se observa un incremento a 53 Hz, ver Figura 4.30. No se presentaron problemas relacionados al mecanismo de bombeo electrosumergible, manteniéndose con un comportamiento estable, por tal motivo no se ve la necesidad de realizar una planificación de cambio de equipo.

FIGURA 4.30 FRECUENCIA DE LA BOMBA DEL POZO LIMONCOCHA K-041.



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

4.4.5 REGISTRO DEL POZO LIMONCOCHA K-041

En el primer track de la Figura 4.31, se muestra la curva Gr y Cal, en escala lineal. El Gr indica la zona de la arena UI, a una profundidad de 10028 - 10080 ft correspondiente a su tope y base. El Cal muestra el diámetro del hoyo, siendo de 8.2 pulgadas en la zona de producción. Junto al primer track se tiene el intervalo disparado 10028 – 10048 ft.

La Resistividad, en el segundo track, muestra valores entre 30 a 60 ohm.m, en la zona de interés, lo que indica presencia de fluidos con baja conductividad.

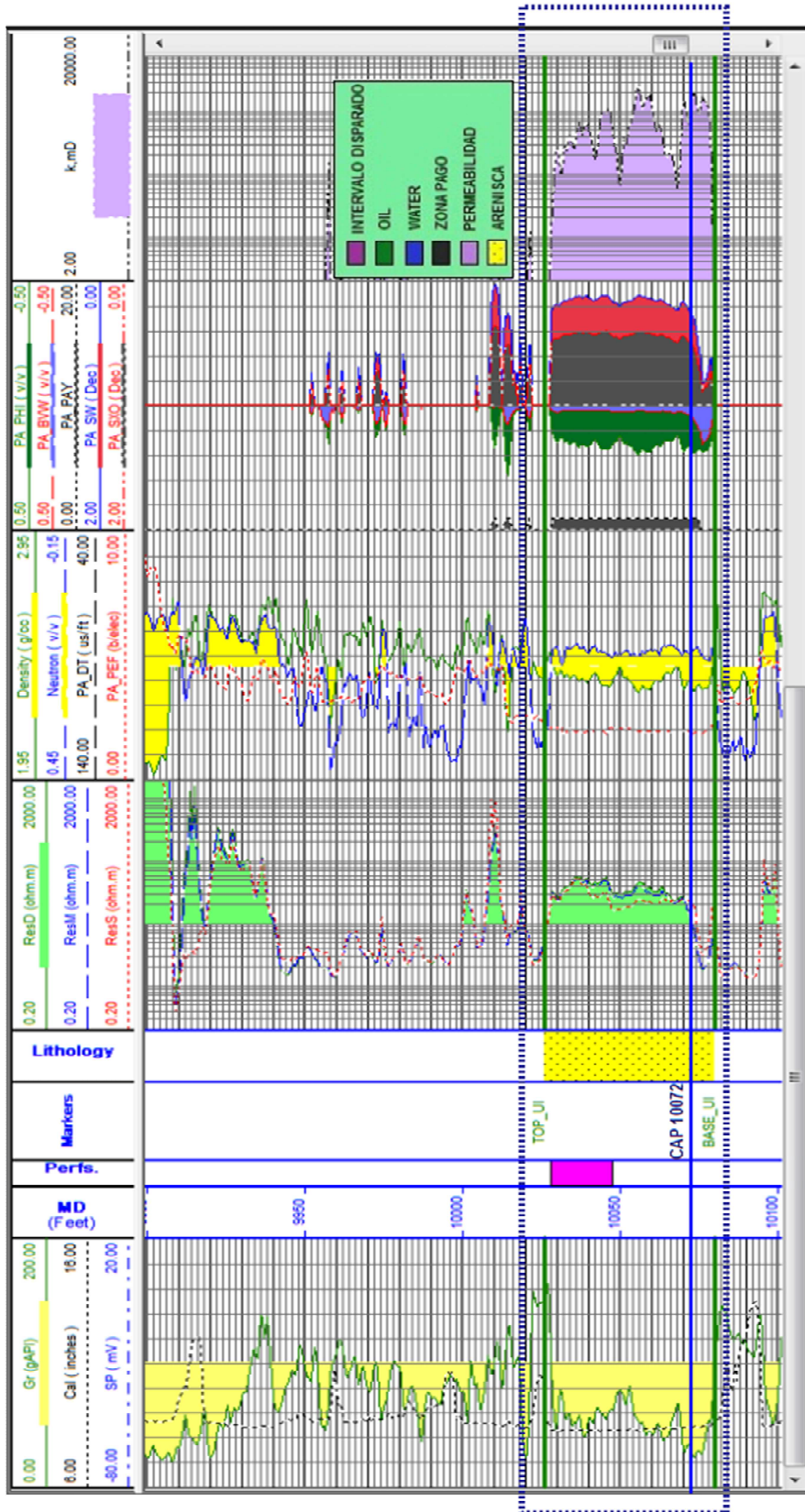
En el tercer track, se cuenta con la combinación de los registros neutrón (v/v) y density (g/cc), se observa un cruce de las dos curvas en la zona de interés por ende la presencia de fluidos en la arena.

El cuarto track muestra la saturación de agua correlacionada con el volumen de agua y volumen de hidrocarburo. La saturación de agua está alrededor de 0.21. La arena posee una zona pago de 42 ft, los intervalos se han perforado hacia la parte superior, zona donde se encuentra hidrocarburo.

El contacto agua – petróleo está a 22 ft por debajo del intervalo perforado, es decir a 10072 ft.

En el quinto track se tiene la permeabilidad que se encuentra entre 200-900 mD en la zona de interés. Se recomienda realizar una revisión continua relacionada al incremento de agua.

FIGURA 4.31 REGISTRO DEL POZO LIMONCOCHA K-041.

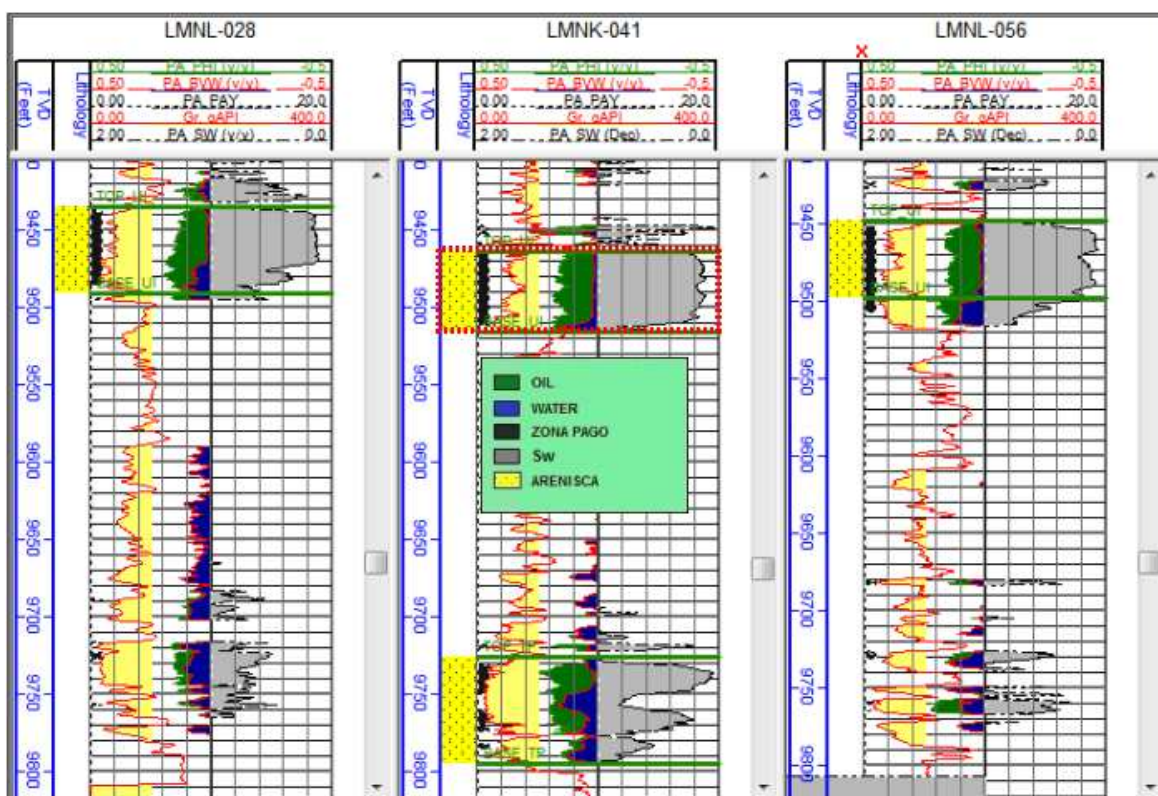


Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

4.4.6 ANÁLISIS COMPARATIVO DE MÚLTIPLES POZOS PARA LIMONCOCHA

K-041

FIGURA 4.32 ANÁLISIS COMPARATIVO DE MÚLTIPLES POZOS PARA LIMONCOCHA K-041



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

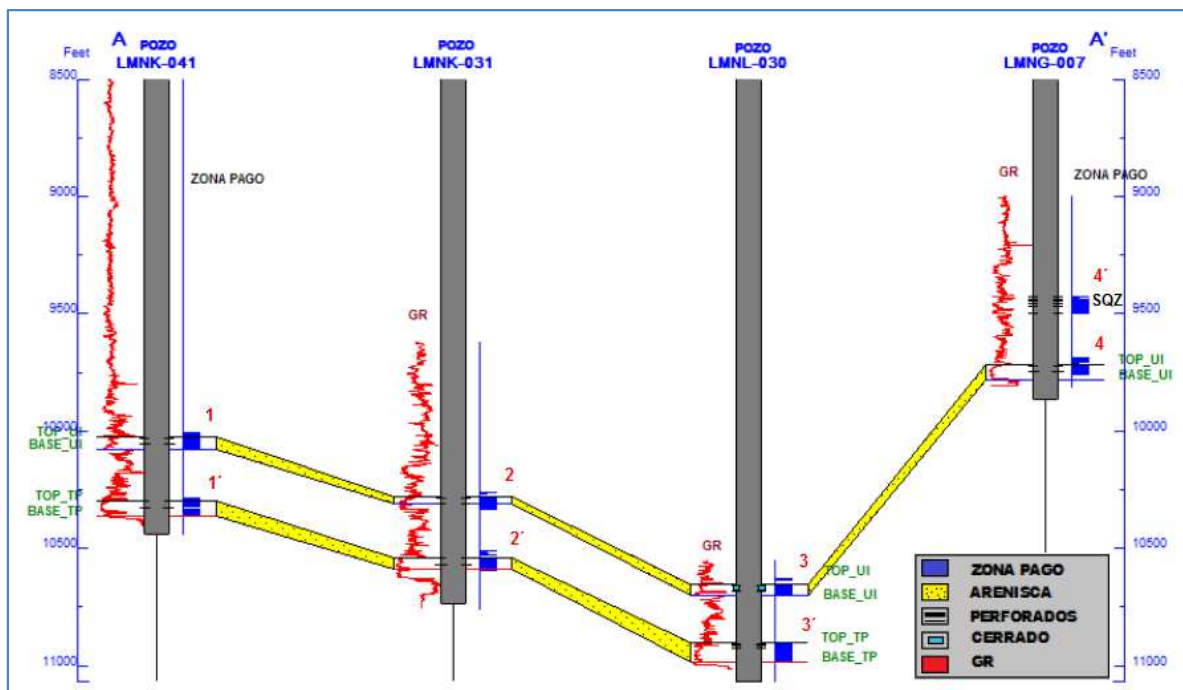
En la Figura 4.32 los pozos han sido localizados al mismo nivel en TVD (True Vertical Depth), para poder ser correlacionados, tomando como profundidad de referencia 9450 ft, el pozo LMNK-041 contiene un acuífero, mismo que debe considerarse en la producción futura, realizando monitoreos de la producción de agua. La profundidad media de la zona de interés del pozo LMNK-041 es 9480 ft para la arena UI, y 9470 ft para el pozo LMNL- 056, teniendo ambos pozos una buena producción, por el momento para la arena UI no se requiere de ningún trabajo de reacondicionamiento,

se sugiere realizar un chequeo de la declinación de la producción de petróleo del pozo.

4.4.7 ANÁLISIS COMPARATIVO DE LAS DOS ARENAS PRODUCTORAS PARA EL POZO LIMONCOCHA K-041

En la Figura 4.33, se observa el perfil de Gamma Ray mismo que indica las zonas con menor radioactividad para las arenas UI y TP, seguido de los intervalos disparados en cada pozo, ver leyenda parte inferior derecha, la zona de pago en azul visible para UI y TP nos indica que los disparos se han realizado en la parte superior, zonas perforadas y abiertas para los pozos excepto para la arena UI de LMNL-030 y un squeeze a los 9500 ft para LMNG-007, para LMNK-041 el número 1 pertenece a la zona de la arena UI la cual se encuentra con una posible tendencia a conificarse, mientras que 1' corresponde a la arena TP que se encuentra con bajo aporte de petróleo debido a una conificación. Para LMNK-031 el número 2 pertenece a la zona de la arena UI la cual se encuentra con una óptima producción de petróleo y bajo aporte de agua mientras que 2' corresponde a la arena TP que se encuentra con alta producción de petróleo y debido a una canalización contiene alta producción de agua. En LMNL-030 el número 3 pertenece a la zona de la arena UI cuyo intervalo disparado se encuentra cerrado o aislado mientras que 3' corresponde a la arena TP que se encuentra con alta producción de petróleo y debido a una conificación tiene alta producción de agua. Finalmente, para LMNG-007 el número 4 pertenece a la zona de la arena UI con bajo producción de petróleo y alta producción de agua mientras que 4' corresponde un squeeze.

FIGURA 4.33 ANÁLISIS COMPARATIVO DE LAS DOS ARENAS PRODUCTORAS PARA EL POZO LMNK-041.



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

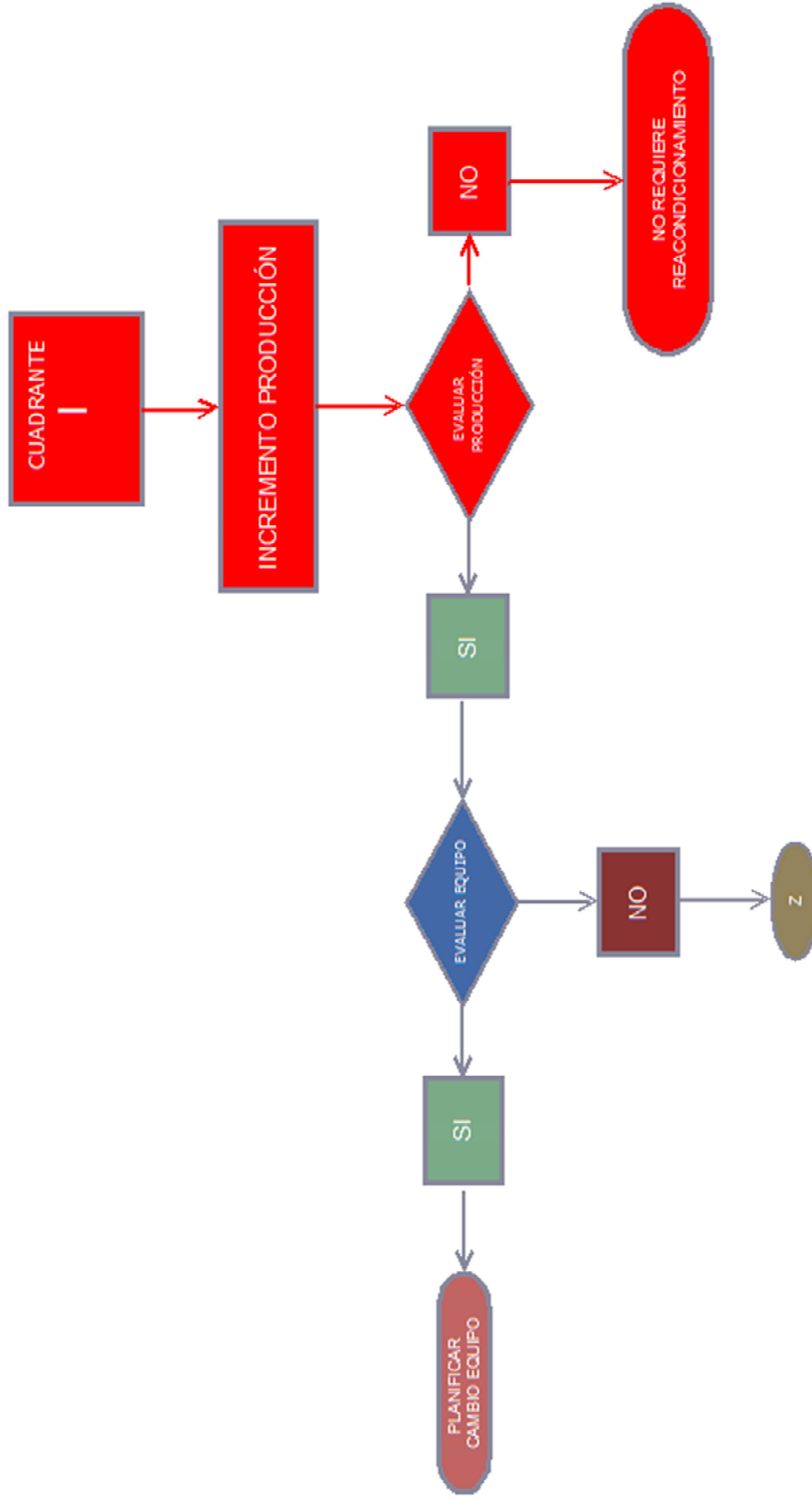
4.4.8 FLUJOGRAMA DEL POZO LIMONCOCHA K-041

TABLA 4.4 RESULTADO DEL ANÁLISIS DEL POZO LIMONCOCHA K-041.

POZO	LMNK-041
TIPO DE POZO	DIRECCIONAL J
PROFUNDIDAD [ft]	10440
INTERVALO DISPARADO [ft]	10028 - 10048
CONTACTO AGUA PETROLEO [ft]	10072
ACUM. PETRÓLEO, MBLs	295.289
ACUM, AGUA, MBLs	47.555
LOCALIZACIÓN MAPA ACUM.	BAJO CORTE DE AGUA
CUADRANTE MHI	I
DIAGNÓSTICO	BUENA PRODUCCIÓN
PLANIFICAR	NO REQUIERE WO

Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

FIGURA 4.34 FLUJO DE TRABAJO APLICADO AL POZO LIMONCOCHA K-041.



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

4.5 ANÁLISIS DEL POZO LIMONCOCHA D-013 UI

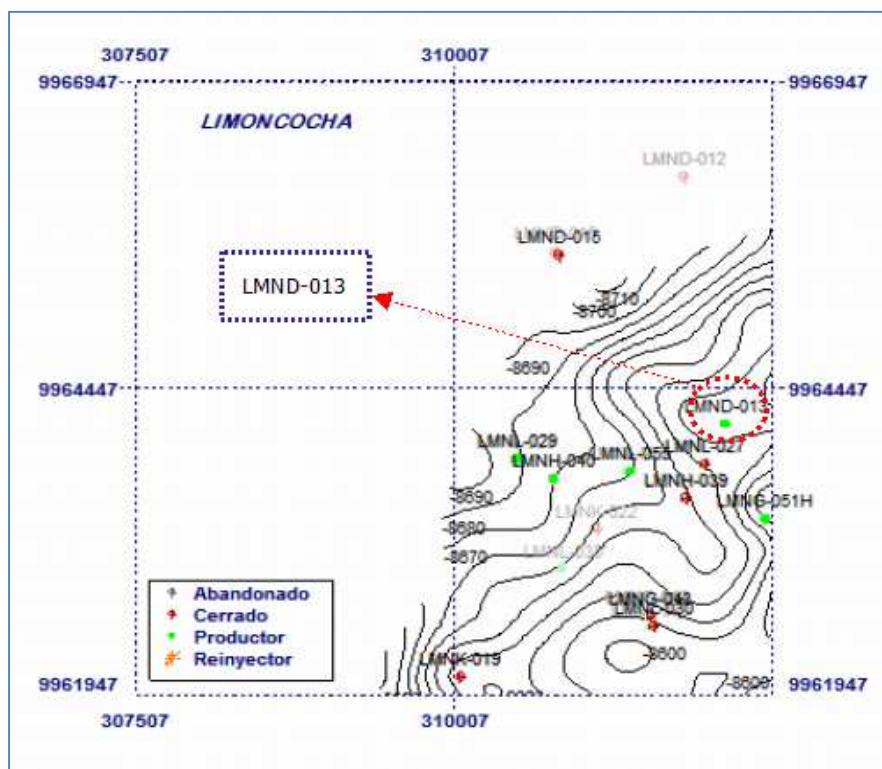
4.5.1 ANTECEDENTES DEL POZO LIMONCOCHA D-013



El pozo LMND-013 es un pozo direccional tipo J que ha venido produciendo desde septiembre de 2004, siendo sus pozos más cercanos LMNL-055 y LMND-011, ver Figura 4.35, a una distancia de 853.12 m y 1151.57 m respectivamente, ubicado en el segundo cuadrante del Índice de Heterogeneidad Modificado (MHI) que corresponde a una alta producción de petróleo y agua, es necesario una planificación

que contribuya a reducir la producción de agua, se realiza el análisis de su comportamiento con datos históricos desde el inicio de su producción hasta julio de 2013.

FIGURA 4.35 UBICACIÓN DEL POZO LIMONCOCHA D-013



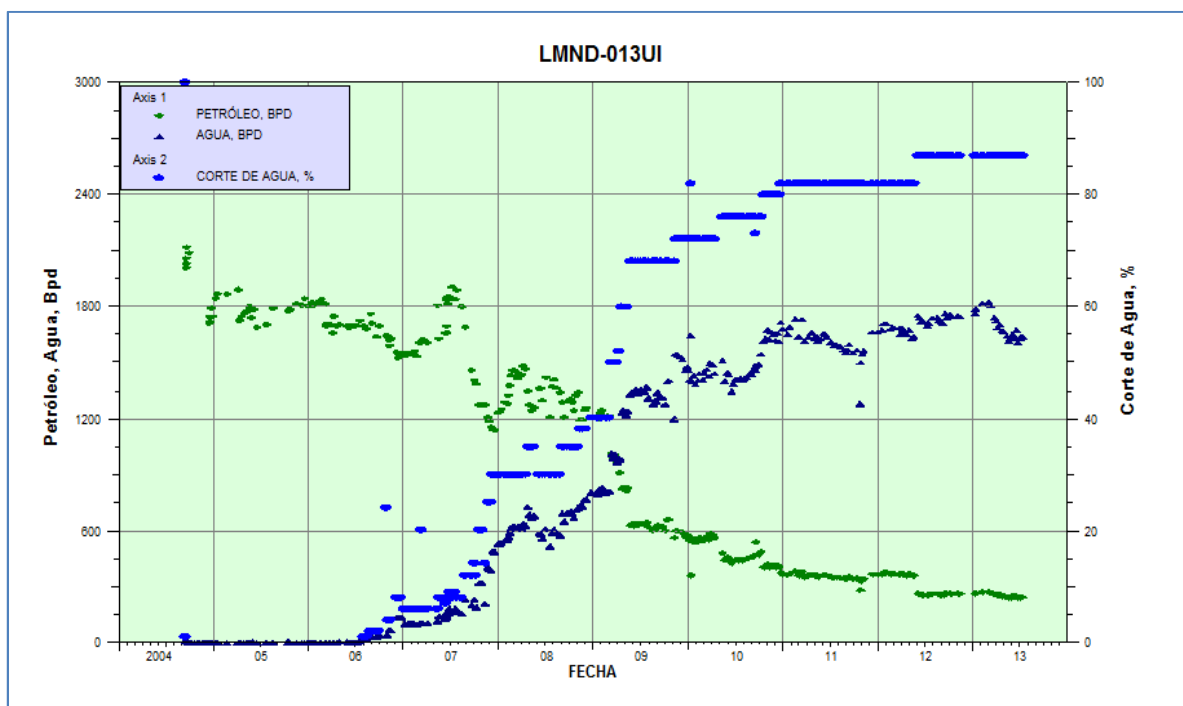
Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

4.5.2 CURVA DE COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y AGUA VS EL CORTE DE AGUA DEL POZO LIMONCOCHA D-013.

La Figura 4.36 presenta el comportamiento desde el inicio de su producción que corresponde a septiembre de 2004 para la arena UI, siendo su producción inicial de petróleo 1900 bpd con una producción cero de agua. En julio de 2006 empieza una producción de agua de 10 bpd a un corte del 0.6 %, misma que sigue en aumento hasta sobrepasar los 600 bpd en el 2008. Sin ningún tipo de trabajo para prevenir el influjo, el agua llega a superar la producción de petróleo en el 2009 con un corte

superior al 50% mientras la declinación de petróleo llega a los 245 bpd contra 1630 bpd de agua a la fecha de estudio.

FIGURA 4.36 CURVA DE COMPORTAMIENTO DE PETRÓLEO Y AGUA VERSUS CORTE DE AGUA PARA EL POZO LIMONCOCHA D-013.



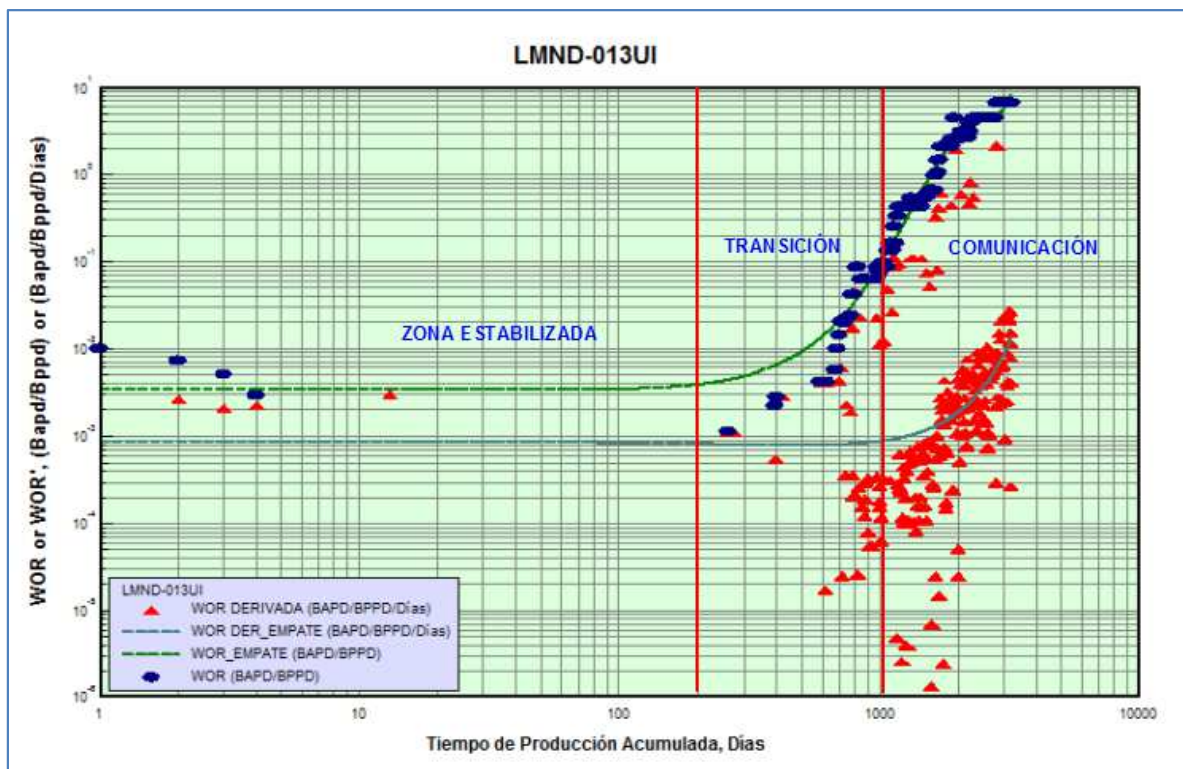
Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

Se analiza las posibles causas de la excesiva producción de agua, el corte de agua a julio de 2013 es del 87 %, y se realiza un análisis con la curva de diagnóstico estudiando de esta manera el mecanismo de invasión de agua.

4.5.3 CURVA DE DIAGNÓSTICO DE CHAN DEL POZO LIMONCOCHA D-013.

La Figura 4.37 caracteriza el mecanismo de invasión de agua mostrando tres zonas:

FIGURA 4.37 CURVA DE DIAGNÓSTICO DE CHAN DEL POZO LIMONCOCHA D-013.



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

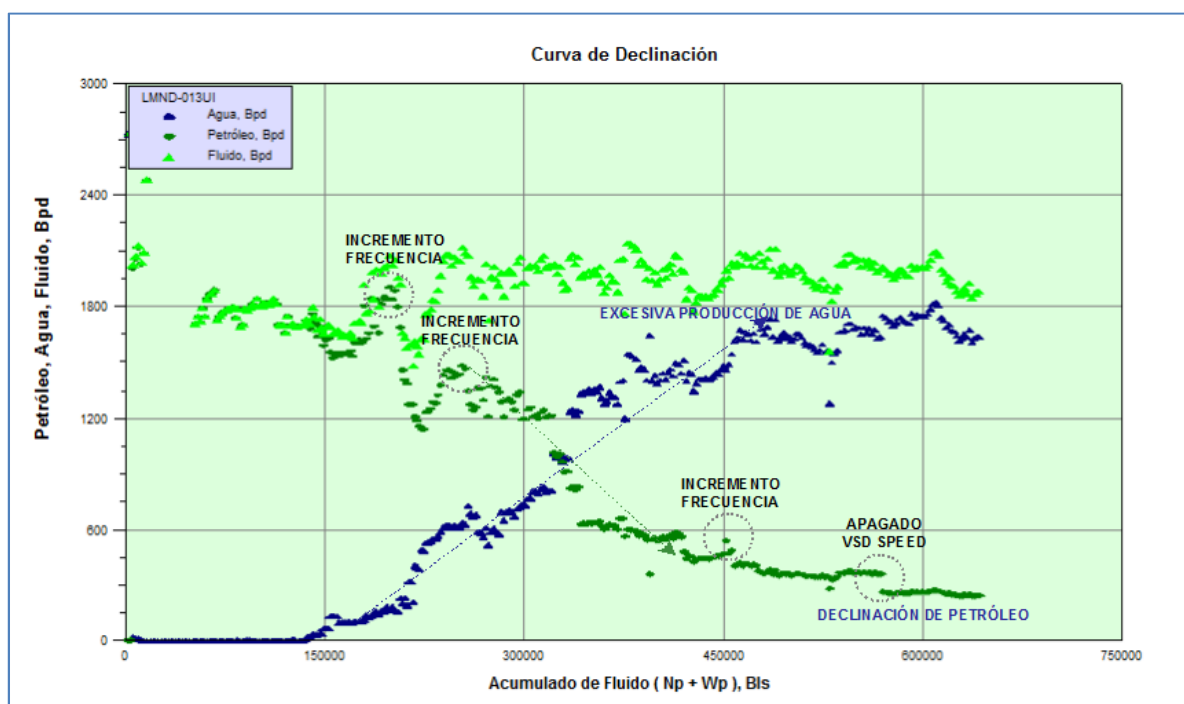
Zona estabilizada, entre 0 a 200 días el comportamiento de la relación agua-petróleo es normal (comportamiento esperado), se descarta que sea problema por falla o fractura debido a que la desviación de la curva ocurre en tiempo tardío, un problema por casing roto o una comunicación entre casing - tubing, puede ocurrir en cualquier momento durante la producción del pozo.

Zona de transición, muestra la tendencia progresiva del incremento de WOR a partir de los 200 días, mientras el WOR' permanece casi inalterable debido a que aún no existe una producción excesiva de agua es decir no existe un cambio drástico.

Zona de comunicación, a partir de los 1000 días el WOR' adquiere una pendiente positiva característica de una comunicación, a partir de este momento el pozo se encuentra con un problema de excesiva producción de agua.

4.5.4 CURVA DE DECLINACIÓN DEL POZO LIMONCOCHA D-013.

FIGURA 4.38 CURVA DE DECLINACIÓN DEL POZO LIMONCOCHA D-013.



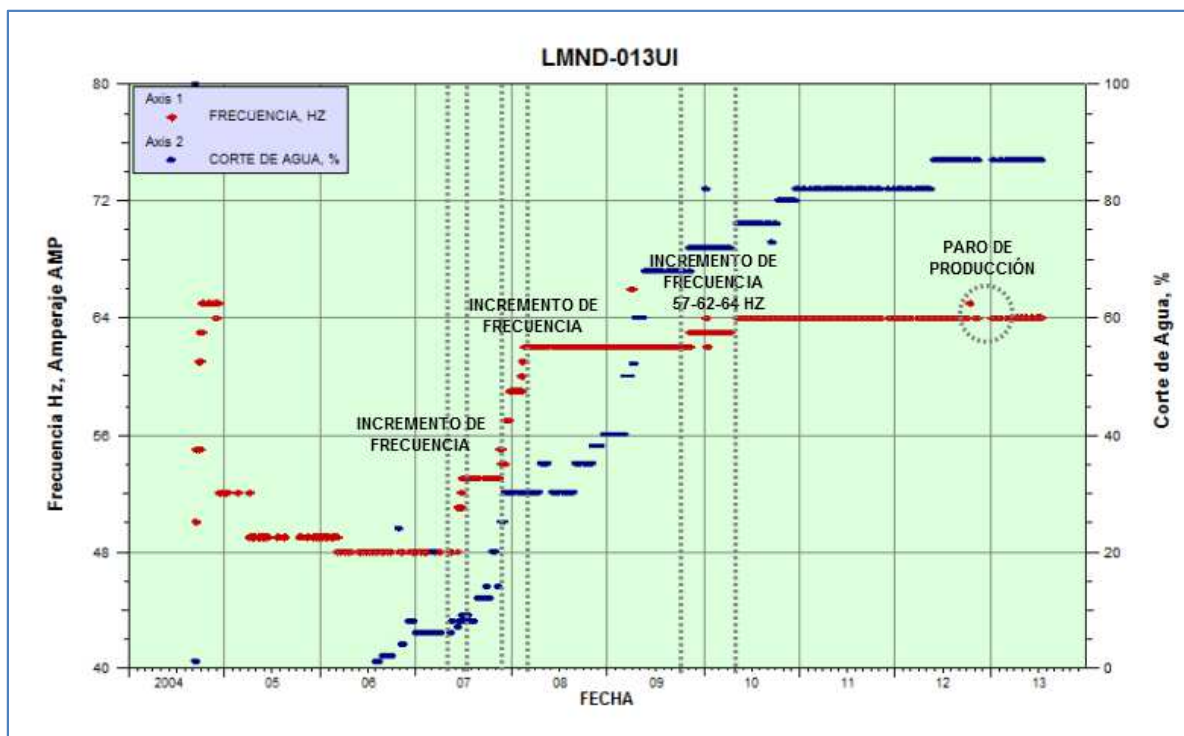
Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

En la Figura 4.38, se observa una excesiva producción de agua con una declinación marcada de petróleo. Durante la etapa inicial de producción el corte de agua es prácticamente cero, con una producción óptima de petróleo. En el primer incremento de frecuencia el agua alcanza los 115 bpd, la tendencia del incremento de agua se dispara rápidamente sobre los 600 bpd, superando la producción de petróleo llegando a los 245 bpd a la fecha de corte.

4.5.5 CURVA DE FRECUENCIA DE LA BOMBA DEL POZO LIMONCOCHA D-013.

El pozo arranca su producción con una frecuencia en la bomba electrosumergible de 65 Hz, luego se la cambia a 49 Hz manteniéndose por casi un año. Se tiene un primer incremento de frecuencia a 51 Hz, una leve variación de frecuencia puede afectar al aumento de agua, en una segunda intervención se aumenta la frecuencia de 51 a 57 Hz, finalmente se incrementa la frecuencia a los 64 Hz, ver Figura 4.39.

FIGURA 4.39 COMPORTAMIENTO DE FRECUENCIA DEL POZO LIMONCOCHA D-013.



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

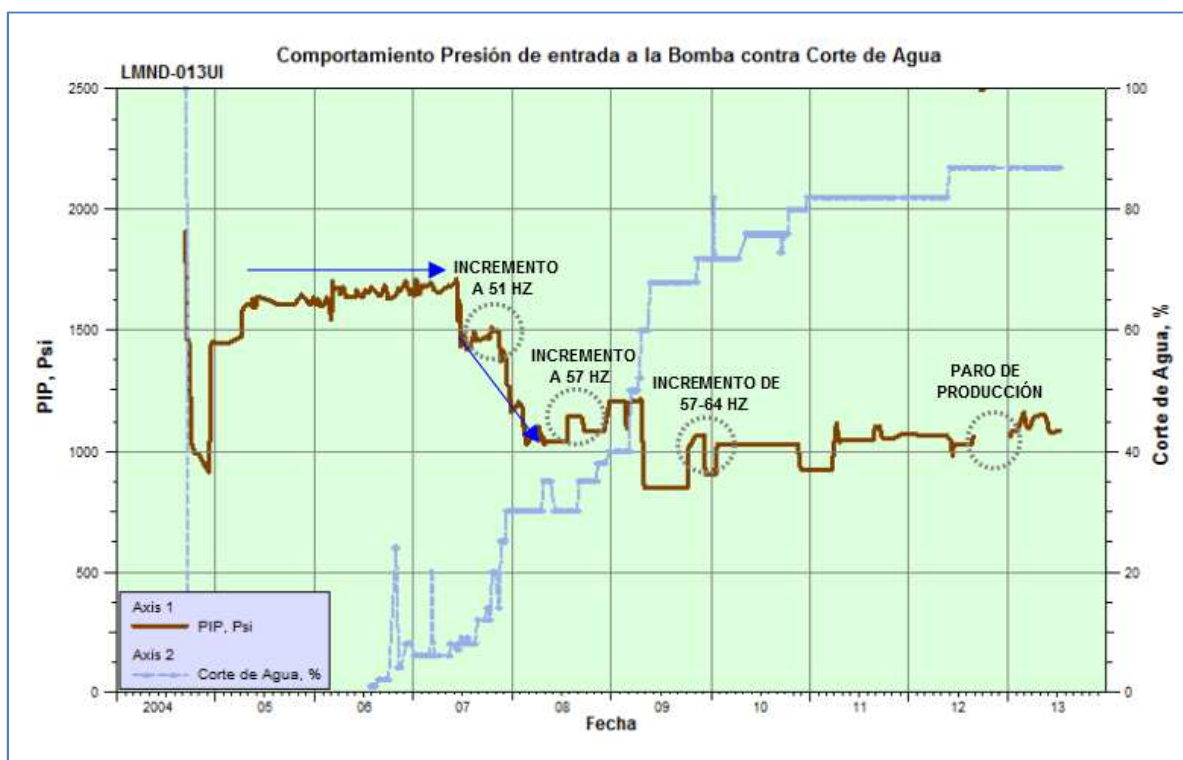
4.5.6 CURVA DE PRESIÓN INTAKE DE LA BOMBA DEL POZO LIMONCOCHA D-013.

La presión de entrada del fluido a la bomba electrosumergible (presión intake), se ve afectada con la variación de la frecuencia de la misma, al aumentar la frecuencia

disminuye la presión de intake, y viceversa. No se recomienda operar el quipo electrosumergible con una frecuencia muy alta ya que se estaría operando con una presión mínima, lo cual provocaría pérdidas de producción por falta de fluido en la bomba.

En la Figura 4.40 se observan los valores de la presión intake, en el periodo inicial de la producción del pozo, la de presión de intake es de 1630 psi a 51 Hz. Luego al aumentar la frecuencia la presión de intake disminuye hasta 1060 psi a 57 Hz.

FIGURA 4.40 COMPORTAMIENTO DE LA PRESIÓN DE INTAKE DEL POZO LIMONCOCHA D-013.



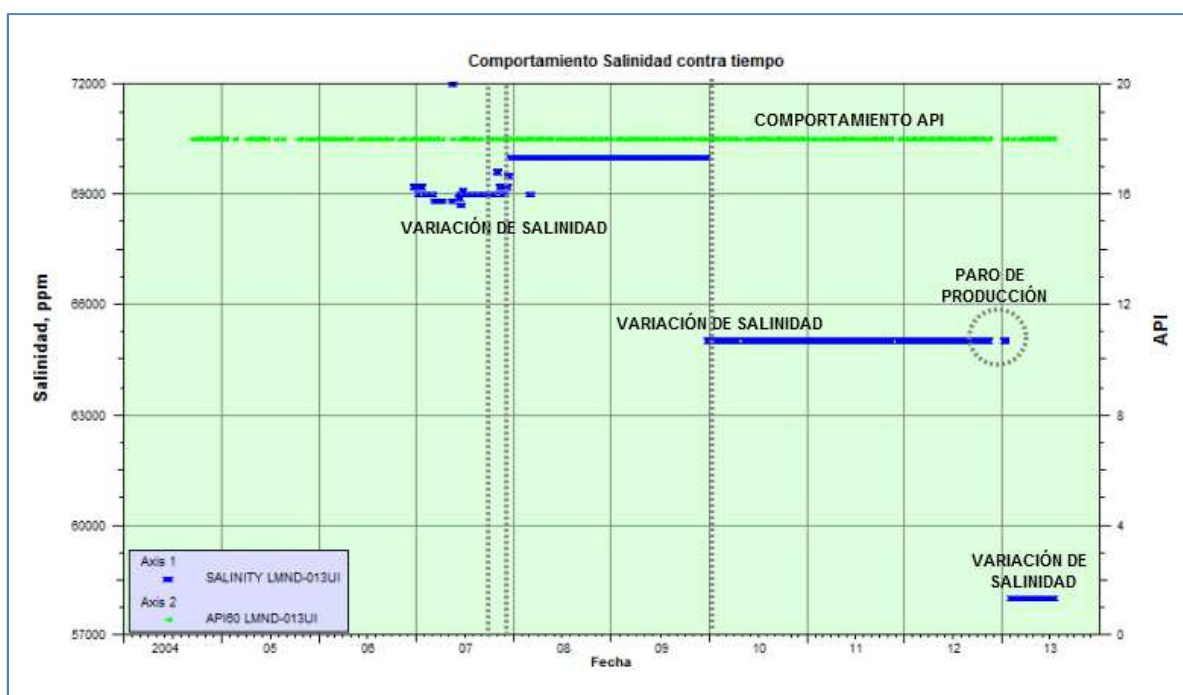
Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

4.5.7 CURVA DE SALINIDAD EN EL POZO LIMONCOCHA D-013.

Al iniciar la producción del pozo, la salinidad es de 69000 ppm con una variación a 70000 ppm ver Figura 4.41, la misma que se mantiene hasta la irrupción de agua, bajando a 65000 ppm, comportamiento característico de una comunicación con otro

fluido que no pertenece al de la arena en producción, luego de la paralización de producción la salinidad baja a 58000 ppm, el pozo mantiene una gravedad API de 18, sin ninguna variación, la excesiva producción de agua se debe a una comunicación mecánica, lo que hace necesario una planificación para contrarrestar la producción del agua no deseada.

FIGURA 4.41 CURVA DE SALINIDAD EN EL POZO LIMONCOCHA D-013.



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

4.5.8 REGISTRO DEL POZO LIMONCOCHA D-013.

En el primer track de la Figura 4.42, se muestra la curva Gr, en escala lineal. El Gr indica la zona de la arena UI con algunas intrusioniones de Lutita, a una profundidad de 10168 a 10206 ft correspondiente a su tope y base. Junto al primer track se tiene los intervalos disparados: 10168 - 10177 ft y 10183 - 10202 ft.

La Resistividad, en el segundo track, muestra valores entre 30 a 200 ohm.m, en la zona de interés, lo que indica presencia de fluidos con baja conductividad.

En el tercer track, se cuenta con la combinación de los registros neutrón (v/v) y density (g/cc), se observa un cruce de las dos curvas en la zona de interés por ende la presencia de fluidos en la arena.

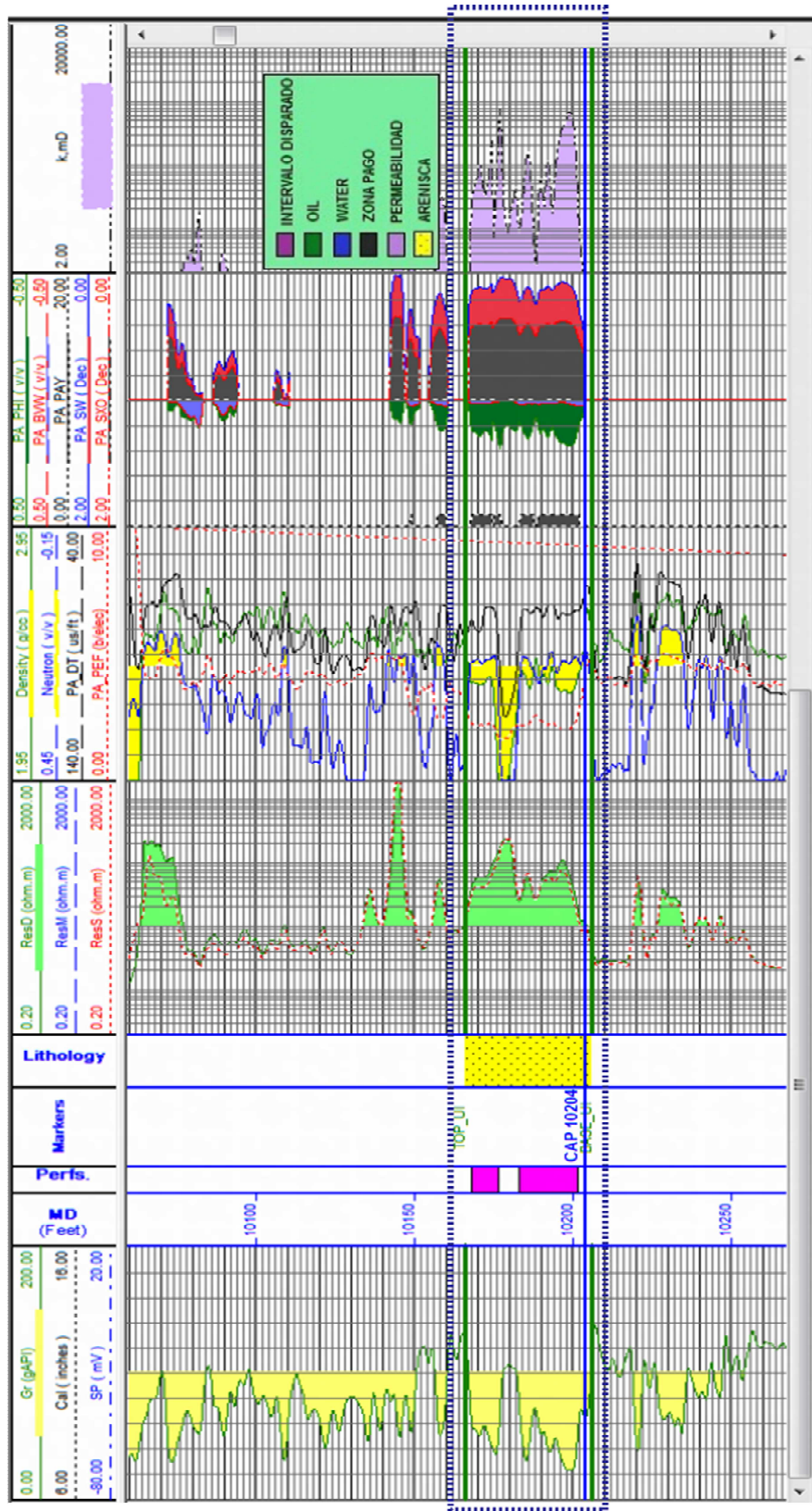
El cuarto track muestra la saturación de agua correlacionada con el volumen de agua y volumen de hidrocarburo. La saturación de agua está entre 0.12 y 0.25. La arena posee tres zonas pago de 10 ft, 6 ft y 12 ft, los intervalos se han perforado hacia la parte superior, zona donde se encuentra hidrocarburo. El contacto agua – petróleo está a apenas 2 ft por debajo del último intervalo perforado, es decir a 10204 ft.

En el quinto track se tiene la permeabilidad que se encuentra entre 10 - 700 mD en la zona de interés. Se debe tener extremo cuidado con la producción de agua por estar los intervalos perforados muy cerca al CAP. Se considera que se tiene un problema de comunicación, según el análisis de la gráfica de diagnóstico de Chan y el análisis de la salinidad, ya que esta cambia repentinamente.

4.5.9 ANÁLISIS COMPARATIVO DE MÚLTIPLES POZOS PARA LIMONCOCHA D-013.

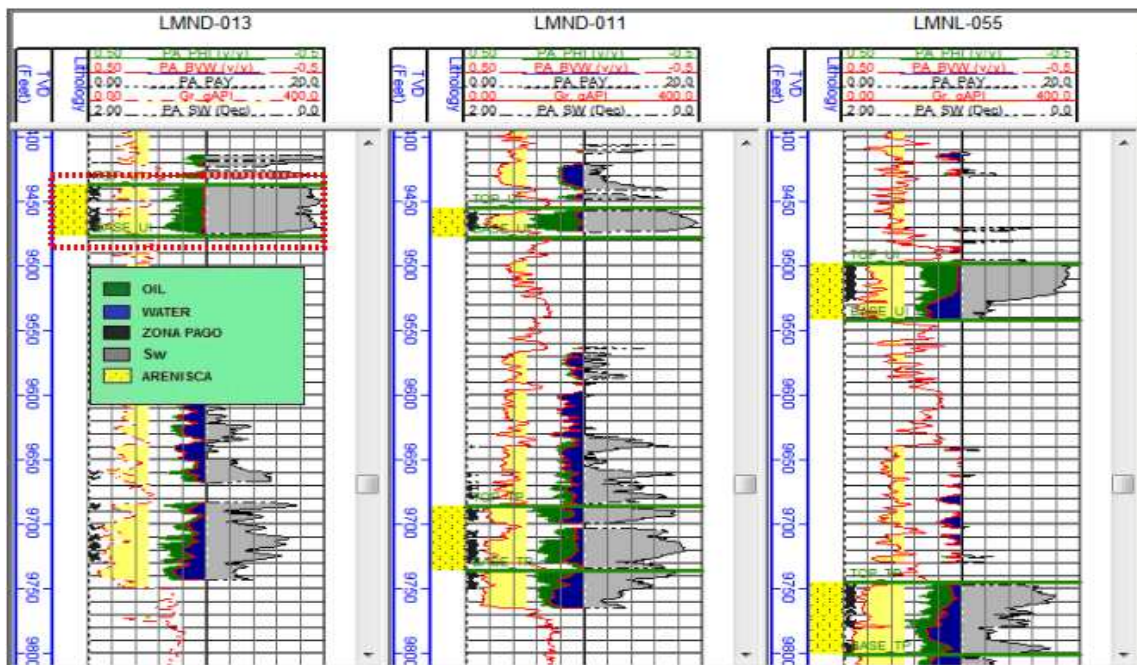
En la Figura 4.43, los tres pozos han sido localizados al mismo nivel en TVD con referencia a 9450 ft, LMND-011 y LMNL-055 tienen buena producción de hidrocarburo a una profundidad de la zona de interés de 9470 y 9510 ft respectivamente, la profundidad para LMND-013 es 9450 ft para la arena UI, se observa también que para el pozo LMND-011 la zona de pago es de 8 ft con poco volumen de agua, mientras que, para el pozo LMNL-055 se presentó una zona con alto volumen de agua, por lo tanto se debe tener en cuenta el incremento de agua en producciones futuras. El problema del pozo se debe a una comunicación mecánica, siendo necesario reparar casing corroído o roto.

