

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

TOMO I

ESTUDIO DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE EN EL COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DEL CAMPO VILLANO

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

XAVIER EDUARDO CHÁVEZ LANDÁZURI

xavi_edu_chavez@yahoo.com

VLADIMIR EDUARDO PEÑA AUCATOMA

vlad9685@hotmail.com

DIRECTOR: ING. VINICIO MELO

vinicio.melo@epn.edu.ec

Quito, enero 2011

DECLARACIÓN

Nosotros, Xavier Eduardo Chávez Landázuri y Vladimir Eduardo Peña Aucatoma, declaramos bajo juramento que el trabajo aquí descrito es de nuestra autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que hemos consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

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

XAVIER CHÁVEZ L.

VLADIMIR PEÑA A.

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por Xavier Eduardo Chávez Landázuri y Vladimir Eduardo Peña Aucatoma, bajo mi supervisión.

Ing. Vinicio Melo
DIRECTOR DE PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar quiero agradecer a Dios, que es la luz que guía mi camino y la fuerza que me alienta a seguir adelante. Gracias por permitirme llegar a culminar esta etapa tan importante de mi vida y por tener a todos mis seres queridos junto a mí para poder compartir este momento de alegría junto a ellos.

Agradezco de manera infinita a mis padres por su amor incondicional y por su incomparable esfuerzo que realizan día a día para sacarnos adelante y hacernos mejores personas. Gracias por su apoyo incondicional y por los valores que han inculcado en nosotros.

A mis hermanos que son la alegría de mi vida, a mi “abue” que ha estado junto a mí desde que era un niño pequeño, cuidándome, aconsejándome y deseando siempre lo mejor para mí.

Agradezco finalmente a todas las personas que hicieron posible la realización de este proyecto dentro de Agip. Al Dr. Ricardo Arellano, a los ingenieros Mauricio Bedón, Luiggi Calderón y especialmente al Ing. Benito Cabrera por su completo apoyo y las valiosas enseñanzas que nos brindó durante la elaboración de este proyecto de titulación.

Vladimir

AGRADECIMIENTOS

A Dios Todopoderoso por haberme dado la oportunidad de seguir viviendo y colmarme de sabiduría y entendimiento para poder llegar al escalón más alto de mi carrera. Eternamente gracias Dios mío por ser la fuerza y fortaleza de mi diario vivir que sin ti a mi lado mi vida no sería llena de felicidad como lo fue, como lo es y lo seguirá siendo todos los días que me resten por vivir.

A mis padres Anita y Oswaldo por brindarme la herencia más valiosa que pudiera recibir, gracias padres míos por su eterno amor y apoyo incondicional porque hoy veo llegar el fin de una de las metas de mi vida, a ustedes que sin escatimar esfuerzo alguno han sacrificado gran parte de su vida para formarme y educarme. Por esto y mucho más... Infinitamente GRACIAS.

A mis hermanos, especialmente a Daniel que siempre ha sido mi ejemplo a seguir. Gracias hermanito por los bellos momentos que desde niños hemos compartido. A toda mi linda familia "LANDÁZURI MELO", con quienes me he criado y he compartido todas mis alegrías y tristezas, gracias por sus consejos y amor incalculable.

A Vladimir, mi compañero de tesis con quién hice que este sueño se covierta en realidad.

Al Ing. Benito Cabrera y al Dr. Ricardo Arellano de AGIP y al Ing. Vinicio Melo de la EPN mil gracias por su paciencia y conocimiento brindado para culminar con éxito el presente proyecto de titulación.

Xavier

DEDICATORIA

El presente trabajo está dedicado a mis padres, hermanos, y a toda mi familia a quienes quiero con todo mi corazón. Al magnífico grupo de apoyo con el cual he pasado grandes vivencias durante estos años de estudiante petrolero.

Vladimir

DEDICATORIA

A aquella persona que entre todas las estrellas es la más hermosa y brillante guiándome entre sus luces por el sendero más correcto, aquella persona que me ha enseñado a luchar por la vida, que como la brisa sus manos acaricia mi corazón, aquella persona que conoce mis debilidades y fortalezas y que con su amor, abnegación y sacrificio ha hecho de mí la persona que soy ahora. A ti madrecita de mi vida te dedico la culminación de mi carrera.

Xavier

CONTENIDO

CONTENIDO	VIII
CONTENIDO DE CUADROS	X
CONTENIDO DE FIGURAS	XIV
CONTENIDO DE FOTOGRAFÍAS	XVIII
SIMBOLOGÍA	XIX
RESUMEN	XXI
PRESENTACIÓN	XXIII
CAPÍTULO 1	1
ANÁLISIS DE LAS INSTALACIONES ACTUALES DEL CAMPO VILLANO ...	1
1.1 ASPECTOS GENERALES DEL CAMPO VILLANO.....	1
1.1.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA	1
1.1.2 ESTRUCTURA	2
1.1.3 ESTRATIGRAFÍA DE LA CUENCA ORIENTE.....	4
1.1.4 GEOLOGÍA DEL CAMPO VILLANO	7
1.1.5 INTERPRETACIÓN PETROFÍSICA.....	8
1.1.6 CONTACTO ORIGINAL AGUA PETRÓLEO (CAP).....	9
1.2 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE PERTENECIENTES A VILLANO	11
1.2.1 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO	11
1.2.2 DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS DE LA ESTACIÓN VILLANO ALFA	14
CAPÍTULO 2	23
PRINCIPIOS DE FUNCIONAMIENTO Y APLICACIONES DEL VARIADOR DE FRECUENCIA EN EL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	23
2.1 SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	23
2.1.1 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO	23
2.1.2 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL SISTEMA ELECTROSUMERGIBLE ..	24
2.2 DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE.....	25
2.2.1 EQUIPO DE FONDO	26
2.2.2 EQUIPO DE SUPERFICIE.....	37
2.2.3 REQUERIMIENTO DE ENERGÍA DEL EQUIPO DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	41
2.2.4 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DEL EQUIPO DE VARIACIÓN DE FRECUENCIA	43

2.2.5 APLICACIÓN DEL VARIADOR DE FRECUENCIA EN EL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	44
2.2.6 EFECTOS DEL VARIADOR DE FRECUENCIA SOBRE LOS COMPONENTES DEL SISTEMA BES	45
CAPÍTULO 3	47
ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN OBTENIDA DE LOS VARIADORES DE FRECUENCIA EN LOS POZOS QUE PRODUCEN MEDIANTE EL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE	47
3.1 PROCESO PARA DETERMINAR LA PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE A PARTIR DE LA PRESIÓN DE SUCCIÓN	47
3.1.1 CORRELACIONES UTILIZADAS PARA FLUJO EN TUBERÍAS	49
3.1.2 CONSIDERACIONES TEÓRICAS PARA FLUJO MULTIFÁSICO	53
3.2 ANTECEDENTES PARA EL ANÁLISIS DE LOS DATOS DE VARIACIÓN DE FRECUENCIA	55
3.3 ANÁLISIS PARA LOS POZOS DEL CAMPO VILLANO	56
3.3.1 ANÁLISIS POZO VILLANO A	56
3.3.2 ANÁLISIS POZO VILLANO B	93
3.3.3 ANÁLISIS POZO VILLANO H	128
3.3.4 ANÁLISIS POZO VILLANO K	162
3.3.5 ANÁLISIS POZO VILLANO L	195
3.3.6 ANÁLISIS POZO VILLANO J	222
CAPÍTULO 4	249
IMPACTOS PRODUCIDOS POR LOS VARIADORES DE FRECUENCIA EN EL YACIMIENTO	249
4.1 IDENTIFICACIÓN DEL AVANCE DE AGUA PARA EL CAMPO VILLANO	250
4.2 RELACIÓN DE LA VARIACIÓN DE FRECUENCIA CON LA PRODUCCIÓN DE AGUA PARA LOS POZOS DEL CAMPO VILLANO	261
4.3 DISMINUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO PARA EL CAMPO VILLANO	262
CAPÍTULO 5	266
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	266
5.1 CONCLUSIONES	266
5.2 RECOMENDACIONES	269
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	271

CONTENIDO DE CUADROS

CAPÍTULO 1:

1.1 PRINCIPALES PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LOS POZOS EVALUADOS	9
1.2 DATOS TÉCNICOS DE SEPARADORES PLATAFORMA VILLANO ALFA	16

CAPÍTULO 2:

2.1 RANGO DE POTENCIA DE MOTORES ELÉCTRICOS	29
2.2 RANGO DE PRODUCCIÓN DE BOMBAS CENTRÍFUGAS	34

CAPÍTULO 3:

3.1 CORRELACIONES UTILIZADAS	49
3.2 CORRELACIONES PARA FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS	50
3.3 COMPARACIÓN DE RESULTADOS OBTENIDOS DE CORRELACIONES	51
3.4 HISTORIAL DE TRABAJOS DE WORKOVER POZO VILLANO A.....	57
3.5 PRODUCCIÓN ACUMULADA ANUAL POZO VILLANO A.....	58
3.6 PROPIEDADES DEL FLUIDO POZO VILLANO A.....	58
3.7 ELEMENTOS DE COMPLETACIÓN DE FONDO PARA EL PERIODO 3	60
3.8 INFORMACIÓN ZONA 1, PERIODO 3 POZO VILLANO A.....	63
3.9 INFORMACIÓN ZONA 2, PERIODO 3 POZO VILLANO A.....	64
3.10 INFORMACIÓN ZONA 3, PERIODO 3 POZO VILLANO A.....	66
3.11 ELEMENTOS DE COMPLETACIÓN DE FONDO PARA EL PERIODO 4	67
3.12 INFORMACIÓN ZONA 1, PERIODO 4 POZO VILLANO A.....	71
3.13 INFORMACIÓN ZONA 2, PERIODO 4 POZO VILLANO A.....	72
3.14 ELEMENTOS DE COMPLETACIÓN DE FONDO PARA EL PERIODO 5	73
3.15 INFORMACIÓN ZONA 1, PERIODO 5 POZO VILLANO A.....	77
3.16 INFORMACIÓN ZONA 2, PERIODO 5 POZO VILLANO A.....	78
3.17 ELEMENTOS DE COMPLETACIÓN DE FONDO PARA EL PERIODO 6	79
3.18 INFORMACIÓN ZONA 1, PERIODO 6 POZO VILLANO A.....	83
3.19 INFORMACIÓN ZONA 2, PERIODO 6 POZO VILLANO A.....	84

3.20 DATOS DE PWF POZO VILLANO A	85
3.21 RESUMEN PERIODOS DE PRODUCCIÓN POZO VILLANO A	92
3.22 HISTORIAL DE TRABAJOS DE WORKOVER POZO VILLANO B.....	93
3.23 PRODUCCIÓN ACUMULADA ANUAL POZO VILLANO B.....	94
3.24 PROPIEDADES DEL FLUIDO POZO VILLANO B.....	95
3.25 ELEMENTOS DE COMPLETACIÓN DE FONDO PARA EL PERIODO 5	96
3.26 INFORMACIÓN ZONA 1, PERIODO 5 POZO VILLANO B.....	99
3.27 INFORMACIÓN ZONA 2, PERIODO 5 POZO VILLANO B.....	100
3.28 ELEMENTOS DE COMPLETACIÓN DE FONDO PARA EL PERIODO 6	101
3.29 INFORMACIÓN ZONA 1, PERIODO 6 POZO VILLANO B.....	105
3.30 INFORMACIÓN ZONA 2, PERIODO 6 POZO VILLANO B.....	106
3.31 INFORMACIÓN ZONA 3, PERIODO 6 POZO VILLANO B.....	107
3.32 ELEMENTOS DE COMPLETACIÓN DE FONDO PARA EL PERIODO 7	108
3.33 INFORMACIÓN ZONA 1, PERIODO 7 POZO VILLANO B.....	111
3.34 ELEMENTOS DE COMPLETACIÓN DE FONDO PARA EL PERIODO 8	112
3.35 INFORMACIÓN ZONA 1, PERIODO 8 POZO VILLANO B.....	115
3.36 ELEMENTOS DE COMPLETACIÓN DE FONDO PARA EL PERIODO 9	117
3.37 DATOS DE PWF POZO VILLANO B	119
3.38 RESUMEN PERIODOS DE PRODUCCIÓN POZO VILLANO B	125
3.39 HISTORIAL DE TRABAJOS DE WORKOVER POZO VILLANO H	126
3.40 PRODUCCIÓN ACUMULADA ANUAL POZO VILLANO H	127
3.41 PROPIEDADES DEL FLUIDO POZO VILLANO H	128
3.42 ELEMENTOS DE COMPLETACIÓN DE FONDO PARA EL PERIODO 1	129
3.43 INFORMACIÓN ZONA 1, PERIODO 1 POZO VILLANO H	133
3.44 INFORMACIÓN ZONA 2, PERIODO 1 POZO VILLANO H	134
3.45 ELEMENTOS DE COMPLETACIÓN DE FONDO PARA EL PERIODO 2	135
3.46 INFORMACIÓN ZONA 1, PERIODO 2 POZO VILLANO H	139
3.47 INFORMACIÓN ZONA 2, PERIODO 2 POZO VILLANO H	140
3.48 ELEMENTOS DE COMPLETACIÓN DE FONDO PARA EL PERIODO 3	141

3.49 ELEMENTOS DE COMPLETACIÓN DE FONDO PARA EL PERIODO 4	144
3.50 ELEMENTOS DE COMPLETACIÓN DE FONDO PARA EL PERIODO 5	148
3.51 ELEMENTOS DE COMPLETACIÓN DE FONDO PARA EL PERIODO 6	152
3.52 DATOS DE PWF POZO VILLANO H	156
3.53 RESUMEN PERIODOS DE PRODUCCIÓN POZO VILLANO H	160
3.54 HISTORIAL DE TRABAJOS DE WORKOVER POZO VILLANO K.....	161
3.55 PRODUCCIÓN ACUMULADA ANUAL POZO VILLANO K.....	162
3.56 PROPIEDADES DEL FLUIDO POZO VILLANO K.....	163
3.57 ELEMENTOS DE COMPLETACIÓN DE FONDO PARA EL PERIODO 1	164
3.58 INFORMACIÓN ZONA 1, PERIODO 1 POZO VILLANO K.....	168
3.59 INFORMACIÓN ZONA 2, PERIODO 1 POZO VILLANO K.....	169
3.60 INFORMACIÓN ZONA 3, PERIODO 1 POZO VILLANO K.....	170
3.61 ELEMENTOS DE COMPLETACIÓN DE FONDO PARA EL PERIODO 2	171
3.62 INFORMACIÓN ZONA 1, PERIODO 2 POZO VILLANO K.....	175
3.63 INFORMACIÓN ZONA 2, PERIODO 2 POZO VILLANO K.....	176
3.64 INFORMACIÓN ZONA 3, PERIODO 2 POZO VILLANO K.....	178
3.65 ELEMENTOS DE COMPLETACIÓN DE FONDO PARA EL PERIODO 3	179
3.66 INFORMACIÓN ZONA 1, PERIODO 3 POZO VILLANO K.....	183
3.67 INFORMACIÓN ZONA 2, PERIODO 3 POZO VILLANO K.....	184
3.68 ELEMENTOS DE COMPLETACIÓN DE FONDO PARA EL PERIODO 4	185
3.69 INFORMACIÓN ZONA 1, PERIODO 4 POZO VILLANO K.....	188
3.70 DATOS DE PWF POZO VILLANO K	189
3.71 RESUMEN PERIODOS DE PRODUCCIÓN POZO VILLANO K	192
3.72 HISTORIAL DE TRABAJOS DE WORKOVER POZO VILLANO J	193
3.73 PRODUCCIÓN ACUMULADA ANUAL POZO VILLANO J	194
3.74 PROPIEDADES DEL FLUIDO POZO VILLANO J	195
3.75 ELEMENTOS DE COMPLETACIÓN DE FONDO PARA EL PERIODO 1	196
3.76 INFORMACIÓN ZONA 1, PERIODO 1 POZO VILLANO J	198
3.77 INFORMACIÓN ZONA 2, PERIODO 1 POZO VILLANO J	199

3.78 ELEMENTOS DE COMPLETACIÓN DE FONDO PARA EL PERIODO 2	200
3.79 INFORMACIÓN ZONA 1, PERIODO 2 POZO VILLANO J	204
3.80 INFORMACIÓN ZONA 2, PERIODO 2 POZO VILLANO J	205
3.81 ELEMENTOS DE COMPLETACIÓN DE FONDO PARA EL PERIODO 3	206
3.82 INFORMACIÓN ZONA 1, PERIODO 3 POZO VILLANO J	210
3.83 INFORMACIÓN ZONA 2, PERIODO 3 POZO VILLANO J	211
3.84 ELEMENTOS DE COMPLETACIÓN DE FONDO PARA EL PERIODO 4	212
3.85 INFORMACIÓN ZONA 1, PERIODO 4 POZO VILLANO J	214
3.86 DATOS DE PWF POZO VILLANO J.....	215
3.87 RESUMEN PERIODOS DE PRODUCCIÓN POZO VILLANO J.....	220
3.88 HISTORIAL DE TRABAJOS DE WORKOVER POZO VILLANO L.....	220
3.89 PRODUCCIÓN ACUMULADA ANUAL POZO VILLANO L	221
3.90 PROPIEDADES DEL FLUIDO POZO VILLANO L.....	222
3.91 ELEMENTOS DE COMPLETACIÓN DE FONDO PARA EL PERIODO 1	223
3.92 INFORMACIÓN ZONA 1, PERIODO 1 POZO VILLANO L	225
3.93 INFORMACIÓN ZONA 2, PERIODO 1 POZO VILLANO L	226
3.94 ELEMENTOS DE COMPLETACIÓN DE FONDO PARA EL PERIODO 2	227
3.95 INFORMACIÓN ZONA 1, PERIODO 2 POZO VILLANO L	231
3.96 ELEMENTOS DE COMPLETACIÓN DE FONDO PARA EL PERIODO 3	232
3.97 INFORMACIÓN ZONA 1, PERIODO 3 POZO VILLANO L	236
3.98 INFORMACIÓN ZONA 2, PERIODO 3 POZO VILLANO	237
3.99 ELEMENTOS DE COMPLETACIÓN DE FONDO PARA EL PERIODO 4	238
3.100 INFORMACIÓN ZONA 1, PERIODO 4 POZO VILLANO L	240
3.101 DATOS DE PWF POZO VILLANO L.....	242
3.102 RESUMEN PERIODOS DE PRODUCCIÓN POZO VILLANO L.....	246

CONTENIDO DE FIGURAS

CAPÍTULO 1:

1.1 UBICACIÓN CAMPO VILLANO	1
1.2 CORTE ESTRUCTURAL CAMPO VILLANO	2
1.3 MAPA ESTRUCTURAL DEL CAMPO VILLANO AL TOPE CALIZA MARCADOR	3
1.4 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DE LA CUENCA ORIENTE	6
1.5 SECCIÓN ESTRUCTURAL DE POZOS DEL CAMPO VILLANO	10
1.6 DIAGRAMA DEL PROCESO DE TRATAMIENTO DEL FLUIDO ESTACIÓN VILLANO ALFA	13
1.7 FREE WATER KNOCK OUT	15
1.8 HIDROCICLÓN	17
1.9 TANQUES DE LA ESTACIÓN VILLANO ALFA	19

CAPÍTULO 2:

2.1 DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DE LOS EQUIPOS DE FONDO Y DE SUPERFICIE	25
2.2 EQUIPO DE FONDO	26
2.3 CORTE TRANSVERSAL DE UN MOTOR	27
2.4 CURVA DE RENDIMIENTO DE UN MOTOR	28
2.5 SELLO, SISTEMA DE BOLSA, SISTEMA LABERÍNTICO	30
2.6 SEPARADOR DE GAS	31
2.7 SEPARADOR DE GAS ROTATIVO	32
2.8 CAPACIDAD DE LA BOMBA EN PRESENCIA DE GAS LIBRE	32
2.9 BOMBA CENTRÍFUGA	33
2.10 FLUJO RADIAL, FLUJO MIXTO	35
2.11 CURVA DE DESEMPEÑO DE UNA BOMBA CENTRÍFUGA	35
2.12 TIPOS DE CABLES	36
2.13 CABLE CONDUCTOR ELÉCTRICO	37
2.14 CAJA DE VENDEO	39
2.15 TRANSFORMADOR PRIMARIO Y SECUNDARIO	40
2.16 VARIADOR DE FRECUENCIA	41
2.17 CIRCUITO DE ALIMENTACIÓN DE ENERGÍA PARA EQUIPO BES ..	42
2.18 CIRCUITO DE CONVERSIÓN DEL VARIADOR DE FRECUENCIA	44

CAPÍTULO 3:

3.1 SECCIONES PARA CÁLCULO DE PWF	48
3.2 RELACIÓN FLUJO PRODUCIDO Y FRECUENCIA (PERIODO 3) POZO VILLANO A	62
3.3 RELACIÓN FLUJO PRODUCIDO Y FRECUENCIA (PERIODO 4) POZO VILLANO A	70
3.4 RELACIÓN FLUJO PRODUCIDO Y FRECUENCIA (PERIODO 5) POZO VILLANO A	75
3.5 RELACIÓN FLUJO PRODUCIDO Y FRECUENCIA (PERIODO 6) POZO VILLANO A	81
3.6 RELACIÓN FLUJO PRODUCIDO Y PWF POZO VILLANO A.....	89
3.7 RELACIÓN FLUJO PRODUCIDO Y FRECUENCIA (PERIODO 5) POZO VILLANO B	98
3.8 RELACIÓN FLUJO PRODUCIDO Y FRECUENCIA (PERIODO 6) POZO VILLANO B	103
3.9 RELACIÓN FLUJO PRODUCIDO Y FRECUENCIA (PERIODO 7) POZO VILLANO B	109
3.10 RELACIÓN FLUJO PRODUCIDO Y FRECUENCIA (PERIODO 8) POZO VILLANO B	114
3.11 RELACIÓN FLUJO PRODUCIDO Y FRECUENCIA (PERIODO 9) POZO VILLANO B	119
3.12 RELACIÓN FLUJO PRODUCIDO Y PWF POZO VILLANO B.....	123
3.13 RELACIÓN FLUJO PRODUCIDO Y FRECUENCIA (PERIODO 1) POZO VILLANO H	131
3.14 RELACIÓN FLUJO PRODUCIDO Y FRECUENCIA (PERIODO 2) POZO VILLANO H	137
3.15 RELACIÓN FLUJO PRODUCIDO Y FRECUENCIA (PERIODO 3) POZO VILLANO H	142
3.16 RELACIÓN FLUJO PRODUCIDO Y FRECUENCIA (PERIODO 4) POZO VILLANO H	146
3.17 RELACIÓN FLUJO PRODUCIDO Y FRECUENCIA (PERIODO 5) POZO VILLANO H	150
3.18 RELACIÓN FLUJO PRODUCIDO Y FRECUENCIA (PERIODO 6) POZO VILLANO H	154
3.19 RELACIÓN FLUJO PRODUCIDO Y PWF POZO VILLANO H.....	158
3.20 RELACIÓN FLUJO PRODUCIDO Y FRECUENCIA (PERIODO 1) POZO VILLANO K	166
3.21 RELACIÓN FLUJO PRODUCIDO Y FRECUENCIA (PERIODO 2) POZO VILLANO K	173

3.22 RELACIÓN FLUJO PRODUCIDO Y FRECUENCIA (PERIODO 3) POZO VILLANO K	181
3.23 RELACIÓN FLUJO PRODUCIDO Y FRECUENCIA (PERIODO 4) POZO VILLANO K	186
3.24 RELACIÓN FLUJO PRODUCIDO Y PWF POZO VILLANO K.....	190
3.25 RELACIÓN FLUJO PRODUCIDO Y FRECUENCIA (PERIODO 1) POZO VILLANO J.....	197
3.26 RELACIÓN FLUJO PRODUCIDO Y FRECUENCIA (PERIODO 2) POZO VILLANO J.....	202
3.27 RELACIÓN FLUJO PRODUCIDO Y FRECUENCIA (PERIODO 3) POZO VILLANO J.....	208
3.28 RELACIÓN FLUJO PRODUCIDO Y FRECUENCIA (PERIODO 4) POZO VILLANO J.....	213
3.29 RELACIÓN FLUJO PRODUCIDO Y PWF POZO VILLANO J	217
3.30 RELACIÓN FLUJO PRODUCIDO Y FRECUENCIA (PERIODO 1) POZO VILLANO L.....	224
3.31 RELACIÓN FLUJO PRODUCIDO Y FRECUENCIA (PERIODO 2) POZO VILLANO L.....	229
3.32 RELACIÓN FLUJO PRODUCIDO Y FRECUENCIA (PERIODO 3) POZO VILLANO L.....	234
3.33 RELACIÓN FLUJO PRODUCIDO Y FRECUENCIA (PERIODO 4) POZO VILLANO L.....	240
3.34 RELACIÓN FLUJO PRODUCIDO Y PWF POZO VILLANO L	244

CAPÍTULO 4:

4.1 MAPA DEL CAMPO VILLANO AL AÑO INICIAL DE PRODUCCIÓN AÑO 1999	249
4.2 MAPA DE CORTE DE AGUA PARA EL AÑO 2000 CAMPO VILLANO.....	251
4.3 MAPAS DE AGUA ACUMULADA PARA EL AÑO 2000 CAMPO VILLANO.....	252
4.4 MAPAS DE CORTE DE AGUA Y VOLUMEN ACUMULADO DE AGUA PARA EL AÑO 2005 CAMPO VILLANO.....	254
4.5 MAPAS DE CORTE DE AGUA Y VOLUMEN ACUMULADO DE AGUA PARA EL AÑO 2007 CAMPO VILLANO.....	256
4.6 MAPA DE CORTE DE AGUA AÑO 2010 CAMPO VILLANO	257
4.7 MAPA DE VOLUMEN ACUMULADO DE AGUA AÑO 2010 CAMPO VILLANO.....	258
4.8 MAPAS COMPARATIVOS DE AVANCE DE AGUA PARA INCREMENTOS DE FRECUENCIA	260

4.9 MAPAS COMPARATIVOS DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO	261
4.10 PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO AÑO 2007 CAMPO VILLANO	262

CONTENIDO DE FOTOGRAFÍAS

CAPÍTULO 1:

1.1 MANIFOLD DE PRODUCCIÓN DE LA ESTACIÓN VILLANO ALFA.....	14
1.2 WATER CUT INJECTION PUMP.....	20
1.3 OIL BOOSTER PUMPS	21
1.4 WATER BOOSTER PUMPS	21
1.4 BOTA DE GAS Y SCRUBBER DE GAS	22

CAPÍTULO 2:

2.1 CABEZAL DE POZO.....	38
--------------------------	----

SIMBOLOGÍA

Símbolo	Definición
a	Constante de tortuosidad
AC	Corriente alterna
Amp	Amperios
API:	American Petroleum Institute
bls:	Barriles
BEP	Producción de bombas centrífugas
BES	Sistema de bombeo electrosumergible
BF	Barriles fiscales
BPPD:	Barriles de petróleo por día
BSW	Sedimentos básicos y agua
CAP:	Contacto agua-petróleo
CD	Corriente continua
CPF	Central Processing Facility
Csg	Casing
fm	Factor de fricción de la mezcla
ft	Pies
FWKO	Free Water Knock Out
g	Gravedad
GOR:	Relación gas-petróleo
HL	Hold up del líquido
HP	Horse power
Hz	Hertzio
in	pulgadas
Ko:	Permeabilidad al petróleo
MD	Profundidad medida
MMbls:	Millones de barriles
NRe	Número de Reynolds
Pb:	Presión de burbuja
PCS:	Pies cúbicos estándar

PHI	Porosidad del núcleo
PHIED	Porosidad efectiva
Pi:	Presión inicial
ppg	Partes por galón
ppm	Partes por millón
POES:	Petróleo original en sitio
psi:	Libras por pulgada cuadrada
PVT:	Presión-Volumen-Temperatura
Pwf	Presión de fondo fluvente
rpm	Revoluciones por minuto
Rsh	Resistividad de arcillas
Rt	Resistividad total
Rw	Resistividad del agua de formación
Rxo	Resistividad somera
Sw	Saturación de agua
TVD	Profundidad vertical total
TVDSS	Profundidad vertical total a nivel del mar
Vm	Velocidad de la mezcla
VSD	Variador de frecuencia
Vsh	Volumen de arcilla
WIP	Water Injection Pump
WO	Workover
Ø	Porosidad
βo:	Factor volumétrico de petróleo
ρf	Densidad del fluido
ρm	Densidad de la mezcla

RESUMEN

En el presente proyecto de titulación, se realizó un análisis del comportamiento del sistema de bombeo electrosumergible en la producción para el campo Villano. Se establecieron también los efectos o impactos que causa la variación de frecuencia dentro del reservorio con la finalidad de determinar un manejo adecuado de este parámetro dentro de la producción de los pozos del campo Villano.

Dentro del capítulo 1, se presenta información general del campo como su ubicación, litología, estratigrafía, datos petrofísicos entre otros. También se presenta un detalle de las instalaciones de superficie con las que cuenta la plataforma de Villano Alfa para determinar la capacidad de manejo y procesamiento de fluidos que posee la misma.

En el capítulo 2 se detalla aspectos importantes sobre el sistema de levantamiento artificial de bombeo electrosumergible. Se explica el principio de funcionamiento, las ventajas y desventajas que presenta el sistema, la configuración de los equipos de superficie y de fondo con el respectivo detalle de sus componentes. Se indica también todo lo relacionado con el variador de frecuencia (VSD por sus siglas en inglés) con el fin de establecer un conocimiento básico de este equipo superficial, ya que mediante este equipo se controlan los cambios de frecuencia con la que operan las distintas bombas instaladas en los pozos.

El capítulo 3 muestra la incidencia que presenta la variación de frecuencia en la producción de los pozos. Todos los pozos pertenecientes al campo Villano producen desde la arena Hollín principal, el mismo que cuenta con el aporte de energía de un acuífero activo e infinito. Dentro del análisis correspondiente a este capítulo se determina como las fases correspondientes de agua y petróleo modifican su comportamiento cuando se presentan grandes incrementos en la

frecuencia operativa, para esto se han tomado como muestra de estudio a seis pozos productores.

Para el análisis de cada pozo se han tomado en cuenta periodos de producción, que permiten establecer el comportamiento de los fluidos producidos por determinados espacios de tiempo. Para cada uno de estos periodos se cuantifican las variaciones en los caudales de producción de agua y petróleo, provocadas por las variaciones de frecuencia.

En el capítulo 4 se establece la forma en la cual el agua ha ido avanzando dentro del reservorio conforme avanza la producción. Mediante la generación de mapas con la ayuda de un software especializado, se identifica el punto inicial por el cual el agua hace su ingreso a la formación, identifica los volúmenes de agua que cada uno de los pozos aporta, así como los porcentajes de corte de agua que presentan diferentes sectores dentro del campo Villano.

Dentro de este capítulo también se ha establecido la forma en la cual la producción de petróleo ha ido disminuyendo año tras año.

Finalmente, en el capítulo 5 se presentan conclusiones y recomendaciones donde se especifica los problemas actuales del campo y su respectiva solución.

PRESENTACIÓN

El presente trabajo da a conocer más acerca del variador de frecuencia, que es un equipo sencillo del cual no se tiene mucho conocimiento dentro de las aulas. Mediante un análisis se busca establecer los efectos que se presentan con los incrementos de frecuencia sobre la producción del pozo. Identifica las variaciones causadas en los caudales de producción de agua y petróleo, y cuantifica dichos cambios.

El objetivo es identificar los impactos en el reservorio generados por la variación de frecuencia y establecer un comportamiento estabilizado para ambas fases, a demás de determinar una forma adecuada de manejo de este parámetro.

En el primer capítulo se describen aspectos generales tanto del campo Villano como de la estación de procesamiento con la que cuenta la plataforma de Villano Alfa. Mientras que en el segundo se detalla todo lo relacionado al sistema de levantamiento electrosumergible como su configuración tanto en superficie como en el fondo.

En el tercer capítulo se enfoca el análisis técnico de lo mencionado al inicio, en el cuarto capítulo se presentan una serie de mapas que permiten establecer la manera en la cual el agua ha ingresado dentro de la formación. Finalmente en el quinto capítulo se presentan las respectivas conclusiones y recomendaciones para este proyecto.

CAPÍTULO 1

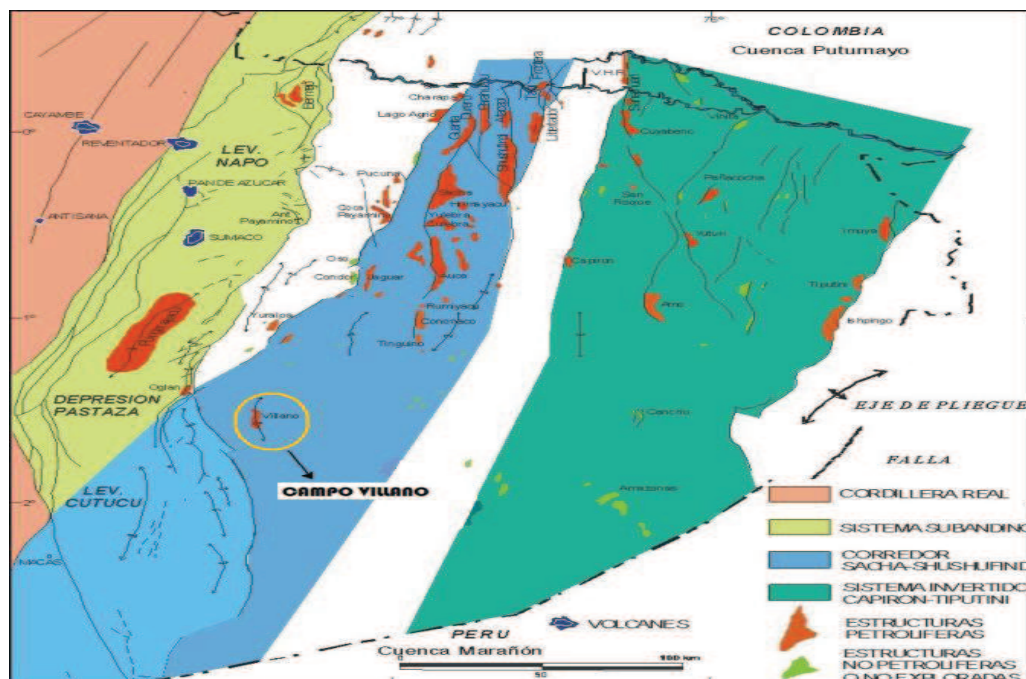
ANÁLISIS DE LAS INSTALACIONES ACTUALES DEL CAMPO VILLANO

1.1 ASPECTOS GENERALES DEL CAMPO VILLANO

1.1.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA

El Campo Villano se encuentra ubicado en el bloque 10 al Sur Oeste de la Cuenca Oriente ecuatoriana en la provincia de Pastaza, comprende una extensión de 200 mil hectáreas y su área de influencia comprende las cuencas de los ríos Villano, Lliquino y Curaray. Dentro del Bloque 10 se encuentra ubicado aproximadamente en la parte Noreste, a unos 35 kilómetros del CPF y 60 kilómetros al Este Noreste del Puyo.

FIGURA 1.1 UBICACIÓN CAMPO VILLANO



FUENTE: Departamento de Reservorios

ELABORADO POR: Departamento de Reservorios

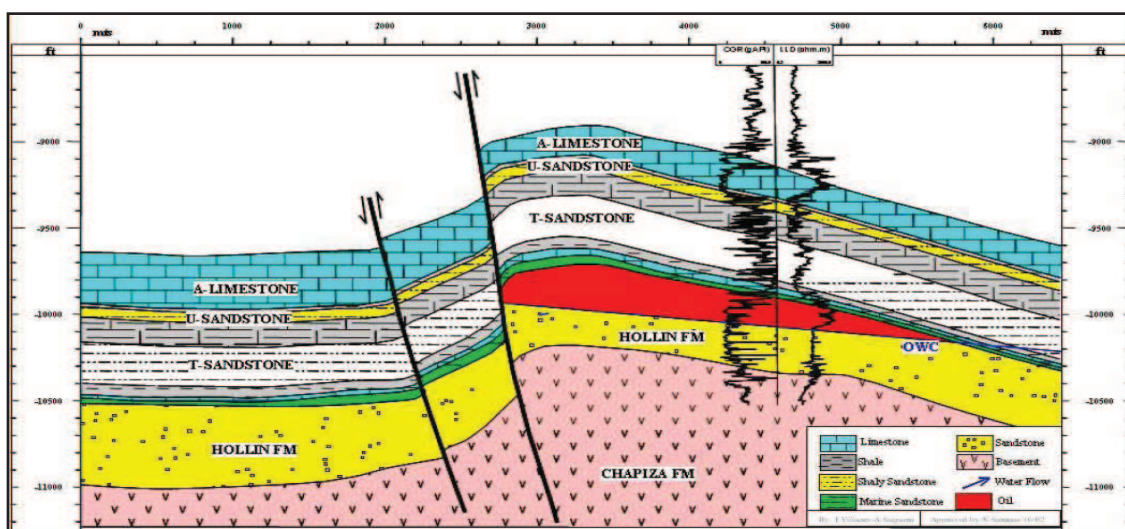
1.1.2 ESTRUCTURA

El campo Villano preserva sedimentos de edad cretácica, que yacen sobre a sedimentos volcánicos Jurásicos. Villano posee una orientación NNE-SSO y su estructura está controlada por una falla transpresiva reactivada en el Cretácico tardío durante la inversión tectónica. El flanco occidental está cortado por una falla inversa de alto ángulo y divergencia hacia el Oeste, con un salto de falla de cerca de 650 ft ligeramente al norte de la cresta de la estructura.

Las principales estructuras petrolíferas en la Cuenca, incluyendo Villano, se formaron durante el cretácico tardío, producto de un cambio en el régimen geodinámico.

La migración de crudo hacia las incipientes estructuras, se produjo a inicios del terciario. Desde esta época hasta el presente la continua compresión generada por el sistema de subducción ha aumentado el relieve de las estructuras. La formación Hollín, principal yacimiento de la Cuenca Oriente, está conformado en su gran mayoría por series agradacionales de sedimentos fluviales, que exhiben un cambio vertical de facies a depósitos progradacionales de tipo estuarino a marino somero. Se puede apreciar el corte estructural del campo Villano en la siguiente figura.

FIGURA 1.2 CORTE ESTRUCTURAL CAMPO VILLANO



FUENTE: Departamento de Reservorios

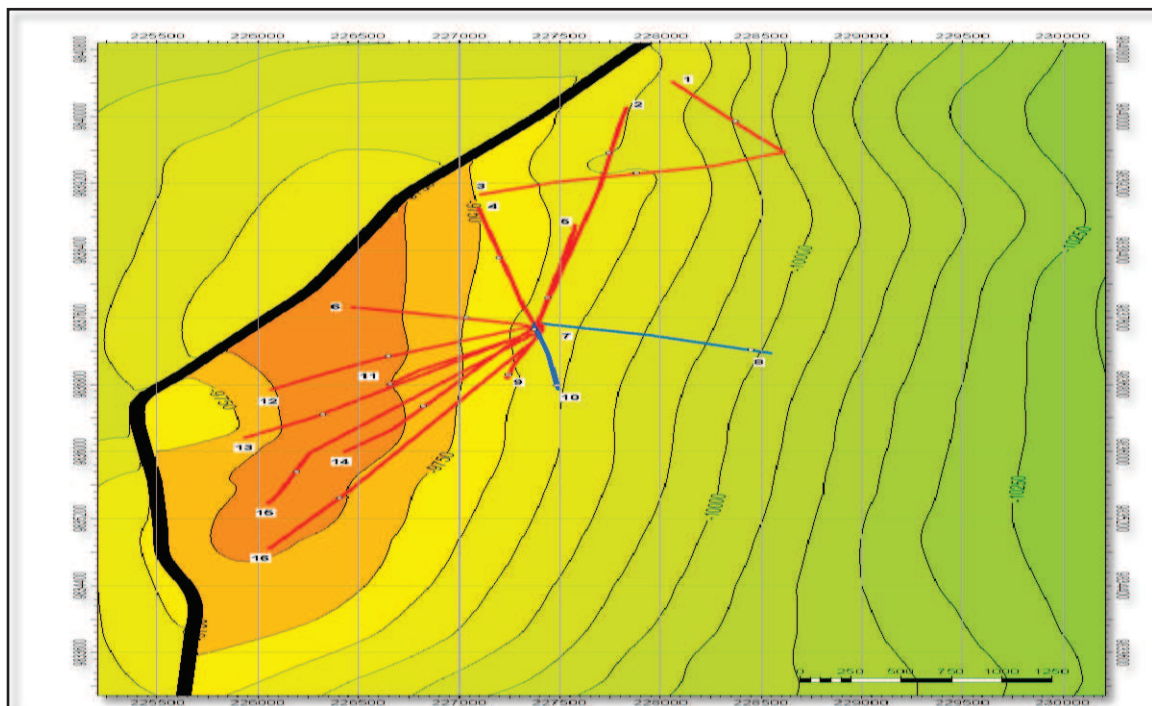
ELABORADO POR: Departamento de Reservorios

1.1.2.1 Geofísica

El modelo estructural del campo Villano se realizó con base a la reinterpretación de las líneas sísmicas dentro del software Geoframe. Los mapas en tiempo se convirtieron a profundidad mediante el uso de velocidades derivadas de los pozos de Villano, por ende, la transformación a profundidad estuvo limitada al área de estructura del campo Villano.

Los 5 horizontes interpretados fueron: Tope Caliza Marcador Hollín, Tope Caliza "A", Tope Tiyuyacu, Cerca Tope Orteguzza, Cerca Tope Arajuno. Los resultados de la nueva interpretación muestran una ligera extensión del cierre hacia el Sur-Este. Además se estableció una sola falla de cabalgamiento (en lugar de las dos interpretadas anteriormente) que controla el estilo de la estructura. El mapa estructural del tope Caliza marcador Hollín se utilizó como base para la construcción de otras superficies dentro del yacimiento como se indica en la figura 1.3.

FIGURA 1.3 MAPA ESTRUCTURAL DEL CAMPO VILLANO AL TOPE CALIZA MARCADOR



FUENTE: Departamento de Reservorios

ELABORADO POR: Departamento de Reservorios

1.1.3 ESTRATIGRAFÍA DE LA CUENCA ORIENTE

La Cuenca Oriente, en donde se ubica el campo Villano, presenta una secuencia estratigráfica que se detalla a continuación.

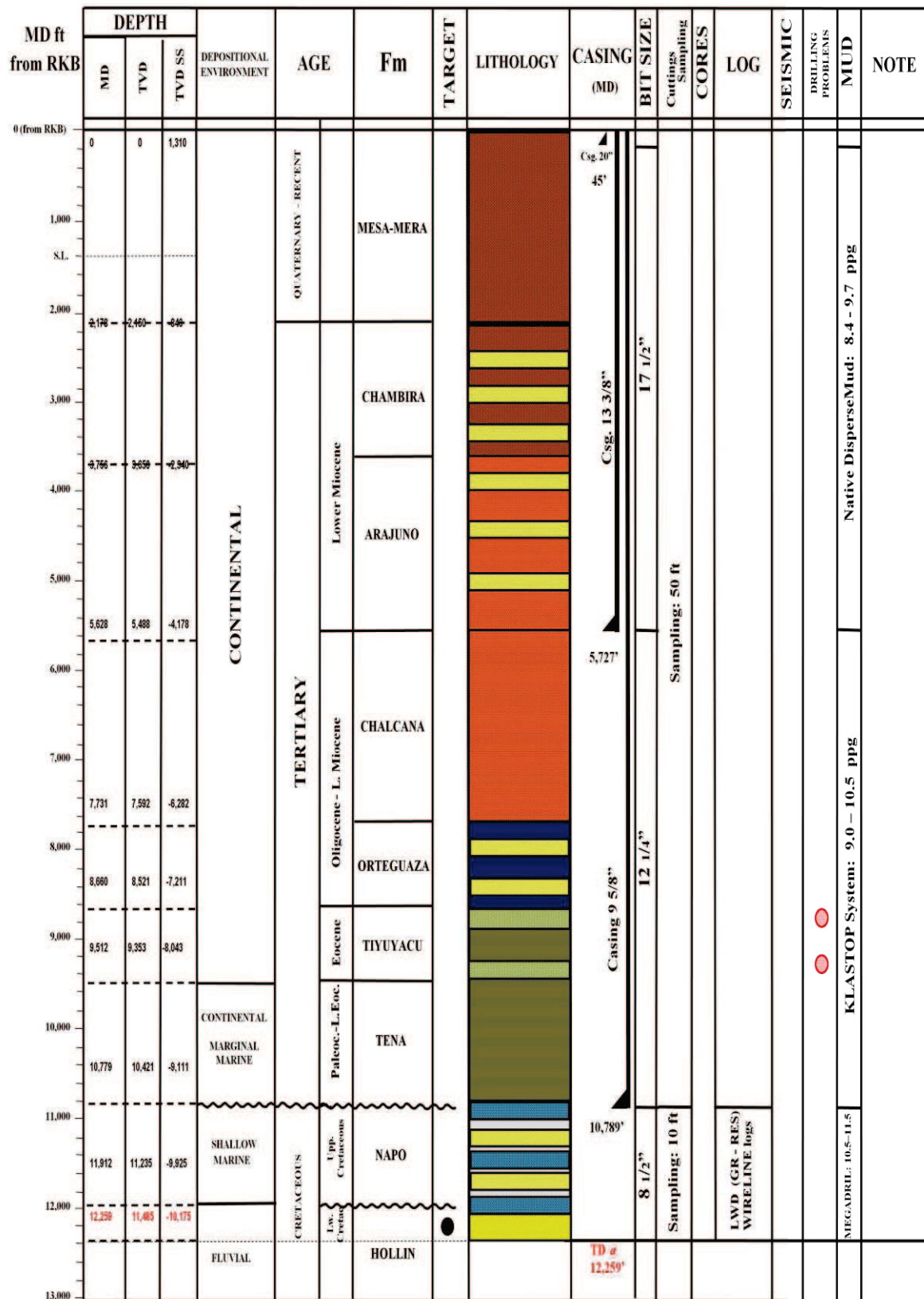
- Formación Mesa-Mera: perteneciente a la era del Cuaternario Reciente, está conformada por areniscas con limolitas y arcillolitas finamente estratificadas.
- Formación Chambira: perteneciente a la era Mioceno, se encuentra conformada por arcillas y areniscas cuarzosas intercaladas.
- Formación Arajuno: está formada por una secuencia de arcillolitas con limolitas y areniscas finamente estratificadas. Pertenece también a la era Mioceno
- Formación Chalcana: perteneciente a la era del Oligoceno, está formada por una secuencia de arcillolitas que tienen como característica principal la presencia de anhidrita.
- Formación Orteguaza: pertenece también a la era Oligoceno. En su parte superior presenta una litología similar a la de la Formación Chalcana, pero sin presencia de anhidrita, mientras que en su parte inferior posee una sección de lutitas reactivas al agua.
- Formación Tiyuyacu: perteneciente a la era Eoceno, está constituida por areniscas cuarzosas conglomeráticas con alto contenido de chert, además de una sección de arcillolitas intercaladas con areniscas, la cual está ubicada en la sección media de la formación.
- Formación Tena: perteneciente a la era Paleoceno, está constituida por una secuencia de arcillolitas calcáreas con ligeras intercalaciones de limolitas y areniscas.
- Formación Napo: perteneciente a la era del Cretácico Superior, está conformada por un marcador litológico conocido como Caliza A, la cual está formada en su mayoría por lodo calcáreo. Por otro lado tenemos a

la Arenisca U, formada por areniscas cuarzosas glauconíticas con intercalaciones de calizas y lutitas. Y finalmente está la Arenisca T, formada por areniscas cuarzosas con presencia de ligeras intercalaciones de calizas y limolitas.

- Formación Hollín: perteneciente a la era Cretácico Inferior, se subdivide en Hollín Superior y Hollín Principal. La primera está constituida por areniscas y limolitas intercaladas en su parte superior, mientras que en la parte inferior está formada por limolitas y lutitas estratificadas. La Formación Hollín Principal, es el reservorio primordial del campo Villano, se encuentra conformado por areniscas limpias de buena porosidad y con intercalaciones de lutitas.

En la figura 1.4 se puede observar la configuración de la columna estratigráfica.

FIGURA 1.4: COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DE LA CUENCA ORIENTE



FUENTE: Departamento de Reservorios

ELABORADO POR: Departamento de Reservorios

1.1.4 GEOLOGÍA DEL CAMPO VILLANO

El Bloque 10 está ubicado en el lado Oriental del frente profundo, en donde el relleno sedimentario del campo Villano yace sobre un basamento Paleozoico.

Las formaciones Tiyuyacu, Orteguaza, Chalcana, Arajuno y Chambira muestran un ambiente deposicional con pequeñas incursiones marinas debido a la gran depositación terciaria que permite un rápido y progresivo relleno del frente profundo de la Cordillera. La sedimentación completa forman una cuña que se extiende hacia el oeste en aproximadamente 5,000 metros.

1.1.4.1 Sedimentología y Petrografía

La descripción sedimentológica y petrográfica de la formación. Hollín se obtuvo a partir de análisis de núcleos de los algunos pozos.

Hollín está conformada desde la base por depósitos de ríos trezados y meándricos de ambientes fluviales, que pasan progresivamente a facies de ambientes estuarino a marino poco profundo. Las areniscas son principalmente cuarzoarenitas, subarcosas y areniscas feldespáticas. Cada uno de los niveles arenosos está separado por capas limo-arcillosas.

1.1.4.2 Modelo de Depositación

Los depósitos de Hollín pueden ser subdivididos, desde la base hacia el tope, en tres intervalos principales:

- Inferior, depositado en ambiente fluvial de corrientes trezadas a meándricas.
- Medio, depositado en ambiente de desembocadura con influencia de mareas (transicional).
- Superior, depositado en ambiente de condiciones marino someras.

Los intervalos, inferior y medio, corresponden a la formación Hollín Principal.

Hollín fue dividido en 8 ciclos, siete ocurren dentro de los depósitos arenosos de tipo fluvial de corrientes trenzadas y meándricas (A – G) y uno como depósito de tipo transicional (H). Las facies arenosas de los ciclos de depositación fluvial de corrientes trenzadas (A - E), poseen una buena continuidad lateral. Los cambios verticales laterales de facies son más frecuentes en los depósitos de corrientes meándricas (F - G). Los depósitos de grano fino denominados “intercapas” separan los diferentes ciclos arenosos.

El ciclo H está conformado por facies heterolíticas o interlaminadas de areniscas y lodolitas. La continuidad vertical y lateral de los cuerpos arenosos en este ciclo es más restringida que los anteriores. Hacia el tope de este ciclo se encuentra el sello del reservorio representado por depósitos finos y calcáreos de ambiente marino poco profundo.

1.1.5 INTERPRETACIÓN PETROFÍSICA

Las principales propiedades petrofísicas del yacimiento Hollín Principal en el campo Villano se obtuvieron del análisis de siete pozos, uno vertical y seis direccionales.

Ingenieros de reservorios calcularon la saturación de agua (S_w) mediante la ecuación de Simandoux, la cual es aplicable para formaciones de arena con intercalaciones arcillosa, la misma que se muestra a continuación:

$$S_w = \left[\left(\frac{aR_w}{\varphi^2 R_t} \right) + \left(\frac{aR_w v_{sh}}{2\varphi^2 R_{sh}} \right)^2 \right]^{\frac{1}{2}} - \left[\frac{aR_w v_{sh}}{2\varphi^2 R_{sh}} \right] \quad (1)$$

Donde:

a: Constante de tortuosidad

R_w: Resistividad del agua de formación

R_t: Lectura del registro de resistividad

∅: Porosidad

V_{sh}: Volumen de arcillas

R_{sh}: Resistividad de arcillas

La formación Hollín Principal presenta una porosidad primaria inter-granular promedio de 19.36%, saturación de agua promedio (Sw) de 26.29%. Los cuerpos permeables están separados por lentes limo-arcillosos (Caolinita 85%).

El cuadro 1.1 presenta las principales características petrofísicas de los pozos evaluados.

CUADRO 1.1

PRINCIPALES PROPIEDADES PETROFÍSICAS DE LOS POZOS EVALUADOS

Pozo	Tipo de Pozo	Tipo de lodo	PHIED %	PHI Núcleos %	Sw %	Vsh %	Espesor a TVD (ft)	CAP a TVD
1	Vertical	Agua	20.1	---	30.78	3	167	11498
2	Direccional	Agua	17.91	19.49	21.68	13.84	230	11420
3	Direccional	Petróleo	20.87	---	22.19	5.92	159	11560
4	Direccional	Agua	20.49	---	18.99	8.9	142	11483
5	Direccional	Petróleo	18.81	---	26.51	9.58	166	11387
6	Direccional	Agua	19.36	20.27	32.69	4.28	166	11403
Promedio			19.36	19.88	26.29	8.1		

FUENTE: Departamento de Reservorios

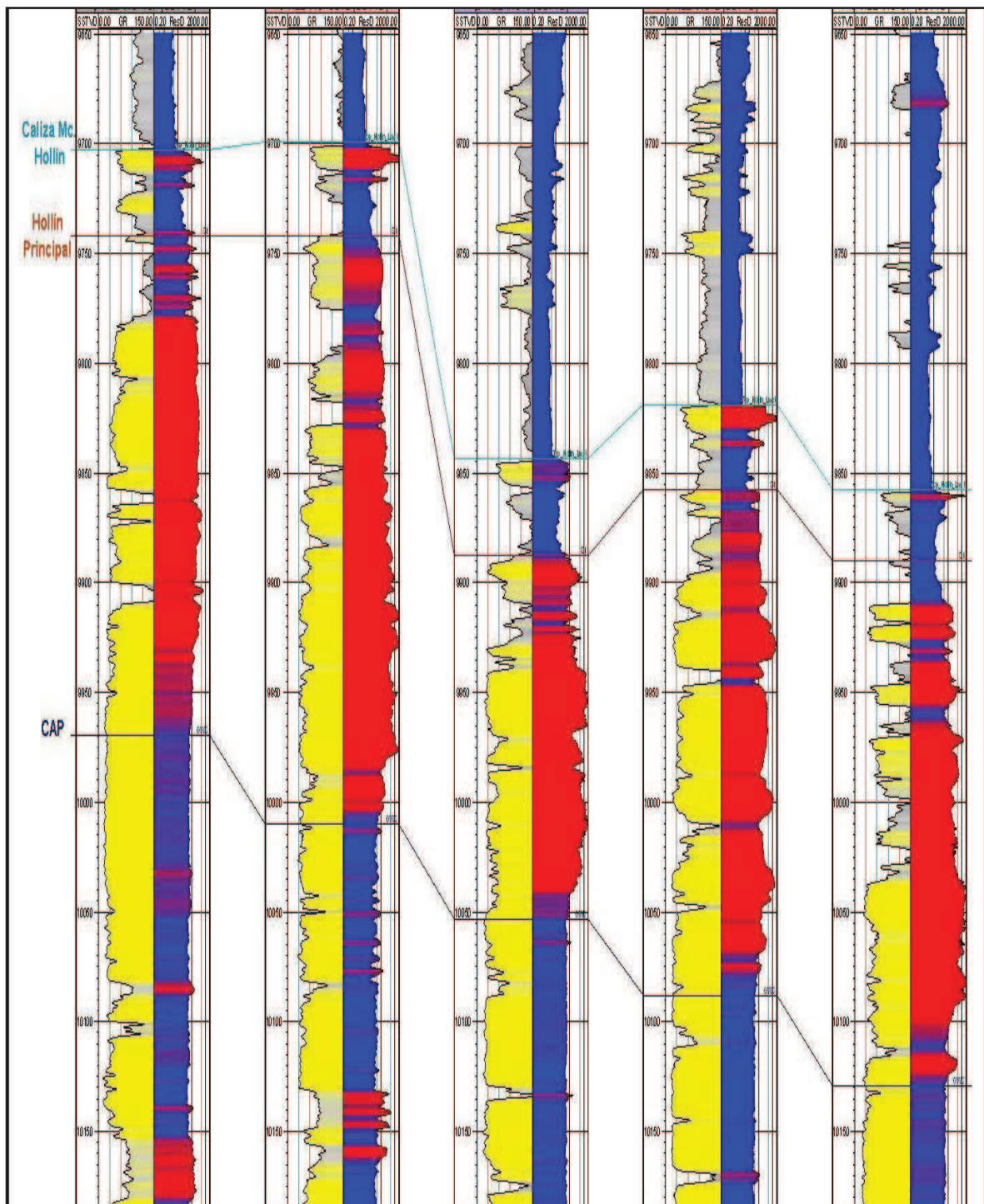
ELABORACIÓN: Xavier Chávez y Vladimir Peña

1.1.6 CONTACTO ORIGINAL AGUA PETRÓLEO (CAP)

Las curvas de resistividad profunda ($R_t=40-50$ ohmm) y resistividad somera ($R_{xo}=10$ ohmm), fueron elementos fundamentales para definir con precisión el contacto agua-petróleo en la mayoría de pozos. En base a la información de los pozos que han atravesado el contacto agua-petróleo, se determinó una tabla de agua con 1.21° de inclinación en dirección $N71^\circ$, que difiere ligeramente en la orientación de la superficie previamente establecida.

El contacto agua.petróleo muestra una profundización de Sur a Norte; en el Pozo 15 el contacto está a 9970' TVDSS, mientras que para el Pozo 1 se encuentra a 10130' TVDSS. La diferencia de profundidad respecto a la posición del CAP entre estos dos pozos es de alrededor de 160 pies TVD. La figura 1.5 muestra la profundidad del CAP de varios pozos a partir de los registros de resistividad

FIGURA 1.5 SECCIÓN ESTRUCTURAL DE POZOS DEL CAMPO VILLANO



FUENTE: Departamento de Reservorios

ELABORADO POR: Departamento de Reservorios

1.2 DESCRIPCIÓN GENERAL DE LAS FACILIDADES DE SUPERFICIE PERTENECIENTES A VILLANO

1.2.1 DESCRIPCIÓN DEL PROCESO

El ciclo del tratamiento de los fluidos producidos por los pozos de la plataforma de Villano Alfa empieza en el manifold. Actualmente la cantidad de fluido diario que es procesado en la estación de Villano Alfa es de 182.215 bl aproximadamente.

El manifold es un equipo de superficie que permite direccionar los fluidos provenientes de los cabezales de los pozos hacia los separadores FWKO (Free Water Knock Out), lugar en donde se separan las fases de agua y petróleo al igual que la de gas. Esta última fase se produce en cantidades muy pequeñas en este campo por lo que prácticamente se hablaría de un proceso de separación bifásico.

Mediante los separadores FWKO con los que cuenta la estación de Villano Alfa se logra separar aproximadamente 110.000 bl de agua diarios. La capacidad total de fluido que maneja diariamente cada uno de los separadores son FWKO A: 37.150 bl; FWKO B: 36.354 bl y FWKO C: 38.047 bl.

El porcentaje de BSW con el que ingresa el fluido a los equipos (alrededor del 93.2%) disminuye a un promedio de 82%. A partir de este punto las fases separadas toman rumbos diferentes a lo largo del proceso de tratamiento; el mismo que puede ser observado en la figura 1.6.

El proceso del agua inicia cuando la fase separada dentro de los cuatro FWKO pasa hacia los dos Hidrociclones, donde los sólidos y partículas de crudo (ppm) se reducen. Luego es conducida hacia los Skimer's A/B o tanque separador, en este lugar burbujas de gas se desplazan hacia la parte superior llevando consigo partículas de crudo las cuales son atrapadas mediante una especie de malla que se encuentra en el centro del tanque.

Finalmente el agua pasa hacia el tanque de surgencia (Surge Tank), donde es tratada con químicos para alcanzar los parámetros establecidos de contenido de ppm de crudo (+/- Av de 70 ppm's) previo a la reinyección.

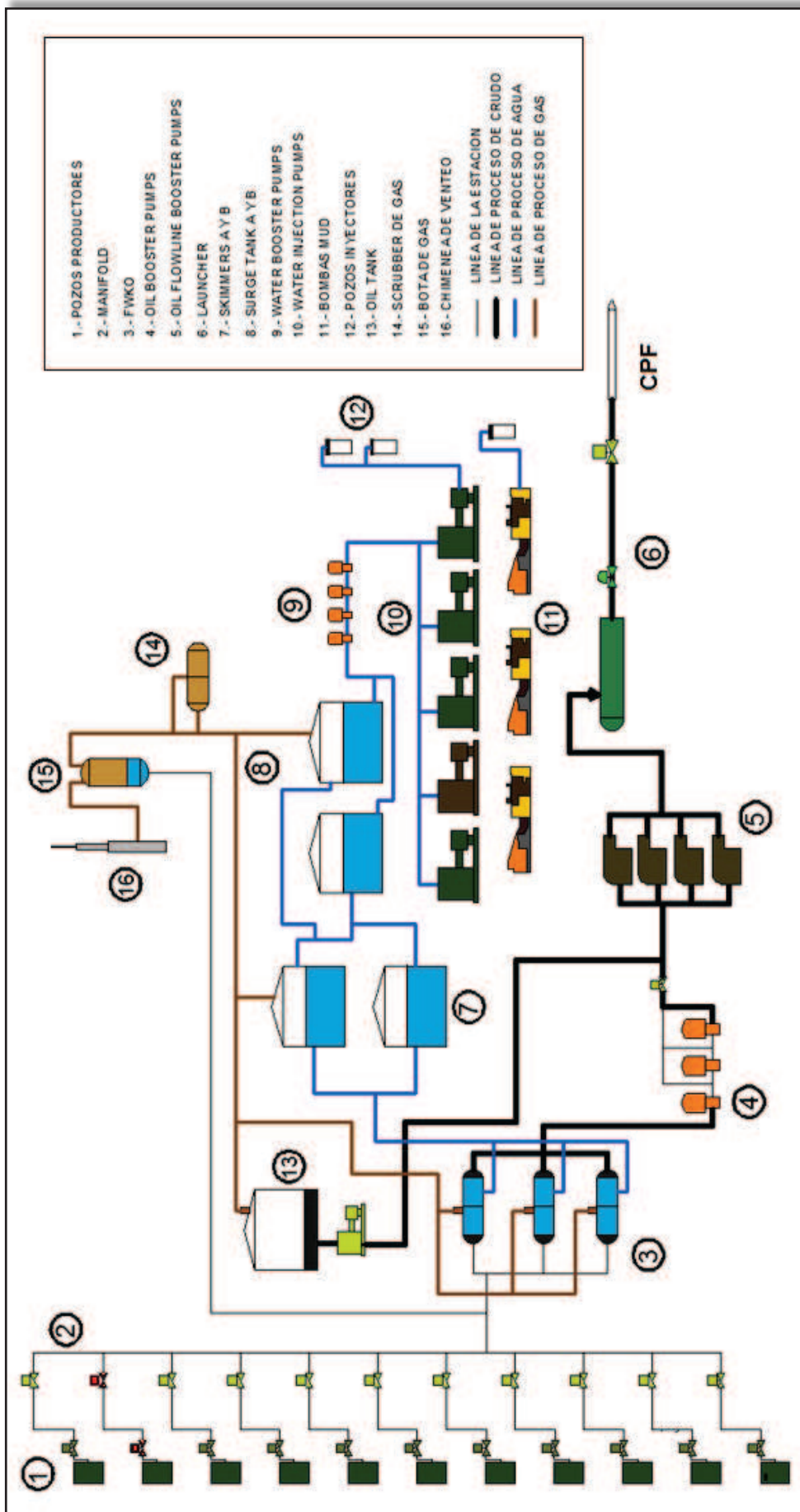
Mediante la aplicación de bombas Booster el agua es enviada a través de la línea de 6 pulgadas desde dos tanques de surgencia hasta las cinco bombas WIP (Water Injection Pump), con una presión de succión de 150 psi. Las bombas WIP's incrementan la presión de descarga en superficie hasta 3300 psi para la reinyección de agua hacia la formación. Actualmente se encuentran en operación dos bombas MUD y cinco bombas WIP. (Las Mud's pump al pozo re-inyector V-02 con 19540 bbls y las Wip's a los re-inyectores V-09 y V-12 con 91000 bbls)

Por otra parte la fase de crudo cumple con otro ciclo. Luego de ser separada, pasa de los FWKO hacia tres bombas Oil Booster las cuales incrementan la presión hasta 500 psi como succión a las Oil Flowline Pumps o bombas de Transferencia. Estas a su vez dirigen al crudo hacia el lanzador el cual lo envía hacia el CPF (Central Processing Facility) donde continúa su tratamiento.

El crudo recolectado en las otras etapas del tratamiento como en los Hidrociclones y los tanques de desnatado, es recolectado en el tanque de crudo y mediante bombas de transferencia enviado hacia la línea de las Oil Flowline Pumps. Finalmente la fase de gas que se separa dentro del separador FWKO, sale a través de válvulas de nivel hacia el Scrubber. En este lugar se separan los condensados de gas, los mismos que son enviados al tanque de crudo mientras que el gas restante se ventea hacia la atmósfera mediante el Vent Stack o chimenea de venteo.

El gas que se acumula dentro de los tanques de crudo, de desnatado y de surgencia también es enviado hacia el Scrubber luego de pasar por un enfriador que disminuye la temperatura de los condensados.

FIGURA 1.6. DIAGRAMA DEL PROCESO DE TRATAMIENTO DEL FLUIDO



ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

1.2.2 DESCRIPCIÓN DE LOS EQUIPOS DE LA ESTACIÓN VILLANO ALFA

1.2.2.1 *Manifold*

El manifold de producción son arreglos mecánicos de tuberías y válvulas que consisten generalmente en varios tubos colocados en posición horizontal, paralelos uno con respecto al otro y conectados a cada una de las líneas de flujo. Su función principal es recolectar la producción y la información de barriles producidos mediante sensores de flujo conocidos como medidores másicos que conectada su señal a un monitoreo de SCADA permiten conocer la aportación de cada pozo.

Los arreglos de válvulas, conexiones y tuberías deben ser de manera tal que, cuando sea requerido, el flujo de cada pozo individual pueda ser aislado para propósitos de prueba de pozos. Esto es que el flujo de cada pozo pueda ser llevado a un separador de prueba, para segregar y medir petróleo o productos de destilación, producción de gas y en algunos casos producción de agua.

FOTOGRAFÍA 1.1 MANIFOLD DE PRODUCCIÓN DE LA ESTACIÓN VILLANO ALFA



FOTOGRAFIADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

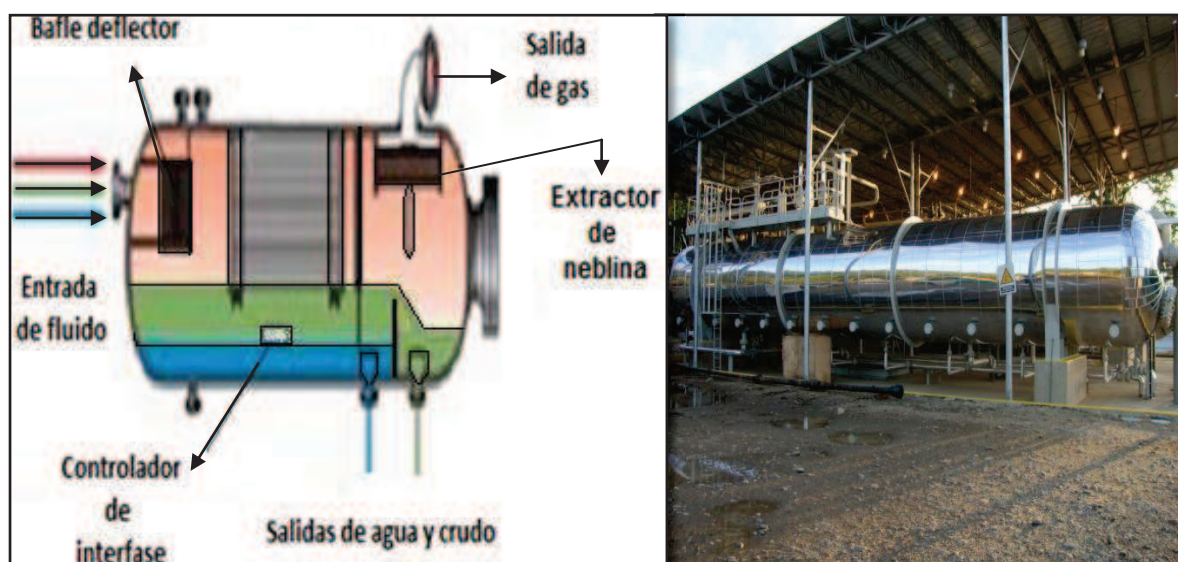
1.2.2.2 Separador Trifásico

Conocido como Free Water Knock Out (FWKO), es un recipiente presurizado donde el fluido de los pozos es separado en sus 3 fases: agua, gas y petróleo. Para este caso los tres equipos con los que cuenta esta estación separan en promedio 110.000 bl diariamente.

Al interior del FWKO se coloca un baffle deflector para separar las dos fases líquidas por líneas distintas, y por la parte superior se conduce la fase gaseosa. En la salida de la corriente gaseosa puede colocarse una malla de alambre (llamada Demister) para eliminar las gotas que puedan ser arrastradas. La configuración de los componentes del separador pueden ser observados en la figura 1.8.

Un separador generalmente incluye un dispositivo para la separación primaria, una sección de asentamiento "por gravedad" secundaria, un extractor de neblina para remover pequeñas partículas de líquido del gas, una salida de gas, una sección de asentamiento de líquido (separa agua del petróleo), una salida de petróleo, y una salida de agua.

FIGURA 1.7 FREE WATER KNOCK OUT



FUENTE: <http://www.oilproduction.net/cms>

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

El cuadro 1.2 presenta datos técnicos de los separadores con los que cuenta la estación de producción de Villano Alfa.

CUADRO 1.2

DATOS TÉCNICOS DE SEPARADORES PLATAFORMA VILLANO ALFA

Equipos	FWKO A	FWKO B	FWKO C	
<i>Capacidad</i>	37.150	36.354	38.047	bl/día
<i>Presión de operación</i>	215	212	222	Psi
<i>Temperatura de operación</i>	202	212	211	°F
<i>Viscosidad</i>	28	27	28	Stks

FUENTE: Departamento de Producción

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

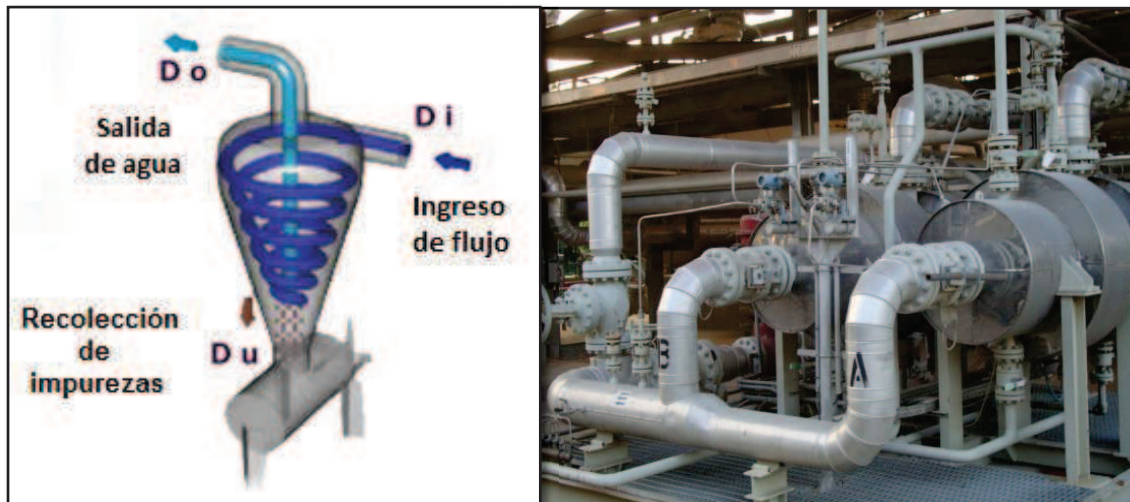
1.2.2.3 Hidrociclones

Son equipos mecánicos que cumplen la función de filtro, es decir separar las partículas sólidas que se encuentran en la fase fluida que en este caso es el agua que sale de los separadores. Son dispositivos en los que gracias a un flujo vertical se consigue separar hasta el 98% de las partículas mayores de 100 micras, más pesadas que el agua.

El proceso de separación se realiza cuando el fluido entra en el hidrociclón por la sección de diámetro D_i , que debe estar situado en posición vertical con un flujo tangencial a la sección cilíndrica. El flujo rotacional origina una fuerza centrífuga que genera un cambio de dirección y facilita la separación. Los sólidos, al ser más pesados que el agua, son desplazados hacia el exterior de la corriente (hacia las paredes exteriores del hidrociclón) y debido a la componente gravitacional, descienden hacia el colector, de impurezas situado en la parte más baja de la unidad de diámetro D_u .

El agua sin impurezas asciende por la parte central y sale por la parte superior través del tubo de diámetro (D_o). El esquema de este proceso se muestra en la figura inferior.

FIGURA 1.8 HIDROCICLÓN



FUENTE: <http://www.projectplato.com>

ELABORADOR POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

1.2.2.4 Tanques

Los tanques son equipos mecánicos, recipientes de forma cilíndrica generalmente metálicos, capaces de almacenar fluidos eficientemente. El diseño y la construcción de estos tanques dependen de las características físico-químicas de los líquidos por almacenar. En la industria del petróleo los tanques para almacenar hidrocarburos líquidos se clasifican de la siguiente manera:

- a) Por su construcción, en empernados, remachados y soldados.
- b) Por su forma, en cilíndricos y esféricos.
- c) Por su función, en techo fijo y en techo flotante

1.2.2.4.1 Tanque Separador

Son aquellos recipientes, sometidos a una presión cercana a la atmosférica que reciben un fluido multifásico y son utilizados en la industria petrolera para completar el proceso de deshidratación de crudo dinámicamente, es decir, en forma continua; para la separación del agua del crudo.

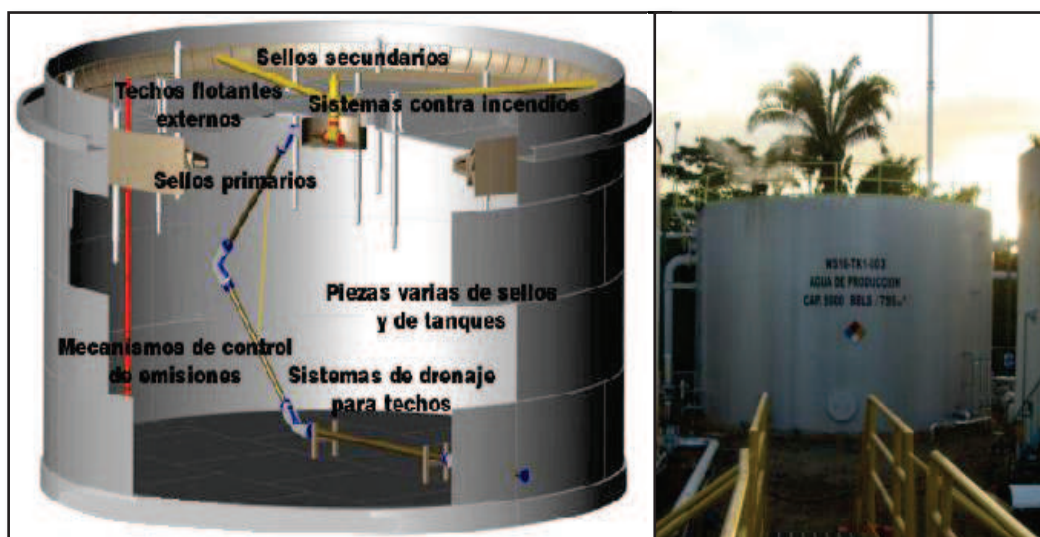
La mezcla de petróleo y agua entra por la parte superior del tanque, luego se hace circular por medio de canales conformados por baffles, lo que permite que el agua contenida en el petróleo (este fenómeno es conocido como coalescencia) y por diferencia de densidades el agua se deposita en la parte baja del tanque permitiendo que el petróleo alcance el nivel más alto.

