



MANEJO DE GAS CON SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE (BES-ESP) EN APLICACIONES NO CONVENCIONALES - SHALE

Valerie William-Eguegu, Baker Hughes, Valerie.William-Eguegu@bhge.com; Daniel Fleitas, Baker Hughes, Daniel.Fleitas@bhge.com

Palabras claves

Manejo de Gas, ESP, No Convencional

Resumen

La recuperación de hidrocarburos en yacimientos No Convencionales, en este caso, Shale, presentan desafíos para producirlos. Los métodos de extracción, que incluyen métodos de perforación y de construcción de pozos resultan en alta desviación y radios de curvatura cerrados, muestran al mismo tiempo una rápida declinación, presencia de sólidos (abrasivos) y gas (fluidos multifásicos) que son característicos de los inminentes desafíos de producción en estos campos.

Las decisiones para la construcción de pozos desviados u horizontales limitan el uso de sistemas de Bombeo Electrosumergible (BES – ESP) para instalarlos en posiciones mas profundas. Esto reduce la recuperación total y el flujo de caja. Los operadores que producen campos en Norteamérica requieren con mas frecuencia perforaciones de alta desviación en pozos horizontales o desviados para abrir al máximo el potencial del reservorio hacia el pozo. Se han desarrollado nuevas tecnologías para aumentar la producción, mejorar la confiabilidad, y asegurar el retorno de la inversión (ROI) para los operadores. Esta línea de nuevos productos consiste en conexiones para alta desviación, sistema encapsulado para manejo de gas con BES-ESP, separadores de gas en tándem, bombas de alta eficiencia y sistemas para manejo de gas con producción multifásica.

Los resultados presentados en este trabajo, comparten las lecciones aprendidas a través de evidencias anecdóticas que validan la metodología de diseño y aplican tecnología disponible para mejorar los resultados financieros, tales como retorno de inversión ROI por aumento de producción y mejora de la confiabilidad. Adicionalmente, este trabajo analiza el desarrollo básico de estas tecnologías y otras aplicaciones anexas a la producción no convencional, con mejoras suplementarias a la línea de productos. La innovación de estos productos está en la capacidad de resolver los desafíos de producción mejorando la confiabilidad para el uso de sistemas BES-ESP en aplicaciones no convencionales.

Abstract

Objectives/Scope: The recovery of Hydrocarbon, from, unconventional, in this case, *Shale*, reservoirs pose production challenges. The methods for extraction include of drilling methods and hence wellbore construction result in high deviation and tighter radii, whilst rapid decline, presence of solids (abrasives) & gas (multi-phase fluids) are characteristic of the imminent production challenges.

Methods, Procedures, Process: Wellbore construction decisions in deviated or horizontal wells limit the use of Electrical Submersible Pump (ESP) systems at the deepest possible setting depth. This reduces overall recovery and cash flow. Operators in North America Shale plays increasingly require a tight radius in horizontal or deviated wells to open the maximum amount of reservoir to the wellbore. In order to improve production performance & reliability, ensuring returns on investments (ROI) for operators, the suite of solutions consists of proprietary tight radius ESP connections, encapsulated gas management systems for ESP and sucker rod pumps, tandem gas separators and multiphase, ultra-high efficiency pump and gas handling stage designs

Results, Observations, Conclusions: The results presented in this study, share the lessons learned, through anecdotal evidence to validate the application design methodology and applied available technology to drive improved financial metrics, e.g. ROI through great production and better reliability. The paper also reviews the basics of the development of these technologies and other applications besides shale production, with further enhancements within the suite of products.

Novel/Additive Information: The novelty of this new suite of products is in the ability to solve production challenges and improve reliability for Shale reservoir applications

Introducción

Los recursos no convencionales de petróleo y gas, incluyen crudo pesado (alta viscosidad + API < 10); Arenas Bituminosas; Oil Shale; Tight Gas; Coal Bed Methane (CBM); Shale Gas & Natural Gas Hydrates (NGH). Este estudio se enfoca en los desafíos de producción y soluciones tecnológicas para aplicaciones no convencionales Shale Oil.

La principal razón en desarrollar tecnología avanzada para explorar y extraer hidrocarburos en los E.E.U.U. se debe a la disparidad que existe entre reservorios de petróleo convencionales y no convencionales. Esto también aplica a los reservorios convencionales y no convencionales de gas. La naturaleza geológica de las formaciones en Norteamérica está constituida en gran medida por rocas de baja permeabilidad. Esto implica que los métodos de perforación convencionales no son viables para producir hidrocarburos. La profundidad de estas formaciones llega hasta 3 Km por debajo de la superficie.

Algunos yacimientos no convencionales, Shale, en Norteamérica incluyen:

- Permian (Texas)
- Eagle Ford (Texas)
- Haynesville (Texas y parte de Louisiana)
- Bakken (North Dakota)
- Niobara (Colorado y parte de Wyoming)
- Utica (Ohio, New York y Pennsylvania)
- Marcellus (West Virginia, Pennsylvania y New York)

La producción de hidrocarburos (Petróleo y Gas) de yacimientos no convencionales esta caracterizada y limitada por ciertas características físicas de las formaciones como también de los métodos de extracción, construcción de pozos y complejidades de completamiento.

