



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA TIERRA

**“IMPLEMENTACIÓN DE LOS SISTEMAS ARTIFICIALES
DE PRODUCCIÓN PARA LOS YACIMIENTOS NO
CONVENCIONALES DE SHALE OIL Y SHALE GAS”**

T E S I S

PARA OBTENER EL TÍTULO DE:

INGENIERO PETROLERO

PRESENTA:

STEVE GERARDO DE ANTUÑANO RUIZ



DIRECTOR DE TESIS:

FELIPE DE JESÚS LUCERO ARANDA

MÉXICO D.F. CIUDAD UNIVERSITARIA

MARZO 2015



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

Agradecimientos

*A mi padre **Federico de Antuñano Muñoz** por haberme guiado en cada etapa de mi vida, por siempre estar a mi lado en los momentos más difíciles y enseñarme que siempre existe una solución, por ayudarme a trazar mi camino y motivarme a seguir siempre mis sueños, por todo el amor incondicional que me ha brindado cada día y principalmente, por representar el mejor ejemplo para convertirme en la persona que soy ahora.*

*A mis abuelos: **Federico y Teresa** por brindarme su apoyo incondicional y estar presentes siempre que los necesite, por darme un espacio en su hogar para brindarme todo su cariño y cuidar de mí como si fuera su hijo para conseguir todas mis metas, y en especial por preocuparse que tuviera siempre un cálido hogar, por esto y más los admiro.*

*A mis hermanos: **Jessy, Lesslie, Jeffrey, Fede, Yamile y Jeremy** por siempre estar conmigo, con ustedes aprendí el significado de familia, por sonreír, pelear, jugar y estar juntos cada que los necesite, por demostrarme que a pesar de la situación estarán siempre para brindarme su ayuda y su cariño, así como yo siempre estaré para ustedes cuando me necesiten.*

*A **Fernanda** por acompañarme en esta etapa de mi vida, por escucharme y aconsejarme en cada paso que daba, por motivarme a dar lo mejor de mí y apoyarme de una manera incondicional.*

*A mis profesores que me enseñaron todo lo que sé, por proporcionarme las herramientas y los conocimientos que utilizaré para desempeñarme en mi profesión, pero quiero agradecer especialmente al **M. I. Felipe de Jesús Lucero Aranda**, por guiarme en esta etapa y apoyarme para terminar este proyecto.*

*A todos y cada uno de mis amigos pero especialmente a **Alan Hernández, Oscar Jiménez, Wendy Flores, Samuel Ávila y Fernando Tremarí**, porque nos apoyamos unos a otros dentro y fuera de la universidad, por formar el mejor equipo para aprobar todas las materias y para disfrutar de todas las locuras que se nos pudieron ocurrir a lo largo de todos estos años, gracias por siempre estar conmigo.*

*Finalmente quiero agradecer a la **UNAM** que me abrió sus puertas y me brindó de todo su apoyo tanto en la carrera como en el karate, agradezco cada día que pase en la facultad de ingeniería y me llena de orgullo el poder portar los colores azul y oro.*

Índice

LISTA DE FIGURAS	III
LISTA DE TABLAS	VI
RESUMEN	1
ABSTRACT	2
INTRODUCCIÓN	3
CAPÍTULO 1. FUNDAMENTOS DE LOS SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN	7
1.1 BOMBEO NEUMÁTICO	8
1.2 BOMBEO MECÁNICO	13
1.3 BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS	16
1.4 BOMBEO HIDRÁULICO	18
1.5 BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO SUMERGIBLE	23
1.6 ÉMBOLO VIAJERO	25
1.7 SISTEMAS ARTIFICIALES COMBINADOS	27
BIBLIOGRAFÍA CAPÍTULO 1	30
CAPÍTULO 2. YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES	31
2.1 SHALE OIL Y SHALE GAS: RECURSOS PROSPECTIVOS	31
2.2 SHALE OIL	34
2.3 SHALE GAS	37
2.4 PETROFÍSICA	39
2.5 EXPLOTACIÓN DE LOS YACIMIENTOS DE SHALE	41
BIBLIOGRAFÍA CAPÍTULO 2	47
CAPÍTULO 3. SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN PARA SHALE OIL	49
3.1 SELECCIÓN ÓPTIMA DEL SISTEMA ARTIFICIAL DE PRODUCCIÓN	50
3.2 BOMBEO NEUMÁTICO	55
3.3 BOMBEO MECÁNICO	59
3.4 BOMBEO HIDRÁULICO	61
3.5 BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO SUMERGIBLE	66
3.6 ANÁLISIS DEL SISTEMA ARTIFICIAL DE PRODUCCIÓN ÓPTIMO	69
BIBLIOGRAFÍA CAPÍTULO 3	74
CAPÍTULO 4. MANEJO DE LA PRODUCCIÓN DE AGUA POR MEDIO DE SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN PARA SHALE GAS	75
4.1 EFECTOS DEL AGUA EN LOS YACIMIENTOS DE GAS	76

4.2 BOMBEO NEUMÁTICO-----	82
4.3 ÉMBOLO VIAJERO -----	87
4.4 ANÁLISIS DEL SISTEMA ARTIFICIAL ÓPTIMO PARA EL CONTROL DE LA PRODUCCIÓN DE AGUA -----	91
BIBLIOGRAFÍA CAPÍTULO 4-----	96
CAPÍTULO 5. CASOS DE ESTUDIO DE LOS SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN PARA SHALE OIL Y SHALE GAS-----	97
5.1 CASO DE ESTUDIO: APLICACIÓN DEL BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO SUMERGIBLE EN EL CAMPO DE EAGLE FORD -----	98
5.2 CASO DE ESTUDIO: APLICACIÓN DEL BOMBEO NEUMÁTICO EN EL CAMPO ALLIANCE DE SHALE GAS -----	102
5.3 CASO DE ESTUDIO: APLICACIÓN DEL ÉMBOLO VIAJERO EN LA LUTITA DE MARCELLUS-----	109
5.4 LOS YACIMIENTOS DE SHALE EN MÉXICO-----	114
BIBLIOGRAFÍA CAPÍTULO 5-----	118
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES -----	119
CONCLUSIONES -----	119
RECOMENDACIONES-----	121

Lista de figuras

FIGURA 1.1 EJEMPLOS DE LOS DISTINTOS SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN (MODIFICADO DE WEATHERFORD, 2012).-----	8
FIGURA 1.2 ARREGLO DE UN SISTEMA DE BOMBEO NEUMÁTICO (MODIFICADO DE WATHERFORD, 2001). -----	9
FIGURA 1.3 DIAGRAMA BOMBEO NEUMÁTICO CONTINUO EN TRES ETAPAS (C. PONCE, 2012). -----	10
FIGURA 1.4 SECUENCIA DE OPERACIÓN DE ELEVACIÓN INTERMITENTE (VALLADARES, 2014). -----	12
FIGURA 1.5 DIAGRAMA DE BOMBEO MECÁNICO CONVENCIONAL (MODIFICADO DE CHAVIRA, 2010). -----	14
FIGURA 1.6 CICLO DE LA BOMBA SUBSUPERFICIAL DEL BOMBEO MECÁNICO (C. PONCE, 2012). -----	15
FIGURA 1.7 ESQUEMA DEL BOMBEO DE CAVIDADES PROGRESIVAS (MODIFICADO DE WEATHERFORD, 2005). -----	17
FIGURA 1.8 ESQUEMA DEL SISTEMA BOMBEO HIDRÁULICO (CHAVIRA, 2010). -----	19
FIGURA 1.9 BOMBA HIDRÁULICA DE TIPO PISTÓN, DONDE SE MUESTRA LA CARRERA ASCENDENTE Y DESCENDENTE (WEATHERFORD, 2012).-----	21
FIGURA 1.10 FUNCIONAMIENTO DE LA BOMBA HIDRÁULICA TIPO JET (WEATHERFORD, 2009). -----	22
FIGURA 1.11 DIAGRAMA BOMBEO ELECTROCENTRÍFUGO SUMERGIBLE (PETROBRAS, 2003). -----	24
FIGURA 1.12 EQUIPO DE INSTALACIÓN DEL ÉMBOLO VIAJERO (MODIFICADO DE WEATHERFORD, 2005). -----	26
FIGURA 1.13 COMPONENTES DEL SISTEMA ESPCP. ⁹ -----	29
FIGURA 2.1 GRÁFICA DE LA PRODUCCIÓN DE GAS DE LUTITAS EN ESTADOS UNIDOS (BOYER, 2012). -----	33
FIGURA 2.2 ESTUDIO DE LOS RECURSOS GLOBALES DE GAS DE LUTITAS (BOYER, 2012). ----	34
FIGURA 2.3 PROCESO ELECTROFRAC DE EXXONMOBIL PARA CALENTAR LAS LUTITAS PETROLÍFERAS IN SITU (ALLIX, 2011). -----	35
FIGURA 2.4 MADURACIÓN TÉRMICA DE LOS TIPOS DE KERÓGENO (V. PÉREZ, 2014). -----	37
FIGURA 2.5 TRANSFORMACIÓN TÉRMICA DE LA MATERIA ORGÁNICA (V. PÉREZ, 2014).----	38

FIGURA 2.6 REPRESENTACIÓN DEL SOFTWARE JEWELSUITE SOBRE LA INTEGRACIÓN DE DATOS (MODIFICADO DE AHMED, 2014). -----	42
FIGURA 2.7 ESQUEMA DE UN POZO PERFORADO VERTICALMENTE Y OTRO PERFORADO HORIZONTALMENTE (MODIFICADO DE JAY, 2014). -----	43
FIGURA 2.8 IMAGEN SOBRE EL PROCESO DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO (V. PÉREZ, 2014). -----	45
FIGURA 2.9 ESQUEMA DE PLANEACIÓN DE UN FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO MASIVO (M. PÉREZ, 2014).-----	46
FIGURA 3.1 COMPORTAMIENTO DE LAS IPR'S CON EL TIEMPO (MODIFICADO DE LEA, 1999). -----	51
FIGURA 3.2 GRÁFICAS DE GASTO VS PROFUNDIDAD DE LOS SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN (MODIFICADO DE LEA, 1999).-----	52
FIGURA 3.3 GRÁFICA DE PRODUCCIÓN VS TIEMPO DE LOS YACIMIENTOS DE SHALE (MODIFICADO DE KHAN, 2014). -----	54
FIGURA 3.4 MONTAJE BÁSICO DE LA LÍNEA DE ACERO (SCHLUMBERGER, 2010).-----	56
FIGURA 3.5 SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN USADOS EN ESTADOS UNIDOS (LEA, 1999). -----	59
FIGURA 3.6 ESQUEMA DE UN CANDADO DE GAS EN LA BOMBA (MODIFICADO DE LEA, 1999) . -----	61
FIGURA 3.7 ILUSTRACIÓN DE LA COLOCACIÓN DE LA BOMBA LIBRE EN LA SARTA (MODIFICADO DE LEA, 1999).-----	62
FIGURA 3.8 GRÁFICO DEL TIEMPO DE VIDA DE LOS EQUIPO DE BEC (MODIFICADO DE LEA, 1999). -----	68
FIGURA 3.9 CURVAS DE PRODUCCIÓN DE LOS SISTEMAS ARTIFICIALES DE PRODUCCIÓN (MODIFICADO DE BROWN, 1981).-----	71
FIGURA 3.10 CURVA DE PRODUCCIÓN DEL FLUJO NATURAL Y BEC EN SHALE OIL. -----	72
FIGURA 4.1 DIAGRAMA DE FASE DEL GAS SECO (GUEVARA, 2009). -----	76
FIGURA 4.2 DIAGRAMA DE FASE DEL GAS HÚMEDO (GUEVARA, 2009).-----	77
FIGURA 4.3 DIAGRAMA DE FASE DEL GAS Y CONDENSADO. -----	78
FIGURA 4.4 MINI COMPRESOR CONECTADO A BOCA DE POZO MEDIANTE MANGUERAS FLEXIBLES (EPA, 2011). -----	80
FIGURA 4.5 COMPONENTES DE LA INSTALACIÓN DE UNA SARTA DE VELOCIDAD (MODIFICADO DE EPA, 2011). -----	81
FIGURA 4.6 IMPLEMENTACIÓN DEL BOMBEO NEUMÁTICO EN UN POZO DE SHALE GAS (MODIFICADO DE FARINA, 2012). -----	83
FIGURA 4.7 COMPONENTES QUE CONFORMAN LA LÍNEA DE INYECCIÓN (FARINA, 2012). --	86

FIGURA 4.8 IMÁGENES DE UN TUBO CAPILAR Y SU INSTALACIÓN EN POZO (FARINA, 2012).	86
FIGURA 4.9 GRÁFICA DE LA UTILIZACIÓN DE ESPUMAS SIN BOMBEO NEUMÁTICO (MODIFICADO DE FARINA, 2012).	87
FIGURA 4.10 ESQUEMA DE LAS FUERZAS QUE INTERACTÚAN EN EL ÉMBOLO VIAJERO (MODIFICADO DE MAGGARD, 2000).	89
FIGURA 4.11 GRÁFICA DE LA PRODUCCIÓN DE GAS Y LÍQUIDO DE UN POZO DE GAS (MODIFICADO DE OYEWOLE, 2008).	93
FIGURA 5.1 APLICACIÓN DEL BEC EN EL POZO GONZO NORTH 1H (NARVAEZ, 2013).	99
FIGURA 5.2 NÚMERO DE POZOS IMPLEMENTADOS CON BOMBEO NEUMÁTICO EN 2011 (MODIFICADO DE FARINA, 2012).	103
FIGURA 5.3 GASTOS DEL BOMBEO NEUMÁTICO DEL AÑO 2011 (MODIFICADO DE FARINA, 2012).	104
FIGURA 5.4 PRUEBA DE LABORATORIO PARA DETERMINAR EL RENDIMIENTO DE LOS PRODUCTOS (MODIFICADO DE FARINA, 2012).	106
FIGURA 5.5 APLICACIÓN DE ESPUMAS A TRAVÉS DEL ESPACIO ANULAR CON BOMBEO NEUMÁTICO (MODIFICADO DE FARINA, 2012).	107
FIGURA 5.6 APLICACIÓN DE ESPUMAS A TRAVÉS DE UNA TUBERÍA CAPILAR CON BOMBEO NEUMÁTICO (MODIFICADO DE FARINA, 2012).	108
FIGURA 5.7 RESULTADOS DEL TRATAMIENTO CON ESPUMA DEL CAMPO ALLIANCE (MODIFICADO DE FARINA, 2012).	109
FIGURA 5.8 PRUEBA DE LA PROFUNDIDAD DE CAÍDA DEL ÉMBOLO EN LA TUBERÍA (MODIFICADO DE KRAVITS, 2011).	111
FIGURA 5.9 GRÁFICA DE LA VELOCIDAD DE CAÍDA VS LA PROFUNDIDAD RELATIVA DESPUÉS DE LA DESVIACIÓN (MODIFICADO DE KRAVITS, 2011).	112
FIGURA 5.10 EXTRAPOLACIÓN DE LA VELOCIDAD DE CAÍDA EN EL POZO DE PRUEBA (MODIFICADO DE KRAVITS, 2011).	113
FIGURA 5.11 VELOCIDAD DE CAÍDA DE LOS POZOS DE PRUEBA DESPUÉS DEL PUNTO DE DESVIACIÓN (MODIFICADO DE KRAVITS, 2011).	114
FIGURA 5.12 EXTENSIONES PRODUCTIVAS DE LUTITAS DE AMÉRICA DEL NORTE (NELSON, 2012).	116

Lista de tablas

TABLA 2.1 TABLA COMPARATIVA DE LAS RESERVAS DE GAS DE LUTITAS DEL AÑO 1997 Y 2011 (BOYER, 2012). -----	33
TABLA 2.2 RELACIÓN DEL TOC CON LA CALIDAD DEL KERÓGENO Y EL POTENCIAL DE RECURSOS (MODIFICADA DE V. PÉREZ Y M. PÉREZ, 2014). -----	40
TABLA 3.1 CAPACIDADES DE TRABAJO DE UNA BOMBA DE TIPO PISTÓN (MODIFICADO DE LEA, 1999). -----	63
TABLA 3.2 CAPACIDADES DE TRABAJO DE LA BOMBA DE TIPO JET (MODIFICADO DE LEA, 1999). -----	63
TABLA 3.3 TABLA COMPARATIVA DE LAS DISTINTAS BOMBAS DEL BOMBEO HIDRÁULICO (MODIFICADO DE BROWN, 1981). -----	64
TABLA 3.4 CONDICIONES DEL CAMPO WILMINGTON DONDE SE INSTALARON LOS EQUIPOS (MODIFICADO DE LEA, 1999). -----	68
TABLA 4.1 VENTAJAS Y DESVENTAJAS DEL ÉMBOLO VIAJERO (MODIFICADO DE MAGGARD, 2000). -----	91

Resumen

Los yacimientos de aceite-gas en lutitas se han convertido en una fuente de hidrocarburo alternativa que puede contribuir a abastecer la demanda energética que se encuentra en aumento sin embargo, estos yacimientos representan un reto técnico y tecnológico. La perforación horizontal junto con el fracturamiento hidráulico permiten que estos proyectos sean económicamente rentables, desafortunadamente las altas declinaciones representan el mayor reto para mantener las producciones ya que esta se reduce en un 50% durante el primer año de producción. Además de que en la actualidad han bajado considerablemente el precio de los hidrocarburos.

El objetivo principal de los pozos es encontrar un método que permita producir los hidrocarburos de una forma rentable debido a los gastos que implica la perforación de los pozos y su fracturamiento, sin embargo, las operaciones en los pozos de aceite-gas en lutitas requieren trabajar en pozos horizontales y contemplar condiciones de baja permeabilidad en el yacimiento, lo que representa un nuevo reto para la industria.

Los sistemas artificiales de producción (SAP) han ayudado sustancialmente en la explotación de los yacimientos convencionales, siempre y cuando se haga una correcta selección de éstos. De igual forma en los yacimientos de aceite-gas en lutitas se pueden implementar estos sistemas, tomando en cuenta que el diseño de éstos debe ser más minucioso ya que las condiciones de trabajo cambiarán conforme se explotan los yacimientos.

Para los pozos de aceite en lutitas las principales consideraciones que se deben tener son: altas temperaturas de fondo, producción de sólidos y la geometría del pozo. Mientras que para los pozos de gas en lutitas el manejo de grandes volúmenes de gas y los problemas con la carga de líquidos que se generan por la inyección de agua para generar las fracturas se convierten en los principales factores a considerar.

En esta tesis se realizó una revisión integral de los sistemas artificiales de producción que se pueden implementar tanto en los pozos de aceite en lutitas como en los pozos de gas en lutitas, se toma en cuenta las características de cada sistema artificial, así como las condiciones bajo las que estarán trabajando en los pozos con el fin de determinar el sistema óptimo a implementarse en los pozos de hidrocarburos no convencionales.

Abstract

Shale reservoirs have become a new source of energy as they can contribute to supply the increasing energy demand in the future. However, shale resources represent various technological challenges. Horizontal drilling in combination with hydraulic fracturing have shown being able to produce shale reservoirs in an economical way. Unfortunately the high declines in production rate represent a challenge as they are reduced over 50% during the first year of production.

The problem to counteract the high declines in shale wells is to find a method that can produce shale resources in economically way hardly achieve due to the costs used of well drilling and stimulation programs to generate fractures. However, the conditions of low permeability and working in horizontal wells minimize the options can be implemented in these wells.

The artificial lift systems have been proposed to improve to performance in shale wells because they do not require to modifying reservoir conditions and also can be applied in horizontal wells. Therefore, the performance will be the key to select a suitable artificial lift system as working conditions can change when it is talking about a well of shale oil or shale gas.

Regarding shale oil wells, the major considerations that must be taken are the high temperatures found at bottom depths, the production of solids and performance of each artificial lift system that can be achieved as they are applied in horizontal wells. While for shale gas wells, the handling of large volumes of gas among the problems with fluid loading generated by fracking become the main issues to be considered.

In this thesis a comprehensive review of the artificial lift systems will be presented to determinate which one can be applied in both shale oil and shale gas wells. This review will take into account the characteristics of each artificial lift system and the conditions under they will be working on shale wells to determinate which is best suitable for.

Introducción

La demanda energética en los últimos años ha ido en incremento mientras que las fuentes de hidrocarburos se agotan. Para lograr abastecer la demanda las compañías petroleras se están enfocando en los yacimientos no convencionales. Entre los que se encuentran los de aceite-gas en lutitas, formados por las rocas sedimentarias más abundantes en el planeta. Las lutitas pueden constituir las rocas generadoras en el sistema petrolero; pero para estos yacimientos, las lutitas representan todo el sistema petrolero, es decir, las lutitas funcionan como roca generadora, almacenadora y sello.

Los yacimientos de lutitas se descubrieron desde hace más de 50 años, pero debido a las dificultades que representa su explotación, no se habían considerado como un recurso viable. Estados Unidos es el primer país que ha logrado extraer los hidrocarburos de los yacimientos de aceite-gas en lutitas y gracias a ello se pueden considerar a estos yacimientos como un recurso económico, esto sólo se logró gracias al aumento en los precios de hidrocarburos en los últimos años junto con las técnicas de perforación horizontal y fracturamiento hidráulico.

Además de representar un recurso económico, los yacimientos de aceite-gas en lutitas representan volúmenes importantes de reservas para seguir abasteciendo la demanda que existe hoy en día. Debido a que Estados Unidos ha demostrado que dichos yacimientos son explotables, diferentes países en todo el mundo se han interesado en estos yacimientos, empezando proyectos de exploración para descubrir reservas de aceite y gas en lutitas.

México es uno de los países donde se han encontrado yacimientos de aceite-gas en lutitas con un alto potencial, pero a pesar de conocer las técnicas de explotación se necesita recorrer un largo camino para obtener experiencia y realizar operaciones de extracción eficientes, por lo que México tratará de reproducir los resultados obtenidos en los yacimientos de Estados Unidos, los cuales, hasta el momento han logrado aumentar sus producciones de gas y posicionarse entre los países con mayor extracción de gas a partir de lutitas.

Desafortunadamente los avances que se han desarrollado para los pozos en lutitas abarcan únicamente los procesos para comenzar a explotar estos recursos, pero a medida que se implementan los proyectos, se han encontrado con nuevas dificultades; las principales son las altas declinaciones presentes en tiempos cortos de producción, por lo general en un

año la producción se ve reducida considerablemente y en algunos casos se ha reducido en a la mitad de la producción inicial.

Una posible solución se encuentra en los sistemas artificiales de producción, los cuales pueden adaptarse a diferentes condiciones de operación sin la necesidad de una gran inversión. En los yacimientos de Estados Unidos se han implementado distintos sistemas artificiales de producción para ayudar a prolongar la vida de los pozos y combatir las altas declinaciones.

En este trabajo se hablará a cerca de los sistemas artificiales de producción que puedan implementarse en los yacimientos de lutitas desde una perspectiva técnica. Se pretende lograr una investigación completa que sirva de base en trabajos subsecuentes tanto en el área de ingeniería petrolera como en otras especialidades referentes al caso.

Esta tesis se constituye de 5 capítulos junto con las conclusiones y recomendaciones los cuales se estructuran de la siguiente manera:

Capítulo 1: introducción a los sistemas artificiales de producción utilizados en la industria petrolera hoy en día, proporcionando una breve explicación sobre los componentes y funcionamiento de cada sistema artificial junto con sus ventajas y desventajas en su aplicación.

Capítulo 2: conocer a fondo acerca de los yacimientos no convencionales en lutitas, destacando la petrofísica de estos yacimientos y describiendo las técnicas de explotación que se utilizan para extraer los recursos de shale; perforación horizontal y fracturamiento hidráulico.

Capítulo 3: descripción de los sistemas artificiales de producción para implementarse en los pozos de aceite en lutitas, entre los que destacan el bombeo mecánico, el BEC y el bombeo neumático, complementando el capítulo con una discusión para determinar el sistema óptimo para implementarse.

Capítulo 4: analizar los sistemas artificiales de producción que ayuden a resolver los problemas de carga de líquido en los pozos de gas en lutitas, así mismo se consideraron las espumas para ayudar a los sistemas artificiales.

Capítulo 5: dar a conocer los sistemas artificiales de producción que se han implementado en los yacimientos en lutitas, principalmente en los campos de Estados Unidos. También se describen los avances que se han tenido en el área de lutitas en México.

Conclusiones y recomendaciones: finalmente se habla acerca de los sistemas artificiales de producción que pueden representar un potencial para los pozos en lutitas junto con los sistemas artificiales que pueden implementarse en los yacimientos de aceite-gas en lutitas de México.

Dentro de la industria petrolera, los yacimientos de aceite-gas en lutitas se conocen como yacimientos shale, para fines de este trabajo se utilizará dicha terminología para con ello evitar confusión en cuanto a los términos empleados. Por lo tanto para aquellos yacimientos en lutitas que solo contengan aceite se les denominará como shale oil y los que contengan gas como shale gas.

Capítulo 1. Fundamentos de los sistemas artificiales de producción

Normalmente en la explotación de un yacimiento, la presión es suficiente para poder elevar los fluidos del yacimiento hasta la superficie a través de las tuberías de producción, sin la necesidad de intervenir el yacimiento o los pozos; a los pozos que no se les aplica energía externa se les llama pozos fluyentes. Durante la explotación los pozos empiezan a declinar su producción debido a la pérdida de presión en el yacimiento, para evitar esta caída de producción existen algunas alternativas como:

- Mantenimiento de la presión del yacimiento.
- Suministro de energía necesaria al pozo para fluir.²

El mantenimiento de la presión de un yacimiento se hace a través de recuperación secundaria; como la inyección de un fluido, por lo general agua por medio de un pozo inyector. Para proporcionarle energía al pozo para elevar los fluidos hasta la superficie, se utilizan los sistemas artificiales de producción.

Existen distintos sistemas artificiales de producción como se ilustran en la **Figura 1.1**, independientemente de su principio de operación, su función seguirá siendo la misma: proporcionar energía adicional para poder producir o aumentar la producción de fluidos del yacimiento desde una profundidad determinada. Pero los sistemas artificiales de producción no se tienen que implementar necesariamente cuando la presión ha decaído, se pueden utilizar al principio de la producción para mejorar el rendimiento.

La información es indispensable para la elección adecuada de un sistema artificial de producción, como son los gastos de flujo, las propiedades de los fluidos manejados, temperatura, condiciones ambientales, infraestructura, manejo de sólidos, entre otros, que determinarán cuál de los sistemas artificiales se puede implementar tomando en cuenta las consideraciones técnicas y económicas.

Los sistemas artificiales de producción se pueden dividir en dos grandes grupos:

- 1) **Con bomba subsuperficial.** Aquellos que requieren de una bomba en el fondo del pozo para poder proporcionar la energía y logren fluir los fluidos. La energía puede ser aplicada a través de una sarta de varillas o directamente a los fluidos.
- 2) **Sin bomba subsuperficial.** Aquellos en que la bomba no necesita estar en el fondo del pozo para lograr que los fluidos puedan fluir a la superficie.

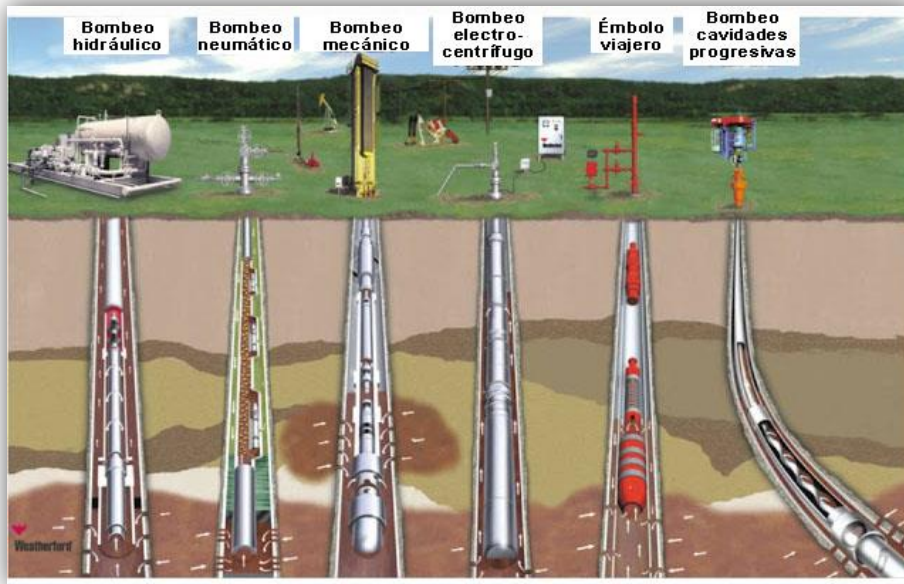


Figura 1.1 Ejemplos de los distintos sistemas artificiales de producción (Modificado de Weatherford, 2012).

1.1 Bombeo neumático

El bombeo neumático es un sistema artificial mediante el cual se inyecta gas a alta presión por el espacio anular a través de unas válvulas para aligerar la columna hidrostática permitiendo a los fluidos fluir desde el yacimiento hasta la superficie. Con la inyección de gas se reduce la densidad de la columna, se producen cambios en la presión debidos a la profundidad produciendo una expansión del gas y cuando las burbujas son suficientemente grandes para crear baches, se produce un empuje a través de la tubería de los fluidos.

El sistema consiste en cuatro partes fundamentales:

- Fuente de gas a alta presión: estación de compresor, red de distribución, pozo productor de gas a alta presión o compresor a boca de pozo.
- Un sistema de control de gas en la cabeza del pozo, válvula motora controlada por un reloj o un estrangulador ajustable (válvula de aguja).
- Sistema de control de gas subsuperficial (válvulas de inyección con mandril).
- Equipo necesario para el control y manejo de los fluidos producidos.¹

La **Figura 1.2** muestra un arreglo de bombeo neumático; la tubería de producción con tres mandriles y sus respectivas válvulas alojadas en cada mandril.

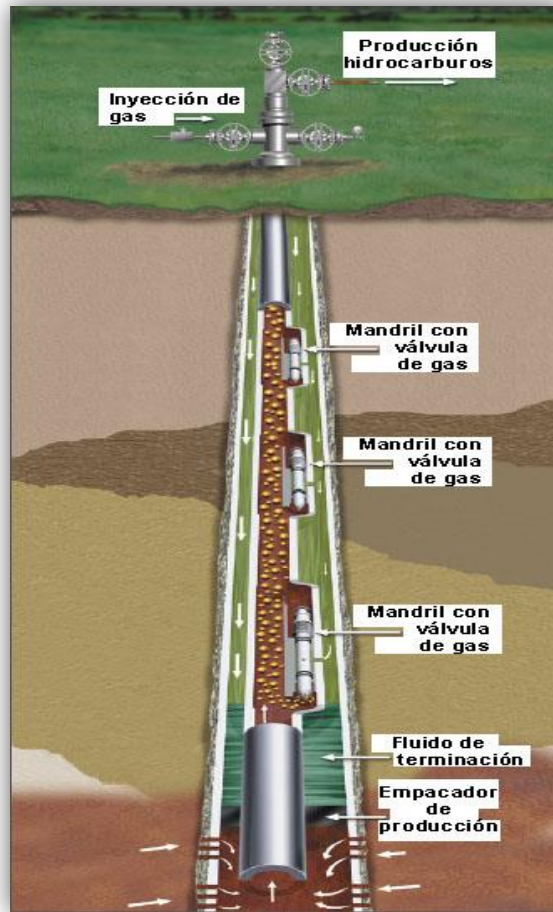


Figura 1.2 Arreglo de un sistema de bombeo neumático (Modificado de Watherford, 2001).

Se puede apreciar como el gas inyectado a través del espacio anular entra a la tubería de producción por las válvulas de inyección para aligerar la columna hidrostática. En el bombeo neumático no es necesario tener abiertas todas las válvulas para dejar pasar el gas a la tubería de producción, después de un análisis se determinará la profundidad colocación de cada válvula así como el punto de inyección óptimo, donde será colocada la válvula operante por la cual el gas será inyectado.

El funcionamiento del bombeo neumático será el mismo para cualquier pozo en el cual sea adaptado, pero dependiendo de las condiciones principalmente de producción es que se

podrá contar con dos sistemas distintos, o mejor dicho, dos variantes distintas del bombeo neumático:

- Bombeo neumático continuo.
- Bombeo neumático intermitente.

Cuando hablamos de bombeo neumático, se puede hablar de dos tipos distintos de bombeo; bombeo continuo o intermitente. A pesar de que los dos inyectan el gas a alta presión para aligerar la columna hidrostática, no quiere decir que se requiera el mismo equipo para lograr su funcionamiento.

1.1.1 Bombeo Neumático Continuo

El bombeo neumático continuo (BNC) es un método por el cual se inyecta el gas a alta presión continuamente a través de las válvulas como se muestra en la **Figura 1.3** para lograr aligerar la columna hidrostática y poder elevar los fluidos hasta la superficie, como un flujo natural. Este flujo se mantiene mientras la formación productora siga aportando fluido al pozo.

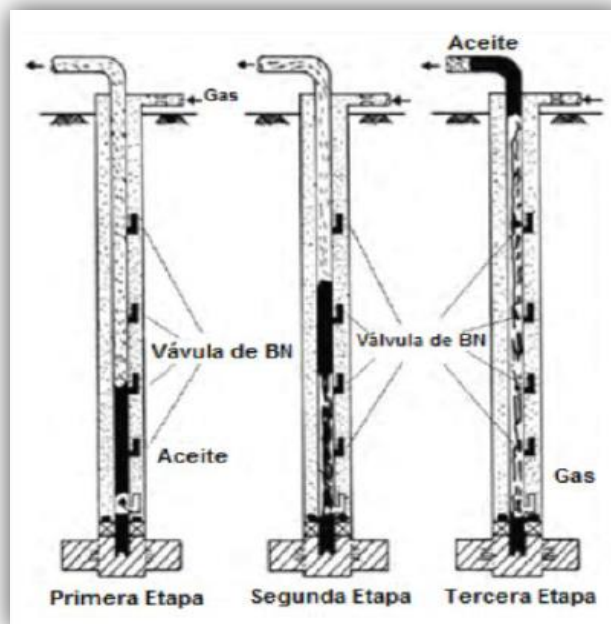


Figura 1.3 Diagrama bombeo neumático continuo en tres etapas (C. Ponce, 2012).

Para el bombeo neumático continuo el equipo requerido es:

- 1) **Válvulas de inyección de gas:** mecanismo cuyo diseño permiten la inyección de un volumen regulado de gas, las cuales van alojadas a distintas profundidades en la tubería de producción.
 - a) Convencionales: se alojan en la parte externa de la tubería de producción, para instalarlas o recuperarlas es necesario extraer la tubería de producción.
 - b) Recuperables: se alojan en el interior de la tubería de producción para su instalación o extracción se puede utilizar una unidad de línea de acero.
- 2) **Mandriles:** son accesorios donde van alojadas las válvulas de inyección de gas.
- 3) **Empacadores:** es un dispositivo que evita el paso de los fluidos de la tubería de producción a la tubería de revestimiento o viceversa, creando un incremento en la eficiencia de flujo y protegiendo la tubería de revestimiento.
 - a) Permanente: quedan fijos a la tubería de revestimiento, su recuperación requiere la molienda de los mismos.
 - b) Recuperable: empacadores que son diseñados para ser anclados y pueden recuperarse evitando así problemas de molienda y pesca posteriores.
- 4) **Planta de compresión:** su principal función es la de elevar la presión del gas para poder ser inyectado al pozo.