De esta manera, el petróleo que sale del tanque separador generalmente cumple con las especificaciones exigidas para ser transportado por oleoductos. Sin embargo, este petróleo pasa primeramente a los tanques de almacenamiento antes de entrar a los oleoductos. De esta forma se logra mejorar aún más el proceso de deshidratación, ya que parte de la fracción de agua que todavía permanece en el crudo, se asienta en el fondo del tanque de almacenamiento.

1.2.2.4.2 Tanque de Surgencia

También conocido como tanque de reposo es el lugar en donde se almacena el producto proveniente de los tanques separadores, el cual deberá cumplir con las especificaciones de contenido de agua y sólidos.

FIGURA 1.9 TANQUES DE LA ESTACIÓN VILLANO ALFA



FUENTE: <http://www.projectplato.com>

ELABORADOR POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

1.2.2.5 Bombas

El bombeo puede definirse como la adición de energía a un fluido para moverse de un punto a otro. Una bomba es un transformador de energía. Recibe la energía mecánica, que puede proceder de un motor eléctrico, térmico, entre otras, y la transforma en energía que un fluido adquiere en forma de presión, de posición o de velocidad, en este caso la bomba transforma energía mecánica en hidráulica.

Las bombas pueden clasificarse sobre la base de las aplicaciones a que están destinadas, los materiales con que se construyen, o los líquidos que mueven. Bajo este preámbulo estas se clasifican en:

- Dinámicas
- De desplazamiento positivo
- Tipo Reciprocantes
- Tipo Rotatorias de tornillo

1.2.2.5.1 Bombas Centrífugas

Una bomba centrífuga es un tipo de bomba hidráulica que transforma la energía mecánica de un impulsor rotatorio llamado rodete en energía cinética y potencial requeridas. Está constituido por un conjunto de paletas rotatorias perfectamente encajadas dentro de una cubierta metálica, de manera que son capaces de impulsar al líquido que esté contenido dentro de la cubierta, gracias a la fuerza centrífuga que se genera cuando giran las paletas.

Estas bombas se suelen montar horizontales, pero también pueden estar verticales y para alcanzar mayores alturas se fabrican disponiendo varias etapas sucesivas en un mismo cuerpo de bomba. De esta forma se acumulan las presiones parciales que ofrecen cada uno de ellas; en este caso se habla de bomba multifásica o multietapa.

La estación de Villano Alfa cuenta con diferentes tipos de bombas centrífugas para realizar el proceso de tratamiento del fluido producido, las mismas que se detallan a continuación.

- *Water Injection Pumps:* se trata de bombas centrífugas provistas de dos sellos, en el lado coupling y en el lado libre de la bomba. Estas bombas son accionadas por motor eléctrico y su función es la de elevar la presión para inyectar el agua hacia la formación.

La presión succión requerida para estas bombas es de 150 psi. La presión de descarga y la capacidad de flujo que manejan cada una de las bombas se muestra a continuación.

- WIP A = 14200 BFPD / 3290 PSI
- WIP B = 24700 BFPD / 3200 PSI
- WIP C = 19700 BFPD / 3220 PSI
- WIP D = 24900 BFPD / 3300 PSI

FOTOGRAFÍA 1.2 WATER INJECTION PUMP



FOTOGRAFIADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

- *Oil Booster Pumps:* Son bombas centrífugas verticales provistas de un sello. Su función es elevar la presión para la succión de las Oil Flowline Pumps (bombas de transferencia hacia CPF). La presión necesaria en la

succión de la bomba es de 300 psi, manejan un volumen de 20.000 bls y descargan una presión de 450 psi para la succión a las Flowline Pumps

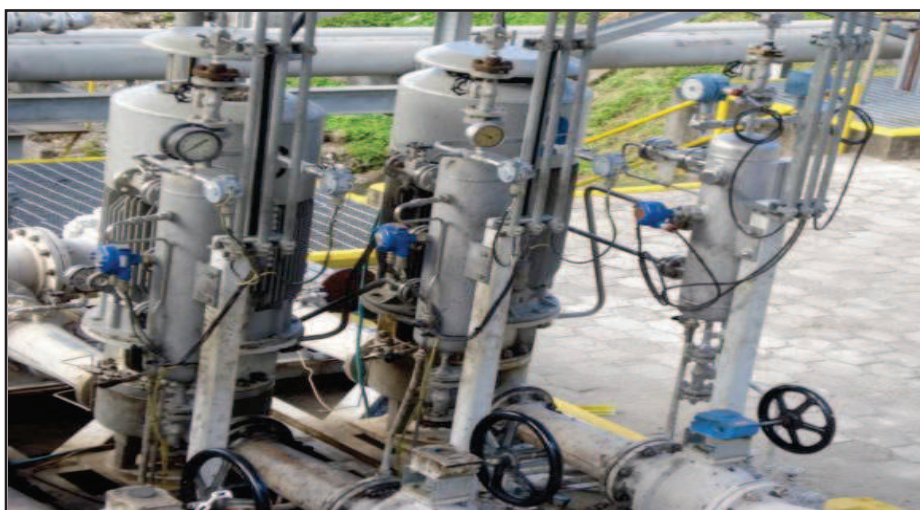
FOTOGRAFÍA 1.3 OIL BOOSTER PUMPS



FOTOGRAFIADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

- *Water Booster Pumps*: Son bombas centrífugas verticales del mismo tipo de las bombas anteriores, pero su aplicación es para manejo de agua; posee una capacidad para 20.000 bls. Su aplicación es la de elevar la presión para la succión de la Water Injection Pump (150 psi).

FOTOGRAFÍA 1.4 WATER BOOSTER PUMPS



FOTOGRAFIADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

- *Oil Flowline Pumps*: Son bombas tipo tornillo horizontales, provistas de dos sellos dentro de la cámara de empuje. Estas bombas son utilizadas

para transportar el fluido hacia el CPF a través de las líneas de flujo de 12 pulgadas. Posee una capacidad de bombeo de 20.000 BF descargando con una presión de 1650 psi.

1.2.2.6 Scrubber de Gas

Este equipo sirve para separar los condensados de petróleo y/o vapor de agua que han sido arrastrados por el gas a la salida de los tanques y FWKO. Los líquidos separados se acumulan y son eliminados por la parte inferior del recipiente, mientras que el gas fluye hacia el Vent Stack donde es venteado hacia la atmósfera. (Figura 1.14).

1.2.2.6 Bota de Gas

La función de este equipo es separar el gas remanente contenido en el crudo que viene de los separadores. El gas se separa por acción del movimiento del fluido en forma de remolinos que se provoca cuando este ingresa y choca contra las paredes internas del equipo. Al igual que un separador consta de un extractor de niebla para retener las partículas líquidas que se encuentran en el gas que asciende para salir hacia la chimenea de venteo.

FOTOFRAFÍA 1.5 BOTA DE GAS Y SCRUBBER DE GAS



FOTOGRAFIADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

CAPÍTULO 2

PRINCIPIOS DE FUNCIONAMIENTO Y APLICACIONES DEL VARIADOR DE FRECUENCIA EN EL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

2.1 SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

El sistema de bombeo electrosumergible tiene como función principal proporcionar energía adicional al fluido proveniente del yacimiento mediante la rotación centrífuga de bombas multi-etapas, en donde el caudal es controlado mediante el uso de variadores de frecuencia instalados en la superficie.

Este método puede utilizarse para producir fluidos de alta viscosidad, crudos con gas y pozos con alta temperatura.

El sistema de bombeo electrosumergible es un mecanismo integrado de levantamiento artificial, considerado como un medio eficiente y económico para producir altos volúmenes de fluido a grandes profundidades en una variedad de condiciones de pozo.

2.1.1 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO

El sistema de bombeo electrosumergible se considera un método de levantamiento artificial, que utiliza una bomba centrífuga ubicada en el subsuelo para levantar fluidos aportados por el yacimiento desde el fondo del pozo hasta la estación de flujo.

Se basa en el principio de centrifugación de fluidos, un rotante gira a alta velocidad y expulsa el fluido hacia la periferia del rotor donde es ingresado a una tubería de descarga, este tipo de bombas tienen diferentes estados de centrifugación, es decir, no es un solo rotor, si no varios que colocados en

formas sucesivas uno sobre el otro y alimentándose entre ellos para ganar mayor presión.

2.1.2 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL SISTEMA ELECTROSUMERGIBLE

VENTAJAS:

- Los costos de levantamiento para grandes volúmenes son bajos.
- Puede ser usado en pozos verticales y desviados.
- Pueden manejar grandes tasas de producción.
- Requiere de un bajo mantenimiento.
- Se facilita el monitoreo de presiones y temperaturas de fondo del hoyo, a través del uso de sensores.
- Puede ser manejado en pozos con grandes cortes de agua y baja relación gas-líquido.
- Alta resistencia en ambientes corrosivos dentro del hoyo
- Fácil aplicación de tratamientos contra la corrosión y formaciones de escala.

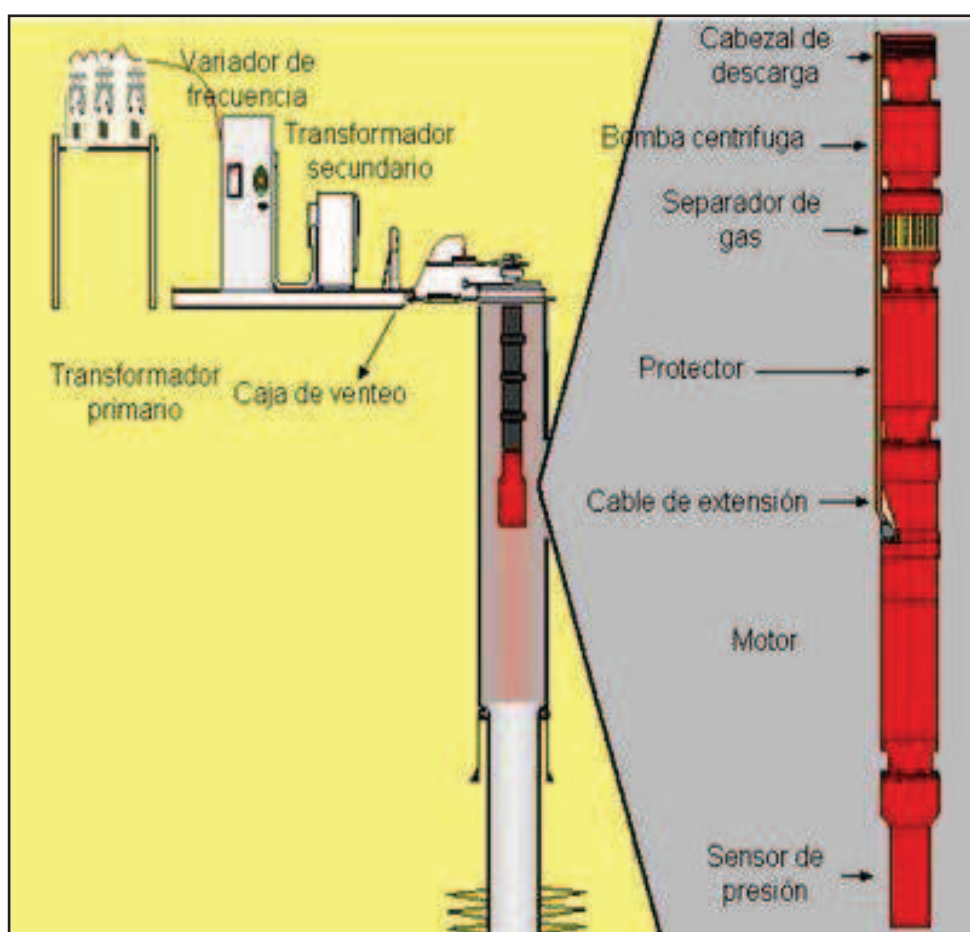
DESVENTAJAS:

- Es imprescindible la corriente eléctrica, se requiere de altos voltajes.
- Los cables se deterioran al estar expuestos a altas temperaturas.
- Los cables dificultan el corrido de la tubería de producción.
- No es recomendable usar cuando hay alta producción de sólidos.
- No es funcional a altas profundidades debido al costo del cable, a posibles problemas operacionales y a los requerimientos de alta potencia de superficie.
- Con la presencia de gas libre en la bomba, no puede funcionar ya que impide el levantamiento.
- Las bombas están afectadas por: temperatura de fondo y producción de arena.

2.2 DESCRIPCIÓN DEL EQUIPO DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

Una unidad típica convencional del sistema de bombeo electrosumergible se compone básicamente de equipos de fondo, equipos de superficie, cables y componentes superficiales. La figura 2.1 muestra un diagrama esquemático de los equipos que conforman de los sistemas de superficie y de fondo.

FIGURA 2.1 DIAGRAMA ESQUEMÁTICO DE LOS EQUIPOS DE FONDO Y DE SUPERFICIE



FUENTE: CENTRILIFT

ELABORADO: POR CENTRILIFT

El equipo electrosumergible se encuentra constituido por una bomba centrífuga, el separador de gas, el sello o protector, el motor eléctrico y sensor de fondo. Entre los cables tenemos: el cable conductor eléctrico y el cable de conexión al motor.

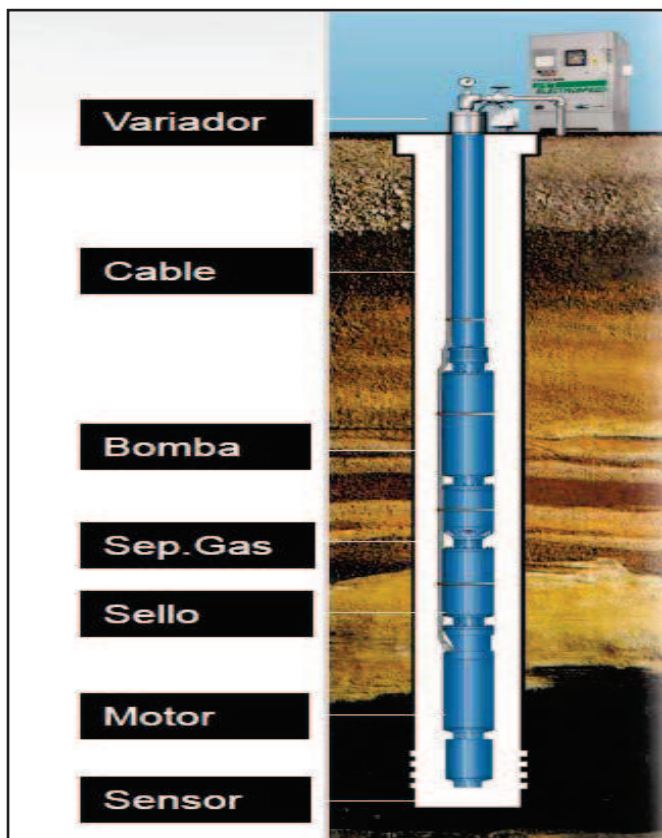
Los equipos de superficie están conformados por el cabezal de descarga, el variador de frecuencia o el controlador de arranque directo, la caja de unión o venteo y por el conjunto de transformadores.

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

2.2.1 EQUIPO DE FONDO

Se identifica como equipo de fondo, los componentes que se encuentran en el subsuelo acoplados a la tubería de producción. La figura 2.2 indica un esquema secuencial de la configuración de este equipo.

FIGURA 2.2 EQUIPO DE FONDO



FUENTE: CENTRILIFT

ELABORADO POR: CENTRILIFT

2.2.1.1 Sensor

El sensor de fondo mide parámetros del pozo y provee datos críticos sobre la presión de entrada de la bomba, temperatura de entrada de los fluidos, temperatura de bobinado del motor, vibración y corrientes de fuga.

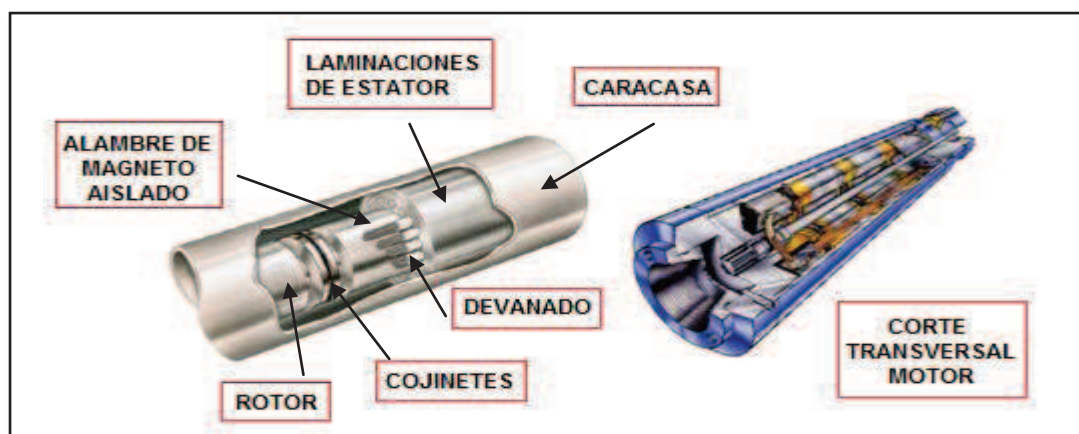
Todos estos parámetros apuntan a incrementar el tiempo de vida y mejorar el desempeño del sistema de bombeo electrosumergible. El sensor de fondo es un sistema compuesto de tres partes:

1. Sensor de fondo
2. Panel inductor de superficie
3. Panel electrónico de medición

2.2.1.2 Motor

El motor eléctrico colocado en la parte inferior del aparejo, recibe la energía desde una fuente superficial, a través de un cable; su diseño compacto es especial, ya que permite introducirlo en la tubería de revestimiento existente en el pozo y satisfacer requerimientos de grandes potencias, también soporta una alta torsión momentánea durante el arranque hasta que alcanza la velocidad de operación. La figura 2.3 muestra un corte transversal en el cual se puede apreciar la composición del motor.

FIGURA 2.3 CORTE TRANSVERSAL DE UN MOTOR



FUENTE: CENTRILIFT

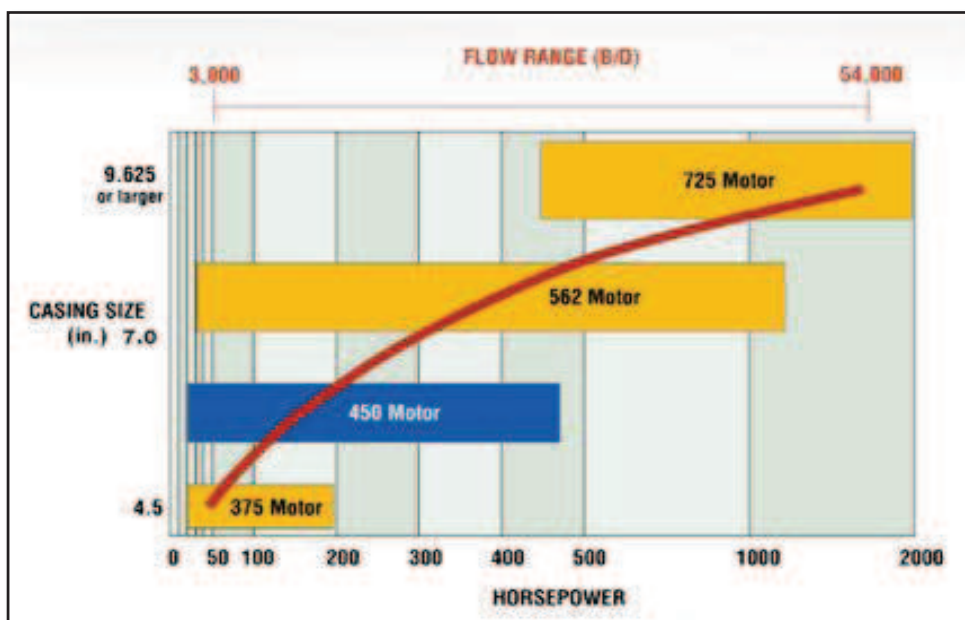
ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

El motor eléctrico dentro de su funcionamiento cumple con las siguientes características:

- Transmite el movimiento a la bomba.
- Tiene rangos específicos de potencia, voltaje y corriente.
- Es un motor de inducción, bipolar, trifásico, AC.
- El motor gira aproximadamente a 3500 rpm a 60 Hz y 2960 rpm a 50 Hz.
- Esta construido de rotores superpuestos que se alojan dentro de un estator bobinado.
- El enfriamiento del motor se logra a través de circulación interna del aceite dieléctrico del motor o por el flujo del pozo alrededor de la parte exterior del motor.

En la figura 2.4 se muestra una curva característica del rendimiento de un motor eléctrico. Esta gráfica de rendimiento depende de tres factores, el caudal a producir, el diámetro del casing y el rango de flujo.

FIGURA 2.4 CURVA DE RENDIMIENTO DE UN MOTOR



FUENTE: CENTRILIFT

ELABORADO POR: CENTRILIFT

Los rangos de potencia para los diferentes tipos de motores eléctricos que se muestran en la figura 2.4, se muestran en el cuadro 2.1.

CUADRO 2.1

RANGO DE POTENCIA DE MOTORES ELÉCTRICOS

SERIE	HP (min – max)
375	19 – 195
450	12 – 370
562	20 – 1000
725	100 – 2000

FUENTE: Baker Hughes Centrilift Submersible Pump Handbook

ELABORACIÓN: Xavier Chávez y Vladimir Peña

2.2.1.3 Sello

La sección sellante está diseñada para proteger el motor. Este equipo de fondo tiene cuatro funciones principales a cumplir.

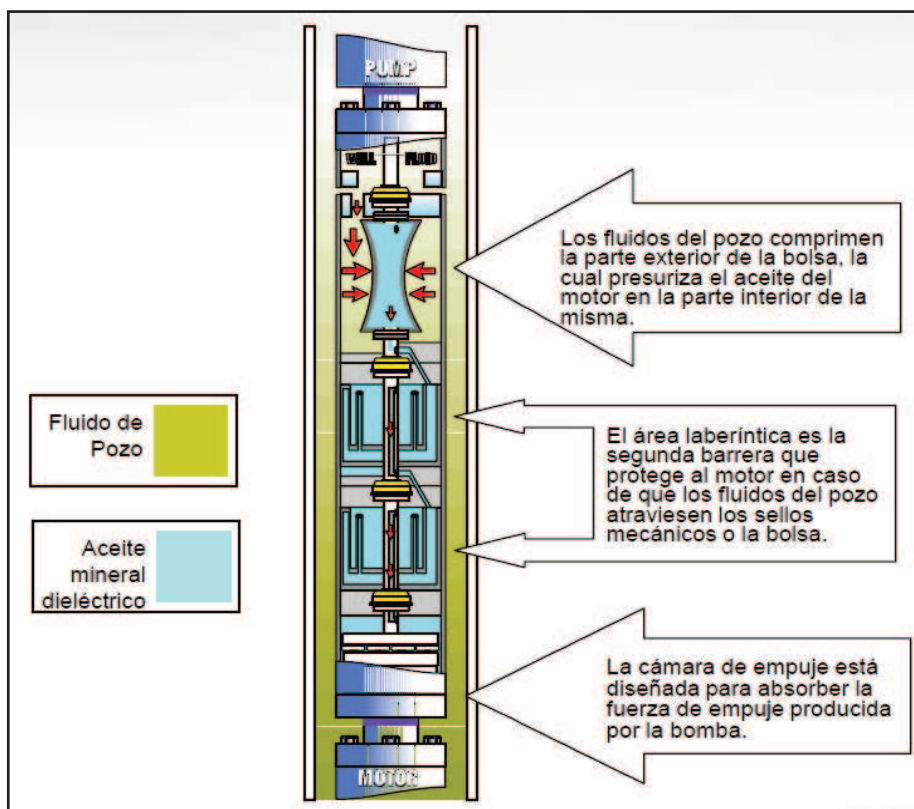
1. Proveer de volumen necesario para permitir la expansión del aceite dieléctrico contenido en el motor.
2. Igualar la presión en la cavidad del pozo con el fluido dieléctrico del motor.
3. Proteger el motor de la contaminación de los fluidos del pozo.
4. Absorber el empuje axial descendente de la bomba.

La sección sellante ecualiza la presión interna del motor a la presión del espacio anular y evita la entrada al motor de los fluidos del pozo por medio de:

1. Sellos mecánicos
2. Sistema de bolsa
3. Sistema laberíntico

En la figura 2.5 se muestra la configuración del sello y la función que cumplen los sellos mecánicos y los dos sistemas mencionados anteriormente.

FIGURA 2.5 SELLO, SISTEMA DE BOLSA, SISTEMA LABERÍNTICO



FUENTE: Baker Hughes Centrilift Submersible Pump Handbook

ELABORADO POR: CENTRILIFT

Existen varias configuraciones disponibles para la conformación del sello, entre las cuales se encuentran.

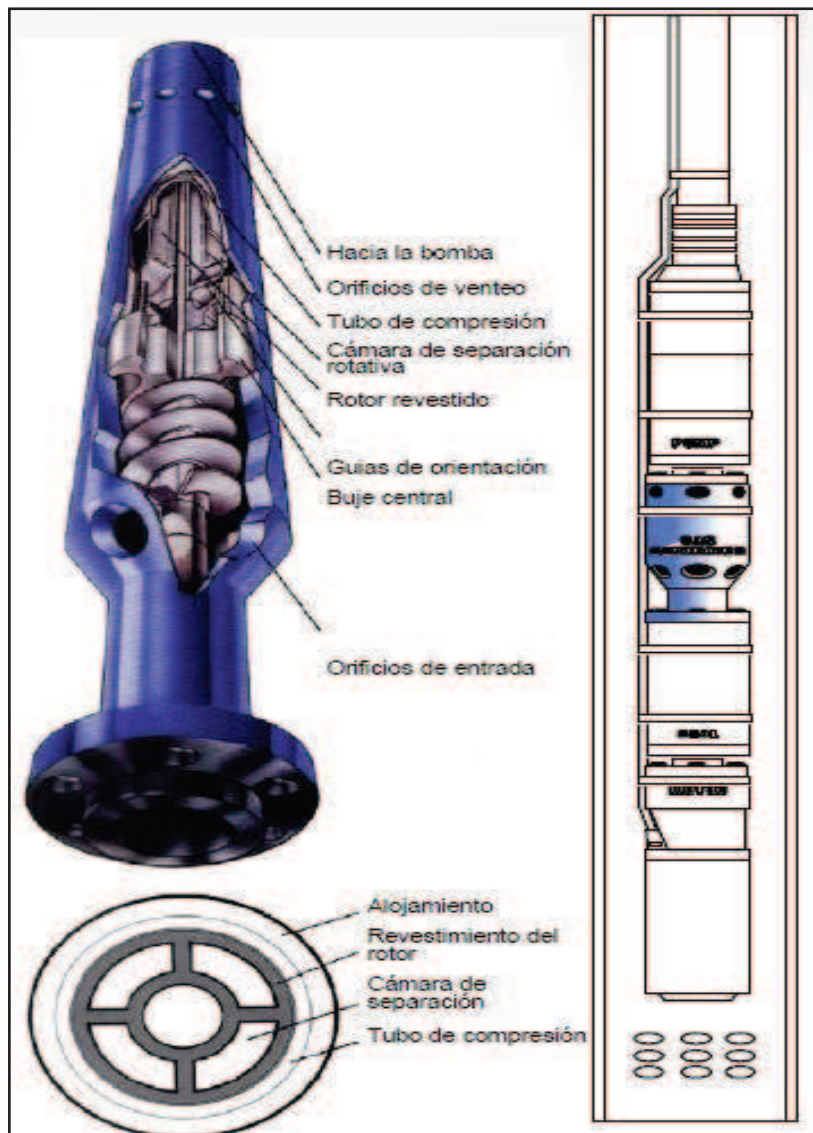
- Cámaras con laberinto
- Una bolsa con un laberinto
- Doble bolsa con un laberinto
- Tres cámaras por cada sección sellante

2.2.1.4 Separador de Gas

Los separadores de gas se usan en aplicaciones donde el gas libre causa interferencia con el rendimiento de la bomba. Estas unidades separan gran parte del gas libre del caudal que entra a la bomba.

La configuración interna de este equipo de fondo se muestra en la figura 2.6.

FIGURA 2.6 SEPARADOR DE GAS



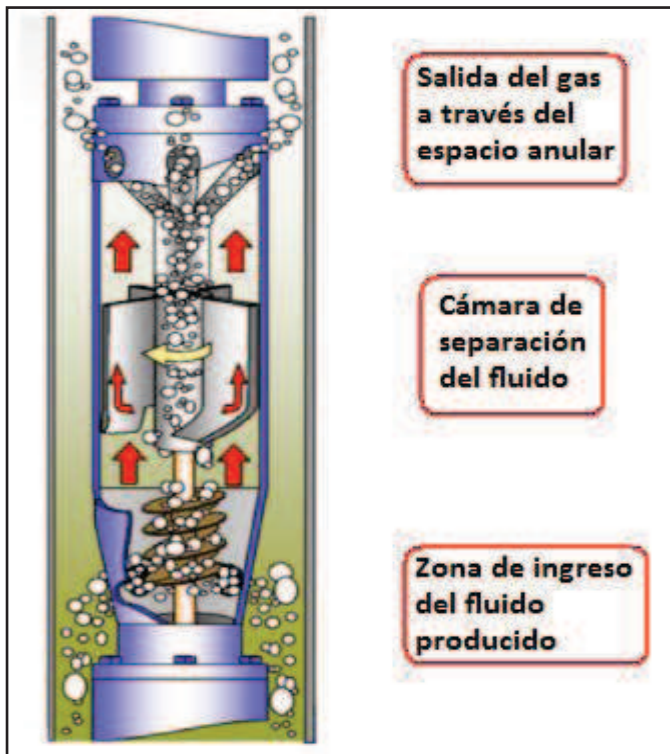
FUENTE: CENTRILIFT

ELABORADO POR: CENTRILIFT

2.2.1.4.1 Separador de gas rotativo

La cámara rotativa de diseño actúa como una centrífuga y tiene la mayor eficiencia de separación, el inductor en el Intake provee un desplazamiento positivo hacia la cámara de separación. El gas libre es físicamente separado del resto de los fluidos al final del separador, y es venteado hacia el espacio anular. Este proceso de separación se muestra en la figura 2.7.

FIGURA 2.7 SEPARADOR DE GAS ROTATIVO

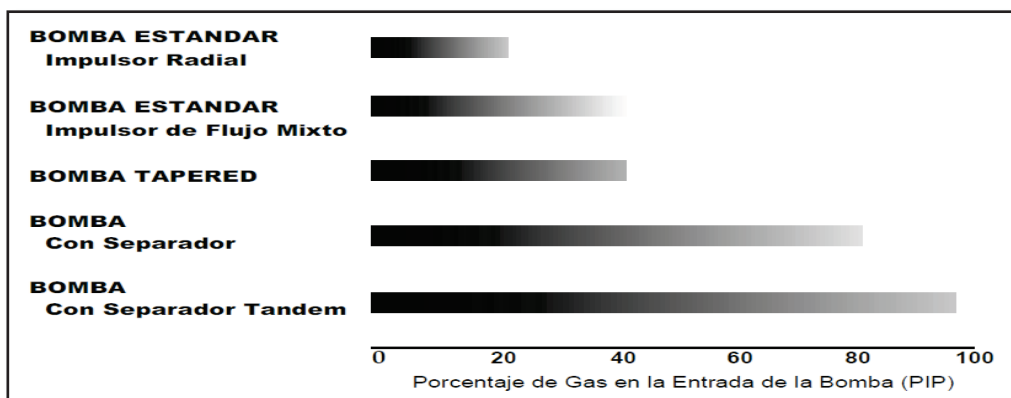


FUENTE: CENTRILIFT

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

En la figura 2.11 se muestra la capacidad de operación para diferentes tipos de bombas electrosumergibles cuando se tiene presencia de gas libre en la producción del pozo.

FIGURA 2.8 CAPACIDAD DE LA BOMBA EN PRESENCIA DE GAS LIBRE FUEN



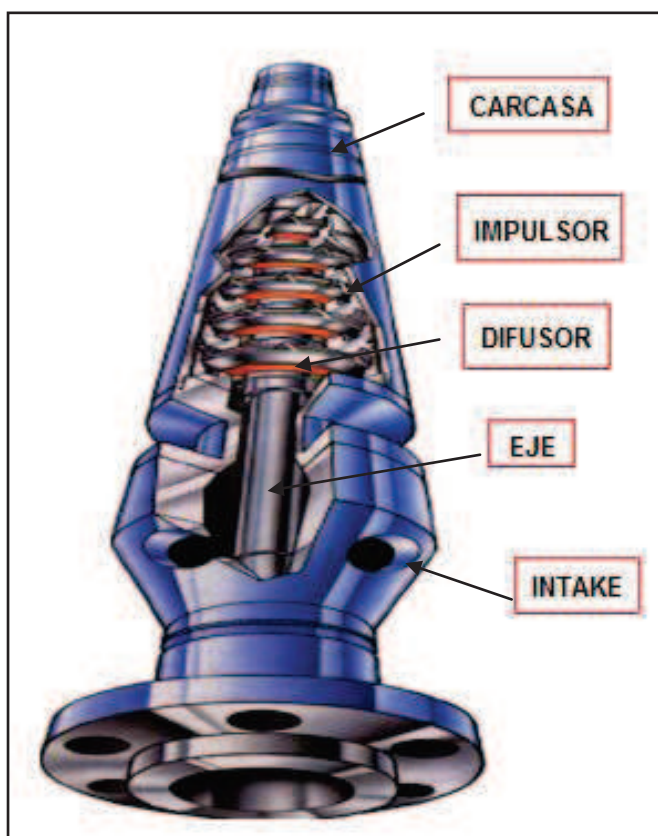
FUENTE: CENTRILIFT

ELABORADO POR: CENTRILIFT

2.2.1.5 Bomba Centrífuga

La bomba centrífuga tiene como función básica desplazar a los fluidos del pozo generando un incremento de presión suficientemente necesario para hacer que el fluido producido llegue a superficie. En la figura 2.9 se muestra una bomba centrífuga.

FIGURA 2.9 BOMBA CENTRÍFUGA



FUENTE: CENTRILIFT

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

Las bombas centrífugas son de multi-etapas, y cada etapa consiste de un impulsor giratorio y un difusor estacionario. El impulsor da al fluido energía cinética, mientras que el difusor cambia esta energía en energía potencial.

Los rangos de producción de acuerdo a cada clase de bomba se muestran en el siguiente cuadro.

CUADRO 2.2**RANGO DE PRODUCCIÓN DE BOMBAS CENTRÍFUGAS**

SERIE	Caudal de Producción (min – max)
338	340 – 3100 BPD
400	120 – 6800 BPD
538	750 – 12000 BPD
562	7000 – 24000 BPD
675	5000 – 48000 BPD
875	21000 – 75000 BPD

FUENTE: CENTRILIFT

ELABORACIÓN: Xavier Chávez y Vladimir Peña

El tamaño de etapa que se use determina el volumen de fluido que va a producirse, la carga o presión que la bomba genera depende, del número de etapas y de este número depende la potencia requerida. La bomba centrífuga multi-etapas se caracteriza por:

- Diámetro reducido
- Gran cantidad de etapas
- Diseño para altas cargas

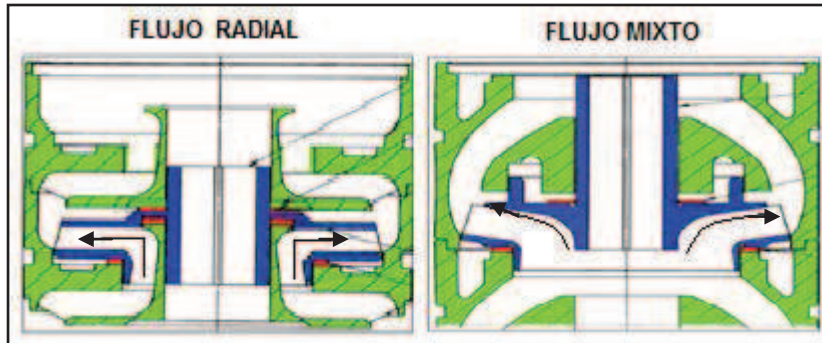
El movimiento rotativo del impulsor imparte un movimiento tangencial al fluido que pasa a través de la bomba, creando la fuerza centrífuga que impulsa al fluido en forma radial, es decir, el fluido viaja a través del impulsor en la resultante del movimiento radial y tangencial, generando al fluido verdadera dirección y sentido de movimiento.

Su función básica es imprimir a los fluidos del pozo, el incremento de presión necesario para hacer llegar a la superficie, el gasto requerido con presión suficiente en la cabeza del pozo.

El impulsor descarga la mayor parte del fluido en forma perpendicular (radial) con respecto al eje, a este flujo se lo conoce como flujo radial, mientras que en el flujo mixto el impulsor le imparte una dirección al fluido que contiene una

componente axial a la vez que mantiene una dirección radial, como se indica en la figura 2.10

FIGURA 2.10 FLUJO RADIAL, FLUJO MIXTO



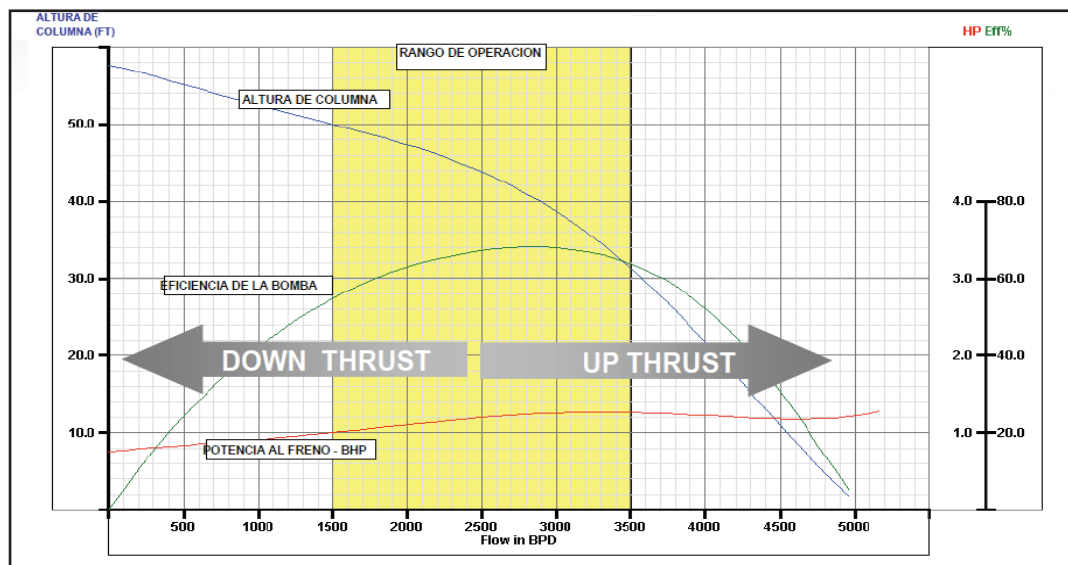
FUENTE: CENTRILIFT

ELABORADO POR: CENTRILIFT

La bomba tiene una curva de desempeño relacionada por la curva de altura de elevación, la curva de potencia de freno (BHP), el rango de operación y la eficiencia.

En la figura 2.11 se muestra una curva característica de desempeño de la bomba centrífuga.

FIGURA 2.11 CURVA DE DESEMPEÑO DE UNA BOMBA CENTRÍFUGA



FUENTE: CENTRILIFT

ELABORADO POR: CENTRILIFT

El punto de operación de una bomba es determinado por la curva de la bomba y la frecuencia y por las propiedades del fluido y el comportamiento del pozo.

2.2.1.6 Cable

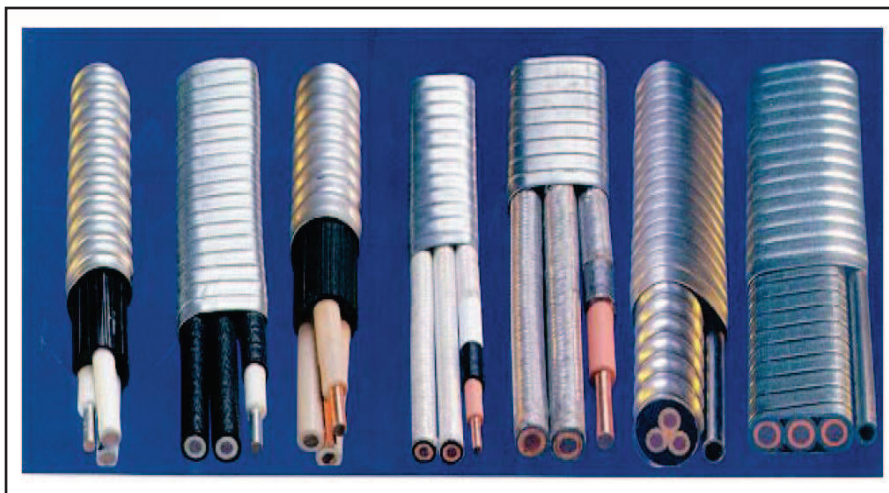
La unión eléctrica entre los equipos descritos, instalados en el fondo, y los equipos de control en superficie son los cables.

Existen varios tipos de cables en una instalación de bombeo electrosumergible; extensión de cable plano, cable de potencia, conectores de superficie.

La extensión de cable plano, es una cola de cable de características especiales que en uno de sus extremos posee un conector especial para acoplarlo al motor. En el otro extremo este se empalma al cable de potencia.

La diferencia entre ambos es que este posee las mismas propiedades mecánicas y eléctricas que los cables de potencia pero son de un tamaño inferior. En la figura 2.12 se muestra los diferentes cables utilizados en Villano Alfa.

FIGURA 2.12 TIPOS DE CABLES



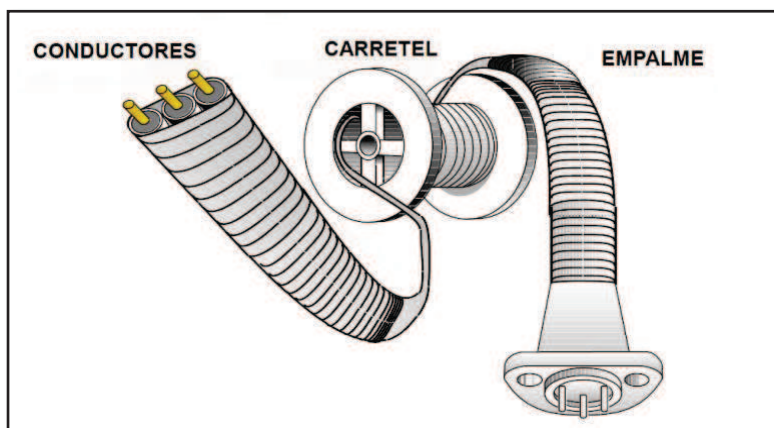
FUENTE: CENTRILIFT

ELABORADO POR: CENTRILIFT

2.2.1.6.1 Cable conductor eléctrico

La energía eléctrica necesaria para impulsar el motor, se lleva desde la superficie por medio de un cable conductor, el cual debe elegirse de manera que satisfaga los requisitos de voltaje y amperaje para el motor en el fondo del pozo, y que reúna las propiedades de aislamiento que impone el tipo de fluidos producidos, como se indica en la figura 2.13

FIGURA 2.13 CABLE CONDUCTOR ELÉCTRICO



FUENTE: CENTRILIFT

ELABORADO POR: CENTRILIFT

2.2.2 EQUIPO DE SUPERFICIE

2.2.2.1 Cabezal de Pozo

El cabezal del pozo se cierra automáticamente en superficie, controlado mediante un tablero de control ubicado en el cuarto de operaciones (CONTROL ROOM), este soporta el peso del equipo electrosumergible instalado, mantiene un control sobre el espacio entre el casing y el tubing del pozo, además debe proveer de facilidades para instalar el cable con un sello adecuado, como se indica en la fotografía 2.1

FOTOGRAFÍA 2.1 CABEZAL DE POZO



FOTOGRAFIADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

2.2.2.2 Caja de Venteo

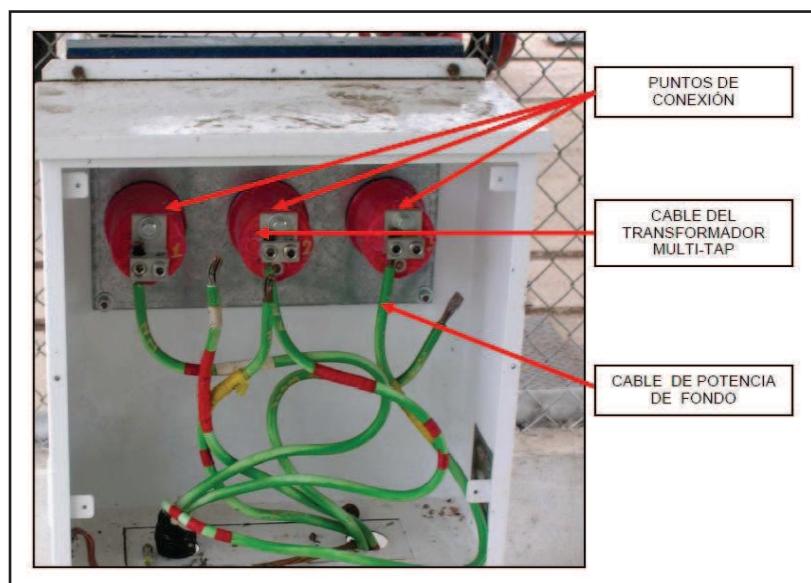
Se encuentra ubicada entre el cabezal del pozo y el tablero de control, conecta el cable de energía del equipo de superficie con el cable de conexión del motor, además permite ventear a la atmósfera el gas que fluye a través del cable, impidiendo que llegue al tablero de control.

Se instala por razones de seguridad entre el cabezal del pozo y el tablero de control, debido a que el gas puede viajar a lo largo del cable superficial y alcanzar la instalación eléctrica en el tablero.

En la caja de venteo o también llamada caja de unión, los conductores del cable quedan expuestos a la atmósfera evitando esa posibilidad, además facilita puntos de prueba para realizar mediciones eléctricas del equipo de fondo.

En la figura 2.14 se muestra la caja de venteo.

FIGURA 2.14 CAJA DE VENDEO



FUENTE: Proyecto de Titulación “Diseño de una solución para la reducción de de la distorsión armónica producida por los variadores de frecuencia instalados en los pozos de producción de petróleo en el campo Libertador”.

ELABORADO POR: Angel Ushiña

2.2.2.3 Transformador Primario y Secundario

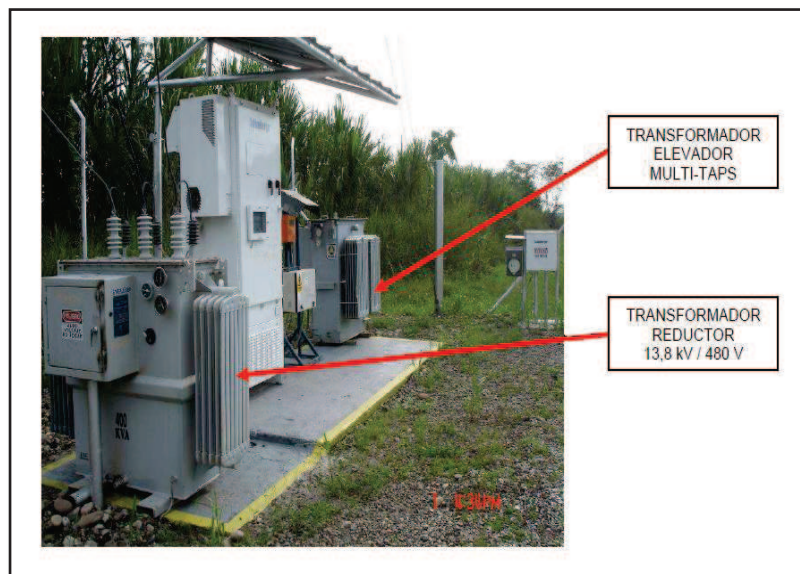
El transformador primario se lo utiliza para reducir el voltaje de la línea primaria hasta un voltaje que pueda ser manejado por el tablero de control o un variador de frecuencia.

En caso de utilizar un tablero de control el voltaje de salida será el voltaje requerido por el motor, mientras si se usa un variador de frecuencia el voltaje de salida será el voltaje requerido por este equipo y además será necesario usar un transformador secundario.

El transformador secundario se lo utiliza cuando se instala un variador de frecuencia, con la finalidad de elevar el voltaje hasta los requerimientos del motor, comúnmente se lo conoce con el nombre de transformador elevador.

En la figura 2.15 se indica un transformador primario y secundario.

FIGURA 2.15 TRANSFORMADOR PRIMARIO Y SECUNDARIO



FUENTE: Proyecto de Titulación “Diseño de una solución para la reducción de de la distorsión armónica producida por los variadores de frecuencia instalados en los pozos de producción de petróleo en el campo Libertador”.

ELABORADO POR: Angel Ushiña

2.2.2.4 Variador de Frecuencia

El variador de frecuencia es un dispositivo diseñado e instalado para cambiar la frecuencia de la corriente suministrada al motor, controlando así la velocidad en el eje para su óptimo funcionamiento.

Proporciona flexibilidad para ajustar y mejorar las condiciones de flujo deseadas y puede ser programado para encendidos sin sobrecarga y con torques constantes.

La figura 2.16 muestra al variador de frecuencia.

FIGURA 2.16 VARIADOR DE FRECUENCIA

FUENTE: Baker Hughes Centrilift Submersible Pump Handbook

ELABORADO POR: CENTRILIFT

2.2.3 REQUERIMIENTO DE ENERGÍA DEL EQUIPO DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

El equipo de levantamiento artificial BES, requiere de energía eléctrica para el funcionamiento de sus equipos de superficie y de fondo. La estación de Villano Alfa cuenta con un conjunto de generadores eléctricos que proveen de energía a la línea principal de la estación.

Esta línea principal está alimentada con 4.160 Voltios, 60 Hz y 3.200 Amp. El circuito de alimentación para los equipos que conforman el conjunto de bombeo electrosumergible empieza en este punto.

Desde la línea principal, la corriente alterna pasa a través de un seleccionador y un fusible de 150 Amp que la direccionan hacia un transformador principal cuya función es disminuir el voltaje hasta alcanzar el valor establecido para la entrada del variador de frecuencia (VSD).

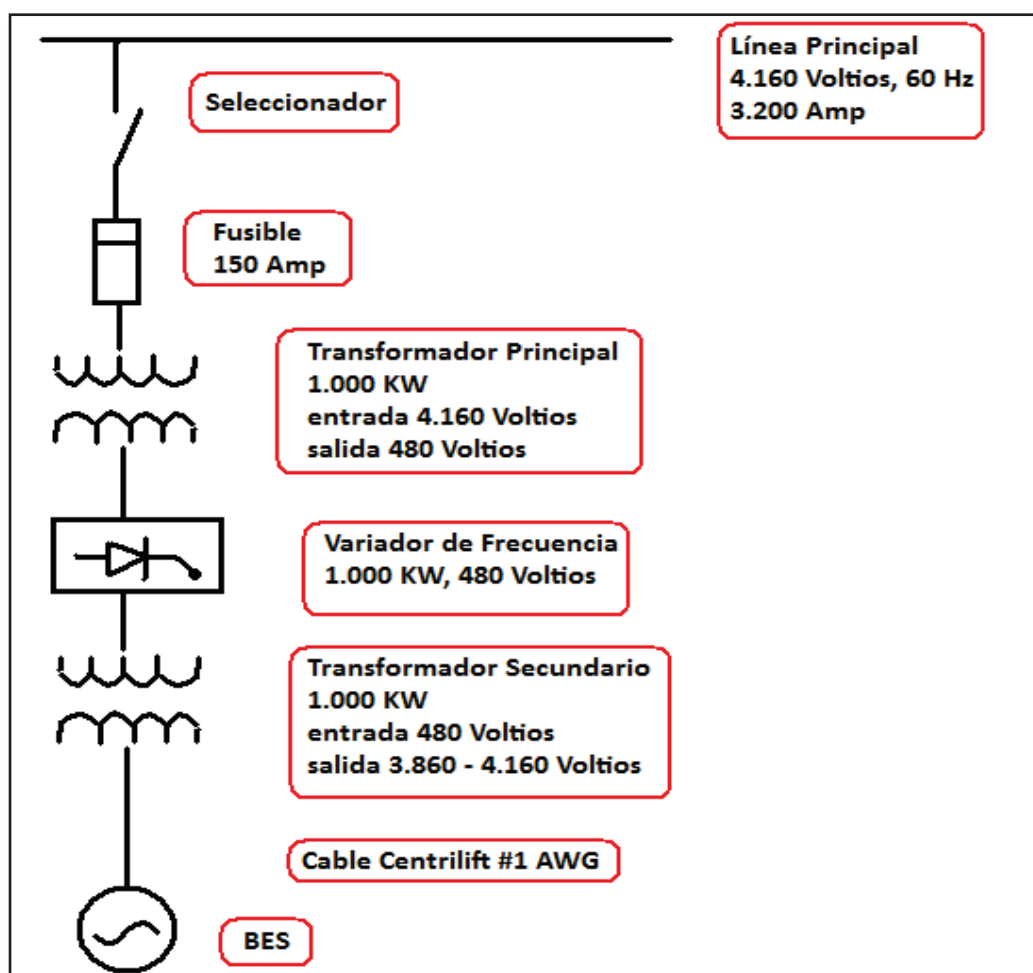
En este primer transformador la energía eléctrica disminuye su voltaje de 4.160 Voltios hasta 480 Voltios.

Dentro del VSD, la corriente es modificada de alterna a continua. Luego nuevamente se transforma a alterna y se varía la frecuencia de acuerdo al requerimiento del equipo de fondo que controla. La corriente de salida de este equipo de superficie pasa hacia un transformador secundario que eleva el voltaje de 480 Voltios a 3.860 Voltios - 4.160 Voltios.

Finalmente la corriente es conducida hasta el conjunto de fondo a través de un cable eléctrico, en este caso el utilizado en la estación Villano es un cable tipo Centrilift AWG.

La figura 2.17 muestra la configuración del circuito de transmisión de energía hacia los equipos de superficie y de fondo.

FIGURA 2.17 CIRCUITO DE ALIMENTACIÓN DE ENERGÍA PARA EQUIPO BES



FUENTE: Departamento de Producción

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

2.2.4 PRINCIPIO DE FUNCIONAMIENTO DEL EQUIPO DE VARIACIÓN DE FRECUENCIA

Los variadores de frecuencia están compuestos por una etapa rectificadora, etapa intermedia, etapa inversora y etapa de control.

- Etapa rectificadora: Convierte la tensión alterna en continua mediante rectificadores de diodos, tiristores.
- Etapa intermedia: Filtro para suavizar la tensión rectificada y reducir la emisión de armónicos.
- Etapa Inversora: Convierte la tensión continua en otra de tensión y frecuencia variable mediante la generación de pulsos.
- Etapa de control: Esta etapa controla los transmisores de potencia para generar los pulsos variables de tensión y frecuencia. Y además controla los parámetros externos en general.

En su concepto más básico el funcionamiento del variador de frecuencia empieza en el rectificador que transforma la corriente alterna (CA) de la alimentación en corriente directa (CD), para ello cuenta con un circuito de rectificadores formado por diodos, un contactor interno, unas resistencias y unos capacitores que permiten obtener una CD lo más plana posible (sin rizo).

Posteriormente, la CD se transforma nuevamente en CA a la frecuencia deseada diferente o igual a los 60 ciclos por segundo; esta variación de la frecuencia es la que propiciará que el motor gire más rápido a más lento o viceversa según el requerimiento del equipo de fondo.

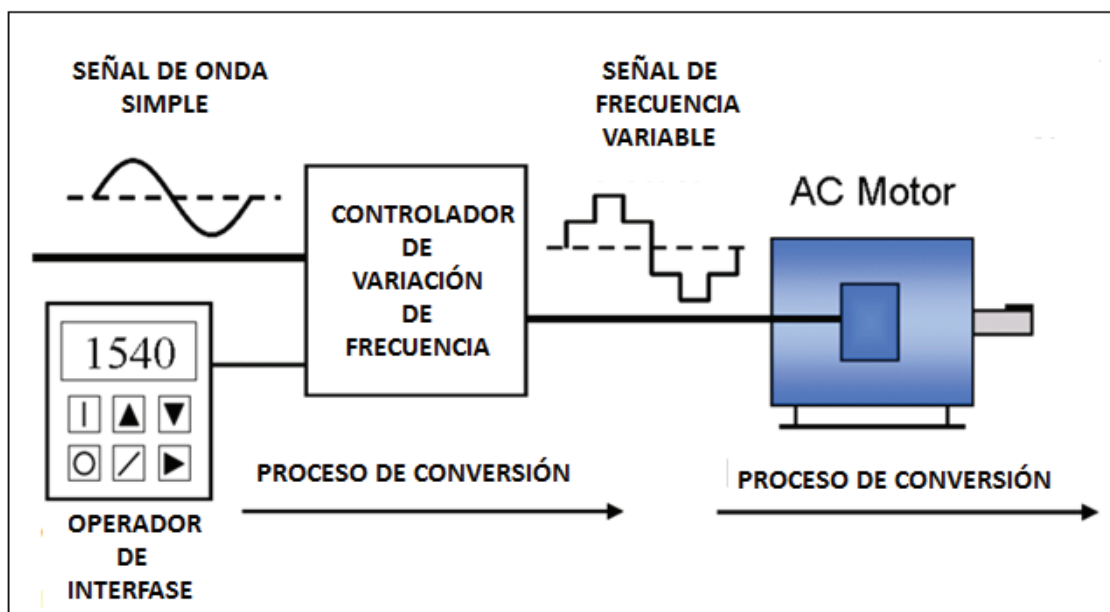
Para lograr la conversión de CD a CA, internamente en el variador existen dos tarjetas electrónicas, una de control y otra tarjeta electrónica llamada de disparo o de potencia que regulará la operación de los transistores de potencia quienes son los últimos encargados de formar la nueva corriente alterna de la salida hacia el motor.

El variador de frecuencia, simultáneamente mueve la frecuencia y a su vez, mueve el voltaje de salida al motor, por ejemplo, si se baja la frecuencia de

salida también se baja el voltaje de salida y a la inversa. Esto permite mantener la capacidad de torque del motor ya que la corriente permanecerá aproximadamente constante para una determinada carga mecánica.

La figura 2.18 muestra el proceso de conversión de la corriente a través del variador de frecuencia.

FIGURA 2.18 CIRCUITO DE ALIMENTACIÓN DE ENERGÍA



FUENTE: http://www.potenciaelectromecanica.com/variadores_frecuencia.php

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

2.2.5 APLICACIÓN DEL VARIADOR DE FRECUENCIA EN EL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

El variador de frecuencia permite controlar y variar el desempeño del equipo BES mediante el control de la velocidad del motor de fondo. El control de este parámetro se da mediante la modificación de la frecuencia operativa y permite obtener una serie de ventajas en el proceso de operación.

El equipo BES está limitado a un rango establecido de caudal de producción; el equipo VSD ha ganado aceptación como un controlador para aliviar esta restricción. Permitiendo la variación de la velocidad se puede modificar el caudal de producción sin realizar cambios en la unidad de fondo.

A pesar de que la flexibilidad en el caudal de bombeo es el propósito principal de la aplicación del equipo VSD, también presenta beneficios adicionales para el operador.

- Extiende el tiempo de vida del equipo de fondo.
- Ayuda a prevenir fallas eléctricas.
- Mejora el promedio de eficiencia del sistema.
- Omite la necesidad de utilizar un estrangulador en superficie.
- Permite disminuir la temperatura del motor.
- Disminuye el estrés del sistema al momento del arranque.
- Controla las caídas de presión del pozo.
- Permite mejorar la capacidad de manejo de gas del sistema.
- Maximiza los beneficios de monitoreo de fondo.
- Reduce el tamaño de la unidad de fondo y provee un control inteligente de las funciones para maximizar la producción.

2.2.6 EFECTOS DEL VARIADOR DE FRECUENCIA SOBRE LOS COMPONENTES DEL SISTEMA BES

2.2.6.1 Efectos sobre la bomba centrífuga

El rendimiento de la bomba centrífuga es descrito por una curva determinada por la altura de la columna del fluido versus la tasa de producción. Los cambios en la velocidad generan una nueva curva de rendimiento.

A medida que la frecuencia de funcionamiento de un motor de inducción de tres fases varía, los cambios de velocidad de la bomba se dan en proporción directa con la frecuencia. Por lo tanto, la velocidad de la bomba y su salida hidráulica se puede controlar simplemente variando la frecuencia de alimentación.

Pero para la variación de frecuencia siempre hay que tener en cuenta a los límites de tensión y la carga que se genera sobre el motor.

2.2.6.1 Efectos sobre el motor

Un motor de frecuencia fija, posee un torque máximo de salida determinado por un voltaje específico provisto por sus terminales de salida. Este mismo torque se puede lograr a otras velocidades variando el voltaje de forma proporcional a la frecuencia.

Esto permite que la magnetización actual y densidad de flujo se mantenga constante, por lo tanto el torque disponible también permanecerá constante. Por lo tanto el grado de energía se obtiene multiplicado el torque nominal por la velocidad, la potencia de salida es directamente proporcional a la velocidad.

Es necesario destacar que la reclasificación de los motores aumentó el máximo caballaje disponible para ajustarse a un tamaño particular de casing.

La ecuación 2.1 muestra como determinar la nueva potencia de salida generada por la variación de frecuencia.

$$\text{Nueva Potencia de salida} = \left(\frac{\text{Nueva frecuencia}}{60 \text{ Hz}} \right) \cdot \text{Potencia de salida @ 60Hz} \quad (2.1)$$

CAPÍTULO 3

ANÁLISIS DE LA INFORMACIÓN OBTENIDA DE LOS VARIADORES DE FRECUENCIA EN LOS POZOS QUE PRODUCEN MEDIANTE EL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE

Los pozos pertenecientes al campo Villano desde el inicio de su vida productiva utilizan el sistema de bombeo electrosumergible (BES) para la producción de fluido desde la arena Hollín.

El fluido de producción de los pozos es controlado mediante los equipos de variación de frecuencia, por lo que es necesario realizar un análisis que permita cuantificar los impactos en los caudales de producción de agua y de petróleo que se presentan por la variación de este parámetro.

Para este análisis se cuentan con diferentes parámetros entre ellos la presión de fondo fluente, la cual se obtiene mediante la aplicación del paquete Well PerformTM, desarrollado por la compañía IHS ENERGY GROUP.

Los pozos considerados para este estudio son Villano A, Villano B, Villano H, Villano J, Villano K y Villano L; pertenecientes al campo Villano Alfa.

3.1 PROCESO PARA DETERMINAR LA PRESIÓN DE FONDO FLUYENTE A PARTIR DE LA PRESIÓN DE SUCCIÓN

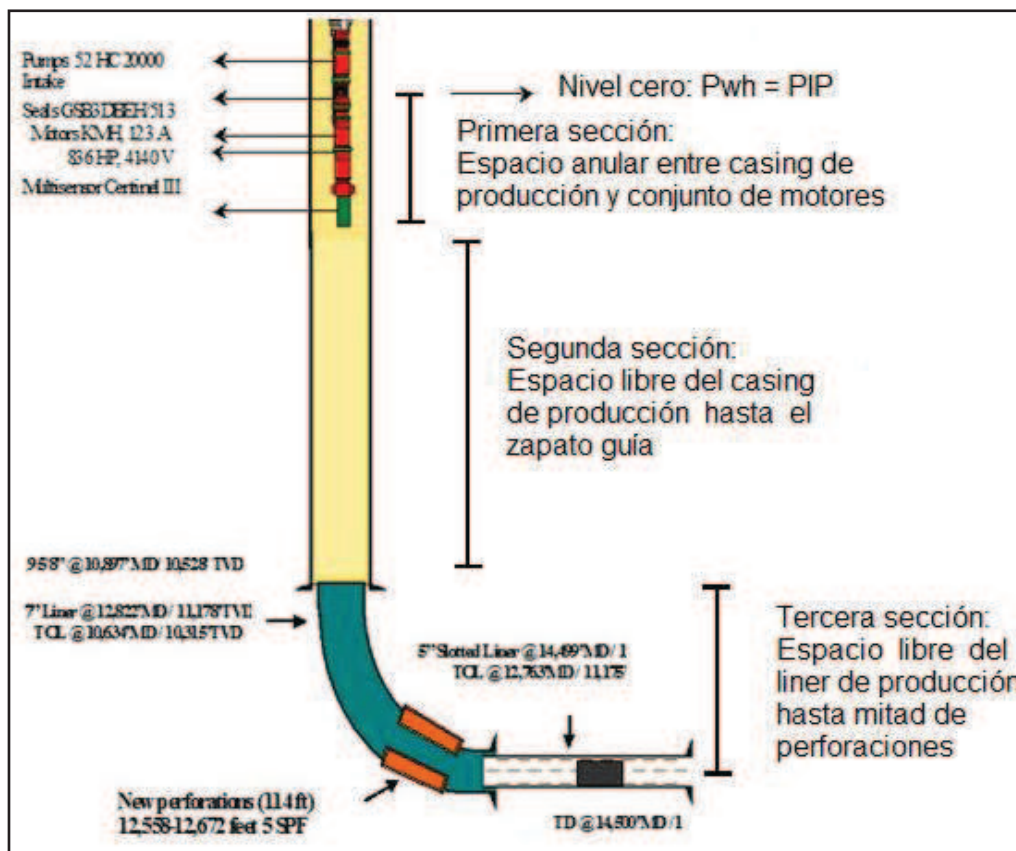
Mediante la utilización del software anteriormente mencionado, se obtuvo los valores de presión de fondo fluente a partir de la presión de succión de la bomba. El programa permite al usuario realizar tres tipos de análisis, entre ellos el de gradiente de presión dinámico, para este caso la posición del nodo que se desea evaluar esta en el fondo del pozo.

Para lograr resultados con mayor exactitud, se dividió al pozo en tres secciones para su análisis, debido a que los elementos que conforman la completación de fondo tienen diferentes diámetros lo cual genera diferencias en los espacios a través de los cuales se mueve el fluido.

La primera sección considera el espacio formado entre el casing de producción y el conjunto de motores, en donde se genera un flujo anular. La segunda y tercera sección consideran los espacios internos del casing y liner de producción respectivamente a través de los cuales existe un flujo sin mayores restricciones.

Esta consideración es importante ya que la variación de diámetro de la sección por la cual circula el fluido incide directamente en la obtención del gradiente de presión y subsecuentemente en la presión de fondo fluyente. La figura 3.1 indica las secciones antes mencionadas.

FIGURA 3.1 SECCIONES PARA CÁLCULO DE PWF



FUENTE: Departamento de Workover

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

Como el programa no permite realizar análisis para una sección determinada del pozo, lo que se ha hecho es tomar en cuenta a la profundidad en la cual se encuentra asentado el sensor como nivel cero, es decir como si fuese la superficie. Consecuentemente la presión de cabeza que se requiere ingresar en el software es la presión de Intake.

Para la obtención de los valores de presión de fondo fluyente se han seleccionado una serie de correlaciones para flujo multifásico en tuberías y para datos PVT, las cuales permiten lograr un mejor ajuste de los resultados a la realidad del campo. El siguiente cuadro muestra en resumen las correlaciones aplicadas por el programa.

CUADRO 3.1

CORRELACIONES UTILIZADAS

CORRELACIONES PVT	
<i>Viscosidad petróleo</i>	Kartoatmodjo
<i>Viscosidad del gas</i>	Lee
<i>Viscosidad del agua</i>	HP Petroleum Fluid Pac
<i>Densidad del petróleo</i>	Standing
<i>Presión de Pto. Burbuja</i>	Standing
<i>Relación gas-petróleo</i>	Standing
<i>Compresibilidad del gas</i>	Kartoatmodjo
<i>Factor Z</i>	Dranchuk y Purvis
<i>Factor volumétrico del Petróleo</i>	Kartoatmodjo
CORRELACIONES PARA POZO	
<i>Sección vertical</i>	Hagerdon y Brown
<i>Sección horizontal</i>	Beggs y Brill

FUENTE: Programa WELL PERFORM™

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

3.1.1 CORRELACIONES UTILIZADAS PARA FLUJO EN TUBERÍAS

El estudio de flujo a través de tuberías permite evaluar la presión necesaria en el fondo del pozo para transportar un determinado caudal de producción hasta superficie, así como determinar la habilidad que posee un pozo para extraer fluidos desde el yacimiento.

Con el fin de estudiar el flujo multifásico en tuberías, diferentes autores han creado varias correlaciones para flujos verticales y horizontales, las cuales lograron determinar parámetros limitantes o de incidencia directa en el comportamiento del flujo como diámetro de tubería, relaciones gas-líquido, condiciones de flujo, características del fluido, entre otros.

El cuadro 3.2 muestra dichas correlaciones y sus consideraciones de aplicación.

CUADRO 3.2

CORRELACIONES PARA FLUJO MULTIFÁSICO EN TUBERÍAS

	<i>CORRELACIÓN</i>	<i>FLUIDO</i>	<i>DIÁMETRO TUBERÍA</i>	<i>SUSTENTO</i>
Vertical	Duns y Ross	Petróleo, Gas y Agua	Amplio rango	Datos de campo y laboratorio
	Hagerdon y Brown	Petróleo, Gas y Agua	Amplio rango	Datos de campo y laboratorio
	Orkiszewski	Petróleo, Gas y Agua	Amplio rango	Revisión y modificación de otros modelos
	Aziz y Govier	Petróleo, Gas y Agua	Amplio rango	Datos de campo y laboratorio
	Beggs y Brill	Petróleo, Gas y Agua	Amplio rango	Datos de laboratorio
Horizontal	Lochart-Martinelli	Petróleo, Gas y Agua	0,0586 a 1,1017 in	Datos de laboratorio
	Eaton	Petróleo, Gas y Agua	2 a 4 in	Datos de campo y laboratorio
	Dukler	Petróleo, Gas y Agua	Amplio rango	Datos de laboratorio

FUENTE: Optimización de producción mediante análisis nodal, Ricardo Maggiolo

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

No existe una correlación que sea la más adecuada para ser utilizada en todas las aplicaciones, es por esto que cuando se selecciona un modelo se debe establecer si es compatible con el sistema que se desea evaluar.

Las correlaciones de Beggs y Brill, y Hagerdon y Brown, que son las más aceptadas en el medio debido a su gran compatibilidad con el escenario

productivo de diversos campos petroleros, permiten analizar para un amplio rango de tasas de producción y diámetros de tubería el gradiente de presión dinámico, por lo que han sido seleccionados para encontrar los valores ya mencionados.

La combinación de ambas correlaciones permiten obtener resultados con mejor ajuste a la realidad, bajo este preámbulo se ha escogido al modelo de Hagerdon y Brown para las secciones verticales. Mientras que para la tercera sección, que presenta una configuración casi horizontal, se ha tomado al modelo de Beggs y Brill debido a que esta correlación considera el efecto que presenta la inclinación de la tubería en el flujo.

Claramente se establece que la aplicación conjunta de ambas correlaciones sirve para pozos horizontales, ya que pozos verticales pueden ser evaluados bajo un solo modelo.

Al realizar un análisis entre los resultados logrados mediante la aplicación de las distintas correlaciones se puede observar que no existe una diferencia tan considerable entre los mismos. Pero como se mencionó anteriormente el criterio de selección para el modelo a utilizarse es el ajuste a los datos reales que maneja el campo.

En el cuadro 3.3 se presenta los valores de presión de fondo fluvente obtenidos por los diferentes modelos, los mismos que al ser comparados entre si presentan una ligera variación.

CUADRO 3.3

COMPARACIÓN DE RESULTADOS OBTENIDOS DE CORRELACIONES

CORRELACIÓN USADA	<i>Pwf obtenida (psi)</i>	<i>% Ajuste</i>
Hagerdon y Brown	4.174	99,06
Beggs y Brill	4.040	97,7
Azis et al	4.175	99,03
Duns y Ros	4.174	99,06
Orkiszewski	4.176	99,01
Combinación H&B - B&B	4.132	99,93

FUENTE: Resultados WELL PERFORM™

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

3.1.1.1 Correlación de Hagerdon & Brown

Desarrollada como una correlación general para un amplio rango de condiciones de flujo multifásico en tuberías, presenta una serie de características principales que se mencionan a continuación.

- La ecuación de gradiente de presión incluye el término de energía cinética y considera la existencia de deslizamiento entre fases.
- No considera patrones de flujo.
- El factor de fricción para flujo bifásico se calcula utilizando el diagrama de Moody (Anexo 1).
- La viscosidad líquida tiene un efecto importante en las pérdidas de presión que ocurre en el flujo bifásico.
- La fracción del volumen de la tubería ocupado por líquido, conocido como Hold Up, está en función de cuatro números adimensionales: la viscosidad líquida, la velocidad líquida, la velocidad de gas, y el diámetro de la tubería.

Esta correlación está representada por la siguiente ecuación:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_T = \frac{1}{144} \left(\frac{\rho_m + f_m \cdot \rho_f \cdot V_m^2}{2 \cdot g_c \cdot d} + \frac{\rho_m \cdot \Delta V_m^2}{2 \cdot g_c \cdot \Delta H} \right) \quad (3.1)$$

3.1.1.2 Correlación de Beggs & Brill

Esta correlación presenta casi las mismas consideraciones que el modelo anterior. La diferencia radica en que esta correlación además de considerar el deslizamiento entre las fases también toma en cuenta los patrones de flujo, cosa que Hagerdon y Brown no lo hace.

Flujos verticales y horizontales poseen sus propios patrones de flujo. Como en este caso la sección analizada bajo este modelo presenta una forma horizontal se consideran los siguientes patrones:

- Flujo estratificado
- Flujo intermitente
- Flujo anular
- Flujo de burbujas dispersas

El patrón presente en esta sección es de burbujas dispersas, el mismo que se produce a muy altas tasas de flujo líquido.

La transición a este patrón de flujo es definida por la condición donde la fase de gas se encuentra suspendida en forma de burbujas en la fase continua de líquido. En tasas mayores de líquido las burbujas de gas son más uniformemente dispersas en el área transversal de la tubería generando que ambas fases se muevan a la misma velocidad de una forma considerablemente homogénea.

La siguiente ecuación fue desarrollada para este modelo:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_T = \frac{\left(\frac{g}{g_c} \cdot \rho_{tp} \cdot \text{Sen}\theta\right) + \left(\frac{f_{tp} \cdot \rho_{ns} \cdot V_m^2}{2 \cdot g_c \cdot d}\right)}{144 \cdot (1 - Ek)} \quad (3.2)$$

3.1.2 CONSIDERACIONES TEÓRICAS PARA FLUJO MULTIFÁSICO

3.1.2.1 Factor de Fricción (f)

Para determinar el factor de fricción el procedimiento requiere determinar primero el número de Reynolds para conocer si el flujo es laminar o turbulento.

Como las paredes internas de la tubería no son lisas debido a que presentan cierto grado de rugosidad (e), se aplica la ecuación propuesta por Colebrook.

$$f_c = \left[1,74 - 2 \log \left(\frac{2e}{d} + \frac{18,7}{N_{re} \cdot \sqrt{f_s}}\right)\right]^{-2} \quad (3.3)$$

Para determinar el valor de f_c se requiere de un proceso de ensayo y error donde el valor inicial de f_s puede ser obtenido de las ecuaciones propuestas por Drew, Koo y McAdams para tubería lisa (ecuación 3.4).

$$f_s = 0,0056 + 0,5 NRe^{-0,32} \quad (3.4)$$

3.1.2.2 Gradiente de Presión dinámico ($\Delta P/\Delta Z$)

El análisis de la ecuación de gradiente de presión dinámico para el flujo de una sola fase permite entender de mejor manera cada uno de los términos involucrados en dicha ecuación, cuyos principios son aplicados para flujo bifásico.

