

**FACTIBILIDAD TÉCNICA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE HERRAMIENTAS QUE
PERMITAN MINIMIZAR PÉRDIDAS DE PRODUCCIÓN POR INTERFERENCIA Y
BLOQUEO POR GAS EN POZOS QUE OPERAN CON BOMBEO MECÁNICO.**

FREDDY ALEXANDER AMAYA CORTÉS

Ingeniero de Petróleos

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2023

**FACTIBILIDAD TÉCNICA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE HERRAMIENTAS QUE
PERMITAN MINIMIZAR PÉRDIDAS DE PRODUCCIÓN POR INTERFERENCIA Y
BLOQUEO POR GAS EN POZOS QUE OPERAN CON BOMBEO MECÁNICO.**

FREDDY ALEXANDER AMAYA CORTÉS

Ingeniero de Petróleos

**Monografía para optar al título de
Especialista en Producción de Hidrocarburos**

Director

ÉDISON ODILIO GARCÍA NAVAS

Magíster en Ingeniería de Hidrocarburos

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
ESPECIALIZACIÓN EN PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS
BUCARAMANGA**

2023

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	9
1 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL	10
1.1 Bombeo sin varillas	11
1.2 Bombeo con varillas	11
1.2.1 Bombeo Mecánico	11
2 INTERFERENCIA POR GAS EN LA BOMBA DE SUBSUELO	25
2.1 Cartas dinamométricas	26
2.1.1 Celda de carga	27
2.1.2 Dinagrama Ideal	27
2.1.3 Recorrido neto del pistón	28
2.1.4 Prueba de válvulas	29
2.1.5 Contrabalanceo	30
2.1.6 Efecto del peso de Boyanza	30
2.1.7 Interpretación de cartas dinamométricas	31
2.2 Determinación del nivel de fluido	36
2.3 Determinación de causas de la interferencia por gas:	39
2.4 Válvulas BPR	40
3 ALTERNATIVAS DE SEPARACIÓN DE GAS EN FONDO PARA SLA TIPO BM ...	42
3.1 Separación natural de gas en fondo.....	42
3.2 Separadores de gas en fondo	43
3.2.1 Tipos de separadores de gas en fondo	45
4 FACTIBILIDAD TÉCNICA Y ESTRATEGIA DE APLICACIÓN EN LA PRUEBA PILOTO	57
4.1 Generalidades del campo de estudio	57

4.2	Parámetros por evaluar para la aplicación de la tecnología de separadores de gas en fondo	58
4.3	Pozos candidatos	59
4.3.1	Pozo A	60
4.3.2	Pozo B	67
4.4	Estrategia de aplicación de la prueba piloto	73
5	CONCLUSIONES	77
	BIBLIOGRAFÍA	78

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Esquema general de un Sistema de Bombeo Mecánico.	12
Figura 2. Nomenclatura API de las Unidades de Bombeo Mecánico	14
Figura 3. Bomba de tubería (Tipo T)	17
Figura 4. Bomba inserta (Tipo R).....	18
Figura 5. Ciclo del bombeo mecánico	19
Figura 6. Nomenclatura API de Bombas de Subsuelo	20
Figura 7. Dinagrama ideal	27
Figura 8. Prueba de válvulas	29
Figura 9. Efecto del peso de Boyanza.....	31
Figura 10. Dinagrama y sumergencia, pozo con interferencia de gas.....	37
Figura 11. Dinagrama y sumergencia, pozo operado por encima de su capacidad.....	38
Figura 12. Separador de gas en fondo.....	45
Figura 13. Separador de gas tipo Poor Boy	47
Figura 14. Separador de gas centrífugo	50
Figura 15. Partes de un separador de gas centrífugo	51
Figura 16. Separador de gas gravitacional.....	53
Figura 17. Separador de gas tipo empaque	54
Figura 18. Separador de gas tamaño collar	56
Figura 19. Estado mecánico Pozo A	61
Figura 20. Dinagrama de superficie (derecha) y de fondo (izquierda). Pozo A.....	63
Figura 21. Sumergencia del pozo A.	64
Figura 22. Producción y GOR del Pozo A.	66
Figura 23. Estado mecánico Pozo B	68
Figura 24. Dinagrama de superficie (derecha) y de fondo (izquierda). Pozo B.....	70
Figura 25. Sumergencia del pozo B.	71
Figura 26. Producción y GOR del Pozo B.	72

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Rangos de aplicación del Bombeo Mecánico	13
Tabla 2. Cartas dinamométricas comunes.....	32
Tabla 3. Propiedades del fluido. Pozo A.	60
Tabla 4. Sarta de producción. Pozo A.	62
Tabla 5. Sarta de bombeo. Pozo A.	62
Tabla 6. Condiciones de operación en superficie. Pozo A.....	65
Tabla 7. Propiedades del fluido. Pozo B.	67
Tabla 8. Sarta de producción. Pozo B.	69
Tabla 9. Sarta de bombeo. Pozo B.	69
Tabla 10. Condiciones de operación en superficie. Pozo B.....	70

RESUMEN

TÍTULO: FACTIBILIDAD TÉCNICA PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE HERRAMIENTAS QUE PERMITAN MINIMIZAR PÉRDIDAS DE PRODUCCIÓN POR INTERFERENCIA Y BLOQUEO POR GAS EN POZOS QUE OPERAN CON BOMBEO MECÁNICO.¹

AUTOR: FREDDY ALEXANDER AMAYA CORTÉS²

PALABRAS CLAVE: Separador de gas en fondo. Sistemas de levantamiento. Bombeo mecánico. Interferencia por gas. Dinagramas. Niveles de fluido.

RESUMEN:

El bombeo mecánico es el sistema de levantamiento artificial más antiguo y uno de los más utilizados en Colombia y el mundo debido a su simplicidad y versatilidad para manejar diferentes tipos de crudo. Sin embargo, debido a su configuración y al modelo de operación de la bomba de subsuelo, puede facilitar problemas de bloqueo e interferencia por gas, lo cual genera intermitencia en el flujo de líquido a superficie y disminución de la eficiencia de bombeo, con una consecuente caída de la producción de los pozos que tienen una alta relación gas-aceite o una alta cantidad de gas libre a la profundidad de la bomba.

En el presente trabajo de monografía se identifican los parámetros de bombeo que pueden generar este problema y de igual forma, se establece la factibilidad técnica de implementar e instalar separadores de gas en fondo en los pozos de un campo petrolero maduro de crudo pesado ubicado en el Magdalena Medio, con el fin de evitar o mitigar la interferencia por gas, mejorar las condiciones de bombeo, minimizar la cantidad de intervenciones a los pozos que tienen esta condición operativa, aumentar la vida útil del equipo de subsuelo y generar ganancias de producción al aumentar el potencial productivo de los pozos.

¹ Trabajo de Grado

² Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director ÉDISON ODILIO GARCÍA NAVAS. Magíster en Ingeniería de Hidrocarburos.

ABSTRACT

TÍTULO: TECHNICAL FEASIBILITY FOR THE IMPLEMENTATION OF TOOLS THAT ALLOW MINIMIZING PRODUCTION LOSSES DUE TO INTERFERENCE AND GAS LOCKING IN WELLS THAT OPERATE WITH BEAM PUMPING.³

AUTHOR: FREDDY ALEXANDER AMAYA CORTÉS⁴

KEYWORDS: Downhole gas separator. Artificial lift system. Beam Pumping. Gas interference. Dynagrams. Fluid levels.

ABSTRACT:

Beam pumping is the oldest artificial lift system and one of the most used in Colombia and the world due to its simplicity and versatility to handle different types of crude oil. However, due to its configuration and the operation model of the downhole pump, it can cause blockage problems and gas interference, which generates intermittency in the flow of liquid to the surface and a decrease in pumping efficiency with a consequent drop in production from wells that have a high gas-oil ratio or a high amount of free gas at the pump depth.

In this monograph work, the pumping parameters that can generate this problem are identified and the technical feasibility of implementing and installing downhole gas separators in the wells of a mature heavy crude oil field located in the Magdalena Medio basin in order to avoid or mitigate gas interference, improve pumping conditions, minimize the number of interventions to wells that have this operating condition, increase the run life of downhole equipment and generate production gains by increasing the productive potential of the wells.

³ Degree Project

⁴ Faculty of Physical-Chemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Director ÉDISON ODILIO GARCÍA NAVAS. M.Sc. Hydrocarbon Engineering.

INTRODUCCIÓN

La producción de hidrocarburos líquidos siempre está ligada a la producción de gas asociado. En ocasiones, la presencia de altas cantidades de gas en pozos que producen con Bombeo Mecánico puede generar una baja eficiencia del sistema de levantamiento, bloqueo e interferencia en la bomba de subsuelo, conllevando al flujo preferencial de gas a superficie. Esto se traduce en una afectación a la producción del pozo, la imposibilidad de alcanzar su potencial productivo y la necesidad de los operadores o recorredores de campo de desbloquear frecuente y manualmente el pozo a través de apertura de válvulas en superficie con el fin de estabilizar su comportamiento y fomentar la producción de fluido líquido.

Teniendo en cuenta que esta situación genera necesariamente altos tiempos de retorno de la inversión cuando se trata de pozos recién perforados, y en general bajo potencial en pozos que por sus condiciones de subsuelo y energía del yacimiento podrían producir más, se hace necesario identificar las variables de producción que pueden mitigar el problema y adicional a esto, analizar la aplicabilidad de tecnologías y herramientas tales como los separadores de gas en fondo que permitan controlar al máximo la entrada de gas libre al sistema de producción, evitando de esta forma el llenado incompleto de la bomba de subsuelo y permitiendo optimizar ganancias, costos, Run Life del equipo de subsuelo y de manera general, producir los pozos a su máximo potencial y capacidad operativa para maximizar la cantidad de barriles de petróleo en superficie.

1 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL

Los sistemas de levantamiento artificial (SLA) se utilizan para reducir la presión de fondo con el fin de maximizar el volumen de fluidos en superficie de los pozos productores. Cuando la presión de yacimiento es suficiente para vencer las pérdidas de presión que ocurren en el camino del fluido hasta el separador, se dice que el pozo fluye naturalmente; pero en ocasiones esta característica no se cumple y los fluidos no logran llegar a superficie.

Esto puede suceder porque la presión de fondo es inferior a la requerida para vencer las pérdidas de presión ocurridas en el pozo o porque las pérdidas de presión en el trayecto del fluido a superficie se vuelven mayores a causa de un cambio en las propiedades del fluido (por ejemplo, un aumento de la densidad por disminución de la producción de gas), o por problemas de diseño de subsuelo en el pozo (por ejemplo, tamaño reducido del tubing de producción o presencia de restricciones al flujo).

Los sistemas de levantamiento artificial se utilizan entonces para operar pozos cuya presión de fondo no es suficiente para producir naturalmente o en su defecto, para incrementar la producción de estos. La mayoría de estos sistemas utilizan una bomba de subsuelo, que se ubica por debajo del nivel de líquido con el fin de incrementar la presión y ayudar al fluido a vencer la suma de las pérdidas de presión y posibles restricciones al flujo presentes en el pozo.

Los sistemas que utilizan bombas de subsuelo como parte de su equipo de levantamiento pueden clasificarse en dos (2) tipos:

1.1 Bombeo sin varillas

Como su nombre lo indica, no utilizan una sarta de varillas para operar la bomba de subsuelo desde superficie. Utilizan otros medios que no son mecánicos para proporcionar energía a la bomba de subsuelo; estos medios pueden ser eléctricos o hidráulicos. Para esta aplicación pueden utilizarse bombas centrífugas, de desplazamiento positivo o hidráulicas. Los sistemas de levantamiento más utilizados en esta clasificación son el bombeo electrosumergible y el bombeo hidráulico.

1.2 Bombeo con varillas

Utilizan una sarta de varillas metálicas que conectan la bomba de subsuelo con el mecanismo de superficie; este último, dependiendo del tipo de bomba, generará un movimiento ya sea oscilante o rotativo para llevar el fluido desde subsuelo hasta superficie. Históricamente los primeros tipos de bombas aplicadas a agua y crudo fueron las de desplazamiento positivo que requieren un movimiento oscilante vertical. El tipo dominante y más antiguo en la industria del petróleo es el Bombeo Mecánico, el cual utiliza una bomba de pistón (desplazamiento positivo) y una unidad de bombeo en superficie.

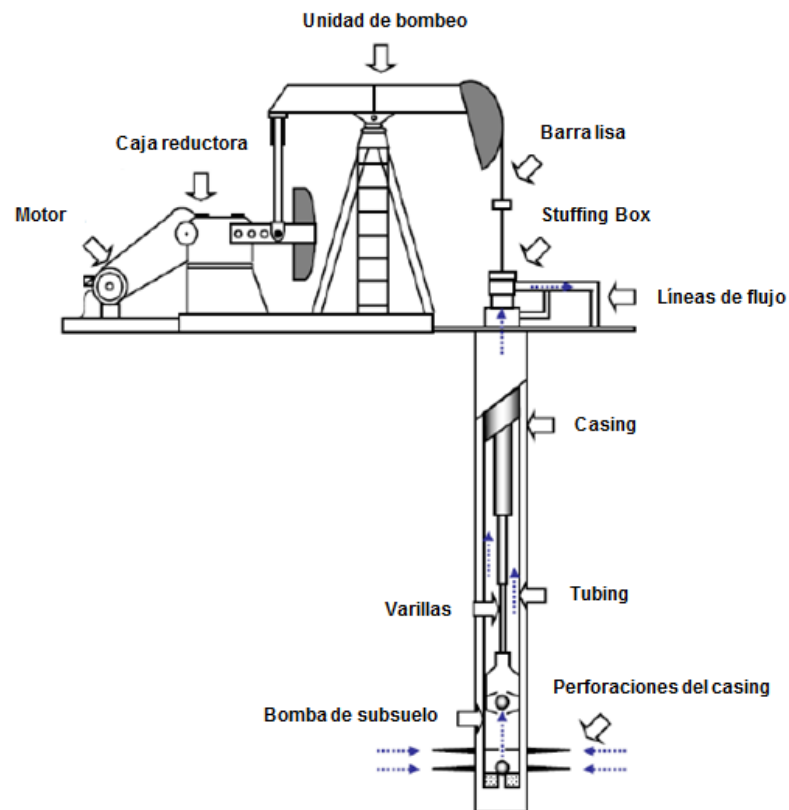
1.2.1 Bombeo Mecánico

Durante mucho tiempo en la historia de la producción de hidrocarburos, el bombeo mecánico fue la primera y en ocasiones la única opción cuando se requería levantamiento artificial. Por esta razón, es el tipo de producción de pozos petroleros más antiguo y utilizado en el mundo. Sin embargo, con la introducción de otros sistemas de levantamiento, los rangos de aplicación de este se volvieron un poco más específicos y definidos⁵. Adicionalmente, debido a la imposibilidad de aplicarlo a altas profundidades

⁵ LEA, James. NICKENS, Henry. WELLS, Michael. Gas Well Deliquification - Solution to Gas Well Liquid Loading Problems - 10.1 Introduction. Elsevier. 2013. p 191.

como consecuencia de la resistencia limitada de los materiales de acero usados en la fabricación de las varillas, el bombeo mecánico usualmente se considera ideal para manejar entre moderados y bajos caudales de fluido a profundidades entre someras y medias. En la Figura 1 se presenta un esquema de los componentes de superficie y subsuelo del sistema.

Figura 1. Esquema general de un Sistema de Bombeo Mecánico.



Fuente: Modificado de SALAMANCA, Andrea. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander, 2014.

1.2.1.1 Rangos de aplicación

La Tabla 1 presenta un resumen de los rangos típicos de aplicación del Bombeo Mecánico. Sin embargo, es importante recalcar que el diseño del sistema dependerá de las condiciones específicas de cada pozo y de las características de los fluidos a producir.

Tabla 1. Rangos de aplicación del Bombeo Mecánico

Criterio	Rango típico	Máximos
Profundidad de asentamiento	100' - 8.000'	12.000'
Caudal de producción	5 - 1500 BFPD	5000 BFPD
Temperatura de operación	100 - 350 °F	550 °F
Desviación del pozo	0 - 20°	40°
Manejo de corrosión	De bueno a excelente con materiales de última tecnología	
Gravedad API del fluido	> 8 °API	
Tipo de motor	Eléctrico o de combustión interna	
Aplicación costa afuera	Limitada	

Fuente: MONTES, Erik. Sistemas de Levantamiento Artificial. 2022.

1.2.1.2 Componentes de superficie

1.2.1.1.1. Unidad de bombeo mecánico:

Sus principales funciones son transferir la energía del motor a la sarta de varillas, es decir, convertir el movimiento rotatorio del motor a uno reciprocante en dirección ascendente y descendente (denominado recorrido o carrera), reducir la velocidad del motor a una velocidad adecuada de bombeo y mantener la verticalidad de la barra lisa.

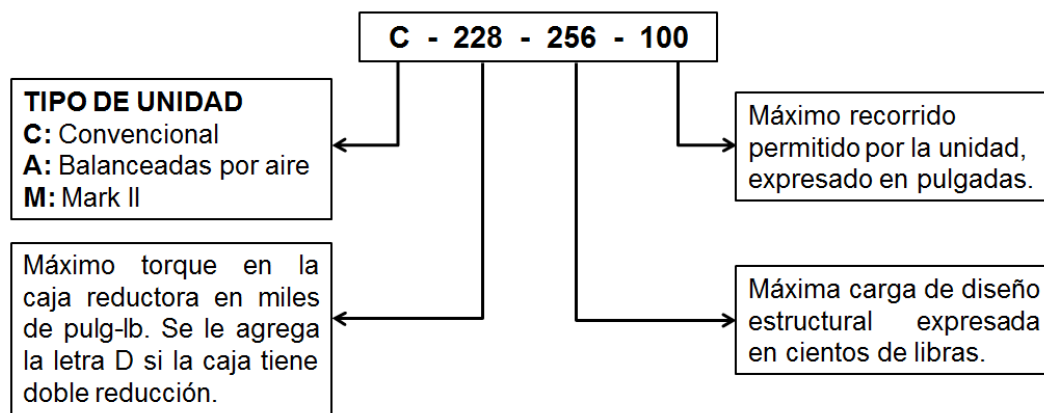
Es el más antiguo y más usado sistema utilizado en la industria. El instituto Americano del Petróleo en la norma **API SPEC 11E** identifica principalmente tres (3) tipos de unidades de bombeo mecánico de acuerdo con su geometría y forma de la estructura:

- **Convencionales:** Balanceadas por contrapesas. Apoyo de la viga en el punto medio del balancín. La rotación de la manivela puede ser en el mismo sentido o en contra de las manecillas del reloj.