Las ventajas que tiene el BNC son:

- Buen manejo en la producción de sólidos.
- Alta flexibilidad en cuanto a las condiciones de producción, puede manejar grandes volúmenes y fácil adaptación al bombeo intermitente.
- Se puede adaptar a pozos desviados.
- No se presentan problemas con la corrosión.
- Bajos costos de inversión, de mantenimiento y reparación.
- Se puede utilizar la línea de acero para recuperar las válvulas.

Las desventajas que tiene el BNC son:

- Se requieren grandes cantidades de gas.
- Altos costos en la compra del gas.
- Dificultades para el manejo de las emulsiones.
- Necesario el equipo de inyección de alta presión del gas.
- Resistencia de la T.R. a presiones elevadas.

1.1.2 Bombeo neumático intermitente

El bombeo neumático intermitente (BNI) es un método que inyecta el gas a alta presión de manera cíclica a la tubería, esto consiste en inyectar un cierto volumen periódicamente para poder desplazar los fluidos por medio de un flujo bache. Mientras las válvulas de inyección se encuentran cerradas, la formación productora continua aportando fluido al pozo hasta tener un determinado volumen, el cual será desplazado en forma de un tapón o bache de aceite a causa de la energía del gas inyectado. El gas es inyectado por medio de un regulador, un interruptor o ambos, y el gas puede ser inyectado en intervalos regulares, para poder coincidir con la relación de fluidos que la formación está aportando al pozo.

En la **Figura 1.4** se puede apreciar el ciclo de operación del bombeo intermitente, empezando por la formación del bache, seguida por la inyección del gas para desplazar el bache a la superficie.

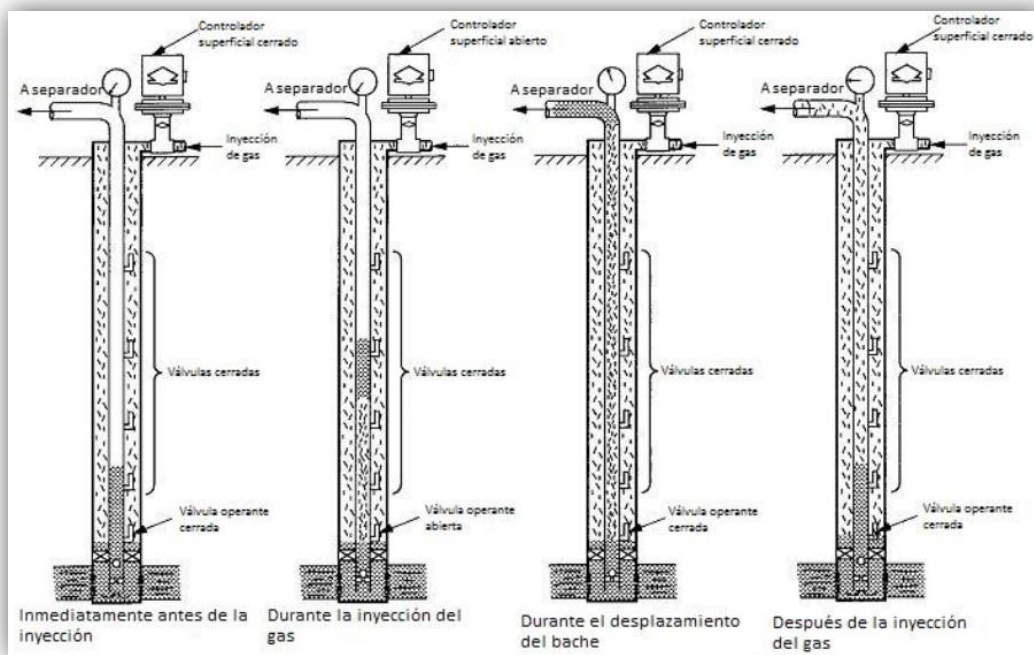


Figura 1.4 Secuencia de operación de elevación intermitente (Valladares, 2014).

La inyección del gas puede ser de dos maneras; la primera a través de un punto único de inyección por el cual todo el gas se inyecta a través de una válvula. La segunda en

múltiples puntos de inyección, los cuales conforme el fluido vaya ascendiendo las distintas válvulas se irán abriendo para empujar el bache hacia la superficie.

Para el bombeo neumático intermitente el equipo es el mismo que el bombeo continuo, pero utilizan componentes extras para su funcionamiento. Estos son:

- 1) **Válvula piloto:** es una válvula que cuenta con un diámetro de puerto amplio, para poder inyectar grandes cantidades de gas.
- 2) **Controlador del tiempo de ciclo:** tiene como función controlar la apertura y cierre de las válvulas de control, según una programación de tiempo predeterminada.
- 3) **Válvula de control o motora:** Es un equipo de control de superficie que opera de manera automática por un controlador de tiempo de ciclo de inyección de gas.

Las ventajas y desventajas del BNI son prácticamente las mismas que el BNC, por eso solo discutiremos los casos o las condiciones bajo las cuales se puede utilizar el BNI.

El BNI aplica para los siguientes casos:

- Bajo índice de productividad.
- Baja RGL del yacimiento.
- Baja presión de yacimiento.
- Bajas tasas de producción.
- En pozos con baja presión de fondo.
- Columna hidrostática del orden del 30% o menor en relación a la profundidad.

1.2 Bombeo mecánico

El bombeo mecánico de la **Figura 1.5** permite la producción de los fluidos a través de un movimiento ascendente-descendente. Este movimiento se logra utilizando una sarta de varillas, la cual conecta la bomba en el fondo del pozo con la unidad de bombeo superficial. El balancín de producción le proporciona a la sarta de varillas el movimiento ascendente y descendente, el cual moverá al émbolo de la bomba subsuperficial.

El equipo del bombeo mecánico cuenta con:

- Motor.
- Reductor de engranes.
- Cabezal y conexiones superficiales.

- Unidad de bombeo superficial.
- Bomba subsuperficial.
- Sarta de varillas.

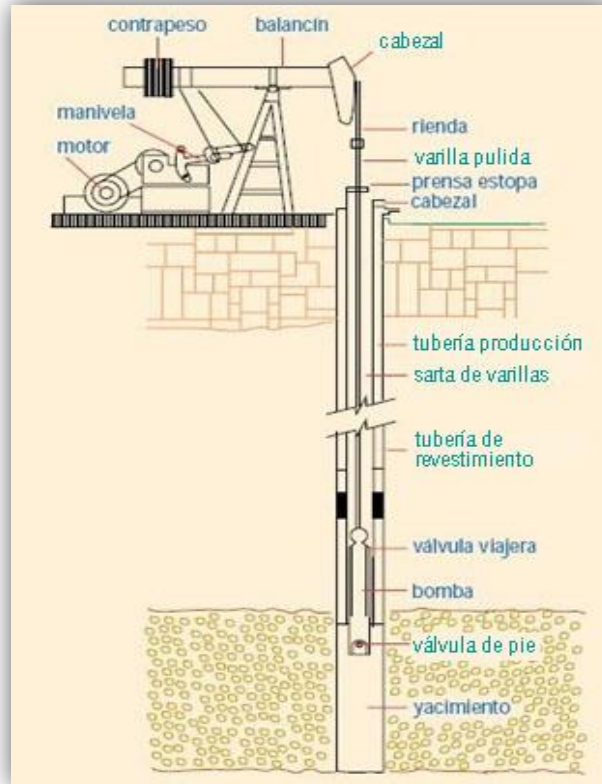


Figura 1.5 Diagrama de bombeo mecánico convencional (Modificado de Chavira, 2010).

Para la producción de fluidos, se cuenta con dos momentos, la carrera ascendente y descendente. La **Figura 1.6** ilustra el funcionamiento de cada carrera, para la carrera ascendente (a) la válvula viajera se cierra y (b) el émbolo asciende para mover hacia la superficie los fluidos de producción mientras que la válvula de pie se abre para volver a permitir la entrada de fluidos al cilindro, (c) la válvula de pie que se encuentra en el fondo de la bomba subsuperficial, permite la entrada de los fluidos al cilindro de la bomba durante la carrera ascendente. (d) Al empezar la carrera descendente la válvula de pie se cierra, el émbolo desciende y la válvula viajera se abre para dejar pasar los fluidos a la tubería de producción. El movimiento ascendente y descendente continuo de la sarta se le conoce como embolada.

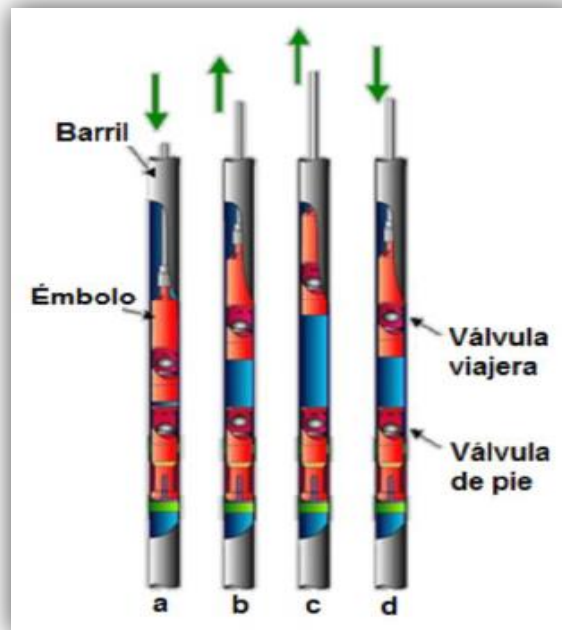


Figura 1.6 Ciclo de la bomba subsuperficial del bombeo mecánico (C. Ponce, 2012).

El bombeo mecánico es un método que requiere una buena selección del equipo, tomando en cuenta principalmente la sarta de varillas. Ésta tiene que ser liviana pero resistente debido a que se encontrará con esfuerzos de tensión y compresión, junto con los problemas de fatiga, corrosión y erosión, lo cual puede deformar o incluso romper la sarta. Por eso el bombeo mecánico se recomienda usar para volúmenes de producción moderados, con baja producción de arenas, sin depósitos de parafinas y en pozos poco profundos.

Las unidades de bombeo utilizadas son:

- A. Tipo convencional o balancín (Bimba).
- B. Unidad hidroneumática (Tieben).
- C. Carrera larga (Rotaflex).

Las ventajas del bombeo mecánico son:

- Cuenta con un diseño sencillo.
- Permite producir con niveles de fluidos bajos.
- Bajos costos de inversión y mantenimiento.
- Capaz de manejar fluidos viscosos y altas temperaturas.

- Pueden emplearse materiales en pozos con problemas de corrosión.
- Es adaptable en cuanto a las condiciones de producción.

Las desventajas del bombeo mecánico son:

- Presenta desgaste principalmente en las varillas.
- Su eficiencia decrece con la profundidad.
- Los costos aumentan con la profundidad y los altos gastos de producción.
- Presenta problemas de corrosión y desgaste en pozos desviados.
- Problemas con el manejo de sólidos e incrustaciones.
- No recomendable para pozos con altas relaciones de gas-aceite.

1.3 Bombeo de cavidades progresivas

La mayoría de los sistemas artificiales tienen problemas para manejar los fluidos viscosos y la producción de sólidos, entre los métodos que pueden ser usados para contrarrestar estos problemas se encuentra el bombeo de cavidades progresivas, la **Figura 1.7** muestra un esquema del sistema. Este método utiliza una sarta de varillas, la cual se encuentra conectada a la bomba que consta de una hélice de acero (rotor) dentro de una camisa de acero (estator) cubierta con un elastómero.

El método consiste en formar una serie de cavidades selladas desde la entrada hasta la salida de la bomba, cada vez que una cavidad vaya disminuyendo, se creará otra cavidad idéntica con el mismo volumen, creando un flujo de desplazamiento positivo. Para lograrlo se requieren los siguientes componentes:

- a) Motor.
- b) Cabezal de rotación.
- c) Varilla pulida.
- d) Grampa.
- e) Varillas.
- f) Rotor.
- g) Estator.
- h) Niples, ancla de torsión y centradores.

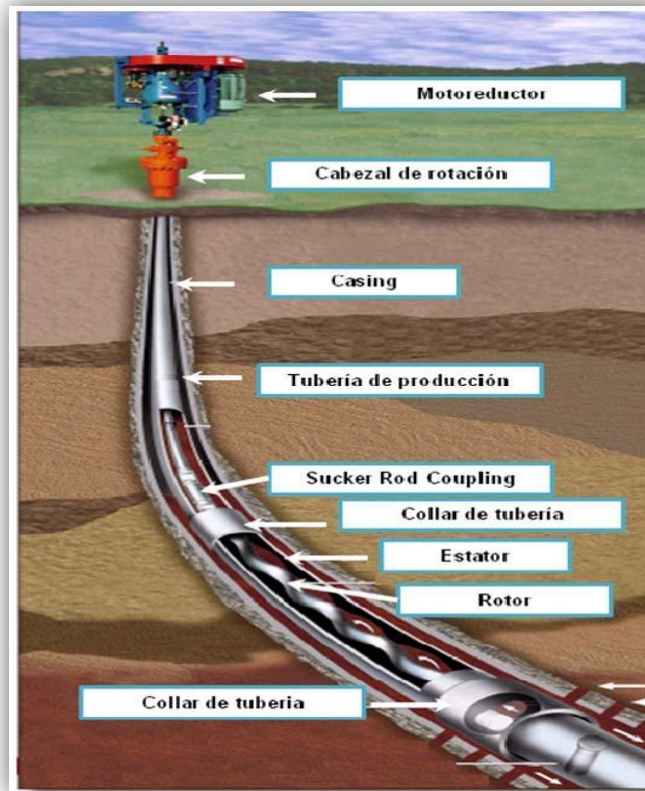


Figura 1.7 Esquema del bombeo de cavidades progresivas (Modificado de Weatherford, 2005).

El movimiento empieza en el cabezal de rotación, el cual transfiere la energía a la sarta de varillas para poder accionar la bomba. Dentro de ésta el rotor gira excéntricamente dentro el estator, con cada giro se crea una cavidad y el fluido se ve desplazado. Al tener un movimiento giratorio la tubería podría llegar a desprenderse, para evitar esto se instala un ancla anti torque debajo de la bomba.

El bombeo de cavidades progresivas tiene ciertas ventajas sobre otro tipo de sistemas, pero a su vez puede ser bastante problemático. El no considerar las condiciones sobre las que se estarán trabajando puede ocasionar varios problemas. Uno de ellos concierne al elastómero, su principal función es crear un sello entre el rotor y estator; puede sufrir expansión térmica, hinchamiento, desprendimiento, abrasión e incluso llegar a quemarse, todos estos daños pueden ser ocasionados por altas temperaturas en el fondo del pozo, mal diseño, altas presiones, problemas de fabricación sin dejar a un lado los problemas operacionales. Por esta razón es la parte más sensible de la bomba y la que más se debe proteger, si se pretende obtener la mayor eficiencia de la bomba.

Ventajas:

- Buen manejo de fluidos viscosos, altas concentraciones de sólidos y gas libre.
- Altamente eficiente en comparación con otros sistemas (50-60%).
- No contiene válvulas.
- Bajos costos.
- Su instalación, operación y mantenimiento es sencillo.
- No se presentan emulsiones por agitación.

Desventajas:

- Limitantes en los gastos de producción, profundidad y temperatura.
- Diversos problemas con el estator causados por la sensibilidad del elastómero.
- El fluido puede atacar y dañar el rotor.
- Desgaste de la tubería y las varillas en pozos desviados por la rotación.

1.4 Bombeo hidráulico

El funcionamiento del bombeo hidráulico se basa en la inyección de un fluido presurizado a través de la tubería, el cual es utilizado por una bomba subsuperficial para convertir la energía del fluido en energía potencial y transferirla al fluido producido para enviarlo hasta la superficie. El fluido utilizado para el bombeo hidráulico se le denomina fluido motriz o de potencia; el fluido a utilizar puede ser agua o crudo liviano cuando se pretende producir crudos pesados.

Existen dos formas de inyectar el fluido motriz; la primera es por medio de un circuito abierto, en el cual el fluido motriz junto con el fluido producido se mezclan en la bomba y una vez que lleguen hasta la superficie, será necesario utilizar un sistema de separación para recuperar el fluido motriz. La segunda forma de inyección es a través de un circuito cerrado, en este circuito a pesar de la inyección el fluido motriz y el producido no se mezclan, pudiendo recuperar el fluido motriz sin la necesidad de utilizar un método de separación en superficie.

El bombeo hidráulico es un sistema muy sencillo en el cual la bomba al funcionar mecánicamente por medio del fluido motriz se ahorra el utilizar algún tipo de sarta o un cabezal especial. La bomba puede ser instalada de dos maneras; una es por medio de una bomba que encuentra unida a la tubería y otra en la cual no se encuentra conectada la

bomba a la tubería, permitiendo anclar la bomba por medio de la circulación del fluido motriz y a su vez lograr desanclarla circulando de manera inversa.

En la **Figura 1.8** se pueden observar los componentes requeridos para el bombeo hidráulico, así mismo se pueden observar los tipos de bomba subsuperficiales que pueden utilizarse para el bombeo.

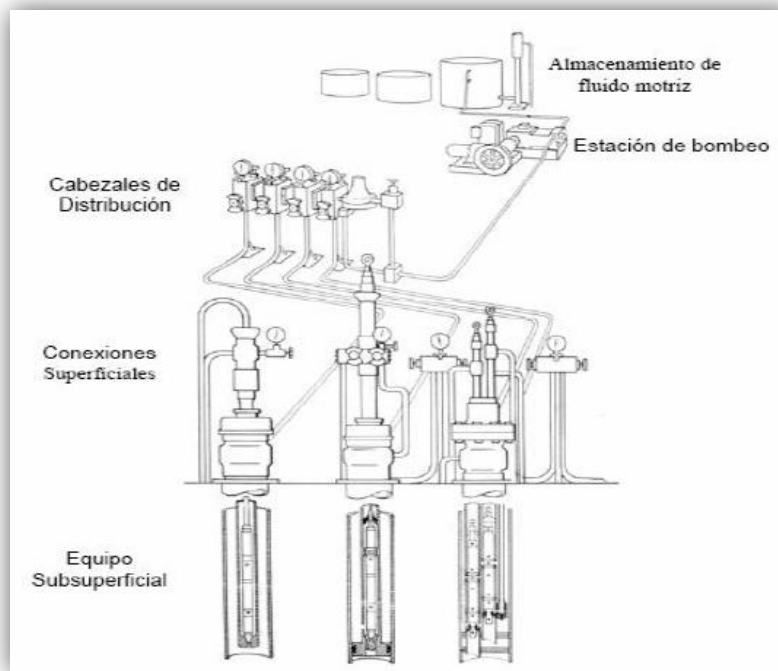


Figura 1.8 Esquema del sistema bombeo hidráulico (Chavira, 2010).

Ventajas del bombeo hidráulico:

- La bomba libre facilita las operaciones de recuperación para mantenimiento.
- Puede alcanzar altas profundidades.
- Puede operarse en pozos desviados.
- Se pueden utilizar inhibidores de corrosión.
- Efectivo para crudos pesados.

Desventajas del bombeo hidráulico:

- Altas cantidades de fluido.
- Se requiere un eficiente sistema de separación en superficie.
- Costos de inversión altos.

- Costos altos en la reparación del equipo.
- Problemas con la corrosión.

Existen dos tipos de bombeo hidráulico:

- 1) Bombeo hidráulico tipo pistón.
- 2) Bombeo hidráulico tipo jet.

1.4.1 Bombeo hidráulico tipo pistón

La bomba tipo pistón de la **Figura 1.9** consta de dos pistones internos unidos por una varilla. El primer pistón que se encuentra en el motor es activado por la presión del fluido motriz, el pistón a través de la varilla activará el pistón que se encuentra en la bomba, logrando transmitir la energía del fluido motriz al fluido producido por medio de la bomba, consiguiendo elevar el fluido producido a la superficie. El conjunto motor-bomba es regulado por unas válvulas de entrada y salida que garantizan el funcionamiento de la bomba impidiendo una circulación errónea dentro de la bomba.

Las bombas se pueden clasificar de acción simple o acción doble. Las bombas de acción simple solo permiten el desplazamiento del fluido a la superficie en un solo sentido, ya sea de ascenso o descenso. Las bombas de acción doble, a su vez, permiten el desplazamiento del fluido a la superficie en ambos sentidos, esto se logra por las válvulas de succión y descarga en ambos lados del pistón que controlan la apertura y cierre de las mismas dentro de la bomba.

Los pistones en la bomba pueden tener distintos arreglos con respecto al eje que los accione, para este tipo de bombas se cuenta con los siguientes tres arreglos según el eje que los acciona:

- 1) **Axiales:** los pistones son paralelos entre sí y también paralelos al eje.
- 2) **Radiales:** los pistones son perpendiculares al eje, en forma de radios.
- 3) **Transversales:** los pistones, perpendiculares al eje, son accionados por bielas.

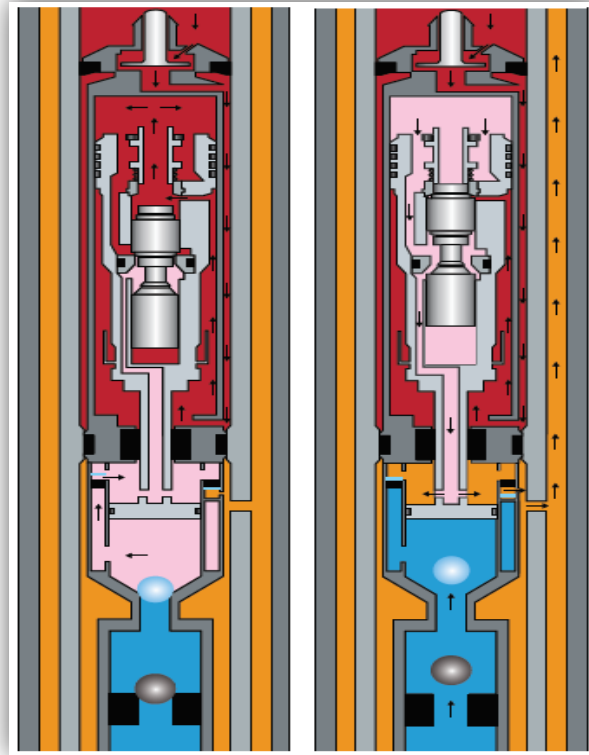


Figura 1.9 Bomba hidráulica de tipo pistón, donde se muestra la carrera ascendente y descendente (Weatherford, 2012).

1.4.2 Bombeo hidráulico tipo jet

En el bombeo hidráulico tipo jet, su principio de funcionamiento es similar al bombeo de tipo pistón, la principal diferencia es la bomba subsuperficial. La bomba tipo jet tiene tres componentes principales:

- Boquilla o tobera.
- Garganta.
- Difusor.

A diferencia de la bomba tipo pistón, la bomba tipo jet no contiene partes móviles o mecánicas, por lo que su eficiencia dependerá del diseño. Para entender el funcionamiento de la bomba, al observar la **Figura 1.10** el fluido motriz que es inyectado a alta presión entra a la bomba por la boquilla, donde transformará la energía potencial del fluido motriz en energía cinética, convirtiendo el fluido en un chorro de alta velocidad. El fluido de producción entra a la bomba y en la garganta se logra la mezcla de los fluidos,

concediéndole el fluido motriz de esta manera la energía al fluido de producción. Una vez mezclados los fluidos entran al difusor reduciendo la velocidad e incrementando la presión, logrando fluir por la tubería hacia la superficie.

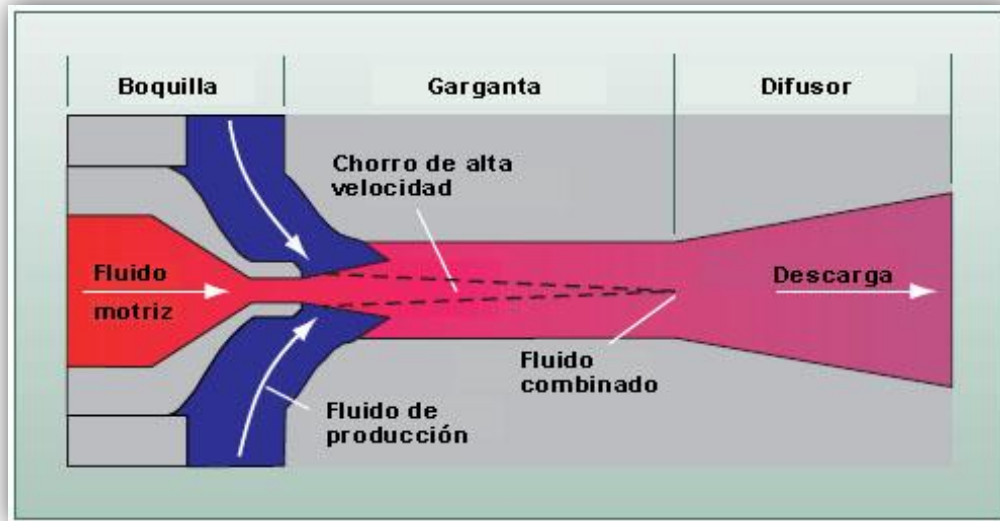


Figura 1.10 Funcionamiento de la bomba hidráulica tipo Jet (Weatherford, 2009).

Para este tipo de bombeo se tiene en cuenta que el fluido motriz y el fluido de producción van a mezclarse, por lo que las instalaciones superficiales deben de contar con un sistema de separación para recuperar el fluido motriz. Así mismo, la bomba es capaz de operar como bomba libre, pudiendo instalarla y recuperarla de forma hidráulica o con unidades de cable.

El bombeo hidráulico tipo jet puede manejar grandes cantidades de arena y partículas de sólidos, puede ser aplicable en pozos desviados u horizontales e incluso en tuberías flexibles. Debido a su configuración puede ser instalado a grandes profundidades, así como manejar crudos altamente viscosos, siempre que se esté utilizando un crudo ligero como fluido motriz.

El diseño de este sistema tiende a ser complejo, debido a su sensibilidad en los cambios de presión y los problemas de corrosión. Los costos de mantenimiento son bajos pero en caso de que la bomba se dañe, los costos de reparación son más altos.

1.5 Bombeo electrocentrífugo sumergible

El bombeo electrocentrífugo sumergible (BEC) es considerado uno de los mejores sistemas para la producción de altos volúmenes de fluido y grandes profundidades de una manera económica y efectiva a nivel mundial. El sistema utiliza la energía eléctrica y la convierte en energía mecánica para elevar el fluido a la superficie desde un nivel determinado.

El equipo requerido para una unidad BEC es el siguiente:

- Bomba centrífuga.
- Motor eléctrico.
- Protector.
- Separador de gas y/o intake.
- Cable eléctrico.
- Cabezal.
- Caja de venteo.
- Variador de frecuencia.
- Transformadores.
- Tablero de control.

El motor del sistema se encuentra por debajo de la succión de la bomba, con este arreglo se logra que el fluido producido este en contacto con la superficie externa del motor removiendo el calor generado por el motor. Para proporcionarle energía al motor eléctrico se utiliza un cable eléctrico, el cual va conectado en superficie y baja junto con la tubería hasta el motor. El motor eléctrico activa la bomba, logrando levantar los fluidos hasta la superficie a través de la rotación centrífuga de la bomba.

Para lograr un buen funcionamiento de la bomba, se utilizan algunos componentes que ayudarán a mantener la bomba en las mejores condiciones posibles, entre los componentes se encuentra el separador de gas, va instalado debajo de la bomba, ayudará a eliminar la mayor cantidad de gas a la entrada de la bomba. Otro componente es el protector, instalado arriba del motor evita que el fluido producido logre ingresar al motor. En superficie se instala la caja de venteo, conecta el cable del motor con el cable de superficie venteando a la atmosfera el gas que fluye dentro del cable para evitar que llegue al tablero de control. Instalando el variador de frecuencia se pueden variar las condiciones de operación cuando se necesite sin la necesidad de extraer la unidad de bombeo.

La **Figura 1.11** ilustra una instalación sencilla de BEC. Existen diferentes tipos de instalaciones, éstas dependerán de las condiciones de producción para proteger el equipo y obtener una alta eficiencia.

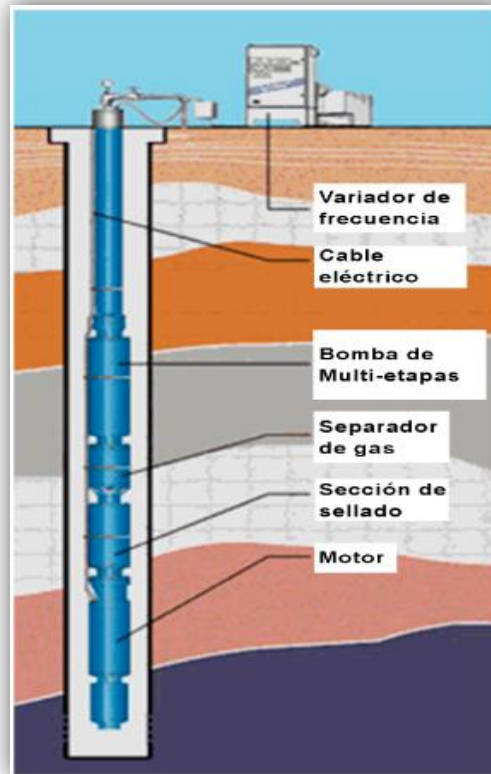


Figura 1.11 Diagrama bombeo electrocentrífugo sumergible (Petrobras, 2003).

Previendo los cambios de operación durante la vida del sistema, se pueden implementar precauciones desde el diseño de la unidad de bombeo. Por lo tanto la correcta selección del cable eléctrico no debe subestimarse si se pretende optimizar y tener una vida prolongada del sistema. En caso de dañarse el cable se debe extraer el aparejo de producción, sin dejar de mencionar que generalmente es la parte más costosa del sistema, por eso para su correcta selección se deben considerar algunas características como: tolerancia a la temperatura, pérdidas de voltaje, capacidad de aislamiento, dimensiones externas, blindaje y recubrimiento, entre otros.

Ventajas del BEC:

- Capacidad para bombear altos volúmenes de fluido.
- Instalación a medias y grandes profundidades.

- Aplicable en pozos desviados.
- Maneja fluidos con baja y alta viscosidad.
- Buena capacidad para la automatización.

Desventajas del BEC:

- El cable eléctrico por su costo y resistencia.
- Limitación por el tamaño del diámetro del pozo.
- Grandes problemas en la presencia de incrustaciones.
- Difícil en el manejo del gas y arenas.
- Solo se puede operar con energía eléctrica.
- Pobre rentabilidad en pozos de baja productividad.

1.6 Émbolo viajero

El émbolo viajero se ilustra en la **Figura 1.12**, es un sistema artificial que puede ayudar a incrementar la producción de aceite de algún pozo, pero usualmente se utiliza en los pozos de gas que presentan una baja presión con presencia de condensados, aceite o agua. Este método ayuda a controlar los líquidos presentes durante la producción en los pozos de gas, la presencia de líquidos durante la producción se empiezan a acumular en el fondo del pozo, impidiendo que el gas logre fluir a la superficie ocasionando un paro en la producción. El levantamiento artificial ayuda a descargar los líquidos que puedan acumularse en el fondo del pozo permitiendo el paso del gas hacia la superficie.

Los elementos que integran un equipo de émbolo viajero son:

- a) Controlador de cabeza de pozo.
- b) Lubricador.
- c) Válvula motora.
- d) Resorte de fondo
- e) Pistón o émbolo.

En los pozos se instala un émbolo que viajará a través de la tubería, con la ayuda del controlador de cabeza, se puede controlar la apertura y cierre de la válvula motora. El émbolo empieza su descenso mientras la válvula motora se cierra impidiendo la descarga del pozo, en el fondo del pozo se instala el resorte para amortiguar la llegada del émbolo al fondo del pozo. El condensado del gas y los líquidos pasan a través del resorte y del émbolo, acumulándose en la parte superior del émbolo, mientras que el gas se acumula en

la parte inferior. La presión del gas comienza a incrementarse y después de un tiempo la misma presión empieza a empujar al émbolo hacia arriba, abriendo la válvula motora y empujando por el gas, comenzando el ascenso del émbolo.

En la superficie, el condensado de gas y los líquidos son descargados, mientras que el émbolo se aloja en el lubricador permitiendo la producción del gas por un periodo de tiempo, a su vez en el fondo del pozo se empieza a formar una nueva columna de líquido. Después de un periodo de tiempo la válvula motora se cierra y el lubricador suelta al émbolo para dar inicio a un nuevo ciclo.

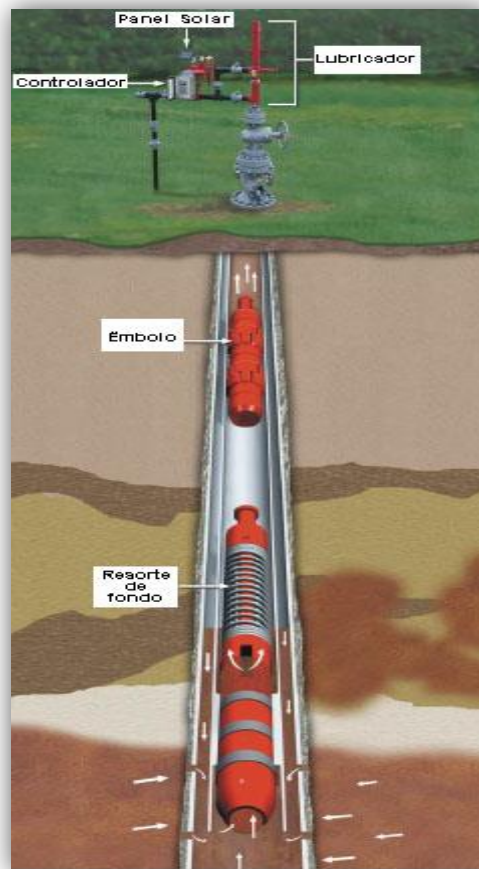


Figura 1.12 Equipo de instalación del émbolo viajero (Modificado de Weatherford, 2005).

Ventajas:

- Bajos costos en la instalación.
- Se tiene un mejor control de parafinas e hidratos.

- Ayuda a incrementar la producción de aceite.
- Descarga los líquidos utilizando la energía del yacimiento.
- Recomendable para pozos con alta relación gas-aceite.

Desventajas:

- Aplicable para pozos de bajo gasto.
- Si la presión no es suficiente, se requerirá utilizar en conjunto con otro método o cambiarlo por otro método artificial.
- Requiere de una mayor supervisión.
- En caso de tener altas velocidades el émbolo puede dañar el quipo.

1.7 Sistemas artificiales combinados

La instalación de un sistema artificial de producción mantiene o aumenta la producción en los pozos, dependiendo de las condiciones de producción, el tipo de fluido a producir, los diámetros de las tuberías, etc., se realizará un análisis para determinar el sistema artificial más óptimo para el pozo. Cualquier sistema artificial de producción tiene ventajas y desventajas al momento de operarlo, al utilizar la combinación de algunos sistemas artificiales, se pretende cubrir las desventajas que se puedan tener.