El gradiente total de presión está definido por las componentes de pérdidas por gravedad, pérdidas por fricción y pérdidas por aceleración.

$$\frac{\Delta P}{\Delta Z} \text{ tot} = \frac{1}{144} \left(\frac{\Delta P}{\Delta Z} \text{ elev} + \frac{\Delta P}{\Delta Z} \text{ fricc} + \frac{\Delta P}{\Delta Z} \text{ acel} \right) \left[\frac{\text{psi}}{\text{pie}} \right] \quad (3.5)$$

$$\frac{\Delta P}{\Delta Z} \text{ elev} = \frac{g \cdot \rho_{\text{mezcla}} \cdot \text{Sen } \theta}{g_c} \quad (3.6)$$

$$\frac{\Delta P}{\Delta Z} \text{ fricc} = \frac{f \cdot \rho_{\text{mezcla}} \cdot V_{\text{mezcla}}}{d \cdot 2g_c} \quad (3.7)$$

$$\frac{\Delta P}{\Delta Z} \text{ acel} = \frac{\rho \cdot \Delta V^2}{2g_c \Delta Z} \quad (3.8)$$

3.1.2.4 Hold Up del líquido (H_L)

El Hold Up del líquido se define como la relación existente entre el volumen del líquido en un segmento de tubería y el volumen del segmento de tubería.

$$H_L = \frac{\text{Volumen de líquido en un segmento de tubería}}{\text{Volumen del segmento de tubería}} \quad (3.9)$$

El Hold Up líquido es una fracción que presenta una variación a partir de cero para flujo monofásico de gas, hasta uno para flujo de líquido únicamente.

3.2 ANTECEDENTES PARA EL ANÁLISIS DE LOS DATOS DE VARIACIÓN DE FRECUENCIA

Como se mencionó antes, la variación de frecuencia incide de forma directa en el caudal que produce una bomba. Incrementos en la frecuencia operativa se traducen en incrementos de caudal de producción, debido a que el motor funciona a mayor velocidad lo que genera que la bomba extraiga una mayor cantidad de fluido.

Los cambios que se realizan en este parámetro no se dan de forma aleatoria, cada bomba tiene un rango de eficiencia operativa que determina los límites inferiores y superiores de frecuencia.

Sin embargo trabajar sobre o fuera de estos límites causa problemas en el equipo de levantamiento artificial, por ejemplo cuando el equipo trabaja a la máxima frecuencia recomendada se encuentra en un estado conocido como UP THRUST.

Los problemas que generalmente ocurren en este estado, son sobrecarga del motor, sobrecalentamiento del motor, desgaste prematuro del eje, problemas de vibración, rotura del eje, entre otros. Esto muestra claramente que trabajar fuera o sobre los límites aconsejados por el fabricante acorta el tiempo de vida útil del equipo de levantamiento artificial.

Pero la variación de frecuencia no solamente tiene impactos en el equipo de fondo sino también en la composición del fluido producido, en otras palabras altera las fases de petróleo y agua producidas. Bajo este antecedente el presente análisis busca cuantificar los efectos presentes en los caudales de producción de agua y petróleo así como en las condiciones de fondo, para de esta forma establecer el comportamiento en la producción de los pozos que se ha venido dando a lo largo del tiempo y establecer un patrón de variación de frecuencia que no altere de forma drástica las condiciones de producción.

3.3 ANÁLISIS PARA LOS POZOS DEL CAMPO VILLANO

Para el desarrollo de este análisis se han considerado como periodos a las etapas de tiempo durante las cuales se produjo previo a la realización de un workover. Es decir que cada trabajo de reacondicionamiento realizado a lo largo de la vida productiva del pozo marca el final de cada periodo.

Esto permite diferenciar los comportamientos que presentaron cada una de ellas durante su respectivo tiempo de producción. Los datos que se presentan tabulados en la sección de Anexos que corresponden a los valores diarios reportados para cada pozo hasta el día 31 de marzo del año 2010

3.3.1 ANÁLISIS POZO VILLANO A

Este es un pozo horizontal constituido de dos tramos, el primero vertical que alcanza una profundidad de 10.338 ft. Mientras que el segundo presenta una orientación inclinada con un ángulo de 56° y tiene una longitud de 447 ft hasta la mitad de las perforaciones (10.785 ft) como se observa en el diagrama del pozo que se encuentra en el Anexo 2.

El pozo Villano A fue perforado en una zona de espesor de 265 ft y alcanza una profundidad total de 11.278 ft en TVD. La producción de fluido de este pozo proviene de la Arena Hollín principal y desde su inicio se ha utilizado el sistema de bombeo electrosumergible para el levantamiento artificial.

Hasta la fecha en la que se obtuvo los datos de campo, este pozo presenta un total de cinco trabajos de reacondicionamiento; el cuadro inferior detalla las bombas que se han utilizado hasta el momento.

CUADRO 3.4**HISTORIAL DE TRABAJOS DE WORKOVER POZO VILLANO A**

HISTORIAL TRABAJOS DE WORKOVER						
POZO V-A	Fecha inicio Work Over	Tipo de Bomba	Profundidad de asentamiento		Altura de Intake a TVD (ft)	
			MD (ft)	TVD (ft)		
Periodos	Completado	28-May-1999	KC 16000 83 etapas			6.510
	WO 1	7-Oct-2000	KC 16000 52 etapas	6.435	6.434	6.458
	WO 2	27-Sep-2001	KC 16000 52 etapas	6.385	6.384	6.407
	WO 3	12-Ago-2003	HC 19000 46 etapas	5.158	5.158	5.184
	WO 4	31-Oct-2007	HC 20000 42 etapas	5.172	5.171	5.192
	WO 5	15-Dic-2008	HC 27000 34 etapas	4.275	4.274	4.297

FUENTE: Departamentos de Reservorios y de Workover

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

Como se observa en el cuadro 3.4 conforme avanza la producción del pozo se requieren bajar bombas de mayor capacidad debido al aumento de la producción del fluido producido.

Para aumentar la producción de petróleo es necesario utilizar bombas que permitan producir mayores caudales de fluido con la finalidad de mantener un volumen de petróleo económicamente rentable.

El pozo Villano A lleva once años de vida productiva en los cuales ha producido un total de 73`735.935 bl de fluido, este volumen extraído equivale a 20`788.926 bl de petróleo y 52`947.009 bl de agua. Claramente se establece que el volumen de agua producido es más del doble de volumen de petróleo.

El año 2000 fue el de mayor producción de crudo con un total de 3`749.797 bl, mientras que en los últimos tres años el volumen de crudo producido anualmente presenta una caída considerable en comparación a los años anteriores. La producción total para cada año de este pozo se detalla en el cuadro 3.5.

CUADRO 3.5

PRODUCCIÓN ACUMULADA ANUAL POZO VILLANO A

PRODUCCIÓN ANUAL POZO VILLANO A			
AÑO	Petróleo (bl)	Agua (bl)	% BSW
1999	1`309.189	5.158	0,50
2000	3`749.797	22.233	0,48
2001	2`962.827	591.828	17,7
2002	2`228.755	1`596.805	41,4
2003	2`098.033	3`082.947	58,5
2004	2`329.887	5`696.641	70,9
2005	1`788.966	6`833.736	79,2
2006	1`436.425	7`108.874	84,1
2007	997.567	7`406.237	88,1
2008	886.399	8`506.555	90,6
2009	793.133	9`603.703	92,4
2010	207.948	2`492.292	92,3
ACUMULADO	20`788.926	52`947.009	

FUENTE: Datos Departamento de Producción

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

Las propiedades del fluido que presenta este pozo han sido obtenidas a partir de pruebas PVT, que permiten conocer los valores de varios parámetros a condiciones de presión de reservorio y de presión de punto de burbuja como relación gas-petróleo, compresibilidad del fluido, viscosidad y densidad del fluido, factores volumétricos para gas y petróleo, entre otros. Algunos de estos resultados necesarios para el desarrollo de este análisis se encuentran tabulados en el cuadro 3.6

CUADRO 3.6

PROPIEDADES DEL FLUIDO POZO VILLANO A

DATOS PVT POZO VILLANO A				
A Presión de Reservorio		A Presión de burbuja		Unidades
<i>Presión de Reservorio</i>	4.896	<i>Presión de burbuja</i>	240	Psi
<i>GOR</i>	26	<i>GOR</i>	26	ft ³ /bl
<i>Bo</i>	1,057	<i>Bo</i>	1,057	BF/bl
<i>Densidad</i>	0,8835	<i>Densidad</i>	0,8594	g/cm ³
<i>Viscosidad</i>	18,53	<i>Viscosidad</i>	9,69	Cp

CUADRO 3.6 CONTINUACIÓN

DATOS PVT POZO VILLANO A				
A Presión de Reservorio		A Presión de burbuja		Unidades
<i>Compresibilidad</i>	5,01 x 10 ⁻⁶	<i>Compresibilidad</i>	6,74 x 10 ⁻⁶	1/psi
<i>°API</i>	20,6	<i>Temperatura reservorio</i>	215	°F

FUENTE: Departamento de Reservorios

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

3.3.1.1 Análisis de los datos de variación de frecuencia para el Periodo 3 (WO 2)

Debido a que no se cuentan con datos de frecuencia para los dos primeros periodos, el análisis correspondiente empieza desde el tercer periodo en adelante. Varios datos importantes de estas etapas iniciales se muestran al final del estudio del pozo.

El tercer periodo inicia el 27 de septiembre del año 2001, pero desde el 1 de noviembre del año 2001 se tiene registro de datos de frecuencia. Tuvo un tiempo de producción de 23 meses en el cual se extrajo un total de 6`576.114 bl de fluido.

El porcentaje de BSW para este periodo es de 27% al inicio, alcanzando un valor equivalente al 62% en el momento que termina esta etapa productiva. En otras palabras existe un incremento del 35% a una razón de 0,054% por día.

El equipo de fondo está conformado por una bomba KC-16000 provista de 52 etapas, diseñada para levantar 16.000 bl. Requiere alrededor de 89 amperios de energía para su funcionamiento y se encuentra asentada a una profundidad de 6.384 ft.

Con este equipo se produjo un promedio de 10.731 bl/día de flujo, la máxima tasa de petróleo que se obtuvo fue de 9.126 bl/día mientras que la de agua fue de 8.909 bl/día. El motivo de cambio fue la necesidad de utilizar una bomba de mayor caudal.

La frecuencia con la que trabaja el equipo durante este periodo es alrededor de 52Hz. El rango establecido por el fabricante para este tipo de bomba se encuentra entre 40Hz y 60Hz; es decir que en la mayoría del tiempo se

encontraba operando dentro del rango recomendado. El siguiente cuadro muestra los elementos que conforman el equipo de fondo utilizado durante este periodo.

CUADRO 3.7

ELEMENTOS DE COMPLETACIÓN DE FONDO PARA EL PERIODO 3

<i>ACCESORIO</i>	<i>TIPO</i>	<i>PROFUNDIDAD(ft)</i>
CASING SUPERFICIAL	20"	86 @ TVD
VÁLVULA	BAKER TSME-5	225 @ TVD
CASING INTERMEDIO	13 3/8"	2.670 @ TVD
SLINDING SLEEVE	CMD 5"	6.295 @ TVD
LAND NIPPLE	BX 3.81"	6.335 @ TVD
PACKER	TWIN SEAL	6.358 @ TVD
LAND NIPPLE	BX 2.81"	6.373 @ TVD
TUBING	13 Cr, NK3SB 4 1/2"	---
BOMBA	KC 16000 52 etapas	6.384 @ TVD
INTAKE	---	6.407 @ TVD
MOTORES	KMHALG 165 HP-KMHAUG 165 HP / 2092 V-94 A	6.421 @ TVD
SENSOR	PHD	6.461 @ TVD
PACKER	SUMP	7.511 @ TVD
SLINDING SLEEVE	4 1/2"	7.521 @ TVD
MULE SHOE	---	7.553 @ TVD
CASING PRODUCCIÓN	9 5/8"	10.338 @ TVD
LINER	#29, 13 Cr, L 80, NK3SB, 7"	11.232 @ TVD
LINER	#15, 13 Cr, L 80, TAC 1 SLOTTED LINER, 5"	11.275 @ TVD

FUENTE: Departamento de Workover

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

En el Anexo 3 se presentan tabulados los datos diarios de flujo producido, flujo de petróleo, flujo de agua, porcentaje de BSW y frecuencia para esta tercera etapa de producción

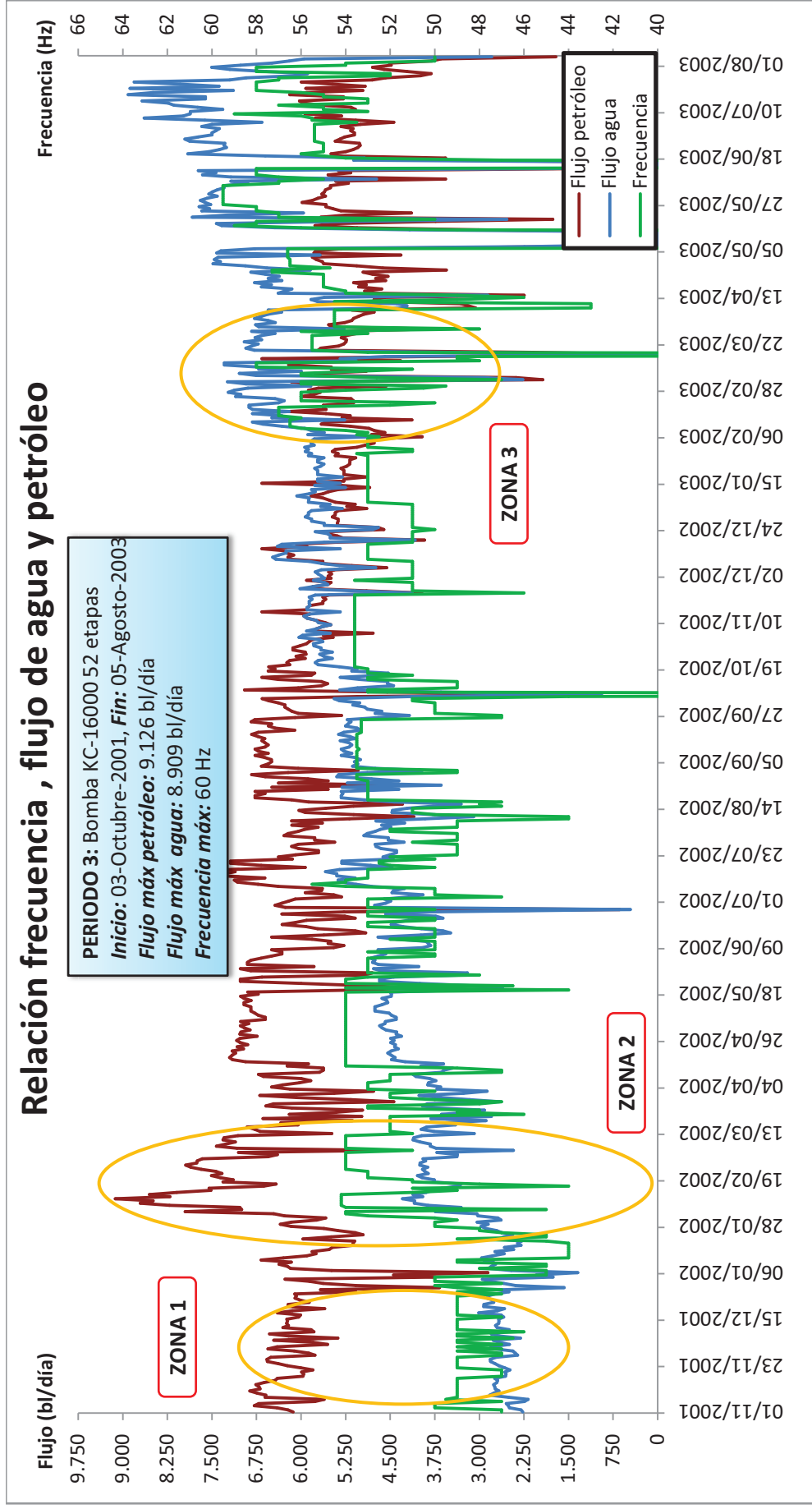
Como se puede observar en este cuadro, los datos de frecuencia presentan una gran variación, y al observarlos junto con los datos de flujo total se puede apreciar la diferencia que se genera en el caudal de producción.

Existen días en los cuales el equipo de levantamiento artificial no trabaja debido a situaciones externas que se han dado como paradas programadas de CPF, apagones generales, fallas en los cables eléctricos, por mencionar algunas de ellas.

A partir de los datos tabulados en este cuadro se genera una gráfica que ilustra el comportamiento de la frecuencia y su incidencia en la producción de las fases de agua y petróleo para este periodo.

Esto permite reconocer los efectos provocados y al mismo tiempo comprender de mejor manera lo que se ha dado en el pozo durante este periodo.

FIGURA 3.2 RELACIÓN FLUJO PRODUCIDO Y FRECUENCIA (PERIODO 3) POZO VILLANO A



FUENTE: Departamento de Producción

Como se observa en la figura 3.2 existen tres zonas de interés marcadas. La primera muestra el comportamiento de las fases de agua y petróleo cuando la frecuencia se mantiene casi constante durante determinados periodos de tiempo. Esto permite diferenciar el comportamiento de las fases que se presentan en las otras zonas identificadas en el gráfico.

En esta primera zona las curvas correspondientes a cada fluido muestran tendencias estables, especialmente la de agua que posee un comportamiento sin mayores incrementos.

Durante el periodo de tiempo correspondiente a esta zona, se producen en promedio 6.221 bl/día de petróleo. La tasa de declinación que presenta la curva de petróleo es de 15 bl/día, lo que genera una disminución de 782 bl en la producción de petróleo durante el espacio de tiempo considerado para la primera zona.

Por otra parte la fase de agua para la zona marcada presenta un incremento de 252 bl en su producción, es decir que la producción de agua crece a una tasa de 5 bl/día en ese determinado espacio de tiempo. En promedio se producen un total de 2.647 bl/día de agua.

Los datos mencionados para la primera zona junto con la información de frecuencia se muestran en el cuadro 3.8.

CUADRO 3.8

INFORMACIÓN ZONA 1, PERIODO 3 POZO VILLANO A

ZONA 1			
Petróleo	Declinación de petróleo	782	bl
	Tasa de declinación	15	bl/día
	Promedio de petróleo	6.221	bl
Frecuencia	Máxima frecuencia	50	Hz
	Mínima frecuencia	47	Hz
	Máxima variación	3	Hz
Agua	Incremento de agua	252	bl
	Tasa de incremento	5	bl/día
	Promedio de agua	2.647	bl

FUENTE: Departamento de Producción

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

En la segunda zona marcada del gráfico superior, se puede apreciar un importante incremento en la frecuencia con la que opera el sistema de levantamiento artificial. A primera vista los principales efectos que se dan por este motivo son el aumento de la fase de agua y la declinación pronunciada de la fase de petróleo en comparación a la zona antes analizada.

La frecuencia subió de 49 Hz hasta 54 Hz. Este incremento de 5 Hz genera un acrecentamiento en la producción de petróleo de 3.157 bl; en comparación con el caudal de producción del punto anterior al incremento (5.969 bl).

Pero a partir de que la fase de petróleo alcanza el punto más alto (9.126 bl), se suscita un decremento notable que alcanza una tasa de declinación de 51 bl/día, lo que se traduce en una disminución de 1.645 bl en la producción de petróleo. El promedio diario de producción se establece en 7.429 bl/día de petróleo para esta zona.

El hecho de que la fase de petróleo disminuya no significa que el caudal de fluido producido también lo haya hecho, este se mantiene debido al crecimiento de la fase de agua. Dicha fase presenta un incremento de 1.408 bl en comparación a los 2.710 bl diarios que se producían antes.

Es importante observar que pese a la disminución de frecuencia operativa, el volumen de agua que se produce no regresa al nivel anterior (2.647 bl en promedio), sino que cada vez alcanza nuevamente el nuevo volumen establecido para la zona que se encuentra alrededor de 3.764 bl. La respectiva información para esta segunda zona se muestra en el cuadro 3.9.

CUADRO 3.9

INFORMACIÓN ZONA 2, PERIODO 3 POZO VILLANO A

ZONA 2			
Petróleo	Incremento de petróleo	3.157	bl
	Declinación de petróleo	1.645	bl
	Tasa de declinación	51	bl/día
	Promedio de petróleo	7.429	bl
Frecuencia	Frecuencia anterior	49	Hz
	Máxima frecuencia	54	Hz
	Mínima frecuencia	44	Hz
	Máxima variación	9	Hz

CUADRO 3.9 CONTINUACIÓN

ZONA 2			
Agua	Incremento de agua	1.408	bl
	Tasa de incremento	78	bl/día
	Promedio de agua	3.764	bl

FUENTE: Departamento de Producción

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

Al observar la tercera zona marcada en la figura 3.2, la frecuencia sube nuevamente en forma marcada de 53 Hz hasta 58 Hz. Este incremento de 5 Hz genera un acrecentamiento en la producción de petróleo de 765 bl en comparación con el caudal de producción que se tiene en el punto anterior al incremento (4.725 bl).

A partir de que la fase de petróleo alcanza el punto más alto de producción (5.658 bl), se suscita un decremento menor en comparación a la zona anterior, debido a la sucesiva modificación de la frecuencia que genera una serie de repuntes en la producción de petróleo.

La tasa de declinación de petróleo es de 17 bl/día, lo que se traduce en una disminución de 885 bl en la producción de este fluido durante el espacio de tiempo considerado para esta tercera zona, mientras que el promedio diario de producción se establece en 5.087 bl/día de petróleo.

La fase de agua presenta un incremento de 1.224 bl en comparación a los 5.876 bl diarios que se producían en la etapa previa a la zona marcada. El nuevo volumen de producción de agua establecido para la zona se encuentra alrededor de 6.163 bl.

Se distingue también que la fase de agua tiene un mayor porcentaje en la composición del fluido producido. El BSW se sitúa en 54% para esta zona, lo que establece a la fase de agua como la dominante en la producción del pozo.

De este punto en adelante la fase de petróleo va a ser cada vez más reducida, por lo que las acciones a tomarse en adelante están enfocadas a mantener una tasa de producción de petróleo rentable.

CUADRO 3.10**INFORMACIÓN ZONA 3, PERIODO 3 POZO VILLANO A**

ZONA 3			
Petróleo	Incremento de petróleo	765	bl
	Declinación de petróleo	885	bl
	Tasa de declinación	17	bl/día
	Promedio de petróleo	5.087	bl
Frecuencia	Frecuencia anterior	53	Hz
	Máxima frecuencia	58	Hz
	Mínima frecuencia	47	Hz
	Máxima variación	10	Hz
	Variación con la anterior	5	Hz
Agua	Incremento de agua	1.224	bl
	Tasa de incremento	47	bl/día
	Promedio de agua	6.163	bl

FUENTE: Departamento de Producción

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

3.3.1.2 Análisis de los datos de variación de frecuencia para el Periodo 4 (WO 3)

El cuarto periodo inicia el 15 de agosto del año 2003, tuvo un tiempo de producción de 51 meses en el cual se extrajo un total de 34'509.737 bl de fluido.

El porcentaje de BSW para este periodo es de 62% al inicio, alcanzando un valor equivalente al 89,3% en el momento que termina esta etapa productiva. Es decir que durante el tiempo que dura este periodo existe un incremento del 27,3%.

El equipo de fondo está conformado por una bomba HC-19000 provista de 46 etapas, la cual requiere alrededor de 87 amperios de energía para su funcionamiento. La bomba se encuentra asentada a una profundidad de 5.158 ft.

Con este equipo se produjo un promedio de 23.077 bl/día de flujo, la máxima tasa de petróleo que se obtuvo fue de 8.600 bl/día mientras que la de agua fue de 23.377 bl/día. El motivo de cambio fue la necesidad de utilizar una bomba de mayor caudal.

La frecuencia con la que trabaja el equipo durante este periodo es alrededor de 54Hz.

El rango establecido por el fabricante para este tipo de bomba se encuentra entre 45Hz y 60Hz, es decir que en la mayoría del tiempo se encontraba operando dentro del rango recomendado.

El siguiente cuadro muestra los elementos que conforman el equipo de fondo utilizado durante este periodo de producción.

CUADRO 3.11

ELEMENTOS DE COMPLETACIÓN DE FONDO PARA EL PERIODO 4

<i>ACCESORIO</i>	<i>TIPO</i>	<i>PROFUNDIDAD(ft)</i>
CASING SUPERFICIAL	20"	86 @ TVD
VÁLVULA	BAKER TSME-5	210 @ TVD
CASING INTERMEDIO	13 3/8"	2.670 @ TVD
SLINDING SLEEVE	CMD 5"	5.052 @ TVD
LAND NIPPLE	BX 3.81"	5.110 @ TVD
PACKER	TWIN SEAL	5.129 @ TVD
LAND NIPPLE	BX 2.81"	5.144 @ TVD
TUBING	13 Cr, NK3SB 4 1/2"	---
BOMBA	46 Etapas HC 19000	5.158 @ TVD
INTAKE	---	5.184 @ TVD
MOTORES	KMHLG 418 HP-KMHUG 418 HP / 5140 V-123 A	5.198 @ TVD
SENSOR	PHOENIX	5.265 @ TVD
CASING PRODUCCIÓN	9 5/8"	10.338 @ TVD
LINER	#29, 13 Cr, L 80, NK3SB, 7"	11.232 @ TVD
LINER	#15, 13 Cr, L 80, TAC 1 SLOTTED LINER, 5"	11.275 @ TVD

FUENTE: Departamento de Work Over

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

En el Anexo 3 se presentan tabulados los datos diarios de flujo producido, flujo de petróleo, flujo de agua, porcentaje de BSW y frecuencia para esta cuarta etapa de producción

Como se puede observar en este cuadro, la frecuencia con la cual opera el equipo de fondo se encuentra entre 54Hz y 56Hz en la mayor parte del tiempo. Durante los últimos días de producción la frecuencia es de 58Hz.

Al revisar los datos de fluido producido junto con los datos de frecuencia, se encuentran días en los cuales el equipo de levantamiento artificial no cumple con el caudal de producción establecido para un determinado valor de frecuencia.

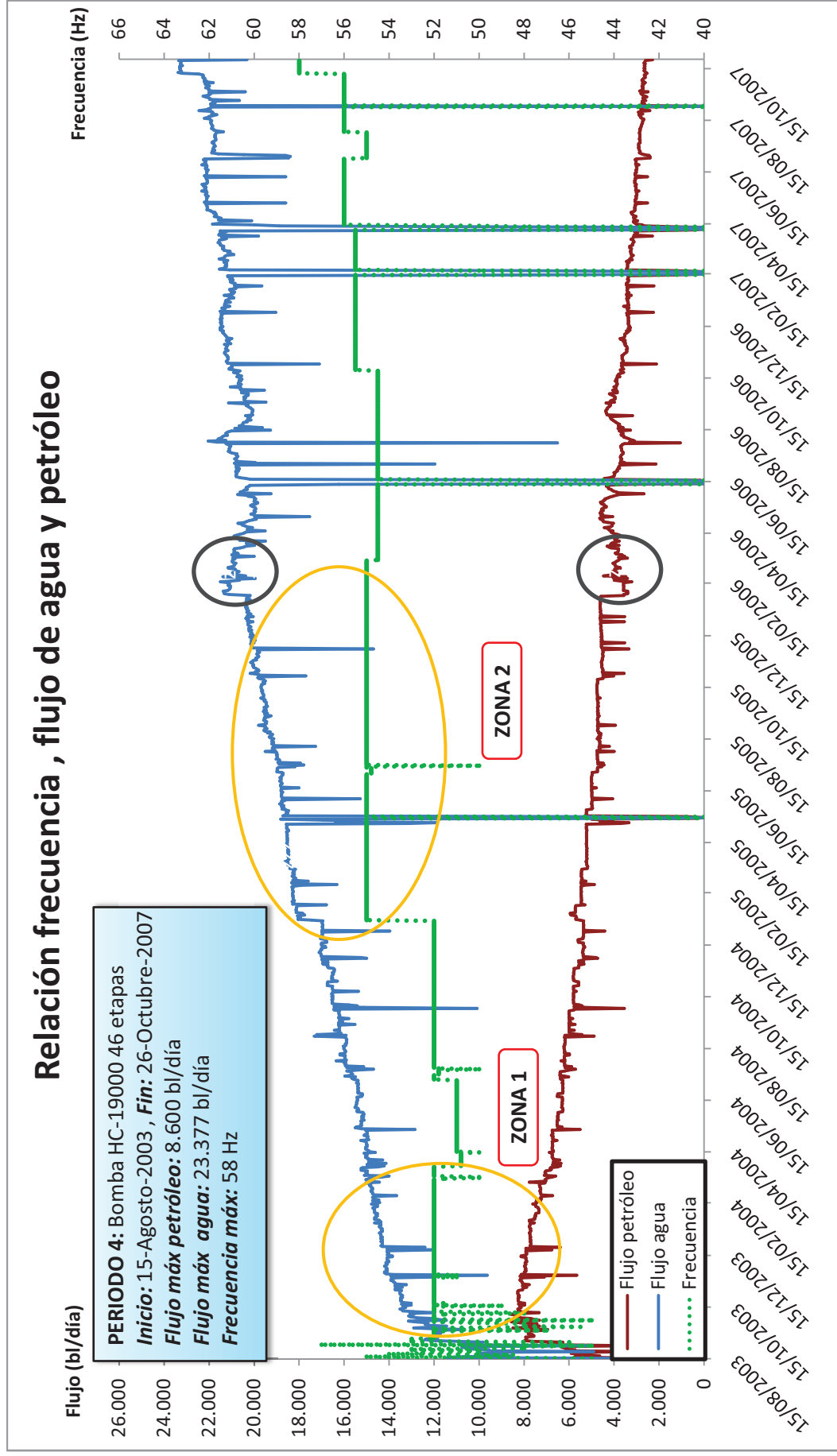
Esto se debe a que en esos días la bomba con la que se produce no trabaja durante las 24 horas, generando caídas en la producción diaria promedio, que se muestran en la gráfica como picos hacia abajo.

También existen días en los cuales el equipo de levantamiento artificial no trabaja debido a situaciones externas.

A partir de los datos tabulados en este cuadro se genera una gráfica que ilustra el comportamiento de la frecuencia y su incidencia en la producción de las fases de agua y petróleo para este periodo, la misma que se presenta en la figura 3.3.

Esto permite reconocer los efectos provocados y al mismo tiempo comprender de mejor manera lo que se ha dado en el pozo durante este periodo.

FIGURA 3.3 RELACIÓN FLUJO PRODUCIDO Y FRECUENCIA (PERIODO 4) POZO VILLANO A



FUENTE: Departamento de Producción

Como se muestra en la figura 3.3, las curvas para las fases de agua y petróleo para este periodo presentan estabilidad en sus tendencias, sin grandes variaciones en su comportamiento, debido principalmente a que en esta etapa productiva los valores de frecuencia aplicada se mantienen constantes por considerables espacios de tiempo.

Esto permite obtener un crecimiento moderado de la fase de agua, así como una declinación medida en la producción de petróleo considerando el largo tiempo que se produce con este equipo de levantamiento artificial.

En la sección que precede a la primera zona marcada en la gráfica, se observa que existe un gran crecimiento en el volumen de agua producido en comparación a la parte final del periodo anterior, que promediaba un total de 7.588 bl/día.

Después de que el equipo de levantamiento artificial arranca su funcionamiento con una frecuencia de 45Hz, se incrementa a 54Hz generando una producción de agua de 11.387 bl/día, es decir que se provocó un aumento de 3.799 bl en comparación a la etapa final del tercer periodo.

Pero no todo tiene que ver con el incremento de frecuencia, hay que considerar en este caso que la bomba utilizada para esta etapa productiva es de mayor capacidad que la usada en el periodo anterior, justificando de esta forma el incremento en el caudal de agua producida para este sector.

Luego de una serie de variaciones la frecuencia se estabiliza en 52Hz para la zona 1. La curva de la fase de agua presenta una tendencia de crecimiento baja, apenas de 5,6 bl/día lo que genera un incremento de 941 bl en la producción de este fluido durante el espacio de tiempo considerado para esta zona, la tasa de producción promedio de agua diaria es de 14.066 bl.

Por otra parte la fase de petróleo para esta zona presenta un promedio de 7.730 bl diarios. La tasa de declinación es de 10,6 bl/día, generando una pérdida de 1.762 bl en la producción de petróleo al final de la zona marcada.

Los datos mencionados se encuentran tabulados en el cuadro 3.12.

CUADRO 3.12**INFORMACIÓN ZONA 1, PERIODO 4 POZO VILLANO A**

ZONA 1			
Petróleo	Declinación de petróleo	1.762	bl
	Razón de declinación	10,6	bl/día
	Promedio de petróleo	7.730	bl
Frecuencia	Máxima frecuencia	52	Hz
	Mínima frecuencia	48	Hz
	Máxima variación	4	Hz
Agua	Incremento de agua	941	bl
	Razón de incremento	5,6	bl/día
	Promedio de agua	14.066	bl

FUENTE: Departamento de Producción

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

En la segunda zona marcada del gráfico superior, se puede apreciar un incremento en la frecuencia con la que opera el sistema de levantamiento artificial.

La frecuencia subió de 52Hz hasta 55Hz. Este incremento de 3Hz genera un acrecentamiento en la producción de petróleo de 601 bl; en comparación con el caudal de producción del punto anterior al incremento (5.350 bl).

Pero a partir de que la fase de petróleo alcanza el punto más alto de producción (5.951 bl), se suscita un ligero decremento con una tasa de declinación de 4 bl/día, lo que se traduce en una disminución de 1.476 bl en la producción de petróleo durante el tiempo considerado para esta zona.

El promedio diario de producción de petróleo se establece en 4.771 bl/día para la zona.

La fase de agua presenta un incremento de 1.183 bl es su producción en comparación a los 16.942 bl diarios que se producían antes del aumento de frecuencia. El nuevo volumen de producción de agua establecido para la zona se encuentra alrededor de 19.042 bl.

Los datos mencionados se encuentran tabulados en el cuadro 3.13.

CUADRO 3.13**INFORMACIÓN ZONA 2, PERIODO 4 POZO VILLANO A**

ZONA 2			
Petróleo	Incremento de petróleo	601	Bl
	Declinación de petróleo	1.476	Bl
	Tasa de declinación	4	bl/día
	Promedio de petróleo	4.771	Bl
Frecuencia	Frecuencia anterior	52	Hz
	Máxima frecuencia	55	Hz
	Mínima frecuencia	50	Hz
	Máxima variación	5	Hz
	Variación con la anterior	3	Hz
Agua	Incremento de agua	1.183	Bl
	Tasa de incremento	91	bl/día
	Promedio de agua	19.042	Bl

FUENTE: Departamento de Producción

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

Al final de la zona, pese a que se mantiene la frecuencia operativa, se observa una elevación en el caudal de agua y como consecuencia de esto la fase de petróleo disminuye. La elevación del porcentaje de BSW de 81,5% a 85% confirma este crecimiento repentino de la fase de agua.

El motivo de esta elevación encuentra su razón dentro del frente de desplazamiento del fluido. El flujo del reservorio hacia el pozo presenta un desplazamiento tipo pistón con fugas, es decir que las fases de agua y petróleo se encuentran en el frente de desplazamiento.

Conforme avanza la producción la fase de petróleo queda rezagada y dicho frente está dominado por el agua; en este caso puntual el colchón de agua que conforma el frente de desplazamiento presenta un aumento debido a un aumento de presión de fondo ejercido por el acuífero activo, retrasando aun más a la fase de petróleo lo que se implica una disminución en la producción de este fluido.

A partir de este incremento se observan posteriores caídas en los flujos producidos de agua y petróleo y sin embargo la frecuencia se mantiene constante. Como se mencionó anteriormente esto se debe a que el equipo de levantamiento no trabaja a tiempo completo en esos días.

3.3.1.3 Análisis de los datos de variación de frecuencia para el Periodo 5 (WO 4)

El quinto periodo inicia el 31 de octubre del año 2007, tuvo un tiempo de producción de 14 meses en el cual se extrajo un total de 12`707.894 bl de fluido.

El porcentaje de BSW para este periodo es de 89,5% al inicio, alcanzando un valor equivalente al 91,2% en el momento que termina esta etapa productiva. Es decir que durante el tiempo que dura este periodo existe un incremento del 1,7%

La producción que presenta el pozo para este periodo está marcada por la alta presencia de agua en la composición del fluido producido.

El equipo de fondo está conformado por una bomba HC-20000 provista de 42 etapas, la cual requiere alrededor de 94 amperios de energía para su funcionamiento. La bomba se encuentra asentada a una profundidad de 5.171 ft.

Con este equipo se produjo un promedio de 26.099 bl/día de flujo, la máxima tasa de petróleo que se obtuvo fue de 2.832 bl/día mientras que la de agua fue de 25.019 bl/día. El motivo de cambio fue la necesidad de utilizar una bomba de mayor caudal.

La frecuencia con la que trabaja el equipo durante este periodo es alrededor de 59Hz. El rango establecido por el fabricante para este tipo de bomba se encuentra entre 45Hz y 62Hz, es decir que en la mayoría del tiempo se encontraba operando al límite del rango recomendado.

El siguiente cuadro muestra los elementos que conforman el equipo de fondo utilizado durante este periodo de producción.

CUADRO 3.14**ELEMENTOS DE COMPLETACIÓN DE FONDO PARA EL PERIODO 5**

ACCESORIO	TIPO	PROFUNDIDAD(ft)
CASING SUPERFICIAL	20"	86 @ TVD
VÁLVULA	BAKER TSME-5	471 @ TVD
CASING INTERMEDIO	13 3/8"	2.670 @ TVD
SLINDING SLEEVE	CMD 5"	5.073 @ TVD
LAND NIPPLE	BX 3.81"	5.126 @ TVD
PACKER	TWIN SEAL	5.129 @ TVD
LAND NIPPLE	BX 2.81"	5.160 @ TVD
TUBING	13 Cr, NK3SB 4 1/2"	---
BOMBA	42 Etapas HC 20000	5.171 @ TVD
INTAKE	---	5.192 @ TVD
MOTORES	KMHLG 418 HP-KMHUG 418 HP / 4140 V-123 A	5.208 @ TVD
SENSOR	CENTINEL III	5.276 @ TVD
CASING PRODUCCIÓN	9 5/8"	10.338 @ TVD
LINER	#29, 13 Cr, L 80, NK3SB, 7"	11.232 @ TVD
LINER	#15, 13 Cr, L 80, TAC 1 SLOTTED LINER, 5"	11.275 @ TVD

FUENTE: Departamento de Work Over

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

En el anexo 3 se presentan tabulados los datos diarios de flujo producido, flujo de petróleo, flujo de agua, porcentaje de BSW y frecuencia para esta quinta etapa de producción

Como se observa en este cuadro, la frecuencia con la cual opera el equipo de fondo es de 60Hz en la mayor parte del tiempo.

Al revisar los datos de fluido producido junto con los datos de frecuencia se encuentran días en los cuales el equipo de levantamiento artificial no cumple con el caudal de producción establecido para un determinado valor de frecuencia, esto se debe a que en esos días la bomba con la cual se produce no trabaja durante las 24 horas, generando caídas en la producción diaria promedia.

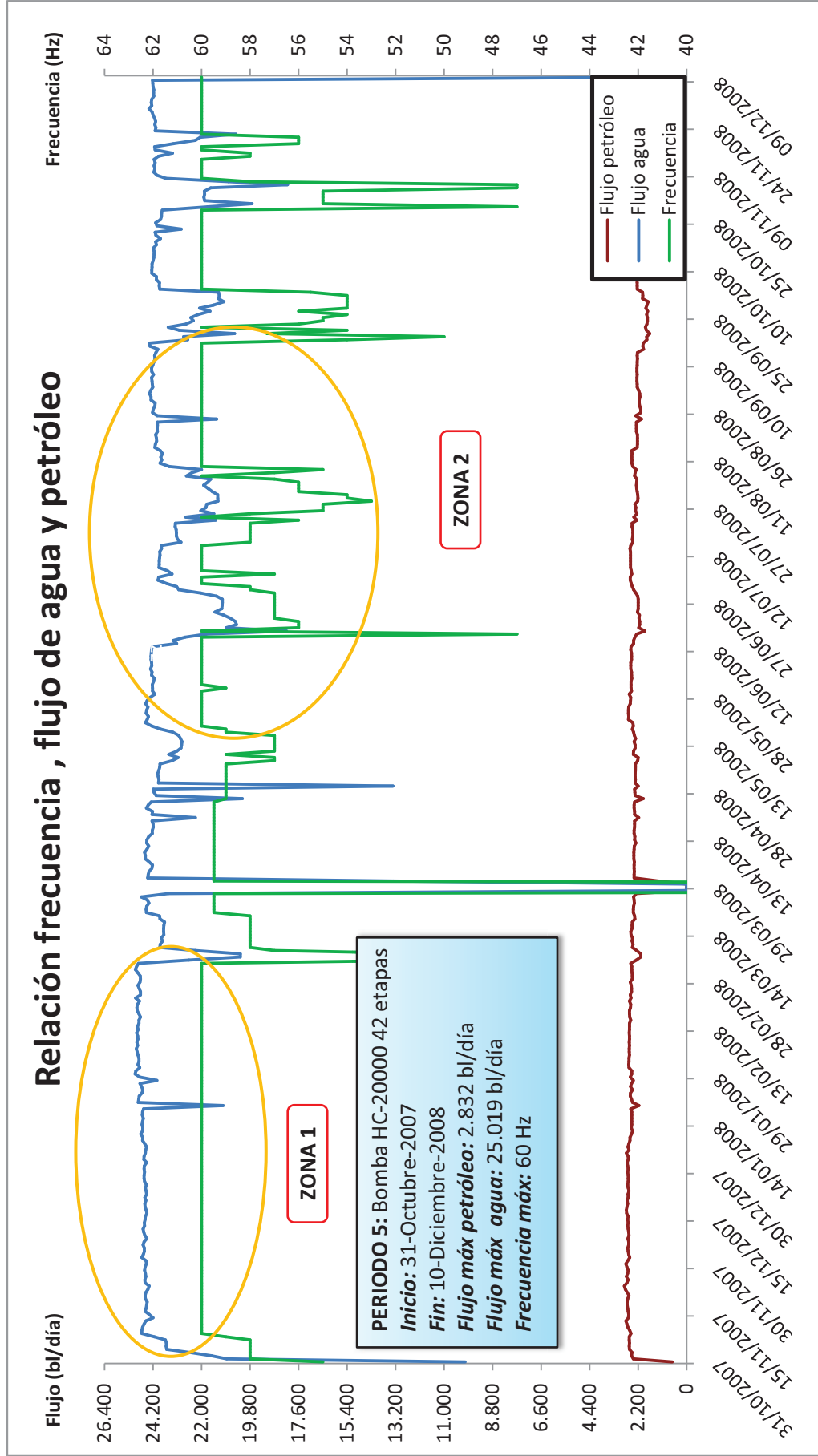
También existen días en los cuales el equipo de levantamiento artificial no trabaja debido a situaciones externas.

A partir de los datos tabulados en este cuadro se genera una gráfica que ilustra el comportamiento de la frecuencia y su incidencia en la producción de las

fases de agua y petróleo para este periodo, la misma que se presenta en la figura 3.4.

Esto permite reconocer los efectos provocados y al mismo tiempo comprender de mejor manera lo que se ha dado en el pozo durante este periodo.

FIGURA 3.4 RELACIÓN FLUJO PRODUCIDO Y FRECUENCIA (PERIODO 5) POZO VILLANO A



FUENTE: Departamento de Producción

Como se observa en la figura 3.4, debido a que la fase de agua es la más dominante en el fluido producido, el efecto de la variación de frecuencia es más notable que en la fase de petróleo.

La curva correspondiente a los valores de frecuencia presenta en una primera parte una zona constante y posteriormente una serie de variaciones con cortos espacios constantes.

La curva de petróleo mantiene una tendencia estable a lo largo de este periodo y presenta un promedio diario de producción de 2.350 bl/día.

En la sección que precede a la primera zona marcada en la gráfica correspondiente a este periodo se observa que existe un crecimiento en el volumen de agua producido en comparación a la parte final del periodo anterior, que promediaba un total de 22.909 bl/día.

Luego de que el equipo de levantamiento artificial arranca su funcionamiento con una frecuencia de 55Hz, a continuación se incrementa la frecuencia a 58Hz y posteriormente a 60Hz.

Esto genera una producción de agua de 24.715 bl/día, es decir que se provocó un aumento de 1.806 bl en comparación a la etapa final del cuarto periodo.

Al igual que en el periodo anterior hay que considerar que la bomba utilizada para esta etapa productiva es de mayor capacidad que la usada en el periodo anterior, justificando de esta forma el incremento en el caudal de agua producida.

En la zona 1 la curva correspondiente a la fase de agua presenta una tendencia estable, apenas se diferencia un ligero crecimiento de 1,57 bl/día.

Esta tasa de crecimiento genera un incremento de 185 bl en la producción de este fluido durante el espacio de tiempo considerado para esta zona. La tasa de producción promedia de agua diaria es de 24.650 bl.

Por otra parte la fase de petróleo para esta zona presenta un promedio de producción de 2.607 bl diarios. La tasa de declinación es de 1,06 bl/día,

generando una pérdida de 125 bl en la producción de petróleo al final de la zona marcada.

Los datos mencionados se encuentran tabulados en el cuadro 3.15.

CUADRO 3.15

INFORMACIÓN ZONA 1, PERIODO 5 POZO VILLANO A

ZONA 1			
Petróleo	Declinación de petróleo	125	bl
	Razón de declinación	1,06	bl/día
	Promedio de petróleo	2.607	bl
Frecuencia	Máxima frecuencia	60	Hz
	Mínima frecuencia	58	Hz
	Máxima variación	3	Hz
Agua	Incremento de agua	185	bl
	Razón de incremento	1,57	bl/día
	Promedio de agua	24.650	bl

FUENTE: Departamento de Producción

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

En la segunda zona marcada del gráfico superior, se puede apreciar una etapa con muchas variaciones en los valores de frecuencia.

Para esta zona, pese a las constantes variaciones en el caudal de producción, la fase de agua presenta un ligero crecimiento de 0,4 bl/día. Lo que genera un incremento mínimo de 47 bl en la producción de este fluido durante el espacio de tiempo considerado para esta zona, la tasa de producción promedia de agua diaria es de 22.999 bl.

Por otra parte la fase de petróleo presenta un promedio de producción para esta zona de 2.363 bl diarios. La tasa de declinación es de 2,6 bl/día, generando una pérdida de 310 bl en la producción de petróleo al final de la zona marcada.

Los datos mencionados se encuentran tabulados en el cuadro 3.16.

Existen tres espacios de tiempo dentro de la zona en los cuales la frecuencia es de 60Hz, a su vez estos están divididos entre sí por dos lapsos en donde la frecuencia es de 57Hz y 56Hz respectivamente.

La disminución de frecuencia por cortos lapsos de tiempo para este caso permite reducir el volumen de agua producido diariamente. Es así que para la primera y segunda disminución de este parámetro, el caudal de agua se reduce en 3.267 bl y 2.019 bl respectivamente en relación a los 24.053 bl/día que se manejan cuando la frecuencia es de 60Hz.

La fase de petróleo también reduce su producción en 355 bl para la primera disminución de frecuencia y de 257 bl para la segunda en comparación al promedio de petróleo producido a 60 Hz que es de 2.444 bl/día para esta zona.

Para este caso en el que los altos porcentajes de BSW generan la producción de grandes volúmenes de agua, la variación alternada de valores de frecuencia altos a bajos y viceversa es una buena opción para controlar en parte la cantidad de agua producida, que a esos grandes volúmenes constituyen un problema para la estación por su tratamiento.

De haberse mantenido la frecuencia constante a 60Hz durante el espacio de tiempo que encierra esta zona, el volumen de agua producido hubiese sido de 2'862.307 bl en comparación a los 2'770.295 bl que se produjeron en realidad.

Es decir que este proceso de variación alterada de frecuencia ha permitido dejar de producir 92.012 bl de agua durante el tiempo considerado para la zona, hablando en datos por día significa dejar de extraer 773 bl/día.

CUADRO 3.16

INFORMACIÓN ZONA 2, PERIODO 5 POZO VILLANO A

ZONA 2			
Petróleo	Declinación de petróleo	310	Bl
	Razón de declinación	2,6	bl/día
	Promedio de petróleo	2.363	Bl
Frecuencia	Máxima frecuencia	60	Hz
	Mínima frecuencia	47	Hz
	Máxima variación	13	Hz
Agua	Incremento de agua	47	Bl
	Razón de incremento	0,4	bl/día
	Promedio de agua	22.999	Bl

FUENTE: Departamento de Producción

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

3.3.1.4 Análisis de los datos de variación de frecuencia para el Periodo 6 (WO 5)

El sexto y último periodo de este pozo inicia el 15 de diciembre del año 2008, su tiempo de operación hasta la fecha en la que se obtuvo los datos es de 16 meses, en el cual se extrajo un total de 12`707.894 bl de fluido.

El porcentaje de BSW para este periodo fluctúa entre 92% y 93% desde el inicio hasta el momento en el que se tomaron los datos, fecha en la cual se asume que termina esta etapa productiva, lo que indica que este parámetro ha alcanzado un punto de estabilización. La producción que presenta el pozo en este periodo está marcada por la alta presencia de agua en la composición del fluido producido.

El equipo de fondo está conformado por una bomba HC-27000 provista de 34 etapas, la cual requiere alrededor de 104 amperios de energía para su funcionamiento. La bomba se encuentra asentada a una profundidad de 4274 ft.

Con este equipo se produjo un promedio de 28.780 bl/día de flujo, la máxima tasa de petróleo que se obtuvo fue de 2.591 bl/día mientras que la de agua fue de 28.339 bl/día.

La frecuencia con la que trabaja el equipo durante este periodo es alrededor de 56Hz. El rango establecido por el fabricante para este tipo de bomba se encuentra entre 45Hz y 57Hz, es decir que en la mayoría del tiempo se encontraba operando dentro del rango recomendado.

El siguiente cuadro muestra los elementos que conforman el equipo de fondo utilizado durante este periodo de producción.

CUADRO 3.17**ELEMENTOS DE COMPLETACIÓN DE FONDO PARA EL PERIODO 6**

ACCESORIO	TIPO	PROFUNDIDAD(ft)
CASING SUPERFICIAL	20"	86 @ TVD
VÁLVULA	BAKER TSME-5	433 @ TVD
CASING INTERMEDIO	13 3/8"	2.670 @ TVD
SLINDING SLEEVE	CMD 5"	4.182 @ TVD
LAND NIPPLE	BX 3.81"	4.230 @ TVD
PACKER	TWIN SEAL	4.249 @ TVD
LAND NIPPLE	BX 2.81"	4.263 @ TVD
TUBING	13 Cr, NK3SB 4 1/2"	---
BOMBA	34 Etapas HC 27000	4.274 @ TVD
INTAKE	---	4.297 @ TVD
MOTORES	2 KMHLG 418 HP/ 836 HP-123 A	4.311 @ TVD
SENSOR	CENTINEL III	4.379 @ TVD
CASING PRODUCCIÓN	9 5/8"	10.338 @ TVD
LINER	#29, 13 Cr, L 80, NK3SB, 7"	11.232 @ TVD
LINER	#15, 13 Cr, L 80, TAC 1 SLOTTED LINER, 5"	11.275 @ TVD

FUENTE: Departamento de Work Over

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

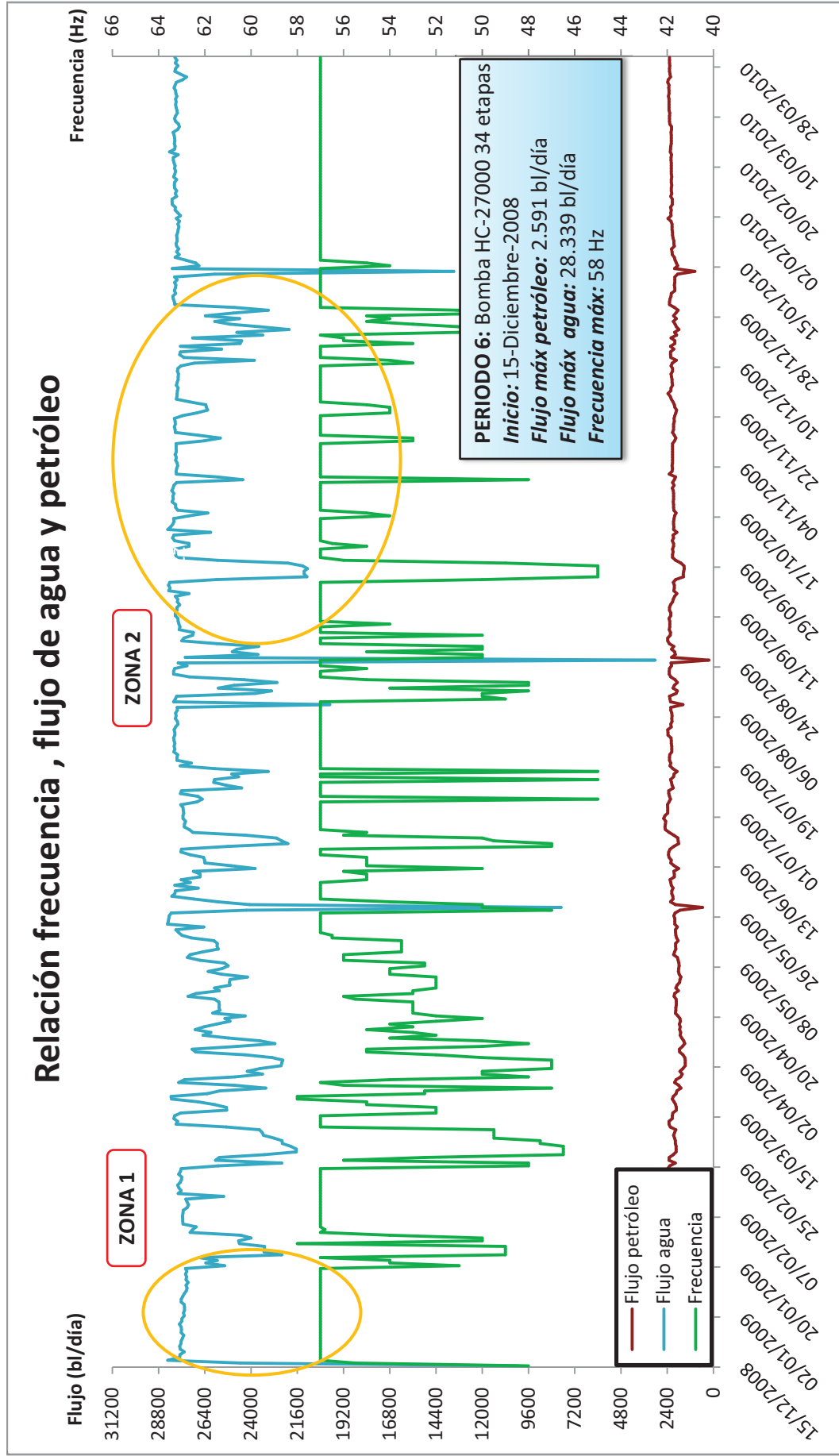
En el anexo 3 se presentan tabulados los datos diarios de flujo producido, flujo de petróleo, flujo de agua, porcentaje de BSW y frecuencia para esta sexta etapa de producción

Como se observa en este cuadro, la frecuencia con la cual opera el equipo presenta una serie más amplia de variaciones en comparación al periodo anterior, los espacios de tiempo en los cuales la frecuencia se mantiene constante son cortos.

A partir de los datos tabulados en este cuadro se genera una gráfica que ilustra el comportamiento de la frecuencia y su incidencia en la producción de las fases de agua y petróleo para este periodo, la misma que se presenta en la figura 3.5.

Esto permite reconocer los efectos provocados y al mismo tiempo comprender de mejor manera lo que se ha dado en el pozo durante este periodo.

FIGURA 3.5 RELACIÓN FLUJO PRODUCIDO Y FRECUENCIA (PERIODO 6) POZO VILLANO A



FUENTE: Departamento de Producción

Como se observa en la figura 3.5, al igual que en el periodo anterior, la fase de agua es la más dominante en el fluido producido, el efecto de la variación de frecuencia es más notable que en la fase de petróleo.

La curva correspondiente a los valores de frecuencia presenta espacios constantes muy cortos. Estos cambios también generan alteraciones en la curva de flujo de petróleo, la misma que en promedio presenta un caudal de producción de 2.074 bl/día.

En la sección que precede a la primera zona marcada en la gráfica correspondiente a este periodo se observa que existe un crecimiento en el volumen de agua producido en comparación a la parte final del periodo anterior, que promediaba un total de 24.197 bl/día.

Luego de que el equipo de levantamiento artificial arranca su funcionamiento con una frecuencia de 48Hz, a continuación se incrementa la frecuencia a 57Hz, esto genera una producción de agua de 27.546 bl/día, es decir que se provocó un aumento de 3.349 bl en comparación a la etapa final del quinto periodo.

Al igual que en periodos anteriores hay que considerar que la bomba utilizada para esta etapa productiva es de mayor capacidad que la usada en el periodo anterior, justificando de esta forma el incremento en el caudal de agua producida.

En la zona 1 la curva correspondiente a la fase de agua presenta una tendencia estable debido a la frecuencia constante, pero al contrario de otros periodos, el flujo de agua presenta una caída al llegar al final del espacio considerado para esta zona. La disminución en el caudal de agua producida es de 293 bl, en comparación al caudal que se produce al trabajar inicialmente con 57Hz.

La tasa de producción promedio de agua diaria se establece en 27.522 bl.

Aunque el flujo de agua disminuye, el flujo de petróleo no aumenta, al contrario presenta una disminución de 205 bl durante el espacio de tiempo considerado para esta primera zona. En promedio se produce un total de 2.153 bl/día.

La tasa de declinación establecida para esta disminución en la producción de petróleo es de 6,2 bl/día

Los datos mencionados se encuentran tabulados en el cuadro 3.18.

CUADRO 3.18

INFORMACIÓN ZONA 1, PERIODO 6 POZO VILLANO A

ZONA 1			
Petróleo	Declinación de petróleo	205	bl
	Razón de declinación	6,2	bl/día
	Promedio de petróleo	2.153	bl
Frecuencia	Máxima frecuencia	57	Hz
	Mínima frecuencia	---	Hz
	Máxima variación	---	Hz
Agua	Incremento de agua	-293	bl
	Razón de incremento	---	bl/día
	Promedio de agua	27.522	bl

FUENTE: Departamento de Producción

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

En la segunda zona marcada del gráfico superior, se puede apreciar una etapa con muchas variaciones en los valores de frecuencia.

Para este periodo al igual que en el anterior, se aplica la variación alternada de valores de frecuencia altos a bajos para controlar en parte la cantidad de agua producida.

Para esta zona, pese a las constantes variaciones en el caudal de producción, la fase de agua presenta un crecimiento de 2,2 bl/día. Lo que genera un incremento de 265 bl en la producción de este fluido durante el espacio de tiempo considerado para esta zona, la tasa de producción promedio de agua diaria es de 26.878 bl.

Por otra parte la fase de petróleo presenta un promedio de producción para esta zona de 2.066 bl diarios. La tasa de declinación es de 0,3 bl/día, generando una pérdida de 36 bl en la producción de petróleo al final de la zona marcada.

Los datos mencionados se encuentran tabulados en el cuadro 3.19.

Existen tres espacios de tiempo dentro de la zona en los cuales la frecuencia es de 57Hz, a su vez estos están divididos entre sí por dos lapsos en donde la frecuencia disminuye a 45Hz y 49Hz.

La disminución de frecuencia para este caso permite reducir el volumen de agua producido diariamente. Es así que para la primera y segunda disminución de este parámetro, el caudal de agua se reduce en 5.903 bl y 3.195 bl respectivamente en relación a los 27.840 bl/día que se manejan cuando la frecuencia es de 57Hz.

La fase de petróleo también reduce su producción en 531 bl para la primera disminución de frecuencia y de 97 bl para la segunda en comparación al promedio de petróleo producido a 57Hz que es de 2.069 bl/día para esta zona.

CUADRO 3.19

INFORMACIÓN ZONA 2, PERIODO 6 POZO VILLANO A

ZONA 2			
Petróleo	Declinación de petróleo	36	bl
	Razón de declinación	0,3	bl/día
	Promedio de petróleo	2.066	bl
Frecuencia	Máxima frecuencia	57	Hz
	Mínima frecuencia	45	Hz
	Máxima variación	9	Hz
Agua	Incremento de agua	265	bl
	Razón de incremento	2,3	bl/día
	Promedio de agua	26.878	bl

FUENTE: Departamento de Producción

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

3.3.1.6 Análisis de los datos de presión de fondo fluyente para el pozo Villano A

Uno de los objetivos del levantamiento artificial es minimizar los requerimientos de energía en la cara de la arena productora maximizando el diferencial de presión a través del yacimiento, provocando de esta forma una mayor afluencia de fluidos.

Bajo este antecedente, el análisis para el parámetro de presión de fondo fluyente busca determinar los diferenciales de presión generados a lo largo de

la producción y también identificar el comportamiento de la presión de fondo fluyente para los periodos productivos anteriormente establecidos en los cuales se produce bajo el uso de distintos tipos bombas.

Los datos de presión obtenidos con el programa WELL PERFORM™ para cada mes se encuentran tabulados en el cuadro 3.20.

CUADRO 3.20 DATOS DE PWF POZO VILLANO A

Mes / Año	Flujo (bl)	Pwf (psi)	Diferencial presión (psi)	Producción agua (bl)	Producción petróleo (bl)
agosto-99	12.266	4.732	165	12	12.253
septiembre-99	13.072	4.789	107	0	13.072
octubre-99	15.050	4.671	225	15	15.035
noviembre-99	15.124	4.636	260	15	15.109
diciembre-99	16.107	4.632	264	6	16.101
enero-00	13.939	4.671	225	11	13.928
febrero-00	0	4.689	207	0	0
marzo-00	13.678	4.697	199	7	13.671
abril-00	14.603	4.661	235	10	14.593
mayo-00	13.285	4.650	246	15	13.270
junio-00	12.941	4.650	246	13	12.928
julio-00	13.456	4.603	293	16	13.440
agosto-00	11.782	4.628	268	12	11.770
septiembre-00	14.087	4.573	323	14	14.073
octubre-00	13.424	4.630	266	67	13.356
noviembre-00	12.913	4.642	254	156	12.757
diciembre-00	11.937	4.545	351	275	11.662
enero-01	12.092	4.650	246	520	11.572
febrero-01	11.953	4.656	240	717	11.236
marzo-01	11.549	4.672	224	982	10.567
abril-01	10.811	4.661	235	1.157	9.654
mayo-01	10.917	4.673	223	1.517	9.400
junio-01	10.502	4.691	205	1.691	8.811
julio-01	10.670	4.687	209	1.985	8.685
agosto-01	10.822	4.699	197	2.278	8.544
septiembre-01	10.974	4.679	217	2.579	8.395
octubre-01	9.329	4.729	167	2.472	6.857
noviembre-01	9.138	4.717	179	2.668	6.470
diciembre-01	8.697	4.693	203	2.687	6.010
enero-02	7.835	4.694	202	2.468	5.367
febrero-02	11.614	NR	NR	3.844	7.770
marzo-02	10.399	NR	NR	3.717	6.681
abril-02	11.036	NR	NR	4.238	6.798
mayo-02	11.218	NR	NR	4.498	6.720
junio-02	10.900	NR	NR	4.545	6.355
julio-02	11.065	NR	NR	4.758	6.307
agosto-02	11.108	NR	NR	4.876	6.232
septiembre-02	11.644	NR	NR	5.112	6.532
octubre-02	11.556	NR	NR	5.397	6.159

CUADRO 3.20 CONTINUACIÓN

Mes / Año	Flujo (bl)	Pwf (psi)	Diferencial presión (psi)	Producción agua (bl)	Producción petróleo (bl)
noviembre-02	11.482	NR	NR	5.798	5.684
diciembre-02	11.276	NR	NR	5.739	5.537
enero-03	11.057	NR	NR	5.739	5.318
febrero-03	12.156	NR	NR	6.649	5.507
marzo-03	12.200	NR	NR	6.747	5.453
abril-03	11.585	NR	NR	6.615	4.970
mayo-03	12.406	NR	NR	7.071	5.335
junio-03	12.600	NR	NR	7.346	5.254
julio-03	12.839	NR	NR	7.665	5.174
agosto-03	16.003	4.662	235	10.653	5.349
septiembre-03	19.856	4.615	281	11.995	7.861
octubre-03	21.484	NR	NR	13.256	8.228
noviembre-03	21.883	NR	NR	13.830	8.053
diciembre-03	21.907	NR	NR	14.064	7.843
enero-04	22.103	NR	NR	14.411	7.692
febrero-04	21.945	NR	NR	14.615	7.330
marzo-04	21.968	NR	NR	14.894	7.074
abril-04	21.643	NR	NR	14.934	6.709
mayo-04	21.617	NR	NR	15.067	6.550
junio-04	21.710	NR	NR	15.392	6.318
julio-04	21.882	NR	NR	15.646	6.236
agosto-04	22.151	NR	NR	15.993	6.158
septiembre-04	22.154	NR	NR	16.195	5.959
octubre-04	21.895	NR	NR	16.224	5.671
noviembre-04	22.287	NR	NR	16.626	5.661
diciembre-04	22.371	NR	NR	16.980	5.391
enero-05	23.032	NR	NR	17.481	5.551
febrero-05	23.600	NR	NR	18.172	5.428
marzo-05	23.683	NR	NR	18.354	5.329
abril-05	23.736	NR	NR	18.514	5.222
mayo-05	23.777	NR	NR	18.641	5.136
junio-05	23.781	NR	NR	18.787	4.994
julio-05	23.596	NR	NR	18.830	4.766
agosto-05	23.865	NR	NR	19.211	4.654
septiembre-05	24.208	NR	NR	19.487	4.721
octubre-05	24.270	NR	NR	19.586	4.684
noviembre-05	24.237	NR	NR	19.753	4.484
diciembre-05	24.719	NR	NR	20.146	4.573
enero-06	24.899	NR	NR	20.293	4.606
febrero-06	24.739	NR	NR	21.028	3.711
marzo-06	24.740	NR	NR	20.856	3.884
abril-06	24.522	NR	NR	20.427	4.095
mayo-06	24.464	NR	NR	20.036	4.428
junio-06	24.628	NR	NR	20.564	4.064
julio-06	24.611	NR	NR	20.944	3.667
agosto-06	24.589	NR	NR	20.851	3.738
septiembre-06	24.439	NR	NR	20.284	4.155
octubre-06	24.554	NR	NR	20.748	3.806

CUADRO 3.20 CONTINUACIÓN

Mes / Año	Flujo (bl)	Pwf (psi)	Diferencial presión (psi)	Producción agua (bl)	Producción petróleo (bl)
noviembre-06	24.748	NR	NR	21.209	3.539
diciembre-06	24.812	NR	NR	21.413	3.399
enero-07	24.534	NR	NR	21.148	3.386
febrero-07	24.525	NR	NR	21.116	3.409
marzo-07	24.568	NR	NR	21.350	3.218
abril-07	24.562	NR	NR	21.492	3.070
mayo-07	25.172	NR	NR	22.126	3.046
junio-07	21.480	NR	NR	18.945	2.535
julio-07	24.203	NR	NR	21.395	2.808
agosto-07	24.715	NR	NR	21.922	2.793
septiembre-07	24.623	NR	NR	21.767	2.856
octubre-07	25.465	NR	NR	22.689	2.776
noviembre-07	25.081	NR	NR	22.397	2.684
diciembre-07	27.239	NR	NR	24.433	2.806
enero-08	27.099	4.652	244	24.416	2.683
febrero-08	27.450	4.648	248	24.732	2.718
marzo-08	26.624	4.663	233	24.041	2.583
abril-08	26.114	4.661	235	23.659	2.455
mayo-08	26.298	4.665	231	23.721	2.577
junio-08	24.811	4.690	206	22.329	2.481
julio-08	25.807	4.680	216	23.175	2.632
agosto-08	26.129	4.684	212	23.725	2.404
septiembre-08	26.355	4.685	211	24.062	2.293
octubre-08	26.272	4.687	209	23.881	2.391
noviembre-08	26.027	4.690	206	23.789	2.238
diciembre-08	27.959	4.622	274	26.016	1.943
enero-09	29.337	4.633	263	27.166	2.171
febrero-09	29.646	4.626	270	27.274	2.372
marzo-09	28.885	4.660	236	26.719	2.166
abril-09	27.824	4.663	233	25.876	1.948
mayo-09	28.532	4.657	239	26.506	2.026
junio-09	29.247	4.648	248	26.878	2.369
julio-09	29.293	4.648	248	26.920	2.373
agosto-09	29.392	4.656	240	27.099	2.293
septiembre-09	29.993	4.655	241	27.684	2.309
octubre-09	30.098	4.658	238	27.901	2.197
noviembre-09	29.911	4.660	236	27.668	2.243
diciembre-09	29.346	4.670	226	27.057	2.289
enero-10	29.368	4.662	234	27.195	2.173
febrero-10	30.151	4.662	234	27.829	2.322
marzo-10	30.174	4.662	234	27.760	2.414

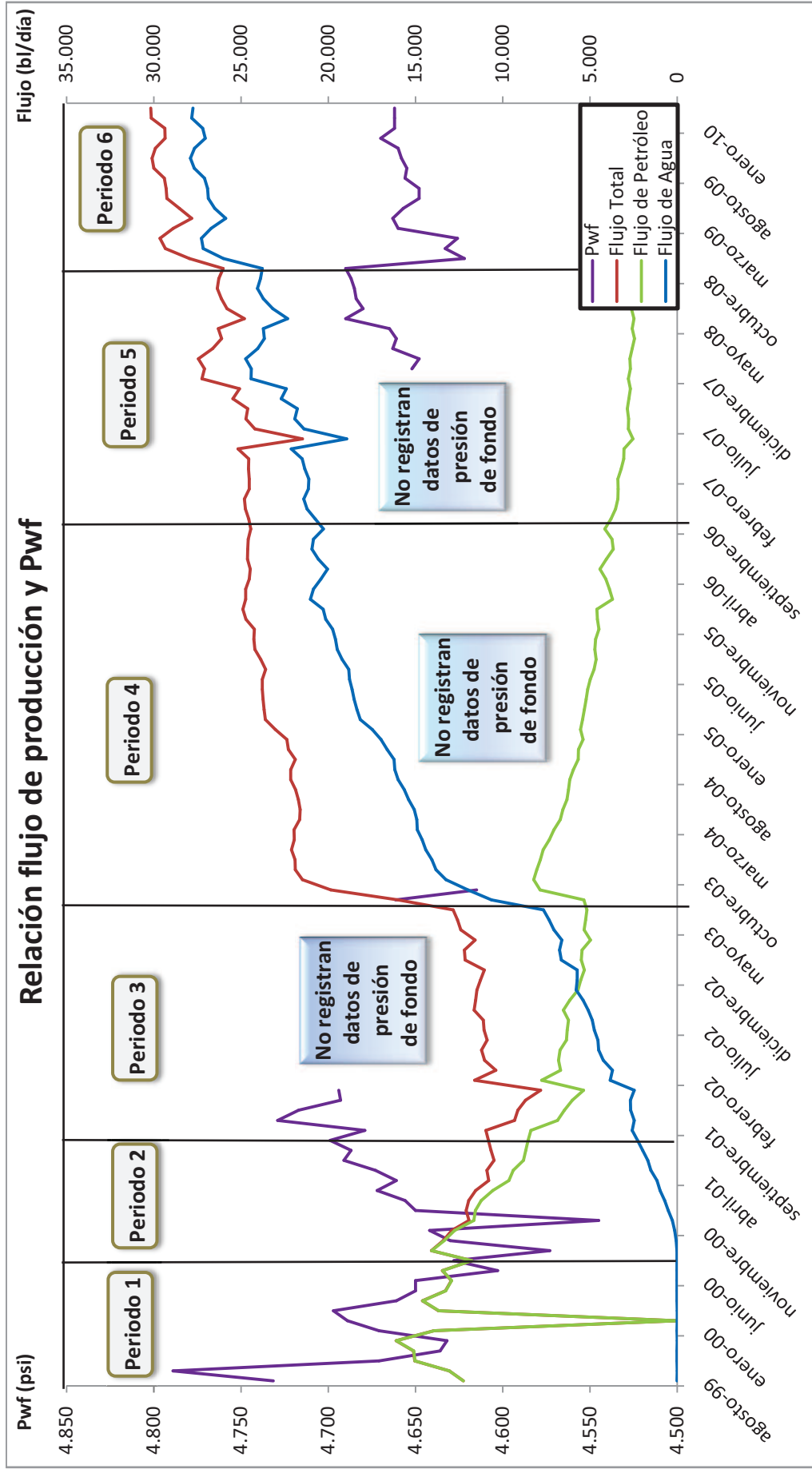
FUENTE: Programa WELL PERFORM™

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

Se observa que existen secciones en las cuales no se presentan valores de P_{wf} , esto se debe a que el sensor de fondo utilizado en los periodos de producción 3, 4 y 5 no funciona. Como motivo de esto no se registran datos de presión de Intake, necesarios para determinar la presión de fondo fluyente para esos meses.

La figura 3.6 muestra las curvas de P_{wf} y flujo para cada uno de los fluidos producidos.

FIGURA 3.6 RELACIÓN FLUJO PRODUCIDO Y PWF POZO VILLANO A



FUENTE: Departamento de Producción

La figura 3.6 muestra el comportamiento de la P_{wf} a lo largo de la vida del pozo, pero lastimosamente el hecho del no funcionamiento del sensor de fondo no permite establecer un comportamiento claro de este parámetro.

Cabe destacar el comportamiento que presenta la curva de P_{wf} al inicio de cada periodo de producción, donde cada elevación del flujo de producción viene acompañada por un diferencial de presión.

Es así que la mayor caída en la presión de fondo fluyente ocurre en el primer periodo de producción, ya que es en esta etapa donde se alteran las condiciones iniciales de fondo de la arena productora.

El aumento del flujo, provocado por el caudal de extracción de las bombas, genera mayores diferenciales de presión. Al inicio del cuarto periodo se observa como el flujo producido sube en comparación con el nivel de flujo del periodo anterior.

Para este punto en concreto la diferencia de presión creada es de 281 psi en comparación a la presión inicial del reservorio (4.896 psi). No se puede realizar una comparación concreta con la etapa anterior debido a la falta de información, pero aproximadamente existe una disminución de 105 psi si se toma en cuenta un valor promedio de 4.720 psi para el tercer periodo.

También se observa que la presión de fondo tiende a restaurarse, especialmente cuando los niveles de flujo producido disminuyen como se muestra en los periodos 1, 2 y 5.

Esta restauración de presión es continua, una vez que se establece el flujo de producción, la presión de fondo fluyente empieza a regenerarse. Pero no logra alcanzar los niveles iniciales de reservorio, este valor inicial se alcanza cuando la producción se para y se cierra el pozo por un determinado periodo de tiempo.

En once años de producción, este pozo presenta una disminución en su presión inicial de 234 psi. Esta baja disminución de presión se debe en parte a la acción del acuífero activo que tiene la formación Hollín, la cual está

constantemente aportando energía a la formación favoreciendo de esta forma a la restauración de este parámetro de fondo.

3.3.1.7 Resultados obtenidos para el pozo Villano A

Al analizar las curvas de frecuencia a lo largo de los periodos de producción establecidos para este pozo, se identifican tres tipos de comportamiento en la variación de frecuencia.

En una primera parte en la cual la fase de petróleo es la dominante, se presentan grandes variaciones de frecuencia con el fin de extraer la mayor cantidad de petróleo posible dentro de los límites establecidos. Este tipo de comportamiento se puede observar en el tercer periodo de producción, donde los valores de frecuencia presentan elevaciones considerables.

Pero como ya quedó demostrado, estos grandes aumentos de frecuencia no solo generan un incremento en el flujo producido, sino que también estimulan a la conificación temprana de agua en la formación reduciendo de esta forma el volumen de petróleo que conforma el fluido producido.