- **Neumáticas:** Balanceadas por aire. Apoyo de la viga en el extremo delantero del balancín. Requieren mayor mantenimiento que los otros tipos de unidad (compresor de aire, cilindro de aire)
- **Mark II.** Balanceadas por contrapesas. Apoyo de la viga en el extremo trasero del balancín. Solamente puede rotar en sentido antihorario.

En la Figura 2 se observa el método práctico y estándar para reconocer y describir de forma rápida las especificaciones de las unidades de bombeo mecánico.

Figura 2. Nomenclatura API de las Unidades de Bombeo Mecánico



Fuente: El Autor

1.2.1.1.2. Contrapesas:

Su función es balancear la unidad de bombeo y contrarrestar el peso de la sarta de varillas más la columna de fluido.

1.2.1.1.3. Motor:

La función de este componente es suministrar la energía que el sistema requiere para moverse, es decir imprimir movimiento a la unidad de bombeo. Su requerimiento de

potencia dependerá de las características propias del pozo (profundidad, tipo de fluido, nivel de fluido, requerimientos de velocidad, diseño de subsuelo). Puede ser eléctrico o de combustión interna (es decir a gas).

1.2.1.1.4. Caja reductora:

Es un conjunto de engranajes cuya función es reducir la elevada velocidad y bajo torque generados por el motor, a las revoluciones de trabajo y alto torque requeridas por la unidad de bombeo. Existen actualmente 18 tamaños de caja reductora en el API SPEC 11E (Especificaciones, requerimientos y pautas para el diseño de unidades de bombeo mecánico para la industria del petróleo y gas natural), las cuales varían en rangos de 6.400 a 3'648.000 lbf-in (máximo torque soportado por la caja reductora). La relación de una caja reductora es generalmente 30:1, esto permite que la caja reductora reduzca los RPM de entrada en 30 tiempos mientras incrementa el torque de entrada en 30 tiempos aproximadamente.

1.2.1.1.5. Barra lisa:

Se conecta en la parte superior de la sarta de varillas y transmite el movimiento de la unidad de bombeo hasta la bomba de subsuelo.

1.2.1.1.6. Stuffing box:

Se conecta a la T de producción y su función es evitar escapes de fluido por el movimiento ascendente y descendente de la barra lisa.

1.2.1.1.7. T de Producción (Pumping tee):

Conecta la tubería de producción, el stuffing box y la línea de flujo por donde viaja el fluido hacia los colectores y posteriormente a la batería de producción.

1.2.1.3 Componentes de subsuelo:

1.2.1.3.1 Sarta de varillas:

Proporcionan un vínculo entre el equipo de superficie y la bomba de subsuelo; se consideran de vital importancia debido a que la falla de alguna de ellas supone la pérdida completa de la producción del pozo. Pueden utilizarse varillas convencionales en acero construidas con las especificaciones de la norma **API SPEC 11B** (las cuales vienen con acoples para su conexión y longitudes de 25 o 30 ft), o no convencionales entre las cuales se encuentran las continuas, que no usan acoples y son almacenadas y transportadas en carretes; y las de fibra de vidrio, diseñadas para soportar mayor grado de corrosión.

1.2.1.3.2 Tubería de producción:

El fluido producido y desplazado por la bomba de subsuelo es dirigido a superficie a través del tubing de producción que posteriormente se conecta con la línea de flujo que transporta el fluido hasta la estación de recolección. Cuando la bomba utilizada es inserta, la sarta de tubería cuenta con una nipplesilla en fondo (nipple de cerca de 1 ft de longitud) cuya función es permitir el anclaje de la bomba de subsuelo, generando que el barril se mantenga estático mientras el pistón se mueve de manera recíproca para permitir el desplazamiento de fluido hacia la tubería.

1.2.1.3.3 Bomba de subsuelo:

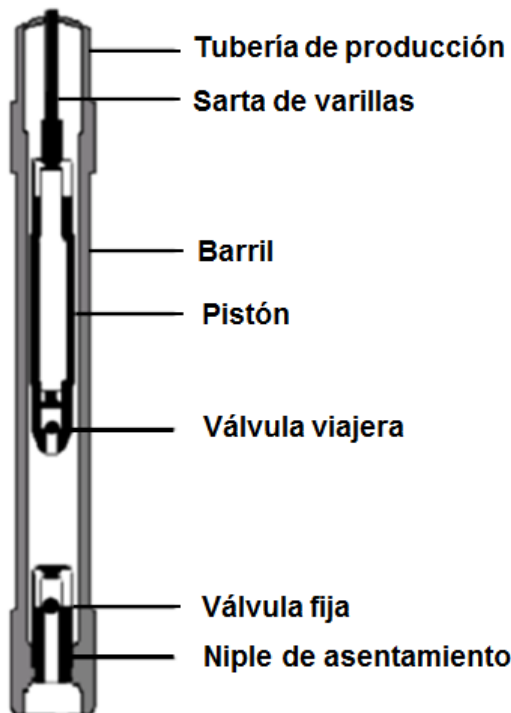
Pertenece a la clasificación de bombas de desplazamiento positivo del tipo recíproca, lo que permite que pueda trabajar con fluidos de alta viscosidad sin que su eficiencia se vea afectada de manera significativa. La función de la bomba es desplazar el fluido desde la profundidad donde es instalada hasta la superficie e igualmente impulsarlo por la línea de flujo hasta el punto de recolección.

Existen dos tipos de bombas de subsuelo para bombeo mecánico. En general están constituidas por cinco (5) partes principales: Barril, pistón, válvula fija, válvula viajera y anclaje (niple de asentamiento).

- **Bombas de tubería TH:**

En este tipo de bombas, el barril y el sistema de anclaje forman parte integral de la sarta de producción, y el pistón se baja con la sarta de varillas. En general presentan una mayor capacidad de bombeo y de manejo de fluidos viscosos debido a que el barril es de mayor tamaño; sin embargo, no se recomienda su uso en pozos donde el yacimiento es de arena no consolidada debido a su tendencia a producir arrastre de sólidos y arenamiento como consecuencia del manejo de altos caudales de fluido.

Figura 3. Bomba de tubería (Tipo T)

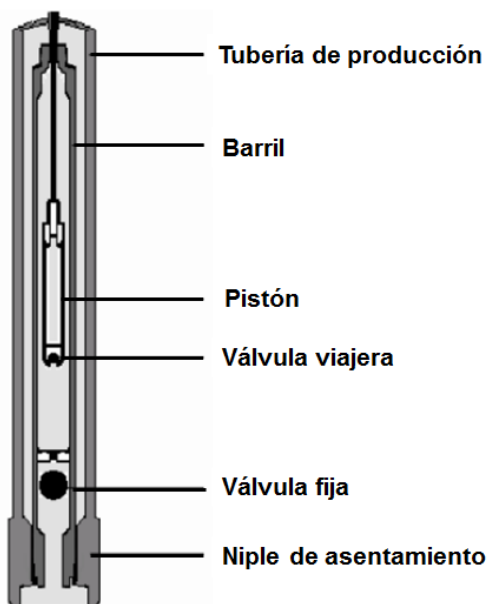


Fuente: Modificado de MATEUS, Christian. ROJAS, Daniel. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander, 2007.

- **Bombas insertas:**

También llamadas bombas de varilla. Se trata de un ensamble completo de bombeo (Barril y pistón), que se baja al pozo conectado a la sarta de varillas. Solamente el niple de asentamiento (niplesilla) va con la sarta de tubería de producción a la profundidad de bombeo deseada.

Figura 4. Bomba inserta (Tipo R)



Fuente: Modificado de MATEUS, Christian. ROJAS, Daniel. Trabajo de grado. Universidad Industrial de Santander, 2007.

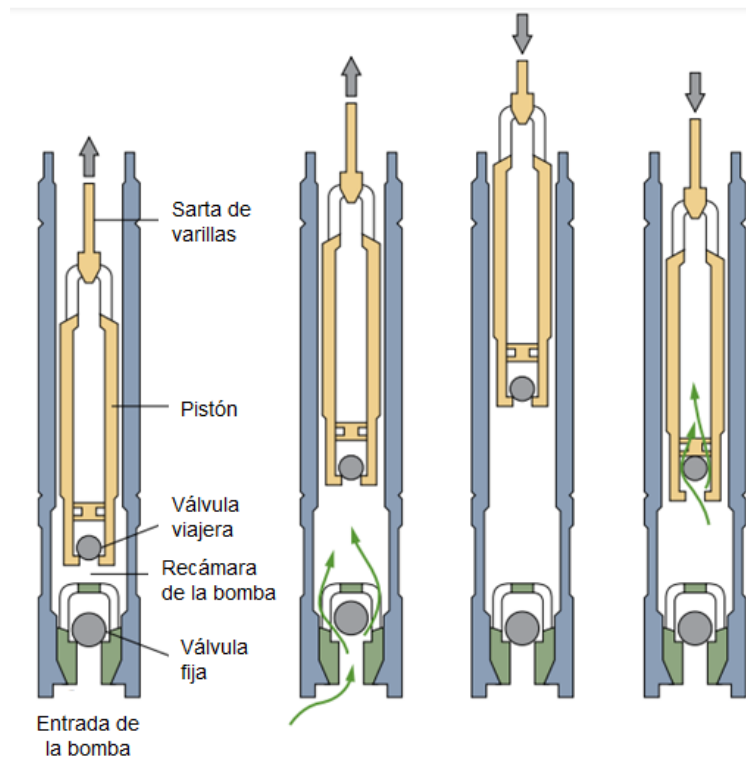
En la Figura 5 se representa el ciclo del bombeo mecánico. Tanto las bombas insertas como las de tubería cuentan como parte de su mecanismo una válvula fija y una viajera que se activan con el mecanismo reciprocante generado en superficie a través de la unidad de bombeo y transmitido al pistón de la bomba por la sarta de varillas.

Cuando el balancín está en el punto muerto inferior, sus válvulas fija y viajera se encuentran cerradas. Al comenzar la carrera ascendente, la presión de fondo y el

efecto de succión del pistón permiten la apertura de la válvula fija y el fluido pasa del pozo al interior de la bomba. Al mismo tiempo la columna de fluido ejerce una presión sobre la válvula viajera y permanecerá cerrada durante la carrera ascendente, permitiendo el movimiento del fluido que está en la tubería hacia la superficie.

En la carrera descendente, la válvula fija se cierra y se abre la válvula viajera para que el fluido pase de la bomba a la tubería de producción. La repetición continua del movimiento ascendente y descendente (emboladas) mantiene el flujo hacia la superficie.

Figura 5. Ciclo del bombeo mecánico

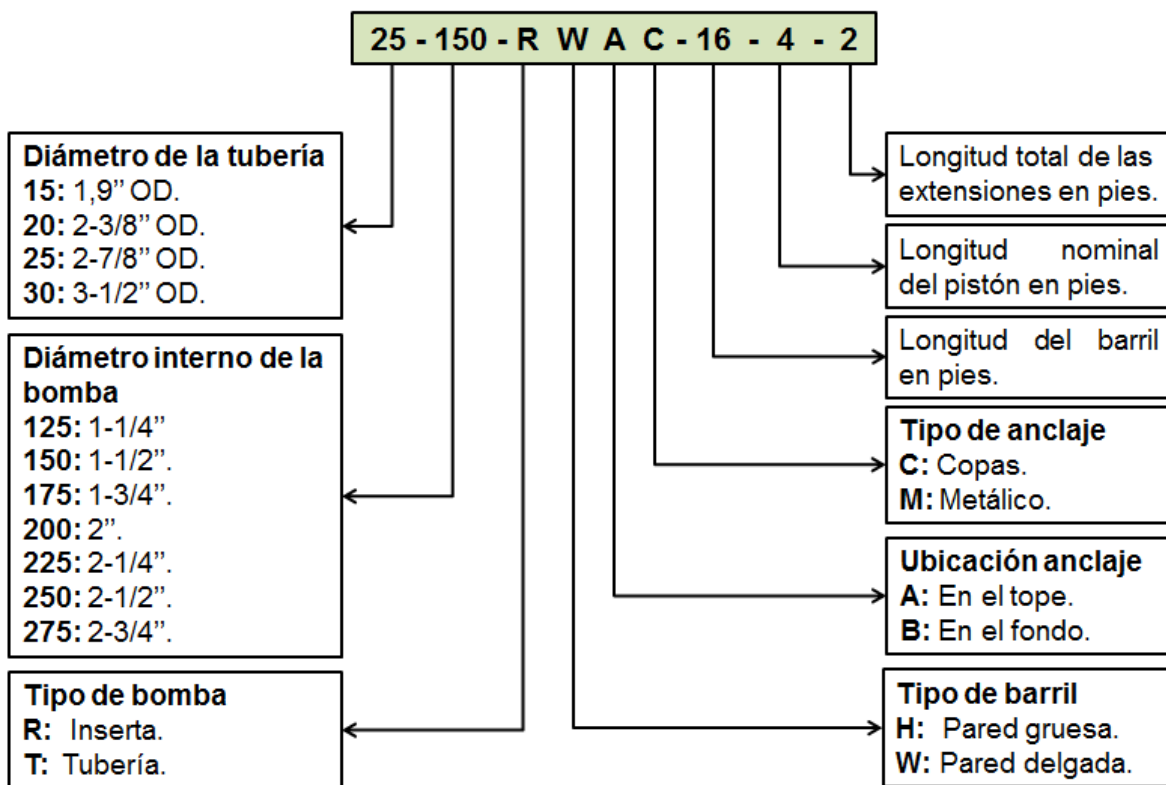


Fuente: Modificado de VON FLATERN, Rick. The Defining Series: Rod Pump Systems. Schlumberger, 2016.

- **Nomenclatura API de las bombas:**

El Instituto Americano del Petróleo estableció en la Norma API 11AR (Prácticas recomendadas para el uso de bombas de subsuelo), la nomenclatura de estas de acuerdo a su tipo, longitud, diámetro, tipo de anclaje, entre otras, como se observa en la Figura 6.

Figura 6. Nomenclatura API de Bombas de Subsuelo



Fuente: El Autor

1.2.1.4 Condiciones de bombeo:

Cálculo de la velocidad de bombeo (SPM): Las unidades de bombeo mecánico pueden operarse en un rango de velocidades, expresado en Strokes per minute (SPM). Esto

asumiendo que las carreras ascendente y descendente de la unidad cumplen un ciclo completo.

1.2.1.5 Eficiencia de la bomba:

La eficiencia volumétrica de la bomba depende principalmente del llenado del barril. Esto a su vez está relacionado con la presencia de gas libre, la viscosidad del fluido y la velocidad de bombeo. Esta eficiencia también se ve afectada por el escurrimiento de fluido que en ocasiones se presenta ya sea por el espacio entre el barril y pistón (*clearance*), o por las válvulas fija y viajera. En caso de presentarse un escurrimiento que afecte de manera considerable la eficiencia de bombeo del pozo, se debe realizar un servicio para hacer mantenimiento o reemplazar la bomba de subsuelo y restaurar las condiciones óptimas de operación del pozo.

1.2.1.6 Recorrido neto del pistón:

La naturaleza cíclica del movimiento de las varillas y la bomba induce la ganancia y pérdida secuencial de carga en la sarta de varillas y en el tubing. Por esta razón, el cálculo del recorrido del pistón requiere corregir el recorrido de superficie en la barra lisa por deformación elástica (estiramiento) de las varillas.

1.2.1.7 Capacidad de desplazamiento de la bomba:

Es función del recorrido neto del pistón de la bomba, de su diámetro, la velocidad de bombeo en strokes por minuto (SPM) y la eficiencia de llenado de la bomba.⁶

$$Q = 0,1166 * E_v * D^2 * SL * SPM$$

⁶ LEA, James. NICKENS, Henry. WELLS, Michael. Gas Well Deliquification - Solution to Gas Well Liquid Loading Problems - 10.3 Basics of Beam Pump Operation. Elsevier. 2003.

Dónde:

Q: Caudal desplazado por la bomba (Bls/día).

Ev: Llenado de la bomba (fracción).

D: Diámetro del pistón (pulgadas).

SL: Recorrido neto del pistón, *stroke length* (pulgadas).

SPM: Velocidad de bombeo (golpes/minuto).

La constante 0,1166 se utiliza en la fórmula para conversión del caudal a unidades de Bls/día.

1.2.1.8 Velocidad máxima de bombeo

La velocidad máxima de bombeo de una UBM en un pozo promedio se estima como un porcentaje de la máxima caída libre de las varillas en el aire. Este porcentaje varía dependiendo del tipo de unidad mecánica que se esté utilizando. De manera general, la fórmula para calcular la máxima velocidad de bombeo es la siguiente:

$$SPM_{m\acute{a}x} = C \sqrt{\frac{60.000}{SL}}$$

Dónde:

SPM_{máx}: Velocidad máxima a la cual se puede operar la UBM (golpes/minuto).

SL: Longitud del recorrido en superficie (pulgadas).

C: Unidad convencional: 70% (C = 0.7).

Unidad balanceada por aire: 63% (C = 0.63).

Unidad Mark II: 56% (C = 0.56).

1.2.1.9 Ventajas del Bombeo Mecánico

- La velocidad de bombeo y longitud del recorrido (carrera) pueden ser modificadas fácilmente para adaptarse a las condiciones de productividad del pozo a medida que este declina.
- Las unidades de bombeo pueden cambiarse a otros pozos con mínimos costos.
- Pueden utilizarse motores a gas en caso de no contar con electricidad disponible.
- Puede levantar petróleo con altas viscosidades y temperaturas.
- Puede producir intermitentemente a través del uso de temporizadores y controladores remotos.
- Muchos de sus componentes críticos están en superficie, lo que los hace fácilmente intercambiables. Robusto y resistente a condiciones severas.
- Resulta fácil hacer seguimiento y monitoreo a la bomba de subsuelo utilizando las cartas dinamométricas de fondo y de superficie.

1.2.1.10 Desventajas del Bombeo Mecánico

- En pozos con altos volúmenes de gas libre se obtienen bajas eficiencias volumétricas por bloqueo de gas en la entrada de la bomba.
- En pozos desviados, la fricción entre las varillas y la tubería de producción puede generar fallas en el material.

- La unidad de bombeo es grande y pesada; por tanto, requiere un espacio considerable para su instalación. Por este motivo no es aplicable en operaciones Offshore.
- No funciona correctamente con excesiva producción de arena.
- La profundidad para su aplicación es limitada debido principalmente a la capacidad y resistencia de las varillas.
- Pueden presentarse pequeñas fugas de fluido por el Stuffing Box en superficie debido a desgaste de sus empaques.

2 INTERFERENCIA POR GAS EN LA BOMBA DE SUBSUELO

Es un problema operacional asociado a los pozos que operan con bombeo mecánico y consiste en la disminución de la eficiencia del sistema de levantamiento causada por la alta presencia de gas libre a la profundidad y presión del intake de la bomba de subsuelo. Este gas libre entra al sistema junto con los fluidos líquidos producidos por el pozo y ocupa parte de la recámara entre la válvula fija y la viajera generando un llenado parcial de la bomba; este porcentaje de llenado dependerá de la cantidad de gas que se haya liberado previamente. En la carrera descendente del pistón, este gas es comprimido hasta que alcanza la presión requerida para abrir la válvula viajera antes de que esta llegue al líquido.