Breve historia de la aplicación de sistemas BES-ESP en pozos no convencionales

La perforación de pozos en yacimientos no convencionales de E.E.U.U. creció exponencialmente desde que algunos pozos se pusieron a producir antes de 2010 a más de 4000 pozos en 2012. Este periodo de crecimiento se extendió hasta 2014, impulsado por los desarrollos tecnológicos, precios estables del petróleo y una importante inversión. La segunda fase se produjo con la caída de precios

a finales de 2014 hasta 2016. Durante este periodo hubo un cambio de la estrategia, enfocándose en mejorar la eficiencia y reducir costos operativos. Finalmente, con la mejora del precio del crudo se produjo un fortalecimiento del sector y un significativo aumento en la producción desde 2017 hasta 2019. Según las estadísticas de producción total de petróleo publicadas por la Administración de Información de Energía de Estados Unidos de América (EIA) la producción total superó, en ese país, los 12 millones bpd en abril de 2019, de los cuales aproximadamente el 60 por ciento corresponde a producción de campos no convencionales Shale. Varios analistas consideran que este porcentaje también aumentara significativamente en 2020.

Los operadores en Norteamérica han adoptado el sistema de Bombeo Electrosurgible (BES-ESP) para sus aplicaciones no convencionales debido a la flexibilidad, el manejo de caudales elevados de producción y la reconocida confiabilidad. Para tener una idea aproximada de la cantidad de instalaciones BES-ESP realizadas por BHGE, se instalaron en estas aplicaciones cerca de 10,000 equipos desde 2013 hasta 2018, de los cuales alrededor de 4,000 continuaban operando a finales de 2018. Estos cambios siguieron la tendencia explicada anteriormente, crecimiento importante desde 2013 hasta mediados de 2014, luego se paró completamente la actividad hasta el final de 2016 y posterior recuperación desde 2017.

Desafíos para la producción en reservorios No Convencionales – Shale

La producción de yacimientos no convencionales esta caracterizada por los siguientes elementos:

Arquitectura del pozo

- Pozos horizontales con alta desviación (alta severidad de Dog-leg) (ver fig.1)
- Radios de curvatura cerrados
- Optimización de diseño con revestidor (casings) de reducido diámetro y alto peso

Desafíos de producción

- Rápida declinación
- Producción de altos volúmenes de gas (burbujas de gas de gran tamaño y alta presión- Gas slugs)
- Producción de solidos (especialmente luego de la limpieza del pozo posterior a la fractura)

La figura 1 muestra la configuración típica de pozos no convencionales

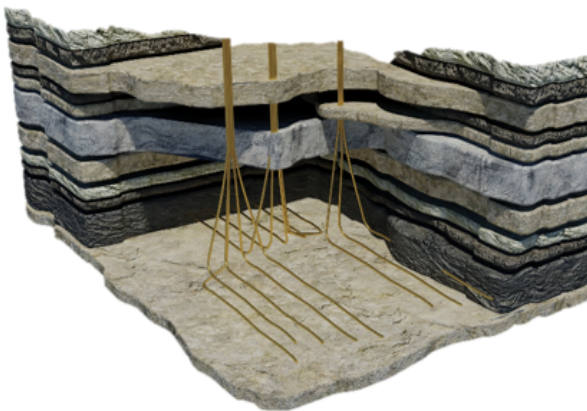


Fig. 1

Arquitectura de un pozo No Convencional

- **Profundidad vertical hasta 13,000 Ft**
- **KOP típico desde alrededor de 5000 pies hasta más de 10,000 ft TVD curvatura DL) > 21° cada 100 ft**
- **Los tamaños de tubería (Csg.) de revestimiento impactan los métodos de recuperación por levantamiento artificial**
 - **Casing hasta de 7"**
 - **Liner de 4½" y alto peso**

Aunque estos elementos considerados previamente pueden aparecer en cada pozo por separado y hay tecnología disponible que hace posible producirlos sin complicaciones. Sin embargo, se ha encontrado que la mayoría de las veces, para aplicaciones no convencionales, aparecen dos o mas de estos problemas relacionados a la producción y/o construcción del pozo simultáneamente y no alcanza con los métodos tradicionales de levantamiento artificial ni las herramientas de completamiento para aplicar una solución única. Actualmente, las tecnologías de operaciones de campo han evolucionado de tal manera que tres o cuatro de estos elementos pueden ser solventados usando un sistema o tecnología específica.

Sistema para pozos con alta desviación

Los sistemas de levantamiento artificial BES-ESP en su diseño normal dependen de conexiones con cuplas y bridas atornilladas que pueden admitir fuerzas de flexión de hasta 6 grados por cada 100 pies de longitud y solo pueden ser instalados en pozos que no superen estas desviaciones. Los pozos para aplicaciones no convencionales pueden requerir curvaturas mas cerradas para poder acceder a las zonas cercanas al lateral del pozo y esto eliminaría el uso de bombas BES-ESP (una tecnología que tiene probadas mejoras en producción). Sin embargo, se ha diseñado un sistema de acople y desacople rápido, aplicado a todo el portafolio de productos, que posibilita la instalación de los equipos BES-ESP en pozos con alta desviación y alta severidad que tienen un probado desempeño sin fallar en esas severas limitaciones de pozo.

