

**ANÁLISIS Y MEJORAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DE POZOS EN BOMBEO
MECÁNICO CON ALTA RELACIÓN GAS ACEITE. APLICACIÓN CAMPO
PAYOA**

**JORGE ANTONIO DÍAZ CABRERA
JUAN ENRIQUE LÓPEZ URIBE**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER UIS
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2007**

**ANÁLISIS Y MEJORAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DE POZOS EN BOMBEO
MECÁNICO CON ALTA RELACIÓN GAS ACEITE. APLICACIÓN CAMPO
PAYOA**

**JORGE ANTONIO DÍAZ CABRERA
JUAN ENRIQUE LÓPEZ URIBE**

**Trabajo de Grado para optar al título de
Ingeniero de Petróleos**

Directores,

**FERNANDO ENRIQUE CALVETE
Ingeniero de Petróleos UIS
MSc. Informática UIS**

**ELKIN RODOLFO SANTAFÉ RANGEL
Ingeniero de Petróleos UIS**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER UIS
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA
2007**

DEDICATORIA

A mis padres, a Maribel, la luz de mis ojos y mi inspiración, a mis amigos y colegas con quienes me unen lazos entrañables de corazón. También a mi tierra que me ha dado el espíritu alegre y optimista con el que amanezco cada día.

JORGE ANTONIO

A mis padres, Juan Clemente y Herminia, quienes con su abnegado esfuerzo y ejemplo me han inspirado a buscar la excelencia.

A Claudia Lucía, mi Morena, valiosa mujer quien con su amor, cubre de alegría y tranquilidad mi vivir.

JUAN ENRIQUE

AGRADECIMIENTOS

A Dios quien nos alentó el espíritu investigativo con el fin de llegar a donde debíamos llegar y a tratar a las personas adecuadas en los momentos correctos con quienes fue posible nuestra formación tanto profesional como personal.

A PETROSANTANDER S.A. por abrirnos las puertas del Campo Área “Las Monas”, pues sin ese gesto hubiera sido imposible el trabajo aquí expuesto.

A Msc. Fernando Calvete y a Ingeniero Elkin Santafé por creer en nosotros y acompañarnos con sus sugerencias durante el desarrollo de este trabajo.

A todos los profesores con quienes tuvimos contacto a través de todos estos años de pregrado, pues su aporte es y será bien aprovechado.

A nuestras familias porque sin su apoyo sería imposible la realización de nuestras metas.

A Maritcita por la enorme paciencia que nos tuvo durante varios años de nuestra carrera.

A todos aquellos amigos y compañeros que fortalecieron nuestro espíritu y nos llenaron de razones para seguir adelante.

RESUMEN

1 TÍTULO*

ANÁLISIS Y MEJORAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN DE POZOS EN BOMBEO MECÁNICO CON ALTA RELACIÓN GAS ACEITE. APLICACIÓN CAMPO PAYOA.

2 AUTORES**

JORGE ANTONIO DÍAZ CABRERA
JUAN ENRIQUE LÓPEZ URIBE

3 PALABRAS CLAVES

ANCLA DE GAS, DINAGRAMAS, BOMBA DE SUBSUELO, UNIDAD DE BOMBEO, RELACIÓN GAS ACEITE.

4 DESCRIPCIÓN

En ciertos campos de producción de aceite negro donde se emplea como sistema de levantamiento artificial el Bombeo Mecánico se presentan condiciones que aumentan la producción de gas libre o asociado que a su vez se traduce en problemas operacionales, en especial con las bombas de subsuelo. La eficiencia volumétrica de la bomba disminuye, aumentando los costos de producción reduciendo la rentabilidad y por tanto la vida económica útil de los pozos.

En el campo área “Las Monas” de la asociación ECOPETROL-PETROSANTANDER S.A. se encuentran pozos que producen aceite negro con altas Relaciones Gas Aceite (*GOR*) y estos han visto bajar su producción debido a bajas eficiencias de la bomba de subsuelo por golpes de gas. El presente trabajo, aplicado a campo, se enfocó en el diseño e implementación de anclas de gas que permitieran separar el gas en fondo antes de que el aceite entrara a la bomba y evitara su posterior bloqueo junto con las consecuencias que esto acarrearía. El itinerario incluyó la recolección de datos históricos de producción, *GOR*, *BSW* y estados mecánicos, con el fin de seleccionar los pozos candidatos y así diseñar el ancla de gas apropiada para cada caso. Se implementaron los dispositivos en los pozos candidatos y se evaluó el comportamiento. Finalmente se logró el objetivo de separar el gas de manera apropiada que correspondió con un aumento de la producción de los pozos intervenidos.

Este documento no incluyó información de análisis de la eficiencia volumétrica de las bombas realizadas a los pozos después de instaladas las anclas de gas.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Directores: Ingeniero de Petróleos Msc. Fernando Enrique Calvete, Ingeniero de Petróleos Elkin Santafé.

ABSTRACT

5 TITLE*

ANALYSIS AND IMPROVEMENT OF THE PRODUCTION OF WELLS IN SUCKER ROD PUMPING WITH HIGH GAS OIL RATIO. APPLICATION TO THE PAYOA FIELD

6 AUTHORS**

JORGE ANTONIO DÍAZ CABRERA
JUAN ENRIQUE LÓPEZ URIBE

7 KEYWORDS

GAS ANCHOR, DYNAMOMETER CARD, DOWNHOLE PUMP, PUMPING UNIT, GAS OIL RATIO

8 DESCRIPTION

In certain fields of production of black oil in Sucker Rod Pumping conditions are presented that increase the production of free gas or associate that in turn is translated in operational problems, especially with the downhole pumps.

In the field area "Las Monas" of the ECOPETROL-PETROSANTANDER S.A. association there are wells that produce black oil with high Gas Oil Ratios (GOR) and these have seen lower its production due to low efficiencies of the downhole pumps for blows of gas. The present work, applied to field, it was focused in the design and implementation of gas anchors that allowed the separation of the gas in bottom before the oil enters to the bomb and it avoided its later blockade together with the consequences that this carried. The itinerary included the gathering of historical data of production, GOR, BSW, and mechanical states, with the purpose of selecting the wells candidates and this way to design the appropriate gas anchor for each case. Later on, the devices were implemented in the wells candidates and their behavior was evaluated. Finally was achieved the objective of separating the gas in an appropriate way that corresponded with an increase of the production of the managed wells.

This document didn't include information of the analyses of volumetric efficiency carried out to the wells after the installation of the gas anchors.

* Degree Work

** Physical-Chemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Directors: Petroleum Engineer Msc. Fernando Enrique Calvete, Petroleum Engineer Elkin Santafé.

CONTENIDO

pág.

INTRODUCCIÓN	16
1 EQUIPOS BÁSICOS DE UNA INSTALACIÓN DE BOMBEO MECÁNICO	17
1.1 GENERALIDADES SOBRE POZOS EN BOMBEO MECÁNICO	17
1.1.1 Ventajas de un Sistema de Bombeo Mecánico	18
1.1.2 Desventajas de un Sistema de Bombeo Mecánico	19
1.2 EQUIPO DE SUBSUELO.	21
1.2.1 Tubería de Revestimiento o <i>Casing</i>	22
1.2.2 Tubería de Producción o <i>Tubing</i>	22
1.2.3 Sarta de Varillas de Succión.	23
1.2.4 Bomba de Subsuelo.	23
1.3 EQUIPO DE SUPERFICIE.	24
1.3.1 Motor.	24
1.3.2 Caja reductora.	25
1.3.3 Unidad de Bombeo.	25
1.3.4 Barra Lisa.	26
1.3.5 Cabezal del Pozo.	26
1.4 UNIDAD DE BOMBEO	27
1.4.1 Clasificación de las unidades de Bombeo.	27
1.4.2 Clasificación de Balancines por Tamaño.	35
1.5 BOMBA DE SUBSUELO	36
1.5.1 Partes estructurales de una Bomba de Subsuelo.	36
1.5.2 Tipos de Bomba de Subsuelo	43
1.5.3 Bombas más usadas en el campo.	52

1.6	FUNCIONAMIENTO EN FONDO DEL BOMBEO MECÁNICO	53
1.6.1	Funcionamiento de la Bomba de Subsuelo	54
1.6.2	Acción de las Válvulas debido a la carga de fluido	57
2	REGISTRO Y CONTROL PARA EL ANÁLISIS Y SEGUIMIENTO DEL FUNCIONAMIENTO DE INSTALACIONES CON BOMBEO MECÁNICO	60
2.1	PRUEBAS DE POZO	61
2.1.1	Controlar si el pozo “produce”.	62
2.1.2	Registrar y medir la producción.	62
2.1.3	Medir la presión del pozo.	63
2.2	NIVEL DE FLUIDO	64
2.2.1	Ecómetro	64
2.2.2	Toma de Niveles de Fluido.	66
2.3	EL DINAGRAMA	67
2.3.1	Cartas Dinamométricas	68
2.3.2	Problemas Típicos de un Sistema de Bombeo Mecánico	73
2.3.3	Cartas dinamométricas típicas.	74
3	ANCLA DE GAS EN BOMBA DE FONDO.....	81
3.1	DEFINICIÓN ANCLA DE GAS	82
3.2	FUNCIONAMIENTO DE ANCLA DE GAS.....	83
3.3	CLASIFICACIÓN DE ANCLAS DE GAS	84
3.3.1	Ancla de Gas Sencilla	86
3.3.2	Ancla de Gas con Empaque.....	87
3.3.3	Ancla de Gas de Copa	87
3.4	PARÁMETROS DE DISEÑO DE ANCLA DE GAS	91
3.4.1	Velocidad Terminal de Burbuja de Gas	91
3.4.2	Área del Ancla de Lodo	93
3.4.3	Área del Tubo de Inmersión	94
3.4.4	Longitud de Tubería de Inmersión.....	95
3.4.5	Ancla de Gas / Perforaciones de la Tubería de Inmersión	96
3.4.6	Cálculos de Caída de Presión	97

3.5	PROCEDIMIENTO DE IMPLEMENTACIÓN DEL ANCLA DE GAS	99
4	GENERALIDADES DEL ÁREA LAS MONAS	102
4.1	LOCALIZACION	102
4.2	RESEÑA HISTORICA	102
4.3	PRODUCCION DE FLUIDOS.....	104
4.4	GENERALIDADES DEL SISTEMA DE PRODUCCION	105
4.4.1	Métodos de Levantamiento Artificial.....	105
4.4.2	Estación de Recolección Batería “LA SALINA”	109
4.4.3	Estación de Recolección Batería “PAYOA”	109
4.4.4	Estación de Recolección Batería “SATELITE”	115
4.5	CARACTERISTICAS AMBIENTALES GENERALES	116
4.6	AREA DEL CONTRATO ESPECIAL “CARARE – LAS MONAS”	117
4.6.1	Límites.....	117
4.6.2	Área de Influencia según el Sistema Hídrico.....	117
4.6.3	Áreas de Influencia según el Ecosistema Terrestre	118
4.6.4	Área de Influencia Socio – Económica	119
4.7	ESTUDIO GEOLÓGICO	119
4.7.1	Geomorfología del Área Las Monas	119
4.7.2	Geología Estructural.....	120
4.7.3	Estratigrafía del área “las monas”	121
4.7.4	Geología Campo “La Salina”	123
5	APLICACIÓN EN EL CAMPO.....	127
5.1	GENERALIDADES	127
5.1.1	Objetivos de la aplicación de Ancla de Gas	127
5.1.2	Breve Descripción del Problema	127
5.2	ANÁLISIS Y ESTUDIO DE LOS POZOS.....	128
5.2.1	Pozo La Salina 28	129
5.2.2	Pozo La Salina 60	130
5.2.3	Pozo Payoa 2	132
5.2.4	Pozo La Salina B29	132

5.2.5	Pozo Payoa 3	133
5.3	SOLUCIONES AL PROBLEMA	137
5.3.1	Estado Mecánico	137
5.3.2	Ubicación de Intervalos Productores de Gas	140
5.3.3	Porcentaje de Producción de Arena y Ubicación de Los Intervalos Productores	140
5.3.4	Cantidad de Gas Producido	141
5.4	CASOS DE ESTUDIO	142
5.4.1	Pozo La Salina 28	142
5.4.2	Pozo La Salina 60	150
5.4.3	Pozo Payoa 2	154
5.4.4	La Salina B29	160
5.4.5	Pozo Payoa 3	167
5.4.6	Otros Tipos de Anclas y Sistemas en Fondo.....	172
	CONCLUSIONES	175
	RECOMENDACIONES	177
	BIBLIOGRAFÍA.....	178

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Especificación API 11AX de las Bombas de Subsuelo.	45
Tabla 2. Estado actual de pozos perforados a febrero de 2005.	103
Tabla 3. Producción diaria promedio por campo a febrero de 2005.	104
Tabla 4. Métodos de levantamiento artificial por campo a febrero de 2005.	108
Tabla 5. Facilidades de superficie Batería “La Salina”	111
Tabla 6. Coordenadas del área de influencia.	118
Tabla 7. Comparativo pozo La Salina 28	148
Tabla 8. Detalle de costos de implementación Ancla de Gas, La Salina 28*	149
Tabla 9. Detalle de costos de implementación Ancla de Gas, La Salina 60*	152
Tabla 10. Comparativo pozo Payoa 2	156
Tabla 11. Detalle de costos de implementación Ancla de Gas, pozo Payoa 2* ...	159
Tabla 12. Comparativo pozo La Salina B29. Diseño 1	164
Tabla 13. Comparativo pozo La Salina B29. Diseño 2	165
Tabla 14. Detalle costos de implementación Ancla de Gas, La Salina B29*	165
Tabla 15. Comparativo pozo Payoa 3	170
Tabla 16. Detalle costos de implementación Ancla de Gas, pozo Payoa 3.	170
Tabla 17. Comparativo pozo Payoa 23	173
Tabla 18. Comparativo Pozo Liebre 1	173

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Esquema de un Sistema de Bombeo Mecánico.	21
Figura 2. Sistema Clase I. Unidad de Bombeo Convencional.	29
Figura 3. Unidad de Bombeo Convencional.	30
Figura 4. Esquema Unidad de Bombeo Balanceada por aire.	31
Figura 5. Unidad de Bombeo Balanceada por Aire.	32
Figura 6. Unidad de Bombeo <i>Unitorque Mark II</i>	34
Figura 7. Ejemplo de Unidad de Bombeo <i>Mark II</i>	35
Figura 8. Esquema general de una Bomba de Subsuelo.	37
Figura 9. Nomenclatura API para Bombas de Subsuelo.	43
Figura 10. Movimientos característicos del <i>Stroke</i> en la Bomba de Subsuelo.	55
Figura 11. Dinagrama teórico de fondo con bomba llena.	58
Figura 12. Esquema de instalación del <i>Echometer</i>	65
Figura 13. Gráfico del equipo y la señal acústica del programa.	66
Figura 14. Gráfica que muestra los resultados del nivel de fluido, donde se bosqueja la configuración del pozo y su nivel.	67
Figura 15. Carta dinamométrica ideal.	68
Figura 16. Carta dinamométrica considerando efectos de acelerado.	70
Figura 17. Carta dinamométrica considerando acción de las válvulas.	71
Figura 18. Dinagrama considerando efectos de presión de gas.	72
Figura 19. Representación de un dinagrama real.	73
Figura 20. Carta dinamométrica mostrando, varilla rota.	77
Figura 21. Carta dinamométrica que representa bomba embastionada.	78
Figura 22. Carta Dinamométrica mostrando Golpe de Fluido.	79

Figura 23. Carta Dinamométrica que representa Candado de Gas.	80
Figura 24. Esquema de Ancla de Gas.	85
Figura 25. Ancla de Gas Sencilla aplicada al Campo Área “Las Monas”.....	88
Figura 26. Esquema de Ancla de Gas con Empaque.	89
Figura 27. Esquema de Ancla de Gas con Copas.	90
Figura 28. Pozo en Bombeo de Cavidades Progresivas (PCP), La Salina 32. ...	106
Figura 29. Pozo en Bombeo Mecánico, La Salina 28.	106
Figura 30. Pozo en <i>Gas Lift</i> , inyección de gas por <i>tubing</i> , producción por anular. La Salina M15.	107
Figura 31. Pozo en <i>Gas Lift</i> Sencillo con empaque, inyección de gas por anular. La Salina M14.	107
Figura 32. Pozo en <i>Gas Lift</i> , Sarta paralela. La Salina B10.	108
Figura 33. <i>Manifold</i> Batería “La Salina”.	110
Figura 34. Separadores horizontales, Batería “La Salina”.	110
Figura 35. <i>Manifold</i> y Tanques Batería “Payoa.”.....	112
Figura 36. Separadores horizontales Batería “Payoa”.	112
Figura 37. Estación de compresores, Batería “Payoa”.	113
Figura 38. Planta de fraccionamiento, Batería “Payoa”.	113
Figura 39. Tanques de almacenamiento, Batería “Payoa”.....	114
Figura 40. LACT 1, Batería “Payoa”.....	114
Figura 41. Piscinas de oxidación, campo “Payoa”.	115
Figura 42. Batería Satélite, Campo “La Salina”.....	116
Figura 43. Pozo La Salina 28.....	129
Figura 44. Carta Dinamométrica Pozo La Salina 28.	130
Figura 45. Pozo La Salina 60.....	131
Figura 46. Dinagrama para La Salina 60	131
Figura 47. Pozo Payoa 2.	132
Figura 48. Carta Dinamométrica del Pozo Payoa 2.	133
Figura 49. Pozo La Salina B29.	134
Figura 50. Carta Dinamométrica pozo La Salina B29.	134

Figura 51. Pozo Payoa 3.	135
Figura 52. Dinagrama para el pozo Payoa 3 (interferencia por gas).....	135
Figura 53. Ancla de Gas Convencional.....	138
Figura 54. Ancla de gas de 3-1/2" de Diámetro Externo.	139
Figura 55. Esquema de fondo de los Pozos Críticos.	141
Figura 56. Estado Mecánico La Salina 28.	143
Figura 57. Esquema de una <i>Petrovalve</i>	144
Figura 58. Fotografía de una <i>Petrovalve</i>	145
Figura 59. Ancla de gas utilizada en el pozo La Salina 28.....	146
Figura 60. Ancla de Gas de 4" diámetro externo.	147
Figura 61. Vista de las ranuras y tubo interno del ancla de 4" OD.....	147
Figura 62. Carta Dinamométrica del pozo La Salina 28 después de la instalación del ancla de gas (solo Golpe de Fluido).....	148
Figura 63. Estado mecánico La Salina 60.	151
Figura 64. Carta Dinamométrica La Salina 60 después de la instalación del ancla de gas.	152
Figura 65. Estado Mecánico del pozo Payoa 2.....	155
Figura 66. Carta Dinamométrica del pozo Payoa 2 después de la instalación del Ancla de Gas.	156
Figura 67. Sistema de separación en fondo Payoa 2.	157
Figura 68. Ancla de Gas Inversa, utilizada en el pozo Payoa 2.....	158
Figura 69. Estado mecánico del pozo La Salina B29.....	161
Figura 70. Carta Dinamométrica del pozo La Salina B29 después de la instalación del ancla de gas (disminución de la interferencia de gas).	162
Figura 71. Esquema <i>Pack Off Cup</i>	163
Figura 72. Estado Mecánico del pozo Payoa 3.....	168
Figura 73. Carta Dinamométrica del pozo Payoa 3 después de la implementación del sistema de fondo con ancla de gas inversa.	169
Figura 74. Empaque A-2 <i>Lockset</i> utilizado en el sistema de fondo. Payoa 3.	169
Figura 75. Esquema de Ancla de Gas, Sistema Independiente.....	174

INTRODUCCIÓN

Las actividades de manejo integral de campos maduros y la implementación, en los pozos, de tecnologías económicamente rentables se han convertido actualmente en opciones atractivas para las empresas de la industria petrolera alrededor del mundo debido principalmente a los altos precios del crudo.

Las operaciones de *Workover* abarcan operaciones de reacondicionamiento que se realizan con el ánimo de mejorar el estado mecánico y dinámico de un pozo en producción o cerrado. Estas operaciones de reacondicionamiento tienen la ventaja de que se puede incrementar la producción a costos más bajos de los que se pueden obtener con una perforación.

La gran mayoría (Cerca del 80%) de los pozos de crudo del mundo producen mediante sistemas de bombeo mecánico y uno de los problemas más comunes inherente a su producción radica en la producción de formaciones que producen crudo con altas Relaciones Gas Aceite (*GOR* en sus siglas en inglés). Este inconveniente ha motivado el estudio e implementación de soluciones que permitan la separación en fondo del gas del aceite y la más extendida ha sido el Ancla de Gas (*Gas Anchor* en inglés).

PETROSANTANDER S.A. (Colombia), es una empresa que realiza operaciones de *Workover* para mantener, recuperar e incrementar la producción de pozos en el área “Las Monas” que incluye los campos “Payoa” y “La Salina”, que poseen formaciones productoras de crudo con alto *GOR* por Bombeo Mecánico. Gracias a su colaboración y animados por el interés de mejorar los diseños de Ancla de Gas en pozos que producen en Bombeo Mecánico y hacerlos más económicos se desarrolla el siguiente estudio a continuación.

1 EQUIPOS BÁSICOS DE UNA INSTALACIÓN DE BOMBEO MECÁNICO

1.1 GENERALIDADES SOBRE POZOS EN BOMBEO MECÁNICO

El diseño adecuado de una instalación de Bombeo mecánico, debe considerar todas las partes del sistema como un todo y de forma individual, con el fin de seleccionar el equipo de superficie y subsuelo necesario para suministrar la energía faltante al yacimiento para levantar el fluido hasta la superficie.

El diseño del sistema de bombeo mecánico por varillas de succión tiene por objeto transmitir la energía desde la superficie hasta la profundidad en donde se encuentra ubicado el fluido, a fin de elevarlo hasta superficie.

El bombeo mecánico por medio de varillas conocido en inglés como “*Sucker Rod Pumping*” es de los sistemas de extracción el más ampliamente usado. Históricamente, la mayor ventaja ha sido la familiaridad que el personal de operación tiene con el sistema; pero no por ser el más antiguo, más simple, más barato es el más conocido por todos su diseño.

De todos los sistemas de extracción artificial, es el mecánicamente más complejo, debido a que está expuesto a mayores cantidades de esfuerzos y es por estas razones que requiere mayor atención durante su operación.

Su empleo data de los albores de la explotación petrolera, en el año 1860 en los Estados Unidos de América. Probablemente fue una adopción del sistema de explotación de pozos de agua. Aquellos pioneros no imaginaron las complicaciones a que nos estaban sometiendo a quienes nos toca trabajar hoy

con tales aparatos. Es posible que si hubiesen adoptado algún otro sistema, hoy aquel no existiría. Pues al principio se utilizaban máquinas de bombeo que alcanzaban los 100 a 250 metros de profundidad, con un balancín de madera y sarta de varillas de acero y una bomba tipo molino de viento. Lo que sucedió con el transcurso de los años es que la industria petrolera adoptó su sistema y lo fue adaptando para profundidades cada vez mayores y se ubicó entre los primeros lugares como un método de extracción artificial de petróleo.

Durante muchos años se fueron efectuando mejoras a este sistema, especialmente en lo que hace referencia a los materiales empleados, lo que le dio mucha más vida, además se mejoró su diseño para hacerlo adaptable a cualquier tipo de yacimiento y al tipo de fluido que se desee levantar.

Una gran limitante para su diseño ha sido siempre la profundidad, no obstante, unidades de bombeo con mayor capacidad de carga y con varillas de alta resistencia permiten trabajar a mayores profundidades.

Las principales ventajas y desventajas del sistema se pueden resumir así:

1.1.1 Ventajas de un Sistema de Bombeo Mecánico

- Debido a la familiaridad del personal de campo con el bombeo mecánico, las operaciones e instalaciones no resultan complicadas.
- El bombeo mecánico ofrece una amplia gama de tasas de producción que variará de acuerdo a los equipos de superficie y de subsuelo utilizados.
- Los costos de operación y mantenimiento de cada unidad de bombeo son relativamente bajos por la baja energía que consumen, que puede ser el gas del mismo pozo o producida con motores eléctricos o a diesel.

- Es independiente de otros pozos bajo el mismo sistema, siempre y cuando la alimentación del combustible para los motores no esté interconectada.
- Los componentes del sistema y las partes de cambio están disponibles rápidamente y son intercambiados en cualquier parte del mundo.
- No se necesita una gran torre para un cambio de bomba o para la intervención del pozo debido a que el peso de las varillas es bajo y de fácil manejo.
- Bajo condiciones operacionales promedio, se pueden utilizar hasta el abandono de pozo.

1.1.2 Desventajas de un Sistema de Bombeo Mecánico

- El diámetro del revestimiento y la profundidad limitan el volumen manejado por el sistema. La eficiencia volumétrica se reduce por altos valores del GOR, por producción de sólidos, formación de parafinas y por la corrosividad de los fluidos.
- Al inicio la inversión es elevada, principalmente para pozos donde se requieren grandes unidades de bombeo; adicionalmente el análisis económico debe contemplar el costo de la sarta de varillas.
- El mal manejo de las varillas es causa de muchas fallas de la bomba, roturas en las cuplas y costosas pescas.
- La unidad de bombeo en superficie requiere gran espacio.
- Los equipos de una instalación de bombeo mecánico se pueden clasificar básicamente en dos grupos principales: Equipo de superficie y Equipo de subsuelo.

El diseño de un sistema de bombeo mecánico esta basado en los boletines de la *American Petroleum Institute API*:

API 11L-3 (*Sucker Rod Pumping System design Book*).

API 11AX (*Subsurface Sucker Rod pumps and Fittings*).

API 11AR (*Recommended Practice for Care and Use or Subsurface Pumps*)

Una instalación típica de un sistema de bombeo mecánico incluye:

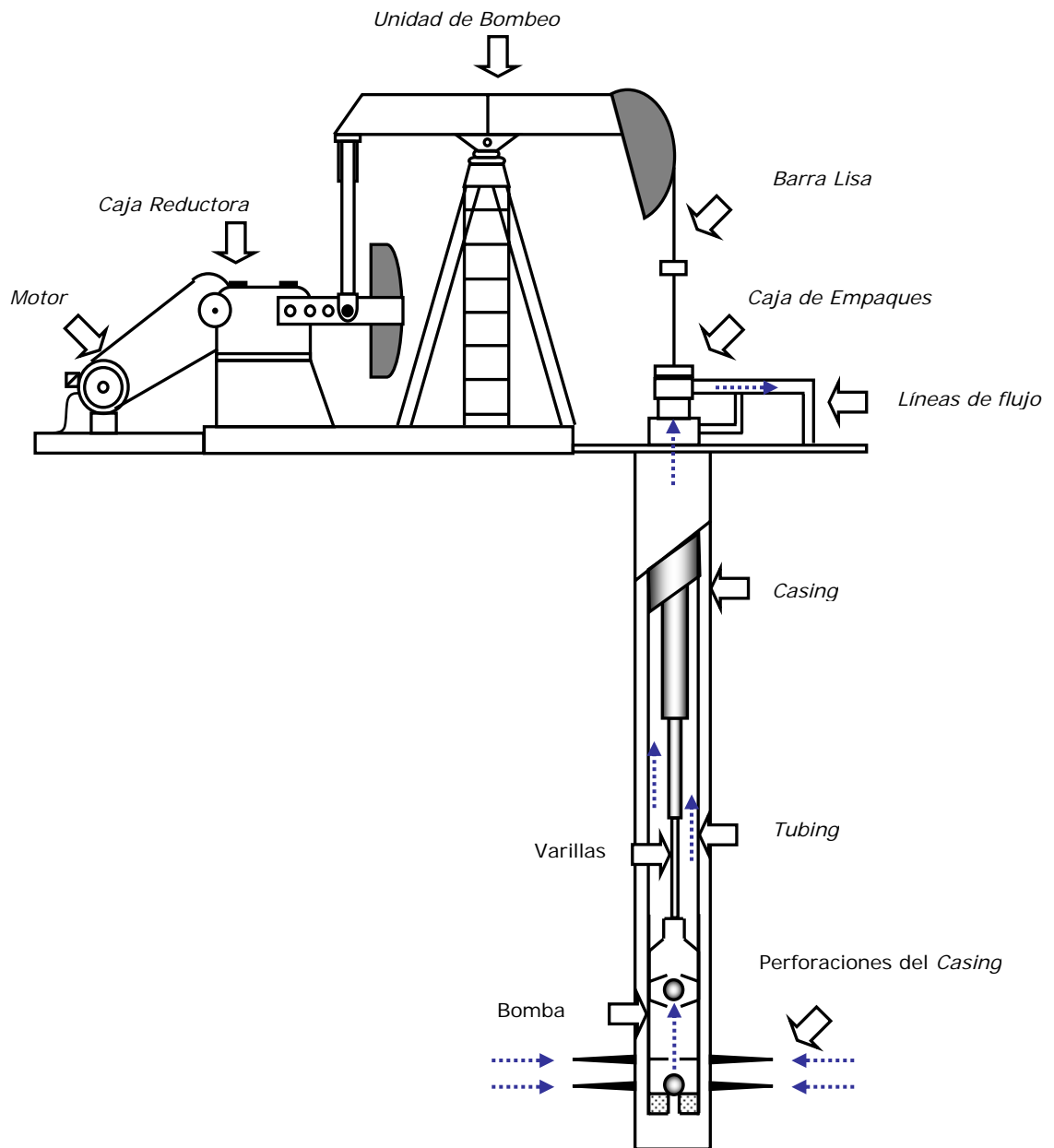
- Unidad de bombeo
- Motor primario
- Varillas
- Bomba de subsuelo

Cualquier diseño que se realice para sistemas de Bombeo Mecánico debe considerar estos cuatro componentes, y ninguno se debe diseñar independiente de los otros.

Los componentes individuales de un Sistema de Bombeo mecánico se pueden dividir en dos principales grupos: El Equipo de Superficie y El Equipo de Fondo

Los principales elementos de una instalación de Bombeo Mecánico se pueden apreciar en la Figura 1.

Figura 1. Esquema de un Sistema de Bombeo Mecánico.



Fuente. Adaptado de NAVARRETE, Juan C. y TORRES, Juan E. Trabajo de Grado. Libro 99225. Universidad Industrial de Santander, 2000.

1.2 EQUIPO DE SUBSUELO.

Constituye la parte esencial de este sistema, está restringido por el diámetro de la tubería de revestimiento, y esto puede representar limitaciones a su diseño. Transmite la energía necesaria para levantar fluido del pozo, sirviendo como elemento conector entre la cara del pozo y la unidad de superficie. Sin este equipo sería imposible la extracción del fluido de un yacimiento, cuya energía no es la suficiente para producir por flujo natural.

Básicamente está conformado por:

- Tubería de Revestimiento (*Casing*).
- Tubería de producción (*Tubing*).
- La Sarta de Varillas (*Rod String*).
- La Bomba de Subsuelo.
- Otros accesorios (como anclas o empaques)

1.2.1 Tubería de Revestimiento o *Casing*.

La tubería de Revestimiento en un pozo de bombeo es la tubería que protege al pozo de colapsos, con lo que permite la libre maniobra y ubicación de la tubería de producción y demás equipos de fondo. Los tamaños más comunes son 5 1/2", 7", 9 5/8", 13 3/8", 20".

1.2.2 Tubería de Producción o *Tubing*.

La tubería de producción en un pozo de bombeo, 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 por el cabezal. A profundidades mayores, la tubería debe anclarse.

La tubería se fabrica en tamaños de 1.9", 2 3/8", 3 1/2", 4", y 4 1/2". En la tabla 4.2 del API RP 11L hay mayor información sobre datos de tubería de producción.

1.2.3 Sarta de Varillas de Succión.

Es usada para transmitir el movimiento mecánico y la potencia de la unidad de bombeo a la bomba de subsuelo, van dentro de la sarta de la tubería de producción del pozo, son fabricadas de acero y en fibra de vidrio y las combinadas, que conservan la propiedad del material de fabricación. La industria clasifica las varillas de acero en grados A, B, C, D, y E dependiendo de la resistencia a la carga.

Las varillas son fabricadas de acuerdo con el API en tamaños desde 3/8" y en tamaños mayores.

1.2.4 Bomba de Subsuelo.

La función de la bomba de subsuelo es permitir la entrada de fluido de la formación a la tubería de producción y levantarlo desde el nivel del pozo hasta la superficie e impulsarlo por la línea de flujo hasta el punto de recolección. Básicamente las bombas de subsuelo utilizadas son bombas de barril y se dispone de muchas variaciones en los diseños de los diferentes elementos de la misma. De acuerdo a las condiciones de los pozos se utilizará alguno de los tipos de bombas de subsuelo disponibles.

1.3 EQUIPO DE SUPERFICIE.

Como su nombre lo indica, hace referencia al conjunto de partes del sistema que se pueden observar a simple vista y que se encuentran a nivel del suelo. El equipo de superficie está constituido por un motor primario, el cual proporciona la energía que acciona a su vez la unidad de bombeo. Mediante la acción de bandas y una caja de engranajes se reducen las velocidades y el movimiento rotacional, se transforma en movimiento rectilíneo a través de a manivela, la biela y el balancín, todo este proceso sucede coordinadamente. El movimiento se transmite a la sarta de varillas la que a su vez hace trabajar a la bomba de subsuelo.

El equipo de superficie lo constituyen:

- El Motor
- Unidad de Bombeo
- Caja Reductora
- Unidad (Balancín como Unidad de Transmisión)
- Contrapesas (Unidad Convencional)
- Cabeza de Pozo
- Barra lisa (*Polished Rod*)
- Caja de Empaques (*Stuffing Box*)
- Líneas de flujo

1.3.1 Motor.

La función del motor es suministrar la energía necesaria para el funcionamiento de la instalación; para suministrar esta energía, el motor produce un movimiento rotacional de alta frecuencia y bajo torque; luego este movimiento es transformado por la unidad de bombeo a reciprocante.

Los motores usados en la industria del petróleo para las instalaciones de Bombeo mecánico, pueden ser eléctricos o de combustión interna. Para la selección del

motor, se deben tener en cuenta aspectos como la potencia necesaria, economía y condiciones de trabajo, ubicación de los pozos, disponibilidad de uno u otro tipo de motor, entre otros factores.

Actualmente el motor que se utiliza para accionar las unidades de bombeo mecánico con varillas de succión es el motor eléctrico; para zonas aisladas o que no disponen con el suministro de energía eléctrica también se utilizan motores de combustión interna, accionados por diesel. Sin embargo, los motores de combustión interna con un adecuado blindaje pueden ser perfectamente utilizados lo que redundará en un abaratamiento en los costos porque para este tipo de motores se puede utilizar como combustible el mismo gas de los pozos. Estos motores reciben mantenimiento periódicamente para prevenir posibles fallas y paradas de las unidades.

1.3.2 Caja reductora.

A la caja reductora pertenecen los engranajes que tienen como función reducir la velocidad rotacional del motor a la velocidad requerida para efectuar el bombeo y, al mismo tiempo, incrementan el torque disponible sobre su eje de baja velocidad. Algunos autores incluyen la caja reductora en la Unidad de Bombeo puesto que las casas fabricantes las incluyen en su oferta.

1.3.3 Unidad de Bombeo.

Es un mecanismo cuya función principal es accionar la sarta de varillas y la bomba a fin de elevar el fluido desde el subsuelo a superficie. Este acople mecánico transforma el movimiento de rotación del engranaje reductor en un movimiento oscilante requerido para operar la Bomba de fondo. Su elemento dinámico

principal es el Balancín, el cual trabaja sobre el principio de la palanca mecánica. El cabezal del balancín se conecta a la Sarta de Varillas con la barra lisa.

1.3.4 Barra Lisa.

También incluida en las Unidades de Bombeo, estructuralmente conecta el Balancín a la sarta de varillas y asegura una superficie de sellamiento en el cabezal de pozo con el fin de mantener los fluidos dentro del pozo.

1.3.5 Cabezal del Pozo.

Este ensamble contiene Prensa estopas (*Stuffing Box*) que sella sobre la barra lisa y una tee de superficie 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.

A continuación se profundizará en dos de las partes del sistema donde mayor énfasis hay que tener a la hora de hacer mantenimientos tanto preventivos como correctivos ya que constituyen puntos críticos del sistema.

Las siguientes partes a explicar un poco más son:

- La Unidad de Bombeo
- La Bomba de Subsuelo

1.4 UNIDAD DE BOMBEO

Por muchos años hubo alguna confusión acerca de la clasificación de las unidades de bombeo. En 1943 una junta especial del API propuso establecer:

- Una serie simplificada de clasificaciones de torsiones máximas de reductor.
- Una serie de clasificaciones de estructuras, carreras máximas y vástagos.
- Ciertas dimensiones uniformes para algunos componentes estructurales de la unidad.

La principal parte estructural de la unidad de bombeo es la base, que se ubica sobre cimientos de concreto reforzado, la cual se fabrica con perfiles de acero y sirve como miembro rígido que une el poste maestro, reductor de engranajes y motor primario. El poste maestro normalmente se construye de tres o cuatro soportes también de perfiles de acero. Debe tener suficiente rigidez y resistencia para soportar el doble de la carga máxima del vástago pulido. Centrado sobre el tope del poste maestro se encuentra el cojinete central el cual soporta la viga principal, la cual debe ser suficientemente fuerte para resistir las diferentes cargas en uno y otro extremo. El cabezal de la unidad está adherido en un extremo de la unidad y soporta el vástago pulido mediante un cable de acero. En el otro extremo están la biela, manivela y la caja reductora.

1.4.1 Clasificación de las unidades de Bombeo.

Las unidades de bombeo o balancines se diseñan con geometría de palanca Clase I y de palanca Clase III, sin embargo, los primeros pueden ser: serie A, serie B o serie C, (un tipo adicional serían los de serie M que son diseñados con una geometría de palanca clase II y que consideran adicionalmente el torque).

Esta nueva nomenclatura con letras hace referencia a la geometría de la viga. Así los aparatos serie A se construyen con los brazos de la viga principal de la misma longitud, con lo cual la carrera de la cabeza de caballo es el doble del radio R de la manivela. Los aparatos serie B y C se construyen con la dimensión desde el cojinete central al eje del pozo de mayor longitud que el brazo posterior de la viga, con el objeto de aumentarle la carrera al aparato.

El aspecto físico o tipo de balancín esta dado por la clase palanca y el tipo de balanceo. Los de Clase I pueden estar balanceados en la viga o en la manivela y los de Clase III en la manivela o por aire.

La geometría de este tipo de unidades Clase III se caracteriza por tener un punto de apoyo al final de la viga viajera, es decir, lejos de la cabeza del balancín. Dentro de esta clase se ubican las unidades balanceadas por aire y las conocidas como *Lufkin Mark II*. Estas unidades están representadas en las Figuras 21 y 23

Otro factor para identificar un balancín corresponde al tipo de balanceo, de acuerdo al cual se tiene:

A: Balanceada por aire (*Air Balanced*).

B: Balanceada en la viga (*Beam Balanced*).

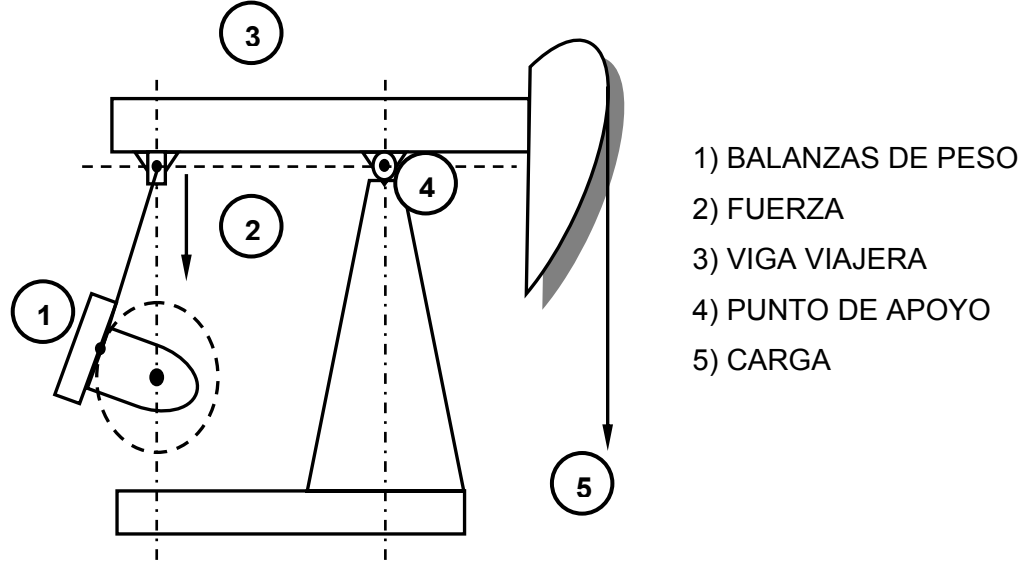
C: Balanceada en la manivela o Convencional (*Cranck Balanced*).

