

**ANÁLISIS DEL POTENCIAL DE LOS SISTEMAS DE COMPRESIÓN DE GAS  
EN FONDO DE POZO RESPECTO A LOS SISTEMAS DE COMPRESIÓN  
CONVENCIONALES DE SUPERFICIE**

**JONATHAN JESÚS URIBE PÉREZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERÍA DE GAS  
BUCARAMANGA**

**2017**

**ANÁLISIS DEL POTENCIAL DE LOS SISTEMAS DE COMPRESIÓN DE GAS  
EN FONDO DE POZO RESPECTO A LOS SISTEMAS DE COMPRESIÓN  
CONVENCIONALES DE SUPERFICIE**

**JONATHAN JESÚS URIBE PÉREZ**

**Trabajo de grado presentado como requisito para optar por el título de  
ESPECIALISTA EN INGENIERÍA DE GAS**

**Director:  
JULIO CESAR PÉREZ ÁNGULO  
Especialista en ingeniería del gas**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER  
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS  
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS  
ESPECIALIZACIÓN EN INGENIERÍA DE GAS  
BUCARAMANGA**

**2017**

## **DEDICATORIA**

Dedico este trabajo de grado principalmente a Dios por ser siempre ese sentimiento de alegría, tranquilidad y serenidad en cada momento de esta etapa de vida que está próxima a culminar.

A mi madre, mis abuelos, y en general a toda mi familia que son parte fundamental en mi vida y grandiosos guías que buscan siempre mi bienestar mostrándome el camino correcto. Es una fortuna tenerlos conmigo y sentir ese apoyo incondicional por parte de ustedes, gracias por todos y cada uno de los valores que me inculcaron.

A mí ahijada Nathaly por abrir en mí, estos deseos de lograr grandes cosas y ser un modelo a seguir.

A Yakeline Rondón, mi novia, gracias por ser una persona muy especial en mi vida, por creer en mis capacidades y apoyarme en el transcurso de esta monografía.

A mis compañeros, quienes siempre estuvieron dispuestos a brindar su colaboración en cualquier momento.

(Uribe, Jonathan)

## **AGRADECIMIENTOS**

El autor del presente proyecto agradece de manera sincera a todas las personas involucradas en el desarrollo del mismo, pero muy especialmente a:

La Universidad Industrial de Santander por su apoyo constante en mi formación y enriquecimiento como persona durante este ciclo de especialización.

Julio Cesar Pérez, ingeniero de petróleos, director del proyecto, por orientarme de forma acertada a la consecución de los objetivos propuestos.

A Doña Vicky por su atención y su buena disposición en procura de nuestro bienestar.

A toda la planta docente de la Universidad por el apoyo en el conocimiento científico para la culminación de este proyecto.

## CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN.....	15
1. MECANISMOS DE RECUPERACIÓN EN YACIMIENTOS DE GAS .....	16
1.1 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTICIAL EN YACIMIENTOS DE GAS..	16
1.1.1 Émbolo viajero.....	17
1.1.2 Sarta de velocidad.....	17
1.1.3 Sistema de sarta de sifón.....	18
1.1.4 Mejorador de patrón de flujo tipo Venturi (MPFV).....	19
1.1.5 Compresión en boca de pozo.....	20
1.1.5.1 Compresor.....	20
1.1.5.2 Separador.....	21
1.1.5.3 Motor.....	23
1.1.5.4 Panel de control.....	23
1.1.6 Sistemas de compresión de gas convencionales en yacimientos costa afuera.....	24
1.1.7 Sistema de compresión submarino.....	25
1.1.8 Sistema de compresión de gas en fondo de pozo.....	27
1.2 RECUPERACIÓN MEJORADA.....	28
1.2.1 Ciclaje de gas seco.....	29
1.2.1.1 Ventajas.....	30
1.2.1.2 Desventajas.....	30

1.2.2 Inyección de agua.....	31
1.2.2.1 Aspectos positivos.....	31
1.2.2.2 Aspectos negativos.....	31
1.2.3 Inyección de nitrógeno.....	31
1.2.4 Agentes tenso-activos.....	32
2. METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN POZOS DE GAS.....	33
2.1 FACTORES A CONSIDERAR DURANTE LA SELECCIÓN DE UN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL.....	33
2.1.1 Localización.....	34
2.1.2 Características del yacimiento.....	35
2.1.3 Características del pozo.....	35
2.1.3.1 Profundidad del pozo.....	35
2.1.3.2 Desviación de agujero.....	35
2.1.3.3 Terminación con empacador.....	35
2.1.4 Características de la producción.....	36
2.1.5 Propiedades del fluido.....	36
2.1.6 Problemas operativos.....	36
2.1.6.1 Arena, Parafinas e Incrustaciones.....	37
2.1.6.2 Corrosión.....	37
2.1.6.3 Emulsión.....	37
2.1.7 Disponibilidad del equipo.....	37

2.1.8 Evaluación económica.....	38
2.2 MÉTODOS EMPLEADOS EN LA SELECCIÓN DE UN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PARA POZOS DE GAS.....	38
2.2.1 Método de ventajas y desventajas.....	38
2.2.1.1 Aplicación del método de ventajas y desventajas.....	41
2.2.2 Software especializado.....	41
2.2.2.1 Correlaciones empíricas.....	42
2.2.2.2 Ecómetro.....	44
2.2.3 Selector de descarga de Weatherford.....	45
2.2.3.1 Aplicación del método selector de descarga de Weatherford.....	46
2.2.4 Método Multicriterio.....	47
2.2.4.1 Terminación del pozo.....	48
2.2.4.2 Historias de producción.....	48
2.2.4.3 Historias de presión en la cabeza del pozo.....	48
2.2.4.4 Comportamiento del pozo.....	48
2.2.4.5 Otros problemas.....	48
2.2.4.6 Costos.....	49
3. SISTEMA DE COMPRESIÓN DE GAS EN FONDO DE POZO (DGC).....	51
3.1 FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA DE COMPRESIÓN DE GAS EN FONDO DE POZO.....	53
3.2 POTENCIAL DE LOS SISTEMAS DE COMPRESIÓN EN FONDO DE POZO.....	56

4. IMPACTO DEL SISTEMA DE COMPRESIÓN EN FONDO SOBRE LA PRODUCTIVIDAD DEL POZO.....	63
4.1 PRESIÓN DEL YACIMIENTO.....	63
4.2 PERMEABILIDAD DEL YACIMIENTO.....	64
4.3 ESPESOR DEL YACIMIENTO.....	65
4.4 DIÁMETRO DE LA TUBERÍA.....	66
5. CONCLUSIONES.....	69
BIBLIOGRAFÍA.....	70

## LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Ventajas Métodos de Producción en pozos de gas.....	39
Tabla 2. Desventajas Métodos de Producción en pozos de gas.....	40
Tabla 3. Variables del selector de descarga.....	47
Tabla 4. Información del yacimiento.....	60
Tabla 5. Información del pozo.....	61
Tabla 6. Cuadro comparativo modelo matemático vs software.....	61

## LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Instalación típica del émbolo viajero.....	18
Figura 2. Unidad de compresión en boca de pozo.....	21
Figura 3. Tipos de compresores.....	22
Figura 4. Esquema de un separador bifásico horizontal.....	23
Figura 5. Sistemas de producción costa afuera.....	25
Figura 6. Sistema de compresión en fondo marino.....	26
Figura 7. Módulo de compresión en fondo de pozo.....	27
Figura 8. Proceso de ciclaje de gas en yacimientos de gas condensado.....	29
Figura 9. Incidencia del desempeño de las distintas correlaciones en la predicción del punto de funcionamiento de un pozo.....	43
Figura 10. Software de control estadístico de las medidas de nivel del Ecómetro..	45
Figura 11. Selector de descarga de pozos de gas.....	46
Figura 12. Módulo de un sistema de compresión de gas en fondo de pozo.....	55
Figura 13. Esquema de producción con un sistema DGC.....	57
Figura 14. Sensibilización de Presión en el yacimiento.....	64
Figura 15. Sensibilidad Permeabilidad del yacimiento.....	65
Figura 16. Sensibilidad Espesor del yacimiento.....	66
Figura 17. Sensibilidad Diámetro de la tubería.....	67

## RESUMEN

**TÍTULO:** ANÁLISIS DEL POTENCIAL DE LOS SISTEMAS DE COMPRESIÓN DE GAS EN FONDO DE POZO RESPECTO A LOS SISTEMAS DE COMPRESIÓN CONVENCIONALES DE SUPERFICIE \*

**AUTOR:** JONATHAN JESÚS URIBE PÉREZ \*\*

**PALABRAS CLAVE:** Compresión, Fondo de Pozo, Levantamiento Artificial, Aumento de Producción.

### **DESCRIPCIÓN:**

La industria del gas aguas arriba a menudo se enfrenta con el reto de la selección de un sistema óptimo de elevación artificial para la mejora de la producción de sus pozos de gas. Este desafío se hace más complejo con el aumento de los cambios dinámicos en las características del flujo durante la vida útil del pozo. Los operadores de un activo que produce gas siempre estarán tratando de maximizar su valor. Obtener una producción óptima es el objetivo de la gestión de los campos de gas natural; bajos costos y baja frecuencia de las intervenciones son siempre la finalidad. Para maximizar la producción, la presión de fondo fluyente debe mantenerse tan baja como operacionalmente sea posible. Por tal motivo, el reto es seleccionar un sistema de levantamiento artificial óptimo de las varias alternativas disponibles. El presente trabajo de monografía se propone consultar el potencial de los compresores de gas en fondo pozo para incrementar la producción en yacimientos de gas. Esto se desarrollará mediante un análisis comparativo del sistema anteriormente mencionado frente a los sistemas de compresión convencionales en superficie. La finalidad de este documento es ofrecer una orientación a los operadores de campos de gas natural sobre el diseño, instalación y consideraciones operativas para la implementación del sistema de compresión en fondo de pozo en campos que presentan baja productividad. Análisis de sensibilidad de las variables involucradas en el proceso de producción, son evaluados con la finalidad de medir el verdadero potencial del sistema de compresión en fondo de pozo, y compararlo con los sistemas tradicionales empleados en la recuperación para pozos de gas que presentan carga de líquido.

\* Monografía de Especialización.

\*\* Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos, Director: Julio Cesar Pérez Angulo, Especialista en ingeniería del gas.

## **ABSTRACT**

**TITLE:** ANALYSIS OF THE POTENTIAL OF DOWNHOLE GAS COMPRESSOR SYSTEMS WITH RESPECT TO CONVENTIONAL SURFACE COMPRESSION SYSTEMS\*

**AUTHOR:** JONATHAN JESÚS URIBE PÉREZ\*\*

**KEYWORDS:** Compression, downhole, artificial lift, production gain

### **DESCRIPTION:**

The upstream gas industry is often faced with the challenge of selecting an optimum artificial elevation system to improve the production of its gas wells. This challenge becomes more complex with increasing dynamic changes in flow characteristics over the life of the well. Operators of a gas-producing asset will always be trying to maximize their value. Obtaining optimal production is the goal of natural gas field management; Low costs and low frequency of interventions are always the purpose. To maximize production, the flowing bottom pressure must be kept as low as operationally possible. For this reason, the challenge is to select an optimal artificial lifting system from the various available alternatives. The present paper of monograph is proposed to consult the potential of gas compressors in deep well to increase the production in gas deposits. This is developed by a comparative analysis of the above-mentioned system versus conventional surface compression systems. The purpose of this document is to provide guidance to operators of natural gas fields on the design, installation and operational considerations for the implementation of the downhole compression system in fields with low productivity. Sensitivity analysis of the variables involved in the production process are evaluated in order to measure the true potential of the downhole compression system and compare it with the traditional systems used in the recovery for gas wells that have a load of liquid.

\* Specialization Monograph.

\*\* Physic-chemist Engineering Faculty. Petroleum Engineering School, Director: Julio Cesar Perez Angulo, Specialist in gas engineering.

## INTRODUCCIÓN

En los últimos años, la industria petrolera ha destinado gran cantidad de sus recursos a la exploración y explotación de yacimientos costa fuera. La reciente caída en los precios del petróleo, ha reducido el interés de las compañías en la búsqueda de este recurso fósil, por lo que los esfuerzos se están centrando en el desarrollo de nuevas tecnologías para la obtención del hidrocarburo.

El desconocimiento y/o falta de interés de algunas empresas hacia el uso de nuevas tecnologías, está ocasionando la pérdida de rentabilidad en los proyectos existentes; y de igual forma, se propicia una disminución en el desarrollo de nuevos campos.

Factores como la declinación en pozos de gas, y limitantes de tipo físicas en los sistemas de compresión convencionales, plantea la necesidad de investigar y desarrollar nuevas tecnologías relacionadas con el levantamiento artificial. Al final de la vida de producción del campo, el reto es alcanzar una presión de fondo fluuyente baja para mejorar la capacidad de descarga de líquido del pozo y reducir la presión de abandono del yacimiento.

La carga de líquido en un pozo de gas puede reducir la producción y acortar el ciclo de vida de éste, lo que representa un costo muy elevado para las empresas. Una nueva forma de tecnología de elevación artificial conocida como compresión en fondo de pozo (DGC), se diseñó para pozos de gas con el fin de aumentar su productividad y maximizar el factor de recuperación del yacimiento. Este trabajo, tiene como objetivo establecer las bases de la tecnología DGC que pueden usarse para analizar el desempeño de un pozo de gas completado por este medio, y evaluar la aplicación potencial de esta tecnología basada en estudios de sensibilidad.

## **1. MECANISMOS DE RECUPERACIÓN EN YACIMIENTOS DE GAS**

Una vez el agotamiento natural del pozo es manifiesto y su presión empieza a decrecer, se buscan mecanismos externos a la formación productora para mantener la presión e incrementar la producción del campo. Si bien el objetivo de este proyecto se centra en los mecanismos primarios de recobro como el levantamiento artificial<sup>1</sup>, también se hará una breve mención a los métodos secundarios de recuperación de gas.

### **1.1 SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTICIAL EN YACIMIENTOS DE GAS**

Los métodos de levantamiento de presión son utilizados con mayor frecuencia en los pozos de petróleo que en los pozos de gas. Durante años, el desarrollo de tecnologías de recuperación de crudo se dio debido a su mayor valor relativo respecto a otras fuentes energéticas. Al aumentar la demanda de gas como fuente de energía limpia, los yacimientos de este hidrocarburo adquirieron mayor relevancia, y se empezaron a desarrollar variedad de técnicas para compensar la reducción del flujo de gas debido a la disminución de la presión del depósito.<sup>2</sup>

Para aplicar una adecuada metodología de selección de un sistema de recuperación de gas, es necesario conocer dos aspectos: el primero, el mecanismo de producción de la reserva; en los yacimientos de gas predominan tres mecanismos de energía natural: expansión del gas, expansión del agua connata y de la roca y el empuje hidráulico. El segundo aspecto es el tipo de yacimiento: gas condensado, gas húmedo y gas seco. Cuando se llega a una

---

<sup>1</sup> STOSUR, G.; et al. The alphabet soup of IOR, EOR and AOR: Effective communication requires a definition of terms. En Society of Petroleum Engineers, SPE 84908, October 2003.

<sup>2</sup> OSTADI, M. et al. Downhole Gas Compression. Trondheim 2011, Natural Gas TPG 4140. Semester Project. Norwegian University of Science and Technology. Faculty of Engineering Science and Technology. Department of Petroleum Engineering and Applied Geophysics. 3p.

etapa no fluyente dentro del pozo, existen sistemas artificiales diseñados especialmente para afrontar con la problemática de carga de líquidos, a continuación se describen algunas de las principales técnicas de recuperación en yacimientos de gas.

**1.1.1 Émbolo viajero.** Método de levantamiento artificial diseñado exclusivamente para eliminar la problemática de acumulación de líquido en pozos de gas, el cual se caracteriza por emplear únicamente la energía del yacimiento para producir los líquidos. Este método resulta altamente eficaz en pozos de baja productividad y relaciones de gas - aceite mayores a 400 ft<sup>3</sup>/bl por cada 1000 pies.

El émbolo de este sistema consiste en un pistón que viaja libremente ajustándose dentro de la tubería de producción, dicho viaje del fondo a la cabeza es posible gracias a la presión en el fondo del pozo. La *Figura 1* ilustra una instalación típica de un émbolo viajero<sup>3</sup>.