La interferencia por gas no debe ser confundida con el golpe de fluido. En este último se presenta un llenado parcial de la bomba, pero el espacio restante no es ocupado por gas. Por no existir compresión, se presenta un cambio de carga drástico cuando la válvula viajera toca el fluido en la carrera descendente. En el caso de la interferencia por gas, la válvula viajera se abre de forma lenta sin las variaciones drásticas en la carga que normalmente se presentan en los pozos que trabajan con golpe de fluido.

Un caso crítico de interferencia por gas en un pozo operado con bombeo mecánico puede generar un bloqueo total de la bomba, situación en la cual, el volumen de gas libre en el sistema es tan alto, que evita la entrada de líquido a la bomba generando que el fluido que se produzca preferencialmente en superficie sea el gas y que la acción de bombeo de líquido se detenga completamente.

Con el fin de determinar las causas de la interferencia por gas se presentarán dos (2) métodos que en conjunto permiten evaluar la eficiencia de este sistema de levantamiento, identificar los problemas asociados al bombeo, analizar oportunidades de mejora y finalmente evaluar las causas y condiciones que facilitan o promueven la generación de esta situación operativa desfavorable. Estos métodos son el análisis de cartas dinamométricas y la determinación del nivel de fluido del pozo.

2.1 Cartas dinamométricas

En bombeo mecánico, el dinamómetro (celda de carga) es un instrumento utilizado para medir directamente las cargas instantáneas que soporta la barra lisa como función del desplazamiento del pistón de la bomba. Estas cargas son registradas en una carta que representa una curva cerrada llamada dinagrama.

En otras palabras, el dinagrama es una representación gráfica del trabajo mecánico realizado por la unidad de bombeo; mide las cargas durante todos los ciclos de la bomba de subsuelo en cada punto durante una carrera o stroke, como función de la posición en que la fuerza es medida.

La función principal del dinagrama es permitir la determinación, con cierta precisión de las diferentes fases del ciclo de bombeo; da una idea de las condiciones del equipo de subsuelo y de la unidad de superficie, y es también una herramienta utilizada como medio de optimización, lo cual se logra comparando el dinagrama actual con dinagramas medidos anteriormente en el mismo pozo, identificando de esta forma características anormales o fallas en la operación del sistema de levantamiento.

Algunos de los parámetros que pueden ser evaluados a través de la interpretación de dinagramas:

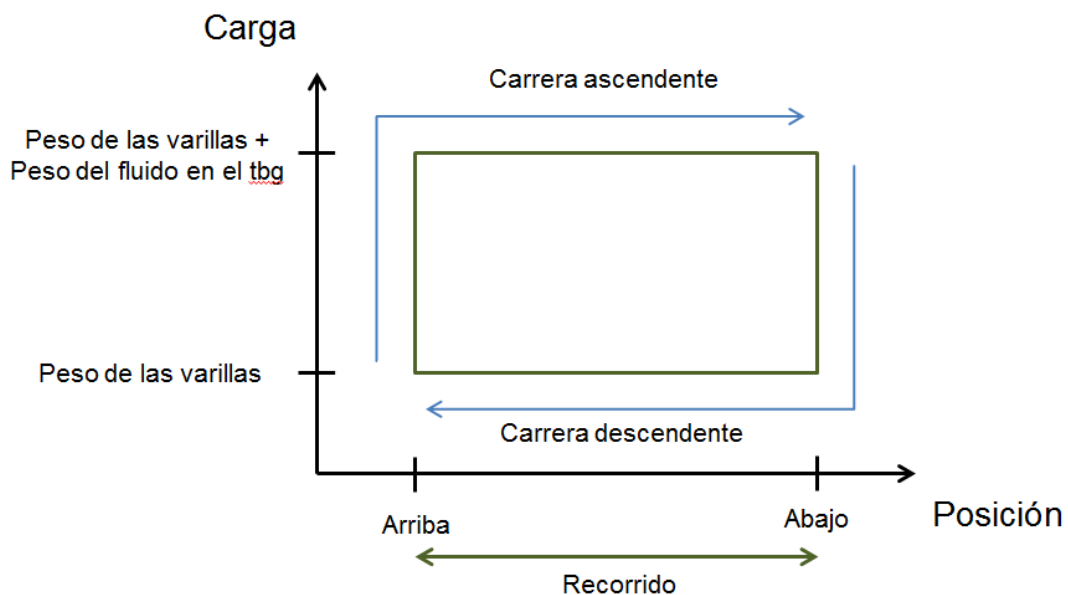
- Estado y funcionamiento de la bomba de subsuelo (Barril, pistón y válvulas).
- Presencia de gas libre al interior de la bomba.
- Integridad de la sarta de varillas y tubería de producción.
- Espaciamiento de la bomba.
- Presencia de arena en la bomba.
- Balanceo de la unidad de bombeo.

2.1.1 Celda de carga

La herramienta que se utiliza para generar la curva del dinagrama se denomina celda de carga. Este equipo cuenta con un acelerómetro que mide Posición VS. Tiempo y un dinamómetro que mide Carga VS. Tiempo. La celda es instalada en la barra lisa, de manera que la curva que genera es el dinagrama de superficie (Cargas soportadas por la barra lisa en función del desplazamiento o recorrido en superficie). Sin embargo, para el análisis del sistema de levantamiento, es de vital importancia conocer el comportamiento de las cargas en la bomba. Es por esto que los software han sido diseñados para obtener el dinagrama de fondo a partir del de superficie utilizando como base la ecuación de onda, a partir de la cual se calcula el recorrido neto en fondo tomando como base el hecho de que las varillas sufren una deformación elástica (estiramiento) durante los ciclos de bombeo.

2.1.2 Dinagrama Ideal

Figura 7. Dinagrama ideal



Fuente: El Autor

En la Figura 7 se muestra la carta dinamométrica ideal. La dirección del cambio de posición es indicada por las flechas. Durante la carrera ascendente, la carga es mayor debido al peso estático del fluido que se encuentra en la tubería arriba del pistón. La carta ilustra un momento en el que el llenado de fluido en la bomba se está alcanzando al 100%, no hay compresión ni expansión de gas durante la carrera y donde tanto la válvula fija como la viajera tienen un sello correcto (no hay escape de fluido). Por esta razón el dinagrama ideal se presenta como una figura rectangular perfecta.⁷

2.1.3 Recorrido neto del pistón

El recorrido neto o efectivo del pistón se determina en la carta dinográfica de fondo y es normalmente diferente al recorrido de la barra lisa en superficie. Esta diferencia en la longitud de las carreras y el desplazamiento relativo del dinagrama de fondo comparado con el de superficie (diferencia con el recorrido de fondo) se da principalmente por dos factores:

- **Estiramiento de la sarta de varillas:** Se genera como resultado del peso estático y dinámico de las varillas. Depende del diseño de la sarta de varillas (diámetro y material) y de la carga de fluido sobre el pistón.
- **Efecto de *overtravel*:** Ocurre cuando la longitud de la carrera en fondo es mayor a la de superficie y se da cuando las cargas dinámicas son considerables debido a altas velocidades de bombeo. En esta condición, cuando en superficie inicia la carrera ascendente, el pistón de la bomba en el fondo del pozo todavía se está moviendo hacia abajo, generando diferencias en la longitud del recorrido efectivo.
- **Efecto de *undertravel*:** Situación que ocurre cuando la longitud de la carrera en la bomba es más corta que la longitud de la carrera en superficie.

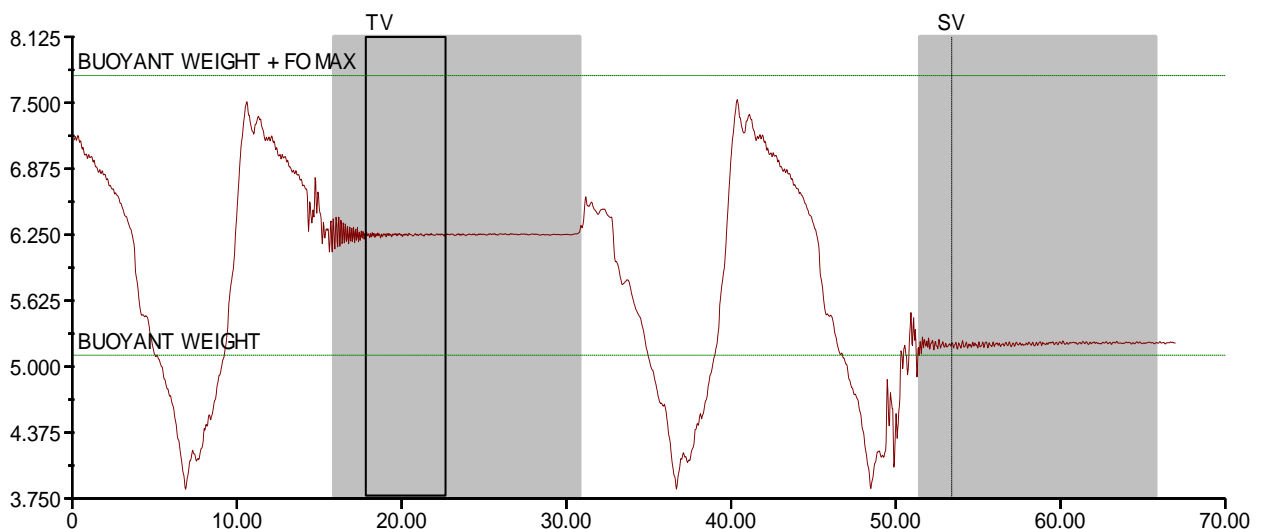
⁷ COLLINS, R Eugene. Petroleum Production Engineering. A Special Presentation for The Conventional Energy Training Project. Washington D.C. July 25-29, 1983. p. 50.

Es por esta razón que por ejemplo un pozo que bombea con un recorrido en superficie de 64", pero su recorrido neto efectivo en fondo es de 50", verá afectada su eficiencia de desplazamiento y su producción será inferior a la esperada.

2.1.4 Prueba de válvulas

Para asegurar un análisis completo de las condiciones operativas de la bomba se debe realizar una prueba de válvulas en la cual se verifica el sello mecánico tanto de la válvula fija como de la viajera para realizar una evaluación complementaria al registro del dinagrama.

Figura 8. Prueba de válvulas



Fuente: Software TWM

La operación correcta de las válvulas de la bomba es de vital importancia para garantizar una alta eficiencia del sistema de levantamiento. Aunque esta prueba se hace de manera

rutinaria, una buena interpretación depende de la correcta realización de esta, esto incluye realizar la verificación en cada válvula por lo menos dos veces para confirmar repetibilidad, validez y seguridad de que las válvulas están operando apropiadamente y la bomba no tiene problemas mecánicos. La Figura 8 muestra una prueba en la que no hay ningún tipo de fuga en las válvulas. Como se observa las líneas que se trazan en la zona sombreada de la gráfica son completamente horizontales, lo que indica que las válvulas tienen un sello hermético.

2.1.5 Contrabalanceo

Un pozo se encuentra balanceado cuando cuenta con una distribución equitativa de las cargas (igual carga en la carrera ascendente y en la descendente). En condiciones ideales, el torque subiendo debe ser igual al torque bajando, lo cual permitirá proteger la unidad de bombeo y el motor para aumentar su vida útil.

2.1.6 Efecto del peso de Boyanza

En la Figura 9 se observa que el peso de boyanza de la sarta de varillas se muestra como una carga negativa representada por la distancia desde la parte inferior del dinagrama hasta la línea de cero carga. Durante la carrera descendente la carga está en la válvula fija y la única fuerza actuando en el fondo de la sarta de bombeo es el peso de boyanza de las varillas.

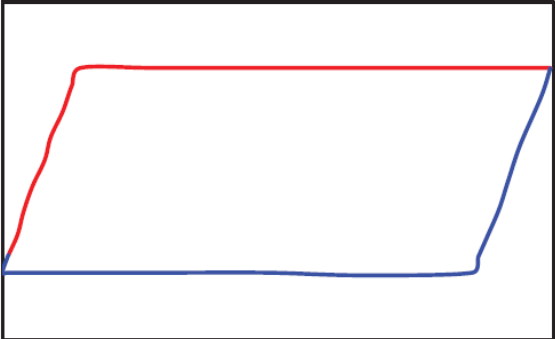
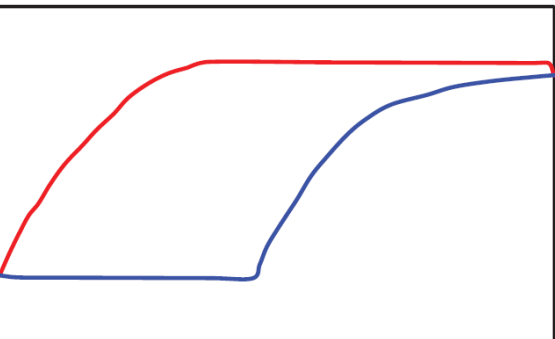
W_f: Peso del fluido

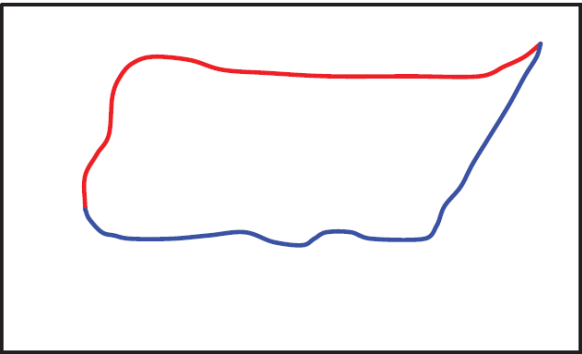
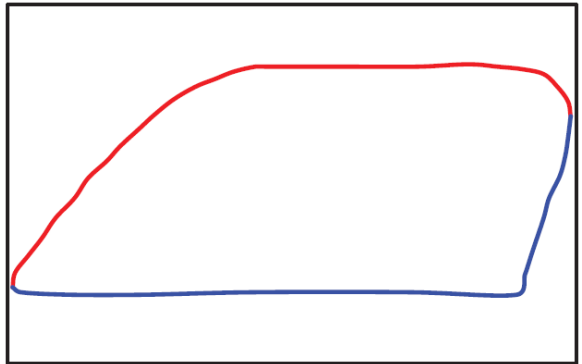
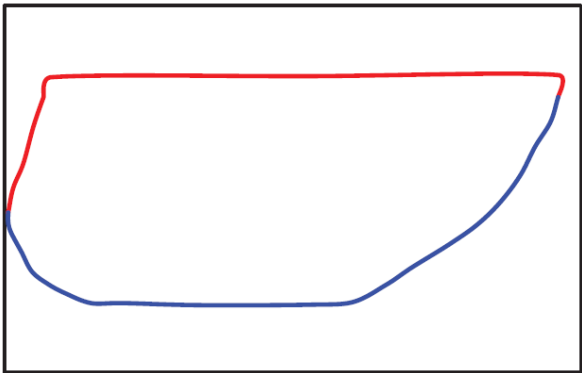
W_b: Peso de Boyanza de las varillas

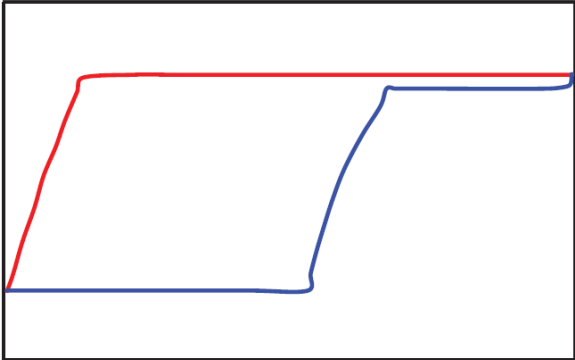
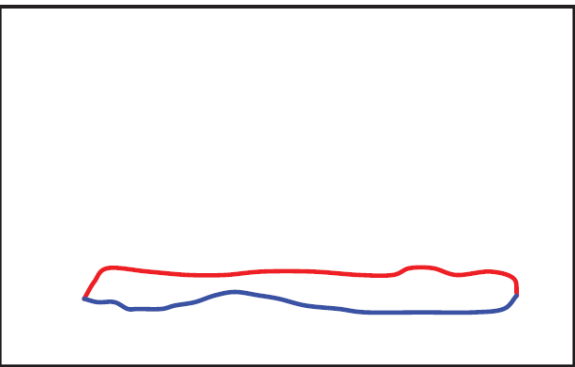
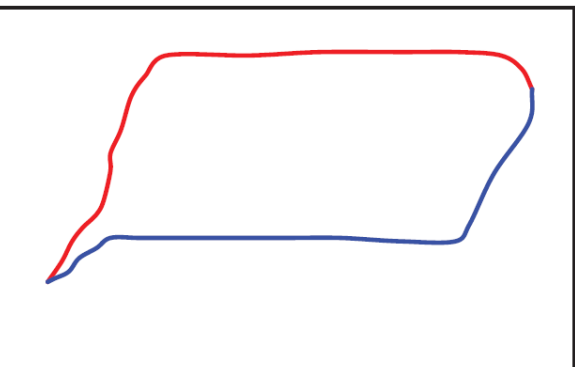
2.1.7.1 Cartas dinamométricas comunes

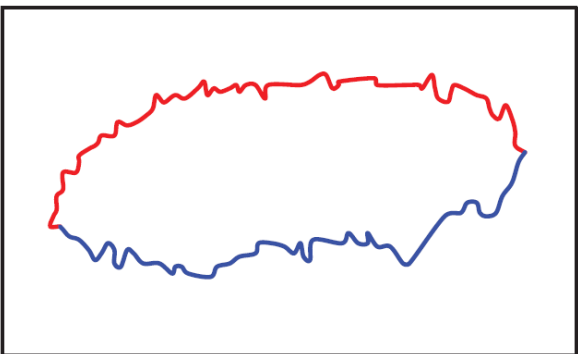
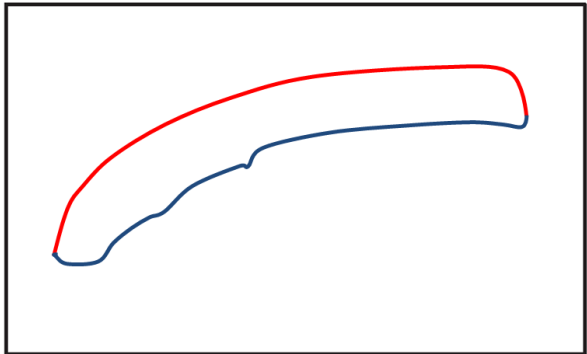
En la Tabla 2 se presenta un listado de fallas comunes que se presentan en bombeo mecánico y que pueden ser identificadas y diagnosticadas a través de las cartas dinamométricas para poder corregirlas o tomar la decisión de intervenir el pozo con un equipo de Well Service para reparar el daño.

