

**ANÁLISIS DE FALLA EN LAS BOMBAS DE SUBSUELO DEL SISTEMA DE
BOMBEO MECÁNICO EN EL CAMPO CASABE**

MILTON JOSÉ RODRÍGUEZ CARVAJAL

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2005

**ANÁLISIS DE FALLA EN LAS BOMBAS DE SUBSUELO DEL SISTEMA DE
BOMBEO MECÁNICO EN EL CAMPO CASABE**

MILTON JOSÉ RODRÍGUEZ CARVAJAL Código: 1993232

**Trabajo de grado presentado para optar al título de
Ingeniero de Petróleos**

Directores:

JORGE LUIS SERRANO ACEVEDO.

Ing. de Petróleos. ECOPETROL S.A.

OLGA PATRICIA ORTÍZ CANCINO

Ing. de Petróleos. Docente UIS

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2005

DEDICATORIA

A Dios,
a mi adorable madre Dalgiza,
al apoyo incondicional de Carlos Suárez,
A mi hermanita María Angélica.

Milton

AGRADECIMIENTOS

A la Universidad Industrial de Santander y a la Escuela de Ingeniería de Petróleos.

A ECOPETROL S.A. por brindarme la oportunidad de realizar la práctica y desarrollar mi proyecto de grado en el Campo Casabe.

Al Ingeniero Jorge Luís Serrano Acevedo, ingeniero de Producción ECOPETROL S.A. por su orientación y valiosos aportes en el desarrollo de este proyecto.

A la ingeniera Olga Cecilia Agudelo Saldarriaga, ingeniera de Producción ECOPETROL S.A. por su orientación y su valiosa guía en el desarrollo de mi práctica.

Al ingeniero Santiago González, coordinador de Producción ECOPETROL S.A. Campo Casabe por su apoyo.

A la profesora Olga Patricia Ortiz Cancino por su colaboración en la ejecución del proyecto.

A todo el personal de la Empresa ECOPETROL S.A. del campo Casabe, que aportó a mi aprendizaje en el desarrollo de la práctica.

RESUMEN

1. TITULO*

ANÁLISIS DE FALLA EN LAS BOMBAS DE SUBSUELO DEL SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO EN EL CAMPO CASABE.

2. AUTOR**

MILTON JOSE RODRÌGUEZ CARVAJAL

3. PALABRAS CLAVES

Análisis de causa raíz, varilleos, workover, dinagramas, bomba de subsuelo, frecuencia de trabajos.

4. DESCRIPCIÓN

El presente trabajo se enmarca en el proyecto de reducción de la frecuencia de fallas en el equipo de subsuelo del campo Casabe, el cual constituye la propuesta técnico-económica del año 2005 acordada entre la Coordinación de Producción ECOPETROL S.A. Casabe y el ICP. Muestra la aplicación de la metodología de análisis de causa raíz como medio para lograr la reducción de fallas en el componente bombas de subsuelo de 15 pozos escogidos como críticos por alta frecuencia de trabajos por problemas en este elemento en el campo Casabe.

El trabajo implicó, en primera instancia, la recolección de información correspondiente a trabajos de varilleos y workovers, cambios de extracción, historia de producción, dinagramas, niveles y reportes de reparación de bombas; posteriormente, la organización de esta información y por ultimo, el análisis de la misma. Dicho análisis corresponde a la aplicación de la metodología mencionada, la cual consistió en el desarrollo de tres fases: la descripción y definición del problema particular ocurrente a cada pozo, la identificación de la(s) causa(s) que originan el problema y la determinación de la mejor solución.

Se aplicó para cada pozo la metodología concluyendo que el problema principal lo constituye la dificultad de las bombas para el manejo de la arena producida de los pozos. Las causas son muy diversas y van desde la inadecuada selección de los materiales de las bombas hasta la misma condición de deterioro del revestimiento del pozo. Las recomendaciones sugeridas se muestran como posibles caminos a seguir para la consecución de la solución a los problemas de los pozos.

* = Proyecto de Grado.

** = Facultad de Ingenierías Físico-Químicas, Escuela de Ingeniería de Petróleos.

Directores: Ingeniero de Petróleos Jorge Luis Serrano Acevedo, Ingeniero de Petróleos M. Sc. Olga Patricia Ortiz Cancino.

ABSTACT

1. TITLE*

FAILURE ANALYSIS IN SUBSURFACE PUMPS OF SUCKER RODS PUMPING SYSTEM OF CASABE FIELD.

2. AUTHOR**

MILTON JOSE RODRÌGUEZ CARVAJAL

3. KEYWORDS

Root cause analysis, well interventions, workover, load cards, subsurface pump, frequency of well intervention.

4. DESCRIPCIÓN

The present work is determined by “Decrease of frequency of failure in subsurface equipment in Casabe Field” project, which is the economic and technical proposal agreed between Coordination of Production Casabe ECOPETROL S.A. and the Colombian Petroleum Institute (ICP) in 2005. The work show the application of root cause analysis methodology as the way to achieve decrement of failures in the component “subsurface pumps” in fifteen wells selected as critical for its large frequency of well intervention for problems in this element in the field.

In first instance, the work involved to collect information concerning to well interventions, extraction changes, production history, fluid levels, load cards and pump repair reports; subsequently, the organization of this information and finally, its analysis. That analysis corresponds to the application of the so-called methodology, and was based on the development of three stages: description and definition of the particular problem to each well, identification of its causes and the determination of its best solutions.

It was applied the methodology to each well, summarizing that the principal problem is the difficult of the pumps to manage the produced sand. The causes are diverse; they can be since the improper selection of the pumps materials to the bad condition of the casing of the wells. The recommendations suggested can be seen as possible ways to achieve the solutions of the problems of the wells.

* = *Project of Degree.*

** = *Physical – Chemical Engineering Faculty Petroleum Engineering School.*

. *Directors: Eng. Petroleum Jorge Luis Serrano Acevedo and Eng. Petroleum M. Sc. Olga Patricia Ortiz Cancino*

CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	14
1. GENERALIDADES DEL CAMPO CASABE	16
1.1 LOCALIZACIÓN	16
1.2 RESEÑA HISTÓRICA	17
1.3 GEOLOGÍA	18
1.3.1 Geología Estructural	18
1.3.2 Estratigrafía	20
1.3.3 Ambiente de Depositación	22
1.4 PROPIEDADES DEL YACIMIENTO	23
1.4.1 Propiedades Petrofísicas	23
1.5 RESERVAS	23
1.6 HISTORIA DE PRODUCCIÓN	24
1.7 INFRAESTRUCTURA DE INYECCIÓN DE AGUA	26
1.8 RECOLECCIÓN Y TRATAMIENTO DE FLUIDOS PRODUCIDOS	26
1.9 OTRAS FACILIDADES E INFRAESTRUCTURA	27
2. SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO	29
2.1 EQUIPO DE SUPERFICIE	30
2.2 EQUIPO DE SUBSUELO	33
2.3 CONSIDERACIONES FUNDAMENTALES SOBRE EL DISEÑO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO MECÁNICO	38
3. SERVICIOS A LOS POZOS	43
3.1 BOMBAS DE SUBSUELO	44
3.2 TUBERÍA DE PRODUCCIÓN.	45
4. METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE CAUSA RAIZ (ACR)	47

5. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE CAUSA RAÍZ (ACR) A LOS 15 POZOS SELECCIONADOS CON PROBLEMAS CRÍTICOS POR BOMBA	49
5.1 POZO C1	50
5.2 POZO C2	53
5.3 POZO C3	56
5.4 POZO C4	60
5.5 POZO C5	64
5.6 POZO C6	67
5.7 POZO C7	70
5.8 POZO C8	74
5.9 POZO C9	77
5.10 POZO C10	82
5.11 POZO C11	90
5.12 POZO C12	94
5.13 POZO C13	97
5.14 POZO C14	100
5.15 POZO C15	103
CONCLUSIONES	112
RECOMENDACIONES	113
BIBLIOGRAFÍA	114
ANEXO A	116
ANEXO B	139
ANEXO C	152

LISTA DE TABLAS

Tabla 1.	Propiedades petrofísicas del campo Casabe	23
Tabla 2.	Propiedades del fluido del Campo Casabe	23
Tabla 3.	Reservas del campo Casabe.	24
Tabla 4.	Clasificación de las Unidades según el Mecanismo de Contrabalance	32
Tabla 5.	Nomenclatura de bombas API	38
Tabla 6.	Evolución histórica de los diseños de bomba que ha tenido el pozo C9.	80
Tabla 7.	Evolución histórica de los diseños de bomba que ha tenido el pozo C10.	85
Tabla 8.	Evolución histórica de los diseños de bomba que ha tenido el pozo C11.	91
Tabla 9.	Evolución histórica de los diseños de bomba que ha tenido el pozo C12.	95
Tabla 10.	Cambios de bomba del pozo C13.	98
Tabla 11.	Evolución histórica de los diseños de bomba que ha tenido el pozo C14.	101
Tabla 12.	Evolución histórica de los diseños de bomba que ha tenido el pozo C15.	104
Tabla 13.	Resumen de análisis realizado a los pozos en estudio.	108

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Mapa de Campos del Magdalena Medio.	16
Figura 2. Esquema estructural del campo Casabe.	19
Figura 3. Columna Estratigráfica del campo Casabe.	21
Figura 4. Diagrama del ambiente de Depositación de las formaciones Mugrosa y Colorado.	22
Figura 5. Historia de Producción del campo Casabe. (BOPD vs. tiempo en años)	25
Figura 6. Componentes del sistema de Bombeo Mecánico	29
Figura 7. Componentes de la Unidad de Bombeo	31
Figura 8. Período básico de Operación de una bomba de subsuelo.	34
Figura 9 Histórico de fallas del pozo C1.	52
Figura 10. Histórico de fallas del pozo C2.	55
Figura 11. Carta dinamométrica de superficie, tomada el 24 de Marzo de 2005 en el pozo C2, mostrando compresión de gas en la carrera descendente, impidiendo el llenado completo de la bomba, causal de baja eficiencia.	56
Figura 12 Histórico de fallas del pozo C3.	59
Figura 13 Histórico de fallas del pozo C4.	64
Figura 14 Histórico de fallas del pozo C5.	67
Figura 15. Histórico de fallas del pozo C6.	70
Figura 16 Histórico de fallas del pozo C7.	74
Figura 17. Histórico de fallas del pozo C8.	75
Figura 18. Carta dinamométrica de superficie, tomada en el pozo C8 el 9 de Abril de 2005, mostrando golpe de fluido.	77
Figura 19. Histórico de fallas del pozo C9.	78

Figura 20. Ultimo dinagrama de superficie tomado antes de la limpieza de arena de 21 de Abril, Pozo C9. El pozo presenta bajos niveles sobre la bomba.	80
Figura 21. Histórico de fallas del pozo C10.	85
Figura 22. Dinagrama de superficie del pozo C10 tomado antes de ocurrir una falla por tubería rota el 15 de agosto de 2004.	88
Figura 23. Histórico de fallas del pozo C11.	91
Figura 24. Histórico de fallas del pozo C12.	95
Figura 25. Histórico de fallas del pozo C13.	98
Figura 26. Dinagrama tomado al pozo C13, mostrando mal funcionamiento de válvula viajera o pistón.	99
Figura 27. Histórico de fallas del pozo C14.	101
Figura 28. Histórico de fallas del pozo C15.	104

LISTA DE ANEXOS

ANEXO A. BOMBAS API, PARTES ESTRUCTURALES, BOMBAS ESPECIALES Y SEPARADORES DE GAS DE FONDO	116
ANEXO B. ELEMENTOS PRESENTES EN LAS ALEACIONES UTILIZADOS EN LA SARTA DE PRODUCCIÓN – SELECCIÓN DE MATERIALES	139
ANEXO C. PROCEDIMIENTOS ESTANDARIZADOS DE MANEJO, ALMACENAMIENTO, TORQUEO Y TRANSPORTE DE LOS EQUIPOS DE SUBSUELO EN UN CAMPO SOMETIDO A LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO MECÁNICO	152
ANEXO D. EL DINAMÓMETRO Y EL ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE UN SISTEMA DE BOMBEO	162

INTRODUCCIÓN

Cuando los sistemas de bombeo mecánico no están adecuadamente diseñados; o son afectados por particularidades del yacimiento como las cantidades y propiedades de fluidos producidos, precipitación de parafinas y formación de escamas; problemas del hueco; y en general cuando no se consideran detalles característicos del pozo para instalar el diseño apropiado, los equipos y accesorios de subsuelo de pozos con bombeo mecánico muestran deficiencias operacionales y fallas de diferente tipo como: ruptura de varillas, fallas mecánicas, fallas por corrosión, pegas de pistones por depósitos, etc.

El incremento de las fallas de la tubería, bombas y varillas de los pozos trae como consecuencia el incremento de los costos de mantenimiento siendo necesario establecer una acción rápida y efectiva de identificación de las causas que originan las fallas y la implementación de los métodos adecuados para controlar ó minimizar estas fallas.

La Superintendencia de Operaciones del Río, SAR, ha recopilado información estadística relacionada con los problemas específicos presentados en cada pozo y la frecuencia de los mismos en los últimos años, estos datos permiten identificar que aunque en los últimos años se ha disminuido el numero de trabajos de varilleo realizados en el Campo Casabe, aun se presenta una alta frecuencia de fallas en algunos pozos y por consiguiente un incremento de los costos de mantenimiento y perdidas de producción.

La SAR, preocupada por el aumento de la producción diferida en el campo Casabe y por ende, del aumento de los costos de producción por barril, ha puesto

en marcha un proyecto para la implementación de metodologías de análisis de fallas enfocada a reducir al máximo la ocurrencia de falla en los componentes de subsuelo del sistema de bombeo mecánico. Por eso, con el apoyo del Instituto Colombiano del Petróleo ICP, la SAR está adelantando el proyecto “Reducción de Fallas en el Conjunto de Subsuelo del Campo Casabe”

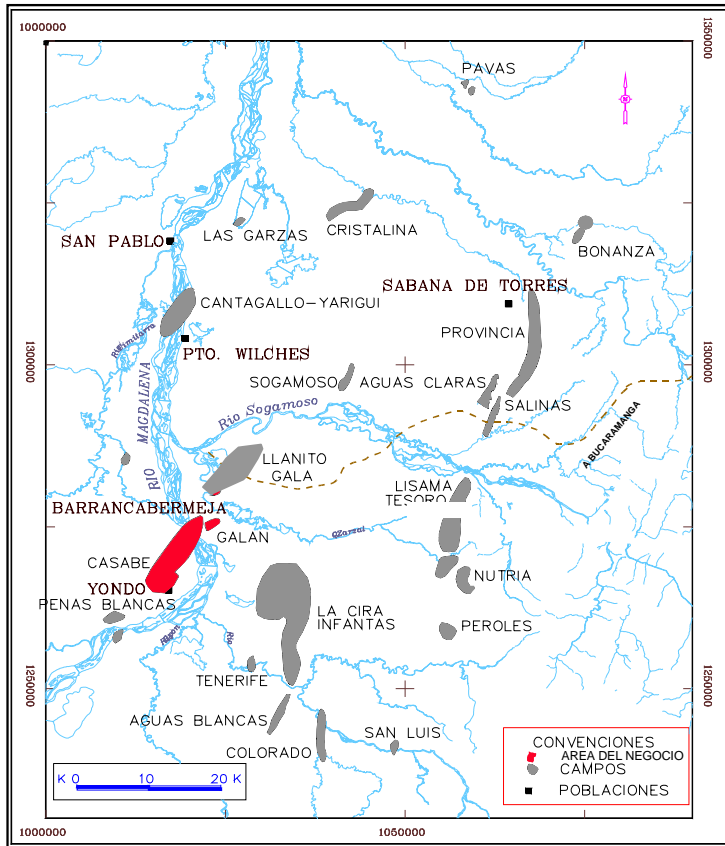
El trabajo de grado desarrollado constituye una de las partes a abordar en el mencionado proyecto: Fallas en bombas de subsuelo, y está enfocado a mostrar la labor desarrollada en la primera etapa del proyecto: definición y determinación de la problemática en pozos seleccionados como críticos por bomba. Muestra, un diagnóstico preliminar de las fallas repetitivas en estos pozos, las causas por las cuales ocurren y sus posibles soluciones.

1. GENERALIDADES DEL CAMPO CASABE

1.1 LOCALIZACIÓN

El Campo de Casabe está ubicado en la cuenca del Valle Medio del Río Magdalena, en el municipio de Yondó (Departamento de Antioquia), en la margen izquierda del Río Magdalena, frente a la ciudad de Barrancabermeja.

Figura 1. Mapa de Campos del Magdalena Medio.



1.2 RESEÑA HISTÓRICA

El gobierno Colombiano en 1938 otorgó la concesión Yondó a la Compañía Colombiana de Petróleos El Condor S.A., creada por la compañía Shell S.A.

El Campo Casabe se descubrió con la perforación del pozo Casabe 1, en las arenas A1, completado el 20 de octubre de 1941. Cuatro años más tarde se inicio la explotación comercial del Campo, la cual se desarrolló a través de 448 pozos con espaciamento promedio de trece acres.

En 1953, se alcanzó la producción máxima de 46000 BPD provenientes de 414 pozos. Esta cifra equivalía al 26% de la producción nacional de la época.

La compañía El Condor operó hasta diciembre de 1974, fecha en la cual la concesión revirtió al país y Ecopetrol se hizo cargo de su operación.

En 1977, se inician los estudios respectivos para el desarrollo secundario del campo y el 17 de febrero de 1982, la Honorable Junta Directiva de Ecopetrol, aprobó la realización del proyecto “Desarrollo secundario del Campo Casabe mediante inundación con agua”; para el recobro de 70.7 MBIs adicionales aumentando el recobro de un total de 16.9% a un 22% en 16 años. El 21 de junio de 1985 se inicia la recuperación secundaria del campo en el sector norte y en diciembre de 1988 en el sector sur.

En la actualidad el campo tiene una producción promedio de 7000 BPD y 41000 BWPD con una producción acumulada de aceite de 272.5 MBIs. La inyección es del orden de 30000 BWPD. Además, con el apoyo de una empresa multinacional de servicios, se acordó la ejecución de trabajos contemplados en la modalidad de “Alianza Tecnológica con Riesgo” entre ésta y la ahora Ecopetrol S.A. con miras a incrementar producción y reservas en el área de Casabe. Estos trabajos

comprenden: estudios de yacimientos y pruebas de campo y laboratorio, reacondicionamientos de pozos (estimulaciones, cañoneos, recañoneos), perforación de pozos y evaluación de los trabajos ejecutados.

1.3 GEOLOGÍA

Los sectores occidental y nororiental de la cuenca del Valle Medio del Río Magdalena están caracterizados estructuralmente por fallamiento de rumbo relacionado con el evento de Wrench que afectó a las Cordilleras Central y Oriental durante el Paleoceno y Mioceno respectivamente. Fallas transpresionales asociadas a pliegues anticlinales son creadoras de entrampamientos estructurales como el de Casabe que involucra por igual a las rocas de tres megasecuencias.

El borde oriental de la cuenca está caracterizado por un cinturón de fallas inversas relacionadas genéticamente a plegamiento que deformó las tres megasecuencias inferiores desde el Mioceno.

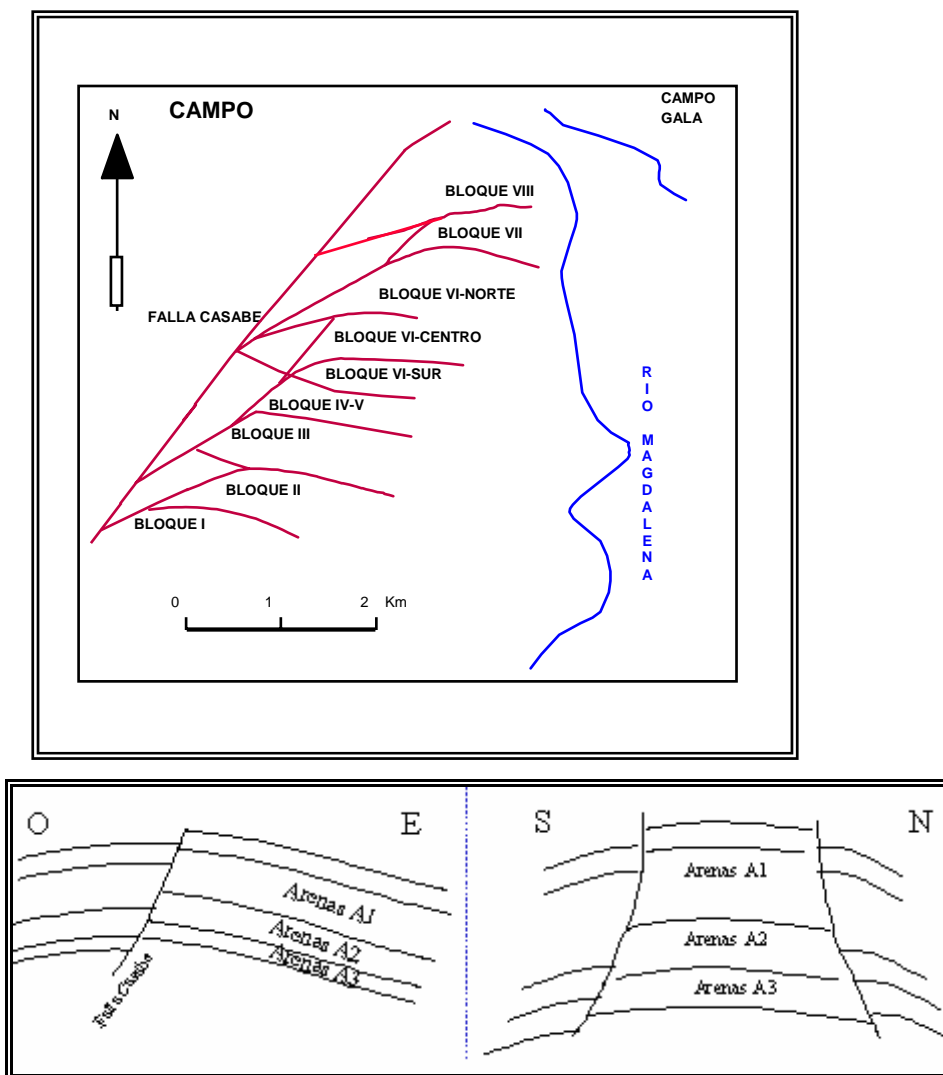
1.3.1 Geología Estructural

El área del campo Casabe se caracteriza estructuralmente por la presencia de un monoclinal con buzamiento moderado hacia el Este, afectado por un sistema transpresivo, manifestado por la Falla de Casabe, que es una falla de tipo inverso, convergencia hacia el Oeste y rumbo SW-NE, a la cual se asocia un evento de relajación que dio origen a fallas Normales, de dirección E-W, que separa la estructura en bloques, y que constituye el sistema de entrampamiento en el terciario.

Esta estructuración se ha aprovechado operativamente para el desarrollo del campo, el cual se ha dividido en 8 bloques de sur a norte, cada uno limitado por fallas Normales.

El fallamiento, característico de una zona de Wrench, desarrolló estructuras en la secuencia del Cretáceo, que fueron erodadas durante el Eoceno y que han sido parcialmente probadas.

Figura 2. Esquema estructural del campo Casabe.



1.3.2 Estratigrafía

La estratigrafía del área del campo Casabe refleja una serie de eventos tectonosedimentarios, ocurridos a lo largo del desarrollo geológico de la cuenca del Valle Medio del Río Magdalena.

El desarrollo de la cuenca comienza con un evento de Rifting durante el Triásico y Jurásico, donde la Megasecuencia dominante corresponde a depósitos de ambientes continentales que dieron origen a un depósito de molasa conocido como Formación Girón.

Durante el Cretáceo la cuenca se desarrolló como una cuenca Retroarco, al este de la zona de subducción Andina, que fue afectada por un evento transgresivo marino, donde se desarrollaron secuencias arenas y secuencias alternantes de calizas y shales que se conoce como secuencia Cretácea.

El episodio de acreción de la cordillera Occidental transformó al Valle Medio del Río Magdalena en una cuenca Antepaís, con influencia continental y aportes significativos de sedimentos provenientes de rocas volcánicas e intrusivas emplazadas en el Macizo de Santander (Este) y La Cordillera Central (Oeste), los cuales se depositaron sobre una superficie erosiva producto de la deformación y posterior erosión de los sedimentos hasta entonces depositados. Tal superficie erosiva se reconoce regionalmente como Discordancia del Eoceno Medio.

En el registro sedimentario los depósitos provenientes del Macizo de Santander y La Cordillera Central se reconocen como las formaciones La Paz y Esmeraldas, de edad Eoceno Superior y las formaciones Mugrosa y Colorado, de edad Oligoceno a Mioceno Medio, que corresponden a depósitos de arenitas cuarzo-feldespáticas, conglomerados, limolitas y arcillas depositados en ambientes fluviales trenzados y meandriformes.

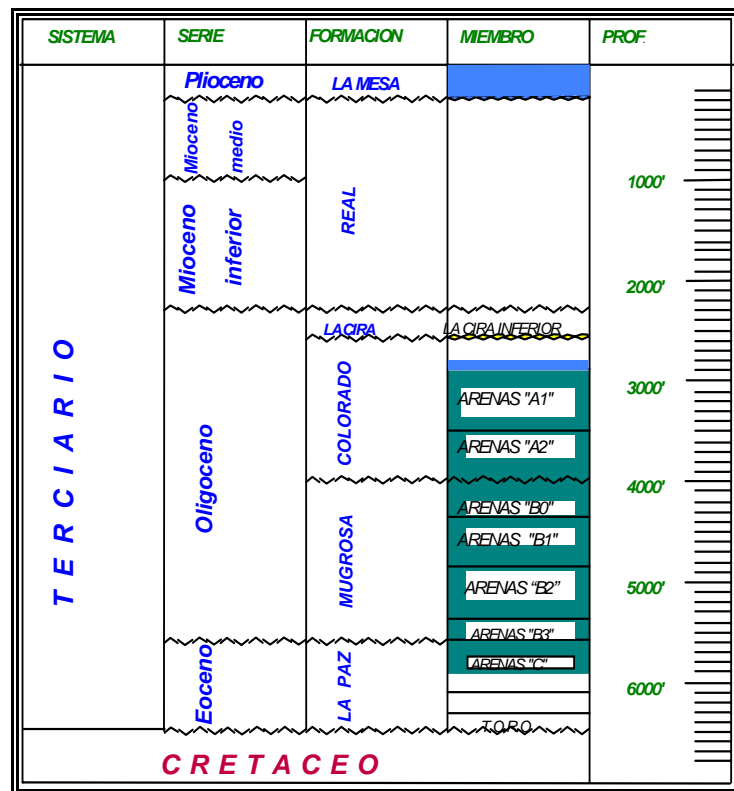
A partir del Mioceno Medio se inicia un nuevo ciclo de sedimentación, que obedece a la reactivación de la actividad tectónica transformando al Valle Medio

del Río Magdalena en una cuenca Intramontana, cuya megasecuencia está representada por el depósito del Grupo Real, que consiste de arenitas y conglomerados que alternan con arcillas; depositados en un ambiente fluvial de alta energía.

El levantamiento de los Andes del Norte de Sur América, ocurre durante el Plioceno-Pleistoceno, que da lugar a un ciclo erosivo que corta parcialmente la secuencia del terciario depositadas hasta entonces. El último ciclo de la Orogenia Andina culmina con el levantamiento de la parte sur de la cuenca y con un ciclo volcánico, piroclástico de la cordillera Central, que aporta gran parte del material del que esta constituido el Grupo Mesa.

Las zonas productoras en el campo corresponden a las arenas presentes en las formaciones Colorado, Mugrosa y La Paz.

Figura 3. Columna Estratigráfica del campo Casabe.



1.3.3 Ambiente de Deposición

Con base en la información de corazones existentes y mediante la interpretación de registros eléctricos, se estableció que las arenas presentes en las formaciones Colorado, Mugrosa y La Paz se depositaron en un ambiente fluvial de corrientes meandriformes, las cuales se describen brevemente como sigue:

Formación Colorado: Consta de arcillolitas con intercalaciones de areniscas, presentan un espesor promedio de 1.400 pies y se desarrolló en un ambiente fluvial. Operacionalmente se subdivide en Arenas A3, A2, A1 y A0.

Formación Mugrosa: Constituido por arcillolitas de color gris verdoso y areniscas de cuarzo de grano medio a fino. Se desarrolló en un ambiente fluvial, alcanzando un espesor de 1.700 pies. Es reconocida en el campo como Arenas Bo, B1, B2 y B3.

Formación La Paz: consiste de areniscas conglomeráticas a la base, areniscas de grano medio a fino con estratificación cruzada, y lodolitas, depositada por corrientes fluviales de tipo transicional de canales entrecruzados hasta sistemas meandriformes. En el campo se conocen como Arenas C.

Figura 4. Diagrama del ambiente de Deposición de las formaciones Mugrosa y Colorado.



1.4 PROPIEDADES DEL YACIMIENTO

1.4.1 Propiedades Petrofísicas

Los parámetros promedios de cada una de las zonas productoras reflejan las características sedimentarias de las formaciones descritas anteriormente, los cuales se resumen en las siguientes tablas:

Tabla 1. Propiedades petrofísicas del campo Casabe

Parámetros	Casabe			
	Fm. Colorado		Fm. Mugrosa	
Zonas Productoras	A1	A2	B1	B2
Area (acres)	4570	3875	2030	2449
Profundidad Prom. (P.s.n.m)	2600	2900	3900	4200
Espesor Neto (Pies)	76	78	43	23
Porosidad Promedio (%)	24	24	25,5	25,5
Permeabilidad Promed (md)	225	225	385	385
Swi (%)	23	23	23	23
Tipo de Crudo	Asfaltenos			
Mecanismo de Producción	Inyección de Agua			

Tabla 2. Propiedades del fluido del Campo Casabe

Parametros	Campo Casabe	
	ZONA A	ZONA B
Gravedad API.	19	20
Viscosidad (Cp) a Pb	43	21
Factor Volumétrico inicial	1,083	1,117
factor Volumétrico	1,055	1,07
GOR (SCF/STB) inicial	187	254
Presión a Pb (psi)	1350	2200

1.5 RESERVAS

Las reservas para las arenas A y B, y su respectiva producción acumulada a diciembre 31 de 2004 se presentan en la siguiente tabla:

Tabla 3. Reservas del campo Casabe.

Campo	Aceite Original (MMbbls)	Producción Acumulada (MMbbls)	Factor Recobro (%)
Arenas A	884,16	160,5	18,1
Arenas B	413,34	105,5	25,1
Total Casabe	1297,5	266,0	20

1.6 HISTORIA DE PRODUCCIÓN

El campo inició oficialmente explotación en junio de 1945, de arenas superiores (formación Colorado, zona A), con el pozo Casabe 1.

En 1950 se inició la explotación de las arenas inferiores (formación Mugrosa, zona B).

En diciembre de 1958 se concluyó el desarrollo primario, habiéndose perforado un total de 448 pozos, separados para arenas superiores y arenas inferiores.

En 1979 se realizaron tres pilotos para determinar la factibilidad de llevar a cabo la inyección con agua dulce, en las arenas A y B del campo. Con base en los buenos resultados obtenidos en estos pilotos, se decidió extender la recuperación secundaria a todo el campo, para lo cual básicamente se perforó la totalidad de los pozos inyectores y el reemplazo de aquellos pozos productores que presentaban mal estado mecánico. En Junio 20 de 1985 se inició inyección en el sector norte, bloques VI, VII y VIII. Al inicio de la inyección la producción del campo era de 4000 BPD.

En Agosto 25 de 1985 se inauguró oficialmente la planta de inyección de agua, con dos sistemas de inyección denominados de alta y de baja presión.

En 1988 se inicia la inyección en el sector sur bloques I, II, III y V.

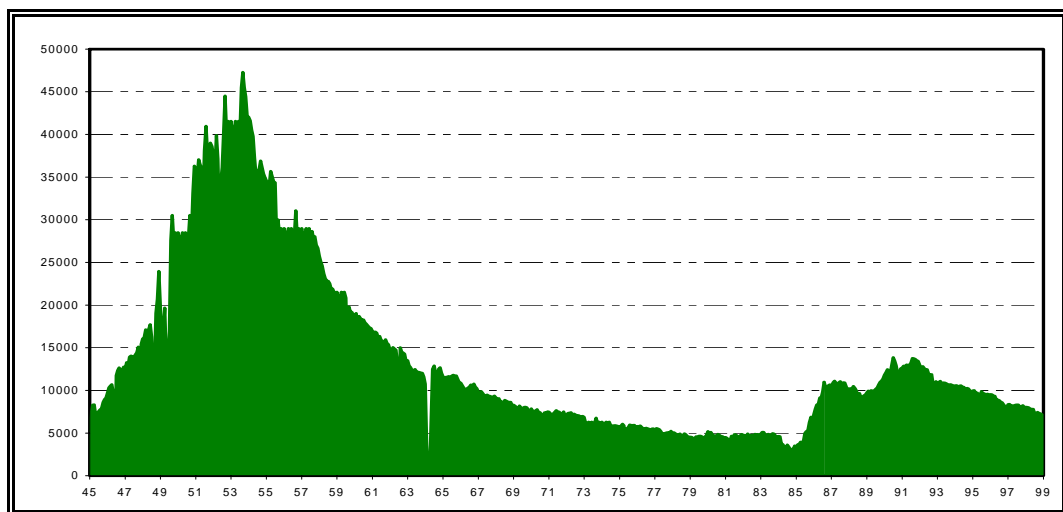
La máxima inyección en el campo de Casabe se presentó en agosto de 1991 con 106900 barriles por día y una producción de 13200 barriles de aceite.

La máxima producción de aceite se presentó el 19 de enero de 1992 con 14706 barriles de aceite y una inyección de agua de 94000 barriles.

Actualmente continúa el proceso de recobro secundario mediante inyección de agua. Se utilizan modelos regulares de cinco puntos (4 pozos inyectoros en los vértices de un cuadrado y un pozo productor central). Se dispone de pozos individuales para cada una de las arenas A1, A2, B1 y B2 (4 inyectoros en cada vértice) y dos pozos productores centrales (uno para A1-A2 y otro para B1-B2). Se utiliza agua dulce de la formación La Mesa, en sistema cerrado. Se dispone de siete pozos de captación para el suministro de agua. Se encuentran en inyección los bloques VI, VII y VIII (en el sector norte) y I, II, III y V (en el sector sur). El bloque V fue sometido a inyección solo en las arenas B.

