

PROYECTO INTEGRADOR PROFESIONAL

**Universidad Nacional del Comahue
Facultad de Ingeniería**



“Problemas en Bombeo Mecánico, Posibles Soluciones a estos Problemas y su Aplicación para Casos Reales”

Autores:

Salazar, José Luis

Concha, Luis Germán

Director Académico:

Ing. González, Esteban

**Ingeniería en Petróleo
Neuquén Capital, Argentina**

Año 2019

Universidad Nacional del Comahue – Facultad de Ingeniería

Departamento de Geología y Petróleo

“Problemas en Bombeo Mecánico, Posibles Soluciones a estos Problemas y su Aplicación para Casos Reales”

Proyecto Integrador Profesional presentado en la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional del Comahue como parte de los requisitos para la obtención del título de grado:

INGENIERO EN PETRÓLEO

Autores:

Salazar, José Luis - Legajo N° 84083

Concha, Luis Germán - Legajo N° 99048

Director Académico:

Ing. González, Esteban – Profesor del área Producción de Hidrocarburos, Departamento de Geología y Petróleo, Facultad de Ingeniería, Universidad Nacional del Comahue.

Neuquén Capital, Argentina

Año 2019

A Jesús gracias. A mis padres (Nolberto e Irma) por su apoyo constante e incondicional en todos mis proyectos y para lograr esta meta. A aquellos/as que me dieron palabras de aliento a lo largo de este camino.

José Luis.

A mis padres (Norma y Fernando) y hermanos (Leo, Mario y Enzo) que siempre me brindaron su apoyo y alentaron incondicionalmente durante el transcurso de mi carrera.

A mi abuelo Vicente y tíos (Guido y Gena) que por más que en este momento no se encuentran presente físicamente siempre me brindaron su cariño y me alentaron desde niño a formarme como persona.

A mis amigos incondicionales de la vida (Omar, Matías, Cristian y Débora) que siempre estuvieron acompañando y apoyando en todo momento.

Luis Germán.

AGRADECIMIENTOS

A nuestro Director Académico Ing. Esteban González por su gran predisposición y dedicación para el desarrollo de este trabajo y su enseñanza a lo largo de esta carrera.

Al Ing. Javier Perez Lissarrague por brindarnos su interés, predisposición y aporte de información valiosa para la realización de este trabajo.

Al Ing. Eduardo Cortés por brindarnos su experiencia a lo largo de la carrera e información.

A los compañeros y amigos de la Facultad de Ingeniería por el apoyo y acompañamiento incondicional a lo largo de estos años.

A todos los que brindaron su interés y aportaron sus conocimientos para el desarrollo de este trabajo.

RESUMEN

El bombeo mecánico (BM) es uno de los sistemas de extracción artificial (SEA) más antiguo y es el más usado actualmente en la industria de los hidrocarburos, por eso es de suma importancia conocer los problemas y sus posibles soluciones o prevención que puedan surgir durante su implementación en un yacimiento de hidrocarburos.

Algunos problemas en bombeo mecánico son: golpe de fluido, problemas con gas, incrustaciones, corrosión, pozos desviados y problemas con arena.

El presente Proyecto Integrador Profesional (PIP) se enfoca y se centra en el estudio técnico de los problemas golpe de fluido y problemas con gas, sus posibles soluciones o prevención para optimizar la producción. Las posibles soluciones surgen como base para tener en cuenta su aplicación anticipada en otros pozos y así prevenir dichos problemas. Este PIP no contempla el análisis económico de las posibles soluciones o prevención y su implementación.

El CAPÍTULO I da una introducción al bombeo mecánico y una breve descripción del mismo.

En el CAPÍTULO II se describe el golpe de fluido y las fallas que causa en el sistema. A continuación, se desarrollan sus causas, sus respectivas posibles soluciones y se dan algunos ejemplos reales de aplicación basados en trabajos técnicos.

Los diferentes problemas asociados con gas se tratan en el CAPÍTULO III. Se realiza una descripción de cada problema y se desarrollan sus posibles soluciones. Además, se dan algunos ejemplos reales de aplicación basados en trabajos técnicos.

En el CAPÍTULO IV se analiza un caso real de pozo. Con el objetivo de prevenir la interferencia de gas se presenta un método para determinar la profundidad óptima de ubicación del sistema bomba ancla de gas (B-AG) y un cálculo de diseño de un AG tipo Poor-Boy Modificado.

Para finalizar, en el CAPÍTULO V se presentan las conclusiones finales y las sugerencias basadas en el análisis de los problemas y los resultados obtenidos.

Palabras clave: bombeo mecánico, golpe de fluido, problemas con gas, posibles soluciones, ancla de gas tipo Poor-Boy Modificado, profundidad óptima.

ABSTRACT

The sucker rod pumping is one of the oldest artificial lift systems (ALS) and is currently the most used in the hydrocarbons industry, that is why is very important to know the problems and their possible solutions or prevention that may arise during their implementation in a petroleum field.

Some problems in sucker rod pumping are: fluid pound, problems with gas, scale, corrosion, deviated wells and problems with sand.

The present Professional Integrator Project (PIP) focuses and concentrates on the technical study of the problems of fluid pound and problems with gas, its possible solutions or prevention to optimize the production. The possible solutions arise as a basis to take into account their anticipated application in other wells and thus prevent such problems. This PIP does not contemplate the economic analysis of the possible solutions or prevention and its implementation.

CHAPTER I gives an introduction to sucker rod pumping and a brief description of it.

The CHAPTER II describes the fluid pound and the faults it causes in the system. Then its causes are developed, their respective possible solutions and some real examples of application based on papers.

The different problems associated with gas are discussed in CHAPTER III. A description of each problem is made and its possible solutions are developed. In addition some real examples of application are given based on papers.

In CHAPTER IV, a real well case is analyzed. In order to prevent gas interference, a method to determine the optimal location depth of pump and gas anchor system and a design calculation of a Modified Poor-Boy gas anchor is presented.

Finally, the final conclusions and suggestions based on the analysis of the problems and the results obtained are presented in CHAPTER V.

Keywords: sucker rod pumping, fluid pound, problems with gas, possible solutions, Modified Poor-Boy gas anchor, optimum depth.

ÍNDICE

OBJETIVOS	1
CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN	2
1.1. Características y generalidades	2
1.1.1. Estadísticas de utilización en Argentina	2
1.1.2. Rango de aplicabilidad.....	3
1.2. Descripción del bombeo mecánico.....	3
1.2.1. Unidad de bombeo.....	4
1.2.2. Cabeza de pozo y puente de producción.....	5
1.2.3. Columna de producción	6
1.3. Ciclo de bombeo.....	7
CAPÍTULO II: GOLPE DE FLUIDO	9
2.1. Introducción	9
2.2. Descripción	9
2.3. Fallas producidas en el sistema	11
2.4. Diagnóstico	13
2.5. Causas y sus posibles soluciones.....	13
2.5.1. Pump off o nivel agotado.....	13
2.5.2. Petróleo Viscoso.....	37
2.5.3. Restricción en la entrada a la bomba (starved pump).....	63
CAPÍTULO III: PROBLEMAS CON GAS.....	68
3.1. Introducción	68
3.2. Tipos de problemas y sus posibles soluciones	69
3.2.1. Interferencia de gas.....	69
3.2.2. Bloqueo por gas.....	79
3.2.3. Surgencia a nivel de bomba	96

CAPÍTULO IV: CASO REAL DE POZO CON PRESENCIA DE GAS Y SU POSIBLE SOLUCIÓN O PREVENCIÓN	100
4.1. Resumen.....	100
4.2. Introducción	100
4.3. Modelo matemático	101
4.3.1. Curva presión de admisión vs caudal total de líquido	101
4.3.2. Determinación de la profundidad óptima	103
4.3.3. Diseño de ancla de gas tipo “Poor-Boy Modificado”.....	103
4.4. Planteo y análisis del problema	104
4.5. Objetivos	105
4.6. Cálculos.....	105
4.6.1. Curva de presión de admisión vs. caudal total de líquido para el sistema Bomba-Ancla de Gas diseñado	105
4.6.2. Cálculo de profundidad óptima de ubicación del sistema B-AG	109
4.6.3. Diseño del ancla de gas tipo Poor Boy Modificado	113
4.7. Resumen de resultados.....	116
CAPÍTULO V: CONCLUSIONES	117
BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS	121
ANEXO	125



OBJETIVOS

Objetivo general

Estudiar y analizar desde el punto de vista técnico los problemas golpe de fluido y problemas con gas en bombeo mecánico, sus posibles soluciones o prevención.

Objetivos específicos

- Analizar las pérdidas de carga a la entrada de la bomba para prevenir y/o minimizar el problema por golpe de fluido.

Para un pozo particular con presencia de gas:

- Proponer como una posible solución para prevenir y minimizar el problema con interferencia de gas utilizar un ancla de gas tipo Poor-Boy Modificado.
- Maximizar la eficiencia volumétrica de la bomba.
- Para un caudal deseado, determinar la mayor eficiencia del sistema Bomba-Ancla de Gas (B-AG).
- Obtener las curvas de presión de admisión vs. caudal total de líquido para el sistema B-AG.
- Determinar la profundidad óptima de ubicación del sistema B-AG.
- Calcular la geometría óptima de un ancla de gas tipo “Poor-Boy Modificado”.

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

El bombeo mecánico (BM) es uno de los sistemas de extracción artificial (SEA) más antiguo y es el más usado actualmente en la industria de los hidrocarburos, por eso es de suma importancia conocer los problemas y sus posibles soluciones o prevención que puedan surgir durante su implementación en un yacimiento. Este sistema se utiliza para elevar el fluido desde el nivel que este alcanza en el pozo hasta el punto de recolección en superficie por medio de una bomba de profundidad de accionamiento mecánico.

Los problemas más comunes que son propios de la vida productiva del pozo y/o pueden aparecer durante la extracción con bombeo mecánico en su vida operativa son: golpe de fluido y problemas con gas en los cuales se enfoca este trabajo. Otros son incrustaciones, corrosión, pozos desviados y problemas con arena. Debido a la versatilidad del sistema se puede adoptar o hacer ciertos arreglos para poder aplicarlo a cualquier yacimiento, siempre y cuando la profundidad del pozo y/o la viscosidad del petróleo no sea un impedimento para su utilización.

1.1. Características y generalidades

1.1.1. Estadísticas de utilización en Argentina

En Argentina el bombeo mecánico es el SEA más utilizado, aproximadamente el 64 % ⁽⁴⁶⁾ de los pozos activos producen con este sistema (Figura 1.1).

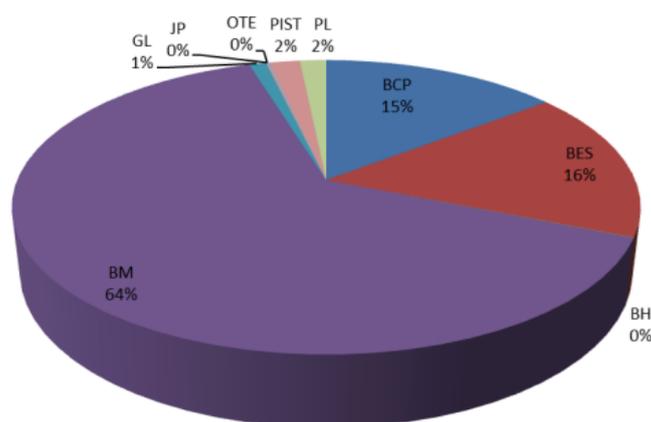


Figura 1.1: Cantidad de pozos según su SEA ⁽⁴⁶⁾.

Además de BM otros sistemas implementados para la extracción artificial son: Bombeo Electro - Sumergible (BES), Bombeo de Cavidades Progresivas (PCP), Plunger Lift (PL), Gas Lift (GL), Bombeo Hidráulico convencional (BH) y Bombeo Hidráulico tipo Jet (JP).

1.1.2. Rango de aplicabilidad

Algunas limitaciones importantes a tener en cuenta en el empleo de bombeo mecánico son la profundidad, el caudal y la desviación del pozo. Estas están relacionadas con los esfuerzos que pueden soportar las varillas, ya que si los esfuerzos son muy grandes se puede producir la rotura de las mismas.

La profundidad máxima que se puede aplicar es hasta 2500 m. “Hay excepciones de pozos que se han colocado a profundidades cercanas a los 3200 m pero para producir bajos caudales”⁽⁴⁷⁾.

El caudal de producción que se puede extraer del pozo no es muy amplio, ya que si el caudal fuera más elevado mayor es el esfuerzo que deben realizar las varillas. Se aplica hasta los 1000 stbl/d (160 m³/d), aunque existen casos particulares de excepción, por ejemplo en el yacimiento Pampa del Castillo, Cuenca del Golfo San Jorge, se instalaron unidades de bombeo 1280 para aproximarse a un caudal de 180 m³/d a 1800 m de profundidad.

La versatilidad del bombeo mecánico está en la adaptación al medio en que debe operar y no tanto en la flexibilidad de los caudales que puede extraer. Este se adapta a cualquier tipo de fluido. Se pueden hacer diferentes adaptaciones al sistema para cualquier problema que se presente como petróleos pesados o extrapesados, alta relación gas-petróleo (GOR), producción acompañada con sólidos (arena), incrustaciones, asfaltenos y parafinas, corrosión y pozos desviados.

1.2. Descripción del bombeo mecánico

El sistema de bombeo mecánico está compuesto por una unidad de bombeo de superficie, una cabeza de pozo, un puente de producción y una columna de producción. La Figura 1.2 muestra una instalación típica utilizada.

La unidad de bombeo es el mecanismo que convierte el movimiento rotacional del motor en un movimiento recíproco vertical requerido por el vástago pulido y que luego es transmitido por medio de este a una sarta de varillas. El movimiento de las varillas en forma alternativa de manera ascendente y descendente acciona el pistón de la bomba de profundidad colocada en el fondo del pozo. La función que cumple la bomba es elevar el fluido desde la formación a través de la tubería de producción (tubing) hasta la superficie e impulsarlo por la línea de conducción hacia el lugar de almacenaje (batería, estación, planta de tratamiento).

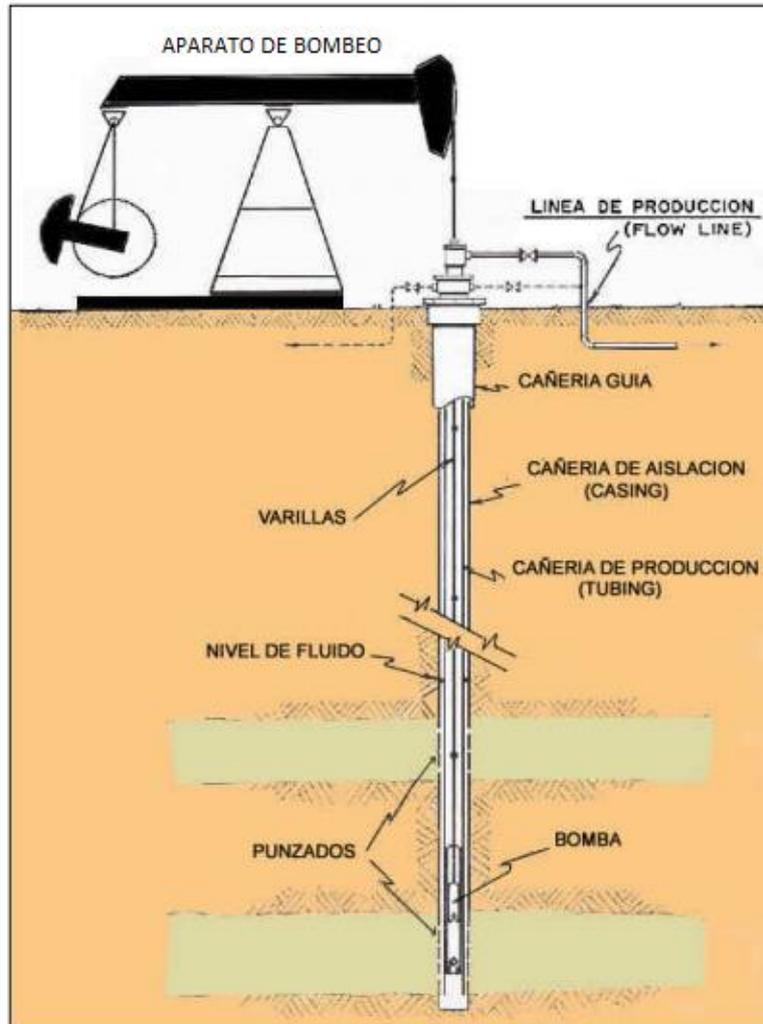


Figura 1.2: Esquema de una instalación de bombeo mecánico ⁽²¹⁾.

1.2.1. Unidad de bombeo

La mayoría de los tipos de unidades de bombeo utilizan un balancín, pero también hay disponibles otras unidades para el bombeo de carreras largas.

Cuando la unidad de bombeo es del tipo balancín es conocida como aparato individual de bombeo (AIB). Las partes más importantes del AIB son: el motor, la palanca del freno, la caja reductora, el contrapeso, el sistema biela-manivela, el balancín, el poste maestro, la cabeza de mula o el cabezal del balancín, el cable o estrobos y la barra porta vástago.

En general hay tres tipos básicos de unidades de bombeo a balancín, que se diferencian por su geometría y clase de contrapeso, ellas son: Unidad Convencional, Unidad Mark II y la Unidad Balanceada por Aire.

La unidad de bombeo de carreras largas más conocida es el Rotaflex, cuya carrera de vástago pulido es superior a 216" y por lo general su velocidad está limitada a no más de 5 GPM.

1.2.2. Cabeza de pozo y puente de producción

La cabeza de pozo es la base en la superficie sobre la cual se construye el pozo durante las operaciones de perforación. Se diseña para soportar las cargas de los caños suspendidos, contener la presión del pozo, vigilar la seguridad del pozo y ofrecer una base para el puente de producción. La Figura 1.3 muestra una cabeza de pozo, está compuesta por la cabeza colgadora de casing y la cabeza colgadora de tubing.

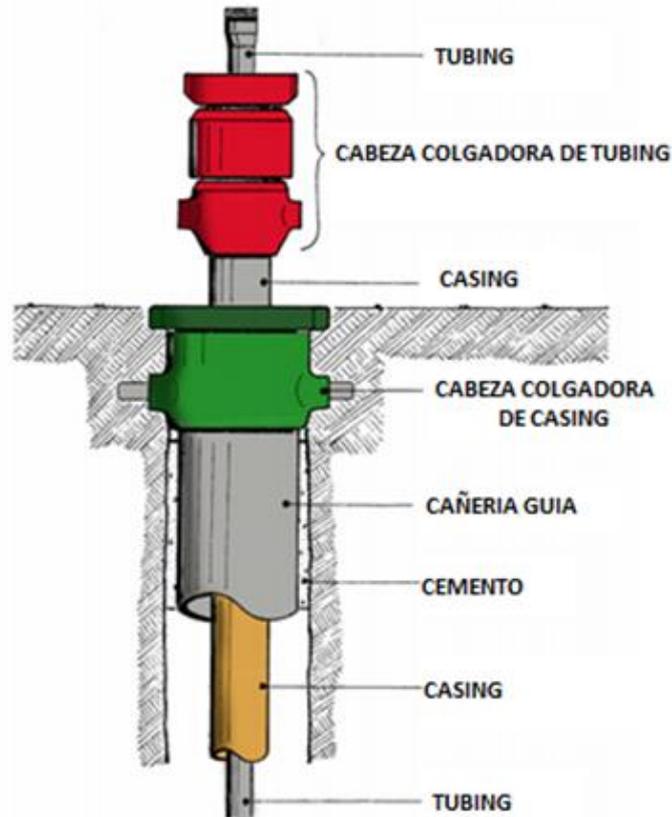


Figura 1.3: Cabeza de pozo ⁽²¹⁾.

Cuando se utiliza bombeo mecánico como SEA, arriba de la cabeza de pozo se arma el puente de producción. Los componentes principales del puente de producción son: el vástago pulido, el prensaestopas del vástago pulido, la “T” de bombeo, la válvula preventora del prensaestopas y las válvulas de aguja. La Figura 1.4 indica un esquema de una armadura de puente de producción utilizada en boca de pozo con captación de gas para la operación de bombeo mecánico.

En pozos cuya producción de petróleo con gas asociado es importante y no están conectados al sistema de captación de baja presión (línea de conexión (C) de la Figura 1.4), se utiliza una armadura con la conexión de la línea (B) (Figura 1.4). El gas es conducido junto con el petróleo a través de la línea del pozo hasta la estación satélite.

En el caso de pozos ubicados en zonas que cuentan con el sistema de captación de baja, se utiliza la misma armadura, pero adicionándole la conexión de línea (C) (Figura 1.4) que permite conectar el gas del anular (espacio entre casing – tubing) a dicho sistema. En este caso la válvula de la conexión de línea (B) (Figura 1.4) permanece cerrada.

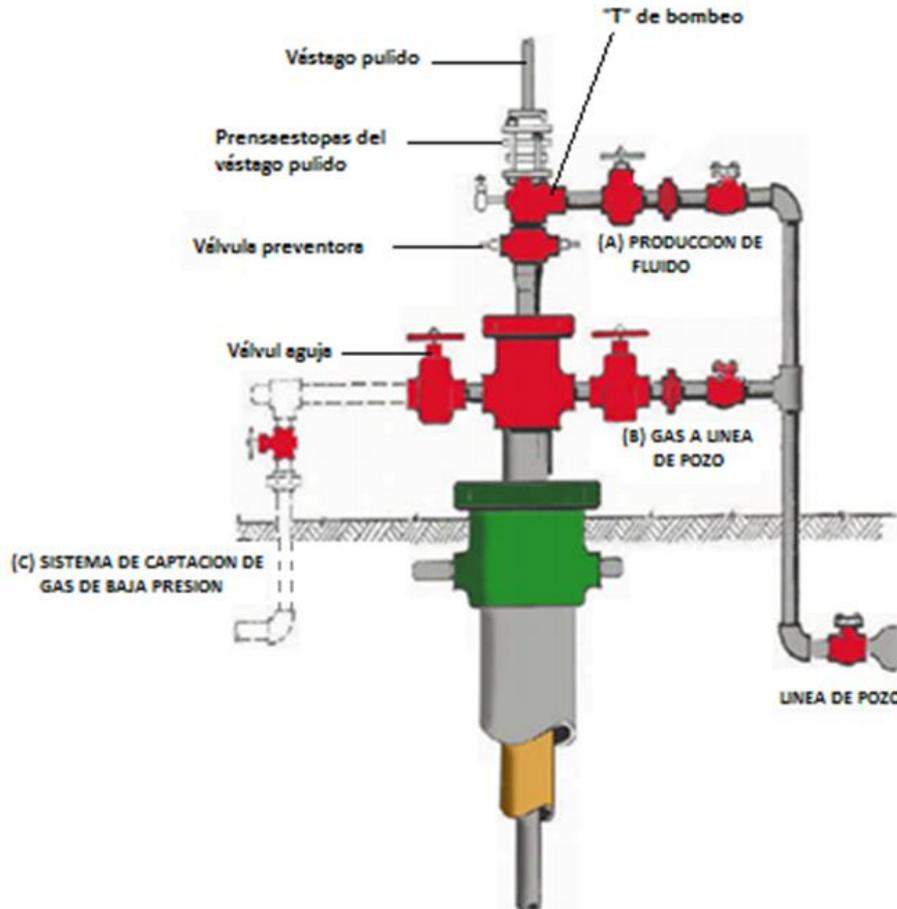


Figura 1.4: Puente de producción en cabeza de pozo ⁽²¹⁾.

1.2.3. Columna de producción

La columna de producción está compuesta por una tubería de producción o tubing, una sarta de varillas y una bomba de profundidad.

Todas las bombas usadas hoy en día son de desplazamiento positivo y movimiento recíprocante. Los dos tipos principales de bombas de succión son las insertables y las de tubing. La diferencia entre ambas radica en la forma en que se instala el barril de la bomba.

Una bomba de profundidad como se muestra en la Figura 1.5 está compuesta por un barril o camisa, un pistón o émbolo, una válvula de pie o estacionaria (standing valve o SV), una jaula de válvula de pie, una válvula viajera o traveling valve (TV), una jaula de la válvula viajera, un vástago, adaptador del pistón, guía de vástago y un sistema de anclaje.

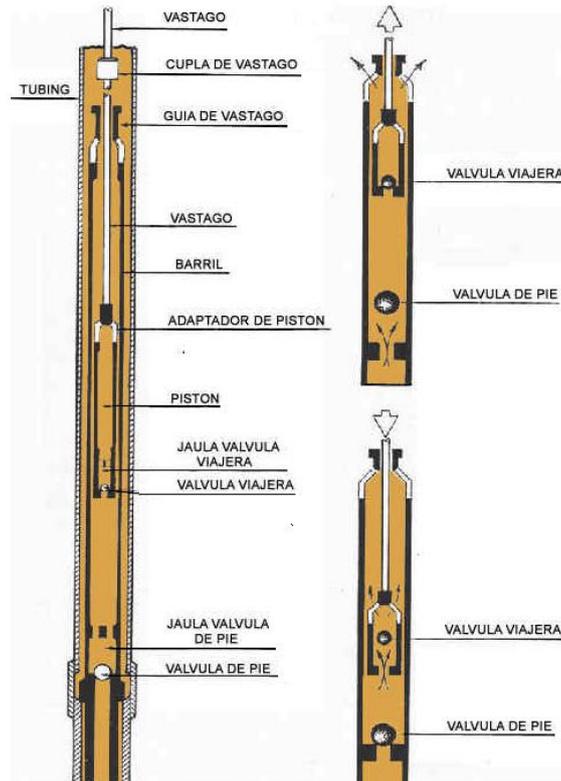


Figura 1.5: Componentes de una bomba de profundidad tipo insertable ⁽²¹⁾.

1.3. Ciclo de bombeo

El funcionamiento de la bomba durante el ciclo de bombeo consiste de una carrera ascendente y otra descendente. Para poder entender el ciclo de bombeo vamos a considerar una bomba insertable como muestra la Figura 1.6.

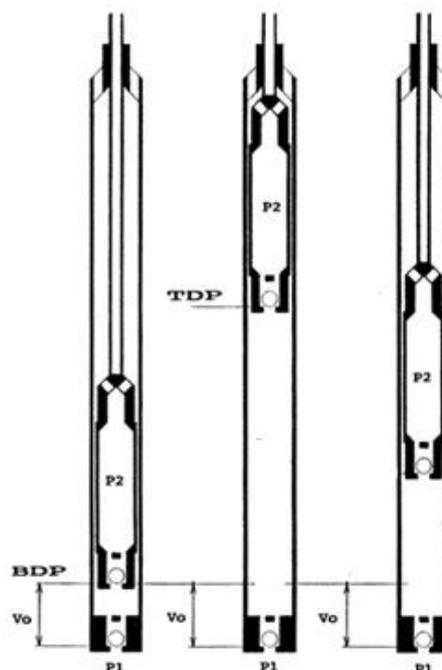


Figura 1.6: Esquema de una bomba de profundidad del tipo insertable ⁽³⁵⁾.

Dónde:

P_1 : Presión de succión o admisión, es decir presión dinámica generada por el fluido en el espacio anular entre el casing y el tubing durante el bombeo.

P_2 : Presión de descarga. Es igual a la presión hidrostática de la columna en la tubería de producción más las pérdidas de carga en la tubería vertical más las pérdidas de carga en superficie.

BDP: Punto muerto inferior.

TDP: Punto muerto superior.

V_o : Es el volumen de fluido no desplazado por la bomba que se encuentra ubicado entre la válvula viajera y la válvula estacionaria. Se lo conoce como espacio nocivo.

El ciclo de bombeo cuando la bomba está bombeando solo una fase líquida (fluido incompresible) es el siguiente:

Durante la carrera ascendente:

- Al inicio de esta carrera en el punto muerto inferior la válvula de pie (ST) está cerrada y la válvula viajera abierta (TV).
- Cuando el pistón comienza a subir se produce una expansión del líquido y disminuye la presión en la cámara de la bomba (presión entre la SV y TV).
- La baja presión en la cámara genera de manera instantánea el cierre de la TV y la apertura de la SV. Esto ocurre porque la presión en la cámara es menor que la presión de descarga y que la presión de admisión.
- Al estar la TV cerrada se eleva el líquido que se encuentra por arriba de ella hasta la superficie y cuando se abre la SV el fluido de la formación ingresa a la cámara de la bomba.

Durante la carrera descendente:

- Al inicio de esta carrera en el punto muerto superior la válvula viajera (TV) está cerrada y la válvula de pie abierta (SV).
- En el momento en que el pistón desciende comienza a comprimir al líquido y la presión en la cámara aumenta. Por más que el líquido sea incompresible el pistón lo va intentar comprimir aumentando la presión rápidamente.
- Este aumento de presión en la cámara permite que de manera instantánea la TV se abra y la SV se cierre. Esto ocurre porque la presión en la cámara es mayor que la presión de descarga y que la presión de admisión.
- Al estar la TV abierta a medida que el pistón desciende el líquido que se encuentra en la cámara ingresa hacia el pistón. Este es el líquido que el pistón en la próxima carrera ascendente eleva hacia la superficie.

CAPÍTULO II: GOLPE DE FLUIDO

2.1. Introducción

El golpe de fluido es uno de los problemas más comunes en bombeo mecánico que causa una serie de fallas que pueden afectar a uno o varios componentes del sistema de extracción incluso algún elemento de la unidad de superficie, con esto surge una importante pérdida de producción por “parada de pozo” debido a pesca, rotura de bomba o falla en algún otro elemento del sistema, disminución en la eficiencia de la bomba de profundidad por llenado deficiente a lo cual se le suma los costos de la intervención del equipo de pulling incrementando más aún los costos en pozos con tal problema. La problemática toma relevancia cuando la intervención de los pozos para volverlos a poner en producción es acotada en el tiempo, es de decir cada tres o cuatro meses se interviene el mismo pozo por determinado problema asociado a golpe de fluido, esto es un indicador de que no se está realizando una buena ingeniería de producción y un buen seguimiento del yacimiento.

Cada pozo requiere un análisis minucioso para seleccionar la bomba con la mayor eficiencia de producción, definir los parámetros de diseño y adoptar la combinación más adecuada de los demás elementos del sistema para evitar futuros problemas y obtener bajos índices de pulling, prestando atención si se debe trabajar con algunas condiciones especiales como por ejemplo petróleo viscoso.

2.2. Descripción

El golpe de fluido surge cuando el pistón en su carrera descendente golpea con el nivel de fluido dentro del barril, esto se debe a que en la carrera ascendente del pistón el barril se llena parcialmente por falta de entrada de fluido a la bomba debido a distintas causas, las cuales serán analizadas más adelante, luego en la carrera descendente el pistón viaja en la parte superior del barril por gas a baja presión y se encuentra abruptamente con el nivel del fluido chocando contra éste. La Figura 2.1 representa un esquema de ésta situación.

La válvula viajera permanece cerrada en el momento del impacto debido al peso del fluido o se abre un instante antes del impacto si la presión de compresión del gas en el barril es suficiente para abrirla.

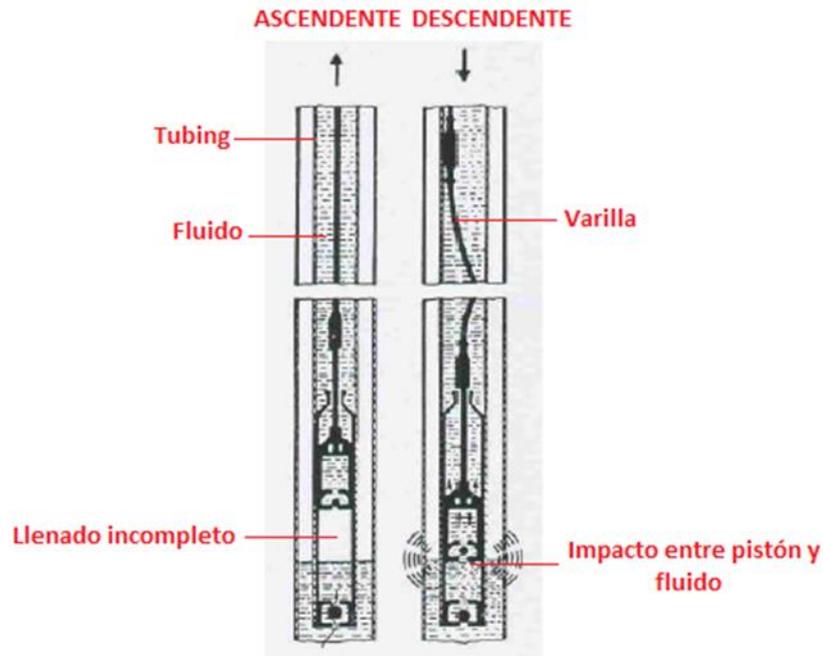


Figura 2.1: Descripción del golpe de fluido.

El impacto del pistón contra el fluido causa un pico de presión hidráulico y una onda de choque mecánica que se transmite a todo el sistema. Se debe destacar que en el punto muerto superior el pistón se detiene invierte su sentido y comienza acelerar hacia abajo adquiriendo su velocidad máxima aproximadamente a la mitad de la carrera, pasado este instante comienza a desacelerar hasta detenerse en el punto muerto inferior donde invierte su sentido y comienza a acelerar hacia arriba. Si tenemos en cuenta que el llenado parcial del barril se encuentra aproximadamente hasta la mitad, el pistón chocará el fluido con su mayor velocidad generando así esfuerzos aún mayores y por ende mayores daños al sistema. Sin embargo el análisis anterior se tiene en cuenta observando el ciclo del vástago pulido y no el ciclo real de la bomba en el fondo el cual es distorsionado por la acción de la sarta de varilla, esto nos lleva a un estudio que se basó en la ecuación de onda de golpe de fluido y simulaciones en el cual se observó que “los efectos del porcentaje de llenado son aleatorios, esto puede deberse a que la velocidad del pistón no es sinusoidal sino que es errática o inconstante y la velocidad máxima de la carrera descendente del pistón no siempre se encuentra a la mitad de la carrera” ⁽¹⁾. La Figura 2.2 muestra la naturaleza errática de la velocidad posible en un ciclo de la bomba comparada con la velocidad sinusoidal del vástago pulido.

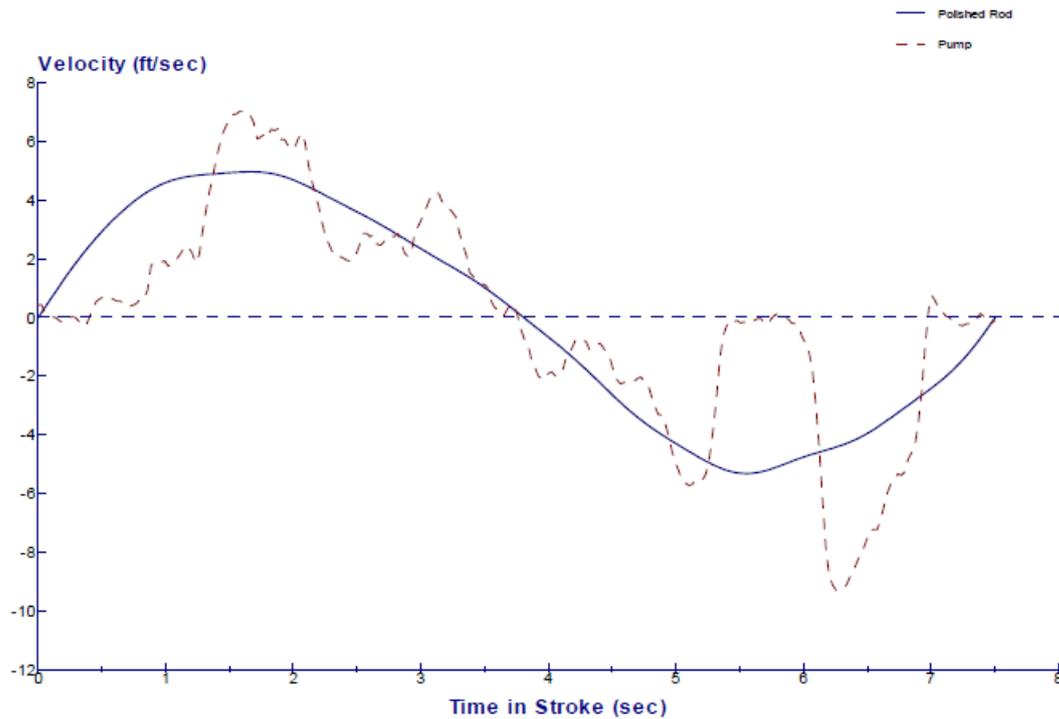


Figura 2.2: Velocidad del ciclo de la bomba (línea discontinua) y velocidad del vástago pulido (línea continua). Se puede observar la naturaleza errática de la velocidad de la bomba en línea puntada ⁽¹⁾.

2.3. Fallas producidas en el sistema

El golpe de fluido es indeseable en la operación de bombeo, se puede identificar ya que puede generar vibraciones o golpes que se detectan en superficie, en pozos profundos solo se detecta con cartas dinamométricas.

A medida que el pistón comprime el gas a baja presión la bomba se desacelera, luego golpea con el fluido generando compresión en las varillas. El impacto del pistón con el nivel del fluido provoca una disminución súbita de la carga en el vástago pulido el cual puede observarse en una carta dinamométrica.

El pico de presión hidráulico puede generar reventón de barril, rotura de jaula, esfera y asiento de las válvulas viajera. La sobrepresión generada es tal que “bombas instaladas a menores profundidades admisibles han sufrido reventón de barril” ⁽²⁾.

La onda de choque mecánico viaja por todo el sistema produciendo sobrecargas y puede generar roturas de varillas, rotura de vástago de bomba, rotura de vástago pulido y componentes de la unidad de superficie.

En su manual “Sucker Rod Pumping, (2003)” Gabor Takacs ⁽³⁴⁾ dice:

“Las cargas dinámicas durante el golpe de fluido pueden causar varios efectos perjudiciales en los equipos de fondo de pozo: La sarta de varillas puede experimentar pandeo que conduce a roturas de varilla; el desgaste de la varilla a la tubería aumenta; las cargas de choque contribuyen a la falla del acoplamiento debido al desenrosque; y las piezas de la bomba pueden dañarse (así como las tuberías), si no están ancladas. En la superficie, las cargas de choque pueden dañar los cojinetes de la unidad de bombeo y pueden provocar pares instantáneos que sobrecargan el reductor de velocidad”.

A continuación se da una serie de fallas que puede causar el golpe de fluido ⁽³⁾:

- Falla por fatiga en la estructura de la unidad de bombeo.
- Falla por fatiga en dientes de la caja y cojinetes.
- Falla por fatiga en la estructura de asiento de la unidad.
- Falla por fatiga en las varillas, especialmente en la zona inferior de la sarta, por efecto de los esfuerzos alternativos de compresión y tracción.
- Acelerado deterioro de la válvula móvil y su jaula, rotura de vástago y barril, y fallas en el funcionamiento de la válvula de pie.
- Acelera el desgaste de las roscas del tubing produciendo filtraciones y hasta la rotura del tubing.

Se pueden observar en la Figura 2.3, Figura 2.4, Figura 2.5 y Figura 2.6, daños causados por golpe de fluido.



Figura 2.3: Corte de extensión ⁽²⁾.



Figura 2.4: Corte de pistón ⁽²⁾.



Figura 2.5: Reventón en barril de bomba ⁽²⁾.



Figura 2.6: Corte de pistón ⁽²⁾.

2.4. Diagnóstico

Golpes, vibraciones, sonido irregular del comportamiento del motor en superficie son indicios de que el sistema no está funcionando correctamente y es necesario identificar el tipo de falla. Para atribuirle este mal funcionamiento al golpe de fluido se recurre a la interpretación cualitativa de la carta dinamométrica de superficie o de fondo. A continuación se muestran una carta dinamométrica con buen funcionamiento de bomba (Figura 2.7) y una carta dinamométrica donde se interpreta que existe golpe de fluido en el funcionamiento del sistema (Figura 2.8).

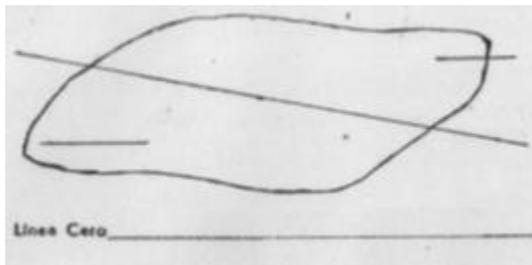


Figura 2.7: Carta dinamométrica con buen funcionamiento de bomba ⁽²⁾.