El segundo tipo de comportamiento se presenta a partir del punto donde la fase de agua se convierte en la dominante dentro de la composición del fluido producido. La frecuencia se muestra constante por periodos de tiempo largos, y su incremento se da en forma sucesiva sin grandes aumentos, como se muestra en el cuarto periodo.

Esto permite frenar en parte el incremento de la fase de agua y la consecuente disminución de petróleo. Pero llega un punto en el cual el volumen de agua producido es tan grande que se necesita utilizar bombas de mayor caudal para poder mantener una producción de petróleo rentable.

Esto sucede en los periodos 5 y 6 donde se utilizan bombas para levantar 20.000 y 27.000 barriles respectivamente. Los valores de frecuencia en los que trabajan estas bombas son altos en comparación a las anteriores.

Como se puede apreciar en las gráficas correspondientes a los periodos 5 y 6, la variación de frecuencia está enfocada en disminuir de cierta forma el volumen de agua producida.

El tercer comportamiento se presenta bajo estas circunstancias, en donde los valores de frecuencia son altos y la variación está enfocada en disminuirlos por cortos periodos de tiempo para no afectar el volumen de petróleo producido que es lo importante.

La capacidad de las bombas utilizadas en este pozo ha ido creciendo conforme avanza la producción, es así que durante los tres primeros periodos se utilizó el mismo tipo de bomba y posteriormente se cambiaron por bombas de mayor capacidad de producción debido a lo anteriormente mencionado.

El siguiente cuadro muestra en resumen detalles de las bombas con las cuales se produjo en cada uno de los periodos determinados para este pozo.

CUADRO 3.21 RESUMEN PERIODOS DE PRODUCCIÓN POZO VILLANO A

	Bomba	Número de bombas	Número etapas	Rango (Hz)	Caudal fluido (bl)*	Condición de trabajo	Frecuencia (Hz)*	Amperaje (Amp)*
Periodo 1	KC-16000	1	83		13.690	-	NR	117
Periodo 2	KC-16000	1	52		11.691	-	NR	76
Periodo 3	KC-16000	1	52	40-60	10.731	Dentro del rango	52	89
Periodo 4	HC-19000	1	46	45-60	23.207	Dentro del rango	54	87
Periodo 5	HC-20000	1	42	45-62	26.099	Dentro del rango	59	94
Periodo 6	HC-27000	1	34	45-57	29.242	Límite Superior	56	104
<i>* Valores promedios</i>								

FUENTE: Departamento de Producción y Workover

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

3.3.2 ANÁLISIS POZO VILLANO B

Este es un pozo horizontal constituido de dos tramos, el primero vertical que alcanza una profundidad de 10.528 ft. Mientras que el segundo presenta una orientación inclinada con un ángulo de 61° y tiene una longitud de 443 ft hasta la mitad de las perforaciones como se puede observar en el diagrama del pozo que se encuentra en el Anexo 2.

El pozo Villano B fue perforado en una zona de espesor de 41 ft en un comienzo y posteriormente en otra de espesor de 114 ft a una profundidad total de 11.230 ft en TVD para ambas zonas. La producción de fluido de este pozo provino de la Arena Hollín principal y desde su inicio hasta que paso a ser pozo inyector se utilizó el sistema de bombeo electrosumergible para el levantamiento artificial.

Este pozo presentó un total de ocho trabajos de reacondicionamiento; el cuadro inferior detalla las bombas que se han utilizado hasta el momento.

CUADRO 3.22

HISTORIAL DE TRABAJOS DE WORKOVER POZO VILLANO B

HISTORIAL TRABAJOS DE WORKOVER						
POZO	Fecha inicio	Tipo de	Profundidad de asentamiento		Altura de Intake a TVD (ft)	
	Work Over	Bomba	MD (ft)	TVD (ft)		
VB	Completado	27-Ago-1999	KC 16000 83 etapas			
	WO 1	13-Sep-2000	KC 16000 31 etapas		6.524	6.522
			KC 16000 52 etapas		6.538	6.536
	WO 2	15-Mar-2001	KC 16000 31 etapas		6.506	6.504
			KC 16000 52 etapas		6.520	6.518
	WO 3	15-Oct-2002	KC 16000 31 etapas		6.522	6.520
			KC 16000 31 etapas		6.537	6.535
	WO 4	17-Nov-2002	KC 16000 31 etapas		6.229	6.228
			KC 16000 31 etapas		6.244	6.243
	WO 5	15-Dic-2002	HC 19000 15 etapas		4.515	4.514
			HC 19000 34 etapas		4.524	4.523
	WO 6	22-May-2004	HC 20000 16 etapas		4.474	4.473
			HC 20000 26 etapas		4.482	4.481
	WO 7	5-Jun-2007	P 100 79 etapas		5.580	5.579
	WO 8	9-Sep-2008	HC 20000 52 etapas		5.536	5.535

FUENTE: Departamento de Work Over y de Reservorios

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

Como se observa en el cuadro 3.22 conforme avanza la producción del pozo se requieren bajar bombas de mayor capacidad debido al aumento de la producción del fluido producido.

Para aumentar la producción de petróleo es necesario utilizar bombas que permitan producir mayores caudales de fluido con la finalidad de mantener un volumen de petróleo económicamente rentable.

El pozo Villano B tuvo 10 años de vida productiva en los cuales produjo un total de 52`491.054 bl de fluido, este volumen extraído equivale a 12`834.636 bl de petróleo y 39`656.418 bl de agua. Claramente se establece que el volumen de agua producido es tres veces el volumen de petróleo.

El año 2001 fue el de mayor producción de crudo con un total de 2`144.549 bl, mientras que en los últimos tres años el volumen de crudo producido anualmente presenta una caída considerable en comparación a los años anteriores. La producción total para cada año de este pozo se detalla en el cuadro 3.23.

CUADRO 3.23

PRODUCCIÓN ACUMULADA ANUAL POZO VILLANO B

PRODUCCIÓN ANUAL POZO VILLANO B			
AÑO	Petróleo (bl)	Agua (bl)	% BSW
1999	27.244	5.535	8,1
2000	700.400	404.368	35,4
2001	2`144.549	1`379.846	39,2
2002	1`861.139	2`008.246	52,5
2003	2`334.166	3`582.005	60,9
2004	2`102.692	5`436.371	71,9
2005	1`525.959	6`894.012	81,9
2006	1`096.040	7`110.947	86,7
2007	474.334	4`429.027	82,7
2008	303.729	4`303.399	92,9
2009	264.384	4`102.662	94,5
ACUMULADO	12`834.636	39`656.418	

FUENTE: Datos Departamento de Producción

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

Las propiedades del fluido que presenta este pozo han sido obtenidas a partir de pruebas PVT, que permiten conocer los valores de varios parámetros a condiciones de presión de reservorio y de presión de punto de burbuja como relación gas-petróleo, compresibilidad del fluido, viscosidad y densidad del

fluido, factores volumétricos para gas y petróleo, entre otros. Algunos de estos resultados necesarios para el desarrollo de este análisis se encuentran tabulados en el cuadro 3.24.

CUADRO 3.24

PROPIEDADES DEL FLUIDO POZO VILLANO B

DATOS PVT POZO VILLANO B				
A Presión de Reservorio		A Presión de burbuja		Unidades
<i>Presión de Reservorio</i>	5.000	<i>Presión de burbuja</i>	240	Psi
<i>GOR</i>	26	<i>GOR</i>	26	ft ³ /bl
<i>Bo</i>	1,064	<i>Bo</i>	1,084	BF/bl
<i>Densidad</i>	0,8835	<i>Densidad</i>	0,8594	g/cm ³
<i>Viscosidad</i>	16,3	<i>Viscosidad</i>	9,32	Cp
<i>Compresibilidad</i>	5,01 x 10 ⁻⁶	<i>Compresibilidad</i>	8,72 x 10 ⁻⁶	1/psi
<i>°API</i>	21,1	<i>Temperatura reservorio</i>	215	°F

FUENTE: Departamento de Reservorios

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

Debido a que no se cuentan con datos de frecuencia para los cuatro primeros periodos, el análisis correspondiente empieza desde el quinto periodo en adelante. Varios datos importantes de estas etapas iniciales se muestran al final del estudio del pozo.

3.3.2.1 Análisis de los datos de variación de frecuencia para el Periodo 5 (WO 4)

El quinto periodo inicia el 18 de noviembre del año 2002, fecha en la cual ya se tiene registro de datos de frecuencia. Tuvo un tiempo de producción de 1 mes aproximadamente, en el cual se extrajo un total de 252.963 bl de fluido.

El porcentaje de BSW para este periodo es de 60% al inicio, alcanzando un valor equivalente al 61% en el momento que termina esta etapa productiva. En otras palabras existe un incremento del 1% a una razón de 0,05% por día.

El equipo de fondo está conformado por dos bombas KC-16000 provistas de 31 y 34 etapas, las cuales requieren alrededor de 94 amperios de energía para su funcionamiento. Las bombas se encuentran asentadas a una profundidad de 6.228 y 6.243 ft.

Con este equipo se produjo un promedio de 11.498 bl/día de flujo, la máxima tasa de petróleo que se obtuvo fue de 6.104 bl/día mientras que la de agua fue de 9.547 bl/día. El motivo de cambio fue la necesidad de utilizar una bomba de mayor caudal.

La frecuencia con la que trabaja el equipo durante este periodo es alrededor de 56Hz. El rango establecido por el fabricante para este tipo de bomba se encuentra entre 40Hz y 60Hz, es decir que en la mayoría del tiempo se encontraba operando dentro del rango recomendado.

El siguiente cuadro muestra los elementos que conforman el equipo de fondo utilizado durante este periodo de producción.

CUADRO 3.25

ELEMENTOS DE COMPLETACIÓN DE FONDO PARA EL PERIODO 5

<i>ACCESORIO</i>	<i>TIPO</i>	<i>PROFUNDIDAD(ft)</i>
CASING SUPERFICIAL	20"	90 @ TVD
VÁLVULA	BAKER TSME-5	464 @ TVD
CASING INTERMEDIO	13 3/8"	2.642 @ TVD
SLINDING SLEEVE	5"	6.136 @ TVD
LAND NIPPLE	BX 3.81"	6.180 @ TVD
PACKER	TWIN SEAL	6.200 @ TVD
LAND NIPPLE	BX 2.81"	6.215 @ TVD
TUBING	13 Cr, NK3SB 5"	---
BOMBA SUPERIOR	KC 19000 31 etapas	6.228 @ TVD
BOMBA INFERIOR	KC 19000 31 etapas	6.243 @ TVD
INTAKE	---	6.255 @ TVD
MOTORES	KMHA, 600 HP / 3824 V-94 A	6.286 @ TVD
SENSOR	PHOENIX	6.338 @ TVD
CASING PRODUCCIÓN	9 5/8"	10.528 @ TVD
LINER	7"	11.178 @ TVD
LINER	SLOTTED LINER 5"	11.230 @ TVD

FUENTE: Departamento de Work Over

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

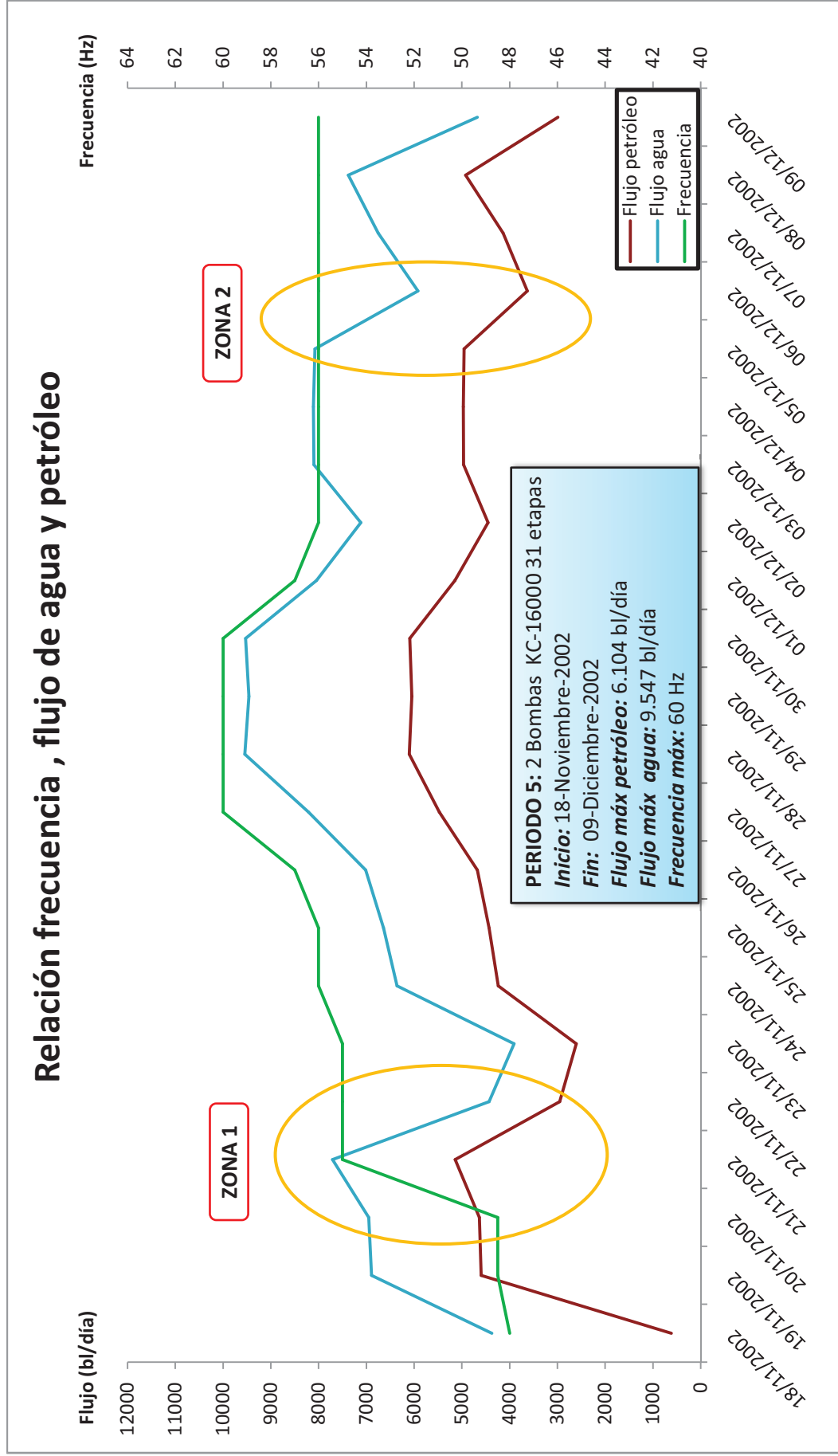
En el Anexo 3 se presentan los datos diarios de flujo producido, flujo de petróleo, flujo de agua, porcentaje de BSW y frecuencia para esta quinta etapa de producción.

Como se puede observar en este cuadro, los datos de frecuencia presentan una variación mínima, y al observarlos junto con los datos de flujo total se puede apreciar la diferencia que se genera en el caudal de producción.

A partir de los datos tabulados en este cuadro se genera una gráfica que ilustra el comportamiento de la frecuencia y su incidencia en la producción de las fases de agua y petróleo para este periodo.

Esto permite reconocer los efectos provocados y al mismo tiempo comprender de mejor manera lo que se ha dado en el pozo durante este periodo.

FIGURA 3.7 RELACIÓN FLUJO PRODUCIDO Y FRECUENCIA (PERIODO 5) POZO VILLANO B



FUENTE: Departamento de Producción

Como se observa en la figura 3.7 existen dos zonas de interés marcadas. La primera muestra el comportamiento de las fases de agua y petróleo cuando la frecuencia cambia repentinamente y se mantiene constante durante un periodo de tiempo.

En esta primera zona las curvas correspondientes a cada fluido muestran una tendencia similar. Se aprecia un aumento de producción en ambas fases cuando la frecuencia cambia de 49Hz a 55Hz, luego esta se estabiliza en el último valor anteriormente señalado y la producción de petróleo y agua decrecen bruscamente, ya que el equipo de levantamiento artificial trabaja por 14 horas.

Durante el periodo de tiempo correspondiente a esta zona, se producen en promedio 4.241 bl/día de petróleo. La tasa de declinación que presenta la curva de petróleo es de 840 bl/día, lo que genera una disminución de 1.680 bl en la producción de petróleo durante el espacio de tiempo considerado para la primera zona.

Por otra parte la fase de agua para la zona marcada también presenta un decremento en su producción de 2.520 bl en su producción, es decir que la producción de agua cae a una tasa de 1.260 bl/día. En promedio se producen un total de 6.362 bl/día. Los datos mencionados para la primera zona se muestran en el cuadro 3.26.

CUADRO 3.26

INFORMACIÓN ZONA 1, PERIODO 5 POZO VILLANO B

ZONA 1			
Petróleo	Declinación de petróleo	1.680	bl
	Tasa de declinación	840	bl/día
	Promedio de petróleo	4.241	bl
Frecuencia	Máxima frecuencia	55	Hz
	Mínima frecuencia	49	Hz
	Máxima variación	6	Hz
Agua	Declinación de agua	2.520	bl
	Tasa de declinación	1.260	bl/día
	Promedio de agua	6.362	bl

FUENTE: Departamento de Producción

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

En la segunda zona marcada del gráfico superior, se puede observar el mismo fenómeno que en el caso anterior, es decir que el equipo de bombeo electrosumergible trabaja un determinado tiempo en el día.

La frecuencia para este análisis se mantiene constante en 56Hz hasta el fin de este periodo.

El petróleo producido en esta zona presenta una declinación de 1.322 bl con un promedio de 4.290 bl/día. Para el caso del agua, esta fase también presenta un decremento en su producción equivalente a 2.158 bl y su promedio es de 7.000 bldía.

No se menciona la tasa de declinación para ninguna de las fases debido a que el tiempo en la actual zona es de un día.

La respectiva información para esta segunda zona se muestra en el cuadro 3.27.

CUADRO 3.27
INFORMACIÓN ZONA 2, PERIODO 5 POZO VILLANO B

ZONA 2			
Petróleo	Declinación de petróleo	1.322	bl
	Tasa de declinación	1.322	bl/día
	Promedio de petróleo	4.290	bl
Frecuencia	Máxima frecuencia	56	Hz
	Mínima frecuencia	56	Hz
	Máxima variación	0	Hz
Agua	Declinación de agua	2.158	bl
	Tasa de declinación	2.158	bl/día
	Promedio de agua	7.000	bl

FUENTE: Departamento de Producción

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

El punto más alto de producción de crudo para esta etapa es de 6.104 bl/día, donde la frecuencia alcanza su valor máximo de 60Hz.

3.3.2.2 Análisis de los datos de variación de frecuencia para el Periodo 6 (WO 5)

El sexto periodo inicia el 18 de diciembre del año 2002, tuvo un tiempo de producción de 17 meses en los cuales se extrajo un total de 8`693.901 bl de fluido.

El porcentaje de BSW para este periodo es de 64% al inicio, alcanzando un valor equivalente al 71% en el momento que termina esta etapa productiva. Es decir que durante el tiempo que dura este periodo existe un incremento del 7%.

El equipo de fondo está conformado por dos bombas HC-19000 provistas de 15 y 34 etapas, las cuales requieren alrededor de 123 amperios de energía para su funcionamiento. Las bombas se encuentran asentadas a una profundidad de 4.514 y 4.523 ft.

Con este equipo se produjo un promedio de 17.014 bl/día de flujo, la máxima tasa de petróleo que se obtuvo fue de 8.064 bl/día mientras que la de agua fue de 14.089 bl/día.

La frecuencia con la que trabaja el equipo durante este periodo es alrededor de 54Hz. El rango establecido por el fabricante para este tipo de bomba se encuentra entre 45Hz y 60Hz, es decir que en la mayoría del tiempo se encontraba operando dentro del rango recomendado.

El siguiente cuadro muestra los elementos que conforman el equipo de fondo utilizado durante este periodo de producción.

CUADRO 3.28

ELEMENTOS DE COMPLETACIÓN DE FONDO PARA EL PERIODO 6

ACCESORIO	TIPO	PROFUNDIDAD(ft)
CASING SUPERFICIAL	20"	90 @ TVD
VÁLVULA	BAKER TSME-5	435 @ TVD
CASING INTERMEDIO	13 3/8"	2.642 @ TVD
SLINDING SLEEVE	5"	4.421 @ TVD
LAND NIPPLE	BX 3.81"	4.465 @ TVD
PACKER	TWIN SEAL	4.487 @ TVD
LAND NIPPLE	BX 2.81"	4.502 @ TVD
TUBING	13 Cr, NK3SB 5"	---

CUADRO 3.28 CONTINUACIÓN

<i>ACCESORIO</i>	<i>TIPO</i>	<i>PROFUNDIDAD(ft)</i>
BOMBA SUPERIOR	HC 19000 15 etapas	4.514 @ TVD
BOMBA INFERIOR	HC 19000 34 etapas	4.523 @ TVD
INTAKE	---	4.541 @ TVD
MOTORES	2 KMH, 418 HP / 4140 V-123 A	4.574 @ TVD
SENSOR	PHOENIX	4.625 @ TVD
CASING PRODUCCIÓN	9 5/8"	10.528 @ TVD
LINER	7"	11.178 @ TVD
LINER	SLOTTED LINER 5"	11.230 @ TVD

FUENTE: Departamento de Work Over

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

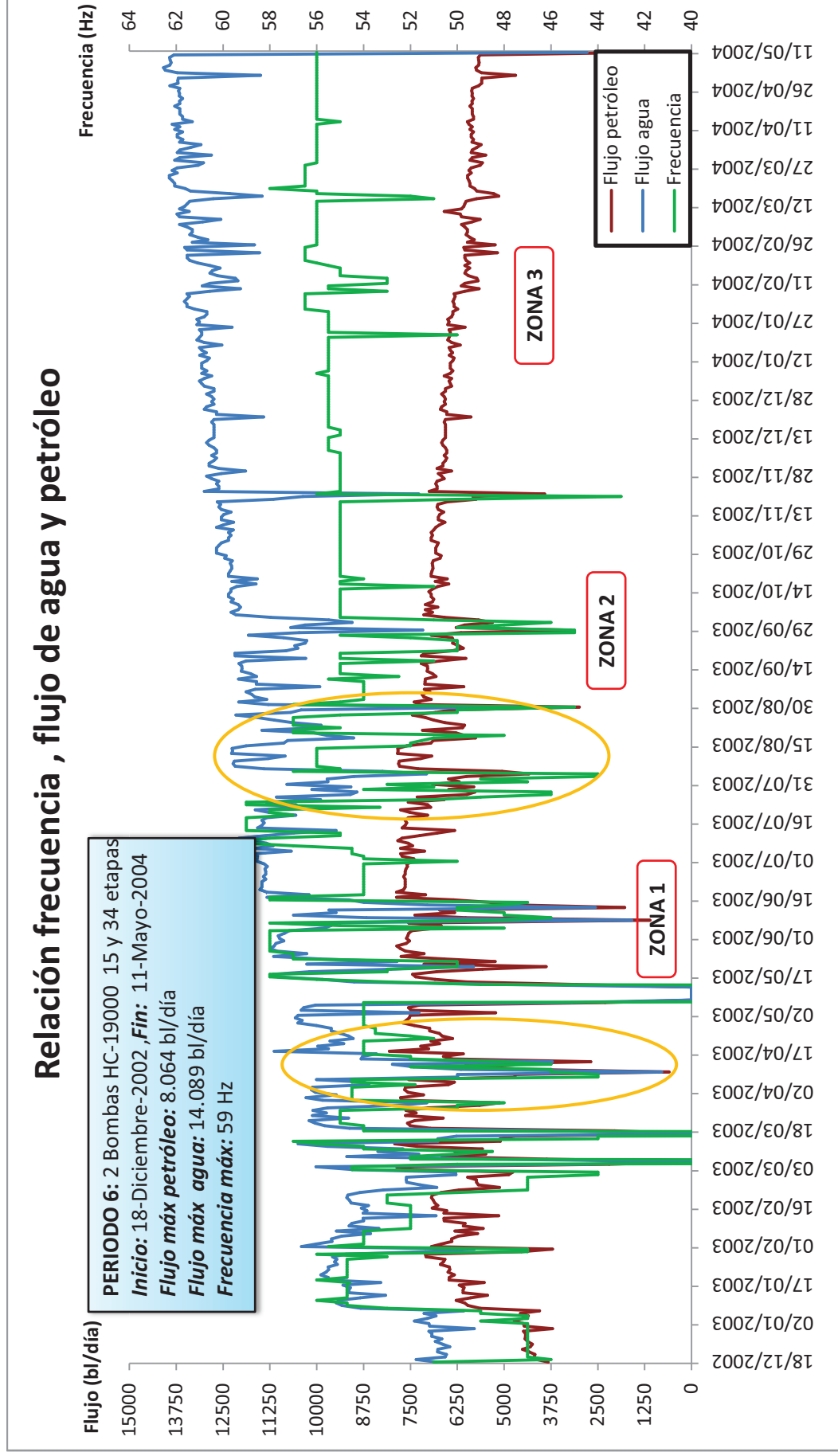
En el Anexo 3 se presentan los datos diarios de flujo producido, flujo de petróleo, flujo de agua, porcentaje de BSW y frecuencia para esta sexta etapa de producción

Como se puede observar en este cuadro, los datos de frecuencia presentan variación, y al observarlos junto con los datos de flujo total se puede apreciar la diferencia que se genera en el caudal de producción.

A partir de los datos tabulados en este cuadro se genera una gráfica que ilustra el comportamiento de la frecuencia y su incidencia en la producción de las fases de agua y petróleo para este periodo.

Esto permite reconocer los efectos provocados y al mismo tiempo comprender de mejor manera lo que se ha dado en el pozo durante este periodo.

FIGURA 3.8 RELACIÓN FLUJO PRODUCIDO Y FRECUENCIA (PERIODO 6) POZO VILLANO B



FUENTE: Departamento de Producción

Como se muestra en la figura 3.8 hay tres zonas para analizar el comportamiento de la producción de petróleo y agua debido a la variación de frecuencia que presenta durante todo el periodo, principalmente desde su inicio hasta finalizar la segunda zona. Luego de este tiempo la variable anterior tiende a estabilizarse y como consecuencia se puede apreciar claramente que la tendencia de las curvas de flujo es homogénea.

El crecimiento de la fase de agua está presente durante toda la etapa, mientras que la de petróleo asciende en un principio y posteriormente desciende por el aumento de flujo total que es extraído mediante el equipo de levantamiento artificial.

En la sección que antecede a la primera zona marcada en la gráfica, se observa que existe un crecimiento en el volumen de agua producido en comparación a la parte final del periodo anterior, que promediaba un total de 7.055 bl/día.

Luego de que el equipo de bombeo electrosumergible arranca su funcionamiento con una frecuencia de 46Hz, se incrementa la frecuencia a 55Hz generando una producción de agua de 9.327 bl/día, es decir que se provocó un aumento de 2.272 bl en comparación a la etapa final del quinto periodo.

La frecuencia promedio para la primera zona se estabiliza en 51Hz. La curva correspondiente a la fase de agua presenta una tendencia de declinación pronunciada de 101 bl/día lo que genera un decremento de 1.622 bl en la producción de este fluido durante el espacio de tiempo considerado para esta zona, la tasa de producción promedio de agua diaria es de 7.636 bl.

Por otra parte la fase de petróleo para esta zona presenta un promedio de 5.693 bl diarios. La tasa de declinación es de 92 bl/día, generando una pérdida de 1.478 bl en la producción de petróleo al final de la zona marcada.

Los datos mencionados se encuentran tabulados en el cuadro 3.29.

CUADRO 3.29**INFORMACIÓN ZONA 1, PERIODO 6 POZO VILLANO B**

ZONA 1			
Petróleo	Declinación de petróleo	1.478	bl
	Razón de declinación	92	bl/día
	Promedio de petróleo	5.693	bl
Frecuencia	Máxima frecuencia	55	Hz
	Mínima frecuencia	44	Hz
	Máxima variación	11	Hz
Agua	Declinación de agua	1.622	bl
	Razón de declinación	101	bl/día
	Promedio de agua	7.636	bl

FUENTE: Departamento de Producción

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

A lo contrario de la zona anteriormente analizada, en la segunda se observa un ligero aumento de la frecuencia y como consecuencia, es claro ver el aumento de las fases en interés.

La frecuencia subió de 51Hz hasta 54Hz (en promedio). Este incremento de 3Hz genera un acrecentamiento en la producción de petróleo de 1.154 bl, en comparación con el caudal de producción promedio del punto anterior.

A partir de que la fase de petróleo alcanza el punto más alto de producción (7.846 bl), para esta zona, se origina un decremento con una tasa de declinación de 27 bl/día, lo que se traduce en una disminución de 1.216 bl en la producción durante el tiempo considerado. El promedio diario para la fase se establece en 6.847 bl/día.

La fase de agua presenta un incremento de 3.031 bl es su producción en comparación a los 7.636 bl diarios que se producían antes del aumento de frecuencia.

El nuevo volumen de producción de agua establecido para la segunda zona se encuentra alrededor de 10.667 bl, el mismo que se incrementa a una tasa de 17 bl/día, equivalente a 759 bl.

Estos resultados son mostrados en el siguiente cuadro.

CUADRO 3.30**INFORMACIÓN ZONA 2, PERIODO 6 POZO VILLANO B**

ZONA 2			
Petróleo	Incremento de petróleo	1.154	Bl
	Declinación de petróleo	1.216	bl
	Tasa de declinación	27	bl/día
	Promedio de petróleo	6.847	bl
Frecuencia	Frecuencia anterior	51	Hz
	Máxima frecuencia	59	Hz
	Mínima frecuencia	44	Hz
	Máxima variación	15	Hz
	Variación con la anterior	8	Hz
Agua	Incremento de agua	759	bl
	Tasa de incremento	17	bl/día
	Promedio de agua	10.667	bl

FUENTE: Departamento de Producción

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

La tercera y última zona es prácticamente homogénea, es decir, que las curvas de producción de petróleo y agua se ajustan a una tendencia que surge a partir del final de la segunda zona hasta el final del actual periodo.

En esta parte de la figura, la frecuencia tiene variaciones mínimas de disminución y aumento, las mismas que al verlas de forma general no inciden en el comportamiento de las fases anteriormente señaladas.

Es claro señalar que en este espacio de tiempo hay un pico de disminución de la frecuencia muy notorio, que resulta del funcionamiento de 17 horas por el equipo de levantamiento artificial.

La disminución del flujo de crudo es de 1.578 bl a una tasa de decrecimiento de 6 bl/día aproximadamente. El flujo promedio de este parámetro oscila por los 6.314 bl diarios.

En cambio, para el flujo de agua el incremento es de 2.520 bl, con una razón de 10 bl/día. El flujo promedio es de 12.676 bl diarios.

Es claro acotar que por cada barril de producción de crudo, se extrae de la formación menos de dos barriles de de agua, acotación que se lo corrobora con el BSW, que en promedio para esta zona es del 67%.

Los datos mencionados se encuentran tabulados en el cuadro 3.31.

CUADRO 3.31

INFORMACIÓN ZONA 3, PERIODO 6 POZO VILLANO B

ZONA 3			
Petróleo	Declinación de petróleo	1.578	bl
	Razón de declinación	6	bl/día
	Promedio de petróleo	6.314	bl
Frecuencia	Máxima frecuencia	58	Hz
	Mínima frecuencia	43	Hz
	Máxima variación	15	Hz
Agua	Incremento de agua	2.520	bl
	Razón de incremento	10	bl/día
	Promedio de agua	12.676	bl

FUENTE: Departamento de Producción

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

3.3.2.3 Análisis de los datos de variación de frecuencia para el Periodo 7 (WO 6)

El séptimo periodo inicia el 22 de mayo del año 2004, tuvo un tiempo de producción de 35 meses en los cuales se extrajo un total de 23'951.350 bl de fluido.

El porcentaje de BSW para este periodo es de 72% al inicio, alcanzando un valor equivalente al 90% en el momento que termina esta etapa productiva. Es decir que durante el tiempo que dura este periodo existe un incremento del 18% aproximadamente.

El equipo de fondo está conformado por dos bombas HC-20000 provistas de 16 y 26 etapas, las cuales requieren alrededor de 123 amperios de energía para su funcionamiento. Las bombas se encuentran asentadas a una profundidad de 4.473 y 4.481 ft.

Con este equipo se produjo un promedio de 22.468 bl/día de flujo, la máxima tasa de petróleo que se obtuvo fue de 6.559 bl/día mientras que la de agua fue de 21.696 bl/día.

La frecuencia con la que trabaja el equipo durante este periodo es alrededor de 58Hz. El rango establecido por el fabricante para este tipo de bomba se encuentra entre 45Hz y 62Hz, es decir que en la mayoría del tiempo se encontraba dentro del rango recomendado.

El siguiente cuadro muestra los elementos que conforman el equipo de fondo utilizado durante este periodo de producción.

CUADRO 3.32
ELEMENTOS DE COMPLETACIÓN DE FONDO PARA EL PERIODO 7

<i>ACCESORIO</i>	<i>TIPO</i>	<i>PROFUNDIDAD(ft)</i>
CASING SUPERFICIAL	20"	90 @ TVD
VÁLVULA	BAKER TSME-5	401 @ TVD
CASING INTERMEDIO	13 3/8"	2.642 @ TVD
SLINDING SLEEVE	5"	4.380 @ TVD
LAND NIPPLE	BX 3.81"	4.425 @ TVD
PACKER	TWIN SEAL	4.446 @ TVD
LAND NIPPLE	BX 2.81"	4.461 @ TVD
TUBING	13 Cr, NK3SB 5"	---
BOMBA SUPERIOR	HC 20000 16 etapas	4.473 @ TVD
BOMBA INFERIOR	HC 20000 26 etapas	4.481 @ TVD
INTAKE	---	4.495 @ TVD
MOTORES	2 KMH, 418 HP / 4140 V-123 A	4.526 @ TVD
SENSOR	PHOENIX	4.583 @ TVD
CASING PRODUCCIÓN	9 5/8"	10.528 @ TVD
LINER	7"	11.178 @ TVD
LINER	SLOTTED LINER 5"	11.230 @ TVD

FUENTE: Departamento de Work Over

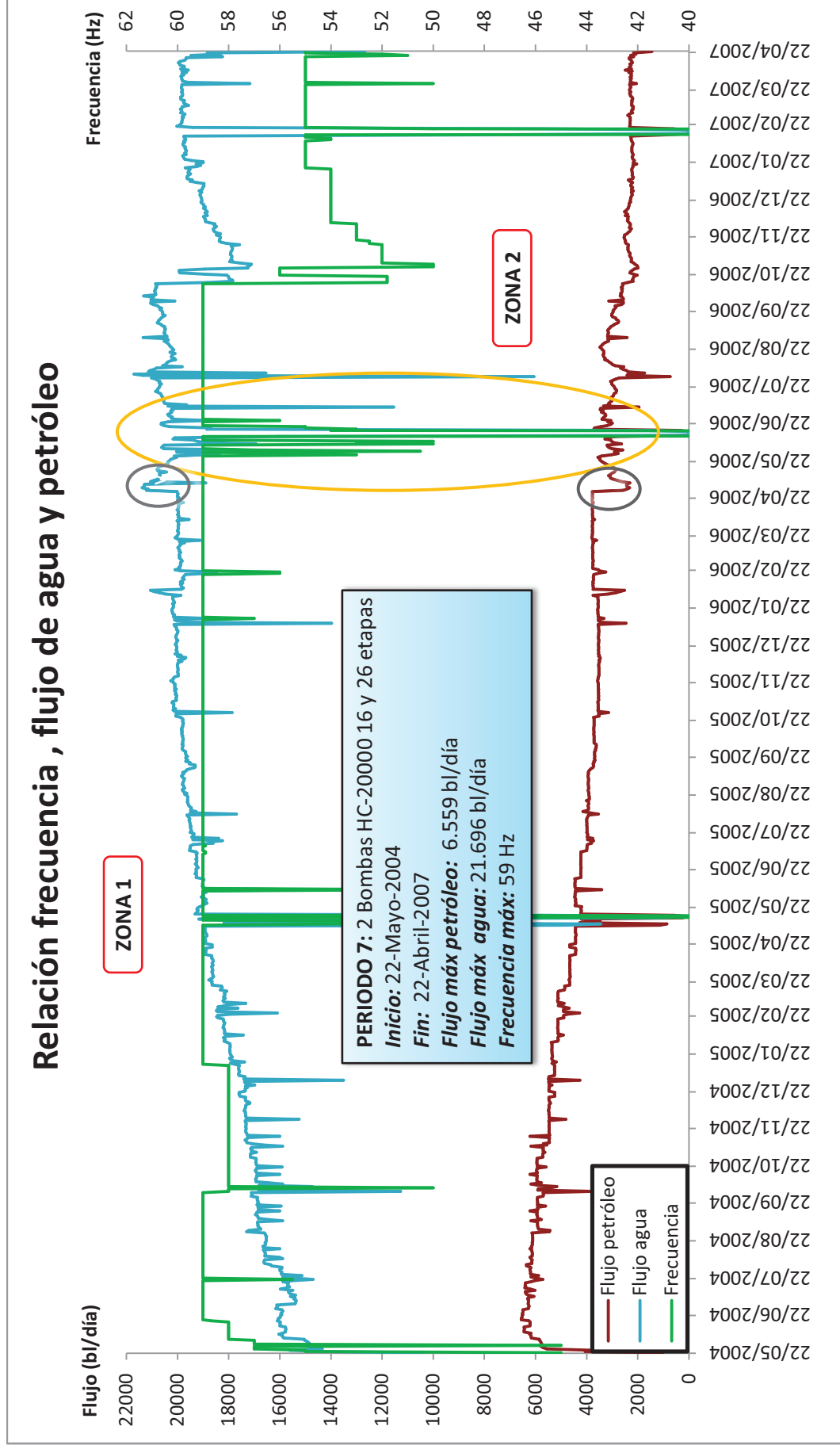
ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

En el Anexo 3 se presentan los datos diarios de flujo producido, flujo de petróleo, flujo de agua, porcentaje de BSW y frecuencia para esta séptima etapa de producción

Como se puede observar en este cuadro, los datos de frecuencia presentan variación, y al observarlos junto con los datos de flujo total se puede apreciar la diferencia que se genera en el caudal de producción.

A partir de los datos tabulados en este cuadro se genera una gráfica que ilustra el comportamiento de la frecuencia y su incidencia en la producción de las fases de agua y petróleo para este periodo.

FIGURA 3.9 RELACIÓN FLUJO PRODUCIDO Y FRECUENCIA (PERIODO 7) POZO VILLANO B



FUENTE: Departamento de Producción

Como se observa en la figura 3.9, al igual que en el periodo anterior, la fase de agua es la más dominante en el fluido producido.

La curva correspondiente a los valores de frecuencia presenta espacios constantes considerables de tiempo. Estos cambios generan alteraciones en la curva de flujo de agua como de petróleo, pero en este último no es visible por la caudal que aporta para esta etapa.

Al inicio de la figura se observa que existe un crecimiento en el volumen de agua producido en comparación a la parte final del sexto periodo, que promediaba un total de 13.811 bl/día.

Luego de que el equipo de levantamiento artificial arranca su funcionamiento con una frecuencia de 45Hz, a continuación se incrementa la frecuencia a 55Hz, esto genera una producción de agua de 14.394 bl/día, es decir que se provocó un aumento de 583 bl en comparación a la etapa anterior.

Al igual que en periodos anteriores hay que considerar que la bomba utilizada para esta etapa productiva es de mayor capacidad que la usada en el periodo anterior, justificando de esta forma el incremento en el caudal de agua producida.

A lo largo de la primera zona, la curva correspondiente a la fase de agua presenta una tendencia de crecimiento constante en un principio y posteriormente tiende a afianzarse. Este aumento es de 5.618 bl, el mismo que tiene una rata de 8 bl/día. El promedio considerado para la fase es de 18.287 bl/día.

Lo contrario sucede con la producción de petróleo, el decremento es de 2.375 bl. La tasa de declinación establecida por esta disminución de la producción de crudo es de 3 bl/día. En promedio se produce un total de 4.630 bl/día.

La frecuencia ponderada con la que funciona el equipo de levantamiento artificial de 59Hz.

Los datos mencionados se encuentran tabulados en el cuadro 3.33.

CUADRO 3.33**INFORMACIÓN ZONA 1, PERIODO 7 POZO VILLANO B**

ZONA 1			
Petróleo	Declinación de petróleo	2.375	bl
	Razón de declinación	3	bl/día
	Promedio de petróleo	4.630	bl
Frecuencia	Máxima frecuencia	59	Hz
	Mínima frecuencia	55	Hz
	Máxima variación	4	Hz
Agua	Incremento de agua	5.618	bl
	Razón de incremento	8	bl/día
	Promedio de agua	18.287	bl

FUENTE: Departamento de Producción

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

Entre la primera y segunda zona, se observa en la figura un pico de incremento en la producción de agua y un pico de declinación en la producción de petróleo.

Este cambio en el caudal de ambas fases es proveniente por un cambio drástico del BSW, es decir, que aumenta de 84,1% a 89,2% en un lapso de tiempo demasiado corto. Esto debido a un incremento en la presión de fondo generado por efecto del acuífero con el que cuenta la formación Hollín.

En la segunda zona, se aprecia variaciones de frecuencias, afectado así nuevamente el flujo de ambas fases, lo imprevisto de esto, es que al disminuir los valores de frecuencia solamente la fase de agua disminuya y no la fase de petróleo; al contrario esta última presenta una tendencia de crecimiento comparado con el pico de declinación señalado en el párrafo anterior (2.569 bl), el mismo que es de 611 bl. Este aumento se provee que es por la disminución del BSW, es decir, que cambia del 89,2% al 86,1%; manteniéndose en aumento el volumen de flujo total.

3.3.2.4 Análisis de los datos de variación de frecuencia para el Periodo 8 (WO 7)

El octavo periodo inicia el 5 de junio del año 2007, tuvo un tiempo de producción de 14 meses en los cuales se extrajo un total de 5`484.177 bl de fluido.

El porcentaje de BSW para este periodo fluctúa entre 89,3% y 92,5%, desde el inicio hasta el momento que termina esta etapa productiva, lo que indica que este parámetro ha alcanzado un punto de estabilización. El máximo valor que se presenta en este periodo es de 94,2%.

La producción que presenta el pozo en esta etapa es marcada por la alta presencia de agua en la composición del fluido producido.

El equipo de fondo está conformado por una bomba P-100 STD, provista de 79 etapas, la cual requiere alrededor de 123 amperios de energía para su funcionamiento. La bomba se encuentra asentada a una profundidad de 5.579 ft.

Con este equipo se produjo un promedio de 12.106 bl/día de flujo, la máxima tasa de petróleo que se obtuvo fue de 1.367 bl/día mientras que la de agua fue de 12.769 bl/día.

La frecuencia con la que trabaja el equipo durante este periodo es alrededor de 55Hz. El rango establecido por el fabricante para este tipo de bomba se encuentra entre 45Hz y 60Hz, es decir que en la mayoría del tiempo se encontraba dentro del rango recomendado.

EL siguiente cuadro muestra los elementos que conforman el equipo de fondo utilizado durante este periodo de producción.

CUADRO 3.34

ELEMENTOS DE COMPLETACIÓN DE FONDO PARA EL PERIODO 8

<i>ACCESORIO</i>	<i>TIPO</i>	<i>PROFUNDIDAD(ft)</i>
CASING SUPERFICIAL	20"	90 @ TVD
VÁLVULA	BAKER TSME-5	371 @ TVD
CASING INTERMEDIO	13 3/8"	2.642 @ TVD
SLINDING SLEEVE	5"	5.490 @ TVD
LAND NIPPLE	BX 3.81"	5.533 @ TVD
PACKER	TWIN SEAL	5.553 @ TVD
LAND NIPPLE	BX 2.81"	5.568 @ TVD
TUBING	13 Cr, NK3SB 5"	---
BOMBA SUPERIOR	P 100 STD 79 etapas	5.579 @ TVD
INTAKE	---	5.606 @ TVD
MOTORES	KMH, 418 HP / 2070 V-123 A	5.621 @ TVD

CUADRO 3.34 CONTINUACIÓN

<i>ACCESORIO</i>	<i>TIPO</i>	<i>PROFUNDIDAD(ft)</i>
SENSOR	CENTINEL III	5.655 @ TVD
CASING PRODUCCIÓN	9 5/8"	10.528 @ TVD
LINER	7"	11.178 @ TVD
LINER	SLOTTED LINER 5"	11.230 @ TVD

FUENTE: Departamento de Work Over

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

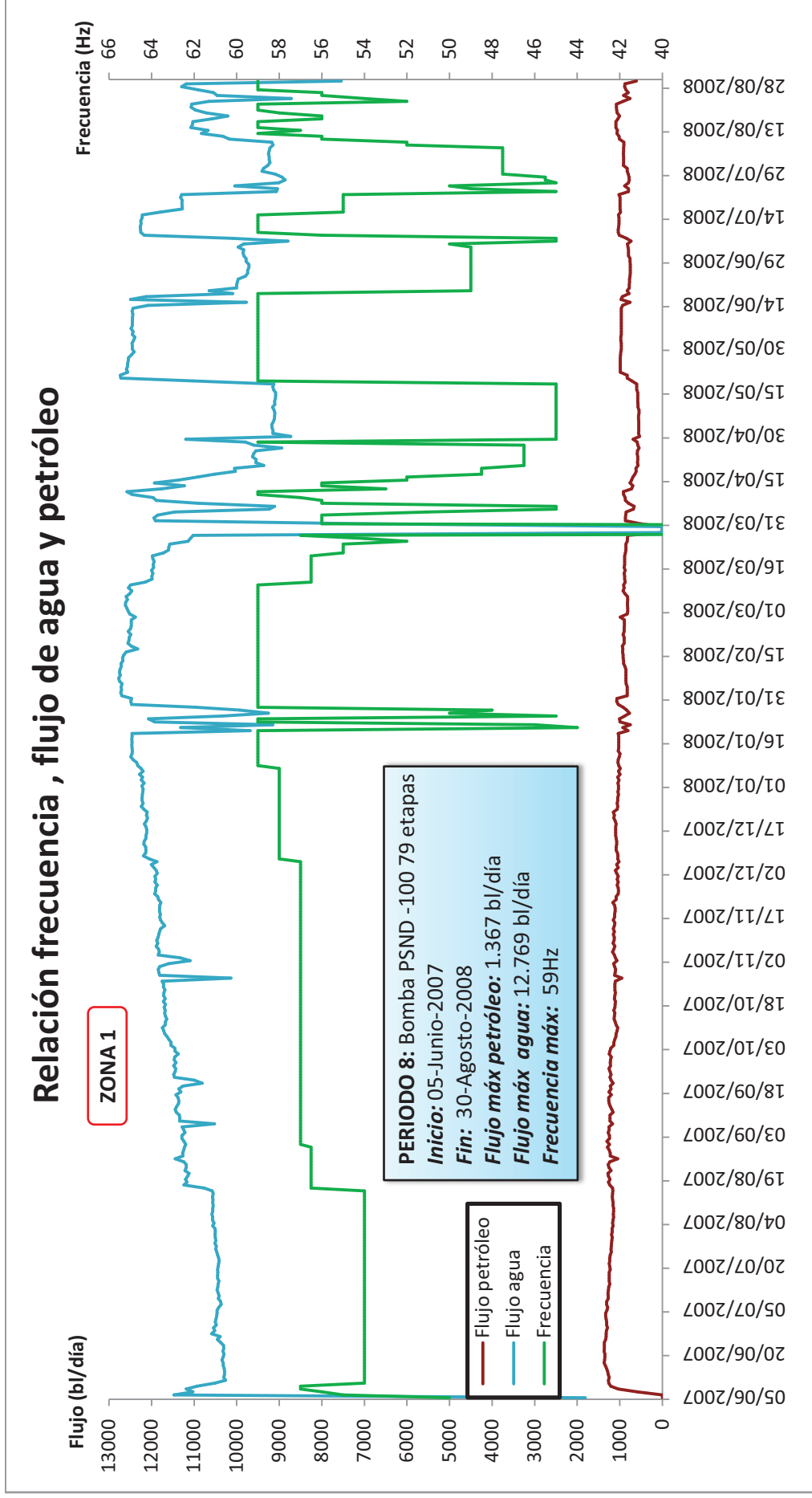
En el Anexo 3 se presentan los datos diarios de flujo producido, flujo de petróleo, flujo de agua, porcentaje de BSW y frecuencia para esta octava etapa de producción

Como se puede observar en este cuadro, los datos de frecuencia presentan variación, y al observarlos junto con los datos de flujo total se puede apreciar la diferencia que se genera en el caudal de producción.

A partir de los datos tabulados en este cuadro se genera una gráfica que ilustra el comportamiento de la frecuencia y su incidencia en la producción de las fases de agua y petróleo para este periodo.

Esto permite reconocer los efectos provocados y al mismo tiempo comprender de mejor manera lo que se ha dado en el pozo durante este periodo.

FIGURA 3.10 RELACIÓN FLUJO PRODUCIDO Y FRECUENCIA (PERIODO 8) POZO VILLANO B



FUENTE: Departamento de Producción

Al contrario que en los periodos anteriores en este, se utiliza una bomba de menor capacidad con el fin de retener la producción de agua, ya que el petróleo que se producía no alcanzaba a ser económicamente rentable.

Aún así con el antecedente anterior, la fase de agua es la más dominante en el fluido producido.

El efecto de la variación de frecuencia es más notable en la fase de agua que en la fase de petróleo.

En la primera zona, la curva correspondiente a la fase de agua presenta una tendencia de crecimiento constante. Este aumento es de 2.315 bl, el cual tiene una rata de 8 bl/día. El promedio considerado para la fase es de 11.508 bls/día.

Lo contrario sucede con la producción de petróleo, la disminución de este es aproximadamente de 351 bl. La tasa de declinación establecida por esta pérdida en la producción de crudo es de 1 bl/día. En promedio se produce un total de 1.091 bl/día.

La frecuencia ponderada con la que funciono el equipo de levantamiento artificial de 56Hz.

Los datos mencionados se encuentran tabulados en el cuadro 3.35.

CUADRO 3.35

INFORMACIÓN ZONA 1, PERIODO 8 POZO VILLANO B

ZONA 1			
Petróleo	Declinación de petróleo	351	bl
	Razón de declinación	1	bl/día
	Promedio de petróleo	1.091	bl
Frecuencia	Máxima frecuencia	59	Hz
	Mínima frecuencia	54	Hz
	Máxima variación	4	Hz
Agua	Incremento de agua	2315	bl
	Razón de incremento	8	bl/día
	Promedio de agua	11.508	bl

FUENTE: Departamento de Producción

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

Al final de la zona analizada, se observa claramente que las tendencias de las tres curvas son semejantes, con lo que se cumpliría que la frecuencia es directamente proporcional al flujo.

3.3.2.5 Análisis de los datos de variación de frecuencia para el Periodo 9 (WO 8)

El noveno y último periodo inicia el 9 de septiembre del año 2008, tuvo un tiempo de producción de 12 meses en los cuales se extrajo un total de 6`089.704 bl de fluido.

El porcentaje de BSW para este periodo fluctúa entre 93, 5% y 97,7%, desde el inicio hasta el momento que termina esta etapa productiva, lo que indica que este parámetro ha alcanzado un punto de estabilización.

La producción que presenta el pozo en esta etapa es marcada por la alta presencia de agua en la composición del fluido producido.

El equipo de fondo está conformado por una bomba HC-2000, provista de 52 etapas, la cual requiere alrededor de 123 amperios de energía para su funcionamiento. La bomba se encuentra asentada a una profundidad de 5.535 ft.

Con este equipo se produjo un promedio de 16.153 bl/día de flujo, la máxima tasa de petróleo que se obtuvo fue de 1.553 bl/día mientras que la de agua fue de 20.934 bl/día.

La frecuencia con la que trabaja el equipo durante este periodo es alrededor de 50Hz. El rango establecido por el fabricante para este tipo de bomba se encuentra entre 45Hz y 56Hz, es decir que en la mayoría del tiempo se encontraba dentro del rango recomendado.

El siguiente cuadro muestra los elementos que conforman el equipo de fondo utilizado durante este periodo de producción.

CUADRO 3.36**ELEMENTOS DE COMPLETACIÓN DE FONDO PARA EL PERIODO 9**

ACCESORIO	TIPO	PROFUNDIDAD(ft)
CASING SUPERFICIAL	20"	90 @ TVD
VÁLVULA	BAKER TSME-5	334 @ TVD
CASING INTERMEDIO	13 3/8"	2.642 @ TVD
SLINDING SLEEVE	5"	5.436 @ TVD
LAND NIPPLE	BX 3.81"	5.482 @ TVD
PACKER	TWIN SEAL	5.508 @ TVD
LAND NIPPLE	BX 2.81"	5.525 @ TVD
TUBING	13 Cr, NK3SB 5"	---
BOMBA SUPERIOR	HC 20000 52 etapas	5.535 @ TVD
INTAKE	---	5.562 @ TVD
MOTORES	KMH, 836 HP / 4140 V-123 A	5.577 @ TVD
SENSOR	CENTINEL III	5.645 @ TVD
CASING PRODUCCIÓN	9 5/8"	10.528 @ TVD
LINER	7"	11.178 @ TVD
LINER	SLOTTED LINER 5"	11.230 @ TVD

FUENTE: Departamento de Work Over

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

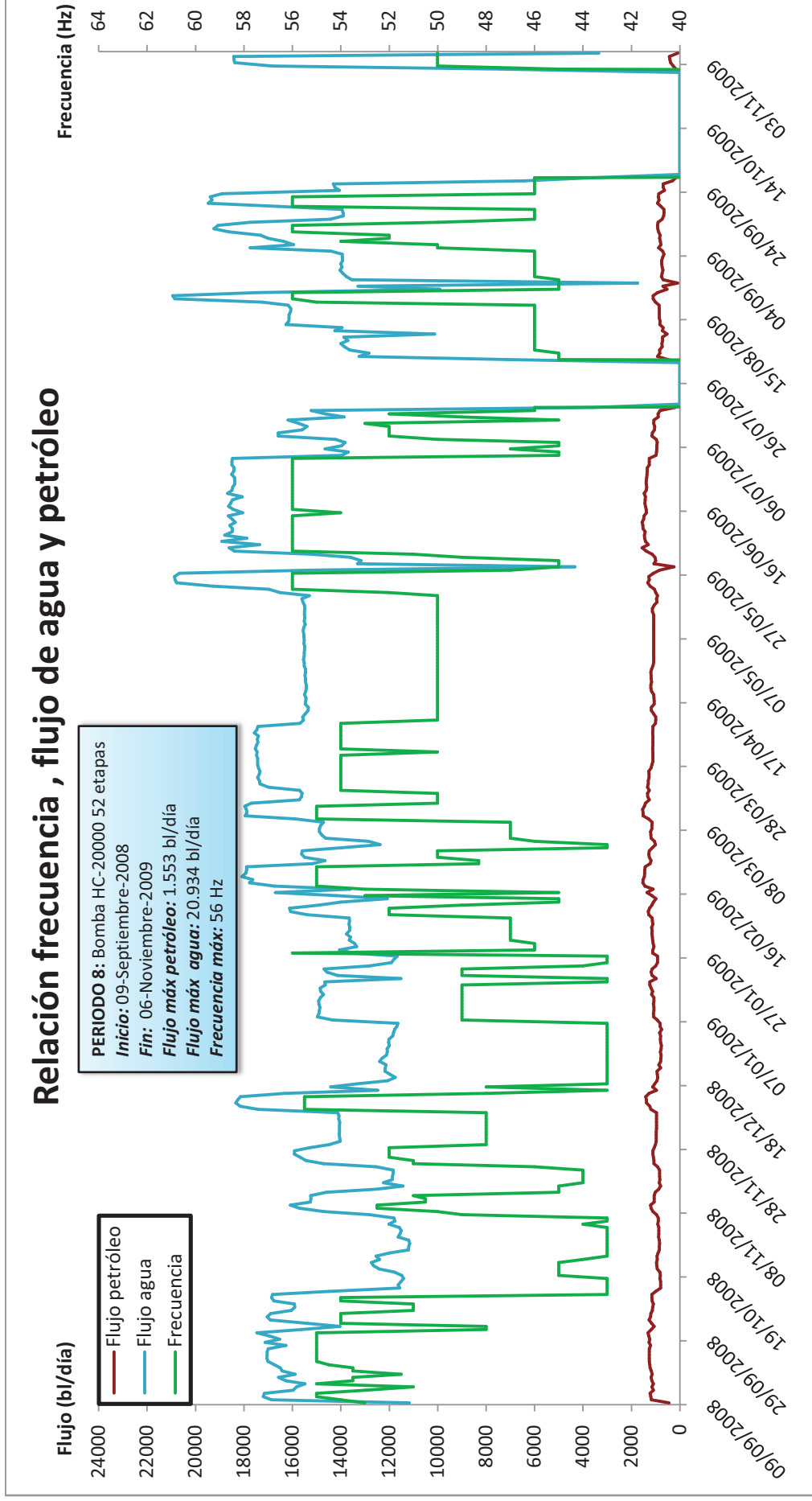
En el Anexo 3 se presentan los datos diarios de flujo producido, flujo de petróleo, flujo de agua, porcentaje de BSW y frecuencia para esta última etapa de producción

Como se puede observar en este cuadro, los datos de frecuencia presentan variación, y al observarlos junto con los datos de flujo total se puede apreciar la diferencia que se genera en el caudal de producción.

A partir de los datos tabulados en este cuadro se genera una gráfica que ilustra el comportamiento de la frecuencia y su incidencia en la producción de las fases de agua y petróleo para este periodo.

Esto permite reconocer los efectos provocados y al mismo tiempo comprender de mejor manera lo que se ha dado en el pozo durante este periodo.

FIGURA 3.11 RELACIÓN FLUJO PRODUCIDO Y FRECUENCIA (PERIODO 9) POZO VILLANO B



FUENTE: Departamento de Producción

Como se observa en la figura 3.11; la variación que presenta la curva de frecuencia es con el fin de aumentar el flujo de de petróleo, y como consecuencia de esto crece el flujo de agua, caso contrario disminuye el flujo de las fases anteriormente mencionadas.

Al final de este periodo se aprecia que existen días en los cuales este pozo no presenta producción, debido a que el flujo de petróleo a lo largo de toda esta etapa pasa desapercibido.

Es así, que la vida productiva del pozo B llega a su etapa final, pasando a ser inyector en el año 2010.

3.3.2.6 Análisis de los datos de presión de fondo fluyente para el pozo Villano B

Uno de los objetivos del levantamiento artificial es minimizar los requerimientos de energía en la cara de la arena productora maximizando el diferencial de presión a través del yacimiento, provocando de esta forma una mayor afluencia de fluidos.

Bajo este antecedente, el análisis para el parámetro de presión de fondo fluyente busca determinar los diferenciales de presión generados a lo largo de la producción y también identificar el comportamiento de la presión de fondo fluyente para los periodos productivos anteriormente establecidos en los cuales se produce bajo el uso de distintos tipos bombas.

Los datos de presión obtenidos con el programa WELL PERFORM™ para cada mes se encuentran tabulados en el cuadro 3.37.

CUADRO 3.37 DATOS DE PWF POZO VILLANO B

Mes / Año	Flujo (bl)	Pwf (psi)	Diferencial presión (psi)	Producción agua (bl)	Producción petróleo (bl)
septiembre-99	4282	4369	631	428	3854
octubre-99					
noviembre-99					
diciembre-99	6586	4509	491	1120	5466
enero-00	2163	4568	432	606	1557
febrero-00	9399	4454	546	2820	6579
marzo-00	11791	4491	509	3655	8136
abril-00	13100	4471	529	4585	8515
mayo-00	2543	4699	301	992	1551

CUADRO 3.37 CONTINUACIÓN

Mes / Año	Flujo (bl)	Pwf (psi)	Diferencial presión (psi)	Producción agua (bl)	Producción petróleo (bl)
junio-00	12524	4471	529	4258	8266
julio-00	12721	4469	531	4325	8396
agosto-00					
septiembre-00	8601	4781	219	3870	4731
octubre-00	10971	4778	222	5047	5924
noviembre-00	11874	4655	345	5106	6768
diciembre-00	11616	4653	347	4879	6737
enero-01	13461	4354	646	5653	7807
febrero-01	13298	4443	557	5053	8245
marzo-01	12331	4381	619	4686	7645
abril-01	11969	4401	599	4189	7780
mayo-01	11896	4425	576	4402	7494
junio-01	10281	4470	531	3804	6477
julio-01	11162	4466	534	4130	7032
agosto-01	10839	4466	534	4335	6503
septiembre-01	13604	4402	598	5442	8162
octubre-01	11256	4436	564	4615	6641
noviembre-01	10303	4404	596	4327	5976
diciembre-01	11666	4417	583	5203	6463
enero-02	10661	4417	583	4755	5906
febrero-02	11861	4395	605	5575	6286
marzo-02	11576	4394	606	5441	6135
abril-02	12787	4406	594	6234	6553
mayo-02	11493	4429	571	5976	5517
junio-02	11673	4413	587	6070	5603
julio-02	11304	4422	578	5991	5313
agosto-02	11365	4429	571	6023	5342
septiembre-02	12405	4403	597	6699	5706
octubre-02	11955	4472	528	6934	5021
noviembre-02	11313	4451	549	6788	4525
diciembre-02	11128	4522	478	6788	4340
enero-03	14412	4444	556	8597	5815
febrero-03	14969	4443	557	8682	6287
marzo-03	14238	4461	539	8094	6143
abril-03	16304	4413	588	9416	6889
mayo-03	18313	4373	627	10804	7508
junio-03	17203	4417	584	10322	6881
julio-03	17581	4413	588	10616	6965
agosto-03	18068	4408	592	11134	6933
septiembre-03	17088	4422	578	10731	6357
octubre-03	17227	4406	595	10939	6288
noviembre-03	18830	4390	610	12240	6591
diciembre-03	19303	4380	620	12740	6563
enero-04	19410	4384	616	12985	6425
febrero-04	18947	4397	603	12922	6025
marzo-04	19152	4400	600	13279	5873
abril-04	19424	4391	609	13791	5633
mayo-04	20492	4331	669	14754	5738
junio-04	22223	4296	705	16000	6222
julio-04	22441	4296	704	16158	6283
agosto-04	22559	4293	707	16491	6068

CUADRO 3.37 CONTINUACIÓN

Mes / Año	Flujo (bl)	Pwf (psi)	Diferencial presión (psi)	Producción agua (bl)	Producción petróleo (bl)
septiembre-04	22701	4287	713	16799	5902
octubre-04	22350	4286	714	16539	5811
noviembre-04	22640	4279	721	17093	5547
diciembre-04	22627	4297	703	17219	5408
enero-05	23092	4313	687	17758	5334
febrero-05	23115	4333	667	18099	5016
marzo-05	23237	4342	658	18357	4880
abril-05	23315	4350	650	18745	4570
mayo-05	23130	4356	644	18851	4279
junio-05	23283	4350	650	18976	4307
julio-05	23307	4359	641	19298	4009
agosto-05	23484	4360	640	19553	3931
septiembre-05	23448	4366	634	19663	3785
octubre-05	23454	4372	628	19889	3565
noviembre-05	23644	4375	625	20097	3547
diciembre-05	23515	4382	618	19988	3527
enero-06	23374	4384	616	19868	3506
febrero-06	23467	4392	608	19893	3574
marzo-06	23676	4389	611	19912	3764
abril-06	23722	4392	608	20083	3639
mayo-06	22623	4419	581	19705	2918
junio-06	23101	4408	592	20144	2957
julio-06	23267	4398	602	20296	2971
agosto-06	23572	4405	595	20505	3067
septiembre-06	22799	4408	592	19949	2850
octubre-06	21203	4459	541	18945	2258
noviembre-06	20518	4472	529	18055	2462
diciembre-06	21132	4463	538	18860	2272
enero-07	21642	4458	542	19423	2218
febrero-07	22047	4453	547	19754	2293
marzo-07	21961	4452	548	19699	2262
abril-07	21855	4458	542	19582	2273
mayo-07					
junio-07	11694	4317	683	10431	1263
julio-07	11705	4329	671	10546	1159
agosto-07	12090	4335	666	10881	1209
septiembre-07	12463	4327	673	11242	1221
octubre-07	12739	4331	669	11618	1121
noviembre-07	12896	4354	646	11787	1109
diciembre-07	13092	4366	635	12044	1047
enero-08	13369	4359	642	12299	1070
febrero-08	13439	4372	628	12552	887
marzo-08	12921	4406	594	12017	904
abril-08	11300	4475	525	10588	712
mayo-08	13370	4397	603	12568	802
junio-08	11937	4459	541	11101	836
julio-08	11711	4475	525	10774	937
agosto-08	11534	4477	523	10496	1038
septiembre-08	17922	4237	763	16667	1255
octubre-08	15573	4361	639	14530	1043
noviembre-08	14416	4393	607	13436	980

CUADRO 3.37 CONTINUACIÓN

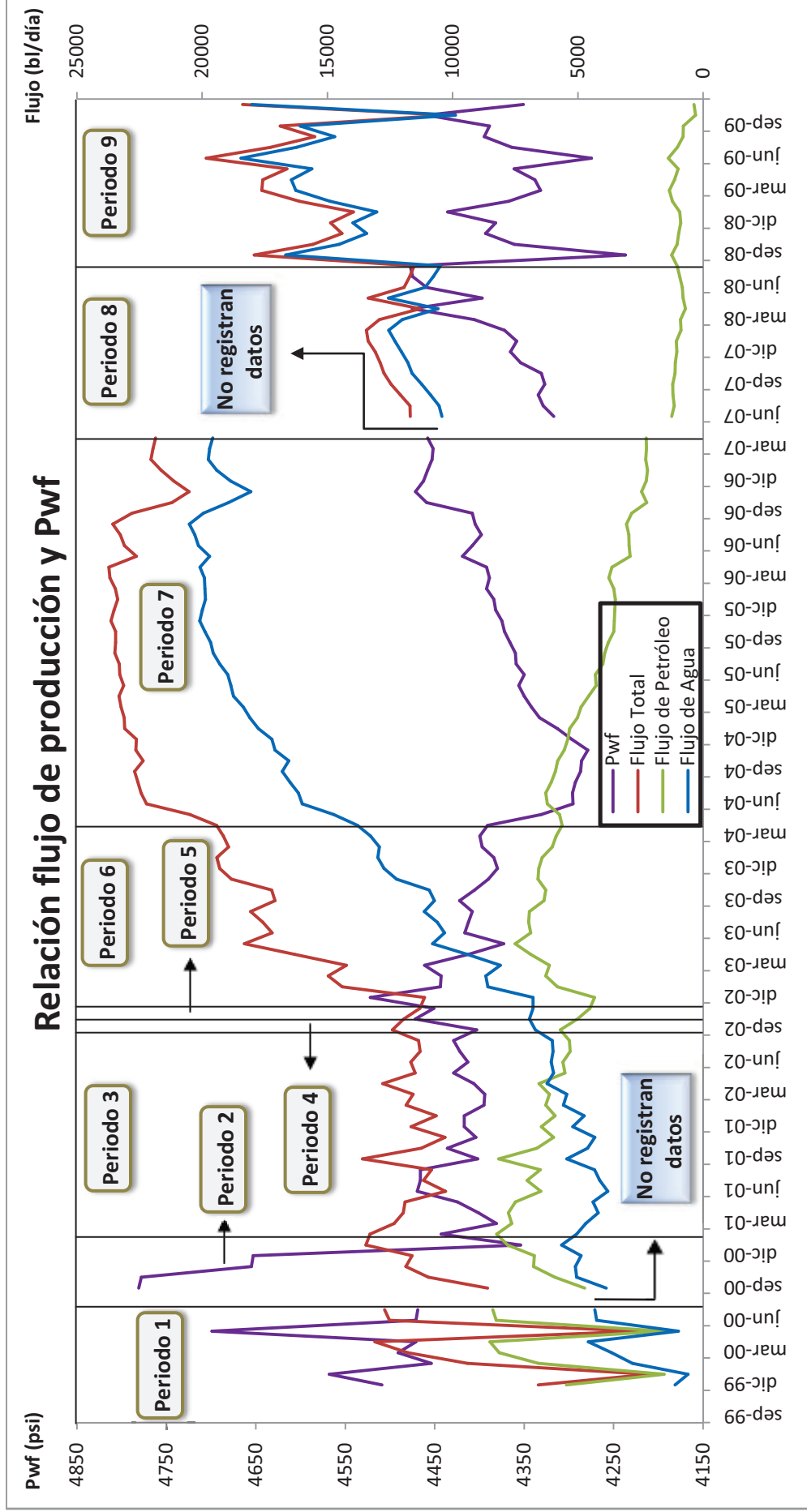
Mes / Año	Flujo (bl)	Pwf (psi)	Diferencial presión (psi)	Producción agua (bl)	Producción petróleo (bl)
diciembre-08	14876	4382	618	13983	893
enero-09	13967	4436	564	13031	936
febrero-09	16116	4367	633	14891	1225
marzo-09	17622	4332	668	16265	1357
abril-09	17582	4338	662	16439	1143
mayo-09	16616	4361	639	15619	997
junio-09	19838	4275	725	18449	1389
julio-09	17264	4364	636	16228	1036
agosto-09	15510	4395	605	14703	806
septiembre-09	16883	4389	611	16089	793
octubre-09	10200	4459	541	9894	306
noviembre-09	18387	4351	649	18019	368

FUENTE: Programa WELL PERFORM™

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

La figura 3.12 muestra las curvas de de Pwf y flujo para cada uno de los fluidos producidos.

FIGURA 3.12 RELACIÓN FLUJO PRODUCIDO Y PWF POZO VILLANO B



FUENTE: Departamento de Producción

La figura 3.12 muestra el comportamiento de la Pwf a lo largo de la vida del pozo, se puede observar que no existen datos al inicio del primer, segundo y octavo periodo, debido a que el pozo deja de producir.

Cabe destacar el comportamiento que presenta la curva de Pwf al inicio de los diferentes periodos de producción, donde cada elevación de flujo de producción viene acompañada por un diferencial de presión, el mismo que no se puede apreciar en el octavo periodo porque la bomba utilizada en este es de menor capacidad que en el periodo anterior.

Es así que la mayor caída de presión de fondo fluyente ocurre en el último periodo de producción, ya que en esta etapa se utiliza una bomba de mayor capacidad comparada con la del octavo.

El aumento del flujo producido, provocado por el caudal de extracción de las bombas, genera mayores diferenciales de presión. Al inicio del sexto periodo se observa como el flujo producido sube en comparación con el nivel de flujo del periodo anterior.

La presión de fondo fluyente tiende a restablecerse a su presión inicial (5000 psi) al finalizar el séptimo periodo, obteniéndose para este punto un diferencial de presión de 523 psi, esto se debe a que la bomba que se utiliza en este periodo es de menor capacidad a la que se utiliza en el subsiguiente.

3.3.2.7 Resultados obtenidos para el pozo Villano B

Al analizar las curvas de frecuencia a lo largo de los periodos de producción establecidos para este pozo, se identifican dos tipos de comportamiento en la variación de frecuencia.

En una primera parte, en la cual las grandes variaciones de frecuencia tienen la finalidad de extraer la mayor cantidad de petróleo posible dentro de los límites establecidos. Este tipo de comportamiento se puede observar en el primer periodo de producción, donde los valores de frecuencia presentan elevaciones considerables.

Pero como ya quedó demostrado, estos grandes aumentos de frecuencia no solo generan un incremento en el flujo producido, sino que también estimulan a la conificación temprana de agua en la formación reduciendo de esta forma el volumen de petróleo que conforma el fluido producido.

El segundo tipo de comportamiento se presenta a partir del punto donde la fase de agua se convierte en la dominante dentro de la composición del fluido producido. La frecuencia se muestra constante por periodos de tiempo, y su incremento se da en forma sucesiva con grandes aumentos.

Pero llega un punto en el cual el volumen de agua producido es tan grande que es necesario utilizar una bomba de menor capacidad para disminuir este caudal, dando como consecuencia la disminución considerable en el caudal de petróleo.

En el último periodo se cambia la bomba de mayor capacidad para incrementar la producción de petróleo, pero como se puede observar, este aumento no es notorio, debido a la gran producción de agua. Es así, que la vida productiva del pozo Villano B, llega a su etapa final.

El siguiente cuadro muestra en resumen los detalles de las bombas con las cuales se produjo en cada uno de los periodos determinados para este pozo.

CUADRO 3.38 RESUMEN PERIODOS DE PRODUCCIÓN POZO VILLANO B

	Bomba	Número de bombas	Número etapas	Rango (Hz)	Caudal fluido (bl)*	Condición de trabajo	Frecuencia (Hz)*	Amperaje (Amp)*
Periodo 1	KC-16000	2	83		9.741		NR	
Periodo 2	KC-16000	2	83		11.947		NR	
Periodo 3	KC-16000	2	83		11.558		NR	
Periodo 4	KC-16000	2	62		12.418		NR	
Periodo 5	KC-16000	2	62	40-60	11.498	Dentro del rango	56	
Periodo 6	HC-19000	2	49	45-60	17.014	Dentro del rango	54	
Periodo 7	HC-20000	2	42	45-62	22.468	Dentro del rango	58	
Periodo 8	P-100	1	79	45-60	12.106	Dentro del rango	55	
Periodo 9	HC-20000	1	52	45-56	16.153	Dentro del rango	50	

* Valores promedios

FUENTE: Departamento de Producción y Workover

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

3.3.3 ANÁLISIS POZO VILLANO H

Este es un pozo horizontal constituido de dos tramos, el primero vertical que alcanza una profundidad de 9.299 ft. Mientras que el segundo presenta una orientación inclinada con un ángulo de 52° y tiene una longitud de 1.572 ft hasta la mitad de las perforaciones (10.871 ft) como se observa en el diagrama del pozo que se encuentra en el Anexo 2.

El pozo Villano H alcanza una profundidad total de 11.395 ft en TVD. La sección horizontal del pozo a hueco abierto presenta un diámetro de 6 in.

La producción de fluido de este pozo proviene de la Arena Hollín principal y desde su inicio se ha utilizado el sistema de bombeo electrosumergible para el levantamiento artificial. Hasta la fecha en la que se obtuvo los datos de campo, este pozo presenta un total de cinco trabajos de reacondicionamiento; el cuadro inferior detalla las bombas que se han utilizado hasta el momento.

CUADRO 3.39

HISTORIAL DE TRABAJOS DE WORKOVER POZO VILLANO H

HISTORIAL TRABAJOS DE WORKOVER						
POZO	Fecha inicio	Tipo de bomba	Prof de asentamiento		Altura de intake a TVD (ft)	
			MD (ft)	TVD (ft)		
VH	Completado	10-Jul-2005	HC-12500 26 etapas	6.040	6.040	6.068
			HC-12500 26 etapas			
	WO 1	1-Ago-2006	HC-12500 26 etapas	5.828	5.822	5.850
			HC-12500 26 etapas			
	WO 2	28-Feb-2007	HC-20000 26 etapas	5.470	5.464	5.492
			HC-20000 26 etapas			
	WO 3	14-Nov-2007	HC-20000 26 etapas	5.443	5.437	5.465
			HC-20000 26 etapas			
	WO 4	18-Jun-2008	HC-20000 26 etapas	5.428	5.422	5.450
			HC-20000 26 etapas			
	WO 5	10-Jun-2009	HC-20000 26 etapas	4487	4481	4501
			HC-20000 26 etapas			

FUENTE: Departamentos de Workover y de Reservorios

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

Como se observa en el cuadro 3.39 se han utilizado únicamente 2 tipos de bombas electrosumergibles en la producción de este pozo. Al igual que en los otros pozos conforme avanza la producción se uso una bomba de mayor capacidad debido a que la fase de petróleo disminuye con el tiempo.