M: Unitorque *Mark II*.

1.4.1.1 Unidades Convencionales. Clase I

Comúnmente denominados como Unidad Convencional de Bombeo. Este tipo de unidad se caracteriza por tener el punto de apoyo de la viga viajera cerca de la cabeza del balancín, tal como se muestra en la Figura 2.

Figura 2. Sistema Clase I. Unidad de Bombeo Convencional.



Fuente. Adaptado de RONDON, M y MÁRQUEZ, D. Trabajo Especial de Grado. Escuela de Ingeniería del Petróleo, Universidad Central de Venezuela, 2002.

La unidad convencional balanceada por manivelas es la más universal, conocida y popular utilizada en los campos petroleros, de fácil manejo y mantenimiento mínimo. En este tipo de balancín la rotación de las manivelas origina que la viga principal oscile y mueva hacia arriba y hacia abajo al vástago pulido.

Para muy diversas condiciones de bombeo en las que la confiabilidad, y la sencillez son factores primordiales, la unidad convencional ha sido siempre la preferida. Un limitante para este tipo de unidades es que su tamaño aumenta notablemente en función de la producción a extraer.

Figura 3. Unidad de Bombeo Convencional.



Fuente. www.waterflood.com.

1.4.1.2 Unidades Balanceadas por Aire. Clase III

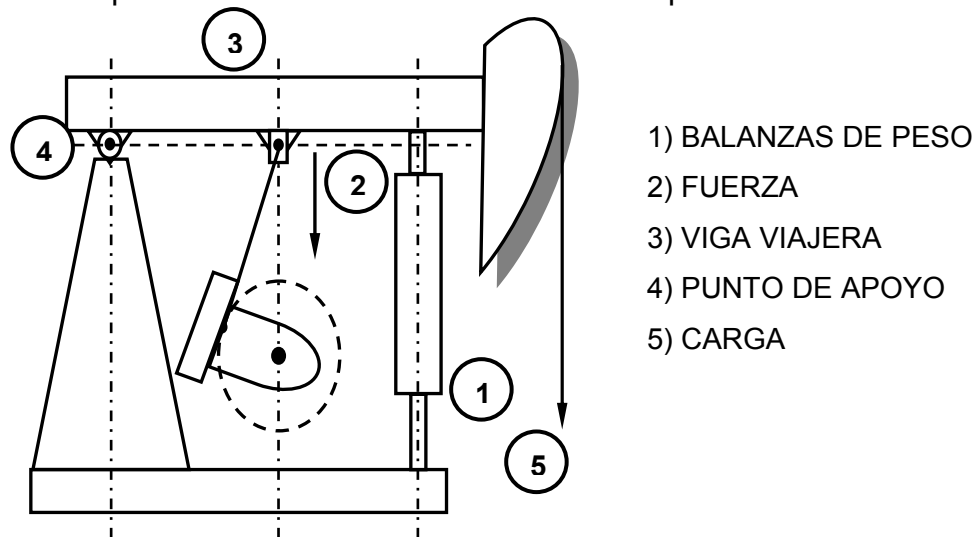
Este tipo de unidades posee las siguientes características:

- Un tanque cilíndrico ubicado frente a la unidad aloja un pistón y un cilindro de aire. La fuerza que ejerce el aire comprimido en el cilindro se utiliza para contrapesar la carga del pozo.
- Para evitar escape de aire entre el pistón y el cilindro se dispone de un depósito de aceite al tope del pistón que actúa como un sello de aire.

- Para hacer que el sistema de presión llegue a un nivel de trabajo se utiliza un compresor de aire auxiliar a fin de controlar y mantener la presión del aire dentro de un rango preestablecido.

Las unidades balanceadas por aire son estructuralmente distintas de las unidades convencionales debido a que los brazos de la manivela están conectados entre el punto de carga y el punto de apoyo del balancín mientras que la unidad convencional tiene el punto de apoyo entre la carga y los brazos de la manivela. Permiten una mayor longitud de carrera del vástago pulido que si se utilizara una unidad convencional del mismo tamaño.

Figura 4. Esquema Unidad de Bombeo Balanceada por aire.



Fuente. Adaptado de RONDON, M y MÁRQUEZ, D. Trabajo Especial de Grado. Escuela de Ingeniería del Petróleo, Universidad Central de Venezuela, 2002.

Son aproximadamente 35% más pequeñas y 40% más livianas que las unidades de balancín convencional que prestan un servicio equivalente.

El costo inicial es mayor que las unidades de bombeo convencionales, pero su uso es interesante en muchas aplicaciones especiales.

El uso de aire comprimido en lugar de pesas permite controlar mejor el contrapeso; el peso de la unidad se reduce aproximadamente 40% y los costos de transporte e instalación disminuyen considerablemente.

Figura 5. Unidad de Bombeo Balanceada por Aire.



Fuente. Archivo / Diario Vanguardia Liberal.

Existen unidades de este tipo de hasta 3648000 Lb-pulg. y carreras de hasta 300 pulgadas de longitud. Estas unidades son especialmente indicadas para plataformas costa afuera, en las que el espacio es reducido; debido a que las cargas quedan en el plano vertical, se eliminan las fuerzas dinámicas horizontales que se presentan con las unidades convencionales.

Debido a que el reductor está colocado entre el poste maestro y el pozo, se pueden utilizar manivelas más cortas reduciendo el “factor torque” de la unidad,

que es simplemente un número que multiplicado por la carga sobre el vástago menos el contrabalanceo da como resultado el torque requerido por el reductor. Este número varía durante las diferentes posiciones de la rotación de la manivela y generalmente se considera su valor máximo el cual ocurre a 75 grados del punto muerto superior y casi siempre es algo mayor que la mitad de la carrera del vástago. Una unidad con geometría “perfecta” tendría exactamente la mitad de la carrera como su factor de torque.

El factor G de una unidad es la relación de la mitad de la carrera dividido por el factor de torque máximo y representa la medida de la eficiencia de la geometría de la unidad. Al analizar un sistema de bombeo es necesario suponer que el movimiento es armónico simple.

Otra de las condiciones que en numerosas ocasiones se ha comprobado y que presenta este equipo es que bombeando en similares condiciones de velocidad, largo de la carrera y el mismo tamaño del émbolo de la bomba, una unidad balanceada por aire produce más que la unidad convencional, a continuación se citan algunos de los factores que influyen en esto y son los siguientes:

Una razón se debe a que como la aceleración y la velocidad son menores en el recorrido inferior, la bomba tiene más tiempo para su llenado. Esta condición se torna más importante cuanto más pesado y viscoso es el petróleo.

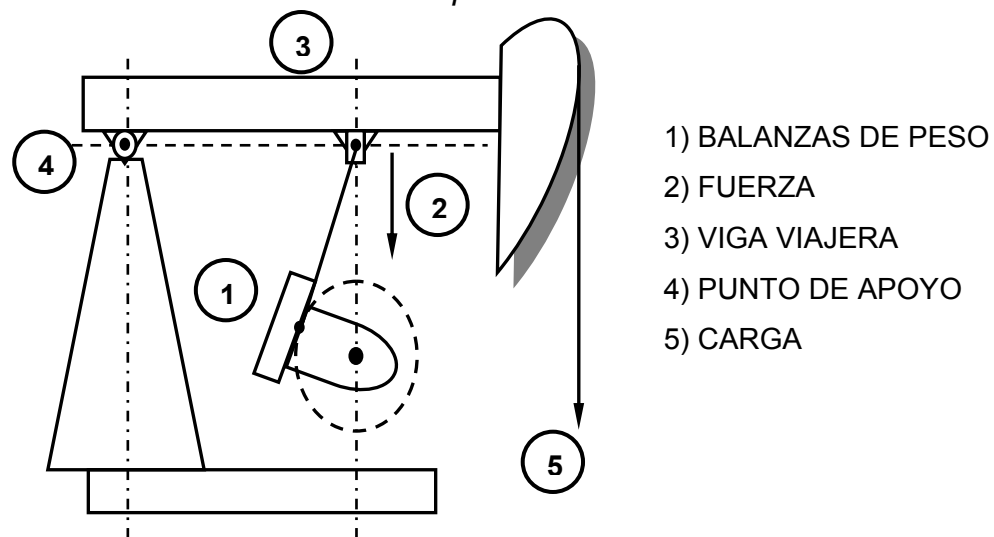
Más de la mitad del recorrido vertical se efectúa en la mitad de la carrera descendente. Es decir, que el máximo de la velocidad se produce en menos de la mitad del tiempo del recorrido descendente. Como el resto de la carrera descendente se efectúa en más de la mitad del tiempo, hay un intervalo más largo para que la inercia de las varillas haga bajar el émbolo a mayor profundidad. La elasticidad de la sarta de varillas hace posible el sobre recorrido de tal manera que se consigue un desplazamiento efectivo de la bomba más alto.

El inconveniente que presentan estas unidades respecto a las convencionales es que requieren un mantenimiento más intensivo por personal especializado lo que redundará en un mayor costo de operación.

1.4.1.3 Unidades *Unitorque Mark II*. Clase III

Por su singular forma y contrapeso, este tipo de unidad reduce los picos de torsión y en muchos casos, cuando se usa debidamente requiere menos caballaje. La forma poco común del *Mark II* redundará en una carrera ascendente más rápida a aceleración baja, donde la carga es más alta, lo cual resulta en menores cargas máximas y en más duración de las varillas de bombeo.

Figura 6. Unidad de Bombeo *Unitorque Mark II*.



Fuente. Adaptado de RONDON, M y MÁRQUEZ, D. Trabajo Especial de Grado. Escuela de Ingeniería del Petróleo, Universidad Central de Venezuela, 2002.

La carrera ascendente disminuye la aceleración donde la carga es más alta y reduce así la carga sobre el vástago pulido. Al encontrarse el travesaño compensador en la posición mencionada, se obtiene una ventaja mecánica menor

para la carga reducida de la carrera descendente, es decir, baja el factor máximo de torsión.

1.4.2 Clasificación de Balancines por Tamaño

Esta clasificación se realiza basándose en el tamaño de los aparatos y se fundamenta en los tres parámetros que gobiernan a las unidades de bombeo:

- Torque máximo en la caja reductora (en el eje de la manivela). Valor en miles de libras acompañado de una letra que indica el tipo de reducción.
- Capacidad máxima de carga estructural. Valor en cientos de libras.
- Carrera máxima disponible. Valor en pulgadas.

Figura 7. Ejemplo de Unidad de Bombeo *Mark II*.



Fuente. www.oilflows.com.

El API establece que la nomenclatura para identificar un balancín debe considerar los tres factores señalados anteriormente, además del tipo de unidad de bombeo.

Vale la pena resaltar, que el tipo de unidad de Bombeo mecánico más usada en el campo Payoa en su mayoría son Convencionales y las marcas más usadas son *Lufkin, American Betlehem, Emsco*, entre otras.

1.5 BOMBA DE SUBSUELO

Este es uno de los elementos clave del sistema pues el tamaño de la bomba es uno de los factores que determina la tasa de producción del pozo.

Este equipo permite la entrada de fluido de la formación a la sarta de producción y le proporciona la energía necesaria para levantarlo hasta la superficie. La bomba de subsuelo debe considerarse como el corazón de una instalación de bombeo, porque sin una bomba que funcione correctamente, se puede obtener muy poca o ninguna producción en pozos con baja presión de fondo.

Las bombas de subsuelo utilizadas en el Bombeo mecánico trabajan sobre el principio del desplazamiento positivo y son de cilindro- pistón.

1.5.1 Partes estructurales de una Bomba de Subsuelo

Básicamente los elementos que conforman la bomba son cuatro y son:

- Barril o Cilindro de Trabajo (*Barrel*).
- Válvula Fija o de Entrada (*Standing Valve*)
- Pistón o Émbolo (*Plunger*).
- Válvula Viajera o de Descarga (*Traveling Valve*)
- Anclaje de fondo (Opcional)

Se observan las partes esquemáticamente en la Figura 8.

1.5.1.1 Barril o Cilindro

El Barril de Trabajo conforma un tramo de tubería metálica con una pared interna pulida para permitir el movimiento suave del pistón. El tamaño nominal de la Bomba es el diámetro interno exacto del Barril.

Dependiendo de las roscas aplicadas en los dos extremos, aparecen disponibles los Barriles con extremo de pin (macho) o de caja.

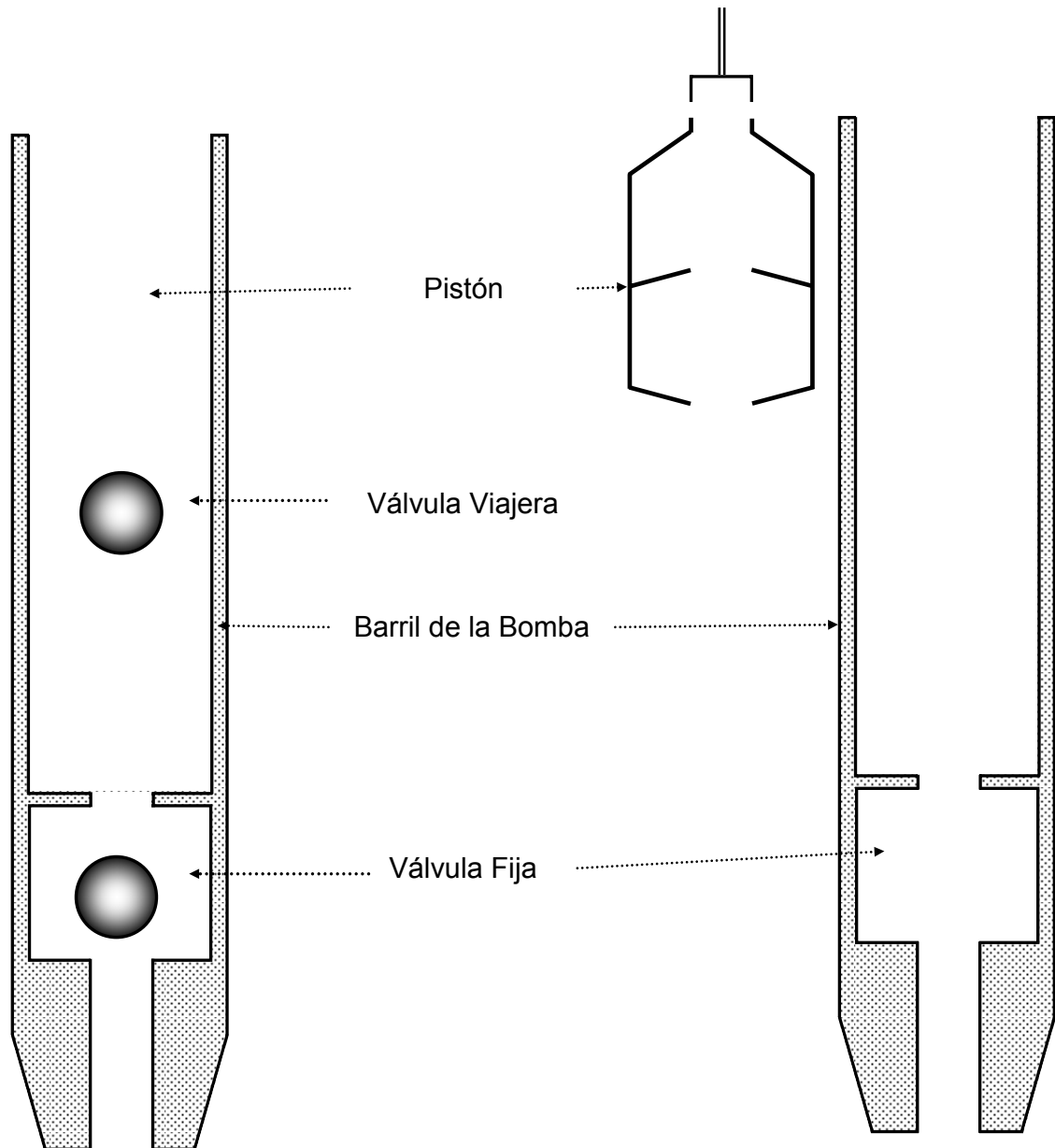
Existen diferentes tipos de barriles para Bombas de Subsuelo, estos pueden ser estacionarios o móviles, de paredes delgadas (1/8") para pozos someros a medianamente profundos o paredes gruesas (1/4") para mayores profundidades, con anclaje de fondo o anclaje superficial, barriles tipo cámara (*tubing*) o tipo camisa (*liner*). Los barriles son fabricados en longitudes estándar hasta de 24" (7,2m) y las bombas más grandes usualmente tienen varios barriles unidos, como es el caso de una bomba de 100 pies (30,5 m)

1.5.1.2 Pistón

Los pistones para bombas de subsuelo pueden ser de acuerdo a su configuración lisos, de copa, de sucesión de anillos, estriados, etc. Y de acuerdo al material se clasifican en metálicos y no metálicos.

Los pistones metálicos son de redondez precisa en la superficie exterior y pueden ser de acero, cromo o níquel plateado y metal pulverizado (aleación de boro, cromo y silicio). Estos últimos son recomendados para condiciones abrasivas pero donde no existan problemas de ácido sulfúrico.

Figura 8. Esquema general de una Bomba de Subsuelo.



Fuente. Jorge Antonio Díaz / Juan Enrique López. UIS, 2007.

Los primeros tipos de émbolo usados en el Bombeo Mecánico fueron los de empaquetadura flexible, utilizando copas fabricadas en material elástico para sellar sobre la pared del barril. Su principal ventaja es la resistencia a la corrosión,

sin embargo su utilización en pozos de profundidad media a alta se limita debido a la resistencia de las copas de sellamiento.

Los émbolos con empaquetadura flexible consisten en un mandril interno sobre el cual se instala una serie de elementos de empaque, con anillos metálicos de desgaste colocados sobre la parte superior e inferior. Los elementos de empaque pueden tener la forma de un anillo o una copa y están fabricados con material sintético y una alta resistencia mecánica para trabajar en mayores profundidades.

En pozos relativamente poco profundos, los pistones de empaque flexible son económicos de emplear. Son menos costosos que los émbolos metálicos y son fáciles de reparar en un sitio del pozo, cambiando los elementos del empaque.

Los pistones de copa comúnmente se utilizan en barriles con bombas de tubería de producción. Se fabrican las copas de lona impregnada de brea, caucho o plástico. La aplicación de estos pistones está restringida a poca profundidad y han ido desapareciendo del mercado.

Los pistones de composición de anillos consisten en un número grande de anillos de tela y caucho en ranuras individuales cortadas en un mandril de metal. Tampoco son muy recomendables a menos que sea para poca profundidad.

Los pistones metálicos proporcionan la solución en pozos profundos ya que se obtiene un sello metal-metal más efectivo y un mejor ajuste entre el barril y el pistón. Se fabrican en versiones planas y acanaladas, estas últimas son ventajosas cuando el pozo produce arena, ya que las partículas sólidas quedan atrapadas en los canales, evitando la abrasión del barril y del émbolo.

Un pequeño rayón sobre las superficies pulidas del émbolo origina un alto deslizamiento del líquido después de pasar por el émbolo, como resultado de una

alta presión diferencial a través del émbolo. La eficiencia volumétrica de la bomba y la producción de líquido se puede reducir enormemente. Con el fin de observar una alta eficiencia de bombeo, la tasa de deslizamiento de líquido se debe mantener en un mínimo. Esta es la razón por la cual se permite una tolerancia muy pequeña entre la pared del barril y el pistón. Generalmente los ajustes disponibles en el barril van desde 0,001 pulgadas (0,03 mm) hasta 0,005 pulgadas (0,13 mm), medidos en el diámetro y están designados como ajustes -1 a -5. La selección del ajuste que se va a utilizar en el émbolo se hace con base en las condiciones actuales del pozo, pero la viscosidad del líquido es un factor dominante. Los crudos con alta viscosidad se pueden bombear eficientemente con un ajuste de pistón -5, mientras que los crudos de baja viscosidad pueden requerir de un ajuste -1. Al igual que los barriles, los pistones también son de tipo pin y tipo caja.

La longitud de un pistón puede determinarse fácilmente aplicando una regla empírica que determina un pie de pistón por cada 1000 pies de profundidad. Una longitud de 6 pies es satisfactoria para más de 6000 pies.

1.5.1.3 Válvulas

Las válvulas son consideradas el corazón de una sarta de varillas porque una operación eficiente de bombeo depende principalmente de una acción apropiada de las válvulas fija y viajera. Dichas válvulas son simples válvulas de cheque y operan sobre el principio de una bola y un asiento.

Los asientos vienen maquinados, esmerilados y acabados de tal forma que están protegidos contra la corrosión y están fabricados con materiales resistentes a la erosión. Las bolas metálicas tienen un acabado de precisión y cada combinación de bola y asiento es esmerilado para proporcionar un perfecto sellamiento. Las

pequeñas imperfecciones iniciales sobre las superficies de sellamiento o los daños posteriores originados por la abrasión o por la corrosión producen un elevado deslizamiento del líquido y un rápido deterioro por la acción de la válvula por el corte de líquido.

Las bolas y los asientos están disponibles en diferentes materiales, pero las cerámicas exóticas están ganando popularidad. Las bolas y los asientos fabricados en cerámica de Circonio, por ejemplo, son químicamente inertes, totalmente resistentes a la corrosión y a la abrasión y proporcionan una mayor vida útil que las válvulas metálicas.

Durante la operación de la válvula, la bola queda periódicamente asentada y desasentada sobre el asiento de la válvula, las fuerzas de alto impacto a que son sometidos la bola y el asiento por las altas presiones, originan un excesivo desgaste de bola y asiento. Para reducir el daño de la válvula y mejorar el funcionamiento, se utilizan las jaulas o cámaras de válvula para restringir el movimiento de la bola. La cámara restringe la trayectoria lateral y vertical de las bolas de la válvula, mientras proporciona una restricción de flujo a través del conjunto de partes de la válvula.

El diseño API para válvulas de bola es el más comúnmente utilizado en bombas de subsuelo. Las especificaciones API de las válvulas y las cámaras de las bombas permiten abrir varias opciones de diseño a los fabricantes. El diámetro interno del asiento, la forma de la superficie de sellamiento del asiento, la construcción de la cámara y los procesos metalúrgicos están entre aquellos factores que varían de fabricante a fabricante y pueden afectar considerablemente el funcionamiento de la válvula. Se debe tener mucha precaución para seleccionar aquellos productos que proporcionen un bombeo óptimo bajo condiciones específicas del pozo actual.

La válvula viajera se puede colocara ya sea por encima o por debajo del émbolo. La posición superior es la recomendada en pozos que producen muy poco o no producen gas. La ubicación de la válvula viajera por debajo del pistón reduce el espacio muerto entre la válvula fija y la válvula viajera, una característica deseada cuando se producen fluidos gasíferos. Las bombas con este tipo de disposición de la válvula proporcionan eficiencias volumétricas favorables y están menos propensas al bloqueo por gas.

Las válvulas en una bomba de subsuelo son partes críticas; cada válvula debe operar con cada carrera de la bomba, alternadamente, así la Válvula Fija permite el llenado del barril y la Válvula Viajera la descarga del fluido, abriendo con la restricción mínima de fluido y cerrando para no permitir pérdidas. Fallas en las válvulas son la causa más común de fallas en las bombas. La bola y el asiento son hechos como un par, y la bola y asiento de una válvula no debe ser intercambiada con la bola y asiento de otra válvula.

Para prematuro desgaste de válvulas en pozos con problemas de arena se recomienda utilizar válvulas y asientos de mayor dureza como son los de carburo de tungsteno o también un doble juego de válvulas y de esta manera aunque se deposite arena en una de las válvulas, el cierre será asumido por la otra, evitando una violenta descarga de fluido a través de la primera incrementando la vida útil de la bomba.

1.5.1.4 Anclaje de fondo

Las anclas o colgadores son utilizadas para fijar una parte estacionaria de una Bomba de Varilla, ya sea el barril o el émbolo a la sarta de producción. Su función es anclar y sellar la bomba a la tubería 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 la bomba imparte fuerzas verticales sobre el elemento estacionario del ensamble de la bomba; las fuerzas son transferidas directamente al ancla. El mecanismo de anclaje debe resistir dichas fuerzas, porque de lo contrario, la bomba no se asienta y deja de producir. La otra función del ancla es la de evitar que los fluidos se regresen por la tubería, sellando la presión de la columna de fluido proveniente de la presión de fondo del pozo.

Las anclas pueden ser mecánicas o tipo copas. Las anclas mecánicas son recomendadas especialmente en pozos profundos ya que se utiliza para condiciones extremas de temperatura, ya que el seguro mecánico hace improbable que ellas se desasienten. Las anclas tipo copa son de un plástico o material similar por lo que ofrecen menos resistencia para desasentar la bomba que las tipo mecánicas.

1.5.2 Tipos de Bomba de Subsuelo

Se las puede clasificar en tres grupos principales:

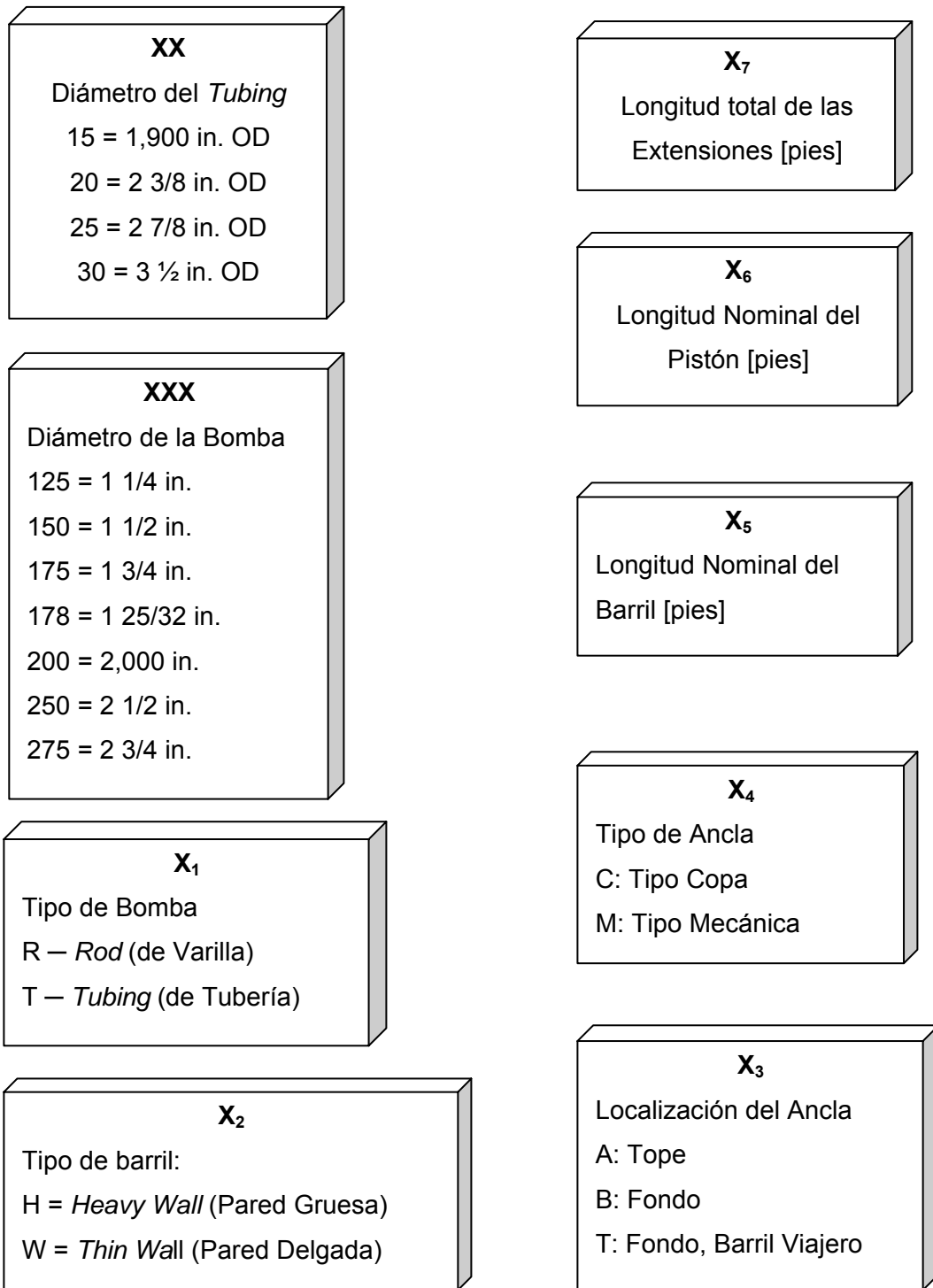
- Bombas insertables o de varilla (*insert pumps*)
- Bombas de tubería de producción (*tubing pumps*)
- Bombas especiales

Las dos principales categorías de bombas de succión son la Bomba de Tubería y la Bomba de Inserción o de Varillas. Sus diferencias básicas radican en la forma como está instalado en el pozo el barril de trabajo.

Con el fin de especificar completamente el conjunto de piezas del bombeo mecánico el Instituto Americano del Petróleo (API) propuso el empleo de una designación de 12 caracteres en la especificación API 11AX (Figura 9).

Figura 9. Nomenclatura API para Bombas de Subsuelo.

XX – XXX – X₁ X₂ – X₃ X₄ X₅ – X₆ – X₇



Fuente. Jorge Antonio Díaz / Juan Enrique López. UIS, 2007.

Esta especificación se utiliza ampliamente en todo el mundo para las bombas con varillas que son generalmente aceptadas.

Muchas de las Bombas de Succión Utilizadas en la industria mundial del petróleo se ajustan a las especificaciones de la *American Petroleum Institute (API)*.

Las bombas estandarizadas en la especificación API 11AX han sido clasificadas y se les ha asignado una letra (Ver Tabla 1)

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 de Barril o Cilindro, es decir, si es de pared gruesa o delgada. Diferentes letras de código son utilizadas para las bombas con émbolos metálicos y con émbolos de empaques flexibles.

Émbolos metálicos

H para pared gruesa

W para pared delgada

Émbolos 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 enseguida.

A para agarre en la parte superior (ancla superior).

B para agarre en la parte inferior (ancla inferior).

T para el Barril Viajero, agarre inferior.

Tabla 1. Especificación API 11AX de las Bombas de Subsuelo.

Tipo de Bomba	Designación Por Letras			
	Pared del Barril		Pared del Barril	
	Gruesa	Delgada	Gruesa	Delgada
BOMBAS DE VARILLAS				
Barril Estacionario y Ancla Superior	RHA	RWA	-	RSA
Barril Estacionario y Ancla Inferior o de Fondo	RHB	RWB	-	RSB
Con Barril Viajero y Ancla Inferior o de Fondo	RHT	RWT	-	RST
BOMBAS DE TUBERÍA	TH	-	TP	-

Fuente. Adaptado de PETROSANTANDER S.A.

1.5.2.1 Bombas de Tubería (*Tubing Pumps*)

Representan al tipo más antiguo de Bombas de Succión y tienen una construcción simple. Son usadas para altas tasas de producción. El barril de la bomba se instala como una parte integral del *tubing* de ahí su nombre. El émbolo se corre y se recupera mediante un dispositivo que se encuentra instalado en la parte inferior del pistón.

Ventajas relativas de las bombas de tubería

- Proporcionan bombas mucho más grandes para un diámetro específico de *tubing* por lo que presentan mayor desplazamiento de fluido que otro tipo de bomba.
- Los mayores tamaños de válvulas permiten menos pérdidas de presión en la bomba, así que también es posible la producción de fluidos viscosos.

- Tienen una construcción mucho más fuerte. El barril es una parte integral de la tubería y así, puede soportar grandes cargas. La sarta de varillas está directamente conectada al émbolo, sin necesidad de una varilla en la válvula, haciendo que la conexión sea más confiable que en las bombas de varillas.
- Las Bombas de Tubería usualmente son menos costosas que las Bombas de Varillas porque tienen menor cantidad de partes.
- Se pueden usar para altas tasas de producción en crudos pesados.
- Se pueden usar para pozos con problemas de producción de arena.
- No presentan problemas cuando hay baja presión de entrada a la bomba

Desventajas en las bombas de tubería

- No recomendable cuando se presenta producción de gas (Alto GOR)
- Altos costos económicos de mantenimiento porque en caso de problemas con la bomba es necesario sacar completamente la tubería de producción.
- La profundidad de levantamiento puede verse limitada por las grandes cargas asociadas con las mayores áreas del pistón y se podría requerir el empleo de varillas de succión de alta resistencia.

1.5.2.2 Bombas Insertables o de Varilla (*Insert Pumps*)

Son aquellas que van introducidas en la tubería de producción y conectadas a la sarta de varillas, usualmente el barril, el pistón y las válvulas se fabrican en un solo ensamblaje y la bomba se ancla en el niple de asiento. Son más populares por su fácil instalación y mantenimiento.

Existe una gama de cuatro tipos diferentes de bombas de varilla que presentan características útiles para dar solución a determinadas condiciones del pozo a saber:

- A. Bomba de Varillas con Barril Estacionario con Ancla de Fondo (RHB, RWB)
- B. Bomba de Varillas con Barril Estacionario con Ancla Superior (RHA, RWA)
- C. Bomba de Varillas con Barril Viajero con Ancla de Fondo (RHT, RWT)
- D. Bomba de Varillas “*Casing Pump*”

**A. Bomba de Varillas con Barril Estacionario con Ancla de Fondo
(RHB, RWB)**

Recomendable para:

- Pozos con producción de gas con ayuda de un separador (ancla de gas)
- Pozos con baja presión de entrada a la bomba
- Pozos profundos

Descartar para:

- Cuando se presenta producción de arena
- Pozos que tengan controladores de bombeo*
- Pozos corrosivos

**B. Bomba de Varillas con Barril Estacionario con Ancla Superior
(RHA, RWA)**

Se recomienda para:

- Cuando se presenta producción de arena
- Pozos con producción de gas con ayuda de un separador (ancla de gas)
- Pozos con baja presión de entrada a la bomba
- Pozos que tengan controladores de bombeo

* Controlador de bombeo. En ciertas condiciones al bombeo se le restringe el tiempo diario de operación, es decir, se establece un número de horas al día de operación del Sistema.

Descartar para:

- Pozos profundos
- Pozos con producción de crudos pesados

C. Bomba de Varillas con Barril Viajero con Ancla de Fondo (RHT, RWT)

Recomendable para:

- Cuando se presenta producción de arena
- Pozos corrosivos
- Pozos con controladores de bombeo

Descartar para:

- Pozos profundos
- Pozos con baja presión de entrada a la bomba

D. Bomba de Varillas “Casing Pump”

Recomendable para:

- Altas tasas de producción

Descartar para:

- Pozos con producción de gas
- Pozos desviados

1.5.2.3 Bombas Especiales

Debido a diversas condiciones del pozo los anteriores tipos de bomba no alcanzan la mejor eficiencia, en tales situaciones se debe considerar el uso de bombas especialmente diseñadas para contrarrestar problemas específicos en el fondo del pozo.

Estos problemas pueden ser:

- Golpe de fluido o baja presión de entrada a la bomba
- Interferencia de gas
- Sólidos erosivos o arena
- Crudos pesados

Es necesario reconocer el problema que se encuentra, como también lo es saber las ventajas y desventajas que ofrece cada tipo de bomba especial para determinar la bomba necesaria para contrarrestar los problemas existentes en el pozo. Hay dos tipos de bomba especial:

- A. Bomba de tres tubos “*Rod Pump Three Tube*”
- B. Bomba de varillas de dos secciones “*Rod Pump Two Stage*”

A. Bomba de tres tubos “Rod Pump Three Tube”

Problema a solucionar: Sólidos erosivos

En esta bomba el barril y el pistón están formados por tres tubos. El espacio de separación entre tubos (*clearance*) reduce la erosión e incrementa la vida útil de la bomba.

Esta bomba puede trabajar como máximo a 10 SPM y requiere una alta presión de entrada que limita su uso en ciertos aspectos.

B. Bomba de varillas de dos secciones “*Rod Pump Two Stage*”

Problema a solucionar: Alta producción de gas

Esta bomba incorpora 2 (dos) bombas de varilla en serie. Las etapas de funcionamiento de esta bomba son:

- En la carrera ascendente el fluido es introducido en la cámara baja (*lower chamber*)
- En la carrera descendente el fluido pasa a través de la válvula viajera a la cámara menor (*small chamber*)
- En la siguiente carrera ascendente la mezcla es comprimida hasta que ésta abra la válvula viajera y entre a la tubería de producción

Esta doble acción aumenta el radio de compresión de la bomba e incrementa la eficiencia en pozos con alta producción de gas.

Sin embargo en pozos con producción de sólidos erosivos disminuye tanto su eficiencia como su vida útil.

1.5.2.4 Selección de la Bomba de Subsuelo

En el diseño y operación de un sistema de bombeo mecánico, una de las primeras y más importantes consideraciones es la selección de la bomba de subsuelo. Esto quiere decir, la selección del tamaño de la bomba, longitud de la carrera y los golpes por minuto para proveer la tasa de producción deseada, además de la selección de un adecuado diseño de bombeo, lo cual garantizará una operación confiable con un mantenimiento mínimo, de acuerdo a las condiciones existentes en los pozos.

En los inicios de la industria petrolera era sencillo seleccionar una bomba de subsuelo porque la consideración más importante entonces era maximizar su tamaño de acuerdo al del *tubing*. Existía solo un diseño disponible que era una bomba de *tubing* con un *soft-pack*. Con el devenir del tiempo y cuando la profundidad de los pozos llegó a ser un factor a considerarse, se comenzaron a utilizar las bombas insertables y crecieron en número las diseñadas para ofrecer un trabajo más eficiente para diferentes condiciones en el pozo.

1.5.3 Bombas más usadas en el campo

1.5.3.1 Tipo RHA

Este tipo de bomba se desempeña bien en pozos que producen arena. El dispositivo de anclaje permite que el barril de la bomba actúe como un ancla de gas y su longitud puede ser restada de la longitud del ancla de gas que necesite el pozo.

Como la válvula viajera está suspendida del barril y este último está sujeto al mecanismo de ensamblaje de fondo de la bomba, la carga de fluido en la carrera descendente someterá al barril a una condición de carga, y de igual manera en la carrera ascendente el barril soportará presiones que tienden a hacerlo estallar, lo cual limita la profundidad a la cual se puede bajar la bomba.

1.5.3.2 Tipo RWA

Es usada bajo condiciones de operación menos severas que las que se presentan cuando se utilizan las bombas del tipo RHA. Tienen todas las características de las anteriores a excepción que la pared del barril es más delgada lo que favorece la capacidad de producción debido a que se pueden correr en tuberías de

producción de diferentes tamaños dando una mayor capacidad de producción y disminuyendo los costos.

1.5.3.3 Tipo RWB

Es una buena elección para pozos con alto GOR. Se adapta a bajos volúmenes de producción del pozo debido a que ambas válvulas están cerca del niple de asiento y el fluido viaja la distancia más pequeña para ingresar en la cámara de desplazamiento de la bomba. Se recomiendan para profundidades de bombeo moderadas, no son recomendables para pozos productores de arena y para pozos con problemas de escala.

1.6 FUNCIONAMIENTO EN FONDO DEL BOMBEO MECÁNICO

Este método consiste en levantar fluido desde el fondo del pozo hacia los tanques de recolección o a una estación de producción por medio de una bomba de subsuelo ubicada en el fondo del pozo cuya energía es proporcionada por un balancín o equipo de bombeo en superficie y es transmitida por medio de una sarta de varillas a la bomba. El fluido levantado es transportado por la tubería de producción o tubing y luego por las líneas de transferencia hasta el tanque o separador según como estén configuradas las facilidades de superficie.

La bomba va fijada en el extremo inferior de la columna de producción, (*tubing*) que va acoplada o asentada en una parte de la tubería llamado “asiento de válvula” o “niple de asiento”.

Está formada por una camisa de gran longitud (12'a 24') con una válvula de bola, en un extremo inferior, llamada válvula fija (“*standing valve*”). El pistón, que se

mueve verticalmente en su interior tiene una longitud que oscila entre 2 a 8 pies (Figura 10), es hueco y también tiene una válvula de bola en el extremo inferior, llamada válvula viajera ("*traveling valve*").

En el movimiento ascendente del pistón, el fluido que está en su interior más todo lo que está por encima de él se eleva, llegando a superficie, a la vez que por debajo de la válvula del mismo, se está produciendo el llenado de la camisa, debido a la depresión que se produce, ingresando entonces, el fluido por la válvula fija (Figura 10). En la carrera descendente del pistón, la válvula fija se cierra y se produce la apertura en la válvula viajera transfiriendo el fluido que estaba en la camisa, al interior del pistón (análogo al cilindro de un motor), completándose así el ciclo.