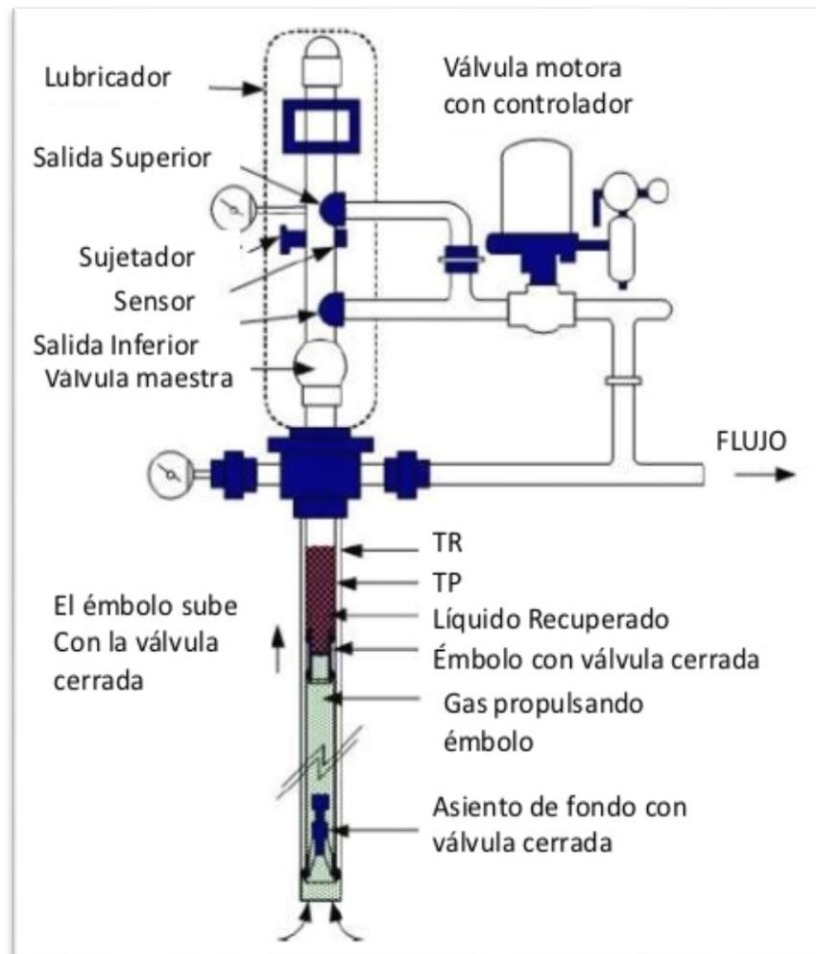
**1.1.2 Sarta de velocidad.** Una sarta de velocidad es una tubería de diámetro reducido (tubería flexible) que se baja a través de la tubería de producción. Su finalidad es reducir el área de flujo, para que los líquidos alcancen una velocidad de producción mayor a la velocidad crítica y de esta forma no haya acumulación de líquidos en el fondo del pozo. En algunos casos la tubería de producción puede funcionar como sarta de velocidad siempre y cuando ésta tenga su diámetro más pequeño que el actual conducto de producción, debido a que la velocidad del gas aumenta al disminuir el área de flujo<sup>4</sup>.

---

<sup>3</sup> GRAJEDA, N. y RAMÍREZ, S. Métodos para eliminar carga de líquidos en pozos de gas. México D.F. 2012, 189 p. Tesis (ingenieros de petróleos). Universidad Nacional Autónoma de México. Facultad de Ingeniería. División de Ingeniería en Ciencias de la Tierra.

<sup>4</sup> Grajeda y Ramírez, Op cit., p. 233

Figura 1. Instalación típica del émbolo viajero



Fuente: Tomado <http://es.slideshare.net/GuillermoAlmaznHernandez/presentacin-productividad-14630000>

**1.1.3 Sistema de sarta de sifón.** El término de sarta de sifón aplica a las tuberías instaladas en un pozo de gas para remover preferencialmente los líquidos a través de la tubería mientras el gas es producido en el espacio anular. La operación de sarta de sifón generalmente es aplicable a altas RGL, pozos de bajos gastos de líquido que tienen presiones de tubería de revestimiento suficientemente altas para hacer que el diferencial de presiones entre la tubería de revestimiento y la sarta de sifón entregue la presión necesaria para levantar los baches de líquido.

Las sartas de sifón usualmente son empleadas en pozos que requieren ser descargados una vez al día. Una alternativa para pozos con bajos gastos de gas y presión suficiente, es equiparlo con tubería de diámetro pequeño para lograr las velocidades adecuadas para una descarga continua de líquidos; el gas y el líquido son producidos a través de la tubería de producción por flujo natural. Entonces, la principal aplicación de las sartas de sifón es en pozos con baja presión de fondo fluyendo donde el único diferencial de presión significativa es obtenido por la reducción de la presión de la cabeza a una presión cercana a la atmosférica<sup>5</sup>.

**1.1.4 Mejorador de patrón de flujo tipo Venturi (MPFV).** El dispositivo MPFV se encarga de modificar el patrón de flujo de los fluidos ya que consta de elementos mecánicos que reincorporan y atomizan la fase líquida en la fase gaseosa obteniendo una mezcla homogénea que llegará a la superficie gracias a la disminución de presión requerida para desplazar los fluidos de producción.

El MPFV está basado en la transmisión de energía por impacto de un fluido a gran velocidad (gas), contra otro fluido en movimiento o en reposo (condensado y/o agua), para proporcionar una mezcla de fluido a una velocidad moderadamente elevada, que luego disminuye a una presión de fondo fluyendo mayor que la inicial del fluido de menor velocidad.

Con la geometría Venturi, el MPFV tiene una reducción de la sección transversal de la tubería de producción, lo cual ocasiona una disminución de presión en el fluido y un aumento en la velocidad real de las fases, logrando un reacomodo de la distribución relativa de las mismas en la tubería de producción. De esta forma se reduce el bacheo y estabiliza o incrementa el ritmo de producción de líquidos<sup>6</sup>.

---

<sup>5</sup> *Ibíd.*, p. 237

<sup>6</sup> Grajeda y Ramírez, *Op cit.*, p. 255

**1.1.5 Compresión en boca de pozo.** En pozos de gas con la problemática de carga de líquido la compresión puede ser usada como un método de solución, ya que al instalar un compresor en la boca del pozo se disminuye la presión de la cabeza y se incrementa la velocidad del gas, permitiendo que los líquidos lleguen a la superficie. La disminución de la presión de la cabeza y por ende la disminución de la presión de fondo fluyendo por compresión, resulta en una diferencial mayor con la presión estática, lo que se refleja en un volumen de producción adicional incrementando así las reservas.

El funcionamiento del sistema de compresión en boca de pozo es sencillo, en primer lugar el compresor accionado por un motor succiona el gas y el líquido contenido en el pozo reduciendo la presión en la cabeza, posteriormente el fluido extraído pasa primero por un separador el cuál separa las dos fases y almacena el líquido producido. Por su parte el gas pasa al compresor para ser energizado y finalmente ser dirigido a la línea de recolección. Una ventaja de este método es que resulta efectivo en pozos productores de arena y en pozos con problemas mecánicos<sup>7</sup>.

Un sistema de compresión de gas en boca de pozo posee una configuración básica que incluye los siguientes elementos: compresor, separador, motor y panel de control, los cuales se pueden observar en la *figura 2*.

**1.1.5.1 Compresor.** Su función consiste en succionar los fluidos producidos, reduciendo la presión de la cabeza, posteriormente este dispositivo se encargará de entregarle al gas energía de presión y finalmente lo enviará a las líneas de producción.

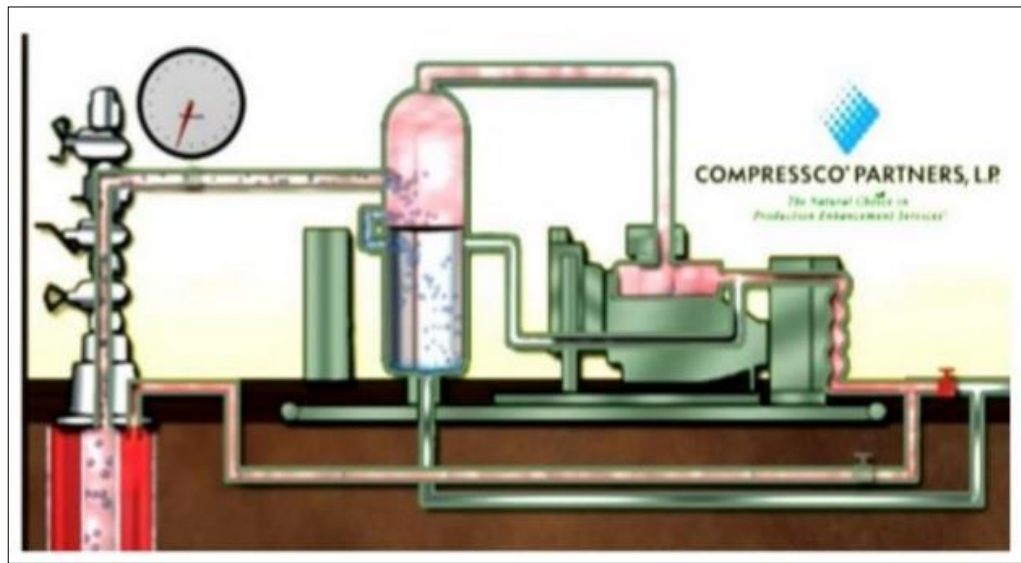
La *figura 3* presenta una gran variedad de compresores utilizados en la industria, sin embargo los únicos tipos de compresores que se pueden emplear para la eliminación de líquido en pozos de gas son los compresores reciprocantes y los

---

<sup>7</sup> *Ibíd.*, p. 172

rotatorios. El principio de operación de los primeros consiste en ingresar cierto volumen de gas a una cámara de compresión, el cuál posteriormente será reducido por el desplazamiento mecánico de un pistón. El principio de operación de los compresores rotatorios consiste en que el gas pase a través de dos tornillos rotatorios los cuales por medio de un desplazamiento positivo reducen el volumen de gas y lo energizan<sup>8</sup>.

Figura 2. Unidad de compresión en boca de pozo



Fuente: Tomado <http://es.slideshare.net/argenisgonzalez14/sistemas-artificiales-no-convencionales-universidad-autnoma-de-tamaulipas>

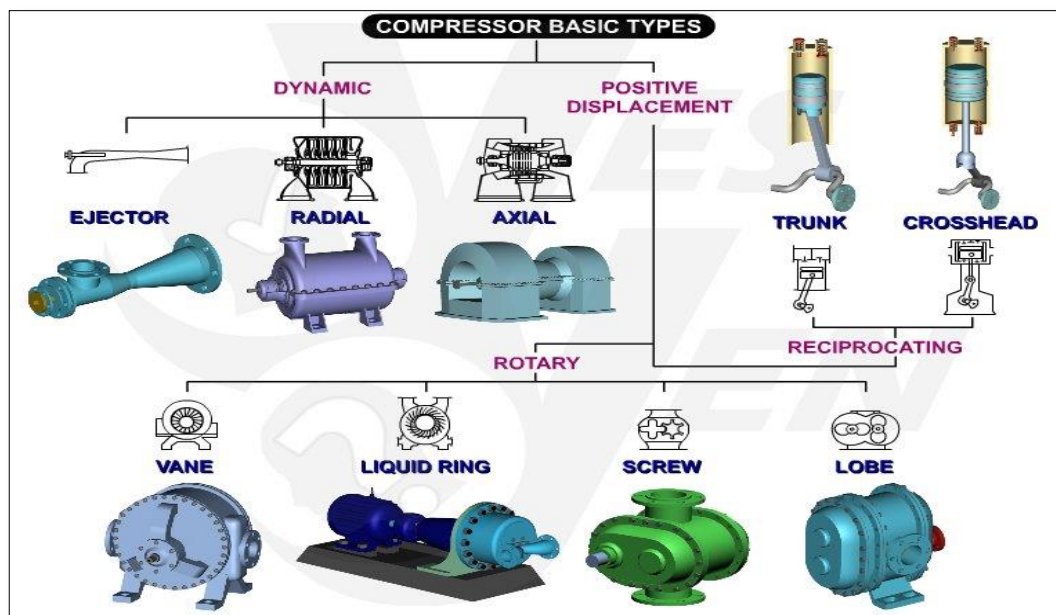
**1.1.5.2 Separador.** Este elemento se encarga de separar, a una temperatura y presión específicas, las fases líquida y gaseosa de una corriente de hidrocarburos de modo que sólo la corriente de gas se dirija al compresor. Como ya se ha mencionado, los compresores están diseñados para trabajar con cero porcentajes líquidos y en algunos casos se puede operar con un volumen mínimo, de lo

<sup>8</sup> Grajeda y Ramírez, Op cit., p. 174

contrario, surgirán problemas de operación induciendo que la vida útil del compresor se reduzca.

Sin importar el tamaño y la forma, un separador bifásico tiene cuatro secciones principales, las cuales se aprecian en la *figura 4*: Deflector de entrada, sección de asentamiento de líquido, sección de asentamiento gravitacional y extractor de niebla<sup>9</sup>.

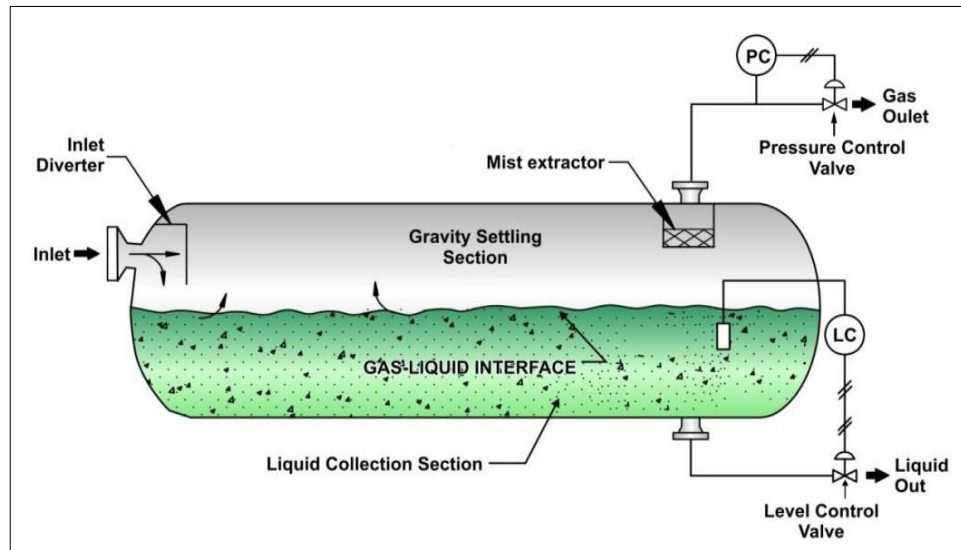
Figura 3. Tipos de compresores



Fuente: Tomado de [http://www.yesyen.com/compressor\\_types.php](http://www.yesyen.com/compressor_types.php)

Figura 4. Esquema de un separador bifásico horizontal

<sup>9</sup> ARNOLD, K. and STEWART, M. Design of Oil Handling Systems and Facilities, Surface Productions Operations. Volumen 1, 3era Edición, Gulf Publishing, Houston, Texas, 2008. Capítulo 4, 150 - 151 p.



Fuente: Tomado de Arnold y Stewart. Modificado por Santos. 31p

**1.1.5.3 Motor.** Este elemento se encarga de proporcionar la energía necesaria al equipo de compresión para su operación. Existen dos tipos de motores: eléctricos y térmicos. Los motores térmicos son empleados en este método de eliminación de carga de líquido, específicamente los motores de combustión interna. Un motor de combustión interna obtiene energía mecánica directamente de la energía química producida por un combustible que arde dentro de una cámara de combustión<sup>10</sup>.

**1.1.5.4 Panel de control.** Los sistemas de compresión instalados a boca de pozo requieren un panel de control que registre parámetros de operación de cada elemento trabajando en conjunto. Algunos de los parámetros registrados en los controladores son las presiones de succión, presiones de descarga, volumen de descarga, etc. En la Industria utilizan con mayor frecuencia los registradores electrónicos porque son más precisos y completos<sup>11</sup>.

<sup>10</sup> Grajeda y Ramírez, Op cit., p. 181-182

<sup>11</sup> Ibid., p. 183

**1.1.6 Sistemas de compresión de gas convencionales en yacimientos costa afuera.** Los compresores convencionales se utilizan por lo general en boca de pozo en campos de gas en tierra para mantener la presión requerida. En alta mar, especialmente en los campos de gas en aguas profundas, diferentes técnicas están disponibles para estabilizar la presión durante la producción.

La mayoría de los campos petroleros costa afuera se han desarrollado con estructuras rígidas; sin embargo, a medida que se incrementa la profundidad también lo hace el costo de las plataformas fijas. La alternativa en estos casos son las estructuras flotantes, cuyo costo no depende principalmente de la profundidad.

