

Schema				Dates									
Elevations (ft)	KB	1483	Gr	1460	Kb-Gr	23.0	Country	Colombia	Contract	CPI DINA	Spud date	28-oct-11	
SURVEY DIAGRAM								Region	HUILA	Coords. (Bta)	N	Finish Drl.	
								Field	DINA	E	On Prod.	15-nov-11	

Equipment		Description	
CSG HEAD SPOOL (SECCION 'A')		C-22 11" - 3K - R53 x 9.5/8" BTC PIN SOLDADO, 1 EA SALIDA LATERAL CON VALVULA 2-1/16" x 2K x 2" LP 1 EA SALIDA LATERAL CON TAPON ROSCADO 2" LP	
TBG HEAD SPOOL (SECCION 'B')		11" - 2K - R53 x 7-1/16" - 2K - R44, 2 SALIDAS LATERALES CON VALVULA 2-1/16" x 3K X 2" LP CONECTADAS CON NIPLES 2" LP Y 1 PLUG TAPPED 1/2" NPT	
TEE PUMPING (SECCION 'C')		FLANGE 7 1/16"-3M X 3 1/2" EUE	
UNIDAD BALANCEADA		LUFKIN AIR-BALANCED (A-912D-427-192)	

Equipment	O.D. (inch)	I.D. (inch)	Drift (inch)	From (ft)	To (ft)	Length (ft)	Long Description, Weigth, Grade, Threads, New, Used
1 ELEVACION DE MESA ROTARIA	-	-	-	0,00	23,00	23,00	
2 Tubing hanger 7 1/16" 3M x 3 1/2"	7,060	2,992	-	23,00	29,08	6,08	
3 74 Juntas Tubing 3 1/2" EUE J-55	4,500	2,992	-	29,08	2334,11	2,305,03	
5 1 Niples F-299R312A1 BR 3 1/2 EUE 2.75 para holddown	3,750	2,750	-	2334,11	2335,19	1,08	
6 2 Juntas Tubing 3 1/2" EUE J-55	4,500	2,992	-	2335,19	2398,17	62,98	
7 1 Filtro 3 1/2" EUE	4,500	-	-	2398,17	2422,04	23,87	
8 1 Pup Joint 3 1/2" EUE N-80 9,3#/ft	4,500	-	-	2422,04	2423,66	1,62	
9 1 Tapon 3 1/2" EUE	3,500	-	-	2423,66	2424,14	0,48	
10 WU=18, WD=17 kib sin el peso del bloque viajero							
11							
12							
13							
14							
15							
16							

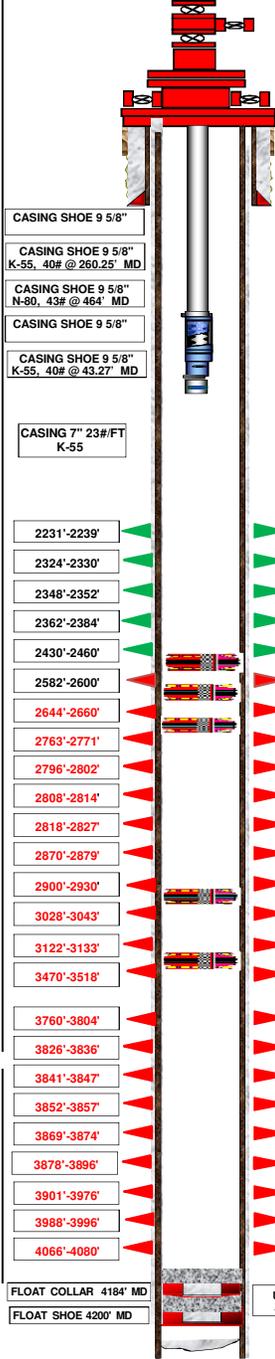
DESCRIPCION	CANTIDAD	OD	LENGTH	FROM	TO
EMR			23,00	0,00	23,00
Barra lisa 1 1/2" *26"	1	1,50	26,00	23,00	49,00
Pony rod 1" *4,03	1	1,00	4,03	49,00	53,03
Varillas convencionales 7/8" *25" N97	90	0,88	2250,00	53,03	2303,03
Pony rod 7/8" *2" N97	1	0,88	2,00	2303,03	2305,03
Bomba pampa 27-150-RHBC-18-18-15. WU=WD 3400 lb.	1	0,50	35,00	2305,03	2340,03

Weight Up	Type	Size					Collapse / Burst		
		O.D.	LD.	Wt	Gr	DRIFT			
Weight Down	SURFACE	9-5/8"	8,921	36	K-55	8,785	BTC	12	2020 / 3520
	PRODUCTION	7"	8,366	23	N-80	5,969	BTC	148	3270 / 4360
Weight Air									

Formation	Unit	Intervals	TO	Thickness	Gun Type	Technique	Date	Remarks
HONDA TH3	-	2231	2239	8	RDX 4TTP	TCP	08/10/1990	PERFORATING/FRACTURE
HONDA TH3	-	2324	2330	6	RDX 4TTP	TCP	08/10/1990	PERFORATING/FRACTURE
HONDA TH3	-	2348	2352	4	RDX 4TTP	TCP	08/10/1990	PERFORATING/FRACTURE
HONDA TH3	-	2362	2384	22	RDX 4TTP	TCP	08/10/1990	PERFORATING/FRACTURE
HONDA TH3A	-	2430	2460	30	RDX 4TTP	TCP	08/10/1990	PERFORATING/FRACTURE
HONDA TH4	-	2582	2600	18	RDX 4TTP	TCP	08/10/1990	ASLADO
HONDA TH4	-	2644	2660	16	RDX 4TTP	TCP	08/10/1990	ASLADO
HONDA TH5	-	2763	2771	8	RDX 4TTP	TCP	08/10/1990	ASLADO
HONDA TH5	-	2786	2802	16	RDX 4TTP	TCP	08/10/1990	ASLADO
HONDA TH5	-	2808	2814	6	RDX 6TTP	CASING GUN	11/17/1992	ASLADO
HONDA TH5	-	2818	2827	9	RDX 6TTP	CASING GUN	11/17/1992	ASLADO
HONDA TH6	-	2870	2879	9	RDX 6TTP	CASING GUN	11/17/1992	ASLADO
HONDA TH6	-	2900	2930	30	RDX 4TTP	TCP	08/10/1990	ASLADO
HONDA TH7B	-	3028	3043	15	RDX 4TTP	TCP	08/10/1990	ASLADO
HONDA TH8	-	3122	3133	11	RDX 4TTP	TCP	08/10/1990	ASLADO
DOIMA	-	3470	3518	48	RDX 6TTP	TCP	08/10/1990	ASLADO
DOIMA	-	3760	3804	44	RDX 6TTP	TCP	08/10/1990	ASLADO
DOIMA	-	3826	3836	10	RDX 6TTP	TCP	08/10/1990	ASLADO
DOIMA	-	3841	3847	6	RDX 6TTP	TCP	08/10/1990	ASLADO
DOIMA	-	3852	3857	5	RDX 6TTP	TCP	08/10/1990	ASLADO
DOIMA	-	3869	3874	5	RDX 6TTP	TCP	08/10/1990	ASLADO
DOIMA	-	3878	3896	18	RDX 6TTP	TCP	08/10/1990	ASLADO
DOIMA	-	3901	3976	75	RDX 6TTP	TCP	08/10/1990	ASLADO
DOIMA	-	3988	3996	8	RDX 6TTP	TCP	08/10/1990	ASLADO
DOIMA	-	4066	4080	14	RDX 6TTP	TCP	08/10/1990	ASLADO
TOTAL INTERVALS					334			

#	Date	Type of Work	Hot Notes (REMARKS OF LAST INTERVENTION)
1	01/12/2011	WORKOVER	Con juego de empaque RBP y RTV, subeoo selectivamente las unidades TH8, TH7B, TH6, TH5, TH4, TH3A y TH3 de la formación Honda, hasta estabilizar fluidos recuperando entre 3 y 4 capacidades de tubería en cada unidad. Aislo con pkr BP las unidades TH8, TH7B, TH6, TH5 y TH4. Fracturo hidráulicamente los intervalos 2430'-60', 2362'-84', 2348'-52', 2324'-30' y 2231'-39' de la formación Honda y RIH Bomba 30-125 RWBC 18-3.
2			
3			

MAKED BY	WILLIAM SANTAMARIA & EDIER SALINAS / CESAR POSADA & CAMILO SANABRIA	DATE	15/11/2011
ENGINEER	ERICH GASCA	REVIEWED BY	ISMAEL SALAZAR
APROBED	ISMAEL SALAZAR	RIG	PETROWORKS 107



TH1 @ 1949' MD / 1949' TVD
TH2 @ 2158' MD / 2158' TVD
TH3 @ 2404' MD / 2404' TVD
TH-3A @ 2482' MD / 2482' TVD
TH4 @ 2731' MD / 2731' TVD
TH5 @ 2852' MD / 2852' TVD
TH6 @ 2949' MD / 2949' TVD
TH7 @ 3002' MD / 3002' TVD
TH7B @ 3110' MD / 3110' TVD
TH8 @ 3164' MD / 3164' TVD
TOB @ 3462' MD / 3462' TVD
PKR BP @ 2574'
PKR BP @ 2636'
PKR BP @ 2755'
PKR BP @ 3020'
PKR BP @ 3456'
DOIMA @ 4086' MD / 4086' TVD
ULTIMO FONDO @ 4083.12' 29/10/2011

OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL SISTEMA DE
LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BOMBEO MECÁNICO EN EL CAMPO
DINA-TERCIARIOS

HENRY JUNIOR BARRETO ORTIZ

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERIA
PROGRAMA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
NEIVA
2012

OPTIMIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN DEL SISTEMA DE
LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BOMBEO MECÁNICO EN EL CAMPO
DINA-TERCIARIOS

HENRY JUNIOR BARRETO ORTIZ

Proyecto para optar al título de Ingeniero de Petróleos

Directora
ANGELA ORTIZ MADURO
Ingeniera de Petróleos

Co-Directora
HAYDEE MORALES
Ingeniera de Petróleos

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA
FACULTAD DE INGENIERIA
PROGRAMA DE INGENIERIA DE PETROLEOS
NEIVA
2012

Nota de Aceptación

ANGELA ORTIZ MADURO
Directora

GUIBER OLAYA MARIN
Jurado

ERVIN ARANDA ARANDA
Jurado

Neiva, Junio de 2012

DEDICATORIA

Le dedico este trabajo primero a Dios, segundo a mi madre que con su esfuerzo y lucha siempre me apoyó para seguir adelante sin importar las adversidades; tercero a mi padre, quien con sus consejos me abrió los ojos para evitar cometer errores.

A mis docentes que con su sabiduría me guiaron por el camino de la honestidad y el esfuerzo,

AGRADECIMIENTOS

Quiero expresar mis agradecimientos a la Compañía PETROMINERALES LTD por brindar el espacio para la aplicación de este proyecto y por la colaboración con su equipo de ingenieros para el desarrollo de este proyecto.

De igual forma, agradecer a los Ingenieros LUIS QUIROGA y MILFER DUSSAN por la disponibilidad que manifestaron en cada una de las fases del proyecto.

A la Directora del proyecto, Ingeniera ANGELA ORTIZ MADURO por las contribuciones y orientaciones al mismo.

. A la Codirectora del proyecto, Ingeniera HAYDEE MORALES por las orientaciones al mismo.

A todos los que directa o indirectamente ayudaron e hicieron parte de la realización de este proyecto.

CONTENIDO

	Pàg.
INTRODUCCION	13
1. GENERALIDADES DEL CAMPO DINA TERCIARIOS	14
1.1 METODOLOGIA	19
1.1.1 FUNDAMENTOS METODOLOGICOS	19
1.1.2 VARIABLES Y / O CATEGORÍAS	19
1.1.3 POBLACIÓN Y MUESTRA	20
1.1.3.1 CARACTERÍSTICAS GENERALES DE LA POBLACIÓN	20
1.1.3.2 CRITERIOS DE SELECCIÓN DE LA MUESTRA	20
1.1.4 PLAN DE ACCIONES ESTRATEGICAS	21
1.1.5 INSTRUMENTOS	22
2. MARCO TEÓRICO	23
2.1 EL SISTEMA DE BOMBEO MECANICO	23
2.2 ESTADO DEL ARTE DEL BOMBEO MECÁNICO	32
2.2.1 BOMBEO MECÁNICO LINEAL (LINEAR ROD PUMP)	32
2.2.2. NUEVA CONEXIÓN PREMIUM DISEÑADA PARA OPERACIONES DE ALTAS CARGAS EN EL BOMBEO MECÁNICO	38
3. DESCRIPCION DEL TRABAJO DE CAMPO Y RESULTADOS OBTENIDOS	44
4. ANALISIS DE LOS RESULTADOS.	74
4.1 INTERPRETACION TEORICA DE LOS RESULTADOS	74
4.1.1 POSIBLES CAUSAS Y PROBLEMAS	74
4.1.2 ANALISIS DE LAS POSIBLES CAUSAS.	76

CONCLUSIONES

RECOMENDACIONES

BIBLIOGRAFIA

ANEXOS

LISTA DE TABLAS

TABLA 1. ESPESORES DE LAS FORMACIONES PRODUCTORAS	16
TABLA 2. PETRÓLEO ORIGINAL IN-SITU.....	17
TABLA 3. RESULTADOS PVT.....	18
TABLA 4. POZOS PRODUCTORES	18
TABLA 5. RESUMEN DEL ESTADO DE POZOS CON BOMBEO MECÁNICO.....	20
TABLA 6. CONEXIÓN PREMIUM DE 3/4”	40
TABLA 7. CONEXIÓN PREMIUM DE 7/8”	41
TABLA 8. CONEXIÓN PREMIUM DE 1”	41
TABLA 9. DATOS GENERALES DE PRODUCCIÓN EN JUNIO DEL 2011.....	45
TABLA 10. DATOS DE PRODUCCIÓN Y SUMERGENCIA PARA LOS 24 POZOS SELECCIONADOS INICIALMENTE.	47
TABLA 11. DATOS ACTUALES DEL POZO DT-25	52
TABLA 12. . DATOS DE PRODUCCIÓN PARA EL DT-25.....	52
TABLA 13. DATOS DE SUMERGENCIA PARA EL DT-25.....	53
TABLA 14. DATOS DE SUMERGENCIA PARA EL DT-51.....	56
TABLA 15. DATOS DE PRODUCCIÓN PARA EL DT-51.....	57
TABLA 16. DATOS ACTUALES DEL POZO DT-51	57
TABLA 17. DATOS DE PRODUCCIÓN PARA EL DT-64.....	60
TABLA 18. DATOS DE SUMERGENCIA PARA EL DT-64.....	61
TABLA 19. DATOS ACTUALES DEL POZO DT-64	61
TABLA 20. DATOS DE SUMERGENCIA DEL DT-62.....	65

TABLA 21. DATOS DE PRODUCCIÓN PARA EL DT-62.....	65
TABLA 22. DATOS ACTUALES DEL POZO DT-62.	65
TABLA 23. DATOS DE SUMERGENCIA DEL DT-36.....	69
TABLA 24. DATOS DE PRODUCCIÓN PARA EL DT-36.....	69
TABLA 25. DATOS ACTUALES DEL POZO DT-36.	69
TABLA 26. DATOS DE SUMERGENCIA PARA EL DN-02.....	72
TABLA 27. DATOS DE PRODUCCIÓN PARA EL DN-02.	73
TABLA 28. DATOS ACTUALES DEL POZO DN-02.	73
TABLA 29. CONDICIONES 05-03-2012 PARA EL DISEÑO: DT-62.....	79
TABLA 30. RESUMEN DISEÑOS DT-62.	80
TABLA 31. CONDICIONES 05-03-2012 PARA EL DISEÑO: DT-36.....	81
TABLA 32. RESUMEN DISEÑOS DT-36.	82
TABLA 33. RESULTADOS DEL DISEÑO. DT-62	92
TABLA 34. RESULTADOS DEL DISEÑO. DT-36	92

LISTA DE FIGURAS

FIGURA 1. UBICACIÓN DEL CAMPO DINA-TERCIARIOS.....	14
FIGURA 2. FORMACIONES PRODUCTORAS EN DINA TERCIARIOS.....	15
FIGURA 3. PERFIL DE LAS FALLAS I Y II.....	16
FIGURA 4. MAPA ESTRUCTURAL DE LAS FALLAS PARA EL CAMPO DINA TERCIARIOS.	17
FIGURA 5. SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL BOMBEO MECÁNICO.	23
FIGURA 6. DIAGRAMA DE FUERZAS (DINAGRAMA).....	24
FIGURA 7. UNIDAD CONVENCIONAL.	26
FIGURA 8. UNIDAD MARK II.	26
FIGURA 9. UNIDAD BALANCEADA POR AIRE.	27
FIGURA 10. ACCIÓN DE LAS VÁLVULAS.....	29
FIGURA 11. ANCLA DE GAS.....	31
FIGURA 12. BOMBEO MECÁNICO LINEAL (LINEAR ROD PUMP).....	32
FIGURA 13. BOMBEO MECÁNICO LINEAL (ACCIONAMIENTO DIRECTO).	33
FIGURA 14. BOMBEO MECÁNICO LINEAL (FÁCIL DE TRANSPORTAR).	34
FIGURA 15. BOMBEO MECÁNICO LINEAL (AMIGABLE CON EL AMBIENTE).	35
FIGURA 16. BOMBEO MECÁNICO LINEAL (CONTROL AVANZADO).....	36
FIGURA 17. BOMBEO MECÁNICO LINEAL (ALIMENTACIÓN REMOTA).....	37
FIGURA 18. NUEVA CONEXIÓN DE ROSCA PREMIUM.....	38
FIGURA 19. DISEÑO ESTÁNDAR DE ROSCA.....	38
FIGURA 20. ANÁLISIS POR ELEMENTOS FINITOS.....	39

FIGURA 21. TALLER PARA ANÁLISIS DE FATIGA.....	40
FIGURA 22. LIMPIEZA DE LAS ROSCAS.....	42
FIGURA 23. ENGRASADO DE LA ROSCA.....	42
FIGURA 24. POSICIÓN DE AJUSTE A MANO (HAND-TIGHT).....	43
FIGURA 25. CONTROL DE CONTACTO ENTRE ESPEJOS (PIN/BOX).	43
FIGURA 26. POZOS AFECTADOS POR LA INYECCIÓN DEL DT-30.....	77
FIGURA 27. DIAGRAMA FÍSICO DE LA INTERFERENCIA DE GAS, DIAGRAMA OBTENIDO DE LA PÁGINA 226 DEL MANUAL BOMBEO MECÁNICO “OPTIMIZACIÓN” DE THETA ENTERRPRISES.....	78
FIGURA 28. REPRESENTACIÓN DE INTERFERENCIA POR PERFORADOS.....	79
FIGURA 29. ESQUEMA GOLPE DE FLUIDO PRESENTADO POR LA COMPAÑÍA THETA ENTERRPRISES EN EL MANUAL BOMBEO MECÁNICO “OPTIMIZACIÓN”, PÁGINA 227.....	81

LISTA DE GRAFICAS

GRÁFICA 1. BS&W Y PRODUCCIÓN DE CRUDO NETO CONTRA NOMBRE DE LOS POZOS.	44
GRÁFICA 2. ANÁLISIS DE LA SUMERGENCIA CONTRA EL CORTE DE AGUA (BS&W).....	46
GRÁFICA 3. ANÁLISIS DE LA SUMERGENCIA CONTRA LA PRODUCCIÓN DE CRUDO.	46
GRÁFICA 4. REGISTRO SÓNICO DEL POZO DT-25 DÍA (31-01-2012)	48
GRÁFICA 5. REGISTRO SÓNICO DEL POZO DT-25 DÍA 18-03-2012.	48
GRÁFICA 6. DINAGRAMA DT-25 30-06-2011(CARGA (K-LBS) CONTRA POS. PISTÓN (IN)).	49
GRÁFICA 7. DINAGRAMA DT-25 18-03-2012(CARGA (K-LBS) CONTRA POS. PISTÓN (IN)).	49
GRÁFICA 8. COMPORTAMIENTO DEL BS&W, PRODUCCIÓN DE FLUIDOS CONTRA TIEMPO PARA EL POZO DT-25.	50
GRÁFICA 9. SUMERGENCIA Y BS&W CONTRA TIEMPO DT-25	51
GRÁFICA 10. REGISTRO SÓNICO DEL POZO DT-51 11-01-2012	53
GRÁFICA 11. REGISTRO SÓNICO DEL POZO DT-51 03-12-2011	53
GRÁFICA 12. REGISTRO SÓNICO DEL POZO DT-51 25-03-12.....	54
GRÁFICA 13. DINAGRAMA DT-51 25-03-2012 (CARGA (K-LBS) CONTRA POS. PISTÓN (IN)).	54
GRÁFICA 14. COMPORTAMIENTO DEL BS&W, PRODUCCIÓN DE FLUIDOS CONTRA TIEMPO PARA EL DT- 51	55
GRÁFICA 15. SUMERGENCIA, CHP Y BS&W CONTRA TIEMPO DT-51	56
GRÁFICA 16. REGISTRO SÓNICO DEL POZO DT-64 20-12-2011	58
GRÁFICA 17. REGISTRO SÓNICO DEL POZO DT-64 01-03-2012.....	58
GRÁFICA 18. DINAGRAMA DT-64 01-03-2012 (CARGA (K-LBS) CONTRA POS. PISTÓN (IN)).	59
GRÁFICA 19. COMPORTAMIENTO DEL BS&W, PRODUCCIÓN DE FLUIDOS CONTRA TIEMPO PARA EL DT- 64.	59

GRÁFICA 20. SUMERGENCIA, CHP Y BS&W CONTRA TIEMPO DT-64.....	60
GRÁFICA 21. REGISTRO SÓNICO DEL POZO DT-62 DEL 11-01-2012	62
GRÁFICA 22. REGISTRO SÓNICO DEL POZO DT-62 DEL 05-03-2012	62
GRÁFICA 23. DINAGRAMA DT-62 05-03-2012 (CARGA (K-LBS) CONTRA POS. PISTÓN (IN)).	63
GRÁFICA 24. COMPORTAMIENTO DEL BS&W, PRODUCCIÓN DE FLUIDOS CONTRA TIEMPO PARA DT-62.	63
GRÁFICA 25. SUMERGENCIA, CHP Y BS&W CONTRA TIEMPO DT-62.....	64
GRÁFICA 26. REGISTRO SÓNICO DEL POZO DT-36 DÍA (26-06-2011).....	66
GRÁFICA 27. REGISTRO SÓNICO DEL POZO DT-36 DÍA 22-12-2011	66
GRÁFICA 28. DINAGRAMA DT-36 22-12-2011 (CARGA (K-LBS) CONTRA POS. PISTÓN (IN)).	67
GRÁFICA 29. DINAGRAMA DT-36 26-03-2012 (CARGA (K-LBS) CONTRA POS. PISTÓN (IN)).	67
GRÁFICA 30. COMPORTAMIENTO DEL BS&W, PRODUCCIÓN DE FLUIDOS CONTRA TIEMPO PARA DT-36.	68
GRÁFICA 31. SUMERGENCIA, CHP Y BS&W CONTRA TIEMPO DT-36.....	68
GRÁFICA 32. SUMERGENCIA, CHP Y BS&W CONTRA TIEMPO DN-02.	70
GRÁFICA 33. REGISTRO SÓNICO DEL POZO DN-002 24-01-2012	71
GRÁFICA 34. REGISTRO SÓNICO DEL POZO DN-002 09-03-2012.....	71
GRÁFICA 35. COMPORTAMIENTO DEL BS&W, PRODUCCIÓN DE FLUIDOS CONTRA TIEMPO PARA DN-02.	72
GRAFICA 36. COMPORTAMIENTO DEL POZO INYECTOR DT-30.....	77

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A: ESTADOS MECANICOS

ANEXO B. RESULTADO DE DISEÑOS

ANEXO C. DISEÑOS DE LOS POZOS DP-62 Y DT-36

GLOSARIO

Bombeo Mecánico: es un procedimiento de succión y transferencia casi continúa del petróleo hasta la superficie, considerando que el yacimiento posee una determinada presión, la cual es suficiente para que el petróleo alcance un determinado nivel en el pozo

Sumergencia o Nivel de fluido efectivo: es la cantidad de fluido que se encuentra por encima de la entrada de la bomba por el anular del pozo.

Dinagrama (diagrama de fuerzas): Es un registro de cargas, sobre la barra pulida para determinar la carta en superficie del comportamiento de la bomba durante cada ciclo de bombeo y por medio de la ecuación de onda determina la carta de fondo de la bomba y la carga sobre los tramos de varilla.

Bomba de subsuelo: Es un equipo de desplazamiento positivo (reciprocante), la cual es accionada por la sarta de varillas desde la superficie. Los componentes básicos de la bomba de subsuelo son simples, pero construidos con gran precisión para asegurar el intercambio de presión y volumen a través de sus válvulas. Los principales componentes son: el barril o camisa, pistón o émbolo, 2 o 3 válvulas con sus asientos y jaulas o retenedores de válvulas.

Unidad de superficie: Tiene por objeto transmitir la energía desde la superficie hasta la profundidad de asentamiento de la bomba de subsuelo con la finalidad de elevar los fluidos desde el fondo hasta la superficie. Estas unidades pueden ser de tipo balancín o hidráulicas.

CHP(Casing Head Pressure): la presión percibida en la tubería del anular del pozo en superficie.

THP(Tubing Head Pressure): la presión percibida en la tubería de producción del pozo en superficie.

BS&W(Basic Sediments and Water): es decir el contenido máximo de sedimentos y agua que el petróleo crudo pueda contener para poder ser transferido.

SPM (Golpes Por Minuto): es el número de golpes del pistón de fondo por minuto.

