

**EVALUACIÓN DE TECNOLOGÍAS Y METODOLOGÍAS UTILIZADAS PARA
EFECTUAR LA DESHIDRATACIÓN (*DEWATERING*) EN POZOS DE GAS
SHALE. APLICACIÓN A UN PROSPECTO COLOMBIANO**

DANIEL YOOBANY ESTEVEZ GUEVARA
LUIS ALEXANDER OLARTE CAMACHO

UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA

2012

**EVALUACIÓN DE TECNOLOGÍAS Y METODOLOGÍAS UTILIZADAS PARA
EFECTUAR LA DESHIDRATACIÓN (*DEWATERING*) EN POZOS DE GAS
SHALE. APLICACIÓN A UN PROSPECTO COLOMBIANO**

**DANIEL YOOBANY ESTEVEZ GUEVARA
LUIS ALEXANDER OLARTE CAMACHO**

**Trabajo de grado presentado para optar al título de
INGENIERO DE PETRÓLEOS**

Director

MSC. FERNANDO ENRIQUE CALVETE

CO-DIRECTOR

ING. JAVIER DURÁN SERRANO

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERAS FÍSICO-QUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2012

DEDICATORIA

*A Dios por haberme ayudado a conseguir las metas que me he
propuesto y nunca haberme abandonado.*

*A mis Padres y sobre todo a mi Mamá por haberme apoyado
siempre y ayudado a pesar de todos los problemas.*

*A mis hermanos y amigos que me han apoyado siempre sobre todo a
mi hermanita Laura y mis amigos Iván y Juan Camilo.*

*A todas las personas que me han ayudado y he conocido y que me
han hecho madurar y ser una mejor persona.*

DANIEL ESTÉVEZ

AGRADECIMIENTOS

A nuestro director de tesis, el Ingeniero y Profesor Fernando Calvete por habernos ayudado a conseguir que este proyecto se realizara y por todos sus consejos.

A los calificadores por habernos ayudado y apoyado con sus consejos para mejorar y poder desarrollar el proyecto.

A nuestro codirector, el Ingeniero Javier Duran Serrano del ICP que nos permitió desarrollar el proyecto al permitirnos los datos que necesitábamos así como con todos sus consejos.

A mi Mamá por haberme ayudado siempre y confiar en mí y mis capacidades, así como a mis hermanos y mi Papá.

A mis amigos que siempre han estado conmigo y me han ayudado siempre que lo he necesitado.

DANIEL ESTEVEZ G.

Dedicatoria

Quiero dedicar este trabajo a mi familia, por acompañarme en cada una de las locuras que he emprendido y estar siempre apoyándome y festejando mis triunfos. A mi madre, por todo lo que me han dado en esta vida, especialmente por sus sabios consejos y por estar a mi lado en los momentos difíciles. A mi hermano Camilo, quien creyó en mí. A mi tía Sonia quien con su cariño me ha ayudado a encontrar la luz cuando todo es oscuridad. A mis tíos Germán y Adriana por haber estado pendientes de mí durante todo este tiempo. A mi prima María José por contagiarme la alegría de vivir. A mi nona Beatriz, quien desde el cielo me guía y estoy seguro que en estos momentos está orgullosa de mí.

LUIS ALEXANDER OLARTE

Agradecimientos

Cuando comencé a escribir los agradecimientos pensé que por descuido podía dejar a alguien importante fuera de la mención, por eso desde ya pido las disculpas correspondientes en caso de que suceda. Antes que a todos quiero agradecer a Dios por darme las fuerzas necesarias en los momentos en que más las necesité y bendecirme con la posibilidad de caminar a su lado durante toda mi vida. Quiero darles las gracias a todos los profesores que hicieron de mí un buen ingeniero y una mejor persona. En particular al Msc. Fernando Enrique Calvete, quien me orientó durante toda la carrera y especialmente por sus consejos durante el tiempo que duró esta tesis.

Un agradecimiento muy especial merece la comprensión, paciencia y el ánimo recibidos de mi familia y amigos.

A todos ellos, muchas gracias.

Luis Alexander Olarte

TABLA DE CONTENIDO

INTRODUCCIÓN	18
1. CARGA DE LÍQUIDOS EN UN POZO DE GAS	20
1.1 Flujo multifásico en un pozo de gas	20
1.2 Carga de líquidos	23
1.3 Fuente de líquidos en un pozo de gas	24
1.4 Síntomas de la carga de líquidos	25
2. VELOCIDAD CRÍTICA.....	30
2.1 Velocidad crítica para pozos de baja presión	32
2.2 Velocidad crítica con la profundidad.....	33
3. RELACION DEL INDICE DE PRODUCTIVIDAD (IPR)	35
3.1 IPR para pozos de gas.....	37
3.2 Flujo de fluidos en el pozo y en la línea de flujo.....	43
4. ANALISIS NODAL	51
4.1 Capacidad de producción del sistema.....	52
4.2 Nodos utilizados.....	54
4.3 Tubing performance curve (TPC)	58
4.4 Análisis del tubing performance curve (TPC) con el inflow performance relationship (IPR)	61
5. METODOLOGIA DESARROLLADA PARA MANTENER LOS POZOS SIN CARGA DE LIQUIDOS.....	63
6. METODOS UTILIZADOS PARA EFECTUAR LA DESHIDRATACION DE LOS POZOS DE GAS	69
6.1 Compresión.....	69
6.2 Gas lift.....	80
6.3 Levantamiento asistido por espuma.....	88
6.4 Plunger lift	95
6.5 Bombeo hidráulico.....	105
7. GAS SHALE	111
7.1 Geología.....	112

7.2 Reservas De Shale A Nivel Mundial.....	113
8. GUIA PARA LA SELECCIÓN DE UN METODO PARA DESHIDRATAR UN POZO DE GAS	117
8.1 Screening	123
8.2 Gráficas de caudal contra profundidad.....	124
8.3 Factibilidad de los diferentes métodos para deshidratar los pozos de gas	125
8.4 Análisis financiero de los distintos sistemas para deshidratar pozos de gas	128
9. EJEMPLO DEL USO DE LA METODOLOGIA EN UN PROSPECTO DE GAS SHALE EN COLOMBIA	139
9.1 Análisis Financiero	154
CONCLUSIONES	164
RECOMENDACIONES	166
BIBLIOGRAFIA	167
ANEXOS	169

LISTA DE GRÁFICAS

Gráfica 1. Regímenes de flujo en flujo multifásico vertical	21
Gráfica 2. Vida productiva de un pozo de gas	22
Gráfica 3. Típica Curva de Declinación de un Pozo	26
Gráfica 4. Curva de Declinación en un Pozo con Carga de Líquidos.....	27
Gráfica 5. Prueba de Reconocimiento de Presión Para Determinar la Carga de Líquidos.....	29
Gráfica 6. Modelo de la Gótica de Turner.....	30
Gráfica 7. Puntos Críticos en el <i>wellbore</i>	34
Gráfica 8 Desarrollo de la Ecuación IPR para Pozos de Gas.....	37
Gráfica 9. Determinación de los coeficientes a y b.....	42
Gráfica 10. Curvas de Gradiente de Presión Horizontal	50
Gráfica 11. Presión en el Nodo vs Caudal.....	53
Gráfica 12. Principales Nodos utilizados en el Análisis Nodal	54
Gráfica 13. Variación en la Curva de <i>Inflow</i> y <i>Outflow</i> al variar el Diámetro de la Tubería	57
Gráfica 14. Curva TPC (Tubing Performance Curve)	59
Gráfica 15. Curva TPC mostrando los Regímenes de Flujo.....	60
Gráfica 16. Análisis de la Estabilidad de Flujo.....	61
Gráfica 17. Diagrama de Flujo para mantener los pozos de gas deshidratados ...	64
Gráfica 18. Determinación de las constantes a y b.....	66
Gráfica 19. Análisis Gráfico del nodo en la presión de fondo fluyendo (P_{wf}) para el pozo ejemplo	67
Gráfica 20. Análisis del cambio de tubería por una de menor diámetro.....	68
Gráfica 21. Esquema de un compresor recíprocante	72
Gráfica 22. Esquema de un compresor tipo tornillo.....	73
Gráfica 23. Esquema compresor de anillo líquido.....	74
Gráfica 24. Esquema Compresor de Paletas Rotarias.....	75

Gráfica 25. Potencia Requerida para mantener el pozo por encima del caudal crítico para diferentes diámetros de tubería	77
Gráfica 26. Esquema de un Sistema de Compresión con Plunger Lift.....	79
Gráfica 27. Gráfica aproximada de Profundidad vs Tasa de Producción	81
Gráfica 28. Esquema de un sistema de gas lift por flujo continuo.....	85
Gráfica 29. Esquema de inyección por baches de surfactante.....	91
Gráfica 30. Sistema de Inyección Capilar.....	93
Gráfica 31. Instalación Típica de Plunger Lift	96
Gráfica 32. Diferentes Tipos de Plungers.....	97
Gráfica 33. Ciclo del Sistema Plunger Lift	101
Gráfica 34. Esquema del Sistema de Bombeo Hidráulico	105
Gráfica 35. Esquema geológico de recurso de Gas Natural	111
Gráfica 36. Cuencas de Gas Shale en el norte de Sur América.....	116
Gráfica 37. Esquema de Selección General	118
Gráfica 38. Análisis Levantamiento por Espuma.....	119
Gráfica 39. Análisis de Levantamiento por Plunger Lift	120
Gráfica 40. Análisis de Levantamiento por Fluidos de Potencia.....	121
Gráfica 41. Plunger Lift	124
Gráfica 42. Gas Lift y Bombeo Hidráulico.....	125
Gráfica 43. Representación del flujo de efectivo	130
Gráfica 44. Representación del valor presente.....	133
Gráfica 45. Comportamiento del VPN con relación a la tasa de interés	134
Gráfica 46. Valle Medio del Magdalena, VMM.....	140
Gráfica 47. Columna Estratigráfica del VMM.....	141
Gráfica 48. Caudal Crítico para los pozos del prospecto.....	143
Gráfica 49. Caudal de operación a la profundidad de pozo para plunger lift para un diámetro de tubería de producción de 3”	145
Gráfica 50. Caudal de operación a la profundidad de pozo para distintos métodos	146

Gráfica 51. Esquema de selección general para deshidratar un pozo de gas	151
Gráfica 52. Análisis de levantamiento por espumas.....	152
Gráfica 53. Análisis de levantamiento por plunger lift.....	153
Gráfica 54. VPN al final del proyecto para el pozo UIS 1	159
Gráfica 55. VPN al final del proyecto para el pozo UIS 2	161
Gráfica 56. VPN al final del proyecto para el pozo UIS 3	162

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Datos del pozo ejemplo.....	65
Tabla 2. Datos de Test Point	65
Tabla 3. Datos de la Gráfica 17.....	65
Tabla 4. Potencia del Compresor.....	76
Tabla 5. Máximas Condiciones de Flujo para un Sistema Intermitente.....	84
Tabla 6. Rango de Aplicación del sistema Gas Lift.....	86
Tabla 7. Comparación entre el gas lift continuo e intermitente	87
Tabla 8. Reservas Potencial estimada de Gas Shale en el 2010.....	114
Tabla 9. Screening.....	123
Tabla 10. Datos de los pozos del prospecto	142
Tabla 11. Comparación de los datos del pozo con el <i>screening</i> de los métodos	144
Tabla 12. Cantidad de Surfactante a utilizar en los Pozos	149
Tabla 13. Costo de los equipos para los diferentes métodos a utilizar en el prospecto.....	155
Tabla 14. Costos de energía eléctrica para los distintos métodos	156
Tabla 15. Flujo de Caja pozo UIS 1	159
Tabla 16. Flujo de Caja pozo UIS 2.....	160
Tabla 17. Flujo de Caja pozo UIS 3.....	161
Tabla 18. Flujo de Caja Neto y Acumulado para el pozo UIS 1.....	146
Tabla 19. Flujo de Caja Neto y Acumulado para el pozo UIS 2.....	147
Tabla 20. Flujo de Caja Neto y Acumulado para el pozo UIS 3.....	148

RESUMEN

TITULO: EVALUACIÓN DE TECNOLOGÍAS Y METODOLOGÍAS UTILIZADAS PARA EFECTUAR LA DESHIDRATACIÓN (*DEWATERING*) EN POZOS DE GAS SHALE. APLICACIÓN A UN PROSPECTO COLOMBIANO*

AUTORES: DANIEL YOOBANY ESTEVEZ GUEVARA**
LUIS ALEXANDER OLARTE CAMACHO**

PALABRAS CLAVE: Deshidratación, Carga de líquidos, Velocidad Crítica, Compresión, Gas Lift, Plunger Lift, Espuma, Gas Shale.

DESCRIPCIÓN

La carga de líquidos es un problema que afecta a muchos pozos de gas en todo el mundo y que si no es remediada puede llegar a reducir considerablemente la producción del pozo e inclusive puede llegar a parar la producción por completo. Es por ello muy importante determinar los diferentes métodos para deshidratar un pozo de gas, esto es, las diferentes tecnologías utilizadas para la remoción de los líquidos que se pueden acumular en los pozos. En este trabajo se lleva a cabo un estudio sobre los diferentes métodos y tecnologías que existen para efectuar la deshidratación de los pozos, teniendo en cuenta las características, ventajas y desventajas que presentan cada uno de estos métodos, así como los factores que ocasionan la carga de líquidos y los métodos para determinar cuando comienza.

Además se plantea un esquema para la selección del método más viable desde el punto de vista técnico y económico para deshidratar un pozo de gas con base en las diferentes características de los métodos y del pozo y se desarrolla un ejemplo de la aplicación de dicho esquema en un prospecto de Gas Shale en el Valle Medio del Magdalena que tiene potencial para ser desarrollado y puede presentar problemas de carga de líquidos.

* Tesis de Grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director M.sc. Fernando E. Calvete. Codirector Ing. Javier Durán Serrano

ABSTRACT

TITULO: ASSESMENT OF METHODOLOGIES AND TECHNOLOGIES USED TO REALICE DEWATERING IN SHALE GAS WELLS. APLICATION TO A COLOMBIAN PROSPECT*.

AUTHORS: DANIEL YOOBANY ESTEVEZ GUEVARA*
LUIS ALEXANDER OLARTE CAMACHO**

KEYWORDS: Dewatering, Liquid Loading, Critical Velocity, Nodal Analysis, Compression, Gas Lift, Plunger Lift, Hydraulic Pumping, Foam, Shale Gas.

DESCRIPTION

The liquid loading is a problem that affects many gas wells around the world and if it is not remedied may reduce significantly the production of the well and even can get to stop the production altogether. It is therefore very important to determine the different methods for dewatering a gas well, that is, the different technologies used to remove fluid that can accumulate into the wells.

This work carries out a study of the different methods and technologies available to effect the dewatering of the wells and the factors that can cause liquid loading and the methods for determining when it starts.