Al utilizar sistemas combinados, se puede entender que los costos de operación se dupliquen, pero al instalarlos se pretende lograr todo lo contrario. El utilizar un segundo sistema artificial de producción ayuda a reducir los costos de operación del sistema artificial de producción primario. Los requerimientos de energía para cada pozo son distintos, por lo tanto las combinaciones que se pueden llegar a utilizar pueden variar, además de analizar cada sistema individualmente, se necesita analizar el trabajo realizado por la combinación de los sistemas.

Algunos ejemplos de las combinaciones que se pueden utilizar son:

- Bombeo electrocentrífugo sumergible con bombeo neumático.
- Bombeo mecánico con bombeo neumático.
- Bombeo neumático con bombeo hidráulico.
- Bombeo hidráulico con bombeo mecánico.
- Émbolo viajero con bombeo neumático.

Una de las combinaciones más comunes, es utilizar al bombeo electrocentrífugo o bombeo mecánico como sistema primario y al bombeo neumático como secundario. En el sistema primario se utiliza una bomba subsuperficial para poder impulsar los fluidos del fondo del pozo a la superficie, mientras que el sistema secundario utiliza el gas para aligerar la columna hidrostática y lograr que los fluidos lleguen a la superficie. Al combinarlos, el sistema secundario aligera la columna hidrostática, permitiendo que la energía requerida en la bomba subsuperficial sea menor, es decir, al trabajar con una columna hidrostática más ligera, se puede optimizar y eficientar el trabajo de la bomba, reduciendo los costos del sistema primario y aumentando la producción.

De las combinaciones que se han estado utilizado últimamente en el campo se encuentra el bombeo electrocentrífugo de cavidades progresivas (ESPCP, por sus siglas en inglés), este sistema no es un nuevo ya que se ha estado implementado desde años en Rusia y este nuevo sistema tiene como propósito aumentar las ventajas que se tienen del PCP.

En la **Figura 1.13** se muestra el sistema combinado, la bomba del PCP se encuentra localizada en la en la parte superior del montaje, el problema de hacer girar el rotor excéntricamente con el eje del motor es generar posibles vibraciones por lo que se utilizó una conexión flexible para evitarlo. También existe una sección de sellado como se utiliza en el BEC para proteger el motor del sistema de los fluidos del pozo y debido a que el PCP generalmente gira aproximadamente de 3 hasta 600 rpm mientras que el motor del BEC gira a 3,500 rpm, debe de haber una manera de reducir la velocidad antes de conectar la bomba del PCP al sistema, algunos de los métodos usados para reducir la velocidad del motor es instalar una caja de engranes la cual reduce las 3,500 rpm a velocidades aceptables para el PCP.

El motor se localiza al en el fondo del sistema para que los fluidos no puedan entrar en contacto con el motor y los mismos fluidos puedan enfriarlo como se utiliza en el sistema BEC convencional. Este sistema no se encuentra conectado a través de una sarta de varillas por lo que el sistema puede correrse en pozos desviados o incluso horizontales.

La ventaja que se puede obtener con este sistema combinado es que se pueden manejar sólidos y fluidos viscosos, y a su vez con la línea de acero se puede recuperar la bomba del PCP dejando en el fondo el motor junto con el resto sistema, esta característica es tractiva debido a que por lo general la vida de la bomba es muy corta.

Sin embargo el sistema tiende a ser algo delicado debido a que si grandes cantidades de gas entran al sistema, la bomba puede dañarse, así mismo la caja de engranes puede representar fallas si llegase a ocurrir una fuga y entren fluidos o sólidos a la caja, sin mencionar que el estator de la bomba tiende a dañarse en caso de presentarte altas

temperaturas. Por lo que se debe tener ciertas consideraciones al querer instalar este tipo de sistema.

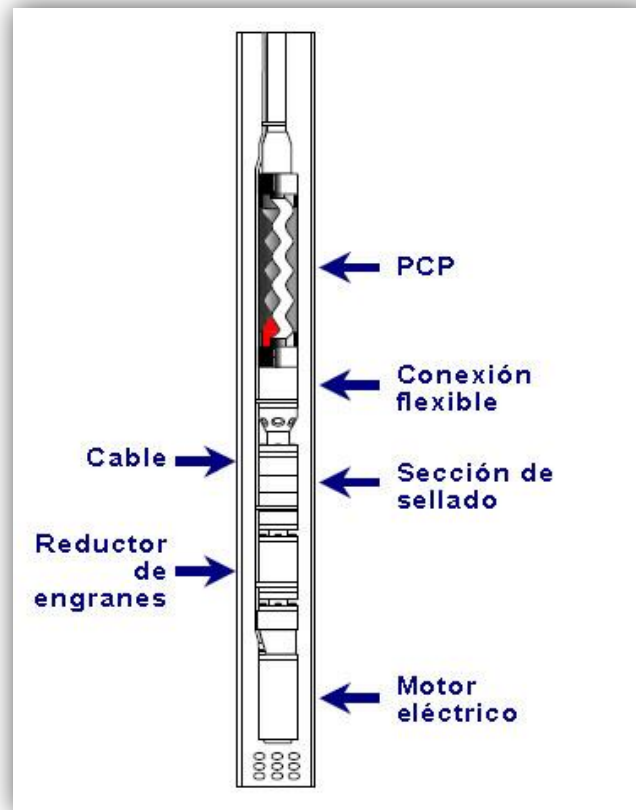


Figura 1.13 Componentes del sistema ESPCP.⁹

Algunas de las ventajas que se pueden obtener al combinar los sistemas artificiales de producción son las siguientes:

- Se logra obtener la máxima eficiencia de cada sistema artificial.
- Abarca una mayor área de funcionamiento, evitando sobrecargas en alguno de los sistemas y obteniendo un mayor desempeño durante la operación.
- Mayor facilidad en la adaptación debida los cambios de producción.
- Al utilizar algún sistema con inyección de gas, se pueden aplicar productos químicos durante la inyección.
- En caso de tener un mal funcionamiento o daño en los sistemas, se puede seguir con la producción durante la intervención.
- Principalmente reduce los costos de operación y aumenta la producción.

Bibliografía capítulo 1

1. Chavira González, Azucena, Vera Pérez, Claudio Mario. "Prácticas de laboratorio de cómputo para el diseño de sistemas artificiales de producción". UNAM. México. 2010.
2. Chaparro Ponce, Alfredo. "Explotación de campos maduros empleando sistemas artificiales de producción". UNAM. México. 2012.
3. Valladares Armijo, Eder Jovany. "Bombeo Neumático Dual". UNAM. México. 2014.
4. Devold, Havard. "Oil and gas production handbook. An introduction to oil and gas production, transport, refining and petrochemical industry". ABB oil and gas. 2013.
5. "Power lift III Hydraulic piston pump". Weatherford.2012.
6. "Hydraulic Jet-Lift Systems". Weatherford. 2009.
7. "Plunger lift systems". Weatherford. 2005.
8. "Gas lift systems". Weatherford. 2001.
9. F. Lea, James, V. Nickens, Henry. "Selection of artificial lift". SPE. 1999

Capítulo 2. Yacimientos no convencionales

La definición de yacimientos no convencionales puede llegar a causar confusión, por eso empezaremos por dar una definición que la SPE (Asociación de Ingenieros Petroleros, por sus siglas en inglés) junto con la PRMS (Sistema de Administración de los Recursos Petroleros, por sus siglas en inglés) quienes en el 2007 definen a los yacimientos no convencionales de la siguiente manera:

“Los yacimientos no convencionales son aquellas acumulaciones de hidrocarburos dentro de un área grande, la cual no esté significativamente afectada por influencia hidrodinámica”.¹²

Para entender este concepto, nos ayudaremos del sistema petrolero “convencional”, el cual consiste en encontrar una serie de elementos: roca generadora, roca almacenadora, roca sello y una trampa junto con los procesos de generación, migración y almacenamiento de los hidrocarburos. En caso de faltar alguno de los elementos mencionados, podemos hablar de yacimientos no convencionales. Algunos ejemplos incluyen metano ligado a bancos de carbón, gas en areniscas compactas, hidratos de gas, lutitas aceitíferas (oil shale) y lutitas gasíferas (shale gas).

Al paso de los años se han explotado los yacimientos convencionales y debido a la alta demanda se han ido agotando, con el paso del tiempo las demandas energéticas siguen en aumento, lo que causa una baja en la producción y es cuando los yacimientos no convencionales empiezan a cobrar importancia. Esto no quiere decir que no son económicamente viables, por lo que se requieren mayores inversiones que emplean técnicas distintas, es decir, nuevas tecnologías para su explotación.

En este trabajo se abordaran únicamente los yacimientos no convencionales de shale oil y shale gas, indicando su importancia, así como las técnicas de explotación utilizadas para la implementación de sistemas artificiales de producción.

2.1 Shale oil y shale gas: recursos prospectivos

Las lutitas son la forma más abundante de roca sedimentaria que existe en las cuencas sedimentarias. En el sistema petrolero sirven como rocas generadoras de los hidrocarburos así como sellos una vez que los hidrocarburos han migrado y se han alojado en las rocas

almacenadoras. Pero el concepto sobre este tipo de rocas ha cambiado, gracias a que los ingenieros y geólogos rompieron paradigmas y consideraron a las lutitas como yacimientos, ya que si se tienen las condiciones adecuadas, las lutitas pueden actuar como rocas generadoras, almacenadoras y sellos.

La explotación de lutitas no es una práctica nueva, décadas atrás en Estados Unidos, se habían descubierto yacimientos de lutitas, en esos tiempos las técnicas utilizadas constaban en perforar pozos verticales, lo cual provocaba que se produjeran tasas de producción relativamente bajas. A pesar de eso se tuvo gran éxito en la cuenca de los Apalaches por lo que se buscaron más recursos no convencionales similares, por desgracia los yacimientos de lutitas descubiertos no dieron los resultados esperados.

Gracias a las innovaciones en tecnología de perforación, terminación y con el desarrollo de las nuevas técnicas de explotación junto con los incrementos en los precios de los hidrocarburos, las compañías demostraron que se pueden obtener grandes volúmenes económicamente rentables de hidrocarburos de los yacimientos de lutitas.

A pesar de eso aún hay dudas sobre la rentabilidad de estos proyectos, pero una prueba del éxito que se puede tener en estos tipos de yacimiento es lo que ha ocurrido en Estados Unidos. Años atrás, en dicho país se tuvieron problemas con el suministro de gas natural, los niveles disminuían rápidamente por lo que se estaba proponiendo importar gas de países con suministros accesibles.

Pero en 2008 la lutita Barnett pasó a ser la formación productora de gas más grande de Estados Unidos, ésta contribuía con el 7% de todo el gas natural producido en todo el país¹⁶. En el 2010, se produjeron 137,900 MMpc de gas seco en los diversos recursos no convencionales de lutitas en Estados Unidos, representando así el 23% de la producción anual de ese país¹⁵. La **Figura 2.1** muestra como se ha incrementado la producción de gas en Estados Unidos desde el año 2000 hasta el año 2010 en las siete formaciones productoras de gas de lutitas.

Estados Unidos fue el punto de partida para empezar a considerar a los yacimientos de lutitas como una fuente de recursos, demostrando que hoy en día la explotación de los yacimientos de lutitas es factible, ofreciendo aumentar las reservas junto con las ganancias que se pudieran obtener de la explotación de estos recursos. Gracias a las operaciones realizadas en Estados Unidos de las compañías de exploración y producción, se ha comenzado a realizar una serie de evaluaciones en todo el mundo para detectar los recursos de gas y aceite en lutitas.

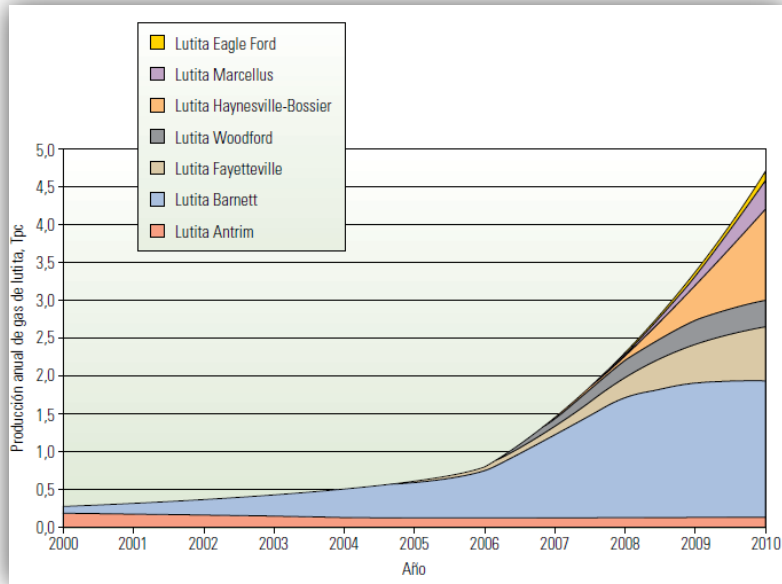


Figura 2.1 Gráfica de la producción de gas de lutitas en Estados Unidos (Boyer, 2012).

En 1997 se realizó un estudio para determinar el volumen de reservas globales de lutitas de gas que se contaba en ese año, en 2011 la EIA (Administración de Información de Energía, por sus siglas en inglés) de Estados Unidos aumentó esa cifra en casi un 60%, de acuerdo a las diferentes regiones estudiadas.¹⁶ La **Tabla 2.1** muestra la comparación entre las estimaciones de gas de lutitas, del año 1997 y el año 2011.

Tabla 2.1 Tabla comparativa de las reservas de gas de lutitas del año 1997 y 2011 (Boyer, 2012).

Región	Estudio Rogner 1997, Tpc	Estudio EIA 2011, Tpc
América del Norte	3 842	7 140
América del Sur	2 117	4 569
Europa	549	2 587
África	1 548	3 962
Asia	3 528	5 661
Australia	2 313	1 381
Otros	2 215	No disponible
Total	16 112	25 300

La EIA de Estados Unidos, además de determinar el volumen de las reservas globales, también publicó en 2011 un informe integral donde se evaluaron 48 cuencas de lutitas gasíferas de 32 países, y se examinó el estado de desarrollo actual de las lutitas. Aún faltan muchos países por explorar y examinar para determinar si cuentan con recursos de lutitas, pero en las cuencas que se examinaron, se aprecia que es un recurso global el cual puede ser explotado en todos los continentes. En la **Figura 2.2** se muestra un mapa con el potencial que se tiene en toda América, incluso se cuentan con las estimaciones de los recursos en la mayoría de las cuencas. En el caso de México es un país que cuenta con un buen potencial de aceite y gas en lutitas, permitiendo abrir las puertas para realizar los estudios de las estimaciones de sus recursos.

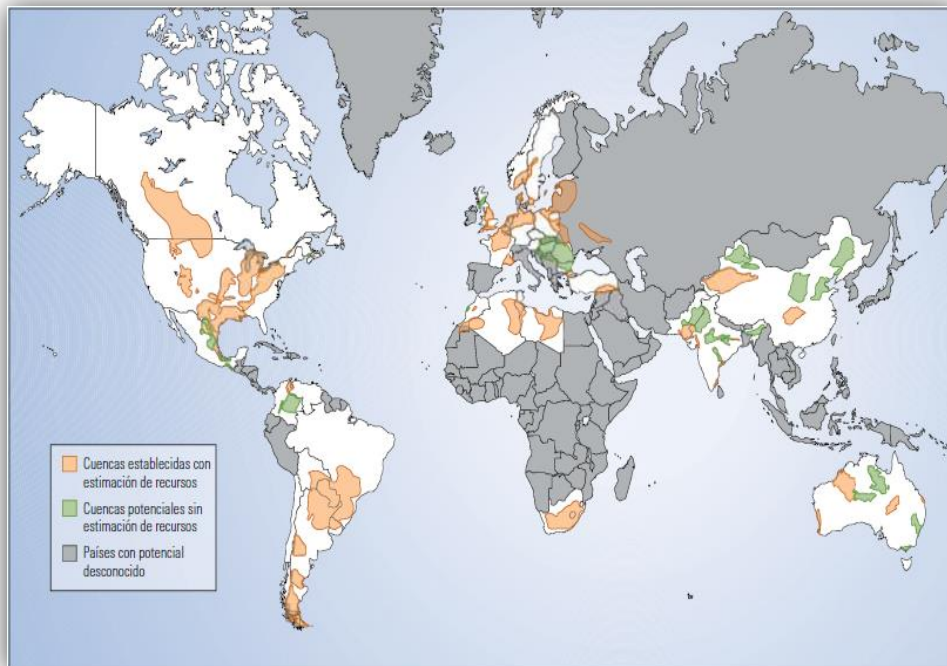


Figura 2.2 Estudio de los recursos globales de gas de lutitas (Boyer, 2012).

2.2 Shale oil

Para empezar a hablar sobre este tipo de yacimiento, tenemos que especificar la diferencia que se tiene con oil shale, parecen términos iguales pero son muy distintos.

Oil shale también se le conoce como "Lutita aceitífera", este término describe la roca sedimentaria de grano muy fino que contiene volúmenes relativamente grandes de

material orgánico inmaduro o kerógeno¹⁵, por lo que para hacerlas producir se requiere realizar la pirogenación o pirólisis, un proceso en el cual se calienta el kerógeno de las lutitas in situ o en superficie logrando generar hidrocarburos como se muestra en la **Figura 2.3**, es como se puede explotar algunos de los yacimientos de oil shale. A diferencia de shale oil, que es el aceite que se produce in situ de las lutitas ricas en materia orgánica que a su vez funcionan como rocas generadoras, almacenadoras y sello, formando una trampa. Entonces la principal diferencia es que shale oil se refiere al aceite dentro de las lutitas, mientras que oil shale es el kerógeno dentro de las lutitas.

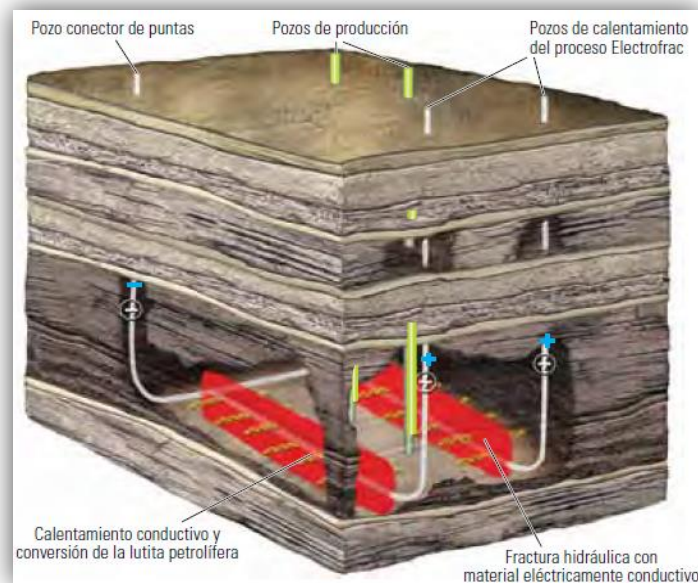


Figura 2.3 Proceso electrofrac de ExxonMobil para calentar las lutitas petrolíferas in situ (Allix, 2011).

La diferencia recae en los procesos de sepultamiento y maduración del kerógeno. Como se sabe primero se tiene que depositar la materia orgánica, después se va sepultando poco a poco y mientras sucede este fenómeno el kerógeno sufre un proceso de maduración, en el cual se irá transformando y se generarán hidrocarburos, siempre y cuando las condiciones de presión y temperatura sean las idóneas. Por lo tanto al encontrar kerógeno inmaduro en los yacimientos de oil shale, se refiere a que el proceso de sepultamiento y principalmente el de maduración, que sucedieron en condiciones de baja temperatura, independientemente del tipo de material orgánico que se haya depositado anteriormente.

Los principales componentes son el carbón y el hidrógeno, teniendo una mayor importancia el hidrógeno por ser un factor determinante para la formación de

hidrocarburos no importando la cantidad de carbón que se tenga, conforme se tenga un mayor contenido de hidrógeno se podrá obtener aceite como resultado final mientras que tener bajas cantidades producirá únicamente gas.

En la naturaleza conforme a la materia orgánica y el tipo de ambiente en que se deposite se pueden obtener 4 tipos diferentes de kerógeno, y dependiendo de cada uno se obtendrá un producto final, en este caso hablamos de hidrocarburos; aceite, gas húmedo, gas seco e incluso material que no forma hidrocarburos.

- El kerógeno tipo I principalmente se genera en ambientes lacustres y algunas veces en marinos.
- El kerógeno tipo II proviene de ambientes marinos de profundidad moderada que generan medios reductores.
- El kerógeno tipo III se deposita en ambientes marinos o no marinos, de someros a profundos.
- El kerógeno tipo IV generado habitualmente en pantanos o suelos debidos a la erosión.

Como se indica en la **Figura 2.4**, se tiene documentado que los kerógenos marinos y lacustres (tipo I y II) tienden a producir aceite, mientras que los kerógenos de origen terrestre (Tipo III) producen gas y los kerógenos provenientes de sedimentos re depositados después de la erosión (Tipo IV) producen carbón vegetal, o mejor llamado "carbono muerto" por su falta de potencial para crear hidrocarburos.¹²

Una vez aclarada la diferencia entre estos dos términos, a pesar de que algunos países como Brasil, Alemania, Estonia y China producen petróleo de las lutitas ricas en kerógeno, para fines de este trabajo únicamente nos enfocaremos en los yacimientos de shale oil.

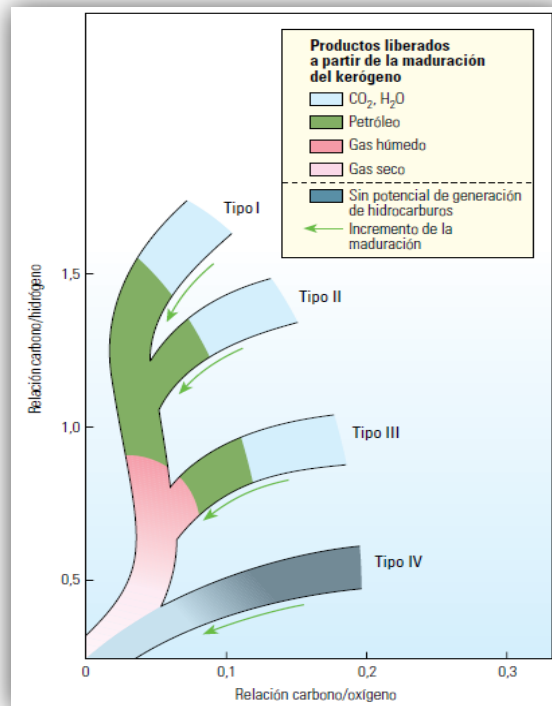


Figura 2.4 Maduración térmica de los tipos de kerógeno (V. Pérez, 2014).

2.3 Shale gas

Shale gas o gas en lutitas, es uno de los recursos energéticos muy importantes que es considerado como no convencionales, el gas se encuentra almacenado en rocas sedimentarias de grano fino; limos y arcillas, con un alto contenido orgánico. Las permeabilidades para este tipo de yacimientos se encuentran por debajo de 0.1 mD, haciendo casi imposible que una vez que se haya formado el gas sea expulsado de la roca y logre migrar como ocurre en los yacimientos convencionales.

La maduración térmica juega un papel importante en este tipo de yacimientos, a medida que la materia orgánica se va sepultando encuentra condiciones de temperatura y de presión idóneas para la formación hidrocarburos.

Como se ilustra en la **Figura 2.5**, podemos encontrar dos ventanas de formación; la de aceite y la de gas, la ventana de aceite se encuentra entre los rangos de temperatura de 60-75 °C y la ventana de gas se encuentra entre 50-300 °C¹⁰. Se aprecia que la ventana de gas es mucho mayor y produce una mayor cantidad que el aceite, pero en caso de que los

hidrocarburos sigan sepultándose, aumentando las condiciones de presión y temperatura, existe la posibilidad que lleguen a ser destruidos.

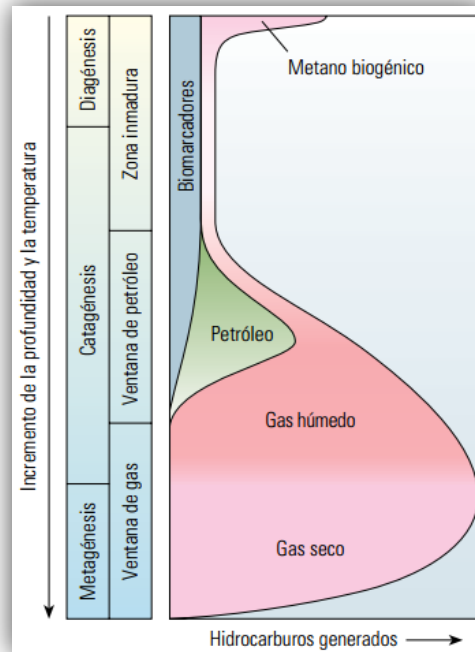


Figura 2.5 Transformación térmica de la materia orgánica (V. Pérez, 2014).

Así como el shale oil, el shale gas no cuenta con una trampa como los yacimientos convencionales de gas, ni tampoco presenta contactos de agua-gas. Algo característico de estos yacimientos son las fracturas naturales, por eso la geomecánica se convierte en una parte fundamental para el desarrollo y explotación de estos yacimientos; durante la perforación se busca que la orientación del pozo esté en función del sistema de esfuerzos y durante el proceso de fracturamiento se intenta conectar las fracturas naturales existentes para crear una red compleja de rutas por donde el gas pueda entrar al pozo.

Los yacimientos de shale en su mayoría producen únicamente gas seco y podemos encontrar el gas almacenado de tres maneras:

- **Gas libre:** se encuentra en la matriz porosa y en las fracturas naturales.
- **Gas absorbido:** se encuentra en la materia orgánica y las superficies minerales en las fracturas naturales donde podemos encontrar el gas absorbido de una manera química, o se absorbe de una manera física en la matriz de la roca.
- **Gas disuelto:** se encuentra junto con los hidrocarburos líquidos presentes en el bitumen.

Comúnmente el volumen de gas absorbido se encuentra en mayor cantidad que el gas libre almacenado en la matriz porosa, a pesar de que al principio de la producción lo primero que se produce es el gas libre y no será hasta después de que la presión del yacimiento comience a declinar cuando se empezará a producir el gas absorbido.

2.4 Petrofísica

Los análisis petrofísicos nos ayudan principalmente a identificar las lutitas con potencial de producción, por lo que es importante utilizar datos de núcleos junto con los datos de registros, que permiten interpretar las principales zonas con mayor potencial y posteriormente obtener una caracterización adecuada de dichas zonas para lograr una máxima recuperación. Los registros geofísicos que se utilizan para el estudio de las lutitas son los mismos que se utilizan para formaciones convencionales. Los principales registros que se corren para la identificación de lutitas son de rayos gamma, de resistividad, de resonancia magnética y los acústicos.

Algunas de las propiedades que ayudan a la caracterización de yacimientos son la porosidad, permeabilidad, el contenido de carbono orgánico total, la saturación de agua, el volumen y capacidad de gas.

Porosidad: para estos tipos de yacimientos, se pueden encontrar poros pequeños, microporos y nanoporos, junto con fracturas naturales o parcialmente abiertas. Al trabajar con estos tamaños de poros, se pueden hallar problemas al momento de la producción debidas a los efectos capilares, logrando impedir la producción de hidrocarburos de una manera convencional. Por esta razón se necesitan los datos de medición de la porosidad total, la porosidad efectiva y la porosidad llena de gas; para obtener estos datos se pueden utilizar los registros de porosidad, de resonancia magnética y las muestras de núcleos para aplicar los métodos de laboratorio. Si el sistema a su vez presenta fracturas naturales, se pueden utilizar las muestras de los núcleos y los registros de imágenes para detectarlas.

La porosidad total de los yacimientos en lutitas sin tomar en cuenta las fracturas naturales está compuesta principalmente por: porosidad no arcillosa de la matriz, porosidad de arcilla y porosidad de kerógeno.

Permeabilidad: cuando hablamos de permeabilidad en yacimientos de shale, se habla de permeabilidades de micro hasta nanodarcys. Por lo que se requieren métodos innovadores que puedan auxiliar para obtener las mediciones exactas; se podrían utilizar los métodos

convencionales bajo el riesgo de obtener datos poco imprecisos debido a que la mayoría de estos métodos pueden medir niveles de hasta 0.01 mD con una aceptable precisión.

Los datos de permeabilidad son de suma importancia ya que determinan la capacidad de producción por largos tiempos y en los yacimientos de shale toman una mayor importancia al tratarse de formaciones las cuales tienen que ser fracturadas hidráulicamente para aumentar la conectividad en los pozos.

Contenido orgánico total (COT): en las lutitas el COT determinará el potencial de recursos, a lo largo del yacimiento los valores de COT pueden variar de acuerdo a la sección en que se esté trabajando, esto resulta un problema al cuantificar la cantidad de carbono orgánico porque es difícil adquirir y analizar datos de núcleos de gran longitud. Por eso se puede auxiliar de los datos de fondo de pozo de los registros convencionales para cuantificar primeramente la cantidad de kerógeno y con base en esos resultados calcular la cantidad de COT. Una forma de obtener la medida directa del COT es utilizando la herramienta de espectroscopia de pulso de neutrones, midiendo la fracción de peso del carbón en el espectro de rayos gamma.¹⁰

El objetivo principal es determinar si las muestras son ricas en materia orgánica y si son capaces de generar hidrocarburos. Es importante considerar que las muestras de lutitas contienen carbono orgánico e inorgánico, al utilizar una técnica de combustión donde se trata de eliminar el carbono inorgánico utilizando ácido fosfórico. De acuerdo a la cantidad de carbono orgánico se puede predecir la calidad del kerógeno así como el potencial de recursos, como se ilustra en la **Tabla 2.2**.

Tabla 2.2 Relación del TOC con la calidad del kerógeno y el potencial de recursos (Modificada de V. Pérez y M. Pérez, 2014).

Contenido orgánico total % en peso	Calidad del kerógeno	Potencial de los recursos
< 0.5	Muy pobre	Muy pobre
0.5 a 1	Pobre	Pobre
1 a 2	Regular	Medio
2 a 4	Buena	Bueno
4 a 12	Muy buena	Muy bueno
>12	Excelente	Desconocido

Saturación de agua: para obtener esta información en cualquier yacimiento se utiliza la ecuación de Archie, la que requiere de algunas variables como la porosidad total, resistividad de la roca, salinidad del agua de formación y parámetros eléctricos de la roca. En la mayoría de las formaciones estos datos pueden adquirirse de una manera más fácil, pero en los yacimientos en lutitas se pueden encontrar dificultades. Uno de los principales problemas es la falta de acuíferos en estos tipos de yacimientos, lo cual complica la evaluación de la salinidad del agua de formación. El tamaño de los poros afecta la determinación de la cantidad y del tipo de fluido existente. El arreglo mineralógico tiende a variar por lo que es difícil obtener parámetros eléctricos de la roca.

Por estas razones muchos de las variables tienden a obtenerse por ensayo y error, lo cual hace más complicado y a la vez tardado el procedimiento. Utilizando la saturación de agua podemos estimar la cantidad de gas libre contenido, al producir gas y aceite en los yacimientos en lutitas; se debe tener una idea respecto a la distribución del sistema poroso y de los fluidos dentro de este sistema.

Volumen y capacidad de gas: el volumen total de gas en sitio (GIP) es la combinación del gas absorbido y el gas libre. Dependiendo de la presión del yacimiento, a medida que se produce el gas libre y se reduce la presión en los poros, el gas absorbido será liberado, o desorbido, desde la superficie del kerógeno. Investigaciones recientes indican que la desorción también es una función de tamaño de poro de la lutita, el cual debe ser tomado en cuenta por los geocientistas cuando estiman el potencial de recursos.

2.5 Explotación de los yacimientos de shale

Como se había mencionado con anterioridad, la explotación de los yacimientos de shale no es algo nuevo, es una práctica la cual lleva años perfeccionándose y afortunadamente en la actualidad se ha podido desarrollar sustanciosamente logrando avanzar en el conocimiento de este recurso. Los principales factores que impedían esta práctica eran: los precios de los hidrocarburos y las técnicas de explotación. Hoy en día gracias a la alza en los precios, se ha vuelto a considerar este tipo de yacimientos como un recurso rentable dando esperanzas a las compañías de invertir en el desarrollo de estos yacimientos, pero lo que hizo posible que las compañías se arriesgaran, fue la innovación de las técnicas de explotación, obteniendo mejores resultados que si se usaran los métodos convencionales.

El éxito en los yacimientos de shale se centra en las buenas prácticas que se puedan realizar, las técnicas que se lleguen a utilizar para explotar este tipo de yacimientos

requieren de mucha tecnología, lo cual implica altos costos en la adquisición, por eso es necesario mantener un balance entre la tecnología y los costos para lograr que el proyecto llegue a ser rentable. Una pieza clave resulta ser el entendimiento del subsuelo, utilizando la información de los modelos geomecánicos, los datos de núcleos, la simulación del yacimiento y la simulación del tratamiento de las fracturas, podemos obtener una interpretación sísmica junto con la evaluación de la formación, proceso que se puede observar en la **Figura 2.6**. Una vez que se tiene claridad, varios aspectos del subsuelo se pueden desarrollar mejor, como son las etapas de evaluación y desarrollo de la producción con un enfoque más rentable, lo cual puede resultar en la práctica adecuada al momento de la perforación, terminación y el uso de tecnologías para la estimulación.



Figura 2.6 Representación del software JewelSuite sobre la integración de datos (Modificado de Ahmed, 2014).

Una vez teniendo el conocimiento del subsuelo se puede desarrollar los yacimientos, para los yacimientos de shale se utilizarán dos técnicas:

- Perforación horizontal.
- Fracturamiento hidráulico.

2.5.1 Perforación horizontal

La perforación horizontal es una técnica clave en la explotación de los yacimientos de shale, que se tengan las porosidades y permeabilidades tan bajas de estos yacimientos evitan tener una buena comunicación con el pozo, obteniendo zonas muy pequeñas de drene; a pesar de que las zonas de drene son más pequeñas, los pozos horizontales lo compensan al usar múltiples zonas de drene.