FIGURA 4.42 REGISTRO DEL POZO LIMONCOCHA D-013.



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

FIGURA 4.43 ANÁLISIS COMPARATIVO DE MÚLTIPLES POZOS PARA LIMONCOCHA D-013



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

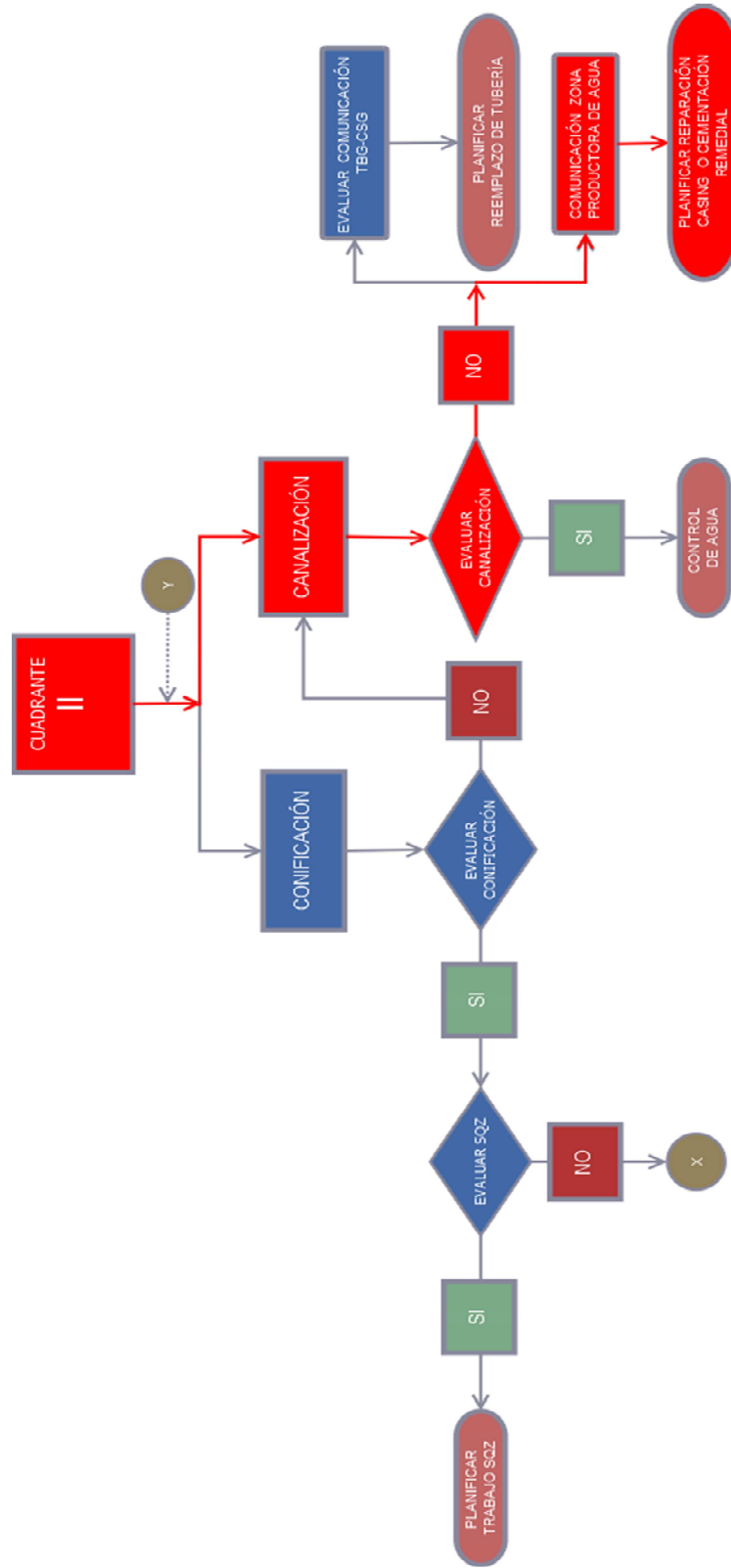
4.5.10 FLUJOGRAMA DEL POZO LIMONCOCHA D-013.

TABLA 4.5 RESULTADO DEL ANÁLISIS DEL POZO LIMONCOCHA D-013.

POZO	LMND-013
TIPO DE POZO	DIRECCIONAL J
PROFUNDIDAD [ft]	10650
INTERVALOS DISPARADOS [ft]	10168 - 10177; 10183- 10202.
CONTACTO AGUA PETROLEO [ft]	10204
ACUM. PETRÓLEO, MBS	3204.66
ACUM, AGUA, MBS	2805.01
CUADRANTE MHI	II
DIAGNÓSTICO	COMUNICACIÓN MECÁNICA
PLANIFICAR	REPARAR CASING CORROÍDO O ROTO

Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

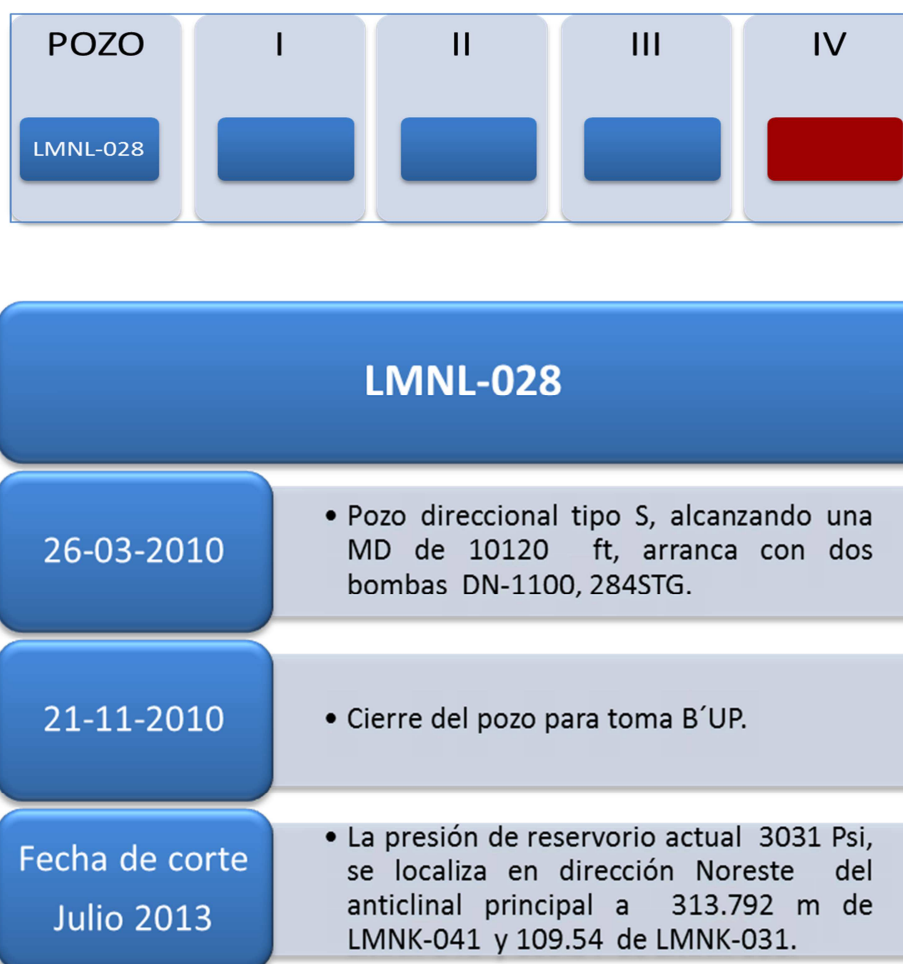
FIGURA 4.44 FLUJO DE TRABAJO APLICADO AL POZO LIMONCOCHA D-013.



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas

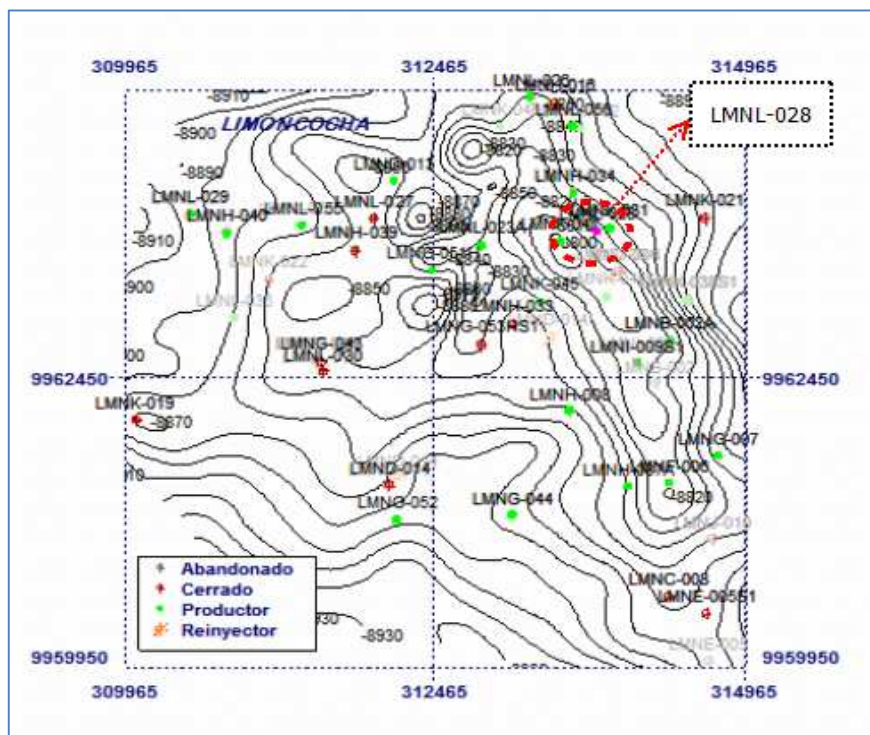
4.6 ANÁLISIS DEL POZO LIMONCOCHA L-028 UI

4.6.1 ANTECEDENTES DEL POZO LIMONCOCHA L-028



El pozo LMNL- 028 es un pozo direccional tipo S que ha venido produciendo desde marzo del 2010, siendo sus pozos más cercanos LMNK-041 y LMNK-031, ver Figura 4.45, a una distancia de 313.79 m y 109.54 m respectivamente, ubicado en el cuarto cuadrante del Índice de Heterogeneidad Modificado (MHI) que corresponde a una baja producción de agua y petróleo, siendo necesario una planificación para mejorar la producción de petróleo, se observa el comportamiento desde el inicio de su producción hasta julio de 2013.

FIGURA 4.45 UBICACIÓN DEL POZO LIMONCOCHA L- 028.



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

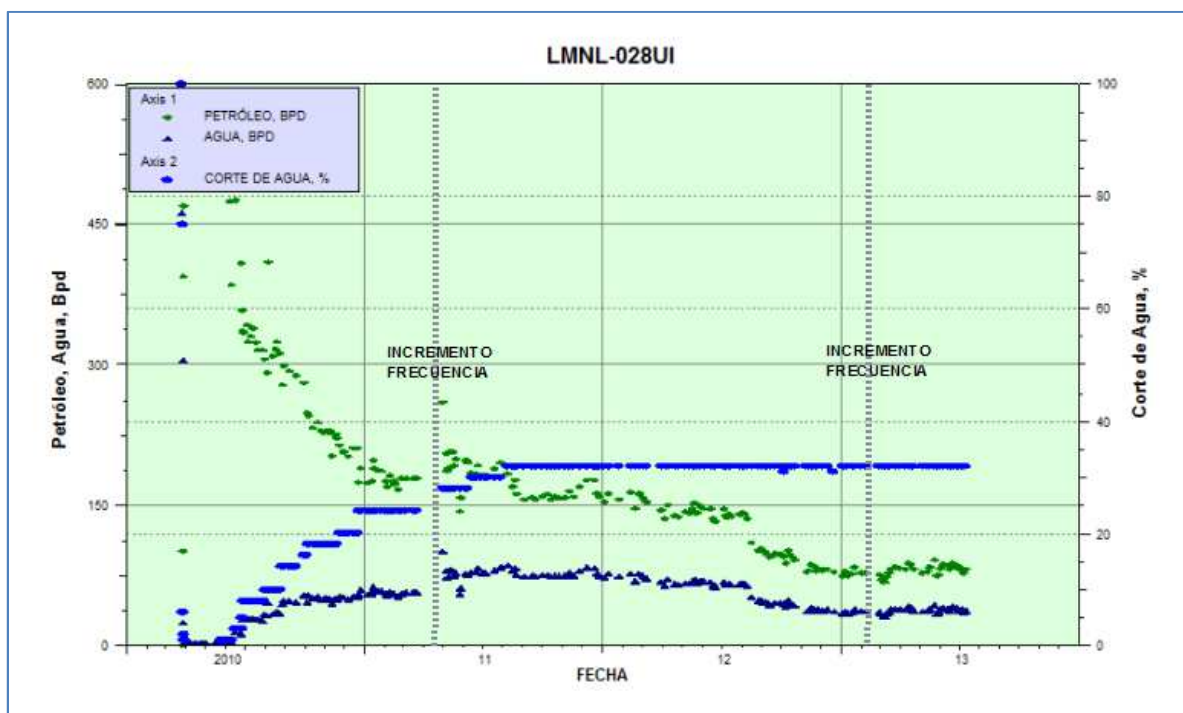
4.6.2 CURVA DE COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y AGUA VS EL CORTE DE AGUA DEL POZO LIMONCOCHA D-013

En la Figura 4.46, se analiza el comportamiento desde el inicio de su producción en marzo de 2010, con una producción inicial de 400 bpd de petróleo y un corte de agua bajo de 0.5%, el corte de agua se incrementa al 28%, en los primeros meses del 2011 se incrementa la frecuencia a 59.5 Hz con un aporte de 260 bpd de crudo y 100 bpd de agua, se mantiene un corte de agua de 32% hasta la fecha de estudio, al finalizar el periodo se incrementa la frecuencia a 60 Hz sin ningún incremento significativo de crudo, con una producción de 85 bpd y 38 bpd referente al agua.

Se analiza la localización del pozo en el mapa acumulativo de agua para la arena UI ver Figura 4.47, localizándose en zona con bajo acumulado, correlacionando de esta

forma el resultado del Índice de Heterogeneidad, por tanto se procede a seguir el flujo para IV cuadrante.

FIGURA 4.46 CURVA DE COMPORTAMIENTO DE PETRÓLEO Y AGUA VERSUS CORTE DE AGUA DEL POZO LIMONCOCHA L- 028.

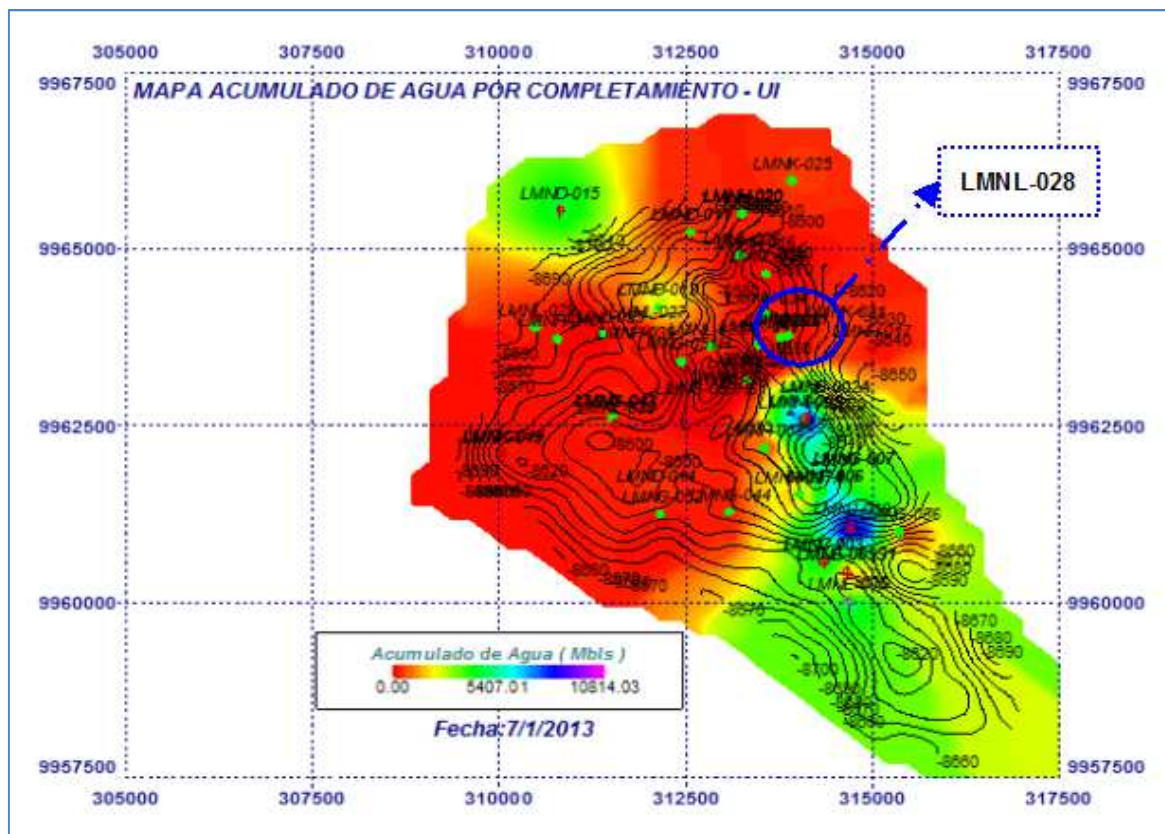


Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

4.6.3 CURVA DE DECLINACIÓN DEL POZO LIMONCOCHA L-028

En la Figura 4.48 se presenta una declinación de la producción de petróleo al igual que la producción de agua y nos indica que al decrecer juntas la tasa de petróleo y agua contra la producción acumulada ($N_p + W_p$) se trata de un daño alrededor de la cara del pozo lo cual restringe la comunicación efectiva entre el yacimiento y el pozo, si ambas curvas se cruzaran sería un problema de agua y no de daño.

FIGURA 4.47 LOCALIZACIÓN DEL POZO LIMONCOCHA L-028 EN EL MAPA ACUMULATIVO DE AGUA.



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

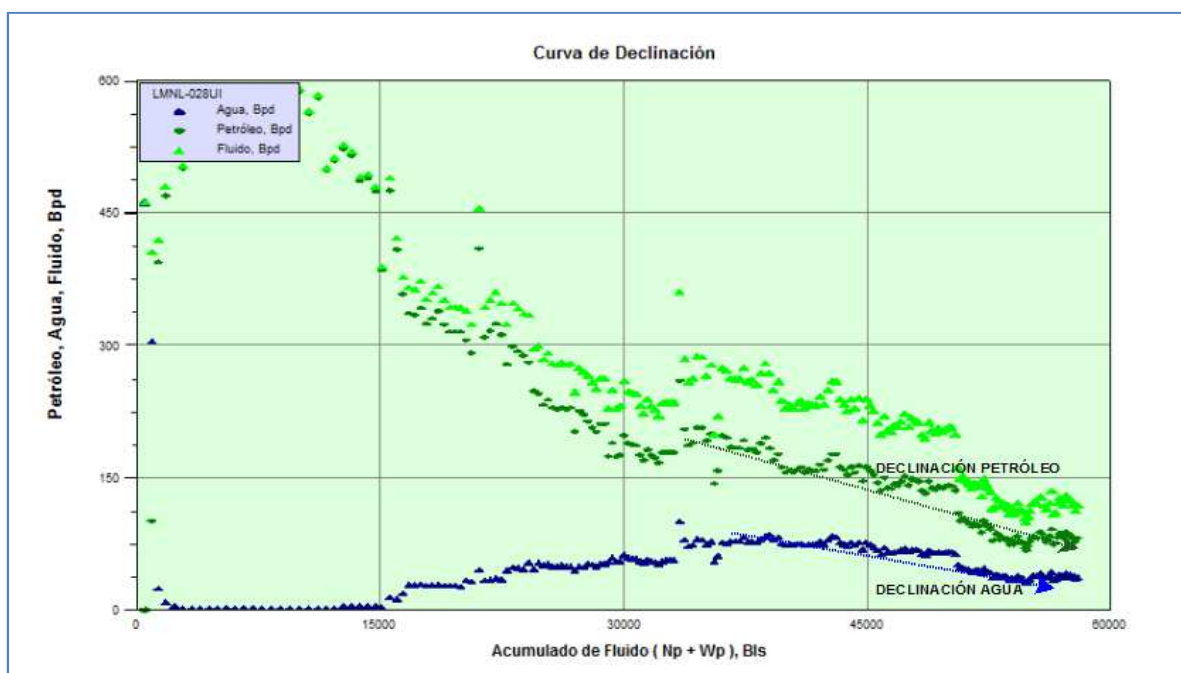
4.6.4 CURVA DE FRECUENCIA DE LA BOMBA DEL POZO LIMONCOCHA L-028

El pozo arranca su producción con una frecuencia en la bomba electrosumergible de 57 Hz, luego se cambia a 59 Hz, con lo que produce durante dos años. A partir de enero del 2013 se incrementa de 59 a 60 Hz la frecuencia de la bomba ver Figura 4.49. El corte de agua se mantiene en 32%, al aumentar la frecuencia, se aumenta las revoluciones por minuto del motor lo que se traduce en un aumento de la producción, sin embargo se tiene una tendencia marcada de la declinación del fluido.

4.6.5 CURVA DE PRESIÓN INTAKE DE LA BOMBA DEL POZO LIMONCOCHA L-028

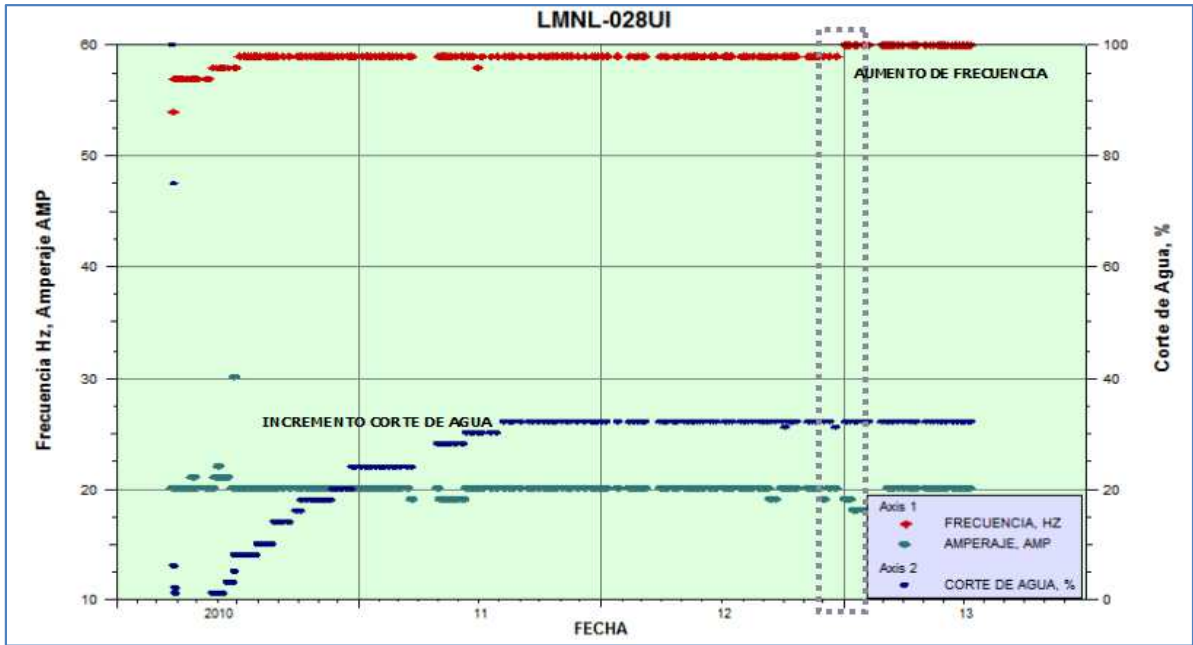
Para la completación del pozo se ha utilizado la bomba DN1100 con 284 etapas, basada en catalogo Reda, como se observa la bomba a seguido operando normalmente a pesar que en un corto periodo se encontró una falla de lectura en el sensor como se observa en la curva de presión de entrada a la bomba, ver Figura 4.50, el motor es serie 562 con un amperaje de operación de 20 AMP, no se registra falla por fase a tierra, una falla produce el aislamiento del circuito caso que no ha sido registrado, por tal motivo se inclinaría a un daño o baja permeabilidad, para inferir en el pozo se debe evaluar los trabajos de mejoramiento.

FIGURA 4.48 CURVA DE DECLINACIÓN DEL POZO LIMONCOCHA L-028.



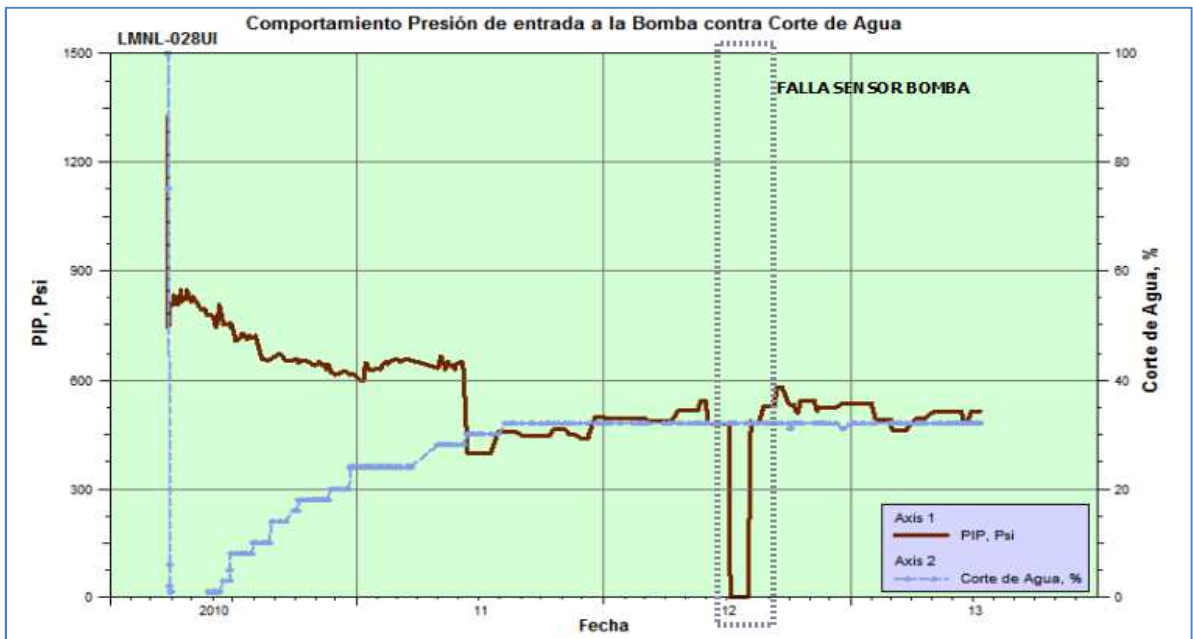
Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

FIGURA 4.49 CURVA DE FRECUENCIA DE LA BOMBA DEL POZO LIMONCOCHA L-028.



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

FIGURA 4.50 CURVA DE PRESIÓN INTAKE DEL POZO LIMONCOCHA L-028.



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

4.6.6 REGISTRO DEL POZO LIMONCOCHA L-028

En el primer track de la Figura 4.51, se muestra la curva Gr y Cal (caliper), en escala lineal. El Gr indica la zona de la arena UI, a una profundidad de 9700 a 9770 ft correspondiente a su tope y base. El Cal muestra el diámetro del hoyo, siendo de 8.4 pulgadas en la zona de producción. Junto al primer track se tiene el intervalo disparado de 9704 a 9730 ft.

La Resistividad, en el segundo track, muestra valores alrededor de 55 ohm.m, en la zona de interés, lo que indica presencia de fluidos con baja conductividad.

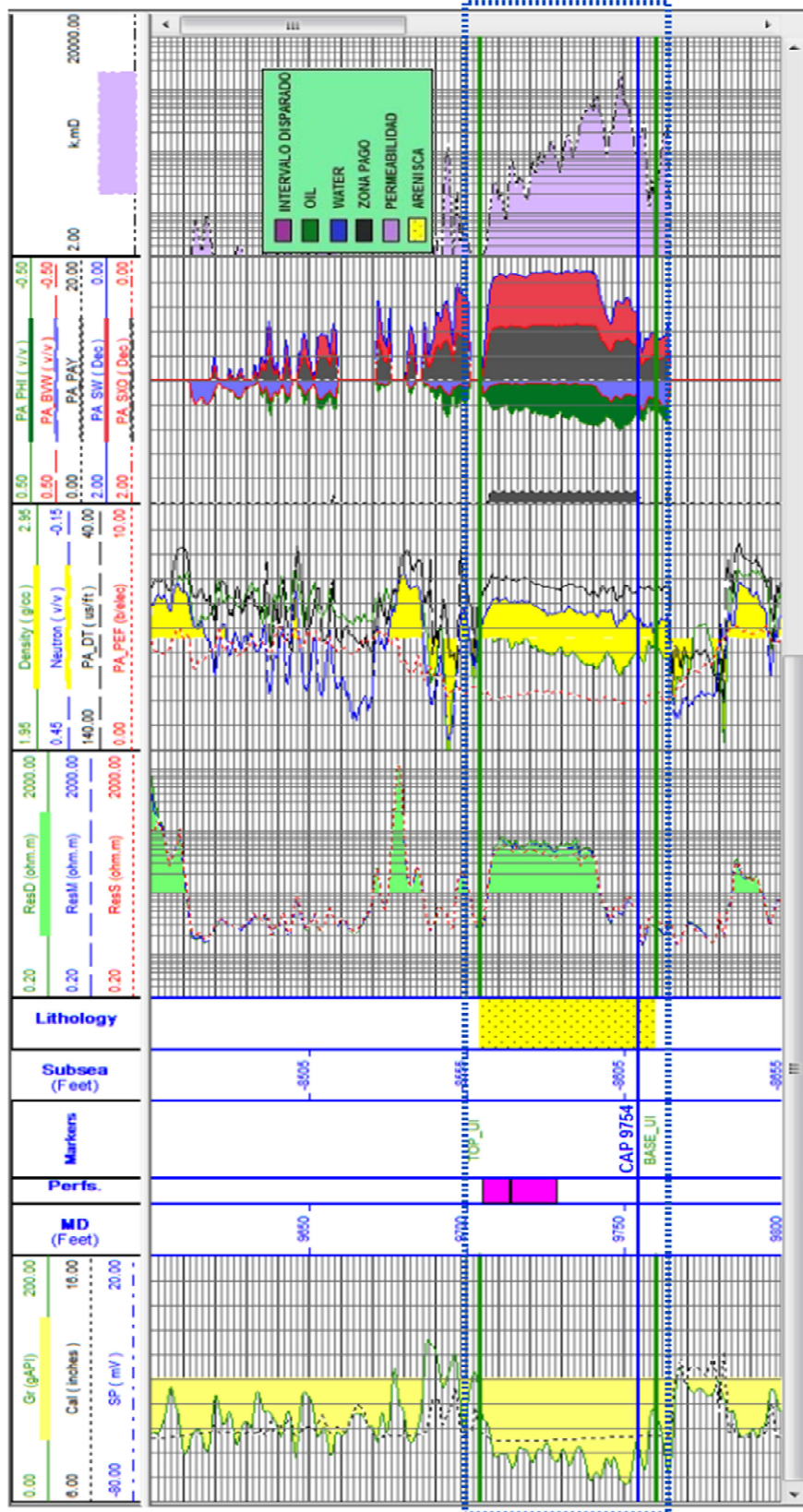
En el tercer track, se cuenta con la combinación de los registros neutrón (v/v) y density (g/cc), se observa un cruce de las dos curvas en la zona de interés por ende la presencia de fluidos en la arena.

El cuarto track muestra la saturación de agua correlacionada con el volumen de agua y volumen de hidrocarburo. La saturación de agua está alrededor de 0.24. La arena posee una zona pago de 46 ft, los intervalos se han perforado hacia la parte superior, zona donde se encuentra hidrocarburo.

El contacto agua – petróleo está a 24 ft por debajo del intervalo perforado, es decir a 9754 ft.

En el quinto track se tiene la permeabilidad que se encuentra entre 20-600 mD en la zona de interés. Se recomienda realizar un trabajo de Acid-frac para lograr la comunicación efectiva entre el yacimiento y el interior del pozo.

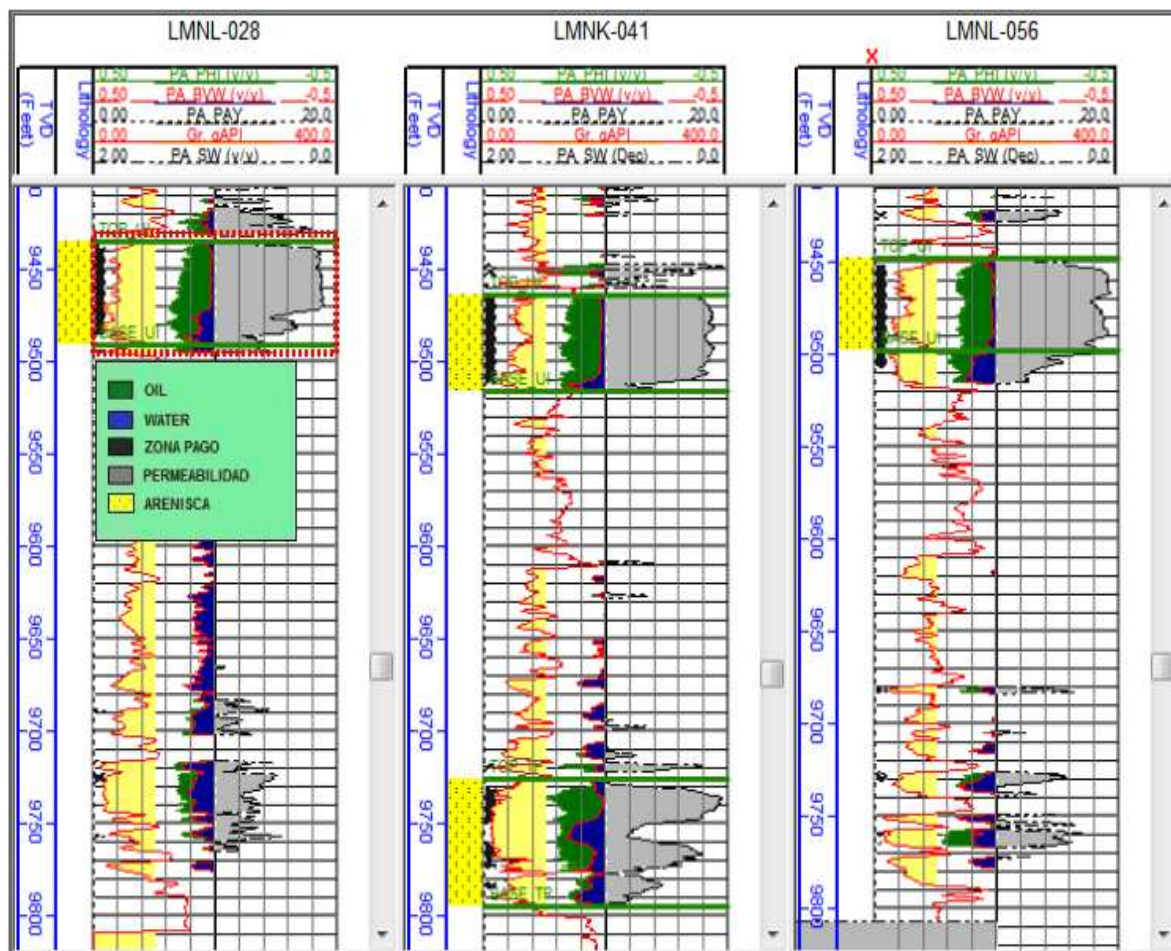
FIGURA 4.51 REGISTRO DEL POZO LIMONCOCHA L-028.



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

4.6.7 ANÁLISIS COMPARATIVO DE MÚLTIPLES POZOS PARA LIMONCOCHA L-028.

FIGURA 4.52 ANÁLISIS COMPARATIVO DE MÚLTIPLES POZOS PARA EL POZO LIMONCOCHA L-028



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

Los pozos se han ubicado al mismo nivel en TVD con referencia a 9450 ft de manera que se tenga un análisis completo comparado con pozos de buena producción de hidrocarburo LMNK-041 y LMNL-056, la profundidad media de la zona de interés para la arena UI del pozo LMNL-028 está a 9460 ft, siendo 9480 ft para LMNK-041 y 9470 ft para LMNL- 056, se observa poco volumen de agua en el acuífero de la

arena UI en el pozo LMNK-041, el pozo LMNL-56 tiene un espesor en la zona de pago de 40 ft, el pozo LMNL-028 cuenta con buenas propiedades petrofísicas siendo viable realizar una planificación de Acid-frac.

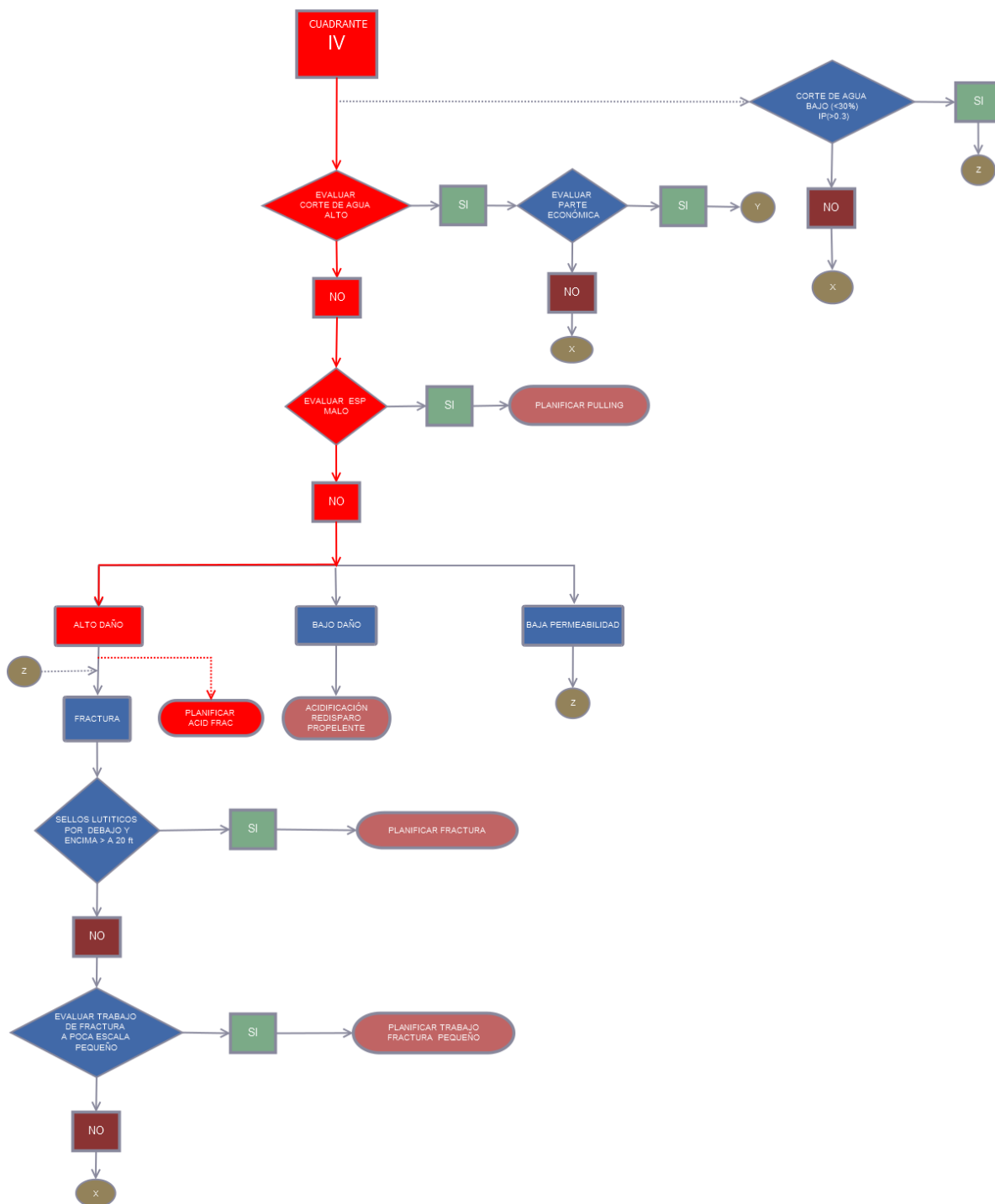
4.6.8 FLUJOGRAMA DEL POZO LIMONCOCHA L-028

TABLA 4.6 RESULTADO DEL ANÁLISIS DEL POZO LIMONCOCHA L-028.

POZO	LMNL-028
TIPO DE POZO	DIRECCIONAL S
PROFUNDIDAD [ft]	10120
INTERVALO DISPARADO [ft]	9706-9728
CONTACTO AGUA PETROLEO [ft]	9742
ACUM. PETRÓLEO, MBLs	223.27
ACUM, AGUA, MBLs	66.35
LOCALIZACIÓN MAP. ACUM.	BAJO CORTE AGUA
CUADRANTE MHI	IV
DIAGNÓSTICO	DAÑO
PLANIFICAR	ACID-FRAC

Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

FIGURA 4.53 FLUJO DE TRABAJO APLICADO AL POZO LIMONCOCHA L-028.



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

4.7 ANÁLISIS DEL POZO LIMONCOCHA G-036 UI

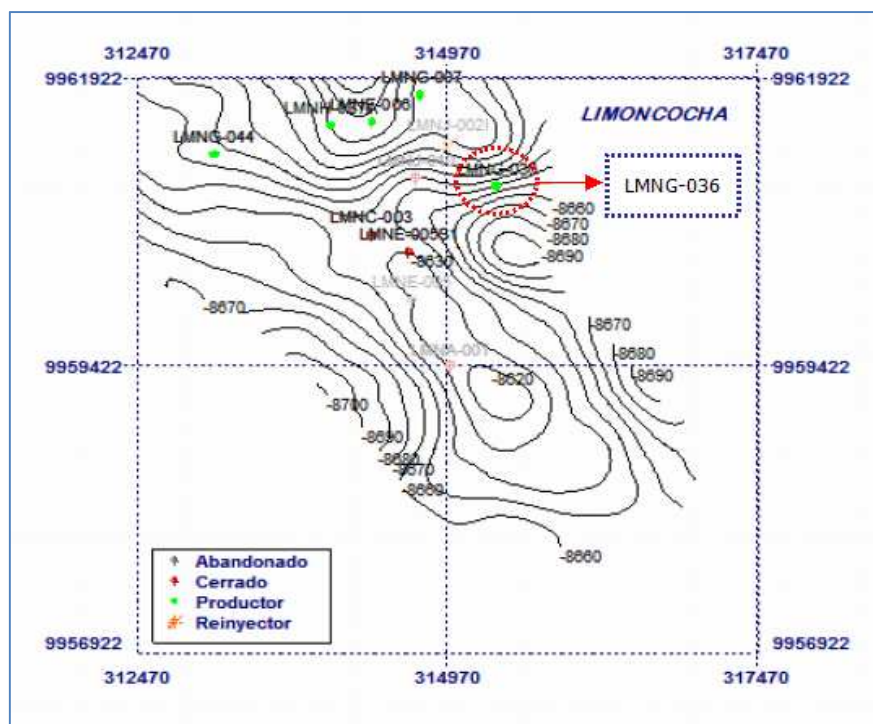
4.7.1 ANTECEDENTES DEL POZO LIMONCOCHA G-036



Es un pozo direccional tipo S, que produce desde septiembre del 2009, siendo los pozos más cercanos el LMNH- 037A y LMNC-003, ver Figura 4.54, a una distancia de 1444.98 m y 1100.07 m respectivamente, se encuentra ubicado en el cuarto cuadrante del Índice de Heterogeneidad Modificado (MHI) con baja producción de petróleo y agua, siendo necesario realizar una planificación que contribuya a la

mejora de la producción de petróleo, se estudia con datos históricos desde el inicio de su producción hasta la fecha de corte julio de 2013.

FIGURA 4.54 UBICACIÓN DEL POZO LIMONCOCHA G-036.

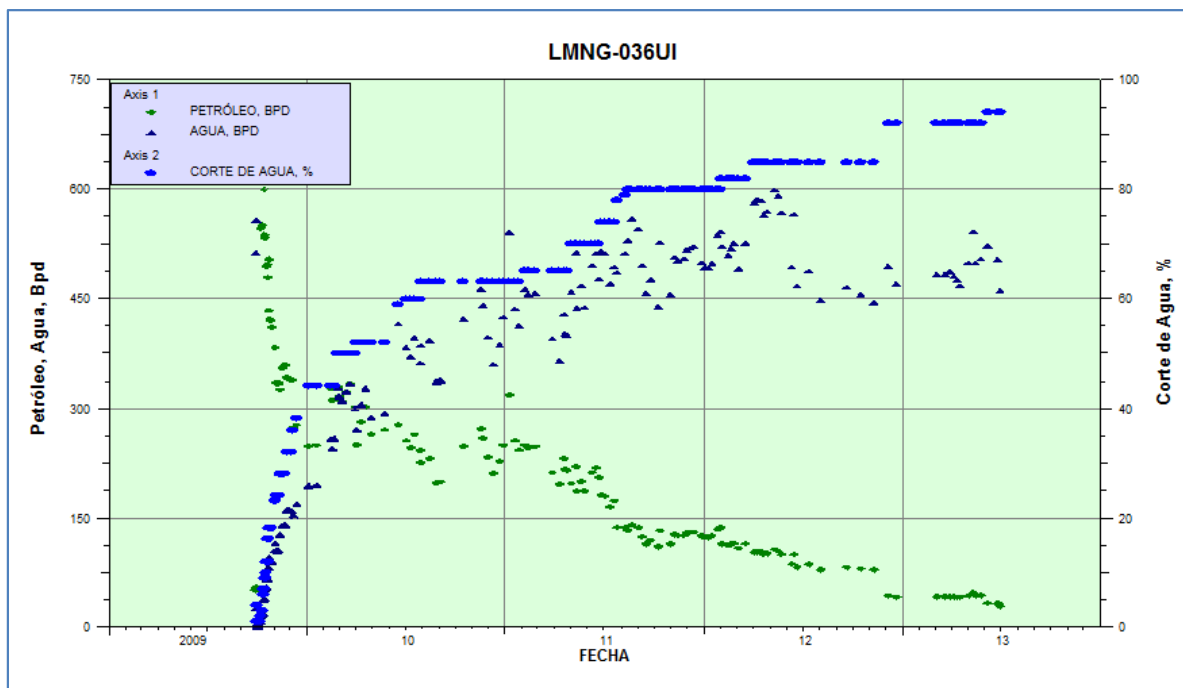


Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

4.7.2 CURVA DE COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO Y AGUA VS EL CORTE DE AGUA DEL POZO LIMONCOCHA G-036

La Figura 4.55, presenta el comportamiento desde el inicio de su producción que corresponden a septiembre de 2009 para la arena UI, con una producción inicial de 613 bpd hasta llegar a los 310 bpd a marzo de 2010, a partir de abril de 2010 la producción de agua supera la de petróleo, el incremento del corte de agua supera el 52%, la declinación continúa hasta la fecha de estudio con un promedio de 30 bpd de petróleo y 460 bpd de agua. Se observa un alto corte de agua del 94%. Se estudia el problema de la excesiva producción de agua con la curva de diagnóstico de Chan y se plantea realizar un adecuado trabajo de reacondicionamiento.

FIGURA 4.55 CURVA DE COMPORTAMIENTO DE PETRÓLEO Y AGUA VS CORTE DE AGUA PARA EL POZO LIMONCOCHA G-036.



