

	<b>GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS</b>						  
	<b>CARTA DE AUTORIZACIÓN</b>						
<b>CÓDIGO</b>	<b>AP-BIB-FO-06</b>	<b>VERSIÓN</b>	<b>1</b>	<b>VIGENCIA</b>	<b>2014</b>	<b>PÁGINA</b>	<b>1 de 2</b>

Neiva, 08 de Septiembre de 2016

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

Andrés Felipe Gutiérrez Baquero con C.C. No. 1121914593

David Felipe Pimentel Andrade con C.C. No. 1083907537

Autores de la tesis y/o trabajo de grado o \_\_\_\_\_

Titulado Evaluación de la implementación del dual body super gas and sand shield y el vortex sand shield (tecnología Odessa Separator Inc.) en pozos productores con sistema de levantamiento artificial

presentado y aprobado en el año 2016 como requisito para optar al título de

Ingeniero de Petróleos \_\_\_\_\_;

Autorizamos al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales “open access” y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.

- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.

- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.

De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, “Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores”, los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables.

	<b>GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS</b>				  		
	<b>CARTA DE AUTORIZACIÓN</b>						
<b>CÓDIGO</b>	<b>AP-BIB-FO-06</b>	<b>VERSIÓN</b>	<b>1</b>	<b>VIGENCIA</b>	<b>2014</b>	<b>PÁGINA</b>	<b>2 de 2</b>

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: \_\_\_\_\_

*Andrés Felipe Gutiérrez Baquero*  
 Andrés Felipe Gutiérrez Baquero  
 c.c 1121914593

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: \_\_\_\_\_

*David Felipe Pimentel Andrade*  
 David Felipe Pimentel Andrade  
 c.c 1083907537

	<b>GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS</b>						  
	<b>DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO</b>						
<b>CÓDIGO</b>	<b>AP-BIB-FO-07</b>	<b>VERSIÓN</b>	<b>1</b>	<b>VIGENCIA</b>	<b>2014</b>	<b>PÁGINA</b>	<b>1 de 3</b>

**TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO:** EVALUACIÓN DE LA APLICACIÓN DEL DUAL BODY SUPER GAS AND SAND SHIELD Y EL VORTEX SAND SHIELD (TECNOLOGIA ODESSA SEPARATOR INC.) EN POZOS PRODUCTORES CON SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.

**AUTOR O AUTORES:**

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Gutiérrez Baquero Pimentel Andrade	Andrés Felipe David Felipe

**DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:**

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Pinto Candelo Orduz	Diego Alexander Luis Humberto

**ASESOR (ES):**

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Baquero Gonzales González Cabrera Gómez Tovar	Gustavo Adolfo Gustavo Andrés José Manuel

**PARA OPTAR AL TÍTULO DE:** Ingeniero de Petróleos

**FACULTAD:** Ingeniería

**PROGRAMA O POSGRADO:** Petróleos

**CIUDAD:** Neiva

**AÑO DE PRESENTACIÓN:** 2016

**NÚMERO DE PÁGINAS:** 229

**TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):**

Diagramas  Fotografías \_\_\_ Grabaciones en discos \_\_\_ Ilustraciones en general \_\_\_ Grabados \_\_\_ Láminas \_\_\_  
Litografías \_\_\_ Mapas  Música impresa \_\_\_ Planos \_\_\_ Retratos \_\_\_ Sin ilustraciones \_\_\_ Tablas o Cuadros

	<b>GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS</b>					  	
	DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO						
<b>CÓDIGO</b>	<b>AP-BIB-FO-07</b>	<b>VERSIÓN</b>	<b>1</b>	<b>VIGENCIA</b>	<b>2014</b>	<b>PÁGINA</b>	<b>2 de 3</b>

**SOFTWARE:** Total Well Managment. (TWM), Adobe Acrobat, Office Microsoft 2016

**MATERIAL ANEXO:** Formato VPR-VPR-F-011 de evaluación económica ECP.

**PREMIO O DISTINCIÓN** (En caso de ser LAUREADAS o Meritoria):

**PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:**

<u>Español</u>	<u>Inglés</u>	<u>Español</u>	<u>Inglés</u>
1. <u>Bomba de subsuelo</u>	<u>subsurface pump</u>	5. <u>interferencia de gas</u>	<u>gas interference</u>
2. <u>Separador de gas</u>	<u>gas separator</u>	6. <u>filtro de arena</u>	<u>sand screen</u>
3. <u>Dinagrama</u>	<u>dynamometer card</u>		
4. <u>Eficiencia volumétrica</u>	<u>volumetric efficiency</u>		

**RESUMEN DEL CONTENIDO:** (Máximo 250 palabras)

En el actual contexto económico que rodea el sector de hidrocarburos, resulta imperativa la optimización de los procesos que actúen en detrimento de los activos de las compañías. A sabiendas de que la instalación piloto del Dual Body Super Gas and Sand Shield (DBSGSS) y el Vortex Sand Shield (VSS), en el departamento del Huila, tiene como objetivo minimizar los efectos nocivos de la producción de arena y gas, aumentando así el run time de los equipos en pozos con bombeo mecánico como Sistema de Levantamiento Artificial (SLA); se procede a recopilar información con base a la data de las compañías Ecopetrol S.A. y Odessa Separator, Inc. referente a pozos candidatos pertenecientes a los campos Tenay y Brisas, con el fin de fijar parámetros de selección, permitiendo realizar una comparación entre candidatos; resultando seleccionados 2 pozos como los de mayor potencial de éxito.

El desempeño de dichas herramientas es evaluado, comparando parámetros pre y post la intervención; y mediante un análisis económico de los proyectos, encontrando que la implementación del DBSGSS y el VSS conllevó a un aumento del run time, de la eficiencia de las bombas de subsuelo y de la producción de aceite en los pozos intervenidos, propiciando la pronta recuperación de las inversiones durante los primeros tres meses de funcionamiento. Adicionalmente, se elabora un conjunto de recomendaciones tanto para Odessa Separator, Inc., como para la compañía operadora.

	<b>GESTIÓN SERVICIOS BIBLIOTECARIOS</b>				  		
	<b>DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO</b>						
<b>CÓDIGO</b>	<b>AP-BIB-FO-07</b>	<b>VERSIÓN</b>	<b>1</b>	<b>VIGENCIA</b>	<b>2014</b>	<b>PÁGINA</b>	<b>3 de 3</b>

**ABSTRACT:** (Máximo 250 palabras)

In the light of the current economic context surrounding the hydrocarbon sector, it is imperative to optimize processes acting to the detriment of the companies' assets. Knowing that the Dual Body Super Gas and Sand Shield (DBSGSS) and Vortex Sand Shield (VSS) pilot installation, in the Department of Huila, aims to minimize the harmful effects of sand and gas production, thus increasing the equipment run time in wells with beam pumping as Artificial Lift System (ALS); an information gathering, based on the data of Ecopetrol S.A. and Odessa Separator, Inc. companies, concerning to candidate wells belonging to Tenay and Brisas fields, is performed, in order to set selection parameters, allowing a comparison between candidates; 2 wells resulting selected as having the greatest potential for success.

The performance of these tools is evaluated by comparing pre- and post intervention parameters; and through an economic analysis of the projects, finding that the implementation of DBSGSS and VSS led to an increase in run time, efficiency of subsurface pumps and oil production in the intervened wells, promoting the quick investments return ments during the first three months of operation. Additionally, a number of conclusions is established and, based on these, a set of recommendations were drawn up for Odessa Separator, Inc., and the operator company.

**APROBACION DE LA TESIS**

Nombre Jurado: Constanza Vargas Castellanos

Firma: Constanza Vargas Castellanos.

Nombre Jurado: Luis Fernando Ramón Bonilla

Firma: Luis Fernando Ramón Bonilla

EVALUACIÓN DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL DUAL BODY SUPER GAS AND  
SAND SHIELD Y EL VORTEX SAND SHIELD (TECNOLOGÍA ODESSA  
SEPARATOR, INC.) EN POZOS PRODUCTORES CON SISTEMA DE  
LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

ANDRÉS FELIPE GUTIÉRREZ BAQUERO  
DAVID FELIPE PIMENTEL ANDRADE

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
NEIVA  
2016

EVALUACIÓN DE LA IMPLEMENTACIÓN DEL DUAL BODY SUPER GAS AND  
SAND SHIELD Y EL VORTEX SAND SHIELD (TECNOLOGÍA ODESSA  
SEPARATOR, INC.) EN POZOS PRODUCTORES CON SISTEMA DE  
LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

ANDRÉS FELIPE GUTIÉRREZ BAQUERO  
DAVID FELIPE PIMENTEL ANDRADE

PROYECTO DE GRADO PRESENTADO COMO REQUISITO PARA OPTAR AL  
TÍTULO DE INGENIERO DE PETRÓLEOS

DIRECTOR  
DIEGO ALEXANDER PINTO CANDELO  
INGENIERO DE PETRÓLEOS  
ODESSA SEPARATOR, INC.

CODIRECTOR  
LUIS HUMBERTO ORDUZ PEREZ  
INGENIERO DE PETRÓLEOS  
DOCENTE UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
NEIVA  
2016



## NOTA DE ACEPTACIÓN

---

---

---

---

---

---

---

---

---

FIRMA DEL DIRECTOR

---

FIRMA DEL CODIRECTOR

---

FIRMA DEL JURADO

---

FIRMA DEL JURADO

Neiva, 09 de agosto de 2016

## DEDICATORIA

A mi madre, Sandra Milena Baquero García, mujer fuerte y amorosa, gracias por todas las enseñanzas de vida. A mi padre, Luis Alfredo Gutiérrez Díaz, por su dedicación y esfuerzo. A la memoria de mi muy querida abuela, Nohora María García de Baquero, que me amó y enseñó el valor del conocimiento. A mi abuelo, Néstor Baquero, guía y modelo a seguir. A mi hermana Maira y hermano Camilo, de quienes me siento muy orgulloso. A Shakira Chacón, por ser esa grandiosa mujer que me ofrece su inmenso cariño y motiva a diario. A mis compañeros de estudio, particularmente a Norman Sanmiguel, Miguel Toro y Felipe Pimentel. Y a todos los demás miembros de mi familia y persona que intercedió, de manera alguna, para que este logro fuese una realidad.

Andrés Felipe Gutiérrez Baquero

A mi madre Luz Dary Andrade Fierro quien ha sido mi ejemplo de amor, perseverancia y fortaleza. A mi hermana Catalina Rodríguez Andrade que ha sido mi modelo de nobleza, respeto e inteligencia. A Daniela Vásquez quien ha sido mi felicidad, comprensión y apoyo incondicional cada día. A mi familia y amigos, en especial a Miguel Toro y Andrés Baquero, quienes han sido el mejor ejemplo de amistad y apoyo desde el inicio de mi carrera. Este primer triunfo de muchos va dedicado a ustedes.

David Felipe Pimentel Andrade

## AGRADECIMIENTOS

Los autores desean expresar sus agradecimientos a:

La Universidad Surcolombiana, como alma máter, por brindarnos la oportunidad y facilidades para formarnos como profesionales íntegros y competentes para los requerimientos de la industria petrolera, en el plano nacional y global.

Al ingeniero Diego Alexander Pinto Candelo, en representación de la compañía Odessa Separator, Inc., por su orientación, entrega y contribución durante el desarrollo del presente proyecto.

Al ingeniero Luis Humberto Orduz Pérez, en calidad de codirector del proyecto, por su guía y apoyo durante la elaboración del proyecto, y enseñanzas a lo largo de nuestra formación profesional.

A los ingenieros Gustavo Gonzalez y Juan David Perdomo, de la compañía Odessa Separator, Inc., y Gustavo Baquero, de Ecopetrol, por el tiempo dedicado a prestar apoyo y asesoría constante, de gran provecho para la culminación del proyecto.

## CONTENIDO

	pág.
GLOSARIO.....	21
RESUMEN .....	25
INTRODUCCIÓN.....	27
1. GENERALIDADES.....	28
1.1. ODESSA SEPARATOR, INC.....	28
1.2. GENERALIDADES DEL CAMPO TENAY .....	29
1.2.1. LOCALIZACIÓN.....	29
1.2.2. RESEÑA HISTÓRICA.....	29
1.2.3. CARACTERÍSTICAS .....	31
1.2.4. GEOLOGÍA .....	31
1.2.5. ESTRATIGRAFÍA .....	32
1.3. GENERALIDADES DEL CAMPO BRISAS .....	33
1.3.1. LOCALIZACIÓN.....	33
1.3.2. RESEÑA HISTÓRICA.....	34
1.3.3. CARACTERÍSTICAS .....	35
1.3.4. GEOLOGÍA .....	36
1.3.5. ESTRATIGRAFÍA .....	36
1.3.5.1. SUBCUENCA DE NEIVA .....	36
1.3.5.2. CAMPO BRISAS .....	37
1.4. GENERALIDADES DEL BOMBEO MECÁNICO .....	39
1.4.2. CONSIDERACIONES DE DISEÑO .....	40
1.4.3. COMPONENTES DEL BOMBEO MECÁNICO.....	41
1.4.3.1. COMPONENTES DE SUPERFICIE .....	41
1.4.3.1.1. UNIDAD DE BOMBEO .....	41
1.4.3.1.1.1. TIPOS DE UNIDADES.....	42
1.4.3.1.1.1.1. UNIDAD CONVENCIONAL.....	42
1.4.3.1.1.1.2. UNIDAD MARK II .....	43
1.4.3.1.1.1.3. UNIDAD BALANCEADA POR AIRE .....	44
1.4.3.1.1.1.4. UNIDAD REVERSE MARK II .....	45
1.4.3.1.1.1.5. UNIDADES DE BOMBEO DE BAJO PERFIL.....	45

1.4.3.1.1.1.6.	UNIDADES DE CARRERA LARGA .....	46
1.4.3.1.2.	MOTOR PRIMARIO .....	46
1.4.3.1.2.1.	MOTORES ELÉCTRICOS.....	47
1.4.3.1.2.2.	MOTORES DE ULTRA ALTO DESLIZAMIENTO.....	48
1.4.3.1.2.3.	MOTORES A GAS.....	48
1.4.3.1.3.	BARRA PULIDA .....	48
1.4.3.1.4.	CAJA REDUCTORA.....	49
1.4.3.1.5.	CRANK.....	50
1.4.3.1.6.	PESAS O CONTRAPESO.....	50
1.4.3.1.7.	STUFFING BOX.....	51
1.4.3.1.8.	LÍNEAS DE FLUJO .....	51
1.4.3.2.	COMPONENTES DE SUBSUELO .....	52
1.4.3.2.1.	SARTA DE VARILLAS .....	52
1.4.3.2.2.	TUBERÍA DE REVESTIMIENTO.....	52
1.4.3.2.3.	TUBERÍA DE PRODUCCIÓN .....	52
1.4.3.2.4.	BOMBA DE SUBSUELO.....	53
1.4.3.2.4.1.	COMPONENTES DE LA BOMBA DE SUBSUELO.....	53
1.4.3.2.4.1.1.	BARRIL .....	54
1.4.3.2.4.1.2.	PISTÓN.....	54
1.4.3.2.4.1.3.	VÁLVULAS.....	55
1.4.3.2.4.1.4.	ANCLAJE DE FONDO .....	56
1.4.3.2.4.2.	FUNCIONAMIENTO .....	56
1.4.3.2.4.2.1.	CARRERA ASCENDENTE .....	57
1.4.3.2.4.2.2.	CARRERA DESCENDENTE.....	57
1.4.3.2.4.3.	TIPOS DE BOMBAS DE SUBSUELO .....	58
1.4.3.2.4.3.1.	BOMBA DE TIPO TUBERÍA .....	58
1.4.3.2.4.3.2.	BOMBA INSERTA.....	59
1.4.3.2.4.4.	CLEARANCE O TOLERANCIA .....	60
1.4.3.2.4.5.	NOMENCLATURA API.....	61
1.4.3.2.4.5.1.	TIPO DE BOMBA .....	62
1.4.3.2.4.5.2.	TIPO DE BARRIL.....	62
1.4.3.2.4.5.3.	UBICACIÓN DEL ENSAMBLAJE DE ASIENTO.....	63
1.4.3.2.4.5.4.	TIPO DE ENSAMBLAJE DE ASIENTO .....	64
1.5.	PROBLEMAS OPERACIONALES DE LAS BOMBAS DE SUBSUELO .....	65
1.5.2.	FALLAS POR ARENA .....	67

1.5.2.1.	TIPOS DE ARENA.....	67
1.5.2.2.	CAUSAS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA.....	67
1.5.2.2.1.	FACTORES NATURALES .....	68
1.5.2.2.1.1.	GRADO DE CONSOLIDACIÓN.....	68
1.5.2.2.1.2.	REDUCCIÓN DE LA PRESIÓN DE PORO .....	68
1.5.2.2.1.3.	VISCOSIDAD DEL FLUIDO DE YACIMIENTO .....	68
1.5.2.2.2.	FACTORES INDUCIDOS.....	69
1.5.2.2.2.1.	TASAS DE PRODUCCIÓN.....	69
1.5.2.2.2.2.	DRAWDOWN CRÍTICO (CDP).....	69
1.5.2.2.2.3.	VELOCIDAD DE FLUJO.....	69
1.5.2.2.2.4.	INYECCIÓN Y PRODUCCIÓN DE AGUA.....	70
1.5.2.2.2.5.	REACCIONES QUÍMICAS .....	71
1.5.2.2.2.6.	CAMBIO DE LA PRESIÓN CAPILAR.....	71
1.5.2.3.	CONSECUENCIAS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA .....	71
1.5.2.3.1.	ACUMULACIÓN EN LOS EQUIPOS DE SUPERFICIE.....	72
1.5.2.3.2.	ACUMULACIÓN EN FONDO .....	73
1.5.2.3.3.	EROSIÓN DEL EQUIPO DE FONDO Y DE SUPERFICIE .....	73
1.5.2.3.4.	DESGASTE DE VÁLVULAS .....	73
1.5.2.3.5.	ACUMULACIÓN DE ARENA ENTRE EL BARRIL Y EL TUBING.....	73
1.5.2.3.6.	DESGASTE DEL PISTÓN Y EL BARRIL.....	74
1.5.2.3.7.	COLAPSO DE LA FORMACIÓN.....	75
1.5.3.	FALLAS POR GAS .....	75
1.5.3.1.	CONSECUENCIAS DE LA PRODUCCIÓN DE GAS.....	75
1.5.3.1.1.	BAJA EFICIENCIA DE LA BOMBA .....	75
1.5.3.1.2.	INTERFERENCIA POR GAS .....	76
1.5.3.1.3.	BLOQUEO POR GAS .....	76
1.5.3.2.	EFICIENCIA VOLUMÉTRICA.....	77
1.5.3.3.	ESPACIAMIENTO DE BOMBA .....	78
1.5.3.4.	EQUIPOS PARA EL MANEJO DE GAS.....	79
1.5.3.4.1.	ANCLAS DE GAS.....	80
1.5.3.4.1.1.	TIPOS DE ANCLAS.....	80
1.5.3.4.1.1.1.	ANCLA DE NIPLE PERFORADO .....	80
1.5.3.4.1.1.2.	ANCLA DE COPAS.....	81
1.5.3.4.1.1.3.	ANCLA DE EMPACADURA.....	82
1.6.	ANÁLISIS GRANULOMÉTRICO.....	83

1.6.2.	MÉTODOS DE ANÁLISIS.....	83
1.6.2.1.	DIFRACCIÓN DE LA LUZ COHERENTE.....	83
1.6.2.2.	CONTADORES DE ORIFICIO .....	84
1.6.2.3.	ANÁLISIS HIDROMÉTRICO (LEY DE STOKES).....	85
1.6.2.4.	ANÁLISIS POR TAMIZ.....	85
1.6.2.4.1.	TAMIZADO VERTICAL .....	86
1.6.2.4.2.	TAMIZADO HORIZONTAL.....	86
1.6.2.4.3.	TAMIZADO TIPO TAPPING.....	87
1.6.2.4.4.	TAMIZADO SÓNICO.....	87
1.6.2.4.5.	LIMITACIONES DEL TAMIZADO.....	87
1.6.3.	DISTRIBUCIÓN GRANULOMÉTRICA .....	88
1.7.	MANEJO Y FILTRACIÓN DE LA ARENA DE PRODUCCIÓN .....	89
1.7.1.	MÉTODOS MECÁNICOS.....	90
1.7.1.1.	REJILLAS INDEPENDIENTES STAND ALONE .....	90
1.7.1.2.	LINER RANURADO.....	91
1.7.1.3.	REJILLAS CON ENVOLTURA DE ALAMBRE .....	93
1.7.1.4.	REJILLAS PRE EMPACADAS .....	94
1.7.1.5.	REJILLAS PREMIUM .....	94
1.7.1.6.	REJILLAS EXPANDIBLES .....	95
1.7.1.7.	EMPAQUE CON GRAVA (OPEN HOLE & CASED HOLE) .....	96
1.7.2.	MÉTODOS QUÍMICOS.....	97
1.7.2.1.	INYECCIÓN DE RESINAS .....	97
2.	CONTROL Y SEGUIMIENTO DE PRODUCCIÓN.....	100
2.7.	PRUEBAS DE POZO.....	101
2.7.1.	CONTROLAR SI EL POZO “PRODUCE” .....	101
2.7.2.	REGISTRAR Y MEDIR LA PRODUCCIÓN .....	102
2.7.3.	PRUEBA MANOMÉTRICA .....	102
2.8.	TOMA DE NIVELES DE FLUIDO .....	103
2.8.1.	ECHOMETER .....	103
2.8.2.	PROCEDIMIENTO DE TOMA .....	104
2.9.	REGISTROS DINAMOMÉTRICOS.....	105
2.9.1.	DINAMÓMETRO.....	105
2.9.1.1.	TIPOS DE CELDAS.....	106
2.9.1.1.1.	CELDA DE CARGA TIPO HERRADURA (HT) .....	106
2.9.1.1.2.	CELDA DE CARGA DE LA BARRA PULIDA (PRT) .....	106

2.9.2.	CARTAS DINAMOMÉTRICAS .....	107
2.9.3.	PRINCIPALES CARTAS DINAMOMÉTRICAS.....	110
2.9.3.1.	PÉRDIDA EN VÁLVULAS .....	110
2.9.3.2.	TUBERÍA ROTA .....	111
2.9.3.3.	GOLPE DE FLUIDO .....	111
2.9.3.4.	GOLPE DE BOMBA .....	112
2.9.3.5.	INTERFERENCIA DE GAS .....	112
2.9.3.6.	BLOQUEO POR GAS.....	113
2.9.3.7.	VARILLA PARTIDA .....	113
2.9.3.8.	ALTA ACELERACIÓN DEL FLUIDO (INERCIA DEL FLUIDO).....	114
2.9.3.9.	BARRIL DE LA BOMBA PARTIDO. ....	114
3.	HERRAMIENTAS DE ODESSA SEPARATOR.....	115
3.7.	DUAL BODY SUPER GAS AND SAND SHIELD .....	115
3.7.1.	ESPECIFICACIONES TÉCNICAS.....	115
3.7.2.	COMPONENTES.....	116
3.7.2.1.	SEPARADORES DE GAS.....	116
3.7.2.1.1.	CAPACIDADES DE LOS SEPARADORES DE GAS.....	116
3.7.2.2.	TUBING SCREEN .....	117
3.7.2.2.1.	TAMAÑO DEL SLOT.....	117
3.7.2.2.2.	LONGITUD DEL FILTRO .....	119
3.7.2.2.3.	ESPECIFICACIONES TÉCNICAS .....	119
3.7.2.2.4.	CAPACIDADES DE FILTRACIÓN .....	120
3.7.2.2.5.	CÁLCULOS .....	122
3.7.2.2.5.1.	TAMAÑO DE LA ARENA (MESH) .....	122
3.7.2.2.5.2.	ÁREA TOTAL DEL DISEÑO.....	122
3.7.2.2.5.3.	VELOCIDAD DE FLUJO A TRAVÉS DE LA MALLA.....	122
3.7.2.2.6.	APORTE.....	123
3.8.	VORTEX SAND SHIELD .....	124
3.8.1.	COMPONENTES DEL VORTEX SAND SHIELD .....	125
3.8.1.1.	CAMISA .....	126
3.8.1.2.	CUERPO .....	126
3.8.1.3.	DIP TUBE .....	126
3.8.1.4.	HÉLICE VORTEX.....	126
3.8.2.	CAPACIDADES DE FILTRACIÓN.....	127
3.8.3.	APORTE .....	127

3.9.	CONFIGURACIÓN TÍPICA EN BOMBEO MECÁNICO.....	128
3.10.	VENTAJAS.....	129
4.	PROCEDIMIENTOS.....	130
4.7.	PARÁMETROS PARA LA SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS.....	130
4.8.	POCEDIMIENTO PARA LA SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS .....	130
4.8.1.	CONDICIONES DE LOS POZOS SELECCIONADOS.....	132
4.8.1.1.	USCO 1 .....	132
4.8.1.1.1.	INFORMACIÓN GENERAL.....	132
4.8.1.1.2.	ANTECEDENTES .....	133
4.8.1.1.2.1.	TOMA DE NIVELES Y REGISTRO DINAMOMÉTRICOS.....	133
4.8.1.1.2.2.	PRUEBAS DE PRODUCCIÓN .....	136
4.8.1.1.3.	INTERVENCIONES.....	137
4.8.1.2.	USCO 2 .....	137
4.8.1.2.1.	INFORMACION GENERAL.....	137
4.8.1.2.2.	ANTECEDENTES .....	138
4.8.1.2.2.1.	TOMA DE NIVELES Y REGISTRO DINAMOMÉTRICOS.....	138
4.8.1.2.2.2.	PRUEBAS DE PRODUCCIÓN .....	142
4.8.1.2.3.	INTERVENCIONES.....	142
4.9.	CRITERIOS DE DISEÑO.....	142
4.9.1.	TAMIZADO .....	143
4.9.1.1.	TOMA DE MUESTRA.....	143
4.9.1.2.	ANÁLISIS GRANULOMÉTRICO .....	144
4.9.1.2.1.	USCO 1 .....	145
4.9.1.2.2.	USCO 2 .....	147
4.10.	PROPUESTAS TÉCNICAS PARA LOS POZOS SELECCIONADOS .....	149
4.10.1.	USCO 1 .....	149
4.10.1.1.	SIMULACIÓN .....	151
4.10.2.	USCO 2.....	154
4.10.2.1.	SIMULACIÓN .....	156
4.11.	PROCEDIMIENTOS DE INSTALACIÓN DE LAS HERRAMIENTAS .....	159
4.11.1.	USCO 1.....	159
4.11.2.	USCO 2.....	162
5.	RESULTADOS DE LA INSTALACIÓN.....	167
5.1.	USCO 1.....	167
5.1.1.	TOMA DE NIVELES Y REGISTROS DINAMOMÉTRICOS .....	167

5.1.2.	PRUEBAS DE PRODUCCIÓN .....	170
5.1.3.	INTERVENCIONES .....	170
5.1.4.	ANÁLISIS.....	171
5.2.	USCO 2.....	174
5.2.1.	TOMA DE NIVELES Y REGISTROS DINAMOMÉTRICOS .....	174
5.2.2.	PRUEBAS DE PRODUCCIÓN .....	178
5.2.3.	INTERVENCIONES .....	179
5.2.4.	ANÁLISIS.....	179
6.	OTRAS TECNOLOGÍAS.....	182
6.1.	CONTROL DE ARENA .....	182
6.1.1.	PISTÓN ANILLADO.....	182
6.1.2.	WIPPER.....	183
6.1.3.	LUBRI PLUNGER .....	183
6.1.4.	VÁLVULAS DE PURGA.....	184
6.1.5.	BOMBAS NO API .....	185
6.1.5.1.	BOMBA DE 3 TUBOS .....	185
6.1.5.2.	BOMBA PAMPA .....	186
6.1.5.3.	BOMBA DE CARRERA COMPLETA .....	186
6.2.	CONTROL DE GAS .....	187
6.2.1.	VÁLVULA ANTIBLOQUEO DE GAS SUPERIOR .....	187
6.2.2.	VALVULAS DARTT .....	188
6.2.3.	VÁLVULAS HIVAC .....	189
6.2.4.	VÁLVULA “CARGADORA” .....	189
6.2.5.	VÁLVULA DE ANILLOS SUPERIORES .....	191
7.	INGENIERÍA ECONÓMICA.....	192
7.1.	INDICADORES ECONÓMICOS .....	192
7.1.1.	COSTOS DE CAPITAL (CAPEX) .....	192
7.1.2.	COSTOS OPERACIONALES (OPEX).....	192
7.1.3.	VALOR PRESENTE NETO (VPN).....	193
7.1.4.	TASA DE INTERÉS DE OPORTUNIDAD (TIO) .....	193
7.1.5.	TASA INTERNA DE RETORNO (TIR).....	194
7.1.6.	RELACIÓN COSTO BENEFICIO (RCB) .....	194
7.1.7.	RECOBRO DE LA INVERSIÓN (PAYBACK) .....	194
7.1.8.	RETORNO SOBRE LA INVERSIÓN (ROI) .....	195
7.1.9.	DPI.....	195

7.1.10. VIABILIDAD DE UN PROYECTO .....	195
8. EVALUACIÓN ECONÓMICA .....	196
8.1. USCO 1.....	196
8.1.1. INDICADORES FINANCIEROS .....	205
8.1.2. FORMATO DE EVALUACIONES FINANCIERAS ECP .....	207
8.2. USCO 2.....	209
8.2.1. INDICADORES FINANCIEROS .....	218
8.2.2. FORMATO DE EVALUACIONES FINANCIERAS ECP .....	220
9. CONCLUSIONES.....	222
10. RECOMENDACIONES.....	224
BIBLIOGRAFÍA. ....	225
ANEXOS. ....	228

## LISTA DE TABLAS

pág.

Tabla 1. Características del yacimiento Campo Tenay .....	31
Tabla 2. Propiedades de los hidrocarburos Campo Tenay .....	31
Tabla 3. Ficha técnica del Campo Brisas .....	35
Tabla 4. Clearance para bombas con distintos fit .....	61
Tabla 5. Tamaños de grano .....	87
Tabla 6. Especificaciones técnicas DBSGSS de 24 ft .....	115
Tabla 7. Especificaciones técnicas Tubing Screens en DBSGSS. ....	116
Tabla 8. Especificaciones técnicas Separadores de Gas .....	116
Tabla 9. Capacidades de separación de gas DBSGSS .....	116
Tabla 10. Equivalencia de unidades para análisis granulométrico.....	118
Tabla 11. Especificaciones técnicas Tubing Screen de 8 ft .....	119
Tabla 12. Especificaciones técnicas Tubing Screen de 24 ft .....	120
Tabla 13. Capacidad de filtración Tubing Screen de 8 ft .....	120
Tabla 14. Capacidad de filtración Tubing Screen de 24 ft .....	121
Tabla 15. Velocidades críticas de fluido para TS de distintos slots.....	123
Tabla 16. Capacidades de separación VSS .....	127
Tabla 17. Pozos candidatos a ser intervenidos con herramientas OSI.....	131
Tabla 18. Pruebas de producción USCO 1 .....	136
Tabla 19. Intervenciones a pozo USCO 1 .....	137
Tabla 20. Pruebas de producción USCO 2 .....	142
Tabla 21. Intervenciones a pozo USCO 2.....	142
Tabla 22. Resultados del tamizado USCO 1 .....	145
Tabla 23. Resultados del tamizado USCO 2 .....	147
Tabla 24. BHA herramientas OSI pozo USCO 1.....	162
Tabla 25. BHA herramientas OSI pozo USCO 2.....	166
Tabla 26. Pruebas de producción después de intervención OSI USCO 1 .....	170
Tabla 27. Resumen pre y post instalación herramientas OSI pozo USCO 1 .....	173
Tabla 28. Pruebas de producción después de intervención OSI USCO 2 .....	178
Tabla 29. Resumen pre y post instalación herramientas OSI pozo USCO 2 .....	181
Tabla 301. Conceptos para análisis financiero pozo USCO 1 .....	196
Tabla 31. Costos de herramientas y accesorios pozo USCO 1 .....	197
Tabla 32. Costo de implementación y movilización de equipos pozo USCO 1 ....	197
Tabla 33. Costos de capital proyecto OSI pozo USCO 1 .....	197
Tabla 34. Flujo de caja pozo USCO 1 (I) .....	198
Tabla 35. Flujo de caja pozo USCO 1 (II) .....	199
Tabla 36. Flujo de caja pozo USCO 1 (III) .....	200
Tabla 37. Flujo de caja pozo USCO 1 (IV) .....	201
Tabla 38. Flujo de caja pozo USCO 1 (V).....	202

Tabla 39. Flujo de caja pozo USCO 1 (VI) .....	203
Tabla 40. Flujo de caja pozo USCO 1 (VII) .....	204
Tabla 41. Indicadores financieros pozo USCO 1 .....	207
Tabla 42. Conceptos para análisis financiero pozo USCO 2 .....	209
Tabla 43. Costos de herramientas y accesorios pozo USCO 2 .....	210
Tabla 44. Costo de implementación y movilización de equipos pozo USCO 2 ....	210
Tabla 45. Costos de capital proyecto OSI pozo USCO 2.....	210
Tabla 46. Flujo de caja pozo USCO 2 (I) .....	211
Tabla 47. Flujo de caja pozo USCO 2 (II) .....	212
Tabla 48. Flujo de caja pozo USCO 2 (III) .....	213
Tabla 49. Flujo de caja pozo USCO 2 (IV).....	214
Tabla 50. Flujo de caja pozo USCO 2 (V).....	215
Tabla 51. Flujo de caja pozo USCO 2 (VI).....	216
Tabla 52. Flujo de caja pozo USCO 2 (VII).....	217
Tabla 53. Indicadores financieros pozo USCO 2 .....	220

## LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Mapa estructural del Campo Tenay .....	30
Figura 2. Mapa estructural tope Formación Caballos Campo Tenay .....	32
Figura 3. Ubicación del Campo Brisas .....	33
Figura 4. Mapa estructural al tope de la Formación Monserrate .....	36
Figura 5. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca del VSM .....	37
Figura 6. Estratigrafía Campo Brisas .....	38
Figura 7. Esquema de SLA bombeo recíprocante. ....	39
Figura 8. Componentes de superficie en bombeo mecánico .....	41
Figura 9. Unidad convencional .....	42
Figura 10. Unidad Mark II. ....	43
Figura 11. Unidad balanceada por aire .....	44
Figura 12. Unidad Reverse Mark II .....	45
Figura 13. Unidad de bombeo de bajo perfil .....	45
Figura 14. Unidad de carrera larga .....	46
Figura 15. Barra pulida .....	48
Figura 16. Caja reductora .....	49
Figura 17. Crank .....	50
Figura 18. Contrapeso .....	50
Figura 19. Stuffing box .....	51
Figura 20. Varilla API .....	52
Figura 21. Esquema de bomba de subsuelo .....	53
Figura 22. Válvula de esfera y asiento .....	55
Figura 23. Esquema funcionamiento bomba de subsuelo y dinagrama .....	57
Figura 24. Tipos de bombas de subsuelo .....	58
Figura 25. Tolerancia de la bomba .....	60
Figura 26. Nomenclatura API para bombas de subsuelo .....	62
Figura 27. Bombas API .....	65
Figura 28. Desgaste por arena .....	67
Figura 29. Fuerzas hidrodinámicas sobre un grano de arena .....	70
Figura 30. Velocidad de segregación de arena según su diámetro .....	72
Figura 31. Desgaste entre el pistón y el barril .....	74
Figura 32. Pandeo de varilla .....	76
Figura 33. IPR y TPR para distintos porcentajes de manejo de gas .....	78
Figura 34. Pérdidas de espacio en bombas de subsuelo .....	79
Figura 35. Funcionamiento de un ancla de gas .....	80
Figura 36. Ancla de niple perforado .....	81
Figura 37. Ancla de copas .....	81
Figura 38. Ancla de empacadura .....	82

Figura 39. Funcionamiento método de difracción de luz coherente.....	84
Figura 40. Funcionamiento método de contadores de orificio .....	84
Figura 41. Método de análisis por tamiz .....	86
Figura 42. Esfericidad de los granos de arena.....	88
Figura 43. Puentes de arena .....	91
Figura 44. Liner ranurado .....	92
Figura 45. Tipos de ranuras.....	92
Figura 46. Rejilla con envoltura de alambre.....	93
Figura 47. Rejilla pre empacada .....	94
Figura 48. Rejilla premium .....	95
Figura 49. Rejilla expandible.....	95
Figura 50. Empaque con grava (open hole & cased hole) .....	96
Figura 51. Granos de arena consolidados mediante inyección de resina.....	98
Figura 52. Esquema operación de toma de nivel mediante Echometer.....	103
Figura 53. Determinación de profundidad de nivel de fluido TWM.....	104
Figura 54. Determinación de BHP y sumergencia de bomba TWM.....	105
Figura 55. Celda de carga tipo herradura (HT) .....	106
Figura 56. Celda de carga de la barra lisa (PRT).....	106
Figura 57. Carta dinamométrica ideal .....	107
Figura 58. Carta dinamométrica realista I .....	108
Figura 59. Carta dinamométrica realista II .....	109
Figura 60. Carta dinamométrica realista III .....	109
Figura 61. Dinagrama pérdida en válvula viajera.....	110
Figura 62. Dinagrama pérdida en válvula fija.....	110
Figura 63. Dinagrama tubería rota .....	111
Figura 64. Dinagrama golpe de fluido .....	111
Figura 65. Dinagrama golpe de bomba al final de la carrera descendente.....	112
Figura 66. Dinagrama interferencia de gas .....	112
Figura 67. Dinagrama bloqueo por gas.....	113
Figura 68. Dinagrama varilla partida .....	113
Figura 69. Dinagrama alta aceleración del fluido .....	114
Figura 70. Dinagrama barril de la bomba partido.....	114
Figura 71. Dual Body Super Gas and Sand Shield .....	115
Figura 72. Tubing Screen .....	117
Figura 73. Enmallado en espiral con perfil en V .....	124
Figura 74. Esquema de las dos etapas del Vortex Sand Shield .....	124
Figura 75. Componentes VSS .....	125
Figura 76. Componentes del VSS.....	125
Figura 77. Hélice vortex .....	126
Figura 78. Configuración típica de herramientas OSI .....	128
Figura 79. Dinagrama USCO 1 29/09/2015 .....	133
Figura 80. Dinagrama USCO 1 17/10/2015 .....	134
Figura 81. Dinagrama USCO 1 12/11/2015 .....	134
Figura 82. Dinagrama USCO 1 25/11/2015 .....	135
Figura 83. Dinagrama USCO 1 27/12/2015 .....	135

Figura 84. Dinagrama USCO 1 05/01/2016 .....	135
Figura 85. Dinagrama USCO 1 12/02/2016 .....	136
Figura 86. Dinagrama USCO 2 25/10/2015 .....	138
Figura 87. Dinagrama USCO 2 14/11/2015 .....	139
Figura 88. Dinagrama USCO 2 30/11/2015 .....	139
Figura 89. Dinagrama USCO 2 11/12/2015 .....	140
Figura 90. Dinagrama USCO 2 20/12/2015 .....	140
Figura 91. Dinagrama USCO 2 02/01/2016 .....	141
Figura 92. Dinagrama USCO 2 17/01/2016 .....	141
Figura 93. Toma de muestra de arena USCO 1 .....	143
Figura 94. Muestra lavada USCO 1 .....	144
Figura 95. Conjunto de tamices para análisis granulométrico .....	144
Figura 96. % Peso acumulado retenido vs Diámetro de partícula USCO 1 .....	145
Figura 97. % Peso retenido por slot USCO 1 .....	146
Figura 98. % Peso acumulado retenido vs Diámetro de partícula USCO 2 .....	147
Figura 99. % Peso retenido por slot USCO 2 .....	148
Figura 100. Diagrama de instalación en wellbore USCO 1 .....	149
Figura 101. Diagrama de instalación en wellbore USCO 1 (continuación) .....	150
Figura 102. Datos de entrada TS software de simulación OSI USCO 1 .....	152
Figura 103. Datos de entrada GS software de simulación OSI .....	153
Figura 104. Diagrama de instalación en wellbore USCO 2 .....	154
Figura 105. Diagrama de instalación en wellbore USCO 2 (continuación) .....	155
Figura 106. Datos de entrada TS software simulador OSI .....	157
Figura 107. Datos de entrada GS software simulador OSI .....	158
Figura 108. Ensamble herramientas OSI en pozo USCO 1 .....	161
Figura 109. Preparación y despacho herramientas OSI .....	163
Figura 110. Ensamble herramientas OSI en pozo USCO 2 .....	165
Figura 111. Dinagrama USCO 1 24/03/2016 .....	167
Figura 112. Dinagrama USCO 1 31/03/2016 .....	168
Figura 113. Dinagrama USCO 1 18/04/2016 .....	168
Figura 114. Dinagrama USCO 1 21/05/2016 .....	169
Figura 115. Dinagrama USCO 1 12/06/2016 .....	169
Figura 116. Dinagrama USCO 1 29/07/2016 .....	170
Figura 117. Historial desplazamiento de bomba y SPM pozo USCO 1 .....	171
Figura 118. Historial producción de aceite y gas pozo USCO 1 .....	172
Figura 119. Historial de eficiencia de bomba y GOR pozo USCO 1 .....	173
Figura 120. Dinagrama USCO 2 09/02/2016 .....	174
Figura 121. Dinagrama USCO 2 15/02/2016 .....	175
Figura 122. Dinagrama USCO 2 27/02/2016 .....	175
Figura 123. Dinagrama USCO 2 19/03/2016 .....	176
Figura 124. Dinagrama USCO 2 11/04/2016 .....	176
Figura 125. Dinagrama USCO 2 05/05/2016 .....	177
Figura 126. Dinagrama USCO 2 27/06/2016 .....	177
Figura 127. Dinagrama USCO 2 18/07/2016 .....	178
Figura 128. Historial desplazamiento de bomba y SPM pozo USCO 2 .....	179

Figura 129. Historial producción de aceite y gas pozo USCO 2 .....	180
Figura 130. Historial de eficiencia de bomba y GOR pozo USCO 2 .....	181
Figura 131. Pistón anillado .....	182
Figura 132. Wipper .....	183
Figura 133. Lubri plunger .....	184
Figura 134. Válvula de purga .....	184
Figura 135. Bomba no API.....	185
Figura 136. Válvula antibloqueo de gas superior .....	187
Figura 137. Válvula DARTT .....	188
Figura 138. Válvula “cargadora” .....	190
Figura 139. Válvula de anillos superiores .....	191
Figura 140. VPN pozo USCO 1 .....	205
Figura 141. Datos de entrada formato de evaluación financiera pozo USCO 1...208	
Figura 142. Resultados formato de evaluación financiera pozo USCO 1 .....	208
Figura 143. Proyección VPN USCO 2 posterior a instalación.....	218
Figura 144. Datos de entrada formato de evaluación financiera pozo USCO 2...221	
Figura 145. Resultados formato de evaluación financiera pozo USCO 2 .....	221



## LISTA DE ANEXOS

	pág.
Anexo 1. Formato VPR-VPR-F-011 de evaluación económica ECP.....	229

## GLOSARIO

**ABRASIÓN:** Acción mecánica de rozamiento y desgaste que provoca la erosión de material (acero, elastómero) causado por sólidos.

**ARENA:** Un grano detrítico cuyo diámetro oscila entre 0,0625 mm y 2 mm. La arena es más gruesa que el limo, pero más fina que un gránulo de acuerdo con la escala de Udden-Wentworth. El término "arena" también se utiliza para los granos de cuarzo o para la arenisca.

**ANCLA DE GAS:** Tubo perforado unido a la bomba de varilla de succión del subsuelo que controla la entrada de gas. Debido a que es la única manera de que el fluido de la formación ingrese en la bomba, su uso aumenta la eficiencia de la bomba de subsuelo. También ayuda a evitar el fenómeno llamado bloqueo por gas. Un ancla de gas es similar a un separador de gas de fondo de pozo.

**BARRIL DE BOMBA:** Cilindro de la bomba de fondo de pozo.

**BLOQUEO POR GAS:** Condición que se produce en ocasiones en un pozo de bombeo cuando el gas disuelto, liberado de la solución durante la carrera ascendente del pistón, aparece como gas libre entre las válvulas. En la carrera descendente, la presión dentro de un barril completamente lleno de gas es posible que no alcance nunca la presión necesaria para abrir la válvula viajera. En la carrera ascendente, la presión dentro del barril nunca disminuye lo suficiente para que la válvula estacionaria se abra y permita que el líquido ingrese en la bomba. Por lo tanto, no entra ni sale fluido de la bomba y la bomba se bloquea. No causa fallas en el equipo, pero, con una bomba que no funciona, el sistema de bombeo es inútil. La reducción en la tasa de bombeo va acompañada por un aumento de la presión de fondo de pozo (o nivel de fluido en el anillo). En muchos casos de bloqueo por gas, este aumento en la presión del fondo del pozo puede superar la presión en el barril y el líquido puede ingresar a través de la válvula estacionaria. Después de algunas carreras, ingresa líquido suficiente en la bomba y se rompe el bloqueo por gas, por lo que la bomba funciona normalmente.

**BOMBA MECÁNICA:** Un sistema de bombeo para operaciones de levantamiento artificial que utiliza una fuente de energía de superficie para accionar un arreglo de bomba de fondo de pozo. Un arreglo de balancín y manivela genera un movimiento alternativo en una sarta de varillas de bombeo que se conecta al arreglo de bomba

de fondo de pozo. La bomba contiene un arreglo de pistón y válvulas para convertir el movimiento alternativo en movimiento vertical de los fluidos.

**CARRERA ASCENDENTE:** Etapa de bombeo de fondo de pozo en la cual la barra pulida sube y la bomba de fondo de pozo bombea fluido.

**CARRERA DESCENDENTE:** Etapa de bombeo de fondo de pozo en la cual la barra pulida baja y la bomba de fondo de pozo se llena de fluido.

**CARRERAS POR MINUTO:** Cantidad de carreras (o strokes) que completa la barra pulida en un minuto. Esto determina la tasa a la cual se bombea el líquido. Si la cantidad de carreras por minuto aumenta, también aumenta la tasa de la bomba. Este término también se denomina velocidad de bombeo.

**CELDA DE CARGA:** Componente sensor en un sistema indicador de peso que detecta las fuerzas de tensión o compresión que se aplican a la herramienta de servicio en superficie. Las celdas de carga funcionan de manera hidráulica o electrónica y están conectadas al sistema indicador de peso en la consola del operador del equipo.

**EFICIENCIA VOLUMÉTRICA DE LA BOMBA:** Relación entre el desplazamiento real de la bomba y el desplazamiento de la bomba en condiciones ideales. La relación se puede expresar como porcentaje. Una reducción en la eficiencia volumétrica de la bomba es un indicativo de un problema operativo en el pozo. En bombas de subsuelo, el fenómeno de bloqueo por gas y la interferencia de gas pueden reducir significativamente la eficiencia volumétrica de la bomba.

**GOLPE DE FLUIDO:** Fenómeno que se produce cuando la tasa de la bomba de fondo de pozo supera la tasa de producción de la formación. También se puede deber a la acumulación de gas a baja presión entre las válvulas. En la carrera descendente de la bomba, se comprime el gas, pero la presión dentro del barril no abre la válvula viajera hasta que ésta golpea el líquido. Finalmente, cuando la válvula viajera se abre, el peso en la sarta de varillas puede dejar caer miles de libras en una fracción de segundo. Se debe evitar esta condición porque causa grandes esfuerzos, lo que podría generar fallas prematuras en el equipo. Una reducción de velocidad de la unidad de bombeo, el acortamiento de la longitud de la carrera o la instalación de una bomba de fondo de pozo más pequeña pueden resolver este problema.

**GOR:** Abreviatura de la relación gas-petróleo, relación del gas producido con respecto al petróleo producido.

**INTERFERENCIA DE GAS:** Fenómeno que se produce cuando el gas ingresa a la bomba de subsuelo. Después de que comienza la carrera descendente, el gas comprimido alcanza la presión necesaria para abrir la válvula viajera antes de que esta llegue al líquido. La válvula viajera se abre lentamente, sin el cambio de carga drástico experimentado en los golpes de fluido. No causa fallas prematuras en el equipo, pero puede indicar poca eficiencia de la bomba. Un separador de fondo de pozo o un ancla de gas pueden corregir una interferencia de gas.

**NIVEL DE FLUIDO DINÁMICO:** Nivel al cual el nivel de fluido estático desciende en la tubería de producción o en la de revestimiento, cuando el pozo produce en condiciones de bombeo. El nivel de fluido dinámico también se denomina nivel de fluido de bombeo.

**NIVEL DE FLUIDO ESTÁTICO:** Nivel al cual se eleva el fluido en un pozo cuando el pozo está cerrado. La carga hidrostática de este fluido es igual a la presión de fondo de pozo.

**RUN LIFE:** Se refiere a la vida útil de la herramienta o este caso del Sistema de Levantamiento Artificial.

**SEPARADOR DE GAS DE FONDO DE POZO:** Tubular perforado, fijado en la bomba de varilla de succión del subsuelo que controla la entrada de gas. Debido a que es la única manera de que el fluido de la formación ingrese en la bomba, su uso incrementa la eficiencia de la bomba. Además, ayuda a prevenir el fenómeno denominado bloqueo por gas. Un ancla de gas es similar a un separador de gas de fondo de pozo.

**SLA:** Sistema de Levantamiento Artificial. Cualquier sistema que agrega energía a la columna de fluido de un pozo con el objetivo de iniciar y mejorar la producción del pozo. Los sistemas de levantamiento artificial utilizan una diversidad de principios de operación, incluidos el bombeo mecánico, el gas lift, bombeo por cavidades progresivas y las bombas electro sumergibles.

**SUMERGENCIA DE BOMBA:** Diferencia en carga hidrostática entre la profundidad de la bomba y el nivel de fluido dinámico por encima de la bomba. La sumergencia

de la bomba se monitorea continuamente para ajustar la tasa de flujo y evitar una condición de nivel agotado de la bomba.

**TOMA DE NIVEL DE FLUIDO:** Consiste en el uso de un dispositivo acústico especial para determinar el nivel del fluido en un conducto o en el espacio anular. El principio de operación se basa en el registro preciso del tiempo que tarda un eco de retorno en rebotar desde el fluido del área contenida.

**VÁLVULA ESTÁTICA:** En una bomba de varilla de succión de subsuelo, válvula que permite que el flujo que está arriba de la tubería llene la cámara de barril de la bomba y, a la vez, evita el flujo descendente.

**VÁLVULA VIAJERA:** En una bomba de varilla de succión del subsuelo, válvula que cierra la cámara del barril y permite que el fluido atrapado se eleve en la carrera ascendente de la bomba. Esta válvula es similar en configuración a la válvula estacionaria.

**Wellbore: Pozo.** Es un agujero que se perfora para ayudar en la recuperación y exploración de los recursos naturales como el petróleo el gas y el agua. Incluye desde el tramo que se encuentra entubado hasta el que esta descubierto. También se refiere al diámetro interno de la pared del pozo.

**WTI:** Es un promedio en cuanto a la calidad del petróleo producido en campos del occidente de Texas (Estados Unidos) el cual se emplea como precio de referencia para fijar el precio de otros petróleos crudos producidos.

## RESUMEN

En el actual contexto económico que rodea el sector de hidrocarburos, resulta imperativa la optimización de los procesos que actúen en detrimento de los activos de las compañías. A sabiendas de que la instalación piloto del Dual Body Super Gas and Sand Shield (DBSGSS) y el Vortex Sand Shield (VSS), en el departamento del Huila, tiene como objetivo minimizar los efectos nocivos de la producción de arena y gas, aumentando así el run time de los equipos en pozos con bombeo mecánico como Sistema de Levantamiento Artificial (SLA); se procede a recopilar información con base a la data de las compañías Ecopetrol S.A. y Odessa Separator, Inc. referente a pozos candidatos pertenecientes a los campos Tenay y Brisas, con el fin de fijar parámetros de selección, permitiendo realizar una comparación entre candidatos; resultando seleccionados 2 pozos como los de mayor potencial de éxito.

El desempeño de dichas herramientas es evaluado, comparando parámetros pre y post la intervención; y mediante un análisis económico de los proyectos, encontrando que la implementación del DBSGSS y el VSS conllevó a un aumento del run time, de la eficiencia de las bombas de subsuelo y de la producción de aceite en los pozos intervenidos, propiciando la pronta recuperación de las inversiones durante los primeros tres meses de funcionamiento. Adicionalmente, se elabora un conjunto de recomendaciones tanto para Odessa Separator, Inc., como para la compañía operadora.

Palabras clave: bomba de subsuelo, separador de gas, dinagrama, eficiencia volumétrica, interferencia de gas, filtro de arena

## ABSTRACT

In the light of the current economic context surrounding the hydrocarbon sector, it is imperative to optimize processes acting to the detriment of the companies' assets. Knowing that the Dual Body Super Gas and Sand Shield (DBSGSS) and Vortex Sand Shield (VSS) pilot installation, in the Department of Huila, aims to minimize the harmful effects of sand and gas production, thus increasing the equipment run time in wells with beam pumping as Artificial Lift System (ALS); an information gathering, based on the data of Ecopetrol S.A. and Odessa Separator, Inc. companies, concerning to candidate wells belonging to Tenay and Brisas fields, is performed, in order to set selection parameters, allowing a comparison between candidates; 2 wells resulting selected as having the greatest potential for success.

The performance of these tools is evaluated by comparing pre- and post intervention parameters; and through an economic analysis of the projects, finding that the implementation of DBSGSS and VSS led to an increase in run time, efficiency of subsurface pumps and oil production in the intervened wells, promoting the quick investments return ments during the first three months of operation. Additionally, a number of conclusions is established and, based on these, a set of recommendations were drawn up for Odessa Separator, Inc., and the operator company.

Keywords: subsurface pump, gas separator, dynamometer card, volumetric efficiency, gas interference, sand screen.

## INTRODUCCIÓN

En la industria petrolera existen diversos Sistemas de Levantamiento Artificial, cuya función es la de suministrar energía suficiente para que los fluidos en cara de pozo lleguen a superficie a una presión de cabeza determinada, esto debido a la incapacidad del yacimiento de realizar esta tarea sin contribución adicional; entre estos sistemas se encuentra el Bombeo Mecánico, el cual es constituido en superficie por una unidad de bombeo y por la barra pulida, en el pozo por la sarta de varillas y la bomba, esta última conformada por un barril y un pistón, entre otros elementos.

Desde los inicios de la industria, el bombeo mecánico es uno de los SLA más utilizados, experimentando mejorías tanto en unidades como en bombas de subsuelo a lo largo de los años, aumentando el run time de los equipos y la integridad del sistema, dado que presenta ciertos problemas, asociados primordialmente al arenamiento y a la producción de gas, generando entre otros: desgaste de herramientas, tubulares y sellos; taponamiento de tubería; golpe de fluido, bloqueo por gas, producción diferida, varilla partida.

La compañía Odessa Separator, Inc. desarrolló las herramientas Dual Body Super Gas and Sand Shield y el Vortex Sand Shield, con el fin de minimizar la producción de gas y arena, dando solución a los problemas mencionados anteriormente, mejorando el desempeño de las bombas de subsuelo y el SLA, como un todo.

En el presente trabajo se realiza un análisis técnico y económico de la instalación e implementación del DBSGSS y el VSS en dos pozos, en Campo Tenay y Campo Brisas. Para ello, se tuvo en cuenta las pruebas realizadas pre y post instalación de las herramientas, hasta seis meses después de la intervención de los pozos. Igualmente, se consideran aspectos relacionados con la selección de los pozos candidatos, constatando que la instalación de las herramientas diese solución a los problemas operacionales evidenciados con anterioridad.

## 1. GENERALIDADES.

La industria del petróleo enfrenta la necesidad del desarrollo de nuevas tecnologías que optimicen el desarrollo de los procedimientos, entre ellos el de la producción de hidrocarburos.

Cuando los yacimientos no cuentan ya con la energía suficiente para llevar los fluidos desde cara de pozo hasta superficie, o si se desea aumentar la tasa de producción, es requerido el uso de una fuente externa de energía mediante la implementación de un SLA siendo el más usado, desde un inicio, el Bombeo Mecánico.

### 1.1. ODESSA SEPARATOR, INC

Odessa Separator, Inc. fue fundada y es propiedad de Bert Frost, estando en la industria del petróleo y gas desde 1995. Esta compañía se enorgullece de proveer los mejores filtros y separadores de gas disponibles para bombas de subsuelo, y una nueva tecnología en sistemas de inyección de químico en subsuelo.

La compañía fue fundada para la venta al por mayor a la industria petrolera de separadores de gas de subsuelo y filtros de arena. Por los siguientes seis años los productos fueron refinados y los filtros de arena empezaron a convertirse en el foco de Odessa Separator.

Para 1998, la compañía inició una etapa de rápido crecimiento. Su meta es la de proveer un enfoque de equipo con el taller de reparación de bombas local de la compañía operadora, con el fin de reducir las fallas y proveer los mejores run times posibles. Odessa Separator se encuentra comprometida a manufacturar productos de altísima calidad y ofrecer soporte técnico para maximizar la productividad y rentabilidad.