It also presents a scheme for selecting the most viable method for dewatering a gas well based on the different characteristics of the methods and the well and develops an example of the application of this scheme in a shale gas prospectus in the Magdalena Middle Valley.

* Degree Project

** Physicochemical Engineering Faculty. Petroleum Engineering School. Director M.sc. Fernando E. Calvete. Codirector Ing. Javier Durán Serrano

INTRODUCCIÓN

Los pozos de gas pueden presentar flujo multifásico a lo largo de todo el *wellbore*, cuando esto ocurre, el gas llevara los líquidos producidos a la superficie sí la velocidad a la que fluye el gas es mayor que la velocidad crítica.

Por debajo de esta velocidad, el gas no será capaz de llevar todo el líquido a la superficie y parte de estos líquidos empezará a quedarse en el fondo del *wellbore*, esto es conocido como carga de líquidos o *liquid loading*.

A medida que parte de los líquidos se quedan en la parte inferior de la tubería de producción, el gradiente de presión aumenta debido al peso de los líquidos que se están acumulando, lo cual genera que la tasa de producción disminuya y que a su vez la velocidad con la cual fluye el gas disminuya haciendo que por ello se acumule mas y mas liquido en la parte inferior de la tubería de producción generando un ciclo que si no se trata puede llegar a conseguir matar el pozo.

Para evitar que esto suceda existen diferentes métodos y tecnologías en la industria conocidos como deshidratación (*dewatering* en ingles) o también por el nombre de *deliquification* o *unloading*. Estos métodos buscan conseguir que el gas fluya a través de la tubería de producción por encima de la velocidad crítica y de esta forma no se presente la carga de líquidos.

Además se debe tener en cuenta que a mayor velocidad del gas fluyendo, mayores serán las pérdidas de presión por fricción con las paredes de la tubería de producción.

Es por ello que siempre se busca hallar una velocidad óptima de flujo de gas o caudal de gas óptimo que este ligeramente por encima del caudal crítico.

Mediante el desarrollo de este proyecto se plantea identificar y analizar todo tipo de parámetros y condiciones que puedan afectar la carga de líquidos, así como determinar los indicadores que permitan identificar dicho problema, determinar el diseño de pozo que permita minimizar los efectos de la carga de líquidos y evaluar los diferentes métodos y tecnologías utilizados para efectuar la deshidratación de pozos de gas y de gas shale conociendo las ventajas y desventajas de cada uno de estos métodos.

1. CARGA DE LÍQUIDOS EN UN POZO DE GAS

1.1 FLUJO MULTIFÁSICO EN POZOS DE GAS

Para poder comprender como es que un pozo de gas se empieza a llenar con líquidos, es necesario entender el concepto de flujo multifásico. El flujo multifásico¹ en un conducto vertical es usualmente representado básicamente por cuatro regímenes de flujo. Un régimen de flujo está determinado por las velocidades de la fase líquida y gaseosa y las cantidades relativas de gas y líquido en cualquier punto de la corriente de flujo.

En cualquier tiempo dado en la historia del pozo, uno o más de estos regímenes pueden estar presentes:

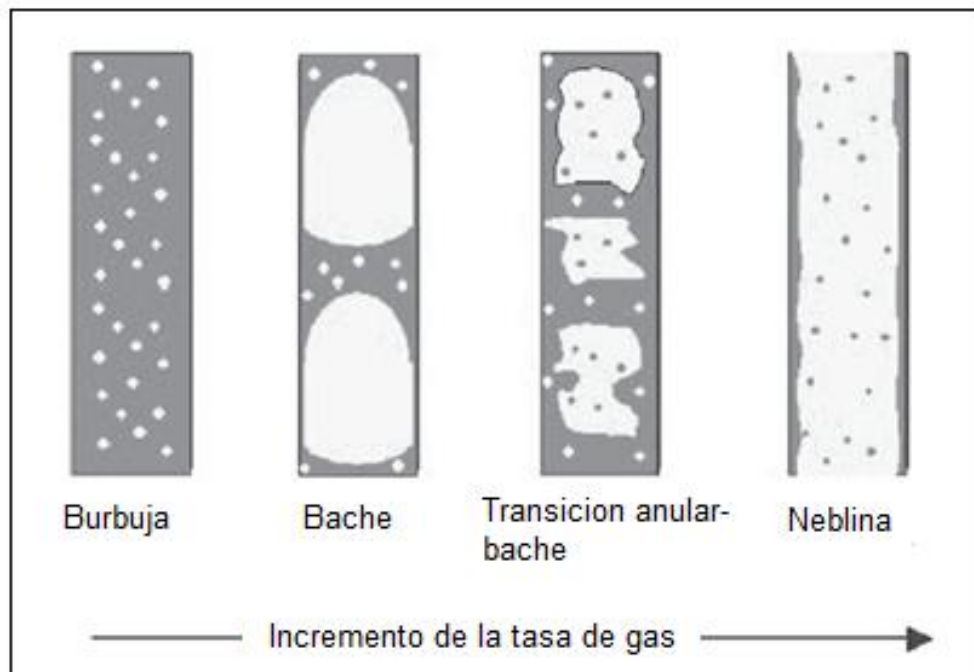
- **Flujo de Burbuja:** La tubería de producción está prácticamente llena con líquido. El gas libre está presente en pequeñas burbujas, subiendo en el líquido. El líquido hace contacto con la cara del pozo y las burbujas disminuyen su densidad.
- **Flujo en Bache:** Las burbujas de gas se expanden mientras crecen y se fusionan entre sí formando grandes burbujas, llamados *slugs* o *baches*. La fase líquida sigue siendo la fase continua. La capa de líquido que envuelve al gas puede caer. Ambos, tanto el gas como el líquido afectan significativamente el gradiente de presión.
- **Transición Bache-Anular:** El flujo cambia de una fase líquida continua a una fase continua gaseosa. Algo de líquido puede quedar atrapado en

¹ LEA, James, et al. Gas Well Deliquification. 2 ed. Oxford: Gulf Professional Publishing, 2008. p. 2-3

el gas en forma de gotas. El gas domina el gradiente de presión, pero el líquido sigue afectándolo significativamente.

- **Flujo Neblina:** La fase de gas es continua y la mayoría del líquido queda atrapado en esta en forma de niebla (*mist*). Las paredes de la tubería son recubiertas con una fina capa de líquido, pero el gradiente de presión es determinado principalmente por el flujo de gas.

Gráfica 1. Regímenes de flujo en flujo multifásico vertical

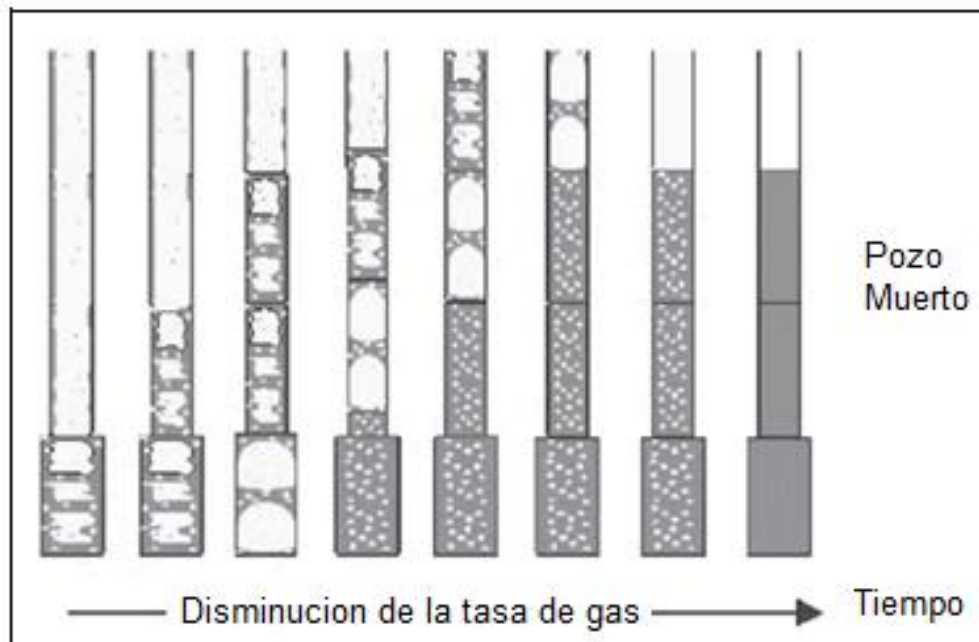


Fuente: Modificado de LEA, James, et al. Gas Well Deliquification. 2 ed. 2008.

Cualquier pozo de gas puede presentar cualquiera de estos regímenes de flujo durante la vida del mismo. El pozo puede tener inicialmente una alta producción de gas, de modo que el régimen de flujo presente en la tubería de producción será flujo neblina, pero aun así puede llegar a ser de burbuja, transición o flujo de bache.

A medida que pasa el tiempo y la producción declina el régimen de flujo desde la perforación hasta la superficie cambiará a medida que la velocidad del gas fluyendo disminuye. Es de notar además, que se pueden presentar los cuatro regímenes de flujo a lo largo del pozo en un momento dado de tiempo, así, se puede tener flujo burbuja en el fondo del pozo mientras en superficie se tiene flujo neblina.

Gráfica 2. Vida productiva de un pozo de gas



Fuente: Modificado de LEA, James, et al. Gas Well Deliquification. 2 ed. 2008.

El flujo en superficie permanecerá en neblina hasta que las condiciones cambien suficientemente en superficie como para obligar que el régimen de flujo cambie a flujo de transición. En este punto, la producción del pozo se vuelve algo errática, llevando a flujo en bache mientras la producción declina. Esto vendrá acompañado por una marcada declinación en la producción.

Eventualmente, el inestable flujo en bache se estabiliza en superficie, con la disminución adicional de la tasa de gas. Esto ocurre cuando la rata de gas es muy baja como para llevar los líquidos a superficie, y simplemente algunas burbujas suben a través de la columna de líquidos.

Si no se toman acciones correctivas, la producción del pozo continuara declinando hasta finalmente dejar de producir. También es posible que el pozo continúe fluyendo durante un largo periodo de tiempo aun con condiciones de carga de líquidos, produciendo gas a través del líquido y sin que este alcance a llegar a superficie.

1.2 CARGA DE LÍQUIDOS

Cuando el gas fluye a superficie, el gas cargara el líquido producido a la superficie si la velocidad del gas es lo suficientemente alta. Una alta velocidad del gas genera un flujo niebla en el cual el líquido será finalmente dispersado en el gas. Esto resulta en un bajo porcentaje en volumen de líquidos presentes en la tubería de producción, conocido también como “*liquid holdup*”, y como resultado una baja caída de presión debido a los componentes hidrostáticos del líquido fluyendo.

Si la producción de gas es lo suficientemente alta para remover la mayoría de los líquidos, la presión de la tubería de producción fluyendo en la cara de la formación y la tasa de producción llegará a un equilibrio estable. El pozo producirá a un ritmo que se puede predecir² por medio de la curva IPR (Inflow Performance Relationship).

Si la tasa de gas es demasiado baja, el gradiente de presión en la tubería se volverá grande debido a la acumulación de líquido, lo que resulta en una mayor

² Ibid, p 4-5

presión sobre la formación. A medida que la presión en la formación aumenta, la tasa de producción de gas disminuye y puede caer por debajo de la tasa crítica necesaria para extraer el líquido, más líquidos se acumulan en el pozo y el incremento en la presión de fondo reduce aún más la producción de gas, pudiendo eventualmente llegar a matar el pozo.

1.3 FUENTE DE LÍQUIDOS EN UN POZO DE GAS

Los líquidos producidos en un pozo de gas pueden ser de dos tipos:

1.3.1 Condensados:

Estos se presentan en el pozo una vez el yacimiento se ha depletado lo suficiente como para que la presión de yacimiento sea menor a la presión de rocío del gas, o se pueden condensar a medida que van fluyendo a través de la tubería de producción y la presión cae por debajo de la presión de rocío.

1.3.2 Agua de producción:

El agua presente en el yacimiento puede llegar al pozo productor de gas de varias formas:

- **Agua Conificada:** Si el caudal de producción de gas es muy alto, el gas puede llegar a traer consigo agua proveniente de formaciones subyacentes, aun cuando el pozo no tenga perforaciones en estas zonas de agua. Por lo general, los pozos horizontales no presentan este problema debido a la menor diferencia entre el gradiente de presión de la zona productora y las zonas subyacentes de agua.
- **Agua de Otra Zona:** El agua proveniente de otra zona productora puede alcanzar el pozo sí las zonas productoras están intercomunicadas.

- **Acuífero:** Si el yacimiento presenta un acuífero activo, el agua invadirá la zona productora y eventualmente alcanzara al pozo.
- **Agua condensada:** El agua puede llegar al pozo en forma de vapor de agua pero a medida que sube por la tubería de producción puede condensarse y pasar a fase líquida si las condiciones de presión y temperatura caen por debajo del punto de rocío del agua, una vez ocurre esto, el agua en fase líquida aumentara el gradiente de presión y si la velocidad del gas está por debajo de la velocidad crítica, empezara a producirse la carga de líquidos.

1.4 SÍNTOMAS DE LA CARGA DE LÍQUIDOS

Durante la vida productiva de un pozo de gas, la presión en el yacimiento comenzará a disminuir, produciendo que el caudal de gas producido disminuya y generando que el régimen de flujo vaya cambiando de flujo niebla a flujo bache. Al ocurrir esto, el volumen de líquidos producidos aumentará y el de gas disminuirá, esto por lo general llevará a la acumulación de líquidos en el pozo que pueden llevar a que el pozo deje de producir o que produzca de forma errática a tasas menores de las esperadas.

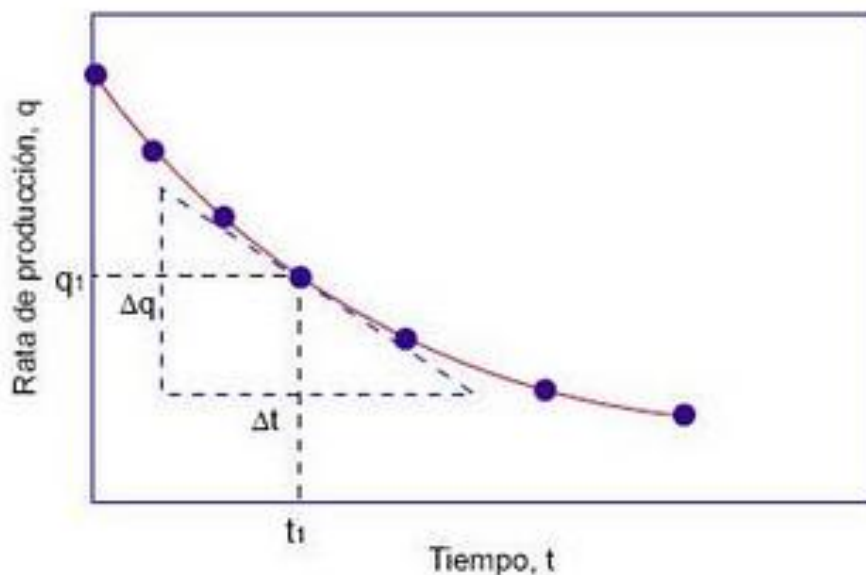
Es por ello muy importante detectar los signos que indican cuando un pozo puede estar empezando a presentar problemas de carga de líquidos, de modo que se eviten todos los problemas que conlleva.