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

4.7.3 CURVA DE DIAGNÓSTICO DE CHAN DEL POZO LIMONCOCHA G-036

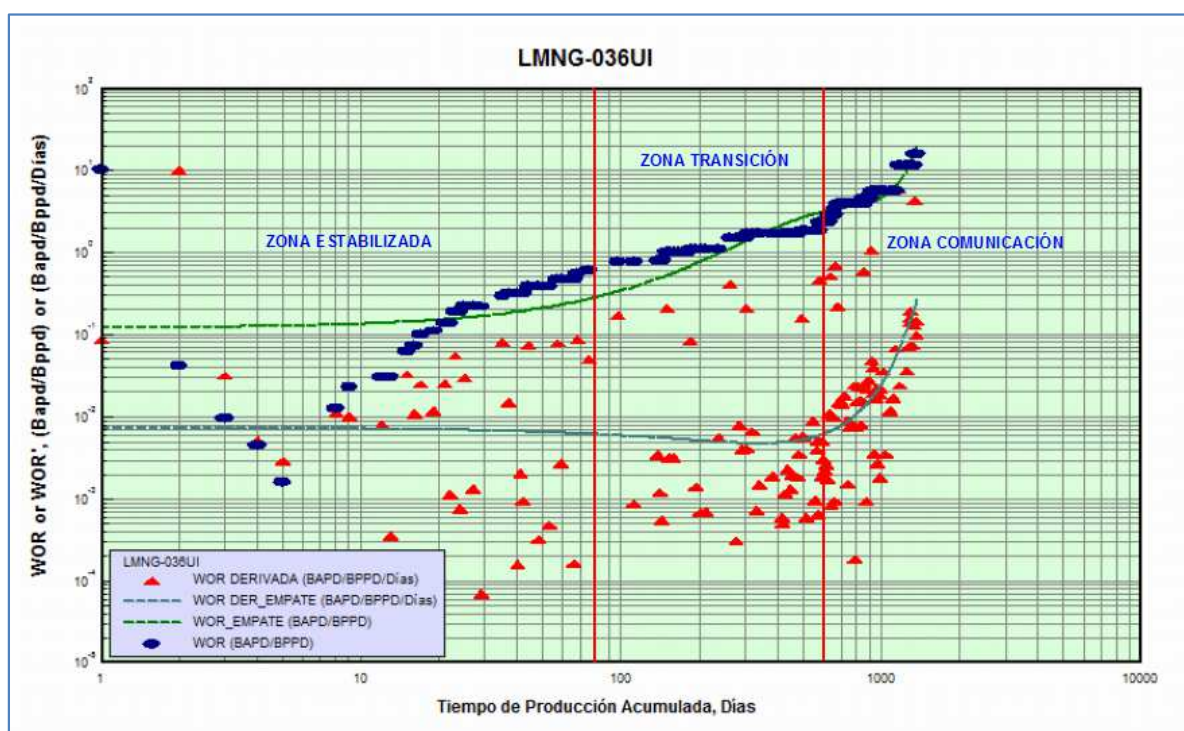
La Figura 4.56 caracteriza el mecanismo de invasión de agua mostrando tres zonas bien diferenciadas.

Zona estabilizada, entre 0 a 80 días el comportamiento de la relación agua-petróleo es normal (comportamiento esperado), se descarta que sea problema por falla o fractura debido a que la desviación de la curva ocurre en tiempo tardío, un problema por casing roto o una comunicación entre casing - tubing, puede ocurrir en cualquier momento durante la producción del pozo, cambiando la curva bruscamente.

Zona de transición, muestra la tendencia progresiva del incremento de WOR a partir de los 80 días, mientras el WOR' permanece casi inalterable debido a que aún no existe una producción excesiva de agua es decir no existe un cambio drástico.

Zona de comunicación, a partir de los 600 días el WOR´ adquiere una pendiente positiva característica de una comunicación, a partir de este momento el pozo se encuentra con un problema de excesiva producción de agua.

FIGURA 4.56 CURVA DE DIAGNÓSTICO DE CHAN PARA EL POZO LIMONCOCHA G-36.

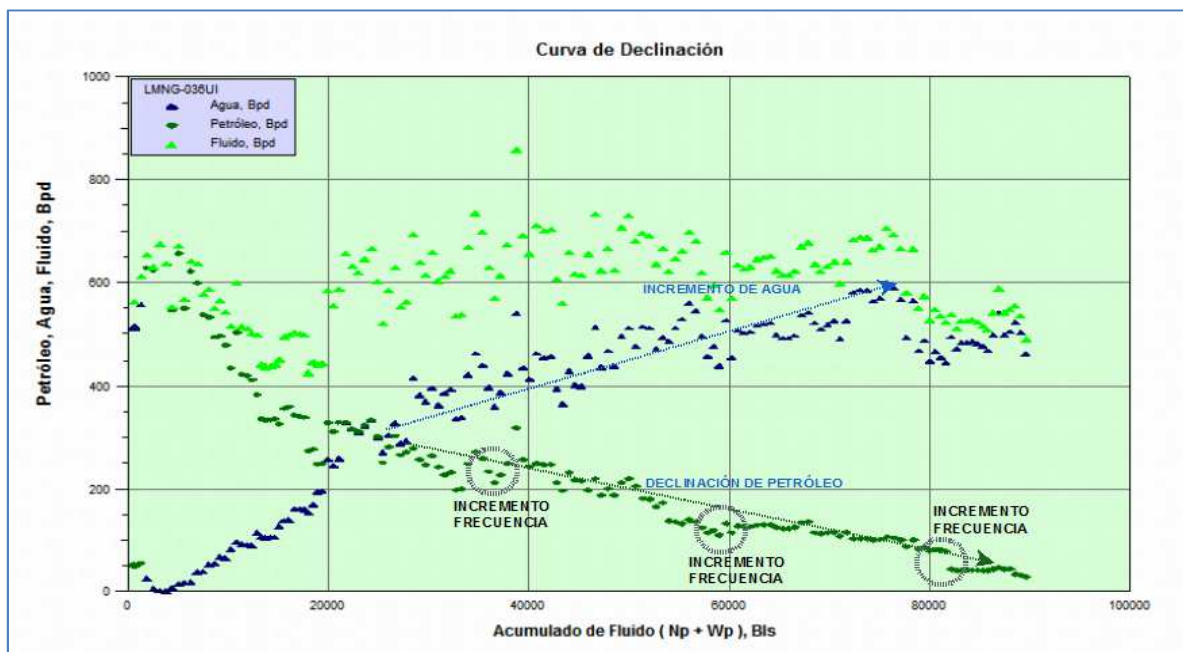


Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

4.7.4 CURVA DE DECLINACIÓN DEL POZO LIMONCOCHA G-036

En la Figura 4.57 se observa que el pozo inicia la producción de petróleo con 625 bpd y un bajo corte de agua, además muestra una marcada declinación de la producción de petróleo y un incremento de agua, llegando la producción de agua a superar la de petróleo sobre los 300 bpd. A la fecha de estudio el pozo aporta con 30 bpd de petróleo.

FIGURA 4.57 CURVA DE DECLINACIÓN DEL POZO LIMONCOCHA K-036.



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

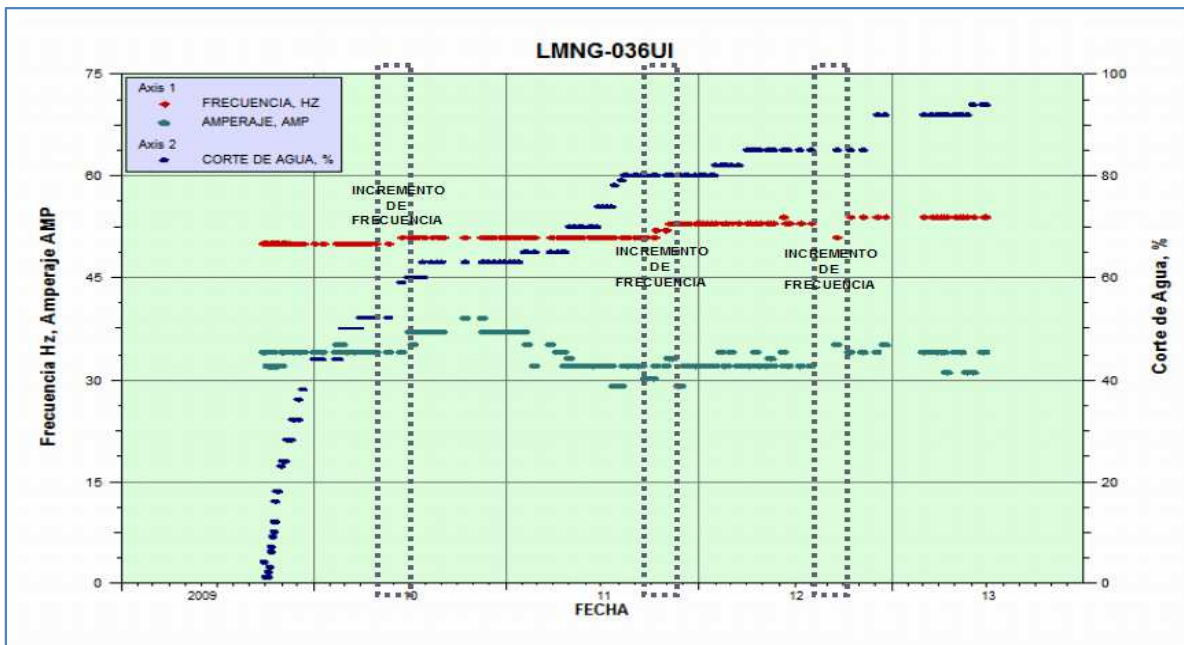
4.7.5 CURVA DE FRECUENCIA DE LA BOMBA DEL POZO LIMONCOCHA G-036

El pozo arranca su producción con una frecuencia en la bomba electrosumergible de 50 Hz. Se tiene un primer incremento de frecuencia a 51.5 Hz, la cual se mantiene hasta septiembre de 2011, se realizó un segundo incremento a 53 Hz y por último a 54 Hz, intentando mejorar la producción de petróleo, ver Figura 4.58.

4.7.6 CURVA DE SALINIDAD EN EL POZO LIMONCOCHA G-036

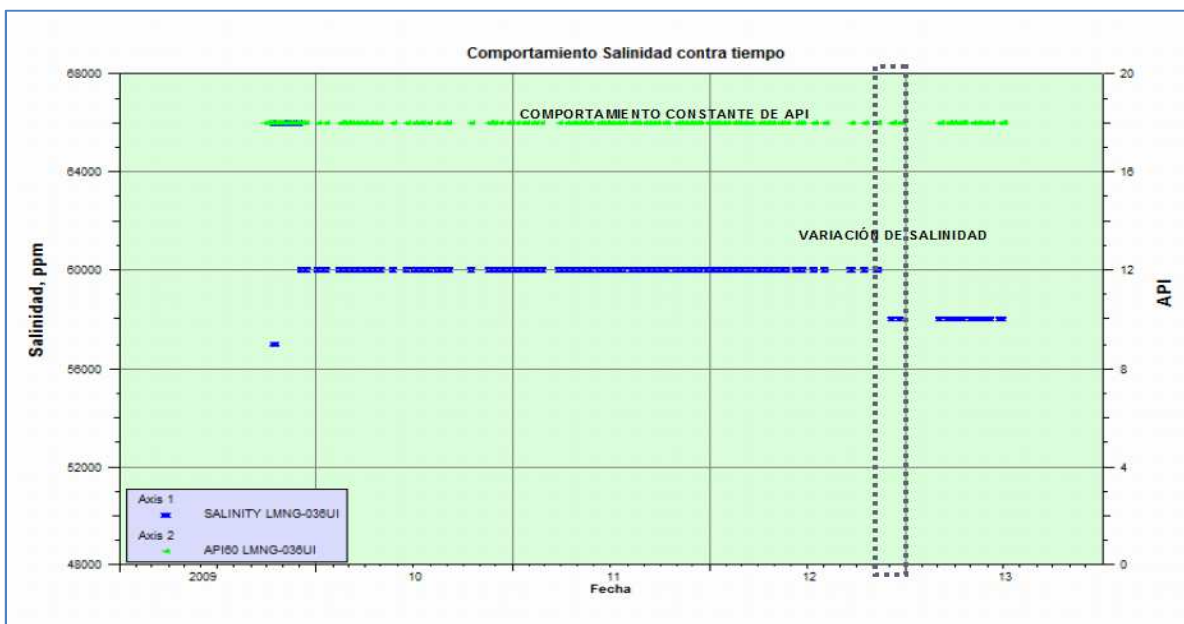
En la Figura 4.59, la salinidad se mantiene en los 60000 ppm, la gravedad API mantiene un comportamiento estable en 17 API sin ninguna variación, la salinidad varía repentinamente a 58000 ppm siendo un indicativo que existe posible comunicación mecánica con una zona productora de agua, lo cual se ve reflejado en la curva de diagnóstico de Chan ver Figura 4.56, por tanto se puede observar que se trata de un problema por casing roto siendo necesario la planificación de una reparación.

FIGURA 4.58 COMPORTAMIENTO DE FRECUENCIA DEL POZO LIMONCOCHA G-036.



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

FIGURA 4.59 COMPORTAMIENTO DE SALINIDAD EN EL POZO LIMONCOCHA G-036.



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

4.7.7 REGISTRO DEL POZO LIMONCOCHA G-036

En el primer track de la Figura 4.14, se muestra la curva Gr, en escala lineal. El Gr indica la zona de la arena UI con algunas intrusiones de Lutita, a una profundidad de 9784 a 9830 ft correspondiente a su tope y base. Junto al primer track se tiene los intervalos disparados: 9784 - 9793 ft y de 9793 – 9800 ft.

La Resistividad, en el segundo track, muestra valores entre 50 a 80 ohm.m, en la zona de interés, lo que indica presencia de fluidos con baja conductividad.

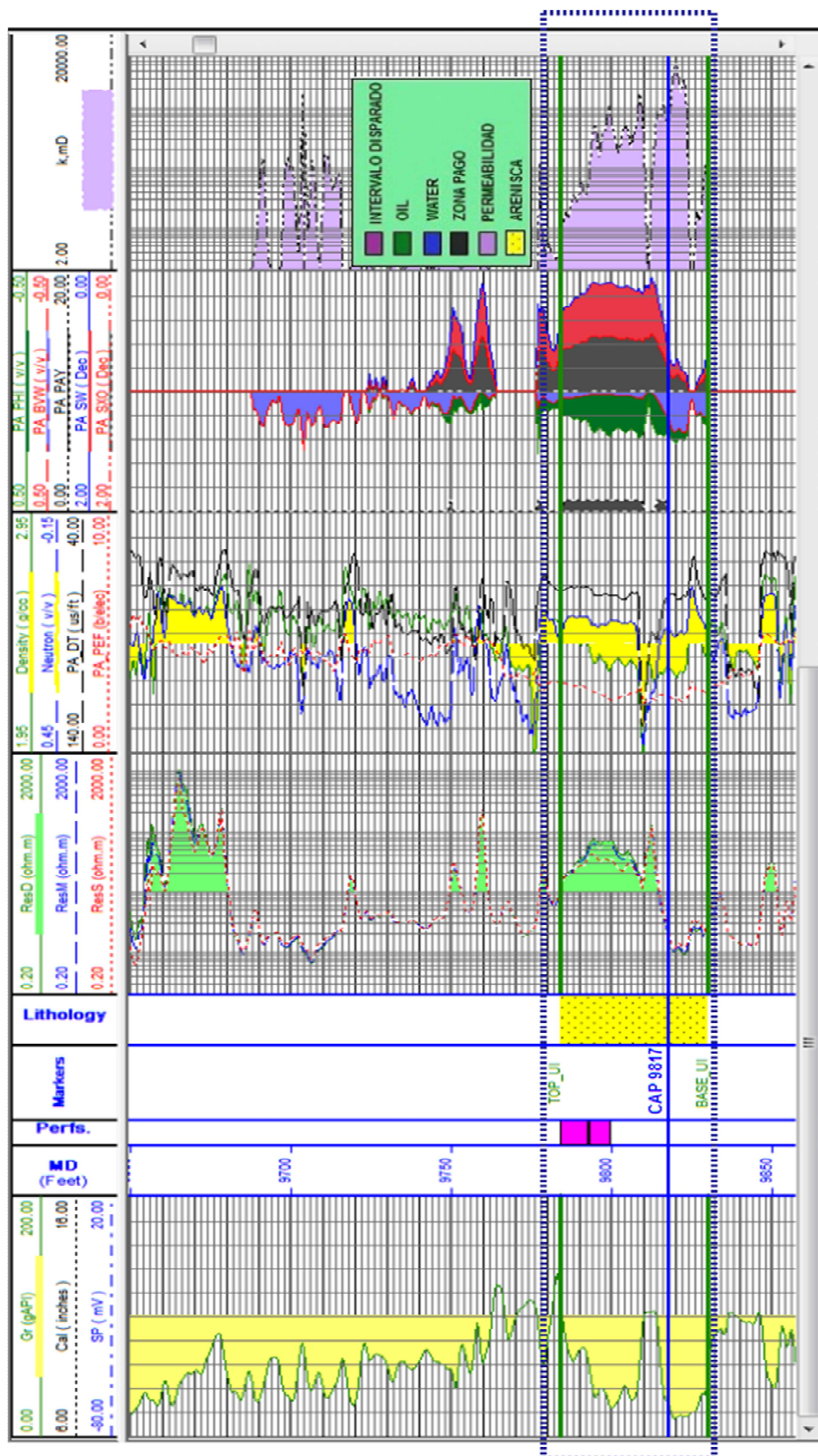
En el tercer track, se cuenta con la combinación de los registros neutrón (v/v) y density (g/cc), se observa un cruce de las dos curvas en la zona de interés por ende la presencia de fluidos en la arena.

El cuarto track muestra la saturación de agua correlacionada con el volumen de agua y volumen de hidrocarburo. La saturación de agua está alrededor de 0.23. La arena posee dos zonas pago de 26 ft y 4 ft, los intervalos se han perforado hacia la parte superior, zona donde se encuentra hidrocarburo.

El contacto agua – petróleo está a 17 ft por debajo del último intervalo perforado, es decir a 9817 ft.

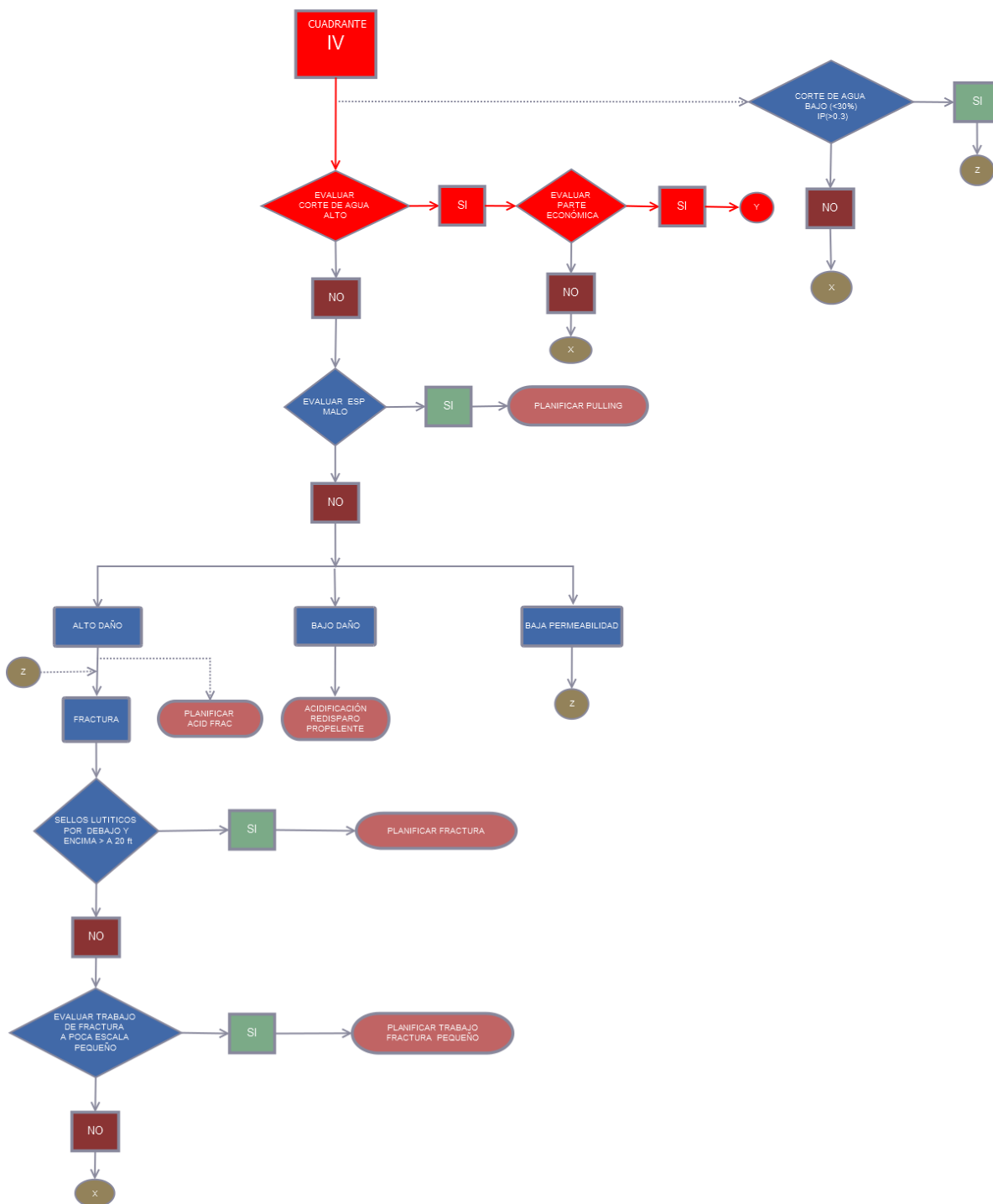
En el quinto track se tiene la permeabilidad que se encuentra entre 400-1000 mD en la zona de interés, debido a que el problema es de comunicación mecánica debe realizarse un trabajo de reparación del casing.

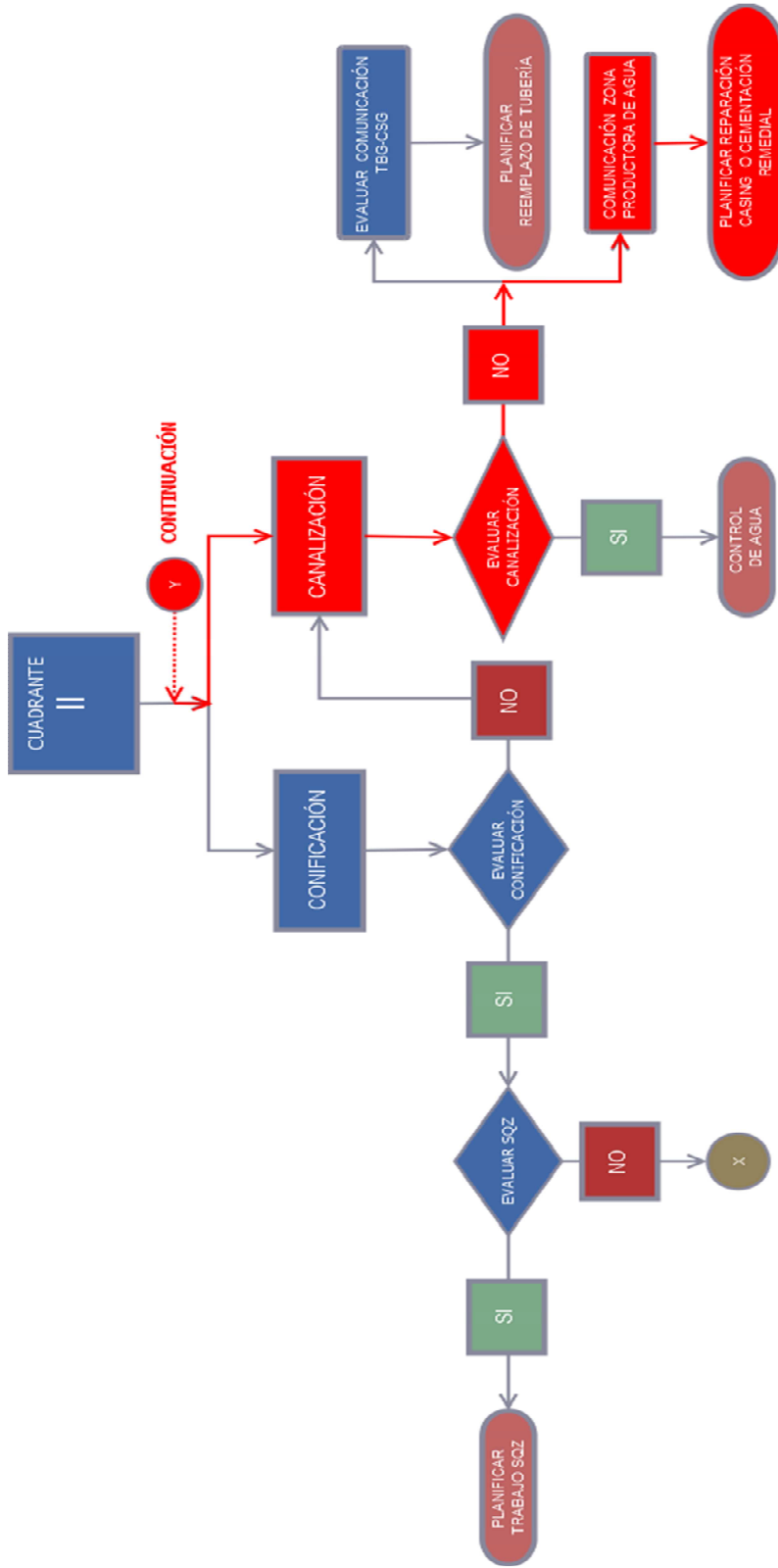
FIGURA 4.60 REGISTRO DEL POZO LIMONCOCHA G-036.



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

FIGURA 4.62 FLUJO DE TRABAJO APLICADO AL POZO LIMONCOCHA G-036.





Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

4.7.8 FLUJOGRAMA DEL POZO LIMONCOCHA G-036

TABLA 4.7 RESULTADO DEL ANÁLISIS DEL POZO LIMONCOCHA G-036.

POZO	LMNG-036
TIPO DE POZO	DIRECCIONAL S
PROFUNDIDAD [ft]	10208
INTERVALOS DISPARADOS [ft]	9784 - 9793; 9793 - 9800.
CONTACTO AGUA PETROLEO [ft]	9817
ACUM. PETRÓLEO, MBLS	234.93
ACUM, AGUA, MBLS	545.03
LOCALIZACIÓN MAP. ACUM.	ALTO CORTE AGUA
CUADRANTE MHI	IV
DIAGNÓSTICO	COMUNICACIÓN
PLANIFICAR	REPARAR CASING CORROÍDO O ROTO

Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

TABLA 4.8 RESULTADO FINAL DEL ANÁLISIS DEL CAMPO LIMONCOCHA.

POZO	ARENA	CUADRANTE	DIAGNÓSTICO	DIAGNÓSTICO 2	PLANIFICACIÓN
LMNK-031	TP	II	CANALIZACIÓN		CONTROL DE AGUA
LMNL-030	TP	II	CONIFICACIÓN		CEMENTACIÓN FORZADA
LMNK-032	TP	III	ACUMULACIÓN AGUA		CAMBIO DE ZONA
LMNK-041	UI	I	EVALUAR PRODUCCIÓN		NO REQUIERE WO SEGUIMIENTO CORTE AGUA*
LMND-013	UI	II	COMUNICACIÓN MECÁNICA	FALLA REVESTIDOR	REPARAR CASING CORROÍDO O ROTO
LMNL-028	UI	IV	BAJO CORTE DE AGUA	DAÑO	ACIDIFICACIÓN
LMNG-036	UI	IV	ALTO CORTE DE AGUA	COMUNICACIÓN MECÁNICA	REPARAR CASING CORROÍDO O ROTO * REVISAR PARTE ECONÓMICA

Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

CAPÍTULO V

5 ESCENARIOS DE REACONDICIONAMIENTO,

ÁRBOLES DE DECISIONES Y EVALUACIÓN

ECONÓMICA DE LOS POZOS SELECCIONADOS

5.1 ANÁLISIS NODAL

Se basa en el análisis del sistema de producción, este sistema se divide en sus componentes esenciales para obtener las caídas de presión y evaluar los problemas de fluido, permitiendo determinar curvas de comportamiento de afluencia y potencial de producción.

Para el presente proyecto del campo Limoncocha se utiliza el software *Pipesim*⁴ el cual realiza un modelo de simulación.

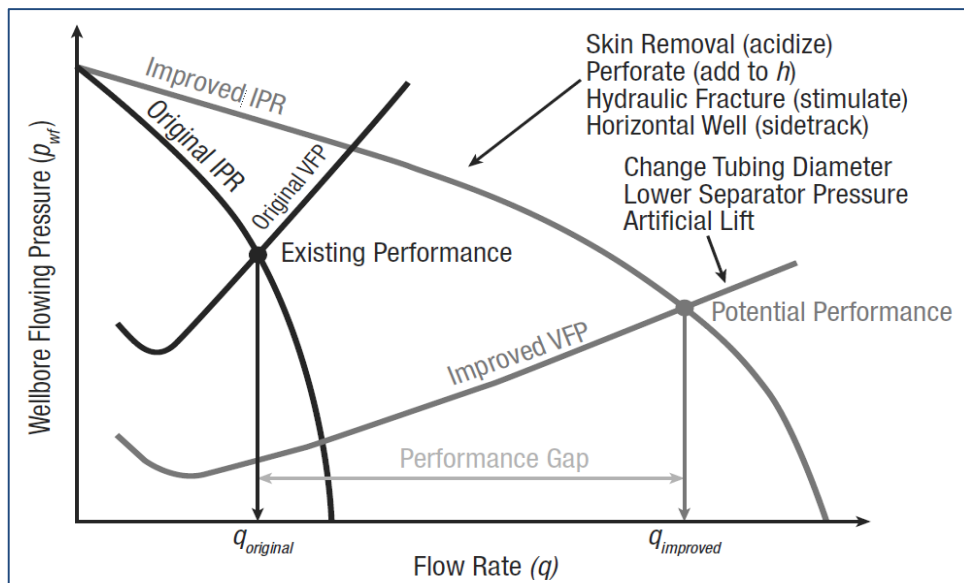
Se optimiza el diseño del pozo con la variación de diferentes parámetros para adecuar la capacidad de producción del yacimiento, estas pueden ser: variación en la frecuencia de la bomba, cambio de bomba electrosumergible, cambio de tubería o reducción del daño.

Muchos de los componentes del sistema de producción de petróleo pueden ser considerados en conjunto mediante la representación de la relación de desempeño de influjo IPR y el rendimiento de flujo vertical VFP. Tanto el IPR y el VFP relacionan la presión fluyente del pozo con la tasa de producción en superficie. El IPR representa lo que el reservorio puede entregar y el VFP representa lo que el pozo puede otorgar. En conjunto la intersección del IPR con el VFP obtiene la productividad del pozo ver Figura 5.1, es decir un valor operativo de lo que un pozo producirá para una condición dada. El rol de la ingeniería de

⁴ PIPESIM, Production System Analysis Software.

producción de petróleo es maximizar la productividad de los pozos de una manera rentable. La comprensión y medición de las variables que controlan estas relaciones (diagnóstico de pozo) son fundamentales.

FIGURA 5.1 OPTIMIZACIÓN EN DISEÑO DE PRODUCCIÓN.



Fuente: Petroleum Production Systems, Michael J. Economides A. Daniel Hill , Christine E. & Economides Ding Zhu

Se presenta el índice de productividad, J , de un pozo de petróleo:

$$J = \frac{Q}{Pr - P_{wf}} \quad (5.1)$$

La correlación debajo del punto de burbuja:

$$Q = Q_{max} \left(1 - (1 - C) \left(\frac{P_{wf}}{Pr} \right) - C \left(\frac{P_{wf}}{Pr} \right)^2 \right) \quad (5.2)$$

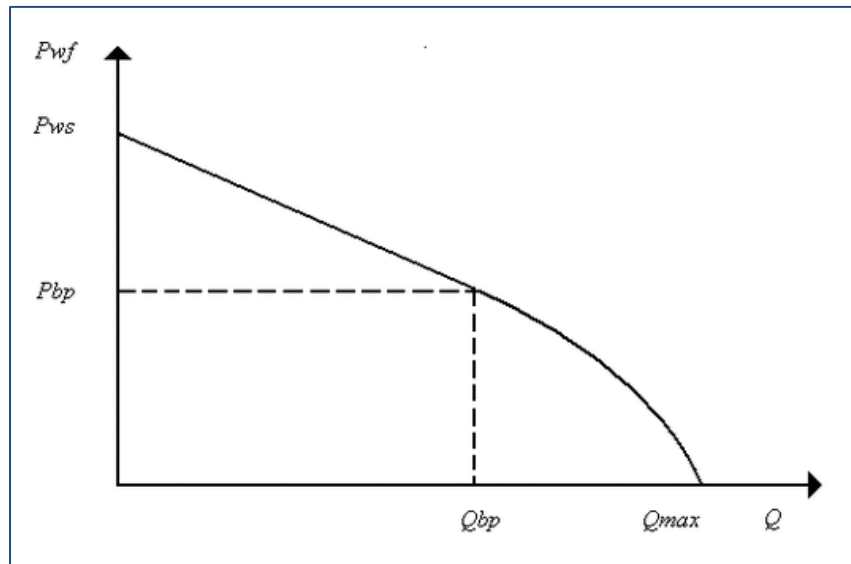
Q_{max} = Caudal máximo, bpd

P_{wf} = Presión de fondo fluyente, Psi

Pr = Presión de reservorio, Psi

$C = \text{Coeficiente de Vogel}$

FIGURA 5.2 CORRELACIÓN BAJO DEL PUNTO DE BURBUJA



Fuente: Help Software Pipesim.

Coeficiente de Vogel 0.8

$$\frac{Q}{Q_{max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \quad (5.3)$$

El efecto del daño puede ser reducido o eliminado a través de la estimulación matricial, un daño negativo puede ser obtenido si es realizado un exitoso fracturamiento hidráulico y de esta manera la estimulación puede mejorar el índice de productividad.

En reservorios con problemas relacionados a caídas de presión (como baja producción, conificación de agua o gas) el aumento de la productividad puede permitir la reducción de la caída de presión con tasas de producción económicamente atractivas, como puede fácilmente asumirse con la Figura 5.1.

El aumento de la caída de presión ($P - P_{wf}$) por la reducción de P_{wf} es otra opción disponible para el incremento de la productividad del pozo. Mientras que el

IPR sigue siendo el mismo, la reducción de la presión de fondo fluyente aumentaría el gradiente de presión ($P - P_{wf}$) y la tasa de flujo, Q , debe aumentar consecuentemente. El cambio de VFP en la Figura 5.1 muestra que la presión de fondo fluyente puede reducirse minimizando las pérdidas de presión entre el fondo del pozo y las facilidades de separación (por ejemplo, la eliminación de restricciones innecesarias, la optimización de tamaño de tuberías, etc.), mediante la implementación o la mejora de los procedimientos de levantamiento artificial.

En resumen, la evaluación y mejora del desempeño del pozo son los cargos principales de la ingeniería de producción.

Se cuenta con tres herramientas principales para la evaluación del desempeño del pozo: (1) la medición de la relación entre la tasa de flujo y la presión de las vías de flujo que van desde el reservorio hasta el separador; (2) pruebas de pozo que evalúan el potencial de flujo del reservorio, y a través de la medida del efecto del daño, proporcionando información acerca de las restricciones de flujo en los ambientes cercanos a la cara del pozo; y (3) historial de producción, presión, temperatura u otras propiedades del fondo del pozo por medio de instrumentos instalados permanentemente, los cuales pueden describir la distribución de flujo en el fondo del pozo, además de diagnosticar otros problemas relacionados con la completación.

Con el diagnóstico se conoce en que parte o partes del sistema se puede optimizar el flujo para mejorar la productividad, medidas correctivas pueden ir desde los procedimientos de estimulación de pozos, tales como fracturamiento hidráulico que mejora el flujo en el reservorio hasta el cambio de tamaño en las líneas de flujo para aumentar la productividad.

Para el análisis se selecciona un punto de división entre el reservorio y el sistema de producción vertical, los componentes de esta división serán llamados sección de entrada ***inflow*** y sección de salida ***outflow***.

Ecuación del Inflow:

$$P_r - \Delta P_r = WHP \quad (5.4)$$

Ecuación del Outflow:

$$WHP = \Delta P_{tubing} + \Delta P_{flowline} \quad (5.5)$$

5.1.1 APLICACIÓN DEL ANÁLISIS NODAL CON EL SOFTWARE PIPESIM

Pipesim es una herramienta de Ingeniería que cubre una amplia gama de aplicaciones relevantes en la Industria Petrolera. Las correlaciones de flujo empleadas en el programa son:

- Flujo Vertical: Hagedorn & Brown
- Flujo horizontal: Beggs & Brill Revised
- Flujo Vertical / Horizontal una fase: Moody

Para este análisis se tomó en cuenta la Data Basic, ver Anexo 12 construyendo de esta manera el pozo modelo y llevando a cabo la operación de análisis nodal, para así poder luego llevar a cabo soluciones que ayuden al incremento de productividad.

El aporte de un ingeniero de producción es la de maximizar la productividad de los pozos de una manera económicamente rentable mediante cambios en las variables que pueden afectar el rendimiento, por tal motivo es necesario realizar un análisis de probabilidad con la ayuda del árbol de decisión.

5.2 ÁRBOL DE DECISIÓN

*El análisis del árbol de decisión es una manera de encuadrar y resolver situaciones que requieren de la toma de decisiones.*⁵ Comprender el rango de incertidumbre es un aspecto de vital importancia en la producción de petróleo, por tal motivo se hace necesario seguir pautas que conlleven a obtener resultados óptimos de los trabajos propuestos como:

- Cubrir un rango de posibles resultados
- Evaluar los posibles riesgos.
- Adquirir un nivel de confianza del trabajo realizado.

Este método describe un rango de posibles resultados, los mismos que son representados como puntos y los resultados como ramas que salen del evento principal, se clasifican los eventos principales y se asocian a la probabilidad de ocurrencia, cada rama está asociada a diferentes probabilidades por lo tanto una probabilidad combinada se obtiene al final de cada punto, se puede de igual manera generar una curva de probabilidad acumulativa con los resultados obtenidos.

La complejidad de un análisis probabilístico dependerá del número de alternativas para la decisión, cantidad y valores de posibles resultados.

5.2.1 VALOR ESPERADO:

Es la sumatoria de los posibles resultados de un árbol de decisión de acuerdo a su probabilidad de ocurrencia. Es calculado por la suma de las ganancias multiplicadas por su respectiva probabilidad.

⁵ Schlumberger, La toma de decisiones en la Industria del petróleo y gas.

5.2.2 CASO BASE:

Es el valor o referencia en la cual se basa el proyecto.

5.2.3 SENSIBILIDAD:

Es la variación del valor base con un porcentaje de incremento y decremento de acuerdo al éxito o fracaso del proyecto.

5.2.4 NODO DE DECISIÓN:

Es representado por un cuadrado del cual salen los posibles resultados de realizarse o no el trabajo planteado.

5.2.5 NODO DE INCERTIDUMBRE:

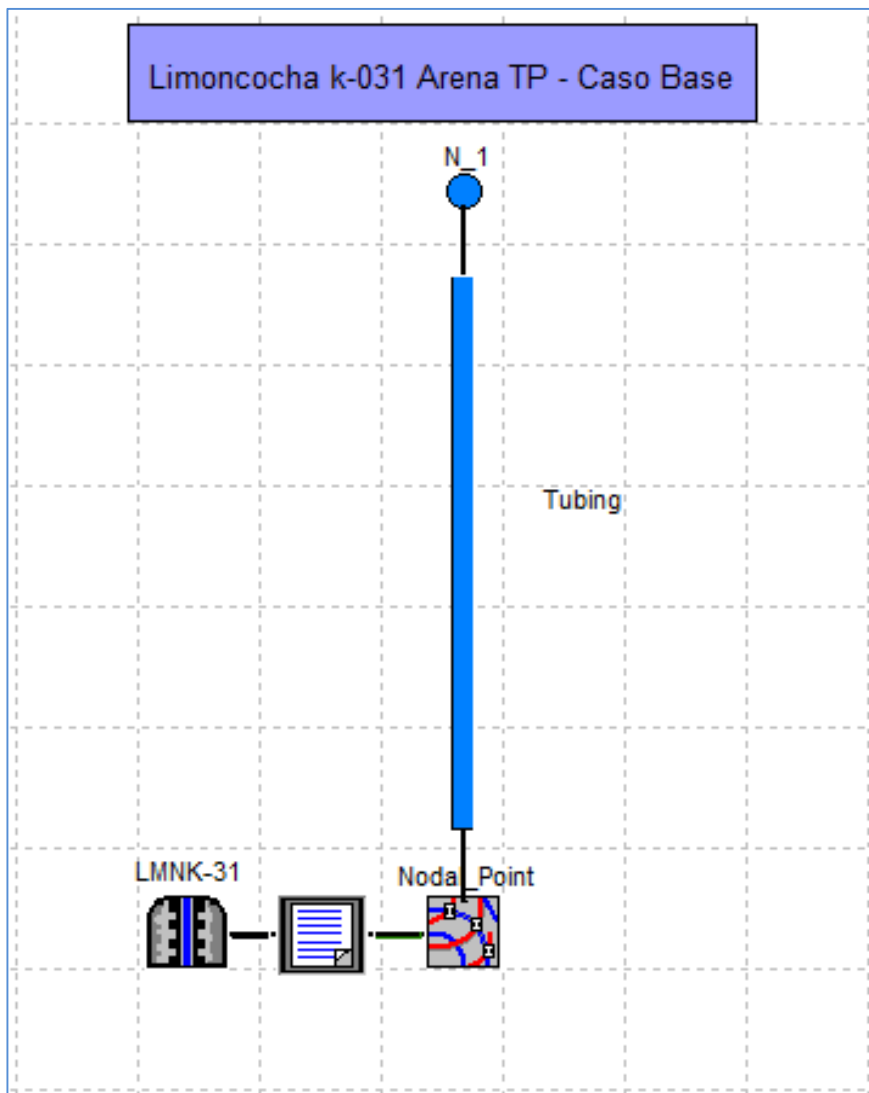
Es agregado al nodo de decisión, representado por un círculo con dos posibles resultados: éxito o fracaso del proyecto con su probabilidad.

5.3 ANÁLISIS NODAL DEL POZO LIMONCHA K-031

En la Figura 5.3 se realiza el análisis nodal desde la cara de la arena TP hasta el cabezal del pozo, el cual cuenta con IP de 2.53 STB/d/Psi y una presión de fondo de 2306 Psi, el tope perforado está a 10538 ft y emplea una bomba Centrilit 538P47, el intake se encuentra localizado a 9092.2 ft, el tubing empleado es de 3 ½ pulgadas de 9.2 lb /ft ver Anexo 13, la presión en el cabezal del pozo es de 90 psi a la fecha de corte julio de 2013. Previo a la representación del pozo se realiza la calibración de datos PVT ver Figura 5.4, en la cual se observa la variación de la viscosidad de petróleo en Cp a diferentes temperaturas, de esta manera se calibra la viscosidad en fondo a 226°F hasta la de superficie 70°F, por ejemplo si se toma la presión de saturación a 900 psi y si se realiza la lectura a una temperatura de 226°F (color verde) se obtiene una viscosidad de petróleo de 3 Cp que

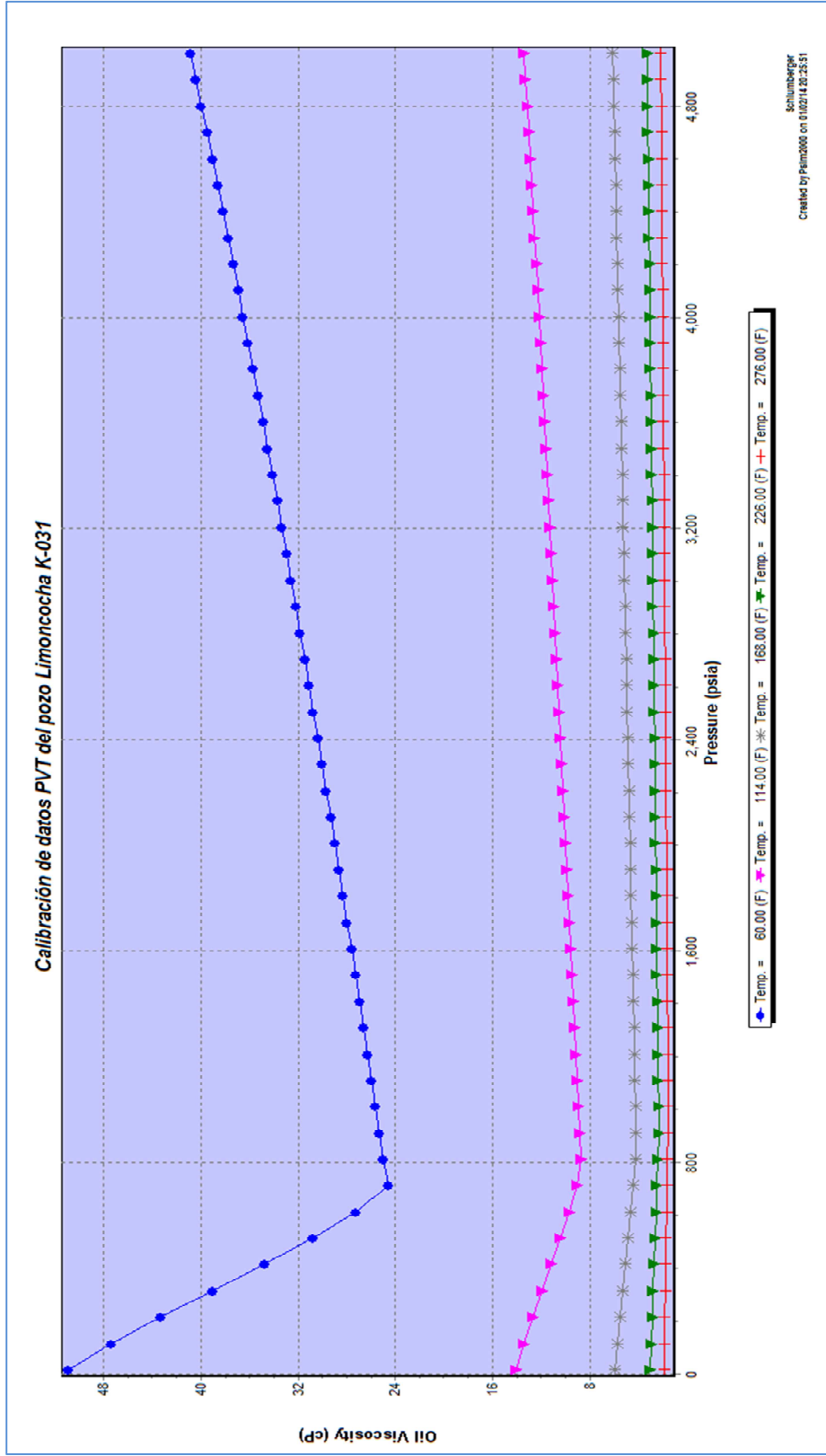
corresponde a la viscosidad en fondo, si se realiza el mismo análisis para una presión de 90 psi y una temperatura de 60°F (color azul), la viscosidad de petróleo corresponde a los 48 cp, que corresponde a la viscosidad en superficie. Ver Figura 5.4.

FIGURA 5.3 DISEÑO DEL POZO LIMONCOCHA K-031



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

FIGURA 5.4 CALIBRACIÓN DE DATOS PVT DEL POZO LIMONCOCHA K-031 ARENA TP



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

Una vez realizada la calibración de los datos PVT del Pozo LMNK-031 para la arena TP se procede a comparar los datos ingresados con: la presión estática, presión de fondo, presión de intake y descarga de la bomba empleada; así como la presión en cabeza a la fecha de corte con el caudal de fluido obtenido a las condiciones actuales se modela y busca la mejor correlación misma que será la base del modelo empleado, luego se realizará las sensibilidades para modelar los trabajos que se emplearan a futuro. Se procede a realizar las sensibilidades en el modelo base, se representa primero la situación actual del pozo LMNK-031 para la arena TP ver Figura 5.5., en el cual se puede obtener el punto óptimo de producción que corresponde a una presión de operación de 2374.3 psia y un caudal de 2073.82 BFPD Tabla 5.1.

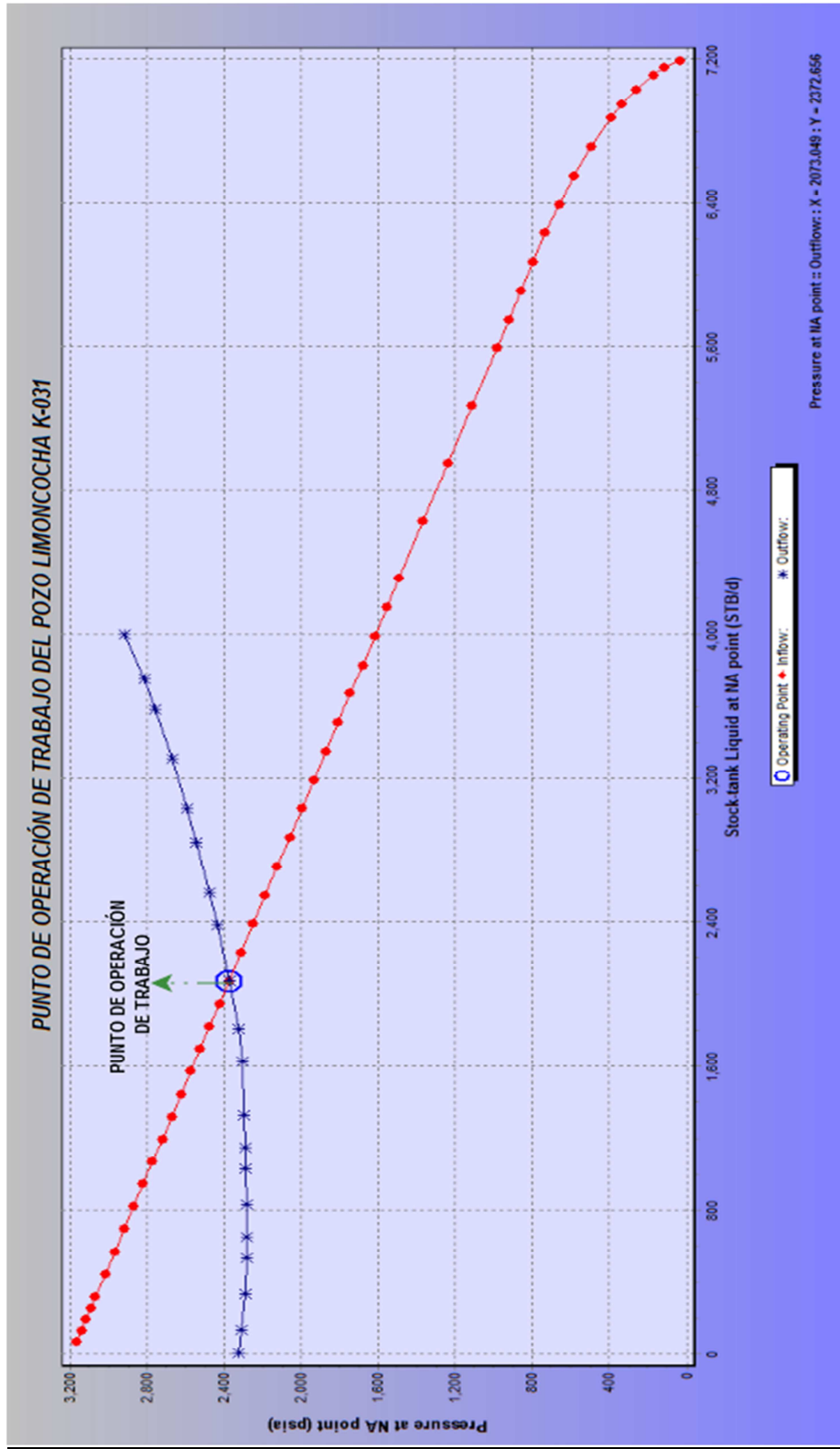
TABLA 5.1 PUNTO DE OPERACIÓN DE TRABAJO DEL POZO LIMONCOCHA K-031.