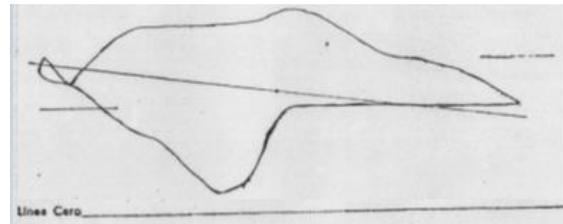


Figura 2.8: Carta dinamométrica con fuerte golpe de fluido. En la carrera descendente se observa una abrupta disminución de la carga en el vástago pulido ⁽²⁾.

2.5. Causas y sus posibles soluciones

Se dijo anteriormente que la causa del golpe de fluido es el llenado deficiente del barril debido a la falta de entrada de fluido a la bomba, esta condición en la cual opera el sistema se puede asociar a las siguientes causas:

2.5.1. Pump off o nivel agotado

Ocurre cuando el nivel de fluido en el pozo no es suficiente para llenar la bomba. Se puede reconocer este estado deteniendo el bombeo unos minutos, luego comenzando a bombear nuevamente, si el llenado de la bomba es satisfactorio durante un lapso de tiempo y luego se vuelve a producir el golpe de fluido, esto confirma que se trata de un caso de nivel agotado.



2.5.1.1. Causas y posibles soluciones a pump off

2.5.1.1.1. Disminución del caudal de aporte de la formación al pozo por taponamiento de la capa productora y/o punzados

A lo largo de la vida productiva de un pozo puede darse una merma en la producción propia de la declinación del reservorio o debido a factores asociados al proceso de producción. Este último será nuestro caso de análisis teniendo en cuenta solo los aspectos técnicos, sin embargo se puede decir que los tratamientos e intervenciones se aplican siguiendo un estudio técnico-económico, analizando los pozos candidatos a intervenir y/o tratar de acuerdo a su potencial e historial de producción, seleccionando el tratamiento que mejor se adapte a cada pozo de acuerdo al origen del daño y características del reservorio, tomando decisiones basadas en una gestión de optimización de producción. En la práctica cada yacimiento tiene un conjunto de problemas característicos que se van dando a lo largo de sus diferentes etapas de explotación, como por ejemplo migración de sólidos, deposición de incrustaciones orgánicas y/o inorgánicas, estos problemas se repiten en la mayoría de sus pozos facilitando así la elección del tratamiento a aplicar sin dejar de lado el análisis particular de cada pozo.

La disminución del nivel de fluido en un pozo puede ser causado por daño en la formación y/o taponamiento de punzados. El daño a la formación es un fenómeno que causa una distorsión en el flujo lineal en dirección al pozo debido a restricciones en el tamaño de los poros de la roca, ocasionando una disminución en la permeabilidad y una caída de presión extra en las inmediaciones del pozo. El taponamiento de punzados es la obturación o restricción por deposición de incrustaciones o sólidos de los orificios que comunican el pozo con la zona productora. Existen varios tipos de daños de acuerdo a la etapa de desarrollo de un pozo como por ejemplo los que se producen en las etapas de perforación y terminación. Durante la etapa de producción de los pozos se propicia cambios de presión, temperatura, caudales y patrones de flujo en o cerca de la vecindad del pozo, los fluidos de reservorio como petróleo, gas y salmueras van cambiando su composición, todo genera un desequilibrio que favorece la precipitación y deposición de sólidos orgánicos y/o inorgánicos provocando daño a la formación por obturamiento de las gargantas porales y punzados. Otro tipo de daño asociado a la producción es la migración de finos generado por el flujo de fluidos de formación presentándose generalmente en capas poco consolidadas o mal cementadas provocando obturamiento de los canales porosos y punzados.



Con el fin de disminuir el daño de formación y así restablecer la permeabilidad original y disminuir las pérdidas de presión en las inmediaciones del pozo para incrementar o devolver la capacidad de flujo del reservorio hacia el pozo se realiza una estimulación, la mejora se verá reflejada en un incremento en el índice de productividad y le devolverá la capacidad de producción original al pozo.

Existen varias técnicas de estimulación:

- a) Matricial
- b) Succión
- c) Fracturamiento hidráulico

Por lo general las estimulaciones asociadas a restaurar la productividad inicial de los pozos son la estimulación matricial y por succión. Son las analizadas en esta sección.

a) Estimulación matricial

Los tratamientos con estimulación matricial se caracterizan por caudales de inyección de fluidos a presiones por debajo de la presión de fractura de la roca. El tratamiento se realiza a muy bajo caudal para que el fluido entre de la misma manera en casi todos los poros en la vecindad del pozo. El objetivo es el de restablecer la permeabilidad original en la vecindad del pozo, lo que implica reducir el daño. El radio de inyección del tratamiento no va a más de 1 a 2 metros alrededor del pozo. Por lo tanto, estos tratamientos son de un volumen relativamente pequeño. Para obtener buenos resultados hay que tener la precaución de conseguir que el líquido inyectado penetre bien en la mayoría de los poros de la matriz alrededor del pozo. Es decir, que no haya canalización y que no se rompa la formación dado que podría generar fractura.

Dependiendo de la interacción de los fluidos inyectados con la matriz y el tipo de daño se divide en dos grupos, estimulación matricial ácida y estimulación matricial no ácida, ambos grupos incluyen estimulaciones de limpieza y matriciales.

La estimulación matricial también llamada acidificación, tiene como objetivo incrementar la permeabilidad natural de la formación al disolver, el ácido, parte del material calcáreo, agrandando así las gargantas porales.



La estimulación matricial de limpieza tiene como objetivo restituir la permeabilidad natural de la formación al remover el daño y es la que está relacionada a la vida productiva de un yacimiento.

A continuación se describirán tratamientos para recuperar la productividad y así restablecer el nivel de fluido en un pozo para evitar el golpe de fluido:

- Squeeze para limpieza de punzados, formación e inhibición de parafinas y asfaltenos
“Las parafinas y los asfaltenos son compuestos orgánicos, que según su composición y condiciones fisicoquímicas y termodinámicas, pueden precipitar dando lugar a taponamientos en instalaciones de superficie, fondo de pozo, e incluso daño de formación”⁽¹³⁾.

A continuación se expone un ejemplo de aplicación basado en el trabajo técnico “*Tratamientos combinados para la recuperación de productividad de pozos petrolíferos*”⁽¹⁴⁾, el cual demuestra la efectividad del tratamiento realizado en pozos de la Cuenca Neuquina.

“El trabajo ⁽¹⁴⁾ pone énfasis fundamentalmente en la precipitación orgánica de parafinas y asfaltenos, fundamentalmente de estos últimos los cuales se tratan de moléculas orgánicas complejas con múltiples componentes, un alto peso molecular y estructuras que habitualmente poseen cargas electrónicas remanentes lo que favorece en determinadas condiciones su adherencia a las superficies de la formación y/o cañerías del pozo.

Cuando se comienza a producir los hidrocarburos (gas o petróleo) en un pozo y debido a las caídas de temperaturas y presiones que se producen del reservorio hacia el wellbore, punzados y cañerías, se irán primero los componentes más volátiles lo cual rompe el equilibrio del crudo original y favorece la precipitación de los componentes más pesados (parafinas y asfaltenos).

Los depósitos formados en la zona cercana a los punzados son una de las causas más frecuentes de daño a la formación, aunque en el caso de ser producido por depósitos orgánicos muy raramente son tenidos en cuenta a la hora de evaluar alguna caída anormal en la curva de producción. Estas incrustaciones de origen orgánico pueden producir cambios en la humectabilidad de las formaciones productivas de hidrocarburos. La mayoría de las formaciones son acuohumectadas antes de ser puestas a producir y



por lo tanto los hidrocarburos son libres de fluir entre los espacios porales debido a que es el agua la que está adherida a las superficies de la roca. Depósitos orgánicos como los asfaltenos pueden causar que la formación se vaya tornando parcial o totalmente oleohumectada y entonces los hidrocarburos comenzarán a adherirse a las superficies de la roca y no fluirán normalmente durante la producción del pozo.

Esta es una de las razones por la cual en los tratamientos combinados del presente trabajo no sólo se busca remover la deposición orgánica, sino que también se actúa sobre la humectabilidad de la roca post tratamiento. Podemos demostrarlo con los resultados obtenidos en Argentina, que dejando la formación correctamente acuohumectada luego de haber removido el depósito orgánico, la re-deposición o re-precipitación posterior de los asfaltenos y/o parafinas se ve notablemente demorada en el tiempo (entre 8 meses a 1 año por lo menos). Como consecuencia de esto se logra espaciar notablemente las intervenciones de pulling en estos pozos tratados, lográndose así un notable ahorro de costos de intervenciones.

La tecnología de Tratamientos Combinados se trata de una metodología efectiva y eficiente de recuperación en pozos de petróleo cuya producción ha caído en el tiempo, debido a las deposiciones orgánicas (y también inorgánicas en caso de comprobarse su existencia) en el medio poroso y punzados, que ocurren durante el proceso de producción del petróleo. Este tipo de daño es muy frecuente en pozos que producen hidrocarburos con altos niveles de saturados (parafinas y asfaltenos), que abundan en las cuencas Neuquina y del Golfo.

Dicha metodología incluye el bombeo de una secuencia específica de fluidos más aditivos químicos, para lograr incrementar la producción a niveles similares a los esperados en condiciones ideales (sin daño). Además, debido a la particular composición de los productos químicos inyectados, este efecto de incremento de producción se mantiene en el tiempo (entre 8 meses a 12 meses), evitando así tener que intervenir el pozo periódicamente para hacer tareas de limpieza (pulling) con los altos costos que estas tareas traen asociados.

El proceso incluye un estudio previo para la preselección de candidatos donde se evalúa el tipo de crudo producido, su contenido de componentes pesados, parafinas, asfaltenos, resinoides y aromáticos (análisis SARA), presión de fondo y el tipo de roca reservorio, además de datos históricos de producción y esquemas de pozo. Una vez hecho

este estudio previo se diseñan y seleccionan los sistemas a utilizar, y se realiza la operación de bombeo con el correspondiente registro de presiones y caudales.

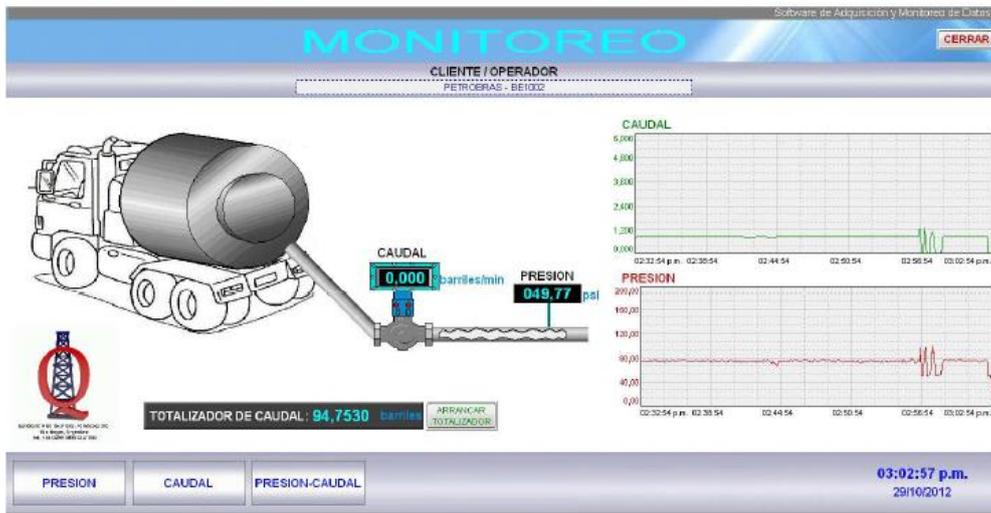


Figura 2.9: Durante la inyección forzada (squeeze) de los fluidos de tratamiento a la formación se registra presión y caudal ⁽¹⁴⁾.



Figura 2.10: Operación en campo ⁽¹⁴⁾.

Además de contar con la caracterización del crudo (análisis SARA) y el cálculo del Índice de Inestabilidad Coloidal (IC) el cual indica la factibilidad o no de tener precipitaciones orgánicas en formación y/o en el wellbore ($IC < 0,8$ no existe riesgo a tener precipitación orgánicas - $IC > 0,8$ existe riesgo a tener precipitación orgánica) es importante contar también con cierta información complementaria para poder diseñar el tratamiento más adecuado y ajustar el tipo de químicos a utilizar para cada pozo particular.

En la Tabla 2.1 se muestran valores característicos obtenidos en pozos de la Cuenca Neuquina. Puede verse que en su mayoría presentan un $IC > 2$ con lo cual

presentan daño orgánico, lo cual en efecto fue probado al hacerse los correspondientes Tratamientos Combinados y al obtenerse respuestas altamente positivas con notables incrementos de producción post tratamiento.

Tabla 2.1: Valores de análisis SARA e IC obtenidos en pozos de la Cuenca Neuquina ⁽¹⁴⁾.

Pozo	<u>a</u>	<u>b</u>	<u>c</u>	<u>d</u>	<u>e</u>	<u>f</u>
Fecha	02-11-09	02-11-09	02-11-09	02-11-09	02-11-09	08-01-10
Saturados	67,6	67,6	65,7	70,1	70,4	64,08
Aromáticos	24,2	24,6	20,4	17,7	19,9	27,78
Resinas	3,3	2,5	2,5	1,7	2	4,35
Asfaltenos	4,4	4,4	10,8	1,8	5,6	3,3
Total	99,5	99,1	99,4	91,3	97,9	99,51
IC	2,62	2,66	3,34	3,71	3,47	2,10

Usualmente un programa tipo de bombeo incluirá:

- 1) Tratamientos removedor de incrustación orgánica: se trata de una emulsión de fase externa acuosa con una alta concentración de tensioactivos, surfactantes, solventes y cosolventes que remueven la incrustación orgánica luego de un tiempo de contacto (usualmente 6 horas) y dispersan en dicha emulsión las parafinas y asfaltenos logrando así que estos sean devueltos rápidamente una vez que el pozo es puesto en producción nuevamente. Además, y para lograr una mejor movilización de finos y mejor remoción de las parafinas y asfaltenos al final del desplazamiento se generan tres pulsos durante el bombeo con lo cual se aumenta la turbulencia y el efecto de los químicos en formación.*
- 2) Tratamiento humectante: incluirá un fluido base hidrocarburo refinado (diesel o gas oil) con un alto porcentaje de tensioactivos fuertemente acuohumectantes de la formación, que actuarán luego que se recupere en el flowback el tratamiento removedor junto con la incrustación orgánica.*
- 3) Desplazamiento: el tratamiento con los productos indicados se desplaza a formación.*

Estos Tratamientos Combinados han sido evaluados en una gran cantidad de pozos de la Cuenca Neuquina, lográndose hasta la fecha una respuesta altamente positiva de los pozos post tratamiento. Se han logrado incrementos de producción de al menos el doble de la producción previa al tratamiento, incluso en algunos casos (dependiendo del potencial de pozo) se ha logrado quintuplicar la producción.

Por otra parte, y debido al efecto de la humectabilidad se ha logrado disminuir notablemente la necesidad de intervenciones de pulling, donde hoy se intervienen una vez al año en pozos que antes debían ser intervenidos cada cuatro meses.

Se muestra los resultados obtenidos en un caso real:

Tabla 2.2: Análisis de producción post tratamiento pozo b, fecha de tratamiento 05/07/2009, datos de producción en [m3/mes] y total en [m3] acumulados ⁽¹⁴⁾.

Fecha	Forecast		Real		Ganancia	
	Pet	Bruta	Pet	Bruta	Pet	Bruta
31/07/2009	31.651	98.27	51.5	117.57	19.849	19.3
31/08/2009	31.31	97.03	129.4	316.1	98.09	219.07
30/09/2009	30	93	150.3	357.32	120.3	264.32
31/10/2009	30.69	95.17	90.9	239.98	60.21	144.81
30/11/2009	29.43	90.9	79.1	182.04	49.67	91.14
31/12/2009	30.101	93	42.8	142.72	12.699	49.72
31/01/2010	29.822	92.07	34.3	133.27	4.478	41.2
Total	213	659.44	578.3	1489	365.3	829.56

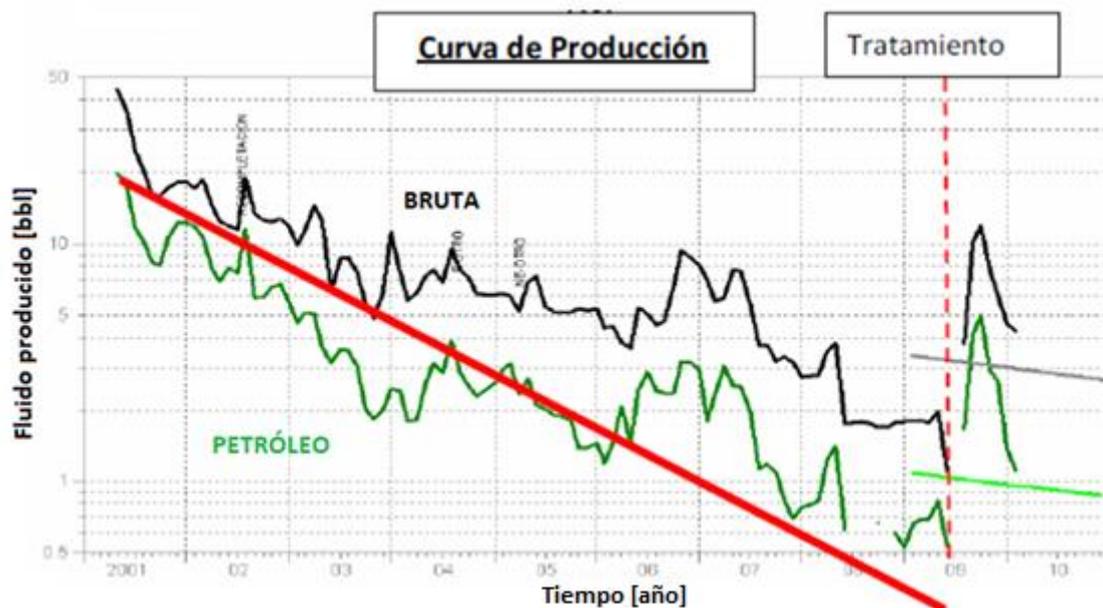


Figura 2.11: Curva de producción en la que se observa una recuperación de la producción post tratamiento ⁽¹⁴⁾.

Extendiendo esta evaluación a varios pozos del mismo yacimiento se pueden observar los siguientes resultados:

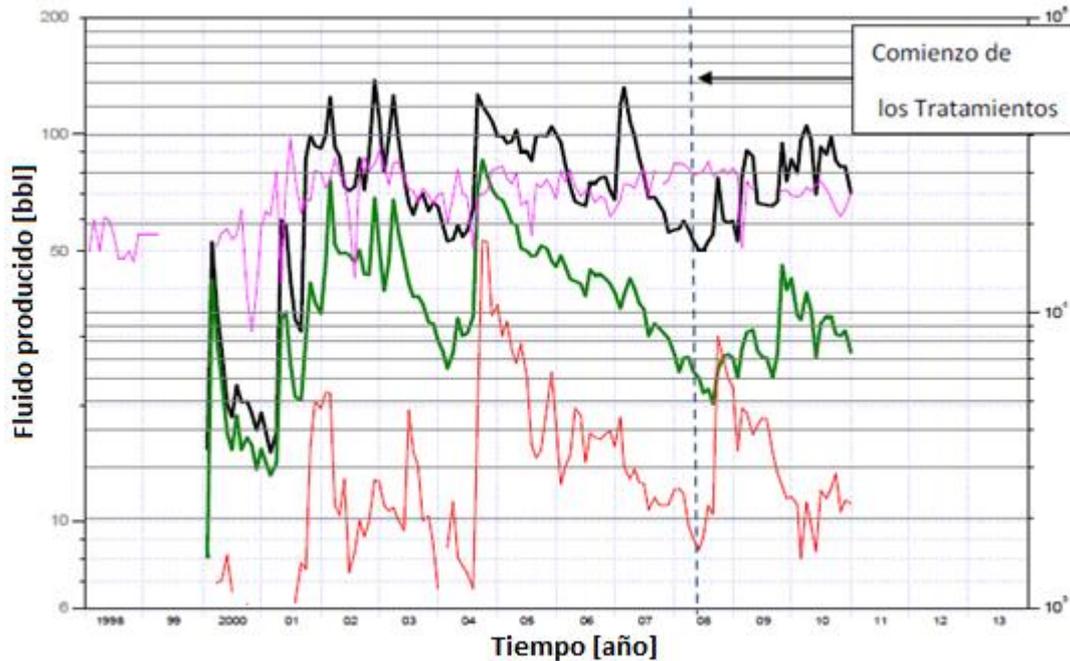


Figura 2. 12: Curva de producción evaluación global 11 pozos ⁽¹⁴⁾.

Como puede verse en el caso mencionado y en la evaluación global luego de iniciado los tratamientos se logra una notable recuperación de producción con un marcado cambio en la pendiente de las declinatorias normales de los pozos.

Esto es una muestra de la efectividad de los Tratamientos Combinados en los pozos que presentan condiciones de tipo de crudo con componentes orgánicos pesados y que presentan un Índice de Inestabilidad Coloidal elevado.

En algunos de los pozos donde se hizo la prueba de los tratamientos además de monitorear la producción post tratamiento, se fue muestreando el flow back y se estudiaron en laboratorio dichas muestras. Se pudo observar en estas muestras consecutivas post tratamiento que el pozo se va limpiando progresivamente, removiendo la incrustación orgánica en forma dispersa en la fase acuosa y posteriormente produce un petróleo más limpio con una interfase fluida, bien definida y sin presencia de emulsión.

En todos los casos se obtuvo una respuesta positiva de la producción post tratamiento, las conclusiones son:

- ✓ *Al menos se duplicó la producción de petróleo y en algunos casos hasta llegó a quintuplicarse.*



- ✓ *Dicho comportamiento se mantuvo en el tiempo sin presentar a la fecha síntomas de re-precipitación de incrustaciones orgánicas (12 meses o más en algunos pozos).*
- ✓ *El Crudo producido post tratamiento presenta menor cantidad de emulsión y produce un crudo mucho más limpio, con menor contenido de sólidos en suspensión.*

Los Tratamientos Combinados presentan las siguientes ventajas:

- ✓ *Económico comparado con las estimulaciones tradicionales.*
 - ✓ *Al bombearse una emulsión en base agua es mucho menos riesgoso que bombear en locación solventes puros (xileno, tolueno, etc.)*
 - ✓ *Al trabajar en forma combinada removiendo la incrustación orgánica y sobre la humectabilidad de la roca, la re-precipitación orgánica se ve notablemente retardada en el tiempo.*
 - ✓ *Al presentar propiedades surfactantes la separación de las fases O/W se ve facilitada y lográndose así un crudo más limpio y sin interfaces o emulsiones indeseables” (14).*
- Squeeze para limpieza de punzados, formación e inhibición de incrustaciones inorgánicas

Las incrustaciones son depósitos adherentes de composición variable generada por cambios de temperatura, presión, composición y velocidades de flujo en el agua de formación. Se pueden depositar en la matriz cercana al pozo, punzados, bomba de profundidad, sarta de producción e instalaciones de superficie. Su deposición afecta la producción disminuyendo la permeabilidad natural de la capa productora en inmediaciones del pozo, taponando punzados, restringiendo secciones de flujo en tuberías y causando fallas en las instalaciones de fondo y superficie.

El cambio de composición de las aguas de formación o la incompatibilidad de agua de inyección y agua de formación afecta el equilibrio entre sus componentes y sus constantes de solubilidad con lo cual la formación de precipitados se ve favorecida y la consecuente formación de incrustaciones. El origen de estos depósitos comienza en forma de precipitados sólidos en la cercanía de una superficie apta para la depositación y adherencia de dichos compuestos. En el caso de cañerías o instalaciones de superficie necesitarán una superficie suficientemente rugosa, y en el caso de la matriz de la capa productora la misma deberá tener una humectabilidad adecuada al tipo de sólido a



depositarse sea éste inorgánico u orgánico. También cambios en temperaturas, presiones, caudales y patrones de flujo favorecerán el inicio de estos depósitos.

Para predecir si el agua presente en una formación tiene tendencia incrustante se utilizan diferentes índices indicativos como el KPS (Constante de Producto de Solubilidad), SR (Relación de Sobresaturación) e IS (Índice de Saturación).

Tipos de incrustaciones:

- Carbonato de calcio (CO_3Ca)
- Sulfato de calcio (SO_4Ca)
- Sulfato de bario (SO_4Ba)
- Sulfato de estroncio (SO_4Sr)
- Sulfuro de hierro (SFe)
- Carbonato férrico ($(\text{CO}_3)_3\text{Fe}_2$)
- Hidróxido férrico ($(\text{OH})_3\text{Fe}$)

Dependiendo el tipo de incrustación a tratar se utiliza determinados químicos y método de remoción, mecánico (en tuberías e instalaciones) o químico.

Un caso común en pozos productores de petróleo es la presencia de Carbonato de Calcio (CO_3Ca). El método y equipamiento utilizado para la limpieza de las gargantas porales y punzados para restaurar el flujo de la capa productora hacia el pozo son análogos al squeeze de parafinas y asfaltenos, solo varía los tipos de químicos que se inyectan a la formación.

Como disolvente del carbonato de calcio se puede utilizar ácido clorhídrico diluido, más aditivos como inhibidor de corrosión para proteger las instalaciones del ácido, surfactantes y solventes para remover residuos de petróleo y depósitos de parafinas. Finalmente se bombea a la formación el inhibidor de incrustación.

El objetivo es inhibir la formación de incrustaciones durante un período de tiempo. Esto se logra mediante la inyección a formación y desplazamiento (a presión inferior a la de la fractura), de un inhibidor de incrustaciones especialmente formulado para las condiciones del pozo a tratar. Se invade aproximadamente 3 metros radiales en el intervalo de arenas productoras con la precaución de no generar canalizaciones, el fluido tratante se deja en contacto con la formación aproximadamente de 12 a 24 hs. El producto se absorbe en la matriz de formación y va desorbiéndose progresivamente

acompañando al agua producida. El efecto que se logra es inhibir continuamente la deposición de incrustaciones dentro de la formación, en el wellbore y en las instalaciones de producción del pozo. En consecuencia, se consigue mantener el caudal de flujo hacia el pozo evitando la baja de nivel, una causa del golpe de fluido.

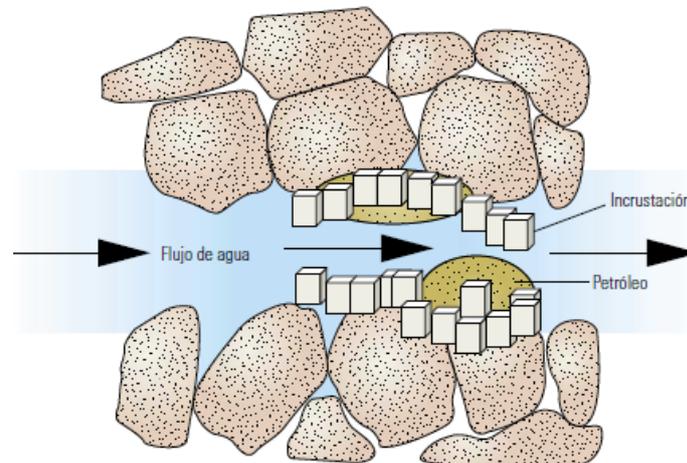


Figura 2.13: Daños en la matriz. Los depósitos minerales restringen el flujo de los fluidos a través de la formación, lo que provoca una pérdida de permeabilidad ⁽¹⁵⁾.

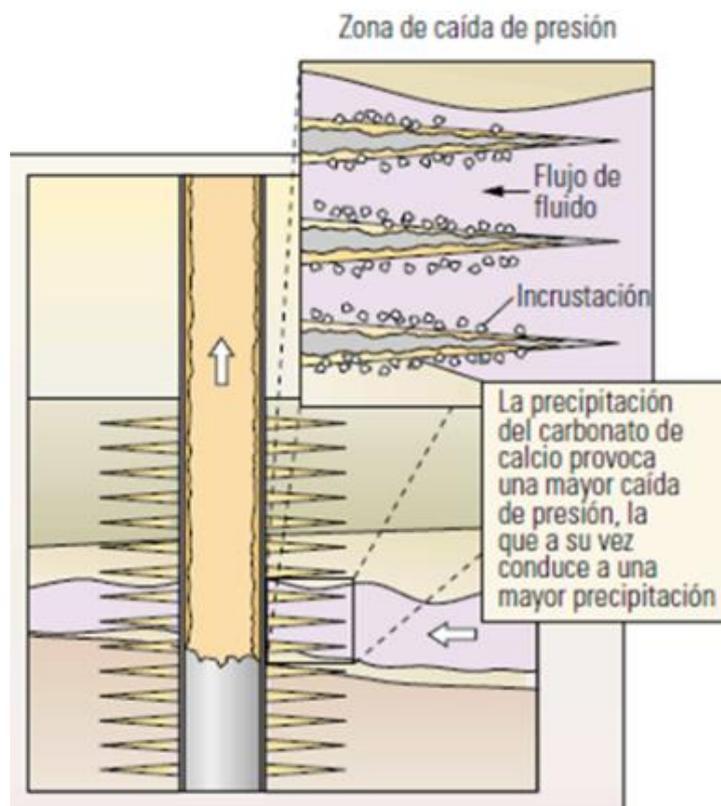


Figura 2.14: Daños en un pozo en producción. La autosedimentación puede ser causa de problemas en los pozos productivos en los que se forman incrustaciones cerca de la garganta de los cañones. La caída de presión sobre la matriz cercana al pozo puede provocar una precipitación incontrolable de CaCO_3 . ⁽¹⁵⁾.

Cada empresa diseña sus productos químicos y ofrece sus servicios asesorando el método y químico que mejor se adapte al pozo a tratar. Como ejemplo de aplicación se da la experiencia que se obtuvo con un disolvente de incrustación propietario de la empresa Schlumberger aplicado a un pozo del Mar del Norte.

“El U104, basado en un disolvente EDTA que contiene activadores químicos que mejoran la tasa de disolución de las incrustaciones, ha resultado efectivo sobre una amplia variedad de incrustaciones incluyendo sulfato de calcio, carbonato de calcio y otros compuestos. En las aplicaciones típicas, estas soluciones se diluyen con agua dulce y se dejan actuar entre 6 y 24 horas. El grado de efectividad de este nuevo disolvente fue demostrado en un pozo del Mar del Norte que presentaba un elevado nivel de daño debido a incrustaciones en los cañoneos y en la matriz cercana al pozo. El tipo de incrustación fue identificado como un compuesto de sulfato de bario y carbonato de calcio. Se diseñó un tratamiento con U104 para ser bombeado dentro de la formación con un desplazamiento radial promedio de 3 pies [1 m]. El tratamiento fue sobredesplazado con agua de mar inhibida y el pozo se cerró por un tiempo total de inmersión de 18 horas, después de lo cual fue puesto nuevamente en producción. La producción se incrementó en 450 bppd [72 m³/d], con lo cual en un lapso de 12 días se pudo cubrir el costo de todos los materiales, del bombeo y de la pérdida de producción”⁽¹⁵⁾.

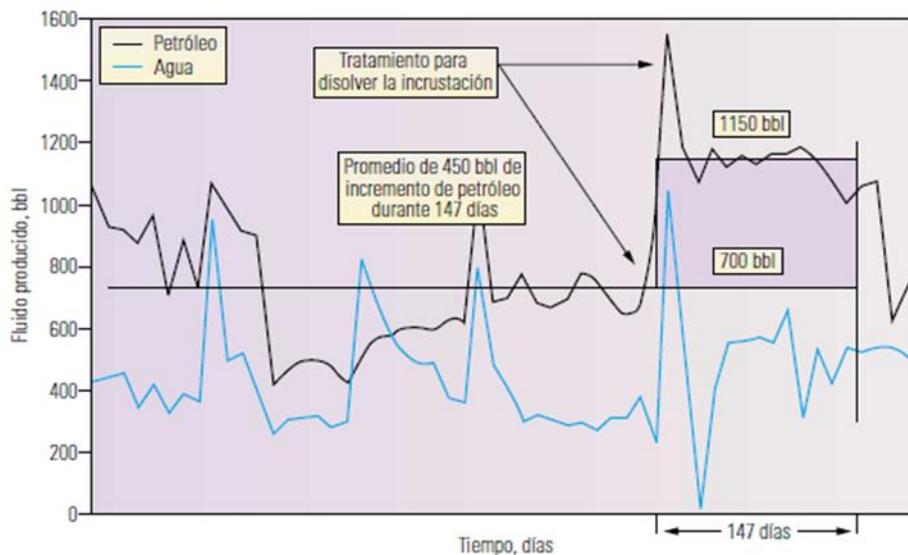


Figura 2.15: Historia de producción de un pozo en el Mar del Norte. Se observa un elevado nivel de daño debido a incrustaciones de BaSO₄ y CaCO₃ en los cañoneos y en la matriz cercana al pozo, que fue tratado con éxito, como resultado de lo cual se obtuvo un incremento del 64% en la producción de petróleo durante más de 147 días⁽¹⁵⁾.

Si los problemas con incrustaciones orgánicas e/o inorgánicas no son frecuentes y su momento de remediación asociadas a éstas es cercano al fin de la vida útil de la bomba no es necesario el uso de estimulación con tratamientos químicos ya que son muy costosos, por lo tanto se puede acudir a otros métodos. Una alternativa es aprovechar la intervención del equipo de pulling y desplazar con punta lisa un colchón de ácido hasta contactar los punzados. El colchón se deja reposar un tiempo suficiente para que el ácido reaccione con el carbonato depositado en los punzados y así limpiar los mismos. Luego se desplaza el fluido tratante y se ensaya el pozo.

b) Estimulación por succión

▪ Ensayo de pozo (pistoneo) con equipo de pulling

Como acción complementaria a los fines de la intervención con equipo de pulling, una opción es estimular la formación a través del ensayo de pozo (pistoneo). Ésta maniobra se realiza a través del tambor de pistoneo, se profundiza una copa pistón (succionador) con el cable de pistoneo hasta contactar nivel, luego se sumerge la copa bajo nivel aproximadamente entre 100 y 150 metros, con el movimiento ascendente de la copa se genera una succión induciendo el flujo de la formación hacia el pozo. El objetivo es limpiar las inmediaciones del pozo de sólidos. En general es necesario realizar varias carreras para lograr la estabilización del caudal de producción. La Figura 2.16 muestra un esquema del dispositivo de fondo de pozo para la maniobra.

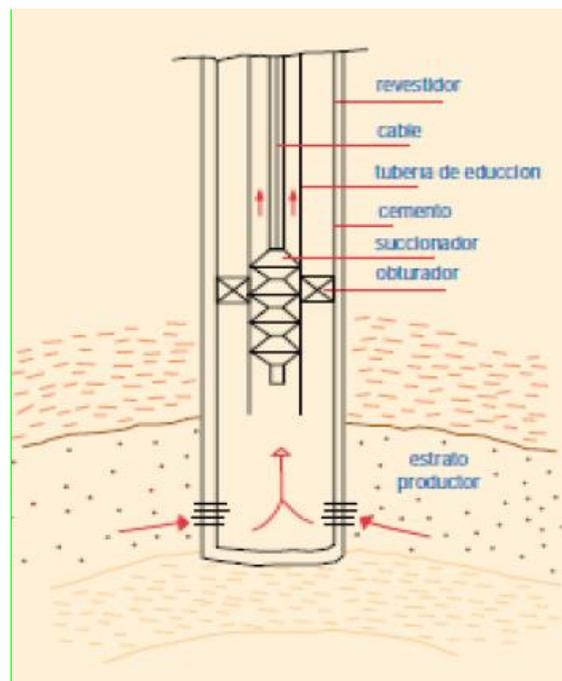


Figura 2.16: Esquema de la instalación de fondo para la maniobra de pistoneo ⁽¹⁹⁾.



2.5.1.1.2. El caudal desplazado por la bomba es mayor al caudal aportado por la capa productora al pozo

“Para una eficiente extracción es indispensable bajar el nivel de fluido tanto como sea posible (a fin de evitar aplicar una contrapresión a la formación) sin que ello provoque un llenado parcial del barril de la bomba que disminuya su rendimiento y cause el golpe de fluido” ⁽²¹⁾.

Un buen diseño inicial es necesario para una óptima producción y para evitar futuras fallas en el sistema, pero no es suficiente porque los parámetros iniciales pueden variar a medida que las condiciones del pozo cambian. Uno de los parámetros que debe ser monitoreado desde el primer momento es la sumergencia ya que una baja en el nivel de fluido en el espacio anular puede ser motivo para que la bomba trabaje subalimentada generando así el golpe de fluido.

El origen del problema surge cuando la capacidad de bombeo supera el caudal entregado por la capa productora. Las causas pueden ser por mala combinación de los parámetros de diseño o por la merma de aporte de la capa productora, las posibles soluciones a éste último fue tratado en la sección 2.5.1.1.1.

Para las dos causas es necesario corregir alguno de los parámetros que determinan el desplazamiento volumétrico de la bomba. Se debe aclarar que en el caso de una merma en el caudal de aporte de la formación esta posible solución no mantendrá la óptima producción del pozo, pero si evitará fallas en la instalación causadas por golpe de fluido.

Con el objetivo de disminuir los efectos del golpe de fluido o eliminar el mismo y así alargar la vida útil de los componentes del sistema, sobre todo, las partes de la bomba, se pueden adoptar las siguientes posibles soluciones:

- a) Corregir algunos de los parámetros que determinan el desplazamiento volumétrico de la bomba.

El desplazamiento volumétrico de la bomba está dado por la Ec. 2.1:

$$PD = \frac{Q}{E_f} \quad \text{Ec. 2.1}$$

Q: caudal de producción ideal en [bl/día]. E_f: eficiencia volumétrica.



Luego:

$$PD = 0,1484 * S_p * A_p * N \quad \text{Ec. 2.2}$$

PD: desplazamiento de la bomba en [bl/día] S_p : carrera efectiva del pistón en [pulg]

A_p : área del pistón en [pulg²] N: velocidad de bombeo en [G.P.M.]

Además la carrera efectiva del pistón está dada por la Ec. 2.3:

$$S_p = S + e_p - (e_v + e_t) \quad \text{Ec. 2.3}$$

S: carrera de vástago pulido en [pulg] e_v : estiramiento de las varillas en [pulg]

e_p : sobre recorrido del pistón en [pulg] e_t : estiramiento de tubing en [pulg]

El sobre recorrido del pistón está dado por la Ec. 2.4 :

$$e_p = \frac{12 * (\sum_{i=1}^n (w_{ri} * L_i))}{E} * \sum_{i=1}^n \frac{L_i}{A_i} * \frac{SN^2}{70500} * \left(1 \pm \frac{c}{h}\right) \quad \text{Ec. 2.4}$$

i: tipo de varilla.

S: carrera de vástago pulido en [pulg].

n: cantidad de varillas de distinto tipo.

N: velocidad de bombeo en [G.P.M.].

w_{ri} : peso en el aire de la varilla de tipo i en [lb/pie].

(1+c/h): para una unidad convencional

L_i : longitud de varilla del tipo i.

(1-c/h): para una unidad Mark II.

E: módulo de Young en [psi].

c/h: relación biela-manivela.

Se observa en la Ec. 2.2, Ec. 2.3 y Ec. 2.4 que el desplazamiento volumétrico de la bomba depende del área del pistón (A_p), la velocidad de bombeo (N) y la carrera del vástago pulido (S), es decir se puede variar y combinar cualquiera de estos tres parámetros para obtener el desplazamiento volumétrico deseado.

En resumen, para controlar el desplazamiento de la bomba se debe ajustar los siguientes parámetros:

1. Diámetro del pistón.
2. Carrera de vástago pulido.
3. Velocidad de Bombeo.

Por lo general el cambio de bomba no se realiza ya que esto implica la extracción de la bomba con un equipo de pulling generando un costo adicional. En la práctica los métodos más simples para modificar el desplazamiento son cambiar la carrera del vástago



pulido o la velocidad de bombeo. El método más común es cambiar la velocidad de bombeo.

A continuación, se da un ejemplo de aplicación:

“Un pozo está operando con una unidad convencional bombeando 450 bl/día a 9,7 GPM, después de un tiempo de vida productiva el pozo tiene una merma de producción a 350 bl/día. A fin de evitar el golpe de fluido se decide reducir los golpes por minuto. Las características del sistema de extracción se muestran en la Tabla 2.3:

Tabla 2.3: Datos del sistema de extracción. Velocidad de bombeo 9,7 GPM.