El movimiento del pistón, es transmitido desde la superficie, por una sarta de varillas de acero, con una longitud unitaria entre 6,00 m (20 pies) y 7,00 m (25 pies), enroscadas unas con otras, formando la mencionada sarta, que va desde la bomba hasta la superficie.

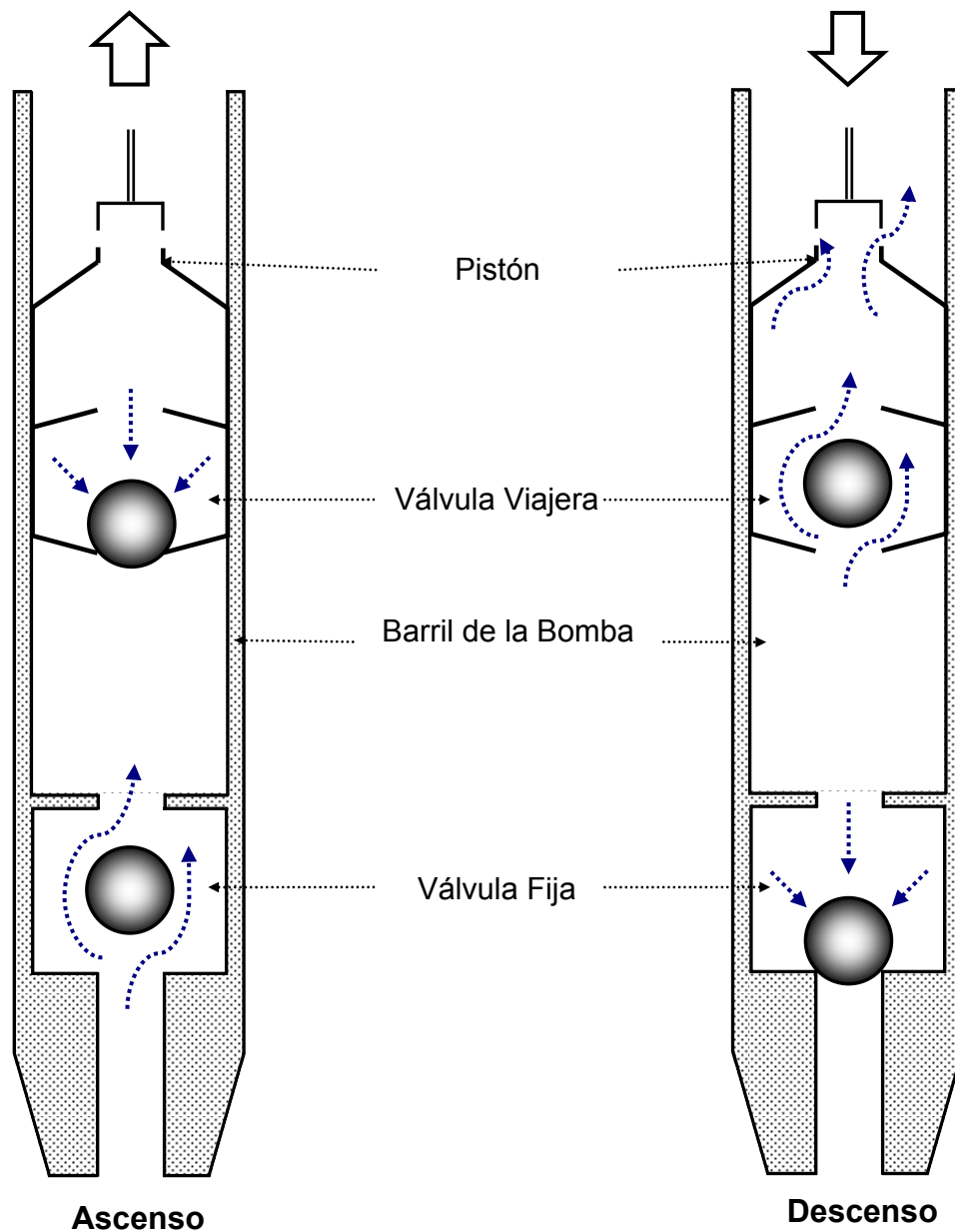
1.6.1 Funcionamiento de la Bomba de Subsuelo

Este equipo permite la entrada de fluido de la formación a la sarta de producción y le proporciona la energía necesaria para levantarlo hasta la superficie. La bomba de subsuelo debe considerarse como el corazón de una instalación de bombeo, porque sin una bomba que funcione correctamente, se puede obtener muy poca o nula producción en pozos con baja presión de fondo.

Las bombas de subsuelo utilizadas en el Bombeo Mecánico trabajan sobre el principio de desplazamiento positivo y son del tipo cilindro-pistón. Sus partes

básicas son el Barril de Trabajo (Cilindro), el Émbolo (Pistón) y las dos válvulas de bola.

Figura 10. Movimientos característicos del recorrido o *Stroke* en la Bomba de Subsuelo.



Fuente. Adaptado de NAVARRETE, Juan C. y TORRES. Juan E. Trabajo de Grado. Libro 99225. Universidad Industrial de Santander, 2000.

La válvula que viene agarrada al Barril de Trabajo actúa como una válvula de succión y se denomina Válvula Fija. La otra válvula, contenida en el émbolo, actúa como una válvula de descarga y se llama Válvula Viajera. Dichas válvulas actúan como válvulas de cheque y sus movimientos de apertura y cierre, durante el movimiento alterno del émbolo, proporcionan un medio para desplazar los fluidos del pozo hasta la superficie.

En la carrera ascendente (Figura 11) el peso del fluido en el *tubing* cierra la válvula viajera, siendo el fluido almacenado en el barril desplazado por el pistón hacia la superficie; creando una depresión sobre la válvula fija, ocasionando la apertura de la misma y por consiguiente el ingreso de fluido desde el revestimiento al interior del barril.

En la carrera descendente el fluido contenido en el barril ejerce una presión contra el pistón que baja, provocando la apertura de la válvula viajera y el cierre de la válvula fija, pasando el fluido contenido en el barril hacia la parte superior del pistón, hasta llegar al punto muerto inferior. En ese momento comienza la carrera ascendente volviendo a cumplirse el ciclo.

Entender la operación de una bomba es esencial para comprender como trabaja todo el sistema de bombeo y la forma en que se manifiesta este funcionamiento por medio de una carta dinamométrica.

La operación de la bomba afecta todos los componentes del sistema. Influye en la carga sobre las varillas, la unidad, el torque en la caja reductora y la potencia del motor, por consiguiente, hay que reconocer rápidamente cualquier problema que ocurra en la bomba para de esta forma entrar a encontrar su pronta solución ya que se vería seriamente afectada toda la eficiencia del sistema y por ende la producción del pozo. Para determinar estos problemas es indispensable un

correcto análisis de las cartas dinamométricas, tanto cualitativa como cuantitativamente.

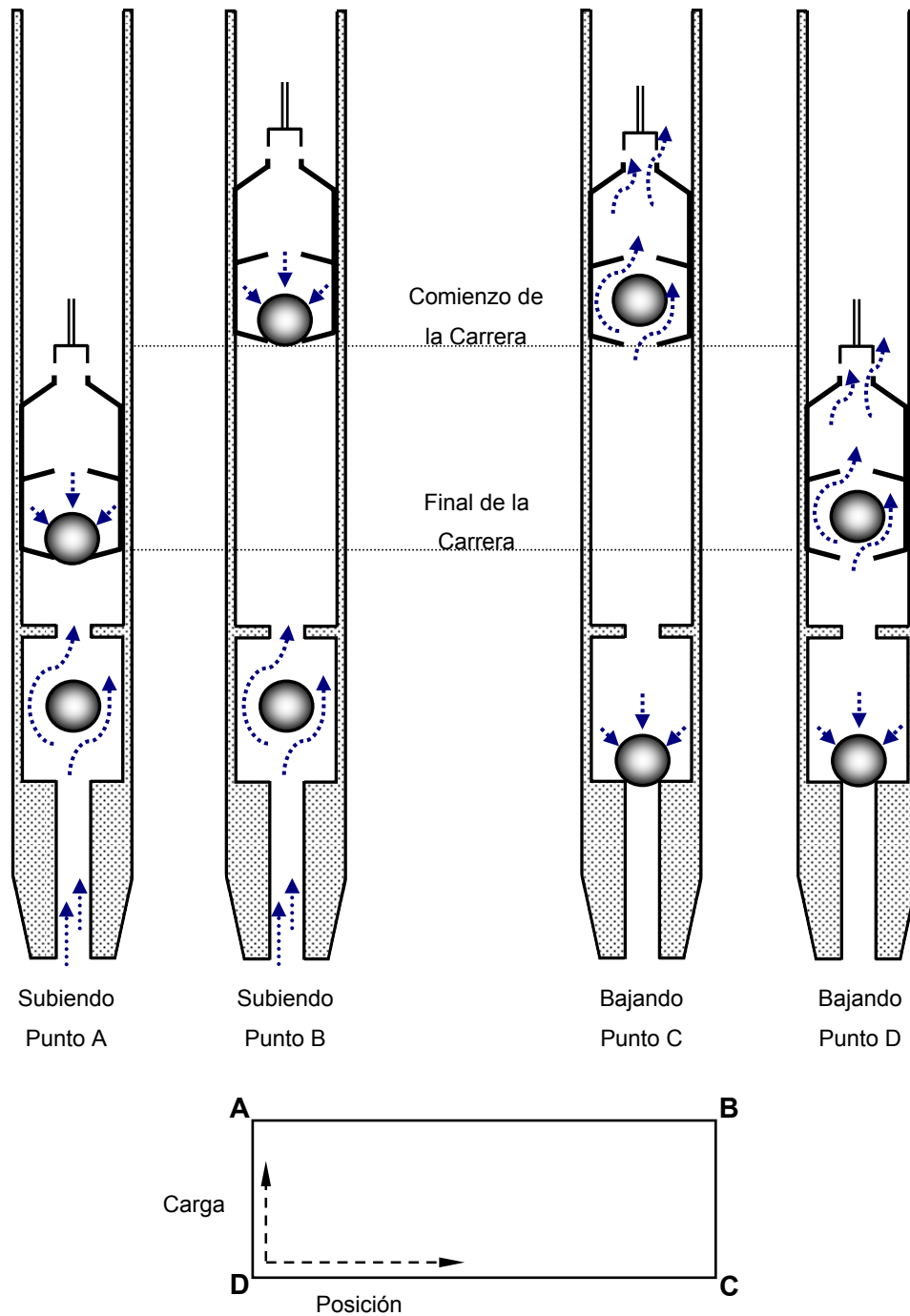
1.6.2 Acción de las Válvulas debido a la carga de fluido

Comprender la función de las válvulas, tanto viajera como fija es de vital importancia, ya que ellas controlan el paso del fluido hasta la bomba y posteriormente al “*tubing*”. El fluido en su migrar a través del Sistema de Bombeo ejerce una carga sobre el pistón y las varillas. Esto es lo que detecta un dinagrama, que no es más que una gráfica de carga versus posición de la bomba.

En la carta se pueden distinguir cuatro puntos principales y dos movimientos o carreras características: la carrera ascendente y la descendente que forman un recorrido o “*stroke*”.

- *Carrera Ascendente*. En el principio de ésta, la válvula viajera se encuentra cerrada (punto A, Figura 11). Es decir. Impide el paso de fluido al *tubing*, por lo que se dice que levanta el fluido y soporta la carga. Teóricamente la respuesta se debe reflejar inmediatamente, o sea, que la carga se debe transmitir de forma inmediata al principio de la carrera (puntos D hasta A). Mientras tanto la otra válvula se mantiene abierta dejando fluir desde la formación los fluidos que esta contiene hacia el interior de la bomba. Situación que se mantiene hasta el final de la carrera (punto B). La carga permanece constante en los puntos A y B.

Figura 11. Dinagrama teórico de fondo con bomba llena.



Fuente. Adaptado de NAVARRETE, Juan C. y TORRES, Juan E. Trabajo de Grado. Libro 99225. Universidad Industrial de Santander, 2000.

- *Carrera descendente.* Al comenzar ésta, la unidad se encuentra en su punto más alto; como el barril está completamente lleno entonces la válvula viajera se abre permitiendo el paso de fluido hasta el *tubing* (punto C). De esta manera la válvula viajera no soporta la carga del fluido durante la carrera (Puntos C a D). Igualmente en ese momento la válvula fija sella el paso de los fluidos de la formación, ocurriendo esto durante el transcurso de la carrera. Cuando la carrera llega a su fin (Punto D) empieza un nuevo ciclo y vuelve nuevamente al punto A.

La diferencia entre los puntos A y D ó B y C es la carga que ejerce el fluido en el pistón, que de acuerdo con la Figura 26 es transferida de manera instantánea entre dichos puntos.

Esto es cierto si se asume que el fluido es incompresible y que la bomba está totalmente llena, dando un diagrama ideal como el de la figura. Pero en realidad esto no ocurre así, la interferencia de gas o problemas en las válvulas y otros inconvenientes auguran un diagrama más real.

Hasta este punto se ha analizado los diferentes tipos de bomba y enumerado diversos problemas operacionales en el fondo de pozo que determinan de alguna forma la escogencia y utilización de un tipo de bomba en especial. El saber determinar estos problemas da una idea de la solución requerida para solucionarlo.

Pero para saber que tipo de problema o problemas se enfrentan es necesario saber realizar un análisis cualitativo del dinagrama de pozo en cuestión.

2 REGISTRO Y CONTROL PARA EL ANÁLISIS Y SEGUIMIENTO DEL FUNCIONAMIENTO DE INSTALACIONES CON BOMBEO MECÁNICO

Para hacer un buen control en el funcionamiento y en la producción de los pozos con instalaciones de Bombeo Mecánico, se debe empezar por llevar un registro diario completo de la producción de cada uno de los pozos en estudio, para lo cual deben realizarse diferentes tipos de pruebas en cada uno de ellos. Con base en los resultados obtenidos en las pruebas se proceden a hacer los análisis y los correctivos necesarios para obtener las mejores condiciones de operación de cada pozo; la evaluación de estas condiciones de operación se puede realizar mediante el uso de tres registros fundamentales o pruebas, las cuales son:

- Prueba de pozo (Producción).
- Nivel de fluido.
- Dinagrama.

Haciendo un análisis del funcionamiento del sistema por medio de las mediciones de estas pruebas, se puede determinar por ejemplo, si el pozo produce o no, si la bomba de subsuelo se encuentra sumergida, si las válvulas de la bomba de subsuelo se encuentran trabajando bien, si el contrabalance de la unidad es el adecuado, si hay problemas de gas, entre otros muchos aspectos.

En un sistema de Bombeo mecánico, podemos haber realizado un buen diseño en cuanto a la selección del equipo y algunas condiciones de trabajo (como velocidad de bombeo, longitud de la carrera en el vástago, tasa de producción, entre otras), pero esto no es suficiente si a la hora de poner en funcionamiento la unidad, observamos fallas que harán que la unidad trabaje con una menor eficiencia o que en poco tiempo quede fuera de servicio. Es por tal razón que con la interpretación

correcta de los resultados de las mediciones de las pruebas mencionadas anteriormente, se verá si el diseño adoptado de la unidad es correcto y si se adapta perfectamente a las condiciones del pozo, además se pueden detectar posibles obstáculos y una serie de anomalías y problemas y por ende poderlos corregir a tiempo.

En el campo área “Las Monas” de la asociación ECOPETROL-PETROSANTANDER S.A, el área de producción, periódicamente, con una programación previa, se encarga de hacerle seguimiento continuo a los pozos que producen con el Sistema de Levantamiento por Bombeo Mecánico, realizando tales mediciones, usando como herramienta el *Total Well Management (TWM)*.

2.1 PRUEBAS DE POZO

Las pruebas de pozo son diferentes maniobras de campo que se le hacen al pozo para determinar como se está portando. Se aconseja que para que den buenos resultados estas maniobras, es que se realicen de forma permanente y muy de cerca en todos y cada uno de los pozos de interés. La frecuencia de estas pruebas depende del tipo de pozo y de las facilidades instaladas en superficie. Algunas de las principales maniobras que normalmente se realizan son:

- Controlar si el pozo “produce”.
- Registrar y medir la producción.
- Medir la presión del pozo.

2.1.1 Controlar si el pozo “produce”.

Este es un control que se debe efectuar varias veces al día. Esta maniobra se realiza simplemente abriendo la válvula de chequeo que debe tener todo pozo en el puente de producción. Si el pozo no produce, habrá que verificar la causa. Existen varias razones para que no produzca el pozo, siendo las más normales las siguientes:

- Bomba bloqueada por gas.
- Bomba aprisionada.
- La bomba no trabaja.
- Falta de nivel en el pozo.

Las dos primeras fallas pueden ser detectadas por el operario con cierta experiencia en el manejo del bombeo mecánico. Pero para las otras dos fallas será necesario recurrir a los equipos especiales de medición, que son:

- El Ecómetro.
- El Dinamómetro.

Los cuales se describirán más adelante. Además de estas dos fallas, estos equipos pueden detectar otras más no tan comunes.

2.1.2 Registrar y medir la producción.

Este es otro control que se debe efectuar con bastante frecuencia. “Medirle la producción” al pozo quiere decir ponerlo a producir en un separador de prueba en la estación de bombeo y medir la producción del pozo, llevando una estadística de la misma, para poder observar de forma continua la evolución de la producción del pozo.

Cuando se note alguna disminución en su producción, inmediatamente se tomaran los correctivos para restaurarla. Vale la pena decir, que la producción obtenida en tanque se conoce como “producción bruta”.

2.1.3 Medir la presión del pozo.

Esta se realiza colocando un manómetro en la válvula de chequeo y cerrando la válvula de la línea. Si el pozo está produciendo y no levanta presión, es probable que el tubing esté roto. Si no está produciendo, no es necesario efectuar la medición de presión y lo más frecuente en este caso es “golpear el pozo”.

Golpear el pozo quiere decir hacer golpear el vástago pulido en el fondo de su carrera descendente. Esto se consigue modificando la posición del vástago cromado con la grampa de colgar, de modo que aquel se desplace un poco hacia abajo. El objetivo de golpear el pozo, es librar la válvula fija de la bomba, de un probable bloqueo por gas, o bien hacer salir alguna basura que haya presente en alguna de las dos válvulas. Estos dos síntomas son simples suposiciones, sin tener la certeza de ninguno de los dos. Pero con el objeto de restaurar la producción del pozo, se debe comenzar con lo más práctico y barato; es simple prueba y error.

Se deja golpeando el pozo un tiempo, que puede variar entre algunos minutos y un par de horas, luego se debe corregir el bombeo. Si con este tratamiento no se restaura la producción en un par de horas, habrá que atacar el problema más drásticamente. La primera operación que habrá de efectuarle al pozo es un dinamómetro. De acuerdo al resultado de este, el cual se analizará detenidamente, se verá la necesidad de intervenir el pozo con un equipo de *Pulling* (Varilleo), para cambiar la bomba.

2.2 NIVEL DE FLUIDO

Es la profundidad a la cual se encuentra la columna de fluido producido por el yacimiento en el pozo. Este se puede medir con el Ecómetro o *Sonolog*.

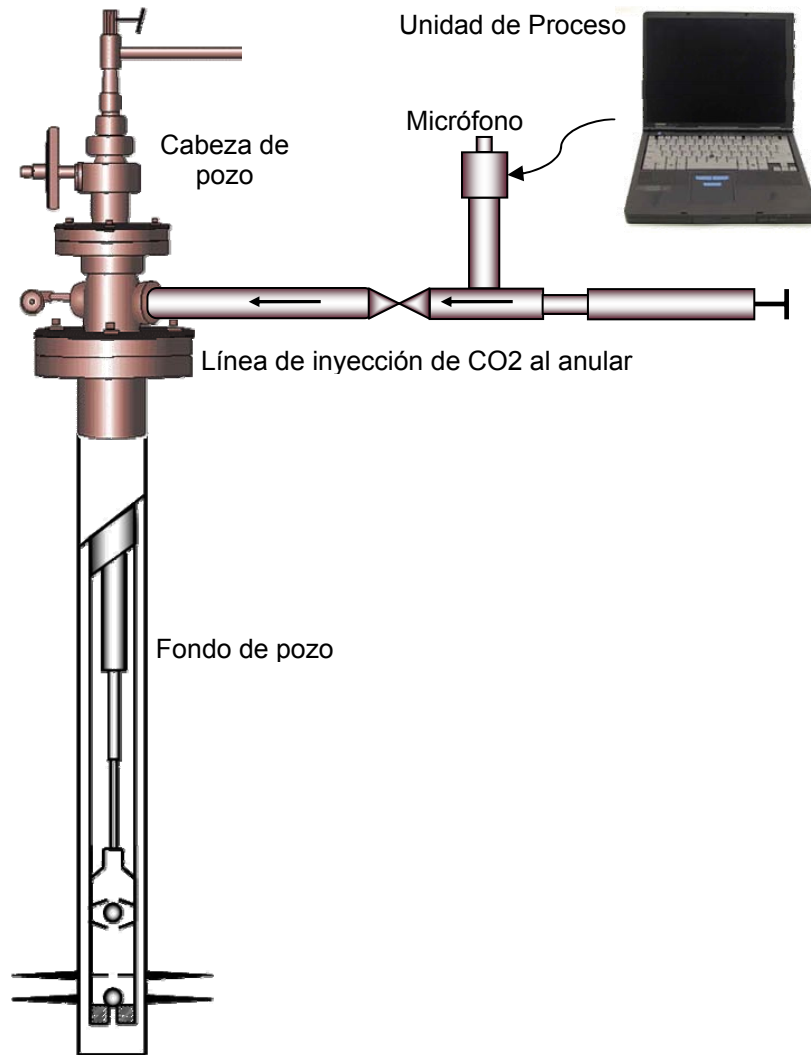
2.2.1 Ecómetro

También llamado *Sonolog*, es un instrumento que aprovechando la propagación del sonido en un medio elástico, determina el nivel de líquido dentro de un pozo.

El principio básico de este aparato consiste en generar dentro del pozo, desde la superficie, una onda sonora de alto nivel acústico inyectando gas carbónico, CO₂, por una válvula en el espacio anular, y dicha onda es seguida simultáneamente por un micrófono anexo al equipo. El sonido avanza a través del pozo a una determinada velocidad y cada vez que pasa sobre una unión de *tubing* (“cupla”) se produce una reflexión (eco) que es detectada por el micrófono instalado en una salida del revestimiento. Cuando la onda sonora llega al líquido, se produce un fuerte rebote de la misma, el que también es detectado por el micrófono. Todo este proceso es grabado en superficie por un registrador (decodificador digital de señales acústicas). Es decir que cuando la onda llega al nivel se produce un eco total de la misma, que producirá una deflexión mayor en un microamperímetro y señalará el nivel de líquido.

La onda es generada por el disparo de un cartucho de fogeo. Además para efectuar la medición es necesario detener el bombeo, ya que este produce ruidos y pueden ser detectados por el micrófono, por lo que la medición en los pozos que tengan rápida recuperación se debe realizar en el menor tiempo posible. La operación de toma de registro se esquematiza en la figura 6. Los resultados son presentados por medio de una computadora portátil (Figura 12).

Figura 12. Esquema de instalación del *Echometer*.



Fuente. Jorge Antonio Díaz / Juan Enrique López. UIS, 2007.

Los resultados pueden ser obtenidos de acuerdo al modelo del analizador: Mediante el modelo M se pueden presentar los datos por medio de un papel que es registrado por una pluma, guiada por las deflexiones del microamperímetro. Este papel debe ser proporcional a la profundidad de las cuplas detectadas en el registro y luego multiplicando por la longitud promedio de la tubería, dará como resultado el nivel. Este valor no es exacto, pero su error nunca es superior a un

par de metros, oscilando entre el 1 y 2 % para pozos superiores a los 4000 pies de profundidad, y aumentando el error a medida que los pozos son menos profundos.

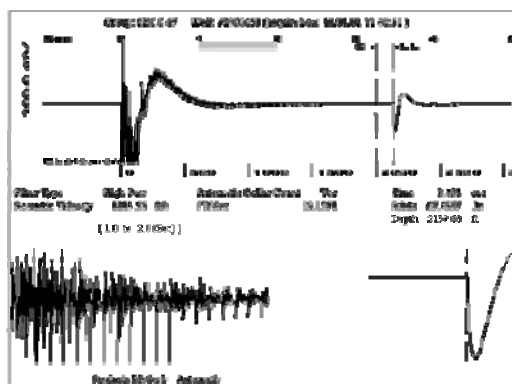
Un punto importante a considerar al hacer esta medición es que toda la tubería bajada sea aproximadamente de la misma longitud, por lo menos del mismo rango, dado que este sistema no mide, sino que cuenta las uniones entre la tubería.

2.2.2 Toma de Niveles de Fluido.

Para la toma de niveles de fluidos en los pozos del campo se utilizó el Echometer denominado “*Well Analyzer Model*” que es un modelo y un software.

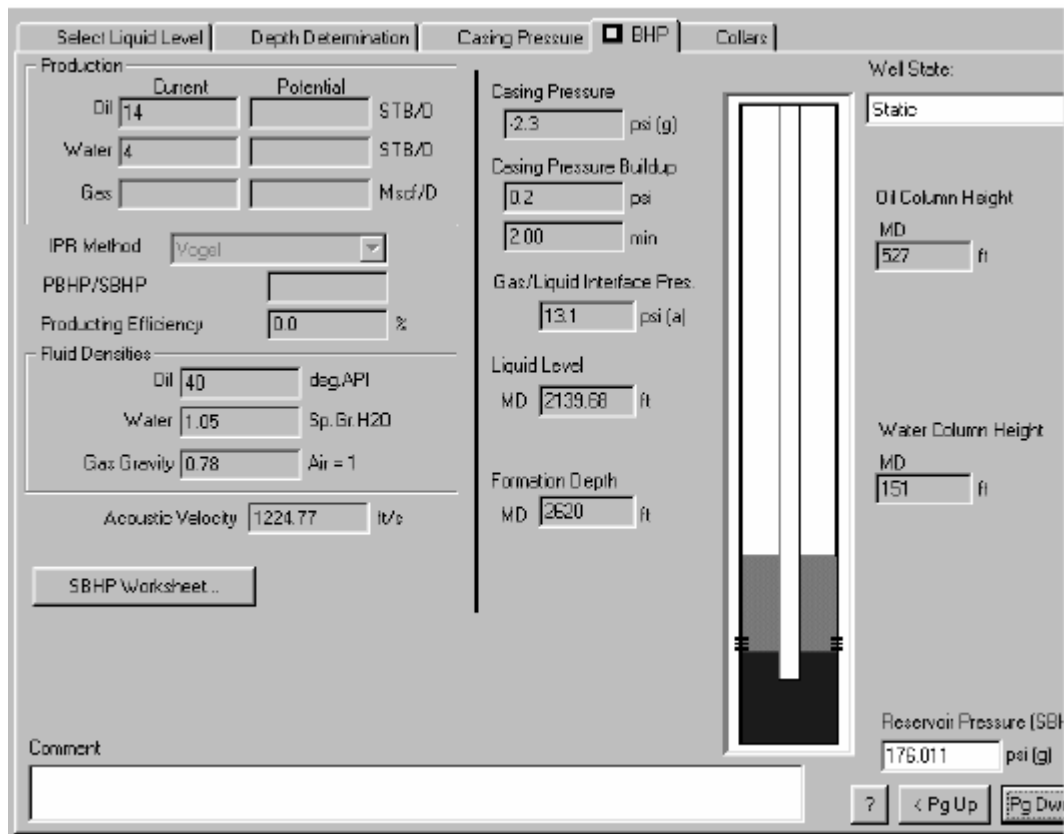
El programa debe considerar muchos parámetros para garantizar la precisión de la medición, este muestra sus resultados de una manera gráfica como se muestra en la Figura 13. Los datos de la medición se presentan en una interfaz representada por la Figura 14.

Figura 13. Gráfico del equipo y la señal acústica del programa.



Fuente. www.echometer.com

Figura 14. Gráfica que muestra los resultados del nivel de fluido, donde se bosqueja la configuración del pozo y su nivel.



Fuente. www.echometer.com

2.3 EL DINAGRAMA

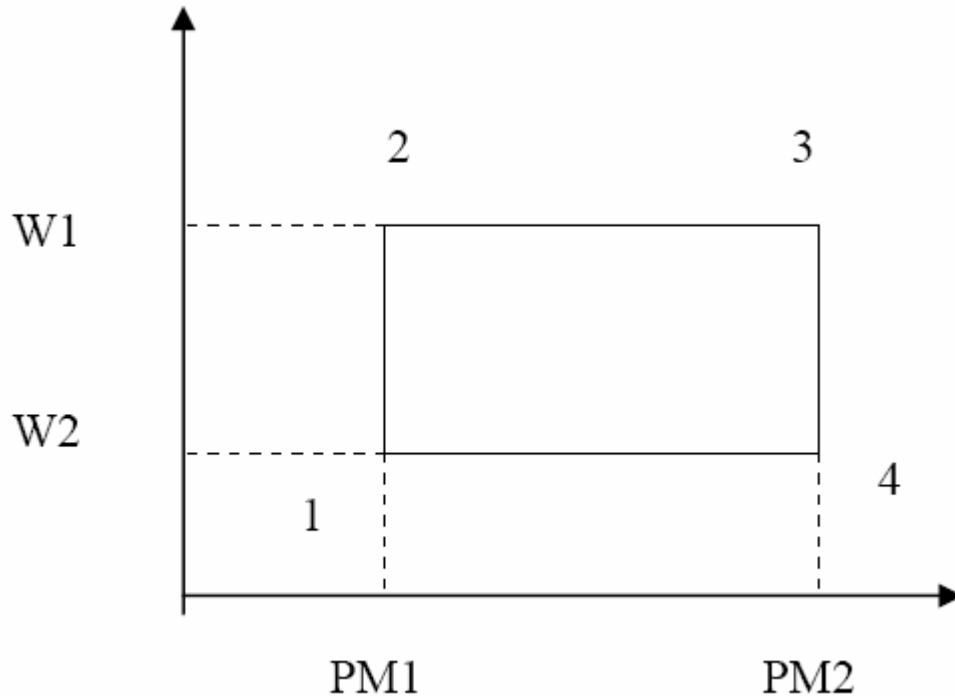
Es un instrumento indispensable cuando se utiliza bombeo mecánico como levantamiento artificial. Éste registra y mide en forma continua las cargas y las deformaciones que soporta el vástago pulido y como resultado muestra las cartas dinámométricas correspondientes que deben ser interpretadas para determinar los problemas que existen en el fondo del pozo y dar las soluciones pertinentes.

El gráfico final representa la Carga vs. Carrera y se obtiene conociendo la carrera correspondiente del vástago del balancín.

2.3.1 Cartas Dinamométricas

Si consideramos la sarta rígida, esto es, si al aplicarle una carga no se estira, como si estuviera el vástago directamente conectado con el pistón de la bomba, se obtendría un gráfico como el de la figura 15.

Figura 15. Carta dinamométrica ideal.



Suponiendo que la columna de la tubería de producción está llena y la bomba de subsuelo posee buena sumergencia se analiza lo siguiente:

Punto 1: Una vez que se inicia el movimiento ascendente del vástago pulido, se cierra la válvula viajera y toda la carga del fluido que estaba sobre la válvula fija, está ahora soportada por las varillas y el vástago.

Antes de iniciar el movimiento, la carga sobre el vástago era $W1$, es decir, el peso de las varillas sumergidas en líquido. Un instante después, cerrada la válvula

viajera (TV), la carga en el vástago será el peso de las varillas más el peso del líquido, es decir W_2 .

Punto 2: Completa su carrera transportando el fluido de una longitud de carrera a un valor constante de carga.

Punto 3: Completa el aparato su carrera de ascenso, llegando al punto muerto superior y teniendo todavía la carga de varillas más la carga de líquido. Un instante después, cuando el vástago apenas inicia su descenso, se cierra la válvula fija (SV). En este momento se transfiere la carga del líquido al tubing, quedando sobre el vástago solamente la carga de varillas (W_1).

Punto 4: Completa su carrera descendente del vástago, impulsando el pistón de la bomba hacia abajo y completando el ciclo en el punto 1.

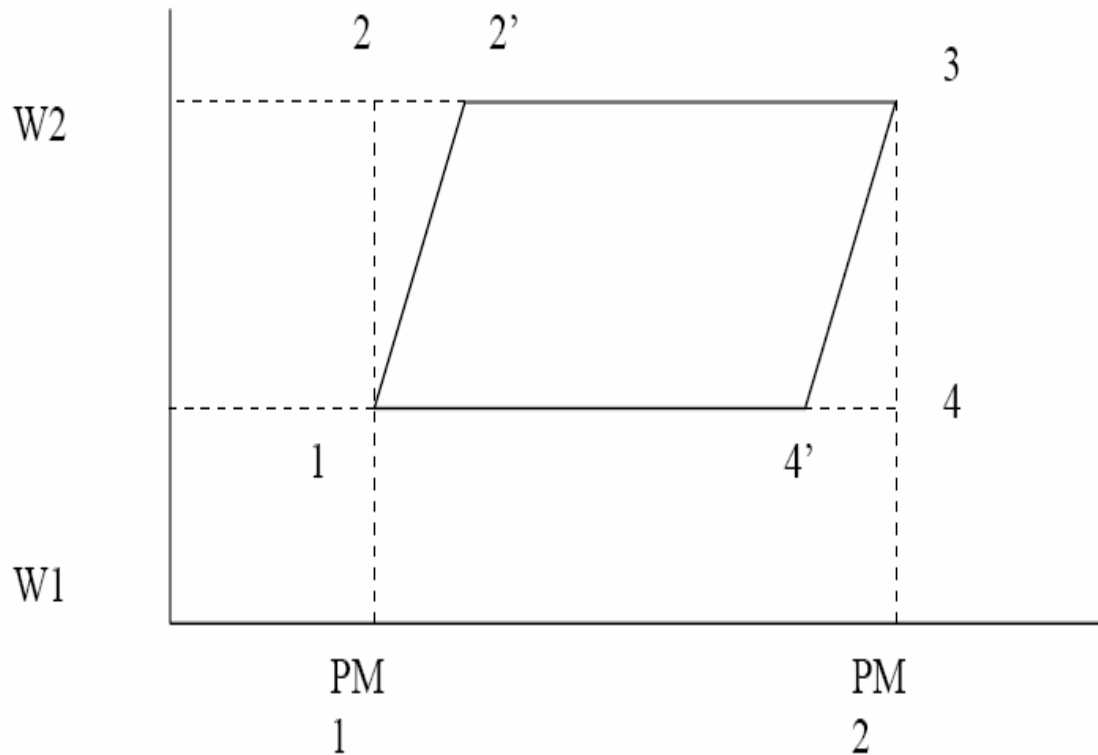
El peso de las varillas es W_1 y el peso del líquido es $W_2 - W_1 = W_f$. El trabajo que realiza el aparato es A-2-3-B y el que realiza la bomba es: 1-2-3-4. La diferencia entre la primera y segunda carrera se debe al trabajo necesario para mover las varillas.

Dado que las varillas no son rígidas, como son elásticas se estiran, parte de la carrera ascendente se ocupará en estirar las varillas, sin elevar el pistón de la bomba. Superada la deformación elástica, comenzará a moverse el pistón (punto 2' Figura 16). Algo similar ocurrirá con el punto 4. Cerrada la válvula fija el pistón no comenzará a moverse inmediatamente, sino que parte de la carrera se ocupará en acortar las varillas y el punto 4, pasará a ocupar el lugar 4' y el pistón recién empezará a moverse.

Es decir, que del ciclo original 1-2-3-4, se pasa al 1-2'-3-4' donde se puede observar que el trabajo de la bomba es menor, no obstante el del aparato es casi

el mismo que antes. Esto no indica que la eficiencia mecánica del sistema ha disminuido.

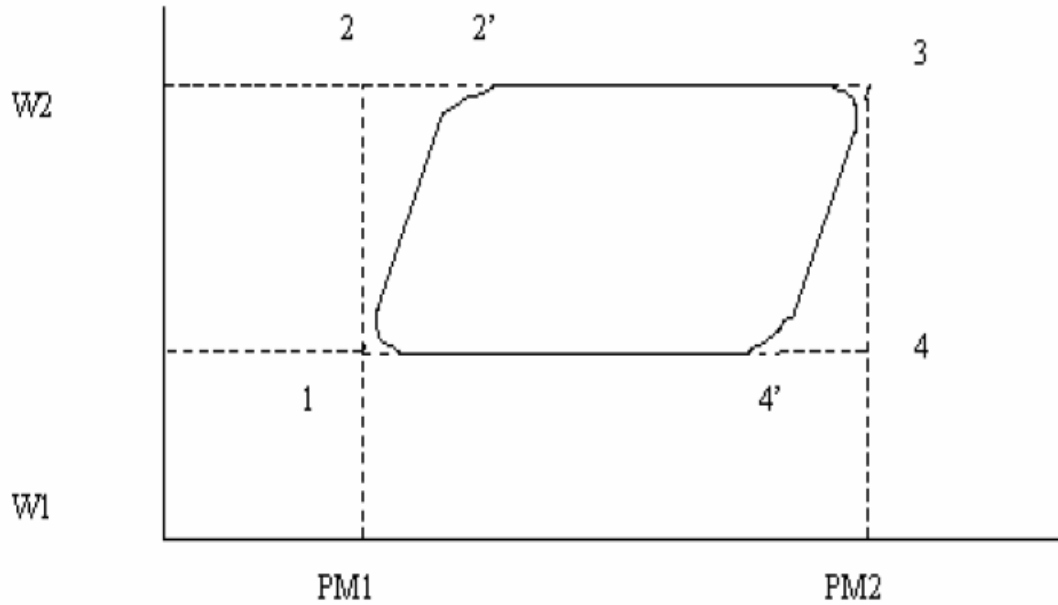
Figura 16. Carta dinamométrica considerando efectos de acelerado.



Además tendremos que las válvulas nunca accionan instantáneamente, demandando un cierto tiempo para cerrarse. Por lo que el gráfico de la figura 10 se transforma en el gráfico de la Figura 17.

A esto hay que agregarle que siempre dentro de la bomba habrá una cierta cantidad de gas libre que impedirá que la válvula viajera se abra instantáneamente, siendo necesario llegar a la presión de disolución del gas del petróleo, dentro de la bomba, para que aquella se abra y la válvula fija se cierre, en la carrera descendente, obteniéndose ahora un gráfico como el de la Figura 18.

Figura 17. Carta dinamométrica considerando acción de las válvulas.

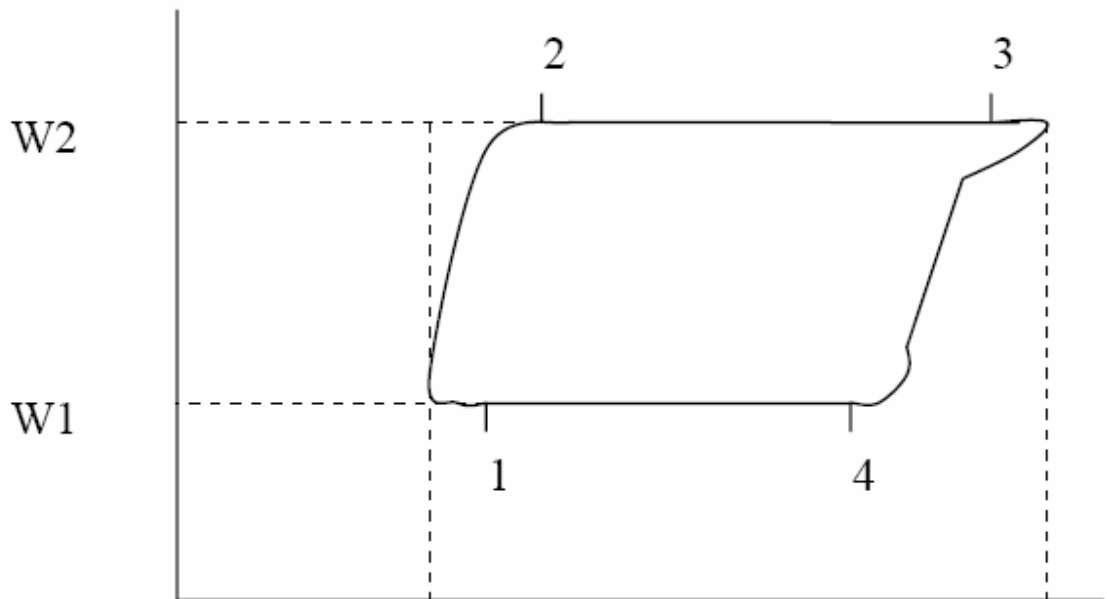


Se nota que el máximo impulso que se imprime a la sarta de varillas es cuando el vástago inicia su carrera ascendente.