ARENA	TP			
POZO	P. OPERACIÓN	BFPD	BPPD	BAPD
LMNK-031	2374.30	2073.82	187.62	1886.19

Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

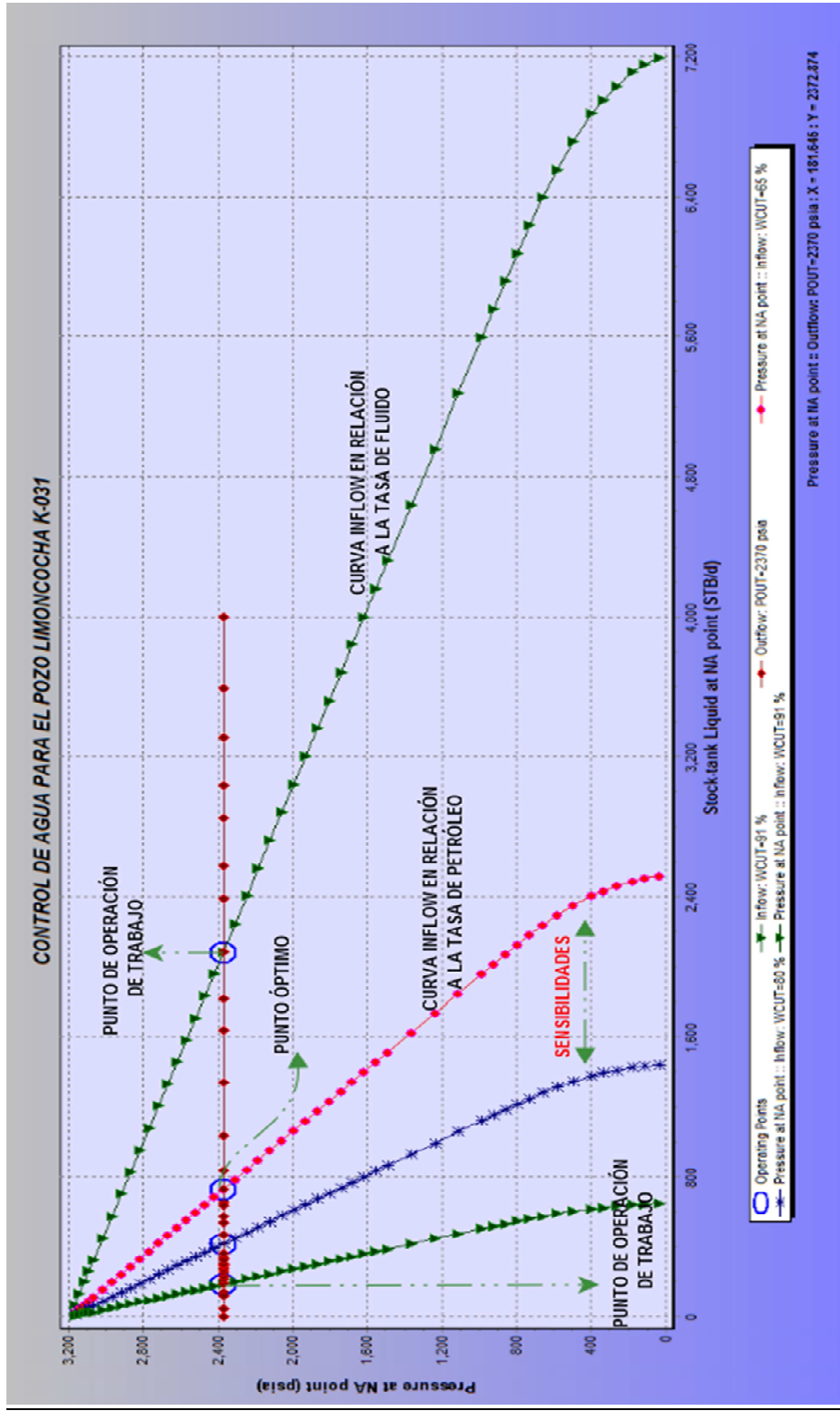
Se realiza el análisis de sensibilidad para el pozo LMNK-031 el mismo que contiene un corte de agua del 91%, como se estudió anteriormente no es factible un incremento de la frecuencia debido a un alto corte, si este se incrementara a los 52Hz se obtiene una producción de fluido de 3062.65 BFPD de los cuales solo 275.62 BPD pertenecen a hidrocarburo, por tal motivo no es un camino viable a seguir, ver Anexo 14, un cambio de equipo se ha realizado en varias ocasiones y por práctica tiende siempre a disminuir en un corto periodo de tiempo debido a los costos operativos no resulta rentable, ver Anexo 15, lo más optativo es hacer un control del agua reduciendo de esta manera su producción e incrementando la de petróleo, una adecuada planificación del control de agua reduciría del 10 a 25% con un aumento significativo del caudal para lo cual se ha procedido a realizar la sensibilidad ver Figura 5.6 en la cual obtenemos diferentes valores de acuerdo al análisis.

FIGURA 5.5 PUNTO DE OPERACIÓN DE TRABAJO DEL POZO LIMONCOCHA K-031 DE LA ARENA TP.



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

FIGURA 5.6 CONTROL DE AGUA DEL POZO LIMONCOCHA K-031 PARA LA ARENA TP.



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

En la Figura 5.6 se observa la predicción para un control de agua al pozo LMNK-031, el control se lo realiza empleando geles (polímeros para obstruir el exceso de agua), otra alternativa empleada es el uso de un RPM (Relative Permeability Modifier) mismo que atrae el agua produciendo largas cadenas de polímeros y repelen el hidrocarburo, con la finalidad de controlar el agua, como en este caso se obtiene canalización si es recomendable el empleo de RPM, caso contrario al tener conificación no es factible su uso debido a que no permite que el RPM llegue a la arena, por tanto es importante conocer su comportamiento sea este una canalización o conificación. Al realizar un adecuado trabajo de control de agua el corte se reducirá variando las condiciones actuales, si se logra tener un corte del 0.80 se podría mejorar a 229.32 BPD mientras que con un control óptimo de 0.65 esta cantidad se reflejaría en 542.02 BPD de incremento, por tanto sería viable realizar un control para analizar en el árbol de decisión, como se estudió anteriormente la producción obtenida es de 2073.8 BFPD de los cuales debido a un corte del 91% la mayor parte constituirá al agua, al hacer el análisis de sensibilidad del corte de agua, la curva respecto a la cantidad de petróleo producida variará, mientras más bajo es su corte más producción de hidrocarburo se obtendrá. El IP para el petróleo a condiciones de la fecha de estudio, de color verde, es el que cuenta con un menor aporte de hidrocarburo, al realizar un control este se incrementa como se observa en la curva de color azul y roja, a continuación se presentan los valores obtenidos en el análisis de sensibilidad Tabla 5.2.

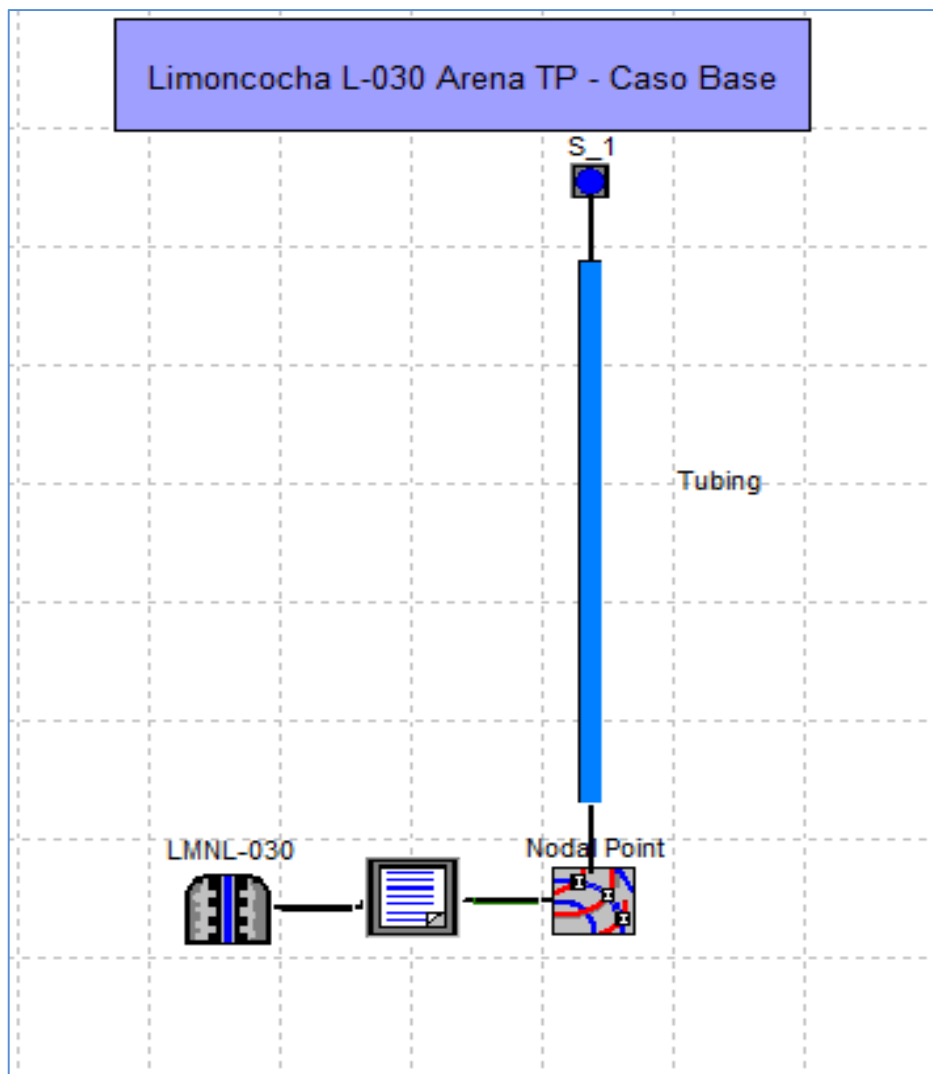
TABLA 5.2 RESULTADOS OBTENIDOS DEL CONTROL DE AGUA LIMONCOCHA K-031.

ESTADO A LA FECHA DE ESTUDIO			CONTROL DE AGUA			CONTROL DE AGUA		
CORTE DE AGUA, %	BPPD	INCREMENTO, BPD	CORTE DE AGUA, %	BPPD	INCREMENTO, BPD	CORTE DE AGUA, %	BPPD	INCREMENTO, BPD
91	187.62		80	416.94	229.32	65	729.65	542.02

Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

5.4 ANÁLISIS NODAL DEL POZO LIMONCOCHA L-030

FIGURA 5.7 DISEÑO DEL POZO LIMONCOCHA L-030



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas

En la Figura 5.7 se hace el análisis nodal desde la cara de la arena a 10906 ft hasta el cabezal del pozo, el pozo cuenta con un IP de 5.75 STB/d/psi, la presión de fondo es de 2611 psi, produce con una bomba Reda S5000N, el intake está localizado a 9917 ft, el tubing empleado es de 3 ½ pulgadas y 9.2 lb /ft, ver Anexo 16, la presión en el cabezal del pozo es de 152 psi a la fecha de corte julio de 2013. Previo a la

representación del pozo se realiza la calibración de datos PVT, ver Anexo 17, en el cual se observa la variación de la viscosidad de petróleo de 4,2 – 35 Cp corresponde al fondo y superficie respectivamente.

Una vez realizada la calibración de los datos PVT e ingresados se busca la correlación que se ajuste al diseño, para luego modelar las trabajos planteadas. Verificados los ajustes se representa la situación actual del pozo LMNL-030 para la arena TP ver Figura 5.8, en la cual se observa el punto óptimo con una presión de operación de 2681.80 psia y un caudal de fluido de 3440.91 BFPD ver Tabla 5.3.

TABLA 5.3 PUNTO DE OPERACIÓN DE TRABAJO ACTUAL DEL POZO LIMONCOCHA L-030.

ARENA	TP			
POZO	P. OPERACIÓN	BFPD	BPPD	BAPD
LMNL-030	2681.80	3440.91	621.22	2819.68

Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas

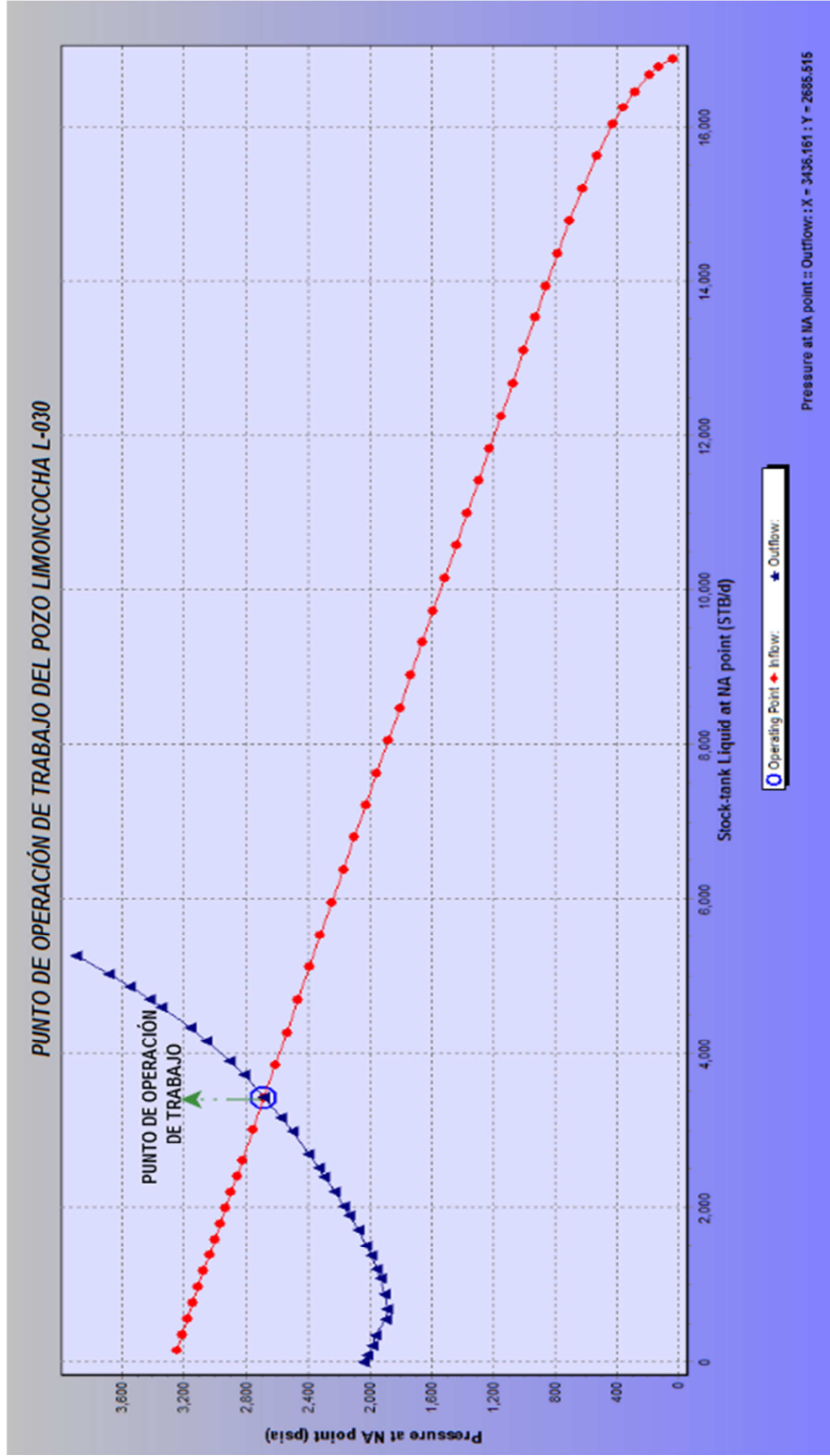
El corte de agua corresponde a un porcentaje mayor del 80%, se realiza el análisis de sensibilidad para el pozo LMNK-031, que se encuentra operando a 51Hz, si se incrementa los Hz se puede mejorar de alguna manera su producción, sin embargo se corre el riesgo de producir mayor cantidad de agua, como se observa en la Figura 5.9 se realiza la sensibilidad hasta los 57Hz con un incremento de 756.89 BPPD, ver Tabla 5.4.

TABLA 5.4 INCREMENTO DE LA FRECUENCIA LIMONCOCHA L-030 ARENA TP.

ARENA TP				
HZ	P. OPERACIÓN	BFPD	BPPD	BAPD
51	2681.80	3440.91	621.22	2819.68
53	2636.71	3700.31	666.05	3034.25
55	2592.43	3955.01	711.90	3243.10
57	2548.97	4204.99	756.89	3448.09

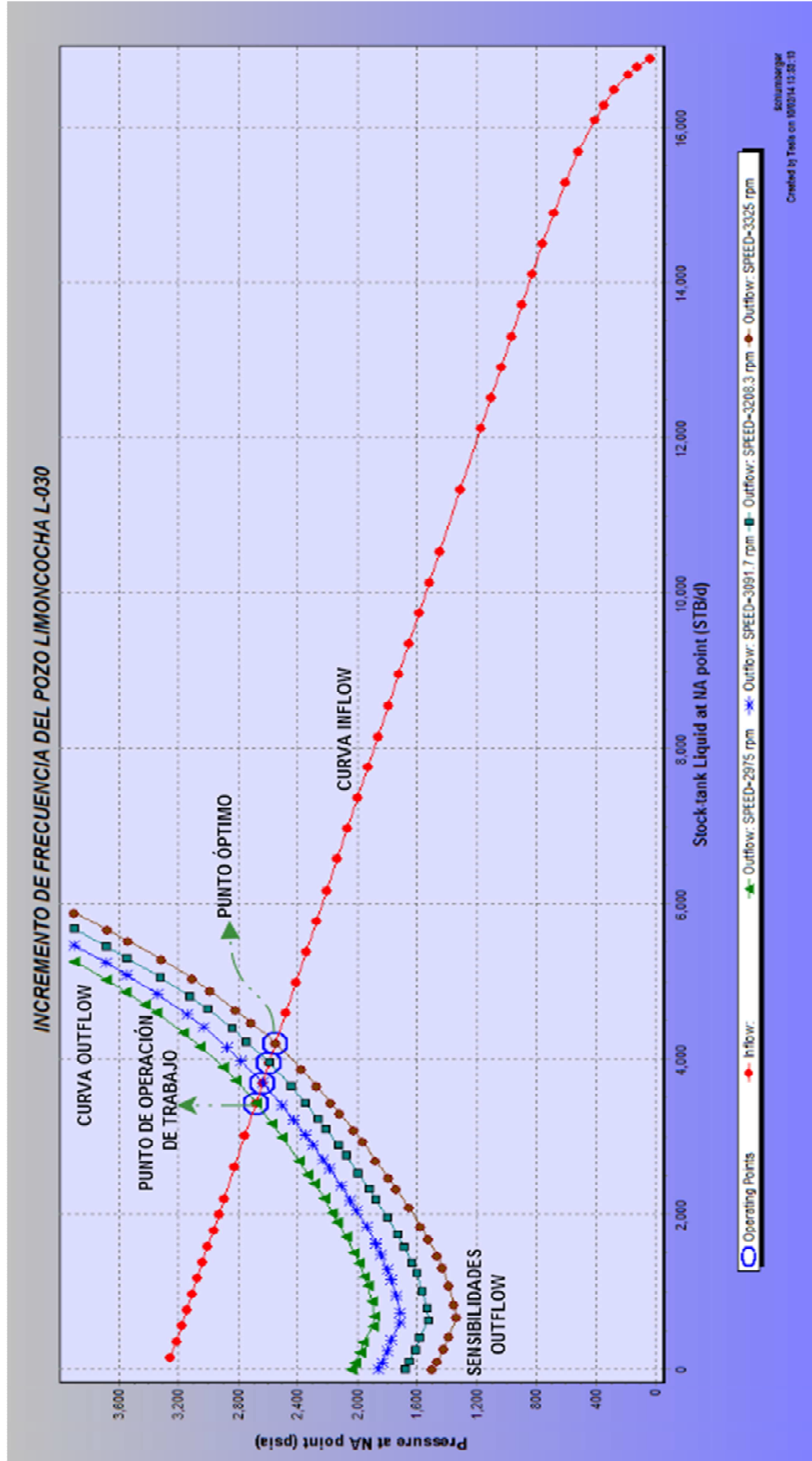
Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas

FIGURA 5.8 PUNTO DE OPERACIÓN DE TRABAJO DEL POZO LIMONCOCHA L-030.



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

FIGURA 5.9 INCREMENTO DE FRECUENCIA DEL POZO LIMONCOCHA L-030.



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

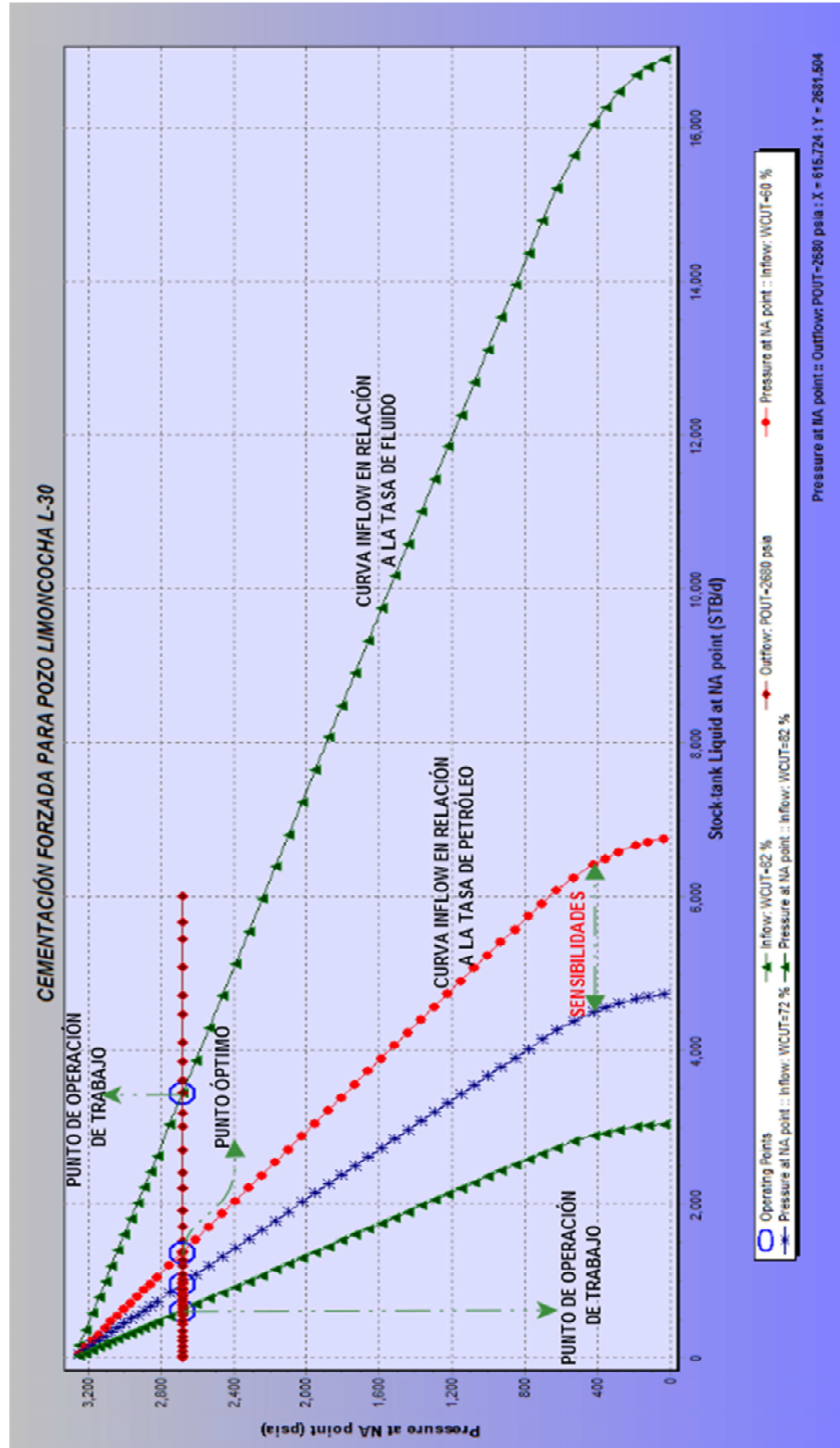
Con los datos obtenidos se evidenció que no es factible realizar un incremento de frecuencia, el mismo que será considerado en el árbol de decisión como una alternativa no viable, por tanto se realiza una planificación de cementación forzada debido a que se tiene una conificación, el cual es un trabajo correctivo taponando los orificios cañoneados que se encuentran en contacto con el agua y producir desde la parte superior de la zona inundada, con el único fin de disminuir el flujo de agua, haciendo que el corte decrezca, para lo cual se hace un estudio de sensibilidades con una reducción del 20% como trabajo óptimo y rentable. En la Figura 5.10 al reducir el corte de agua a 72% se podría mejorar la producción de petróleo a 345.13 bpd, mientras que reducir el corte de agua a 60% se obtiene un incremento a 759.28 bpd, la curva de color verde representa el estado a la fecha de estudio tanto para el caudal de fluido como para el de petróleo, mientras que la de color azul y rojo representan las sensibilidades que se pueden obtener al llevar a cabo el trabajo, ver Tabla 5.5.

**TABLA 5.5 RESULTADOS OBTENIDOS DE CEMENTACIÓN FORZADA
LIMONCOCHA L-030**

ESTADO A LA FECHA DE ESTUDIO			CONTROL MEDIANTE CEMENTACIÓN FORZADA			CONTROL MEDIANTE CEMENTACIÓN FORZADA		
CORTE DE AGUA, %	BPPD	INCREMENTO, BPD	CORTE DE AGUA, %	BPPD	INCREMENTO, BPD	CORTE DE AGUA, %	BPPD	INCREMENTO, BPD
82	621.23		72	966.36	345.13	60	1380.51	759.28

Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas

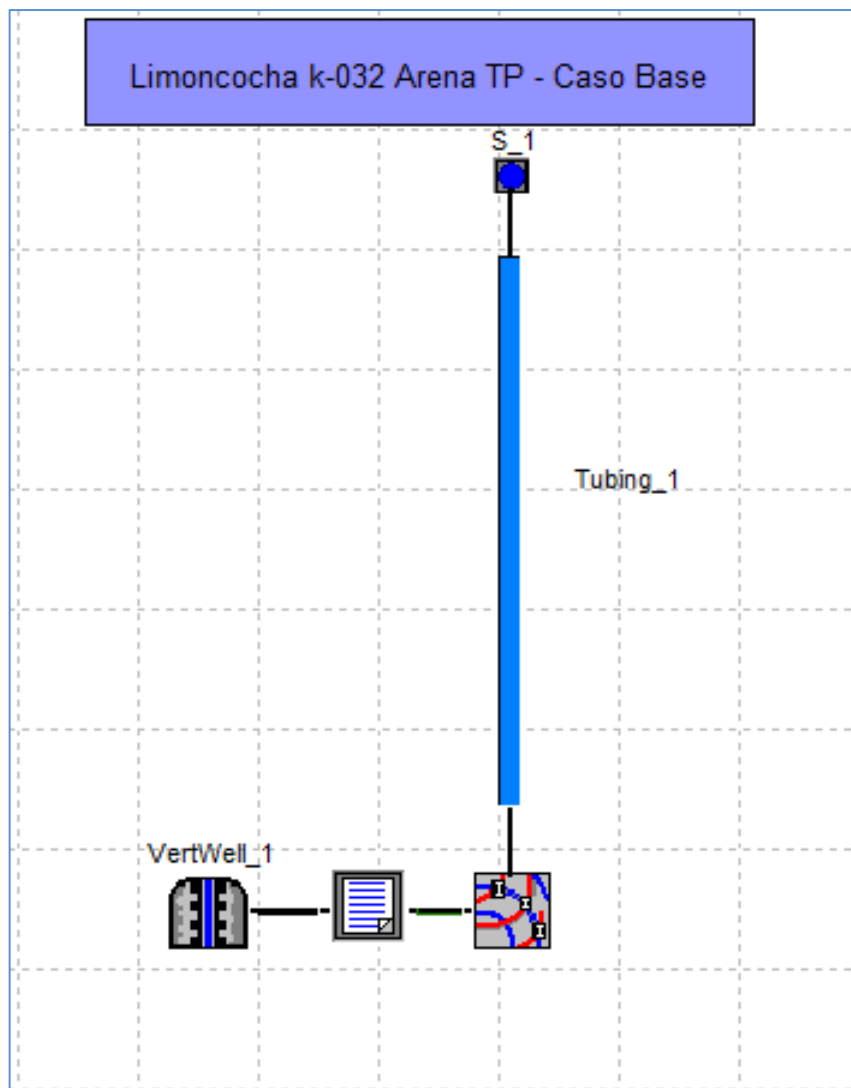
FIGURA 5.10 CEMENTACIÓN FORZADA PARA EL POZO LIMONCOCHA L- 030



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

5.5 ANÁLISIS NODAL DEL POZO LIMONCOCHA K-032

FIGURA 5.11 DISEÑO DEL POZO LIMONCOCHA K-032



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas

En la figura 5.11 se hace el análisis nodal desde el reservorio a 10766 ft del tope perforado hasta el cabezal del pozo, con una presión en cabeza de 150 psi, el IP manejado a la fecha de estudio es de 3.63 STB/d/psi, con una presión de fondo de 1984 psi, trabaja con una bomba Centrilift 538P47 con el intake localizado a 8873 ft y

la descarga de la bomba a 8834 ft, el tubing empleado es de 3 ½ pulgadas, 9.2 lb /ft, ver Anexo 18. Previo a la representación del pozo se realiza la calibración de datos PVT, ver Anexo 19, en el cual se observa la viscosidad de petróleo de 2.90 – 31.33 Cp correspondiente al fondo y superficie respectivamente. Luego de la calibración PVT se realiza el ajuste de los datos ingresados obteniendo la correlación vertical más acorde a la situación analizada.

En la Figura 5.12 se observa el estado del pozo LMNK-032 con una presión de operación de 2041.36 psia con un caudal de 4572 BFPD mismos que se observan en la Tabla 5.6.

TABLA 5.6 PUNTO DE OPERACIÓN DE TRABAJO DEL POZO LIMONCOCHA K-032.

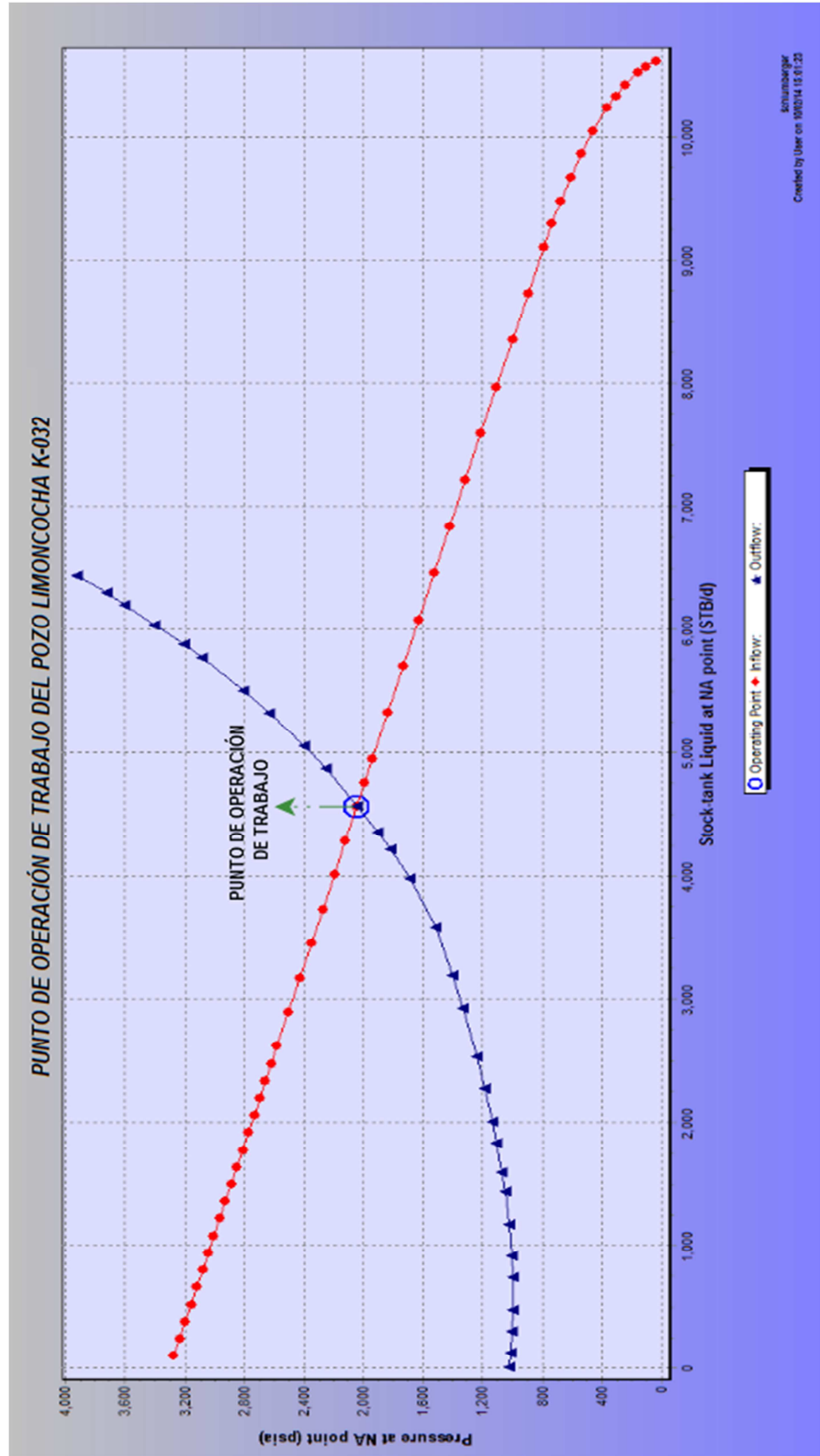
ARENA	TP			
POZO	P. OPERACIÓN	BFPD	BPPD	BAPD
LMNK-032	2041.36	4571.92	320.03	4251.87

Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas

La curva de Inflow respecto al caudal de petróleo da la pauta para comprender gráficamente como se encuentra produciendo el hidrocarburo, ver Figura 5.13, donde su punto óptimo tiene una producción de 320.03 bpd para lo cual se analiza posibles soluciones para mejorar el incremento de la producción de petróleo.

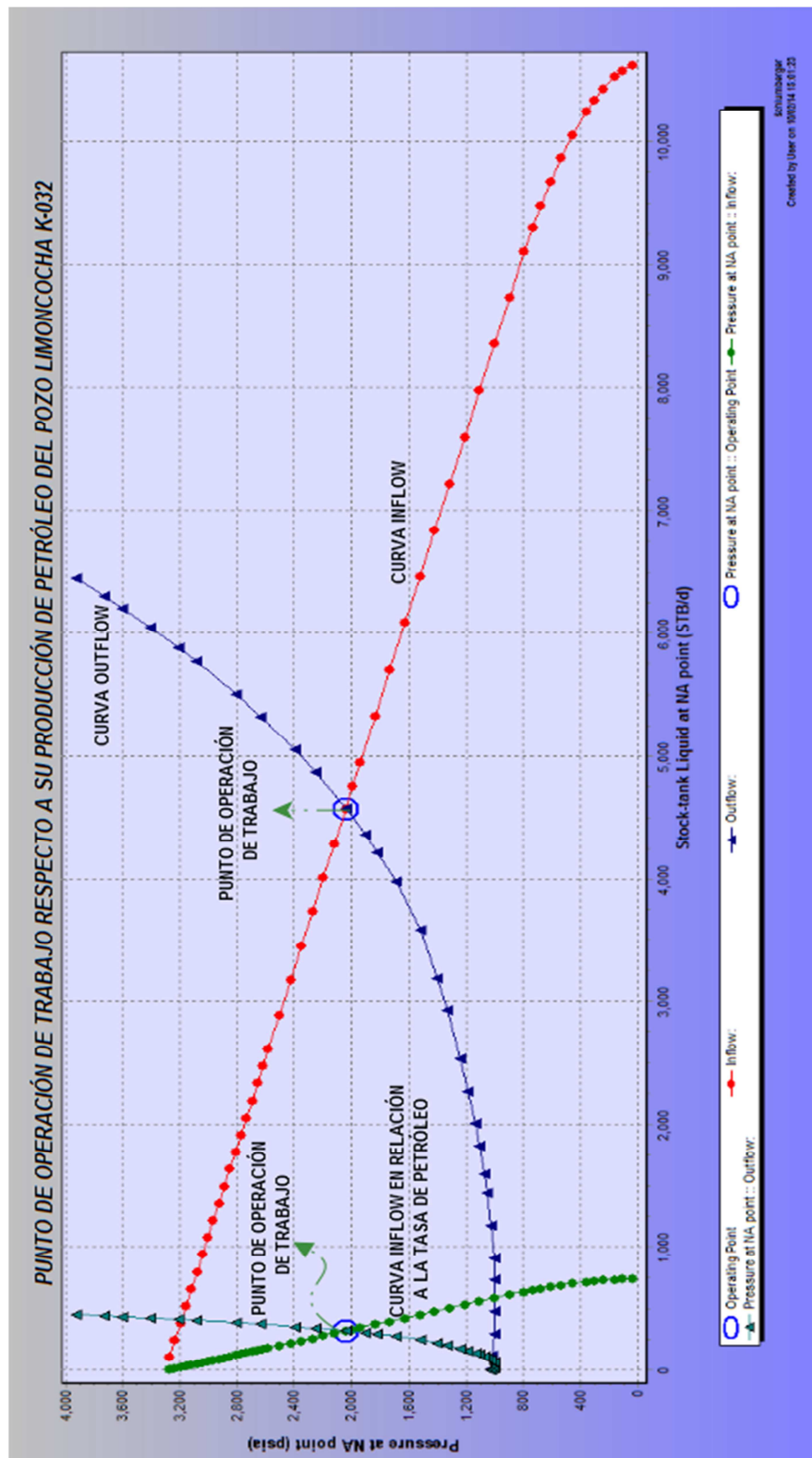
Como se describió en los capítulos anteriores al realizar el MHI del pozo LMNK-032 se encontró que este correspondía al tercer cuadrante, es decir una producción de agua mayor al promedio, un análisis en su sensibilidad de frecuencia podría en alguna medida ayudar a mejorar la producción de fluido, sin embargo la mayor parte de esta producción corresponde al agua, ver Anexo 20. Si se incrementa la frecuencia a 55 Hz se obtiene un aumento de 339.78 bpd que no es representativo y cuya producción de agua corresponde a 4514.34 bpd, ver Tabla 5.7.

FIGURA 5.12 PUNTO DE OPERACIÓN DE TRABAJO DEL POZO LIMONCOCHA K-032.



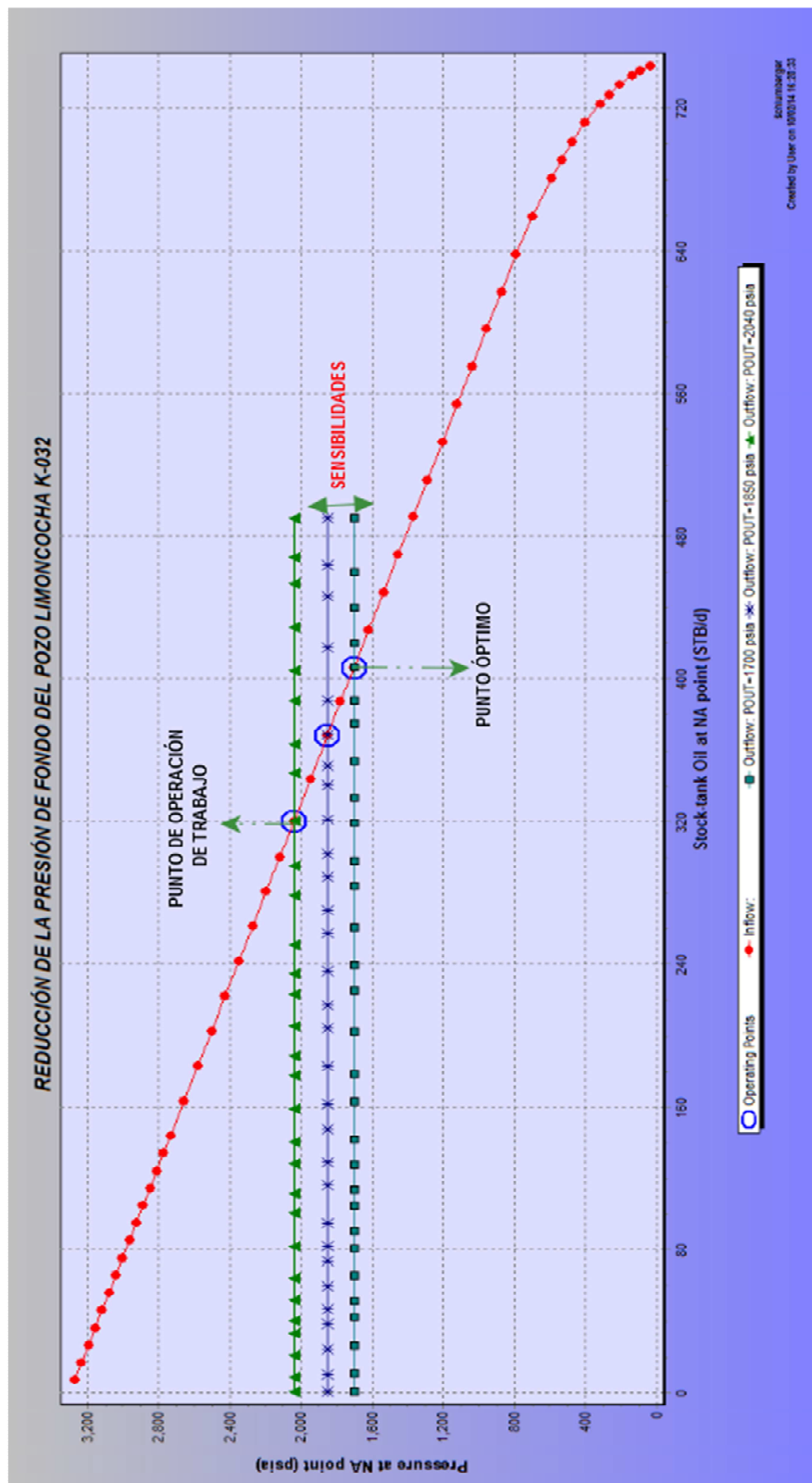
Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas

FIGURA 5.13 PUNTO DE OPERACIÓN DE TRABAJO RESPECTO A LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DEL POZO LIMONCOCHA K-032.



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas

FIGURA 5.14 VARIACIÓN DE LA PRESIÓN DE FONDO DEL POZO LIMONCOCHA K-032



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas

TABLA 5.7 INCREMENTO DE LA FRECUENCIA LIMONCOCHA K-032 ARENA TP.

ARENA	TP			
HZ	P. OPERACIÓN	BFPD	BPPD	BAPD
53	2041.36	4571.92	320.03	4251.88
55	1963.67	4854.13	339.79	4514.34
57	1886.92	5132.91	359.30	4773.61

Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas

Finalmente, se realiza un modelo variando la presión de fondo, en la Figura 5.14 se observa cómo se comporta la producción al variar la presión de fondo fluyente esto se logra con un equipo que permita producir dentro del rango deseado, aumentando la frecuencia del mismo de acuerdo al potencial de producción deseado, al ser reducida la presión de fondo aumenta la tasa de flujo, por tanto mejora la productividad del pozo, siendo una opción factible que se puede observar en la Figura 5.14, donde al reducir la presión de fondo a 1850 psia se obtiene un incremento de 48.31 bpd, ver Tabla 5.8.

TABLA 5.8 RESULTADOS OBTENIDOS DE LA VARIACIÓN DE LA PRESIÓN DE FONDO DE LIMONCOCHA K-032.

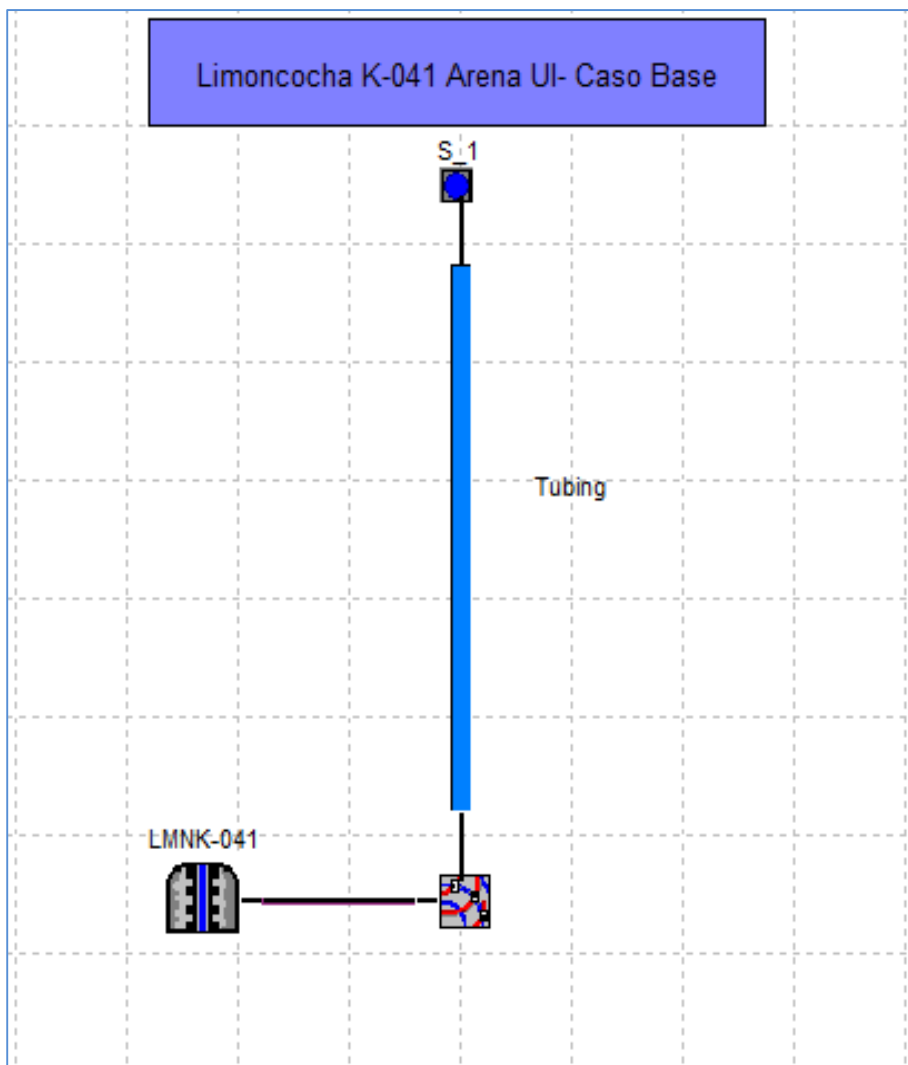
ESTADO A LA FECHA DE ESTUDIO			VARIACIÓN DE PWF			VARIACIÓN DE PWF		
PWF, Psia	BPPD	INCREMENTO, BPD	PWF, Psia	BPPD	INCREMENTO, BPD	PWF, Psia	BPPD	INCREMENTO, BPD
2040	320.38		1850	368.69	48.31	1700	406.83	86.45

Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas

Debido al alto contenido de agua es razonable mantener la producción hasta que el pozo sea económicamente rentable, para luego realizar un cambio de zona.