La producción promedio del campo actualmente es de 7000 BPD, con 256 pozos productores en bombeo mecánico y 6 con sistema de levantamiento por cavidades progresivas, PCP, con un corte de agua promedio (BSW) de 80 %. La siguiente figura muestra la producción del campo desde el inicio en 1945.

Figura 5. Historia de Producción del campo Casabe. (BOPD vs. tiempo en años)



1.7 INFRAESTRUCTURA DE INYECCIÓN DE AGUA

Pozos de Captación (productores de agua): 7 pozos en total, de los cuales permanecen 4 activos con un potencial de 84000 BAPD (2 suministran el agua requerida actualmente y 2 en stand-by).

Planta de Inyección: Inicialmente se contó con 9 bombas centrífugas electroaxiales con capacidad para 330000 BAPD. Se han transferido 5 bombas a otros campos de ECOPETROL. Actualmente se disponen de 4 bombas con capacidad total de 148000 BAPD: 2 para el sistema de baja presión (arenas superiores) y 2 para el de alta presión (arenas inferiores), de las cuales sólo trabaja una en cada sistema y las dos restantes permanecen disponibles. La capacidad de cada bomba de alta es de 31646 BAPD y de cada bomba de baja es de 42000 BAPD. La inyección de agua actual es del orden de 30000 BAPD (20% aprox. de la capacidad instalada).

Múltiples de Inyección: El campo cuenta con 51 múltiples en total, 25 en el sector sur y 26 en el sector norte (bloques VI, VII y VIII). Actualmente 16 múltiples (30%) están habilitados en el sistema SCADA (sistema de adquisición de datos y control remoto).

1.8 RECOLECCIÓN Y TRATAMIENTO DE FLUIDOS PRODUCIDOS

Estaciones de Recolección y Tratamiento. Para el Proyecto de Recuperación Secundaria se construyeron 6 nuevas estaciones de recolección y tratamiento, de las cuales 3 han sido retiradas de servicio y desmanteladas, quedando activas 2 estaciones en el sector sur (estaciones 2 y 3) y una estación en el sector norte (estación 4).

A cada estación llega la producción de los pozos cercanos a través de dos líneas paralelas: una de varios (que recoge la producción de todos los pozos conectados a la estación) y una línea de prueba (para medición de pozos). Cada estación consta de un separador general, un tratador térmico electrostático, separadores de prueba, tanques de almacenamiento y sistema para tratamiento del agua producida (separador API y piscinas aeróbicas). De cada estación el crudo es bombeado hacia la Estación de Fiscalización y Bombeo.

Estación de Fiscalización y Bombeo de Crudo. Recibe el crudo tratado en las tres estaciones de recolección y tratamiento activas actualmente, se fiscaliza y se bombea a la refinería de Barrancabermeja a través de un oleoducto de 16" que cruza el río Magdalena por debajo de su lecho

1.9 OTRAS FACILIDADES E INFRAESTRUCTURA

Sistema Eléctrico. El suministro de energía se obtiene de la refinería de Barrancabermeja (GCB) y como alternativa se posee la Electrificadora de Santander (ESSA). Recientemente se hizo un acuerdo con ESSA para disminuir el costo de energía para la GCO y GCB el cual contempla la reactivación de un generador propiedad de ESSA y el suministro de gas combustible para su operación por parte Ecopetrol.

Consumo de energía de 7.5 Megavatios/hora (MWH), por 2 líneas

Línea No 1: 4.0 MWH

Línea No 2: 3.5 MWH

Consumo de energía anual: 50.000.000 Kw/h.

Equipos de Reacondicionamiento y Varilleo. El campo dispone de 5 equipos completos de reacondicionamiento, Franks-300 y 3 de varilleo, Franks-200, los cuales son operados por personal de ECOPETROL S.A.

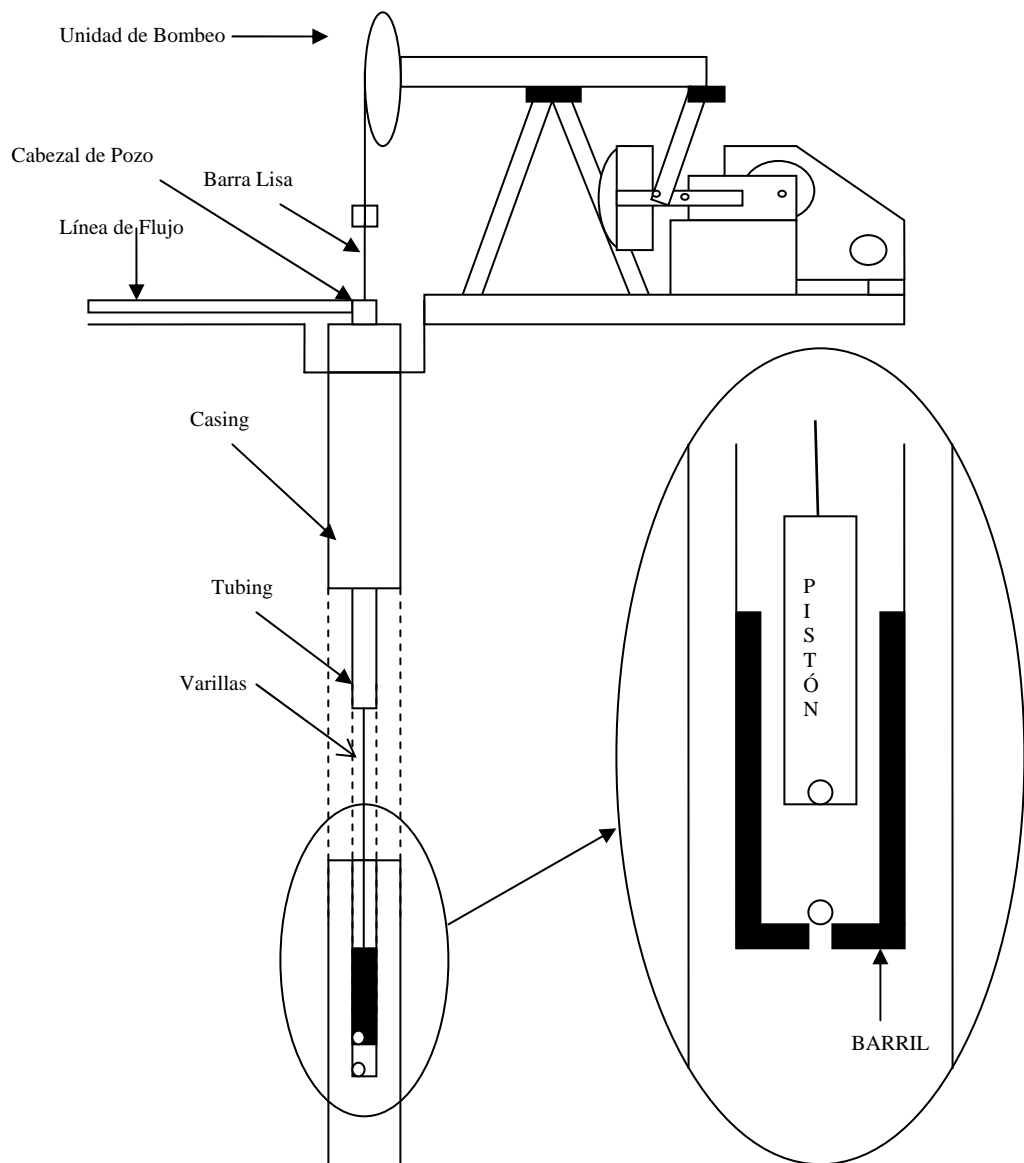
Existe en el campo un taller de reparación de bombas de subsuelo de bombeo mecánico, donde se reparan las bombas de los campos Casabe, Peñas Blancas y campos del área Yariguí-Cantagallo.

Además se cuenta con una bodega-taller para reparación y almacenamiento de herramientas de subsuelo para satisfacer las actividades de reacondicionamiento.

2. SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO

El sistema consiste en un ensamblaje del equipo de superficie y de fondo, que eleva el fluido de la formación a superficie por la acción recíproca de una unidad

Figura 6. Componentes del sistema de Bombeo Mecánico



de bombeo en superficie, que levanta y baja la sarta de varillas para accionar la bomba de fondo.

2.1 EQUIPO DE SUPERFICIE

Convierte el movimiento rotacional del motor, disminuido mediante el reductor de velocidades, en un movimiento recíprocamente lineal vertical y soporta las cargas presentadas durante el ciclo completo de bombeo. El equipo de superficie incluye:

- Motor Primario. Proporciona la potencia de impulsión al sistema y puede ser un motor eléctrico o de combustión interna.
- Unidad de bombeo. Acople mecánico que transforma el movimiento de rotación del engranaje reductor (elemento que reduce la elevada velocidad rotacional del Motor primario a la velocidad requerida para efectuar el bombeo y, al mismo tiempo, incrementar el torque disponible sobre su eje de baja velocidad) en un movimiento oscilante requerido para operar la bomba de fondo. Su elemento principal es el balancín, el cual trabaja sobre el principio de la palanca mecánica.
- Barra lisa. Conecta el balancín a la sarta de varillas y asegura una superficie de sellamiento en el cabezal del pozo.
- Cabezal de pozo. Contiene el prensaestopas que sella la barra lisa y una tee de bombeo para hacer que los fluidos del pozo lleguen hasta la línea de flujo. El espacio anular de la tubería de revestimiento usualmente está conectado, a través de una válvula de cheque a la línea de flujo.

Unidad de bombeo

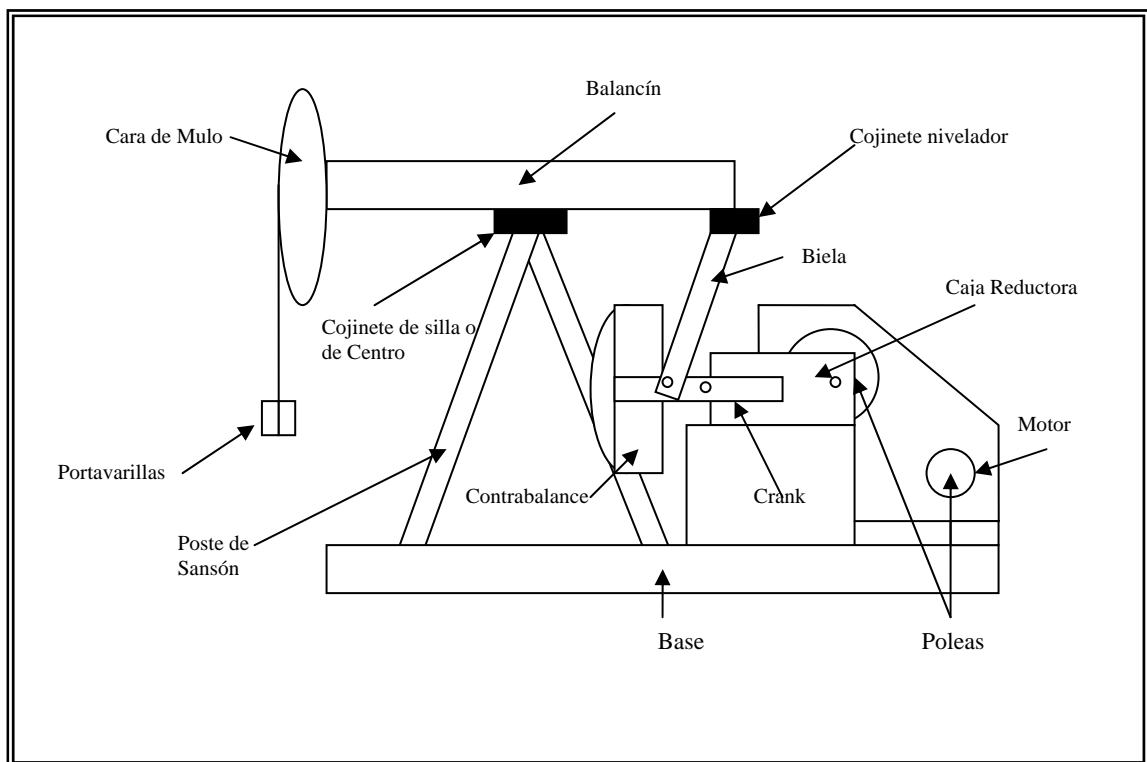
La unidad de bombeo es el mecanismo que convierte el movimiento giratorio del motor en un movimiento oscilante vertical requerido en la barra lisa. La mayoría de

los tipos de unidades de bombeo utilizan un balancín, heredado desde los días de los equipos de perforación con cable. Las unidades de bombeo mecánico tipo balancín básicamente tienen cuatro elementos mecánicos de barra. Los principales elementos son:

- El brazo de la manivela, el cual gira gracias al eje de baja velocidad del engranaje reductor.
- La biela, la cual conecta el brazo de la manivela al balancín.
- La parte del balancín desde el cojinete nivelador hasta el cojinete central
- La distancia fija entre el cojinete de silla y el cabezal.

Las diferentes partes de una unidad de bombeo se ilustran en la figura 7.

Figura 7. Componentes de la Unidad de Bombeo



Las unidades de bombeo generalmente usadas se clasifican según su punto de apoyo y el mecanismo de contrabalance como se muestra en la siguiente Tabla.

Tabla 4. Clasificación de las Unidades según el Mecanismo de Contrabalance

TIPO DE UNIDAD	CLASE	PUNTO DE APOYO	MECAN. DE CONTRABALANCE
Convencional	Sistema de palancas. clase I	Punto medio del balancín.	Por contrapeso.
Unidades Neumáticas	Sistema de palancas. clase II	Extremo delantero del balancín.	Por aire.
Unidades Mark II	Sistema de palancas. clase III	Extremo trasero del balancín.	Por contrapeso.

El API describe las unidades especificando:

- Tipo:
 - C. si es una unidad convencional.
 - B. si su contrapeso está en el balancín.
 - A. sí es una unidad balanceada por aire.
 - M si es una unidad Mark II
- El máximo torque de diseño en el reductor en miles de pulg-lbs. Se adiciona una letra D si el reductor tiene doble reducción.
- La máxima carga de diseño estructural en cientos de libras.
- El máximo recorrido que suministra la unidad,

El principio de operación en todas las unidades es el mismo. Un rotor hace girar un reductor de velocidades mediante bandas, el reductor disminuye el número de

revoluciones por minuto, a la vez que origina el movimiento del crank, el cual está conectado al balancín mediante una biela o "pitman".

Todas las unidades tienen un efecto de contrabalance cuyo fin es el de almacenar energía durante la carrera de descenso, para posteriormente suministrarla durante la carrera de ascenso.

2.2 EQUIPO DE SUBSUELO

Transmite la energía necesaria para levantar el fluido del pozo, sirviendo como elemento conector, entre la bomba de subsuelo y la unidad de superficie. Es el medio sin el cual sería imposible la extracción de un fluido de un yacimiento cuya energía no es suficiente para que produzca por flujo natural.

Es un conjunto de equipos conformados principalmente por la sarta de varillas, tubería de producción y bomba de subsuelo².

Varillas de bombeo

La sarta de varillas es usada para transmitir el movimiento y la potencia de la unidad de bombeo a la bomba de subsuelo, son fabricadas en acero y fibra de vidrio y las combinadas que conservan la propiedad del material de fabricación. La industria clasifica las varillas de acero en grados C, D, E y K dependiendo de la resistencia a la carga.²

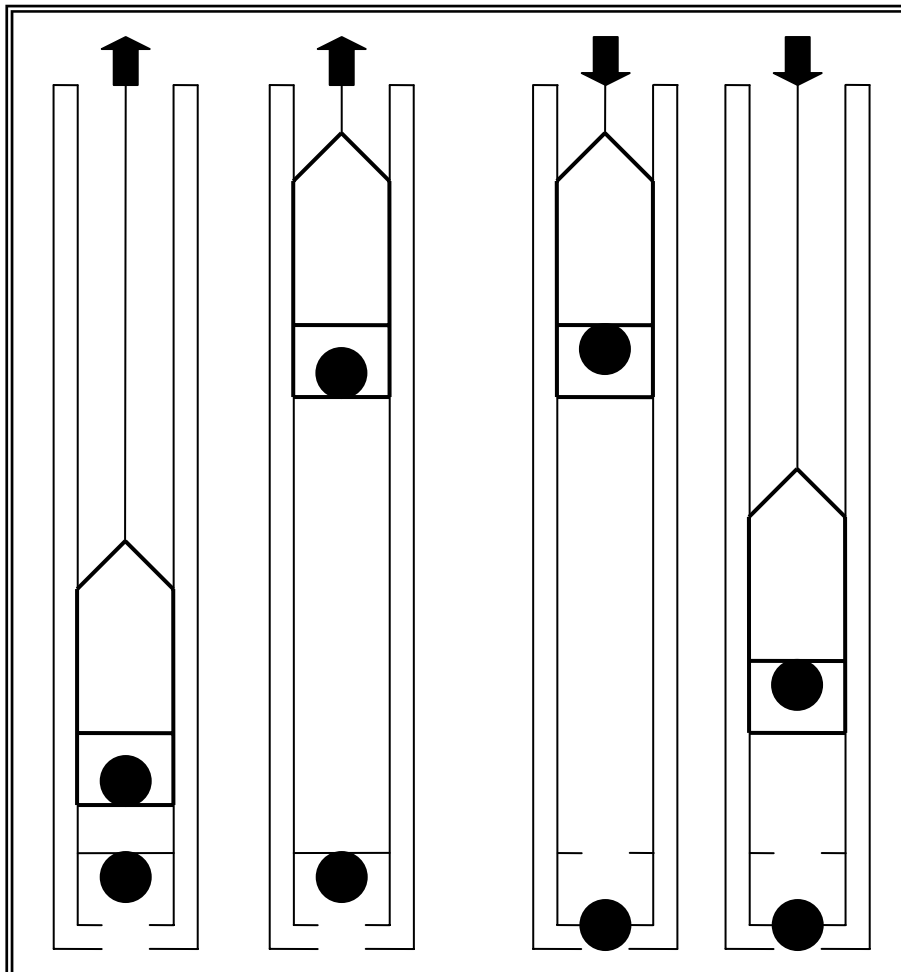
Tubería de Producción

Es el medio para transportar el fluido a la superficie y para soportarlo mientras la bomba baja a recoger otra carga. En la mayoría de las instalaciones de bombeo, cuando la profundidad de la bomba no excede los 5000 pies, la tubería es suspendida desde superficie por el cabezal de la tubería. A profundidades mayores, la tubería debe anclarse.²

Bombas de Subsuelo

Las bombas de subsuelo usadas en el bombeo mecánico trabajan sobre el principio del desplazamiento positivo y son del tipo cilindro-pistón. Sus partes básicas son el barril de trabajo, el pistón y las dos válvulas de bola. La válvula que va agarrada al barril de trabajo actúa como una válvula de succión y se le conoce como válvula fija. La otra válvula, contenida en el pistón, actúa como una válvula de descarga y se le llama válvula viajera. Dichas válvulas actúan como válvulas de cheque y sus movimientos de apertura y cierre, durante el movimiento alterno del pistón, proporcionan un medio para desplazar los fluidos del pozo hasta la superficie. El período básico de la operación de la bomba se presenta en la figura 8.

Figura 8. Período básico de Operación de una bomba de subsuelo.



La figura 8 presenta una bomba común con el pistón moviéndose dentro de un barril estacionario. El barril está conectado al extremo inferior de la sarta de tubería de producción, mientras que el pistón se mueve directamente por la sarta de varillas. Por fines de simplicidad en la descripción, se asume el bombeo de un fluido incompresible (líquido).

Al comenzar el recorrido ascendente, después de que el pistón ha alcanzado su posición más baja, la válvula viajera se cierra debido a la alta presión hidrostática en la tubería que se encuentra encima de ésta. El líquido contenido en la tubería encima de la válvula viajera es levantado hasta la superficie durante el movimiento ascendente del pistón. Al mismo tiempo, la presión cae en el espacio que existe entre la válvula fija y la viajera, haciendo que se abra la válvula fija. La presión en la cara del pozo hace que el líquido de la formación, a través de la válvula fija llegue hasta el barril, por debajo del pistón. El levantamiento de la columna de líquido y el llenado del barril con el líquido de la formación continúa hasta finalizar el recorrido ascendente completo, el peso total de la columna de líquido en la sarta de tubería de producción es soportado por el pistón y la sarta de varillas conectada a éste. La elevada fuerza de empuje hace que la sarta de varillas se estire gracias a su elasticidad.

Después que el pistón ha alcanzado su recorrido máximo, la sarta de varillas comienza a bajar. Se inicia el recorrido descendente, la válvula viajera inmediatamente se abre y la válvula fija se cierra. Esta operación de las válvulas se debe a la incompresibilidad del líquido contenido en el barril. Cuando la válvula viajera se abre, el peso del líquido es transferido desde el pistón hasta la válvula fija, originando el estiramiento de la sarta de tubería de producción. Durante el recorrido descendente, el émbolo hace su descenso con la válvula viajera abierta dentro del barril con líquido de formación. Al final del recorrido descendente, la dirección del movimiento de la sarta de varillas se invierte y comienza otro ciclo de bombeo. Nuevamente, el peso del líquido es transferido al embolo, originando el

estiramiento de las varillas y el retorno de la tubería hasta su estado de no estiramiento.

Esta descripción elemental del ciclo de bombeo ha demostrado que la bomba de succión opera como cualquier bomba de pistón. La diferencia más significativa entre una bomba utilizada en la superficie y una bomba de succión radica en la forma como es impulsado el pistón o embolo. Éste, es operado por una sarta de varillas cuya longitud puede ser de miles de pies. Debido a su comportamiento elástico, esta larga sarta periódicamente se estira y encoge, lo cual permite que el movimiento del pistón sea complejo y complicado de predecir. En consecuencia, el recorrido del pistón no se puede calcular rápidamente a partir de un recorrido medido en superficie.

El ciclo de bombeo, como se describe en la figura 8 asume que prevalecen condiciones ideales: producción de líquido monofásico y que el barril se llena completamente con los fluidos del pozo durante el recorrido ascendente.

Si no se puede reunir cualquiera de estas condiciones, entonces la operación de la bomba se ve afectada seriamente. Todos los problemas que ocurren en tales situaciones, se relacionan con los cambios de acción de la válvula durante el ciclo. Como se ha mencionado, ambas válvulas son válvulas simples de cheque, las cuales se abren o se cierran de acuerdo con la relación de las presiones por encima o por debajo del asiento de la válvula.

Por lo tanto, las válvulas no necesariamente se abren y se cierran en los dos extremos del recorrido del pistón (la parte del recorrido utilizado para levantar los fluidos del pozo) puede ser inferior al recorrido total del mismo.

Si los fluidos del pozo, en el barril, contienen alguna traza de gas libre al comenzar el recorrido descendente, la válvula viajera se mantiene cerrada hasta que este

gas sea comprimido a una presión suficiente como para superar la presión de la columna del líquido por encima de ésta. Parte del recorrido es tomado por el efecto de compresión del gas, de tal modo que se reduce el recorrido efectivo del pistón.

Un problema similar ocurre al comenzar el recorrido ascendente, cuando se bombean fluidos gas-líquido. Justo antes de comenzar el recorrido ascendente, la mezcla de gas/líquido que ocupa el espacio entre las válvulas viajera y fija, queda con la presión hidrostática de la columna de líquido en la tubería. Cuando el émbolo comienza su movimiento ascendente con la válvula viajera cerrada, esta mezcla de alta presión se expande, permitiendo que solamente una presión gradual disminuya por debajo del pistón. Este efecto retarda la apertura de la válvula fija hasta que la presión, por encima de la válvula, caiga a la presión de la boca del pozo. La fracción de recorrido del émbolo durante este proceso puede reducir considerablemente la longitud del recorrido disponible para llenar el barril con los líquidos. Así que nuevamente, el recorrido efectivo del pistón se ve reducido.

Estos efectos se pueden combinar con un llenado incompleto del barril de la bomba durante el recorrido ascendente. Esto usualmente ocurre cuando la capacidad de la bomba es más alta que la tasa de flujo del pozo. Todas estas condiciones pueden originar una considerable reducción del recorrido del pistón disponible para el levantamiento de los fluidos del pozo y en consecuencia, disminuir las relaciones de bombeo. El diseño de una instalación de bombeo mecánico, por consiguiente, debe tener en consideración las condiciones reales de la bomba en el fondo.

En el anexo A se describen los tipos básicos de bombas, su clasificación API, sus partes estructurales y algunas bombas especiales. En el anexo B se detalla un poco sobre la metalurgia de los materiales usados en las bombas

Tabla 5. Nomenclatura de bombas API.⁶

XX	XXX	X₁	X₂	X₃	X₄	X₅	X₆	X₇
XX	Tamaño del tubing					15 20 25 30	- 1.9 pulg. - 2 ³ / ₈ pulg - 2 ⁷ / ₈ pulg - 3 ¹ / ₂ pulg	
XXX	Diámetro de la bomba						125 - 1 1/4 pulg. 150 - 1 1/2 pulg. 175 - 1 3/4 pulg. 178 - 1 ²⁵ / ₃₂ pulg. 200 - 2 pulg. 225 - 2 1/4 pulg. 250 - 2 1/2 pulg. 275 - 2 3/4 pulg.	
X₁	Tipo de bomba						R - de varilla T - de tubería	
X₂	Tipo de barril						H - de pared gruesa émbolos metálicos W - de pared delgada	
X₃	Localización del anclaje						A - arriba B - abajo T - abajo, barril viajero	
X₄	Tipo de anclaje						C - tipo copa M - tipo mecánico	
X₅	Longitud del barril, pies							
X₆	Longitud nominal del émbolo, pies							
X₇	Longitud total de las extensiones en pies							

2.3 CONSIDERACIONES FUNDAMENTALES SOBRE EL DISEÑO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO MECÁNICO

El diseño de una instalación completa debe considerar el comportamiento de todos los elementos del sistema. Existen formulas básicas para el cálculo de varios factores que afectan la selección de un sistema apropiado, sin embargo las

fórmulas son inexactas y algunos análisis o diseños se deben apoyar en la experiencia local. La mínima cantidad de información que se debe conocer, asumir o calcular para determinar las cargas aproximadas y el desplazamiento de la bomba para el diseño e instalación de una unidad debe incluir:

- Nivel de Fluido, pies
- Profundidad de la Bomba, pies
- Velocidad de Bombeo, SPM
- Longitud del recorrido en superficie, pulgadas
- Diámetro del pistón, pulgadas
- El diámetro nominal del Tubing, pulgadas
- Tamaño y diseño de la sarta de varillas
- Geometría de la Unidad

Con estos factores se obtendrían, con cierto grado de confiabilidad los siguientes datos:

- Desplazamiento de la bomba, B/D
- Máxima y Mínima carga sobre la barra lisa, lb
- Máximo Torque, Lb-Pulg
- Caballaje de la carga máxima, HP
- Contrabalance Requerido, lb

La solución final para el diseño se logra a través de una serie de métodos de ensayo y error, optando por la configuración de sarta de varillas, bomba y unidad de bombeo más adecuada. En general, para el diseño de este sistema de levantamiento se siguen los siguientes pasos:

1. Se debe hacer una selección preliminar de los componentes del diseño.

2. Se calculan las características operacionales usando formulas básicas, tablas y figuras presentadas.
3. Las cargas y el desplazamiento de la bomba calculadas se comparan con los volúmenes, rangos de cargas y de esfuerzos previamente seleccionados.

Luego de estos pasos puede hacerse necesario realizar nuevamente algunos de los cálculos u otra selección de los componentes para que concuerden con las limitaciones del sistema hasta obtener las condiciones de operación óptimas.

Problemas en el sistema de bombeo pueden ser solucionados a través del seguimiento del comportamiento de los fluidos producidos utilizando dinagramas, sonolog (ver anexo D), y revisando las bombas de subsuelo después de los trabajos o servicios a los pozos, entre otros.

En lo referente a la selección del equipo de fondo los aspectos más relevantes son la selección de la bomba y la sarta de varillas.

Selección de la bomba

Para una profundidad de bombeo y un volumen de fluido deseado, existe un tamaño de bomba óptimo lo cual conlleva a un efectivo recorrido del pistón y en el mantenimiento de una velocidad moderada de operación. Si el pistón es muy grande, se impondrán cargas innecesarias sobre el equipo y el corto recorrido del pistón puede ocasionar una operación ineficiente, por otro lado, si el pistón es muy pequeño se tendrían velocidades de bombeo muy altas y el incremento en los efectos (inerciales) de aceleración podría ocasionar incrementos en las cargas sobre el equipo. El factor básico en la selección del tamaño de la bomba adecuada es el volumen de fluido desplazado por la bomba por cada carrera. Este volumen desplazado dependerá del diámetro de la bomba. El desplazamiento teórico total de la bomba se puede determinar como sigue:

$$PD = 0.1484 A_P S_P N \quad (1)$$

Donde:

PD: Desplazamiento total de la bomba, B/D.

A_P : Área transversal del pistón, pulgadas²

S_P : Recorrido (stroke) efectivo del pistón, pulgadas.

N: Velocidad de bombeo en número de strokes por minuto.

La ecuación anterior también puede escribirse en función del diámetro del pistón de la bomba así:

$$PD = 0.1166 D_P^2 S_P N \quad (2)$$

La tasa de producción real en superficie, Q, puede ser menor que el desplazamiento teórico de la bomba debido a la eficiencia volumétrica de la bomba, $E_v = Q/PD$.

Las eficiencias volumétricas pueden variar en un amplio rango pero más comúnmente entre 70-80%.

Selección de la Sarta de varillas

Para profundidades mayores de 3500 pies usualmente se emplea una sarta de varillas combinada, que consta de varillas de diferentes diámetros. Las cargas mínimas y máximas esperadas durante un ciclo de bombeo para una sarta de varillas dada deben ser determinadas tan exactamente como sea posible para seleccionar o diseñar el equipo de superficie apropiado para soportar dichas cargas.

Para la selección del equipo de superficie se deben considerar varios factores como son: Carga de Contrabalance, Factor de Torque

Contrabalance

Cuando la unidad es apropiadamente contrabalanceada el trabajo requerido por el convertidor de potencia durante la primera (upstroke) y la segunda mitad (downstroke) del ciclo será aproximadamente igual. Asimismo, el torque ejercido sobre el reductor de velocidades será aproximadamente igual durante ambas mitades del ciclo.

Consideraciones sobre el Torque

Aplicado a las unidades de bombeo, el torque se refiere al número de libras por pulgada de fuerza aplicada al crank por el eje de baja velocidad del engranaje reductor que a su vez es creada por el pitman debido a las cargas del pozo y al efecto de oposición ocasionado por el momento del contrabalance y el motor principal.

3. SERVICIOS A LOS POZOS

El servicio a pozo es causado por el desgaste o falla del equipo mecánico instalado para el bombeo artificial. El servicio o trabajo puede incluir: reemplazo de varillas desgastadas, rediseño, reemplazo de varillas rotas, reparación, reemplazo de tubería de producción, bomba de subsuelo, limpieza del pozo, reemplazo y reparación de empaques. Es causado por el desgaste natural, vida útil media y el medio ambiente operativo, al cual el equipo está expuesto en el pozo.

Las bombas de subsuelo y las varillas son partes móviles y están sujetas al desgaste. La tubería de producción sufre por la fricción de las varillas y se mueve en pozos en donde no está anclada, debido al movimiento recíprocante del bombeo. Todos estos elementos están expuestos a la corrosión, escamas y depósitos de parafinas.

El operador de pozos y el ingeniero de producción son usualmente los primeros en observar las condiciones anormales de presión o producción de fluidos. Las pruebas de rutina y reportes de producción diarios, la presión en cabeza de pozo, el volumen de gas y la relación gas aceite (GOR), porcentaje de agua, presencia de gases ácidos y presencia de azufre y otros metales, son las mejores evidencias de la necesidad para un trabajo remedial en el pozo. Los equipos de subsuelo deben estar en buenas condiciones de trabajo con miras de mantener la producción.

3.1 BOMBAS DE SUBSUELO

Se manejan estadísticas que menos del 25 por ciento de los pozos operados por bombeo mecánico en el mundo, están a una eficiencia óptima porque hay una selección inadecuada de la bomba de subsuelo, inapropiada ubicación de la misma o por descuido en el mantenimiento. La profundidad y la temperatura de fondo son consideraciones usuales para la selección del tipo de bomba, clase de válvulas y asientos escogidos. La viscosidad de los fluidos producidos puede causar pérdida de la eficiencia volumétrica (los fluidos de alta viscosidad no pueden fluir lo suficiente para llenar el barril de la bomba en cada carrera), en cambio, los de baja viscosidad permitirán un excesivo escurrimiento del fluido. Los anteriores son parámetros para la buena elección de la bomba.

Las parafinas pueden causar pega en las válvulas, rayones y obstrucción a fluir a través de la bomba. El gas disminuirá la eficiencia volumétrica de una bomba por impedir que el barril sea llenado adecuadamente. Este puede causar un bloqueo de gas conteniendo la producción del pozo.

La arena y los desechos interferirán con la acción adecuada de la válvula al incrustarse entre la bola y el asiento, permitiendo al fluido escapar. Además, inicia la erosión de la válvula. Los pozos que tienen gran aporte de arena del pozo muestran taponamiento de válvulas y pegas de bombas. La arena desgasta las partes móviles por abrasión. Cuando la acción de la bomba se detiene, la arena de la tubería de producción se establece en los anulares entre la bomba y la tubería, atascando el pistón impidiendo que esta no pueda ser sacada con la sarta. Luego de que es sacada conjuntamente con la tubería llena de fluido, incrementa el costo de operación. En pozos abrasivos, las partes expuestas a la abrasión pueden ser hechas de aceros aleados fuertes. En la mayoría de los casos, la mejor respuesta para un problema de metal en el pozo abrasivo es el acero al carbono endurecido

aproximadamente a 60 Rockwell C. el diseño es el factor más importante cuando se trata con arena.

El calor del fondo del pozo reducirá la viscosidad del fluido, haciéndolo más fácil de bombear, pero al mismo tiempo, aparece gas en solución, el cual incrementará la posibilidad de bloqueo de gas. También, los metales se expanden cuando la temperatura se incrementa, unos más que otros pudiendo causar pegas, por ejemplo, entre el pistón y el barril.