Esto aumentará la carga en el punto 2 (Figura 18) por efecto de la inercia producida por la aceleración del aparato de bombeo que actúa de acuerdo a la siguiente relación:

$$a_{\max} = W^2 * r * \left(1 + \frac{1}{r}\right) \quad (1)$$

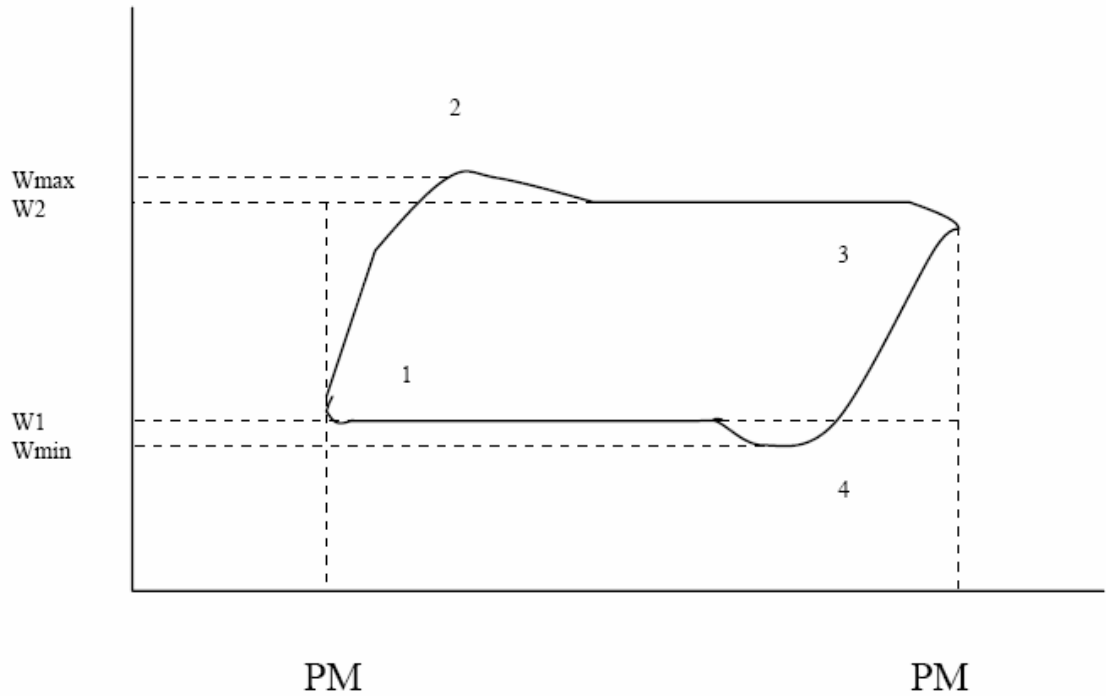
Figura 18. Dinagrama considerando efectos de presión de gas.



Algo similar ocurre cuando el vástago está en su punto muerto superior e inicia su carrera descendente. En este momento, la aceleración es hacia abajo, por lo que hará disminuir la carga en el punto 4. De este modo, obtendremos un gráfico como el de la Figura 19 que representa más o menos un dinagrama real.

Ahora los valores topes de las cargas graficadas, esto es, lo que antes era W1 y W2 no son más las cargas de las varillas y el fluido respectivamente, sino que estas cargas topes se ven afectadas por el efecto de impulsos y pasan a serán $W_{mín}$ y $W_{máx}$ según corresponde.

Figura 19. Representación de un dinagrama real.



2.3.2 Problemas Típicos de un Sistema de Bombeo Mecánico

Se ha determinado que la toma de cartas dinamométricas es útil para detectar los problemas que existen en el campo cuando el sistema de Bombeo Mecánico no produce y también para encontrar las posibles soluciones. La interpretación consiste en un análisis cualitativo de la carta donde además se pueden jugar con algunos parámetros de diseño. Por lo tanto, cualquier variación de alguno modificará la carta dinamométrica correspondiente.

Existe una serie de síntomas que permiten confeccionar un diagnostico eficiente al pozo que se estudia complementándose en la mayoría de los casos con la medición de nivel usando el ecómetro.

Dentro de los síntomas de baja eficiencia volumétrica en los Sistemas de Bombeo Mecánico más comunes en los campos petroleros, se tienen los siguientes:

- Pérdida de fluido por las válvulas.
- Pérdida por tubería de producción o *tubing* roto.
- Varillas rotas.
- Bomba embastionada por presencia de escala
- Golpe de fluido.
- Golpe de Gas.
- Bloqueo de la bomba por gas o candado de gas.

2.3.3 Cartas dinamométricas típicas.

A continuación se muestran diferentes casos típicos de cartas dinamométricas, y el respectivo problema que representan, tomados con el software TWM. Se muestra primero la carta de superficie y después la carta de la bomba respectivamente.

2.3.3.1 Pérdidas en válvulas.

Como se dijo en un capítulo anterior se produce cuando el desgaste una o ambas válvulas ocasiona que no exista un cierre perfecto y se produzca un medio de comunicación entre la columna de fluido y el fondo causando que el fluido levantado se regrese, la carta típica de pérdidas presenta concavidades de 2 a 4 y de 3 a 1 como se muestra en la figura 35.

2.3.3.2 Pérdida de producción por *tubing* roto.

Cuando en la carta dinamométrica se observa que se produce un perfecto llenado en la bomba, es decir, que la forma de la carta sale normal y el pozo no produce o no tiene la presión suficiente para que su producción avance a la estación o al tanque, existe la posibilidad de que exista una fuga por rotura del tubing, pero se puede verificar con mayor precisión realizando una prueba de hermeticidad.

2.3.3.3 Varilla Rota.

Esta carta es muy evidente porque la bomba no trabaja y por lo tanto el área de trabajo de la misma es nula, debido que está totalmente desconectada y el trabajo que se realiza es simplemente levantar la sarta de varillas. La carta típica tiene la forma que se observa en la figura 20.

2.3.3.4 Bomba embastonada por presencia de parafina.

Se debe muchas veces a la suciedad del fondo del pozo, cuando el fluido es de origen parafínico se acumula y se solidifica en los componentes de la bomba: barril, pistón y las válvulas causando presión y atascamiento de la bomba impidiendo el normal funcionamiento de la misma. Un ejemplo de dinagrama cuando la bomba está embastonada se observa en la figura 21.

2.3.3.5 Golpe de fluido.

Por lo general existen diseños en los que la producción no se equipara con la restauración del pozo y se puede presentar un golpe de fluido por no poseer un buen nivel en el pozo, es decir que el pistón no se llena en su totalidad y cuando el

pistón baja pega un golpe fuerte en el fluido. La carta típica de este problema es como en la figura 22.

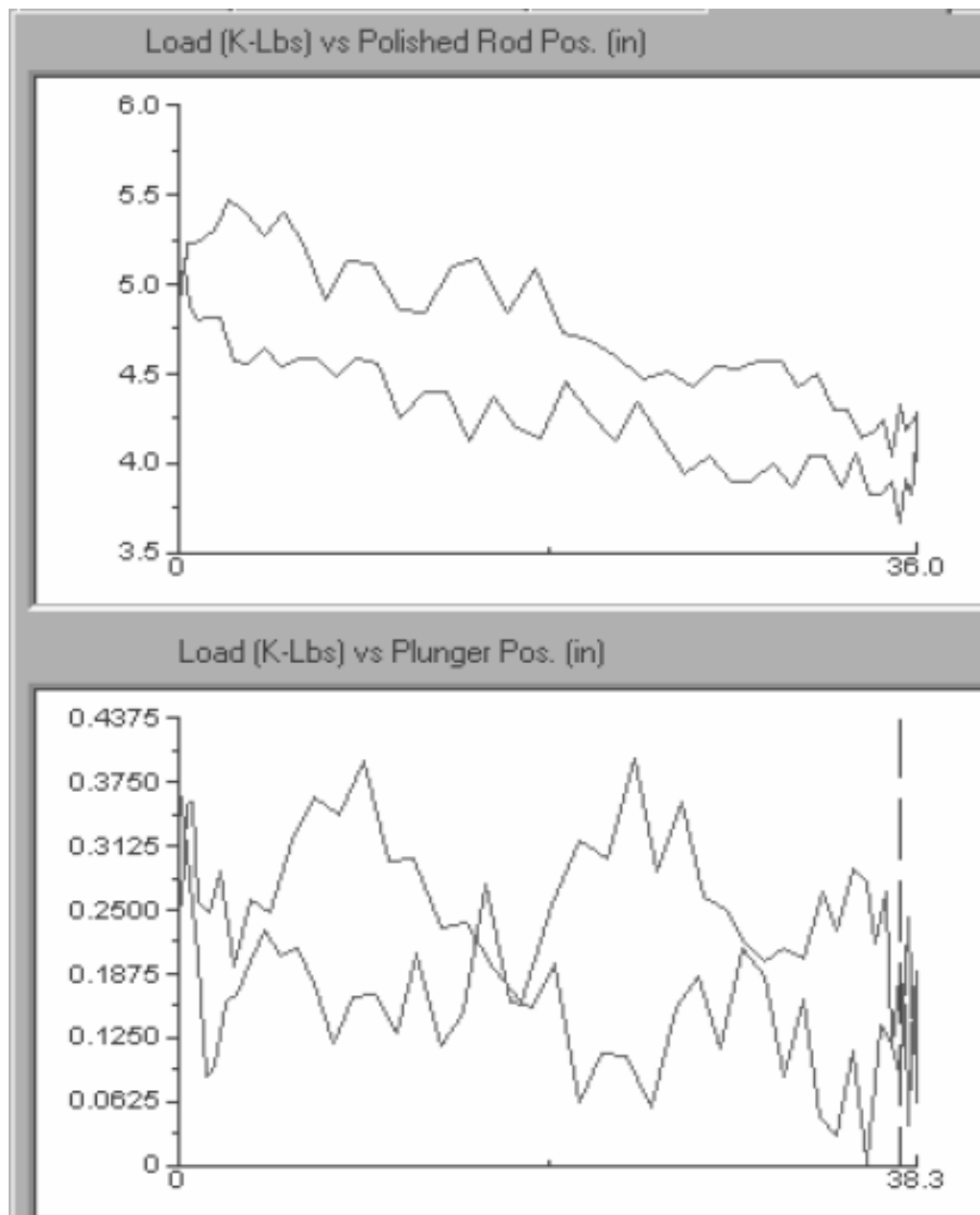
2.3.3.6 Golpe de Gas.

Se produce debido a que existe gas disuelto por debajo de la succión de la bomba, donde buena parte de la carrera del pistón se ocupa en comprimir gas.

2.3.3.7 Bloqueo o candado de gas.

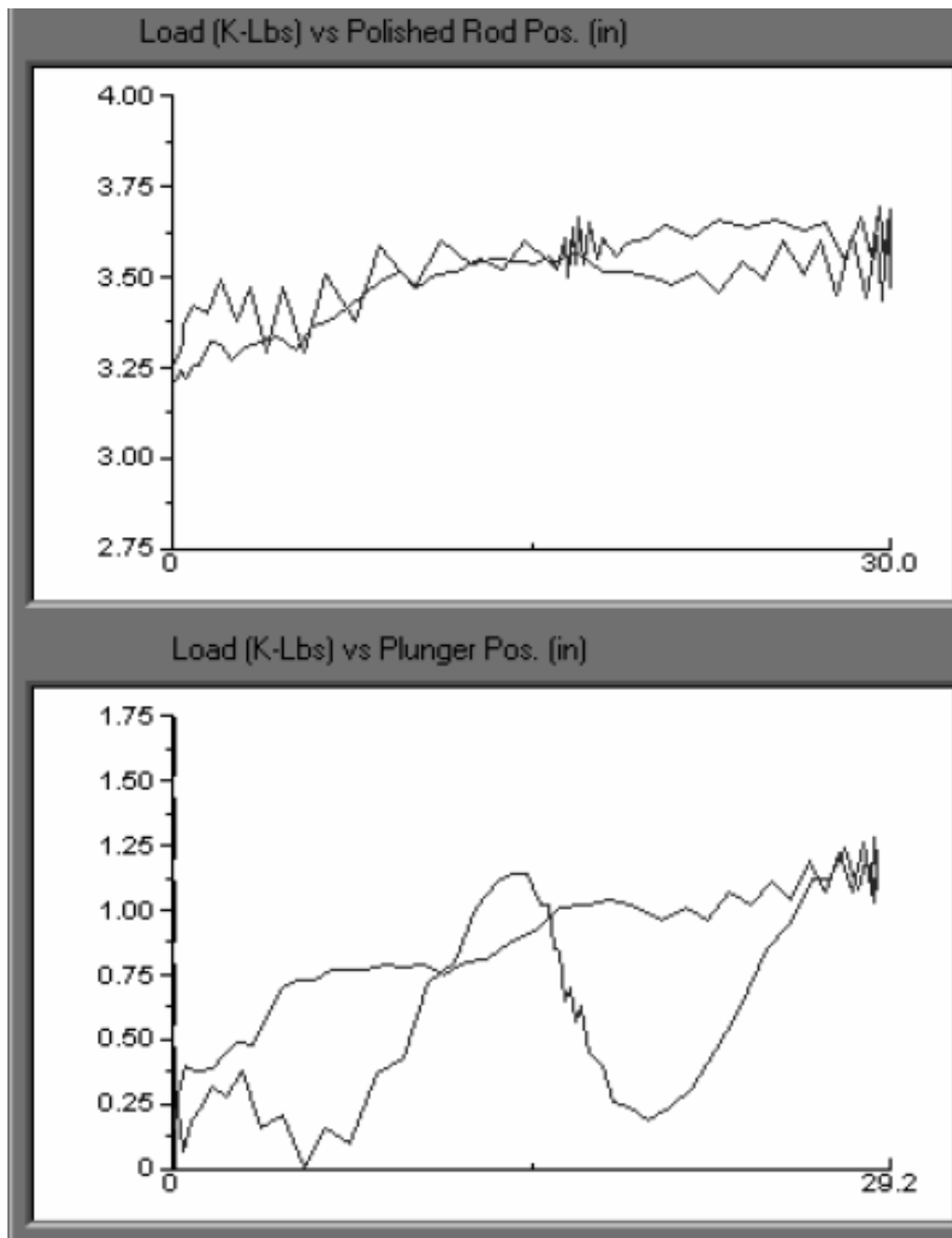
También se mencionó anteriormente; la carta dinamométrica típica se muestra en la figura se produce cuando la cantidad de gas libre es tal, que la presión que se levanta dentro de ella no alcanza a superar la presión de disolución del gas en el petróleo. De tal manera que al subir el pistón se va a expandir la mezcla del petróleo y gas, al bajar nuevamente se va a comprimir, como si estuviera trabajando un resorte dentro de la bomba. El dinagrama característico se muestra en la figura 23.

Figura 20. Carta dinamométrica mostrando, varilla rota.



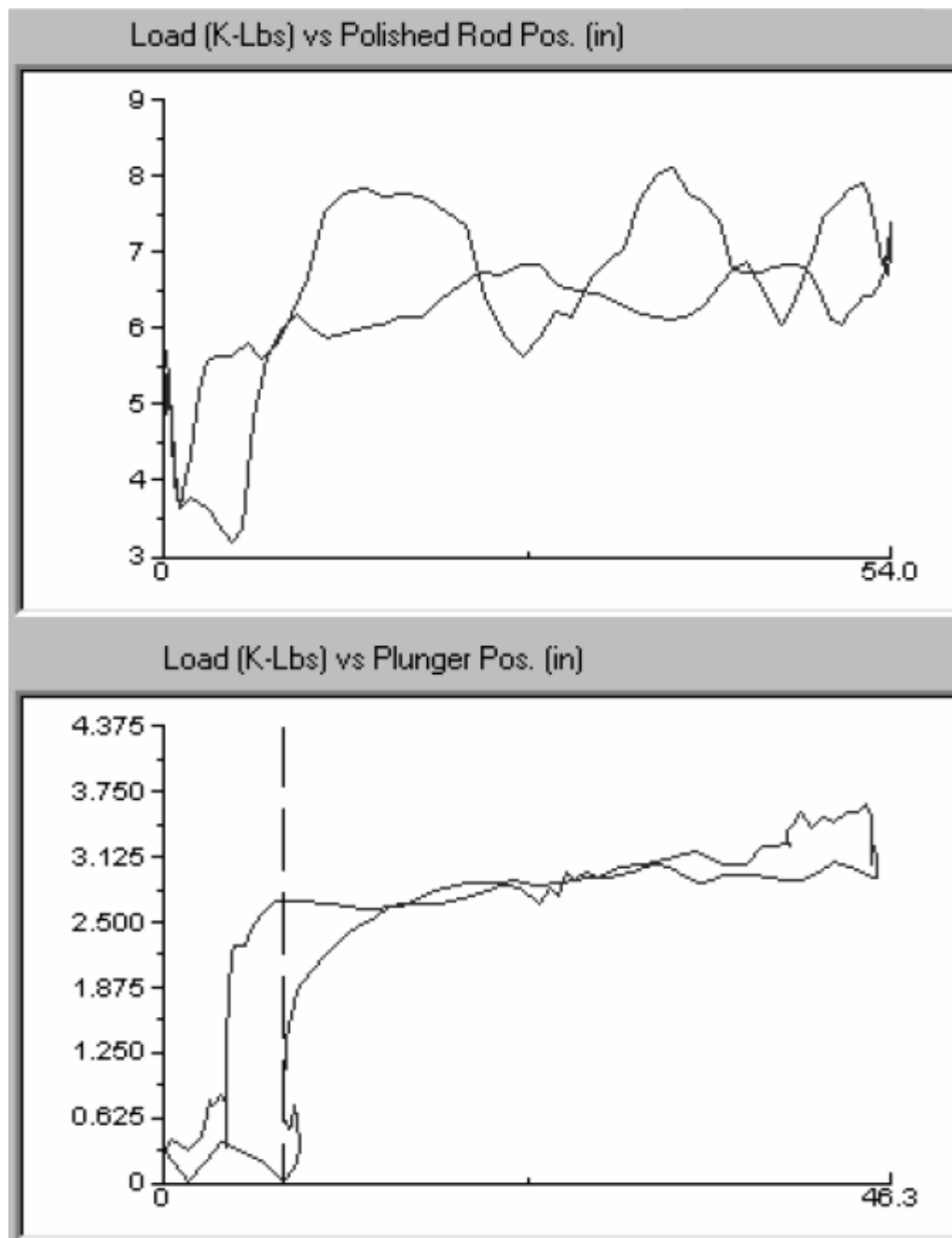
Fuente. REY BOTTO, Blas. Trabajo de Grado. Libro 113536. Biblioteca Universidad Industrial de Santander, 2004.

Figura 21. Carta dinamométrica que representa bomba embastonada.



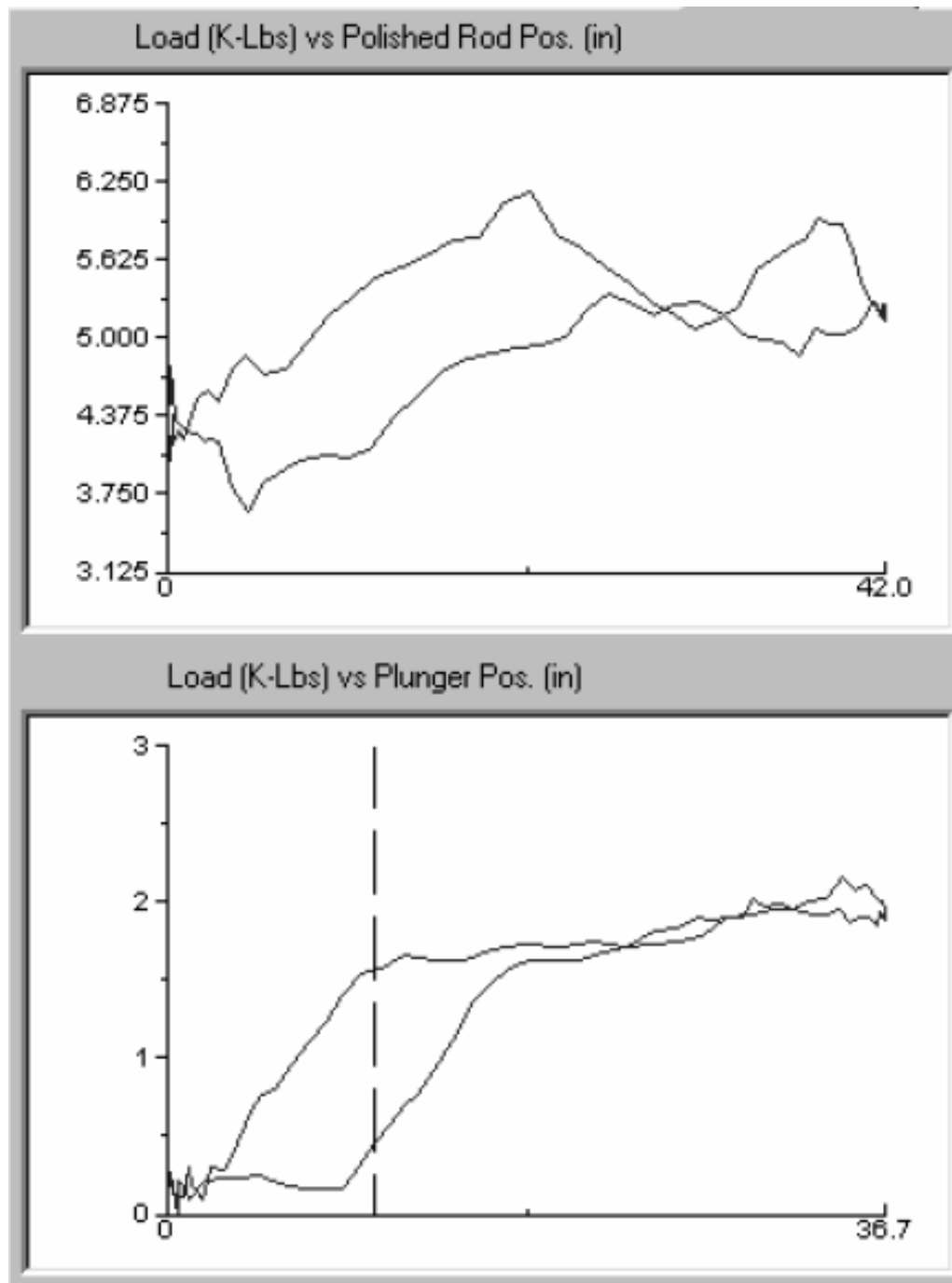
Fuente. REY BOTTO, Blas. Trabajo de Grado. Libro 113536. Biblioteca Universidad Industrial de Santander, 2004.

Figura 22. Carta Dinamométrica mostrando Golpe de Fluido.



Fuente. REY BOTTO, Blas. Trabajo de Grado. Libro 113536. Biblioteca Universidad Industrial de Santander, 2004.

Figura 23. Carta Dinamométrica que representa Candado de Gas.



Fuente. REY BOTTO, Blas. Trabajo de Grado. Libro 113536. Biblioteca Universidad Industrial de Santander, 2004.

3 ANCLA DE GAS EN BOMBA DE FONDO

La interferencia de gas sigue siendo uno de los principales contribuyentes a la baja eficiencia de bomba en pozos que producen por Bombeo Mecánico. El Gas libre que entra en el espacio entre la válvula viajera y la válvula fija reduce la eficiencia volumétrica de la bomba y los grandes volúmenes de gas libre que pasan a través de la bomba interfieren con la normal acción de las válvulas y reduce la eficiencia volumétrica de la bomba.

Por lo tanto, se vuelve deseable la separación en fondo del gas y el aceite para mejorar la eficiencia volumétrica cada vez que el pozo sea bombeado. Para separar el gas del aceite es necesario desviar el aceite hacia abajo a una tasa menor que la tasa de levantamiento de las burbujas de gas.

Si se alcanza una separación de gas y líquido, todo el gas debería fluir por el anular entre el *casing* y el *tubing* y entraría al sistema de recolección en la cabeza de *casing*. El líquido desgasificado entraría a la succión de la bomba y sería producido hacia arriba del *tubing*. La separación actual de gas del aceite es realizada por gravedad. Las burbujas ascienden a través del aceite a una tasa que depende principalmente de la viscosidad del aceite relativa a la viscosidad del gas. La instalación de un sistema de ancla de gas correctamente diseñado en el fondo de la bomba de fondo permitirá que esta separación ocurra.

Hay varias soluciones para afrontar el inconveniente de producir crudo con altas Relaciones Gas Aceite entre las que se encuentran las bombas de dos secciones (mencionadas en la sección 1.5.2.3 B Bombas Especiales) y otros dispositivos que permiten una separación del gas por gravedad. A continuación se muestran de manera global las ventajas y desventajas de un sistema de bomba especial considerada por PETROSANTANDER S.A. en el Campo Área “Las Monas”

Ventajas de las bombas de dos secciones en el campo área “Las Monas”

- Separación directa del gas a la vez que se produce la fase líquida del fluido.
- Operación y mantenimiento de un solo equipo.

Desventajas de las bombas de dos secciones en el campo área “Las Monas”

- La producción depende exclusivamente de la eficiencia del dispositivo
- Los costos de adquisición de los equipos y el mantenimiento son elevados debido a que son patentados.
- El equipo es muy susceptible a fallas cuando se presentan producciones de arena.
- Si se presenta un bloqueo por gas el bloqueo podría ser mayor.

PETROSANTANDER S.A. aprovechó el conocimiento técnico de sus colaboradores y la tecnología disponible en cuanto a mecanizado y soldaduras que cumplieran altos estándares de calidad y confiabilidad y optó por diseñar anclas de gas que, aunque son aparatos anexos a la bomba de subsuelo, permiten separaciones más sencillas, con mantenimiento a la mano y a costos relativamente bajos.

3.1 DEFINICIÓN ANCLA DE GAS

Es un dispositivo tubular, perforado unido al fondo de una bomba de *Sucker Rod* que ayuda a prevenir el candado de gas. El dispositivo funciona sobre el principio de que el gas, siendo más liviano que el aceite, asciende. Tan pronto los fluidos entran al ancla, el gas escapa del fluido y sale del ancla a través de perforaciones cerca del tope. Los líquidos restantes entran a la bomba a través de un tubo

dentro del ancla que tiene una abertura cerca del fondo. De esta forma, todo o la mayor parte del gas escapa antes de que los fluidos entren a la bomba.¹

Las Bombas de varilla de succión, al igual que todas las bombas de pistón que trabajan con base en el principio del desplazamiento positivo, están diseñadas para bombear una fase líquida incompresible. Pero la mayoría de los pozos petroleros del mundo producen alguna cantidad de gas, junto con la fase líquida, ya sea como gas libre o como gas disuelto. El gas libre a una presión de succión reduce drásticamente la eficiencia volumétrica de la bomba y en casos más extremos se pueden desarrollar un bloqueo por gas, lo cual hace detener completamente la acción de bombeo. Además, se pueden presentar otros problemas operacionales como fallas en las varillas y la bomba ocasionadas por el golpeteo del fluido y gas y las pérdidas e la producción de líquido. Por esta razón es que la interferencia del gas es considerada como uno de los mayores enemigos que enfrenta el ingeniero de producción al trabajar con Bombeo Mecánico.

Los separadores de gas de fondo utilizados en el Bombeo Mecánico con frecuencia son llamados segregadores de gas. Todos los segregadores de gas operan sobre el principio de la separación gravitacional. Los líquidos, que son más densos que el gas, fluyen hacia abajo, pero el gas dada su baja densidad específica, tiende a ascender en los líquidos por el anular entre el *casing* y el *tubing*.

3.2 FUNCIONAMIENTO DE ANCLA DE GAS

El ancla de gas se ilustra en la figura 24 y trabaja así: La mezcla gas aceite fluye dentro de la cara de pozo de la formación productora a través de las perforaciones en el *casing*. Las burbujas más grandes tienden a subir

¹ www.osha.gov

directamente a la superficie y se separa como gas libre en el *casing*. Una porción de las burbujas medianas y pequeñas son sacadas dentro de las perforaciones del ancla de lodo por succión de la bomba. Como la mezcla es sacada a través del cuerpo del ancla de lodo, las burbujas tienden a ascender a la cima del ancla y revientan libremente como burbujas más grandes. Mientras más burbujas suban, el líquido descendente se vuelve menos agitado y las más pequeñas y lentas burbujas ascendentes tienen oportunidad de volverse separadas del aceite. Esto como el aceite desciende en el ancla, vuelve cada vez más gas libre, y si el ancla tiene suficiente capacidad de separación, la succión de la bomba a través del tubo sumergido será aceite completamente libre de gas. Para realizar esto y separar gas del aceite, es necesario desviar el aceite hacia abajo a una velocidad mayor que la velocidad de ascenso de las burbujas.

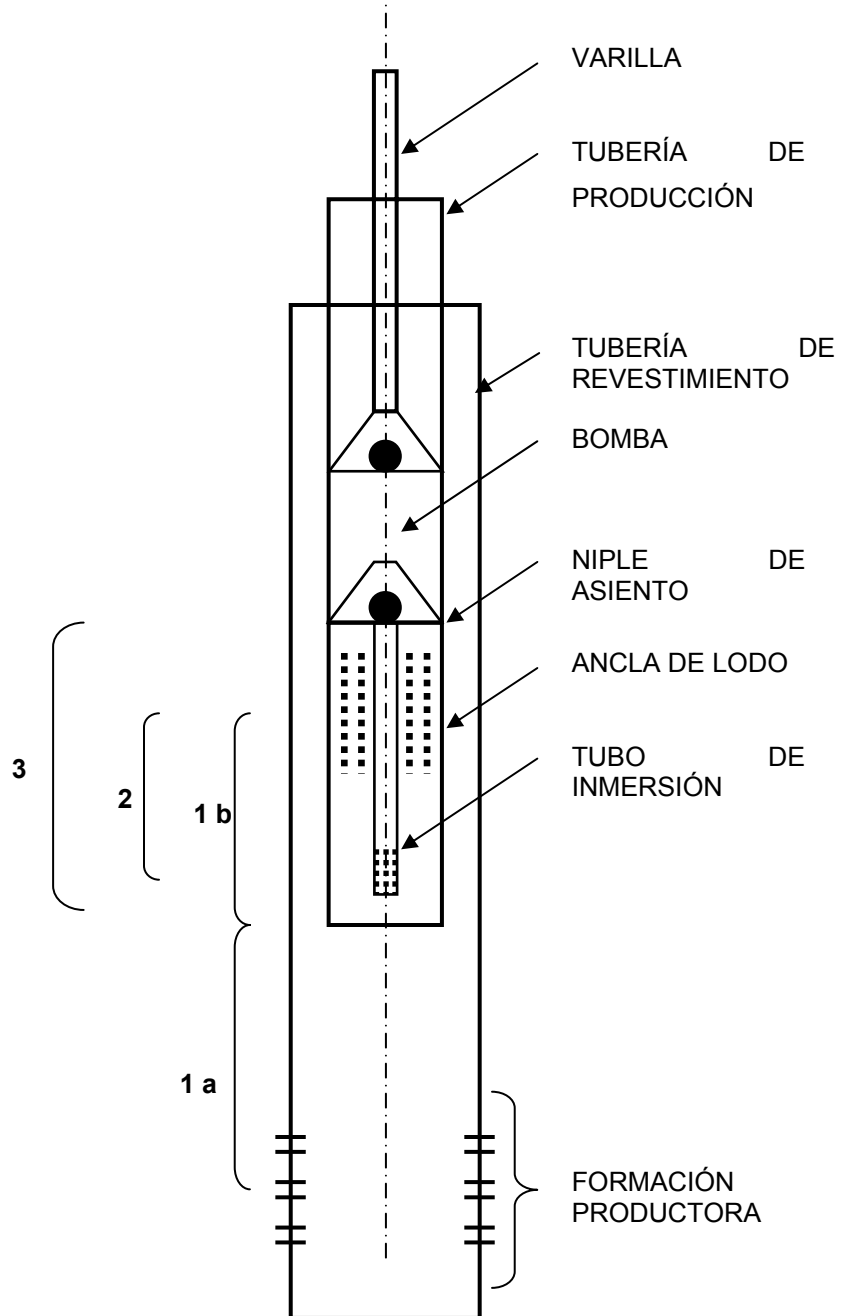
Si la velocidad de descenso del aceite es menor que la velocidad de ascenso de las burbujas de gas, no ocurrirá separación y el gas será llevado dentro de la bomba. Por lo tanto es importante conocer la velocidad final de ascenso de las burbujas de gas en el líquido para que el ancla de gas se pueda diseñar para asegurarse de que la velocidad hacia abajo del líquido sea menor que la velocidad hacia arriba del gas.

3.3 CLASIFICACIÓN DE ANCLAS DE GAS

Las anclas de gas son dispositivos especiales utilizados para mejorar la eficiencia de la bomba, desviando el gas libre hacia arriba del anular.

El espacio anular de la tubería de revestimiento ofrece una forma ideal para conducir el gas separado hasta la superficie.

Figura 24. Esquema de Ancla de Gas.



Fuente. Adaptado de Gipson y Swain. "Pumping Fundamentals". Texas Technological College, 1968.

La segregación de gas más eficiente sencilla es del Segregador de Gas Natural (Ancla Natural). Este Segregador utiliza la parte inferior del espacio anular de la tubería de revestimiento como un sumidero para la separación del gas. La característica más importante es que la bomba es colocada a corta distancia, por debajo del nivel de las perforaciones más inferiores de la tubería de revestimiento, quedando la succión de la bomba a una profundidad mucho mayor que en la cara de la arena, donde los fluidos de formación ingresan al pozo. El fluido del pozo, líquido y gas, deben moverse hacia abajo para ingresar a la bomba. Durante su trayectoria el líquido tiene una velocidad descendente mientras la velocidad del gas es dirigida hacia arriba haciendo que el gas continuamente suba por el espacio anular por encima del nivel del fluido. El espacio anular se mantendrá abierto en superficie, para que el gas separado pueda salir del pozo, asegurando un proceso continuo de separación.

Las Anclas de gas, de acuerdo a su configuración, se clasifican en:

- Ancla Sencilla
- Ancla con empaque
- Ancla con copas.

Existen mas tipos de anclas de gas las cuales se explican en este trabajo pero todas son variaciones de estas dos para mejorar la separación en fondo.

3.3.1 Ancla de Gas Sencilla

En el ancla sencilla, durante el movimiento hacia abajo del líquido, el gas libre dentro del ancla se segrega y sale por las aberturas subiendo por el anular. El tubo interno del ancla (tubo mosquito) generalmente tiene un diámetro de 1 pulgada para fluidos livianos ($API > 30$), mientras que el revestimiento exterior del

ancla es del mismo diámetro de la tubería de producción. En la figura 25 se observa un esquema de Ancla de Gas que se contempló en los diseños de los casos de estudio.

Es el tipo de ancla más comúnmente utilizado debido a la sencillez en su diseño, por lo general los resultados de la aplicación de este tipo de ancla son buenos en pozos cuya cantidad de gas producido puede ser manejado y segregado a través de las ranuras fabricadas en el ancla, estamos hablando de una cantidad de gas de aproximadamente 250.000 pies cúbicos.

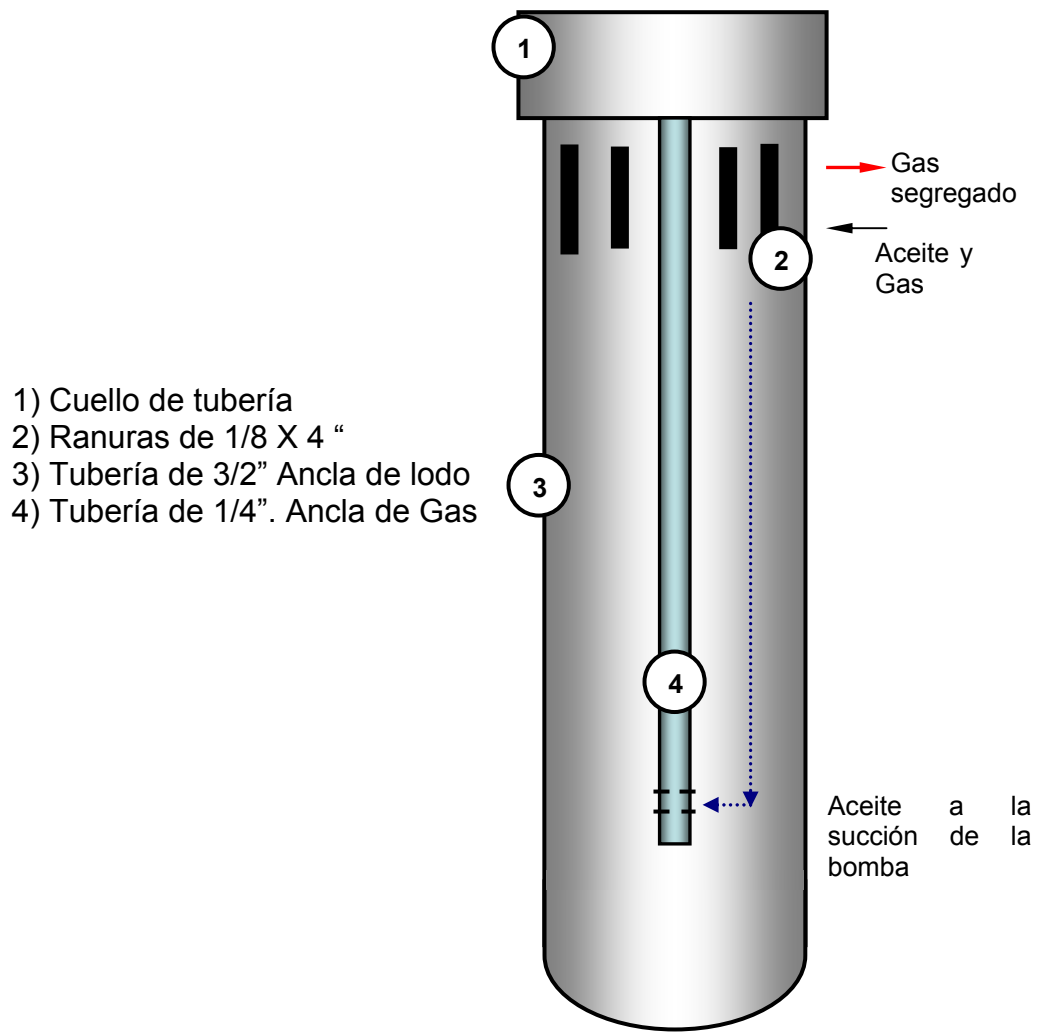
3.3.2 Ancla de Gas con Empaque

El ancla con empaque tiene la ventaja de una alimentación por gravedad a la toma de la bomba. Su principal desventaja es la instalación del empaque; cuando hay problemas de arena, ésta se deposita en el empacador (Ver figura 26).