5.6 ANÁLISIS NODAL DEL POZO LIMONCOCHA K-041

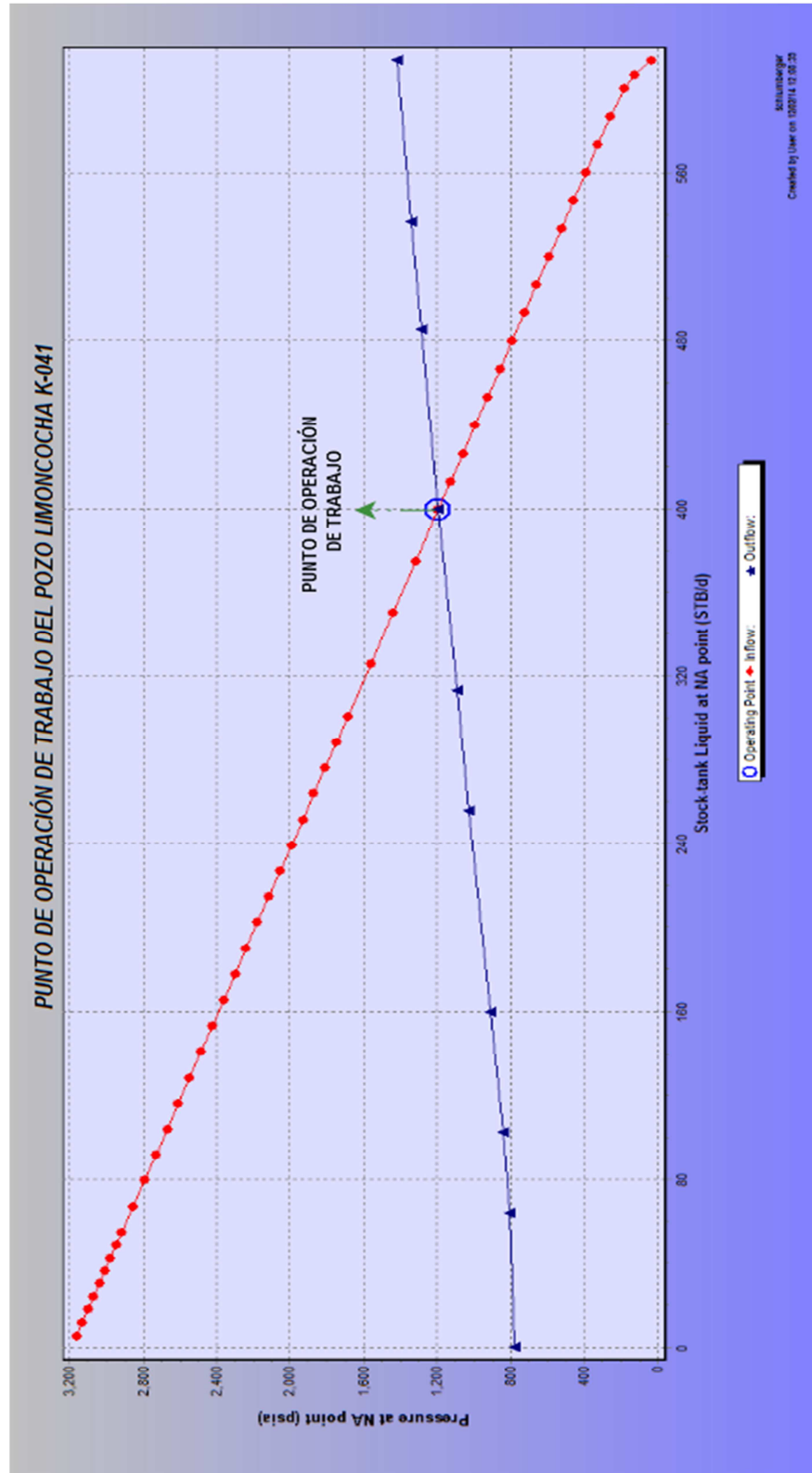
FIGURA 5.15 DISEÑO DEL POZO LIMONCOCHA K-041.



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas

La Figura 5.15 representa el reservorio a 10028 ft del tope del intervalo perforado hasta el cabezal del pozo, con una presión en cabeza de 85 psi, el IP empleado a la fecha de estudio es de 0.2 STB/d/psi, con una presión de fondo de 1484.4 psi, utiliza una bomba Reda P18 con el intake a 8807 ft y la descarga a 8742 ft, el tubing em-

FIGURA 5.16 ESTADO ACTUAL DEL POZO LIMONCOCHA K-041 DE LA ARENA UI.



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas

pleado es de 2 7/8 pulgadas y 8.6 lb/ft, ver Anexo 21. Se realiza la calibración de datos PVT, ver Anexo 22, teniendo una viscosidad de 17 – 600 Cp correspondiente a las condiciones de fondo y superficie respectivamente. La Figura 5.16 representa el estado actual del pozo LMNK-041 con una presión de operación de 1192 psia y con un caudal de 399.62 bfpd mismos que se muestran en la Tabla 5.9.

TABLA 5.9 PUNTO DE OPERACIÓN DE TRABAJO DEL POZO LIMONCOCHA K-041.

ARENA	TP			
POZO	P. OPERACIÓN	BFPD	BPPD	BAPD
LMNK-041	1191.87	399.63	279.74	119.89

Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas

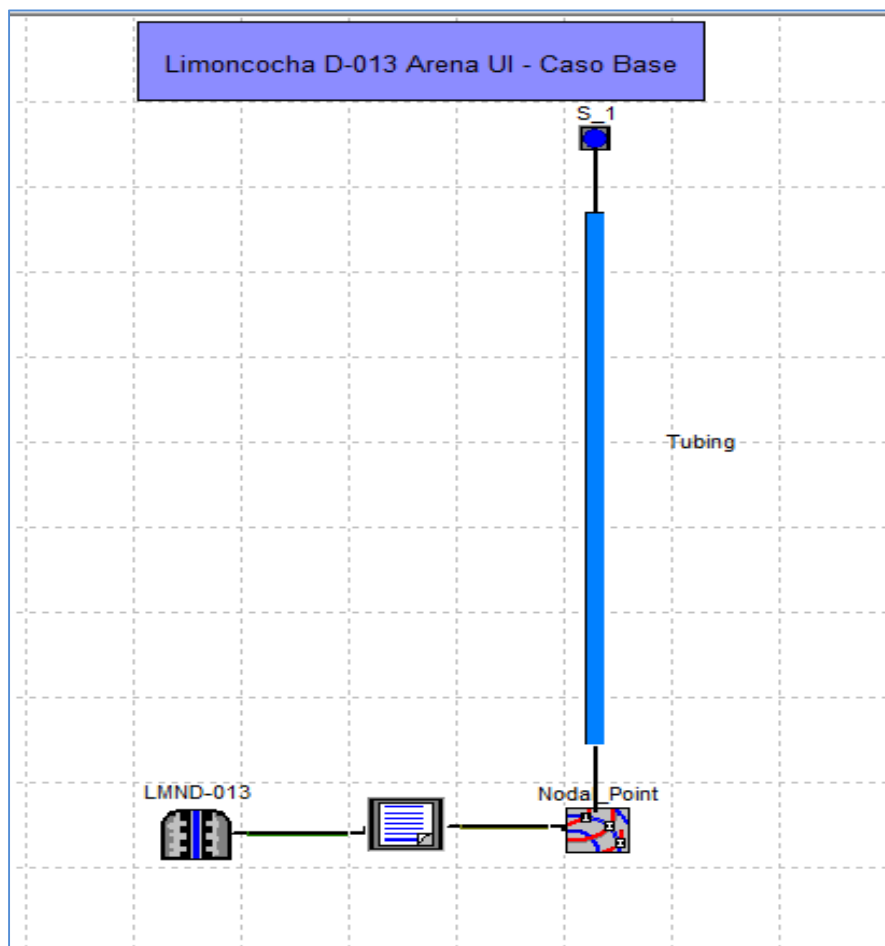
Su producción se mantiene en un promedio alto de petróleo, con un corte de agua del 30% se sugiere tener en cuenta los incrementos del corte de agua a futuro.

5.7 ANÁLISIS NODAL DEL POZO LIMONCOCHA D-013

En la Figura 5.17 se hace el análisis nodal desde el reservorio a 10168 ft del tope perforado hasta el cabezal del pozo, con una presión en cabeza de 90 psi, el IP manejado es de 1.04 STB/d/psi, con una presión de fondo de 1576 psi, trabaja con una bomba Reda SN2600 con el intake localizado a 9018 ft y la descarga de la bomba a 9004 ft, el tubing empleado es de 4 ½ pulgadas, ver Anexo 23.

Se realiza la calibración de datos PVT, ver Anexo 24, en la cual se observa la viscosidad de petróleo de 19.20 a 896 Cp que corresponden a las condiciones de fondo y superficie respectivamente, los datos medidos son comparados obteniendo una correlación que se ajuste al modelo.

FIGURA 5.17 DISEÑO DEL POZO LIMONCOCHA D-013



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas

En la Figura 5.18 se observa el estado a la fecha de estudio del pozo LMND-013 con una presión de operación de 1568.69 psia y un caudal de 1891 bfpd que se muestran en la Tabla 5.10.

TABLA 5.10 PUNTO DE OPERACIÓN DE TRABAJO DEL POZO LIMONCOCHA D-013.

ARENA	UI			
POZO	P. OPERACIÓN	BFPD	BPPD	BAPD
LMND-013	1568.69	1891.00	245.83	1645.17

Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas

Revisando el historial del pozo existe un incremento del corte de agua del 68 al 80% debido a una comunicación que fue analizada en el gráfico de diagnóstico de Chan, ver Figura 4.37, con un plan acorde al trabajo realizado se efectuaría la remediación del problema de comunicación mecánica, se recomienda correr registro de cementación y corrosión, para determinar si el problema está vinculado a una mala cementación o casing corroído.

En la Figura 5.19 se observa las sensibilidades al realizar una reparación de la comunicación mecánica en el pozo, se observa que la curva de color verde indica el estado de producción a la fecha de estudio respecto al caudal de fluido y respecto al de petróleo, las curvas de color café, azul y rojo indican las sensibilidades que varían de acuerdo a posibles soluciones, un buen procedimiento en base al historial sería una reducción del corte de agua a 68% con un incremento de 359.42 bpd, ver Tabla 5.11.

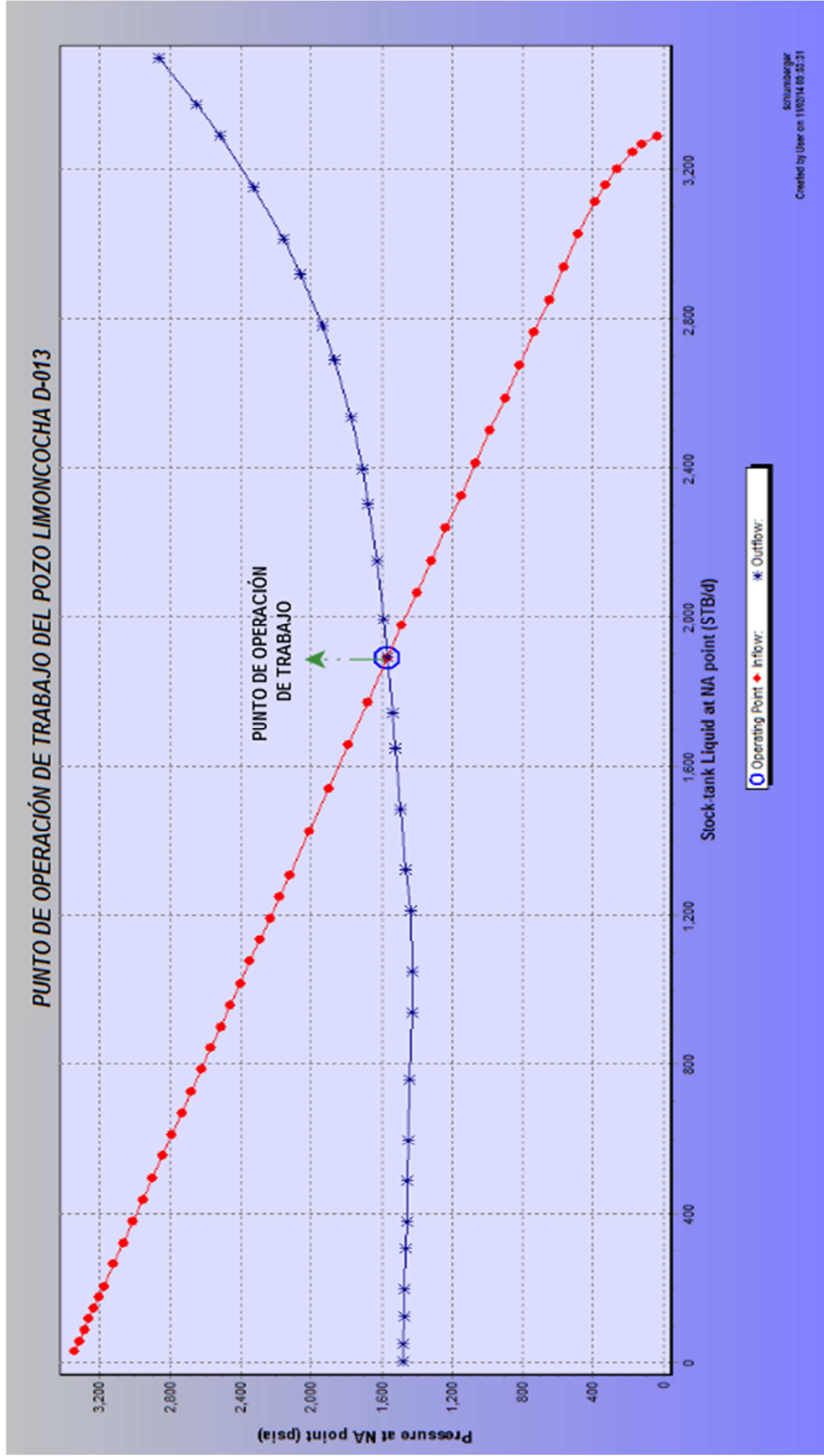
TABLA 5.11 COMPORTAMIENTO AL REPARAR EL PROBLEMA DE COMUNICACIÓN MECÁNICA DEL POZO LIMONCOCHA D-013

ESTADO A LA FECHA DE ESTUDIO			REPARACIÓN DE COMUNICACIÓN			REPARACIÓN DE COMUNICACIÓN			REPARACIÓN DE COMUNICACIÓN		
CORTE DE AGUA, %	BPPD	INCREMENTO, BPD	CORTE DE AGUA, %	BPPD	INCREMENTO, BPD	CORTE DE AGUA, %	BPPD	INCREMENTO, BPD	CORTE DE AGUA, %	BPPD	INCREMENTO, BPD
87	245.93		80	378.35	132.42	73	510.77	264.84	68	605.35	359.43

Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas

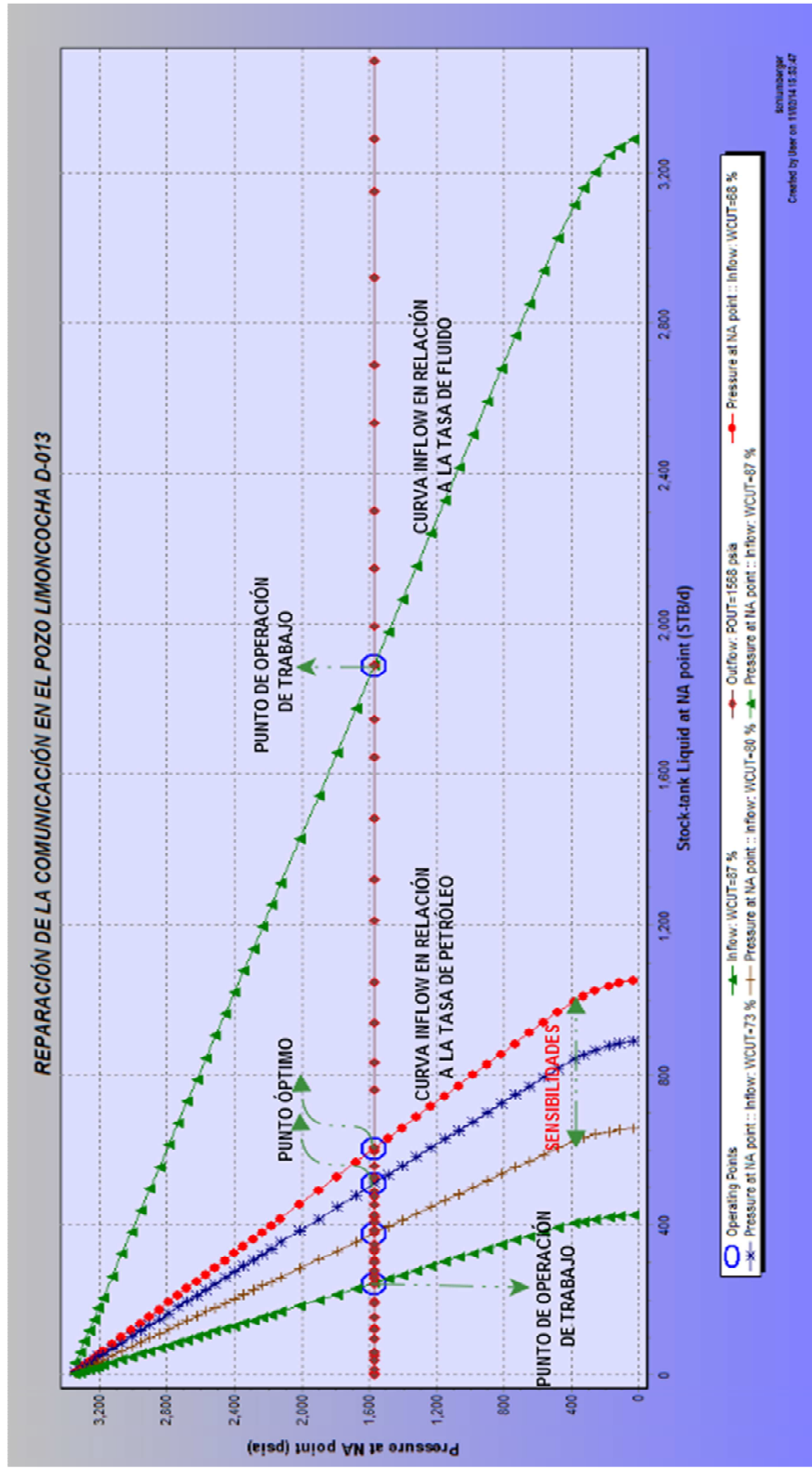
Finalmente, las curvas diseñadas en la Figura 5.20 muestran el comportamiento óptimo si se repara el problema de comunicación mecánica, el cual es analizado en el árbol de decisión.

FIGURA 5.18 PUNTO DE OPERACIÓN DE TRABAJO DEL POZO LIMONCOCHA D-013 DE LA ARENA UI.



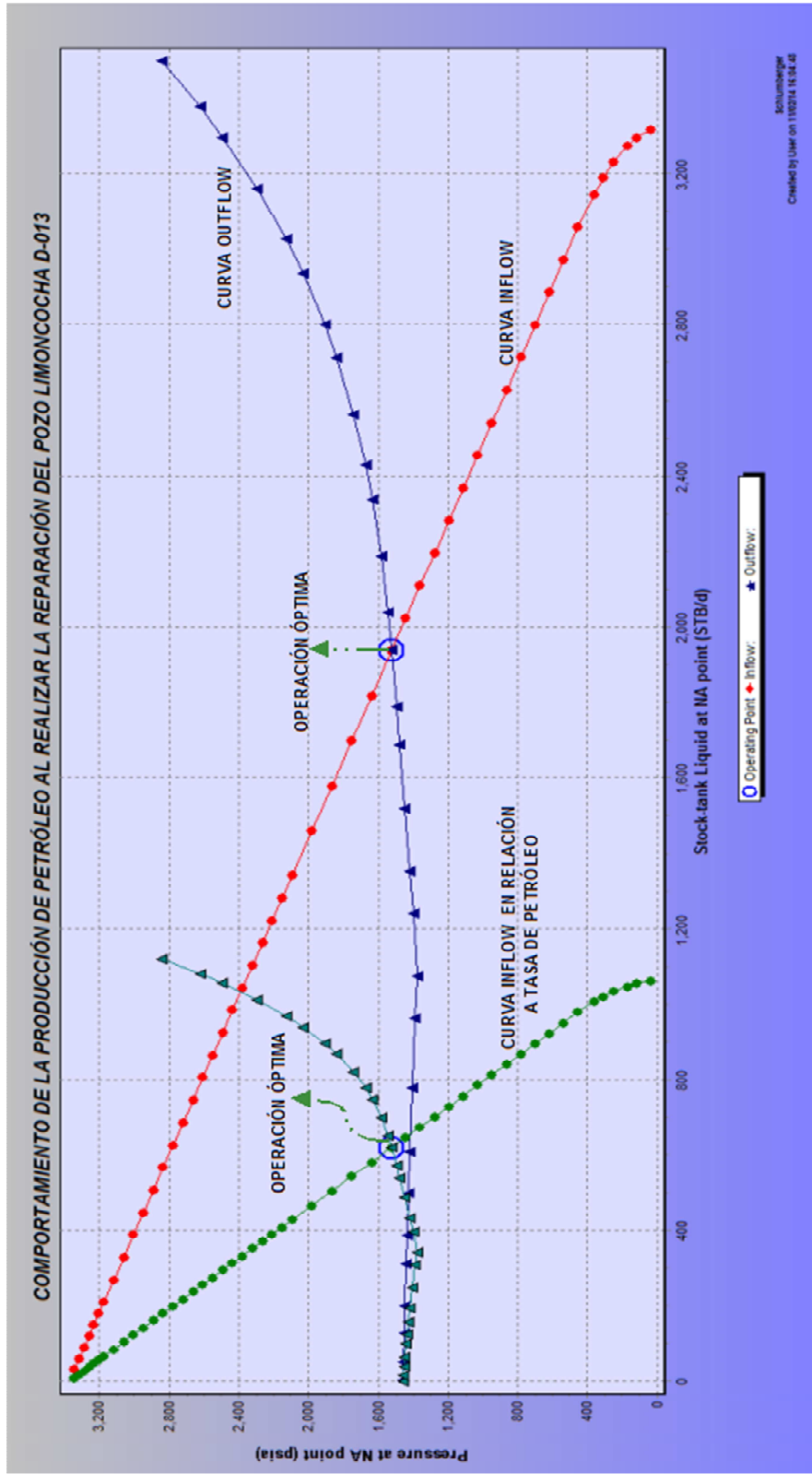
Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas

FIGURA 5.19 REPARACIÓN DE LA COMUNICACIÓN DEL POZO LIMONCOCHA D-013 DE LA ARENA UI.



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas

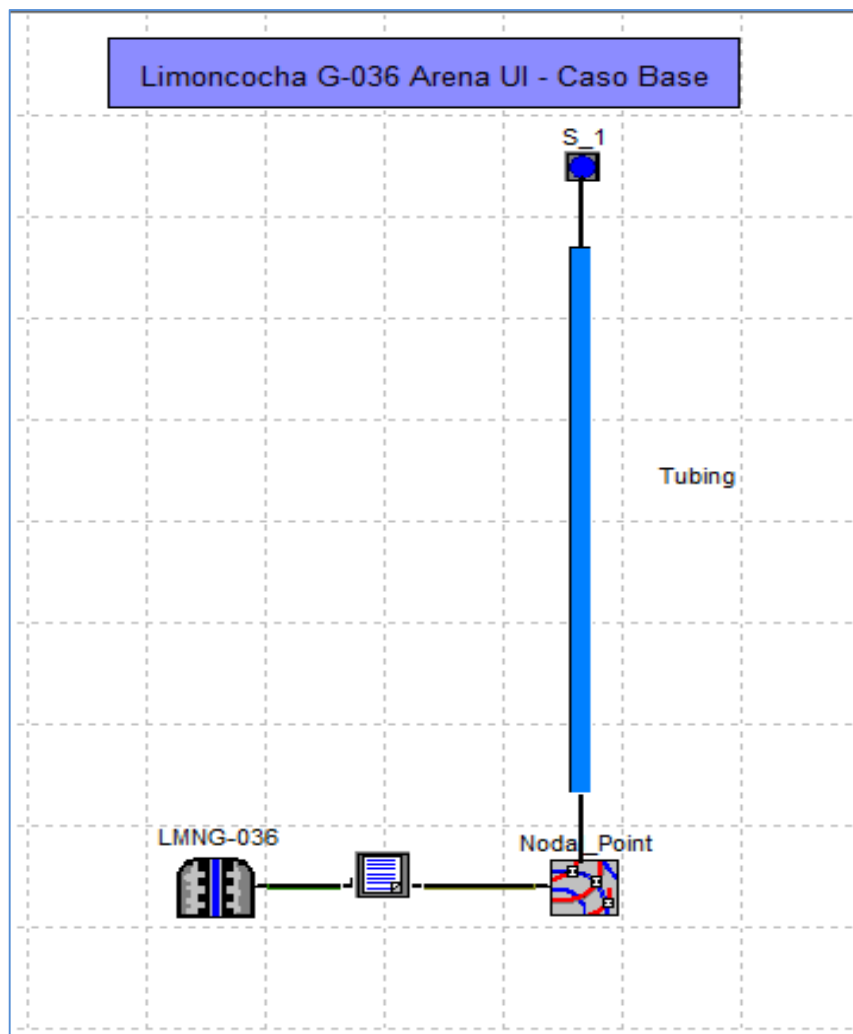
FIGURA 5.20 COMPORTAMIENTO DE LA TASA DE PETRÓLEO AL REALIZAR LA REPARACIÓN DEL POZO LIMONCOCHA D-013 DE LA ARENA UI.



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas

5.8 ANÁLISIS NODAL DEL POZO LIMONCOCHA G-036

FIGURA 5.21 DISEÑO DEL POZO LIMONCOCHA G-036.



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas

En la Figura 5.21 se hace el análisis nodal desde el reservorio a 9784 ft del tope perforado hasta el cabezal del pozo, con una presión en cabeza de 60 psi, el IP manejado es de 0.27 STB/d/psi, con una presión de fondo de 1615 psi, trabaja con una bomba Reda DN1100 con el intake localizado a 9284 ft y la descarga a 9256 ft, el tubing empleado es de 4 ½ pulgadas, ver Anexo 25.

Se realiza la calibración de datos PVT, ver Anexo 26 en el cual se observa la viscosidad de petróleo de 19 a 851.60 Cp correspondiente a las condiciones de fondo y superficie respectivamente, luego los datos medidos son comparados obteniendo una correlación que se ajuste al modelo.

En la Figura 5.22 se observa el estado a la fecha de estudio del pozo LMNG-036 con una presión de operación de 1515.62 psia a un caudal de 551.77 BFPD los mismos que se muestran en la Tabla 5.12.

TABLA 5.12 PUNTO DE OPERACIÓN DE TRABAJO DEL POZO LIMONCOCHA G-036.

ARENA	UI			
POZO	P. OPERACIÓN	BFPD	BPPD	BAPD
LMNG-036	1515.63	551.89	33.11	518.78

Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas

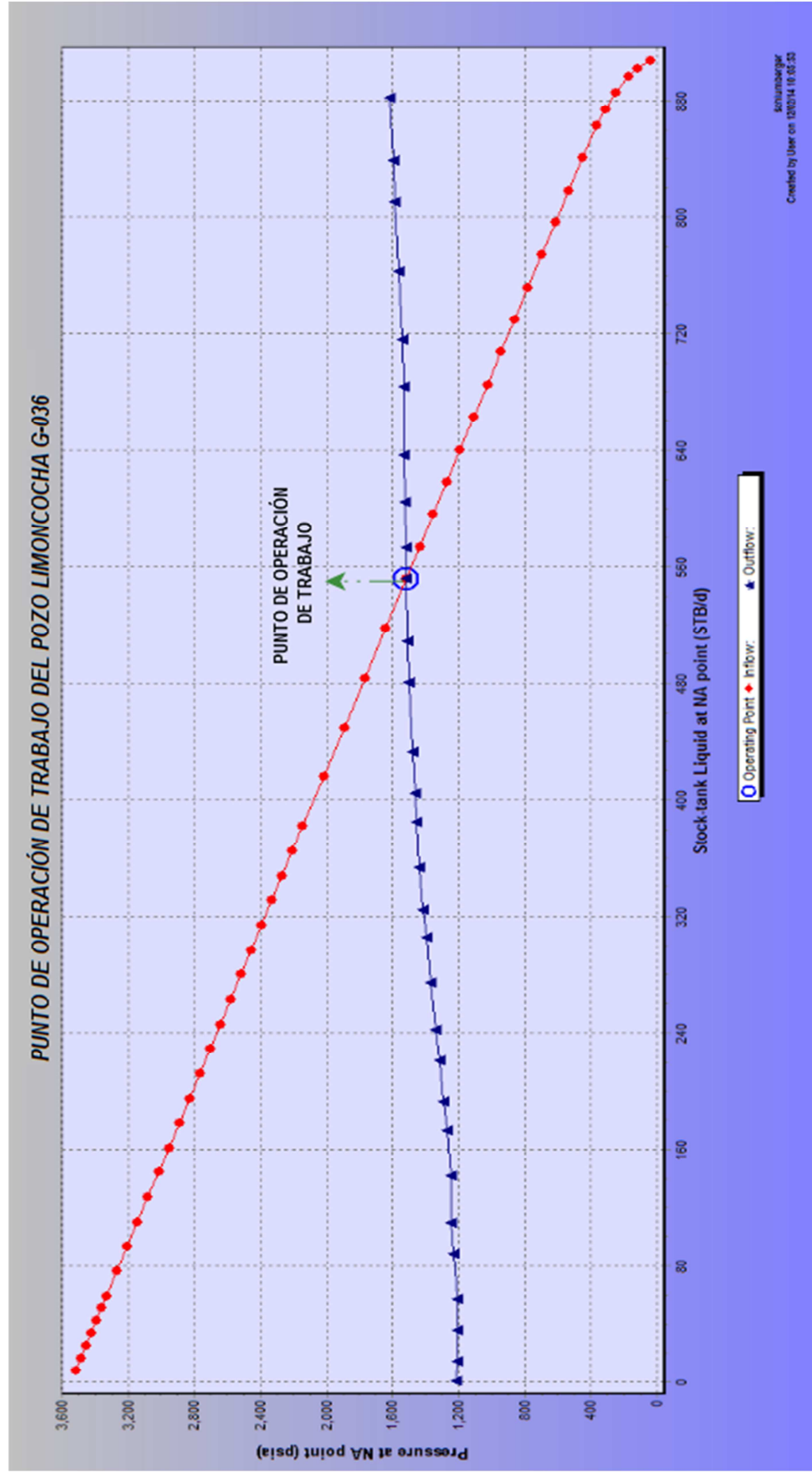
Al igual que el anterior pozo se tiene un problema de comunicación mecánica, la misma que es analizada con las sensibilidades en el corte de agua basándose en el historial de producción que muestra un cambio súbito de 80 a 94%, la diferencia radica en que el pozo Limoncocha G-036 se encuentra en el cuarto cuadrante del MHI, es decir con un bajo aporte de hidrocarburo, por lo que se analizará en el árbol de decisión con el objetivo de detectar riesgos, para conocer si es necesario hacer una reparación o se lo declara en abandono, ver Figura 5.23 y Tabla 5.13.

TABLA 5.13 REPARACIÓN DE COMUNICACIÓN DEL POZO LMONCOCHA G-036.

ESTADO A LA FECHA DE ESTUDIO			REPARACIÓN COMUNICACIÓN			REPARACIÓN COMUNICACIÓN		
CORTE DE AGUA, %	BPPD	INCREMENTO, BPD	CORTE DE AGUA, %	BPPD	INCREMENTO, BPD	CORTE DE AGUA, %	BPPD	INCREMENTO, BPD
94	33.12		85	82.81	49.69	80	110.41	77.29

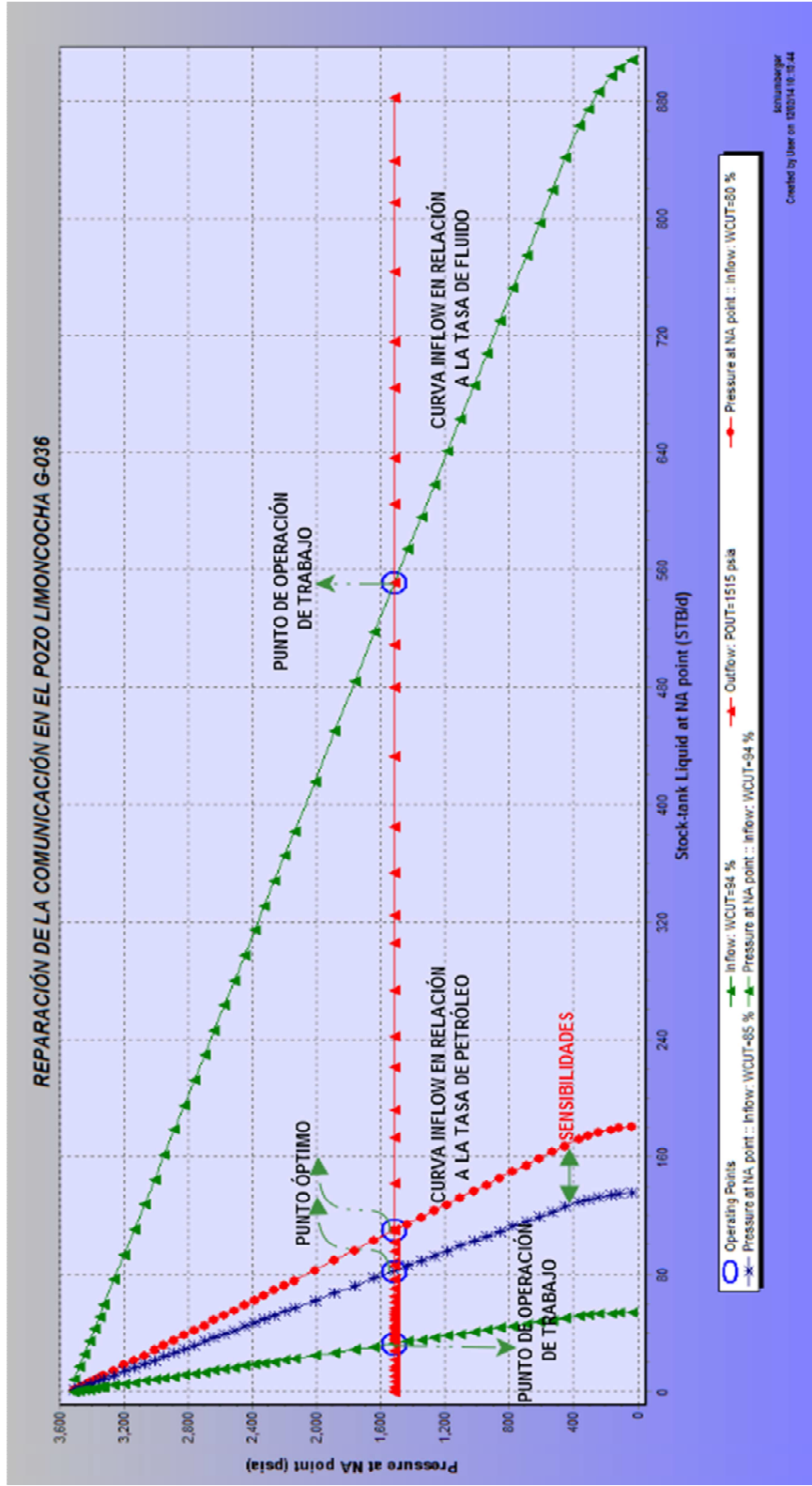
Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas

FIGURA 5.22 PUNTO DE OPERACIÓN DE TRABAJO DEL POZO LIMONCOCHA G-036 DE LA ARENA UI.



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas

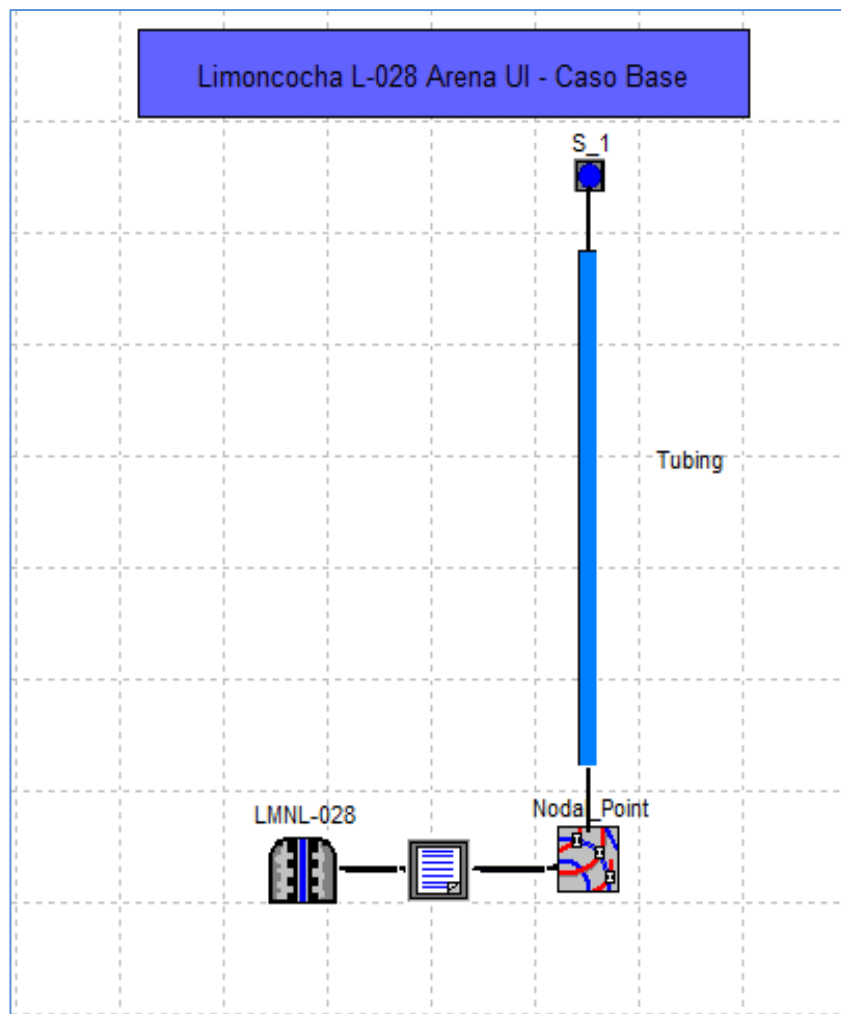
FIGURA 5.23 REPARACIÓN DE LA COMUNICACIÓN DEL POZO LIMONCOCHA G-036 DE LA ARENA UI.



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas

5.9 ANÁLISIS NODAL DEL POZO LIMONCOCHA L-028

FIGURA 5.24 DISEÑO DEL POZO LIMONCOCHA L-028.



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas

En la Figura 5.24 se hace el análisis nodal desde el reservorio a 9705 ft del tope perforado hasta el cabezal del pozo, con una presión en cabeza de 145 Psi, el IP es 0.05 STB/d/Psi, con una presión de fondo de 892 Psi, trabaja con una bomba Reda DN1100 con el intake localizado a 9123 ft y la descarga a 9097 ft, el tubing empleado es de 3 ½ pulgadas, ver Anexo 27. Se realiza la calibración de datos PVT, ver Anexo

28, en el cual se observa la viscosidad de petróleo de 17 a 625 Cp correspondiente a las condiciones de fondo y superficie respectivamente.

En Figura 5.25 se presenta el estado actual con una presión de operación de 913.03 psia a una tasa de 119.95 bfpd, ver Tabla 5.14.

TABLA 5.14 PUNTO DE OPERACIÓN DE TRABAJO DEL POZO LIMONCOCHA L-028.

ARENA	UI			
POZO	P. OPERACIÓN	BFPD	BPPD	BAPD
LMNL-028	913.04	119.95	81.57	38.38

Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas

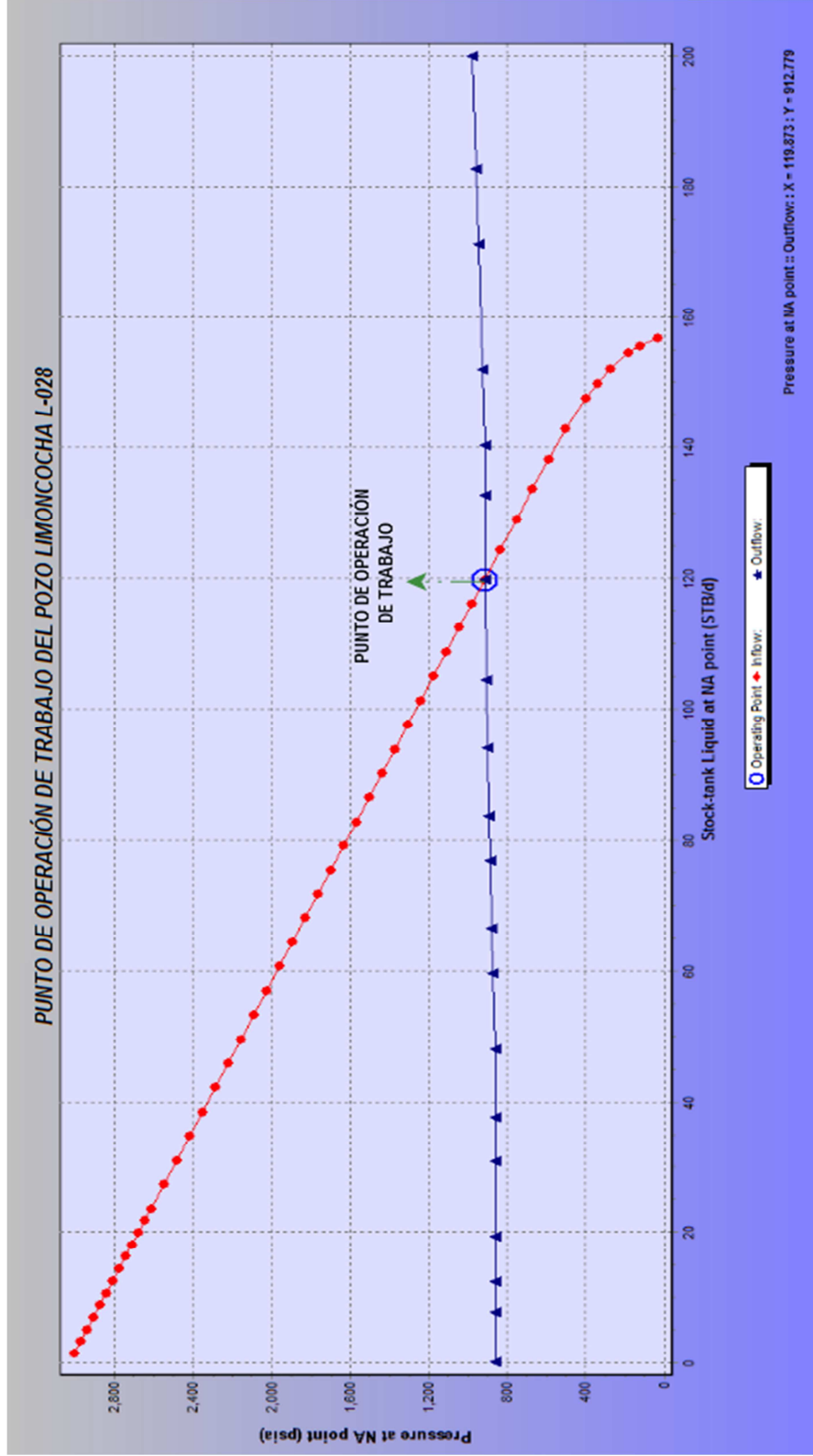
Como se analizó anteriormente el problema del pozo es referente a un daño de 17.50, es recomendable la utilización de un Acid-frac mismo que pasa la zona de daño, se empieza bombeando el ácido bajo la presión de fractura y al final del bombeo se incrementa la presión por encima de la presión de fractura, obteniendo mejores resultados que el ácido convencional, no es recomendable fracturar al tener un contacto agua-petróleo muy cercano ya que contactaría las zonas de agua. Se ejecuta una variación de sensibilidad, si el trabajo es óptimo el daño se reduce considerablemente. Se observa en la figura 5.26 que al reducir el daño a la mitad se obtiene un incremento de 44.30 bpd y al ser cero este aumenta a 147.34 bpd, ver Tabla 5.15.

TABLA 5.15 RESULTADOS DE LA REMOCIÓN DEL DAÑO DEL POZO LIMONCOCHA L-028.

ESTADO A LA FECHA DE ESTUDIO			REMOCIÓN DEL DAÑO			REMOCIÓN DEL DAÑO			REMOCIÓN DEL DAÑO			REMOCIÓN DEL DAÑO		
DAÑO	BPPD	INCREMENTO, BPD	DAÑO	BPPD	INCREMENTO, BPD	DAÑO	BPPD	INCREMENTO, BPD	DAÑO	BPPD	INCREMENTO, BPD	DAÑO	BPPD	INCREMENTO, BPD
17.5	81.51		12	103.10	21.59	8	125.82	44.30	4	161.93	80.42	0	228.86	147.35

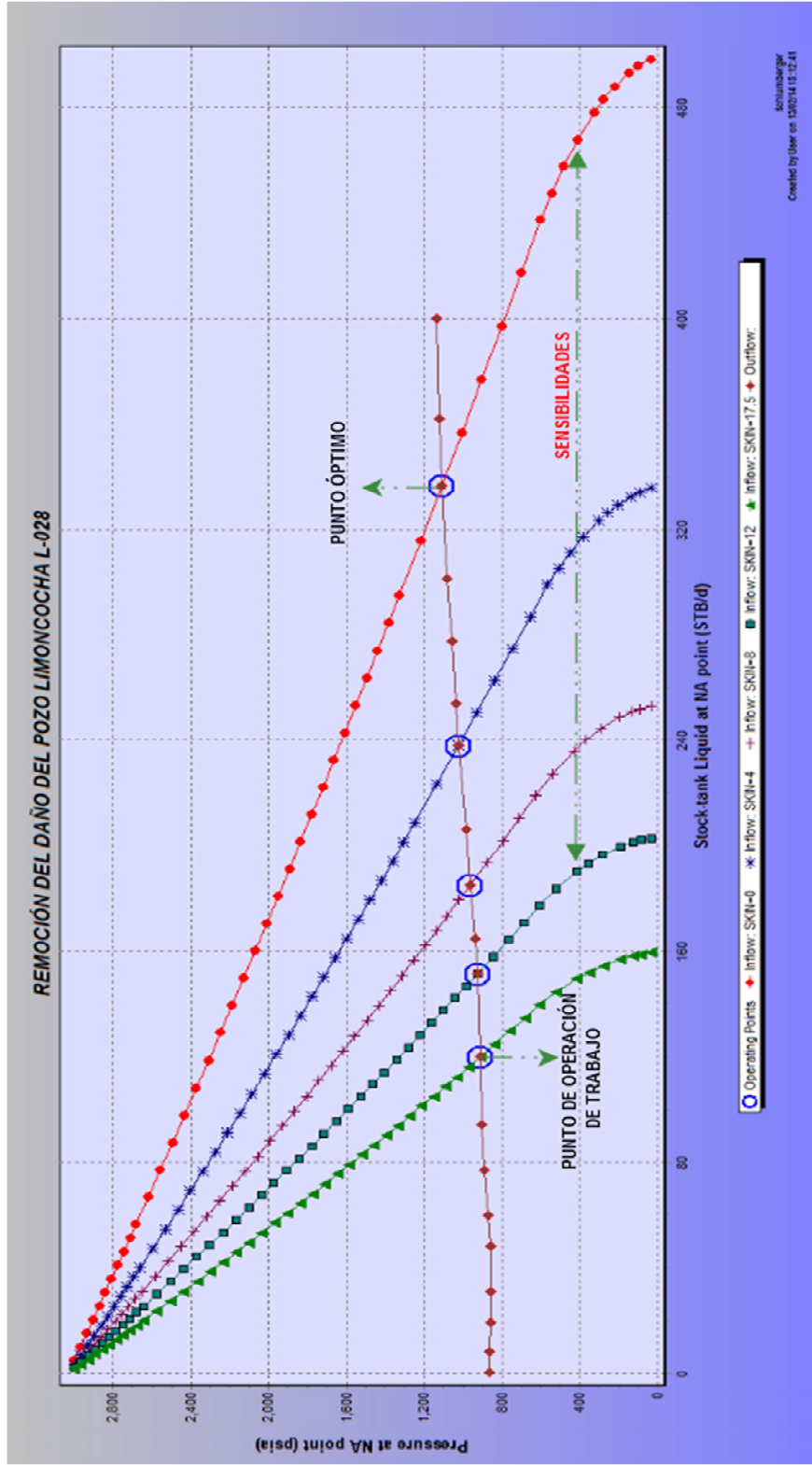
Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas

FIGURA 5.25 PUNTO DE OPERACIÓN DE TRABAJO DEL POZO LIMONCOCHA L-028 DE LA ARENA UI.



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas

FIGURA 5.26 REMOCIÓN DEL DAÑO DEL POZO LIMONCOCHA L-028 DE LA ARENA UI.



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas

5.10 EVALUACIÓN ECONÓMICA Y TOMA DE DECISIONES DEL POZO LIMONCOCHA K-031.

Finalmente para el análisis económico se emplea Merak Peep mediante el cual se analizará los mejores resultados de los trabajos propuestos.

Para el proyecto se crea primero un caso base el cual representa el estado actual en el que se encuentra el pozo analizado, en este caso se definirá el producto a ser estudiado como: producción de petróleo, precio de petróleo, costo de la operación, capital empleado y factor de riesgo, ver Anexo 29; luego con el diagrama de Tornado se estudia las variables usadas a fin de determinar los riesgos mayores.

En el diagrama de tornado ver Figura 5.27, se analiza las sensibilidades del proyecto tomando en cuenta los factores más relevantes, en la columna de descripción se observa las variables como el precio y volumen de petróleo, siendo las que afectan directamente el proyecto con una variación que representa al 0.49 y 0.37 respectivamente, tomando como punto de partida el VPN que corresponde a 2'832,945 USD; al realizar una variación al precio de petróleo (barra de color verde) y al ser superior al precio actual este aportará con un aumento de 3'619,025 USD, situándose a la derecha del punto de partida de VPN como High (H), sin embargo, si el precio se reduce al que se mantiene actualmente, el VPN caería a 2'080,449 USD siendo una condición negativa al proyecto, igualmente se observa para el volumen de petróleo, al aumentar la producción obtenemos una mejora de 3'513,710 USD y una disminución del volumen de crudo se traduce en pérdida reduciendo el valor a 2'178,895 USD; en cambio el costo operativo (barra de color negro) indica que mientras menor es el costo de operación este contribuirá de manera positiva al proyecto indicado con Low (L) de 3'187,112 USD y un aumento en los costos operativos High (H) reduciría el VPN a 2'513,021 USD.

Mientras menos producción de agua exista representa un VPN de 3'089,799 USD, y si su producción es mayor desfavorecería al proyecto obteniendo un VPN de 2'602,147 USD.