El pozo Villano H lleva seis años de vida productiva en los cuales ha producido un total de 24`424.201 bl de fluido, este volumen extraído equivale a 4`301.348 bl de petróleo y 20`122.835 bl de agua. Claramente se establece que el volumen de agua producido es cinco veces el volumen de petróleo.

El año 2006 fue el de mayor producción de crudo con un total de 1`160.909 bl. La producción tan baja que presenta el año 2004 se debe a que en aquel año el pozo produjo únicamente durante un par de horas en el mes de octubre, luego el pozo se para hasta llegar al mes de julio del año 2005 donde se reanuda. La producción total para cada año de este pozo se detalla en el cuadro 3.40.

CUADRO 3.40

PRODUCCIÓN ACUMULADA ANUAL POZO VILLANO H

PRODUCCIÓN ANUAL POZO VILLANO H			
AÑO	Petróleo (bl)	Agua (bl)	% BSW
2004	3.598	826	13,9
2005	1`007.119	756.512	40,7
2006	1`160.909	2`911.867	71,4
2007	952.180	4`071.551	80,4
2008	581.248	5`091.613	89
2009	495.088	5`823.457	91,8
2010	101.206	1`467.027	93
ACUMULADO	4`301.348	20`122.853	

FUENTE: Datos Departamento de Producción

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

Las propiedades del fluido que presenta este pozo han sido obtenidas a partir de pruebas PVT, que permiten conocer los valores de varios parámetros a condiciones de presión de reservorio y de presión de punto de burbuja. Algunos de estos resultados necesarios para el desarrollo de este análisis se encuentran tabulados en el cuadro 3.41

CUADRO 3.41**PROPIEDADES DEL FLUIDO POZO VILLANO H**

DATOS PVT POZO VILLANO K				
A Presión de Reservorio		A Presión de burbuja		Unidades
<i>Presión de Reservorio</i>	4.967	<i>Presión de burbuja</i>	212	Psi
<i>GOR</i>	22	<i>GOR</i>	22	ft ³ /bl
<i>Bo</i>	1,053	<i>Bo</i>	1,053	BF/bl
<i>Densidad</i>	0,8835	<i>Densidad</i>	0,8594	g/cm ³
<i>Viscosidad</i>	18,53	<i>Viscosidad</i>	7,89	Cp
<i>Compresibilidad</i>	5,01 x 10 ⁻⁶	<i>Compresibilidad</i>	6,74 x 10 ⁻⁶	1/psi
<i>°API</i>	18,8	<i>Temperatura reservorio</i>	220	°F

FUENTE: Departamento de Reservorios

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

3.3.3.1 Análisis de los datos de variación de frecuencia para el Periodo 1

El primer periodo inicia el 12 de julio del año 2005, tuvo un tiempo de producción de 13 meses en el cual se extrajo un total de 4`006.742 bl de fluido.

El porcentaje de BSW para este periodo es de 0,5% al inicio, alcanzando un valor equivalente al 76% en el momento que termina esta etapa productiva. El incremento se da a una razón de 0,19% por día.

Dentro de este periodo la irrupción del agua en la producción del pozo se da rápidamente ya que se presenta después de una semana de producción.

El equipo de fondo está conformado por dos bombas KC-12500 provista de 26 etapas cada una, diseñada para levantar en conjunto 12.500 bl. Requiere alrededor de 87 amperios de energía para su funcionamiento, la primera bomba se encuentra asentada a una profundidad de 6.040 ft y la segunda a 6.054 ft.

Con este equipo se produjo un promedio de 10.380 bl/día de flujo, la máxima tasa de petróleo que se obtuvo fue de 10.528 bl/día mientras que la de agua fue de 8.439 bl/día. El motivo del trabajo de reacondicionamiento fue reparar a la bomba usada en este periodo, la misma que es utilizada en el siguiente.

La frecuencia con la que trabaja el equipo durante este periodo es alrededor de 50Hz. El rango establecido por el fabricante para este tipo de bomba se encuentra entre 45Hz y 60Hz, es decir que en la mayoría del tiempo se encontraba operando dentro del rango recomendado.

El siguiente cuadro muestra los elementos que conforman el equipo de fondo utilizado durante este periodo de producción.

CUADRO 3.42

ELEMENTOS DE COMPLETACIÓN DE FONDO PARA EL PERIODO 1

<i>ACCESORIO</i>	<i>TIPO</i>	<i>PROFUNDIDAD(ft)</i>
CASING SUPERFICIAL	20"	55 @ TVD
VÁLVULA	BAKER TSME-5, 4 1/2"	421 @ TVD
CASING INTERMEDIO	13 3/8"	3.000 @ TVD
SLINDING SLEEVE	5" CMD	5.902 @ TVD
LAND NIPPLE	BX 3.81"	5.956 @ TVD
PACKER	TWIN SEAL	6.012 @ TVD
LAND NIPPLE	BX 2.81"	6.028 @ TVD
TUBING	5", NK3SB, AMS L-80	---
BOMBA	26 Etapas HC 12500	6.040 @ TVD
INTAKE	---	6.068 @ TVD
MOTORES	KMHA, 836 HP	6.081 @ TVD
SENSOR	PHOENIX	6.150 @ TVD
CASING PRODUCCIÓN	9 5/8"	9.305 @ TVD
LINER	7", #29	11.308 @ TVD

FUENTE: Departamento de Workover

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

En el Anexo 3 se presentan tabulados los datos diarios de flujo producido, flujo de petróleo, flujo de agua, porcentaje de BSW y frecuencia para esta primera etapa de producción

Existen días en los cuales el equipo de levantamiento artificial no trabaja debido a situaciones externas que se han dado. Por ejemplo en el mes de junio del año 2005 la producción de este pozo se detiene debido a la falla de un cable eléctrico.

Al revisar los datos de fluido producido junto con los datos de frecuencia, se encuentran días en los cuales el equipo de levantamiento artificial no cumple

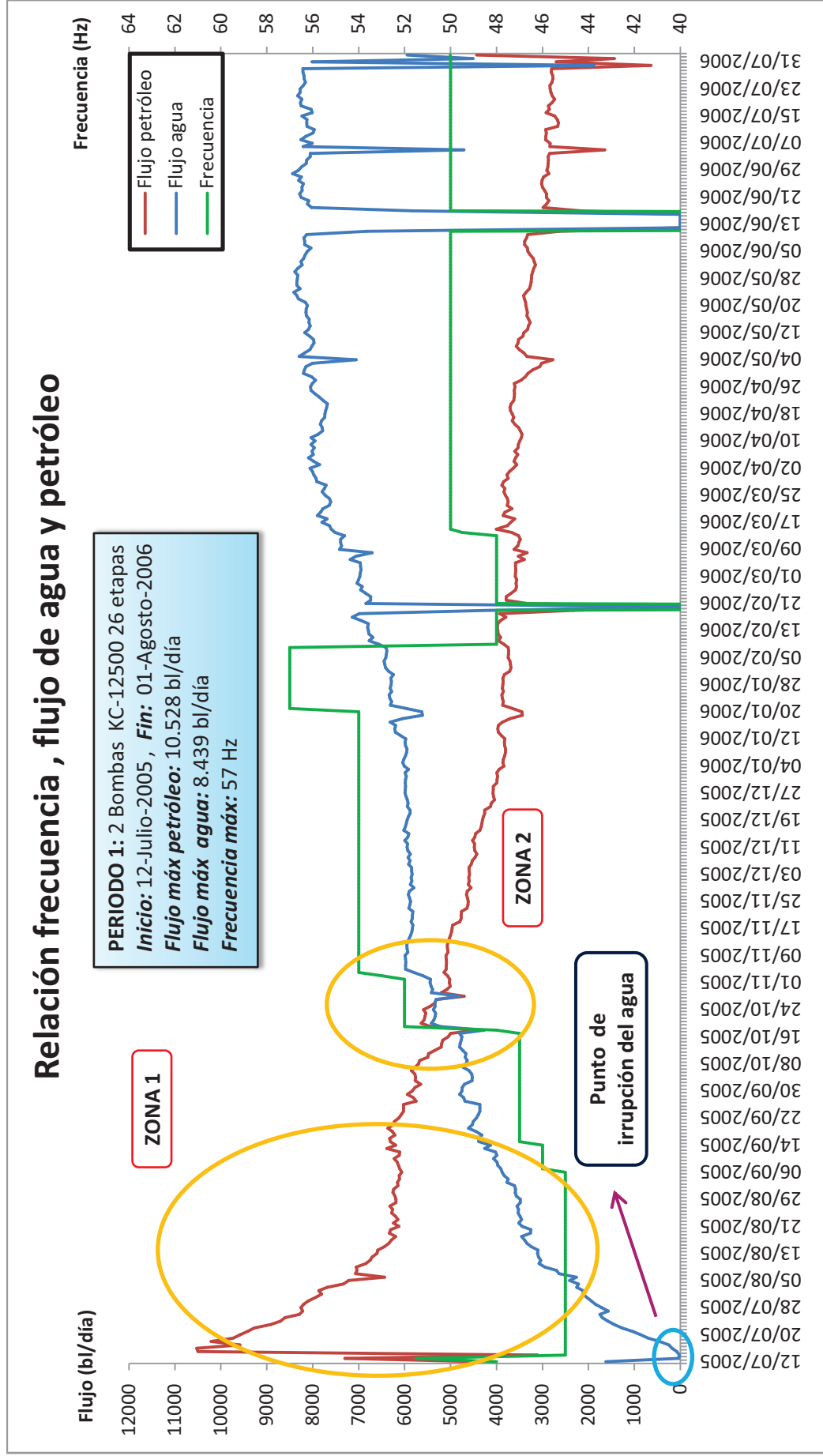
con el caudal de producción establecido para un determinado valor de frecuencia.

Esto se debe a que en esos días la bomba con la que se produce no trabaja durante las 24 horas, generando caídas en la producción diaria promedio, que se muestran en la gráfica como picos hacia abajo.

A partir de los datos tabulados en este cuadro se genera una gráfica que ilustra el comportamiento de la frecuencia y su incidencia en la producción de las fases de agua y petróleo.

Esto permite reconocer los efectos provocados y al mismo tiempo comprender de mejor manera lo que se ha dado en el pozo durante este periodo.

FIGURA 3.13 RELACIÓN FLUJO PRODUCIDO Y FRECUENCIA (PERIODO 1) POZO VILLANO H



FUENTE: Departamento de Producción

Como se observa en la figura 3.13 existen dos zonas de interés marcadas. Se distingue claramente en este periodo como la fase de petróleo en tan corto tiempo deja de ser la dominante dentro de la composición del fluido producido.

El equipo de levantamiento artificial arranca su funcionamiento con una frecuencia de 48Hz. A continuación se incrementa a 52Hz y nuevamente baja a 45Hz, valor que se mantiene constante por un margen de tiempo de 55 días.

La primera zona marcada en el gráfico resalta el incremento que presentan los flujos de petróleo y agua tras aquel primer aumento de frecuencia.

La primera zona marcada en la gráfica superior inicia con un flujo de petróleo de 4.391 bl/día, con el aumento de frecuencia este sube hasta 7.300 bl/día y luego al bajar a 45Hz el flujo se estabiliza en 6.280 bl/día en promedio.

Durante el periodo en el que la frecuencia se mantiene constante en 45Hz, el caudal de petróleo producido alcanza su punto máximo en 10.528 bl/día, a partir de este punto esta curva presenta una declinación de 84 bl/día, obteniendo una producción de 6.064 bl/día al final de la primera zona. Esa tasa de declinación reduce la producción de petróleo en 4.464 bl en relación al volumen producido en el punto máximo.

Por otra parte la producción de agua que se da al inicio de la zona es mínima, alrededor de 78 bl/día en los primeros días. En un tiempo no mayor a una semana irrumpe el agua en la producción del pozo con un valor de 1.046 bl/día.

Desde este punto el flujo de agua empieza a crecer; se registra una tasa de incremento de 59 bl/día obteniendo una producción de 3.877 bl/día al final de la zona. Es decir que se producen 2.831 bl adicionales de agua, el promedio de producción establecido para este fluido a lo largo de la zona es de 2.832 bl/día.

En la última parte de esta etapa productiva, la frecuencia marca una elevación en su valor hasta llegar a 46Hz. En el cuadro 3.43 se presenta la respectiva información para esta primera zona.

CUADRO 3.43**INFORMACIÓN ZONA 1, PERIODO 1 POZO VILLANO H**

ZONA 1			
Petróleo	Incremento de petróleo	3.228	Bl
	Declinación de petróleo	4.464	Bl
	Tasa de declinación	84	bl/día
	Promedio de petróleo	6.282	Bl
Frecuencia	Frecuencia anterior	52	Hz
	Máxima frecuencia	45	Hz
	Mínima frecuencia	---	Hz
	Máxima variación	---	Hz
	Variación con la anterior	7	Hz
Agua	Incremento de agua	2.831	bl
	Tasa de incremento	59	bl/día
	Promedio de agua	2.832	bl

FUENTE: Departamento de Reservorios

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

La segunda zona marcada en la gráfica superior inicia con el aumento de frecuencia de 47Hz a 52Hz, valor que se mantiene constante por un periodo de 14 días.

Esta elevación genera un incremento en el caudal de producción de petróleo de 985 bl/día en comparación al caudal de producción que se tenía al final de la sección previa a esta zona (4.442 bl/día). Es decir que el flujo de petróleo producido es ahora de 5.427 bl/día.

El flujo de petróleo producido establece su máximo valor en 5.638 bl/día, a partir de este punto la declinación que presenta la producción de este fluido alcanza una tasa de 44 bl/día. Esto se traduce en una disminución de 622 bl en la producción de petróleo, obteniendo una producción de 5.016 bl/día al final de esta segunda zona. El promedio diario de producción se establece en 5.298 bl/día de petróleo.

Por otra parte la producción de agua continua creciendo, en la sección previa al incremento de frecuencia se registra un flujo de agua producida de 4.803 bl/día. Dentro de la segunda zona la tasa de incremento se establece en 27 bl/día obteniendo una producción de 5.215 bl/día de agua al final de la misma.

La tasa de crecimiento del flujo de agua determinada para esta zona, implica producir 412 bl adicionales. El valor promedio del caudal de producción de agua para esta etapa productiva es de 5.329 bl/día.

En la última parte de esta etapa productiva, la frecuencia marca un aumento en su valor hasta llegar a 54Hz, incrementando el caudal de agua a 5.798 bl/día. El cuadro 3.44 presenta la información correspondiente para esta segunda zona.

En esta zona la fase de agua pasa a ser la dominante en la composición del fluido extraído, el punto en el cual la fase de agua supera el 50% del volumen total producido se establece durante el incremento de frecuencia para esta etapa productiva.

CUADRO 3.44

INFORMACIÓN ZONA 2, PERIODO 1 POZO VILLANO H

ZONA 2			
Petróleo	Incremento de petróleo	985	bl
	Declinación de petróleo	622	bl
	Tasa de declinación	44	bl/día
	Promedio de petróleo	5.298	bl
Frecuencia	Frecuencia anterior	47	Hz
	Máxima frecuencia	52	Hz
	Mínima frecuencia	---	Hz
	Máxima variación	---	Hz
	Variación con la anterior	5	Hz
Agua	Incremento de agua	412	bl
	Tasa de incremento	27	bl/día
	Promedio de agua	5.329	bl

FUENTE: Departamento de Reservorios

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

Desde la segunda zona en adelante el volumen de agua que se produce diariamente continúa creciendo, registrando un valor de 8.019 bl/día al final de este periodo. El porcentaje de BSW alcanza el 76 % en un periodo de un año.

3.3.3.2 *Análisis de los datos de variación de frecuencia para el Periodo 2 (WO 1)*

El segundo periodo inicia el 11 de agosto del año 2006, tuvo un tiempo de producción de 7 meses en el cual se extrajo un total de 2`437.437 bl de fluido.

El porcentaje de BSW para este periodo es de 75% al inicio, alcanzando un valor equivalente al 78,4% en el momento que termina esta etapa productiva. El incremento se da a una razón de 0,014% por día.

El equipo de fondo está conformado por dos bombas KC-12500 provista de 26 etapas cada una, diseñada para levantar en conjunto 12.500 bl. Requiere alrededor de 94 amperios de energía para su funcionamiento, la primera bomba se encuentra asentada a una profundidad de 5.822 ft y la segunda a 5.836 ft.

Con este equipo se produjo un promedio de 13.034 bl/día de flujo, la máxima tasa de petróleo que se obtuvo fue de 3.685 bl/día mientras que la de agua fue de 10.826 bl/día. El motivo de cambio de la bomba fue la necesidad de utilizar una de mayor caudal.

La frecuencia con la que trabaja el equipo durante este periodo es alrededor de 58Hz. El rango establecido por el fabricante para este tipo de bomba se encuentra entre 45Hz y 60Hz, es decir que en la mayoría del tiempo se encontraba operando dentro del rango recomendado.

El siguiente cuadro muestra los elementos que conforman el equipo de fondo utilizado durante este periodo de producción.

CUADRO 3.45

ELEMENTOS DE COMPLETACIÓN DE FONDO PARA EL PERIODO 2

ACCESORIO	TIPO	PROFUNDIDAD(ft)
CASING SUPERFICIAL	20"	80 @ TVD
VÁLVULA	BAKER TSME-5, 4 1/2"	390 @ TVD
CASING INTERMEDIO	13 3/8"	3.493 @ TVD
SLINDING SLEEVE	5" CMD	5.687 @ TVD
LAND NIPPLE	BX 3.81"	5.741 @ TVD
PACKER	TWIN SEAL	5.795 @ TVD
LAND NIPPLE	BX 2.81"	5.811 @ TVD

CUADRO 3.45 CONTINUACIÓN

<i>ACCESORIO</i>	<i>TIPO</i>	<i>PROFUNDIDAD(ft)</i>
TUBING	5", NK3SB, AMS L-80	---
BOMBA	26 Etapas HC 12500	5.822 @ TVD
INTAKE	---	5.850 @ TVD
MOTORES	KMHA, 836 HP	5.863 @ TVD
SENSOR	CENTINEL III	5.931 @ TVD
CASING PRODUCCIÓN	9 5/8"	9.299 @ TVD
LINER	7", #29	11.308 @ TVD

FUENTE: Departamento de Workover

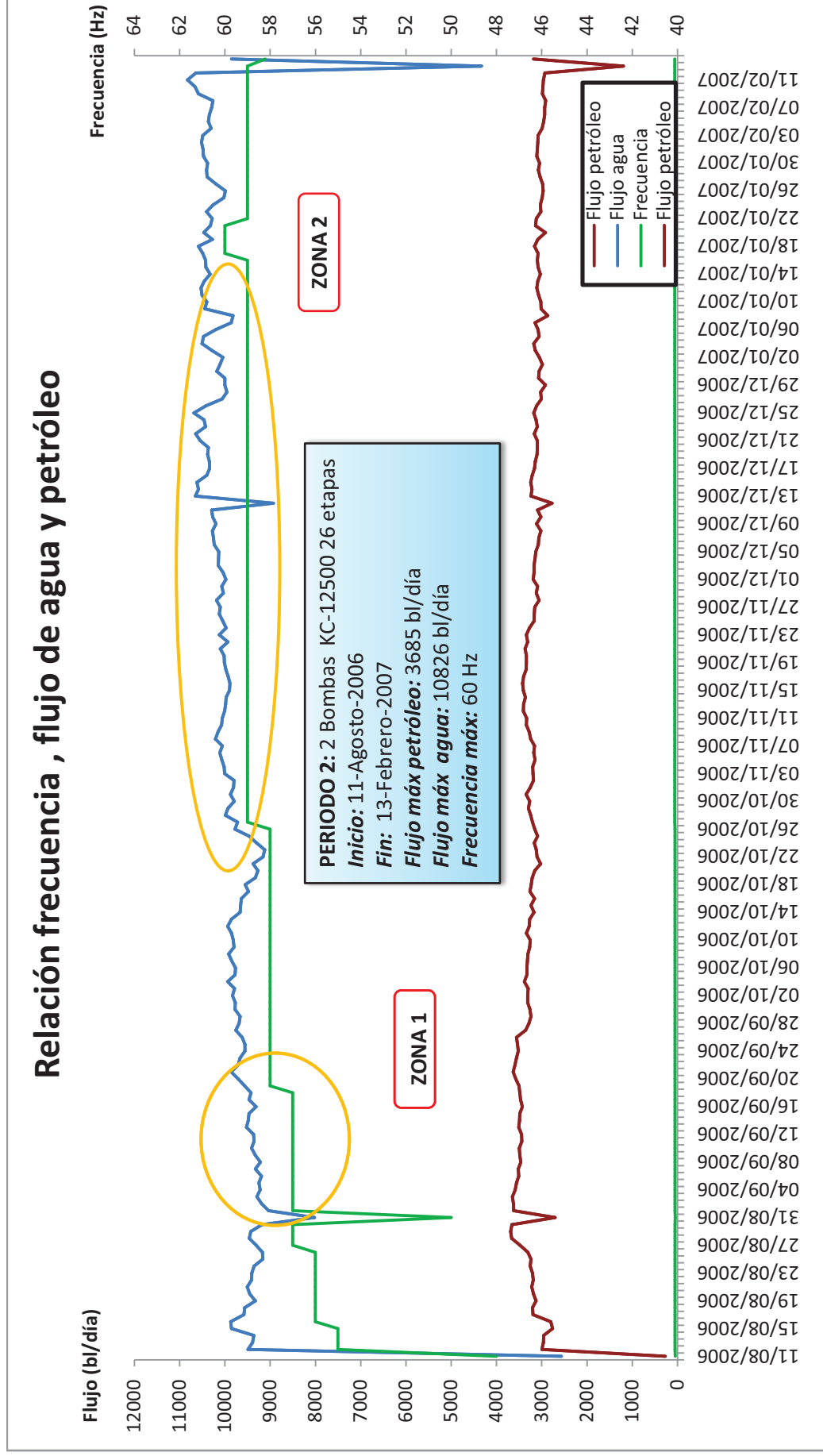
ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

En el Anexo 3 se presentan tabulados los datos diarios de flujo producido, flujo de petróleo, flujo de agua, porcentaje de BSW y frecuencia para esta segunda etapa de producción

A partir de los datos tabulados en este cuadro se genera una gráfica que ilustra el comportamiento de la frecuencia y su incidencia en la producción de las fases de agua y petróleo para este periodo.

Esto permite reconocer los efectos provocados y al mismo tiempo comprender de mejor manera lo que se ha dado en el pozo durante este periodo.

FIGURA 3.14 RELACIÓN FLUJO PRODUCIDO Y FRECUENCIA (PERIODO 2) POZO VILLANO H



FUENTE: Departamento de Producción

Como se observa en la figura 3.14, las curvas para los flujos de petróleo y agua presentan tendencias estabilizadas. Esto se debe en gran parte a la constancia de los valores de frecuencia que presenta este periodo.

Como se muestra en la curva de este parámetro la frecuencia aumenta de manera gradual en 1Hz hasta llegar a un valor de 59Hz, que se mantiene en la mayor parte de la etapa productiva.

El equipo de levantamiento artificial arranca su funcionamiento con una frecuencia de 48Hz, a continuación se incrementa a 55Hz. El caudal promedio de petróleo que presenta esta sección es de 2.920 bl/día, mientras que para el agua es de 9.522 bl/día.

La primera zona marcada en la gráfica 3.14 inicia con el aumento de frecuencia de 50Hz a 57Hz. Esta elevación genera un incremento en el caudal de producción de petróleo de 918 bl/día en comparación al caudal de producción de la sección anterior a esta zona (2.701 bl/día). Es decir que el flujo de petróleo producido es ahora de 3.619 bl/día.

A partir de este punto la frecuencia se mantiene constante y la curva de flujo de petróleo alcanza su máximo valor en 3.650 bl/día, de ahí en adelante presenta una declinación de 10 bl/día, obteniendo una producción de 3.485 bl/día al final de la primera zona.

Por otra parte la producción de agua continua creciendo, el volumen de agua que se da en ese momento es casi tres veces más en comparación al flujo de petróleo producido.

En la sección previa al incremento de frecuencia se registra un flujo de agua de 8.019 bl/día. Dentro de la segunda zona la tasa de incremento se establece en 22 bl/día obteniendo una producción de 9.424 bl/día de agua al final de la misma.

La tasa de crecimiento del flujo de agua determinada para esta zona, implica producir 389 bl adicionales, el valor promedio del caudal de producción de agua para esta etapa productiva es de 9.324 bl/día. En el cuadro 3.46 se presenta la respectiva información para esta primera zona.

CUADRO 3.46**INFORMACIÓN ZONA 1, PERIODO 2 POZO VILLANO H**

ZONA 1			
Petróleo	Incremento de petróleo	918	bl
	Declinación de petróleo	165	bl
	Tasa de declinación	10	bl/día
	Promedio de petróleo	5.298	bl
Frecuencia	Frecuencia anterior	50	Hz
	Máxima frecuencia	57	Hz
	Mínima frecuencia	---	Hz
	Máxima variación	---	Hz
	Variación con la anterior	7	Hz
Agua	Incremento de agua	389	Bl
	Tasa de incremento	22	bl/día
	Promedio de agua	9.324	Bl

FUENTE: Departamento de Reservorios

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

La segunda zona marcada en la gráfica 3.1 inicia con el aumento de frecuencia de 58Hz a 59Hz. Esta elevación genera un incremento en el caudal de producción de petróleo de 55 bl/día en comparación al caudal de producción de la sección anterior a esta zona (3.155 bl/día). Es decir que el flujo de petróleo producido es ahora de 3.205 bl/día.

A partir de este punto la frecuencia se mantiene constante y la curva de flujo de petróleo alcanza su máximo valor en 3.344 bl/día, de ahí en adelante presenta una declinación de 3,2 bl/día, obteniendo una producción de 3.097 bl/día al final de la segunda zona. El valor promedio del caudal de producción de petróleo para esta etapa productiva es de 3.160 bl/día.

Por otra parte la producción de agua continua creciendo, en la sección previa al aumento de frecuencia se registra un flujo de agua de 9.775 bl/día. Dentro de la segunda zona la tasa de incremento se establece en 5,4 bl/día obteniendo una producción de 10.426 bl/día de agua al final de la misma.

La tasa de crecimiento del flujo de agua determinada para esta zona, implica producir 437 bl adicionales, el valor promedio del caudal de producción de agua

para esta etapa productiva es de 10.161 bl/día. En el cuadro 3.47 se presenta la respectiva información para esta primera zona.

CUADRO 3.47

INFORMACIÓN ZONA 2, PERIODO 2 POZO VILLANO H

ZONA 2			
Petróleo	Incremento de petróleo	55	Bl
	Declinación de petróleo	247	Bl
	Tasa de declinación	3,2	bl/día
	Promedio de petróleo	3.160	Bl
Frecuencia	Frecuencia anterior	58	Hz
	Máxima frecuencia	59	Hz
	Mínima frecuencia	---	Hz
	Máxima variación	---	Hz
	Variación con la anterior	1	Hz
Agua	Incremento de agua	437	Bl
	Tasa de incremento	5,4	bl/día
	Promedio de agua	10.161	Bl

FUENTE: Departamento de Reservorios

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

3.3.3.3 Análisis de los datos de variación de frecuencia para el Periodo 3 (WO 2)

El tercer periodo inicia el 01 de marzo del año 2007, tuvo un tiempo de producción de 9 meses en el cual se extrajo un total de 3`708.469 bl de fluido.

El porcentaje de BSW para este periodo es de 78,6% al inicio, alcanzando un valor equivalente al 83,7% en el momento que termina esta etapa productiva.

El incremento se da a una razón de 0,02% por día.

El equipo de fondo está conformado por dos bombas KC-20000 provista de 26 etapas cada una, diseñada para levantar en conjunto 20.000 bl. Requiere alrededor de 106 amperios de energía para su funcionamiento, la primera bomba se encuentra asentada a una profundidad de 5.464 ft y la segunda a 5.478 ft.

Con este equipo se produjo un promedio de 14.658 bl/día de flujo, la máxima tasa de petróleo que se obtuvo fue de 3.233 bl/día mientras que la de agua fue

de 13.828 bl/día. El motivo del trabajo de reacondicionamiento fue reparar a la bomba usada en este periodo, la misma que es utilizada en el siguiente.

La frecuencia con la que trabaja el equipo durante este periodo es alrededor de 57Hz. El rango establecido por el fabricante para este tipo de bomba se encuentra entre 45Hz y 60Hz, es decir que en la mayoría del tiempo se encontraba operando dentro del rango recomendado.

El siguiente cuadro muestra los elementos que conforman el equipo de fondo utilizado durante este periodo de producción.

CUADRO 3.48

ELEMENTOS DE COMPLETACIÓN DE FONDO PARA EL PERIODO 3

<i>ACCESORIO</i>	<i>TIPO</i>	<i>PROFUNDIDAD(ft)</i>
CASING SUPERFICIAL	20"	80 @ TVD
VÁLVULA	BAKER TSME-5, 4 1/2"	322 @ TVD
CASING INTERMEDIO	13 3/8"	3.493 @ TVD
SLINDING SLEEVE	5" CMD	5.327 @ TVD
LAND NIPPLE	BX 3.81"	5.381 @ TVD
PACKER	TWIN SEAL	5.437 @ TVD
LAND NIPPLE	BX 2.81"	5.453 @ TVD
TUBING	5", NK3SB, AMS L-80	---
BOMBA	26 Etapas HC 20000	5.464 @ TVD
INTAKE	---	5.492 @ TVD
MOTORES	KMHA, 836 HP	5.506 @ TVD
SENSOR	WELL LIFT	5.574 @ TVD
CASING PRODUCCIÓN	9 5/8"	9.299 @ TVD
LINER	7", #29	11.308 @ TVD

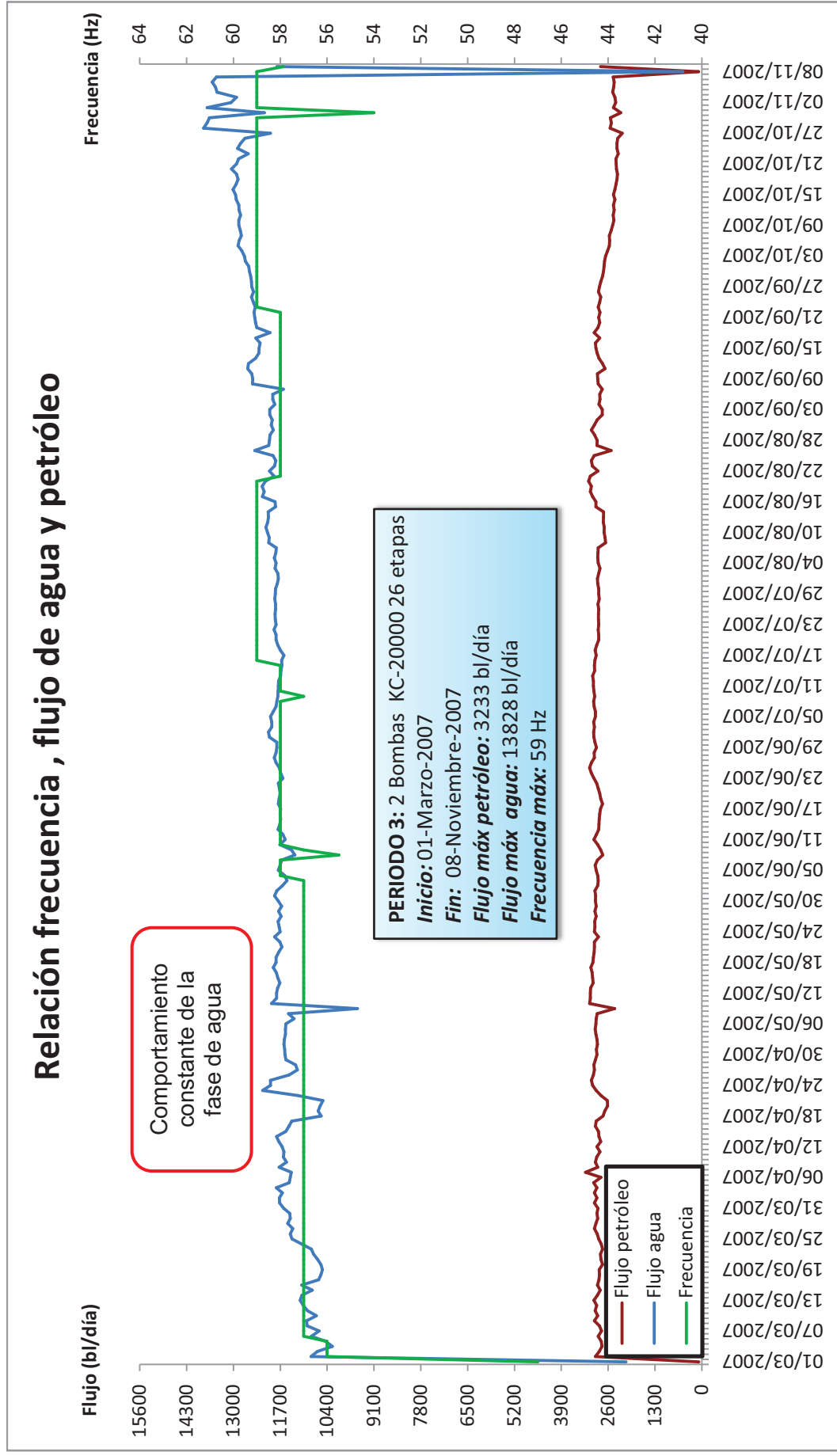
FUENTE: Departamento de Workover

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

En el Anexo 3 se presentan tabulados los datos diarios de flujo producido, flujo de petróleo, flujo de agua, porcentaje de BSW y frecuencia para esta segunda etapa de producción.

A partir de los datos tabulados en este cuadro se genera una gráfica que ilustra el comportamiento de la frecuencia y su incidencia en la producción de las fases de agua y petróleo para este periodo.

FIGURA 3.15 RELACIÓN FLUJO PRODUCIDO Y FRECUENCIA (PERIODO 3) POZO VILLANO H



FUENTE: Departamento de Producción

Como se observa en la figura 3.15, a diferencia de periodos anteriores, no se distinguen zonas marcadas debido a la constancia en los valores de frecuencia que no ejercen mayores variaciones en los flujos de producción correspondientes al petróleo y agua. Al contrario dichas curvas presentan tendencias aproximadamente lineales.

El equipo de levantamiento artificial arranca su funcionamiento con una frecuencia de 47Hz, a continuación se incrementa a 56Hz y este valor se mantiene por cuatro días.

Posteriormente la frecuencia sube nuevamente a 57Hz, el caudal promedio de petróleo que presenta esta sección es de 2.918 bl/día, mientras que para el agua es de 11.397 bl/día.

A lo largo del tercer periodo la curva de flujo de petróleo presenta una declinación de 2 bl/día, obteniendo una producción de 2.466 bl/día al final del periodo. Es decir que para el final de esta etapa productiva se han dejado de producir alrededor de 487 bl.

Por otra parte la producción de agua continua creciendo, el volumen de agua que se da en ese momento es casi cinco o seis veces más en comparación al flujo de petróleo producido.

Dentro de este periodo la tasa de incremento se establece en 10 bl/día obteniendo una producción de 13.472 bl/día de agua al final del mismo. La tasa de crecimiento del flujo de agua determinada para esta zona, implica producir 2.624 bl adicionales.

Lo observado en la figura 3.15, demuestra de manera concreta que mediante la aplicación de variaciones de frecuencia en forma progresiva, se logra controlar en parte las condiciones presentes en los flujos de producción de agua y de petróleo.

En este caso en concreto, los valores de frecuencia fluctúan entre 57Hz y 59Hz, la forma en la que la frecuencia fue cambiando se dio con variaciones de 1 Hz entre cada sección.

3.3.3.4 Análisis de los datos de variación de frecuencia para el Periodo 4 (WO 3)

El cuarto periodo inicia el 13 de noviembre del año 2007, tuvo un tiempo de producción aproximado de 7 meses en el cual se extrajo un total de 3`222.926 bl de fluido.

El porcentaje de BSW para este periodo es de 83,8% al inicio, alcanzando un valor equivalente al 89,2% en el momento que termina esta etapa productiva. El incremento se da a una razón de 0,03% por día.

El equipo de fondo está conformado por dos bombas KC-20000 provista de 26 etapas cada una, diseñada para levantar en conjunto 20.000 bl. Requiere alrededor de 102 amperios de energía para su funcionamiento, la primera bomba se encuentra asentada a una profundidad de 5.437 ft y la segunda a 5.451 ft.

Con este equipo se produjo un promedio de 15.722 bl/día de flujo, la máxima tasa de petróleo que se obtuvo fue de 2.412 bl/día mientras que la de agua fue de 15.533 bl/día. El motivo del trabajo de reacondicionamiento fue reparar a la bomba usada en este periodo, la misma que es utilizada en el siguiente.

La frecuencia con la que trabaja el equipo durante este periodo es alrededor de 57Hz. El rango establecido por el fabricante para este tipo de bomba se encuentra entre 45Hz y 60Hz, es decir que en la mayoría del tiempo se encontraba operando dentro del rango recomendado.

El siguiente cuadro muestra los elementos que conforman el equipo de fondo utilizado durante este periodo de producción.

CUADRO 3.49

ELEMENTOS DE COMPLETACIÓN DE FONDO PARA EL PERIODO 4

ACCESORIO	TIPO	PROFUNDIDAD(ft)
CASING SUPERFICIAL	20"	80 @ TVD
VÁLVULA	BAKER TSME-5, 4 1/2"	290 @ TVD
CASING INTERMEDIO	13 3/8"	3.493 @ TVD
SLINDING SLEEVE	5" CMD	5.301 @ TVD
LAND NIPPLE	BX 3.81"	5.355 @ TVD
PACKER	TWIN SEAL	5.410 @ TVD

CUADRO 3.49 CONTINUACIÓN

<i>ACCESORIO</i>	<i>TIPO</i>	<i>PROFUNDIDAD(ft)</i>
LAND NIPPLE	BX 2.81"	5.426 @ TVD
TUBING	5", NK3SB, AMS L-80	---
BOMBA	26 Etapas HC 20000	5.437 @ TVD
INTAKE	---	5.465 @ TVD
MOTORES	KMHA, 836 HP	5.478 @ TVD
SENSOR	WELL LIFT	5.546 @ TVD
CASING PRODUCCIÓN	9 5/8"	9.299 @ TVD
LINER	7", #29	11.308 @ TVD

FUENTE: Departamento de Workover

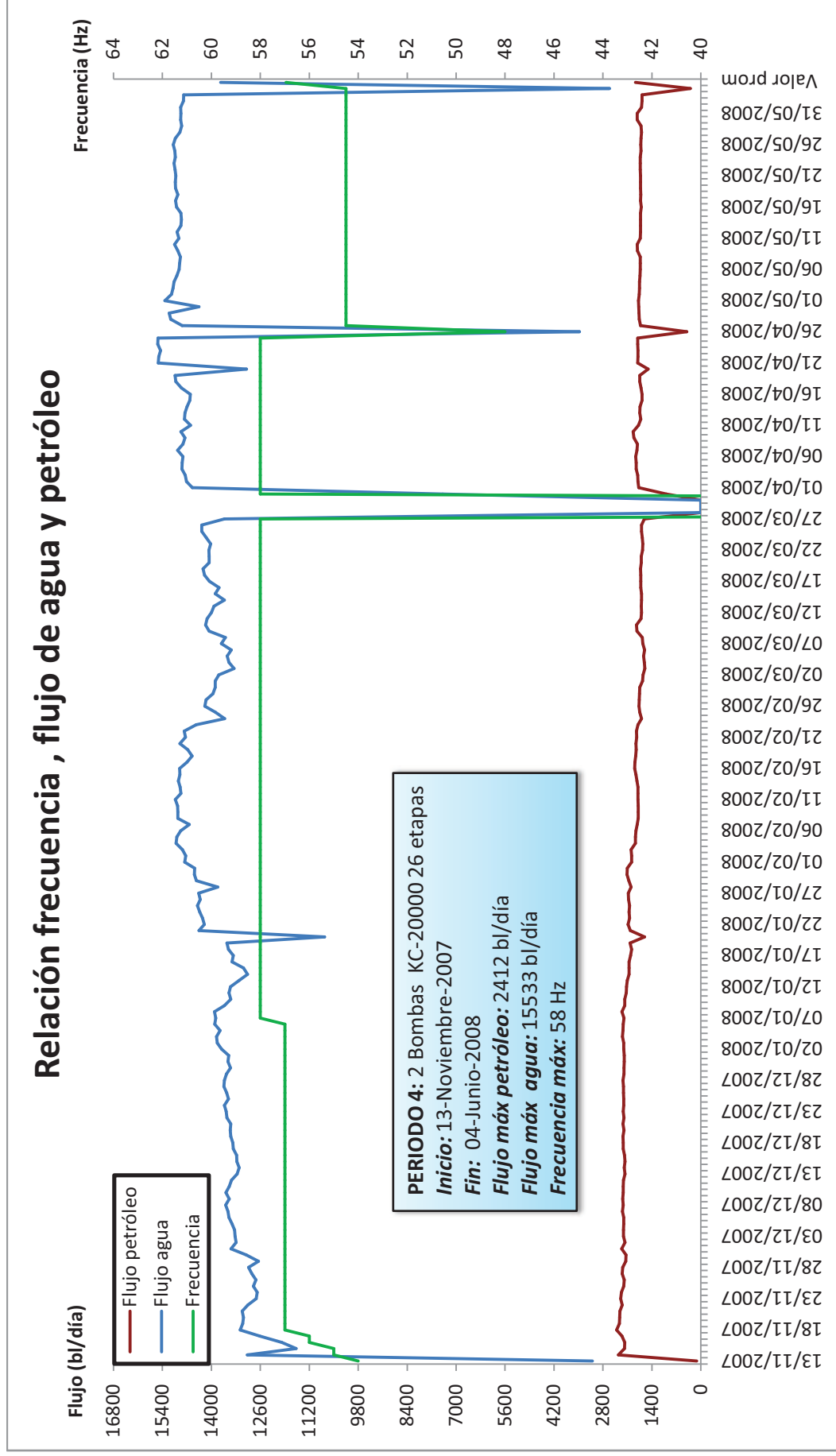
ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

En el Anexo 3 se presentan tabulados los datos diarios de flujo producido, flujo de petróleo, flujo de agua, porcentaje de BSW y frecuencia para esta segunda etapa de producción.

A partir de los datos tabulados en este cuadro se genera una gráfica que ilustra el comportamiento de la frecuencia y su incidencia en la producción de las fases de agua y petróleo.

Esto permite reconocer los efectos provocados y al mismo tiempo comprender de mejor manera lo que se ha dado en el pozo durante este periodo.

FIGURA 3.16 RELACIÓN FLUJO PRODUCIDO Y FRECUENCIA (PERIODO 4) POZO VILLANO H



FUENTE: Departamento de Producción

Como se observa en la figura 3.16, al igual que en el periodo anterior, no se distinguen zonas marcadas debido a la constancia en los valores de frecuencia que no ejercen mayores variaciones en los flujos de producción correspondientes al petróleo y agua. Estas curvas presentan sus tendencias ya establecidas anteriormente.

El equipo de levantamiento artificial arranca su funcionamiento con una frecuencia de 54Hz, a continuación se incrementa a 55Hz y posteriormente a 56Hz hasta finalmente establecerse en 57Hz, valor que se mantiene por cincuenta días. El caudal promedio de petróleo que presenta esta sección es de 2.223 bl/día, mientras que para el agua es de 13.351 bl/día.

Posteriormente la frecuencia sube nuevamente a 58Hz, el caudal promedio de petróleo que presenta esta sección es de 1.855 bl/día, mientras que para el agua es de 14.115 bl/día. En este punto la producción se ve interrumpida por una para de tres días planificada por el CPF.

El equipo de levantamiento artificial arranca nuevamente con una frecuencia de 58Hz, y se mantiene por un lapso de 26 días. Posteriormente la frecuencia decae hasta llegar a 55Hz, valor que se mantiene hasta el fin de este periodo. El caudal promedio de petróleo que presenta esta sección final es de 1.738 bl/día, mientras que para el agua es de 14.969 bl/día.

A lo largo del cuarto periodo la curva de flujo de petróleo presenta una declinación de 3,3 bl/día, obteniendo una producción de 1.683 bl/día al final del periodo. Es decir que para el final de esta etapa productiva se han dejado de producir alrededor de 675 bl.

Por otra parte la producción de agua continua creciendo, el volumen de agua que se da en ese momento es casi siete veces más en comparación al flujo de petróleo producido.

Dentro de este periodo la tasa de incremento se establece en 9 bl/día obteniendo una producción de 14.790 bl/día de agua al final del mismo.

La tasa de crecimiento del flujo de agua determinada para esta zona, implica producir 1.813 bl adicionales.

3.3.3.5 Análisis de los datos de variación de frecuencia para el Periodo 5 (WO 4)

El quinto periodo inicia el 19 de junio del año 2008, tuvo un tiempo de producción aproximado de 12 meses en el cual se extrajo un total de 6`027.494 bl de fluido.

El porcentaje de BSW para este periodo es de 88,2% al inicio, alcanzando un valor equivalente al 91,7% en el momento que termina esta etapa productiva. El incremento se da a una razón de 0,01% por día.

El equipo de fondo está conformado por dos bombas KC-20000 provista de 26 etapas cada una, diseñada para levantar en conjunto 20.000 bl. Requiere alrededor de 109 amperios de energía para su funcionamiento, la primera bomba se encuentra asentada a una profundidad de 5.422 ft y la segunda a 5.436 ft.

Con este equipo se produjo un promedio de 17.156 bl/día de flujo, la máxima tasa de petróleo que se obtuvo fue de 1.999 bl/día mientras que la de agua fue de 18.118 bl/día. El motivo del trabajo de reacondicionamiento fue reparar a la bomba usada en este periodo, la misma que es utilizada en el siguiente.

La frecuencia con la que trabaja el equipo durante este periodo es alrededor de 56Hz. El rango establecido por el fabricante para este tipo de bomba se encuentra entre 45Hz y 60Hz, es decir que en la mayoría del tiempo se encontraba operando dentro del rango recomendado.

El siguiente cuadro muestra los elementos que conforman el equipo de fondo utilizado durante este periodo de producción.

CUADRO 3.50

ELEMENTOS DE COMPLETACIÓN DE FONDO PARA EL PERIODO 5

ACCESORIO	TIPO	PROFUNDIDAD(ft)
CASING SUPERFICIAL	20"	80` TVD
VÁLVULA	BAKER TSME-5, 4 1/2"	276` TVD
CASING INTERMEDIO	13 3/8"	3.493` TVD
SLINDING SLEEVE	5" CMD	5.285` TVD
LAND NIPPLE	BX 3.81"	5.340` TVD

CUADRO 3.50 CONTINUACIÓN

<i>ACCESORIO</i>	<i>TIPO</i>	<i>PROFUNDIDAD(ft)</i>
PACKER	TWIN SEAL	5.396` TVD
LAND NIPPLE	BX 2.81"	5.412` TVD
TUBING	5", NK3SB, AMS L-80	---
BOMBA	26 Etapas HC 20000	5.422` TVD
INTAKE	---	5.450` TVD
MOTORES	KMHA, 836 HP	5.464` TVD
SENSOR	WELL LIFT	5.532` TVD
CASING PRODUCCIÓN	9 5/8"	9.299` TVD
LINER	7", #29	11.308` TVD

FUENTE: Departamento de Workover

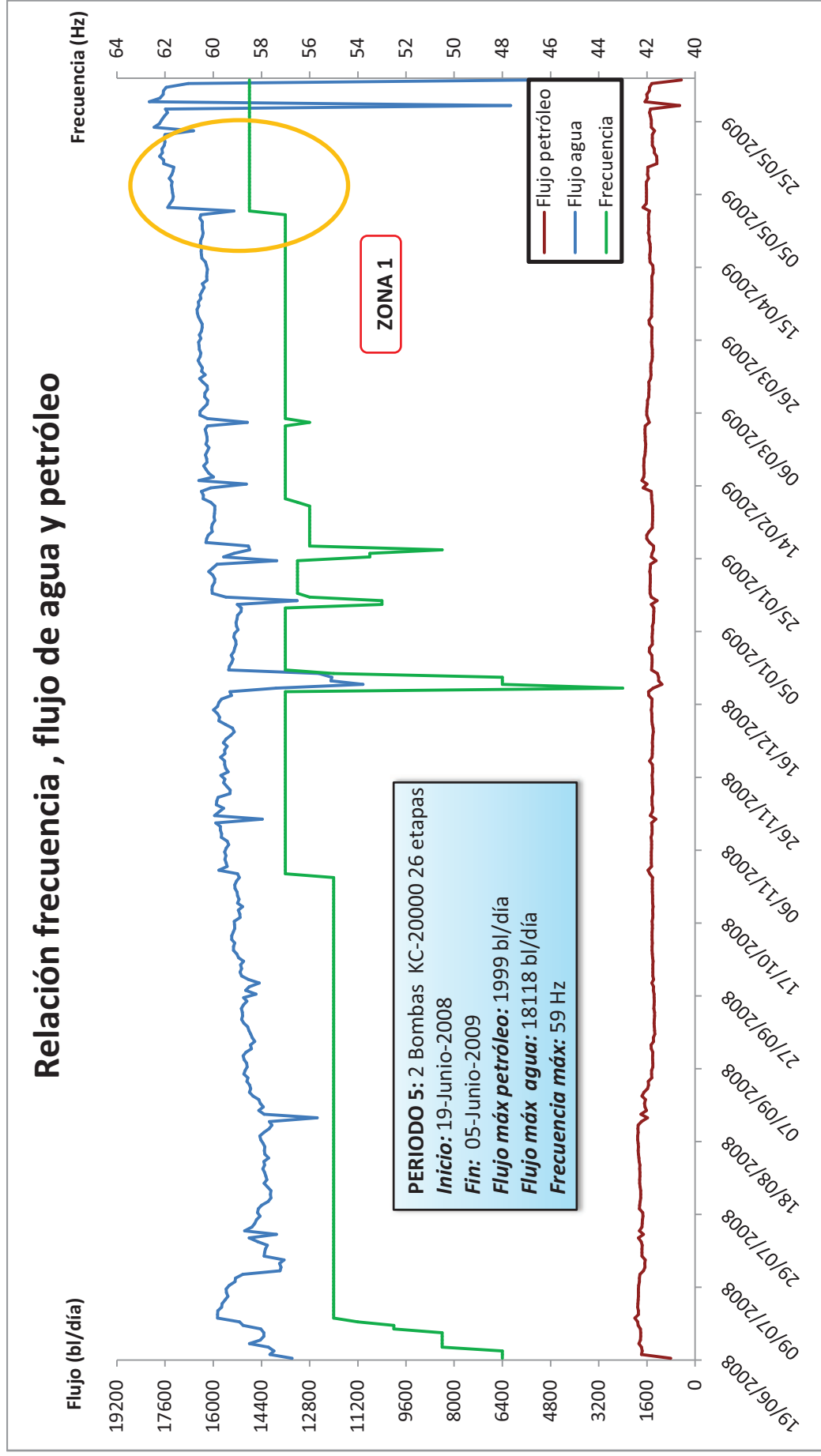
ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

En el Anexo 3 se presentan tabulados los datos diarios de flujo producido, flujo de petróleo, flujo de agua, porcentaje de BSW y frecuencia para esta segunda etapa de producción.

A partir de los datos tabulados en este cuadro se genera una gráfica que ilustra el comportamiento de la frecuencia y su incidencia en la producción de las fases de agua y petróleo.

Esto permite reconocer los efectos provocados y al mismo tiempo comprender de mejor manera lo que se ha dado en el pozo durante este periodo.

FIGURA 3.17 RELACIÓN FLUJO PRODUCIDO Y FRECUENCIA (PERIODO 5) POZO VILLANO H



FUENTE: Departamento de Producción

Como se observa en la figura 3.17, en este periodo se distingue una sola zona marcada, ya que no existen variaciones importantes en el comportamiento de los flujos de petróleo y agua, debido a la constancia en los valores de frecuencia. Estas curvas presentan sus tendencias establecidas en periodos anteriores.

El equipo de levantamiento artificial arranca su funcionamiento con una frecuencia de 48Hz, a continuación se incrementa a 51Hz y este valor se mantiene constante. El caudal promedio de petróleo que presenta esta sección es de 1.614 bl/día, mientras que para el agua es de 14.772 bl/día.

Posteriormente la frecuencia sube nuevamente a 57Hz, el caudal promedio de petróleo que presenta esta sección es de 1.435 bl/día, mientras que para el agua es de 15.602 bl/día. A continuación de esta sección se presenta otra en donde se registra una disminución de frecuencia hasta un valor de 43Hz y 48Hz, el caudal correspondiente para este sector de petróleo es 1.225 bl/día y para el agua es 12.271 bl/día.

A lo largo del quinto periodo la curva de flujo de petróleo presenta una declinación de 1 bl/día, obteniendo una producción de 1.432 bl/día al final del periodo. Es decir que para el final de esta etapa productiva se han dejado de producir alrededor de 344 bl.

Por otra parte la producción de agua continua creciendo, el volumen de agua que se da en ese momento es casi siete veces más en comparación al flujo de petróleo producido.

Dentro de este periodo la tasa de incremento se establece en 7,7 bl/día obteniendo una producción de 16.827 bl/día de agua al final del mismo. La tasa de crecimiento del flujo de agua determinada para esta zona, implica producir 2.710 bl adicionales.

La zona 1 marcada en la figura 3.17, muestra una elevación en el caudal de producción al final de este periodo, la diferencia generada en el flujo por el aumento de frecuencia es de 1.101 bl/día de agua.

3.3.3.6 *Análisis de los datos de variación de frecuencia para el Periodo 6 (WO 5)*

El sexto periodo inicia el 11 de junio del año 2009, tuvo un tiempo de producción aproximado de 10 meses hasta el momento en el cual se obtuvieron los datos. En este tiempo se extrajo un total de 5`141.242 bl de fluido.

El porcentaje de BSW para este periodo es de 92% al inicio, alcanzando un valor equivalente al 93,4% en el momento que termina esta etapa productiva. El crecimiento de este parámetro es mínimo, demostrando de esta forma que ha alcanzado estabilidad.

El equipo de fondo está conformado por dos bombas KC-20000 provista de 26 etapas cada una, diseñada para levantar en conjunto 20.000 bl. Requiere alrededor de 108 amperios de energía para su funcionamiento, la primera bomba se encuentra asentada a una profundidad de 4.481 ft y la segunda a 4.495 ft.

Con este equipo se produjo un promedio de 17.487 bl/día de flujo, la máxima tasa de petróleo que se obtuvo fue de 1.718 bl/día mientras que la de agua fue de 18.089 bl/día.

La frecuencia con la que trabaja el equipo durante este periodo es alrededor de 56Hz. El rango establecido por el fabricante para este tipo de bomba se encuentra entre 45Hz y 60Hz, es decir que en la mayoría del tiempo se encontraba operando dentro del rango recomendado.

El siguiente cuadro muestra los elementos que conforman el equipo de fondo utilizado durante este periodo de producción.

CUADRO 3.51

ELEMENTOS DE COMPLETACIÓN DE FONDO PARA EL PERIODO 5

ACCESORIO	TIPO	PROFUNDIDAD(ft)
CASING SUPERFICIAL	20"	80 @ TVD
VÁLVULA	BAKER TSME-5, 4 1/2"	259 @ TVD
CASING INTERMEDIO	13 3/8"	3.493 @ TVD
SLINDING SLEEVE	5" CMD	4.330 @ TVD

CUADRO 3.51 CONTINUACIÓN

<i>ACCESORIO</i>	<i>TIPO</i>	<i>PROFUNDIDAD(ft)</i>
LAND NIPPLE	BX 3.81"	4.385 @ TVD
PACKER	TWIN SEAL	4.440 @ TVD
LAND NIPPLE	BX 2.81"	4.462 @ TVD
TUBING	5", NK3SB, AMS L-80	---
BOMBA	26 Etapas HC 20000	4.481 @ TVD
INTAKE	---	4.501 @ TVD
MOTORES	KMHA, 836 HP	4.533 @ TVD
SENSOR	WELL LIFT	4.584 @ TVD
CASING PRODUCCIÓN	9 5/8"	9.299 @ TVD
LINER	7", #29	11.308 @ TVD

FUENTE: Departamento de Workover

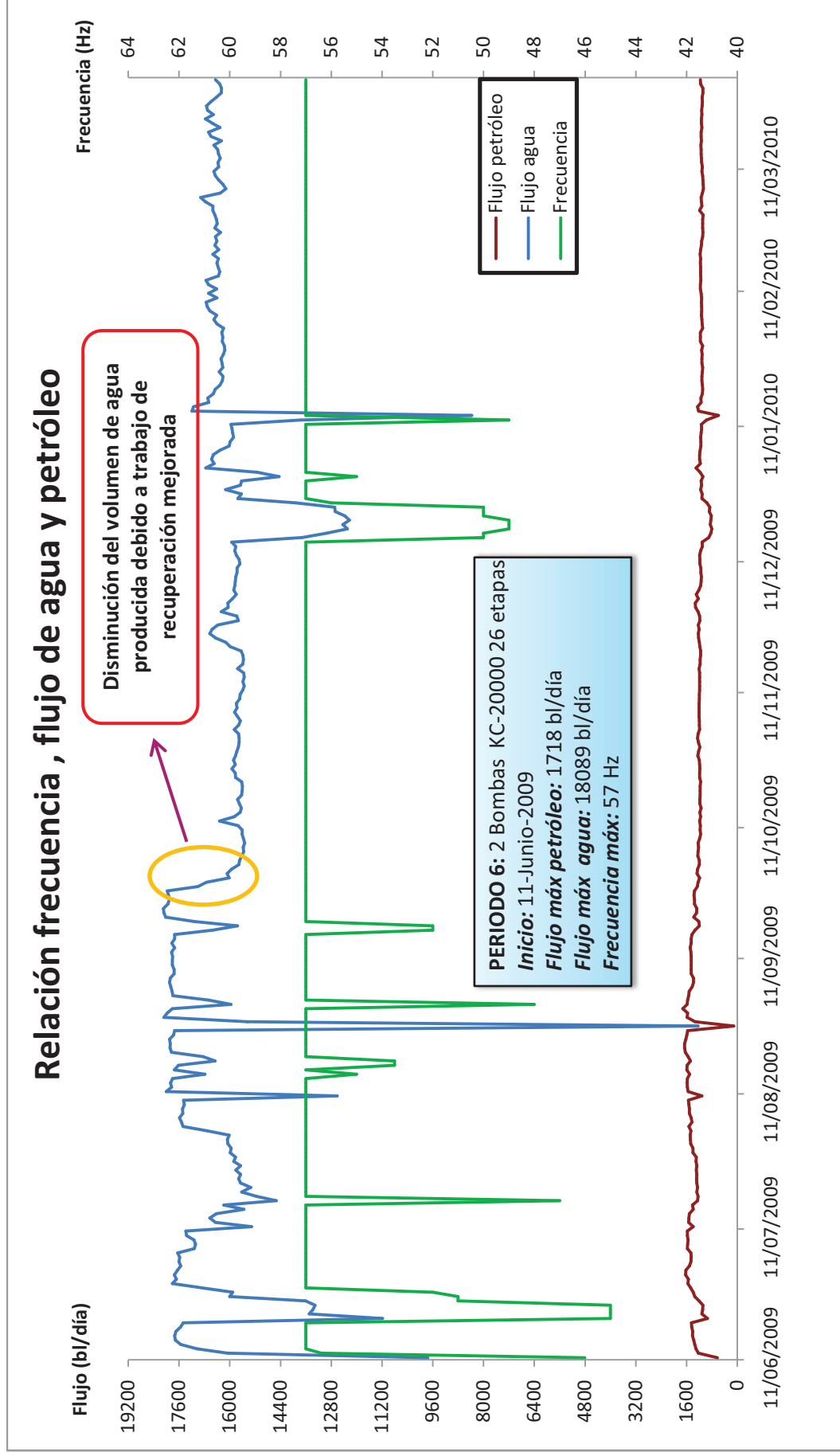
ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

En el Anexo 3 se presentan tabulados los datos diarios de flujo producido, flujo de petróleo, flujo de agua, porcentaje de BSW y frecuencia para esta segunda etapa de producción.

A partir de los datos tabulados en este cuadro se genera una gráfica que ilustra el comportamiento de la frecuencia y su incidencia en la producción de las fases de agua y petróleo.

Esto permite reconocer los efectos provocados y al mismo tiempo comprender de mejor manera lo que se ha dado en el pozo durante este periodo.

FIGURA 3.18 RELACIÓN FLUJO PRODUCIDO Y FRECUENCIA (PERIODO 6) POZO VILLANO H



FUENTE: Departamento de Reservorios

Como se observa en la figura 3.18, la curva de frecuencia presenta una tendencia constante debido a los 57 Hz con los cuales se opera a lo largo de este periodo. Pero este valor de frecuencia presenta disminuciones que alcanzan valores bajos dentro del rango de 45Hz a 48 Hz.

Este tipo de variación de frecuencia permite disminuir en cierta forma el gran volumen de agua que se produce a esta altura de la vida del pozo, donde el valor de porcentaje de BSW alcanza el 93%.

Dentro de la gráfica se destaca el punto en el cual el flujo de agua disminuye de forma repentina, ya que antes de este punto el promedio de producción de agua era de 17.600 bl/día y posteriormente cae a 15.750 bl/día.

Esta disminución en el flujo de agua producida se debe a que se realizó un trabajo de reacondicionamiento en el pozo para disminuir el volumen de agua que produce el mismo. Conforme avance el tiempo la cantidad de agua producida volverá a alcanzar su valor anterior.

El equipo de levantamiento artificial arranca su funcionamiento con una frecuencia de 46Hz, a continuación se incrementa a 56Hz y finalmente se establece en 57Hz, valor que se mantiene durante la mayor parte del periodo.

A lo largo del sexto periodo la curva de flujo de petróleo presenta una declinación de 0,21 bl/día, obteniendo una producción de 1.163 bl/día al final del periodo. Es decir que para el final de esta etapa productiva se han dejado de producir alrededor de 62 bl.

3.3.3.7 Análisis de los datos de presión de fondo fluyente para el pozo Villano H

El análisis para el parámetro de presión de fondo fluyente busca determinar los diferenciales de presión generados a lo largo de la producción y también identificar el comportamiento de la presión de fondo fluyente para los periodos productivos anteriormente establecidos en los cuales se produce bajo el uso de distintos tipos bombas.

Los datos de presión obtenidos con el programa WELL PERFORM™ para cada mes se encuentran tabulados en el siguiente cuadro.

CUADRO 3.52 DATOS DE PWF POZO VILLANO H

Mes / Año	Flujo (bl)	Pwf (psi)	Diferencial presión (psi)	Producción agua (bl)	Producción petróleo (bl)
julio-05	10357	4342	622	9176	1181
agosto-05	9828	4251	713	6703	3125
septiembre-05	10363	4162	802	6114	4249
octubre-05	10512	4115	849	5466	5046
noviembre-05	10800	4073	891	4968	5832
diciembre-05	10312	4143	821	4331	5981
enero-06	10020	4170	794	3868	6152
febrero-06	10486	4156	808	3764	6722
marzo-06	10605	4128	836	3447	7158
abril-06	11508	4114	850	3429	8079
mayo-06	11449	4071	893	3217	8232
junio-06	11314	4147	817	3100	8214
julio-06	10995	4177	787	2826	8169
agosto-06	12545	3965	999	3212	9333
septiembre-06	12916	3880	1084	3500	9416
octubre-06	12950	3878	1086	3250	9700
noviembre-06	13336	3866	1098	3281	10055
diciembre-06	13390	3840	1124	3106	10284
enero-07	13451	3870	1094	3067	10384
febrero-07					
marzo-07	13884	3860	1104	2817	11067
abril-07	14542	3886	1078	2943	11599
mayo-07	14591	3845	1119	2962	11629
junio-07	14599	3771	1193	2905	11694
julio-07	14749	3771	1193	2935	11814
agosto-07	14867	3762	1202	2899	11968
septiembre-07	15317	3758	1206	3025	12292
octubre-07	15451	3738	1226	2611	12840
noviembre-07	15303	3806	1158	2892	12411
diciembre-07	15808	3818	1146	2355	13453
enero-08	16087	3750	1214	2236	13851
febrero-08	16024	3859	1105	1875	14149
marzo-08	15799	3907	1057	1801	13998
abril-08	16740	3954	1010	1875	14865
mayo-08	16810	3984	980	1832	14978
junio-08	16671	4031	933	1850	14821
julio-08	16801	3902	1062	1915	14886
agosto-08	16160	3917	1047	1923	14237
septiembre-08	16353	3913	1051	1488	14865
octubre-08	16713	3926	1038	1504	15209
noviembre-08	17188	3956	1008	1530	15658
diciembre-08	16970	3972	992	1527	15443
enero-09	17097	3977	987	1539	15558
febrero-09	17825	3970	994	1676	16149
marzo-09	17901	3944	1020	1593	16308
abril-09	17936	3938	1026	1560	16376
mayo-09	19090	3903	1061	1584	17506

CUADRO 3.52 CONTINIACIÓN

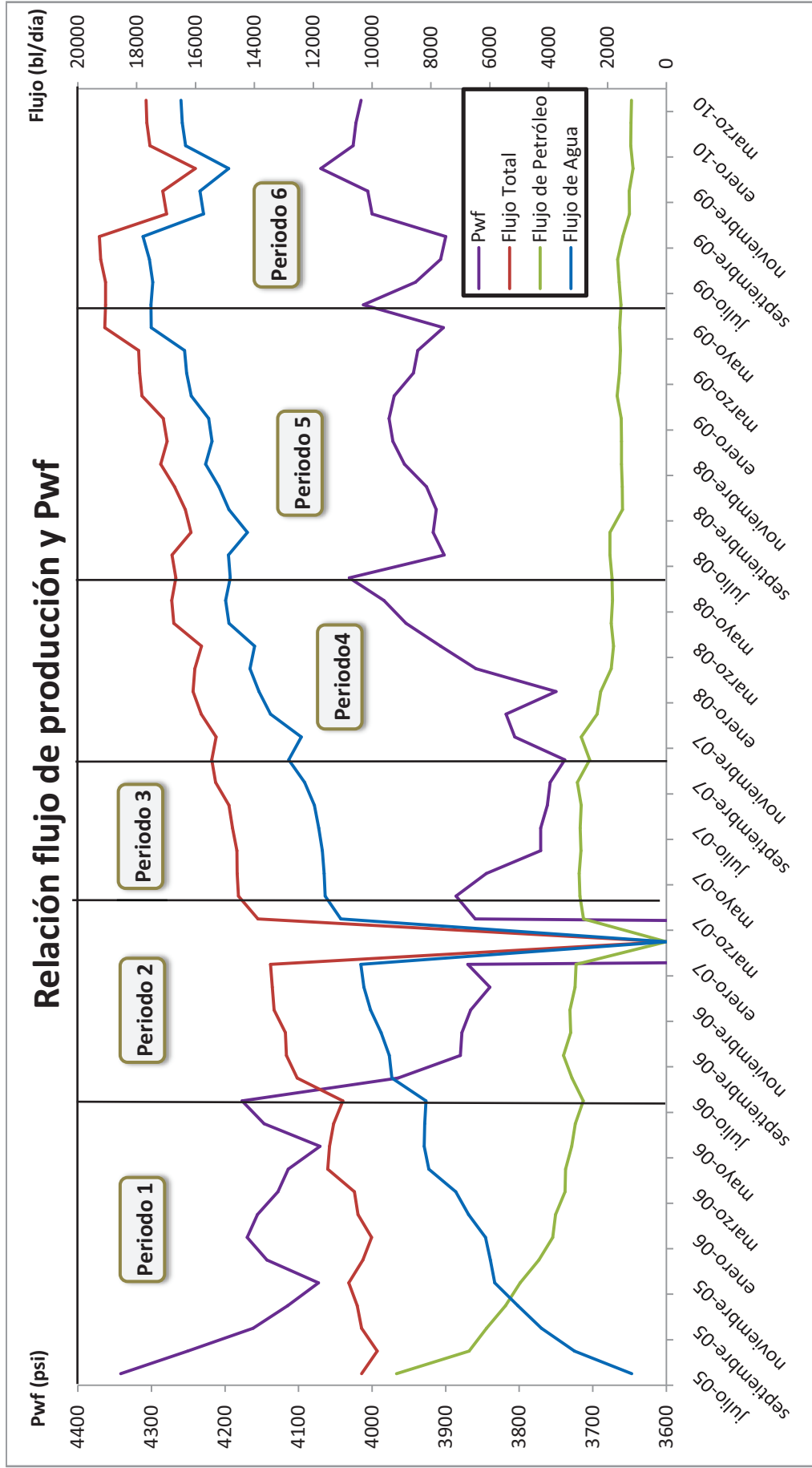
Mes / Año	Flujo (bl)	Pwf (psi)	Diferencial presión (psi)	Producción agua (bl)	Producción petróleo (bl)
junio-09	19059	4012	952	1544	17515
julio-09	19062	3941	1023	1601	17461
agosto-09	19228	3907	1057	1654	17574
septiembre-09	19269	3900	1064	1484	17785
octubre-09	16990	4000	964	1257	15733
noviembre-09	17116	4006	958	1267	15849
diciembre-09	16010	4070	894	1137	14873
enero-10	17549	4026	938	1211	16338
febrero-10	17655	4022	942	1201	16454
marzo-10	17681	4015	949	1185	16496

FUENTE: Programa WELL PERFORM™

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

A partir de los datos mostrados en esta tabla se ha generado una gráfica que permita identificar el comportamiento de la presión de fondo fluyente así como los diferenciales de presión provocados en la producción del pozo.

FIGURA 3.19 RELACIÓN FLUJO PRODUCIDO Y PWF POZO VILLANO H



FUENTE: Departamento de Producción

La figura 3.19 muestra el comportamiento de la Pwf a lo largo de la vida productiva del pozo Villano H. Como se puede observar al iniciar el segundo periodo se presenta el diferencial de presión más grande de todos los periodos, 297 psi.

Al final del segundo periodo la presión de fondo fluyente presenta un promedio de 3.866 psi. Para inicios del tercer periodo la Pwf disminuye a 3.761 psi en promedio debido al uso de una bomba de mayor capacidad. De este punto en adelante la presión de fondo fluyente inicia su proceso de restauración.

Para el final del análisis de este pozo, la Pwf ha alcanzado un valor de 4.022 psi, esto gracias a que se ha utilizado el mismo tipo de bomba en los periodos 4, 5 y 6 (HC-20000), produciendo a un mismo caudal y permitiendo esta regeneración en los valores de presión de fondo.

3.3.3.8 Resultados obtenidos para el pozo Villano H

Como se ha podido observar, las variaciones importantes en los flujos de agua y petróleo para este pozo se encuentran en el primer periodo.

Es en esta etapa productiva donde la fase de agua pasa a ser la predominante en la producción, y debido a esto en las siguientes etapas, no se presentan grandes variaciones de frecuencia. Al contrario se procura mantener constante a la frecuencia el mayor tiempo posible para evitar un mayor crecimiento en el volumen de agua producida.

Al igual que en otros pozos, para los periodos finales en los cuales el volumen de agua es sumamente mayor que la fase de petróleo, con un BSW mayor al 90%, la variación de frecuencia busca disminuir en cierta forma el volumen de agua producida. Esto se observa en el último periodo productivo para este pozo donde la frecuencia disminuye por cortos espacios de tiempo para cumplir el fin mencionado.

El siguiente cuadro muestra en resumen los detalles de las bombas con las cuales se produjo en cada uno de los periodos determinados para este pozo.

CUADRO 3.53**RESUMEN PERIODOS DE PRODUCCIÓN POZO VILLANO H**

	Bomba	Número de bombas	Número etapas	Rango	Caudal fluido (bls)*	Condición de trabajo	Frecuencia (Hz)*	Amperaje (Amp)*
Periodo 1	HC-12500	2	26	45-60	10380	Dentro del rango	50	87
			26					
Periodo 2	HC-12500	2	26	45-60	13034	Dentro del rango	58	94
			26					
Periodo 3	HC-20000	2	26	45-60	14658	Dentro del rango	58	106
			26					
Periodo 4	HC-20000	2	26	45-60	15722	Dentro del rango	57	102
			26					
Periodo 5	HC-20000	2	26	45-60	17124	Dentro del rango	56	109
			26					
Periodo 6	HC-20000	2	26	45-60	17487	Dentro del rango	56	108
			26					
<i>*Valores promedios</i>								

FUENTE: Departamento de Producción y Workover

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

3.3.4 ANÁLISIS POZO VILLANO K

Este es un pozo horizontal constituido de dos tramos, el primero vertical que alcanza una profundidad de 10.298 ft. Mientras que el segundo presenta una orientación inclinada con un ángulo de 46° y tiene una longitud de 457 ft hasta la mitad de las perforaciones (10.984 ft) como se observa en el diagrama del pozo que se encuentra en el Anexo 2.

El pozo Villano K alcanza una profundidad total de 11.212 ft en TVD. La sección horizontal del pozo a hueco abierto presenta un diámetro de 6 in.

La producción de fluido de este pozo proviene de la Arena Hollín principal y desde su inicio se ha utilizado el sistema de bombeo electrosumergible para el levantamiento artificial. Hasta la fecha en la que se obtuvo los datos de campo, este pozo presenta un total de tres trabajos de reacondicionamiento; el cuadro inferior detalla las bombas que se han utilizado hasta el momento.

CUADRO 3.54**HISTORIAL DE TRABAJOS DE WORKOVER POZO VILLANO K**

HISTORIAL TRABAJOS DE WORKOVER						
POZO	Fecha inicio	Tipo de Bomba	Profundidad de asentamiento		Altura de Intake a TVD (ft)	
			MD (ft)	TVD (ft)		
VK	Completado	18-Abr-2007	P100 SSD 79 etapas	6.902	5.991	6.008
	WO 1	21-Ene-2008	HC 20000 SND 52 etapas	6.852	5.950	5.970
	WO 2	14-Jun-2008	HC 20000 SND 52 etapas	5.699	5.052	5.075
	WO 3	24-Sep-2009	HC 27000 (21+21 etapas)	4.342	3.967	3.988

FUENTE: Departamentos de Workover y de Reservorios

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

Como se observa en el cuadro 3.54 conforme avanza la producción del pozo se requieren bajar bombas de mayor capacidad debido al aumento de la producción del fluido producido.

Para aumentar la producción de petróleo es necesario utilizar bombas que permitan producir mayores caudales de fluido con la finalidad de mantener un volumen de petróleo económicamente rentable.

El pozo Villano K lleva cuatro años de vida productiva en los cuales ha producido un total de 20`965.271 bl de fluido, este volumen extraído equivale a 5`926.279 bl de petróleo y 15`038.992 bl de agua. Claramente se establece que el volumen de agua producido es casi el triple del volumen de petróleo.

El año 2008 fue el de mayor producción de crudo con un total de 2`268.984 bl. Llama mucho la atención el hecho de que el porcentaje de BSW haya alcanzado un valor alto en tan corto tiempo si se lo compara con pozos como el Villano A o Villano B.

La producción total para cada año de este pozo se detalla en el cuadro 3.55.

CUADRO 3.55**PRODUCCIÓN ACUMULADA ANUAL POZO VILLANO K**

PRODUCCIÓN ANUAL POZO VILLANO K			
AÑO	Petróleo (bl)	Agua (bl)	% BSW
2007	2`112.951	460.971	16,2
2008	2`268.984	4`686.928	63,9
2009	1`318.667	7`630.402	84,5
2010	225.677	2.`260.691	90,5
ACUMULADO	5`926.279	15`038.992	

FUENTE: Datos Departamento de Producción

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

El cuadro 3.55 muestra el gran crecimiento de porcentaje de BSW en un corto periodo de tiempo, esto marca un punto a ser considerado para el análisis correspondiente de este pozo.