3.3.3 Ancla de Gas de Copa

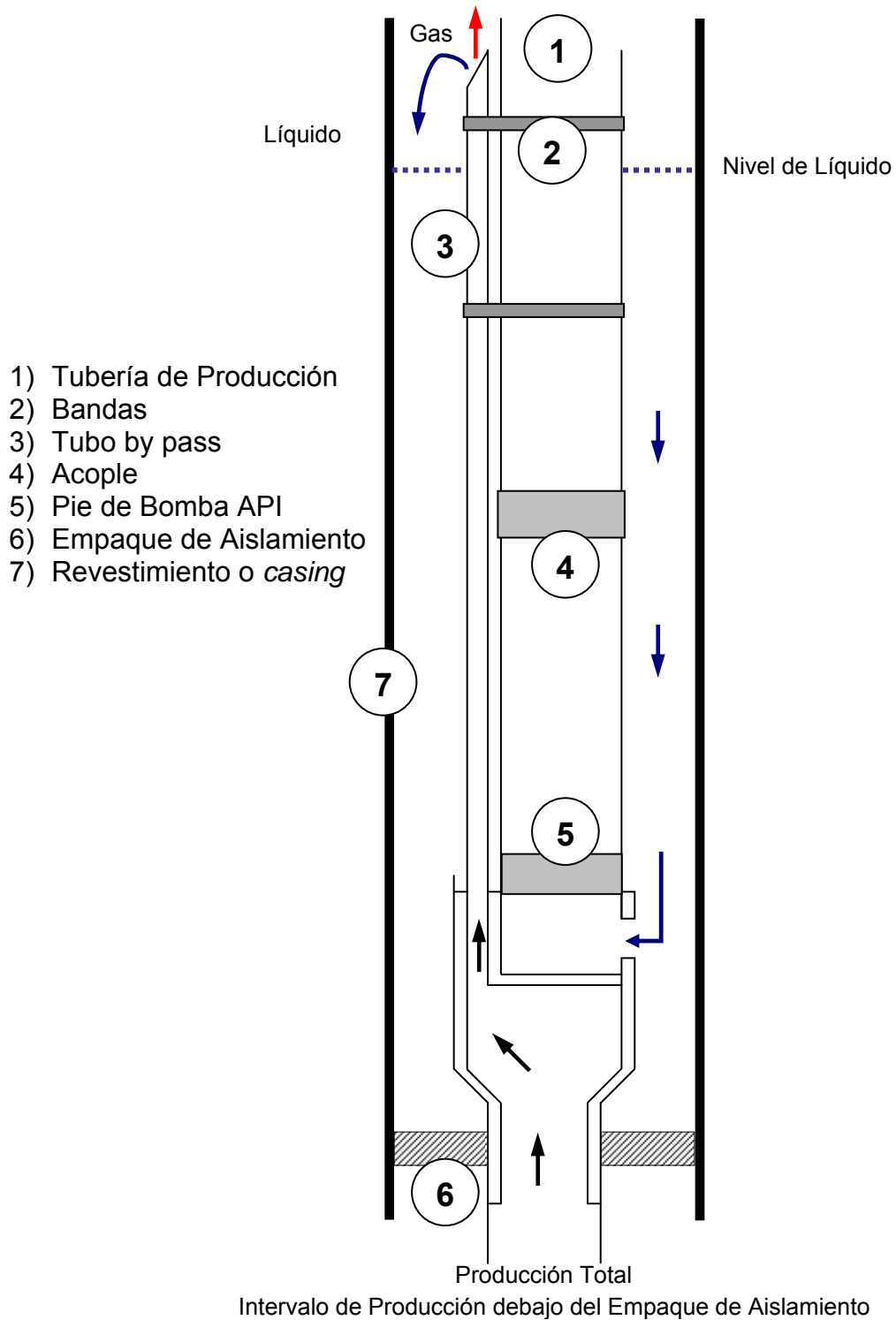
El ancla *Hague* o de Copa (figura 27) tiene un canalón de metal soldado alrededor de la circunferencia de la pared del ancla inmediatamente debajo de cada juego de aberturas. A medida que el líquido y el gas se producen desde la formación, se mueven hacia el lado superior del agujero, y ésta es el área que tiene el mejor radio hidráulico. Las copas desvían el fluido para que pase las aberturas de entrada del ancla. Pero el movimiento hacia arriba del líquido deberá detenerse finalmente y el líquido debe drenarse hacia abajo al lado inferior del agujero. Durante este movimiento hacia abajo, el gas libre tiende a escapar hacia arriba y el líquido, libre de gas, es captado en los canalones desviándose hacia el interior del ancla.

Figura 25. Ancla de Gas Sencilla aplicada al Campo Área “Las Monas”.



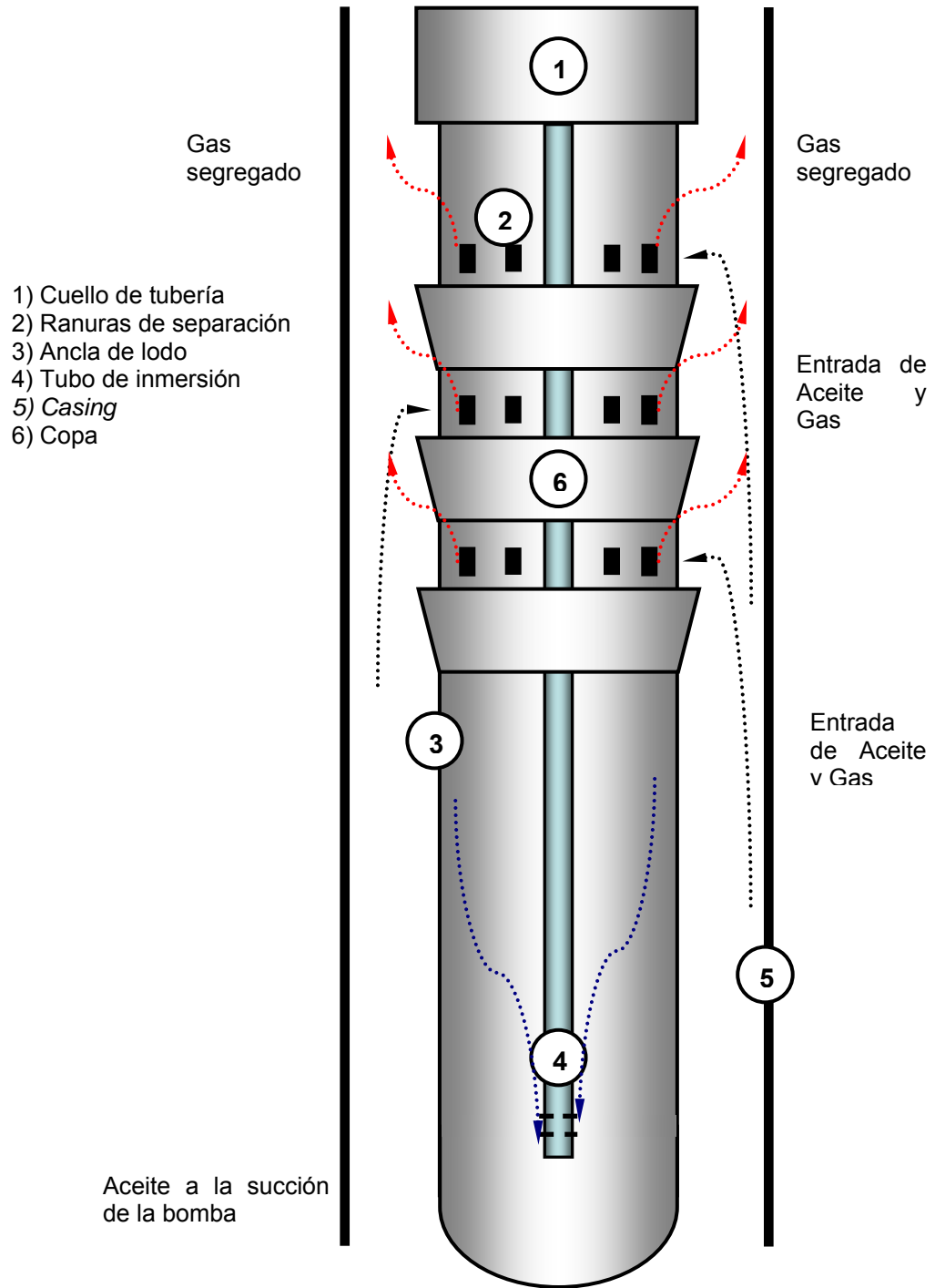
Fuente. Jorge Díaz / Juan López para PETROSANTANDER S.A.

Figura 26. Esquema de Ancla de Gas con Empaque.



Fuente. SPE 63082 New Well-Testing Methods for Rod-Pumping Oil Wells — Case Studies

Figura 27. Esquema de Ancla de Gas con Copas.



Fuente. Adaptado de ROJAS SANABRIA, Hugo. Trabajo de Grado. Libro 91388. Biblioteca Universidad Industrial de Santander, 1998.

3.4 PARÁMETROS DE DISEÑO DE ANCLA DE GAS

Los principales parámetros en un diseño de ancla de gas son:

- Velocidad de burbuja de gas.
- Diámetro del ancla de lodo.
- Longitud del tubo de inmersión o de mosquito (Ancla de Gas).
- Las caídas de presión asociadas con el sistema de ancla de gas.

Se toman como reglas del dedo pulgar las usadas en el pasado para otros diseños de ancla de gas. La velocidad de burbuja de gas de 0,5 [ft/s] es una suposición si la gravedad API del líquido es mayor a 30, el flujo es turbulento y la temperatura es mayor a 100°F. Los principios detrás de la operación de un ancla de gas eficiente se presentan con sugerencias sobre cómo se pueden diseñar anclas de gas más eficientes para ingenieros de producción

Vale aclarar que para efectos de este trabajo en el diseño de las anclas de gas en el Campo Área “Las Monas” se tuvo en cuenta principalmente la longitud del tubo de inmersión y el diámetro de ancla de lodo puesto que se mostraban como los factores determinantes. Sin embargo se describen los factores en su totalidad a manera de ilustración para su comprensión teórica.

3.4.1 Velocidad Terminal de Burbuja de Gas

La velocidad Terminal de ascenso es la máxima velocidad hacia arriba que una burbuja de gas alcanzará en un líquido para un radio de burbuja dado, viscosidad de líquido, y densidad diferente entre dos fases. La velocidad Terminal de una burbuja de gas en un líquido está dada por la Ley de *Stoke* (1)

$$U = \frac{2g(\rho_1 - \rho_2)R_b^2}{9\mu} \quad (2)$$

Donde:

U : Velocidad terminal de ascenso de burbuja, en estado estacionario, [ft / s]

g : Aceleración de la gravedad, 32,17 [ft / s²]

ρ_1 : Densidad del líquido, [lbm / ft³]

ρ_2 : Densidad del gas, [lbm / ft³]

R_b : Radio esférico equivalente de burbuja de gas, [ft]

μ : Viscosidad de líquido, [Lbm / (ft –s)]

Todas las variables de la Ley de *Stoke* se pueden cuantificar fácilmente por datos PVT o uso de correlaciones, excepto por el radio esférico equivalente de burbuja de gas. Peebles y Garber determinaron de sus trabajos experimentales que un pequeño radio de gas equivalente sería en el rango de 0,002 a 0,005 pies. Cuatro regiones distintas de movimiento en líquidos se identificaron: Flujo Laminar y Flujo Transitorio en el cual la velocidad terminal de burbuja de gas es función del radio equivalente de burbuja de gas, viscosidad del líquido, y la diferencia de densidad entre las dos fases y dos tipos de movimiento de burbuja correspondientes al flujo turbulento. En la tercera región la velocidad de burbuja es función de la tensión superficial, la densidad del líquido y el radio equivalente de burbuja de gas. La cuarta región, que es altamente turbulenta, es diferente de la tercera región porque la velocidad de burbuja no es tanto una función del radio equivalente de burbuja de gas.

Los dos tipos de movimiento dentro de movimiento dentro de las regiones turbulentas resultan de la variación de la deformación de la burbuja de gas. En

estas distintas regiones de flujo, el Número de *Reynolds* se encontró ser la variable independiente importante en la correlación de los datos experimentales.

Los límites de cada una de las cuatro regiones de comportamiento de las burbujas se determinaron como una función del número de *Reynolds*. Basados en los resultados experimentales, cuatro ecuaciones se desarrollaron para proveer estimaciones para la velocidad terminal de burbuja de gas para cada región. Estas ecuaciones se muestran en la tabla. Dependiendo de la región de flujo, que se determina por el número de *Reynolds*, una de estas cuatro ecuaciones se usa para determinar la velocidad terminal de la burbuja de gas en el líquido.

3.4.2 Área del Ancla de Lodo

Una vez que se determina la velocidad terminal de burbuja de gas, el área del ancla de gas debe calcularse usando la ecuación (2)

$$AMA = 0,00935 * QL / (U * EV) \quad (3)$$

Donde:

AMA: Área del ancla de lodo, [in²]

QL: Caudal, [STB / D]

U: Velocidad terminal de ascenso de burbuja, en estado estacionario, [ft / s]

EV: Eficiencia Volumétrica de Bomba

El área del ancla de lodo calculada de la ecuación 2 será bastante grande para que la velocidad hacia abajo del aceite, sea menor que la velocidad hacia arriba del gas, permitiendo así al gas separarse del aceite. Si la tasa de producción y la

eficiencia de la bomba se asumen constantes, entonces la única forma para disminuir la velocidad hacia abajo es incrementar el área de flujo dentro del ancla de lodo. Se vuelve evidente que el separador de gas más perfecto posible sería uno con el área más grande paso abajo con las limitaciones de espacio del *casing*. La aproximación más cercana a un separador ideal de gas ocurre en pozos donde es posible fijar la bomba en un punto debajo de entrada más baja de gas dentro del pozo. Cuando esto ocurre, el espacio anular entero entre el *tubing* y el *casing* se vuelve el área de paso hacia abajo del separador.

Desafortunadamente, esta situación ideal es raramente posible porque, en muchos pozos, es indeseable correr tubería al fondo. También en la mayoría de los pozos, hay alguna entrada de gas a través de la sección perforada, y el bombeo cerca del fondo permitiría que entrara gas a la bomba. Es por consiguiente, conveniente en muchos casos lograr la separación directamente debajo de la bomba así que el punto de entrada de gas en el pozo es de mínima importancia. El factor más importante es proporcionar un área tan grande como sea posible en el área de paso hacia abajo para reducir al mínimo la velocidad del líquido y eliminar el gas llevado dentro del tubo sumergido (tubo de alimentación)

3.4.3 Área del Tubo de Inmersión

En el diseño de ancla de gas, el diámetro de tubo sumergido debe ser tan pequeño como sea posible sin crear una baja sustancial de presión mientras que el aceite se mueva hacia arriba dentro de la bomba. Manteniendo el diámetro del tubo de inmersión (tubo de alimentación) al mínimo, el área para la separación del gas y aceite dentro del ancla de lodo es maximizada. Por lo tanto, una tubería de pared delgada para el tubo de alimentación debe usarse.

Una regla del dedo pulgar en el pasado había sido usar una tubería de pared fina de una pulgada. Este tamaño de tubo puede ayudar a incrementar el área interna del ancla de lodo, pero puede perjudicar el proceso de separación por incremento de la caída de presión dentro del tubo de alimentación. El diámetro óptimo de tubo de inmersión se determina haciendo cálculos de diseño de ingeniería usando programas de computadora para hacer corridas para diferentes diámetros de tubería de inmersión, tasas de flujo y caídas de presión mientras se mantiene constante la longitud de la tubería de inmersión, la gravedad del aceite y la temperatura.

3.4.4 Longitud de Tubería de Inmersión

La longitud del tubo de inmersión debería ser sostenida en un mínimo para reducir la caída de presión, y así el gas escapa dentro del tubo de inmersión. Por otra parte, la tubería de inmersión debe ser lo suficientemente largo para proporcionar un volumen estacionario adecuado entre el fondo de las ranuras del ancla de lodo de modo que la separación del gas y el aceite tenga tiempo adecuado de ocurrir.

Realmente, la cantidad de longitud vertical requerida normalmente no es demasiado grande excepto donde el problema es de separación de espuma. Unos pocos pies es normalmente adecuado. En el pasado, una regla del dedo pulgar había sido usar dos volúmenes de bomba como volumen estático entre el fondo de las ranuras del ancla de fango y el tope de las ranuras del tubo de inmersión. De acuerdo con este volumen y el área del ancla de fango, la longitud del tubo de inmersión se puede calcular usando la ecuación 3:

$$LDT = \frac{[2 * SL * (D^2) * 0,785]}{AMA} \quad (4)$$

Donde:

LDT : Longitud del tubo de inmersión, [in]

SL : Longitud del Recorrido (*Stroke*) de la bomba, [in]

D : Diámetro de la bomba, [in]

AMA : Área del ancla de lodo, [in²]

Esta aproximación se tomó para asegurarse de que no se saca ningún líquido fuera del ancla de fango antes de someterse al proceso de separación. Las caídas de presión asociadas con las longitudes de tubería de inmersión que eran calculadas para tasas de fluido realistas fueron absolutamente pequeñas mientras que el diámetro del tubo de inmersión fue igual a, o mayor a, 1 pulgada.

3.4.5 Ancla de Gas / Perforaciones de la Tubería de Inmersión

El área de las perforaciones del ancla de lodo debe ser tan grande como sea posible. Otra regla del pulgar ha sido hacer esta área igual entre dos y cuatro veces el área del anular entre el ancla de lodo y la tubería de inmersión. Nuestros resultados indican que esta regla es adecuada en reducir la caída de presión al mínimo.

El área de las ranuras del tubo de inmersión debe tener un área igual a cuatro veces el área de la válvula fija. Lo más importante aquí es cerciorarse que el área es suficiente de modo que no ocurran caídas de presión a través de estas ranuras de las cuales se lance el gas. El área de las perforaciones en el tubo de inmersión

fue maximizada aumentando la longitud del tubo. La caída de presión subsiguiente asociada con este incremento de longitud fue pequeña.

3.4.6 Cálculos de Caída de Presión

El sistema de ancla de gas es dividido en tres partes para calcular la caída de presión y la cantidad de gas liberada en cada sección. Las correlaciones y ecuaciones fueron usadas para calcular las caídas de presión y la cantidad de gas en cada sección. (Ver figura 24)

Sección 1

Es la distancia del punto medio de las perforaciones en el *casing* al punto medio de las perforaciones en el ancla de lodo. Este segmento consiste en dos partes: Sección 1a), es flujo en el *casing* debajo del ancla de lodo y Sección 1b), flujo entre el ancla de lodo y el *casing*. En la sección 1a), el diámetro del *casing* es usado para calcular el área de flujo. En la sección 1b), un diámetro hidráulico equivalente es sustituido por el diámetro para explicar el flujo entre el ancla de lodo y el *casing*. Sobre esta completa distancia una presión diferencial es calculada y entonces usada para determinar la cantidad de gas liberado con la caída de presión. En esta área, el diseño llamaría para que la caída de presión sea tan grande cómo sea posible para que la salida de gas del pozo escape en el anular y se produzca arriba del *casing*. Fijando la bomba encima del agujero tan lejos como sea posible, se puede aumentar la caída de presión. Sin embargo, el nivel de fluido todavía debería estar lejos lo suficiente arriba de la bomba para evitar el apagado de la bomba.

Sección 2

Es relacionado a la caída de presión entre el punto medio de las perforaciones del ancla de lodo al punto medio de la perforaciones en el tubo de inmersión. Aquí el fluido está viajando hacia abajo y hay un incremento de presión mientras no se libera gas. También en este segmento, las caídas de presión a través las perforaciones en el ancla de gas y la tubería de inmersión se calcula para asegurarse de que no ocurra caída de presión y que no se libere gas.

El área de las perforaciones en el tubo de inmersión se ajusta igual a cuatro veces el área de la válvula fija que demostró ser adecuada de modo que no se liberó gas a través de las perforaciones de la tubería de inmersión.

Sección 3

Es el segmento de flujo más importante tan lejos una caída de presión en lo concerniente a caída de presión. Esta es la distancia del fondo de la tubería de inmersión al fondo de la entrada de la bomba. Cualquier gas que se libera en el tubo de inmersión debe ser conducido por la bomba y por consiguiente disminuirá la eficiencia de la bomba. Para disminuir la caída de presión en el tubo, es necesario llevar al máximo el diámetro y minimizar la longitud del tubo de inmersión. Sin embargo, esto es perjudicial para el proceso de separación que está tomando lugar dentro del ancla de lodo. Maximizando el diámetro del tubo de inmersión decrece el área del ancla de lodo en la cual la separación ocurre. Minimizando la longitud del tubo de inmersión, reduce al mínimo la longitud en la cual el proceso de separación tiene tiempo de ocurrir.

El diseño de Ancla de Gas es un problema de optimización en el cual una mínima caída de presión a través del tubo de inmersión es balanceada con su longitud y su área en una aproximación de ingeniería para permitir que el proceso de separación ocurra.

3.5 PROCEDIMIENTO DE IMPLEMENTACIÓN DEL ANCLA DE GAS

La implementación del sistema inicia con la búsqueda del pozo o los pozos que servirán un análisis del pozo o pozos problemas (pozos con diferida de producción) mediante una toma de dinagramas que revelaran el problema o problemas de gas en el equipo de subsuelo (comportamiento visto en el capítulo anterior).

Una vez determinado que la diferida de producción del pozo se debe a los problemas de gas, se determina cual es el mejor método de separación que se puede aplicar al pozo o pozos en cuestión, teniendo en cuenta los puntos anteriormente aclarados (producción de arena, ubicación de intervalos, etc.).

La implementación del Ancla de Gas como tal, se realiza a través de un *Well Service* o mantenimiento de pozo con una unidad básica o *Rig de Workover*. Esta actividad de campo se describe a continuación:

1. Mueva el equipo de servicio a la localización del pozo.
2. Realice reunión pre-operacional sobre la actividad a realizar y los peligros potenciales de la operación.
3. Descargue pozo al quemadero, hasta que la presión de cabeza de pozo, ceda permitiendo realizar el trabajo, si no es posible, cargar en el tanque aceite o agua (dependiendo del pozo) y bombear al pozo controlándolo y calculando los *strokes* necesarios para dejar una columna de 1000 pies por encima de los intervalos.
4. Desmante la “cara de caballo” con ayuda de la línea *winche* de la unidad.

5. Retire Barra lisa y *stuffing box* colocándola sobre los burros de varilla.
6. Proceda a retirar Sarta de varillas en triples a la torre, recupere la bomba, envíela al taller para su revisión y reparación.
7. Retire *Flange* de bombeo con mucho cuidado de no aumentar mas de 15000 libras por encima de la tensión que tiene la tubería al llegar al pozo (calcule el peso).
8. Con el peso de la tubería, proceda a colocar en punto muerto, quitándole la tensión y con la llave hidráulica, comience a rotar la tubería 9 veces a la derecha para desasentar el ancla de tubería.
9. Una vez verificado que se desasentó el ancla de tubería, proceda a retirar la sarta de tubería en paradas a la torre, recupere el asiento de la bomba (*seating nipple*), revise y calibre diámetro interno (1780 milésimas para 2-3/8" y 2250 para 2-7/8").
10. Conecte con una botella de 3-1/2" a 2-7/8" la nueva ancla de gas a la sarta de tubería.
11. Proceda a bajar la tubería junto con el ancla de gas.
12. Instale *pumping flange* o flange de bombeo.
13. Pruebe la bomba en superficie, si la prueba resulta OK, corra la sarta de varillas junto con la bomba en el pozo.
14. Monte barra lisa y *stuffing box*, sienta la bomba, deje caer el peso de la sarta de varillas sobre la tubería, realice conexiones de bomba, llene la

tubería calculando la capacidad de esta con aceite o agua dependiendo del pozo.

15. Una vez llena la tubería, pare el bombeo, cierre las válvulas, conecte un *pony rod* de 4 pies a la barra lisa, mida el recorrido y con el bloque viajero, trabaje la sarta arriba y abajo, aumentando la presión en la tubería y probando la bomba y esta al mismo tiempo. Aumente la presión hasta 600 PSI, mantenga por 10 minutos, si la prueba resulta OK, siga al siguiente paso.
16. Verifique el recorrido, monte cara de caballo, instale *carrier bar* debajo de la grapa.
17. Ponga en funcionamiento la unidad, verificando que no quede con golpe la bomba de subsuelo, si esta queda golpeando, proceda a espaciar de nuevo la sarta.
18. *Rig down.*

Cuando se termina la implementación física del ancla de gas se determina su efectividad mediante pruebas extensas de producción que comprueben que el pozo esta produciendo el potencial esperado.

4 GENERALIDADES DEL ÁREA LAS MONAS

4.1 LOCALIZACION

El bloque del área “Las Monas” esta localizado sobre el costado oriental de la cuenca del valle medio del Magdalena, en el departamento de Santander, aproximadamente a 60 Km. al oeste de la ciudad de Bucaramanga, en la jurisdicción del municipio de Sabana de Torres, sobre la parte norte del río Sogamoso, limita por el noroeste con el campo “Provincia”, operado por ECOPETROL, posee un área de aproximadamente 40 acres.

4.2 RESEÑA HISTORICA

Para el bloque “las monas” se firmo un contrato en el año 1955, sobre 16.000 hectáreas aproximadamente entre ECOPETROL y la empresa Colombia *Cities Services, Colcitco*. Se le otorgo el carácter de contrato especial debido a una negociación realizada entre las partes, donde el porcentaje de participación de ECOPETROL es del 25% y la operadora el 75 % restante. Desde entonces la operación del bloque la han dirigido las siguientes empresas:

- Colcitco, hasta Diciembre de 1985.
- Occidental de Colombia, entre Enero de 1986 y Diciembre de 1990.
- Petrolera Santander Inc., entre Enero de 1991 y Agosto de 1992.
- Consolidated Eurocan Ventures, entre Septiembre de 1992 y Abril de 1995.
- Petrosantander (Colombia) Inc., desde Mayo de 1995, finalizado en febrero de 2006 y prorrogado hasta 2019.

El bloque “Las monas” esta compuesto por 4 campos productores: “La Salina”, “Payoa”, “Corazón” y “Aguas claras”, los cuales producen de yacimientos del terciario. Hasta ahora han sido perforados 155 Pozos, 103 están activos, 29 abandonados y 24 cerrados temporalmente. (Tabla 2).

Tabla 2. Estado actual de pozos perforados a febrero de 2005.

POZOS CAMPO	TERMINADOS	ACTIVOS	CERRADOS	ABANDONADOS
Payoa	29	20	4	5
La Salina	105	80	16	9
Aguas Claros	5	1	1	3
Corazón	8	2	2	4
Las Monas	7	0	0	7
La Paz	1	0	0	1
TOTAL	155	103	23	29

Fuente. Adaptado de PETROSANTANDER S.A.

La producción comercial fue establecida en 1965 y las ventas empezaron en 1962, después de terminada la construcción de un oleoducto, poliducto y gasoducto de 58 Kilómetros que comunica al campo Payoa con la refinería de Barrancabermeja.

En el área “Las Monas” se han realizado 2 programas de sísmica 2D, los cuales cubren aproximadamente 300 Km², el primero corrido en 1963 y el segundo entre 1977 y 1979, pero procesado en 1995. En el año de 2004, se corrió el último programa de sísmica 3D, del cual sus resultados se presentaron a mediados del año 2005.

4.3 PRODUCCION DE FLUIDOS

La producción promedio diaria actual (2005) es de 3250 Barriles de Petróleo por Día (BOPD), 16,5 MMSCFD (Millones de Pies Cúbicos Estándar de Gas por Día) y 1589 Barriles de Agua por Día (BWPD) como se muestra en la Tabla 3. El pico de producción de aceite en el área fue de 26856 BOPD en junio de 1963.

Tabla 3. Producción diaria promedio por campo a febrero de 2005.

PRODUCCIÓN CAMPO	PETROLEO [BOPD]	GAS [KSCFD]	AGUA [BWPD]
Payoa	926	17014	403
La Salina	2372	1112	990
Corazón	60	538	0
Aguas Claras	7	10	23
Total Las Monas	3365	18674	1416

Fuente. Adaptado de PETROSANTANDER S.A.

El campo “Payoa” produce gas con pocas cantidades de crudo de las formaciones de Esmeraldas y La paz, con una gravedad promedio de 26.8 °API. El campo “La Salina” produce alrededor del 60% de la producción total de crudo del contrato con una gravedad promedio de 26.6 ° API, proveniente de las formaciones Mugrosa, Esmeraldas, La Paz y Lisama. El campo “corazón” en la actualidad solamente aporte 63 BOPD provenientes de los pozos Corazón 3 y Corazón 7.

El gas se procesa en la planta de gas de “Payoa”, donde se separa un promedio mensual de 33.000 KSFCD de gas y 1450 barriles de LPG.

4.4 GENERALIDADES DEL SISTEMA DE PRODUCCION

El contrato “las monas” cuenta con una infraestructura y unas facilidades de producción en las cuales se recogen y procesan los fluidos producidos de los campos “Payoa”, “Salina”, “Aguas Claras” y “Corazón”.

Estas instalaciones fueron construidas en los inicios de los años 60 terminando su mayor parte en el año de 1965, año en el cual entro en operación la planta de procesamiento de gas. La batería “La Salina” fue instalada a finales de los años 70 como consecuencia del desarrollo del campo “La Salina”. La batería “satélite” se construyó como resultado de la expansión y del desarrollo hacia el norte del campo “La Salina”, estas instalaciones fueron construidas en el año de 1983.

4.4.1 Métodos de Levantamiento Artificial

La producción de hidrocarburos de los campos del contrato “Las Monas”, se realiza por métodos de levantamiento tales como: Flujo Natural (PFL), Bombeo Mecánico (BM), *Gas Lift* (GL) y Bombeo de Cavidades Progresivas (PCP) (Figuras 28, 29, 30, 31 y 32).

En el caso del *Gas Lift* podemos encontrar una variedad de completamientos totalmente fundamentados en este levantamiento, en el campo hay Gas Lift Paralelo (sarta de inyección adjunta a la de producción), inyección de gas por *tubing* y producción por anular y Gas Lift sencillo con empaque.

Figura 28. Pozo en Bombeo de Cavidades Progresivas (PCP), La Salina 32.



Fuente. PETROSANTANDER S.A.

Figura 29. Pozo en Bombeo Mecánico, La Salina 28.



Fuente. PETROSANTANDER S.A.

Figura 30. Pozo en Gas Lift, inyección de gas por *tubing*, producción por anular. La Salina M15.



Fuente. PETROSANTANDER S.A.

Figura 31. Pozo en Gas Lift Sencillo con empaque, inyección de gas por anular. La Salina M14.



Fuente. PETROSANTANDER S.A.

Figura 32. Pozo en *Gas Lift*, Sarta paralela. La Salina B10.



Fuente. PETROSANTANDER S.A.

A continuación se mencionan los métodos de levantamiento artificial de los pozos por campo (Tabla 4).

Tabla 4. Métodos de levantamiento artificial por campo a febrero de 2005.

SISTEMA DE PRODUCCION	BM	GL	PCP	PFL	TOTAL
Campo Payoa	10	3	0	7	20
Campo La Salina	40	25	14	1	80
Campo Corazón	1	1	0	0	2
Campo Aguas Claras	0	1	0	0	1
TOTAL	51	30	14	8	103

Fuente. Adaptado de PETROSANTANDER S.A.

4.4.2 Estación de Recolección Batería “LA SALINA”

Los fluidos de la mayoría de pozos del campo “La Salina” llegan al múltiple de producción de esta estación. El *Manifold* (Figura 33) consta de una línea de gas que va hacia los compresores, dos líneas principales y dos de prueba de 25 y 65 PSI, respectivamente donde se recibe el flujo y pasa a los separadores bifásicos (Figura 34) (Tabla 5), para efectuar la separación del gas y del fluido (agua – petróleo). El gas separado se une a su línea respectiva y se dirige a los compresores. La emulsión es llevada hacia el separador auxiliar y el “*free water knockout*”, donde se separa parte del agua de la emulsión y es dirigida a los tanques de almacenamiento para luego enviarlo a la batería “Payoa”. El agua separada en esta fase se dirige a una caja API para efectuar la remoción de trazas de crudo, siguiendo su curso hacia la piscina de tratamiento y posteriormente ser vertida en la quebrada Monitos.

4.4.3 Estación de Recolección Batería “PAYOA”

Esta estación de recolección (Figura 35) recibe todos los fluidos provenientes de los campos del contrato especial Carare – Las Monas, para efectuar su correspondiente tratamiento.

Al múltiple de producción de “Payoa” (Figura 35), llega el crudo asociado con aguas de producción, al pasar por la línea se trata químicamente, con la finalidad de romper la emulsión y dejar el crudo libre de parafinas. Luego es dirigido a los separadores de tipo bifásico (general y de prueba), en donde se extrae el gas en solución (ver figura 36), la emulsión sigue su trayectoria hacia los tratadores térmicos, allí se termina la separación del gas, crudo y agua.

Figura 33. *Manifold* Batería “La Salina”.



Fuente. PETROSANTANDER S.A.

Figura 34. Separadores horizontales, Batería “La Salina”.



Fuente. PETROSANTANDER S.A.

Tabla 5. Facilidades de superficie Batería “La Salina”.

FACILIDAD	CARACTERISTICA
Separador No.1	Separador de prueba 25 y 65 PSI
Separador No.2	Separador general de 25 PSI en <i>Stand By</i>
Separador No.3	Separador general de 65 PSI
Separador No.4	Separador general de 25 PSI
Separador No.5	Separador general de 65 PSI en <i>Stand By</i>
Separador No.8	Separador general de 25 PSI
Separador No.9	Separador de prueba de 25 PSI
Tanque No.9	Recolector de agua 1280 bbl Fuera de servicio por incendio
Tanque No.10	Recolector de producción general
Tanque No.11	Recolector pruebas de 25 y 65 PSI
Tanque No.12	Recolector pruebas de 25 PSI
<i>Baker Oil Emulsion Treater</i>	<i>Splitter</i> utilizado como desarenador
<i>FWKO & Flow Splitter</i>	<i>Splitter</i> fuera de servicio

Fuente. Adaptado de PETROSANTANDER S.A.

Figura 35. Manifold y Tanques Batería “Payoa.”



Fuente. PETROSANTANDER S.A.

Figura 36. Separadores horizontales Bateria “Payoa”.



Fuente. PETROSANTANDER S.A.

El gas que no es quemado ni usado por los compresores (Figura 37) es dirigido a la planta de procesamiento de gas para su posterior tratamiento (Figura 38), el cual aprovecha las condiciones del gas para obtener productos blancos, como propano, butano y gasolina.

Figura 37. Estación de compresores, Batería “Payoa”.



Fuente. PETROSANTANDER S.A.

Figura 38. Planta de fraccionamiento, Batería “Payoa”.



Fuente. PETROSANTANDER S.A.

El crudo proveniente de separadores y tratadores térmicos, pasa a los tanques de fiscalización para su venta (Figura 39).

Figura 39. Tanques de almacenamiento, Bateria “Payoa”.



Fuente. PETROSANTANDER S.A.

Figura 40. LACT 1, Bateria “Payoa”.



Fuente. PETROSANTANDER S.A.

En la estación “Payoa”, se encuentra la unidad LACT (*Lease Automatic Control Transfer*), que es la unidad de medición para la venta y bombeo de crudo (Figura 40).

Figura 41. Piscinas de oxidación, campo “Payoa”.



Fuente. PETROSANTANDER S.A.

Por otro lado el agua separada en “Payoa” es drenada a una caja API, donde se termina la separación de posibles natas de crudo. De allí el agua es dirigida a la piscina de tratamiento (Figura 41) y luego drenada la quebrada “Payoa”.

4.4.4 Estación de Recolección Batería “SATELITE”

El *Manifold* (Figura 42) recibe los fluidos provenientes de 19 pozos del campo “La Salina”. En la actualidad esta producción se dirige a los tanques de almacenamiento y se envía sin realizarse proceso alguno de separación o tratamiento a la batería “Payoa” la cual es la principal.

Figura 42. Batería Satélite, Campo “La Salina”.



Fuente. PETROSANTANDER S.A.

4.5 CARACTERISTICAS AMBIENTALES GENERALES

El relieve del área “Las Monas” es ondulado, sin desniveles y con pendientes de mas o menos 25%, existen pantanos naturales y caños que drenan a las quebradas Santos, Gutiérrez y Cayumba, afluentes de la ciénaga Chocóa y Río Sogamoso. La temperatura media anual de la región es de 30°C; la precipitación varía entre 2500 mm. Y 3000 mm anuales, la humedad relativa oscila entre el 80 y el 90% y en el área los vientos son débiles.

El suelo es de vocación forestal, predominantemente arenoso, con capa vegetal delgada y con drenajes.

La zona corresponde a una selva típica poliestratificada, la mayor parte del terreno posee rastrojos bajos y altos, bosques secundarios y potreros o cultivos.

4.6 AREA DEL CONTRATO ESPECIAL “CARARE – LAS MONAS”

4.6.1 Límites

Los límites geográficos del área del contrato son: por el norte el casco urbano del municipio de Sabana de Torres, por el Noreste limita con el campo de “Provincia”, el cual es propiedad de ECOPETROL y al sur con el Río Sogamoso, con un área aproximada de 170 Km².

4.6.2 Área de Influencia según el Sistema Hídrico

El área de influencia de los campos del área del contrato, se encuentra situada en la cuenca del Río Magdalena y en las subcuencas del Río Sogamoso y de la quebrada Santos Gutiérrez. Las aguas superficiales del área drenan hacia el Río Magdalena a través de la quebrada Monitos, Las Monas, Cayumba, Río Sogamoso y por medio de la quebrada Santos Gutiérrez, cuyo nacimiento se encuentra en territorio ocupado por el campo.

El área de influencia directa del campo se limita a las cuencas:

- Quebradas Las Monas y Monitos, por concentrarse en ellas, la mayor actividad del campo “La Salina”, a la parte alta de la quebrada Santos Gutiérrez.
- Quebrada Payoa por drenar una buena parte del campo “Payoa”, en la zona sur – oriental, el área de influencia directa esta delimitada por la línea

divisoria de aguas de la quebrada Payoa, que drena hacia el Río Sogamoso.

De acuerdo con lo expuesto se consideran como áreas de influencia directa, desde el punto de vista del sistema hídrico, las subcuencas de la quebrada Cayumba y Payoa que drenan hacia el Río Sogamoso.

4.6.3 Áreas de Influencia según el Ecosistema Terrestre

La afectación del ecosistema terrestre causada por la explotación petrolífera, esta asociada a la existencia de vías de comunicación, oleoductos, facilidades de producción y pretratamiento, facilidades de tratamiento de gas o refinación primaria, y en general a todas las instalaciones necesarias para lograr la explotación racional del campo; por esta razón, el área de influencia directa desde el punto de vista del ecosistema terrestre, corresponde al cuadrángulo que contiene las siguientes coordenadas:

Tabla 6. Coordenadas del área de influencia.

NORTE	ESTE
1.290.000	1.060.000
1.300.000	1.069.000

Fuente. Adaptado de PETROSANTANDER S.A.

En el área no se encuentran parques naturales o reservas forestales. Las comunidades presentes son colonos de la región y la presencia de comunidades indígenas o negritudes es nula o casi nula.

4.6.4 Área de Influencia Socio – Económica

El área de influencia según el punto de vista socio económico se encuentra dentro del cuadrángulo ocupado por los diferentes componentes de la explotación.

De manera indirecta, la influencia de la explotación alcanza a el municipio de Sabana de Torres, y de forma directa a la región de sabana de torres en el área definida así: corregimiento Payoa 5, las veredas de: Kilómetro 12, Únicas, Soboy, Corazones, La Ye, Cristales, Aguas claras, Salinas, Las Monitas y Las Fieras, área con una extensión aproximada de 120 Km².

4.7 ESTUDIO GEOLÓGICO

4.7.1 Geomorfología del Área Las Monas

En el área se observa la divisoria de aguas de los ríos Sogamoso y Lebrija en una dirección general Este – Oeste, ya que las quebradas Payoa, Caño monitos, Caño fieras, Caño corazones y Cayumba drenan al sur y forman parte de la vertiente del río Sogamoso, mientras que las quebradas San Luís, Los Santos y La Gomes drenan al norte y corresponden a la cuenca de la quebrada Santos Gutiérrez y del río Lebrija.

El drenaje es consecuente y sigue en general el rumbo de las capas y las estructuras geológicas, que controlan en gran parte la dirección de los arroyos, el patrón general es subangular poco denso, correspondiente a red de drenaje en la cual los cauces de segundo y tercer orden forman ángulos casi rectos y los cauces principales están espaciados mas de cien metros.

Los suelos son delgados con espesor inferior a 0.20 metros y solo en sitios muy localizados se ha desarrollado su perfil, característica de suelos con bajo potencial.

La topografía corresponde a una geoforma plana y baja con ciertas ondulaciones que permiten variaciones de altura entre los 125 y los 200 m.s.m.n, las colinas son asimétricas y elongadas con dirección Noroeste, siguiendo el rumbo general de las estructuras; la pendiente transversal, varía entre el 10 y el 100%. En general cuando las rocas son arcillosas, la pendiente es más suave, pero en las rocas granulares de la formación real, se forman terrenos de baja pendiente al tener las rocas un buzamiento de 10 a 20 grados. En las colinas, el flanco de mayor pendiente corresponde al contraescarpe o flanco opuesto al buzamiento de la roca.

Las características naturales de la zona, como son la gran extensión de materiales granulares, su baja cementación y su poca cohesión interna, las intensas precipitaciones, sumadas a la acción antropológica, caracterizada por la tala de bosques, la construcción de vías sin obras de drenaje han originado erosión en surcos profundos y cárcavas localizados aún controlables.

4.7.2 Geología Estructural

Dos grandes periodos de tectonismo han afectado las rocas de la formación Lisama del paleoceno. Este periodo de tectonismo es frecuentemente referido a la Orogenia Laramide, la cual es responsable de los grandes callamientos en le valle medio del río Magdalena; se cree que el área del campo “La Salina” y el campo “Payoa” tenían Paleoaltos topográficos fallados y que una erosión de alto grado ocurrió a los sedimentos del Paleoceno, principalmente en “La Salina”. La subsecuente depositación del Eoceno tardío llenó las áreas bajas, pero continuo con un lento crecimiento estructural, evidenciado por el espesor de la sección del Eoceno en los flancos de “La Salina” y de “Payoa”. Durante el Mioceno hasta la reciente Orogenia andina, el área de “Las Monas”, ha sido sitio de depositación en alto grado por la Formación Real. El área también ha estado sujeta a fuerzas compresivas relacionadas con el movimiento de la falla de Bucaramanga – Santa

Marta. Las fuerzas compresionales originalmente causaron el plegamiento en “La Salina” y “Payoa” y mas tarde generaron fallas de cabalgamiento.