Golpe de fluido: Condición en la que no hay suficiente líquido para llenar la bomba. Esto hace que el pistón soporte la carga no solo durante el ascenso sino durante la primera parte del descenso hasta golpear la superficie del fluido. Este impacto envía una fuerte onda compresiva ascendente a la sarta

de varillas y en la bomba. Los golpes de bomba descontrolados pueden causar frecuentes quebradura de varillas y fallas de bomba, además de deficiencia en el sistema.

Interferencia de gas: Condición en la que mucho gas libre entra en la bomba restringiendo la cantidad de fluido que la bomba puede aportar. En la carrera descendente el pistón debe comprimir el gas hasta que la presión en el barril de la bomba exceda a la presión sobre la válvula viajera. Esto requiere una porción sustancial de la carrera descendente resultando en una pobre eficiencia de la bomba.

API (American Petroleum Institute): Instituto establecido desde el año 1917 para ordenar la demanda de petróleo durante la primera guerra mundial, organización sin fin de lucro, que sirve para coordinar y proveer el interés de la industria petrolera en su relación con gobiernos y otros

Campo: área que consiste de un solo reservorio o múltiples reservorios, todos agrupados alrededor de o vinculados a la misma característica geológica estructural individual y/o condición estratigráfica.

INTRODUCCIÓN

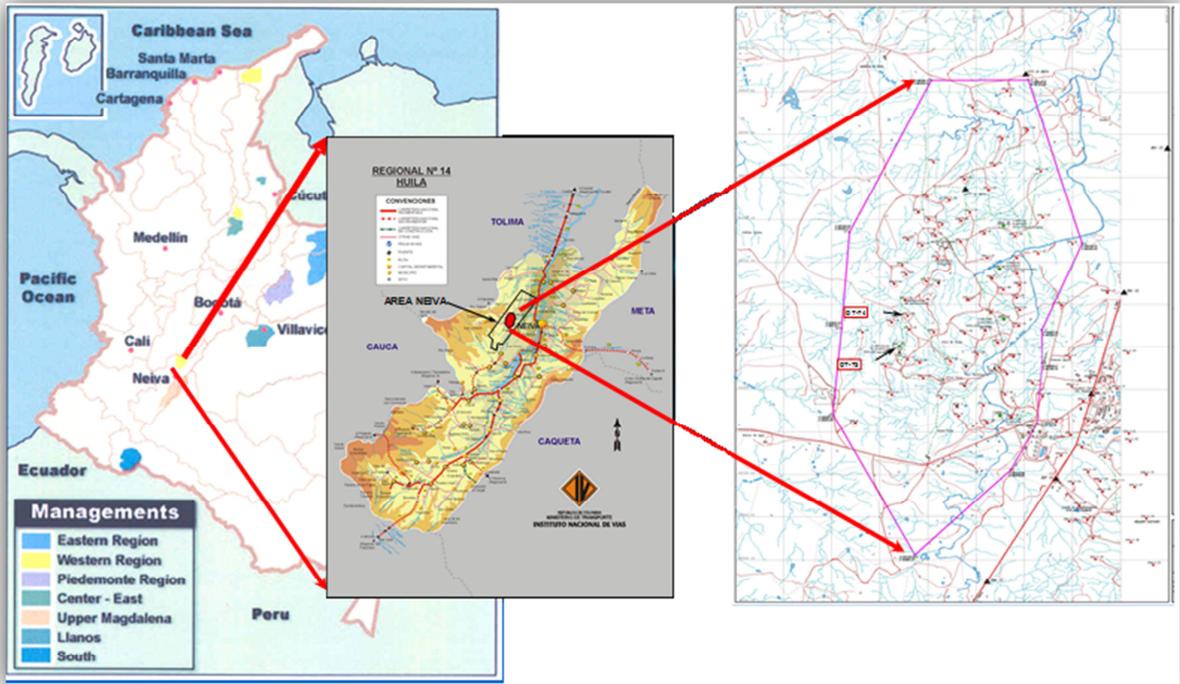
En el campo Dina Terciarios los ingenieros de producción deben mejorar la producción aportada por los pozos con Bombeo Mecánico de ese campo, en donde se llevará a cabo el análisis del estado mecánico de los diferentes pozos y a su vez analizar los resultados que conlleven a generar las sugerencias a Petrominerales Colombia Ltda. Para optimizar los 49 pozos que en este momento se encuentran con SLA-BM (Sistema de Levantamiento Artificial – bombeo mecánico).

Para la realización del trabajo se contó con una metodología de observación a los pozos, lo cual permitió registrar los resultados, analizarlos en gráficas e interpretar la información para hacer la propuesta de la optimización de los 49 pozos que poseen bombeo mecánico en el Campo Dina Terciarios.

1. GENERALIDADES DEL CAMPO DINA TERCIARIOS

El Campo Dina Terciarios está localizado en la Cuenca del Valle Superior del Magdalena, en la Sub-cuenca de Neiva. Figura 1

Figura 1. Ubicación del campo Dina-Terciarios.



Fuente: Petrominerales

Este campo fué descubierto en el año 1961 por las compañías Intercol, Tenesse Colombia y Colbras, dentro de la Concesión Neiva 540, con la perforación del pozo Dina-1 el cual fue completado en mayo de 1961 en la Formación Monserrate.

El pozo Dina-2 fué completado en febrero de 1963 y probó hidrocarburos en las Formaciones Barzalosa y Honda. En marzo de 1963 se perforó el pozo Dina-3, el cual probó hidrocarburos en la Formación Doima-Chicoral.

En el año 1995 el Campo DT revirtió a la Nación junto con los otros campos de la misma concesión. La producción inició en 1963 de las areniscas de la Formación Honda (Terciario-Mioceno) y alcanzó el pico máximo de producción de aceite en octubre de 1983 con 7361 STB/D.

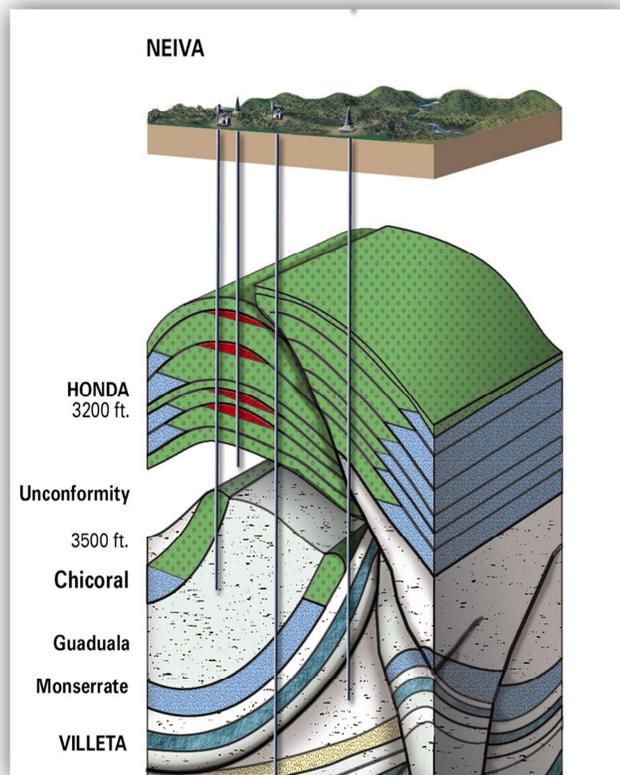
Estado Actual:

A Enero de 2012 el campo tiene una producción aproximada de 7500 STB/D de petróleo, 1.5 MSCF/D de gas y 14.000 bls de agua. Se han perforado 141 pozos de los cuales 128 se encuentran activos.

Modelo Geológico:

En el campo Dina Terciarios se encuentran 5 formaciones de interés productivo: Honda, Barzalosa, Doima, Chicoral y Monserrate representadas en la figura 2.

Figura 2. Formaciones productoras en Dina Terciarios.



Fuente: Petrominerales

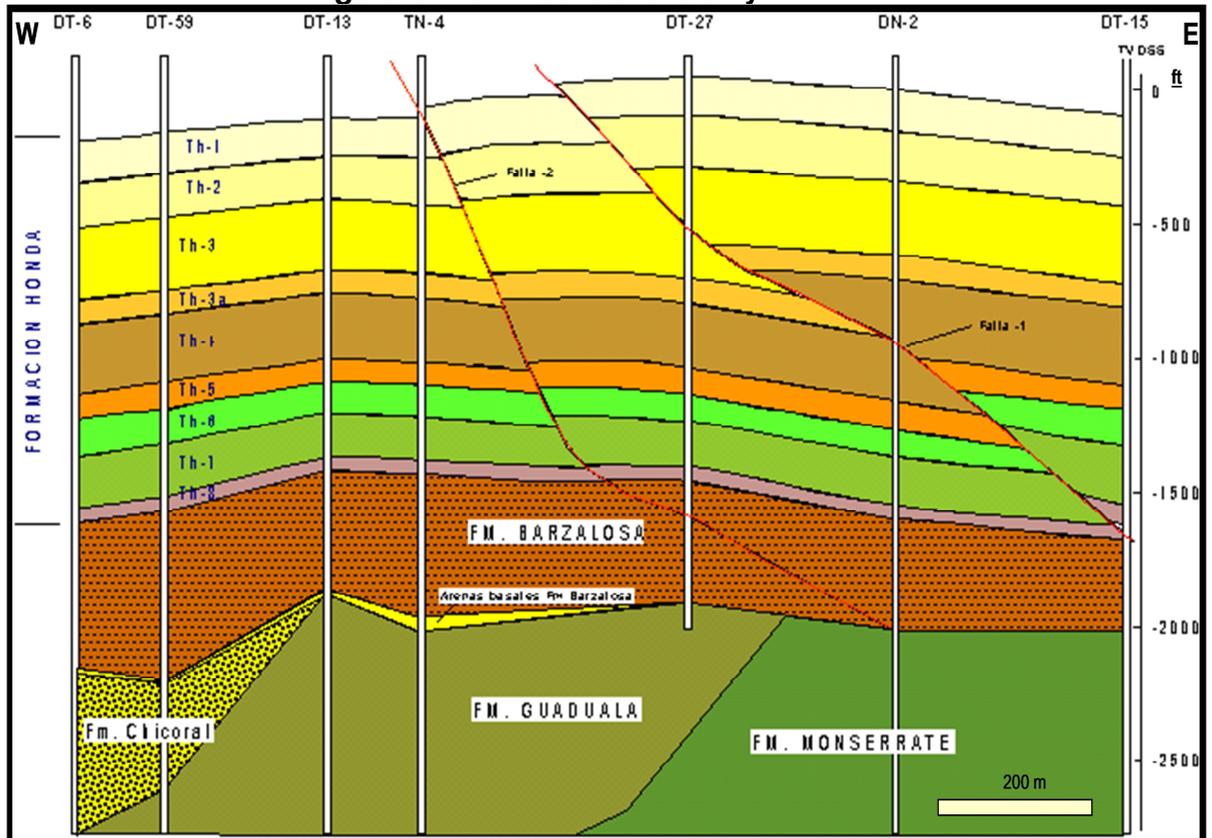
Tabla 1. Espesores de las formaciones productoras

FORMACIÓN	EDAD	PROFUNDIDAD	ESPESOR TOTAL PROMEDIO
Honda	Mioceno	3200 ft	1400 ft
Barzalosa	Oligoceno	3300 ft	50 ft
Doima Chicoral	Oligoceno-Eoceno	3700 ft	300 ft
Monserate	Cretaceo-Tardio	3500 ft	200 ft

Fuente: Petrominerales

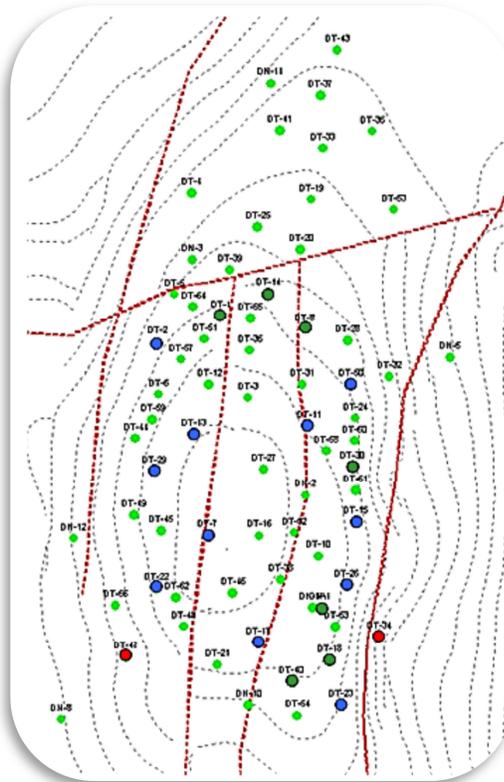
Modelo estructural:

Figura 3. Perfil de las fallas I y II



Fuente: Petrominerales

Figura 4. Mapa Estructural de las Fallas para el campo Dina Terciarios.



Fuente: Petrominerales

Petróleo Original In-situ:

Tabla 2. Petrleo original In-situ.

FORMACIÓN	OOIP [MBIs]
Honda	220 – 250
Doima - Chicoral	23 – 93
Monserate	4
Barzalosa	7-8

Fuente: Petrominerales

Análisis de Fluidos:

**Tabla 3. RESULTADOS PVT.
ANÁLISIS DE RESULTADOS PVT**

	DINA-2	DINA-11
°API	16-17 @ 60 °F	17-18 @ 60 °F
Pb	1170 psi @ 1936'	1592 psi @ 2589'
Bo	1.063	1.176
Uo	40 cp @ Pb a 98 cp @ P atm.	
T	152 °F	128 °F

Fuente: Petrominerales

Pozos productores:

El campo Terciarios cuenta con 141 pozos distribuidos de la siguiente manera:

Tabla 4. Pozos productores

Pozos Bombeo Mecánico	51
Pozos PCP	77
Pozos Abandonados	9
Pozos Temporalmente Abandonados	1
Pozos Inyectores	3
Localizaciones	82
Líneas de flujo	89
Ramales de producción	26
Ramales de Inyección	3

Fuente: Petrominerales

1.1 METODOLOGIA

1.1.1 FUNDAMENTOS METODOLOGICOS

En este trabajo se aplicó el método cuantitativo el cual requiere que entre las variables en relación haya a un vínculo para que puedan ser definidas y limitadas.

1.1.2 VARIABLES Y / O CATEGORÍAS

Con el objetivo de proponer mejoras a los problemas encontrados, en éste trabajo se tuvo en cuenta las siguientes variables de interés, las cuales permitieron conocer el estado de los pozos.

- **BS&W:** de los pozos que posee el campo Dina Terciarios, el 67% de los pozos se encuentran operativos, el otro 33% (16 Pozos apagados) están cerrados por tener altos cortes de BS&W, entre mayor sea esta variable indica mayores gastos para el tratamiento y posterior inyección del agua de producción.
- **Sumergencia:** es la cantidad de fluido que se encuentra por encima del intake de la Bomba libre de gas. Este indicador nos permite identificar los pozos que posean capacidad de aportar mayor fluido a una mayor velocidad de bombeo.

Con esta variable solo se tubieron en cuenta el 49% de los pozos anteriormente mencionados ya que el 31% están por fuera por su alto BS&W y el otro 26% posee BS&W medianamente altos descartándolos de la lista de mejora ya que al aumentarles la rata de fluido es muy probable que incremente el aporte de agua.

- **Registro Sónico y Dinagrama:** estos registros se aplicaron al final de la selección con el fin de obtener conclusiones que puedan aportar la información requerida del estado de la bomba en subsuelo.

Con toda la información anteriormente mencionada se logra la selección de 6 pozos para darles mayor seguimiento y observación en su comportamiento para confirmar o descartarlos.

1.1.3 POBLACIÓN Y MUESTRA

1.1.3.1 Características Generales de la población

Población: la población objeto es la de Campo Dina en el Huila, donde se encuentran los pozos a estudiar. Que cuenten con SLA-BM en el Campo Dina Terciarios; de aquella población se observaron características primarias como BS&W, Sumergencia y las condiciones de superficie para determinar en qué estado se encuentran.

En estos momentos hay varios pozos que presentan ciertos problemas con la bomba de subsuelo, como lo es el golpe de fluido por baja sumergencia, ya que estos pozos se dejaron abandonados debido al inicio de la campaña de perforación.

De los 51 pozos con SLA-BM que posee el campo Dina terciarios, 2 de ellos eran recientemente convertidos a SLA-BM, no fueron tenidos en cuenta para el manejo de la información, el trabajo se desarrolló con un total de 49 pozos de los cuales fueron distribuidos de la siguiente manera:

Tabla 5. Resumen del estado de pozos con Bombeo Mecánico.

Resumen del estado de los pozos con Bombeo Mecánico			
Activos junio	apagados	nuevos	total
33	16	2	51
64,7%	31,4%	3,9%	100%
Pozos preseleccionados:		24	49,0%
Pozos Descartados:		9	18,4%

Fuente: Autor

1.1.3.2 CRITERIOS DE SELECCIÓN DE LA MUESTRA

Para la selección se inició con la búsqueda de los pozos que poseían SLA-BM delimitando la población a 49 pozos de los cuales ya el 33% de ellos se encontraban apagados por su alto corte de agua (BS&W), consumo energético y baja producción.

Con la información del BS&W de cada pozo como se muestra en la Gráfica BS&W Contra BON (Barrel Oil Net) y su respectiva sumergencia entra en juego la última característica de selección que son los registros de sonido y los Dinagramas de cada pozo en mención, en la Gráfica 1 se podrán identificar los pozos que por su alto BS&W fueron descartados como el DT-45.

1.1.4 PLAN DE ACCIONES ESTRATEGICAS

Después de plantear el proyecto se inicia el desarrollo del trabajo complementando con la teoría basada en Bombeo mecánico para tener los fundamentos necesarios para desarrollar el tema con el menor número de falencias. En el proyecto se llevaron a cabo las siguientes actividades:

- Visita a las oficinas de Petrominerales que se encuentra en predios de Ecopetrol, con el fin de obtener el apoyo del ingeniero de producción en campo, a quien se le presentó y explicó la metodología del trabajo con el fin de obtener el apoyo

En el desarrollo de este proyecto de grado:

- Revisión del historial y búsqueda de la información requerida: con la colaboración del ingeniero de producción se obtienen las pruebas de producción de todos los pozos en el campo Dina Terciarios, adicional a esto se solicita el apoyo de la compañía PARKO la cual tiene a cargo los pozos SLA-BM.

- Consulta de disponibilidad de información: se solicitan las pruebas de Sumergencia y los Dinagramas correspondientes ya que ellos son los encargados de tomar estas pruebas para reportar los resultados al personal de Ecopetrol y Petrominerales.

- Análisis de la población y selección de la muestra: con la información de todos los pozos se inicia el análisis graficando todos los pozos que están activos con SLA-BM separando los pozos que tengan BS&W altos como primer filtro.

- Delimitación de los pozos deseados: se procede a realizar 2 gráficas para los pozos seleccionados con el primer filtro, en donde la primera muestre la producción de crudo neto y el BS&W contra el nombre de los pozos, la segunda gráfica que se tiene en cuenta será la producción de crudo neto y sumergencia contra el nombre de los pozos.

- Selección final e inicio del seguimiento: con las 2 gráficas anteriores de los 23 pozos con prospecto a mejora, se seleccionan cinco pozos para realizarles seguimiento en busca de posibles mejoras para proponer al final del proyecto.

- Seguimiento de los seleccionados: durante el tiempo que lleva desarrollándose este trabajo de los primeros 5 pozos seleccionados se descartan 3 por incremento en el BS&W, 1 queda en observación para ver

repetitividad en su registro sónico, y 1 con propuesta para abandono por su alto BS&W y baja producción de crudo.

- Prospecto: durante el desarrollo del proyecto, revisando el historial de los pozos se encuentra que el DT-36 desde el año 1998 no se le realiza ningún servicio, que la bomba de subsuelo presenta una eficiencia del 40% con un caudal de 19 Bbls crudo con BS&W de 32% y posee 1000 ft entre el intake de la bomba y la profundidad total del pozo.

Todo este trabajo no se hubiera logrado sin el acceso al programa TWM, la organización de la información en tablas dinámicas y gráficas generales que permitan analizar la información de una manera conjunta estos tipos de instrumentos fueron requeridos para el desarrollo de este proyecto:

1.1.5 INSTRUMENTOS

- TWM: este es un software usado por la industria petrolera para almacenar y analizar los registros sónicos y los Dinagramas, con esta herramienta se conocen todos los datos tanto de superficie como de subsuelo colaborando en el análisis y las conclusiones finales.
- Registros de producción: Se realiza un seguimiento a la historia de producción de los pozos seleccionados.
- Análisis: constantemente se realizaron análisis con el fin de encontrar la mejor forma de presentar los datos y de centralizar la información de los pozos seleccionados, esto incluye gráficas, tablas de Excel y documentación de los servicios realizados a pozo.
- Agenda de campo: en este elemento se anotaban todos los puntos críticos y los aportes informativos los cuales eran brindados por los ingenieros en campo.

2. MARCO TEÓRICO

2.1 EL SISTEMA DE BOMBEO MECANICO

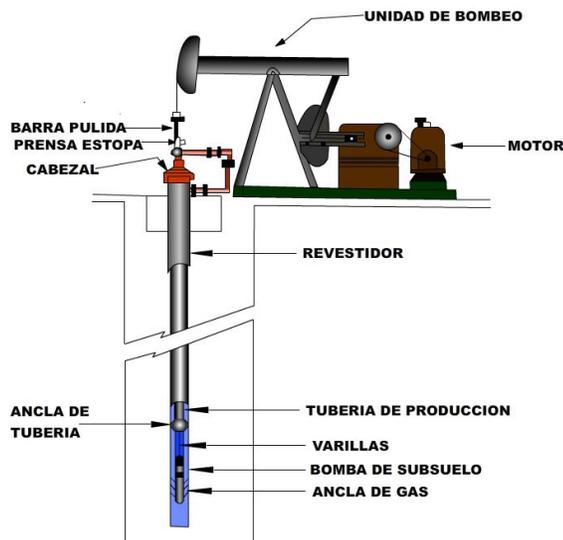
El sistema de bombeo mecánico básicamente tiene como función transmitir energía en forma de movimiento y potencia hasta la bomba de fondo de tal manera que ésta pueda levantar los fluidos existentes en el yacimiento hasta la superficie. Este sistema de levantamiento consta de dos equipos: uno de superficie y uno de fondo.

El equipo de superficie incluye: unidad motriz, unidad de bombeo, barra lisa, prensa estopa, cabezal y líneas de flujo. De igual manera el equipo de fondo está conformado por: el revestimiento, tubería de producción, sarta de varillas, bomba de fondo, niple de asentamiento y perforado, y opcionalmente una ancla de lodo y una de gas., a continuación se exponen cada una de las partes:

- **Unidad Motriz:**

Casi todas las unidades motrices son eléctricas o alimentadas por gas. Aunque las más usadas son las eléctricas, es necesario el uso de unidades a gas en locaciones que no cuenta con electricidad. Su función primordial es dar potencia al sistema de bombeo. El caballaje del motor está ligado a la profundidad de la bomba de fondo, al nivel de fluido, el caudal, la velocidad y el balanceo de la unidad. En muchos campos petroleros, la unidad motriz es sobredimensionada con el fin de garantizar la potencia necesaria para el sistema. En cuanto a los motores eléctricos, alcanzan una alta eficiencia cuando las cargas manejadas son cercanas al diseño.

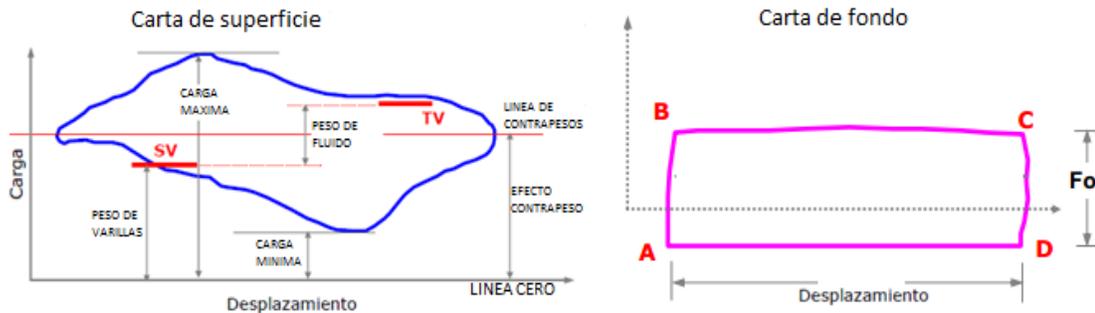
Figura 5. Sistema de Levantamiento Artificial Bombeo Mecánico.



Fuente: autor

En la carrera ascendente de las varillas, los contrapesos hacen que el torque en la caja de engranaje disminuya, esto ayuda también a reducir las cargas en la barra pulida generadas por el peso de la sarta. Por el contrario, en la carrera descendente se ejercen cargas mínimas sobre la barra pulida a causa del efecto bollanza, estos movimientos se observan en las cartas de los dinagramas.