En la actualidad, Odessa Separator, Inc. cuenta con oficinas en Odessa, Hobbs, San Antonio y Montana, al igual que en Colombia (con bases en Neiva, Bogotá y Barrancabermeja) y Rumania, con ventas a California, Nuevo México, Eagle Ford, Dakota del Norte, Canadá, Indonesia, Arabia Saudita, Algeria, entre otros.

## 1.2. GENERALIDADES DEL CAMPO TENAY

### 1.2.1. LOCALIZACIÓN

El campo Tenay, ubicado en la subcuenca de Neiva en el Valle Superior del Magdalena (VSM), 24 km al norte de la ciudad de Neiva, descubierto en el año 1985, encontró reservas de aceite de 35° API en la Formación Caballos, a una profundidad promedio de 12000 pies. Es un monoclinal, limitado al Este por la falla inversa de Tenay.

El Campo Tenay localizado en la porción SSE de Colombia, en el Departamento del Huila, geológicamente hace parte de la Cuenca del Valle Superior del Magdalena, Subcuenca de Neiva, ubicada entre las cordilleras Central y Oriental de Colombia en el Departamento del Huila. La Subcuenca de Neiva es una cuenca petrolífera madura, con cerca de 20 campos de petróleo y gas descubiertos y en producción, resultado de una historia exploratoria de más de 30 años. Actualmente en el área Neiva se tiene una producción cercana a 12.000 barriles de petróleo por día (BPPD) en yacimientos de edad Terciaria y Cretácica.

### 1.2.2. RESEÑA HISTÓRICA

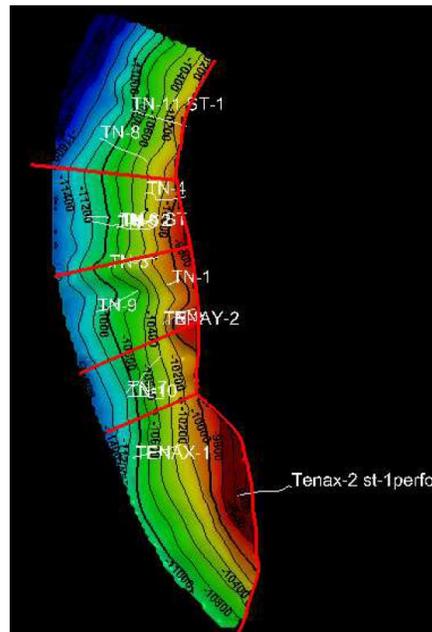
El Campo Tenay fue descubierto en el año de 1985 mediante la perforación del pozo Tenay-1 por parte de Hocol-Tenneco en el marco de la antigua Concesión Neiva 540. El pozo encontró a una profundidad medida de 11500 pies; un total de 40 pies de arenas productoras de aceite (1800 BPPD) de 35° API dentro de la Formación Caballos (Aptiano –Albiano), informalmente llamadas intervalo UKB. El modelo geológico empleado para esta perforación se basó tanto en las pruebas de formación del pozo Dina-1, perforado en el año 1968 y el cual fue el descubridor de todos los yacimientos los campos localizados en esta área de producción; así como también, en la interpretación de información sísmica 2D.

Para el desarrollo del campo la compañía Hocol Tenneco operadora del bloque Neiva, perforó 3 pozos adicionales que, aunque no hallaron los límites del yacimiento, al no encontrar el contacto agua-aceite, sí permitieron definir que el principal mecanismo de producción del campo es gas en solución con empuje parcial o débil de agua. Después de 30 años de producción, el campo actualmente no reporta una alta producción de agua y aunque los potenciales productores de los

pozos han decaído, la presión del yacimiento se ha mantenido en los últimos 5 años, lo cual comprueba la existencia de un empuje parcial por un acuífero, pero no ha sido suficiente para evitar que la presión caiga un tanto por debajo del punto de burbuja.

En el año de 1994 la Concesión, revirtió a la Nación y el campo pasó a ser operado por Ecopetrol S.A. En el año de 1998 se adquirió el programa sísmico 3D “Neiva” con el fin de realizar una evaluación de nuevo potencial petrolífero del área y con el cual se obtuvo cubrimiento sísmico para el campo. Ecopetrol S.A., con la intención de aumentar las reservas, enfocó su trabajo de redefinición del potencial exploratorio en campos aledaños y mediante la interpretación de la información sísmica 3D, la información de pozos perforados en el área y un análisis estructural cualitativo y cuantitativo de las principales estructuras geológicas existentes aplicando la teoría cinemática de pliegues asociados a fallas, definió el potencial adicional del Campo Tenay.

Figura 1. Mapa estructural del Campo Tenay



Fuente: ECOPETROL S.A. Gerencia Técnica y de Desarrollo de E&P, Bogotá, Colombia. 2007.

### 1.2.3. CARACTERÍSTICAS

El volumen de petróleo original calculado es de 49.7 MBO como STOOIP.

Algunas características y propiedades del campo Tenay se enlistan a continuación:

Tabla 1. Características del yacimiento Campo Tenay

Formación	Caballos Superior
Tipo de trampa	Estructural
Estructura	Monoclinal
Profundidad	11440' – 11510' MD, RTE: 1446'
Área productiva	1810
Litología	Areniscas
Espesor total	200'
Porosidad	7 – 13%
Permeabilidad	20 – 800 md

Fuente: ECOPELROL S.A. Gerencia de Huila-Tolima, Neiva, Colombia. 2016.

Igualmente, se presentan algunas de las propiedades de los fluidos de yacimiento:

Tabla 2. Propiedades de los hidrocarburos Campo Tenay

Gravedad API	35-38
Presión de burbuja	3503 psi @ 231 °F
Viscosidad del aceite	0.38 cP @ 231 °F
Presión inicial	5220 psi
Presión actual	3000 psi
GOR (SCF/STBO)	1200 a 1500

Fuente: ECOPELROL S.A. Gerencia de Huila-Tolima, Neiva, Colombia. 2016.

### 1.2.4. GEOLOGÍA

Los pozos del Campo Tenay atraviesan una columna sedimentaria de 1200 pies de espesor aproximadamente, desde el Cretáceo Medio (Albiano-Aptiano) hasta el Plioceno.

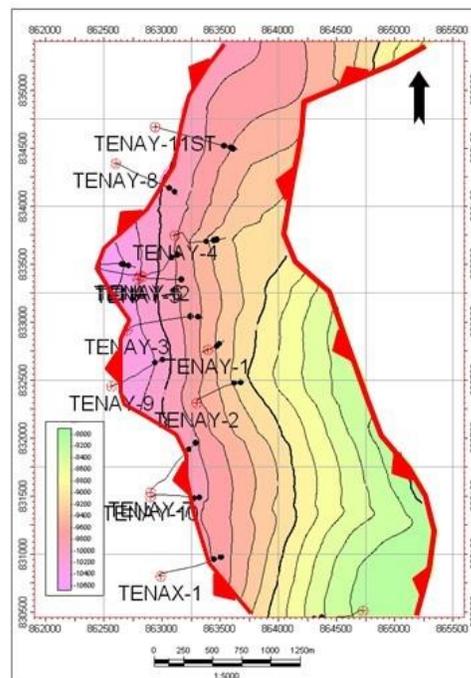
En el área de Tenay no se ha perforado el basamento, aunque la información regional indica la existencia de este. El basamento está representado por un complejo de rocas ígneas y metamórficas que abarcan edades desde el

Precámbrico al Jurásico. En contacto discordante sobre el basamento se encuentra una sección sedimentaria que abarca desde el Cretáceo Medio (Aptiano) hasta el Plioceno. Dentro de la sección sedimentaria, se pueden establecer 4 megaciclos deposicionales.

### 1.2.5. ESTRATIGRAFÍA

El Campo Tenay se encuentra localizado en la sub-cuenca de Neiva, la cual tiene un rumbo Noreste, y está limitada en sus dos flancos por frentes de falla de las Cordilleras Central y Oriental. En general, las fallas mayores a lo largo del flanco Este de la subcuenca buzan hacia el Este, y las del flanco Oeste, buzan hacia el Oeste.

Figura 2. Mapa estructural tope Formación Caballos Campo Tenay



Fuente: ECOPETROL S.A. Gerencia de Huila-Tolima, Neiva, Colombia. 2008.

La estructura del Campo Tenay es un monoclinale que buza hacia el Oeste, limitada al Este por la falla inversa de Tenay y ubicada en el bloque levantado de la misma, la cual también buza hacia el Oeste. El cierre estructural al Oeste corresponde al cierre propio de la estructura, dado por el buzamiento regional; hacia el Sur el campo

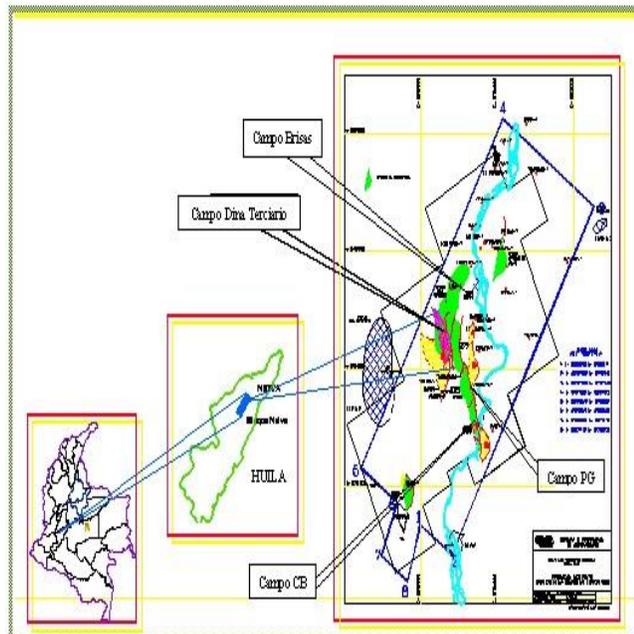
está limitado por la falla de Tenay. Su cierre al Norte puede estar ubicado en el cierre estructural del contorno 11200’.

### 1.3. GENERALIDADES DEL CAMPO BRISAS

#### 1.3.1. LOCALIZACIÓN

El campo Brisas se encuentra localizado en el área de la antigua concesión Neiva-540 (Subcuenta de Neiva), 20 km al Norte de la ciudad de Neiva (Huila), en jurisdicción del Municipio de Aipe, en la cuenca del Valle Superior del Magdalena. El campo Brisas cubre un área aproximada de 7 km<sup>2</sup>.

Figura 3. Ubicación del Campo Brisas



Fuente: ICP. Simulación analítica de la inyección de agua Campo Brisas, Piedecuesta. 2003.

### 1.3.2. RESEÑA HISTÓRICA

El campo Brisas fue descubierto por la compañía Tenneco en 1973 con la perforación del pozo Brisas-01, el cual probó la formación Monserrate. Entre 1975 y 1989 se perforaron 7 pozos: BR-02, 03, 04, 05, 07, 08 y 09. Dos de estos pozos, el BR-03 quedó fuera de la estructura y produjo agua (bloque 3) y el BR-07 (bloque 1) no encontró la zona productora de la formación Monserrate, posiblemente por estar erosionada por la discordancia del oligoceno. El 2 de agosto del año 2003 se terminó de perforar el pozo BR-11, y el 18 de Julio del 2006 se terminó de perforar el pozo BR-10, con el cual se reemplazó el BR-05, que fue cerrado por problemas mecánicos causantes de frecuentes arenamientos. El pozo BR-01 fue abandonado durante la etapa de desarrollo y producción en 1986 por alto BSW (>90%), problemas de cemento y con una producción de 38 BOPD, luego fue reactivado.

El Campo Brisas se interpreta como un anticlinal fallado limitado al Este por la Falla Tenay, con dirección NE-SW. Los límites del yacimiento en las otras direcciones están asociados a un contacto agua-petróleo (WOC) que se estima está ubicado a -3295" TVDSS. La Formación Monserrate (K4) de edad Cretácica y conformada principalmente por areniscas, es la productora en el campo. Resalta como evento geológico la presencia de una discordancia que erosionó el tope de la formación productora, principalmente hacia el Este del Campo.

Los pozos tienen un espaciamiento aproximado de 40 – 60 acres. El mecanismo de producción es una combinación de gas en solución y empuje parcial de agua. La presión inicial del yacimiento fue 2000 psi (al datum de - 3000 pies), y la actual es de alrededor de 700 psi (al datum de - 3000 pies). El aceite tiene una gravedad de 23 °API.

Desde su descubrimiento en 1973, el Campo ha sido operado por las compañías Hocol, Shell, y ECOPETROL-SOH. En la actualidad el Campo Brisas es administrado por la Superintendencia de Operaciones Huila-Tolima, ECOPETROL S.A.

### 1.3.3. CARACTERÍSTICAS

Algunos datos generales del Campo se muestran en la Tabla 3.

Tabla 3. Ficha técnica del Campo Brisas

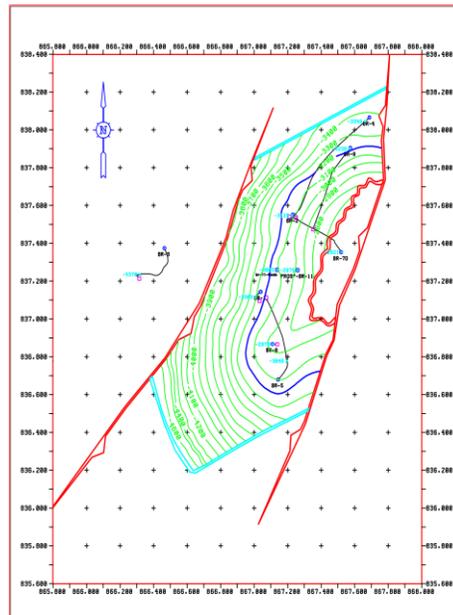
Formación	Monserate K4 (Cretáceo Superior)
Datum (ft) TVDSS	3000 ft
Tipo de trampa	Estructural
Estructura	Anticlinal asimétrico fallado
Profundidad	4200 pies
Litología	Areniscas
Espesor total	200 pies
Espesor neto	75 pies
Porosidad	15 – 21 %
Permeabilidad	120-200 md
Gravedad API	23° API
WOC	-3295 pies (de BR-4)
Presión inicial de yacimiento	2000 psia @ -3000 pies (original)
Presión de yacimiento	710 psia @ -3000 pies
Presión de burbuja	800 psia
Viscosidad del crudo a Tyac	11 cP, crudo asfáltico
Sw promedio inicial	25%
GOR inicial	160 (SCF/BBL)
Bo inicial	1.076 RB/STB
Temperatura de yacimiento	135 °F
Viscosidad del agua	0.538 cP
Capa gas presente	No
GOR actual	80 (SCF/BBL)
Buzamiento max. Zona de interés	50
Gravedad del gas	0.83
Área productiva	390 ac
Bsw actual	80%
Producción	492 BOPD

Fuente: ECOPETROL S.A. Gerencia de Huila-Tolima, Neiva, Colombia. 2016.

### 1.3.4. GEOLOGÍA

Geológicamente el campo Brisas hace parte de la subcuenca de Neiva, la cual abarca la parte sur de la cuenca del Valle Superior del Magdalena y corresponde a una depresión elongada con rumbo SW-NE, en donde predomina un sistema de cabalgamiento convergente hacia el Este y limitada por los Sinclinales de Acevedo y Tarqui al sur y por el Alto de Natagaima al Norte. Como resultado de la interpretación realizada a la información sísmica 3D hecha en 1998 en el área de Neiva, el Campo corresponde a un anticlinal erosionado de rumbo NE-SW, limitado en su flanco este por la falla inversa de Tenay y al Oeste por una serie de tres “back thrusts” de dicha falla que dividen el Campo en cuatro bloques.

Figura 4. Mapa estructural al tope de la Formación Monserrate.



Fuente: Desarrollo Campo Brisas, GYA – GAM, Ecopetrol. 2005.

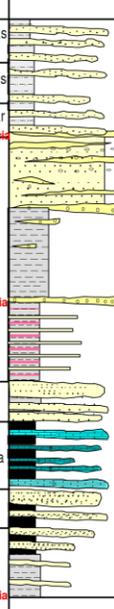
### 1.3.5. ESTRATIGRAFÍA

#### 1.3.5.1. SUBCUENCA DE NEIVA

El basamento económico para la subcuenca de Neiva corresponde principalmente a rocas de edad Jurásica, compuestas por depósitos de origen vulcano-clásticos

(Fm. Saldaña). Sobre este basamento se acumularon constantemente sedimentos desde el Cretácico medio hasta el reciente, con algunos eventos tectónicos y/o hiatos deposicionales que quedaron registrados en las discordancias del Eoceno medio y del Oligoceno. La columna estratigráfica generalizada de la cuenca del Valle Superior del Magdalena se muestra en la Figura 5.

Figura 5. Columna estratigráfica generalizada de la Cuenca del VSM

EDAD		GRUPO	FORMACIÓN	AMBIENTE	LITOLOGÍA					
<b>CUATERNARIO</b>										
<b>TERCIARIO</b>	Neogeno	Sin-Orogenica	Plioceno	Gigante (1000 mts)	Terrestre, Llanuras de Piedemonte.					
			Mioceno	Honda (2500 mts)	Terrestre, Llanuras Aluviales.					
			Oligoceno	Barzalosa (50 - 300 mts)	Terrestre, Lagunar					
	Paleogeno	Secuencia Sin-Orogenica	Eoceno Superior	Gualanday	Doima		Terrestre, Rios entrelazados.			
					Potreriillo					
					Chicoral					
	Paleoceno	Guadaluata	Teruel	San Francisco	(400 - 1200 mts)		Terrestre, Paráfico.			
								Maastrichtiano	Monserrate (150 - 200 mts)	Marino Inter a Inframareal.
								Albiano	Caballos (90 - 200 mts)	Fluvial Salobre
Aptiano						Bermejo				
								Yavi (385 mts)		
<b>JURASICO</b>								Saldaña (800 - 1500 mts)	Subaéreo Vulcanoclastico	

 Conglomerado	 Lodolita Arenosa	 Shale
 Arenisca	 Lodolita	 Caliza
 Capas Rojas		

Fuente: Evaluación Geológica del Campo Pijao, ICP. 2000.

### 1.3.5.2. CAMPO BRISAS

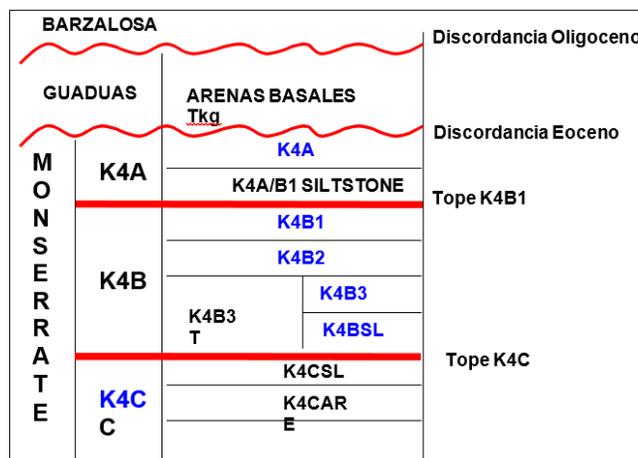
Debido a la ausencia de corazones, el análisis estratigráfico se ha hecho con base en electrofacies, muestras de canal y comparación con el modelo definido por el ICP para el Campo Pijao en el informe Evaluación Geológica del Campo Pijao, 2000.

Se puede observar que en general, los depósitos de la Formación Monserrate representan una secuencia dominada por arcilla a la base, con algunas intercalaciones arenosas granocrecientes (unidades K-4C y K-4B3SL según respuesta del GR), que hacia el tope se vuelve progresivamente dominada por arenas (K-4A y K-4B1). Esta secuencia representa una progradación, de facies netamente marinas (probablemente de plataforma) en la base, a facies de frente de playa hacia el tope. La respuesta eléctrica de los pozos de este Campo correlaciona muy bien con la de los pozos del Campo Pijao, por lo que el modelo de deposición puede ser equivalente.

Basados en la ocurrencia de eventos transgresivos que definen niveles fácilmente correlacionables y tratando de mantener la nomenclatura preestablecida para el área, la Formación Monserrate se subdividió en 6 unidades litoestratigráficas, de base a tope:

- K4C y K4B3SL: dominadas por depósitos finos con algunas intercalaciones arenosas que representan las facies de plataforma a frente de playa bajo.
- K4B3, K4B2, K4B1, K4A: dominadas por arenas, representan la progradación del frente de playa sobre la plataforma.

Figura 6. Estratigrafía Campo Brisas

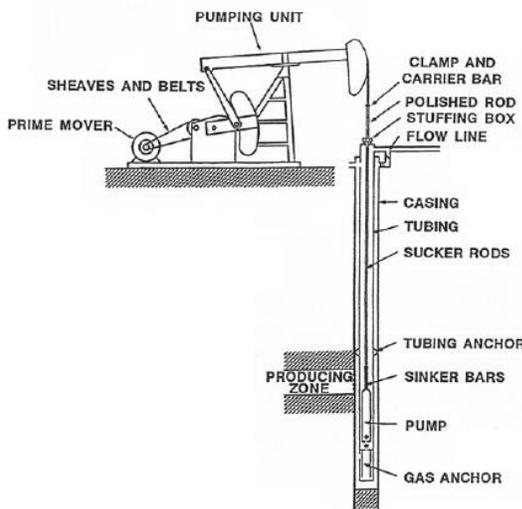


Fuente: Desarrollo Campo Brisas, GYA – GAM, Ecopetrol. 2008.

#### 1.4. GENERALIDADES DEL BOMBEO MECÁNICO

El levantamiento artificial recíprocante accionado por varilla es el sistema más antiguo y más ampliamente distribuido en pozos de crudo. Los principios generales de las bombas recíprocantes son bien conocidos. Fundamentalmente, consisten de una simple combinación de un cilindro y un con dos válvulas, una fija y otra viajera para desplazar el fluido del pozo hacia la tubería y luego a la superficie. Sin embargo, la variedad de problemas encontrados durante el proceso de bombeo en pozos, ha conllevado a un gran número de modificaciones de esta unidad fundamental para hacerla más efectiva y eficiente en las distintas condiciones encontradas. En general, el bombeo de este tipo presenta la más amplia variedad de funcionamiento bajo condiciones adversas posibles. Estas pueden incluir las altas presiones de descarga; bajas presiones de intake; condiciones corrosivas severas originada por gases corrosivos o agua salada; depósitos de limo, sales, u otros sólidos en el agua bombeada; depósitos de parafina del crudo bombeado y el requerimiento de que la bomba maneje líquidos, gases, y vapores condensables bajo las condiciones de presión y temperatura existentes en la bomba. Las fuertes fuerzas magnéticas que pueden interferir con la acción de la válvula cuando estas están hechas de materiales magnéticos, y la corrosión electrolítica tiende a ocurrir como resultado de usar materiales disímiles

Figura 7. Esquema de SLA bombeo recíprocante.



Fuente: Selection of artificial lift. 1999.

Una instalación típica del sistema muestra desde el cabezal hacia fondo de pozo los siguientes elementos:

- Unidad de bombeo.
- Carrier bar.
- Tubing hanger.
- Barra pulida.
- Varillas.
- Tubería de producción.
- Niple de asiento.
- Bomba.

#### 1.4.2. CONSIDERACIONES DE DISEÑO

En 1954, en un intento de desarrollar métodos más precisos, un grupo de productores y fabricantes comisiona un estudio en el “Midwest Research Institute” para entender más acerca del complejo comportamiento de los sistemas de bombeo mecánico. La API publicó el resultado de este estudio en 1967 como “Recommended Practice 11L”. Desde su aparición, la API RP-11L se ha convertido en el método de diseño más popular, sin embargo, el método tiene muchas limitaciones debido a las suposiciones realizadas cuando fue desarrollado.

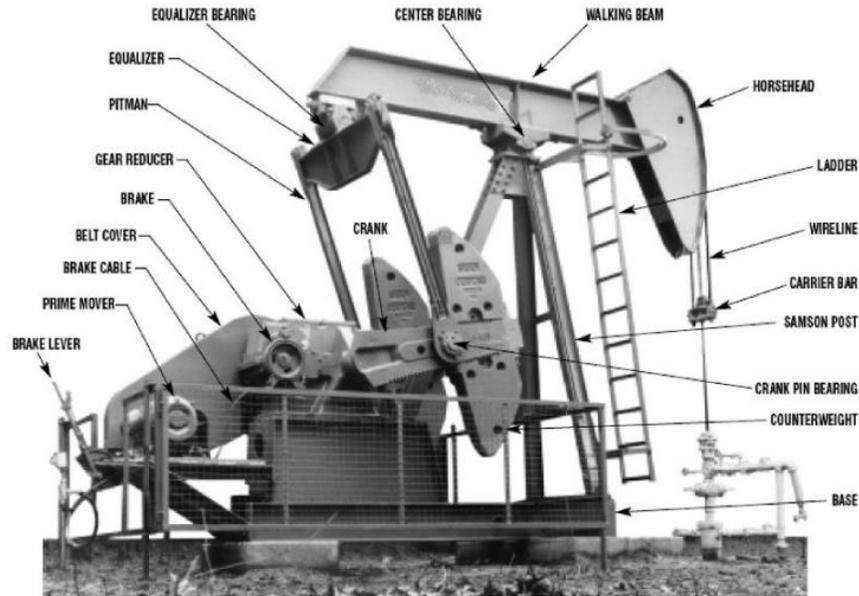
En la actualidad el diseño de un sistema de bombeo mecánico está basado en los boletines de la American Petroleum Institute API:

- 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 of Subsurface Pumps).

### 1.4.3. COMPONENTES DEL BOMBEO MECÁNICO

#### 1.4.3.1. COMPONENTES DE SUPERFICIE

Figura 8. Componentes de superficie en bombeo mecánico



Fuente: Purchasing Guidelines Handbook. API Specification 11E: 19th Edition. 2013

##### 1.4.3.1.1. UNIDAD DE BOMBEO

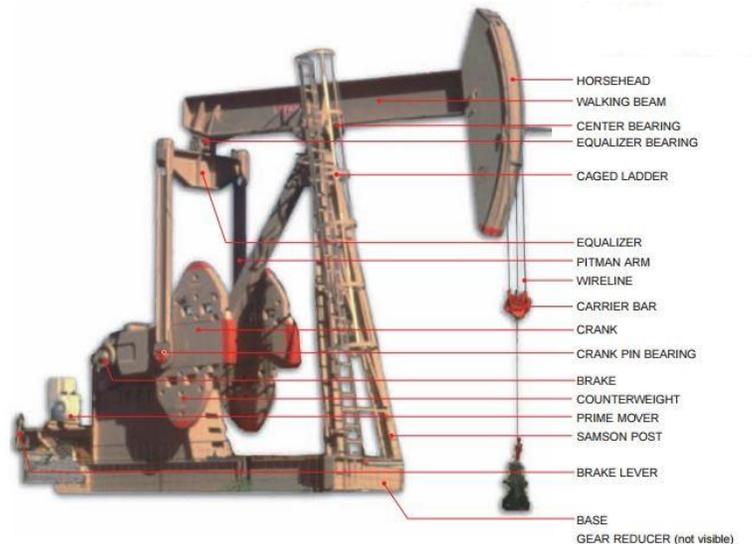
La función de la unidad de bombeo es convertir el movimiento rotatorio del motor principal en movimiento ascendente y descendente de la sarta de varillas. Este movimiento es denominado recorrido.

En el diseño apropiado de la unidad de bombeo se debe tener en cuenta un tamaño apropiado de la caja reductora y de la estructura, al igual que una longitud de recorrido acorde con la producción de fluido que se desee.

#### 1.4.3.1.1.1. TIPOS DE UNIDADES

##### 1.4.3.1.1.1.1. UNIDAD CONVENCIONAL

Figura 9. Unidad convencional.



Fuente: Lufkin pumping units brochure. Lufkin Industries. 2004.

Es el más antiguo y usado en la industria. Las unidades convencionales basan su geometría en un sistema de palanca CLASE I, es decir, con un punto de apoyo en medio de la viga balancín. La rotación de la manivela puede ser en ambas direcciones.

Ventajas:

- Bajo costo de mantenimiento.
- Costos menores que otro tipo de unidades.
- Puede girar en sentido de las agujas del reloj y de forma contraria.
- Puede bombear más rápido que la Mark II sin problemas.
- Requiere menos balanceo que la Mark II.

Desventajas:

- Para muchas aplicaciones, no es tan eficiente como la Mark II.
- Puede requerir una caja de velocidades mayor que otro tipo de unidades (especialmente con varillas de acero).

### 1.4.3.1.1.1.2. UNIDAD MARK II

Figura 10. Unidad Mark II.



Fuente: Lufkin pumping units brochure. Lufkin Industries. 2004.

Las unidades Mark II basan su geometría en tres características, las cuales reducen el torque y la carga con respecto a una unidad convencional. Estas son:

- La ubicación de la caja reductora.
- Un punto de apoyo en el extremo de la unidad.
- Una manivela desfasada.

Ventajas:

- Tiene bajo torque en muchos casos (con varillas de acero).
- Puede bajar entre 5 y 10% los costos, comparada con el siguiente tamaño de la unidad convencional.

Desventajas:

- En muchas aplicaciones no puede bombear tan rápido como la convencional.
- Puede girar solamente en sentido contrario a las agujas del reloj.
- Puede causar más daño a las varillas y bomba en caso de fluido pesado.

#### 1.4.3.1.1.3. UNIDAD BALANCEADA POR AIRE

Figura 11. Unidad balanceada por aire



Fuente: Lufkin pumping units brochure. Lufkin Industries. 2004.

En este tipo de unidad, se hace uso de aire comprimido en vez de pesadas manivelas y contrapeso, donde las únicas partes de funcionamiento continuo son el cilindro y el pistón. Como resultado el tamaño de la unidad es considerablemente más pequeño, minimizando los costos de traslado y montaje.

Ventajas:

- Es más compacta y fácil de balancear que las otras unidades.
- Los costos de traslado son menores (debido a su más bajo peso).
- Puede rotar tanto en sentido horario como antihorario.

Desventajas

- Requieren mayor mantenimiento (compresor de aire, cilindro de aire).
- La condensación del aire en el cilindro puede constituir un serio problema.
- La caja reductora podría dañarse si el cilindro pierde la presión del aire.

#### 1.4.3.1.1.1.4. UNIDAD REVERSE MARK II

Figura 12. Unidad Reverse Mark II



Fuente: Lufkin pumping units brochure. Lufkin Industries. 2004.

Esta unidad ofrece una alternativa mejorada al diseño y geometría de las unidades convencionales. A pesar de las similitudes en la apariencia, la geometría de las unidades Reverse Mark II pueden reducir el torque y los requerimientos de potencia en muchas aplicaciones de bombeo.

#### 1.4.3.1.1.1.5. UNIDADES DE BOMBEO DE BAJO PERFIL

Figura 13. Unidad de bombeo de bajo perfil

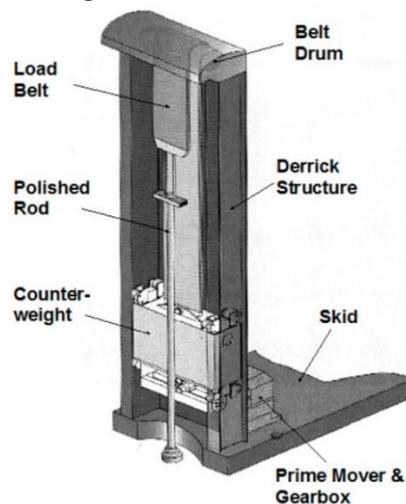


Fuente: Lufkin pumping units brochure. Lufkin Industries. 2004.

Unidades de bombeo compactas diseñadas para la instalación en campos de irrigación con sistemas de aspersores móviles o en aéreas urbanas donde las características del bajo perfil serian deseadas.

#### 1.4.3.1.1.6. UNIDADES DE CARRERA LARGA

Figura 14. Unidad de carrera larga



Fuente: Upstream Pumping. September/october issue. 2015.

Utiliza tecnología con un diseño que innova para proveer eficiencia y eficacia en pozos profundos, problemáticos y de alto potencial.

La unidad de recorrido largo cumple casi a la perfección con la situación ideal para bombeo mecánico: carrera larga y baja velocidad. Esta combinación asegura un mejor llenado de la bomba y carga parásitas muy bajas (aceleración, fricción mecánica y viscosa).

#### 1.4.3.1.2. MOTOR PRIMARIO

Es el elemento que hace posible el movimiento del balancín, según la disponibilidad de gas, ACPM o energía eléctrica en el pozo. Su función es suministrar la energía necesaria para el funcionamiento de la unidad; 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 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 diésel o gas. Estos motores reciben mantenimiento periódicamente para prevenir posibles fallas y paradas de las unidades.

#### 1.4.3.1.2.1. MOTORES ELÉCTRICOS

Los motores eléctricos para bombas de varillas son principalmente motores de inducción de tres fases. NEMA (Nacional Electrica Manufacturers Association) clasifica los motores según el deslizamiento y las características de torque durante el arranque. Sus rangos de deslizamiento van desde 5% hasta 13%, el porcentaje de deslizamiento es definido como:

Ecuación 1.

$$S = \frac{S_g - S_n}{S_g} * 100$$

S<sub>g</sub>: es la velocidad de sincronía del motor (usualmente 120 RPM)

S<sub>n</sub>: es la velocidad para cargas completas.

La variación de la velocidad es diferente del deslizamiento. Se define como:

Ecuación 2.

$$S_{var} = \frac{S_{max} - S_{min}}{S_{max}} * 100$$

#### 1.4.3.1.2.2. MOTORES DE ULTRA ALTO DESLIZAMIENTO

Motores eléctricos especiales con deslizamiento mayor al 13%. Estos son diseñados para variaciones de alta velocidad y pueden ayudar a reducir los picos en torques, en la caja reductora y las cargas de las varillas.

#### 1.4.3.1.2.3. MOTORES A GAS

Existen dos tipos de motores a gas, motores de baja velocidad con uno o dos cilindros, y motores multicilindros de alta velocidad. Los motores de baja velocidad tienen velocidades de hasta 70 RPM y alto torque. Aquellos multicilindros pueden tener altas variaciones de velocidad (hasta un 35%) más que los de baja velocidad.

Los motores de gas típicamente queman gas rentado y son generalmente más baratos de operar motores eléctricos. Sin embargo, los costos de capital y mantenimiento son usualmente más altos que para motores eléctricos. Son primordialmente utilizados en locaciones remotas sin disponibilidad de electricidad.

#### 1.4.3.1.3. BARRA PULIDA

Figura 15. Barra pulida



Fuente: Hengshui Haiwang brochure. Oil Thermal Recovery Equipment. 2014.

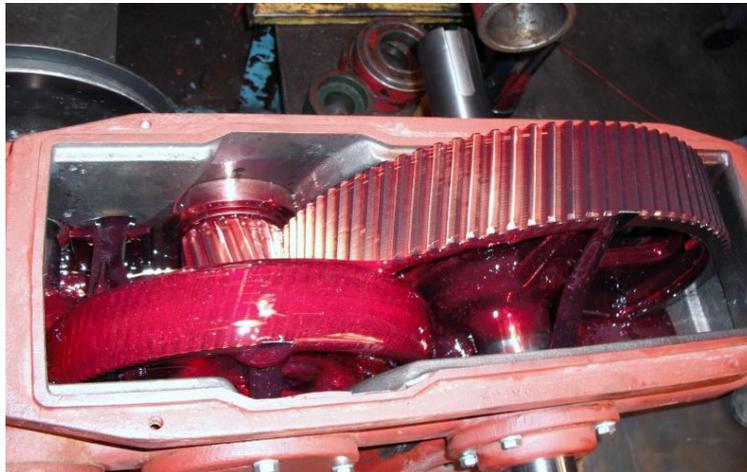
Fabricada en acero sólido disponible en varios tamaños, equipada con conexiones en ambos extremos para las varillas de bombeo; se encuentra en la parte superior

de la sarta de varillas y se mueve dentro de cabezal de la tubería de producción. Esta barra soporta las cargas más altas del bombeo, siendo la más fuerte de la sarta de varillas.

Su tamaño es más grande que el de la varilla de la sección superior. Transmite el movimiento de bombeo a las varillas y crea sello para evitar las fugas de los fluidos del pozo, por esta razón su superficie externa es pulida permitiendo el sello libre de fugas en el stuffing box. La acción abrasiva y la corrosión originadas por el fluido del pozo pueden dañar el acabado de alta calidad de la barra lisa incrementado las fugas.

#### 1.4.3.1.4. CAJA REDUCTORA

Figura 16. Caja reductora



Fuente: JCPump, LLC. American Made Pump Jack. 2016.

Convierte la elevada velocidad rotacional del motor a la velocidad requerida de bombeo. El API 11E establece la clasificación relacionada con el torque máximo requerido y permitido sobre la caja.

Hay cajas reductoras de cadena o engranajes, debiendo tener una lubricación apropiada de las partes móviles, una inspección continua y un cambio regular del aceite. Esto es vital para esta opere adecuadamente.

#### 1.4.3.1.5. CRANK

Figura 17. Crank



Fuente: Liu Junrong. 123RF. 2016.

Es el responsable de transmitir el movimiento de la caja reductora a la biela del balancín, que está unida a ellos por pines sujetos al eje de baja velocidad de la caja. Cada crank un número igual de orificios, los cuales representan una determinada carrera del balancín, en ellos se colocan los pines de sujeción de las bielas.

#### 1.4.3.1.6. PESAS O CONTRAPESO

Figura 18. Contrapeso



Fuente: Liu Junrong. 123RF. 2016.

Se utiliza para balancear las fuerzas desiguales que se originan sobre el motor durante a las carreras ascendente y descendente del balancín, a fin de reducir la potencia máxima efectiva y el momento de rotación. Estas pesas, generalmente, se colocan en la manivela y en algunas unidades sobre la viga principal, en el extremo opuesto del horsehead.

#### 1.4.3.1.7. STUFFING BOX

Figura 19. Stuffing box



Fuente: Pneuflex Inc. brochure. 2016.

Consiste en una cámara cilíndrica que contiene los elementos de empaque que se ajustan a la barra pulida, permitiendo sellar el espacio existente entre esta y la tubería de producción, evitando así el derrame de los fluidos de producción.

#### 1.4.3.1.8. LÍNEAS DE FLUJO

Las líneas de flujo conectan el cabezal del pozo con el separador. Altas presión en la línea pueden resultar en altas cargas en la barra lisa y una baja eficiencia. Estas cargas adicionales en la barra lisa dependerán del diámetro del pistón. Mientras más grande sea el tamaño del pistón, más grande será el efecto de la presión de la línea de flujo en el sistema.

### 1.4.3.2. COMPONENTES DE SUBSUELO

#### 1.4.3.2.1. SARTA DE VARILLAS

Figura 20. Varilla API



Fuente: National Oilwell Varco brochure. 2016.

Usada para transmitir el movimiento mecánico y la potencia de la unidad de bombeo a la bomba de subsuelo, se hallan dentro de la sarta de la tubería de producción del pozo; son fabricadas de acero, fibra de vidrio y en combinaciones que conservan las propiedades de los materiales de fabricación. La industria clasifica las varillas de acero en grados A, B, C, D, y E dependiendo de su resistencia. Las varillas son fabricadas de acuerdo con el API en tamaños desde 3/8”.

#### 1.4.3.2.2. TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

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”.

#### 1.4.3.2.3. TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

La tubería de producción en un pozo de bombeo, es el medio para transportar el fluido a la superficie y soportarlo mientras la bomba recoge 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 2 del API RP 11L puede hallarse mayores especificaciones acerca de los distintos tipos de tubería de producción.

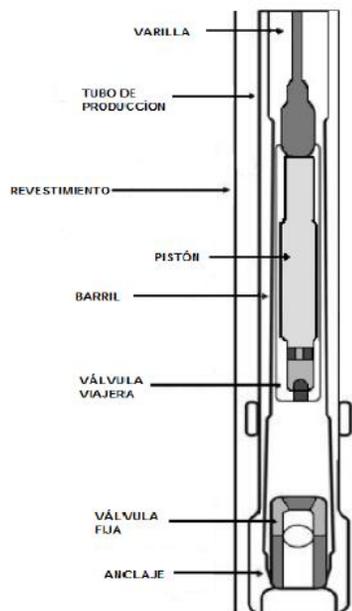
#### 1.4.3.2.4. BOMBA DE SUBSUELO

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 llevarlo 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.

##### 1.4.3.2.4.1. COMPONENTES DE LA BOMBA DE SUBSUELO

Figura 21. Esquema de bomba de subsuelo



Fuente: Autores.

Los elementos básicos que conforman la bomba son:

- Barril o cilindro (Barrel).
- Válvula fija (Standing valve).
- Pistón (Plunger).
- Válvula Viajera (Traveling valve).
- Anclaje de fondo (Opcional).

#### 1.4.3.2.4.1.1. BARRIL

El barril es 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 o box.

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, y de 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'.

#### 1.4.3.2.4.1.2. 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. Algunas características importantes son: 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 H<sub>2</sub>S.

Los pistones de copa comúnmente se utilizan en barriles con bombas de tubería. Comúnmente 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 gran número de anillos de tela y caucho, en ranuras individuales cortadas en un mandril metálico. Estos no son muy recomendables, a menos que sean usados a poca profundidad. 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.

#### 1.4.3.2.4.1.3. VÁLVULAS

Las válvulas en una bomba de subsuelo son elementos críticos; 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. Problemas en las válvulas son la causa más común de fallas en las bombas. La especificación 11AX del API para válvulas de esfera y asiento no especifica los materiales de manufactura, sin embargo, solo se controlan sus dimensiones. La esfera y el asiento son hechos como un conjunto, no deben ser intercambiada con la esfera y asiento de otra válvula.

Figura 22. Válvula de esfera y asiento



Fuente: Bearing needle brochure. 2012.

Para el caso de 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.

#### 1.4.3.2.4.1.4. ANCLAJE DE FONDO

Las anclas o colgadores son utilizadas para fijar una parte estacionaria de una bomba inserta, 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 asiento 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, y estas 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 para condiciones extremas de temperatura, ya que el seguro mecánico hace improbable que se desasienten. Las anclas tipo copa son de un plástico o material similar, por lo que ofrecen menos resistencia al desasentamiento de la bomba que las de tipo mecánicas.

#### 1.4.3.2.4.2. FUNCIONAMIENTO

Entender el funcionamiento interno de la bomba de subsuelo es de vital importancia, cómo operan la válvula viajera y la válvula fija, siendo las encargadas del paso del fluido hasta la bomba, y de esta al tubing. El fluido en su desplazamiento a través del sistema, en este caso la bomba de subsuelo, ejerce una carga sobre el pistón y las varillas. Esta carga se puede medir por medio de un dinagrama, el cual grafica carga vs posición de la bomba.

La carta está determinada por cuatro puntos principales y dos movimientos o “carreras”: carrera ascendente y carrera descendente; estas conforman el recorrido o “stroke”. La Figura 23 ilustra el funcionamiento de una bomba de subsuelo.

#### 1.4.3.2.4.2.1. CARRERA ASCENDENTE

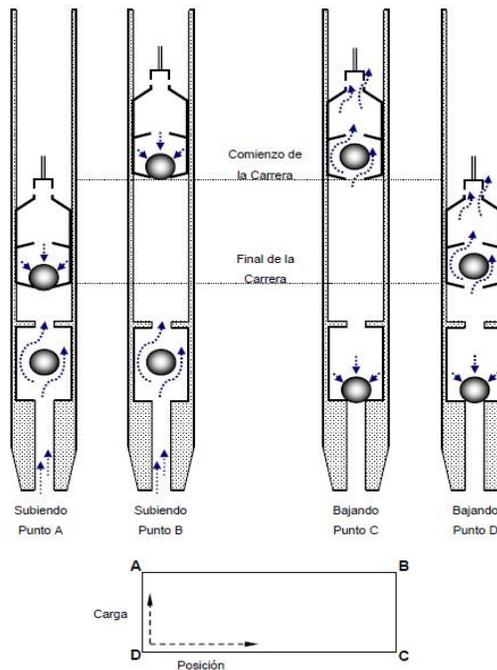
Al inicio de la carrera, la válvula viajera está cerrada impidiendo el paso del fluido al tubing, levantando el fluido y soporta una carga. Teóricamente, la respuesta se refleja inmediatamente, esto quiere decir que la carga se transmite de manera instantánea al inicio de la carrera (segmento DA). Por el contrario, la válvula fija se mantiene abierta dejando fluir desde la formación hasta el interior de la bomba. Situación que se conserva hasta el final de la carrera (segmento AB).

#### 1.4.3.2.4.2.2. CARRERA DESCENDENTE

Al inicio de esta carrera la unidad se encuentra en su punto más alto, el barril está completamente lleno, la válvula viajera abre permitiendo el paso de fluido hasta el tubing (segmento BC). La válvula viajera no soporta la carga del fluido durante la carrera (segmento CD).

Por el contrario, la válvula fija se cierra impidiendo el paso de fluido de la formación. Situación que se conserva hasta el final de la carrera (punto D), donde luego empieza un nuevo ciclo y vuelve al punto A.

Figura 23. Esquema funcionamiento bomba de subsuelo y dinagrama

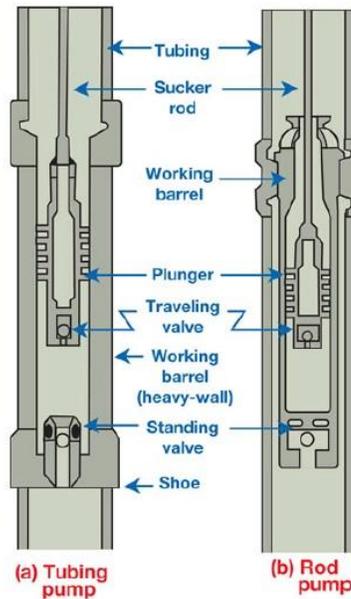


Fuente: Autores.

#### 1.4.3.2.4.3. TIPOS DE BOMBAS DE SUBSUELO

Existen dos grandes clasificaciones de bombas operadas por varillas reciprocantes. El tipo más antiguo es conocido como “bomba de tubería”, siendo la de aparición más reciente las bombas de tipo inserta.

Figura 24. Tipos de bombas de subsuelo



Fuente: Global Spec. Materials Handling Handbook. 2011.

##### 1.4.3.2.4.3.1. BOMBA DE TIPO TUBERÍA

Este término indica que el barril de la bomba está anclado directamente a la tubería de producción. El pistón, o la válvula viajera, de la bomba de tubería es movido hasta la parte más baja de las varillas hasta que contacta la válvula inferior (o “válvula fija”). Las varillas, luego son levantadas lo suficiente para prevenir el golpe al final de la carrera descendente y se conecta a la unidad de bombeo en superficie.

Las bombas de tipo tubería pueden tener una válvula estática asentada en un coupling o zapato de asiento en la parte más baja del barril, o en la zona inferior de un nipple de extensión bajo la parte inferior del barril. El diámetro interno del nipple de extensión es un tanto mayor que el del barril, permitiendo que el pistón de la

bomba realice la carrera ascendente y descendente, con un barrido uniforme del barril y previniendo acumulaciones de sólidos en la pared del mismo.

Ventajas:

- Desplazamiento más grande que cualquier otra bomba de varilla, diseñada para el mismo tamaño de tubería.
- Usada en pozos de todas las profundidades debido a su rígido diseño. Esta robustez, es el resultado de la unión del barril con la sarta de tubería.
- Buen rendimiento con fluidos de mayor viscosidad, ya que el gran tamaño del émbolo conduce a una baja resistencia al flujo.

Limitaciones:

- Costos de servicio elevados, ya que el barril sólo puede ser reparado o cambiado removiendo la sarta de tubería.
- Inadecuadas para fluidos de producción gaseosos, debido a que existe un gran espacio sin barrido en la parte inferior de la carrera, resultando en una baja relación de compresión.

#### 1.4.3.2.4.3.2. BOMBA INSERTA

Un desarrollo más reciente es la bomba inserta o de varilla, en donde el ensamblaje completo de barril, válvula viajera, pistón y válvula fija se halla con las varillas, ubicado en un nipple de asiento especial, un barril de bomba de tubería, u otro dispositivo diseñado para este fin. La bomba de tipo inserta tiene la clara ventaja de poder ser removida del pozo para reparación o reemplazo, con tan solo un trabajo de sacada de varilla; contrario a la bomba de tubería en donde se hace necesario retirar tanto las varillas como el tubing. La bomba inserta, sin embargo, es de menor capacidad para un tamaño de tubing dado.

Ventaja:

- Costos de servicio menores en comparación con las bombas de tubería, ya que la bomba se puede quitar solo retirando la sarta de varillas.

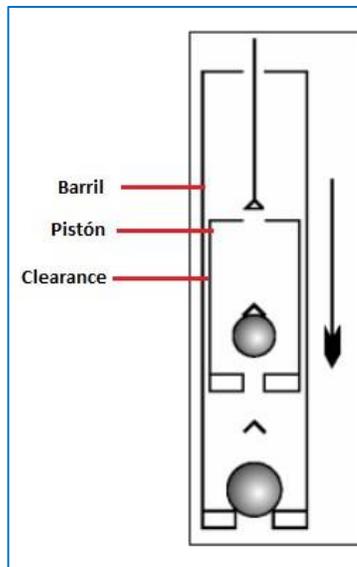
Limitación:

- Menor capacidad de producción en comparación a la bomba de tubería, debido al diámetro más pequeño del pistón.

Las bombas de tipo inserta pueden también ser equipadas con nipples de extensión por encima y por. Adicionalmente, las bombas de este tipo pueden ser de anclaje superior (la bomba suspendiendo desde el tope del barril), anclaje inferior (bomba asentada desde el fondo del barril), de barril estacionario (pistón viajero), o “de barril viajero”.

#### 1.4.3.2.4.4. CLEARANCE O TOLERANCIA

Figura 25. Tolerancia de la bomba



Fuente: Reciprocating Rod Lift Systems. 2009.

La diferencia de presión entre el tope y la base del conjunto pistón - barril, hace que fluya líquido a través del espacio existente entre este conjunto. A dicho espacio se le denomina “clearance”. Este fenómeno es llamado escurrimiento (slippage).

Tabla 4. Clearance para bombas con distintos fit

Fit	Clearance
-1	0,001"
-2	0,002"
-3	0,003"
-4	0,004"
-5	0,005"

Fuente: Bombeo Mecánico. ICP. Serrano, M. J., & Ecopetrol. 2016.

El deslizamiento de fluido afecta la eficiencia volumétrica de la bomba. Si el fluido que se escurre es viscoso, puede transportar sólidos. La longitud del pistón puede controlar el deslizamiento.

#### 1.4.3.2.4.5. NOMENCLATURA API

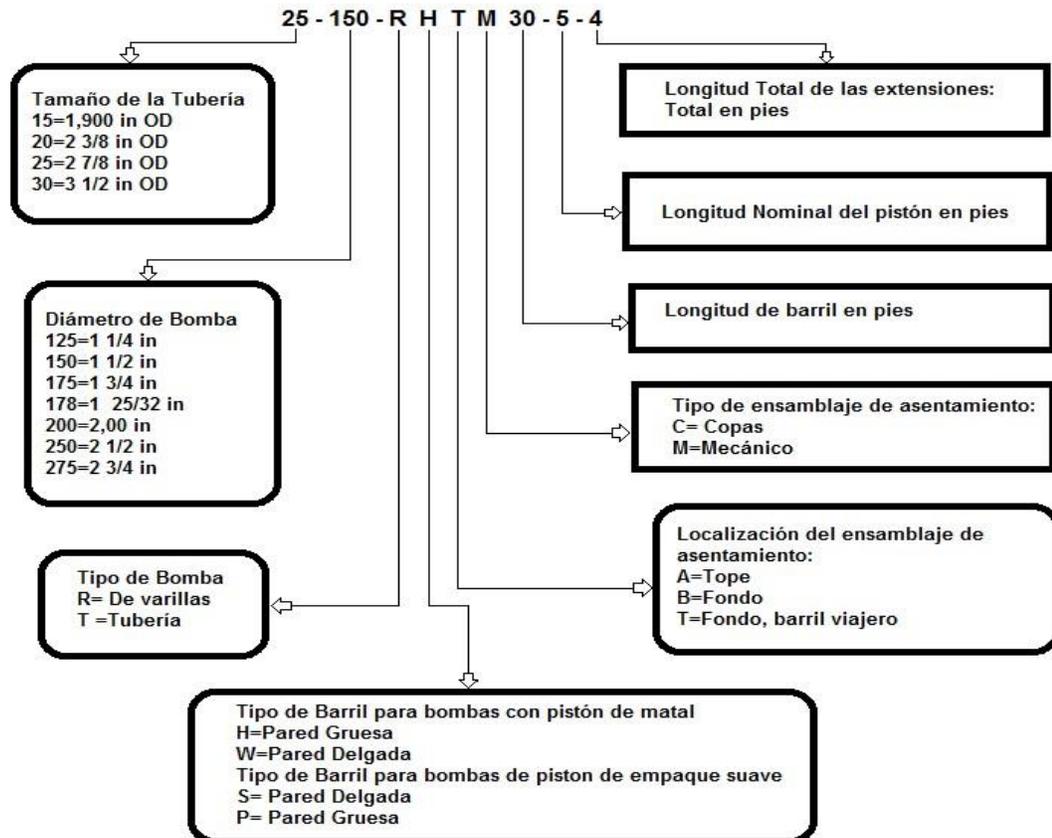
Esta designación es parte de la norma API 11AX y describe las principales especificaciones de una bomba de subsuelo API. Está compuesta por siete partes, separadas por guiones.

Ejemplo: 20-125-RHBM-10-4-2-1

Cada parte, de izquierda a derecha, describe las siguientes especificaciones:

- Tamaño nominal de tubería (pulgadas: dada como referencia, que representa el tamaño real).
- Tamaño de diámetro del wellbore (pulgadas).
- Tipo de bomba, tipo de barril, ubicación y tipo de ensamblaje de asientos (código de letras).
- Longitud del barril (pies).
- Longitud del émbolo (pies).
- Longitud de extensión superior, usada con barriles de pared gruesa (pulgadas).
- Longitud de extensión inferior, usada con barriles de pared fuerte (pulgadas).

Figura 26. Nomenclatura API para bombas de subsuelo



Fuente: Optimización Bombeo Mecánico. Theta Enterprise. Venezuela. 2005.

#### 1.4.3.2.4.5.1. TIPO DE BOMBA

- Bomba de varilla, (R): Una bomba de varilla, también llamada bomba inserta, es montada dentro de la sarta de tubería.
- Bomba de tubería (T): El barril de una bomba de tubería es parte de la sarta de varillas.

#### 1.4.3.2.4.5.2. TIPO DE BARRIL

De pared gruesa, de 10 mm -12 mm (0.393 in – 0.472 in). Externamente enroscadas, permitiendo al pistón realizar la carrera por ambos lados de la bomba. Esto previene la formación de incrustaciones dentro del barril. Son más fuertes y rígidas, para ajustes de mayor profundidad.

- Con pistón de metal (H).
- Con pistón empacado suave (P).

De pared delgada, de 5 mm - 7 mm (0.197 in – 0.276 in). Internamente enroscadas. Con agujeros más grandes en relación al tamaño dado de tubería. Para profundidades moderadas.

- Con pistón de metal (W).
- Con pistón empacado suave (S).

De pared gruesa con configuración de rosca de pared fina (X), de 10 mm -12 mm internamente enroscada. El tipo X no requiere extensiones superiores e inferiores como un barril de pared gruesa que puede fallar bajo presión, incluso los asientos a grandes profundidades pueden ser posibles.

#### 1.4.3.2.4.5.3. UBICACIÓN DEL ENSAMBLAJE DE ASIENTO

- Superior, con barril estacionario (A): Barril estacionario con pistón móvil. El ancla (sujetada) se encuentra ubicada por encima de la válvula del barril.

Ventajas: Son ideales para pozos arenosos, ya que la arena es desplazada fuera del asiento cuando el fluido es bombeado. Buen rendimiento en pozos con gas o espumas con bajo nivel de fluido, cuando la válvula es sumergida en el fluido. Es recomendable usar la bomba en combinación con anclas de gas.

Limitación: No aplicables a pozos profundos, especialmente si está equipada con un barril de pared fina. Esto es debido a la presión diferencial relativamente alta, y a la carga de tensión que actúa sobre el barril durante el bombeo.

- Inferior, con barril fijo (B): Barril fijo con pistón móvil. El ancla (sujetada) se encuentra ubicada debajo de la válvula del barril.

Ventajas: Recomendado para pozos profundos. Apropriadas para niveles de fluido estáticos bajos, ya que la bomba puede ser asentada en la parte inferior y la válvula, relativamente grande, mejora la entrada de fluido. Buen

rendimiento en pozos con gas si está equipada con un ancla de gas. La pequeña diferencia de altura entre la entrada de la bomba y la válvula, reduce la formación de espuma en el fluido.

Limitaciones: No aplicables en pozos con formación de incrustaciones, debido a que la arena y otras partículas pueden asentarse entre la pared de la tubería y el barril. No recomendable para operaciones de bombeo intermitente, puesto que el barril puede quedarse pegado cuando los sólidos se asienten en el pistón.

- Inferior, con barril viajero (T): Barril viajero con pistón fijo. El ancla (sujetada) se encuentra ubicada debajo de la válvula del pistón.