Tabla 2. Cartas dinamométricas comunes

	<p>Tubería desanclada:</p> <p>El dinamograma de un pozo con esta condición presenta forma de paralelogramo. La tubería se desplaza levemente hacia arriba en la carrera ascendente. En este caso es conveniente instalar un ancla de tubería que permita mantener el tubing estático.</p>
	<p>Interferencia por gas:</p> <p>La recámara entre la válvula viajera y la fija está parcialmente llena de gas generando que, en la carrera descendente, este sea comprimido. Debido al volumen de gas pasando por la bomba, la eficiencia de bombeo y la producción de líquido se reducen. En estos pozos, un intento de mejorar la producción con aumento de velocidad no será efectivo debido a un incremento en la interferencia de gas en la bomba.</p>

	<p>Golpe superior de bomba:</p> <p>Ocurre como consecuencia de un inadecuado espaciamiento de la bomba, lo que genera que se presente un golpe en la parte final de la carrera ascendente. En el dinagrama se ve como un aumento de carga en la parte superior derecha.</p>
	<p>Fuga en válvula viajera:</p> <p>Las cartas que ilustran una fuga en válvula viajera presentan una forma redondeada en la parte superior. Se presenta un proceso de aumento de carga lento y a medida que se acerca a la posición más alta en la carrera ascendente, la carga empieza a disminuir nuevamente. Esto resulta en una baja producción y en algunos casos el pozo puede dejar de bombear.</p>
	<p>Fuga en válvula fija:</p> <p>Las cartas que ilustran una fuga en válvula fija presentan una forma redondeada en la parte inferior. En este caso la válvula fija permite que el fluido entre a la bomba en la carrera descendente, retrasando la pérdida de carga. Al final de la carrera descendente, la pérdida de fluido genera que la válvula viajera se cierre prematuramente, y como</p>

	<p>consecuencia la carga incrementa también de manera súbita.</p>
	<p>Golpe de fluido: Se genera cuando la tasa de extracción de la bomba supera la tasa de aporte de la formación, generando un llenado incompleto de la bomba. En la carrera descendente la válvula viajera golpea el líquido, causando esfuerzos adicionales que pueden generar fallas prematuras en el equipo de subsuelo.</p>
	<p>Varilla partida o desconectada: En esta condición, la celda no identifica ciclos normales de aumento y disminución de carga. Esto ocurre porque aun cuando la unidad de bombeo está trabajando, el movimiento recíprocante no está siendo transmitido a la bomba y el fluido no puede ser desplazado. Esta falla implica la suspensión completa de la producción del pozo, y la forma del dinagrama es una barra horizontal delgada.</p>
	<p>Golpe inferior de bomba: Ocurre como consecuencia de un inadecuado espaciamiento de la bomba, lo que genera que se presente un golpe en la parte final de la carrera descendente. En el dinagrama se ve reflejado como una pérdida de carga repentina en la parte inferior izquierda.</p>

	<p>Producción de arena:</p> <p>El paso de arena y sólidos por la bomba genera un conjunto de pequeños picos en el dinagrama. Esto ocurre debido a la fricción que generan las partículas de arena en el mecanismo de la bomba, ocasionando leves aumentos y pérdidas de carga durante todo el recorrido del pistón. Un excesivo influjo de arena puede ocasionar la pega del pistón y pérdida total de la producción del pozo.</p>
	<p>Bomba bloqueada por gas:</p> <p>Situación operativa en la que la cantidad de gas libre es tan alta que la válvula viajera nunca abre en la carrera descendente, la acción de bombeo de líquido se detiene completamente y no hay aporte de fluido en superficie. Para evitar esta condición, es una buena práctica manejar recorridos altos y espaciar la bomba lo menos posible sin generar golpes; esto ayudará a reducir el bloqueo siempre que la cantidad de gas no sea excesiva.</p>

Fuente: ZHANG Ruichao, WANG Liqiang, CHEN Dechun. An Intelligent Diagnosis Method of the Working Conditions in Sucker-Rod Pump Wells Based on Convolutional Neural Networks and Transfer Learning. 2021.

2.2 Determinación del nivel de fluido

El análisis de comportamiento de un pozo requiere de la determinación del nivel de fluido en el anular, lo que permite a su vez determinar la presión de fondo fluyendo. Esto se logra a través de registros acústicos (Sonolog). Dado que la presión afecta la velocidad del sonido, la determinación del nivel de fluido se logra tomando como referencia las reflexiones de las ondas sonoras en los cuellos de tubing.⁹

A través de los registros de Sonolog es posible encontrar la profundidad del nivel de fluido a producir y a su vez es calculada indirectamente la sumergencia, que se define como la distancia entre el intake de la bomba y el nivel de fluido (columna de líquido sobre la bomba). Si el valor de sumergencia es alto, es posible que el pozo en estudio no esté produciendo a su máximo potencial.

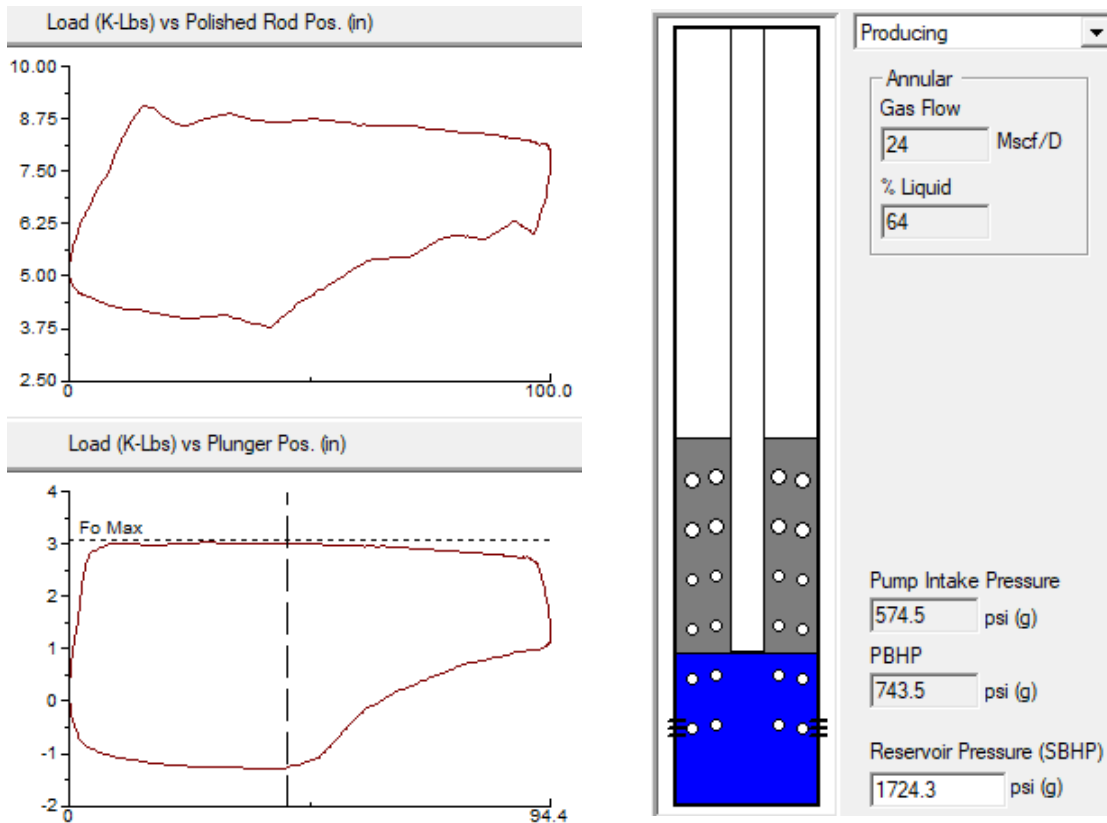
Una baja eficiencia de producción debido al llenado incompleto de la bomba puede darse por dos factores. La sumergencia es de vital importancia para realizar un diagnóstico correcto con miras a optimizar la producción de los pozos que no presentan llenado completo de bomba:

- **Por interferencia de gas:**

La cual genera que parte del espacio disponible en la bomba se llene con gas libre, generando a su vez que el líquido que podría ser producido se acumule en el anular casing-tubing. En este caso se tendría una sumergencia del pozo alta como se observa en la Figura 10.

⁹ COLLINS, R Eugene. Petroleum Production Engineering. A Special Presentation for The Conventional Energy Training Project. Washington D.C. July 25-29, 1983. p. 60.

Figura 10. Dinagrama y sumergencia, pozo con interferencia de gas

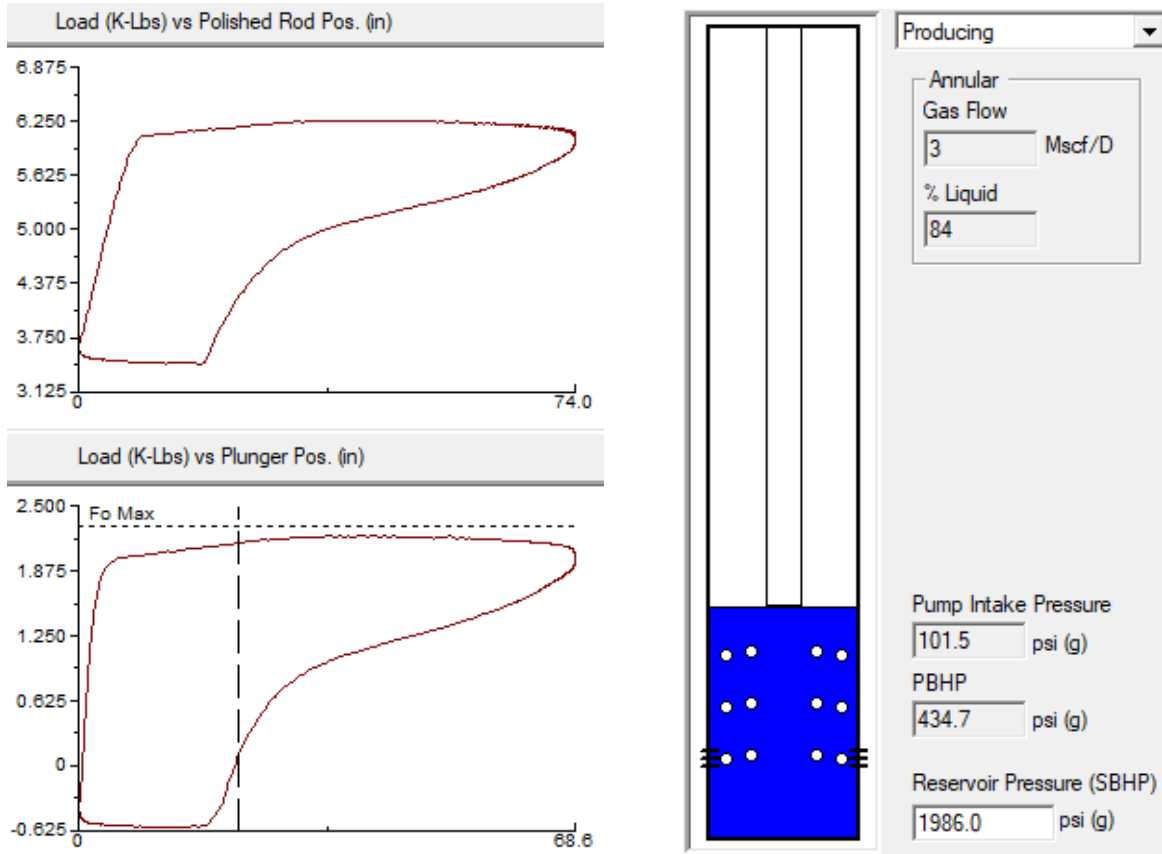


Fuente: Software TWM

- **Altas condiciones de operación:**

Si el pozo que no presenta grandes cantidades de gas libre está siendo producido con una velocidad y recorrido que superan la capacidad de aporte de la formación, igualmente se presentará una baja eficiencia de producción y bajo llenado de la bomba, pero en este caso la sumergencia o nivel de fluido sobre la bomba tenderá a cero. Una condición como esta se observa en la Figura 11 donde en el dinagrama se observa un llenado de aproximadamente 35% y un nivel de fluido sobre la bomba de 10 ft.

Figura 11. Dinagrama y sumergencia, pozo operado por encima de su capacidad



Fuente: Software TWM

En campos donde no hay presencia crítica de arena u otros problemas operacionales, se desea que los pozos produzcan a su máxima tasa permisible. Este máximo potencial se alcanza cuando la presión de fondo fluyendo es baja comparada con la presión estática de fondo.

Si los equipos existentes son suficientes para producir el pozo, es decir, si se tiene una unidad de bombeo que permita operar con un recorrido y velocidad (SPM) adecuados, es deseable que la presión de fondo fluyendo se mantenga por lo menos 10% por debajo de la presión de yacimiento con el fin de asegurar la máxima producción del pozo en

condiciones estables. Generalmente estas presiones son calculadas por mediciones de superficie, determinando a través de un registro de Sonolog la distancia al nivel de fluido y teniendo en cuenta la presión en el casing (anular).

Para determinar las condiciones exactas de la bomba, se debe analizar en conjunto el nivel de fluido del pozo y su carta dinamométrica. Los datos obtenidos indicarán:

- Si el pozo está siendo producido a su máximo potencial.
- Si la columna de fluido está por encima del intake de la bomba.
- Si se tiene un buen, regular o mal llenado de la bomba.
- Si hay gas fluyendo hacia el anular del casing.

Analizando estas variables se puede determinar si la baja producción de un pozo es causada por bajo llenado de la bomba debido a interferencia por gas o por altas condiciones de bombeo que superan la capacidad del pozo.

2.3 Determinación de causas de la interferencia por gas:

Teniendo en cuenta lo anteriormente expuesto se identificó que existen tres (3) situaciones principales que promueven la existencia de la interferencia y bloqueo por gas en la bomba de subsuelo:

- La operación de los pozos con altas velocidades de bombeo (spm), genera agitación del fluido y facilita la separación del gas que antes de la entrada a la bomba estaba en solución.
- En crudos pesados y viscosos, operar con bajos recorridos dificulta el correcto llenado de la bomba debido a que la movilidad de este tipo de fluido es reducida,

y es por esto que la bomba se llenará de manera preferencial con el gas libre cuya movilidad es mucho mejor. Por esta razón, es recomendable operar la unidad de bombeo con recorridos largos para minimizar la interferencia por gas.

- Un alto espaciamiento entre la válvula fija y la viajera promueve la formación de una recámara entre las dos válvulas que facilita la acumulación de gas. Es por esto que reducir el espaciamiento entre las dos válvulas al final de la carrera descendente ayudará a minimizar o mitigar la interferencia de gas. Una mala práctica en bombeo mecánico es reducir este espaciamiento al punto de generar golpes de bomba, con el concepto de que esto puede ayudar a reducir la interferencia o desbloquear la bomba de subsuelo. Esto es un mito en la industria que debe desaparecer ya que esta práctica, en vez de cumplir con la función deseada, puede generar daños en el equipo de subsuelo, la bomba y las varillas; incurriendo de esta manera en mayores costos por la necesidad de intervenir los pozos por falla del equipo de levantamiento.

Los tres puntos expuestos anteriormente son de vital importancia y deben ser aplicados en los pozos en donde se hayan identificado problemas de interferencia de gas con el propósito de minimizarla y optimizar la operación y producción del pozo.

2.4 Válvulas BPR

Las válvulas BPR (por sus siglas en inglés: Backpressure Regulator) son comúnmente usadas para aumentar la presión en el tubing desde la superficie con el fin de intentar reducir la interferencia de gas. Una excesiva producción de gas moviéndose a través del tubing o separándose de la solución a medida que la presión cae cerca de la superficie puede generar problemas operacionales. Si hay una alta fracción volumétrica de gas (FVG), la barra lisa puede no estar lo suficientemente lubricada por los fluidos del pozo. Esto ocasiona una fricción excesiva entre la barra lisa y los empaques del stuffing box,

reduciendo la vida útil de dichos empaques. Incrementar la presión en el tubing desde cabeza de pozo utilizando una BPR puede reducir la FVG en la superficie y ayudar a eliminar este problema.

Un error común al emplear una BPR en la línea de flujo es pensar que ellas reducen la interferencia de gas en la bomba. La presión aplicada en cabeza solo genera influencia en la sección de tubería de producción que está por encima de la válvula viajera; es decir, después de que el fluido ha sido comprimido y descargado de la bomba. La presión dentro de la bomba solo se ve afectada por el peso del fluido que se encuentra por encima de la bomba en el anular tubing-casing.

Aumentar la presión en la línea de flujo tiene otros efectos negativos en el sistema; se presenta un aumento de la presión de descarga en la bomba, lo cual genera un incremento en la carga que soporta la sarta de varillas y la unidad de bombeo en superficie. Al aumentarse estos esfuerzos, las varillas sufrirán más estiramiento, lo cual disminuye la carrera efectiva del pistón en fondo, afectando de esta manera el desplazamiento total de la bomba y reduciendo la producción del pozo. Adicionalmente la potencia requerida aumenta lo cual causa mayores consumos de energía eléctrica.

3 ALTERNATIVAS DE SEPARACIÓN DE GAS EN FONDO PARA SLA TIPO BM

Aunque las bombas de subsuelo de Bombeo Mecánico pueden manejar cierto volumen de gas sin sufrir daños, una alta cantidad de este fluido en el sistema puede reducir considerablemente la eficiencia de la bomba. Esta pérdida de eficiencia se debe principalmente a una apertura tardía de la válvula viajera en la carrera descendente como consecuencia de la compresión de gas por debajo del pistón.

En ocasiones se utilizan prácticas inapropiadas en campo para solucionar este inconveniente. Las siguientes prácticas no solucionan la interferencia de gas y por el contrario causan que la operación sea aún más ineficiente:

- Generar golpes de bomba reduciendo al mínimo el espaciamiento entre la válvula fija y la viajera.
- Aumentar excesivamente la velocidad de bombeo.
- Aumentar la presión en el anular.

3.1 Separación natural de gas en fondo

Una de las formas de controlar la producción de gas en bombeo mecánico es ubicando el intake por debajo de la zona productora (por lo menos 10 ft por debajo de la base de los perforados). Esta práctica se conoce como separación natural de gas en fondo y permite que el anular tubing-casing actúe como un separador debido a que el gas tiene una densidad más baja que la del líquido, permitiendo su separación efectiva y su desplazamiento hacia arriba a través del anular.

Al ubicar el intake por debajo de los intervalos productores, la bomba estará sumergida y operará en la zona de líquido (fluido de mayor densidad) y por esta razón se tendrá una baja presencia de gas libre en la bomba.