Aplicación del sistema de alta curvatura instalado en Permian Basin:

- Perfil del pozo con dog-leg de 12° cada 100 ft
- Otros sistemas BES-ESP fallaron debido a la deformación permanente ocurrida durante la instalación en la sección desviada del pozo

La solución:

- Se instalo el sistema a 445 ft por debajo de las aplicaciones BES previas
- También el sistema incluía una bomba de rango extendido que evita intervenciones futuras

Los resultados:

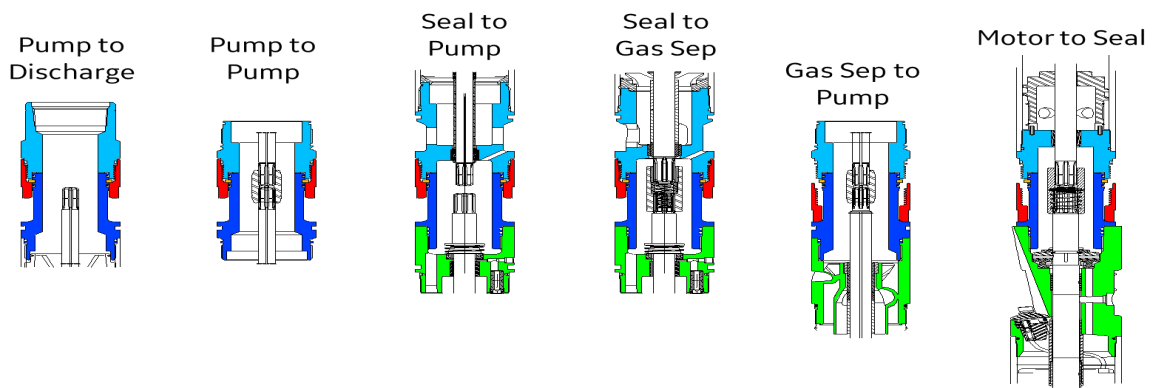
- 80% de incremento de la producción
- Supero la vida útil de instalaciones previas y sigue funcionando en la actualidad
- Reducción de OPEX y perdida de producción mínimas

El sistema mostrado abajo (Fig.2) con el detalle de las conexiones (Fig.3) es el usado para estos casos de alta severidad de dog-leg para las instalaciones en pozos no convencionales, Shale.

Fig.2



Fig. 3



Declinación rápida

La mayoría de los yacimientos no convencionales están caracterizados por una declinación muy acentuada en los primeros tres años de producción.

La producción declina rápido para pozos no convencionales shale a un promedio de 74%, 47%, y 19% anualmente para el primer, segundo y tercer año de operación, respectivamente, basados en datos obtenidos de la formación Eagle Ford (Wachtmeister, 2017). En la figura (Fig.4) se indican las declinaciones para los primeros 20 meses de pozos que comenzaron a producir en 2010, 2011, 2012, 2013, y 2014 (Wachtmeister, 2017).

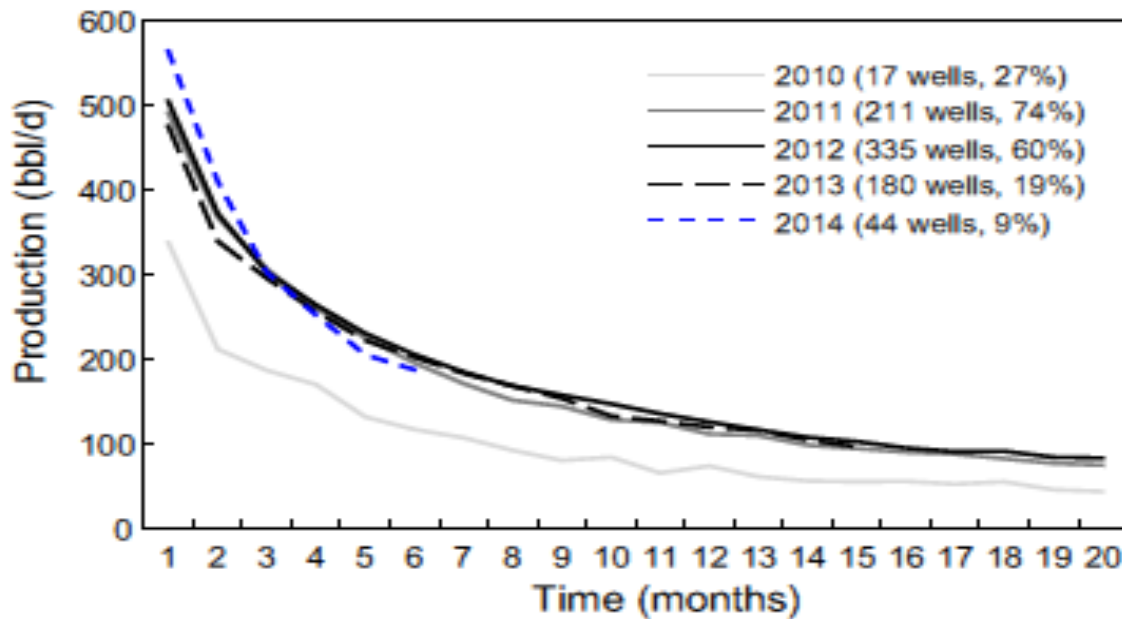
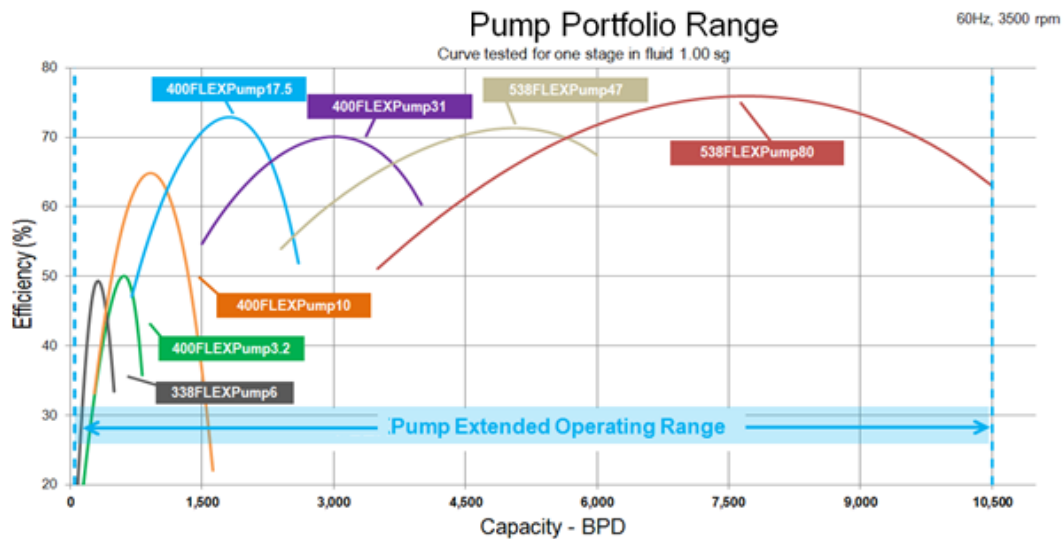