Ventajas: Ideal en condiciones arenosas, donde el recorrido del barril mantiene el fluido en movimiento, reduciendo la sedimentación de arena y evitando el pegue de la bomba. Aplicables en pozos que son bombeados de manera intermitente, porque el diseño de la bomba hace imposible que la arena se deposite entre el barril y el embolo cuando se detiene el bombeo. De construcción más robusta en comparación a las bombas insertas con barril fijo.

Limitaciones: Pobre rendimiento en pozos con gas, ya que este puede escaparse del fluido. Esto es el resultado del pequeño tamaño de la válvula, lo cual hace que la bomba sea más resistente al flujo. Rendimiento reducido en pozos con bajo nivel de fluido estático, debido a que el flujo a través de la tubería causa un incremento en la caída de presión.

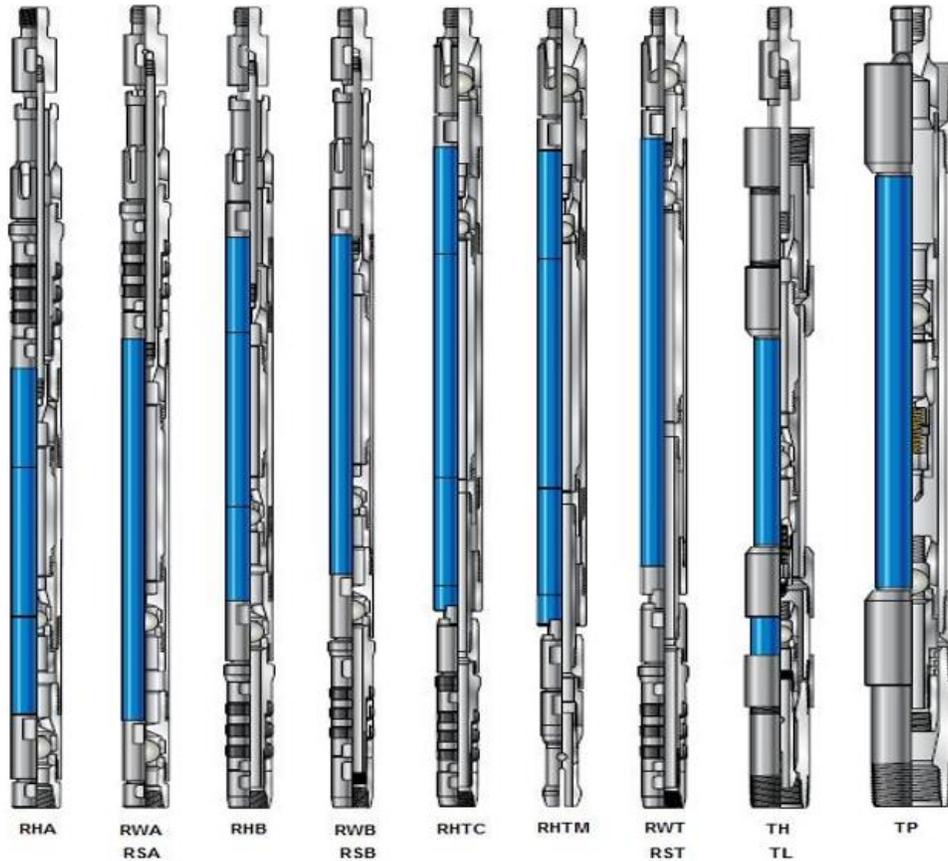
No recomendables para fluidos de producción de alta viscosidad, dado que la válvula pequeña puede llevar a una significativa caída de presión. La longitud del barril está limitada en pozos profundos, a causa del peso del líquido actuando sobre la bomba. Evitar su uso en pozos desviados, debido al excesivo desgaste del barril.

#### 1.4.3.2.4.5.4. TIPO DE ENSAMBLAJE DE ASIENTO

Tipo copa (C): Económicas, pero por lo general no pueden ser reasentadas luego de un trabajo de rehabilitación.

Mecánicas (M): De asiento metálico. Son más costosas que el ensamblaje tipo copa, pero el mecanismo de asentamiento puede ser usado varias veces.

Figura 27. Bombas API



Fuente: Subsurface rod pumps handbook. Weatherford. 2008.

### 1.5. PROBLEMAS OPERACIONALES DE LAS BOMBAS DE SUBSUELO

Existen cuatro formas comunes en que las bombas de subsuelo son maltratadas. Estos problemas también pueden ser aplicables a otros tipos de bombas, y estas soluciones probablemente son aplicables a otros sistemas de levantamiento artificial.

Los cuatro maltratos comunes son:

- Sobrebombear el pozo.
- Interferencia por gas.
- Golpe de bomba.
- Entrada de sólidos a la bomba.

El diseño de desplazamiento de la bomba recomendado es para una mayor capacidad, que el potencial de producción del pozo. Es por esto que una condición de sobrebombeo, puede ocurrir si el pozo no se encuentra adecuadamente controlado. Este estado de sobrebombeo, puede ser evidenciado cuando existe un golpe de fluido de más de un cuarto del recorrido, durante la carrera descendente.

Esta condición puede ser vista en superficie si el golpe es severo, pero la mejor manera de identificarlo, es mediante las pruebas dinamométricas. Otras indicaciones de sobrebombeo, son si la eficiencia volumétrica de bombeo es menor del 70%, o si el registro de nivel de fluido muestra que el nivel dinámico se halla muy cerca del intake de la bomba. El sobrebombeo puede causar daño mecánico a la bomba, varillasa o tubing, debido al pandeo y al desgaste. La configuración adecuada de un controlador de pozo ayudará a reducir el sobrebombeo severo.

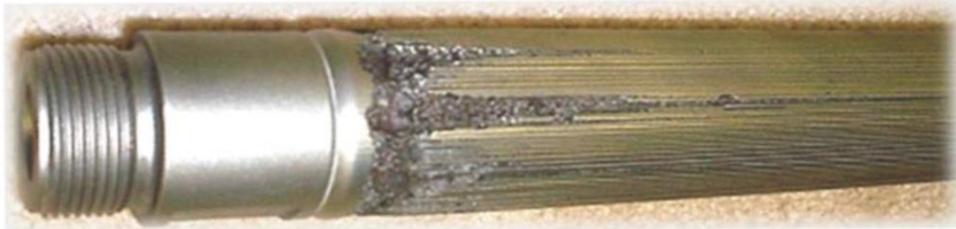
Por otro lado, los síntomas de la interferencia de gas incluyen una baja eficiencia volumétrica, mientras que el registro de nivel de fluido muestra una sumergencia aparente adecuada, y una barra pulida excesivamente caliente al tacto. Una prueba dinamométrica, al combinarse con las cargas precalculadas del pozo para las condiciones de diseño aplicables, puede indicar golpe de gas, bloqueo de gas o inconsistencia con las condiciones asumidas.

Esta condición de interferencia de gas puede ser remediada, de ser posible, incrementando la rata de compresión de la bomba. Esto puede ser tan simple como reespaciar la bomba a medida que el nivel de fluido disminuye en el anular o cambiando la longitud del recorrido de la bomba. La rata de compresión de la bomba de reemplazo debe ser determinada, para asegurar una capacidad de levantamiento adecuada. Adicionalmente, debe ser considerada una bomba correctamente diseñada con un menor escurrimiento, menor diámetro, mayor recorrido, adecuada separación de gas; al igual que una adecuada ubicación del intake sobre o bajo los perforados, determinado con antelación. Finalmente, si ninguna de estas soluciones resuelve el problema, se debe considerar bombas especiales o componentes especializados.

Un componente de la bomba que golpee durante la carrera descendente o ascendente, se evidencia con un cambio instantáneo de la carga en la carta dinamométrica. Esta condición normalmente ocurre debido al espaciamiento inadecuado, a medida que el nivel del fluido cae o indebida rata de compresión (o espacio excesivo para desechos) en relación a la profundidad de asentamiento.

## 1.5.2. FALLAS POR ARENA

Figura 28. Desgaste por arena



Fuente: Odessa Separator, Inc. brochure. 2016.

Cuando la arena es bombeada con el fluido hacia la superficie, (generalmente miles de pies sobre la bomba) al ser ésta abrasiva y pesada, cae de nuevo a la parte superior del pistón, donde es aplastada. Consecuentemente, esta se abre paso entre el cilindro y el pistón, provocando:

- Cortes por arena.
- Bajo run time.
- Daños en la bomba y tubería.
- Desgaste en las varillas.

### 1.5.2.1. TIPOS DE ARENA

Al momento de elegir el tamaño del filtro deseado, es importante saber qué tipo de arena está causando el problema. En términos generales, existen dos tipos de arena:

- Arena de formación: Es normalmente arena de granulometría pequeña de tamaños irregulares.
- Arena de fractura: Presenta granulometría de mayor tamaño, muy uniforme y usualmente más abrasiva.

### 1.5.2.2. CAUSAS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA

Las causas de producir arena van asociadas a dos grandes grupos, a factores naturales (directos) y factores inducidos (indirectos).

#### 1.5.2.2.1. FACTORES NATURALES

Los factores naturales se remontan a las eras de deposición de sedimentos a las cuales se les atribuye el grado de consolidación, presión de poro, viscosidad.

##### 1.5.2.2.1.1. GRADO DE CONSOLIDACIÓN

El grado de cementación de la formación depende del ambiente de deposición, tamaño del grano, redondez, tipo de compactación, entre otras. El nivel de cohesión existente entre los granos de arena, es un factor que determina la producción de arena.

La cementación de la arenisca suele constituir un proceso geológico secundario y, por lo general, los sedimentos más antiguos tienden a estar más consolidados que los más recientes. La mayoría de las areniscas que se depositan en ambientes marinos contienen más presencia de minerales, lo cual puede ser interpretado como una roca mejor consolidada. Por el contrario, contrario, las rocas provenientes de ambientes como deltas de río son poco consolidadas como en los campos Tenay y Brisas, lo que promueve inevitablemente la producción de arena.

##### 1.5.2.2.1.2. REDUCCIÓN DE LA PRESIÓN DE PORO

A lo largo de la vida productiva de un pozo la presión inicial tiende a disminuir, lo que genera una pérdida del soporte que poseía la roca suprayacente. La disminución de la presión de yacimiento, genera una cantidad creciente de esfuerzo en la arena de formación. En un momento determinado, los granos de arena de formación podrían separarse de la matriz o triturarse a causa de la sobrecarga, lo cual genera sólidos que se producen conjuntamente con los fluidos del pozo.

##### 1.5.2.2.1.3. VISCOSIDAD DEL FLUIDO DE YACIMIENTO

La fuerza de arrastre friccional que se ejerce sobre los granos de arena de la formación, es creada por el flujo de fluidos del yacimiento. Dicha fuerza, es directamente proporcional a la velocidad del flujo de fluido y la viscosidad del fluido que se está produciendo. La fuerza de arrastre friccional sobre los granos de arena

de la formación, es mayor en el caso de fluidos de yacimiento de elevada viscosidad, en comparación con los de viscosidad baja.

#### 1.5.2.2.2. FACTORES INDUCIDOS

Los factores inducidos hacen énfasis en las causas que pueden generar arrastres de arena, por la diferencia de presión en el yacimiento.

##### 1.5.2.2.2.1. TASAS DE PRODUCCIÓN

La producción de fluidos de yacimiento genera un diferencial de presión y fuerzas de arrastre friccional, que pueden combinarse para vencer la resistencia a la compresión de la formación. Esto significa que existe una tasa de flujo crítica para la mayoría de los pozos, por debajo de la cual el diferencial de presión y las fuerzas de arrastre friccional no son lo suficientemente grandes como para exceder la resistencia a la compresión de la formación y, ocasionar la producción de arena.

##### 1.5.2.2.2.2. DRAWDOWN CRÍTICO (CDP)

Es bien sabido que el drawdown de producción óptimo depende del performance del pozo, es decir, en la buena relación del completamiento, el índice de productividad y la presión del sistema.

La presión de fondo fluyendo crítica libre de arena, es definida como la presión a la cual inicia la producción de arena. La diferencia entra la presión de poro del yacimiento y esta presión, es definida como Presión de Drawdown Crítica (Critical Drawdown Pressure CDP).

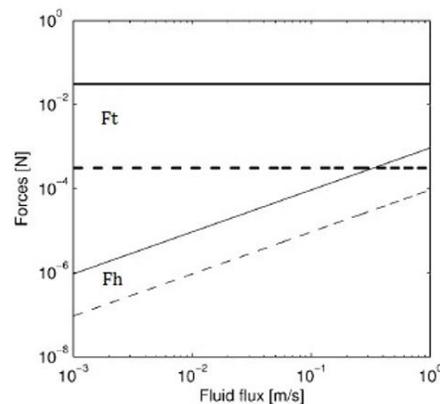
##### 1.5.2.2.2.3. VELOCIDAD DE FLUJO

Las fuerzas hidrodinámicas de empuje que actúan sobre un grano de arena, son causadas por el flujo del fluido a través de la roca.

En la Figura 29 se pueden comparar las fuerzas que actúan sobre un grano en una roca de baja consolidación, y se asume que el grano está adherido por fuerzas de cohesión (lo cual es un comportamiento esperado en algunos granos de formación).

La Figura 29 muestra que las fuerzas hidrodinámicas aumentan con el flujo, sin embargo, para el rango típico mostrado en este caso, la mayoría de valores correspondientes al rango son menores al valor de fuerza necesario, para erosionar un grano de la formación.

Figura 29. Fuerzas hidrodinámicas sobre un grano de arena



Fuente: Petroleum related rock mechanics. E. Fjaer, R.M et al. 2008.

Las fuerzas hidrodinámicas no tienen la capacidad de destruir una roca consolidada al igual que inducir una falla. El papel principal de las fuerzas hidrodinámicas es el de remover los granos de una roca no consolidada, y transportar estos sólidos dentro del pozo.

#### 1.5.2.2.2.4. INYECCIÓN Y PRODUCCIÓN DE AGUA

Los campos Tenay y Brisas se caracterizan por la alta presencia de areniscas de baja consolidación y, por tal motivo, presentan tendencia a a la producción de arena.

#### 1.5.2.2.2.5. REACCIONES QUÍMICAS

Las areniscas, en condiciones in-situ, se encuentran en un estado de equilibrio químico con el agua de formación. La inyección de agua y la irrupción del frente inyectado en los pozos productores alteran el equilibrio químico de la formación, debido a una composición química diferente del agua que invade el yacimiento. Esto dará lugar a diferentes reacciones químicas, que incluyen la hidrólisis del cuarzo, la disolución del de carbonatos, entre otras.

#### 1.5.2.2.2.6. CAMBIO DE LA PRESIÓN CAPILAR

La capilaridad en la arena es un fenómeno que resulta de la tensión entre un fluido mojante (agua) y uno no humectante (petróleo). La presión capilar, se refiere a la diferencia de presión a lo largo de la superficie libre formada entre dos fluidos. La fuerza de cohesión que genera la presión capilar, puede ser interpretada analíticamente con respecto a la saturación del agua.

Cuando la irrupción de agua ocurre, los pozos empiezan a producir agua y el valor de la presión capilar, que ejerce una fuerza sobre la roca de formación, se convierte lo suficientemente pequeña, a medida que aumenta el corte de agua, hasta el punto que la presión capilar puede ser considerada igual a cero.

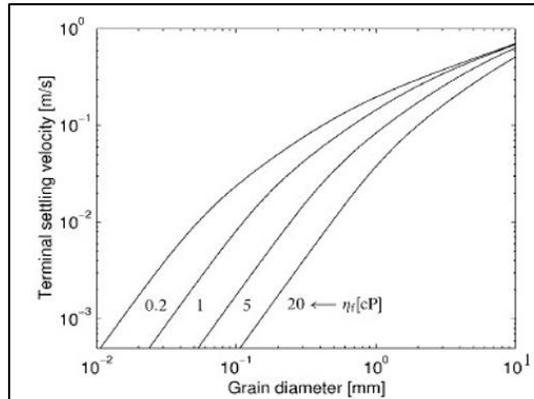
#### 1.5.2.3. CONSECUENCIAS DE LA PRODUCCIÓN DE ARENA

La producción de arena en el yacimiento, no necesariamente implica que la arena llegue a superficie. Para que esto ocurra, el flujo del fluido debe ser lo suficientemente alto para arrastrar las partículas sólidas desde el fondo del pozo. Este efecto complica el análisis de la producción de arena; que no haya arena en superficie no necesariamente implica que no exista producción de arena en el pozo. Similarmente, si la arena aparece en superficie, puede ser difícil identificar si la arena fue producida bajo las condiciones de producción actuales, o fue producida bajo condiciones distintas.

En la Figura 30 se muestra que los granos de mayor diámetro tienen una velocidad, a la cual la arena se segrega por gravedad, mucho mayor que los granos de menor tamaño. Esto quiere decir que los granos de mayor diámetro tienden a precipitarse con mayor facilidad. También se puede evidenciar que los fluidos de baja

viscosidad, requieren una velocidad de flujo mayor para ser capaces de arrastrar la misma cantidad de arena, comparado con los fluidos de altas viscosidades. Como la velocidad del fluido puede variar a lo largo del pozo, las condiciones para el transporte de arena pueden variar.

Figura 30. Velocidad de segregación de arena según su diámetro



Fuente: Petroleum related rock mechanics. E. Fjaer, R.M et al. 2008.

Estos resultados claramente muestran que no existe una relación 1:1, entre la cantidad de arena producida en superficie y la arena de producción que queda en el fondo del pozo. Este efecto complica el manejo de la arena y determina la generación de los problemas que se plantean a continuación:

#### 1.5.2.3.1. ACUMULACIÓN EN LOS EQUIPOS DE SUPERFICIE

Si la velocidad de producción es lo suficientemente alta, para transportar arena hasta la superficie por la tubería de producción, esta arena podría quedar atrapada en el separador, el calentador-tratador o la tubería de producción. Si el volumen de arena que permanece atrapada en alguna de estas áreas es suficientemente grande, será necesario efectuar una limpieza para que el pozo pueda producir eficazmente. Con el fin de reestablecer la producción, habrá que cerrar el pozo, abrir el equipo de superficie y extraer manualmente la arena. En este caso, no sólo deberán considerarse los costos de limpieza, sino también de aquellos que genera la producción diferida (si se llega a presentar).

#### 1.5.2.3.2. ACUMULACIÓN EN FONDO

Si la velocidad de producción no es lo suficientemente alta como para arrastrar la arena hasta la superficie, esta podría quedar bloqueada en la tubería de producción o caer y empezar a llenar el interior de la tubería de revestimiento.

Tarde o temprano el intervalo productor podría quedar totalmente cubierto de arena. Cualquiera que sea el caso, la tasa de producción disminuirá hasta que el pozo esté totalmente arenado y la producción se detenga. En estas situaciones se requiere adoptar medidas correctivas para limpiar el pozo y restablecer la producción.

#### 1.5.2.3.3. EROSIÓN DEL EQUIPO DE FONDO Y DE SUPERFICIE

En pozos altamente productivos, los fluidos que circulan a gran velocidad y transportan arena pueden erosionar excesivamente tanto el equipo de fondo como el de superficie, lo que implica la necesidad de efectuar trabajos frecuentes de mantenimiento para reemplazar los equipos dañados.

Si la erosión es intensa u ocurre durante un lapso suficiente, el equipo de superficie y/o de fondo podría llegar a fallar totalmente, lo que generaría problemas graves de seguridad, ambientales y producción diferida. En algunos casos de falla de equipo, podría requerirse una rehabilitación asistida con taladro para reparar el daño.

#### 1.5.2.3.4. DESGASTE DE VÁLVULAS

Cuando una o más partículas de arena quedan atrapadas entre la bola y el asiento de las válvulas, se impide el cierre perfecto y consecuentemente la hermeticidad. Esta situación permitirá que el fluido acompañado por los granos abrasivos, se desplace a alta velocidad y desgaste fácilmente los asientos, formando fisuras y canales.

#### 1.5.2.3.5. ACUMULACIÓN DE ARENA ENTRE EL BARRIL Y EL TUBING

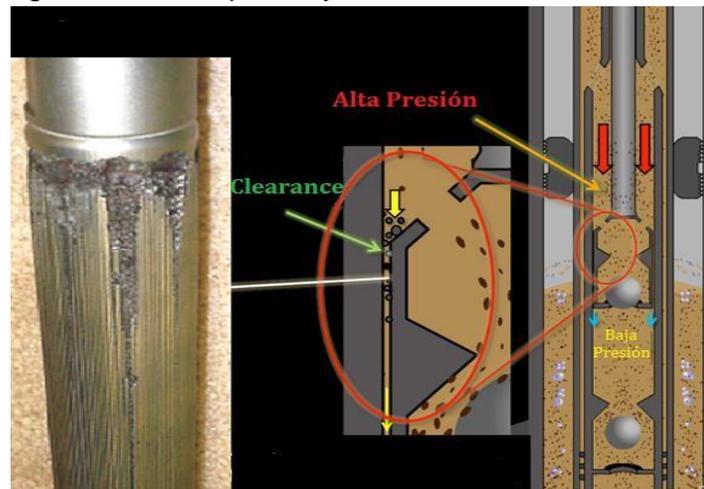
Este fenómeno se da en bombas insertas de anclaje inferior, debido a la decantación y acumulación de la arena entre la tubería y el barril. El proceso de segregación de la arena se debe tanto a las bajas velocidades de flujo, como a

pozos que, según su configuración, fluyan generando un medio propicio para facilitar la decantación de sólidos.

#### 1.5.2.3.6. DESGASTE DEL PISTÓN Y EL BARRIL

Debido a la longitud del pistón y el fit (espacio anular entre el diámetro externo del pistón y el diámetro interno del barril), un sello hidrodinámico es formado. Hay que tener en cuenta, que una pequeña parte del fluido de producción es capaz de pasar a través de este espacio anular. Además, este escurrimiento ayuda a lubricar el sello hidrodinámico generado. Es de recalcar que la cantidad de fluido que pasa entre el pistón y el barril es inversamente proporcional a la eficiencia de la bomba.

Figura 31. Desgaste entre el pistón y el barril



Fuente: Odessa Separator, Inc. 2014.

Durante la operación de la bomba, la arena suspendida en el fluido de producción puede migrar dentro del espacio anular entre el pistón y el barril, causando canales asistidos por la abrasión sobre la superficie de estos dos elementos. Estos canales normalmente se convierten lo suficientemente profundos en el pistón, permitiendo mayor escurrimiento y mayor pasaje de arena, generando una declinación en la eficiencia de la bomba hasta el punto en que la tasa de producción no es económica. Esto resulta en una intervención prematura al pozo que puede costar miles de dólares por la desinstalación y la instalación, además de la producción diferida.

#### 1.5.2.3.7. COLAPSO DE LA FORMACIÓN

Los fluidos producidos podrían arrastrar consigo grandes volúmenes de arena hacia el rat hole del pozo. Si la velocidad de producción de arena es suficientemente elevada y el proceso se extiende por un lapso prolongado, se desarrollará un vacío detrás de la tubería de revestimiento, el cual continuará ampliándose a medida que se produzca más arena. En la mayoría de los casos, la producción ininterrumpida a largo plazo de arena de formación reduce la productividad del pozo y su rocobro final. El colapso de la formación reviste particular relevancia cuando el material de la misma, llena total o parcialmente los perforados. Incluso una cantidad pequeña de material de formación que llene los cañoneos, incrementará significativamente la caída de presión a través la formación cerca del pozo, para una tasa de flujo determinada.

#### 1.5.3. FALLAS POR GAS

Siempre que se extrae petróleo, se producen también como fluidos asociados el agua y el gas. Por lo tanto, al disminuir la presión en el fondo del pozo, mayor cantidad de gas saldrá de solución del crudo, y puede llegar a existir mayor volumen de gas que de líquido en la succión de la bomba de subsuelo. Bajo estas condiciones la eficiencia volumétrica de la bomba se ve severamente afectada, y en el caso del bombeo mecánico, la mayoría de los equipos con los que se trata de mejorar la eficiencia, buscan limitar la expansión del gas en el volumen muerto y/o propiciar la apertura temprana de las válvulas. No obstante, si los equipos de separación de gas en fondo (anclas de gas) no logran reducir la fracción de gas, la eficiencia volumétrica será muy baja y el pozo no se podrá explotar eficientemente.

##### 1.5.3.1. CONSECUENCIAS DE LA PRODUCCIÓN DE GAS

El gas que ingresa al barril de la bomba, ocasiona:

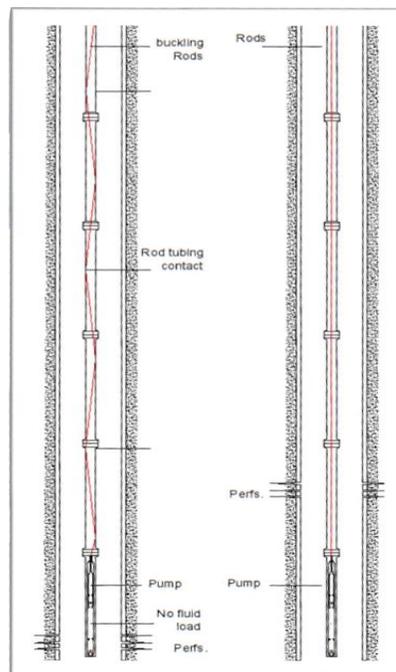
###### 1.5.3.1.1. BAJA EFICIENCIA DE LA BOMBA

El gas ocupa un espacio que podría ser utilizado por el líquido, lo que disminuye la eficiencia de la bomba, provocando una menor cantidad de líquido desplazado en cada stroke.

### 1.5.3.1.2. INTERFERENCIA POR GAS

Fenómeno que se produce cuando el gas ingresa a la bomba de subsuelo. Después de que comienza la carrera descendente, el gas comprimido alcanza la presión necesaria para abrir la válvula viajera antes de que la válvula viajera llegue al líquido. La válvula viajera se abre lentamente, sin el cambio de carga drástico experimentado en los golpes de fluido. No causa fallas prematuras en el equipo, pero ocasiona baja eficiencia de la bomba. Un separador de fondo de pozo o un ancla de gas pueden corregir una interferencia de gas.

Figura 32. Pandeo de varilla



Fuente: Odessa Separator, Inc. 2015.

### 1.5.3.1.3. BLOQUEO POR GAS

Condición que se produce en ocasiones cuando el gas disuelto, liberado de la solución durante la carrera ascendente del pistón, aparece como gas libre entre las válvulas. En la carrera descendente, la presión dentro de un barril completamente lleno de gas es posible que no alcance la presión necesaria para abrir la válvula viajera. En la carrera ascendente, la presión dentro del barril nunca disminuye lo suficiente para que la válvula fija se abra y permita que el líquido ingrese en la bomba. Por lo tanto, no entra ni sale fluido de la bomba.

No causa fallas en el equipo, pero, con una bomba que no funciona, el SLA es inútil. La reducción en la tasa de bombeo va acompañada por un aumento de la presión de fondo de pozo (o nivel de fluido en el anular). En muchos casos, este aumento en la presión del fondo del pozo puede superar la presión en el barril y el líquido puede ingresar a través de la válvula fija. Después de algunas carreras, ingresa líquido suficiente en la bomba y se rompe el bloqueo por gas.

Odessa Separator, Inc. ha tenido grandes éxitos en Estados Unidos con la implementación del SGSS y DBSGSS, que consiste en tener uno o múltiples Tubing Screens más el cuerpo del separador de gas y un largo Dip Tube. Esta combinación logra que la malla facilite la separación de gas libre, rompiendo las burbujas de gas que ingresan al sistema; reduciendo la velocidad del fluido en el cuerpo del separador complementándolo con una mayor distancia de recorrido, que facilita la separación de gas y la filtración de partículas.

#### 1.5.3.2. EFICIENCIA VOLUMÉTRICA

La eficiencia volumétrica de la bomba de subsuelo, se puede definir como una función de las tasas de flujo de la siguiente manera:

Ecuación 3.

$$E_V = \frac{Q_{LB}}{Q_{CB}}$$

Dónde  $Q_{LB}$ , es el caudal real de líquido bombeado, mientras  $Q_{CB}$ , representa la capacidad teórica de bombeo o succión de la bomba, basada en las características geométricas y los parámetros de operación.

La definición de eficiencia volumétrica incluye el efecto del gas libre y el escurrimiento. En el caso de las bombas de subsuelo, el escurrimiento ocurre a través de las válvulas y el pistón, por lo tanto, la eficiencia volumétrica de la bomba puede ser definida como el producto de dos eficiencias volumétricas:

Ecuación 4.

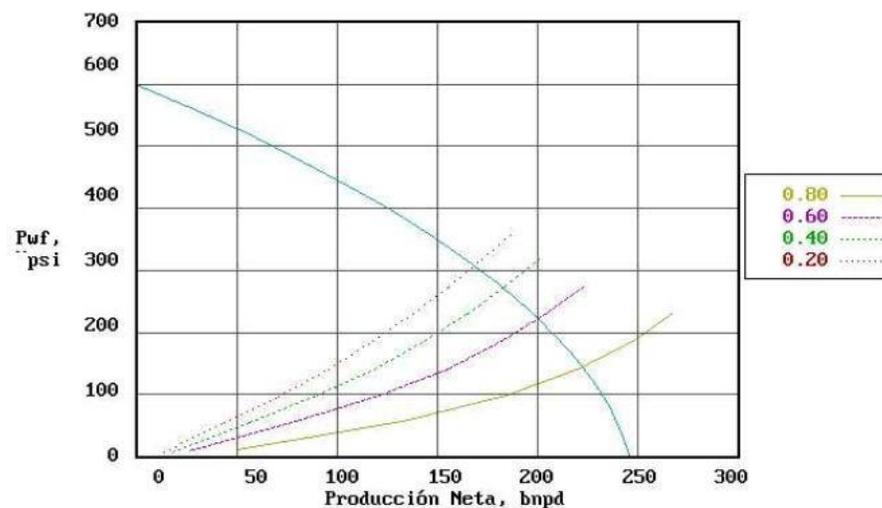
$$E_V = E_{VG} * E_{VE}$$

En la ecuación anterior  $E_{VG}$ , es la eficiencia volumétrica debido al gas y  $E_{VE}$ , es la eficiencia volumétrica debido al escurrimiento. La eficiencia por escurrimiento posee dos componentes: uno debido a las fugas a través de las válvulas y otro debido al escurrimiento a través del pistón.

Como se dijo anteriormente, el gas que afecta el rendimiento de la bomba puede ser gas libre, que acompaña al petróleo en la entrada del barril o gas disuelto, que es liberado por la caída de presión y la agitación dentro de la bomba.

En la Figura 33 se observa un gráfico de IPR y TPR, en donde fue variada la cantidad de gas separado en el fondo del pozo, se utilizó un 80%, 60%, 40% y 20%. En el gráfico se observa claramente cómo disminuye el punto de operación a medida que la bomba maneja mayor cantidad de gas.

Figura 33. IPR y TPR para distintos porcentajes de manejo de gas



Fuente: Diseño de instalaciones de SLA. Salazar, Abraham. (CIED). 2001.

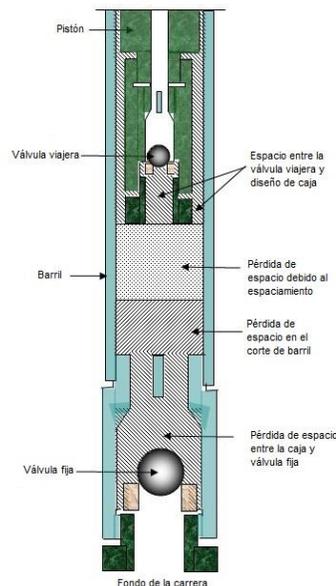
### 1.5.3.3. ESPACIAMIENTO DE BOMBA

Una vez la bomba de subsuelo es diseñada y manufacturada de forma adecuada y la sarta de varillas estabilizada, unas correctas operaciones de campo aseguran una operación eficiente en pozos gaseosos. El espaciamiento es una de estas operaciones, que consiste en revisar el espacio muerto entre la válvula fija y viajera al final de la carrera descendente durante el ciclo de bombeo. Frecuentemente los

pozos requieren ajustar el espaciamiento de la bomba tanto en el momento de su instalación como en su vida de operación.

Un espaciamiento mínimo asegura una buena relación de compresión dentro de la bomba y permite solucionar total o parcialmente los problemas asociados al gas (interferencia y bloqueo). Un espaciamiento exagerado con golpe de bomba, puede lograr la más alta relación de compresión; sin embargo, esta práctica produce un daño en los componentes internos de la bomba, reduciendo considerablemente el run time de esta. En la Figura 34, se tienen en cuenta todas las pérdidas de espacios que se presentan al ensamblar una bomba.

Figura 34. Pérdidas de espacio en bombas de subsuelo



Fuente: Sucker rod pumping manual. Exxon. 2011.

#### 1.5.3.4. EQUIPOS PARA EL MANEJO DE GAS

Tomando en cuenta la física del fenómeno, existen hasta el momento dos formas de mejorar el funcionamiento de las bombas reciprocantes ante la presencia de gas. Una de estas, consiste en disminuir la fracción de gas a la entrada de la bomba y la segunda, en minimizar la expansión del gas en el volumen muerto.

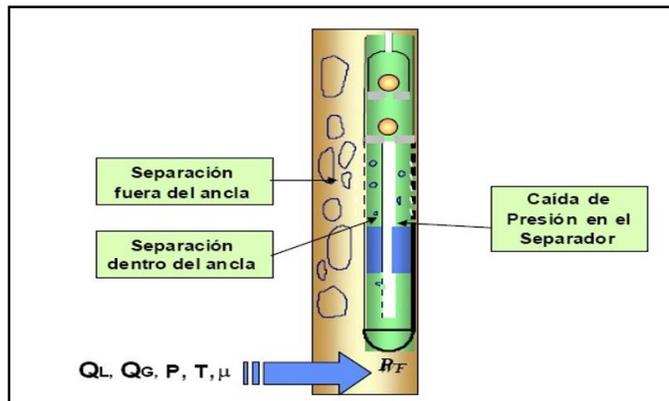
En cuanto a la disminución de la fracción de gas en la succión de la bomba, existe toda una línea de investigación en equipos de separación de fases en fondo de pozo.

Sin embargo, para el caso de bombeo mecánico solo se utilizan los equipos de separación estática de fondo, mejor conocidos como anclas de gas.

#### 1.5.3.4.1. ANCLAS DE GAS

Estos equipos basan su funcionamiento en la diferencia de densidades de las fases, propiciando un cambio de dirección de flujo de vertical ascendente a vertical descendente, dónde la fase menos densa tiende a seguir en ascenso debido a la fuerza de flotación, a menos que la fuerza de arrastre generada por el líquido sea lo suficientemente grande como para superar el efecto de flotación.

Figura 35. Funcionamiento de un ancla de gas



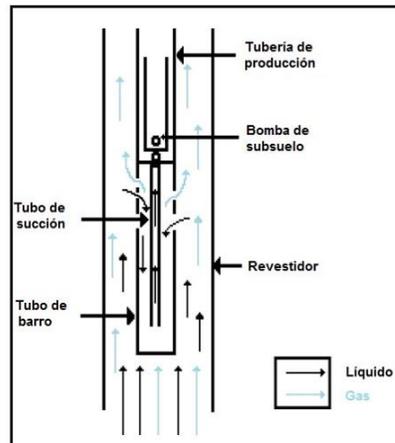
Fuente: Diseño de instalaciones de SLA. Salazar, Abraham. (CIED). 2001.

#### 1.5.3.4.1.1. TIPOS DE ANCLAS

##### 1.5.3.4.1.1.1. ANCLA DE NIPLE PERFORADO

Este separador de gas consiste en un niple de tubería, denominado tubo exterior, junto con un tubo interior concéntrico que se conecta a la succión de la bomba. El tubo exterior, que usualmente se conecta en la rosca externa de la zapata de anclaje de la bomba o de la válvula fija, posee perforaciones laterales en su extremo superior; mientras que el inferior está sellado (ver Figura 36). La longitud de la sección perforada varía entre 2' y 4', con agujeros de alrededor de 1/2" de diámetro.

Figura 36. Ancla de niple perforado

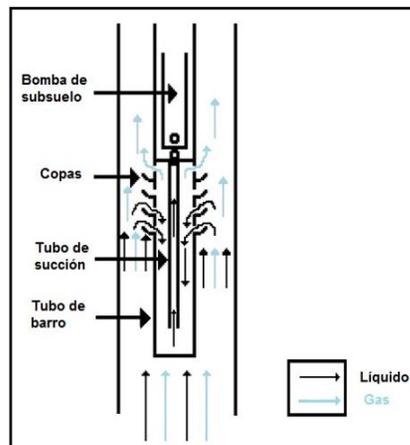


Fuente: Diseño de instalaciones de SLA. Salazar, Abraham. (CIED). 2001.

#### 1.5.3.4.1.1.2. ANCLA DE COPAS

Este separador es una mejora del diseño anterior (niple perforado o “poor boy”). La diferencia principal reside en un conjunto de “copas” de metal, localizadas a lo largo de la sección perforada del tubo de barro, justo por debajo de las perforaciones (ver Figura 37). El resto de los componentes son prácticamente los mismos. Las copas tienen la función de desviar el gas, o promover su escape hacia el espacio anular, cuando se encuentran a nivel de las perforaciones del tubo exterior. La forma de estas últimas es de ranuras longitudinales y componen la entrada del separador. La longitud de esta sección de entrada también varía entre 2 y 4 pies. La longitud de las ranuras varía alrededor de 3/4”.; mientras que su ancho es de 1/4”.

Figura 37. Ancla de copas



Fuente: Diseño de instalaciones de SLA. Salazar, Abraham. (CIED). 2001.

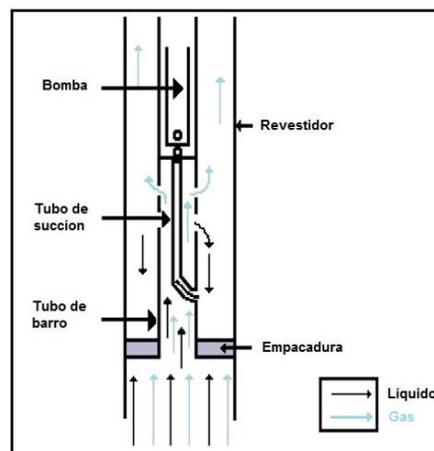
### 1.5.3.4.1.1.3. ANCLA DE EMPACADURA

Este separador consiste de un tubo exterior cuyo extremo superior posee perforaciones, muy similares a las del separador tipo niple perforado. El extremo inferior, en el cual se instala una empacadura de tubería está, por el contrario, completamente abierto al flujo que viene del yacimiento. Por esta razón, el flujo dentro de este tubo exterior es ascendente. Asimismo, la función de tubo exterior es transferida al espacio anular entre el tubo exterior y el revestimiento del pozo (ver Figura 38).

Por otra parte, el extremo inferior del tubo de succión interior está comunicado, en su parte inferior, con el espacio anular entre el tubo exterior y el revestimiento del pozo, a través de una perforación en el tubo exterior. El otro extremo del tubo de succión, se conecta directamente a la entrada de la bomba de subsuelo.

El funcionamiento se puede resumir de la siguiente manera: el flujo entra al separador y asciende por el espacio anular formado por los dos tubos del mismo. Al alcanzar las perforaciones del tubo exterior, el flujo es desviado hacia el espacio anular entre el tubo exterior y el revestimiento del pozo. En ese momento la mezcla debe descender para alcanzar la entrada del tubo de succión, pero las burbujas de gas más grandes se separan y suben hacia la superficie. El resto, fluye hacia la bomba de subsuelo.

Figura 38. Ancla de empacadura



Fuente: Diseño de instalaciones de SLA. Salazar, Abraham. (CIED). 2001.

## 1.6. ANALISIS GRANULOMÉTRICO

El objetivo del análisis granulométrico es obtener una distribución del tamaño de las partículas presentes en una muestra determinada. Históricamente, el tamaño de partícula fue determinado mediante el uso de tamices con diferentes tamaños de apertura en sus mallas, lo que permitía tener buenos resultados para tamaños de grano mayores a 200  $\mu\text{m}$ , y el restante se asignaba como sedimentos (tamaño menor a 200  $\mu\text{m}$ ). Sin embargo, en la industria de los hidrocarburos surge la necesidad de identificar la distribución granulométrica para esos sedimentos.

Todos los métodos existentes para la determinación de la distribución granulométrica tienen sus ventajas y desventajas. En la industria se emplean métodos que generalmente arrojan resultados diferentes, debido a la forma de los granos y también al grado de dispersión de la muestra de subsuelo obtenida.

### 1.6.2. MÉTODOS DE ANÁLISIS

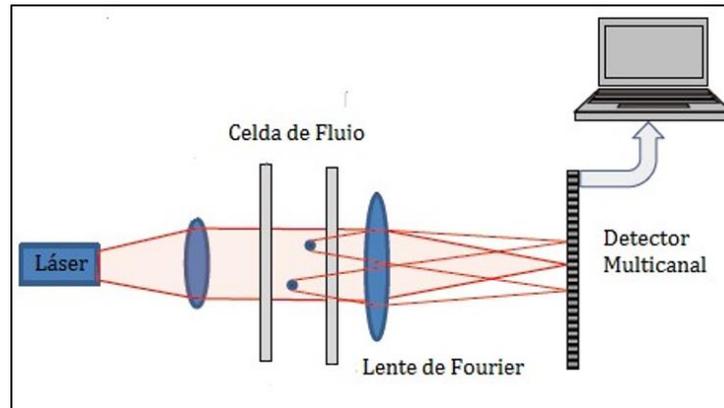
El material geológico tiene un amplio rango de distribuciones de tamaños de grano y típicamente se componen de partículas con forma irregular, lo que conlleva a que el tamaño de partícula obtenido en un análisis depende en cuál aspecto de la partícula es medido. Los diferentes métodos utilizados son:

#### 1.6.2.1. DIFRACCIÓN DE LA LUZ COHERENTE

La difracción láser funciona bajo el principio de la dispersión de la luz láser en todas las direcciones, con una intensidad que va a depender del tamaño de grano. El ángulo de dispersión es inversamente proporcional al tamaño de grano, y la intensidad del haz de luz difractado en cualquier ángulo es una medida del número de partículas con un área transversal específica.

Cuando un haz paralelo de luz coherente monocromática, pasa a través de una pequeña zona conteniendo partículas, se forma un patrón de difracción superpuesto a la imagen más amplia que aquella. Si se coloca una lente convergente después de la zona de partículas y se ubica una pantalla en el plano focal de la lente, la luz no difractada forma una imagen en el foco, y la luz difractada forma un conjunto de anillos concéntricos alternativamente blancos y negros, llamado patrón de Fraunhofer.

Figura 39. Funcionamiento método de difracción de luz coherente

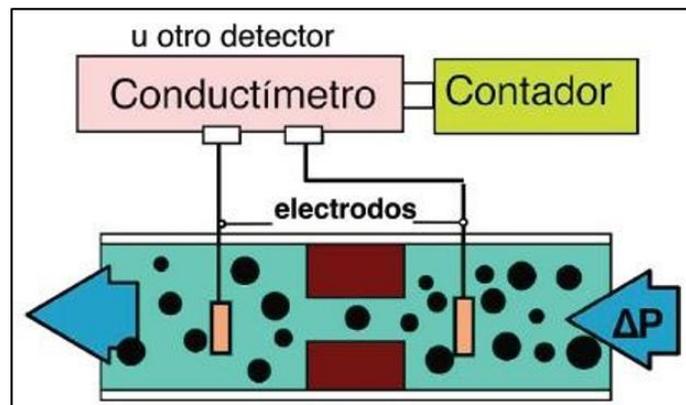


Fuente: SPE 165119. Particle size analysis for Sand Control Applications. 2013.

#### 1.6.2.2. CONTADORES DE ORIFICIO

Cuando una partícula pasa a través de un orificio pequeño sumergido en una solución electrolítica, se modifican las líneas de corriente dentro del orificio, y por lo tanto la conductividad electrolítica entre dos electrodos, situados a un lado y otro del orificio. La señal eléctrica obtenida al pasar una partícula a través del orificio, está relacionada con su diámetro, siempre y cuando este sea del mismo orden de magnitud que el diámetro del orificio. Este principio es conocido como Coulter.

Figura 40. Funcionamiento método de contadores de orificio



Fuente: Métodos de análisis granulométricos. Jean Louis Salager. 1991.

### 1.6.2.3. ANÁLISIS HIDROMÉTRICO (LEY DE STOKES)

Se utiliza para obtener un valor estimado de la distribución granulométrica de muestras, cuyas partículas no pueden ser medibles por el análisis con tamiz, es decir para partículas menores a 150 micrones. Este método, utiliza la relación entre la velocidad de caída de una esfera en un fluido, el diámetro de la esfera, peso específico del fluido y la esfera esfera, y la viscosidad del fluido. Por ley de Stokes, la velocidad se expresa de la siguiente manera:

Ecuación 7.

$$V_s = (\rho_p - \rho_f) \frac{g * d_p^2}{18\mu_f}$$

El procedimiento consiste en mezclar la muestra con agua destilada, más cierto volumen de un agente dispersante, el cual neutraliza las cargas eléctricas sobre las partículas más pequeñas que a menudo tienen carga negativa y se atraen entre sí con fuerza suficiente como para formar flóculos, aumentando su diámetro. Se agita la mezcla y se vierte en una probeta de igual capacidad al de la mezcla. Se acciona el cronómetro al introducir el hidrómetro y el termómetro. Con las lecturas del hidrómetro y con sus respectivas temperaturas, se calcula el peso de los sólidos en suspensión para poder estimar el diámetro de las partículas.

Este método está limitado al rango de tamaño comprendido entre partículas grandes, que sedimentan rápidamente, y las partículas micrométricas mantenidas en suspensión por el movimiento browniano, o arrastradas por el flujo convectivo de retorno.

### 1.6.2.4. ANÁLISIS POR TAMIZ

Un análisis por tamiz es un procedimiento usado para contar o valorar la distribución del tamaño de partícula (gradación) de un material granular en el laboratorio. El procedimiento consiste en someter una muestra de arena de peso conocido a vibración continua, usando un tamizador; se selecciona una muestra representativa que se obtiene a través del cuarteo, la cual se pasa a través de una serie de tamices organizados de acuerdo al tamaño de los orificios, los más grandes en la parte

superior. Los granos descienden hasta que las partículas más pequeñas son retenidas en una bandeja.

Figura 41. Método de análisis por tamiz



Fuente: Sand sieve analysis. Odessa Separator, Inc. 2015.

#### 1.6.2.4.1. TAMIZADO VERTICAL

En este caso, el movimiento transversal actúa sobre la muestra. El movimiento vertical es superpuesto con un suave movimiento circular, el cual resulta en una distribución de la cantidad de muestra sobre toda la superficie del tamiz.

Las partículas son aceleradas en dirección vertical. En el aire, las partículas tienen rotación libre e interactúan con las aperturas de la malla cuando caen. Si las partículas son más pequeñas que las aperturas, pasarán a través del tamiz. Si por el contrario son más grandes, entrarán de nuevo en el movimiento vertical. La rotación mientras las partículas están suspendidas aumenta la probabilidad de que las partículas presenten una orientación diferente frente a la malla cuando caen.

#### 1.6.2.4.2. TAMIZADO HORIZONTAL

El tamiz se mueve en círculos horizontales en un plano. Las zarandas horizontales son preferiblemente usadas para muestras con forma de aguja, alargada o fibrosa.

#### 1.6.2.4.3. TAMIZADO TIPO TAPPING

Movimiento horizontal circular sobre un movimiento vertical, el cual es creado por un pequeño impulso. Este movimiento es característico de tamizado manual y produce un alto grado de tamizaje por densidad de partículas.

#### 1.6.2.4.4. TAMIZADO SÓNICO

Las partículas son levantadas y forzadas a caer en una columna de aire oscilando a una frecuencia de cientos de Hz, usado para manejar principalmente polvo fino.

El tamaño promedio de las partículas en cada tamiz es analizado, para identificar el rango de tamaño capturado en cada malla. Los resultados de la prueba son graficados con el fin de identificar el tipo de gradación de la muestra agregada, como se verá más adelante.

Tabla 5. Tamaños de grano

Análisis granulométrico	mm
Arena muy gruesa	2.0 - 1.0
Arena gruesa	1 - 0.5
Arena media	0.5 - 0.25
Arena fina	0.25 - 0.10
Arena muy fina	0.10 - 0.05
Limos y arcillas	0.05 - 0.002
Limos y arcillas	< 0.002

Fuente: Tecnología de completaciones para formaciones inconsolidadas. 1995.

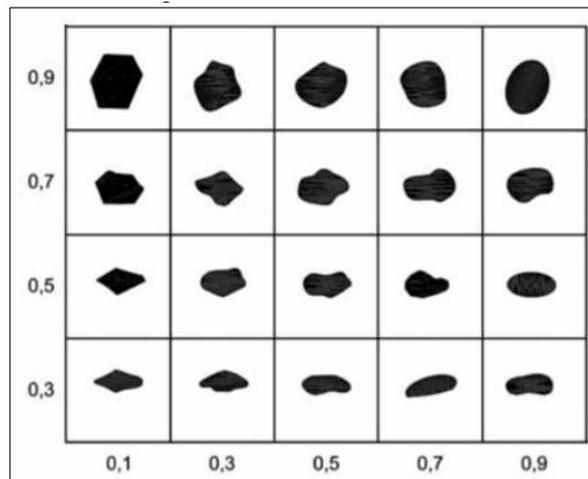
#### 1.6.2.4.5. LIMITACIONES DEL TAMIZADO

Es frecuentemente usado para tamaños de partículas que oscilan en los 350 micrones (tamaño de malla 45), puesto que es aproximado y consistente. Para materiales mucho más finos que esto, este procedimiento puede ser un poco menos aproximado. Esto es debido a que la energía mecánica para hacer pasar

una partícula a través de la malla, y los efectos de atracción superficial entre las mismas partículas y estas con la malla, incrementa conforme decrece el tamaño de partícula.

Este análisis asume que todas las partículas son esféricas o cercanas a la esfericidad (la redondez se clasifica en términos relativos, hablándose de granos angulares a redondeados, pasando por categorías intermedias) (ver Figura 42), y pasarán a través de una apertura cuadrangular, cuando el diámetro es menor que el tamaño de dicha apertura. Para partículas alargadas, este análisis no dará resultados confiables.

Figura 42. Esfericidad de los granos de arena



Fuente: Arenas más allá del acatamiento de las normas. Peñaranda. 2014.

### 1.6.3. DISTRIBUCIÓN GRANULOMÉTRICA

La distribución granulométrica de una muestra de arena, es la representación gráfica de los resultados obtenidos de un análisis para contar o valorar la distribución del tamaño de partícula (gradación), de un material granular en el laboratorio.

Para el caso del tamizaje, las partículas son retenidas por cada malla según el tamaño de la abertura. Este procedimiento se realiza con el fin de identificar el porcentaje en peso que ha sido retenido por cada tamiz, lo que hace relación a un tamaño de partícula determinado.

Según sus criterios, Saucier construyó una celda de formación basándose en las propiedades de fondo. Con esto comparó la caída de presión que resultaba del flujo a través de la celda de diferentes caudales. Si la permeabilidad resultaba ser la misma que la inicial, se concluía que se había logrado un control de arena eficaz sin generar una disminución en la producción.

Una forma de determinar el criterio de Saucier es a través del coeficiente de uniformidad y de sorting de la muestra. El primero mide la uniformidad de la muestra y la segunda el grado de dispersión entre las partículas de mayor y menor tamaño.

Ecuación 8.

$$Cu = \frac{D_{40}}{D_{90}}$$

Ecuación 9.

$$Cs = \frac{D_{10}}{D_{95}}$$

Dónde:

- C: factor de organización de los granos o coeficiente de uniformidad.
- $D_{40}$ : tamaño de los granos en el nivel acumulado del 40% derivado del gráfico del análisis del tamizado.
- $D_{90}$ : tamaño de los granos en el nivel acumulado del 90% derivado del gráfico del análisis del tamizado.
- $D_{10}$ : tamaño de los granos en el nivel acumulado del 10% derivado del gráfico de análisis del tamizado.
- $D_{95}$ : tamaño de los granos en el nivel acumulado del 95% derivado del gráfico de análisis del tamizado.

## 1.7. MANEJO Y FILTRACIÓN DE LA ARENA DE PRODUCCIÓN

Las técnicas de control y manejo de la producción de arena, se basan en retener la migración de granos de arena al pozo los cuales pueden llegar a causar la disminución en la producción y fallas en los equipos de fondo, en los campos Tenay y Brisas.

Si existen preocupaciones acerca de la estabilidad de la formación, los operadores pueden optar entre las tecnologías de exclusión de arena de fondo de pozo o los métodos de terminación sin mallas. También pueden decidir manejar la producción de arena existente, mediante la selección cuidadosa de técnicas y prácticas de extracción artificial, las cuales se presentan a lo largo de este trabajo.

Independiente del método de control de arena que se aplique, una práctica indispensable es la optimización de las operaciones de perforación y completamiento, las cuales pueden perjudicar las propiedades de la formación favoreciendo las condiciones para la producción de arena. Estas operaciones bien diseñadas y ejecutadas, permiten reducir las fuerzas de arrastre sobre los granos de la formación, por ejemplo, la técnica de cañoneo utilizada y el diámetro del disparo que permiten aumentar el área de flujo.

### 1.7.1. MÉTODOS MECÁNICOS

Este método consiste en retener una fracción de la arena de formación sobre algún material permeable, el cual se instala debajo del punto en el cual entra el fluido a la bomba de subsuelo. Su ubicación con respecto a los perforados puede variar según las condiciones de cada pozo.

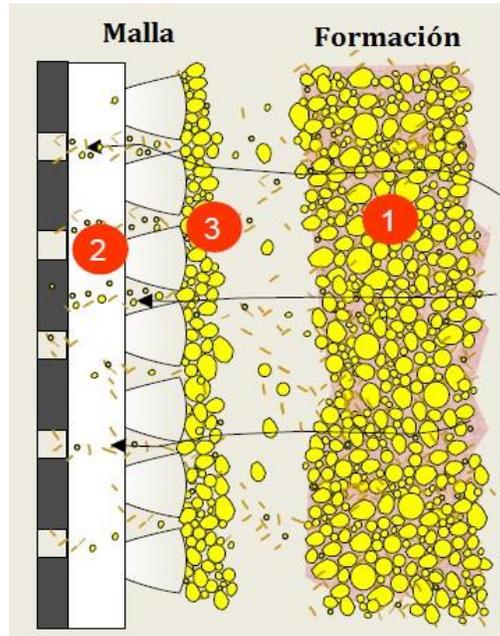
#### 1.7.1.1. REJILLAS INDEPENDIENTES STAND ALONE

Este tipo de control de la arena consiste en colocar poner rejillas para detener la producción de arena en un pozo. Inicialmente, la arena fina y limos pasarán a través de la rejilla. Una vez que los paquetes de arena se desarrollan alrededor de la rejilla, serán como un medio de filtración que evita que la arena fluya hacia el pozo. Hay varios tipos de rejillas que se utilizan en la industria de petróleo y gas, tales como la tubería ranurada, la rejilla de alambre envuelto, rejilla pre empacada y rejilla premium de alta calidad. Esto es conveniente para formaciones con granos bien ordenados, limpios y de gran tamaño.

Como se puede observar en la Figura 43, en la formación existen sólidos de alta y baja consolidación, lo cual va a depender del grado de cementación de los granos de arena (1). La velocidad del flujo y la inyección de agua erosionan los granos de baja consolidación, los cuales serán retenidos por las mallas que actúan como filtro, reteniendo las partículas mayores al tamaño de apertura o slot (2). Aquellas

partículas que no son filtradas serán producidas y manejadas por el SLA (3). Es importante entender que las mallas promueven la formación de “puentes”, que ayudan a generar una eficiencia mayor de filtración.

Figura 43. Puentes de arena



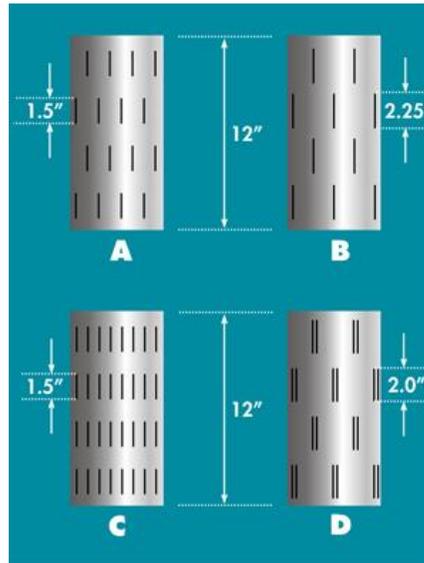
Fuente: Odessa Separator, Inc. 2016.

La teoría del puenteo muestra que las partículas forman puentes sobre una ranura, siempre y cuando el ancho de esta no exceda dos diámetros de partícula. En forma similar, las partículas formarán un puente contra un agujero si el diámetro del mismo no es mayor a tres veces el diámetro de la partícula.

#### 1.7.1.2. LINER RANURADO

Consiste de un tubo con una serie de ranuras cortadas a través de una pared del tubular en una orientación axial. La anchura de las ranuras está diseñada para crear puentes entre las partículas a través de las ranuras. Esta es la forma menos costosa de hacer una rejilla independiente y es muy simple. El área de flujo está normalmente alrededor del 3%, pero puede ir hasta el 6% de la superficie total de la tubería. Sin embargo, las áreas de flujo de más de 6% serán perjudiciales para resistencia a la tensión de la tubería.