La zona de “Las Monas”, muestra una intensa actividad tectónica y en ella se han cartografiado 5 macropliegues, 3 anticlinales y 2 sinclinales con una dirección general Noroeste, afectados por una serie de fallas diagonales y longitudinales de tipo inverso con alto ángulo y gran salto de falla.

Las estructuras geológicas principales de la zona son los anticlinales de “Payoa” y “Las Monas”, con sus correspondientes fallas. El campo “Payoa” es un anticlinal inclinado hacia el sur en la pendiente de la falla de “Payoa”, compuesto por las formaciones “Esmeralda y La Paz”.

En el anticlinal de las monas, altamente plegado y ocupado por las formaciones, “Mugrosa”, “Esmeraldas” y “La Paz”, se encuentra el campo de producción de “La Salina”.

4.7.3 Estratigrafía del área “Las Monas”

Las unidades rocosas que afloran en el área son de origen Paralico, Litoral y Aluvial, razón por las que predominan los sedimentos granulares de baja cementación.

Las formaciones presentes en el área “Las Monas” son las siguientes:

4.7.3.1 Formación Umir (Ksu)

Aflora en muy poca extensión (2.5 Km²), en el anticlinal de “La Salina” cerca de la falla del mismo nombre. Consiste en Lutitas arcillosas de color gris oscuro con alto contenido de materia orgánica, algunas capas de carbón y delgadas capas areno – arcillosas grises con fragmentos de Lignito y material subantracítico.

4.7.3.2 Formación Lisama (Tpl)

Esta unidad definida por T.A. Link en 1935, tiene un espesor en su área del orden de 1.100 metros. Corresponde al más antiguo de los depósitos terciarios y consiste en una alternancia de arcillolitas grises y areniscas color gris verdoso y gris violáceo, es dura, con estratificación cruzada y delgados mantos de lignito.

4.7.3.3 Formación La Paz (Tel)

Descrita por Taborda en 1965, debe su nombre al sitio donde aflora el cerro de La Paz entre los Ríos Sogamoso y Lebrija. La formación consiste principalmente de areniscas masivas conglomeráticas y delgadas intercalaciones de arcillosita, tiene un espesor de 1.280 metros y en el área de “Las Monas” esta prácticamente vertical, razón por la que aflora en poca extensión.

4.7.3.4 Formación Esmeralda (Tes)

Consiste en una serie de areniscas de grano fino color gris claro y gris oscuro, localmente marrón y rojizo con presencia de delgados mantos de Lignito. Fue definida por Wheeler en 1935 y tiene un espesor de 1.200 metros. Esta formación aflora en el área en una extensión aproximada de 4 Km².

4.7.3.5 Formación Mugrosa (Tomi)

Descrita por Taborda en 1965, consiste en areniscas conglomeráticas de grano fino a medio con guijarros hasta de 2 cm. de diámetro y conglomerados pobremente consolidados con fragmentos subangulares de Cuarzo y rocas Metamórficas cuyos fragmentos alcanzan hasta 4 cm. de diámetro. Esta formación aflora en un ancho de 500 metros, como una franja de dirección Norte – Sur, cerca a la quebrada “Corazones”.

4.7.3.6 Formación Colorado (Toc)

Esta formación con espesor variable entre 1.250 y 2.500 metros, consiste principalmente de conglomerados poco consolidados dispuestos en capas de 1.5 a 2.5 metros y cuyos guijarros son predominantemente de areniscas y calizas y en menor proporción chert y fragmentos de rocas metamórficas. Estos conglomerados están interestratificados con arcillosita rojiza.

4.7.3.7 Formación Real (Tmr)

Dispuesta entre dos discordancias, se encuentra esta formación que en la secuencia tiene la mayor área aflorante tanto en el valle medio del Magdalena, como en el área de estudio.

Esta secuencia rudacea tiene un espesor de 4000 metros y consiste en una espesa secuencia de conglomerados y areniscas de color blanco amarillento, altamente deleznable y cuyos guijarros son de cuarzo, chert, metamórficas, areniscas y en baja proporción de rocas volcánicas.

4.7.3.8 Formación Mesa (Tmi) (Qms)

La sedimentación del terciario concluyo en el valle del Magdalena con la depositación del grupo mesa, representado por las formaciones Capote y Magdalena. Esta formación presenta conglomerados de color amarillento y gris marrón poco consolidados. Aunque se conocen espesores totales del orden de 1350 metros, en el área ha sido denudada en su mayoría y solo afloran los 200 metros inferiores.

4.7.4 Geología Campo “La Salina”

Las formaciones “Mugrosa” del Oligoceno, “Esmeraldas” y “La Paz” del Eoceno, producen varios bloques fallados en el anticlinal de “Las Monas”, el cual esta

estrechamente plegado. Todas las unidades productivas afloran hacia el sur, donde se pueden observar manaderos de crudo pesado; el anticlinal cabecea hacia el Nororiente aproximadamente 20° y los contactos agua aceite se profundizan progresivamente en los bloques hacia el norte.

4.7.4.1 Formación Mugrosa en “La Salina”

La formación mugrosa del Oligoceno fue depositada en un ambiente fluvial. Estudios de afloramientos y corazones indican que al igual que en las secciones fluviales subyacentes estas arenas fueron depositadas en secuencias de barras puntuales en canales de alta sinuosidad.

La formación en el campo “La Salina” cubre un área de aproximadamente 1.250 Acres, buzando al Noreste y Noroeste y con un afloramiento al Suroeste. Contiene muchos cuerpos diferentes de arena de las cuales algunas pocas arenas de Mugrosa superior (*Top Mugrosa Sand*), están saturadas con petróleo de alta viscosidad.

La relativa baja rata de producción de petróleo de casi todos los pozos indica que el mecanismo de producción primaria es principalmente ocasionado por expansión de fluidos y que la energía del yacimiento es muy baja.

Este yacimiento de petróleo de Mugrosa Superior varia en profundidad desde el afloramiento en el costado suroeste del campo hasta aproximadamente 3200 ft del campo aguas claras donde posiblemente existe un contacto agua petróleo (OWC). El espesor acumulado de las varias arenas que contienen petróleo dentro del grupo de arenas de Mugrosa superior puede alcanzar más de los 100 ft.

El principal problema con las arenas de Mugrosa superior, es que la arena de yacimiento la cual es fina, friable e inconsolidada, tiene que ser manejada con técnicas de control de arena antes de la extracción del petróleo. La técnica de empaquetamiento con grava ha sido ampliamente utilizada en los pozos perforados en Mugrosa.

4.7.4.2 Formación Esmeraldas – La Paz

Las formaciones Esmeraldas – La Paz del Eoceno, fueron depositadas en un ambiente fluvial. Estas formaciones esencialmente idénticas, son prácticamente imposibles analíticamente de separar en la concesión de “Las Monas”. Ellas comprenden alrededor de 1800 ft de depósitos de arena, con intercalaciones de Lutitas, Limonitas y arcillositas.

Estas formaciones suprayacen la formación toro y localmente La Paz, suprayace directamente las formaciones Umir (Cretáceo) y Lisama (paleoceno), separadas por una pronunciada inconformidad erosional.

En la formación Esmeraldas, las arcillas de menos de 5 micrones varían del 10 al 27% en peso y comprenden una mezcla de Caolinita, ilita y esmectitas.

La formación la Paz contiene entre 17% y 23% en peso (6 – 11% por XRD Difracción de rayos X) de fracción arcillosa. La Caolinita Diagenética es la fracción dominante, comprendiendo cerca de las tres cuartas partes de las arcillas.

Los principales problemas con la formación Esmeralda – La Paz, son los siguientes:

- Migración de finos puede presentarse tanto en la Formación Esmeraldas como en La Paz.
- Adicionalmente puede existir un problema de daño en la cara del pozo por hinchamiento de arcillas en ambas formaciones.

Los yacimientos de Payoa son desde luego mas profundos y tienen mucha mas energía que “La Salina”, pero las formaciones “La Paz” y “Esmeraldas” son mucho mejores yacimientos en “La Salina” por dos razones:

- El campo está mas cerca de la fuente de las arenas en el Macizo de Santander y la Cordillera central y efectivamente las mejores arenas básicas han sido acuñadas sobre los flancos de la estructura “La Salina” (la formación “La Paz”, del campo “La Salina” es esencialmente las arenas M y N de Payoa) y las otras arenas son de composición cuarzosa y mejor desarrolladas en cualquier evento.
- Como segunda medida el campo “La Salina” fue un anticlinal mucho mas antiguo que “Payoa” afectando la deposición y ha sido expuesto a aguas meteóricas, lo cual ha resultado en altos niveles de Diagenesis en esta área.

4.7.4.3 Formación Lisama

La formación “Lisama” del paleoceno, productora de aceite, está discordante bajo el yacimiento del Eoceno y está orientada vertical a sub – verticalmente a todo lo largo del campo “La Salina”. La producción importante de este intervalo comenzó en 1976, alcanzando un pico de 2800 BOPD en 1984, declinando a 926 BOPD en Marzo del 2003.

Las unidades de “Lisama” masiva superiores e inferiores, contienen la mayoría de las reservas producibles del campo “La Salina”.

5 APLICACIÓN EN EL CAMPO

5.1 GENERALIDADES

5.1.1 Objetivos de la aplicación de Ancla de Gas

- Mejorar, mediante el análisis y aplicación de modificaciones, la producción de pozos en Bombeo Mecánico con alta producción de gas.
- Reducir el tiempo en la diferida de producción de un campo a través de la utilización de nuevos diseños en el sistema de levantamiento de Bombeo Mecánico.
- Minimizar los costos por frecuencia de servicios en un campo, debidos al bajo porcentaje de funcionamiento de bombas de subsuelo y al alto desgaste presentado por el gas.
- Producir los pozos tomados como casos de estudio como dos sistemas independientes, anular y tubería, uno para Gas y el otro para Crudo respectivamente.

5.1.2 Breve Descripción del Problema

Existen muchos campos en los cuales la producción de crudo tiene asociada una importante cantidad de gas. Al diseñar el mecanismo de levantamiento de Bombeo Mecánico para mejorar y aumentar la producción de crudo, se cuenta siempre con ideales que en la práctica muy poco se dan, uno de ellos es contar con una baja

producción de gas, ya que este es el principal causante en la baja eficiencia de bombeo de un pozo.

Muchas veces suele acumularse en el fondo de la bomba de subsuelo, entre el espacio de la válvula fija y la punta del recorrido del pistón, una pequeña capa de gas, producto de la caída de presión del crudo al entrar a la bomba y de la misma producción de gas del pozo. La capa no permite la abertura de la válvula fija, parando automáticamente la producción de crudo, problema conocido comúnmente como bloqueo por gas.

Otras veces, la acumulación de gas no es tanta como para bloquear la producción, pero si lo suficiente como para disminuir la eficiencia de bombeo en un 40-50%, fenómeno conocido como Interferencia por gas, lo cual en cifras concretas sería por ejemplo para una bomba de 2" con una unidad trabajando a 5 SPM y con 100 pulgadas de recorrido, una pérdida de 116 BOPD.

En otras ocasiones este gas al entrar directamente a la succión de la bomba de subsuelo, desgasta la válvula fija o como se conoce comúnmente "la corta", dejando una leve fuga en la bomba, pero lo suficiente como para no mantener la columna de fluido dentro del *tubing*.

5.2 ANÁLISIS Y ESTUDIO DE LOS POZOS

Dentro de este estudio caen los pozos más críticos del campo, los cuales se citan a continuación junto con sus características de producción:

5.2.1 Pozo La Salina 28

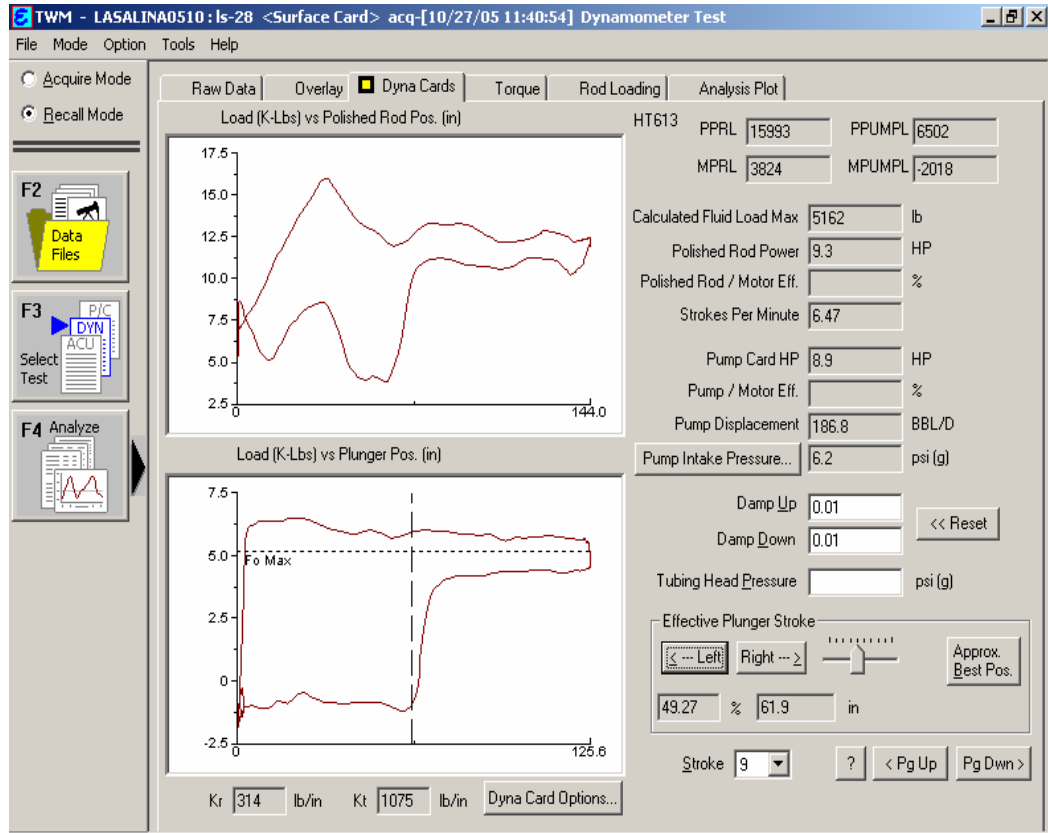
Es el mejor pozo del campo, 200 BOPD, 200 KSFCO, bomba de 2", completado con tubería de 2-7/8" a 4400 FT, constante bloqueo e interferencia por gas, necesario chequeo constante por parte del supervisor de producción, se deja por lo general con un recorrido menor del establecido, para permitirle lo que se conoce como golpe de bomba, con el objeto de remover el gas en fondo. Poseía una diferida de producción de 30 BOPD, oscilando entre 180 y 170 BOPD su producción Diaria.

Figura 43. Pozo La Salina 28.



Fuente. PETROSANTANDER S.A.

Figura 44. Carta Dinamométrica Pozo La Salina 28.



Fuente. PETROSANTANDER S.A.

5.2.2 Pozo La Salina 60

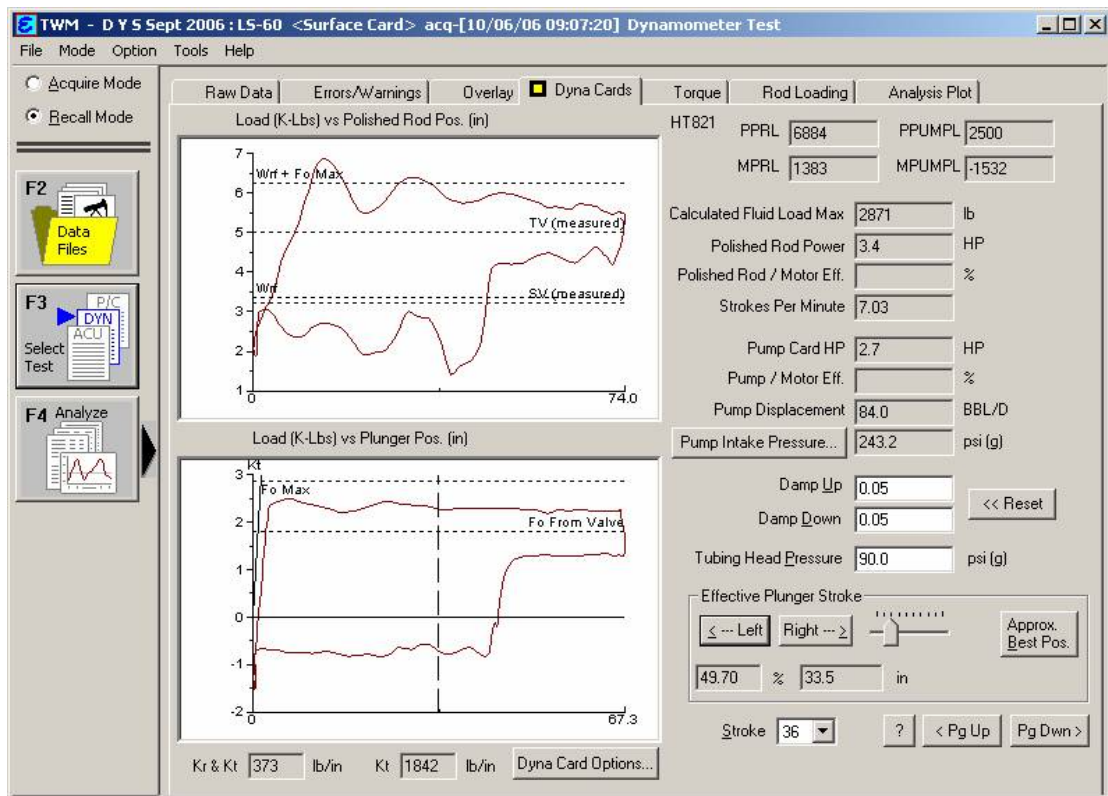
Uno de los mejores pozos del campo, 80 BOPD, 596 KSFCD, bomba de 1-3/4", una Relación Gas Aceite (GOR) de 7450 SCF/ STB, completado con tubería de 2-7/8" a 2429 FT, constante bloqueo e interferencia por gas, que contribuye a la existencia de un golpe de fluido conjunto, necesario chequeo constante por parte del supervisor de producción, se deja por lo general con un recorrido menor del establecido, para permitirle lo que se conoce como golpe de bomba, con el objeto de remover el gas en fondo. Poseía una diferida de producción de 15 BOPD, oscilando entre 65 y 70 BOPD su producción Diaria.

Figura 45. Pozo La Salina 60.



Fuente. PETROSANTANDER S.A.

Figura 46. Dinagrama para La Salina 60 (Golpe de fluido con leve interferencia por gas enmascarada).



Fuente. PETROSANTANDER S.A.

5.2.3 Pozo Payoa 2

El Payoa 2 tiene una producción de 75 BOPD y 300 KSCFD, bomba de 1-1/2", Completado con sarta mixta 2-3/8" y 2-7/8" a 8300 FT, constante bloqueo e interferencia por gas, además 5 servicios por cambio de bomba, desgaste en la válvula fija por la entrada de gas, diferida de producción de 20 BOPD.

Figura 47. Pozo Payoa 2.

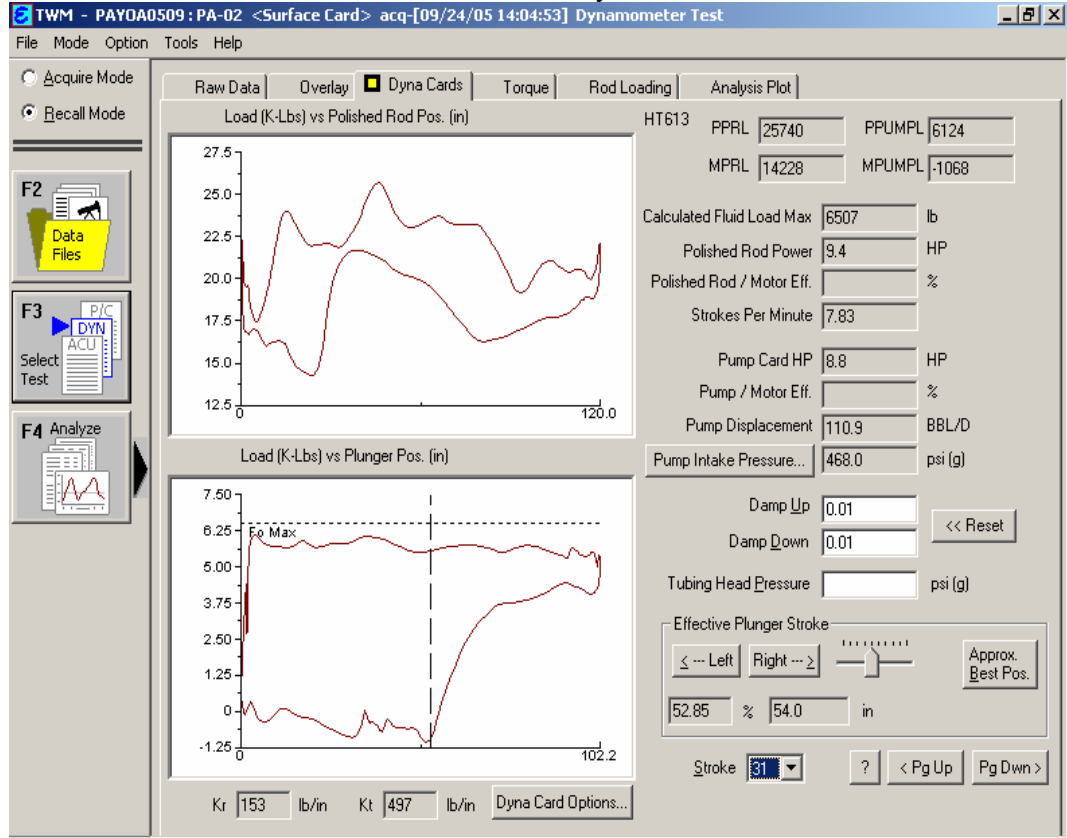


Fuente. PETROSANTANDER S.A.

5.2.4 Pozo La Salina B29

Pozo de desarrollo, con una producción de 30 BOPD, perforado en Octubre de 2004, completado con bomba de 1-1/4", tubería de 2-3/8" a 2800 FT, constante bloqueo e interferencia por gas a tal punto de ser necesario servicio de cambio de bomba solo por el bloqueo, diferida de producción de 15 BOPD.

Figura 48. Carta Dinamométrica del Pozo Payoa 2.



Fuente. PETROSANTANDER S.A.

5.2.5 Pozo Payoa 3

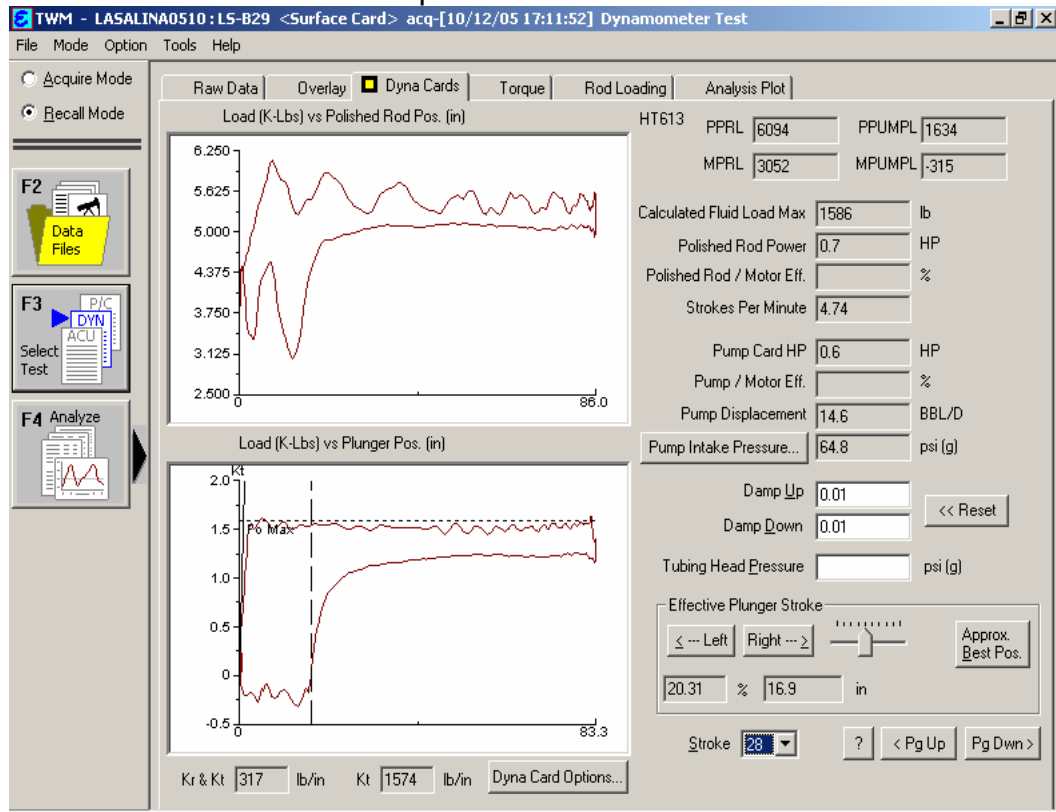
Pozo de no mucha producción de aceite solo 42 BFPD, y únicamente 13 BOPD, 69 % BSW, pero 205 KSFC, lo cual resulta en una relación gas aceite (GOR) de 15769 SCF/STB, presentaba fuerte interferencia por gas y bloqueo constante, esta interferencia contribuía a la formación de un golpe de fluido que dejaba en malas condiciones la bomba de subsuelo. Tenía una diferida de 8 barriles, dejando únicamente 5 para la producción.

Figura 49. Pozo La Salina B29.



Fuente. PETROSANTANDER S.A.

Figura 50. Carta Dinamométrica pozo La Salina B29.



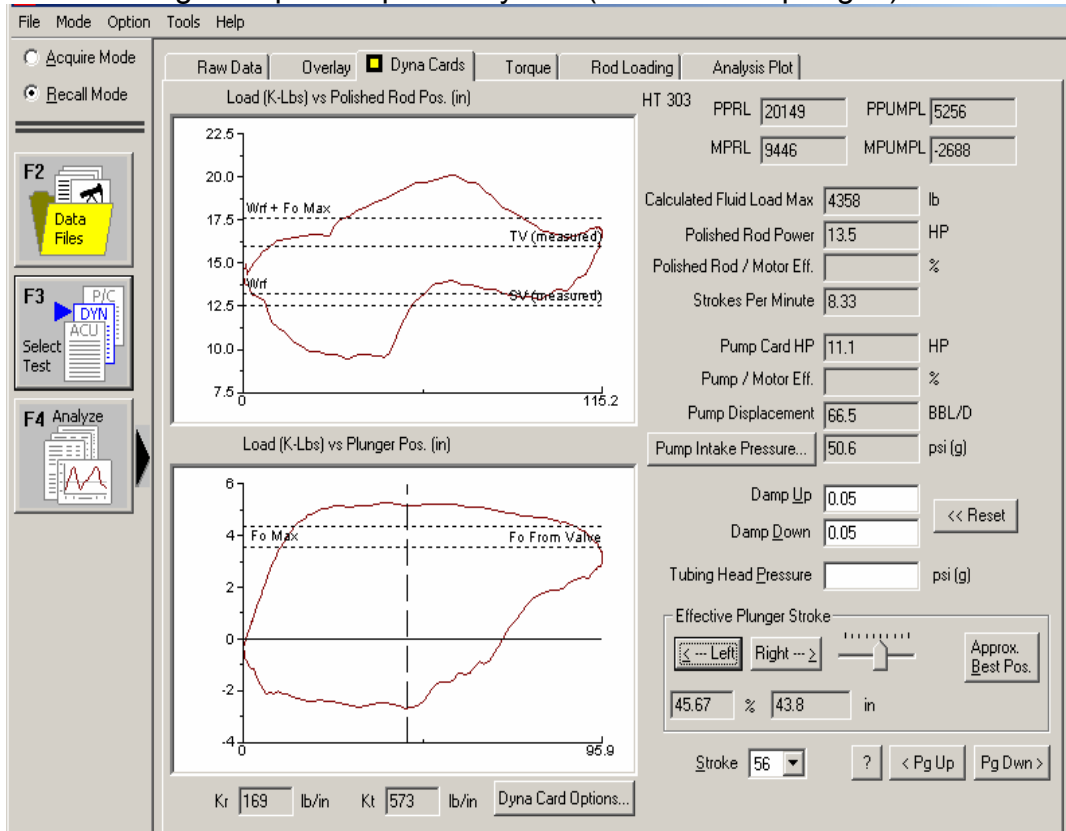
Fuente. PETROSANTANDER S.A.

Figura 51. Pozo Payoa 3.



Fuente. PETROSANTANDER S.A.

Figura 52. Dinagrama para el pozo Payoa 3 (interferencia por gas).



Fuente. PETROSANTANDER S.A.

Estos pozos citados anteriormente representan los casos más críticos del campo en cuanto al problema del gas se refiere, hay otros con iguales inconvenientes, pero los pioneros en lo que a soluciones se presentan son los ya mencionados, los otros han sido solo la aplicación de lo que inicialmente se probó en estos pozos.

Los primeros indicios del problema fueron la baja en la producción, alrededor de 105 BOPD en la producción diaria. Las soluciones inmediatas eran bombear crudo a través del *tubing* con el objeto de llenar el espacio ocupado por el gas y aumentar la eficiencia de bombeo.

Día tras día se consumía un promedio de 200 Barriles de crudo de consumo, perdiendo esto en la producción diaria, más la cantidad perdida en la producción, 105 barriles, nos resultaba un total de 305 Barriles perdidos que representaban unos 100.000 STB no recuperados al año.

Mediante tomas de dinagramas se encontraba el mismo problema en los pozos, bloqueo e interferencia por gas y bajas eficiencias de bombeo, bombas con capacidad para desplazar 200 BFPD solo alcanzaban los 100 BFPD.

A estas pérdidas anuales se sumaban de igual forma los servicios realizados por el Equipo de *Wellservices*, cuyo costo promedio es USD 6.000 por día de servicio.

Cada pozo de estos tenía un promedio de 5 a 6 servicios en el año, lo cual representaba un total de USD 180.000 en el año, que sumado a las pérdidas anteriores daba un total de alrededor de USD 2000.000 o dos millones de dólares en pérdidas a finales del año 2005.

5.3 SOLUCIONES AL PROBLEMA

La alternativa de bombear crudo era solo una solución temporal mientras se drenaba el volumen de crudo en el tubing y se formaba la misma capa de gas en el fondo de la bomba. De acuerdo a esto la solución más clara era restringir la entrada de este gas a la bomba, pero, ¿Cómo se lograba? Y en caso de que entrara, ¿Cómo hacer para sacar este gas sin la necesidad de gastar el crudo de consumo o la utilización del equipo de *Wellservices*?

Para poder proveer soluciones a los problemas es necesario conocer las condiciones de operación de cada uno de los pozos, las cuales incluyen:

- Estado Mecánico.
- Ubicación de Intervalos Productores de Gas.
- Porcentaje de producción de arena y ubicación de intervalos productores.
- Cantidad de Gas Producido.

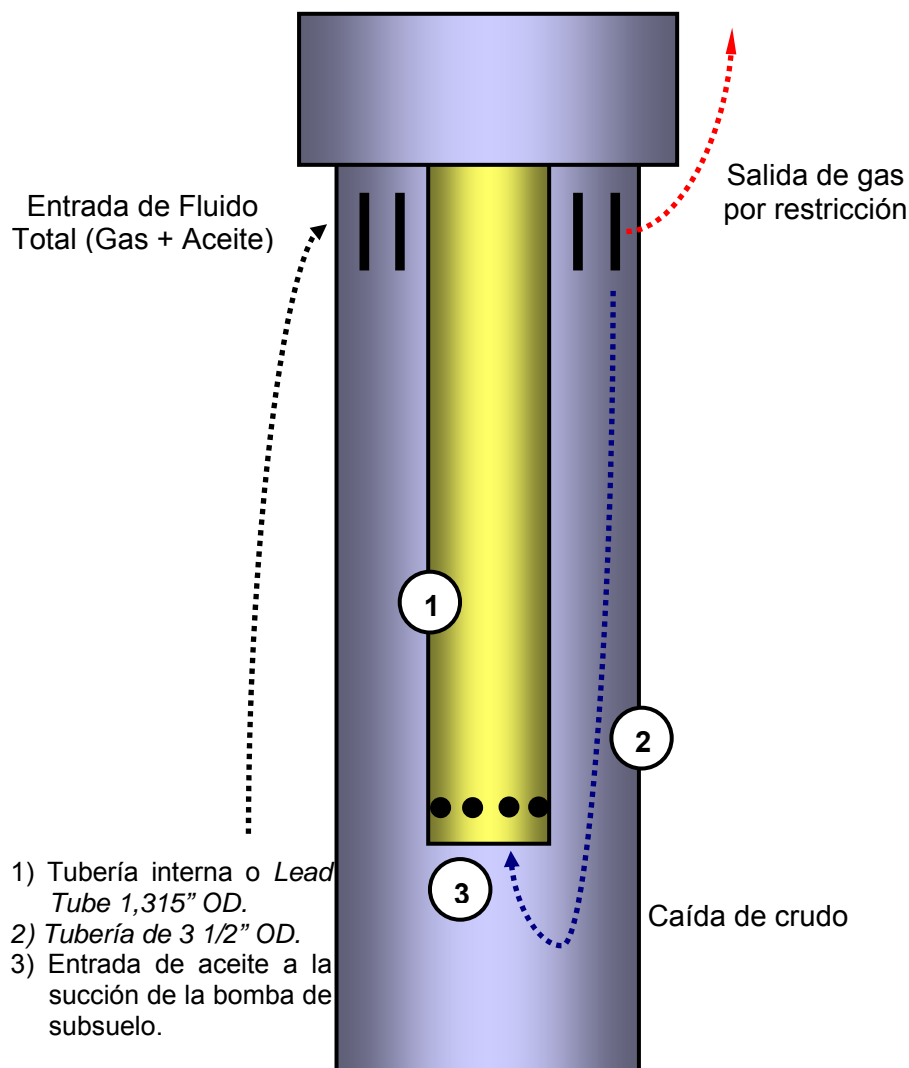
5.3.1 Estado Mecánico

Es indispensable conocer la condiciones actuales de operación del pozo, a que profundidad esta la bomba, que tipo de bomba es, con que diámetro de tubería esta completado y si tiene algún tipo de mecanismo de separación en fondo.

Tener a la mano el estado mecánico del pozo a tratar es muy importante ya que nos ayuda a determinar que esta fallando dentro del diseño propuesto y que es lo que debemos mejorar.

Normalmente estos pozos siempre llevan ancla de gas, el problema es que a veces el diseño de ancla de gas no es el óptimo para la cantidad de gas y la proveniencia de este.

Figura 53. Ancla de Gas Convencional.



Fuente. Jorge Díaz / Juan López para PETROSANTANDER S.A.

El ancla de gas instalada se hizo por ajuste, es decir, se tomó un tubo con un diámetro menor escogido con el criterio del personal de campo, sin soportes de experiencias previas comprobadas y sin información de referencia (Figura 53). Sin embargo a partir de este diseño partieron los diseños modificados.

Figura 54. Ancla de gas de 3-1/2" de Diámetro Externo.



Fuente. PETROSANTANDER S.A.

En todos los pozos antes citados, el ancla convencional no constituyó una clara solución que incrementara la producción de aceite.

El sistema de separación en fondo era deficiente debido a

- La imposibilidad para manejar todo el volumen de gas asociado
- La proveniencia del gas, que se daba por lo general en los intervalos inferiores abiertos.
- Este gas, a pesar de que su tendencia por gravedad es ascender a través del anular hasta superficie, debido al alto nivel de fluido encontrado, le era mejor introducirse a la succión de la bomba que vencer toda la columna de crudo en el anular para salir.

5.3.2 Ubicación de Intervalos Productores de Gas

La ubicación era otro factor crítico, pues debido a que los intervalos productores de gas se encontraban en fondo y el hecho de un gran nivel de fluido obligaba al gas a introducirse a la bomba.

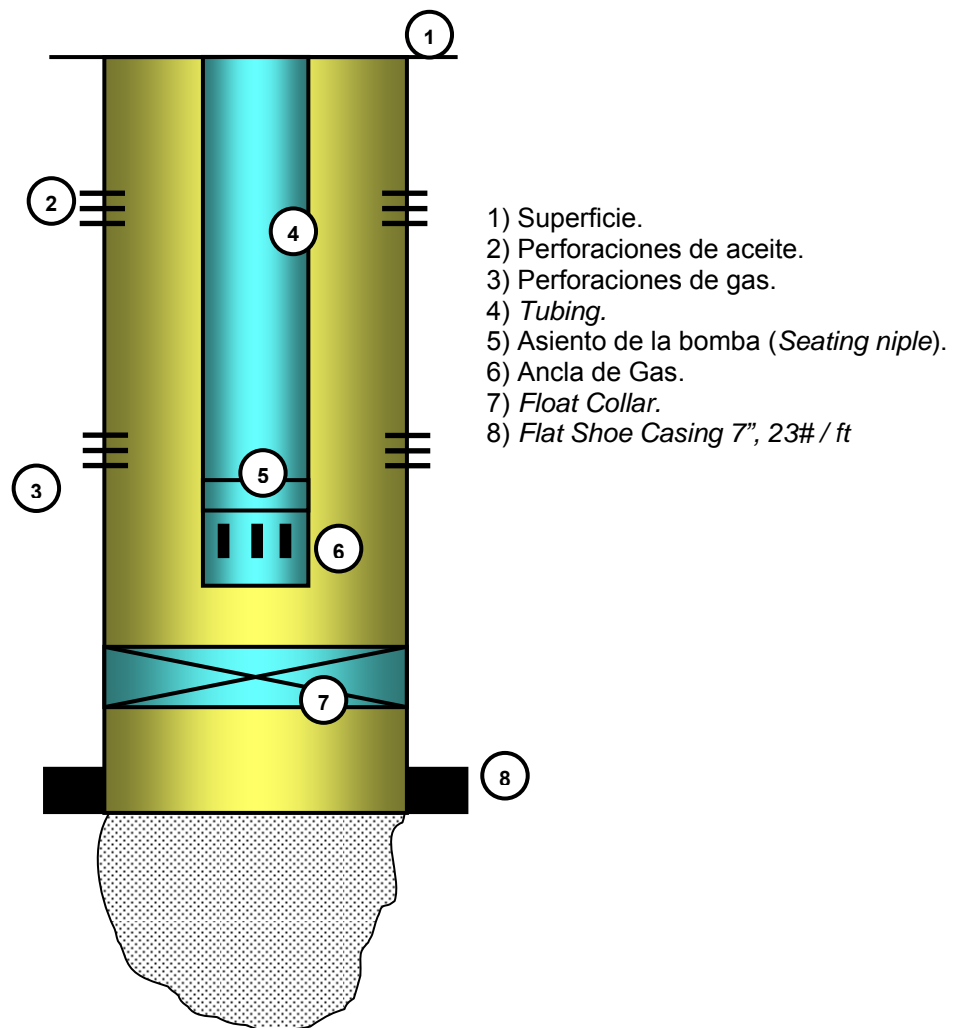
Si los intervalos se encontraran arriba, sería sencillo pues por sola separación por gravedad este gas saldría a la superficie, pero en este caso necesariamente tenía que pasar por el sistema de fondo.

Lo único que podían hacer los colaboradores de PETROSANTANDER S.A. era tratar de profundizar más la bomba y de dejarla debajo de las perforaciones de gas, con el objeto de lograr una separación natural por gravedad este y aislarlo de la succión de la bomba.

5.3.3 Porcentaje de Producción de Arena y Ubicación de Los Intervalos Productores

Tratar de ubicar un sistema de separación diferente en fondo, que nos permitiera aumentar la producción sin obstaculizar la salida del gas era algo que implicaba utilización de herramientas denominadas empaques, el problema con esto era la existencia de intervalos superiores que produjeran arena, lo cual imposibilitaba esta opción, pues de ser corridos en el pozo, la cantidad de arena depositada sobre estos los haría irrecuperables.

Figura 55. Esquema de fondo de los Pozos Críticos.



Fuente. Jorge Díaz / Juan López para PETROSANTANDER S.A.

5.3.4 Cantidad de Gas Producido

Este es también sin ninguna duda, un factor crítico pues las anclas convencionales no eran capaces de manejar toda esta cantidad de gas.

Del gas producido, una porción se dispersaba en el anular pero la mayor cantidad era circulada a través del sistema de fondo y el tubing permanecía lleno de este ya que el espacio que debía ocupar el crudo lo ocupaba el gas.

La necesidad de crear un mecanismo que independizara esta cantidad de gas del crudo, parecía ser muy difícil debido a que debía ser algo más que una simple ancla de gas.

De acuerdo a todo lo explicado anteriormente, se diseñaron sistemas para la separación de este gas atendiendo a las necesidades de cada pozo.