Q [bl/día]	450
PD=Q/Ef	562,5
densidad crudo [°API]	30
profundidad de bomba [pie]	5800
Eficiencia de la bomba	0,8
Diámetro de sarta de producción [pulg]	2 7/8
Velocidad de bombeo [GPM]	9,7
Diámetro de pistón [pulg]	1 3/4
Carrera de vástago pulido [pulg]	168

Se calcula la velocidad de bombeo óptima (N_{op}) para un $Q=350$ bl/día:

Se observa en las Ec. 2.2 y Ec. 2.3 que sólo se modificará la carrera efectiva del pistón (S_p):

1. De la Ec. 2.2 se despeja S_{p1} :

$$S_{p1} = \frac{PD}{0.1484 * A_p * N}$$

2. De la ecuación Ec. 2.3 se obtiene S_{p2} :

$$S_{p2} = S + e_p - (e_v + e_t)$$

3. Se debe buscar un N óptimo para el cual $S_{p1}=S_{p2}$:

$$S_{p1} - S_{p2} = 0$$

$$S_{p1} - S_{p2} = \left(\frac{PD}{0.1484 * A_p * N} \right) - \left(S + e_p - (e_v + e_t) \right) = 0$$

4. Luego se reemplaza los datos y se despeja N óptimo:

$$N_{\text{óptimo}} = 7,8 \text{ GPM}$$

Se concluye que para un caudal de producción de 350 bl/día se recomienda disminuir la velocidad de bombeo a $N_{\text{óptimo}}=7,8$ GPM. Se debe destacar que los demás parámetros que determinan el desplazamiento se dejan fijos, estos son el tamaño de la bomba y la carrera del vástago pulido”.

La Figura 2.17 muestra la velocidad de bombeo en función del caudal de producción, se observa que a medida que disminuye el aporte del pozo los golpes por minuto deben disminuir a fin de evitar el golpe de fluido.

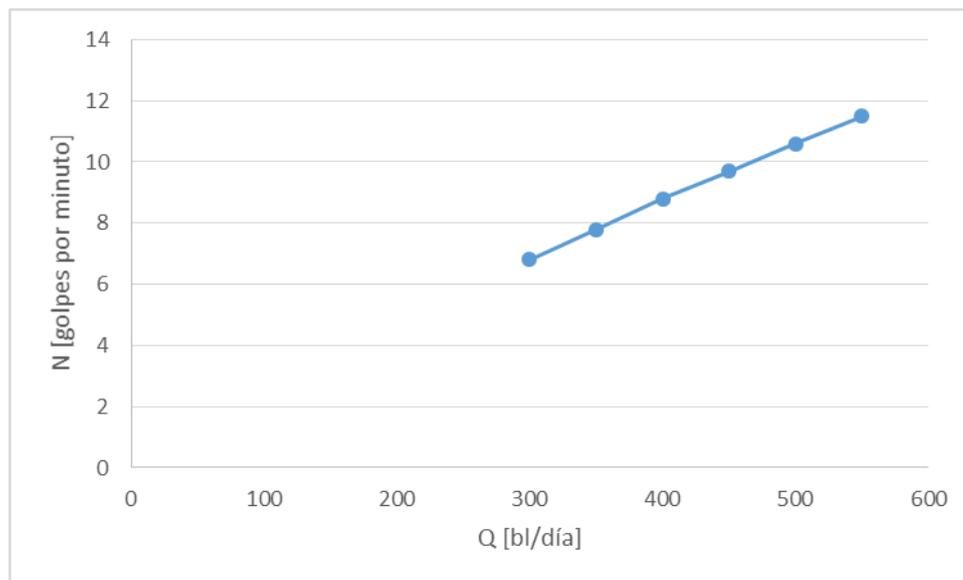


Figura 2.17: Velocidad de bombeo vs Caudal de producción.

Para variar los GPM del equipo de bombeo se regula la velocidad del motor. Esta es una ventaja del motor a explosión, respecto del motor eléctrico ya que en este último es necesario cambiar la polea motriz por otra de distinto diámetro, en cada oportunidad que deben variarse los GPM, salvo que se incorporen variadores de velocidad, aunque esta opción se evita debido al alto costo del equipo y la instalación. No obstante, cuando se presenta una limitación en la velocidad del motor de combustión interna debe cambiarse la polea motriz.

b) Utilizar controladores pump off o temporizadores

Otro método para controlar el desplazamiento es el bombeo intermitente, así se logra adaptar la capacidad de la bomba al potencial de producción del pozo. El tiempo de bombeo debe optimizarse adecuando el mismo a los volúmenes que efectivamente puede aportar al pozo la capa productora. Para que la afluencia sea máxima durante el tiempo de operación y el tiempo de parada, la presión de fondo del pozo debe mantenerse a valores bajos en comparación con la presión del yacimiento, por lo tanto, los períodos de



cierre de pozo deben ser de mínima duración, de manera tal que no se produzca un aumento demasiado pronunciado del nivel de fluido en el anular que podría provocar una reducción de entrada del fluido desde la formación productora al pozo por efecto de la presión diferencial.

Existen varios dispositivos que se pueden usar para controlar el tiempo de funcionamiento de una unidad de bombeo. Estos dispositivos incluyen temporizadores y controladores pump off.

Temporizadores

“Los temporizadores se pueden usar para controlar el tiempo de bombeo, son económicos y simples de operar. Las desventajas son que el tiempo de bombeo se debe establecer manualmente, además no cambiará automáticamente a medida que la condición de la bomba o el rendimiento del pozo cambien. Una forma eficiente de establecer el tiempo de funcionamiento de la unidad es mediante el uso de un dinamómetro moderno, el cual calcula la carta dinamométrica de la bomba mostrando el llenado de la bomba. El temporizador debe configurarse para operar la unidad aproximadamente un porcentaje de tiempo igual al porcentaje de llenado de la bomba que se observa cuando la bomba funciona continuamente. Se deben realizar verificaciones periódicas para ajustar el tiempo de bombeo a medida que cambian las condiciones del pozo.

Existen dos tipos de temporizadores, temporizador de intervalo y temporizador de porcentaje.

El temporizador de intervalo controla los intervalos de tiempo durante los cuales opera la unidad de bombeo. La mayoría de los temporizadores de intervalo tienen un disco giratorio de 24 horas con pestañas de activación y desactivación de quince minutos. Cada intervalo de quince minutos durante 24 horas se puede seleccionar para que coincida con el tiempo de bombeo o el tiempo de parada.

Un temporizador de porcentaje controla el porcentaje de tiempo que la unidad de bombeo opera durante un ciclo de tiempo. Un ciclo típico en un porcentaje de tiempo es de quince minutos, por lo que se controla el porcentaje de tiempo de ejecución en cada intervalo de quince minutos” ⁽²³⁾.



Controladores pump off

El controlador supervisa el ingreso de fluido mediante el continuo ajuste de sus parámetros de control para contrarrestar el bombeo improductivo y el daño de partes de la bomba. Monitorea uno o más parámetros del sistema de bombeo y apaga la unidad de bombeo cuando uno de los parámetros excede un límite establecido por el operador. Un uso común es detectar el llenado incompleto de la bomba y luego apagar el sistema de bombeo. Tanto el apagado como el arranque del sistema de bombeo, se efectúan automáticamente, optimizando continuamente el tiempo de producción. Una ventaja significativa de un controlador de bombeo sobre un temporizador es que un controlador de bombeo supervisa el rendimiento del pozo.

Existen hoy en día en el mercado, sistemas de manejo completo de la producción que proporcionan control de las características estándar del bombeo, actuando sobre situaciones indeseables tales como el golpe de fluido.

A continuación se expone una descripción y ventajas de “Controladores de Pozo Inteligentes y sistemas de Supervisión y Control” basado en el trabajo técnico “Automatización para la optimización de la producción de petróleo”⁽²⁴⁾:

“Los controladores de pozos inteligentes son dispositivos electrónicos, denominados anteriormente Pump Off Controllers “POC” pero con una nueva tecnología que obtiene la dinamometría del pozo, controla el pozo a partir de la carta dinamométrica de superficie, la de fondo, o del consumo de corriente del motor.

Se obtiene en forma precisa los datos necesarios para detener el AIB ante la primer señal de un llenado incompleto de la bomba, como puede ser: un golpe de fluido, bajo nivel de fluido, detención por mal funcionamiento en: varillas, bomba dañada, pérdidas en tubing, reconocimiento de cambios en el pozo ya sea por incremento o descenso de la producción.

Ventajas

Control Primario

El propósito básico es determinar cuando el nivel de fluido en la bomba ha hecho que la bomba no tenga un llenado completo debido a una insuficiente presión de entrada en la misma, para completar el llenado de la bomba con fluido durante la carrera ascendente. Este llenado incompleto de la bomba reduce la eficiencia de la operación de bombeo generando como resultado un golpe de fluido, desgaste y rotura de la bomba,



del tubing y de los elementos de superficie. El Controlador de Pozo Inteligente puede seleccionar tres métodos disponibles para detectar el llenado incompleto de la bomba:

- ✓ *Control de un simple punto basado en la carta de superficie utilizando la carga de las varillas y la carrera de la unidad. Es fácil para ser usado en pozos simples. Hay factores que hacen que la carta de superficie sea difícil de analizar en algunos pozos.*
- ✓ *Porcentaje de llenado de la bomba basado en la carta de fondo utilizando la carga de las varillas y la carrera de la unidad. Es el método más exacto y es capaz de controlar pozos con problemas que con el control de la carta de superficie resultaría complicado.*
- ✓ *Potencia del motor utilizando los datos de entrada (Efecto Hall) del eje del motor y de la manivela. Es el método menos sofisticado. Es aplicable a pozos de condiciones estables o que no tengan presencia de gas. Las cartas dinamométricas no están disponibles, por lo tanto, los análisis son mínimos. Para este caso la celda de carga no es requerida. El control de la potencia del motor es un método de control que recurre cuando la señal de entrada de la celda de carga es perdida.*

Acción sobre le detención del bombeo (Pump Off)

Cuando una condición de detención del bombeo es detectada, el Controlador de Pozo Inteligente es capaz de detener la unidad de bombeo o de ajustar la velocidad del motor por medio de un variador de velocidad o frecuencia.

Para los controles de los ciclos, ajustar los correctos tiempos de paro es una tarea bastante importante. El tiempo de paro de la unidad es a veces dado por la experiencia del personal de producción o de los test realizados. El Controlador de Pozo Inteligente ofrece una función denominada “Auto Downtime” o tiempo automático de parada, para ayudar al usuario a determinar el tiempo óptimo de parada de la unidad de bombeo. El algoritmo “Auto Downtime” determina una serie de períodos de detención y graba el promedio del tiempo de bombeo en cada período. El resultado de estos datos, visualizados en un gráfico (Figura 2. 18), se analiza para encontrar el punto el cual indica que el nivel de fluido en el pozo es aproximadamente el nivel estático de fluido y el tiempo de detención es el óptimo.

Actualmente estos controladores pueden conectarse mediante una placa de expansión a un variador de frecuencia, el cual provee una salida análoga variable a una entrada de control de velocidad del variador. El algoritmo de control optimiza la velocidad de la unidad basada en el llenado de la bomba de fondo o en un set point de la carta de superficie. En estos casos se varía la velocidad sin necesidad de cambiar la polea del motor.

Estos dispositivos son ideales para aquellas situaciones en donde detener la unidad afecte la operación de la producción, como ser: problemas con depósitos de arena, petróleo muy viscoso, parafina, operaciones con vapor, etc.

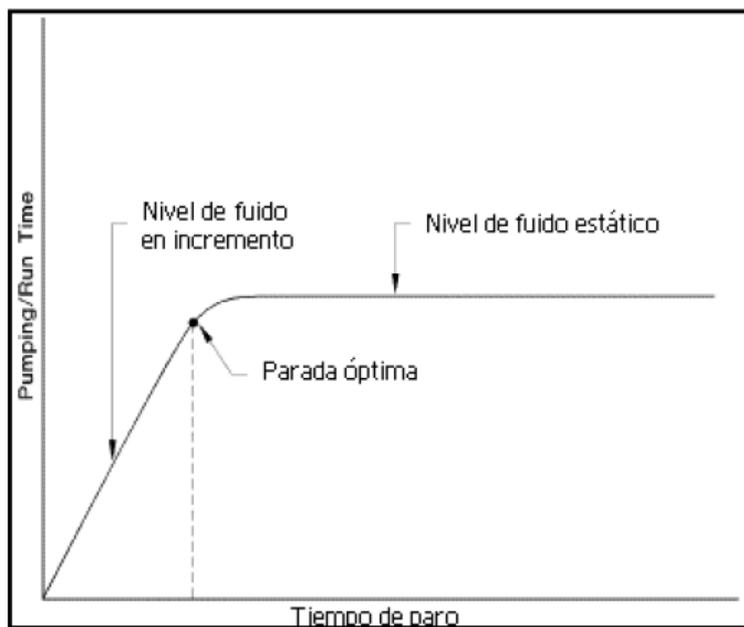


Figura 2. 18: Gráfico para encontrar el tiempo óptimo de detención ⁽²⁴⁾.

Otras funciones de control

Controles de fallas

El Controlador de Pozo Inteligente realiza muchas funciones de control secundarias para detectar las fallas del equipo de bombeo, y ayuda a protegerlo contra los daños de cualquier tipo. Detecta además fallas de señales de entrada. También permite programar un número de intentos cuando algunas de las fallas ocurren. Las fallas incluyen:

- ✓ *Carga máxima: detiene el pozo si la carga máxima de la varilla supera el límite de carga máxima permitido. Requiere una señal de carga.*
- ✓ *Carga mínima: detiene el pozo si la carga mínima de la varilla está por debajo del límite de carga mínimo permitido. Requiere una señal de carga.*



- ✓ *Punto de falla: detiene el pozo si la carta de superficie en la carrera ascendente cae fuera del punto de falla para el número consecutivo programado de golpes. Detecta fallas en el equipo como varillas o válvula viajera abierta. Requiere una señal de carga y posición.*
- ✓ *Baja carga de fluido: detiene el pozo si el nivel de fluido calculado de la carta de fondo cae por debajo del nivel mínimo permitido para el número programado de golpes permitidos de detención de bomba (Pump off). Requiere una señal de carga y de posición.*
- ✓ *Torque máximo: detiene la unidad el torque máximo calculado para una carrera excede el torque permitido. Requiere señales de posición Efecto Hall.*
- ✓ *Pérdida de detección de las RPM del motor: detecta la señal de pérdida de las RPM del motor.*
- ✓ *Pérdida de detección de la señal de la manivela: detecta la pérdida de la señal de la manivela.*
- ✓ *Bajas RPM del motor: el controlador detendrá la unidad si las RPM del motor caen por debajo del mínimo límite permitido. Provee protección contra condiciones de atascamientos. Requiere las señales de posición Efecto Hall.*
- ✓ *Resbalamiento de correas: el Controlador de Pozo Inteligente cuenta las RPM del motor en cada carrera de la unidad. Si ese número cae por debajo del set de referencia del límite del porcentaje permitido, una alarma notificará al operador que hay resbalamiento de correas. Ninguna acción de control es tomada. Requiere las señales de posición Efecto Hall.*
- ✓ *Expresiones lógicas: el controlador tiene la capacidad de controlar el pozo más allá de la carga y de la posición. Señales análogas y digitales de una variedad de sensores pueden ser usadas para monitorear presión en la línea o temperatura, presión en el casing, pérdidas en la boca de pozo, transmisores de nivel en una batería de un tanque local, por nombrar algunas. Una expresión lógica puede ser programada en el controlador usando estas entradas para tomar decisiones para arrancar o detener la unidad, o para accionar una salida digital para arrancar un bombeo de productos químicos, sonar una alarma, etc.*



Medidas adicionales de registro y rendimiento de pozos:

- ✓ *Producción inferida.*
- ✓ *Volumen y promedio del flujo de gas, AGA (American Gas Association).*
- ✓ *Cálculo de potencia de la bomba (PHP) y la varilla de bombeo (PRHP).*
- ✓ *Contador ciclos de bomba y de varillas.*
- ✓ *Memoria estadística diaria.*
- ✓ *Memoria estadística de 60 días.*
- ✓ *Valores de los últimos 400 datos de cargas.*
- ✓ *Chequeo de válvulas y contrabalanceo.*
- ✓ *Datos de tiempo.*
- ✓ *Documentos de cartas dinamométricas.*

Mucha de esta información la podemos visualizar en nuestra pantalla en la oficina de producción mediante un sistema de telesupervisión obteniendo en forma instantánea toda esta valiosa información del pozo, dinamometría on-line e histórica, contando además con el análisis dinamométrico, base de datos de las instalaciones, históricos de eventos y fallas, tendencias, reportes y niveles de seguridad, controlando de esta manera cualquier posible inconveniente que pudiera originarse.

Opciones de entrada de la posición y de la carga

El Controlador de Pozo Inteligente está diseñado para aceptar entradas y cargas de distintos mecanismos. Brevemente, la señal de carga puede ser montada por un medidor de esfuerzo (strain gauge) en la viga balancín o con una celda de carga en las varillas. La señal de la posición puede ser análoga de un inclinómetro digital de dos sensores de Efecto Hall, un sensor colocado en el eje del motor y el otro en la manivela de la caja reductora o de una señal digital colocada en el final de la carrera. Cualquier combinación de señales de carga y posición puede ser usada. En la Figura 2.19 se observa los diferentes transmisores de carga usuales utilizados en el Controlador de Pozo Inteligente.

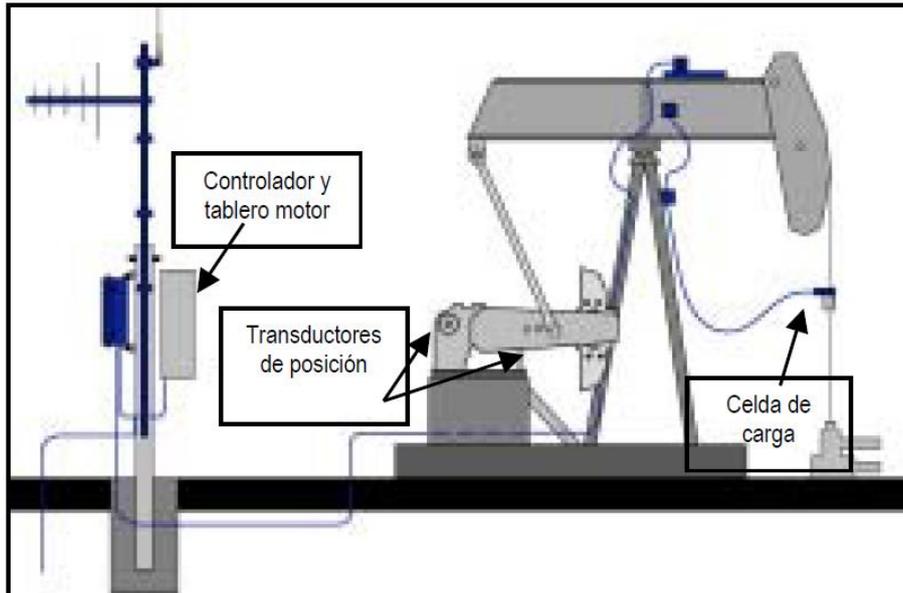


Figura 2.19: Instalación básica ⁽²⁴⁾.

Ventajas

Estos controladores amortizan su inversión en el corto plazo dado que” ⁽²⁴⁾:

- ✓ *Incremento medio de la producción en el orden de 1% a 4%.*
- ✓ *Reducción media en los costos de mantenimiento en el orden de 25%.*
- ✓ *Disminución media de 20% en paradas no productivas.*
- ✓ *Ahorro en consumo específico de energía promedio en el orden de 18%.*

2.5.2. Petróleo Viscoso

2.5.2.1. Viscosidad del petróleo

2.5.2.1.1. Introducción

Es importante tener en cuenta la viscosidad del petróleo para adoptar la bomba y la combinación más adecuada de los parámetros de diseño como carrera de pistón, velocidad de bombeo, luz entre barril y pistón, así también componentes de la bomba como la válvula de pie. En petróleos viscosos es importante su efecto sobre la bomba de profundidad y es una de la causa de los problemas más comunes como es el golpe de fluido.

2.5.2.1.2. Definición de viscosidad

La viscosidad absoluta o dinámica, μ , de un fluido es una medida de su resistencia al deslizamiento o a sufrir deformaciones internas o simplemente es la resistencia que ofrece un fluido a fluir, la unidad de medida en el sistema CGS es el Poise [P], para comodidad práctica se usa el centiPoise [cP].

La viscosidad cinemática se define como el cociente entre la viscosidad dinámica μ y la densidad ρ : $v=\mu/\rho$, la unidad de medida es el Stoke [S], una unidad más conveniente es el centiStoke [cSt].

2.5.2.1.3. Variables que afectan la viscosidad

La viscosidad del petróleo crudo depende fundamentalmente de la temperatura y la cantidad de gas disuelto en él, además depende de la composición, la gravedad API y la presión.

A mayor cantidad de gas disuelto y mayor temperatura menor es la viscosidad y sólo varía levemente con los cambios de presión.

- Efecto de la temperatura: la viscosidad del petróleo disminuye con el aumento de la temperatura debido a que la actividad molecular aumenta con el calor, en ausencia de una presión de confinamiento que controle el volumen fijo aumenta la distancia intermolecular disminuyendo así la atracción y fricción entre moléculas.
- Efecto del gas disuelto: a medida que aumenta el contenido de gas en solución la viscosidad disminuye.

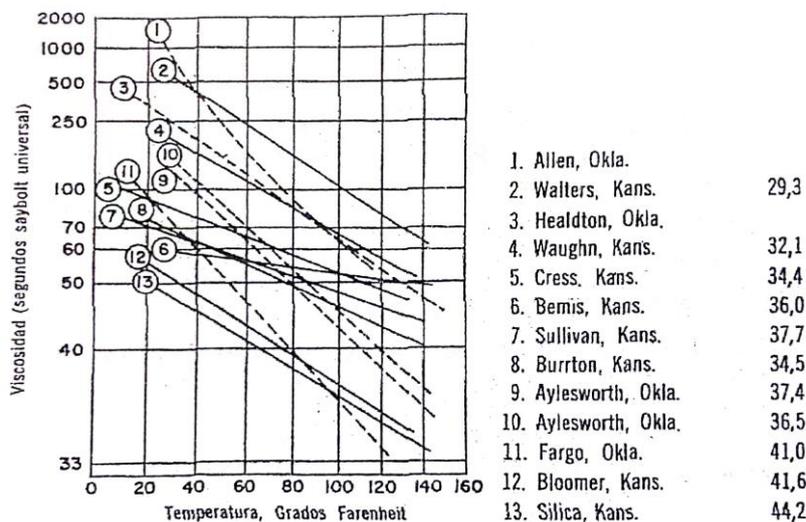


Figura 2.20: Relación entre viscosidad y temperatura de diversos petróleos de Oklahoma y Kansas. Al costado derecho se halla la lista de los petróleos con su densidad en grados API ⁽⁵⁾.

- Efecto de la composición y gravedad API: no existe una relación directa entre la viscosidad, la gravedad API y la composición para todos los petróleos. Con la composición del petróleo varía la gravedad y con la gravedad varía la viscosidad. Normalmente cuanto mayor es el número de átomos de carbono

en un miembro de una serie de hidrocarburo menor es su gravedad y mayor su viscosidad.

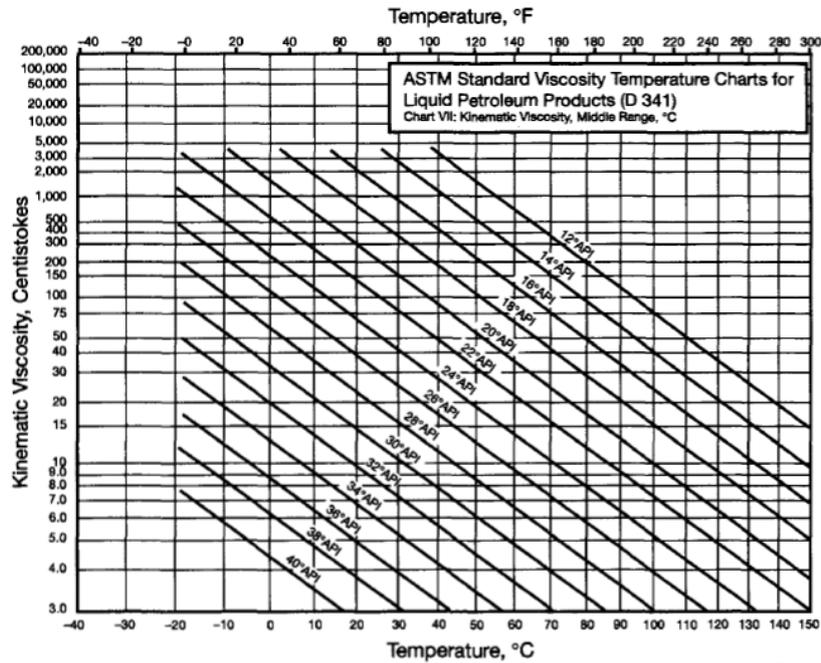


Figura 2.21: Viscosidad del petróleo vs. gravedad API y temperatura ⁽⁶⁾.

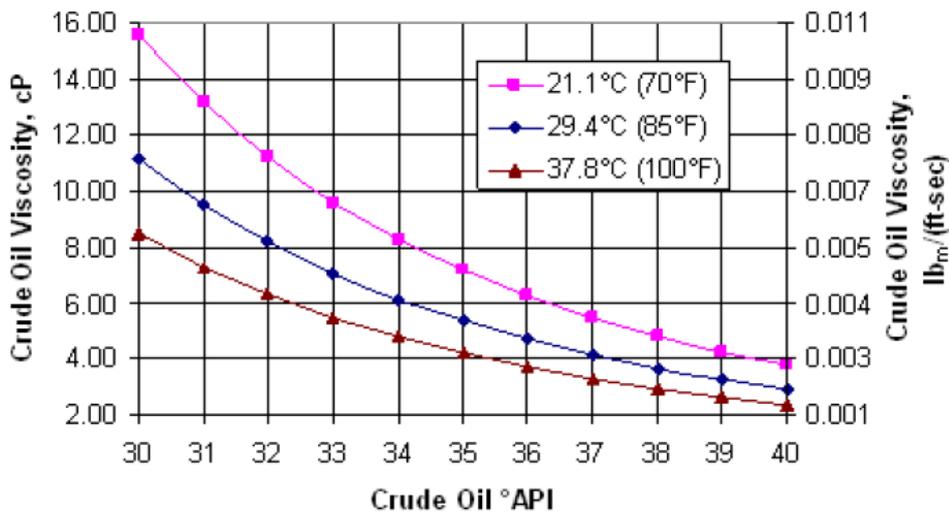


Figura 2.22: Variación de la viscosidad del petróleo vs. gravedad API y temperatura ⁽⁷⁾.

- Efecto de la presión: con el aumento de la presión aumenta la viscosidad, este efecto se debe a que el aumento de presión disminuye la distancia entre moléculas aumentando así la fricción entre las mismas.

2.5.2.2. Petróleos pesados y extrapesados

El petróleo crudo es una mezcla homogénea de hidrocarburos compuesta por hidrocarburos alifáticos, hidrocarburos aromáticos, resinas asfálticas y asfaltenos. La



proporción presente de cada clase de estos componentes determinan las características finales del petróleo crudo producido. Cuando el contenido de hidrocarburos saturados es mucho mayor al resto de hidrocarburos se dice que el petróleo es de base parafínica, son petróleos de color claro, fluidos y de baja densidad (menor a $0,87 \text{ gr/cm}^3$ - mayor a 31° API), Mendoza y Salta producen éste tipo de crudo. Cuando el contenido de resinas asfálticas y asfaltenos es mayor al resto de hidrocarburos se dice que el petróleo es de base asfáltico, son petróleos negros, viscosos y de elevada densidad ($[0,87-1 \text{ gr/cm}^3]$ – $[31^\circ-10^\circ \text{ API}]$), crudos del flanco norte de la cuenca Golfo San Jorge (Chubut y Santa Cruz) tienen éstas características. También se encuentran los petróleos de base mixta que tienen características comprendidas entre las otras dos variedades principales, petróleos de Comodoro Rivadavia (Chubut) y Plaza Huinul (Neuquén) son de base mixta.

Los petróleos pesados y extrapesados son una importante reserva de crudo a nivel mundial, países como Venezuela y Canadá son países con trayectoria y experiencia en la producción, transporte y refinado de éstos tipos de petróleo, a medida que se reducen las reservas de crudos medios y livianos comienzan a tomar relevancia, de aquí surge la necesidad de conocer sus propiedades, desarrollar nuevas tecnologías de extracción, transporte y refinado o adoptar las existentes para la explotación de crudos no convencionales.

“Argentina ha sido productor de crudos livianos y medios, sin embargo comienzan a desarrollarse horizontes con crudos pesados”⁽⁸⁾, tal es el caso de crudos producidos en la “Cuenca del Golfo San Jorge, en el área Cerro Dragón ubicada en el flanco norte de la cuenca, posee pozos de hasta 2650m, con temperaturas de fondo de hasta 130°C y fluidos producidos con viscosidades que oscilan entre 300cP y 1000cP a 50°C y punto de escurrimiento del orden de 35°C ”⁽⁹⁾, también la Cuenca Neuquina produce crudos pesados en el “yacimiento Llanquanelo ubicado en el norte de la cuenca en la provincia de Mendoza cuyo crudo tiene densidad de 12 a 14°API y viscosidad que alcanzan 12000cP a 50°C ”⁽¹⁰⁾. Argentina no posee una vasta experiencia en el manejo de tecnologías para la producción de petróleos pesados, resulta importante el estudio de las tecnologías existentes como el bombeo mecánico para adaptarlo y obtener su máxima eficiencia en la explotación de crudos pesados y extrapesados.

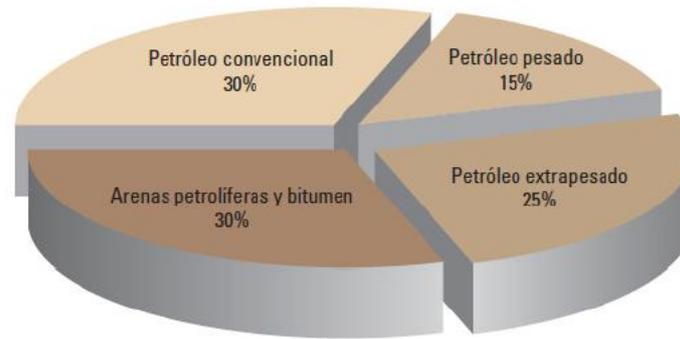


Figura 2.23: El petróleo pesado, extrapesado y el bitumen conforman aproximadamente un 70% de los recursos de petróleo totales del mundo ⁽⁷⁾.

2.5.2.2.1. Densidad y los petróleos pesados

Para clasificar a los petróleos pesados y extrapesados se utiliza como primer criterio la densidad la cual nos ayuda a entender la proporción de componentes pesados y livianos presente en el crudo. A continuación, se definen diferentes expresiones de densidad:

- Densidad (ρ): es la masa de una unidad de volumen de cualquier material. La unidad en el sistema CGS es [gr/ml] y se refiere a la temperatura de medición.
- Gravedad específica o densidad relativa: es la relación de la masa de un volumen de una sustancia en cuestión al mismo volumen de agua pura, a una determinada temperatura y presión. Es adimensional.
- Gravedad, densidad o grados API (Ec. 2.5): es una medida de densidad que, en comparación con el agua, precisa cuán pesado o liviano es el petróleo. Determina el peso de unidades de volumen de petróleo y agua a 60°F (15,5 °C) y 1 atmósfera de presión.

$$^{\circ}API = \frac{141,5}{Gravedad\ Específica\ (a\ 60^{\circ}F)} - 131,5 \quad \text{Ec. 2.5}$$

2.5.2.2.2. Viscosidad y petróleos pesados

La viscosidad es una propiedad dinámica de los petróleos y se utiliza como segundo criterio para clasificar a los petróleos pesados. Para entender mejor esta propiedad en los petróleos pesados es necesario analizar su composición, estructura molecular e interrelación entre las mismas, esto nos ayudará a comprender la Tabla 2.4 la cual muestra densidades y viscosidades de distintos petróleos pesados de la Cuenca del Golfo San Jorge (C.G.S.J.) donde “se observa que un aumento de la densidad no va acompañado de un aumento en la viscosidad como era de esperar.



Tabla 2.4: Densidad de seis crudos pesados de la Cuenca del Golfo San Jorge y sus correspondientes viscosidades. El aumento de densidad de A a F no va acompañado del aumento de la viscosidad respectiva ⁽¹¹⁾.

Tipo de crudo	Densidad a 15°C [gr/cm ³]	Viscosidad [cP]	
		a 25°C	a 80°C
A	0,9285	>100000	21500
B	0,9375	76000	660
C	0,944	42600	835
D	0,9445	>100000	1650
E	0,964	23900	1015
F	0,9675	59000	890

La Tabla 2.5 compara las viscosidades de petróleo de base parafínica con petróleo de base asfáltica para distintas temperatura, en el crudo parafínico se observa un cambio brusco de la viscosidad entre 25°C y 30°C, se debe a la disolución de los cristales de parafina, a partir de los 30°C la viscosidad varía muy poco. En el crudo asfáltico se observa un cambio drástico de la viscosidad con la temperatura. De estas observaciones se puede inferir que en un crudo parafínico cuyo contenido de asfalto es bajo (menor al 1%) es la fracción parafina (C15⁺) el componente que define el comportamiento viscoso, en un crudo asfáltico el contenido de asfaltos define el desarrollo de la viscosidad sin dejar de lado la contribución de la fracción parafinosa” ⁽¹¹⁾.

Tabla 2.5: Cambio de la viscosidad con la temperatura de dos crudos de la Cuenca del Golfo San Jorge de diferente composición ⁽¹¹⁾.

Temperatura [°C]	Viscosidad [cP]	
	Crudo Parafinoso	Crudo Asfáltico
25	100	8800
30	28	5500
40	25	2500
60	19	720
80	15	350

Se analiza ahora el rol de los asfaltos en la viscosidad. “Estructuralmente, la viscosidad de un líquido no ionizable depende de las atracciones intermoleculares y es influenciada por la polaridad y el peso molecular siendo la primera propiedad la más relevante. Por ejemplo, el hexano de peso molecular 86 y viscosidad a 20°C de 0,32 cP es un compuesto no polar, sin embargo, la glicerina de peso molecular 92 y viscosidad a 20°C de 1069 cP es un compuesto altamente polar. En los petróleos crudos la polaridad se debe a la presencia (y abundancia) de los asfaltos y en segundo lugar de las resinas.

Los metales, particularmente níquel y vanadio son muy abundantes en los crudos pesados y extrapesados y están presentes en los mismos mayormente asociados a las porfirinas. Muchas propiedades físicas tales como flujo y viscosidad dependen del arreglo geométrico (disposición intermolecular) del vanadio en la estructura de los asfaltenos.

Los asfaltenos son químicamente estructuras poliaromáticas constituidas por anillos aromáticos y nafténicos (cicloparafínicos) vinculados entre sí mediante uniones electrónicas. En su estructura concentran heterocompuestos (sustituciones de C por S, N, O y metales). Existen en el petróleo en un estado de agregación y estabilizados por las resinas (agentes peptizantes) en unidades conocidas como *micelas* cuyos núcleos son los asfaltenos. Los últimos estudios indican que los asfaltenos tienen pesos moleculares de entre 800 y 3000 y una matriz de 4 o 5 anillos bencénicos ligados entre sí por naftenos (ciclo parafinas) con extremos alquilos.

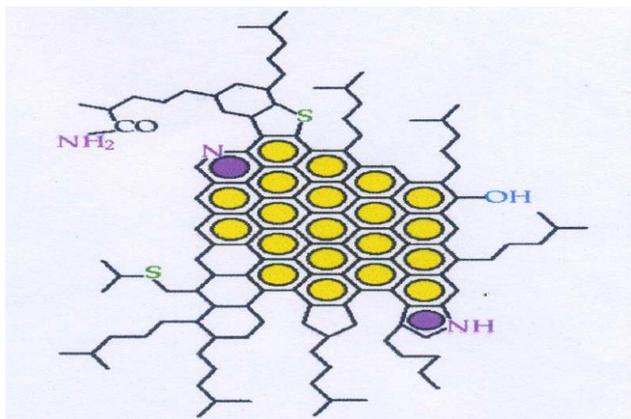


Figura 2.24: Representación de asfalteno de un crudo típico ⁽¹¹⁾.

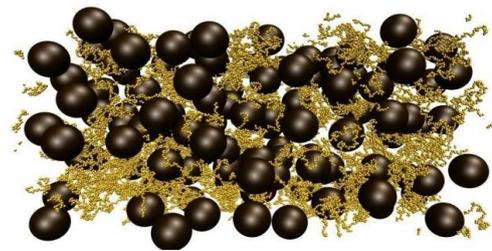


Figura 2.25: Las resinas son muy similares a los asfaltenos, sólo que ellas sí son solubles en parafinas. Recubren al asfalteno formando una micela, evitando que precipiten ⁽⁷⁾.

Por cuestiones electrónicas de la estructura del benceno, los asfaltenos tienden a asociarse aún en soluciones diluidas. Asfaltenos y resinas están asociados en los petróleos por medio de uniones hidrogeno intermoleculares (Moschopedis y otros, 1976). Si la concentración de los asfaltenos es superior al 4% estos forman un sistema coloidal que determina la viscosidad del producto.

El origen de las altas viscosidades en los petróleos proviene del “enredado” de asfaltenos solvatados y estabilizados por las moléculas de resinas. Por efectos estéricos las resinas rodean a los asfaltenos y previenen su superposición (overlapping). Este fenómeno baja el efecto de los asfaltenos sobre la viscosidad.

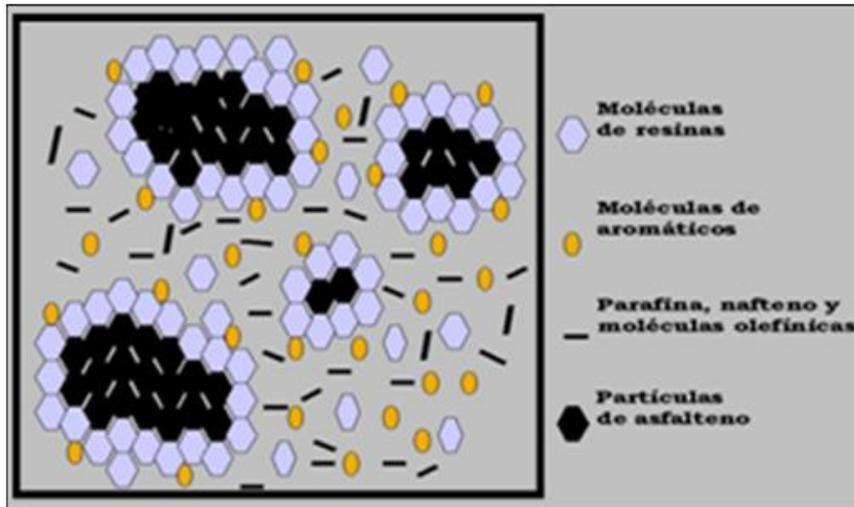


Figura 2.26: Esquema de la estructura que forman los asfaltenos y resinas ⁽⁷⁾.

En conclusión podemos decir que el comportamiento viscoso de los petróleos pesados está determinada por la concentración de asfaltenos y resinas como así también de la estructura e interrelación asfalto-resina sin dejar de lado la interacción entre los asfalto y las parafinas” ⁽⁸⁾ ⁽¹¹⁾. La Tabla 2.6 muestra un análisis SARA de distintos petróleos pesados de la cuenca del Golfo San Jorge en la cual se ve reflejada la influencia del porcentaje de asfalto y resina sobre la viscosidad.

Tabla 2.6: Análisis de fracciones SARA y propiedades de distintos petróleos pesados de la cuenca del Golfo San Jorge ⁽⁸⁾.

Tipo de crudo	Viscosidad [cP] a 30°C	Viscosidad [cP] a 80°C	Densidad [gr/cm ³]	Análisis SARA [%]			
				Saturados	Aromáticos	Resinas	Asfaltenos
A	>100000	21500	0,9285	53,5	23,2	11,5	12,8
B	>100000	33500	0,9060	45,2	20,7	15,4	18,7
C	>100000	1650	0,9445	29,1	21,9	23,9	25,1
D	59000	890	0,9675	33,6	11,2	26,4	28,8
E	76000	660	0,9375	42,5	33,9	14,2	6,7
F	42600	835	0,9440	47,8	36,4	7,3	8,5
G	23900	1015	0,9640	29,2	12,2	28,7	29,7

Del análisis realizado destacamos los siguientes puntos:

- La importancia y necesidad de explotar yacimientos de petróleos pesados como así también el desafío de desarrollar nuevas tecnologías o mejorar las existentes.
- la viscosidad es la propiedad más importante a tener en cuenta para las operaciones de producción.