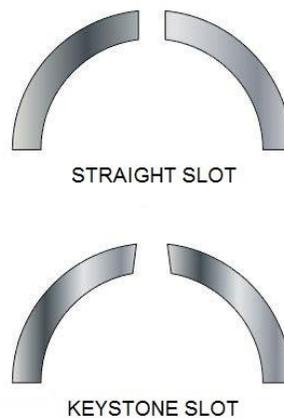
Figura 44. Liner ranurado



Fuente: Henan Tianzhiwo Machinery Co., Ltd brochure. China. 2014.

Hay dos tipos de ranuras, rectas y keystone (ver Figura 45). Las ranuras keystone son consideradas como una mejor opción que las ranuras rectas, debido a su capacidad de auto limpieza. Sin embargo, las ranuras trapezoidales son generalmente más caras que las ranuras rectas. En general, las ranuras son de 1.5 a 2.5 pulgadas de largo y el ancho varía de 0,012 a 0,250 pulgadas.

Figura 45. Tipos de ranuras



Fuente: Autores.

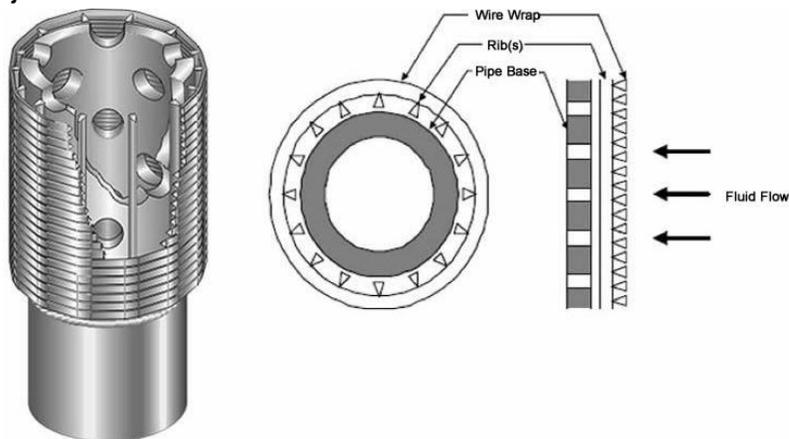
### 1.7.1.3. REJILLAS CON ENVOLTURA DE ALAMBRE

Las rejillas con alambre envuelto constan de un tubo perforado con una chaqueta o envoltura de alambre soldada alrededor del mismo. Los alambres enrollados alrededor de los nervios verticales son de forma trapezoidal, y están diseñados para reducir las posibilidades de arena de conectar la rejilla, porque tiene una acción de auto limpieza. Tiene un área de flujo más grande en comparación con un liner ranurado y proporciona una buena resistencia de ranura.

Existen tres tipos principales de rejillas con envoltura de alambre:

- Rejillas Rod-based.
- Pipe-based slip-on.
- Rejillas Pipe-based direct build.

Figura 46. Rejilla con envoltura de alambre



Fuente: Hebei HighTop Metal Mesh Co., Ltd. Brochure. 2012.

La rejilla con envoltura de alambre puede ser utilizada sola o con un empaque de grava. La parte crítica de tener un exitoso control de arena con rejilla de alambre envuelto, es tener formaciones con granos bien sorteadas. En una formación mal sorteada no será eficaz, porque las partículas finas pasarán a través de la rejilla, mientras que las partículas grandes se bloquean. Las partículas finas en un pozo fluirán con el fluido de producción y causarán daños al equipo de fondo de pozo y de superficie. En un yacimiento mal clasificado, las mallas de alambre se utilizan normalmente detrás de un empaque de grava, debido a que con este se obtiene un tamaño de grano bien ordenados que puede ser controlado.

#### 1.7.1.4. REJILLAS PRE EMPACADAS

Son similares a las de envoltura de alambre, pero tienen diferentes medios de filtrado. Una capa media de grava, con o sin recubrimiento de resina, se coloca alrededor del componente interno de la rejilla y se apoya en una rejilla externa. El grosor y el tamaño de la capa de soporte, depende de los requerimientos del pozo, así como el tamaño de la formación, la tasa de flujo, el tamaño del agujero, etc.

Figura 47. Rejilla pre empacada



Fuente: Hebei HighTop Metal Mesh Co., Ltd. Brochure. 2012.

La principal preocupación acerca de las rejillas pre empacadas es el riesgo de taponarse con fluido de completamiento, lodo de perforación, etc. Por lo tanto, con el fin de mitigar este problema, se pueden usar Carbolitos como medio principal de empaque en lugar de re-tamizado de grava. Hay varias ventajas sobre Carbolito como grandes gargantas de poro, clasificación precisa del tamaño de grano y una mejor permeabilidad que la rejilla normal de re-tamizado.

#### 1.7.1.5. REJILLAS PREMIUM

Las rejillas premium son de diseño totalmente metálico, con una cubierta exterior también metálica de protección y una filtración de malla metálica. Las principales ventajas de estas rejillas sobre otras, es la resistencia al taponamiento y la capacidad de hacer fluir de nuevo el fluido a través de las rejillas. La malla metálica puede ser especialmente diseñada en función de cada uno de los proveedores de servicios o los requisitos del cliente. El poro de la garganta puede variar de 60

micras a 300 micras, filtrando las partículas grandes y permitiendo que las finas fluyan a través de la etapa inicial. A continuación, las partículas grandes formarán una capa de filtro de arena permeable en la superficie de la malla, lo que evitará que las partículas finas y grandes fluyan. Las rejillas premium se corren antes de un trabajo de empaque con grava, muy usadas en pozos horizontales largos.

Figura 48. Rejilla premium

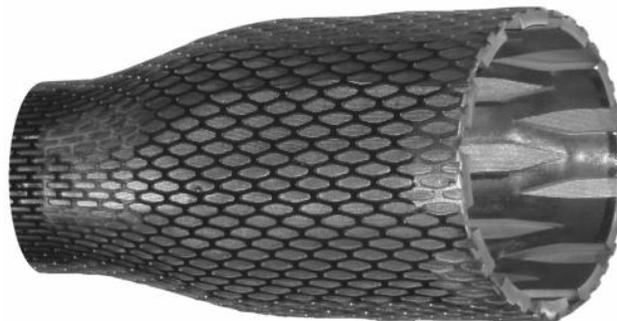


Fuente: Hebei HighTop Metal Mesh Co., Ltd. Brochure. 2012.

#### 1.7.1.6. REJILLAS EXPANDIBLES

Son la más reciente tecnología en rejillas. Incluyen una parte perforada, un medio filtrante y una cubierta exterior. La rejilla se corre en el hoyo, y el inserto de expansión se usa para expandirla hacia el diámetro del wellbore.

Figura 49. Rejilla expandible



Fuente: FEA Modelling of Expandable Sand Screens. Jones & Watson. 2008.

Las ventajas de asentar rejillas expandibles contra la formación son las siguientes:

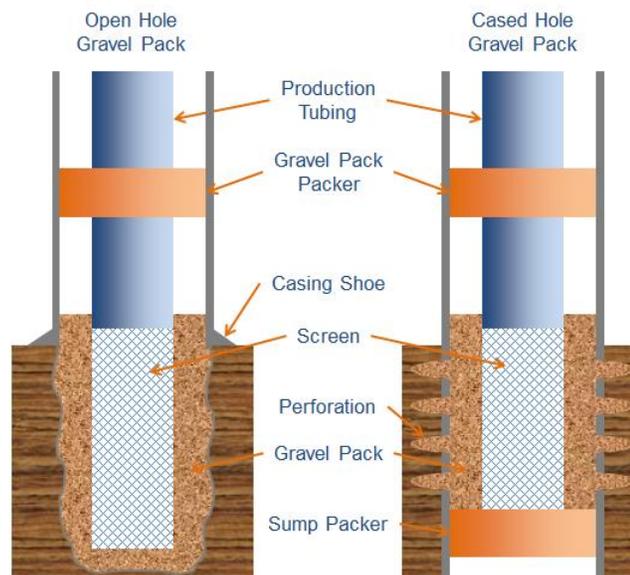
- Control de arena efectivo.
- Provee soporte al hoyo.
- Brinda el diámetro máximo de hoyo.
- Brinda una mayor área de influjo.

Este tipo de rejilla consiste en 4 partes principales: tubo base, medio de filtración, cubierta de protección externa y conector integral expandible.

#### 1.7.1.7. EMPAQUE CON GRAVA (OPEN HOLE & CASED HOLE)

El empaque con grava es uno de los métodos más usados para control de arena, donde se emplea arenillas como medio de filtro para prevenir la producción de arena. El espacio anular entre el wellbore y la rejilla (sea con envoltura de alambre o premium) se llena con grava de medida específica, que prevendrá el flujo de arena desde la formación hacia el hoyo.

Figura 50. Empaque con grava (open hole & cased hole)



Fuente: DuneFront Limited. 2014.

#### Ventajas:

- Con un diseño apropiado se puede minimizar el deterioro de la productividad.
- Puede usarse en arenas heterogéneas.

#### Desventajas:

- Instalación de equipos y posicionamiento de la grava complejo.
- Riesgo de realizar incompleto el empaque.
- Compatibilidad química del fluido de perforación.
- Dificultad para usar en pozos desviados y horizontales.
- Complejidad en el control de flujo y aislamiento.

### 1.7.2. MÉTODOS QUÍMICOS

La consolidación química es una alternativa a los métodos mecánicos de control de producción de arena en formaciones no consolidadas, por medio de la inyección de químicos hacia la formación con el fin de fortalecer o consolidar las arenas. El principal objetivo, es cementar los granos de arena unos con otros para proveer una fuerza compresiva estable mientras se mantiene la permeabilidad inicial lo mayor posible.

Este es el método más complejo de control de arena, además de involucrar riesgos significantes de daño al yacimiento y/o posicionamiento inefectivo de los químicos. En este método se desarrollan múltiples etapas de inyección de distintas sustancias hacia el yacimiento.

#### 1.7.2.1. INYECCIÓN DE RESINAS

Con el fin de lograr la cementación de los granos de arena in situ, una resina es inyectada dentro de la formación, generalmente a través de la perforación, y entonces vaciada con un catalizador. El sistema disponible más comercial emplea resinas fenólicas furan ó epoxicas. Estas resinas unen las partículas de roca entre sí, creando una matriz permeable estable, con granos consolidados alrededor del casing. El costo de inyección de resinas es mayor que los métodos descritos anteriormente, pero se desarrolla para ser aplicado en aquellos pozos, en los que los problemas de arenamiento no podrían ser resueltos satisfactoriamente por los métodos convencionales.

Para tener éxito en esta clase de trabajos se requiere que las perforaciones no estén taponadas, al igual que la formación sea limpia y permeable. El taponamiento de las perforaciones impide la entrada de la resina plástica a la formación, y si la presión diferencial hacia el pozo durante el período de producción destapa esas perforaciones, el arenamiento es inminente. Este tratamiento debe aplicarse preferiblemente antes de que se inicie el problema de arenamiento.

La concentración de arcilla puede impedir la efectividad del proceso de consolidación, por lo que un estabilizador de arcilla es usado a menudo como un pre limpiador. El agua residual también podría interferir con el desarrollo de las fuerzas de consolidación, y podría ser necesario el incremento de las cantidades de resina. La cantidad de resina inyectada debe ser tal que, balancee el fortalecimiento de las fuerzas de consolidación y la reducción de permeabilidad. Si una arena no consolidada de 8 darcies es tratada con resina para obtener una resistencia a la compresión por encima de 3300 psi, la permeabilidad podría ser reducida con 25% y la productividad en un 10%.

Figura 51. Granos de arena consolidados mediante inyección de resina



Fuente: Halliburton international. 2012.

Esta técnica no es efectiva si la inyección es desigual y algunas arenas no son cubiertas, debido a que este método abarca intervalos de 10'-15'. La cobertura de zonas más profundas es difícil, a menos que haya una ubicación selectiva de las herramientas usadas. Aunque la consolidación de resina se ha usado con éxito, este de tratamiento no supera más del 10% en los completamientos de control de arena.

Las resinas plásticas más usadas son tipo Fenolítico, compuestas de dos materiales, Formaldehído y Fenol. El Cresol puede sustituir total o parcialmente el Fenol en pozos de baja temperatura. La resina plástica líquida impregna los granos de arena y los consolida formando una red permeable y durable. Después de endurecido, el plástico es inerte y no lo afectan los fluidos producidos (agua, aceite y gas) ni los fluidos usados en tratamientos de estimulación; tampoco se ablanda por la temperatura del pozo. Cada plástico tiene un rango de temperatura para su correcto uso, por lo que, si para un caso particular existen varios que llenan el requisito de temperatura, la selección puede basarse en la resistencia compresiva deseada o la técnica de aplicación a usarse. En general, el plástico que va a usarse debe tener un tiempo de endurecimiento tan corto como sea posible, pero también un margen de seguridad sobre el tiempo necesario para colocarlo en la formación. Junto con la resina se bombean dos compuestos químicos necesarios para que este tratamiento sea efectivo, dichos compuestos son: un solvente y un catalizador.

- Solvente

Es miscible con la resina líquida y asegura la permeabilidad de la estructura una vez consolidada, variando su valor de acuerdo con la relación solvente a plástico. También sirve como agente diluyente para facilitar el bombeo de la resina. Si se quiere asegurar una mayor permeabilidad de la arena consolidada, se puede lavar la red estructural formada con un aceite refinado liviano, con el fin de arrastrar el exceso de resina de los espacios porosos y hacer llegar ese exceso a los granos de arena no tratados.

- Catalizador

Tiene por objeto controlar el tiempo de bombeo del plástico líquido, variando la cantidad de catalizador usado, el tiempo en el cual la resina plástica puede bombearse fácilmente, puede ser controlado en un rango de dos a cuatro horas (o por un tiempo mayor en algunos casos especiales) a temperaturas entre 100 y 210 °F. Además, actúa como agente humectante para facilitar la adherencia del plástico a los granos de arena.

## 2. CONTROL Y SEGUIMIENTO DE PRODUCCIÓN.

Para ejercer un buen control del funcionamiento y de 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 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).
- Toma de niveles de fluido.
- Registros dinamométricos.

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 correctamente, si el contrabalanceo de la unidad es el adecuado, si hay problemas de gas, entre otros muchos aspectos.

En un sistema de Bombeo mecánico, se pudo 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, tasa de producción, entre otras), pero esto no es suficiente si a la hora de poner en funcionamiento la unidad, se observan 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 a las condiciones del pozo, además se pueden detectar posibles obstáculos y una serie de anomalías y problemas para su corrección a tiempo.

En los Campos de estudio, ECOPETROL S.A. realiza un control periódico, con una programación previa, se encarga de llevar a cabo seguimiento continuo a los pozos que producen con el SLA Bombeo Mecánico, realizando tales mediciones, e interpretándolas usando como herramienta el Total Well Management (TWM).

## 2.7. PRUEBAS DE POZO

Las pruebas de pozo son diferentes maniobras de campo, que se le realizan al pozo para determinar cómo se está desempeñando. Es recomendable su ejecución forma permanente y a menudo en 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.
- Prueba manométrica.

### 2.7.1. 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 cabeza. Si el pozo no produce, habrá que verificar la causa.

Existen varias razones para que no produzca el pozo, siendo las más comunes las siguientes:

- Bomba bloqueada por gas.
- Bomba atascada.
- La bomba no trabaja.
- Bomba sin sumergencia.

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:

- Echometer.
- Dinamómetro.

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

### 2.7.2. REGISTRAR Y MEDIR LA PRODUCCIÓN

Este es otro control que se debe efectuar con bastante frecuencia. Se realiza al dirigir los fluidos de un pozo a un separador de prueba en la batería y medir la producción del pozo, llevando una estadística de la misma, para poder observar de forma continua la evolución del pozo.

Cuando se note alguna disminución en su producción, inmediatamente se tomarán los correctivos para restaurarla.

### 2.7.3. PRUEBA MANOMÉTRICA

Esta se realiza cerrando la línea de producción y observando el manómetro instalado en cabeza. 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 la barra pulida al final de su carrera descendente. Esto se consigue modificando la posición de la barra, de modo que aquel se desplace un poco hacia abajo. El objetivo de golpear el pozo, es liberar la válvula fija de la bomba, de un probable bloqueo por gas, o bien hacer salir alguna obstrucción 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 objetivo de restaurar la producción del pozo, es un buen primer paso a seguir para descartar.

Se deja golpeando el pozo un tiempo, que puede variar entre algunos minutos y un par de horas, luego se debe restaurar las condiciones de espaciamiento iniciales. 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 realizar es una prueba dinamométrica. De acuerdo al resultado de esta, el cual se analizará detalladamente, se verá la necesidad de intervenir el pozo con un equipo de Pulling (Varilleo), para cambiar la bomba.

## 2.8. TOMA DE NIVELES DE FLUIDO

El 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 Echometer.

### 2.8.1. ECHOMETER

Es un instrumento que, aprovechando la propagación del sonido en un medio elástico, determina el nivel de fluido dentro de un pozo. El principio básico consiste en generar desde superficie, una onda sonora de alto nivel acústico inyectando gas carbónico,  $\text{CO}_2$ , o Nitrógeno,  $\text{N}_2$ , por una válvula en el espacio anular, y dicha onda es seguida simultáneamente por un micrófono anexo al equipo. El sonido avanza a una determinada velocidad y cada vez que pasa sobre una unión 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 decodificador digital de señales acústicas. Cuando la onda llega al nivel se produce un eco total de la misma, que producirá una deflexión mayor en un micro amperímetro y señalará el nivel de líquido. Es de aclarar, que el Echometer distingue entre el nivel de fluido total, y el nivel efectivo (libre de gas).

Figura 52. Esquema operación de toma de nivel mediante Echometer



Fuente: ECOPELROL S.A. Instructivo de toma de niveles de fluido. 2009.

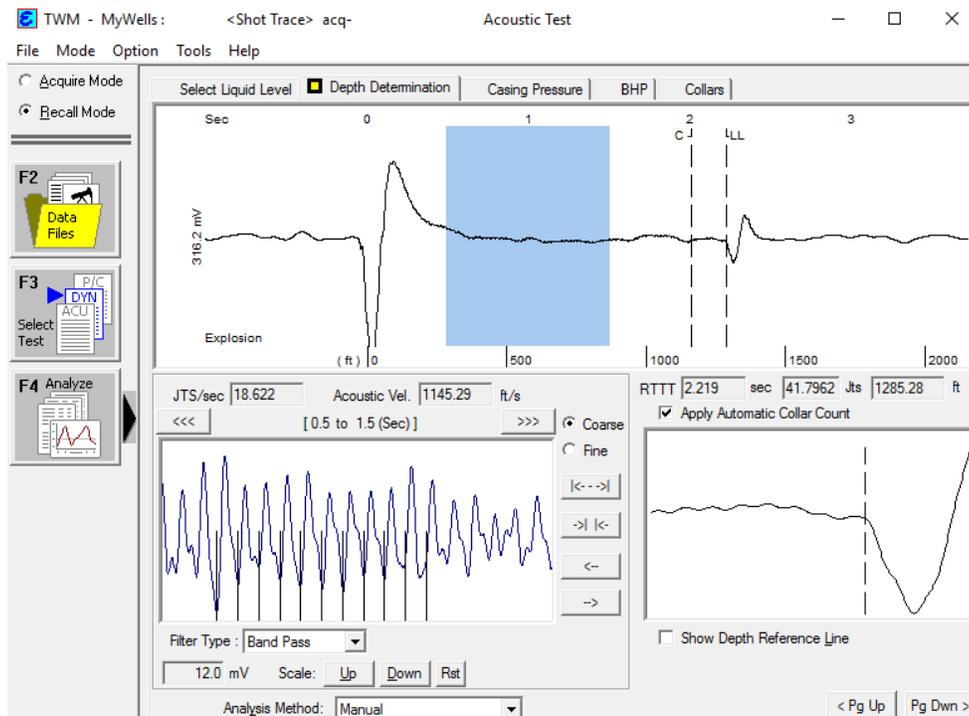
La onda es generada por el disparo de un pequeño cilindro. Además, para efectuar la medición es necesario detener el bombeo, ya que este produce ruidos y pueden ser detectados por el micrófono, por lo que la medición en los pozos que tengan rápida recuperación se debe realizar en el menor tiempo posible. Los resultados son presentados por medio de una computadora portátil.

## 2.8.2. PROCEDIMIENTO DE TOMA

Para la interpretación de los resultados, posteriores a la toma de niveles de fluidos en los pozos de, se utiliza el software facilitado por Echometer, denominado Total Well Management (TWM).

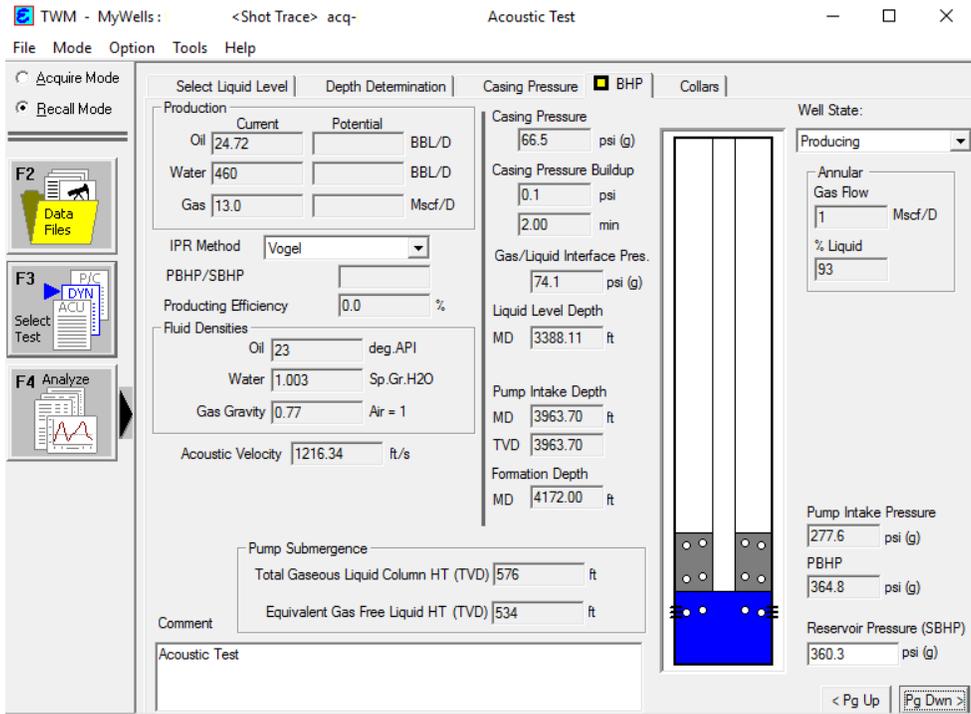
El programa debe considerar muchos parámetros para garantizar la precisión de la medición, mostrando los resultados de forma gráfica como se puede apreciar en la Figura 53. Los datos de la medición se presentan en una interfaz representada por la Figura 54.

Figura 53. Determinación de profundidad de nivel de fluido TWM



Fuente: Autores.

Figura 54. Determinación de BHP y sumergencia de bomba TWM



The screenshot shows the TWM software interface with the following data:

Production	Current	Potential	Unit
Oil	24.72		BBL/D
Water	460		BBL/D
Gas	13.0		Mscf/D

Fluid Properties	Value	Unit
IPR Method	Vogel	
PBHP/SBHP		
Producing Efficiency	0.0	%
Fluid Densities		
Oil	23	deg API
Water	1.003	Sp. Gr. H2O
Gas Gravity	0.77	Air = 1
Acoustic Velocity	1216.34	ft/s

Well State	Value	Unit
Casing Pressure	66.5	psi (g)
Casing Pressure Buildup	0.1	psi
Gas/Liquid Interface Pres.	2.00	min
Liquid Level Depth	3388.11	ft
Pump Intake Depth	3963.70	ft
MD	3963.70	ft
Formation Depth	4172.00	ft
Pump Intake Pressure	277.6	psi (g)
PBHP	364.8	psi (g)
Reservoir Pressure (SBHP)	360.3	psi (g)

Pump Submergence	Value	Unit
Total Gaseous Liquid Column HT (TVD)	576	ft
Equivalent Gas Free Liquid HT (TVD)	534	ft

Fuente: Autores.

## 2.9. REGISTROS DINAMOMÉTRICOS

### 2.9.1. DINAMÓMETRO

Es un instrumento indispensable cuando se utiliza Bombeo Mecánico como SLA. Éste registra y mide en forma continua las cargas y las deformaciones que soporta la barra pulida y como resultado muestra las cartas dinamométricas correspondientes, que deben ser sometidas a interpretación para realizar un diagnóstico adecuado del funcionamiento de los equipos y, si es el caso, determinar los problemas que existen y dar las soluciones pertinentes.

El gráfico final representa la Carga vs. Recorrido y se obtiene conociendo la carrera correspondiente de la barra pulida.

### 2.9.1.1. TIPOS DE CELDAS

#### 2.9.1.1.1. CELDA DE CARGA TIPO HERRADURA (HT)

La celda de carga tipo herradura es un transductor altamente exacto, diseñado para proveer un valor de carga preciso para la toma de registros dinamométricos. Esta celda se ubica en la barra lisa, entre la grapa y el carrier bar.

Figura 55. Celda de carga tipo herradura (HT)



Fuente: Echometer Company. Well Analyzer brochure. 2016.

Esta posee también un acelerómetro que registra la aceleración de la barra lisa, por medio de la integración numérica de la señal de aceleración versus tiempo.

#### 2.9.1.1.2. CELDA DE CARGA DE LA BARRA PULIDA (PRT)

El transductor de barra lisa es un sensor muy conveniente para mediciones rápidas. Consta de una abrazadera tipo C, la cual se debe ubicar sobre la barra lisa.

Figura 56. Celda de carga de la barra lisa (PRT)



Fuente: Echometer Company. Well Analyzer brochure. 2016.

## 2.9.2. CARTAS DINAMOMÉTRICAS

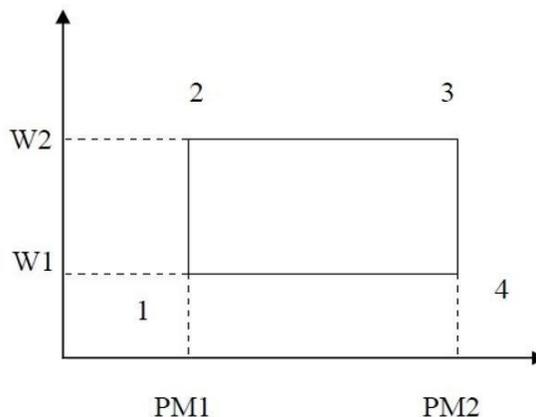
A partir de estos registros, se valorizan los esfuerzos de tracción en la sarta, los esfuerzos de torque en la caja reductora, se verifican los contrapesos, se determinan las potencias, se conocen los desplazamientos y rendimientos de la bomba de profundidad.

Los parámetros más representativos del funcionamiento son:

- Cargas máximas y mínimas sobre las varillas.
- Estiramiento de las varillas y tubing.
- Recorrido efectivo del pistón en la bomba.
- Nivel dinámico y presión de admisión en la bomba de profundidad.
- Existencia de pérdidas a través de válvulas fija y viajera.
- Caudal efectivamente desplazado por la bomba.
- Esfuerzos en las varillas y en la barra pulida.
- Valor del torque aplicado al reductor del AIB.
- Potencia consumida para el trabajo.
- Rendimiento del sistema.

Si se considera la sarta rígida, esto es, si al aplicarle una carga no se estira, como si estuviera la barra lisa directamente conectado con el pistón de la bomba, se obtendría un gráfico como el siguiente:

Figura 57. Carta dinamométrica ideal



Fuente: Autores.

Punto 1: Una vez que se inicia el movimiento ascendente de la barra pulida, se cierra la válvula viajera y toda la carga del fluido que estaba sobre ella, está ahora soportada por las varillas y la barra lisa.

Antes de iniciar el movimiento, la carga sobre la barra era  $W1$ , es decir, el peso de las varillas sumergidas en líquido. Un instante después, de cerrada la válvula viajera (TV), la carga en el vástago será  $W2$ , el peso de las varillas más el peso del líquido.

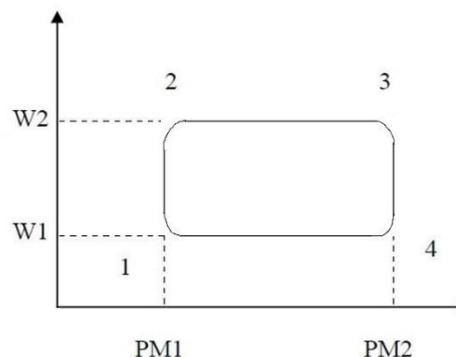
Punto 2: Completa su carrera transportando el fluido de una longitud de carrera, a un valor constante de carga.

Punto 3: Se completa la carrera ascendente, 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 la barra lisa solamente la carga de varillas ( $W1$ ).

Punto 4: Completa su carrera descendente, impulsando el pistón de la bomba hacia abajo y completando el ciclo en el punto 1. El peso de las varillas es  $W1$  y el peso del líquido es  $W2 - W1 = W_f$ . El trabajo que realiza la bomba es: 1-2-3-4.

Además, se tiene que las válvulas nunca accionan instantáneamente, demandando un cierto tiempo para cerrarse. A esto hay que agregarle que siempre dentro de la bomba habrá una 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 58.

Figura 58. Carta dinamométrica realista I



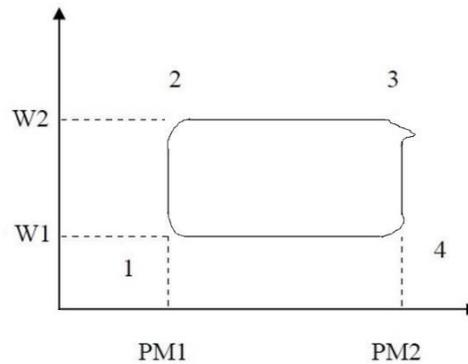
Fuente: Autores.

Se nota que el máximo impulso que se imprime a la sarta de varillas, ocurre cuando la barra pulida inicia su carrera ascendente. Esto aumentará la carga en el punto 2 (Figura 59) por efecto de la inercia producida por la aceleración del aparato de bombeo que actúa de acuerdo a la siguiente relación:

Ecuación 10.

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

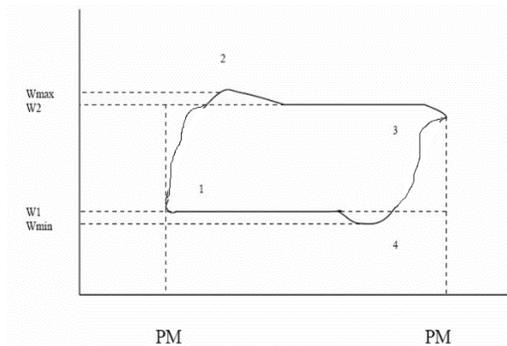
Figura 59. Carta dinamométrica realista II



Fuente: Autores.

Algo similar ocurre cuando la barra pulida 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.

Figura 60. Carta dinamométrica realista III



Fuente: Autores

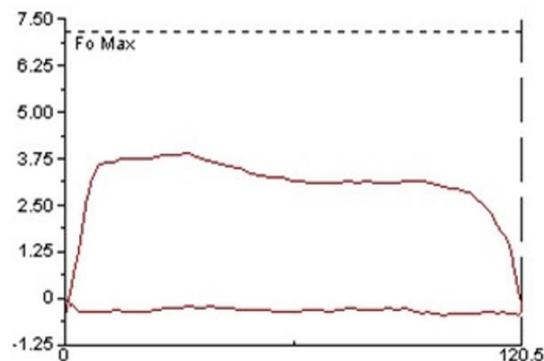
Ahora los valores topes de las cargas graficadas, esto es, lo que antes era W1 y W2 no son más las cargas de las varillas y el fluido respectivamente, sino que estas cargas topes se ven afectadas por el efecto de impulsos y pasan a serán  $W_{\min}$  y  $W_{\max}$  según corresponde.

### 2.9.3. PRINCIPALES CARTAS DINAMOMÉTRICAS

#### 2.9.3.1. PÉRDIDA EN VÁLVULAS

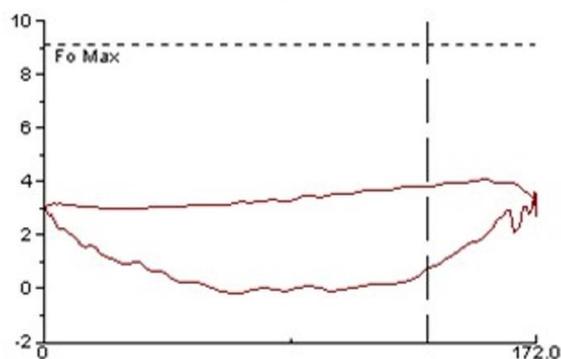
Esta se produce cuando el desgaste en una o ambas válvulas ocasiona que no exista un cierre perfecto, generándose un medio de comunicación entre la columna de fluido y el fondo, causando que el fluido levantado regrese.

Figura 61. Dinagrama pérdida en válvula viajera



Fuente: Autores.

Figura 62. Dinagrama pérdida en válvula fija

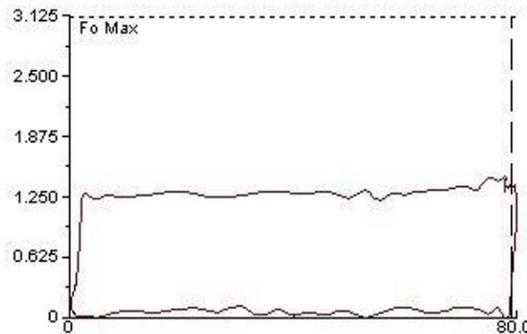


Fuente: Autores.

### 2.9.3.2. TUBERÍA ROTA

Cuando en la carta dinamométrica se observa un perfecto llenado en la bomba, 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 integridad de tubería o prueba manométrica.

Figura 63. Dinagrama tubería rota

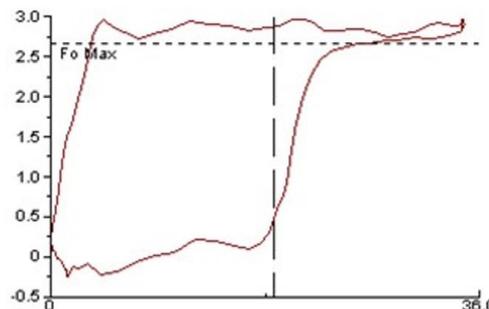


Fuente: Autores.

### 2.9.3.3. 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 una buena sumergencia, (ocasionando que el barril no se llene en su totalidad) y cuando el pistón baja, golpea fuertemente el fluido.

Figura 64. Dinagrama golpe de fluido



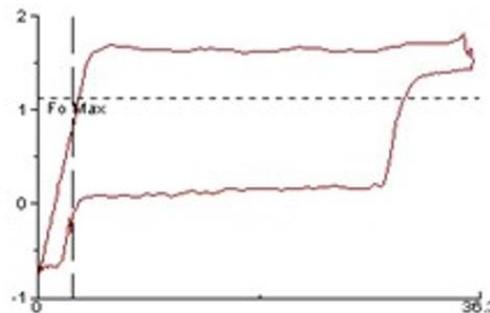
Fuente: Autores.

#### 2.9.3.4. GOLPE DE BOMBA

Se presenta cuando existe un golpe físico al final de la carrera ascendente o descendente, y es apreciable como un pico o valle al final de la correspondiente carrera.

En la Figura 65 es apreciable el golpe de bomba al final de la carrera descendente, los valores negativos de carga son evidencia de que parte del peso de la sarta de varillas está siendo soportado. Adicionalmente, es apreciable un golpe de fluido, como lo muestra la curvatura en la zona derecha de la carta.

Figura 65. Dinagrama golpe de bomba al final de la carrera descendente

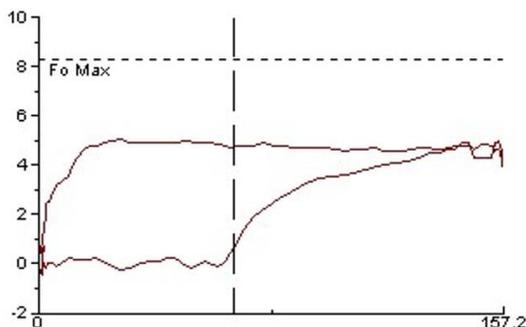


Fuente: Autores.

#### 2.9.3.5. INTERFERENCIA DE GAS

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

Figura 66. Dinagrama interferencia de gas

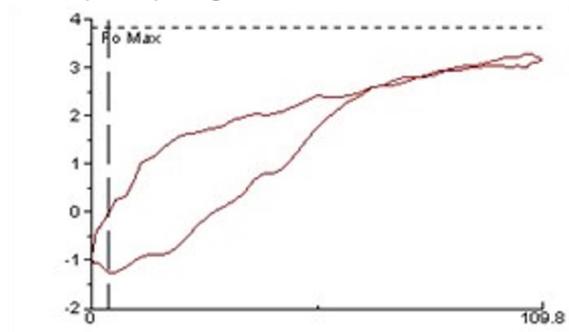


Fuente: Autores

### 2.9.3.6. BLOQUEO POR GAS

Se produce cuando la cantidad de gas libre es tal, que la presión dentro del barril no alcanza a superar la presión de disolución del gas. De tal manera que al subir el pistón se expande la mezcla del petróleo y gas, al bajar nuevamente se comprimir, si estuviera trabajando un resorte dentro de la bomba. En este caso, la bomba no está realizando ningún trabajo.

Figura 67. Dinagrama bloqueo por gas

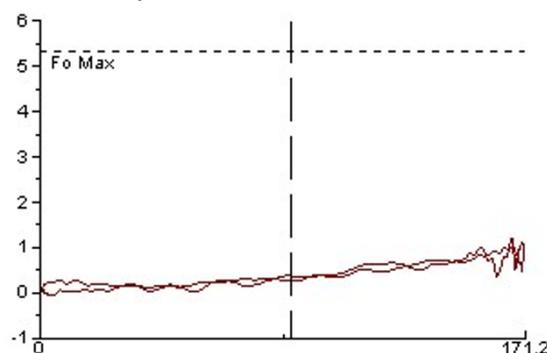


Fuente: Autores.

### 2.9.3.7. VARILLA PARTIDA

Es muy evidente, debido a que la bomba no desplaza fluido. El área de trabajo será nula ya que esta desconectada, aparece en la cara dinamométrica una línea horizontal, coincidente con la carga de las válvulas.

Figura 68. Dinagrama varilla partida

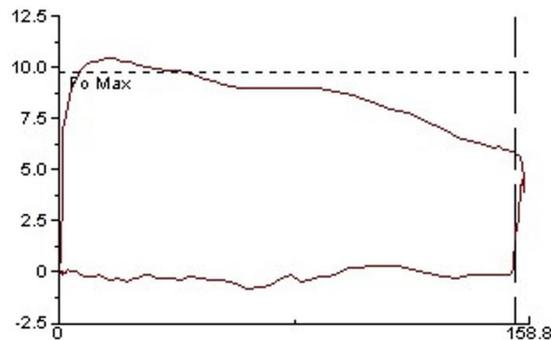


Fuente: Autores.

### 2.9.3.8. ALTA ACELERACIÓN DEL FLUIDO (INERCIA DEL FLUIDO)

Se presenta en pozos no tan profundos (<4000 ft) que tienen grandes pistones. La presión sobre el pistón no es constante en la carrera ascendente. Cuando la válvula viajera cierra al principio de la carrera ascendente, el pistón recoge y acelera toda la columna de fluido, esto coloca una onda de presión en el fluido que viaja por la tubería.. A ser un pozo somero, la elongación de las varillas no es suficiente para contrarrestar dicha onda, apreciable durante la carrera descendente.

Figura 69. Dinagrama alta aceleración del fluido

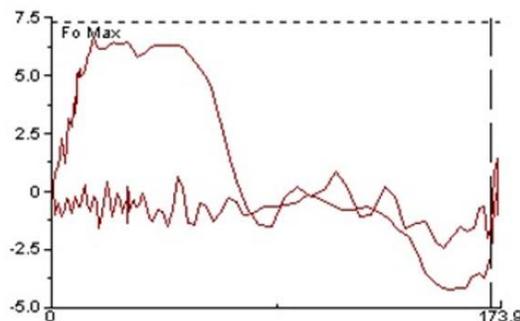


Fuente: Autores.

### 2.9.3.9. BARRIL DE LA BOMBA PARTIDO.

Una fuga del líquido pasa el pistón, ocasionando una caída de carga, hasta que el pistón llega a la sección gastada y establece de nuevo buen sello con la pared interna del barril.

Figura 70. Dinagrama barril de la bomba partido



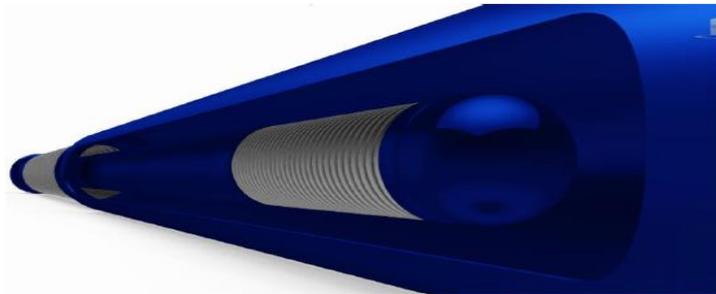
Fuente: Autores.

### 3. HERRAMIENTAS DE ODESSA SEPARATOR

#### 3.7. DUAL BODY SUPER GAS AND SAND SHIELD

El Dual Body Super Gas & Sand Shield ha sido diseñado para usar múltiples tubing screens, cada uno de 24 ft, que ayudan a minimizar el ingreso de gas al separador y maximizar la separación de arena; con excelentes resultados en pozos horizontales. Cuenta con dos separadores de gas para reducir la velocidad del fluido, permitiendo una mayor eficiencia en la separación. Adicionalmente, cuenta con Dip Tube de 68', 110', 113' o 131'. La malla es graduable de acuerdo a las condiciones del pozo. Odessa Separator, Inc. recomienda ensamblar, como mínimo, dos mud joints debajo del separador de gas.

Figura 71. Dual Body Super Gas and Sand Shield



Fuente: Odessa Separator, Inc. brochure. 2016.

#### 3.7.1. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

Tabla 6. Especificaciones técnicas DBSGSS de 24 ft

Body 24 ft (EA)		
Size (OD)	Min CSG	Lbs
2-3/8" x 3"	4-1/2"	180
2-7/8" x 3-1/2"	5-1/2"	350
2-7/8" x 4"	5-1/2"	279
2-7/8" x 4-1/2"	6-5/8"	305
3-1/2" x 4-1/2"	6-5/8"	320
3-1/2" x 5-1/2"	7"	375

Fuente: Odessa Separator, Inc. 2016.

Tabla 7. Especificaciones técnicas Tubing Screens en DBSGSS.

Sizes	Pipe (in)		Screen (in)	Collar (in)	
	OD	ID	OD	ID	OD
2-3/8"	2.375	1.941	2.87	3.063	2.375
2-7/8"	2.875	2.441	3.37	3.668	2.875
3-1/2"	3.5	3.066	3.94	4.5	3.5

Fuente: Odessa Separator, Inc. 2016.

Tabla 8. Especificaciones técnicas Separadores de Gas

Sizes	Neck (in)		Body (in)		Collar (in)	
	OD	ID	OD	ID	OD	ID
2-3/8" x 3"	2.375	1.941	3	2.5	3.063	2.375
2-7/8" x 3-1/2"	2.875	2.441	3.5	3	3.668	2.875
2-7/8" x 4"	2.875	2.441	4	3.5	3.668	2.875
2-7/8" x 4-1/2"	2.875	2.441	4.5	4	3.668	2.875
3-1/2" x 4-1/2"	3.5	3.066	4.5	4	4.5	3.5
3-1/2" x 5-1/2"	3.5	3.066	5	4.5	4.5	3.5

Fuente: Odessa Separator, Inc. 2016.

### 3.7.2. COMPONENTES

#### 3.7.2.1. SEPARADORES DE GAS

##### 3.7.2.1.1. CAPACIDADES DE LOS SEPARADORES DE GAS

Tabla 9. Capacidades de separación de gas DBSGSS

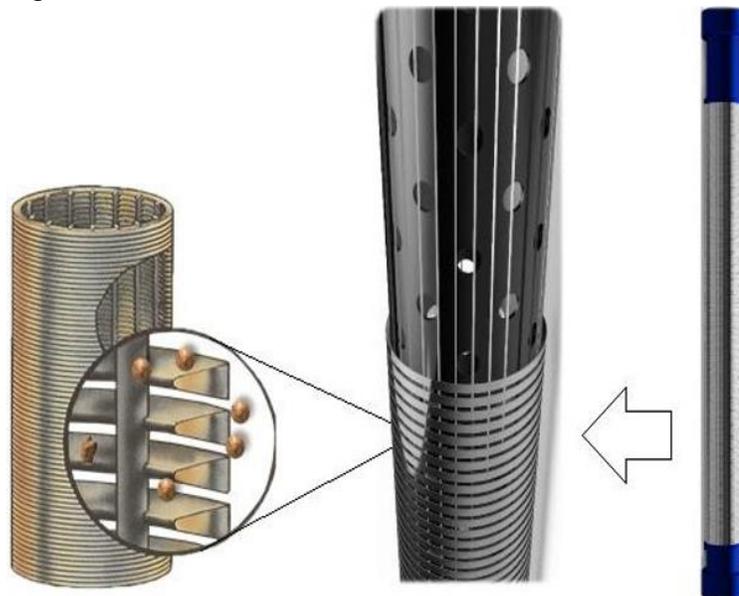
Dual Body Super Gas and Sand Shield (EA Body)	
Size (OD)	Max. Separation (BFPD)
2-3/8" x 3"	250
2-7/8" x 3-1/2"	400
2-7/8" x 4"	515
2-7/8" x 4-1/2"	650
3-1/2" x 4-1/2"	650
3-1/2" x 5-1/2"	1000

Fuente: Odessa Separator, Inc. 2016.

### 3.7.2.2. TUBING SCREEN

Son usados para maximizar el run time de los SLA mediante la separación de sólidos abrasivos o arenas. Están compuestos por una chaqueta de malla en espiral con una base de tubería perforada J55 EUE. Esta herramienta es diseñada específicamente para pozos con altos costos asociados a fallas por arena. El Tubing Screen se instala debajo del intake de la bomba, en lugar de la tradicional tubería perforada, permitiendo que la arena con granulometría superior a la malla sea filtrada.

Figura 72. Tubing Screen



Fuente: Odessa Separator, Inc. 2016.

#### 3.7.2.2.1. TAMAÑO DEL SLOT

Este se determina mediante un Sand Sieve Analysis (Análisis Granulométrico) realizado en laboratorio. Para tener la distribución granulométrica, se solicita una muestra de la arena presente en el pozo o de acuerdo al Frac Sand realizado. En la Tabla 10 se muestra la relación entre el tamaño de la ranura de los tamices y su equivalencia en el tamaño del slot.

Tabla 10. Equivalencia de unidades para análisis granulométrico

U.S Mesh	Pulgadas (in)	Micrones ( $\mu\text{m}$ )	Milímetros (mm)	Slot
3	0,265	6730	6,73	75
5	0,157	4000	4	75
7	0,111	2830	2,83	75
10	0,0787	2000	2	75
12	0,0661	1680	1,68	50
14	0,0555	1410	1,41	50
16	0,0469	1190	1,19	20
25	0,028	707	0,707	20
30	0,0232	595	0,595	20
35	0,0197	500	0,5	15
40	0,0165	400	0,4	15
45	0,0138	354	0,354	12
50	0,0117	297	0,297	12
60	0,0098	250	0,25	Vortex Sand Shield
80	0,007	177	0,177	
100	0,0059	149	0,149	
200	0,0029	74	0,074	
400	0,0015	37	0,037	

Fuente: Odessa Separator, Inc. 2016.

Para el Bombeo Mecánico, es recomendable que la muestra de arena obtenida se haya encontrado entre la válvula fija y la válvula viajera en el desarme de la bomba. Esto permite identificar los sólidos que están generando problemas en el sistema de bombeo en subsuelo.

Es importante tener en cuenta que las mallas de slot 50 y 70, han sido fabricadas con el objetivo de homogenizar el fluido del pozo y no de filtrar la arena, ya que no es común la producción de sólidos de un tamaño mayor a 1410  $\mu\text{m}$  (1,41 mm).

Esta configuración es ideal para pozos que producen arena por baches resultando en fallas por pistón pegado. Para este caso, las mallas generan un efecto de dispersión, el cual evita que el bache de arena ingrese directamente a la bomba. El

efecto de dispersión generado por la malla promueve un flujo controlado de arena, permitiendo que la bomba pueda manejar los baches de una mejor manera.

### 3.7.2.2.2. LONGITUD DEL FILTRO

La longitud es un factor crítico en el uso de los filtros y su cálculo va de acuerdo a la capacidad del pozo (BFPD) y el slot (ranura) del filtro. La mayoría de los taponamientos se producen cuando la velocidad del fluido es elevada, provocando que la arena se acumule sobre el área abierta.

Entre más larga sea la longitud del filtro, más lenta será la velocidad y mayor su capacidad. Este fenómeno explica la necesidad de instalar más de un filtro por pozo.

### 3.7.2.2.3. ESPECIFICACIONES TÉCNICAS

Tabla 11. Especificaciones técnicas Tubing Screen de 8 ft

Tubing Screen 8 ft			
Tubing Size	Slot Size	Open Area (in <sup>2</sup> )	Weight (lb)
2-3/8"	8	45.3	65
	12	65.3	65
	15	79.2	65
	20	100.9	65
	50	198.1	65
2-7/8"	8	54.4	80
	12	78.4	80
	15	95.2	80
	20	121.1	80
	50	237.9	80
3-1/2"	8	63.5	100
	12	91.5	100
	15	111.1	100
	20	141.4	100
	50	277.8	100

Fuente: Odessa Separator, Inc. 2016.

Tabla 12. Especificaciones técnicas Tubing Screen de 24 ft

Tubing Screen 24 ft			
Tubing Size	Slot Size	Open Area (in <sup>2</sup> )	Weight (lb)
2-3/8"	8	135.8	195
	10	166.4	195
	12	195.8	195
	15	237.7	195
	20	302.6	195
	50	594.3	195
	75	756.4	195
2-7/8"	8	163.2	240
	10	199.9	
	12	235.1	240
	15	285.5	240
	20	363.4	240
	50	713.8	240
	75	908.5	240
3-1/2"	8	190.5	300
	10	233.3	
	12	274.5	300
	15	333.3	300
	20	424.2	300
	50	833.3	300
	75	1060.5	300

Fuente: Odessa Separator, Inc. 2016.

#### 3.7.2.2.4. CAPACIDADES DE FILTRACIÓN

Tabla 13. Capacidad de filtración Tubing Screen de 8 ft

OD (in)	Slot	Capacidad (BFPD)		
		Regular	Malo	Severo
2-3/8"	8	68	32	14
	12	196	98	46
	15	253	143	71
	20	393	242	136
	50	991	660	406

2-7/8"	8	81	38	16
	12	235	118	55
	15	305	171	86
	20	472	291	163
	50	1190	793	488
3-1/2"	8	95	44	19
	12	275	137	64
	15	356	200	100
	20	552	339	191
	50	1389	926	570

Fuente: Odessa Separator, Inc. 2016.

Tabla 14. Capacidad de filtración Tubing Screen de 24 ft

OD (in)	Slot	Capacidad (BFPD)		
		Regular	Malo	Severo
2-3/8"	8	204	95	41
	10	374	180	79
	12	587	294	137
	15	761	428	214
	20	1180	726	409
	50	2972	1981	1219
	75	4538	3177	2118
2-7/8"	8	245	114	49
	10	450	216	94
	12	705	353	165
	15	914	514	257
	20	1417	872	491
	50	3569	2379	1464
	75	5451	3816	2544
3-1/2"	8	286	133	57
	10	525	252	110
	12	824	412	192
	15	1067	600	300
	20	1654	1018	573
	50	4167	2778	1709
	75	6363	4454	2970

Fuente: Odessa Separator, Inc. 2016.

### 3.7.2.2.5. CÁLCULOS

#### 3.7.2.2.5.1. TAMAÑO DE LA ARENA (MESH)

Se determina utilizando la tabla de conversión anteriormente descrita, donde se muestra la equivalencia entre la apertura de malla de los tamices con el número de slot del Tubing Screen.

#### 3.7.2.2.5.2. ÁREA TOTAL DEL DISEÑO

Área total disponible para la entrada del fluido. Es un factor crítico para controlar la velocidad del fluido a través del Tubing Screen. Se calcula de la siguiente manera:

Ecuación 11.

$$\text{Área superficial total} = \pi * OD \text{ de tubería} * \text{Longitud de malla}$$

Ecuación 12.

$$\text{Fracción de área abierta} = \frac{\text{Tamaño de ranura}}{\text{Tamaño de ranura} + \text{Tamaño de alambre}}$$

Ecuación 13.

$$\text{Total de área abierta} = \text{Área superficial total} * \text{Fracción de área abierta}$$

Ecuación 14.

$$\text{Área abierta total del diseño} = \text{Total de área abierta} * \text{Número de TS}$$

#### 3.7.2.2.5.3. VELOCIDAD DE FLUJO A TRAVÉS DE LA MALLA

Depende de la producción del pozo y del área disponible para que el fluido pase a través de las mallas. A menor área se generan mayores velocidades de flujo, promoviendo el taponamiento de los filtros. La velocidad del flujo se calcula de la siguiente manera:

Ecuación 15.

$$Velocidad\ de\ flujo = 0.1123 \frac{Producción\ de\ fluido}{Total\ de\ área\ abierta}$$

La Tabla 15 muestra la velocidad crítica para diferentes Tubing Screen. Por encima de esta velocidad, el filtrado no será del 100%.

Tabla 15. Velocidades críticas de fluido para TS de distintos slots

Slot	Velocity (in/min)	Well Classification		
		Promedio	Malo	Severo
12	0,33688	1	2	2,1428
15	0,35933	1	1,7777	2
20	0,43794	1	1,625	1,7777
50	0,56146	1	1,5	1,625
75	0,67375	1	1,4285	1,5

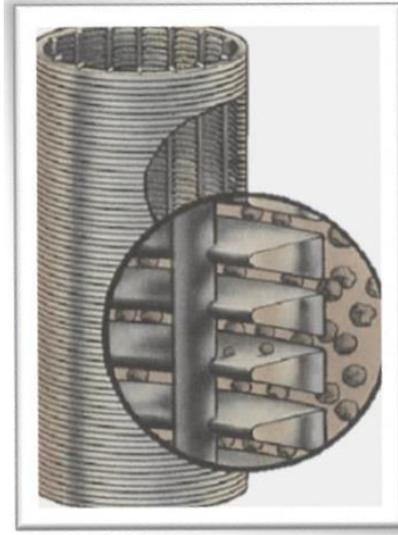
Fuente: Odessa Separator, Inc. 2016.

Cuando el pozo tiene una clasificación de “Malo” o “Severo”, el valor de la velocidad crítica es dividido por el factor mostrado según el slot correspondiente. Este valor obtenido es comparado con la velocidad simulada según el diseño propuesto, permitiendo identificar si el área disponible es suficiente para que la velocidad de flujo sea menor a la velocidad crítica, de lo contrario el área debe ser aumentada.

### 3.7.2.2.6. APORTE

- Reduce las fallas por arena y scale.
- Malla en espiral de alta resistencia.
- Sólido diseño (base en tubería de 24 ft) con variedades de slots.
- Mayor área de intake, permitiendo graduar las distancias entre cada vuelta de la malla en espiral, logrando filtrar la granulometría deseada.
- Diseño en espiral con aberturas en forma de “V”; proporciona una acción de auto limpieza, reduciendo la fricción de flujo.

Figura 73. Enmallado en espiral con perfil en V



Fuente: Odessa Separator, Inc. 2016.

### 3.8. VORTEX SAND SHIELD

Figura 74. Esquema de las dos etapas del Vortex Sand Shield

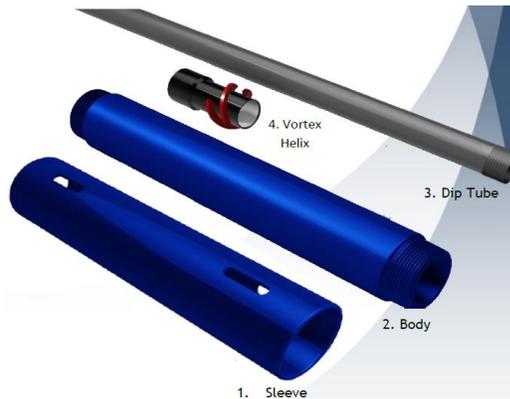


Fuente: Odessa Separator, Inc. 2016.

El Vortex Sand Shield es diseñado específicamente para pozos con un alto lifting cost, asociado con fallas por arenamiento. El fluido baja a través de la hélice y crea un efecto vortex, que separa los sólidos mediante fuerza centrífuga, permitiendo que el fluido limpio asciende por el Dip Tube.