Las propiedades del fluido que presenta este pozo han sido obtenidas a partir de pruebas PVT, que permiten conocer los valores de varios parámetros a condiciones de presión de reservorio y de presión de punto de burbuja. Algunos de estos resultados necesarios para el desarrollo de este análisis se encuentran tabulados en el cuadro 3.56

Debido a la cercanía presente entre ciertos pozos, no se realizan pruebas PVT para todos. Los resultados obtenidos para uno de ellos se toman como referencia para el resto, es así que los datos PVT presentados para este pozo son tomados en referencia al pozo Villano D.

CUADRO 3.56**PROPIEDADES DEL FLUIDO POZO VILLANO K**

DATOS PVT POZO VILLANO K				
A Presión de Reservorio		A Presión de burbuja		Unidades
<i>Presión de Reservorio</i>	5.000	<i>Presión de burbuja</i>	190	Psi
<i>GOR</i>	21	<i>GOR</i>	21	ft ³ /bl
<i>Bo</i>	1,064	<i>Bo</i>	1,084	BF/bl
<i>Densidad</i>	0,877	<i>Densidad</i>	0,861	g/cm ³
<i>Viscosidad</i>	16,27	<i>Viscosidad</i>	9,3	Cp
<i>Compresibilidad</i>	5,01 x 10 ⁻⁶	<i>Compresibilidad</i>	6,74 x 10 ⁻⁶	1/psi
<i>°API</i>	20,8	<i>Temperatura reservorio</i>	213	°F

FUENTE: Departamento de Reservorios

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

3.3.4.1 Análisis de los datos de variación de frecuencia para el Periodo 1

El primer periodo inicia el 19 de abril del año 2007, tuvo un tiempo de producción de 10 meses en el cual se extrajo un total de 2`856.202 bl de fluido.

El porcentaje de BSW para este periodo es de 0,1% al inicio, alcanzando un valor equivalente al 45% en el momento que termina esta etapa productiva. El incremento se da a una razón de 0,16% por día.

Dentro de este periodo alrededor de los primeros días del mes de junio del año 2007 se produce la irrupción del agua en la producción del pozo.

El equipo de fondo está conformado por una bomba P100-SSD provista de 79 etapas, diseñada para levantar 10.000 bl. Requiere alrededor de 101 amperios de energía para su funcionamiento y se encuentra asentada a una profundidad de 5.991 ft.

Con este equipo se produjo un promedio de 10.386 bl/día de flujo, la máxima tasa de petróleo que se obtuvo fue de 12.543 bl/día mientras que la de agua fue de 5244 bl/día. El motivo de cambio fue la necesidad de utilizar una bomba de mayor caudal.

La frecuencia con la que trabaja el equipo durante este periodo es alrededor de 54Hz. El rango establecido por el fabricante para este tipo de bomba se encuentra entre 45Hz y 60Hz, es decir que en la mayoría del tiempo se encontraba operando dentro del rango recomendado.

El siguiente cuadro muestra los elementos que conforman el equipo de fondo utilizado durante este periodo de producción.

CUADRO 3.57

ELEMENTOS DE COMPLETACIÓN DE FONDO PARA EL PERIODO 3

<i>ACCESORIO</i>	<i>TIPO</i>	<i>PROFUNDIDAD(ft)</i>
CASING SUPERFICIAL	20"	1057 @ TVD
VÁLVULA	BAKER TSME-5, 4 1/2"	334 @ TVD
CASING INTERMEDIO	13 3/8"	5.310 @ TVD
SLINDING SLEEVE	5" CMD	5.857 @ TVD
LAND NIPPLE	BX 3.81"	5.910 @ TVD
PACKER	TWIN SEAL	5.967 @ TVD
LAND NIPPLE	BX 2.81"	5.979 @ TVD
TUBING	AMS L-80	---
BOMBA	79 Etapas P 100	5.987 @ TVD
INTAKE	---	6.008 @ TVD
MOTORES	KMH, 300 HP	6.919 @ TVD
SENSOR	CENTINEL III	7.048 @ TVD
CASING PRODUCCIÓN	9 5/8"	10.298 @ TVD
LINER	7", #29	11.212 @ TVD

FUENTE: Departamento de Workover

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

En el Anexo 3 se presentan tabulados los datos diarios de flujo producido, flujo de petróleo, flujo de agua, porcentaje de BSW y frecuencia para esta primera etapa de producción

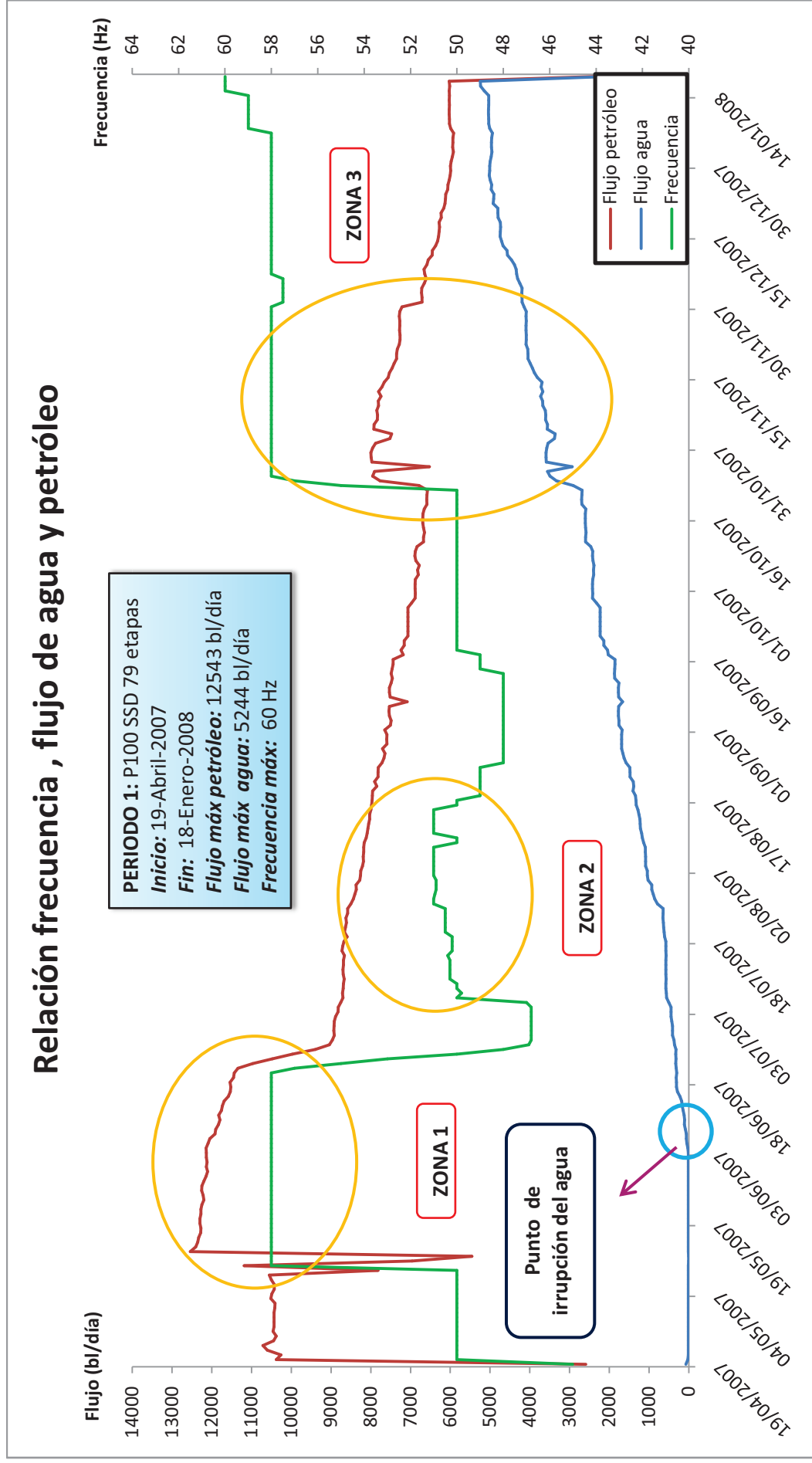
Como se puede observar en este cuadro, al observar los datos de frecuencia junto con los datos de flujo total se puede apreciar la diferencia que generada en el caudal de producción.

Al revisar los datos de fluido producido junto con los datos de frecuencia, se encuentran días en los cuales el equipo de levantamiento artificial no cumple con el caudal de producción establecido para un determinado valor de frecuencia.

Esto se debe a que en esos días la bomba con la que se produce no trabaja durante las 24 horas, generando caídas en la producción diaria promedio, que se muestran en la gráfica como picos hacia abajo.

A partir de los datos tabulados en este cuadro se genera una gráfica que ilustra el comportamiento de la frecuencia y su incidencia en la producción de las fases de agua y petróleo.

FIGURA 3.20 RELACIÓN FLUJO PRODUCIDO Y FRECUENCIA (PERIODO 1) POZO VILLANO K



FUENTE: Departamento de Producción

Como se observa en la figura 3.20 existen tres zonas de interés marcadas. Se distingue claramente en este periodo a la fase de petróleo como la dominante dentro de la composición del fluido producido.

El equipo de levantamiento artificial arranca su funcionamiento con una frecuencia de 45Hz, a continuación se incrementa a 50Hz y se mantiene constante por un margen de tiempo de 20 días.

El caudal promedio de petróleo que presenta esta sección previa es de 10.459 bl/día; al final de la misma se aprecia una caída en el flujo producido debido a que el equipo de levantamiento artificial trabaja 17 de las 24 horas, lo que genera este pico hacia abajo en la curva de flujo de petróleo.

La primera zona marcada en la gráfica superior inicia con el aumento de frecuencia de 50Hz a 58Hz. Esta elevación genera un incremento en el caudal de producción de petróleo de 2.084 bl/día en comparación al caudal de producción de la sección anterior a esta zona. Es decir que el flujo de petróleo producido es ahora de 12.543 bl/día.

A partir de este punto la frecuencia se mantiene constante y la curva de flujo de petróleo presenta una declinación de 28 bl/día, obteniendo una producción de 11.438 bl/día al final de la primera zona.

Por otra parte la producción de agua que se da en ese momento es mínima en comparación al flujo de petróleo producido. Al llegar a la mitad de la zona se registra el punto donde el agua irrumpe en la producción del pozo.

Desde este punto el flujo de agua empieza a crecer; se registra una tasa de incremento de 16 bl/día obteniendo una producción de 305 bl/día de agua al final de la zona

En la última parte de esta etapa productiva, la frecuencia marca una caída en su valor hasta llegar a 47Hz. En el cuadro 3.58 se presenta la respectiva información para esta primera zona.

CUADRO 3.58**INFORMACIÓN ZONA 1, PERIODO 1 POZO VILLANO K**

ZONA 1			
Petróleo	Incremento de petróleo	2.084	bl
	Declinación de petróleo	1.105	bl
	Tasa de declinación	28	bl/día
	Promedio de petróleo	12.033	Bl
Frecuencia	Frecuencia anterior	50	Hz
	Máxima frecuencia	58	Hz
	Mínima frecuencia	---	Hz
	Máxima variación	---	Hz
	Variación con la anterior	8	Hz
Agua	Incremento de agua	305	Bl
	Tasa de incremento	16	bl/día
	Promedio de agua	304	Bl

FUENTE: Departamento de Reservorios

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

La segunda zona de la figura 3.20, inicia con el aumento de frecuencia de 47Hz a 50Hz. Esta elevación, contrariamente a la zona anterior, no genera un incremento en el caudal de producción de petróleo.

A partir de la disminución de frecuencia al final de la primera zona, la curva correspondiente a flujo de petróleo presenta una disminución constante hasta llegar a la segunda zona, y continúa de ahí en adelante.

En comparación al caudal de producción de la sección que precede a esta zona (8.898 bl/día), el flujo de petróleo producido sigue cayendo, su valor es ahora de 8.685 bl/día. Es decir que se ha dejado de producir 213 bl de petróleo diariamente hasta el inicio de la segunda zona.

A lo largo de esta etapa productiva la frecuencia se mantiene prácticamente constante debido a que más adelante existe un aumento de 1Hz, aspecto que no altera el comportamiento de la curva de flujo de petróleo establecido para 50Hz.

El flujo de petróleo producido presenta una declinación de 18 bl/día, obteniendo una producción de 7.999 bl/día al final de la segunda zona.

Por otra parte la producción de agua continua creciendo, en la sección previa al incremento de frecuencia se registra un flujo de agua producida de 423 bl/día. Dentro de la segunda zona la tasa de incremento se establece en 18 bl/día obteniendo una producción de 1.281 bl/día de agua al final de la misma.

En la última parte de esta etapa productiva, la frecuencia marca una caída en su valor hasta llegar a 48Hz. El cuadro 3.59 presenta la información correspondiente a esta segunda zona.

CUADRO 3.59

INFORMACIÓN ZONA 2, PERIODO 1 POZO VILLANO K

ZONA 2			
Petróleo	Incremento de petróleo	---	bl
	Declinación de petróleo	686	bl
	Tasa de declinación	18	bl/día
	Promedio de petróleo	8.431	bl
Frecuencia	Frecuencia anterior	47	Hz
	Máxima frecuencia	51	Hz
	Mínima frecuencia	50	Hz
	Máxima variación	1	Hz
	Variación con la anterior	3	Hz
Agua	Incremento de agua	726	Bl
	Tasa de incremento	18	bl/día
	Promedio de agua	842	bl

FUENTE: Departamento de Reservorios

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

La tercera zona marcada en la figura superior, inicia con el aumento de frecuencia de 50Hz a 58Hz. Esta elevación, contrariamente a lo que sucede en la zona anterior, si genera un incremento en el caudal de producción de petróleo.

En comparación con el caudal de producción al final de la sección que precede a esta zona (6.576 bl/día), el flujo de petróleo producido aumenta. Su valor es ahora de 7.955 bl/día, es decir que existe un incremento en el inicio de la tercera zona de 1.379 bl en la producción diaria.

A partir de que el flujo de petróleo alcanza el punto más alto (7.996 bl/día), se suscita un decremento que alcanza una tasa de declinación de 21 bl/día, lo que se traduce en una disminución de 784 bl en la producción de petróleo. Obteniendo una producción de 7.212 bl/día al final de la tercera zona, el promedio diario de producción para esta zona se establece en 7.580 bl/día de petróleo.

La producción de agua presenta también una elevación en su valor; en la sección previa al incremento de frecuencia se registra un flujo de agua de 2.686 bl/día. Con el aumento de frecuencia dicho flujo llega hasta 3.491 bl/día, lo que significa un adicional de 805 bl en la producción este líquido

Dentro de la tercera zona la tasa de incremento se establece en 18 bl/día obteniendo una producción de 4.145 bl/día de agua al final de la misma.

En la última parte de esta etapa productiva, la frecuencia marca una caída de 0,5Hz en su valor. El cuadro 3.60 presenta la información correspondiente a esta tercera zona.

CUADRO 3.60

INFORMACIÓN ZONA 3, PERIODO 1 POZO VILLANO K

ZONA 3			
Petróleo	Incremento de petróleo	1.379	Bl
	Declinación de petróleo	784	Bl
	Tasa de declinación	21	bl/día
	Promedio de petróleo	7.580	Bl
Frecuencia	Frecuencia anterior	50	Hz
	Máxima frecuencia	58	Hz
	Mínima frecuencia	---	Hz
	Máxima variación	---	Hz
	Variación con la anterior	8	Hz
Agua	Incremento de agua	805	bl
	Tasa de incremento	18	bl/día
	Promedio de agua	3.765	bl

FUENTE: Departamento de Reservorios

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

3.3.4.2 Análisis de los datos de variación de frecuencia para el Periodo 2 (WO 1)

El segundo periodo inicia el 21 de enero del año 2008, tuvo un tiempo de producción de 4 meses en el cual se extrajo un total de 2`167.693 bl de fluido.

El porcentaje de BSW para este periodo es de 42% al inicio, alcanzando un valor equivalente al 60% en el momento que termina esta etapa productiva. El incremento se da a una razón de 0,15% por día.

Dentro de este periodo durante tres días del mes de marzo del año 2008, el pozo no produce debido a una interrupción por causas externas.

El equipo de fondo está conformado por una bomba HC-20000 provista de 52 etapas, diseñada para levantar 20.000 bl. Requiere alrededor de 108 amperios de energía para su funcionamiento y se encuentra asentada a una profundidad de 5.950 ft.

Con este equipo se produjo un promedio de 18.064 bl/día de flujo, la máxima tasa de petróleo que se obtuvo fue de 11.501 bl/día mientras que la de agua fue de 12.760 bl/día. El trabajo de reacondicionamiento se dio debido al taponamiento del pozo, la bomba utilizada en este periodo no se cambió.

La frecuencia con la que trabaja el equipo durante este periodo es alrededor de 56Hz. El rango establecido por el fabricante para este tipo de bomba se encuentra entre 45Hz y 60Hz, es decir que en la mayoría del tiempo se encontraba operando dentro del rango recomendado.

El siguiente cuadro muestra los elementos que conforman el equipo de fondo utilizado durante este periodo de producción.

CUADRO 3.61

ELEMENTOS DE COMPLETACIÓN DE FONDO PARA EL PERIODO 2

ACCESORIO	TIPO	PROFUNDIDAD(ft)
CASING SUPERFICIAL	20"	1057 @ TVD
VÁLVULA	BAKER TSME-5, 4 1/2"	427 @ TVD
CASING INTERMEDIO	13 3/8"	5.310 @ TVD
SLINDING SLEEVE	5" CMD	5.822 @ TVD

CUADRO 3.61 CONTINUACIÓN

<i>ACCESORIO</i>	<i>TIPO</i>	<i>PROFUNDIDAD(ft)</i>
LAND NIPPLE	BX 3.81"	5.871 @ TVD
PACKER	TWIN SEAL	5.929 @ TVD
LAND NIPPLE	BX 2.81"	5.941 @ TVD
TUBING	AMS L-80	---
BOMBA	52 Etapas HC 20000	5.950 @ TVD
INTAKE	---	5.970 @ TVD
MOTORES	KMHA, 600 HP	5.981 @ TVD
SENSOR	CENTINEL III	6.032 @ TVD
CASING PRODUCCIÓN	9 5/8"	10.298 @ TVD
LINER	7", #29	11.212 @ TVD

FUENTE: Departamento de Workover

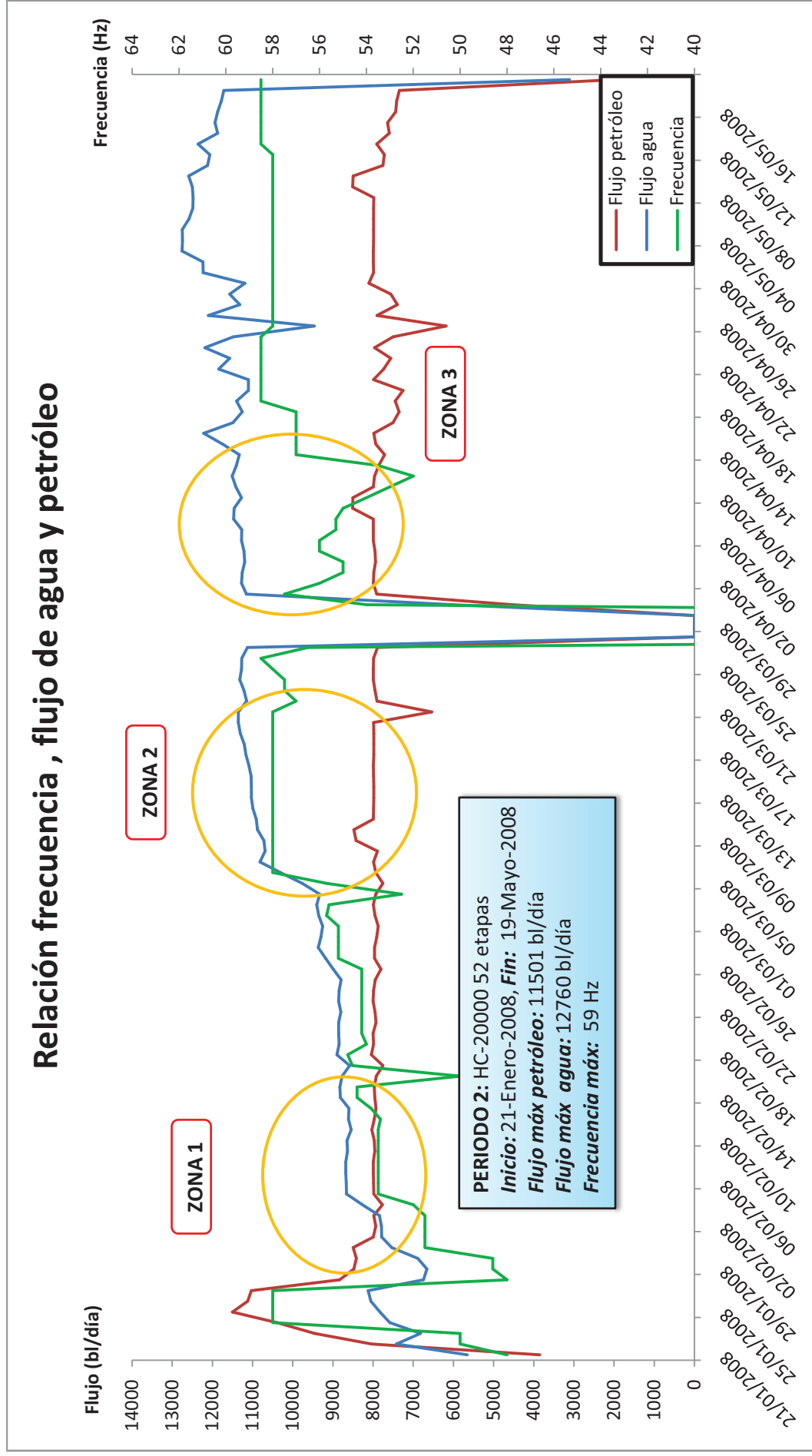
ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

En el Anexo 3 se presentan tabulados los datos diarios de flujo producido, flujo de petróleo, flujo de agua, porcentaje de BSW y frecuencia para esta segunda etapa de producción

A partir de los datos tabulados en este cuadro se genera una gráfica que ilustra el comportamiento de la frecuencia y su incidencia en la producción de las fases de agua y petróleo para este periodo.

Esto permite reconocer los efectos provocados y al mismo tiempo comprender de mejor manera lo que se ha dado en el pozo durante este periodo.

FIGURA 3.21 RELACIÓN FLUJO PRODUCIDO Y FRECUENCIA (PERIODO 2) POZO VILLANO K



FUENTE: Departamento de Producción

Como se observa en la figura 3.21 existen tres zonas de interés marcadas. En este periodo la fase de agua pasa a ser la dominante en la composición del fluido extraído, el punto en el cual la fase de agua supera el 50% del volumen total producido se encuentra dentro de la primera zona.

El equipo de levantamiento artificial arranca su funcionamiento con una frecuencia de 48Hz, a continuación se incrementa a 58Hz y se mantiene constante por un corto margen de tiempo de 4 días.

El caudal promedio de petróleo que presenta esta sección previa es de 11.013 bl/día; al final de la misma se aprecia una caída en el flujo producido de agua y petróleo debido a que la frecuencia disminuye hasta un valor de 49Hz.

La primera zona marcada en la gráfica superior inicia con el aumento de frecuencia de 49Hz a 52Hz. Esta elevación genera un incremento en el caudal de producción de petróleo de 70 bl/día en comparación al caudal de producción que se tenía al final de la sección antes mencionada (8.426 bl/día). Es decir que el flujo de petróleo producido es ahora de 8.496 bl/día.

Posteriormente la frecuencia sube nuevamente de 52Hz a 54Hz, y el flujo de petróleo producido alcanza un valor de 8.032 bl/día. En comparación con el caudal anterior al nuevo incremento de frecuencia (7.770 bl/día), este presenta un aumento en 262 bl.

El decremento que presenta el flujo de petróleo producido para toda la zona alcanza una tasa de declinación de 4 bl/día, lo que se traduce en una disminución de 59 bl en la producción de petróleo, obteniendo una producción de 7.973 bl/día al final de la primera zona. El promedio diario de producción para esta zona se establece en 7.996 bl/día de petróleo.

Por otra parte la producción de agua continua creciendo, en la sección previa al incremento de frecuencia se registra un flujo de agua producida de 6.885 bl/día. Dentro de la primera zona la tasa de incremento se establece en 81 bl/día obteniendo una producción de 8.828 bl/día de agua al final de la misma.

En la última parte de esta etapa productiva, la frecuencia marca una caída en su valor hasta llegar a 50Hz. El cuadro 3.62 presenta la información correspondiente para esta segunda zona.

CUADRO 3.62

INFORMACIÓN ZONA 1, PERIODO 2 POZO VILLANO K

ZONA 1			
Petróleo	Incremento de petróleo	262	bl
	Declinación de petróleo	59	bl
	Tasa de declinación	4	bl/día
	Promedio de petróleo	7.996	bl
Frecuencia	Frecuencia anterior	49	Hz
	Máxima frecuencia	54	Hz
	Mínima frecuencia	52	Hz
	Máxima variación	2	Hz
	Variación con la anterior	3	Hz
Agua	Incremento de agua	1.293	bl
	Tasa de incremento	81	bl/día
	Promedio de agua	8.471	bl

FUENTE: Departamento de Reservorios

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

La segunda zona marcada en el gráfico superior inicia con el incremento de frecuencia de 53Hz a 58Hz.

En comparación con el caudal de producción registrado al final de la sección que precede esta zona (7.937 bl/día) el flujo de petróleo producido aumenta, ya que su valor es ahora de 7.990 bl/día. Es decir que existe un incremento en el inicio de la segunda zona de 53 bl en la producción diaria.

A partir de que el flujo de petróleo alcanza el punto más alto (8.481 bl/día), se suscita un decremento que alcanza una tasa de declinación de 45 bl/día, lo que se traduce en una disminución de 495 bl en la producción de petróleo, obteniendo una producción de 7.986 bl/día al final de la segunda zona. El promedio diario de producción para esta zona se establece en 8.032 bl/día de petróleo.

La producción de agua presenta también una elevación en su valor; en la sección previa al incremento de frecuencia se registra un flujo de agua de 9.332 bl/día. Con el aumento de frecuencia dicho flujo llega hasta 10.312 bl/día, lo que significa un adicional de 980 bl en la producción este líquido

Dentro de la segunda zona la tasa de incremento se establece en 61 bl/día obteniendo una producción de 11.355 bl/día de agua al final de la misma. El promedio de flujo de agua para la zona es de 10.995 bl/día.

En la última parte de esta etapa productiva, la frecuencia marca una caída de 1Hz en su valor. El cuadro 3.63 presenta la información correspondiente para esta segunda zona.

CUADRO 3.63

INFORMACIÓN ZONA 2, PERIODO 2 POZO VILLANO K

ZONA 2			
Petróleo	Incremento de petróleo	53	bl
	Declinación de petróleo	495	bl
	Tasa de declinación	45	bl/día
	Promedio de petróleo	8.032	bl
Frecuencia	Frecuencia anterior	53	Hz
	Máxima frecuencia	58	Hz
	Mínima frecuencia	---	Hz
	Máxima variación	---	Hz
	Variación con la anterior	5	Hz
Agua	Incremento de agua	980	bl
	Tasa de incremento	61	bl/día
	Promedio de agua	10.995	bl

FUENTE: Departamento de Reservorios

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

La tercera zona identificada en la figura 3.21 inicia con el nuevo arranque del pozo debido a una para de 3 días. La frecuencia inicial es de 54Hz y posteriormente esta sube a 58Hz.

El punto a destacar en esta etapa productiva es que pese a que los valores de frecuencia disminuyen los flujos de petróleo y agua no se alteran, los valores establecidos para frecuencias mayores permanecen casi constantes.

Esta falta de respuesta por parte de las curvas de flujo a la variación de frecuencia supone una posible falla en la comunicación entre los equipos superficiales y el equipo de fondo. Otro de los motivos para este inusual comportamiento puede ser el efecto que genera directamente en la producción del pozo el acuífero activo de la formación Hollín.

En comparación con el caudal de producción registrado antes de que la producción del pozo se pare (7.890 bl/día), el flujo de petróleo producido aumenta. Su valor es ahora de 7.995 bl/día, es decir que existe un incremento en el inicio de la tercera zona de 105 bl en la producción diaria.

A partir de que el flujo de petróleo alcanza el punto más alto (7.996 bl/día), se suscita un decremento que alcanza una tasa de declinación de 15 bl/día, lo que se traduce en una disminución de 134 bl en la producción de petróleo, obteniendo una producción de 7.862 bl/día al final de la tercera zona.

La tasa de declinación de petróleo se ve alterada por un aumento en el flujo de petróleo producido de 511 bl/día, esta tasa de producción se mantiene únicamente por dos días y luego regresa al valor promedio establecido. El promedio diario de producción para esta zona se establece en 8.062 bl/día de petróleo.

La producción de agua también presenta una elevación en su valor; en la sección previa a la interrupción de la producción, se registra un flujo de agua de 11.127 bl/día. Con el reinicio de la producción dicho flujo llega hasta 11.152 bl/día, lo que significa un adicional de 25 bl en la producción este líquido.

Dentro de la tercera zona la tasa de incremento se establece en 30 bl/día obteniendo una producción de 11.512 bl/día de agua al final de la misma. El promedio de flujo de agua para la zona es de 11.315 bl/día.

En la última parte de esta etapa productiva, la frecuencia marca un aumento de frecuencia alcanzando un valor de 57Hz. El cuadro 3.64 presenta la respectiva información para esta segunda zona.

CUADRO 3.64**INFORMACIÓN ZONA 3, PERIODO 2 POZO VILLANO K**

ZONA 3			
Petróleo	Incremento de petróleo	105	bl
	Declinación de petróleo	134	bl
	Tasa de declinación	15	bl/día
	Promedio de petróleo	8.062	bl
Frecuencia	Frecuencia anterior	--	Hz
	Máxima frecuencia	58	Hz
	Mínima frecuencia	52	Hz
	Máxima variación	4	Hz
	Variación con la anterior	---	Hz
Agua	Incremento de agua	360	bl
	Tasa de incremento	30	bl/día
	Promedio de agua	11.315	bl

FUENTE: Departamento de Reservorios

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

3.3.4.3 Análisis de los datos de variación de frecuencia para el Periodo 3 (WO 2)

El tercer periodo inicia el 14 de junio del año 2008, tuvo un tiempo de producción de 15 meses en el cual se extrajo un total de 11`097.400 bl de fluido.

El porcentaje de BSW para este periodo es de 62% al inicio, alcanzando un valor equivalente al 87% en el momento que termina esta etapa productiva. El incremento se da a una razón de 0,05% por día.

Dentro de este periodo durante un día del mes de mayo del año 2009, el pozo no produce debido a una interrupción por causas externas.

El equipo de fondo está conformado por una bomba HC-20000 provista de 52 etapas, diseñada para levantar 20.000 bl. Requiere alrededor de 123 amperios de energía para su funcionamiento y se encuentra asentada a una profundidad de 5.052 ft.

Con este equipo se produjo un promedio de 23.968 bl/día de flujo, la máxima tasa de petróleo que se obtuvo fue de 8.364 bl/día mientras que la de agua fue

de 21.542 bl/día. El motivo de cambio fue la necesidad de utilizar una bomba de mayor caudal.

La frecuencia con la que trabaja el equipo durante este periodo es alrededor de 59Hz. El rango establecido por el fabricante para este tipo de bomba se encuentra entre 45Hz y 60Hz, es decir que en la mayoría del tiempo se encontraba operando al límite del rango recomendado.

El siguiente cuadro muestra los elementos que conforman el equipo de fondo utilizado durante este periodo de producción.

CUADRO 3.65

ELEMENTOS DE COMPLETACIÓN DE FONDO PARA EL PERIODO 3

<i>ACCESORIO</i>	<i>TIPO</i>	<i>PROFUNDIDAD(ft)</i>
CASING SUPERFICIAL	20"	1057 @ TVD
VÁLVULA	BAKER TSME-5, 4 1/2"	385 @ TVD
CASING INTERMEDIO	13 3/8"	5.310 @ TVD
SLINDING SLEEVE	5" CMD	4.918 @ TVD
LAND NIPPLE	BX 3.81"	4.974 @ TVD
PACKER	TWIN SEAL	5.031 @ TVD
LAND NIPPLE	BX 2.81"	5.043 @ TVD
TUBING	AMS L-80	---
BOMBA	52 Etapas HC 20000	5.052 @ TVD
INTAKE	---	5.075 @ TVD
MOTORES	KMHA, 1000 HP	5.087 @ TVD
SENSOR	WELL LIFT	5.141 @ TVD
CASING PRODUCCIÓN	9 5/8"	10.298 @ TVD
LINER	7", #29	11.212 @ TVD

FUENTE: Departamento de Workover

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

En el Anexo 3 se presentan tabulados los datos diarios de flujo producido, flujo de petróleo, flujo de agua, porcentaje de BSW y frecuencia para esta segunda etapa de producción

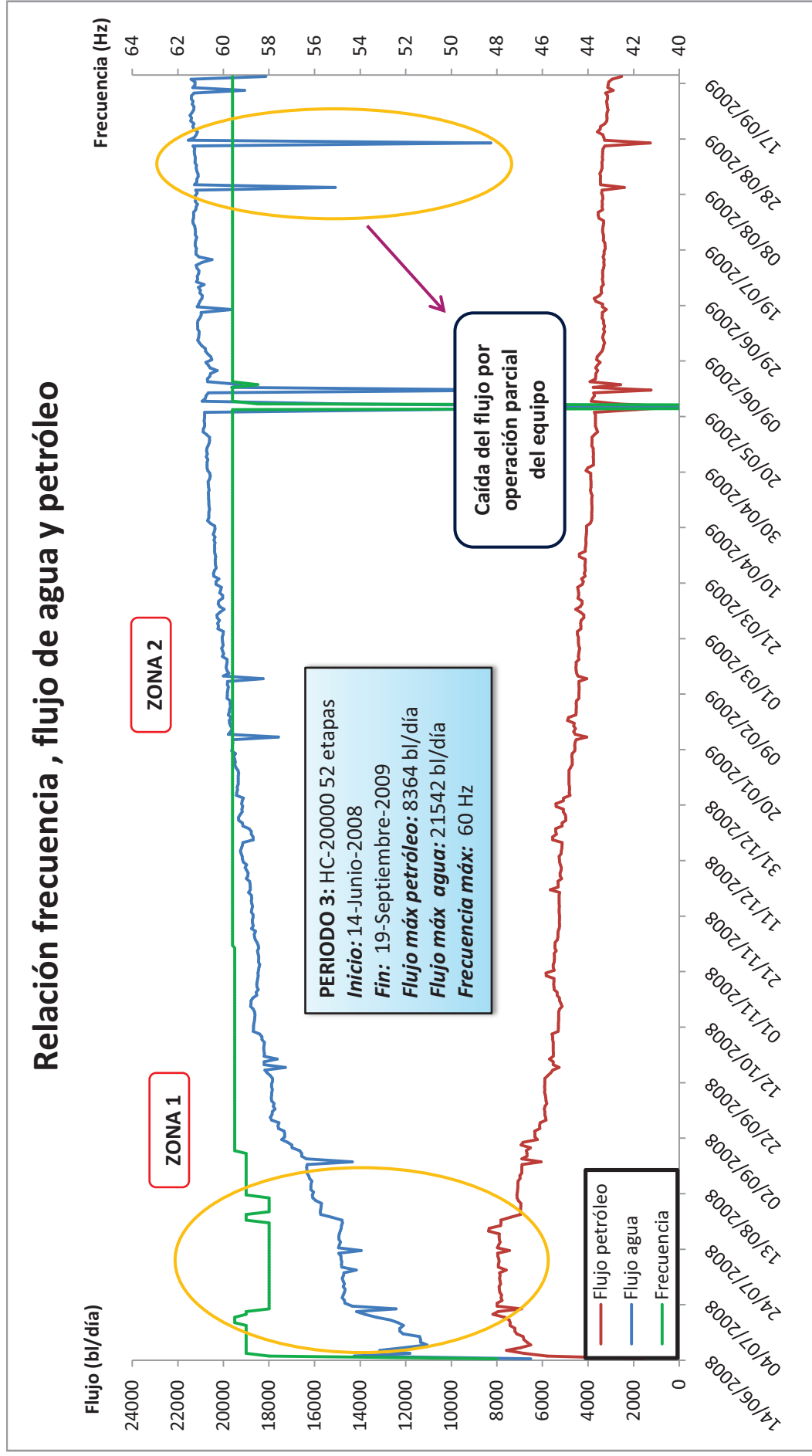
Los datos de frecuencia presentan un valor de frecuencia de 60 Hz para la mayor parte del tiempo de este periodo. Al inicio del mismo la frecuencia oscila entre 58Hz y 59 Hz.

Existen días en los cuales el equipo de levantamiento artificial no cumple con el caudal de producción establecido para un determinado valor de frecuencia, esto se debe a que en esos días la bomba con la que se produce no trabaja durante las 24 horas, generando caídas en la producción diaria promedio, que se muestran en la gráfica como picos hacia abajo.

A partir de los datos tabulados en este cuadro se genera una gráfica que ilustra el comportamiento de la frecuencia y su incidencia en la producción de las fases de agua y petróleo para este periodo.

Esto permite reconocer los efectos provocados y al mismo tiempo comprender de mejor manera lo que se ha dado en el pozo durante este periodo.

FIGURA 3.22 RELACIÓN FLUJO PRODUCIDO Y FRECUENCIA (PERIODO 3) POZO VILLANO K



FUENTE: Departamento de Producción

La figura 3.22 presenta dos zonas de interés, en este periodo se destaca la constancia del valor de frecuencia en 60Hz. La fase de agua sigue aumentando y generando cada vez un volumen producido más grande para este fluido.

El equipo de levantamiento artificial arranca su funcionamiento con una frecuencia de 48Hz, a continuación se incrementa a 59Hz y se mantiene constante por un corto margen de tiempo de 11 días. El caudal promedio de petróleo que presenta esta sección previa es de 7.015 bl/día.

La primera zona marcada en la gráfica superior inicia con el aumento de frecuencia de 59Hz a 60Hz. Esta elevación genera un incremento en el caudal de producción de petróleo de 233 bl/día en comparación al caudal de producción que se tenía al final de la sección antes mencionada (7.428 bl/día). Es decir que el flujo de petróleo producido es ahora de 7.661 bl/día.

Posteriormente la frecuencia baja a 58Hz y se mantiene constante durante un determinado periodo de tiempo, el nuevo caudal de petróleo producido es de 7.869 bl/día y alcanza su máximo valor en 8.172 bl/día.

A partir de este punto el decremento que presenta el flujo de petróleo producido para toda la zona alcanza una tasa de declinación de 10 bl/día, lo que se traduce en una disminución de 348 bl en la producción de petróleo, obteniendo una producción de 7.824 bl/día al final de la primera zona. El promedio diario de producción para esta zona se establece en 7.875 bl/día de petróleo.

Por otra parte la producción de agua en la sección previa al incremento de frecuencia registra un flujo producido de 12.104 bl/día, mientras que al inicio de esta zona su valor es de 12.340 bl/día.

Dentro de la primera zona la tasa de incremento se establece en 65 bl/día obteniendo una producción de 14.828 bl/día de agua al final de la misma. Es decir que existe un aumento en la producción de 2.457 bl.

En la última parte de esta etapa productiva, la frecuencia marca una subida en su valor hasta llegar a 60Hz.

El cuadro 3.66 presenta la información correspondiente para esta primera zona.

CUADRO 3.66**INFORMACIÓN ZONA 1, PERIODO 3 POZO VILLANO K**

ZONA 1			
Petróleo	Incremento de petróleo	233	bl
	Declinación de petróleo	348	bl
	Tasa de declinación	10	bl/día
	Promedio de petróleo	7.875	bl
Frecuencia	Frecuencia anterior	59	Hz
	Máxima frecuencia	60	Hz
	Mínima frecuencia	58	Hz
	Máxima variación	1	Hz
	Variación con la anterior	1	Hz
Agua	Incremento de agua	236	bl
	Tasa de incremento	65	bl/día
	Promedio de agua	14.486	bl

FUENTE: Departamento de Reservorios

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

La segunda zona de la figura 3.22 considera toda la sección en la cual el valor de frecuencia se mantiene en 60Hz. El segundo sector marcado muestra un ejemplo del comportamiento de los flujos de petróleo y agua que se presenta cuando el equipo de levantamiento no trabaja durante las 24 horas.

El decremento que presenta el flujo de petróleo producido para toda la zona alcanza una tasa de declinación de 10 bl/día, lo que se traduce en una disminución de 3.764 bl en la producción de petróleo, obteniendo una producción de 2.943 bl/día al final de la primera zona. El promedio diario de producción para esta zona se establece en 4.365 bl/día de petróleo.

Dentro de la segunda zona la tasa de incremento se establece en 12 bl/día obteniendo una producción de 21.422 bl/día de agua al final de la misma. Es decir que existe un aumento en la producción de 4.775 bl en relación a los 16.647 bl que se producían al inicio de la zona.

El promedio diario de producción para esta zona se establece en 19.682 bl/día de agua. El cuadro 3.67 presenta la correspondiente información para esta segunda zona.

CUADRO 3.67**INFORMACIÓN ZONA 2, PERIODO 3 POZO VILLANO K**

ZONA 2			
Petróleo	Incremento de petróleo	32	bl
	Declinación de petróleo	3.764	bl
	Tasa de declinación	10	bl/día
	Promedio de petróleo	4.365	bl
Frecuencia	Frecuencia anterior	59	Hz
	Máxima frecuencia	60	Hz
	Mínima frecuencia	---	Hz
	Máxima variación	---	Hz
	Variación con la anterior	1	Hz
Agua	Incremento de agua	4.775	bl
	Tasa de incremento	12	bl/día
	Promedio de agua	19.682	bl

FUENTE: Departamento de Reservorios

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

3.3.4.4 Análisis de los datos de variación de frecuencia para el Periodo 4 (WO 3)

El cuarto y último periodo de este pozo inicia el 23 de junio del año 2009, tiene un tiempo de producción de 6 meses hasta el momento considerado para este estudio. El cual se extrajo un total de 5`160.231.400 bl de fluido.

El porcentaje de BSW para este periodo es de 86% al inicio, alcanzando un valor equivalente al 91,3% en el momento que termina esta etapa productiva. El incremento se da a una razón de 0,03% por día.

El equipo de fondo está conformado por dos bombas HC-27000 provista de 21 etapas cada una, diseñadas para levantar en conjunto 27.000 bl. Requiere alrededor de 127 amperios de energía para su funcionamiento y la primera bomba se encuentra asentada a una profundidad de 3.967 ft y la segunda a 3978 ft.

Con este equipo se produjo un promedio de 27.159 bl/día de flujo, la máxima tasa de petróleo que se obtuvo fue de 3.780 bl/día mientras que la de agua fue de 25.705 bl/día.

La frecuencia con la que trabaja el equipo durante este periodo es alrededor de 57Hz. El rango establecido por el fabricante para este tipo de bomba se encuentra entre 45Hz y 57Hz, es decir que en la mayoría del tiempo se encontraba operando al límite del rango recomendado.

El siguiente cuadro muestra los elementos que conforman el equipo de fondo utilizado durante este periodo de producción.

CUADRO 3.68

ELEMENTOS DE COMPLETACIÓN DE FONDO PARA EL PERIODO 4

<i>ACCESORIO</i>	<i>TIPO</i>	<i>PROFUNDIDAD(ft)</i>
CASING SUPERFICIAL	20"	1057` TVD
VÁLVULA	BAKER TSME-5, 4 1/2"	340` TVD
CASING INTERMEDIO	13 3/8"	5.310` TVD
SLINDING SLEEVE	5" CMD	3.838` TVD
LAND NIPPLE	BX 3.81"	3.894` TVD
PACKER	TWIN SEAL	3.893` TVD
LAND NIPPLE	BX 2.81"	3.957` TVD
TUBING	AMS L-80	---
BOMBA	42 Etapas HC 27000	3.967` TVD
INTAKE	---	3.988` TVD
MOTORES	KMH, 1000 HP	4.001` TVD
SENSOR	CENTINEL III	4.082` TVD
CASING PRODUCCIÓN	9 5/8"	10298` TVD
LINER	7", #29	11.212` TVD

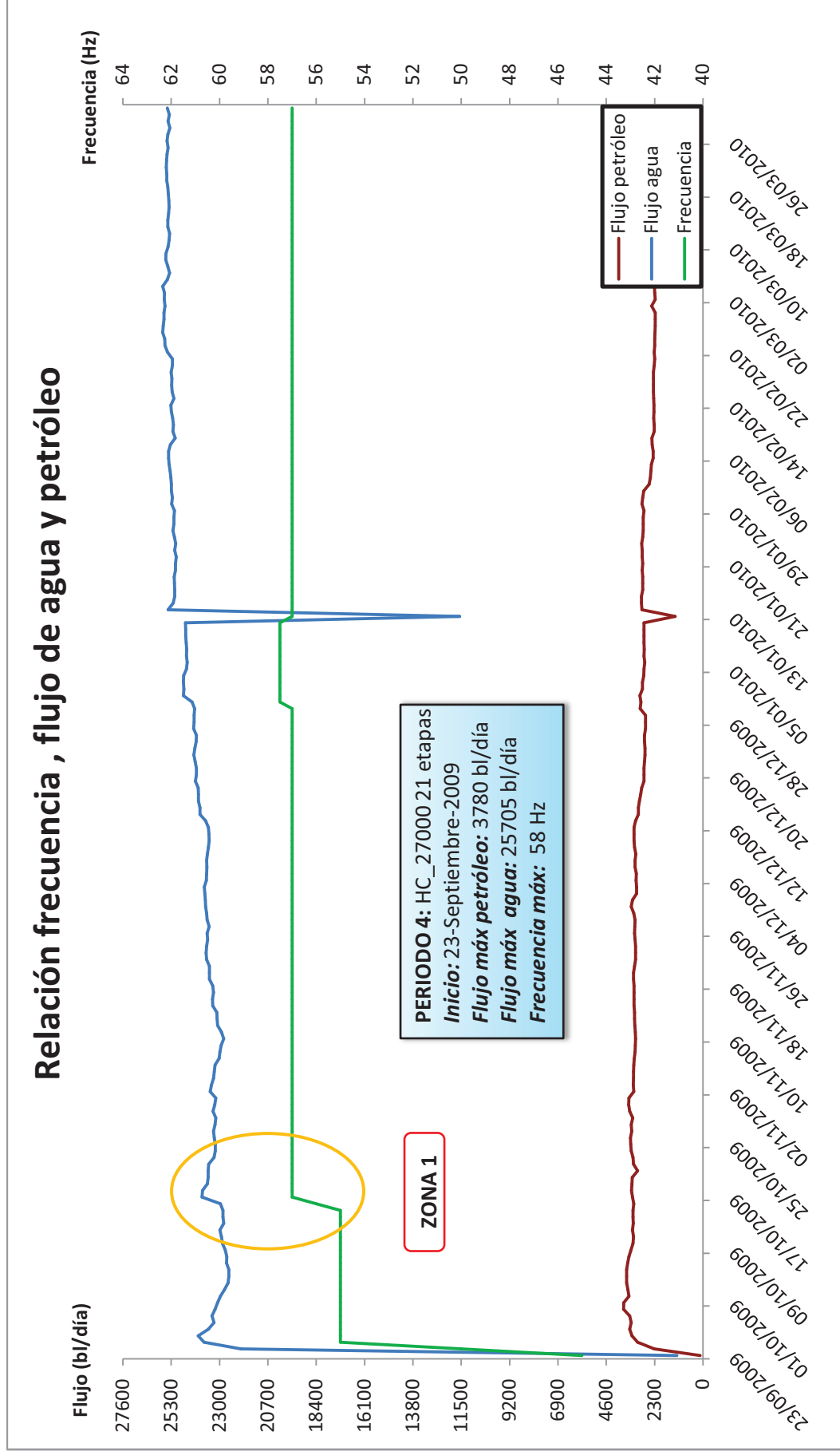
FUENTE: Departamento de Workover

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

En el Anexo 3 se presentan tabulados los datos diarios de flujo producido, flujo de petróleo, flujo de agua, porcentaje de BSW y frecuencia para esta segunda etapa de producción

A partir de los datos tabulados en este cuadro se genera una gráfica que ilustra el comportamiento de la frecuencia y su incidencia en la producción de las fases de agua y petróleo para este periodo.

FIGURA 3.23 RELACIÓN FLUJO PRODUCIDO Y FRECUENCIA (PERIODO 4) POZO VILLANO K



FUENTE: Departamento de Producción

La figura 3.23 muestra un comportamiento en las curvas de flujo de petróleo y agua sin mayores variaciones en sus tendencias ya establecidas. Este periodo se caracteriza por el alto volumen de agua que produce el pozo.

Se identifica una zona de interés, ya que la frecuencia se mantiene constante en la mayor parte del periodo y no muestra mayor influencia en las curvas de flujo.

El equipo de levantamiento artificial arranca su funcionamiento con una frecuencia de 45Hz, a continuación se incrementa a 55Hz y se mantiene constante por un margen de tiempo de 21 días. El caudal promedio de petróleo que presenta esta sección previa es de 3.468 bl/día.

La primera zona marcada en la gráfica superior inicia con el aumento de frecuencia de 55Hz a 57Hz. Esta elevación genera un incremento en el caudal de producción de petróleo de 26 bl/día en comparación al caudal de producción que se tenía al final de la sección antes mencionada (3.321 bl/día). Es decir que el flujo de petróleo producido es ahora de 3.347 bl/día.

El flujo de petróleo alcanza su punto máximo de producción a 3.403 bl/día, desde este punto el decremento que presenta el flujo de petróleo producido para toda la zona alcanza una tasa de declinación de 6 bl/día, lo que se traduce en una disminución de 423 bl en la producción de petróleo, obteniendo una producción de 2.990 bl/día al final de la primera zona. El promedio diario de producción para esta zona se establece en 3.186 bl/día de petróleo.

Por otra parte la producción de agua en la sección previa al incremento de frecuencia registra un flujo producido de 22.835 bl/día, mientras que al inicio de esta zona su valor es de 23.831 bl/día.

Dentro de la primera zona la tasa de incremento se establece en 5 bl/día obteniendo una producción de 24.194 bl/día de agua al final de la misma. Es decir que existe un aumento en la producción de 386 bl.

El promedio diario de producción para esta zona se establece en 3.186 bl/día de agua es de 23.570 bl/día

En la última parte de esta etapa productiva, la frecuencia sube hasta llegar a 58Hz. Valor que se mantiene por 13 días y luego retorna a 57Hz hasta el fin del periodo.

El siguiente cuadro presenta la información correspondiente para esta primera zona.

CUADRO 3.69

INFORMACIÓN ZONA 1, PERIODO 4 POZO VILLANO K

ZONA 1			
Petróleo	Incremento de petróleo	26	bl
	Declinación de petróleo	423	bl
	Tasa de declinación	6	bl/día
	Promedio de petróleo	3.186	bl
Frecuencia	Frecuencia anterior	55	Hz
	Máxima frecuencia	57	Hz
	Mínima frecuencia	---	Hz
	Máxima variación	---	Hz
	Variación con la anterior	2	Hz
Agua	Incremento de agua	386	bl
	Tasa de incremento	5	bl/día
	Promedio de agua	19.682	bl

FUENTE: Departamento de Reservorios

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

De esta zona en adelante los flujos de agua y petróleo no presentan grandes diferencias con los de esta etapa productiva, llegan a un punto de estabilidad en donde el crecimiento y la declinación de los flujos de fluidos producidos se dan a pequeñas tasas.

3.3.4.5 Análisis de los datos de presión de fondo fluyente para el pozo Villano K

El análisis para el parámetro de presión de fondo fluyente busca determinar los diferenciales de presión generados a lo largo de la producción y también identificar el comportamiento de la presión de fondo fluyente para los periodos productivos anteriormente establecidos en los cuales se produce bajo el uso de distintos tipos bombas.

Los datos de presión obtenidos con el programa WELL PERFORM™ para cada mes se encuentran tabulados en el siguiente cuadro.

CUADRO 3.70 DATOS DE PWF POZO VILLANO K

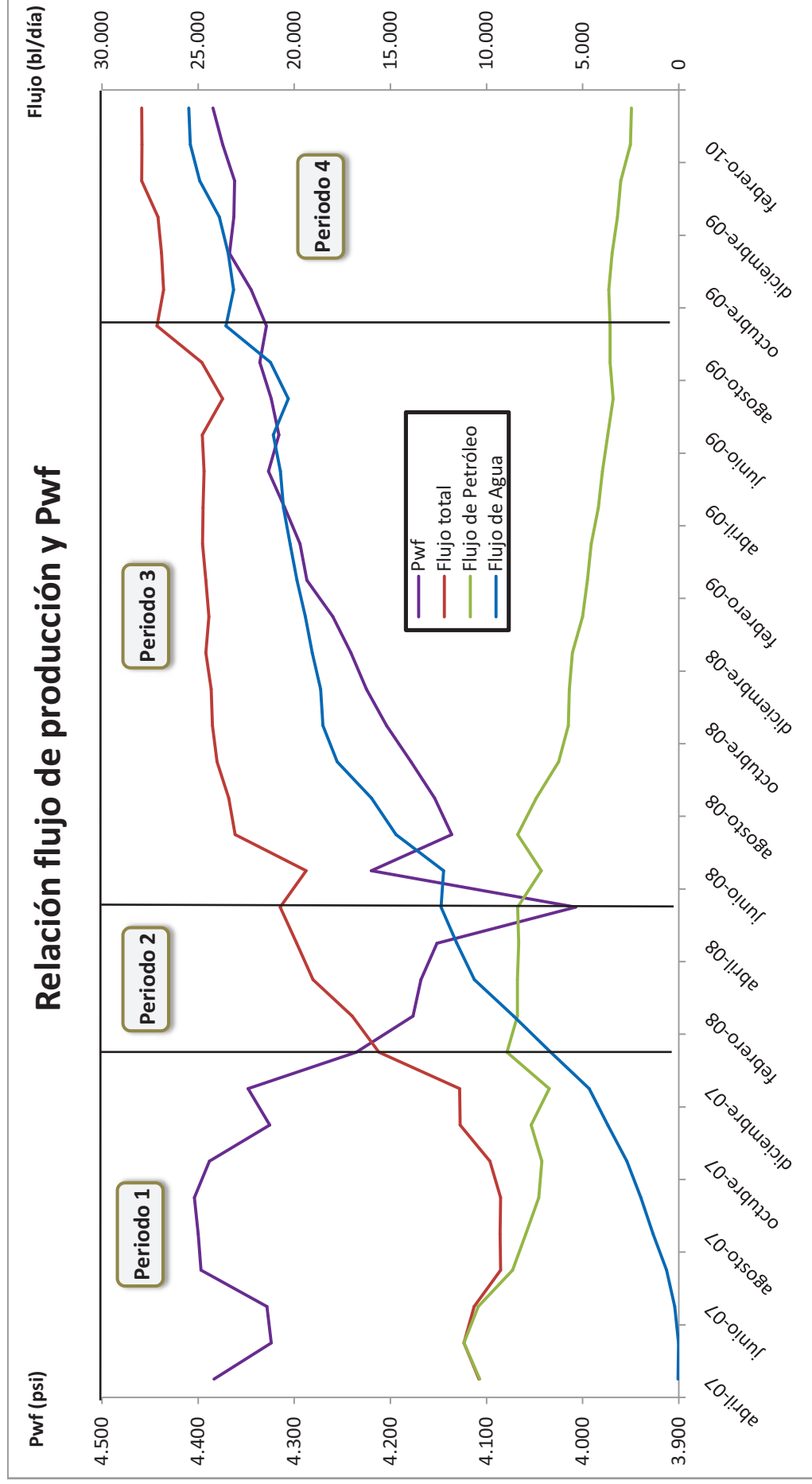
Mes / Año	Flujo (bl)	Pwf (psi)	Diferencial presión (psi)	Producción agua (bl)	Producción petróleo (bl)
abril-07	10.395	4.384	617	34	10.361
mayo-07	11.181	4.324	676	11	11.169
junio-07	10.651	4.329	672	214	10.436
julio-07	9.272	4.397	603	630	8.642
agosto-07	9.294	4.400	600	1.338	7.956
septiembre-07	9.265	4.404	596	1.976	7.289
octubre-07	9.824	4.388	612	2.702	7.123
noviembre-07	11.371	4.326	675	3.695	7.675
diciembre-07	11.397	4.348	652	4.661	6.735
enero-08	15.603	4.236	765	6.662	8.940
febrero-08	16.986	4.177	824	8.595	8.391
marzo-08	19.022	4.168	832	10.633	8.389
abril-08	19.871	4.152	849	11.545	8.326
mayo-08	20.741	4.007	993	12.361	8.379
junio-08	19.379	4.220	780	12.228	7.151
julio-08	23.084	4.136	864	14.704	8.379
agosto-08	23.406	4.154	846	15.987	7.420
septiembre-08	24.016	4.179	821	17.772	6.244
octubre-08	24.258	4.204	796	18.509	5.749
noviembre-08	24.323	4.225	775	18.631	5.692
diciembre-08	24.602	4.241	759	19.066	5.535
enero-09	24.439	4.260	740	19.429	5.010
febrero-09	24.604	4.287	713	19.855	4.749
marzo-09	24.776	4.294	706	20.217	4.559
abril-09	24.742	4.310	690	20.561	4.181
mayo-09	24.692	4.327	673	20.717	3.975
junio-09	24.786	4.316	684	21.093	3.693
julio-09	23.723	4.324	676	20.307	3.416
agosto-09	24.807	4.336	664	21.234	3.572
septiembre-09	27.138	4.329	671	23.556	3.582
octubre-09	26.796	4.345	655	23.152	3.644
noviembre-09	26.910	4.368	633	23.439	3.471
diciembre-09	27.096	4.363	637	23.898	3.197
enero-10	27.940	4.362	638	24.922	3.018
febrero-10	27.924	4.375	626	25.411	2.513
marzo-10	27.941	4.385	616	25.482	2.459

FUENTE: Programa WELL PERFORM™

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

A partir de los datos mostrados en este cuadro se ha generado una gráfica que permita identificar el comportamiento de la presión de fondo fluyente así como los diferenciales de presión provocados en la producción del pozo.

FIGURA 3.24 RELACIÓN FLUJO PRODUCIDO Y PWF POZO VILLANO K



FUENTE: Departamento de Producción

La figura 3.24 muestra el comportamiento de la P_{wf} a lo largo de la vida del pozo. Como se puede observar cada elevación del flujo de producción viene acompañada por un diferencial de presión.

El incremento del caudal de producción al final de primer periodo genera un diferencial de presión que se extiende hasta el final del segundo periodo. La presión al momento en el que se efectúa este incremento es de 4.348 psi y este valor decae 341 psi en total, determinando una presión de fondo fluyente de 4.007 psi.

Al inicio del tercer periodo la presión se regenera hasta alcanza un valor de 4.220 psi, y producto de un nuevo incremento en el flujo de producción decae hasta 4.136 psi, es decir que el diferencial de presión provocado es de 84 psi.

Debido a que no se presentan grandes incrementos en el caudal de producción de ahí en adelante, la restauración de presión continúa a lo largo de los periodos 3 y 4 llegando hasta un valor de 4.385 psi

En cuatro años de producción, este pozo presenta una disminución en su presión inicial de 615 psi, tomando en cuenta que la presión de reservorio es de 5.000 psi

3.3.4.6 Resultados obtenidos para el pozo Villano K

Al analizar las curvas de frecuencia a lo largo de los periodos de producción establecidos para este pozo, se identifican tres tipos de comportamiento en la variación de frecuencia.

En una primera parte en la cual la fase de petróleo es la dominante, se presentan grandes variaciones de frecuencia con el fin de extraer la mayor cantidad de petróleo posible dentro de los límites establecidos. Este tipo de comportamiento se puede observar en el primer periodo y parte del segundo periodo de producción.

Pero como ya quedó demostrado, estos grandes aumentos de frecuencia no solo generan un incremento en el flujo producido, sino que también estimulan a

la conificación temprana de agua en la formación reduciendo de esta forma el volumen de petróleo que conforma el fluido producido.

El segundo tipo de comportamiento se presenta a partir del punto donde la fase de agua se convierte en la dominante dentro de la composición del fluido producido. La frecuencia se muestra constante por periodos de tiempo largos, y su incremento se da en forma sucesiva, como se demuestra en el tercer periodo.

Pero llega un punto en el cual el volumen de agua producido es tan grande que se necesita utilizar bombas de mayor caudal para poder mantener una producción de petróleo rentable.

Esto sucede en el cuarto periodo, donde se utiliza la bomba de 27.000 bls. Los valores de frecuencia en los que trabajan estas bombas son altos en comparación a las anteriores.

La capacidad de las bombas utilizadas en este pozo ha ido creciendo conforme avanza la producción.

El siguiente cuadro muestra en resumen los detalles de las bombas con las cuales se produjo en cada uno de los periodos determinados para este pozo.

CUADRO 3.71 RESUMEN PERIODOS DE PRODUCCIÓN POZO VILLANO K

	Bomba	Número de bombas	Número etapas	Rango (Hz)	Caudal fluido (bl)*	Condición de trabajo	Frecuencia (Hz)*	Amperaje (Amp)*
Periodo 1	P-100 STD	1	79	45-60	10.386	Dentro del rango	54	101
Periodo 2	HC-20000	1	52	45-60	18.064	Dentro del rango	56	108
Periodo 3	HC-20000	1	52	45-60	23.968	En límite superior	59	123
Periodo 4	HC-27000	2	21 21	45-57	27.159	En límite superior	57	127

FUENTE: Departamento de Producción y Workover

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

3.3.5 ANÁLISIS POZO VILLANO L

Este es un pozo horizontal constituido de dos tramos, el primero vertical que alcanza una profundidad de 9.723 ft. Mientras que el segundo presenta una orientación inclinada con un ángulo de 41.17° y tiene una longitud de 510 ft hasta la mitad de las perforaciones como se puede observar en el diagrama del pozo que se encuentra en el Anexo 2.

El pozo Villano L fue perforado en una zona de espesor de 60 ft y alcanza una profundidad total de 11.415 ft en TVD. La producción de fluido de este pozo proviene de la Arena Hollín principal y desde su inicio se ha utilizado el sistema de bombeo electrosumergible para el levantamiento artificial. Hasta la fecha en la que se obtuvo los datos de campo, este pozo presenta un total de tres trabajos de reacondicionamiento; el cuadro inferior detalla las bombas que se han utilizado hasta el momento.

CUADRO 3.72

HISTORIAL DE TRABAJOS DE WORKOVER POZO VILLANO L

HISTORIAL TRABAJOS DE WORK OVER						
POZO	Fecha inicio Work Over	Tipo de Bomba	Profundidad de asentamiento		Altura de Intake a TVD (ft)	
			MD (ft)	TVD (ft)		
VL	Completado	12-Sep-2007	P 47 62 etapas	6.584	5.814	5.825
	WO 1	28-Jul-2008	P 110 79 etapas	7.230	6.311	6.333
	WO 2	28-May-2009	HC 20000 42 etapas	5.028	4.612	4.629
	WO 3	6-Nov-2009	HC 20000 42 etapas	4.925	4.587	4.604

FUENTE: Departamento de Work Over y de Reservorios

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

Como se observa en el cuadro 3.72 conforme avanza la producción del pozo se requieren bajar bombas de mayor capacidad debido al aumento de la producción del fluido producido.

Para aumentar la producción de petróleo es necesario utilizar bombas que permitan producir mayores caudales de fluido con la finalidad de mantener un volumen de petróleo económicamente rentable.

El pozo Villano L lleva tres años de vida productiva en los cuales ha producido un total de 10`194.925 bl de fluido, este volumen extraído equivale a 1`916.005 bl de petróleo y 8`278.920 bl de agua. Claramente se establece que el volumen de agua producido es más de cuatro veces el volumen de petróleo.

El año 2009 fue el de mayor producción de crudo con un total de 969.758 bl, debido a que en el año 2008 produce a partir del mes de julio y alcanza 688.902 bl de petróleo producido, cabe mencionar que la producción de petróleo durante el año 2009 se declina debido a que la tasa de BSW alcanza el 83.2%. La producción total para cada año de este pozo se detalla en el cuadro 3.73.

CUADRO 3.73

PRODUCCIÓN ACUMULADA ANUAL POZO VILLANO L

PRODUCCIÓN ANUAL POZO VILLANO J			
AÑO	Petróleo (bl)	Agua (bl)	% BSW
2007	60.043	10.856	43,9
2008	688.902	1`067.608	51,1
2009	969.758	5`411.726	83,2
2010	197.302	1`788.730	89,6
ACUMULADO	1`916.005	8`278. 920	

FUENTE: Datos Departamento de Producción

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

Las propiedades del fluido que presenta este pozo han sido obtenidas a partir de pruebas PVT, que permiten conocer los valores de varios parámetros a condiciones de presión de reservorio y de presión de punto de burbuja como relación gas-petróleo, compresibilidad del fluido, viscosidad y densidad del fluido, factores volumétricos para gas y petróleo, entre otros. Algunos de estos resultados necesarios para el desarrollo de este análisis se encuentran tabulados en el cuadro 3.74

CUADRO 3.74**PROPIEDADES DEL FLUIDO POZO VILLANO L**

DATOS PVT POZO VILLANO J				
A Presión de Reservorio		A Presión de burbuja		Unidades
<i>Presión de Reservorio</i>	5.000	<i>Presión de burbuja</i>	215	Psi
<i>GOR</i>	31.25	<i>GOR</i>	31.25	ft ³ /bl
<i>Bo</i>	1,101	<i>Bo</i>	1,101	BF/bl
<i>Densidad</i>	0,8835	<i>Densidad</i>	0,8594	g/cm ³
<i>Viscosidad</i>	16,3	<i>Viscosidad</i>	9,69	Cp
<i>Compresibilidad</i>	5,01 x 10 ⁻⁶	<i>Compresibilidad</i>	6,74 x 10 ⁻⁶	1/psi
<i>°API</i>	20,7	<i>Temperatura reservorio</i>	225	°F

FUENTE: Departamento de Reservorios

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

3.3.5.1 Análisis de los datos de variación de frecuencia para el Periodo 1

El primer periodo inicia el 14 de septiembre del año 2007. Tuvo un tiempo de producción aproximadamente de 1 mes en el cual se extrajo un total de 73.857 bl de fluido.

El porcentaje de BSW para este periodo es de 8% al inicio, alcanzando un valor equivalente al 20% en el momento que termina esta etapa productiva. En otras palabras existe un incremento del 12% a una razón de 0,4% por día.

El equipo de fondo está conformado por una bomba P-47 provista de 62 etapas, la cual requiere alrededor de 300 HP para su funcionamiento. La bomba se encuentra asentada a una profundidad de 5.814 ft.

Con este equipo se produjo un promedio de 2.841 bl/día de flujo, la máxima tasa de petróleo que se obtuvo fue de 3.271 bl/día mientras que la de agua fue de 628 bl/día. El motivo de cambio fue la necesidad de utilizar una bomba de mayor caudal.

La frecuencia con la que trabaja el equipo durante este periodo es alrededor de 58Hz. El rango establecido por el fabricante para este tipo de bomba se encuentra entre 45Hz y 60Hz, es decir que en la mayoría del tiempo se encontraba operando dentro del rango recomendado.

El siguiente cuadro muestra los elementos que conforman el equipo de fondo utilizado durante este periodo de producción.

CUADRO 3.75

ELEMENTOS DE COMPLETACIÓN DE FONDO PARA EL PERIODO 1

<i>ACCESORIO</i>	<i>TIPO</i>	<i>PROFUNDIDAD (ft)</i>
CASING SUPERFICIAL	20"	650 @ TVD
VÁLVULA	BAKER TSME-5, 4 1/2"	441 @ TVD
CASING INTERMEDIO	13 3/8"	5.259 @ TVD
SLINDING SLEEVE	CMD 5"	5.685 @ TVD
LAND NIPPLE	BX 3.81"	5.750 @ TVD
PACKER	TWIN SEAL	5.798 @ TVD
LAND NIPPLE	BX 2.81"	5.813 @ TVD
TUBING	AMS, L-80	
BOMBA	P 47 62 etapas	5.814 @ TVD
INTAKE	---	5.825 @ TVD
MOTORES	KMHA, 300 HP	5.840 @ TVD
SENSOR	WELL LIFT	5.864 @ TVD
CASING PRODUCCIÓN	9 5/8"	10.303 @ TVD
LINER	#29, 7"	11.171 @ TVD
LINER	#15, 5"	11.196 @ TVD

FUENTE: Departamento de Work Over

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

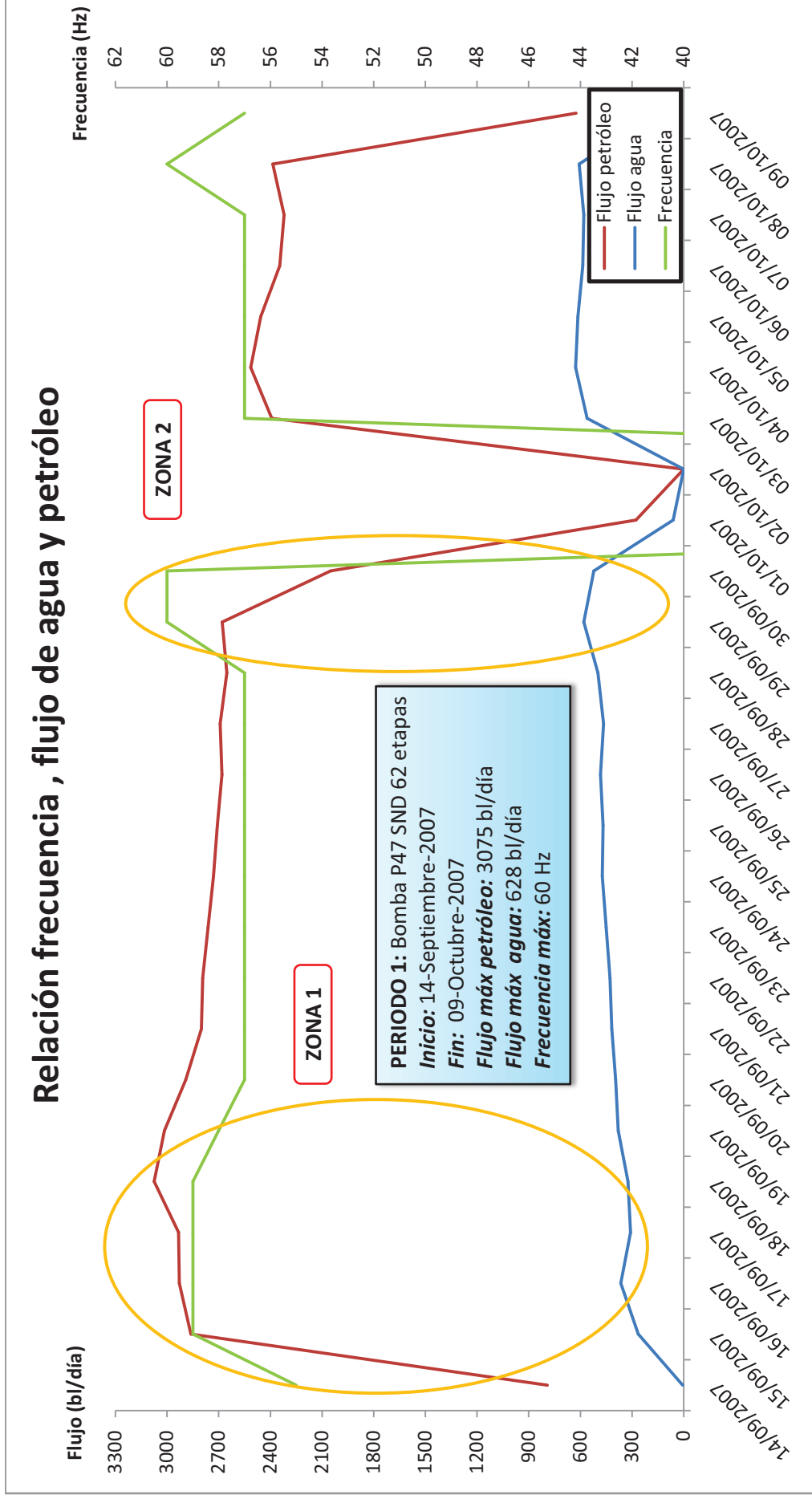
En el Anexo 3 se presentan tabulados los datos diarios de flujo producido, flujo de petróleo, flujo de agua, porcentaje de BSW y frecuencia para esta primera etapa de producción

Como se puede observar en este cuadro, los datos de frecuencia son variables, y al observarlos junto con los datos de flujo total se puede apreciar la diferencia que se genera en el caudal de producción.

Existen días en los cuales el equipo de levantamiento artificial no trabaja debido a situaciones externas que se han dado como paradas programadas de CPF, apagones generales, fallas en los cables eléctricos, por mencionar algunas de ellas.

A partir de los datos tabulados en este cuadro se genera una gráfica que ilustra el comportamiento de la frecuencia y su incidencia en la producción de las fases de agua y petróleo para este periodo.

FIGURA 3.25 RELACIÓN FLUJO PRODUCIDO Y FRECUENCIA (PERIODO 1) POZO VILLANO L



FUENTE: Departamento de Producción

Como se observa en la figura 3.25 existen dos zonas de interés marcadas. La primera de muestra el comportamiento de las fases de agua y petróleo cuando la frecuencia se mantiene casi constante durante un periodo de tiempo, sin presentar variaciones muy marcadas.

En esta primera zona las curvas correspondientes a cada fluido tanto la de agua como la de petróleo muestran una tendencia aproximadamente inversa. Durante el periodo de tiempo correspondiente a esta zona, se producen en promedio 3.003 bl/día de petróleo. La tasa de declinación que presenta la curva de petróleo es de 16 bl/día, lo que genera una pérdida de 221 bl en la producción de petróleo durante el espacio de tiempo considerado para la primera zona.

Por otra parte la fase de agua para la zona marcada presenta un incremento de 233 bl en su producción, es decir que la producción de agua crece a una tasa de 17 bl/día en ese determinado espacio de tiempo. En promedio se producen un total de 409 bl/día de agua.

Los datos mencionados para la primera zona junto con la información de frecuencia se muestran en el cuadro 3.76.

CUADRO 3.76

INFORMACIÓN ZONA 1, PERIODO 1 POZO VILLANO L

ZONA 1			
Petróleo	Declinación de petróleo	221	bl
	Tasa de declinación	16	bl/día
	Promedio de petróleo	3.003	bl
Frecuencia	Máxima frecuencia	59	Hz
	Mínima frecuencia	57	Hz
	Máxima variación	2	Hz
Agua	Incremento de agua	233	Bl
	Tasa de incremento	17	bl/día
	Promedio de agua	409	bl

FUENTE: Departamento de Producción

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

En la segunda zona marcada de la figura 3.25, se puede apreciar un incremento en la frecuencia con la que opera el sistema de levantamiento

artificial. A primera vista los principales efectos que se dan por este motivo son el aumento de la fase de agua y la declinación pronunciada de la fase de petróleo en comparación a la zona antes analizada. El promedio diario de producción se establece en 2.515 bl de petróleo para esta zona, mientras que la de agua es de 551 bl.

La disminución en el caudal de petróleo no significa que el caudal de fluido producido también disminuya, este se mantiene debido al crecimiento de la fase de agua en 142 bl en comparación a los 409 bl/día que se producían antes.

Además, al finalizar la segunda zona se puede notar un pico de declinación tanto para la curva de agua como la de petróleo debido a que el sistema de bombeo electrosumergible funciona aproximadamente por seis horas y posteriormente deja de funcionar.

La respectiva información para la segunda zona se muestra en el cuadro 3.77.

CUADRO 3.77

INFORMACIÓN ZONA 2, PERIODO 1 POZO VILLANO L

ZONA 2			
Petróleo	Declinación de petróleo	670	bl
	Tasa de declinación	335	bl/día
	Promedio de petróleo	2.515	bl
Frecuencia	Máxima frecuencia	60	Hz
	Mínima frecuencia	60	Hz
	Máxima variación	0	Hz
Agua	Incremento de agua	82	Bl
	Tasa de incremento	41	bl/día
	Promedio de agua	551	bl

FUENTE: Departamento de Producción

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

3.3.5.2 Análisis de los datos de variación de frecuencia para el Periodo 2 (WO 1)

El segundo periodo inicia el 25 de julio del año 2008. Tuvo un tiempo de producción aproximadamente de 10 meses en el cual se extrajo un total de 3`651.803 bl de fluido.