Como se observa en la *figura 5* los sistemas flotantes de producción se refieren a las plataformas marinas del tipo TLP (plataforma de piernas tensionadas), Spar Buoy, FPSO (Plataforma Flotante de Producción, Almacenamiento y Descarga) o Semisumergible, utilizadas para la explotación de yacimientos petrolíferos localizados en sitios con tirantes de agua superiores a los 300 m, aunque algunas de ellas se pueden utilizar en aguas someras<sup>12</sup>.

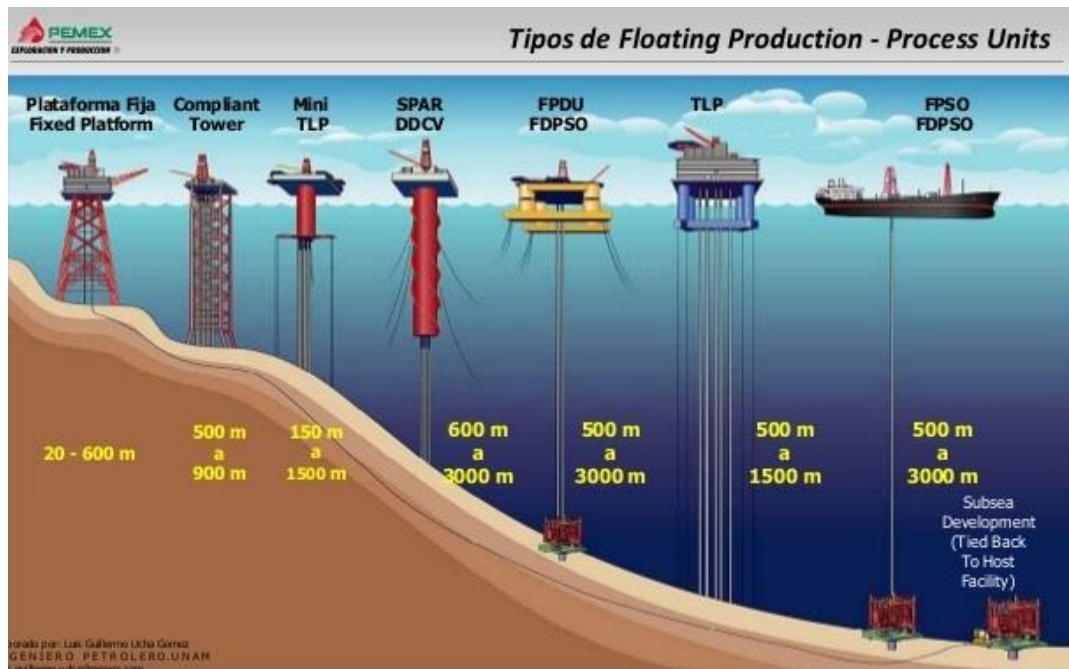
Independientemente del sistema flotante de producción, los compresores están instalados a nivel del mar y lejos de la cabeza del pozo, lo cual implica compresores más potentes y con mayor demanda de energía. Otro problema asociado a estos sistemas es la erosión en la tubería de producción; cuando el gas es aspirado desde la cabeza de pozo, su densidad dentro de la tubería es baja debido a la compresibilidad a velocidad de flujo constante, a menor velocidad del gas su densidad aumenta, llegando en ocasiones a superar el límite crítico<sup>13</sup>.

Figura 5. Sistemas de producción costa afuera

---

<sup>12</sup> CHAKRABARTI, S. Handbook of offshore engineering. Volumen 1, 5ta Edición, Elsevier, Oxford, UK, 2005. Capítulo 1, 5-7 p.

<sup>13</sup> OSTADI, M. et al. Op cit., 3 p

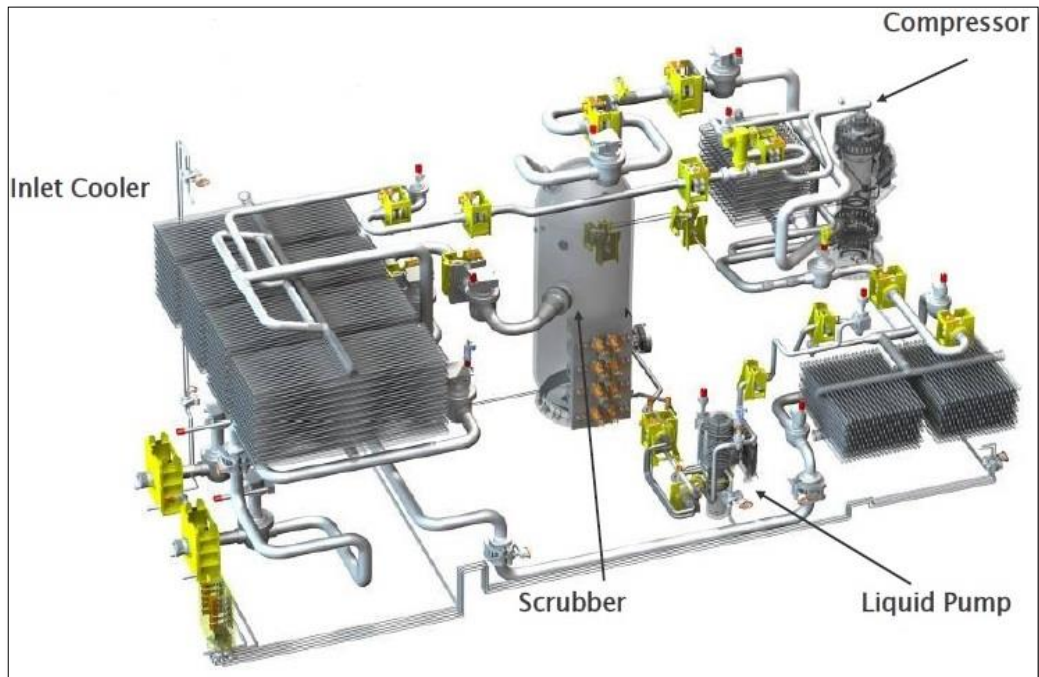


Fuente: Tomado de <http://es.slideshare.net/LTDH2013/sesin-tnica-sala-fpso-sistemas-flotantes-de-proceso-para-desarrollo-de-yacimientos-de-hidrocarburos-ubicados-en-aguas-profundas>

**1.1.7 Sistema de compresión submarino.** El sistema de compresión submarino es otra alternativa con ventajas sustanciales. Por una parte, los requisitos de consumo de energía para el compresor disminuyen cuando este se encuentra instalado cerca de la boca del pozo, de igual manera la emisiones de CO<sub>2</sub> se reducen significativamente durante la vida del campo. Debido a estos beneficios y al desarrollo de instalaciones submarinas por parte de los proveedores, el petróleo y la industria del gas se están convirtiendo a sistemas de compresión en fondo marino. La *figura 6* ilustra el sistema de compresión del campo Asgard en Noruega, desarrollado por la compañía Statoil<sup>14</sup>.

<sup>14</sup> STATOIL. Subsea Compression from idea to reality? [en línea]. <<http://www.statoil.com/en/InvestorCentre/Presentations/2011/Downloads/Subsea%20Compression%20%E2%80%93%20from%20idea%20to%20reality.pdf>> [citado en 21 de mayo de 2016].

Figura 6. Sistema de compresión en fondo marino



Fuente: Tomado de <http://www.statoil.com/en/InvestorCentre/Presentations/2011/Downloads/Subsea%20Compression%20%E2%80%93%20from%20idea%20to%20reality.pdf>

Los compresores de gas submarinos son rentables y pueden llegar a ahorrar entre un 30-40% de energía en comparación con los sistemas de compresión ubicados en plataformas a nivel del mar. Además, los compresores de gas submarinos ofrecen la posibilidad de desarrollar campos que antes eran inviables debido a las distancias entre el pozo y las facilidades de producción. A pesar de las considerables ventajas de la compresión de gas en el lecho marino, esta nueva tecnología aún tiene retos por delante. Algunas de las limitantes de que aún presenta esta tecnología son: Elevados CAPEX y OPEX, necesidad de

instalaciones y materiales especiales, y ser efectiva económicamente sólo para grandes campos<sup>15</sup>.

**1.1.8 Sistema de compresión de gas en fondo de pozo.** La compresión de gas en fondo de pozo es una nueva tecnología de levantamiento artificial, no desarrollada del todo dentro de la industria del gas, y diseñada específicamente para superar el problema de erosión en pozos de gas natural. La tecnología ofrece las posibilidades de aumentar la producción en un 30% a 50%, mejorar significativamente las reservas, y retrasar la aparición de la carga líquida. A pesar de que se puede utilizar en cualquier momento durante el ciclo de vida de un yacimiento activo de gas, se recomienda durante la fase de declive.

El sistema se encarga de comprimir el gas en el interior del tubo justo después de que sale del fondo. Por lo tanto, aumenta la densidad del gas a lo largo de la tubería y disminuye su velocidad para la misma tasa de flujo de masa del gas.

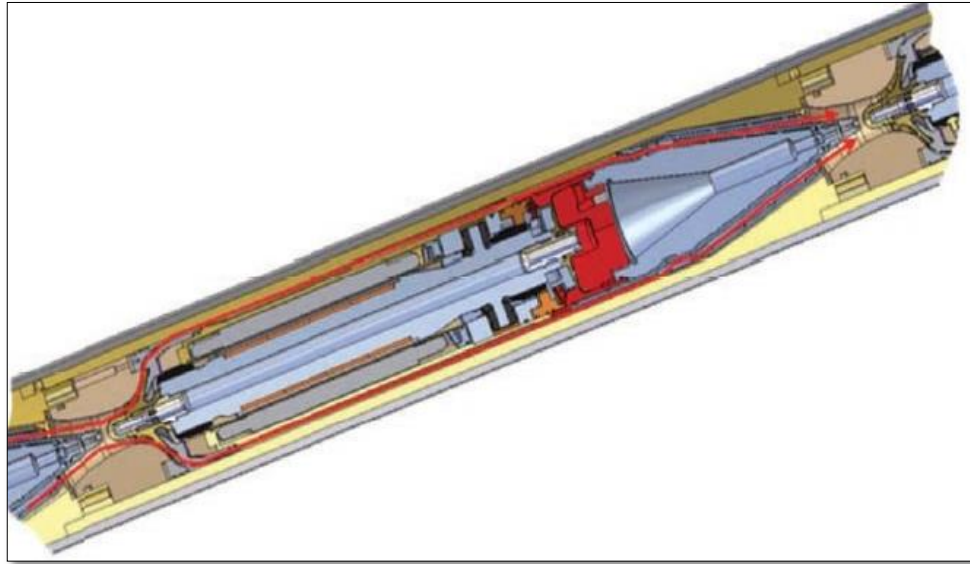
Este sistema contiene un número de módulos de compresión montados en serie. Como se aprecia en la *figura 7* cada módulo comprende un compresor de alta velocidad accionado directamente por motores de imanes permanentes, apoyados por un sistema de soportes de gas y accionados por los inversores de alta frecuencia de estado sólido individuales diseñados específicamente para un entorno de fondo de pozo. La energía eléctrica se suministra al fondo del pozo por un enlace de corriente continua de baja pérdida<sup>16</sup>.

Figura 7. Módulo de compresión en fondo de pozo

---

<sup>15</sup> OSTADI, M. et al. Op cit., 4 p

<sup>16</sup> DI TULLIO, M. et al. Downhole gas compression: world's first installation of a new artificial lifting system for gas wells. En Society of Petroleum Engineers, SPE 121815, 2009. 1-3 p.



Fuente: Tomado de Mofazzal y Dali Bin 2013, 3p

## 1.2 RECUPERACIÓN MEJORADA

Tradicionalmente, tercera etapa de la producción de hidrocarburos que comprende métodos de recuperación que siguen a la inundación con agua o al mantenimiento de la presión. Las principales técnicas de recuperación terciarias utilizadas son métodos térmicos, inyección de gas e inundación química. El término se utiliza a veces como sinónimo de la recuperación de petróleo mejorada (EOR) pero, debido a que los métodos EOR pueden aplicarse actualmente a cualquier etapa del desarrollo del yacimiento, el término recuperación terciaria se utiliza menos frecuentemente que en el pasado<sup>17</sup>.

**1.2.1 Ciclaje de gas seco.** Método de recobro secundario utilizado con gran frecuencia en yacimientos de gas y condensado. Como se observa en la *figura 8*, consiste en separar en superficie los componentes livianos ( $C_1$ - $C_2$ ) de los pesados

---

<sup>17</sup> RECUPERACIÓN TERCIARIA. <[http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/t/tertiary\\_recovery.aspx](http://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/t/tertiary_recovery.aspx)> [En línea]. Citado en 11 de marzo de 2017.

(C<sub>3</sub>+) y reinyectar al yacimiento el gas seco separado. Para poder licuar el C<sub>3</sub>+ y separarlo de la mezcla de componentes livianos, es necesario emplear un proceso criogénico. Como la masa de fluido inyectado es menor que la producida, el factor de reemplazo es menor a uno y el mantenimiento de la presión no es total. Una alternativa para mantener la presión de manera total en el yacimiento, es suplementando el gas seco separado, con gas seco de yacimientos cercanos.<sup>18</sup>

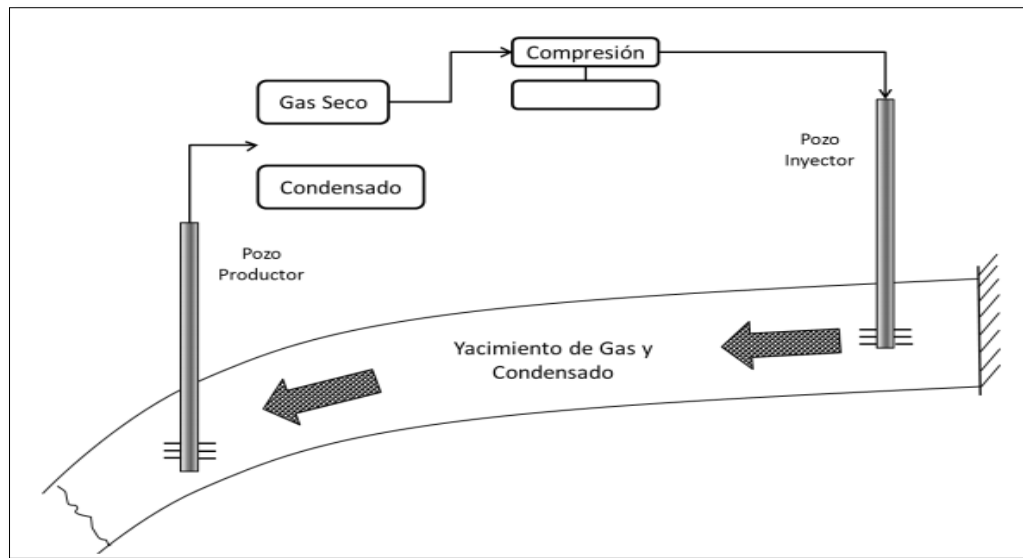


Figura 8. Proceso de ciclaje de gas en yacimientos de gas condensado

Fuente: tomado de Rojas, 2003. 341p

El objetivo primordial del ciclaje de gas seco es mantener la presión del yacimiento lo suficientemente alta para minimizar las pérdidas de líquido por condensación retrógrada. Al terminar la operación de ciclaje, el yacimiento se ha convertido en

<sup>18</sup> ROJAS, G. Ingeniería de yacimientos de gas condensado. Primera edición. Colombia, 2003. 340-341 p

uno de gas seco con alto potencial económico. Sin embargo, como se describe a continuación esta tecnología aun presenta desafíos importantes por resolver.<sup>19</sup>

#### **1.2.1.1 Ventajas**

- En yacimientos uniformes, el ciclaje puede recuperar hasta el 50% del COES. Por agotamiento natural solo se alcanza a recuperar un 30% del COES.
- Las altas presiones de mantenimiento permiten recuperar el gas condensado en menos tiempo que por agotamiento natural.
- La reinyección del gas seco permite impedir el desperdicio de este recurso energético cuando no se tiene mercado del gas.

#### **1.2.1.2 Desventajas**

- Durante el ciclaje no se dispone de gas seco para la venta. La disponibilidad del gas seco se retrasa hasta el agotamiento del yacimiento luego de suspender la inyección.
- Un proyecto de ciclaje requiere gastos adicionales como son: número mayor de pozos productores e inyectores, sistema de compresión y distribución de gas.
- Aunque la presión sea mantenida por encima de la presión de rocío, el recobro de líquido durante el ciclaje es menor de 100%.
- Grandes variaciones areales y/o verticales de permeabilidad producen rápida canalización del gas inyectado hacia los pozos de producción recuperándose poco volumen de condensado. En estos casos es preferible el esquema de agotamiento natural.
- Problemas de inyectividad debido a residuos de lubricante usado en los compresores puede fluir a través de las tuberías para quedar retenido en el medio poroso cerca de los pozos de inyección.