El Vortex Sand Shield está compuesto de dos etapas. La primera de estas, utiliza ya sea un Tubing Screen, Super Perf o Separador de Gas, de OSI. La ventaja de utilizar alguna de estas herramientas como intake, es la de filtrar sólidos más grandes y abrasivos, y una mejor separación de gas. La segunda etapa es el vortex creado por la fuerza centrífuga, que separa los sólidos menos abrasivos y los deposita en los mud joints.

Figura 75. Componentes VSS



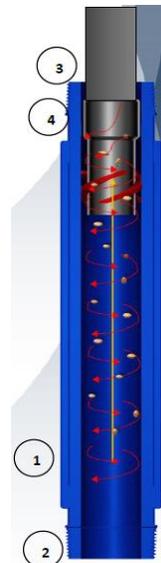
Fuente: Odessa Separator, Inc. 2016.

El VSS se halla disponible en diámetros de 2-3/8", 2-7/8" y 3-1/2" con modelos de hélices disponibles para distintas aplicaciones. Para un máximo run time, el VSS está diseñado para ser instalado en conjunto con todos los productos OSI.

### 3.8.1. COMPONENTES DEL VORTEX SAND SHIELD

El VSS está conformado por: Camisa, cuerpo, Dip Tube y la Hélice de vortex.

Figura 76. Componentes del VSS



Fuente: Odessa Separator, Inc. 2016.

### 3.8.1.1. CAMISA

Es la parte externa de la herramienta y su función es brindar soporte a la parte interna, que se encuentra expuesta a los efectos abrasivos de la arena; lo cual puede generar cortes severos ocasionados por la fuerza centrífuga y altas velocidades a las que está expuesto el fluido

### 3.8.1.2. CUERPO

Es la parte interna de la herramienta, justo dentro de la camisa, que encierra los componentes y dirige los sólidos hacia el mud joint. El cuerpo es diseñado para tener alta resistencia a la abrasión y largo run time.

### 3.8.1.3. DIP TUBE

Es la tubería de acero conectada a la hélice, que permite que el fluido limpio entre a la tubería de producción, mientras que ayuda a la separación de gas.

### 3.8.1.4. HÉLICE VORTEX

Es la sección interna de la herramienta, con las aspas en forma de espiral, que dirige el fluido en un movimiento circular. Esto es llamado vortex, y separa los sólidos mediante el uso de fuerza centrífuga, dirigiéndolos hacia el exterior del cuerpo.

Figura 77. Hélice vortex



Fuente: Odessa Separator, Inc. 2016.

Para los crudos pesados, los rangos de flujo pueden verse reducidos en un 50% debido a las altas viscosidades, lo que impide la generación de fuerzas centrifugas lo suficientemente altas como para promover la sedimentación de sólidos.

### 3.8.2. CAPACIDADES DE FILTRACIÓN

En la Tabla 16 se evidencian los parámetros de selección que dará el tamaño de las Hélices apropiado dependiendo de la tasa de flujo; donde se concluye que, para cualquier tipo de diámetro de tubería, cualquier tamaño de Hélices funciona, la diferencia se centra en la en el diseño geométrico de las aspas, donde se tienen en cuenta diferentes criterios incluyendo la viscosidad y tasa de flujo.

Tabla 16. Capacidades de separación VSS

Flow Chart (BFPD)						HELIX SIZES		
ESP		PCP		ROD PUMP		EUE TUBING SIZES		
MIN	MAX	MIN	MAX	MIN	MAX	2-3/8"	2-7/8"	3-1/2"
112	224	96	192	80	160	HE1.1	HE2.1	HE3.1
154	294	132	252	110	210	HE1.2	HE2.2	HE3.2
252	518	216	444	180	370	HE1.3	HE2.3	HE3.3
392	742	336	636	280	530	HE1.4	HE2.4	HE3.4
476	1092	408	936	340	780	HE1.5	HE2.5	HE3.5
812	1554	696	1332	580	1110	HE1.6	HE2.6	HE3.6
1148	2268	984	1944	820	1620	HE1.7	HE2.7	HE3.7
1694	3374	1452	2892	1210	2410	HE1.8	HE2.8	HE3.8
2548	5068	2184	4344	1820	3620	HE1.9	HE2.9	HE3.9
3374	5614	2892	4812	2410	4010	HE1.10	HE2.10	HE3.10
4494	7014	3852	6012	3210	5010	HE1.11	HE2.11	HE.311

Fuente: Odessa Separator, Inc. 2016.

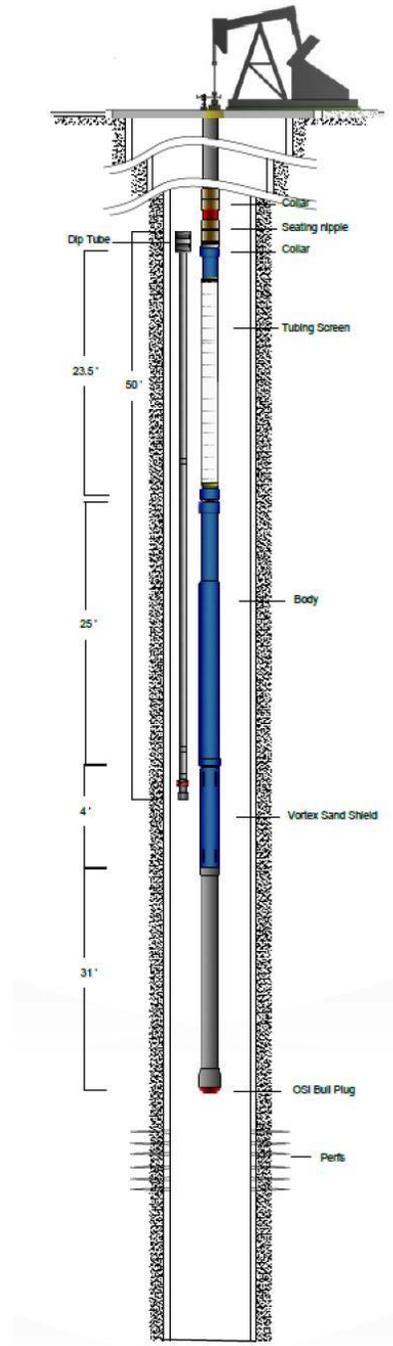
### 3.8.3. APORTE

Esta herramienta, permite el acople de hasta tres separadores de gas y dos sand screens, lo que conlleva a la disminución de la falla de los equipos de Bombeo Mecánico, producto del arenamiento y el ingreso de gas al barril. Adicionalmente, minimiza el número de intervenciones a pozo que se deben realizar, debido a mayor run time de los equipos y menor desgaste de los mismos.

### 3.9. CONFIGURACIÓN TÍPICA EN BOMBEO MECÁNICO

Super Gas & Sand Shield 50' Dip Tube – Vortex Sand Shield – Mud Joint

Figura 78. Configuración típica de herramientas OSI



Fuente: Odessa Separator, Inc. 2016.

### 3.10. VENTAJAS

En los sistemas de Bombeo Mecánico se presenta un número de problemas asociados a la producción de arena y gas, por lo cual se han llevado a cabo desarrollos tecnológicos en busca de la disminución de los índices de falla; siendo dos de estos avances el Dual Body Super Gas and Sand Shield y el Vortex Sand Shield. Los aportes que brinda este conjunto de herramientas, a los sistemas de Bombeo Mecánico, son:

- Incremento de la eficiencia de la bomba.
- Evita el ingreso de gas y arena en la bomba.
- Reduce los bloqueos por gas y fallas en la bomba por arena.
- Múltiples Tubing Screens (filtración de sólidos, arena y gas) slot 8, 10, 12, 15, 20, 50, 75.
- Longitud de cada cuerpo del separador de hasta 24 ft. Longitud total del SGSS 97 ft y Dip Tube 110, 113 o 131 ft.
- Cuerpo anular largo que reduce la velocidad del fluido, para una más eficiente separación de gas.
- Se puede remover el Bull Plug y conectar Mud Joints adicionales.
- Solución para graves problemas de arena y gas.
- Reducción de la tendencia al scale.
- Filtración de sólidos grandes y finos.

Todo lo anterior contribuyendo a un aumento del run time del equipo de fondo, y un menor desgaste en la unidad de superficie, sin ocasionar sobre torques ni aumentos de consumo eléctrico del sistema.

## 4. PROCEDIMIENTOS.

### 4.7. PARÁMETROS PARA LA SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS

La selección de pozos con características y tipos de fallas, acorde con lo requerido para la instalación y buen funcionamiento del DBSGSS y el VSS, hace uso de información técnica de cada pozo, la cual será suministrada por la empresa operadora de los campos. Con esto se busca evaluar e identificar aquellos con mayor potencial de éxito.

Con la información técnica, se tienen en cuenta algunos parámetros como los más influyentes para que las instalaciones de las herramientas resulten en un correcto funcionamiento. La evaluación de los parámetros de cada pozo candidato, debe mostrar la ocurrencia repetida de una o varias de las siguientes condiciones:

- Baja eficiencia de la bomba: Debido al gas que es producido, el caudal de líquido bombeado por stroke disminuye, lo cual puede ser evidenciado durante la interpretación de las cartas dinamométricas.
- Varillas partidas: Debido al rozamiento dado entre la tubería de producción y la sarta de varillas (por pandeo de las mismas, producto de la producción de gas), estas se van desgastando con el tiempo llegando incluso a partirse.
- Abrasión extrema en la bomba: La ocurrencia repetida de este problema está asociada a la alta producción de arena, generando abrasión, lo cual disminuye la capacidad de levantamiento de la bomba y, subsecuentemente, su eficiencia; cuando esto ocurre, se hacen obligatorias las intervenciones con el fin de evaluar daños y, de ser necesario, reemplazar piezas o en ocasiones la bomba completa. Esto genera altas producciones diferidas.
- Taponamiento de zonas productoras: Debido a la acumulación de arena en el wellbore, los perforados pueden alcanzar a ser taponados, hecho que disminuye notablemente la producción, lo que obliga a intervenir continuamente el pozo.

### 4.8. POCEDIMIENTO PARA LA SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS

En el momento en que se planee la instalación de una nueva herramienta, se debe llevar a cabo un estudio de campo, en conjunto con una evaluación estadística de la frecuencia tanto de fallas como de intervenciones; esto, con base en los

parámetros anteriormente definidos como problemas asociados al arenamiento y a la producción de gas. Para este caso:

- Se identifican los pozos que cumplen con los parámetros de selección: alta producción de arena, alta frecuencia de intervenciones, falla por tubería rota y/o varilla partida, baja eficiencia de la bomba, etc.
- Se realiza una evaluación estadística a los pozos que cumplan con estos parámetros, incluyendo el número y tipo de intervenciones durante un tiempo determinado, run time y demás especificaciones.
- Con el fin de dar inicio a una instalación piloto en un campo, la selección con mayor probabilidad de éxito es aquella que tenga mayor número de intervenciones, junto con menor run time. Esto ofrece confianza al procedimiento que planea ser desarrollado.
- Seleccionado el o los pozos para la instalación de las herramientas, es importante la confirmación y causa de las fallas, evaluar el éxito de las intervenciones anteriores y la viabilidad del proyecto, dependiendo de los parámetros de producción y rentabilidad establecidos.

Para la puesta en marcha de este proyecto, se identifican 10 pozos de los campos Tenay y Brisas que cumplan con dichos parámetros:

Tabla 17. Pozos candidatos a ser intervenidos con herramientas OSI

Nº	ID Pozo	Run time promedio (días)	Compañía operadora	Eficiencia de bomba (%)
1	USCO 1	107	ECP	46.5
2	USCO 2	137	ECP	28.2
3	USCO 3	156	ECP	45.3
4	USCO 4	142	ECP	46.7
5	USCO 5	179	ECP	31.2
6	USCO 6	144	ECP	34.1
7	USCO 7	156	ECP	33.2
8	USCO 8	168	ECP	41.2
9	USCO 9	158	ECP	32.6
10	USCO 10	182	ECP	29.8

Fuente: Ecopetrol S.A. GDH. 2016.

El análisis estadístico llevado a cabo indica que los pozos USCO 1 y USCO 2 son serios candidatos para la instalación de las herramientas, dado que presentan casos críticos de los parámetros expuestos y altas frecuencias de intervención, asociadas a la producción de arena y gas.

#### 4.8.1. CONDICIONES DE LOS POZOS SELECCIONADOS

La selección de dos pozos, en lugar de sólo uno piloto, obedece al deseo tanto de la compañía operadora como de Odessa Separator, Inc. de tener la posibilidad de evaluar las herramientas en dos escenarios distintos, descartando así resultados que obedezcan a una naturaleza distinta a la propia de los pozos y las herramientas.

##### 4.8.1.1. USCO 1

El pozo USCO 1 se caracteriza por un largo historial de baja eficiencia, debido a la severa interferencia por gas, al igual que intervenciones frecuentes debido a la producción de arena, como varillas partidas y desgaste en los tubulares.

##### 4.8.1.1.1. INFORMACIÓN GENERAL

Previo a la intervención de Odessa Separator, el pozo USCO 1 presentaba el siguiente estado.

En superficie:

- Unidad LUFKIN A-912D-427-192.
  - Rotación CW.
- Motor eléctrico SIEMENS RGZESDI.
  - 155 HP, 1200 RPM, 460V.
- Barra pulida 1-1/2" x 26'.

En subsuelo:

- CSG 5.5".
- Tubing 3.5" EUE J-55.
- Varillas Tenaris 7/8" x 25', Tenaris 3/4" x 25', N-97 1" x 25'.

- Bomba de subsuelo con la siguiente especificación:
  - Bomba 30-275-THC-5-20 Pampa EPKO-009.
  - Pistón liso N° 642-N26-5 Pampa 2-3/4".
  - Ancla B-2 5-1/2".

En cuanto a las condiciones de producción, se puede anotar:

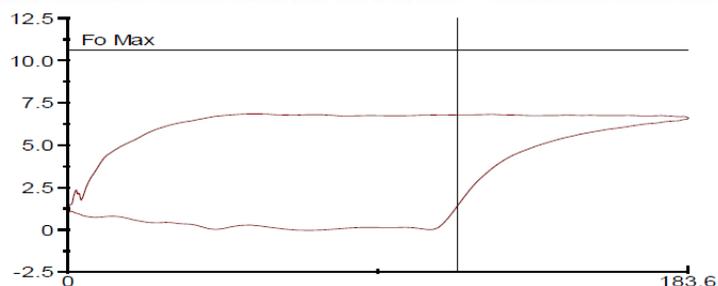
- Profundidad de la bomba: 3963.7'.
- Velocidad de la bomba: 7.692 SPM @ 30 Hz.
- PPRL 16391.
- MPRL 8449.
- Desplazamiento de la bomba: 139.3 BFPD.
- Prueba de producción: 24.9 BOPD de 23 API, 805.1 BWPD, 12 MSCFPD.
- Desplazamiento efectivo de la bomba: 11.71%.
- Sumergencia: 290'.
- Rat hole: 237.3'.
- PIP: 184.8 psi.
- Profundidad de la formación: 4266'.
- Presión promedio de yacimiento: 373.6 psi.

#### 4.8.1.1.2. ANTECEDENTES

##### 4.8.1.1.2.1. TOMA DE NIVELES Y REGISTRO DINAMOMÉTRICOS

Muestras de las cartas dinamométricas tomadas al pozo, son:

Figura 79. Dinagrama USCO 1 29/09/2015



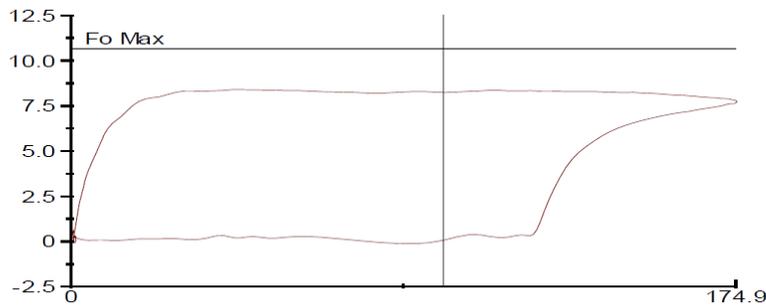
Fuente: Autores.

Se nota interferencia por gas en la bomba, al igual que un leve golpe de bomba, por lo que se recomienda espaciar.

Velocidad de bombeo: 8.696 SPM Desplazamiento: 884.1 BFPD.

Eficiencia: 62.81% Sumergencia efectiva: 396 ft.

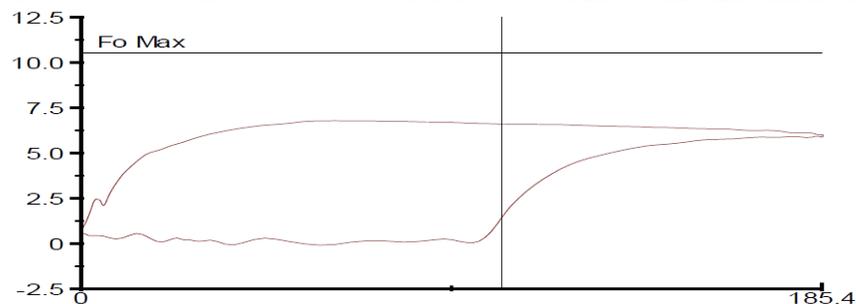
Figura 80. Dinagrama USCO 1 17/10/2015



Fuente: Autores.

Continúa presentando interferencia por gas y sólidos, disminuyendo tanto el desplazamiento a 755.5 BFPD como la eficiencia de la bomba al 56.05%. El golpe de bomba ha sido solucionado. Velocidad de bombeo: 8.738 SPM Sumergencia efectiva: 435 ft.

Figura 81. Dinagrama USCO 1 12/11/2015



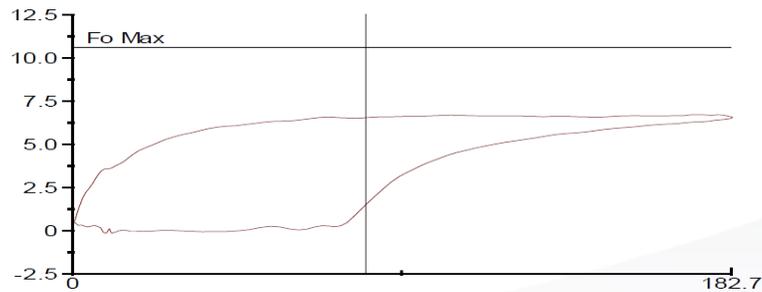
Fuente: Autores.

Evidencia de interferencia por gas. Nuevamente, la bomba presenta golpe, por lo que se recomienda espaciar.

Velocidad de bombeo: 8.612 SPM Desplazamiento: 799.9 BFPD Eficiencia: 52.82%.

Sumergencia efectiva: 321 ft.

Figura 82. Dinagrama USCO 1 25/11/2015



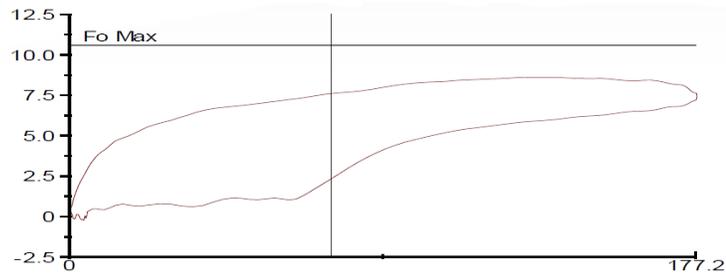
Fuente: Autores.

La interferencia por gas es severa, y es apreciable la presencia de sólidos.

Desplazamiento: 663 BFPD Velocidad de bombeo: 9.231 SPM

Eficiencia: 44.59% Sumergencia efectiva: 290 ft

Figura 83. Dinagrama USCO 1 27/12/2015



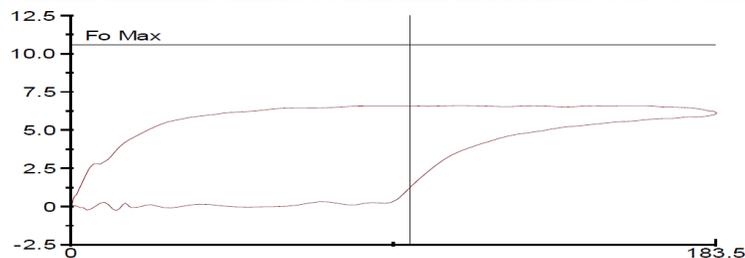
Fuente: Autores.

La interferencia por gas se hace más severa, al igual que el problema por sólidos.

Desplazamiento: 598.5 BFPD Velocidad de bombeo: 9.184 SPM

Eficiencia: 41.72% Sumergencia efectiva: 411 ft

Figura 84. Dinagrama USCO 1 05/01/2016



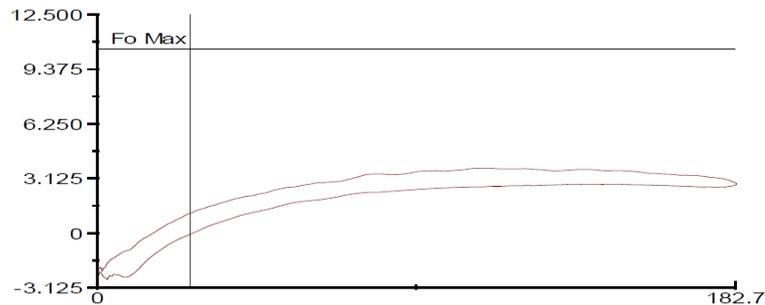
Fuente: Autores.

Sigue existiendo interferencia por gas en la bomba. Al aumentar la velocidad de bombeo se aumenta el flujo de gas anular.

Desplazamiento: 794.1 BFPD Velocidad de bombeo: 9.326 SPM

Eficiencia: 52.61% Sumergencia efectiva: 280 ft

Figura 85. Dinagrama USCO 1 12/02/2016



Fuente: Autores.

La Bomba se encuentra bloqueada por gas, la eficiencia de 14.57% se debe al poco fluido que levanta el mismo gas fluyendo, no la bomba.

Desplazamiento: 180 BFPD Velocidad de bombeo: 7.592 SPM

Eficiencia: 14.57% Sumergencia efectiva: 290 ft

#### 4.8.1.1.2.2. PRUEBAS DE PRODUCCIÓN

Tabla 18. Pruebas de producción USCO 1

Fecha	BFPD	BSW (%)	BOPD	BWPD	MCFPD	GOR (MCF/BBL)
17/08/2015	515.6	95.8	21.66	493.94	30	1.385
16/09/2015	598	96.32	22	576	31	1.409
15/10/2015	622	96.47	22.89	599.11	32.3	1.411
14/11/2015	612	96.5	21.4	590.6	30.5	1.425
19/12/2015	653	96.96	19.87	633.13	11	0.554
15/01/2016	640	96.83	20.3	619.7	14	0.689
17/02/2016	180	98.33	3	177	10	3.333

Fuente: Ecopetrol S.A. GDH. 2016.

#### 4.8.1.1.3. INTERVENCIONES

Tabla 19. Intervenciones a pozo USCO 1

Run	Detalle	Razón	Instalación	Falla	Pulling	Run time
1	Varilla	Partida	30/09/2014	03/11/2014	03/11/2014	34
2	Bomba	Arena	03/11/2014	14/12/2014	14/12/2014	41
3	Bomba	Arena	14/12/2014	18/03/2015	18/03/2015	94
4	Bomba	Arena	18/03/2015	27/10/2015	27/10/2015	223
5	Varilla	Partida	27/10/2015	18/03/2016	18/03/2016	143

Fuente: Ecopetrol S.A. GDH. 2016.

Con base al histórico de fallas, el pozo USCO 1 presenta un run time promedio de 107 días, con constantes intervenciones por fallas asociadas a la producción de gas y arena.

#### 4.8.1.2. USCO 2

##### 4.8.1.2.1. INFORMACION GENERAL

Previo a la intervención de OSI, el pozo USCO 2 presentaba el siguiente estado:

En superficie:

- Unidad LUFKIN A-912-427-192.
  - Rotación CW.
- Motor eléctrico ARROW L-1770.
  - 125 HP, 1200 RPM, 480V.
- Barra pulida 1-1/2" x 36'.

En subsuelo:

- Liner 7"
- Tubing 3-1/2" EUE N-80 9.3 #/ft, 4 1/2" EUE N-80 12.75 #/ft.
- Varillas Tenaris 1" x 25', Tenaris 3/4" x 25', Tenaris 7/8" x 25'.
- Bomba de subsuelo con la siguiente especificación:

- Bomba 25-175-RHBC-24-5-4 DVF.
- Pistón liso N° 642-N26-5 Pampa 2 3/4”.
- Ancla B-2 5-1/2”.

Referente a las condiciones de producción, se tiene

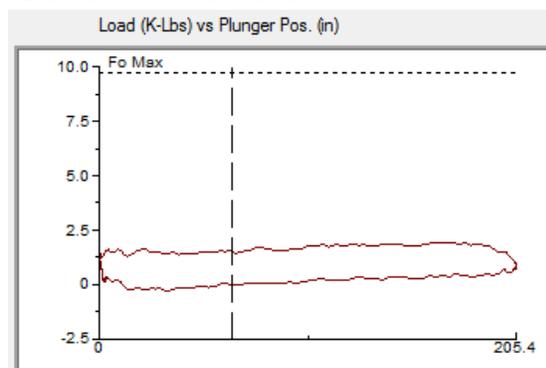
- Profundidad de la bomba: 10562.5’.
- Velocidad de la bomba: 6.08 SPM @ 30 Hz.
- PPRL 24312.
- MPRL 18330.
- Recorrido de la unidad: 192 in.
- Desplazamiento de la bomba: 119.2 BFPD.
- Prueba de producción: 99.7 BOPD de 31.4 API, 19.5 BWPD, 777 MSCF/D.
- Eficiencia de la bomba: 28.2 %.
- Sumergencia: 1253 ft.
- PIP: 548.6 psi.
- Profundidad de la formación: 11480’.
- Presión promedio de yacimiento: 2142.6 psi.

#### 4.8.1.2.2. ANTECEDENTES

##### 4.8.1.2.2.1. TOMA DE NIVELES Y REGISTRO DINAMOMÉTRICOS

Muestras de las cartas dinamométricas tomadas al pozo, son:

Figura 86. Dinagrama USCO 2 25/10/2015



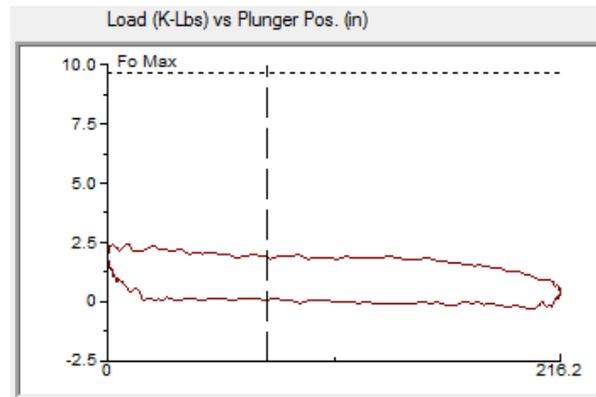
Fuente: Autores.

La bomba presenta un mal llenado, apreciable en los muy bajos niveles de carga. Se intuye que la alta producción de gas, mantiene constantemente abiertas las válvulas, lo que impide su correcto funcionamiento.

Velocidad de bombeo: 5.75 SPM Desplazamiento: 138 BFPD.

Eficiencia: 34.9% Sumergencia efectiva: 1197 ft CHP: 126 psi.

Figura 87. Dinagrama USCO 2 14/11/2015



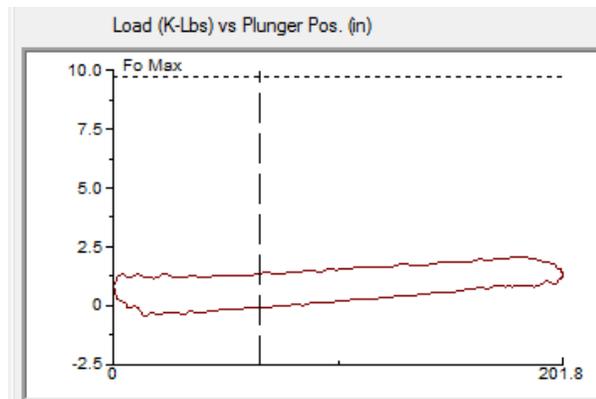
Fuente: Autores.

Nuevamente, mal llenado de bomba y manejo de sólidos.

Velocidad de bombeo: 5.8 SPM Desplazamiento: 132.9 BFPD.

Eficiencia: 33.4% Sumergencia efectiva: 1071 ft CHP: 124.9 psi.

Figura 88. Dinagrama USCO 2 30/11/2015



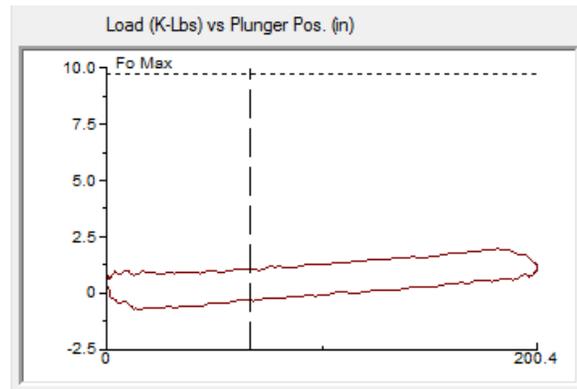
Fuente: Autores.

La bomba continúa presentando mal llenado y manejo de sólidos.

Velocidad de bombeo: 6.02 SPM Desplazamiento: 136 BFPD.

Eficiencia: 32.9% Sumergencia efectiva: 1209 ft CHP: 130.2 psi.

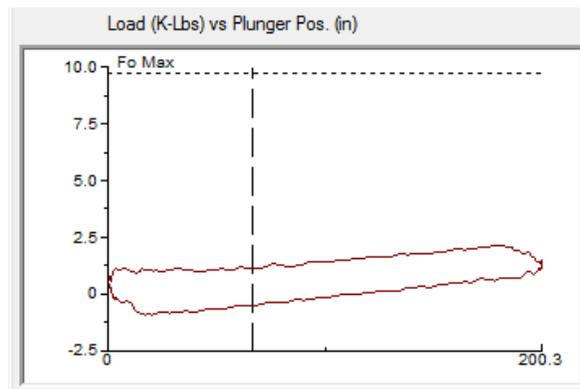
Figura 89. Dinagrama USCO 2 11/12/2015



Fuente: Autores.

El mal llenado de la bomba y el manejo de sólidos siguen presentándose.  
Velocidad de bombeo: 5.98 SPM Desplazamiento: 135.9 BFPD.  
Eficiencia: 33.1% Sumergencia efectiva: 1121 ft CHP: 131.5 psi.

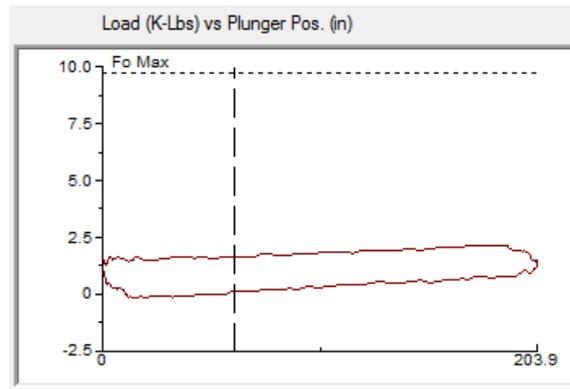
Figura 90. Dinagrama USCO 2 20/12/2015



Fuente: Autores.

Continúa el mal llenado de bomba con manejo de sólidos.  
Velocidad de bombeo: 5.96 SPM Desplazamiento: 135.9 BFPD  
Eficiencia: 33.3% Sumergencia efectiva: 1199 ft CHP: 131.7 psi

Figura 91. Dinagrama USCO 2 02/01/2016



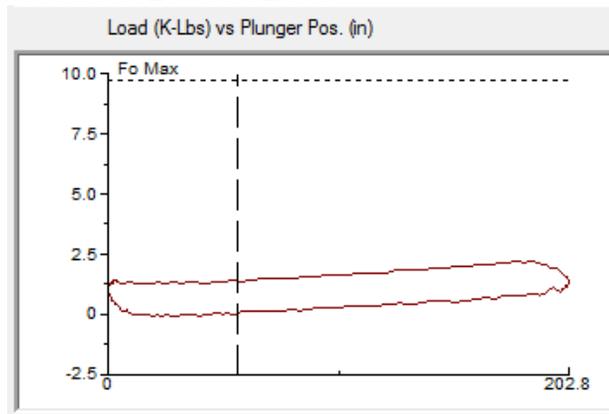
Fuente: Autores.

Mal llenado de bomba y manejo de sólidos.

Velocidad de bombeo: 5.96 SPM Desplazamiento: 126.5 BFPD

Eficiencia: 30.9% Sumergencia efectiva: 1133 ft CHP: 133.2 psi

Figura 92. Dinagrama USCO 2 17/01/2016



Fuente: Autores.

El mal llenado de la bomba se mantiene, en conjunto con el manejo de sólidos.

Velocidad de bombeo: 6.08 SPM Desplazamiento: 119.2 BFPD

Eficiencia: 28.2% Sumergencia efectiva: 1253 ft CHP: 132 psi

#### 4.8.1.2.2. PRUEBAS DE PRODUCCIÓN

Tabla 20. Pruebas de producción USCO 2

Fecha	BFPD	BSW (%)	BOPD	BWPD	MCFPD	GOR (MCF/BBL)
27/08/2015	142.01	8.11	130.49	11.52	817	6.261
25/09/2015	130	10.47	116.39	13.61	781	6.71
29/10/2015	138	15.19	117.04	20.96	775	6.62
21/11/2015	132.9	14.54	113.58	19.32	770.81	6.79
24/12/2015	136	16.39	113.71	22.29	777	6.83
28/01/2016	135.9	16.39	113.63	22.27	777	6.84

Fuente: Ecopetrol S.A. GDH. 2016.

#### 4.8.1.2.3. INTERVENCIONES

Tabla 21. Intervenciones a pozo USCO 2

Run	Detalle	Razón	Instalación	Falla	Pulling	Run time
1	Bomba	Arena	09/04/2012	18/09/2012	18/09/2012	162
2	Bomba	Arena	18/09/2012	14/06/2013	14/06/2013	269
3	Varilla	Partida	14/04/2014	16/04/2014	16/04/2014	2
4	Bomba	Arena	16/04/2014	18/05/2014	18/05/2014	32
5	Varilla	Partida	18/05/2014	20/06/2014	20/06/2014	33
6	Varilla	Partida	20/06/2014	05/10/2014	05/10/2014	107
7	Bomba	Arena	05/10/2014	13/09/2015	02/05/2016	343
8	Varilla	Partida	13/09/2015	02/05/2016	02/05/2016	145

Fuente: Ecopetrol S.A. GDH. 2016.

Teniendo en cuenta el histórico de fallas, el pozo USCO 2 presenta un run time promedio de 137 días

#### 4.9. CRITERIOS DE DISEÑO

Los siguientes cálculos permiten determinar adecuadamente la aplicación de los Tubing Screen y separadores de gas, según el problema al que se le busca dar solución; se logra realizando una evaluación cualitativa y cuantitativa para su clasificación, basada en los análisis durante el desarme de las bombas de subsuelo, el histórico de intervenciones y lo interpretado a través de las pruebas de

niveles de fluido y registros dinamométricos. Las siguientes variables de operación permitirán generar un diseño para mitigar el problema:

- Producción total (BFPD): Se toma el pico de producción más alto alcanzado por el pozo en su histórico.
- Porcentaje de run time (%): Porcentaje que representa el tiempo que trabajará el SLA al día (en caso de funcionamiento intermitente).
- Selección de las dimensiones del Tubing Screen: Según la producción del pozo, y de la capacidad de manejo de la tubería de producción.
- Tamaño de la ranura (Slot): Calculado según el tamaño de arena que se quiera controlar, a partir del análisis granulométrico realizado.
- Clasificación del pozo según la gravedad de su problema): Permite obtener un factor de seguridad en los cálculos del diseño.
  - Promedio: Producción normal de sólidos sin asfaltenos y/o scales.
  - Malo: Mayor que la producción promedio de sólidos con poca presencia de asfaltenos y scales.
  - Severo: Mayor que la producción promedio de sólidos con alta presencia de asfaltenos y scales.

#### 4.9.1. TAMIZADO

##### 4.9.1.1. TOMA DE MUESTRA

La muestra de arena es tomada del tramo superior a la válvula fija, durante el pulling de las respectivas bombas, tanto del pozo USCO 1 como del USCO 2.

Figura 93. Toma de muestra de arena USCO 1



Fuente: Taller de bombas Ecopetrol S.A. GDH. 2016.

La muestra, es luego sometida a un proceso de lavado con desengrasante industrial, ECODEGRASER, y agua caliente, removiendo así los fluidos que se encuentran adheridos a la misma.

Posteriormente, es necesario secar y retirar toda la humedad de la misma:

Figura 94. Muestra lavada USCO 1



Fuente: Autores.

#### 4.9.1.2. ANÁLISIS GRANULOMÉTRICO

Se procede a realizar el tamizado a 100 g de la muestra con 7 tamices de los siguientes mesh: 14, 20, 30, 40, 50, 60, 70, 80; y la llamada Pan, para recibir los granos más finos, que no fueron retenidos por ninguna malla.

Figura 95. Conjunto de tamices para análisis granulométrico



Fuente: Autores.

El conjunto de tamices fue sometido a vibración continua por 30 minutos, y los resultados fueron los siguientes:

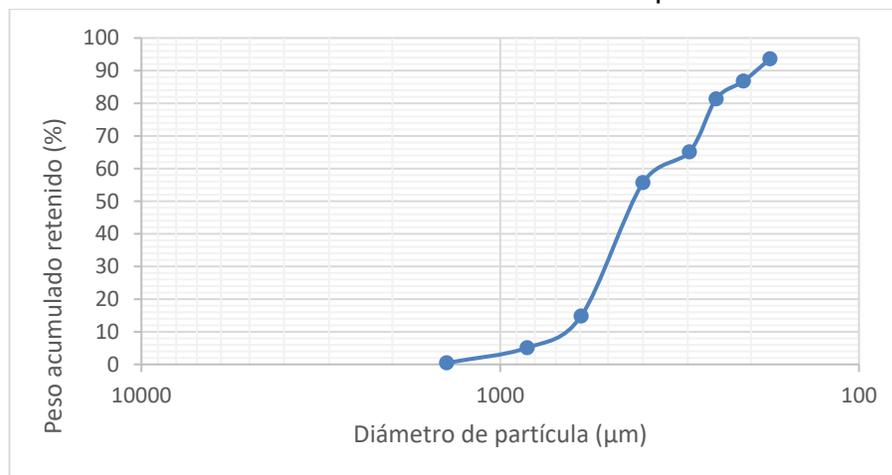
#### 4.9.1.2.1. USCO 1

Tabla 22. Resultados del tamizado USCO 1

Mesh	Micrones ( $\mu\text{m}$ )	Slot	Peso retenido (g)	Peso retenido (%)	Acumulado (%)
14	1410	50	0.45	0.45	0.45
20	841	30	4.63	4.63	5.08
30	595	20	9.73	9.73	14.81
40	400	15	40.85	40.85	55.66
50	297	12	9.43	9.43	65.09
60	250	10	16.25	16.25	81.34
70	210	8	5.43	5.43	86.77
80	177	7	6.84	6.84	93.61
Pan	-	-	6.39	6.39	100
Total			100	100	

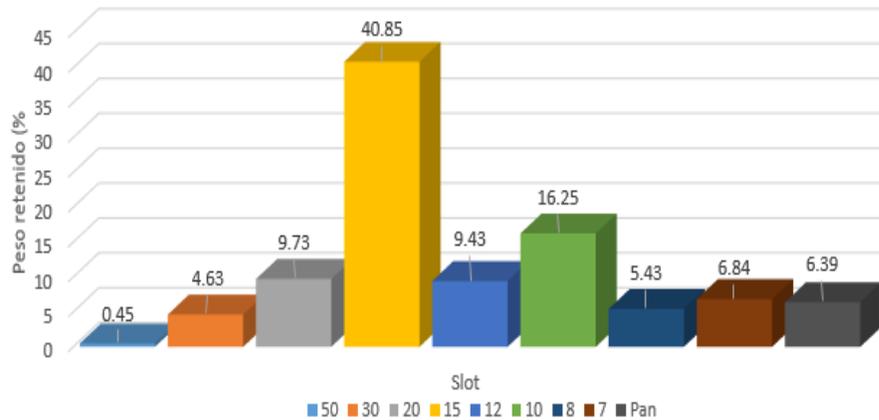
Fuente: Autores.

Figura 96. % Peso acumulado retenido vs Diámetro de partícula USCO 1



Fuente: Autores.

Figura 97. % Peso retenido por slot USCO 1



Fuente: Autores.

Se determina, así que:

- El porcentaje de sólidos grandes, equivalente a un slot de 30 ( $\geq 841 \mu\text{m}$ ), es bajo, de apenas 5.08%.
- El porcentaje de arena media (entre  $297 \mu\text{m}$  y  $595 \mu\text{m}$ ), es bastante alto, de 60.01%. Esto hace imperativo el uso de un sistema de manejo de esta arena, con el fin de evitar problemas asociados.
- El porcentaje de arena fina ( $\leq 250 \mu\text{m}$ ) es de 34.91%. Nuevamente, se hace necesario darle manejo a esto para evitar una posible pega de pistón.
- Con el uso de un Sand Shield de 15 slot, el porcentaje de retención en peso teórico sería de 55.66%.
- Con el uso de un Sand Shield de 12 slot, el porcentaje de retención en peso teórico sería de 65.09%.
- Al usar la Vortex Sand Shield, el porcentaje de retención en peso teórico aumentaría hasta un 86.77%.

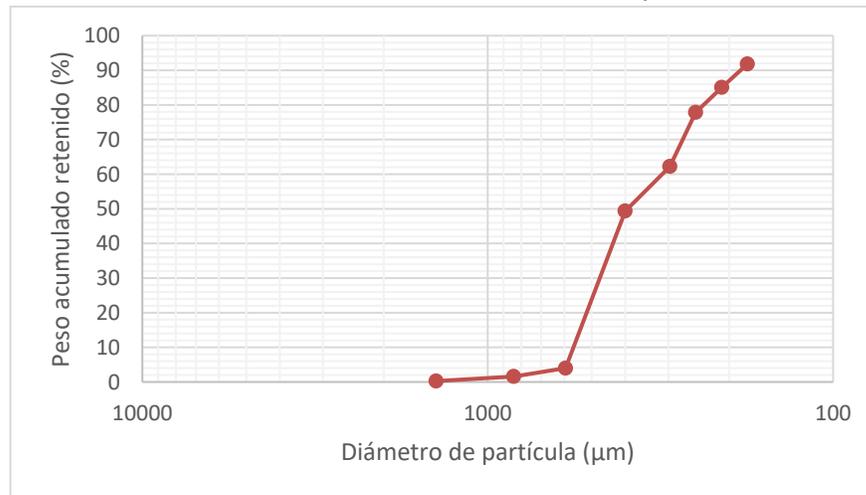
#### 4.9.1.2.2. USCO 2

Tabla 23. Resultados del tamizado USCO 2

Mesh	Micrones (µm)	Slot	Peso retenido (g)	Peso retenido (%)	Acumulado (%)
14	1410	50	0.26	0.26	0.26
20	841	30	1.32	1.32	1.58
30	595	20	2.41	2.41	3.99
40	400	15	45.37	45.37	49.36
50	297	12	12.86	12.86	62.22
60	250	10	15.62	15.62	77.84
70	210	8	7.24	7.24	85.08
80	177	7	6.74	6.74	91.82
Pan	-	-	8.18	8.18	100
Total			100	100	

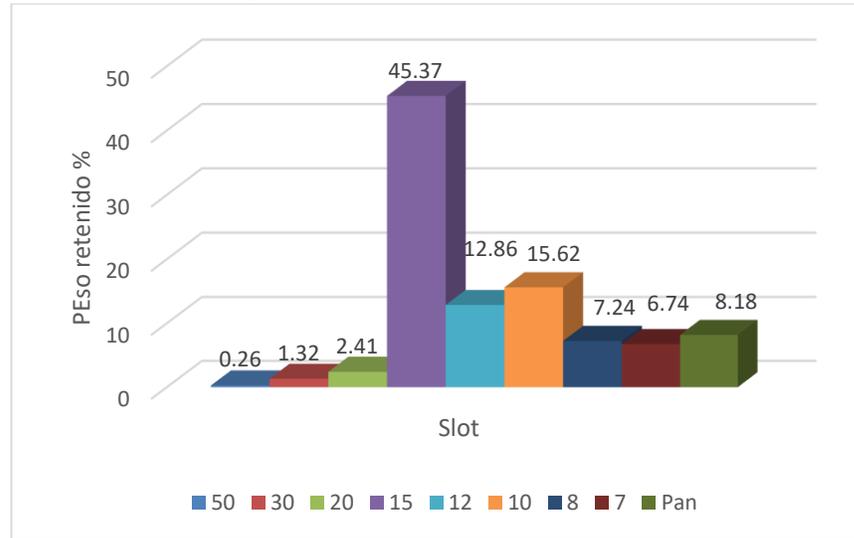
Fuente: Autores.

Figura 98. % Peso acumulado retenido vs Diámetro de partícula USCO 2



Fuente: Autores

Figura 99. % Peso retenido por slot USCO 2



Fuente: Autores.

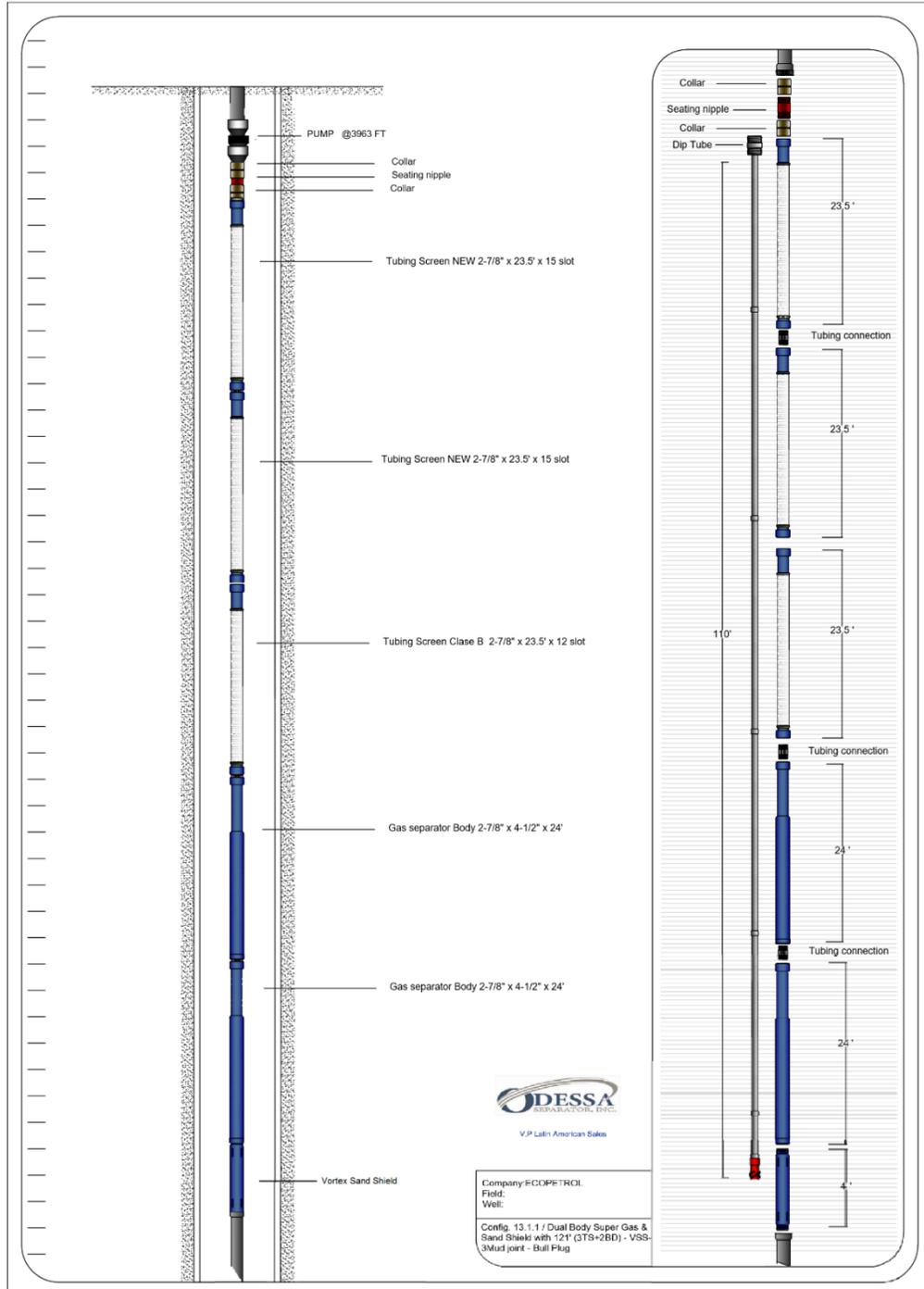
Así se determina que:

- El porcentaje de sólidos grandes, equivalente a un slot de 30 ( $\geq 841 \mu\text{m}$ ), es bastante bajo, de apenas 1.58%.
- El porcentaje de arena media (entre  $297 \mu\text{m}$  y  $595 \mu\text{m}$ ), es bastante alto, de 60.64%. Esto hace imperativo el uso de un sistema de manejo de esta arena, con el fin de evitar problemas asociados.
- El porcentaje de arena fina ( $\leq 250 \mu\text{m}$ ) es de 37.78%. Nuevamente, se hace necesario darle manejo a esto para evitar una posible pega de pistón.
- Con el uso de un Sand Shield de 15 slot, el porcentaje de retención en peso teórico sería de 49.36%.
- Con el uso de un Sand Shield de 12 slot, el porcentaje de retención en peso teórico sería de 62.22%.
- Al usar la Vortex Sand Shield, el porcentaje de retención en peso teórico aumentaría hasta un 85.08%.

## 4.10. PROPUESTAS TÉCNICAS PARA LOS POZOS SELECCIONADOS

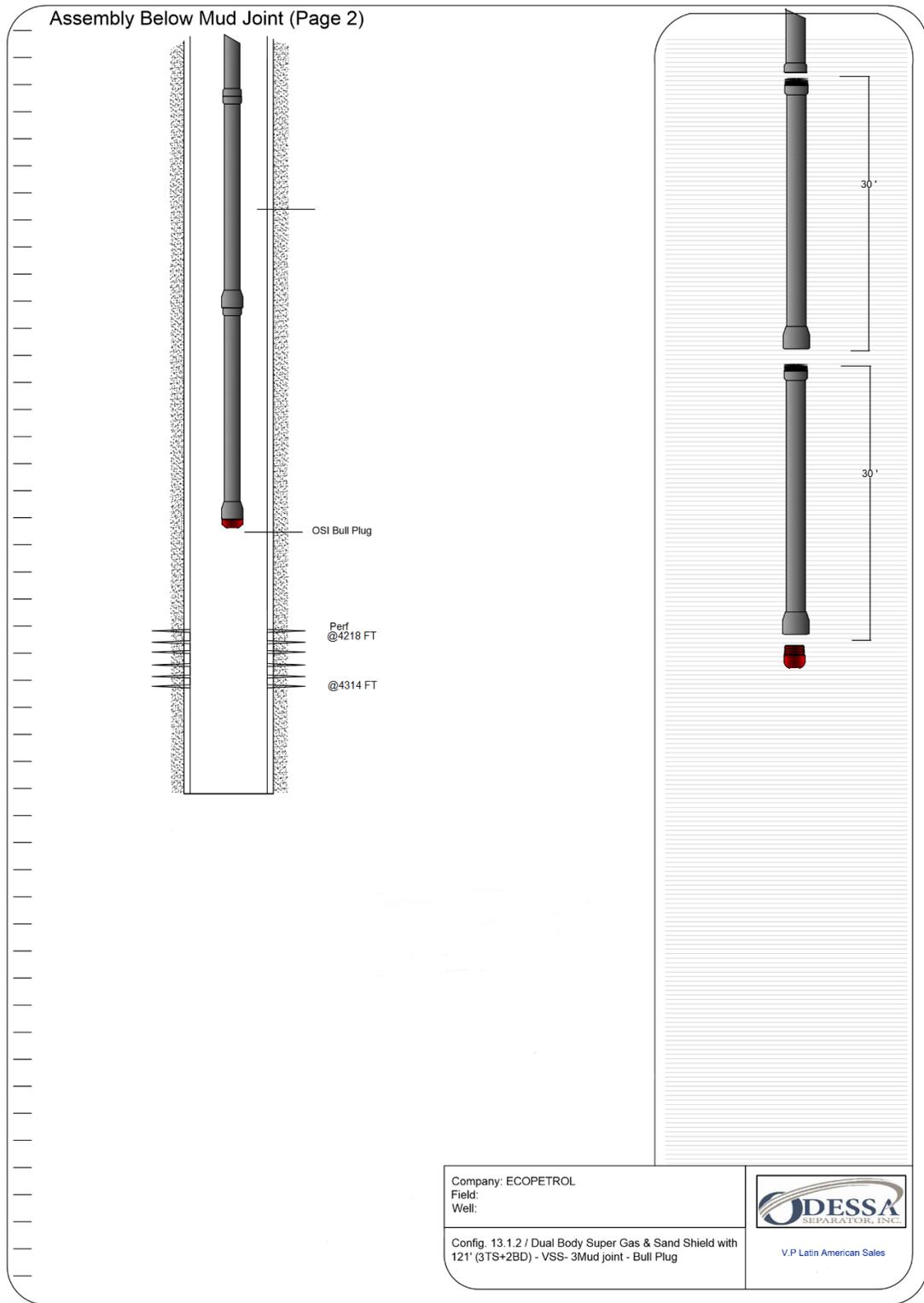
### 4.10.1. USCO 1

Figura 100. Diagrama de instalación en wellbore USCO 1



Fuente: Odessa Separator, Inc. 2016.

Figura 101. Diagrama de instalación en wellbore USCO 1 (continuación)



Fuente: Odessa Separator, Inc. 2016.

Dual Body Super Gas & Sand Shield de 2-7/8" x 4-1/2" + (1 Tubing Screen 2-7/8" x 23,5' x 15 Slot (New) + (1 Tubing Screen 2-7/8" x 23,5' x 12 Slot (class B) + (1 Tubing Screen 2-7/8" x 23,5' x 15 Slot (New) + 2 Gas Separator Bodies 2-7/8" x 4-1/2" x 24') + Vortex Sand Shield W/ Dip Tube 121' Helix 2.7" + 3 Mud Joints de 2 7/8" + 1 Bull Plug 2-7/8".

El Dual Body Super Gas & Sand Shield es especial para el control de sólidos y/o filtración de arena en fondo de pozo, al igual que para la separación de gas. Está compuesto por: 2 Tubing Screen de 2-7/8" x 23.5' con una malla de acero inoxidable de 15 slot (>400 Microns) que ayuda al control de sólidos evitando el arenamiento de la bomba y, a petición del cliente, para una mayor área de flujo y ayudar a homogenizar el pozo, 1 Tubing Screen de 2-7/8" x 23.5' con una malla de acero inoxidable de 12 slot (>297 Microns) clase B. Esta herramienta consta con una malla en V, que facilita la filtración de sólidos y, a su vez posee, una mayor área abierta para evitar taponamientos.

Del mismo modo, se instalan 2 Gas Separator Bodies de 2 7/8" x 4 1/2", los cuales permiten manejar altos volúmenes de fluido, logrando reducir la velocidad del fluido por debajo de 0.5 ft/sec o 6 in/sec; consiguiendo el tiempo necesario para que las burbujas de gas se separen por diferencia de densidades.

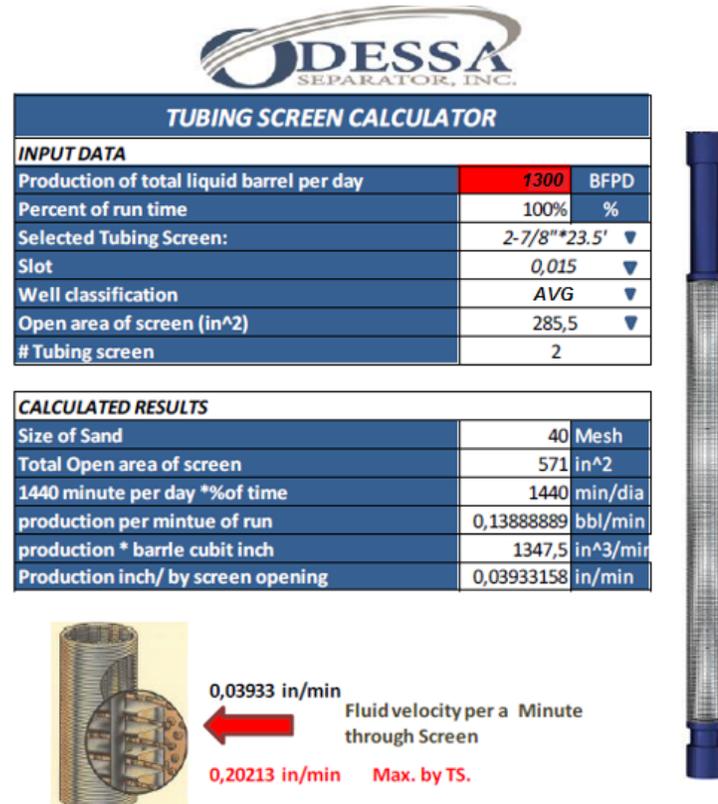
Junto al último Gas Separator Body se conectará el Vortex Sand Shield, herramienta que manejará toda la arena que no consigue filtrar el Tubing Screen. Del mismo modo, proporcionará la habilidad de convertir el estándar separador de gas estático a uno dinámico; lo cual aumenta la eficiencia para separación de gas y arena.