El porcentaje de BSW para este periodo es de 17% al inicio, alcanzando un valor equivalente al 84% en el momento que termina esta etapa productiva. En otras palabras existe un incremento del 67% a una razón de 0,22% por día.

El equipo de fondo está conformado por una bomba P-110 provista de 79 etapas, la cual requiere alrededor de 300 HP para su funcionamiento. La bomba se encuentra asentada a una profundidad de 6.311 ft.

Con este equipo se produjo un promedio de 12.092 bl/día de flujo, la máxima tasa de petróleo que se obtuvo fue de 7.316 bl/día mientras que la de agua fue de 11.031 bl/día. El motivo de cambio fue la necesidad de utilizar una bomba de mayor caudal.

La frecuencia con la que trabaja el equipo durante este periodo es alrededor de 58Hz. El rango establecido por el fabricante para este tipo de bomba se encuentra entre 45Hz y 60Hz, es decir que en la mayoría del tiempo se encontraba operando dentro del rango recomendado.

El siguiente cuadro muestra los elementos que conforman el equipo de fondo.

CUADRO 3.78

ELEMENTOS DE COMPLETACIÓN DE FONDO PARA EL PERIODO 2

ACCESORIO	TIPO	PROFUNDIDAD (ft)
CASING SUPERFICIAL	20"	365 @ TVD
VÁLVULA	BAKER TSME-5, 4 1/2"	402 @ TVD
CASING INTERMEDIO	13 3/8"	5.256 @ TVD
SLINDING SLEEVE	CMD 5"	6.202 @ TVD
LAND NIPPLE	BX 3.81"	6.246 @ TVD
PACKER	TWIN SEAL	6.294 @ TVD
LAND NIPPLE	BX 2.81"	6.305 @ TVD
TUBING	AMS, L-80	
BOMBA	P 110 79 etapas	6.311 @ TVD
INTAKE	---	6.333 @ TVD
MOTORES	KMHA, 300 HP	6.345 @ TVD
SENSOR	CENTINEL III	6.418 @ TVD
CASING PRODUCCIÓN	9 5/8"	9.723 @ TVD
LINER	#29, 7"	11.197 @ TVD
LINER	#15, 5"	11.415 @ TVD

FUENTE: Departamento de Work Over

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

En el Anexo 3 se presentan tabulados los datos diarios de flujo producido, flujo de petróleo, flujo de agua, porcentaje de BSW y frecuencia para esta segunda etapa de producción

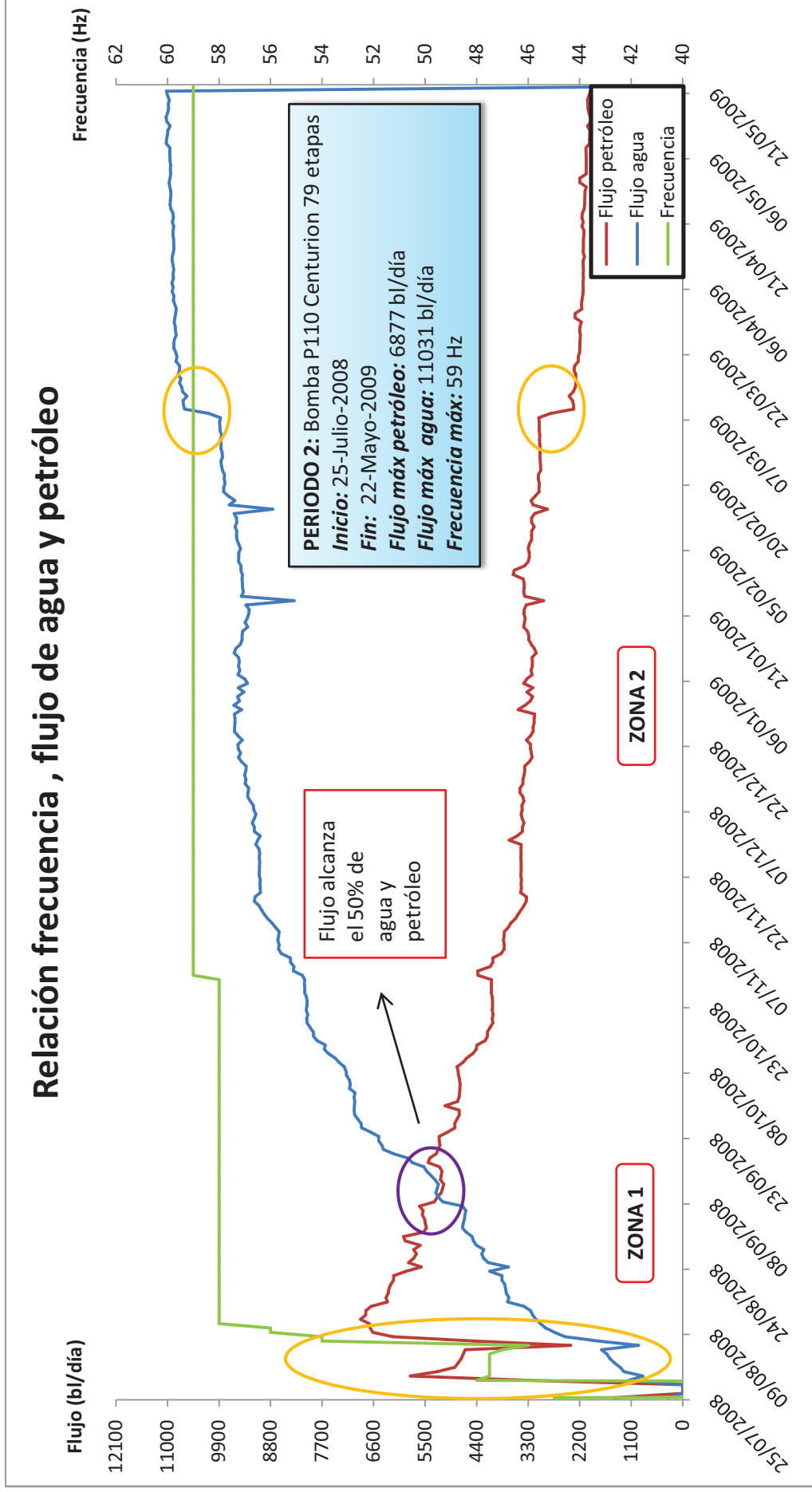
Como se puede observar en este cuadro, los datos de frecuencia presentan una variación mínima al comienzo y luego se mantienen constantes, y al observarlos junto con los datos de flujo total se puede apreciar la diferencia que se genera en el caudal de producción.

Existen días en los cuales el equipo de levantamiento artificial no trabaja debido a situaciones externas que se han dado como paradas programadas de CPF, apagones generales, fallas en los cables eléctricos, por mencionar algunas de ellas.

A partir de los datos tabulados en este cuadro se genera una gráfica que ilustra el comportamiento de la frecuencia y su incidencia en la producción de las fases de agua y petróleo para este periodo.

Esto permite reconocer los efectos provocados y al mismo tiempo comprender de mejor manera lo que se ha dado en el pozo durante este periodo.

FIGURA 3.26 RELACIÓN FLUJO PRODUCIDO Y FRECUENCIA (PERIODO 2) POZO VILLANO L



FUENTE: Departamento de Producción

Como se muestra en la figura 3.26, las curvas para las fases de agua y petróleo para este periodo presentan estabilidad en sus tendencias, sin grandes variaciones en su comportamiento, debido principalmente a que en esta etapa productiva los valores de frecuencia aplicada se mantienen constantes por considerables espacios de tiempo.

Esto permite obtener un crecimiento moderado de la fase de agua, así como una declinación medida en la producción de petróleo considerando el largo tiempo que se produce con este equipo de levantamiento artificial.

En la primera zona marcada en la gráfica, se observa que existe un gran crecimiento en el volumen de agua producido en comparación a la parte final del periodo anterior, que promediaba un total de 551 bl/día.

Luego de que el equipo de bombeo electrosumergible arranca su funcionamiento con una frecuencia de 45Hz, se incrementa la frecuencia a 54Hz generando una producción de agua de 1.804 bl/día, es decir que se provocó un aumento de 1.253 bl en comparación a la etapa final del primer periodo.

Al subir el valor de la frecuencia se incrementa también el caudal de fluido provocando el aumento de la producción de agua anteriormente señalado; este incremento es consecuencia de la bomba utilizada para este periodo, ya que es de mayor capacidad que la usada en la etapa anterior, justificando de esta forma el incremento en el caudal de agua.

Por otra parte la fase de petróleo para esta zona presenta un promedio de 4.855 bl diarios. La tasa de declinación es de 467 bl/día, generando una pérdida de 3.267 bl en la producción de petróleo al final de la zona marcada.

Para la fase de agua presenta un promedio de 1.345 bl diarios. La tasa de crecimiento es de 13 bl/día, provocando un aumento de 89 bl en la primera zona del segundo periodo.

Los datos mencionados se encuentran tabulados en el cuadro 3.79

CUADRO 3.79**INFORMACIÓN ZONA 1, PERIODO 2 POZO VILLANO L**

ZONA 1			
Petróleo	Declinación de petróleo	3.267	bl
	Razón de declinación	467	bl/día
	Promedio de petróleo	4.855	bl
Frecuencia	Máxima frecuencia	48	Hz
	Mínima frecuencia	46	Hz
	Máxima variación	2	Hz
Agua	Incremento de agua	89	bl
	Razón de incremento	13	bl/día
	Promedio de agua	1.345	bl

FUENTE: Departamento de Producción

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

La segunda zona se considera desde el final de la primera zona hasta el final del segundo periodo, presentando varias consideraciones muy importantes.

Para esta parte la frecuencia se mantiene aproximadamente constante en 58Hz y el comportamiento tanto para la producción de agua como la de petróleo se presentan en forma homogénea e inversa.

A partir de que la fase de petróleo alcanza el punto más alto de producción (7.316 bl), se presenta un decremento con una tasa de declinación de 18 bl/día, lo que se vuelve en una disminución de 5.217 bl en la producción de petróleo durante el tiempo considerado para esta zona. El promedio diario de producción de petróleo se establece en 3.749 bl/día para la zona.

La fase de agua presenta un incremento de 7.884 bl a una tasa de crecimiento de 28 bl/día. El nuevo volumen de producción de agua establecido para la zona se encuentra alrededor de 8.789 bl.

Los datos mencionados se encuentran tabulados en el cuadro 3.80.

CUADRO 3.80**INFORMACIÓN ZONA 2, PERIODO 2 POZO VILLANO L**

ZONA 2			
Petróleo	Declinación de petróleo	5.217	bl
	Razón de declinación	18	bl/día
	Promedio de petróleo	3.749	bl
Frecuencia	Máxima frecuencia	59	Hz
	Mínima frecuencia	58	Hz
	Máxima variación	1	Hz
Agua	Incremento de agua	7.884	bl
	Razón de incremento	28	bl/día
	Promedio de agua	8.789	bl

FUENTE: Departamento de Producción

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

En la gráfica 3.26 se puede observar claramente el punto donde la curva de producción de agua y la curva de producción de petróleo tienen el mismo caudal e igual a 5.590 bl aproximadamente, es decir que el BSW es del 50%.

En ésta zona se aprecia dos picos, el uno de incremento que corresponde a la fase del agua y el otro de decremento perteneciente a la fase de petróleo, esto se debe al cambio drástico del BSW, el mismo que cambia de 77,1% a 81,1%, mientras que el valor de la frecuencia es constante.

3.3.5.3 Análisis de los datos de variación de frecuencia para el Periodo 3 (WO 2)

El tercer periodo inicia el 28 de mayo del año 2009. Tuvo un tiempo de producción aproximadamente de 5 meses en el cual se extrajo un total de 3`368.565 bl de fluido.

El porcentaje de BSW para este periodo es de 82,7% al inicio, alcanzando un valor equivalente al 87,2% en el momento que termina esta etapa productiva. En otras palabras existe un incremento del 4,5% a una razón de 0,03% por día.

El equipo de fondo está conformado por una bomba HC-20000 provista de 42 etapas, la cual requiere alrededor de 1.000 HP para su funcionamiento. La bomba se encuentra asentada a una profundidad de 4.612 ft.

Con este equipo se produjo un promedio de 21.320 bl/día de flujo, la máxima tasa de petróleo que se obtuvo fue de 3.588 bl/día mientras que la de agua fue de 19.493 bl/día. El motivo de cambio fue la necesidad de utilizar una bomba de mayor caudal.

La frecuencia con la que trabaja el equipo durante este periodo es alrededor de 61Hz. El rango establecido por el fabricante para este tipo de bomba se encuentra entre 50Hz y 62Hz, es decir que en la mayoría del tiempo se encontraba operando al límite superior del rango establecido.

El siguiente cuadro muestra los elementos que conforman el equipo de fondo utilizado durante este periodo de producción.

CUADRO 3.81

ELEMENTOS DE COMPLETACIÓN DE FONDO PARA EL PERIODO 3

<i>ACCESORIO</i>	<i>TIPO</i>	<i>PROFUNDIDAD (ft)</i>
CASING SUPERFICIAL	20"	365 @ TVD
VÁLVULA	BAKER TSME-5, 4 1/2"	358 @ TVD
CASING INTERMEDIO	13 3/8"	5.229 @ TVD
SLINDING SLEEVE	CMD 5"	4.508 @ TVD
LAND NIPPLE	BX 3.81"	4.549 @ TVD
PACKER	TWIN SEAL	4.594 @ TVD
LAND NIPPLE	BX 2.81"	4.606 @ TVD
TUBING	AMS, L-80	
BOMBA	HC 20000 42 etapas	4.612 @ TVD
INTAKE	---	4.629 @ TVD
MOTORES	KMH, 1000 HP	4.639 @ TVD
SENSOR	WELL LIFT	4.719 @ TVD
CASING PRODUCCIÓN	9 5/8"	9.723 @ TVD
LINER	#29, 7"	11.197 @ TVD
LINER	#15, 5"	11.415 @ TVD

FUENTE: Departamento de Work Over

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

En el Anexo 3 se presentan tabulados los datos diarios de flujo producido, flujo de petróleo, flujo de agua, porcentaje de BSW y frecuencia para esta tercera etapa de producción

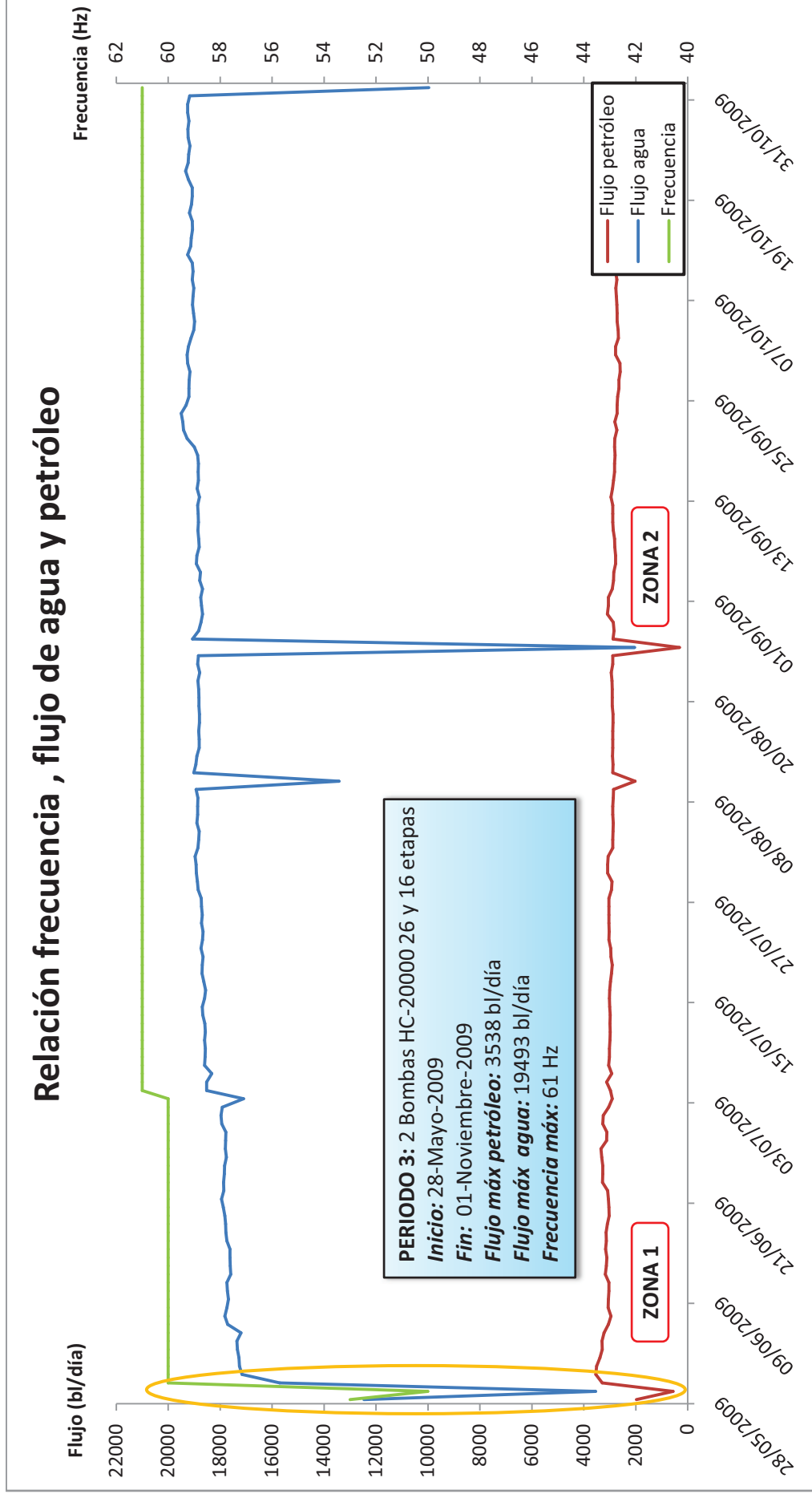
Como se puede observar en este cuadro, los datos de frecuencia presentan una variación mínima al comienzo y luego se mantienen constantes, y al

observarlos junto con los datos de flujo total se puede apreciar la diferencia que se genera en el caudal de producción.

A partir de los datos tabulados en este cuadro se genera una gráfica que ilustra el comportamiento de la frecuencia y su incidencia en la producción de las fases de agua y petróleo para este periodo.

Esto permite reconocer los efectos provocados y al mismo tiempo comprender de mejor manera lo que se ha dado en el pozo durante este periodo.

FIGURA 3.27 RELACIÓN FLUJO PRODUCIDO Y FRECUENCIA (PERIODO 3) POZO VILLANO L



FUENTE: Departamento de Producción

Como se muestra en la figura 3.27, las curvas para las fases de agua y petróleo para este periodo presentan estabilidad en sus tendencias, sin grandes variaciones en su comportamiento, debido principalmente a que en esta etapa productiva los valores de frecuencia aplicada se mantienen constantes por considerables espacios de tiempo.

Esto permite obtener un crecimiento moderado de la fase de agua, así como una declinación medida en la producción de petróleo considerando el tiempo que se produce con este equipo de levantamiento artificial.

En la primera zona marcada en la gráfica, se observa que existe una declinación y crecimiento en el volumen de agua producido debido al cambio de frecuencia drástico que se genera en los primeros días de producción.

El equipo de bombeo electrosumergible arranca su funcionamiento con una frecuencia de 53Hz, luego para el segundo día su valor baja a 50Hz y finalmente se incrementa a 60Hz, manteniéndose constante para un tiempo considerable, es por ésta razón que se pueden apreciar los picos hacia abajo de la producción de agua y de petróleo que se presentan en la figura 3.27, ya que el caudal es directamente proporcional a la frecuencia. Además estos picos son muy pronunciados porque el equipo de levantamiento artificial trabaja por seis horas.

Al momento que la frecuencia es de 60Hz la producción de agua es de 15.708 bl/día, es decir que se provocó un aumento de 4.688 bl en comparación a la etapa final del segundo periodo.

Como lo señalado anteriormente, al subir el valor de la frecuencia se incrementa también el caudal de fluido provocando el aumento de la producción de agua; este incremento es consecuencia de la bomba utilizada para este periodo, ya que es de mayor capacidad que la usada en la etapa anterior, justificando de esta forma el incremento en el caudal de agua.

La fase de agua presenta un promedio de 10.571 bl diarios. La tasa de crecimiento es de 1.623 bl/día, provocando un aumento de 3.246 bl en la primera zona del tercer periodo.

Por otra parte la fase de petróleo para esta zona presenta un promedio de 1.993 bl diarios. La tasa de declinación es de 750 bl/día, generando una pérdida de 1.500 bl en la producción de petróleo al final de la zona marcada.

Los datos mencionados se encuentran tabulados en el cuadro 3.82

CUADRO 3.82

INFORMACIÓN ZONA 1, PERIODO 3 POZO VILLANO L

ZONA 1			
Petróleo	Declinación de petróleo	1.500	bl
	Razón de declinación	750	bl/día
	Promedio de petróleo	1.993	bl
Frecuencia	Máxima frecuencia	60	Hz
	Mínima frecuencia	50	Hz
	Máxima variación	10	Hz
Agua	Incremento de agua	3.246	bl
	Razón de incremento	1.623	bl/día
	Promedio de agua	10.571	bl

FUENTE: Departamento de Producción

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

La segunda zona se considera desde el final de la primera zona hasta el final del tercer periodo, presentando varias consideraciones muy importantes.

Para esta parte la frecuencia se mantiene aproximadamente constante en 61Hz y el comportamiento tanto para la producción de agua como la de petróleo se presentan en forma homogénea e inversa.

A partir de que la fase de petróleo alcanza el punto más alto de producción (3.588 bl), se presenta un decremento con una tasa de declinación aproximadamente de 5 bl/día, lo que se vuelve en una disminución de 722 bl en la producción de petróleo durante el tiempo considerado para esta zona. El promedio diario de producción de petróleo se establece en 3.052 bl/día para la zona.

La fase de agua presenta un incremento de 1.904 bl a una tasa de crecimiento de 13 bl/día. El nuevo volumen de producción de agua establecido para la zona se encuentra alrededor de 18.514 bl.

Los datos mencionados se encuentran tabulados en el cuadro 3.83.

CUADRO 3.83

INFORMACIÓN ZONA 2, PERIODO 3 POZO VILLANO L

ZONA 2			
Petróleo	Declinación de petróleo	722	bl
	Razón de declinación	5	bl/día
	Promedio de petróleo	3.052	bl
Frecuencia	Máxima frecuencia	61	Hz
	Mínima frecuencia	60	Hz
	Máxima variación	1	Hz
Agua	Incremento de agua	1.904	bl
	Razón de incremento	13	bl/día
	Promedio de agua	18.514	bl

FUENTE: Departamento de Producción

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

De igual manera como en la primera zona, aquí también se pueden apreciar los picos hacia abajo de la producción de agua y de petróleo que se presentan en la misma figura, debido a que el equipo de bombeo electrosumergible trabaja por dos horas.

3.3.5.4 Análisis de los datos de variación de frecuencia para el Periodo 4 (WO 3)

El cuarto y último periodo de este pozo inicia el 6 de noviembre del año 2009, su tiempo de operación hasta la fecha en la que se obtuvo los datos es de 4 meses, en el cual se extrajo un total de 3`223.453 bl de fluido.

El porcentaje de BSW para este periodo es de 86,9% al inicio, alcanzando un valor equivalente al 89,9% hasta la fecha que se está analizando.

El equipo de fondo está conformado por una bomba HC-20000 provista de 42 etapas, la cual requiere alrededor de 1.000 HP para su funcionamiento. La bomba se encuentra asentada a una profundidad de 4.587 ft. Cabe mencionar que en este caso la bomba no se cambia solo se la ubica a mayor altura con la finalidad de mantener el caudal de fluido producido.

Con este equipo se produjo un promedio de 22.078 bl/día de flujo, la máxima tasa de petróleo que se obtuvo fue de 2.944 bl/día mientras que la de agua fue de 20.237 bl/día.

La frecuencia con la que trabaja el equipo durante este periodo es alrededor de 62Hz. El rango establecido por el fabricante para este tipo de bomba se encuentra entre 50Hz y 62Hz, es decir que en la mayoría del tiempo se encontraba operando al límite superior del rango recomendado.

El siguiente cuadro muestra los elementos que conforman el equipo de fondo utilizado durante este periodo de producción.

CUADRO 3.84

ELEMENTOS DE COMPLETACIÓN DE FONDO PARA EL PERIODO 4

<i>ACCESORIO</i>	<i>TIPO</i>	<i>PROFUNDIDAD (ft)</i>
CASING SUPERFICIAL	20"	365 @ TVD
VÁLVULA	BAKER TSME-5, 4 1/2"	315 @ TVD
CASING INTERMEDIO	13 3/8"	5.229 @ TVD
SLINDING SLEEVE	CMD 5"	4.478 @ TVD
LAND NIPPLE	BX 3.81"	4.522 @ TVD
PACKER	TWIN SEAL	4.569 @ TVD
LAND NIPPLE	BX 2.81"	4.580 @ TVD
TUBING	AMS, L-80	
BOMBA	HC 20000 42 etapas	4.587 @ TVD
INTAKE	---	4.604 @ TVD
MOTORES	KMH, 1000 HP	4.617 @ TVD
SENSOR	WELL LIFT	4.672 @ TVD
CASING PRODUCCIÓN	9 5/8"	9.723 @ TVD
LINER	#29, 7"	11.197 @ TVD
LINER	#15, 5"	11.415 @ TVD

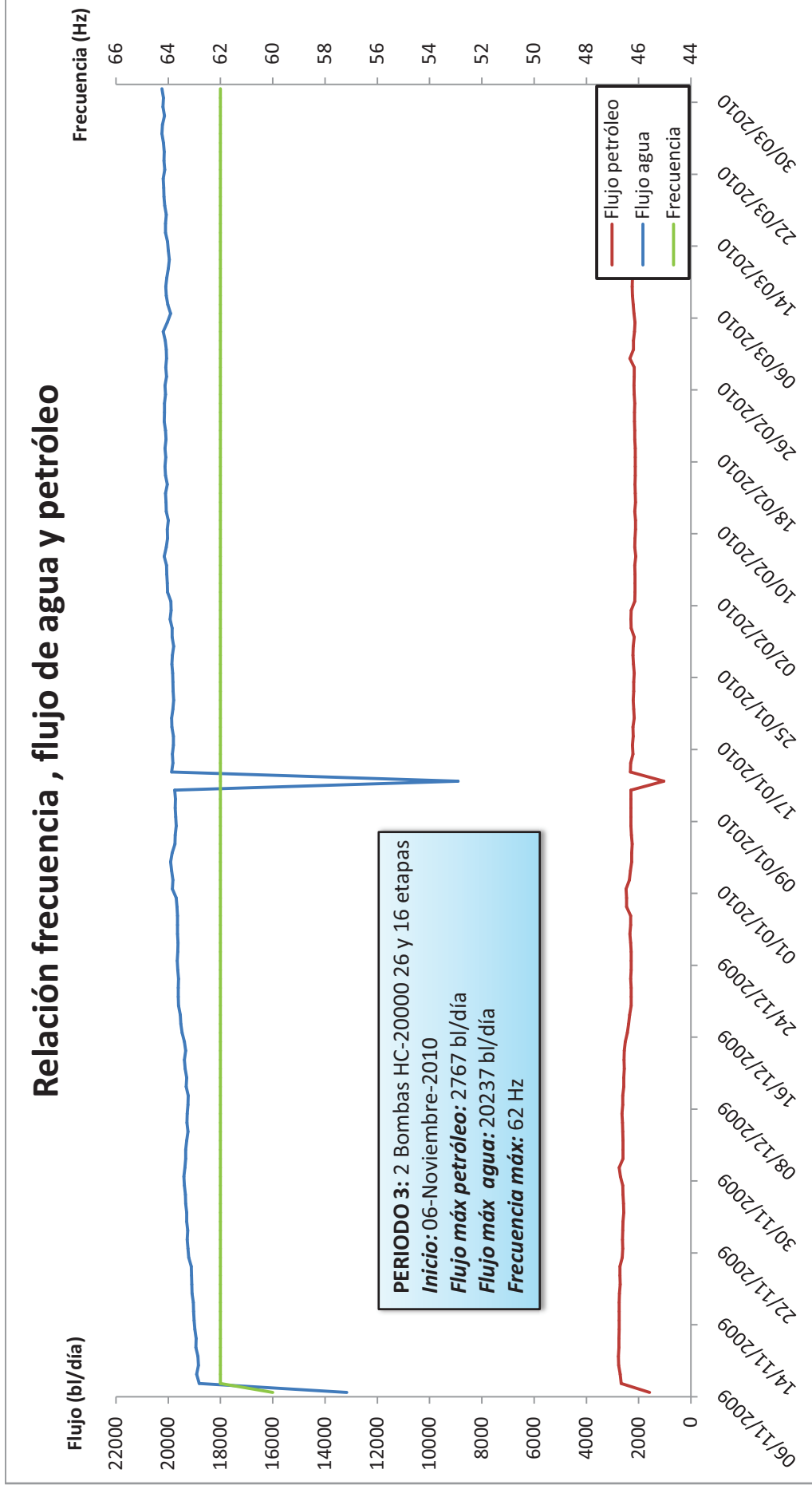
FUENTE: Departamento de Work Over

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

En el Anexo 3 se presentan tabulados los datos diarios de flujo producido, flujo de petróleo, flujo de agua, porcentaje de BSW y frecuencia para esta cuarta etapa de producción

A partir de los datos tabulados en este cuadro se genera una gráfica que ilustra el comportamiento de la frecuencia y su incidencia en la producción de las fases de agua y petróleo para este periodo.

FIGURA 3.28 RELACIÓN FLUJO PRODUCIDO Y FRECUENCIA (PERIODO 4) POZO VILLANO L



FUENTE: Departamento de Producción

Como se muestra en la figura 3.28, las curvas para las fases de agua y petróleo para este periodo presentan estabilidad en sus tendencias, sin grandes variaciones en su comportamiento, debido principalmente a que en esta etapa productiva los valores de frecuencia son constantes.

Esto permite obtener un crecimiento moderado de la fase de agua, así como una declinación medida en la producción de petróleo considerando el tiempo que se produce con este equipo de levantamiento artificial.

El equipo de bombeo electrosumergible arranca su funcionamiento con una frecuencia de 60Hz, estabilizándose posteriormente en un valor de 62Hz. Este incremento repercute en el aumento del caudal de fluido provocando el aumento de la producción de agua.

La fase de agua presenta un promedio de 19.662 bl diarios. La tasa de crecimiento es de 10 bl/día, provocando un aumento de 1.425 bl en todo el cuarto periodo.

Por otra parte la fase de petróleo para esta etapa presenta un promedio de 2.467 bl diarios. La tasa de declinación es de 4 bl/día, generando una pérdida de 562 bl en la producción.

Los datos mencionados se encuentran tabulados en el cuadro 3.85

CUADRO 3.85

INFORMACIÓN ZONA 1, PERIODO 3 POZO VILLANO L

ZONA 1			
Petróleo	Declinación de petróleo	562	bl
	Razón de declinación	4	bl/día
	Promedio de petróleo	2.467	bl
Frecuencia	Máxima frecuencia	62	Hz
	Mínima frecuencia	60	Hz
	Máxima variación	2	Hz
Agua	Incremento de agua	1.425	bl
	Razón de incremento	10	bl/día
	Promedio de agua	19.662	bl

FUENTE: Departamento de Producción

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

Aquí también se puede observar picos de declinación de producción para ambas fases (petróleo y agua), debido a que el equipo de bombeo electrosumergible trabaja por once horas.

3.3.5.5 Análisis de los datos de presión de fondo fluyente para el pozo Villano L

Uno de los objetivos del levantamiento artificial es minimizar los requerimientos de energía en la cara de la arena productora maximizando el diferencial de presión a través del yacimiento, provocando de esta forma una mayor afluencia de fluidos.

Bajo este antecedente, el análisis para el parámetro de presión de fondo fluyente busca determinar los diferenciales de presión generados a lo largo de la producción y también identificar el comportamiento de la presión de fondo fluyente para los periodos productivos anteriormente establecidos en los cuales se produce bajo el uso de distintos tipos bombas.

Los datos de presión obtenidos con el programa WELL PERFORM™ para cada mes se encuentran tabulados en el cuadro 3.86

CUADRO 3.86 DATOS DE PWF POZO VILLANO L

Mes / Año	Flujo (bl)	Pwf (psi)	Diferencial presión (psi)	Producción agua (bl)	Producción petróleo (bl)
septiembre-07	3.161	3.210	1.790	348	2.813
octubre-07	2.854	3.125	1.875	571	2.283
Julio-08	5.502	4.074	926	1.125	4.376
agosto-08	8.428	4.018	982	2.500	5.928
septiembre-08	10.957	4.132	868	5.555	5.402
octubre-08	12.057	4.133	867	7.512	4.545
noviembre-08	12.472	4.189	811	8.705	3.767
diciembre-08	12.691	4.221	779	9.188	3.503
enero-09	12.682	4.286	714	9.232	3.450
febrero-09	12.770	4.302	698	9.463	3.307
marzo-09	13.007	4.319	681	10.419	2.588
abril-09	13.014	4.341	659	10.776	2.238
mayo-09	17.200	4.168	832	14.482	2.718
junio-09	20.853	4.152	848	17.558	3.295
julio-09	21.568	4.150	850	18.419	3.149
agosto-09	21.536	4.151	849	18.521	3.015
septiembre-09	21.802	4.177	823	18.859	2.943
octubre-09	21.852	4.185	815	19.011	2.841
noviembre-09	21.644	4.149	851	18.830	2.814
diciembre-09	21.915	4.175	825	19.329	2.586

CUADRO 3.86 CONTINUACIÓN

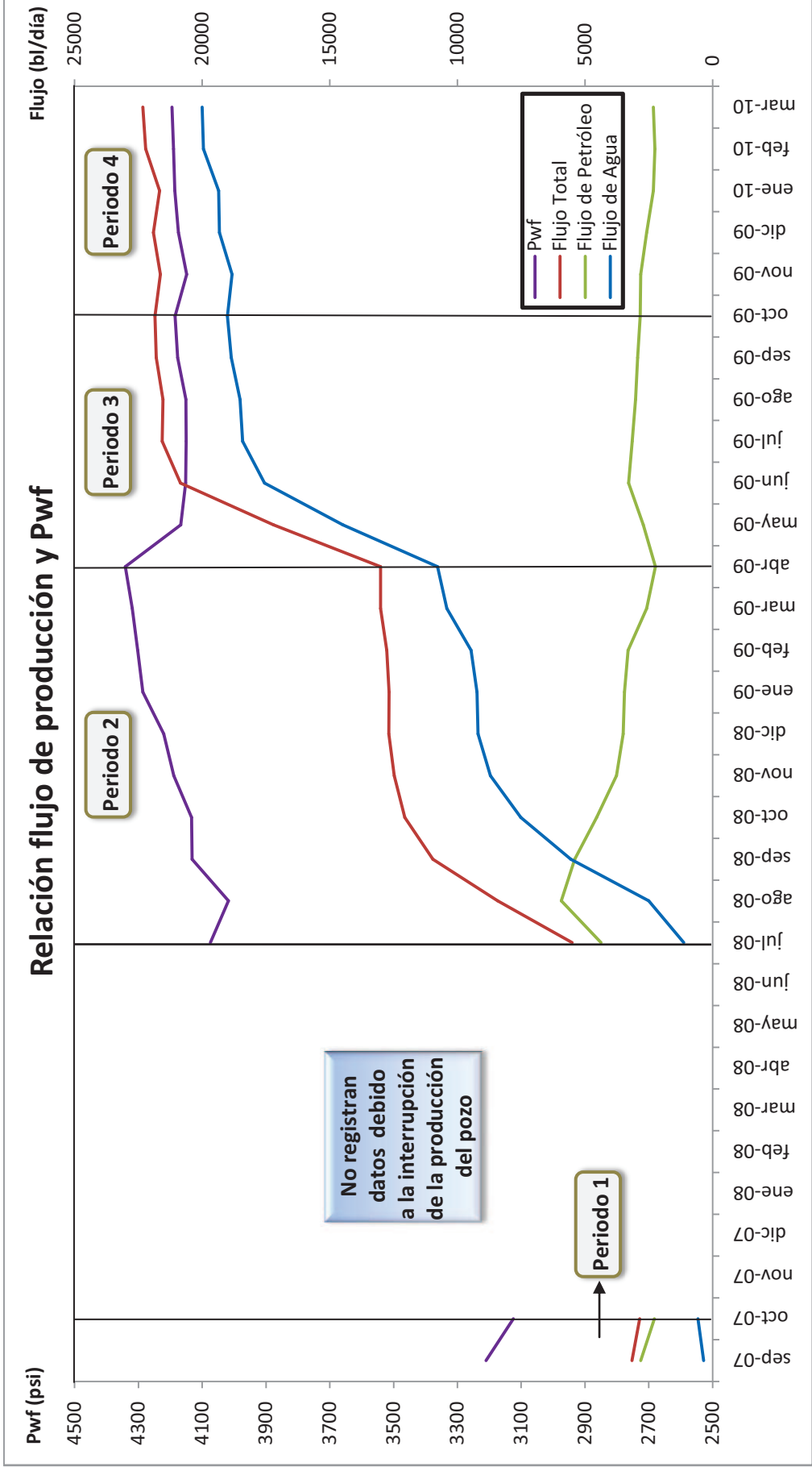
Mes / Año	Flujo (bl)	Pwf (psi)	Diferencial presión (psi)	Producción agua (bl)	Producción petróleo (bl)
enero-10	21.674	4.186	814	19.355	2.319
febrero-10	22.216	4.190	810	19.950	2.266
marzo-10	22.326	4.195	805	20.004	2.322

FUENTE: Programa WELL PERFORM™

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

La figura 3.29 muestra las curvas de de Pwf y flujo para cada uno de los fluidos producidos.

FIGURA 3.29 RELACIÓN FLUJO PRODUCIDO Y PWF POZO VILLANO L



FUENTE: Departamento de Producción

La figura 3.29 muestra el comportamiento de la Pwf a lo largo de la vida del pozo, se puede observar que no existen datos desde noviembre del año 2007 hasta junio del año 2008, debido a que el pozo no estaba en condiciones de producir.

Cabe destacar el comportamiento que presenta la curva de Pwf al inicio de los diferentes periodos de producción, donde cada elevación de flujo de producción viene acompañada por un diferencial de presión, el mismo que no se lo puede apreciar en el cuarto periodo debido a que la bomba que se utiliza es la misma que la del tercero.

Es así que la mayor caída de presión de fondo fluyente ocurre en el tercer periodo de producción, ya que en esta etapa se utiliza una bomba de mayor capacidad que en los anteriores.

El aumento del flujo producido, provocado por el caudal de extracción de las bombas, genera mayores diferenciales de presión. Al inicio del tercer periodo se observa como el flujo producido sube en comparación con el nivel de flujo del periodo anterior.

La presión de fondo fluyente tiende a restablecerse a su presión inicial (5000 psi) al finalizar el segundo periodo, obteniéndose para este punto un diferencial de presión de 659 psi, esto se debe a que la bomba que se utiliza en este periodo es de menor capacidad a la que se utiliza en el subsiguiente.

En más de tres años de producción, este pozo presenta una disminución en su presión inicial de 805 psi.

3.3.5.6 Resultados obtenidos para el pozo Villano L

Al analizar las curvas de frecuencia a lo largo de los periodos de producción establecidos para este pozo, se identifican tres tipos de comportamiento en la variación de frecuencia.

En una primera parte en la cual la fase de petróleo es la dominante, se presentan grandes variaciones de frecuencia con el fin de extraer la mayor

cantidad de petróleo posible dentro de los límites establecidos. Este tipo de comportamiento se puede observar en el segundo periodo de producción, donde los valores de frecuencia presentan elevaciones considerables.

Pero como ya quedó demostrado, estos grandes aumentos de frecuencia no solo generan un incremento en el flujo producido, sino que también estimulan a la conificación temprana de agua en la formación reduciendo de esta forma el volumen de petróleo que conforma el fluido producido.

El segundo tipo de comportamiento se presenta a partir del punto donde la fase de agua se convierte en la dominante dentro de la composición del fluido producido. La frecuencia se muestra constante por periodos de tiempo largos, y su incremento se da en forma sucesiva sin grandes aumentos, como se demuestra en el periodo anteriormente enunciado.

Pero llega un punto en el cual el volumen de agua producido es tan grande que se necesita utilizar bombas de mayor caudal para poder mantener una producción de petróleo rentable.

Esto sucede en el tercer y cuarto periodos, donde se utiliza la bomba de 20.000 bls. Los valores de frecuencia en los que trabajan estas bombas son altos en comparación a las anteriores.

La capacidad de las bombas utilizadas en este pozo ha ido creciendo conforme avanza la producción, es así que durante los dos primeros periodos se utilizaron diferentes tipos de bombas y para los periodos restantes se utilizó la misma.

El siguiente cuadro muestra en resumen los detalles de las bombas con las cuales se produjo en cada uno de los periodos determinados para este pozo.

CUADRO 3.87 RESUMEN PERIODOS DE PRODUCCIÓN POZO VILLANO L

	Bomba	Número de bombas	Número etapas	Rango (Hz)	Caudal fluido (bl)*	Condición de trabajo	Frecuencia (Hz)*	Amperaje (Amp)*
Periodo 1	P-47 STD	1	62	45-60	2.841	Dentro del rango	58	66
Periodo 2	P-110 Centurion	1	79	45-60	12.092	Dentro del rango	58	115
Periodo 3	HC-20000	2	26	50-62	21.320	En límite superior	61	107
			16					
Periodo 4	HC-20000	2	26	50-62	22.078	En límite superior	62	109
			16					

** Valores promedios*

FUENTE: Departamento de Producción y Workover

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

3.3.6 ANÁLISIS POZO VILLANO J

Este es un pozo inclinado que alcanza una profundidad de 11.354 ft en TVD como se puede observar en el diagrama del pozo que se encuentra en el Anexo 2.

El pozo Villano J fue perforado en una zona de espesor de 56 ft. La producción de fluido de este pozo proviene de la Arena Hollín principal y desde su inicio se ha utilizado el sistema de bombeo electrosumergible para el levantamiento artificial. Hasta la fecha en la que se obtuvo los datos de campo, este pozo presenta un total de tres trabajos de reacondicionamiento.

CUADRO 3.88**HISTORIAL DE TRABAJOS DE WORKOVER POZO VILLANO J**

HISTORIAL TRABAJOS DE WORK OVER						
POZO	Fecha inicio Work Over	Tipo de Bomba	Profundidad de asentamiento		Altura de Intake a TVD (ft)	
			MD (ft)	TVD (ft)		
VJ	Completado	03-Ene-2007	P 31 96 etapas	6.406	6.398	6.413
	WO 1	23-Feb-2008	P 100 79 etapas	6.183	6.175	6.204
	WO 2	13-Sep-2009	HC 20000 42 etapas	4.778	4.770	4.791
	WO 3	08-Feb-2010	HC 20000 42 etapas	4.872	4.864	4.886

FUENTE: Departamento de Work Over y de Reservorios

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

Como se observa en el cuadro 3.88 conforme avanza la producción del pozo se requieren bajar bombas de mayor capacidad debido al aumento de la producción del fluido producido.

Para aumentar la producción de petróleo es necesario utilizar bombas que permitan producir mayores caudales de fluido con la finalidad de mantener un volumen de petróleo económicamente rentable.

El pozo Villano J lleva tres años de vida productiva en los cuales ha producido un total de 13'046.012 bl de fluido, este volumen extraído equivale a 2'345.956 bl de petróleo y 10'700.056 bl de agua. Claramente se establece que el volumen de agua producido es casi cuatro veces el volumen de petróleo.

El año 2009 fue el de mayor producción de crudo con un total de 791.751 bl. La producción total para cada año de este pozo se detalla en el cuadro 3.89

CUADRO 3.89

PRODUCCIÓN ACUMULADA ANUAL POZO VILLANO J

PRODUCCIÓN ANUAL POZO VILLANO L			
AÑO	Petróleo (bl)	Agua (bl)	% BSW
2007	564.142	1'021.553	63,2
2008	782.511	3'035.777	77,8
2009	791.751	4'966.309	85,5
2010	207.552	1'676.417	
ACUMULADO	2'345.956	10'700.056	

FUENTE: Datos Departamento de Producción

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

Las propiedades del fluido que presenta este pozo han sido obtenidas a partir de pruebas PVT, que permiten conocer los valores de varios parámetros a condiciones de presión de reservorio y de presión de punto de burbuja como relación gas-petróleo, compresibilidad del fluido, viscosidad y densidad del fluido, factores volumétricos para gas y petróleo, entre otros. Algunos de estos resultados necesarios para el desarrollo de este análisis se encuentran tabulados en el cuadro 3.90

CUADRO 3.90**PROPIEDADES DEL FLUIDO POZO VILLANO J**

DATOS PVT POZO VILLANO L				
A Presión de Reservorio		A Presión de burbuja		Unidades
<i>Presión de Reservorio</i>	4.971	<i>Presión de burbuja</i>	215	Psi
<i>GOR</i>	31.25	<i>GOR</i>	31.25	ft ³ /bl
<i>Bo</i>	1,101	<i>Bo</i>	1,101	BF/bl
<i>Densidad</i>	0,8835	<i>Densidad</i>	0,8594	g/cm ³
<i>Viscosidad</i>	16,3	<i>Viscosidad</i>	9,69	Cp
<i>Compresibilidad</i>	5,01 x 10 ⁻⁶	<i>Compresibilidad</i>	6,74 x 10 ⁻⁶	1/psi
<i>°API</i>	20,7	<i>Temperatura reservorio</i>	225	°F

FUENTE: Departamento de Reservorios

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

3.3.6.1 Análisis de los datos de variación de frecuencia para el Periodo 1

El primer periodo inicia el 5 de Enero del año 2007. Tuvo un tiempo de producción aproximadamente de 13 meses en el cual se extrajo un total de 1'859.265 bl de fluido.

El porcentaje de BSW para este periodo es de 37.4% al inicio, alcanzando un valor equivalente al 73.2% en el momento que termina esta etapa productiva. En otras palabras existe un incremento del 38.8% a una razón de 0,09% por día.

El equipo de fondo está conformado por una bomba P-31 Centurion provista de 96 etapas, la cual requiere alrededor de 304 HP para su funcionamiento. La bomba se encuentra asentada a una profundidad de 6.398 ft.

Con este equipo se produjo un promedio de 4.502 bl/día de flujo, la máxima tasa de petróleo que se obtuvo fue de 2.001 bl/día mientras que la de agua fue de 3.750 bl/día. El motivo de cambio fue la necesidad de utilizar una bomba de mayor caudal.

La frecuencia con la que trabaja el equipo durante este periodo es alrededor de 56Hz. El rango establecido por el fabricante para este tipo de bomba se encuentra entre 45Hz y 60Hz, es decir que en la mayoría del tiempo se encontraba operando dentro del rango recomendado.

El siguiente cuadro muestra los elementos que conforman el equipo de fondo utilizado durante este periodo de producción.

CUADRO 3.91

ELEMENTOS DE COMPLETACIÓN DE FONDO PARA EL PERIODO 1

<i>ACCESORIO</i>	<i>TIPO</i>	<i>PROFUNDIDAD (ft)</i>
CASING SUPERFICIAL	20"	125 @ TVD
VÁLVULA	BAKER TSME-5, 4 1/2"	447 @ TVD
CASING INTERMEDIO	13 3/8"	3.494 @ TVD
SLINDING SLEEVE	CMD 5"	6.245 @ TVD
LAND NIPPLE	BX 3.81"	6.315 @ TVD
PACKER	TWIN SEAL	6.371 @ TVD
LAND NIPPLE	BX 2.81"	6.387 @ TVD
TUBING	AMS, L-80	
BOMBA	P 31 96 etapas	6.398 @ TVD
INTAKE	---	6.413 @ TVD
MOTORES	KMH, 304 HP	6.426 @ TVD
SENSOR	CENTINEL III	6.452 @ TVD
CASING PRODUCCIÓN	9 5/8"	10.461 @ TVD
LINER	#29, 7"	11.267 @ TVD
LINER	#15, 5"	11.353 @ TVD

FUENTE: Departamento de Work Over

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

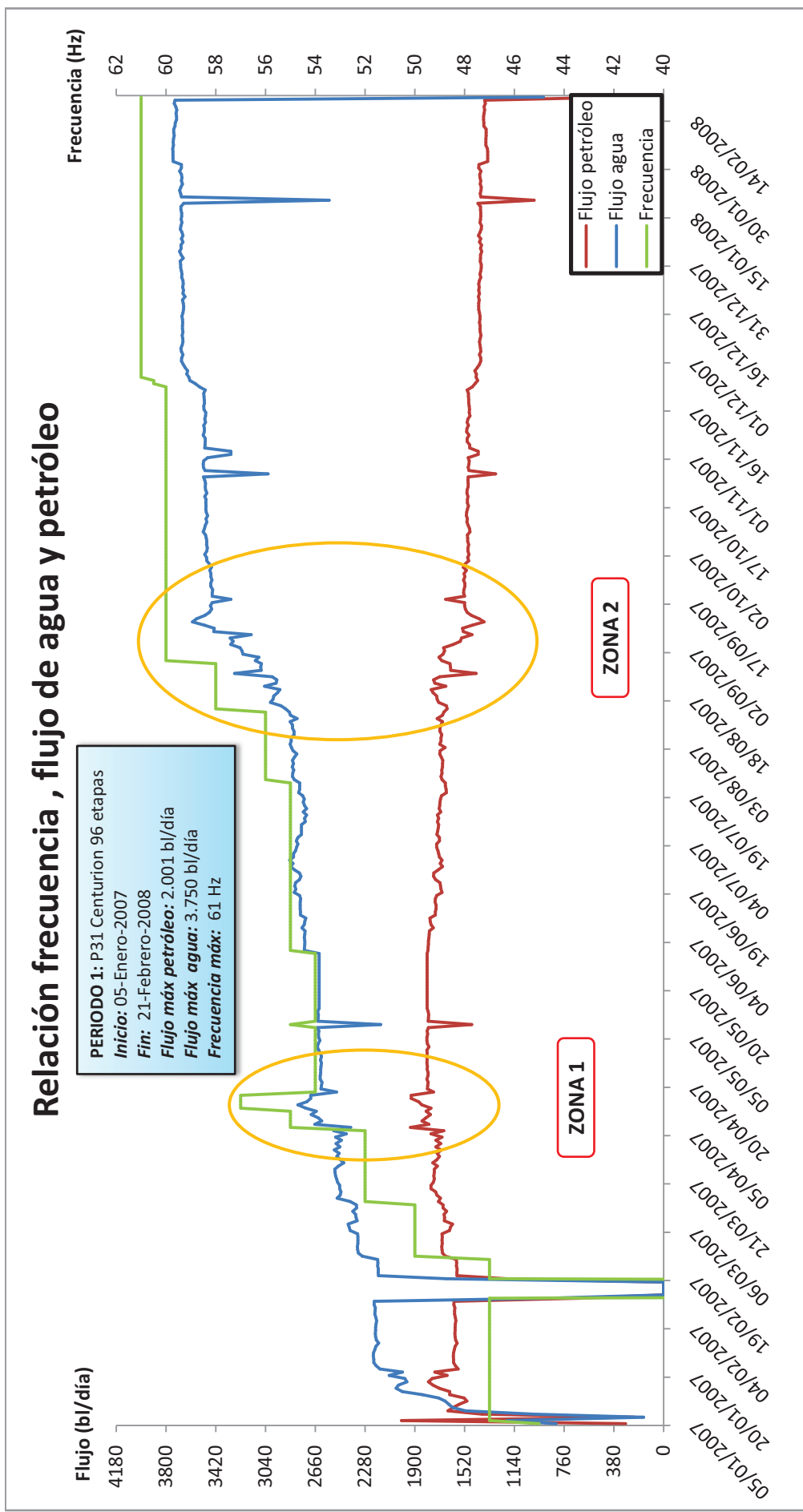
En el Anexo 3 se presentan tabulados los datos diarios de flujo producido, flujo de petróleo, flujo de agua, porcentaje de BSW y frecuencia para esta primera etapa de producción

Como se puede observar en este cuadro, los datos de frecuencia presentan variación, y al observarlos junto con los datos de flujo total se puede apreciar la diferencia que se genera en el caudal de producción.

A partir de los datos tabulados en este cuadro se genera una gráfica que ilustra el comportamiento de la frecuencia y su incidencia en la producción de las fases de agua y petróleo para este periodo.

Esto permite reconocer los efectos provocados y al mismo tiempo comprender de mejor manera lo que se ha venido dando en el pozo durante este periodo.

FIGURA 3.30 RELACIÓN FLUJO PRODUCIDO Y FRECUENCIA (PERIODO 1) POZO VILLANO J



FUENTE: Departamento de Producción

Como se observa en la figura 3.30 existen dos zonas de interés marcadas. La primera muestra el comportamiento de las fases de agua y petróleo cuando la frecuencia aumenta bruscamente durante un periodo de tiempo, presentando variaciones muy marcadas.

En esta primera zona las curvas correspondientes a cada fluido tanto la de agua como la de petróleo muestran una tendencia de incremento en su producción.

Durante el periodo de tiempo correspondiente a esta zona, se producen en promedio 1.828 bl/día de petróleo. La tasa de crecimiento que presenta la curva de petróleo es de 6 bl/día, lo que genera un aumento de 79 bl en la producción de petróleo durante el espacio de tiempo considerado para la primera zona.

Por otra parte la fase de agua para la zona marcada presenta un incremento de 107 bl en su producción, es decir que la producción de agua crece a una tasa de 9 bl/día en ese determinado espacio de tiempo. En promedio se producen un total de 2.649 bl/día de agua.

Los datos mencionados para la primera zona junto con la información de frecuencia se muestran en el cuadro 3.92

CUADRO 3.92

INFORMACIÓN ZONA 1, PERIODO 1 POZO VILLANO J

ZONA 1			
Petróleo	Incremento de petróleo	79	bl
	Tasa de incremento	6	bl/día
	Promedio de petróleo	1.828	bl
Frecuencia	Máxima frecuencia	57	Hz
	Mínima frecuencia	52	Hz
	Máxima variación	5	Hz
Agua	Incremento de agua	107	Bl
	Tasa de incremento	9	bl/día
	Promedio de agua	2.649	bl

FUENTE: Departamento de Producción

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

En la segunda zona marcada del gráfico superior, se puede apreciar un incremento en la frecuencia con la que opera el sistema de levantamiento artificial. A primera vista los principales efectos que se dan por este motivo son el aumento de la fase de agua y la declinación de la fase de petróleo en comparación a la zona antes analizada, que eran directamente proporcional al valor de la frecuencia.

El promedio diario de producción se establece en 1.576 bl/día de petróleo para esta zona, mientras que la de agua es de 3.302 bl/día.

La disminución en el caudal de petróleo no significa que el caudal de fluido producido también disminuya, éste se mantiene debido al crecimiento de la fase de agua en 520 bl en comparación a los 9 bl/día que se producían antes.

Se puede observar, al finalizar la segunda zona una frecuencia constante por un largo periodo de tiempo lo que significa que los caudales tanto de agua como de petróleo crecerán y disminuirán proporcionalmente con su frecuencia.

Se puede observar que en momentos el caudal de petróleo como de agua presentan unos picos pronunciados esto se debe a que el equipo de bombeo electrosumergible trabaja por un lapso de tiempo durante el día, lo cual produce una disminución en sus caudales.

La respectiva información para la segunda zona se muestra en el cuadro 3.93

CUADRO 3.93

INFORMACIÓN ZONA 2, PERIODO 1 POZO VILLANO J

ZONA 2			
Petróleo	Declinación de petróleo	243	bl
	Tasa de declinación	5	bl/día
	Promedio de petróleo	1.576	bl
Frecuencia	Máxima frecuencia	60	Hz
	Mínima frecuencia	58	Hz
	Máxima variación	2	Hz
Agua	Incremento de agua	520	Bl
	Tasa de incremento	11	bl/día
	Promedio de agua	3.302	bl

FUENTE: Departamento de Producción

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

3.3.6.2 Análisis de los datos de variación de frecuencia para el Periodo 2 (WO 1)

El segundo periodo inicia el 24 de febrero del año 2008. Tuvo un tiempo de producción aproximadamente de 20 meses en el cual se extrajo un total de 7'071.328 bl de fluido.

El porcentaje de BSW para este periodo es de 73.3% al inicio, alcanzando un valor equivalente al 86.3% en el momento que termina esta etapa productiva. En otras palabras existe un incremento del 13% a una razón de 0,22% por día.

El equipo de fondo está conformado por una bomba P-100 Centurion provista de 79 etapas, la cual requiere alrededor de 550 HP para su funcionamiento. La bomba se encuentra asentada a una profundidad de 6.175 ft.

Con este equipo se produjo un promedio de 12.494 bl/día de flujo, la máxima tasa de petróleo que se obtuvo fue de 3.139 bl/día mientras que la de agua fue de 12.041 bl/día. El motivo de cambio fue la necesidad de utilizar una bomba de mayor capacidad.

La frecuencia con la que trabaja el equipo durante este periodo es alrededor de 59Hz. El rango establecido por el fabricante para este tipo de bomba se encuentra entre 45Hz y 60Hz, es decir que en la mayoría del tiempo se encontraba operando al límite superior del rango recomendado.

El siguiente cuadro muestra los elementos que conforman el equipo de fondo utilizado durante este periodo de producción.

CUADRO 3.94

ELEMENTOS DE COMPLETACIÓN DE FONDO PARA EL PERIODO 2

ACCESORIO	TIPO	PROFUNDIDAD (ft)
CASING SUPERFICIAL	20"	125 @ TVD
VÁLVULA	BAKER TSME-5, 4 1/2"	371 @ TVD
CASING INTERMEDIO	13 3/8"	3.494 @ TVD
SLINDING SLEEVE	CMD 5"	6.022 @ TVD
LAND NIPPLE	BX 3.81"	6.084 @ TVD
PACKER	TWIN SEAL	6.149 @ TVD
LAND NIPPLE	BX 2.81"	6.165 @ TVD
TUBING	AMS, L-80	

CUADRO 3.94 CONTINUACIÓN

<i>ACCESORIO</i>	<i>TIPO</i>	<i>PROFUNDIDAD (ft)</i>
BOMBA	P 100 79 etapas	6.175 @ TVD
INTAKE	---	6.204 @ TVD
MOTORES	KMHA, 550 HP	6.246 @ TVD
SENSOR	CENTINEL III	6.279 @ TVD
CASING PRODUCCIÓN	9 5/8"	10.461 @ TVD
LINER	#29, 7"	11.267 @ TVD
LINER	#15, 5"	11.353 @ TVD

FUENTE: Departamento de Work Over

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

En el Anexo 3 se presentan tabulados los datos diarios de flujo producido, flujo de petróleo, flujo de agua, porcentaje de BSW y frecuencia para esta segunda etapa de producción

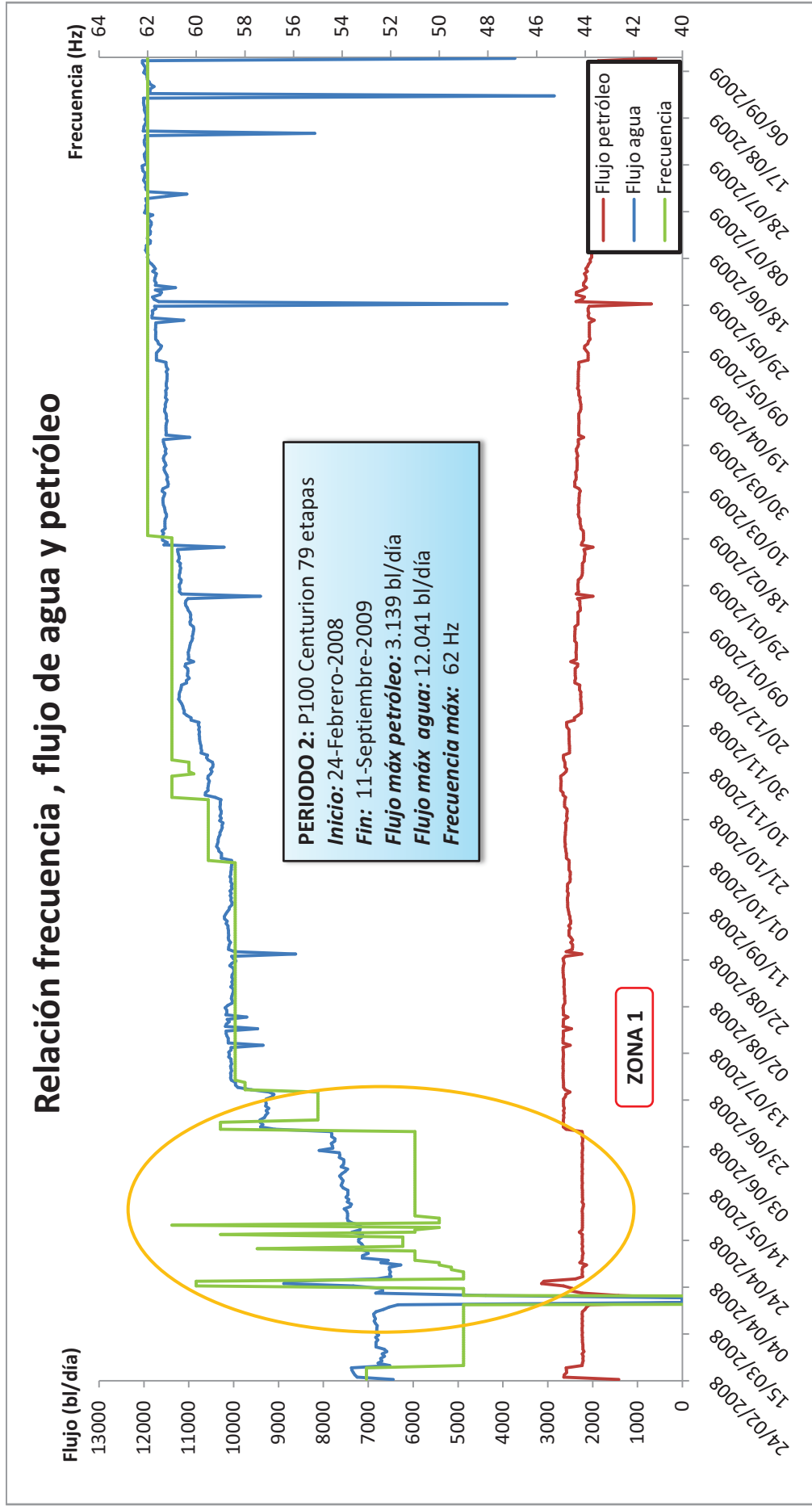
Como se puede observar en este cuadro, los datos de frecuencia presentan variación, y al observarlos junto con los datos de flujo total se puede apreciar la diferencia que se genera en el caudal de producción.

Existen días en los cuales el equipo de levantamiento artificial no trabaja debido a situaciones externas que se han dado como paradas programadas de CPF, apagones generales, fallas en los cables eléctricos, por mencionar algunas de ellas.

A partir de los datos tabulados en este cuadro se genera una gráfica que ilustra el comportamiento de la frecuencia y su incidencia en la producción de las fases de agua y petróleo para este periodo.

Esto permite reconocer los efectos provocados y al mismo tiempo comprender de mejor manera lo que se ha dado en el pozo durante este periodo.

FIGURA 3.31 RELACIÓN FLUJO PRODUCIDO Y FRECUENCIA (PERIODO 2) POZO VILLANO J



FUENTE: Departamento de Producción

Como se muestra en la figura 3.31 la curva para la fase de agua en este periodo presenta un crecimiento, mientras que la curva para el petróleo en un inicio se presenta variación y con el tiempo permanece constante, debido principalmente a que en esta etapa productiva los valores de frecuencia cambian bruscamente en los primeros tiempos de producción con este equipo de levantamiento artificial.

En la primera zona marcada, se observa que existe un gran crecimiento en el volumen de agua producido en comparación a la parte final del periodo anterior, que promediaba un total de 520 bl/día.

Luego de que el equipo de bombeo electrosumergible arranca su funcionamiento con una frecuencia de 53Hz, se disminuye la frecuencia a 49Hz, generando una producción de agua de 6.822 bl/día en los primeros tiempos, se apaga el pozo por tres días y se arranca de nuevo con una frecuencia de 49Hz provocando los picos generados en la gráfica.

A partir de este cambio de frecuencia el pozo comienza a producir en un inicio con 49Hz e incrementándola hasta alcanzar los 61Hz, generando una producción de agua de 10.187 bl/día, mayor a la del periodo anterior que se encontraba en 2.935 bl/día

Al subir el valor de la frecuencia se incrementa también el caudal de fluido provocando el aumento de la producción de agua anteriormente señalado; éste incremento es consecuencia de la bomba utilizada para éste periodo, ya que es de mayor capacidad que la usada en la etapa anterior, justificando de esta forma el incremento en el caudal de agua.

Por otra parte la fase de petróleo para esta zona presenta un promedio de 2.428 bl diarios. La tasa de crecimiento es de 4 bl/día, generando una ganancia de 415 bl en la producción de petróleo al final de la zona marcada.

Para la fase de agua presenta un promedio de 8.595 bl diarios. La tasa de crecimiento es de 29 bl/día, provocando un aumento de 2.874 bl en la zona del segundo periodo. Se puede considerar que a partir de esta zona la frecuencia va aumentando conforme el tiempo avanza a igual que la producción de agua

e inversamente a la producción de petróleo, que declina gradualmente en instantes y luego permanece casi constante.

Al término de este periodo se puede constatar en el grafico la existencia de tres picos de agua y petróleo hacia abajo lo que significa que se ha parado la bomba en tres ocasiones por varias horas.

Los datos mencionados se encuentran tabulados en el cuadro 3.95

CUADRO 3.95

INFORMACIÓN ZONA 1, PERIODO 2 POZO VILLANO J

ZONA 1			
Petróleo	Crecimiento de petróleo	415	bl
	Razón de declinación	4	bl/día
	Promedio de petróleo	2.428	bl
Frecuencia	Máxima frecuencia	58	Hz
	Mínima frecuencia	51	Hz
	Máxima variación	7	Hz
Agua	Incremento de agua	2.874	bl
	Razón de incremento	29	bl/día
	Promedio de agua	8.595	bl

FUENTE: Departamento de Producción

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

3.3.6.3 Análisis de los datos de variación de frecuencia para el Periodo 3 (WO 2)

El tercer periodo inicia el 14 de septiembre del año 2009. Tuvo un tiempo de producción aproximadamente de 5 meses en el cual se extrajo un total de 3'185.533 bl de fluido.

El porcentaje de BSW para este periodo es de 88% al inicio, alcanzando un valor equivalente al 89% en el momento que termina esta etapa productiva. En otras palabras existe un incremento del 1% a una razón de 0,006% por día.

El equipo de fondo está conformado por una bomba HC-20000 provista de 42 etapas, la cual requiere alrededor de 1000 HP para su funcionamiento. La bomba se encuentra asentada a una profundidad de 4.770 ft.

Con este equipo se produjo un promedio de 22.276 bl/día de flujo, la máxima tasa de petróleo que se obtuvo fue de 2.730 bl/día mientras que la de agua fue de 20.516 bl/día.

La frecuencia con la que trabaja el equipo durante este periodo es alrededor de 62Hz. El rango establecido por el fabricante para este tipo de bomba se encuentra entre 45Hz y 62Hz, es decir que en la mayoría del tiempo se encontraba operando al límite superior del rango recomendado.

El siguiente cuadro muestra los elementos que conforman el equipo de fondo utilizado durante este periodo de producción.

CUADRO 3.96

ELEMENTOS DE COMPLETACIÓN DE FONDO PARA EL PERIODO 3

<i>ACCESORIO</i>	<i>TIPO</i>	<i>PROFUNDIDAD (ft)</i>
CASING SUPERFICIAL	20"	125@ TVD
VÁLVULA	BAKER TSME-5, 4 1/2"	321 @ TVD
CASING INTERMEDIO	13 3/8"	3.494@ TVD
SLINDING SLEEVE	CMD 5"	4.615@ TVD
LAND NIPPLE	BX 3.81"	4.674@ TVD
PACKER	TWIN SEAL	4.751 @ TVD
LAND NIPPLE	BX 2.81"	4.756 @ TVD
TUBING	AMS, L-80	
BOMBA	HC 20000 42 etapas	4.770 @ TVD
INTAKE	---	4.791 @ TVD
MOTORES	KMHA, 1000 HP	4.840 @ TVD
SENSOR	CENTINEL III	4.876 @ TVD
CASING PRODUCCIÓN	9 5/8"	10.461 @ TVD
LINER	#29, 7"	11.267 @ TVD
LINER	#15, 5"	11.353 @ TVD

FUENTE: Departamento de Work Over

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

En el Anexo 3 se presentan tabulados los datos diarios de flujo producido, flujo de petróleo, flujo de agua, porcentaje de BSW y frecuencia para esta tercera etapa de producción

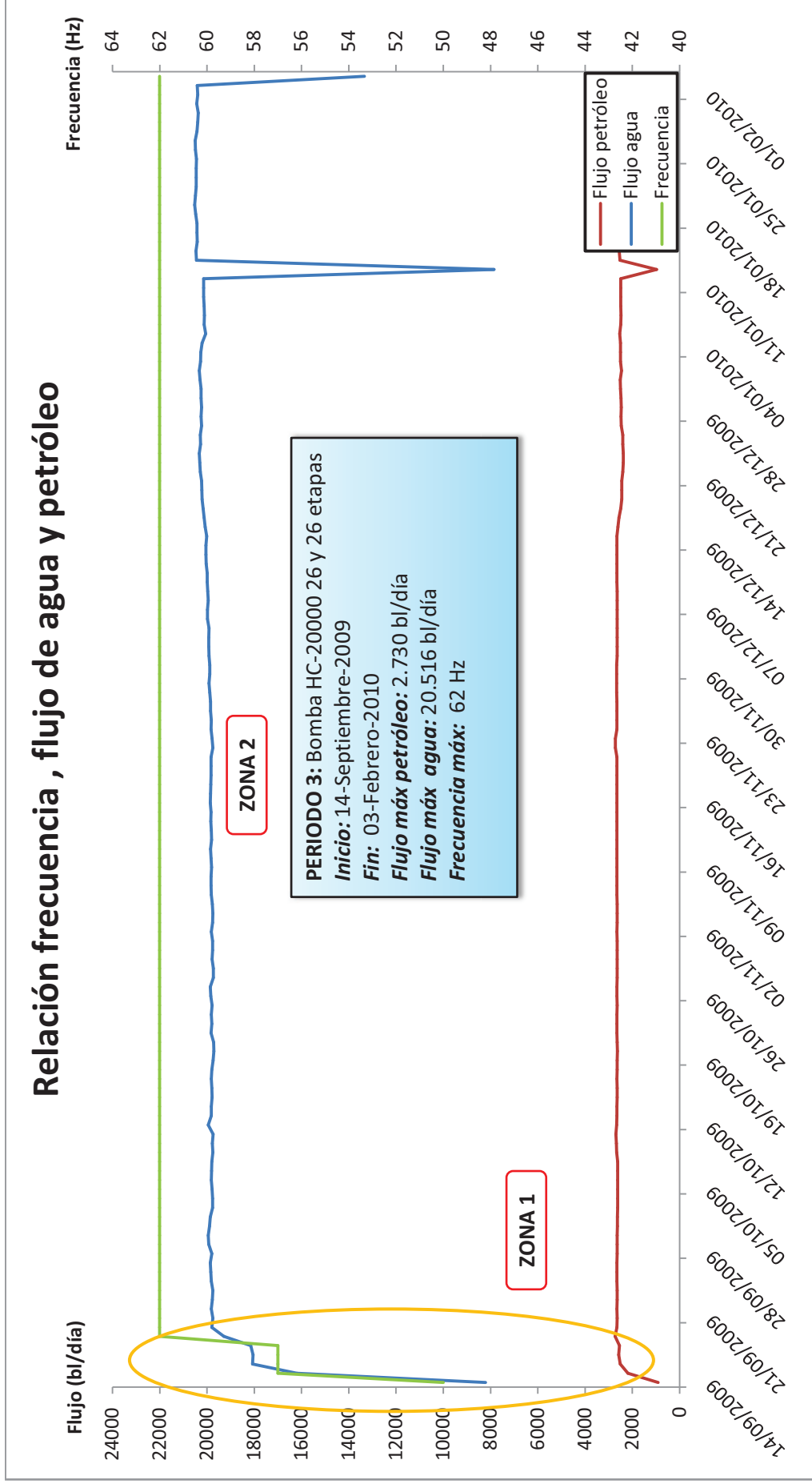
Como se puede observar en este cuadro, los datos de frecuencia presentan una variación mínima al comienzo y luego se mantienen constantes, y al

observarlos junto con los datos de flujo total se puede apreciar la diferencia que se genera en el caudal de producción.

A partir de los datos tabulados en este cuadro se genera una gráfica que ilustra el comportamiento de la frecuencia y su incidencia en la producción de las fases de agua y petróleo para este periodo.

Esto permite reconocer los efectos provocados y al mismo tiempo comprender de mejor manera lo que se ha dado en el pozo durante este periodo.

FIGURA 3.32 RELACIÓN FLUJO PRODUCIDO Y FRECUENCIA (PERIODO 3) POZO VILLANO J



FUENTE: Departamento de Producción

Como se muestra en la figura 3.32, las curvas para las fases de agua y petróleo para este periodo presentan estabilidad en sus tendencias, sin grandes variaciones en su comportamiento, debido principalmente a que en esta etapa productiva los valores de frecuencia aplicada se mantienen constantes por considerables espacios de tiempo.

Esto permite obtener un crecimiento moderado de la fase de agua, así como una declinación medida en la producción de petróleo considerando el tiempo que se produce con este equipo de levantamiento artificial.

En la primera zona marcada en la gráfica, se observa que existe un crecimiento en el volumen de agua producido debido al cambio de frecuencia drástico que se genera en los primeros días de producción.

El equipo de bombeo electrosumergible arranca su funcionamiento con una frecuencia de 50Hz, luego para el segundo día su valor sube a 57Hz y finalmente a 62Hz, manteniéndose constante durante todo el periodo.

Al momento que la frecuencia es de 62Hz la producción de agua es de 19.288 bl/día, es decir que se provocó un aumento de 15.557 bl en comparación a la etapa final del segundo periodo.

Como lo señalado anteriormente, al subir el valor de la frecuencia se incrementa también el caudal de fluido provocando el aumento de la producción de agua; este incremento es consecuencia de la bomba utilizada para este periodo, ya que es de mayor capacidad que la usada en la etapa anterior, justificando de esta forma el incremento en el caudal de agua.

La fase de agua presenta un promedio de 16.328 bl diarios. La tasa de crecimiento es de 1.846 bl/día, provocando un aumento de 11.078 bl en la primera zona del tercer periodo.

Por otra parte la fase de petróleo para esta zona presenta un promedio de 2.244 bl diarios. La tasa de crecimiento es de 303 bl/día, generando una ganancia de 1.818 bl en la producción de petróleo al final de la zona marcada.

Los datos mencionados se encuentran tabulados en el cuadro 3.97

CUADRO 3.97**INFORMACIÓN ZONA 1, PERIODO 3 POZO VILLANO J**

ZONA 1			
Petróleo	Incremento de petróleo	1.818	bl
	Razón de incremento	303	bl/día
	Promedio de petróleo	2.244	bl
Frecuencia	Máxima frecuencia	62	Hz
	Mínima frecuencia	50	Hz
	Máxima variación	8	Hz
Agua	Incremento de agua	11.078	bl
	Razón de incremento	1.846	bl/día
	Promedio de agua	16.328	bl

FUENTE: Departamento de Producción

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

La segunda zona se considera desde el final de la primera zona hasta el final del tercer periodo, presentando varias consideraciones muy importantes.