Los fluidos o gases corrosivos pueden “carcomer” alrededor de los asientos de válvulas, desenroscar la tubería y sellar la superficie de la bomba.

3.2 TUBERÍA DE PRODUCCIÓN.

El servicio a pozo en casos de falla en la tubería de producción por lo general se presenta por fugas en las uniones o por tubos rajados por el excesivo torque que se le aplica. Un fenómeno que se observa es la tubería rajada o colapsada en donde se utiliza la llave hidráulica, la cual crea una marca profunda. La presión hidráulica del fluido producido vence la tubería y falla. Otro tipo de fenómeno es el siguiente:

Rozamiento de la varilla.

El movimiento recíprocante de la sarta de varillas dentro del pozo algunas veces causa un desgaste severo de la tubería de producción. El desgaste por la varilla es generalmente causado por una desviación aguda del pozo.

La tubería de producción se pandea en el hueco por compresión, pero más comúnmente por “respiración”. Muy poco puede hacerse para prevenir el desgaste de la tubería en un hueco torcido excepto por una inspección periódica y el juicioso empleo de las guías para las varillas.

Escamas o precipitaciones de carbonatos y parafinas.

Esto es un problema severo en algunas áreas. Los depósitos de escamas pueden ser atribuidos a varios factores como la caída de presión, cambio de temperatura y mezcla de aguas incompatibles particularmente en pozos inyectoros para recobro secundario. Las escamas pueden estrangular o restringir completamente la producción en la tubería de producción, las líneas de flujo, las perforaciones de la tubería de revestimiento o la cara de la formación.

4. METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE CAUSA RAIZ (ACR)

El objetivo principal de la metodología de Análisis de Causa Raíz de falla es identificar la causa primaria (ó causas) que ocasiona una falla, con el fin de implementar medidas de prevención que eliminen ó minimicen su recurrencia. La metodología de ACR comprende tres fases:

Fase 1: Análisis del problema. La primera etapa del proceso está enfocada a una identificación clara y rigurosa del problema (la diferencia entre algo imaginado ó deseado y lo que realmente está sucediendo). Posteriormente, la definición del problema está enfocada a identificar los síntomas de la falla, el equipo que falló, la ubicación y el tipo de la falla. El Análisis del Problema es esencial para el éxito de la eliminación del mismo.

Fase 2. Análisis de Causa Raíz del problema. Búsqueda metódica de la(s) causa(s) del problema. Esta fase se divide en tres etapas.

- **Análisis de todas las Causas Posibles.** El objetivo de esta etapa es determinar tantas causas como sea posible del problema. El producto final de esta etapa es un listado de todas las Causas Posibles que puedan generar el problema identificado.
- **Validación de las Causas Posibles.** El propósito de la validación es determinar cuál de todas la Causas Posibles tienen evidencias ó hechos que la soportan. El objetivo es eliminar información no verificable ó no lógicamente soportada e identificar las causa raíz más probables.
- **Identificación y verificación de la causa raíz.** Aquellas causas que concuerdan con la definición del problema y lo verifican se convierten en Causas Raíz. El propósito de la verificación, es mantener un enfoque basado

en hechos y asegurar que las causas remanentes estén conectadas con el problema.

Fase 3. Desarrollo de la solución. El objetivo es seleccionar la solución más equilibrada al problema (una que elimina la causa sin crear problemas nuevos/peores). Esta fase esta dividida en tres etapas.

- **Selección de Criterios.** El objetivo es definir los factores específicos que deben ser satisfechos por la solución. Establecer claramente qué es lo que se necesita solucionar y su grado de aceptación.
- **Consideración de todas las posibles soluciones a la causa raíz.** El propósito de generar Soluciones Alternativas es asegurarse que se está analizando más ampliamente la solución al problema. Esta etapa se enfoca en buscar soluciones desde otros puntos de vista.
- **Selección de la mejor solución.** La fase final en el proceso de solución de problemas operacionales es el desarrollo de la misma. El proceso de seleccionar la mejor solución involucra: especificar qué es lo que se desea alcanzar, especificar los mínimos requisitos de la solución, evaluar y comparar los resultados y entender los riesgos y beneficios asociados con cada solución.

5. APLICACIÓN DE LA METODOLOGÍA DE ANÁLISIS DE CAUSA RAÍZ (ACR) A LOS 15 POZOS SELECCIONADOS CON PROBLEMAS CRÍTICOS POR BOMBA

Para efectuar el análisis de causa raíz y aplicarlo a los pozos en estudio se procedió a estudiar los registros de trabajos realizados a los pozos. Ellos son: trabajos de varilleo y workovers (cuya fuente proviene de los reportes GENERAL WORK, DAILY, WELL PLANNING del software corporativo DIMS), trabajos de cambio de extracción (fuente proviene del software POTEN); historias de producción de los pozos (de OFM). Además, los reportes de reparación y mantenimiento a las bombas que genera el personal del Taller de Bombas del Campo (que consignan en el reporte CONVENTIONAL PUMP del software DIMS); y los estudios de niveles y dinagramas que se obtienen del software TWM.

Hasta este momento, la información que se tiene para estudiar es la mencionada. Por ahora, no se cuenta con estudios de laboratorio de las muestras recogidas y enviadas al ICP, por ser estas escasas y no provenientes de todos los pozos en estudio. Entre estos estudios están los de corrosividad de fluidos producidos, ensayos mecánicos y químicos que conducen a determinar la calidad y/o aplicabilidad de materiales usados como equipos de subsuelo de los pozos productores (varillas, tubería, elementos de bomba), etc.

El objeto del presente informe, es desarrollar la metodología para cada pozo con la información recopilada, elaborando cada fase de la metodología, para al final presentar recomendaciones a seguir para solucionar el problema o como camino para encontrar soluciones en el futuro.

5.1 POZO C1

Análisis del Problema: El pozo fue perforado como productor en 1949 y empaquetado en 1985 luego de estar en abandono temporal desde 1959 por continuos arenamientos.

Su historia de fallas se muestra en la figura 9 desde 1993. Desde este año hasta 1996 el pozo tuvo una frecuencia de fallas de 1.75/año, todas fueron por cambios de bombas. En febrero de 1996 al pozo se le instala ancla de gas con bomba de tamaño 1-3/4", dejando de presentar intervenciones hasta enero de 1998 (2 años sin presentar fallas). Desde enero 1998 hasta diciembre del mismo año, el pozo tuvo 4 cambios de bomba, y una limpieza de arena. El pozo volvió a presentar intervención hasta febrero del 2000. En el lapso del 2000 hasta el 2002, el pozo tuvo 10 intervenciones (3/año). Los últimos trabajos de este lapso coincidieron con el cambio de diseño de anclaje de bomba de inferior a superior y con la eliminación del diseño de válvulas fijas dobles. El pozo tuvo dos intervenciones en abril de 2004, todas por bomba, no volviendo a fallar hasta abril de 2005. El pozo tiene historia problemática por cambios de bomba.

Si bien, el pozo no presenta problemas desde hace un año, puede considerarse un pozo crítico por bomba por la frecuencia de intervenciones de sus últimos siete años: 2,6/año (18 en total, 17 por bomba y un lavado de válvula fija).

Los últimos dinagramas muestran buen llenado de bomba sin problemas de interferencia por gas. Lo que indica un buen funcionamiento del ancla de gas usado como separador en fondo (ver anexo A)

Se reporta por parte del taller de bombas:

- Pistón y barril muy rayados, arena dentro de la bomba, partes desgastadas

- Válvulas de acero con desgaste.
- Bomba pegada, pistón rayado y desgastado, válvulas de carburo de tungsteno desgastadas.

Lo cual quiere decir que el problema está relacionado con la arena, la cual bloquea partes de la bomba, produce rayones en el pistón y pegas de bombas a la tubería.

Análisis de la causa raíz: Las causas que generan que este pozo sea crítico por bomba son:

- Diseño de la bomba no es acorde a las condiciones de producción de arena del pozo. Es decir, el diseño de la bomba puede ser causa de muchas intervenciones. Hay reportes de pistones rayados, bombas pegadas en tubería de producción, bloqueo de válvulas de acero desgastadas. Es evidente que el uso de anclaje inferior de bomba no es adecuado para pozos con buen aporte de arena (actualmente, para este pozo se usa anclaje superior), todas las intervenciones por bomba pegada en este pozo coinciden con el uso de bombas de anclaje inferior, antes de instalar la bomba actual con anclaje superior. Las bolas y asientos de acero usados en este pozo no son los adecuados para manejar las condiciones de abrasión del pozo. El tipo de pistón usado no es el adecuado para pozos arenosos como este. En fin, la razón por la que el pozo ha tenido repetidas intervenciones por bomba tiene que ver directamente con el diseño de las bombas usadas no apropiado a las condiciones de producción del pozo referentes a la producción de arena.

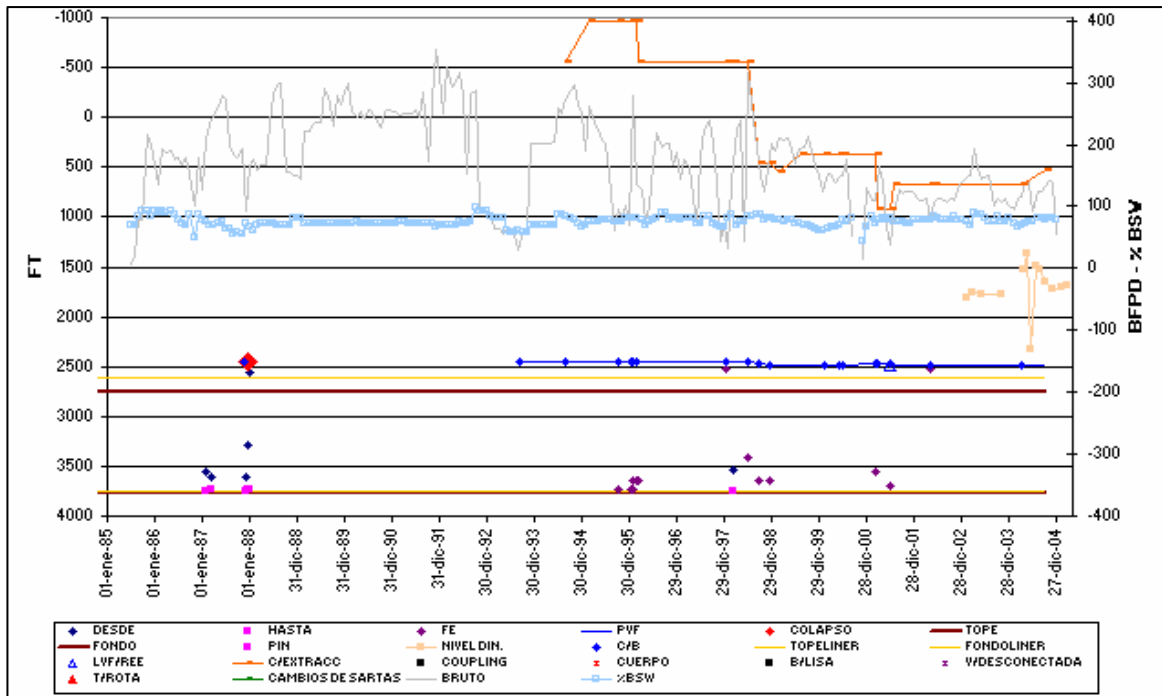
Recomendaciones:

- Se recomienda aplicar las metalurgias ajustadas a las condiciones de producciones de la mayoría de los pozos en Casabe, las cuales son de

moderada corrosión y severas abrasión. Así, al pozo podrían bajarse bombas con pistones con revestimiento duro de termo spray, temperizados con proceso tuff; barriles acero aleado con revestimiento de cromo (los usados en el campo) y válvulas y asientos de carburo de tungsteno

- Seguir usando anclajes de bomba superior, los cuales disminuyen en gran medida la posibilidad de pega de bomba en tubería.
- Usar dispositivo que disminuya o elimine la posibilidad de que la arena se asiente al interior de la bomba cuando hayan interrupciones eléctricas, en las que el pozo quede parado. Es factible el uso de la válvula SAND CHECK, cuyo diseño aplica para este problema y ha dado buenos resultados en pozos donde se ha utilizado.
- Uso de pistones de anillos. Estos son especificados para el manejo de la arena por parte del pistón, se elimina el problema de pistones y barriles rayados, combinarlo con válvula SAND CHECK.

Figura 9 Histórico de fallas del pozo C1.



5.2 POZO C2

Análisis del Problema: Este pozo fue completado en 1952 como productor.

Su historia de producción exhibe un aumento del BSW en agosto de 1994, desde valores de 2,5% en 1990 hasta un promedio de 21% los últimos 5 años. Su capacidad de extracción, así como los reportes de pruebas de producción se muestran constantes desde 1990 (47 y 38 BFPD en promedio, respectivamente).

Su historia de fallas muestra que tuvo 3 intervenciones, todas por bomba, en 2 años (1,5/año) entre 1996 y 1997. Luego, tuvo una secuencia de 8 trabajos por cambio de bomba desde mayo de 1998 y enero de 1999 (1/mes = 12/año), una de las cuales por bomba pegada. De aquí en adelante, tuvo una intervención en diciembre de 1999, otra en diciembre de 2000, ambas por cambio de bomba y un lavado de válvula fija (LVF) en abril de 2001. El pozo no tuvo problemas desde éste último trabajo hasta junio de 2003. Los años 2003 y 2004 presentaron 8 varilleos (4/año) y una limpieza de arena desde 2385' a 3714' (junio de 2004), en la que se corrigió rotura de revestimiento a una profundidad de 1443'. Este trabajo es de resaltar porque luego de él, el pozo mostró 5 de las 8 intervenciones en este último período. El pozo no es "arenero", pero luego de este trabajo de workover, el pozo muestra fondos de arena de 65 % de perforaciones tapadas a 2 meses de haber limpiado arena, comportamiento que antes no se presentaba. Además, el taller de bombas reporta pistón rayado y válvula viajera con fuga en último trabajo realizado en septiembre de 2004, confirmando que el problema "arena" está involucrado al pozo.

Unido a lo anterior, el pozo muestra evidencia de baja eficiencia por compresión de gas, aún teniendo elementos en la bomba que ayudan a manejarlo (válvula Dartt o Dardo).

En síntesis, de acuerdo a lo expuesto, el pozo presenta criticidad de intervenciones por cambios de bomba relacionadas a su dificultad para manejar la arena en exceso proveniente posiblemente del daño en el revestimiento. Adicionalmente, el pozo está mostrando interferencia por gas.

Su historia de fallas se muestra en la figura 10.

Análisis de la causa raíz: El pozo C2 muestra evidencia de que su problema de repetitivos cambios de bomba últimamente puede ser causado por:

- Arena que interfiere con el buen funcionamiento de la bomba. Este hecho tiene relación con la cementación que tuvo a lugar en la limpieza de arena. Adicionalmente a que el yacimiento es productor de arena, La cementación pudo haber quedado dando comunicación con la formación adyacente, sitio del cual provienen fluidos o lodos que taponan el pozo rápidamente, bloquean bomba, pegan tubería de producción, pegan la bomba, y ocasionan intervenciones repetitivas al pozo.
- Mal espaciamiento de la bomba puede estar ocasionado baja eficiencia de esta.
- Gas a la entrada de la bomba ocasiona baja eficiencia de ésta. Ver figura 11.
- Diseño de cajas de válvulas pueden estar aumentado el volumen muerto de la bomba, situación que también puede propiciar la interferencia por gas al pozo

Todas las causas anteriores son valederas. La primera sin embargo es la más determinante. Las otras son también importantes y atacarlas también ayudaría a aumentar la eficiencia del bombeo.

Recomendaciones:

- Probar revestimiento del pozo en próxima intervención y en caso de no tener éxito, cementar la zona posiblemente dañada.
- Usar metalurgia para condiciones de abrasión (ver anexos de cuarto informe).
- Diseñar separador de fondo, de manera que se elimine el gas a la entrada de la bomba antes que manejarlo.
- Aplicar las recomendaciones de la literatura que aconsejan espaciamientos de bomba adecuados.

Figura 10. Histórico de fallas del pozo C2.

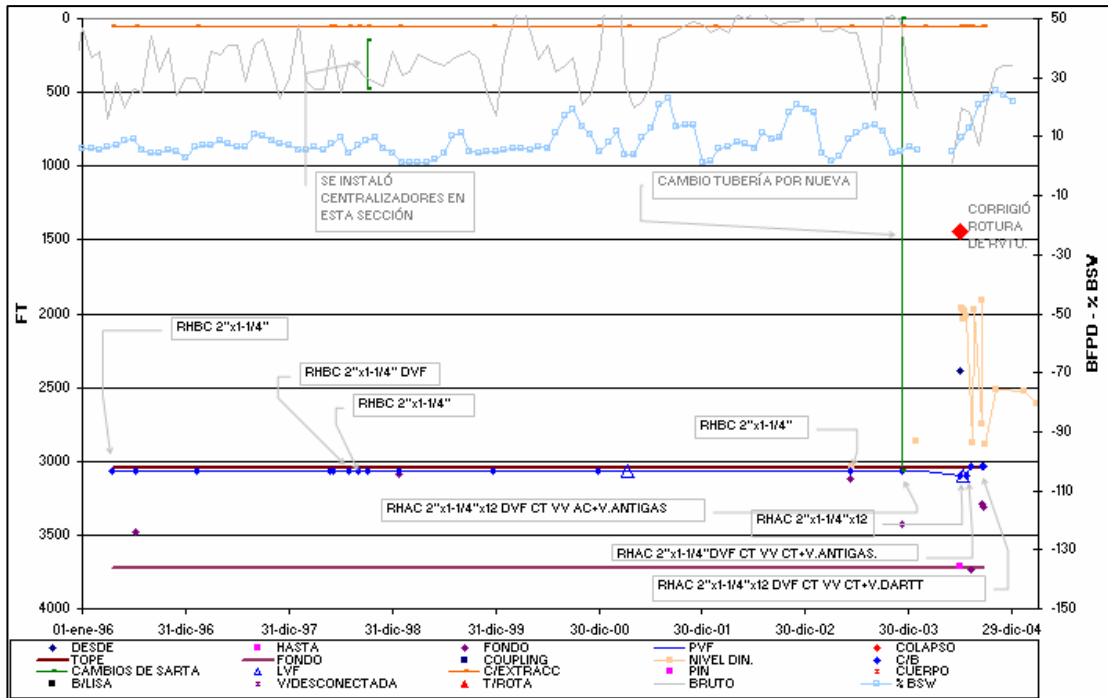
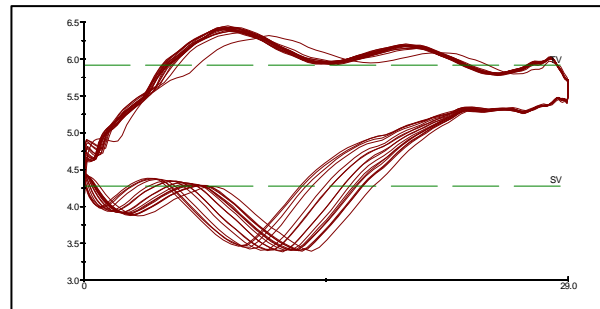


Figura 11. Carta dinamométrica de superficie, tomada el 24 de Marzo de 2005 en el pozo C2, mostrando compresión de gas en la carrera descendente, impidiendo el llenado completo de la bomba, causal de baja eficiencia.



5.3 POZO C3

Análisis del Problema Es un pozo lateral del arreglo inyección-producción del área VII. Se completó en agosto de 1953 con el objeto inicial de explotar las arenas inferiores, pero luego se excluyeron las arenas B2 y se habilitaron las arenas A.

Su historia muestra en 1998 seis cambios de bomba coincidiendo su disminución con los aumentos periódicos de extracción que se hicieron (aumento de diámetro de bomba y de recorrido) desde 185 BFPD a una tasa de 360 BFPD. El pozo volvió a presentar trabajo en octubre de 2001 y luego en enero de 2004. Posiblemente, luego de la disminución de extracción el 15 marzo 2004 el pozo presentó 4 cambios de bomba, encontrándose arena y sucios en estas.

Su último arenamiento, en febrero de 2005, tiene los siguientes antecedentes: el aumento del BSW del 33% desde septiembre de 2003 al 60% en promedio hasta ahora, y la disminución de la extracción de 310 BFPD a 256 BFPD en marzo de 2004.

Los reportes del taller de bombas dicen:

- 11 oct 2001. Bomba pegada, barril inservible, arena en bomba.
- 24 ene 2004. Partes de bomba desgastadas por tiempo de uso.
- 24 dic 2004. Pedazo de empaque de prensaestopas bloqueando válvula fija.
- 01 feb 2005. Pistón tapado por arena, válvula viajera bloqueada por arena, pedazos de caucho bloqueando la válvula fija.
- 8 feb 2005. Arena en barril y pistón (rayados). Caucho entre la válvula fija y B22, caucho en válvula viajera.

Todas estas descripciones corresponden a trabajos ocurridos teniendo el pozo un diseño de bomba de varillas, de anclaje superior con pistón de 1-3/4", excepto para cuando se encontró bomba pegada, ocasión en la cual el pozo tenía bomba de varillas con anclaje inferior.

Por otro lado, los dinagramas muestran compresión de gas, lo cual es evidencia de que el pozo está en baja eficiencia de bombeo.

Por presentar una frecuencia de intervenciones de 0,3/mes = 3,6/año desde enero de 2004 hasta febrero de 2005, el pozo se considera problemático por continuas intervenciones por cambios de bomba relacionados con la dificultad de esta para el manejo de arena acompañado por la baja eficiencia por la existencia de gas a la entrada de la bomba.

Análisis de la causa raíz: Las causas que pueden estar generando continuas intervenciones y baja eficiencia al pozo son:

- Metalurgia de pistones y de barriles, así como de bolas y asientos no es la adecuada para el manejo de condiciones abrasivas del pozo. La evidencia se

muestra, por ejemplo, en el reporte al respecto del pistón del último trabajo en donde se usó uno de metalurgia “spray metal”, el cual no es tan favorable en las condiciones de abrasión del pozo.

- Disminución de extracción. No es suficiente la tasa instalada para hacer producir la arena y no dejar que se asiente. En este sentido, se tiene que el pozo produce de las arenas A (formación Colorado), arenas friables o poco consolidadas. La producción de arena de esta formación es mayor que la que pueda tenerse en formaciones más profundas (B o C) y para este ejemplo, hay evidencia de que el pozo funciona bien si mantiene extracciones capaces de proveer caudales o velocidades que lleven la arena a superficie e impedir que se asiente; y por otro lado, empieza a tener problemas de bomba y de bloqueo por arena cuando la extracción se le disminuye.
- Sucios que bloquean las válvulas fijas. Evidencia: reportes del taller de bombas muestran que sucios como pedazos de caucho, maderas, trapos, bloquean las válvulas fija y viajeras de la bomba ocasionando no bombeo del pozo.
- Gas libre a la entrada de la bomba. Los dinagramas muestran en todos los estudios compresión de gas en la carrera descendente. Últimamente, se ha intentado eliminar este problema en el pozo con accesorio Dartt o Dardo y diseño de doble válvula fija.

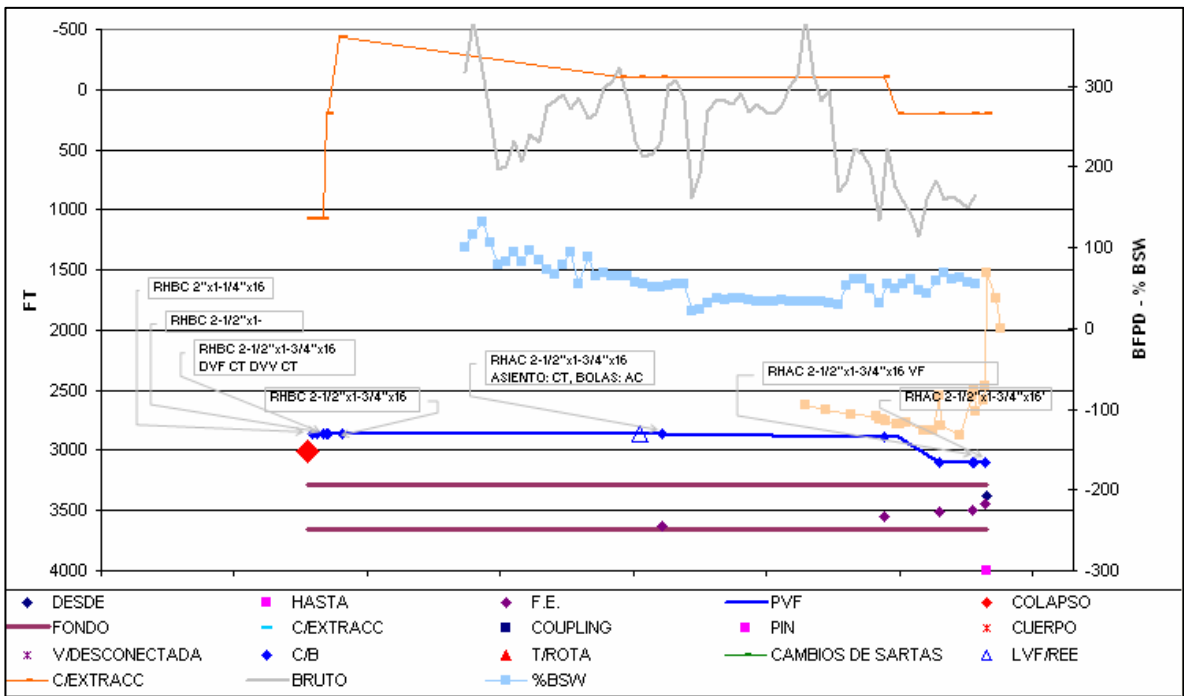
Las causas que tienen que ver directamente con el problema son las relacionadas con la arena y sucios bloqueando partes de la bomba, en combinación con el problema de bloqueo por gas que aunque causa baja eficiencia, pudiendo llegar a ser causal de no bombeo del pozo,

Recomendaciones:

- Aplicar las recomendaciones de metalurgia de elementos de bombas para las condiciones del pozo: producción de arena que ocasiona abrasión en las partes de la bomba de subsuelo.

- Aumentar extracción con aumento de recorrido de 124 a 144.
- Hacer seguimiento de la aplicabilidad de la válvula dado en este pozo y/o pensar en la instalación de un ancla de gas, dado los volúmenes de producción de gas del pozo reportados por estudios de niveles.
- Instalar accesorio para manejo de la devolución de arena hacia la bomba SAND CHECK.
- Uso de filtros para impedir el bloqueo por sucios.

Figura 12 Histórico de fallas del pozo C3.



5.4 POZO C4

Análisis del Problema: El pozo fue terminado como productor de las arenas inferiores B en abril de 1955.

Desde 1998 hasta el 2005, el pozo ha presentado en total 23 trabajos de varilleos representados en 11 trabajos por bomba, 5 por tubería rota, 3 lavados de válvula fija, 1 cambio de barra lisa, 1 por varilla partida por cuerpo y dos por acoples, para una frecuencia de intervenciones de 3,3/año.

Su criticidad se refleja con 8 trabajos en 6 meses (desde agosto de 2004 a enero de 2005) así: 4 cambios de bomba, 2 por tubería rota, un reespaciamiento y un trabajo para colocar ancla de tubería.

El pozo tiene tubería nueva desde julio de 2002 y desde entonces ha presentado 2 trabajos por tubería rota. Se ancló la tubería, en septiembre de 2004, por esta razón, pero el pozo sigue rompiéndola (enero de 2005). Hay muestra para enviar al ICP de tubo roto, en donde se observa rotura por contacto con varilla. En abril de 2002 presentó falla de varilla por acople muy cerca donde se encontró tubería rota en ese mismo trabajo. El pozo presenta, actualmente, un diseño de varillas no adecuado (62 de 7/8"+ 84 de 3/4") diferente al recomendado por el API (44 de 7/8"+ 102 de 3/4") según la profundidad del pozo y el diámetro de bomba que posee.

Con respecto a los reportes de reparación de bombas que se generan, tres de los últimos reportes indican válvulas viajeras con fuga. Estas válvulas eran de acero inoxidable, tanto el asiento como la bola.

Por otro lado, los dinagramas muestran buen trabajo de bombeo, sin condiciones de golpe de fluido que puedan dar idea de la razón para las intervenciones por

tubería rota cerca de la bomba. Con relación a esto, los niveles presentados actualmente son muy aceptables, encontrados a 600' en promedio por encima de la bomba.

El pozo, desde 1998 siempre ha presentado fondos de arena de 150' a 300' por debajo de la base de perforaciones, nunca se le ha hecho limpieza de arena y no muestra ningún colapso. En marzo de 1994 se probó revestimiento exitosamente, lo cual indica que el pozo no es crítico productor de arena.

El problema del pozo radica entonces en las frecuentes intervenciones por tubería rota cerca de la bomba y por cambios de bombas con problemas repetitivos en sus válvulas de acero.

Análisis de causa raíz: Las posibles causas que generan los problemas relacionados con este pozo pueden ser:

- La calidad de la tubería puede no ser adecuada. No hay estudios que validen esto pero hay evidencias de otro pozo en estudio que la tubería nueva instalada muestra solo 2 años en servicio sin fallas (pozo C7). Una razón que podría no validar esta causa es el hecho de saber que la mayoría de las intervenciones por tubería están asociadas a profundidades cercanas a la bomba. Sin embargo, no se descarta.
- Diseño no adecuado de la sarta de varillas puede causar compresión y por supuesto, roce con la tubería. Es posible que las sartas de varillas diseñadas deficientemente contribuyan a fallas en otros componentes en el sistema de bombeo mecánico, tales como tubería cortada por varilla resultante de cargas compresivas de la varilla.⁷
- Pandeo de la tubería de producción puede generar roce con varillas, deteriorando los materiales en contacto.

- Diseño de materiales usados en la bomba no es el adecuado. Se aprecia de los reportes del taller de bombas que son estas los elementos que han presentado fallas repetitivas; son precisamente hechas de acero inoxidable, comprobando que este material no es útil en los pozos de casabe en las condiciones de abrasión y/o corte por fluidos.
- Corrosividad del fluido (ver comentarios del pozo C7 al respecto).

Todas las causas anteriores son valederas.

Recomendaciones:

- Ajustar el diseño de varillas a lo recomendado por el API.
- Hacer estudio teórico de pandeo de tubería para evaluar posibilidad de anclarla. El pozo ya tiene ancla de tubería, pero puede estar mal ubicada. Hacer ajustes en el diseño de este anclaje. No se conoce donde se ubicó, pero lo recomendado es colocarla uno o dos tubos encima de la bomba. En próximo trabajo, verificar y ajustar este dato.
- Evaluar la corrosividad de los fluidos producidos por el pozo.
- Evaluar metalurgia de materiales usados en las bombas de subsuelo usadas para este pozo, de acuerdo a sus condiciones de abrasión y corrosividad de sus fluidos.

Las condiciones del campo en cuanto a corrosión y abrasión pueden considerarse moderada y severamente importantes respectivamente. Los materiales usados en pistones, barriles, bolas y asientos de válvulas en los pozos del campo son: spray metal o níquel termoroceado, acero aleado con cubierta de cromo (cromo plate on alloy steel), acero inoxidable y/o carburo de tungsteno y acero inoxidable y/o carburo de tungsteno, respectivamente.

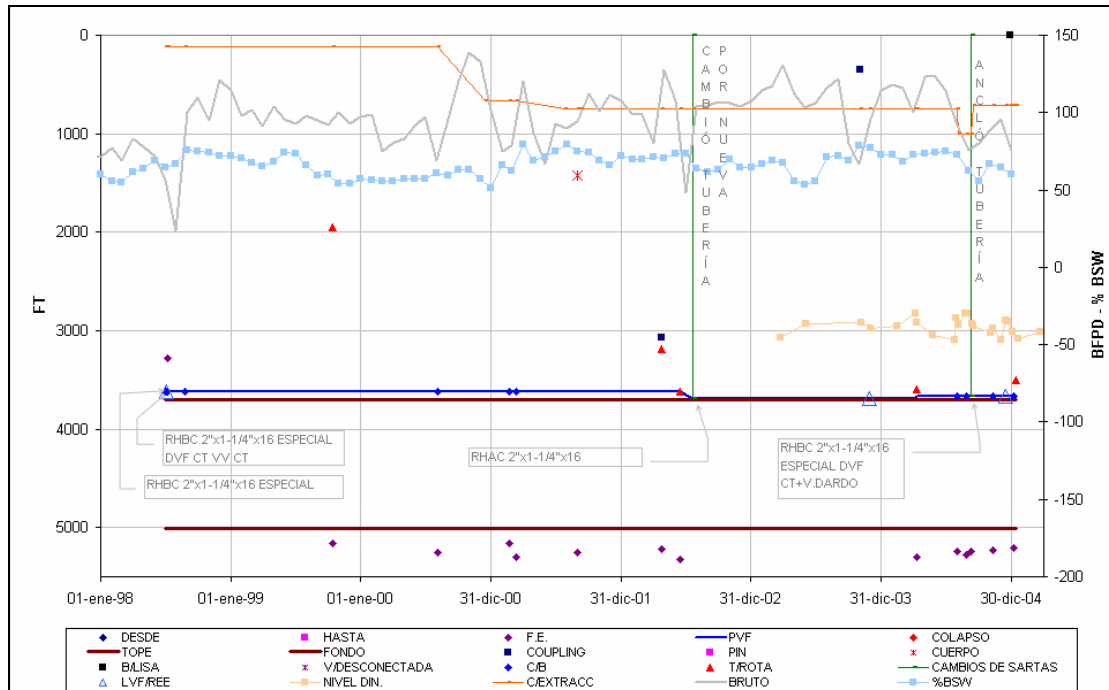
En cuanto a pistones, el material es, según la teoría, propicio para ambientes con corrosión, pero no para condiciones abrasivas, como lo son una buena cantidad de pozos en Casabe. Se recomienda ensayar pistones con revestimiento duro de termo spray, temperizados con proceso tuff, el cual es especificado para condiciones importantes de corrosión y de severa abrasión.