FIGURA 5.27 DIAGRAMA DE TORNADO PARA EL POZO LIMONCOCHA K-031.

World Peep		Value Measure: AtCashAtDiscRate2							
Limoncocha_31k_base		2832945							
Description	Var	2000000	2180000	2540000	2900000	3260000	3620000	3800000	
Prod.: Oil Price	0.49	2080449	L					H	3619025
Prod.: Oil Volume	0.37	2178895	L					H	3513710
All Opcost	0.09	2513021			H		L		3187112
Prod.: Water Volume	0.05	2602147			H		L		3089799
All Capital	0.00	2832945							2832945

Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas

Continuando con el análisis el árbol de decisión ver Figura 5.28, permite crear varias alternativas que pueden aplicarse en el estudio de trabajo, basándose en los capítulos anteriores del proyecto, en los cuales se analizó el comportamiento de los datos desde el inicio de sus operaciones cuyos resultados son tomados en cuenta para finalmente optar por el camino más asertivo, para el pozo LMNK-031 partimos desde el nodo de decisión cuadrado de color amarillo ver Figura 5.28, del cual se desprenden dos ramas: una se refiere a la aplicación de un trabajo de mejora tomando en cuenta los riesgos implícitos y la otra rama apunta a no realizar ninguna variación al pozo en estudio manteniendo sus condiciones actuales. Al aplicar un trabajo llegamos al segundo nodo de decisión (segundo cuadrado de color amarillo) del cual se desprenden tres ramas que representan la incertidumbre del análisis con tres posibles alternativas a ser consideradas, cada alternativa posee un grado de éxito o fracaso de acuerdo al análisis desarrollado durante toda la etapa de estudio, si tomamos la variación de frecuencia se ve una probabilidad de éxito de 0.21 en fracción, que de acuerdo a las variaciones estudiadas si se escoge esta alternativa habrá una inclinación mayor al fracaso de un 0.79, simultáneamente se observa una alternativa de cambio de equipo, de acuerdo a los trabajos analizados se obtiene un 0.32 en fracción de éxito que pudiera contribuir si se la escogiera para mejorar el

pozo; finalmente tenemos el control de agua cuya probabilidad de mejorar la producción es de 0.8 en fracción contra un 0.2 de fracaso del análisis estudiado, debajo de cada rama se observa el PVM que es el Primer valor medido, mismo que corresponde al volumen total de petróleo que se obtiene en Bls, a continuación se tiene SVM que es el Segundo valor medido, que pertenece al VPN y que se obtiene al realizar el trabajo medido en USD, los resultados están asociados al caso base por tanto al observar la variación de frecuencia puede incrementar la producción de petróleo pero también incrementará el agua siendo una alternativa no tan óptima, un control de agua mejora la producción con un VPN de 8'820,894 USD el cual se puede observar que es el mayor valor de las alternativas presentadas. También se considera la probabilidad de fracaso teniendo un VPN de 7'164,000 USD.

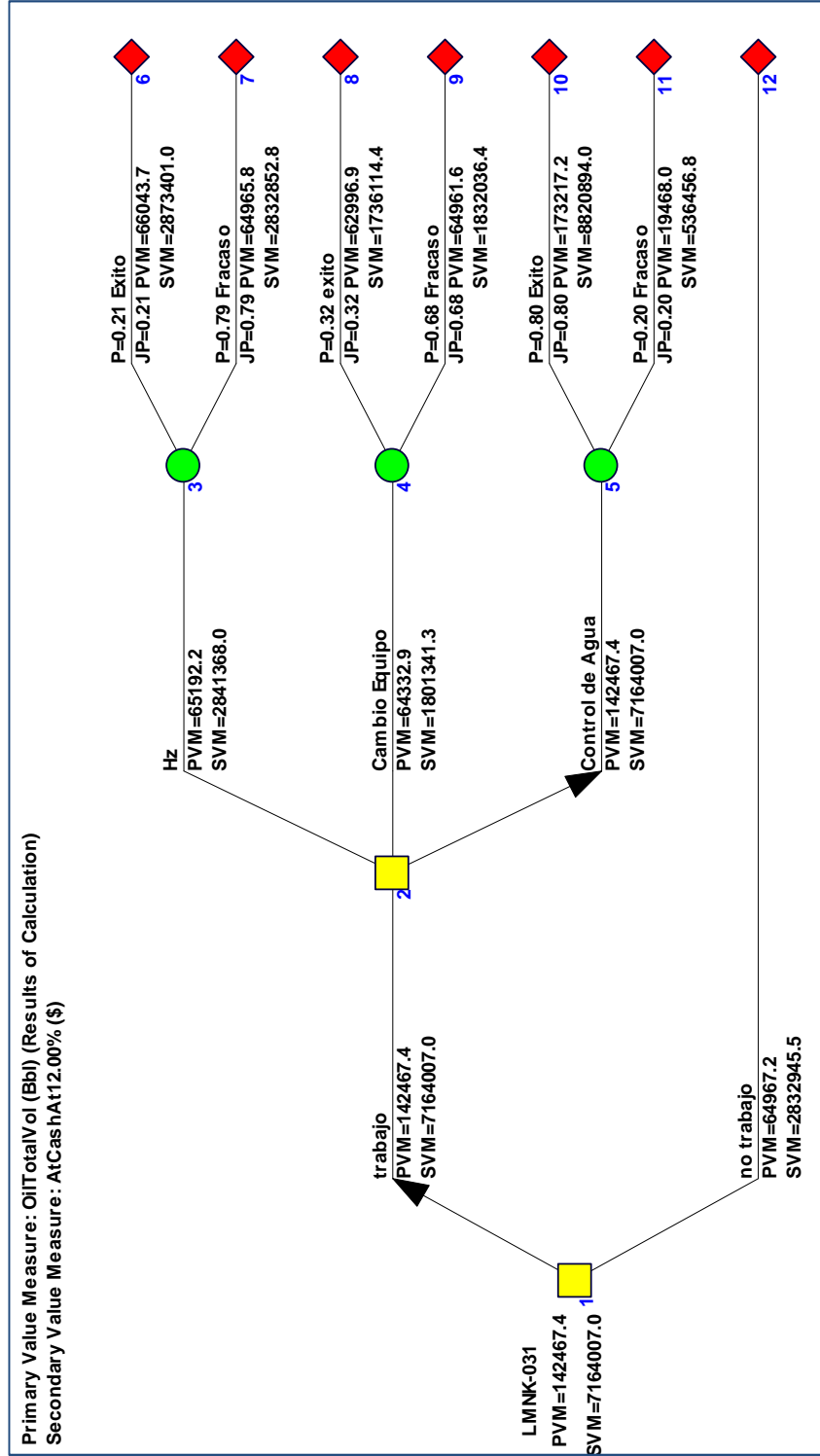
Se presenta el flujo de caja del proyecto ver Anexo 30, en la Tabla 5.16 se puede ver el desglose del flujo de caja con un valor de ingresos netos de 14'463,637 USD de los cuales el costo operativo es 4'732,734 USD que representa el 32% de los egresos obteniendo un flujo de caja de 9'479,025 USD.

TABLA 5.16 DESGLOSE DEL FLUJO DE CAJA LIMONCOCHA K-031.

DESGLOSE DEL FLUJO DE CAJA	
(\$)	
(+) INGRESOS NETOS	14463637
(-) COSTOS OPERATIVOS	4732734
IMPUESTOS	181878
INVERSION	70000
(=) FLUJO DE CAJA	9479025

Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

FIGURA 5.28 ÁRBOL DE DECISIÓN PARA EL POZO LIMONCOCHA K-031.



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas

Como se analizó el proyecto se determina que es viable, ver Tabla 5.17, debido a que proyecta un valor presente neto de 8'820,894 USD, un índice de rentabilidad positivo de 126.01 y una relación costo/beneficio mayor a la unidad de 1.84, por lo tanto el proyecto es aceptable.

TABLA 5.17 INDICADORES ECONÓMICOS LIMONCOCHA K-031.

INDICADORES ECONÓMICOS			
Tasa Descuento [%]	VPN [\$]	PIR [fracción]	C/B [fracción]
0.0	9479025	135.41	1.97
10.0	8920420	127.43	1.86
12.0	8820894	126.01	1.84
15.0	8678185	123.97	1.81
18.0	8542811	122.04	1.78
20.0	8456353	120.81	1.76

Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

5.11 EVALUACIÓN ECONÓMICA Y TOMA DE DECISIONES DEL POZO LIMONCOCHA L-030

Se crea primero el caso base que representa el estado actual definiendo los parámetros necesarios ver Anexo 29, para posteriormente realizar el diagrama de Tornado identificando las variables de mayor riesgo.

En el diagrama de tornado Figura 5.29, es analizada la sensibilidad del proyecto tomando como punto de partida el VPN que corresponde a 6'422, 624 USD, las variables que más afectan al proyecto son el precio y volumen de petróleo con una variación del 0.52 y 0.39 respectivamente, si el precio es superior al contemplado actualmente el proyecto incrementa a 7'974,053 USD ubicándose a la derecha como High (H), caso contrario si el precio disminuye el proyecto caería a 4'919,424 USD ubicándose a la izquierda del VPN como Low (L). Al analizar la sensibilidad del volumen de petróleo, si aumenta la producción se obtiene una mejora de 7'764,858 USD colocándose al lado derecho del punto referencial, una disminución del

volumen de petróleo se traduce en pérdidas con un valor de 5'115,667 USD. El costo operativo si es menor contribuirá positivamente al proyecto con 6'994,404 USD ubicándose al lado derecho como Low (L), un incremento en los costos operativos afecta de manera negativa ubicándose al lado izquierdo como High (H) con 5'897,555 USD. Finalmente, una reducción en la producción de agua afecta positivamente colocándose al lado derecho como Low (L) con 6'805,014 USD, al incrementar el agua influye de manera negativa ubicándose al lado izquierdo como High (H) con 6'075,217 USD.

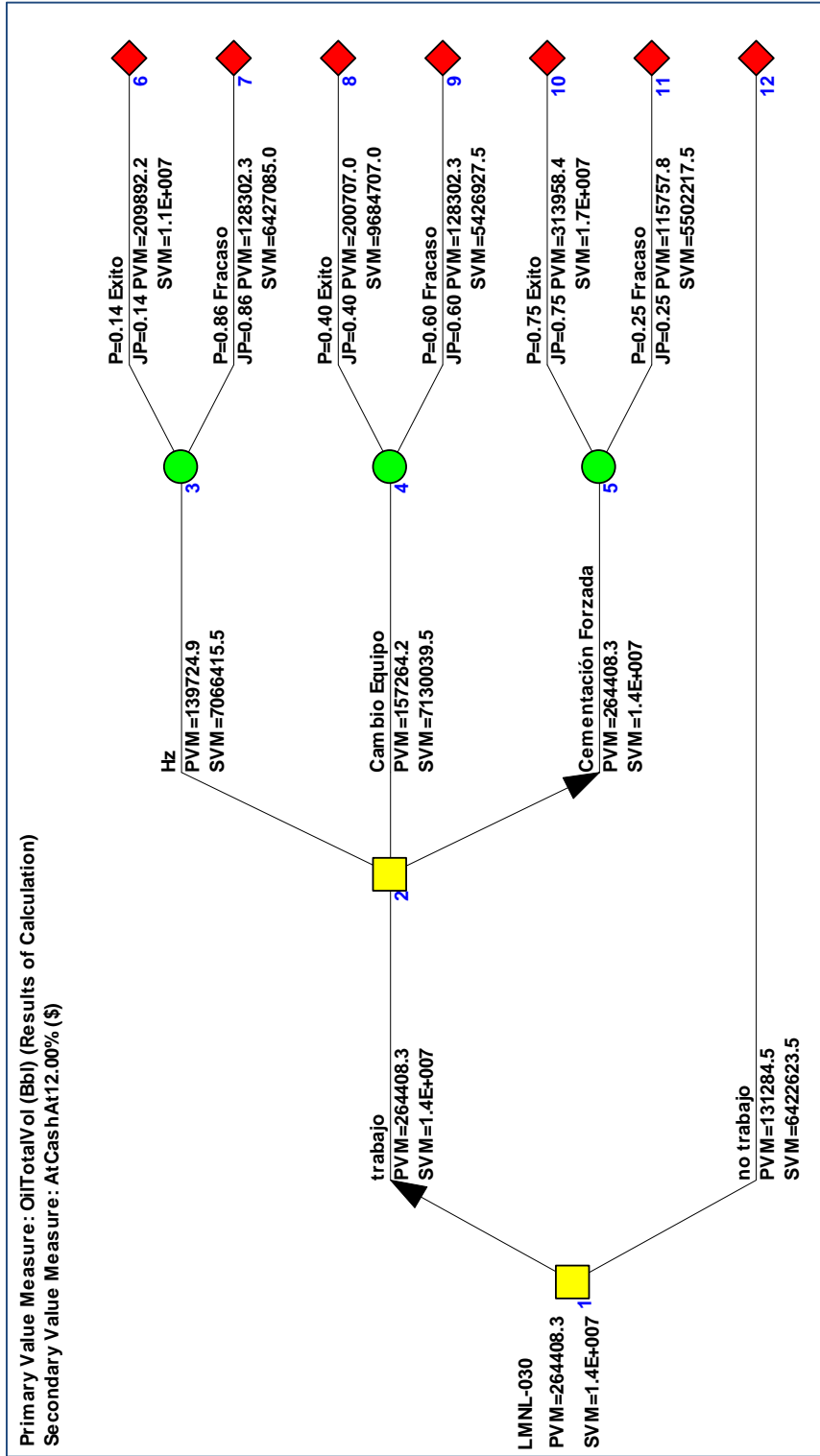
FIGURA 5.29 DIAGRAMA DE TORNADO PARA EL POZO LIMONCOCHA L-030.

World Peep		Value Measure: AtCashAtDiscRate2						
Limoncocha_30L_base								
Description	Var	4800000	5130000	5790000	6422624	7110000	7770000	8100000
Prod.: Oil Price	0.52	4919424	L H					7974053
Prod.: Oil Volume	0.39	5115667	L H					7764858
All Opcost	0.07	5897555	H L					6994404
Prod.: Water Volume	0.03	6075217	H L					6805014
All Capital	0.00	6422624						6422624

Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas

En el árbol de decisión Figura 5.30 crea diferentes alternativas que pueden ser tomadas en consideración del proyecto, basándose en el análisis realizado previamente en los capítulos anteriores, en la variación de frecuencia se presenta una probabilidad de éxito de 0.14 con una probabilidad de fracaso de 0.86 al ser tomada en cuenta esta alternativa se obtiene un VPN de 7'066,415.5 USD con un volumen de 139,724.9 BIs de petróleo, al optar por un cambio de equipo se mejora la alternativa con un VPN de 7'130,039.5 USD y un volumen de 157,264.2 BIs de petróleo. Finalmente un trabajo de cementación forzada obtiene un VPN de 17'733,977 USD, considerando la probabilidad de fracaso el nodo de decisión obtiene un VPN de 14'220,300 USD siendo el mayor valor de las alternativas propuestas, por tal motivo es viable realizar el trabajo debido a que contribuirá positivamente a la mejora del pozo.

FIGURA 5.30 ÁRBOL DE DECISIÓN PARA EL POZO LIMONCOCHA L-030.



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas

En la Tabla 5.18 se presenta el desglose del flujo de caja del proyecto ver Anexo 31, con un valor de ingresos netos de 26'562,195 USD de los cuales el costo operativo es de 7'295,809 USD representa el 27.47% de los egresos obtenemos 18'862,371 USD de flujo de caja.

TABLA 5.18 DESGLOSE DEL FLUJO DE CAJA LIMONCOCHA L-030.

DESGLOSE DEL FLUJO DE CAJA	
(\$)	
(+) INGRESOS NETOS	26562195
(-) COSTOS OPERATIVOS	7295809
(-) IMPUESTOS	334016
(-) INVERSION	75000
(=) FLUJO DE CAJA	18862371

Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

En la Tabla 5.19 se observa los indicadores económicos a diferentes tasas de descuento por tanto el proyecto es viable con un valor presente neto de 17'733,977 USD al 12%, un índice de rentabilidad positivo de 253.34 y una relación costo/beneficio mayor a la unidad de 2.41.

TABLA 5.19 INDICADORES ECONÓMICOS LIMONCOCHA L-030.

INDICADORES ECONÓMICOS			
Tasa Descuento [%]	VPN [\$]	PIR [fracción]	C/B [fracción]
0.0	18862371	269.46	2.56
10.0	17905613	255.79	2.43
12.0	17733977	253.34	2.41
15.0	17487227	249.82	2.37
18.0	17252447	246.46	2.34
20.0	17102132	244.32	2.32

Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

5.12 EVALUACIÓN ECONÓMICA Y TOMA DE DECISIONES DEL POZO LIMONCOCHA K-032

Se crea el caso base representando el estado actual definiendo los parámetros necesarios ver Anexo 29, para posteriormente realizar el diagrama de Tornado con la finalidad de identificar las variables de mayor riesgo.

En la Figura 5.31 es analizada las sensibilidades del proyecto tomando VPN como punto de partida que corresponde a 1'298,562 USD, el precio y volumen de petróleo tienen una variación del 0.46 y 0.34 respectivamente, si el precio se incrementa el proyecto aumenta a 1'727,568 USD situándose en la parte derecha como High (H), si el precio disminuye el proyecto tiene un decremento a 898,668 USD ubicándose al lado izquierdo como Low (L). Al aumentar el volumen de petróleo se obtiene una mejora de 1'669,764 USD ubicándose al lado derecho como High (H), una disminución del volumen de petróleo reduce el valor presente a 950,115 USD. Si el costo operativo es menor contribuye positivamente al proyecto con 1'530,188 USD ubicándose al lado derecho como Low (L), un incremento afecta de manera negativa ubicándose al lado izquierdo como High (H) con 1'096,443 USD. Una reducción del agua afecta positivamente colocándose al lado derecho como Low (L) con 1'476,125 USD, al incrementar el agua se ubica al lado izquierdo como High (H) con 1'143,018 USD.

FIGURA 5.31 DIAGRAMA DE TORNADO PARA EL POZO LIMONCOCHA K-032.

World Peep		Value Measure: AtCashAtDiscRate2							
Limoncocha_32K_base		800000 1298562 1800000							
Description	Var	800000	900000	1100000	1300000	1500000	1700000	1800000	
Prod.: Oil Price	0.46	898668	L					H	1727568
Prod.: Oil Volume	0.34	950115	L					H	1669764
All Opcost	0.13	1096443			H		L		1530188
Prod.: Water Volume	0.07	1143018			H		L		1476125
All Capital	0.00	1298562							1298562

Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas

En la Figura 5.32 se analiza las diferentes alternativas que puede tomar el proyecto, al observar la variación de frecuencia se obtiene un PVM de 65,426 Bls a un SVM de 2'488,530.8 USD con una probabilidad de éxito de 0.18 y 0.82 de fracaso, para un trabajo en la variación de PWF se obtiene un mejor resultado con un PVM de 127,716.4 Bls a un SVM de 5'025,496 USD, el nodo de decisión presenta una probabilidad de 0.5 de éxito o fracaso. De las alternativas propuestas la que cuenta con un mayor VPN es la PWF con 8'752,430 USD, siendo una buena alternativa, una vez agotadas las probabilidades de mejoramiento es aconsejable poner en producción la zona más alta como se analizó en los capítulos anteriores, misma que posee buenas propiedades petrofísicas.

En la Tabla 5.20 se tiene el desglose del flujo de caja del proyecto ver Anexo 32, con un valor de ingresos netos de 18'339,500 USD de los cuales el costo operativo es de 8'495,973 USD que representa el 46.3% de los egresos obteniendo un flujo de caja de 9'612,910 USD.

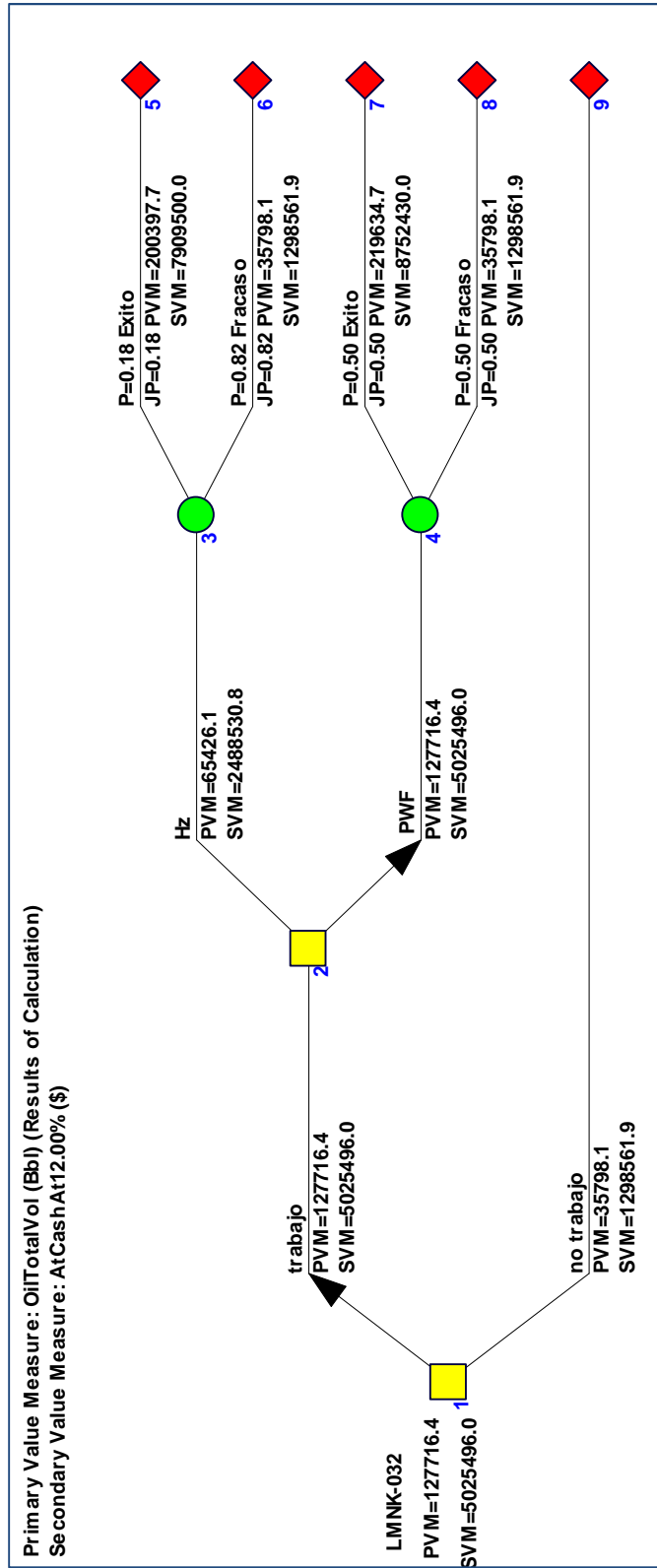
TABLA 5.20 DESGLOSE DEL FLUJO DE CAJA LIMONCOCHA K-032.

DESGLOSE DEL FLUJO DE CAJA	
(\$)	
(+) INGRESOS NETOS	18339500
(-) COSTOS OPERATIVOS	8495973
(-) IMPUESTOS	230616
(=) FLUJO DE CAJA	9612910

Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

En la Tabla 5.21 se observa los indicadores económicos a diferentes tasas de descuento por tanto el proyecto es viable previo a un cambio de zona con un valor presente neto de 8'752,430 USD al 12% una relación costo/ beneficio mayor a la unidad de 1.03.

FIGURA 5.32 ÁRBOL DE DECISIÓN PARA EL POZO LIMONCOCHA K-032.



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas

TABLA 5.21 INDICADORES ECONÓMICOS LIMONCOCHA K-032.

INDICADORES ECONÓMICOS		
Tasa Descuento [%]	VPN [\$]	C/B [fracción]
0.0	9612910	1.13
10.0	8880557	1.04
12.0	8752430	1.03
15.0	8569960	1.01
18.0	8398233	0.99
20.0	8289255	0.98

Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

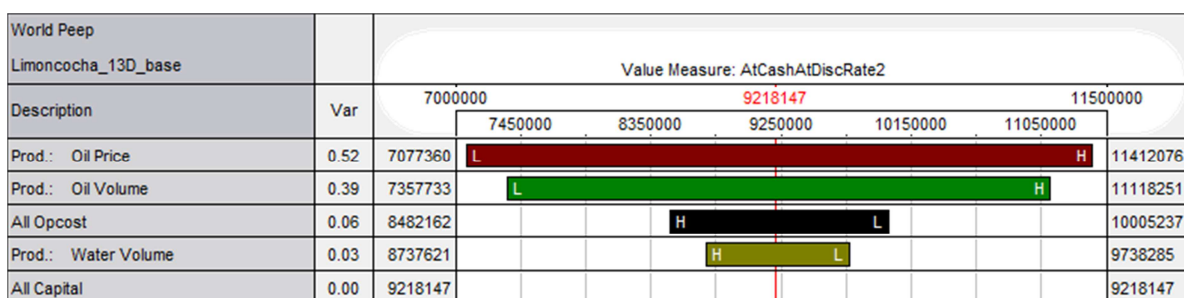
5.13 EVALUACIÓN ECONÓMICA Y TOMA DE DECISIONES DEL POZO LIMONCOCHA D-013

Se crea el caso base que representa el estado actual definiendo los parámetros necesarios ver Anexo 29, posteriormente se realiza el diagrama de Tornado identificando las variables de mayor riesgo.

En la Figura 5.33 es analizada las sensibilidades del proyecto desde VPN como punto de partida que corresponde a 9'218,147 USD, el precio y volumen de petróleo tienen una variación del 0.52 y 0.39 respectivamente siendo el precio un factor predominante en el proyecto, al incrementa el precio por barril de petróleo el proyecto aumenta a 11'412,076 USD situándose a la derecha como High (H), si el precio disminuye tiene un decremento a 7'077,360 USD ubicándose al lado izquierdo como Low (L). Al aumentar el volumen de petróleo se obtiene una mejora de 11'118,251 USD ubicándose al lado derecho como High (H), una disminución del volumen de petróleo reduce el valor a 7'357,733 USD. El costo operativo al reducirse contribuye positivamente al proyecto con 10'005,237 USD ubicándose al lado derecho como Low (L), un incremento afecta de manera negativa ubicándose al lado izquierdo con 8'482,162 USD. Una reducción del agua afecta positivamente colocándose al lado

derecho como Low (L) con un valor de 9'738,285 USD, al incrementar el agua se ubica al lado izquierdo como High (H) con un valor de 8'737,621 USD.

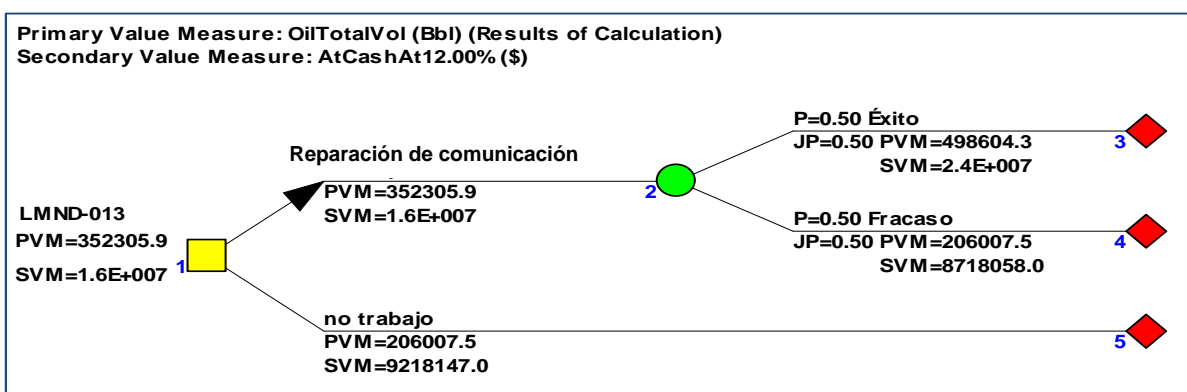
FIGURA 5.33 DIAGRAMA DE TORNADO PARA EL POZO LIMONCOCHA D-013



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas

En la Figura 5.34 se analiza las diferentes alternativas que puede tomar el proyecto, partiendo del nodo de decisión cuadrado de color amarillo del cual se plantea realizar el trabajo de reparación de la comunicación con una probabilidad del 0.5 de éxito o fracaso; otra alternativa planteada es mantener las condiciones actuales, al observar el desempeño la que obtiene un mejor VPN es la reparación de comunicación mecánica con un VPN de 24'304,151 USD, si no es realizada ninguna operación el valor es de 9'218,147 USD, siendo la mejor alternativa reducir la comunicación en el pozo para mejorar la productividad del mismo.

FIGURA 5.34 ÁRBOL DE DECISIÓN PARA EL POZO LIMONCOCHA D-013.



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas

En la Tabla 5.22 se presenta el desglose del flujo de caja ver Anexo 33, con un valor de ingresos netos de 41'795,379 USD de los cuales el costo operativo es de 11'331,670 USD representa el 27.11% de los egresos obteniendo un flujo de caja de 29'438,138 USD.

TABLA 5.22 DESGLOSE DEL FLUJO DE CAJA LIMONCOCHA D-013.

DESGLOSE DEL FLUJO DE CAJA	
(\$)	
(+) INGRESOS NETOS	41795379
(-) COSTOS OPERATIVOS	11331670
(-) IMPUESTOS	525571
(-) INVERSION	500000
(=) FLUJO DE CAJA	29438138

Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

En la Tabla 5.23 se observa los indicadores económicos a diferentes tasas de descuento por tanto el proyecto es viable previo con un valor presente neto de 24'304,151 USD al 12% con un índice de rentabilidad de 48.61 y una relación costo/beneficio mayor a la unidad de 2.05.

TABLA 5.23 INDICADORES ECONÓMICOS LIMONCOCHA D-013.

INDICADORES ECONÓMICOS			
Tasa Descuento [%]	VPN [\$]	PIR [fracción]	B/C [fracción]
0.0	29438138	58.88	2.49
10.0	25017137	50.03	2.11
12.0	24304151	48.61	2.05
15.0	23318197	46.64	1.97
18.0	22421069	44.84	1.90
20.0	21866831	43.73	1.85





Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

5.14 EVALUACIÓN ECONÓMICA Y TOMA DE DECISIONES DEL POZO LMNG-036

Se crea el caso base representando el estado actual definiendo los parámetros necesarios ver Anexo 29, para posteriormente realizar el diagrama de Tornado identificando las variables de mayor riesgo.

En la figura 5.35 es analizada las sensibilidades del proyecto tomándose como punto de partida VPN que corresponde a 402,714 USD, el precio y volumen de petróleo tienen una variación del 0.51 y 0.39 respectivamente, siendo el precio un factor predominante en el proyecto barra de color verde, al incrementar el precio aumenta a 500,704 USD (derecha), si el precio disminuye decrece a 305,527 USD (izquierda). Al aumentar el volumen de petróleo se obtiene una mejora a 487,681 USD (derecha), una disminución en el volumen de petróleo reduce el valor a 318,435 USD. El costo operativo al reducirse contribuye positivamente al proyecto con 439,168 USD ubicándose al lado derecho como Low (L), un incremento afecta de manera negativa ubicándose al lado izquierdo como High (H) con 367,156 USD; una reducción del agua afecta positivamente colocándose al lado derecho como Low (L) con 427,333 USD, al incrementar el agua se ubica al lado izquierdo como High (H) con un VPN de 378,842 USD.

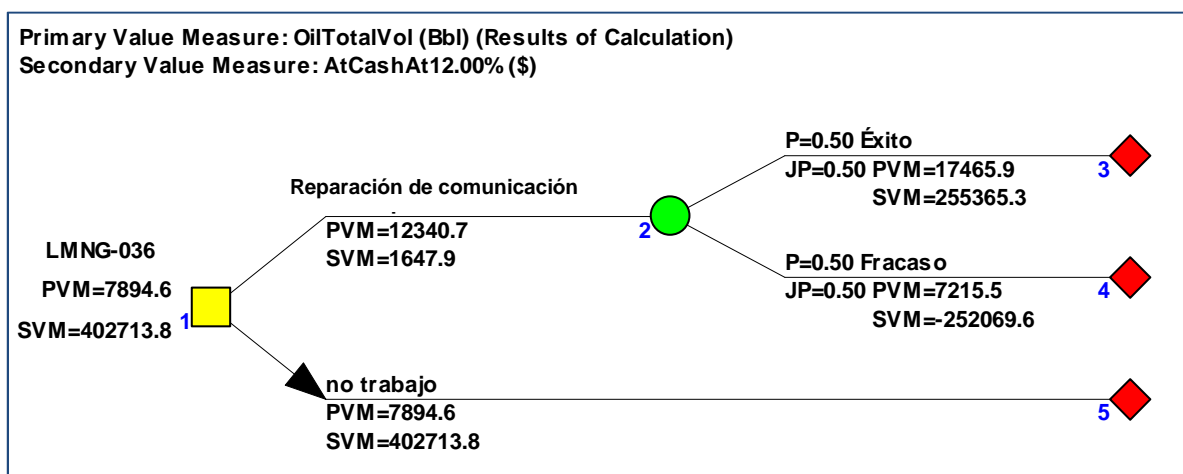
FIGURA 5.35 DIAGRAMA DE TORNADO PARA EL POZO LIMONCOCHA G-036

World Peep		Value Measure: AtCashAtDiscRate2						
Limoncocha_36G_base								
Description	Var	300000	320300	360900	401500	442100	482700	503000
Prod.: Oil Price	0.51	305527	L  H					500754
Prod.: Oil Volume	0.39	318435	L  H					487681
All Opcost	0.07	367156	H  L					439168
Prod.: Water Volume	0.03	378842	H  L					427333
All Capital	0.00	402714						402714

Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas

En la Figura 5.36 se analiza las diferentes alternativas que puede tomar el proyecto, partiendo del nodo de decisión cuadrado de color amarillo se plantea realizar el trabajo de reparación de la comunicación con una probabilidad del 0.5 de éxito o fracaso y otra alternativa plantea mantener las condiciones actuales, al observar la reparación se obtiene un VPN de 255,365.3 USD sin embargo si no se realiza un trabajo el VPN es superior con un SVM de 402,713 USD, por tanto no es viable realizar el proyecto como es indicado en la Figura 5.36.

FIGURA 5.36 ÁRBOL DE DECISIÓN PARA EL POZO LIMONCOCHA G-036.



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

En la Tabla 5.24 se tiene el desglose del flujo de caja del proyecto ver Anexo 34, con un valor de ingresos netos de 1'458,401 USD de los cuales el costo operativo es de 661,863 USD representa el 45.3% de los egresos se obtiene un flujo de caja de 278,199 USD.

TABLA 5.24 DESGLOSE DEL FLUJO DE CAJA LIMONCOCHA G-036.

DESGLOSE DEL FLUJO DE CAJA	
(\$)	
(+) INGRESOS NETOS	1458401
(-) COSTOS OPERATIVOS	661863
(-) IMPUESTOS	18339
(-) INVERSION	500000
(=) FLUJO DE CAJA	278199

Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

En la Tabla 5.25 se observa los indicadores económicos a diferentes tasas de descuento por tanto el proyecto no viable con un valor presente neto de 255,365 USD al 12% con un índice de rentabilidad de 0.51 y una relación beneficio/costo menor a la unidad de 0.22.

TABLA 5.25 INDICADORES ECONÓMICOS LIMONCOCHA G-036.

INDICADORES ECONÓMICOS			
Tasa Descuento [%]	VPN [\$]	PIR [fracción]	B/C [fracción]
0.0	278199	0.56	0.24
10.0	258922	0.52	0.22
12.0	255365	0.51	0.22
15.0	250196	0.50	0.22
18.0	245215	0.49	0.22
20.0	241994	0.48	0.21

Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

5.15 EVALUACIÓN ECONÓMICA Y TOMA DE DECISIONES DEL POZO LIMONCOCHA L-028

Se crea el caso base que representa el estado actual definiendo los parámetros necesarios ver Anexo 29, para posteriormente realizar el diagrama de Tornado identificando las variables de mayor riesgo.

En la Figura 5.37 es analizada las sensibilidades del proyecto tomándose como punto de partida VPN que corresponde a 3'309,614 USD, el precio y volumen de petróleo tienen una variación del 0.57 y 0.43 respectivamente siendo el precio un factor predominante en el proyecto mientras que el volumen de agua no es una variable que afecta drásticamente al proyecto, al incrementa el precio aumenta a 3'883,761 USD situándose a la derecha como High (H), si el precio disminuye tiene un decremento a 2'735,466 USD ubicándose al lado izquierdo como Low (L). Si aumenta el volumen de petróleo se obtiene una mejora de 3'807,506 USD al lado derecho como High (H), una disminución del volumen de petróleo reduce el valor a 2'811,721 USD. El costo operativo al reducirse contribuye positivamente al proyecto con 3'380,100 USD ubicándose al lado derecho como Low (L), un incremento afecta de manera negativa ubicándose al lado izquierdo como High (H) con 3'239,128 USD.

FIGURA 5.37 DIAGRAMA DE TORNADO PARA EL POZO LIMONCOCHA L-028.

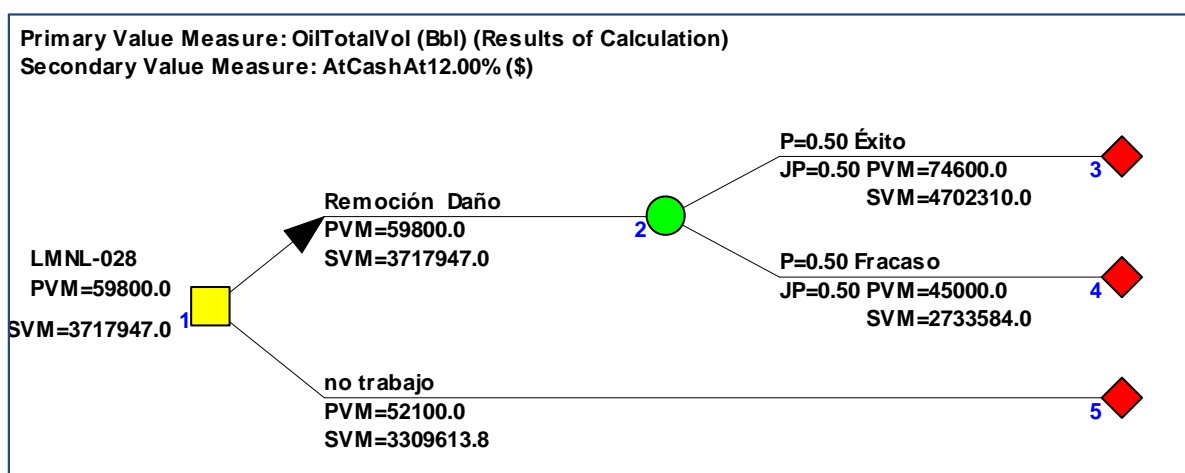
World Peep		Value Measure: AtCashAtDiscRate2							
limonccha_28L_base									
Description	Var	2600000	2740000	3020000	3309614	3580000	3860000	4000000	
Prod.: Oil Price	0.57	2735466	L					H	3883761
Prod.: Oil Volume	0.43	2811721		L				H	3807506
All Opcost	0.01	3239128				H	L		3380100
All Capital	0.00	3309614							3309614

Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas

En la Figura 5.38 se analiza las diferentes alternativas que puede tomar el proyecto, partiendo del nodo de decisión se plantea realizar el trabajo de acidificación para

reducir el daño con una probabilidad del 0.5 de éxito o fracaso obteniendo un VPN de 4'702,310 USD con una obtención de 74,600 Bls de volumen de crudo, mismo que es superior al obtenido por la segunda alternativa, por tal motivo el proyecto es viable.

FIGURA 5.38 ÁRBOL DE DECISIÓN PARA EL POZO LIMONCOCHA L-028.



Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas

En la Tabla 5.26 se tiene el desglose del flujo de caja del proyecto Anexo 35, con un valor de ingresos netos de 6'229,100 USD de los cuales el costo operativo es de 762,927 USD representa el 12.2% de los egresos obteniendo un flujo de caja de 5'317,843 USD.

TABLA 5.26 DESGLOSE DEL FLUJO DE CAJA LMNL-028.

DESGLOSE DEL FLUJO DE CAJA	
(\$)	
(+) INGRESOS NETOS	6229100
(-) COSTOS OPERATIVOS	762927
(-) IMPUESTOS	78330
(-) INVERSION	70000
(=) FLUJO DE CAJA	5317843

Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

En la Tabla 5.27 se observa los indicadores económicos a diferentes tasas de descuento por tanto el proyecto es viable con un valor presente neto de 4'702,310 USD al 12% con un índice de rentabilidad de 67.18 y una relación beneficio/costo mayor a la unidad de 5.65.

TABLA 5.27 INDICADORES ECONÓMICOS LMNL-028.

INDICADORES ECONÓMICOS			
Tasa Descuento [%]	VPN [\$]	PIR [fracción]	B/C [fracción]
0.0	5317843	75.97	6.39
10.0	4792614	68.47	5.75
12.0	4702310	67.18	5.65
15.0	4574549	65.35	5.49
18.0	4455232	63.65	5.35
20.0	4379984	62.57	5.26

Elaborado por: Mayra Ruano & Edwin Macas.

CAPÍTULO VI

6 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

6.1 CONCLUSIONES:

- Mediante un flujo de trabajo adecuado se ha podido desarrollar un análisis en busca de mejoras a la actividad productiva en la industria petrolera, detectando las principales causas que afectan al desarrollo normal, minimizando pérdidas y presentando opciones apropiadas al problema.
- Con el Índice de Heterogeneidad Modificado se ubica los pozos para la arena UI y TP en los cuadrantes, de acuerdo a su producción de agua y petróleo, siendo los pozos con excesiva producción de agua: LMNK-031, LMNL-030 de la arena TP y LMND-013 de la arena UI.
- Con la utilización de la gráfica de diagnóstico de Chan para pozos con problemas de alta producción de agua se identifica el tipo de problema que se encontraba en el pozo, sea este; canalización, comunicación o conificación. Conociendo la causa de la excesiva producción de agua, se planifica un trabajo de remediación.
- Las curvas de los diferentes parámetros del pozo como; producción, frecuencia de la bomba electrosumergible, presión, salinidad, permiten analizar el historial del pozo, su comportamiento y su respuesta a diferentes intervenciones realizadas en toda la etapa de producción.
- A través del mapa de acumulación de agua y petróleo para las arenas UI y TP se visualiza la distribución desde su etapa inicial en mayo de 1999 a julio 2013 para localizar zonas con mayor acumulación, obteniendo una distribución de agua desde 0 a 7,658.08 Mbls para TP y de 0 a 10,814.03 Mbls para UI, mientras que para petróleo va desde 0 a 2,047 Mbls para la arena TP y de 0 a 4,706 Mbls para UI, estos valores no deben ser considerados como la acumulación total del campo cuyos valores corresponden para la arena TP de

19,946.7 Mbls y 28,444.7 Mbls para la arena UI. Además este mapa permite analizar si la producción excesiva de agua en un pozo es normal dentro de la zona en la se encuentra, es decir, se debe tener en cuenta si un pozo tiene una producción de agua muy alta en una zona donde no exista mucha acumulación de agua.

- El registro de pozo contribuye de manera sustancial para obtener información de los parámetros físico y geológicos del pozo, tales como: los topes y bases de los marcadores litológicos, los intervalos disparados, el contacto agua petróleo, la zona/s de pago, resistividad, porosidad y permeabilidad de la roca, saturación de agua, entre otros.
- En el análisis de producción, mediante las curvas de comportamiento creadas en OFM se observa una evidente declinación de la producción de crudo, con un aumento sustancial en el corte de agua como en el caso de LMNK-031, y LMNL-30. Para LMNK-032 las curvas muestran una producción excesiva de agua al iniciar la actividad del pozo por presencia de un acuífero activo. Mientras que para LMNL-028 ambas curvas decrecen simultáneamente la tasa a medida que continúa la producción lo cual revela un daño en la cara del pozo el mismo que impide una buena comunicación entre yacimiento-pozo. Finalmente para LMND-013 y LMNG-036 el comportamiento de salinidad varia respecto al tiempo, propio de una comunicación con otro fluido que no pertenece al producido.
- En el análisis nodal se evidenció que el fluido en las arenas UI y TP se encuentran en estado subsaturado, debido a que la presión de burbuja se encuentra bajo la presión de reservorio, para la arena TP la presión de saturación es de 920 psi con una presión de reservorio de 3300 psi, mientras que en la arena UI la presión de saturación es de 830 psi con una presión de reservorio de 3100 psi.
- Mediante la variación de sensibilidades de los diferentes parámetros del pozo en el Inflow y Outflow en el análisis nodal, se observa el comportamiento que adoptarían dichos parámetros. Obteniendo así, como resultados de las

predicciones para LMNK-031, que un adecuado control del corte de agua influye en la producción del fluido, de manera que al disminuirse el corte de agua se obtiene un incremento en la producción de petróleo de 187.6 BPD a 416.9 bpd, cuyo IP referente al petróleo es mayor respecto el adquirido a condiciones de la fecha de estudio. Para LMNL-030 un trabajo de cementación forzada beneficia la producción de petróleo de 621.23 a 966.36 bpd. En el pozo LMNK-032 se tiene un bajo incremento de petróleo con respecto al de agua, por lo que la alternativa más factible es variar la presión de fondo para mejorar su productividad. Para el caso de LMND-013 al hacer un trabajo que solucione el problema de comunicación se presenta una mejora de 378.35 a 510.77 bpd, al igual que LMND-013 se debe hacer un reparo en el problema de comunicación de LMNG-036 del cual se tiene un incremento de 82.8 bpd, el mismo que al analizarlo económicamente no resulta rentable por un aporte mayor de agua. Para LMNL-028 un trabajo de remoción del daño incrementa el aporte a 125.8 bpd.

- El diagrama de tornado es una herramienta muy útil que permite visualizar las sensibilidades que afectaron en mayor proporción al proyecto, como: costo de petróleo, costo operativo, volumen de petróleo y volumen de agua que puede ser producido.
- Como mejor proyecto se tiene el pozo LMNL-030 con un VPN de 17'733,977 USD mientras que el pozo LMNG-036 es el menos rentable con un VPN de 402,713 USD el mismo que no es viable realizarlo.

6.2 RECOMENDACIONES:

- Para el estudio realizado se debe considerar una fiable adquisición de la información, ya que es necesario crear una óptima base de datos, para su que su posterior análisis sea el más acertado. Hay que tomar en cuenta que de la base de datos se realiza todas las curvas, mapas, registros y cálculos de los diferentes parámetros de un pozo, de dónde se parte el estudio.

- Al realizar el análisis del comportamiento con las gráficas de diagnóstico se debe comparar con otras herramientas para obtener un estudio más acertado e identificar las posibles causas del problema.
- Se debe tener en cuenta que el mapa acumulativo corresponde a la distribución del fluido durante un periodo determinado, mismo que mostrará en escala de colores las acumulaciones por completamiento y cuyo valor más elevado reflejará la mayor acumulación para un lugar en específico, el cual no debe ser considerado como la acumulación total del campo.
- Hay que tomar en cuenta que cuando se hace un análisis comparativo de múltiples pozos la profundidad debe ser analizada en TVD (True Vertical Depth) considerando un mismo nivel de referencia entre los completamientos.
- Se debe considerar el viaje del fluido (anular o tubular) desde los intervalos perforados hasta la tubería de producción a través de la completación del pozo, para obtener un adecuado resultado en la medición de la variación de presión.
- Es importante tener en cuenta las variables más relevantes como; precio del petróleo, volumen de crudo, costos operativos y volumen de agua, mismas que afectan en mayor proporción al proyecto propuesto.
- Se recomienda tener presente el aporte de agua, con un monitoreo constante para los pozos que se encuentran ubicados en el primer cuadrante del Índice de Heterogeneidad Modificado (MHI) con el fin de evitar a futuro producciones excesivas de agua.

7 REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Secretaría de Hidrocarburos, Unidad Técnica.

Petroamazonas, Activo Indillana.

Schlumberger. (2005). "Aplicación de Metodología PASS para la identificación de oportunidades para incremento de productividad en un campo maduro del valle medio del Magdalena – Colombia"

Schlumberger. "Control de Pozos: Operaciones de Rehabilitación"

Schlumberger. (2007). "PIPESIM Fundamentals, Training and Exercise Guide"

Tan, J., Del Castillo, Y. y Claudia Pinzon. (2008), "Candidate Recognition Using Performance Model Analysis with Personalities Characterization", Houston, Schlumberger.

Bailey, B., Crabtree, M. y Jeb Tyrie. (2000), "Water Control", Houston, Schlumberger.

Economides, M., Hill, A., Ehlig, C. y Ding Zhu. (2013) "Petroleum Production Systems". Second Edition. Westford, Massachusetts. Prentice Hall.