Fig.4

Las nuevas tecnologías en bombas existentes para sistemas de levantamiento artificial BES-ESP, están diseñadas para operar en un rango extendido de caudales (Fig.5) y pueden proveer la flexibilidad operacional requerida por las condiciones dinámicas de cada pozo, minimizando los cambios de equipos BES-ESP, disminuyendo el tiempo no productivo y a la vez reduciendo los costos operativos (OPEX). Estas bombas están diseñadas específicamente para maximizar la producción y mejorar, esencialmente, la recuperación de reservas en los yacimientos no convencionales en los cuales el índice de producción se reduce rápidamente y la relación gas petróleo GOR esta cambiando constantemente. Esta solución esta liderando el camino para la utilización de un solo equipo durante el ciclo de vida de los pozos no convencionales.

Fig.5



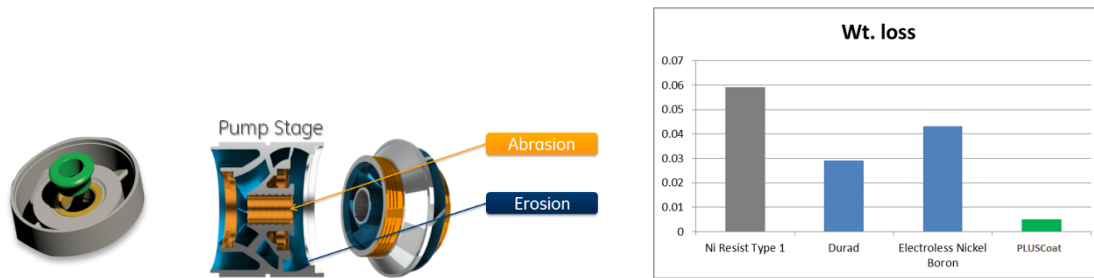
Adicionalmente, las nuevas tecnologías en bombas existentes para sistemas de levantamiento artificial BES-ESP, están diseñadas para operar en un rango extendido de caudales (Fig.5) y pueden proveer la flexibilidad operacional requerida por las condiciones dinámicas de cada pozo, minimizando los cambios de equipos BES-ESP, disminuyendo el tiempo no productivo y a la vez reduciendo los costos operativos (OPEX). Estas bombas están diseñadas específicamente para maximizar la producción y mejorar, esencialmente, la recuperación de reservas en los yacimientos no convencionales en los cuales el índice de producción se reduce rápidamente y la relación gas petróleo GOR esta cambiando constantemente. Esta solución esta liderando el camino para la utilización de un solo equipo durante el ciclo de vida de los pozos no convencionales.

los bujes de carburo tienen durezas superiores al cuarzo. Abajo se muestran algunos detalles de estos elementos que mejoran la confiabilidad y aumentan la vida útil de los equipos.

Producción de Sólidos BES-ESP

Las consideraciones de diseño para mitigar los efectos negativos de producir sólidos tienen en cuenta las siguientes características:

- Abertura mas grande en los vanos de las bombas
- Protección por empuje descendente (Cojinetes de carburo de tungsteno)
- Supresión de turbulencia en las etapas (difusores)
- Geometría de flujo mixto en las etapas de la bomba



Detalle de los bujes de Carburo y recubrimientos

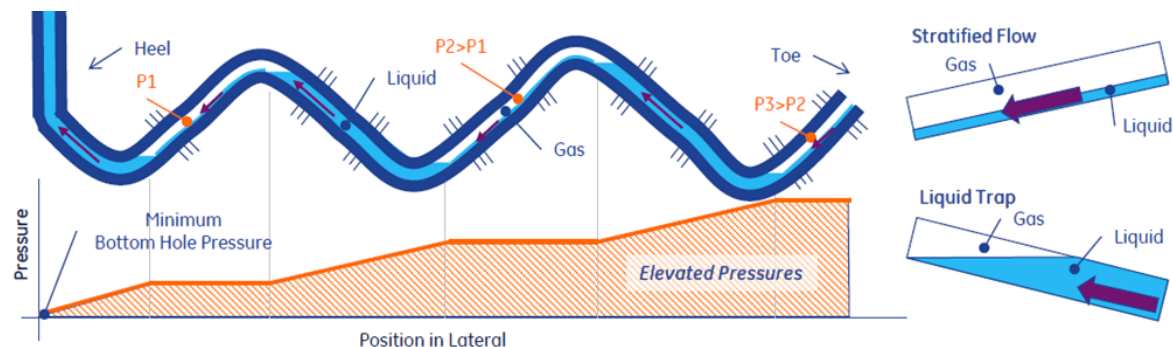
Gráfico de resistencia de los recubrimientos