Las bases de la perforación vertical se utilizan para realizar un pozo horizontal, porque el pozo se empieza verticalmente hasta alcanzar una profundidad deseada y con la ayuda de la tecnología y de la informática, se empieza a navegar horizontalmente tratando de atravesar la zona productora a lo largo de ésta. La principal diferencia resulta que al perforar un pozo vertical se atraviesa la zona productora, mientras que al perforar un pozo horizontal se trata de navegar a lo largo de la zona productora, con lo que se busca obtener un mayor contacto entre el pozo y la zona productora del yacimiento se ilustra en la **Figura 2.7**. Una gran ventaja de la perforación horizontal, es que al realizar el pozo primario o piloto, podemos obtener distintas ramificaciones de éste sin la necesidad de volver a perforar desde la superficie, como sería el caso de la perforación vertical. A pesar de que los pozos horizontales pueden llegar a tener un costo elevado de hasta tres veces más que un pozo vertical, su producción puede llegar a elevarse hasta 14 veces.¹²

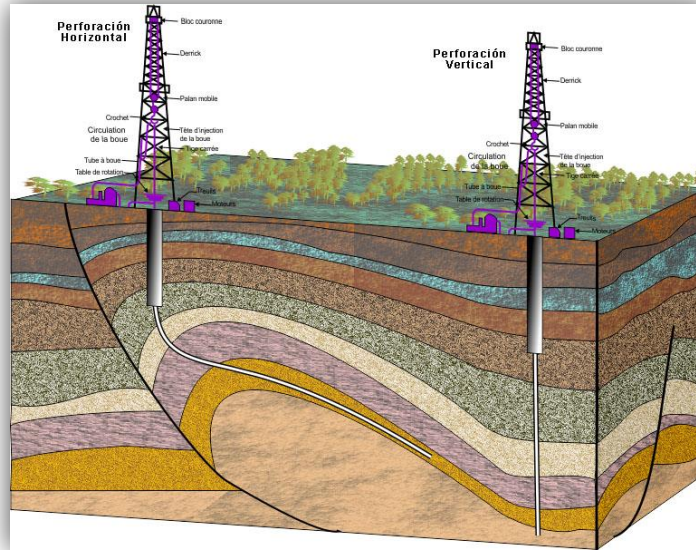


Figura 2.7 Esquema de un pozo perforado verticalmente y otro perforado horizontalmente (Modificado de Jay, 2014).

Como en toda perforación de pozos petroleros, una vez que se avanza cierta profundidad, se retira la sarta de perforación para introducir la tubería de revestimiento y cementarla

para después proseguir con la perforación. En todo pozo la cementación es un punto importante que se debe realizar de la mejor manera porque la tubería de revestimiento será la nueva pared del pozo y el cemento evitará cualquier tipo de fuga hacia las formaciones. Los yacimientos de shale se encuentran muy relacionados con los acuíferos y en la mayoría de los casos los pozos tienden a atravesarlos, por eso la tubería de revestimiento y el proceso de cementación cobran una mayor importancia en estos tipos de pozos, porque una mala práctica puede terminar en la contaminación de dichos acuíferos durante la perforación o durante el proceso de fracturamiento hidráulico.

2.5.2 Fracturamiento hidráulico.

Además de la perforación horizontal, también se debe realizar el fracturamiento hidráulico para lograr explotar los yacimientos de shale. La **Figura 2.8** muestra que en el proceso de fracturamiento hidráulico se inyecta una gran cantidad de fluido a una presión mayor que la presión de fractura de la formación, el fluido entra en contacto con la formación a través de los disparos hasta que la formación ceda o se rompa, logrando fracturar la roca y generar una serie de canales aumentando la conectividad desde el pozo a través de la formación. El fluido fracturante consta principalmente de agua y agentes apuntalantes (arenas), los cuales permitirán mantener abierta la fractura una vez que se libere la presión de bombeo, si se requiere se pueden agregar componentes para mejorar la calidad del fluido, como es el caso del ácido clorhídrico para ayudar a mantener la fractura abierta o un inhibidor de escala que previene depósitos calcáreos en las tuberías; la mayoría de los componentes dependerán del tipo de yacimiento que se desee fracturar.

Para el fracturamiento hidráulico es indispensable el conocimiento del tipo de roca que se pretende fracturar, con la ayuda de los registros y de los núcleos podemos acceder a este tipo de información.

El principal problema de las lutitas es que algunas tienden a hincharse o aumentar su volumen cuando entran en contacto con el agua, impidiendo la producción de aceite y gas. Una alternativa sería utilizar fluidos a base de espuma, desafortunadamente tienen un alto costo y su principal aplicación son para trabajos más pequeños de corto alcance. Otra problemática que se puede encontrar es que las lutitas no tienen una composición definida, pudiendo encontrar rocas dúctiles, es decir, que no se rompen tan fácilmente o al contrario, encontrar lutitas que tienen una mayor facilidad para fracturarse. Cualquiera que sea el caso se requiere conocer el tipo de roca, para obtener el mejor sistema de fracturamiento para cada depósito de lutita.

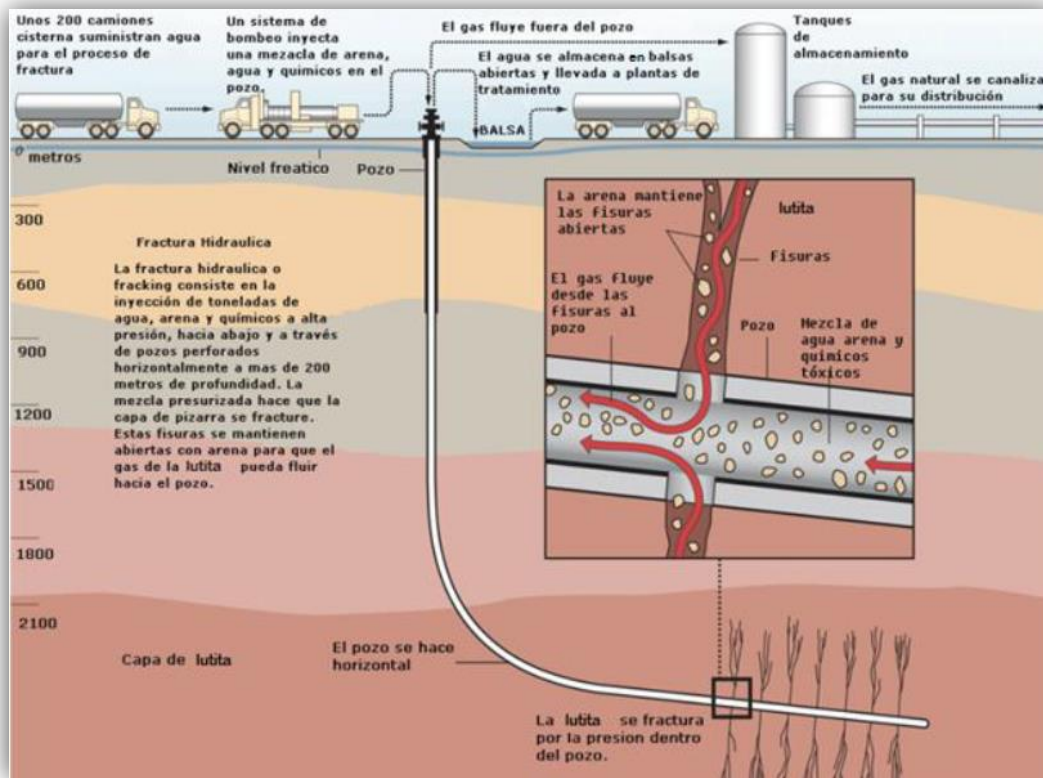


Figura 2.8 Imagen sobre el proceso de fracturamiento hidráulico (V. Pérez, 2014).

El fracturamiento hidráulico es una técnica que data desde 1950, pero gracias a las investigaciones y avances tecnológicos se ha podido mejorar esta técnica para obtener una mayor eficiencia con un menor costo en el proceso. Uno de esos avances es el fracturamiento hidráulico multietapas.

La finalidad del fracturamiento hidráulico multietapas es crear un fracturamiento en diferentes etapas simultáneamente en un mismo pozo. Con el método tradicional de fracturamiento se tenía que fracturar individualmente cada una de las zonas seleccionadas, teniendo que repetir el proceso una y otra vez hasta terminar con todas las zonas, lo que ocasionaba que las operaciones se realizaran en largos periodos de tiempo, que al final se traducían en altos costos.

Al utilizar el fracturamiento hidráulico multietapas se realiza un solo viaje hacia el fondo del pozo, ahorrando tiempo de operación y logrando disminuir los costos. A pesar de que es una tecnología viable se pueden encontrar algunas problemáticas en el proceso, un ejemplo es la toma de decisiones; al realizar el fracturamiento en un solo viaje se manejan altos gastos de fluido obligando a tomar las decisiones de cambios de diseño en

superficie, ya que los resultados no se verán sino hasta el final del proceso cuando se deje de bombear todo el fluido.

Para la explotación de formaciones en lutitas, se puede utilizar el “fracturamiento hidráulico masivo”, el cual es una combinación de las técnicas de perforación horizontal y del fracturamiento hidráulico multietapas. Como se muestra en la **Figura 2.9**, el “fracturamiento hidráulico masivo” consta de perforar una serie de pozos horizontales que a su vez se van a fracturar distintas zonas de cada uno de los pozos. Este tipo de explotación ayudará a combatir las bajas permeabilidades en los yacimientos de shale y logrará aumentar la producción de hidrocarburos.

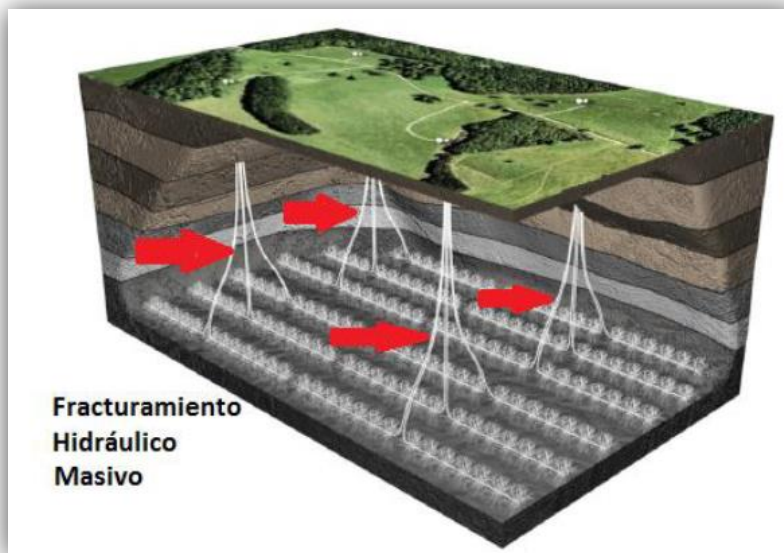


Figura 2.9 Esquema de planeación de un fracturamiento hidráulico masivo (M. Pérez, 2014).

Para realizar la explotación a través del “fracturamiento hidráulico masivo”, se requiere contar con un adecuado diseño de perforación junto con la adecuada realización de los procesos de perforación y fracturamiento hidráulico, intentando no dañar el medio ambiente como podría ser la contaminación de algún acuífero o causar la liberación de los gases hacia la superficie. Sin embargo estas técnicas han demostrado lograr una explotación rentable sin mencionar que han aumentado la producción en los yacimientos de shale, convirtiéndolos en recursos que se pueden desarrollar y aportar grandes volúmenes durante el tiempo en que se encuentren en producción.

Bibliografía capítulo 2

10. Vázquez Pérez, Ángeles. "Recursos no convencionales "Shale gas" del play cretácico Eagle Ford en la cuenca Sabinas-Burro-Picacho". UNAM. México. 2014.
11. Maldonado Pérez, Yalil Shideni. "Aceite en lutitas (shale oil) un recurso convencional y su perspectiva en México. UNAM. México. 2014.
12. Herrera López, Diego, Galicia Montes, Fernanda. "Terminación de pozos en shale gas y shale oil". UNAM. México. 2013.
13. Álvarez Pérez, Blanca Ingrid. "Fracturamiento hidráulico multietapas". UNAM. México. 2014.
14. McCarthy, Kevin, Rojas, Katherine. "La geoquímica básica del petróleo para la evaluación de las rocas generadoras". Oilfield Review. Schlumberger. EUA. 2011.
15. Allix, Pierre. "Extracción del petróleo contenido en lutitas". Oilfield Review. Schlumberger. EUA. 2011.
16. Boyer, Chuck. "Gas de lutitas: Un recurso global". Oilfield Review. Schlumberger. EUA. 2012.
17. "Shale oil: The next energy revolution". PwC. UK. 2013.
18. U. Ahmed, Baker Hughes. "Optimized shale resource development: Balance between technology and economic considerations". SPE. 2014.

Capítulo 3. Sistemas artificiales de producción para shale oil

Los yacimientos no convencionales de tipo shale comienzan a ser una ventana de oportunidad a nivel global, países de todo el mundo comienzan a tener interés en este tipo de yacimientos. La innovación e implementación de las técnicas de explotación; perforación horizontal y fracturamiento hidráulico fueron el inicio para considerar a los recursos de tipo shale como rentables.

El lograr explotar dichos recursos de una manera técnica y sobre todo económica, no es la única ventaja sino también se ven beneficiadas las reservas mundiales. Estos factores combinados captan el interés de las compañías petroleras y buscan explotar sus yacimientos de shale de la mejor manera posible.

Desafortunadamente, tanto la perforación horizontal como el fracturamiento hidráulico solo es el principio de la explotación, estas técnicas se mejoraron para lograr combatir las dificultades que se tenían en cuanto a la conductividad de los yacimientos de shale pero como en cualquier yacimiento conforme se van desarrollando los campos se encuentran diferentes problemáticas, para los campos de shale se tienen principalmente los altos gastos de producción de agua y los altos índices de declinación.

En las primeras etapas de producción los pozos logran fluir sin la necesidad de intervenirlos, logran desplazar los fluidos con la presión del yacimiento. Conforme se van extrayendo los hidrocarburos del yacimiento, las presiones decremantan obteniendo una reducción en los gastos o incluso impidiendo la producción. En el caso de los yacimientos de shale, estas condiciones se presentan en menor tiempo que en los yacimientos convencionales, teniendo que intervenir el pozo con la ayuda de los métodos de recuperación o implementando los sistemas artificiales de producción.

Los sistemas artificiales de producción pueden llegar a ser una solución práctica para los yacimientos de shale oil mientras se utilice el sistema adecuado. Cada sistema se ha desarrollado para ser utilizado bajo distintas condiciones de producción y a pesar de que los sistemas artificiales se han desarrollado para los yacimientos convencionales, también pueden ser propuestos para los que son no convencionales.

El alcance que los sistemas artificiales pueden llegar a tener en los yacimientos de shale puede ser altísimo, debido a que los métodos de inyección encontrarán muchas

dificultades ocasionadas principalmente por la permeabilidad de las lutitas, mientras que los sistemas artificiales son implementados a través del pozo y se complementarían los trabajos de perforación y fracturamiento, logrando incluso aumentar la producción.

3.1 Selección óptima del sistema artificial de producción

Los sistemas artificiales de producción tienen como objetivo principal otorgarle al pozo la energía necesaria para llevar los fluidos hasta la superficie una vez que el pozo no es capaz de elevar los fluidos por sí mismo. Por esta razón se puede pensar que un sistema artificial tiene que considerarse hasta ese punto, cuando en realidad el sistema tiene que ser considerado desde antes de la perforación.

En el programa de perforación se debe tener en cuenta el sistema artificial que se puede implementar en el pozo, basándose no solamente en el gasto sino también permitir instalar tubería lo suficientemente amplia para que el equipo del sistema artificial pueda ser instalado. Se han tenido casos donde se instala tubería demasiado pequeña provocando una gran limitante al momento de querer implementar el equipo de algún método y en algunos casos se ha perdido la ventaja de tener equipos recuperables, por lo que se tiene que extraer toda la tubería para recuperar el equipo.

El equipo superficial requiere espacio para su instalación, esto se vuelve un problema mayor cuando las operaciones se realizan costa fuera. Las plataformas cuentan con un espacio determinado, haciendo complicada la implementación de equipos nuevos. Para implementar un sistema artificial costa afuera, los diseños de las plataformas deben tomar en cuenta tanto el peso como el tamaño del equipo que se va a requerir.

El fluido representa un factor importante en la toma de decisiones, entre los factores a considerar de un fluido podemos encontrar:

- a) **Parafinas:** en las condiciones de trabajo pueden significar un mayor problema para unos sistemas que para otros.
- b) **RGA:** el diseño del sistema se ve afectado por la relación gas-aceite durante la producción.
- c) **Arenas:** la presencia de arenas durante la producción puede definir el sistema a elegir, para algunos sistemas la producción de arenas puede ser muy perjudicial y dañar el equipo subsuperficial.

- d) **Viscosidad:** no suele ser un factor determinante, pero si afectará la eficiencia de cada sistema.
- e) **Gas libre:** tiende a ser uno de los principales factores a considerar, para los métodos que utilizan una bomba el gas libre en la entrada de la bomba es un gran problema que afecta notablemente al sistema pero para el bombeo neumático el gas libre resulta ser muy benéfico.

Cuando se instala un sistema artificial de producción se debe considerar el tiempo de vida de un pozo, siendo más específico, tomar en cuenta los cambios a corto y largo plazo. Si al implementar un sistema solo nos enfocamos en lo que se pueda producir actualmente, se podrán obtener altas producciones y los resultados serán óptimos, sin embargo con el tiempo las condiciones del yacimiento cambiarán como se muestra en la **Figura 3.1**, en los cuales si no se tienen previstos los cambios se deberán gastar grandes cantidades de dinero para tratar de adaptar el sistema o incluso hasta cambiar el sistema por otro que se adecue mejor a las condiciones futuras. Así mismo, si solo tratamos de enfocarnos en las altas cantidades de agua que puedan llegar a producirse, el resultado será una baja eficiencia del sistema debida a la baja carga que se tendrán en las primeras etapas del sistema.

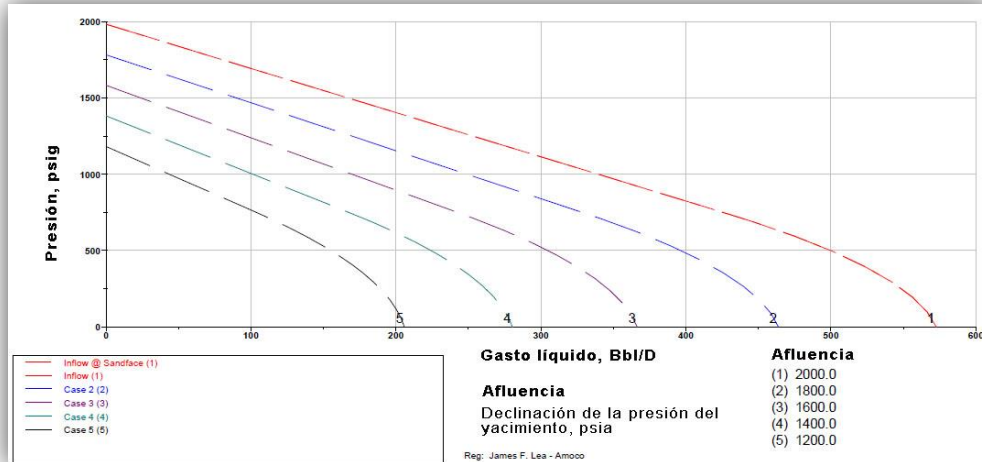


Figura 3.1 Comportamiento de las IPR's con el tiempo (Modificado de Lea, 1999).

Al elegir un sistema artificial, se busca maximizar el valor presente neto de la operación durante toda la vida del sistema, esto no significa que se requieran altos volúmenes de producción o tener que conservar el mismo sistema para lograrlo. Pero se requieren analizar todas las variables que se puedan llegar a presentar para estar preparados y

utilizar medidas preventivas en vez de correctivas, las cuales tienden a detener las operaciones y resultan en la mayoría de los casos muy costosas.

Una variable que debe considerarse para tomar una decisión es el rango de profundidad y gasto a las que cada sistema puede operar, independientemente del tipo de fluido que se quiera producir. Los rangos que se observan en la **Figura 3.2** son una aproximación, los cuales dan una idea de que sistemas tienen la capacidad para levantar el fluido a producir bajo ciertos gastos y ciertas profundidades. Las condiciones del pozo pueden afectar las curvas de las gráficas, pero al inicio de la selección se puede recurrir a las siguientes gráficas para idealizar los gastos que se puedan obtener de acuerdo a las profundidades en las que se trabaje.

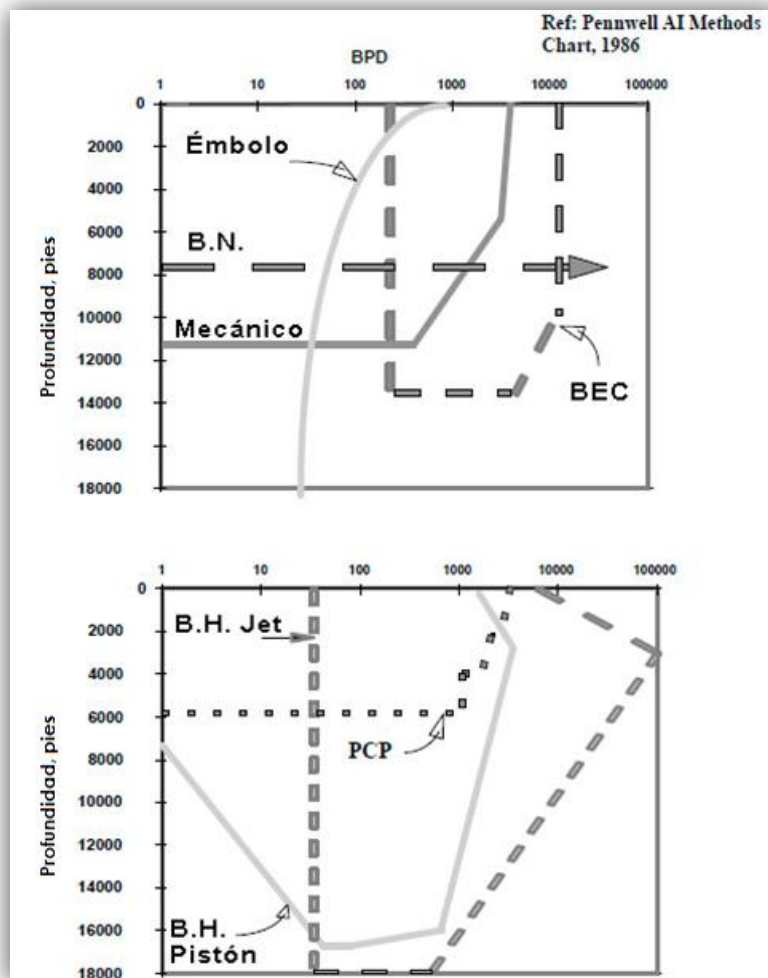


Figura 3.2 Gráficas de gasto vs profundidad de los sistemas artificiales de producción (Modificado de Lea, 1999).

En las gráficas de la figura anterior se pueden apreciar las características de cada sistema, de lo cual podemos observar lo siguiente:

- **Bombeo hidráulico (tipo pistón y jet):** pueden bombear a grandes profundidades debidas al balance que se tiene entre la presión del fluido motriz y la presión del fluido producido.
- **Bombeo neumático:** no es recomendable para altas profundidades, pero su ventaja es que puede ser utilizado para todo tipo de volumen de producción.
- **Bombeo mecánico:** tiene mayores producciones a profundidades someras y a medida que se incremente la profundidad disminuirá la producción debido al aumento en el peso de las varillas y a la elongación que se genere.
- **Bombeo electrocentrífugo sumergible:** este sistema tiene una limitación en cuanto a la profundidad provocada por la resistencia de la bomba y del cable, así mismo se tienen ciertas consideraciones energéticas para largos cables. A pesar de sus limitantes puede producir grandes gastos.
- **Émbolo viajero:** diseñado para bajos gastos de producción, principalmente para remover los líquidos de los pozos de gas. Una característica es que no tiene ninguna limitante en cuanto a profundidad, porque la energía de almacenamiento en el espacio anular aumenta mientras se incremente la profundidad.

3.1.1 Consideraciones para los yacimientos de shale oil

Entre las consideraciones que se deben tomar para la selección de un sistema artificial de producción se encuentran las de los yacimientos de shale oil. Adicionalmente a las características antes mencionadas se deben integrar a la elección las condiciones o problemáticas que puedan ofrecer los pozos de shale.

Los sistemas artificiales utilizados en los yacimientos convencionales pueden ser implementados en los yacimientos no convencionales, en específico para este caso, los yacimientos de shale. El comportamiento será muy distinto en estos yacimientos pero el funcionamiento de los sistemas artificiales será el mismo, logrando aplicar los sistemas bajo condiciones distintas.

Una de las principales e importantes características de los yacimientos de shale son las altas declinaciones que se presentan en las primeras etapas de explotación de los pozos. Esto se debe a que las fracturas serán las primeras en aportar obteniendo altos gastos de producción y en poco tiempo los gastos se verán reducidos, puesto que las fracturas

dejarán de aportar y será únicamente el fluido dentro de la matriz el que sea producido. La **Figura 3.3** muestra un ejemplo del comportamiento de las altas declinaciones.



Figura 3.3 Gráfica de producción vs tiempo de los yacimientos de shale (Modificado de Khan, 2014).

Entre las características que se deben tomar en cuenta se destacan las profundidades en las que se estará trabajando, las cuales se pueden encontrar más allá de los 2000 metros y que ocasionarán se trabaje en condiciones de alta temperatura.

La característica que cobra importancia desde el punto de vista económica es la perforación de numerosos pozos (usualmente un número mayor a 1000 pozos) lo cual hace que se busquen soluciones teniendo en cuenta el desarrollo de cada uno de los pozos provocada por la heterogeneidad que se puede encontrar en los yacimientos de shale.

Otras características que deben ser tomadas en cuenta son:

1. Producción de aceites ligeros.
2. Trabajar en pozos horizontales multifracturados.
3. Presiones iniciales altas del yacimiento.
4. Tomar en cuenta la disponibilidad de una unidad de compresión de gas.
5. La inyección de agua no resulta una opción debido a las bajas permeabilidades y altos contenidos orgánicos totales.
6. Producción de sólidos.

3.2 Bombeo neumático

El bombeo neumático es uno de los sistemas artificiales más utilizados a nivel mundial, debido a su flexibilidad y a su capacidad de adaptación lo hacen una de las mejores opciones para la mayoría de los campos. A través de los años se ha ido innovando el sistema, adaptándolo a diferentes condiciones de producción, logrando manejar altos y bajos volúmenes de producción, manejar crudos pesados con la inyección de gas caliente e incluso ser el sistema de preferencia al combinar dos sistemas artificiales de producción.

El bombeo neumático continuo es recomendado para ser usado con altos volúmenes de fluido y una alta presión de fondo estática. También es una excelente opción cuando se aplica en operaciones de costa afuera o para yacimientos de inyección de agua con buenos índices de productividad y altas RGA.

Gracias a las facilidades del diseño se puede fijar la presión del sistema en las primeras etapas del bombeo, pero a medida que los cortes de agua incrementen la profundidad de levantamiento disminuirá, impidiendo al sistema obtener la presión de fondo fluvente deseada. En muchos campos la producción de gas declina a medida que los cortes de agua aumentan, requiriendo buscar nuevas fuentes de gas. Para combatir los problemas de presión se requiere que el bombeo se mantenga con cierta eficacia, obligando a suministrar una alta presión a lo largo de la vida del sistema junto con una buena calidad el gas, en caso de no hacerlo se puede tener una reducción en la producción o ésta incluso puede llegar a detenerse.

El bombeo neumático intermitente es generalmente usado en pozos donde se producen bajos volúmenes de fluido (pozos con una producción igual o menor a 200 bpd¹⁹). Las características que normalmente se recomiendan para los pozos donde se ha instalado el bombeo intermitente son tener un alto índice de productividad y una baja presión de fondo o tener un bajo índice de productividad y una alta presión de fondo.

El bombeo intermitente es una excelente opción en caso de contar con un suministro de gas adecuado, de buena calidad, bajo costo y se planea producir como se había mencionado con anterioridad teniendo un bajo índice de productividad o una baja presión de fondo en profundidades relativamente bajas, con una alta relación de gas-aceite y llegando a tener producción de arenas.

A continuación se entrará más a detalle en las ventajas y desventajas que se tienen en el bombeo neumático, se hablará del bombeo continuo y el bombeo intermitente como uno

solo debido a que sus consideraciones son casi las mismas, en caso de que se hable en específico de un tipo de bombeo, se mencionará a cual se está refiriendo.

Ventajas:

- El bombeo neumático es el mejor método artificial para manejar arenas o materiales sólidos. La producción de arenas no causa algún daño mecánico en las válvulas del sistema logrando operar sin la necesidad de instalar un controlador de arenas, por lo tanto resulta una gran ventaja sobre los sistemas que requieren trabajar con una bomba.
- Se puede instalar el bombeo neumático con ligeras complicaciones en pozos desviados o incluso en pozos totalmente horizontales. Esto resulta especialmente importante para los pozos costa fuera o de shale los cuales utilizan perforación direccional.
- El bombeo neumático permite utilizar el equipo de línea de acero que aparece en la **Figura 3.4**, permitiendo llevar a cabo reparaciones a través de la tubería o incluso remover las válvulas sin la necesidad de sacar la tubería. El uso de línea de acero resulta técnica y económicamente atractivo en el sistema.

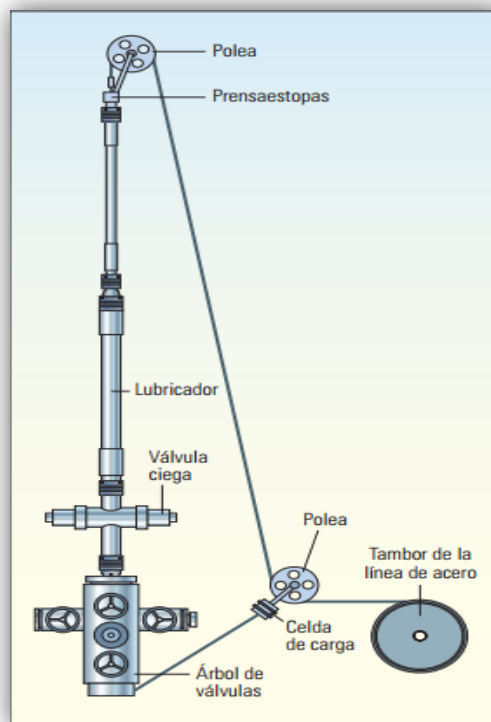


Figura 3.4 Montaje básico de la línea de acero (Schlumberger, 2010).

- El tener una alta relación de gas-aceite resulta benéfico en vez de ser un obstáculo como lo sería para los sistemas con bomba subsuperficial en los cuales su eficiencia se ve reducida por la presencia de gas. Cuando se tiene una alta RGA en el bombeo neumático permite reducir el consumo de gas de inyección sin afectar la eficiencia del sistema.
- El bombeo neumático tiene una gran flexibilidad para manejar distintos rangos de volumen, puede manejar miles de barriles hasta unos cuantos barriles por día, esto se puede lograr con el mismo equipo que se tiene en el pozo. En algunos casos, se puede cambiar de una manera relativamente fácil a fluir con un flujo anular para manejar grandes cantidades de volumen.
- El sistema central del bombeo neumático puede ser usado para alimentar a varios pozos o incluso alimentar a un campo entero, lo cual genera un costo total menor y permite tener un mejor monitoreo y control del campo.
- El costo del equipo subsuperficial es relativamente bajo, así como su reparación y mantenimiento, debido a que puede ser extraído fácilmente para su reparación o si se encuentra muy dañado poder ser reemplazado, pero las reparaciones mayores son poco frecuentes gracias a la resistencia del sistema
- El diseño normal del bombeo neumático permite mantener la tubería completamente abierta para correr los registros de producción junto con otros tipos de herramientas.
- El bombeo neumático puede seguir trabajando a pesar de tener algunas suposiciones erróneas, esto resulta fortuito ya que el diseño del espaciamiento se tiene que realizar antes de que el pozo se encuentre terminado y probado.
- El bombeo neumático tiene la facilidad de cambiar las válvulas cuando se quiere cambiar de un bombeo continuo a un bombeo intermitente.
- El bombeo intermitente tiene la habilidad de producir a una baja presión de fondo que la mayoría de los métodos de flujo constante, adicionalmente se puede resolver el problema del resbalamiento con un émbolo; si el tiempo de ciclo del bombeo permite al émbolo llegar al fondo puede ser implementado en el sistema si no hay presencia de sólidos.

Desventajas:

- Una de las principales desventajas que tiene el bombeo neumático es que no siempre se puede contar con una buena disponibilidad del gas y en campos pequeños no llega a ser muy eficiente el sistema.

- Una alta contrapresión puede causar una restricción en la producción cuando se utiliza un bombeo continuo, este problema se vuelve más serio cuando se incrementa la profundidad y la presión de fondo estática disminuye.
- El bombeo neumático puede llegar a ser ineficiente, resultando en grandes costos de inversión y de operación, en caso de aumentar la cantidad de gas usado puede que el tamaño de las líneas de flujo aumente y se necesiten separadores. El costo de los compresores son altos y las entregas resultan en largas distancias, lo cual también aumenta el costo.
- A pesar de que el bombeo neumático se puede utilizar en pozos horizontales, su eficiencia resulta ser muy baja y se requieren grandes cantidades de gas para levantar los fluidos.
- Se requiere un suministro adecuado de gas a lo largo de la vida del sistema; si el campo se llega a quedar sin gas o si la adquisición del mismo se vuelve muy costoso, esto puede obligar al cambio del sistema.
- El incremento de los cortes de agua aumenta la presión de fondo fluyente con una presión de bombeo fija, para estos casos se requieren evaluar distintos sistemas para reducir la presión de fondo fluyente y lograr aumentar la producción; si se producen cantidades bajas de gas una buena opción sería el BEC.
- La operación y mantenimiento del compresor puede llegar a ser muy costosa, por eso se requiere de personal calificado para realizar operaciones exitosas y más que nada rentables.
- Se tienen grandes dificultades cuando se presentan emulsiones o se quieren levantar crudos con bajas densidades (menores a 15° API) debido a las grandes fricciones que se presentan y el efecto de enfriamiento de la expansión de gas agrava aún más el problema, sin dejar de mencionar que dicho efecto también complicara cualquier problema de parafinas.
- La presión de la producción promedio de un sistema convencional de bombeo intermitente sigue estando relativamente alto cuando se compara con el bombeo mecánico.
- En el bombeo intermitente se requiere usar más gas para producir un barril de fluido en comparación con el bombeo continuo. Sin dejar de mencionar que los cortes de agua junto con el resbalamiento hacen que el sistema se vuelva menos eficiente,
- El bombeo intermitente requiere frecuentemente de ajustes, el operador debe cambiar el gasto de inyección y el tiempo de inyección para aumentar la producción y mantener bajos los requerimientos del sistema.

En conclusión el bombeo neumático tiene numerosas fortalezas que la hacen la mejor opción para muchos campos, sin embargo se tiene que lidiar con algunas limitaciones y problemas de potencia. Un rasgo importante es que al instalar ya sea el bombeo neumático continuo para pozos con altos volúmenes o el bombeo neumático intermitente para pozos con bajos volúmenes, no resulta complicado el cambiar de un bombeo a otro. Adicionalmente el bombeo neumático puede ser usado para arrancar pozos, descargar el agua en los pozos de gas o permitir fluir de nuevo a los pozos de inyección.

3.3 Bombeo mecánico

El bombeo mecánico es el sistema más antiguo y a su vez el sistema artificial más usado para los pozos de aceite, cerca del 85% de los sistemas artificiales de producción instalados en los pozos de Estados Unidos son de bombeo mecánico, esto también puede aplicarse para Canadá y América del Sur.