- Es importante caracterizar el fluido para entender y predecir su comportamiento a fin de evitar o solucionar problemas.
- La temperatura es un parámetro determinante para controlar la viscosidad.

2.5.2.2.3. Clasificación de petróleos pesados

Aunque no hay una única definición, existe un acuerdo que para clasificar a los petróleos pesados se utiliza como primer criterio la densidad y como segundo criterio a la viscosidad. La clasificación que se da a continuación se hizo teniendo en cuenta las referencias (2) y (8):

- Se considera *petróleo pesado* aquel que tiene viscosidad de 100 a 10000 cP a temperatura de reservorio (sin gas) y una densidad entre 0,95 - 1 gr/cm³ (gravedad API entre 20° - 10°) a 15°C y presión atmosférica.
- Se considera *petróleo extrapesado* aquel que tiene viscosidades mayores a 10000 cP a temperatura de reservorio (sin gas) y una densidad mayor a 1 gr/cm³ (gravedad API menor a 10°) a 15°C y presión atmosférica.

Tabla 2.7: Clasificación de crudos ⁽¹¹⁾.

Tipo de crudo	°API	Densidad a 15°C [gr/cm ³]
Liviano	mayor de 31,1	menor de 0,87
Medio	22,3-31,1	0,87-0,92
Pesado	10-22,3	0,92-1
Extrapesado	menor a 10	mayor a 1

Cabe aclarar que el término pesado también se implementa para indicar que el petróleo es viscoso o muy viscoso, de aquí surge que un petróleo puede ser pesado por densidad pero no por viscosidad como se observa en la Tabla 2.8.

Tabla 2.8: Propiedades de crudos de la C.G.S.J., B, C y D tienen menos de 10000 cP a temperatura de reservorio ⁽¹²⁾.

Crudo	Viscosidad [cP] a 38°C	Densidad a 15°C
A	1250	0,9065
B	>100000	0,9060
C	>100000	0,9285
D	>100000	0,9400
E	300	0,8970



2.5.2.3. Problemas asociados al petróleo viscoso

En sección 2.5.2.2 se planteó la importancia de la producción y caracterización de petróleos viscoso, así también la clasificación e importancia de la viscosidad como parámetro a tener en cuenta a fin de implementar alternativas en cuanto al diseño y elección de componentes del sistema de extracción para evitar futuras fallas y optimizar la producción de los pozos cuya característica principal es la alta viscosidad del petróleo.

Si bien esta sección apunta a tratar el problema de golpe de fluido se mencionan otros problemas relacionados a la producción de petróleo viscoso y sus respectivas posibles soluciones ya que serán nombradas en el ejemplo de aplicación en la sección 2.5.2.4.1.4:

- “Elevada fricción entre pistón y barril: aumento de las cargas en las varillas de bombeo y la instalación de superficie. A fin de disminuir la fricción y así reducir las cargas se recomienda aumentar la luz entre el pistón y barril, luz entre 0,006 y 0,008 pulgadas y utilizar pistones de menor longitud, longitud de pistón entre 3 y 4 pie” ⁽²⁵⁾.
- “Falta de hermeticidad en las válvulas: no se logra un buen cierre entre asiento y bola (conjunto de la válvula). Se recomienda el uso de bolas más pesadas (carburo de tungsteno o carburo de níquel) que las utilizadas convencionalmente (carburo de titanio). Esto permite el cierre más rápido de las válvulas y aumenta la eficiencia de la bomba” ⁽⁹⁾.
- “Alta pérdidas de carga en la válvula viajera genera flotación del pistón: provoca tensiones de compresión en las varillas más profundas” ⁽³⁾. Se recomienda utilizar jaula viajera de mayor diámetro de manera tal que permita colocar una válvula más grande cuya área de pasaje será mayor a la estándar. Tener en cuenta las recomendaciones de los proveedores de bombas en cuanto a sus productos especiales para operar en condiciones de fluido viscoso.

2.5.2.4. La viscosidad y el golpe de fluido

La elevada viscosidad del petróleo o la emulsión agua-petróleo genera una alta resistencia al pasaje de fluido por la válvula estacionaria, esta baja capacidad de flujo combinada con un alto régimen de bombeo provoca un llenado deficiente de la bomba dando como consecuencia el golpe de fluido.



2.5.2.4.1. Posibles soluciones

Con el objetivo de prevenir o disminuir los efectos del golpe de fluido en pozos con producción de petróleo de alta viscosidad y así maximizar la producción y alargar la vida útil de los componentes del sistema, se pueden adoptar las siguientes posibles soluciones:

2.5.2.4.1.1. Utilizar componentes no convencionales y accesorios especiales en bombas de profundidad

Una de las condiciones más importantes para el funcionamiento eficiente de la bomba de profundidad es la de permitir que el fluido ingrese a la bomba y salga de esta con el menor esfuerzo posible. Para lograr esto los proveedores de bombas se esfuerzan en diseñar componentes de la bomba que se adapten a condiciones especiales de trabajo y ofrecen sus productos y servicios sumado a sus recomendaciones prácticas. El ingeniero de producción además de tener a disposición estos productos también tiene la opción de combinar los componentes convencionales existentes y armar una bomba “no convencional”. A partir de esta idea, a continuación se realizan los siguientes análisis basados en los trabajos técnicos “*Pérdidas de carga en bombas mecánicas-primera parte*”⁽²⁶⁾ y “*Producción en yacimientos no convencionales*”⁽⁹⁾.

Jaula estacionaria

“Se considera como ejemplo de estudio una bomba de accionamiento mecánico, estándar, del tipo insertables, simple efecto, de pistón móvil, anclaje superior y con caño filtro (Figura 2.27). Si se analizan los componentes del subconjunto estacionario (Figura 2.28) desde aquella pieza en la parte inferior en la que ingresa el fluido, pasando por todas ellas hasta llegar a la cámara de la bomba, se verifica que por razones constructivas la sección de pasaje va decreciendo. Es decir, el caño filtro tiene mejor sección de pasaje que el tapón, este a su vez mejor que el asiento de válvula y este mejor aún que la jaula, tal como muestra la Tabla 2.9.

Con este análisis y desde el punto de vista del área de pasaje se ve que la zona más restringida a la entrada de la bomba es la jaula, se ha hecho hincapié en que una jaula estacionaria con una sección de pasaje deficiente provocará un mal llenado de la bomba, pero se han presentado experiencias de campo que parecen contradecir la idea generalizada que a mayor sección de pasaje de la jaula se obtiene una mejor circulación del fluido y un mejor llenado de la bomba. Se sospechó entonces que el problema radicaba en que históricamente se habían dejado de lado consideraciones de tipo fluidodinámicas,

tales como variación brusca de la sección de pasaje a lo largo de la jaula, o cambios en la dirección de la vena fluida debido a curvas o frentes de choque, etc. Es decir, la pérdida de carga que se genera al pasar fluido a través de las jaulas no habría sido considerada en la mayoría de los casos como condición de diseño” (26).

Tabla 2.9: Secciones de pasaje del conjunto estacionario (26).

Tamaño de bomba	Secciones de pasaje [mm ²]			
	Caño filtro	Tapón	Asiento	Jaula
125	485	452,4	337,51	186,25
175	861	742,6	558,65	377,62
200	861	742,6	558,65	377,62
225	1180,5	856,34	804,2	513,1

Nota: Los valores detallados son orientativos.

El objetivo de la presente sección no es el diseño y fabricación de jaulas sino de brindar soluciones, es decir seleccionar una jaula con menor pérdida de carga y así permitir el llenado eficiente de la bomba.

“En la Tabla 2.10, y con carácter orientativo, se presentan las secciones de pasaje típicas de distintos modelos o diferentes diseños de jaulas estacionaria existentes en el mercado nacional e internacional. En la Figura 2.29, Figura 2.30, Figura 2.31 y Figura 2.32 el área rayada representa el pasaje anular” (26).

Tabla 2.10: Secciones de pasaje en jaulas de válvula estacionaria (26).

Código de jaula	Tamaño de bomba	Secciones de pasaje [mm ²]			
		Estándar	Guías duras	Guías postizas	Guías postizas para bola california
C14-20	125	186,25	192,94	223,66	333,3
C14-25	175	377,62	364,62	378,48	482,2
C14-30	225	513,1	503,52	546,89	807,5

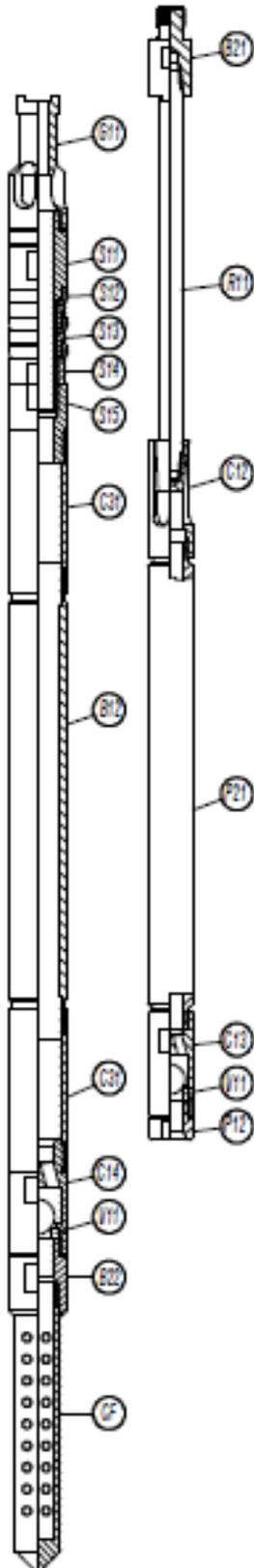


Figura 2.27: Bomba insertable con anclaje superior y barril de pared gruesa. Descripción de acuerdo al boletín API 11AX⁽²⁷⁾:

- | | |
|---|----------------------------|
| G11: guía de vástago | B22: conector válvula fija |
| S11: mandril de anclaje | CF: caño filtro |
| S12: copa de anclaje | B21: conector sup. vástago |
| S13: separador de copas | R11: vástago |
| S14: tuerca de anclaje | C12: jaula superior pistón |
| S15: conector anclaje copa | P21: pistón |
| C31: cupla de extensión | C13: jaula inferior pistón |
| B12: barril de pared gruesa | P12: tapón asiento |
| C14: jaula de barril cerrada | |
| V11: conjunto de válvula, bola-asiento (viajera/estacionaria) | |

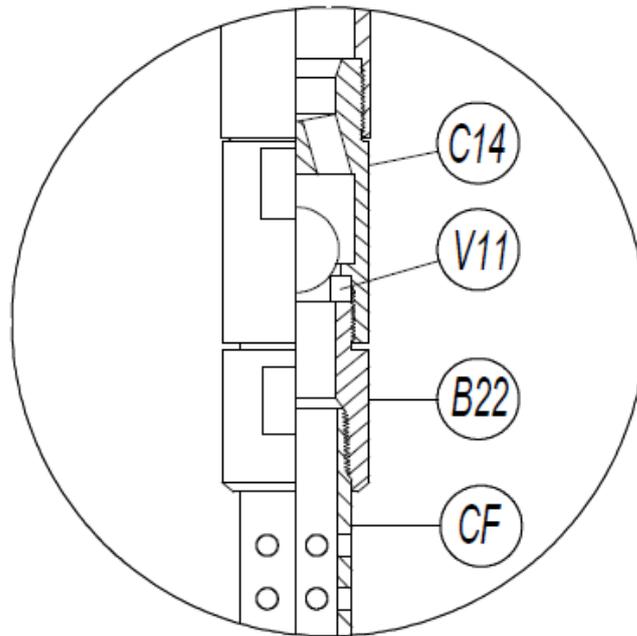


Figura 2.28: Conjunto estacionario. El fluido antes de ingresar al barril pasa sucesivamente por el caño filtro (CF), tapón (B22), asiento de válvula (V11) y jaula (C14)⁽²⁶⁾.

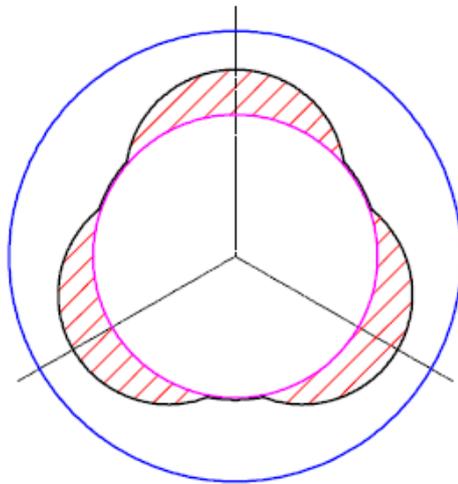


Figura 2.29: jaula estándar ⁽²⁶⁾.

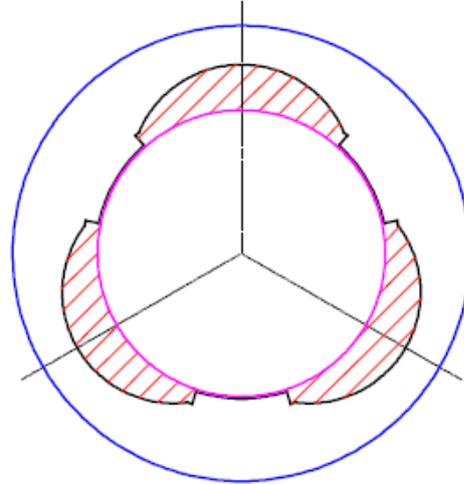


Figura 2.30: jaula con guías duras ⁽²⁶⁾.

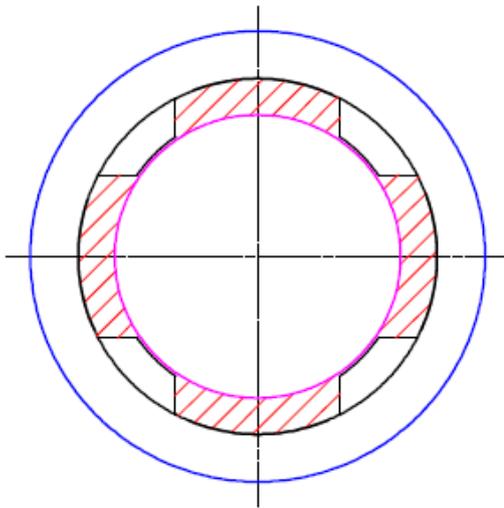


Figura 2.31: jaula con guías postizas ⁽²⁶⁾.

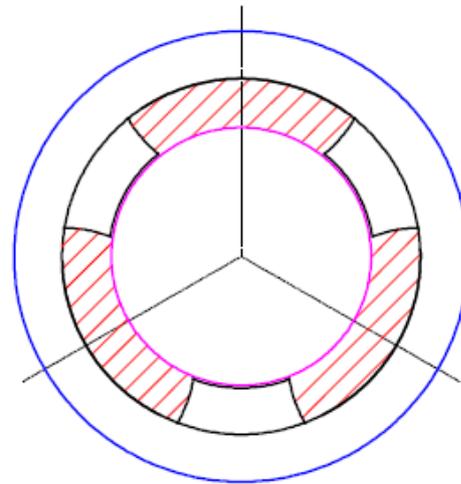


Figura 2.32: jaula c/p california mecanizada ⁽²⁶⁾.

“Con el objetivo de medir pérdida de carga en partes componentes de bombas de accionamiento mecánico y la posibilidad de comparar el comportamiento de distintos diseños se construyó un banco de ensayo. Como muestra la Figura 2.33, el banco de ensayos constituye un circuito cerrado por el que se hace circular forzosamente el fluido de ensayo. Está conformado por un tanque cisterna de 1000 litros, una moto-bomba centrífuga, un caudalímetro digital con una precisión de +/- 1 %, dos manómetros en baño de glicerina, una válvula de contrapresión y un sistema de cañerías. Para efectuar el ensayo se coloca la pieza bajo estudio en el circuito montándola con los adaptadores (correspondientes a cada medida y tipo de pieza a ensayar) entre ambos manómetros. El ensayo consiste en hacer circular distintos caudales por dentro de la pieza en estudio, desde válvula de contrapresión totalmente abierta (caudal máximo) a totalmente cerrada (caudal nulo), pasando por distintos puntos intermedios que distan entre sí en 0,5 m³/h.

Una vez que se verifica que se estabiliza la circulación del fluido se toma nota de los valores de presión (antes y después de la jaula) y caudal. Con estos valores se efectúan las curvas correspondientes” (26).



Figura 2.33: Banco de ensayo (26).

“Las conclusiones que se pueden sacar observando las curvas que se obtienen de los ensayos son:

- la pérdida de carga será mayor cuanto mayor sea el caudal que circule a través de la jaula.
- la pieza será considerada mejor en cuanto más baja o cerca del eje de las x este la curva, dado que la pérdida de carga es más baja.
- si la curva se acerca verticalmente (asintóticamente) a un valor de caudal dado indicaría que por esa jaula no podría circular más fluido que el valor en que la vertical (asíntota) corta al eje de las x.

Se han ensayado familias de jaulas estacionarias y con los valores obtenidos se ha podido elaborar gráficos que nos permiten arribar a conclusiones muy interesantes. Se

considera por ejemplo los resultados de los ensayos obtenidos en jaulas estacionarias de bombas de diámetro 1 3/4" (C14-25). Para no complicar la interpretación, en la Figura 2.34 se muestra el comportamiento de solamente 4 diseños diferentes de jaulas estacionarias, estas son" (26):

- C14-25APC: jaula con **guías postizas mecanizadas y bola California** (menor diámetro de bola que el estándar API).
- C14-25ABGD175: jaula **antibloqueo** de gas con **guías duras o soldadas**.
- C14-25 CANADÁ: jaula de **amplia sección de pasaje**.
- C14-25AP: jaula con **guías postizas microfundida y bola estándar**.

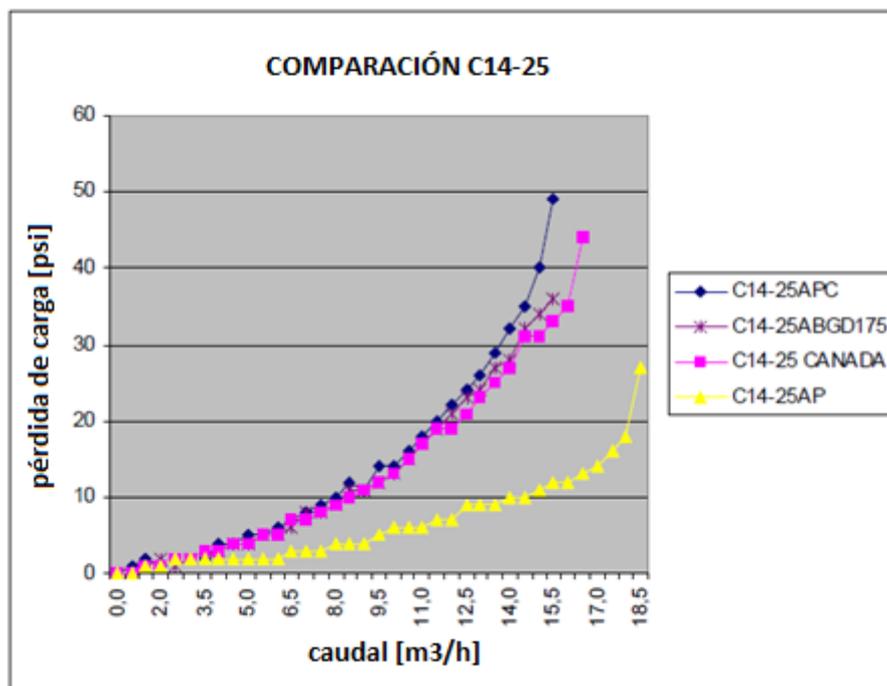


Figura 2.34: Curvas obtenidas de los ensayos realizados con distintos modelos de jaulas C14-25 (26).

“De las curvas se pueden sacar las siguientes conclusiones:

- Se puede afirmar que la mejor pieza es la jaula con guías postizas microfundida y bola estándar dado que es la que tiene menor pérdida de carga.
- Si bien la jaula con guías postizas mecanizadas y bola California tiene aproximadamente un 27,4% más de sección de pasaje que la jaula con guías postizas microfundida y bola estándar (ver Tabla 2.10), se observa que la pérdida de carga medida en el ensayo es mucho mayor.
- Si bien la jaula Canadá tiene una sección de pasaje mucho mayor (a modo orientativo, según lo indica su fabricante, para válvula de 2 1/4", un incremento del 45% de área respecto de la jaula con guías postizas microfundida y bola



estándar) que la jaula con guías postizas microfundida y bola estándar, se observa que la pérdida de carga medida en el ensayo es mucho mayor.

De las experiencias realizadas se pueden sacar las siguientes conclusiones:

- La tendencia de los resultados obtenidos es el mismo en jaulas estacionarias para otros tamaños de bomba.
- La tendencia de los resultados obtenidos es el mismo en jaulas viajeras y para otros tamaños de bomba.
- De todos los diseños ensayados la jaula con guías postizas microfundida y bola estándar demostró ser la mejor.

Conclusiones finales de la experiencia”⁽²⁶⁾:

- Jaulas estacionarias con amplias secciones de pasaje no garantizan un buen llenado de bomba.
- Jaulas viajeras con amplias secciones de pasaje no garantizan que se evite la generación de tensiones de compresión en las varillas profundas.
- Una sección de pasaje amplia no es condición suficiente para que la pérdida de carga en la jaula sea baja.
- El desafío ahora es proyectar nuevos diseños que generen la menor pérdida de carga posible en las jaulas estacionaria y viajera.

Del análisis anterior y recordando que una mayor pérdida de carga en la jaula estacionaria se corresponde con un menor ingreso de fluido al barril de la bomba se puede decir que la solución es seleccionar modelos de jaulas que garanticen la menor pérdida de carga posible, teniendo en cuenta las experiencias del trabajo expuesto⁽²⁶⁾, una opción es utilizar en las bombas jaulas con guías postizas microfundida y bola estándar.

Asiento de válvula

Se observa en la Tabla 2.9 que el componente con menor área de pasaje después de la jaula es el asiento de válvula (V11 de la Figura 2.28). El fluido para ingresar a la bomba primero pasa por el asiento luego rodea la bola dentro de la jaula y sale por la parte superior de esta.

“Con el objetivo de evaluar y comparar la pérdida de carga en distintos asientos utilizados en los diseños de bombas de profundidad, se testeó a distintos caudales en el banco de ensayo descrito anteriormente tres opciones de asientos con distinta área de

pasaje como muestra la Figura 2.35. La Figura 2.36 muestra las curvas obtenidas de los ensayos.

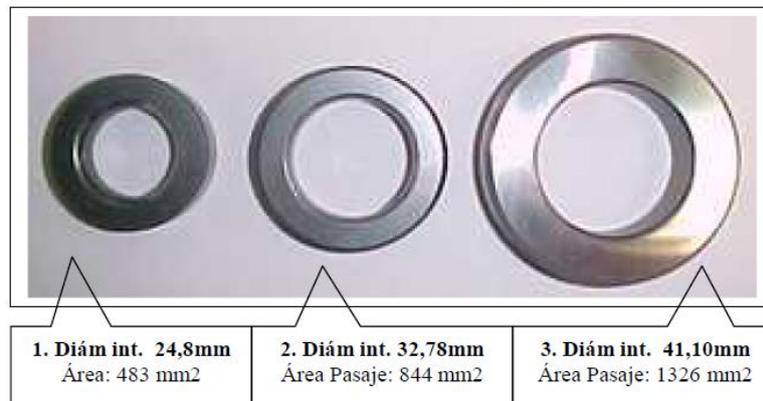


Figura 2.35: Área de pasaje de acuerdo al tipo de asiento. 1. Válvula de 2", 2. Válvula de 2 ¼", Válvula de 3 ¼" ⁽⁹⁾.

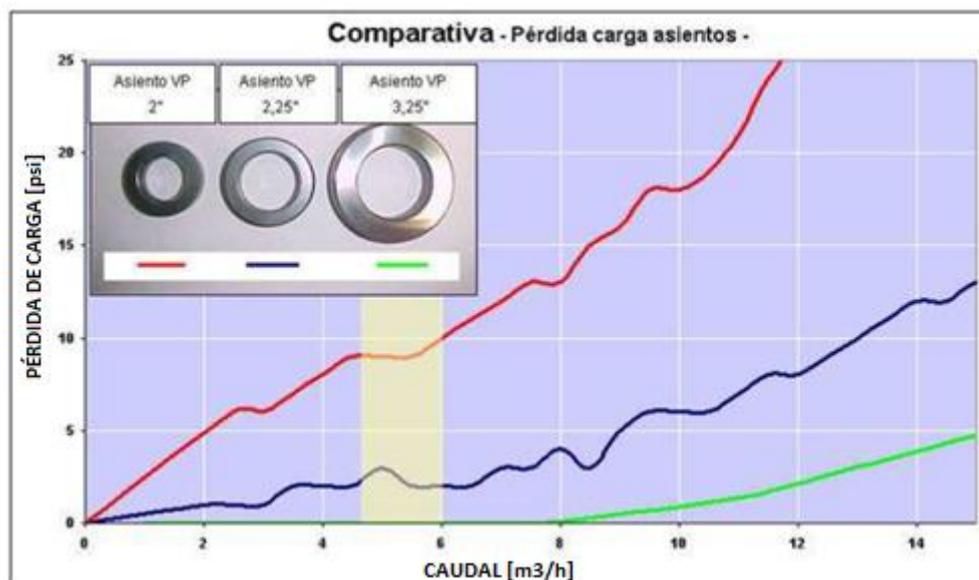


Figura 2.36: comparación de las curvas obtenidas de los ensayos ⁽⁹⁾.

Las conclusiones que se pueden sacar de las curvas son:

- El asiento de 3 ¼" (pieza de mayor área de pasaje) es la mejor ya que presenta menor pérdida de carga en todo el rango de caudales evaluado" ⁽⁹⁾.
- La pérdida de carga en los asientos es inversa al área de pasaje, es decir, a mayor sección de pasaje menor pérdida de carga.
- Una sección de pasaje amplia es condición suficiente para que la pérdida de carga en el asiento sea baja.

Teniendo en cuenta el análisis anterior, se propone seleccionar asientos de amplia área de pasaje para las válvulas estacionarias con el objetivo de minimizar la pérdida de carga a la entrada de la bomba y lograr un llenado eficiente del barril.



Para poder utilizar asientos no convencionales en bombas insertables es necesario utilizar jaulas estacionarias especiales de mayor diámetro interno que permitan colocar válvulas de mayor tamaño que la válvula estándar.

Otra opción es utilizar válvulas de pie de amplia sección de pasaje con jaulas de barril cerradas en bombas de tubing, estas válvulas se pueden configurar con distintos tamaños de bomba y se bajan con la sarta de tubing.

De las experiencias analizadas se podría proponer que una configuración de bomba para minimizar las pérdidas de carga a la entrada del barril es utilizar bomba de tubing con válvula de pie de amplia sección de pasaje, jaula de barril cerrada con guías postizas microfundida y bola estándar. Por ejemplo, bomba 25-225-TH con válvula de pie de 3 ¼". Se deja como inquietud estudiar el comportamiento de esta configuración de bomba.

Como conclusión final, se propone que “cuando se utiliza bomba de profundidad de accionamiento mecánico no se tome en cuenta sólo si la bomba está bajo norma API 11AX. También debe observar el sistema hidráulico de la bomba cuando se utiliza en petróleo viscoso, lo cual no hace la norma API 11AX”⁽²⁸⁾.

2.5.2.4.1.2. Baja velocidad de bombeo

La definición de caudal es (Ec. 2.6):

$$Q = v_{media} * A \quad \text{Ec. 2.6}$$

Q: caudal [m³/s]

v_{media}: velocidad media del fluido [m/s]

A: sección de área considerada [m²]

Haciendo un análisis simple, vemos que, para un área constante, a mayor velocidad del fluido mayor caudal. Si observamos las Figura 2.34 y Figura 2.36 vemos que a mayor caudal mayor pérdida de carga. Si se considera que la velocidad de bombeo se traduce a la velocidad del fluido con la que ingresa a la bomba se observa que a menores G.P.M. se obtendrá menor pérdida de carga. Además, se debe recordar que el fluido pasa por distintas secciones de área lo cual hace variar la velocidad del fluido. También se tiene que tener en cuenta la variación de la velocidad propia de cada unidad de bombeo.



2.5.2.4.1.3. Carrera larga y baja velocidad de bombeo

Como se dijo en la sección 2.5.2.4.1.2, una baja velocidad de bombeo minimiza la pérdida de carga en la válvula de pie, ahora si se combina con una carrera larga se logra un mejor llenado del barril y una mejor eficiencia por ciclo de bombeo. Una buena combinación de estos dos parámetros se logra con una unidad de carrera larga (UCL).

Unidad de carrera larga (Rotaflex)

El Rotaflex es una unidad de baja velocidad de bombeo y carrera larga. Las principales características y ventajas de estas unidades en comparación con los equipos de bombeo tradicionales son:

“Características” ⁽³⁰⁾:

- Larga carrera (288” los modelos 800 y 900, 306” el modelo 1100).
- Bajo régimen de bombeo, no puede superar los 4,5 G.P.M. según recomendación del fabricante (sin variador de velocidad). “No posee mínimo absoluto de velocidad” ⁽²⁹⁾.
- Posee velocidad constante en la mayor parte de la carrera ascendente y descendente.

Ventajas:

- “Por su gran longitud de carrera y diseño son mucho más eficiente que otras unidades de bombeo. Los ahorros en costos de energía oscilan entre un 15 y un 25 por ciento” ⁽²⁹⁾.
- La velocidad constante permite un mejor llenado de la bomba para fluido viscoso. En las unidades de viga esta varía en la carrera ascendente y descendente logrando la velocidad máxima aproximadamente a la mitad de carrera lo cual no es recomendable para producir petróleo viscoso. En la Figura 2.37 se compara la velocidad del vástago pulido de una UCL con la de una unidad convencional Mark II. “La velocidad máxima en la carrera ascendente de la unidad Mark II (curva B) es aproximadamente 15% mayor que la velocidad en la carrera ascendente de la UCL (curva A) y aproximadamente 68% mayor en la carrera descendente” ⁽³¹⁾.
- “Una menor cantidad de ciclos por minuto y la velocidad constante alargan la vida útil de la unidad de bombeo, de la bomba de fondo y de la sarta de varillas.

- Su larga carrera y la posibilidad de trabajar a muy bajos ciclos por minuto permiten un completo llenado de la bomba y una menor carga dinámica.
- El pequeño radio de la corona, reduce notablemente la demanda de torque necesario y permite el uso de un motor y de un reductor más pequeños, que son más económicos de operar”⁽²⁹⁾.

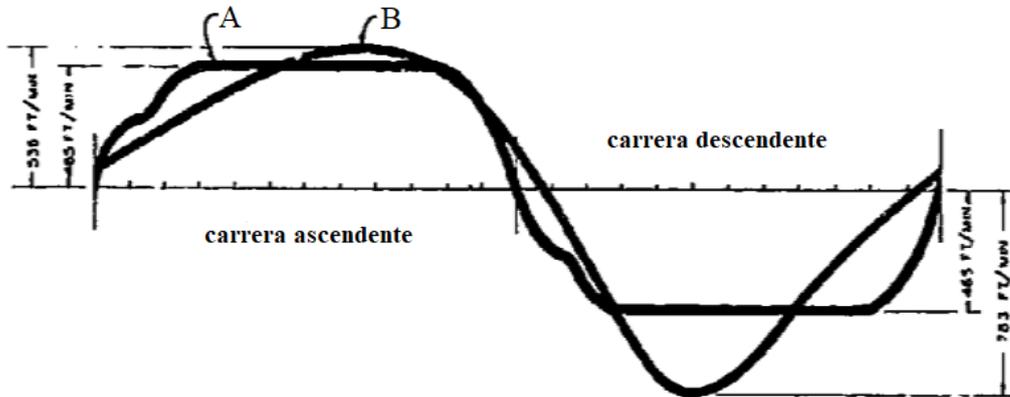


Figura 2.37: “Gráfico de velocidad de vástago pulido vs. posición (escala vertical: $\frac{1}{2}$ "=100 pie/min). Curva UCL (A): 5 GPM - vel. max.: c. ascendente 465 pie/min – c. descendente 465 pie/min / Curva Mark II (B): 7 GPM - vel. max.: c. ascendente 536 pie/min – c. descendente 783 pie/min”⁽³¹⁾.

2.5.2.4.1.4. Ejemplo de aplicación

Como ejemplo práctico y aplicación de lo visto en las secciones 2.5.2.4.1.1, 2.5.2.4.1.2 y 2.5.2.4.1.3 se expone una experiencia basada en la referencia (9):

Descripción del Problema

“En el yacimiento Oriental que pertenece al área de Cerro Dragón ubicada en el flanco norte de la cuenca del Golfo San Jorge durante el período 2007/8 en pozos que operaban con bombeo mecánico convencional se punzaron nuevas arenas con alto corte de petróleo, pero con características petrofísicas distintas a las del petróleo producido anteriormente. Esta nueva condición produjo bloqueos repetidos en las bombas de profundidad. Se buscaron alternativas a nivel superficie como tratamientos químicos, correcciones de medida, circulado por inversa con petróleo caliente, terminando en el corto plazo en intervenciones repetidas con equipo de pulling por cambio de bomba. En base a esta experiencia y performance de explotación, los pozos no alcanzaban la producción propuesta, provocando un retraso en la recuperación de petróleo establecida.

Parámetros de producción de un pozo tipo del yacimiento (Tabla 2.11)

Tabla 2.11: Parámetros de un pozo tipo ⁽⁹⁾.

Profundidad promedio [m]	2650	ASTM D 2007	
Diámetro de casing [pulg]	5 1/2	Medición	Valor
Diámetro de tubing [pulg]	2 7/8	Saturados [%]	51.9
Intervalo de punzados [m]	1750-2550	Aromáticos [%]	12.7
Temperatura de fondo [°C]	130	Resinas [%]	15.0
Producción bruta inicial [m³/día]	50-70	Asfaltenos [%]	20.4
Gas	No		
Agua [%]	20-40		

Medición	Valor	Norma
Densidad [API]	18.70	ASTM D - 5002
Viscosidad @ 30 °C [cP]	58 000	Por reómetro
Viscosidad @ 80 °C [cP]	1200	Por reómetro
Viscosidad @ 100 °C [cP]	300	Por reómetro
Sólidos [mg/l]	50	
Emulsión [%]	20	ASTM D-4007
Punto Escurrecimiento [°C]	85	ASTM D-97

En el crudo producido se observa una elevada viscosidad para temperaturas del orden de los 100°C y un alto contenido de asfaltenos, esto hace que el crudo producido sea de características diferentes a los producidos en los pozos anteriormente completados.

Alternativas de sistemas de extracción utilizados

Ante las dificultades encontradas en la producción de los pozos se utilizaron distintas alternativas de sistema de extracción con los objetivos de maximizar la producción de los pozos en cuestión, reducir tiempo para alcanzar máxima explotación, minimizar las intervenciones de pulling y estabilizar regímenes de producción. Dentro de los parámetros de producción se destaca como variable de mayor interés a tener en cuenta al momento de realizar el diseño del sistema de elevación artificial, la viscosidad del fluido a producir. Se plantearon tres potenciales soluciones para producir este tipo de pozos:

a) *Bombeo mecánico convencional*

En principio, teniendo en cuenta los caudales, profundidad de los pozos y características de los fluidos producidos se opta por completar los pozos con bombeo mecánico convencional, colocando en las bombas de profundidad accesorios recomendados por las buenas prácticas de la industria para manejo de fluido viscoso. En particular en este caso se coloca en las bombas de profundidad, anclaje “abarrilado” de copa metálica, pistón corto y bolas de carburo de tungsteno. Las principales diferencias respecto a una bomba mecánica estándar son:

- *La jaula de la válvula fija tiene mayor diámetro, por lo tanto, permite colocar una válvula más grande, lo cual permitiría un mejor llenado de bomba. El asiento tiene un área equivalente al asiento de bomba TH 2 ¼” (Figura 2.38).*
- *El anclaje es el que se conoce como "abarrilado". También tiene mayor diámetro interior y ayuda a reducir la pérdida de carga en el ingreso de fluido a la bomba.*
- *Pistón de 3 pies, tiene 40 ranuras, colocando solo 20 anillos, el resto de las ranuras permanecen vacías. En pozos con petróleo viscoso el escurrimiento no es un problema, por lo tanto, lo que buscamos con esto es reducir las cargas.*
- *Ambas bolas son de carburo tungsteno, más pesadas que las usadas convencionalmente (carburo titanio). Esto favorece un cierre más rápido de la válvula.*

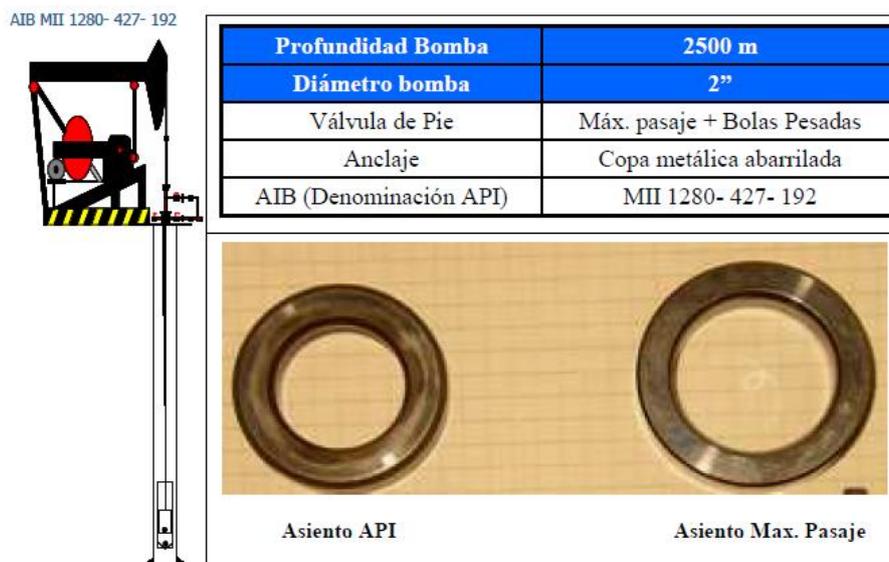


Figura 2.38: Característica del diseño. Asiento estándar y asiento de máximo pasaje ⁽⁹⁾.

b) *Bombeo mecánico modificado con unidad de carrera larga*

El mismo contempla una modificación en el diseño de la bomba mecánica de profundidad, sumado a la utilización de unidad de carrera larga (UCL). Teniendo en cuenta los conceptos descriptos en “Bombeo Mecánico Convencional” se plantean modificaciones a nivel superficie y subsuperficie con el objetivo de maximizar el llenado de bomba, reducir la pérdida de carga en la entrada de bomba de forma tal de producir en forma estable y con el mínimo índice de intervenciones posibles por falla. Las modificaciones planteadas son:

- *Utilización de una bomba 2 ¼” con válvula de pie de 3 ¼”*, esto permitiría maximizar el pasaje de fluido a la bomba reduciendo la pérdida de carga asociada.
- *Sarta API 86 con varillas de bombeo de alta resistencia, debido a la sollicitación de cargas asociadas principalmente por el diámetro de la bomba y profundidad del pozo.*
- *Unidad de bombeo de carrera larga. La idea es aprovechar la velocidad de bombeo baja que presenta esta unidad de forma tal de maximizar el llenado del barril, extender la vida útil de las varillas de bombeo (solicitación de cargas más uniforme debido a menores efectos dinámicos) y proveer un mejor aprovechamiento de la energía (mayor eficiencia energética).*

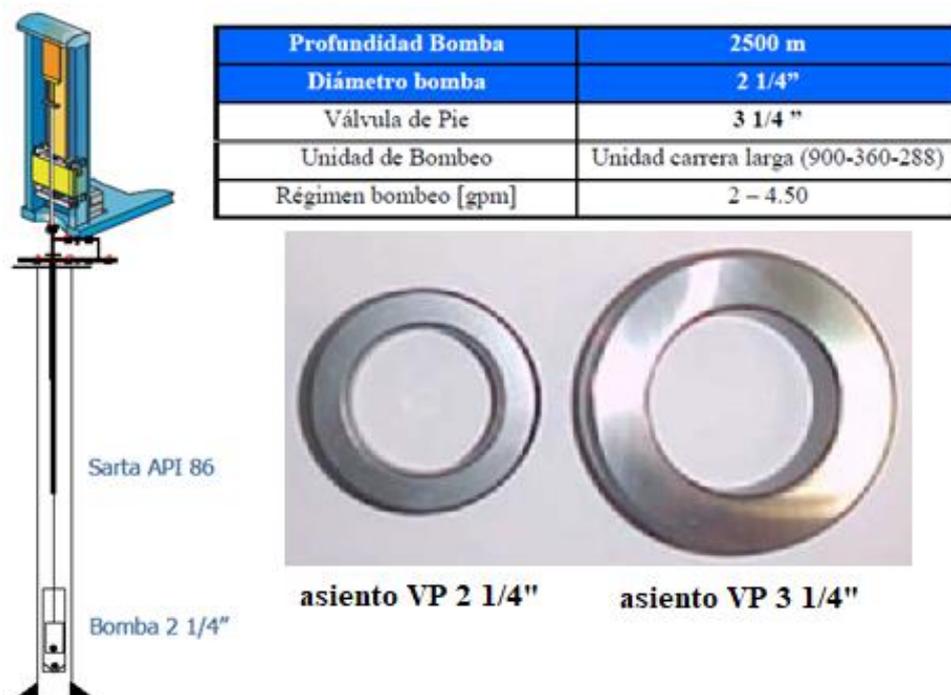


Figura 2. 39: Característica del diseño. Asiento de 2 ¼” y 3 ¼”⁽⁹⁾.

c) *Bombeo electrosumergible para bajo caudal*

De este caso sólo se mencionará que fue intervenido debido a muy bajo caudal de producción y el riesgo asociado que esto trae aparejado en la refrigeración de los motores de las electrosumergibles. La intervención se realizó para migrar al sistema BM modificado con unidad de carrera larga (caso b). Desde esta intervención el pozo se produce en forma estable y no ha tenido intervenciones por fallas.