**1.2.2 Inyección de agua.** Este mecanismo de recobro secundario es considerado cuando se requiere mantener la presión en yacimientos de gas condensado. Toda

---

<sup>19</sup> Ibid., p.342

decisión sobre si este método es favorable o no para determinado campo, se debe justificar en base a pruebas de laboratorio que indiquen la eficiencia de desplazamiento de gas condensado por agua. Como se observa a continuación esta técnica presenta aspectos positivos y negativos para su aplicación<sup>20</sup>.

#### **1.2.2.1 Aspectos positivos**

- Permite un mantenimiento total o parcial del yacimiento minimizando las pérdidas por condensación retrógrada y logrando mantener elevadas las presiones de los pozos de producción.
- Altas eficiencias volumétricas de barrido de gas condensado por agua.
- En yacimientos de gas condensado con zona de petróleo, el agua hace desplazamiento efectivo de petróleo.

#### **1.2.2.2 Aspectos negativos**

- Altas saturaciones residuales de gas condensado en las zonas invadidas por agua lo cual reduce considerablemente la fracción recuperable del gas condensado originalmente en sitio.
- Dificultades mecánicas para mantener tasas de inyección elevadas en yacimientos presurizados.
- Luego de la irrupción de agua se requiere deshidratar el gas condensado antes de su procesamiento.

**1.2.3 Inyección de nitrógeno.** La inyección de nitrógeno es una alternativa a la inyección de gas. La mayor desventaja de esta tecnología es que llega un momento en el que el gas parece contaminado con nitrógeno y es necesario hacer una inversión inicial para separar los hidrocarburos del nitrógeno<sup>21</sup>. A presiones superiores a la presión de rocío, el nitrógeno es tan eficiente como el gas seco en

---

<sup>20</sup> Rojas, Op cit., p. 374

<sup>21</sup> Ibid., p.378

el desplazamiento miscible del gas condensado. Por debajo de la presión de rocío, el desplazamiento es inmisible y el recobro de líquido es menor que el caso de desplazamiento miscible.

**1.2.4 Agentes tenso-activos.** Son una manera simple y económica de descargar líquidos en pozos de gas con baja producción ya que no se requiere de modificaciones en el fondo y el equipo en la superficie es mínimo dependiendo del tipo de tratamiento.

Los agentes espumantes son más aplicables en pozos de gas con baja productividad y con producción de agua. Las moléculas de agua son polares y pueden construir películas relativamente fuertes mientras que, los hidrocarburos ligeros son no polares y por lo tanto tienen menos fuerza de atracción molecular. Los agentes espumantes pueden ser utilizados en pozos de gas, produciendo condensados, sin embargo, la espuma resultante no es estable y fácilmente se disipará<sup>22</sup>.

---

<sup>22</sup> Grajeda y Ramírez, Op cit., p. 189

## **2. METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL EN POZOS DE GAS**

La ingeniería de producción se encuentra constantemente frente a grandes desafíos frente a la problemática de acumulación de líquidos en pozos de gas.

El proceso de selección se puede realizar a través de la aplicación de diferentes métodos, como por ejemplo: software especializado, análisis de ventajas y desventajas e incluso la experticia del ingeniero encargado del proyecto. Estos métodos consideran variables de tipo económicas, de disponibilidad de energía, impacto ambiental, espacio, entre otras<sup>23</sup>.

En este capítulo se buscan exponer las diferentes metodologías desarrolladas para la selección de un sistema de levantamiento artificial en pozos de gas, identificando la que mayor rango de aplicabilidad obtenga, según las características del pozo, para la eliminación de la carga de líquido del mismo.

### **2.1 FACTORES A CONSIDERAR DURANTE LA SELECCIÓN DE UN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL**

Durante la elaboración de una estrategia para enfrentar los desafíos del proyecto, se deben reconocer adecuadamente los síntomas que muestra el pozo, solo así se permitirá realizar de manera correcta y confiable el proceso de diagnóstico y reconocimiento del problema<sup>24</sup>.

Para la aplicación de una metodología en el desarrollo de un pozo de gas, es necesario definir las características, limitaciones y comportamiento del pozo. A continuación se describen los parámetros a considerar durante la selección de un método de levantamiento para pozos de gas.

---

<sup>23</sup> Grajeda y Ramírez, Op cit., p. 266

<sup>24</sup> MORALES, Otoniel, et al. Solución integral para tratar el problema de carga de líquido en pozos de gas del activo burgos. Cuarto E-Exitep 2005. CIPM. México.

**2.1.1 Localización<sup>25</sup>.** La ubicación de las instalaciones de producción se da conforme a la distribución geográfica de los yacimientos a explotar. Tal factor es muy importante a considerar para la elección de un método de eliminación de carga líquido, ya que si el sistema instalado en el pozo requiere una fuente de energía externa y la ubicación del pozo está lejana de una comunidad, los costos de satisfacer el consumo de electricidad o combustible se elevarán. Dicho caso se da al emplear el compresor a boca de pozo, debido a que se requiere electricidad estable para su operación generada en estaciones adecuadas.

En el caso de los pozos costa afuera, se tienen que instalar todos los equipos de superficie en una plataforma con una extensión de área limitada. Por lo tanto, se requieren consideraciones especiales para utilizar la zona concentrada. Por esta razón, algunos métodos que requieren equipos de tamaños considerables no pueden ser utilizados. Además, es difícil establecer la logística sobre el equipo y la energía en comparación con tierra. Por ejemplo el émbolo viajero, la tubería capilar y la inyección de agentes espumantes son difíciles de aplicar en campos costa fuera en casos en donde la válvula de seguridad de fondo ha sido instalada. Algunas de las premisas que deben considerar en una instalación costa afuera son los siguientes: El tamaño de los equipos, costos, acceso para la operación y mantenimiento de los equipos (por ejemplo, la instalación de la válvula de seguridad en el fondo del pozo para el émbolo viajero).

Independientemente de la ubicación del pozo, ya sea en tierra o costa fuera, existen además otras condiciones de aprobación, que son impuestas por los organismos autorizados (como el gobierno). Estas condiciones suelen incluir normas de seguridad, normas de protección del medio ambiente y planes de tratamiento de la contaminación, etc. Por ejemplo, algunos métodos hacen mucho ruido y deben ser excluidos de instalar en zonas urbanizadas.

---

<sup>25</sup> Grajeda y Ramírez, Op cit., p. 267

**2.1.2 Características del yacimiento<sup>26</sup>.** Las características del yacimiento son un factor que debe considerarse para la instalación de algún método de eliminación de líquido. Uno de esos factores es el valor de la presión del yacimiento, el cual afecta directamente la presión del fondo, además en base al análisis de los datos obtenidos se puede realizar plan de producción que pronostique la producción en el tiempo.

**2.1.3 Características del pozo<sup>27</sup>.** Características como la profundidad del pozo, la desviación, y el tamaño de la tubería son los criterios más importantes en el proceso de selección para un método adecuado. Como se discutió en el capítulo anterior sobre los atributos de los métodos, cada opción tiene sus propias limitaciones en la profundidad, la desviación y el tamaño de tubería.

**2.1.3.1 Profundidad del pozo.** Se dice que la profundidad puede tener un fuerte efecto en la determinación del método de levantamiento artificial, debido a que cada método tiene limitaciones en el equipo. Por ende, si tenemos que diseñar una descarga de un pozo muy profundo por debajo de 15 000 pies, entonces la profundidad puede ser un factor importante. En este caso, hay pocas opciones disponibles para aplicarse debido a la profundidad máxima de operación.

**2.1.3.2 Desviación de agujero.** Dependiendo de la desviación del agujero, la eficiencia de cada método puede ser reducida, por lo que para un pozo altamente desviado u horizontal algunas de las opciones no se recomiendan.

**2.1.3.3 Terminación con empacador.** Algunos métodos presentan un índice elevado de efectividad en pozos sin empacador tal como el émbolo viajero, sin embargo, si la terminación inicial del pozo fue diseñada con empacador y se desea implementar dicho sistema, el empacador debe ser retirado, o bien, se deben realizar disparos por encima del elemento, elevando así los costos por la intervención en el pozo.

---

<sup>26</sup> Ibid., p.267

<sup>27</sup> Ibid., p.268

**2.1.4 Características de la producción<sup>28</sup>.** La elección del método para la remediación de la acumulación de líquido será afectada de acuerdo al volumen de líquido o gas que se produce. Por lo tanto la relación gas - líquido presente y futura, es un parámetro muy importante en el diseño y aplicación de los métodos de levantamiento artificial. En todos los métodos mencionados en esta tesis, la remoción de líquidos del fondo del pozo es más efectiva con altas relaciones de gas-líquido.

Así mismo altas relaciones de gas - líquido permiten cerrar por menos tiempo cuando un pozo produce intermitentemente. Por esta razón, el émbolo viajero es una manera viable de producir los pozos de bajo gasto durante las primeras etapas de la carga de líquidos. Sin embargo, si el volumen de líquido producido es alto la aplicación de algunos de los métodos es limitada.

**2.1.5 Propiedades del fluido.** Las propiedades del fluido que se consideran son viscosidad, densidad y composición. En general, las viscosidades menores a 10 cp (arriba de los 30° API) no son un factor en la determinación del método de levantamiento. Sin embargo, se debe ser precavido para altas viscosidades (por debajo de los 10° API), ya que las altas viscosidades de fluido dificultan el acarreo del líquido con algunos métodos. Así mismo la composición juega un papel determinante, porque algunos equipos o herramientas no están diseñados para trabajar en ambientes corrosivos.

**2.1.6 Problemas operativos<sup>29</sup>.** Los principales problemas en la operación incluyen:

**2.1.6.1 Arena, Parafinas e Incrustaciones.** La presencia de materiales externos tal como arena, parafina o incrustaciones pueden prohibir el uso de algunos métodos. La arena por ejemplo, induce problemas de erosión en las herramientas.

---

<sup>28</sup> Ibid., p.269

<sup>29</sup> Ibid., p.270

Las parafinas por su parte se acumulan a lo largo de la tubería reduciendo el área de flujo provocando una caída de presión.

**2.1.6.2 Corrosión.** La corrosión en el fondo del pozo puede ser causada por electrólisis entre diferentes tipos de metales, H<sub>2</sub>S o el contenido de CO<sub>2</sub> en el líquido producido, la salmuera altamente saturada, etc.

**2.1.6.3 Emulsión.** Con el uso de agentes tenso-activos se pueden tener problemas de emulsión, las propiedades del surfactante al tener contacto con los líquidos del pozo crean dichas emulsiones. Para ello se recurren a demulsificantes que también deben tener una prueba antes de utilizarlos en pozos para que permita la mezcla con los líquidos. Además, la temperatura de fondo es uno de los factores que también debe ser considerado antes de la selección final, ya que las temperaturas muy altas en el fondo del pozo podrían dañar equipos como motor de la bomba y sensores.

**2.1.7 Disponibilidad del equipo<sup>30</sup>.** La disponibilidad de equipo es un factor importante a considerarse en el proceso de selección. Un método puede ser menos económico que otro en términos de costo de equipo pero pueden ser más factible si el equipo está en almacenamiento y fácilmente disponible.

Como una regla general, los métodos que utilizan una fuente externa de energía proporcionarán una mayor producción de gas a largo plazo. Esos métodos son empleados más en un pozo con baja presión de fondo donde el equipo está disponible fácilmente y los costos de operación son viables.

**2.1.8 Evaluación económica<sup>31</sup>.** En general, se considera el enfoque económico en la última etapa del proceso de selección después de la evaluación técnica. Si varias opciones son elegidas para la aplicación desde un punto de vista técnico, la evaluación económica definirá la opción final. El gasto de capital, gastos de operación, los ingresos esperados, y factores tales como los indicadores

---

<sup>30</sup> Ibid., p.270

<sup>31</sup> Ibid., p.271

económicos: VPN, TIR y periodo de recuperación serán considerados; estos y otras variables deben ser tenidas en cuenta para determinar la factibilidad de un proyecto.

## **2.2 MÉTODOS EMPLEADOS EN LA SELECCIÓN DE UN SISTEMA DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL PARA POZOS DE GAS**

Para seleccionar el sistema que puede eliminar la problemática de la carga de líquido se han propuesto varios métodos. La mayoría de ellos son cualitativos y nos permiten conocer de forma preliminar cual o cuales sistemas son los mejores candidatos para resolver dicha problemática.

Estos métodos cualitativos realizan una evaluación de una serie de parámetros importantes en el pozo como la relación gas - líquido, corte de agua, presión de fondo, terminación del pozo, etc. Posteriormente el Ingeniero de producción debe realizar un análisis más detallado de las opciones elegidas, y en base a un análisis nodal determinar cuál es el mejor candidato técnicamente. A la par de ésta evaluación se debe realizar un estudio económico, debido a que no siempre el método seleccionado técnicamente resulta el más rentable.

A continuación se presentan algunos de los métodos de selección empleados en la literatura, incluyendo la propuesta de un nuevo método como objetivo de esta tesis el cual fue diseñado con el propósito de contemplar aquellos sistemas de descarga de líquido que no han sido considerados por los demás<sup>32</sup>.

**2.2.1 Método de ventajas y desventajas.** El análisis de tablas de ventajas y desventajas de los sistemas para la eliminación de líquido, es un método empleado para acortar la ventana de opciones disponibles a elegir, estas tablas se encuentran publicadas, sin embargo, la mayoría de ellas son orientadas a pozos de aceite.

---

<sup>32</sup> Ibid., p.273

A continuación se muestran algunas de las principales ventajas y desventajas de los métodos de producción para yacimientos de gas mencionados en este proyecto.

Tabla 1. Ventajas Métodos de Producción en pozos de gas

VENTAJAS - MÉTODOS DE RECUPERACIÓN EN YACIMIENTOS DE GAS			
ÉMBOLO VIAJAERO	COMPRESOR EN BOCA DE POZO	AGENTES ESPUMANTES	SARTA DE VELOCIDAD
Instalación sencilla, sin ser necesaria la remoción de la tubería	Unidad pequeña, que permite su fácil transporte e instalación	No se necesita equipo de fondo	Mantendrá una alta velocidad del gas debido a la reducción del diámetro
Bueno para pozos de bajos gastos, requiere un mínimo de 400 ft <sup>3</sup> /bbl-1000 y opera a una presión en la TR de 1 1/2 veces la presión de la línea	Solo una parte del gas es utilizada como combustible para la unidad	Aplicabilidad para pozos con bajos gastos donde las velocidades del gas pueden estar del orden de 100 a 1000 ft/min en la sarta de producción	Puede sustituirse por una tubería de producción de diámetro menor a la instalada
Opera en flujo continuo o intermitente	No requiere altas presiones de succión	Disminuye la tensión superficial y densidad del líquido, lo que permite que este sea producido	El diseño es simple ya que solo consiste en la variación de diámetros
Mantiene la tubería limpia de parafinas e incrustaciones	Resulta efectivo en pozos productores de arena	Opera en pozos con corte de agua mayor al 50%	Ayuda a controlar el influjo de gas en pozos de alta presión
El volumen de producción es mayor cuando se opera en flujo continuo	Su instalación es posible en pozos con problemas mecánicos	Se pueden realizar pruebas de funcionamiento para garantizar su funcionamiento	
No se requieren periodos de cierre en el émbolo a flujo continuo	Bajo costo por cada ft <sup>3</sup> producido si el compresor instalado es de lóbulos rotatorio		
Su diseño es adaptable a pozos con baja P <sub>wf</sub>	Flexibilidad para ser combinado con otros métodos		

Fuente. Adaptado de Grajeda y Ramírez, 2012. p. 274

Tabla 1. (Continuación)

VENTAJAS - MÉTODOS DE RECUPERACIÓN EN YACIMIENTOS DE GAS				
TUBERÍA CAPILAR	SARTA SIFÓN	INYECCIÓN DE NITRÓGENO	DISPOSITIVO IMP	COMPRESOR EN FONDO DE POZO
Debido al tamaño de la tubería, cantidades relativamente pequeñas pueden ser inyectadas con la garantía de que alcanzarán el punto de inyección	Opera en altas RGA	El punto de inyección puede moverse hacia arriba y hacia abajo a lo largo de la tubería	Componentes intercambiables y de fácil mantenimiento	Aumenta la producción de un 30 - 50%
Las unidades de instalación son pequeñas	Opera en pozos con baja presión de fondo fluyendo	Puede realizarse con inyección continua o intermitente	Su interior genera un sello hermético para evitar fugas	Puede ser aplicado en cualquier momento durante el ciclo de vida de un yacimiento
Conlleva una instalación rápida	Versatilidad del sistema por emplear Jet-Collar o válvulas de BN	Es un método rápido y redituable	Resistente en ambientes agresivos con presencia de CO <sub>2</sub> y H <sub>2</sub> S	Maximiza la producción de gas durante el ciclo de vida del pozo mediante la reducción del P <sub>wf</sub>
Implica bajos costos del sistema	Disminución del costo si el pozo es candidato a prescindir de los Jet-Collar o válvulas BN	En cuanto se alcanza la reducción de la presión deseada, se puede retirar la tubería flexible y parar la inyección de N <sub>2</sub>	Aplicable a pozos desviados hasta 35°	Al posicionarse cerca a las perforaciones del pozo, puede mejorar el desempeño del levantamiento de los fluidos
Versatilidad de instalación, ya que puede ser por dentro o por fuera de la TP	Se descarga el pozo máxima una vez al día, lo implica pocos periodos de cierre	Los efectos de este método de recuperación son prolongados		Optimización de la producción de gas por pozo y maximización del factor de recobro en los yacimientos de gas con poco impacto ambiental.