Para barriles de bomba, la especificación usada podría considerarse adecuada: pozos con moderada corrosión y considerable abrasión. Sin embargo, el aspecto corrosión puede ser un problema en ciertos pozos cuyo aporte corrosivo de fluidos producido es apreciable. Se recomienda evaluar la resistencia de este tipo de barril para las condiciones más críticas posibles a encontrar en el campo, es decir, en pozos seleccionados como críticos por corrosión.

En cuanto a conjunto bola y asiento, se recomienda eliminar del uso asientos de acero inoxidable, los cuales están especificados para pozos con baja corrosión y baja abrasión. Las bolas de acero hacen buena combinación con asiento de carburo de tungsteno cuando se quiere resistencia a la abrasión y moderada corrosión. Una muy buena elección es usar bolas y asientos de carburo de tungsteno cuando la abrasión es severa y la corrosión importante. Esta condición, se propone, debería usarse siempre en pozos con buena producción de arena.

- Evaluar la calidad de la tubería suministrada por el actual proveedor (Tubocaribe).
- El pozo muestra buenos niveles dinámico sobre la bomba (en promedio 650'). Se recomienda subir extracción y optimizar así la producción del pozo.

Figura 13 Histórico de fallas del pozo C4.



5.5 POZO C5

Análisis del Problema: Pozo completado en las arenas B y C como productor en septiembre de 1955, actualmente productor de las arenas B.

En su historia, el pozo muestra fallas en acoples de varillas (9 desde 1997 a 2004) todas hasta la profundidad de 1500', y desconexión de varillas (12 desde 1992) en diferentes puntos de toda la sarta. Se registran, en diferentes fechas, reportes de mal estado de varillas. En general, la mayoría de las intervenciones por varilla (tanto desconexión como acoples partidos) tienen la particularidad de presentarse en una profundidad que varía desde 0 a 1550'. En enero de 2004 hubo cambio de varillas por nuevas, después de lo cual, y hasta Abril de 2005, el pozo dejó de presentar problemas por este motivo.

El pozo, en su historia solo ha presentado un trabajo por tubería rota.

Con respecto a bombas, tuvo tres intervenciones seguidas por este motivo (15 y 21 enero de 2004) y otra en enero de 2005, lo que parece ser causado por bloqueos de sucios en las válvulas fijas (reportes del taller de bombas), pero solucionado en el 2º de estos trabajos (21 de enero de 2004) con la instalación de un filtro en punta de bomba para eliminar la ocurrencia de estos bloqueos. Su último trabajo fue en enero de 2005 encontrando tubos # 33 y 34 colapsados.

Se considera este pozo no problemático por bomba sino por fallas en las conexiones en las varillas del tipo: rotura de acoples y desconexión de varillas. Aunque ha pasado un año sin presentar problemas por este motivo desde el cambio de sarta de varillas por nuevas, se recomienda dejar el pozo en seguimiento por problemas de varillas. Hay que tener en cuenta para próximos trabajos, examinar la sarta de varillas y observar su estado, así como el de la tubería.

Análisis de la causa raíz:

Las posibles causas del problema de varillas desconectadas y acoples de varillas fallados pueden ser.

- Vida útil de varillas ya sobrepasada. Puede ser válida esta causa hasta el momento, ya que desde que se le cambió sarta de varillas por nuevas, el pozo ha dejado de fallar por este motivo.
- Diseño de acople no adecuado (slimhole).
- Desviación del pozo. Se descarta esta posibilidad ya que los registros de desviación del pozo cuando fue perforado muestran medidas de desviación a diferentes profundidades y oscilaron entre 3/4° y 1-1/4°, siendo esta última

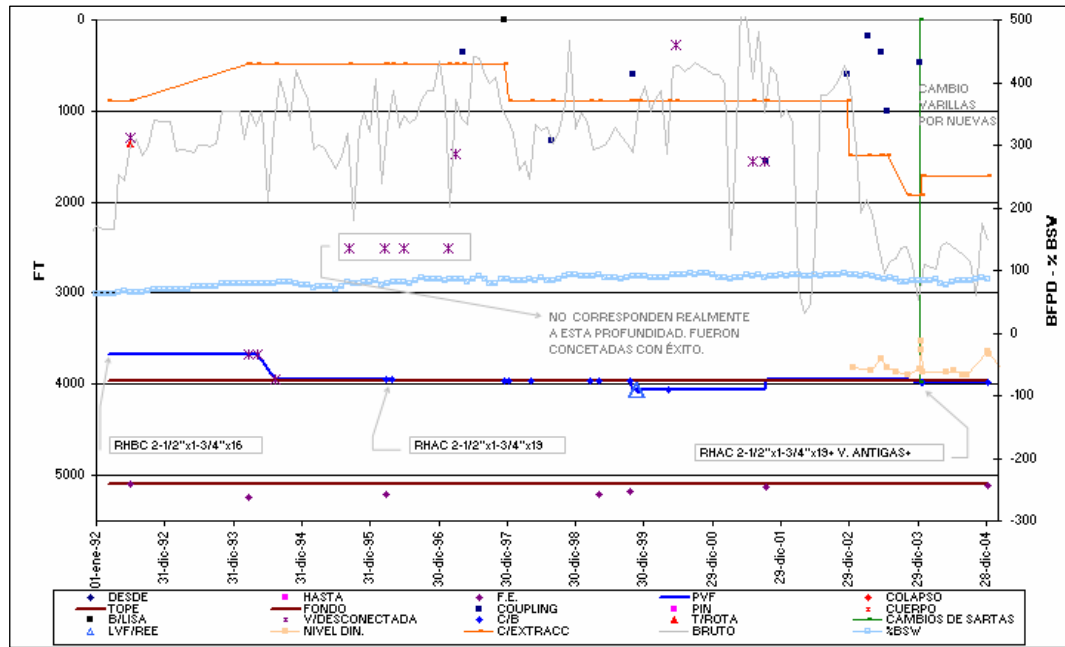
medida encontrada a 5190', los cuales son valores aceptables para pozos verticales.

- Mal enrosque de las varillas. Puede ser una causa muy válida. La mayoría de fallas relacionadas con los acoples de varillas y desconexión de las mismas tienen que ver con el mal enrosque de estos elementos, sea por demasiado o insuficiente apriete de las conexiones entre varillas. No hay muestras que validen la causa, pero dada la alta frecuencia de fallas de este tipo no descarta.

Recomendaciones

- Manejo adecuado de la sarta de varillas, tubería y bomba. Seguir recomendaciones de enrosque de varillas. El factor mas importante para la prevención de fallas en las uniones de las varillas (conexión entre el pin y el acople) es asegurar que las uniones estén apropiadamente enroscadas cuando las varillas sean introducidas al pozo⁵.
- Hacer seguimiento de varillas y acoples en próximos trabajos
- Pensar en la posibilidad de colocar centralizadores hasta 1500', en caso de que el pozo muestre problemas en esta sección en el futuro.
- Hacer análisis de historia de cargas del pozo para evaluar las cargas a la que estuvo sometida la sarta de varillas falladas con sus acoples.

Figura 14 Histórico de fallas del pozo C5.



5.6 POZO C6

Análisis del Problema:

El pozo C6 fue convertido a productor en diciembre de 2002. Desde el momento en que se instaló unidad de bombeo, en enero de 2003, hasta diciembre de 2004, el pozo presentó 6 intervenciones por cambio de bomba (3/año) y una limpieza de arena, lo cual hace que sea crítico por problemas en este elemento.

Desde sus inicios, el pozo ha exhibido altos niveles, según reportes de niveles (mostrado en la figura 7), el pozo presenta un nivel dinámico sobre la bomba de 900' con una producción bruta promedio de 150 BFPD a abril de 2005. Este es un nivel muy alto para el sistema de bombeo mecánico. Lo recomendado es tener una sumergencia de 100 a 200'. Como antecedente de esto, las pruebas de válvulas, tomadas con el equipo de Echometer desde el inicio de producción del pozo hasta enero de 2004 aproximadamente, mostraron comportamiento de pozo

fluyendo. Las altas presiones en la entrada producto de estos altos niveles sobre la bomba pueden estar ocasionando que las válvulas no accionen adecuadamente. Las bombas que han sido instaladas han estado diseñadas para manejar altas presiones en la entrada de la bomba (dobles y triples válvulas fijas), Su BSW se ha mantenido constante en 65% y su capacidad de extracción también (a 171 BFPD) hasta enero de 2005 que se aumentó a 206 BFPD.

Por otra parte, los reportes del taller de bombas muestran presencia de arena en válvulas de la bomba. Así mismo, hay dos registros de bomba pegada en tubería (3 julio y 17 de noviembre de 2003), obligando en estos casos a sacar la tubería de producción, aumentando el tiempo del equipo de varilleo trabajando en estas intervenciones. En este sentido, otro aspecto para resaltar es la limpieza de arena que hubo en diciembre de 2003, entre 3360' y 3786'. Lo que quiere decir que el pozo se arenó 96' por encima del tope de perforaciones (3456'), indicando aporte de lodo y/o arena proveniente posiblemente de algún roto en el colapso, muy probablemente del detectado a 3037' en la conversión a productor.

En resumen el pozo presenta problemas por alta frecuencia de intervenciones por cambio de bomba (3 por año desde su conversión en diciembre de 2002).

Análisis de la causa raíz: Las posibles causas que originan que el pozo quede no bombeando a raíz del bloqueo de la bomba son:

- Asentamiento de la arena en las diferentes partes de la bomba, produciendo su acumulación, logrando en el tiempo: taponamiento de válvulas, atascamiento del pistón en el barril, etc.
- Altos niveles de líquido sobre la bomba. Esto se reporta como antecedente de la intervención por bomba. Al parecer, las altas presiones de la bomba generadas por los altos niveles sobre esta, ocasionan el accionar incorrecto de

las válvulas. Esto se observa en un dinagrama tomado el 5 de septiembre de 2004 antes del servicio por bomba ocurrido dos días después.

- Se desconocen suficientes evidencias que ayuden a definirle con seguridad el problema al pozo.

Recomendaciones:

- Diseñar bomba o accesorio para el manejo de la arena. Esta opción se deja para el estudio técnico-económico de las diferentes opciones que hay en el mercado, de manera que se pueda eliminar la posibilidad de pega de pistón en barril y de bomba en tubería, taponamiento de elementos de la bomba, etc. Una opción interesante es usar una bomba de anclaje superior (como la que tiene), probando el pistón de anillos para el manejo de la arena dentro de la bomba y usando una válvula “SAND CHECK” que resuelve el problema de devolución de la arena hacia el interior de la bomba.
- Aumentar capacidad de extracción de manera que los niveles sean de máximo 200' sobre la bomba. Para esto, la única opción que se tiene con la unidad que posee el pozo es la de aumentar el recorrido a 72”, aumentando la capacidad de extracción a 206 BFPD, ganando 10 BOPD (al 85% de eficiencia de bombeo).
- Seguir las futuras fallas del pozo en aras de lograr mayor seguridad de los problemas que posee el pozo.

capacidad de extracción instalada en el pozo en marzo de 2001. Luego de este período, el pozo no volvió a presentar intervenciones hasta diciembre de 2003. Desde esta fecha hasta marzo de 2005, el pozo ha presentado 12 intervenciones (0,8/mes=9,6/año), entre ellas 5 por bomba (1 por bomba pegada), 3 por tubería rota, 2 desconexiones de varilla y 2 lavados de válvula fija; sin contar con una limpieza de arena realizada en septiembre de 2004. En este período, el diseño de la bomba ha cambiado así:

- 22-mar-04 instaló RHAC 2-1/2"x1-3/4"x16+ válvula antigas.
- 29-sep-04 instaló RHAC 2-1/2"x1-3/4"x16 Doble válvula fija (DVF), Doble válvula viajera (DVV) de carburo de tungsteno (CT).
- 28-dic-04 instaló RHAC 2-1/2"x1-3/4"x13, pistón de anillos.
- 09-feb-05 instaló RHAC 2-1/2"x1-3/4"x13, pistón de anillos, DVF, DVV de CT.

Es decir, a pesar de que se han instalado diferentes alternativas disponibles en el mercado para disminuir el problema de falla en la bomba, hasta el momento ninguno de estos ha funcionado, posiblemente porque no se ha podido identificar la causa raíz claramente, o porque no se ha encontrado en el mercado la solución eficaz al problema.

El pozo presenta 3 obstrucciones en su revestimiento: a 2498', 2864' y 3181' (la última dentro de perforaciones). En relación a esto, el pozo presentó un arenamiento de 346' desde enero de 1997 (1ª limpieza de arena como productor) a octubre del 2001, es decir, en 5 años. Pero, a diferencia de esto, presentó un arenamiento de 308' desde septiembre de 2004 a marzo de 2005, es decir, en 5 meses. Adicionalmente, en últimos reportes del taller de bombas, además de encontrarse pegada, se ha encontrado lodo y arena bloqueando la válvula fija de bomba. Lo cual es un indicador de que el pozo puede estar presentando problemas de arenamientos continuos en el futuro cercano.

Se observó que el cambio de tubería y varilla por nuevas tuvo su efecto positivo (sobre la eliminación problemas en estos elementos) sólo en 2 años.

Se define que el pozo presenta problemas de continuas intervenciones por tubería rota, desconexión de varillas y cambios de bomba.

Análisis de la causa raíz:

Las posibles causas de los problemas del pozo C7 pueden ser:

- Calidad de la tubería (sólo sirvió sin fallar 2 años, cuando en general, se estima tiene una vida útil sin fallas de 8.6 años). Esta tubería puede no estar cumpliendo con las especificaciones de calidad. No se tiene evidencia o estudio que lo diga, pero se espera evaluar esta posibilidad con los diferentes análisis a realizarse a muestras de tubería.
- La tubería puede estar afectada por la corrosividad de los fluidos producidos. Se reporta en la historia del pozo partes de bomba corroídas, lo cual valida esta causa. Además, las profundidades en donde se ha encontrado tubería rota muestran ser aleatorias, sin una repetitividad en el tiempo ni en ubicación, de manera que logren suponer alguna desviación del pozo o problemas cerca de la bomba, lo que reafirma la acción corrosiva de los fluidos sobre la tubería.
- Pozo desviado, se observó en último trabajo por tubería rota evidencia de contacto o rozamiento de varillas con la tubería. Evidencia: en la perforación del pozo, la desviación varió entre 3/4° a 2780' y 1-3/4° a 3700' (fondo del pozo). Es un valor aceptable de desviación. Se descarta esta causa.
- Pandeo de varillas y tubería puede estar ocasionando roce entre estos elementos llegando a generar desgaste de los mismos. Evidencia: acoples en mal estado, tubería en partes rotas con evidencia de rozamiento o contacto con varillas, último trabajo de varilleo (marzo de 2005).
- Apriete inadecuado o no suficiente de las varillas, el cual provoca desconexión de varillas. Evidencia: no se usa en campo procedimientos recomendados para

el apriete de varillas ni tubería de producción. Puede ser una causa muy probable del problema de las conexiones de varilla.

- Arena bloqueando partes de la bomba que impiden el bombeo. Además, cuando hay paros eléctricos, ésta se asienta de manera tal que pega la bomba a la tubería (aún en bombas "RHA") y el pistón al barril impidiendo el bombeo.
- Metalurgia de elementos de bomba inadecuada.
- Vida útil de varillas y tubería ya cumplida. Evidencia: se cambió tubería y varillas por nuevas en febrero de 2002. Causa no válida.

Causas más probables:

- Apriete inadecuado o no suficiente de las varillas
- La arena bloqueando diferentes partes de la bomba. Se tiene evidencia de los reportes de trabajos y taller de bombas.
- Roce por compresión de tubería y varillas en combinación con efecto por corrosión.

Recomendaciones:

- Buscar elemento de bomba o tipo de bomba que maneje los problemas ocasionados debido al asentamiento de arena. Complementar el uso de los pistones de anillos. Estos pueden resolver el problema del manejo de arena entre pistón y barril, pero debe también tenerse en cuenta que adicionalmente, existe el problema de arena una vez sale de la bomba, es necesario usar otros elementos como complemento de éste. Se sugiere usar válvula "SAND CHECK" para complementar función del pistón de anillos.
- Estudiar la metalurgia de los materiales usados en las diferentes partes de la bomba. Evaluar la corrosividad de los fluidos producidos y seleccionar los materiales adecuados para su manejo.
- Hacer estudio para la posibilidad de anclar tubería.

Los reportes del taller de bombas informan en dos ocasiones válvulas (de carburo de tungsteno) deformes, “picadas” y/o erosionadas; muestran evidencia de corrosión en las partes de la bomba y sucios en las válvulas. Los dinagramas muestran baja eficiencia de bombeo, se observa golpe de fluido.

Se infiere que el pozo exhibe criticidad por tubería rota y por continuos cambios de bomba que tienen que ver con el diseño actual de la misma.

Análisis de la causa raíz: El problema de tubería rota en el pozo parece estar resuelto hasta el momento, con el cambio de tubería por nueva. Si bien el problema radicaba aparentemente solo en las inapropiadas condiciones en que se encontraba la tubería de producción (la de inyección), se observa que los problemas por este concepto estuvieron en dos ocasiones a 660' y en la última ocasión a 403' sobre la bomba, lo que hace inferir (según esta perspectiva) que el problema esta sólo a unos cuantos pies sobre la bomba y no en toda la tubería. Es posible que el pandeo de la tubería sea un factor causante del problema.

El problema por cambios de bomba se ve unido a los bajos niveles que presenta el pozo y al diseño de bomba instalado actualmente. Su diseño inicial, con triples válvulas fijas y dobles viajeras era el adecuado para el manejo de grandes presiones a la entrada de la bomba (pozo fluyendo) que generan abrasión, pero ahora que el pozo presenta niveles bajos y estables, el diseño se hace inapropiado, ya que dificulta la entrada de los fluidos a la bomba (doble válvula fija y doble viajera ambas de carburo de tungsteno, diseño actual) ocasionando poco llenado del barril y golpe de fluido en la carrera descendente gracias al accionar dificultoso de las válvulas viajera. Esto último lo evidencian los recientes dinagramas tomados (ver figura 18).

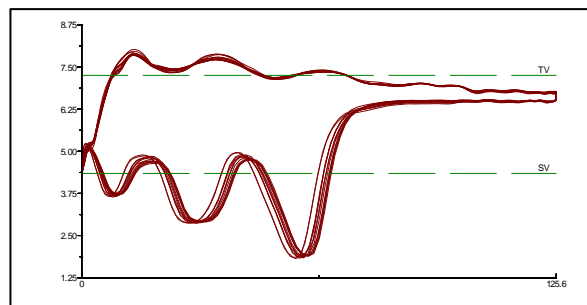
En general, el pozo es problemático por alta frecuencia de cambios de bomba que tienen que ver con el diseño actual de la misma.

Recomendaciones:

Se recomienda dejar el pozo en seguimiento por tubería rota, inspeccionando condiciones de la tubería en próximos trabajos; hacer estudio de pandeo de la tubería.

Por el concepto de intervenciones por bomba, hay que cambiar el diseño de ésta. Las condiciones actuales del pozo son diferentes a las iniciales y no puede usarse una bomba con altas restricciones en sus válvulas como si el pozo tuviera altos niveles (condiciones iniciales). Se recomienda bajar bomba de válvulas sencillas.

Figura 18. Carta dinamométrica de superficie, tomada en el pozo C8 el 9 de Abril de 2005, mostrando golpe de fluido.



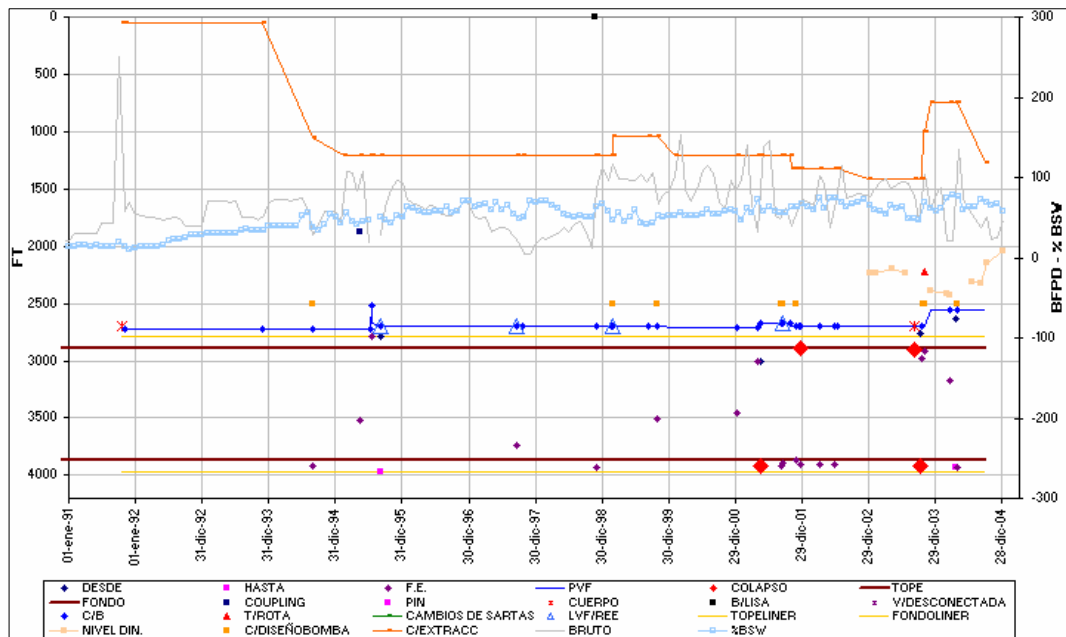
5.9 POZO C9

Análisis del problema: Pozo completado como productor en julio de 1980.

Su historia de fallas, mostrada desde enero de 1991 en la figura 19, muestra 42 trabajos desde 1991 hasta 2004 (14 años), representados en 30 cambios de bomba, 4 lavados de válvula fija, 1 cambio de barra lisa, 2 varillas partidas por

cuerpo, 1 varilla partida por acople y 3 limpiezas de arena. Excluyendo las limpiezas de arena, su frecuencia de fallas es de 3 varilleos/año.

Figura 19. Histórico de fallas del pozo C9.



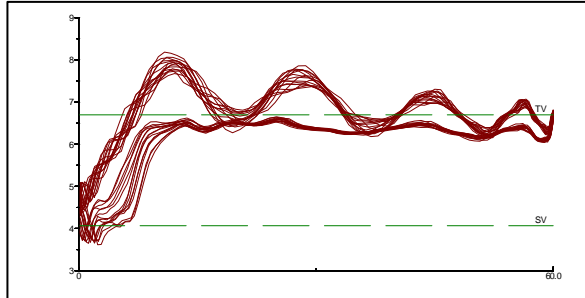
Inicialmente, desde 1991 a 1994, tuvo 3 cambios de bomba, luego, sólo en 1995 tuvo 3 cambios de bomba y un lavado de válvula fija. No presentó ningún tipo de trabajo en 1996. Entre 1997 y 1998 presentó 4 cambios de bomba. En 1999 se le cambió bomba 4 veces y tuvo un lavado de válvula fija, no presentó trabajos en el 2000, pero en 2001 presentó 10 intervenciones solo por cambio de bomba y un lavado de válvula fija, siendo este el año más crítico para el pozo; en el 2002 tuvo 3 intervenciones por cambio de bomba y finalmente entre 2003 y 2004 el pozo exhibió 4 cambios de bomba.

El pozo puede tener un colapso entre 3917' y 3922'. Muchos fondos encontrados coinciden con estas profundidades. Otro colapso, sucio, puente u obstrucción,

relacionada con fondos encontrados a 2886' en diciembre de 2001 y a 2908' en septiembre de 2003, pueden sugerir que el pozo presenta un roto en el liner empaquetado, justo muy cerca del tope de perforaciones. El posible colapso en el fondo del liner puede no revestir mucha dificultad al pozo para bombear, pero la posible ruptura del liner detectada más arriba, puede generar complicaciones por los rápidos arenamientos que alcancen a presentarse, o mejor, como se han presentado. La figura 19 muestra que desde 1991, la primera limpieza de arena que tuvo el C9 fue en septiembre de 1995. De esta fecha a la próxima limpieza de arena, en mayo de 2001, transcurrieron 5 años. Pero desde la limpieza de mayo de 2001 hasta la siguiente, en octubre de 2003, transcurrieron solo dos años, y de ésta hasta la próxima y última (encontrando varios puentes de arena), en abril de 2004, solo seis meses, encontrando fondos a limpiar a 2764' y a 2634' (ambos por encima de liner) respectivamente. La descripción anterior conduce a considerar un posible roto de liner a la profundidad del tope de perforaciones y lleva a especular de otro roto en el casing.

Se observa de la figura 19 que la bomba se subió el 29 de octubre de 2003 de 2691' a 2557' por encontrarse el pozo en semiflujo, pero precisamente luego de este trabajo, el pozo presentó bajos niveles sobre la bomba y las cartas dinamométricas mostraron golpe de fluido. El 21 de abril de 2004, al pozo se le terminó limpieza de arena. Las anteriores son las respuestas que provee el pozo cuando se está arenando o ya se arenó. Cuando esto ocurre, el pozo se queda sin niveles, producto del vaciamiento que hace la bomba y gracias al nulo aporte del pozo dado el taponamiento de todas sus perforaciones.

Figura 20. Ultimo dinagrama de superficie tomado antes de la limpieza de arena de 21 de Abril, Pozo C9. El pozo presenta bajos niveles sobre la bomba



Para tener en cuenta, en Noviembre de 1998, se efectuó trabajo de estimulación, según el siguiente concepto: *“tiene baja eficiencia, pierde aproximadamente 20 BOPD de 35 BOPD. Teniendo en cuenta que el pozo no tiene antecedentes de ser arenoso (solamente se ha realizado una limpieza de arena a través de su historia), se analiza que su disminución de producción se deba a un posible daño por formación de carbonatos en el liner de empaquetamiento. De acuerdo a lo anterior se recomienda efectuar un trabajo de estimulación ácida”*, trabajo que fue efectuado con éxito, aumentado la producción del pozo (97 BFPD) y manteniendo el corte de agua relativamente igual (50%), pero aumentando la frecuencia de fallas a partir de su ejecución (ver arriba).

Los cambios en los diseños de la bomba han sido los mostrados por la tabla 6.

Tabla 6. Evolución histórica de los diseños de bomba que ha tenido el pozo C9.

Fecha	Diseño de Bomba	No. de c/bomba	Descripción
14-dic-88	RHBM 2-1/2"x1-3/4"x19	2 en 5,7 años	
25-ago-94	RHBC 2"x1-1/4"x16 ANCLAJE ESPECIAL	9 en 4,5 años	3 reportes de bombas pegadas, hubo acidificación en 1998.
26-feb-99	RHBC 2"x1-1/4"x16 ESPECIAL DVF CT VV AC+V.ANTIGAS	2 en 7 meses	Pozo lleno en 2º trabajo
30-oct-99	RHBC 2"x1-1/4"x16 ESPECIAL DVF CT DVV CT+V.ANTIGAS	4 en 1,85 años	1 reporte de bomba pegada. 1 reporte de tubo y acople en mal estado.

04-sep-01	RHAC 2"x1-1/4"x16 ESPECIAL	2 en 9 días	Golpe de bomba, posible desanclaje de bomba, se sacó zapato y se encontró en regular estado.
13-sep-01	RHAC 2"x1-1/4"x16 ESPECIAL DVF CT VV AC	2 en 2 meses	
24-nov-01	RHAC 2"x1-1/4"x16 ESPECIAL	6 en 2 años	Presencia de arena en bomba según Echometer (en reporte de DIMS).
19-oct-03	RHAC 2-1/2"x1-3/4"x16	0 en 0 años	Pozo lleno, válvulas no accionan.
29-oct-03	RHAC 2-1/2"x1-3/4"x16 DVF CT DVV CT	2 en 6 meses	Caucho en v. fija, pistón rayado. Hubo L/arena, encontró varios puentes.
27-abr-04	RHAC 2-1/2"x1-3/4"x16 DVF CT DVV CT+V.ANTIGAS	0 en 1 año	Muestra baja eficiencia por bloqueo de gas en la carrera descendente.

Se observa de la tabla que el diseño de anclaje inferior de bomba ocasiona que se pegue en la tubería de producción, obligando a tener que sacar toda la sarta de producción, aumentando el tiempo y el costo de los trabajos.

Los reportes del taller de bomba y el reporte Well Planning del software DIMS dicen:

- Presencia de arena o finos en el sistema. (24 Noviembre de 2001).
- Varilla de bomba partida, pistón y válvulas desgastados, caja de válvula viajera carcomida. (5 Septiembre de 2003).
- La bomba no presentó evidencia de fallas. (13, 19 y 29 de Octubre de 2003).
- Válvula fija bloqueada por caucho, pistón rayado, Fondo encontrado = 3168 = 72%. (15 Marzo de 2004).

En resumen, aunque el pozo ha presentado intervenciones por varilla y tubería, es evidente que el pozo muestra criticidad de intervenciones por fallas en bomba.

Análisis de causa raíz: Las causas que generan la alta frecuencia de trabajos por cambio de bomba pueden ser:

- Arena causando erosión en asientos de válvulas, bolas y cajas de las bombas. combinado con la corrosividad de los fluidos transportados a través de esta. Se tiene evidencias de reportes del taller de bombas.
- Arena logrando pasar por el espacio entre el pistón y el barril, generando inmediatamente rayado de ambos elementos y consiguiendo posterior atascamiento del pistón. Reporte de pistón rayado, la causa es válida.
- Baja eficiencia de la bomba, generada por el bloqueo de gas en la carrera descendente. La respuesta en los dinagramas lo evidencia, diseño de doble válvulas viajeras no ayuda.

Recomendaciones:

- Analizar la metalurgia de los materiales usados en las bombas instaladas en el pozo y compararlas con las recomendadas por la norma API y/o por Manuales de bombas de fabricantes como Harbison Fisher.
- Ensayar con pistones de anillos y válvula SAND CHECK.
- El diseño de válvulas dobles ayuda a alargar la vida útil de las válvulas, dada la baja probabilidad de que ocurra falla en ambas válvulas a la vez. Pero, disminuye la relación de compresión de la bomba incrementando su tendencia al bloqueo por gas. Se debe estudiar el equilibrio entre una cosa y otra. Se recomienda bajar bomba con válvulas sencillas de carburo de tungsteno.

5.10 POZO C10

Análisis del problema: Pozo completado como inyector en junio de 1985, pero convertido a productor en abril de 1990.

Su historia de fallas desde el año en que tuvo su primer intervención, en 1993, hasta febrero de 2005 muestra 64 trabajos, para una frecuencia de varilleo de 5

varilleos/año, representados en 26 intervenciones por cambio de bomba, 4 por lavados de válvula fija, 22 por tubería de producción rota, una por varilla desconectada, una por cambio de barra lisa, 2 por varillas partidas por cuerpo, 1 por varilla partida por pin y dos por acople; 4 cambios de varilla o tubería por nuevas, colocación de centralizadores, de ancla de tubería. Además, al pozo se le ha limpiado arena 6 veces y se le hizo un trabajo de estimulación ácida en septiembre de 1997 para destapar conjunto de subsuelo.

Desde la fecha de conversión hasta septiembre de 1993 (3 años) el pozo no reporta intervenciones de ningún tipo. A partir de este año, el pozo ha venido teniendo intervenciones todos los años. De la Figura 21, se observa que las intervenciones por tubería rota presentan las siguientes características:

- Entre 1999 y 2000 el pozo presentó 6 sitios de localización de tubería rota, entre 0' y 1200' de profundidad, justo después de un trabajo de instalación de centralizadores de varillas. En 1996, tuberías rotas se encontraron a 866' y a 1066', es decir dentro de este rango. En el resto del tiempo, antes y después de estos dos lapsos el pozo no mostró problemas en esta sección (0 y 1200' aproximadamente), por esto, es muy posible que las intervenciones ocurridas entre 1999 y 2000 hayan sido ocasionadas (raramente) por la instalación de los centralizadores y no por rozamiento entre varillas y tubería dando a entender alguna desviación del pozo en este sector.
- Entre 2000' y 2200' el pozo presentó 4 sitios donde se halló tubería rota, pero en fechas muy aisladas unas de otras: febrero de 1996 y noviembre de 2003, lo cual hace ver estas intervenciones como esporádicas y no como evidencias de que en este tramo esté ocurriendo algo importante.
- A lo largo de la historia del pozo, tuberías rotas se han encontrado muy cerca de la ubicación de la bomba: entre 52' y 260' sobre la bomba. Esto se ha visto desde 1995, por lo menos 1 vez al año, hasta el presente.

- El cambio de tubería por nueva ocurrido en agosto de 1996 resolvió el problema de rotura que venía presentándose en sitios esporádicos (desde 1994) por 3 años (marzo de 1999), cuando hubo intervención por tubería rota que se asocia, muy posiblemente a la mala colocación de centralizadores en noviembre de 1998; y en sitios muy cercanos a la bomba, hasta junio de 1998 (2 años sin fallas) cuando hubo tubería rota a 147' sobre ésta. Es decir, sólo 2 años sin presentar problemas de tubería gracias a este cambio de sarta de tubería.
- El anclaje de la tubería en agosto de 1997 no pudo ser evaluado ya que el ancla estuvo instalada hasta octubre de este mismo año. Es posible que se hubiese resuelto el problema de tubería rota cerca de la ubicación de la bomba, pero no se concluye nada dado el poco tiempo que duró instalada (2 meses).
- El cambio de tubería ejecutado en enero de 2001 resolvió el problema de tubería rota de la sección 0' a 1200', pero el pozo siguió rompiendo tubería cerca de la bomba.
- Se reportan en trabajos de diferentes fechas, varillas, acoples y tubería en mal estado; y el reemplazo de estos, en algunas oportunidades.
- Los centralizadores de varillas reportados en la historia y mostrados en la figura 21, no exhiben mejora alguna al problema de tubería rota cerca de la bomba, pero si en otros sitios de la sarta de la tubería.

			<ul style="list-style-type: none"> * Vvs. con fuga, arena dentro de la bomba, pistón y barril en buenas condiciones. * 2 reportes de no evidencias de fallas. * Bola de válvula de acero picadas por erosión. * Pistón rayado, bomba taponada por arena, partes corroídas. * Desgaste en válvula viajera. * Desgastes en v. viajera y antigas.
2-nov-04	RHAC 2-1/2"x1-3/4"x16 DVF CT y VV ACERO + V.DARDO	1 en 6 meses	Según dinagramas, bomba trabajando comprimiendo gas y válvulas fijas con fuga. La bomba actualmente instalada está funcionando bien.