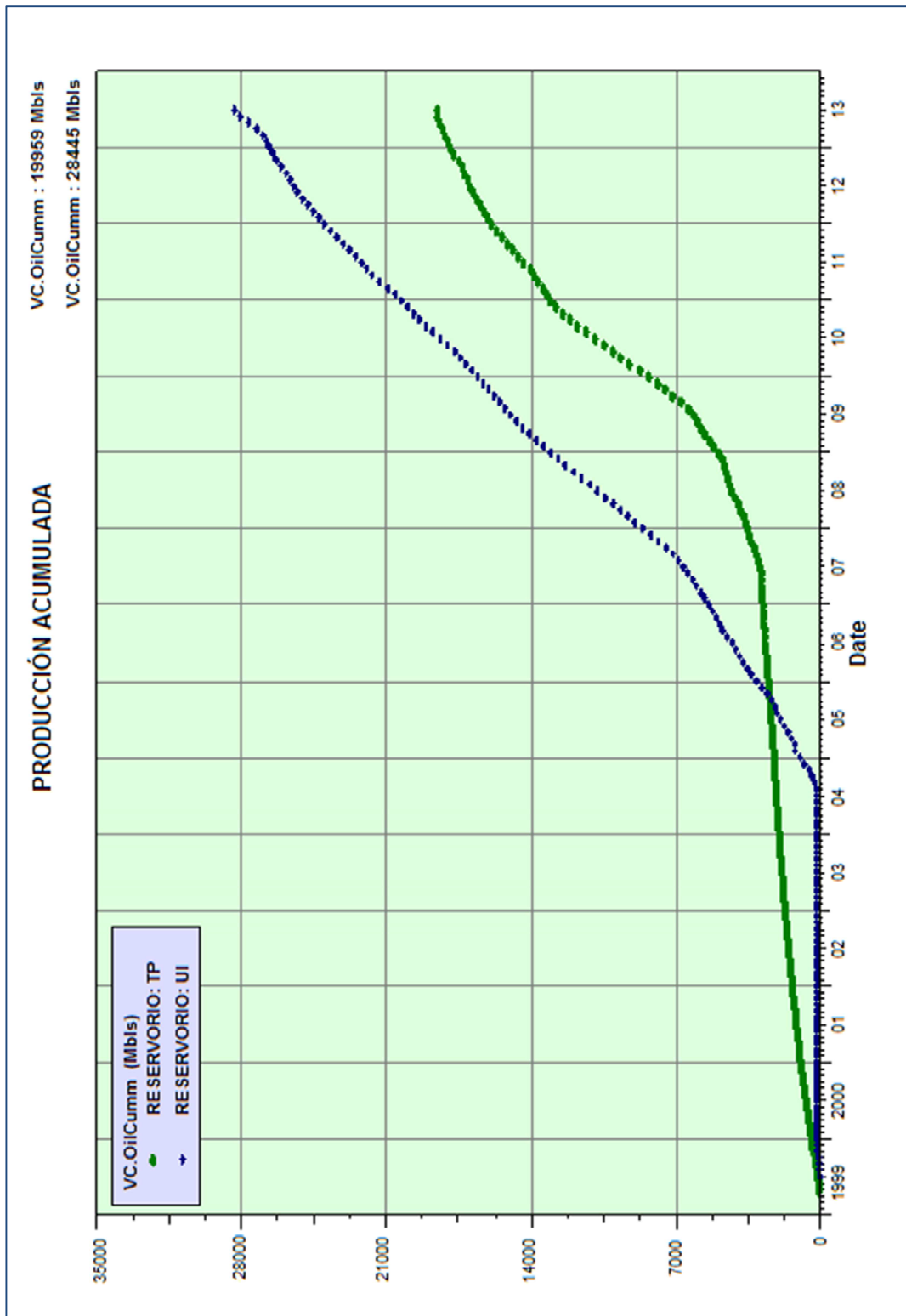
Cesin, S., Flores, J., Giménez, E., Hernández, F. Morales, F., Proaño, E., Rodríguez, J., Ulloa, M. y Carlos Vargas. (2010). "Produzca el Yacimiento". WEC México.

Schlumberger. (2001). "La toma de decisiones en la industria del gas y petróleo"

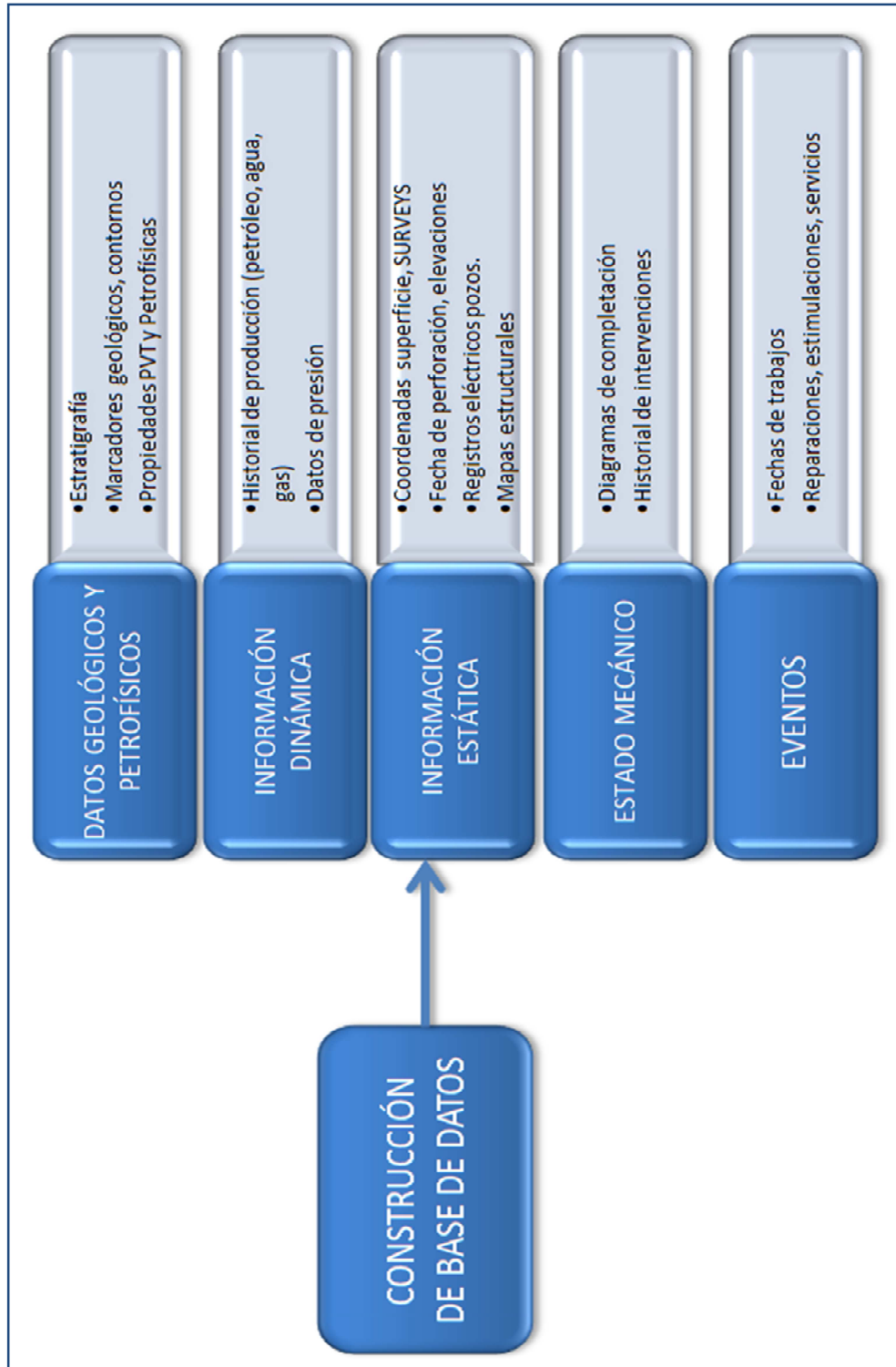
Iturrioz del Campo, Javier., "Diccionario Económico", Expansión, <http://www.expansion.com/diccionario-economico/indice-de-rentabilidad-ir.html>

8 ANEXOS

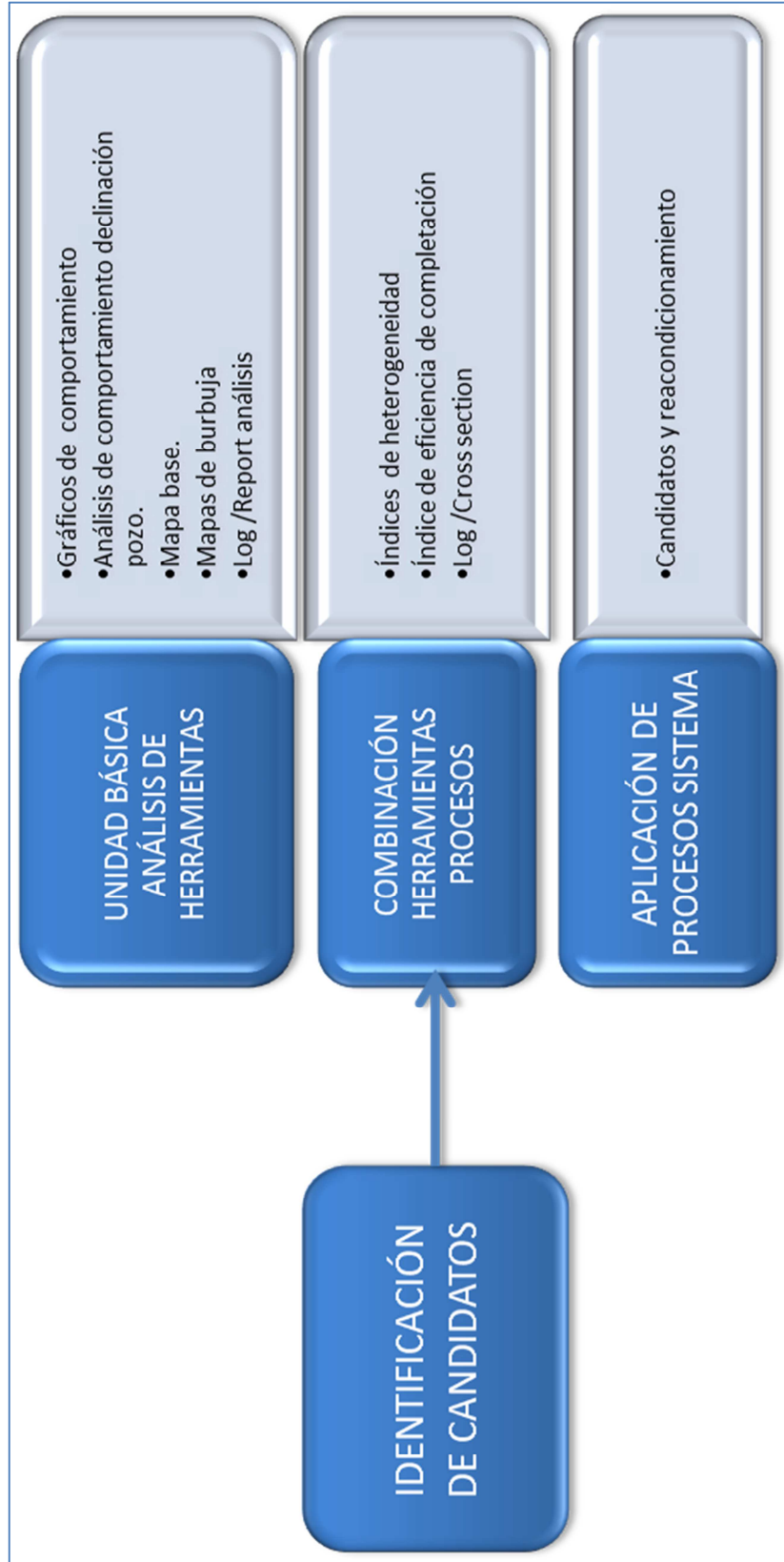
ANEXO 1 PRODUCCIÓN ACUMULADA A JULIO 2013



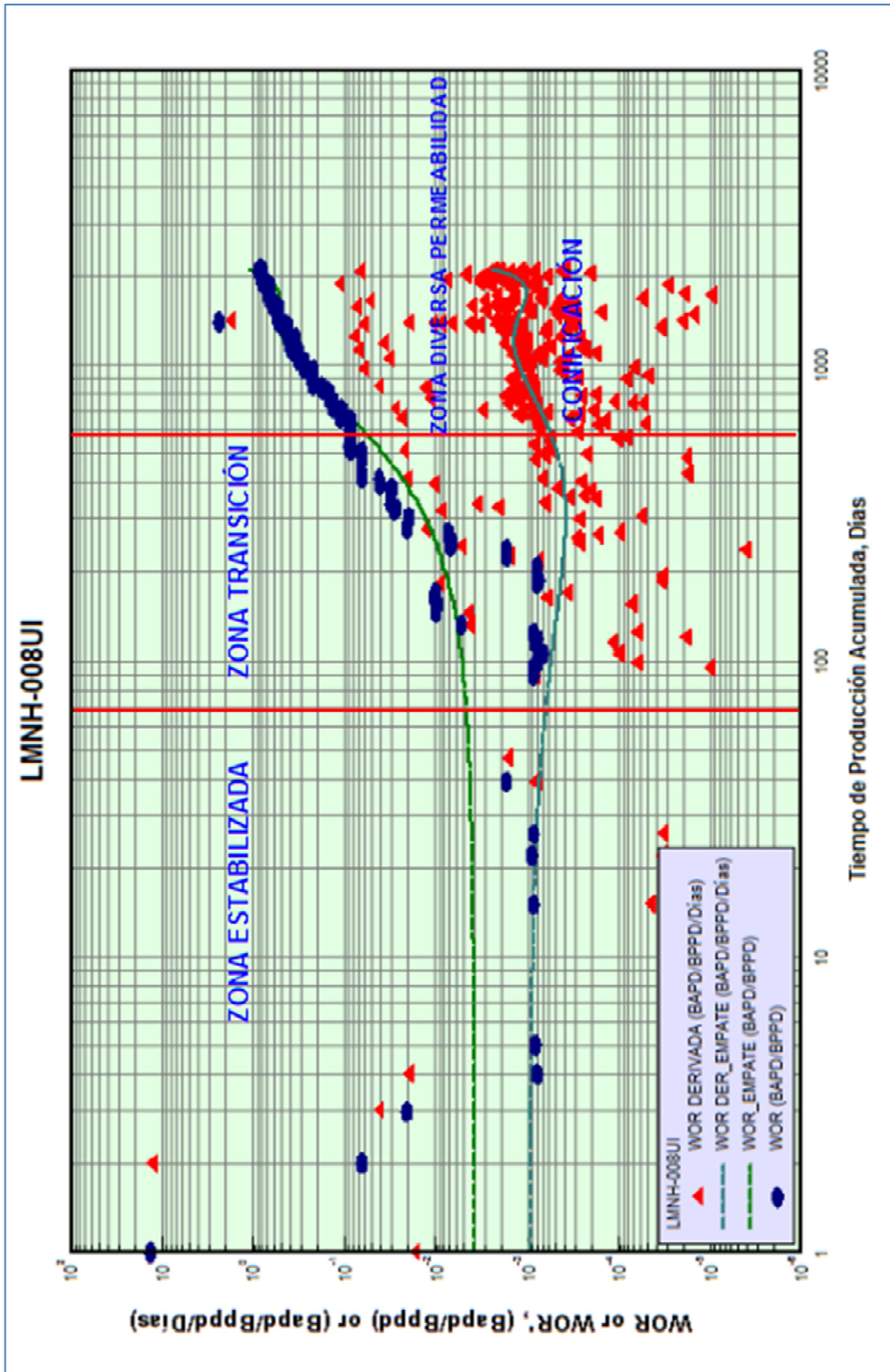
ANEXO 2 CONSTRUCCIÓN DE LA BASE DE DATOS



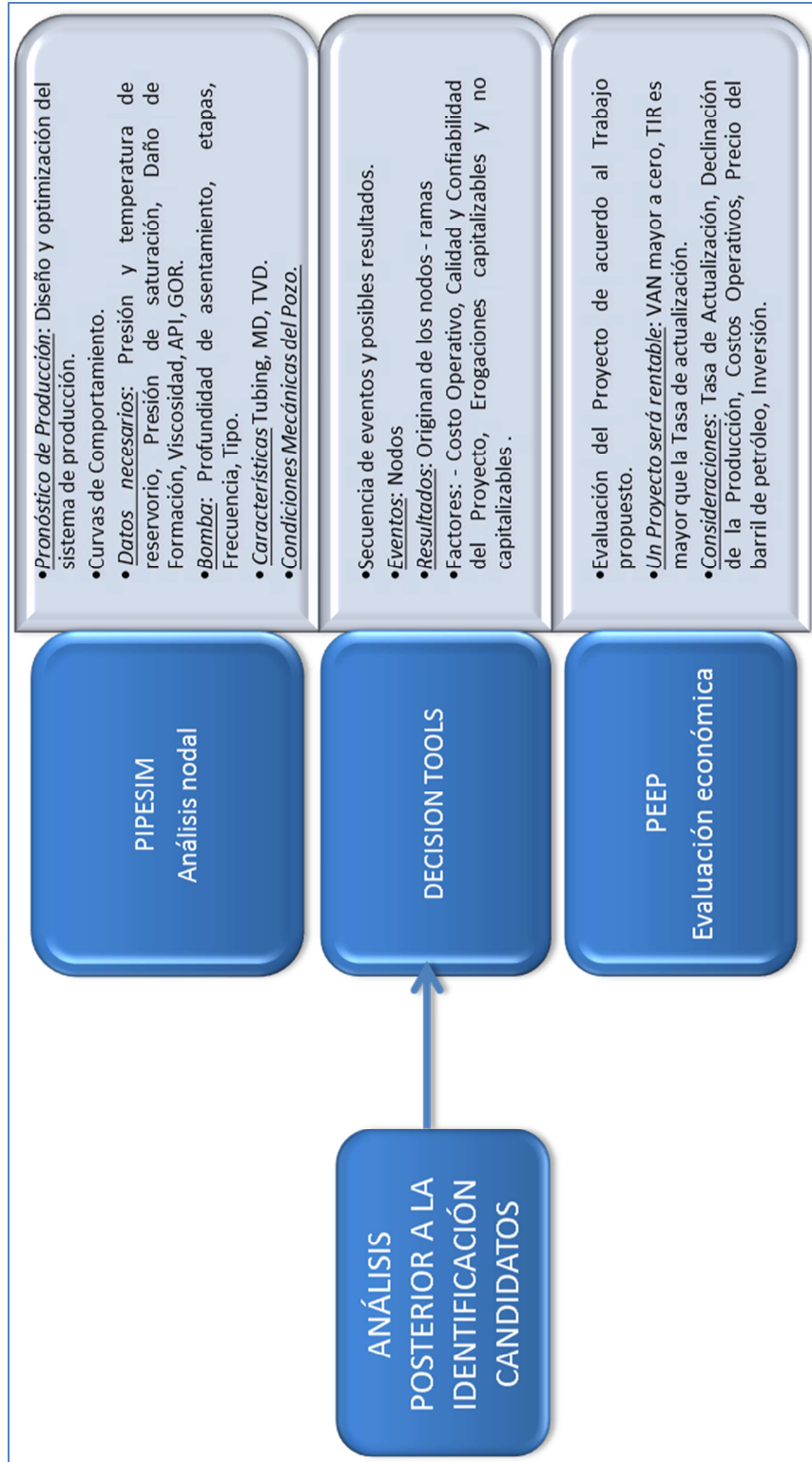
ANEXO 3 IDENTIFICACIÓN DE CANDIDATOS



ANEXO 4 ZONA CON DIVERSA PERMEABILIDAD



ANEXO 5 ANÁLISIS POSTERIOR A LA IDENTIFICACIÓN DE CANDIDATOS.



ANEXO 6 DATOS REQUERIDOS PARA LAS TABLAS DE LA BASE DE DATOS

ANEXO 7 MAPA BASE DEL CAMPO LIMONCOCHA – ARENA UI.

ANEXO 8 POZOS ACTIVOS E INACTIVOS DEL CAMPO LIMONCOCHA ARENA
TP.

ARENA TP					
COMPLETAMIENTO	RESERVORIO	ESTADO_ACTUAL	COMPLETAMIENTO	RESERVORIO	ESTADO_ACTUAL
LMNA-001TP	TP	CERRADO	LMNK-025TP	TP	CERRADO
LMNB-002ATP	TP	CERRADO	LMNK-031TP	TP	PRODUCTOR
LMND-004TP	TP	CERRADO	LMNK-032TP	TP	PRODUCTOR
LMND-012TP	TP	CERRADO	LMNK-038S1TP	TP	CERRADO
LMNF-006TP	TP	CERRADO	LMNK-041TP	TP	PRODUCTOR
LMNG-043TP	TP	CERRADO	LMNK-046TP	TP	PRODUCTOR
LMNH-016TP	TP	PRODUCTOR	LMNK-048TP	TP	PRODUCTOR
LMNH-034TP	TP	CERRADO	LMNL-023A TP	TP	CERRADO
LMNH-039TP	TP	PRODUCTOR	LMNL-026TP	TP	CERRADO
LMNJ-010TP	TP	CERRADO	LMNL-027TP	TP	PRODUCTOR
LMNK-019TP	TP	CERRADO	LMNL-029TP	TP	CERRADO
LMNK-021TP	TP	CERRADO	LMNL-030TP	TP	PRODUCTOR
LMNK-022TP	TP	CERRADO	LMNL-035TP	TP	PRODUCTOR
LMNK-023TP	TP	CERRADO	LMNL-055TP	TP	PRODUCTOR

ANEXO 9 POZOS ACTIVOS E INACTIVOS DEL CAMPO LIMONCOCHA ARENA UI

ARENA UI						
COMPLETAMIENTO	RESERVORIO	ESTADO_ACTUAL	COMPLETAMIENTO	RESERVORIO	ESTADO_ACTUAL	
LMNB-002AUI	UI	PRODUCTOR	LMNH-034UI	UI	PRODUCTOR	
LMNC-003UI	UI	CERRADO	LMNH-037AUI	UI	PRODUCTOR	
LMND-011UI	UI	PRODUCTOR	LMNH-039UI	UI	CERRADO	
LMND-013UI	UI	PRODUCTOR	LMNH-040UI	UI	PRODUCTOR	
LMND-014UI	UI	CERRADO	LMNI-009S1UI	UI	PRODUCTOR	
LMND-015UI	UI	CERRADO	LMNK-019UI	UI	CERRADO	
LMNE-005S1UI	UI	CERRADO	LMNK-021UI	UI	CERRADO	
LMNF-006UI	UI	PRODUCTOR	LMNK-025UI	UI	PRODUCTOR	
LMNG-007UI	UI	PRODUCTOR	LMNK-031UI	UI	PRODUCTOR	
LMNG-036UI	UI	PRODUCTOR	LMNK-041UI	UI	PRODUCTOR	
LMNG-043UI	UI	CERRADO	LMNK-045UI	UI	PRODUCTOR	
LMNG-044UI	UI	PRODUCTOR	LMNL-023AUI	UI	PRODUCTOR	
LMNG-051HUI	UI	PRODUCTOR	LMNL-026UI	UI	PRODUCTOR	
LMNG-052UI	UI	PRODUCTOR	LMNL-027UI	UI	CERRADO	
LMNG-053HS1UI	UI	CERRADO	LMNL-028UI	UI	PRODUCTOR	
LMNH-008UI	UI	PRODUCTOR	LMNL-029UI	UI	PRODUCTOR	
LMNH-016UI	UI	CERRADO	LMNL-030UI	UI	CERRADO	
LMNH-017UI	UI	CERRADO	LMNL-055UI	UI	PRODUCTOR	
LMNH-020UI	UI	CERRADO	LMNL-056UI	UI	PRODUCTOR	
LMNH-033UI	UI	CERRADO				

ANEXO 10 EXTRACTO DEL CÁLCULO DE VALORES MAX & MIN PARA MHI

EJEMPLO CÁLCULO MAX & MIN					
RESERVORIO	Fecha	MaxOfOIL	MinOfOIL	MaxOfWATER	MinOfWATER
TP	7/1/1999	736	60	2088	116
TP	7/2/1999	736	60	2088	116
TP	7/3/1999	654	96	2320	119
TP	7/4/1999	720	98	2088	122
TP	7/5/1999	528	416	1448	656
TP	7/6/1999	704	616	1912	392
TP	7/8/1999	520	480	992	648
TP	7/9/1999	616	456	1912	1592
TP	7/10/1999	704	95	384	118
TP	7/11/1999	640	400	1520	400
TP	7/14/1999	520	520	648	648
TP	7/17/1999	757	669	964	410
TP	7/18/1999	520	520	656	656
TP	7/20/1999	464	272	1680	1456
TP	7/21/1999	456	264	1600	960
TP	7/22/1999	760	664	967	408
TP	7/23/1999	672	672	920	920
TP	7/24/1999	1944	474	954	516
TP	7/25/1999	2576	552	1432	416
TP	7/28/1999	2775	2775	517	517
TP	7/29/1999	2960	2960	520	520
TP	7/30/1999	3512	416	960	672
TP	7/31/1999	672	592	1376	408
TP	8/1/1999	576	376	2032	640

ANEXO 11 EXTRACTO CÁLCULO MHI_OIL & MHI_WATER PARA MHI

EJEMPLO CÁLCULO MHI_OIL & MHI_WATER		
@LoadName()	VC.M HIOIL	VC.M HIWATER
RESERVORIO: TP	17.99558595	7.887626618
RESERVORIO: TP	19.26291269	7.967608745
RESERVORIO: TP	20.10371291	8.941623655
RESERVORIO: TP	24.8700123	12.404962
RESERVORIO: TP	26.10913491	13.16051756
RESERVORIO: TP	30.8188169	16.34908031
RESERVORIO: TP	38.80229155	22.44906563
RESERVORIO: TP	44.17029392	26.80418811
RESERVORIO: TP	51.69007868	29.1509453
RESERVORIO: TP	61.70579155	36.55785377
RESERVORIO: TP	72.62335859	43.76597507
RESERVORIO: TP	87.07319611	52.84895334
RESERVORIO: TP	91.24076637	58.40106249
RESERVORIO: TP	97.07238007	63.17823634
RESERVORIO: TP	99.92668798	67.20290588
RESERVORIO: TP	100.7032144	68.2034501
RESERVORIO: TP	103.5546544	70.41833585
RESERVORIO: TP	104.6928796	71.42891306
RESERVORIO: TP	111.0706609	78.24788724
RESERVORIO: TP	121.8678726	87.63505749
RESERVORIO: TP	127.7751756	91.74179886
RESERVORIO: TP	130.3220187	96.34575428
RESERVORIO: TP	132.1248198	97.71114759
RESERVORIO: TP	138.7517655	103.6045191
RESERVORIO: TP	140.6384716	105.0132941
RESERVORIO: TP	152.8966444	112.7527037
RESERVORIO: TP	157.3462265	122.9599962
RESERVORIO: TP	163.7676599	132.2724601
RESERVORIO: TP	170.5078048	139.4192296
RESERVORIO: TP	179.8898485	149.8268779
RESERVORIO: TP	198.3803382	162.3572586
RESERVORIO: TP	199.8059854	164.0741693

ANEXO 12 DATOS REQUERIDOS EN PEPISIM

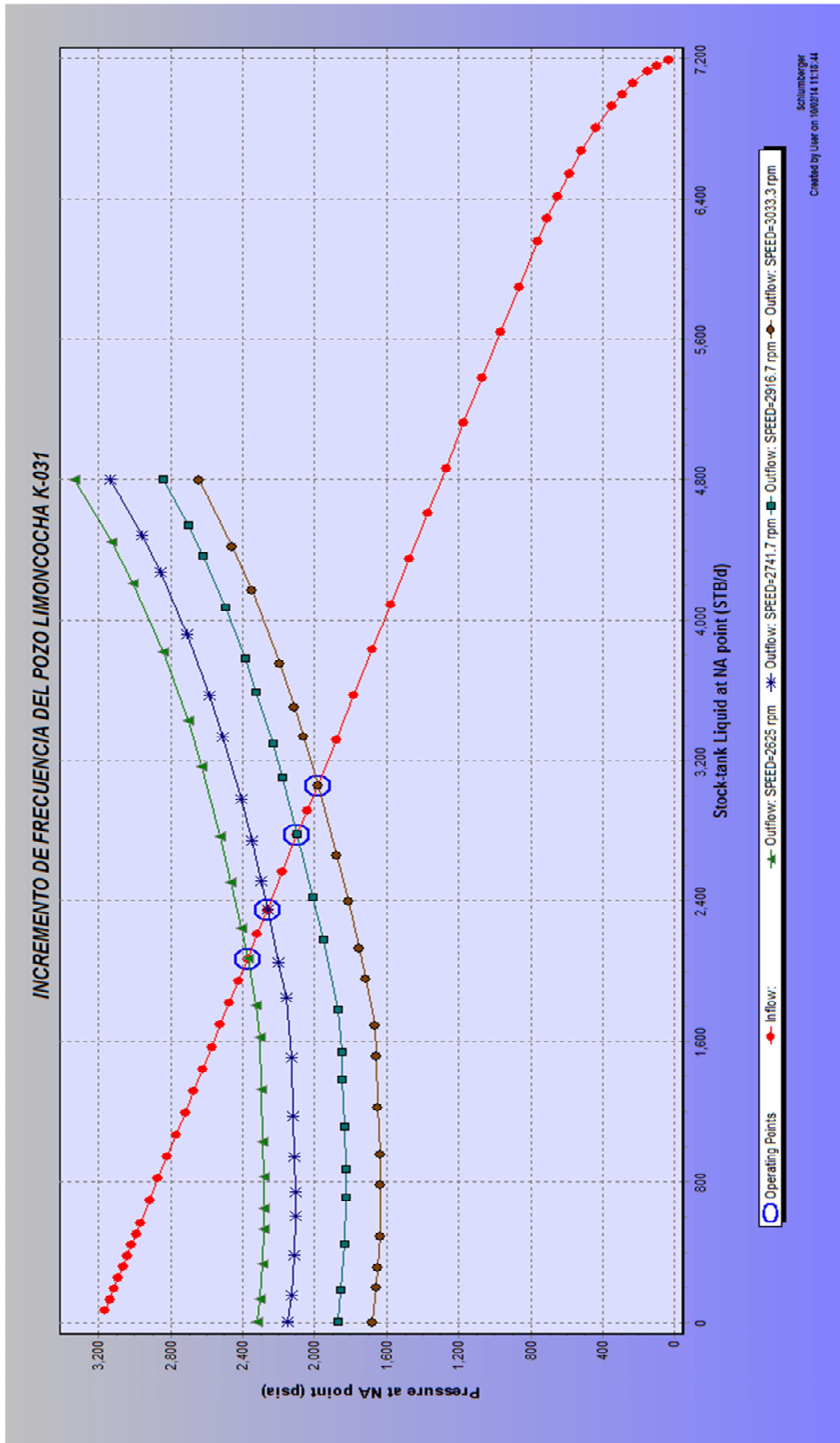
PIPESIM A RENA TP			
PARÁMETROS	LM NK-031	LM NL-030	LM NK-032
PROFUNDIDAD A RENA , FT	10538	10906	10766
PROFUNDIDAD MEDIA , FT	9300,5	10261	9474,5
PROFUNDIDAD INTAKE, FT	9092,2	9917,1	8873
LINER ID, INCH	6,276	6,276	6,276
CASING ID, INCH	8,681	8,681	8,681
TUBING ID, INCH	2,992	2,992	2,992
TIPO BOMBA	538P47	S5000N	538P47
HZ	45	51	53
ETAPAS	122	145	154
CAUDAL FLUIDO, BPD	2061	3460	4639
PWF, PSI	2306	2611	1983,8
PRESION ESTATICA, PSI	3193	3280	3300
TEMPERATURA RESERVORIO, °F	240	253	226
CORTE DE AGUA, %	91	82	93
GOR, scf/bbl	595	493	812
API, °API	26,7	27,2	28,1
PRESION SATURACION, PSI	920	920	920
TEMPERATURE SATURACIÓN, °F	226	226	226
PRESION EN CABAZA, PSI	90	152	150
VISCOSIDAD PETROLEO @ FONDO, CP	3	4,2	2,9
VISCOSIDAD PETROLEO @ SUPERFICIE, CP	48	35	31,3

PIPESIM A RENA UI				
PARÁMETROS	LM NK-041	LM ND-013	LM NG-036	LM NL-028
PROFUNDIDAD A RENA , FT	10028	10168	9784	9705
PROFUNDIDAD MEDIA , FT		10050		9250
PROFUNDIDAD INTAKE , FT	8807,6	9018	9284	9123
LINER ID, INCH	6,276	6,276	6,276	6,276
CASING ID, INCH	8,681	8,681	8,681	8,681
TUBING ID, INCH	2,259	3,958	3,958	2,992
TIPO BOMBA	P18	SN2600	DN1101	DN1100
HZ	50,3	64,5	60	60
ETAPAS	366	122	323	284
CAUDAL FLUIDO, BPD	402	1881	536	121
PWF, PSI	1484,4	1577	1615	892,6
PRESION ESTÁTICA, PSI	3190	3375	3549	3031
TEMPERATURA RESERVOIRIO, °F	220	220	228	228
CORTE DE AGUA, %	30,1	87	94	32
GOR, scf/bbl	57	114	125	195
API, °API	17,9	18,8	18,9	19,3
PRESION SATURACION, PSI	830	830	830	830
TEMPERATURE SATURACIÓN, °F	220	220	220	220
PRESION EN CABEZA, PSI	85	90	60	145
VISCOSIDAD PETROLEO @ FONDO, CP	17	19,2	19	17
VISCOSIDAD PETROLEO @ SUPERFICIE, CP	600	896	851,6	625

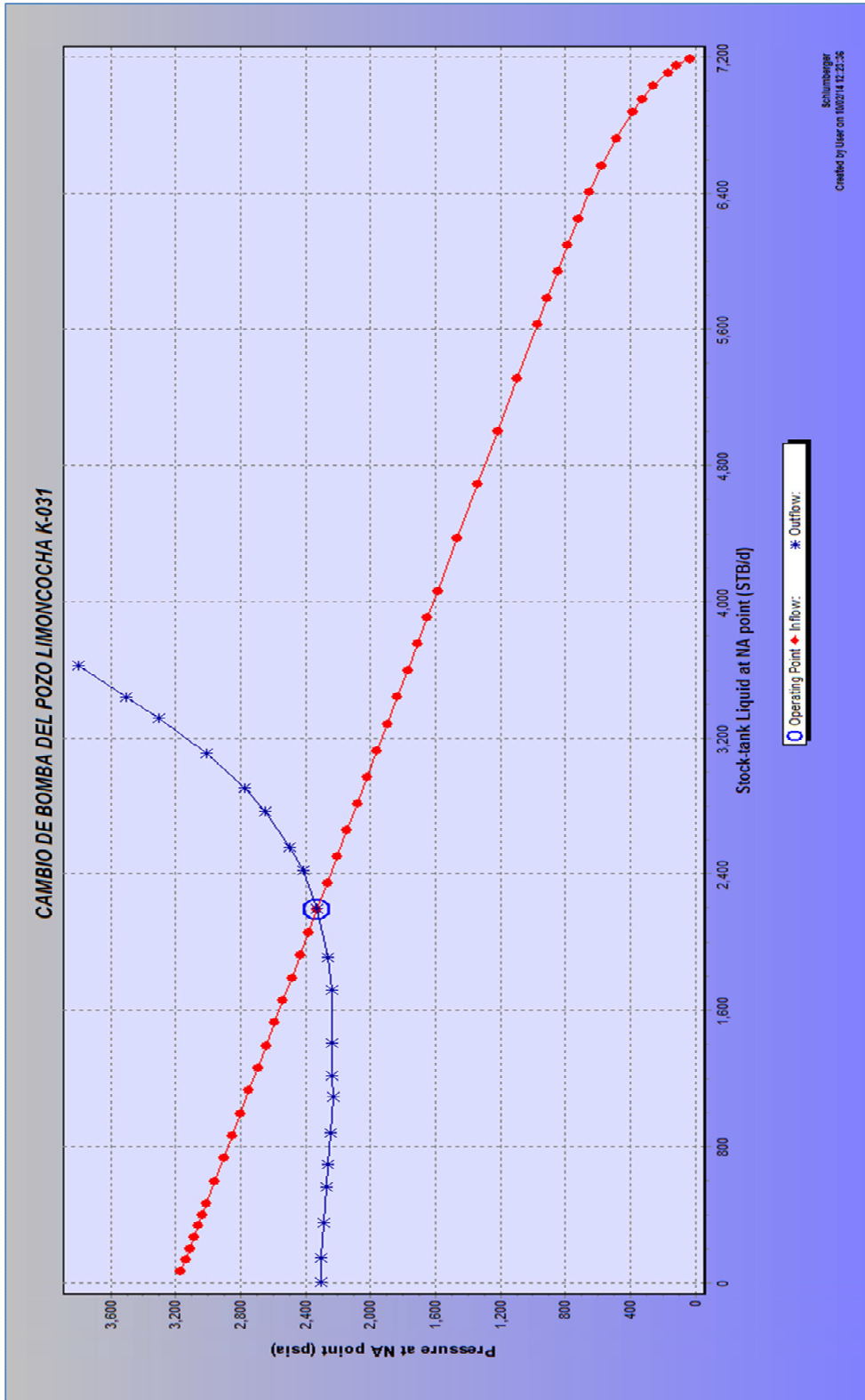
EJEMPLO SURVEY		
MD	TVD	ANG
ft	ft	(Deg)
0	0	0.0924
50	50	0.1446
100	100	0.1008
200	200	0.1068
300	300	0.1855
400	400	0.1563
500	500	0.0950
600	600	0.2548
670	670	0.3411
760	760	0.9227
853	852.98	2.3850
940	939.91	4.0854
1035	1034.7	5.4995
1128	1127.2	6.9849
1223	1221.5	8.2017
1323	1320.5	9.4908
1423	1419.1	11.2949
1523	1517.2	12.5775
1623	1614.8	13.2803
1723	1712.1	14.4895
1823	1809	16.2417
1923	1905	18.0718
2069.3	2044	19.7060
2163	2132.3	21.3264
2257.2	2220	23.0072
2350.9	2306.2	24.5604
2445.2	2392.1	26.1935
2538.8	2476	27.3207

ANEXO 13 DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO LIMONCOCHA K-031

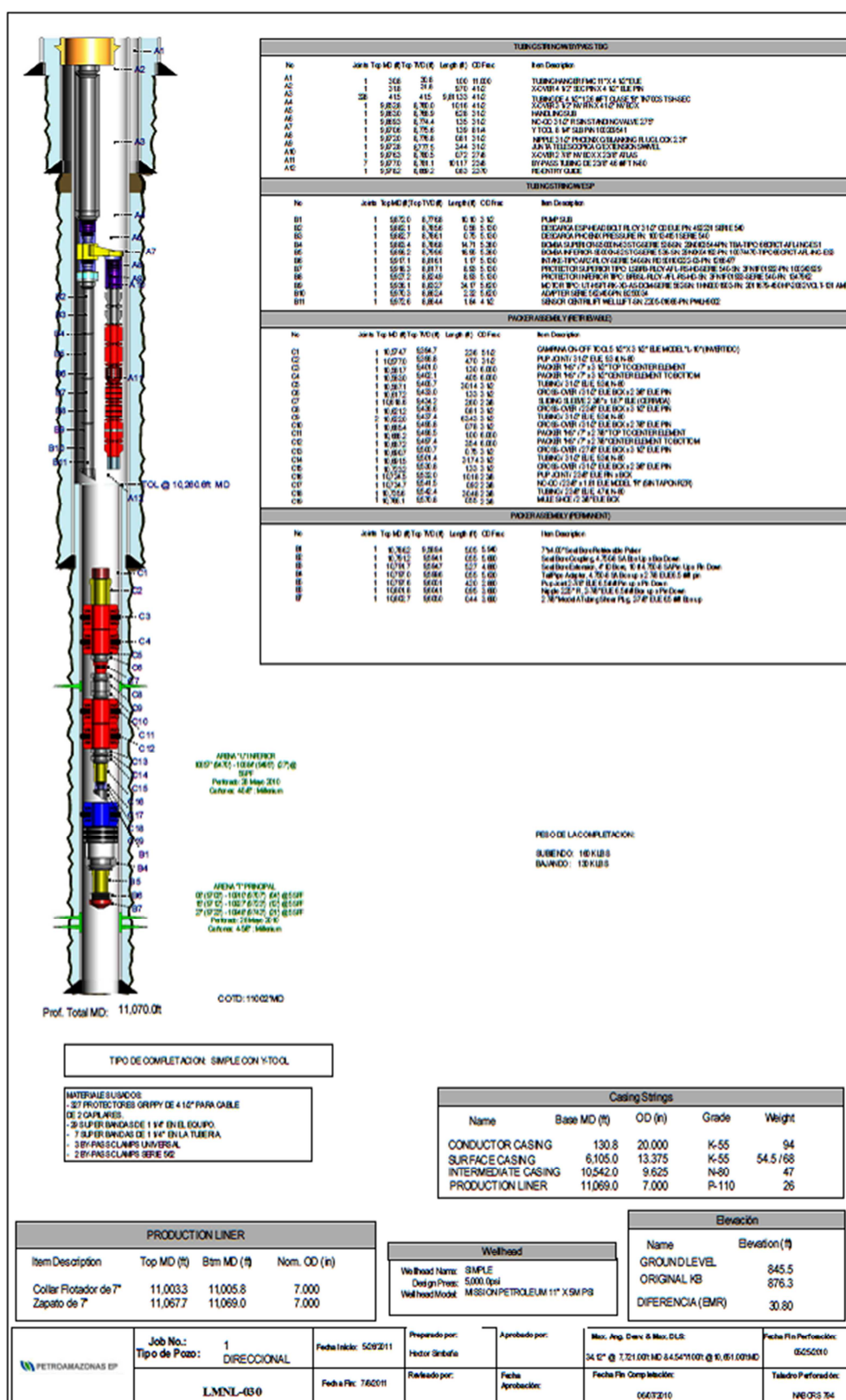
ANEXO 14 INCREMENTO DE LA FRECUENCIA DEL POZO LIMONCOCHA K-031



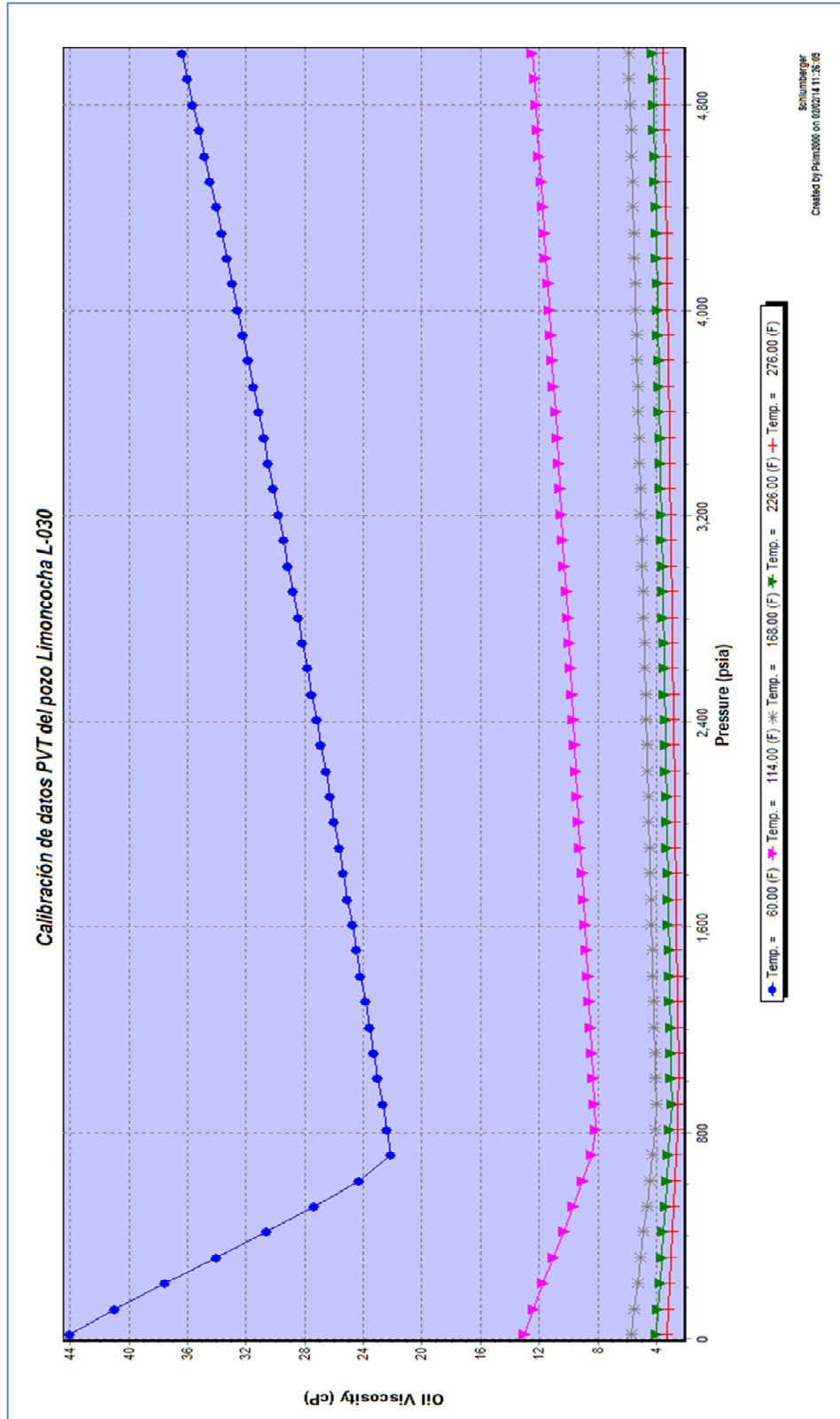
ANEXO 15 CAMBIO DE EQUIPO LIMONCOCHA K-031.