Figura 6. Diagrama de fuerzas (Dinagrama)



Fuente: Oilproduction.net

- **Unidades de Bombeo:**

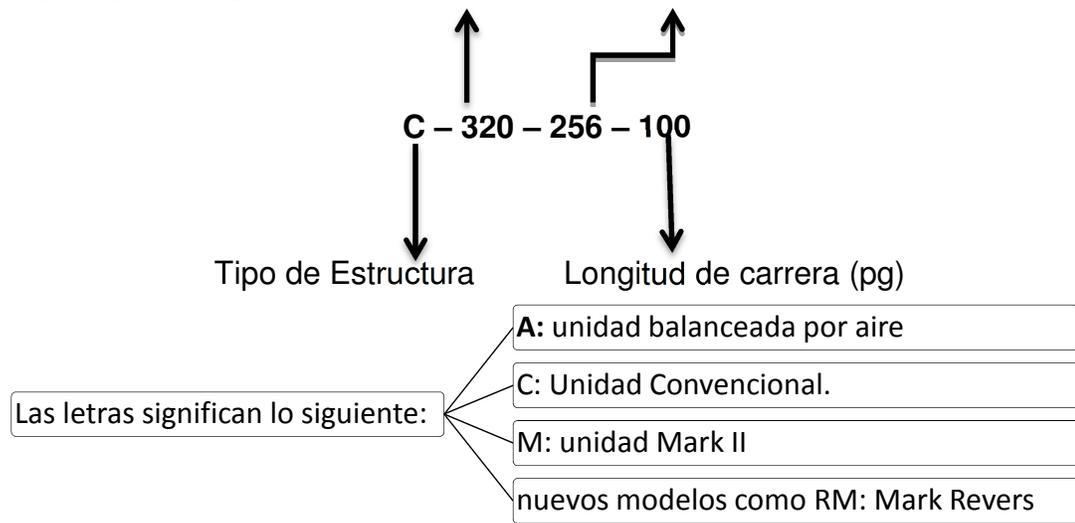
La unidad de bombeo convierte el movimiento circunferencial de la unidad motriz en un movimiento ascendente y descendente de la barra pulida. Se puede decir que una unidad de bombeo mecánico está bien diseñada cuando la estructura y caja de engranaje tiene el tamaño adecuado y además tiene la suficiente capacidad de carrera para extraer el fluido deseado.

En la búsqueda de simular las diferentes condiciones y necesidades, se han diseñado programas computacionales como lo es el RodStar el cual arroja resultados muy asertivos en cuanto a producción, tensión, torque, consumo de energía entre otros.

- **Diseño de la Unidad:**

El Instituto Americano del Petróleo (API) ha desarrollado un método estándar para describir las unidades de bombeo. De la siguiente manera:

Cap. Caja de engranaje (1000 Lbsf-Pg). Cap. Estructura (100Lbs)



El primer número es la designación de la capacidad de carga de la caja de engranaje en Miles libras-plg (torque), en el ejemplo, la capacidad de la caja de engranaje es hasta 320.000 lbs-plg. El segundo número es la capacidad de la estructura en cientos de libras. En el ejemplo este rango significa que para evitar sobre cargas en la estructura de la unidad, la barra pulida no debe exceder de 25.600 lbs. El último número muestra la longitud máxima de la carrera de la unidad en pulgadas (100 plg en el caso ejemplo).* 1

- **Geometría de las Unidades de Bombeo:**

Las unidades de bombeo mecánico más comunes en nuestro medio son:

1. convencional
2. Mark II
3. Balanceadas por Aire

Unidades de Bombeo Convencional:

Ventajas:

1. Costos de Mantenimiento bajos.
2. Cuesta menos que otras Unidades.
3. Usualmente es mejor que el Mark II con sarta de varillas en fibra de vidrio.
4. Puede rotar en sentido horario y anti-horario.
5. Puede bombear más rápido que las Unidades Mark II sin problemas.
6. Requiere menos contrabalanceo que las Mark II.

*1. THETA ENTERPRISES. Entrenamiento levantamiento artificial. Bombeo mecánico. Cap. 2

Desventajas:

1. En varias aplicaciones no es tan eficiente como el Mark II u otros tipos de unidades.
2. Podría requerir cajas de engranaje más grandes que otros tipos de unidad (especialmente con varillas de acero).

Figura 7. Unidad Convencional.



Fuente: Manual “Bombeo Mecánico (Optimización)”

Unidades de Bombeo Mark II:

Ventajas:

1. posee menor torque operando.
2. Podría costar menos (-5%, -10%) comparada con el mismo tamaño en una unidad convencional.
3. Es más eficiente que las unidades convencionales en la mayoría de los casos.

Figura 8. Unidad Mark II.



Fuente: Daniel Acker de www.Bloomberg.com

Desventajas:

1. Solo puede rotar en sentido anti-horario.
2. En caso de existir golpe de fluido podría causar más daño a la sarta de varillas y la bomba.
3. Puede colocar la base de la sarta de varillas en severa compresión causando fallas por pandeo.
4. Puede experimentar torques más altos que las unidades convencionales cuando se usan varillas de fibra de vidrio, además, de la posibilidad de colocarlas en compresión.

Unidades de Bombeo Balanceadas por Aire:

Ventajas:

1. Es más compacta y fácil de balancear que las otras unidades.
2. Los costos de transporte son más bajos que otras unidades (debido a que pesa menos).
3. Viene en tamaños más grandes que cualquier otro tipo de unidad.
4. Puede rotar tanto en sentido horario como anti-horario.

Figura 9. Unidad Balanceada por Aire.



Fuente: Manual “Bombeo Mecánico (Optimización)”

Desventajas:

1. Son más complicadas y requieren mayor mantenimiento (compresor de aire, cilindro de aire).
2. La condensación del aire en el cilindro puede constituir un serio problema.
3. La caja de engranaje podría dañarse si el cilindro pierde la presión de aire.

- ***Caja de Engranajes y Contrapesos:***

La caja de engranajes convierte las altas velocidades y torques bajos de entrada en altos torques y bajas velocidades de salida que permitan operar de manera adecuada la unidad de bombeo. Para indicar la reducción de la caja de engranaje se usa una escala como por ejemplo 30:1 la cual indica que el engranaje reduce la velocidad de entrada 30 veces mientras incrementa el torque 30 veces.

Con el fin de reducir el torque que debe soportar la caja de engranaje, se colocan contrapesos para contrarrestar las cargas.

- ***Barra Pulida y Línea de Flujo:***

La función de la barra pulida es conectar la unidad de bombeo con la sarta de varillas, y toma su nombre debido a que la superficie de esta es lisa para evitar el desgaste de los empaques. Cuando la producción de fluido es suficiente, no es necesario lubricar la barra, de lo contrario se debe instalar un lubricador encima del prensa estopa. En cuanto a las líneas de flujo, son las encargadas de transferir el fluido extraído desde el cabezal hasta el separador (si lo hay).

- ***Válvula de Contrapresión:***

Cuando el pozo contiene un exceso de gas se debe instalar un orificio en la línea de flujo, dicho orificio es denominado “back pressure” o válvula de contrapresión y su función es evitar la interrupción de la producción.

- ***Sarta de Varillas:***

La sarta de varillas conecta la barra pulida con la bomba de fondo, ésta se encarga de transferir la potencia y el movimiento entre ellas. Usualmente están hechas de acero, pero también suelen fabricarse en fibra de vidrio. En cuanto a la longitud de cada varilla oscila entre los 25 y 30 pies, con diámetros de 0.5 a 1.25 pulgadas.

Cada varilla de la sarta debe soportar las cargas de fluido y el peso de las varillas por debajo de ellas. Para minimizar los costos y las cargas tensionales, la sarta de varillas se diseña usualmente de forma ahusada (adelgazamiento en forma cilíndrica). Los diámetros mayores de varillas son colocados en el tope y los más pequeños en la base. Dependiendo de la

profundidad, la sarta de varillas va desde una (1) hasta cinco (5) secciones ahusadas. Las secciones típicas son 1"-7/8"-3/4" o 7/8"-3/4". Las barras de peso (varillas de diámetro mayor para el fondo de la sarta) son comúnmente usadas para sobreponerse a las fuerzas de flotación y minimizar la compresión en las varillas s en la base de la sarta.

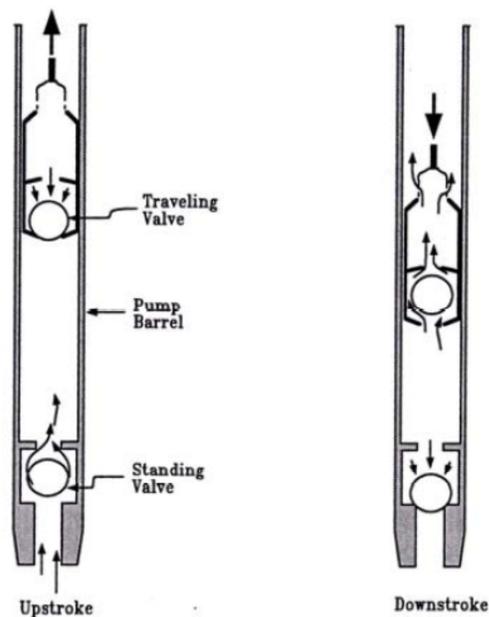
- **Bombas de Subsuelo:**

La típica bomba por varillas de succión es un arreglo embolo-cilindro. En la terminología petrolera el embolo es llamado pistón y el cilindro se le conoce como barril. El pistón tiene una válvula de bola y asiento llamado válvula viajera debido a que viaja hacia arriba y hacia abajo con el pistón. A la entrada del barril de la bomba existe otra válvula llamada válvula fija debido a que está fijada a la tubería y no se mueve. Entender la operación de la bomba es esencial para la comprensión total del sistema incluyendo la interpretación de la forma de las cartas dinagráficas. La operación de la bomba afecta todos los componentes del sistema. Esta influye en las cargas sobre la sarta de varillas, unidad de bombeo, caja de engranaje y motor. Los sistemas con bombas de calibres grandes son muy sensibles a la presión en la línea de flujo, incluso pequeños aumentos en la presión de la línea podrían incrementar significativamente las cargas en la barra pulida.

- **Acción de las válvulas:**

A continuación se muestra cómo se comportan las válvulas viajeras y fijas durante el ciclo de bombeo asumiendo que se tiene un fluido incompresible.

Figura 10. Acción de las válvulas



Fuente: Manual “Bombeo Mecánico (Optimización)”

- ***Carrera Ascendente:***

En la carrera ascendente, cuando el pistón comienza a moverse hacia arriba, la válvula viajera cierra y levanta las cargas del fluido. Esto genera un vacío en el barril de la bomba que causa la apertura de la válvula fija permitiendo que el fluido proveniente del yacimiento llene la bomba.

- ***Carrera Descendente:***

En la carrera descendente, cuando el pistón comienza a moverse hacia abajo, la válvula fija se cierra y el fluido en el barril de la bomba empuja la válvula viajera abriendo esta. El pistón viaja a través del fluido que se ha desplazado hacia la bomba durante la carrera ascendente. Luego el ciclo se repite.

Para un caso ideal de bomba llena y fluido incompresible, en la carrera ascendente la válvula viajera cierra, la fija abre y el fluido comienza a ser bombeado a través de la tubería hasta la superficie. En la carrera descendente, la válvula viajera abre y la fija cierra. Sin la acción de las válvulas, la producción no sería posible.

Si la válvula fija no abre, el fluido no entraría a la bomba. Si la válvula viajera no abre entonces el fluido no entraría a la tubería, si las dos válvulas no cierran el SLA-BM no extraería crudo ya que no tendría forma de retenerlo en la tubería de producción.

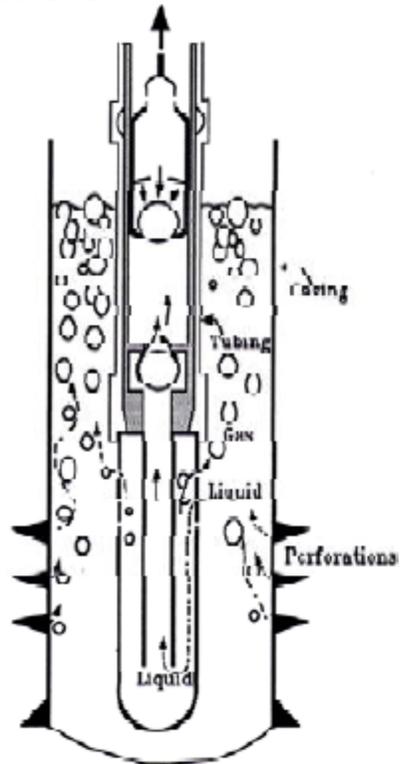
- ***Ancla de Gas:***

“La bomba de varillas de succión está diseñada para bombear líquido. La presencia de gas en el líquido producido reduce la eficiencia de la bomba.

En la carrera descendente, la bomba comprime el gas hasta que la presión dentro del barril es lo suficientemente alta para abrir la válvula viajera. Dependiendo de la cantidad de gas libre, una gran parte de la carrera ascendente puede desperdiciarse en la compresión del gas antes que algún líquido sea producido. Debido a esto, eficiencias volumétricas menores al 50% son comunes cuando el gas entra a la bomba. En la carrera ascendente, como el gas entra a la bomba, este ocupa una gran parte del volumen de la bomba. Esto reduce la cantidad de líquido que puede entrar a la bomba. Las anclas de gas ayudan a reducir la cantidad de gas libre que entra en la bomba. Esto ocurre al permitir la separación del gas y su flujo hacia la superficie a través del anular revestidor de tubería antes de su entrada a la bomba.” * 2

*2. THETA ENTERPRISES. Entrenamiento levantamiento artificial. Bombeo mecánico. Cap. 2

Figura 11. Ancla de Gas.



Fuente: Manual "Bombeo Mecánico (Optimización)"

2.2 ESTADO DEL ARTE DEL BOMBEO MECÁNICO

2.2.1 *Bombeo Mecánico Lineal (Linear Rod Pump)*

El bombeo mecánico lineal se representa como un mecanismo simple con Control de velocidad variable que por su forma práctica, su bajo peso y las ventajas en el rendimiento lo destacan ante los otros SLA-BM.

Figura 12. Bombeo Mecánico Lineal (Linear Rod Pump).



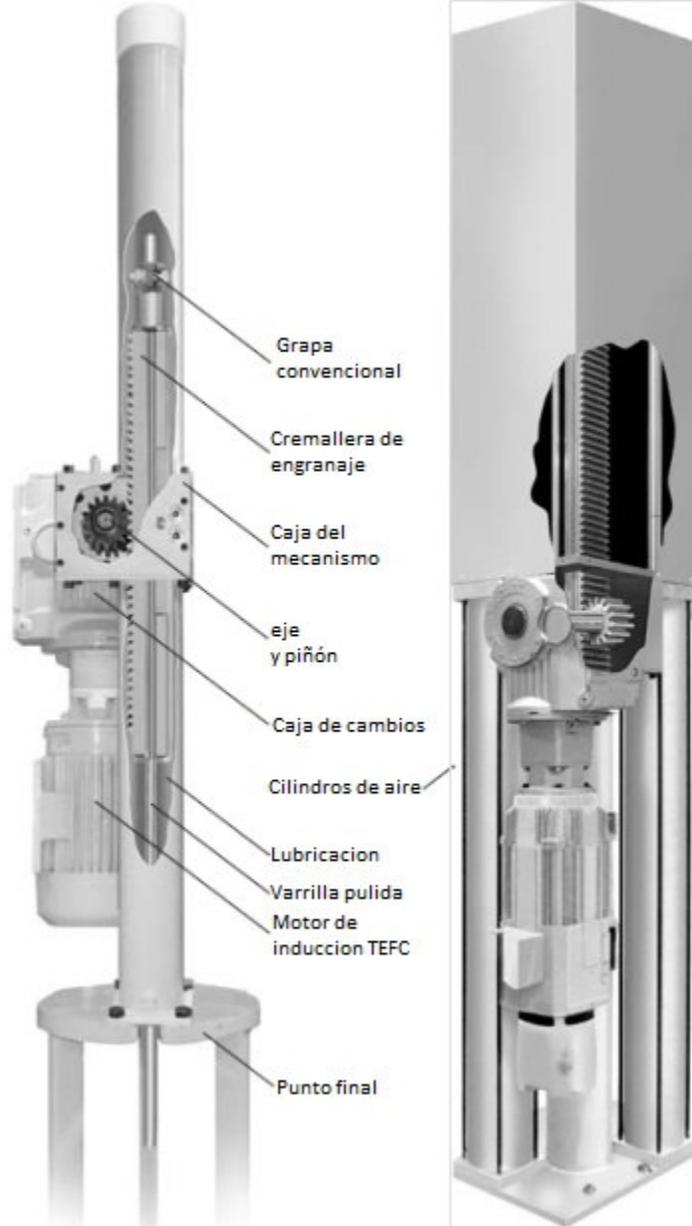
Fuente: Linear Rod Pump (drives and systems)

Esta máquina presenta las siguientes características:

Accionamiento Directo:

El sistema BML (LRP) aprovecha la inversión de un servo-motor y su capacidad de posicionamiento de un vector de flujo de velocidad variable para controlar directamente la varilla con mecanismo simple de cremallera y piñón. El control directo proporciona numerosos beneficios por la eliminación de sistemas engorrosos de alta inercia mecánica. Comparado con el sistema de inversión hidráulica, la solución del SLA-BML es mucho más elegante y capaz, gracias a su control eléctrico.

Figura 13. Bombeo Mecánico Lineal (Accionamiento Directo).



Fuente: Bombeo Mecánico Lineal (sistema y controles)

Diseño Simple:

La unidad de bombeo del BML se monta directamente sobre la cabeza de pozo (wellhead). La barra pulida corre a través de un canal dentro del bastidor y está sujeta en la parte superior por una grapa convencional. Un motor de inducción, une el mecanismo de cremallera y piñón a través de una caja de velocidades, los ciclos de la cremallera son reciprocantes arriba y abajo. La cremallera del motor en superficie es lubricada cada carrera por inmersión dentro de un baño de aceite. Un contrapeso neumático sobre las unidades balanceadas por aire reemplaza los masivos contrapesos de los sistemas convencionales y proveen una mayor fuerza de elevación por el almacenamiento de energía durante una porción de cada carrera ascendente y descendente.

Fácil de instalar:

La unidad del BML es pequeña, ligera y fácil de transportar. No se requiere equipo especializado o equipo pesado, el cual se traduce en costos de instalación. Puede ser llevado en un camión de servicio liviano y ser instalado con un aparejo de una tonelada y mas pequeño. La instalación es rápida, fácil y puede ser hecha por dos personas. Las unidades pueden ser instaladas y puestas en marcha en un tiempo de aprox. unas dos horas.

Figura 14. Bombeo Mecánico Lineal (fácil de transportar).



Fuente: Linear Rod Pump (drives and systems)

Portátil:

Ya que es fácil de transportar y de poner en servicio, el sistema BML puede ser movido fácilmente desde un pozo a otro para instalaciones temporales o para probar reservas.

Eficiente:

El diseño de baja inercia del sistema BML permite usar un motor y una caja de velocidades mucho más pequeños que los de las unidades convencionales. Estan a menudo sobredimensionadas para proveer la

capacidad necesaria. Los perfiles programables de movimiento dan al sistema BML una carrera efectiva de unidades mucho más grandes. Por lo tanto, unidades mucho más pequeñas de BML proveen la misma o mejor producción a menor costo.

Económico:

El sistema BML es una inversión inteligente que se paga rápidamente por sí solo en instalaciones reducidas, de operación y mantenimiento. El sistema puede ser comprado por una fracción del costo de una unidad convencional sin ningún control. La instalación es significativamente menos costosa porque la unidad es muy fácil de transportar y de poner en marcha. Ya que los tornillos de la unidad van directamente a la cabeza de pozo, no son necesarias superficies de hormigón y ni otra superficie costosa. Aumentada la producción, aumenta los ingresos y reducidos los tiempos de inactividad reduce los costos operacionales, haciendo del sistema BML una solución verdaderamente económica.

Ambientalmente amigable:

Figura 15. Bombeo Mecánico Lineal (amigable con el ambiente).



Fuente: Linear Rod Pump (drives and systems)

El sistema BML es la opción ideal para instalaciones ambientalmente sensibles. Es silencioso, discreto y no requiere calificación del sitio, instalación de placas u otras modificaciones de la locación. Su bajo perfil y pequeño tamaño le permiten combinarse donde otras unidades serian ofensivas o prohibidas por regulaciones.

Control avanzado:

Figura 16. Bombeo Mecánico Lineal (Control avanzado).



Fuente: Linear Rod Pump (drives and systems)

El sistema BML incorpora un software de control de bombeo mecánico para optimizar la producción mientras protege el sistema de bombeo. Un sofisticado control de velocidad variable alcanza perfiles de movimiento que son imposibles a través de medios mecánicos. El llenado de la bomba está perfectamente regulada por ajustes independientes de las velocidades de subida y bajada. El control de velocidad para el descenso suave minimiza el impacto de fluido. Una válvula cheque automatizada determina las fugas en la válvula viajera y fija. El control también provee un reporte, un grafico hecho por dinamómetro de fondo y superficie, capacidad de acceso remoto, PLC integrado, reconexión automática, y más.

Bomba de posición/carrera variable:

La longitud y espaciamiento de la carrera puede ser ajustado fácilmente a través del software. Permitiendo un mayor aprovechamiento del espacio en la bomba del subsuelo, obteniendo una compresión máxima de la bomba minimizando el volumen residual cuando está completamente hacia abajo.

Control superior para la velocidad de la bomba:

La velocidad de la bomba de fondo puede ser controlada más precisamente debido a la baja inercia del mecanismo BML y a la relación constante entre la velocidad del motor y las varillas. La velocidad de la bomba, por ejemplo, es reducida rápidamente antes del impacto con el fluido, atenuando los efectos perjudiciales de las cargas de choque sobre la bomba y varillas durante dicho choque del fluido. Después del impacto, la velocidad se incrementa rápidamente para maximizar el potencial de producción.

Baja velocidad de operación:

El sistema BML puede operar a velocidades bajas (1 spm), comparadas con las unidades convencionales que están limitadas por velocidades mínimas de 4 a 5 spm.

Alimentación remota:

Un generador a gas opera el sistema BML usando el gas natural para instalaciones remotas donde el servicio eléctrico no esta disponible o el costo lo limita.

Figura 17. Bombeo Mecánico Lineal (Alimentación remota).



Fuente: Linear Rod Pump (drives and systems)

Monitoreo global:

GMC, servicio de control y monitoreo global provee monitoreos y reportes integrales basados en la web. es una manera eficiente y rentable de estar conectado a las operaciones diarias. El servicio provee un monitoreo en tiempo real de la producción y rendimiento, datos históricos para el análisis, reportes de pozo automáticos, así como e-mails para notificar alarmas y otras condiciones. Los operadores pueden ver los datos de todos los campos, un solo campo o un pozo individual.

2.2.2. Nueva Conexión Premium Diseñada para Operaciones de Altas Cargas en el bombeo mecánico

Figura 18. Nueva Conexión de rosca Premium.



Fuente: Nueva conexión Premium diseñada para operaciones de altas cargas (TENARIS)

¿Por qué es necesario diseñar una nueva rosca API?

- El Bombeo Mecánico es el sistema de producción de crudo más utilizado en el mundo (>600.000 pozos productores).
- Más del 30% de las fallas en el sistema se deben a fallas en la conexión.
- Resistencia a la Fatiga del Pin < Cuerpo (Eficiencia < 100%)
- Se requirió adoptar Grados de Alta Resistencia
- En la mayoría de los pozos, el diámetro de la varilla está limitado por el diámetro interno del tubing (Ej. 2 7/8")

Figura 19. Diseño estándar de rosca.



Fuente: Nueva conexión Premium diseñada para operaciones de altas cargas (TENARIS)

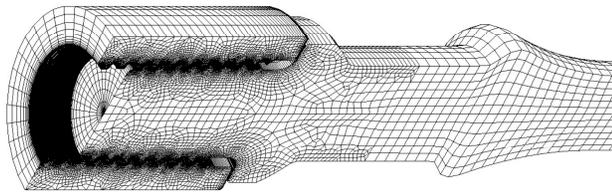
Problemas con el diseño estándar actual:

- Desajuste de la conexión (huelgo en la rosca).
- Deformación en las roscas durante la operación y el make-up.
- Operación de make-up (sobre torque o unión floja).
- Rotura de la rosca (deformación de la rosca, alineamiento, etc.).
- Corrosión.

Todo lo anterior condujo a desarrollar un nuevo concepto en conexiones de varillas, lo que conlleva a los *análisis por elementos finitos*:

Principal Objetivo: Vida a la fatiga. Esta herramienta de diseño fue utilizada para seleccionar la mejor rosca previo a las pruebas de laboratorio. Se realizó un gran número de comparaciones con la rosca API. Las simulaciones y las pruebas se realizaron con varillas Grado D con Cupla UHS.

Figura 20. Análisis por elementos finitos.



Varilla con conexión Premium.

Fuente: Nueva conexión Premium diseñada para operaciones de altas cargas (TENARIS)

Mejoras en la vida a la fatiga de la conexión:

- Tendencia al desajuste (filete de rosca cilíndrico, contacto en un flanco y make-up basado en interferencia debida a un alto nivel de carga axial).
- Distribución poco uniforme de las tensiones en el perfil de la rosca.
- Elevado nivel de tensiones en el make-up que produce deformación plástica en las roscas y limita la capacidad de carga de las varillas.
- Reducción significativa en la zona de concentración de tensiones críticas.

Ensayos de fatiga axial:

Condiciones en las cuales fueron sometidas las varillas para realizar las pruebas de fatiga del material por el equipo que se observa en la figura 21:

- Carga axial Máxima: +/- 50 ton (110000 lbs).
- Carrera: 150 mm (5.9").
- Control de cargas, desplazamiento y deformaciones.
- Frecuencia: 60 Hz.
- Cuñas Neumáticas.

Figura 21. Taller para análisis de fatiga.



Fuente: Nueva conexión Premium diseñada para operaciones de altas cargas (TENARIS)

Resultados de ensayos de fatiga axial de la conexión:

Varilla de 7/8" Grado D con Conexión Premium de 3/4" (Cuplas UHS)

Tabla 6. Conexión Premium de 3/4"

	API 3/4"		Premium 3/4"		
Cmax (Ton)	15	15	15	16	17
Cmin (Ton)	5		5		
% Goodman	279.8		279.8	308	336
Ciclos (MM)	2.96 Pesca en Pin	4.87 Pesca en Pin	10		

Fuente: Nueva conexión Premium diseñada para operaciones de altas cargas (TENARIS)

Con rosca API: Menos de 5 Millones de Ciclos.

Con rosca Premium: 10 Millones de ciclos sin falla (hasta 336 %Goodman)

Varrilla con cuerpo de 1 1/8" Grado D y Conexión Premium de 7/8" (Cuplas UHS).