Tabla 2. Desventajas Métodos de Producción en pozos de gas

DESVENTAJAS - MÉTODOS DE RECUPERACIÓN EN YACIMIENTOS DE GAS			
ÉMBOLO VIAJAERO	COMPRESOR EN BOCA DE POZO	AGENTES ESPUMANTES	SARTA DE VELOCIDAD
No es recomendable en pozos de baja presión	Separador con volumen máximo de líquidos de 60 lb/día	Requiere inyección continua de químicos, lo que incrementa el costo	Generan mayor caída de presión en el fondo
Se requiere un controlador para regular los periodos de apertura y cierre de la válvula	No trabaja con H <sub>2</sub> S	Puede ocasionar corrosión en la TP, por lo que se necesitaran desesulfurantes	En pozos de bajo potencial, se limita el proceso de descarga
Su operación es poco exitosa en pozos con empacador	Existen pérdidas de presión en la compresión	Necesita ajustar la concentración de surfactante para romper la espuma en la superficie	Limita la corrida de herramientas de diagnóstico en el fondo del pozo
No funciona en pozos en presencia de sólidos, a menos que se instale un émbolo especial (émbolo cepillo)	Requiere una considerable inversión para el compresor	Los pozos que producen un volumen considerable de condensado (es decir, mas del 50%) podrían no hacer espuma	Su aplicación es limitada en pozos con empacador
	Alto costo por cada ft <sup>3</sup> producido si el compresor es reciprocante		Si el diámetro de la TP es muy grande, los efectos desde su instalación durarán un intervalo corto
	Tolera un bajo o nulo nivel de líquido la corriente		
	Incremento del costo por el sistema de enfriamiento		

Fuente. Adaptado de Grajeda y Ramírez, 2012. p. 275

Tabla 2. (Continuación)

DESVENTAJAS - MÉTODOS DE RECUPERACIÓN EN YACIMIENTOS DE GAS				
TUBERÍA CAPILAR	SARTA SIFÓN	INYECCIÓN DE NITRÓGENO	DISPOSITIVO IMP	COMPRESOR EN FONDO DE POZO
No es recomendable en pozos muy profundos por la instalación de válvulas de pie	Trabaja con bajo volumen de líquidos	Si la presión de fondo es muy alta, el volumen de N <sub>2</sub> requerido es mayor	Es necesario que no haya un sistema artificial de producción en el aparejo	Problemas operativos si trabaja a Pwf muy altas
El sistema tiene limitaciones si se producen impurezas como CO <sub>2</sub> y H <sub>2</sub> S	Por ser de diámetro pequeño, se limita la profundidad de la tubería ya que pueden ocurrir fallas mecánicas por tensión	Alto asociado al suministro de N <sub>2</sub>	Necesita mantenimiento cada 3-6 meses	Tecnología aun en etapa de desarrollo
Se incrementa el costo por impurezas	Monitoreo continuo por la producción de líquido errática o pozo frecuente	Se requiere una unidad de almacenamiento de N <sub>2</sub>	Se necesita limpiar el pozo de parafinas cada 3-6 meses para evitar obturaciones.	Costos iniciales de instalación elevados
Es común que se presenten fallas mecánicas a la tubería		No es recomendable en pozos desviados u horizontales	Es necesario cerrar el pozo para su colocación	

**2.2.1.1 Aplicación del método de ventajas y desventajas.** Se deben considerar los factores de las tablas 1 y 2, los cuales nos permitirán tener una idea del posible método de producción a aplicar, pero aún con todas las herramientas mencionadas en el presente trabajo, el conocimiento del comportamiento de los pozos y la evaluación de los sistemas instalados, será lo que nos permitirá mejorar en la selección del sistema óptimo.

El método de ventajas y desventajas tal vez no sea el mejor para seleccionar el método de descarga apropiado, sin embargo ayuda a descartar métodos que no son factibles para el pozo, teniendo al final pocos métodos a elegir y con un análisis más específico elegir el mejor.

**2.2.2 Software especializado.** Los métodos de selección más sofisticados para elegir algún sistema de eliminación de líquido en pozos de gas, son las herramientas informáticas. Estas herramientas incluyen reglas lógicas que designan el mejor método de descarga de líquido en función de los datos que ingresa el usuario acorde a las condiciones del pozo<sup>33</sup>. La predicción del

<sup>33</sup> Ibid., p.278

comportamiento y análisis de la acumulación de líquidos en pozos de gas se puede desarrollar de varias maneras, a continuación se exponen dos de ellas.

**2.2.2.1 Correlaciones empíricas<sup>34</sup>.** El fenómeno de acumulación de líquido en pozos de gas no puede ser reproducido utilizando herramientas de flujo estacionario, usadas normalmente para pronósticos de producción, como el acople del balance de materiales y el análisis nodal, pero no considerarlo puede redundar en pronósticos de producción muy optimistas que no reflejen la realidad del yacimiento, provocando evaluaciones económicas incorrectas.

El cálculo de gradientes de presión en pozos de gas y condensado, cuando las velocidades de flujo están en el orden o son inferiores a la crítica de Turner, cobra una gran importancia en yacimientos maduros, donde la irrupción de agua en los pozos es un factor preponderante en la declinación del caudal y del cierre de pozos. Un cálculo ajustado de estos gradientes de presión y de la curva de *outflow* en pozos en estas condiciones tiene gran incidencia en los pronósticos de producción y en la determinación de la presión de abandono de cada pozo, por lo que cobra una gran importancia económica en la evaluación de proyectos de desarrollo.

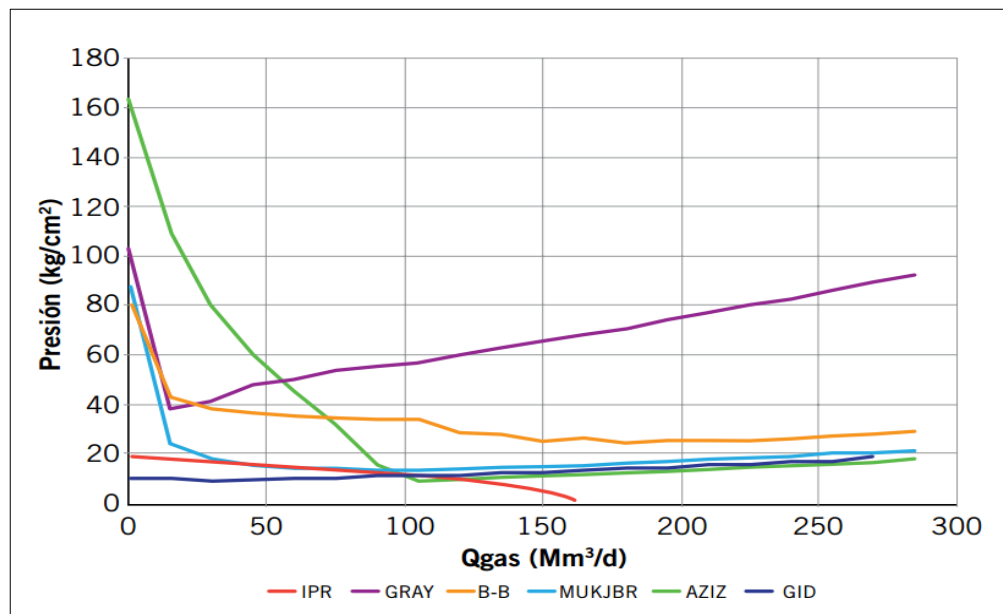
La introducción de herramientas informáticas para la predicción de la carga de líquido en pozos de gas, también ha permitido el desarrollo de correlaciones que reducen notablemente el error promedio y la desviación estándar las cuales pueden aplicarse en un amplio rango de caudales, presiones y relaciones gas-líquido, tal como se puede observar en el trabajo presentado por Bellini. La aplicación de la metodología puede tener un alto impacto económico ya que mejora el ajuste del cálculo del punto de funcionamiento en pozos de gas y del condensado, mejorando en consecuencia la calidad de los estudios de optimización de producción y rediseño de instalaciones que se van a realizar sobre

---

<sup>34</sup> BELLINI, Nicolás; GILARDONE, Carlos y CANEL, Carlos. Acumulación de líquidos en pozos de gas: Predicción de comportamiento y análisis de su incidencia en los pronósticos de producción. En: 2° Congreso Latinoamericano y 4° Nacional de Seguridad, Salud Ocupacional y Medio Ambiente en la Industria de los Hidrocarburos 2013. Petrotecnia. Agosto 2013.

estos pozos. Se espera que la aplicación de estas metodologías también redunde en pronósticos de producción más realistas y predicciones mucho más precisas de la presión de abandono de cada pozo. Estos dos puntos son de alto impacto económico, y son determinantes en un análisis económico de proyectos.

Figura 9. Incidencia del desempeño de las distintas correlaciones en la predicción del punto de funcionamiento de un pozo



Fuente. Tomado de Bellini, 2013. p. 19

En la *figura 9* se destaca la importancia de contar con metodologías de cálculo ajustadas al comportamiento real de pozos de gas y condensado en estas condiciones. Por ejemplo, se observa que dos de las cinco correlaciones darían que el pozo está sin producción, otras dos indicarían que el pozo se encuentra en condición de flujo inestable y que en corto tiempo dejaría de fluir; y la restante indica un flujo continuo de 100 km<sup>3</sup>std/d.

**2.2.2.2 Ecómetro<sup>35</sup>.** La correcta utilización del ecómetro en la acumulación de líquido en pozos de gas, y la acertada interpretación de los resultados del trazo acústico conlleva a obtener una mejor decisión al momento de optimizar un pozo. Una de las grandes ventajas de utilizar el ecómetro es que arroja con gran precisión en donde se encuentra el nivel de líquidos y sobre todo la columna real que hay que desalojar para poder optimizar un pozo de gas condensado. Además el trazo acústico no sólo sirve para detectar el nivel de fluido, también nos ayuda a detectar cualquier anomalía presente en la tubería de producción y revestimiento, tales como: rotura en la tubería, colapso en la tubería, botellas, empacaduras, colgadores, fuga en intervalo cementado, entre otros.

La única desventaja para el pozo de gas, es que lamentablemente se tiene que cerrar el pozo por un tiempo determinado para que pueda tomarse un registro representativo, lo que origina una diferida de producción, aunque pequeña, pero diferida igual y un nivel pseudo-dinámico, ya que el pozo no está abierto al momento de tomar el nivel.

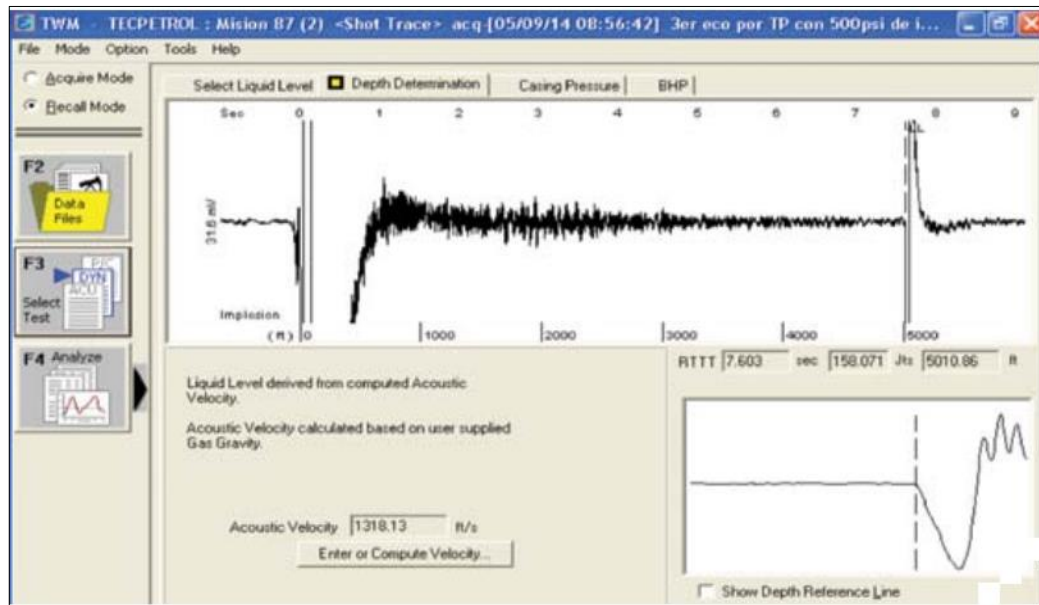
Es necesario maximizar el uso del ecómetro para analizar y seleccionar el mejor sistema de extracción para el desalojo de líquidos. En pozos con tiempos de cierre mayor de una semana, se recomienda tomar un ecómetro estático para determinar su presión estática de fondo. La *figura 10* indica la señal obtenida en un pozo de estudio que presenta problemática de acumulación de líquido.

El reto general seguirá siendo la eliminación de líquidos, por ello los operadores se enfrentarán con una serie de nuevas tendencias y desafíos asociados con la eliminación de líquido en pozos de gas, los cuales estarán relacionados con: economía, pozos profundos, largos intervalos perforados, terminaciones horizontales, embalses apretados, pozos de metano en capas de carbón, pozos con válvulas de seguridad del subsuelo, pozos con problemas de corrosión de tubos y finalmente con los sistemas de automatización.