Cerca del 80% de los pozos de aceite en Estados Unidos son pozos de bajo rendimiento, los cuales producen 10 barriles por día de aceite y la mayoría de estos pozos producen con la ayuda del bombeo mecánico. Una cuarta parte del 20% faltante de los pozos de aceite tienen instalado el bombeo mecánico, dos cuartas partes producen con la ayuda del bombeo neumático y la cuarta parte restante utilizan BEC, bombeo hidráulico o algún otro sistema artificial como se muestra en **Figura 3.5**¹⁹.

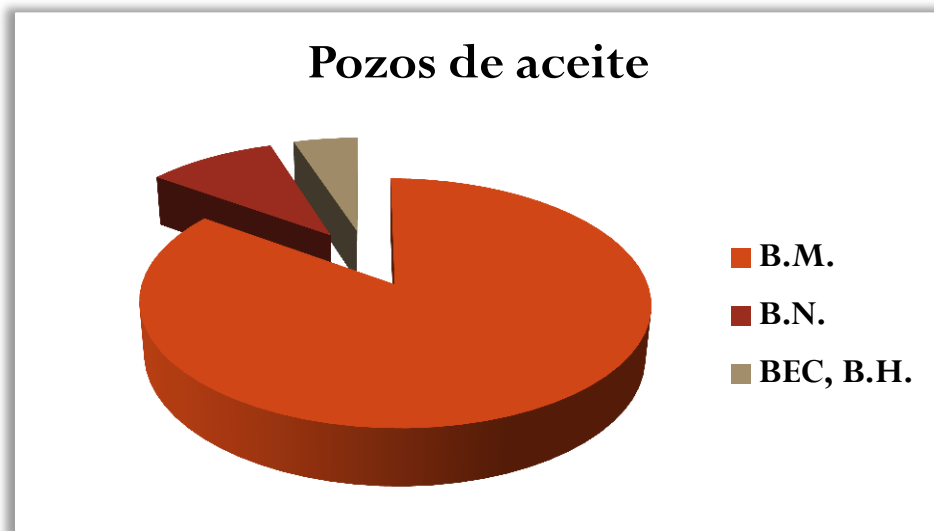


Figura 3.5 Sistemas artificiales de producción usados en Estados Unidos (Lea, 1999).

Las estadísticas mostradas son de 1980 y a pesar que en la actualidad las cifras han llegado a cambiar, se puede apreciar el dominio que tiene el bombeo mecánica en las operaciones de tierra. Para las operaciones costa fuera o para producir altos gastos se ha optado por utilizar el BEC o el bombeo neumático, lo cual ha incrementado drásticamente su uso.

El diseño del bombeo mecánico es relativamente simple y la mayoría de sus partes son fabricadas para cumplir con los estándares existentes, los cuales han sido establecidos por el Instituto Americano del Petróleo (API por sus siglas en ingles), y gracias a esto numerosos proveedores pueden suministrar o fabricar cada parte logrando que sean compatibles sin importar de que proveedor sean las piezas.

El bombeo mecánico debe ser propuesto para los nuevos pozos que se consideren de bajo rendimiento debido a que el personal operativo está familiarizado con estos sistemas mecánicamente simples y lograr operarlos con mayor eficiencia, incluso aunque no se cuente con personal experimentado el nuevo personal puede operar eficientemente el bombeo mecánico en la mayoría de las veces, en comparación con otros sistemas artificiales.

También se debe considerar al bombeo mecánico para implementarse en pozos de gastos moderados a bajas profundidades y producción de bajos gastos a profundidades intermedias; con este sistema es posible levantar 1,000 barriles a una profundidad de 7,000 pies y 200 barriles a aproximadamente 14,000 pies aunque puede que se requieran varillas especiales para estas condiciones¹⁹. A su vez con el desarrollo que se ha tenido en los últimos años del bombeo mecánico es posible utilizarlo bajo condiciones de alta temperatura o incluso para manejar aceites viscosos.

Sin embargo el bombeo mecánico puede presentar algunas problemáticas; una de las cuales se puede presentar durante la operación del sistema es que la prensa estopa de la varilla puede soltarse, para minimizar este problema se tiene que considerar un diseño apropiado y seguir los criterios de operación establecidos.

Otra desventaja que se tiene en este sistema es durante la producción, se puede ver afectado su rendimiento en caso de tener producción de arenas, formación de depósitos parafínicos o cuando se tenga una alta relación de gas-aceite. En el caso de los depósitos parafínicos solo se vería afectada la correcta operación del sistema, resultando un problema menor; en el caso de la arena solo se pueden manejar cantidades bajas y debido a que un aumento en la producción de arena afectaría la bomba ocasionando problemas mayores; el operar con una alta RGA puede ocasionar un candado de gas como se muestra en la **Figura 3.6**, provocando que el gas quede atrapado dentro de la bomba y deje de producir debido a que las válvulas se mantienen cerradas porque la presión dentro de la

bomba no es la suficiente para abrir la válvula viajera ni es tan baja para permitir que se abra la válvula fija o deje pasar el aceite.

Por último el uso del bombeo mecánico se limita únicamente a los pozos verticales debido a los problemas de fricción que se pueden presentar en las desviaciones del pozo entre la sarta de varillas y la tubería. A pesar de que se pueda instalar en pozos donde se tengan desviaciones suaves, los pozos perforados en los yacimientos de shale son horizontales, siendo así una de las características más desfavorables de este sistema.

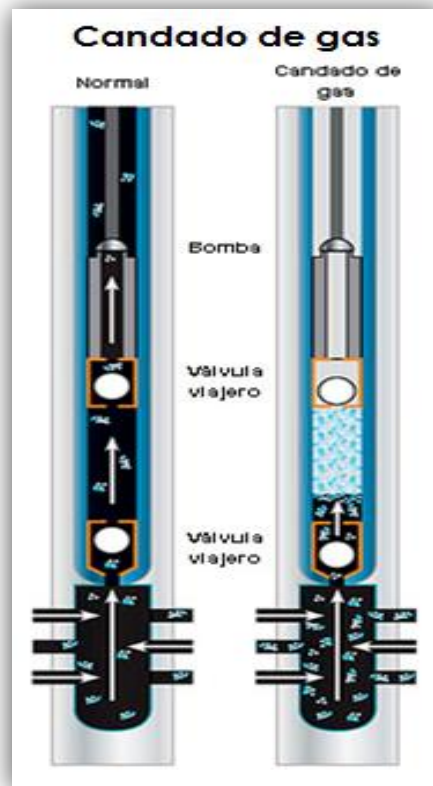


Figura 3.6 Esquema de un candado de gas en la bomba (Modificado de Lea, 1999).

3.4 Bombeo hidráulico

El bombeo hidráulico es un método que se remonta al año de 1932, a través de los años se ha desarrollado pero lamentablemente no tiene gran popularidad como otro tipo de sistemas artificiales debido a sus amplias instalaciones superficiales y los costos iniciales que se pueden llegar a presentar. Sin embargo ha demostrado ser un sistema que tiene ciertas ventajas sobre los demás sistemas artificiales, en los años 60 y 70's se trató de

difundir pero gracias a que las compañías fabricantes fueron absorbidas por otras compañías o simplemente desaparecieron, no se pudo lograr una mayor difusión. A pesar de eso el bombeo hidráulico se sigue implementando debido a los altos gastos y profundidades sobre las que puede operar.

La característica más grande que se obtiene del bombeo hidráulico es la aplicación de la "bomba libre"; en la **Figura 3.7** el primer esquema muestra la válvula de pie en el fondo de la tubería llena de líquido la cual es insertada con la línea de acero, en el segundo esquema la bomba es insertada en la tubería y a través de la circulación se coloca en el fondo, en el tercer esquema la bomba se encuentra colocada y en funcionamiento, en el cuarto esquema la bomba es recuperada en la superficie con la circulación inversa en caso de requerir alguna reparación. Esta aplicación se puede obtener con la ayuda de la bomba de tipo jet, un sistema cerrado y el desplazamiento positivo de la bomba.

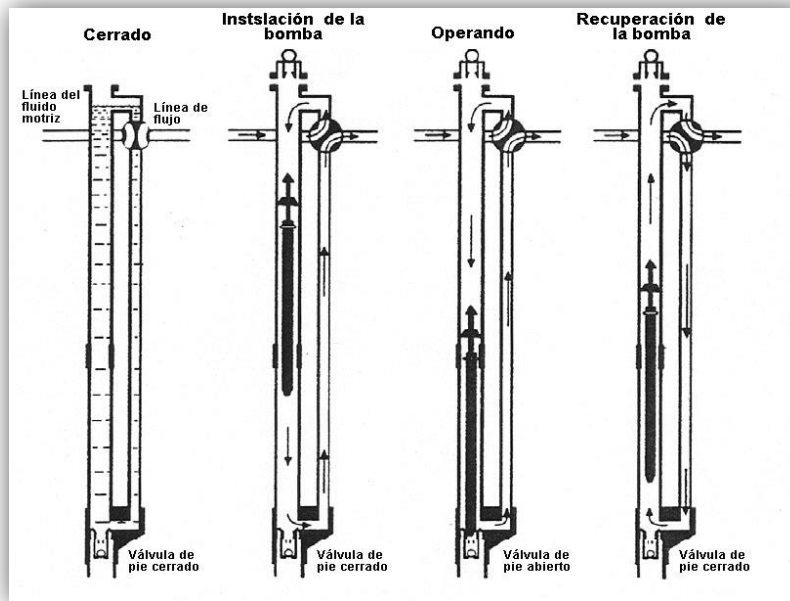


Figura 3.7 Ilustración de la colocación de la bomba libre en la sarta (Modificado de Lea, 1999).

Las instalaciones superficiales requeridas son un sistema de limpieza del fluido motriz así como un sistema de bombeo, los sistemas más comunes de limpieza son los tanques de sedimentación localizados en la batería de tanques y algunas veces se utiliza en conjunto un desarenador ciclónico. En los últimos años se ha hecho popular colocar los separadores sobre el pozo con un desarenador ciclónico para remover los sólidos del fluido motriz.

Es importante destacar que la presión requerida en superficie se encuentra en el rango de 1,500-4,000 psi por eso las bombas en superficie más utilizadas son bombas triple aunque también pueden instalarse bombas quintuples, bombas centrifugas de multietapas y bombas sumergibles eléctricas con recubrimiento; se van a utilizar bombas de tipo émbolo cuando se produzcan bajos volúmenes (10,000 bpd) y se tengan instalaciones de alta presión (>2,500 psi).

En la siguiente **Tabla 3.1** se pueden observar aproximadamente las capacidades de trabajo de una bomba de tipo pistón, en algunos casos dos bombas han sido instaladas en la misma sarta de producción y empaques en el fondo del pozo que conectan las bombas realizando un montaje hidráulicamente paralelo, por lo tanto el valor del desplazamiento total mostrado en la tabla se duplicaría.

Tabla 3.1 Capacidades de trabajo de una bomba de tipo pistón (Modificado de Lea, 1999).

Tabla 1: Capacidades de las bombas de tipo pistón.		
<u>Tamaño de Tubería</u>	<u>Nivel de trabajo de fluido, pies</u>	<u>Desplazamiento máximo de la bomba, bpd</u>
2-3/8"	6,000 a 17,000	1,311 a 381
2-7/8"	6,000 a 17,000	2,500 a 744
3-1/2"	6,000 a 15,000	4,015 a 1,357

Realizar una tabla de la capacidad vs levantamiento no es muy práctico para las bombas de tipo jet debido a que se tendrían demasiadas variables y su relación es muy compleja, por esta razón a continuación se muestra la **Tabla 3.2**, donde se muestra una aproximación del máximo gasto de producción vs el tamaño de la tubería para mantener una velocidad de fluido menor a 50 pies/seg en la bomba libre de tipo jet.

Tabla 3.2 Capacidades de trabajo de la bomba de tipo jet (Modificado de Lea, 1999).

Tabla 2: Capacidades de las bombas de tipo jet.	
<u>Tubería</u>	<u>Producción, bpd</u>
2-3/8"	1,311 a 381
2-7/8"	2,500 a 744
3-1/2"	4,015 a 1,357

Las bombas tipo jet también pueden llegar a ser fijas en el caso de que sean muy largas para encajar correctamente en la tubería y han sido desarrolladas con capacidades de 17,000 bpd donde se pueden obtener a una profundidad de 5,000-6,000 pies, pero si se tiene en superficie una presión del fluido motriz limitada de 3,500 psi entonces la máxima altura de levantamiento de la bomba será alrededor de 8,000-9,000 pies. Estas condiciones de la bomba son solo una guía debido a que las condiciones del pozo y las propiedades del fluido pueden influir drásticamente, también debe tenerse en cuenta que las máximas capacidades mostradas con anterioridad son para bombas de tipo jet de alto volumen que requieren conjuntos de fondo de pozo que no son capaces para las bombas de tipo pistón.

Entre las ventajas que podemos destacar del bombeo hidráulico es la bomba libre, el poder trabajar en altas profundidades, el cambiar la velocidad de bombeo afecta directamente la producción, manejar la producción de arenas, puede manejar fluidos viscosos y los problemas por corrosión pueden ser inhibidos con productos químicos inyectados con el fluido motriz.

Las desventajas que podemos mencionar son la limpieza del fluido motriz, la vida del sistema depende de la bomba a utilizar, la presión de fondo juega un papel importante en el tipo de bomba a utilizar, se requiere monitorear la velocidad de bombeo y la limpieza del fluido motriz para verificar que se esté trabajando bajo las condiciones deseadas y evitar daños al sistema.

Cuando hablamos del bombeo hidráulico debemos hacer la diferencia entre el tipo de bomba que se está utilizando; bomba de tipo pistón o bomba de tipo jet, su función es exactamente la misma; usar el fluido motriz para suministrarle energía al fluido producido y llevarlo hasta la superficie pero debido a sus características nos pueden ofrecer diferentes ventajas o desventajas, las cuales se agrupan en la siguiente **Tabla 3.3**:

Tabla 3.3 Tabla comparativa de las distintas bombas del bombeo hidráulico (Modificado de Brown, 1981).

Bomba de tipo pistón		Bomba de tipo jet	
<u>Ventajas</u>	<u>Desventajas</u>	<u>Ventajas</u>	<u>Desventajas</u>
Puede operar a grandes profundidades, puede levantar altos	El fluido motriz de aceite tiene peligro de incendiarse.	Recuperable sin la necesidad de sacar la tubería de producción.	Relativamente ineficiente el método artificial.

Tabla 3.3 Tabla comparativa de las distintas bombas del bombeo hidráulico (Modificado de Brown, 1981) – Continuación.

<u>Ventajas</u>	<u>Desventajas</u>	<u>Ventajas</u>	<u>Desventajas</u>
<p>volúmenes de grandes profundidades; 500 bpd de 15,000 pies.</p> <p>Los pozos desviados presentan mínimos problemas.</p> <p>La fuente de poder se puede localizar remotamente.</p> <p>El desplazamiento puede coincidir con las condiciones de declinación del pozo.</p> <p>Aplicable en terminaciones múltiples.</p> <p>Aplicable en costa fuera.</p> <p>Un sistema cerrado puede combatir la corrosión.</p> <p>Se reduce la viscosidad al mezclar el fluido motriz con crudos viscosos.</p>	<p>Las altas producciones de sólidos son un problema.</p> <p>Los costos de operación pueden ser altos.</p> <p>Es usualmente susceptible a la interferencia de gas.</p> <p>Instalaciones de venteo resultan más costosas por la tubería extra requerida.</p> <p>No es fácil para el personal de campo solucionar los problemas.</p> <p>En algunas instalaciones se requieren dos sartas de tubería.</p> <p>Dificultad para obtener pruebas de pozo validas en pozos de bajo volumen.</p>	<p>No contiene partes móviles.</p> <p>En pozos desviados no presenta problema alguno.</p> <p>Aplicable en costa fuera.</p> <p>Se puede usar agua como fluido motriz.</p> <p>El fluido motriz no tiene que estar tan limpio como en la bomba de tipo pistón.</p> <p>La bomba puede manejar altos volúmenes; 30,000 bpd.</p> <p>La fuente de poder se puede localizar remotamente.</p> <p>Los tratamientos para las emulsiones y corrosión son fáciles de aplicar.</p>	<p>Requiere de al menos un 20% de sumersión para aprovechar la máxima eficiencia de levantamiento.</p> <p>El diseño del sistema es más complejo.</p> <p>Bajo ciertas condiciones la bomba puede cavitatar.</p> <p>Es muy sensible a cualquier cambio en la contrapresión.</p> <p>La producción de gas a través de la bomba provoca una reducción en el manejo de los líquidos.</p> <p>El fluido motriz de aceite tiene peligro de incendiarse</p> <p>Se requiere una alta presión en superficie del fluido motriz.</p>

3.5 Bombeo electrocentrífugo sumergible

El bombeo electrocentrífugo sumergible (BEC) es uno de los sistemas más utilizados hoy en día, un ejemplo donde se puede apreciar el uso extensivo de este sistema es en el campo de Wilmington, ubicado en Long Beach, California. La empresa THUMS Long Beach Company fue creada en Abril de 1965 para perforar, desarrollar y producir el bloque de Long Beach de 6,479 acres ubicada en el campo Wilmington, para lograr el proyecto fue necesario elegir el mejor sistema artificial para aproximadamente 1,100 pozos desviados en un contrato por un periodo de 35 años para cuatro islas artificiales creadas por el hombre y para un sitio en tierra.

Para el proyecto en Long Beach el sistema elegido fue el Bombeo electrocentrífugo gracias a las siguientes ventajas:

- Adaptable para pozos altamente desviados; arriba de los 80°, en pozos horizontales se tiene una excelente eficiencia.
- Adaptable para diferentes tamaños de tubería, para estos pozos las indicaciones requeridas eran de 6 pulgadas.
- Permite utilizar el mínimo espacio para los controles subsuperficiales y asociados a las instalaciones de producción.
- El BEC es un sistema seguro y limpio para las operaciones en costa fuera y a su vez es amigable con el medio ambiente.
- Generalmente se usa para bombear altos volúmenes de fluido; resultado del aumento en los cortes de agua provocados por la presión de mantenimiento y las operaciones de recuperación secundaria.
- Permite la producción del pozo aun cuando se perforan y se trabaja en los pozos vecinos.
- Se puede implementar en operaciones de costa fuera.
- La corrosión se puede combatir fácilmente.
- Los costos de levantamiento para altos volúmenes resultan bajos.

El BEC también tiene sus desventajas o por decirlo de otra manera sus debilidades, algunas se mencionan a continuación:

- El sistema solo puede tolerar un mínimo porcentaje en la producción de sólidos así como de gas, en presencia de este fluido se necesita un separador.
- La energía eléctrica resulta indispensable por ser la fuente de potencia del sistema.
- Resulta impráctico su instalación en pozos someros o de bajo volumen.

- Cambiar el equipo para coincidir con la declinación del pozo resulta muy costoso.
- Los cables se deterioran en condiciones de alta temperatura.
- Costosas operaciones en intervenciones para corregir las fallas de fondo para implementar el BEC.
- Mientras se corrigen las fallas en el fondo del pozo se tiene una pérdida en la producción por el tiempo que el pozo se encuentre cerrado.
- No es adaptable a la producción de bajos volúmenes; menor de los 150 bpd.²⁰
- Mayor tiempo de inactividad cuando se encuentran problemas en la unidad en el fondo del pozo.

Cuando se presentan altos cortes de agua; aproximadamente mayores al 90%²¹ y se desea mantener una producción económica es necesario tener una larga vida del equipo del bombeo electrocentrífugo. Para conseguir dicho objetivo se requieren mejoras y recomendaciones basadas en la experiencia, como las siguientes:

- 1) Especificar nuevas etapas y eje en una bomba reconstruida, no volver a usar las bombas excepto en un caso de prueba.
- 2) Los diseños de la bomba son normalmente "flotados" pero se puede utilizar la compresión para manejar abrasivos o si no se está seguro acerca del gasto, mejorando la flexibilidad del gasto.
- 3) Es recomendable bajos amperajes y motores de alto voltaje.
- 4) Los motores funcionan a 60 °F por encima de la ambiente, se requerirá equipo de alta temperatura en caso de trabajar por encima de los 200 °F.
- 5) Reutilizar motores en pozos fríos si la vida de operación acumulada es menor a los 1,200 días y aprueba la inspección de calidad de prueba.
- 6) Se puede utilizar el uso de elastómeros de alta temperatura siempre y cuando se tenga una justificación.
- 7) Para reducir las fallas en el cable se tienen un buen manejo durante las prácticas así como la elección de un buen cable, se pueden obtener buenos resultados cuando el cable cuenta con una armadura junto con un recubrimiento pesado y se usa un cable con revestimiento de plomo cuando se tienen altos contenidos de H₂S.
- 8) La última generación de controladores de motor recopilar recoger y almacenar datos operativos, y a su vez pueden proporcionar un bloqueo al reinicio durante el bombeo.

Las recomendaciones mencionadas con anterioridad tuvieron efectos positivos para la empresa de THUMS Long Beach Company, como se muestra en la **Figura 3.8** se puede observar la cantidad de equipos utilizados así como el tiempo antes de que un equipo falle (línea color azul) considerándose falla como el motivo por el cual el equipo tenga que ser

recuperado en superficie, fue en aumento a través de los años, en 1983 se tenía un promedio de 320 días pero en el año de 1997 se tuvo un gran aumento hasta llegar a los 1,100 días obteniendo prolongados periodos de producción sin la necesidad de parar.

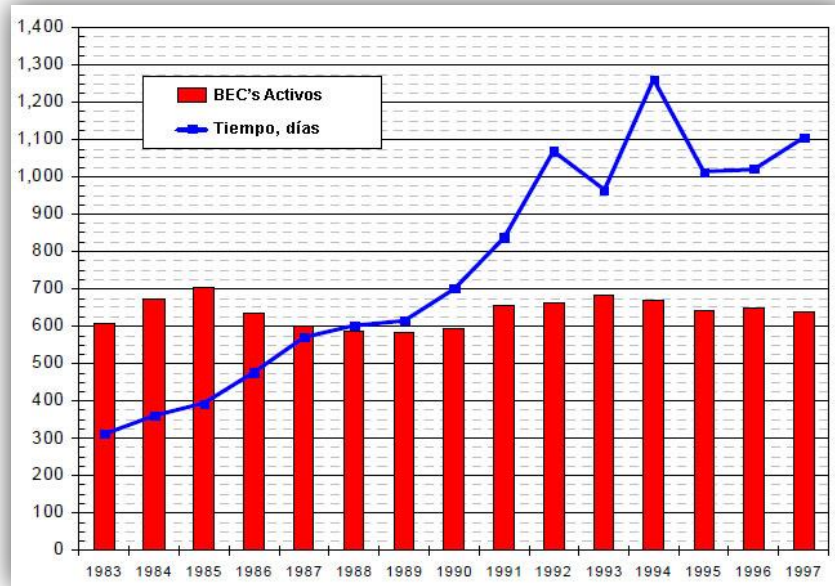


Figura 3.8 Gráfico del tiempo de vida de los equipos de BEC (Modificado de Lea, 1999).

En la **Tabla 3.4** se muestran las condiciones del campo sobre las que los equipos estuvieron trabajando, lo destacable de la tabla es la cantidad de equipos que se utilizaron ya que se instalaron en costa fuera:

Tabla 3.4 Condiciones del campo Wilmington donde se instalaron los equipos (Modificado de Lea, 1999).

Zona	Ranger	Terminal	UP Ford
Costa/costa fuera	Costa fuera	Costa fuera	Costa fuera
Productores activos	439	128	44
Descripción general	Arenas no consolidadas	Arenas poco Consolidadas	Arenas moderadamente consolidadas
Producción por pozo, BPD	200-5,500	120-3,500	40-1,500
Entrada a la bomba			
Presión, psi	100-850	100-850	100-600
Profundidad vertical, pies	2,100-3,200	2,800-4,200	4,100-7,100

Tabla 3.4 Condiciones del campo Wilmington donde se instalaron los equipos (Modificado de Lea, 1999) – Continuación.

Densidad, °API	15	20	28
RGA, pc/bbl	11	35	80
Temperatura, °F	130	160	210
Corte de agua, (%)	94	82.5	80
Viscosidad, cp	80	15	5
Incrustaciones	CaCO, BaSO4 Ligero-grueso	CaCO, BaSO4 Ligero-grueso	CaCO Ligero-grueso
Abrasivos	0-5 %	0-5 %	0-1 %
CO2, ppm	0-4,000	0-4,000	0-2,000
H2S, ppm	0-4,000	0-4,000	0-2,000
Problemas de emulsión	Sí	Sí	Sí
Tamaño de T.R.	8-5/8", 32#	8-5/8", 32#	9-5/8", 40#
Tamaño de liner	6-5/8", 28#	6-5/8", 28#	7", 26#
Terminación	Emp. de grava	Emp. de grava	Emp. de grava
Tamaño de T.P.	2-7/8", 6.4#	2-7/8", 6.4#	2-7/8", 6.4#

En la tabla anterior se puede apreciar que los equipos fueron instalados en arenas no consolidadas, moderadamente consolidadas y poco consolidadas, los aceites a producir varían de ligeros a pesados, los cortes de agua son muy altos y las producciones no son muy altas en las tres zonas analizadas. Cabe mencionar que se obtuvieron resultados positivos en el caso de UP FORD donde se instalaron 44 equipos los cuales estuvieron trabajando en condiciones de alta temperatura y una alta presencia de gas.

En conclusión con la experiencia obtenida y los datos de THUMS Long Beach Company confirman que el bombeo electrocentrífugo sumergible es la mejor opción cuando se planean producir altos volúmenes de fluido, en Long Beach la capacidad de levantamiento fue de 475,000 bpd.²¹

3.6 Análisis del sistema artificial de producción óptimo

En el capítulo 3 se ha hablado de las condiciones sobre las que se puede aplicar cada sistema artificial de producción mencionado anteriormente, a continuación se analizará en detalle cada sistema para observar sus ventajas y sus debilidades en su posible aplicación en los yacimientos de shale oil.

Cada yacimiento contiene características distintas y no se podría aplicar un solo sistema para todos los yacimientos de shale, por eso durante la discusión se abordarán los principales problemas como son las altas declinaciones junto con los respectivos gastos, la operación en pozos horizontales y el manejo de sólidos.

Al concluir la discusión sobre los distintos sistemas artificiales, se llegará a un diagnóstico sobre cuál sería el sistema más óptimo para aplicarse en los yacimientos de shale oil bajo las condiciones mencionadas

3.6.1 Discusión

En los yacimientos de shale oil se habla principalmente de las altas declinaciones que se tienen en las primeras etapas de vida de los pozos, esto a su vez implica los gastos que se puedan presentar durante las diferentes etapas del sistema, teniendo en una etapa temprana altos volúmenes y en las últimas etapas de vida del pozo se presentan bajos volúmenes de producción.

Para comparar los gastos de los sistemas artificiales es necesario establecer curvas de producción para cada sistema, la **Figura 3.9** puede tomarse como un ejemplo del gasto que se puede obtener de cada sistema tomada en el fondo del pozo, cabe aclarar que las curvas pueden variar dependiendo de las condiciones del pozo.

El sistema que mejor se puede adaptar a las condiciones en los yacimientos de shale oil es el bombeo neumático debido a su flexibilidad de cambiar de un bombeo continuo a un bombeo intermitente, el BEC y el bombeo hidráulico tienden a manejar altos volúmenes de fluido siendo una opción en las primeras etapas del pozo y el bombeo mecánico se aplicaría para las etapas finales gracias a su manejo de bajos volúmenes.

Una característica de la explotación de los recursos shale es que los pozos son horizontales para tener un mayor contacto con la zona productora, este puede resultar un problema para los sistemas que requieren una sarta de varillas por las fricciones que se tendrían entre las varillas y la tubería. Un ejemplo es el bombeo mecánico el cual su aplicación se limita a pozos verticales, los demás sistemas pueden aplicarse en pozos horizontales pero la eficiencia varía dependiendo del sistema, el bombeo neumático y el bombeo hidráulico manejan muy poca eficiencia en este tipo de pozos, en cambio el BEC resulta ser muy eficiente para las operaciones en pozos horizontales.

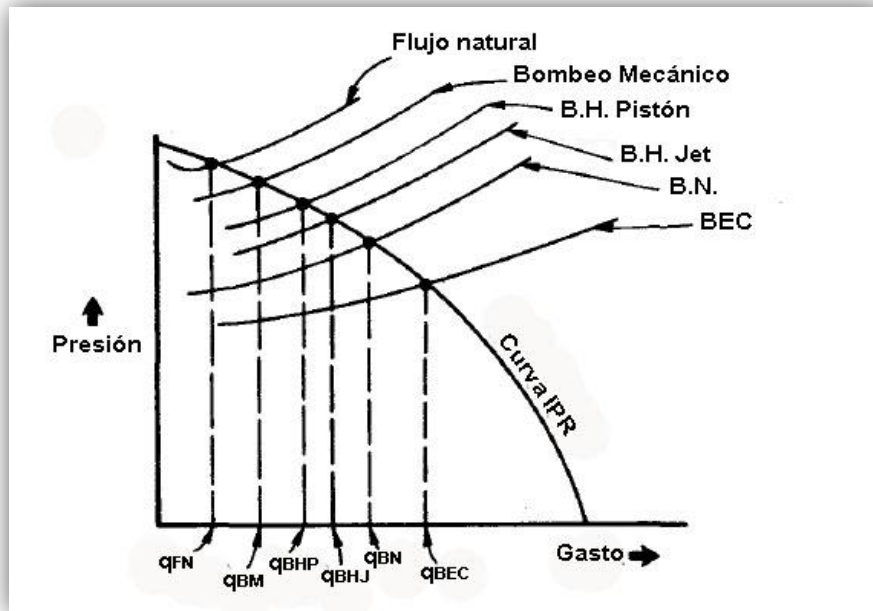


Figura 3.9 Curvas de producción de los sistemas artificiales de producción (Modificado de Brown, 1981).

Cuando un sistema artificial está trabajando en condiciones óptimas se ve reflejado en la vida del sistema y en las fallas que puede llegar a presentar, la producción de sólidos puede llegar a ocasionar problemas en los sistemas artificiales. A pesar de que el bombeo neumático tiene un excelente control de sólidos mientras los otros sistemas resultan ser más susceptibles a la producción de sólidos, los yacimientos de shale oil pueden llegar a tener cantidades pequeñas de sólidos y algunas veces se pueden diluir en los fluidos o resultan ser partículas pequeñas, por lo tanto la producción de sólidos no sería un problema para cualquier sistema que se quiera implementar.

3.6.2 Diagnóstico

De acuerdo a las características analizadas, el sistema artificial de producción que puede aplicarse para los yacimientos de shale oil sería el bombeo electrocentrífugo considerando que su aplicación sería en las primeras etapas de producción.

Al implementar el BEC desde el inicio de la producción se pueden producir altos volúmenes de fluido y las altas producciones de agua que se tienen en las primeras etapas

no resultarían un problema para este sistema, al tener una baja producción de sólidos el sistema se mantendría operando en buenas condiciones sin afectar su rendimiento.

No se tiene ningún problema con el sistema cuando se implementa en pozos horizontales sin dejar de mencionar que gracias a su configuración su eficiencia en este tipo de pozos resulta ser alta y gracias a su habilidad de minimizar la presión de fondo del pozo puede incrementar la vida del pozo así como disminuir las caídas de presión que se tendrían con un flujo natural, como se muestra en la **Figura 3.10** cuando se tiene produciendo con flujo natural la presión como el gasto decaen súbitamente en un periodo aproximadamente de un año y después de eso se llega a una estabilidad, mientras que el BEC puede ayudar a disminuir esas caídas en el mismo período de tiempo, por lo que es uno de los métodos a considerar para incrementar la rentabilidad en los yacimientos de shale oil.

Un inconveniente que se puede presentar en el sistema es cuando los pozos comienzan a declinar y los gastos comienzan a disminuir drásticamente, para combatir esta problemática se puede utilizar una estrategia de dos sistemas artificiales de producción, es decir, una vez que los pozos declinan cambiar el BEC por otro sistema que se adecue a las condiciones del pozo como podría ser el bombeo mecánico.

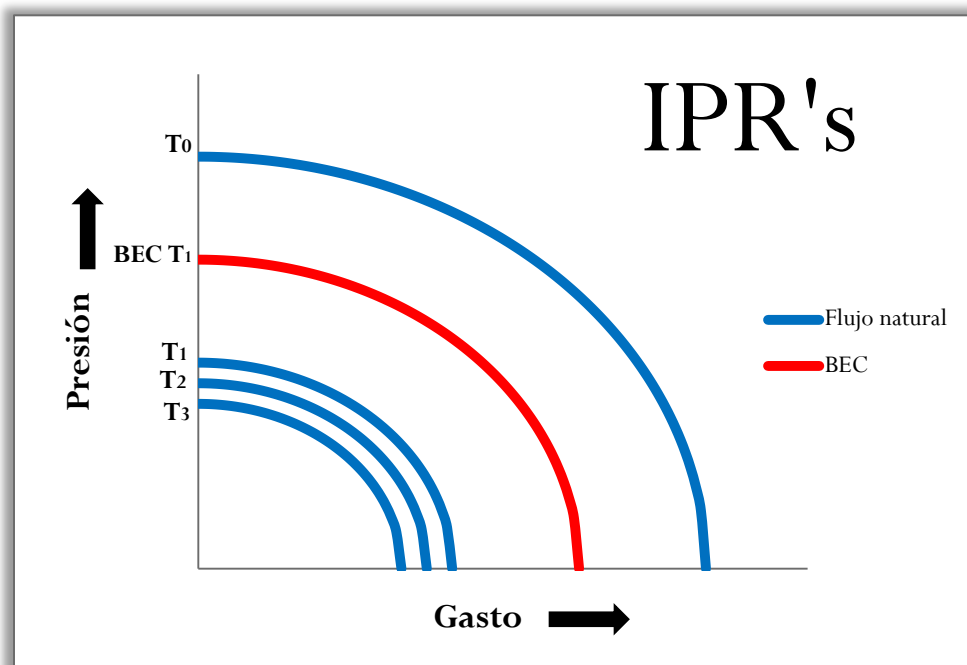


Figura 3.10 Curva de producción del flujo natural y BEC en shale oil.

Así mismo si se desea implementar el sistema artificial de producción en las etapas posteriores al flujo natural, se puede instalar un bombeo mecánico, un bombeo neumático o en caso de seguir teniendo altos cortes de agua se podría instalar un BEC teniendo siempre en cuenta que para complementar cualquier estrategia se necesitaría realizar un estudio económico donde se analizará si es viable implementar un segundo sistema artificial o implementarlo hasta las etapas de declinación.

Bibliografía Capítulo 3

19. F. Lea, James, V. Nickens, Henry. "Selection of artificial lift". SPE. 1999
20. E. Brown, Kermit. "Overview of artificial lift systems". Journal of Petroleum Technology. SPE. University of Tulsa. 1981
21. Neely Buford. "Selection of artificial lift method". SPE. 1981.
22. N. Khan, L. Ganzer. "An integrated life-time artificial lift selection approach for tight/shale oil production". SPE. 2014
23. Kabir C.S., Rasdi F., Igboalisi B. "Analyzing production data from tight oil Wells". SPE. 2011
24. Ambrose, Ray J., Clarkson C.R., Youngblood, Jerry. "Life cycle decline curve estimation for tight/shale gas reservoirs". SPE. 2011
25. Rojas Rodríguez, Daniel. "Desarrollos de shale gas y perspectivas de explotación". UNAM. México. 2012

Capítulo 4. Manejo de la producción de agua por medio de sistemas artificiales de producción para shale gas

Los yacimientos no convencionales de shale gas se han convertido en los últimos años en una parte importante de los recursos en todo el mundo pero especialmente en Estados Unidos debido a que gran parte de la producción de gas proviene de los yacimientos no convencionales, por lo tanto la habilidad de encontrar y explotar este tipo de yacimientos resulta ser benéfico en una era donde los precios del aceite y gas se encuentran en constante aumento.