Finalmente, se instalan 3 Mud Joints de 2-7/8" + un tapón de 2-7/8", para la deposición de los sólidos que decanten durante la separación en el VSS.

#### 4.10.1.1. SIMULACIÓN

La simulación de las herramientas fue llevada a cabo usando software provisto por Odessa Separator, Inc., con datos de entrada como el potencial del pozo, el tiempo diario de operación de la bomba, la clasificación del pozo (bajo parámetros OSI) según el consolidado de fallas y el criterio del ingeniero para llevar a cabo la selección del tamaño de arena que se desee filtrar, de acuerdo a los resultados del análisis granulométrico.

Figura 102. Datos de entrada TS software de simulación OSI USCO 1



Fuente: Odessa Separator, Inc. 2016.

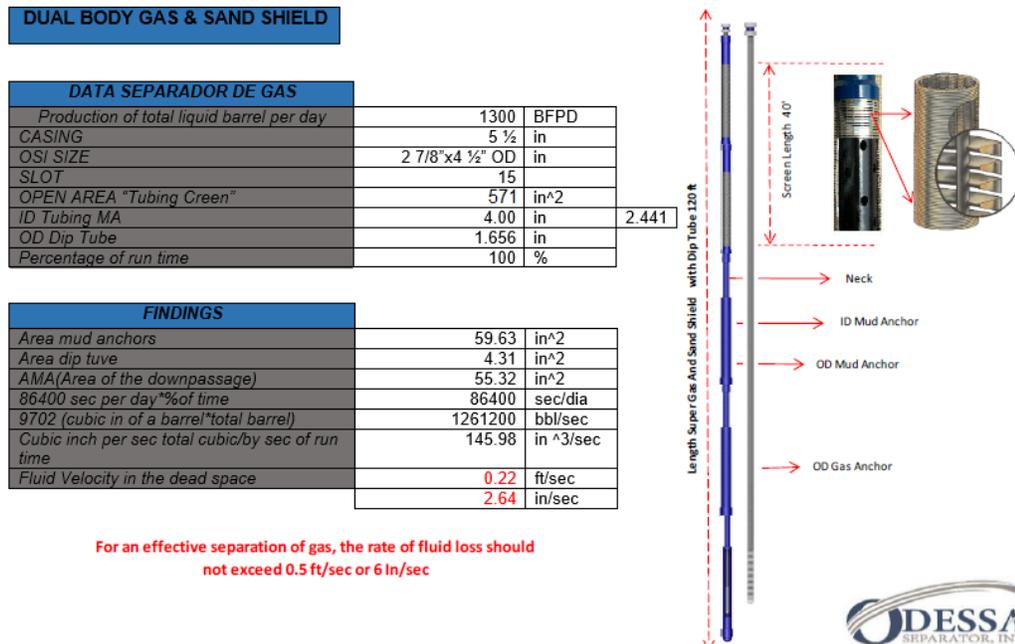
En el caso de la simulación para el Tubing Screen, el software arrojó como resultado 2 Tubing Screens de 15 slot ( $>400 \mu\text{m}$ ), para filtrar el 55.66% de la arena que ocasiona la mayor parte de los problemas, evitando su ingreso directo a la bomba. Igualmente, se asegura un área de flujo suficientemente grande para que la velocidad del fluido, a través de las mallas, sea de 0.03933 in/min.

Adicionalmente a esto el cliente tiene una petición especial, pide que se instale un Tubing Screen de 12 slot ( $< 297 \mu\text{m}$ ) clase B en condiciones de operación, con el fin de lograr filtrar un 9.43% más de la arena, previniendo taponamientos temprano y proveer un área abierta al flujo mayor. La velocidad de flujo es menor que la velocidad crítica, de 0.20213 in/min, lo que evita el taponamiento de los filtros y asegura un funcionamiento eficiente de la herramienta.

Por otro lado, en vista de que el 34.91% es arena fina de diámetro  $\leq 250 \mu\text{m}$ , sta pasará a través de las mallas de 15 y 12 slot, perteneciente a la primera etapa de separación. Es por esto que se debe implementar el Vortex Sand Shield, con 121 ft

de Dip Tube y una hélice, capaz de separar hasta el 86.77% de arena que causa daño a la bomba, reduciendo a 13.23% el porcentaje de arena que entra al barril de la misma. Adicionalmente, convertirá el separador de gas estándar estático, en uno dinámico, dado el vortex formado por las hélices. El clearance de la bomba de 0.007 in (170 μm), permite el manejo de los sólidos finos que se van a producir.

Figura 103. Datos de entrada GS software de simulación OSI



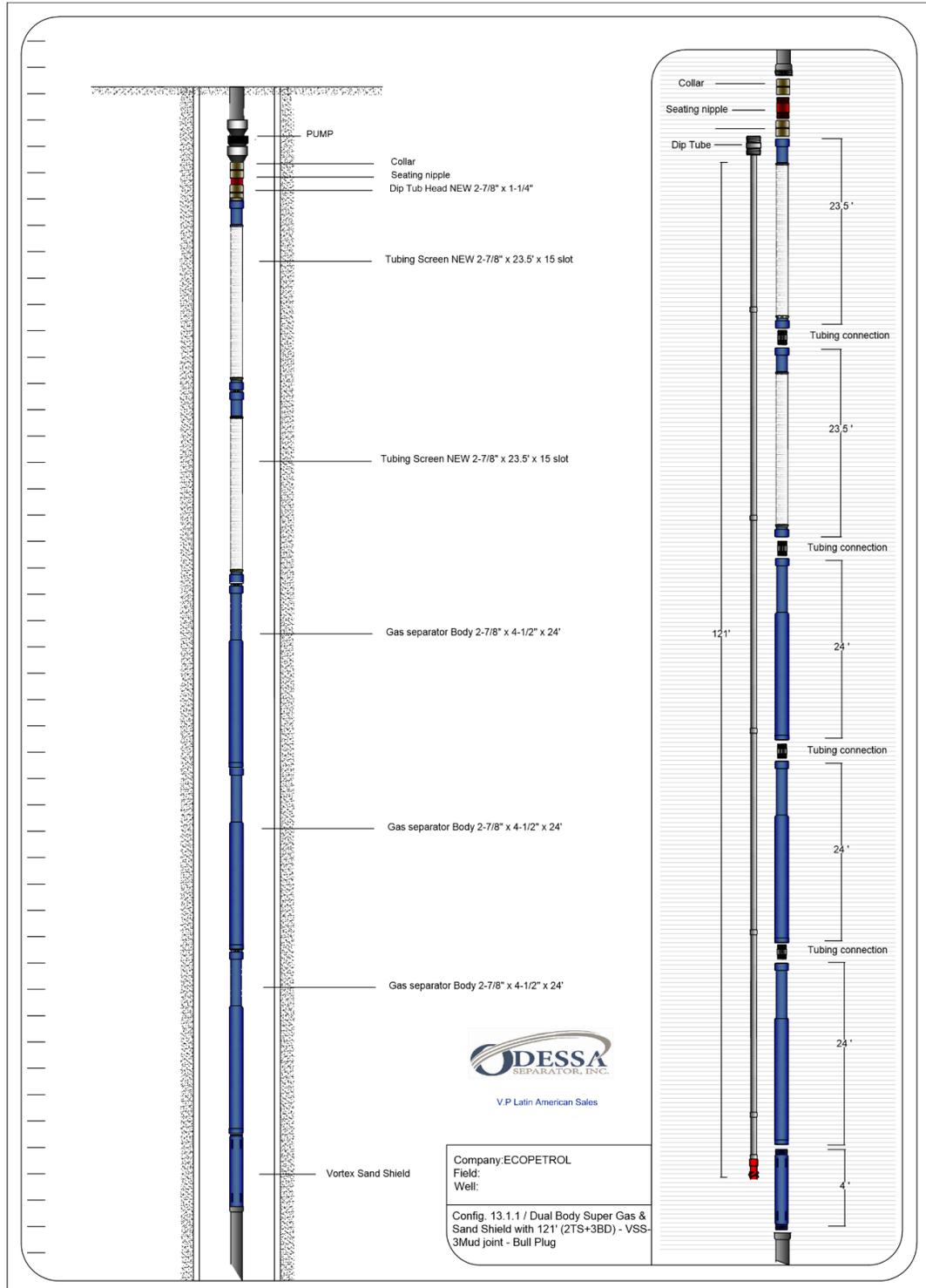
Fuente: Odessa Separator, Inc. 2016.

Para la simulación de los separadores de gas del DBSGSS, se introducen datos de entrada en el software de OSI para asegurar la validez del diseño. Entre estos datos, se encuentran características de la tubería de producción y de revestimiento, al igual que potencial de producción del pozo y tiempo de run time diario, al igual que las especificaciones de slot y diámetro de los Tubing Screens previamente diseñados.

Los resultados arrojados por el simulador avalan el diseño, determinando que la velocidad del fluido en la sección de separación es de 0.22 ft/s (2.64 in/s), lo cual es mucho menor a la velocidad crítica de este caso, que es de 0.5 ft/s (6 in/s). Esto asegura el tiempo necesario, para que las burbujas de gas se separen del líquido por diferencia de densidades. Además de los equipos enunciados, se instalan 3 Mud Joints y un bull plug, que sirvan como recámaras para el almacenamiento de finos producto de la separación hecha por el Vortex Sand Shield.

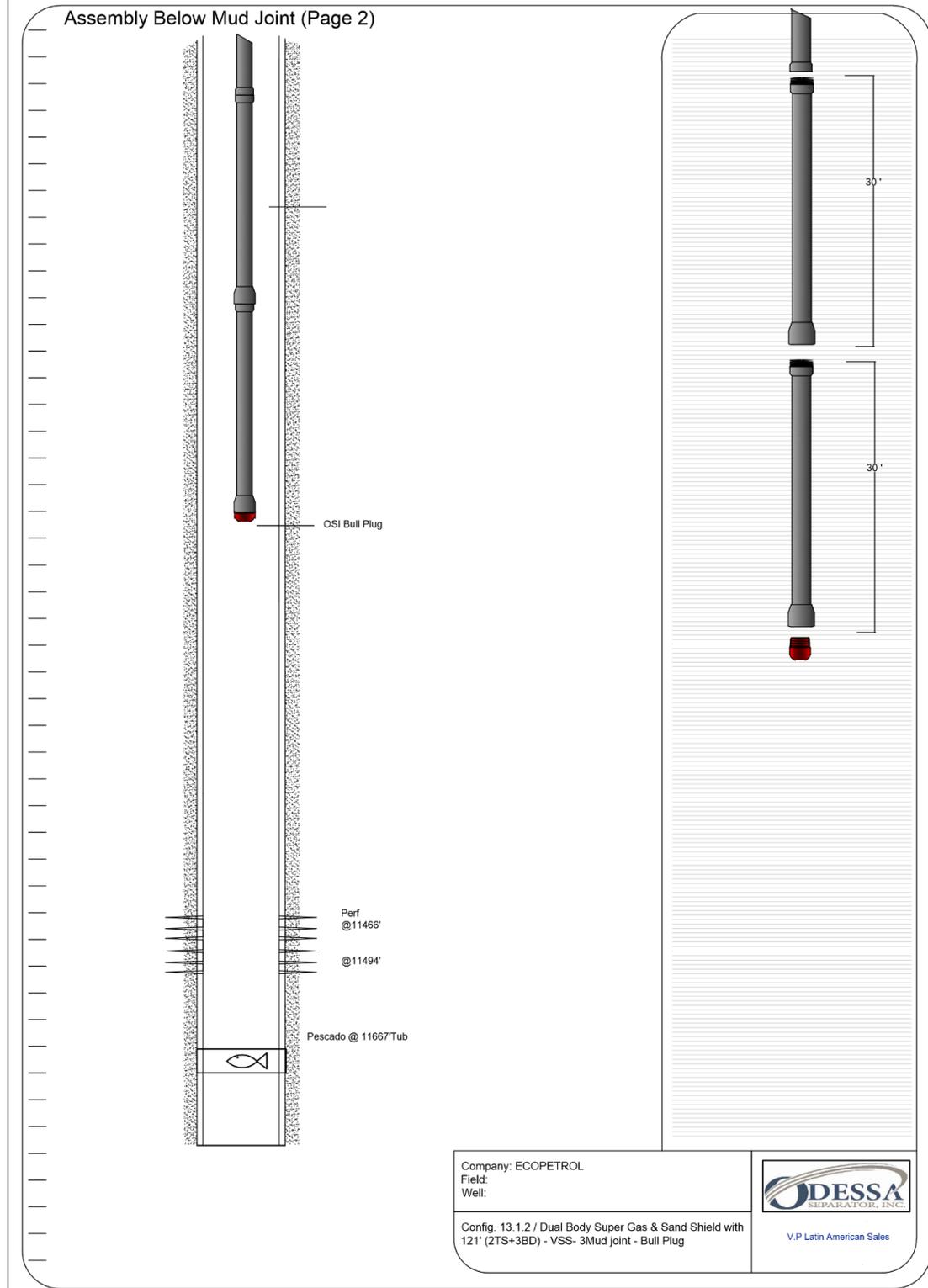
4.10.2. USCO 2

Figura 104. Diagrama de instalación en wellbore USCO 2



Fuente: Odessa Separator, Inc. 2016.

Figura 105. Diagrama de instalación en wellbore USCO 2 (continuación)



Fuente: Odessa Separator, Inc. 2016.

De acuerdo con los análisis llevados a cabo, se optó por instalar: Dual Body Super Gas & Sand Shield de 2-7/8" x 4-1/2" (2 Tubing Screen 2-7/8" x 23,5' x 15 Slot + 3 Gas Separator Bodies 2-7/8" x 4-1/2" x 24') + Vortex Sand Shield W/ Dip Tube 121' Helix 2.3" + 3 Mud Joints de 2-7/8" + 1 Bull Plug 2-7/8".

El Dual Body Super Gas & Sand Shield está compuesto por: 2 Tubing Screen de 2-7/8" x 23.5' con una malla de acero inoxidable de 15 slot (>400 Microns), que ayuda al control de sólidos evitando el arenamiento de la bomba. Esta herramienta consta con una malla en V, que facilita la filtración de sólidos y a su vez posee una mayor área abierta para evitar taponamientos.

También lo componen 3 Gas Separator Bodies de 2-7/8" x 4-1/2", que permiten manejar altos volúmenes de fluido, logrando reducir la velocidad del fluido menor a 0.5 ft/s o 6 in/s; consiguiendo el tiempo necesario para que las burbujas de gas se separen por diferencia de densidades.

Junto al último Gas Separator Body se conectará el Vortex Sand Shield, herramienta que manejará la arena que no filtran los Tubing Screens. Adicionalmente transforma el estándar separador de gas estático a un separador dinámico; lo cual aumenta la eficiencia para separación de gas y arena.

Además de estas herramientas, se instalan 3 Mud Joints de 2-7/8" como tubería de cola + un tapón de 2-7/8" para la deposición de sólidos que separe el VSS.

#### 4.10.2.1. SIMULACIÓN

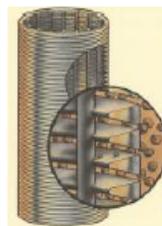
La simulación de las herramientas fue llevada a cabo usando software provisto por Odessa Separator, inc., con datos de entrada como el potencial del pozo, el tiempo diario de operación de la bomba, la clasificación del pozo (bajo parámetros OSI), según los resultados del análisis granulométrico.

Los datos de entrada descritos previamente se condensan en la siguiente figura:

Figura 106. Datos de entrada TS software simulador OSI

**ODESSA**  
SEPARATOR, INC.

TUBING SCREEN CALCULATOR		
<b>INPUT DATA</b>		
Production of total liquid barrel per day	200	BFPD
Percent of run time	100%	%
Selected Tubing Screen:	2-7/8"*23.5' ▼	
Slot	0,015 ▼	
Well classification	BAD ▼	
Open area of screen (in^2)	285,5 ▼	
# Tubing screen	2	
<b>CALCULATED RESULTS</b>		
Size of Sand	40	Mesh
Total Open area of screen	571	in^2
1440 minute per day *%of time	1440	min/dia
production per mintue of run	0,13888889	bbl/min
production * barre cubit inch	1347,5	in^3/min
Production inch/ by screen opening	0,03933158	in/min



0,03933 in/min  
 Fluid velocity per a Minute through Screen  
 0,20213 in/min Max. by TS.

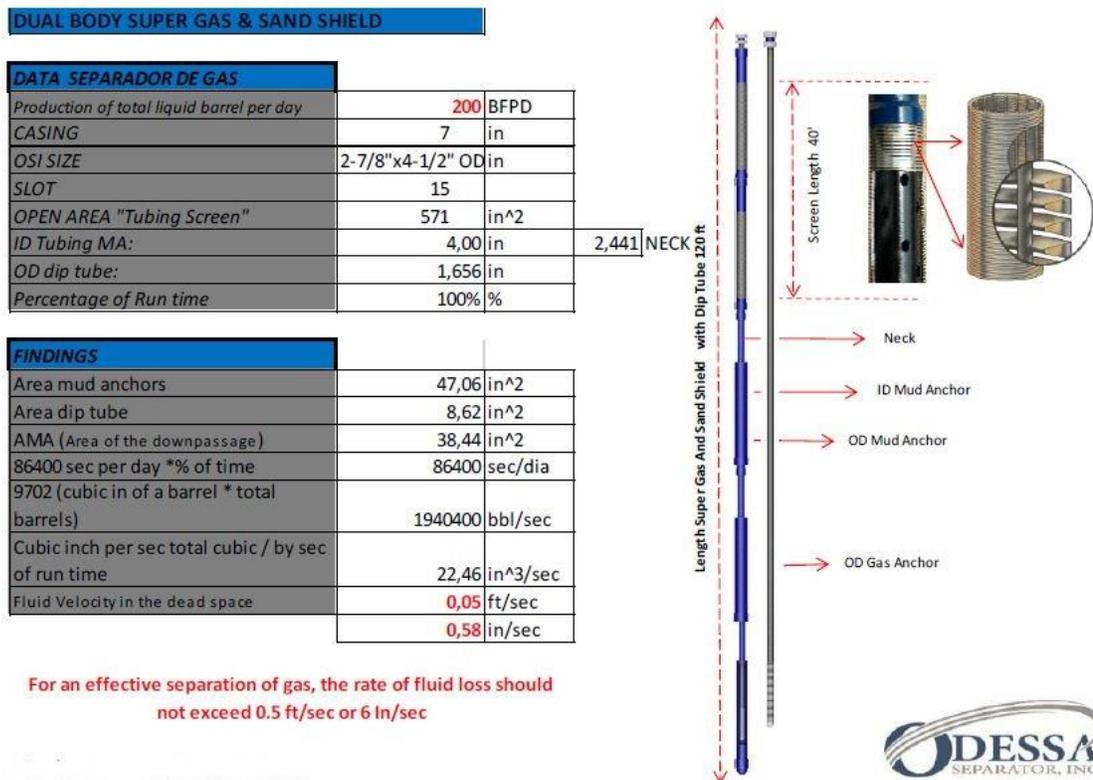
Fuente: Odessa Separator, Inc. 2016.

En este caso, se decide instalar 2 Tubing Screens de 15 Slot (>400  $\mu\text{m}$ ), que filtrarán el 49.36% de la arena, evitando su ingreso directo a la bomba de subsuelo. Igualmente, se asegura un área de flujo suficientemente grande para que la velocidad del fluido, a través de las mallas, sea de 0.03933 in/min. Esta velocidad es menor que la velocidad crítica, 0.20213 in/min, evitando el taponamiento de filtros y asegurando un funcionamiento eficiente de la herramienta.

Adicionalmente, en vista de que el 37.78% es arena fina de diámetro  $\leq 250 \mu\text{m}$ , pasará a través de las mallas de 15 slot perteneciente a la primera etapa de separación. Es por esto que se debe implementar el Vortex Sand Shield, con 121 ft de Dip Tube y una hélice, capaz de separar hasta el 85.08% de arena que causa

daño a la bomba, reduciendo a 15% el porcentaje de arena que entra al barril de la misma. El clearance de la bomba, de 0.007 in (170 μm) permite el manejo de los sólidos finos que se van a producir.

Figura 107. Datos de entrada GS software simulador OSI



Fuente: Odessa Separator, Inc. 2016.

Para la simulación de los separadores de gas del DBSGSS, se introducen datos de entrada en el software para validar el diseño. Entre estos, características de la tubería de producción y de revestimiento, al igual que potencial de producción del pozo y tiempo de run time diario, y, por último, las especificaciones de slot y diámetro de los Tubing Screens previamente diseñados. Los resultados arrojados por el simulador avalan el diseño, determinando que la velocidad del fluido en la sección de separación es de 0.05 ft/s (0.58 in/s), lo cual es mucho menor a la velocidad crítica de este caso, que es 0.5 ft/s (6 in/s). Esto, asegura el tiempo necesario para que las burbujas de gas se separen del líquido diferencia de densidades. Igualmente, se instalan 5 Mud Joints y un bull plug, que sirvan como recámaras para el almacenamiento de finos producto de la separación hecha por el VSS.

#### 4.11. PROCEDIMIENTOS DE INSTALACIÓN DE LAS HERRAMIENTAS

##### 4.11.1. USCO 1

En el pozo USCO 1 se realizó la instalación de las herramientas de Odessa Separator, Inc. el día 23 de marzo de 2016; a continuación, se describe las operaciones realizadas:

Operaciones:

- Martes 22 de marzo de 2016

16:30 - 18:00: Personal de OSI prepara y realiza despacho de las herramientas a instalar en el pozo USCO1. Las herramientas despachadas fueron:

- 1 Bull Plug de 3-1/2" EUE.
- 1 Vortex Sand Shield de 2-7/8".
- 2 Gas Separator Bodies de 2-7/8" x 4-1/2" x 23.5'.
- 2 Tubing Screen de 2-7/8" x 23.5' x 15 Slot (New)
- 1 Tubing Screen de 2-7/8" x 23.5' x 12 Slot (class B)
- 4 Tubing Connection de 2-7/8" EUE.
- 6 Tramos de Dip Tube de 1-1/4" (4 tramos de 1-1/4" x 22' + 1 tramo de 1-1/4" x 2-7/8" x 23' + 1 tramo de 1-1/4" x 12').
- 1 Helix de 2.7".

- Miércoles 23 de marzo de 2016

01:45 - 02:00: Llegada y presentación del equipo de Odessa Separator, Inc., realización de AR y permiso de trabajo.

02:00 - 03:00: Charla pre-operacional para dar inicio a la instalación y armado del BHA de producción. Personal de Odessa Separator, Inc. realiza descripción de las herramientas a bajar con su respectivo procedimiento de instalación. Alistamiento de las herramientas a bajar, así mismo, medición y calibración de cada una de estas.

03:00 – 06:30: Inicio de las operaciones de armado del BHA de producción de las herramientas OSI, según diseño propuesto de la siguiente manera: 1 Bull Plug de 3-1/2" OSI + 3 Mud Joints de 3-1/2" + 1 X-Over 3-1/2" x 2-7/8" + 1 Vortex Sand Shield 2-7/8" OSI + 1 Gas Separator Body 2-7/8" x 4-1/2" OSI + 1 Tubing Connection 2-7/8" OSI + 1 Gas Separator Body 2-7/8" x 4-1/2" OSI + 1 Tubing Connection 2-7/8" OSI + 1 Tubing Screen 2-7/8" x 12 Slot OSI class B + 1 Tubing Connection 2-7/8" OSI + 1 Tubing Screen 2-7/8" x 15 Slot OSI New + 1 Tubing Connection 2-7/8" OSI + 1 Tubing Screen 2-7/8" x 15 Slot OSI New.

Junto a estas herramientas, se suman 6 Tramos de Dip Tube de 1-1/4" así: 1 tramo de 1- 1/4" x 2-7/8" x 23' + 4 tramos de 1-1/4" x 22' + 1 tramo de 1-1/4" x 12' con Helix 2.7". Se da inicio con el torqueo del Bull Plug de 3-1/2" con el primer Mud Joint de 3-1/2" con 800 psi. Luego, se torquean y se bajan otro dos Mud Joints de 3-1/2". Allí mismo, se torquea el X-Over de 3-1/2" x 2-7/8". Realizado esto, se iza el primer Gas Separator Body de 2-7/8" x 4-1/2" de OSI, con un pup joint de manejo de 2-7/8". Se conecta el Vortex Sand Shield de 2-7/8" de OSI al Gas Separator Body y se torquean las dos conexiones con 600 psi y verificando el ajuste correcto. Se baja este ensamble y se asegura con las cuñas del equipo al punto de aseguramiento del Gas Separator Body, para luego destorquear el pup joint de manejo.

Se iza el segundo Gas Separator Body de 2-7/8" x 4-1/2" de OSI, con un pup joint de manejo de 2-7/8", y se conecta con el ensamble anterior, mediante un Tubing Connection de 2-7/8" de OSI, torqueando las dos conexiones con 600 psi y verificando el ajuste correcto. Se baja este ensamble y se asegura con las cuñas del equipo al punto de aseguramiento del Gas Separator Body, para luego destorquear el pup joint de manejo.

Teniendo el ensamble anterior, se procede a izar el primer Tubing Screen de 2-7/8" x 12 Slot, con un pup joint de manejo de 2-7/8", y conectarlo con 600 psi, verificando el ajuste correcto al ensamble anterior mediante un Tubing Connection de 2-7/8". Se baja este ensamble y se asegura con las cuñas del equipo al punto de aseguramiento del Tubing Screen, para luego destorquear el pup joint de manejo. Se iza el segundo Tubing Screen de 2-7/8" x 15 Slot, con un pup joint de manejo de 2-7/8", y conectarlo con 600 psi verificando el ajuste correcto al ensamble anterior mediante un Tubing Connection de 2-7/8". Se baja este ensamble y se asegura con las cuñas del equipo al punto de aseguramiento del Tubing Screen, destorqueando luego el pup joint de manejo.

Se iza el tercer Tubing Screen de 2-7/8" x 15 Slot, con un pup joint de manejo de 2-7/8", y se torquea con 600 psi verificando el ajuste correcto al ensamble anterior mediante un Tubing Connection de 2-7/8". Se baja este ensamble y se asegura con las cuñas del equipo al punto de aseguramiento del Tubing Screen, para luego destorquear el pup joint de manejo.

Al ensamblar todo el BHA, se procede a bajar los Dip Tube de 1-1/4" con Helix de 2.7". Se torque la Helix al primer tramo de Dip Tube de 1-1/4" x 12' y se iza, con ayuda de un Lifting Sub, hacia la mesa del equipo. Allí, se baja por dentro de las herramientas del ensamble anterior, y se sostiene por medio de una Running Tool; permitiendo desenganchar el guinche y el Lifting Sub.

Figura 108. Ensamble herramientas OSI en pozo USCO 1



Fuente: Autores.

Este mismo procedimiento se aplica para los siguientes 4 tramos de Dip Tube, torqueándolos el uno con el otro y verificando el ajuste correcto. Teniendo los 5 primeros tramos de Dip Tube se procede a izar el último tramo; el cual posee una cabeza de conexión, para torquearlo con la punta del Tubing Screen y la nipplesilla. Con el ensamble anterior, se dan como terminadas las operaciones del Personal de Odessa Separator, Inc.

A continuación, se describe el resumen del BHA de producción de las herramientas de Odessa Separator, Inc. para el pozo USCO 1:

Tabla 24. BHA herramientas OSI pozo USCO 1

Herramienta/Accesorio	Cantidad	ID (in)	OD (in)	Long (ft)
Niplesilla 2-7/8"	1	2.441	2.875	1.1
Dip Tube Head 2-7/8" x 1-1/4"	1	2.441	2.875	0.63
Tubing Screen 2-7/8" x 23.5' x 15 Slot	1	2.441	3.7	23.92
Tubing Connection 2-7/8" (PIN x PIN)	1	2.441	3.1	0.14
Tubing Screen 2-7/8"x23.5' x 12 slot (B)	1	2.441	3.7	23.9
Tubing Connection 2-7/8" (PIN x PIN)	1	2.441	3.1	0.14
Tubing Screen 2-7/8" x 23.5' x 15 Slot	1	2.441	3.7	23.9
Tubing Connection 2-7/8" (PIN x PIN)	1	2.441	3.1	0.14
Gas Sep. Body 2-7/8" x 4-1/2" x 23.5'	1	2.441	4.5	23.93
Tubing Connection 2-7/8" (PIN x PIN)	1	2.441	3.1	0.14
Gas Sep. Body 2-7/8" x 4-1/2" x 23.5'	1	2.441	4.5	23.96
Vortex Sand Shield 2-7/8"	1	2.441	2.875	1.44
X-Over 2-7/8" x 3-1/2"	1	2.441	3.75	0.6
Mud Joint 3-1/2" x 30'	3	2.99	3.5	92.5
Bull plug 3-1/2"	1	2.99	3.5	0.5
Nota: Debajo de la niplesilla de 2-7/8" viene conectado el Dip Tube de 2-7/8" x 1-1/4" x 97' W/ Helix (1 Dip Tube Head de 2-7/8" x 1-1/4" x 22' + 4 Dip Tube de 1-1/4" x 22' + 1 Dip Tube de 1-1/4" x 12' w/ Helix 2.7"), el cual va interno en la herramienta, y es el que genera la succión.				

Fuente: Odessa Separator, Inc. 2016

#### 4.11.2. USCO 2

La instalación de las herramientas de Odessa Separator, Inc. el día 9 de febrero de 2016. A continuación, se describen las operaciones realizadas:

Operaciones:

- Lunes 8 de febrero de 2016

18:00 – 19:30: Personal de Odessa Separator, Inc. alista y posteriormente despacha las herramientas a bajar en el pozo USCO 2. Las herramientas despachadas fueron:

- 1 Bull Plug de 3-1/2" EUE.
- 1 Vortex Sand Shield de 2-7/8".

- 3 Gas Separator Bodies de 2-7/8" x 4-1/2" x 23.5'.
- 2 Tubing Screen de 2-7/8" x 23.5' x 15 Slot.
- 4 Tubing Connection de 2-7/8" EUE.
- 6 Tramos de Dip Tube de 1-1/4" (4 tramos de 1-1/4" x 22' + 1 tramo de 1-1/4" x 2-7/8" x 23' + 1 tramo de 1-1/4" x 12').
- 1 Helix 2.3".

Figura 109. Preparación y despacho herramientas OSI



Fuente: Autores.

19:30 – 20:00: Presentación del personal de Odessa Separator, Inc. ante el CoMan del equipo. Se coordina con el CoMan y el supervisor del equipo la operación de instalación del BHA de la sarta de producción.

- Martes 9 de febrero de 2016

04:50 – 10:00: Llegada del personal de Odessa Separator, Inc. al pozo USCO 2. Realización de charla pre-operacional ante cuadrilla de trabajo, supervisor de operaciones, tool pusher y CoMan del equipo.

Inicio de las operaciones de armado del BHA de producción de las herramientas de Odessa Separator Inc, según diseño propuesto de la siguiente manera: 1 Bull Plug de 3-1/2" OSI + 3 Mud Joints de 3-1/2" + 1 X-Over 3-1/2" x 2-7/8" + 1 Vortex Sand Shield 2-7/8" OSI + 1 Gas Separator Body 2-7/8" x 4-1/2" OSI + 1 Tubing Connection 2-7/8" OSI + 1 Gas Separator Body 2-7/8" x 4-1/2" OSI + 1 Tubing Connection 2-7/8" OSI + 1 Gas Separator Body 2-7/8" x 4-1/2" OSI + 1 Tubing Connection 2-7/8" OSI + 1 Tubing Screen 2-7/8" x 15 Slot OSI + 1 Tubing Connection 2-7/8" OSI + 1 Tubing Screen 2-7/8" x 15 Slot OSI. Junto a estas herramientas, se suman 6 tramos de Dip Tube de 1-1/4" así: 1 tramo de 1-1/4" x 2-7/8" x 23' + 4 tramos de 1-1/4" x 22' + 1 tramo de 1-1/4" x 12' con Helix de 2.3".

Se da inicio con el torqueo del Bull Plug de 3-1/2" al primer Mud Joint de 3-1/2" con 800 psi. Luego, se torquean y se bajan los demás Mud Joints de 3-1/2". Allí mismo, se torquea el X-Over de 3-1/2" x 2-7/8".

Realizado esto, se iza el primer Gas Separator Body de 2-7/8" x 4-1/2" de OSI, con un pup joint de manejo de 2-7/8". Se conecta el Vortex Sand Shield de 2-7/8" de OSI al Gas Separator Body y se torquean las dos conexiones con 600 psi verificando el ajuste correcto. Se baja este ensamble y se asegura con las cuñas del equipo al punto de aseguramiento del Gas Separator Body, para luego destorquear el pup joint de manejo. Este mismo procedimiento se realiza con el segundo y tercer Gas Separator Body.

Teniendo el ensamble anterior, se procede a izar el primer Tubing Screen de 2-7/8" x 15 Slot, con un pup joint de manejo de 2-7/8" con 600 psi verificando el ajuste correcto, al ensamble anterior mediante un Tubing Connection de 2-7/8". Se baja este ensamble y se asegura con las cuñas del equipo al punto de aseguramiento del Tubing Screen, para luego destorquear el pup joint de manejo.

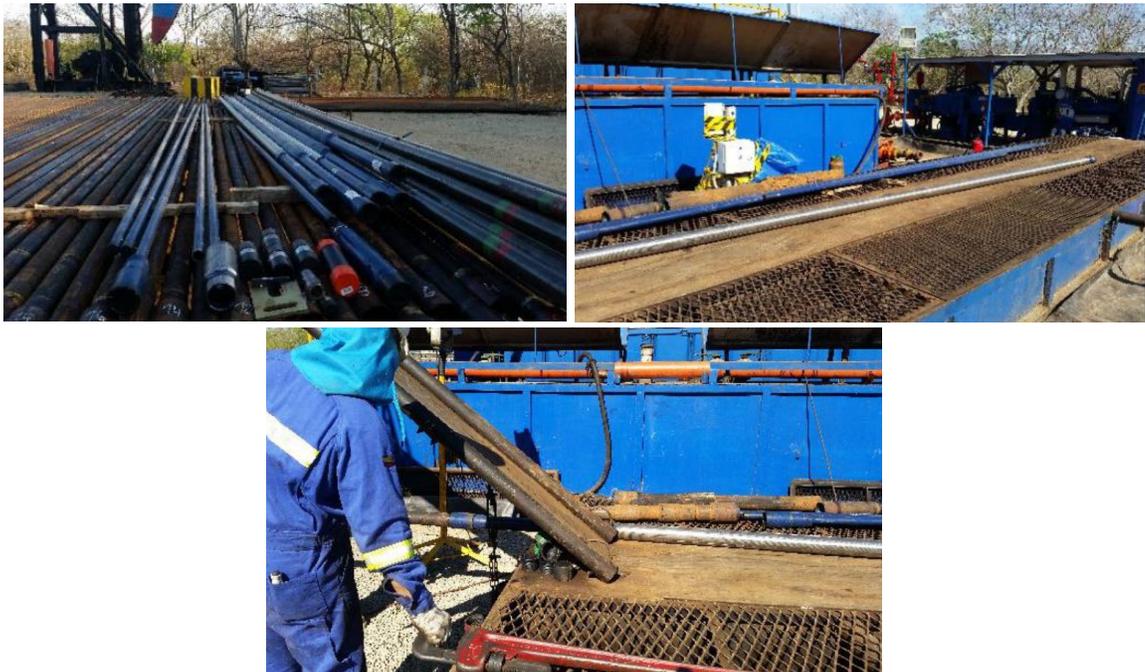
Se iza el segundo Tubing Screen de 2-7/8" x 15 Slot, con un pup joint de manejo de 2-7/8" con 600 psi verificando el ajuste correcto, al ensamble anterior mediante un Tubing Connection de 2-7/8". Se baja este ensamble y se asegura con las cuñas del equipo al punto de aseguramiento del Tubing Screen, para luego destorquear el pup joint de manejo.

Al ensamblar todo el BHA, se procede a bajar los Dip Tube de 1-1/4" con Helix de 2.3". Se torquea la Helix al primer tramo de Dip Tube de 1-1/4" x 12' y se iza, con ayuda de un Lifting Sub, hacia la mesa del equipo. Allí, se baja por dentro de las

herramientas del ensamble anterior, y se sostiene por medio de una Running Tool; permitiendo desenganchar el guinche y el Lifting Sub.

Este mismo procedimiento se aplica para los siguientes 4 tramos de Dip Tube, torqueándolos el uno con el otro verificando el ajuste correcto. Teniendo los 5 primeros tramos de Dip Tube, se procede a izar el último tramo; el cual posee una cabeza de conexión, para torquearlo con la punta del Tubing Screen y la nipplesilla.

Figura 110. Ensamble herramientas OSI en pozo USCO 2



Fuente: Autores.

Con el ensamble anterior, se dan como terminadas las operaciones del Personal de Odessa Separator, Inc.

A continuación, se describe el resumen del BHA de producción de las herramientas de Odessa Separator, Inc. para el pozo USCO 2:

Tabla 25. BHA herramientas OSI pozo USCO 2

Sarta de herramientas OSI USCO 2	Cantidad	ID (in)	OD (in)	Long (ft)
Niplesilla 2-7/8"	1	2.441	2.875	1.1
Dip Tube Head 2-7/8" x 1-1/4"	1	2.441	2.875	0.63
Tubing Screen 2-7/8" x 23.5' x 15 slot	1	2.441	3.7	23.92
Tubing Connection 2-7/8" (PIN x PIN)	1	2.441	3.1	0.14
Tubing Screen 2-7/8" x 23.5' x 15 slot	1	2.441	3.7	23.9
Tubing Connection 2-7/8" (PIN x PIN)	1	2.441	3.1	0.14
Gas Sep. Body 2-7/8" x 4-1/2" x 23.5'	1	2.441	4.5	23.93
Tubing Connection 2-7/8" (PIN x PIN)	1	2.441	3.1	0.14
Gas Sep. Body 2-7/8" x 4-1/2" x 23.5'	1	2.441	4.5	23.96
Tubing Connection 2-7/8" (PIN x PIN)	1	2.441	3.1	0.14
Gas Sep. Body 2-7/8" x 4-1/2" x 23.5'	1	2.441	4.5	23.92
Vortex Sand Shield 2-7/8"	1	2.441	2.875	1.44
X-Over 2-7/8" x 3-1/2"	1	2.441	3.75	0.6
Mud joint 3-1/2" x 30'	3	2.99	3.5	92.5
Bull plug 3-1/2"	1	2.99	3.5	0.5
Nota: Debajo de la niplesilla de 2-7/8" viene conectado el Dip Tube de 2-7/8" x 1-1/4" x 97' W/ Helix (1 Dip Tube Head de 2-7/8" x 1-1/4" x 22' + 4 Dip Tube de 1-1/4" x 22' + 1 Dip Tube de 1-1/4" x 12' w/ Helix 2.3"), el cual va interno en la herramienta, y es el que genera la succión.				

Fuente: Odessa Separator, Inc. 2016.

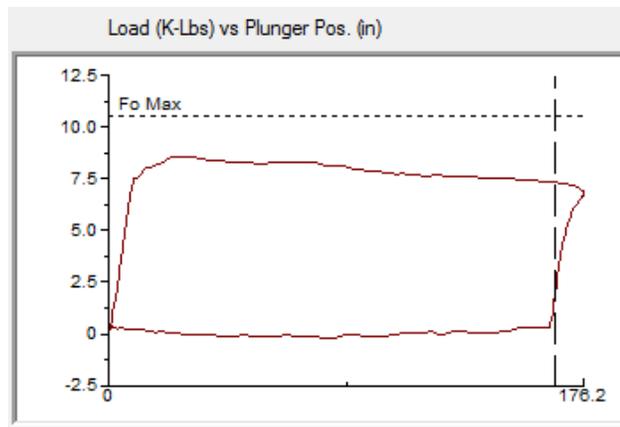
## 5. RESULTADOS DE LA INSTALACIÓN

### 5.1. USCO 1

El pozo arranca el 23 de marzo con una velocidad de 6.5 SPM inmediatamente después de la instalación, con un recorrido máximo de 192" y una sumergencia efectiva de 306 ft.

#### 5.1.1. TOMA DE NIVELES Y REGISTROS DINAMOMÉTRICOS

Figura 111. Dinagrama USCO 1 24/03/2016



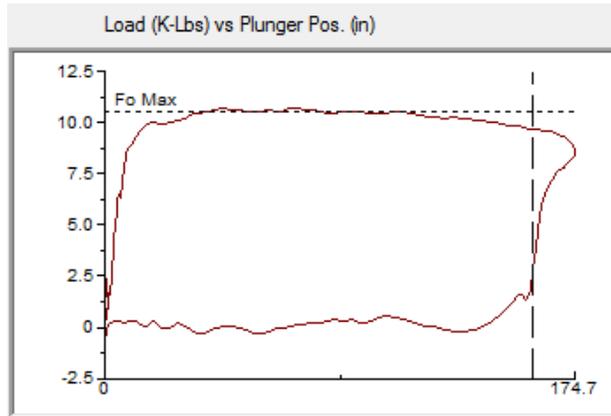
Fuente: Autores.

Se evidencia buen llenado de bomba, con una mínima interferencia por gas. Se aprecia una alta aceleración del fluido.

Velocidad de bombeo: 6 SPM Desplazamiento: 876.4 BFPD

Eficiencia: 93.99% Sumergencia efectiva: 306 ft CHP: 64.5 psi

Figura 112. Dinagrama USCO 1 31/03/2016

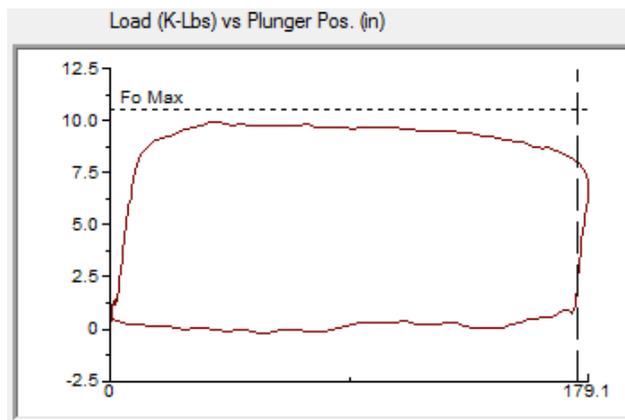


Fuente: Autores.

Se observa un fuerte golpe de bomba, que repercute al inicio del recorrido ascendente. El dinagrama indica un buen llenado de bomba. La velocidad de bombeo fue aumentada, por lo que se aprecia una leve interferencia por gas.

Velocidad de bombeo: 8.780 SPM Desplazamiento: 1230.6 BFPD  
Eficiencia: 90.96% Sumergencia efectiva: 226 ft CHP: 65.3 psi

Figura 113. Dinagrama USCO 1 18/04/2016

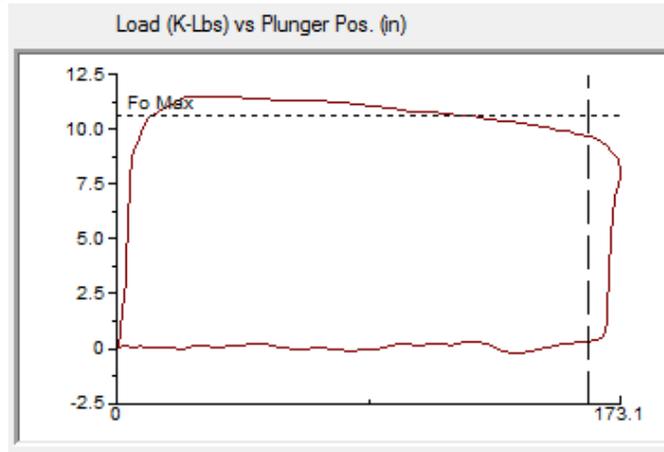


Fuente: Autores.

Se observa buen llenado de bomba, se disminuyó levemente la velocidad de la unidad, lo que eliminó la interferencia por gas.

Velocidad de bombeo: 8.78 Desplazamiento: 1359.2 BFPD  
Eficiencia de 97.96% Sumergencia efectiva: 198 ft

Figura 114. Dinagrama USCO 1 21/05/2016

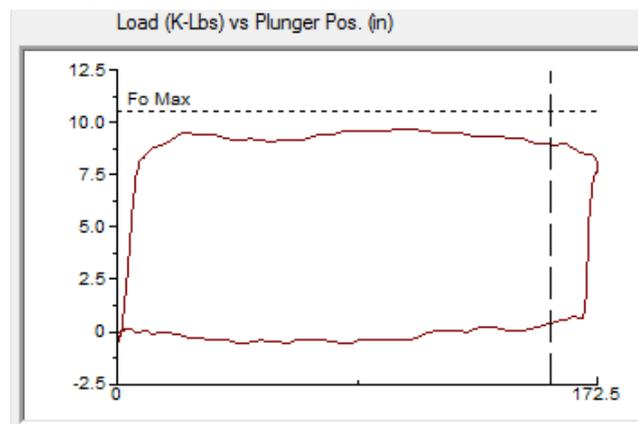


Fuente: Autores.

La bomba presenta un muy buen llenado, es apreciable el efecto de la aceleración del fluido, sin signos de interferencia por gas.

Velocidad de bombeo: 7.595 SPM Desplazamiento: 1084.4 BFPD  
Eficiencia: 93.53% Sumergencia efectiva: 229 ft CHP: 71.1 psi

Figura 115. Dinagrama USCO 1 12/06/2016

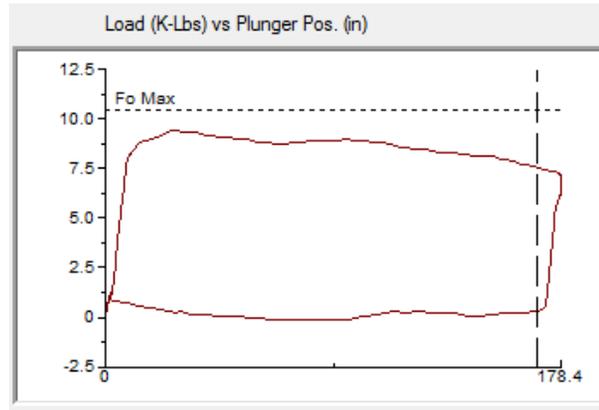


Fuente: Autores.

Buen llenado de la bomba, con aceleración del fluido y sin muestras de interferencia por gas.

Velocidad de bombeo: 6.498 SPM Desplazamiento: 891 BFPD  
Eficiencia: 99.13% Sumergencia efectiva: 471 ft CHP: 24.6 psi

Figura 116. Dinagrama USCO 1 29/07/2016



Fuente: Autores.

La bomba presenta un buen llenado, los efectos de la aceleración del fluido siguen siendo apreciables. No muestra interferencia por gas.

Velocidad de bombeo: 7.004 SPM Desplazamiento: 1044.8 BFPD

Eficiencia: 94.84% Sumergencia efectiva: 446 ft CHP: 63.7 psi

### 5.1.2. PRUEBAS DE PRODUCCIÓN

Tabla 26. Pruebas de producción después de intervención OSI USCO 1

Fecha	BFPD	BSW (%)	BOPD	BWPD	MCFPD	GOR (MCF/BBL)
25/03/2016	961	96.6	32.67	928.33	7	0.21
06/04/2016	1248.4	96.9	38.7	1209.7	11.4	0.29
15/05/2016	987.07	97.22	27.44	959.63	2	0.07
24/06/2016	979.69	96.45	34.78	944.91	0	0.00
19/07/2016	1021	96.55	35.22	985.78	1	0.03
07/08/2016	1000.45	97.19	28.11	972.33	0	0

Fuente: Ecopetrol S.A. GDH. 2016.

### 5.1.3. INTERVENCIONES

Durante los siguientes 4 meses evaluados, el pozo USCO 1 recibió una sola intervención, detallada a continuación:

1. 12/05/2016 - 12/05/2016. Día 64. Duración: 3.5 hr.  
Monitoreo de presión. Costo: U\$1,522.12

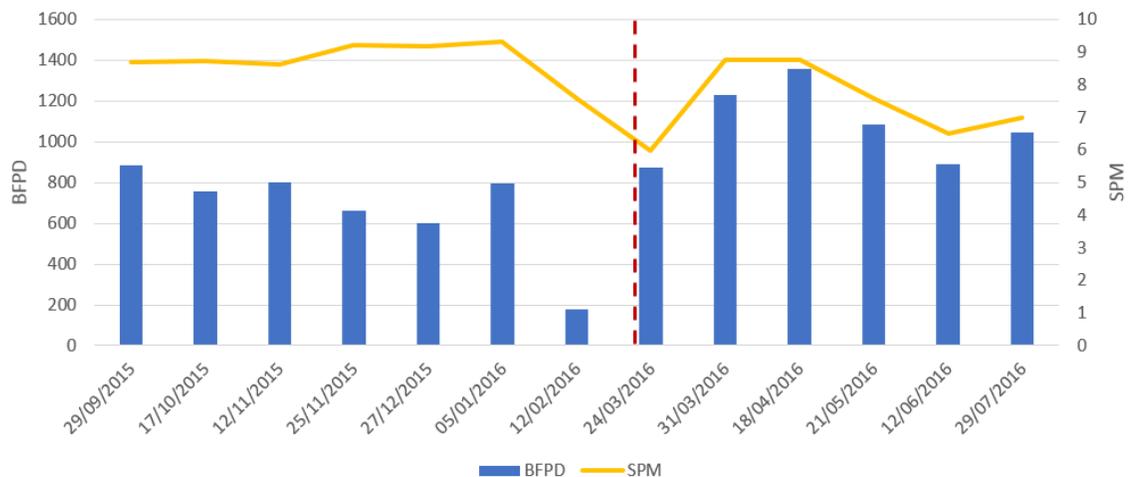
Se registró THP=56 psi, CHP=69 Psi, descargó THP a 0 Psi. Se realizó prueba manométrica y de bombeo con la UBM hasta obtener 500 psi. Arrancó pozo con 6 SPM.

Teniendo en cuenta el histórico de fallas, el pozo USCO 1 presenta un run time actual de 159 días, sin ninguna falla asociada a la producción de arena (actualizado 29/08/2016), superando ya su promedio previo a la instalación de las herramientas OSI (107 días).

#### 5.1.4. ANÁLISIS

En la Figura 117 se muestra el desplazamiento de la bomba del pozo USCO 1, respecto a la velocidad de la unidad de superficie (SPM). La tendencia, previa a la instalación de las herramientas, era la de mantener la velocidad alrededor de 9 SPM, con una tendencia de leve decremento del desplazamiento de la unidad, llegando a una caída abrupta el mes anterior a la instalación, debido en parte a la disminución de la velocidad de la unidad y la caída de la eficiencia de la bomba, producto de la producción de gas.

Figura 117. Historial desplazamiento de bomba y SPM pozo USCO 1



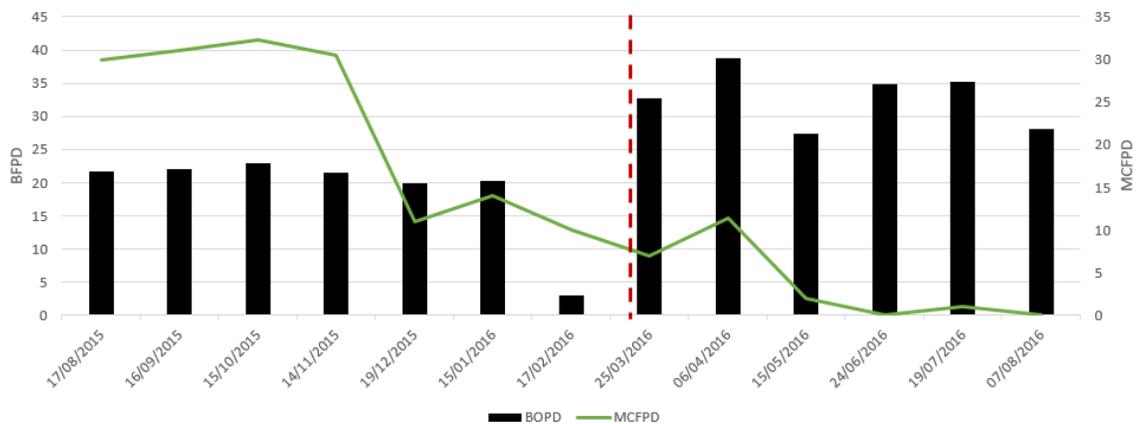
Fuente: Autores.

Luego de intervenir el pozo, el desplazamiento de la bomba aumenta drásticamente; a la par que la velocidad que maneja la unidad es menor, de aproximadamente 8 SPM como promedio.

Consecutivamente se evalúa la producción de gas, antes y después de la fecha cero. La tendencia de disminución de producción de gas antes de la instalación se debe a la misma interferencia provocada por este, el punto crítico en la fecha 17/02/2016 antes de la instalación, produjo 10 MCFPD y tan solo 3 BOPD, debido al casi total bloqueo por gas de la bomba.

La contribución de la herramienta DBSGSS, para mitigar la producción de gas, es evidente; en la Figura 118 se aprecia que a partir de la primera semana el pozo mantiene una producción de gas baja (7 MCFPD), comparada con los datos que se tenían previo a la aplicación (30 MCFPD) de esta tecnología. El aumento de gas para la segunda semana no se debe a una falla de la herramienta, esto obedece a la tasa de producción que tiene el pozo para esas fechas.

Figura 118. Historial producción de aceite y gas pozo USCO 1

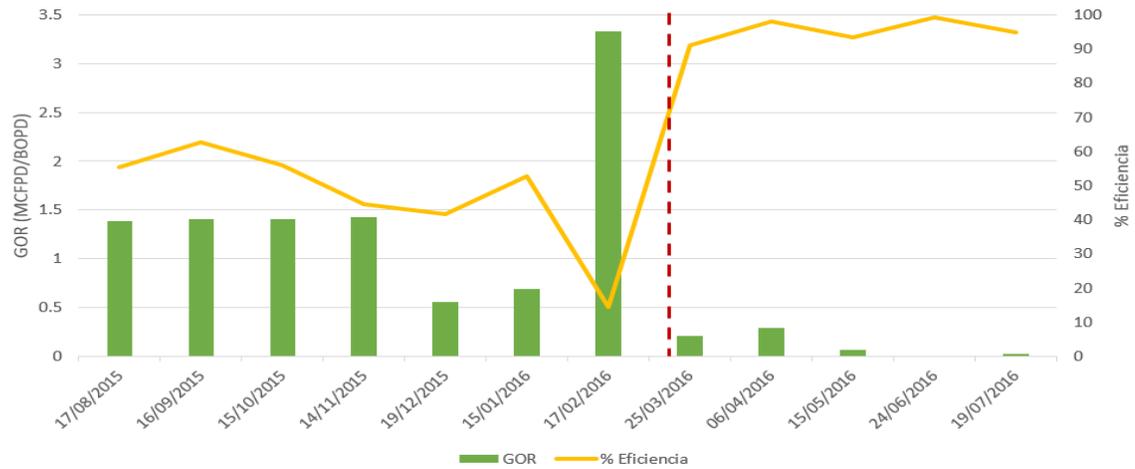


Fuente: Autores.

La disminución en producción de gas del pozo llega a 0 MCFPD, producto de la separación llevada a cabo por el DBSGSS. La bomba funciona más eficientemente, y es por ello que el caudal de aceite presenta un incremento también.

A la eficiencia de la bomba y el GOR, es evidente la relación inversa existente entre ambos parámetros. Previo a la instalación de las herramientas de OSI, la eficiencia de la bomba rondaba el 30% y el GOR los 3.5 MCFPD/BOPD. Luego de la fecha cero, el GOR cae abruptamente a 0.21 MCFPD/BOPD para luego aumentar hasta un muy bajo nivel de 0.29 MCFPD/BOPD y caer nuevamente a 0. La eficiencia aumenta drásticamente hasta 90%, aproximadamente; una clara muestra del óptimo desempeño del conjunto DBSGSS y VSS.

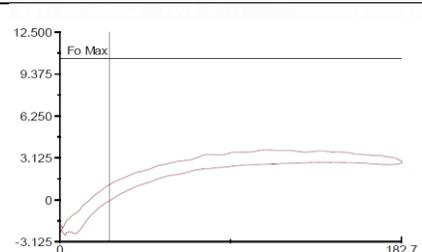
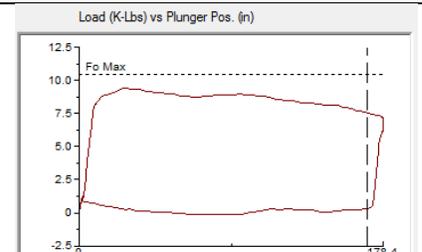
Figura 119. Historial de eficiencia de bomba y GOR pozo USCO 1



Fuente: Autores.