Tabla 7. Conexión Premium de 7/8”

	API 7/8”		Premium 7/8”							
Cmax (Ton)	22	22	16	16.5	17	17.5	18	22	23	24
Cmin (Ton)	5		5							
% Goodman	300.7	300.7	194.6	203.4	212.3	221.2	230	300.7	318.7	336
Ciclos (MM)	1.4 Falla en Pin	1.271 Falla en cupla	10							

Fuente: Nueva conexión Premium diseñada para operaciones de altas cargas (TENARIS)

Con rosca API: Menos de 1.5 Millones de Ciclos.

Con rosca Premium: 10 Millones de ciclos sin falla (hasta 336 %Goodman)

Varrilla con cuerpo de 1 1/8” Grado D y Conexión Premium de 1” (Cuplas UHS).

Tabla 8. Conexión Premium de 1”

	Premium 1”			
Cmax (Ton)	23	25	27	28.5
Cmin (Ton)	5			
% Goodman	223.5	247.8	262.3	280.5
Ciclos (MM)	10			

Fuente: Nueva conexión Premium diseñada para operaciones de altas cargas (TENARIS)

10 Millones de Ciclos sin fallas (hasta 280 %Goodman)

Proceso de Make-up:

El espaciamento se divide en cinco pasos:

- 1- Limpieza de Roscas
- 2- Engrase de las roscas (grasa de tubing)
- 3- Posición de Ajuste a Mano
- 4- Contacto entre el pin y el box con la llave de torque
- 5- Control con desplazamiento circunferencial

Paso 1: *Limpieza de las roscas*

Se debe asegurar la ausencia completa de partículas sólidas.

Figura 22. Limpieza de las roscas.



Fuente: Nueva conexión Premium diseñada para operaciones de altas cargas (TENARIS)

Paso 2: *Engrasado de la Rosca*

Se debe aplicar grasa estándar de tubing para evitar el engrane de las roscas.

Figura 23. Engrasado de la Rosca



Fuente: Nueva conexión Premium diseñada para operaciones de altas cargas (TENARIS)

Paso 3: Posición de Ajuste a Mano (Hand-tight)

Debido a la interferencia diametral, la conexión mantiene un tiraje después del ajuste a mano.

Figura 24. Posición de Ajuste a Mano (Hand-tight)



Fuente: Nueva conexión Premium diseñada para operaciones de altas cargas (TENARIS)

Paso 4: Control de contacto entre espejos (Pin/Box)

Se requiere la aplicación de la llave de torque para hacer contacto entre los espejos (se utiliza un calibre de 0,05 mm).

Figura 25. Control de contacto entre espejos (Pin/Box).



Fuente: Nueva conexión Premium diseñada para operaciones de altas cargas (TENARIS)

Paso 5: Control del Desplazamiento Circunferencial

Después de asegurar el contacto de los espejos se dibuja una línea vertical y se logra el desplazamiento deseado con la llave de torque.

Logros:

- La Conexión Premium es 100% eficiente para Altas Cargas: Resistencia de la Conexión > Resistencia del Cuerpo
- Mayor resistencia a la fatiga que el diseño de rosca API comprobado en ensayos de fatiga à Reducción de los niveles de tensiones en el área crítica.
- La forma de la Conexión permite la utilización de Varillas Grado D en pozos con elevadas cargas donde se requieren Varillas de Alta Resistencia (Aceros con TT y aleaciones especiales).
- La capacidad de carga de la Conexión Premium permite reducir el diámetro de las varillas en el diseño de la sarta.

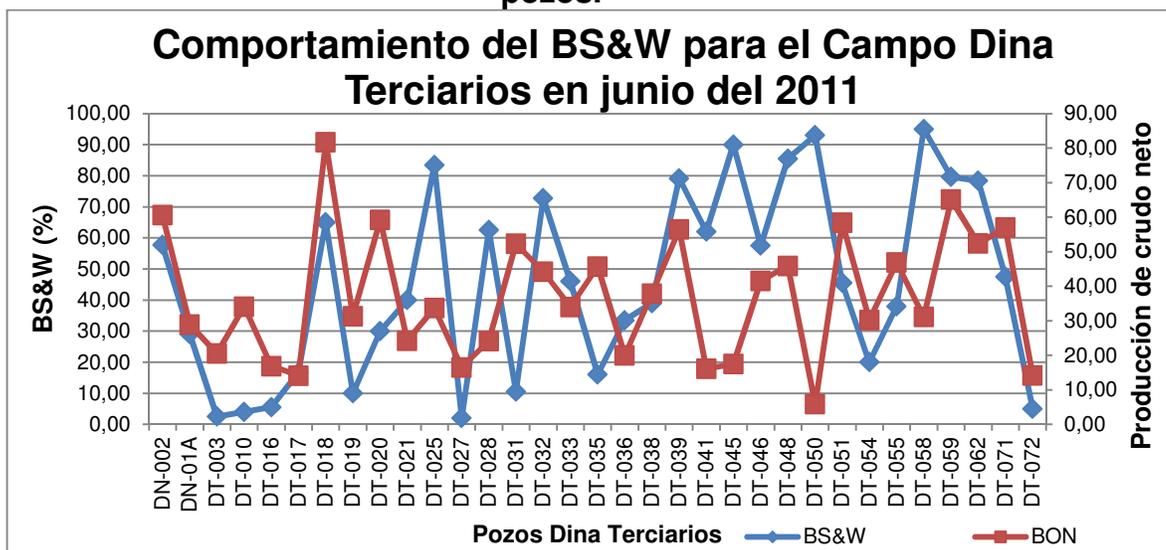
3. DESCRIPCION DEL TRABAJO DE CAMPO Y RESULTADOS OBTENIDOS.

A continuación aparece detalladamente el informe del trabajo realizado, las visitas en campo, los análisis realizados en cada una de las fases, los métodos utilizados para filtrar el número de pozos con el fin de obtener una lista menor de pozos en observación.

El trabajo de campo inició con la visita a campo Dina para obtener información del Bloque Dina Terciarios, se buscó el apoyo del personal de Petrominerales, Parko y Ecopetrol. Con el fin de darle trámite a este proyecto y obtener resultados.

Gracias a esa visita de campo se obtuvieron datos de producción, acceso a la base de datos del software TWM el cual nos aporta todas las condiciones de superficie y de subsuelo tomadas por medio de los registros sísmicos y con estos datos de producción se realiza la gráfica general:

Gráfica 1. BS&W y Producción de crudo neto contra nombre de los pozos.



Fuente: Autor

De estos pozos se descartan los que posean alto BS&W y poca producción de crudo, en la siguiente tabla de datos están los pozos que fueron descartados por su corte de agua (BS&W), el total de pozos descartados fueron 9 los cuales están con color gris en la tabla 9.

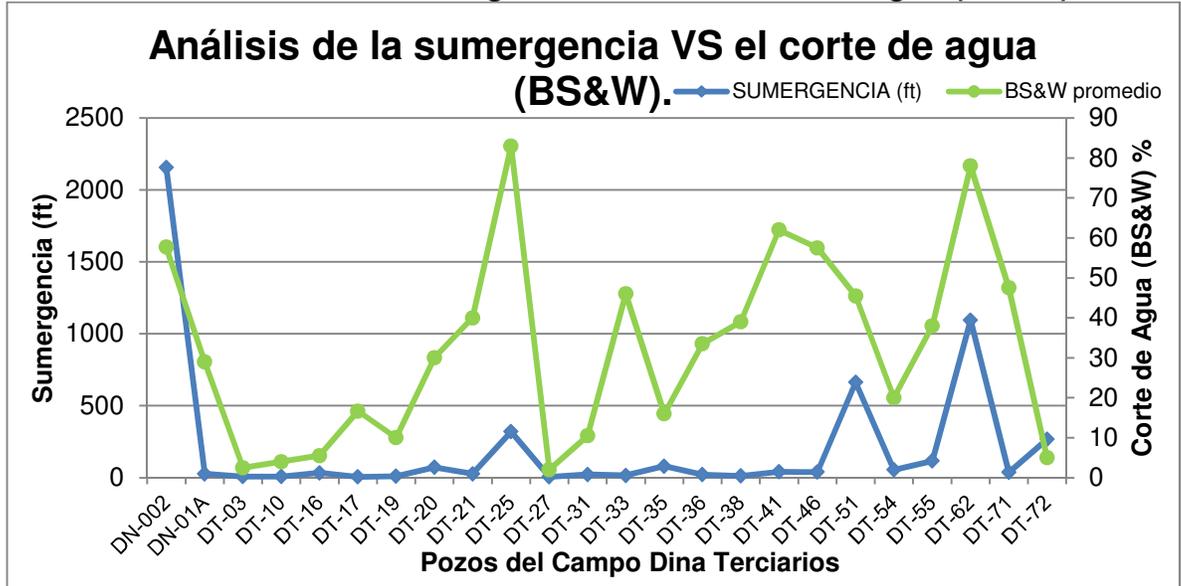
Tabla 9. Datos Generales de producción en junio del 2011.

POZO	BS&W	BON
DN-002	57,70	60,6
DN-01A	29,00	28,9
DT-003	2,50	20,5
DT-010	4,00	34,1
DT-016	5,50	16,9
DT-017	16,67	14,1
DT-018	65,00	81,7
DT-019	10,00	31,3
DT-020	30,00	59,2
DT-021	40,00	24,2
DT-025	83,43	33,7
DT-027	2,00	16,5
DT-028	62,50	24,2
DT-031	10,50	52,3
DT-032	72,75	44,2
DT-033	46,00	34
DT-035	16,00	45,7
DT-036	33,50	19,9
DT-038	39,00	37,9
DT-039	79,15	56,5
DT-041	62,00	16,1
DT-045	90,00	17,5
DT-046	57,50	41,6
DT-048	85,50	45,9
DT-050	93,00	5,9
DT-051	45,50	58,4
DT-054	20,00	30,2
DT-055	38,00	46,8
DT-058	95,00	31,1
DT-059	79,63	65,1
DT-062	78,39	52,4
DT-071	47,50	57
DT-072	5,00	14,2

Fuente: Autor

Con los 24 pozos seleccionados se inicia el análisis para encontrar la mejor manera de organizarlos así como aquellos pozos que tienen posibilidad de mejora y algún tipo de observación, obteniendo como resultado dos gráficas en las cuales se observa el BS&W, Sumergencia, Producción del pozo contra el nombre de cada pozo.

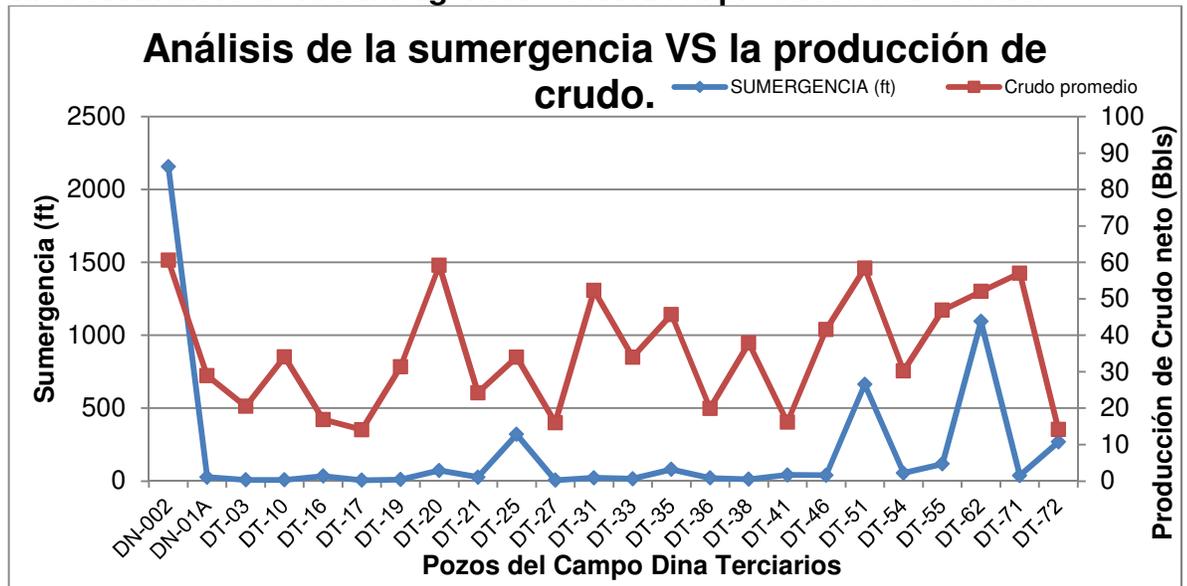
Gráfica 2. Análisis de la sumergencia contra el corte de agua (BS&W).



Fuente: Autor

Con ésta gráfica se logran observar aquellos pozos que poseen alta sumergencia, entre los cuales se encuentra el DT-25 que posee un valor alto pero también un alto BS&W el cual se adicionó entre los pozos en observación para realizarle un seguimiento a su producción.

Gráfica 3. Análisis de la sumergencia CONTRA la producción de crudo.



Fuente: Autor

Con ésta gráfica se logran observar aquellos pozos que posean producción considerable y su correspondiente sumergencia, entre estos pozos se

encuentra el DT-62 que posee alta sumergencia y un BS&W alto pero estable, este pozo quedó en observación para realizarle un seguimiento a su producción.

En la siguiente tabla están los datos con los que se realizaron las gráficas anteriormente mencionadas, en estas tablas encontraran resaltados los 6 pozos que se sometieron a observación.

Tabla 10. Datos de producción y sumergencia para los 24 pozos seleccionados inicialmente.

Pozo	SUMERGENCIA (ft)	BS&W promedio (%)	Crudo promedio(Bls)
DN-002	2157	57,7	60,6
DN-01A	27	29,0	28,9
DT-03	8	2,5	20,5
DT-10	8,5	4,0	34,1
DT-16	34	5,5	16,9
DT-17	6	16,7	14,1
DT-19	11	10,0	31,3
DT-20	72,5	30,0	59,2
DT-21	27	40,0	24,2
DT-25	320	83,0	34,0
DT-27	6	2,0	16,0
DT-31	22,5	10,5	52,3
DT-33	16	46,0	34,0
DT-35	80	16,0	45,7
DT-36	21,5	33,5	19,9
DT-38	12,5	39,0	37,9
DT-41	42	62,0	16,1
DT-46	39,5	57,5	41,6
DT-51	663	45,5	58,4
DT-54	55	20,0	30,2
DT-55	117	38,0	46,8
DT-62	1095,5	78,0	52,0
DT-71	37,5	47,5	57,0
DT-72	267,5	5,0	14,2
Total de pozos en la tabla:		24	

Fuente: Autor

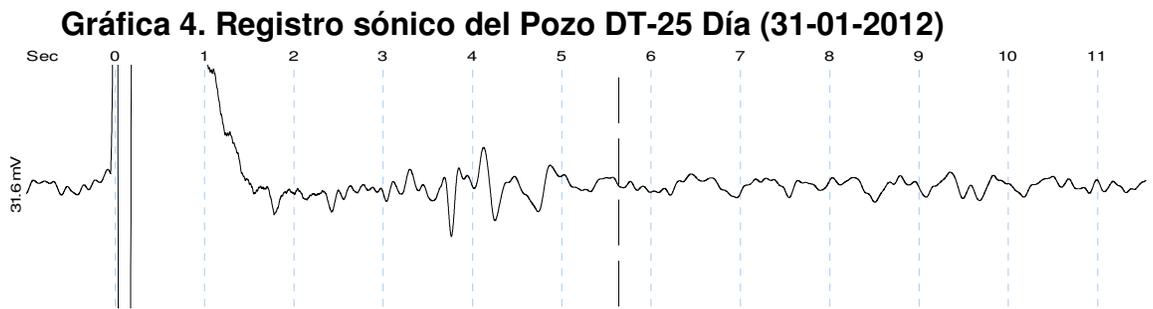
Con el consolidado de sumergencia, producción de crudo y BS&W de cada pozo se identifican los 6 que se les realizó seguimiento para monitorear el

comportamiento de su producción con el paso del tiempo y su historial de servicios para conocer la hoja de vida de cada uno de ellos.

A continuación se explicará paso a paso lo que se identificó en cada uno de los pozos seleccionados, en los que se realiza una posibilidad de mejora se le hace análisis del seguimiento del BS&W y muchos otros detalles.

Pozo DT-25.

Este pozo por su alta sumergencia fue seleccionado, sin embargo presenta alto corte de BS&W, al analizar los registros sínicos se observa bastante interferencia la cual vuelve el registro incierto, como se muestran los registros al inicio del año y el mas actualizado, continua mostrando interferencia:



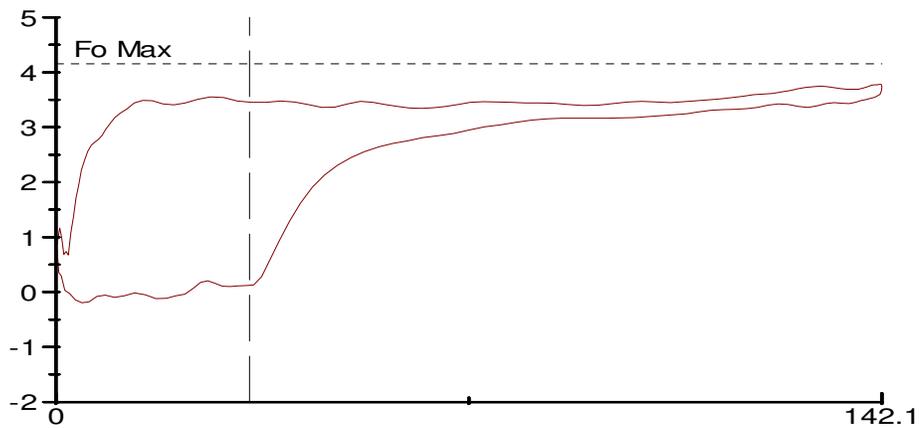
Fuente: total well management



Fuente: total well management

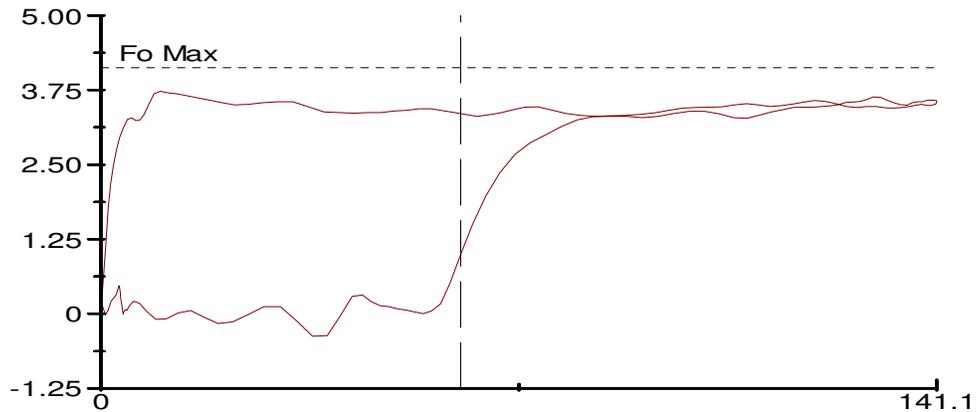
Al observarlos detenidamente se detecta alta distorsión por intervalos abiertos u otros factores; con el dinagrama se detecta que este pozo está trabajando con posible interferencia de gas.

Gráfica 6. Dinagrama DT-25 30-06-2011(Carga (K-lbs) Contra Pos. Pistón (in)).



Fuente: total well management

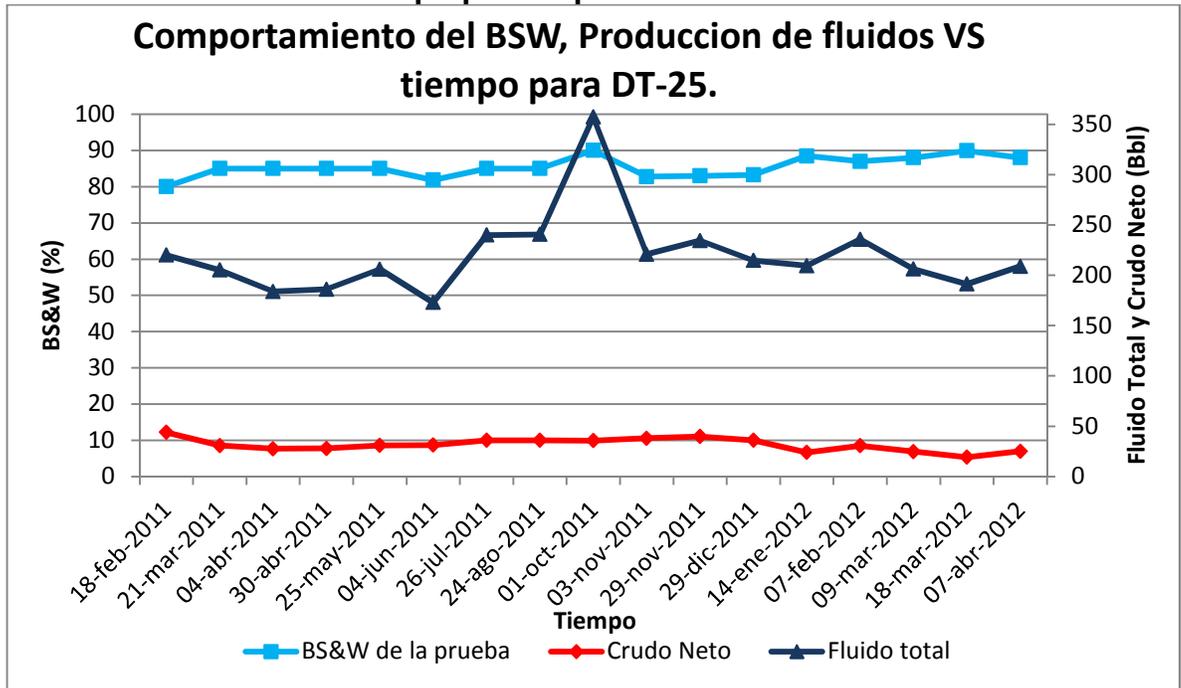
Gráfica 7. Dinagrama DT-25 18-03-2012(Carga (K-lbs) Contra Pos. Pistón (in)).



Fuente: total well management

En este periodo de seguimiento el BS&W y las pruebas de producción han tenido el siguiente comportamiento:

Gráfica 8. Comportamiento del BS&W, Producción de fluidos CONTRA tiempo para el pozo DT-25.



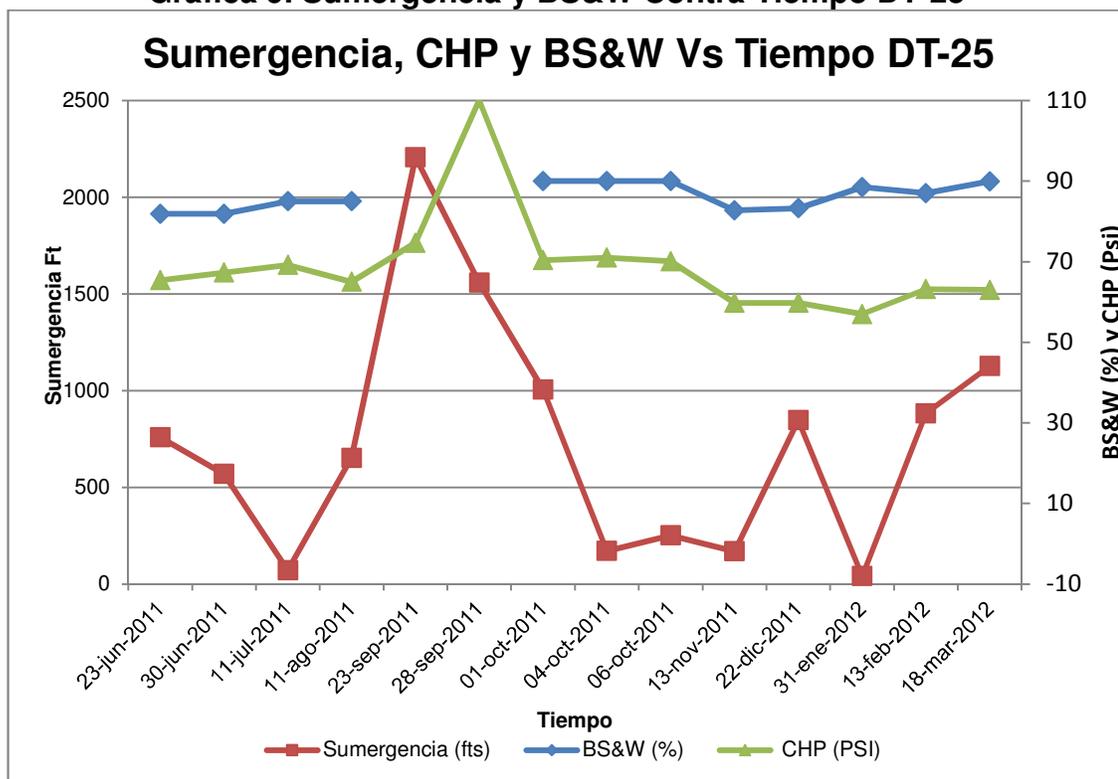
Fuente: Autor

La producción de crudo decrece a medida que el BS&W alcanza el 90%, el realizarle algún cambio para aumentar el caudal de fluido aceleraría el incremento del BS&W, además con la gráfica 07. Se observa un incremento de sumergencia y coincide con la caída de producción de crudo.

En la gráfica 07 se tomaron los datos de sumergencia partiendo de la fecha de selección y el tiempo que estuvo en observación hasta el momento que se decide descartarlo por tener un nivel confuso según los registros sónicos, y por presentar incremento del BS&W del 90% poniéndolo en el límite de lo aceptable.

En la parte inferior se adjunta un breve resumen del Historial de servicios y el estado actual del pozo con la unidad y bomba de subsuelo.