Se observa de la tabla 7, así como en pozos anteriores, que el diseño de anclaje inferior de bomba ocasiona que se pegue en la tubería de producción, obligando a tener que sacar toda la sarta de producción, aumentando el tiempo y el costo de los trabajos. Además, se tienen varios reportes de bombas con anclaje superior pegadas en tubería, obligando también a sacar toda la sarta de producción para sacar la bomba, encontrando esto aún en trabajos diferentes a limpieza de arena, en los cuales es normal encontrar bomba pegada sea cual fuere la ubicación de su anclaje. Según la teoría, las bombas con anclaje superior tienen muy poca probabilidad de pegarse en la tubería, pero, en el campo Casabe ocurre este hecho, ya sea por asentamiento de la arena por encima del anclaje de la bomba cuando se interrumpe el fluido eléctrico o cuando se bombea mucha arena una vez el pozo queda con las perforaciones completamente arenadas.

Los reportes del taller de bomba y el reporte Well Planning del software DIMS dicen:

- Varios reportes de bombas con diseños de anclaje tanto superior como inferior pegadas a la tubería. Filtros “Bladen” tapados por arena.
- Bomba partida por el mandril de las copas del ancla

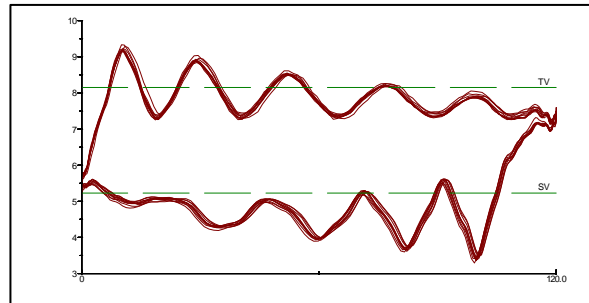
- Válvulas con fugas. Las de **acero** presentan desgaste y picaduras en las bolas y asientos.
- Pistón rayado.

Lo cual demuestra que el pozo presenta problemas de bomba principalmente en sus válvulas y seguidamente de pistones rayados. Se han encontrado partes desgastadas producto de la corrosión y de abrasión del fluido-arena. Conjuntamente, el pozo es crítico por roturas en tubería en cercanías a la bomba.

Análisis de causa raíz: Con respecto al problema por tubería rota, las causas probables que ocasionan estos problemas son:

- Pandeo de la tubería en la carrera ascendente ocasiona roce con las varillas. Este roce se acentúa más en los tubos más cercanos a la bomba. Es la causa más probable dada la evidente cantidad de tubos rotos encontrados cerca de la bomba en la historia mostrada.
- Desviación de pozo. Aunque no se tienen registros de desviación del pozo, no se valida esta causa ya que sectores o secciones críticas no se detectan de manera que se pueda inferir desviación de pozo. Además, este fue un pozo perforado en los años 80, época en la cual, la tecnología de perforación garantizaba pozos rectos. Se descarta esta posibilidad.
- Golpe de fluido de la bomba. El dinagrama mostrado en la figura 22, fue tomado el 18 de julio de 2004, antes de ocurrir falla por tubería rota el 15 de agosto del mismo año. Indica una despreciable interferencia por gas, pero no muestra golpe de fluido. Además, los niveles dinámicos del pozo se han mostrado sobre 400' los últimos dos años, lo cual elimina la posibilidad de alcanzar condición *pumping off* y ocasionar golpe de fluido en la bomba. Por lo cual se descarta esta causa.

Figura 22. Dinagrama de superficie del pozo C10 tomado antes de ocurrir una falla por tubería rota el 15 de agosto de 2004.



- Tubería con vida útil cumplida. Hay evidencia de esta causa. Se muestra en la figura de historia de fallas del pozo y se observa que por este concepto, algunas fallas seguidas en el tiempo pero aleatorias en ubicación dejaron de ocurrir cuando se cambió tubería por nueva (Enero de 2001 y Agosto de 1996).
- Corrosividad de los fluidos. La evidencia la muestran los reportes del taller de bombas con relación a desgastes por este concepto en los diferentes elementos de la bomba.

En conclusión, las causas más valederas para la ocurrencia de fallas por tubería son la que tiene que ver con el pandeo de la tubería y con su vida útil cumplida o sobrepasada. Todo lo cual acompañado de la corrosividad de los fluidos producidos.

Con respecto a las fallas ocurridas en las bombas de subsuelo, se tienen como causas posibles:

- Metalurgia inadecuada de las válvulas de las bombas. Lo evidencian los reportes del taller de bombas. Las velocidades de los fluidos entrantes a la bomba a través de sus válvulas, adicional a la gran cantidad de arena producida (pozo arenoso) causan abrasión de las válvulas, bolas, asientos, guías de cajas de válvulas, mandriles de anclaje y demás elementos.

Adicionalmente, las partículas de arena que logran quedarse entre el barril y el pistón, rayan las superficies involucradas, causando el mal funcionamiento de la bomba.

- Falta de elementos en bomba para manejar la arena. Relacionado con el taponamiento y atascamiento de partes de bomba. El taponamiento de cajas de válvulas por arena y/o lodo puede explicarse así: la bomba, cuando el pozo es muy arenoso, o cuando éste tiene un roto por donde produce mucho lodo o arena, recibe muchos de estos materiales por su entrada, en la válvula fija. Cuando ocurre la carrera ascendente, se genera una turbulencia que logra arrastrar cualquier sólido presente, transportándolo hacia el interior de la bomba, pero en la carrera descendente, cuando la bola está haciendo sello con el asiento, el fluido que está presente en la válvula no se está moviendo, de manera que se genera la oportunidad para el asentamiento de estos materiales donde sea que haya espacio para hacerlo. De esta forma, y en el tiempo, se va almacenando, acumulando y/o compactado más arena en la válvula, logrando cerrar el espacio para el flujo de los fluidos, hasta que llega el momento en que se taponan.
- Las pegadas de las bombas en la tubería independiente de la ubicación del anclaje de la bomba y de si el pozo está arenado o no, pueden ser ocasionadas inevitablemente (teniendo en cuenta que el pozo produce bastante arena) por una interrupción de fluido eléctrico, que provoca el asentamiento de toda la arena contenida en la tubería de producción, produciendo la pega; por bajas velocidades del fluido dentro de la tubería de producción, incapaces de hacer subir toda la arena, dejando asentarla, acumulándose en el tiempo entre la tubería y la bomba y/o entre el pistón y el barril, produciendo la pega.

Recomendaciones

- Anclar la tubería. Se tiene registro de que la tubería estuvo un tiempo de 3 meses anclada, lo cual no fue tiempo suficiente para evaluar el desempeño de esta. Esta podría ser la solución definitiva para el problema de tubería rota en cercanías a la bomba. Evaluar el desempeño de este trabajo, teniendo en cuenta el posible atascamiento del ancla en alguna operación de sacado de todo el conjunto de subsuelo.
- Cambiar la sarta de tubería según tiempos de vidas útiles de 8.6 años. que reportan los fabricantes.
- Estudiar la corrosividad de los fluidos producidos y determinar un programa de control de corrosión acorde.

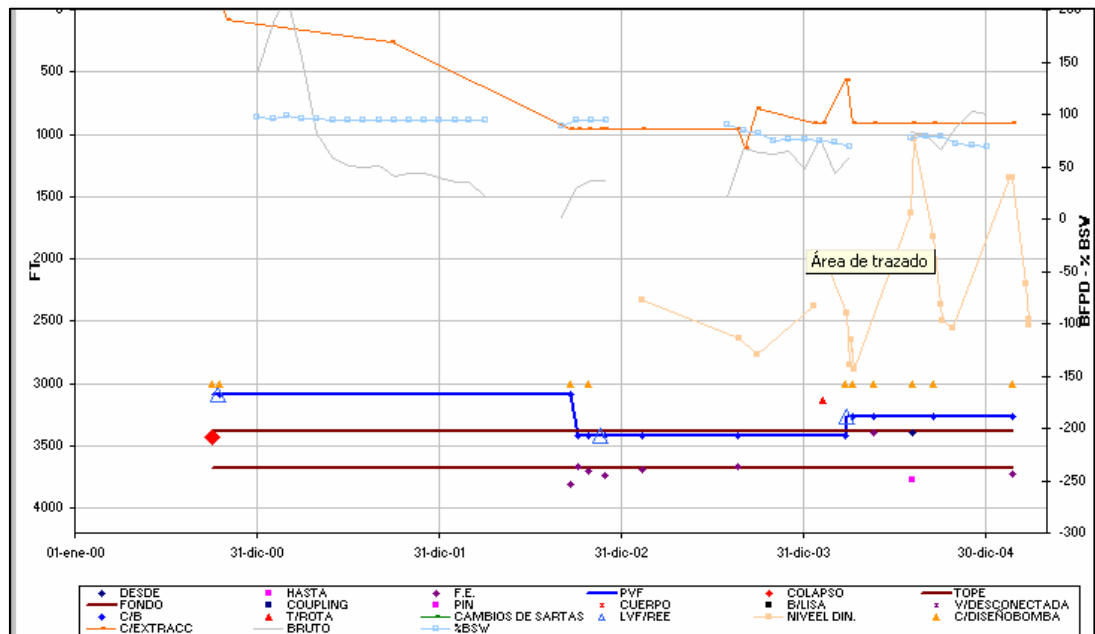
- Usar metalurgia adecuada para condiciones de abrasión y corrosión. Usar válvulas de carburo de tungsteno y pistones temperizados con proceso Tuff.
- Procurar alcanzar pocas interrupciones del fluido eléctrico.
- Evaluar posibilidad de aislar zonas con colapsos dentro de perforaciones muy posiblemente rotas.
- Usar el dispositivo “SAND CHECK”, que ayuda a disminuir o eliminar la posibilidad de que la arena se asiente al interior de la bomba cuando hayan interrupciones eléctricas, en las que el pozo queda parado

5.11 POZO C11

Análisis del problema: Pozo completado como inyector en diciembre de 1984 en las arenas A2 de la formación colorado. Convertido a productor en octubre del 2000.

Su historia de fallas, mostrada en la figura 23, desde el año 2000 hasta lo transcurrido del 2005 presenta 16 intervenciones, para una frecuencia de fallas de 3,2/ año, de las cuales, 12 han sido por cambios de bomba, 3 lavados de válvula fija y una por tubería rota.

Figura 23. Histórico de fallas del pozo C11.



La tabla 8 muestra la evolución del diseño de las bombas instaladas en el pozo C11.

Tabla 8. Evolución histórica de los diseños de bomba que ha tenido el pozo C11.

Fecha	Diseño de Bomba	No. Intervenciones por c/bomba	Descripción
02-oct-00	RHBC 2-1/2"x1-3/4"x19	1 en 15 días	N.D.
17-oct-00	RHBC 2-1/2"x1-3/4"x19 DVF CT DVV CT+V.ANTIGAS	1 en 2 años	Por bajos niveles sobre la bomba se disminuyó diámetro de pistón y se profundizó.
19-sep-02	RHAC 2"x1-1/4"x16 ESPECIAL	2 en 1 mes	Reporte de bloqueo por gas.
25-oct-02	RHAC 2"x1-1/4"x16 ESPECIAL DVF CT VV	4 en 1,4 años	* Pistón pegado a la bomba. * Válvulas con desgaste normal.

	CT+V.ANTIGAS		* Según echometer, válvula viajera está dando pase. Pistón y barril se encontraron rayados, y con "huecos" (barril) por efecto de la corrosión. * Bomba pegada en el zapato, pistón y barril rayados, partes corroídas.
22-mar-04	RWTC 2"x1-1/2"x12 ESPECIAL	1 en 17 días	Válvulas viajera y fija con fugas.
08-abr-04	RHAC 2"x1-1/4"x16 ESPECIAL DVF CT VV CT	1 en 1,5 meses	FE =3390' (98%)
19-may-04	RHAC 2"x1-1/4"x16 ESPECIAL VF CT VV CT+SAND CUP	0 en 3 meses	Limpieza de arena, bomba pegada.
06-ago-04	RHAC 2"x1-1/4"x16 ESPECIAL VF CT VV CT	1 en 1,5 meses	Bomba pegada, pistón rayado por la arena.
16-sep-04	RHAC 2"x1-1/4"x16 ESPECIAL+SAND CHECK	1 en 5 meses	Baja eficiencia según prueba de producción, pierde 16 de 17 BOPD. V. Sand check en buen estado, válvula viajera cortada por fluido y arena, R11 y C12 severamente corroídas, barril con pequeñas áreas corroídas, válvula viajera con fuga.
20-feb-05	RHAC 2"x1-1/4"x16 ESPECIAL PISTÓN DE ANILLOS VF CT VV CT+SAND CHECK	Actualmente en uso	Trabajando bien, presenta pequeña compresión de gas.

Se observa, de la tabla 8 que las bombas instaladas al pozo muestran en varias oportunidades pistón y barril rayados. Las bombas, aún teniendo diseño de anclaje superior, se han encontrado pegadas. Las válvulas se han encontrado dando fugas y hay reporte de bola cortada por fluido y arena. Además, se tiene evidencia, en varias oportunidades, de partes de bomba afectadas seriamente por la corrosividad de los fluidos transportados a través de ella.

Se concluye que el pozo presenta problemas por alta frecuencia de intervenciones para cambio de bomba, cuyas fallas tienen que ver con los aspectos: fugas en válvulas, elementos rayados por efecto de la arena, y afectados por corrosión.

Análisis de causa raíz: Todas las causas probables de la criticidad del pozo por cambios de bomba de subsuelo son:

- Metalurgia usada inadecuada en las bombas instaladas, teniendo en cuenta las condiciones del pozo. Es causa valedera ya que los reportes del taller de bombas informan sobre válvulas de acero con fugas, pistones rayados y partes de bomba corroídas.
- Corrosividad del pozo. El pozo ha mostrado BSW de 98% en sus inicios a 68% actualmente. Esto muestra que el pozo tiene tendencia a producir fluidos corrosivos. Además, los reportes del taller de bombas acerca de las bombas reparadas lo confirman. Causa valedera.
- Cambio de diseño de la bomba de RHBC a RHAC, unido a la disminución del diámetro de bomba. Entre más pequeño es el diámetro de la bomba, las áreas de flujo se hacen más pequeñas, pero se aumentan las velocidades de los fluidos transportados, ocasionando que los materiales fallen en menor tiempo, dado a la acción cortante y abrasiva (por la arena) de los fluidos hacia las bolas, asientos, cajas de válvulas, etc. Se observa con respecto al cambio en el diseño de la ubicación del anclaje que tuvo lugar en septiembre de 2002 que las intervenciones empezaron a surgir. Esto puede dar a entender que las fallas pueden haber sido ocasionadas por la desventaja que poseen las bombas tipo RHAC dado a que no soportan la presión diferencial ocurrida en el barril cuando ocurre la carrera descendente. No hay evidencias de esto, por esto, se descarta esta posibilidad.
- La acción de decante de la arena sobre partes de la bomba como asientos, bolas, cajas, anclaje, espacio entre pistón y barril, etc. ocasionan la pega de las partes.
- Sucios bloqueando válvulas.

Concluyendo, la razón para que ocurran fallas en las bombas del pozo C11 son la inadecuada selección de materiales en los elementos de bomba: asientos, bolas y cajas, unido a la acción de deterioro ocasionada por la corrosividad de los fluidos transportados a través de ella. Adicionalmente, se tienen problemas de bloqueo de válvulas por causa de cauchos.

Recomendaciones:

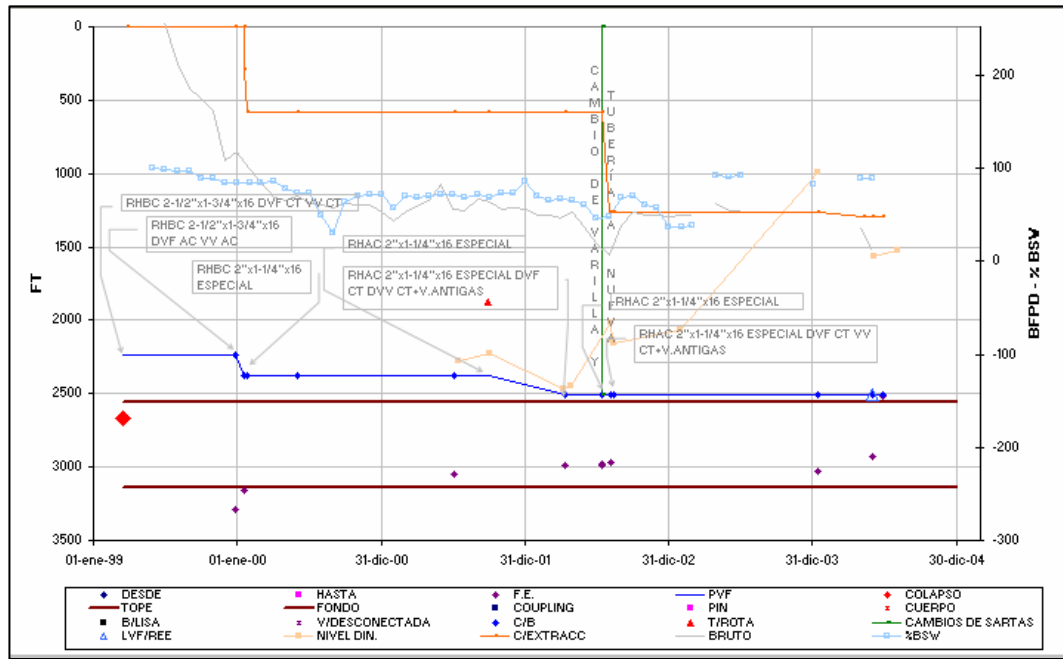
- Cambiar o ajustar la metalurgia de los elementos mencionados a las condiciones de operación del pozo. Seguir usando válvulas de carburo de tungsteno.
- Seguir usando dispositivo SAND CHECK ya que el pozo mostró según último trabajo reportado, no presentar problema de pega de pistón o de bomba como se venía presentando en los anteriores trabajos. El pistón de anillos es una buena opción para este pozo. Evaluar conjunto pistón de anillos-válvula SAND CHECK.
- Estudiar la corrosividad de los fluidos producidos y determinar un programa de control de corrosión acorde.
- Ejecución de buenas prácticas de trabajo en boca de pozo, para controlar la introducción de sucios a este.

5.12 POZO C12

Análisis del problema: Pozo terminado como inyector en agosto de 1984 de las arenas A1, pero convertido a productor en marzo de 1999 para reemplazar productores del área cerrados por daños en sus estados mecánicos.

Su historia de fallas mostrada en la figura 24, presenta 15 trabajos desde 1999 hasta 2004, con una frecuencia de 2,5 varilleos/año y representados en 13 cambios de bomba, 1 intervención por tubería rota y una por lavado de válvula fija. En la intervención por cambio de bomba ocurrida en julio de 2002, se cambió tubería y sarta de varillas por nueva.

Figura 24. Histórico de fallas del pozo C12.



La tabla 9 muestra los diseños de bomba que el pozo ha tenido.

Tabla 9. Evolución histórica de los diseños de bomba que ha tenido el pozo C12.

Fecha	Diseño de Bomba	No. Intervenciones por c/bomba	Descripción
18-mar-99	RHBC 2-1/2"x1-3/4"x16 DVF CT VV CT	1 en 10 meses	Baja eficiencia de bombeo.
28-dic-99	RHBC 2-1/2"x1-3/4"x16 DVF AC VV AC	2 en 1 mes	* N.D. * Baja eficiencia, además, bajos niveles sobre la bomba.
25-ene-00	RHBC 2"x1-1/4"x16 ESPECIAL	2 en 1,7 años	* N.D. * Bajos niveles sobre la bomba, se profundizó.
27-sep-01	RHAC 2"x1-1/4"x16 ESPECIAL	1 en 6 meses	* Bajos niveles sobre la bomba.
10-abr-02	RHAC 2"x1-1/4"x16 ESPECIAL DVF CT DVV CT+V.ANTIGAS	1 en 3 meses	* Encontró tubos en mal estado, Cambió tubería y varillas por nuevas. Dinagrama muestra golpe de fluido, bajos niveles sobre la bomba.
13-jul-02	RHAC 2"x1-1/4"x16 ESPECIAL	3 en 1 mes	* N.D. * Dinagrama muestra válvula viajera NO trabajando. * Se reporta presencia

			considerable de gas (Dinagrama lo confirma, hay interferencia). Se dejó pequeño golpe de bomba.
13-ago-02	RHAC 2"x1-1/4"x16 ESPECIAL DVF CT VV CT+V.ANTIGAS	3 en 1,8 años	* Bomba pegada y pistón pegado, llena de arena. FE =18%. Pozo estuvo cerrado durante un tiempo. Dinagramas muestran interferencia por gas. * Barril y pistón rayados, dinagrama confirma mal estado de éstos. Se cambió bomba, bombeó deficientemente, LVF y dejó pequeño golpe. OK * Bomba pegada por arena y lodo, válvulas picadas por desgaste. Dejó pozo sin bomba.

La información suministrada por la tabla 9, muestra los diferentes problemas presentados en la bomba. Ellos pueden resumirse en:

- Baja eficiencia de la bomba.
- Mal funcionamiento de elementos de bomba como válvulas, pistones y barriles relacionado con la arena producida.

Análisis de causa raíz: Las causas posibles al problema de intervenciones por bomba en el pozo son:

- Interferencia por gas. El gas libre entrando en la bomba, puede ocasionar baja eficiencia, ya que en la carrera descendente cuando ocurre el llenado de la bomba, a través del paso de fluidos por la válvula viajera, el gas no logra accionarla desde el principio de la carrera, sino un momento después, luego de que es comprimido el gas a una presión que si es capaz de abrir la válvula viajera. Lo anterior, significa un llenado parcial de la bomba. Se ve en varias oportunidades en los dinagramas tomados al pozo.
- Problemas en válvulas viajeras, pistones y barriles, relacionados con la acción abrasiva del fluido con arena transportados a través de la bomba. La

metalurgia de estos elementos puede no ser la indicada para las condiciones del pozo.

Recomendaciones

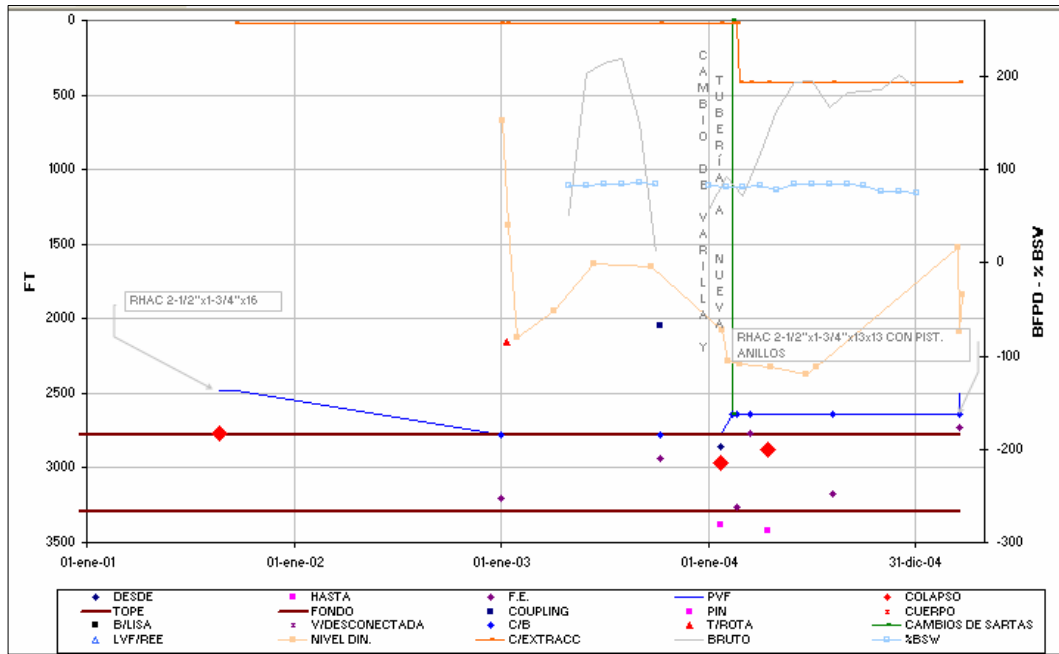
- Seguir usando la válvula Antigas y/o “SAND CHECK”. Esta logra impedir que los pistones se peguen al barril cuando el pozo no está en servicio, bloqueando la entrada la arena por la parte superior de la bomba.
- Revisar la metalurgia de las partes usadas en la bomba y definir el diseño apropiado. Actualmente se usan válvulas de carburo de tungsteno tanto en la fija como en la viajera, el cual es un diseño recomendado. Se recomienda observar en próximos trabajos el estado de éstas. Con relación al pistón, usar uno para el manejo de condiciones severas de abrasión (temperizado con proceso Tuff) o un pistón de anillos.
- Usar un dispositivo como válvula Dardo o Dartt para el bloqueo de gas presentado en el pozo, causante de la baja eficiencia del mismo.

5.13 POZO C13

Análisis del problema: Pozo completado en los años 80 como inyector de las arenas A1 y convertido a productor en agosto de 2001, recañoneando zonas abiertas con cañones de alta penetración y área.

La historia de fallas del pozo, mostrada en la figura 25, exhibe 9 intervenciones, desde agosto de 2001 hasta lo transcurrido de 2005, representadas por 7 intervenciones por cambio de bomba, una por tubería rota y otra por varilla desconectada. En la intervención por cambio de bomba, ocurrida el 12 de febrero de 2004 al pozo se le cambió sarta de tubería por nueva.

Figura 25. Histórico de fallas del pozo C13.



Con relación a los cambios de bomba del pozo, se muestra la tabla 10:

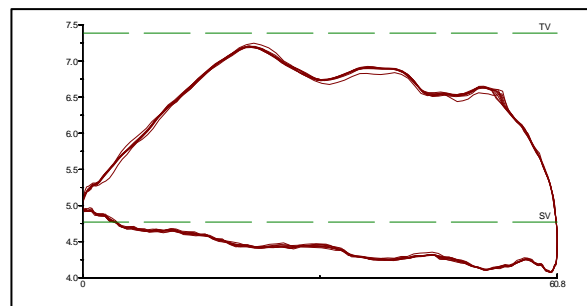
Tabla 10. Cambios de bomba del pozo C13.

Fecha	Diseño de Bomba	Descripción
31-dic-02	RHAC 2-1/2"x1-3/4"x16	Cambió bomba por igual
07-oct-03	RHAC 2-1/2"x1-3/4"x16	Baja eficiencia. Según Echometer, válvula con fuga. Pistón rayado, barril desgastado.
23-ene-04	RHAC 2-1/2"x1-3/4"x16	Trabajo para Limpiar arena. Encontró varilla partida. Válvulas con desgaste normal. Bomba pegada.
12-feb-04	RHAC 2-1/2"x1-3/4"x16	Pistón rayado por arena, barril desgastado. Cambió tubería por nueva. Subió bomba 119'. Quedó con línea de flujo arenada.
20-feb-04	RHAC 2-1/2"x1-3/4"x16	Pistón pegado en el barril. Arena y finos en partes de la bomba.
15-mar-04	RHAC 2-1/2"x1-3/4"x16	Bomba taponada con arena, pistón pegado al barril. FE =2770'(100%). Quedó para limpieza de arena.
06-ago-04	RHAC 2-1/2"x1-3/4"x16	Baja eficiencia. Según echometer, hay pase en válvula viajera o el pistón. Barril con "huecos", pistón rayado.
18-mar-05	RHAC 2-1/2"x1-3/4"x16	Barril y pistón rayados, varilla de bomba desgastada, cajas de válvulas desgastadas.

		Cambió diseño de bomba. FE =100% arenado.
	RHAC 2-1/2"x1-3/4"x13x13 CON PISTÓN DE ANILLOS	Instalada el 18 de marzo. Los dinagramas muestran válvula viajera o pistón trabajando mal. (Ver figura 24).

La tabla 10 revela las evidencias del problema que posee el pozo, el cual radica en la alta producción de arena, lo que genera taponamiento completo de las perforaciones (En el 2004 se le hicieron dos limpiezas de arena, y en último trabajo, el 18 marzo de 2005, se encontró pozo 100% arenado). Altas cantidades de arena hacen que la bomba no trabaje correctamente, ya que la arena ocasiona abrasión de todas las partes de la bomba, principalmente de las bolas y asientos de válvulas, pistones y barriles, generando que el pozo quede no bombeando.

Figura 26. Dinagrama tomado al pozo C13, mostrando mal funcionamiento de válvula viajera o pistón.



El pozo muestra en su historia varios colapsos: a 3010' de diámetro mayor o igual a 6-1/16", a 2770', a 2963', a 2874', los cuales pueden haberse roto y estar aportando arena y lodo.

En resumen, el problema del pozo es la dificultad en el manejo de la arena por la bomba de subsuelo.

Análisis de causa raíz:

Una causa muy probable del problema del pozo puede ser la existencia de un roto en el casing ubicado dentro de perforaciones. Este roto aporta toda la arena posible en tiempos cortos, ocasionando arenamientos rápidos del pozo, de esto se tiene evidencia con los 2 arenamientos del 2004 y la espera de limpieza del pozo a Marzo de 2005; y con el reporte de línea de flujo del pozo llena de arena.

En este caso, las condiciones del pozo harían fallar la bomba continua e inevitablemente, dada las altas cantidades de arena producidas.

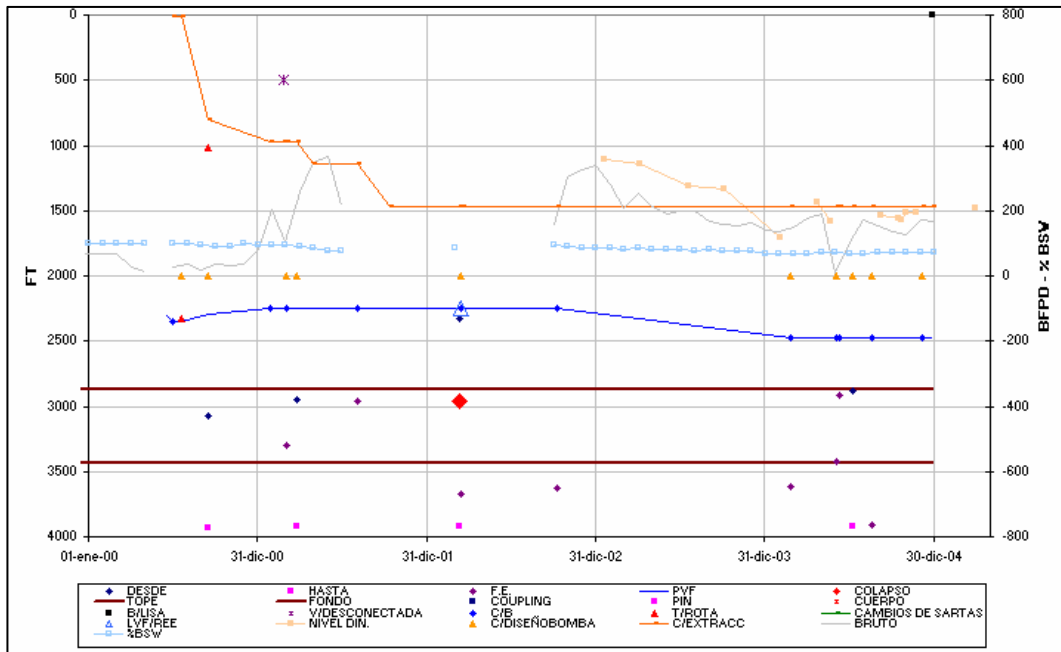
Recomendaciones:

- Determinar la rotura del pozo, en profundidad y aislarlo con un trabajo de cementación correctiva.
- El pistón de anillos ayuda al manejo de la arena en la bomba, pero debería complementarse con el uso de la válvula “SAND CHECK” para ayudar en el problema de devolución de la arena desde la tubería de producción hacia el interior de la bomba. Además usar metalurgia especificada para válvulas para las condiciones de abrasión del pozo (de Carburo de Tungsteno).

5.14 POZO C14

Análisis del problema: Pozo terminado en abril de 1986 como productor del bloque VI en las arenas C, B2 y B1, pero recompletado en las arenas A1 y A2 en diciembre de 1990 aislando todas las zonas inferiores.

Figura 27. Histórico de fallas del pozo C14.



Su historia de fallas, mostrada en la gráfica anterior, desde el 2000 hasta el 2004, exhibe 17 trabajos de varilleos, para una frecuencia de intervenciones de 3,4 trabajos/año, representados en 10 trabajos por cambio de bomba, 2 por tubería rota, una desconexión de varilla, un lavado de válvula fija y un cambio de barra lisa. Además, el pozo ha tenido cuatro trabajos de workover representados por las limpiezas de arena ejecutadas.

La tabla 11 muestra los diseños de bomba que el pozo ha tenido

Tabla 11. Evolución histórica de los diseños de bomba que ha tenido el pozo C14.