Resultados

- Caso (a): Es importante mencionar que en la 3er intervención por falla en la bomba con el sistema BM convencional (Figura 2.40) se cambió a BM modificado con unidad de carrera larga. Con este sistema, se observa una producción estable y no se han presentado fallas asociadas a este SEA a la fecha.
- Caso (b): La completación del pozo se realizó con BM modificado con UCL (Figura 2.40). El pozo se produjo en forma estable, lo cual permitió alcanzar el punto máximo de producción rápidamente, minimizar maniobras de superficie (tratamientos químicos, espaciado, etc) e intervenciones por fallas (mínimo downtime).

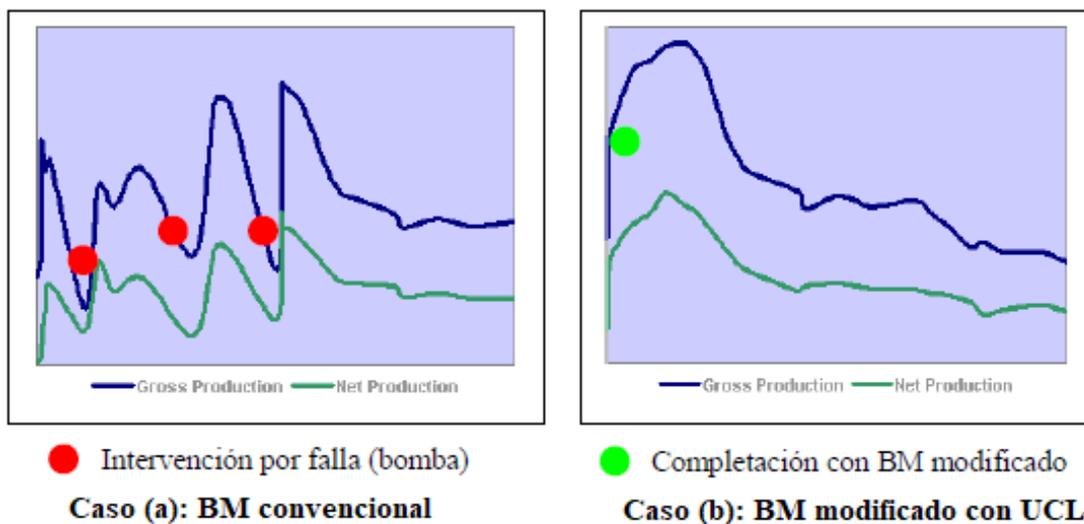


Figura 2.40: Evolución de la producción en pozos con la misma curva tipo de producción y con los sistemas de elevación artificial propuestos ⁽⁹⁾.



Conclusiones” (9)

La alternativa encontrada con la modificación al bombeo mecánico convencional provee los siguientes beneficios de acuerdo a lo evaluado:

- *Alternativa técnico – económica más rentable.*
- *Optimización de la producción en pozos profundos, con fluido viscoso y caudal de producción intermedio.*
- *Mejoramiento del rendimiento energético global del sistema extractivo.*
- *Reducción de intervenciones con equipo de pulling. Minimización de IPA (cantidad de Intervenciones por Pozo por Año).*
- *Estabilización rápida y en el tiempo de los regímenes de producción.*
- *Reducción de maniobras en superficie (bacheos, espaciado, circulación con agua, etc).*

Conclusiones sacadas del trabajo técnico (9):

- Si bien en BM convencional y BM con UCL las válvulas de pie son de mayor área de pasaje que las válvulas estándar, pero no iguales entre sí, así tampoco las bombas (tamaño y tipo de bomba), se podría decir que los factores determinantes y predominantes para el buen desempeño de las bombas de profundidad con petróleo viscoso para este caso en particular fueron la velocidad de bombeo y la carrera larga, es decir la velocidad baja, constante y los menos ciclos por minuto que se logra con la UCL.
- La velocidad de bombeo es un factor importante a tener en cuenta a la hora de trabajar con petróleo viscoso y que combinadas con alternativas para tal fin maximizan la eficiencia del BM.
- Queda como inquietud comparar el desempeño de una unidad con BM convencional y BM con UCL con la misma configuración de bomba en pozos con similares características, para así poder sacar mejores conclusiones respecto a que factores mejoran la eficiencia al producir petróleo viscoso.

2.5.2.4.1.5. Productos químicos

Producir petróleo viscoso con BM y asistencia de productos químicos puede ser otra alternativa. El objetivo de estos productos es disminuir la viscosidad del fluido producido y así lograr un llenado eficiente de la bomba. “Estos productos pueden ser” (2):

- Reductores de fricción: compuestos surfactantes iónicos y no iónicos que favorecen la producción de crudos viscosos, reduciendo la fricción entre el

fluido y las superficies de instalaciones, impidiendo además la formación de espuma.

- Desemulsionantes: compuestos surfactantes no iónicos que resuelven las emulsiones W/O (water/oil), estabilizadas con sólidos, asfaltenos y parafinas.
- Ruptores de emulsión: mezcla de surfactantes que resuelven emulsiones estabilizadas con distintos tipos de sólidos, poseyendo propiedades dispersantes y disolventes.
- Diluyentes: dilución con petróleos ligeros o diesel, obteniendo una mezcla de menor viscosidad y peso.

Producto químico no convencional

Otra alternativa a los productos mencionados es “inducir la formación de una emulsión inversa en agua en fondo del pozo a través de la inyección de un producto químico (BVR) y agua de producción. Se puede utilizar hasta con el 25% de contenido de agua. Si el porcentaje es menor, es necesario agregar agua. Esta emulsión inversa tiene una viscosidad similar al agua e independiente de la temperatura, además puede suspender y transportar sólidos” (7).



Figura 2.41: Comparación entre producto químico convencional y no convencional (7).

2.5.3. Restricción en la entrada a la bomba (starved pump)

Se produce cuando alguna causa impide o dificulta la entrada del fluido a la bomba, independientemente del nivel de fluido en el pozo, esta restricción provoca un llenado deficiente del barril provocando así el golpe de fluido. Una manera práctica de identificar este problema es detener el bombeo unos minutos, si al reiniciar la operación inmediatamente se produce el golpe de fluido el sistema está operando en esta condición.

Una de las causas de este problema puede ser alguna basura u objeto, como ser trozos de goma que caen al pozo en maniobras de pulling, pudiendo hasta trabar la válvula de pie. Para evitar este inconveniente se recomienda extremar las medidas de seguridad y buenas prácticas en las maniobras de pulling.

Otra causa es la depositación y acumulación de incrustaciones orgánicas como parafinas y en especial asfaltenos e inorgánicas como sulfato de bario, sulfato de calcio y carbonato de calcio (las más habituales) en las jaulas de pie, en especial sobre los asientos de válvulas de pie y filtros. Esto provoca la obstrucción del paso del fluido al barril de la bomba provocando el golpe de fluido. La Figura 2.42 y Figura 2.43 muestran componentes de bomba obstruidos por incrustaciones.



Figura 2.42: Asiento y jaula fija ⁽²⁾.



Figura 2.43: Orificios de filtro ⁽²⁾.

2.5.3.1. Posibles soluciones

En la sección 2.5.2.2 se trató las propiedades y características de parafinas y asfaltenos. En la sección 2.5.1.1.1 se propuso una posible solución para remediar y evitar los problemas asociados a estos, además se trató las incrustaciones inorgánicas y una posible solución para remediar y evitar los problemas asociados a estas. Otras opciones pueden ser:

2.5.3.1.1. Tratamientos químicos

Se utilizan productos químicos que previenen o disuelven la formación de incrustaciones.

Parafinas y asfaltenos

La depositación de parafinas y asfaltenos puede ser prevenida, retrasada o minimizada por medio de tratamientos químicos con inhibidores de asfaltenos y parafinas. Estos son compuestos mezclas de solventes, surfactantes y resinas, formulados para el tratamiento de depósitos asfálticos y parafínicos. Trabajan formando soluciones altamente dispersas y de naturaleza coloidal, evitando la deposición. Pueden aplicarse a

través de tratamiento continuo, baches, intermitentes o por squeeze. Para evitar la formación en componentes de la bomba lo más conveniente es aplicarlos en sistema squeeze o sistema capilar en el fondo del pozo.

Incrustaciones inorgánicas

Para prevenir y/o minimizar la formación de incrustaciones se realizan tratamientos con inhibidores de incrustación. Funcionan a través de uno o varios de los siguientes mecanismos:

- Bloqueando la formación de cristales.
- Evitando el crecimiento de cristales.
- Evitando que se adhieran nuevos cristales a los depósitos ya formados.
- Manteniendo los iones en solución y evitando que éstos se precipiten formando depósitos.

Deben ser aplicados aguas arriba del punto de formación de los cristales y para su mayor eficiencia se deben dosificar de manera continua. En bombeo mecánico con el fin de proteger la bomba se dosifican en el fondo del pozo por medio del sistema de capilar. Otra alternativa es por medio de squeeze visto en la sección 2.5.1.1.1.

2.5.3.1.2. Utilizar válvulas de pie de amplia sección de pasaje y bajas velocidades de bombeo

La solubilidad de los minerales tiene una compleja dependencia con respecto a muchas variables, que incluyen la temperatura (Figura 2.44), la presión (Figura 2.45) y la salinidad (Figura 2.46). Para nuestro análisis, se pone mayor atención a la presión. “Al descender la presión, la solubilidad tiende a disminuir, como regla general, la solubilidad de los minerales disminuye por un factor de dos por cada 7000 lpc [48-Mpa] de disminución de la presión.

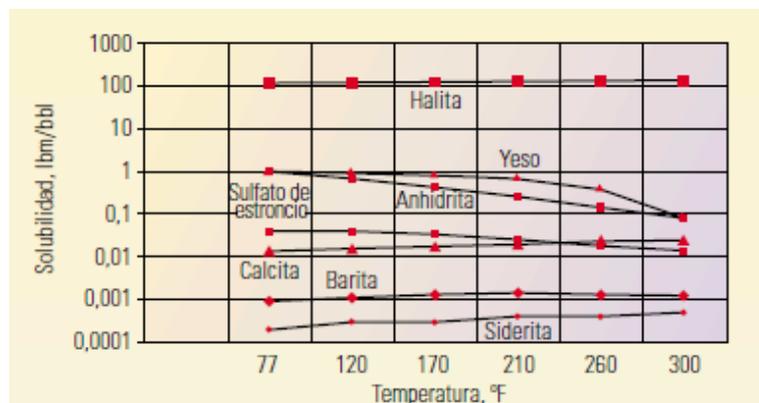


Figura 2.44: Solubilidad de minerales en función de la temperatura ⁽¹⁵⁾.

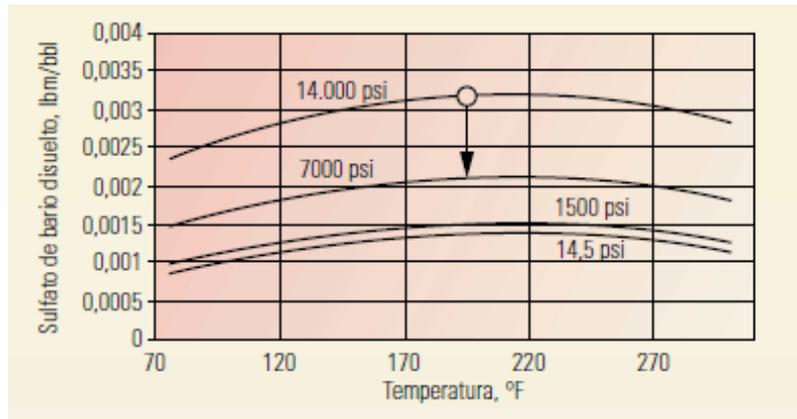


Figura 2.45: Solubilidad del sulfato de bario en función de la presión ⁽¹⁵⁾.

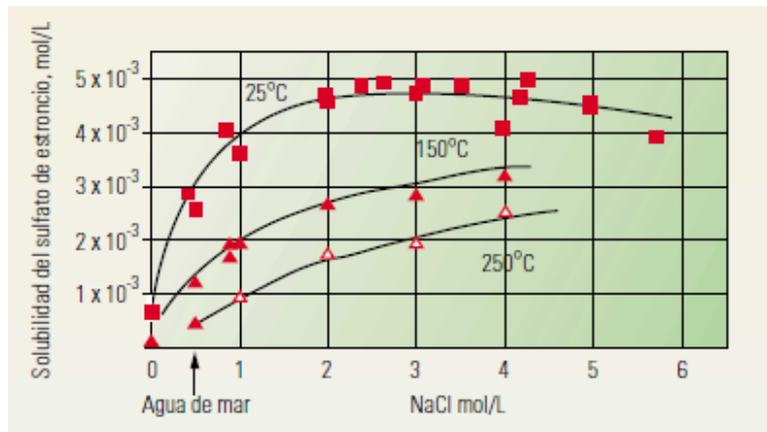


Figura 2.46: Solubilidad del Sulfato de estroncio en función de la salinidad ⁽¹⁵⁾.

Una complejidad adicional es la solubilidad de los minerales de carbonatos en presencia de gases ácidos, como el dióxido de carbono (CO₂) y el ácido sulfhídrico (H₂S). La solubilidad de los carbonatos aumenta a medida que aumenta la acidez del fluido, y tanto el CO₂ como el H₂S a altos niveles de presión proporcionan suficiente acidez. Por lo tanto, el agua de formación, al estar en contacto con la roca carbónica y los gases ácidos, puede ser rica en carbonatos disueltos. Esta tendencia presenta una dependencia compleja y no lineal con respecto a la composición de la salmuera, la temperatura y la presión del gas por encima de la fase líquida, este efecto de la presión del gas es varios órdenes de magnitud mayor que el efecto normal de la presión sobre la solubilidad de un mineral. En general, a medida que disminuye la presión, el CO₂ deja la fase acuosa provocando el aumento del pH, que conduce a la formación de incrustaciones calcáreas (Figura 2.47)” ⁽¹⁵⁾.

Del análisis anterior y recordando que la presión del fluido disminuye cuando aumenta la velocidad al pasar por una zona de sección menor se desprende que la precipitación de las la incrustaciones inorgánicas se produce por la caída de presión que

experimenta el fluido a través de los distintos componentes de la bomba, en especial en filtros, asientos (Figura 2.48) y jaulas de pie. Para minimizar este problema se propone:

- Eliminar filtros.
- Utilizar válvulas de pie de mayor medida.
- Bajas velocidades de bombeo.
- Utilizar bombas grandes.

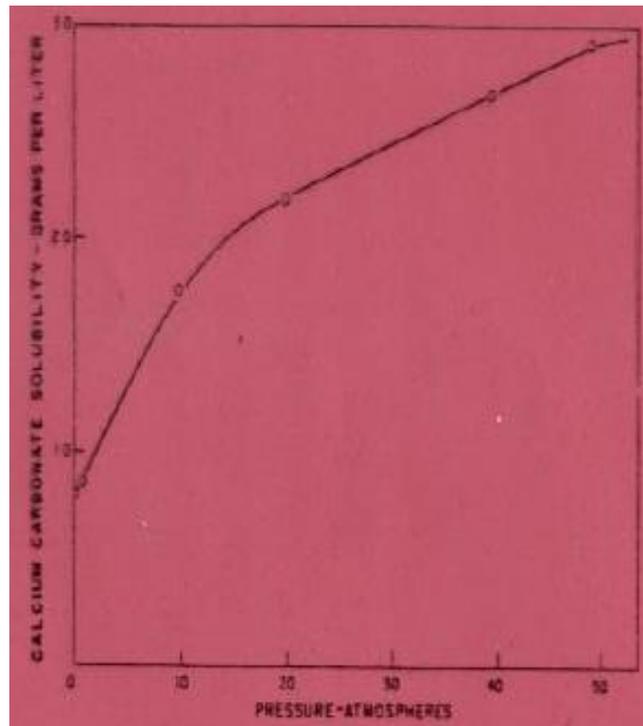


Figura 2.47: Influencia de la presión de CO_2 sobre la solubilidad de CaCO_3 ⁽⁴⁾.



Figura 2.48: Asiento de válvula de pie con disminución de área de pasaje por formación de incrustaciones y asiento nuevo ⁽²⁾.



CAPÍTULO III: PROBLEMAS CON GAS

3.1. Introducción

En todos los pozos donde se extrae petróleo generalmente se produce con una cierta cantidad de gas, algunos en mayor o menor medida que otros. El gas acompaña al petróleo asociado en solución o como gas libre. Cuando el yacimiento se produce bajo la condición de que la presión dinámica de fondo es menor que la presión de burbuja se libera gas del petróleo y esta fase gaseosa se encuentra presente en la admisión de la bomba. Mientras más gas acompaña al fluido más alto es el valor del GOR.

El GOR (relación gas – petróleo) es la relación entre el volumen de gas y el volumen de petróleo medidos en condiciones normales de presión y temperatura (14,7 psi y a 60°F), es decir que indica el volumen de gas que hay por cada barril de petróleo en condiciones de superficie. La relación gas – petróleo es un parámetro importante a tener en cuenta porque la fase gaseosa en la bomba afecta su eficiencia y en caso extremo puede dejar de producir por bloqueo.

Las bombas de profundidad utilizadas en bombeo mecánico son del tipo de desplazamiento positivo y están diseñadas para bombear un fluido de una sola fase líquida, es decir un fluido incomprensible. Dependiendo de si el GOR es bajo o alto, se va a adaptar la bomba y/o la columna de producción adecuada para que el sistema pueda trabajar de manera correcta.

Cuando el petróleo de la formación viene acompañado con gas libre esto provoca una disminución en la eficiencia de la bomba, ya que la válvula viajera (TV) y la válvula de pie (SV) no funcionan adecuadamente durante el ciclo de bombeo. La operación de bombeo es más eficiente cuando la bomba trabaja llena de líquido.

La presencia de gas dentro de la bomba hace que esta disminuya su eficiencia, pues, el gas durante la carrera ascendente se expande y en la carrera descendente se comprime. Entonces parte de la carrera del pistón se utiliza para la expansión y compresión del gas, por lo tanto, se reduce el desplazamiento efectivo de la bomba.

Los problemas de gas más comunes son interferencia de gas, bloqueo por gas y surgencia a nivel de bomba. Para estos problemas se utilizan diferentes soluciones como adaptar las instalaciones de fondo para permitir la separación de gas del líquido, modificar

algunos parámetros de bombeo, cambiar componentes de la bomba, utilizar dispositivos y bombas especiales.

3.2. Tipos de problemas y sus posibles soluciones

3.2.1. Interferencia de gas

3.2.1.1. Descripción

Este problema surge cuando ingresa gas libre acompañando al líquido en la bomba, como se muestra en la Figura 3.1 La presencia de gas dentro de la bomba disminuye su eficiencia, ya que ocupa un volumen en el barril que debería estar ocupado por un volumen de líquido, entonces no se desplaza el fluido correspondiente al caudal de diseño.

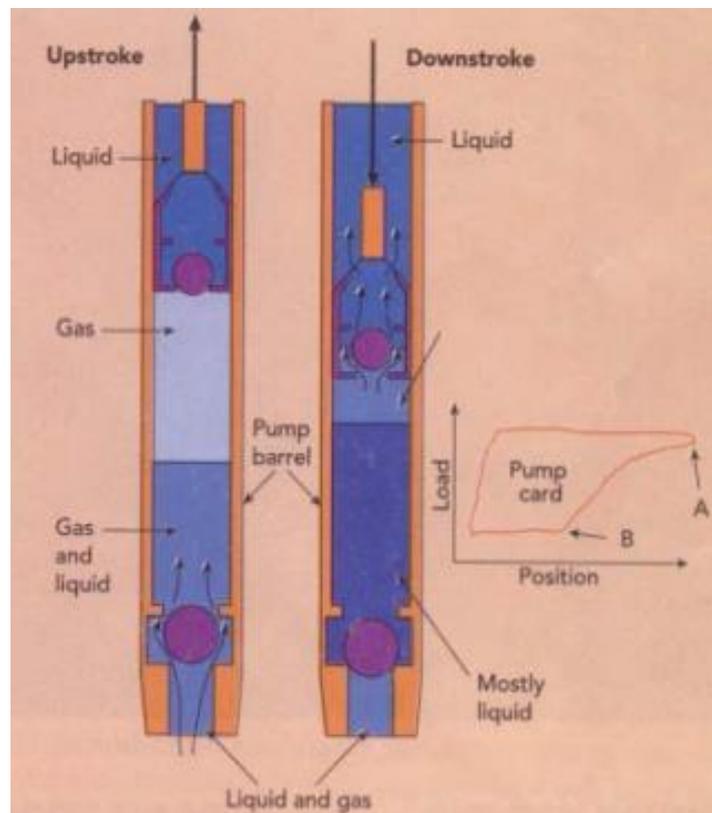


Figura 3.1: Interferencia de gas ⁽³⁹⁾.

Cuando ingresa una fase gaseosa a la bomba el ciclo de bombeo se modifica, ya que la apertura y cierre de las válvulas no es igual a cuando ingresa un fluido incompresible (líquido). En la carrera ascendente la apertura de la válvula de pie se retrasa y en la carrera descendente la válvula viajera se mantiene cerrada durante una parte de su recorrido. Entonces el ciclo de bombeo cuando la bomba está desplazando líquido con presencia de gas libre es el siguiente:



Durante la carrera ascendente:

- Al inicio de esta carrera en el punto muerto inferior la SV está cerrada y la TV abierta.
- Al ascender el pistón, se provoca una expansión del gas libre y disminuye la presión en la cámara de la bomba (presión entre la SV y TV), además la apertura de la SV y el cierre de la TV no se realiza de manera inmediata como cuando se bombea solamente líquido.
- La baja presión en la cámara permite la apertura de la SV y el cierre de la TV. Esto ocurre porque la presión en la cámara es menor que la presión de admisión y que la presión de descarga.
- Al estar la TV cerrada se eleva el líquido que se encuentra por arriba de ella hasta la superficie y cuando se abre la SV el fluido de la formación ingresa a la cámara de la bomba.

Durante la carrera descendente:

- Al inicio de esta carrera en el punto muerto superior la TV está cerrada y la SV abierta.
- Cuando el pistón comienza a descender la apertura de la TV y el cierre de la SV no se realiza de manera inmediata como cuando se bombea solamente líquido.
- Al descender el pistón comprime el fluido (gas libre y líquido) en la cámara, permitiendo un aumento de la presión en la misma.
- Parte de la carrera descendente se utiliza para comprimir el gas y llegar a una presión suficiente para abrir la TV y cerrar la SV. Esto ocurre porque la presión alcanzada en la cámara es mayor que la presión de descarga y que la presión de admisión.
- Al estar abierta la TV el fluido que está en la cámara comienza a ingresar al pistón. Luego este fluido es desplazado en la próxima carrera ascendente hacia la superficie.

3.2.1.2. Diagnóstico

La Figura 3.2 muestra la carta dinamométrica cuando se produce interferencia de gas. Se observa que parte de la carrera descendente del pistón se utiliza para comprimir el gas y la carga en el vástago pulido disminuye de manera gradual a medida que el émbolo se desplaza a través de la parte superior de su recorrido hacia abajo.

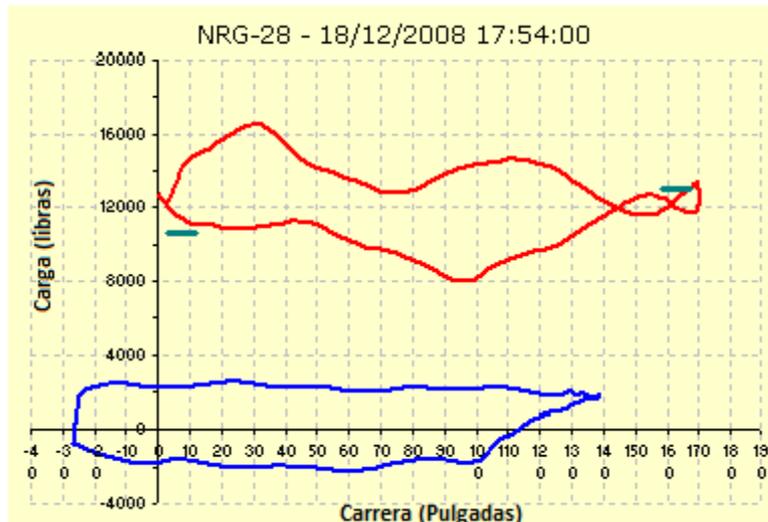


Figura 3.2: Carta dinamométrica con interferencia de gas ⁽¹⁷⁾.

3.2.1.3. Posibles soluciones

Para evitar que ingrese gas libre a la bomba y minimizar los efectos de interferencia de gas en el pozo se utilizan algunos dispositivos conocidos como “Separadores de Gas de Fondo”. Se colocan para separar el gas del fluido antes de que este llegue a la admisión de la bomba, de esta manera se mejora el caudal de producción del pozo y se aumenta la eficiencia de la bomba.

Instalación de separador de gas de fondo

Los separadores de gas de fondo, también denominados anclas de gas (AG), son dispositivos que normalmente se instalan en pozos con alto GOR.

El principio de funcionamiento que emplean estos dispositivos para separar la fase gaseosa de la líquida es el de separación gravitacional. Generalmente el gas viene en pequeñas burbujas dentro de la fase líquida entonces se utiliza la fuerza de gravedad para la separación de ambos. Al ser el líquido más denso que el gas este puede fluir de manera descendente y el gas al ser menos denso tiende a elevarse a través de los líquidos, pero para que esto ocurra la velocidad de la burbuja de gas tiene que ser mayor que la velocidad del líquido.

La velocidad descendente del líquido va a depender del caudal de producción y del área anular del pasaje del fluido. Un área de pasaje de flujo grande garantiza una velocidad de líquido descendente menor, entonces la separación de la fase gaseosa del líquido es más eficiente. “En la mayoría de la literatura sobre el diseño de las anclas de

gas se ha tomado como velocidad terminal de las burbujas de gas (velocidad máxima de ascenso) un valor de 0,5 pie/s (6 pulg/s) para crudos de $^{\circ}\text{API} > 30^{\circ}$ (22).

Existen diferentes tipos de separadores que se utilizan según las condiciones del pozo y/o de diseño de instalación de fondo. En caso de ser posible se puede colocar la bomba por debajo de los punzados, en caso contrario se coloca la bomba por encima de los punzados y se instala un separador de gas.

Los tipos de separadores más comunes empleados en la industria se describen a continuación:

a) Separador de Gas Natural

Utilizar el pozo como un separador de gas natural es una de las medidas preventivas más simple y eficiente que se puede tomar para minimizar la interferencia de gas en la bomba. Esto se logra utilizando el área anular del pozo (entre tubing-casing) para separar el gas del líquido.

Como muestra la Figura 3.3 la bomba se coloca a una distancia, “de al menos 50 pies” (43) por debajo de los punzados para permitir que el gas tenga una buena oportunidad de separarse del líquido.

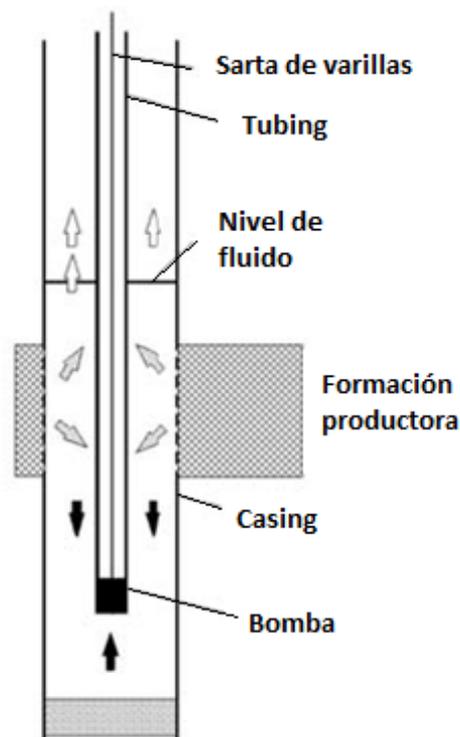


Figura 3.3: Utilizar el pozo como un separador de gas natural (38).



Para poder utilizar este tipo de separador las condiciones son las siguientes:

- El pozo debe estar entubado una profundidad por debajo de la formación productora para proporcionar un sumidero en el fondo de pozo.
- El tamaño del casing debe ser lo suficientemente grande para asegurar que la velocidad descendente del líquido no exceda la velocidad ascendente de las burbujas de gas.
- El fondo del pozo debe estar lo suficientemente limpio como para proporcionar un funcionamiento de la bomba sin problemas.

El funcionamiento del mismo es el siguiente:

Al ingresar el fluido a través de los punzados al área anular del pozo, en su trayecto a la entrada de la bomba el gas se separa del líquido por diferencia de densidades. El gas separado asciende por el anular hacia la superficie y el líquido ingresa a la bomba. Este tipo de separador es el más eficiente y económico ya que se logra la mayor área anular de ancla posible, debido a que es el área comprendida entre el casing y tubing.

b) Separadores de Gas tipo Poor-Boy

Este separador se conecta debajo de la bomba a través de un niple asiento y el sistema bomba ancla (B-AG) se instala por arriba de los punzados como muestra la Figura 3.4. “Como recomendación este dispositivo debe colocarse al menos 200 pies por encima de los punzados para que la entrada de la bomba este fuera de la zona turbulenta” ⁽⁴³⁾.

Es relativamente económico, ya que se construye típicamente a partir de tubos de yacimientos petrolíferos. Está compuesto por un barril exterior, puertos de entrada del fluido, un tubo de inmersión (o dip tube) y un tapón de rosca en el fondo.

El barril exterior es una tubería del mismo tamaño que la tubería de producción y esta perforada en la parte superior. Estas perforaciones son los puertos de entrada y es por donde ingresa el fluido al separador. El tubo de inmersión se conecta a la entrada de la bomba y por el mismo se desplaza el líquido que se va a elevar hacia la superficie durante el ciclo de bombeo.

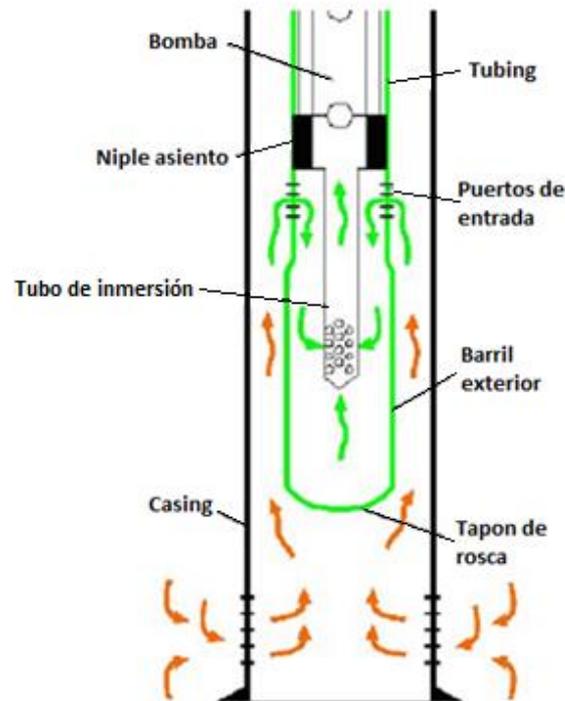


Figura 3.4: Separador de gas tipo Poor-Boy ⁽²³⁾.

El funcionamiento del separador consiste en una primera separación que se produce en el anular entre el casing y el separador, donde las burbujas de gas de tamaño más grande se separan del líquido ascendiendo por el anular hacia la superficie. Las burbujas de gas de tamaño mediana y pequeña que acompañan al líquido ingresan por los puertos ubicados en la parte superior del separador donde a través del principio gravitacional se produce la separación en el anular del separador (área comprendida entre el diámetro interior (ID) del barril exterior y el diámetro exterior (OD) del tubo de inmersión). Para que se produzca la separación la velocidad del gas tiene que ser mayor que la velocidad del líquido. El gas separado sale por la parte superior del separador a través de los puertos ascendiendo por el anular del pozo hacia la superficie y el líquido baja hasta la entrada del tubo de inmersión. Luego asciende por este hasta la admisión de la bomba.

En este tipo de separador la separación de gas es menos eficiente que en un ancla de gas natural, ya que el área anular del ancla es menor y por lo tanto la velocidad del líquido será mayor dentro de éste. Además, se generan pérdidas de carga en el tubo de inmersión. Estas dependen del tamaño del tubo. “La bibliografía especializada recomienda utilizar tubo de inmersión de 1 pulg de OD desde el punto de vista de las

pérdidas de carga” ⁽⁴¹⁾⁽⁴⁹⁾, pero además en la elección de este se debe tener en cuenta la velocidad del líquido y las limitaciones del ID del casing en cada pozo particular.

Debido al camino laberíntico y cambios de secciones que tiene este separador no se recomienda en pozos con tendencia incrustante y con problemas de arena.

La longitud del tubo de inmersión debe ser lo suficiente para que el gas pueda separarse del líquido a lo largo del área anular del separador. “Usualmente la longitud es de 5 pies” ⁽⁴⁹⁾. “Las pérdidas de cargas asociadas con la longitud del tubo no son significativas” ⁽⁴¹⁾.

“En este dispositivo el uso de grandes puertos de entrada de fluido mejora la eficiencia del mismo. Los puertos grandes dan como resultado una alimentación por gravedad del líquido desde el anular del casing al separador de gas, lo que produce más líquido y menos gas que ingresa al separador” ⁽²³⁾.

c) Separadores de Gas tipo Poor-Boy Modificado

Este separador de gas es similar al anterior (b), como muestra la Figura 3.5. La diferencia de este con el tipo Poor-Boy es que el barril exterior es de mayor diámetro que el tubing y por lo tanto tiene mayor área anular (A_{an}). Esto permite que la velocidad del líquido sea menor dentro del separador y de esta manera se obtiene una mejor separación gas-líquido. Con este diseño se tiene muchas más posibilidades de alcanzar la velocidad de líquido adecuada para una separación óptima de gases.

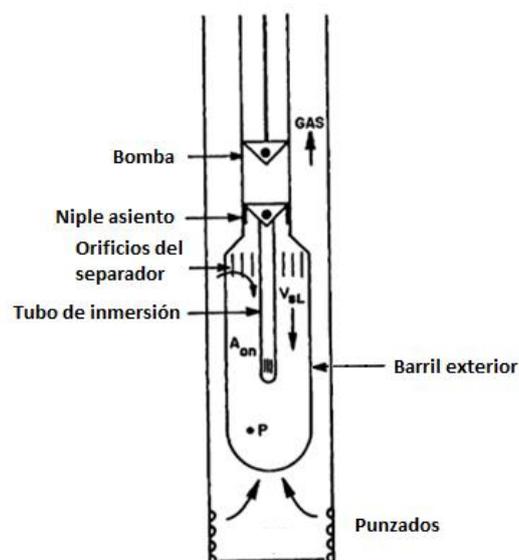


Figura 3.5: Separador de gas tipo Poor-Boy ⁽⁴⁵⁾.

Limitaciones del AG tipo Poor-Boy Modificado:

- ID del casing: el OD del barril exterior será lo más grande posible y debe permitir las maniobras de instalación dentro del pozo.
- Debido al camino laberíntico y cambios de secciones no se recomienda en pozos con tendencia incrustante y con problemas de arena.

d) Separador de Gas con Packer

Este tipo de separador de gas de fondo como muestra la Figura 3.6 se coloca por arriba de los punzados. Está formado por un packer en el fondo y por un tubo de derivación que conecta los fluidos provenientes de la formación con el anular del pozo. “El tubo de derivación generalmente tiene entre 0,75 a 1 pulgadas de diámetro exterior”⁽³⁷⁾ y se extiende por arriba del nivel de fluido.

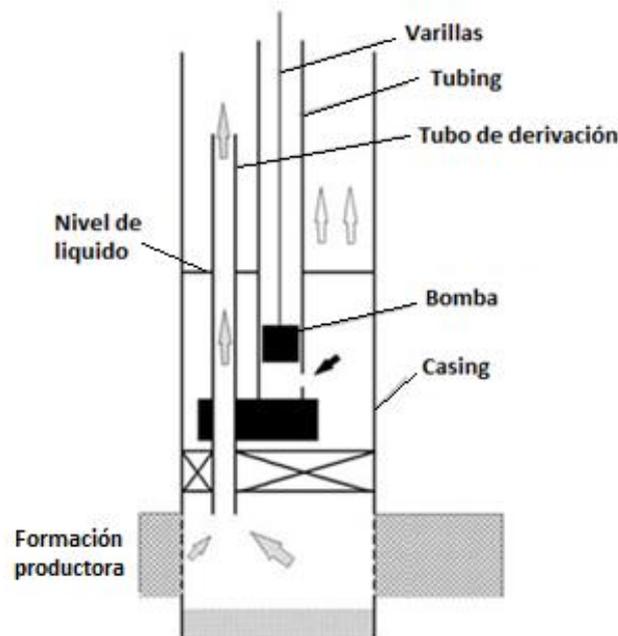


Figura 3.6: Separador de gas con packer⁽³⁹⁾.

El packer en el fondo permite que el fluido de la formación ingrese a través del tubo de derivación hacia el espacio anular del pozo. Luego en este se separa el gas del líquido por el principio gravitacional. Al utilizar como A_{an} el espacio anular del pozo la velocidad del líquido va hacer mucho menor que la del gas permitiendo así una mejor separación gas-líquido. Las burbujas de gas ascienden por el anular hacia la superficie y el líquido ingresa por la entrada de la bomba que se encuentra en la parte inferior, lo más cercana al packer, logrando de esta manera que solamente ingrese líquido sin presencia de gas.

Este separador comparado con el tipo Poor-Boy es más eficiente ya que posee un A_{an} mayor. Como factor limitante para este tipo de separador se debe tener en cuenta el diámetro del casing. Para la mayoría de los casing utilizados en la Cuenca Neuquina y Cuenca del Golfo San Jorge ($OD_{casing} = 5 \frac{1}{2}''$ y $OD_{tubing} = 2 \frac{7}{8}''$) no hay espacio suficiente para su instalación.

Las desventajas de utilizar un separador tipo Packer son:

- La instalación del packer, a veces, puede ser difícil de instalar o extraer del pozo.
- Se deben colocar cerca de los punzados para garantizar que la succión de la bomba esté por debajo del nivel del líquido.
- Si el fluido de la formación viene acompañado de sólidos y/o tiene tendencia incrustante, estos pueden obstruir la entrada de la bomba y se tendría que intervenir el pozo de manera regular.

e) Separador de gas descentrado

Este tipo de separador se diseñó para pozos donde se tiene una importante interferencia de gas. Se llama descentrado porque a diferencia de los anteriores dispositivos se encuentra recostado sobre las paredes del casing por medio de un centralizador y se lo coloca por arriba de los punzados como se observa en la Figura 3.7. El cuerpo del separador tiene unas ventanas por donde entra el líquido y en su interior un tubo perforado.

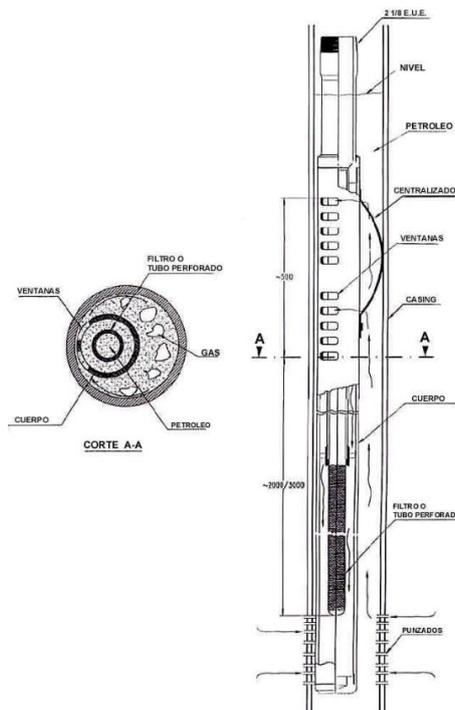


Figura 3.7: Separador de gas descentrado ⁽²¹⁾.