Gráfica 9. Sumergencia y BS&W Contra Tiempo DT-25



Fuente: Autor

Historial del pozo: DT-25

Fué perforado 11/01/1983 hasta los 4000 ft en el completamiento de 1983 se dejan los siguientes intervalos en producción:

3818'-3838', 3782'-3800' de la Formación Doima, Chicoral y 3261'-70', 3174'-96', 3042'-62' de la formación Honda, con el sistema de levantamiento Bombeo Mecánico "(25-150-RWB-18 a 2813)"

En 1991 el 13 de octubre se realiza un re-completamiento y se recañoneó el intervalo 3780'-3840' en la formación Barzalosa dejando la sarta de bombeo con bomba 25-175-RHBC-20 a 2920'.

Por presentar continuos problemas de varilla partida, se decide realizar un rediseño en el 2005 dejando la sarta de varillas con bomba nueva 25-150-RWAC-18-3 # EW-070 hasta 3826'.

Condiciones actuales:

Tabla 11. Datos actuales del pozo DT-25

Condiciones actuales DT-25							
Fecha	07-04-2012	THP:	70 PSI	BOND:	25	BS&W:	88 %
Bomba Subsuelo:	25-150-RWAC-18-3						
Unidad Superficie:	LUFKIN A- 640D- 365- 144						

Fuente: Autor

Tabla 12. . Datos de producción para el DT-25.

Fechas	Crudo Neto	BS&W de la prueba	Fluido total
18-feb-2011	44	80	220
21-mar-2011	30,8	85	205,2
04-abr-2011	27,6	85	183,9
30-abr-2011	27,9	85	186
25-may-2011	30,9	85	206
04-jun-2011	31,4	81,7	172,9
26-jul-2011	36	85	240
24-ago-2011	36,1	85	240,6
01-oct-2011	35,7	90	357,3
03-nov-2011	38,1	82,8	220,8
29-nov-2011	39,9	83	234,5
29-dic-2011	36	83,2	214,6
14-ene-2012	24,1	88,5	209,5
07-feb-2012	30,6	87	235,7
09-mar-2012	24,7	88	206,1
18-mar-2012	19,3	89,9	191,3
07-abr-2012	25,1	88	208,9

Fuente: Autor

Tabla 13. Datos de Sumergencia para el DT-25.

FECHA	BS&W (%)	Sumergencia (ft)	CHP (PSI)
23-jun-2011	81,9	759	65,4
30-jun-2011	81,9	569	67,3
11-jul-2011	85	71	69,2
11-ago-2011	85	652	65
23-sep-2011		2207	74,7
28-sep-2011		1559	110,1
01-oct-2011	90	1005	70,4
04-oct-2011	90	171	71
06-oct-2011	90	251	70,1
13-nov-2011	82,8	169	59,8
22-dic-2011	83,2	847	59,8
31-ene-2012	88,5	41	57
13-feb-2012	87	882	63,2
18-mar-2012	89,9	1127	63

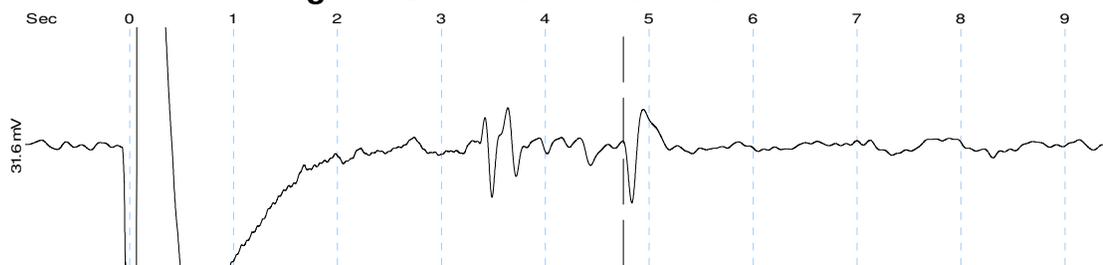
Fuente: Autor

Nota: se aconseja que los días en los que se decide probar el pozo se tomen los respectivos registros sínicos y dinagramas para obtener unas condiciones reales de operación.

El DT-51

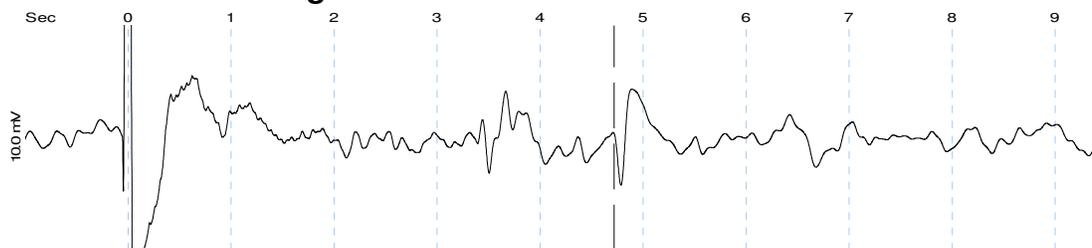
Este pozo presenta interferencia en los registros sínicos similares al DT-25 como lo observan a continuación:

Gráfica 10. Registro sínico del Pozo DT-51 11-01-2012



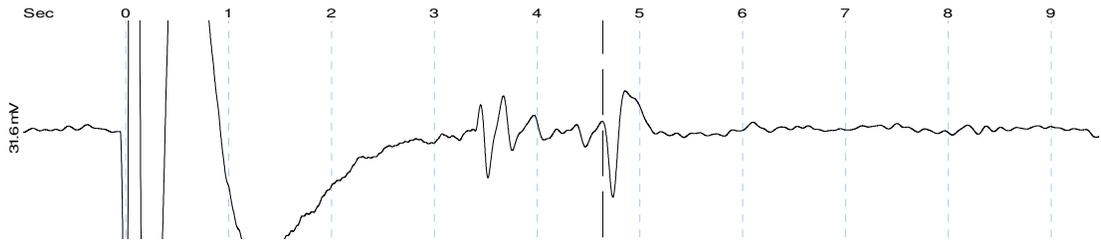
Fuente: total well management

Gráfica 11. Registro sínico del Pozo DT-51 03-12-2011



Fuente: total well management.

Gráfica 12. Registro sónico del Pozo DT-51 25-03-12

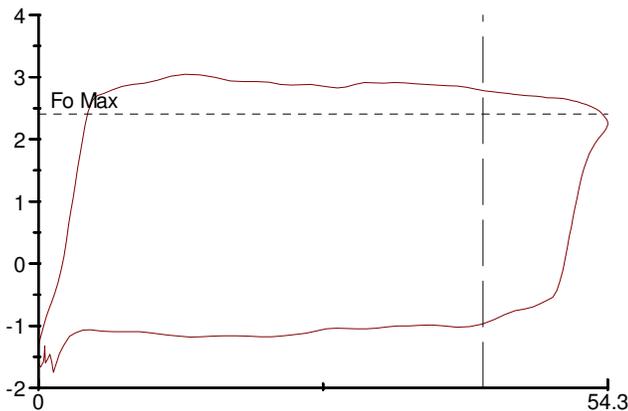


Fuente: total well management

Con el último disparo el registro fué un poco más confiable con una sumergencia de 192 Ft, con las últimas pruebas de BS&W se observa un leve incremento del 4%. Hasta que el registro de sonido no adquiera repetitividad en los resultados es mejor mantenerlo en observación.

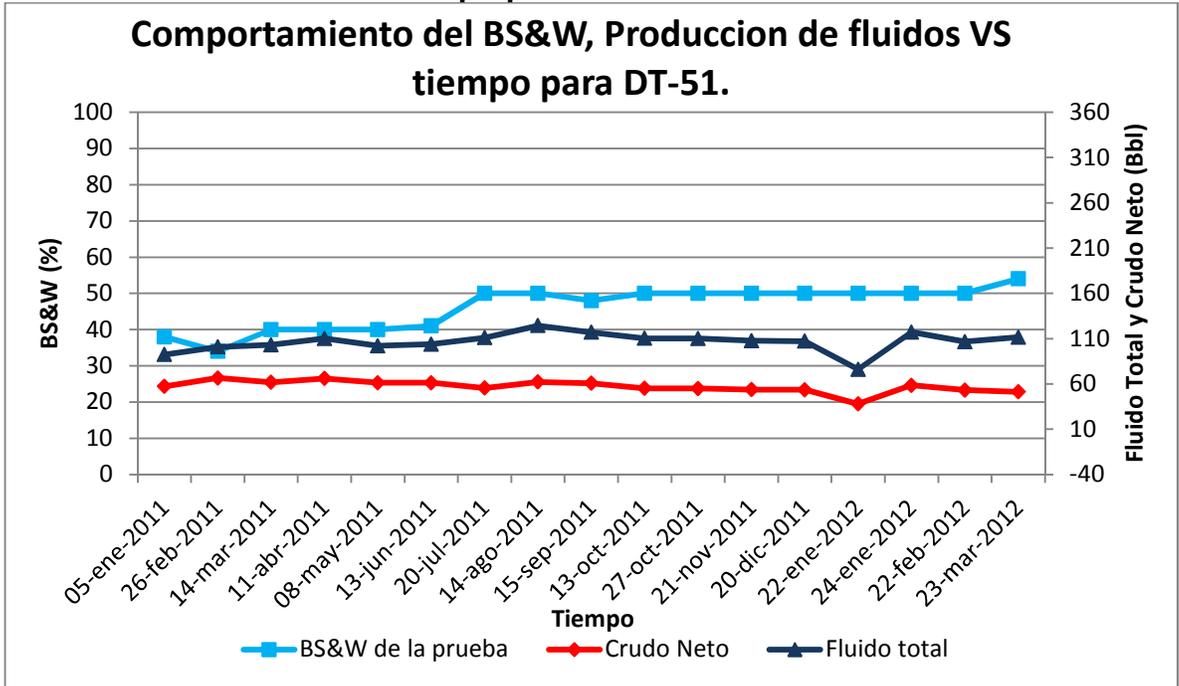
A continuación se adjuntan las gráficas de los Dinagramas para el DT-51, el cual no presenta anomalías y mantiene un buen llenado.

Gráfica 13. Dinagrama DT-51 25-03-2012 (Carga (K-lbs) Contra Pos. Pistón (in)).



Fuente: total well management

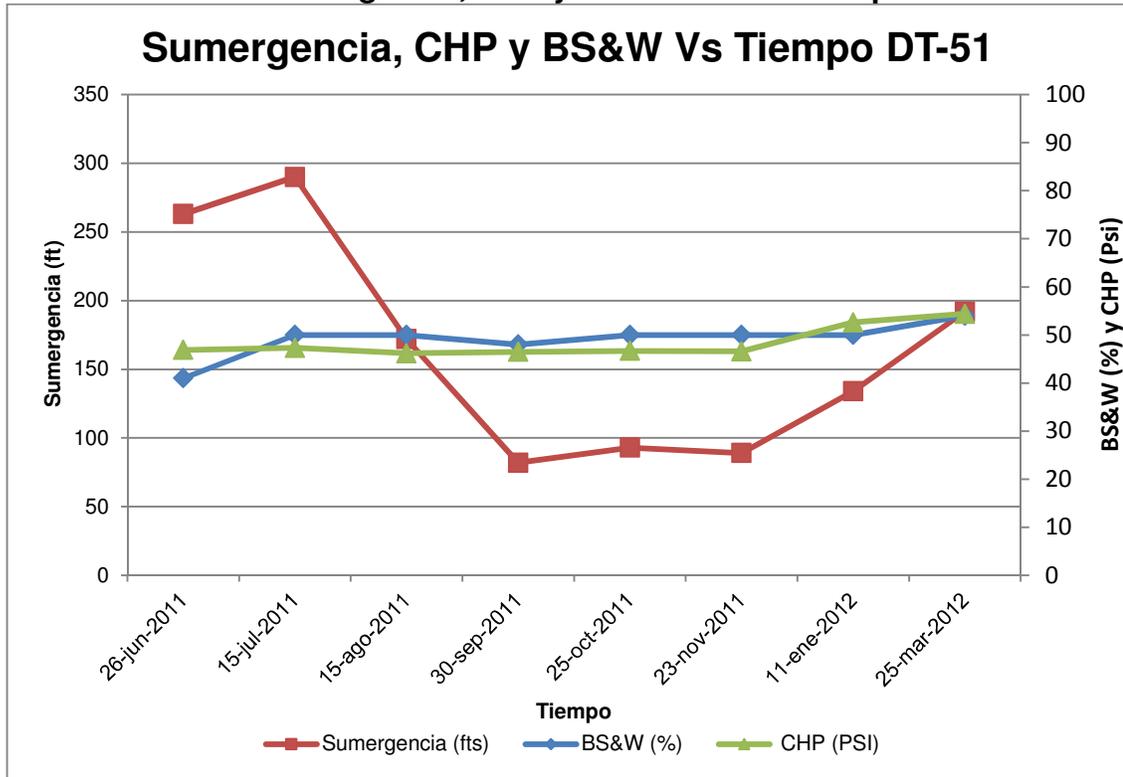
Gráfica 14. Comportamiento del BS&W, Producción de fluidos CONTRA tiempo para el DT-51



Fuente: Autor

En el mes de enero presentó un descenso en la producción ocasionado posiblemente por la disminución de la velocidad de la unidad BM por baja sumergencia que se podrá apreciar en la gráfica 10, además el incremento del BS&W coincide con el incremento de la sumergencia, situación preocupante porque se vivió con el Dina-02 que será explicado más adelante en el documento.

Gráfica 15. Sumergencia, CHP y BS&W Contra Tiempo DT-51.



Fuente: Autor

Tabla 14. Datos de Sumergencia para el DT-51.

FECHA	BS&W (%)	Sumergencia (ft)	CHP (PSI)
26-jun-2011	41	263	46,9
15-jul-2011	50	290	47,3
15-ago-2011	50	172	46,2
30-sep-2011	48	82	46,5
25-oct-2011	50	93	46,7
23-nov-2011	50	89	46,6
11-ene-2012	50	134	52,6
25-mar-2012	54	192	54,4

Fuente: Autor

Tabla 15. Datos de producción para el DT-51.

Fechas	Crudo Neto	BS&W de la prueba	Fluido total
05-ene-2011	57,3	38	92,4
26-feb-2011	66,6	34	100,9
14-mar-2011	61,9	40	103,1
11-abr-2011	66,1	40	110,2
08-may-2011	61,3	40	102,1
13-jun-2011	61,3	41	103,9
20-jul-2011	55,5	50	111
14-ago-2011	62,2	50	124,4
15-sep-2011	60,9	48	117,1
13-oct-2011	55,2	50	110,4
27-oct-2011	55,1	50	110,1
21-nov-2011	53,9	50	107,7
20-dic-2011	53,6	50	107,2
22-ene-2012	38	50	76
24-ene-2012	58,6	50	117,2
22-feb-2012	53,3	50	106,6
23-mar-2012	51,3	54	111,6

Fuente: Autor

Reseña Histórica del pozo: DT-51

Fué perforado 16/01/1986 hasta los 3700 ft y fue completado en el mismo año dejando en producción las formaciones Honda, Doima y Chicoral.

Presenta continuos trabajos, re-completamientos, probando nuevas capas de la formación Honda.

En el año 2000 se profundizó la bomba para obtener mayor producción @ 3176' pero en menos de un año la bomba se sacó por arenamiento, la bomba se encontró completamente pegada, se decide dejar la bomba @ 3122'.

Actualmente el pozo cuenta con la bomba 25-150-RWAC-16-3 del 2010

Condiciones actuales:

Tabla 16. Datos actuales del pozo DT-51

Condiciones actuales DT-51							
Fecha	23-03-2012	THP:	70 PSI	BOND:	51	BS&W:	54 %
Bomba Subsuelo:	25-150-RWAC-16-3						
Unidad Superficie:	C-160-173-86						

Fuente: Autor

Pozo DT-64.

El DT-64 se apagó con 92% de BS&W en el 2010 y fué reactivado a finales del 2011 en donde la prueba arrojó 100% de BS&W, sin embargo continuó trabajando con un aporte de 7 Bbls de crudo con 97% de BS&W y una sumergencia 1368 ft, presenta registros claros y un dinagrama sin mayores problemas.

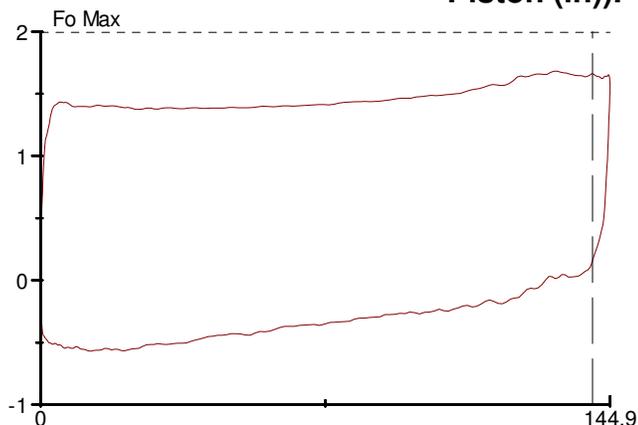


Fuente: total well management



Fuente: total well management

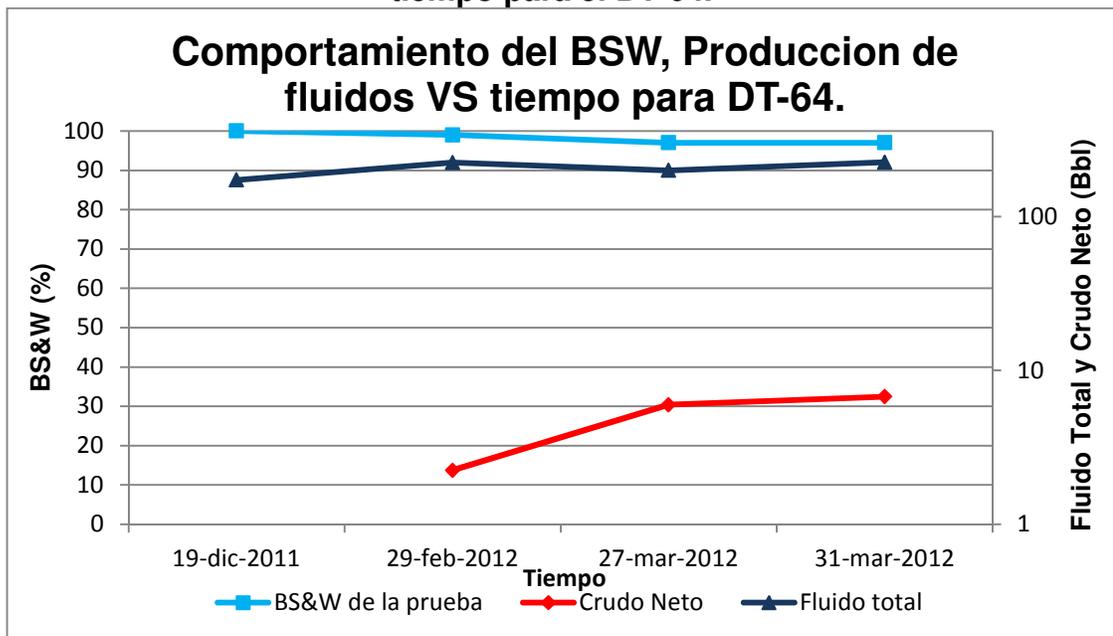
Gráfica 18. Dinagrama DT-64 01-03-2012 (Carga (K-lbs) Contra Pos. Pistón (in)).



Fuente: total well management

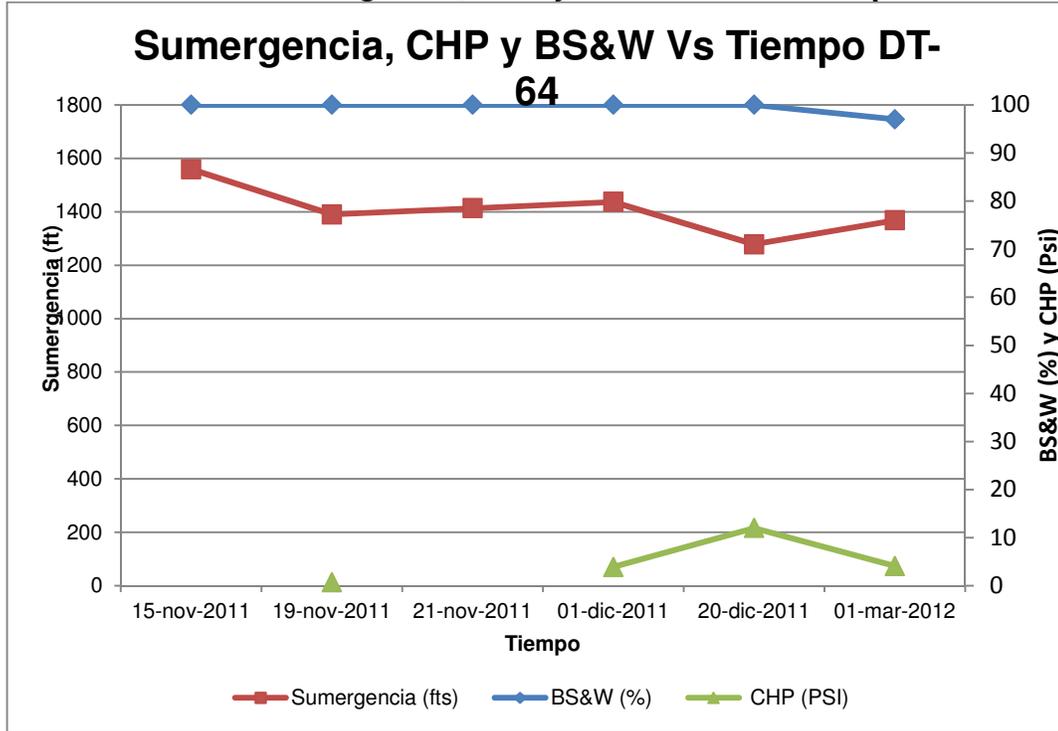
Según las gráficas del comportamiento del fluido total BS&W y sumergencia, se ve claramente afectado por el contacto Agua-Aceite.

Gráfica 19. Comportamiento del BS&W, Producción de fluidos CONTRA tiempo para el DT-64.



Fuente: Autor

Gráfica 20. Sumergencia, CHP y BS&W Contra Tiempo DT-64.



Fuente: Autor

Una de las posibles salidas para reutilizar este pozo sería convertirlo en inyector y darle solución a la disposición del agua en la estación Terciarios el cual es el mayor problema.

A continuación se presentan las tablas correspondientes a las gráficas.

Tabla 17. Datos de producción para el DT-64.

Fechas	Crudo Neto	BS&W de la prueba	Fluido total
19-dic-2011	0	100	173
29-feb-2012	2,2433	99	224,3
27-mar-2012	5,9823	97	199,4
31-mar-2012	6,7557	97	225,2

Fuente: Autor

Tabla 18. Datos de Sumergencia para el DT-64.

FECHA	BS&W (%)	Sumergencia (ft)	CHP (PSI)
15-nov-2011	100	1559	
19-nov-2011	100	1390	0,7
21-nov-2011	100	1413	
01-dic-2011	100	1437	3,9
20-dic-2011	100	1278	12
01-mar-2012	97	1368	4,1

Fuente: Autor

Reseña del pozo: DT-64

Fué perforado 28/07/1984 hasta los 4278 ft y fué completado en el mismo año dejando en producción las formaciones Honda, Doima y Chicoral.

Presenta continuos trabajos, Cambio de bomba y limpiezas de parafinas.

El último servicio se realizó en 1998 dejando en fondo la Bomba 25-150-RWBC-20 # E-340 sentada a 3291’.

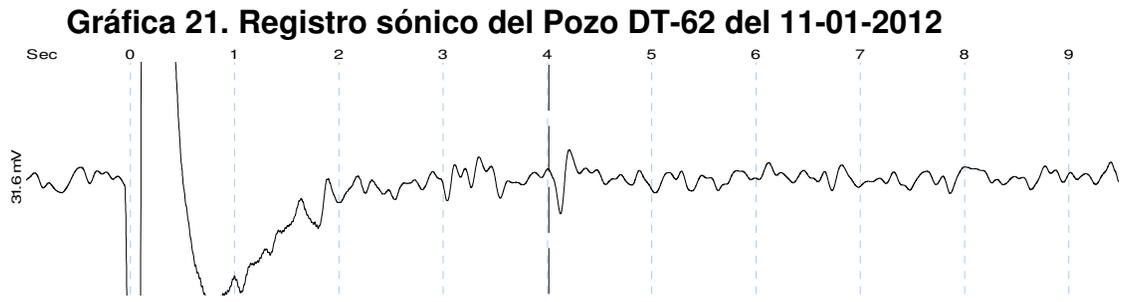
Tabla 19. Datos actuales del pozo DT-64

Condiciones actuales DT-64							
Fecha	07-04-2012	THP:	67 PSI	BOND:	7	BS&W:	97 %
Bomba Subsuelo:	25-150-RWBC-20						
Unidad Superficie:	A-912-427-192 LUFKIN						

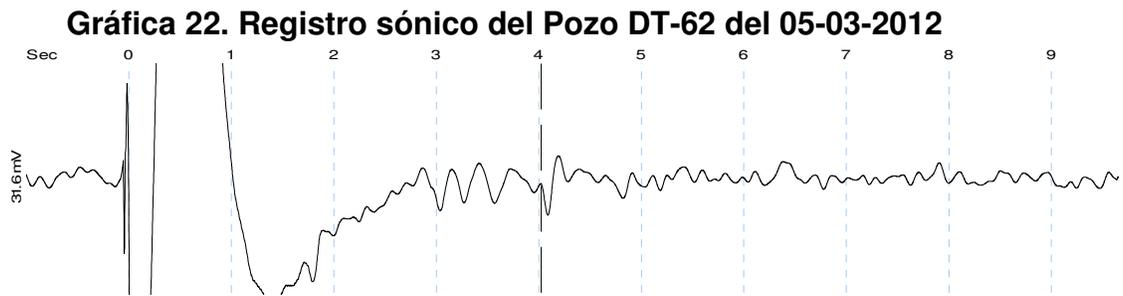
Fuente: Autor

Pozo DT-62.