Sin embargo, hay ocasiones en que la bomba no puede ubicarse por debajo de los intervalos cañoneados, por ejemplo en pozos horizontales o cuando se opera en pozos con alta producción de arena, en los cuales hay riesgo de pega de tubería por alto aporte de sólidos provenientes de la formación. En este tipo de casos se vuelve útil y necesaria la implementación de separadores de gas en fondo para controlar el ingreso de gas libre a la bomba de subsuelo.

3.2 Separadores de gas en fondo

Las bombas de subsuelo utilizadas en bombeo mecánico, como cualquier bomba de pistón que funciona bajo el principio de desplazamiento positivo, están diseñadas para bombear una sola fase líquida incompresible. Es por esto que operan en condiciones altamente eficientes cuando hay cantidades despreciables de gas a la profundidad de la bomba. Sin embargo, es conocido que la mayoría de los pozos producen gas en conjunto con la fase líquida, el cual puede estar presente en el intake de la bomba en estado libre o disuelto.

El gas que se encuentra libre a la presión de succión, reduce drásticamente la eficiencia volumétrica de la bomba debido a que las válvulas no operan correctamente durante el ciclo de bombeo. En la carrera ascendente la válvula fija tiene apertura retardada y el barril no se llena completamente de líquido debido a que el gas ocupa parte del espacio. De igual forma en la carrera descendente la válvula viajera abre de manera tardía.¹⁰

Estos efectos disminuyen el recorrido efectivo del pistón y generan una reducción considerable en el desplazamiento volumétrico de la bomba. En casos extremos se puede generar un bloqueo por gas, situación en la que la acción de bombeo cesa completamente y no hay producción en superficie.

¹⁰ TAKACS, Gabor. Sucher Rod Pumping Handbook: Production Engineering Fundamentals and Long-Stroke Rod Pumping, Elsevier Science & Technology, 2015. p 110.

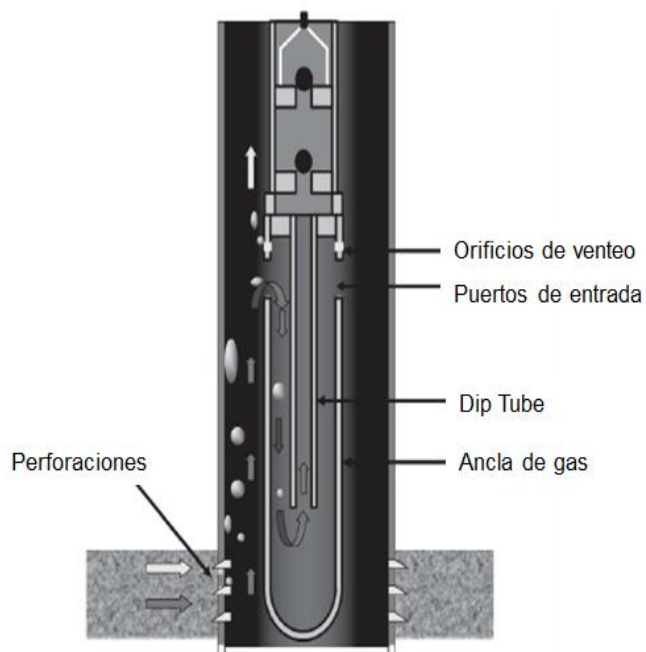
Por esta razón, los separadores de gas en fondo se utilizan antes de la entrada del fluido al sistema de levantamiento artificial. Están diseñados para reducir al máximo posible la cantidad de gas en la entrada de la bomba de subsuelo, sin embargo, nunca habrá una eficiencia de separación del 100% y siempre un porcentaje de gas va a entrar a la bomba para ser producido a través del tubing.

El problema de interferencia de gas se puede identificar con la determinación acústica del nivel de fluido y realizando una toma de dinagrama. Si el registro de Sonolog indica una alta columna líquida gaseosa sobre la bomba, y el dinagrama indica un bajo llenado de bomba, se puede concluir que hay un problema de separación de gas en el fondo. Corregir esta situación muy probablemente resultará en un incremento de la eficiencia del sistema, un menor daño al equipo de subsuelo, menores costos eléctricos, mayor *Run Life* de la bomba y menor necesidad de mantenimientos.

En algunos casos, las condiciones del pozo no son ideales para ubicar la bomba por debajo de perforados. Por ejemplo, cuando el *Rat Hole* del pozo es insuficiente, problemas de producción de arena, pozos completados con liner o unidades de bombeo de baja capacidad que no permiten profundizar la bomba de subsuelo. Todas estas condiciones exigen que la bomba deba ser ubicada por encima de la zona productora y se requerirá la instalación de un separador de gas en fondo que cuente con una recámara para separación de gas/líquido eficiente que permita obtener un llenado de bomba completo.

Se han adelantado gran cantidad de pruebas al desempeño de estos separadores y los resultados indican que, de manera general, la separación de gas ocurre si la velocidad del líquido producido a través del cuerpo del separador es menor a 6 pulg/seg y las burbujas de gas tienen un diámetro de aproximadamente 0.25 pulg. Por encima de esta velocidad, las burbujas no se separan y llegan a la bomba, generando problemas de interferencia de gas. En la Figura 12 se muestra un esquema típico de un separador de gas en fondo.

Figura 12. Separador de gas en fondo¹¹



3.2.1 Tipos de separadores de gas en fondo

Se han desarrollado diferentes tipos de separadores de gas en fondo que funcionan con distintos mecanismos para lograr la separación del mayor porcentaje posible de la fase gaseosa. Entre los más utilizados se encuentran los siguientes:

- Tipo Poor Boy
- Centrífugos
- Gravitacionales
- Tipo empaque
- Tamaño collar

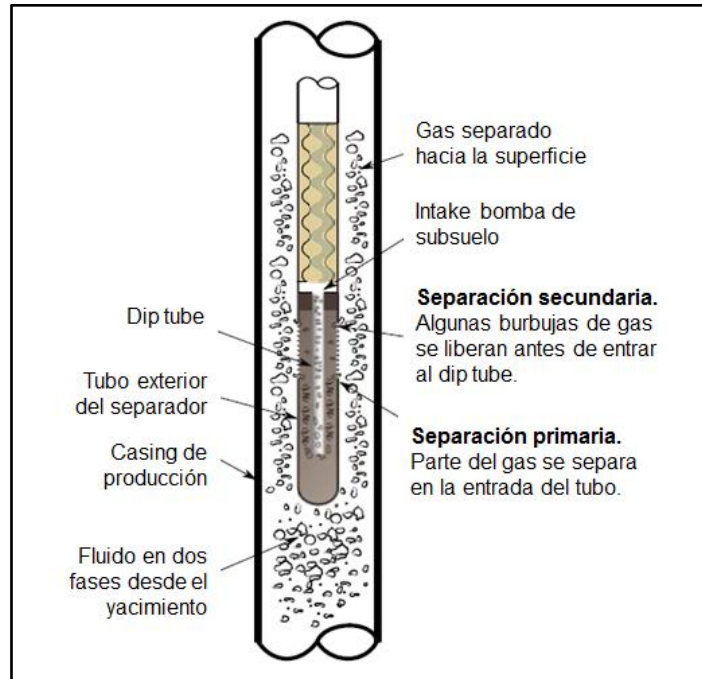
¹¹ BOHORQUEZ, R. et al. Laboratory Testing of Downhole Gas Separators. SPE-109532-PA. 2009.

3.2.1.1 Separador de gas tipo Poor Boy

Este separador de gas ha sido ampliamente utilizado en la industria en los últimos años debido a que es el diseño más simple y robusto, fácil de construir, económico y no genera grandes caídas de presión en el sistema. Normalmente es construido a partir de tubería de producción estándar y tubos perforados. Consta de una sección de entrada de fluido en la parte superior de un tubo o barril perforado con un tapón en el fondo; y un dip tube (tubo de menor diámetro), dentro de este, en la parte inferior de la bomba. La remoción de gas de la corriente de dos fases se da en dos etapas claramente definidas:

- Los fluidos de producción pasan a través de los puertos de entrada al separador de gas en fondo, allí ocurre la primera etapa de separación (también llamada etapa de separación natural). La corriente de gas es separada antes de pasar por los puertos y continúa ascendiendo por el espacio anular entre el casing de producción y el separador.
- El gas remanente entra al separador junto con el líquido a través de los orificios del tubo exterior. En la parte interna ocurre la separación secundaria durante el recorrido descendente de los fluidos hacia la entrada al dip tube; en esta sección, las burbujas de gas se separan del líquido (siempre que la velocidad del fluido no supere las 6 in/seg y el tamaño de la burbuja sea igual o mayor a 0.25 in) y salen por los mismos puertos hacia el anular casing - tubing. Posteriormente el fluido llega al fondo del separador, donde el fluido es forzado a cambiar de dirección nuevamente para entrar al dip tube y continuar su camino hacia la bomba de subsuelo. Este cambio de momentum facilita la separación de sólidos, los cuales se acumulan en el fondo del separador.

Figura 13. Separador de gas tipo Poor Boy¹²



Es de vital importancia para este diseño conocer que las burbujas de gas ascienden a una velocidad aproximada de 6 pulgadas por segundo, por esta razón se requiere dentro del separador una velocidad de descenso menor a esta, con el fin de asegurar que el gas libre podrá liberarse de los fluidos producidos.

Consideraciones de diseño:

La eficiencia y capacidad de un separador tipo Poor Boy se puede mejorar optimizando sus condiciones de diseño. Algunas de estas consideraciones son:

¹² IBARRA, Javier. PARDO, Raimundo. VEGA, Libar. CARIOS, Enrique. Experimental study of a downhole Poor Boy gas separator under continuous Gas-Liquid flow. 2013.

- **Área entre el separador de gas y el casing de producción:**

La primera consideración es el área entre el tubo exterior del separador y el casing. En el diseño se debe tener en cuenta que las velocidades de flujo por encima de 10 ft/seg levantarán también una cantidad de líquido junto con la corriente de gas, lo cual permitirá que se genere flujo niebla. El área debe ser suficiente para evitar esta condición de flujo en el sistema.

- **Área del tubo exterior o ancla de gas:**

Se debe asegurar que esta área sea lo suficientemente grande para que la velocidad de descenso del líquido sea menor que la velocidad de ascenso del gas, permitiendo de esta manera que las dos fases se separen. Si se asume que la tasa de producción y la eficiencia de la bomba son constantes, la única forma de disminuir la velocidad de descenso es aumentando el área de flujo del tubo exterior. Es por esto que cuando se utiliza tubería de pared delgada se mejora la eficiencia del separador, ya que de esta manera se aumenta el área de flujo entre el ancla y el dip tube y se mejora la capacidad de manejo de líquido de la herramienta.

- **Área del Dip Tube:**

Dentro de las consideraciones de diseño, se establece que el área del dip tube debería ser tan pequeña como sea posible sin que se cree una caída de presión considerable a medida que el crudo se mueve en su interior hacia la bomba de subsuelo. Manteniendo un mínimo diámetro del dip tube, el área para separación del crudo y gas se maximiza dentro del ancla de gas, ya que se aumenta el espacio disponible para la correcta separación en el anular al interior de la herramienta a medida que el fluido desciende.

- **Longitud del Dip Tube:**

Esta longitud debería ser mínima con el fin de reducir al máximo la caída de presión (es deseable que estas pérdidas de fricción sean máximo de 0.5 psi), evitando así la separación de gas al interior del dip tube. Es importante también que la longitud sea tal que permita que el fluido que pasa por el ancla de gas fluya con una velocidad baja con el fin de que haya suficiente tiempo para que la separación crudo - gas pueda ocurrir.

- **Orificios o ranuras del ancla de gas y del Dip Tube:**

Esta área debe ser lo más grande posible. De manera general se establece que esta área debe ser entre dos y cuatro veces mayor al área del anular entre el ancla de gas y el dip tube con el fin de reducir la caída de presión al mínimo posible.¹³

3.2.1.2 Separador de gas centrífugo

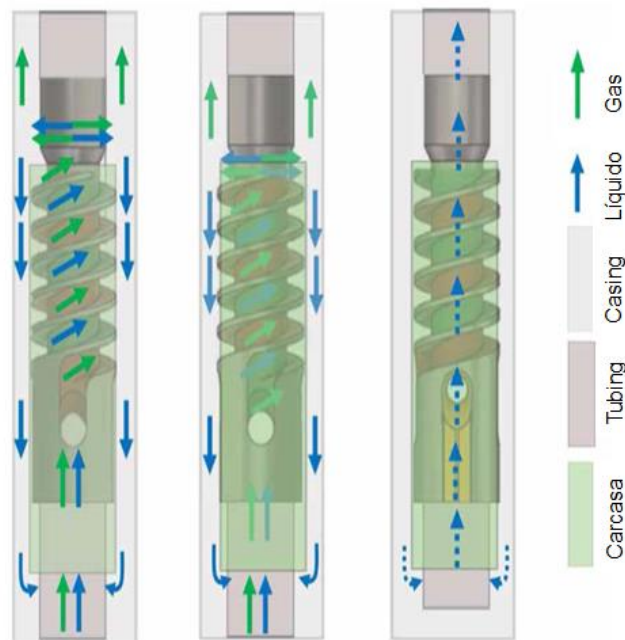
Este tipo de separador tiene dos procesos actuando sobre la mezcla de dos fases: Separación centrífuga y gravitacional. Una de las ventajas de estos separadores es que evitan la presencia de sólidos residuales en el separador, los cuales pueden afectar negativamente la eficiencia de la bomba de subsuelo y generar fallas prematuras en la misma.

- **Separación centrífuga:**

El fluido entra desde el empaque y tubing por debajo, pasando por una sección de espiral. El flujo de fluido a través de la sección de espiral genera una fuerza centrífuga que mejora el proceso de separación.

¹³ CAMPBELL, J.H., BRIMHALL, R.M. An Engineering Approach to Gas Anchor Design. Paper SPE 18826 presented at the SPE Production Operations Symposium, Oklahoma City, Oklahoma, March 13-14 1989. p 2.

Figura 14. Separador de gas centrífugo¹⁴



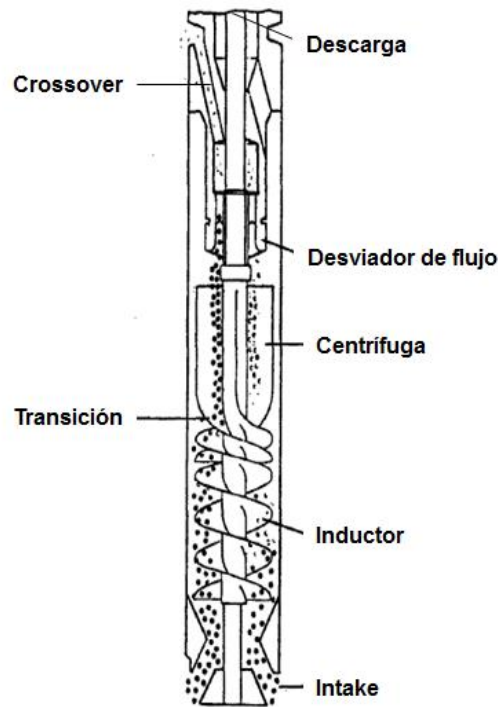
- **Separación gravitacional:**

Al final de la espiral, la mezcla se hace golpear contra la pared del casing generando una pérdida de energía cinética. Esta pérdida completa el proceso de separación (gravitacional), ocasionando que las burbujas de gas se muevan en dirección ascendente dentro del casing y el líquido se mueva en dirección descendente. Posteriormente el líquido es dirigido a la bomba de subsuelo y al tubing para finalmente ser producido.

Los principales componentes de un separador de gas centrífugo son el intake, el inductor, el desviador de flujo, el crossover y la descarga. A continuación, se describe de manera detallada cómo intervienen cada uno de estos componentes en el proceso de separación.

¹⁴ OLUBODE, Michael. OSORIO, Laura. KARAMI, Hamidreza. Experimental Comparison of Two Downhole Separators in Boosting Artificial Lift Performance. SPE-209723-MS. 2022.

Figura 15. Partes de un separador de gas centrífugo¹⁵



La mezcla de gas libre y líquido entra a través del intake, punto en el cual el gas aún está distribuido de forma uniforme en el líquido. La mezcla se mueve hacia el inductor el cual consta de tres (3) secciones.

- **Sección de inductor tipo tornillo:** Su función es elevar la presión del fluido. Mientras la mezcla se mueve por esta sección, el gas empieza a desplazarse hacia el eje en la parte central del separador.
- **Sección de transición:** Es un área de paso dentro del separador, diseñada para dirigir el fluido a la tercera sección del inductor con la mínima pérdida de presión.
- **Sección centrífuga:** Es aquí donde ocurre la mayor parte de la separación gas-líquido. En esta sección se transmite un movimiento circular adicional al fluido. La

¹⁵ KOBYLINSKI, L. TAYLOR, F. BRIENAN, J. Development and Field Test Results of an Efficient Downhole Centrifugal Gas Separator. SPE 11743-PA. 1985.

fase líquida, debido a su densidad considerablemente mayor, es forzada centrífugamente hacia el exterior (pared interna del separador), mientras que el gas (fase ligera), se desplaza hacia el eje central.

El fluido estratificado avanza hacia el desviador de flujo donde las fases líquida y gaseosa se separan físicamente; continúan su camino hacia el crossover y hacia el área de descarga, donde el líquido es dirigido a la bomba de subsuelo y el gas al anular casing-tubing, completando de esta forma el proceso de separación.

3.2.1.3 Separador de gas gravitacional

Como su nombre lo indica, el separador de gas en fondo gravitacional utiliza el principio de diferencia de densidades entre los fluidos para lograr la separación de las fases. El mecanismo es similar al del separador centrífugo; la diferencia principal entre los dos es que el gravitacional no cuenta con una sección espiral, la cual mejora el proceso de separación. Adicionalmente, los separadores gravitacionales normalmente son de menor tamaño que los centrífugos.