Para esta parte la frecuencia se mantiene constante en 62Hz y el comportamiento tanto para la producción de agua como la de petróleo se presentan en forma homogénea e inversa.

A partir de que la fase de petróleo alcanza el punto más alto de producción (2.730 bl), se presenta un decremento con una tasa de declinación aproximadamente de 8 bl/día, lo que se vuelve en una disminución de 1.082 bl en la producción de petróleo durante el tiempo considerado para esta zona. El promedio diario de producción de petróleo se establece en 2.573 bl/día para la zona.

La fase de agua presenta un incremento de 1.120 bl a una tasa de crecimiento de 8 bl/día. El nuevo volumen de producción de agua establecido para la zona se encuentra alrededor de 19.863 bl.

Los datos mencionados se encuentran tabulados en el cuadro 3.98.

CUADRO 3.98**INFORMACIÓN ZONA 2, PERIODO 3 POZO VILLANO J**

ZONA 2			
Petróleo	Declinación de petróleo	1.802	bl
	Razón de declinación	8	bl/día
	Promedio de petróleo	2.573	bl
Frecuencia	Máxima frecuencia	62	Hz
	Mínima frecuencia	62	Hz
	Máxima variación	0	Hz
Agua	Incremento de agua	1.120	bl
	Razón de incremento	8	bl/día
	Promedio de agua	19.863	bl

FUENTE: Departamento de Producción

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

Se puede apreciar un pico hacia abajo de la producción de agua y de petróleo que se presentan en la figura 3.32, debido a que el equipo de levantamiento artificial trabaja por diez horas.

3.3.6.4 Análisis de los datos de variación de frecuencia para el Periodo 4 (WO 3)

El cuarto y último periodo de este pozo inicia el 8 de Febrero del año 2010, su tiempo de operación hasta la fecha en la que se obtuvo los datos es de aproximadamente 2 meses, en el cual se extrajo un total de 1'116.774 bl de fluido.

El porcentaje de BSW para este periodo es de 87,2% al inicio, alcanzando un valor equivalente al 88,2% hasta la fecha que se está analizando.

El equipo de fondo está conformado por una bomba HC-20000 provista de 42 etapas, la cual requiere alrededor de 990 HP para su funcionamiento. La bomba se encuentra asentada a una profundidad de 4.864 ft.

Con este equipo se produjo un promedio de 21.898 bl/día de flujo, la máxima tasa de petróleo que se obtuvo fue de 2.815 bl/día mientras que la de agua fue de 19.856 bl/día.

La frecuencia con la que trabaja el equipo durante este periodo es alrededor de 62Hz. El rango establecido por el fabricante para este tipo de bomba se encuentra entre 45Hz y 62Hz, es decir que en la mayoría del tiempo se encontraba operando al límite superior del rango recomendado.

El siguiente cuadro muestra los elementos que conforman el equipo de fondo utilizado durante este periodo de producción.

CUADRO 3.99

ELEMENTOS DE COMPLETACIÓN DE FONDO PARA EL PERIODO 4

<i>ACCESORIO</i>	<i>TIPO</i>	<i>PROFUNDIDAD (ft)</i>
CASING SUPERFICIAL	20"	125 @ TVD
VÁLVULA	BAKER TSME-5, 4 1/2"	389 @ TVD
CASING INTERMEDIO	13 3/8"	3.494 @ TVD
SLINDING SLEEVE	CMD 5"	
LAND NIPPLE	BX 3.81"	4.765 @ TVD
PACKER	TWIN SEAL	4.833 @ TVD
LAND NIPPLE	BX 2.81"	4.848 @ TVD
TUBING	AMS, L-80	
BOMBA	42 Etapas HC 20000	4.864 @ TVD
INTAKE	---	4.886 @ TVD
MOTORES	KMHA, 990 HP	4.902 @ TVD
SENSOR	WELL LIFT III	5.007 @ TVD
CASING PRODUCCIÓN	9 5/8"	10.461 @ TVD
LINER	#29, 7"	11.267 @ TVD
LINER	#15, 5"	11.353 @ TVD

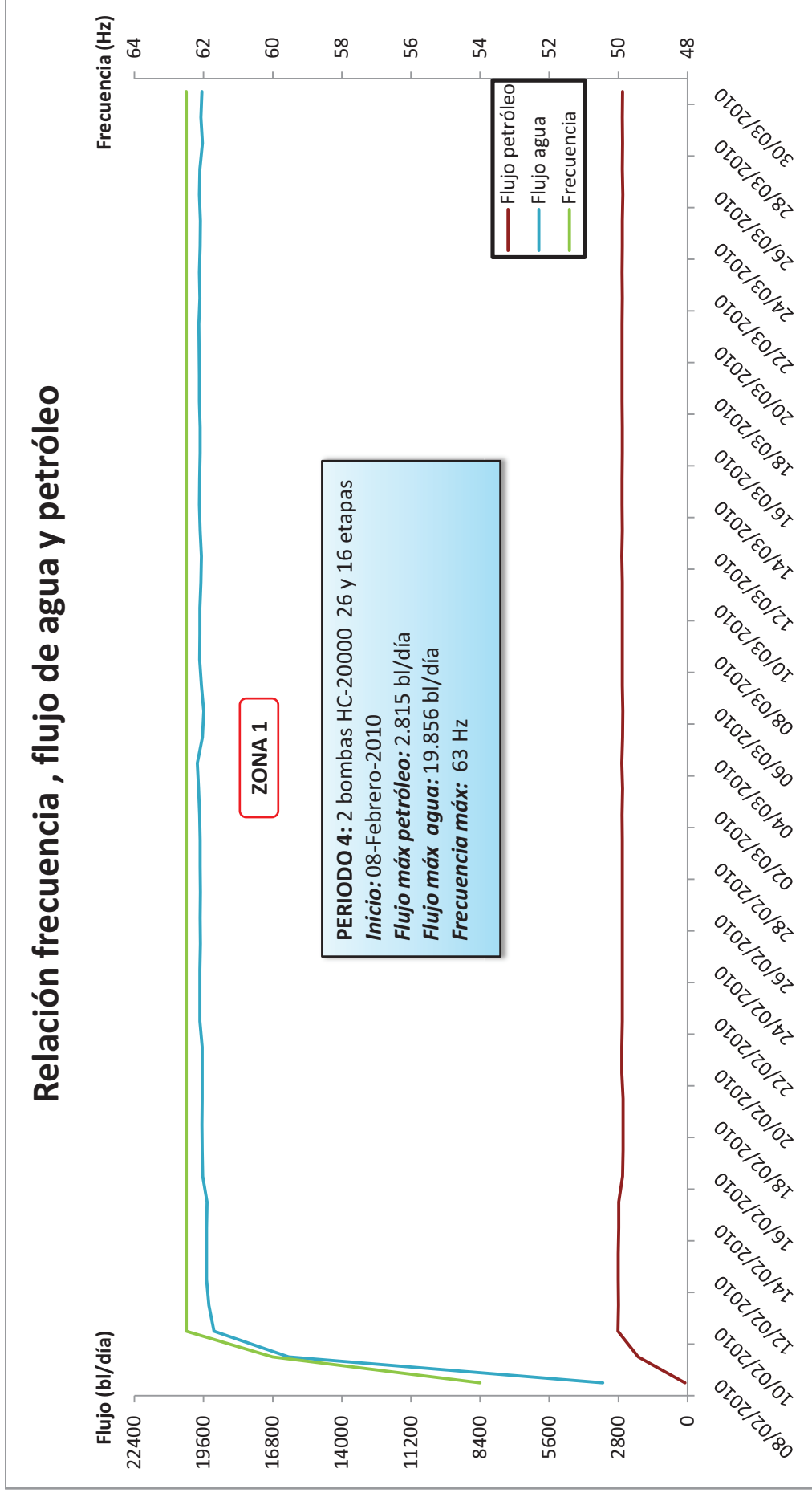
FUENTE: Departamento de Work Over

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

En el Anexo 3 se presentan tabulados los datos diarios de flujo producido, flujo de petróleo, flujo de agua, porcentaje de BSW y frecuencia para esta cuarta etapa de producción

A partir de los datos tabulados en este cuadro se genera una gráfica que ilustra el comportamiento de la frecuencia y su incidencia en la producción de las fases de agua y petróleo para este periodo.

FIGURA 3.33 RELACIÓN FLUJO PRODUCIDO Y FRECUENCIA (PERIODO 4) POZO VILLANO J



FUENTE: Departamento de Producción

Como se muestra en la figura 3.33, las curvas para las fases de agua y petróleo para este periodo presentan estabilidad en sus tendencias, sin variaciones en su comportamiento, debido principalmente a que en esta etapa productiva el valor de frecuencia es constante.

Esto permite obtener un crecimiento moderado de la fase de agua, así como una declinación medida en la producción de petróleo considerando el tiempo que se produce con este equipo de levantamiento artificial.

El equipo de bombeo electrosumergible arranca su funcionamiento con una frecuencia de 54Hz, estabilizándose posteriormente en un valor de 63Hz. Este incremento repercute en el aumento del caudal de fluido provocando el aumento de la producción de agua.

La fase de agua presenta un promedio de 19.691 bl diarios. La tasa de crecimiento es de 10 bl/día, provocando un aumento de 489 bl en todo el cuarto periodo.

Por otra parte la fase de petróleo para esta etapa presenta un promedio de 2.658 bl diarios. La tasa de declinación es de 4 bl/día, generando una declinación de 184 bl en la producción.

Los datos mencionados se encuentran tabulados en el cuadro 3.100

CUADRO 3.100

INFORMACIÓN ZONA 1, PERIODO 3 POZO VILLANO J

ZONA 1			
Petróleo	Declinación de petróleo	184	bl
	Razón de declinación	4	bl/día
	Promedio de petróleo	2.685	bl
Frecuencia	Máxima frecuencia	63	Hz
	Mínima frecuencia	60	Hz
	Máxima variación	3	Hz
Agua	Incremento de agua	489	bl
	Razón de incremento	10	bl/día
	Promedio de agua	19.691	bl

FUENTE: Departamento de Producción

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

3.3.6.5 Análisis de los datos de presión de fondo fluyente para el pozo Villano J

Uno de los objetivos del levantamiento artificial es minimizar los requerimientos de energía en la cara de la arena productora maximizando el diferencial de presión a través del yacimiento, provocando de esta forma una mayor afluencia de fluidos.

Bajo este antecedente, el análisis para el parámetro de presión de fondo fluyente busca determinar los diferenciales de presión generados a lo largo de la producción y también identificar el comportamiento de esta variable para los periodos productivos anteriormente establecidos en los cuales se produce bajo el uso de distintos tipos bombas.

Los datos de presión obtenidos con el programa WELL PERFORM™ para cada mes se encuentran tabulados en el cuadro 3.101

CUADRO 3.101 DATOS DE PWF POZO VILLANO J

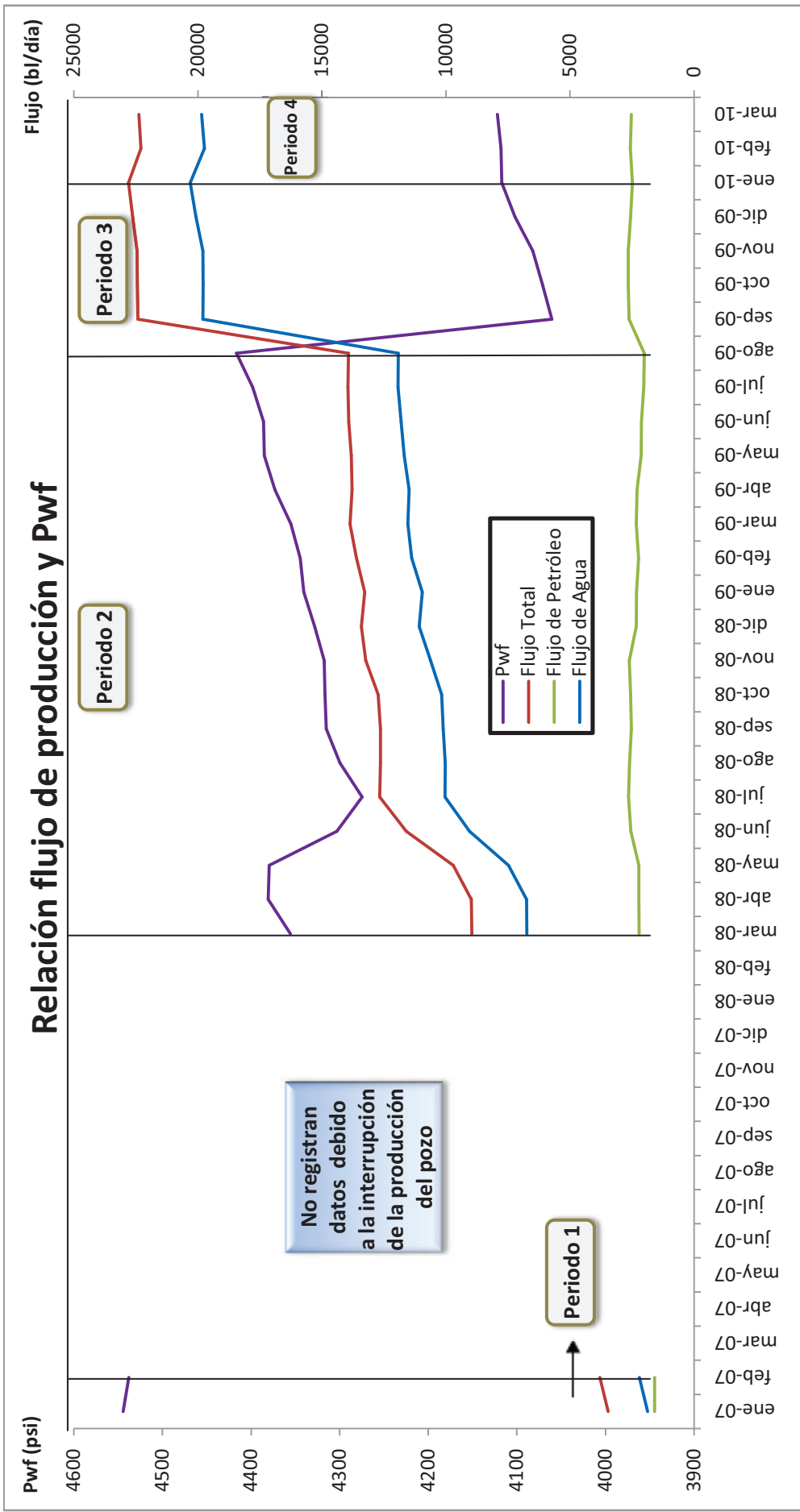
Mes / Año	Flujo (bl)	Pwf (psi)	Diferencial presión (psi)	Producción agua (bl)	Producción petróleo (bl)
enero -07	3.459	4.545	427	1.868	1.591
febrero -07	3.796	4.538	433	2.202	1.594
marzo-08	8.955	4.356	616	6.743	2.212
abril-08	8.979	4.381	591	6.752	2.227
mayo-08	9.707	4.380	592	7.484	2.223
junio-08	11.599	4.363	668	9.047	2.552
julio-08	12.676	4.275	697	10.039	2.637
agosto-08	12.636	4.300	671	10.033	2.603
septiembre-08	12.643	4.315	656	10.115	2.529
octubre-08	12.734	4.317	655	10.174	2.560
noviembre-08	13.229	4.318	654	10.623	2.606
diciembre-08	13.415	4.328	643	11.081	2.334
enero-09	13.277	4.341	631	10.954	2.323
febrero-09	16.609	4.345	627	11.377	2.232
marzo-09	13.870	4.355	616	11.539	2.330
abril-09	13.789	4.376	598	11.486	2.303
mayo-09	13.814	4.385	586	11.687	2.127
junio-09	13.922	4.386	585	11.806	2.116
julio-09	13.951	4.398	573	11.928	2.023
agosto-09	13.926	4.417	555	11.921	2.005
septiembre-09	22.421	4.061	911	19.798	2.623
octubre-09	22.438	4.071	900	19.790	2.648
noviembre-09	22.450	4.082	889	19.801	2.649
diciembre-09	22.633	4.102	869	20.075	2.558
enero-10	22.797	4.117	854	20.312	2.485
febrero-10	22.297	4.118	853	19.733	2.564
marzo-10	22.381	4.112	849	19.852	2.529

FUENTE: Programa WELL PERFORM™

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

La figura 3.34 muestra las curvas de de Pwf y flujo para cada uno de los fluidos producidos.

FIGURA 3.34 RELACIÓN FLUJO PRODUCIDO Y PWF POZO VILLANO J



FUENTE: Departamento de Producción

La figura 3.34 muestra el comportamiento de la Pwf a lo largo de la vida del pozo, se puede observar que no existen datos desde marzo del año 2007 hasta febrero del año 2008, debido a que el pozo no estaba en condiciones de producir.

Cabe destacar el comportamiento que presenta la curva de Pwf al inicio de los diferentes periodos de producción, donde cada elevación de flujo de producción viene acompañada por un diferencial de presión, como se puede observar en el tercer periodo el flujo tiende a subir mientras que al iniciar el cuarto periodo este tiende a permanecer constante debido a que se utiliza la misma bomba del periodo anterior.

Es así que la mayor caída de presión de fondo fluyente ocurre en el tercer periodo de producción, ya que en esta etapa se utiliza una bomba de mayor capacidad que en los anteriores.

El aumento del flujo producido, provocado por el caudal de extracción de las bombas, genera mayores diferenciales de presión. Al inicio del tercer periodo se observa como el flujo producido sube en comparación con el nivel de flujo del periodo anterior.

La presión de fondo fluyente tiende a restablecerse a su presión inicial (4.971 psi) al finalizar el segundo periodo, obteniéndose para este punto un diferencial de presión de 554 psi, esto se debe a que la bomba que se utiliza en este periodo es de menor capacidad a la que se utiliza en el subsiguiente.

En aproximadamente tres años de producción, este pozo presenta una disminución en su presión inicial de 849 psi.

3.3.6.6 Resultados obtenidos para el pozo Villano J

Al analizar las curvas de frecuencia a lo largo de los periodos de producción establecidos para este pozo, se identifican dos tipos de comportamiento en la variación de frecuencia.

En una primera parte, en la cual las grandes variaciones de frecuencia tienen la finalidad de extraer la mayor cantidad de petróleo posible dentro de los límites establecidos. Este tipo de comportamiento se puede observar en el primer periodo de producción, donde los valores de frecuencia presentan elevaciones considerables.

Pero como ya quedó demostrado, estos grandes aumentos de frecuencia no solo generan un incremento en el flujo producido, sino que también estimulan a la conificación temprana de agua en la formación reduciendo de esta forma el volumen de petróleo que conforma el fluido producido.

El segundo tipo de comportamiento se presenta a partir del punto donde la fase de agua se convierte en la dominante dentro de la composición del fluido producido. La frecuencia se muestra constante por periodos de tiempo largos, y su incremento se da en forma sucesiva sin grandes aumentos, como se demuestra en el tercer periodo.

Pero llega un punto en el cual el volumen de agua producido es tan grande que se necesita utilizar bombas de mayor caudal para poder mantener una producción de petróleo económicamente rentable.

Esto sucede en el tercer y cuarto periodo, donde se utiliza la bomba de 20.000 bls. Los valores de frecuencia en los que trabajan estas bombas son altos en comparación a las anteriores.

La capacidad de las bombas utilizadas en este pozo ha ido creciendo conforme avanza la producción, es así que durante los dos primeros periodos se utilizaron diferentes tipos de bombas y para los periodos restantes se utilizó la misma.

El siguiente cuadro muestra en resumen los detalles de las bombas con las cuales se produjo en cada uno de los periodos determinados para este pozo.

CUADRO 3.102 RESUMEN PERIODOS DE PRODUCCIÓN POZO VILLANO J

	Bomba	Número de bombas	Número etapas	Rango (Hz)	Caudal fluido (bl)*	Condición de trabajo	Frecuencia (Hz)*	Amperaje (Amp)*
Periodo 1	P-31 Centurion	1	96	45-60	4.502	Dentro del rango	56	52
Periodo 2	P-100 Centurion	1	79	45-60	12.494	En límite superior	59	72
Periodo 3	HC-20000	2	26	45-62	22.276	En límite superior	62	105
			16					
Periodo 4	HC-20000	2	26	45-62	21.898	En límite superior	62	100
			16					
<i>* Valores promedios</i>								

FUENTE: Departamento de Producción y Workover

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

CAPÍTULO 4

IMPACTOS PRODUCIDOS POR LOS VARIADORES DE FRECUENCIA EN EL YACIMIENTO

El uso del variador de frecuencia en el sistema de bombeo electrosumergible aporta una serie de ventajas y beneficios para los equipos de fondo, así como para el control de la flexibilidad de los caudales de producción que pueden aportar cada una de las bombas utilizadas.

Pero como se ha establecido en el capítulo anterior, el uso de este equipo presenta una ligera desventaja cuando se realizan grandes variaciones en aumento de frecuencia para periodos muy cortos de tiempo.

Como consecuencia directa de este hecho se genera una estimulación temprana de la conificación de agua hacia el pozo, reduciendo prematuramente el volumen de petróleo que este aporta, lo que se traduce en un impacto para el reservorio.

Mediante la elaboración de una serie de mapas sencillos de burbuja y de grillas, utilizando el software Avocet OFM 2009, se establece en el presente capítulo la forma en la cual el agua ha ido ganando espacio dentro del reservorio año tras año.

De esta forma se busca identificar de una manera práctica y clara el crecimiento en el volumen de producción de este fluido al realizar dichas variaciones de frecuencia.

Para esto se han considerado a todos los pozos productores pertenecientes a la plataforma Villano Alfa, dentro de los cuales se encuentran los pozos analizados en el capítulo anterior.

Adicionalmente se presentan mapas de burbuja correspondientes a la producción de petróleo, con el fin de marcar la disminución en su volumen producido como consecuencia directa de lo anteriormente mencionado.

4.1 IDENTIFICACIÓN DEL AVANCE DE AGUA PARA EL CAMPO VILLANO

El corte de agua para un pozo está determinado por la relación entre el volumen acumulado de agua producida y el volumen acumulado de fluido producido por el pozo. En este caso se considera como fluido a la mezcla original de gas, petróleo y agua existente en la producción del pozo.

A lo largo de los once años de producción que lleva el campo Villano, el corte de agua ha ido ganando espacio progresivamente. Hoy en día el agua alcanza un total del 90% dentro de la producción de los pozos pertenecientes a este campo.

Los volúmenes de agua producidos por cada uno de los pozos se encuentran representados con burbujas dentro de los mapas generados para cada año. La escala de colores permite identificar el crecimiento de este fluido a lo a lo largo de la producción.

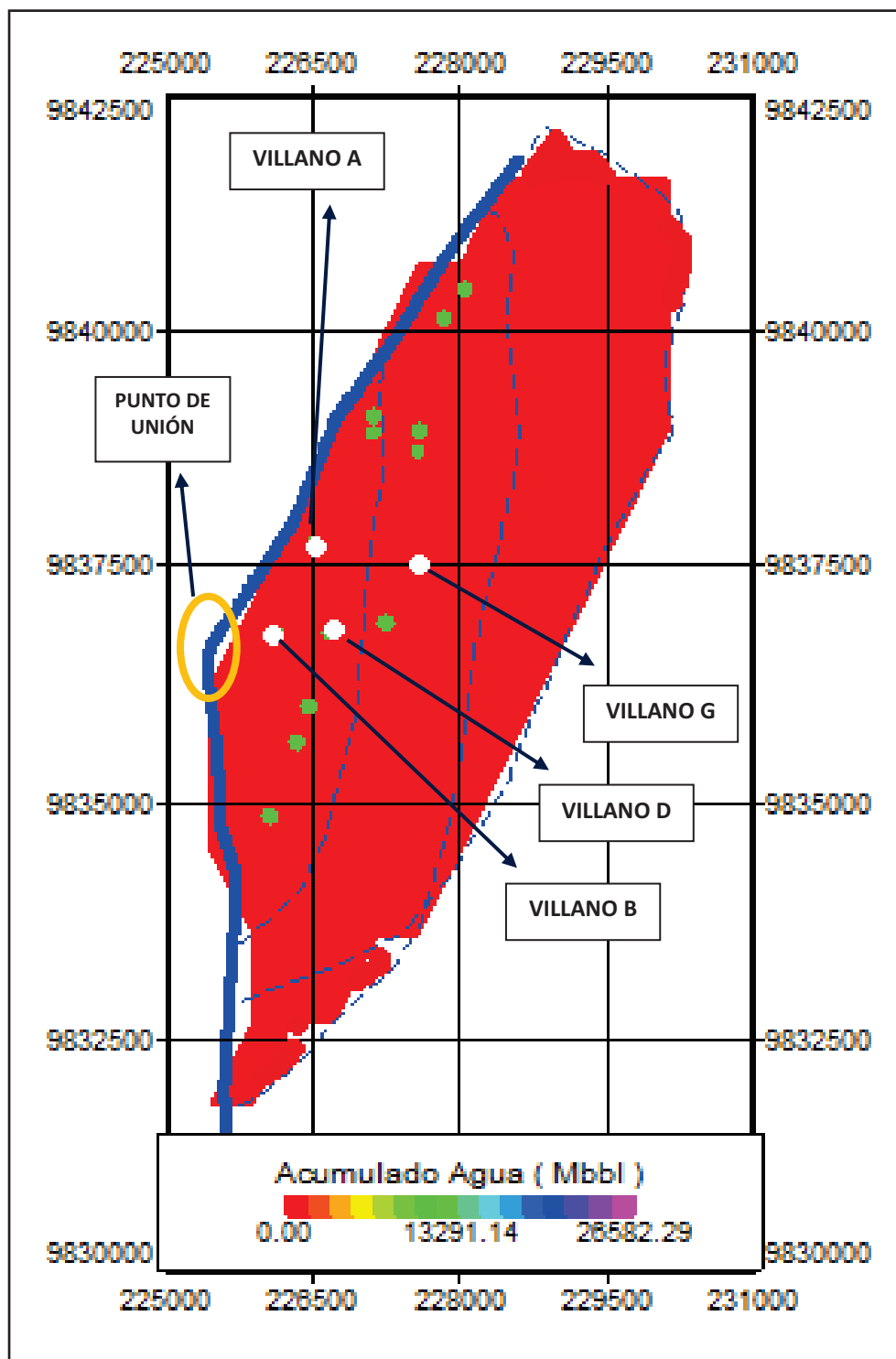
Para obtener una idea clara del avance del agua dentro del reservorio se han realizado dos tipos de mapas, uno de burbujas y uno de grillas para los valores de corte de agua y volumen de agua producido.

El primero de los mapas muestra la forma en la cual el volumen de agua ha ido creciendo para cada uno de los pozos, mientras que el segundo muestra como el agua se ha ido desplazando dentro del reservorio. La combinación de ambos dentro del análisis permite obtener un mayor entendimiento del comportamiento del avance de agua.

El mapa que consta en la figura 4.1 muestra la forma en la cual se encontraba el reservorio al año inicial de la producción. También se puede apreciar la falla que conforma el contorno del reservorio, esta se extiende a lo largo de todo el

flaco izquierdo y se destaca el punto de unión de las dos estructuras que conforman dicha falla.

FIGURA 4.1 MAPA DEL CAMPO VILLANO AL AÑO INICIAL DE PRODUCCIÓN (AÑO 1999)



FUENTE: Departamento de Reservorios

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

Dentro de la figura 4.1, se encuentran resaltados los pozos que empezaron a producir durante el año 1999, entre ellos se encuentran el pozo Villano A, Villano B, Villano D y Villano G

En el mapa de la figura 4.2 se observa el alto corte de agua que presenta el pozo Villano B en comparación a los otros pozos productores. Esto muestra que dicho pozo arrancó su producción con un contenido importante de agua.

Al observar este mismo mapa podemos definir al punto de unión de las dos estructuras que conforman la falla del reservorio como la zona a través de la cual se filtra el agua hacia la formación. Esto quiere decir que la falla con la que cuenta el reservorio del campo Villano no es completamente sellante.

Debido a las grandes fuerzas que actúan en el punto de unión anteriormente mencionado, se genera un sobre esfuerzo en el mismo, lo que provoca una serie de fisuras en el fondo por las cuales el agua ingresa hacia la formación.

Para establecer de forma más clara este hecho, es necesaria la aplicación de un simulador de yacimientos que permita observar en forma completa al reservorio y determinar de manera precisa el lugar en el cual se encuentran estas fisuras.

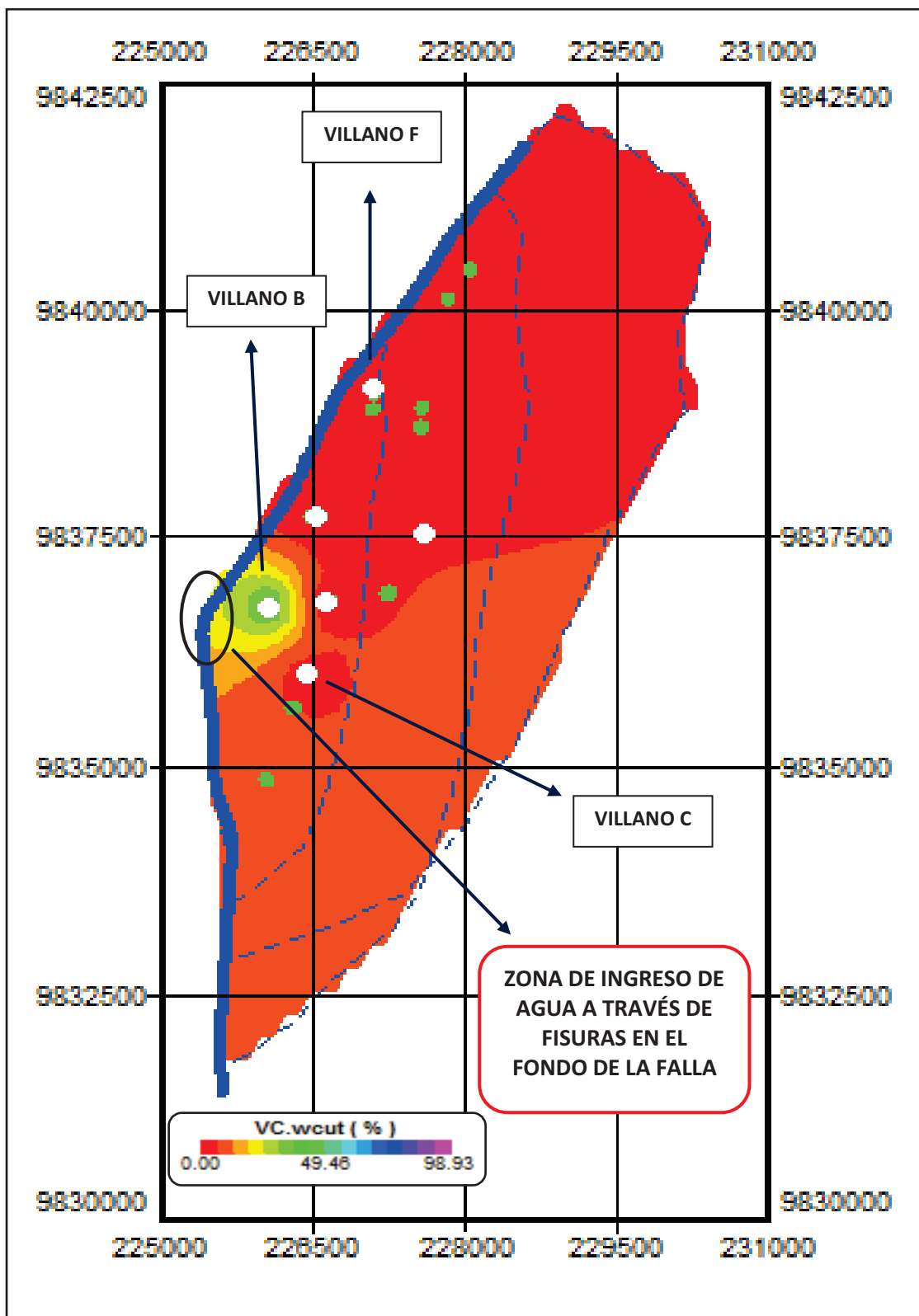
Los altos volúmenes de agua que presenta el pozo Villano B, se debe a su ubicación, el área de drenaje del pozo abarca las cercanías al punto por el cual se filtra el agua generando de esta forma una mayor producción de agua en comparación a los demás pozos productores.

El corte de agua que presenta el pozo Villano B es del 37%, mientras que para los pozos Villano A, C, D, y F son del 0,05%; 3%; 0,01% y 0,06%. Estos valores muestran la incidencia directa del ingreso de agua por la zona en la cual se ubica el pozo Villano B.

Este hecho se confirma con el mapa para agua acumulada, que muestra en forma de burbujas la cantidad de agua producida hasta el momento por cada uno de los pozos.

A continuación se muestra la figura 4.2.

FIGURA 4.2 MAPA DE CORTE DE AGUA PARA EL AÑO 2000 CAMPO VILLANO

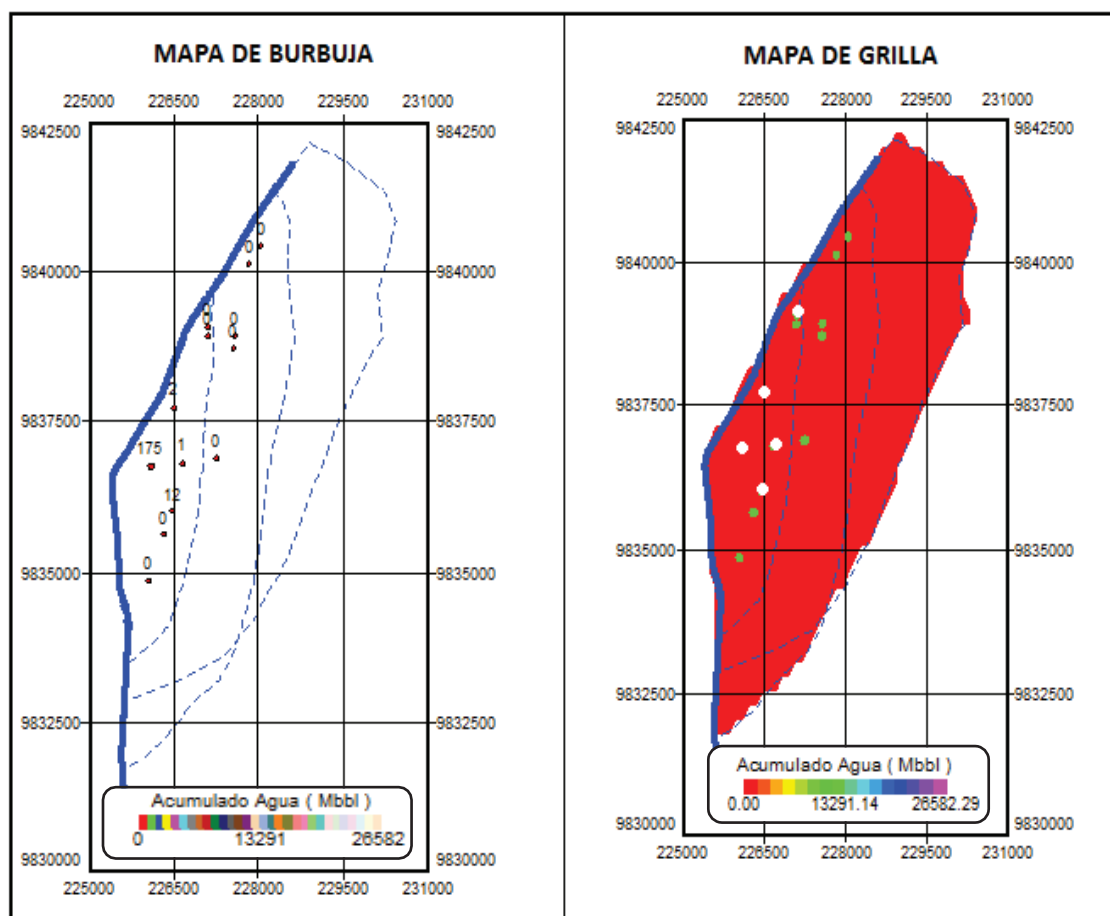


FUENTE: Departamento de Reservorios

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

La figura 4.3 muestra los mapas de grilla y de burbuja para la variable de agua acumulada. Estos mapas fueron realizados a partir de la data recolectada durante el año 2000. Durante este año se encontraban en producción siete pozos, a los anteriormente mencionados se sumaron el Villano C, Villano E, y Villano F. El pozo Villano G no se encuentra en producción para la fecha en la cual fue generado los mapas respectivos.

FIGURA 4.3 MAPAS DE AGUA ACUMULADA PARA EL AÑO 2000 CAMPO VILLANO



FUENTE: Departamento de Reservorios

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

En esta etapa inicial de producción del campo Villano el mapa de burbujas muestra pequeños volúmenes de agua producidos por los pozos. Obviamente el pozo Villano B es el que mayor acumulado de agua presenta con un total de 175 Mbbl, mientras que el acumulado del resto de pozos apenas suman 14 Mbbl de agua.

El mapa de grillas correspondiente a esta misma variable muestra la forma en la cual se va acumulando el agua dentro del reservorio, pero al igual que el mapa de burbuja no se distingue mayor variación en la escala de colores.

Conforme avance el desarrollo del campo la escala de colores irá mostrando variaciones que nos permitan identificar la forma en la cual se ha ido desplazando el agua dentro del reservorio.

Es así que el análisis del avance de agua llega hasta el año 2005. En este año se encuentra en producción 9 pozos, a los anteriormente mencionados se unen los pozos Villano H y Villano BH.

En la figura 4.4 constan tres mapas elaborados a partir de los datos recolectados hasta el mes de enero del año 2005. El primero de ellos corresponde al corte de agua y los dos restantes pertenecen a la variable de agua acumulada.

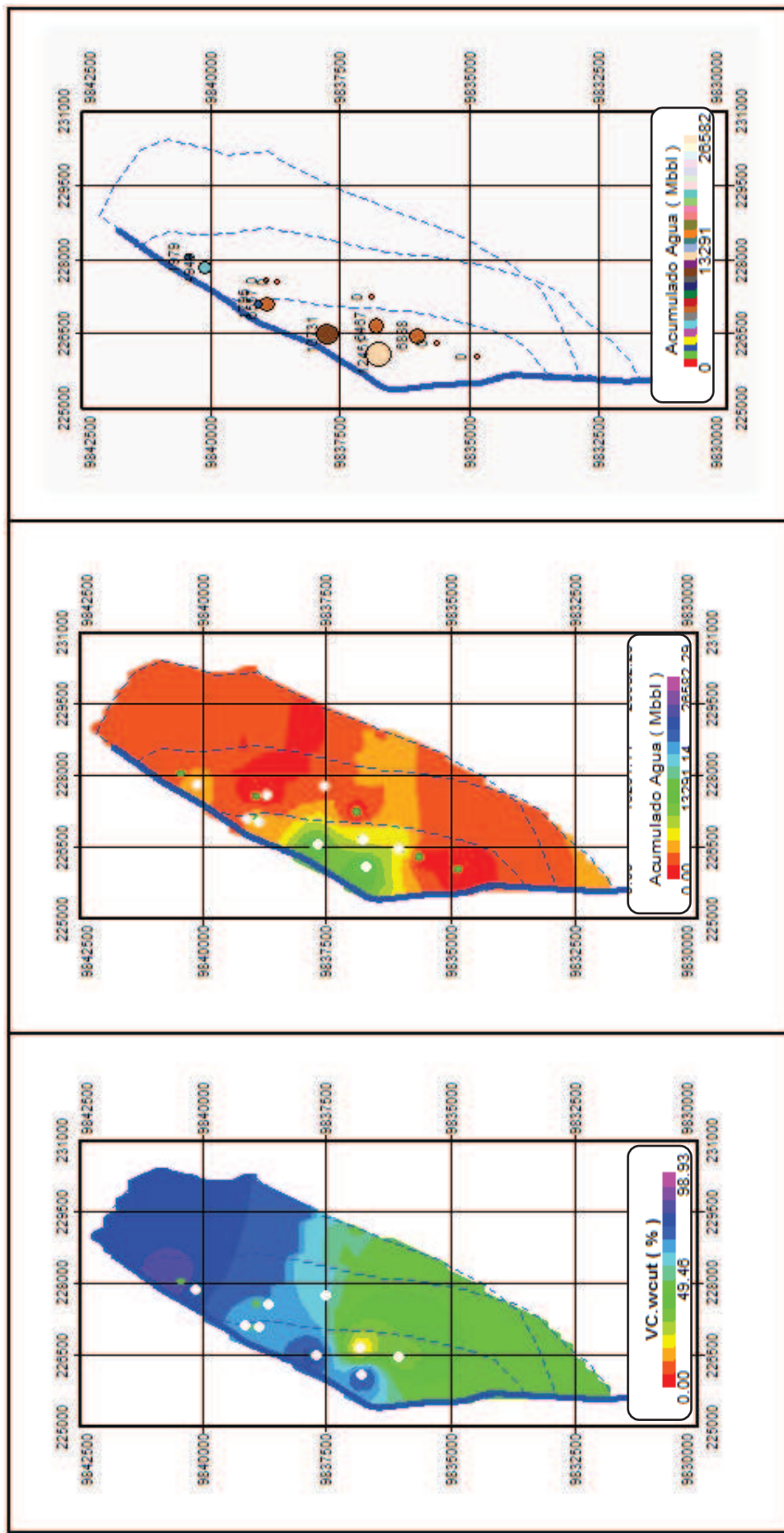
Al analizar el primer mapa de la figura 4.4, se observa que el porcentaje del corte de agua es elevado para la zona norte del campo, mayor al 50%. Pero los resultados obtenidos por el programa para este caso no son acertados para todo el campo, ya que en la zona norte se encuentran únicamente dos pozos y no es posible obtener un corte de agua tan elevado en la zona noreste.

Esto se debe a que al no contar con datos para esta zona el programa realiza una serie de extrapolaciones tomando en cuenta los datos del pozo más cercano a la misma.

Para obtener una interpretación más cercana a la realidad de la formación, se deben evaluar los tres mapas en conjunto. En este caso los resultados del mapa de corte de agua se corroboran con el mapa de grillas para el volumen de agua acumulada.

A continuación se presenta la figura 4.4 en donde constan los mapas mencionados.

FIGURA 4.4 MAPAS DE CORTE DE AGUA Y VOLUMEN ACUMULADO DE AGUA PARA EL AÑO 2005 CAMPO VILLANO



FUENTE: Departamento de Reservorios
 ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

El segundo mapa de la figura 4.4 muestra el desplazamiento del agua dentro del reservorio en un periodo más avanzado de producción. Se observa que el agua continúa su avance hacia el norte a lo largo de la falla, en esta etapa el agua ha alcanzado ya la zona en la cual se ubica el pozo Villano A y ha empezado a extenderse hacia la ubicación del pozo Villano D.

El mapa de burbuja confirma este desplazamiento y revela que los pozos Villano A, Villano B y Villano, Villano D y Villano F son los que más volumen de agua producen en todo el campo. Las cantidades de agua correspondientes para cada pozo son 12.451, 10.731, 6.467 y 6.587 Mbbl respectivamente.

Para el año 2007 el corte de agua para el sector sur del campo se ubica en 48%, mientras que para el sector central es de 78%, finalmente la zona norte presenta un corte de agua del 85%.

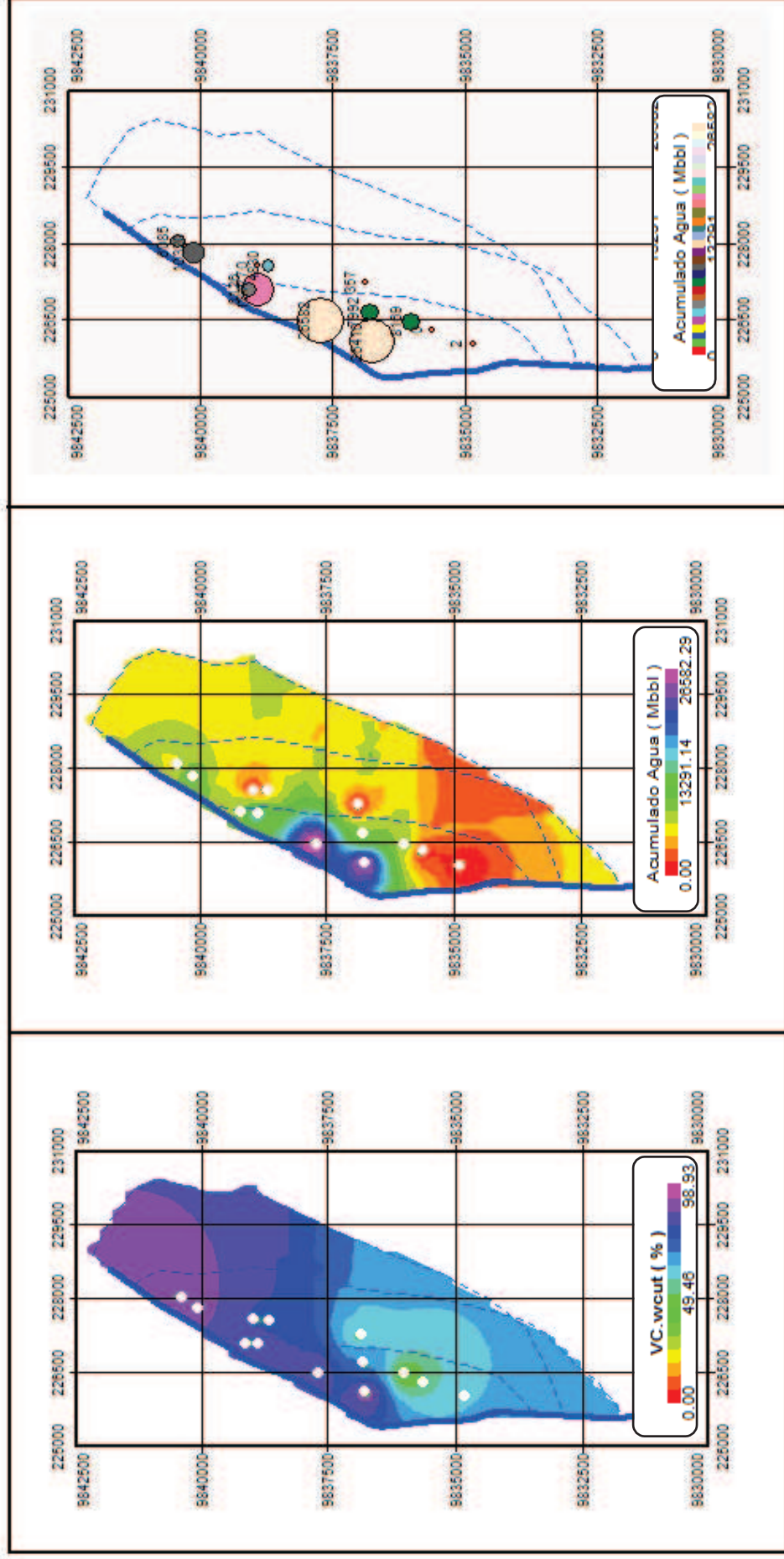
En el año 2007, entran en producción tres nuevos pozos, el Villano J, Villano K y Villano L, estos pozos se encuentran en la zona sur del campo. Debido al avanzado corte de agua de este sector los pozos alcanzan un alto grado de BSW en el transcurso de un año.

El mapa de volumen acumulado de agua muestra el avance de este fluido hasta el año 2007, el agua se ha desplazado a lo largo de la falla hasta llegar a la zona norte del campo rodeando la ubicación del pozo Villano BH.

Al igual que en el año 2005 los pozos con mayor producción de volumen de agua son el pozo Villano A, Villano B, Villano D, Villano F y Villano BH. Los volúmenes que presentan estos pozos son 26.582, 26.410, 8.169 y 18.177 Mbbl.

En la figura 4.5 se presentan los mapas correspondientes al año 2007 para los valores de corte de agua y volumen acumulado de agua.

FIGURA 4.5 MAPAS DE CORTE DE AGUA Y VOLUMEN ACUMULADO DE AGUA PARA EL AÑO 2007 CAMPO VILLANO



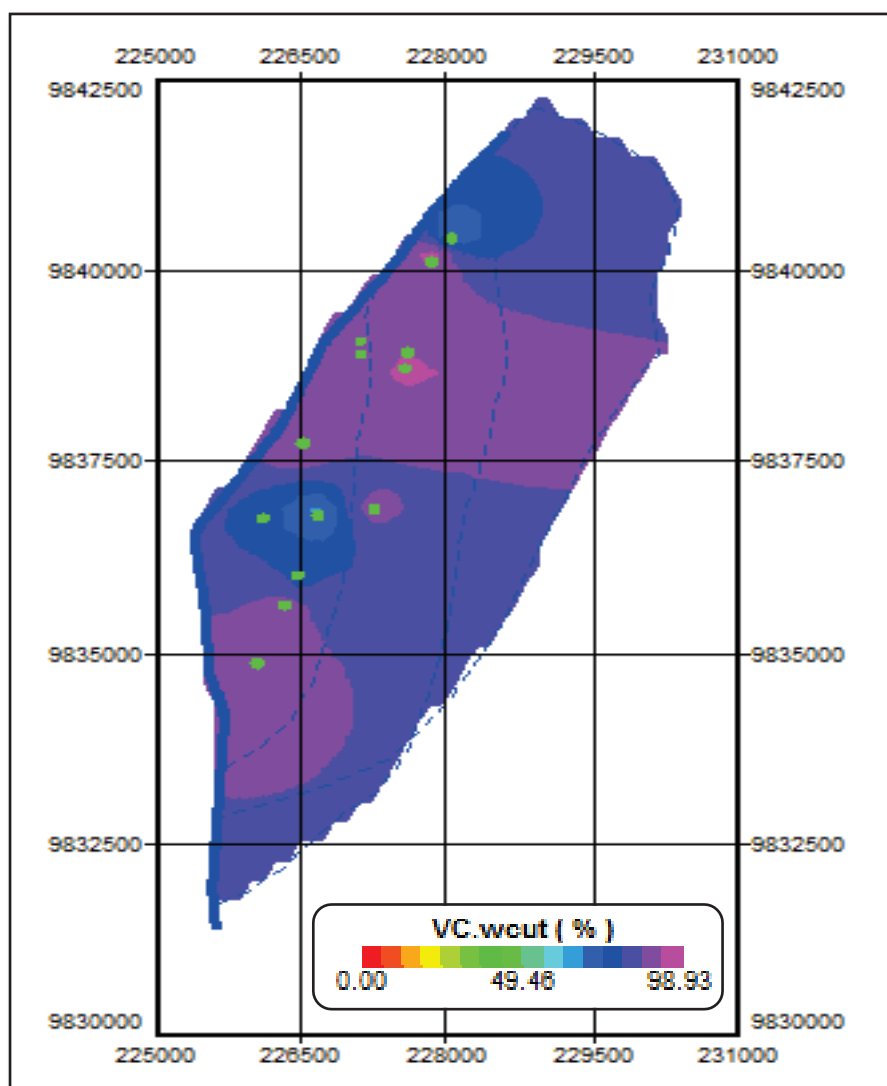
FUENTE: Departamento de Reservoirios
ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

En el año del 2010, el corte de agua para el campo en general es de 90%, esto se identifica en el mapa de la figura 4.6.

El corte de agua que presenta el campo Villano, incidirá en que los nuevos pozos productores perforados a futuro, inicien su producción con un contenido de agua considerable en relación a los primeros pozos perforados en este campo, también tendrá efecto sobre el rápido crecimiento del porcentaje de BSW de los nuevos pozos.

Este último punto ya se evidenció al seguir la producción de los últimos tres pozos que empezaron su producción en el año 2007.

FIGURA 4.6 MAPA DE CORTE DE AGUA AÑO 2010 CAMPO VILLANO



FUENTE: Departamento de Reservorios

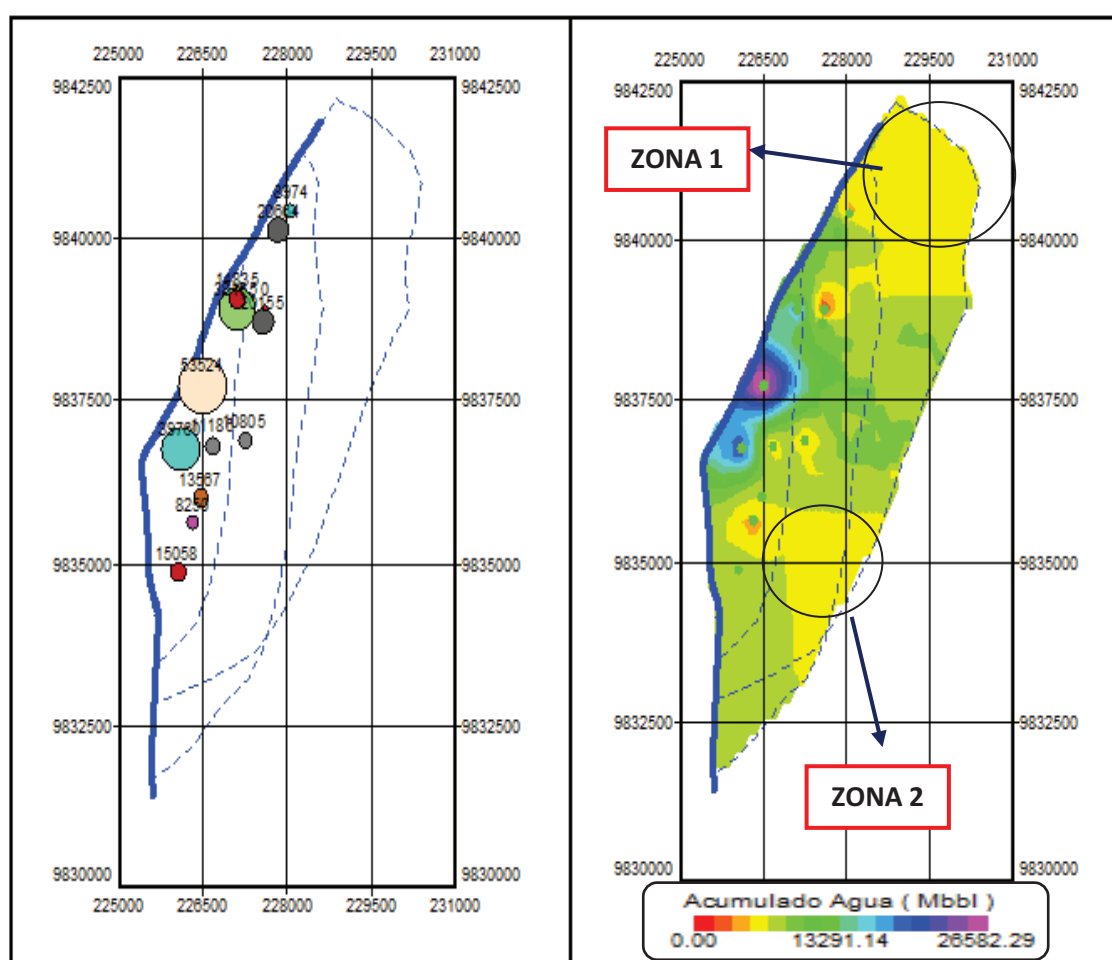
ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

Al analizar el mapa de grillas para el volumen acumulado de agua correspondiente al año 2010, que se encuentra en la figura 4.7 se observa que la zona sur en la cual se encuentran los pozos Villano K, Villano J y Villano L, ya presenta invasión de agua en comparación al mapa de la figura 4.5.

En este mismo mapa se distinguen dos zonas dentro de la formación con poca acumulación de agua. La primera de ellas se encuentra al norte y la segunda se encuentra sobre el flanco derecho en la zona baja del reservorio.

Esta poca acumulación de agua en estos sectores es muy importante ya que muestra una zona potencial para ser explotada mediante la perforación de nuevos pozos productores.

FIGURA 4.7 MAPA DE CORTE DE AGUA AÑO 2010 CAMPO VILLANO



FUENTE: Departamento de Reservorios

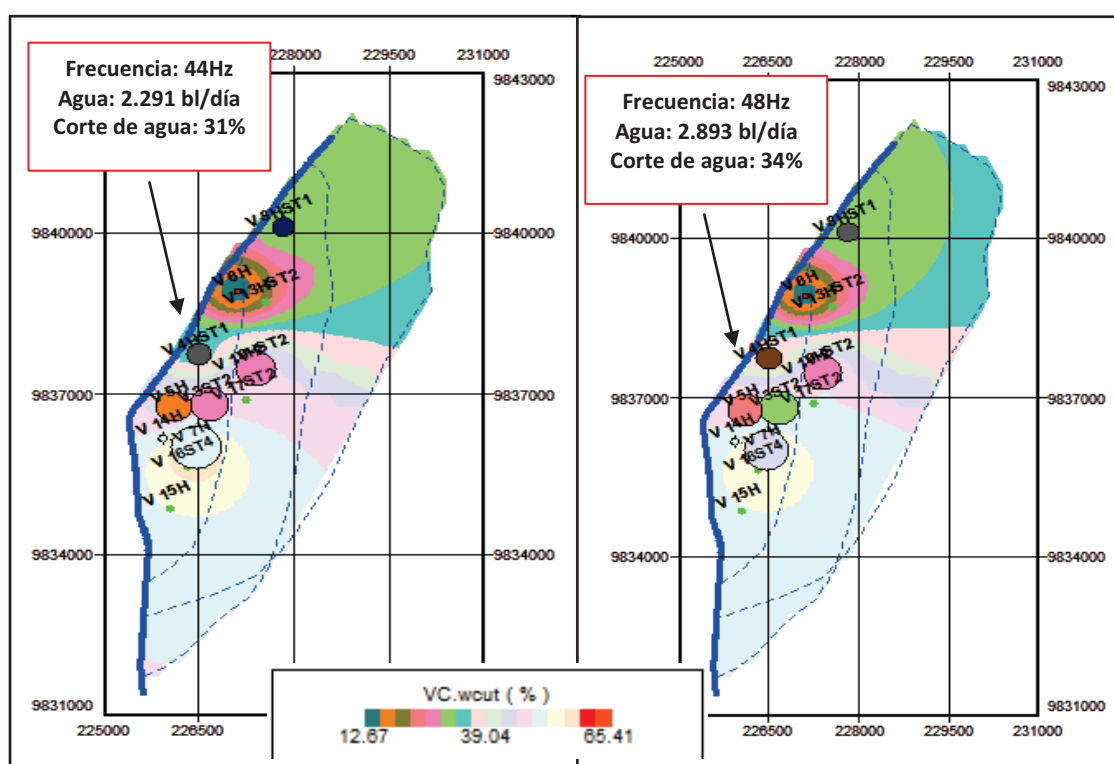
ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

4.2 RELACIÓN DE LA VARIACIÓN DE FRECUENCIA CON LA PRODUCCIÓN DE AGUA PARA LOS POZOS DEL CAMPO VILLANO

Para relacionar el efecto de la variación de frecuencia, aumentos de sus valores, con el incremento en la producción de la fase de agua, se ha tomado como ejemplo al tercer periodo de producción establecido en el capítulo 3 para el pozo Villano A.

A partir de los datos diarios se genero un mapa de contorno del reservorio en el cual se detallan el avance de agua hacia la formación y los volúmenes de agua producidos. Este mapa se observa en la figura 4.8.

FIGURA 4.8 MAPAS COMPARATIVOS DE AVANCE DE AGUA PARA INCREMENTOS DE FRECUENCIA



FUENTE: Departamento de Reservorios

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

Como se observa en los mapas de la figura 4.8, los puntos de burbuja muestran el volumen de agua que produce el pozo a un determinado valor de

frecuencia operativa. Para el primer caso el volumen de agua que produce el pozo Villano A es de 2.291 bl/día para una frecuencia de 44 Hz, el corte de agua que presenta esta sección en la que se ubica este pozo es de alrededor del 31%.

En el segundo mapa que consta en la figura 4.8, se ve como el corte de agua ha avanzado por el incremento de frecuencia. Ahora el agua rodea en su totalidad al pozo Villano A, y el corte de agua presenta un promedio del 34%.

La burbuja que representa la cantidad de agua producida por este pozo también se incremento debido, demostrando de esta forma el efecto que presenta el incremento de frecuencia en la producción de fluidos desde la formación.

4.3 DISMINUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO PARA EL CAMPO VILLANO

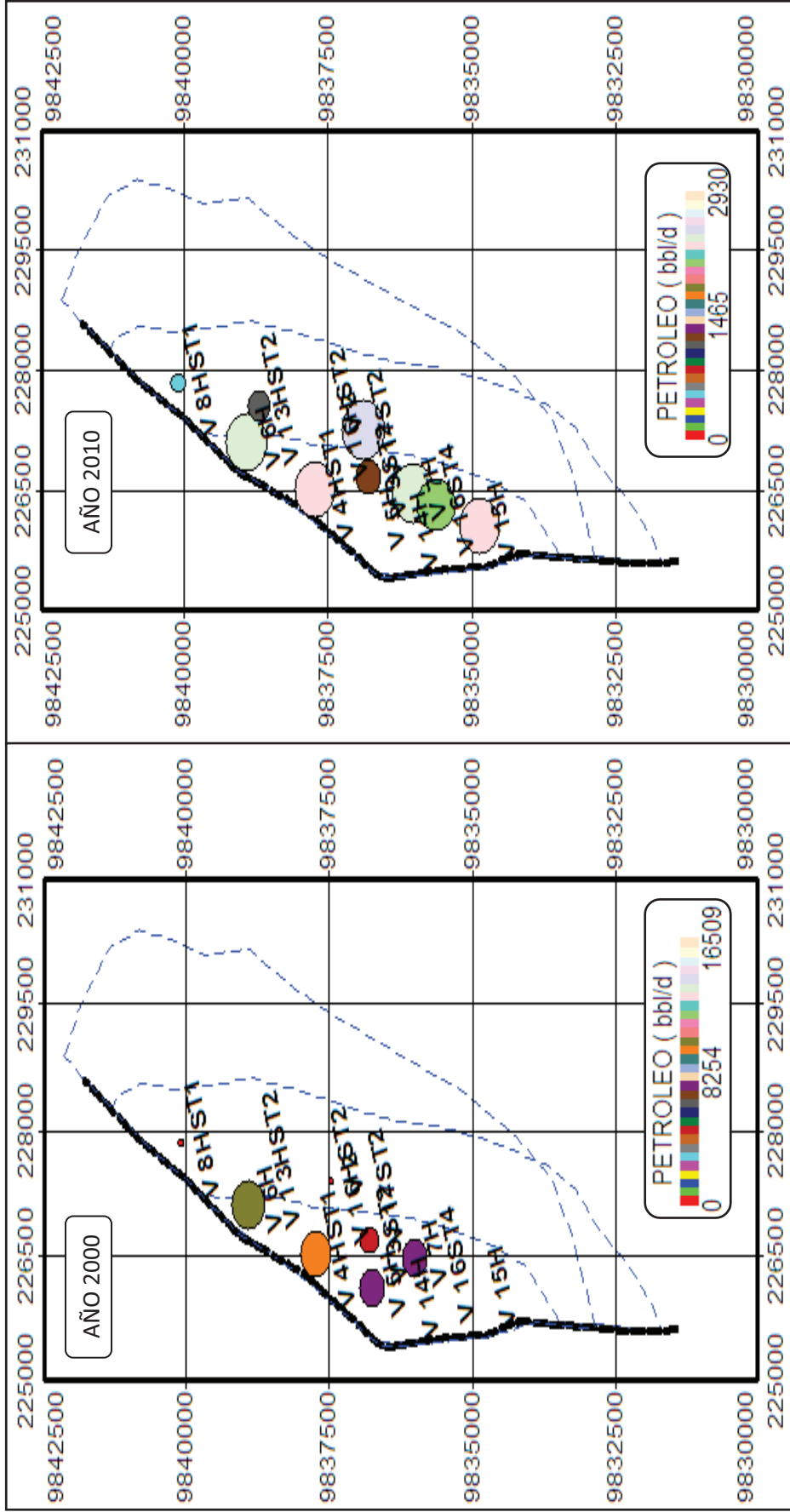
Mientras que el avance de la producción de agua es progresivo, la producción de petróleo disminuye conforme transcurre el tiempo.

En la figura 4.9, que corresponde al primer año de explotación, se puede observar que la rata de producción del crudo es aproximadamente de 16.509 bl/d y al finalizar el primer trimestre del año 2010, que es la fecha donde se registran los últimos datos para el análisis es de 2.930bl/d.

También se puede visualizar que para finalizar el año 2000, producían los pozos Villano A, Villano B, Villano C, Villano D, Villano E, Villano F, Villano G y para el año 2010, producían los pozos Villano A, Villano C, Villano D, Villano E, Villano F, Villano H, Villano I, Villano J, Villano K. Los pozos Villano B y Villano G en la actualidad pasaron a ser pozos inyectores por su alto corte de agua.

Es notorio que hay más pozos productores para el año 2010, que al inicio de la vida productiva del campo Villano Alfa. Esto fue necesario debido al incremento brusco del agua.

FIGURA 4.9 MAPAS COMPARATIVOS DE PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO

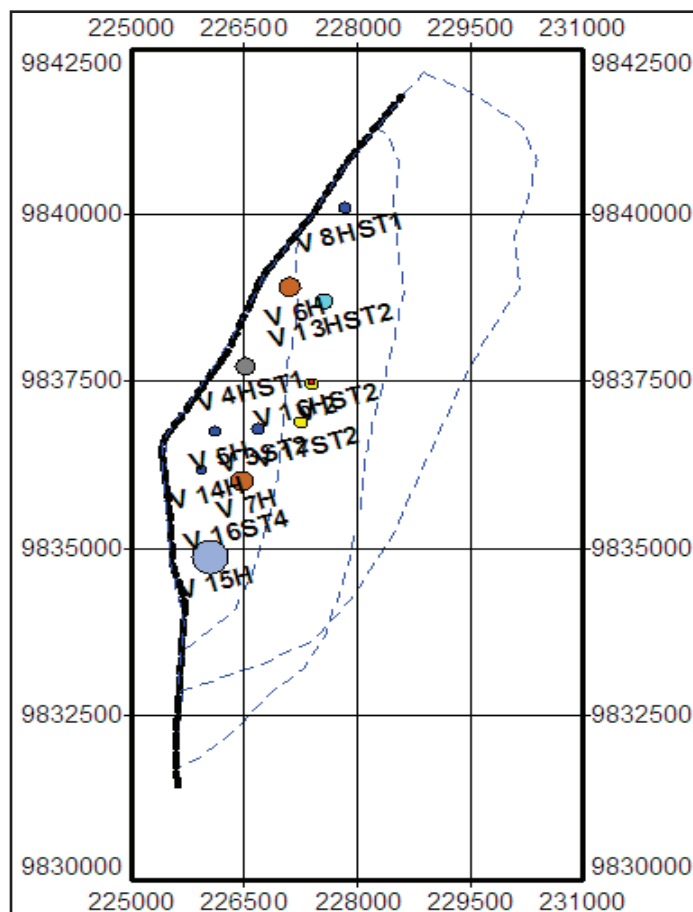


FUENTE: Departamento de Reservorios

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

En el año 2007, por la explotación de nuevos pozos existe un incremento en la producción del crudo como se muestra en la figura 4.10

FIGURA 4.10 PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO AÑO 2007 CAMPO VILLANO ALFA



FUENTE: Departamento de Reservorios

ELABORADO POR: Xavier Chávez y Vladimir Peña

Para este año la producción de petróleo aumentó en 5.913 bl en comparación al año 2006 que fue de 5.878 bls, por la perforación y explotación de los pozos Villano J, Villano K y Villano L.

Para los años subsiguientes, la tendencia de la producción de crudo sigue disminuyendo a una tasa mayor que la presentada desde el año 2000 hasta el año 2006, debido al ingreso de agua en la formación, ya que alcanza el 50% de corte de agua en menos de un año para los nuevos pozos y adquiriendo hasta el 31 de marzo del 2010 un promedio de 90% del corte de agua para todos los pozos pertenecientes al campo Villano Alfa.

En el Anexo 5 se puede ver la producción de petróleo del campo Villano Alfa para cada año.

En resumen, la utilización del sistema de bombeo electrosumergible para el campo Villano Alfa, extrae la mayor cantidad de fluido posible proveniente del reservorio Hollín y como consecuencia la conificación de agua es más vertiginosa, disminuyendo en gran porcentaje la producción de petróleo.

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- Las instalaciones actuales pertenecientes a la plataforma Villano Alfa se encuentran al límite de la capacidad para tratar y almacenar la gran cantidad de agua proveniente desde la formación; es por esto que varios pozos que fueron productores ahora son inyectores.
- Los pozos de la plataforma Villano Alfa están perforados a una profundidad de 11.500` TVD (aproximadamente), razón por la cual requieren de bombas de mayor potencia para poder extraer el fluido producido proveniente desde la formación Hollín.
- El uso de variadores de frecuencia permite al operador obtener una gran flexibilidad en los caudales de producción que la formación puede aportar a través de la bomba; es decir, que la producción no se encuentra sujeta únicamente al caudal de diseño, ya que mediante la variación de la frecuencia de operación de la bomba, el caudal puede ser ajustado dentro de un rango determinado.
- A lo largo de la vida productiva de cada pozo de la plataforma Villano Alfa se requieren bajar bombas de mayor capacidad debido al aumento de la producción del fluido producido, con el fin de mantener la producción de petróleo, debido a que la formación Hollín cuenta con un acuífero, el mismo que proporciona volúmenes incrementales de agua al reservorio.

- Cuando se utilizan equipos de fondo de gran tamaño, bomba y motor, estos requieren la aplicación de grandes velocidades, que con el tiempo producen un desgaste acelerado de los componentes de los equipos. Para estos casos la aplicación del variador de frecuencia permite operar a menores velocidades con el fin de disminuir el impacto del desgaste protegiendo de esta forma al equipo y alargando su vida útil.
- En pozos con altos porcentajes de BSW, la disminución de frecuencia en forma periódica ayuda en cierta forma a disminuir la producción de agua. Como se puede distinguir en las etapas finales de los pozos Villano A, Villano B y Villano H, al alternar los valores de frecuencia de altos a bajos por cortos espacios de tiempo permite disminuir el volumen de agua producida. Por otra parte la producción de petróleo no es afectada porque la tasa de producción es mínima y su caída debido a la disminución de la frecuencia no implica grandes pérdidas.
- Así mismo en estos mismos pozos el equipo de levantamiento se encuentra trabajando a su máxima capacidad, lo que genera en los elementos de fondo una sobrecarga que puede llegar a causar serios problemas en los mismos. Esta forma de variación de frecuencia permite aliviar por determinados espacios de tiempo la carga sobre los equipos evitando que sufran un desgaste más elevado.
- Los incrementos de frecuencia con el que opera el conjunto de fondo del sistema de bombeo electrosumergible, no solamente incrementa la velocidad del motor y el caudal de producción de la bomba, sino que también provoca un incremento del agua de formación hacia el pozo. Esto quiere decir que se va provocando la conificación del agua hacia los pozos.
- En la unión de las dos estructuras que conforman la falla, existe un sobre esfuerzo, lo que genera fisuras en el fondo de la misma a través de las cuales ingresa el agua hacia el reservorio. Esto se nota

claramente en la producción del pozo Villano B, ya que desde su inicio la producción de fluido tiene un porcentaje de corte de agua significativo en comparación a los demás pozos que iniciaron su producción en la plataforma Villano Alfa.

- La producción de petróleo para el campo Villano presenta un incremento para los años 2005 y 2007 debido a la perforación y explotación de los pozos Villano J, Villano K y Villano L, llegando a una producción diaria de 2.930 bl/día hasta el 31 de marzo del 2010.
- Los pozos Villano J, Villano K y Villano L, presentan un rápido crecimiento del porcentaje de BSW en espacios muy cortos de tiempo en comparación a los otros pozos del campo Villano. Esto se debe en gran parte, a que al inicio de la producción de estos pozos, el desplazamiento del agua dentro del reservorio alcanzó la zona en la cual se encuentran los mismos generando una acumulación de este fluido en esa zona.
- Las altas tasas de producción de agua en comparación con las tasas de producción de petróleo que se obtienen conforme avanza la producción de los pozos se debe en parte a la viscosidad de los fluidos. Según estudios de movilidad realizados por el Departamento de Reservorios, la fase de agua presenta una movilidad de cuarenta veces mayor a la movilidad de la fase de petróleo. Es decir que el agua se mueve con mayor facilidad a través de la arena obteniendo de esta forma grandes volúmenes de agua en la producción de los pozos del campo Villano.
- Al 31 de marzo del año 2010, fecha hasta la cual se tomaron los datos de campo, se determinaron dos zonas potenciales para ser explotadas ya que presentan una baja acumulación de agua en comparación a otros sectores del campo Villano.

5.2 RECOMENDACIONES

- Evitar el sobredimensionamiento de la bomba a ser usada durante la producción de un pozo, ya que un caudal de extracción mayor al que la formación, provoca una conificación temprana de agua hacia los pozos y podría a llegar a causar un gran desgaste en el reservorio.
- La mayoría de los equipos de fondo utilizados en el campo Villano se encuentran trabajando al máximo. Esto genera una sobrecarga sobre los mismos, especialmente en los motores, para evitar daños se recomienda disminuir los periodos de tiempo en los cuales los equipos se encuentran trabajando al máximo. Y de ser factible redimensionar los equipos de levantamiento artificial.
- Es importante que los equipos de fondo que conforman el sistema de levantamiento artificial, trabajen dentro del rango de operación establecido por el fabricante. De esta forma no solamente se mantiene al equipo libre de daños y se alarga su vida útil, si no también se evitan gastos de work over y pérdidas de ingresos por la interrupción de la producción del pozo.
- Durante las etapas iniciales de producción de los pozos, es recomendable mantener la frecuencia constante durante intervalos de tiempo considerables, los incrementos de frecuencia se deben dar en forma secuencial sin presentar variaciones desmedidas. Esto permite controlar la producción de grandes volúmenes de agua y evitar la conificación temprana de agua hacia el pozo.
- El gran corte de agua que presenta el campo Villano, afecta a la producción de petróleo, por lo que se recomienda aplicar tecnologías desarrolladas específicamente para disminuir el corte de agua como por ejemplo inyección de geles, sistemas de control de presión anular, entre otros; para de esta manera optimizar la extracción de petróleo.

- Debido a los grandes volúmenes de agua que producen los pozos, las instalaciones actuales de la plataforma Villano Alfa están al límite de su capacidad, por lo que es necesario realizar un estudio de optimización de las facilidades de superficie para las plataformas del campo Villano y el CPF.
- En las zonas establecidas como potencialmente explotables, se recomienda perforar nuevos pozos productores con el fin de aumentar la producción de petróleo para este campo.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

LIBROS

Arnold Ken, y Maurice Stewart, (2008), Surface Production Operations, Volumen 1, Tercera Edición, Gulf Publishing Company USA.

BAKER HUGHES Centrilift, (2010), Baker Hughes Centrilift Submersible Pump Handbook, Versión 1, Novena Edición, Oklahoma 74017.

TESIS

Carrillo S., (2007), Estudio y evaluación de las facilidades de superficie para optimizar el sistema de venteo de gas en la estación Villano A de Agip Oil Ecuador B.V., Quito, 2007.

Ushiña A., (2009), Diseño de una solución para la reducción de de la distorsión armónica producida por los variadores de frecuencia instalados en los pozos de producción de petróleo en el campo Libertador., Quito, 2009.

INTERNET

<http://www.icba.com.pe/h-hidrociclones.html>

http://www.potenciaelectromecanica.com/variadores_frecuencia.php

www.oilproduction.net/cms

www.projectplato.com.

<http://www.google.com/images?hl=es&q=DIAGRAMA%20DE%20MOODY&psj=1&um=1&ie=UTF-8&source=og&sa=N&tab=wi&biw=1280&bih=620>