Este pozo presenta una sumergencia estable de 360 Ft durante 5 meses desde noviembre del 2011, cuenta con un corte del BS&W de 80% con 66 Bbls de crudo, el registro de sonido es claro sin mayores interferencias, los registros pueden observarlos a continuación;

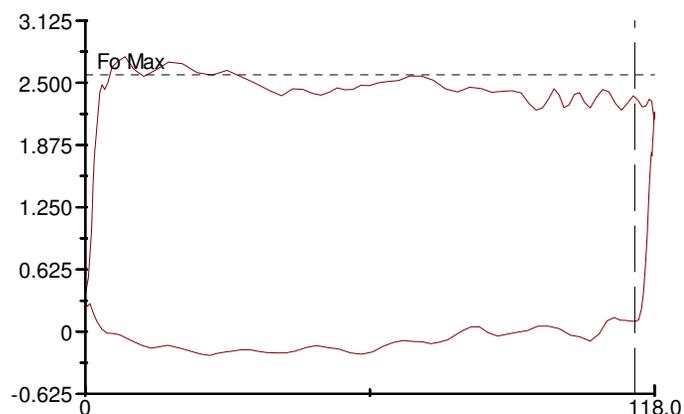


Fuente: total well management



Fuente: total well management

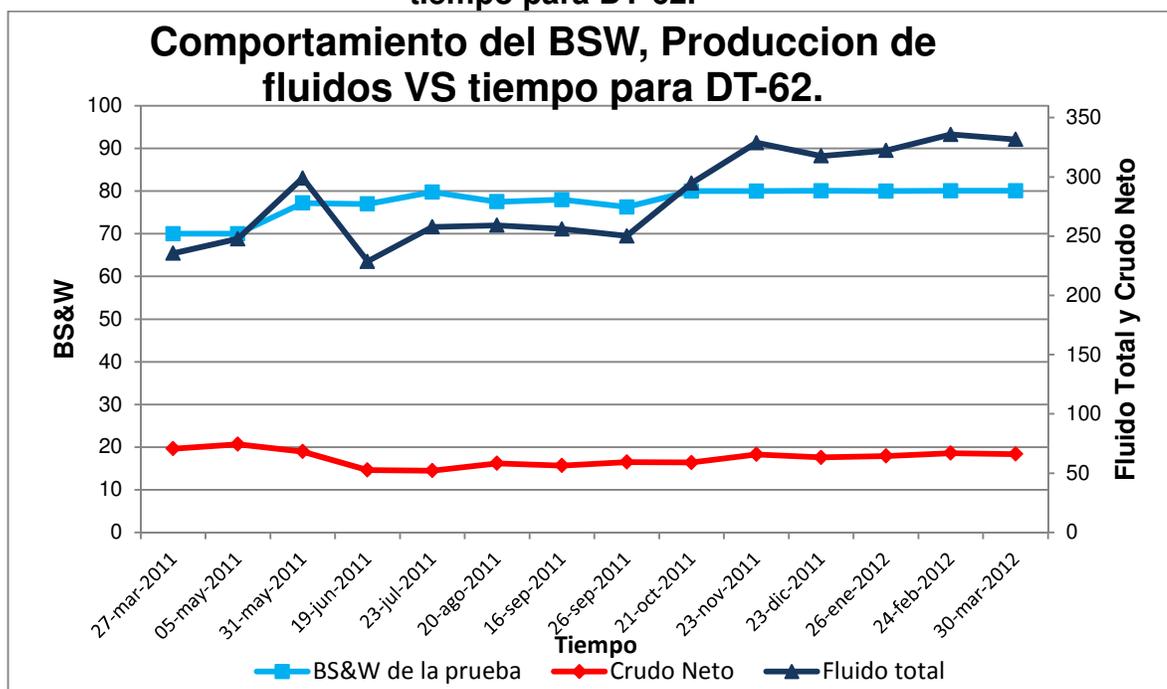
Gráfica 23. Dinagrama DT-62 05-03-2012 (Carga (K-lbs) Contra Pos. Pistón (in)).



Fuente: total well management

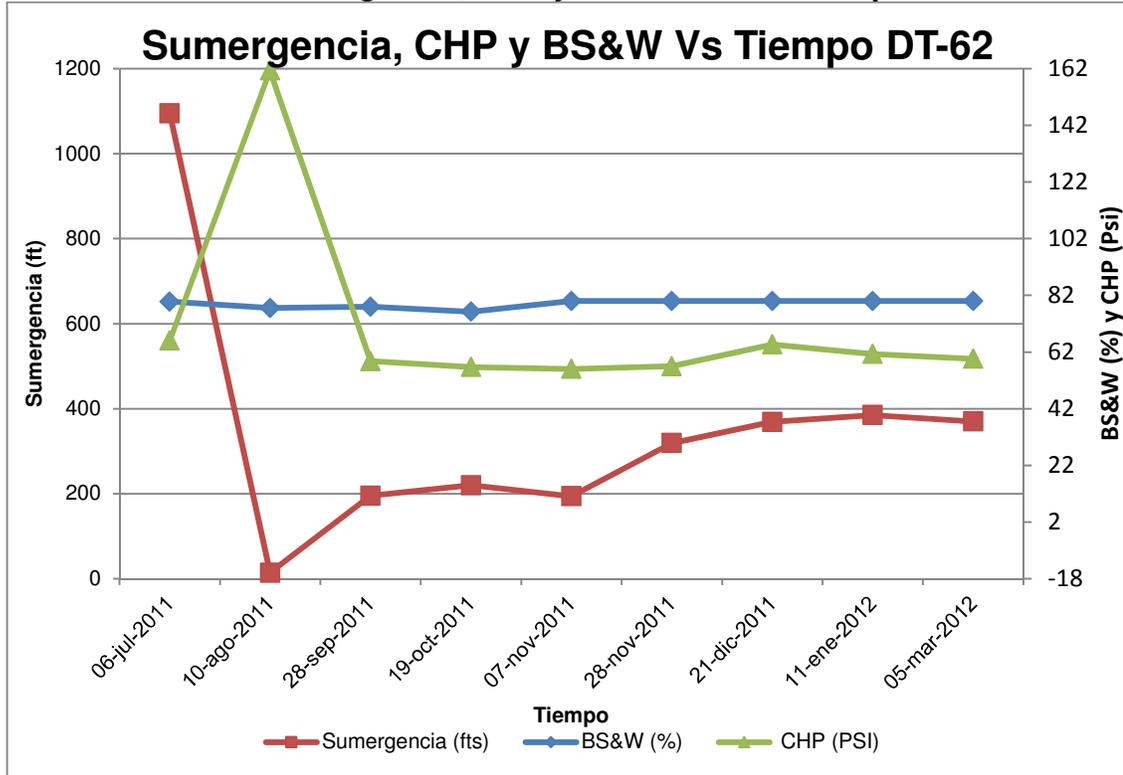
A pesar de contar con una sumergencia constante y tener un BS&W estable desde el mes de octubre, este pozo presenta la misma cantidad de crudo neto pero con 50 Bbls de agua adicional, y un incremento notable en la sumergencia a partir del mes de octubre como se puede observar a continuación.

Gráfica 24. Comportamiento del BS&W, Producción de fluidos CONTRA tiempo para DT-62.



Fuente: Autor

Gráfica 25. Sumergencia, CHP y BS&W Contra Tiempo DT-62.



Fuente: Autor

Para el mes de agosto el DT-62 presento 0 de sumergencia por la alta presión que tenía en el casing (CHP).

Este pozo ha mantenido sus condiciones de superficie, en el periodo de estudio su incremento de BS&W y sumergencia fueron bastante estables.

La baja sumergencia presentada el día 10 de agosto del 2011 se debe a la alta presión en casing que se presentó ese día, esta información la pueden observar en la gráfica 16. En el momento este pozo cuenta con una bomba 1,5', ya que posee 250-300' de sumergencia, podría proponer alguna mejora.

Las tablas con las cuales fueron realizadas las gráficas son:

Tabla 20. Datos de Sumergencia del DT-62.

FECHA	BS&W (%)	Sumergencia (ft)	CHP (PSI)
06-jul-2011	79,8	1095	66
10-ago-2011	77,5	14	161,4
28-sep-2011	78	195	58,8
19-oct-2011	76,3	220	56,7
07-nov-2011	80	194	56
28-nov-2011	80	319	57
21-dic-2011	80	369	64,7
11-ene-2012	80	385	61,3
05-mar-2012	80	370	59,6

Fuente: Autor

Tabla 21. Datos de producción para el DT-62.

Fechas	Crudo Neto	BS&W de la prueba	Fluido total
27-mar-2011	70,7	70	235,5
05-may-2011	74,3	70	247,8
31-may-2011	68,2	77,2	299
19-jun-2011	52,6	77	228,7
23-jul-2011	52,2	79,8	257,8
20-ago-2011	58,2	77,5	259,1
16-sep-2011	56,3	78	256,1
26-sep-2011	59,4	76,3	250,1
21-oct-2011	58,9	80	294,7
23-nov-2011	65,8	80	328,84
23-dic-2011	63,3	80,1	317,7
26-ene-2012	64,5	80	322,3
24-feb-2012	66,9	80,1	335,8
30-mar-2012	66,1	80,1	331,7

Fuente: Autor

Este pozo se encuentra produciendo de las formaciones Honda, Doima y Chicoral. El último servicio fue realizado en Noviembre del 2006 para un cambio de bomba Instalando la 25-150-RWBC-20-3 y actualmente cuenta con barra lisa corroída.

Condiciones actuales:

Tabla 22. Datos actuales del pozo DT-62.

Condiciones actuales DT-62							
Fecha	23-03-2012	THP:	110 PSI	BOND:	51	BS&W:	54 %
Bomba Subsuelo:	25-150-RWBC-20-3						
Unidad Superficie:	C-320-256-120, sin pesas.						

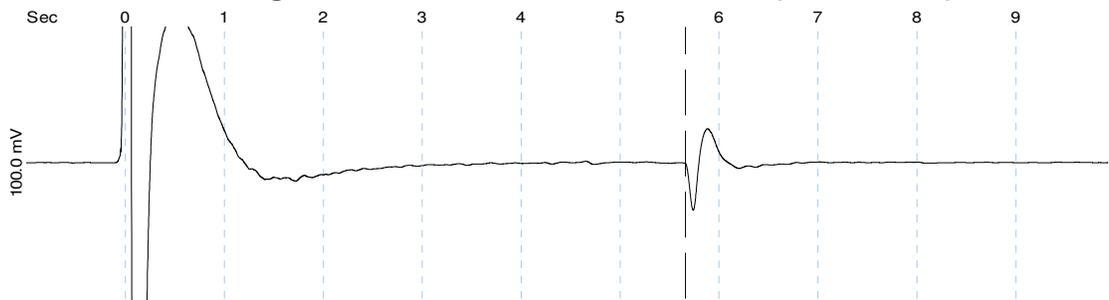
Fuente: Autor

Pozo DT-36.

Este pozo posee un BS&W de 35% y cuenta con baja sumergencia 20 a 30 ft, el último servicio se realizó en 1998, en este momento la unidad está trabajando con golpe de fluido y adicional a esto la válvula del anular se encuentra con fuga volviendo imposible la toma del nivel.

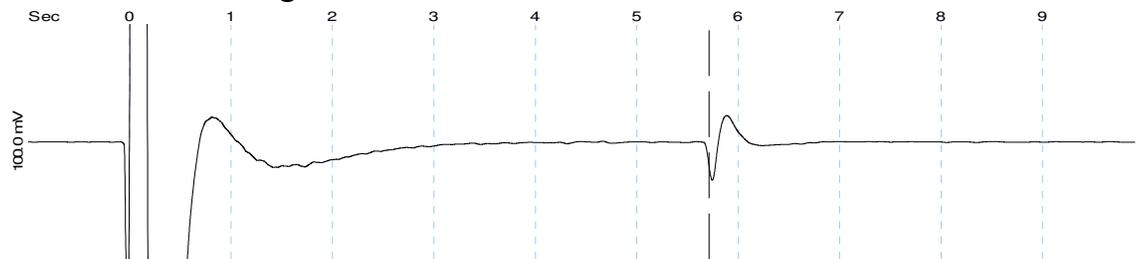
Desde el año 1998, no se realiza ningún mantenimiento para la revisión del estado del equipo. Aunque presentó una sumergencia de 22 ft el día 22 de diciembre del 2011, Se podría aprovechar el servicio para profundizar la bomba ya que en el momento se encuentra a 3290" y el collar flotador se encuentra a 4226 ft. Se podrían ganar al menos 500 ft:

Gráfica 26. Registro sónico del Pozo DT-36 Día (26-06-2011)



Fuente: total well management

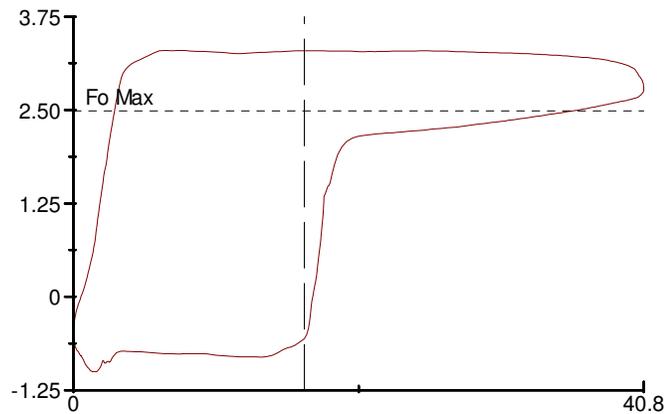
Gráfica 27. Registro sónico del Pozo DT-36 Día 22-12-2011



Fuente: total well management

Los registros son claros sin mayores interferencias, sin embargo al observar el dinagrama de este pozo al parecer presenta golpe de fluido, este pozo tiene 14 años sin realizarle ningún servicio, cuenta con un bajo BS&W (35%), sin embargo está presentando golpe de fluido como se puede observar en los graficos 28 y 29:

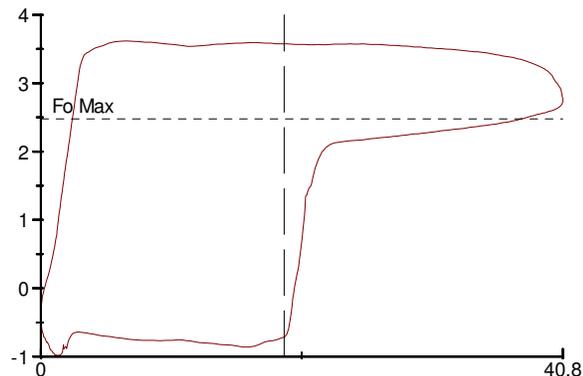
Gráfica 28. Dinagrama DT-36 22-12-2011 (Carga (K-lbs) Contra Pos. Pistón (in)).



Fuente: total well management

El último dinagrama es:

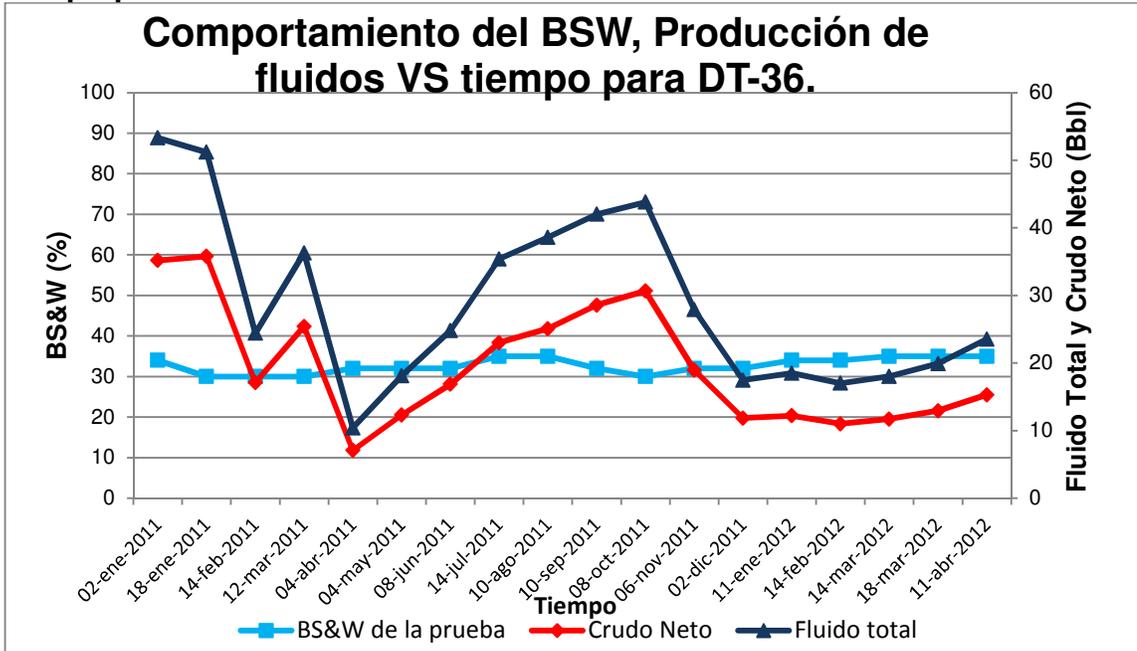
Gráfica 29. Dinagrama DT-36 26-03-2012 (Carga (K-lbs) Contra Pos. Pistón (in)).



Fuente: total well management

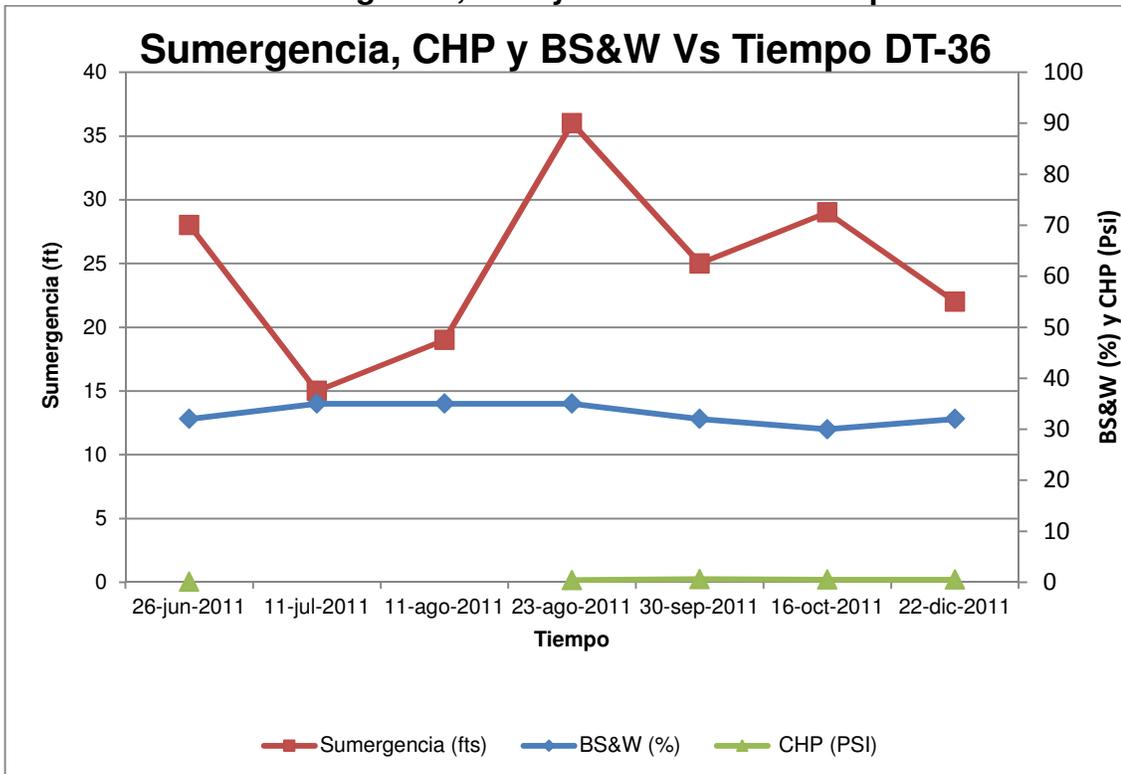
En los últimos 5 meses se ha mantenido la producción de crudo alrededor de 14 Bbls de crudo, sin embargo para el mes de agosto presentó un incremento en el fluido total junto con la sumergencia, este comportamiento descendió en el mes de noviembre como se logra observar en las gráficas 30 y 31:

Gráfica 30. Comportamiento del BS&W, Producción de fluidos CONTRA tiempo para DT-36.



Fuente: Autor

Gráfica 31. Sumergencia, CHP y BS&W Contra Tiempo DT-36.



Fuente: Autor

Estas gráficas fueron realizadas con los siguientes datos:

Tabla 23. Datos de sumergencia del DT-36.

FECHA	BS&W (%)	Sumergencia (ft)	CHP (PSI)
26-jun-2011	32	28	0,1
11-jul-2011	35	15	-
11-ago-2011	35	19	-
23-ago-2011	35	36	0,4
30-sep-2011	32	25	0,6
16-oct-2011	30	29	0,5
22-dic-2011	32	22	0,5

Fuente: Autor

Tabla 24. Datos de producción para el DT-36.

Fechas	Crudo Neto	BS&W de la prueba	Fluido total
02-ene-2011	35,2	34	53,3
18-ene-2011	35,8	30	51,2
14-feb-2011	17,1	30	24,4
12-mar-2011	25,4	30	36,3
04-abr-2011	7,07	32	10,4
04-may-2011	12,3	32	18,1
08-jun-2011	16,9	32	24,8
14-jul-2011	23	35	35,4
10-ago-2011	25,1	35	38,6
10-sep-2011	28,6	32	42
08-oct-2011	30,7	30	43,8
06-nov-2011	19	32	27,9
02-dic-2011	12	32	17,5
11-ene-2012	12,2	34	18,5
14-feb-2012	11	34	17
14-mar-2012	11,7	35	18
18-mar-2012	12,9	35	19,9
11-abr-2012	15,3	35	23,5

Fuente: Autor

Este pozo tiene el espacio para profundizar la bomba con el fin de mejorar el llenado y así disminuir el golpe de fluido, se vuelve candidato para realizar el servicio teniendo en cuenta que lleva 14 años sin ser tocado.

Tabla 25. Datos actuales del pozo DT-36.

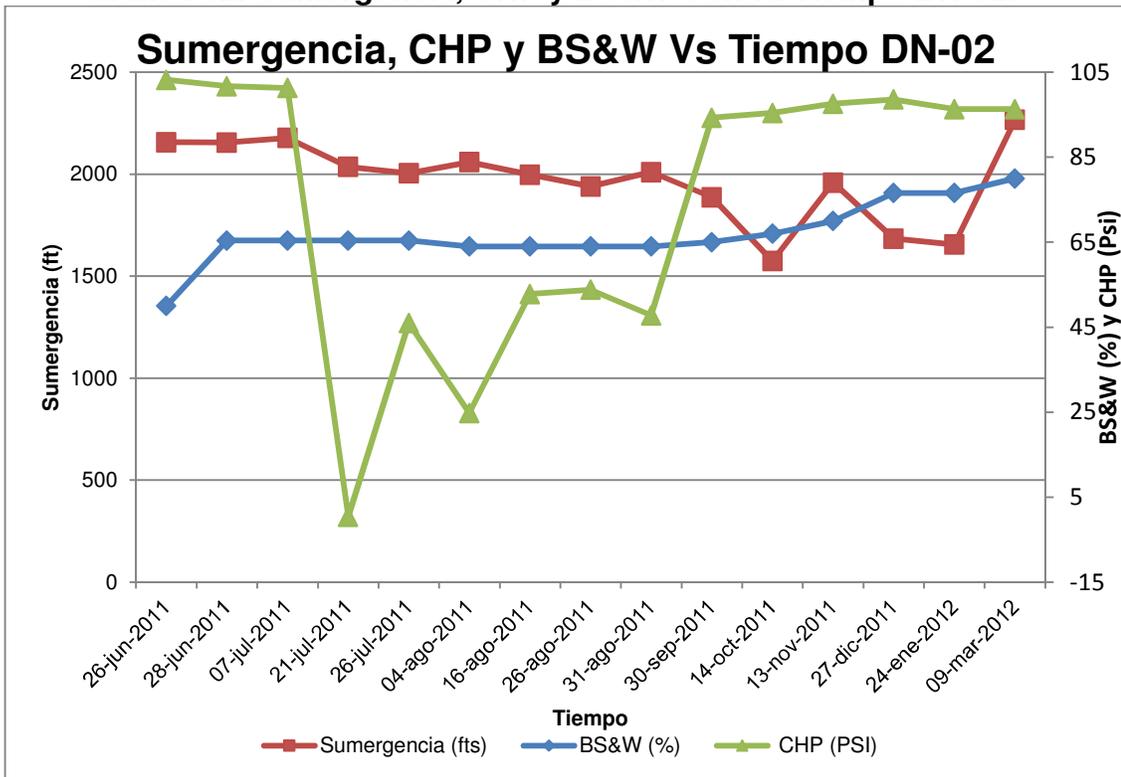
Condiciones actuales DT-36							
Fecha	11-04-2012	THP:	40 PSI	BOND:	15	BS&W:	35 %
Bomba Subsuelo:	25-150-RWBC-18-3						
Unidad Superficie:	C-160D-173-74a						

Fuente: Autor

DN-02

Al inicio del proyecto este pozo clasificó entre los deseados por tener alta sumergencia y un BS&W relativamente bueno del 50%, sin embargo a medida que se fué desarrollando el proyecto, se observó un incremento importante en la sumergencia y el BS&W como se logra ver en las gráficas 32 y 35:

Gráfica 32. Sumergencia, CHP y BS&W Contra Tiempo DN-02.