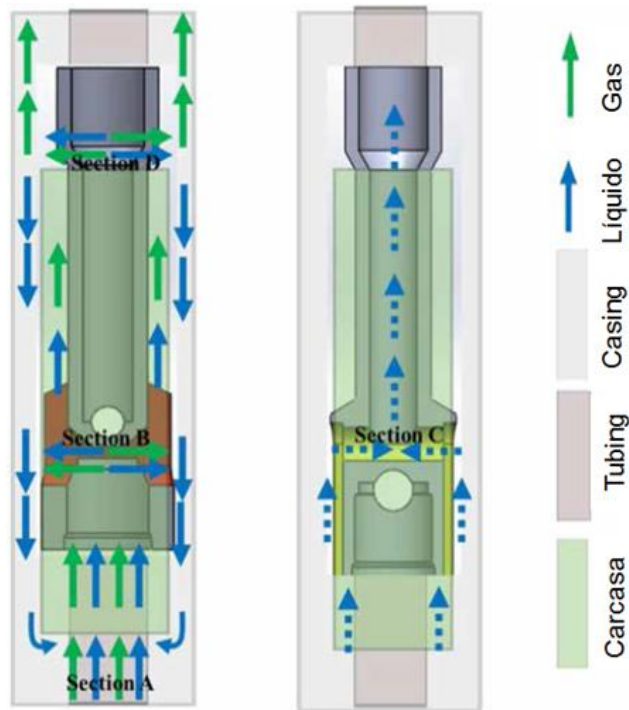
Su principio de operación es el siguiente: Como se observa en la Figura 16, el fluido en dos fases entra por la parte inferior del separador (sección A), posteriormente pasa a través de dos canales que se ubican en la sección B los cuales generan un cambio de momento inicial. Paso seguido el fluido viaja en dirección ascendente hacia la sección D, donde sale del separador y choca con las paredes del casing generando la separación final.¹⁶

Las burbujas de gas se mueven en dirección ascendente en el anular casing-tubing, mientras que el líquido desciende nuevamente por gravedad para finalmente ser

¹⁶ MIRANDA-LUGO, P. J. ORTIZ VIDAL, Enrique. RODRÍGUEZ, O. M. H. A Gas Separation Model for a Downhole Gravitational Separator. SPE-205513-PA. 2021.

direccionado hacia el tubo interno que dirige el líquido hacia los puertos amarillos (sección C) los cuales conectan con la parte superior del separador, con el tubing y con la bomba de subsuelo para que finalmente el líquido pueda ser producido en superficie.

Figura 16. Separador de gas gravitacional¹⁷

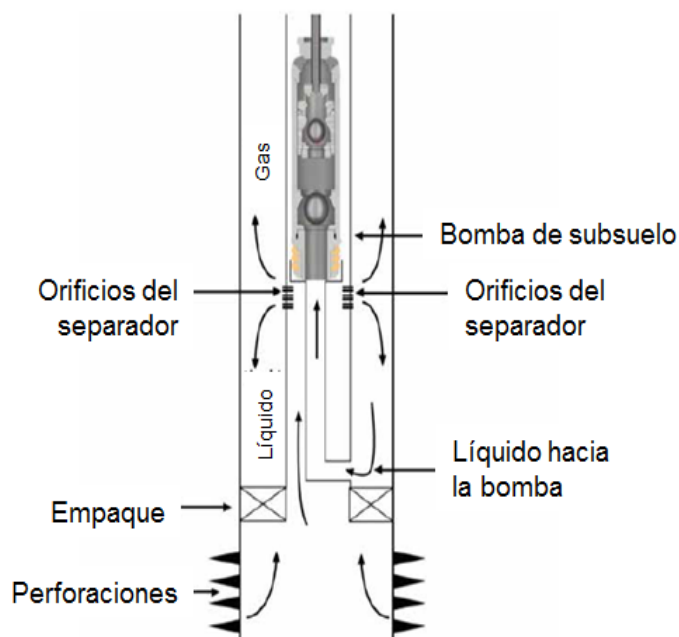


3.2.1.4 Separadores de gas tipo empaque

Los separadores tipo empaque fueron desarrollados para intentar obtener una capacidad de separación similar a la de un separador de gas natural, aun cuando el intake de la bomba está ubicado por encima de los perforados o de la profundidad de entrada de fluido. Uno de los diseños se muestra en la Figura 17.

¹⁷ KOBYLINSKI, L. TAYLOR, F. BRIENAN, J. Development and Field Test Results of an Efficient Downhole Centrifugal Gas Separator. SPE 11743-PA. 1985.

Figura 17. Separador de gas tipo empaque¹⁸



El empaque de sello fuerza a todos los fluidos producidos (aceite, agua y gas) a entrar y fluir por un tubo vertical (riser), que normalmente mide 30 ft de longitud y 1.5” de diámetro. En la parte superior del riser, los fluidos producidos salen al anular casing-tubing a través de unos orificios por encima del empaque. Los líquidos descenden por gravedad mientras el gas se desprende de la corriente y se mueve en dirección ascendente hacia la superficie, donde es producido en cabeza. En la parte inferior de la herramienta se encuentra el nipple que comunica la corriente de líquido con la bomba de subsuelo.¹⁹

Se espera que el desempeño de este separador sea similar al del separador natural de gas, sin embargo, la capacidad de manejo de líquido disminuye ya que el área transversal de flujo del anular casing-tubing se reduce debido a la presencia del riser (el área se reduce 1.76 pulg² para un tubo de 1.5 in de diámetro exterior).

¹⁸ GONZÁLEZ, Gustavo. GUANACAS, Luis. PORTILLA, Carlos. A Revolutionary Packer Type Gas Separator that Involves Gravity Force to Exceed Traditional Gas Separation Efficiency in Oil and Gas Wells. SPE-209749-MS. 2022.

¹⁹ MCCOY, J.N., PODIO, A.L., ROWLAN, O.L., BECKER, D. Evaluation and Performance of Packer-Type Downhole Gas Separators. SPE- 164510-PA. August, 2015.

Para vencer la reducción de capacidad de manejo de líquido generada por la presencia del riser, se han utilizado varias alternativas en el diseño como por ejemplo la implementación de tubos concéntricos con un tubo interno de 1" a través del cual fluye el líquido hacia el intake de la bomba con el objetivo de evitar la pérdida de área transversal de flujo.

3.2.1.5 Separadores de gas tamaño collar:

Como lo indica su nombre, una de las características de este diseño es que el diámetro externo del separador es el mismo diámetro externo del cuello del tubing al cual está conectado. Una de las ventajas de este diseño es que es menos probable que se presenten inconvenientes para su recuperación durante un servicio a pozo, ya que el hecho de tener el mismo diámetro externo en todo el BHA, evita problemas de acumulación de arena que se presentarían con mayor probabilidad si el separador fuera de un diámetro distinto al del collar del tubing.

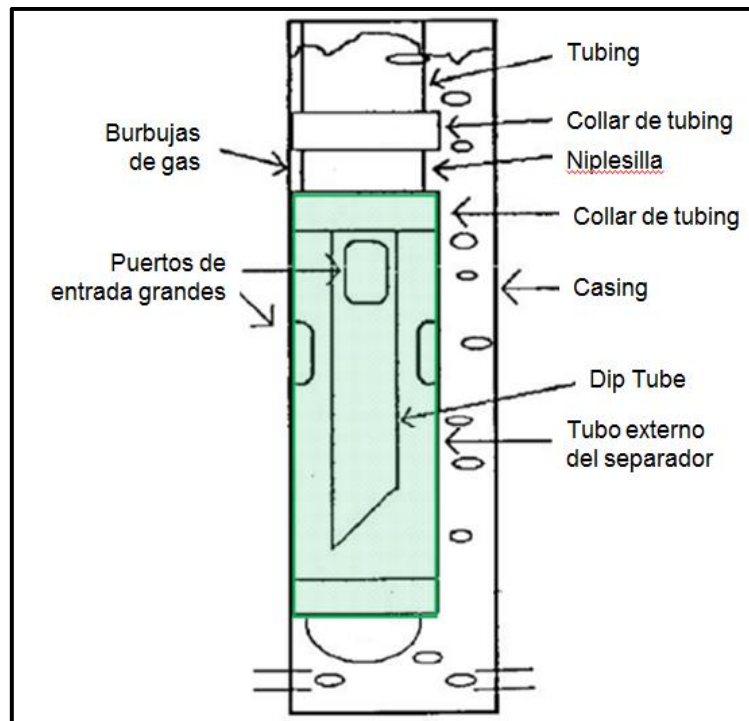
Adicionalmente, tener un tubo del mismo OD del collar del tubing aumenta el área transversal de flujo entre el dip tube y el barril externo, lo que incrementa la capacidad de manejo de líquido del separador de gas. En ocasiones cuando el barril externo es de menor diámetro, la capacidad se ve afectada y la reducción de área resulta en un llenado incompleto de la bomba, aun cuando se tiene un alto nivel de fluido sobre la bomba en el anular del casing.²⁰

Una de las grandes diferencias de este diseño comparado con otros es que cuenta con cuatro (4) puertos de mayor tamaño los cuales permiten que el fluido ingrese al separador todo el tiempo, tanto en la carrera ascendente como en la descendente. El fluido del anular desciende por gravedad y entra al separador de gas debido a que las presiones

²⁰ MCCOY, James N. ROWLAN, Lynn. PODIO, A.L. Collar Size Separator Performance and Animation. SWPSC. 2013. p 3.

tanto dentro como fuera son las mismas. Normalmente estos cuatro (4) puertos (ranuras) tienen una longitud de 4" y un ancho suficiente para que su área total sea igual o exceda el área interna del separador de gas entre el barril externo y el dip tube.

Figura 18. Separador de gas tamaño collar



Fuente: MCCOY, James. ROWLAN, Lynn. Collar Size Separator Performance and Animation. 2013.

Las ranuras están distribuidas de la siguiente manera:

- Dos (2) puertos superiores ubicados inmediatamente debajo del collar en lados opuestos (uno a 180° del otro).
- Dos (2) puertos inferiores ubicados 2" por debajo y 90° de los puertos superiores (uno a 180° del otro).

En ocasiones, el área total de los puertos puede llegar a ser hasta 4 veces el área interna del separador de gas.

4 FACTIBILIDAD TÉCNICA Y ESTRATEGIA DE APLICACIÓN EN PRUEBA PILOTO

Para determinar la aplicabilidad de la tecnología de separadores de gas en fondo tipo Poor Boy se analizarán diferentes parámetros y condiciones de operación en dos (2) pozos de un campo maduro de crudo pesado ubicado en el Valle Medio del Magdalena.

4.1 Generalidades del campo de estudio

El campo de estudio está ubicado en el Magdalena Medio, empezó su etapa de explotación y producción en el año 1955 con un aumento gradual de producción de gas y arenas con un alto grado de inestabilidad, lo cual genera frecuentemente necesidad de realizar servicios de limpieza de arena para restablecer la producción de los pozos. Se trata de un campo maduro que produce con dos sistemas de levantamiento artificial: Bombeo Mecánico (97%) y Bombeo por cavidades progresivas PCP (3%). Los fluidos producidos en el campo son de manera general:

- Agua de formación de entre 12.000 y 18.000 ppm Cl⁻ (BSW del campo: 60%).
- Gas compuesto en un 97% de metano.
- Crudo pesado de entre 12 y 18 °API. Con viscosidades que varían entre 500 y 800 cP a una temperatura de 100°F.

A pesar de producir crudo pesado, algunos pozos del campo se caracterizan por manejar altos volúmenes de gas libre y en solución, llegando a presentar valores de relación gas-aceite de hasta 6000 scf/STB. Cuando el problema de presencia de gas libre o liberación de gas en solución se presenta en el recorrido del fluido desde la descarga de la bomba hasta cabeza de pozo, se empiezan a presentar problemas de flujo intermitente en superficie y bacheo de gas. En esta situación los pozos empiezan a presentar aporte intermitente y la producción del pozo se ve afectada, generando deterioro de la barra lisa y de los empaques del stuffing box por falta de lubricación debido a la ausencia de líquido.

Adicional a esto, los recorredores de campo deben destinar un alto porcentaje de su tiempo de actividad para hacer seguimiento al comportamiento de estos pozos.

Con el fin de evitar o controlar la liberación de gas como consecuencia de la caída de presión que sufre el fluido mientras asciende por el tubing, se ha evaluado la implementación de válvulas BPR (Backpressure regulator) en el campo de estudio, las cuales serían instaladas en cabeza de pozo y se setearían para generar en el tubing la contrapresión deseada. Esta contrapresión retrasa la liberación de las partículas de gas para controlar y minimizar la intermitencia de bombeo en superficie.

Sin embargo, teniendo en cuenta que la BPR no controla el problema de interferencia de gas en la bomba de subsuelo, debido a que su influencia es únicamente en la sección del tubing por encima de la descarga, es válido afirmar que una solución más acertada sería implementar el separador de gas en fondo, ya que esta herramienta controla la situación tanto en la bomba como en superficie debido a que su mecanismo permite enviar el gas al anular tubing-casing antes de su ingreso por el intake de la bomba.

4.2 Parámetros por evaluar para la aplicación de la tecnología de separadores de gas en fondo

Las arenas productoras de los pozos del campo de estudio están en la parte inferior de la formación, muy cerca al basamento. Por razones económicas y eficiencia de tiempos, debido a las bajas ratas de perforación del basamento y altos requerimientos de tiempo para avanzar a una mayor profundidad, no es posible dejar un Rat Hole considerable en los pozos que permita la instalación de un separador de gas por debajo de la zona productora con el fin de lograr una separación de gas natural.

Adicionalmente el campo presenta históricos problemas de arenamiento en los pozos. Esto debido al alto grado de depletamiento del yacimiento, al constante aporte de sólidos

y a la presencia de arenas de grano muy fino y no consolidadas que constantemente migran a la cara del pozo acumulándose en el fondo y en muchas ocasiones tapando los intervalos que están abiertos a producción.

Esta migración de finos se da incluso cuando las condiciones de operación del pozo (velocidad y recorrido) no son muy altas. Teniendo esto en cuenta, hay pozos en el campo que no pueden ser sometidos a altas longitudes de carrera para mitigar los problemas de gas en la bomba, ya que intentar solucionar o controlar los problemas de gas podría generar un arenamiento prematuro del pozo por sobre estimulación de la formación.

El alto influjo de arena es también una de las razones por las cuales el separador de gas no puede ser instalado por debajo de perforados en los pozos de este campo, ya que un eventual arenamiento generaría una pega de tubería que supone la pérdida total de producción hasta que se pueda coordinar y realizar un trabajo de pesca para recuperar la sarta de producción y BHA con el separador de gas en fondo.

El sistema de levantamiento que se maneja en el campo es en su mayoría bombeo mecánico con unidades neumáticas y convencionales que varían desde la C-160 hasta la C-456 con máximo recorrido 144". Además de las condiciones en superficie se evaluarán sus estados mecánicos, su diseño de fondo, profundidad de los perforados e historial de producción para determinar la factibilidad técnica de implementar la herramienta en el campo y mejorar las condiciones de bombeo de los pozos para maximizar la cantidad de fluido líquido en superficie.

4.3 Pozos candidatos

Para evaluar la aplicabilidad y factibilidad técnica de implementar el uso de separadores de gas en fondo en un campo del Magdalena Medio que produce crudo pesado con altos volúmenes de gas, se realizará un análisis de dos (2) de sus pozos los cuales presentan

problemas críticos de interferencia en la bomba debido a los altos volúmenes de gas libre en fondo.

Los pozos por evaluar son direccionales tipo “S”, fueron perforados y completados a principios del año 2.022, con profundidades cercanas a los 6000 ft. Son pozos relativamente nuevos, que están en la etapa inicial de su condición operativa. En un principio, después de su entrada en operación posterior al completamiento presentaron pruebas de producción esperadas pero posteriormente aumentaron drásticamente su GOR y recientemente han presentado pruebas de producción muy por debajo de los valores teóricos que debería desplazar la bomba, intermitencia de flujo en superficie y dinagramas que evidencian presencia considerable de gas libre en la bomba.

Después de verificar que los pozos cumplen con las especificaciones y condiciones para convertirse en candidatos, se asignan los nombres “Pozo A” y “Pozo B” para el desarrollo de esta monografía.

4.3.1 Pozo A

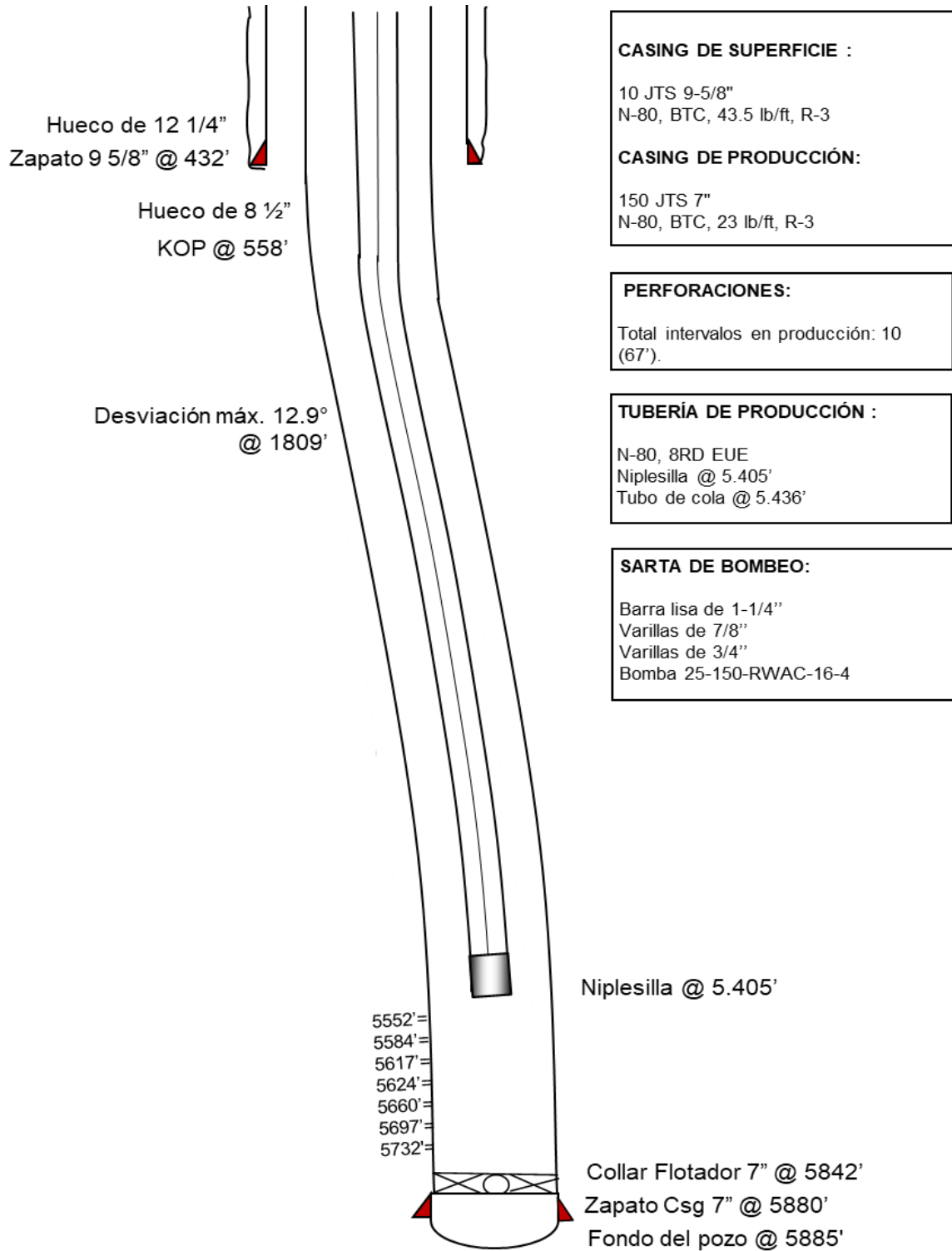
En la Tabla 3 se presenta un resumen de las propiedades de los fluidos producidos por el Pozo A, los cuales serán motivo de análisis para determinar la factibilidad técnica de implementar el separador de gas en fondo con el fin de mejorar sus condiciones de bombeo y optimizar la cantidad de fluido líquido en superficie.