Resumiendo, los resultados obtenidos posterior a la instalación del DBSGSS (1 Tubing Screen de 12 slot y 2 de 15 slot; y 2 Gas Separator Bodies) y el VSS el 23 de marzo de 2016, el pozo USCO 1 experimenta un aumento de la eficiencia de la bomba de subsuelo y subsecuente aumento del desplazamiento, con una reducción dramática de la producción de gas y sin problemas asociados a la producción de arena y/o gas a la fecha (29 de agosto de 2016).

Tabla 27. Resumen pre y post instalación herramientas OSI pozo USCO 1

Parámetro	12/02/2016	29/07/2016
Desplazamiento	180 BFPD	1044.8 BFPD
Eficiencia	14.57%	94.84%
Velocidad de bombeo	7.592	7.004
GOR	3.333	0.03
Dinagrama		

Fuente: Ecopetrol S.A. GDH, Odessa Separator, Inc, Autores.

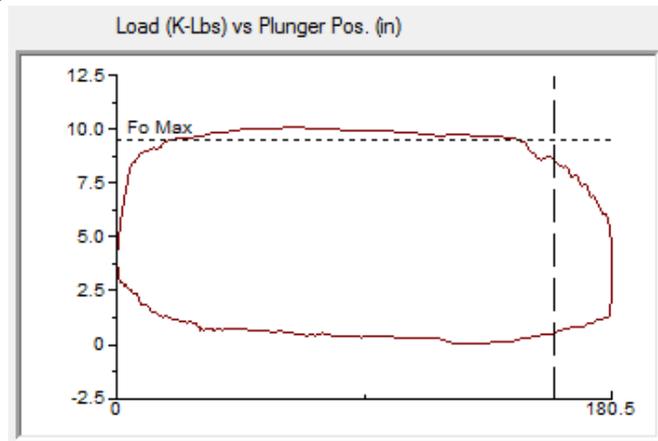
## 5.2. USCO 2

El pozo arranca el 9 de febrero con una velocidad de 5.34 SPM inmediatamente después de la instalación, con un recorrido máximo de 192" y una Sumergencia efectiva de 6275 ft.

### 5.2.1. TOMA DE NIVELES Y REGISTROS DINAMOMÉTRICOS

Los posteriores registros dinamométricos y cambios en las condiciones de producción se enuncian a continuación:

Figura 120. Dinagrama USCO 2 09/02/2016

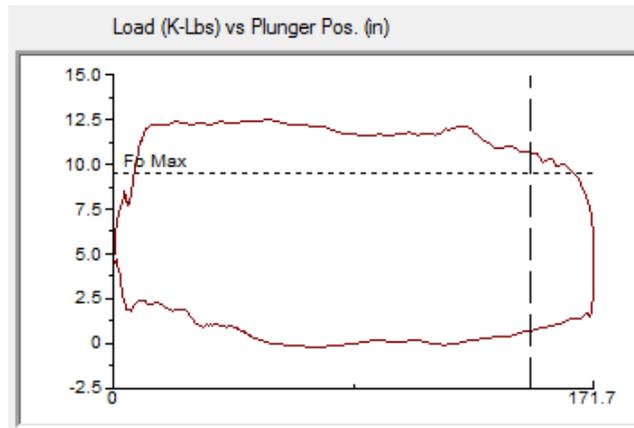


Fuente: Autores.

Se observa buen llenado de la bomba, sin muestras de interferencia por gas. El dinagrama muestra la existencia de fricción entre la barra pulida y el stuffing box (nótese final carrera descendente, inicio carrera ascendente), producto de la baja lubricación, causada por el alto corte de agua en el fluido de producción. No hay evidencia de interferencia por gas.

Velocidad de bombeo: 5.341 SPM Desplazamiento: 303.8 BFPD  
Eficiencia: 88.22% Sumergencia efectiva: 6275 ft CHP: 0 psi

Figura 121. Dinagrama USCO 2 15/02/2016

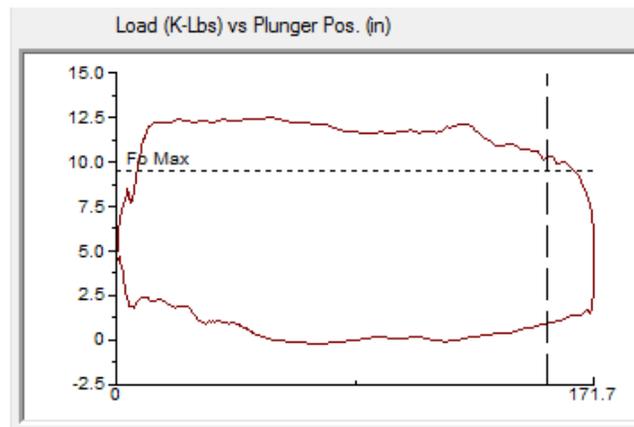


Fuente: Autores.

La bomba cuenta con buen llenado. Es apreciable un golpe de bomba al final de la carrera descendente, lo que enmascara la fricción en superficie entre el stuffing box y la barra pulida. No hay muestra de interferencia por gas.

Velocidad de bombeo: 5.696 SPM Desplazamiento: 296.4 BFPD  
Eficiencia: 88.46% Sumergencia efectiva: 5102 ft CHP: 85 psi

Figura 122. Dinagrama USCO 2 27/02/2016

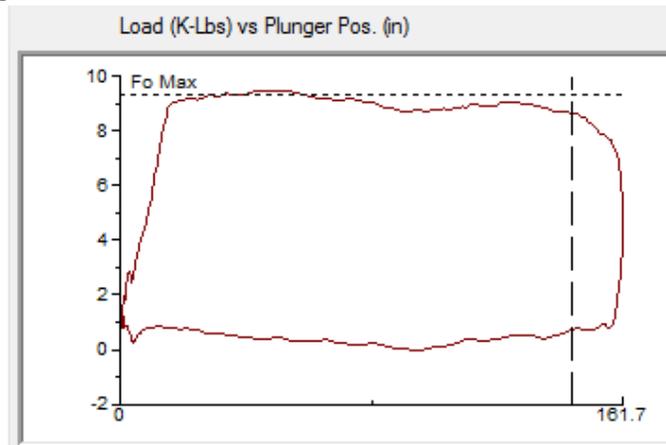


Fuente: Autores.

La bomba cuenta con buen llenado sin interferencia por gas. Sigue presentándose el golpe de bomba, por lo que se recomienda reespaciar.

Velocidad de bombeo: 4.878 SPM Desplazamiento: 270.2 BFPD  
Eficiencia: 90.36% Sumergencia efectiva: 5241 ft CHP: 96 psi

Figura 123. Dinagrama USCO 2 19/03/2016

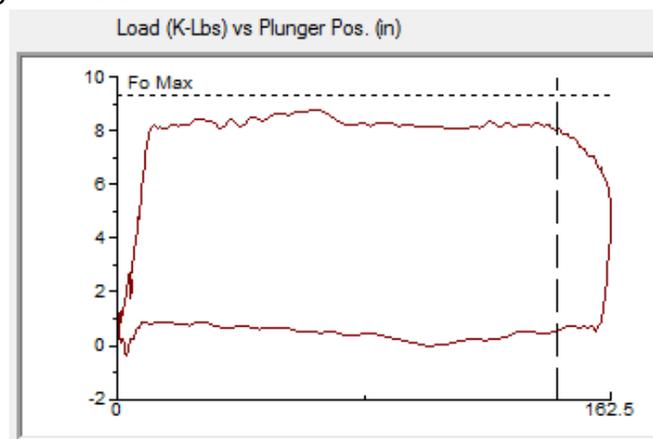


Fuente: Autores.

Se aumenta la velocidad de la bomba y mejora el llenado de la misma, sin presentarse interferencia por gas. Se aprecia un leve golpe durante la carrera descendente, que también oculta la evidencia de fricción en superficie.

Velocidad de bombeo: 5.521 SPM Desplazamiento: 286 BFPD  
Eficiencia: 89.7% Sumergencia efectiva: 6376 ft CHP: 110 psi

Figura 124. Dinagrama USCO 2 11/04/2016

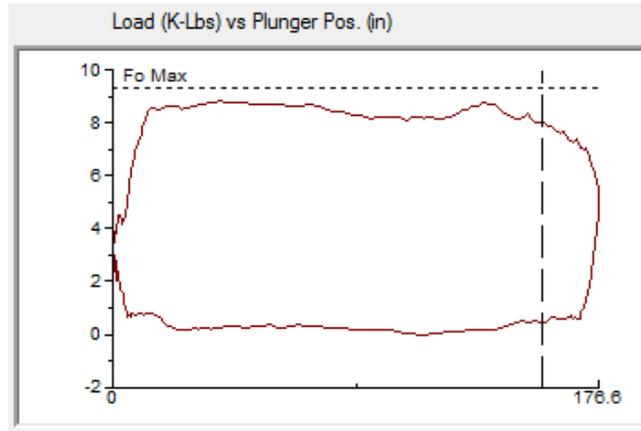


Fuente: Autores.

Pozo con bombeo a baches, presenta un fuerte golpe de caja. Buen llenado de bomba, con fricción en superficie.

Velocidad de bombeo: 5.863 SPM Desplazamiento: 302.6 BFPD  
Eficiencia: 88.97% Sumergencia efectiva: 7456 ft CHP: 104 psi

Figura 125. Dinagrama USCO 2 05/05/2016

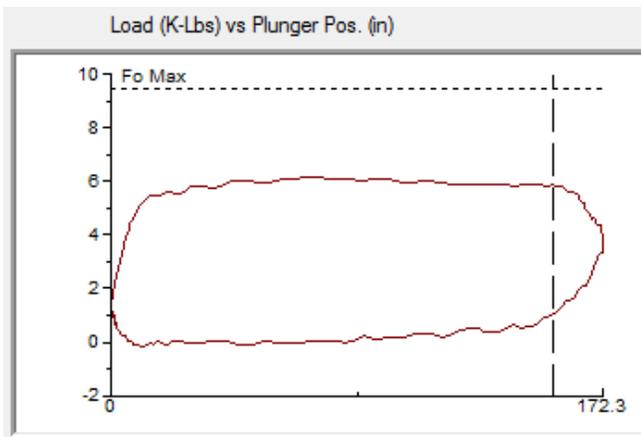


Fuente: Autores.

El dinagrama muestra buen llenado de bomba, sin interferencia de gas. Sigue presentándose golpe de bomba, con fricción en superficie.

Velocidad de bombeo: 5.732 SPM Desplazamiento: 319.4 BFPD  
Eficiencia: 88.37% Sumergencia efectiva: 8412 ft CHP: 123 psi

Figura 126. Dinagrama USCO 2 27/06/2016

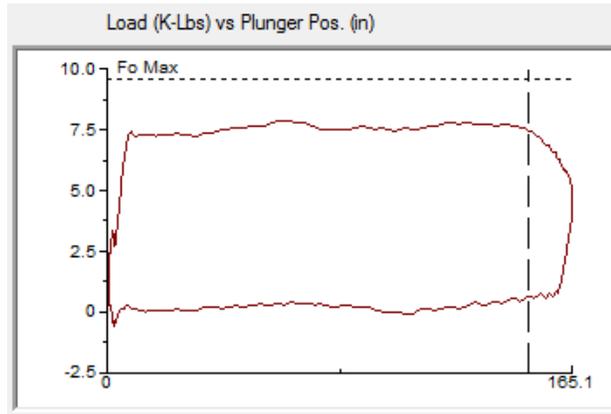


Fuente: Autores.

Al aumentar la velocidad de bombeo, el llenado de la bomba disminuye un poco, pero sin llegar a presentar interferencia por gas. El golpe de bomba parece haber sido solucionado, pero es apreciable leve fricción en superficie.

Velocidad de bombeo: 5.96 SPM Desplazamiento: 330.1 BFPD  
Eficiencia: 90% Sumergencia efectiva: 2053 ft CHP: 76 psi

Figura 127. Dinagrama USCO 2 18/07/2016



Fuente: Autores.

Se disminuye ligeramente la velocidad de bombeo y el llenado aumenta. Se presenta golpe de bomba, que oculta en parte la fricción en superficie.

Velocidad de bombeo: 5.882 SPM Desplazamiento: 314.6 BFPD

Eficiencia: 90.72% Sumergencia efectiva: 1098 ft CHP: 99.3 psi

### 5.2.2. PRUEBAS DE PRODUCCIÓN

Tabla 28. Pruebas de producción después de intervención OSI USCO 2

Fecha	BFPD	BSW (%)	BOPD	BWPD	MCFPD	GOR (MCF/BBL)
13/02/2016	157.4	57.36	67.12	90.28	0	0
27/02/2016	159.1	50.78	78.31	80.79	0	0
28/02/2016	159.57	48.33	82.45	77.12	0	0
25/03/2016	158	9.12	143.59	14.41	0	0
29/04/2016	166	9.69	149.91	16.09	23	0.15
21/05/2016	155.25	15.29	131.51	23.74	33	0.17
24/06/2016	147.64	13.31	127.99	19.65	26	0.2
28/07/2016	147.06	6.53	137.46	9.6	24	0.15

Fuente: Ecopetrol S.A. GDH. 2016.

### 5.2.3. INTERVENCIONES

Durante los siguientes 6 meses evaluados, el pozo USCO 2 recibió una sola intervención, detallada a continuación:

1. 25/03/2016 - 25/03/2016. Día 45. Duración: 5 hr.  
Monitoreo de presión. Costo: U\$1,906.86

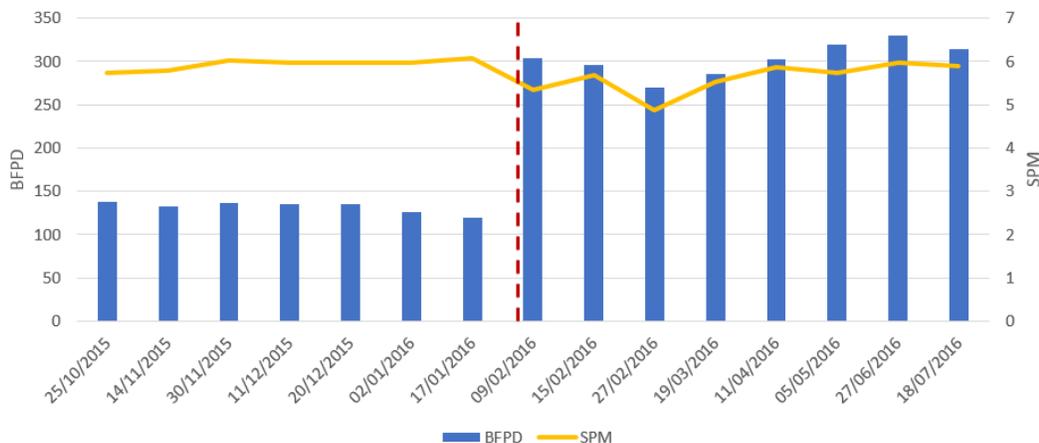
Se registró THP=50 psi, CHP=250 Psi, descargó THP a 0 Psi, bombeo en directa 73 bbl de salmuera KCl 2% 8.4 ppg llenando la tubería y presurizando con 50 Psi. Se realizó prueba manométrica y de bombeo con la UBM hasta obtener 500 psi. Arrancó pozo con 5 SPM.

Teniendo en cuenta el histórico de fallas, el pozo USCO 2 presenta un run time actual de 202 días, sin ninguna falla asociada a la producción de arena (actualizado 29/08/2016), superando ya su promedio previo a la intervención de OSI (137 días).

### 5.2.4. ANÁLISIS

La tendencia, previa a la instalación de las herramientas, era la de un ligero aumento de la velocidad de la unidad para mantener casi constante (con un leve decremento) el desplazamiento de la bomba. Luego de intervenir el pozo, el desplazamiento de la bomba aumenta drásticamente hasta dos veces el original a una velocidad incluso menor; esto evidencia claramente el aumento de la eficiencia de la bomba de subsuelo gracias al manejo del gas y arena por parte del DBSGSS y el VSS.

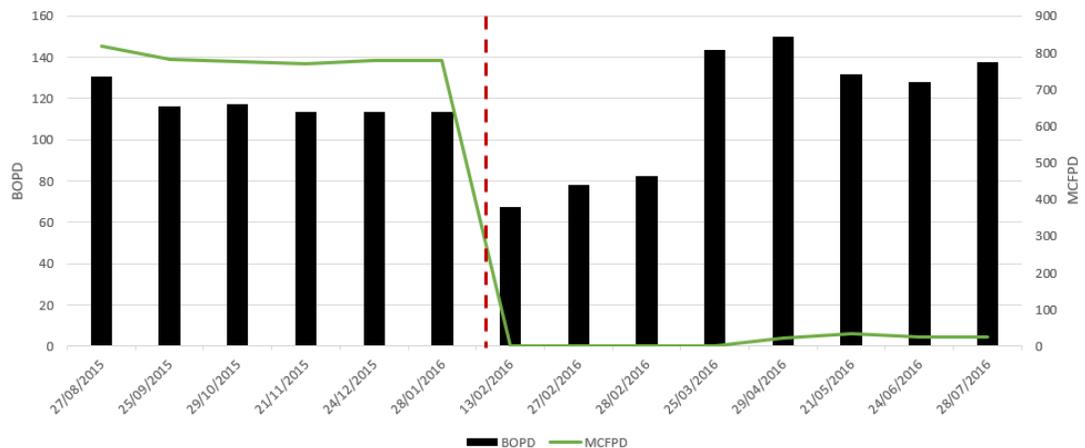
Figura 128. Historial desplazamiento de bomba y SPM pozo USCO 2



Fuente: Autores.

Igualmente, si se realiza una comparativa de los caudales de producción de aceite, gas y agua previa y posteriormente a la instalación de las herramientas (fecha cero), es apreciable la caída de la producción de gas. Igualmente, se aprecia un aumento del agua producida durante las primeras 3 semanas después de la instalación (debido a la salmuera inyectada para controlar el pozo, al momento de ser intervenido), la cual vuelve a sus niveles regulares junto con un incremento de la producción de aceite.

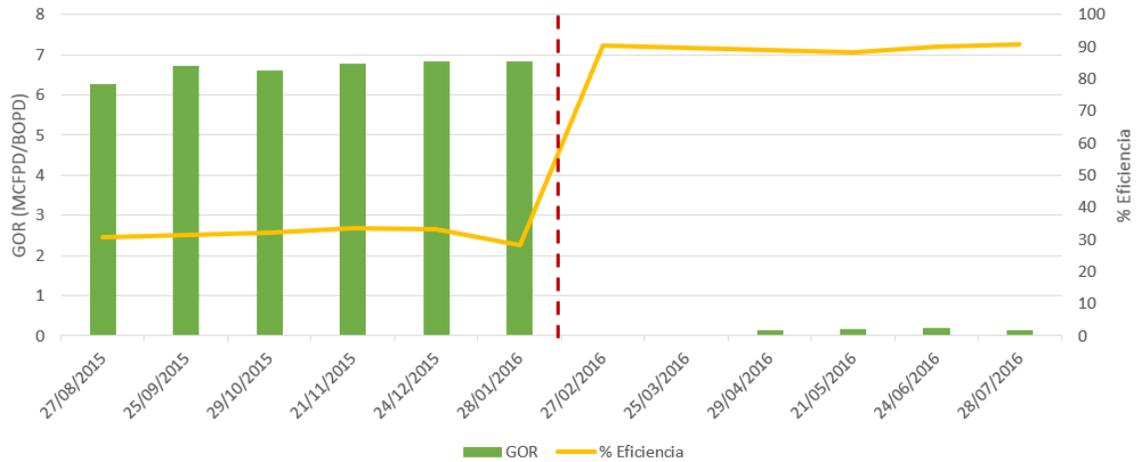
Figura 129. Historial producción de aceite y gas pozo USCO 2



Fuente: Autores.

Realizando una comparación entre la eficiencia de la bomba y el GOR, es evidente la relación inversa existente entre ambos parámetros. Previo a la instalación de las herramientas de OSI, la eficiencia de la bomba rondaba el 30% y el GOR los 6.5 MCFPD/BOPD. Luego de la fecha cero, el GOR cae abruptamente a 0 para luego aumentar hasta un muy bajo nivel de 0.2 MCFPD/BOPD; y la eficiencia aumenta drásticamente hasta situarse en 90%, aproximadamente. Nuevamente, es esta una clara muestra del óptimo desempeño del conjunto DBSGSS y VSS.

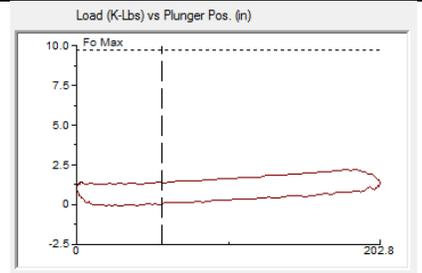
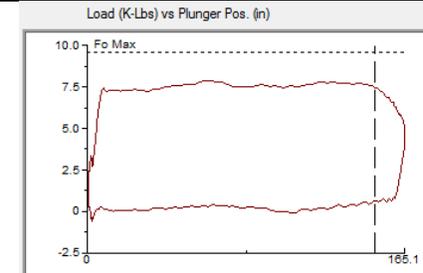
Figura 130. Historial de eficiencia de bomba y GOR pozo USCO 2



Fuente: Autores.

Resumiendo, los resultados obtenidos posterior a la instalación del DBSGSS (2 Tubing Screen de 15 slot y 3 Gas Separator Bodies) y el VSS el 9 de febrero de 2016, el pozo USCO 2 experimenta un aumento de la eficiencia de la bomba de subsuelo sin problemas correlacionables a la producción de arena y/o gas a la fecha (29 de agosto de 2016).

Tabla 29. Resumen pre y post instalación herramientas OSI pozo USCO 2

Parámetro	17/01/2016	18/07/2016
Desplazamiento	119.2 BFPD	314.6 BFPD
Eficiencia	28.2%	90.72%
Velocidad de bombeo	6.08	5.882
GOR	6.84	0.2
Dinagrama		

Fuente: Autores.

## 6. OTRAS TECNOLOGÍAS.

### 6.1. CONTROL DE ARENA

A continuación, se describen los diferentes sistemas implementados para el manejo de la arena que se utilizan para barrer, lubricar y limpiar el anular entre el barril y el pistón, donde predomina la utilización de herramientas con sellos y anillos.

#### 6.1.1. PISTÓN ANILLADO

Figura 131. Pistón anillado



Fuente: Manual de producción. Pan American Energy. 2002.

Se utilizan en pozos con alto desgaste entre el pistón y el barril. En la carrera ascendente una porción de la carga de fluido se transfiere, o reparte en cada anillo. La presión hidrostática, expande los anillos y hacen contacto con el barril de la bomba. La parte superior de los anillos es cóncava para lograr este efecto.

En la carrera descendente, los anillos se contraen y el pistón se desplaza sin fricción, limpiando las pequeñas partículas de arena o suciedad. Son pistones metalizados, con 0.005" de clearance con ranuras donde se alojan los anillos. Se pueden utilizar con 20 o 40 anillos. Se recomienda utilizarlos donde los pistones metálicos tienen problemas repetitivos de atascamientos.

### 6.1.2. WIPPER

Figura 132. Wipper



Fuente: Taller de bombas Ecopetrol S.A. GDH. 2016.

Extensiones de 1.5 ft que se instalan en la parte inferior y/o superior del pistón para barrer la arena y limpiar el anular entre el pistón y el barril. Usualmente se compone de 10 anillos de poliketona que funcionan con el mismo principio físico de los pistones anillados, ayudando a evitar la abrasión ocasionada por las partículas sólidas. Es considerado elemento de sacrificio, ya que no evita los arenamientos, pero sí disminuye los daños generados por la abrasión.

### 6.1.3. LUBRI PLUNGER

El Lubri plunger, tiene la particularidad de contar con solo dos sellos en los extremos, de composición especial, resistentes a la abrasión y una importante disminución de diámetro entre ambos. Esto permite, en un alojamiento hermético, mantener un lubricante que lubricará el barril y permitirá que los extremos sellantes del pistón se vean favorecidos en su recorrido.

De esta forma se impide el ingreso de arena y demás sólidos al espacio anular entre el pistón y el barril. Al no haber escurrimiento entre pistón y barril, se puede considerar que su eficiencia es del 100%.

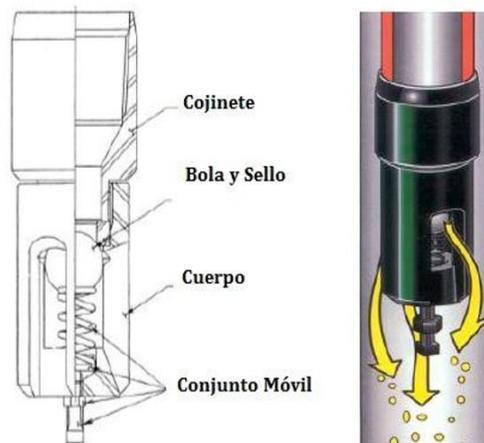
Figura 133. Lubri plunger



Fuente: Manual de producción. Pan American Energy. 2002.

#### 6.1.4. VÁLVULAS DE PURGA

Figura 134. Válvula de purga

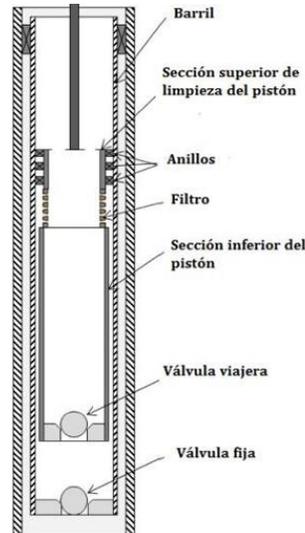


Fuente: SPE 157126. Design of Rod Pumping Systems for Effectively Handling Solids and Sand. 2012.

La Válvula de purga es una herramienta muy útil, ya que evita que la tubería se llene rápidamente de arena. Cuando el Mud Joint se llena de arena hasta cierto nivel, la válvula se activa y permite que esta caiga a través de su compuerta hacia el rat hole. El rat hole, a la vez, limita su implementación en el BHA de producción.

### 6.1.5. BOMBAS NO API

Figura 135. Bomba no API



Fuente: SPE 173623. New sucker rod pump technology with integral screen for Sandy Wells. 2015.

Las bombas no API que más se conocen son la bomba de 3 tubos, bomba Pampa y la bomba de carrera ascendente.

#### 6.1.5.1. BOMBA DE 3 TUBOS

La bomba de 3 tubos es una bomba inserta diseñada para una operación eficiente bajo condiciones abrasivas. Está compuesta por 3 tubos (un pistón y dos barriles), y con un clearance de 0.014" aproximadamente entre cada tubo.

El pistón viajero interior y el barril exterior se unen y se mueven alrededor del barril fijo, formando un sello largo de fluido entre los barriles. La mayor tolerancia entre los tubos hace la bomba menos vulnerable a que se pegue, mejorando su run time en fluidos abrasivos permitiendo que la mayoría de partículas de arena pasen por el área de sellado.

#### 6.1.5.2. BOMBA PAMPA

La bomba Pampa es una bomba de ajuste hermético con un pistón largo y un barril relativamente corto o sección de liner. Fue diseñada para eliminar cualquier arena u otro material extraño que entre al pistón y el barril. Considerando la luz, su diseño utiliza un enfoque opuesto a la de la bomba de 3 tubos.

La bomba Pampa es particularmente ideal para la producción de arena fina y puede utilizarse a profundidades mayores que la bomba de 3 tubos.

#### 6.1.5.3. BOMBA DE CARRERA COMPLETA

Son llamadas así, debido a la disposición de extensiones en cada extremo del barril de la bomba, que tienen diámetros internos más grandes que el barril.

La bomba es construida de modo que el pistón recorre el barril aproximadamente un pie más allá del tope de la carrera, y un pie por debajo de la carrera. Con este tipo de carrera completa, se elimina cualquier posible acumulación de arena o partículas en una parte no barrida del barril y del mismo pistón.

La principal diferencia entre este diseño y uno convencional, es la configuración del pistón y su capacidad para manejar arena. Para una bomba API el pistón se compone de una sección, para este caso la configuración consta de tres componentes: una sección superior del pistón, una sección inferior del pistón y una malla integral que separa los dos cuerpos.

La sección superior del pistón se caracteriza por su alta tolerancia o clearance y se compone de unos anillos equitativamente espaciados a lo largo del cuerpo, que se encuentran en contacto con la superficie interna del barril (cero clearance).

La sección inferior funciona como un pistón convencional, soportando la presión hidrostática del fluido cuando es bombeado hacia la superficie. La sección filtrante consiste en una camisa que acopla las dos secciones, permitiendo el flujo radial para que el fluido pase desde la parte interna del pistón, hacia el espacio anular entre los anillos y el sello hermético, generado por el pistón de la sección inferior.

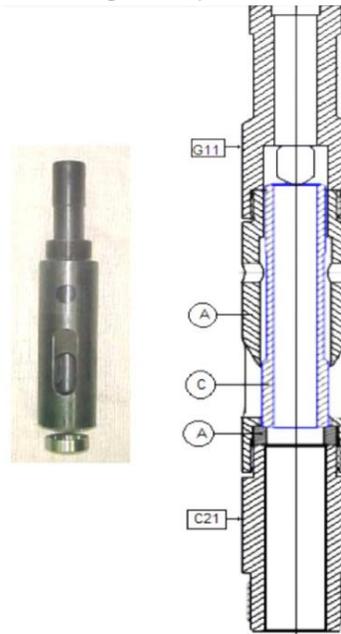
La sección ranurada actúa como un filtro para permitir el paso de partículas cuyo tamaño es menor al clearance, dando paso a través del sello hermético sin generar abrasión en las superficies del pistón y el barril.

## 6.2. CONTROL DE GAS

### 6.2.1. VÁLVULA ANTIBLOQUEO DE GAS SUPERIOR

Esta válvula se instala en la parte superior de la bomba entre la guía de vástago, G11 y el conector superior de barril, C21 (ver Figura 136).

Figura 136. Válvula antibloqueo de gas superior



Fuente: Bolland y Cía S.A. brochure. Argentina. 2010.

La válvula antibloqueo de gas superior está diseñada para que, en la carrera descendente de la bomba, la pieza C se apoye sobre la pieza B, y retenga la columna de fluido. Esto permite disminuir la presión de descarga, y facilitar la apertura de la válvula viajera. El tiempo que la válvula permanece en posición “cerrada” depende de las características del fluido y de la cantidad de gas producida.

En la carrera ascendente, luego de equipararse las presiones, se produce el desplazamiento de la pieza C, quedando la válvula en posición “abierta”, permitiendo el libre pasaje de fluido.

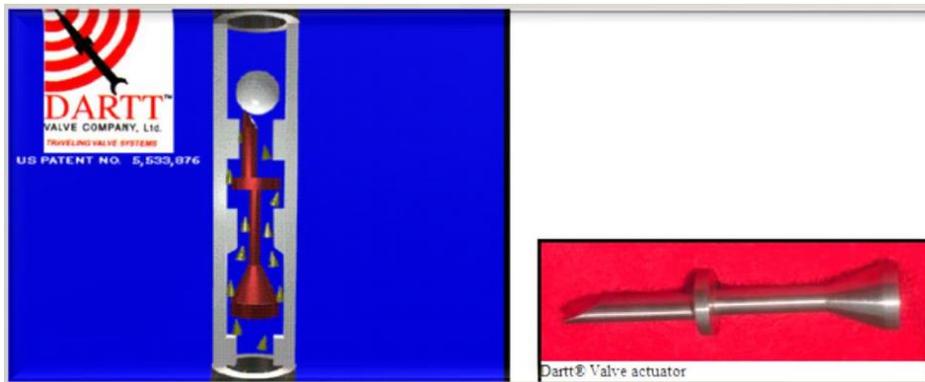
Ventajas:

- La ventaja del uso de esta válvula en pozos con niveles dinámicos bajos, es que disminuye el efecto del golpe de gas y del golpe de fluido.
- Eventualmente si se para el bombeo por alguna causa, la Válvula antibloqueo de gas superior evita la entrada de arena a la bomba.
- El cuerpo principal A está construido en una aleación de acero tratado térmicamente, el asiento de válvula B en acero inoxidable tratado térmicamente y el cierre de válvula C en aleación de acere con el interior cromado; con esto se logra mayor resistencia al desgaste y aumenta la vida útil de la válvula.

### 6.2.2. VALVULAS DARTT

La Válvula DARTT, es un accesorio operado hidráulicamente que es instalado debajo de la válvula viajera, sin modificaciones. Esta válvula, es activada por las presiones normales de fluido o gas que existen dentro de la bomba. Hace el trabajo de abrir o cerrar la válvula viajera apropiadamente y está diseñada especialmente para control de problemas de interferencia y bloqueo por gas. Están disponibles en la mayoría de los tamaños comunes de bombas, desde 1-1/4” a 2-3/4”.

Figura 137. Válvula DARTT



Fuente: DARTT Valve Company Ltd. Brochure. 2005.

Ventajas:

- Aumenta la eficiencia de la bomba.
- Durante la carrera descendente permite a la válvula viajera abrir más pronto.
- Disminuye los costos de mantenimiento por estos problemas.
- Disminuye o elimina la Interferencia/bloqueo por gas.
- Reduce las fallas en las esferas y asientos de la caja viajera.
- Disminuye el golpe de fluido.
- Disminuye la rotura de varillas.
- Mayor tiempo de vida útil en las bombas.

### 6.2.3. VÁLVULAS HIVAC

Las dos principales características son:

1. La gran capacidad de flujo a través de la caja.
2. Capacidad de alta compresión con un volumen pequeño de fluido no desplazado.

Estos dos aspectos proveen los siguientes beneficios:

- Mejor llenado de la bomba.
- Incrementa la capacidad de producción.
- Elimina o disminuye el golpe de fluido.
- Elimina o disminuye el bloqueo por gas.
- Incrementa la velocidad de caída del pistón en fluidos viscosos.
- Incrementa la eficiencia del recorrido ascendente, permitiendo a la válvula fija abrir más pronto.

### 6.2.4. VÁLVULA “CARGADORA”

La válvula cargadora está diseñada para minimizar los efectos dañinos del golpe de fluido y la interferencia de gas. Puede instalarse sobre la bomba convencional. Como se muestra la Figura 138, la válvula trabaja de la siguiente manera:

En la carrera ascendente (a), la válvula cargadora está abierta y la bomba se comporta como una bomba convencional, la válvula viajera cierra y levanta la carga

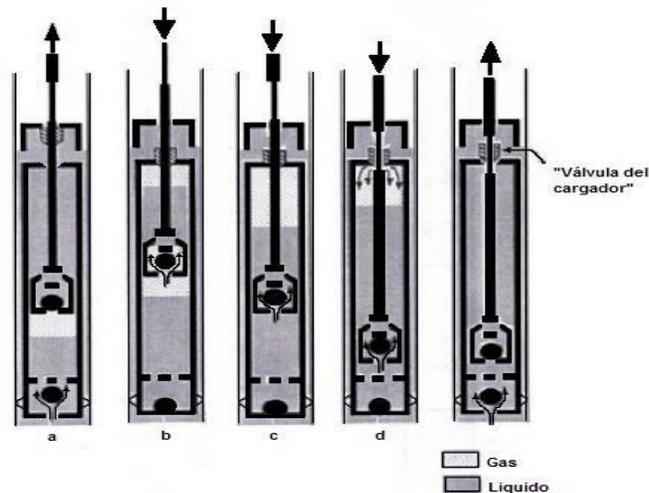
del fluido, al mismo tiempo la válvula fija abre permitiendo que el fluido llene la bomba.

Al comienzo de la carrera descendente (b), la válvula cargadora cierra, soportando las cargas de fluido que ahora están fuera de la válvula viajera. Esta abre fácilmente, debido a que la presión sobre esta es baja, permitiendo que el gas en la bomba pase a través de la válvula viajera, a medida que sigue bajando el pistón el fluido entra en la bomba (c).

Cerca del final de la carrera descendente (d), si la bomba no está llena (debido al golpe de fluido o interferencia de gas), fugas del fluido al pasar la sección delgada de la varilla de recuperación llena la bomba, evitando el golpe de fluido en la carrera ascendente.

Al comenzar el pistón la carrera ascendente (e), la "cargadora" abre y la operación de la bomba es la misma como si fuese convencional. Aunque este tipo de válvula puede ayudar en pozos con severo golpe de fluido e interferencia por gas, tiene problemas en pozos que producen arena, desgaste por arena de la válvula cargadora convertirían la bomba en una convencional.

Figura 138. Válvula "cargadora"



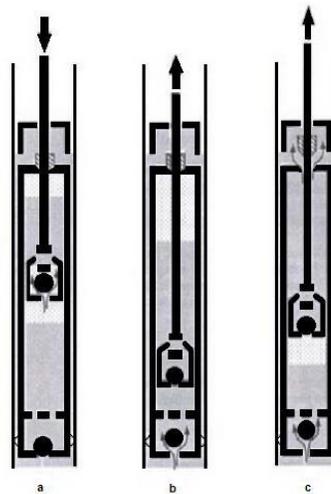
Fuente. Optimización Bombeo Mecánico. Theta Enterprise. Venezuela. 2005.

### 6.2.5. VÁLVULA DE ANILLOS SUPERIORES

Es una bomba similar a la de carga (ver Figura 139). La válvula de anillos recoge las cargas del fluido en la carrera descendente, permitiendo que la válvula viajera abra fácilmente, eliminando el bloqueo por gas.

En pozos sin nivel (pump off), en lugar de ocurrir golpe de fluido en la carrera descendente, con esta bomba ocurre durante la carrera ascendente. Esto mantiene las varillas siempre en tensión y evita las ondas de esfuerzos compresivos destructivas, causadas por el golpe de fluido.

Figura 139. Válvula de anillos superiores



Fuente: Optimización Bombeo Mecánico. Theta Enterprise. Venezuela. 2005.

## 7. INGENIERÍA ECONÓMICA.

Todos los proyectos de inversión adelantados por una compañía, sin excepción alguna, deben cumplir el objetivo primordial de generar utilidad. Cada uno de estos proyectos debe ser viable, es decir, capaz de generar las utilidades suficientes para la recuperación de la inversión y, aumentar los activos de la compañía. Es por esto, que se recurre a diversas técnicas de análisis financiero, para determinar si un proyecto es de bajo riesgo para los activos.

Para la realización de la evaluación económica y financiera de un proyecto, se hace uso de algunos indicadores obtenidos del análisis cuantitativo, realizado al flujo de caja del proyecto o respectiva alternativa. Algunos de estos índices son el TIR, TPR, VPN, TIP y el PAYBACK, siendo este último el que indica el tiempo en el cual se pagará el proyecto realizado.

Es pertinente realizar una evaluación económica completa a los proyectos llevados a cabo por Ecopetrol, a través de Odessa Separator, Inc. Esta evaluación es realizada en base al modelo económico implementado por el departamento de planeación de Ecopetrol S.A., donde se tienen en cuenta todos los parámetros contractuales pertinentes a los Campos Tenay y Brisas.

### 7.1. INDICADORES ECONÓMICOS

#### 7.1.1. COSTOS DE CAPITAL (CAPEX)

Los costos capitales (CAPital EXpenditure) son tomados de acuerdo a los recursos requeridos para la compra de las herramientas propuestas. Estos costos van asociados a los procesos de instalación de infraestructuras; generalmente los de instalación de facilidades de producción para SLA y/o instalaciones adicionales.

#### 7.1.2. COSTOS OPERACIONALES (OPEX)

Los costos operacionales (OPERational EXpenditure) hacen referencia a los fondos que la empresa emplea en los procesos operativos del campo. Estos, se asocian a los costos por consumo de energía, elementos químicos, servicios de reacondicionamiento de pozos (tanto productores como inyectoros), personal, manejo ambiental, entre otros.

### 7.1.3. VALOR PRESENTE NETO (VPN)

El método del Valor Presente Neto es ampliamente usado, dada su fácil aplicación y la capacidad de convertir todos los ingresos y egresos futuros, a lo largo de la vida del proyecto, a valores actuales; esto, teniendo en cuenta el efecto de las tasas de interés financieras.

Cuando el VPN es menor que cero, es un indicativo de que existe una pérdida a una cierta tasa de interés; por el contrario, cuando este valor es mayor que cero, se afirma que el proyecto es indiferente.

Al realizar una evaluación de un proyecto usando la metodología del VPN, es recomendable calcular la tasa de interés superior a la Tasa de Interés de Oportunidad (TIO), con el fin de contar con un margen que brinde seguridad y cubra ciertos riesgos, como lo son la liquidez, la inflación o las desviaciones no previstas.

Los parámetros tenidos en cuenta, al momento de realizar el cálculo del VPN de un proyecto son:

- Vida útil del proyecto.
- Flujo de caja (valor presente de los ingresos y egresos en el tiempo).
- Valor comercial (ingreso obtenido al final de la vida útil del proyecto)
- Tasa de descuento o tasa de oportunidad, que puede ser constante o variable, pues lleva implícito el factor de riesgo y de liquidez.

La ecuación general para el cálculo del VPN es la siguiente:

Ecuación 16.

$$VPN = \sum_{n=0}^N \frac{FDC}{(1+i)^n}$$

### 7.1.4. TASA DE INTERÉS DE OPORTUNIDAD (TIO)

Esta es la tasa de interés a la cual una compañía está dispuesta a llevar a cabo la inversión, representando el margen de utilidad que se desea obtener. Es así, que la TIO sirve principalmente para analizar la viabilidad de un proyecto, sirviendo como

patrón de referencia. En el caso de Ecopetrol S.A., la Tasa de Interés de Oportunidad está fijada en 13% efectivo anual.

#### 7.1.5. TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

La Tasa Interna de Retorno es aquella a la cual el VPN de los flujos de caja positivos se hace igual al VPN de los flujos de caja negativos. Igualmente, recibe el nombre de rentabilidad. Matemáticamente, se determina al calcular la tasa de interés a la que la suma del valor presente de los flujos de caja se iguala a la inversión inicial.

Ecuación 17.

$$VPN = 0 = \left[ \frac{FDC_1}{(1+i)^1} \right] + \left[ \frac{FDC_2}{(1+i)^2} \right] + \left[ \frac{FDC_3}{(1+i)^3} \right] + \dots + \left[ \frac{FDC_n}{(1+i)^n} \right] - Inv$$

#### 7.1.6. RELACIÓN COSTO BENEFICIO (RCB)

Este es un indicador económico que relaciona el VPN de los ingresos con el VPN de los egresos, y es calculado mediante la siguiente ecuación:

Ecuación 18.

$$RCB = \frac{VPN_{In}}{VPN_{En}}$$

El valor del RCB indica:

- $RCB > 1$ , el proyecto es rentable; los ingresos son superiores a los egresos.
- $RCB = 1$ , el proyecto es indiferente; los ingresos y egresos son los mismos.
- $RCB < 1$ , proyecto no rentable; los ingresos son menores que los egresos.

#### 7.1.7. RECOBRO DE LA INVERSIÓN (PAYBACK)

El Payback, también conocido como Plazo de Recuperación, es uno de los métodos de selección estáticos. Esta técnica consiste en determinar un tiempo aproximado que se tardará en recuperar la inversión inicial de un proyecto, es decir, cuando los flujos de caja netos positivos se hacen iguales al desembolso inicial.

Ecuación 19.

$$Payack = \frac{Inversión\ Inicial}{Flujo\ de\ efectivo\ Anual}$$

#### 7.1.8. RETORNO SOBRE LA INVERSIÓN (ROI)

Esta es una razón que compara la utilidad con respecto al desembolso inicial, permitiendo analizar el rendimiento del proyecto adelantado por la compañía, desde un punto de vista meramente financiero.

Para su cálculo, se admite como dividendo diferentes beneficios, como el neto después de impuestos, el BAI (antes de intereses) o el BAII (antes de intereses e impuestos), mientras que el divisor indica los fondos empleados.

Ecuación 20.

$$ROI = \frac{Beneficio}{Inversión}$$

#### 7.1.9. DPI

El DPI permite medir la eficiencia del capital invertido, y es útil para evaluar proyectos que presentan múltiples TIR, reflejando así el retorno en caja relacionado con el desembolso requerido para su generación.

Ecuación 21.

$$DPI = \frac{PV\ Flujo\ de\ caja\ inicial}{PV\ Flujo\ de\ caja\ de\ investigación}$$

#### 7.1.10. VIABILIDAD DE UN PROYECTO

Desde el punto de vista financiero, los parámetros generales establecidos que dictaminan la aceptación de un proyecto son los siguientes:

- $VPN > 0$
- $TIR > \text{Mínima tasa de descuento (costo de oportunidad)}$
- $DPI > 1.5$

## 8. EVALUACIÓN ECONÓMICA

Con el fin de realizar la evaluación económica de la implementación de las herramientas de Odessa Separator, Inc. para control de gas y arena, en sistemas de bombeo accionado por varilla reciprocante, se procedió a llevar a cabo un estudio de los egresos e ingresos generados a causa del proyecto.

El análisis financiero consistió en establecer los costos de capital (CAPEX) y costos operativos (OPEX), al igual que en calcular los indicadores económicos que permitiesen evaluar la viabilidad del mismo. Este análisis se lleva a cabo con el objetivo de verificar la rentabilidad del proyecto propuesto por Odessa Separator, Inc. a la compañía operadora, Ecopetrol S.A., al igual que el tiempo en que la inversión inicial retornaría.

Del mismo modo, se presentan los indicadores financieros calculados más representativos; al igual que se condensa el impacto económico que representó el proyecto, en base al análisis de los indicadores anteriormente enunciados.

### 8.1. USCO 1

En este apartado, se muestra la evaluación económica llevada a cabo al pozo USCO 1, durante un lapso de 24 meses, con el cual se valorará la viabilidad de la instalación de las herramientas OSI. La evaluación es realizada con un precio de crudo WTI = 30 USD/BBL, definido en el documento “Bases del portafolio” para el año en curso, por Ecopetrol S.A. Los parámetros de evaluación son los siguientes:

Tabla 301. Conceptos para análisis financiero pozo USCO 1

Concepto	USCO 1
Precio crudo WTI (USD/BBL)	30
Lifting cost (USD/BBL)	6.24
Calidad y transporte (USD/BBL)	4.03
Regalías	8%
Impuesto de renta	34%
Tasa de descuento	11.1% e.a.
Duración intervención OSI	0.25 días
Periodicidad de falla promedio (meses)	3.57
Tiempo simulación (años)	2
Run life promedio	107 días

Producción previa a la instalación	18.7 BPPD
Potencial de producción	30 BPPD
Declinación anual de producción	0.200 año <sup>-1</sup>
Costo promedio de intervención por falla	USD 16,500
Costo proyecto OSI hta + intervención	USD 22,329.51

Fuente: Ecopetrol S.A. GDH. 2016.

Los gastos de capital que requiere el proyecto de optimización, propuesto por OSI, en el pozo USCO 1 son:

Tabla 31. Costos de herramientas y accesorios pozo USCO 1

Herramienta/Accesorio		Costo total
DBSGSS	(2) 2-7/8" x 4-1/2" Tubing Screen 15 Slot	USD 15,136.90
	(1) 2-7/8" x 4-1/2" Tubing Screen 12 Slot	
	(2) 2-7/8" x 4-1/2" Gas Separator Body	
VSS	(1) 2-7/8" x 4' Vortex Sand Shield	
	(1) 1-1/4" x 110' Kit Dip Tube	
	(4) 2-7/8" Tubing Connection	
	(1) 2-7/8" Bull Plug	

Fuente: Odessa Separator, Inc. 2016.

Tabla 32. Costo de implementación y movilización de equipos pozo USCO 1

Actividad	Costo (USD)
Well service	6,430.48
Movilización	762.13
TOTAL	7,192.61

Fuente: Ecopetrol S.A. GDH. 2016.

Tabla 33. Costos de capital proyecto OSI pozo USCO 1

CAPEX	
Costo de intervención (USD)	7,192.61
Costo del equipo (USD)	15,136.90
COSTO TOTAL (USD)	22,329.51

Fuente: Odessa Separator, Inc., Ecopetrol S.A. GDH. 2016.

Siguiendo lo anterior, el resultado de la simulación se presenta a continuación, teniendo en cuenta el incremento de producción promedio evidenciado.

Tabla 34. Flujo de caja pozo USCO 1 (I)

#	Periodo	Mes	Días mes	Producción		
				Diaria	Mensual	Acumulada
				BPPD	BPPM	BP
1	0	Mar/2016	8	25	200	200
2	1	Abr/2016	30	24.9	746.88	946.88
3	2	May/2016	31	24.79	768.56	1715.43
4	3	Jun/2016	30	24.69	740.66	2456.09
5	4	Jul/2016	31	24.59	762.16	3218.26
6	5	Ago/2016	31	24.48	758.99	3977.25
7	6	Sep/2016	30	24.38	731.44	4708.69
8	7	Oct/2016	31	24.28	752.68	5461.37
9	8	Nov/2016	30	24.18	725.36	6186.73
10	9	Dic/2016	31	24.08	746.42	6933.15
11	10	Ene/2017	31	23.98	743.31	7676.45
12	11	Feb/2017	28	23.88	668.58	8345.03
13	12	Mar/2017	31	23.78	737.13	9082.16
14	13	Abr/2017	30	23.68	710.38	9792.53
15	14	May/2017	31	23.58	731	10523.53
16	15	Jun/2017	30	23.48	704.47	11227.99
17	16	Jul/2017	31	23.38	724.92	11952.91
18	17	Ago/2017	31	23.29	721.9	12674.81
19	18	Sep/2017	30	23.19	695.7	13370.51
20	19	Oct/2017	31	23.09	715.89	14086.4
21	20	Nov/2017	30	23	689.91	14776.31
22	21	Dic/2017	31	22.9	709.94	15486.25
23	22	Ene/2018	31	22.81	706.98	16193.23
24	23	Feb/2018	28	22.71	635.9	16829.14
25	24	Mar/2018	31	22.33	692.3	17521.44

Fuente: Autores.

Tabla 35. Flujo de caja pozo USCO 1 (II)

#	Periodo	Mes	Días mes	Regalías		
				Diaria	Mensual	Acumulada
				BPPD	BPPM	BP
1	0	Mar/2016	8	2	16	16
2	1	Abr/2016	30	1.99	59.75	75.75
3	2	May/2016	31	1.98	61.48	137.23
4	3	Jun/2016	30	1.98	59.25	196.49
5	4	Jul/2016	31	1.97	60.97	257.46
6	5	Ago/2016	31	1.96	60.72	318.18
7	6	Sep/2016	30	1.95	58.52	376.7
8	7	Oct/2016	31	1.94	60.21	436.91
9	8	Nov/2016	30	1.93	58.03	494.94
10	9	Dic/2016	31	1.93	59.71	554.65
11	10	Ene/2017	31	1.92	59.46	614.12
12	11	Feb/2017	28	1.91	53.49	667.6
13	12	Mar/2017	31	1.9	58.97	726.57
14	13	Abr/2017	30	1.89	56.83	783.4
15	14	May/2017	31	1.89	58.48	841.88
16	15	Jun/2017	30	1.88	56.36	898.24
17	16	Jul/2017	31	1.87	57.99	956.23
18	17	Ago/2017	31	1.86	57.75	1,013.98
19	18	Sep/2017	30	1.86	55.66	1,069.64
20	19	Oct/2017	31	1.85	57.27	1,126.91
21	20	Nov/2017	30	1.84	55.19	1,182.11
22	21	Dic/2017	31	1.83	56.8	1,238.90
23	22	Ene/2018	31	1.82	56.56	1,295.46
24	23	Feb/2018	28	1.82	50.87	1,346.33
25	24	Mar/2018	31	1.79	55.38	1,401.72

Fuente: Autores.

Tabla 36. Flujo de caja pozo USCO 1 (III)

#	Periodo	Mes	Días mes	Producción Neta		
				Diaria	Mensual	Acumulada
				BPPD	BPPM	BP
1	0	Mar/2016	8	23	184	184
2	1	Abr/2016	30	22.9	687.13	871.13
3	2	May/2016	31	22.81	707.07	1,578.20
4	3	Jun/2016	30	22.71	681.41	2,259.61
5	4	Jul/2016	31	22.62	701.19	2,960.80
6	5	Ago/2016	31	22.52	698.27	3,659.07
7	6	Sep/2016	30	22.43	672.93	4,332.00
8	7	Oct/2016	31	22.34	692.46	5,024.46
9	8	Nov/2016	30	22.24	667.33	5,691.79
10	9	Dic/2016	31	22.15	686.7	6,378.49
11	10	Ene/2017	31	22.06	683.84	7,062.34
12	11	Feb/2017	28	21.97	615.09	7,677.43
13	12	Mar/2017	31	21.88	678.16	8,355.58
14	13	Abr/2017	30	21.78	653.55	9,009.13
15	14	May/2017	31	21.69	672.52	9,681.64
16	15	Jun/2017	30	21.6	648.11	10,329.75
17	16	Jul/2017	31	21.51	666.92	10,996.68
18	17	Ago/2017	31	21.42	664.14	11,660.82
19	18	Sep/2017	30	21.33	640.04	12,300.87
20	19	Oct/2017	31	21.25	658.62	12,959.49
21	20	Nov/2017	30	21.16	634.72	13,594.21
22	21	Dic/2017	31	21.07	653.14	14,247.35
23	22	Ene/2018	31	20.98	650.42	14,897.78
24	23	Feb/2018	28	20.89	585.03	15,482.81
25	24	Mar/2018	31	20.55	636.92	16,119.72

Fuente: Autores.

Tabla 37. Flujo de caja pozo USCO 1 (IV)

#	Periodo	Mes	Días mes	Ingreso Neto USD	OPEX USD	Utilidad Operacional USD
1	0	Mar/2016	8	5,520.00	1,388.03	4,131.98
2	1	Abr/2016	30	20,613.75	4,660.50	15,953.25
3	2	May/2016	31	21,212.12	4,795.78	16,416.34
4	3	Jun/2016	30	20,442.33	4,621.74	15,820.58
5	4	Jul/2016	31	21,035.72	4,755.90	16,279.82
6	5	Ago/2016	31	20,948.07	4,736.09	16,211.99
7	6	Sep/2016	30	20,187.86	4,564.21	15,623.65
8	7	Oct/2016	31	20,773.87	4,696.70	16,077.17
9	8	Nov/2016	30	20,019.98	4,526.26	15,493.72
10	9	Dic/2016	31	20,601.11	4,657.64	15,943.47
11	10	Ene/2017	31	20,515.28	4,638.24	15,877.04
12	11	Feb/2017	28	18,452.72	4,171.92	14,280.80
13	12	Mar/2017	31	20,344.67	4,599.67	15,745.01
14	13	Abr/2017	30	19,606.36	4,432.74	15,173.62
15	14	May/2017	31	20,175.49	4,561.41	15,614.07
16	15	Jun/2017	30	19,443.31	4,395.88	15,047.43
17	16	Jul/2017	31	20,007.71	4,523.48	15,484.23
18	17	Ago/2017	31	19,924.34	4,504.63	15,419.71
19	18	Sep/2017	30	19,201.28	4,341.16	14,860.12
20	19	Oct/2017	31	19,758.65	4,467.17	15,291.48
21	20	Nov/2017	30	19,041.60	4,305.06	14,736.55
22	21	Dic/2017	31	19,594.34	4,430.02	15,164.31
23	22	Ene/2018	31	19,512.70	4,411.57	15,101.13
24	23	Feb/2018	28	17,550.94	3,968.04	13,582.90
25	24	Mar/2018	31	19,107.54	4,319.96	14,787.57

Fuente: Autores.

Tabla 38. Flujo de caja pozo USCO 1 (V)

#	Periodo	Mes	Días mes	DEPRECIACIONES USD	Impuesto de renta USD	Taza de descuento USD
1	0	Mar/2016	8	939.12	1,085.57	3,985.50
2	1	Abr/2016	30	935.2	5,106.14	11,782.30
3	2	May/2016	31	931.31	5,264.91	12,082.70
4	3	Jun/2016	30	927.43	5,063.67	11,684.30
5	4	Jul/2016	31	923.56	5,221.13	11,982.30
6	5	Ago/2016	31	919.71	5,199.37	11,932.30
7	6	Sep/2016	30	915.88	5,000.64	11,538.90
8	7	Oct/2016	31	912.07	5,156.14	11,833.10
9	8	Nov/2016	30	908.27	4,959.06	11,442.90
10	9	Dic/2016	31	904.48	5,113.26	11,734.70
11	10	Ene/2017	31	900.71	5,091.95	11,685.80
12	11	Feb/2017	28	896.96	4,550.51	10,627.30
13	12	Mar/2017	31	893.22	5,049.61	11,588.60
14	13	Abr/2017	30	889.5	4,856.60	11,206.50
15	14	May/2017	31	885.79	5,007.61	11,492.30
16	15	Jun/2017	30	882.1	4,816.21	11,113.30
17	16	Jul/2017	31	878.43	4,965.97	11,396.70
18	17	Ago/2017	31	874.77	4,945.28	11,349.20
19	18	Sep/2017	30	871.12	4,756.26	10,975.00
20	19	Oct/2017	31	867.49	4,904.16	11,254.80
21	20	Nov/2017	30	863.88	4,716.71	10,883.70
22	21	Dic/2017	31	860.28	4,863.37	11,161.20
23	22	Ene/2018	31	856.69	4,843.11	11,114.70
24	23	Feb/2018	28	853.12	4,328.12	10,107.90
25	24	Mar/2018	31	838.91	4,742.55	10,883.90

Fuente: Autores.