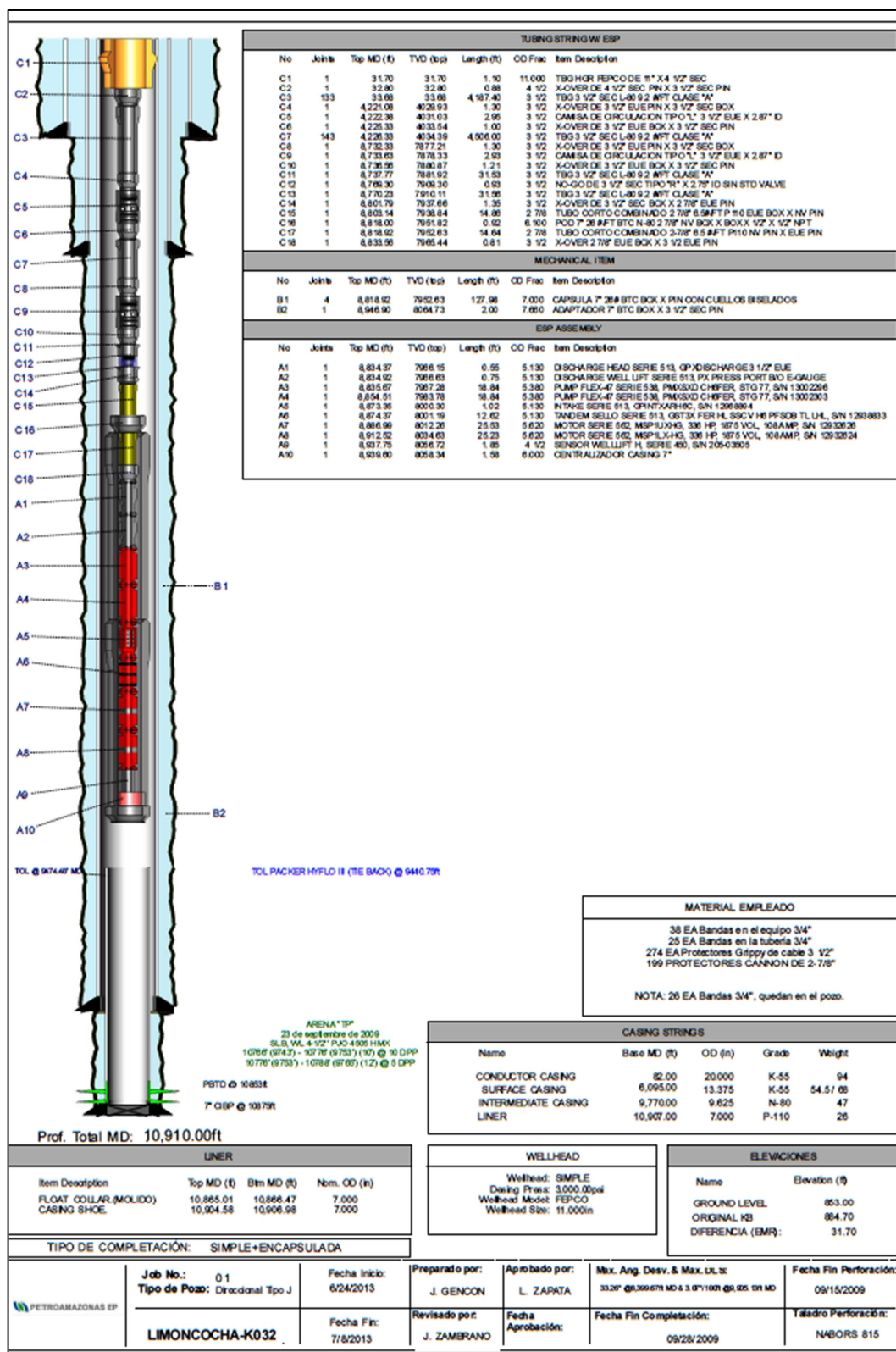
ANEXO 16 DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO LIMONCOCHA L-030



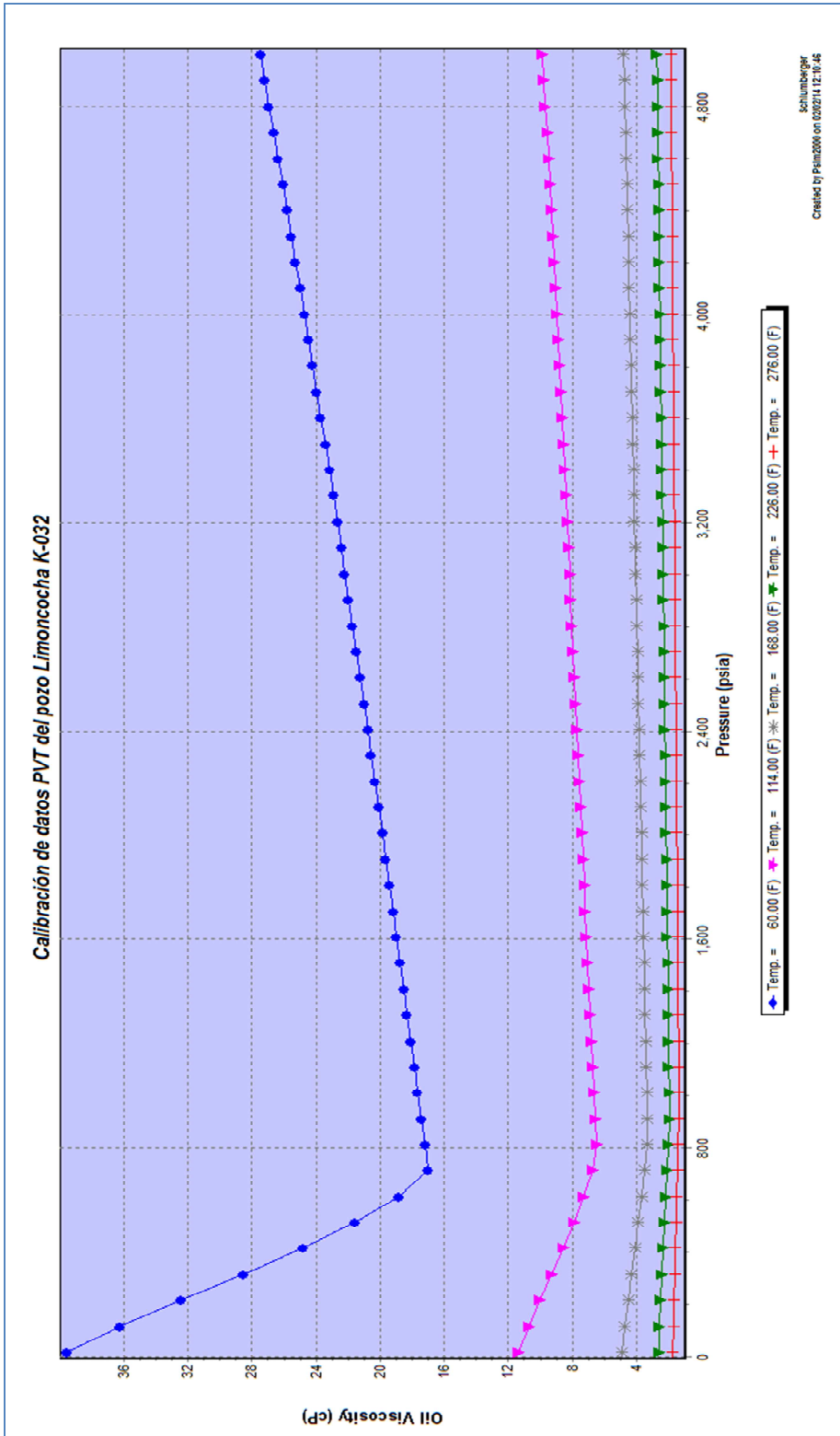
ANEXO 17 CALIBRACIÓN DATOS PVT DEL POZO



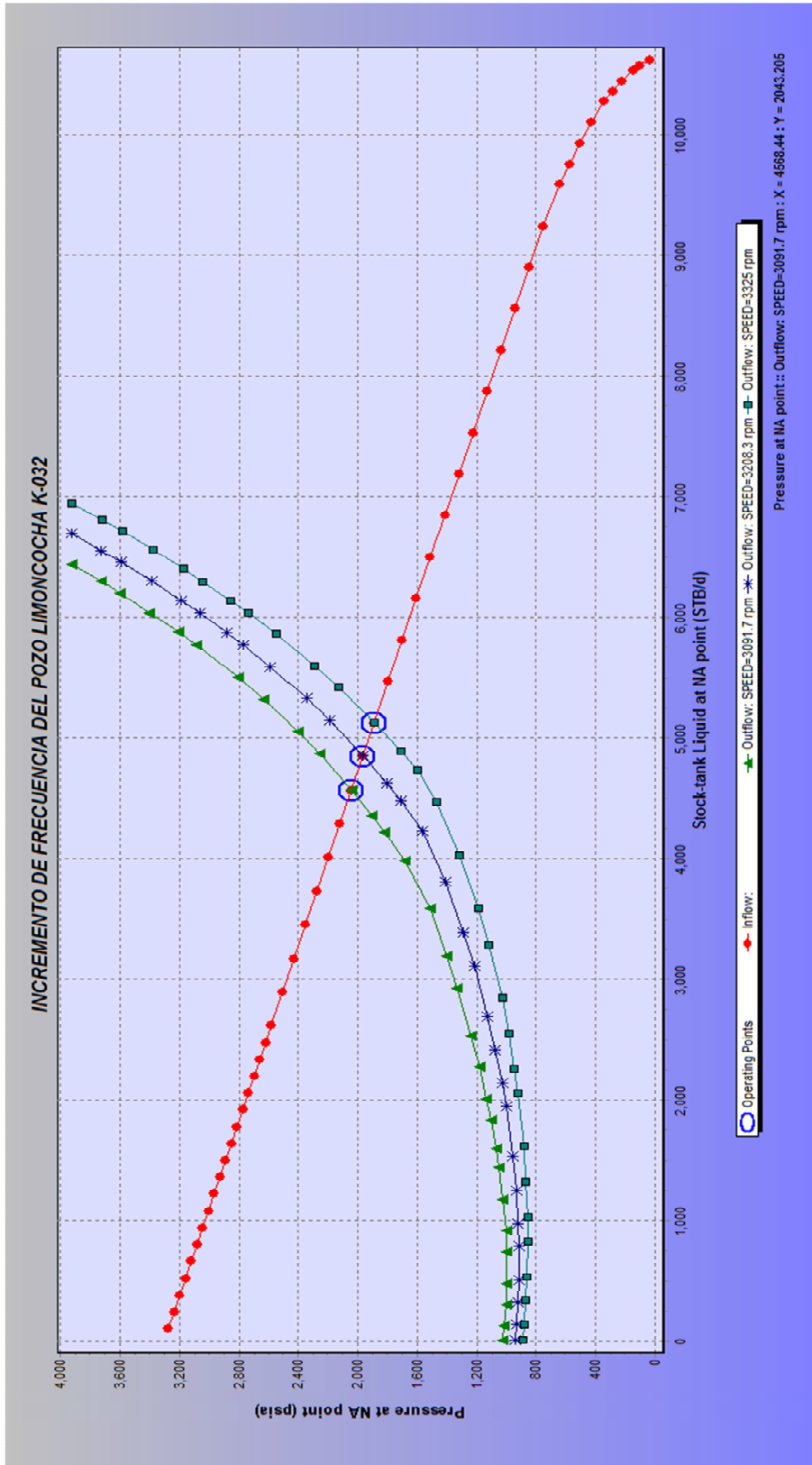
ANEXO 18 DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO LIMONCOCHA K- 032



ANEXO 19 CALIBRACIÓN DE DATOS PVT DEL POZO



ANEXO 20 INCREMENTO DE FRECUENCIA DEL POZO LIMONCOCHA K-032.



ANEXO 21 DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO LIMONCOCHA K-041

PRODUCTION LINER

Item Description	Top MD (ft)	Bottom MD (ft)	Norm. OD (in)
COLLAR FLOTADOR 7"	10,396.1	10,398.7	7.000
ZAPATO 7"	10,437.2	10,439.0	7.000

TIPO DE COMPLETACION: DUAL+PACKER-BES COND

Wellhead

Wellhead Name:	DUAL CONCENTRICA
Design Press:	3,000psi
Wellhead Model:	ESPCT

Evacion

Name	Elevation (ft)
GROUND LEVEL	853.0
ORIGINAL KB	883.8
DIFERENCIA (EMR)	30.80

PRODUCTION LITERATURE

Job No. / Tipo de Pozo	COMPLETACION / Direccionel Tipo J	Fecha Inicial: 11/14/2011	Preparado por: JACQUELINE ROAS / JURY YAGUIAR	Aprobado por: LORENA ZAPATA	Mor. Arg. Dev. & Max. DLS: 25.3' @ 11,000 MD & 4.97' @ 11,000 (0.1940)	Fecha Fin Perforacion: 11/14/2011
11142011	LMNK-041	Fecha Fin: 11/23/2011	Revisado por: A.ZAPATA	Fecha Aprobada:	Fecha Fin Completacion: 11/23/2011	Taladro Perforacion: NADK63754

MATERIAL USADO
 BES INFERIOR
 45 BANDAS DESAF (35EN TUBERAY 30EN EQUIPO B)
 BES SUPERIOR
 45 BANDAS DESAF (35EN TUBERAY 25EN EQUIPO B)
 259 P/MS CAMBIO UNIVERSAL
 259 PROTECTORES CANNON 514"
 CABLE TPO 25LARYUBUN3466AUF

Casing Strings

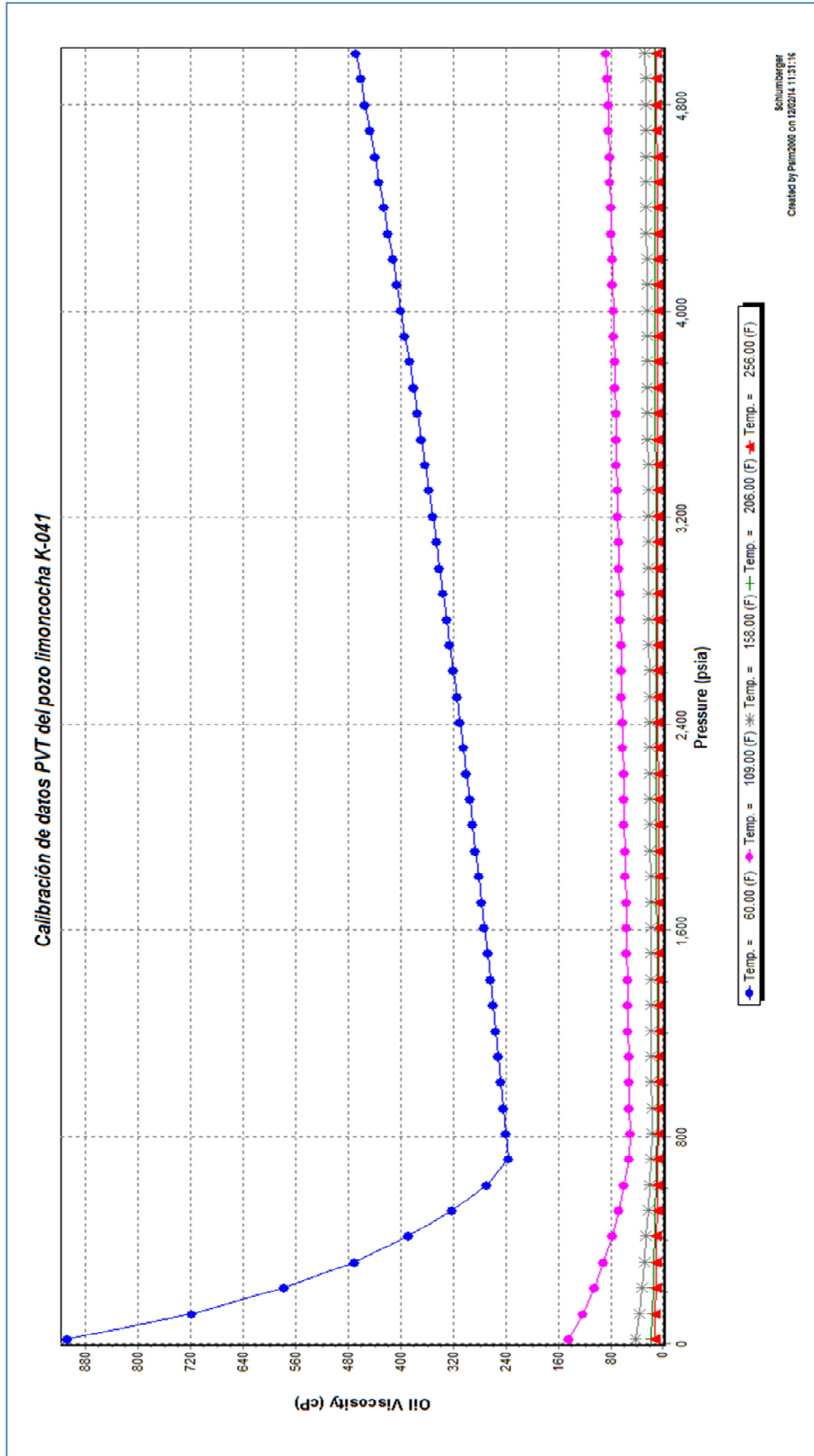
Name	Base MD (ft)	OD (in)	Grade	Weight
CONDUCTOR CASING	90.0	20.000	K-55	94
SURFACE CASING	5,800.0	13.375	K-55	68/54.5
INTERMEDIATE CASING	9,625.0	N-80		47
PRODUCTION LINER	10,439.0	7.000	P-110	26

AVENA "V"
 1028 MD (946.75 TDC) - 1066 (567.1 TDC) @ 5 ESP
 CAÑONES DE 4 5/8" SCALOP
 CARGAS TPO HELLUM 1136 GR/53 FT PENETR/67FAE
 REF #1: 15/NOV/2011

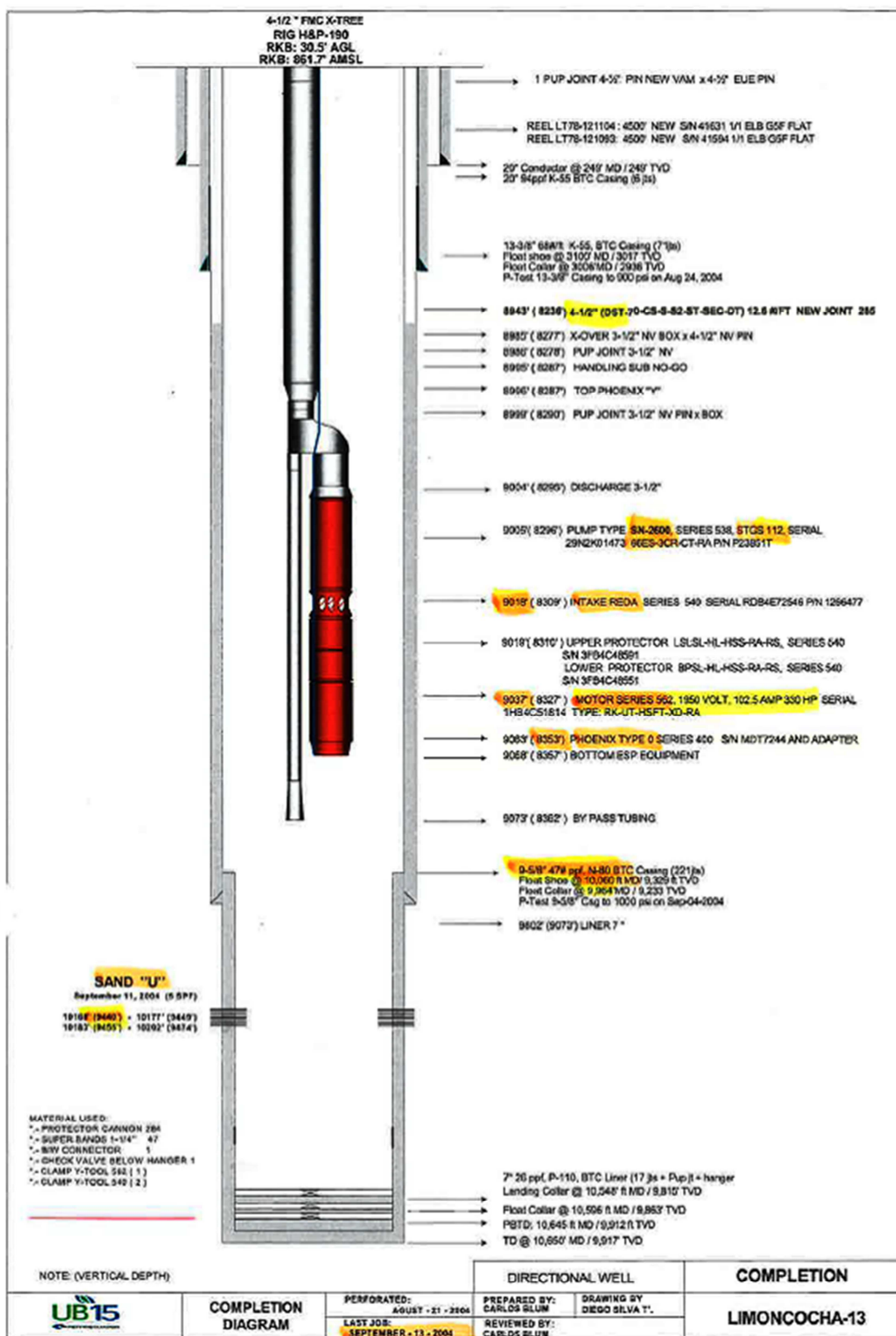
AVENA "P"
 8356 MD (801.32 TDC) - 10116 MD (870.73 TDC) (H)
 @ 6 ESP
 CAÑONES DE 4 5/8" SCALOP
 CARGAS TPO HELLUM 1136 GR/53 FT PENETR/67FAE
 REF #2: 15/NOV/2011

Prof. Total MD: 10,440 FT

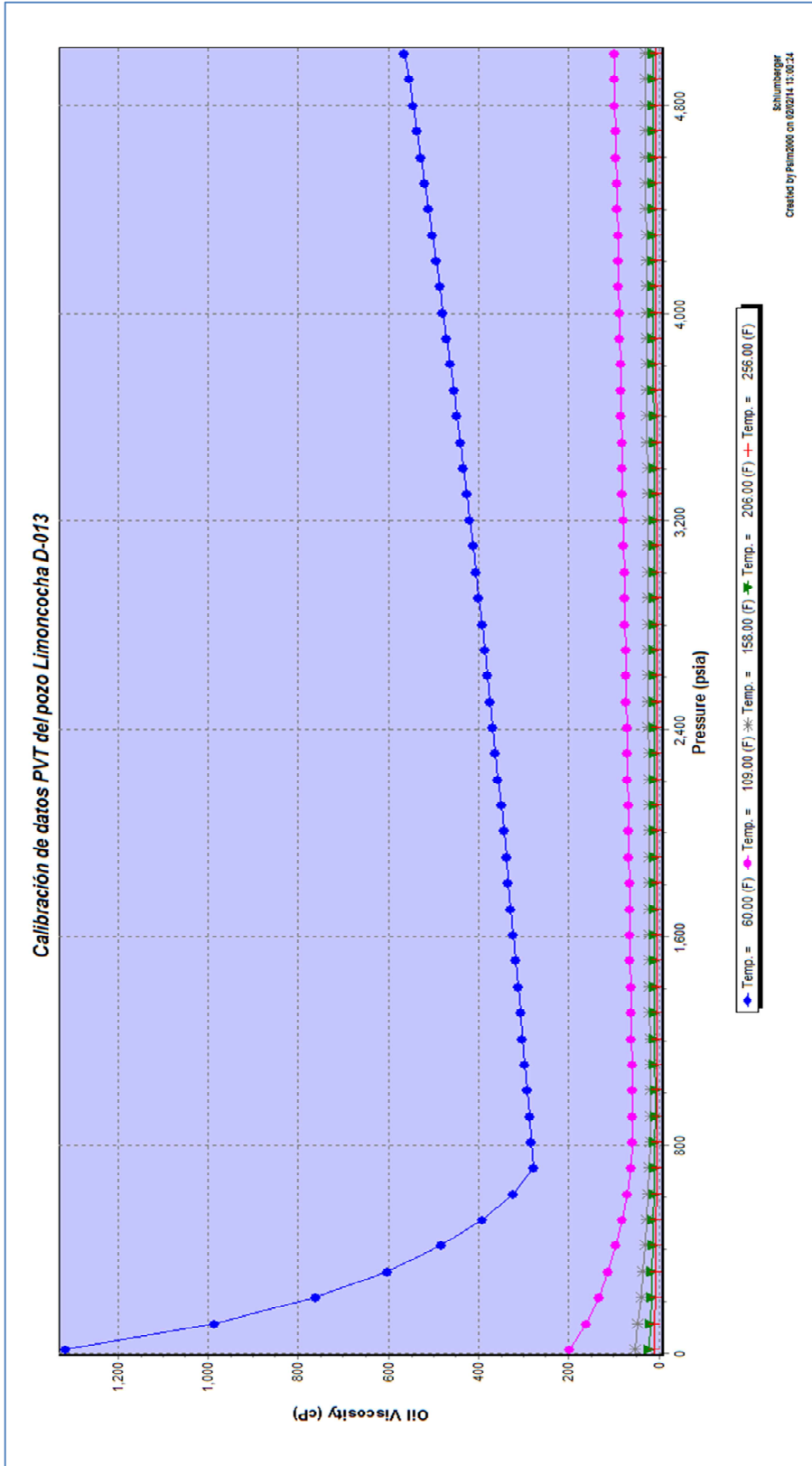
ANEXO 22 CALIBRACIÓN DE DATOS PVT DEL POZO LIMONCOCHA-K041



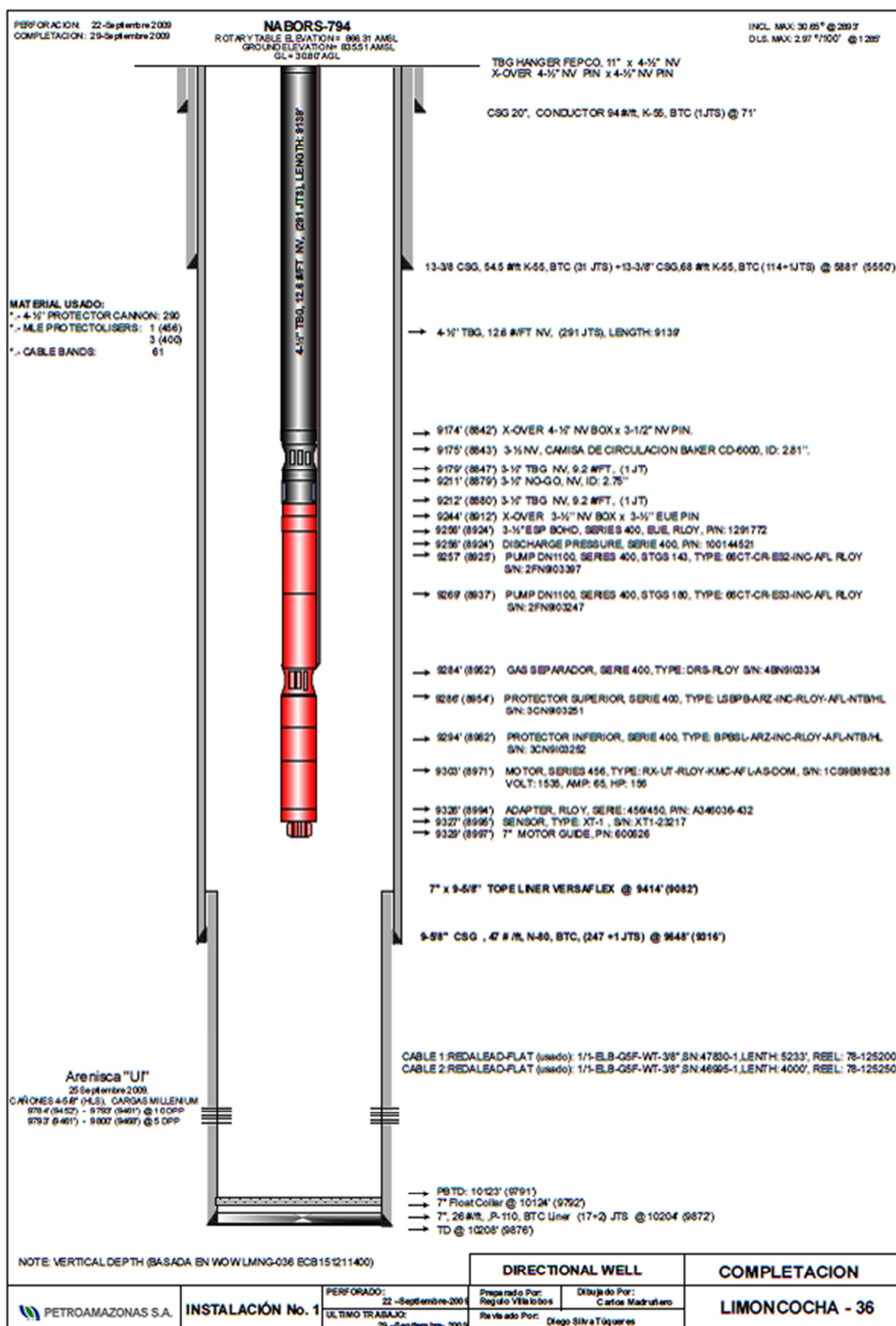
ANEXO 23 DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO LIMONCOCHA D-013.



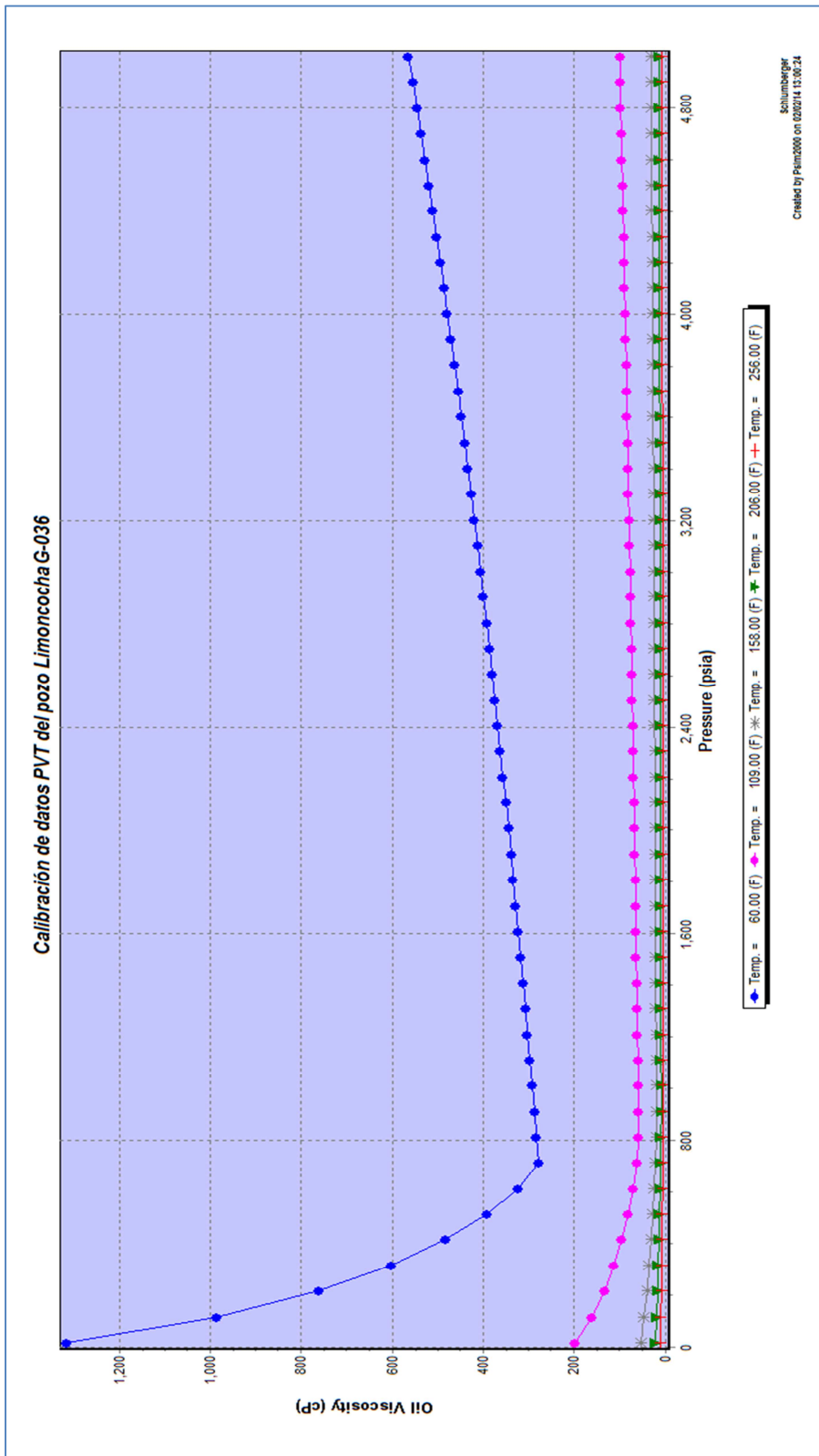
ANEXO 24 CALIBRACIÓN DE DATOS PVT DEL POZO LIMONCOCHA D-013



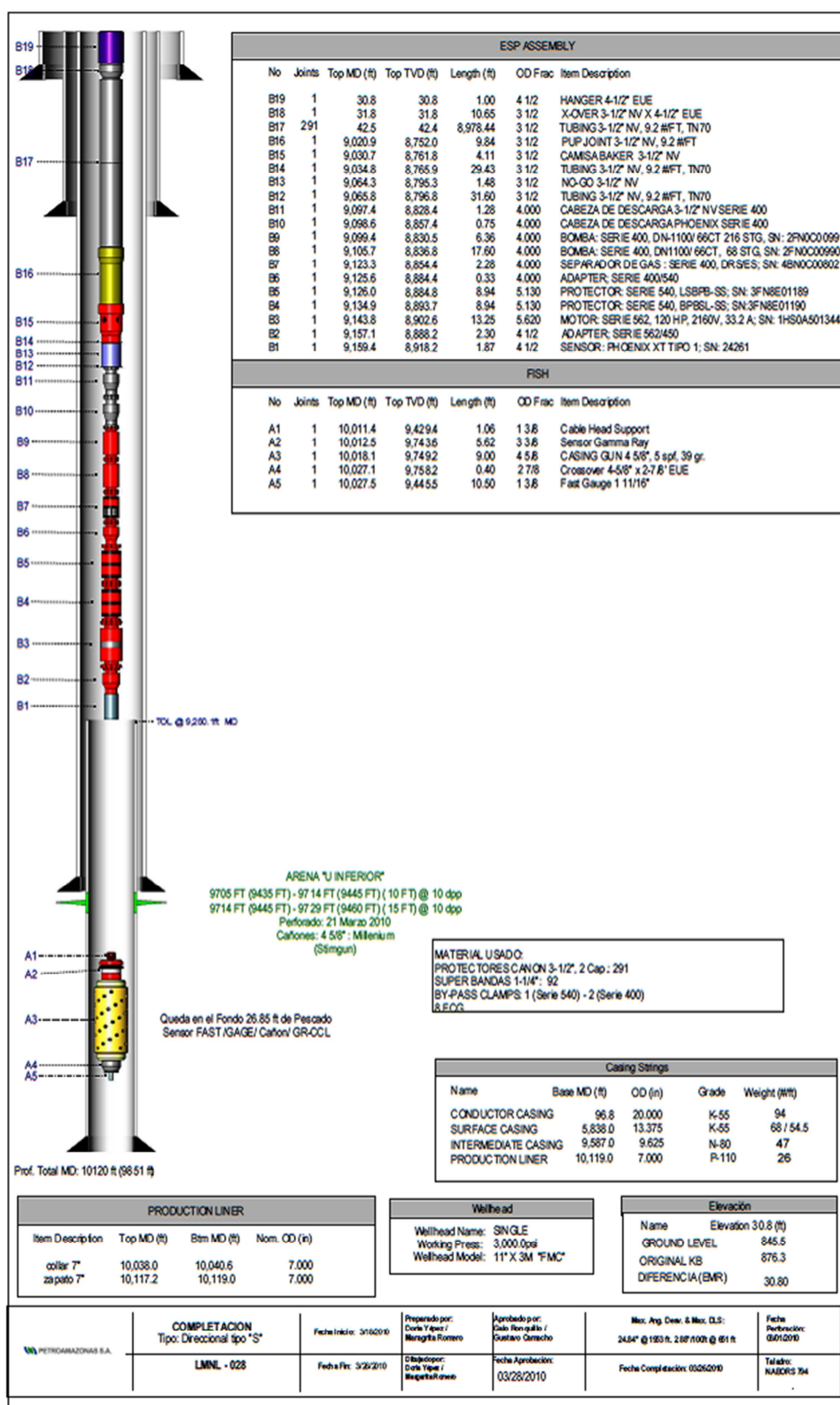
ANEXO 25 DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO LIMONCOCHA G-036.



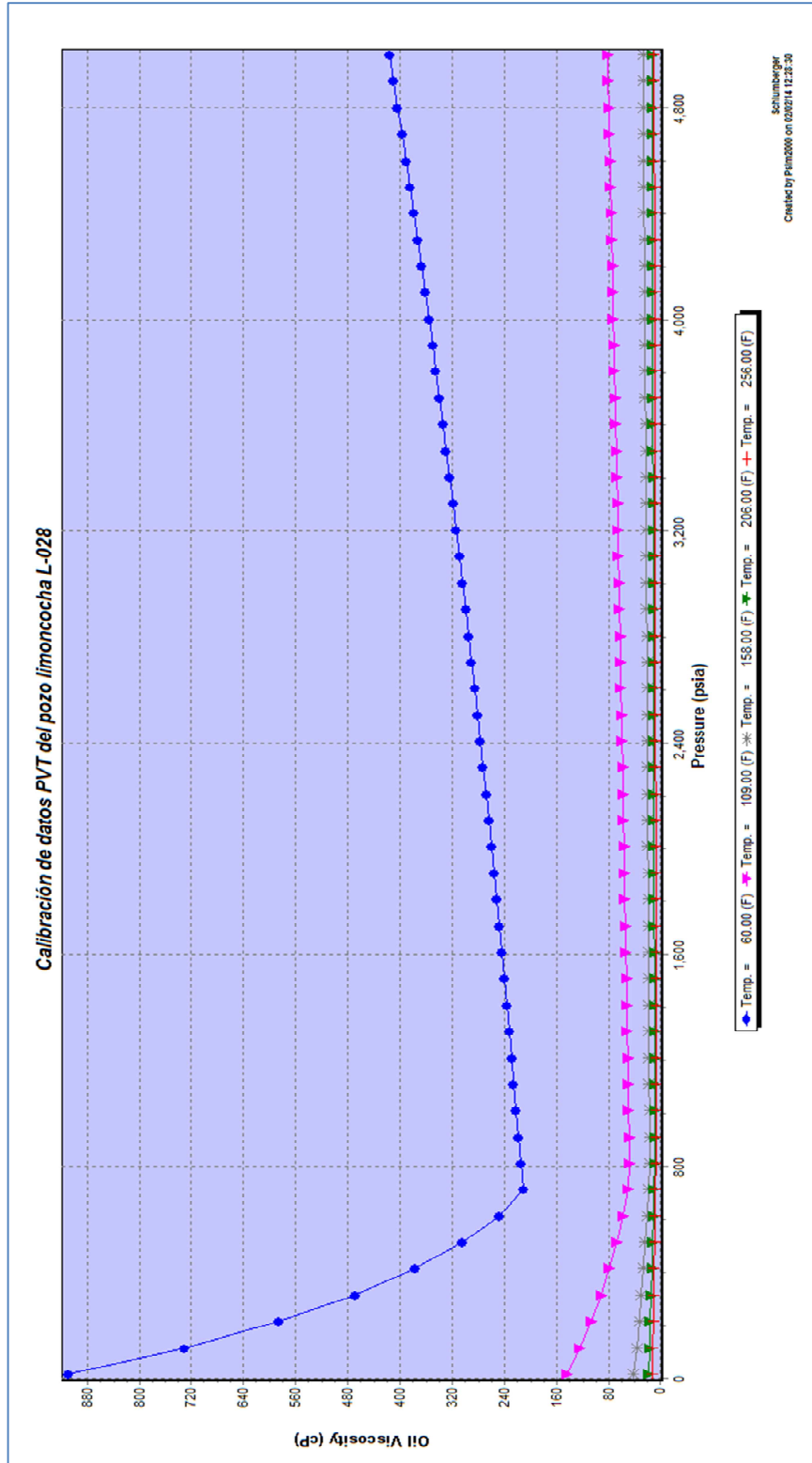
ANEXO 26 CALIBRACIÓN DE DATOS PVT DEL POZO LIMONCOCHA G-036



ANEXO 27 DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO LIMONCOCHA L-028



ANEXO 28 CALIBRACIÓN DE DATOS PVT DEL POZO



ANEXO 29 DATOS REQUERIDOS EN MERAK PEEP.

PARAMETROS MERAK PEEP						
Parámetros de declinación	LMNK-031	LMNL-030	LMNK-032	LMND-013	LMNG-036	LMNL-028
qi [bpd]	209,4	441,7	96,41	249,1	80,3	86,43
Di [M.n]	0,057	0,079	0,037	0,027	0,09	0,037
Cum. Prod. [Mbls]	790,105	1585,62	545,22	3204,6	234,9	223,26
qf [bpd]	19,63	19,56	19,75	19,9	19	19,3
Reserv. [Mbls]	94,15	160,7	56,27	249,4	8	52,1
Precio - Costos						
Precio Petróleo [\$/Bbl]	83,5	83,5	83,5	83,5	83,5	83,5
Costo Sacar Petróleo - LMN [\$]	10,04	10,04	10,04	10,04	10,04	10,04
Impuestos						
Ley 10 impuesto ambiente [\$]	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Ley 40 impuesto exportacion [%]	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05	0,05
Tasa VAT [%]	12	12	12	12	12	12
Capital Proyecto						
Reacondicionamiento [M\$]	70	75		500	500	70
Riesgo Proyecto						
+ / -	15-20%	15-20%	15-20%	15-20%	15-20%	15-20%

ANEXO 30 FLUJO DE CAJA DEL POZO LIMONCOCHA K-031

Company Cash Flow				(-)	(-)	(-)	(=)
	Net	Net	Net	Operating	Prod & Asset	Capital	Total
Date	Prod	Price	Revenue	Costs	Taxes	Costs	AT Cash
	BOE	\$/Bbl	\$	\$	\$	\$	\$
2014/02	12330	83.5	1029555	182612	12947	70000	763997
2014/03	11636	83.5	971605	178305	12218	0	781082
2014/04	10981	83.5	916916	174511	11530	0	730875
2014/05	10363	83.5	865306	171213	10881	0	683212
2014/06	9780	83.5	816600	168395	10269	0	637936
2014/07	9229	83.5	770636	166045	9691	0	594901
2014/08	8710	83.5	727260	164150	9145	0	553965
2014/09	8219	83.5	686324	162698	8630	0	514996
2014/10	7757	83.5	647693	161680	8145	0	477868
2014/11	7320	83.5	611236	161088	7686	0	442462
2014/12	6908	83.5	576832	160914	7254	0	408664
2015/01	6519	83.5	544364	161153	6845	0	376366
2015/02	6152	83.5	513723	161798	6460	0	345465
2015/03	5806	83.5	484807	162847	6096	0	315864
2015/04	5479	83.5	457519	164296	5753	0	287469
2015/05	5171	83.5	431767	166144	5429	0	260193
2015/06	4880	83.5	407464	168390	5124	0	233950
2015/07	4605	83.5	384529	171034	4835	0	208659
2015/08	4346	83.5	362885	174078	4563	0	184243
2015/09	4101	83.5	342459	177524	4306	0	160629
2015/10	3870	83.5	323183	181375	4064	0	137744
2015/11	3653	83.5	304992	185636	3835	0	115521
2015/12	3447	83.5	287825	190311	3619	0	93895
2016/01	3253	83.5	271624	195408	3416	0	72801
2016/02	3070	83.5	256335	200933	3223	0	52179
2016/03	2897	83.5	241907	206894	3042	0	31971
2016/04	2734	83.5	228291	213301	2871	0	12119
Total	173217	---	14463637	4732734	181878	70000	9479025

ANEXO 31 FLUJO DE CAJA DEL POZO LIMONCOCHA L-030

Company Cash Flow							
Date	Net	Net	Net	(-)	(-)	(-)	(=)
	Prod	Price	Revenue	Operating	Prod & Asset	Capital	Total
	BOE	\$/Bbl	\$	Costs	Taxes	Costs	AT Cash
2014/02	28269	83.5	2360423	362050	29682	70000	1898691
2014/03	26097	83.5	2179106	344690	27402	0	1807015
2014/04	24092	83.5	2011718	329256	25297	0	1657164
2014/05	22242	83.5	1857187	315636	23354	0	1518197
2014/06	20533	83.5	1714527	303724	21560	0	1389243
2014/07	18956	83.5	1582825	293427	19904	0	1269494
2014/08	17500	83.5	1461240	284661	18375	0	1158204
2014/09	16156	83.5	1348994	277350	16963	0	1054680
2014/10	14915	83.5	1245371	271428	15660	0	958283
2014/11	13769	83.5	1149707	266833	14457	0	868417
2014/12	12711	83.5	1061392	263514	13347	0	784531
2015/01	11735	83.5	979861	261426	12322	0	706114
2015/02	10833	83.5	904593	260528	11375	0	632690
2015/03	10001	83.5	835106	260789	10501	0	563816
2015/04	9233	83.5	770957	262180	9695	0	499083
2015/05	8524	83.5	711736	264680	8950	0	438106
2015/06	7869	83.5	657064	268274	8262	0	380527
2015/07	7265	83.5	606591	272950	7628	0	326013
2015/08	6707	83.5	559996	278702	7042	0	274252
2015/09	6191	83.5	516980	285529	6501	0	224949
2015/10	5716	83.5	477268	293435	6002	0	177831
2015/11	5277	83.5	440606	302427	5541	0	132639
2015/12	4871	83.5	406761	312519	5115	0	89127
2016/01	4497	83.5	375516	323727	4722	0	47067
2016/02	4152	83.5	346670	336073	4359	0	6238
Total	318110	---	26562195	7295809	334016	70000	18862371

ANEXO 32 FLUJO DE CAJA DEL POZO LIMONCOCHA K-032

Company Cash Flow						
Date	Net Prod	Net Price	Net Revenue	(-) Operating Costs	(-) Prod & Asset Taxes	(=) Total AT Cash
	BOE	\$/Bbl	\$	\$	\$	\$
2014/02	10991	83.5	917725	257155	11540	649029
2014/03	10581	83.5	883483	254464	11110	617910
2014/04	10186	83.5	850520	251940	10695	587884
2014/05	9806	83.5	818786	249579	10296	558911
2014/06	9440	83.5	788236	247373	9912	530951
2014/07	9088	83.5	758826	245319	9542	503964
2014/08	8749	83.5	730513	243412	9186	477915
2014/09	8422	83.5	703257	241645	8843	452768
2014/10	8108	83.5	677018	240016	8513	428488
2014/11	7805	83.5	651757	238520	8196	405042
2014/12	7514	83.5	627439	237151	7890	382398
2015/01	7234	83.5	604029	235907	7596	360526
2015/02	6964	83.5	581492	234783	7312	339396
2015/03	6704	83.5	559796	233776	7039	318980
2015/04	6454	83.5	538909	232882	6777	299251
2015/05	6213	83.5	518802	232097	6524	280181
2015/06	5981	83.5	499445	231418	6280	261746
2015/07	5758	83.5	480810	230842	6046	243922
2015/08	5543	83.5	462870	230365	5821	226684
2015/09	5337	83.5	445600	229986	5603	210011
2015/10	5137	83.5	428974	229700	5394	193880
2015/11	4946	83.5	412969	229506	5193	178270
2015/12	4761	83.5	397560	229400	4999	163161
2016/01	4584	83.5	382727	229381	4813	148534
2016/02	4413	83.5	368447	229445	4633	134369
2016/03	4248	83.5	354700	229590	4460	120649
2016/04	4089	83.5	341465	229815	4294	107357
2016/05	3937	83.5	328725	230116	4134	94475
2016/06	3790	83.5	316460	230493	3979	81988
2016/07	3649	83.5	304652	230942	3831	69879
2016/08	3512	83.5	293285	231463	3688	58134
2016/09	3381	83.5	282343	232053	3550	46739
2016/10	3255	83.5	271808	232711	3418	35680
2016/11	3134	83.5	261667	233434	3290	24942
2016/12	3017	83.5	251903	234222	3168	14514
2017/01	2904	83.5	242505	235073	3049	4382
Total	219635	---	18339500	8495973	230616	9612910

ANEXO 33 FLUJO DE CAJA DEL POZO LIMONCOCHA D-013.

Company Cash Flow							
Date	Net	Net	Net	(-)	(-)	(-)	(=)
	Prod	Price	Revenue	Operating	Prod & Asset	Capital	Total
	BOE	\$/Bbl	\$	Costs	Taxes	Costs	AT Cash
2014/02	15314	83.5	1278717	196089	16080	500000	566549
2014/03	14903	83.5	1244417	192638	15648	0	1036131
2014/04	14503	83.5	1211036	189307	15229	0	1006500
2014/05	14114	83.5	1178550	186096	14820	0	977635
2014/06	13736	83.5	1146936	183000	14423	0	949514
2014/07	13367	83.5	1116170	180017	14036	0	922117
2014/08	13009	83.5	1086230	177145	13659	0	895425
2014/09	12660	83.5	1057092	174381	13293	0	869418
2014/10	12320	83.5	1028736	171723	12936	0	844077
2014/11	11990	83.5	1001141	169168	12589	0	819383
2014/12	11668	83.5	974286	166715	12251	0	795319
2015/01	11355	83.5	948151	164360	11923	0	771868
2015/02	11051	83.5	922717	162102	11603	0	749012
2015/03	10754	83.5	897966	159939	11292	0	726735
2015/04	10466	83.5	873878	157869	10989	0	705021
2015/05	10185	83.5	850437	155889	10694	0	683854
2015/06	9912	83.5	827625	153999	10407	0	663219
2015/07	9646	83.5	805424	152195	10128	0	643101
2015/08	9387	83.5	783819	150477	9856	0	623485
2015/09	9135	83.5	762793	148842	9592	0	604359
2015/10	8890	83.5	742332	147290	9335	0	585707
2015/11	8652	83.5	722419	145818	9084	0	567517
2015/12	8420	83.5	703041	144425	8841	0	549775
2016/01	8194	83.5	684182	143109	8603	0	532469
2016/02	7974	83.5	665829	141869	8373	0	515587
2016/03	7760	83.5	647968	140704	8148	0	499116
2016/04	7552	83.5	630587	139612	7930	0	483045
2016/05	7349	83.5	613672	138592	7717	0	467363
2016/06	7152	83.5	597210	137643	7510	0	452058
2016/07	6960	83.5	581191	136763	7308	0	437120
2016/08	6774	83.5	565600	135951	7112	0	422537
2016/09	6592	83.5	550428	135207	6922	0	408300
2016/10	6415	83.5	535664	134528	6736	0	394399
2016/11	6243	83.5	521295	133915	6555	0	380825
2016/12	6076	83.5	507311	133366	6379	0	367566
2017/01	5913	83.5	493703	132879	6208	0	354615
Sub.	356390	---	29758552	5613622	374209	500000	23270721
Rem.	144154	---	12036827	5718049	151361	0	6167417
Total	500543	---	41795379	11331670	525571	500000	29438138

ANEXO 34 FLUJO DE CAJA DEL POZO LIMONCOCHA G-036

Company Cash Flow							
				(-)	(-)	(-)	(=)
	Net	Net	Net	Operating	Prod & Asset	Capital	Total
Date	Prod	Price	Revenue	Costs	Taxes	Costs	AT Cash
	BOE	\$/Bbl	\$	\$	\$	\$	\$
2014/02	2408	83.5	201085	53819	44857	500000	-397591
2014/03	2197	83.5	183479	53996	-13231	0	142714
2014/04	2005	83.5	167413	54534	-11440	0	124319
2014/05	1829	83.5	152755	55434	-9758	0	107079
2014/06	1669	83.5	139380	56693	187	0	82500
2014/07	1523	83.5	127176	58315	1599	0	67262
2014/08	1390	83.5	116041	60305	1459	0	54277
2014/09	1268	83.5	105880	62669	1331	0	41880
2014/10	1157	83.5	96610	65417	1215	0	29977
2014/11	1056	83.5	88151	68563	1108	0	18480
2014/12	963	83.5	80432	72119	1011	0	7302
Total	17466	---	1458401	661863	18339	500000	278199

ANEXO 35 FLUJO DE CAJA DEL POZO LIMONCOCHA L-028.

Company Cash Flow							
Date	Net Prod	Net Price	Net Revenue	(-) Operating Costs	(-) Prod & Asset Taxes	(-) Capital Costs	(=) Total AT Cash
	BOE	\$/Bbl	\$	\$	\$	\$	\$
2014/02	3758	83.5	313812	39445	3946	70000	200420
2014/03	3620	83.5	302276	37850	3801	0	260625
2014/04	3487	83.5	291165	36331	3661	0	251172
2014/05	3359	83.5	280462	34884	3527	0	242052
2014/06	3235	83.5	270153	33503	3397	0	233253
2014/07	3116	83.5	260223	32185	3272	0	224765
2014/08	3002	83.5	250657	30926	3152	0	216579
2014/09	2892	83.5	241443	29723	3036	0	208685
2014/10	2785	83.5	232568	28571	2925	0	201072
2014/11	2683	83.5	224019	27470	2817	0	193733
2014/12	2584	83.5	215785	26415	2713	0	186657
2015/01	2489	83.5	207853	25404	2614	0	179835
2015/02	2398	83.5	200212	24435	2518	0	173259
2015/03	2310	83.5	192853	23506	2425	0	166921
2015/04	2225	83.5	185764	22615	2336	0	160813
2015/05	2143	83.5	178935	21760	2250	0	154925
2015/06	2064	83.5	172358	20940	2167	0	149251
2015/07	1988	83.5	166022	20152	2088	0	143783
2015/08	1915	83.5	159920	19395	2011	0	138514
2015/09	1845	83.5	154041	18668	1937	0	133436
2015/10	1777	83.5	148379	17969	1866	0	128544
2015/11	1712	83.5	142925	17298	1797	0	123830
2015/12	1649	83.5	137671	16653	1731	0	119287
2016/01	1588	83.5	132610	16032	1668	0	114911
2016/02	1530	83.5	127736	15435	1606	0	110694
2016/03	1474	83.5	123040	14861	1547	0	106632
2016/04	1419	83.5	118518	14309	1490	0	102718
2016/05	1367	83.5	114161	13778	1436	0	98947
2016/06	1317	83.5	109965	13268	1383	0	95314
2016/07	1269	83.5	105923	12776	1332	0	91815
2016/08	1222	83.5	102029	12303	1283	0	88443
2016/09	1177	83.5	98279	11848	1236	0	85195
2016/10	1134	83.5	94666	11410	1190	0	82066
2016/11	1092	83.5	91186	10988	1147	0	79052
2016/12	976	83.5	81490	9818	1025	0	70648
Total	74600	---	6229400	762927	78330	70000	5317843