Los principales métodos para detectar el comienzo de la carga de líquidos son:

1.4.1 Análisis de la Curva de Declinación

La curva de declinación es una técnica en la cual se gráficán datos de producción de un campo o pozo contra el tiempo y se intentan ajustar estos datos a una curva o recta la cual se extrapola hacia valores de tiempo mayores de forma que se pueda predecir un caudal de producción del campo o pozo a futuro.

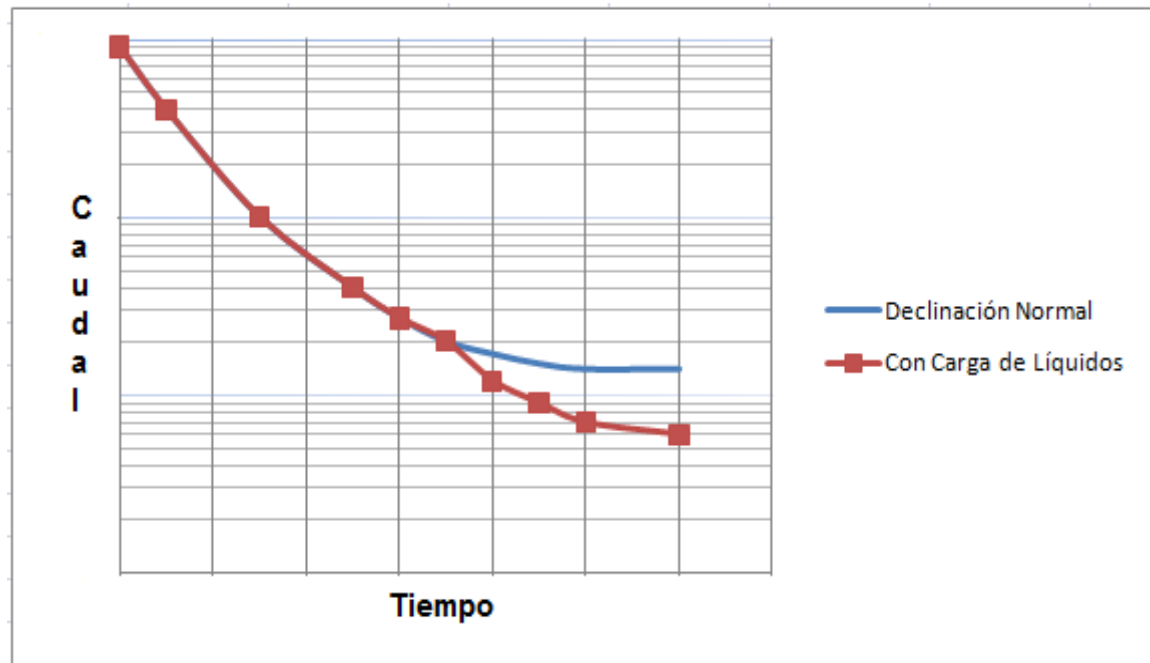
Gráfica 3. Típica Curva de Declinación de un Pozo



Fuente. Disponible en Internet: <http://yacimientos-de-gas-condensado.blogspot.com/2008/02/curvas-de-declinacin.html>. [Citado en 2011/11/23]

Cuando el pozo comienza a cargarse con líquidos, la tendencia general de la curva de declinación cambiará hacia una de pendiente más pronunciada tal y como se puede observar en la Gráfica 4, en donde la línea azul representa la declinación normal del pozo debido a la declinación en la presión del yacimiento.

Grafica 4. Curva de Declinación en un Pozo con Carga de Líquidos



Fuente. Autores

El punto en donde se separan la línea azul y la roja, representa el momento en el cual comienza la carga de líquidos en el pozo. Esta nueva línea indica un abandono del pozo mucho más temprano que el original, por lo tanto, el análisis de la curva de declinación provee un medio para determinar la magnitud de la pérdida de reservas como resultado de la carga de líquidos en un pozo³.

1.4.2 Cambio en la Presión de la Tubería de Producción y el Revestimiento

Cuando comienza el pozo a cargarse con líquidos, la presión añadida al yacimiento generará que la presión en la tubería de producción en superficie disminuya, además, a medida que va cambiando el régimen de flujo, se producirán más líquidos que serán transportados por el gas y aumentarán el gradiente de presión, consiguiendo que de nuevo se aumente la presión en el

³Ibid p. 15

yacimiento y con ello reduciendo aun más la presión de la tubería de producción en superficie.

A medida que el gas es producido, el gas se percola en el espacio anular entre la tubería de producción y el revestimiento, al comenzar el pozo a cargarse con líquido, el gas estará expuesto a una presión de formación más alta, causando que la presión del revestimiento en superficie aumente. Así, un aumento de la presión en el revestimiento y a la vez, una disminución en la presión en la tubería de producción en superficie, es un claro indicador de que el pozo se está cargando con líquidos.

1.4.3 Prueba de Reconocimiento de Presión

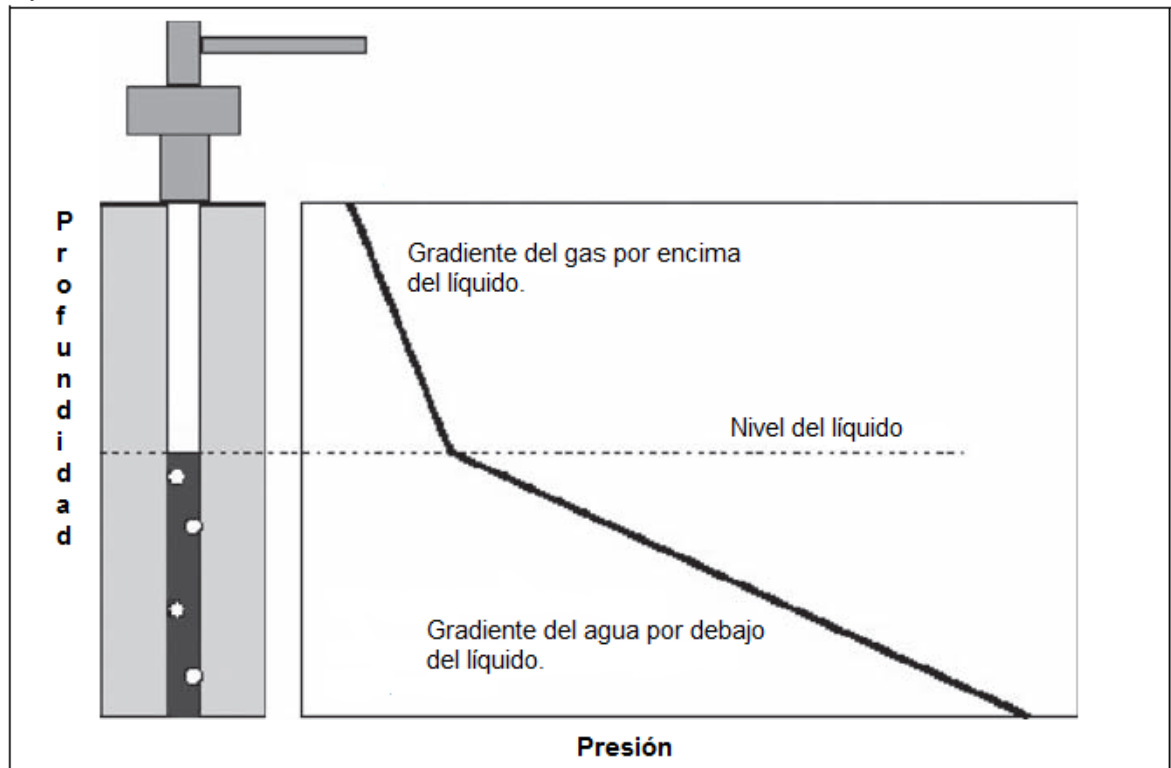
La prueba de reconocimiento de presión o *Pressure Survey*, es el método más preciso y más utilizado para determinar el nivel de líquido en un pozo de gas y si este, está comenzando a cargarse con líquidos. Una prueba de reconocimiento de presión mide la presión con respecto a la profundidad en un pozo que puede estar estático o fluyendo.

Debido a que la presión es función directa de la densidad del fluido y de la profundidad, y la densidad del gas es mucho menor que la del agua o del condensado, habrá un cambio abrupto en la pendiente de una gráfica de profundidad contra presión en el punto en donde se encuentra el nivel de líquidos en el pozo como se indica en la Gráfica 5.

Sin embargo, cuando se presenta flujo bifásico, la gráfica puede que no sea lineal como se muestra en la gráfica, además el punto de inflexión en donde cambia la gráfica puede ser enmascarado debido a las altas pérdidas de presión por fricción

ocasionadas por las altas tasas de flujo en pozos con tuberías de diámetro pequeño.

Grafica 5. Prueba de Reconocimiento de Presión Para Determinar la Carga de Líquidos



Fuente: Modificado de LEA, James, et al. Gas Well Deliquification. 2 ed. 2008.

1.4.4 La producción de Líquidos Cesa

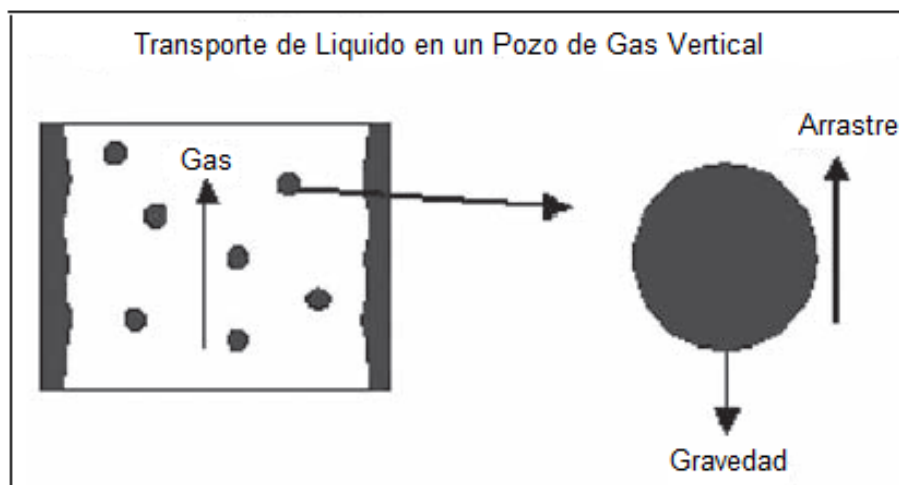
En pozos de gas donde la producción de líquidos cae repentina y bruscamente a tasas mucho menores o cesa completamente, es un indicativo de que el pozo está produciendo a tasas menores que la tasa crítica necesaria para transportar los líquidos hasta la superficie. En este caso, los líquidos se acumularán en el wellbore y el gas burbujeará a través de la columna de líquidos acumulados o dependiendo de la presión en el pozo generada por la acumulación de líquidos, el gas dejara de fluir completamente.

Este caso sería por supuesto el peor de todos, ya que significaría que el pozo ha estado cargándose con líquidos y está llegando al límite económico de producción del pozo de forma mucho más temprana de la esperada.

2 VELOCIDAD CRÍTICA

La velocidad crítica es definida como la mínima velocidad del gas en la tubería de producción requerido para mover las pequeñas gotas de líquidos hacia arriba, este fenómeno fue estudiado primeramente por Turner, quien desarrollo el Modelo de la Gótica de Turner. Según este modelo, el peso de la gótica actúa hacia abajo y la fuerza de arrastre del gas actúa hacia arriba. Cuando la fuerza de arrastre y del peso de la gótica se iguala, se dice que está a “velocidad critica”. Por debajo de esta velocidad, las góticas caen y los líquidos se acumulan en el *wellbore*.

Grafica 6. Modelo de la Gotica de Turner



Fuente: Modificado de LEA, James, et al. Gas Well Deliquification. 2 ed. 2008.

Turner desarrollo una serie de ecuaciones para determinar la velocidad crítica de una corriente de gas que transporta tanto condensado como agua.

$$V_{c, condensado} = \frac{4.043(45 - 0.0031P)^{1/4}}{(0.0031P)^{1/2}}$$

$$V_{c, agua} = \frac{5.321(67 - 0.0031P)^{1/4}}{(0.0031P)^{1/2}}$$

Con **V_c**, Velocidad crítica en pies/seg y **P**, Presión en psia, siendo por lo general la Presión de Cabeza.

Como se puede observar, la velocidad crítica no es función del caudal de producción de gas o de líquido del pozo sino de la presión en cabeza, además cuando un pozo produce a la vez tanto condensado como agua, se debe usar la ecuación para el agua, ya que esta es más pesada que el condensado y por lo tanto tendrá una velocidad crítica más alta.