---

<sup>35</sup> SULBARAN, Juan Carlos. Deliquification Gas Well Deliquification. Utilizando el Ecómetro como Herramienta de Análisis y Optimización. En: [http://petroquimex.com/JulAgo14/Delicuefaccion\\_de\\_pozos\\_de\\_Gas.pdf](http://petroquimex.com/JulAgo14/Delicuefaccion_de_pozos_de_Gas.pdf). Consultado en: 18 de marzo de 2017

Figura 10. Software de control estadístico de las medidas de nivel del Ecómetro



Fuente. Tomado de Sulbaran. p. 58

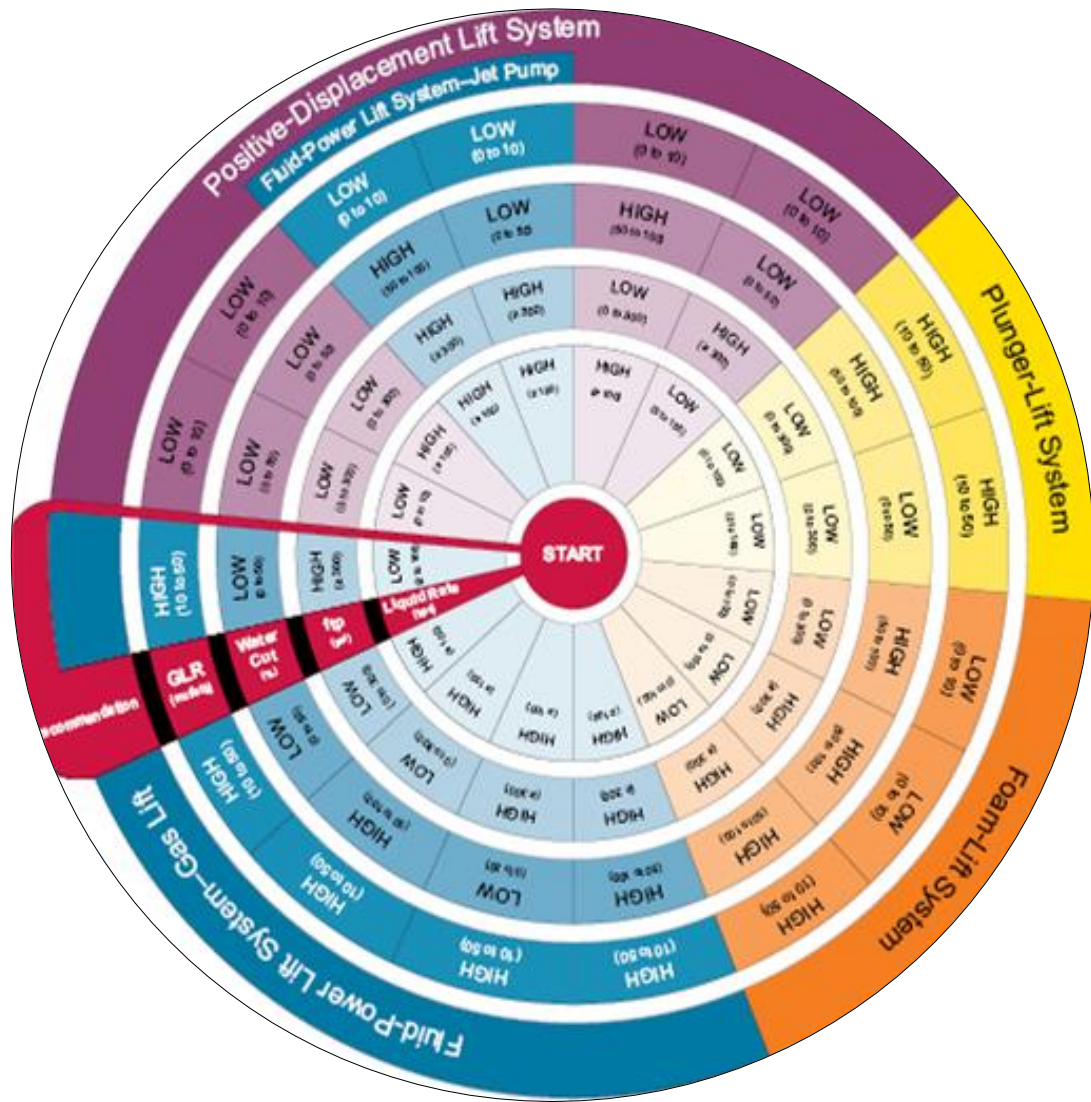
**2.2.3 Selector de descarga de Weatherford<sup>36</sup>.** Carta digital cualitativa que emplea rangos de valores de algunas variables en un proceso de selección lógica. El selector trabaja mediante la asignación de un alto o bajo valor para cada una de los cuatro datos disponibles en superficie: Relación gas - líquido, presión en la cabeza del pozo, corte de agua y gasto de líquido.

Para iniciar la evaluación de algún pozo empleando esta herramienta, se comienza por el centro buscando con la plumilla la respuesta de alto o bajo valor de las 4 variables de acuerdo a los datos disponibles como se muestra en la *figura 11*. Posteriormente, se debe observar la opción que señala la plumilla en el anillo exterior, donde se indica el método de eliminación de líquido seleccionado. Cabe

<sup>36</sup> R&D COUNCIL. Guidelines & Recommended Practices Selection of Artificial Lift Systems for Deliquifying Gas Wells. <http://www.alrdc.com/recommendations/gas%20well%20deliquification/artificial%20lift%20selection/AL%20Selection%20Edited%20---%20Introduction.docx>. Consultado en: 18 de marzo de 2017

destacar que el selector toma en cuenta como métodos de descarga el bombeo neumático, émbolo viajero, agentes espumantes y bombas de desplazamiento positivo (BEC, BM y PCP).

Figura 11. Selector de descarga de pozos de gas



Fuente. Tomado de R&D Council. p. 4

**2.2.3.1 Aplicación del método selector de descarga de Weatherford.** El selector de descarga se basa en cuatro variables para poder elegir el método de descarga apropiado, éstas son  $Q_l$ ,  $P_{wh}$ , % de corte de agua y RGL.

Cada una de las variables cuenta con un rango para poder elegir las en el selector y son calificadas como Alto o Bajo, los rangos se muestran en la *Tabla 3*.

Tabla 3. Variables del selector de descarga

VARIABLE	BAJO	ALTO
Gasto de líquido	< 100 bpd	> 100 bpd
Presión de cabeza	< 300 lb/in <sup>2</sup>	> 300 lb/in <sup>2</sup>
% Corte de agua	< 50%	> 50%
RGL	< 10000 ft <sup>3</sup> /bl	> 10000 ft <sup>3</sup> /bl

Fuente. Adaptado de Grajeda y Ramírez, 2012. p. 287

Si contamos con el valor de estas cuatro variables de un pozo con problemática de carga de líquidos, el selector puede elegir un método de descarga de forma cualitativa. Su forma de trabajo constará de calificar la variable en el rango Bajo o Alto y entrar al selector en el rango indicado en cada una de las variables hasta llegar al último anillo y elegir el método de descarga.

**2.2.4 Método Multicriterio<sup>37</sup>.** El método multicriterio, desarrollado por Schlumberger, es un proceso de selección analítico que permite elegir el sistema de producción más adecuado en pozos de gas que operan con acumulación severa de líquido. Este método fue desarrollado en base a las características específicas de la producción, datos del pozo y datos del sistema de terminación. En este método de evaluación, se emplea un sistema de calificación de 5 niveles (de 0 al 4), en donde el valor cero elimina automáticamente la posibilidad de

<sup>37</sup> Morales, et al., Op Cit., p.12

aplicar alguna opción. El valor asignado al método se obtiene de calificar parámetros micro (subclases) de una clase general.

Las subclases, son definidas como factores que determinan la carga de líquido y por lo tanto, influyen en la selección adecuada del método de producción.

Las clases generales y sus subclases más comunes son:

#### **2.2.4.1 Terminación del pozo**

- Con o sin empacador
- Profundidad del empacador
- Desviación del pozo
- Diámetro de la TP y TR

#### **2.2.4.2 Historias de producción**

- Baja producción del gas
- Producción errática
- Información del tipo de líquido producido

#### **2.2.4.3 Historias de presión en la cabeza del pozo**

- Presión en la cabeza del pozo, disminuye bruscamente
- Presión de fondo

#### **2.2.4.4 Comportamiento del pozo**

- Producción del gas, disminuye durante la medición
- Baja producción de gas
- No se tiene información de la producción de líquido
- Comportamiento de la presión en la TP
- Presión en la línea
- Velocidad Crítica del gas

#### **2.2.4.5 Otros problemas**

- Contenido de CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S

- Producción de Arena, asfáltenos e incrustaciones
- Fallas mecánicas

#### **2.2.4.6 Costos**

- Costos operacionales
- Costos de capital

El factor de las clases generales (FCG) es un promedio geométrico de todas las clases, el cual constituye la esencia del modelo y la evaluación final de la aplicación de algún método de descarga de líquido.

El Factor de Evaluación Integrado (FEI) está dado por la ecuación 1:

$$FEI = \sqrt[n]{\prod_{i=1}^n FCG} \quad (\text{Ecuación 1})$$

Donde:

*FEI* = Factor de Evaluación Integrado

*FCG* = Factor de las clases generales

*n* = Número de clases generales

El método establece que aquel método que obtenga el valor más alto de FEI, será el más recomendable para instalarse en el pozo.

Como se mencionaba anteriormente, las clases generales están formadas por parámetros llamados subclases (SCG), el número de dichas subclases es variable debido a que son incluidas sólo aquellas de las cuales se tiene información.

Las clases generales pueden ser evaluadas mediante la ecuación 2:

$$FCG_k = \sqrt[n]{\prod_{i=1}^n SCG_{(i)}} \quad (\text{Ecuación 2})$$

Donde:

*FCG* = Factor de las clases generales

*SCG* = Subclases generales

*k* = Tipo de clase general a evaluar

*n* = Número de subclases

Ya que el número de subclases individuales depende directamente de la cantidad de datos disponibles, la influencia de aquellos parámetros que no fueron incluidos es minimizada al no ser tomados en consideración.

Para aplicar el método Multicriterio, las clases generales deben ser evaluadas y organizadas en una tabla, en donde aquel o aquellos métodos que obtengan el valor más alto, serán los elegidos para instalarse en el pozo.

La organización de todo proyecto, debe ser ajustada acorde a las metas previstas para que se abarquen todos los procesos relevantes. Factores como: toma de información, análisis de características y el diseño y aplicación de la solución acogida, deben ser minuciosamente evaluados en el desarrollo de cada nuevo proyecto.

### **3. SISTEMA DE COMPRESIÓN DE GAS EN FONDO DE POZO - DGC -**

La necesidad de maximizar la producción de muchos campos de gas maduros, han impulsado a varias empresas a desarrollar nuevas tecnologías que garanticen producir los pozos en óptimas condiciones, especialmente en los casos cuando la formación de líquidos en el fondo comienzan a generarse, donde la presión de fondo fluyente es necesaria disminuirla en este caso, así como también la de prolongar la presión de abandono del yacimiento.

La aplicación de la tecnología de compresión de gas en fondo, luce muy prospectiva debido a las siguientes razones:

- Aceleración de la producción temprana y mantenimiento de la misma en nuevos desarrollos de campos de gas.
- Bajo costos de rejuvenecimiento de campos maduros de gas, caracterizados por baja presión del yacimiento y la acumulación de líquidos en el fondo de los pozos.
- Optimización de la producción de gas por pozo y maximización del factor de recobro en los yacimientos de gas con poco impacto ambiental.

El sistema DGC posicionado lo más cercano a las perforaciones del pozo, puede mejorar el desempeño del levantamiento de los fluidos e incluso, más eficiente que cualquier otro método de levantamiento artificial utilizado para pozos de gas. La tecnología desarrollada en el sistema DGC, contiene un número de módulos compresores ensamblados en serie. Cada módulo comprende un compresor de alta velocidad, el cual se mueve gracias a la acción de varios motores con magnetos permanentes, soportados por un sistema de sellos de gas y energizados por inversores individuales de alta frecuencia, diseñados

especialmente para las condiciones de fondo. La potencia eléctrica es transmitida hacia el fondo, por intermedio de un enlace de corriente directa<sup>38</sup>.

Generalmente en pozos de gas se realiza compresión convencional y/o compresión en cabeza de pozo, usualmente se ubican en la superficie de un pozo de gas para minimizar la presión de la cabeza de pozo reduciendo la contrapresión de superficie que resulta en la disminución de la presión de fondo de pozo. Este mecanismo proporcionaría una capacidad de elevación extra de un pozo, especialmente para el depósito de gas agotado. Este método no es tan eficaz como los métodos de elevación artificial convencionales aplicados en un pozo de petróleo; y está limitado por la capacidad de succión del compresor a lo largo de la longitud de la tubería de producción, donde se requiere superar una cantidad significativa de gradiente de presión de flujo. Como resultado, el pozo puede requerir un abandono temprano dejando al menos 30-40% del gas original en el yacimiento.

Este enfoque convencional tampoco es muy conveniente en ambientes extraterritoriales. Existen diferentes técnicas para pozos de gas en alta mar, donde se utilizan compresores convencionales de alta capacidad tanto en la cabeza del pozo como en la plataforma fija o en el sistema de producción flotante. Tales compresores requieren altos costos de operación y de mantenimiento o de intervención<sup>39</sup>.

Este capítulo se centra en comprender los conceptos clave de la tecnología y explorar su posible aplicación para aumentar la productividad de pozos de gas a través de estudios de sensibilidad. Igualmente se presentan antecedentes teóricos de la técnica de compresión de gas en fondo de pozo y resultados de un caso de estudio.

---

<sup>38</sup> Di Tullio, M., et al., Op Cit., p. 1

<sup>39</sup> Mofazzal Y Dali Bin, Op Cit., p. 2

### 3.1 FUNCIONAMIENTO DEL SISTEMA DE COMPRESIÓN DE GAS EN FONDO DE POZO<sup>40</sup>

La tecnología *DGC* funciona siguiendo los mismos principios de la bomba de elevación artificial utilizada en un pozo productor de petróleo o líquido convencional. El fluido experimenta pérdida de presión a medida que recorre la tubería desde el fondo hasta la superficie. La presión de flujo de entrada de orificio de fondo disponible (BHIFP) tiene que soportar esta pérdida de presión de flujo, más la presión de cabeza de pozo como se requiere para soportar la contrapresión de instalaciones de superficie para una condición de funcionamiento dada. Si este BHIFP disponible es menor que la pérdida de presión de flujo requerida más la presión de la cabeza de pozo, el pozo dejará de fluir.

La compresión en fondo de pozo es aplicable para campos de gas tanto húmedos como secos, los cuales tienen baja presión media en el yacimiento y un rendimiento de tubería dominado por fricción. La tecnología *DGC* también es capaz de optimizar el sistema de producción minimizando el gradiente de presión de flujo y soportando la presión más alta de la cabeza de pozo. El gradiente de presión de flujo consiste en tres componentes: pérdida de presión debida a la fricción, pérdida de presión hidrostática debida a la densidad del fluido y pérdida de presión del pozo debido a la aceleración del fluido. El último componente generalmente no es significativo en comparación con los otros dos, y generalmente se desprecia en el cálculo. El fluido también requiere superar la presión de cabeza de pozo necesaria, impuesta en el pozo desde los sistemas de recolección aguas abajo. Sin embargo, el gradiente de presión de fricción para la condición de flujo laminar monofásico aumenta proporcionalmente con la velocidad, pero esta proporcionalidad será compleja en caso de flujo de turbulencia. También es una función de la rugosidad relativa de la tubería de producción. En otras palabras, cuanto más alta sea la velocidad del fluido se produce una mayor pérdida de presión a través de la tubería. La pérdida de

---

<sup>40</sup> *Ibid.*, p. 2-4

presión hidrostática depende de la densidad del gas y de la distancia vertical entre la cabeza del pozo y el punto de interés en el pozo (normalmente el fondo). La presión de la cabeza del pozo está limitada por los requisitos de las instalaciones de superficie o sistemas de recolección y se determina basándose en la presión requerida para soportar la contrapresión de los sistemas de recolección. La *DGC* puede hacer esto comprimiendo el gas de baja presión que entra en la tubería inmediatamente después de que sale del fondo del pozo. Como resultado, la densidad de este gas comprimido se incrementará permitiendo una disminución en su velocidad para el mismo caudal másico, y por lo tanto minimiza la pérdida de presión por fricción aumentando la tasa global de producción de gas. Esto también ayudará a reducir la erosión de la tubería de producción minimizando el riesgo de que se produzca un flujo de turbulencia de gas.

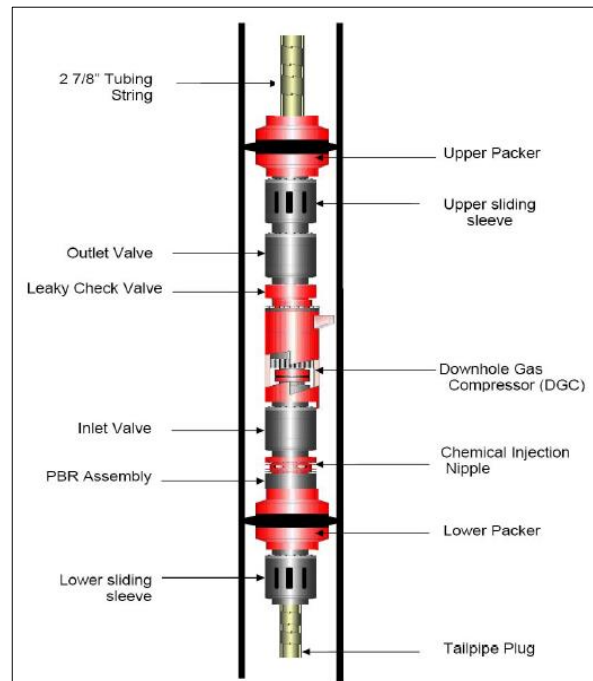
La adopción de la tecnología *DGC* desempeña un papel importante en la reducción de las pérdidas totales de presión. Colocando el *DGC* más cerca de la perforación del pozo, la presión de succión que recibe será relativamente alta, requiriendo una relación de compresión mínima que pueda proporcionar una presión de descarga significativamente más alta desde el compresor. La compresión cerca del depósito permite que fluya más gas desde el depósito al pozo, reduciendo la presión de entrada del fondo de pozo. El beneficio general que se obtiene al instalar la *DGC* es que reduce el *FBHIP* debido a la presión de succión del compresor, lo que da lugar a una mayor reducción, lo que a su vez disminuye la presión de abandono y, por lo tanto, aumenta las reservas de gas recuperables. El otro beneficio de producción de la *DGC* es que es una forma rentable de ser utilizado en pozos de gas maduros. Para nuevos pozos de gas, también se puede usar para acelerar la tasa de producción y prolongar la vida del pozo de gas.