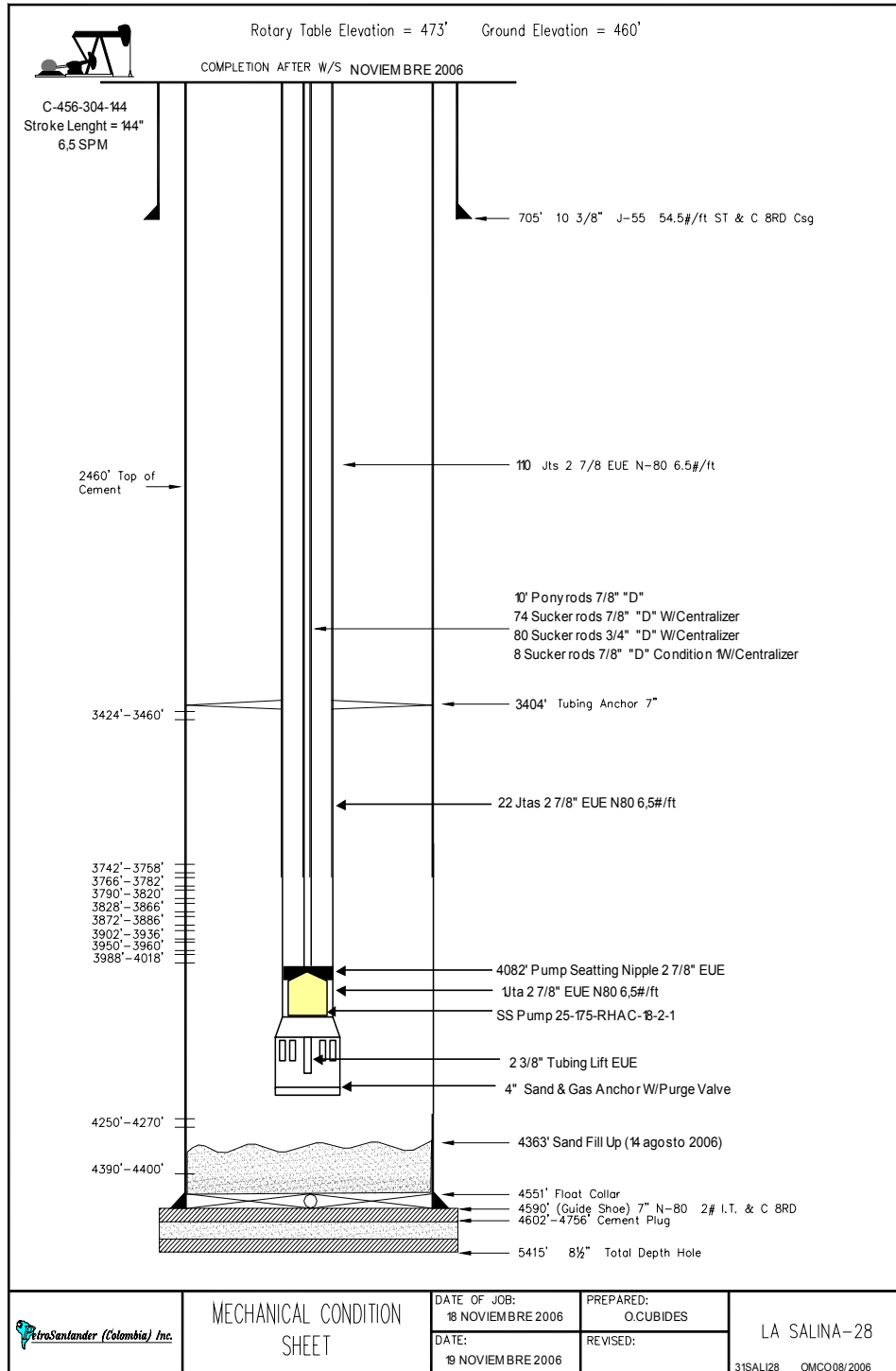
5.4 CASOS DE ESTUDIO

5.4.1 Pozo La Salina 28

Para este pozo se tuvo en cuenta que producía una cantidad de arena que no podía ser despreciada, a veces oscila entre el 10 y el 8%, para lo cual además de no poder instalar otro sistema más grande de separación, se debía controlar esta arena en fondo. Por esta razón y considerando el gas que entra a la bomba, se diseñó un accesorio denominado *PETROVALVE*.

La idea de este accesorio es forzar en pequeñas cantidades el gas acumulado en fondo para que sea transferido a la válvula viajera por los dos orificios pequeños ubicados en la parte posterior y sea movido junto con el fluido total, ya que el colchón que se forma es imposible de romper solo con la válvula viajera.

Figura 56. Estado Mecánico La Salina 28.



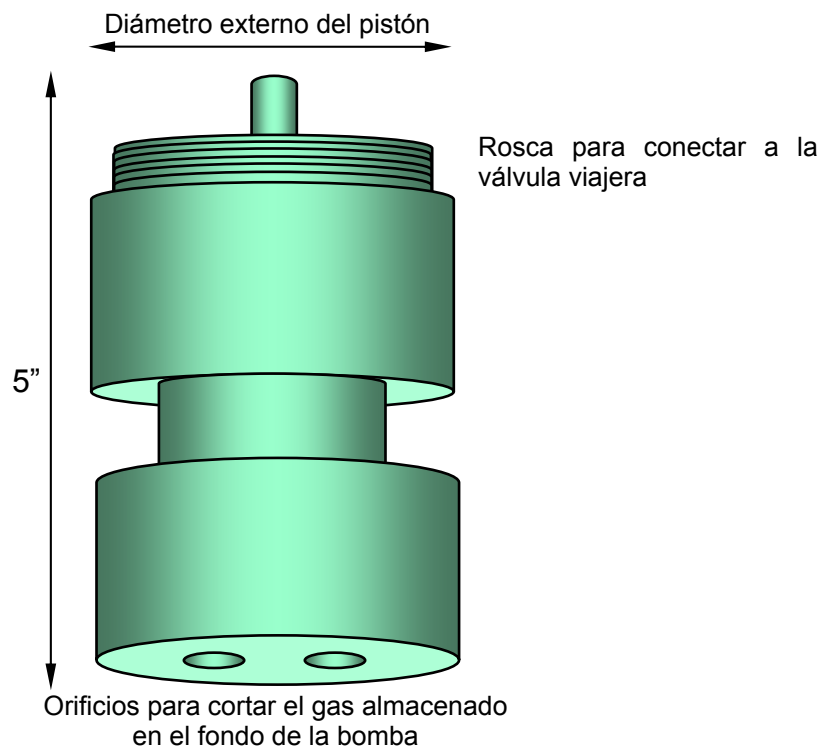
Fuente. PETROSANTANDER S.A.

Se decidió modificar el sistema de separación en fondo, para lo cual se diseñó una nueva ancla de gas.

Como no se podía correr un sistema fijo en fondo debido a la cantidad de arena producida proveniente de los intervalos superiores y que los de gas se encontraban en el fondo, y con la intención de no restringir el flujo de entrada a la bomba debido a la alta producción del pozo, se fijo un ancla conectada a la tubería pero con otras características.

La *PETROVALVE* al contar con un espacio vacío en el que se pueden alojar pequeñas cantidades de gas (aproximadamente unas 5”), le es posible a medida que se comprime el colchón recoger algo de este gas y permitir la entrada de crudo de la formación a la bomba y ocupar el lugar que deja este gas.

Figura 57. Esquema de una *Petrovalve*.



Fuente. Jorge Díaz / Juan López para PETROSANTANDER S.A.

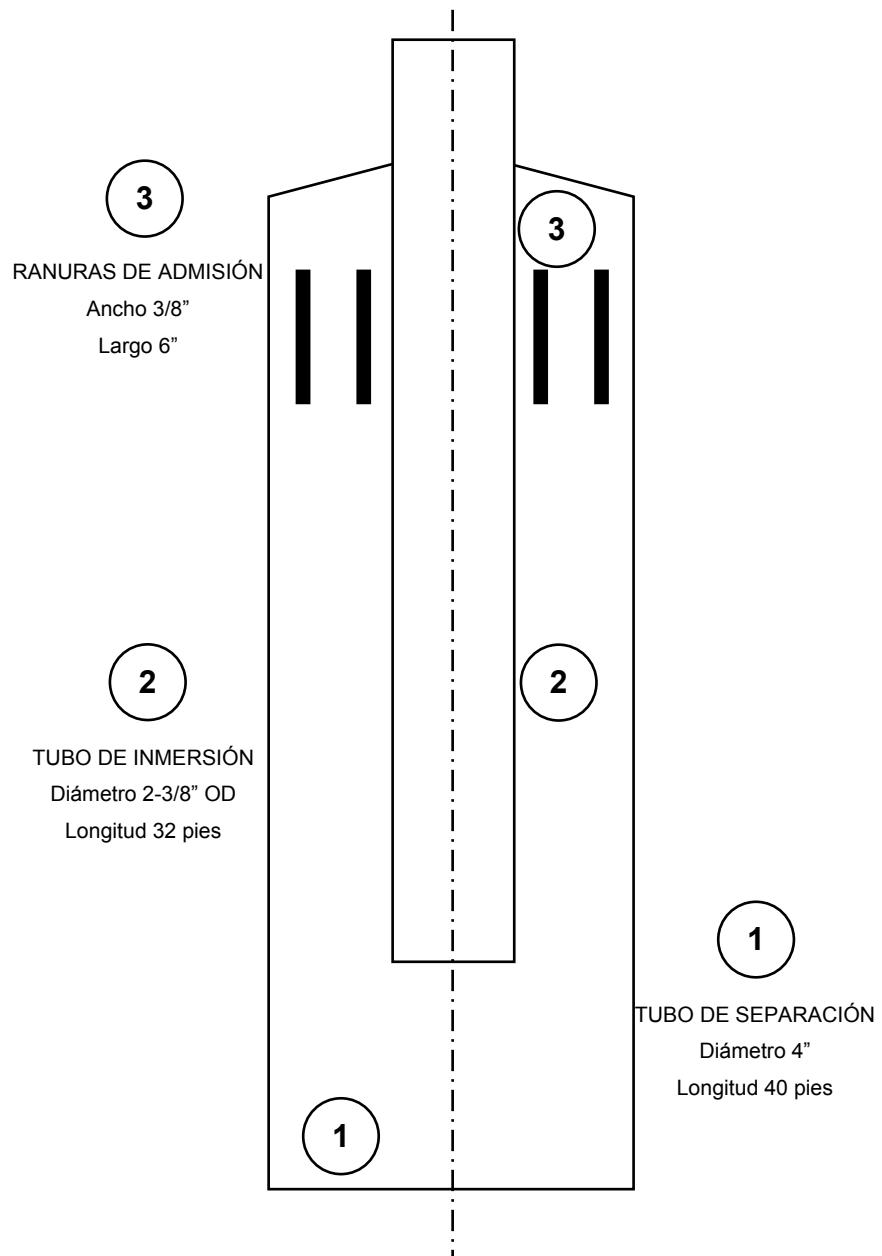
Figura 58. Fotografía de una *Petrovalve*.



Fuente. PETROSANTANDER S.A.

Esta ancla a diferencia de contar con un tubo externo de 3-1/2", cuenta con un tubo de 4" con 40 a 42 Pies de longitud y el *Lead tube* es de 2-3/8" con una longitud de 26 a 28 Pies, esto con el objeto de favorecer la separación por gravedad, al disponer de una longitud mucho mayor y un diámetro mayor, atendiendo también a la consideración de tener un espacio mayor para alojar la arena decantada durante el proceso y a la producción de crudo.

Figura 59. Ancla de gas utilizada en el pozo La Salina 28.



Fuente. Jorge Díaz / Juan López para PETROSANTANDER S.A.

Figura 60. Ancla de Gas de 4" diámetro externo.



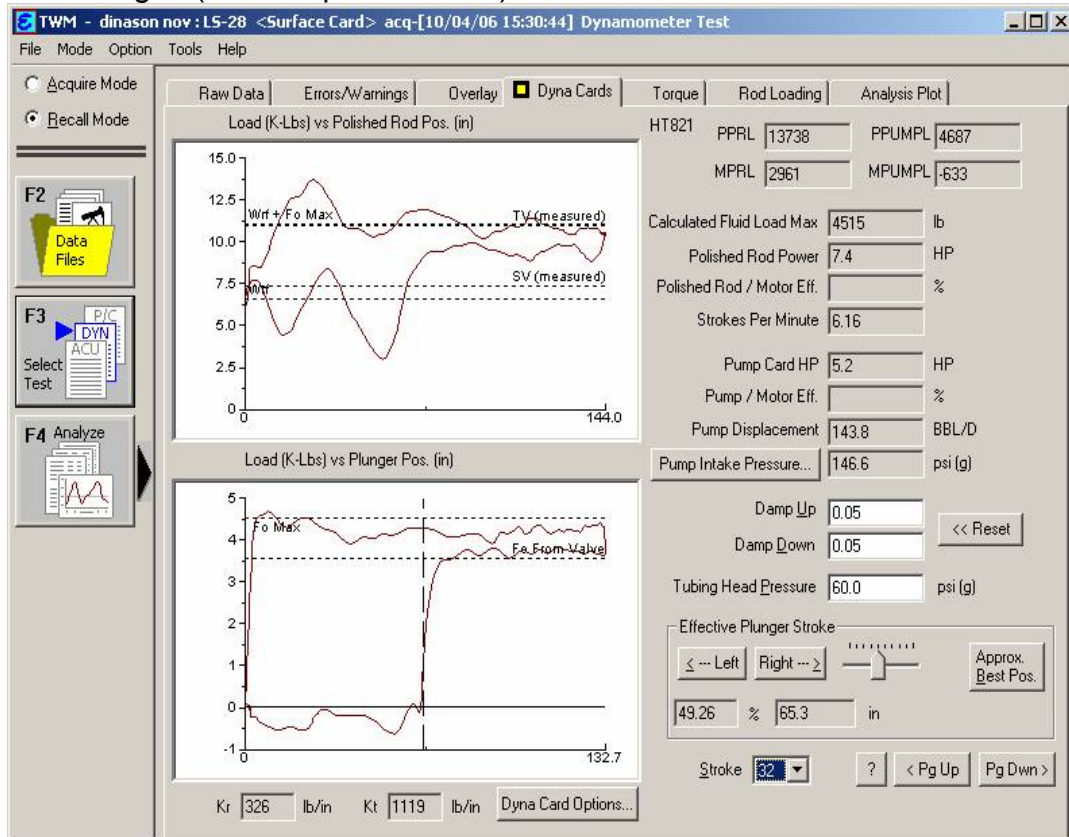
Fuente. PETROSANTANDER S.A.

Figura 61. Vista de las ranuras y tubo interno del ancla de 4" OD.



Fuente. PETROSANTANDER S.A.

Figura 62. Carta Dinamométrica del pozo La Salina 28 después de la instalación del ancla de gas (solo Golpe de Fluido).



Fuente. PETROSANTANDER S.A.

Tabla 7. Comparativo pozo La Salina 28

La Salina 28	Antes de la instalación de Petrovalve, BPV– ancla convencional	Después de la instalación de Petrovalve, BPV – ancla convencional	Después de la instalación de Petrovalve, BPV – ancla modificada
Producción (BOPD)	170/180	180	210
Interferencia por Gas	Alta (Dinagrama)	Alta (Dinagrama)	Leve
Bloqueo por Gas	Alto	Leve	Leve

Fuente. Adaptado de PETROSANTANDER S.A.

El análisis de Costos en la implementación del sistema de ancla de gas es el mismo, los costos por servicio son los mismos, lo que difiere es la inversión en el ancla de gas como se describe a continuación:

Tabla 8. Detalle de costos de implementación Ancla de Gas, pozo La Salina 28*

INVERSIÓN

MATERIALES	CANTIDAD	COSTO
TUBO 4"	1 EA	\$562.000
TUBO 2-3/8"	1 EA	\$456.000
SOLDADURA WEST ARCO 7018 X 1/8"	5 KG	\$28.500
MANO DE OBRA SOLDADOR	1 DÍA	\$120.000
AYUDANTE	1 DÍA	\$90.000
TOTAL		\$1.256.500

COSTO POR SERVICIO

ITEM	COSTO
COMBUSTIBLE	\$472.000
TRANSPORTE	\$120.360
COMIDA	\$637.200
PERSONAL	\$6.372.000
TARIFA RIG	\$4.248.000
ALQUILERES	\$269.040
PÉRDIDA DE PRODUCCIÓN POR EL SERVICIO	\$11.328.000
TOTAL	\$23.446.600

COSTO TOTAL

ITEM	COSTO
INVERSIÓN	\$ 1.256.500
COSTO POR SERVICIO	\$23.446.600
TOTAL	\$24.703.100

PÉRDIDAS CONSECUENCIA DE LA DIFERIDA DE PRODUCCIÓN

BARRILES POR DÍA	DÍAS	COSTO BARRIL	VALOR TOTAL	VALOR PESOS
20	30	USD 40	USD 24.000	\$56.640.000

* Año 2005

Fuente. Adaptado de PETROSANTANDER S.A.

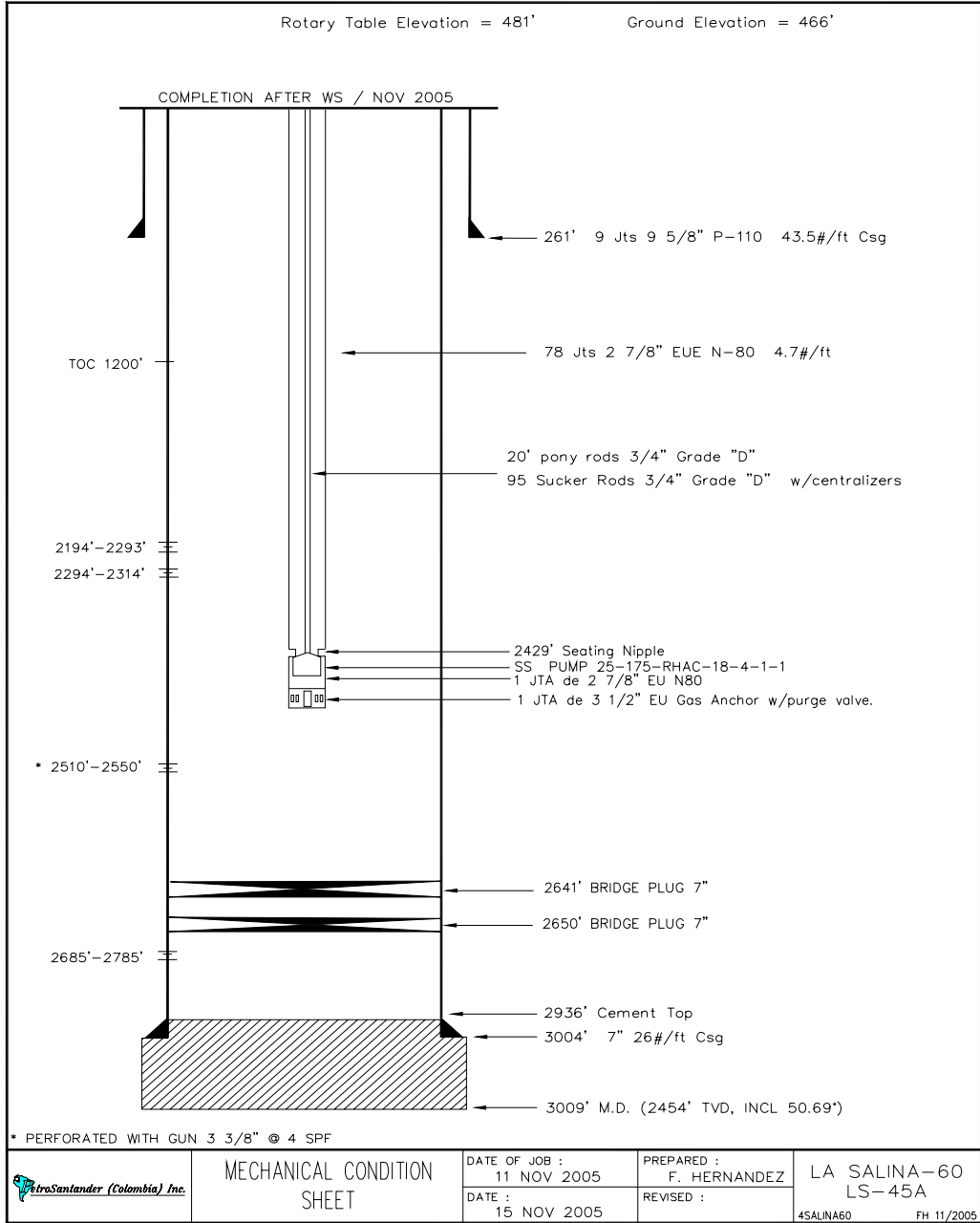
De todas las tablas anteriores concluimos que la rentabilidad de instalar un ancla de gas que disminuya la interferencia por gas y en consecuencia aumente la producción del pozo es buena, al tener ganancias netas solo al mes de \$31.936.900. Eso sin tener en cuenta que desde la fecha del servicio el pozo no se vuelve a intervenir por lo menos en 5 meses. Es Decir una ganancia neta al año de \$605.570.700, aproximadamente USD 256.600 (año 2005).

5.4.2 Pozo La Salina 60

Para este pozo, existía un problema, la cantidad de arena que produce, pues al estar completado en las zonas superiores de mugrosa, la presencia de arena es ineludible.

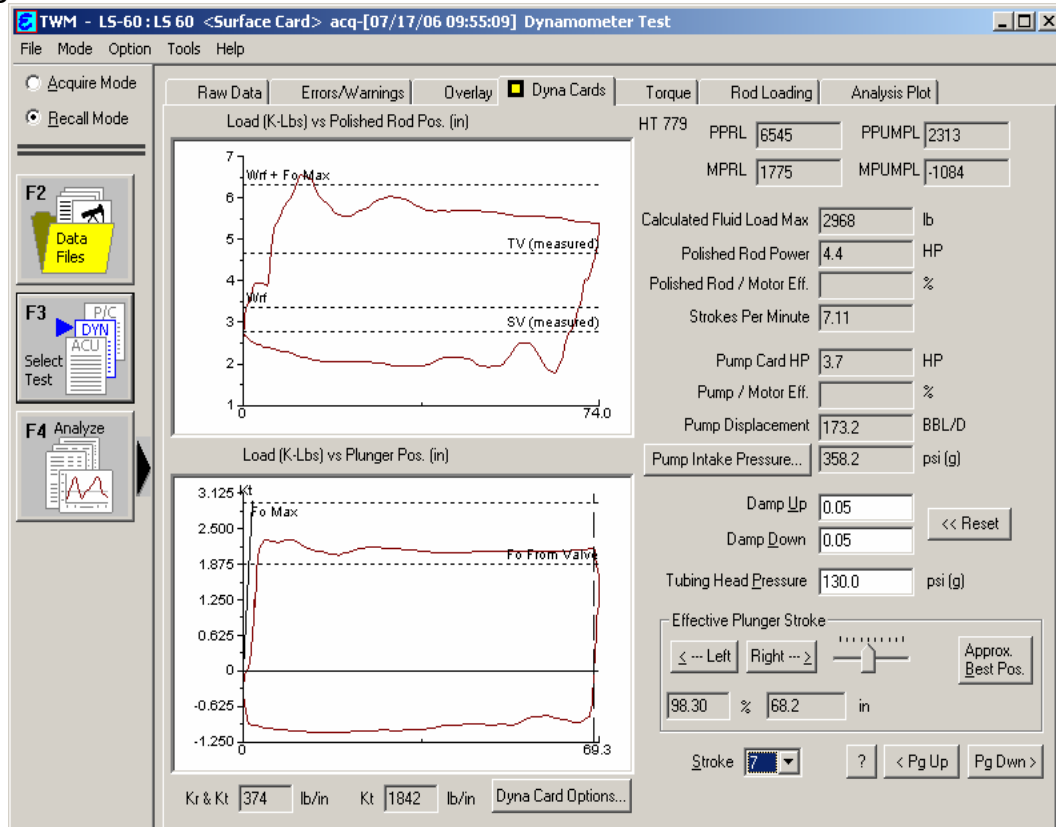
Teniendo en cuenta el suficiente espacio entre el Diámetro *Drift* y el máximo Diámetro externo de tubería, que sería el cuello del tubo de 3-1/2", es decir, 4-1/2", y de igual forma ubicando los intervalos productores de Gas como los 2 superiores, se recomendó la instalación de un ancla convencional de 3-1/2".

Figura 63. Estado mecánico La Salina 60.



Fuente. PETROSANTANDER S.A.

Figura 64. Carta Dinamométrica La Salina 60 después de la instalación del ancla de gas.



Fuente. PETROSANTANDER S.A.

Tabla 9. Detalle de costos de implementación Ancla de Gas, pozo La Salina 60*.

INVERSIÓN

MATERIALES	CANTIDAD	COSTO
TUBO 3-1/2"	1 EA	\$506.000
TUBO 1-1/4"	1 EA	\$246.000
SOLDADURA WEST ARCO 7018 X 1/8"	5 KG	\$28.500
MANO DE OBRA SOLDADOR	1 DÍA	\$120.000
AYUDANTE	1 DÍA	\$90.000
TOTAL		\$990.500

COSTO POR SERVICIO

ITEM	COSTO
COMBUSTIBLE	\$472.000
TRANSPORTE	\$120.360
COMIDA	\$637.200
PERSONAL	\$6.372.000
TARIFA RIG	\$4.248.000
ALQUILERES	\$269.040
PERDIDA DE PRODUCCION POR EL SERVICIO	\$7.552.000
TOTAL	\$19.670.600

COSTO TOTAL

ITEM	COSTO
INVERSION	\$990.500
COSTO POR SERVICIO	\$19.670.600
TOTAL	\$20.661.100

PÉRDIDAS CONSECUENCIA DE LA DIFERIDA DE PRODUCCIÓN

BARRILES POR DÍA	DÍAS	COSTO BARRIL	VALOR TOTAL	VALOR PESOS
15	30	USD 40	USD 18.000	\$42.480.000

* Año 2005

Fuente. Adaptado de PETROSANTANDER S.A.

Se concluye que la rentabilidad de instalar un ancla de gas que disminuya la interferencia por gas y en consecuencia aumente la producción del pozo es buena, al tener ganancias netas solo al mes de \$21.818.900 (2005). El pozo se vuelve a

intervenir por lo menos en 5 meses. Es Decir una ganancia neta al año de \$393.968.700, aproximadamente USD 189.800. (a 2005)

5.4.3 Pozo Payoa 2

En este pozo el problema era parecido, con la variante de que arriba no existían perforaciones productoras de arena, lo cual nos daba una gran ventaja sobre el sistema de fondo, aplicando también la Petrovalve usada en el La Salina 28.

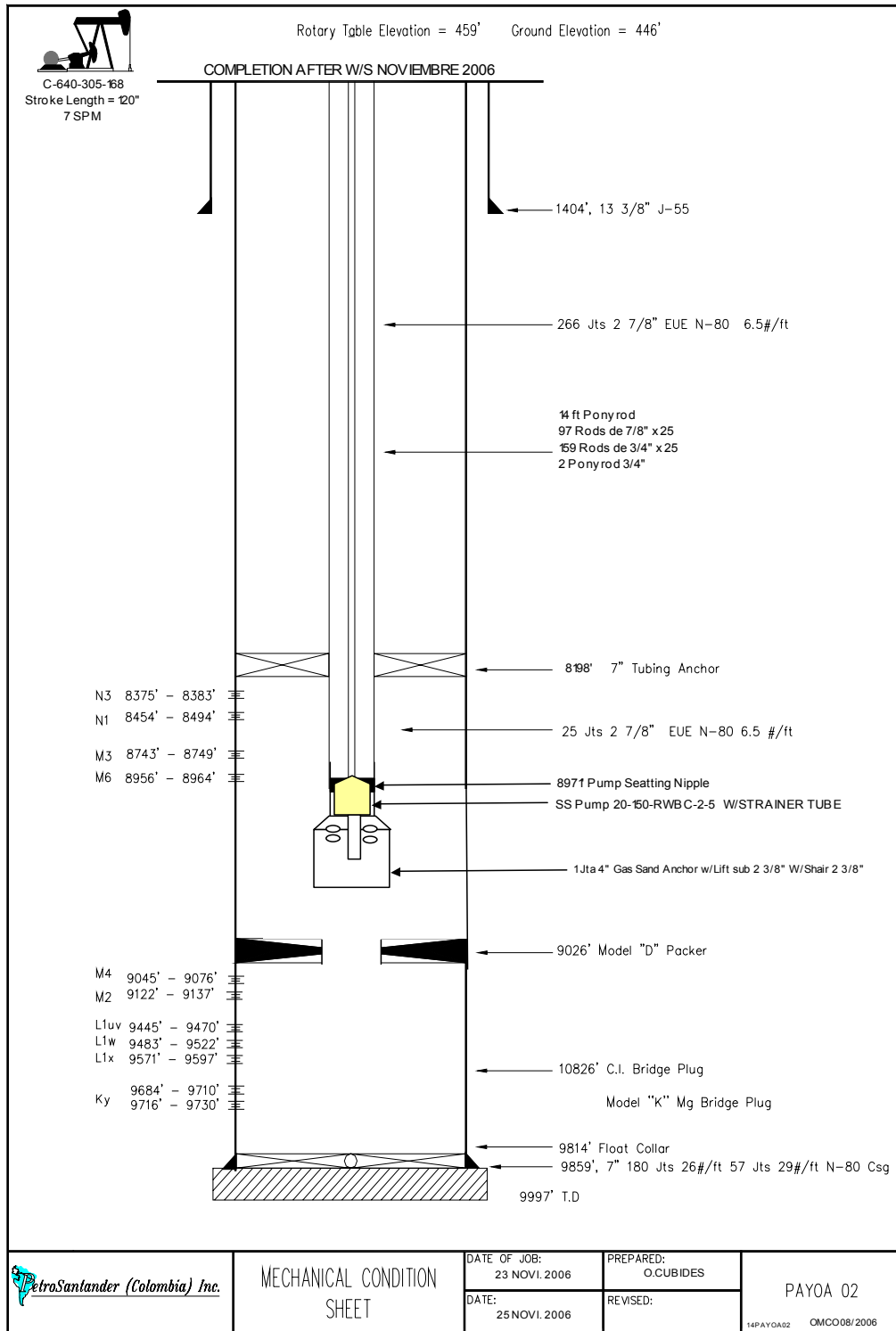
Se decidió modificar el sistema de separación en fondo por medio de un nuevo diseño de Ancla de Gas. Como no se podía correr un sistema fijo en fondo debido a la cantidad de arena producida proveniente de los intervalos superiores y que los de gas se encontraban en el fondo, y con la intención de no restringir el flujo de entrada a la bomba debido a la alta producción del pozo, se fijo un ancla conectada a la tubería pero con otras características.

De acuerdo a lo anterior, se decidió correr el siguiente completamiento:

En fondo, encima de las perforaciones de gas un empaque modelo "D", logrando un sello en el anular y obligando al fluido total a pasar a través de un orificio interno en el. Este cambio de diámetros generaría una caída de presión que daría por resultado una liberación de gas antes de llegar a la bomba.

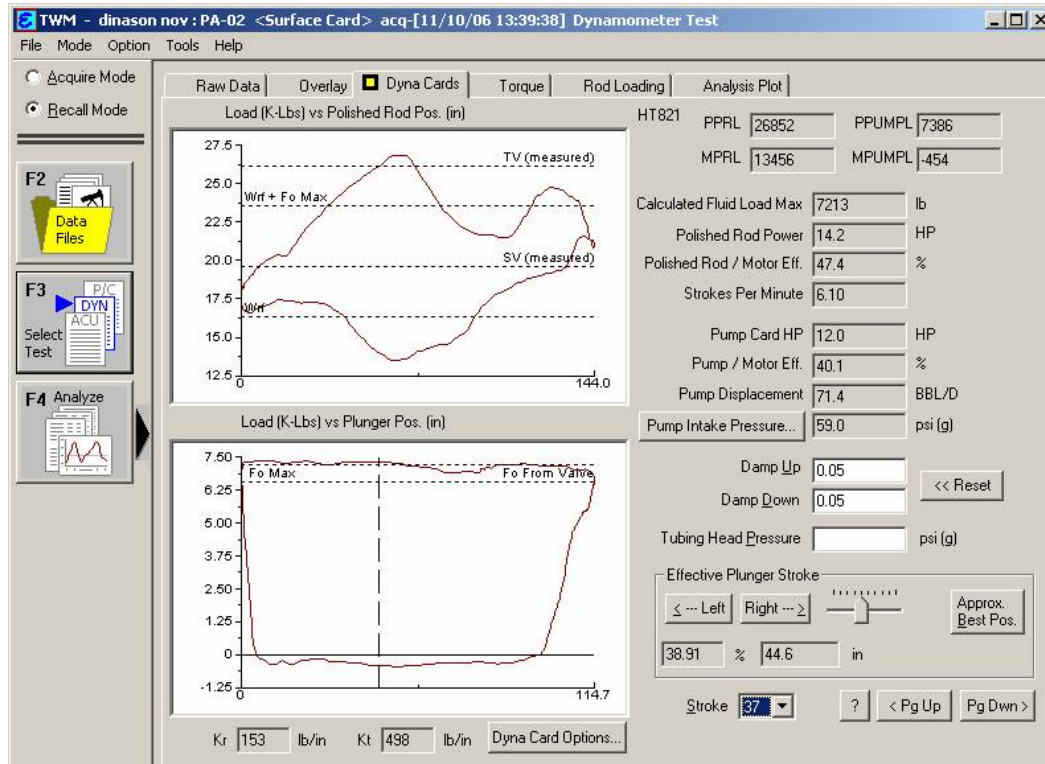
Este gas pasaría a través de un *Seal Locator*, que no es otra cosa que un pedazo de tubo de aproximadamente el diámetro del orificio del empaque, con unos 3 o 4 Pies de longitud y que entra ajustadamente en el, de aquí pasaría a el ancla de Gas inversa cuyo fin consiste en aislar totalmente el fluido total proveniente de la formación, guiándolo a través de un Lead tube externo y permitiendo solo el regreso por gravedad del crudo a la bomba.

Figura 65. Estado Mecánico del pozo Payoa 2.



Fuente. PETROSANTANDER S.A.

Figura 66. Carta Dinamométrica del pozo Payoa 2 después de la instalación del Ancla de Gas.



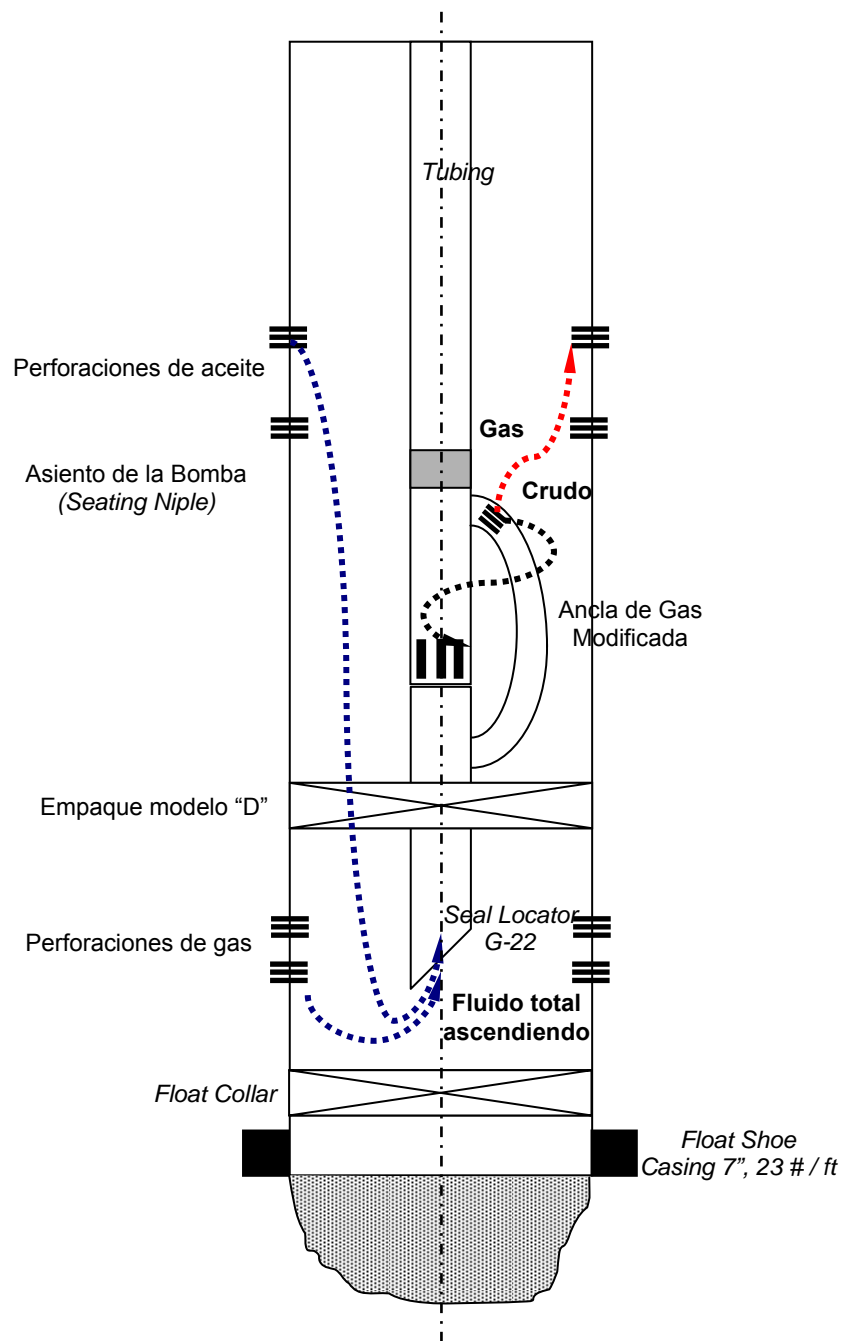
Fuente. PETROSANTANDER S.A.

Tabla 10. Comparativo pozo Payoa 2.

Payoa 2	Antes de instalación de Petrovalve, BPV – ancla de Gas convencional	Después de instalación de Petrovalve, BPV – ancla de Gas convencional	Después de instalación de Petrovalve, BPV – ancla de gas inversa
Producción (BOPD)	55/60	60	75
Interferencia por Gas	Alta (Dinagrama)	Alta (Dinagrama)	Leve
Bloqueo por Gas	Alto	Leve	Leve

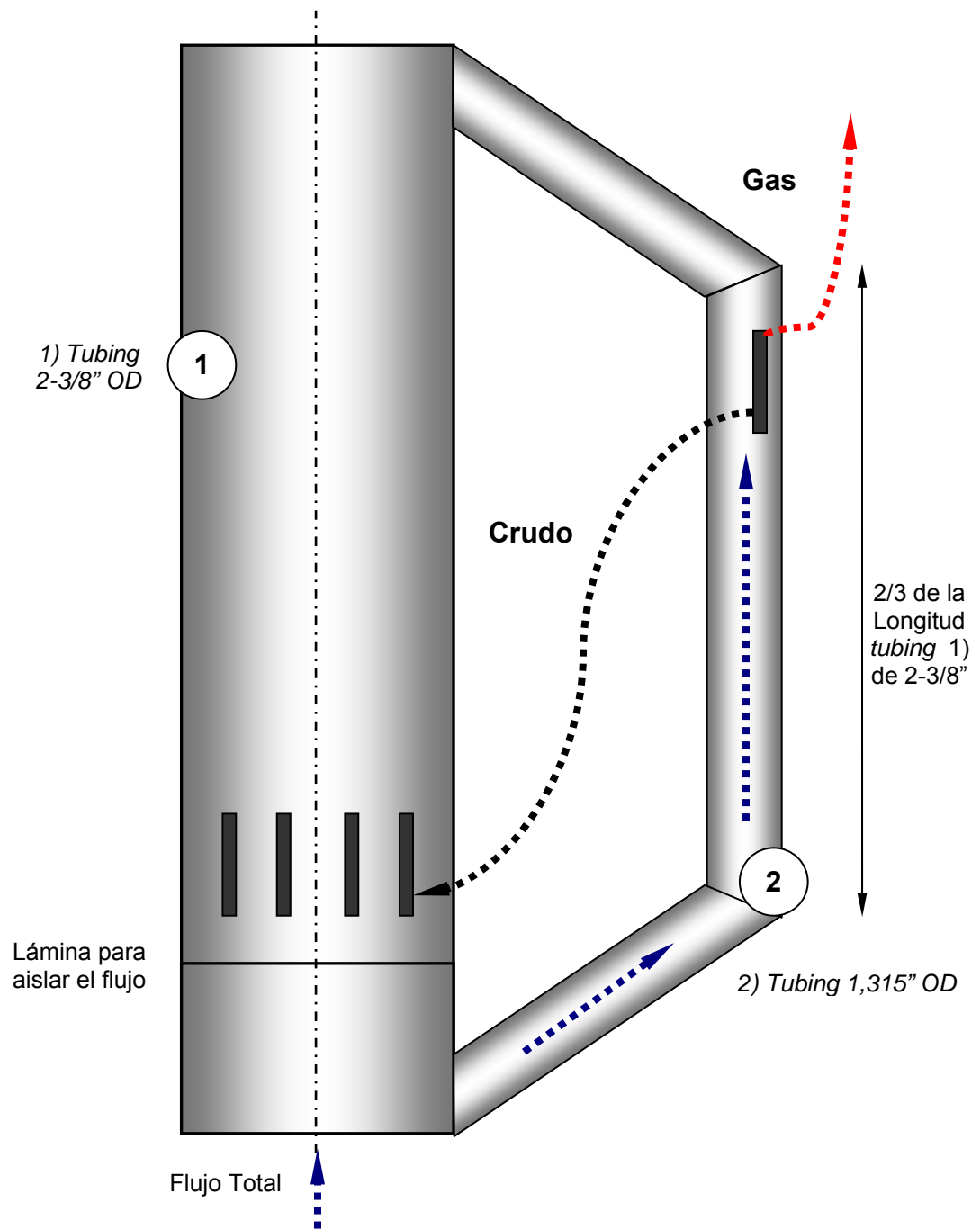
Fuente. Adaptado de PETROSANTANDER S.A.