Fecha	Diseño de Bomba	No. Intervenciones por c/bomba	Descripción
01-jul-00	THC 2-7/8"X2-1/4"x19'	0 en 20 días	Trabajo por tubo roto. Salieron 4 tubos colapsados y Nf=lleno. Subió bomba 50'.
21-jul-00	THC 2-7/8"x2-1/4"X19' DVF CT DVV CT PISTÓN F-5	0 en 2 meses	Trabajo de limpieza de arena. Encontró tubería rota: #45 de 2-

			7/8" por cuerpo. THC pero dejó de bombear después de unas horas, se sacó pistón y válvula fija y bajó bomba RHBC 2-1/2"x1-3/4"x19 dvf ac y ct vv ac.
16-sep-00	RHBC 2-1/2"x1-3/4"x19 DVF AC y CT VV AC	2 en 5 meses	N.D.
03-mar-01	RHBC 2-1/2"x1-3/4"x19	0 en 0,07	Limpieza de arena
27-mar-01	RHBC 2-1/2"x1-3/4"x19 DVF AC y CT VV AC	2 en 1 año	* Bomba pegada. Fe=88%. * Trabajo de limpieza de arena. Bomba pegada, encontró colapso en casing. * LVF sin éxito, CB igual.
15-mar-02	RHAC 2-1/2"x1-3/4"x19 DVF CT+V. ANTIGAS	2 en 2 años	* LVF. Dejó pequeño golpe. * Bomba pegada. * Baja eficiencia.
25-feb-04	RHAC 2-1/2"x1-3/4"x19 DVF CT+DIP TUBE 1,6"	1 en 3 meses	N.D.
03-jun-04	RHAC 2-1/2"x1-3/4"x19 DVF CT+V. ANTIGAS+DIP TUBE	0 en 1 mes	* Bomba con pistón pegado. Bajó varilla libre. Luego, Limpió arena.
09-jul-04	RHAC 2-1/2"x1-3/4"x19 DVF CT+VV. CT+V. ANTIGAS+DIP TUBE	1 en 1 mes	Según echometer, presenta compresión de gas y mantiene un buen nivel sobre la bomba.
20-ago-04	RHAC 2-1/2"x1-3/4"x16 DVF CT DVV CT	1 en 4 meses	Se reporta pozo con baja eficiencia, válvulas viajeras con fuga. Según Echometer hay interferencia por gas.
06-dic-04	RHAC 2-1/2"x1-3/4"x16 VF CT+V. DARDO+PISTÓN DE ANILLOS	Actualmente instalada.	Según Echometer válvulas OK, Presenta interferencia por gas.

Se observa que el diseño para el manejo de gas con el accesorio Dip-Tube no tuvo éxito, por lo cual, se decidió quitarlo en agosto de 2004. El mejor diseño de bomba instalado, en términos de alto tiempo en servicio fue el de RHAC 2-1/2"x1-3/4"x19 DVF CT+V. ANTIGAS. Se observa una vez más que la válvula antigas, que tiene el mismo principio y similar diseño que la válvula "SAND CHECK", alarga el servicio de la bomba resolviendo los problemas de introducción de arena a la bomba en momentos de inactividad o no bombeo.

En resumen, el pozo muestra problemas básicamente por baja eficiencia en la bomba por interferencia por gas y por el manejo de arena.

Análisis de la causa raíz:

Las causas posibles que explican los problemas del pozo son:

- La baja eficiencia es causada por la interferencia del gas libre que entra a la bomba (fenómeno explicado en pozo C12). La evidencia la muestran los dinagramas tomados al pozo.
- Arena que entra a la bomba es capaz, en algún momento de pegar la tubería. La arena en momentos como la carrera descendente, o cuando el pozo se queda parado por cualquier motivo, se asienta en todas las partes de la bomba: en las cajas de válvulas, entre el pistón y el barril, entre la bomba y la tubería, etc., haciendo que se peguen, atasquen o bloqueen los elementos involucrados. Evidencias: los reportes de bomba pegada (en diseños de anclaje inferior y superior). El pozo presenta problemas de arenamientos de casi uno por año, lo cual acentúa este problema.

Recomendaciones:

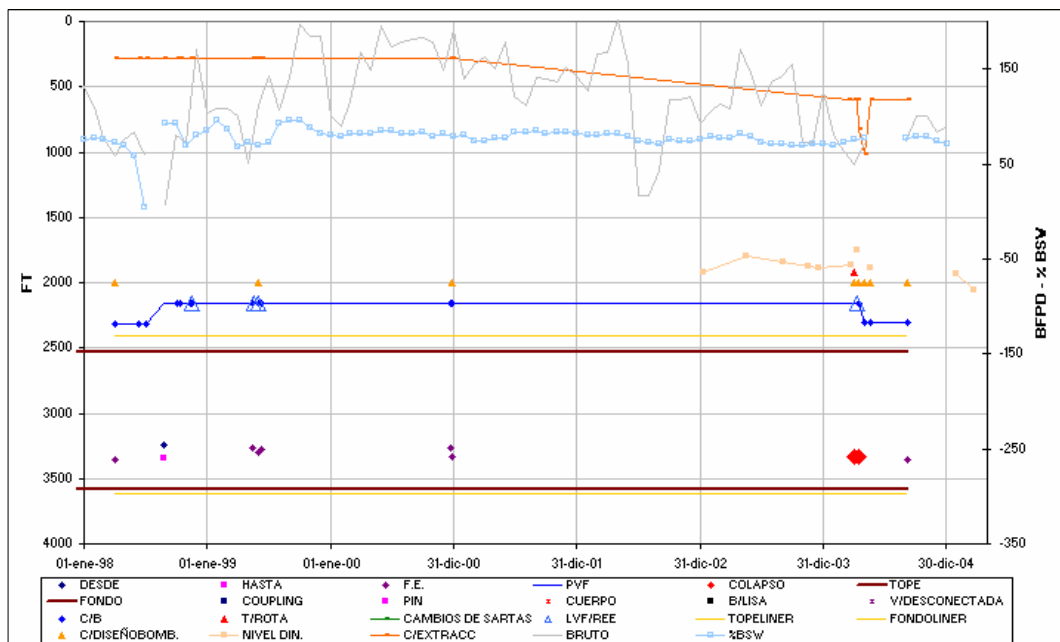
- Ajustar la metalurgia de los materiales usados en las bombas del pozo a las condiciones de operación del mismo, con las condiciones críticas de producción de arena.
- Usar válvula SAND CHECK para el manejo de la arena.
- Instalar ancla de gas para separarlo a la entrada de la bomba.
- Revisar la posibilidad de determinar, en un futuro, el o los intervalos que hacen que el pozo se arene rápidamente, realizando pruebas selectivas, con el fin de aislarlos.

5.15 POZO C15

Análisis del problema: Completado como productor en mayo de 1987 de las arenas A1, A2 y A3 de la formación Colorado. En octubre de 1989 fue empaquetado con grava 20-40 y screen para controlar la producción de arena.

Su historia de fallas, mostrada desde 1998 en la figura 28, muestra 21 trabajos en 7 años, para una frecuencia de fallas de 3/año, representadas en 16 cambios de bomba, 1 intervención por tubería rota y 4 lavados de válvula fija. En el 2004 el pozo presentó 4 cambios de bomba, una tubería rota y un lavado de válvula fija, lo que lo hace crítico, especialmente por problemas en la bomba.

Figura 28. Histórico de fallas del pozo C15.



Con relación a los trabajos por bomba y a los cambios en su diseño, se muestra la tabla 12:

Tabla 12. Evolución histórica de los diseños de bomba que ha tenido el pozo C15.

Fecha	Diseño de Bomba	No. Intervenciones por c/bomba	Descripción
-------	-----------------	--------------------------------	-------------

04-abr-98	RHAC 2-1/2"x1-3/4"x16 DVF CT VV CT+V.DARDO+ ANCLA DE GAS	2 en 5 meses	* Baja eficiencia * N.D. * El pozo se disparó en lodo (13 Jul/98), se cerró el inyector 753. Limpieza de arena.
27-ago-98	RHAC 2-1/2"x1-3/4"x16 DVF CT VV CT+V.DARDO	6 en 9 meses	* 3 C/bomba por igual. * C/bomba + LVF * Baja eficiencia, pierde 10 de 26 BOPD. * 2 LVF. * C/Bomba. Pozo lleno.
03-jun-99	RHBC 2-1/2"x1-3/4"x16 DVF CT VV CT	3 en 1,57 años	* LVF. * Bomba pegada. Se adicionó como ancla un tubo liso de 2-7/8" * Bomba pegada, * Válvulas y pistón con desgaste. * Trabajo por tubería rota.
26-dic-00	RHBC 2-1/2"x1-3/4"x16 DVF CT VV CT+V.ANTIGAS	0 en 3,27 años	* Trabajo por Tubería rota.
03-abr-04	RHAC 2-1/2"x1-3/4"x16 DVF CT DVV CT+V.ANTIGAS+TUBO DE COLA CON VENTANAS	1 en 14 días	* LVF. Dejando pequeño golpe. * Bomba no presentó fallas bajos niveles. Se disminuyó diam. de bomba.
17-abr-04	RWAC 2"x1-1/2"x12 ESPECIAL	1 en 14 días	* Pozo con problemas de gas. Presenta bajos niveles. Disminuyó diam. de bomba. Se reporta colapso en tubing y mal estado de la sarta de varillas.
01-may-04	RHAC 2"x1-1/4"x12 ESPECIAL+V.SIDEKICKER	1 en 17 días	* Válvula fija obstruida por cartucho de sonolog. Se reemplazó tubo colapsado que estaba a 200' desde superficie. Continúa con varilla desgastada.
18-may-04	RHAC 2-1/2"x1-3/4"x16 DVF CT VV CT+V.ANTIGAS	1 en 4 meses	* Se sacó bomba por pozo fluyendo por el anular.
08-sep-04	RHAC 2-1/2"x1-3/4"x16 DVF CT VV CT+V.DARDO	Actualmente instalada.	* Dinagramas muestran interferencia por gas.

El pozo no presenta problemas de producción de arena. En la historia mostrada, se ha ejecutado un solo trabajo de limpieza, en agosto de 1998, una columna de sólo 93' (desde 3246' al colapso detectado a 3339'). Todos los fondos reportados coinciden con este colapso o con una profundidad de 70 a 90' más arriba. Todo lo cual indica que los problemas del pozo no tienen que ver con el manejo de la arena.

Se describe en la tabla 12 que el diseño de bomba que más tiempo estuvo en servicio fue la RHBC 2-1/2"x1-3/4"x16 DVF CT VV CT+V.ANTIGAS, instalada el 20 de Diciembre de 2000, manteniéndose por más de tres años. Esta se reemplazó por el diseño RHAC 2-1/2"x1-3/4"x16 DVF CT DVV CT+V.ANTIGAS+TUBO DE COLA CON VENTANAS que no duró más de 14 días, comportándose de igual forma con los diseños posteriores, exceptuando el actualmente instalado, que lleva hasta abril de 2005, 7 meses sin problemas. Otro diseño de bomba que tuvo alto tiempo en servicio fue el RHBC 2-1/2"x1-3/4"x16 DVF CT VV CT, instalado por primera vez en junio de 1999, presentó falla el 10 de junio, se bajó el mismo diseño y este se mantuvo sin problemas hasta el 21 de diciembre de 2000 (1,5 años).

Cuando se ha tenido diseño RHAC (todo 1998 y parte de 1999; y desde abril de 2004) el pozo ha mostrado tener problemas. Algo particular se observa en la historia del pozo al respecto de este tipo de bomba en el 2004: ocurrieron fallas frecuentemente al reducir extracción con la disminución del diámetro de bomba.

Varios reportes de campo y de dinagramas, muestran la dificultad de las bombas instaladas para el manejo del gas. El gas, produce baja eficiencia a la bomba por las razones ya expuestas en el pozo C12.

Resumiendo, el pozo presenta problemas por la alta frecuencia de fallas en las bombas instaladas en fondo. Su problema puede que tenga que ver básicamente con el diseño no apropiado de la misma unido a la baja eficiencia por interferencia de gas.

Análisis del problema: Las causas posibles al problema de altas intervenciones por cambio en la bomba pueden ser:

- Al parecer, el diseño no apropiado de la bomba puede estar causando el problema en las bombas corridas en el pozo. Se muestra que el diseño que ha sido más conveniente es RHBC, el cual, según el API (Recommended Practice for Care and Use of Subsurface Pumps) es excelente para pozos que manejan gas en la entrada de la bomba. Además, el accesorio Válvula Antigás contribuye a mantener liviana la columna de líquido sobre el pistón, de manera que la válvula viajera pueda abrirse con mayor facilidad que cuando está soportando dicha columna, posibilitando la apertura oportuna de esta válvula cuando hay presencia de gas en la bomba.
- El gas entrante en la bomba causa baja eficiencia de la bomba. Esta razón si es valedera pero no explica con éxito toda la problemática del pozo.

A pesar de tener razones para describir el problema, no se consideran hasta ahora suficientes para explicar la verdadera causa del problema del pozo.

Recomendaciones:

- Hacer análisis con nuevas evidencias extraídas de próximos trabajos, así como de dinagramas tomados al pozo para lograr determinar las causas reales de intervenciones repetitivas al pozo.
- Instalar ancla de gas, para tratar de separar la mayor cantidad de este fluido y eliminarlo de la entrada a la bomba, mejorando su desempeño con el aumento de su eficiencia.

La tabla 8 resume los problemas de los pozos estudiados, presenta las causas más probables y las recomendaciones a seguir.

Tabla 13. Resumen de análisis realizado a los pozos en estudio.

POZO	EN	PROBLEMA	CAUSA (S)	RECOMENDACIONES
C1	BOMBA	Arena bloqueando partes de la bomba, produciendo rayones en pistones y pegando bombas a tubería.	* Diseño inadecuado de las bombas instaladas.	* Ajustar metalurgia de componentes de bombas a cond. abrasivas. * Uso de anclajes de bomba superiores. * Uso de Sand Check. * Uso de Pistones de Anillos.
C2	RVTO.	* Manejo deficiente de la arena en la bomba. Adicional a la baja eficiencia por interferencia por gas.	* Cementación no exitosa. * Mal espaciamento. * Gas a la entrada de la bomba. * Diseño de cajas de válvulas.	* Corregir daño en revestimiento. * Usar metalurgia recomendada para bombas, usadas en condiciones abrasivas. * Diseñar separador de fondo. * Espaciar según recomendación.
C3	BOMBA	* Manejo deficiente de la arena en la bomba, adicional a la baja eficiencia por interferencia por gas.	* Metalurgia de bomba no adecuada. * Disminución de extracción. * Sucios bloqueando válvulas.	* Usar metalurgia recomendada para bombas, usadas en condiciones abrasivas. * Aumentar extracción. * Instalación de un ancla de gas. * Instalar SAND CHECK. * U so de filtros para impedir el bloqueo por sucios.
C4	BOM/TUB	Frecuentes intervenciones por tubería rota cerca de la bomba y por cambios de bombas con problemas repetitivos en sus válvulas de acero.	* La calidad de la tubería. * Diseño no adecuado de la sarta de varillas * Pandeo de la tubería. * Metalurgia de válvulas no adecuada. * Corrosividad del fluido.	* Ajustar el diseño de varillas. * Hacer estudio teórico de pandeo de tubería. * Usar metalurgia recomendada para bombas. * Evaluar la calidad de la tubería. * Subir extracción. Niveles dinámico sobre la bomba (en promedio 650').
C5	CONEXIONES	Fallas frecuentes de rotura de acoples y desconexión de varillas.	* Vida útil de varillas ya sobrepasada. * Diseño de acople no adecuado. * Mal enrosque de las varillas.	* Hacer seguimiento de varillas y acoples en próximos trabajos. * Seguir recomendaciones de enrosque de varillas. * Considerar colocar centralizadores

				<p>hasta 1500'.</p> <p>* Hacer análisis de historia de cargas.</p>
C6	BOMBA	Frecuentes fallas en bomba	<p>* Asentamiento de la arena en las diferentes partes de la bomba.</p> <p>* Altos niveles de líquido sobre la bomba.</p> <p>* Se desconocen suficientes evidencias</p>	<p>* Diseñar bomba o accesorio para el manejo de la arena.</p> <p>* Aumentar capacidad de extracción.</p> <p>* Seguir las futuras fallas del pozo.</p>
C7	BOMBA TUBERÍA VARILLAS	Continuas intervenciones por tubería rota, desconexión de varillas y cambios de bomba.	<p>* Apriete inadecuado o no suficiente de las varillas</p> <p>* Arena bloqueando diferentes partes de la bomba.</p> <p>* Roce por compresión de tubería y varillas en combinación con efecto por corrosión.</p>	<p>* Instalar válvula "SAND CHECK" como complemento del Pistón de anillos.</p> <p>* Usar metalurgia recomendada para bombas.</p> <p>* Hacer estudio para la posibilidad de anclar tubería.</p> <p>* Evaluar corrosividad de los fluidos producidos y generar programa adecuado de control.</p> <p>* Evaluar la calidad de la tubería suministrada por el actual proveedor.</p>
C8	BOMBA	Alta frecuencia por cambios de bomba que tienen que ver con el diseño de la misma.	<p>* Bajos niveles.</p> <p>* Diseño restrictivo de bomba inapropiado.</p>	<p>* Se recomienda dejar el pozo en seguimiento por tubería rota.</p> <p>* Se recomienda bajar bomba de válvulas sencillas.</p>
C9	BOMBA	Alta frecuencia por cambios de bomba tiene que ver con el manejo de la arena.	<p>* Metalurgia no adecuada para condiciones abrasivas y corrosivas de los fluidos del pozo.</p> <p>* Baja eficiencia de la bomba, generada por el bloqueo de gas en la carrera descendente. La respuesta en los dinagramas lo evidencia, diseño de doble válvulas viajeras no ayuda.</p>	<p>* Usar metalurgia adecuada para condiciones de abrasión y corrosión.</p> <p>* Ensayar pistones de anillos y válvula SAND CHECK.</p> <p>* Bajar bomba con válvulas sencillas de carburo de tungsteno.</p>
C10	BOMBA - TUBERÍA	* Problemas de bomba principalmente en válvulas	* Metalurgia no adecuada para condiciones abrasivas y	* Usar metalurgia adecuada para condiciones de abrasión y corrosión.

		<p>y seguidamente de pistones rayados. Partes desgastadas producto de la corrosión y de abrasión del fluido-arena.</p> <p>* Crítico por roturas en tubería en cercanías a la bomba.</p>	<p>corrosivas del los fluidos del pozo.</p> <p>* Falta de elementos en bomba para manejar la arena.</p> <p>* Arenamiento del pozo.</p> <p>* Interrupciones de energía eléctrica.</p> <p>* Pandeo de la tubería.</p> <p>* Vida útil cumplida o sobrepasada.</p> <p>* Las dos anteriores acompañadas del efecto corrosivo de los fluidos producidos.</p>	<p>* Usar válvulas de carburo de tungsteno y pistones temperizados con procesos Tuff.</p> <p>* Procurar alcanzar pocas interrupciones del fluido eléctrico.</p> <p>* Evaluar posibilidad de aislar zonas con colapsos dentro de perforaciones muy posiblemente rotas.</p> <p>* Usar el dispositivo "SAND CHECK",</p> <p>* Anclar la tubería.</p> <p>* Cambiar la sarta de tubería según tiempos de vidas útiles de 8.6 años que reportan los fabricantes.</p>
C11	BOMBA	<p>Alta frecuencia de intervenciones para cambio de bomba, relacionadas con fugas en válvulas, elementos rayados por efecto de la arena, y afectados por corrosión.</p>	<p>* Metalurgia usada inadecuada.</p> <p>* Corrosividad del pozo.</p> <p>* Sucios bloqueando válvulas.</p>	<p>* Seguir usando válvulas de carburo de tungsteno.</p> <p>* Seguir usando dispositivo SAND CHECK El pistón de anillos es una buena opción para este pozo. Evaluar conjunto pistón de anillos-válvula SAND CHECK.</p> <p>* Estudiar la corrosividad de los fluidos producidos y determinar un programa de control de corrosión.</p> <p>* Ejecución de buenas prácticas de trabajo en boca de pozo, para controlar los sucios que puedan introducirse al pozo.</p>
C12	BOMBA	<p>* Baja eficiencia de la bomba.</p> <p>* Mal funcionamiento de elementos de bomba como válvulas, pistones y barriles relacionado con la arena producida.</p>	<p>* Interferencia por gas.</p> <p>* Metalurgia de estos elementos puede no ser la indicada para las condiciones del pozo</p>	<p>* Seguir usando la válvula Antigas y/o "SAND CHECK".</p> <p>* Observar en próximos trabajos el estado de válvulas de carburo.</p> <p>* usar pistón para el manejo de condiciones severas de abrasión (temperizado con proceso Tuff) o un pistón de anillos.</p> <p>* Usar un dispositivo como válvula</p>

				Dardo o Darte para el bloqueo de gas presentado en el pozo.
C13	RVTO.	Dificultad en el manejo de la arena por la bomba de subsuelo.	Roto (s) en el casing ubicado (s) dentro de perforaciones.	<ul style="list-style-type: none"> * Determinar la rotura del pozo, en profundidad y aislarlo con un trabajo de cementación correctiva. * Complementar Pistón de anillos con válvula "SAND CHECK" para ayudar en el problema de devolución de la arena desde la tubería de producción hacia el interior de la bomba. Además usar metalurgia especificada para válvulas para las condiciones de abrasión del pozo (de Carburo de Tungsteno).
C14	BOMBA	Baja eficiencia en la bomba y dificultad para el manejo de arena	<ul style="list-style-type: none"> * Interferencia del gas libre. * Arenamiento del pozo. 	<ul style="list-style-type: none"> * Ajustar la metalurgia de los materiales usados en las bombas. * Usar válvula SAND CHECK para el manejo de la arena. * Instalar ancla de gas para separarlo a la entrada de la bomba. * Revisar la posibilidad de determinar, en un futuro, el o los intervalos que hacen que el pozo se arene rápidamente, realizando pruebas selectivas, con el fin de aislarlos.
C15	BOMBA	Alta frecuencia de fallas en las bombas instaladas en fondo. A pesar de tener razones para describir el problema, no se consideran hasta ahora suficientes para explicar la verdadera causa del problema del pozo.	<ul style="list-style-type: none"> * Diseño no apropiado de la bomba. * El gas entrante en la bomba causa baja eficiencia de la bomba 	<ul style="list-style-type: none"> * Hacer análisis con nuevas evidencias extraídas de próximos trabajos * Instalar ancla de gas, para tratar de separar la mayor cantidad de este fluido y eliminarlo de la entrada a la bomba.

CONCLUSIONES

- La metodología de análisis de causa raíz es una herramienta de trabajo organizada, que ayuda al ingeniero de Control de Producción a identificar en forma certera, las causas de los problemas existentes en los pozos del campo Casabe, permitiendo desarrollar acciones que atacan directamente el problema y evitan las fallas repetitivas.
- El principal problema por el cual se presentan las fallas en las bombas de subsuelo es el ocasionado por la arena, extraída de las formaciones productoras del campo. Este problema se ve representado por la pega de pistones, pegas de bombas, cajas de válvulas, tanto fija como viajeras, taponadas con arena; pistones, barriles y demás partes de bomba rayados.
- Otra causa importante de las fallas en las bombas de subsuelo son elementos extraños como pedazos de madera, caucho, manila. Estos taponan las válvulas viajeras de las bombas, bloqueando la entrada de los fluidos hacia la bomba.
- La corrosión es un aspecto importante que influye notoriamente en la disminución de la vida útil de los componentes del conjunto de subsuelo de los pozos productores del Campo.
- El diseño de las bombas es un aspecto esencial en el correcto funcionamiento o en el mal desempeño de la misma. El real conocimiento de las condiciones de operación, en cuanto a corrosión y abrasión, de algunos pozos críticos brindará la posibilidad de diseñar bombas que ofrezcan mayores tiempos de vida en servicio para muchos pozos de condiciones similares.

RECOMENDACIONES

- Implementar la metodología de ACR en las actividades de Control de Producción en el Campo Casabe.
- Analizar a través del ICP la metalurgia de los materiales usados en asientos, bolas, cajas de válvula, pistones y barriles y establecer mejores criterios para la selección de materiales que se ajusten al problema de manejo de arena y corrosión en los componentes de las bombas de subsuelo.
- Analizar la corrosividad de los fluidos producidos, los cuales afectan los componentes de subsuelo acelerando su deterioro, disminuyendo su vida útil. Implementar las acciones necesarias para mitigar su efecto.
- Implementar las recomendaciones sugeridas para cada pozo.

BIBLIOGRAFÍA

1. Red local de ECOPETROL S.A.
2. “Optimización de Producción en cinco pozos del campo Yariguí-Cantagallo mediante Análisis Nodal”. SOFINSER LTDA. Bucaramanga, 1998.
3. Software usados por personal de ECOPETROL S.A.: DIMS, OFM, POTEN, TWM. DELTAX.
4. AFANADOR, C. L. LARA, C. MARTÍNEZ, Alexander. VILLARREAL, J. O. “Aplicación de la metodología de análisis de causa raíz en la reducción de fallas en sistemas de bombeo mecánico”. ACIPET. 2003.
5. TAKÁCS, G. “Bombeo Mecánico Moderno” Traducción realizada por ECOPETROL. 1998.
6. API 11 AR. Recommended Practice for Care and Use of Subsurface Pumps. 4th ed., 2000.
7. HENDRICKS, Clayton T. and STEVENS Russell D. “Análisis de Falla en Varillas de Producción por Bombeo Mecánico”. NORRIS INC.
8. RODRIGUEZ, Edwin y GARCÍA Hernando. Análisis de falla y comportamiento en la falla sarta de producción en bombeo mecánico en los campos Castilla y Chichimene. Tesis. UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER. 2002
9. Manual de Bombas de Subsuelo. Trico. 1999.

10. www.hfpumps.com

ANEXO A

A-1. Bombas API

A-1.1 Clasificación de las bombas API

Muchas de las bombas de succión utilizadas en la industria mundial de petróleo se ajustan a las especificaciones del American Petroleum Institute (API).

Las bombas estandarizadas en la especificación API 11AX, han sido clasificadas y se les asignado una letra. La primera letra se refiere al tipo básico:

R para las bombas de varillas.

T para las bombas de tubería.

La segunda letra se refiere al tipo Barril, es decir, si es de pared gruesa o delgada. Diferentes letras de código son utilizadas para las bombas con pistones metálicos y con pistones de empaques flexibles.

Pistones metálicos

H para pared gruesa

W para pared delgada

Pistones con empaque flexible

P para pared gruesa

S para pared delgada

La tercera letra muestra la ubicación del conjunto de asentamiento para las bombas de varillas. El conjunto de asentamiento o agarre, siempre va al fondo en una bomba de Barril viajero; otras bombas de varillas se pueden asentar en la parte superior o inferior, como se explica en seguida:

A para agarre en la parte superior (ancla superior)

B para agarre en la parte interior

T para el Barril Viajero, agarre inferior.

A-1.2 Características de las Bombas API

Bomba de Tubería

Las bombas de tubería representan el tipo más antiguo de bombas de succión y tienen una construcción muy simple. Su ventaja inherente sobre los otros tipos de bombas, es u relativamente mayor capacidad de bombeo ya que tienen un barril más grande. Una representación esquemática de una Bomba de tubería se aprecia en la figura A1. La figura presenta una bomba con un pistón metálico diseñado por el API con el Código TH: la misma bomba, pero con un pistón flexible está codificado con TP.

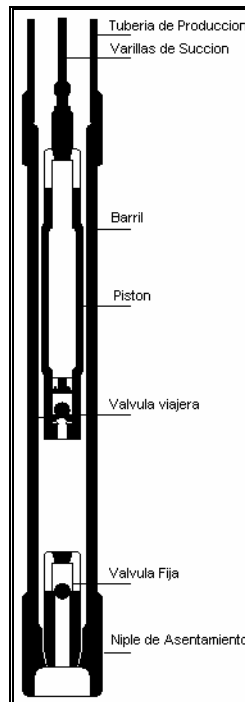
Ventajas:

- bombas mucho más grande en una tubería dada, con diámetros internos del barril de $\frac{1}{4}$ de pulgada más pequeños que el diámetro interno de la tubería. Estos barriles permiten un mayor volumen de fluido que cualquier otro tipo de bomba.
- Tiene una construcción mucho más fuerte. El barril es una parte integral de la tubería y así, puede soportar grandes cargas. La sarta de varillas esta directamente conectada al pistón, sin necesidad de una varilla de la válvula, haciendo que la conexión sea más confiable que en las bombas de varilla.
- Las bombas de tubería de producción usualmente son menos costosas que las bombas de varillas ya que tienen menos partes.
- Los mayores tamaños de las válvulas permiten menos pérdidas de presión en la bomba, así que también es posible la producción de fluidos viscosos.

Desventajas:

- Las operaciones de limpieza de un pozo usualmente requieren que la tubería sea retirada; los altos costos de reparación de la bomba son los mayores inconvenientes de las bombas de tuberías de producción.
- Las bombas de tubería de producción funcionan muy deficientemente en pozos gasíferos. El espacio muerto relativamente grande (el espacio entre la válvula fija y la válvula viajera al final del recorrido), ocasiona una pobre acción de la válvula y una baja eficiencia de la bomba.
- La profundidad de levantamiento puede verse limitada por las grandes cargas de fluido asociadas con las mayores áreas del pistón y se podría requerir el empleo de varillas de succión de alta resistencia. A mayores profundidades, se espera que se presente una excesiva pérdida de recorrido del pistón dado los mayores estiramientos de la tubería y la varilla.

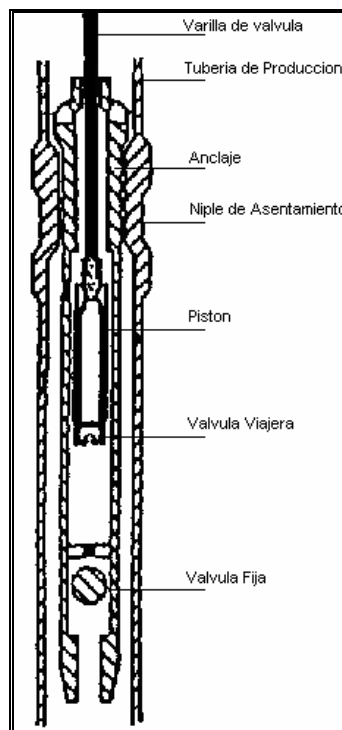
Figura A1. Las partes básicas de una bomba de tubería.



Bombas de Varillas con ancla superior y barril estacionario

La figura A2 muestra la sección transversal de una bomba RHA durante el recorrido ascendente. Su barril de trabajo se mantiene en su lugar, en la parte superior del conjunto de la bomba, una posición de asentamiento preferida en la mayoría de las instalaciones de bombeo. El pistón de la bomba RHA es metálico. Otras bombas en esta categoría son las RWA, con un barril de pared delgada y un pistón metálico, y las RSA, con barril de pared delgada y un pistón flexible.

Figura A2. Partes Básicas de una bomba de varillas.



Ventajas:

- El ancla superior es recomendada en pozos arenosos porque las partículas de arenas no se pueden asentar sobre el niple de asentamiento debido a la acción continua de lavado de los fluidos bombeados. Por lo tanto, el conjunto de la bomba usualmente no se pega y se puede retirar fácilmente si se requiere mantenimiento.

- Cuando se bombean fluidos gasíferos en pozos con bajos niveles de fluidos, esta bomba trabaja bien porque la válvula fija se sumerge mucho más profundo en los fluidos del pozo que en las bombas ancladas en la parte inferior.
- Un separador de gas se puede conectar directamente al barril de la bomba cuando hay presencia de gas libre.
- Si se requiere un barril de más tamaño, el ancla superior proporciona un mejor soporte al conjunto de la bomba que un ancla inferior. El movimiento del barril también puede ser inferior con una acción limitada de fricción del barril contra la tubería de producción.

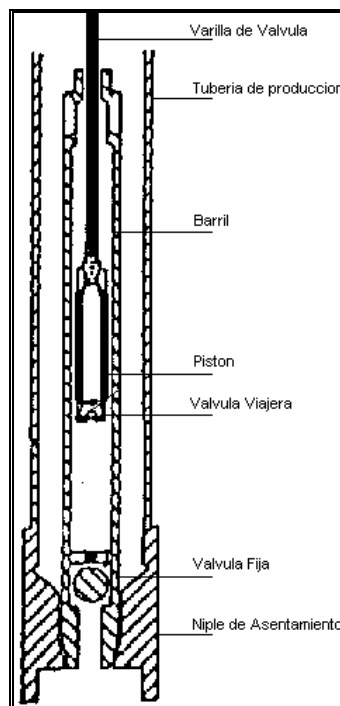
Desventajas:

- Dada la posición del ancla superior, la parte externa del barril queda con una presión de succión, mientras que la parte interna queda expuesta a una alta presión hidrostática de la columna de líquido en la tubería de producción. El mayor diferencial de presión a través de su pared puede deformar, o incluso, reventar el barril, especialmente si es una pared de tipo delgado.
- En la carrera descendente, el barril queda expuesto a elevadas cargas tensoras ocasionadas por el peso de la columna de líquido que es aguantada por la válvula fija. La resistencia mecánica del barril, por consiguiente, limita la profundidad con la cual se puede utilizar dichas bombas.
- La varilla de la válvula se puede desgastar por la fricción contra su guía y puede convertirse en un acople débil en la sarta de varillas.
- Comparado con las bombas de barril viajero, esta bomba tiene más partes y por consiguiente, los costos iniciales son mayores.

Bombas con Ancla Inferior y Barril Estacionario

La sección transversal de una bomba RHB durante el recorrido ascendente se observa en la figura A3. Esta bomba es la que primero se debería considerar para el trabajo en pozos profundos. El barril de trabajo está agarrado a la tubería, en la parte inferior del conjunto de la bomba., lo cual tiene ventajas definitivas en pozos profundos. Las bombas RHB tienen pistones metálicos y barriles de pared gruesa. Las bombas RWB tienen un barril con pared delgada y las bombas RSB tienen un barril de pared delgada y un pistón flexible.

Figura A3. Sección transversal de una bomba de varillas Ancla Inferior y Barril Estacionario.



Ventajas:

- El exterior del barril siempre está abajo presión hidrostática ejercida por la columna de líquido en la tubería de producción. En consecuencia, el diferencial de presión a través de la pared del barril es mucho menor que en las bombas con ancla superior, haciendo que el barril quede menos propenso a un daño

mecánico. Por consiguiente, esta bomba se puede utilizar en regiones más profundas que las bombas de varillas de anclaje superior.

- El empleo de esta bomba es aconsejable en pozos con bajos niveles de fluidos porque se puede poner a funcionar muy cerca del fondo del pozo, el punto más profundo del mecanismo de bombeo, será el niple de asentamiento.
- La válvula fija es usualmente más grande que la válvula viajera y esta característica asegura una entrada regular a la bomba. La tendencia a la espumación de los fluidos del pozo también se reduce.
- En los pozos desviados, el barril puede pivotar sobre el niple de asentamiento, lo cual reduce el desgaste.

Desventajas:

- Durante el período de descanso o en una operación intermitente, la arena u otras partículas sólidas se pueden asentar en la parte superior del pistón, las cuales se pueden pegar al barril cuando se encienda nuevamente la bomba.
- El espacio anular ente la tubería y el barril se puede llenar con arena u otros sólidos impidiendo la sacada de al bomba.
- La varilla de la válvula puede convertirse en un punto débil comparado con la sarta de varillas.
- El costo de la bomba es más alto que las bombas con barril viajero debido a la mayor cantidad de partes.