La ecuación de velocidad crítica puede ser fácilmente transformada a la ecuación de caudal crítico, Q_c, la cual es mucho mas practica:

$$Q_c = \frac{3.067PV_cA}{(T + 460)Z} \text{ MMSCF/D}$$

Siendo

$$A = \frac{(\pi)D_{ti}^2}{4 \times 144} \text{ pies}^2$$

T= Temperatura en superficie en °F

Z=Factor de formación de gas real

P=Presión en superficie en psia

A=Área transversal de la tubería

V_c=Velocidad crítica del gas

D_{ti}= Diámetro interno de la tubería, pulgadas

Ahora, si reemplazamos las ecuaciones de velocidad crítica tanto para condensado como para agua en la formula de caudal crítico tendremos:

$$Q_{c, \text{condensado}} = \frac{0.0676PDt^2(45 - 0.0031P)^{1/4}}{(T + 460)Z(0.0031P)^{1/2}} \text{ MMscf/D}$$

$$Q_{c, \text{agua}} = \frac{0.0890PDt^2(67 - 0.0031P)^{1/4}}{(T + 460)Z(0.0031P)^{1/2}} \text{ MMscf/D}$$

De esta forma es posible calcular el caudal mínimo de producción de gas necesario para evitar la carga de líquidos en el pozo en función del diámetro de la tubería de producción, la presión en cabeza, la temperatura en superficie y el factor de compresión del gas. Además, despejando **Dti**, es posible determinar el diámetro de la tubería interna crítica o el máximo posible sin que se produzca la carga de líquidos.

$$D_{ti} = \sqrt{\frac{59.94Q_c(T + 460)Z}{PV_c}} \text{ pies}$$

2.1 VELOCIDAD CRÍTICA PARA POZOS DE BAJA PRESIÓN

La ecuación desarrollada por Turner está basada en datos de pozos de alta presión fluyendo, para pozos con baja presión, menores a 1000 psia es necesario ajustar la ecuación de Turner al multiplicar las ecuaciones por un factor de 0.8

$$V_{c, \text{condensado}} = \frac{3.369(45 - 0.0031P)^{1/4}}{(0.0031P)^{1/2}}$$

$$V_{c, agua} = \frac{4.434(67 - 0.0031P)^{1/4}}{(0.0031P)^{1/2}}$$

$$Q_{c, condensado} = \frac{0.0563PDt^2(45 - 0.0031P)^{1/4}}{(T + 460)Z(0.0031P)^{1/2}} \text{ MMscf/D}$$

$$Q_{c, agua} = \frac{0.0742PDt^2(67 - 0.0031P)^{1/4}}{(T + 460)Z(0.0031P)^{1/2}} \text{ MMscf/D}$$

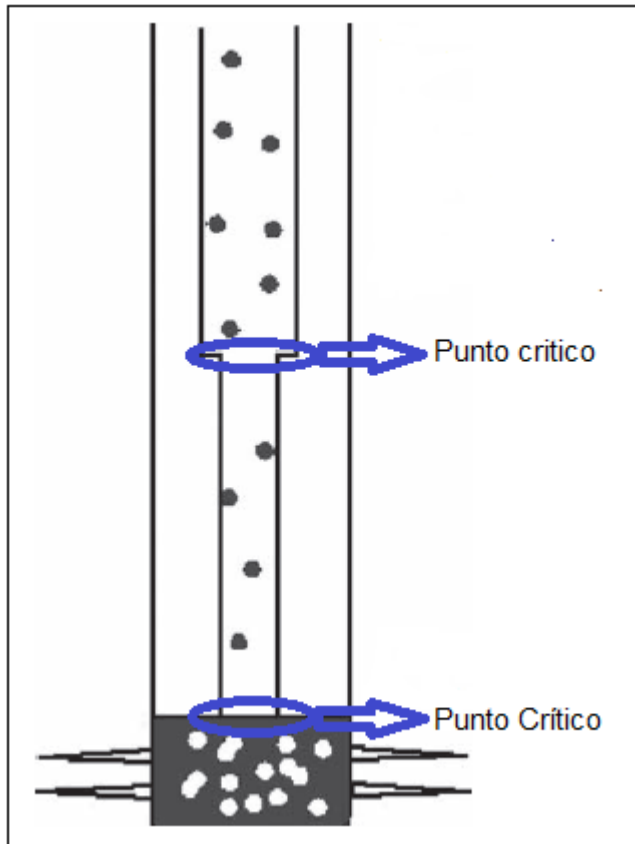
2.2 VELOCIDAD CRÍTICA CON LA PROFUNDIDAD

Debido a que en la mayoría de los casos se perforan y completan pozos con diámetros de tubería de producción diferentes, es necesario evaluar la velocidad crítica en los puntos de la sarta de tubería en donde se tienen las velocidades de flujo más bajas, esto es, en los puntos en donde se cambia un diámetro de la tubería de producción pequeño por uno de mayor diámetro, igualmente ocurre lo mismo en pozos donde se completan con el casing colgando, lejos de las perforaciones, en este caso, las velocidades más bajas se encontrarán en el fondo del pozo ya que será en donde estará el diámetro más grande de flujo y por ello será el punto más crítico y el primero en cargarse con líquidos.

Por lo general, si un pozo con una sarta de diámetro constante, tiene una velocidad crítica en el fondo del pozo que es aceptable, es decir, la velocidad de flujo del gas es mayor que la velocidad crítica, entonces, la velocidad crítica será aceptable para todo el resto de la tubería.⁴

⁴ Ibid, p. 41

Grafica 7. Puntos Críticos en el *wellbore*



Fuente: Modificado de LEA, James, et al. Gas Well Deliquification. 2 ed. 2008.

La grafica permite observar los dos puntos críticos en los cuales se presenta la velocidad de flujo más baja debido al cambio en el diámetro de la tubería.

Es importante también entender que la presión y temperatura pueden variar de forma significativa a lo largo de la tubería lo cual puede llevar a cambios en la velocidad de un punto a otro a lo largo de la tubería de producción aun cuando la tasa de flujo sea constante.

3 RELACIÓN DEL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD (IPR)

La relación del índice de productividad permite caracterizar la producción de un pozo y determinar el influjo máximo que un pozo es capaz de producir, el cual sirve como valor de referencia para determinar su tendencia de declinación durante su explotación.

La curva IPR es la representación gráfica de las presiones fluyentes, P_{wfs} , y las tasas de producción de líquido que el yacimiento puede aportar al pozo para cada una de las presiones dadas⁵. Por lo tanto, para cada P_{wf} , existe una tasa de producción de líquido q_l , que se puede obtener de la definición del índice de productividad:

$$q_l = J(P_{ws} - P_{wfs}) \quad \text{O de la forma} \quad P_{wfs} = \frac{(P_{ws} - q_l)}{J}$$

Donde:

P_{wfs} = Presión de fondo fluyendo

P_{ws} = Presión del yacimiento en medio de las perforaciones

J = Índice de productividad

q_l = Caudal de líquido

La representación gráfica de P_{wfs} en función de q_l es una línea recta en papel cartesiano. La IPR representa una instantánea de la capacidad de aporte del yacimiento hacia el pozo en un momento dado de su vida productiva y es normal

⁵ MAGGIOLO Msc. Ricardo. ESP Oil International Training Group: Análisis Nodal y Flujo Multifásico. En: Workshop Internacional (31 Enero al 04 Febrero: Maracaibo, Venezuela), 2005. p. 3

que dicha capacidad disminuya a través del tiempo por reducción de la permeabilidad en la cercanías del pozo y por el aumento de la viscosidad del crudo en la medida en que se vaporizan sus fracciones livianas.

El desarrollo de la ecuación del índice de productividad se basa en la ecuación de Darcy:

$$q = \frac{2\pi k r h}{u} \frac{dp}{dr}$$

Al integrar la ecuación

$$\int_{P_{wf}}^P dp = \frac{qu}{2\pi kh} \int_{r_w}^r \frac{dr}{r}$$

$$p - P_{wf} = \frac{qu}{2\pi kh} \ln \frac{r}{r_w}$$

Al añadir el efecto del daño, en condiciones de estado estable y en unidades de campo, la ecuación queda como:

$$P_e - P_{wf} = \frac{141.2qBu}{kh} \left(\ln \frac{r_e}{r_w} + s \right)$$

Donde:

La viscosidad, u, en centipoises

El espesor neto, h, en pies

El radio del área de drenaje r_e , radio del pozo r_w , en pies.

La permeabilidad k, en milidarcies, md.

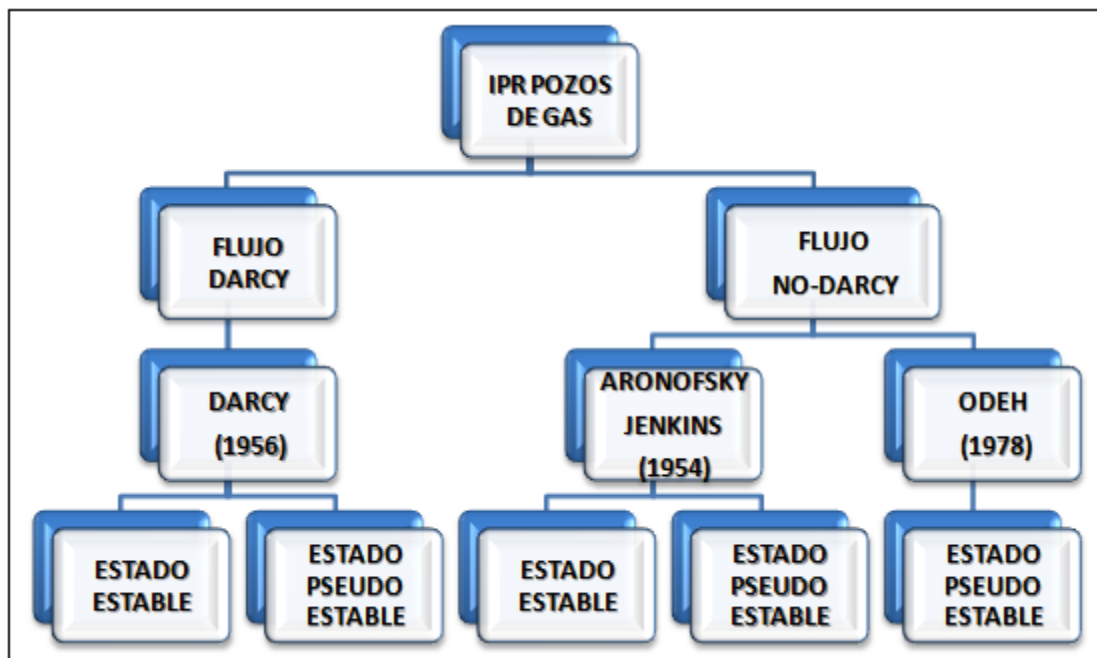
El caudal de líquidos q, en STB/d

El daño a la formación, s.

3.1 IPR PARA POZOS DE GAS

El IPR para los pozos de gas es una versión desarrollada a partir del IPR para pozos de petróleo, en la cual se toma en cuenta el tipo de flujo (láminar o turbulento) y la compresibilidad del gas con respecto a la presión y la temperatura. La siguiente gráfica resume el desarrollo de la ecuación IPR.

Gráfica 8. Desarrollo de la Ecuación IPR para Pozos de Gas



Fuente. Disponible en Internet: http://issuu.com/franco.sivila/docs/potencial_productivo_de_pozos_gas_feros [Citado en 2012/06/15].

ESTADO ESTABLE

A partir de la ley de Darcy se obtuvo la ecuación para un fluido (aceite) incompresible:

$$P_e - P_{wf} = \frac{141.2qBu}{kh} \left(\ln \frac{r_e}{r_w} + s \right)$$

La anterior ecuación es modificada para pozos de gas al convertir el caudal q de STB/d a MSCF/d y al usar un valor promedio del factor volumétrico de formación del gas, B_g :

$$B_g = \frac{0,0283\bar{Z}T}{[(P_e - P_{wf})/2]kh}$$

Sustituyendo lo anterior:

$$P_e - P_{wf} = \frac{1424(1000/5,615)q(MSCF/d)\bar{Z}T\bar{\mu}}{[(P_e - P_{wf})/2]kh} \left(\ln \frac{r_e}{r_w} + S \right)$$

Después de agrupar y reorganizar se obtiene:

$$P_e^2 - P_{wf}^2 = \frac{1424q\bar{\mu}\bar{Z}T}{kh} \left(\ln \frac{r_e}{r_w} + S \right)$$

Obteniendo así el índice de productividad de un pozo de gas en estado estable asumiendo flujo Darcy:

$$J = \frac{q}{(P_e^2 - P_{wf}^2)} = \frac{kh}{1424\bar{\mu}\bar{Z}T \left(\ln \frac{r_e}{r_w} + S \right)}$$

ESTADO PSEUDO ESTABLE

Una aproximación similar a la anterior fue desarrollada para estado pseudo estable:

$$\bar{P}^2 - P_{wf}^2 = \frac{1424q\mu ZT}{kh} \left(\ln 0,472 \frac{r_e}{r_w} + S \right)$$

$$J = \frac{q}{(\bar{P}^2 - P_{wf}^2)} = \frac{kh}{1424\mu ZT \left(\ln 0,472 \frac{r_e}{r_w} + S \right)}$$

Para tasas de flujo de gas pequeñas estas aproximaciones son aceptables.

FLUJO NO DARCY

ARONOFSKY & JENKINS (1954)

ESTADO ESTABLE

Aronofsky y Jenkins desarrollaron las ecuaciones que permiten determinar las relaciones de inlfujo para los pozos verticales de gas en estado estable por medio de una ecuación diferencial de flujo que fluye a través de un medio poroso usando un factor no-Darcy:

$$J = \frac{q}{(P_e^2 - P_{wf}^2)} = \frac{kh}{1424\mu ZT \left(\ln \frac{r_e}{r_w} + S + D_q \right)}$$

Donde D_q es el coeficiente no-Darcy, siendo

$$D = \frac{6 * 10^{-5} \gamma k_g^{-0,1} h}{\mu r_w h_{perf}^2}$$

De forma general las anteriores aproximaciones se pueden presentar de la siguiente forma:

- Para ratas de flujo pequeñas en gases esta aproximación es aceptable

$$q = C[\bar{P}^2 - P_{wf}^2]$$

- Y para ratas de flujo grandes, donde el flujo no-Darcy es evidente es usada la siguiente expresión.

$$q = C[\bar{P}^2 - P_{wf}^2]^n$$

Donde $0,5 < n < 1$ y si graficamos log-log de q vs $\bar{P} + P_{wf}$ obtenemos una línea recta con pendiente igual a “n” y un intercepto en “C”.

ESTADO PSEUDO ESTABLE

El modelo para estado estable puede ser modificado de la correlación de estado pseudo estable, si reemplazamos el término $r_d = 0,472r_e$ (radio efectivo de drenaje de Aronofsky y Jenkins):

$$J = \frac{q}{(\bar{P}^2 - P_{wf}^2)} = \frac{kh}{1424\mu ZT \left(\ln \frac{r_d}{r_w} + S + D_q \right)}$$

$$r_d = 0,472r_e$$

Reemplazando obtenemos la siguiente ecuación:

$$\bar{P}^2 - P_{wf}^2 = \frac{1424\mu ZT}{kh} \left(\ln \frac{0,472r_e}{r_w} + S \right) q + \frac{1424\mu ZTD}{kh} q^2$$

El primer término a la derecha es igual al desarrollado para flujo Darcy, y el segundo término es para flujo no-Darcy. Los términos que multiplican a q y q^2 se pueden considerar como constantes y la ecuación toma la siguiente forma:

$$\bar{P}^2 - P_{wf}^2 = aq + bq^2$$

Donde las constantes a y b se obtienen de la siguiente forma:

$$a = \frac{1424\mu ZT}{kh} \left(\ln \frac{0,472r_e}{r_w} + S \right)$$

Y b con la siguiente ecuación:

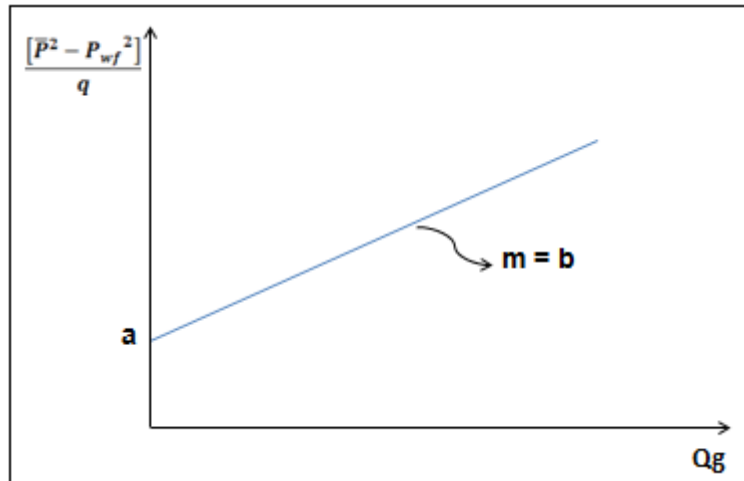
$$b = \frac{1424\mu ZT}{kh} \times D$$

Debido a la complejidad de determinar las constantes a y b con base a las ecuaciones anteriormente mencionadas, es posible hallarlas con base a las pruebas de flujo o "test point".