El énfasis que se le ha puesto a los recursos en los yacimientos de shale ha llevado a las principales compañías a unirse en el desarrollo de las nuevas tecnologías llevando a cabo nuevos análisis de las posibles soluciones entre las cuales se tienen en consideración los sistemas artificiales de producción.

Los sistemas artificiales de producción son considerados para implementarse en los pozos de shale gas gracias a su capacidad para manejar diversos gastos mientras que algunas de las soluciones convencionales para combatir los problemas causados por la producción de líquidos están diseñadas para pozos de baja productividad (menos de 60 Mpc por día³²), esto puede resultar problemático para los pozos de shale debido a las altas tasas de producción y la cantidad de agua producida.

Con el fracturamiento hidráulico las producciones de agua manejadas se incrementan drásticamente debido a los miles de barriles inyectados para cada etapa de estimulación, por lo tanto el manejo de la producción de agua se convierte en un tema crucial para los yacimientos de shale gas. En la mayoría de los pozos de gas los problemas de carga se pueden presentar en las etapas finales de producción, pero al inyectarle agua a los pozos de shale para comenzar la producción los problemas de carga los podemos encontrar desde las primeras etapas.

Por lo tanto el lograr remover el agua de los pozos de shale gas se convierte en la clave para obtener la mayor recuperación posible y los sistemas artificiales de producción presentan una alternativa eficiente para solucionar este problema. El siguiente análisis puede servir como una guía para seleccionar algún sistema artificial, no obstante cada pozo puede contar con características distintas y se debe realizar un análisis del yacimiento así como de los sistemas artificiales antes de implementarlos para lograr obtener la mayor eficiencia posible.

4.1 Efectos del agua en los yacimientos de gas

Durante la explotación de algún pozo es común tener una producción de agua, conforme se desarrolla el yacimiento el agua tenderá a presentarse en mayor volumen disminuyendo la producción de aceite, gas o ambos. La presencia de agua puede representar un beneficio en los yacimientos de aceite, un ejemplo de esto es la presencia de algún acuífero el cual puede significar un mecanismo de empuje extra por lo tanto ayudará a desarrollar el yacimiento y obtener una mayor producción, pero a su vez puede representar una desventaja porque el agua se puede canalizar a través de fracturas porque tiene una movilidad superior que el aceite y obtener únicamente producciones de agua.

En los yacimientos de gas la presencia de líquidos representa uno de las principales retos durante la producción; se puede tener la presencia de agua o condensados, el problema surge debido a que se puede acumular un cierto volumen de líquido en el fondo del pozo cuando el gas no tiene la energía o la capacidad para levantar y descargar los líquidos en superficie, en esos casos el líquido creará una columna en el fondo del pozo ejerciendo una contrapresión en la formación.

Analizar el tipo de gas a producir ayuda a determinar si se puede llegar a presentar algún tipo de líquido en forma de condensado independientemente del agua de formación, en el caso del gas seco no se tendrá presencia de condensados. La **Figura 4.1** muestra el diagrama de fase del gas seco, el cual a pesar de disminuir la presión y temperatura nunca entra en la región de dos fases, manteniéndose siempre en fase gaseosa.

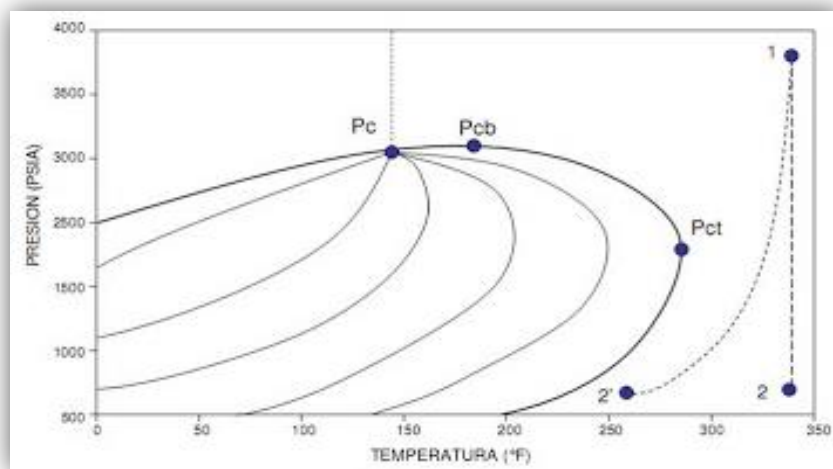


Figura 4.1 Diagrama de fase del gas seco (Guevara, 2009).

La **Figura 4.2** muestra el diagrama de fase del gas húmedo, se puede apreciar que conforme se disminuye la presión y temperatura se entra en la región de dos fases, pero la característica distintiva del gas húmedo es que siempre en el yacimiento se mantendrá en un estado gaseoso, el problema con los líquidos se presentará a lo largo de la tubería.

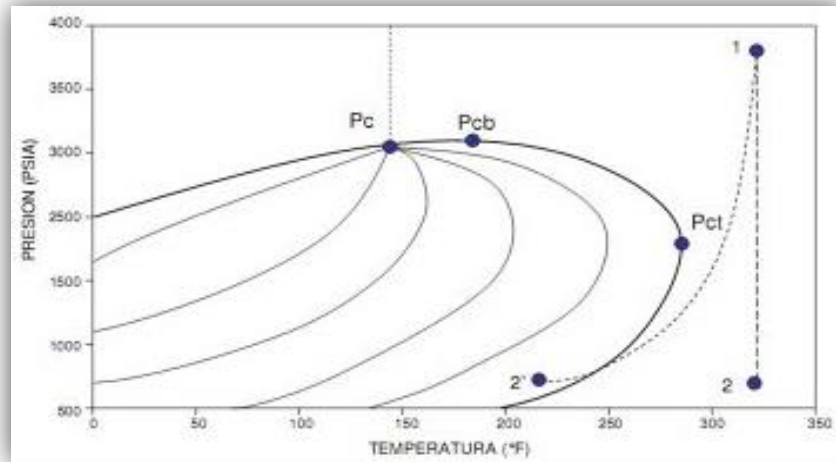


Figura 4.2 Diagrama de fase del gas húmedo (Guevara, 2009).

La **Figura 4.3** muestra el diagrama de fase del gas y condensado, para este diagrama se observa que se puede estar dentro de la región de dos fases desde el yacimiento, la presión del yacimiento determinará dicho factor, en caso de que la presión del yacimiento sea menor a la presión de rocío se estará en la región de dos fases desde el yacimiento, pero en caso que la presión de yacimiento sea mayor a la presión de rocío en el yacimiento se mantendrá únicamente en un estado gaseoso y conforme disminuyan las condiciones de presión y temperatura se tendrá presencia de condensados.

En los yacimientos de shale gas este tipo de estudio no tiene gran relevancia, se sabe que el fracturamiento hidráulico es uno de los avances tecnológicos para desarrollar los yacimientos de shale, pero para cada etapa de estimulación se usan cantidades de agua alrededor de 10,000 barriles para crear, desarrollar y mantener la conectividad de la red de fracturas³⁰, por lo tanto en cualquiera que sea el caso se tendrá presencia de líquidos.

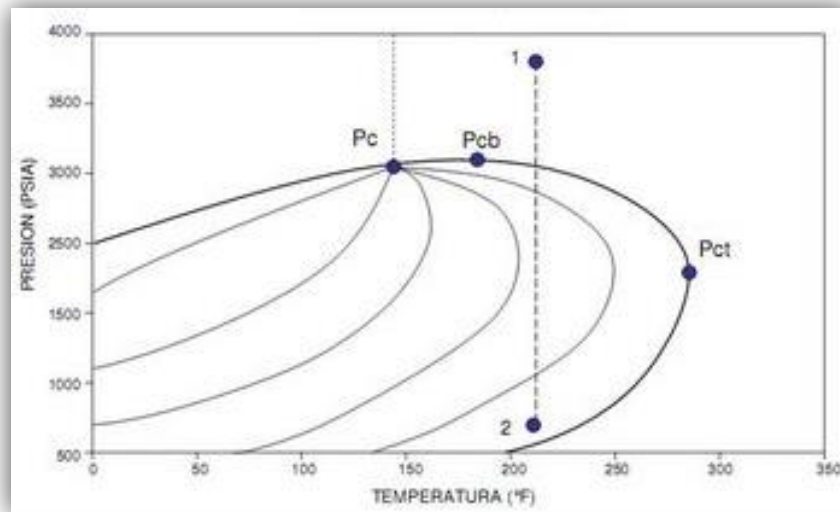


Figura 4.3 Diagrama de fase del gas y condensado.

La producción de grandes cantidades de agua bombeada afecta la vida de los pozos de shale gas desde las primeras etapas y los métodos para manejar la producción de agua tienen que ser considerados como un aspecto crucial para el desarrollo de los pozos de shale gas. Como consecuencia de la declinación de la producción del yacimiento, se reduce el gasto del gas al punto donde el gas no cuenta con la energía para transportar el agua a la superficie y gracias a ello el agua se comienza a acumular, este fenómeno afecta el rendimiento de los pozos y también puede crear la posibilidad de generar problemas de corrosión.

4.1.1 Métodos para solucionar la carga de líquido

La carga de líquido es algo que afectará a los yacimientos de shale, por eso es importante conocer o determinar cuáles serían las posibles soluciones para este tipo de problemáticas, entre las soluciones que se han dado a los pozos de gas se encuentran las siguientes:

a) Inyección de reactivos químicos o barras espumantes.

Los reactivos químicos o barras espumantes tienen una función similar debido a que son soluciones surfactantes; agentes de humectación que disminuyen la tensión superficial de un líquido, permiten la dispersión y bajan la tensión interfacial entre dos líquidos. Por lo tanto se utilizan los reactivos químicos y las barras espumantes para propiciar la formación

de espumas dentro del pozo, convirtiendo la columna líquida formada en el fondo del pozo de corta longitud en una columna espumosa de una mayor longitud, permitiendo que dicha columna llegue a la superficie y se descargue de una manera parcial o totalmente.

La inyección de reactivos químicos o barras espumantes puede ser de una manera intermitente o incluso continua, para realizar la inyección se puede introducir a través de:

- **Espacio anular:** no se requiere algún tipo de tubería para realizar la inyección de los productos químicos, lo cual ahorraría costos pero la eficiencia de la inyección se podría ver afectada.
- **Tubería flexible:** la tubería flexible se inserta dentro de la tubería de producción y a través de ella se puede realizar la inyección del producto químico, tiene límites elásticos pero resulta una buena opción cuando se quiere inyectar en pozos desviados.
- **Tubería capilar:** se instala un tubo capilar de acero inoxidable dentro de la tubería de producción el cual sirve como medio para inyectar en profundidad un producto químico, la principal diferencia con la tubería flexible es que se pueden manejar tuberías con diámetros menores.

b) Mini compresores a boca de pozo.

El método se trata de instalar un compresor de baja potencia como se muestra en la **Figura 4.4** para bajo caudal y para presiones de succión de hasta presión atmosférica, la instalación se efectúa lo más cerca del posible a la cabeza de pozo y para el conexionado se hace a través de mangueras, logrando evitar los codos de 90 grados así como cualquier otro tipo de restricción.

El objetivo es generar un centro de baja presión permanente en superficie lo cual producirá una disminución en la presión de fondo fluyente, consecuentemente con la anterior reducción, se incrementará la diferencial de presión entre la presión estática de fondo y la presión de fondo fluyente otorgándole mayor energía al fluido para transportarlo a la superficie.



Figura 4.4 Mini compresor conectado a boca de pozo mediante mangueras flexibles (EPA, 2011).

c) Sartas de velocidad.

La tubería de velocidad es una tubería de menor diámetro la cual incrementa la velocidad del gas removiendo la columna de líquido formada incluso con producciones de gas muy bajas, logrando en algunos casos explotar los pozos hasta su agotamiento. El área de la sección transversal del conducto por el cual se produce el gas determina la velocidad de flujo, al instalar una sarta de velocidad el área de la sección transversal de flujo se reduce y se incrementa así su velocidad para remover los líquidos.

En la **Figura 4.5** se muestra la instalación de una sarta de velocidad donde ésta se encuentra en contacto con los fluidos a producir, para insertar la sarta se requiere de un equipo para retirar la tubería de producción y colocar en el pozo la sarta de menor diámetro. Un estudio realizado en 2004 estimó que la velocidad del gas debe de ser por lo menos de 5 a 10 pies/seg para retirar de forma efectiva los hidrocarburos del pozo, y de 10 a 20 pies/seg para remover el agua de producción, para ello se requiere el cálculo correcto del diámetro de la tubería para lograr la velocidad necesaria para las presiones entrantes y salientes de la de tubería.⁶

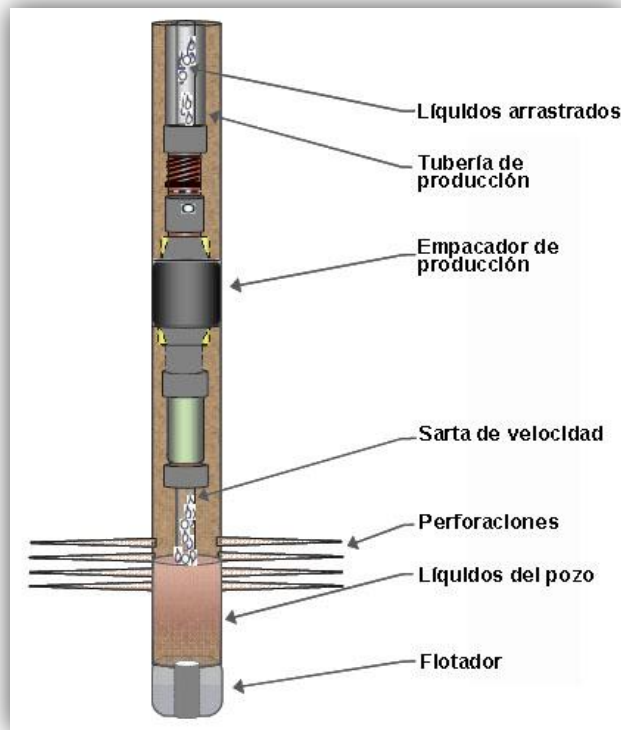


Figura 4.5 Componentes de la instalación de una sarta de velocidad (Modificado de EPA, 2011).

d) Sistemas artificiales de producción.

Algunos sistemas artificiales de producción se pueden usar para remover principalmente los líquidos de los pozos de gas, la ventaja que se puede llegar a tener con los sistemas artificiales es que se pueden usar en conjunto con los agentes químicos o las barras espumantes, mejorando la eficiencia del sistema utilizado.

Los sistemas artificiales que utilizan una bomba subsuperficial (bombeo mecánico, BEC, bombeo hidráulico y PCP) tienen buenos resultados al descargar los líquidos en los pozos de gas, lamentablemente utilizar estos sistemas en los pozos de gas puede no ser la mejor opción a elegir y resultar en altos costos, algunas de las razones que limitan a estos sistemas son³¹:

- 1) **Producción de sólidos:** un gasto bajo en la producción del líquido puede ser insuficiente para transportar los sólidos a la superficie, por lo tanto la velocidad de producción del líquido tiene que estar por arriba de la velocidad de asentamiento

de los sólidos y será necesario mantener a los sólidos lejos de la bomba para evitar daños.

- 2) **Interferencia de gas:** en caso de que la bomba no se instale por debajo de los disparos se deberá instalar un separador de gas para evitar que el gas entre a la bomba.
- 3) **Geometría del pozo:** la geometría del pozo puede representar un gran reto al querer instalar por ejemplo un bombeo mecánico debido al equipo ocupado.

Debido a las limitantes que se tienen en los sistemas artificiales con bomba subsuperficial, a continuación se analizarán algunos de los sistemas artificiales que se usan mayormente en los pozos convencionales de gas para descargar los líquidos que se puedan acumular, dándoles un enfoque hacia los yacimientos de shale gas, estos son:

- Bombeo neumático.
- Émbolo viajero.

4.2 Bombeo Neumático

El bombeo neumático es uno de los sistemas artificiales de producción más usados para descargar los líquidos en los pozos de gas, debido a que la inyección continua de gas logra aligerar la columna y se puede producir de manera continua tanto el gas como el líquido en un solo conducto, sin mencionar que se tiene una mayor disposición del gas al estar explotando este tipo de pozos.

Una de las características que hacen resaltar al bombeo neumático es su amplia flexibilidad hablando acerca de las condiciones de producción, es decir, el sistema puede ser fácilmente cambiado de un bombeo continuo a un bombeo intermitente así como puede implementarse en combinación con otros sistemas, para los yacimientos de gas se utiliza en combinación con el émbolo viajero para aumentar su eficiencia y obtener una mayor producción.

Entre otras ventajas que se han mencionado del bombeo neumático se destacan:

- Su aplicación en pozos desviados y horizontales.
- Su buen manejo en la producción de sólidos.
- El lograr producir altos volúmenes de fluido.
- Su aplicación en costa fuera.

Al explotar los pozos de shale gas se tiene en cuenta las dos tecnologías que se han desarrollado para este tipo de yacimientos; fracturamiento hidráulico y la perforación horizontal. Como se sabe al estimular los yacimientos de shale se utilizan altos volúmenes de agua y es cuando el bombeo neumático se tiene en mayor consideración debido a que el sistema se puede adaptar para arrancar los pozos después de haber realizado los trabajos de fracturamiento gracias a que puede manejar grandes gastos de líquido.

La efectividad que se puede tener en los yacimientos de shale implementado el bombeo neumático se muestra en la **Figura 4.6**, en la cual podemos observar que en las primeras etapas se producían grandes cantidades de gas a través del espacio anular, pero al irse reduciendo la presión del yacimiento la producción comenzó a decaer severamente, por lo que se optó cerrar el espacio anular y producir únicamente por la tubería de producción para aumentar la velocidad del gas, pero el gasto del gas continuó descendiendo hasta llegar por debajo de la velocidad crítica lo cual produjo que el agua comenzara a acumularse y se propuso inyectar gas en la tubería para elevar los fluidos, y como se puede observar en la gráfica se pudo mantener de una manera más estable la producción del gas.

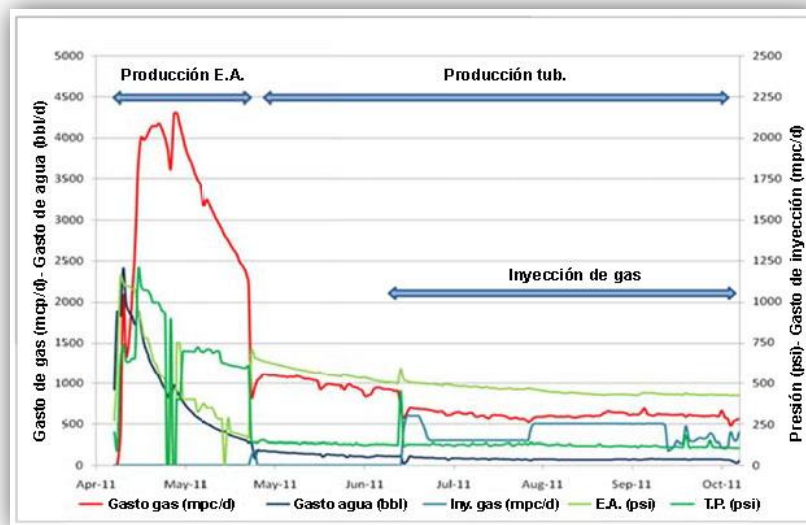


Figura 4.6 Implementación del bombeo neumático en un pozo de shale gas (Modificado de Farina, 2012).

La producción en pozos horizontales limita el uso de los sistemas artificiales de producción por lo que el bombeo neumático y el émbolo viajero resultan ser las opciones principales, en la mayoría de los sistemas que requieren de una bomba subsuperficial como el BEC o el

bombeo mecánico requieren de cierta protección y se tienden a instalar debajo de los disparos para evitar problemas con el gas producido, pero en los pozos horizontales este tipo de configuración no se puede implementar ya que se tienen problemas con la interferencia del gas en la bomba.

4.4.1 Espumas

El comportamiento del flujo multifásico en un conducto vertical se puede categorizar en un número de regímenes de flujo básicos, determinados por las velocidades de las fases (gas y líquido) así como sus respectivas cantidades en la corriente de flujo.

Un pozo de gas con alto gasto (alta velocidad) es capaz de elevar líquidos continuamente hasta la superficie en un flujo neblina, en este tipo de régimen la fase del gas es continua y la mayoría del líquido es arrastrado por el gas en forma de niebla mientras que las paredes de la tubería son recubiertas con una película de líquido, sin embargo el gradiente de presión lo determina principalmente el flujo de gas.

Con la disminución de la velocidad del gas el régimen de flujo se convierte en un flujo intermitente en el cual grandes gotas de líquido se encuentran presentes en el gas y la disminución de la producción del gas causa que se presente un régimen de flujo tipo bache, en donde las burbujas del gas se expanden a medida que suben a través de la tubería convirtiéndose en burbujas más grandes conocidas como baches.

El líquido que es transportado junto con los baches formados puede regresar al fondo del pozo e incrementar el gradiente de presión y al encontrarse en dicha situación, el pozo puede seguir produciendo grandes cantidades de gas siempre y cuando el yacimiento proporcione la energía necesaria para elevar los fluidos pero la producción puede volverse un poco inestable, y un pequeño incremento en la contrapresión puede matar al pozo. En el momento cuando la tubería se encuentra más o menos llena de líquido y solamente unas pequeñas burbujas de gas se producen en la superficie, se dice que el pozo se encuentra en un régimen de flujo de tipo burbuja y si no se toman acciones en esta situación la columna de fluido en el pozo crecerá hasta que la presión hidrostática del líquido mate al pozo, parando completamente la producción.

Las espumas tienen la capacidad para descargar la columna de líquido del pozo mediante la reducción de la mínima velocidad del gas requerida para elevar el líquido, como lo describe el modelo de Turner (Turner, 1969). Este modelo, se basa en el hecho de que en

un flujo de niebla actúan dos fuerzas, en cada gota de líquido, la fuerza de arrastre y la fuerza de gravedad.

Cuando la velocidad del gas disminuye la fuerza de arrastre también se ve afectada y comienza a disminuir, cuando la fuerza disminuye lo suficiente para estar en balance con la fuerza de gravedad las partículas de líquido no tienen la capacidad para moverse en la corriente de gas y se comienzan a acumular en la tubería del pozo. La mínima velocidad requerida para transportar los líquidos fuera del pozo se conoce como la velocidad crítica y los principales parámetros que la afectan son las densidades y la tensión superficial del líquido.

Las espumas reducen la velocidad crítica, es decir, reducen la velocidad mínima requerida para descargar los líquidos cambiando las propiedades físicas del líquido transportado; la actividad superficial de las espumas reduce la tensión superficial del líquido facilitando la dispersión de las burbujas de gas en el líquido logrando disminuir la densidad total del líquido. Esto resulta en una mezcla de baja densidad que puede ser elevada más fácilmente por la propia energía del pozo.

Las espumas se pueden usar como apoyo para el bombeo neumático, la aplicación se basaría en sustituir una parte del gas que se inyecta al pozo con la aplicación de espumas, con lo cual se intenta reducir los costos del bombeo neumático además de incrementar la producción del gas. Dependiendo del tipo de terminación que se tenga en el pozo se pueden utilizar distintos métodos para inyectar los agentes espumantes.

- **Sin empacador:** para los pozos que tienen una terminación sin un empacador se puede bombear continuamente por la tubería con la ayuda de una línea de inyección instalada para prevenir problemas con la corrosión, es un método que resulta bastante flexible y sobre todo barato debido a que en superficie solo se necesitaría un tanque y una bomba. En la **Figura 4.7**, la imagen del lado izquierdo muestra una bomba para inyectar la espuma mientras que la imagen del lado derecho muestra los tanques de almacenamiento para las espumas y la bomba como el tanque conforman la línea de inyección que se utilizaría para inyectar el químico.



Figura 4.7 Componentes que conforman la línea de inyección (Farina, 2012).

- **Con empacador:** cuando se tiene la terminación con un empacador la opción sería utilizar un tubo capilar, los cuales son tubos bastante pequeños de acero inoxidable. Esta solución puede ser más costosa comparada con la línea de inyección pero la ventaja de utilizar un tubo capilar es que se puede aplicar la dosis óptima en el punto de inyección óptimo. En la **Figura 4.8** se puede apreciar en la imagen del lado derecho un tubo capilar de acero y en la imagen de la izquierda la instalación del tubo capilar en el pozo.



Figura 4.8 Imágenes de un tubo capilar y su instalación en pozo (Farina, 2012).

Las espumas se han usado como un método para descargar líquidos en los pozos de gas, en la mayoría de los casos resulta ser bastante costosa la aplicación de estos químicos y en los yacimientos de shale gas donde se tienen inversiones iniciales bastantes altas tanto por la perforación y por el fracturamiento hidráulico no resultaría económico utilizar las

espumas como la única opción, a pesar de eso los resultados terminan siendo favorables, en la **Figura 4.9** se muestra una gráfica donde se aplicó únicamente espumas para tratar las cargas de líquidos, en la gráfica se aprecia que en el momento de la aplicación se aumentó la producción de gas aproximadamente 130 Mpcd, si utilizamos las espumas para auxiliar al bombeo neumático se podría tener un resultado bastante favorecedor sin embargo, se requiere hacer estudios de campo para determinar el mejor método de inyección así como el mejor producto químico.

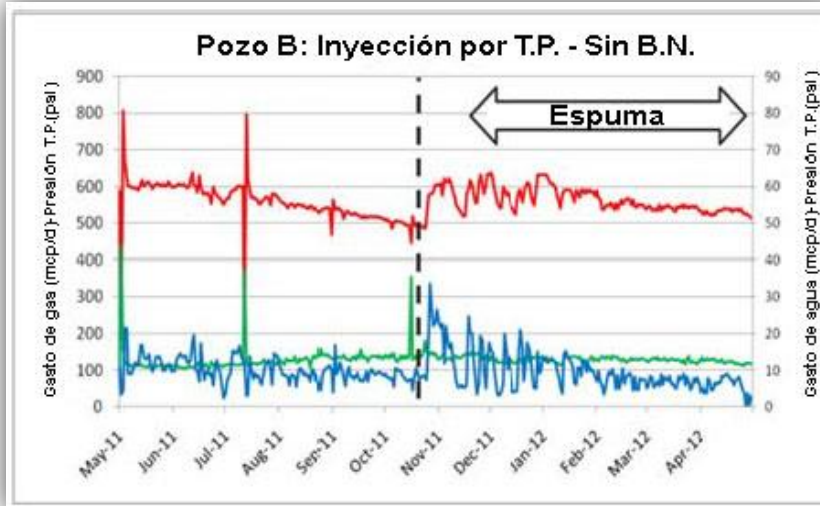


Figura 4.9 Gráfica de la utilización de espumas sin bombeo neumático (Modificado de Farina, 2012).

4.3 Émbolo viajero

El émbolo viajero es un sistema artificial de producción que se caracteriza por tener un émbolo que viaja a lo largo de la tubería realizando ciclos, el émbolo junto con el líquido acumulado arriba del émbolo son empujados a la superficie por la presión acumulada abajo del émbolo, la cual es suministrada por el yacimiento. Por lo tanto el émbolo viajero resulta bastante eficiente al usar la energía del yacimiento para remover los líquidos acumulados en el fondo del pozo. Sin embargo, el proceso del sistema es complejo y puede llegar a ser difícil de diseñar y analizar.

Durante los ciclos del émbolo usualmente se presentan cambios en la presión de fondo fluyente y una de las principales suposiciones del sistema es que el comportamiento del yacimiento puede ser descrito como estable, pero para los yacimientos de shale pueden

durar largos periodos de tiempo para que se pueda considerar estable su comportamiento, por eso se requiere realizar un buen modelo y considerar todos los factores que puedan influir en el sistema.

Para entender y modelar mejor el sistema el ciclo del émbolo viajero se puede dividir en tres etapas:

a) Etapa de ascenso.

En el inicio de esta etapa el pozo se mantiene cerrado, el émbolo se encuentra en el fondo del pozo y el agua acumulada arriba del émbolo. La etapa de ascenso comienza cuando se abre la línea de flujo en la cabeza del pozo y terminará cuando el émbolo haya ascendido hasta alojarse en el lubricador en superficie.

Durante esta etapa el émbolo y el bache de agua acumulada encima de éste se mueven juntos por lo que se les podría considerar como una sola unidad, y se hace la suposición de que se trata de una interfaz perfecta, impidiendo que el agua acumulada resbale y se pueda filtrar hacia el fondo del pozo así como el gas no pueda pasar a través del émbolo.

Cuando se abre la válvula en superficie, se produce el gas que se encuentra arriba del bache de agua acumulada lo que provoca una reducción de la presión en la cima del bache mientras que los fluidos siguen entrando a la tubería por debajo del émbolo proporcionando una diferencial de presión a lo largo de toda la tubería, la cual es la fuerza impulsora que causa que el émbolo se desplace hacia a la parte superior.

En la **Figura 4.10** se observan las fuerzas que interactúan en el sistema, las cuales incluye: la presión del gas arriba del bache, la presión del gas abajo del émbolo, la fricción de la tubería con el bache y el émbolo.

Los fluidos que entran por el fondo de la tubería son los que proporcionan la presión para elevar el sistema, el agua que entra a la tubería por debajo del émbolo se acumulará en el fondo y se logrará producir en los siguientes ciclos del émbolo o en caso de que el gas cuente con la suficiente energía para desplazarlo, pero en caso de que el gas o el agua puedan desplazarse de regreso al yacimiento o al espacio anular se puede controlar instalando una válvula de pie en el fondo de la tubería.

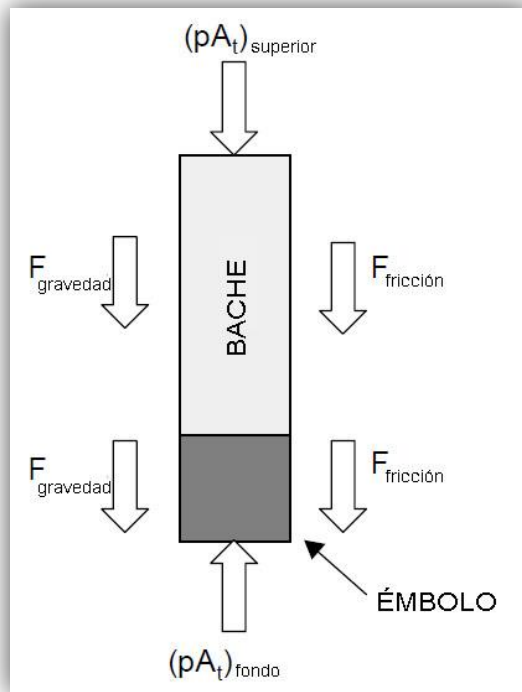


Figura 4.10 Esquema de las fuerzas que interactúan en el émbolo viajero (Modificado de Maggard, 2000).

b) Etapa de producción.

La etapa de producción se conoce como un periodo de flujo, donde la alta presión del gas empuja al bache de agua acumulada y el émbolo se aloja en el lubricador dando paso a los fluidos que se encontraban debajo del émbolo permitiéndole al pozo que continúe produciendo por un determinado tiempo. Durante la etapa de producción se tendrán las mismas condiciones que la etapa de ascenso, con una presión específica en la cabeza del pozo limitada por un gasto máximo de producción de gas.

Si la producción del gas durante esta etapa se encuentra arriba de la velocidad crítica de la producción del gas, entonces el agua acumulada en la tubería podrá ser removida sobre una base distribuida. La corriente de gas al estar por encima de la velocidad crítica tiene la capacidad para remover el agua de la tubería, por lo tanto la velocidad a la cual el agua es removida no dependerá de la distribución que se tenga del gas y el agua.

Pero al contrario, si la producción del gas se encuentra por debajo de la velocidad crítica durante la etapa de producción, el agua no podrá ser removida del fondo del pozo y se tendrá una menor producción de gas, debido a que toda el agua que entre por el fondo

del pozo se acumulará en el fondo de la tubería, provocando que se incremente la presión de fondo fluvente reduciendo el aporte que se pueda tener de gas por parte del yacimiento.

c) Etapa de acumulación.

Al final de la etapa de producción se cierra la válvula superficial y el émbolo regresa al fondo de la tubería, por lo tanto la duración de la etapa de acumulación abarca desde que se suelta el émbolo y se instala en el fondo del pozo hasta que se vuelve a generar la presión de gas suficiente para elevar el émbolo, y el ciclo comenzará de nuevo una vez que la etapa de acumulación termine.

La mínima duración de la etapa de acumulación debe permitir que el émbolo llegue al fondo del pozo con el fin de levantar cualquier cantidad de agua acumulada, Abercrombie indico que valores razonables de las velocidades que debe tener el émbolo durante el descenso al atravesar el gas son de 1,000 pies/minuto y al atravesar el agua son de 172 pies/minuto.²⁶

Los resultados del modelo propuesto por Marcano y Chacin²⁶ indica que un tiempo de ciclo de viaje del émbolo más corto resulta en un gasto mayor en la producción de gas y agua, por lo tanto si se pretende el tiempo mínimo del ciclo se deberá omitir la etapa de producción y tener el periodo más corto de acumulación permitido. Sin embargo, debe aclararse que Marcano y Chacin en el modelo consideraron pozos con una alta RGA cuando se hizo la anterior observación.

Una interpretación de los resultados de Marcano y Chacin para la aplicación en pozos de gas con carga de agua podría ser que teniendo el tiempo mínimo del ciclo se puede maximizar la cantidad de agua que se puede extraer del pozo con el émbolo viajero, esto resulta razonable cuando se considera que se utiliza la cantidad máxima de la energía del yacimiento para remover el agua y usar a la vez el mínimo periodo de acumulación para obtener la mínima acumulación de agua posible. Sin embargo, cuando se consideran pozos de gas no significa que al usar el tiempo mínimo del ciclo siempre resultará en la más alta producción promedio de gas, especialmente si es posible fluir por arriba la velocidad crítica una vez que el agua acumulada haya sido removida del pozo.

En la **Tabla 4.1** se enlistan las ventajas y desventajas que se tienen del émbolo viajero:

Tabla 4.1 Ventajas y desventajas del émbolo viajero (Modificado de Maggard, 2000).

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> • Se puede instalar y recuperar sin la necesidad de sacar la tubería de producción. • Bueno para pozos de bajo gasto. • Se puede operar de manera continua. • Se puede considerar el método más económico para descargar líquidos. • Mantiene el pozo libre o permite una cantidad mínima de parafinas. • Se puede usar en conjunto con el bombeo neumático intermitente. 	<ul style="list-style-type: none"> • Requiere mayor supervisión para ajustarlo correctamente o usar un buen controlador. • Si el émbolo asciende a gran velocidad causa daños y provoca situaciones de peligro. • La arena se pega al émbolo, requiriendo equipo especial. • Eventualmente con el agotamiento del pozo el sistema dejará de funcionar debido a la falta de energía pero se puede alargar la vida del sistema con el uso del gas.