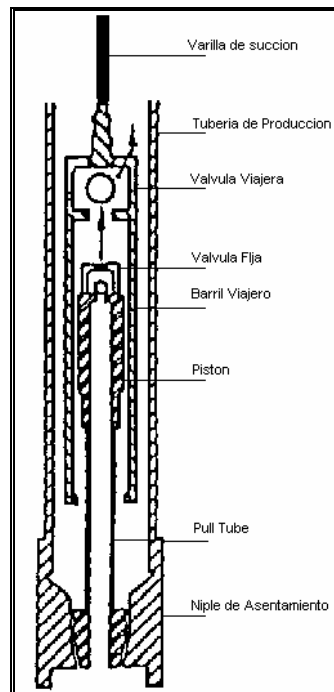
Bombas de Varillas con Barril Viajero

La operación de cualquier bomba de pistón se fundamenta en el movimiento relativo que existe entre el pistón y el cilindro. A partir de esta situación, se dice entonces que la misma acción de bombeo se logra en una bomba de varillas si el pistón es estacionario y se mueve al barril. Las bombas de varillas con barril viajero operan sobre este principio y el pistón se mantiene en su lugar mientras el barril es movido por la sarta de varillas. La posición del ancla o agarre

invariablemente es en el fondo del ensamble de la bomba. La figura A4 presenta una sección transversal de una bomba RHT. El pistón viene agarrado al ancla de fondo por un pequeño tubo de arrastres hueco, a través del cual los fluidos del pozo entran a la bomba.

La válvula fija, situada en la parte superior del pistón, es más pequeña que la válvula viajera. Las bombas con pared delgada están codificadas con las letras RWT y aquellas con un pistón flexible con las letras RST.

Figura A4. Sección transversal de una bomba de varillas API RHT.



Ventajas:

- El barril viajero mantiene el fluido en movimiento alrededor del ancla, evitando que la arena y otros sólidos se asiente entre el niple de asentamiento y el ancla. Por lo tanto, el conjunto para retirar la bomba usualmente está libre de problemas.

- Esta bomba es recomendada para el bombeo intermitente de pozos arenosos ya que la arena no se puede quedar entre el pistón y el barril durante los períodos de cierre.
- La conexión entre la sarta de varillas y el barril viajero es más fuerte que entre la varilla de la válvula y la sarta de varillas en las bombas con barril estacionario.
- Tiene una construcción resistente, con menos partes que las bombas con barril estacionario y menos costoso.

Desventajas:

- El tamaño de la válvula es limitado por que se fija al barril. Es una válvula relativamente más pequeña que ofrece una alta resistencia al flujo del fluido, permitiendo que el gas se separe de la solución, originando así una deficiente operación de al bomba en los pozos gasíferos.
- En los pozos profundos, la elevada presión hidrostática que actúa sobre la válvula fija, en el recorrido descendente, podría ocasionar el doblamiento del tubo extractor y se puede originar un excesivo desgaste entre el pistón y el barril. Esto limita la longitud del barril que se puede usar en pozos profundos.
- El bombeo de fluidos altamente viscosos no es recomendado ya que la válvula fija puede producir una caída de presión a al entrad de al bomba.

A-1.3 Partes Estructurales

Barriles

Los barriles de trabajos conforman un tramo de tubería metálica estirada en frío, maquinada y horneada, con una pared interna pulida para permitir el movimiento suave del pistón. Dependiendo de las roscas aplicadas en los dos extremos, aparecen los barriles con extremo de pin o de caja.

El espesor de las paredes de los barriles y los tubos de barril son diferentes para las versiones de pared delgada y pared gruesa. Los barriles de pared gruesa tienen espesor de ¼”, mientras que los de pared delgada tienen 1/8” de espesor. Los barriles son fabricados en longitudes estándar de hasta 24 pies; las bombas más grandes tienen varios barriles unidos como en el caso de las bombas de 100 pies.

Pistones

Los primeros tipos de pistones utilizados en el bombeo mecánico fueron los de empaquetadura flexible. Utilizando copas fabricadas en material elástico para sellar sobre la pared del barril. Ellos se pueden utilizar de manera segura ya sea sobre la tubería de producción o sobre las bombas de varilla y ofrecen una alta resistencia contra la corrosión producida por los fluidos del pozo. Sin embargo, la resistencia de las copas de sellamiento limita la utilización de dichos pistones solo a los pozos de profundidad moderada. En los pozos más profundos (usualmente por debajo de 5000 pies), la elevada presión hidrostática por encima del pistón origina un excesivo deslizamiento de los líquidos producidos después de pasar por el pistón, de tal forma que el desplazamiento de la bomba se reduce drásticamente. En los pozos profundos se requiere, por consiguiente, un sello más efectivo que ajuste mejor al barril y el pistón, lo cual se puede lograr sólo si se emplea el sistema de sellamiento metal-metal.

Los pistones metálicos son fabricados en diferentes versiones, con superficies exteriores acanaladas o planas. Los pistones acanalados son ventajosos cuando el pozo produce arena puesto que ésta queda atrapada en los canales, evitando así la abrasión.

Al igual que los barriles, los pistones son fabricados en dos tipos, extremo tipo pin o tipo caja.

Sobre el recorrido ascendente, la tolerancia radial entre la pared interna del barril y el pistón queda sometida a una alta presión diferencial. La elevada presión hidrostática actúa desde la parte superior del pistón y una presión de entrada más pequeña en la bomba actúa desde abajo. Con el fin de conservar una alta eficiencia de bombeo, la tasa de este deslizamiento debe mantenerse en un mínimo, razón por la cual solo se permite una tolerancia muy pequeña en una bomba de varilla, oscilando, generalmente entre 0,001 pulgadas hasta 0,005 pulgadas. La selección de este ajuste depende de las condiciones del pozo, pero la viscosidad del fluido producido es el factor dominante.

A mayor viscosidad, menor deslizamiento del pistón con un mismo ajuste. Teniendo en cuenta esto, los crudos livianos se pueden bombear eficientemente con un ajuste de -1; mientras que los más viscosos con un ajuste de -5.

Los pistones con empaquetadura flexible consisten de un mandril interno sobre el cual se instalan una serie de elementos de empaque con anillos metálicos de desgaste colocados sobre la parte inferior y superior.

Los elementos de empaque pueden tener forma de anillo o de copa y están fabricados con material sintético de alta dureza para trabajos a grandes profundidades.

Los anillos de empaque en los pistones de anillo, son menos efectivos que las copas, pero el desgaste es más lento y uniforme. En pozos relativamente profundos, los pistones con empaque flexibles son económicos de emplear. Éstos son más económicos que los pistones metálicos y fáciles de reparar en un taller de bombas, cambiando los elementos del empaque.

Válvulas y cámaras de válvulas.

Las válvulas son consideradas el corazón de una bomba de varilla, porque una operación eficiente de bombeo depende principalmente de una acción apropiada de las válvulas fija y viajera. Dichas válvulas son simples válvulas de choque y operan sobre el principio de una bola y asiento. Los asientos vienen maquinados, esmerilados y acabados de tal forma que están protegidos contra la corrosión y están elaborados en materiales resistentes a la erosión. Normalmente son reversibles y se pueden utilizar sobre los dos costados. Las bolas metálicas tienen un acabado de precisión y cada combinación de bola y asiento es esmerilada para proporcionar un perfecto sellamiento.

Los asientos apareados son finalmente probados al vacío, se requiere de una acción de sellamiento altamente confiable entre la bola y el asiento, debido a las presiones altamente diferenciales a través de la válvula durante el bombeo. Las pequeñas imperfecciones iniciales sobre la superficie de sellamiento o los daños posteriores por abrasión o corrosión, producen un elevado deslizamiento de líquido y un rápido deterioro de la acción de la válvula por el corte del fluido.

Las bolas y los asientos están disponibles en diferentes metales, pero también se encuentran en materiales cerámicos de zirconio, los cuales son químicamente inertes a la corrosión y abrasión, proporcionando una mayor vida útil que las válvulas metálicas (ver anexo B)

Durante la operación de la válvula la bola queda periódicamente asentada y desasentada sobre el asiento de la válvula. Las altas presiones a medida que se profundiza la bomba hacen que la bola golpee el asiento con fuerzas de alto impacto. Si el movimiento de la bola no queda restringido, se podría salir de la línea central del diámetro interno del asiento cuando se levante. Luego, durante el cierre, la bola golpea solamente un costado del asiento, lo cual origina un excesivo desgaste tanto del asiento como de la bola. Para reducir el daño de la válvula y mejorar su funcionamiento, se utilizan las jaulas o cámaras de válvula para

restringir el movimiento de la bola. El papel de la cámara de la válvula es el de restringir la trayectoria lateral y vertical de las bolas de la válvula, mientras proporciona al menos una restricción de flujo a través del conjunto de partes de la válvula.

La válvula viajera se puede colocar ya sea por encima o por debajo del pistón.

La posición superior es la recomendada para pozos que producen muy poco o no producen gas. Su ventaja es que el mismo pistón no queda cargado por el peso de la columna de fluido, eliminando así el esfuerzo de éste. La ubicación de la válvula por debajo del pistón reduce el espacio muerto entre las válvulas fija y viajera, una característica deseada cuando se bombean fluidos gasíferos. Las bombas con este tipo de disposición de la válvula proporcionan eficiencia volumétrica favorable y están menos propensas al atasco por gas. Tanto la válvula fija como la viajera se pueden duplicar para extender la vida útil de servicio de las bombas. Especialmente en pozos arenosos, dos válvulas en serie garantizan una mayor seguridad contra el corte de las válvulas producido por los fluidos arrojados.

Hay dos tamaños de bolas, para cualquier tamaño de caja, la cual puede ser usada en cajas de tamaño estándar.

El tamaño de bola API es 1/32" más pequeña en diámetro que el interior de las guías de la caja. Esta tolerancia permite la cámara suficiente para que la arena y otras partículas no ocasionen la detención de la bola durante su accionar hacia arriba y a hacia abajo, y tampoco permite mucho espacio para que la bola se pueda mover de lado a lado lo suficiente para dañar la caja durante el bombeo. La excepción a esto es cuando un gran volumen de basura y/o arena y de otras partículas es producido. En estos casos, la bola estándar API puede detenerse (bloquearse) en la caja durante el bombeo y causar que la válvula deje de operar. Esta situación puede remediarse normalmente colocando la bomba de modo que las partes en movimiento de la bomba contacten la parte estacionaria de la

bomba. Esas dos partes están en el tope de la varilla de bomba (B21) y la guía de la varilla (G11) en bombas ancladas arriba o abajo. Esto es llamado “golpe de bomba” o “tapping down” y debería solo ser usado en casos extremos. Si una bomba tiene este golpe, puede dañarse por rotura de componentes.

Un método para manejar grandes volúmenes de arena, partículas o sucios que interfieren con la operación de la bomba es usar un tamaño de bola “alterno” en una caja estándar. La alternativa es usar una bola de 1/16” o más pequeña que una estándar. Si este tamaño de bola es usado en una caja estándar entonces la tolerancia entre la bola y las guías es mayor y la bola no se detendrá a menudo. La diferencia es que esta bola tiene más espacio para ser golpeada por el fluido y el gas. Esto generalmente conduce a la falla temprana de la caja debido a que la caja se deforma. Una caja así es una en la cual la guía de la bola está achatada a un gran diámetro. Esto permite que la bola empiece a golpear el asiento fuera del centro y que ambos elementos se dañen causando fuga en la válvula. Sin embargo, esto no siempre ocurre ya que operadores han usado esta combinación con buenos resultados. Otro uso de esta configuración de caja e válvula es cuando se producen crudos pesados. El uso de estas bolas incrementa el área de flujo a través de la caja.⁹

Anclas de bomba

Las anclas o colgadores son utilizadas para fijar una parte estacionaria de una bomba de varilla, ya sea el barril o el pistón a la sarta de producción. El ancla va dentro de un niple de asentamiento previamente instalado en la tubería donde queda mecánicamente asegurado por las fuerzas de fricción. La operación de las bombas imparte fuerzas verticales sobre el elemento estacionario del ensamble de la bomba: las fuerzas son transferidas directamente al ancla. El mecanismo de anclaje tiene que resistir dichas fuerzas, porque de lo contrario, la bomba no se asienta y deja de producir.

La otra función del ancla es evitar que los fluidos se regresen por la tubería, sellando la presión de la columna de fluido previamente de la presión de fondo del pozo.

Las anclas pueden ser mecánicas o tipo copa. El ancla mecánica queda asegurada positivamente en el niple de asentamiento por la acción de un resorte. El sello queda asegurado por un anillo de asentamiento que forma un sello metal-metal sobre la parte interna del niple de asentamiento. Estas anclas son recomendadas para pozos profundos ya que el seguro mecánico hace improbable que ellas se desasienten. Las anclas tipo copa proporcionan fuerza de agarre requerida sólo por la fricción mecánica. Las copas plásticas moldeadas, forman un sello de fricción en el niple de asentamiento y ofrecen menos resistencia para reasentar la bomba, que las anclas de asentamiento mecánico.

A-1.4 Bombas especiales

Además de las bombas API estándar, existen otros tipos de bombas de varilla. Algunas partes estructurales de dichas bombas especiales, todavía se ajustan a las especificaciones API, haciendo que la reparación de la bomba sea más fácil y menos costosa. Algunas bombas no estándar son las más adecuadas para pozos con problemas operacionales como la interferencia de gas o en aquellos pozos en los cuales existe alta producción de arena o tienen fluidos altamente viscosos. Las altas tasas de producción también requieren el empleo de bombas especiales.

Dentro de los tipos de bombas especiales se pueden destacar:

Bomba de varilla con ancla superior e inferior

También se conocen como bombas de varilla con barril estacionario con dos anclas instaladas. Se pueden designar como RHAB o RWAB, según la pared del

barril utilizado. En general, el ancla de fondo es de tipo mecánico y proporciona la fuerza para el agarre. El ancla superior es del tipo copa y sirve para sellar sobre la parte superior de la bomba. Este tipo de bombas se recomienda si se quiere una bomba grande, ya que las dos anclas aseguran un soporte necesario para el barril. La parte externa del barril no queda sometida a alta presión gracias al efecto de sello del ancla superior, evitando así el daño del barril. Cuando se bombean crudos arenosos, el ancla superior elimina la posibilidad de que la arena se asiente alrededor del tubo del barril e ingrese a la bomba. Adicionalmente, la superficie exterior del barril queda protegida contra la corrosión que causan los fluidos del pozo. Su principal desventaja es el relativo alto costo por las dos anclas requeridas y la necesidad de preparar una sección especial de tubería, en el sitio donde va a quedar la bomba.

Bomba con válvula de anillo

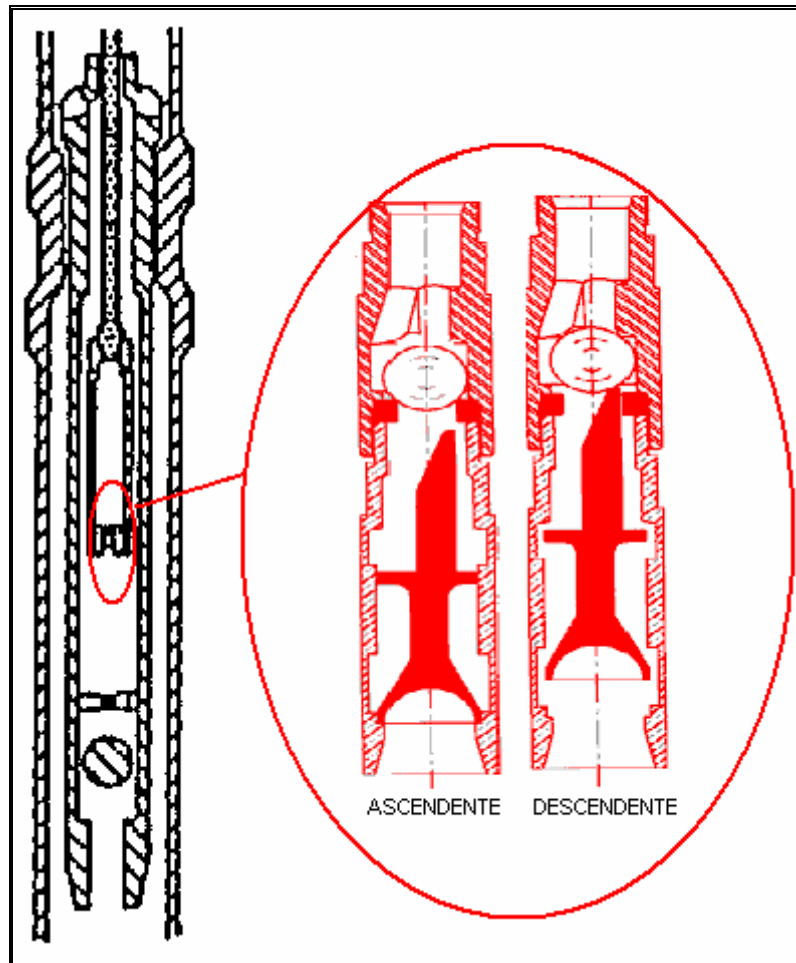
El empleo de una válvula para arena deslizante sobre la varilla de la válvula de una bomba es una práctica antigua para evitar que la arena se asiente entre el barril y el pistón durante el tiempo de apagado. Un beneficio agregado es que las bombas equipadas con dichas válvulas también aseguran operaciones de bombeo muy eficientes en pozos gasíferos. La válvula para arena usualmente es llamada válvula de anillo, de aquí el nombre de la bomba. Algunas veces también se denomina bomba de dos etapas porque la válvula de anillo facilita la acción de bombeo en dos etapas.^{6,10}

Bomba con válvula Dartt

Al inicio de la carrera ascendente, como muestra la figura A5, la válvula viajera y la válvula Dartt proporcionan un conjunto de tres sellos: un sello circunferencial, un sello de cara en el fondo de la Dartt y un sello de borde (bola-asiento). Esta característica incrementa fuertemente la vida del asiento y la bola y proveerá cierre positivo de la válvula viajera cuando se bombeen crudos pesados (donde las válvulas viajeras estándar tienden a flotar y a no cerrar apropiadamente,

reduciendo la eficiencia de la bomba). En el inicio de la carrera descendente, la válvula abre mecánicamente y la bola se sostiene lejos del asiento, eliminando el juego de la bola y el daño prematuro del asiento. Todo el gas presente en la cámara de la bomba, es libre de pasar a través del pistón hasta la tubería de producción. Todo bloqueo de gas es eliminado, ya que la válvula Dartt permite a la bomba bombear eficientemente el gas. Esto elimina también el golpe de fluido, el cual reduce el desgaste de las varillas y de la unidad de bombeo.

Figura A5



Bomba de tres tubos

Todas las bombas de varilla sufren abrasión en el barril y el pistón cuando están cargadas de arena o cuando son bombeados otros fluidos abrasivos. El desgaste por abrasión es menor si se aumenta el ajuste del pistón, pero esto origina una pérdida drástica en el volumen bombeado. Una manera eficiente de reducir el desgaste y mantener una buena operación de bombeo es empleando una bomba de tres tubos, ya que su eficiencia no depende del ajuste del pistón puesto que el sello de las partes móviles queda asegurado por medios hidráulicos.

Un tubo de barril con una válvula fija es rodeado por dos tubos viajeros concéntricos que están agarrados y poseen una válvula viajera en la parte inferior. El tubo externo se puede considerar como un barril viajero. Estos tubos vienen acoplados con una tolerancia de 0.015" entre ellos. Una característica importante es el pequeño diámetro interno cerca de la parte superior del tubo del pistón.

La operación de esta bomba involucra varias etapas. Sobre el recorrido ascendente ambas válvulas viajeras se cierran y la válvula fija se abre. Como el ajuste entre los tres tubos es amplio, entonces los fluidos del pozo se pueden salir, a través de los espacios anulares desde el área de alta presión en la tubería de producción hacia el área de baja presión, por debajo de la válvula viajera de fondo. Cuando comienza el recorrido descendente, las dos válvulas viajeras se abren y la válvula fija se cierra y los fluidos del pozo se desplazan desde arriba de la válvula fija hasta la válvula viajera de fondo. Una pequeña fracción de este fluido se escapa a través de un pequeño orificio ubicado en la parte superior del tubo del pistón; así como a través de la claridad que hay entre el pistón y el barril estacionario y atraviesa la tolerancia que hay entre los dos barriles hasta ingresar a la tubería. Los fluidos presentes en las áreas anulares de los tubos son recirculados durante los recorridos ascendente y descendente en lugar de desplazarse dentro de la tubería. Este efecto proporciona el sello necesario entre los tubos ajustados ligeramente y facilita el mantenimiento de una acción efectiva de bombeo.

Esta bomba es adecuada para producir fluidos cargados de arena, ya que el empleo de los tubos ajustados genera un desgaste mínimo de las partes que trabajan; por ejemplo, después del fracturamiento hidráulico, los pozos se pueden limpiar con las bombas de tres tubos. En pozos con temperaturas de fondo muy altas, se eliminan los problemas asociados a una expansión térmica desigual de los barriles y los pistones en las bombas convencionales dado que se utilizan los ajustes amplios. La desventaja que presenta esta bomba es que los pozos profundos requieren de tubos más grandes para reducir el deslizamiento de la bomba originado por las altas presiones de la columna de fluido.

Bombas con varillas de válvulas huecas

En los pozos profundos, la varilla de la válvula con barril estacionario tiende a pandearse con el recorrido descendente. El pandeo es muy severo bajo condiciones de golpeteo del fluido, cuando las altas cargas de compresión actúan sobre los dos extremos de la varilla de la válvula y producen desgaste excesivo de la varilla sobre la guía y dentro de la tubería de producción. Para estos casos se recomienda el empleo de un tubo de arrastre estándar. La varilla de válvula hueca es mucho más fuerte que una sólida y reduce casi por completo los problemas de pandeo. Otro tipo de bomba es la de varillas de dos etapas con válvula hueca y fue desarrollada para bombear pozos con altas presiones de gas/aceite. Además, la bomba también puede poner a producir un pozo por debajo de un empaque, cuando todos los fluidos sean sacados con la bomba.

Las características básicas de la bomba son: el empleo de una segunda válvula viajera, un puerto para la varilla de la válvula hueca y una cámara por encima del pistón.

En cuanto a la secuencia de operación, al comenzar el recorrido ascendente, la válvula viajera por debajo del pistón se cierra y transporta la carga de fluido. La válvula fija se abre y los fluidos ingresan al barril, por debajo del pistón ascendente. Durante este recorrido el pistón desplaza los fluidos contenidos en la cámara y los empuja a través de los orificios de la varilla de la válvula hueca y los

sube hasta la válvula viajera superior. Durante este proceso la mezcla gas/líquido queda comprimida porque el volumen desplazado desde la cámara es considerablemente mayor que el volumen interno de la varilla de la válvula hueca. La elevada presión evita la liberación adicional de gas en la fase líquida y abre la válvula viajera superior. En el punto máximo del recorrido ascendente, el fluido que pasa a través de la válvula viajera superior se detiene y la bola de la válvula regresa a su asiento.

Tan pronto como el pistón comienza a bajar, el espacio de la cámara se incrementa originando una pérdida de presión, la cual contribuye a que la válvula viajera superior se cierre y abra la válvula viajera inferior. La válvula fija se cierra y desplaza los fluidos del barril dentro de la cámara y la varilla de la válvula hueca.

Esta bomba proporciona buena operación en aquellos pozos con problemas tanto de gas como de arena. La ruta del fluido dentro de la bomba asegura una remoción continua de las partículas de arena durante el bombeo, pero la arena se puede asentar por encima del ancla de fondo y puede ocasionar el pegue de la bomba.

La acción de bombeo en dos etapas es ideal para producir fluidos gasíferos y puede utilizarse para altas relaciones gas/aceite. La experiencia en el campo indica que esta bomba puede manejar grandes cantidades y no sufrir atascamiento por el mismo.

A-1.5 Separadores de Gas de Fondo

Los efectos nocivos en el bombeo de una mezcla gaseosa con una bomba de succión, provoca el surgimiento de una multitud de problemas operacionales. Entre esos se encuentran las bajas eficiencias de bombeo, elevadas fallas en las varillas y la bomba ocasionadas por el golpeteo del fluido y gas y las pérdidas en

la producción de líquido. En consecuencia, los costos del levantamiento son más altos y la economía en la producción desciende enormemente.

Los separadores de gas son una alternativa poderosa para mejorar las operaciones de bombeo en pozos gasíferos. Los separadores de gas de fondo utilizados en el bombeo mecánico con frecuencia son llamados segregadores de gas ya que operan sobre el principio de la separación gravitacional.

La segregación de gas más eficiente y más sencillo es el **separador de gas natural**. Este, utiliza la parte inferior del espacio anular de la tubería de revestimiento como sumidero para la separación del gas. La característica más importante es que la bomba es colocada a corta distancia por debajo de las perforaciones inferiores. Por consiguiente la succión de la bomba queda a una profundidad mayor que la cara de la arena. Los fluidos del pozo, los líquidos, y el gas deben, por lo tanto, moverse hacia abajo para ingresar a la bomba. Durante su trayectoria, las burbujas de gas tienden a levantar al líquido con una velocidad Terminal definitiva que usualmente es de casi 0,5 pies/seg. En líquidos con baja viscosidad. Tan pronto como la velocidad descendente del líquido esté por debajo de este valor, la velocidad del gas resultante es dirigida hacia arriba y el gas continuamente sube por el espacio anular, encima del nivel de fluido. Como el espacio anular se mantiene abierto en la superficie. El gas separado puede salir del pozo, asegurando un proceso ininterrumpido de separación.

Los separadores de gas tipo empaque le siguen en eficiencia a los separadores de gas natural. Estos se colocan por encima del empaque y también utilizan el espacio anular de la tubería de revestimiento para la separación del gas. La mezcla multifásica es dirigida desde la parte inferior del empaque hasta una pequeña tubería de desviación que se extiende sobre el nivel de fluido en el espacio anular. El área transversal relativamente grande del espacio anular de la tubería de producción y el revestimiento asegura bajas velocidades descendentes

y por lo tanto, permite que el gas se separe eficientemente del líquido. La succión de la bomba queda localizada por debajo del nivel de líquido, donde prácticamente no hay presencia de ninguna fase gaseosa. Estos separadores deben funcionar justo por encima de perforaciones para poder asegurar que la succión de la bomba quede por debajo del nivel de fluido. En caso de que las condiciones del pozo cambien rápidamente, este tipo de separador podría requerir frecuentes alteraciones y se puede tornar poco práctico.

Separador Poor Boy

Es uno de los más eficientes segregadores de gas. Consta de un segregador de lodo el cual es una sección de tubería perforada con un tapón ciego y un tubo metido dentro del segregador de lodo. El separador de gas va inmediatamente por debajo de la bomba. La succión de la bomba queda conectada al tubo y es sumergida en los fluidos del pozo, por debajo del nivel de fluido en el espacio anular. Las burbujas más grandes de gas, en el espacio anular del pozo, suben directamente a la superficie del nivel de fluido. En consecuencia, la mezcla que ingresa al separador de gas a través de los puertos de entrada contiene burbujas pequeñas y medianas. Esta mezcla es retirada hacia abajo por la presión de succión de la bomba, en el espacio que hay entre el segregador de lodo y el tubo insertado. Durante este recorrido descendente, las burbujas de gas debido a su baja gravedad, suben hasta la parte superior del segregador donde escapan hacia el interior del espacio anular de la tubería de revestimiento. Poco a poco, el líquido que ingresa a la bomba a través del tubo insertado, contendrá una insignificante cantidad de gas libre. Los Por Boy deben tener un tamaño que se ajuste a las condiciones reales de operación. El requerimiento básico de la separación en este y todos los separadores tipo gravitacional, es que la velocidad de descenso del líquido en la estructura del segregador sea inferior a la de ascenso de las burbujas de gas. Asumiendo una tasa dada de líquido, la velocidad de este disminuye al aumentar el diámetro interno del segregador, el cual está limitado por el diámetro interno del revestimiento. Otros factores de diseño incluyen el tamaño

del tubo insertado (usualmente de 1") el área total de los puertos de entrada y el volumen del segregador. Este volumen debe ser lo suficientemente grande para lograr un tiempo de retención apropiado para que ocurra la separación.

ANEXO B

B-1. Elementos presentes en las aleaciones utilizados en la sarta de producción

En los aceros y materiales aleados en general, los elementos de aleación son los mayores responsables de las propiedades mecánicas y químicas. La mayoría de materiales utilizados en los equipos de subsuelo en bombeo mecánico, corresponden a materiales aceros aleados, constituidos por una matriz con carburos, los cuales le confieren gran dureza y resistencia a la abrasión. Los elementos como el Cromo, el Manganeso y el Molibdeno forman carburos; el Silicio, el Níquel y el Cobre hacen a la ferrita más dura y resistente a la tracción; el aluminio en pequeñas cantidades es un fuerte grafitizante pero en pequeñas cantidades actúa como formador de carburos; el Titanio actúa como el Aluminio y refina las láminas de grafito, pero forma un carburo muy estable (TiC). La intención de los elementos aleantes es aumentar la resistencia mecánica, al desgaste, a la corrosión, a la abrasión y por otra parte disminuir los costos de fabricación; entre ellos encontramos:

El Hierro (Fe)

El hierro tiene como características ser blando, dúctil y maleable. Este elemento combinado con el carbono y otros elementos conforma la gran variedad de aceros que constituyen los equipos de subsuelo.

El Carbono (C)

Es el elemento más importante después del hierro. A mayor contenido de carbono aumenta la dureza del acero, pero disminuye la ductilidad y resistencia al impacto. En las aleaciones de hierro se puede encontrar combinado (Carburo) o en estado

libre (Grafito), como combinado aparece en carburo de Hierro (Fe_3C) denominado Cementita, uno de los constituyentes principales del acero.

Manganeso (Mn)

Todos los aceros contienen manganeso, en cuantías que van desde 0.2% hasta 4.0%, en proporciones mayores a 8.0% se utiliza como desoxidante. Al combinarse con el azufre, vuelve al acero menos quebradizo y aumenta su resistencia. Cuando el contenido de Carbono es alto se formará el compuesto Carburo de Manganeso Mn_3C con similares propiedades de dureza y fragilidad que el carburo de Hierro, produciendo endurecimiento de la aleación. La combinación de Cementita y Carburo de Manganeso tiene un efecto endurecedor en el acero. Con más del 2% de Manganeso, la ductilidad del acero disminuye.

El manganeso aumenta la templeabilidad del Acero, disminuye las temperaturas críticas durante el calentamiento, mejora la tenacidad del acero, disminuye la fragilidad en caliente, mejora la maquinabilidad con otros elementos presentes, disminuye la forjabilidad y la soldabilidad, reduce la conducción térmica y eléctrica. Es un estabilizador de carburos que incrementa la cantidad de Carbono combinado y forma sulfuro de Manganeso ablandando la fundición.

Fósforo (P)

Todos los aceros contienen algo de fósforo y es considerado como indeseable, y se debe tratar de minimizar su contenido. En pequeñas cantidades se disuelve en la Ferrita y aumenta la resistencia y la dureza, la mayoría de aceros contienen menos del 0.05% de fósforo. Una mayor cantidad aumenta la resistencia pero disminuye la ductilidad y las propiedades dinámicas, aumenta la maquinabilidad del acero, lo hace quebradizo, aumenta la resistencia a la corrosión atmosférica en los aceros con alto contenido de carbono. Ayuda a la fluidez al metal líquido, baja el punto de fusión del Hierro fundido y lo convierte en duro, frágil y quebradizo, la

mayor parte del fósforo se combina formando fosfuro de Hierro (FeP) el cual es frágil, reduciendo la tenacidad y hace frágil la fundición.

Azufre (S)

Es considerado como indeseable, y su contenido debe ser mínimo. Se combina con el hierro para formar un sulfuro, el sulfuro de Hierro solidifica en los límites de grano, reduciendo las propiedades de trabajo en caliente de la aleación debido a su punto de fusión inferior, la presencia del azufre en forma de sulfuro de Hierro (FeS) convierte al acero en frágil a elevadas temperaturas, debido a la afinidad del Manganeseo en forma de sulfuro de Manganeseo (MnS) insoluble, se recomienda un rango de $\frac{Mn}{S}$ entre $\frac{3}{1}$ a $\frac{8}{1}$ y el rango se mantiene en menos de 0.05% de Azufre. Si el rango de Azufre está en 0.075% a 0.15% contribuye a la maquinabilidad como resultado de la presencia de las inclusiones de sulfuro. El Azufre aumenta la maquinabilidad del acero porque forma una película alrededor del grano que dificulta la cohesión intermetálica haciéndolo quebradizo, pero da irroguen a fisuras en el proceso de soldadura. El efecto del azufre sobre el carbono es inverso al del Silicio, favorece la combinación química del carbono y el hierro para formar carburos que aumentan la dureza, la contracción del metal, contribuye también a una solidificación más rápida del metal lo que ocasiona poros y huecos en las piezas fundidas, aparte de producir Carbono combinado.

Silicio (Si)

Es uno de los principales desoxigenadores durante la manufactura del acero, aumenta la resistencia a la tensión sin pérdidas apreciables de ductilidad cuando es añadido en proporciones superiores al 0.5%. Si es menor del 0.2% se disuelve completamente en la Ferrita en cantidades mayores del 0.2% y por debajo de 0.4%, el Silicio aumenta el límite elástico y la resistencia última sin disminuir la ductilidad, cuando el Silicio actúa como agente desoxidante en la fusión y refinación del acero, por lo tanto mejora las propiedades de la fundición, afecta negativamente la facilidad para trabajar el acero en frío y en caliente, aumenta la

templeabilidad, tiene buena influencia sobre la dureza, contenidos mayores del 2% logran buenas resistencias a la tensión y a la flexión. Es el elemento grafitizante de las fundiciones grises y ayuda a eliminar óxidos.

Níquel (Ni)

El níquel incrementa la resistencia a la tenacidad y corrosión del acero, aumenta la ductilidad del acero, disminuye los daños por picadura. Disminuye los puntos críticos, aumenta la templeabilidad, es excelente afinador de grano, aumenta la resistencia a bajas temperaturas, reduce la conductividad térmica, entre otros.