Para ello, se grafican en coordenadas cartesianas $\bar{P}^2 - P_{wf}^2/q$ contra el caudal q , luego la presión fluyente P_{wf} es calculada para cuatro diferentes tasas de flujo, la gráfica será una línea recta en la cual, el intercepto con el eje y será a y la pendiente de dicha recta será b como se muestra en la gráfica. Una vez hallado b , se puede despejar y encontrar D , el coeficiente no-darcy.

$$D = \frac{bkh}{1424uZT}$$

Grafica 9. Determinación de los coeficientes **a** y **b**.



Fuente. Autores

ODEH (1978)

ESTADO PSEUDO ESTABLE

Odeh también desarrollo una correlación para estado pseudo estable con un área de drenaje no circular, la ecuación es la siguiente:

$$J = \frac{q}{(\bar{P}^2 - P_{wf}^2)} = \frac{703 * 10^{-6}kh}{\mu ZT(\ln X - 0,75 + D_q)}$$

Donde X es una correlación entre r_w Y A para varias áreas de drenaje.

3.2 FLUJO DE FLUIDOS EN EL POZO Y EN LA LÍNEA DE FLUJO

3.2.1 Pérdidas de Presión en Tubería

Existen muchas razones para que ocurra la pérdida de presión en tubería, como estrangulamientos, o formación de taponamientos, pero en principal medida las pérdidas son ocasionadas por tres factores principales:

- Pérdidas por cambio de elevación o gravedad,
- Pérdidas por fricción que se incrementan con la velocidad,
- Pérdidas por aceleración.

Para hallar este importante dato muchos autores han publicado un sin número de correlaciones destinadas a predecirlo, y todas parten de la misma ecuación general de pérdidas de presión, pero varían en la manera en que desarrollan sus cálculos o las estimaciones que realizan.

Si se conocen las pérdidas de presión del fluido en el pozo, podemos estimar la presión requerida en fondo de pozo para elevar la columna de fluidos mediante la siguiente ecuación:

$$P_{wf} = P_{wh} + \Delta P_p$$

Donde,

P_{wf} = Presión de fondo fluyendo, psi.

P_{wh} = Presión de cabeza de pozo, psi.

ΔP_p = Perdidas de presión dentro del pozo, psi.

De la misma manera que al conocer las pérdidas de presión generadas en la línea de flujo podemos calcular la presión necesaria en cabeza de pozo con la siguiente ecuación:

$$P_{wh} = P_{sep} + \Delta P_l$$

Donde,

P_{sep} = Presión en el separador, psi.

ΔP_l = Perdidas de presión en las líneas de flujo, psi.

Ecuación general de gradiente de presión

$$\text{Gradiente Total } \frac{dp_c}{ft} = \frac{\Delta P}{\Delta Z} = \frac{1}{144} \left(\frac{g \times \rho \times \text{sen}\theta}{g_c} + \frac{f_m \times \rho \times V^2}{2 \times g_c \times d} + \frac{\rho \times \Delta V^2}{2 \times g_c \times \Delta Z} \right)$$

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta Z} \right)_g = \frac{g \times \rho \times \text{sen}\theta}{144 \times g_c} = \text{Gradiente de presión por gravedad.}$$

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta Z} \right)_{fric} = \frac{f_m \times \rho \times V^2}{144 \times 2 \times g_c \times d} = \text{Gradiente de presión por fricción.}$$

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta Z} \right)_{acel} = \frac{\rho \times \Delta V^2}{144 \times 2 \times g_c \times \Delta Z} = \text{Gradiente de presión por } \Delta \text{ de energía cinética.}$$

Donde,

θ = ángulo que forma la dirección de flujo con la horizontal (0° H, 90° V).

ρ = densidad del fluido, lbm/ft^3 .

$V = \text{velocidad del fluido, } ft/seg.$

$g = \text{aceleracion de la gravedad, } 32,2 \text{ } ft/seg^2.$

$f_m = \text{factor de fricción de Moody, adimensional.}$

$d = \text{diametro interno de la tubería, } ft.$

A partir de esta ecuación se generan todas las correlaciones para determinar el gradiente de presión, entre ellas las más comunes son:

Correlaciones para flujo Vertical:

Se han publicado gran cantidad de correlaciones destinadas a predecir las pérdidas de presión en tuberías verticales, pero por la complejidad del flujo multifásico la mayoría de estas ecuaciones son de tipo empírico. Esta ecuación se define como:

$$\frac{dP}{dZ} = \left(\frac{dP}{dZ}\right)_g + \left(\frac{dP}{dZ}\right)_f + \left(\frac{dP}{dZ}\right)_{acc}$$

Dependiendo de la densidad del fluido, varía la pérdida de presión por cambio de elevación (gravedad) y generalmente se calcula usando el dato de carga (hold up) de líquido. Exceptuando las condiciones de altas velocidades, la mayoría de las pérdidas de presión son ocasionadas por este fenómeno.

A altas velocidades comienza a afectar la fricción generada entre el fluido y la tubería, convirtiendo la energía cinética en energía calórica, y por consiguiente perdiendo presión; la pérdida de presión por aceleración es en la mayoría de los casos despreciable, y solo es tomada en cuenta cuando hay altas velocidades de flujo.

3.2.2 Descripción De Correlaciones De Flujo Multifásico En Tuberías

Hay varias correlaciones de tipo empíricas diseñadas para calcular los gradientes de presión. Y estas se clasifican en:

Correlaciones tipo A: Asumen que no hay deslizamiento entre las fases y por lo tanto no se toman patrones de flujo, algunas son: Fancher & Brown, Poettmann & Carpenter y Baxendell & Thomas.

Correlaciones tipo B: Asumen que hay deslizamiento entre las fases, pero no tienen en cuenta los patrones de flujo, entre ellas Hagedorn & Brown.

Correlaciones tipo C: Consideran el deslizamiento entre fases y los patrones de flujo a la vez, como: Beggs & Brill, Duns & Ros, Orkiszwesky.

Fancher & Brown:

Esta correlación no toma en cuenta los efectos de deslizamiento dentro de la tubería y es utilizada frecuentemente para realizar un “control de calidad”. Esta da el valor mínimo de presión de fondo fluyente posible del comportamiento del fluido cuando se compara con la presión medida. Aun así da un buen cotejo en las mediciones de presiones de fondo. No debe ser usada para el cálculo cuantitativo. Los puntos de presiones medidas que caigan a la izquierda de la correlación (en un gráfico de presión medida vs profundidad) indican un problema en la densidad de los fluidos o datos de presión de campo.

Hagedorn & Brown:

Es una buena correlación en pozos de petróleo con patrones de flujo slug (bache) de media a altas tasas de producción. Esta correlación no debe ser utilizada para

condensados siempre y cuando el flujo neblina sea predominante dentro de la tubería de producción. Puede ocurrir pérdida de presión en la estimación de presiones en tuberías de 1 a 1,5 pulgadas de diámetro. La caída de presión puede ser sobreestimada cuando el pozo fluye con relaciones gas/petróleo mayores a 5000 PCN/BN. Sin embargo, la correlación funciona bastante bien para un amplio rango de cortes de agua.

Duns & Ros:

Los autores consideran que existe deslizamiento entre las fases y establecen patrones de flujo. Por lo general funciona bien en los casos de flujo neblina y debe ser usada para el caso de petróleo con una alta GRP y pozos de condensados (>5000 PCN/BN). Se debe tener cuidado al utilizarla pues esta correlación tiende a sobrepredecir la VLP (curva de demanda) en pozos de petróleo. A pesar de esto, la tasa mínima estable indicada por el mínimo de la curva VLP es a menudo una buena estimación. En tuberías de 1 a 3 pulgadas tiende a sobre predecir la caída de presión. La correlación trabaja en un rango de gravedad API de 13 a 56°.

Orkiszewki:

El autor considera deslizamiento entre las fases y existen cuatro patrones de flujo. Es una correlación que en ocasiones da un buen ajuste a los datos medidos. Pero hay que tener cuidado, pues su formulación incluye una discontinuidad en su método de cálculo. Dicha discontinuidad puede causar inestabilidad durante el cotejo de la presión, por lo que no se recomienda su uso. Esta correlación tiene un buen comportamiento en pozos con tuberías de producción de 1 a 2 pulgadas de diámetro. Al bajar la gravedad API (de 13 a 30), la correlación puede sobreestimar el perfil de presión. Funciona con un amplio rango de cortes de agua.

Correlaciones para flujo Horizontal:

Cuando la tubería se encuentra en posición horizontal, su ángulo y el seno de su ángulo son cero, lo que nos indica que no hay caída de presión por elevación o es despreciable, y la ecuación se resume así:

$$\frac{dP}{dZ} = \left(\frac{dP}{dZ}\right)_f + \left(\frac{dP}{dZ}\right)_{acc}$$

Las predicciones de carga de líquido son menos críticas para cálculos de pérdidas de presión en flujo horizontal, pero algunas correlaciones necesitan de este dato para la obtención de la densidad, la cual es necesaria para los cálculos de pérdidas de presión por fricción y por aceleración. La caída por aceleración es menor y no se tiene en cuenta la mayoría de las veces en los cálculos de diseño.

Beggs & Brill:

Es una de las ecuaciones más utilizadas y cubre varios rangos de tasas y diámetros internos de la tubería. Desarrollaron un esquema paracaídas de presión en tuberías inclinadas y horizontales para flujo multifásico. Establecieron ecuaciones según los regímenes de flujo segregado, intermitente y distribuido para el cálculo de factor de entrapamiento líquido y definieron el factor de fricción bifásico independientemente de los regímenes de flujo.

Dukler, Aga & Flanigan:

La correlación de Aga & Flanigan fue desarrollada para sistemas de gas condensado en tuberías horizontales e inclinadas, considerando cinco regímenes de flujo: burbuja, intermitente, anular, neblina y estratificado. La ecuación de Dukler es usada para calcular la pérdida de presión por fricción y el factor de

entrampamiento (holdup) y la ecuación de Flanigan es usada para calcular el diferencial de presión por elevación.

Eaton, y colaboradores:

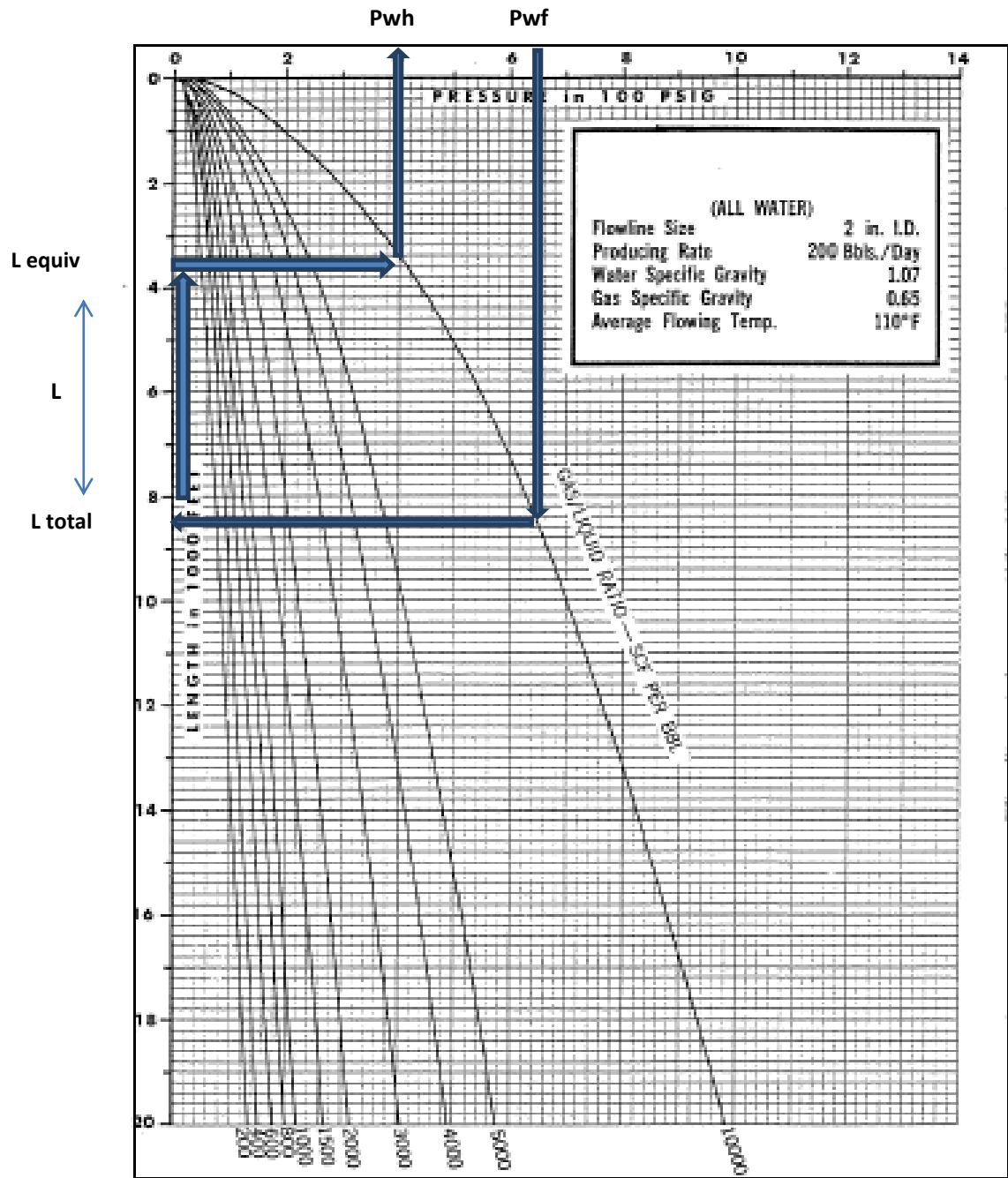
La correlación se basa en un balance de energía de flujo multifásico, realizando correlaciones para el factor de entrampamiento de líquido y el factor de fricción, considerando las fases fluyendo como una mezcla homogénea de propiedades promediada. Realizaron pruebas experimentales de campo en tres tuberías de 1700 pies de longitud cada una, y de 2,4 y 15 pulgadas de diámetro, respectivamente. Los rangos utilizados en sus pruebas fueron:

- Tasa líquida: 50 – 5500 BPD.
- Tasa de gas: 0 – 10 MMPCND.
- Viscosidad líquida: 1 – 13,5 cps.
- Presiones promedias: 70 – 950 PSI.