Tabla 3. Propiedades del fluido. Pozo A.

Parámetro	Rango
Gravedad API	16,6
Temperatura	90°F – 100°F
Viscosidad del crudo @ 100°F	638,8 cP
BSW	0,5% - 2,0%
GOR [scf/STB]	4960

Fuente: El Autor

Figura 19. Estado mecánico Pozo A



Fuente: El Autor

Es importante resaltar que el promedio de GOR por pozo en el campo de estudio está entre los 400 y 500 scf/STB, de manera que los valores medidos en este pozo se consideran muy por encima de lo normal, lo cual genera que el fluido que se produce preferencialmente es el gas y la producción de crudo se ve altamente afectada.

En las Tablas 4 y 5 se presenta el diseño de subsuelo del Pozo A. Normalmente se ubica la bomba 100 o 150 ft por encima del perforado superior debido a la presencia de sólidos inestables en el yacimiento que generan arenamientos severos en muchos de los pozos, que en ocasiones alcanzan los 1000 ft – 1200 ft de relleno.

Tabla 4. Sarta de producción. Pozo A.

Sarta de Producción		
	Longitud (ft)	Profundidad (ft)
174 Jts de tubería de 2-7/8" N-80, 8RD EUE (6,5 Lb/ft)	5403,9	5403,9
1 Niplesilla de 2-1/2" x 2-7/8"	1,1	5405
1 tubo de cola de 2-7/8" N-80, 8RD (6,5Lb/ft)	31,0	5436

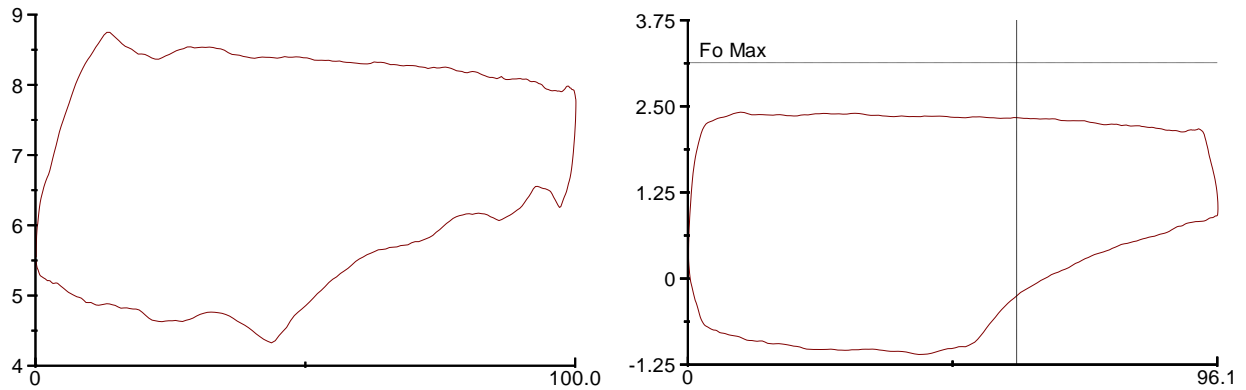
Fuente: El Autor

Tabla 5. Sarta de bombeo. Pozo A.

Sarta de bombeo		
	Longitud (ft)	Profundidad (ft)
1 Barra lisa de 1-1/4" x 26'	22	22
1 Pony rod de 7/8" x 8'	8	30
74 Varillas de 7/8" x 25'	1850	1880
140 Varillas de 3/4" x 25'	3525	5405
Bomba de subsuelo 25-150-RWAC-16-4.		5405

Fuente: El Autor

Figura 20. Dinagrama de superficie (derecha) y de fondo (izquierda).
Pozo A.

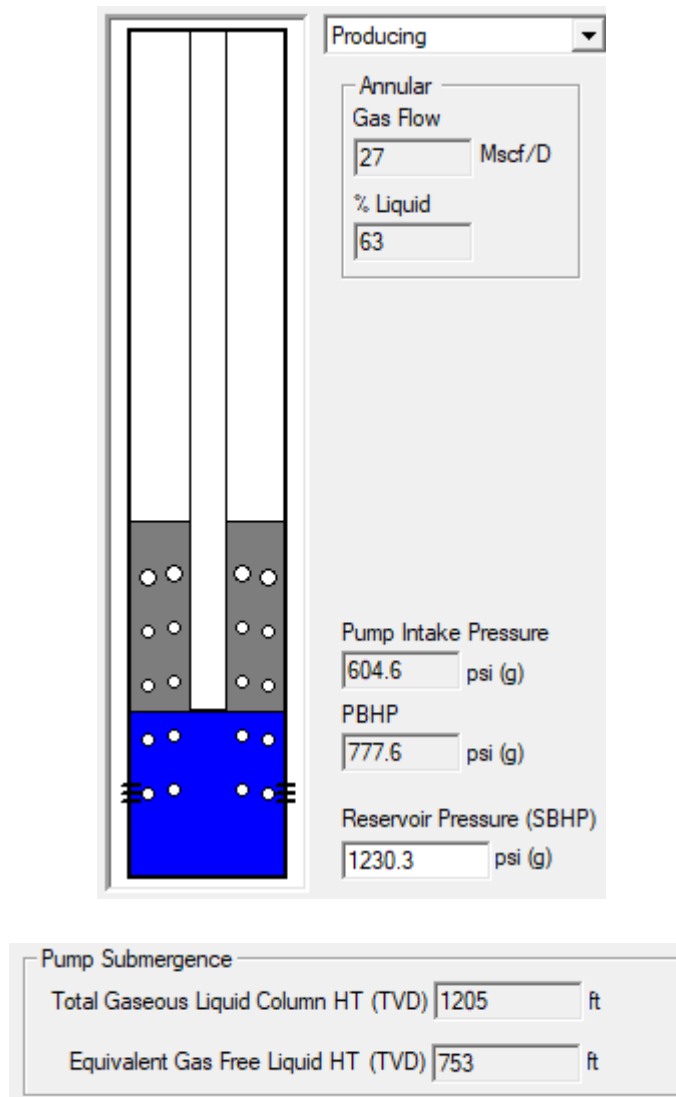


Fuente: Software TWM

En la Figura 20 se presenta la carta dinamométrica la cual presenta la forma típica de un pozo que trabaja con problemas de interferencia por gas, generando un llenado de bomba alrededor del 50%. Un alto porcentaje de producción de líquido se está dejando de producir como consecuencia del alto volumen de gas libre en la bomba que impide su correcto llenado. Esto se evidencia también cuando se verifica la sumergencia del pozo a través de un registro Sonolog (Figura 21).

En esta figura se observa que el pozo tiene una columna líquida-gaseosa total de 1205 ft sobre la bomba de subsuelo y una columna líquida (libre de gas) de 753 ft. Esto indica claramente que el yacimiento tiene energía suficiente y que el pozo tiene capacidad para aumentar extracción a través de cambios de velocidad y recorrido, pero la presencia de gas está afectando el aporte y productividad del pozo evitando que llegue a su máximo potencial.

Figura 21. Sumergencia del pozo A.



Fuente: Software TWM

En la Tabla 6 se presentan las condiciones de operación en superficie actuales del Pozo A. Está trabajando con el recorrido máximo que permite la unidad de bombeo instalada. Se ha operado el pozo con esta condición en un intento por mitigar la interferencia de gas que se evidencia en la bomba.

Tabla 6. Condiciones de operación en superficie. Pozo A.

Parámetro	Rango
Velocidad	5,0 SPM
Recorrido	100"
Unidad de bombeo	C-228D-213-100

Fuente: El Autor

Teniendo en cuenta la fórmula para calcular el desplazamiento teórico de la bomba de subsuelo:

$$Q = 0,1166 * E_v * D^2 * SL * SPM$$

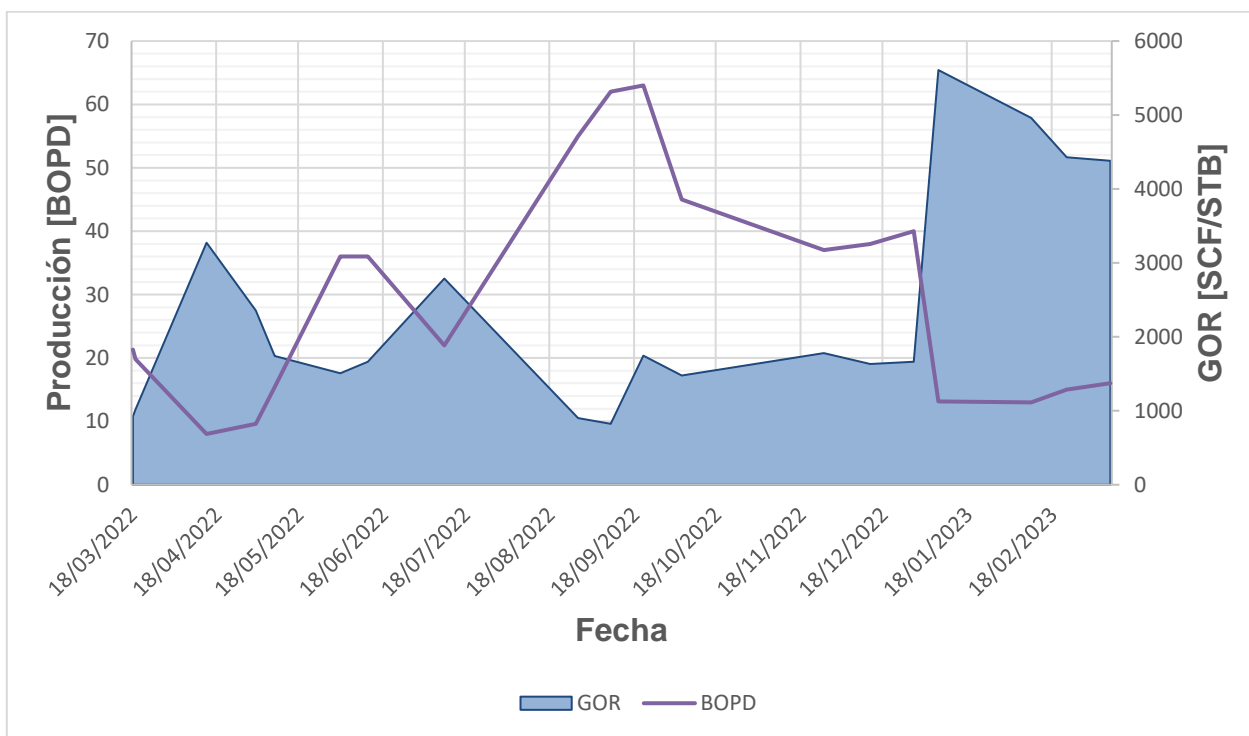
La producción del pozo con las condiciones mencionadas debería ser aproximadamente 131 BFPD con un corte de agua de 0.3%. Este cálculo se realiza asumiendo una condición ideal: llenado de bomba y eficiencia de desplazamiento del 100%. Sin embargo, no se alcanza este potencial de producción debido a que se tiene evidencia de un alto volumen de gas libre a la profundidad de la bomba, condición que está disminuyendo de manera considerable el aporte del pozo.

4.3.1.1 Historia de producción del Pozo A

En la Figura 22 se muestra una gráfica con la historia de producción del pozo desde su completamiento en el mes de marzo de 2022. Como se mencionó anteriormente el pozo produce crudo con una mínima cantidad de agua (0.3% en promedio). Alcanzó su pico de producción en septiembre, sin embargo posterior a esto, se empezó a observar un aumento en el volumen de gas y disminución en el aporte de crudo. Seis (6) meses después, el aporte de crudo cayó aproximadamente un 75% y el GOR pasó de 1600 scf/STB en promedio a 4800 scf/STB.

La interferencia por gas se hizo evidente en las cartas dinámicas tomadas al pozo A. El llenado de la bomba es actualmente del 50%, lo que indica que la eficiencia de la bomba se está viendo afectada. Se observa que el desplazamiento teórico de la bomba de acuerdo a la unidad de bombeo instalada en superficie y sus condiciones de operación es 90 BOPD asumiendo una eficiencia de bombeo de 80%; sin embargo la presencia de gas libre en la entrada de la bomba está generando que el aporte de fluidos líquidos sea considerablemente menor y que la producción del pozo haya disminuido de manera importante durante los últimos meses hasta valores entre los 13 y 16 BOPD.

Figura 22. Producción y GOR del Pozo A.



Fuente: El Autor

4.3.2 Pozo B

En la Tabla 7 se presenta un resumen de las propiedades de los fluidos producidos por el Pozo B. Los datos guardan similitud con los del pozo A, pero en este caso el GOR y la gravedad API son levemente mayores. Se analizarán en este pozo sus condiciones actuales de producción, su estado mecánico, propiedades de los fluidos e historia de producción para determinar la factibilidad técnica de implementar el separador de gas en fondo con el fin de mejorar sus condiciones de bombeo y optimizar la cantidad de fluido líquido en superficie. Tiene moderado aporte de arena y una tendencia marcada al incremento de producción de gas. Se bloquea constantemente en superficie y en determinados momentos la producción de líquido es nula, por esta razón se convierte en el segundo pozo candidato a implementar la herramienta.

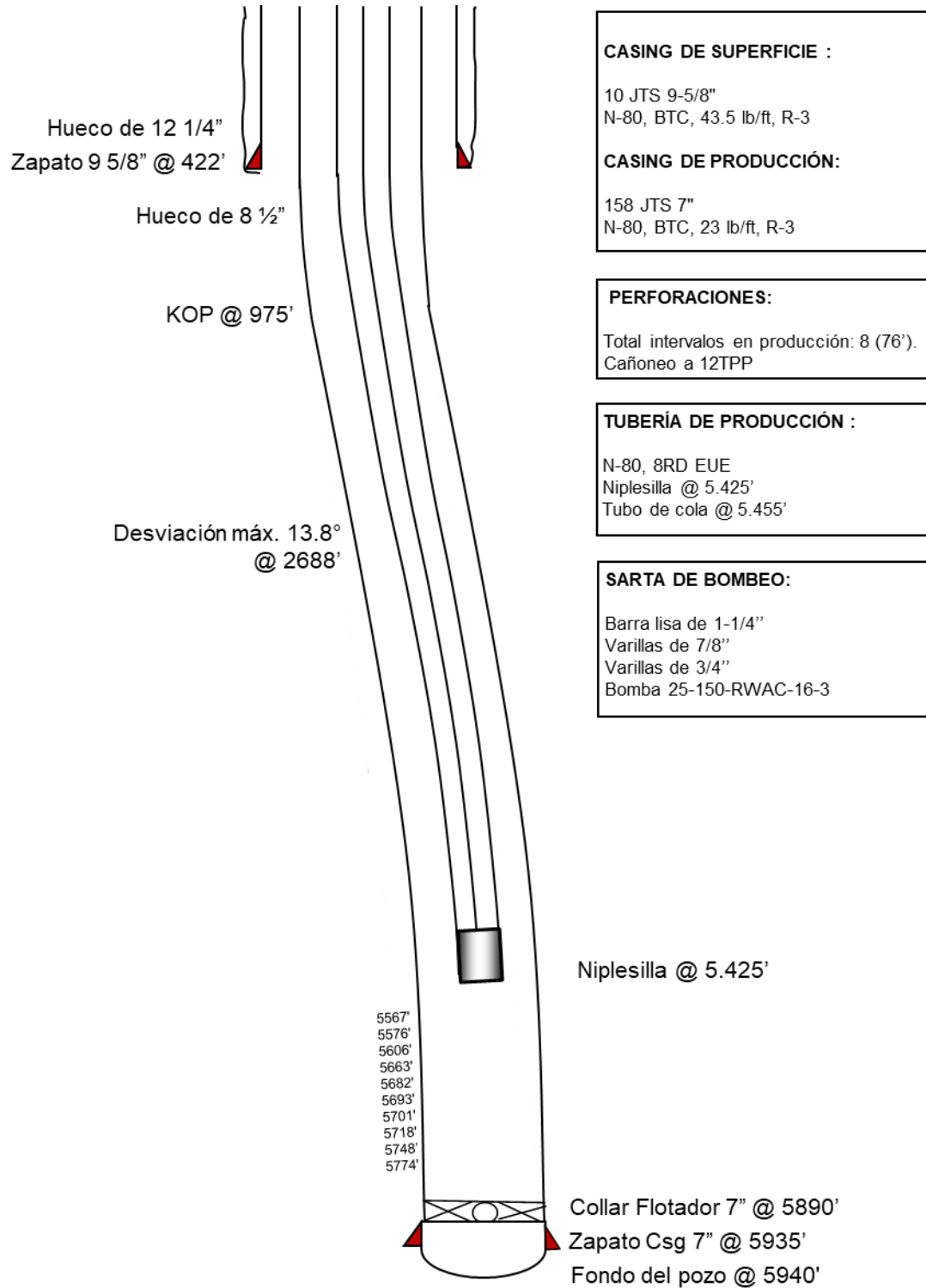
Tabla 7. Propiedades del fluido. Pozo B.

Parámetro	Rango
Gravedad API	18,6
Temperatura	90°F – 100°F
Viscosidad del crudo @ 100°F	605,7 cP
BSW	3% - 16%
GOR [scf/STB]	5640

Fuente: El Autor

Tomando como base el GOR promedio por pozo en el campo (entre 400 y 500 scf/STB), en el Pozo B, el GOR es entre 13 y 14 veces mayores que este valor, lo que confirma que tiene una condición relevante para convertirlo en un candidato adecuado para evaluar la aplicabilidad del separador y medir de forma detallada su efectividad para manejar altos volúmenes de gas libre.

Figura 23. Estado mecánico Pozo B



Fuente: El Autor

En las Tabla 8 y 9 se presenta el diseño de la sarta de producción y la sarta de bombeo del Pozo B. Se mantiene como en el pozo anterior la condición de ubicar la nipplesilla por encima de los intervalos perforados para evitar problemas de arenamiento.

Tabla 8. Sarta de producción. Pozo B.