La descentralización del separador, asegura que una mínima cantidad de gas ingrese a este. Además, el líquido logra ingresar a través de las ventanas superiores hacia el interior del separador y en el caso que burbujas de gas acompañen al líquido se produce otra separación en el anular del AG, saliendo la fase gaseosa hacia el espacio anular. De esta manera se logra que el líquido suba por el centro del separador hacia la parte superior donde se conecta con la entrada de la bomba y que el gas separado ascienda por el anular hacia la superficie.

3.2.1.4. Ejemplo de aplicación a un caso real de pozo con interferencia de gas

En el trabajo técnico “Análisis dinámico-Separadores Gas de fondo”⁽⁴⁴⁾ se obtuvieron las cartas dinámicas para diferentes pozos con problema con gas de la zona de Malargüe provincia de Mendoza. En los pozos no hay problemas de aporte de arena de la formación y en algunos hay tendencia de incrustación leve. A continuación, se muestra un registro obtenido de pozo donde se analizó sin ancla de gas y con anclas de gas tipo Poor Boy.

- a) “Se muestra la comparación antes y después de colocar un ancla de gas tipo Poor Boy en el pozo LCA -84.

La Figura 3.8 muestra la carta dinámica registrada del pozo sin AG.

A continuación, se presenta información del pozo y del sistema sin AG:

PIP=35kg/cm²

GPM=7,6

S=168” (AIB en carrera máxima)

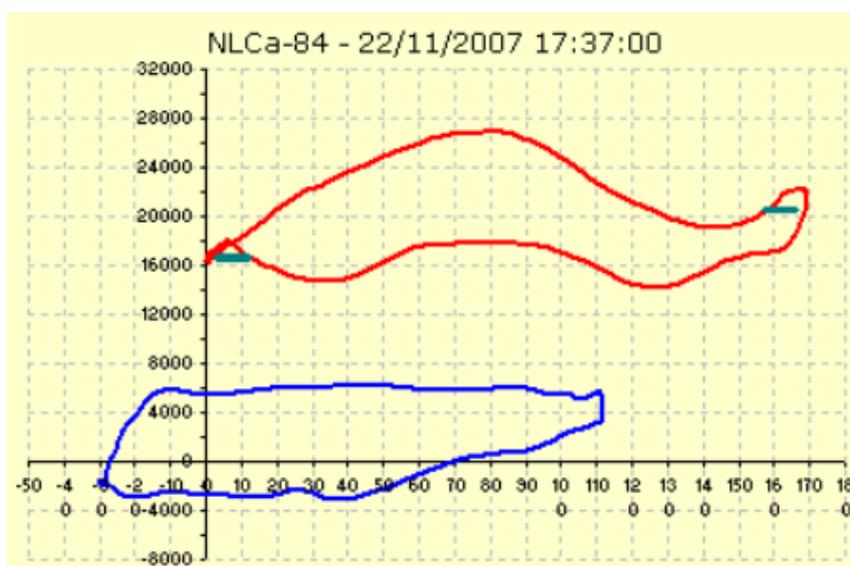


Figura 3.8: Carta dinámica del pozo LCA-84 sin AG⁽⁴⁴⁾.

Se puede observar de la carta dinamométrica (Figura 3.8) una disminución gradual de la carga en el vástago pulido durante la carrera descendente debido a la compresión del gas, esto indica que el sistema tiene problema de interferencia de gas.

Después de pasar un tiempo se colocó un separador de gas tipo Poor Boy para solucionar el problema y se obtuvo la carta dinamométrica que muestra la Figura 3.9.

A continuación, se presenta información del pozo y del sistema con el AG instalada:

PIP=39kg/cm² GPM=5,2 S=168" (AIB en carrera máxima)
Sumergencia=451mts N_{medido}=1438 mts N_{corregido}=1813 mts
Presión de entre columna=3,6kg/cm²

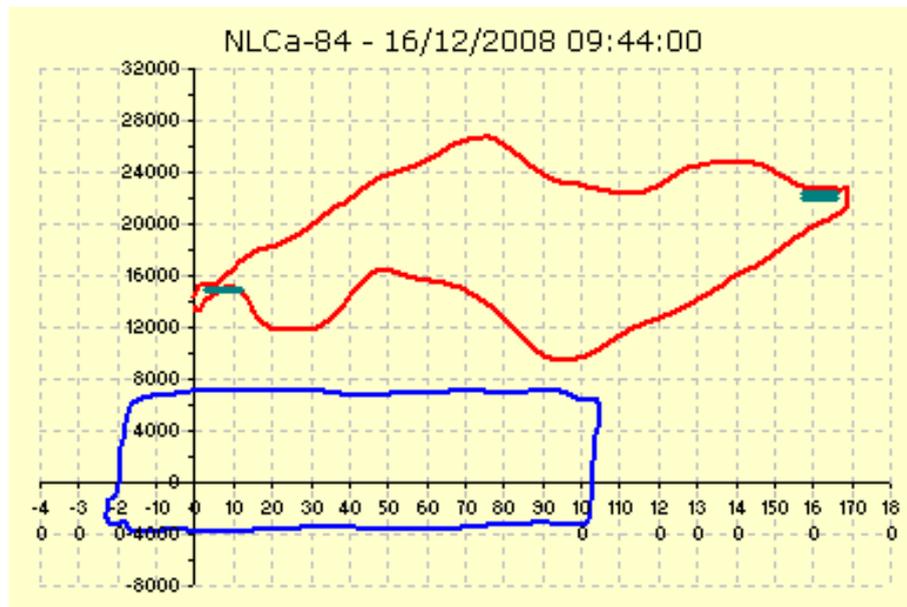


Figura 3.9: Carta dinamométrica del pozo LCA-84 con AG ⁽⁴⁴⁾.

La carta dinamométrica (Figura 3.9) muestra que después de colocar el ancla de gas se mejoró el problema de interferencia de gas y se bombea a bomba llena en cada ciclo de bombeo aumentando la eficiencia de la bomba” ⁽⁴⁴⁾.

3.2.2. Bloqueo por gas

3.2.2.1. Descripción

El caso extremo de la interferencia de gas es el bloqueo y sucede cuando la entrada de gas libre a la cámara sigue aumentando y un volumen de gas queda atrapado porque las válvulas permanecen cerradas, por lo tanto la bomba no produce debido a un bloqueo por gas. Esto ocurre cuando en la carrera descendente la presión máxima alcanzada en la cámara no supera a la presión de descarga, por lo tanto, la TV no se abre.

Además, si en la carrera ascendente la presión dentro de la cámara es mayor que la presión de admisión la SV no se abre y no ingresa fluido a la bomba. Es decir que las válvulas permanecen bloqueadas y el pistón de la bomba simplemente se mueve hacia arriba y hacia abajo, subiendo y bajando la columna de fluido en el tubing.

Otras consecuencias que ocasiona el bloqueo por gas son pérdidas por el prensa estopa, derrames de fluidos y desgastes prematuros de los distintos componentes.

3.2.2.2. Diagnóstico

La Figura 3.10 muestra una carta dinamométrica cuando se tiene bloqueo por gas. Se puede observar que al superponer varios gráficos en la misma carta las carreras descendentes no coinciden, esto se debe a que varía la presión dentro de la bomba y la misma aumenta en cada carrera descendente. Cuando la bomba se bloquea la presión alcanzada dentro de la cámara es máxima y el trabajo de la bomba es nulo.

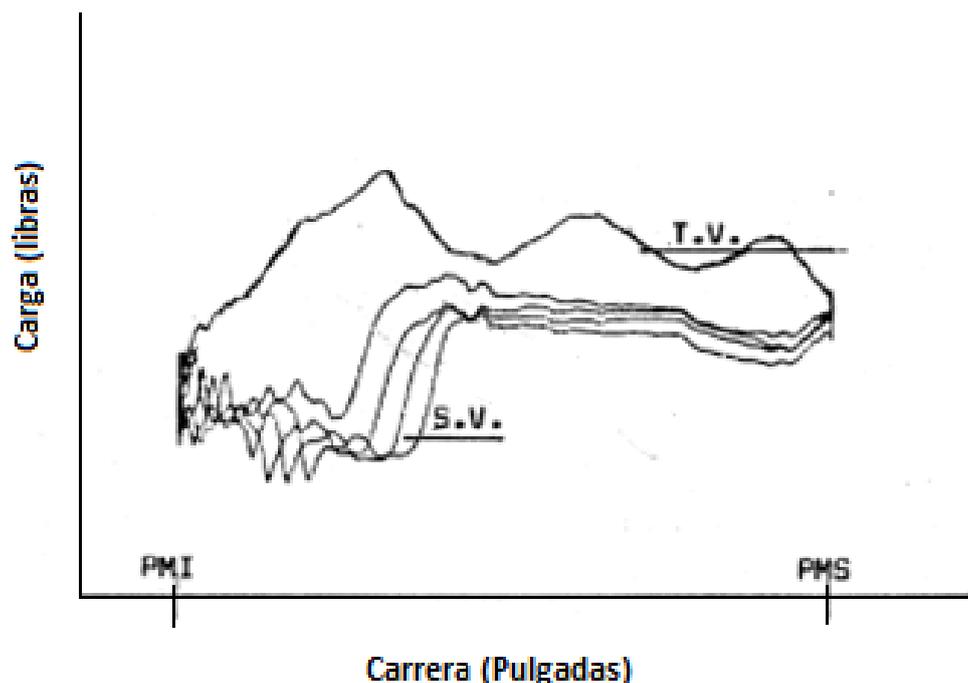


Figura 3.10: Carta dinamométrica con bloqueo por gas ⁽³³⁾.

3.2.2.3. Posibles soluciones

Para evitar el bloqueo por gas algunas posibles soluciones pueden ser modificar parámetros de bombeo, cambiar componentes de la bomba o utilizar bombas especiales. Las mismas se desarrollan a continuación:

3.2.2.3.1. Modificar parámetros de bombeo

Al modificar algunos parámetros se logra que las válvulas (TV y SV) se abran durante el ciclo de bombeo, evitando o eliminando el bloqueo por gas. En la sección 1.3 los parámetros mencionados en la Figura 1.6 son la presión de admisión (P_1), la presión de descarga (P_2) y el espacio nocivo (V_0). Estos son los parámetros que se modifican.

a) Aumentar la presión de admisión (P_1)

Lo que se busca es tener una alta presión de admisión para que al comienzo de la carrera ascendente esta sea mayor que la presión dentro de la cámara, de esta manera se logra la apertura de la válvula de pie y se elimina el bloqueo por gas. Para que la presión de admisión sea mayor se tiene que aumentar el nivel de fluido en el espacio anular, esto se logra disminuyendo los golpes por minuto. Al disminuir la velocidad de bombeo se eleva el nivel dinámico en el espacio anular entonces la presión de admisión aumenta.

Otra forma de incrementar el nivel dinámico para permitir la apertura de la válvula de pie es inyectando por entre columna desde superficie petróleo o agua de formación, y de esta manera se aumenta la presión de admisión.

b) Disminuir la presión de descarga (P_2)

Lo que se busca es disminuir la presión de descarga durante la carrera descendente para que esta sea menor que la presión dentro de la cámara, de esta manera se logra la apertura de la válvula viajera.

Físicamente esto no es posible, ya que en términos hidráulico sería como eliminar parte del fluido dentro de la columna de producción, entonces la manera de disminuir la presión de descarga es colocando una válvula que se pueda abrir o cerrar en la parte superior de la bomba independientemente de las condiciones dentro de la cámara. Esta válvula es conocida como válvula antibloqueo superior o Ring valve (RV).

La RV se coloca en la parte superior de la bomba entre la guía del vástago y el conector del barril como se muestra en la Figura 3.11. Está compuesta por un cuerpo principal, un asiento de válvula y un cierre de válvula como se observa en la Figura 3.12. Su función es la apertura rápida de la válvula viajera independientemente de la cantidad de gas libre que ingrese a la cámara evitando así el bloqueo por gas.

No se recomienda su instalación en pozos con aporte de arena ya que la luz de esta válvula es mayor a la luz diametral entre pistón y barril, por lo tanto se puede generar atascamiento de la misma.

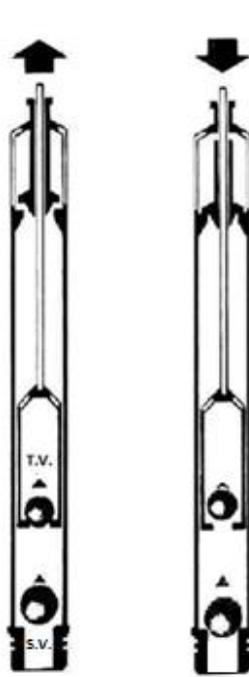


Figura 3.11: RV instalada en bomba (21).

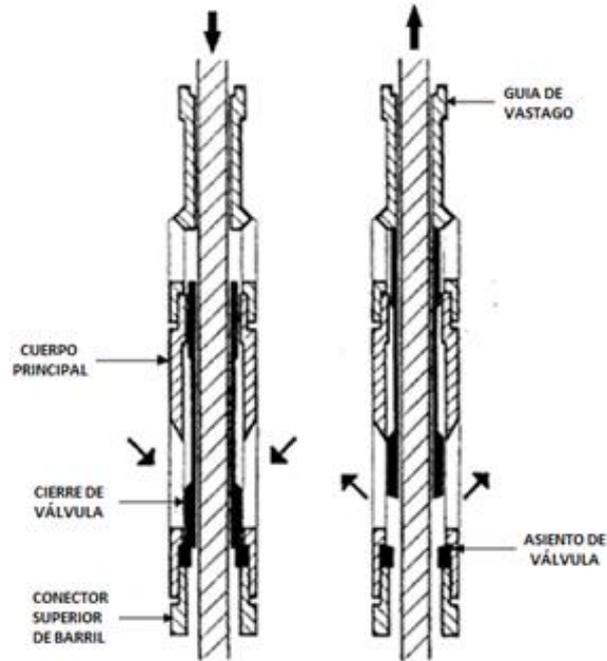


Figura 3.12: Válvula antibloqueo de gas superior o RV (35).

Funcionamiento de la RV:

Durante la carrera descendente debido a efectos hidráulicos y su propio peso el “cierre de válvula” hace tope en el “asiento de válvula” y la RV se cierra. Al cerrarse previene que la columna hidrostática por arriba de la RV actúe sobre la TV generando así una depresión en la cámara superior (entre la RV y la TV), siendo esta depresión menor que la presión dentro de la cámara inferior (entre la SV y TV). De esta manera se logra la apertura de la TV y el ingreso del fluido a la cámara superior.

Al comienzo de la carrera ascendente la RV está cerrada debido a la columna hidrostática que se encuentra por arriba de esta, el “cierre de válvula” se desplaza y abre la RV cuando la presión en la cámara superior debido a la compresión del fluido equilibra a la presión por arriba de la Ring Valve. Al abrirse la RV permite el pasaje del fluido desplazado por el pistón.

c) Disminuir el espacio nocivo (V_0)

Para permitir la apertura de la válvula viajera se debe disminuir al mínimo el espacio nocivo (espacio que existe entre ambas válvulas) y así evitar el bloqueo por gas.

Un parámetro a tener en cuenta relacionado con el espacio nocivo es la relación de compresión de la bomba (RC) y se calcula como indica la Ec. 3.1:

$$RC = \frac{VB + VNB}{VNB} = \frac{VB + VNB}{V_o} \quad \text{Ec. 3.1}$$

VB: Es el volumen barrido [pulg³], es decir el volumen cubierto por el recorrido del pistón.

VNB: Es el volumen no barrido [pulg³], es decir el volumen no cubierto por el recorrido del pistón. En otras palabras es el espacio nocivo (V_o).

Luego la presión máxima (P_{max}) que se puede alcanzar dentro de la cámara es (Ec. 3.2):

$$P_{max} = RC * P_1 \quad \text{Ec. 3.2}$$

P₁ es la presión de admisión.

Al disminuir V_o aumenta RC por lo tanto aumenta la presión máxima alcanzada dentro de la cámara. Si esta presión es mayor que la presión de descarga entonces la válvula viajera se abre y la bomba no se bloquea.

La relación de compresión de la bomba depende de los siguientes factores:

- Tipo de bomba: Hay que tener en cuenta que el espacio nocivo en las bombas de tubing es mayor que en las bombas insertables entonces la RC es menor, por lo tanto, no son recomendables cuando se tiene problemas con gas.
- Espacio nocivo de la bomba (V_o): Es variable dependiendo del tipo de bomba (insertable o de tubing) y componentes utilizados.
- Longitud de carrera de vástago pulido (S): Esta directamente asociada a la carrera del pistón (S_p). Si aumenta S_p entonces aumenta el VB y a su vez S, por lo tanto aumenta la RC como muestra la Figura 3.13.

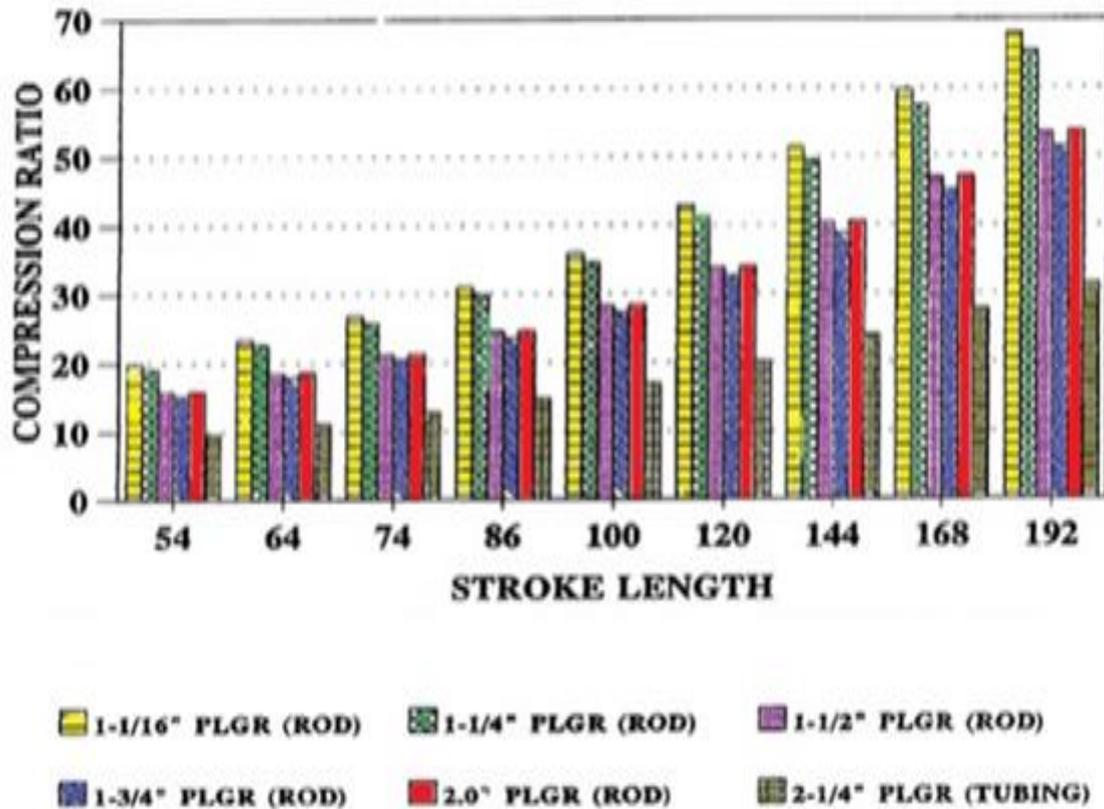


Figura 3.13: Relación de compresión de bombas de profundidad según API ⁽³⁹⁾.

- Desplazamiento de la bomba (PD): El PD como se definió en la Ec. 2.2 depende del diámetro del pistón (D_p), número de golpes (N) y carrera del pistón (S_p). Es decir que al modificar cualquiera de estos parámetros se modifica la RC. Se puede apreciar en la Figura 3.13 que para D_p menores y longitud de carreras largas de vástago (S) la RC es mayor que para D_p grandes y carreras cortas. Además, para un mismo S al aumentar el D_p se aumenta el espacio nocivo, por lo tanto la RC disminuye.
- Diseño de jaula de válvulas: Se pueden utilizar diseños especiales de jaulas para reducir el espacio nocivo. En una bomba estándar como muestra la Figura 3.14 la distancia entre asiento de válvulas es de 7 1/2" y utilizando un diseño especial esta distancia se reduce aproximadamente a 4" aumentando así la RC.

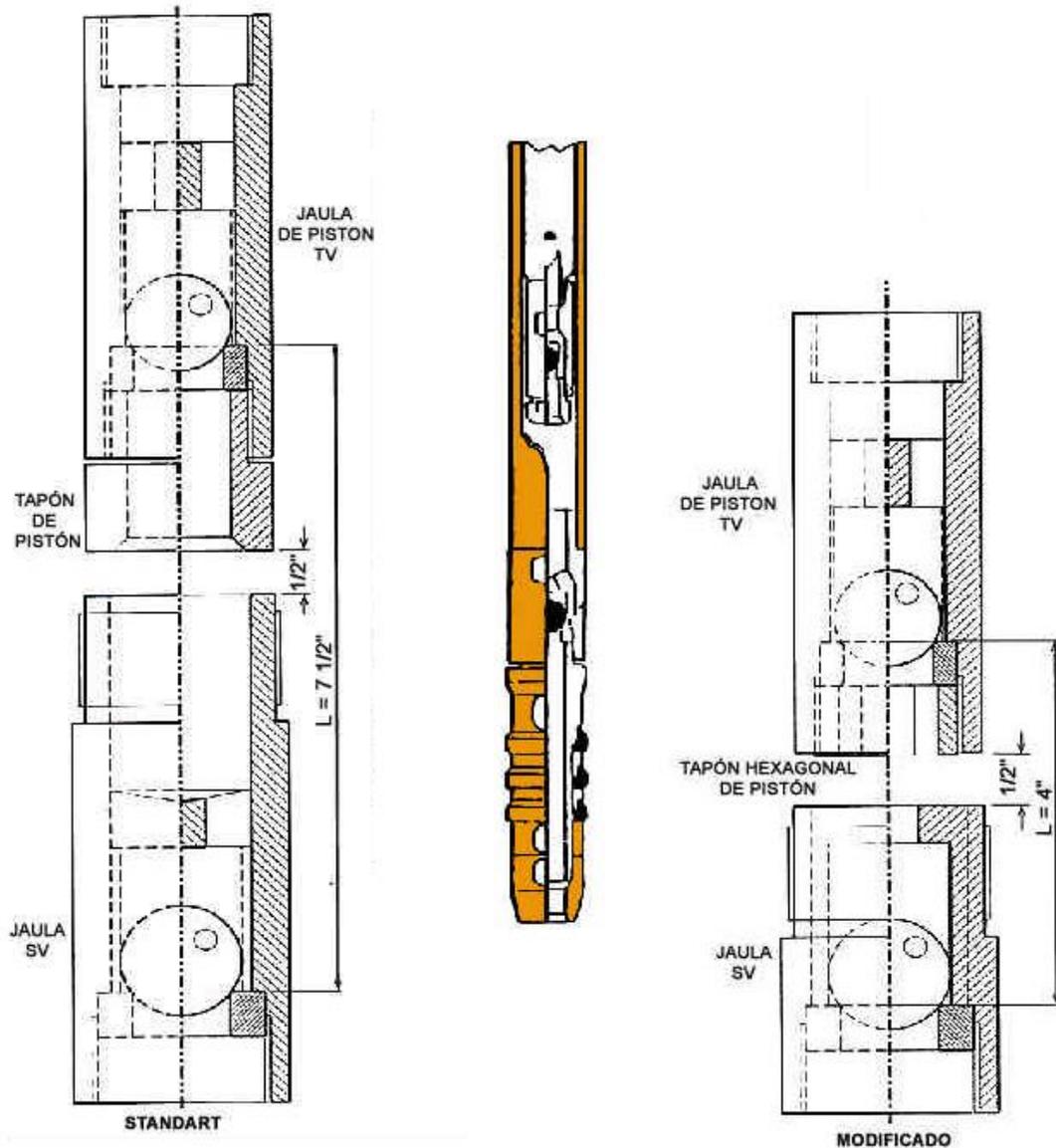


Figura 3.14: Modificación de jaulas de bombas para aumentar RC ⁽²¹⁾.

3.2.2.3.2. Colocación de dispositivos mecánicos en la bomba

Para evitar bloqueo por gas se pueden utilizar diferentes dispositivos, los más usados son:

a) Dispositivo antibloqueo mecánico

Este dispositivo mecánico se instala sobre la jaula de la válvula de pie. Por medio de un vástago solidario a dicha jaula abre la válvula viajera en la carrera descendente antes que el pistón llegue al punto muerto inferior y así permitir el ingreso del fluido a través de la TV. El mismo actúa de manera mecánica y no por diferencia de presiones. La Figura 3.15 muestra el dispositivo de antibloqueo mecánico.



Figura 3.15: Dispositivo antibloqueo mecánico ⁽²⁵⁾.

b) Jaula fija de alta compresión

Este tipo de jaula como muestra la Figura 3.16 es de menor longitud que una jaula estándar, por lo tanto el espacio nocivo es menor. Pueden ser utilizadas en pozos donde se tiene alto GOR y en cualquier tipo de bomba insertable.

Al utilizar esta jaula se reduce el espacio nocivo, por lo tanto, aumenta la relación de compresión y la presión entre válvulas, superando ésta a la presión de descarga durante la carrera descendente. De esta manera se logra la apertura de la válvula viajera. La Figura 3.17 muestra una jaula fija de alta compresión comparada con una jaula estándar.

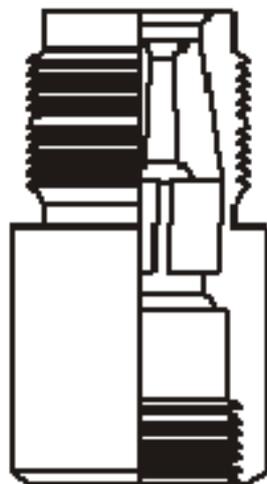


Figura 3.16: Jaula fija de alta compresión ⁽³⁷⁾.



Figura 3.17: Comparación entre jaulas fija de alta compresión (izquierda) y estándar (derecha) ⁽²⁾.

3.2.2.3.3. Utilización de bombas especiales

Se pueden utilizar bombas especiales que sirven para manejar fluidos acompañados con cierta cantidad de gas, éstas evitan posibles bloqueos por gas.

Las bombas especiales más utilizadas son:

a) Bomba Hollow

La bomba Hollow o bomba de varilla hueca de dos etapas está diseñada para utilizarse en pozos con alto GOR y donde la producción de fluido viene acompañada de presencia moderada de arena. La misma es una bomba estacionaria del tipo insertable de pared gruesa (RH) o de pared fina (RW), y puede utilizarse con anclaje superior o inferior.

El diseño de la Bomba Hollow se realizó para que la mezcla gas libre-líquido que ingresa a la misma se comprima dos veces, ya sea en la cámara superior e inferior para poder así evitar el boqueo por gas.

Está a diferencia de una bomba estándar insertable, tiene en su interior una cupla perforada, una guía de varilla hueca, una varilla hueca, un conector de varilla hueca y en la parte superior de la bomba una válvula de control de gas de dos etapas (Figura 3.18).



Figura 3.18: Bomba Hollow ⁽²⁵⁾.

La cupla perforada tiene cuatro orificios simétricos y conecta la parte superior del pistón a la parte inferior de la varilla hueca. Los orificios de esta permiten el ingreso del fluido (líquido y gas libre) a la cámara que se encuentra arriba del pistón (cámara superior) en la carrera descendente y que los fluidos salgan de esta cámara en la carrera ascendente. La varilla hueca está unida a través de un conector a una válvula de control (conjunto de bola y asiento) que se utiliza para evitar el bloqueo por gas. Esta válvula en la parte superior se coloca con el fin de aislar la columna de fluido hidrostática en la tubería de producción durante la carrera descendente del pistón. También en vez de tener una guía de vástago macizo tiene una guía de varilla hueca diseñada de tal forma para proveer una luz ajustada entre “guía de varilla hueca-varilla hueca” para permitir la compresión del fluido en la cámara superior.

El funcionamiento es similar al de una bomba estándar con la diferencia que el fluido producido es desplazado por el interior de la varilla hueca y la válvula de control abierta como se puede observar en la Figura 3.19.

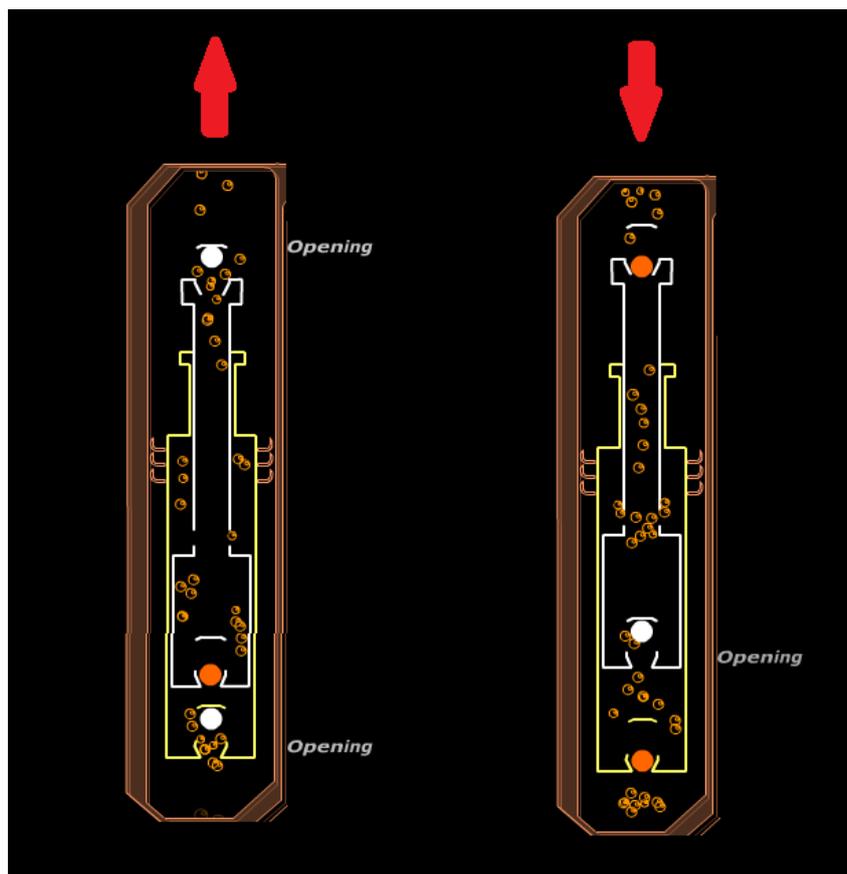


Figura 3.19: Funcionamiento de la bomba Hollow ⁽⁴⁾.



Funcionamiento de la bomba Hollow:

Durante la carrera ascendente:

- Al inicio de esta carrera en el punto muerto inferior tanto la válvula de pie (SV) como la válvula de control están cerradas y la válvula viajera abierta (TV).
- Al ascender el pistón se produce una expansión del gas libre en la cámara inferior (entre la SV y TV) y disminuye la presión en la misma.
- La baja presión en la cámara inferior permite la apertura de la SV y el cierre de la TV. Esto ocurre porque la presión en esta cámara es menor que la presión de admisión y que la presión por arriba de la TV.
- Cuando el pistón asciende la apertura de la SV y el cierre de la TV no se realiza de manera inmediata como cuando se bombea solamente líquido.
- Además, a medida que el pistón va ascendiendo se comprime el fluido que se encuentra en la cámara superior (entre la parte superior del barril y parte superior del pistón), aumentando la presión en la misma debido a la compresión del gas libre. De esta manera por diferencia de presión el fluido sale de la cámara superior ingresando a la varilla hueca y abre la válvula de control, permitiendo el desplazamiento del fluido hacia la superficie.
- Al estar abierta la SV el fluido de la formación ingresa a la cámara de la bomba.

Durante la carrera descendente:

- Al comenzar la carrera en el punto muerto superior tanto la válvula de pie (SV) como la de control están abiertas, y la válvula viajera (TV) está cerrada.
- La apertura de la TV y el cierre de la SV no se realiza de manera inmediata, va a depender de la cantidad de gas libre que esté en la cámara inferior.
- Al descender el pistón en la cámara superior se produce una expansión del gas libre que acompaña al líquido, generando una disminución de presión en la misma. Debido a esta caída de presión el fluido ingresa dentro de la cámara superior. Entonces la válvula de control se cierra ayudada por la presión hidrostática que se encuentra por arriba de esta y aísla la columna de fluido que quedó por encima.

- Además, a medida que el pistón desciende va comprimiendo el fluido (gas libre y líquido) en la cámara inferior, permitiendo un aumento de la presión en la misma.
- Cuando la presión en la cámara inferior debido a la compresión sea alta la TV se abre y la SV se cierra. Esto ocurre porque la presión alcanzada en la cámara es mayor que la presión por arriba de la TV y que la presión de admisión. Al abrirse la TV se evita el bloqueo por gas.
- Al estar abierta la TV el fluido que está en la cámara inferior comienza a ingresar al pistón. Luego este fluido es desplazado en la próxima carrera ascendente hacia la superficie.

Estas bombas Hollow comparadas con otros tipos tienen mayor relación de compresión (RC), como se observa en la Figura 3.20.

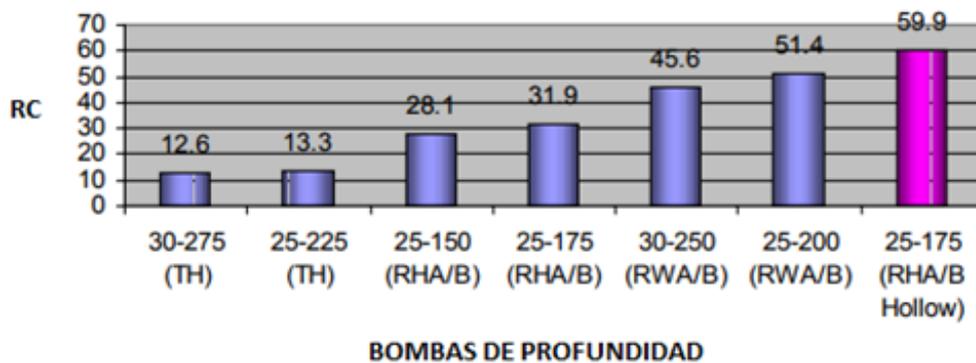


Figura 3.20: Relación de compresión en bombas de profundidad ⁽⁴⁰⁾.

b) Bomba de Barril Variable

Este tipo de bomba como en el caso anterior se la utiliza en pozos con alto GOR y está diseñada de tal forma para evitar el bloqueo por gas.

Como se muestra la Figura 3.21 la bomba de barril variable a diferencia de una bomba convencional en la parte superior comienza a variar el diámetro interior del barril. Donde el barril va tomando una forma cónica a medida que aumenta el diámetro interno del mismo.

Esta bomba utiliza el mismo principio de funcionamiento que una convencional. A medida que el pistón asciende la TV está cerrada y el fluido por arriba de ella se eleva hacia la superficie, además la ST está abierta ingresando gas libre acompañando al líquido. Al expandirse el gas libre en la carrera ascendente la presión en la cámara por debajo de la TV disminuye y al pasar el pistón por la parte superior del barril donde el

diámetro interior comienza a aumentar se produce el escurrimiento del líquido hacia la cámara. Debido a este escurrimiento se llena la cámara con líquido facilitando que en la carrera descendente la presión en la cámara se equilibre con la presión de descarga. Entonces se realiza la apertura de la TV al descender el pistón evitando el bloqueo por gas.

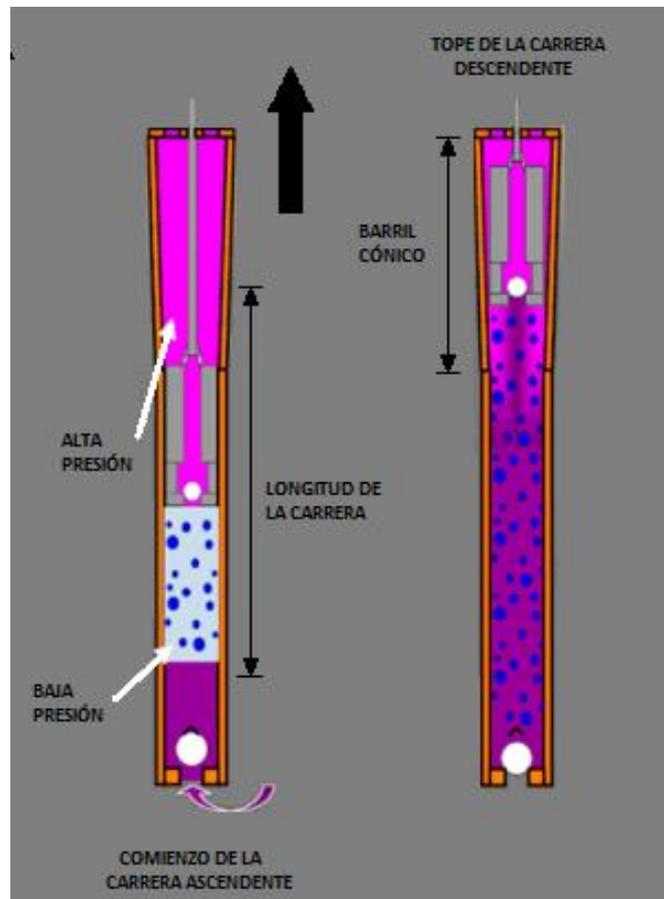


Figura 3.21: Bomba de barril variable ⁽³⁹⁾.

3.2.2.4. Ejemplos de aplicación a casos reales de pozo con bloqueo por gas

En base a experiencias de campo a continuación se muestran algunos casos reales de pozo:

a) Pozo bloqueado por gas

Del trabajo técnico “Análisis dinamométrico-Separadores Gas de fondo” ⁽⁴⁴⁾ se obtuvo la carta dinamométrica del pozo LCA-33 de la zona de Malargue provincia de Mendoza como muestra la Figura 3.22.

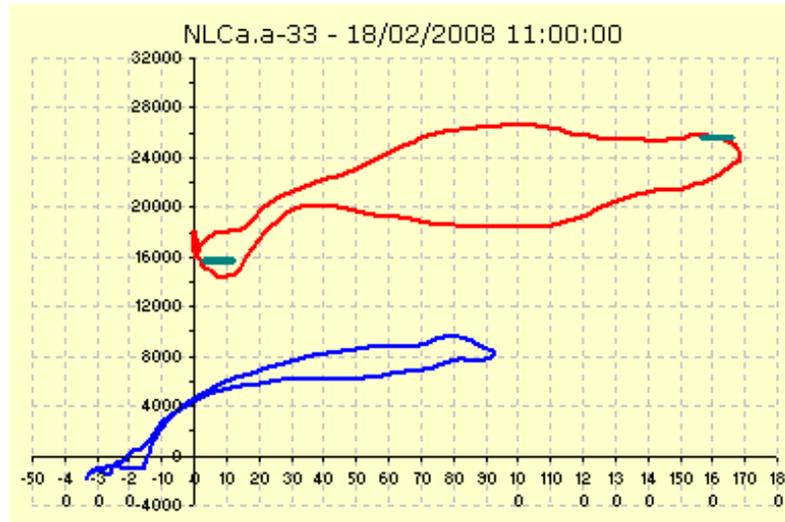


Figura 3.22: Carta dinamométrica del pozo LCA-33 ⁽⁴⁴⁾.

“La carta dinamométrica (Figura 3.22) tiene esa forma ya que la bomba se bloqueó por gas y el área de trabajo de la bomba es nula por lo tanto el pozo no produce. Además el bloqueo por gas generó roturas de empaquetaduras y en consecuencia problemas medioambientales” ⁽⁴⁴⁾.

b) Aumento de la presión de admisión (P_1)

El trabajo técnico “*How to Prevent Gas Lock in Sucker Rod Pumps*” ⁽³⁸⁾ se realizó en base a experiencias de campo donde se aumentó la P_1 obteniéndose resultados satisfactorios. “La Tabla 3.1 muestra el caso de una bomba que después de haber comenzado a bombear desarrolló un bloqueo de gas luego de varias horas. Al disminuir la velocidad de bombeo permitió que P_1 aumente eliminando el bloqueo por gas y así obteniendo un caudal de producción continuo de petróleo (Q)” ⁽³⁸⁾.