Tabla 39. Flujo de caja pozo USCO 1 (VI)

#	Periodo	Mes	Días mes	CAPEX USD	FCL USD	FCL Acumulado USD
1	0	Mar/2016	8	22,330	-18,344.50	-18,344.50
2	1	Abr/2016	30		11,782.30	-6,562.20
3	2	May/2016	31		12,082.70	5,520.60
4	3	Jun/2016	30		11,684.30	17,204.90
5	4	Jul/2016	31		11,982.30	29,187.20
6	5	Ago/2016	31		11,932.30	41,119.50
7	6	Sep/2016	30		11,538.90	52,658.40
8	7	Oct/2016	31		11,833.10	64,491.50
9	8	Nov/2016	30		11,442.90	75,934.40
10	9	Dic/2016	31		11,734.70	87,669.10
11	10	Ene/2017	31		11,685.80	99,354.90
12	11	Feb/2017	28		10,627.30	109,982.20
13	12	Mar/2017	31		11,588.60	121,570.80
14	13	Abr/2017	30		11,206.50	132,777.30
15	14	May/2017	31		11,492.30	144,269.50
16	15	Jun/2017	30		11,113.30	155,382.90
17	16	Jul/2017	31		11,396.70	166,779.60
18	17	Ago/2017	31		11,349.20	178,128.70
19	18	Sep/2017	30		10,975.00	189,103.70
20	19	Oct/2017	31		11,254.80	200,358.50
21	20	Nov/2017	30		10,883.70	211,242.30
22	21	Dic/2017	31		11,161.20	222,403.50
23	22	Ene/2018	31		11,114.70	233,518.20
24	23	Feb/2018	28		10,107.90	243,626.10
25	24	Mar/2018	31		10,883.90	254,510.00

Fuente: Autores.

Tabla 40. Flujo de caja pozo USCO 1 (VII)

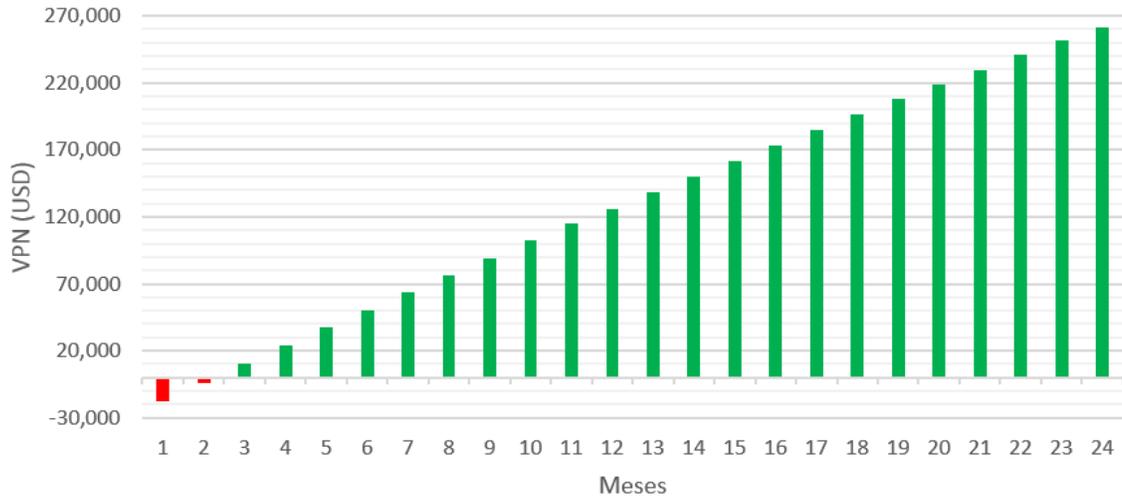
#	Periodo	Mes	Días mes	Taza de descuento	VPN USD	EFI
1	0	Mar/2016	8	-18,302.30	-18,302.30	-0.82
2	1	Abr/2016	30	11,577.60	-6,724.60	-0.3
3	2	May/2016	31	11,769.20	5,044.60	0.23
4	3	Jun/2016	30	11,281.90	16,326.50	0.73
5	4	Jul/2016	31	11,468.60	27,795.10	1.24
6	5	Ago/2016	31	11,321.20	39,116.30	1.75
7	6	Sep/2016	30	10,852.40	49,968.70	2.24
8	7	Oct/2016	31	11,032.00	61,000.70	2.73
9	8	Nov/2016	30	10,575.20	71,575.90	3.21
10	9	Dic/2016	31	10,750.20	82,326.10	3.69
11	10	Ene/2017	31	10,612.00	92,938.10	4.16
12	11	Feb/2017	28	9,566.50	102,504.70	4.59
13	12	Mar/2017	31	10,340.90	112,845.60	5.05
14	13	Abr/2017	30	9,912.70	122,758.30	5.5
15	14	May/2017	31	10,076.80	132,835.10	5.95
16	15	Jun/2017	30	9,659.50	142,494.70	6.38
17	16	Jul/2017	31	9,819.40	152,314.10	6.82
18	17	Ago/2017	31	9,693.20	162,007.20	7.26
19	18	Sep/2017	30	9,291.80	171,299.00	7.67
20	19	Oct/2017	31	9,445.60	180,744.60	8.09
21	20	Nov/2017	30	9,054.40	189,799.00	8.5
22	21	Dic/2017	31	9,204.30	199,003.30	8.91
23	22	Ene/2018	31	9,086.00	208,089.30	9.32
24	23	Feb/2018	28	8,190.80	216,280.20	9.69
25	24	Mar/2018	31	8,742.80	225,022.90	10.08

Fuente: Autores.

El análisis económico realizado al pozo USCO 1, revela que al final del mes 24 se ha alcanzado una utilidad de USD 225,022.9, recuperando la inversión al tercer mes de la instalación de las herramientas.

Resumiendo, los resultados del análisis económico de manera gráfica, se presenta a continuación el VPN a medida que transcurre el tiempo, posterior a la instalación del conjunto de herramientas OSI.

Figura 140. VPN pozo USCO 1



Fuente: Autores.

### 8.1.1. INDICADORES FINANCIEROS

#### BENEFICIOS

- Aumento de producción

Gracias al funcionamiento más eficiente de la bomba, la producción de aceite aumentó 14.12 BOPD en promedio, el beneficio debido a esto sería:

$$\begin{aligned} \text{Beneficio} &= 14.12 \text{ BOPD} * 30 \text{ USD/BOP} * 159 \text{ días} \\ \text{Beneficio} &= \text{USD } 67,352.4 \end{aligned}$$

- Producción diferida

A sabiendas de que el pozo USCO 1 tenía un run time promedio de 107 días; para los 5 meses de run time ininterrumpido que ahora posee, se habría presentado 1 intervención, por tanto, se procede a calcular el beneficio obtenido por la producción diferida eliminada, gracias a la no necesidad de intervenir el pozo producto del DBSGSS y VSS:

*Producción diferida = Total de fallas \* duración pozo parado \* producción*

$$\text{Producción diferida} = 1 * 1.5 \text{ días} * 18.7 \text{ BOPD}$$

$$\text{Producción diferida} = 28.05 \text{ BOP}$$

*Beneficio = Producción diferida \* Precio WTI*

$$\text{Beneficio} = 28.05 \text{ BOP} * 30 \text{ USD/BOP}$$

$$\text{Beneficio} = \text{USD } 841.5$$

- Costo de intervenciones

Del mismo modo, se calcula la ganancia obtenido al evitar la necesidad de intervenir el pozo, teniendo en cuenta los costos asociados a movilización y uso de equipo de work over. En este punto, se puede apreciar más evidentemente la ventaja de la instalación del DBSGSS y el VSS:

$$\text{Costo de movilización unidad WO} = \pm \text{USD } 1,500$$

$$\text{Costo de equipo WO(en uso) por día} = \pm \text{USD } 16,500$$

$$\text{Costo de equipo WO (en stand by) por día} = \pm \text{USD } 12,300$$

$$\begin{aligned} \text{Beneficio} &= \text{Costo movilización WO} + \text{Costo equipo WO (en uso)} \\ &+ \text{Costo equipo WO (en stand by)} \end{aligned}$$

$$\text{Beneficio} = \text{USD } 1,500 + \text{USD } 16,500 * 0.5 + \text{USD } 12,300 * 0.5$$

$$\text{Beneficio} = \text{USD } 15,900$$

VPN

Al calcular el VPN, únicamente con los beneficios enunciados anteriormente, y con i de 4% mensual, por el periodo de 6 meses se tendría:

$$\text{VPN} = \frac{\text{USD } (-22,329.51 + 67,352.4 + 841.5 + 15,900)}{(1 + 0.04)^5}$$

$$\text{VPN} = \text{USD } 50,765.83$$

RCB

$$\text{RCB} = \frac{\sum \text{Beneficios}}{\sum \text{Costos}}$$

$$RCB = \frac{USD (67,352.4 + 841.5 + 15,900)}{USD 22,329.51}$$

$$RCB = 3.77$$

Tabla 41. Indicadores financieros pozo USCO 1

Indicador	Requerimiento	Resultado
VPN	>0	USD 50,765.83
RCB	>1	3.77

Fuente: Autores.

Estos resultados avalan la instalación adelantada por Odessa Separator, Inc., donde en un periodo de 159 días no se ha presentado falla relacionada con producción de arena o gas (actualizado 29/08/2016), generando utilidades del 277%, en relación al costo de inversión inicial (antes de reducción de impuestos e intereses).

#### 8.1.2. FORMATO DE EVALUACIONES FINANCIERAS ECP

Ecopetrol S.A. maneja un formato único para llevar a cabo las evaluaciones financieras, de todos los proyectos a ser adelantados en pozos productores de petróleo. Este formato sigue los mismos lineamientos básicos enunciados con antelación, tomando en cuenta parámetros de producción, de evaluación y características propias del servicio a pozo, y determina automáticamente la viabilidad del proyecto, mediante cálculos internos. Esta evaluación financiera se realiza para dos escenarios distintos:

- A tiempo medio de falla: este tiempo medio de falla es el mismo que se ingrese como dato de entrada, siendo el run time promedio al momento de realizar la intervención.
- A límite económico: por resolución interna de Ecopetrol S.A., este límite económico se encuentra establecido en 24 meses.

La importancia de realizar la evaluación para estos dos casos, radica en la posibilidad de que al tiempo medio de falla la inversión no haya sido recuperada; es en ese caso en que, a un límite económico no mayor a 24 meses, se evalúa si es viable económicamente el desarrollo del proyecto. El formato VPR-VPR-F-011 toma los siguientes datos de entrada:

Figura 141. Datos de entrada formato de evaluación financiera pozo USCO 1

FORMATO EVALUACIÓN ECONÓMICA DE INTERVENCIONES A POZOS PRODUCTORES DE CRUDO		
EXTRACCIÓN VICEPRESIDENCIA DE PRODUCCIÓN		
VPR-VPR-F-011	Elaborado 02/05/2012	Versión: 1
		
FEHA ACTUAL:	<input type="text"/> mm/dd/aaaa	
DILIGENCIADO POR:	<input type="text"/>	REGISTRO: <input type="text"/>
CAMPO:	<input type="text"/>	POZO: <input type="text" value="USCO 1"/>
OBJETIVO:	<input type="text" value="INSTALACIÓN DBSGSS Y VSS PARA MANEJO DE PRODUCCIÓN DE ARENA Y GAS"/>	
<b>INFORMACION DEL SERVICIO A POZO</b>		
DURACION	<input type="text" value="0.25"/> días	PRESUPUESTO <input type="text" value="22,330"/> USD
FECHA EJECUCION	<input type="text" value="23/03/2016"/> mm/dd/aaaa	TIEMPO MEDIO DE FALLA <input type="text" value="3.57"/> Meses
<b>PARAMETROS DE PRODUCCION</b>		
PROD. ANTES DE SERVICIO	<input type="text" value="18.7"/> BPPD	DECLINACION HISTORICA <input type="text" value="0.200"/> año-1
POTENCIAL ESPERADO	<input type="text" value="30.0"/> BPPD	DECLINACION ESPERADA <input type="text" value="0.200"/> año-1
<b>PARAMETROS DE EVALUACION</b>		
COSTO DE LEVANTAMIENTO	<input type="text" value="6.24"/> USD/BL	TASA DESCUENTO <input type="text" value="11.1"/> % EA.
PRECIO WTI	<input type="text" value="30.00"/> USD/BL	CALIDAD & TRANSPORTE <input type="text" value="4.03"/> USD/BL
REGALIAS DE PROD. BASICA	<input type="text" value="8"/> %	IMPUESTO DE RENTA <input type="text" value="34"/> %

Fuente: Ecopetrol S.A. GDH. 2016.

El mismo formato, arroja los siguientes resultados de la evaluación:

Figura 142. Resultados formato de evaluación financiera pozo USCO 1

RESULTADOS EVALUACION FINANCIERA		
<b>A TIEMPO MEDIO DE FALLA</b>	<input type="text" value="3.57"/> meses	SERVICIO A POZO NUEVAMENTE EN <input type="text" value="May-16"/>
VPN	<input type="text" value="19,286"/> USD	COSTO DE LA INVERSION <input type="text" value="22,451"/> USD
EFI	<input type="text" value="0.86"/>	TIEMPO RECUPERACION DE INVERSION <input type="text" value="3"/> meses
COMENTARIO	<input type="text" value="SE RECOMIENDA REALIZAR TRABAJO"/>	
<b>A LIMITE ECONOMICO</b>	<input type="text" value="24"/> meses	CORRESPONDE A LA FECHA <input type="text" value="Feb-18"/>
VPN	<input type="text" value="225,023"/> USD	EFI <input type="text" value="10.08"/>
		TIEMPO DE RECUPERACION DE INVERSION <input type="text" value="3"/> meses
COMENTARIO	<input type="text" value="SE RECOMIENDA REALIZAR TRABAJO"/>	

Fuente: Ecopetrol S.A. GDH. 2016.

Simulando al tiempo de falla medio (3.57 meses), el pozo USCO 1 recupera por completo la inversión al tercer mes de realizada la intervención, con un VPN de USD 19,286 y un EFI de 0.86, por lo cual se recomienda realizar el servicio a pozo. En la realidad, estos parámetros resultaron ser mayores, debido a que se superó con creces el run time promedio del equipo. En un caso ideal de run time de 24 meses, el VPN escalaría hasta USD 225,023 y el EFI a 10.08.

## 8.2. USCO 2

Ahora, se realiza la evaluación económica para el pozo USCO 2 teniendo en cuenta el costo asociado a la implementación de las herramientas de Odessa Separator, Inc. y su impacto en el aumento del run time de los equipos.

Para esta simulación, se asume run time ideal, a un periodo de 24 meses. Los demás parámetros se condensan en la siguiente tabla:

Tabla 42. Conceptos para análisis financiero pozo USCO 2

Concepto	USCO 2
Precio crudo WTI (USD/BBL)	30
Lifting cost (USD/BBL)	3.35
Calidad y transporte (USD/BBL)	8.4
Regalías	8%
Impuesto de renta	34%
Tasa de descuento	11.1% e.a.
Duración intervención OSI	0.25 días
Periodicidad de falla promedio (meses)	4.57
Tiempo simulación (años)	2
Run life promedio	137 días
Producción previa a la instalación	117.5 BPPD
Potencial de producción	125 BPPD
Declinación anual de producción	0.200 año <sup>-1</sup>
Costo promedio de intervención por falla	USD 16,500
Costo proyecto OSI hta + intervención	USD 27,251.16

Fuente: Ecopetrol S.A. GDH. 2016.

Los gastos de capital que requiere el proyecto de optimización, propuesto por OSI, en el pozo USCO 2 son:

Tabla 43. Costos de herramientas y accesorios pozo USCO 2

Herramienta/Accesorio		Costo total
DBSGSS	(2) 2-7/8" x 4-1/2" Tubing Screen 15 Slot	USD 20,038.77
	(3) 2-7/8" x 4-1/2" Gas Separator Body	
VSS	(1) 2-7/8" x 4' Vortex Sand Shield	
	(1) 1-1/4" x 110' Kit Dip Tube	
	(4) 2-7/8" Tubing Connection	
	(1) 2-7/8" Bull Plug	

Fuente: Odessa Separator, Inc. 2016.

Tabla 44. Costo de implementación y movilización de equipos pozo USCO 2

Actividad	Costo (USD)
Well service	6,500.11
Movilización	712.28
TOTAL	7,212.39

Fuente: Ecopetrol S.A. GDH. 2016.

Tabla 45. Costos de capital proyecto OSI pozo USCO 2

CAPEX	
Costo de intervención (USD)	7,212.39
Costo del equipo (USD)	20,038.77
COSTO TOTAL (USD)	27,251.16

Fuente: Odessa Separator, Inc., Ecopetrol S.A. GDH. 2016.

Siguiendo lo anterior, el resultado de la simulación se presenta a continuación, teniendo en cuenta el incremento de producción promedio evidenciado.

Tabla 46. Flujo de caja pozo USCO 2 (I)

#	Periodo	Mes	Días mes	Producción		
				Diaria	Mensual	Acumulada
				BPPD	BPPM	BP
1	0	Feb/2016	20	125.00	2500.00	2500.00
2	1	Mar/2016	31	124.48	3858.85	6358.85
3	2	Abr/2016	30	123.96	3718.82	10077.67
4	3	May/2016	31	123.44	3826.76	13904.43
5	4	Jun/2016	30	122.93	3687.89	17592.32
6	5	Jul/2016	31	122.42	3794.94	21387.26
7	6	Ago/2016	31	121.91	3779.13	25166.39
8	7	Sep/2016	30	121.40	3641.98	28808.37
9	8	Oct/2016	31	120.89	3747.70	32556.08
10	9	Nov/2016	30	120.39	3611.70	36167.77
11	10	Dic/2016	31	119.89	3716.54	39884.31
12	11	Ene/2017	31	119.39	3701.05	43585.36
13	12	Feb/2017	28	118.89	3328.96	46914.31
14	13	Mar/2017	31	118.40	3670.27	50584.59
15	14	Abr/2017	30	117.90	3537.08	54121.66
16	15	May/2017	31	117.41	3639.75	57761.41
17	16	Jun/2017	30	116.92	3507.66	61269.08
18	17	Jul/2017	31	116.43	3609.48	64878.56
19	18	Ago/2017	31	115.95	3594.44	68473.00
20	19	Sep/2017	30	115.47	3464.00	71937.00
21	20	Oct/2017	31	114.99	3564.55	75501.55
22	21	Nov/2017	30	114.51	3435.19	78936.74
23	22	Dic/2017	31	114.03	3534.91	82471.65
24	23	Ene/2018	31	113.55	3520.18	85991.83
25	24	Feb/2018	28	111.66	3126.53	89118.36

Fuente: Autores.

Tabla 47. Flujo de caja pozo USCO 2 (II)

#	Periodo	Mes	Días mes	Regalías		
				Diaria	Mensual	Acumulada
				BPPD	BPPM	BP
1	0	Feb/2016	20	10.00	200.00	200.00
2	1	Mar/2016	31	9.96	308.71	508.71
3	2	Abr/2016	30	9.92	297.51	806.21
4	3	May/2016	31	9.88	306.14	1,112.35
5	4	Jun/2016	30	9.83	295.03	1,407.39
6	5	Jul/2016	31	9.79	303.60	1,710.98
7	6	Ago/2016	31	9.75	302.33	2,013.31
8	7	Sep/2016	30	9.71	291.36	2,304.67
9	8	Oct/2016	31	9.67	299.82	2,604.49
10	9	Nov/2016	30	9.63	288.94	2,893.42
11	10	Dic/2016	31	9.59	297.32	3,190.74
12	11	Ene/2017	31	9.55	296.08	3,486.83
13	12	Feb/2017	28	9.51	266.32	3,753.15
14	13	Mar/2017	31	9.47	293.62	4,046.77
15	14	Abr/2017	30	9.43	282.97	4,329.73
16	15	May/2017	31	9.39	291.18	4,620.91
17	16	Jun/2017	30	9.35	280.61	4,901.53
18	17	Jul/2017	31	9.31	288.76	5,190.28
19	18	Ago/2017	31	9.28	287.56	5,477.84
20	19	Sep/2017	30	9.24	277.12	5,754.96
21	20	Oct/2017	31	9.20	285.16	6,040.12
22	21	Nov/2017	30	9.16	274.82	6,314.94
23	22	Dic/2017	31	9.12	282.79	6,597.73
24	23	Ene/2018	31	9.08	281.61	6,879.35
25	24	Feb/2018	28	8.93	250.12	7,129.47

Fuente: Autores.

Tabla 48. Flujo de caja pozo USCO 2 (III)

#	Periodo	Mes	Días mes	Producción Neta		
				Diaria	Mensual	Acumulada
				BPPD	BPPM	BP
1	0	Feb/2016	20	115.00	2,300.00	2,300.00
2	1	Mar/2016	31	114.52	3,550.15	5,850.15
3	2	Abr/2016	30	114.04	3,421.31	9,271.46
4	3	May/2016	31	113.57	3,520.62	12,792.08
5	4	Jun/2016	30	113.10	3,392.86	16,184.94
6	5	Jul/2016	31	112.62	3,491.35	19,676.28
7	6	Ago/2016	31	112.15	3,476.80	23,153.08
8	7	Sep/2016	30	111.69	3,350.62	26,503.70
9	8	Oct/2016	31	111.22	3,447.89	29,951.59
10	9	Nov/2016	30	110.76	3,322.76	33,274.35
11	10	Dic/2016	31	110.30	3,419.21	36,693.56
12	11	Ene/2017	31	109.84	3,404.97	40,098.53
13	12	Feb/2017	28	109.38	3,062.64	43,161.17
14	13	Mar/2017	31	108.92	3,376.65	46,537.82
15	14	Abr/2017	30	108.47	3,254.11	49,791.93
16	15	May/2017	31	108.02	3,348.57	53,140.50
17	16	Jun/2017	30	107.57	3,227.05	56,367.55
18	17	Jul/2017	31	107.12	3,320.72	59,688.27
19	18	Ago/2017	31	106.67	3,306.89	62,995.16
20	19	Sep/2017	30	106.23	3,186.88	66,182.04
21	20	Oct/2017	31	105.79	3,279.39	69,461.43
22	21	Nov/2017	30	105.35	3,160.38	72,621.80
23	22	Dic/2017	31	104.91	3,252.12	75,873.92
24	23	Ene/2018	31	104.47	3,238.57	79,112.49
25	24	Feb/2018	28	102.73	2,876.40	81,988.89

Fuente: Autores.

Tabla 49. Flujo de caja pozo USCO 2 (IV)

#	Periodo	Mes	Días mes	Ingreso Neto USD	OPEX USD	Utilidad Operacional USD
1	0	Feb/2016	20	69,000.00	9,256.25	59,743.75
2	1	Mar/2016	31	106,504.38	12,927.16	93,577.21
3	2	Abr/2016	30	102,639.30	12,458.03	90,181.27
4	3	May/2016	31	105,618.69	12,819.66	92,799.03
5	4	Jun/2016	30	101,785.75	12,354.43	89,431.32
6	5	Jul/2016	31	104,740.37	12,713.05	92,027.31
7	6	Ago/2016	31	104,303.95	12,660.08	91,643.87
8	7	Sep/2016	30	100,518.72	12,200.64	88,318.08
9	8	Oct/2016	31	103,436.56	12,554.80	90,881.76
10	9	Nov/2016	30	99,682.81	12,099.18	87,583.63
11	10	Dic/2016	31	102,576.38	12,450.39	90,125.99
12	11	Ene/2017	31	102,148.98	12,398.52	89,750.46
13	12	Feb/2017	28	91,879.16	11,152.00	80,727.16
14	13	Mar/2017	31	101,299.51	12,295.41	89,004.10
15	14	Abr/2017	30	97,623.32	11,849.21	85,774.11
16	15	May/2017	31	100,457.11	12,193.16	88,263.95
17	16	Jun/2017	30	96,811.49	11,750.67	85,060.82
18	17	Jul/2017	31	99,621.71	12,091.77	87,529.95
19	18	Ago/2017	31	99,206.62	12,041.38	87,165.24
20	19	Sep/2017	30	95,606.38	11,604.40	84,001.98
21	20	Oct/2017	31	98,381.62	11,941.25	86,440.37
22	21	Nov/2017	30	94,811.32	11,507.90	83,303.42
23	22	Dic/2017	31	97,563.48	11,841.94	85,721.54
24	23	Ene/2018	31	97,156.97	11,792.60	85,364.36
25	24	Feb/2018	28	86,292.10	10,473.86	75,818.24

Fuente: Autores.

Tabla 50. Flujo de caja pozo USCO 2 (V)

#	Periodo	Mes	Días mes	DEPRECIACIONES USD	Impuesto de renta USD	Taza de descuento USD
1	0	Feb/2016	20	1,251.09	19,887.51	41,107.3
2	1	Mar/2016	31	1,245.88	31,392.66	63,430.4
3	2	Abr/2016	30	1,240.68	30,239.80	61,182.2
4	3	May/2016	31	1,235.51	31,131.59	62,902.9
5	4	Jun/2016	30	1,230.37	29,988.32	60,673.4
6	5	Jul/2016	31	1,225.24	30,872.71	62,379.8
7	6	Ago/2016	31	1,220.13	30,744.07	62,119.9
8	7	Sep/2016	30	1,215.05	29,615.03	59,918.1
9	8	Oct/2016	31	1,209.99	30,488.40	61,603.3
10	9	Nov/2016	30	1,204.95	29,368.75	59,419.8
11	10	Dic/2016	31	1,199.93	30,234.86	61,091.1
12	11	Ene/2017	31	1,194.93	30,108.88	60,836.5
13	12	Feb/2017	28	1,189.95	27,042.65	54,874.5
14	13	Mar/2017	31	1,184.99	29,858.50	60,330.6
15	14	Abr/2017	30	1,180.05	28,761.98	58,192.2
16	15	May/2017	31	1,175.13	29,610.20	59,828.9
17	16	Jun/2017	30	1,170.24	28,522.80	57,708.3
18	17	Jul/2017	31	1,165.36	29,363.96	59,331.3
19	18	Ago/2017	31	1,160.51	29,241.61	59,084.1
20	19	Sep/2017	30	1,155.67	28,167.75	56,989.9
21	20	Oct/2017	31	1,150.86	28,998.44	58,592.8
22	21	Nov/2017	30	1,146.06	27,933.50	56,516.0
23	22	Dic/2017	31	1,141.29	28,757.29	58,105.5
24	23	Ene/2018	31	1,136.53	28,637.46	57,863.4
25	24	Feb/2018	28	1,117.59	25,398.22	51,537.6

Fuente: Autores.

Tabla 51. Flujo de caja pozo USCO 2 (VI)

#	Periodo	Mes	Días mes	CAPEX USD	FCL USD	FCL Acumulado USD
1	0	Feb/2016	20	27,251	13,856.3	13,856.3
2	1	Mar/2016	31		63,430.4	77,286.8
3	2	Abr/2016	30		61,182.2	138,468.9
4	3	May/2016	31		62,902.9	201,371.9
5	4	Jun/2016	30		60,673.4	262,045.2
6	5	Jul/2016	31		62,379.8	324,425.1
7	6	Ago/2016	31		62,119.9	386,545.0
8	7	Sep/2016	30		59,918.1	446,463.1
9	8	Oct/2016	31		61,603.3	508,066.5
10	9	Nov/2016	30		59,419.8	567,486.3
11	10	Dic/2016	31		61,091.1	628,577.3
12	11	Ene/2017	31		60,836.5	689,413.8
13	12	Feb/2017	28		54,874.5	744,288.3
14	13	Mar/2017	31		60,330.6	804,618.9
15	14	Abr/2017	30		58,192.2	862,811.1
16	15	May/2017	31		59,828.9	922,640.0
17	16	Jun/2017	30		57,708.3	980,348.2
18	17	Jul/2017	31		59,331.3	1,039,679.6
19	18	Ago/2017	31		59,084.1	1,098,763.7
20	19	Sep/2017	30		56,989.9	1,155,753.6
21	20	Oct/2017	31		58,592.8	1,214,346.4
22	21	Nov/2017	30		56,516.0	1,270,862.4
23	22	Dic/2017	31		58,105.5	1,328,967.9
24	23	Ene/2018	31		57,863.4	1,386,831.4
25	24	Feb/2018	28		51,537.6	1,438,369.0

Fuente: Autores.

Tabla 52. Flujo de caja pozo USCO 2 (VII)

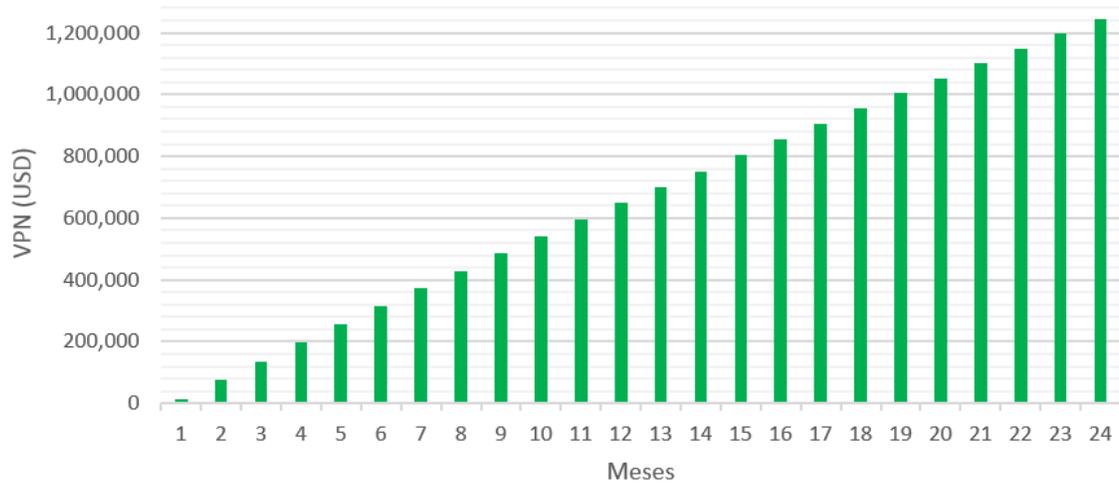
#	Periodo	Mes	Días mes	Taza de descuento	VPN USD	EFI
1	0	Feb/2016	20	13,776.8	13,776.8	0.51
2	1	Mar/2016	31	62,328.5	76,105.3	2.79
3	2	Abr/2016	30	59,594.8	135,700.0	4.98
4	3	May/2016	31	60,736.4	196,436.4	7.21
5	4	Jun/2016	30	58,072.5	254,508.9	9.34
6	5	Jul/2016	31	59,185.0	313,693.9	11.51
7	6	Ago/2016	31	58,424.2	372,118.0	13.66
8	7	Sep/2016	30	55,861.7	427,979.7	15.71
9	8	Oct/2016	31	56,931.8	484,911.5	17.79
10	9	Nov/2016	30	54,434.8	539,346.3	19.79
11	10	Dic/2016	31	55,477.5	594,823.8	21.83
12	11	Ene/2017	31	54,764.4	649,588.2	23.84
13	12	Feb/2017	28	48,966.5	698,554.6	25.63
14	13	Mar/2017	31	53,365.5	751,920.1	27.59
15	14	Abr/2017	30	51,024.9	802,945.0	29.46
16	15	May/2017	31	52,002.3	854,947.4	31.37
17	16	Jun/2017	30	49,721.5	904,668.9	33.20
18	17	Jul/2017	31	50,674.0	955,342.9	35.06
19	18	Ago/2017	31	50,022.6	1,005,365.5	36.89
20	19	Sep/2017	30	47,828.6	1,053,194.1	38.65
21	20	Oct/2017	31	48,744.8	1,101,938.9	40.44
22	21	Nov/2017	30	46,606.9	1,148,545.8	42.15
23	22	Dic/2017	31	47,499.7	1,196,045.5	43.89
24	23	Ene/2018	31	46,889.1	1,242,934.7	45.61
25	24	Feb/2018	28	41,398.7	1,284,333.4	47.13

Fuente: Autores.

Con la simulación realizada, se encuentra que al final del mes 24 se ha alcanzado una utilidad de USD 1,284,333.4, recuperando la inversión a tan solo 20 días de la instalación de las herramientas (día 29 de febrero).

La Figura 143 permite apreciar visualmente el comportamiento del Valor Presente Neto.

Figura 143. Proyección VPN USCO 2 posterior a instalación



Fuente: Autores.

## 8.2.1. INDICADORES FINANCIEROS

### BENEFICIOS

- Aumento de producción

Gracias al funcionamiento más eficiente de la bomba, la producción de aceite aumentó 11.35 BOPD en promedio, el beneficio debido a esto sería:

$$\begin{aligned} \text{Beneficio} &= 11.35 \text{ BOPD} * 30 \text{ USD/BOP} * 202 \text{ días} \\ \text{Beneficio} &= \text{USD } 68,781 \end{aligned}$$

- Producción diferida

A sabiendas de que el pozo USCO 2 tenía un run time promedio de 137 días, para los 6 meses de run time ininterrumpido que ahora posee, se habrían presentado 1 intervención, por tanto, se procede a calcular el beneficio obtenido por la producción diferida eliminada, gracias a la no necesidad de intervenir el pozo gracias al DBSGSS y VSS:

$$\text{Producción diferida} = \text{Total de fallas} * \text{duración pozo parado} * \text{producción}$$

$$\begin{aligned} \text{Producción diferida} &= 1 * 1.5 \text{ días} * 117.47 \text{ BOPD} \\ \text{Producción diferida} &= 176.21 \text{ BOP} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Beneficio} &= \text{Producción diferida} * \text{Precio WTI} \\ \text{Beneficio} &= 176.21 \text{ BOP} * 30 \text{ USD/BOP} \\ \text{Beneficio} &= \text{USD } 5,286.3 \end{aligned}$$

- Costo de intervenciones

Del mismo modo, se la ganancia obtenido al evitar la necesidad de intervenir el pozo, teniendo en cuenta los costos asociados a movilización y uso de equipo de work over. En este punto, se puede apreciar más evidentemente la ventaja de la instalación del DBSGSS y el VSS:

$$\begin{aligned} \text{Costo de movilización unidad WO} &= \pm \text{USD } 1,500 \\ \text{Costo de equipo WO (en uso) por día} &= \pm \text{USD } 16,500 \\ \text{Costo de equipo WO (en stand by) por día} &= \pm \text{USD } 12,300 \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Beneficio} &= \text{Costo movilización WO} + \text{Costo equipo WO (en uso)} \\ &+ \text{Costo equipo WO (en stand by)} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Beneficio} &= \text{USD } 1,500 + \text{USD } 16,500 * 0.6 + \text{USD } 12,300 * 0.4 \\ \text{Beneficio} &= \text{USD } 16,320 \end{aligned}$$

## VPN

Al calcular el VPN con los beneficios enunciados anteriormente, y con *i* de 4% mensual, por el periodo de 6 meses se tendría:

$$\text{VPN} = \frac{\text{USD } (-22,329.51 + 68,781 + 5,286.3 + 16,320)}{(1 + 0.04)^6}$$

$$\text{VPN} = \text{USD } 53,787.06$$

## RCB

$$\text{RCB} = \frac{\sum \text{Beneficios}}{\sum \text{Costos}}$$

$$RCB = \frac{USD (68,781 + 5,286.3 + 16,320)}{USD 22,329.51}$$

$$RCB = 4.04$$

Tabla 53. Indicadores financieros pozo USCO 2

Indicador	Requerimiento	Resultado
VPN	>0	USD 53,77.06
RCB	>1	4.04

Fuente: Autores.

Estos resultados avalan la instalación adelantada por Odessa Separator, Inc., donde en un periodo de 202 días no se ha presentado falla relacionada con producción de arena o gas (actualizado 29/08/2016), arrojando ganancias del 304%, en relación al costo de inversión inicial (antes de reducción de impuestos e intereses).

### 8.2.2. FORMATO DE EVALUACIONES FINANCIERAS ECP

Ecopetrol S.A. maneja un formato único para llevar a cabo las evaluaciones financieras de todos los proyectos a ser adelantados en pozos productores de petróleo. Este formato sigue los mismos lineamientos básicos enunciados con antelación, tomando en cuenta parámetros de producción, de evaluación y características propias del servicio a pozo, y determina automáticamente la viabilidad del proyecto, mediante cálculos internos.

A tiempo medio de falla (4.57 meses), el pozo USCO 2 recupera totalmente la inversión, con un VPN de USD 244,830 y un EFI de 8.99, por lo cual se recomienda realizar el servicio a pozo. En la realidad, estos parámetros resultaron ser mayores, debido a que se superó con creces el run time promedio del equipo. En un caso ideal de run time de 24 meses, el VPN escalaría hasta USD 1,284,333 y el EFI a 47.13.

El formato VPR-VPR-F-011 toma los siguientes datos de entrada:

Figura 144. Datos de entrada formato de evaluación financiera pozo USCO 2

FORMATO EVALUACIÓN ECONÓMICA DE INTERVENCIONES A POZOS PRODUCTORES DE CRUDO		
EXTRACCIÓN VICEPRESIDENCIA DE PRODUCCIÓN		
VPR-VPR-F-011	Elaborado 02/05/2012	Versión: 1
<b>FEHA ACTUAL:</b> <input type="text"/> mm/dd/aaaa <b>DILIGENCIADO POR:</b> <input type="text"/> <b>REGISTRO:</b> <input type="text"/> <b>CAMPO:</b> <input type="text"/> <b>POZO:</b> USCO 2 <b>OBJETIVO:</b> <input type="text"/> INSTALACIÓN DBSGSS Y VSS PARA MANEJO DE PRODUCCIÓN DE ARENA Y GAS		
<b>INFORMACION DEL SERVICIO A POZO</b>		
DURACION	<input type="text"/> 0.25 días	PRESUPUESTO <input type="text"/> 27,251 USD
FECHA EJECUCION	<input type="text"/> 09/02/2016 mm/dd/aaaa	TIEMPO MEDIO DE FALLA <input type="text"/> 4.57 Meses
<b>PARAMETROS DE PRODUCCION</b>		
PROD. ANTES DE SERVICIO	<input type="text"/> 117.5 BPPD	DECLINACION HISTORICA <input type="text"/> 0.200 año-1
POTENCIAL ESPERADO	<input type="text"/> 125.0 BPPD	DECLINACION ESPERADA <input type="text"/> 0.200 año-1
<b>PARAMETROS DE EVALUACION</b>		
COSTO DE LEVANTAMIENTO	<input type="text"/> 3.35 USD/BL	TASA DESCUENTO <input type="text"/> 11.1 % EA.
PRECIO WTI	<input type="text"/> 30.00 USD/BL	CALIDAD & TRANSPORTE <input type="text"/> 8.40 USD/BL
REGALIAS DE PROD. BASICA	<input type="text"/> 8%	IMPUESTO DE RENTA <input type="text"/> 34%

Fuente: Ecopetrol S.A. GDH. 2016.

El mismo formato, arroja los siguientes resultados de la evaluación:

Figura 145. Resultados formato de evaluación financiera pozo USCO 2

RESULTADOS EVALUACION FINANCIERA	
<b>A TIEMPO MEDIO DE FALLA</b> <input type="text"/> 4.57 meses	<b>SERVICIO A POZO NUEVAMENTE EN</b> <input type="text"/> May-16
VPN <input type="text"/> 244,830 USD	<b>COSTO DE LA INVERSION</b> <input type="text"/> 27,885 USD
EFI <input type="text"/> 8.99	<b>TIEMPO RECUPERACION DE INVERSION</b> <input type="text"/> 1 meses
<b>COMENTARIO</b> <input type="text"/> SE RECOMIENDA REALIZAR TRABAJO	
<b>A LIMITE ECONOMICO</b> <input type="text"/> 24 meses	<b>CORRESPONDE A LA FECHA</b> <input type="text"/> Jan-18
VPN <input type="text"/> 1,284,333 USD	EFI <input type="text"/> 47.13
<b>TIEMPO DE RECUPERACION DE INVERSION</b> <input type="text"/> 1 meses	
<b>COMENTARIO</b> <input type="text"/> SE RECOMIENDA REALIZAR TRABAJO	

Fuente: Ecopetrol S.A. GDH. 2016.

## 9. CONCLUSIONES.

Las herramientas instaladas en los pozos USCO 1 y USCO 2, por parte de Odessa Separator, Inc. (Dual Body Super Gas and Sand Shield, y el Vortex Sand Shield) mitigan y retardan los efectos de la producción de arena y gas, sobre los componentes de la bomba, con una muy alta eficacia. Esto se ha reflejado en los aumentos de run time de los equipos, incrementos en la producción de aceite, desplazamiento y eficiencia de bomba.

El pozo USCO 1 aumentó su producción de 18.7 BOPD a 32.82 BOPD, la eficiencia volumétrica de su bomba pasó de 14.57% @7.59 SPM a 94.84% @7.004 SPM, redujo su GOR de 3.33 MCFPD a 0.03 MCFPD. Por su parte, el pozo USCO 2 presentó mejoría en su producción, pasando de 117.47 BOPD a 128.82 BOPD, la eficiencia de su bomba aumentó de 28.2% @6.08 SPM a 90.72% @5.882 SPM, y redujo su GOR de 6.84 MCFPD a 0.2 MCFPD.

Los run times de estos pozos fueron mejorados. El pozo USCO 1 presentaba un run time promedio de 107 días, previo a la instalación; actualmente lleva 159 días trabajando ininterrumpidamente y sin days off. Por otro lado, el pozo USCO 2 poseía un run time de 137 días, menor al actual de 202 días; igualmente, sin days off. El pozo USCO 1 empleaba cerca de USD 75,000 al año en concepto de servicio a pozo, relacionadas con la producción de arena y gas. El pozo USCO 2, destinaba cerca de USD 50,000 al año en los mismos fines.

Uno de los factores claves para el éxito de las intervenciones a estos dos pozos, fueron las simulaciones realizadas para optimizar el diseño de las herramientas a instalar, para lo cual el análisis granulométrico de las muestras de arena, tomadas de cada uno de los pozos, aporta información vital acerca del problema con el que se está lidiando.

El haber definido parámetros claros para la selección de pozos candidatos, permitió evaluar objetivamente la probabilidad de éxito y pertinencia de las intervenciones. Prueba de esto, son los muy satisfactorios resultados de las instalaciones piloto en los dos pozos seleccionados mediante este análisis.

Adicionalmente, la inversión del pozo USCO 1 fue recuperada a los 3 meses de intervenido, y el pozo USCO 2 al primer mes posterior a la instalación del conjunto de herramientas; esto, aunado a la optimización integral de la producción, son claros

indicadores del óptimo desempeño de las mismas, lo que permite concluir que la implementación de estas herramientas fue apropiada.

Lo anterior permite aseverar que este conjunto de herramientas, puede ofrecer solución a los problemas de producción de arena y gas, en los demás pozos que fueron catalogados como potenciales candidatos; un análisis financiero y de viabilidad de los proyectos sería el paso a seguir, esto con el fin de asegurar la mayor probabilidad de éxito de la operación en el objetivo de optimizar la producción.

## 10. RECOMENDACIONES.

La más importante recomendación que se puede realizar, luego de culminado este proyecto, es la de llevar a cabo el análisis financiero para la instalación de un diseño de DBSGSS y VSS en los demás pozos caracterizados como potenciales. Los resultados obtenidos, en los pozos USCO 1 y USCO 2, invitan a extender este tipo de proyectos de optimización de producción.

Además, se hace imperativo extender este tipo de estudios técnicos a otros campos de la Gerencia del Huila, con el objeto de identificar patrones de distribución de pozos con problemas de producción de arena y gas, potencialmente solucionables con las herramientas provistas por Odessa Separator, Inc.

Por último, se recomienda considerar la opción de programar verificaciones de los rat holes y mud joints de los pozos USCO 1 y 2 y, de ser requerido, una limpieza de los mismos; ya sea durante servicios preventivos o como parte de un servicio reactivo.

## BIBLIOGRAFÍA.

Aly, N. B. Sucker rods failure mechanisms, methods of avoiding them. Paper SPE 9639 presented at the Middle East Oil Technical Conference of the SPE held in Mnama, Bahrein, 1982, p 1-9.

American Petroleum Insitute. API Specification 11E: 19th Edition, 2013, p 1-14.

Ballard, T., Beare, S. Particle size analysis for sand control applications. Paper SPE 165119 presented at the SPE European Formation Damage Conference and Exhibition held in Noodwijk, The Netherlands, 2013, p 1-15.

Bearing needle. Brochure, 2012, p 1-12.

Brown, K. E., Beggs, H. D. The technology of artificial lift methods Vol 1, Penwell Publ. Co., Tulsa, OK, 1977, p 2-9.

Campbell, J. H., Brimhall, R. M. An engineering approach to gas anchor design. Paper SPE 18826 presented at the SPE Production Operations Symposium held in Oklahoma City, OK, 1989, p 3-5.

Clegg, J. D. Understanding and combating gas interference in pumping Wells. Paper API-63-149. Published at the Oil and Gas Journal, 1963, p 2-7.

Clegg, J. D. Gas interference in rod pumping Wells. World Oil, 1979, p 2-5.

DuneFront Limited. Dossier técnico, 2014, p 3-8.

ECOPETROL S.A. Desarrollo Campo Brisas, 2005, p 1-34.

ECOPETROL S.A. Gerencia Técnica y de Desarrollo de E&P. Dossiers técnicos. Bogotá, Colombia, 2007, p 5-37.

ECOPETROL S.A. Instructivo de toma de niveles de fluido, 2009, p 1-22.

Echometer Company. Well Analyzer brochure, 2016, p 1-8.

Eickmeier, J. R. Diagnostic Analysis of Dynamometer Cards. Paper SPE 1643 presented at a meeting of the Canadian Institute of Mining and Metallurgy held in Edmonton, Canada, 1967, p 1-10.

European Commission, 2012. Financial and economic analysis of development projects. EC Editorial, p 52-77.

Exxon. Sucker rod pumping manual, 2011, p 66-125.

Fjaer, E. Petroleum related rock mechanics, Second Edition, Elsevier Science, 2008, p 23-31.

Global Spec. Materials Handling Handbook, 2011, p 1-14.

Halliburton international. Dossier técnico, 2012, p 1-11.

Hebei HighTop Metal Mesh Co., Ltd. Brochure, 2012, p 1-4.

Henan Tianzhiwo Machinery Co., Ltd. Brochure, 2014, p 1-5.

Hengshui Haiwang. Oil termal recovery equipmen, 2014, p 1-2.

ICP. Simulación analítica de la inyección de agua Campo Brisas. Piedecuesta, 2013, p 1-23.

ICP. Evaluación Geológica del Campo Pijao, 2000, p 12-18.

Juch, A. H, Watson, R. J. New concepts in sucker-rod pump desing. Paper SPE 2172 published at the Journal of Petroleum Techology, 1969, p 2-6.

Lea, J. F, Nickens, H. V. Selection of Artificial Lift. Paper SPE 52157 presented at the SPE Mid-Continent Operations Symposium in Oklahoma City, OK, 1999, p 1-6

Lufkin Industries. Pumping units brochure, 2004, p 1-18.

McCoy, J. N., Podio, A. L. An improved downhole gas separator. Paper 99-66 presented at the CSPG and Petroleum Society joint Convention in Alberta, Canada, 1999, p 1-10.

Moustafa, M. G., Beck, A. Design of Sucker Rod Pumping Systems for Effectively Handling Solids and Sand. Paper SPE 157126 presented at the SPE International Production and Operations Conference and Exhibition held in Doha, Qatar, 2012, p 1-11.

Moustafa, M. G., Greer, B. Challenges in Selection and Design the Beam Pumped Well Completions. Paper SPE 148112 presented at the SPE/IADC MEDT Conference and Exhibition held in Muscat, Oman, 2011, p 1-8.

National Oilwell Varco. Brochure, 20016, p 1-26.

Odessa Separator, Inc. Dossier técnico, 2016, p 1-48.

Odessa Separator, Inc. Sand sieve analysis, 2015, p 1-26.

Odessa Separator, Inc. Brochure, 2016, p 1-28.

Peñaranda, V. Arena más allá del acatamiento a las normas. Revista Petrotecnia, 2014, p 1-14.

Rensvold, R., Robins, W. E., Knox, C., Sharp, F. Permeable sand screen. Paper API 62-177 presented at the spring meeting of the Southern District, Division of Production, 1962, p 1-5.

Salager, J. L. Métodos de análisis granulométricos, 1961, p 1-17.

Salama, M. M. Sand production management. Paper OTC 8900 resented at the Offshore Technology Conference held in Houston, TX, 1998, p 1-9.

Salazar, A. Diseño de instalaciones SLA, 2001, p 1-25.

Serrano, M. Bombeo mecánico, 2016, p 1-15.

Theta Enterprise. Optimización Bombeo Mecánico, 2015, p 1-6.

Weatherford. Subsurface rod pumps handbook, 2008, p 1-264.

Watson, K., Jones, C. FEA Modelling of Expandable Sand Screens. Weatherford international, 2008, p 1-14.

## ANEXOS.

### ANEXO 1. Formato VPR-VPR-F-011 de evaluación económico de intervención a pozo

	<b>FORMATO EVALUACIÓN ECONÓMICA DE INTERVENCIONES A POZOS PRODUCTORES DE CRUDO</b>	
	<b>EXTRACCIÓN VICEPRESIDENCIA DE PRODUCCIÓN</b>	
	VPR-VPR-F-011	Elaborado 02/05/2012

FEHA ACTUAL:	<input type="text" value=""/>	mm/dd/aaaa
DILIGENCIADO POR:	<input type="text" value=""/>	REGISTRO: <input type="text" value=""/>
CAMPO:	<input type="text" value=""/>	POZO: <input type="text" value="USCO 2"/>
OBJETIVO:	<input type="text" value="INSTALACIÓN DBSGSS Y VSS PARA MANEJO DE PRODUCCIÓN DE ARENA Y GAS"/>	

<b>INFORMACION DEL SERVICIO A POZO</b>		
DURACION	<input type="text" value="0.25"/>	días PRESUPUESTO <input type="text" value="27,251"/> USD
FECHA EJECUCION	<input type="text" value="09/02/2016"/>	mm/dd/aaaa TIEMPO MEDIO DE FALLA <input type="text" value="4.57"/> Meses

<b>PARAMETROS DE PRODUCCION</b>		
PROD. ANTES DE SERVICIO	<input type="text" value="117.5"/>	BPPD DECLINACION HISTORICA <input type="text" value="0.200"/> año-1
POTENCIAL ESPERADO	<input type="text" value="125.0"/>	BPPD DECLINACION ESPERADA <input type="text" value="0.200"/> año-1

<b>PARAMETROS DE EVALUACION</b>		
COSTO DE LEVANTAMIENTO	<input type="text" value="3.35"/>	USD/BL TASA DESCUENTO <input type="text" value="11.1"/> % EA.
PRECIO WTI	<input type="text" value="30.00"/>	USD/BL CALIDAD & TRANSPORTE <input type="text" value="8.40"/> USD/BL
REGALIAS DE PROD. BASICA	<input type="text" value="8"/>	% IMPUESTO DE RENTA <input type="text" value="34"/> %

<b>RESULTADOS EVALUACION FINANCIERA</b>		
A TIEMPO MEDIO DE FALLA	<input type="text" value="4.57"/>	meses SERVICIO A POZO NUEVAMENTE EN <input type="text" value="May-16"/>
VPN	<input type="text" value="244,830"/>	USD COSTO DE LA INVERSION <input type="text" value="27,885"/> USD
EFI	<input type="text" value="8.99"/>	TIEMPO RECUPERACION DE INVERSION <input type="text" value="1"/> meses
COMENTARIO	<input type="text" value="SE RECOMIENDA REALIZAR TRABAJO"/>	
A LIMITE ECONOMICO	<input type="text" value="24"/>	meses CORRESPONDE A LA FECHA <input type="text" value="Jan-18"/>
VPN	<input type="text" value="1,284,333"/>	USD EFI <input type="text" value="47.13"/>
COMENTARIO	<input type="text" value="SE RECOMIENDA REALIZAR TRABAJO"/>	

	<b>FORMATO EVALUACIÓN ECONÓMICA DE INTERVENCIONES A POZOS PRODUCTORES DE CRUDO</b>		
	<b>EXTRACCIÓN VICEPRESIDENCIA DE PRODUCCIÓN</b>		
	<b>VPR-VPR-F-011</b>	<b>Elaborado 02/05/2012</b>	<b>Versión: 1</b>

**MODO DE USO DEL FORMATO**

El presente modelo tiene como propósito ser una herramienta práctica para la toma de decisiones al momento de realizar intervenciones a pozos tendientes al mantenimiento de la producción del campo.

Para diligenciarlo tenga presente lo siguiente:

- 1 Verifique la configuración del formato fecha que está manejando su equipo, el modelo está definido para trabajar bajo mm/dd/aaaa.
- 2 La Hoja "PARAMETROS DE ENTRDA" consta de 5 secciones:
  - 2.1 **DATOS BASICOS:** Diligencie su información como Nombre y Registro e incluya todos los datos del servicio como son nombre del campo, del pozo y una breve descripción del trabajo a realizar en el pozo.
  - 2.2 **INFORMACION DEL SERVICIO A POZO:**
    - \* **Duración:** corresponde al tiempo en días que va a durar la intervención desde el momento mismo en que entre el equipo de WO al pozo hasta que el pozo quede en operación.
    - \* **Fecha Ejecución:** corresponde a la fecha de inicio de la actividad.
    - \* **Presupuesto:** en dólares correspondiente a la ejecución de la totalidad de las actividades comprendidas en el servicio.
    - \* **Tiempo Medio de Falla:** corresponde al Run Life del sistema de levantamiento instalado en el pozo, el cual debe especificarse en meses y no debe superar 24 meses. Los indicadores financieros serán reportados a dicho tiempo.
  - 2.3 **PARAMETROS DE PRODUCCION:**
    - \* **Prod. Antes del Servicio:** corresponde al caudal de producción en BPPD que tiene el pozo actualmente, si el pozo está en operación y desea ser intervenido, debe contemplarse la producción actual para efectos de estimar el costo de la producción diferida a causa del servicio; si en su defecto el pozo fue objeto de una falla operacional que lo dejó fuera de línea no debe asociarse producción.
    - \* **Potencial Esperado:** corresponde al caudal de producción en BPPD esperado posterior a la intervención del pozo. De acuerdo con el alcance del servicio, esté podrá aumentar, disminuir o no alterar las condiciones de producción.
    - \* **Declinación Histórica:** corresponde a la tasa de declinación anual resultado del comportamiento histórico de producción del pozo.
    - \* **Declinación Esperada:** corresponde a la tasa de declinación anual resultado de la intervención al pozo. De acuerdo con el alcance del servicio, esta podrá aumentar, disminuir o no alterar la tendencia de declinación del pozo.
  - 2.4 **PARAMETROS DE EVALUACION:**
    - \* **Costo de Levantamiento:** corresponde al costo de levantamiento en USD/BI para el campo objeto de evaluación reportado en el último informe de gestión. Para campos que emplean diluyentes deben incluir este costo para efectos de la evaluación.
    - \* **Tasa de Descuento:** corresponde al % definido por VEC para la evaluación de proyectos, definida en el Documento "BASES DE PORTAFOLIO" para el año en curso. Consultar al personal de portafolio de los departamentos de Gestión y Crecimiento.
    - \* **Precio WTI:** Corresponde al precio en USD/BI definido en el documento "BASES DE PORTAFOLIO" para el año en curso. Consultar al personal de portafolio de los departamentos de Gestión y Crecimiento. Para efectos de reflejar una evaluación a condiciones de mercado podrá emplearse una proyección del precio internacional definido para la mezcla objeto de exportación el cual puede tomarse de Iris en la Dirección: <http://iris/contenido/contenido.aspx?conID=39310&catID=381> (Seleccionar link "Proyección de precios internacionales")
    - \* **Calidad y Transporte:** corresponde al descuento por calidad y transporte aplicado al precio WTI en USD/BI a emplearse tanto para precios de portafolio como para condiciones de mercado. Consultar al personal de portafolio de los departamentos de Gestión y Crecimiento.
    - \* **Regalías de Prod. Básica:** corresponde al % de regalías que aplica a la producción básica del campo. Consultar al personal de portafolio de los departamentos de Gestión y Crecimiento.
    - \* **Impuesto de Renta:** corresponde al Impuesto en % que grava los ingresos netos operacionales definido por la normatividad vigente Colombiana.
  - 2.5 **RESULTADOS EVALUACION FINANCIERA:** Con la información suministrada, el modelo calcula los indicadores financieros a dos periodos de tiempo e indica la viabilidad económica de realizar o no el servicio al pozo.
    - \* **A Tiempo Medio de Falla:** Determina si el servicio planteado permite recuperar la inversión en un periodo <= al del Run Life.
    - \* **A Limite Económico:** Determina si el servicio permite recuperar la inversión en un periodo de tiempo mayor al Run Life y <= a 24 meses.