Se pueden utilizar además equipos desarenadores antes de la admisión de las bombas para evitar el ingreso de tanta arena como también luego de la descarga para protegerlas de las condiciones de flujo reverso (flow-back) que son muy comunes en estas aplicaciones en campos no convencionales.

Producción de altos volúmenes de gas y slugs

En la mayoría de los casos, las secciones laterales de los pozos no convencionales son perforadas en secciones horizontales que no son completamente rectas, sino que tienen ciertas ondulaciones, con ángulos de inclinación hacia arriba y hacia abajo. En los picos de estas ondulaciones se forman burbujas de gran tamaño y alta presión (gas slugs) las cuales producen un flujo estratificado si tienen inclinaciones de menos de 2° o pueden formar trampas de liquido en el caso de inclinaciones mayores a 2° bloqueando el pasaje de gas.

Fig. 6

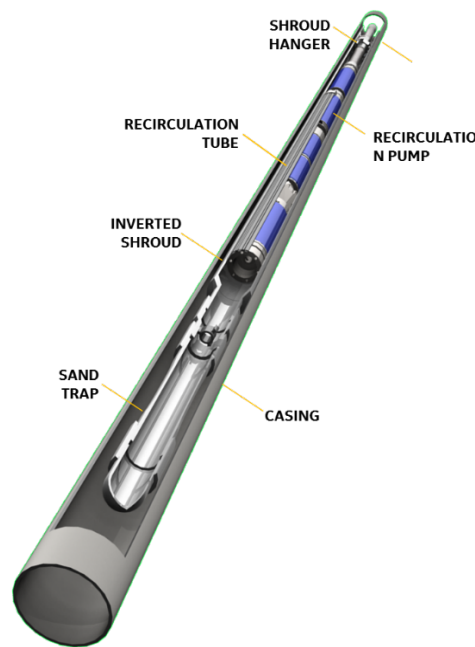


La presión aumenta en estas burbujas o "paquetes" de gas con valores elevados desde el talón hacia el lateral del pozo como muestra la figura (Fig. 6). Este efecto de "slug" de gas interfiere en la operación de la bomba funcionando cíclicamente, reduciendo las condiciones de admisión y disminuyendo la producción total. Para mitigar este fenómeno se han diseñado sistemas que

garantizan un flujo continuo y evitan la entrada de gas a la bomba permitiendo la operación sin interrupciones. Estos sistemas consisten en capsulas robustas que provocan la separación de gas antes de la entrada a la bomba y mantienen un volumen de fluido suficiente para que las burbujas grandes de gas (slugs) se separen y facilitando la recirculación de fluido necesaria para refrigerar el motor BES-ESP.

Sistema encapsulado BES-ESP

El sistema encapsulado BES-ESP produce la separación natural de gas, permitiendo que este continúe fluyendo hacia la superficie mientras que la fase líquida entra en la camisa invertida. Como resultado, el sistema BES-ESP maneja menos gas, brindando beneficios en la confiabilidad – sin paradas debidas a bloqueo por gas en la bomba, aportando mayores volúmenes de producción.



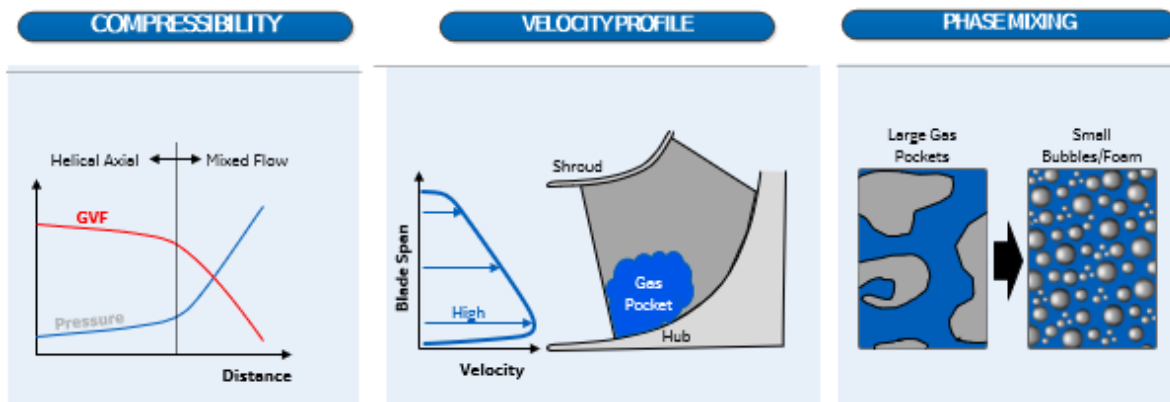
Este sistema ha sido muy exitoso en pozos con alta relación gas-petróleo GOR que tienen potencial de slugs de gas, los cuales son predominantes en las aplicaciones no convencionales de Shale y donde las técnicas de manejo de gas por sí solas no son suficientes. Adicionalmente, se ha provisto en este sistema encapsulado de una trampa de arena como opcional para pozos que tienen considerable cantidad de arena y es necesario “producirla” hacia afuera del pozo evitando el atascamiento de las bombas. La figura 7 muestra los detalles de este sistema

Fig. 7

Tecnología para el manejo de gas – Bombas multifásicas

La tecnología de las bombas multifásicas para manejo de gas es frecuentemente aplicada a pozos de alta relación gas – petróleo GOR, que es el caso de la mayoría de los pozos no convencionales Shale, y son usadas de manera conjunta o separadamente.