Tabla 3.1: Aumento de la presión de admisión ⁽³⁸⁾.

Condiciones	Antes de modificar P_1	Después de modificar P_1
P_1 (Mpa)	0,498	1,569
P_2 (Mpa)	21,569	21,569
N (GPM)	8	7
Q (m3/dia)	0	1,293

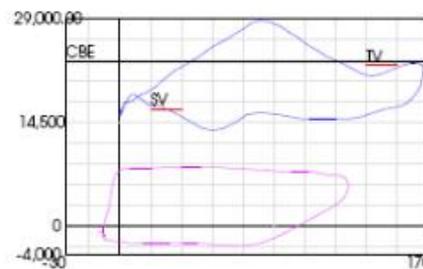
c) Utilización de la Ring Valve (RV)

En el trabajo técnico “*Como Mejorar el Desplazamiento Efectivo de las Bombas de Accionamiento Mecánico que Trabajan en Pozos con Gas Libre*” ⁽³⁵⁾ se obtuvieron resultados satisfactorios en base a experiencias de campo en todos los pozos en los que se bombeaba con gas libre y donde se les incorporó la RV a las bombas.

A continuación se muestran las cartas dinamométricas obtenidas para algunos pozos de diferentes zonas, en donde en cada uno se utilizó bombas mecánicas estándar y bombas a las que se les colocó la RV.

“La Figura 3.23 muestra las cartas dinamométricas para el pozo PZ-993, ubicado en la zona “Zorro”. Esta muestra que al utilizar una válvula Ring Valve el desplazamiento efectivo es superior en un 15,95% que una bomba sin RV. Lo mismo sucedió con el caudal de producción al utilizar la RV, el mismo es superior en un 18,90% que una bomba sin RV” (35).

PZ-993 SIN RING VALVE
 Bomba: 1 3/4"
 Carrera: 168.38"
 GPM: 7.97
 Desplazamiento efectivo: 33.23 m3/día
 Producción bruta: 30.00 m3/día



PZ-993 CON RING VALVE
 Bomba: 2"
 Carrera: 169.50"
 GPM: 5.75
 Desplazamiento efectivo: 38.53 m3/día
 Producción bruta: 35.67 m3/día

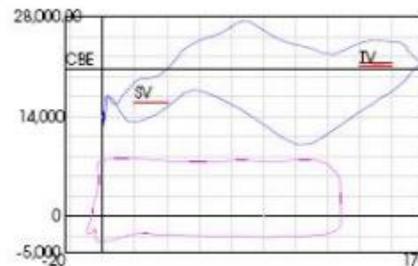
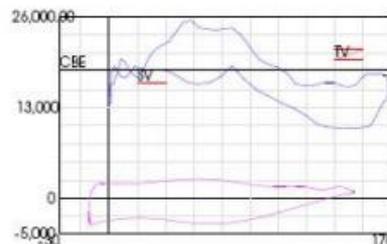


Figura 3.23: Cartas dinamométricas obtenidas antes y después de la instalación de la Ring Valve (35).

PLMS-813 SIN RING VALVE
 Bomba: 1 3/4"
 Carrera: 168.63"
 GPM: 9.17
 Desplazamiento efectivo: 70.06 m3/día
 Producción bruta: 42.99 m3/día



PLMS-813 CON RING VALVE
 Bomba: 2"
 Carrera: 168.63"
 GPM: 10.11
 Desplazamiento efectivo: 95.14 m3/día
 Producción bruta: 93.65 m3/día



Figura 3.24: Cartas dinamométricas obtenidas antes y después de la instalación de la Ring Valve (35).



“La Figura 3.24 muestra las cartas dinamométricas para el pozo PLMS-813, ubicado en la zona “La Madreselva Sur”. En la misma se observa que al utilizar una válvula Ring Valve el desplazamiento efectivo es superior en un 35,79 % que una bomba sin RV. Lo mismo sucedió con el caudal de producción al utilizar la RV, el mismo es superior en un 117,84 % que una bomba sin RV”⁽³⁵⁾.

Como conclusión “en base a estas experiencias realizadas en campo los resultados han demostrado que la válvula antibloqueo superior o ring valve es una herramienta apropiada para enfrentar el problema de baja eficiencia y para evitar el bloqueo debido al gas libre que ingresa a la bomba. Por comparación de los resultados se confirma que el uso de esta válvula mejora la eficiencia volumétrica y el desplazamiento efectivo de la bomba”⁽³⁵⁾.

d) Utilización de la bomba Hollow

En el trabajo técnico “*Bombas Hollow (Bomba de Vástago hueco de dos etapas)*”⁽⁴⁰⁾ se obtuvieron las cartas dinamométricas para diferentes pozos. En algunos pozos se registraron antes y después de la colocación de una Bomba Hollow, y en otros se instaló directamente esta bomba. A continuación se muestran algunos registros obtenidos de los pozos de la experiencia de campo realizada y se pueden sacar las siguientes interpretaciones cualitativas:

- Las cartas dinamométricas mostradas en la Figura 3.25 corresponden a un pozo donde se registró antes y después de instalar la bomba Hollow. Comparando ambas se muestra que sin bomba Hollow se pierde desplazamiento efectivo del pistón para expandir y comprimir el gas, además la carga sobre el vástago disminuye de manera suave en la carrera descendente. Al colocar la bomba Hollow se mejora la carrera para expandir el gas en la carrera ascendente favoreciendo a la apertura de la SV, pero al comienzo de la carrera descendente la carga sobre el vástago no varía mucho y luego disminuye abruptamente. El trabajo realizado por la bomba es menor y así la eficiencia de la bomba disminuye. Los resultados en cuanto a la eficiencia no fueron los esperados, pero si se evita el bloqueo por gas.

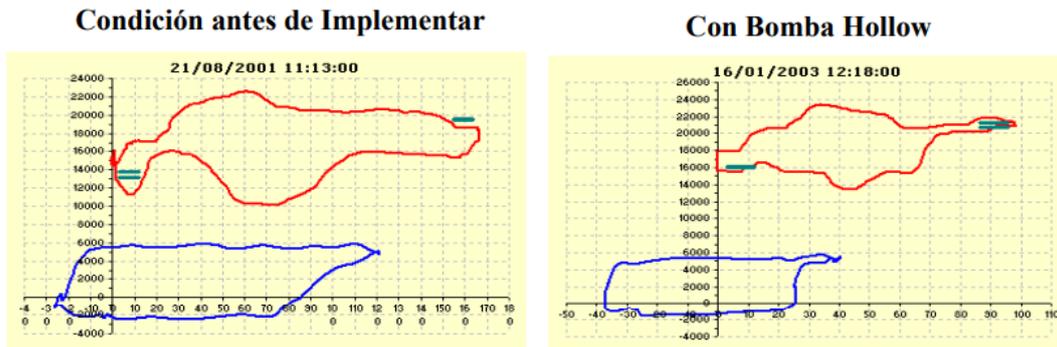


Figura 3.25: Cartas dinamométricas antes y después de colocar la Bomba Hollow ⁽⁴⁰⁾.

- Las cartas dinamométricas mostradas en la Figura 3.26 corresponden a un pozo donde se registró antes y después de instalar la bomba Hollow. Comparando ambas se observa que sin bomba Hollow la carga sobre el vástago presenta variaciones durante la carrera ascendente y descendente, además hay compresión del gas al descender el pistón. Al colocar la bomba Hollow se mejoraron las variaciones sobre el vástago en ambas carreras, la carrera descendente para comprimir el gas disminuyó y el trabajo de la bomba es mejor. Los resultados fueron satisfactorios aumentando la eficiencia de la bomba.

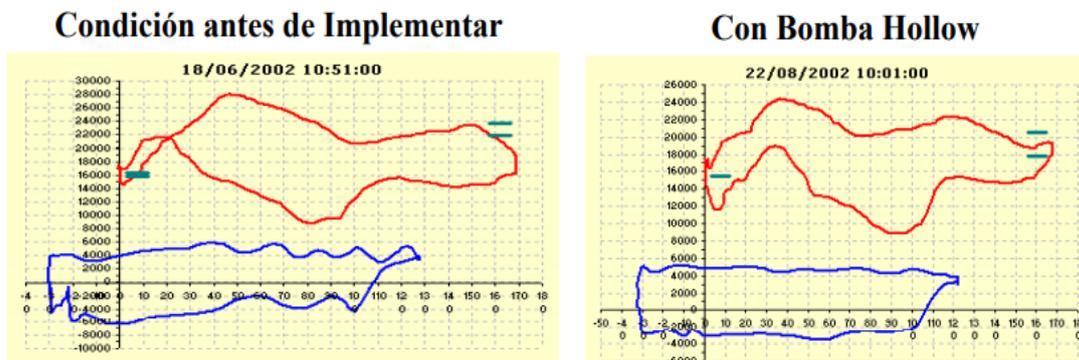


Figura 3.26: Cartas dinamométricas antes y después de colocar la Bomba Hollow ⁽⁴⁰⁾.

- La carta dinamométrica mostrada en la Figura 3.27 corresponde a un pozo donde se utilizó la bomba Hollow, en la misma se muestra que parte de la carrera descendente se utiliza para comprimir el gas y que al comienzo del descenso del pistón la carga sobre el vástago disminuye de manera suave.

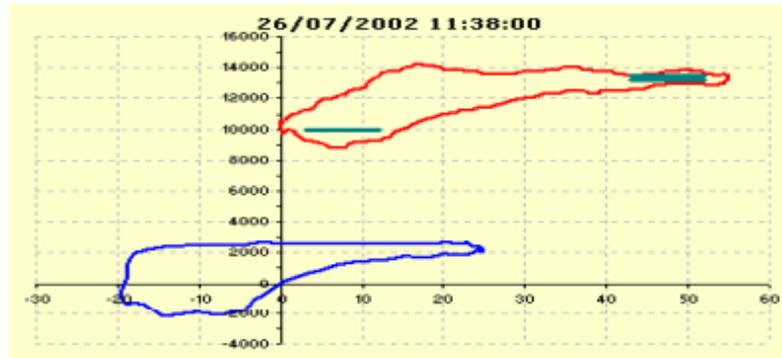


Figura 3.27: Carta dinamoétrica utilizando la Bomba Hollow ⁽⁴⁰⁾.

3.2.3. Surgencia a nivel de bomba

3.2.3.1. Descripción

La surgencia a nivel de bomba es un caso particular de bloqueo y se observa en la Figura 3 28.

“Ocurre cuando burbujas de gas de alta presión comienzan a pasar a través de la bomba empujando ambas válvulas fuera de sus asientos y manteniéndolas sin asentar a lo largo de la carrera ascendente y de la descendente. Este problema es más raro que el bloqueo por gas, pero es común en pozos que tienen alta presión de formación y gran potencial de producir grandes volúmenes de gas. El uso de bolas de válvulas livianas agrava el problema. Este problema es más común en pozos nuevos o que han sido estimulados y es muy común en pozos que han sido surgentes que se les baja instalación de bombeo. Especialmente en el arranque del pozo que se encuentra el espacio anular lleno de líquido, el pozo ha recuperado presión. Es muy difícil hacerlo producir y bajar el nivel de la entre columna.

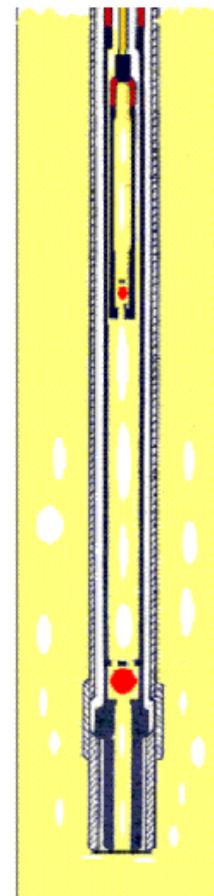


Figura 3 28: Surgencia a nivel de bomba ⁽³⁷⁾.

Una de dos condiciones precede este bloqueo. Tiene que haber un nivel de fluido en el anular mayor de 1/8 de la profundidad total del niple asiento o cuando la instalación de tubing tiene un packer sobre los punzados que da el mismo efecto. Cuando se tiene alguna de estas condiciones el bloqueo es muy probable. Donde burbujas de gas microscópicas y de alta presión encuentran su camino hacia el pozo y son atrapadas en el fluido tal como el gas carbónico en la soda. Debido a la gran

presión hidrostática del fluido en el anular estas burbujas microscópicas permanecen estáticas en el mismo, es decir, no se desplazan hacia arriba.

El fluido se puede mover debido a dos causas, ya sea por la gravedad o debido a presión diferencial. Cuando comienza a funcionar la bomba, el diferencial de presión provoca que el fluido se mueva, aunque lentamente hacia ella. El gas es más susceptible a la presión diferencial y las burbujas microscópicas se desplazan hacia la zona de menor presión a medida que la bomba succiona fluido, expandiéndose algo en la zona de menor presión.

A medida que el fluido es succionado en la bomba lo mismo ocurre con las burbujas microscópicas. Estas burbujas empiezan a expandirse a medida que se mueven hacia la superficie. Cuanto más ascienden a la superficie más se reduce la presión hidrostática sobre ellas. En este punto las burbujas ya no son más microscópicas y empiezan a fusionarse en burbujas grandes. Con la presión baja por encima de ellas, las burbujas aumentan su velocidad hacia la superficie arrastrando consigo al fluido. Este efecto que podríamos llamar surgencia, provoca una disminución de presión en el interior del tubing, favoreciendo un rápido movimiento de las burbujas que están a mayor profundidad, vaciándose de esta manera gran parte de la cañería.

Dado que las burbujas estáticas en el anular tienen tendencia a migrar hacia zonas de menor presión son empujadas hacia la succión de la bomba debido a la menor presión en el tubing. Las bolas de las válvulas son entonces levantadas de sus asientos por las burbujas que llegan y la bomba deja de bombear”⁽³⁷⁾.

3.2.3.2. Diagnóstico

La Figura 3.29 muestra una carta dinamométrica con surgencia a nivel de bomba, la bomba deja de producir por lo tanto el área de trabajo es nula. Se puede observar una línea horizontal que representa el trabajo que realiza el aparato de bombeo para subir y bajar las varillas coincidentes con las cargas de las válvulas (SV y TV).

Este tipo de problema se observó en uno de los pozos analizados por el trabajo técnico “Análisis dinamométrico-Separadores Gas de fondo”⁽⁴⁴⁾. “El pozo LCA-93 ubicado en la zona de Malargüe provincia de Mendoza estaba produciendo utilizando un separador de gas de fondo tipo packer, luego se gasificó y dejó de producir. La Figura 3.30 muestra el registro dinamométrico del pozo.

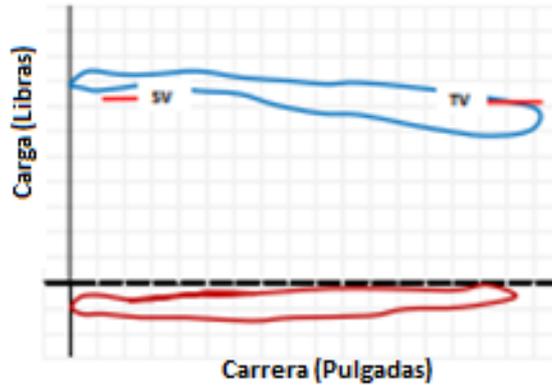


Figura 3.29: Carta dinamo-métrica con surgencia a nivel de bomba ⁽⁴²⁾.

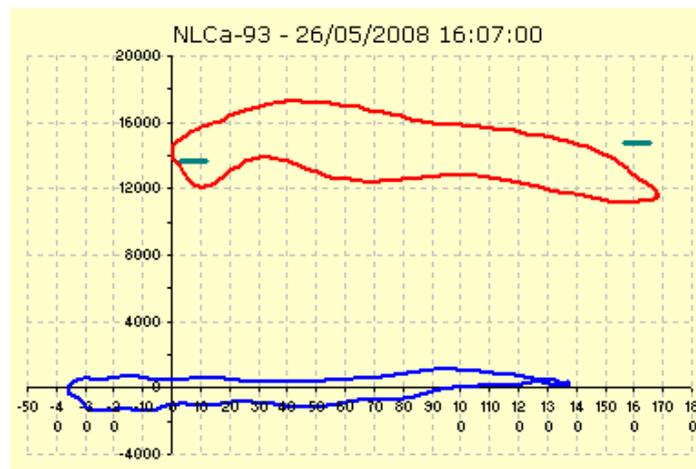


Figura 3.30: Carta dinamo-métrica con surgencia a nivel de bomba del pozo LCA-93 utilizando un ancla de gas tipo packer ⁽⁴⁴⁾.

Se puede observar en la carta dinamo-métrica (Figura 3.30) que el trabajo de la bomba es casi nulo y la línea horizontal representa el trabajo realizado por el sistema para subir y bajar las varillas. Además las cargas sobre las válvulas (TV y SV) son similares” ⁽⁴⁴⁾.

3.2.3.3. Posibles soluciones

“Para poder solucionar este tipo de bloqueo de la bomba lo que se requiere es forzar a cerrar alguna de las bolas en su asiento. La única bola que puede ser manipulada desde superficie es la viajera. Bombeando desde superficie se puede forzar la bola de la válvula viajera contra su asiento y el pozo podrá ser bombeado normalmente mientras se mantenga la presión.

Levantando la presión sobre la bola de la válvula viajera ligeramente por arriba de la presión de formación se puede disminuir el efecto de la corriente de burbujas. Una presión de alrededor de 300 psi en superficie se recomienda inicialmente a pesar de que

pueden ser necesarios ciertos ajustes. Una vez que el pozo comienza a bombear y el fluido baja considerablemente en el anular, la contrapresión ya no será necesaria.

Algunos pozos son capaces de levantar un alto nivel de fluido cuando están parados por cierto tiempo. Estos pozos pueden necesitar contrapresión para bombear correctamente hasta que el nivel de fluido en el anular baja al punto tal que esa dirección se torna más atractiva al gas para escapar.

Para poder bombear desde superficie se coloca una válvula de contrapresión en la salida del tubing. Estas válvulas son efectivas para combatir este problema y no tienen efecto real sobre la eficiencia de la bomba. Sin embargo las mismas aumentan la carga sobre las varillas y la presión sobre la empaquetadura del vástago pulido” (37).

La Figura 3.31 muestra una válvula de contrapresión que se coloca en el tubing.

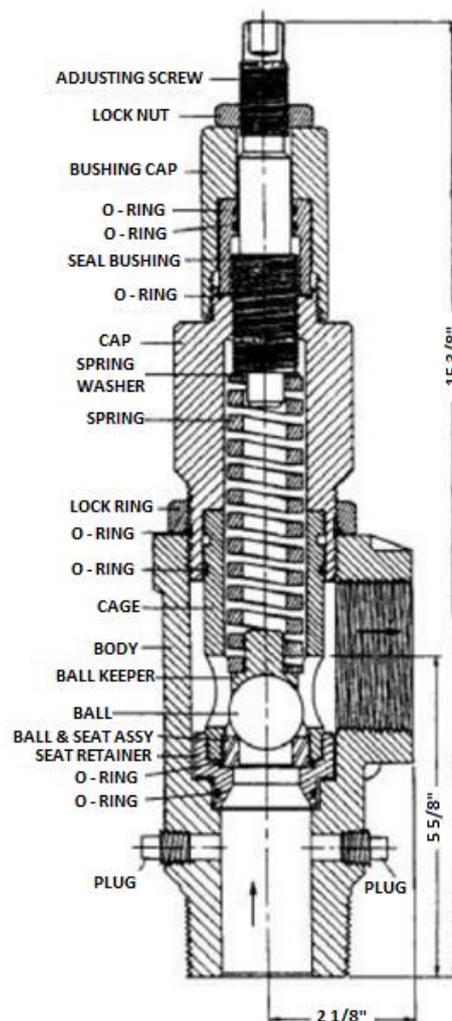


Figura 3.31: Válvula de contrapresión (2).

CAPÍTULO IV: CASO REAL DE POZO CON PRESENCIA DE GAS Y SU POSIBLE SOLUCIÓN O PREVENCIÓN

4.1. Resumen

Bombear gas libre en un pozo de petróleo puede disminuir significativamente la eficiencia de una bomba de profundidad en bombeo mecánico. Un método para minimizar este problema es la instalación de un separador de gas de fondo conocido como ancla de gas (AG). Además, la profundidad de ubicación del sistema bomba-ancla de gas (B-AG) es una variable significativa para mejorar la eficiencia general. Se presenta un método para determinar la profundidad óptima de ubicación del sistema B-AG y un cálculo de diseño de un AG tipo Poor-Boy Modificado.

4.2. Introducción

En pozos donde existen problemas de interferencia de gas y no es posible colocar la bomba por debajo de los punzados, la presión de admisión (P_{adm}) es un parámetro importante a tener en cuenta que afecta la eficiencia del AG. Para describir esto se utiliza la Figura 4.1, donde muestra la eficiencia volumétrica del sistema B-AG en función de la P_{adm} . Si la condición de trabajo está por debajo de la presión del punto de burbuja, a menores P_{adm} aumenta el gas libre a la entrada de la bomba lo cual disminuye la eficiencia (curva BOMBA SIN AG de la Figura 4.1), por lo tanto es necesario un método para separar el gas antes de que ingrese a la bomba. Se observa de la curva con AG (Figura 4.1) que la mayor eficiencia se logra a bajas P_{adm} , esta se controla a través de la profundidad de ubicación del sistema B-AG y/o el nivel de líquido en el anular.

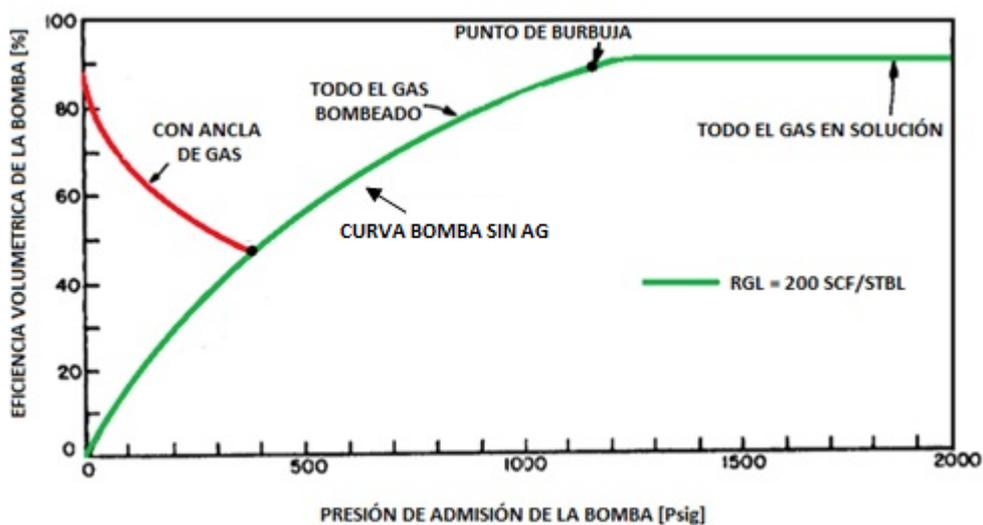


Figura 4.1: Eficiencia volumétrica vs presión de admisión ⁽⁴⁵⁾.



En cuanto al AG, se puede decir que el éxito del diseño depende de que la velocidad con la cual el líquido baja, sea menor que la velocidad terminal de las burbujas de gas. La velocidad descendente del líquido va a depender del caudal de producción y de la geometría del AG, sobre todo del área anular de esta. T. E. W. Nind dice en su libro “*Fundamentos de Producción y Mantenimiento de Pozos Petroleros*”⁽⁴⁹⁾ que las dimensiones de la geometría del AG, aunque se basan hasta cierto grado en la experiencia, son arbitrarias en alto grado y se necesita realizar una cantidad considerable de trabajo para determinar la mejor geometría del AG en cualquier pozo en particular”.

4.3. Modelo matemático

4.3.1. Curva presión de admisión vs caudal total de líquido

“La ecuación de la eficiencia volumétrica real de la bomba ($EV_{REAL BOMBA}$) (Ec. 4.1) se puede desarrollar en términos de la eficiencia volumétrica (EV) resultante de la presencia de gas libre en la bomba, fugas de fluido por las válvulas y escurrimiento del émbolo, y la holgura entre el émbolo en la parte inferior de su carrera descendente y la parte inferior de la bomba (espacio nocivo).

$$EV_{REAL BOMBA} = EV(\text{gas libre}) * EV(\text{fugas}) * EV(\text{holgura}) \quad \text{Ec. 4.1}$$

Donde se denomina:

$$EV_{B-AG} = EV(\text{gas libre}) \quad (\text{eficiencia volumétrica del sistema B - AG})$$

$$EV_{BOMBA} = EV(\text{fugas}) * EV(\text{holgura}) \quad (\text{eficiencia volumétrica Bomba})$$

La pérdida de EV resultante de las fugas suele ser muy pequeña para las bombas que funcionan correctamente. Sin embargo, para ciertos tipos de bombas y ciertas condiciones de operación, la pérdida de EV resultante por holgura puede ser significativa.

Por lo tanto, para nuestro estudio y modelo, se considera el caso donde no hay fugas en la bomba y donde existe un volumen cero de espacio nocivo. Estas suposiciones producen una eficiencia volumétrica de la bomba que es ligeramente mayor que la eficiencia que realmente existe en el pozo, pero serán tenidas en cuenta en los cálculos de la sección 4.6.3.



Con estas dos suposiciones la EV real de la bomba depende solo del gas libre y de aquí parte el análisis para la obtención de las curvas.

$$EV_{REAL\ BOMBA} = EV(gas\ libre) = EV_{B-AG}$$

La EV del sistema B-AG (Ec. 4.2) se puede definir simplemente como la relación entre el volumen del líquido producido en la superficie y el desplazamiento volumétrico (PD) de la bomba requerido para producir ese líquido. En la Ec. 4.2 se observa la importancia de la presión de admisión de la bomba y el gas libre a la entrada de la misma como un factor determinante de la eficiencia volumétrica.

$$EV_{B-AG} = \frac{Q_l}{PD} = \frac{Q_o + Q_w}{PD} = \frac{Q_o + Q_w}{Q_o * B_o + Q_w * B_w + \frac{R * Q_o * B_g}{5,614}} \quad Ec. 4.2$$

Ql: caudal de producción de líquido en superficie [stbl/d].

R: es el gas libre que pasa por la bomba [scf/stblo].

Qo: caudal de petróleo en la superficie [stblo/d].

Bw: factor volumétrico del agua [rblw/stblw].

Qw: caudal de agua en la superficie [stblw/d].

Bo: factor volumétrico del petróleo [rblo/stblo].

PD: desplazamiento volumétrico de la bomba [bl/d].

Bg: factor volumétrico del gas [rcf/scf].

La Ec. 4.3 es una descripción cuantitativa del rendimiento de un anclaje de gas en términos del gas libre que permite pasar a la bomba.

$$R = C * P^{2/3} * V_{sl}^{1/2} * B_o * \frac{5,614}{B_g} \quad Ec. 4.3$$

P: presión de admisión de la bomba [psi].

C: coeficiente del ancla de gas.

V_{sl}: velocidad superficial del líquido en el área anular del ancla de gas [pie/s].

La Ec. 4.3 es válida solo cuando la cantidad de gas que pasa a través del AG es menor o igual que el gas libre en superficie, es decir:

$$R \leq GOR - R_s$$



El valor del coeficiente “C” varía ligeramente para diferentes propiedades físicas del fluido y tipos de anclas de gas. La experiencia de campo generalmente tiende a indicar los siguientes valores aproximados para C:

C = 0,028 para anclajes de gas tipo Copa.

C = 0,036 para anclajes de gas tipo Packer.

La velocidad superficial del líquido se calcula en términos de caudales de agua y petróleo como indica la Ec. 4.4:

$$V_{sl} = \frac{(Q_o * B_o + Q_w * B_w) * 5,614}{A_{an} * 86400} \quad \text{Ec. 4.4}$$

A_{an}: área de la sección transversal anular del ancla de gas [pie²].

Combinando las Ec. 4.2 a Ec. 4.4, el caudal de desplazamiento volumétrico de la bomba se puede expresar en términos de la presión de admisión y el caudal de producción total de líquido deseado como muestra la Ec. 4.5:

$$PD = \frac{Q_1 * \left\{ B_o * \left[1 + C * P^{2/3} * \left[\frac{Q_1 * (B_o + WOR * B_w) * 5,614}{(1 + WOR) * A_{an} * 86400} \right]^{1/2} \right] + WOR * B_w \right\}}{(1 + WOR)} \quad \text{Ec. 4.5}$$

Donde WOR es la relación agua-petróleo. La Ec. 4.5 se resuelve implícitamente para un caudal de líquido deseado, fijando un PD y variando la presión de admisión. Así se obtienen las curvas presión de admisión vs. caudal total de líquido del sistema B-AG para distintos desplazamientos volumétricos.

4.3.2. Determinación de la profundidad óptima

El método para determinar la profundidad óptima de ubicación del sistema B-AG se extrajo del libro T. E. W. Nind ⁽⁴⁹⁾. Se obtiene al superponer las curvas de presión-caudal para distintas profundidades con las curvas presión de admisión- caudal total de líquido para el sistema B-AG.

4.3.3. Diseño de ancla de gas tipo “Poor-Boy Modificado”

El diseño del ancla se basó en los trabajos técnicos “*An Engineering Approach to Gas Anchor Design*” ⁽⁴¹⁾ y “*Bombeo Mecánico, Optimización, Diagnóstico y Operación*” ⁽²²⁾. Las ecuaciones serán dadas junto al desarrollo del cálculo en la sección 4.6.3 para una mejor comprensión del mismo.

4.4. Planteo y análisis del problema

Se ensayó una capa productora a 5500 pie que produce 280 stbl/d a una presión dinámica de fondo de 1097 psig. El fluido producido tiene un petróleo de densidad de 35° API, 10% de corte de agua y una relación gas líquido de 200 scf/stbl. El pozo está entubado con casing de 5 ½” y la tubería de producción es de 2 7/8”. Debido a consideraciones de Ingeniería de Reservorio se decidió producir este pozo a un caudal de 520 stbl/d. Ingeniería de Producción seleccionó bombeo mecánico como sistema de elevación artificial y una bomba de 2,25”. Observación: el pozo no posee problemas de aporte de arena. No tiene tendencia incrustante ni de precipitaciones orgánicas.

Nota: no se posee dato de la profundidad libre del pozo.

Debido a la presencia de gas (GOR=220 scf/stbl) proponemos bajar un sistema bomba-ancla de gas tipo “Poor-Boy Modificado” también conocido como tipo “Mosquito” con el fin de prevenir y minimizar la interferencia de gas. La Figura 4.2 muestra un esquema de este tipo de AG.

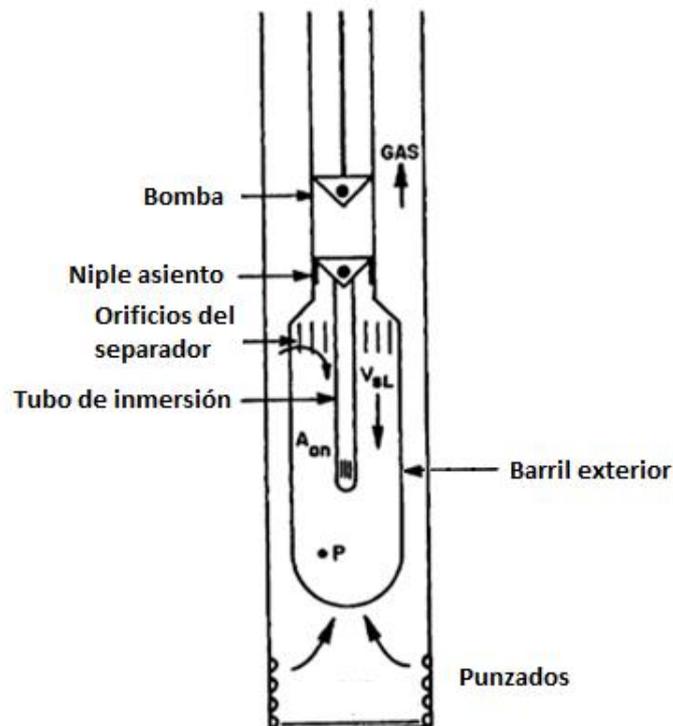


Figura 4.2: Separador de gas Tipo Poor-Boy Modificado ⁽⁴¹⁾

Nota: debido al sistema laberíntico y a los cambios de secciones en el AG no se recomienda utilizar en pozos con graves problemas de aporte de arena y alta tendencia incrustante.



Tabla 4.1

Datos del pozo ⁽⁴⁵⁾	
Profundidad de punzados [pie]	5500
Ps: presión estática [psig]	1500
Pth: presión en cabeza de pozo [psig]	50
Pwf: presión dinámica de fondo (a 5500 pie) [psig]	1097
Qmed.: caudal de líquido medido [stbl/d]	280
Qdes.: caudal de líquido deseado [stbl/d]	520
WOR: relación agua-petróleo	0,1
RGL: relación gas-líquido [scf/stbl]	200
GOR: relación gas-petróleo [scf/stbl]	220
Yw: gravedad específica del agua	1,07
Densidad del petróleo [° API]	35
Yg: gravedad específica del gas	0,65
ODtb: diámetro exterior tubing [pulg]	2 7/8
IDtb: diámetro interior tubing [pulg]	2,441
ODcsg: diámetro exterior casing [pulg]	5 1/2
IDcsg: diámetro interior casing [pulg]	4,95
T: temperatura de fondo de pozo [°F]	170

4.5. Objetivos

- Prevenir y minimizar los problemas asociados con gas.
- Maximizar la eficiencia volumétrica de la bomba.
- Para el caudal deseado, determinar la mayor eficiencia del sistema B-AG.
- Obtener la curva presión de admisión vs. caudal total de líquido para el sistema B-AG.
- Determinar la profundidad óptima de ubicación del sistema B-AG.
- Calcular la geometría óptima de un ancla de gas tipo “Poor-Boy Modificado”.

4.6. Cálculos

4.6.1. Curva de presión de admisión vs. caudal total de líquido para el sistema Bomba-Ancla de Gas diseñado

a) Para los cálculos se utilizaron las siguientes correlaciones:

- Solubilidad del gas (R_s). Se utilizó la correlación de Standing (Ec. 4.6):

$$R_s = \gamma_g * \left[\left(\frac{P}{18,2} + 1,4 \right) * 10^X \right]^{1,2048} \quad \text{Ec. 4.6}$$

$$X = 0,0125 * \text{°API} - 0,00091 * (T - 460)$$



Para los cálculos se analiza la siguiente condición: si $R_s < GOR$, entonces R_s , sino GOR . Siendo GOR la relación gas-petróleo [scf/stbl].

Donde:

R_s : solubilidad del gas [scf/stbl] γ_g : gravedad específica del gas en solución
 P : presión de admisión de la bomba [psia] T : temperatura [$^{\circ}R$]

➤ Factor volumétrico del petróleo (B_o). Se utilizó la correlación de Standing (Ec. 4.7):

$$B_o = 0,9759 + 0,00012 * \left[R_s * \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0,5} + 1,25 * (T - 460) \right]^{1,2} \quad \text{Ec. 4.7}$$

B_o : factor volumétrico del petróleo [bl_o/sbl_o]. γ_g : gravedad específica del gas en solución
 R_s : solubilidad del gas [scf/stbl]. γ_o : gravedad específica del petróleo
 T : temperatura de fondo [$^{\circ}R$]

➤ Factor volumétrico del gas (B_g) (Ec. 4.8):

$$B_g = \frac{0,0283 * Z * T}{P} \quad \text{Ec. 4.8}$$

B_g : factor volumétrico del gas [rcf/scf] T : temperatura de fondo [$^{\circ}R$]
 $Z=0,92$ factor de compresibilidad P : presión de admisión [psia]

➤ Factor volumétrico del agua (B_w). $B_w=1$ [bl_w/stbl_w]

Observación: para los cálculos se supone que la temperatura a la presión de admisión del sistema B-AG es igual a la temperatura de fondo (170 $^{\circ}F$).

b) La velocidad superficial del líquido se calcula como (Ec. 4.9):

$$V_{sl} = \frac{(Q_o * B_o + Q_w * B_w) * 5,614}{A_{an} * 86400}$$

$$V_{sl} = \frac{Q_{oil\ bombeado} * (B_o + WOR * B_w) * 5,614}{A_{an} * 86400} \quad \text{Ec. 4.9}$$

El área anular del AG se calcula como (Ec. 4.10):

$$A_{an} = \frac{\pi * [D_{BEID}^2 - D_{TIOD}^2]}{4} \quad \text{Ec. 4.10}$$

A_{an} : área anular del separador de gas [pie²]
 D_{TIOD} : diámetro exterior del tubo de inmersión [pie].
 D_{BEID} : diámetro interior del barril exterior del AG [pie].

Para que se produzca una eficiente separación gas-líquido se debe verificar que la velocidad superficial del líquido (velocidad descendente) sea menor a la velocidad terminal de la burbuja de gas (velocidad ascendente). “Se toma como velocidad terminal de la burbuja de gas 0,5 pie/s para crudos >30 °API” (22). Para lograr esto se debe determinar un A_{an} óptimo variando el diámetro interior del barril y diámetro exterior del tubo de inmersión. Este análisis y los diámetros se determinaron en la sección 4.6.3 y son los utilizados para obtener las curvas de la Figura 4.3.

c) El gas libre que pasa por la bomba se calcula como (Ec. 4.11):

$$R = C * P^{2/3} * V_{sl}^{1/2} * B_o * \frac{5,614}{B_g} \quad \text{Ec. 4.11}$$

Para los cálculos se analiza la siguiente condición: si $R < GOR - R_s$ entonces R , sino $GOR - R_s$.

Se consideró un $C=0,03$.

d) El caudal de petróleo bombeado se calcula como (Ec. 4.12):

$$Q_{oil\ bombeado} = \frac{PD}{\left(WOR * B_w + B_o + \frac{R * B_g}{5,614} \right)} \quad \left[\frac{stbl_{oil}}{d} \right] \quad \text{Ec. 4.12}$$

e) El caudal total de líquido se calcula como (Ec. 4.13):

$$Q_{total\ líquido} = Q_{oil\ bombeado} * (1 + WOR) \quad \left[\frac{stbl_{líquido}}{d} \right] \quad \text{Ec. 4.13}$$

f) Luego de la Ec. 4.13 se obtienen distintos caudales totales de líquido para un PD determinando y variando las presiones de admisión (curvas de la Figura 4.3). La Tabla 4.2 muestra los cálculos en planilla de Excel para un PD=750 bl/día.

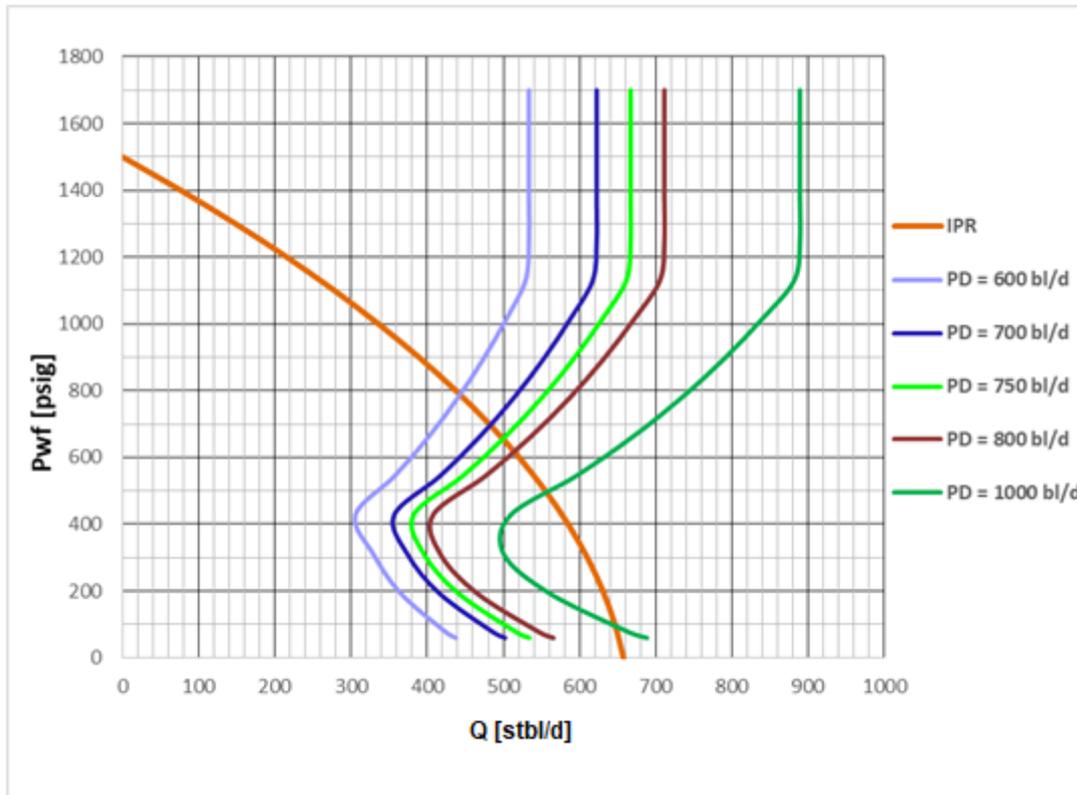


Figura 4.3: Curvas Presión de admisión vs. Caudal total de líquido para diferentes PD.