Cromo (Cr)

El Cromo aumenta la respuesta del acero a tratamientos térmicos y aumenta la fuerza a la tracción, la dureza, la resistencia a la abrasión así como a la corrosión. Gran formador de carburos, mejora la dureza a altas temperaturas, aumenta la resistencia al desgaste y la corrosión, disminuye la resistencia al impacto y las conductividades térmica y eléctrica.

Molibdeno (Mo)

El uso del Molibdeno aumenta la respuesta del acero a tratamientos térmicos incrementando su dureza, a menudo es agregado en pequeñas cantidades con otros elementos. Aumenta la resistencia del desgaste a altas temperaturas, mejora la templeabilidad del acero, influye positivamente en la tenacidad, reduce la fragilidad del revenido, es ideal para mejorar la resistencia a la fatiga, refina el grano, disminuye la forjabilidad y la soldabilidad y es gran formador de carburos.

Vanadio (Vd)

Este elemento es un buen desoxigenador, aumenta la dureza y la resistencia del acero al impacto. Forma los carburos más duros, reduce el crecimiento del grano, mejora la resistencia al desgaste, aumenta la resistencia a la fatiga, disminuye la ductilidad y maquinabilidad.

El Nitrógeno (N)

Aumenta la respuesta, la dureza y la maquinabilidad del acero pero disminuye la ductilidad y la tenacidad, en los aceros calmados con aluminio, el Nitrógeno forma partículas de Nitruro de aluminio que controlan el tamaño de grano del acero mejorando la tenacidad y la resistencia.

El Oxígeno (O)

En los aceros efervescentes puede aumentar la resistencia del acero pero reduce la tenacidad.

El Hidrogeno (H)

Se disuelve en el acero durante su fabricación, produce fragilización y causa resquebrajamiento durante el enfriamiento desde la temperatura de laminado en caliente.

El Plomo (Pb)

Mejora la maquinabilidad de los aceros, el acabado superficial, no afecta las propiedades del acero. El plomo existe en la estructura del acero como pequeños glóbulos submicroscópicos, esta distribución rompe la estructura lo suficiente para producir fragilidad durante el maquinado, el plomo reduce la ductilidad y la tenacidad, tiene poco efecto sobre las propiedades mecánicas del acero a temperaturas normales.

El Aluminio (Al)

Se utiliza como desoxidante, inhibe el crecimiento de grano y tiene buena capacidad para formar nitruros.

El Tungsteno (W)

Gran formador de carburos, inhibe el crecimiento de grano, incrementa la resistencia al desgaste, aumenta la resistencia a altas temperaturas, es el elemento predominante en los aceros rápidos, disminuye la tenacidad, la forjabilidad y la soldabilidad, en altos porcentajes de azufre da propiedades al acero de auto templeabilidad.

El Cobalto (Co)

Inhibe el crecimiento del grano, aumenta la dureza a altas temperaturas, actúa favorablemente en la formación de grafito, se utiliza en la fabricación de imanes.

El Titanio (Ti)

Fuente de formación de carburos, afina el tamaño del grano, aumenta la resistencia al desgaste.

B-2. Selección De Materiales

La selección apropiada del material para los distintos componentes del sistema de bombeo es prioritaria porque influye directamente en la vida de servicio del equipo de subsuelo. En general, se consideran los siguientes factores: resistencia a la corrosión debida a los fluidos del pozo, resistencia a las partículas abrasivas presentes en los fluidos del pozo, tales como la arena; la resistencia mecánica del material, de acuerdo a la fuerza requerida para el bombeo, la compatibilidad química y físicomecánica de los distintos materiales que podrían originar corrosión galvánica, los costos de operación, etc.

A los materiales considerados se les debe analizar sus características y propiedades de resistencia mecánica y química al ambiente de trabajo. En el caso de bombas, es importante analizar la expansión térmica del material de los pistones; por ejemplo. Así mismo, cobra gran importancia la resistencia a la fatiga si el material estará sometido a ciclos repetitivos de trabajo.

Los materiales más usados en la fabricación de las partes de una bomba de subsuelo son:

B-2.1 Aceros al carbono.

No proporcionan protección adecuada a la corrosión o la abrasión. Si el acero es cromado, puede tener una buena resistencia a la abrasión; igualmente, el rociado metálico entrega una resistencia moderada contra la corrosión.

Aceros de bajo carbono

Constituyen la mayor parte de los aceros laminados, contienen menos de 0.2% de Carbono en aplicaciones para automóviles, muebles, refrigeradores, láminas galvanizadas entre otros. Los aceros efervescentes de bajo Carbono son utilizables para estampado profundo debido a su mayor ductilidad y mejor acabado

superficial, si este material laminado en frío es recocido, la resistencia a la tensión disminuye, indicando la marcada influencia del laminado y el recocido en los aceros de bajo Carbono.

Tabla B1. Comparación de las propiedades físicas de varios aceros.

Propiedad Física	Acero de bajo C (de 0.05% de C)	Chapas reducidas 50% por laminado	Material laminado recocido
Resistencia a la Tensión	55.000 psi	96.000 psi	44.000 psi
Punto de Fluencia	20.000 psi	-----	23.000 psi
Elongación en 2 pulgadas	28%	2%	38%

Para la fabricación de pernos y tornillos se requiere acero blando 1020 AISI-SAE, si se requiere mayor resistencia puede usarse un acero 1035. Los términos laminado en frío y estirado en frío se utilizan ampliamente para designar los aceros simples al Carbono producidos a partir de barras de acero caliente, acero en láminas, los cuales se usan para ejes y pines donde requieren un buen acabado superficial y tolerancias dimensionales estrechas. Aumentado en contenido de Manganeso de un acero simple al Carbono, aumentará la dureza del acero. Los aceros designados 11XX según AISI-SAE, obtienen su gran maquinabilidad del uso del Azufre en cantidades de hasta 0.33%, el contenido de Manganeso se aumenta por encima de la cantidad total, tales aceros tienen inclusiones de sulfuro de Hierro y sulfuro de Manganeso, los cuales vuelven el torneado mas quebradizo y sirven como rompe virutas.

Aceros de medio carbono

Contienen entre 0.25 al 0.55 % de Carbono. Si tienen contenido de carbono inferior al 0.35% no endurecen apropiadamente con el temple. Al aumentar el contenido de carbono, disminuye la ductilidad del acero, la resistencia adecuada

puede obtenerse por medio de un tratamiento térmico adecuado. El acero 1040 se usa en la industria automovilística donde se requiere gran dureza y resistencia al desgaste, el acero 1050 es apropiado para ruedas dentadas y aceros de forja pesada. Estos aceros se templean en aceite aunque en el agua se obtiene mayor endurecimiento.

Aceros de alto carbono

El contenido de carbono puede variar entre 1% y 2% en peso. Las bolas de válvula son de acero entre 1.2 y 1.5 % en peso de carbono. Son materiales de gran dureza y se emplean cuando la ductilidad no es un factor importante.

B-2.2 Aceros Aleados.

Estos aceros son medianamente resistentes a la corrosión pero no a la abrasión. El endurecimiento, el laminado y el rociado metálico incrementan la resistencia a la corrosión.

Aceros aleados simples

Presentan simplicidad del tratamiento térmico y bajo costo, usando la aleación de acero apropiada, pueden obtenerse las propiedades deseadas en una sección gruesa las cuales son inasequibles con un acero simple. El efecto de los elementos de aleación es una modificación de las temperaturas y velocidades de transformación de las fases, modificando de este modo las propiedades de los aceros simples al carbono, mediante la adición de un elemento de aleación, el efecto del carbono puede ser intensificado, disminuido o neutralizado.

Aceros Inoxidables.

Estos aceros se caracterizan por tener excelentes propiedades de resistencia a la corrosión, pero son muy costosos. No son recomendados en fluidos abrasivos porque pueden romper la capa protectora.

Bronce.

Se erosiona fácilmente por las corrientes abrasivas del fluido a menos que se encuentre laminado. Las diferentes aleaciones de bronce tienen una resistencia a la corrosión de moderada a alta.

Monel.

Excelente para ambientes corrosivos pero no tiene buena resistencia a la abrasión, al menos que se encuentre laminado o con una superficie endurecida.

Aleaciones de Cobalto.

Tienen buena resistencia a la corrosión y a la abrasión. Son utilizados para asientos de válvulas, bolas y como revestimiento en superficies de alto desgaste.

Carburos.

Son aleaciones excelentes contra la corrosión y la abrasión. El carburo de tungsteno es el más utilizado en asientos de válvula y bolas. El revestimiento de carburo de Silicio y Níquel aplicado químicamente es extremadamente resistente al desgaste y a la corrosión; es un método particularmente económico cuando está presente el sulfuro de hidrógeno (H_2S) o el dióxido de carbono (CO_2).

B-2.3 Materiales Cerámicos.

Los materiales cerámicos de zirconio son resistentes a la corrosión y a la abrasión y se utilizan para bolas y asientos.

B-3 Tratamiento térmico de los aceros

Proceso de normalizado. Proceso que consiste en calentar el material por encima del punto crítico y luego enfriarlo con aire. De este modo se logra refinar la estructura de grano y aumenta la fuerza a la tracción original del acero.

Proceso de enfriado y templado. El metal es calentado por encima del punto crítico y luego se enfría con agua, luego se recalienta por debajo de su punto crítico lográndose de este modo las características de ductilidad, resistencia a la fatiga, etc.

Proceso de grallanado. Este proceso consiste en bombardear el material con partículas esféricas de pequeña dimensión, que liberan tensiones después de un tratamiento térmico e inducen esfuerzos de compresión, reduciendo de este modo las fallas por fatiga, corrosión y ataque por hidrógeno.

Proceso de carbonitrurado. Mediante este proceso se aumenta la dureza del material en la superficie, mientras se conserva un centro más blando. Se emplea para aplicaciones donde se necesite resistencia al desgaste y buena tenacidad.

Recubrimientos térmicos. Estos recubrimientos protegen al material de la corrosión química y galvánica. Los recubrimientos firmes mantienen las superficies del acero protegidos de la corrosión por agua salada, mientras un recubrimiento rociado alarga la vida útil del componente. Mediante este tipo de recubrimientos se aumenta la resistencia al desgaste, abrasión y erosión. En el termo rociado emplea materiales pulverizados y calentados hasta un estado semihundido, luego

es impulsado sobre la superficie del material a recubrir, mediante medio neumático.

Especificaciones metalúrgicas de los componentes básicos del equipo de subsuelo

Bolas y asientos.

- Acero inoxidable. Se emplea acero inoxidable termotratado 440-C, cuya dureza está entre 52 y 56 RC, tiene buena resistencia a la abrasión y corrosión.
- “Tuff-temper” inoxidable. El acero está fabricado en acero inoxidable termotratado. La superficie de desgaste tiene una dureza entre 58 y 62 RC y resiste grandes impactos.
- “Inoxidable N° 7”. Acero tipo 329, no magnético y con durezas entre 38 y 42 RC; tiene buenas propiedades de resistencia a la abrasión y a la corrosión.
- “K-mon-I”. fabricados en monel, con una dureza entre 33 y 35 RC. Recomendado para pozos corrosivos de profundidad mediana donde la abrasividad no sea uno de los factores más influyentes.
- Bronce. Material que presenta buena resistencia al desgaste. Se recomienda para pozos profundos con fluidos ligeramente corrosivos.
- “Dumore”. Aleación dura de cobalto, cromo y tungsteno. Presenta buenas propiedades a la abrasión y corrosión. Al dureza de las bolas está entre 58 y 61 RC, mientras que la de los asientos se encuentra entre 52 y 56 RC. Utilizado para bombeos difíciles de fluidos corrosivos.
- Carburo de tungsteno. Material muy duro, el más resistente al desgaste, se utiliza cuando los demás han fallado.

Barriles.

- Acero al carbono. Se recomiendan para condiciones medias de bombeo donde la abrasión y la corrosión no son tan críticas.
- Acero al carbono "H-F Tuff-temper". Elaborados de acero carbonitrurado, cuya capa cementada tiene una dureza de 60 RC. Se recomiendan para ambientes ligeramente corrosivos y fuerte abrasión.
- Acero inoxidable (carbonitrurado). De acero al cromo del 4 al 6 % endurecido por inducción hasta lograr una cementación de 60 RC. Resisten abrasión fuerte y ambientes corrosivos ligeros que contienen H₂S y CO₂.
- Latón. Fabricados de bronce tratado con arsénico "admiralty", se recomiendan para condiciones corrosivas medianas donde el H₂S, CO₂ y NaCl, estén presentes.

Pistones

- Cromados. Pistones de acero al carbono con dureza de 70 RC, son de extremo articulado tipo caja para todos los tamaños de bombas de tubería, se recomienda para condiciones de extrema abrasión.
- "Tuff". Presenta un recubrimiento duro entre 58 y 62 RC en su superficie. Es una aleación de cromo, boro y silicio en una matriz de níquel. Los pistones de extremos articulados vienen en tamaños normales con extremos de acero para el servicio normal y monel para condiciones muy corrosivas.

ANEXO C

PROCEDIMIENTOS RECOMENDADOS PARA MANEJO, ALMACENAMIENTO, TORQUEO Y TRANSPORTE DE LOS EQUIPOS DE SUBSUELO EN UN CAMPO SOMETIDO A LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL POR BOMBEO MECÁNICO

Las siguientes recomendaciones de manejo del equipo de subsuelo utilizado en los pozos sometidos a levantamiento con bombeo mecánico están encaminadas al buen uso y manejo de estos equipos y así obtener una máxima eficiencia de ellos.

C-1 Varillas de bombeo mecánico

C-1.1 Transporte. Las varillas son agrupadas por el fabricante en cajas de acuerdo con lo prescrito por la norma API 11B o 11C con el fin de evitar tanto daños por impacto y que se doblen. La cantidad de varillas dependerá de las medidas de estas de manera que cada una de las cajas pese alrededor de 4000 lb. Dentro de las cajas las varillas estarán separadas por espaciadores de madera y aseguradas con bandas. Las cajas deben ser levantadas y movidas por medio de camiones con guinche o por grúas hidráulicas, deberán ser levantadas lentamente y movidas a una distancia cercana al suelo para evitar accidentes. Además, se debe tener la precaución que ninguna persona se encuentre entre las cajas y el suelo. Las cajas deben ser transportadas en un camión con piso plano que se encuentre en buenas condiciones. Para transportar varillas sueltas sin caja se utilizaran espaciadores de madera, los cuales estarán ubicados solo sobre el piso u otros espaciadores, nunca sobre las varillas, para asegurarlas se podrá utilizar cadenas pero solo si se disponen de algún tipo de almohadillas que se pondrá entre la cadena y los espaciadores. Antes de ponerse en el camión deben

asegurarse bien, y si el recorrido es largo se deberá verificar esto varias veces durante el trayecto a la locación.

C-1.2 Almacenamiento. El lugar de almacenamiento debe tener un buen drenaje, exento de pasto o maleza, debe estar protegido contra la lluvia, así como también tener una buena iluminación para facilitar el trabajo en horas de la noche, además deberá tener suficiente espacio para el manejo de camiones y grúas.

Varillas nuevas. Se deben conservar en sus cajas tapadas, y si es que estas ya se han abierto antes, deben estar ubicadas de manera ordenada sobre soportes o durmientes para permitir la circulación de aire y para poder asear el piso, además se deben colocar las cajas de una misma dimensión para así facilitar su manejo.

Varillas usadas. Las varillas usadas que se encuentren en buen estado, y se puedan volver utilizar en un futuro deben ser totalmente limpiadas con ACPM. Para su posterior almacenamiento, estas se deben colocar sobre espaciadores de madera (por lo menos cuatro) de manera que ninguna varilla quede en contacto con otra varilla ni contra el suelo, además de esto se deberá colocar protectores de plástico en las roscas macho y hembra, así como engrasar adecuadamente dichas roscas, luego aplicar una pintura antioxidante en spray sobre la superficie de las varillas para evitar algún tipo de oxidación durante su almacenamiento. Las varillas deben ser ubicadas solo con grupos de varillas de iguales dimensiones, además se recomienda tener registros de inventarios continuos para así ir utilizando aquellas varillas que lleven un tiempo más largo de almacenamiento y también para hacer un pedido más fácilmente. Las varillas que presenten alguna curvatura o daño superficial por más leve que sea deben ser descartadas de inmediato, ya que su utilización posterior, de seguro presentará una falla y por consiguiente pérdidas a la compañía operadora.

C-1.3 Manipulación.

Metiendo y sacando las varillas del pozo. Las varillas se ubicaran en locación sobre burros y a la vez con espaciadores de madera, para asegurarse que ninguna de ellas entre en contacto entre si ni con el piso, deberán limpiarse con ACPM, bencina o algún otro tipo de solvente, todas las caras de contacto y todas las roscas tanto de varillas nuevas como las usadas se examinarán visualmente a fin de detectar algún posible daño mecánico o corrosivo, en caso de haber algún tipo de duda se podrá verificar con una rosca opuesta, trate de enroscarla para verificar su ajuste hasta el hombro, de no ajustar fácilmente cambie el componente que esté defectuoso inmediatamente. Luego de verificar las varillas, todas las roscas deben ser lubricadas con grasa especial para varillas, esta grasa deberá ser aplicada con una brocha no tan gruesa y no de manera exagerada ya que la grasa que sobre presentará problemas futuros en el pozo. Las varillas deberán ser levantadas solo con un elevador de la medida apropiada para cada tamaño de varilla y que se encuentre en buenas condiciones, a la vez una persona deberá sostener el otro extremo de la misma. Los fabricantes recomiendan quebrar completamente la sarta de varillas ya que las varillas se doblaran menos en su manipulación en superficie, aunque por razones de tiempo se trabajan con paradas de dos varillas, que no es lo ideal. Después de haber sido izada la varilla(s) deberá bajarse cuidadosamente la rosca macho o hembra, según sea el caso a la varilla en la cabeza de pozo, una persona deberá hacer el enrosque manualmente con llaves especiales hasta que presente alguna resistencia.

Torqueo. En ningún caso es recomendable el uso de llaves hidráulicas para el enrosque de las varillas así como el de apretarlas lo mas que se pueda, ya que un enrosque excesivo es causa de una falla posterior de las varillas. Para evitar esto se recomienda el uso del método del desplazamiento circunferencial. Este método consiste en marcar una línea vertical visible en un lado de la rosca hembra a

través del contacto macho-hembra y continuando sobre el hombro de la rosca macho y mediante el uso de una tarjeta de desplazamiento suministrada por el fabricante, se encuentra la medida de desplazamiento correcto para cada tamaño de varilla. Este desplazamiento si puede hacerse por medio de llaves hidráulicas, cabe mencionar que se debe entrenar al personal en el uso de este método y exigir que se realice.

Se debe tener en cuenta que mientras se baja o se levanta la sarta de varillas cualquier daño en los hombros de las varillas podrá ocasionar fallas posteriores por fatiga al crearse defectos puntuales que generan concentraciones de esfuerzos, como por ejemplo cuando se corre o hala la sarta de varillas, esta roza fuertemente la primera tubería en superficie, ocasionado falla en la unión del hombro de la varilla y la cara del acople.

Asentamiento de la bomba. Para el asentamiento de la bomba en la profundidad se debe aplicar lentamente, peso sobre el elemento fijador, esto evitará daños a la bomba y a la sarta de varillas, las cuales están hechas para trabajar sometidas a esfuerzos de tensión no de compresión, luego espaciar la bomba de manera usual para permitir una carrera al pistón sin que golpee el fondo. Una vez que el pozo se haya estabilizado es recomendable tomar una carta dinamométrica para verificar la carga de fijación, el movimiento de la columna, la carga de la unidad y la acción de la bomba y así comparar esta carta con las especificaciones del sistema y hacer los ajustes necesarios.

C-1.4 Inspección. Una vez que las varillas se encuentren sobre los burros y acomodadas dentro de los espaciadores de madera se deberá limpiar con un trapo humedecido con ACPM, luego se procederá a inspeccionar el cuerpo de las varillas en busca de cualquier tipo daño superficial ya sea químico o mecánico, se debe tener particular atención a los hombros los cuales sufren debido al continuo trabajo con los elevadores. Otra parte importante son las roscas machos y hembra

las cuales se deben limpiar como se indicó anteriormente y cambiar las que presenten falla, por último las varillas que se encuentren dobladas y todas aquellas que presenten un desgaste significativo deben cambiarse enseguida ya que es casi seguro que el próximo trabajo de reacondicionamiento que se realice sea reparando lo que no optimizó ahora.

C-2 Tubería de Producción

C-2.1 Inspección. A pesar de que las compañías fabricantes de tubería de producción realizan pruebas de calidad a sus productos, es recomendable que el material que se va a utilizar sea sometido a algún tipo de pruebas no destructivas para asegurarse de que no existan daños que puedan presentar futuros problemas, para este tipo de trabajo existen compañías especializadas en realizar este tipo de pruebas. Además de lo anterior se deben observar los hilos de la tubería en su totalidad y los que no se encuentren en perfectas condiciones deben ser desechados, el mismo procedimiento debe aplicarse a las cajas que se van a utilizar.

C-2.2 Transporte. La tubería de producción debe ser transportada por vehículos diseñados para tal propósito (carro macho), los tubos deben acomodarse de tal manera que queden ordenados y alineados unos encima de otros sin que sean muchos para evitar mucho peso sobre ellos estos. Deberán estar asegurados por cadenas en por lo menos dos partes, se deberán transportar con sus respectivos protectores plásticos para evitar daños en los hilos y que se introduzca algún tipo de suciedad en ellos.

C-2.3 Almacenamiento. La tubería de producción deberá almacenarse sobre durmientes a una distancia elevada del piso para permitir la ventilación del lugar así como la fácil manipulación de estos, deben acomodarse de acuerdo a sus

dimensiones, tener colocados los protectores plásticos y grasa en los hilos. Como es casi imposible techar dicha locación debido al uso de vehículos de gran tamaño y grúas para la movilización de los tubos, se recomienda cubrirlos con plásticos para protegerlos de los elementos.

C-2.4 Manipulación.

Medición. Una vez en la locación, los tubos deben ser medidos uno por uno, la medición de cada tubo deberá efectuarse desde la parte exterior de la caja hasta donde comienzan los hilos en la parte opuesta del tubo, esta medida deberá ser anotada, así la sarta de tubería será la suma de estas medidas.

Elevación de la tubería. Para elevar la tubería a la torre se deberá ayudar de la cadena o guinche de un extremo y del otro extremo se puede colocar una pala que será maniobrada por una persona la cual no dejará que los hilos sufran a medida que esta es arrastrada hacia la torre, una vez cerca se procederá a tomar el tubo con el elevador apropiado y se levantará el tubo. Aquí se puede retirar el protector plástico, el personal revisará los hilos nuevamente y se procederá a engrasar con una brocha de un pie, si se ve algún problema con los hilos se descartará el tubo.

Torqueo. Para el torqueo de la tubería se debe tener la precaución de revisar la llave hidráulica para asegurarse que utilice las muescas adecuadas y de que estas estén en perfecto estado, una vez hecho esto se debe aplicar solo la presión indicada por el fabricante de la tubería, se debe recordar que un torqueo excesivo no genera un acoplamiento eficaz sino una falla segura.

Sacando tubería. Para sacar la tubería se deberán limpiar los tubos con una cinta de caucho alrededor de ellos mientras que se van sacando y serán colocados por un encuellador en el encuelladero, el equipo de reacondicionamiento deberá tener

unas planchas para la recolección del crudo que escurra de los tubos colgados y así evitar la contaminación de la locación.

C-3 Las bombas de subsuelo

Cuando alguna bomba nueva es recibida se debe verificar con su respectiva orden de compra para asegurarse que la bomba sea del tamaño, diámetro, largo y tipo correcto. Cada bomba deberá examinarse cuidadosamente buscando cualquier tipo de daño que haya podido ocurrir mientras fue transportada.

C-3.1 Inspección. Todas las roscas deben ser inspeccionadas cuidadosamente para asegurarse de que los hilos no se encuentren en mal estado, además que el cuerpo del pistón no se encuentre rayado o desgastado y que las válvulas con sus asientos y bolas respectivas den sello.

Pistones. Debe cerciorarse de que el pistón se desplace libremente dentro del barril, metiéndolo y sacándolo varias veces, para cerciorarse que los sellos funcionen correctamente se pueden probar colocando la palma de la mano al extremo final del a bomba, luego se desplaza el pistón y si un sonido de succión es escuchado cuando es removida la mano es porque probablemente el sello esta en buen estado. Además el diámetro del cuerpo del pistón puede ser medido con un micrómetro exterior en diferentes partes del mismo. Las válvulas y asientos deben tener sello perfecto y no presentar ralladuras ni picaduras.

Barriles. En los barriles viajeros debe cerciorase que su movimiento sea libre fuera del pistón, para esto es necesario desplazarlo varias veces y debe estar libre de ralladuras y rasguños en su interior. El diámetro interno deberá ser medido con un micrómetro interno a ambos lados del barril.

C-3.2 Transporte. Al transportar las bombas se deben tener cuidado y precaución para prevenir que las bombas sean rayadas, rasgadas, picadas o abolladas, se debe asegurar que el polvo y arena no se introduzca dentro de ella, extremo cuidado se deberá tener al momento de moverlas y nunca se deben dejar caer, si un accidente así sucediera, se deberá examinar minuciosamente para prepararla antes de que entre en operación.

Transporte en camión. Cuando sea posible, las bombas deberán transportarse en cajas o dentro de tubos, pero cuando no se puede realizar de esta manera o es algo impráctico, el extremo de la bomba se deberá engrasar bien y cubrir con algún papel pesado para evitar que se corroa y que entre suciedad en ella. Ninguna bomba se le debe permitir que ruede en el piso del camión ni se debe asegurar con cadenas, en lugar de esto se deben usar bloques de madera en forma de “V” asegurados al piso del camión y asegurarlas luego con algún tipo de cuerda, las bombas no se deben transportar en un vehiculo que contenga algún tipo de material o elemento que pueda entrar en contacto con las bombas.

C-3.3 Almacenamiento. Las bombas no se almacenaran paradas a menos que se tenga un sistema diseñado para ese motivo, cuando las bombas se almacenan en forma horizontal se debe tener mucho cuidado para evitar golpes que puedan dañarlas y deben colocarse sobre superficies planas o sobre soportes especiales para ellas.

Almacenamiento a la intemperie. Las bombas nunca deben estar sometidas al rigor del clima y los elementos, ni sobre el piso, al contrario deben permanecer sobre soportes a unos dos pies del suelo para que el polvo y el agua no las alcance, también deben protegerse con algún tipo de plástico para evitar que se mojen.

Almacenamiento en bodega.

- **Bombas nuevas.** Antes de ser almacenadas las bombas deberán ser lubricadas adecuadamente, sellar los extremos y protegerlas con una pintura en spray anticorrosivo, se deben colocar sobre soportes y catalogarlas según tamaño, diámetro y longitud además de su fecha de compra.
- **Bombas usadas.** Las bombas usadas que estén en condiciones para volver a ser utilizadas se deben limpiar perfectamente y engrasar, luego se deben guardar dentro de tubos con los extremos sellados en un lugar seco.

Componentes de las bombas. Los componentes de las bombas se deben proteger de golpes y ralladuras, se deben mantener en un lugar seco y limpio y engrasados para evitar su oxidación. Los ranurados se deben colocar al final en cajas pequeñas de madera resistente de tal forma que sean fácilmente manipulados, los barriles deben permanecer en posición horizontal y que no entren en contacto unos con otros, paredes u otro material, las bolas y los asientos y otras partes con superficies sellantes se deben encerrar individualmente y empacar cuidadosamente.

C-3.4 Instalación. Todo el cuidado realizado en la manufactura inspección, almacenamiento y transporte se perdería sin que la bomba sea manejada en la locación con cuidado y sea instalada libre de suciedad y libre de cualquier daño mecánico. La bomba se deberá tomar del depósito armada y no se debe ensamblar a menos que se tenga un lugar limpio y adecuado para hacerlo, pero es casi imposible remover el pistón el barril en el pozo sin que exista peligro que algún tipo de suciedad se incruste en el pistón lo que posteriormente rayará el barril en los primeros minutos de operación.

Válvula fija. La válvula fija (en bombas de tubería) puede ser instalada durante la bajada del pistón unida por medio del pescante o puede ser instalada cuando se esta bajando el zapato de la tubería de producción.

Corrida del pistón. El pistón se baja hasta hacer contacto con la válvula fija, entonces se espacia lo suficiente para evitar que golpee con esta durante la carrera descendente, el pistón deberá estar perfectamente limpio al momento de bajarse no debe tener aceite ni grasa o la arena se le pegará al momento de meterla.

ANEXO D

D-1 El Dinamómetro y el análisis del comportamiento de un sistema de bombeo

La herramienta más valiosa para analizar el comportamiento de un sistema de bombeo es la dinamometría, la cual se encarga de registrar las cargas que ocurren en la sarta de varillas. Dichas cargas se pueden medir ya sea en la superficie con un dinamómetro en la barra lisa o en la profundidad de colocación de la bomba, con un dispositivo especial de medición de fondo. En ambos casos, las cargas sobre la varilla son registradas contra el desplazamiento de la varilla o en el tiempo de bombeo. Como la variación de las cargas en la varilla es el resultado de todas las fuerzas que actúan sobre la sarta de varillas y refleja la operación de la bomba, así como también de la unidad de bombeo en superficie, una evaluación de dichas cargas revela información valiosa relacionada con las condiciones de superficie. Y de fondo. Por lo tanto, el comportamiento del equipo de bombeo en la superficie y en el fondo usualmente es analizado al correr el programa dinamométrico sobre un pozo.

Hay dinamómetros de barra lisa, los cuales registran las cargas de la barra lisa durante el ciclo de bombeo. Estos pueden ser hidráulicos o mecánicos. Los equipos electrónicos están ganando popularidad porque registran las cargas y los desplazamientos en función del tiempo.

Se deben tener en cuenta los siguientes aspectos al correr un dinagrama:

- La línea de carga cero debe ser registrada sobre la carta dinamométrica.
- Prensaestopas sobre la barra lisa debe ser examinado para verificar algún agrietamiento excesivo. Debe ajustarse para conservar la fricción sobre la barra lisa en su punto mínimo.

- Registrar varias cartas sobre el mismo papel.
- Después de haber tomado correctamente la carta se deben probar las válvulas de la bomba de subsuelo y el efecto del contrapeso real se debe registrar sobre la carta.
- Registrar datos pertinentes al pozo (subsuelo y superficie).

D-2 Revisión de la condición de las válvulas de la bomba

Las válvulas fija y viajera de la bomba actúan como simples válvulas cheque y su operación depende del adecuado sello entre sus asientos y bolas. Sin embargo, debido al daño mecánico, la erosión del fluido, la corrosión u otros problemas operacionales las válvulas pueden perder ese sello. En consecuencia, la capacidad de levantamiento puede disminuir considerablemente. Por lo tanto es vital que se revise la condición de las válvulas de la bomba.

Prueba sobre la válvula fija.

Con esta se verifica si esta válvula presenta escapes y se lleva a cabo con un dinamómetro sobre la barra lisa. Al comenzar el procedimiento de prueba, la unidad de bombeo es detenida durante el recorrido descendente (casi tres cuartas partes) apagando el motor y aplicando el freno de la unidad. La carga real sobre la barra lisa es registrada en una carta. La válvula fija esta cerrada y la viajera esta abierta. Como la carga del líquido es sostenida completamente por la válvula fija, entonces la carga en la barra lisa, registrada al comenzar el procedimiento representa solo el peso de flotación de la sarta de varillas. Si la válvula fija esta en perfectas condiciones y se mantiene en el pozo la carga sobre la barra lisa sigue siendo uniforme. Por lo tanto, un registro repetido de la carga al hacer la prueba varias veces da como resultado nuevamente una línea que coincide (en carga) con la primera medición.

Si la válvula fija esta defectuosa, ocurrirán escapes de fluido desde el barril de la bomba, ocasionados por la elevada presión diferencial a través de su asiento. Cuando se suceden los escapes de fluido desde el espacio que hay entre la válvula fija y viajera, entonces disminuye la presión que hay por debajo de la válvula viajera, haciendo que esta válvula se cierre lentamente. A medida que pasa el tiempo, la válvula viajera finalmente asume la carga de fluido que originalmente era cargada por la válvula fija. Esta transferencia de carga de fluido dará como resultado un incremento en la carga sobre la barra lisa.

Prueba sobre la válvula viajera.

La unidad de bombeo es detenida suavemente en el recorrido ascendente de la barra lisa, cerca del tope del recorrido. Cuando comienza a detenerse la barra lisa, se registra la carga sobre el dinamómetro inmediatamente. En este momento, la válvula viajera esta cerrada y la válvula fija abierta. La carga sobre la barra lisa, cuando se registra, representa la suma del peso de la sarta de varillas en los fluidos del pozo y la carga del fluido actuando sobre el pistón. Si existe un perfecto sello entre la bola y el asiento de la válvula viajera y, adicionalmente, se asume un perfecto ajuste entre el pistón y el barril de la bomba, entonces no habrá ningún cambio en la carga de la barra lisa con el tiempo.

Cualquier escape en la válvula viajera o entre el barril y el pistón permite que el fluido pase desde arriba de la válvula viajera. Este escape incrementa lentamente la presión del espacio que hay entre la válvulas fija y viajera, haciendo que la fija se cierre lentamente, así, la válvula fija llega a sostener toda la carga.

D-3 Interpretación de las cartas dinamométricas

La interpretación correcta de las cartas dinamométricas de superficie o de fondo revela una abundante información sobre la operación de un sistema de bombeo mecánico. Las aplicaciones más importantes de estas son:

- Determinación de las cargas que actúan sobre la estructura de la unidad de bombeo y en la sarta de varillas.
- Con base en los datos de la carta se puede calcular la carga torsional sobre la caja reductora de la unidad de bombeo.
- A partir del área de la carta, se puede hallar el valor de potencia requerido para impulsar la unidad de bombeo.
- Revisando el efecto real del contrapeso, se puede determinar el grado del contrabalanceo de la unidad.
- Se puede determinar la condición de succión de la bomba y sus válvulas.
- Muchos de los problemas en fondo se pueden detectar al estudiar la forma de la carta, lo cual convierte el análisis de estas en una herramienta poderosa para detectar problemas.