Mientras esta tecnología continua en desarrollo, varios desafíos deben ser resueltos para dar con el diseño óptimo del compresor. Uno de los retos es diseñar un compresor que pueda funcionar en tuberías de tamaño limitado con

alta temperatura y condición de presión. Además, es necesario diseñar un motor de alta velocidad para accionar el compresor. También es necesario tener en cuenta el método de distribución de potencia entre la superficie y el compresor. Otro obstáculo es el sistema lubricante del compresor, que necesita de un ajuste operativo para las condiciones en fondo de pozo.

Similar a las bombas electrosumergibles multietapa, el sistema de compresión en fondo de pozo está conformado de una serie de compresores en módulos dispuestos en serie. Cada módulo consta de un compresor de alta velocidad accionado por un motor de imán permanente soportado en cojinetes de gas, y alimentado por inversores individuales de estado sólido de alta frecuencia diseñados para un entorno de fondo de pozo. A partir de los algunos estudios de viabilidad desarrollados para la tecnología *DGC*, se encontró una potencia óptima de compresión de 0,5 MW (670 CV) para un diámetro de envoltura de pozo de 9 5/8 pulgada. La *figura 12* muestra los módulos del compresor en serie.

Figura 12. Módulo de un sistema de compresión de gas en fondo de pozo



Fuente. Tomado de Di Tullio, M., et al. 2009. p. 17

Uno de los elementos principales en la tecnología de *DGC* es el sistema de suministro de energía eléctrica de baja pérdida que utiliza inversores de potencia de pozo. El sistema consta de dos secciones, que es el paquete electrónico situado en la entrada del compresor y la alimentación de energía superficial situada cerca de la cabeza del pozo. Estas dos secciones están conectadas por un cable situado fuera de la tubería de producción que transmite señales y potencia al compresor. Se utiliza un transformador de suministro para transferir energía eléctrica desde el sistema de suministro al fondo de pozo. Se evita la caída de voltaje añadiendo una precarga y una premagnetización dentro del sistema. Motores de imán permanente son utilizados, en lugar de motores de inducción, por su capacidad para operar a mayor velocidad, mejor eficiencia y mayor densidad volumétrica. Dado que el compresor requiere una alta velocidad de rotación dentro de tubos de diámetro pequeño, se utiliza un eje de cambio corto.

Otro elemento principal del *DGC* es el sistema hidrodinámico de cojinetes de gas. El cojinete de gas se hace de la película hidrodinámica del gas y utiliza el gas hidrocarbonado producido como su lubricante. Funciona como un lubricante en el tren de transmisión y asegura que no se produzca desgaste durante el uso del compresor.

### **3.2 POTENCIAL DE LOS SISTEMAS DE COMPRESIÓN EN FONDO DE POZO<sup>41</sup>**

El rendimiento de producción de un pozo puede analizarse mediante la combinación del rendimiento de flujo de entrada y el análisis de rendimiento a la salida. El principio del modelo analítico que se describe a continuación, se basa en el cálculo de la caída de presión a través de la tubería de producción para el flujo de gas monofásico (rendimiento de salida) usando una ecuación diferencial

---

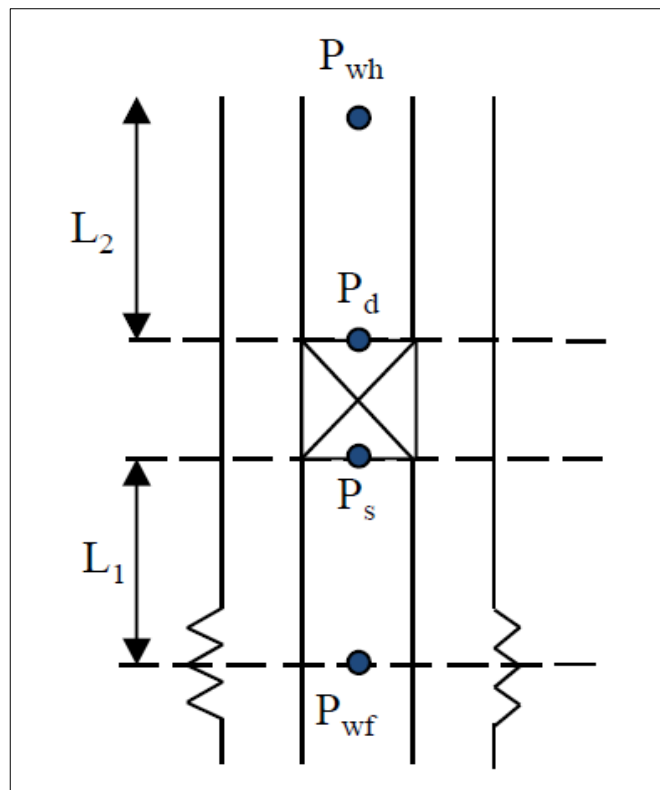
<sup>41</sup> Ibid., p. 5-7

gobernante para flujo de gas a través de tubos inclinados a un ángulo  $\theta$  de la horizontal.

$$\frac{ZRT}{28,97\gamma_g} \frac{dP}{P} + \left\{ \frac{g}{g_c} \sin \theta + \frac{32f_f}{\pi^2 g_c D^5} \left[ \left( \frac{T}{T_{SC}} \right) \left( \frac{P_{SC}}{P} \right) qZ \right]^2 \right\} dL = 0 \quad (\text{Ecuación 3})$$

En la ecuación 3, el factor de compresibilidad del gas  $Z$ , la presión  $P$  y la temperatura  $T$ , se determinan en función de la posición  $L$ . Para resolver esta ecuación integralmente, es necesario aplicar condiciones aproximadas, tal y como se desarrollan en la industria. Puesto que la presión  $P$  en la longitud  $L$  no es una función de la temperatura y el factor de compresibilidad, los valores medios de  $T$  y  $Z$  sobre el segmento del tubo de interés pueden suponerse para una aproximación razonable.

Figura 13. Esquema de producción con un sistema DGC



Fuente. Tomado de Mofazzal y Dali Bin. 2013, p. 5

La *figura 13* ilustra la configuración típica para el caso de un pozo completado con el sistema DGC, en el que se aplica la *ecuación 4* para establecer la relación entre la presión de descarga del compresor  $P_d$  y la presión de la cabeza del pozo  $P_{wh}$ .

$$P_d = \sqrt{e^{-S} P_{wh}^2 - 2,685 * 10^{-3} \frac{f_f (\overline{ZT} q)^2}{\sin \theta D^5} (1 - e^{-S})} \quad (\text{Ecuación 4})$$

donde,

$$S = \frac{-0,0375 \gamma_g \sin \theta L_2}{\overline{ZT}}$$

Una vez calculada la presión  $P_d$  del compresor de descarga a partir de la presión conocida de la cabeza de pozo,  $P_{wh}$ , la presión de succión  $P_s$  se calcula conociendo la relación de compresión  $R$  del compresor utilizando la *ecuación 5*:

$$R = \frac{P_d}{P_s} \quad (\text{Ecuación 5})$$

Finalmente, la presión de flujo de flujo  $P_{wf}$  se puede calcular determinando la caída de presión sobre la longitud del segmento de tubería de interés, usando la *ecuación 6*.

$$P_{wf} = \sqrt{e^{-S} P_s^2 - 2,685 * 10^{-3} \frac{f_f (\overline{ZT} q)^2}{\sin \theta D^5} (1 - e^{-S})} \quad (\text{Ecuación 6})$$

Donde,

$$S = \frac{-0,0375\gamma_g \sin \theta L_1}{ZT}$$

Las ecuaciones de rendimiento del flujo de salida, descritas anteriormente, pueden aplicarse fácilmente para predecir el rendimiento de producción de un pozo, en combinación con las curvas IPR y las propiedades del gas, utilizando el concepto de análisis nodal mediante el uso de hojas de cálculo en Excel. Las IPR utilizadas en este estudio se basan en la ecuación analítica para el drenaje circular vertical de pozos de gas, tal como se da en la *ecuación 7*.

$$q_g = \frac{kh[m(\bar{p}_r) - m(p_{wf})]}{1422T \left( \ln \frac{0,472r_e}{r_w} \right) + S + Dq_g} \quad (\text{Ecuación 7})$$

$$m(\bar{p}_r) = 2 \int_{p_o}^{\bar{p}_r} \frac{p}{\mu Z} dp$$

$$m(\bar{p}_{wf}) = 2 \int_{p_o}^{\bar{p}_{wf}} \frac{p}{\mu Z} dp$$

Donde:

$q_g$  = Tasa de flujo de gas, Mscf/d

$k$  = Permeabilidad del yacimiento

$m(p)$  = función de la presión pseudocrítica,  $\text{psi}^2/\text{cp}$

$T$  = Temperatura, °R

$S$  = Factor de daño

$Dq_g$  = Factor de daño dependiente del flujo (flujo no darciano)

$h$  = espesor del yacimiento, ft

$r_e$  = radio de drenaje, ft

$r_w$  = radio del pozo, ft

Los beneficios de producción alcanzados por el sistema de DGC se evalúan mediante el análisis de rendimiento de entrada y de salida, y se comparan los perfiles de producción con y sin el sistema DGC sobre el ciclo de vida del pozo, usando el modelo analítico descrito en la ecuación 7. El porcentaje de aumento en la producción puede calcularse mediante la ecuación 8:

$$\text{Aumento de producción (\%)} = \frac{Q_{DGC} - Q_{SIN-DGC}}{Q_{SIN-DGC}} * 100 \quad (\text{Ecuación 8})$$

Teniendo en cuenta el modelo de flujo descrito anteriormente, se desarrollan en Excel las ecuaciones para realizar un análisis nodal que prediga el rendimiento de producción de un pozo de gas natural con y sin la tecnología DGC. Las características del pozo candidato para este caso estudio, se basan en las investigaciones de Di Tullio, y se muestran en las tablas 4 y 5.

Tabla 4. Información del yacimiento

<b>PROPIEDADES</b>	<b>VALORES</b>
Presión del yacimiento (psi)	2800
Temperatura del yacimiento (°F)	170
Área (acres)	640
Espesor (ft)	100
Gravedad específica	0,52
Permeabilidad (mD)	20
Porosidad	0,2
Agua saturada	0,2
Factor de daño	15
Relación de daño	0

Fuente. Tomado de Di Tullio, M., et al. 2009. p. 7

Tabla 5. Información del pozo

<b>PARÁMETROS</b>	<b>VALORES</b>
Diámetro externo de la tubería (in)	2,875
Diámetro interno de la tubería (in)	2,441
Presión en cabeza de pozo (psi)	500
Casing (in)	7
Diámetro del pozo (in)	7

Fuente. Tomado de Di Tullio, M., et al. 2009. p. 7

Para demostrar la precisión del modelo matemático propuesto, la utilización de software especializado es una herramienta que permite analizar y comparar el compartimento de un pozo de gas que presente las condiciones operativas necesarias, para completarlo mediante la tecnología DGC. La *tabla 6* recopila los resultados obtenidos una vez fueron aplicadas, en la hoja de cálculo, las ecuaciones de flujo para el pozo de gas candidato. Los resultados expuestos acerca del software especializado, hacen parte de los antecedentes recopilados en el trabajo de Mofazzal.

Tabla 6. Cuadro comparativo modelo matemático vs software

<b>MODELO APLICADO</b>	<b>TASA DE FLUJO ÓPTIMO ( MMSCFD )</b>		<b>AUMENTO PRODUCCIÓN (%)</b>
	<b>SIN-DGC</b>	<b>DGC</b>	
Matemático	20,2	24,6	21,78
Software	21,15	25,91	22,49
<b>Desviación (%)</b>	<b>4,71</b>	<b>5,33</b>	<b>3,2</b>

Fuente. Tomado de Mofazzal y Dali Bin. 2013, p. 8

Los resultados obtenidos tanto con el modelo matemático como el software, reflejan una aproximación que permite deducir que la herramienta de modelamiento en la hoja de cálculo ofrece un potencial de análisis aceptable, ya que los valores arrojados se encuentran dentro de un rango aceptable de precisión. La desviación resultante puede deberse a que el modelo analítico utiliza presiones y temperaturas medias para obtener la viscosidad y la compresibilidad del fluido.

#### **4. IMPACTO DEL SISTEMA DE COMPRESIÓN EN FONDO SOBRE LA PRODUCTIVIDAD DEL POZO**

Los estudios de sensibilidad se realizan mediante las hojas de cálculo de Excel y se grafica el modelo analítico, para analizar el rendimiento de producción de un pozo de gas seco con y sin DGC. Los objetivos principales del estudio de sensibilidad corresponden con la investigación de los parámetros que afectan el rendimiento de entrada y salida de un pozo de producción de gas completado con el sistema DGC, determinando los parámetros más sensibles que afectan el desempeño del sistema de compresión en fondo de pozo así, justificar la aplicación del sistema.

La configuración y parámetros del yacimiento, y las propiedades del gas utilizadas para la validación del modelo se consideran como caso base para el estudio de sensibilidad.

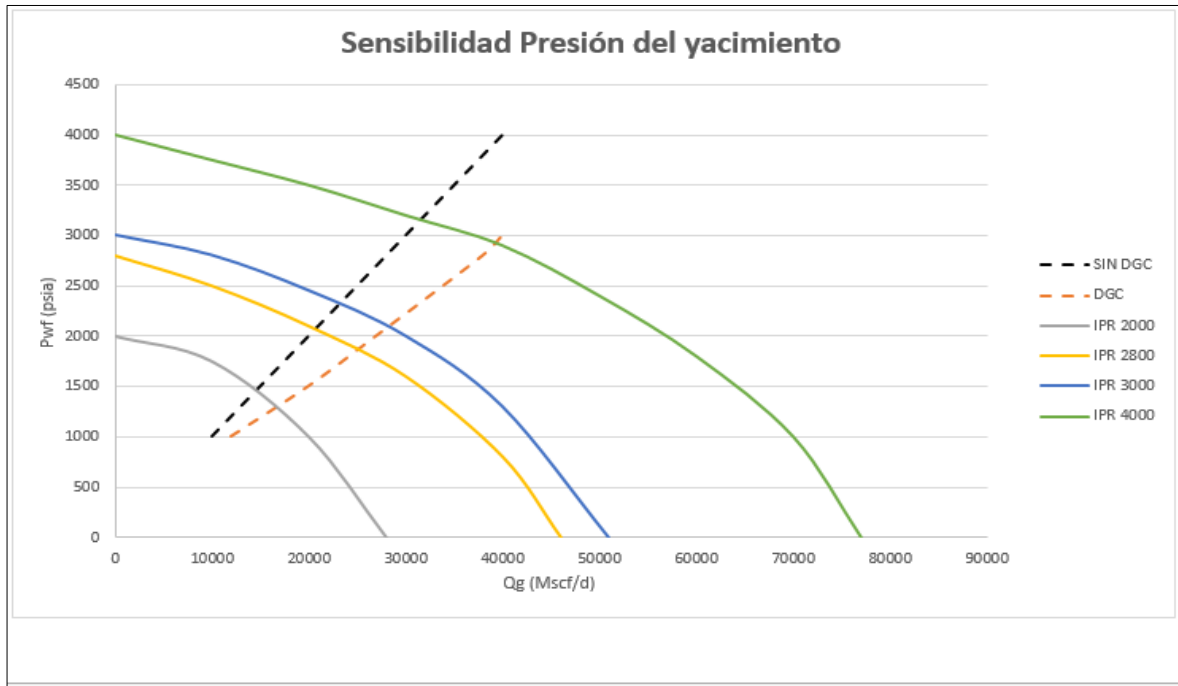
#### 4.1 PRESIÓN DEL YACIMIENTO<sup>42</sup>

La presión genera un alto impacto en el comportamiento del gas seco, ya que es un fluido de baja densidad con alto coeficiente de compresibilidad isotérmica. Mientras el gas fluye hacia arriba del tubo, la presión comienza a decrecer, lo que da lugar a la expansión del gas, y por lo tanto se presenta un aumento en la velocidad del fluido. Esto favorece el aumento de la presión de fricción, lo que produce mayores pérdidas de presión a través de la tubería. A partir de la *figura 14*, se observa que una presión de yacimiento más alta ofrece una mayor capacidad de flujo del pozo. La comparación entre el pozo terminado con DGC y sin DGC muestra que el pozo completado con DGC arroja mejores resultados respecto a la reducción de la pérdida de presión. Incluso, a medida que el yacimiento comienza a agotarse el aumento de producción retiene aproximadamente el 20%, haciendo que el compresor opere durante un período de tiempo más largo para una presión dada de la cabeza de pozo.