Para poder usar estas correlaciones se hace necesario utilizar un software especializado para resolver las distintas ecuaciones. Es por ello que para el presente trabajo utilizamos las curvas de gradientes de presión que están disponibles en la literatura, como las de Kermit Brown mostradas en la gráfica 9.

En esta gráfica se ingresa con una presión dada, la cual variará dependiendo del nodo que se está analizando. Así, si el nodo es la presión de fondo fluyente, P_{wf} , se comienza con esta presión y se baja hasta que corte con la relación gas líquido RGL, que tenga el pozo, de ahí hasta el eje de la longitud, luego se suma la profundidad del pozo, L , y nuevamente se corta con la RGL y se sube hasta el eje de la presión, dicha presión será la presión en cabeza de pozo o P_{wh} .

Gráfica 10. Curvas de Gradiente de Presión Horizontal



Fuente. Modificada de KERMIT, Brown. The Technology of Artificial Lift Methods, Vol 4, 1980

4 ANALISIS NODAL

El análisis NODAL de un sistema de producción, realizado en forma sistemática, permite determinar el comportamiento actual y futuro de un pozo productor de hidrocarburos. Consiste en dividir este sistema de producción en nodos de solución para calcular caídas de presión desde el yacimiento hasta la superficie de esta manera, es posible determinar las curvas de comportamiento de afluencia y el potencial de producción de un yacimiento.

Como resultado de este análisis se obtiene generalmente un incremento en la producción y el mejoramiento de la eficiencia de flujo cuando se trata de un pozo productor, pero cuando se trata de un pozo nuevo, permite definir el diámetro óptimo de las tuberías de producción, del estrangulador, y línea de descarga por el cual debe fluir dicho pozo, así como predecir su comportamiento de flujo (aporte de hidrocarburos) y presión para diferentes condiciones de operación.

En el análisis nodal se evalúa un sistema de producción dividiéndole en tres componentes básicos⁶:

- Flujo a través de un medio poroso (Yacimiento), considerando el daño ocasionado por lodos de perforación, cemento, etc.
- Flujo a través de la tubería vertical, considerando cualquier posible restricción como empaquetamientos, válvulas de seguridad, estranguladores de fondo, etc.
- Flujo a través de la tubería horizontal (Línea de superficie), considerando el manejo de estranguladores en superficie.

⁶ HIRSCHFELDT, Marcelo. Análisis de un Sistema de Producción y Análisis Nodal. 2009. Artículo Técnico publicado en www.oilproduction.net

4.1 CAPACIDAD DE PRODUCCIÓN DEL SISTEMA

La pérdida de energía en forma de presión a través de cada componente depende de las características de los fluidos producidos y, en especial, del caudal de flujo transportado, de tal manera que el caudal de producción del sistema responde a un balance entre la capacidad de aporte de energía del yacimiento y la demanda de energía de la instalación para transportar los fluidos hasta la superficie.

La suma de las pérdidas de energía en forma de presión en cada componente es igual a la pérdida total, es decir, a la diferencia entre la presión de partida, **Pws**, y la presión final del sistema, la cual es, la presión del separador, **Psep**.

$$\mathbf{Pws - Psep = \Delta Py + \Delta Pc + \Delta Pp + \Delta PI}$$

En donde:

$\Delta Py = Pws - Pwfs =$ Caída de presión en el yacimiento (IPR)

$\Delta Pc = Pwfs - Pwf =$ Caída de presión en la completación (Jones, Blount y Gaze)

$\Delta Pp = Pwf - Pwh =$ Caída de presión en el pozo (FMT vertical).

$\Delta PI = Pwh - Psep =$ Caída de presión en la línea de flujo (FMT horizontal).

Para predecir el comportamiento del sistema, se calcula la caída de presión en cada componente. Este procedimiento comprende la asignación de nodos en varias de las posiciones claves dentro del sistema.

En estos nodos se evalúa las pérdidas de presión de todo el sistema al subdividirlo en dos partes, todos los componentes aguas arriba del nodo son denominados como el *inflow*, mientras que todos los componentes aguas abajo del nodo son denominados como el *outflow* del sistema.

Una vez el nodo es seleccionado, la presión en el nodo es calculada en ambas direcciones, empezando con las presiones que son fijas.

Entrada al nodo (*inflow*)

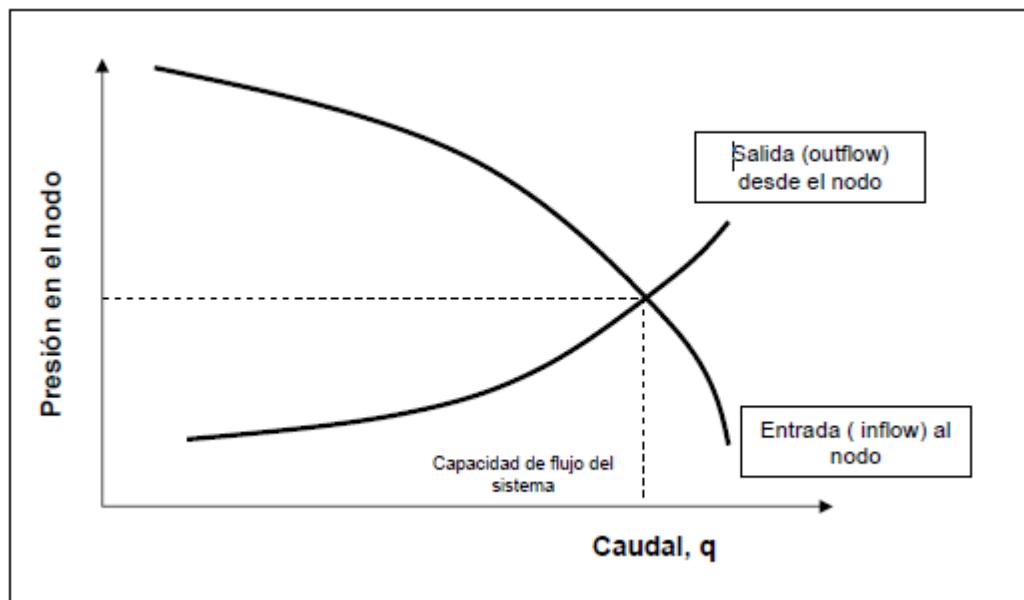
$$P_{nodo} = P_r - \Delta P \text{ (componentes aguas arriba)}$$

Salida del nodo (*outflow*)

$$P_{nodo} = P_{sep} + \Delta P \text{ (componentes aguas abajo)}$$

La caída de presión ΔP varía con el caudal q para cualquier componente. Por lo tanto, un gráfico de la presión en el nodo versus el caudal generará dos curvas las cuáles se interceptarán en un punto específico de caudal y presión en el nodo con el cual el sistema producirá.

Gráfica 11. Presión en el Nodo vs Caudal

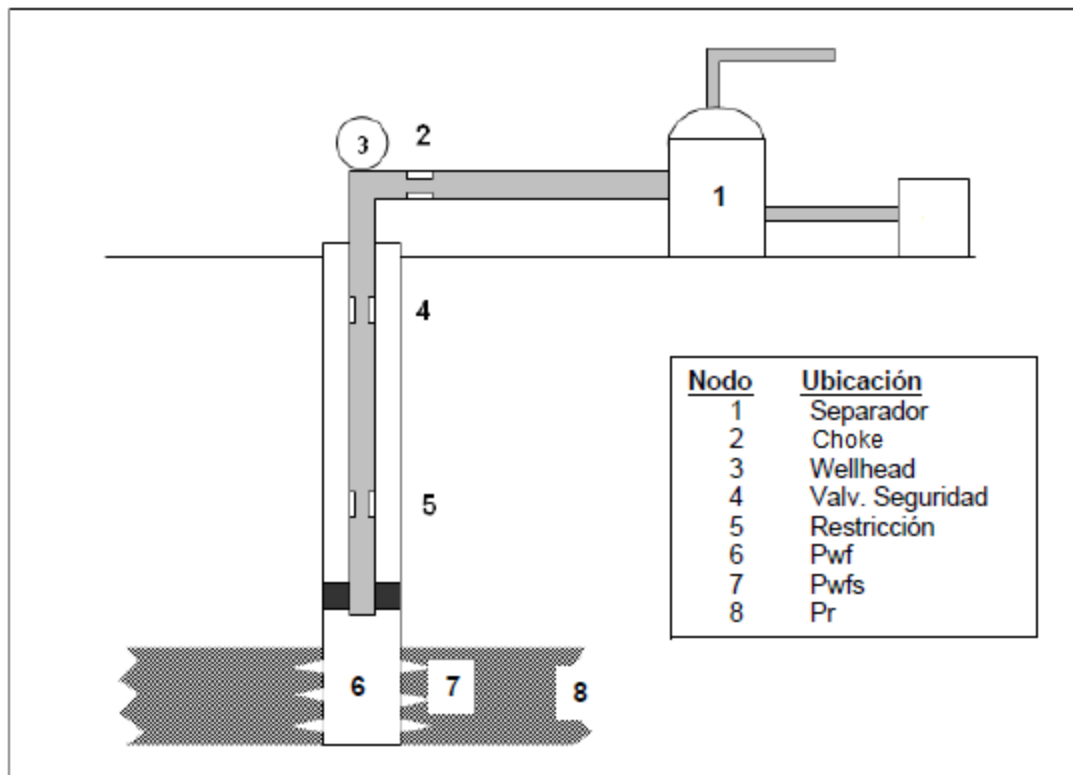


Fuente. HIRSCHFELDT, Marcelo. Análisis de un Sistema de Producción y Análisis Nodal. 2010.

4.2 NODOS UTILIZADOS

Existen diferentes nodos que son generalmente utilizados para desarrollar el análisis Nodal, aunque, en teoría, el análisis Nodal puede ser utilizado en cualquier parte del sistema de producción.

Gráfica 12. Principales Nodos utilizados en el Análisis Nodal



Fuente. Modificado de HIRSCHFELDT, Marcelo. Análisis de un Sistema de Producción y Análisis Nodal. 2010.

La selección del nodo a utilizar para desarrollar el análisis Nodal del sistema depende grandemente del componente del sistema que se desea evaluar, pero su posición deberá ser tal que muestre, de la mejor manera posible, la respuesta del sistema a una serie de condiciones, para que como resultado final se tenga una evaluación total del problema, dando así una solución confiable.

4.2.1 Nodo en Presión de Fondo Fluyendo

Este nodo es el más utilizado, el nodo está ubicado en el intervalo perforado en el fondo del pozo. En este nodo se divide el sistema en dos componentes: el yacimiento sería el inflow y la sarta de producción junto con la línea de flujo y el separador son el otro componente, el outflow del sistema.

Entrada al Nodo (Inflow):

$$P_{nodo} = P_r - \Delta P$$

$$P_{wf} = P_r - \Delta P_{yacimiento} - \Delta P_{tubing}$$

Salida del Nodo (Outflow):

$$P_{nodo} = P_{sep} + \Delta P$$

$$P_{wh} = P_{sep} + \Delta P_{línea\ de\ flujo}$$

Para desarrollar la gráfica de Análisis Nodal es necesario llevar a cabo el siguiente procedimiento⁷:

- I. Construir la curva IPR apropiada.
- II. Suponer varias tasas de flujo y obtener la presión de cabeza necesaria para llevar los fluidos a través de la línea de flujo horizontal hasta el separador, por lo tanto, conocer las presiones de entrada a la tubería de producción requeridas.
- III. Usando las mismas tasas de flujo supuestas en el paso II y las correspondientes presiones de cabeza, se determinan presiones de entrada a la tubería de producción requeridas a partir de las correlaciones de flujo multifásico apropiado.

⁷ MESA Adriana, FONSECA Ana, Estudio Nodal para Optimizar el Flujo de Pozos Productores e Inyectores del Campo Santiago, Tesis 2010. p. 31

- IV. Se representa gráficamente las presiones de entrada de la tubería de producción contra las tasas supuestas, en la gráfica de IPR. El punto en donde se interceptan ambas curvas determina la tasa a la cual el pozo producirá con el sistema de tuberías actual.

4.2.2 Nodo en Cabeza de Pozo

El nodo se ubica en el árbol de navidad, en este caso, el separador y la línea de flujo se consideran como un único componente, siendo este el inflow del sistema y el yacimiento y la sarta de producción como el otro componente del sistema, es decir, el outflow.

Entrada al Nodo (Inflow):

$$P_{nodo} = P_r - \Delta P$$

$$P_{wh} = P_r - \Delta P_{yacimiento} - \Delta P_{tubing}$$

Salida del Nodo (Outflow):

$$P_{nodo} = P_{sep} + \Delta P$$

$$P_{wh} = P_{sep} + \Delta P_{línea\ de\ flujo}$$

Nuevamente se realiza el procedimiento como en el nodo anterior para determinar el caudal con el cual producirá el pozo con las actuales condiciones. Así, si se quiere evaluar el desempeño del pozo al cambiar la línea de flujo de superficie por una de mayor diámetro, se debe hacer el análisis nodal en el nodo del choke o de presión en cabeza, o en el otro extremo de la línea de flujo, es decir, en el nodo de presión en el separador.

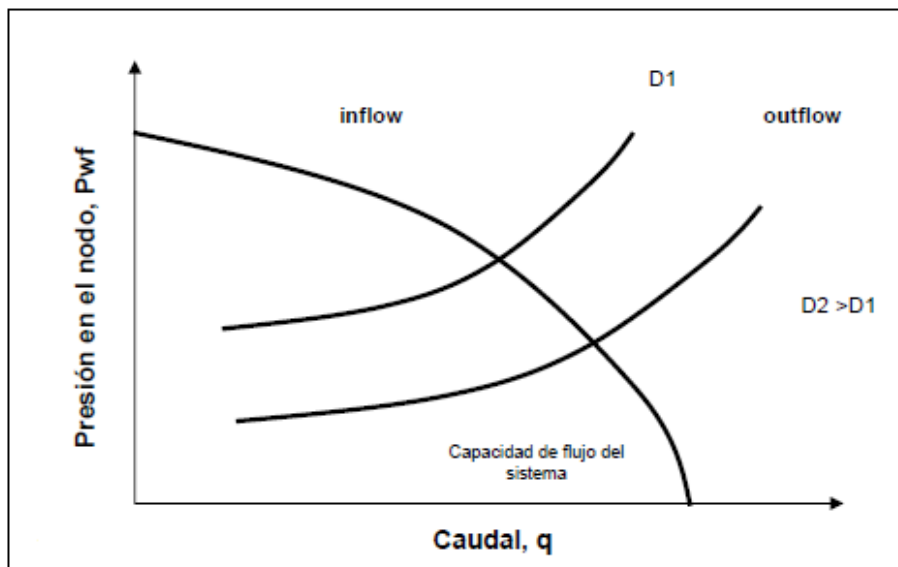
En el caso de carga de líquidos, el análisis nodal es una herramienta muy útil para determinar si un pozo esta cargándose con líquidos y analizar los posibles cambios que se pueden hacer a la sarta de producción para evitar que esto pase.