Figura 67. Sistema de separación en fondo Payoa 2.



Fuente. Jorge Díaz / Juan López para PETROSANTANDER S.A.

Figura 68. Ancla de Gas Inversa, utilizada en el pozo Payoa 2.



Fuente. Jorge Díaz / Juan López para PETROSANTANDER S.A.

El análisis de Costos en la implementación del sistema de ancla de gas es el mismo, los costos por servicio son los mismos, lo que difiere es la inversión en el Ancla de gas como se describe a continuación:

Tabla 11. Detalle de costos de implementación Ancla de Gas, pozo Payoa 2*.

INVERSIÓN

MATERIALES	CANTIDAD	COSTO
TUBO 4"	1 EA	\$562.000
TUBO 2-3/8"	1 EA	\$456.000
SOLDADURA WEST ARCO 7018 X 1/8"	5 KG	\$28.500
MANO DE OBRA SOLDADOR	1 DÍA	\$120.000
AYUDANTE	1 DÍA	\$90.000
TOTAL		\$1.256.500

COSTO POR SERVICIO

ITEM	COSTO
COMBUSTIBLE	\$472.000
TRANSPORTE	\$120.360
COMIDA	\$637.200
PERSONAL	\$6.372.000
TARIFA R/G	\$4.248.000
ALQUILERES	\$269.040
PÉRDIDA DE PRODUCCION POR EL SERVICIO	\$5.192.000
TOTAL	\$17.310.600

COSTO TOTAL

ITEM	COSTO
INVERSION	\$1.256.500
COSTO POR SERVICIO	\$17.310.600
TOTAL	\$18.567.100

PÉRDIDAS CONSECUENCIA DE LA DIFERIDA DE PRODUCCIÓN

BARRILES POR DIA	DIAS	COSTO BARRIL	VALOR TOTAL	VALOR PESOS
20	30	USD 40	USD 24.000	\$56.640.000

*Año 2005

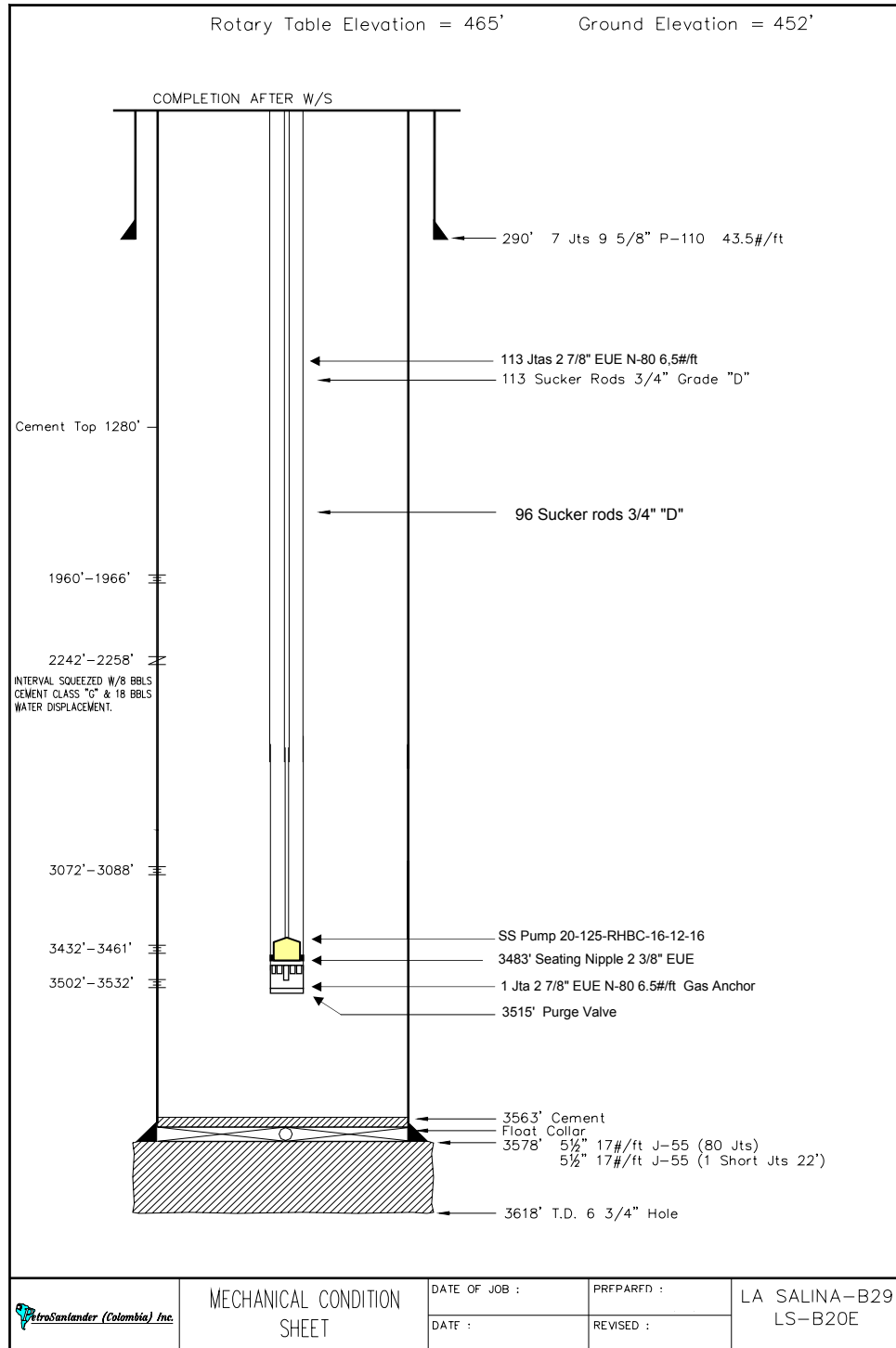
Fuente. Adaptado de PETROSANTANDER S.A.

De todas las tablas anteriores concluimos que la rentabilidad de instalar un Ancla de Gas que disminuya la interferencia por gas y en consecuencia aumente la producción del pozo es buena, al tener ganancias netas solo al mes de \$38.072.900, eso sin tener en cuenta que desde la fecha del servicio el pozo no se vuelve a intervenir por lo menos en 5 meses. Es Decir una ganancia neta al año de \$623.978.700, aproximadamente USD 264.400 (a 2005).

5.4.4 La Salina B29

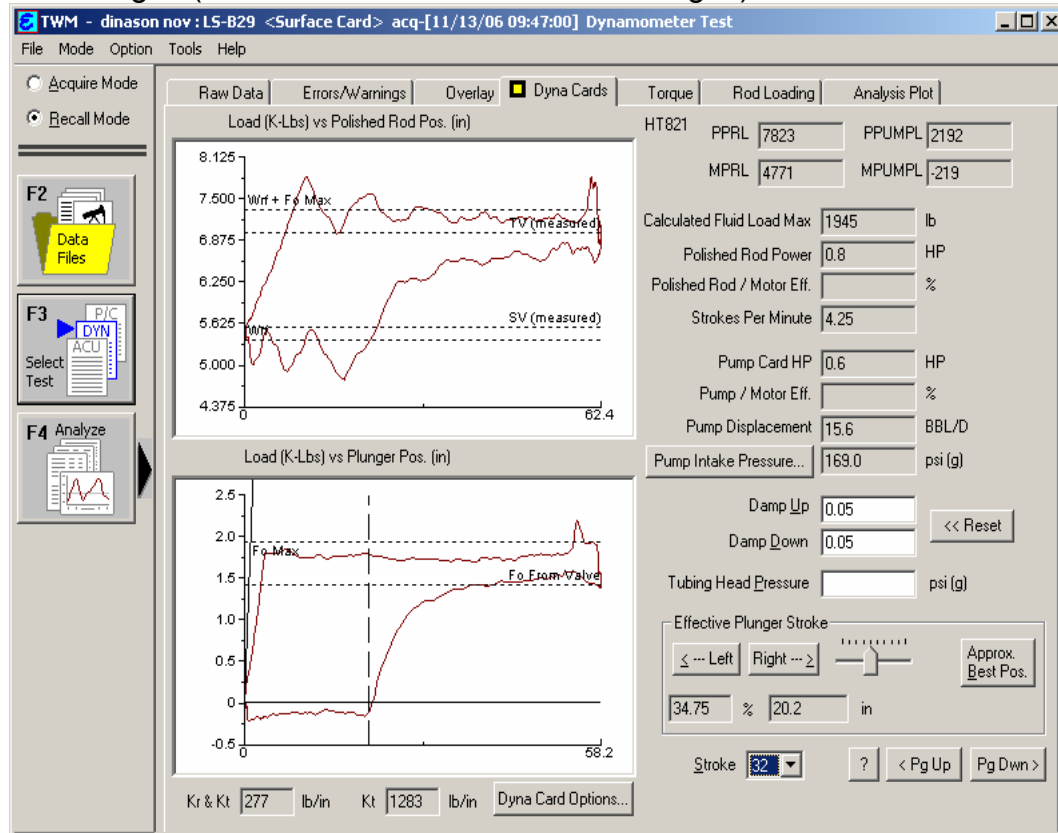
Este pozo al igual que el La Salina 28, tenía intervalos productores de arena arriba y los productores de gas se encontraban en fondo. El punto a considerar fue la producción de este pozo, 30 BOPD, poca en relación al La Salina 28 y no valía la pena correr un ancla de igual diseño. Sin embargo, la interferencia y el bloqueo tenían un efecto de más de 15 BOPD perdidos.

Figura 69. Estado mecánico del pozo La Salina B29.



Fuente. PETROSANTANDER S.A.

Figura 70. Carta Dinamométrica del pozo La Salina B29 después de la instalación del ancla de gas (disminución de la interferencia de gas).



Fuente. PETROSANTANDER S.A.

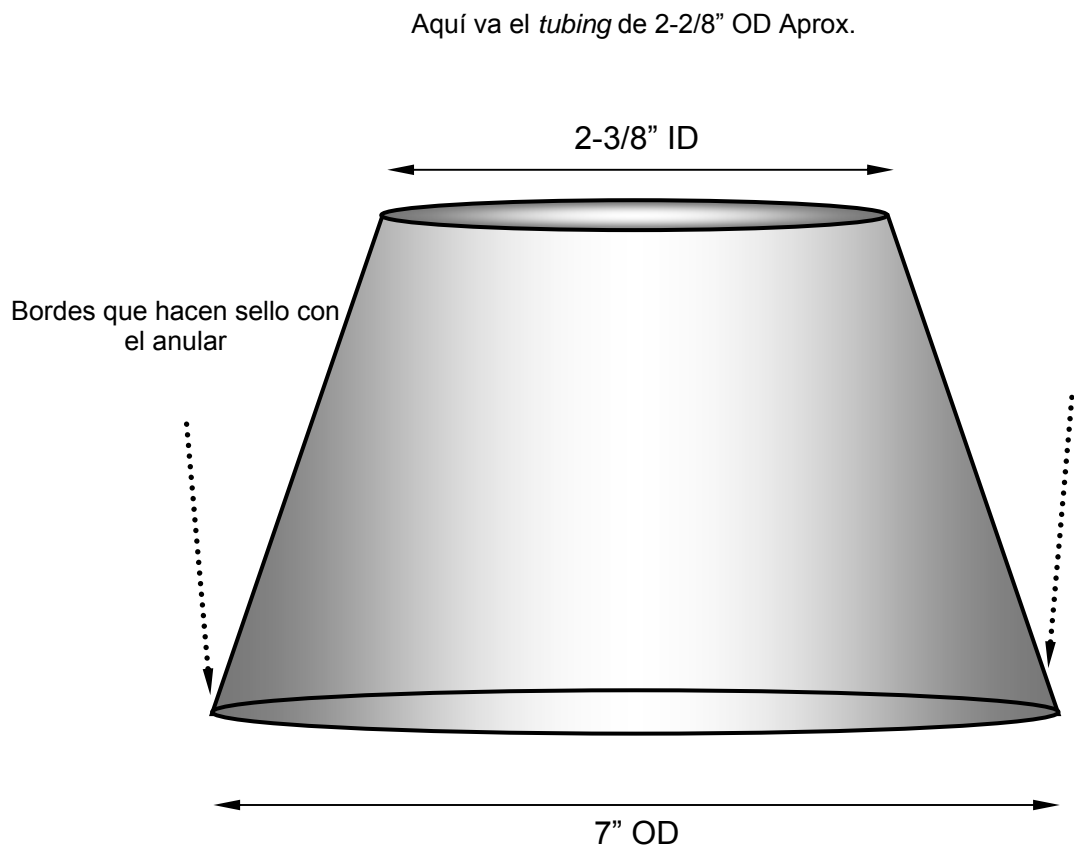
El pozo La Salina B29 sufrió dos modificaciones puesto que la primera modificación mejoró la producción de fluidos, sin embargo el fenómeno de arenamiento bloqueó el ancla instalada, obligando a un nuevo diseño.

5.4.4.1 Diseño 1: *Petrovalve, Pack off* – ancla de gas inversa

Se instaló un ancla de gas inversa igual que la usada en el pozo Payoa 2 (Figuras 64 y 65) y al final *Pack Off* en la punta de la sarta.

Este *Pack off* es un caucho en forma de cono, de un pie aproximadamente, en cuyo extremo mas estrecho tiene el OD del tubing usado para correrlo en el pozo con el y el extremo mas ancho tiene el OD del *casing* para hacer sello en el anular, casi como un empaque pero mas flexible y en este caso donde existen intervalos productores de arena en la parte superior, fácilmente recuperable.

Figura 71. Esquema *Pack Off Cup*.



Fuente. Jorge Díaz / Juan López para PETROSANTANDER S.A.

Tabla 12. Comparativo pozo La Salina B29. Diseño 1.

La Salina B29 Diseño 1	Antes de instalación de Petrovalve, Pack off – ancla de Gas convencional	Después de instalación de Petrovalve, Pack off – ancla de Gas convencional	Después de instalación de Petrovalve, Pack off – ancla de gas inversa
Producción (BOPD)	15/20	20	30
Interferencia por Gas	Alta (Dinagrama)	Alta (Dinagrama)	Leve
Bloqueo por Gas	Alto	Leve	Leve

Fuente. Adaptado de PETROSANTANDER S.A.

5.4.4.2 Diseño 2: Petrovalve, - Ancla de Gas modificada 2-7/8”

Se instaló un ancla convencional pero diámetro menor, es decir el tubo no era de 3-1/2” sino de 2-7/8” para evitar posibles pegas con arena debido a que el diámetro del cuello de la tubería de 3-1/2” es muy cercano al diámetro *drift* del *casing*, en cambio existía mayor tolerancia con un tubo de 2-7/8”. El tubo interno sigue siendo de 1-1/4”, pues era mejor ya que la caída de presión a través del *drift* de 2-7/8” y el diámetro externo de 1-1/4” era menor, pues hay menor tolerancia.

Tabla 13. Comparativo pozo La Salina B29. Diseño 2.

La Salina B29 Diseño 2	Antes de instalación de Petrovalve, Pack off – ancla de Gas convencional	Después de instalación de Petrovalve, Pack off – ancla de Gas inversa	Después de instalación de Petrovalve, - ancla de gas modificada 2- 7/8”
Producción (BOPD)	8-10	15	23
Interferencia por Gas	Alta (Dinagrama)	Alta (Dinagrama)	Leve
Bloqueo por Gas	Alto	Leve	Leve

Fuente. Adaptado de PETROSANTANDER S.A.

El análisis de Costos en la implementación del sistema de ancla de gas es el mismo, los costos por servicio son los mismos, lo que difiere es la inversión en el ancla de gas como se describe a continuación:

Tabla 14. Detalle costos de implementación Ancla de Gas, pozo La Salina B29*.

INVERSIÓN

MATERIALES	CANTIDAD	COSTO
TUBO 2-7/8”	1 EA	\$456.000
TUBO 1-1/4”	1 EA	\$246.000
SOLDADURA WEST ARCO 7018 X 1/8”	5 KG	\$28.500
MANO DE OBRA SOLDADOR	1 DÍA	\$120.000
AYUDANTE		\$90.000
TOTAL		\$940.500

COSTO POR SERVICIO

ITEM	COSTO
COMBUSTIBLE	\$472.000
TRANSPORTE	\$120.360
COMIDA	\$637.200
PERSONAL	\$6.372.000
TARIFA RIG	\$4.248.000
ALQUILERES	\$269.040
PÉRDIDA DE PRODUCCIÓN POR EL SERVICIO	\$755.200
TOTAL	\$12.873.700

COSTO TOTAL

ITEM	COSTO
INVERSION	\$940.500
COSTO POR SERVICIO	\$12.873.700
TOTAL	\$13.814.200

PÉRDIDAS CONSECUENCIA DE LA DIFERIDA DE PRODUCCIÓN

BARRILES POR DIA	DIAS	COSTO BARRIL	VALOR TOTAL	VALOR PESOS
15	30	USD 40	USD 18.000	\$42.480.000

*Año 2005

Fuente. Adaptado de PETROSANTANDER S.A.

De todas las tablas anteriores concluimos que la rentabilidad de instalar un ancla de gas que disminuya la interferencia por gas y en consecuencia aumente la

producción del pozo es buena, al tener ganancias netas solo al mes de \$28.665.800 (año 2005).

A esos cálculos no se le ha incluido el ahorro que supone no volver a intervenir el pozo desde la fecha del por lo menos en 5 meses. Al final la ganancia neta al año fue de \$468.317.000, aproximadamente USD 198.500. (año 2005)

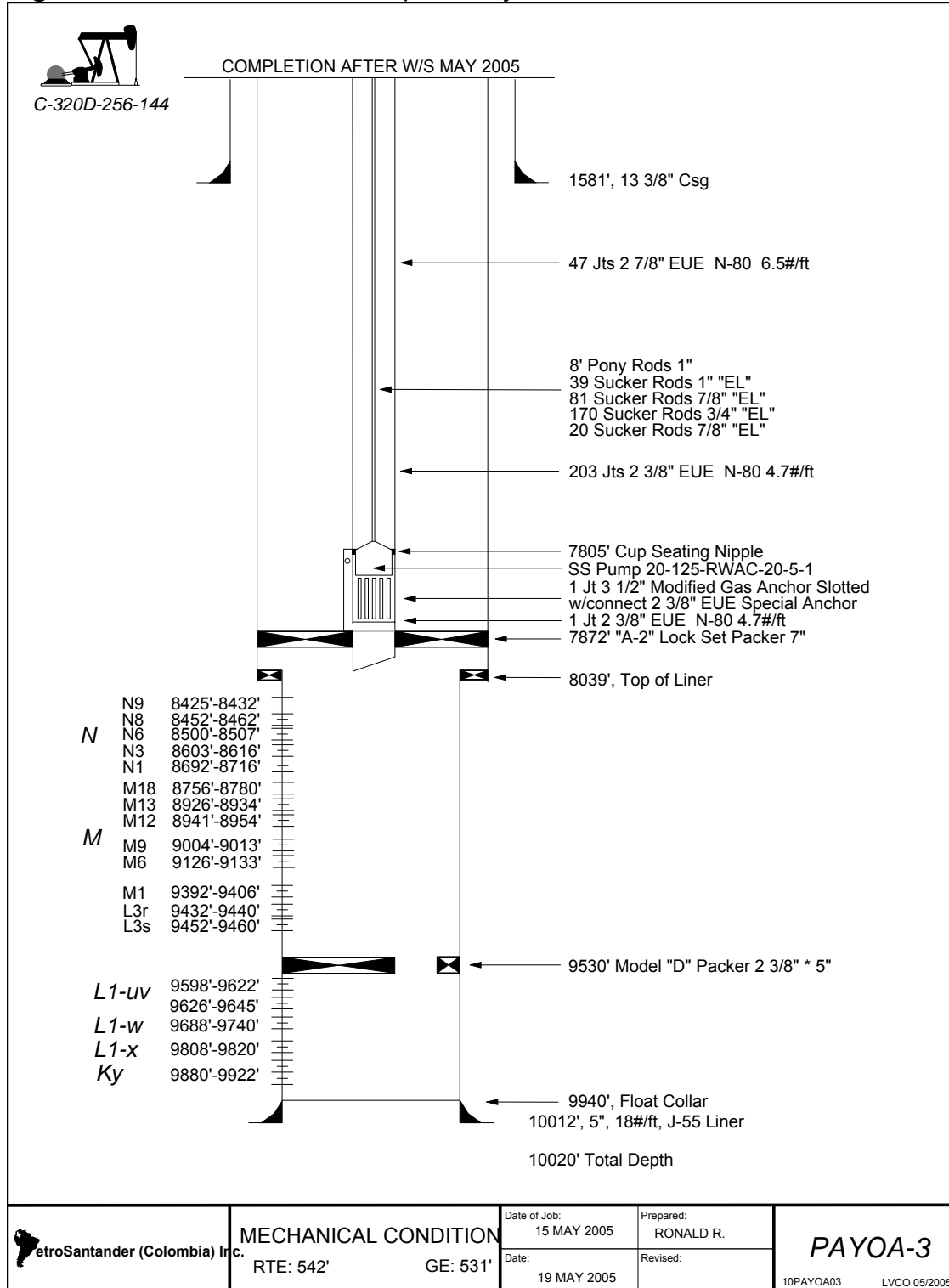
5.4.5 Pozo Payoa 3

Se dejo para el final, porque el caso de este pozo es muy particular, debido a la gran profundidad, la gran cantidad de gas producido, el nivel de fluido, la ubicación de los intervalos que lo aportan y que no existen productores de arena en la parte superior.

Se evaluó la posibilidad de utilizar un sistema de Ancla de Gas simple, pero el gas era demasiado y entraba a la bomba, por esto se decidió correr un nuevo sistema, teniendo en cuenta la ventaja de no tener mucha arena producida.

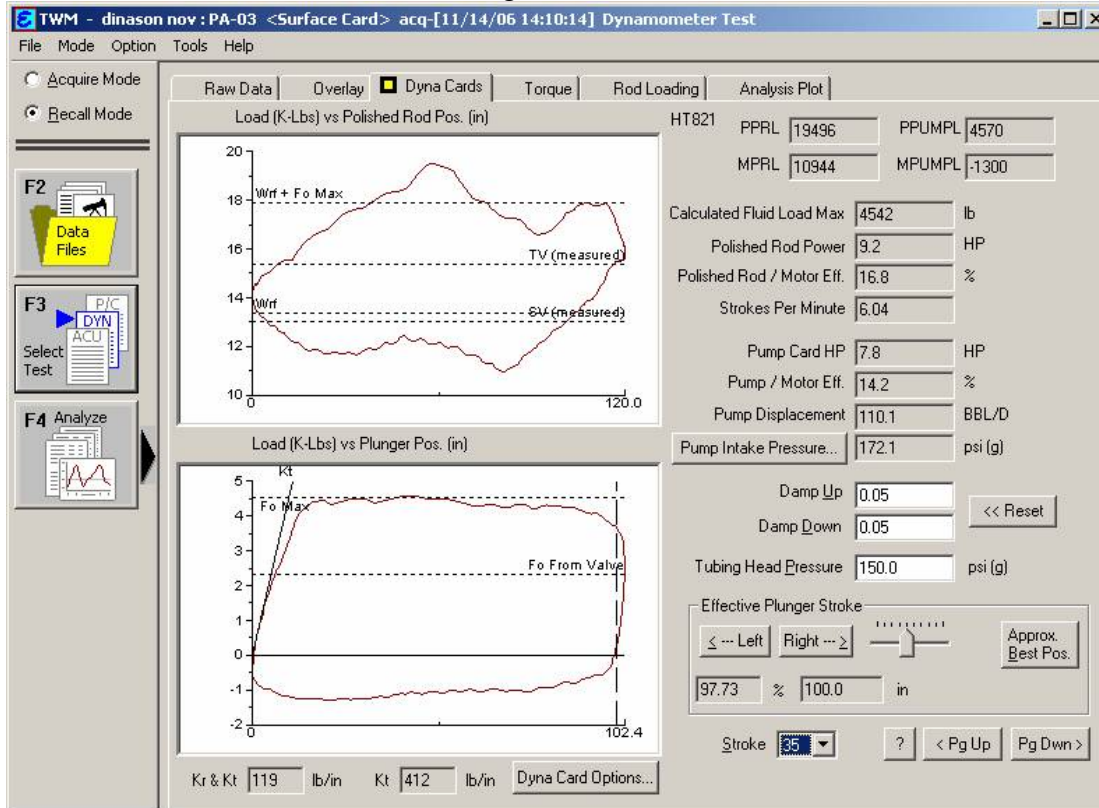
El sistema consiste en un empaque A-2 Lockset recuperable con un ancla de gas inversa (Figuras 64 y 65) conectada por encima de este. De esta forma se obliga a todo el fluido a pasar a través de 2 caídas de presión que disminuyen la cantidad de gas en solución y en consecuencia el gas que entra a la bomba.

Figura 72. Estado Mecánico del pozo Payoa 3.



Fuente. PETROSANTANDER S.A.

Figura 73. Carta Dinamométrica del pozo Payoa 3 después de la implementación del sistema de fondo con ancla de gas inversa.



Fuente. PETROSANTANDER S.A.

Figura 74. Empaque A-2 Lockset utilizado en el sistema de fondo. Payoa 3.



Fuente. PETROSANTANDER S.A.

Tabla 15. Comparativo pozo Payoa 3.

Payoa 3	Antes de instalación de Petrovalve, BPV – ancla de Gas convencional	Después de instalación de Petrovalve, BPV – ancla de Gas convencional	Después de instalación de Petrovalve, BPV – ancla de gas Modificada
Producción (BOPD)	5-7	10	13
Interferencia por Gas	Alta (Dinagrama)	Alta (Dinagrama)	Leve
Bloqueo por Gas	Alto	Leve	Leve

Fuente. Adaptado de PETROSANTANDER S.A.

El análisis de Costos en la implementación del sistema de ancla de gas es el mismo, los costos por servicio son los mismos, lo que difiere es la inversión en el ancla de gas como se describe a continuación:

Tabla 16. Detalle costos de implementación Ancla de Gas, pozo Payoa 3.

INVERSIÓN

MATERIALES	CANTIDAD	COSTO
TUBO 2-7/8"	1 EA	\$456.000
A-2 Lockset Packer	1 EA	\$2.500.000
TUBO 1-1/4"	1 EA	\$246.000
SOLDADURA WEST ARCO 7018 X 1/8"	5 KG	\$28.500
MANO DE OBRA SOLDADOR	1 DÍA	\$120.000
AYUDANTE	1 DÍA	\$90.000
TOTAL		\$3.440.500

COSTO POR SERVICIO

ITEM	COSTO
COMBUSTIBLE	\$472.000
TRANSPORTE	\$120.360
COMIDA	\$637.200
PERSONAL	\$6.372.000
TARIFA RIG	\$4.248.000
ALQUILERES	\$269.040
PÉRDIDA DE PRODUCCIÓN POR EL SERVICIO	\$472.000
TOTAL	\$12.590.560

COSTO TOTAL

ITEM	COSTO
INVERSION	\$3.440.500
COSTO POR SERVICIO	\$12.873.700
TOTAL	\$16.314.200

PÉRDIDAS CONSECUENCIA DE LA DIFERIDA DE PRODUCCIÓN

BARRILES POR DÍA	DÍAS	COSTO BARRIL	VALOR TOTAL	VALOR PESOS
8	30	USD 40	USD 18.000	\$22.656.000

*Año 2005

Fuente. Adaptado de PETROSANTANDER S.A.

De todas las tablas anteriores concluimos que la rentabilidad de instalar un ancla de gas que disminuya la interferencia por gas y en consecuencia aumente la producción del pozo es buena, al tener ganancias netas solo al mes de \$6.341.800

Eso sin tener en cuenta que desde la fecha del servicio el pozo no se vuelve a intervenir por lo menos en 5 meses. Es Decir una ganancia neta al año de \$222.929.400, aproximadamente USD 94.500 (año 2005).

5.4.6 Otros Tipos de Anclas y Sistemas en Fondo

Cuando es posible, si la cantidad de arena producida por el pozo no es significativa, y los intervalos de gas se encuentran en el fondo, se puede implementar un sistema de fondo cuyos resultados han sido positivos en el Campa Área “Las Monas”.

Este sistema consiste en un empaque con cinco juntas de 2-3/8” CS *Hydrill* por encima de este y 10 juntas por debajo. Al lado de las 5 juntas que van encima y la sarta de producción con el asiento y la bomba en ella va totalmente independiente.

De esta forma se obliga a salir al gas directamente al anular, 150 pies más arriba de la succión de la bomba, lo cual va a resultar en una menor cantidad gas dentro de la sarta de producción.

El empaque puede ser un A-2 Lockset o un FH, la ventaja de estos empaques es:

- El *Lockset* es un empaque versátil, puede ser manejado a tensión o compresión y dependiendo de las condiciones del pozo, la profundidad y el recorrido necesario es una situación aprovechable en beneficio de la producción.
- El empaque FH no es mecánico, es hidráulico, lo cual permite sentarlo en el sitio preciso de forma que las medidas de la tubería encima y debajo de este queden perfectas para la entrada del fluido y la salida de este.

Este sistema esta instalado en el pozo Liebre 1 y el pozo Payoa 23 mostrando excelentes resultados, reduciendo diferidas de 20 y 30 barriles respectivamente.

Tabla 17. Comparativo pozo Payoa 23.

Payoa 23	Antes de instalación de Petrovalve, BPV – ancla de Gas convencional	Después de instalación de Petrovalve, BPV – ancla de Gas convencional	Después de instalación de Petrovalve, BPV – ancla de gas Modificada
Producción (BOPD)	0	0	30
Interferencia por Gas	Alta (Dinagrama)	Alta (Dinagrama)	Leve
Bloqueo por Gas	Alto	Leve	Leve

Fuente. Adaptado de PETROSANTANDER S.A.

Consideraciones: Anular produciendo independiente de la sarta de tubing 4000 KSCFD aproximadamente.

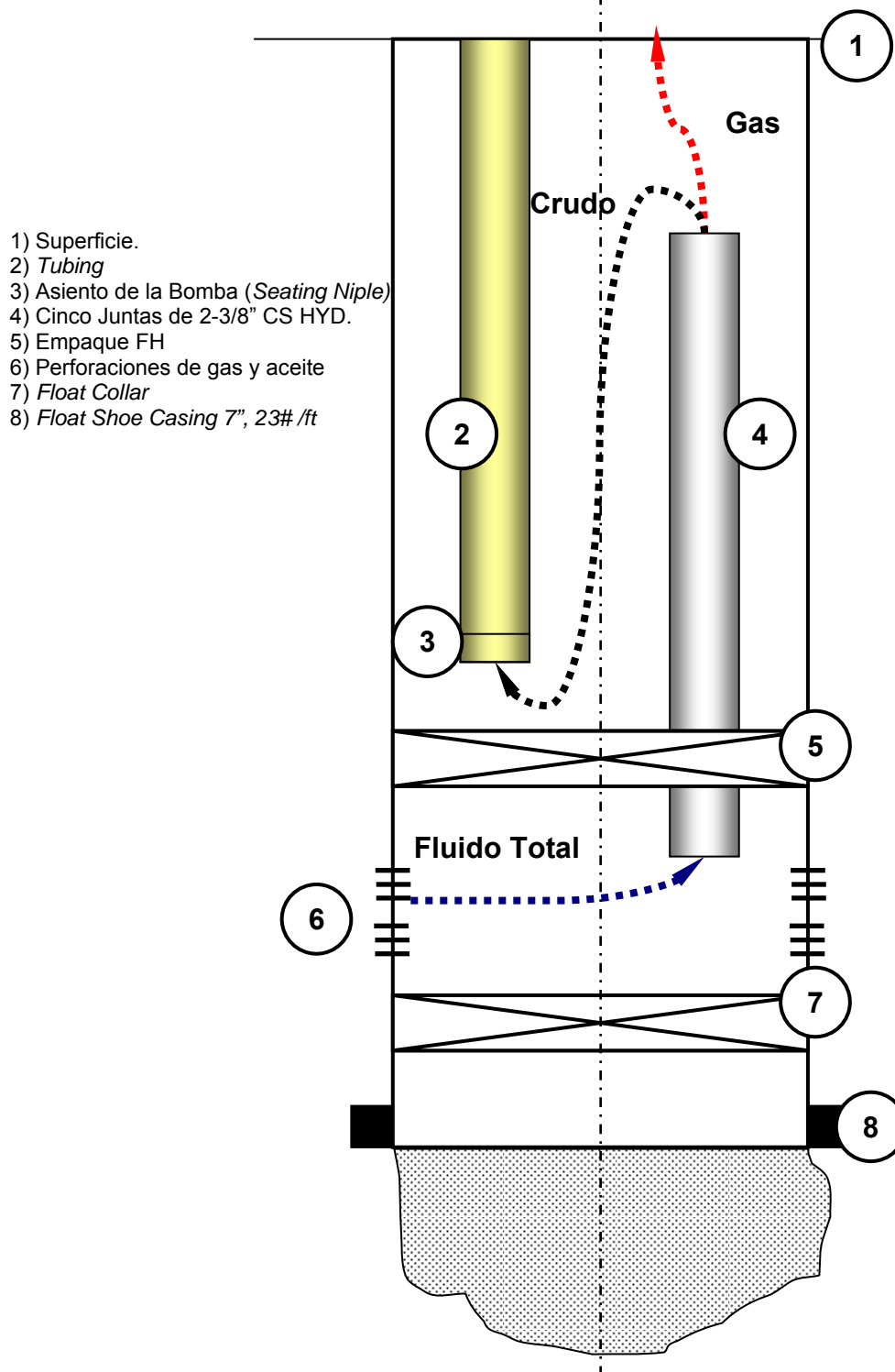
Tabla 18. Comparativo Pozo Liebre 1.

Liebre 1	Antes de instalación de Petrovalve, BPV – ancla de Gas convencional	Después de instalación de Petrovalve, BPV – ancla de Gas convencional	Después de instalación de Petrovalve, BPV – ancla de gas Modificada
Producción (BOPD)	50	50	72
Interferencia por Gas	Alta (Dinagrama)	Alta (Dinagrama)	Leve
Bloqueo por Gas	Alto	Leve	Leve

Fuente. Adaptado de PETROSANTANDER S.A.

Consideraciones: Anular produciendo independiente de la sarta de tubing 400 KSCFD aproximadamente.

Figura 75. Esquema de Ancla de Gas, Sistema Independiente.



Fuente. Jorge Díaz / Juan López para PETROSANTANDER S.A.

CONCLUSIONES

- Es posible el mejoramiento de la producción de pozos en Bombeo Mecánico mediante la implementación de un Sistema de Separación en fondo adecuado.
- La implementación de modificaciones en fondo de un sistema Bombeo Mecánico todavía no obedece totalmente a ecuaciones analíticas, puesto que su origen se remonta a la práctica empírica en campo. Sin embargo un correcto diseño de Ancla de Gas debe incluir información sobre el diámetro y la longitud del tubo de inmersión, área anular entre el *casing* y el *tubing*, propiedades básicas del fluido y de la roca e historias de producción del pozo a intervenir (*GOR*, *BSW*) junto con su estado mecánico.
- La interpretación actual de los dinagramas de fondo permite el proceso computarizado de una cantidad considerable de información de cada pozo, con lo que se logran mayores aciertos en la detección y corrección de problemas en las bombas de fondo.
- En el campo área “Las Monas”, la instalación, en los pozos de estudio, de Anclas de Gas diseñadas de acuerdo a la condición de cada pozo mejoró la producción de crudo y gas.
- Sistemas de separación tipo paralelo en donde el *tubing* está paralelo al tubo de inmersión permiten la separación de crudos con *GOR* mayores a 100.000 SCF / STB.

- En el presente estudio se confirmó que para lograr un diseño adecuado de ancla de gas es necesario conocer del pozo: el estado mecánico, la ubicación de los intervalos productores de gas, la producción de arena y los intervalos que más aportan y la cantidad de gas producido.

- El seguimiento de cada pozo intervenido permitió evaluar cualitativamente su comportamiento. Aunque existe una relación directa entre la eficiencia volumétrica de la bomba y el incremento de la producción de los pozos después de instalado el Ancla de Gas, no se encontró una correlación determinante y común para los casos estudiados.

RECOMENDACIONES

La implementación de Ancla de Gas no se recomienda para pozos que producen crudo con gravedades API menores a 20 puesto que la viscosidad del crudo hará difícil su paso por los orificios del tubo de inmersión y por tanto la separación de gas no será óptima.

Para pozos con producciones altas de H₂S y CO₂ se recomiendan materiales altamente resistentes a la corrosión y/o recubrimientos anticorrosivos de alto desempeño al igual que toda la sarta de producción.

Cuando las relaciones Gas Aceite (*GOR*) son altas (mayores a 100000 SCF / STB) se recomienda la utilización de Anclas de Gas tipo independiente (Figura 75), con el fin de aprovechar totalmente el efecto gravitacional en el proceso de separación del gas.

Los diseños de tubería para Ancla de Gas requieren suposiciones logradas en la práctica lo que no hace necesaria la ejecución de cálculos rigurosos ya que realizar un estudio teórico del comportamiento de la producción con Ancla de Gas incluiría demasiados parámetros que a la postre volverían complicado el desarrollo de un modelo para aplicación en campo.

Para diferenciales de presión menores a 100 psi, en la fabricación de Anclas de Gas es posible el uso de tuberías tipo 2 y soldadura adecuadamente aplicada por técnicos altamente calificados con el fin de disminuir costos.

Para todo diseño implementado es necesario un monitoreo constante de la producción del pozo en superficie y, si es viable económicamente, en fondo con el propósito de analizar mejor el comportamiento de los sistemas instalados.

BIBLIOGRAFÍA

AMERICAN PETROLEUM INSTITUTE. Specification for Subsurface sucker rod pumps and fittings. API Spec. 11AX, 8th Ed. Dallas, 1986.

CAMPBELL J.H. AND BRIMHALL R.M. An Engineering Approach to Gas Anchor Design. SPE 18826. Oklahoma. 1989.

EUBANKS, J.M; FRANKS, B.L; LAWRENCE, D.K; MAXWELL, T.E, MERRYMAN, C.J. Pumping Well Problem Analysis. 1958.

GUOYNES, John C., AZARI, Mehdi, GILLSTROM, R., FRIEND, B. L., AND FAIRBANKS, M. D. New Well-Testing Methods for Rod-Pumping Oil Wells—Case Studies. SPE 63082. Dallas. 2000

INSTITUTO COLOMBIANO DE NORMAS TÉCNICAS. Documentación. Presentación de tesis, trabajos de grado y otros trabajos de investigación. Quinta actualización. Bogotá D.C.: ICONTEC, 2006.

NAVARRETE ISAZA, Juan Carlos y TORRES RANGEL, Juan Efe. Rediseño del Levantamiento Artificial por Bombeo Mecánico mediante el Análisis de Dinagramas. Trabajo de Grado. UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER. Bucaramanga, 2000.

ROJAS SANABRIA, Hugo Armando. Herramienta Software para el Diseño de Sistemas de Levantamiento Artificial Mediante Bombeo Mecánico. Tesis de Grado. UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER. 1998.

TAKACS, Gabor. Modern Beam Pumping. Louisiana, 1994.

REY BOTTO, Blas Octavio. Optimización de la operación del sistema de bombeo mecánico de la sección 67 de los campos petroleros “Ing. Gustavo Galindo Velasco”. Trabajo de Grado. UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER. Bucaramanga, 2004.

www.spe.org

www.osha.gov