Sarta de Producción		
	Longitud (ft)	Profundidad (ft)
175 Jts de tubería de 2-7/8" N-80, 8RD EUE (6,5 Lb/ft)	5403,9	5423,9
1 Nipplesilla de 2-1/2" x 2-7/8"	1,1	5425
1 tubo de cola de 2-7/8" N-80, 8RD (6,5Lb/ft)	30,0	5455

Fuente: El Autor

Tabla 9. Sarta de bombeo. Pozo B.

Sarta de bombeo		
	Longitud (ft)	Profundidad (ft)
1 Barra lisa de 1-1/4" x 26'	22	22
1 Pony rod de 7/8" x 8'	8	30
73 Varillas de 7/8" x 25'	1825	1855
143 Varillas de 3/4" x 25'	3570	5405
Bomba de subsuelo 25-150-RWAC-16-4.		5425

Fuente: El Autor

En la Tabla 10 se presentan las condiciones de operación en superficie actuales del Pozo B. Está operando con el recorrido intermedio que permite la unidad de bombeo instalada, esto debido a que adicional al problema de interferencia de gas que presenta el pozo, también ha tenido que ser intervenido en dos ocasiones por fallas debido a arenamiento severo.

Tabla 10. Condiciones de operación en superficie. Pozo B.

Parámetro	Rango
Velocidad	3,5 SPM
Recorrido	100"
Unidad de bombeo	C-320D-305-120

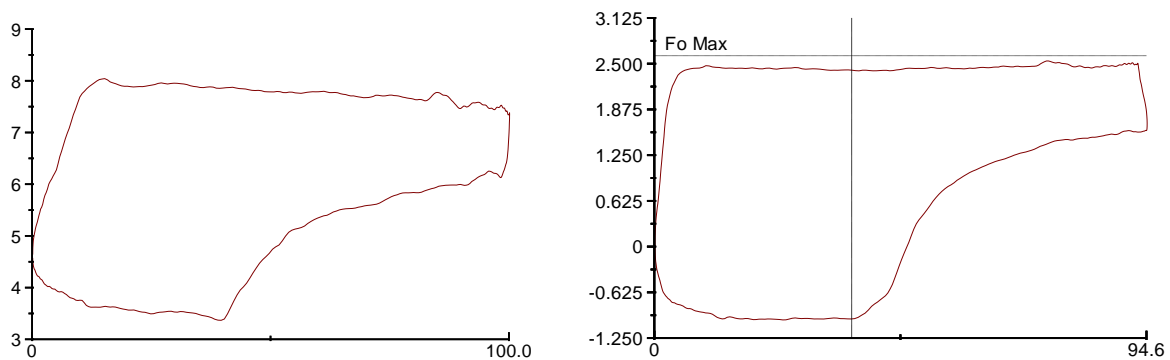
Fuente: El Autor

Teniendo en cuenta la fórmula para calcular el desplazamiento teórico de la bomba de subsuelo:

$$Q = 0,1166 * E_v * D^2 * SL * SPM$$

La producción del pozo con las condiciones mencionadas debería ser aproximadamente 92 BFPD con un corte de agua promedio de 6%. Este cálculo se realiza asumiendo una condición ideal, llenado de bomba y eficiencia de desplazamiento del 100%. Sin embargo, como se observa en la Figura 24, se evidencia una alta presencia de gas libre en la bomba, lo cual está disminuyendo de manera significativa su llenado y el aporte del pozo.

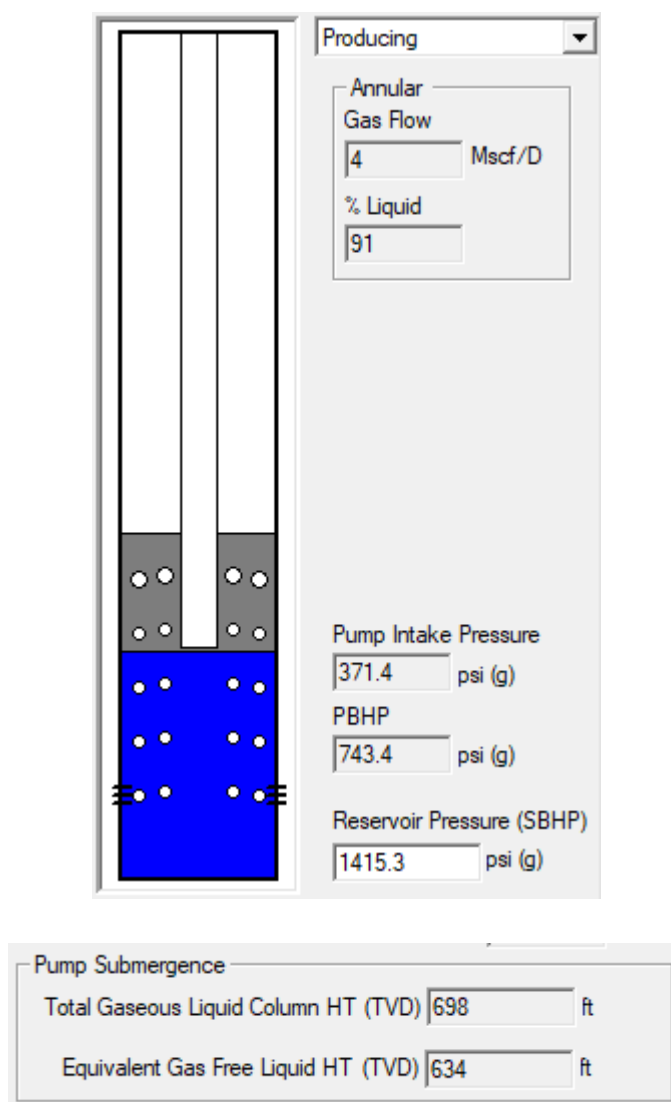
Figura 24. Dinagrama de superficie (derecha) y de fondo (izquierda).
Pozo B.



Fuente: Software TWM

En la figura anterior, se evidencia una condición de interferencia por gas aún más crítica que la del pozo A. La carta dinamoétrica presenta un llenado de bomba alrededor del 40% y la sumergencia determinada a partir del registro Sonolog es 634 ft para la columna líquida libre de gas y 698 ft para la columna líquido-gaseosa, lo cual indica que el nivel sobre la bomba es suficiente para incrementar condiciones de bombeo y mejorar la producción del pozo, pero la presencia de gas en la bomba impide que este incremento sea efectivo.

Figura 25. Sumergencia del pozo B.

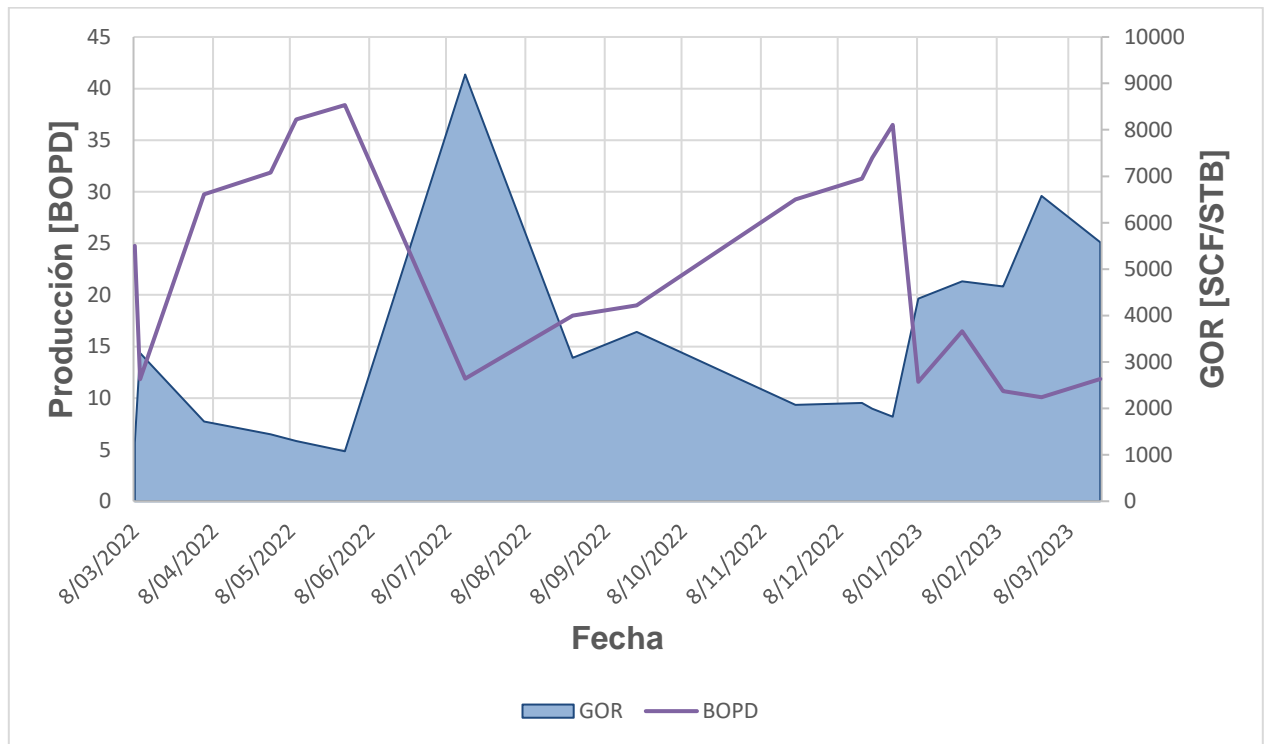


Fuente: Software TWM

4.3.2.1 Historia de producción del Pozo B

En la Figura 26 se muestra una gráfica con la historia de producción del pozo B desde el mes de marzo de 2022. El pozo produce crudo con un corte de agua promedio de 6%. Alcanzó su pico de producción en octubre, sin embargo, posterior a esto, se empezó a observar una disminución en el aporte de crudo. Para enero de 2023 el GOR pasó de 1200 scf/STB en promedio a 5300 scf/STB generando interferencia de gas en la bomba y una disminución drástica en la producción de fluido líquido.

Figura 26. Producción y GOR del Pozo B.



Fuente: El Autor

La interferencia por gas se hizo evidente en las cartas dinámométricas tomadas al pozo B. El llenado de la bomba es significativamente bajo, lo que indica que la eficiencia de la bomba se está viendo drásticamente afectada. Se observa que el desplazamiento teórico

de la bomba de acuerdo a la unidad de bombeo instalada en superficie y sus condiciones de operación es 73 BOPD asumiendo una eficiencia de bombeo de 80%; sin embargo, la presencia de gas libre en la entrada de la bomba está generando que la producción del pozo haya disminuido de manera importante durante los últimos meses hasta valores entre los 10 y 12 BOPD.

4.4 Estrategia de aplicación de la prueba piloto

Una vez realizado el análisis detallado de los dos (2) pozos candidatos, sus condiciones de operación, estado mecánico, características de los fluidos producidos, unidad de superficie, cartas dinamométricas, registros de sonolog e historia de producción, fue posible determinar que efectivamente tienen opciones importantes de mejora por medio de la instalación de separadores de gas en fondo.

Es conocido que el campo de estudio produce de un yacimiento maduro, altamente depletado cuya presión de burbuja se encuentra por encima de la presión del reservorio, razón por la cual una gran cantidad de pozos producen con una alta cantidad de gas libre que está ocasionando de manera general bajos llenados de bomba y bajas eficiencias de bombeo.

En la prueba piloto se propone utilizar el separador de gas en fondo tipo Poor Boy, debido a que su configuración es sencilla, cuenta con áreas de flujo amplias que pueden facilitar el flujo del fluido al interior de la herramienta teniendo en cuenta que se trabajará con un crudo de 15°API en promedio con alta viscosidad. El diseño por aplicar en cada uno de los dos (2) pozos (diámetro del cuerpo del separador, longitud y diámetro del dip tube, profundidad de ubicación de la herramienta) debe ser suministrado por la empresa proveedora con el fin de asegurar que las condiciones de instalación son óptimas para la prueba piloto.

Una vez definido el diseño, se propone verificar las condiciones de cada pozo justo antes de la intervención con el fin de contar con datos actualizados previo al punto cero de la prueba. Teniendo esto en cuenta, se deben tomar dinagramas, niveles de fluido, verificar condiciones de bombeo, corroborar las propiedades de los fluidos producidos y realizar mínimo dos (2) pruebas de producción de 24 horas a cada uno de ellos.

Posteriormente se deben intervenir los pozos con el equipo de Well Service. Es importante contar con la presencia de un técnico de la empresa proveedora de la herramienta con el fin de capacitar al personal respecto a su manejo, torque ideal que se debe aplicar a las conexiones y en general, asegurar la correcta instalación del BHA en fondo. Una vez salga el equipo de servicio y los pozos sean puestos en producción, se recomienda iniciarlos en las condiciones de bombeo mínimas permitidas por el equipo de superficie y realizar un seguimiento continuo con miras a hacer posible el proceso de estabilización y optimización de las condiciones de operación del pozo.

Se requiere realizar un seguimiento especial a estos pozos que permita contar con suficiente información para realizar una evaluación correcta y acertada de su desempeño. Se medirá tres (3) veces por mes la cantidad y calidad de fluidos aportados por los pozos utilizando medidores multifásicos y el mismo día que se efectúe la prueba de producción, se debe realizar una toma de dinagrama y nivel de fluido, monitorear el cambio de condiciones con el tiempo y definir aumentos de extracción graduales en caso de que el pozo lo permita. Idealmente estos aumentos deben estar enfocados a incremento de recorrido y no de velocidad con el fin de favorecer el correcto llenado de la bomba y evitar que el gas remanente en el fluido posterior a su paso por el separador genere interferencia. Realizar seguimiento al llenado de la bomba y revisar las condiciones de bombeo en superficie es de vital importancia para determinar la efectividad, desempeño y aplicabilidad del separador y de esta forma definir la posible expansión de su uso de manera masiva en el campo de estudio.

Es importante tener en cuenta que además de los problemas que afronta el campo en cuanto a interferencia de gas, también se tiene un problema de arena y aporte de sólidos desde la formación. Estas arenas poco consolidadas pueden afectar de manera negativa la operatividad, funcionamiento, desempeño y rendimiento del equipo, de manera que, en caso de realizar una prueba piloto, el separador debería ubicarse por encima de las zonas productoras abiertas para evitar la estimulación y producción de sólidos hacia el wellbore que pueda generar problemas de taponamiento o bloqueo del mecanismo de la herramienta.

Los criterios principales para evaluar la efectividad durante y al final de la prueba serán:

- **El *Run Life* de la bomba:** Se espera que los pozos seleccionados para la prueba piloto no fallen como consecuencia de la instalación de separador de gas antes de mínimo un año.
- **Llenado de la bomba:** Con la implementación de la herramienta en los pozos candidatos, se tiene como objetivo mejorar el llenado de la bomba a valores de mínimo 65%.
- **Necesidad de desbloqueo en superficie:** Se espera que no haya necesidad de revisar de manera especial las condiciones de bombeo de estos pozos como se hace actualmente. Por el contrario, el objetivo es que las condiciones de flujo a superficie sean mucho más constantes y estables.
- **Producción:** El propósito es obtener entre un 50% y 60% de producción adicional como consecuencia de la mitigación de problemas de interferencia de gas en los pozos seleccionados.

En el histórico de producción revisado se evidenció que los pozos candidatos perdieron entre el 75 y 80% de su aporte de fluido líquido como consecuencia de la disminución de llenado de la bomba asociado a la presencia de gas libre. En los servicios de mantenimiento realizados, no se encontró presencia de arena tapando los intervalos productores y por esta razón se tiene certeza de que la afectación se da como consecuencia de la interferencia. De manera que si se logra operar el separador de manera que un alto porcentaje del gas se libere hacia el anular y no ingrese a la bomba de subsuelo, se tendrá un incremento considerable en la producción de los pozos, haciendo viable y factible la implementación de la tecnología en este campo.

5 CONCLUSIONES

- El análisis de factibilidad técnica para la implementación de los separadores de gas en fondo en el campo de estudio es positivo. Los pozos cumplen con los requerimientos para realizar una prueba piloto que permita recuperar el potencial productivo que se perdió cuando se empezaron a presentar los problemas de interferencia de gas.
- Los dinagramas son el método de análisis más importante para identificar y diagnosticar la severidad de la interferencia de gas en los pozos que operan con bombeo mecánico.
- Una vez la interferencia de gas es mitigada con la implementación del separador, se debe hacer seguimiento al desplazamiento de la bomba ya que las condiciones de bombeo del pozo se modifican y se hace necesario hacer ajustes para optimizar las nuevas condiciones de extracción del pozo.
- En caso de implementar a gran escala los separadores de gas en fondo en el campo de estudio, se debe considerar la construcción de una red de gas anular con el fin de evitar sobrepresión y problemas asociados al flujo en los colectores principales del campo.

BIBLIOGRAFÍA

CLEGG, J.D. (1963) Understanding and Combating Gas Interference in Pumping Wells. Dallas: API.

DOTTORE, E.J. "How to Prevent Gas Lock in Sucker Rod Pumps." Paper presented at the SPE Latin America/Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, Argentina, April 1994.

GALA, R. D., and PRIYAMYADA, K. "Preventing Gas Locking in Sucker Rod Pumps using an Actuated Traveling Solenoid Valve." Paper presented at the SPE Artificial Lift Conference-Americas, Cartagena, Colombia, May 2013.

GAMBOA CAMACHO, RIVERA VILLAMIZAR, V. O., & Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Tesis. (2017). Determinación de la eficiencia de un separador de fondo tipo MH para el aumento de Run Life de un sistema de bombeo mecánico en un pozo del Magdalena Medio. UIS.

LEA, James. NICKENS, Henry. WELLS, Michael. (2003). Gas Well Deliquification - Solution to Gas Well Liquid Loading Problems - 10.1 Introduction. Elsevier.

MÁRQUEZ QUINTERO. (n.d.). Ajuste de la presión anular en pozos con bloqueo por gas para optimización de producción en el campo cira infantas. Revista Fuentes, El Reventón Energético, 14(2), 65–75.

MIRANDA GALLARDO, Nelson de Jesús, & Universidad Industrial de Santander. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Tesis. (2020). Evaluación del uso de la válvula reguladora de contrapresión para el manejo de gas buscando mejorar la producción de los pozos de bombeo mecánico campo Peñas Blancas. Énfasis en ingeniería de producción de hidrocarburos [recurso electrónico]. UIS.

MIRANDA, P. J., ORTIZ-VIDAL, L. Enrique, and O. M. H. Rodriguez. "A Gas Separation Model for a Downhole Gravitational Separator." *SPE J.* 26 (2021): 2963–2976.

TAKACS, G. (2015). Sucker-rod pumping handbook: Production engineering fundamentals and long-stroke rod pumping. Elsevier Science & Technology.

YANG, Jiang, HAN y DENG, Gang (2021). Feasibility study on downhole gas–liquid separator design and experiment based on the phase isolation method. *Applied Sciences*, 11(21), 10496.