En conclusión el émbolo viajero resulta ser un sistema artificial de producción que puede ser adaptado para los yacimientos de shale gas pero es necesario estudiar tanto las condiciones del yacimiento como las etapas de operación del sistema artificial para lograr descargar eficientemente los pozos y evitar los problemas con la producción de sólidos y las velocidades de producción, logrando obtener las producciones deseadas.

4.4 Análisis del sistema artificial óptimo para el control de la producción de agua

Los yacimientos de shale gas se han convertido en una de las principales reservas mundiales, a pesar de ello la explotación de estos recursos sigue siendo un tema abierto donde se sigue investigando y generando nuevas técnicas para obtener una producción cada vez más eficiente.

En los pozos de shale gas se tendrán problemas con la producción de agua desde el momento en que se comienza la producción debido a las grandes cantidades de volumen que se inyectan para realizar los procesos de fracturamiento, esto nos indica que a pesar

de encontrar condesados durante la producción el principal problema que se tiene que atacar es el agua presente durante la explotación.

Analizar, discutir y determinar cuál de los sistemas artificiales de producción puede ofrecer la mejor solución tanto técnica como económica en cuanto a los problemas relacionados con las carga de líquidos, resultará en una explotación más eficiente. A continuación se analizarán los datos dados en el capítulo para determinar qué sistema puede llegar a ser la solución para aplicarse en los pozos de shale gas.

4.4.1 Discusión

En el capítulo solo se analizaron dos sistemas artificiales; el bombeo neumático y el émbolo viajero, esto se debe que a pesar de que los sistemas artificiales que utilizan una bomba subsuperficial pueden descargar los líquidos de una manera más eficiente que cualquier otro sistema, la interferencia de gas termina siendo un factor determinante. El BEC es un sistema que se propuso para implementarse en los pozos de shale oil, gracias a que la producción de sólidos no representan un problema y su eficiencia en pozos horizontales resulta ser bastante alta, pero para los pozos de shale gas instalar el BEC podría ser más perjudicial que benéfico, esto se debe a que el sistema debería instalarse por debajo de los disparos para evitar que el gas entre a la bomba pero los pozos de shale gas son horizontales, por lo tanto el sistema se tiene que instalar antes de los disparos y es casi imposible evitar que el gas entre al sistema.

En la **Figura 4.11** se muestra una gráfica de la producción de gas y liquido de un pozo de gas, en la cual se instaló en un principio un sistema de bombeo mecánico para descargar los líquidos, seis meses después de su instalación la bomba falló lo cual generó una gran baja en la producción, se reparó la bomba pero en menos de dos meses volvió a fallar la bomba y al final se tomó la decisión de instalar un bombeo neumático con lo que la producción aumento como se puede observar en la gráfica.

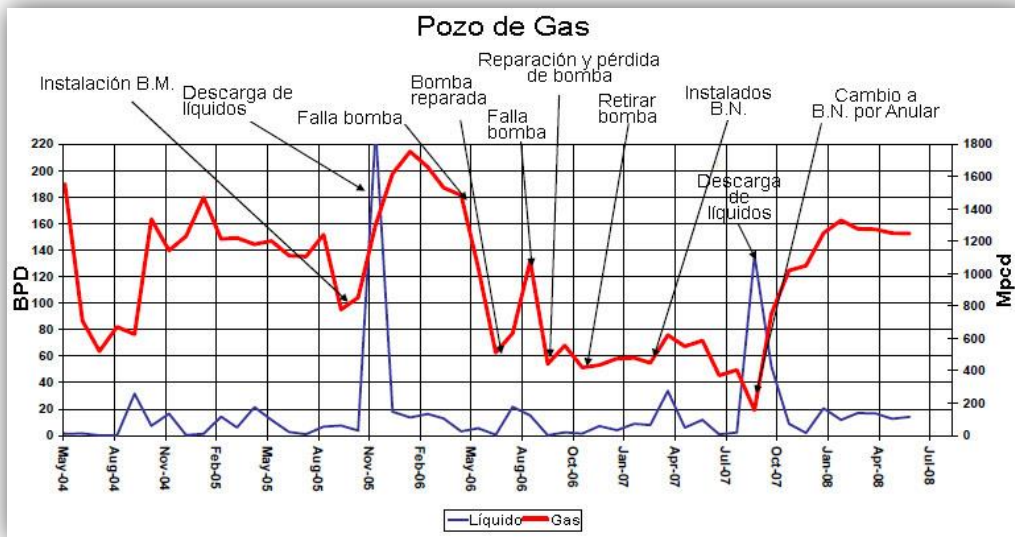


Figura 4.11 Gráfica de la producción de gas y líquido de un pozo de gas (Modificado de Oyewole, 2008).

Por lo tanto para los casos de los pozos de shale gas solo nos quedan las opciones de analizar dos sistemas artificiales distintos; bombeo neumático y émbolo viajero. El émbolo viajero tiene la ventaja de que es un sistema que se ha desarrollado específicamente para los pozos de gas, a pesar de haberse desarrollado para pozos verticales se puede usar a su vez en pozos horizontales y se puede programar para las condiciones del pozo, entre las desventajas que se pueden presentar durante su aplicación es que se debe tener una mayor supervisión para evitar tener altas velocidades y dañar el equipo superficial, también la desviación de los pozos puede provocar que el émbolo se atore y se recomienda utilizar para pozos con bajos gastos de líquido.

Mientras el yacimiento aporte la energía suficiente para elevar el émbolo hasta la superficie el sistema no requerirá de una intervención, en caso de que ya no se tenga la energía suficiente se puede instalar para apoyar al émbolo un bombeo neumático, aunque en algunos casos se podrían implementar desde un inicio la combinación de estos sistemas para obtener una mejor eficiencia.

La ventaja que tiene el bombeo neumático es que puede elevar grandes cantidades de líquido por lo que tiene un rango de aplicación más grande que el émbolo viajero y al encontrarse trabajando en pozos de gas, el suministro y la disposición del gas resulta más accesible. Por lo que su aplicación se puede dar desde el inicio de la producción de algún

pozo o cuando la velocidad decaiga y se tenga que implementar el sistema para descargar los líquidos.

A su vez el bombeo neumático resulta ser muy flexible y puede instalarse junto con otros sistemas como el émbolo viajero o con otros sistemas para descargar los líquidos como serían productos químicos, sin embargo una de las principales desventajas del bombeo neumático es que su eficiencia resulta ser baja cuando se instala en pozos horizontales y las cantidades de gas que se pueden llegar a usar resultan bastante grandes, provocando grandes costos.

4.4.2 Diagnóstico

En el caso de los pozos de shale gas la discusión se reduce a únicamente a dos sistemas, lo cual se tendría que analizar en qué momento de la vida productiva del pozo se tiene que instalar el sistema artificial, por eso se propondrán dos momentos para instalar algún sistema artificial; al inicio de la producción y al empezar la carga de líquido en el fondo del pozo.

- a) **Inicio de la producción:** En esta etapa se terminaron los trabajos de fracturamiento y el gas tiene la energía suficiente para comenzar a descargar el agua inyectada, lo cual indicaría que el pozo se encuentra produciendo, pero en caso de que las etapas de estimulación hayan sido demasiadas y la energía del yacimiento no es la suficiente para descargar el agua, es necesario ayudar al pozo y el bombeo neumático puede resultar una excelente opción para arrancar el pozo.
- b) **Carga de líquido:** para este momento de la producción el pozo no se ha intervenido pero la velocidad del gas ha disminuido al punto que no es capaz de seguir elevando los líquidos, por lo que se han acumulado en el fondo del pozo impidiendo la producción del gas. En estos casos tanto el bombeo neumático como el émbolo viajero pueden instalarse para descargar los líquidos presentes en el pozo, la diferencia podría recaer en que el bombeo neumático es capaz en cualquier situación de descargar los líquidos mientras que el émbolo viajero se encuentra limitado a una cierta cantidad de líquido y el diseño debe ser más específico para evitar problemas con las desviaciones del pozo, pero los dos pueden implementarse en esta etapa de la producción.

Por lo tanto el bombeo neumático tiene mayores aplicaciones en estos casos que el émbolo viajero y al tener mayor flexibilidad en sus capacidades se puede adaptar a

diferentes situaciones, a su vez se pueden aplicar productos químicos como las espumas para aumentar la eficiencia del sistema y reducir el consumo de gas utilizado, también existe la posibilidad de combinar los sistemas artificiales e implementar los dos en un mismo pozo.

Para los pozos de shale gas se ha demostrado que los sistemas que pueden ayudar con el control de la producción de agua es el bombeo neumático y el émbolo viajero, algunas propuestas de las distintas estrategias que se pueden utilizar son:

- Bombeo neumático.
- Émbolo viajero.
- Sistema híbrido del bombeo neumático y el émbolo viajero.
- Bombeo neumático auxiliado con espumas.

En resumen elegir una sola estrategia podría resultar precipitada y dadas las condiciones de shale nunca se podrá tener un solo sistema que ofrezca todos los beneficios esperados, por lo tanto las estrategias para shale gas son muy variadas y encontrar la adecuada dependerá de las condiciones que se manejen al momento de la producción, aunque un factor determinante al momento de decidir la mejor estrategia requiere un análisis económico para saber cuál de todas ellas resultará más económica obteniendo una mayor producción.

Bibliografía capítulo 4

26. Maggard, J.B., Wattenbarger, R.A., Scott, S.L., "Modeling plunger lift for water removal from tight gas wells". Texas A&M University. SPE. 2000.
27. Lewis, Adam, Hughes, Richard. "Production data analysis of shale gas reservoirs". Louisiana State University. SPE. 2008.
28. Coppola, Geoffrey, Chachula, Ryan. "Field application of very high volume ESP lift systems for shale gas fracture water supply in Horn River, Canada". SPE. 2011.
29. Gakhar, K., Lane, R.H. "Low extrusion pressure polymer gel for water shutoff in narrow aperture fractures in tight and shale gas and oil reservoirs". Texas A&M University. SPE. 2012.
30. Farina, Lisa, et al. "Artificial lift optimization with foamer technology in the Alliance shale gas field". SPE. 2012.
31. Oyewole, Peter, Lea, James. "Artificial lift selection strategy for the life of a gas well with some liquid production". SPE. 2008.
32. "Opciones para retirar fluido acumulado y mejorar el flujo en los pozos productores de gas". Environmental Protection Agency. Estados Unidos. Washington, DC. 2011.

Capítulo 5. Casos de estudio de los sistemas artificiales de producción para shale oil y shale gas

Los sistemas artificiales de producción a través del tiempo han sido implementados en diferentes campos para ayudar a los pozos en la producción debido a las características que posee cada sistema, a pesar de tener el mismo objetivo en común, se han desarrollado distintos sistemas para abarcar todos los escenarios posibles, por ejemplo el émbolo viajero es un sistema que se desarrolló exclusivamente para los pozos de gas combatiendo principalmente la carga de líquidos que se genera en el fondo del pozo.

Así mismo los sistemas artificiales se pueden adaptar a las condiciones de trabajo para ofrecer una mayor eficiencia durante la producción, como lo es el caso de los sistemas híbridos, donde se combinan por lo general dos sistemas distintos para contrarrestar las debilidades de algún sistema y se incrementa la producción. Por lo tanto el objetivo principal es analizar las dificultades a las que se someterá el sistema para encontrar la mejor solución.

Para mejorar la producción en los pozos de shale se tienen que analizar primero las condiciones sobre las que se estará trabajando para tomar una posible solución, como se ha comentado a lo largo de la tesis para el caso de los yacimientos de shale oil y shale gas podemos encontrar problemas como son los grandes volúmenes de agua presentes, las altas declinaciones en tiempos cortos y la aplicación de los sistemas en pozos horizontales, pero una vez que terminada esa discusión se requiere realizar pruebas o en este caso la aplicación de los sistemas artificiales en los yacimientos de shale.

Estados Unidos cuenta con grandes reservas de shale, al iniciar con la explotación de este tipo de yacimientos, se convirtió en el principal país que se ha dedicado al desarrollo de nuevas tecnologías para mejorar la producción en sus campos y gracias a esto diferentes países han optado por explorar y explotar sus recursos de shale, entre los cuales podemos mencionar a México como un fuerte candidato para participar en esta nueva área, gracias a que cuenta con yacimientos de shale los cuales pueden resultar un aporte importante para las reservas del país. Como parte del desarrollo se han aplicado en los pozos algunos sistemas artificiales para mejorar tanto la vida de los pozos como la producción de cada uno de ellos, por lo que a continuación se detallarán algunos de los casos en los cuales se han implementado sistemas artificiales de producción para obtener los mayores beneficios posibles.

5.1 Caso de estudio: aplicación del bombeo electrocentrífugo sumergible en el campo de Eagle Ford

Operadores en el campo de shale Eagle Ford continúan buscando el mejor medio para optimizar la producción a largo plazo después de que termine la etapa de flujo natural, el reto es manejar los cambios en el gasto de producción, definir y manejar la productividad del yacimiento desde el volumen estimado e incrementar la eficiencia de la producción. El sistema de BEC se utiliza en la fase transicional del sistema artificial para proporcionar un programa integral que maximice la producción durante la vida completa del pozo.

El campo de shale Eagle Ford se extiende 640 km (400 millas) atravesando el sur de Texas, abarca características únicas del yacimiento así como un comportamiento de fluido que representan especiales dificultades en las condiciones de fondo del pozo las cuales incluyen altas temperaturas, altos volúmenes de gas, bacheo, flujo inestable, presencia de parafinas y algunos depósitos de sarro que complican las soluciones del sistema artificial. En el uso del BEC se cuentan con obstáculos adicionales como son el espacio limitado por el tamaño de la tubería y la instalación para profundidades mayores a los 3,050 metros (10,000 pies).

Magnum Hunter Resources Corp. (MHR) y Schlumberger hicieron equipo para implementar una solución que incluía un BEC poco convencional como parte de un enfoque sistemático de la transición del sistema artificial, la solución incluía tecnología y un análisis continuo para un mejor entendimiento del comportamiento único del yacimiento, de la afluencia y de las características del flujo para maximizar la recuperación de hidrocarburos a largo plazo.

MHR explota 26,000 acres netos de Eagle Ford con un 100% prospectivo de aceite, incluyendo 19,147 acres netos en los condados de Gonzales y Lavaca en el flanco noroeste del play. Los operadores del Eagle Ford desarrollaron una estrategia enfocada en el manejo del yacimiento y de la producción, la fase de producción engloba tres principales etapas:

- Producción inicial o flujo natural.
- Transición del sistema artificial con el uso del BEC.
- Un método de bombeo tradicional o bombeo neumático para lo que resta de la vida del pozo.

La profundidad vertical promedio de operación es de 3,050 metros con tramos laterales de 1,830 metros (6,000 pies) y usando los últimos avances en técnicas de terminación la

compañía ha incrementado el número de etapas de fracturamiento de 15 a 25 etapas, a su vez los pozos de Eagle Ford producen aceites con una densidad de 40° API hasta 45° API, el corte de agua es menor al 25% en la mayoría de los pozos y las temperaturas en el fondo del pozo a la que se ajusta la bomba se encuentran en el rango de los 126.6 °C a los 135 °C (260 °F – 275 °F).

El pozo Gonzo North 1H de la compañía localizado en el condado de Gonzales comenzó su producción el 14 de marzo de 2011 pero la misma declinó rápidamente como reflejo de los pozos típicos en un play de shale oil, la producción de aceite cayo de 913 bpd hasta 150 bpd en un periodo de cuatro meses y durante el mismo periodo el gasto de agua también declino de 836 bpd a 40 bpd.

Siguiendo las prácticas convencionales para el diseño y operación de un pozo de gas, un sistema BEC enfocado a una reducción agresiva de gas fue colocado en la sección vertical en julio de 2011 y la producción inicial fue prometedor pero la singularidad del fluido ligero y el comportamiento del flujo inestable en los yacimientos no convencionales rápidamente se volvió evidente. Como se muestra en la **Figura 5.1** la producción declinó aproximadamente en 20 días a partir de la primera instalación, disminuyendo de 965 bpd a solo 339 bpd y el motor del BEC se sobrecalentó fallando muy rápido, así mismo dos sistemas BEC adicionales se instalaron con configuraciones similares y justo como el primer sistema fallaron en un corto periodo de tiempo, pero gracias a los ajustes adecuados se pudo tener una mejora en el sistema, logrando mantenerse en operación un año.

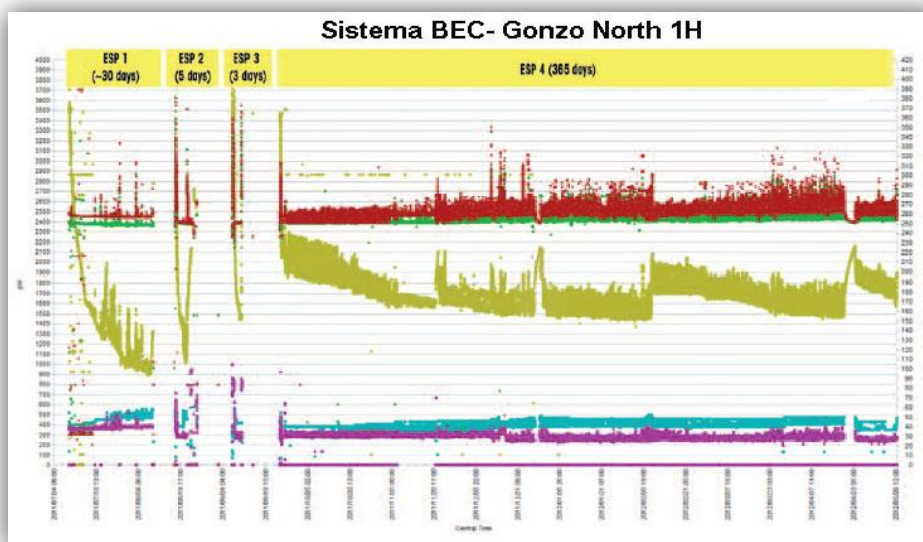


Figura 5.1 Aplicación del BEC en el pozo Gonzo North 1H (Narváez, 2013).

Una vez desmantelados e inspeccionados los sistemas mostraron un desgaste inusual y un severo sobrecalentamiento en los motores, en el cable de poder y en las extensiones de la línea del motor, incluso se presentó en un sistema que fue operado en un periodo menor a una semana. Las fallas desencadenaron en una investigación que implica una colaboración con expertos en servicios de sistemas artificiales, yacimientos y pozos de Schlumberger para encontrar una solución.

Después de un cuidadoso estudio, un enfoque sistemático fue ideado el cual incluía el diseño de un BEC personalizado adecuado para la configuración de hardware del pozo y del equipo superficial, así como un control y vigilancia en tiempo real junto con un análisis y optimización del desempeño del sistema por expertos dedicados al proyecto. El sistema no convencional se configuró para proporcionar la máxima flexibilidad en cuanto a los gastos y a la composición de flujo multifásico incluyendo bombas resistentes a la abrasión con etapas de flujo mixto, a su vez dispositivos avanzados en el manejo del gas fueron implementados para rangos de operación extendidos, motores de gasto variable y un variador de velocidad de onda para minimizar el estrés potencial en el sistema eléctrico del BEC.

El servicio de LiftWatcher dedicado a un control y vigilancia en tiempo real fue instalado para que el personal pudiera monitorear, configurar y ajustar las alarmas tanto en los parámetros de operación del sistema como en los parámetros superficiales que estaban conectados al controlador del motor como entradas analógicas, esto incluye la presión de la cabeza del pozo, la presión de la tubería y el gasto total del gas obtenido a partir de un software de flujo multifásico. El servicio de LiftWatcher permite al personal ajustar a distancia los parámetros operativos del BEC, incluyendo la presión de entrada a la bomba deseada para cumplir con la estrategia planteada, adicionalmente, servicios especiales de campo y procedimientos operativos fueron desarrollados e implementados.

El primer sistema BEC no convencional fue instalado el 23 de septiembre de 2011 en el pozo Gonzo North 1H, el controlador del motor de sistema fue programado para operar en un control de bucle cerrado para mantener la presión objetivo de fondo fluyente. El controlador del motor apaga el BEC cuando la presión desciende por debajo de la presión de entrada de la bomba e incluso el sistema puede pararse cuando algunos parámetros clave ascienden a niveles indeseables como sería el caso de una alta temperatura del motor, y hablando en un aspecto ideal el BEC debería funcionar continuamente pero el sistema en el pozo Gonzo North 1H fue cerrado varias veces al día para proteger al sistema. El excesivo ciclo del sistema observado después de los primeros dos meses de operación aumentaron las preocupaciones sobre el impacto en la vida esperada, la eficiencia y la producción del sistema.

Ajustes en la configuración del controlador del motor permitió que el sistema trabajara por 21 días consecutivos sin que se notaran cambios apreciables en la producción mientras que la temperatura del motor se incrementó periódicamente, y con algunos ajustes adicionales en los ciclos del apagado y encendido se logró establecer una operación alternando el sistema con el flujo natural.

El pozo Gonzo North 1H logró fluir durante el apagado del BEC a un gasto aproximado del 25% de lo que trabajaría el BEC, logrando crear un sistema de levantamiento más eficiente que ayudó a reducir los costos del sistema sin ningún efecto significativo en la producción total teniendo en cuenta la tendencia de la declinación. Y gracias al servicio de LiftWatcher los operadores recibían automáticamente ya sea por correo electrónico o por mensaje cuando algún parámetro operativo quedaba fuera de los valores definidos y podían ajustarlo de forma remota para optimizar el desempeño del sistema.

El sistema BEC fue retirado del pozo el 22 de septiembre de 2012 después de permanecer un año en la cual el sistema mayormente operó cíclicamente y el sistema sin algún precedente registro 1,478 arranques, 10 veces más que un sistema típico en toda su vida. Al final de la etapa de transición del sistema artificial la producción total del fluido fue solamente de 75 bpd, por lo tanto la expectativa a largo plazo es que la recuperación final podría ser mayor debida al enfoque de la empresa operadora en cuanto al manejo del yacimiento y la producción.

MHR se encuentra instalando los sistemas no convencionales de Schlumberger como el método de transición del sistema artificial en todos los nuevos pozos que terminan su etapa de flujo natural y actualmente la operadora tiene más de una docena de pozos operando con el sistema BEC no convencional, incluso la compañía ha instalado el servicio de vigilancia LiftWatcher para vigilar de cerca la presión de flujo y optimizar las operaciones.

Para ejecutar exitosamente la etapa de transición fue de suma importancia modificar la configuración del sistema así como mejorar las prácticas operativas, y como parte del proceso continuo de mejoramiento Schlumberger y MHR han logrado reducir sustanciosamente el número de paros del sistema asociados con el mantenimiento del generador y/o por causas operativas.

5.2 Caso de estudio: aplicación del bombeo neumático en el campo Alliance de shale gas

El campo Alliance es un activo de shale gas ubicado en el área central de la lutita de Barnett al norte de Texas, el campo cuenta con más de 200 pozos repartidos en un área de 65 km² y la mayoría de los pozos son horizontales, sin empacador con un área de drene de 1,000 a 9,000 pies, una profundidad vertical alrededor 7,400 pies y los pozos se encuentran fracturados hidráulicamente. La producción promedio del campo en el año 2011 fue aproximadamente de 195 MMpcd mientras que en marzo del 2012 fue alrededor de 176 MMpcd.

A fin de estimular toda la longitud lateral los tratamientos de fracturamiento hidráulico se llevan a cabo mediante el aislamiento de porciones laterales más pequeñas, llamadas etapas, y el número de etapas dependerá de la longitud del drenaje lateral y del espaciamiento entre cada tratamiento.

En el campo Alliance el espaciamiento que se considera es cerca de 400 pies con una cantidad de hasta 20 etapas, por cada etapa se inyectaron aproximadamente 10,000 barriles de agua, por lo tanto un típico pozo de 6,000 pies de longitud horizontal con unas 15 etapas implica que se llegaran a utilizar un volumen de 150,000 bbl.

El bombeo neumático fue adoptado para ayudar a arrancar los pozos después de terminar las operaciones de fracturamiento y poder sostener la producción mejorando los pozos con una adecuada remoción de líquidos. Este sistema fue adoptado debido a que permite grandes cantidades de volumen de líquido e incluso puede manejar fácilmente las arenas.

Durante la primera fase de desarrollo del campo el bombeo neumático se alimentó de un compresor multietapas de gas, instalado directamente en la plataforma de producción y una maquina alquilada usualmente era trasladada a diferentes locaciones según sea necesario, con una capacidad de 0.5 a 1 MMpcd.

Al principio de la producción, un pozo comenzó a producir a través del espacio anular con un pico en la producción de gas de 4 MMpcd y una producción de agua entre los 1,000 y 2,000 bpd, con el tiempo la presión del yacimiento desciende y junto con ella la producción de gas decae cerca de los 2 MMpcd, la solución dada fue cambiar el flujo del espacio anular a la tubería de producción con el fin de incrementar la velocidad del flujo. Finalmente, como consecuencia en la reducción de la velocidad del gas por debajo de la velocidad crítica de levantamiento, en este caso aproximadamente de 1 MMpcd, el pozo

comenzó a cargarse y la inyección de gas se implementó para lograr transportar los fluidos.

En la **Figura 5.2** se muestran el número de pozos que fueron tratados junto con la totalidad del gasto que se bombeo a través de los sistemas artificiales instalados; en el año 2011, cerca del 40% de los pozos fueron intervenidos con el bombeo neumático, abarcando así un promedio total del gasto de inyección de 27 MMpcd, lo cual significó un 14% de la producción neta del campo.

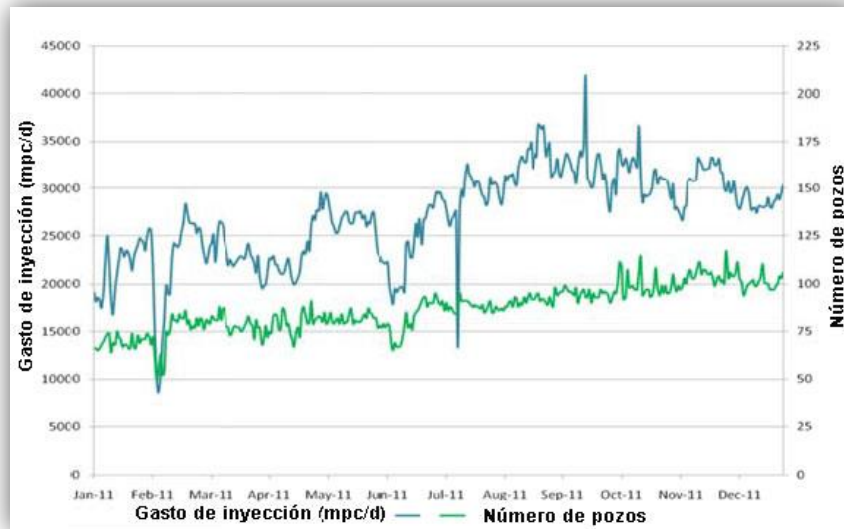


Figura 5.2 Número de pozos implementados con bombeo neumático en 2011 (Modificado de Farina, 2012).

Hablando desde un punto de vista del suministro, el cambiar de un suministro local a uno central obtuvo una mayor rentabilidad el bombeo neumático debido a que se tienen algunos beneficios en términos de riesgo y a una respuesta inmediata para cualquier requerimiento adicional. En la **Figura 5.3** se pueden observar los gastos del bombeo neumático que se utilizaron para abastecer a los sistemas artificiales en el 2011, como se puede observar en la gráfica siguiente el bombeo neumático es un factor clave para el desarrollo del campo; logrando descargar los líquidos acumulados y sostener la producción pero desafortunadamente se tiene un gran impacto económico.

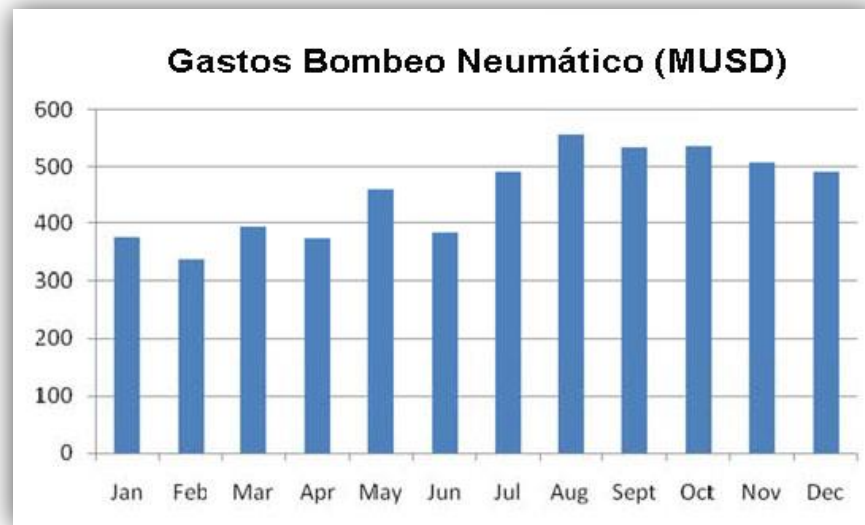


Figura 5.3 Gastos del bombeo neumático del año 2011 (Modificado de Farina, 2012).

5.2.1 Uso de espumas para apoyar el bombeo neumático

Además del bombeo neumático se intentó utilizar distintos métodos para controlar la situación en los pozos y a la vez que fuera una opción económica, entre las opciones a considerar los agentes espumosos resultaron ser bastante atractivos debido a que las espumas no necesitan alguna modificación en el fondo del pozo, pueden ser fácilmente probados en los pozos existentes, resultan ser químicamente compatibles con los inhibidores de corrosión y se pueden ocupar los mismos dispositivos y puntos de inyección del bombeo neumático.

Por lo tanto los agentes no se utilizaron como un método único sino un método en conjunto con el bombeo neumático, para esto se consideraron los efectos de algunos factores como son: modo de inyección/producción, gasto y tipo de espuma, gasto del bombeo neumático así como el gasto del agua y del gas junto con las presiones del pozo. Una prueba de campo se realizó en aproximadamente 80 pozos de shale gas, la cual se describe a continuación.

Los primeros candidatos para la aplicación de espumas han sido seleccionados de entre los pozos que cuentan con una producción de agua por debajo de los 50 bpd, si los pozos contaban con la instalación de un bombeo neumático la meta de la aplicación era reducir los costos del sistema artificial y tratar de aumentar la producción de gas, en caso de que los pozos no contaran con un sistema artificial la meta se enfocaba en obtener una mejor

recuperación de agua y optimizar el rendimiento del pozo, pero para efectos de este trabajo solo nos enfocaremos en los pozos que contaban con un bombeo neumático.

Se utilizaron distintos métodos para inyectar los agentes espumantes:

- a) Para los pozos que no contaban con un empacador, las espumas se bombearon continuamente a través de una línea de inyección instalada en el espacio anular con las características de inhibir la corrosión y las incrustaciones, por lo que el método resulta flexible y barato.
- b) Cuando los pozos cuentan con un empacador, se introdujo un tubo capilar de menor diámetro dentro la tubería de producción, por lo que este tipo de solución resulta más costosa pero con la ventaja de poder inyectar las espumas en el punto deseado.

Se realizaron pruebas de laboratorio para poder seleccionar el mejor producto junto con la dosis adecuada, la metodología de evaluación para las espumas candidatas combinaba el uso de un software multifásico y las pruebas en el laboratorio de las diferentes espumas y los fluidos producidos del campo. Los diferentes productos analizados debían contar con la característica de inhibir la corrosión y la acumulación de incrustaciones.

Las muestras líquidas han sido dosificadas con diferentes concentraciones de surfactantes y puestas en un cilindro de medición de 1 litro, en la prueba de licuado se coloca la solución en la unidad y se logra el espumado con una licuadora especializada mientras que en la columna de prueba se usa una fuente de gas para reproducir las condiciones de campo. El propósito de estas pruebas es obtener información sobre el crecimiento de la espuma y el tiempo de colapso registrando dos parámetros:

- La altura máxima de la espuma.
- Vida media, definida como el tiempo que toma a la máxima altura de la espuma colapsar.

También pruebas de campo fueran desarrolladas a fin de evaluar el rendimiento de los productos, en este caso 100 ml de agua producida es agregada con diferentes concentraciones de espumas con el objetivo de optimizar la dosis; el punto de partida es usualmente 1 ppm incrementando hasta 2,000 – 10,000 ppm de acuerdo a las características del gas. En la **Figura 5.4** se puede apreciar la continuación de la prueba, donde el fluido es colocado después en un cilindro graduado de 1,000 mL y un rotómetro es utilizado para agregar el flujo de gas, el líquido y la espuma desplazados son recogidos a través de un tubo de descarga en un cilindro graduado de 500 mL y el tiempo que utiliza la espuma para alcanzar la máxima altura es registrada, mientras el líquido y la espuma son

recolectados en el cilindro graduado hasta que los líquidos dejan de fluir del cilindro de 1,000 mL.



Figura 5.4 Prueba de laboratorio para determinar el rendimiento de los productos (Modificado de Farina, 2012).

El tiempo acumulado de la prueba, el volumen de agua recolectado y las características de la espuma son registrados, por lo que los productos espumosos son evaluados de acuerdo a los siguientes parámetros:

- Tiempo para completar la prueba.
- Volumen de fluidos removidos.
- Caracterización de la densidad de la espuma y el tamaño de la burbuja.
- Tendencia a emulsificarse y dispersión del agua/condensado.

Durante la aplicación el rendimiento de los pozos fue monitoreado para lograr cuantificar el efecto del tratamiento, optimizar el sistema artificial, el gasto del producto y en algunos casos, para probar diferentes productos químicos. Para evaluar los beneficios de la aplicación se ha calculado la ganancia diaria del promedio diario desde el principio de las pruebas (Junio 2011) hasta el final de la misma en Marzo 2012.

Dos casos representativos se ilustran a continuación con el fin de mostrar el efecto que tuvo la aplicación de la espuma en los pozos de producción:

1) Inyección de la espuma por el espacio anular con bombeo neumático.

El pozo tiene una longitud lateral de aproximadamente 2,100 pies y la terminación se realizó sin empacador, con una tubería de producción de 2.375 pulgadas y diez válvulas en

el bombeo neumático. Antes de la prueba con espuma el pozo producía cerca de 300 Mpcd de gas con una producción de agua de 15-20 bpd, y un gasto de inyección de alrededor de 500 Mpcd.

La espuma fue inyectada por el espacio anular en un gasto inicial de 6 gpd y se optimizó a 4 gpd, como se muestra en la **Figura 5.5** durante el tratamiento el gas inyectado fue progresivamente disminuyendo hasta los 25 Mpcd con ningún cambio en cuanto al agua recuperada pero obteniendo beneficios en la producción desde el principio del tratamiento con casi 50 Mpcd. Incluso los costos resultaron positivos debido a que se redujo la inyección de gas y los costos de operación se redujeron en un 15%.