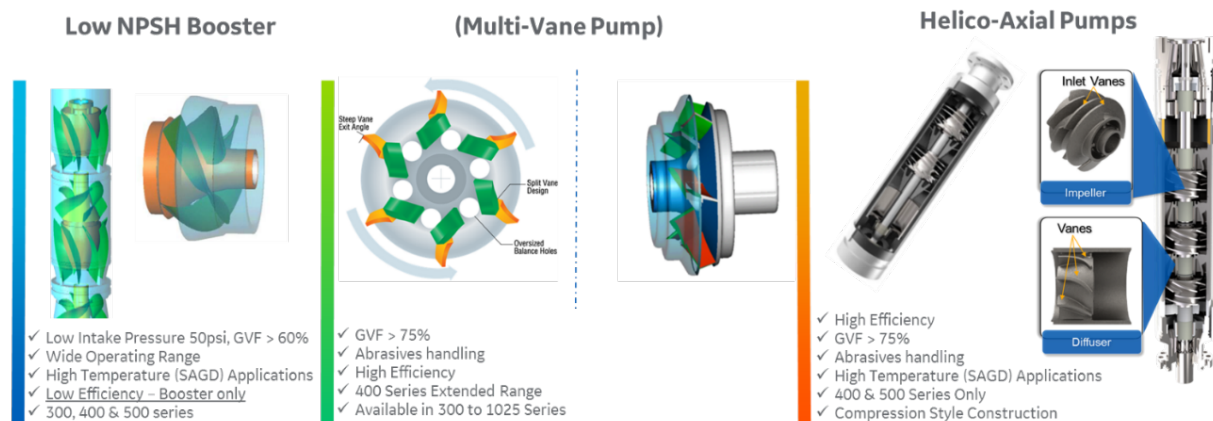
Los pozos que tienen presiones de admisión muy bajas no son capaces de mantener un caudal ininterrumpido a través de las bombas BES-ESP. Esto es debido al fenómeno de bloqueo por gas de las bombas, que ocurre cuando el gas entra más rápido a la bomba de lo que sale de ella, acumulándose en el ojo de los impulsores. La bomba sigue girando solo que se interrumpe el movimiento de fluido en su interior. Cuando esto ocurre, el sistema deja también de producir en la superficie debido a que no hay suficiente presión para levantar la columna de fluido. Adicionalmente, el principal problema es el aumento de temperatura en la bomba, sección sellante, cable y motor causando la falla prematura del sistema.



Las etapas de las bombas manejadoras helico-axiales funcionan con una baja presión de admisión, mezclando, homogenizando y entregando una velocidad de salida alta que permite a las etapas BES-ESP continuar operando continuamente sin bloquearse por gas, pero en algunos casos sacrificando la eficiencia del sistema.

Sin embargo, esta tecnología ha evolucionado con el desarrollo de programas computacionales de fluidodinámica (CFD) los cuales permiten optimizar la geometría de las etapas para evitar la acumulación de gas en las áreas de baja presión tal como se ve en las etapas normales BES-ESP, mejorando la eficiencia y aumentando la tolerancia a fracciones de gas – volumen (GVF) altas. La figura 8 muestra las características de los sistemas de bajo NPSH Booster, bomba multi-vano y bombas helico-axiales.

Fig.8



En la practica se pueden combinar mas de uno de estos sistemas en tándem, adicionando también separadores de gas rotativos y de vórtice, los cuales funcionando en conjunto pueden manejar fracciones de gas – volumen GVF de hasta el 90%.

Tecnología para el control de gas – Algoritmo de mitigación

Durante la operación de pozos no convencionales, es crucial monitorear el funcionamiento del equipo con la ayuda de sensores de fondo de pozo, los cuales miden las presiones de admisión y descarga de la bomba como también la temperatura del pozo y motor. La flexibilidad en la operación de las bombas se logra con un Variador de Velocidad (VSD). Para controlarlo, se han desarrollado software

que tienen un algoritmo de mitigación de gas y automáticamente purga y ajusta los puntos de calibración del sistema para obtener el máximo caudal. Estas aplicaciones mejoran la producción y confiabilidad del sistema mitigando el bloqueo por gas en las bombas, manejando el aporte y presión del fluido. Los algoritmos de control están basados en una secuencia de cambios de velocidad en la bomba para evitar su bloqueo. Adicionalmente, el software tiene una tecnología de automatización para modificar las calibraciones en función de los parámetros del pozo durante los cambios dinámicos del mismo.

Simultáneamente, los equipos están conectados a un sistema de monitoreo remoto (RM&C) que en tiempo real controla los parámetros eléctricos del equipo y los parámetros del pozo. Este sistema tiene la capacidad de optimizar producción y mejorar la confiabilidad de los equipos haciendo un seguimiento exhaustivo de los pozos con problemas y evitando las paradas innecesarias.