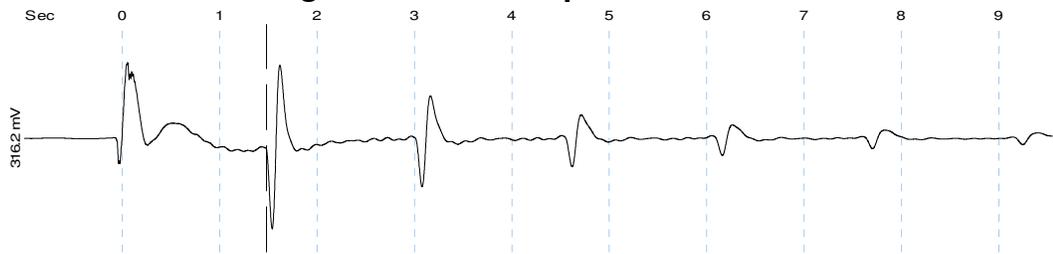


Fuente: Autor

Como se logra observar la sumergencia va directamente relacionada con el incremento del BS&W, con esto la producción de crudo pasó de ser 90 Bbls a solo 27 Bbls descartándolo como una opción ya que está demostrado que este incremento de sumergencia se debe al frente de agua de inyección (figura 26).

Los registros sínicos no presentan mayores interferencias:

Gráfica 33. Registro sínico del pozo DN-002 24-01-2012



Fuente: total well management

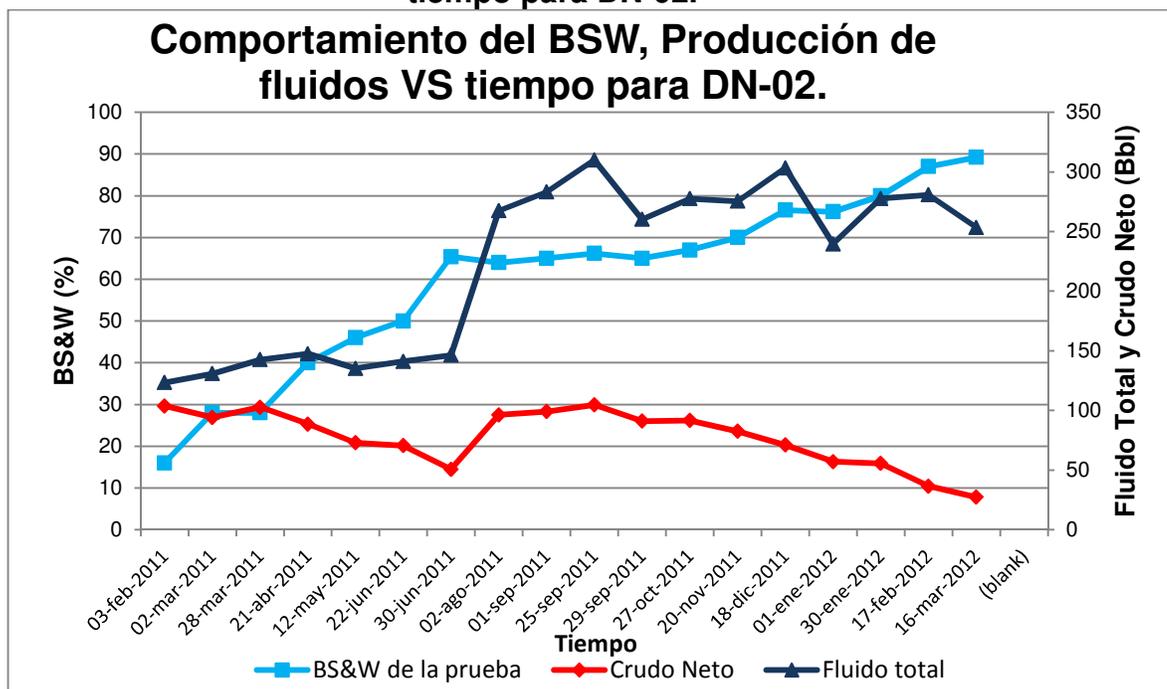
Gráfica 34. Registro sínico del pozo DN-002 09-03-2012.



Fuente: total well management

El comportamiento de la producción se observa en la grafica 35:

Gráfica 35. Comportamiento del BS&W, Producción de fluidos CONTRA tiempo para DN-02.



Fuente: Autor

Cuyas tablas de datos son las siguientes:

Tabla 26. Datos de Sumergencia para el DN-02.

FECHA	BS&W (%)	Sumergencia (ft)	CHP (PSI)
26-jun-2011	50	2157	103,2
28-jun-2011	65,4	2155	101,7
07-jul-2011	65,4	2178	101,3
21-jul-2011	65,4	2036	0,4
26-jul-2011	65,4	2005	46
04-ago-2011	64	2059	24,8
16-ago-2011	64	1998	52,8
26-ago-2011	64	1940	53,8
31-ago-2011	64	2010	47,8
30-sep-2011	65	1887	94,3
14-oct-2011	67	1574	95,4
13-nov-2011	70	1959	97,6
27-dic-2011	76,57	1684	98,6
24-ene-2012	76,57	1655	96,3
09-mar-2012	80	2267	96,3

Fuente: Autor

Tabla 27. Datos de producción para el DN-02.

Fechas	Crudo Neto	BS&W de la prueba	Fluido total
03-feb-2011	103,7	16	123,4
02-mar-2011	94,2	28	130,8
28-mar-2011	102,7	28	142,6
21-abr-2011	88,5	40	147,5
12-may-2011	73	46	135,2
22-jun-2011	70,6	50	141,1
30-jun-2011	50,6	65,4	146,3
02-ago-2011	96,3	64	267,4
01-sep-2011	99,1	65	283,1
25-sep-2011	104,7	66,2	309,9
29-sep-2011	91,1	65	260,2
27-oct-2011	91,6	67	277,6
20-nov-2011	82,6	70	275,4
18-dic-2011	71,1	76,6	303,3
01-ene-2012	57,1	76,2	239,6
30-ene-2012	55,6	80	277,7
17-feb-2012	36,5	87	280,7
16-mar-2012	27,4	89,2	253,4

Fuente: Autor

Tabla 28. Datos actuales del pozo DN-02.

Condiciones actuales DN-002							
Fecha	16-03-2012	THP:	95 PSI	BOND:	27	BS&W:	89 %
Bomba Subsuelo:	25-200-RWBC-20-3						
Unidad Superficie:	160D-173-86						

Fuente: Autor

4. ANALISIS DE LOS RESULTADOS.

4.1 INTERPRETACION TEORICA DE LOS RESULTADOS

4.1.1 POSIBLES CAUSAS Y PROBLEMAS

Teniendo en cuenta la información recogida en el trabajo de campo, se pueden tener presentes las siguientes observaciones.

Los pozos con mayor sumergencia son capaces de aportar mayor caudal ya que esto es un indicador de que la bomba cuenta con fluido por encima de ella para extraerlo, la mayor dificultad se origina cuando la unidad de superficie se encuentra en su máxima capacidad de trabajo,

Al momento de cambiar la unidad por otra de mayor tamaño, hay que evaluar si se presenta una posible “CONIFICACIÓN” o si se incrementa el caudal de agua considerando mantener o aumentar la extracción de crudo neto.

El incremento del BS&W y la sumergencia en algunos pozos pueden ser originados por los tres pozos inyectoros que posee el campo Dina-Terciarios, este tipo de problemas se observó en el DN-02 y posiblemente en el DT-25. En el “análisis de las posibles causas” podrán encontrar con mayor detalle el efecto de los pozos inyectoros en el DN-02.

En el pozo DT-36 se observó en el diagrama de fuerzas (dinagrama) que presenta unas anomalías en la carrera descendente del pistón en la bomba, este tipo de problemas ocasionan “ondas de esfuerzos compresivos destructivos causados por el golpe de fluido”. * 3

Como se observa en la Grafica 2. La mayoría de los pozos con SLA-BM en el campo Dina Terciarios presentan baja sumergencia o bajo nivel de fluido por encima del intake de la bomba.

Al no poseer sumergencia la bomba del subsuelo entraría a generar fricción por el roce entre el pistón y el barril a causa de lubricación (fluido), ya que en la mayoría de los casos la bomba es de metal, ocasionando mantenimientos correctivos en el barril o pistón de la bomba.

*3. THETA ENTERPRISES. Entrenamiento levantamiento artificial. Manual de Bombeo mecánico. Pág. 77.

Al parecer el DT-25 presenta interferencia de gas, este problema se observa en el dinagrama, en la carrera descendente de la válvula viajera presenta una curva suave, esto obedece a una contrapresión en la válvula viajera ocasionando una apertura de la misma muy lentamente.

El registro sónico del pozo DT-25 no es claro, el hecho de tener este tipo de interferencias vuelven el registro un poco incierto, ya que camuflan el nivel verdadero de sumergencia.

El Pozo DT-62 posee en promedio 250 a 300 ft de sumergencia, sin embargo la unidad de superficie se encuentra trabajando a máximo recorrido y máximo SPM, estas condiciones desgastan la unidad de superficie y las varillas de fondo, la eficiencia de la bomba se encuentra en el 96% como lo muestra el dinagrama en la gráfica 23.

El pozo DT-36 se encuentra trabajando con golpe de fluido sin embargo la unidad de superficie se encuentra trabajando en su mínimo recorrido con apenas 4,5 SPM, esta condición es perjudicial para la unidad, ya que se debe trabajar en promedio de 7 a 8 SPM, según el dinagrama la bomba posee 46% de eficiencia.

Las acciones a tomar se plantean en “análisis de las posibles causas” en la siguiente pagina.

4.1.2 ANALISIS DE LAS POSIBLES CAUSAS.

Si el pozo tiene alta sumergencia indica que la bomba ha perdido eficiencia o sencillamente el yacimiento está aportando mayor fluido, tener esta ventaja en los pozos indica la posibilidad de aumentar la velocidad de las unidades de superficie o realizar nuevos diseños para lograr la extracción ideal obtenida.

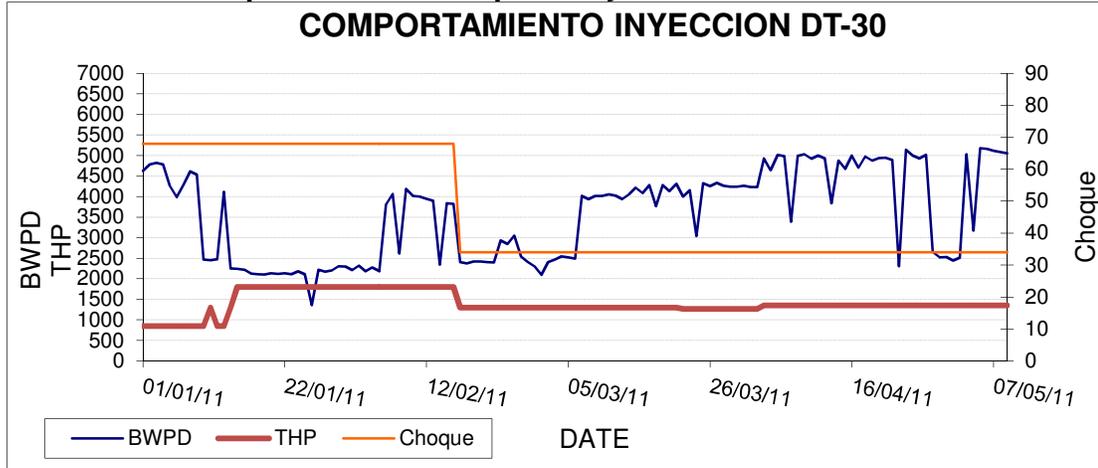
En los casos en los que no se cuenta con sumergencia “(nivel de fluido)”, es considerable dejar la bomba funcionando en sus condiciones actuales porque si se le incrementa la velocidad o si se realiza algún tipo de mejora esto podría dejar el pozo sin la sumergencia necesaria para lubricar el pistón que se encuentra dentro del barril, que en la mayoría de las veces son metal-metal.

Por este principio y con el fin de obtener incremento en la producción se inició la selección de los pozos en el campo DINA-TERCIARIOS, obteniendo al final 6 seleccionados para realizarles seguimiento en el transcurrir del tiempo, ahora al finalizar el proyecto se confirma lo siguiente.

El pozo DN-02 presenta alta sumergencia y alto BS&W debido al avance del frente de agua proveniente del pozo inyector DT-30 como se observa en la figura 26, este pozo se encarga del agua de producción del campo, actualmente DN-02 cuenta con un buen estado de la bomba (ef.: 99%), sin embargo no es el mismo caso del DT-25 como se planteó en un comienzo.

Al observar el comportamiento del BS&W para DN-02 en la grafica 35, tiende a incrementarse a finales del mes de febrero y inicios de marzo del 2011, al compararlo con el patrón de inyección para el pozo DT-30 representado en la grafica 36, se incremento el caudal de inyección para esas fechas.

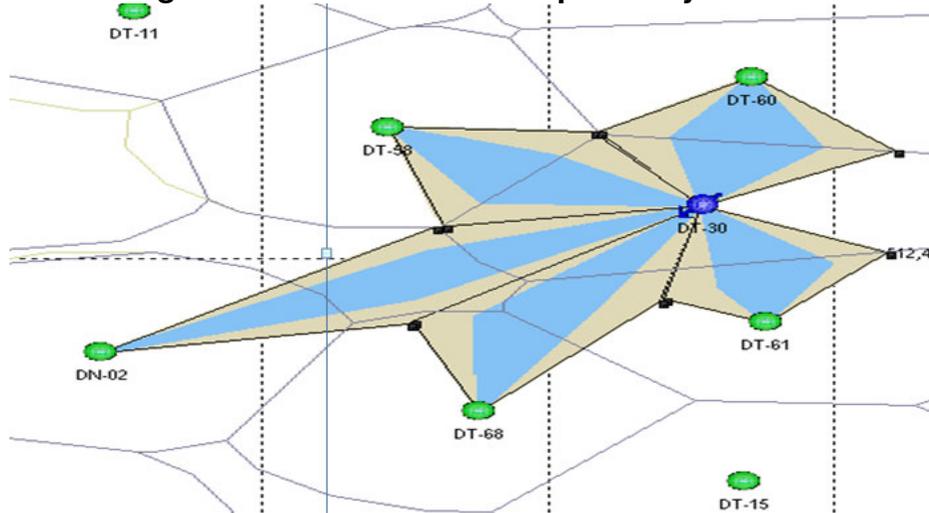
Grafica 36. Comportamiento del pozo inyector DT-30.



Fuente: Autor

Al Investigar sobre el frente de avance para el agua de los pozos inyectores se encontraron los pozos que serian afectados con la inyección de agua, encontrando al DN-02 como uno de ellos, a pesar de ser uno de los más lejanos, como lo podrán observar en la figura 26:

Figura 26. Pozos afectados por la inyección del DT-30.



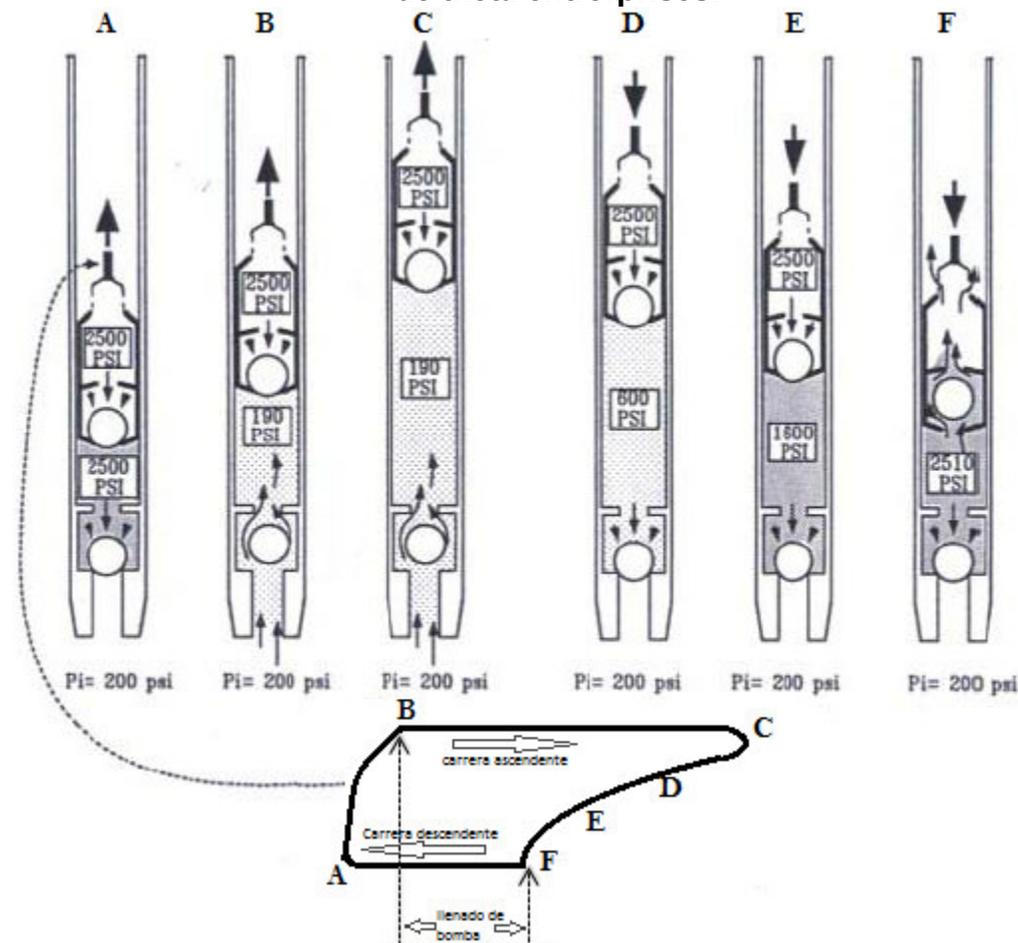
Fuente: Petrominerales

El pozo DT-25 en ocasiones presenta una alta sumergencia posiblemente ocasionada por las interferencias presentadas en el registro de sonido, este tipo de problemas obligan a tomar 3 a 4 veces el mismo registro para lograr establecer un nivel medianamente confiable, sin embargo la bomba presenta interferencia de gas.

Según menciona la compañía Pan American Energy en su experiencia con el yacimiento Cerro Dragón ubicado en Argentina, “el gas ingresa a las bombas y la eficiencia volumétrica de las bombas mecánicas de profundidad se ve afectada”, el cual podría ser el problema del DT-25.

Dependiendo del caudal de gas, tipo de petróleo y las condiciones de presión / temperatura, el efecto sobre el bombeo puede manifestarse como una disminución en el volumen útil de desplazamiento (compresión de gas) o el bloqueo total por no permitir la apertura de las válvulas., el fenómeno físico está en la siguiente gráfica.

Figura 27. Diagrama físico de la interferencia de gas, Diagrama obtenido de la página 226 del manual Bombeo Mecánico “Optimización” de theta enterprises.

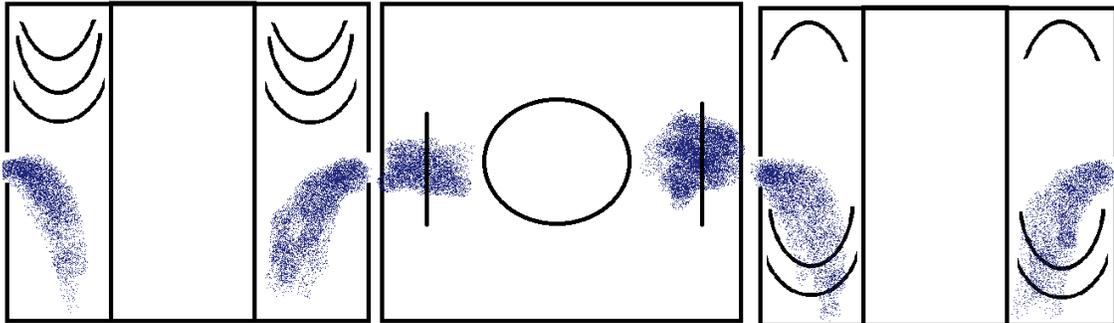


Fuente: Manual “Bombeo Mecánico (Optimización)”

Según el estado mecánico de este pozo la bomba está por debajo de perforados y se encuentra trabajando con una eficiencia del 40%, por su alto BS&W se prefiere dejarla operando en las condiciones en las que se encuentra porque al incrementar la extracción podría incrementar BS&W.

En la figura 28 se encuentra la representación del posible fenómeno físico ocurrido en el DT-25, no obstante también puede ser **mugre** adherido a la tubería del anular:

Figura 28. Representación de interferencia por perforados.



Fuente: Autor

Para el pozo DT-62, durante el seguimiento que se realizó del BS&W, Producción de Crudo, sumergencia y CHP. Presentó una sumergencia estable de 250 a 300 ft, sin embargo las condiciones de la unidad motriz están al máximo (recorrido y SPM).

En la revisión de los documentos correspondientes al DT-62, solo cuenta con 100 ft de diferencia entre el fondo del pozo y el intake de la bomba @3156, tomando como experiencia las constantes pegas a causa del arenamiento del pozo DT-51, se aconseja no profundizar mas la bomba. Los diseños se realizaron con la misma profundidad pero variando SPM y Bomba de subsuelo.

En el siguiente cuadro encontrarán los datos requeridos del software Rodstar para el diseño del DT-62:

Tabla 29. Condiciones 05-03-2012 para el diseño: DT-62.

Condiciones 05-03-2012 para el diseño: DT-62			
Unidad Superficie:	C-320-256-120	SPM:	10.843
Bomba de Subsuelo	25-150-RWBC-20-3	BS&W:	80%
intake Bomba	3156	Diámetro Bomba:	1,5
Eficiencia Bomba	96%	Tipo de varillas:	3/4"
Sumergencia:	348	Diámetro Tubería de producción:	2 7/8"
Producción Crudo	64	Fluido Total:	328
THP(psi)	130	CHP(Psi)	64

Fuente: Autor

Los diseños se realizaron basados en las condiciones anteriormente mencionadas, variando el diámetro de la bomba y suponiendo que la sumergencia era igual o cercana a 0.

En la siguiente tabla resumen se encuentran los resultados de los diseños.

Tabla 30. Resumen Diseños DT-62.

Resumen Diseños DT-62					
Fluido Total (Bbl)	prod. Crudo	Ganancia (Bbls)	SPM	Long de Stroke Ft:	% carga de caja reductora
393	78,6	14,6	8,5	2	93%
372	74,4	10,4	8	2	86%
348	69,6	5,6	7,5	2	84%
313	62,6	-1,4	8,5	1,75	88%
271	54,2	-9,8	7,5	1,75	75%

Fuente: Autor

En el anexo C se expone Información más completa de los diseños, con los resultados se hace viable un servicio para el cambio de bomba por una de 2” y de esta manera no desgastar la unidad de superficie, con solo cambiar la bomba se evita desgastar el equipo a unas velocidades mayores.

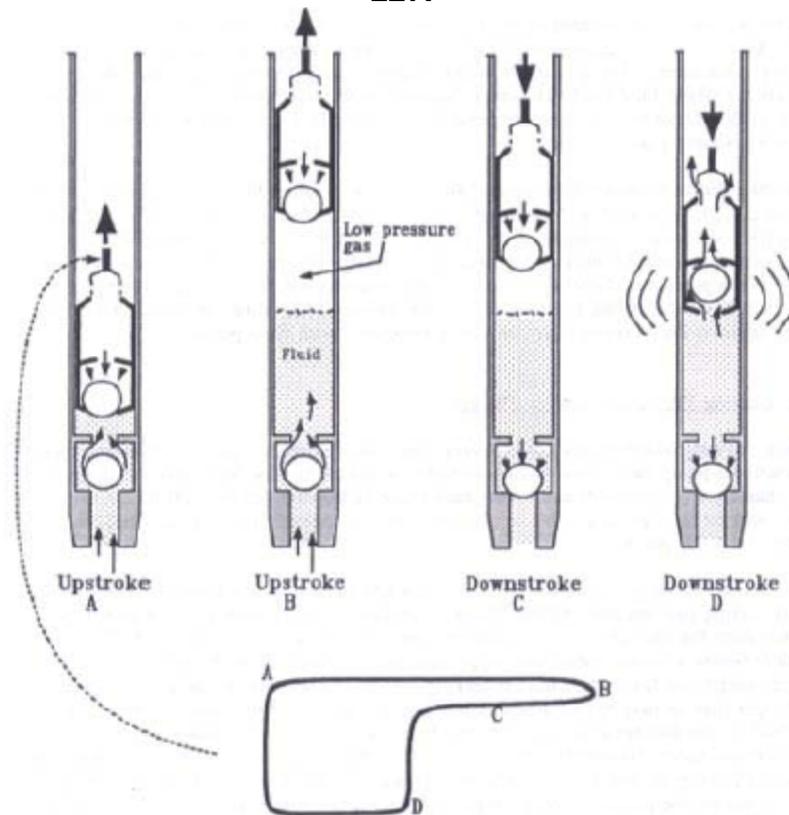
El pozo DT-36 presenta golpe de fluido a causa de la baja sumergencia a la cual está sometido, la unidad de superficie se encuentra en las mínimas condiciones para remediar esta condición (4.348 SPM y 50.875’ recorrido), por la cual la eficiencia de la bomba es de 46%.

En el pozo DT-36 se confirma la presencia del golpe de fluido al comparar el Dinagrama con la figura del problema, presentado en el manual Bombeo Mecánico “Optimización” de la compañía Theta Entreprises, lo podrán encontrar a continuación con una breve descripción de él:

“Condición en la que no hay suficiente líquido para llenar la bomba. Esto hace que el pistón soporte la carga no solo durante el ascenso sino durante la primera parte del descenso hasta golpear la superficie del fluido. Este impacto envía una fuerte onda compresiva ascendente a la sarta de varillas y en la bomba. Los golpes de bomba descontrolados pueden causar frecuentes quebraduras de varillas y fallas de bomba, además de deficiencia en el sistema.” * 4 Sacado del manual Bombeo Mecánico “Optimización” de la compañía Theta Entreprises en la página 282.