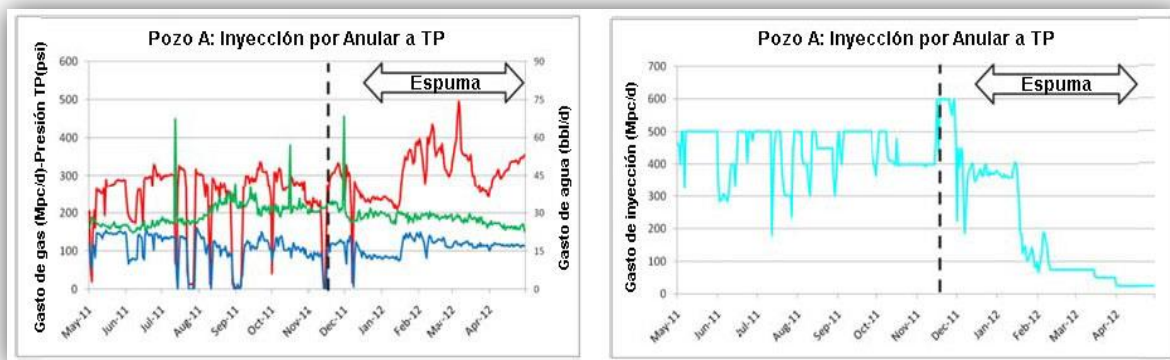


Figura 5.5 Aplicación de espumas a través del espacio anular con bombeo neumático (Modificado de Farina, 2012).

2) Inyección de espuma por un tubo capilar con bombeo neumático.

El pozo tiene una longitud lateral de 2,600 pies sin empacador, se hizo una terminación con una tubería de producción de 2.375 pulgadas y con doce válvulas en el bombeo neumático. En este caso la espuma no fue bombeada por el espacio anular sino a través de una tubería capilar de 0.25 pulgadas instalada por debajo de del fondo de la tubería al menor punto de inyección posible.

Antes del tratamiento el rendimiento del pozo declinó rápidamente debido a la incapacidad del pozo para producir agua a pesar de tener una inyección de gas de 400 Mpcd, tan pronto como se empezó a inyectar la espuma la producción de gas y agua fue reestablecida, y la inyección del gas pudo reducirse por debajo de los 100 Mpcd, como se muestra en la **Figura 5.6**.

El promedio de gas producido incremento desde el inicio del tratamiento aproximadamente 80 Mpcd, reduciendo la inyección de gas cerca de 360 Mpcd lo que causo una reducción en los gastos de operación un 57%.

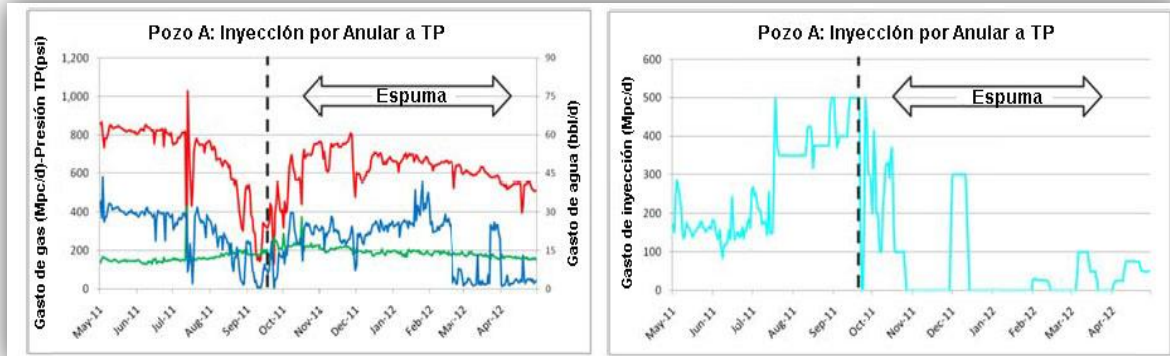


Figura 5.6 Aplicación de espumas a través de una tubería capilar con bombeo neumático (Modificado de Farina, 2012).

El análisis completo consideró 80 pozos tratados con espuma desde el principio de la prueba de campo (julio 2011 – marzo 2012), el químico, una combinación de anti corrosión, anti incrustaciones y surfactante fue bombeado por el espacio anular en 78 pozos, mientras que los dos pozos restantes se instaló una tubería capilar, donde se usó un gasto de inyección de espuma entre 4-6 gpd.

En la **Figura 5.7** se pueden apreciar mejor algunos de los resultados obtenidos durante la prueba, desde el inicio de la aplicación la producción de gas se ha observado que se incrementó en 5.7 MMpcd con una reducción de gas inyectado aproximadamente de 10 MMpcd. La inyección de espuma resultó en una opción técnicamente efectiva y económicamente atractiva con un ahorro en los costos de operación del 13% debido a que se redujo la inyección de gas y se mantuvo una descarga de líquidos adecuada.

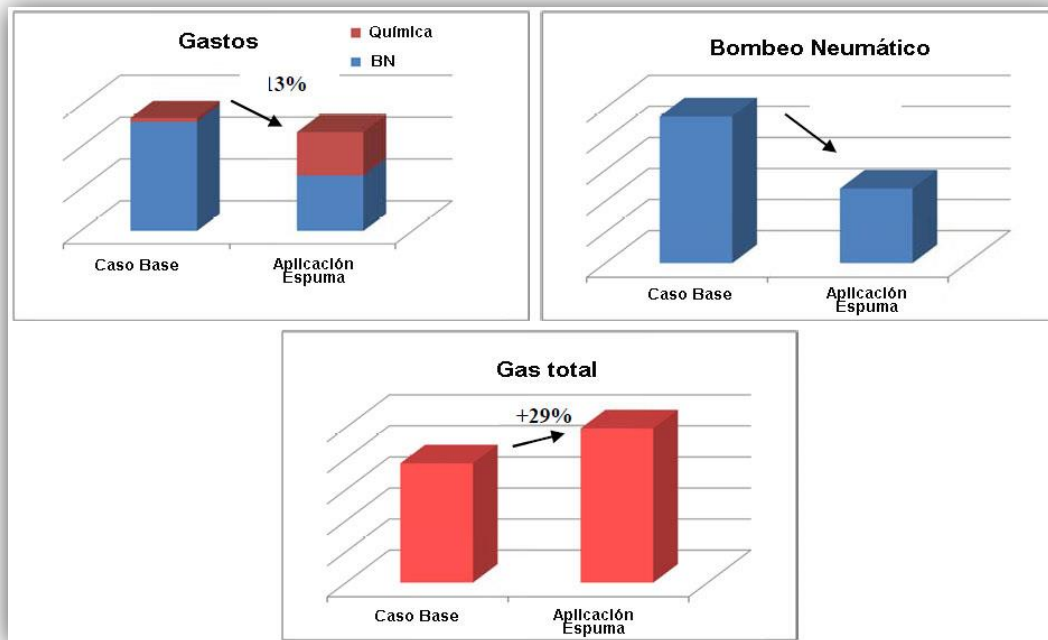


Figura 5.7 Resultados del tratamiento con espuma del campo Alliance (Modificado de Farina, 2012).

5.3 Caso de estudio: aplicación del émbolo viajero en la lutita de Marcellus

Como la lutita de Marcellus progresó desde un programa de pozos verticales a uno de pozos horizontales se necesitó seleccionar un sistema artificial de producción apropiado, al principio del desarrollo del campo se asumió que el sistema artificial a elegir podría ser el mismo que se utilizó en la lutita de Barnett (bombeo neumático), sin embargo, un creciente conocimiento del campo Marcellus desplazó a los sistemas artificiales propuestos como el bombeo neumático o el bombeo mecánico para usar el émbolo viajero.

A principios del 2010 distintos pozos horizontales se habían observado teniendo regímenes de flujo inestables por lo que se tomó la decisión de instalar el émbolo viajero. Algunos de los pozos horizontales con el sistema artificial presentaron algunos desafíos que no se presentaron en los pozos verticales; el primer desafío vino con el extremo de la tubería el cual se colocaba típicamente a 70° mientras que otro importante desafío surgió en las operaciones de la instalación de la tubería del sistema, debido a que las operaciones requerían pasar a través del niple de tipo "X" y por el de tipo "XN". Este tipo de niples

permiten en caso de tener que retirar la tubería colocar un tapón de cierre para prevenir que cualquier fluido del pozo ascienda a la superficie durante las operaciones, el diámetro interno del niple de tipo "X" es de 1.875 pulgadas y el diámetro interno de la tubería es de 1.995 pulgadas, esto significa que el émbolo tendría que pasar a través del niple pero a su vez conservar el sello con la tubería para transportar los fluidos a la superficie.

El reto para correr el émbolo viajero en los pozos horizontales fue diseñar un sistema que pudiera pasar a través del niple y a su vez mantener un eficiente sello para remover los líquidos del pozo, para eso se probaron distintos tipos de émbolos pero todos ellos se atascaron en el niple, incluso para algunos se necesitaron operaciones de pesca para recuperar los émbolos atascados.

La solución planteada fue un sistema de doble émbolo, en caso de atascarse el émbolo inferior en el niple el impacto recibido por el émbolo superior lograría liberar al émbolo, por lo tanto el émbolo usado en los pozos horizontales fue diseñado específicamente para bajar a través del niple con un diámetro exterior de 2 pulgadas, la característica para lograr esto es que los émbolos están compuestos por cuatro resortes espaciados igualmente los cuales colapsan al caer por el niple, cuando colapsan el diámetro externo del émbolo es de 1.860 pulgadas y después se expande hasta alcanzar 2.000 pulgadas. A su vez se recortó la longitud del émbolo para disminuir la cantidad de fricción entre el émbolo y la tubería permitiendo a los émbolos descender por las curvas.

Primero, un solo émbolo fue probado para confirmar si era capaz de pasar a través del niple de tipo "X" y alcanzar el fondo, la **Figura 5.8** se puede confirmar la profundidad de caída del émbolo representada en el último punto registrado, la cual resulto de 6,350 pies mientras que el niple de tipo "XN" para este pozo se encuentra a 6,352 pies, por lo tanto el émbolo viajo a través de la tubería atravesando el de tipo "X" y alcanzo el de tipo "XN" que se encuentra al final de la tubería, este resultado también demuestra que solo se requiere que un émbolo pase a través del niple de tipo "X".

La siguiente fase de la prueba fue determinar si dos émbolos eran más eficientes, con la ayuda de los rastros acústicos se observó que los rastros eran muy similares cuando se ocupaba un émbolo o dos, y el tiempo entre los picos de ruido confirmaron que cuando se ocupan dos émbolos caen uno detrás del otro. También se observó que a la superficie llegaban dos baches de líquido, esto significó que el líquido o parte de éste que cae del émbolo superior es recogido por el émbolo inferior para llevarlo a la superficie.

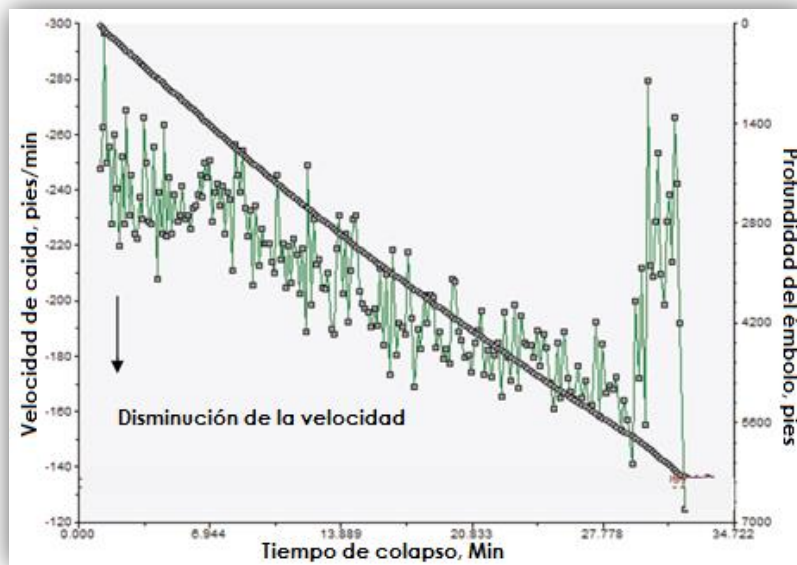


Figura 5.8 Prueba de la profundidad de caída del émbolo en la tubería (Modificado de Kravits, 2011).

Otro interesante resultado provino en la observación de que el émbolo incrementa su velocidad empezando la desviación horizontal del pozo, esto también se puede observar en la figura anterior, donde al final de la gráfica se observa que la velocidad aumenta drásticamente, antes de ese punto llevaba una velocidad de 141 pies/min y justo 200 pies después de tal punto la velocidad se incrementa casi al doble, teniendo una velocidad de 279 pies/min. Esto se debe a que el émbolo se encuentra en la parte inferior de la tubería mientras que el gas se encuentra en la parte superior y gracias a esto la fuerza de arrastre del gas no afecta al émbolo permitiéndole aumentar su velocidad de caída.

Algunas conclusiones de esta prueba inicial son las siguientes:

- Un émbolo recortado cargado con un resorte puede pasar a través del niple de tipo "X" y alcanzar el fondo del pozo.
- No se necesitaron dos émbolos para pasar a través del niple de tipo "X".
- Dos émbolos producen mayor fluido que un solo émbolo.
- Como la velocidad de caída del émbolo después de la desviación horizontal, se tiene cierto potencial para operar el sistema a 90°.

Las conclusiones anteriores dieron paso a realizar pruebas en pozos con un ángulo de 90°, el principal beneficio de correr el sistema a 90° es el reducir el bloqueo de agua en la

formación incluso ayuda a reducir ligeramente la presión de fondo del pozo para que el agua se produzca más eficientemente.

Seis pozos adicionales se pusieron a prueba para determinar la aceleración del émbolo, lo cual da un total de 7 pozos y 53 pruebas. El análisis comenzó con un solo pozo el cual representaba la mejor tendencia de la aceleración del émbolo donde se realizaron 9 pruebas y las observaciones principales en las velocidades del émbolo demostraron dos perfiles distintos en la velocidad de caída, el primer perfil es la típica desaceleración del émbolo desde la superficie hasta el punto de desviación, mientras que para el segundo perfil se ajustó una curva polinomial la cual corresponde al periodo cuando el émbolo acelera pasando el punto de desviación y desacelera al llegar al fondo, en la **Figura 5.9** se observa la velocidad medida la cual se representa con la línea azul y dos distintas tendencias de datos se muestran en negro, la cual se extrapolo para determinar hasta que profundidad podría caer el émbolo asumiendo que la tubería se extendió en la curva en el futuro.

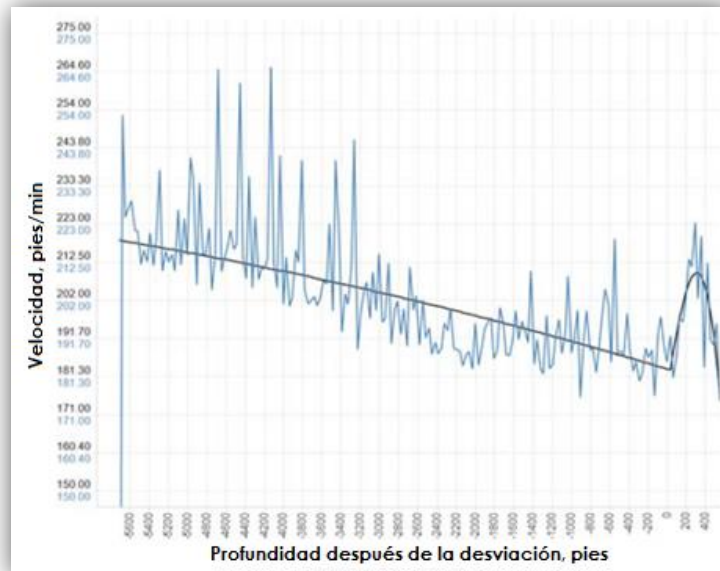


Figura 5.9 Gráfica de la velocidad de caída vs la profundidad relativa después de la desviación (Modificado de Kravits, 2011).

Una vez que se han ajustado los datos después del punto de inclinación con una adecuada velocidad se puede extrapolar la tendencia para mostrar que tanto puede seguir cayendo el émbolo en caso de que se le permitiera hacerlo, la velocidad de caída extrapolada se muestra en la **Figura 5.10**, donde la línea punteada vertical representa la profundidad a la

cual el émbolo tendrá una velocidad de 0 pies/min que para este caso es de 800 pies después del punto de desviación, el niple de tipo "XN" que se localiza al final de la tubería se encuentra a 400 pies después del punto de desviación a 46°, por lo que para llegar a una velocidad cero se necesitarían agregar 400 pies de tubería y en términos de inclinación solo se podría utilizar hasta una inclinación de 77°.

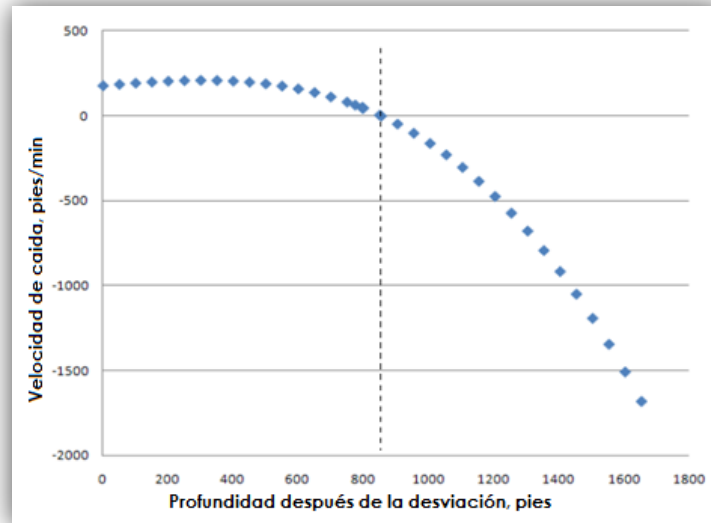


Figura 5.10 Extrapolación de la velocidad de caída en el pozo de prueba (Modificado de Kravits, 2011).

Una vez que el pozo representativo demostró cierto potencial, se analizaron las 53 pruebas de una manera similar para llegar a una conclusión general. En la **Figura 5.11** se muestran las velocidades de las 53 pruebas y justo como en el caso del primer pozo los datos se ajustaron con mucha precisión especialmente los datos que vienen después del punto de desviación, como se usaron siete diferentes pozos en este análisis se tienen siete trayectorias diferentes de pozo por lo que la velocidad no puede ser extrapolada para una sola inclinación. Esto significaba que un estudio compuesto tenía que ser desarrollado para incluir las inclinaciones de los siete pozos.

La velocidad de caída fue graficada y extrapolada con el mismo método con el que se realizó en el estudio del pozo representativo para encontrar la profundidad cuando la velocidad de caída es igual a cero y la profundidad a la cual se encontraba en esas condiciones fue a 800 pies, por lo que dicha profundidad fue tomada y comparada con el estudio compuesto por los 7 pozos para determinar la inclinación que puede alcanzar el émbolo.

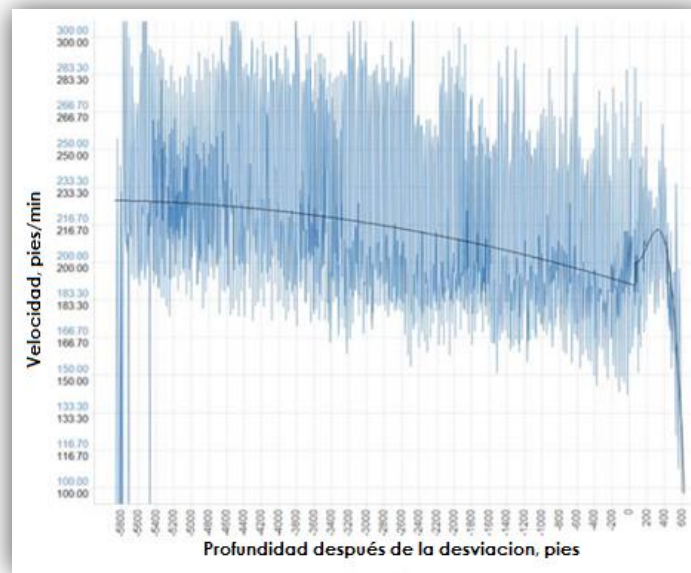


Figura 5.11 Velocidad de caída de los pozos de prueba después del punto de desviación (Modificado de Kravits, 2011).

Después de que se realizó ese estudio se determinó que la inclinación es de 74° y desafortunadamente los resultados tomados de todos los estudios mostraron un potencial ligeramente bajo a comparación del pozo representativo, pero aun así muestra un potencial para los sistemas de émbolo viajero el continuar hacia sus primeras perforaciones cerca de los 90° .

Es importante resaltar que durante las pruebas los émbolos solamente llegaban a una velocidad de cero cuando alcanzaban el niple de tipo "XN" en el fondo y ninguno de los émbolos se detuvo antes de llegar al fondo de sus respectivos pozos, por lo que si observamos detalladamente los ejemplos señalados anteriormente la principal factor limitante es el uso de los niples para asegurar las operaciones al momento de retirar o insertar la tubería, ya que si los pozos no contaran con este tipo de niples se podrían considerar diferentes tipos de émbolos, los cuales podrían caer a mayores velocidades.

5.4 Los yacimientos de shale en México

América del Norte cuenta con la mayor cantidad de recursos no convencionales de lutitas, principalmente en Estados Unidos, pero gracias a recientes estudios geológicos, geofísicos

y petroleros, se ha estimado que México cuenta con recursos de lutitas de gran magnitud, por lo que representa una ventana de oportunidades para abastecer la demanda energética en el país.

A principio del año 2010 PEMEX inició los trabajos de exploración para el aceite y gas de lutita, y en abril de 2011 la Administración de Información de Energía (EIA, por sus siglas en inglés) de Estados Unidos publicó una evaluación mundial estimando los recursos prospectivos para las cuencas de México, el informe reporta lo siguiente:

En México existen lutitas ricas en materia orgánica y térmicamente maduras, las cuales son similares a las lutitas gasíferas productivas en Estados Unidos, tales como las lutitas de Eagle Ford, Haynesville-Bossier y Pearsall. Los recursos potenciales de lutitas se localizan al noroeste y en la zona centro oriental de México, a través de la Cuenca del Golfo. Las lutitas que se consideran como objetivos de exploración también actuaron como rocas generadoras para algunos de los yacimientos convencionales más grandes del país.

La EIA de Estados Unidos ha reportado un desarrollo de poca actividad de exploración de lutitas en 5 cuencas de México, con una estimación de 67 trillones de m^3 , de los cuales se consideran que 19.3 trillones de m^3 son técnicamente recuperables. Las cinco cuencas sedimentarias que PEP identificó con recursos de lutita son:

- Burgos
- Burro-Picacho-Sabinas
- Tampico-Misantla
- Veracruz
- Chihuahua

En la cuenca de Río Grande en el sur de Texas, la formación Eagle Ford produjo tanto gas como petróleo y dado que esta formación se extiende a lo largo del límite y penetra en las cuencas de Burgos y Sabinas, la producción exitosa del lado que corresponde a Estados Unidos promete la obtención de resultados similares para el lado mexicano.

La **Figura 5.12** muestra las extensiones productivas de América del Norte, entre ellas se encuentran las cuencas de México y como se encuentran conectadas con algunas formaciones de Estados Unidos, se tienen que los objetivos potenciales más grandes se hallan en el norte y corresponden a las lutitas de Eagle Ford y con las Titonianas, por lo que PEMEX actualizó sus estimaciones para las cuencas de Burgos, Sabinas y Tampico-Misantla en 2012, en donde se pudo estimar que las cuencas cuentan con una proporción de aceite equivalente a más de la mitad de los recursos totales.

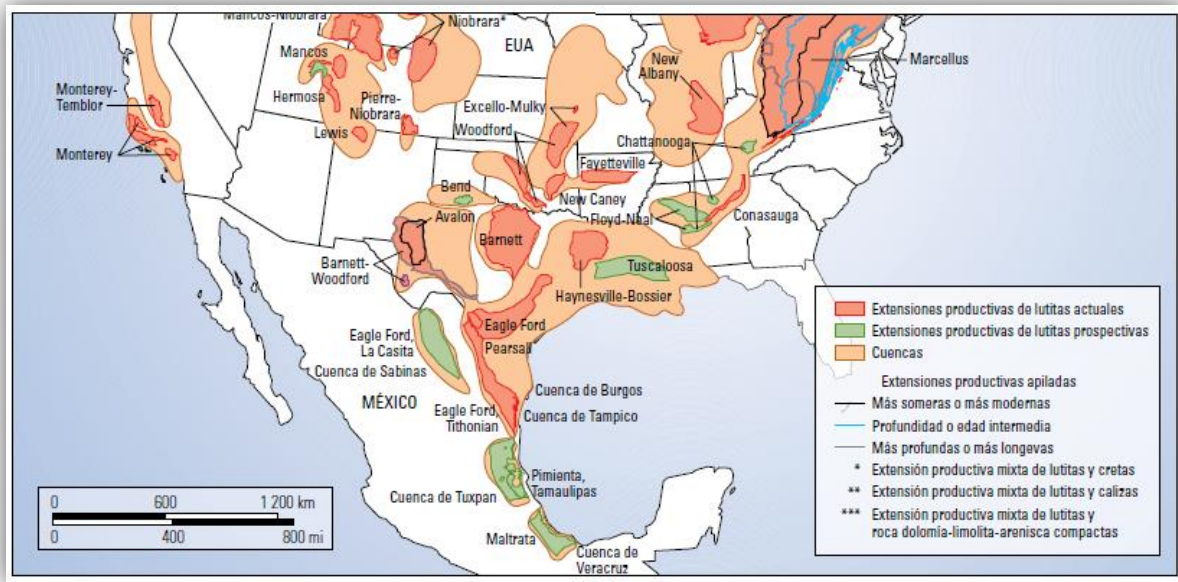


Figura 5.12 Extensiones productivas de lutitas de América del Norte (Nelson, 2012).

5.4.1 Los sistemas artificiales en los yacimientos de shale de México

PEMEX tomó la decisión de comenzar la perforación para evaluar el play Eagle Ford del lado mexicano y confirmar si los intervalos productores de Estados Unidos tenían continuidad en México, por lo que el primer pozo perforado fue el Emergente-1, con una profundidad de 2,500 metros, perforando solo una sección lateral de 1,500 metros con 17 etapas de fracturamiento hidráulico, subsecuente a este pozo exploratorio se realizaron diversos trabajos de perforación para continuar con la evaluación. A continuación se presentan los resultados de los primeros pozos³⁶:

- **Emergente-1:** Situado en el municipio de Hidalgo, Coahuila, se comenzó su perforación en Septiembre de 2010 y concluyó en Noviembre del mismo año, su producción inició en mayo de 2011 con un volumen aproximada de 3 MMpcd de gas seco y después de un año había caído a la mitad de su producción.
- **Montañas-1:** Un año después se decidió perforar el segundo pozo en el municipio de Guerrero, Coahuila, se comenzó en Agosto de 2011 y se terminó en Abril de 2012, pero se clasificó como "no comercial".
- **Percutor-1:** Fue el siguiente pozo en el municipio de Progreso, Coahuila, inició en Octubre de 2011 y termino en Marzo de 2012 con únicamente gas seco. Su

producción acumulada a Septiembre de 2012 ascendió a 292 Mpc y seis meses después había perdido el 20%, lo cual indicaba que en 2014 debería estar agotado.

- **Nomada-1:** Se comenzó en Octubre de 2011 pero resultó un fracaso por lo que se abandonó.
- **Habano-1:** Se ubica en el municipio de Hidalgo, Coahuila, se comenzó en Diciembre de 2011 y finalizó en Abril de 2012, descubriendo gas y condensados. Su producción inicial fue de 2.8 MMpcd de gas y 27 bpd.
- **Arbolero-1:** Solo se descubrió gas con una producción de 3.2 MMpcd.

Tiempo después PEMEX anunció el descubrimiento de dos pozos de aceite; se tratan de Chucla y de Anélido-1, con una producción de 400 bpd y una densidad de 38 °API, los dos pertenecientes a la cuenca de Burgos, lo que demuestra que se tiene continuidad con las formaciones de Eagle Ford de Estados Unidos.

Gracias a la exploración que se ha realizado en México se cuenta con el potencial para empezar a desarrollar sus yacimientos de shale, sin embargo le falta recorrer un gran camino para considerarse como un país productor de estos yacimientos como Estados Unidos.

Bibliografía capítulo 5

33. A. Narvaez, Diego, Kip Ferguson, H.C. "Systematic solution overcomes artificial lift challenges". E&P, Hart Energy. 2013.
34. Farina, Luisa, Passucci, Claudio, Di Lullo, Alberto. "Artificial lift optimization with foamer technology in the Alliance shale gas field". SPE. 2012
35. Kravits, Matthew, Frear, Ray, Bordwell, Dave. "Analysis of plunger lift applications in the Marcellus shale". SPE. 2011.
36. Nelson, Erick, Oppenheimer, Ginger, Rottenberg, Rana. "Oilfield Review". Schlumberger. Volumen 23, número 3. pp 28-39.2012.
37. Torres Zaleta, Irma Sonia. "El potencial del gas de lutitas (shale gas) en México en 2009-2013". UNAM. 2014.
38. Crawford, Peter M., Biglarbigi, Khosrow. "Advances in world oil shale production technologies". SPE. 2008.

Conclusiones y recomendaciones

Conclusiones

- En este trabajo se presenta una visión integral de los sistemas artificiales de producción que se pueden implementar en los pozos de aceite-gas en lutitas, analizando las características y capacidades de cada sistema para adaptarlas a las condiciones que se presentan en estos yacimientos a través de la revisión bibliográfica así como los casos de estudio que se han tenido en los yacimientos de Estados Unidos.
- La explotación de los yacimientos de aceite-gas en lutitas se ha enriquecido en los últimos años logrando considerarlos como una fuente de hidrocarburos económicamente viable así como económica, sin embargo, sigue representando un reto tecnológico mantener las altas tasas de producción en los pozos, gracias a que estos yacimientos cuentan con características únicas las cuales no permiten que se puedan aplicar las mismas estrategias planteadas en otros yacimientos de lutitas.
- Gracias a las características de trabajo de los sistemas artificiales de producción se pueden considerar como la mejor opción para solucionar los problemas de declinación y el manejo de grandes volúmenes de agua. Entre los sistemas que se pueden utilizar en los pozos de aceite-gas en lutitas se encuentran el B.N., el bombeo mecánico, el BEC y el émbolo viajero, ofreciendo una gama de soluciones para los distintos casos que se puedan encontrar.
- Para los pozos de aceite en lutitas el bombeo electrocentrífugo sumergible demostró tener las capacidades para prolongar la vida de trabajo de estos pozos, aumentar la producción cuando ésta ha disminuido y tener una buena eficiencia en los pozos horizontales. La ventaja que ofrece este sistema es que se puede implementar desde las primeras etapas de producción del pozo o si se desea en las últimas etapas.
- El bombeo neumático tiene la posibilidad de instalarse tanto en los pozos de gas en lutitas como en los de aceite en lutitas, pero se lograría obtener una mejor

eficiencia en el manejo de la producción de agua para los pozos de gas en lutitas, gracias a que puede inducir los pozos una vez fracturados y mantenerse a lo largo de la vida del pozo. La aplicación del B.N. en conjunto con productos químicos se puede mejorar la eficiencia del sistema, obteniendo una reducción en los costos y un aumento en la producción.

- Con los datos de los pozos presentados por PEMEX se puede determinar el potencial que tiene México en cuanto a recursos de shale y gracias a la continuidad que se encontró en los pozos de la cuenca de Burgos, también se puede determinar que las técnicas usadas en la formación Eagle Ford pueden ser aplicadas en los pozos de México.
- México tiene un alto potencial para explotar los yacimientos de aceite-gas en lutitas, por lo que antes de empezar alguna estrategia se debería realizar una adecuada investigación sobre los avances que se han tenido principalmente en las formaciones de Estados Unidos debido a la continuidad que se tiene con la formación Eagle Ford y debe enfocarse en mejorar los resultados obtenidos en Estados Unidos al buscar el sistema artificial de producción que pueda adaptarse a cada yacimiento de aceite-gas en lutitas en México.
- En México la mayoría de los recursos de lutitas descubiertos pertenecen a pozos de gas, por lo que en caso de que se deseara implementar un sistema artificial para los pozos de gas en lutitas se recomendaría el bombeo neumático. Debido a la falta de experiencia que se tiene en el país con los pozos de lutitas este sistema se podría considerar como el mayor candidato en cuanto a un sistema artificial a utilizar tanto en los pozos de aceite como en los pozos de gas gracias a las facilidades que representa al momento de operar, y debido a que la mayoría de los pozos descubiertos son de gas el sistema puede adaptarse a las altas declinaciones manteniendo un control en los pozos
- La información sobre los yacimientos de aceite-gas en lutitas en el área de producción es mínima, por lo que se requiere continuar con la investigación y utilizando primordialmente los datos de producción para proporcionar respuestas más sólidas, sobre las estrategias que se podrían tomar para implementarse en los pozos de shale, sin dejar de mencionar que una investigación económica enriquecería enormemente los trabajos de shale en cualquier área.

Recomendaciones

- Los sistemas artificiales de producción son una herramienta que debe de considerarse desde las primeras etapas de desarrollo de cualquier campo, en los pozos de aceite-gas en lutitas debe de tenerse una mayor consideración en esta parte si se pretende implementar algún sistema artificial.
- El implementar un sistema artificial de producción en los pozos de aceite-gas en lutitas requiere que los ingenieros tengan la información sobre el yacimiento, el tipo de fluido y la geometría del pozo para poder decidir cuál sistema es el más adecuado, debido a que la heterogeneidad en los yacimientos de lutitas provocan que se puedan tener diferentes condiciones en los pozos de un mismo yacimiento.
- El realizar una perforación horizontal junto con multietapas de fracturamiento hidráulico requieren de una gran inversión económica, por lo que al querer implementar un sistema artificial se recomienda que se realice un estudio económico para determinar si es rentable y que tipo de sistema se puede implementar para cada caso particular.
- Un sistema artificial de producción requiere de espacio en la superficie para poder instalar el equipo superficial que se requerirá, por lo que se tiene que contemplar esta limitante, tanto para el equipo así como la fuente de energía, es decir, en caso de requerir gas se necesitará tener las instalaciones adecuadas; fuentes de suministro para satisfacer las necesidades de cada pozo
- Realizar un análisis de todos los sistemas artificiales de producción que se han implementado en yacimientos o pozos con características similares, estos pueden tomarse como una guía para lograr determinar el sistema que más se adecue a las condiciones actuales.
- En los yacimientos de aceite-gas en lutitas el repetir estrategias empleadas en otros campos puede resultar contraproducente, lo que se necesita obtener la estrategia ideal para cada pozo, por lo que se requiere realizar un estudio completo con diferentes pruebas para obtener una respuesta concreta.

- En México se recomienda realizar pruebas con el BEC para determinar si puede ser una opción para los yacimientos del país, debido a que las condiciones encontradas en Estados Unidos pueden variar a las de México.
- Darle continuidad a los trabajos de investigación es primordial para darle paso a la aplicación de las estrategias en los pozos de aceite-gas en lutitas, esto ayudará si se requieren obtener resultados positivos en los yacimientos de recursos no convencionales de México.