Tabla 4.2: Cálculos en planilla de Excel para un PD=750 bl/día.

PD [bl/día]												
750												
P [psig]	P [psia]	X	Rs [scf/sbl]	Bo [rbo/blö]	Bw [rblw/sblw]	Bg [rcf/scf]	GOR-RS [scf/sbl]	Vsl [pie/s]	R [scf/sblo]	qoil bom [sblo/d]	q real [sbl/día]	
60	75	0,2831	11,13	1,0543	1	0,2196	209	0,4852	10	485	534	
76	91	0,2831	13,32	1,0551	1	0,1807	207	0,4707	14	471	518	
193	208	0,2831	30,83	1,0617	1	0,0789	189	0,4032	51	401	441	
310	325	0,2831	50,33	1,0691	1	0,0505	170	0,3643	102	360	396	
428	442	0,2831	71,23	1,0771	1	0,0371	149	0,3540	149	347	382	
545	559	0,2831	93,24	1,0857	1	0,0293	127	0,4168	127	406	446	
662	677	0,2831	116,18	1,0947	1	0,0242	104	0,4723	104	456	502	
779	794	0,2831	139,92	1,1042	1	0,0207	80	0,5218	80	500	550	
896	911	0,2831	164,36	1,1142	1	0,0180	56	0,5663	56	539	592	
1013	1028	0,2831	189,45	1,1244	1	0,0160	31	0,6065	31	572	629	
1130	1145	0,2831	215,11	1,1351	1	0,0143	5	0,6430	5	601	661	
1248	1262	0,2831	220,00	1,1371	1	0,0130	0	0,6495	0	606	667	
1365	1379	0,2831	220	1,1371	1	0,0119	0	0,6495	0	606	667	
1482	1497	0,2831	220	1,1371	1	0,0110	0	0,6495	0	606	667	
1700	1715	0,2831	220	1,1371	1	0,0096	0	0,6495	0	606	667	

4.6.2. Cálculo de profundidad óptima de ubicación del sistema B-AG

a) Se obtiene la IPR de Vogel (Ec. 4.14) utilizando los datos del pozo (Tabla 4.1):

$$\frac{Q}{Q'} = 1 - 0.2 * \left(\frac{P_{wf}}{P_p} \right) - 0.8 * \left(\frac{P_{wf}}{P_p} \right)^2 \quad \text{Ec. 4.14}$$

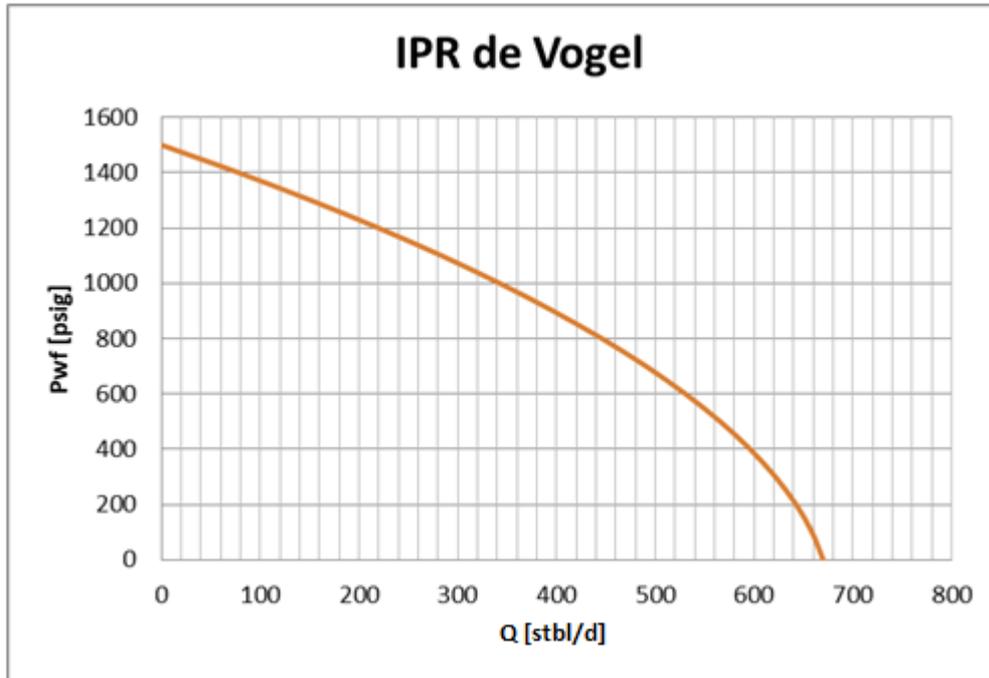


Figura 4.4: IPR del pozo.

b) Se obtienen las curvas de presión vs. caudal para distintas profundidades utilizando las curvas de Gilbert en la referencia (49) y los datos de la Tabla 4.1.

Esto implica los cálculos de la P_{th} a diferentes caudales de producción, utilizando el valor de P_{wf} a partir de la IPR.

1. Se seleccionan las curvas de Gilbert para la tubería de producción de 2 7/8" y distintos caudales (50, 100, 200, 400 y 600) stbl/d.
2. Para un caudal dado, por ejemplo de 100 stbl/d se ingresa a la IPR y se obtiene P_{wf} .
3. Se ingresa con esta P_{wf} a la curva de Gilbert correspondiente hasta intersectar la RGL de 0,2 Mscf/bl. Luego se mueve horizontalmente hasta el eje de profundidad y se sube verticalmente un valor de profundidad deseado. Desde este punto se mueve horizontalmente hasta intersectar nuevamente la RGL de 0,2 Mscf/bl. Finalmente se sube verticalmente obteniendo la P_{th} . Este procedimiento se describe en la Figura 4.5.

4. Los pasos 2 y 3 se repiten para los distintos caudales.

Así se obtienen las curvas presión vs. caudal para distintas profundidades (Figura 4.6).

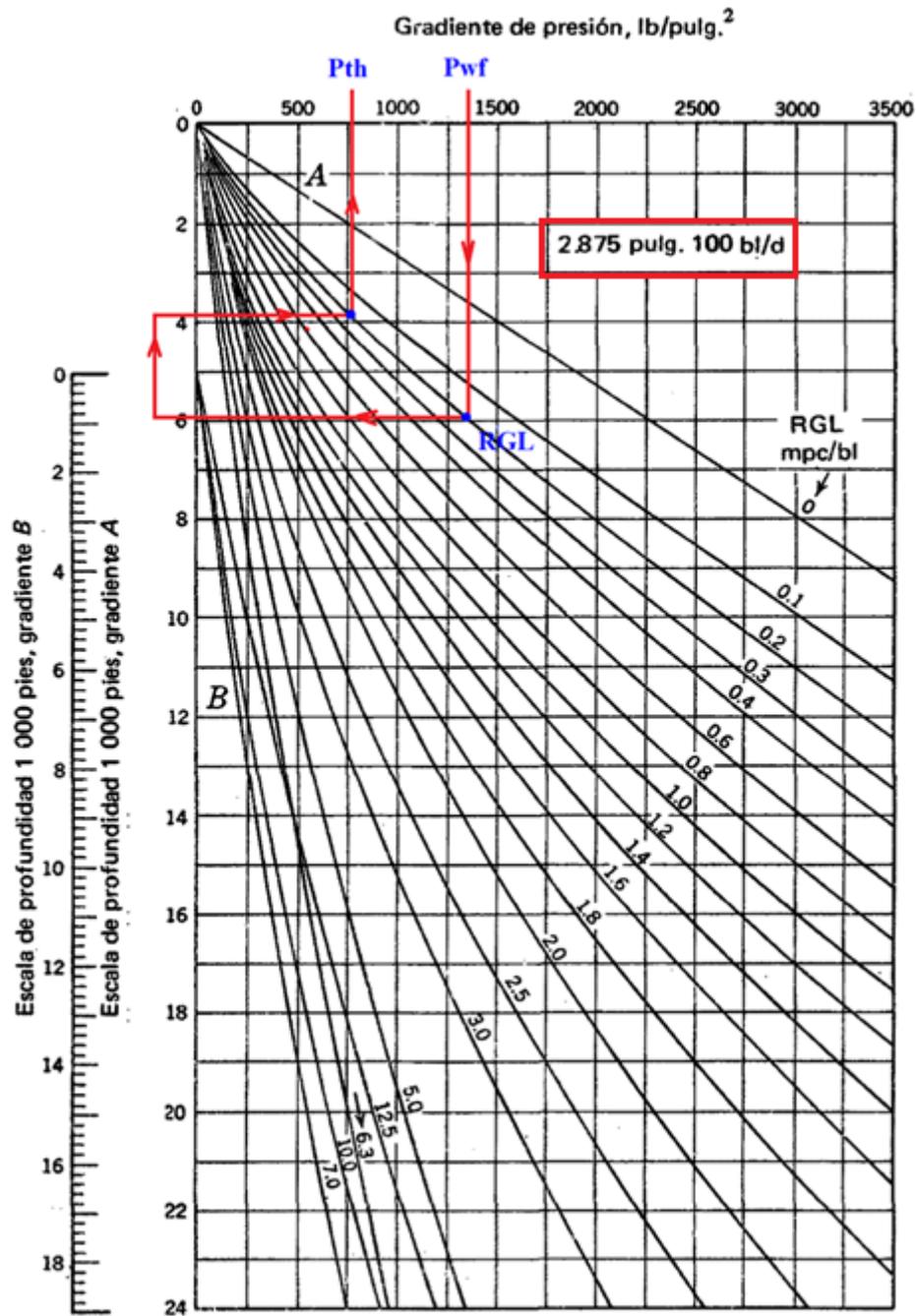


Figura 4.5: Curva aprox. de la distribución de la presión para tubería de producción de 2 7/8" a 100 sb/d (de Gilbert) ⁽⁴⁹⁾.

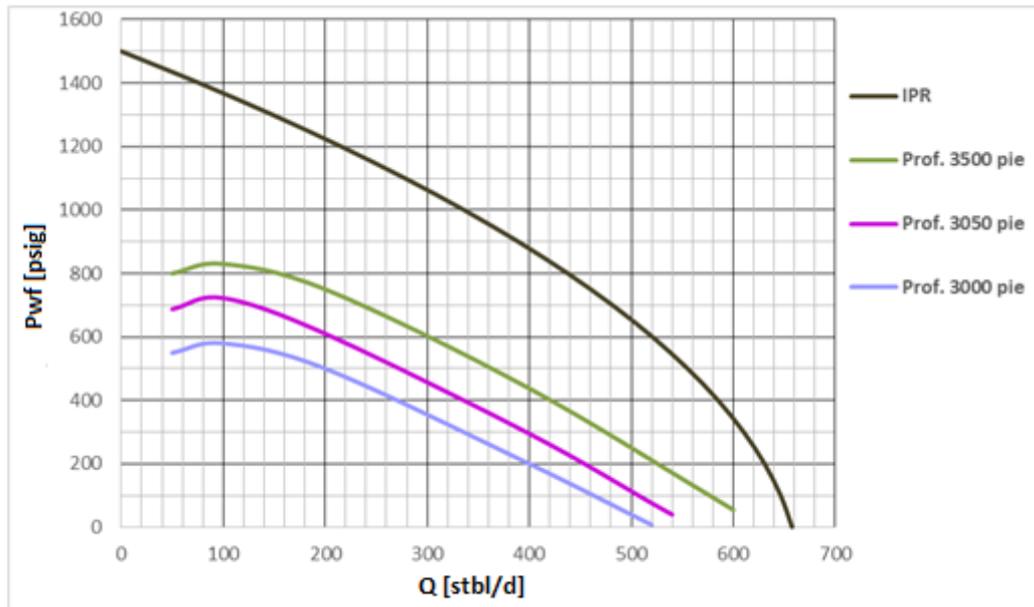


Figura 4.6: Curvas de Presión vs Caudal para distintas profundidades.

c) La profundidad óptima se obtiene superponiendo las curvas del sistema B-AG con las curvas para distintas profundidades y para el caudal deseado.

Para el caudal deseado de 520 stbl/d se compararon tres PD diferentes (Figura 4.7), obteniendo los resultados que se muestran en la Tabla 4.3.

Tabla 4.3: Comparación de EV_{B-AG} y V_{sl} para distintos PD.

$Q_{deseado}=520 \text{ stbl/d}$			
PD [bl/d]	EV_{B-AG} [%]	V_{sl} [pie/s]	P_{adm} [psig]
700	74	0,4844	33
750	69	0,4707	76
800	65	0,4734	107

De la Tabla 4.3 se observa que si bien la mayor EV se obtiene con un PD=700 bl/d, la V_{sl} es mayor que para PD=750 bl/d. Recordando que el parámetro más importante para el funcionamiento eficiente del AG es la V_{sl} y además para lograr una mayor diferencia entre la velocidad descendente del líquido y la velocidad ascendente del gas se seleccionó un PD=750 bl/d obteniendo una $EV_{B-AG}=69\%$ y una $V_{sl}=0,4707 \text{ pie/s} < 0,5 \text{ pie/s}$ (velocidad terminal de la burbuja de gas).

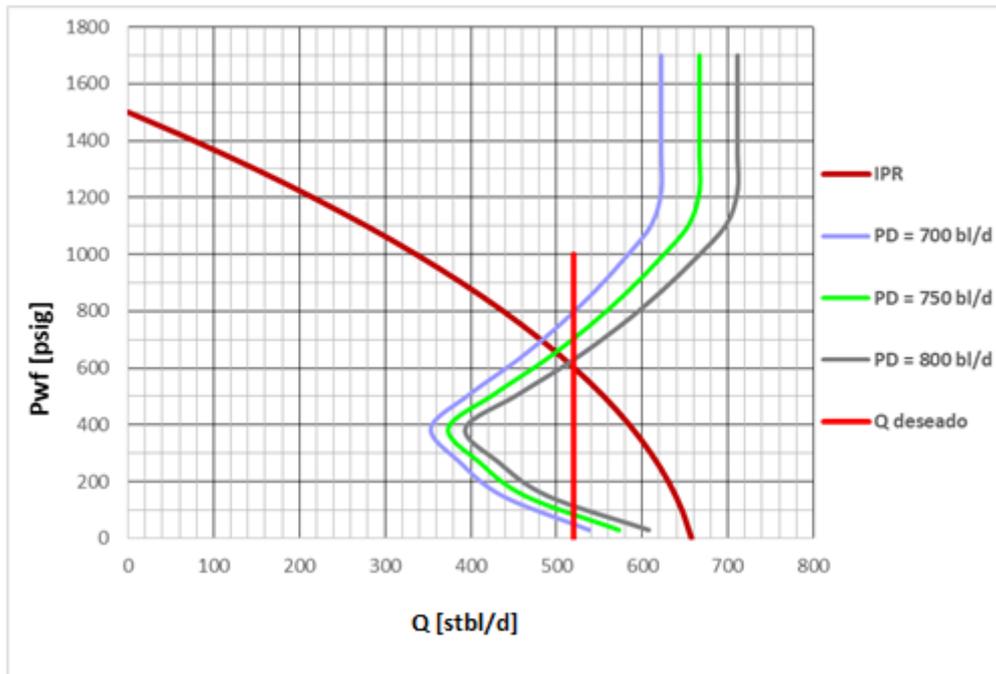


Figura 4.7: Intersección de curvas del sistema B-AG para distintos PD y Caudal deseado.

Luego se busca la curva de profundidad que pasa por el punto que resulta de la intersección de la curva para PD=750 bl/d y $Q_{deseado}$, determinando así la profundidad óptima (Figura 4.8). Profundidad óptima de ubicación del sistema B-AG=3050 pie. La Tabla 4.4 muestra los resultados obtenidos.

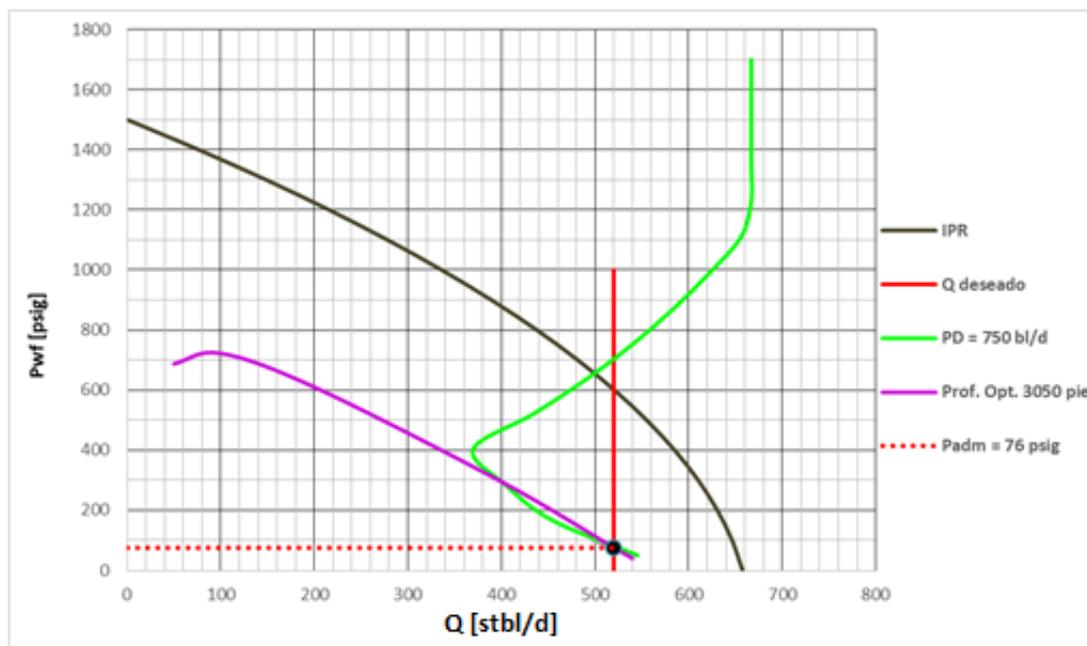


Figura 4.8: Determinación de Profundidad Óptima.

Tabla 4.4: Resumen de resultados.

Resultados				
Q _{deseado} =520 stbl/d				
PD [bl/d]	EV _{B-AG} [%]	V _{sl} [pie/s]	P _{adm} [psig]	Profundidad opt. [pie]
750	69	0,4707	76	3050

4.6.3. Diseño del ancla de gas tipo Poor Boy Modificado

a) Cálculo del área anular

El área anular resulta de la diferencia entre el área interior del barril del AG y el área del tubo de inmersión (Ec. 4.10).

En esta zona del AG se produce la separación gas-líquido y es de suma importancia para el funcionamiento eficiente del AG ya que de esta depende en gran medida la V_{sl}. Debe ser lo suficientemente grande para que la velocidad descendente del líquido sea menor a la velocidad ascendente de la burbuja de gas. Se calcula como (Ec. 4.15):

$$A_{an} = \frac{0,00935 * Q_{total\ líquido}}{U * EV_{BOMBA}} \quad \text{Ec. 4.15}$$

A_{an}: área anular del AG.

U: velocidad terminal de la burbuja de gas [pie/s].

Q_{total líquido}: caudal total de líquido [stbl/d].

EV_{BOMBA}: eficiencia volumétrica de la bomba.

Para determinar el mayor A_{an} posible se tuvieron en cuenta las siguientes consideraciones:

Para la elección del OD del barril exterior:

- El ID del casing y las maniobras operativas del AG dentro del pozo.
- Que el OD no sea demasiado grande ya que un espacio anular muy pequeño entre este y el casing puede generar una considerable pérdida de carga durante el movimiento de los fluidos desde la formación hasta la entrada del AG, reduciendo la productividad de la formación.



Para la elección del tubo de inmersión:

- Que el OD no sea demasiado grande ya que reduce el A_{an} , en consecuencia la V_{sl} puede superar la velocidad terminal de la burbuja de gas permitiendo que el gas sea arrastrado hacia la entrada de la bomba.
- Que el ID no sea demasiado pequeño para no generar pérdidas de cargas considerables a lo largo del tubo antes que el fluido ingrese a la bomba.

Para calcular A_{an} se rempazan los datos de la Tabla 4.5 en la Ec. 4.15:

$$A_{an} = 10,8044 \text{ pulg}^2 = 0,075030 \text{ pie}^2$$

Tabla 4.5: Datos para cálculo de A_{an} .

$Q_{\text{total líquido}}=520 \text{ stbl/d}$	$U=0,5 \text{ pie/s}$	$EV_{\text{BOMBA}}=0,9 \text{ (bomba nueva)}$
---	-----------------------	---

Para lograr esta área se utilizaron los diámetros que se indican en la Tabla 4.6.

Tabla 4.6: Diámetros del tubo de inmersión y barril exterior determinados para el AG.

Diámetro [pulg]	Tubo de inmersión	Barril exterior
ID	0,67	3,784
OD	0,75	4

Reemplazando los diámetros de la Tabla 4.6 en la Ec. 4.10 se obtiene:

$$A_{an} = 10,8040 \text{ pulg}^2 = 0,075028 \text{ pie}^2$$

Por lo tanto se verifica el A_{an} calculado con la Ec. 4.15. Se recuerda que esta área fue utilizada para el cálculo de V_{sl} y realizar las curvas en la sección 4.6.1 donde se verificó que $V_{sl} < 0,5 \text{ pie/s}$.

b) Cálculo del área ranurada (A_f) del barril exterior

El área ranurada es la suma de las áreas de las ranuras de entrada y se calcula como (Ec. 4.16):

$$A_f = 4 * A_{an} \quad [\text{pulg}^2] \quad \text{Ec. 4.16}$$

$$A_f = 43,22 \text{ pulg}^2$$



c) Cálculo de números de ranuras (N_{RAN}) rectangulares de $\frac{1}{2}$ " x 4". Se calcula como (Ec. 4.17):

$$N_{RAN} = 0,5 * A_f \quad \text{Ec. 4.17}$$

$$N_{RAN} = 22$$

d) Cálculo de longitud del tubo de inmersión. Se calcula como (Ec. 4.18):

$$L_{dt} = \frac{2 * S_p * D_p^2 * 0,785}{A_{an}} \quad \text{Ec. 4.18}$$

$$L_{dt} = 149,19 \text{ pulg} = 12,43 \text{ pie}$$

L_{dt} : largo del tubo de inmersión [pulg]. A_{an} : área anular del ancla de gas [pulg^2].

S_p : carrera efectiva del pistón [pulg]. D_p : diámetro del pistón [pulg].

➤ Cálculo de S_p para el cálculo de la longitud del tubo de inmersión:

Recordando lo analizado en la sección 4.3.1, si se consideran las pérdidas en la bomba se tiene (Ec. 4.19):

$$EV_{BOMBA} = EV(\text{fugas}) * EV(\text{holgura}) \quad \text{Ec. 4.19}$$

Luego la eficiencia real de la bomba es (Ec. 4.20):

$$EV_{REAL BOMBA} = EV_{B-AG} * EV_{BOMBA} = 0,69 * 0,9 \quad \text{Ec. 4.20}$$

$$EV_{REAL BOMBA} = 0,62$$

$EV_{REAL BOMBA}$: eficiencia volumétrica real de la bomba.

EV_{BOMBA} : eficiencia volumétrica de la bomba.

EV_{B-AG} : eficiencia volumétrica del sistema bomba-ancla de gas (sin considerar pérdidas en la bomba).

Bomba nueva: $EV_{BOMBA}=0,9$.

De la Ec. 4.21 se despeja PD el cual se utiliza para el cálculo de S_p :

$$EV_{REAL BOMBA} = \frac{Q_{deseado}}{PD} \quad \text{Ec. 4.21}$$

$$PD = \frac{Q_{deseado}}{EV_{REAL BOMBA}} = \frac{520 \text{ stbl/d}}{0,62}$$

$$PD = 837 \text{ bl/d}$$



Para los cálculos se seleccionó una unidad Mark II ya que posee mayor carrera de vástago, lo cual implica operar el sistema a bajos golpes. Esto se corresponde a disminuir la velocidad con el cual el fluido ingresa a la bomba lo cual ayuda a un mejor llenado del barril.

Utilizando el método de diseño de bombeo mecánico visto en la materia Producción I se obtuvieron los resultados que se muestran en la Tabla 4.7.

Tabla 4.7: Resultados del cálculo de S_p .

D_p [pulg]	2,25
S [pulg]	216
S_p [pulg]	202,81
N [GPM]	7
N° de sarta de varilla	65
PT [lb*pulg]	323222
PPRL [lb]	9018
Potencia (motor eléctrico) [HHP]	45
Unidad de bombeo (catálogo LUFKIN ⁽⁵²⁾)	M-912D-305-216

e) Largo del barril exterior

Para la elección del largo de BE en pozos con moderada producción de sólidos se debe considerar que la acumulación en el fondo del AG no llegue a tapar la entrada del tubo inmersión.

Nuestro caso particular no posee problemas de sólidos por lo tanto se decide dejar un espacio de 9,84 pie por debajo del tubo de inmersión, con esta consideración el largo de BE es de 22,96 pie.

4.7. Resumen de resultados

En la Tabla 1 del ANEXO se muestra un resumen de los resultados obtenidos. Además se adjunta un esquema de la geometría del AG diseñado.

CAPÍTULO V: CONCLUSIONES

En base a lo investigado, estudiado y analizado se pueden sacar las siguientes conclusiones:

1. Respecto al sistema de extracción

- ✓ La primer barrera de prevención para minimizar los problemas de golpe de fluido y problemas con gas consiste en realizar su buen diseño inicial teniendo en cuenta:
 - a) Análisis del pozo.
 - b) Condiciones especiales de operación.
 - c) En base a (a) y (b) adoptar y seleccionar una combinación adecuada de sus elementos.
- ✓ Permite aplicar componentes y/o accesorios que adaptan y mejoran su rendimiento frente a diferentes condiciones especiales de operación.
- ✓ Su versatilidad permite mejorar su rendimiento en condiciones especiales de operación.
- ✓ Tratamientos especiales en el pozo minimizan los problemas y mejoran su rendimiento.

2. Respecto al golpe de fluido

- ✓ Disminuye la eficiencia de la bomba.
- ✓ Puede provocar fallas considerables a cualquier elemento del sistema.
- ✓ Se puede evitar y minimizar su efecto.
- ✓ Para pump off, dentro de las posibles soluciones encontradas se puede decir que bajar los GPM podría ser una buena opción para evitar el problema.
- ✓ Para petróleo viscoso:
 - Se sugiere:
 - No basarse solo en bombas estándar.
 - Analizar hidráulicamente la jaula de pie y seleccionar la de menor pérdida de carga.
 - Utilizar válvulas de gran pasaje.
 - Baja velocidad de bombeo y carreras largas.
 - Combinar bombas de tubing con válvula de pie de barril cerrada de gran pasaje con UCL podría ser una buena opción.



- Utilizar productos químicos no convencionales reducen considerablemente la viscosidad del petróleo en comparación con productos convencionales.
 - ✓ Para starved pump se sugiere:
 - Utilizar inhibidores de incrustaciones aguas arriba de la bomba. Dosificación continua por sistema de capilar podría ser una buena opción.
 - Eliminar filtros.
 - Utilizar válvulas de pie de mayor medida.
 - Bajas velocidades de bombeo.
 - Utilizar bombas grandes.
 - ✓ Se encontraron casos reales satisfactorios en los cuales se aplicaron algunas de las distintas posibles soluciones.
3. Respecto a los problemas con gas
- ✓ Disminuye la eficiencia de la bomba.
 - ✓ Se pueden minimizar y evitar su efecto.
 - ✓ Para interferencia de gas:
 - Dependiendo de las condiciones del pozo se sugiere utilizar un ancla de gas adecuado.
 - No se recomiendan en pozos con arrastre de sólidos y alta tendencia incrustante las anclas de gas tipo Poor-Boy, Packer y Descentrado.
 - Una amplia área anular del ancla de gas aumenta su eficiencia.
 - La ubicación del sistema B-AG es una variable significativa a tener en cuenta para mejorar la eficiencia del sistema.
 - El ancla natural de gas es el método de separación gas-líquido más eficiente.
 - ✓ Para bloqueo de gas:
 - Puede provocar desgaste prematuro de los distintos componentes del sistema y derrames de fluidos en superficie.
 - La relación de compresión de la bomba es una variable significativa a tener en cuenta para evitar el bloqueo.



- La combinación de carrera larga de vástago y bomba de menor tamaño permite una alta relación de compresión.
 - Utilizar una válvula ring valve podría ser una buena opción para evitar el bloqueo y mejorar la eficiencia de la bomba.
 - No solo basarse en bombas estándar, pues existen bombas especiales para evitar el bloqueo.
 - Para pozos con moderado problema con arena se sugiere utilizar una bomba hollow.
 - En general se sugiere:
 - Modificar parámetros del sistema.
 - Utilizar accesorios especiales.
 - Utilizar bombas especiales.
- ✓ Para surgencia a nivel de bomba se sugiere:
- Utilizar válvulas de contrapresión.
 - Utilizar válvulas con bolas más pesadas.

4. Respecto al problema en particular

Para la geometría óptima calculada del ancla de gas y en base a los cálculos y resultados obtenidos para determinar la profundidad óptima, se espera que para obtener una eficiencia real del 62% (la mayor posible), el sistema bomba ancla de gas se debe ubicar a 3050 pie de profundidad.

Adicionalmente, se pueden sacar las siguientes conclusiones:

- ✓ A modo de verificación, se compararon parámetros del AG tipo Poor-Boy Modificado diseñado con parámetros indicadores de los trabajos técnicos (44) y (51) y se obtuvo una verificación satisfactoria del total de los mismos.
- ✓ El ID del casing de producción es un factor limitante en la eficiencia del AG ya que incide en la determinación del área anular del AG.
- ✓ El caudal deseado es un factor que incide en la eficiencia del AG. A menor caudal deseado, aumenta la eficiencia del AG.
- ✓ Si bien a mayor caudal deseado la eficiencia del AG disminuye, se obtiene en superficie un mayor caudal de líquido.



Para finalizar y como conclusión general estas posibles soluciones se ajustan a cada pozo en particular. El grado de efectividad y las soluciones finales se basan en la experimentación, pruebas y su análisis de los resultados en el campo.



BIBLIOGRAFÍA Y REFERENCIAS

1. F. Yavuz, J.F. Lea, D. Garg, T. Oetama, J. Cox, y H. Nickens, *“Wave Equation Simulation of Fluid Pound and Gas Interference”*, SPE-94326, (2005).
2. Ing. Eduardo J. Dottore, *“Bombeo Mecánico”*, Presentación, División Bombas Bolland & Cia. S.A., (2004).
3. E-1 2005.01, *“Problemas más comunes y sus soluciones”*, Manual de Partes, Bolland & Cia. S.A.
4. Ing. Esteban González e Ing. Eduardo Cortés, *“Producción I”*, Apuntes de Cátedra, Universidad Nacional del Comahue, Facultad de Ingeniería, Neuquén, Argentina, (2017).
5. Agnes Impiccini, *“Geología del petróleo y gas”*, Apuntes de Catedra, Universidad Nacional del Comahue, Facultad de Ingeniería, Neuquén, Argentina, (2013).
6. Ken Arnold, Maurice Stewart, *“Surface Production Operations”*, Volume 1, Second Edition, (1989).
7. Sabrina Videgain, *“Producción y transporte de petróleo viscoso”*, Presentación, (2015).
8. José Alberto Lijó, Juan Carlos Sotomayor, *“Los Petróleos Pesados en Argentina: Un Encuentro entre las altas densidades, viscosidades y las macromoléculas”*, G.P.A. Estudios y Servicios Petroleros. S.R.L. Argentina, (2010).
9. Mario Ottulich, Federico García, Roberto Grande, *“Producción en yacimientos no convencionales”*, Pan American Energy, (2009).
10. Mario Azcurra, Gerardo Degiorgis, Claudio Alonso, Juan Pablo de Lucia, *“Producción de crudo pesado en frío con pozos horizontales”*, YPF, (2012).
11. Nota técnica N°75, *“Viscosidad y estructura en crudos pesados de la C.G.S.J”*, G.P.A. Estudios y Servicios Petroleros S.R.L. Argentina.
12. Nota técnica N°63, *“Introducción a los crudos pesados y extrapesados: clasificación, explotación, transporte y refino”*, G.P.A. Estudios y Servicios Petroleros S.R.L. Argentina.
13. Ing. Alberto Blasetti, *“Squeeze con solventes e inhibidores de parafinas y asfaltenos en un pozo productor”*, Bolland & Cia. S.A., Presentación, Jornadas de tecnologías de producción, (2016).



14. Ing. Marcelo A. Criado, Ing. Daniel Ragazzini, Ing. Fernando Aun, “*Tratamientos combinados para la recuperación de productividad de pozos petrolíferos*”, Oil Rec S.R.L., Sol Energy S.R.L., Quipe S.R.L., (2012).
15. Mike Crabtree, David Eslinger, Phil Fletcher, Matt Miller, Ashley Johnson, George King, “*La lucha contra las incrustaciones-Remoción y prevención*”, Nota técnica, (1999).
16. Juan Manuel Alfonso Amórtegui, Francisco Alejandro González De Brito, “*Gestión integral de tratamientos químicos en fondo de pozo como estrategia para optimizar y/o mantener la performance de producción*”, Trabajo Final Integrador, Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA), Buenos Aires, Argentina.
17. Ing. Federico Furlan, Ing. Mariano Montiveros, Ing. Lucas Echavarría, Ing. Fernando Coeli, “*Optimización de tiempos en maniobras de pulling de pozos con producción de arena*”.
18. “*Fractura Hidráulica*”, Curso, Repsol YPF.
19. Jonatan Celis Castellanos, Oscar Arturo León Giral, “*Selección de pozo candidatos a estimulación. Caso Campo Colorado*”, Trabajo de Grado, Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia, (2009).
20. “*Manual de terminación y mantenimiento de pozos*”, Equipment 911, oilproduction.net, extraído de: oilproduction.net/workover/item/352-manual-de-terminacion-y-mantenimiento-de-pozos.
21. Escuela de Petróleo de la Patagonia, “*Manual de Producción*”, Unidad de Gestión Golfo San Jorge, Pan American Energy, (2002).
22. Ing. Héctor Partidas, “*Bombeo Mecánico: optimización, diagnóstico y operación*”, Curso, ESP OIL International Training Group, San Tomé, Estado Anzoátegui, Venezuela, (2003).
23. J. N. McCoy, O. L. Rowlan, D. J. Becker, A. L. Podio, “*How to Maintain High Producing Efficiency in Sucker Rod Lift Operations*”, SPE-80924, (2003).
24. Eugenio Ferrigno, Sebastián Madsen, “*Automatización para la optimización de la producción de petróleo*”, Trabajo Técnico, LUFKIN Argentina S.A.
25. Fabián García, Alejandro Vleugels, Juan Sanchez, Marcelo Hirschfeldt, “*Criterios de selección de bombas mecánicas de profundidad no convencionales*”, Trabajo técnico, Pan American Energy.
26. Eduardo J. Dottore, Eduardo L. Bausela, “*Perdidas de carga en bombas mecánicas-primera parte*”, Bolland & Cia S.A., (2002).



27. API Specification 11AX “*Specification for subsurface sucker rod pumps and fittings*”, Twelfth Edition, (June 2006).
28. F. R. De Araújo, “*Use of Tubular Sucker Rod Pumping to Produce High Viscosity Oil: The Problem and Some Solutions*”, Petroleo Brasileiro S.A., (1994).
29. “*Unidad Rotaflex de bombeo de carrera larga*”, Weatherford.
30. Francisco Nercesian, Horacio Fernandez Castro, Roberto Grande, Juan José Saiz, “*Uso de Unidades de Bombeo con Carrera Larga Yacimiento Cerro Dragón*”.
31. Roy D. Ewing, “*Long Stroke Pumping Unit*”, SPE-3186, (1970).
32. Héctor Laurencio Alfonso, Yodelkis Delgado Drubey, “*Propiedades reológicas de emulsiones de petróleo pesado en agua*”, Ingeniare, Revista chilena de ingeniería, vol. 16 N° 1, (2008).
33. Ramirez Heriberto Luis, “*Apuntes de Bombeo Mecánico*”, Neuquén, Argentina.
34. Gabor Takacs Phd., “*Advanced Sucker Rod Pumping Manual*”, Material en Español, (2011).
35. Ricardo Mazzola, Héctor Moyano, Marcelo Hirschfeldt, Bernabé Salazar, Nicolás De la Vega, Eduardo Dottore, “*Como Mejorar el Desplazamiento Efectivo de las Bombas de Accionamiento Mecánico que Trabajan en Pozos con Gas Libre*”, Trabajo Técnico, (2005).
36. J. N. McCoy, Ken Skinner, O. Lynn Rowlan, Kyle Marshall y Tony Podio, “*Down-Hole Gas Separator Performance Simulation Software*”, SWPSC, (2014).
37. Gilberto Orozco, “*Bombeo Mecánico en Pozos con Gas - Fundamentos Técnicos y Posibles Soluciones*”, Trabajo Técnico, (2010).
38. E. J. Dottore, “*How to Prevent Gas Lock in Sucker Rod Pumps*”, SPE-27010, (1994).
39. Ing. Enrique Caceres, Ing. Gilberto Orozco, “*Bombeo Mecánico – Pozos con Aporte de Gas, Efectos Causado por el Gas – Recomendaciones*”.
40. Ing. Gilberto Orozco, “*Bombas Hollow (Bomba de Vástago Hueco de Dos Etapas)*”, Trabajo Técnico, (2003).
41. J. H. Campbell and R.M. Brimhall, “*An Engineering Approach to Gas Anchor Design*”, SPE-18826, (1989).
42. Oíl Production Consulting, “*Interpretación de Cartas Dinamométricas Básicas*”.
43. Manual Trico, “*Rod Pump Training Manual*”, (1997).



44. Marcelo Carrión, Darío Conejero, Pablo Giménez, Mariano Fernández, “*Análisis dinamométrico - Separadores Gas de fondo*”, (2009).
45. Z. Schmidt and D.R. Doty, “*System Analysis for Sucker-Rod Pumping*”, SPE-15426, (1989).
46. Pablo Subotovsky, “*Análisis estadístico de SLA (sistema de levantamiento artificial) en la Argentina a Mayo de 2015*”, Consultora Aclinar.
47. Marcelo Hirschfeldt, “*Análisis del límite mecánico de los sistemas de extracción artificial en la Cuenca del Golfo San Jorge*”, Jornadas de Producción IAPG, (2008).
48. Magdalena Paris de Ferrer, “*Fundamentos de ingeniería de Yacimientos*”, Edición Especial, 2010.
49. T.E.W. Nind, “*Fundamentos de producción y mantenimientos de pozos petroleros*”, (1987).
50. Kermit E. Brown, “*The Technology of Artificial Lift Methods*”, Volume 2a, PennWell Publishing Company, (1980).
51. BT12-01, “*Boletín Técnico-Accesorios*”, Bolland & Cia. S.A., (2017).
52. “*General Catalog*”, Lufkin Oilfield Products Group, (2008/2009).

ANEXO

Resumen de resultados

Tabla 1

DATOS DEL POZO	
Profundidad de punzados [pie]	5500
Qdeseado [stbl/d]	520
OD casing	5 1/2
ID casing	4,95
OD tubing	2 7/8
ID tubing	2,441
SISTEMA DE EXTRACCIÓN	
AIB	M-912D-305-216
Potencia [HHP]	45
Dp [pulg]	2,25
S [pulg]	216
N [GPM]	7
N° de sarta	65
PD [bl/d]	837
EV _{REAL BOMBA} [%]	62
ANCLA DE GAS TIPO POOR-BOY MODIFICADO	
Prof. optima ubicación [pie]	3050
P _{adm} [psig]	76
V _{sl} [pie/s]	0,4707
GEOMETRÍA DEL AG	
Barril exterior	
OD [pulg]	4
ID [pulg]	3,784
Longitud [pie]	22,97
Tubo de inmersión	
OD [pulg]	0,75
ID [pulg]	0,67
Longitud [pie]	12,43
Área anular	
A _{an} [pie ²]	0,07503
Ranuras 1/2" x 4"	
N° de ranuras	22