* 4 Theta Entreprises. Manual Bombeo Mecánico “Optimización” pàg. 282.

Figura 29. Esquema Golpe de fluido Presentado por la compañía Theta Enterprises en el manual Bombeo Mecánico “Optimización”, página 227.



Fuente: Manual “Bombeo Mecánico (Optimización)”

Las condiciones iniciales del pozo DT-36 son las siguientes:

Tabla 31. Condiciones 05-03-2012 para el diseño: DT-36.

Condiciones 05-03-2012 para el diseño: DT-36			
Unidad Superficie:	C-160D-173-74a	SPM:	4.348
Bomba de Subsuelo	25-150-RWBC-18-3 M5	BS&W:	35%
intake Bomba	3290	Diámetro Bomba:	1,5"
Eficiencia Bomba	46%	Diam. de varillas:	7/8"
Sumergencia:	22	Tipo de Varilla:	Norris 90
Producción Crudo:	15,29	Fluido Total:	23,53
THP(psi)	61	CHP(Psi)	0,31
Long de Stroke:	50,8	Diámetro Tubería de producción:	2 7/8"

Fuente: Autor

El pozo DT-36 cuenta con más de 1000 pies de diferencia entre el intake de la bomba y el fondo (collar flotador), sin contar que desde el año 1998 no se

realiza ningún servicio de mantenimiento, al correr el software “(RODSTAR)” profundizando la bomba y mejorando el llenado a un 89% se obtiene:

Tabla 32. Resumen Diseños DT-36.

Resumen Diseños DT-36					
Profundidad	Prod. Crudo	Ganancia (Bbls)	SPM	Long de carrera Ft:	% carga de caja reductora
3790	26,7	11,4	4,35	51"	46%
3790	37,7	22,4	6	51"	49%
3790	47,5	32,2	7,5	51"	55%
3790	55,3	40	8,5	51"	55%
3790	61,8	46,5	7,5	63,1	75%
3790	71,5	56,2	8,5	63,1	75%
3790	65,7	50,4	6,5	75,5	93%
3890	61,1	45,8	7,5	63,1	75%
3890	70,9	55,6	8,5	63,1	86%

Fuente: Autor

Al profundizar más de 500 ft la carga en caja reductora supera el 90% de su tolerancia, como se observa en la tabla anterior a 8,5 SPM y una profundidad de 3890 ft la bomba alcanza un porcentaje de carga del 86% con solo 63” de long. de carrera poniéndolo a trabajar casi al límite.

Con los diseños anteriores se confirma que con cualquier combinación de velocidad (SPM) y longitud de carrera, generará un incremento en la producción ya que la bomba alcanzará su eficiencia ideal del 89-90%, volviendo este proyecto rentable para su realización.

Para el pozo DT-64 con 97% de BS&W con una producción de 240 Bbls de agua y solo 7 de crudo, aunque fue reactivado con el fin de recuperar los 29 Bbls de crudo que producía antes de ser apagado en el 2010, sin embargo en el tiempo que duró en monitoreo la sumergencia se mantuvo y el BS&W continuó en 97%.

CONCLUSIONES

Para optimizar la producción de los 49 pozos que se sometieron a estudio, se tuvo como filtro dos factores principales, la sumergencia y el BS&W con el fin de mejorar las unidades de superficie o bomba de fondo para lograr una mayor extracción de crudo.

De los 6 pozos propuestos solo dos reunieron las condiciones necesarias para realizarle los diseños y lograr observar los beneficios de realizar los cambios. Para los otros 4 fueron descartados por tener alto BS&W o por no tener los requisitos mínimos para realizar diseños diferentes (sumergencia, profundidad, *etc...*).

Los pozos DT-36 y el DT-62 fueron seleccionados por tener condiciones estables durante el seguimiento que se les realizó, sin embargo el DT-62 por tener mayor BS&W sus beneficios fueron menores con mayores cambios.

En el pozo DT-62 para lograr mayores ganancias se corrieron los diseños con una bomba de 2", actualmente tiene una de 1,5" inserta con la unidad de superficie al máximo tanto en SPM como en recorrido, adicional a esto solo cuenta con 100 ft de bolsillo, entre el fondo y el intake.

Sin modificar la profundidad y el recorrido en los diseños del DT-62, se observa que la unidad de superficie trabaja sin problemas con la bomba de 2" la cual le daría una ganancia de aproximadamente 10 Bbls a una velocidad de 8 SPM, con este cambio se aprovecharía los 250 ft que presenta de sumergencia.

El costo por barril del campo Dina Tercierios se encuentra en 3,55 USD/Bbl, como el crudo del campo es de 16 a 18 API se vende en promedio a 55 Bbls obteniendo una ganancia 51,45 USD/Bbl, o 514 USD/ diarios

En la actualidad la unidad de superficie está en máximas condiciones lo cual no es adecuado para un buen funcionamiento porque se desgasta con mayor rapidez tanto la unidad como el set de varillas con el que cuenta la bomba facilitando algún fallo por fatiga en el material.

El pozo DT-36 no contaba con sumergencia ni eficiencia de bomba (efic. 46% con golpe de fluido en la bomba) cuenta con una diferencia 1000 ft entre el zapato y el intake de la bomba, con esa eficiencia se vuelve prospecto un cambio de bomba y profundización de la misma teniendo en cuenta que desde 1998 no se le realiza ningún servicio.

Para realiza las simulaciones se tienen en cuenta las condiciones operacionales (4,86 SPM, BS&W del 35% y 54" de recorrido) profundizando la bomba 500 a 600 ft para encontrando la combinación que mejor desempeño tenga, se simularon varias condiciones podrán encontrar los resultados en la tabla 34

Con el mejor resultado de la simulación(7,5 SPM, 51" de recorrido, eficiencia 89% y una profundización de 500 ft) se obtienen 21 Bbls de ganancia y con el costo por barril del campo Dina Terciarios 3,55 USD/Bbl se obtendría una ganancia de 1080 USD/Bbl (el crudo tiene un API:17-18° y se vende en promedio a 55 USD/Bbl).

Según el historial del DT-51 estuvo a una mayor profundidad(actualmente @ 3122 ft) presentando atascamiento por flujo de arena, se descarta profundización de bomba, en el seguimiento el BS&W del 15%, al incrementar el caudal de extracción podría aumentar la velocidad de declinación del pozo, por tal razón se dejó quieto.

Al inicio del trabajo el DN-02 era un buen candidato para el proyecto, sin embargo con el pasar del tiempo el BS&W incremento 40% llegando a 90%, en la información encontrada sobre este pozo, se identificó como uno de los primeros afectados por la inyección del agua en el pozo DT-30, quedando descartado como posible prospecto.

Con el DT-25 el nivel de interferencia por mugre o intervalos superiores abiertos es tal que cada registro toca tomarlo 3 a 4 veces para seleccionar el ideal, sin embargo este pozo presentó un incremento del 10 % en BS&W alcanzando el 90%.

RECOMENDACIONES

Desde el resultado de este trabajo de investigación, es pertinente hacer las siguientes recomendaciones.

Para el pozo DT-36 profundizar la bomba 500 ft, operando con un recorrido de 51" a 7,5 SPM, si aún tiene ventaja de sumergencia incrementar el recorrido a 63" con estos cambios de la ganancias de crudo neto esta en 21 Bbls con 51".

Con estos cambios la vida útil de la unidad se incrementará ya que trabajará a unas condiciones normales, si deciden cambiar la bomba del pozo DT-62, ésta se encuentra en buenas condiciones (90% de eficiencia) y se podría reutilizar en el DT-36 con el fin de minimizar los costos de comprar una nueva bomba.

En el DT-62 se recomienda cambiar a una bomba de 2" para obtener una ganancia de crudo neto de 10 Bbls, con este cambio también se asegura una baja velocidad en la unidad de superficie con el fin de prolongarle la vida útil tanto de la unidad motriz como de las varillas.

En el caso del DT-64 hay dos opciones, en la primera sería volverlo inyector para colaborar en la disposición del agua, o pensar en abandonarlo, este sería el futuro para los dos que lo siguen los cuales están ya en el 90% del BS&W los cuales son el DN-02 y el DT-25.

El pozo DT-51 aun presenta 80ft de sumergencia los cuales podrían ser aprovechados, incrementado el recorrido de la unidad de superficie, con el fin de mermar SPM y alargar la vida útil de la unidad motriz, en los diseños realizados la unidad aguantará un mayor recorrido sin generar mayores cargas en la caja reductora.

Para tener datos más exactos se aconseja medir el nivel de fluido el día en el que le realizan pruebas de producción a los pozos, ya que se encuentran días con pruebas de producción sin registro sonico.

BIBLIOGRAFIA

Rafael Rodrigues Z., 2000. Optimizacion Del Bombeo Mecanico Del Campo Tigre. Trabajo de grado (ingeniería de petróleos). GUAYAQUIL-ECUADOR.

<http://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/3327/1/5849.pdf>

Rudy Mendoza P., Investigación cualitativa y cuantitativa - Diferencias y limitaciones. 2010. <http://www.monografias.com/trabajos38/investigacion-cualitativa/investigacion-cualitativa2.shtml>

Alejandro Vlengels, Fabian Garcia, Juan I. Sanchez y Marcelo hirschfeldt. 2006, CRITERIOS DE SELECCIÓN DE BOMBAS MECÁNICAS DE PROFUNDIDAD NO CONVENCIONALES. En yacimiento Cerro dragón Argentina.

http://www.oilproduction.net/files/bombas_mecanicas_no_convencionales.pdf

Mario Ottulich, Federico García y Roberto Grande. 2010. “La producción de petróleo en yacimientos no convencionales” Cerro el Dragón en argentina. http://www.petrotecnica.com.ar/abril11/2_2011/54-61.pdf

Marcelo hirschfeldt . 2006. “referencia rápida para interpretación de cartas dinamométricas”. <http://www.oilproduction.net/files/Dinamometria.pdf>

Rita Toscano y Francisco diaz. 2008. “Nueva Coneccion Premium Diseñada para altas Cargas”.

http://www.oilproduction.net/files/atw_diaz_telli_esp.pdf

Unico-worldwide. 2009. “Linear Rod Pump”.

<http://www.oilproduction.net/cms/files/lrp.pdf>

Linda Coulter, 2000. LUFKIN oil products group general catalog,U.S.A.

JohnG Svinos, 2005. Optimización de bombeo mecanico,Venezuela,.

ANEXOS

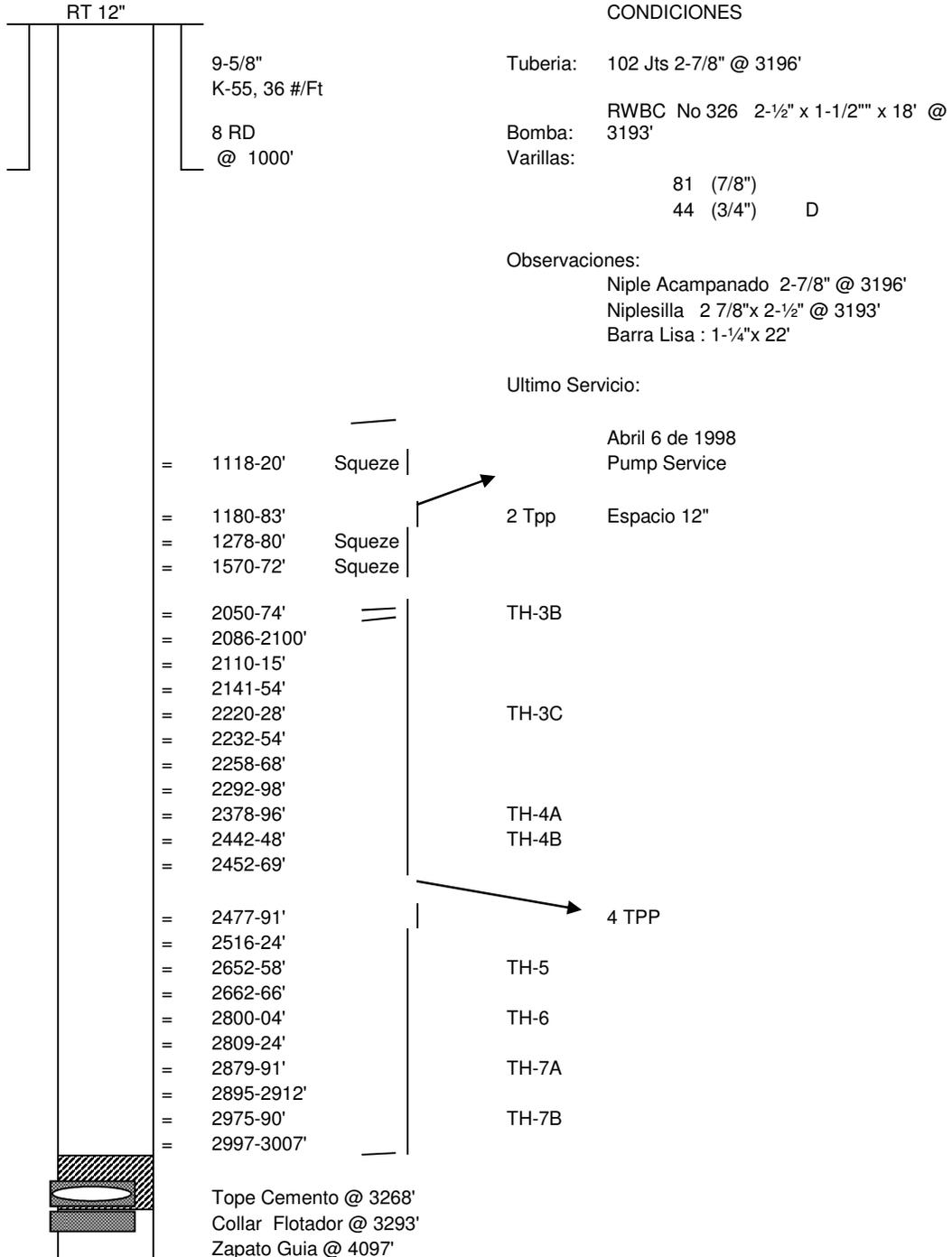
ANEXO A: ESTADOS MECANICOS

Pozo: DT-62

Campo: DINA TERCARIOS

Revestimiento: Superf. 9-5/8", K-55, 36 #/Ft 8 RD @ 1000'
 Produc. 5-1/2", K-55, 15.5 #/Ft @ 3292'

CABEZA } "CASING HEAD"
 DE POZO } "TUBING HEAD"



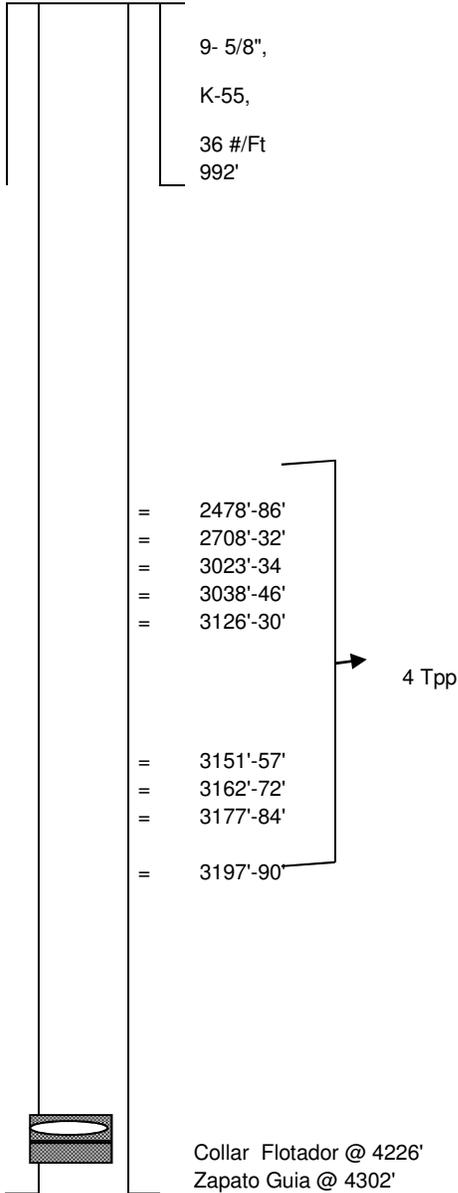
Pozo: DT-36

Campo: DINA TERCIARIOS

Revestimiento: Superf. 9 5/8", K-55, 36 #/Ft @ 992'
 Produc. 7", N-80 , 23 #/Ft, @ 4302'

CABEZA } "CASING HEAD" Marc. GRAY, Mod. RH-2A, Flange 11-2000
 DE POZO } "TUBING HEAD" Marc. Larkin 7", Mod. 7" OD, 8RD, Flange Rosca 8 RD

R.T.E.
12



CONDICIONES

Tuberia: 107 Jts 2-7/8" OD @ 3345'
 Bomba: RWBC No. 930 2-1/2" x 1-1/2" x 20' @ 3312
 Varillas: 130 (3/4") "D"

Observaciones:
 Niplesilla: 2-7/8" x 2-1/2" @ 3312'
 Barra lisa: 1-1/4" x 22'
 Ultimo servicio 07/17/98
 Revision de bomba y verificar fondo

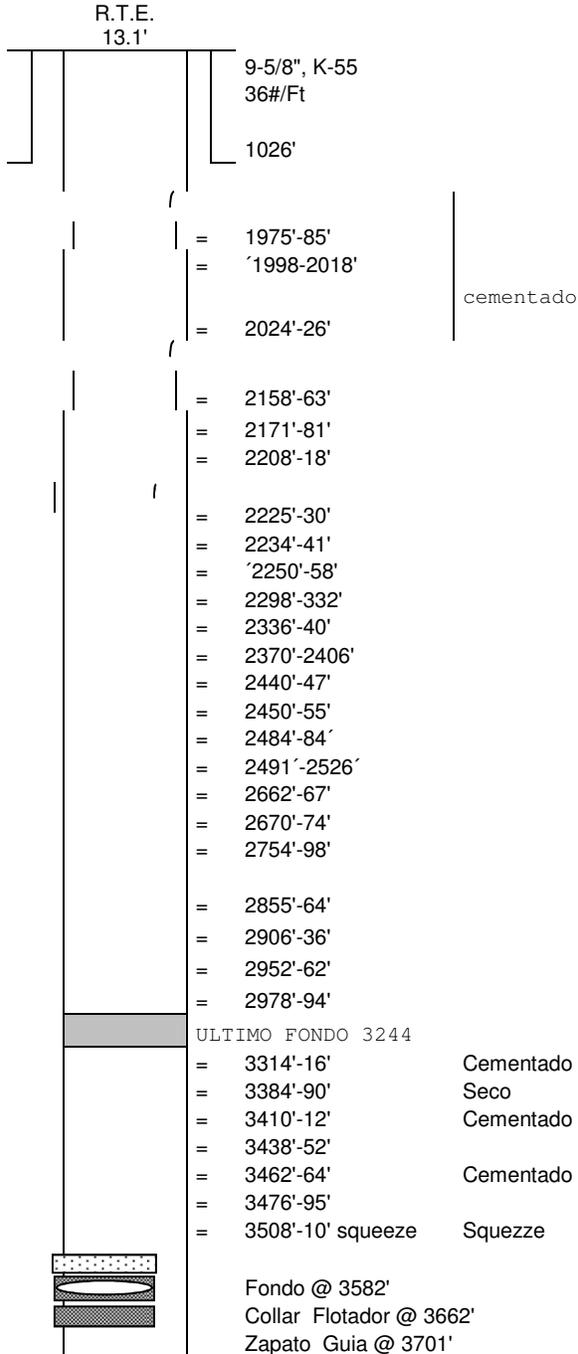
Espacio 10"

Pozo DT-51
 Revestimiento:

Campo: DINA TERCIARIOS

Superf. 9-5/8", K-55 36#/Ft @ 1026'
 Produ. 5-1/2", K-55, 15.5#/Ft @ 3701'

CABEZA } "CASING HEAD" Marc. Cactus, Mod. RH-2A, Flange 11-3000
 "TUBING HEAD" Marc. Cactus, Mod. ML-2A, Flange 11-3000, 7-1/16-3000
 DE POZO }



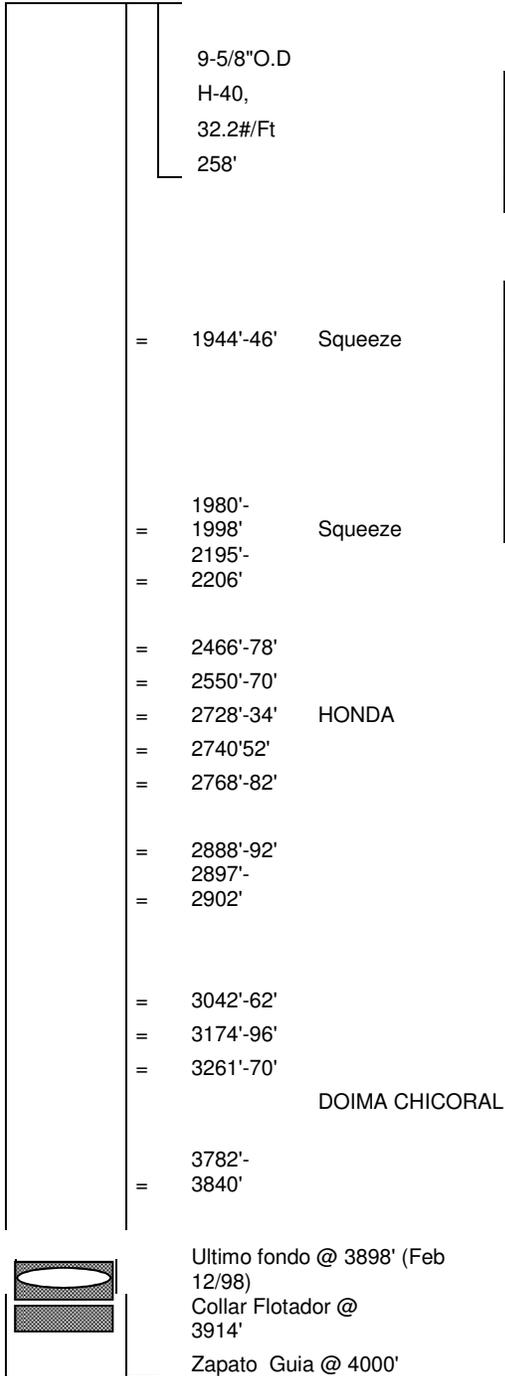
Pozo: DT-25

Campo: DINA TERCARIOS

Revestimiento: Superf. 9-5/8"O.D H-40, 32.2#/Ft @ 258'
 Produc. 5-1/2"O.D J-55, 15.5#/Ft @ 4000'

CABEZA } "CASING HEAD" Adapter Flange FP-8-5/8"-LTCx 11-3M, W/Pack off 5-1/2"
 DE POZO} "TUBING HEAD" FP 11-3Mx7-1/16"-3M

R.T.E. 9'



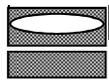
SARTA DE PRODUCCION

Equipo	Tamaño	Cant.	Profund.	Tipo
Niplesilla	2 7/8	1	3,804'	
Tubing	2 7/8	121		J-55

SARTA DE BOMBEO

RWBC E-463	2-1/2" x1 1/2" x 16'	1	20'	
Rods	7/8	78	1,950'	G-D
Rods	1	72	1,800'	N-97
Pony Rod	1	3	12	
Barra Lisa		1	14'	
D.R.			8'	
			3804	

Fecha Ultimo Servicio Noviembre 29/98
 REDISEÑO SARTA DE VARILLAS
 ESPACIO CON 10"



Ultimo fondo @ 3898' (Feb 12/98)
 Collar Flotador @ 3914'
 Zapato Guia @ 4000'

REVISO ABE

T.D.4010'

ANEXO B. RESULTADO DE DISEÑOS.

Tabla 33. Resultados del diseño. DT-62

Resultados del diseño. DT-62											
Fluido Total (Bbl)	Prod. Crudo	Ganancia (Bbls)	BS&W	Long de Stroke Ft:	SPM	Diámetro Bomba	Profundidad bomba (Ft)	% carga de caja reductora	% Efic. del sistema	% Carga en unidad	% tensión en varillas
393	78,6	14,6	80%	120"	8,5	2	3156	93%	55%	45%	85%
372	74,4	10,4	80%	120"	8	2	3156	86%	57%	42%	78%
348	69,6	5,6	80%	120"	7,5	2	3156	84%	57%	43%	79%
313	62,6	-1,4	80%	120"	8,5	1,75	3156	88%	48%	43%	83%
271	54,2	-9,8	80%	120"	7,5	1,75	3156	75%	52%	39%	71%

Fuente: Autor

Tabla 34. Resultados del diseño. DT-36

Resultados del diseño. DT-36											
Fluido Total (Bbl)	Prod. Crudo	Ganancia (Bbls)	BS&W	Long de Stroke Ft:	SPM	Diámetro Bomba	Profundidad bomba (Ft)	% carga de caja reductora	% Eficiencia del sistema	% Carga en unidad	% de tensión en varillas
41	26,65	11,36	35%	51"	4,35	1,5	3790	46%	40%	55%	51%
58	37,7	22,41	35%	51"	6	1,5	3790	49%	42%	56%	54%
73	47,45	32,16	35%	51"	7,5	1,5	3790	55%	42%	58%	61%
85	55,25	39,96	35%	51"	8,5	1,5	3790	55%	42%	59%	62%
95	61,75	46,46	35%	63,1	7,5	1,5	3790	75%	43%	60%	65%
110	71,5	56,21	35%	63,1	8,5	1,5	3790	75%	42%	60%	66%
101	65,65	50,36	35%	75,5	6,5	1,5	3790	93%	43%	59%	62%
94	61,1	45,81	35%	63,1	7,5	1,5	3890	75%	44%	60%	65%
109	70,85	55,56	35%	63,1	8,5	1,5	3890	86%	43%	61%	67%

Fuente: Autor