Figura 14. Sensibilización de Presión en el yacimiento

---

<sup>42</sup> *Ibid.*, p. 8



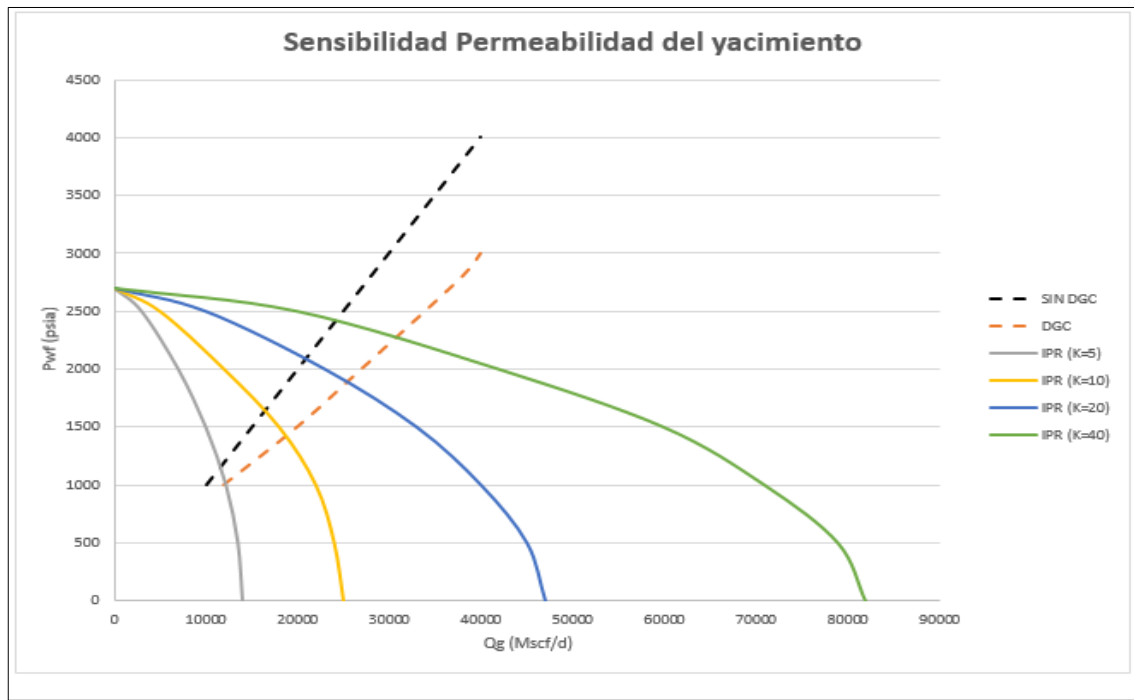
Fuente. Autor

#### 4.2 PERMEABILIDAD DEL YACIMIENTO<sup>43</sup>

A partir de la *figura 15*, se puede observar que las curvas IPR están influenciadas por la permeabilidad. Por lo tanto, se muestra un mayor aumento en la producción mientras se utiliza la DGC para un yacimiento con alta permeabilidad. Los resultados obtenidos muestran que la DGC da un aumento significativo en el incremento de velocidad de producción cuando valores de permeabilidad son más altos. Un mayor valor de la permeabilidad, da una mejor capacidad de entrada y, por lo tanto, un mayor caudal de gas incluso a baja presión, lo que compensa las pérdidas de presión a través del yacimiento y la tubería de terminación.

Figura 15. Sensibilidad Permeabilidad del yacimiento

<sup>43</sup> *Ibid.*, p. 8



Fuente. Autor

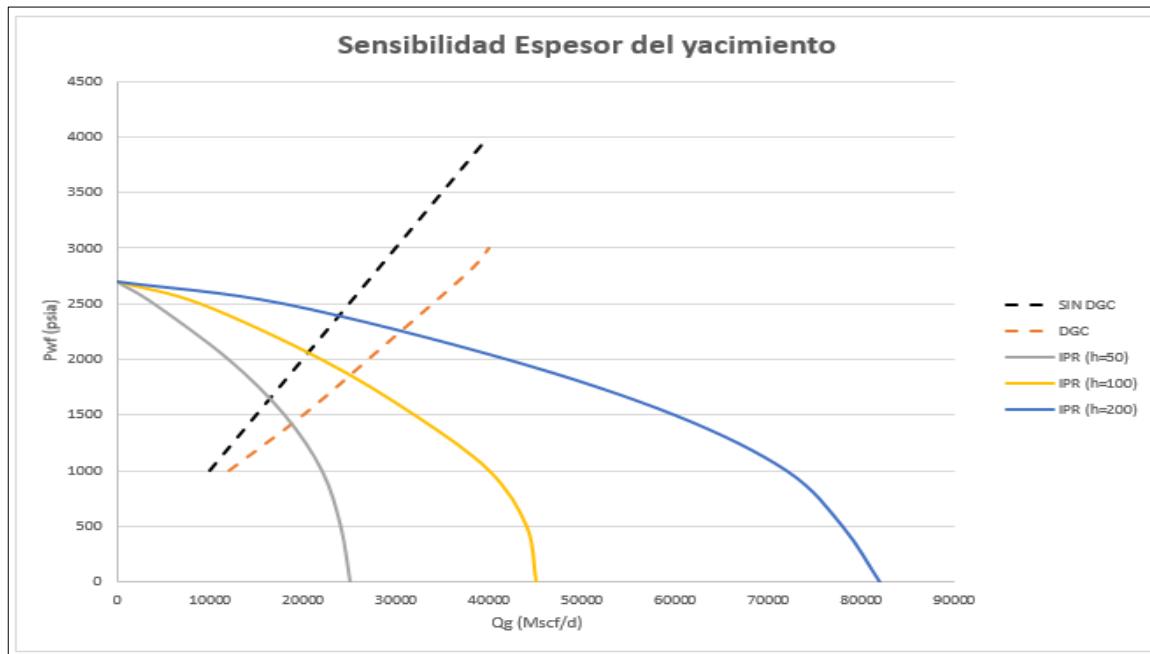
### 4.3 ESPESOR DEL YACIMIENTO<sup>44</sup>

La sensibilidad del espesor del yacimiento es similar a la permeabilidad de este. Se presenta un incremento significativo en la tasa de flujo de entrada con el aumento en el espesor del yacimiento, como se muestra en la *Figura 16* para un pozo vertical. Probablemente, esto se deba a la mayor área cerrada del yacimiento en la interfase del pozo, lo que proporciona una mayor capacidad de entrada y, por lo tanto, una mayor liberación del gas. Como se puede observar en la gráfica de sensibilidad del espesor, el porcentaje de aumento de producción es sustancialmente el resultado del aumento del espesor del depósito, demostrando que la tecnología DGC ofrece una mejora sustancial de la productividad de un pozo vertical para un depósito espeso y de alta permeabilidad. Esto debería ser

<sup>44</sup> *Ibid.*, p. 9

aún más beneficioso para el pozo horizontal debido a la mayor área de contacto del depósito, lo que resulta en una mayor capacidad de entrega.

Figura 16. Sensibilidad Espesor del yacimiento



Fuente. Autor

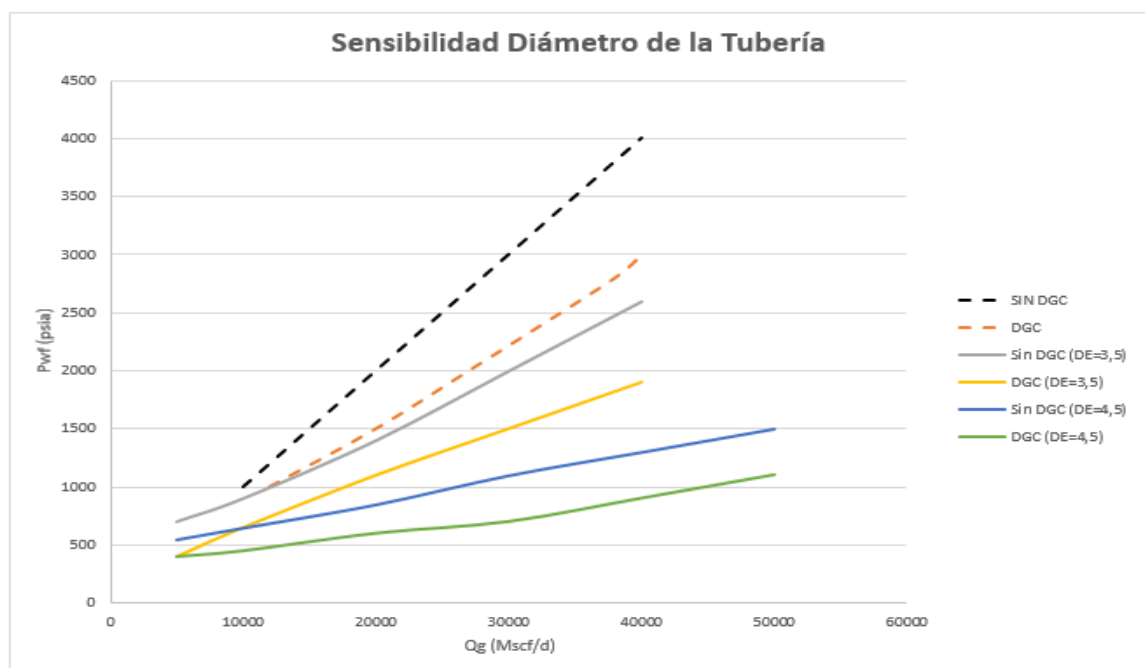
#### 4.4 DIÁMETRO DE LA TUBERÍA<sup>45</sup>

El aumento en el tamaño de la tubería debe incrementar el caudal de gas a una presión de orificio de fondo que fluye. Los resultados de la sensibilidad de la tubería se presentan en la *Figura 17*, en la que se observa que al aumentar el diámetro de la tubería desde 2,875 pulgadas a 4,5 pulgadas, el pozo terminado con DGC todavía da una producción de gas mayor en comparación con el que no incorpora la tecnología en fondo de pozo. También puede observarse que el porcentaje de aumento de la tasa de producción para un pozo completado con

<sup>45</sup> Ibid., p. 9

DGC se reduce a medida que aumenta el tamaño del tubo, deduciendo que la DGC sería más beneficiosa para tubos de diámetro pequeño en comparación con tubos de mayor diámetro. Esto podría deberse al hecho de que el sistema DGC compensa una pérdida de presión de rozamiento considerable comprimiendo el gas. Por lo tanto, el tamaño de la tubería juega un papel importante en el aumento de producción con el sistema DGC.

Figura 17. Sensibilidad Diámetro de la tubería



Fuente. Autor

Un gran número de variables, involucradas en el proceso de producción, pueden ser analizadas con el fin de medir su impacto sobre el sistema de compresión en fondo de pozo. Por ejemplo, la sensibilidad de la relación de compresión del sistema DGC para un caudal dado, depende normalmente de los caudales de gas. El aumento de la relación de compresión resulta en la disminución de la velocidad

del gas, lo cual eleva significativamente la producción del pozo completado con DGC<sup>46</sup>.

De igual forma, un pozo completado con DGC se desempeña mejor a presiones de cabeza de pozo más altas en comparación con un pozo sin DGC. Los resultados muestran una disminución del caudal operativo en ambos casos. Sin embargo, el completamiento con DGC permite una mayor tasa de producción.

---

<sup>46</sup> Ibid., p. 11

## 5. CONCLUSIONES

El sistema de compresión en fondo de pozo puede ser considerado como una alternativa aceptable de tecnología de elevación artificial para pozos de gas natural. El proceso consiste en aumentar la tasa de producción mediante la compresión de un gas a baja presión entregando un incremento en la producción de aproximadamente 20 a 30% dependiendo de las condiciones asociadas al yacimiento, el pozo y a otros parámetros de terminación, tal como se evidencia en los resultados del análisis de sensibilidad realizado.

De los aspectos a resaltar se puede indicar que la ubicación del compresor afecta el rendimiento en general. El DGC situado a una profundidad próxima a la perforación, proporciona un aumento en la velocidad de producción para una relación de compresión dada. La ubicación óptima debe considerarse en combinación con la productividad, necesidades operativas, otras restricciones de terminación y relación de compresión.

El rendimiento del pozo con un sistema de compresión en fondo es muy sensible a los parámetros como la capacidad de entrega del yacimiento, la presión, el diámetro de la tubería, la longitud del pozo, la presión de la cabeza del pozo y la relación de compresión.

La tecnología DGC también presenta ventajas de carácter operativo, como el aumento de la producción del pozo sin causar problemas de erosión en el tubo; y aunque su instalación pueda agregar costos adicionales, es insignificante en comparación con los ingresos potencialmente obtenidos.

El DGC aun presenta grandes desafíos por delante, sobre todo en el control, supervisión y administración de los datos en fondo del pozo. Los valores tomados por los sensores deben ser llevados a la superficie en tiempo real e interpretados mediante herramientas especializadas.

## BIBLIOGRAFÍA

ARNOLD, K. and STEWART, M. Design of Oil Handling Systems and Facilities, Surface Productions Operations. Volumen 1, 3era Edición, Gulf Publishing, Houston, Texas, 2008.

BELLINI, Nicolás; GILARDONE, Carlos y CANEL, Carlos. Acumulación de líquidos en pozos de gas: Predicción de comportamiento y análisis de su incidencia en los pronósticos de producción. En: 2° Congreso Latinoamericano y 4° Nacional de Seguridad, Salud Ocupacional y Medio Ambiente en la Industria de los Hidrocarburos 2013. Petrotecnia. Agosto 2013.

CARRANZA, J. Propuesta para la selección del método de levantamiento artificial a utilizar en el campo receptor. Bucaramanga 2015. Monografía (Especialista en producción de hidrocarburos). Universidad Industrial de Santander. Facultad de Ciencias Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.

CHAKRABARTI, S. Handbook of offshore engineering. Volumen 1, 5ta Edición, Elsevier, Oxford, UK, 2005.

DI TULLIO, M.; FORNASARI, S.; RAVAGLIA, D.; BERNATT, L. and LILEY, J. Downhole gas compression: world's first installation of a new artificial lifting system for gas wells. En Society of Petroleum Engineers, SPE 121815, 2009.

MOFAZZAL, M. and DALI BIN, M. Potential application of downhole gas compressor to improve productivity for gas reservoir. En International Petroleum Technology Conference, IPTC 16982, 2013.

MORALES, Otoniel, et al. Solución integral para tratar el problema de carga de líquido en pozos de gas del activo burgos. Cuarto E-Exitep 2005. CIPM. México.

OSTADI, M.; KUSMAYA, M.; KAZEMI, M.; ISMAYILOV, O. and ADETAYO, K. Downhole Gas Compression. Trondheim 2011, Natural Gas TPG 4140. Semester Project. Norwegian University of Science and Technology. Faculty of Engineering Science and Technology. Department of Petroleum Engineering and Applied Geophysics.

R&D COUNCIL. Guidelines & Recommended Practices Selection of Artificial Lift Systems for Deliquifying Gas Wells. En: <http://www.alrdc.com/recommendations/gas%20well%20deliquification/artificial%2>

0lift%20selection/ AL%20Selection%20Edited%20---%20Introduction.docx.

Consultado en: 18 de marzo de 2017

ROJAS, G. Ingeniería de yacimientos de gas condensado. Primera edición. Colombia, 2003.

STATOIL. Subsea Compression from idea to reality? [en línea],  
<<http://www.statoil.com/en/InvestorCentre/Presentations/2011/Downloads/Subsea%20Compression%20%E2%80%93%20from%20idea%20to%20reality.pdf>>  
[citado en 21 de mayo de 2016].

STATOILHYDRO. Subsea gas compression; Available technology and future needs [fecha de consulta: 21 de mayo de 2016. Disponible en  
<<http://www.forskningsradet.no/servlet/Satellite?blobcol=urldata&blobheader=application%2Fpdf&blobheadername1=Content-Disposition%3A&blobheadervalue1=+attachment%3B+filename%3DTorBjrgeSubseagascompression.pdf&blobkey=id&blobtable=MungoBlobs&blobwhere=1274467401484&ssbinary=true>>.

STOSUR, G.; HITE, J.; CARNAHAN, N. and MILLER, K. The alphabet soup of IOR, EOR and AOR: Effective communication requires a definition of terms. En Society of Petroleum Engineers, SPE 84908, October 2003.

SULBARAN, Juan Carlos. Deliquification Gas Well Deliquification. Utilizando el Ecómetro como Herramienta de Análisis y Optimización. En: [http://petroquimex.com/JulAgo14/Delicuefaccion\\_de\\_pozos\\_de\\_Gas.pdf](http://petroquimex.com/JulAgo14/Delicuefaccion_de_pozos_de_Gas.pdf).

Consultado en: 18 de marzo de 2017