La figura inferior (Fig. 9) muestra el funcionamiento de un equipo antes y después de haberle instalado el software de control de gas. También se muestra un sensor de fondo y un variador de velocidad (VSD)



Fig.9

La solución completa que se utiliza hoy para producir pozos no convencionales, Shale.

Como mencionamos anteriormente, los completamientos en pozos no convencionales no solo representan un problema único de producción, sino que en su mayoría aparecen otros desafíos debidos a la declinación rápida, producción alta de gas con “slugs”, presencia de sólidos, carbonatos, y pozos con mucha desviación (curvaturas cerradas y alta severidad de dog-leg).

Los casos para pozos productores no convencionales, los cuales tienen elevada severidad de desviación (dog-leg) con DSL mayores a 6 ° cada 100 pies (que es el requerimiento estándar para instalar equipos BES-ESP), produciendo alto volumen de gas con “slugs”, que tienen que ser completados con equipos BES-ESP para cumplir las metas económicas requeridas y también entendiendo que la producción declinara requiriendo una solución para la mayor parte del ciclo de vida del pozo. Estos pozos necesitan una combinación de las siguientes tecnologías para garantizar la producción:

- Bombas con etapas de rango extendido
- Tecnología para el Manejo de Gas
- Sistema encapsulado BES-ESP
- Conexiones para alta desviación y alta resistencia a la deformación (25 ° por 100 Pies DLS)

- Software de control y monitoreo remoto

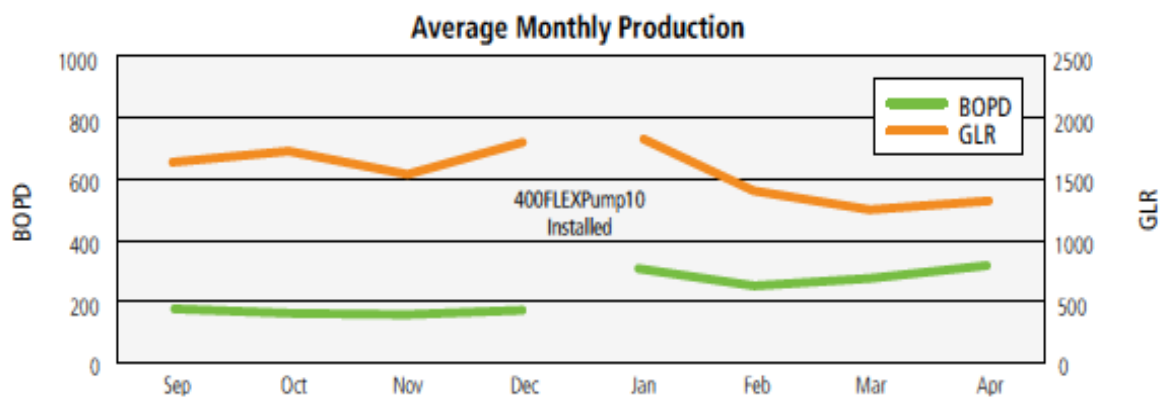
Caso de estudio para Bakken con rápida declinación - Los resultados

Un gran número de casos exitosos instalando diseños con tecnología innovativa para producir en pozos no convencionales han sido evidenciados en los campos Shale de Norteamérica. Uno de ellos a continuación:

- Pozo de petróleo de Bakken
- Producción promedio con relación gas- líquido GLR de 1,500 Mcf/d con frecuentes slugs y tendiendo a GLR >2,400 Mcf/d
- Paradas diarias frecuentes por baja carga debidas al alto GLR
- Aporte limitado del pozo debido al excesivo gas libre con reducción de la producción diaria.

Solución con BES-ESP

- Se instaló un Sistema BES-ESP diseñado para manejar alto porcentaje de gas e incrementar la producción con una baja presión de admisión PIP.
- Se utilizó una bomba para manejar gas del tipo Multi-vano MVP seleccionada para manejar gas libre y slugs excesivos
- Se implementó un algoritmo propietario de control en el software del Variador de Velocidad VSD para proteger el equipo de las condiciones cíclicas del gas y mantener el funcionamiento del sistema las 24/7.
- El Sistema BES-ESP con amplio rango de producción en caudales desde 275 hasta 1,625 BFPD



Resultados

- La bomba de rango flexible de 1000 BPD incrementó la producción de petróleo en un 42%
- Se mejoró el flujo de caja significativamente con el incremento de producción de petróleo y la reducción de los tiempos no productivos.
- El software instalado en el VSD probó su efectividad para las condiciones dinámicas de los pozos de Bakken

Lecciones aprendidas

Teniendo como metas la mejora de la producción y un aumento en la duración de los equipos BES-ESP, se deben tener en cuenta una serie de recomendaciones y lecciones aprendidas. En primer lugar y durante la selección del sistema de levantamiento artificial:

- Se tiene que considerar la declinación de los pozos durante el diseño de los equipos de levantamiento artificial, en este caso BES-ESP. El diseño óptimo considera la utilización de un solo modelo de bomba para cubrir la mayor parte del ciclo de vida del pozo.
- Es crucial la instalación de sensores de fondo para todos los sistemas de levantamiento artificial.
- El monitoreo remoto y control de los parámetros del pozo y de los equipos es necesario para garantizar la vida útil de los mismos, evitando además paradas innecesarias.
- La protección de sólidos también garantiza una mejora en la vida útil de los equipos y de los componentes del completamiento (antes de la entrada a la admisión de la bomba – front end y a la salida de la bomba – back end)
- Es importante evitar la formación de incrustaciones (carbonatos) en los equipos manteniendo un buen tratamiento químico de fondo de pozo.