Para desarrollar la optimización de un pozo para evitar la carga de líquidos se utilizan dos nodos en específico para analizar la tubería de producción, estos son los nodos 3 y 6, es decir, los nodos en la presión en cabeza de pozo y presión de *wellbore* fluyendo respectivamente, ya que en estos dos nodos, es posible observar las variaciones en el potencial de producción del pozo al variar algún componente de la sarta de producción.

El efecto del cambio en cualquier componente puede ser analizado recalculando la presión en el nodo versus el caudal, usando las nuevas características del componente que fue cambiado.

Así por ejemplo, como se puede observar en la grafica, al variar el diámetro de la tubería de producción D1, por una de mayor diámetro D2, se modifica la curva de *outflow* y el pozo producirá a un caudal mayor pero con una velocidad menor, luego es necesario determinar si el nuevo caudal producido es menor que el caudal crítico y necesario para evitar la carga de líquidos,

Grafica 13. Variación en la Curva de *Inflow* y *Outflow* al variar el Diámetro de la Tubería



Fuente: Modificado de LEA, James, et al. Gas Well Deliquification. 2 ed. 2008.

Gracias al análisis nodal, es posible calcular los efectos producidos al reemplazar el diámetro de la tubería de producción por uno más pequeño y determinar el nuevo caudal producido y si este es menor que el caudal crítico necesario para evitar la carga de líquidos, además es posible determinar el nivel óptimo de caudal necesario para que se produzca un mínimo de carga de líquidos y a la vez una mínima pérdida de presión debido a la fricción producida por la velocidad del gas fluyendo a través de la tubería.

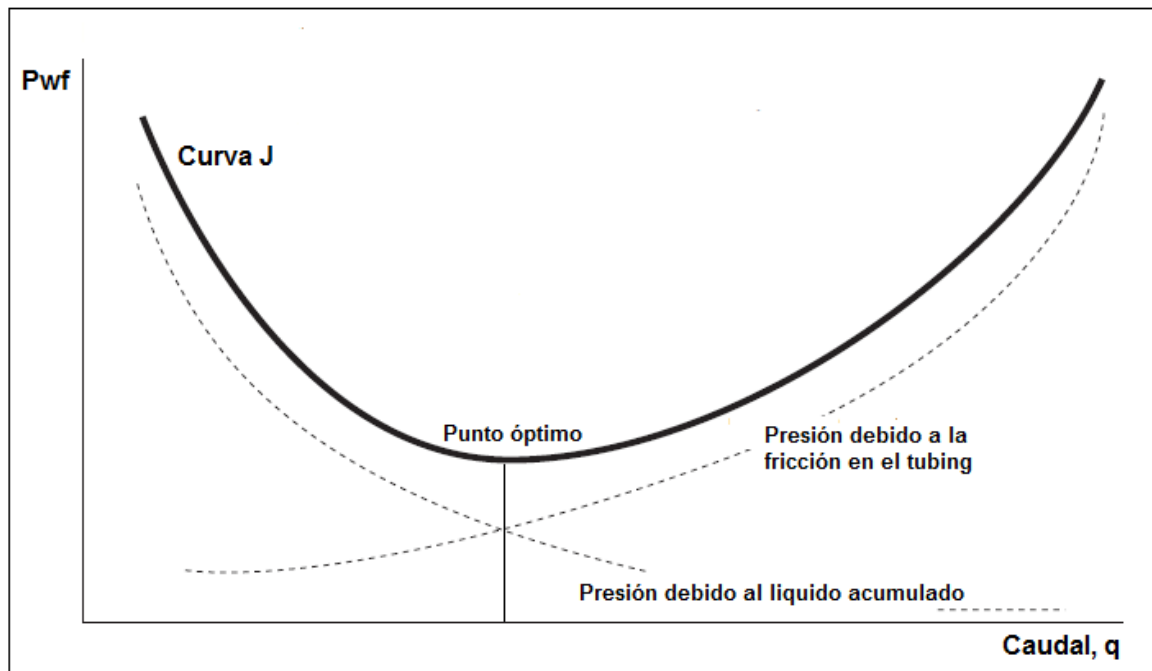
4.3 TUBING PERFORMANCE CURVE (TPC)

Si se escoge el fondo del pozo como el nodo, entonces, en la gráfica de análisis Nodal, el *inflow* estará representado por el IPR y el *outflow* del sistema será el TPC o también conocido como el VLP (“Vertical Lift Performance”). La caída de presión en el *tubing* o tubería de producción es la suma de la presión en superficie, la presión de la columna hidrostática, (la cual está compuesta por el líquido acumulado en la tubería y el peso del gas) y la pérdida de fricción ocasionada por el flujo de los fluidos a través del pozo desde el fondo hasta la superficie.

La gráfica 13 muestra el TPC, se pueden observar tres curvas, dos curvas punteadas que representan el cambio de presión debido a la fricción y a la carga de líquidos respectivamente y la curva en negrilla representa la suma de las presiones de las dos curvas punteadas, es decir las presiones debido a la fricción y a la carga de líquidos mas la presión en superficie, esta curva es también conocida como curva J. En la curva de presión debido a la fricción, la presión va aumentando con el caudal después de cierto punto, debido a que va aumentando la velocidad de flujo y por ello aumentan las pérdidas de presión debido a la fricción a lo largo de la tubería de producción.

En la curva de presión debido al líquido acumulado (*liquid holdup*), la presión va disminuyendo con el aumento del caudal debido a que a medida que aumenta el caudal, lo hace también la velocidad de flujo, al estar por encima de la velocidad crítica, cargará todo el líquido hasta la superficie y la columna hidrostática generada por el líquido acumulado irá desapareciendo, al igual que la presión ocasionada por esta columna de líquido.

Gráfica 14. Curva TPC (Tubing Performance Curve)



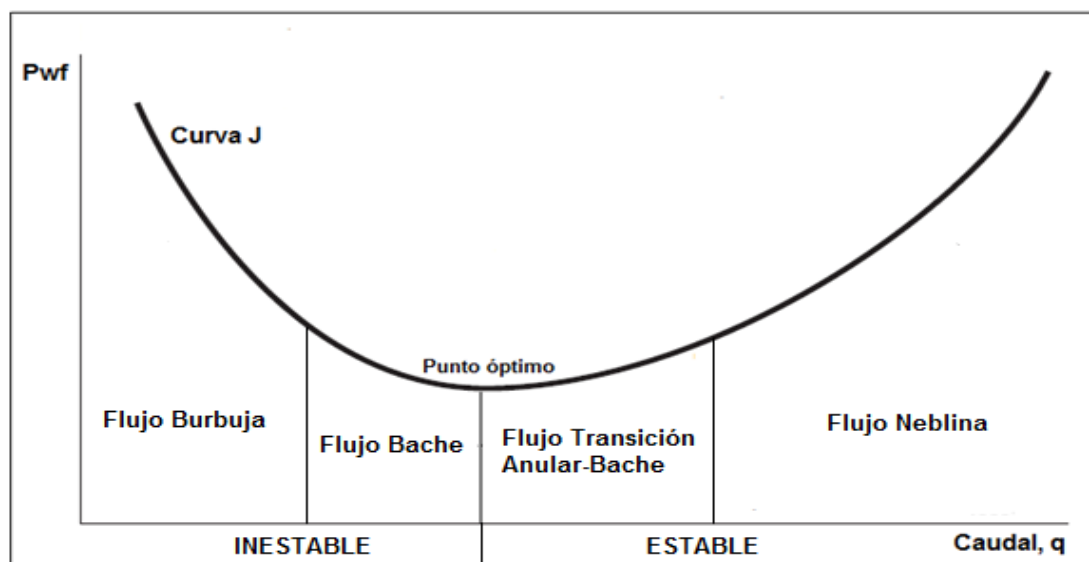
Fuente: Modificado de LEA, James, et al. Gas Well Deliquification. 2 ed. 2008.

Como se puede observar, la curva TPC o curva J, pasa a través de un mínimo o punto óptimo en el cual se interceptan las dos curvas punteadas. En este punto, la suma de las dos pérdidas de presión suman un mínimo, a la derecha de este mínimo, las pérdidas de presión aumentan debido a la fricción pero el flujo estará en régimen de flujo neblina, por lo tanto llevará todos los líquidos hasta la superficie.

A la izquierda del punto óptimo, la tasa de flujo es baja y las pérdidas de presión están dominadas por la presión hidrostática generada por la carga de líquidos. En el extremo izquierdo de la curva J, el fluido estará en régimen de flujo burbuja, mientras que en la parte izquierda de la curva, cerca al punto óptimo, el flujo estará en régimen de flujo bache, en este régimen el flujo permanecerá de forma inestable ya que porciones de los baches de fluido volverán a caer antes de alcanzar la superficie y tendrán que ser levantados por el siguiente bache.

En la mayoría de los casos se asume que el flujo en la parte izquierda del mínimo de la curva J o punto óptimo es flujo inestable y conllevará a problemas de carga de líquidos, tal y como se puede observar en la gráfica 14. Por el contrario, en la parte derecha del punto óptimo, se asume que los caudales de producción son estables y lo suficientemente altos para transportar los líquidos hasta la superficie. Sin embargo, este método para determinar si un pozo está o no cargándose con líquidos es inexacto, por lo cual se hace necesario utilizar la curva IPR para obtener resultados más precisos.

Gráfica 15. Curva TPC mostrando los Regímenes de Flujo



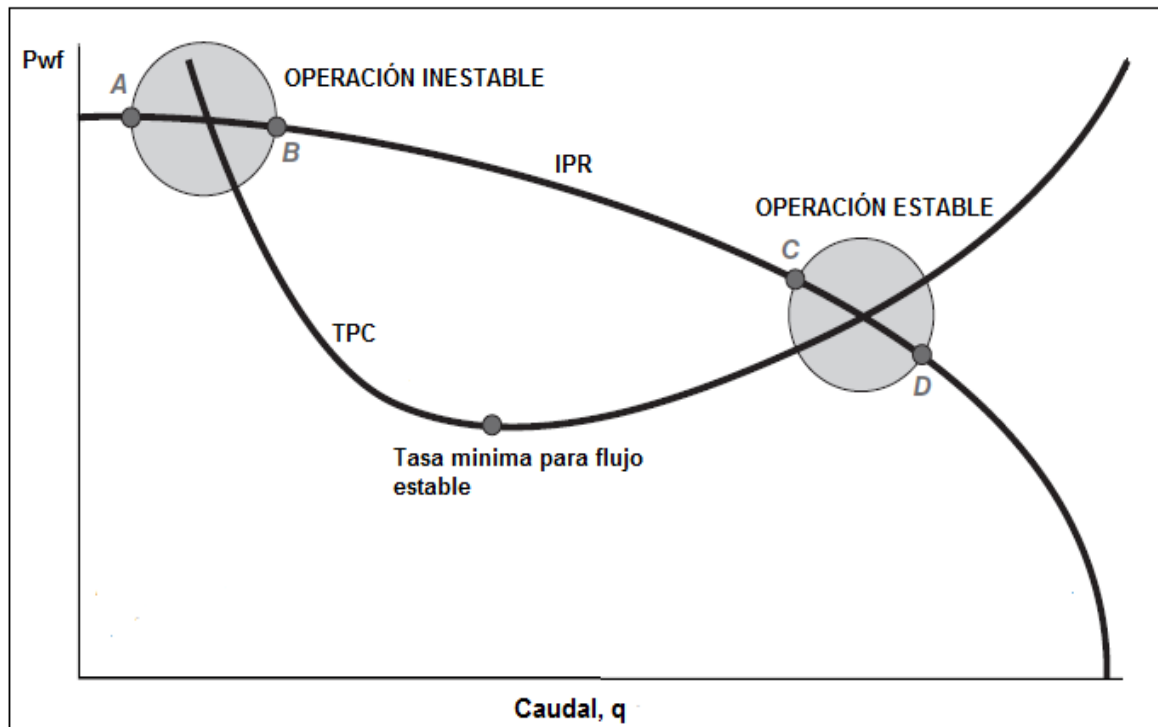
Fuente: Modificado de LEA, James, et al. Gas Well Deliquification. 2 ed. 2008.

4.4 ANÁLISIS DEL TUBING PERFORMANCE CURVE (TPC) CON EL INFLOW PERFORMANCE RELATIONSHIP (IPR)

Cuando se gráfica la curva de TPC y la curva IPR, se tendrá por lo general una grafica como la mostrada, en la cual se tendrán dos puntos en los cuales se interceptan ambas curvas.

Estos dos puntos son las presiones y caudales potenciales de operación que tiene el pozo, sin embargo, solo el punto que se intercepta a la derecha de la tasa mínima es realmente posible de conseguir ya que está operando a condiciones estables, esto es, se mantiene a una tasa y presión constante o casi constante oscilando entre los puntos C y D a través del tiempo.

Gráfica 16. Análisis de la Estabilidad de Flujo



Fuente: Modificado de LEA, James, et al. Gas Well Deliquification. 2 ed. 2008.

La operación en estado estable ocurre debido a que aún cuando el caudal de operación aumente o disminuya del caudal de operación normal, (es decir, el caudal en el cual se interceptan las curvas del TPC y el IPR) el pozo volverá a las condiciones de operación normal.

Así por ejemplo, si el pozo aumenta su caudal hasta el punto D, aumentará la presión en la cara de la arena del yacimiento, lo cual conseguirá que el caudal de flujo disminuya hasta el punto de estabilidad en donde se cruzan ambas curvas. De igual forma, si el caudal disminuye temporalmente hasta el punto C, la caída de presión en la tubería disminuye, logrando disminuir la presión en la cara de la arena del yacimiento, propiciando un incremento en el caudal hasta llevarlo nuevamente al punto de estabilidad.

Si en cambio, el pozo se encuentra en el punto A, la presión en la cara de la arena se incrementa debido a un exceso de líquidos acumulándose en la tubería, el incremento en la presión genera una disminución del caudal de flujo lo cual logra aumentar aún más la presión en el yacimiento repitiéndose el ciclo hasta que el pozo muere. De la misma forma ocurre si el pozo se encuentra en el punto B.

De esta forma, el punto de intersección entre la curva IPR y el TPC, a la derecha del mínimo o punto óptimo de la curva J, representa una condición de flujo estable donde los líquidos son efectivamente transportados a la superficie y a la izquierda del mínimo, representa una condición inestable donde el pozo se carga de líquidos progresivamente hasta que finalmente el pozo muere.