Finalmente, respecto a la construcción del pozo y las facilidades podemos recomendar:

- Utilizar el diámetro mayor de tubería (casing o liners) preferiblemente 5 ½”
- Construir una sección tangente que tenga entre 100 y 150 pies en el lugar donde se asentara la bomba (aproximadamente 70° de desviación). Seguir la practica recomendada API ESP, instalando el equipo en esta sección con una severidad menor a 2° cada 100 pies.
- Utilizar separadores independientes para la tubería de producción (tubing) y para la de revestimiento (casing)
- Colocar instrumentación de superficie (presión de tubería de producción y de casing como mínimo)

El Futuro

La evolución de la tecnología para producir pozos no convencionales Shale con sistemas de bombeo electrosumergible BES-ESP ha mejorado considerablemente la confiabilidad y operación de estos equipos en las aplicaciones no convencionales en Norteamérica. Esta tecnología, con similares características, también se puede utilizar en los nuevos campos desarrollados en la formación de Vaca Muerta en Argentina.

Por otro lado, es importante considerar que los equipos a desarrollarse en el futuro deben incluir sistemas de automatización con Inteligencia Artificial (AI) y aprendizaje de maquina (Machine Learning) que puedan anticipar y prevenir los cambios dinámicos que ocurren en el pozo, permitiendo modelaciones (Digital Twins) que optimicen la producción y aumenten el tiempo de vida de los equipos.

Finalmente, con el desarrollo de nuevos motores de imanes permanentes (PMM), los equipos podrán ser más compactos, tener menor diámetro y más potencia para facilitar la instalación en la sección lateral de los pozos. Estos motores también pueden ser operados a velocidades mayores que las normales mejorando la eficiencia en el manejo de gas.

Conclusiones

Los sistemas de levantamiento artificial han sido por mucho tiempo los métodos que permiten producir pozos en campos maduros como así también pozos “difíciles de producir”. En los últimos 10 años, con el florecimiento de la explotación de campos no convencionales particularmente en Norteamérica, la tecnología ha evolucionado haciendo que los proveedores de equipamiento BES-ESP aseguren soluciones integrales que resuelven simultáneamente un amplio rango de desafíos.

La instalación exitosa de cientos de sistemas en estas aplicaciones ha demostrado:

- Mejora en las condiciones de operación de pozos que manejan alta cantidad de gas con slugs
- Profundidades de instalación mayores con severidades de desviación (dog-leg) de hasta 25° cada 100 pies
- Aumento de la producción total del pozo
- Incremento real en la vida útil de los equipos
- Mejora significativa del flujo de caja de operación del pozo
- Reducción de los tiempos no productivos.
- Disminución de los gastos operativos (OPEX)
- Retorno efectivo y rápido de la inversión (ROI)

Es por estas razones que los sistemas BES-ESP están guiando el camino en el segmento de mercado de no convencionales de Norteamérica y en especial los yacimientos de Permian, Bakken y las Rocosas.

Referencias:

1. Patron, K. E., Chen Billdal, X., Lu, H., Kutluev, D., Kimery, D., Gau, K., Fears, S. (2018, November 28). “*Artificial Lift Strategy for the Life Cycle of Unconventional Wells: A Case Study for Horizontal Shale Wells*”. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/192458-MS
2. Crawford, P., Biglarbigi, K., Dammer, A., & Knaus, E. (2008, January, “*Advances in World Oil-Shale Production Technologies*”. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/116570-MS
3. <https://www.gryphonoilfield.com/conventional-vs-unconventional-oil-gas-wells-in-u-s/>
4. Wachtmeister, Henrik & Lund, Linnea & Aleklett, Kjell & Höök, Mikael. (2017). “*Production Decline Curves of Tight Oil Wells in Eagle Ford Shale. Natural Resources Research*”. 26. 10.1007/s11053-016-9323-2.
5. Source: Baker Hughes, A GE Company. www.bhge.com/als
6. Khan, N., Ganzer, L., Elichev, V., & Ali, N. (2014, May 19). An Integrated Life-Time Artificial Lift Selection Approach for Tight/Shale Oil Production. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/169833-MS
7. Maugeri, L., 2013 “*The Shale Oil Boom: A U.S. Phenomenon*”
8. Gahlot, V., Erler, S., 2015 “*Design and Development of Gas Handling Pumps for Multiphase Fluids*”, Paper presented at the SPE ESP Workshop, The Woodlands Texas April 2015.
9. U.S. Energy Information Administration, <https://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=35052>

Biografía:

Daniel Fleitas es Gerente Senior de Producto para Baker Hughes GE, basado en Houston - Texas. Daniel tiene experiencia de más de 30 años trabajando en ingeniería, operaciones, ventas, mercadeo y producto para la línea ESP. Algunas posiciones de liderazgo previas incluyen: Gerente para

Latinoamérica basado en Oklahoma City, Gerente General de Ecuador, Gerente de operaciones para Venezuela con la compañía Wood Group. El se graduó como Ingeniero Electromecánico en la Universidad Tecnológica Nacional, Regional Mendoza y también tiene un MBA de la Universidad de Houston. Es miembro de la Sociedad de Ingenieros de Petróleo SPE, donde ha presentado trabajos referidos al sistema de bombeo Electrosumergible ESP.