5 METODOLOGIA DESARROLLADA PARA MANTENER LOS POZOS DE GAS SIN CARGA DE LÍQUIDOS⁸

Para mantener un pozo de gas deshidratado, esto es, sin carga de líquidos acumulándose en la tubería de producción es necesario desarrollar el análisis Nodal para optimizar el sistema de producción del pozo de modo que esté siempre fluyendo a una velocidad mayor que la velocidad crítica.

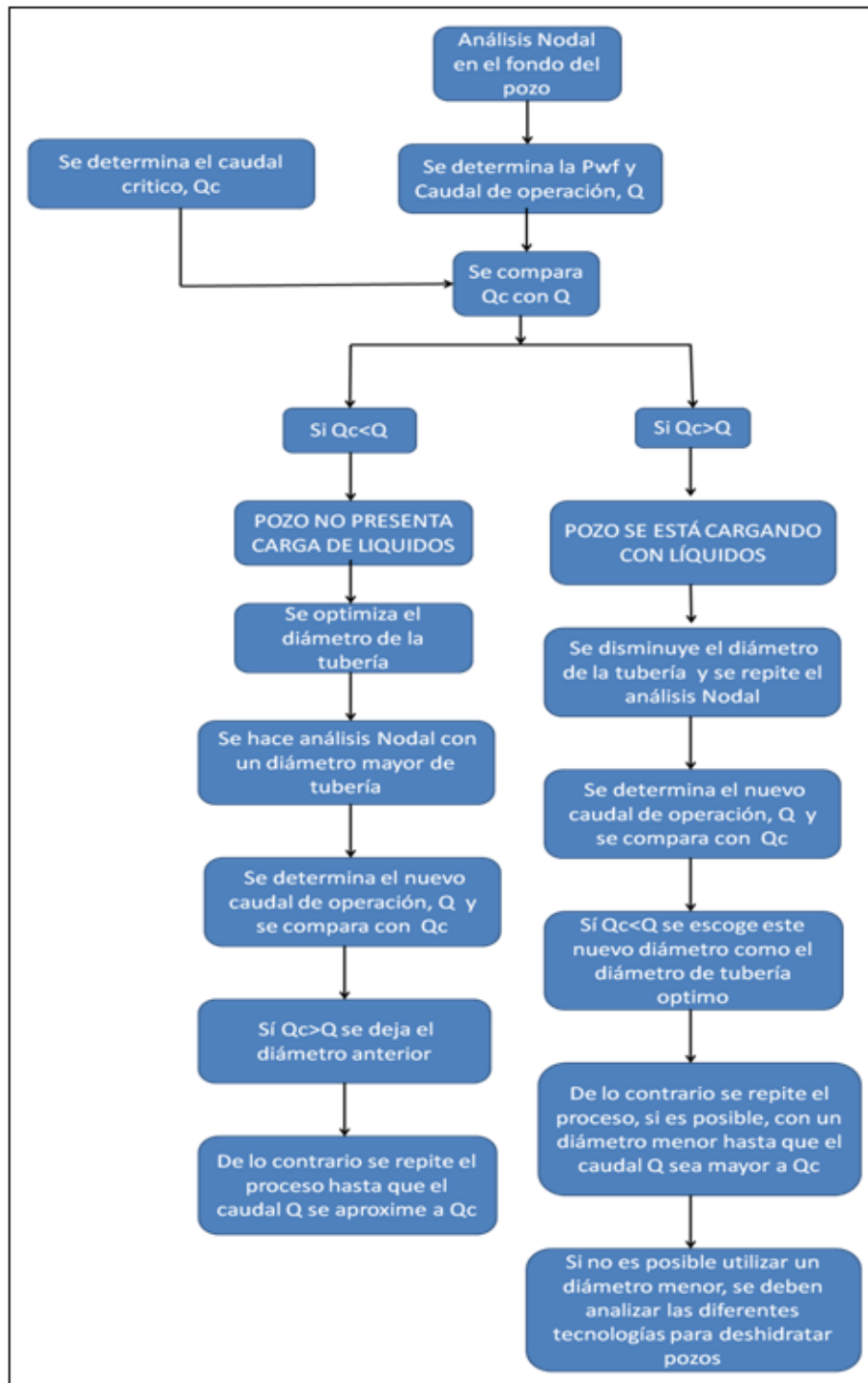
Sin embargo, esto no es siempre posible ya que dicho análisis está limitado a los diámetros de tubería que hay disponible en la industria, es entonces cuando se hace necesario el utilizar alguna tecnología para mantener a los pozos deshidratados y de esta forma evitar la carga de líquidos y las consecuencias que esto conlleva.

Para lograr esto, hemos desarrollado una metodología para determinar si un pozo puede presentar problemas de carga de líquidos y si este es el caso, entonces optimizar las líneas de flujo. Este diagrama de flujo está basado en una metodología desarrollada por el Concejo para la Investigación y Desarrollo del Levantamiento Artificial, ALRDC.

Esta metodología se basa en el cálculo del caudal crítico y la comparación con el caudal al cual fluiría el pozo, dependiendo de qué caudal sea mayor, se hace el análisis para el cambio del diámetro de producción por uno menor si el pozo así lo requiere o si no se está cargando con líquidos se analiza si es posible utilizar un mayor diámetro para de esta forma aumentar el caudal de producción siempre y cuando esto no genere problemas de carga de líquidos.

⁸ Concejo para la Investigación y Desarrollo del Levantamiento Artificial, ALRDC. Disponible en Internet: <http://www.alrdc.com/production/>

Grafica 17. Diagrama de Flujo para mantener los pozos de gas deshidratados.



Fuente. Autores, basada en la guía de selección para deshidratar pozos de gas de ALRDC. Disponible en internet en: [http://www.alrdc.com/recommendations/Gas %20 Well%20Deliquification/index.htm](http://www.alrdc.com/recommendations/Gas%20Well%20Deliquification/index.htm) [Citado en 2011/12/09]

Para comprender mejor la metodología, vamos a desarrollar un ejemplo para un pozo de gas convencional en el cual se le ha efectuado una prueba multiflujo:

Tabla 1. Datos del pozo ejemplo.

Datos del Pozo	
Líquido Acumulado	Agua
Diámetro pozo (pulg DI)	4.494
Presion de Cabeza, Pwh (psia)	3000
Presión de Yacimiento (psia)	4750 psia
Gravedad especifica gas	0.65
Profundidad pozo (pies)	8000 pies
Temperatura en superficie °F	105
Factor compresion, Z	0.96

Fuente. Autores

Tabla 2. Datos de Test Point

Presión de yacimiento = 4750 psia	
Presión fluente, psia	Caudal de flujo del gas, MMscf/d
4200	9.45
3800	12.37
3240	15.20
2760	16.90

Fuente. Autores

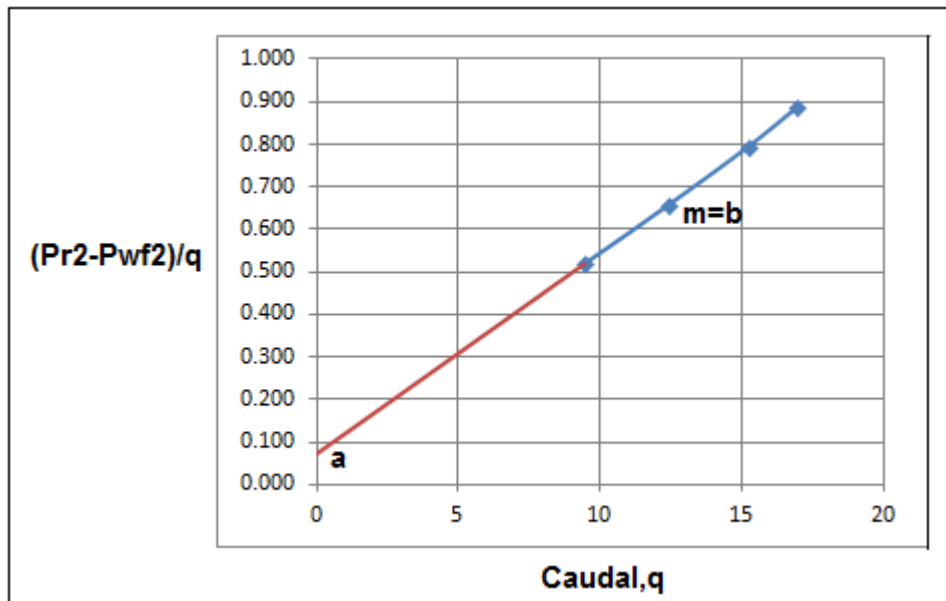
Primero graficamos $P_r^2 - P_{wf}^2/q$ para hallar las constantes **a** y **b**.

Tabla 3. Datos de la gráfica 17.

Presión fluente, psia	Caudal de flujo del gas, MMscf/d	(Pr ² -Pwf ²)/q
4200	9.45	0.521
3800	12.37	0.657
3240	15.2	0.794
2760	16.9	0.884

Fuente. Autores

Gráfica 18. Determinación de las constantes **a** y **b**.



Fuente. Autores

De la gráfica hallamos **a = 0.072** y **b = 0.047** luego:

$$P_r^2 - P_{wf}^2 = aq + bq^2$$

$$P_r^2 - P_{wf}^2 = 0.072q + 0.047q^2$$

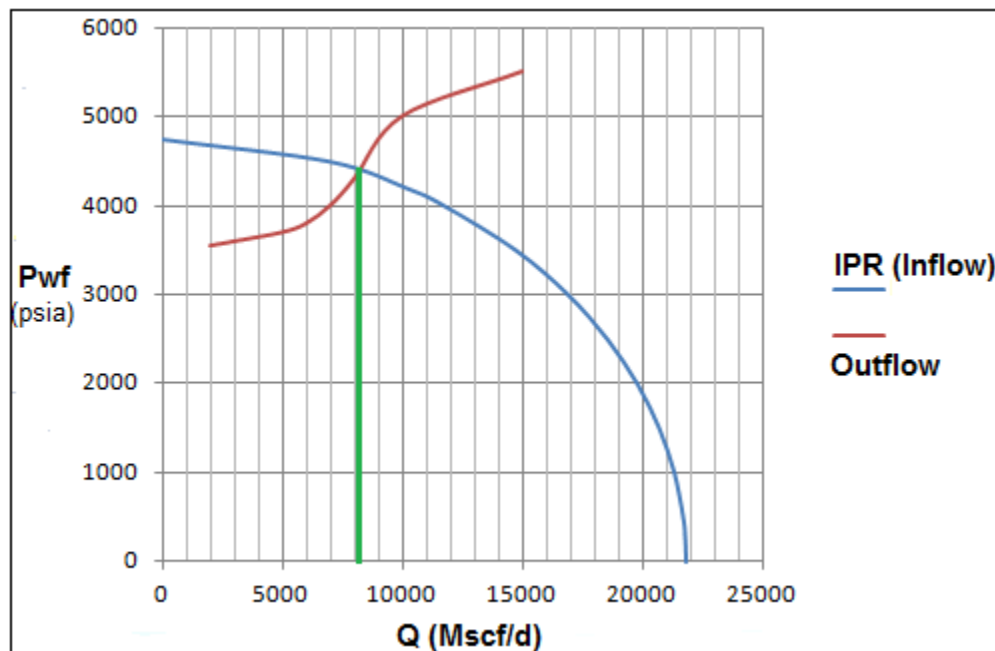
Despejando el caudal:

$$q = \frac{\sqrt{0.072^2 - 4(0.047)(P_{wf}^2 - P_r^2)}}{2(0.047)}$$

Ahora podemos construir la curva IPR y con base a las curvas de gradiente de presión para pozos de gas, determinar el caudal de operación del sistema.

Los datos para la construcción de las curvas de *inflow* y *outflow* para el desarrollo del análisis Nodal se presentan en el Anexo A.

Gráfica 19. Análisis Gráfico del nodo en la presión de fondo fluyendo (Pwf) para el pozo ejemplo.



Fuente. Autores

Vemos que el sistema corta en un punto específico de las dos curvas, en este punto, el caudal es de 8000 Mscf/d. Este será el caudal al cual fluirá el pozo. Ahora se compara con el caudal crítico

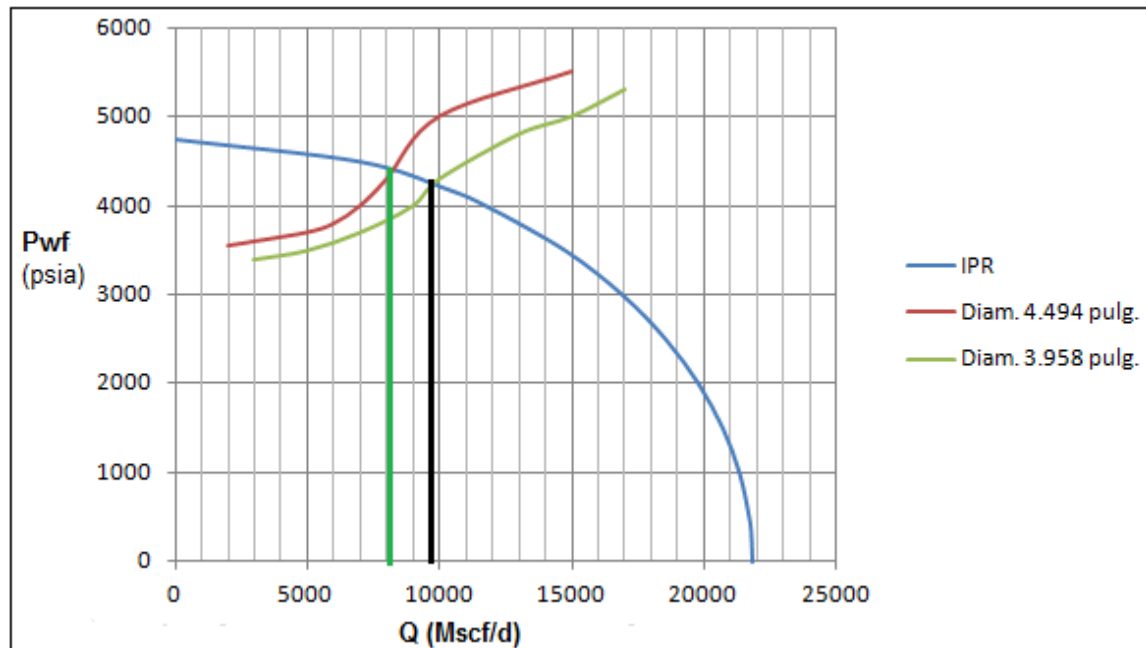
$$Q_c = \frac{0.0890PDti^2(67 - 0.0031P)^{1/4}}{(T + 460)Z(0.0031P)^{1/2}} \text{ MMscf/D}$$

$$Q_c = 8.98 \text{ MMscf/D}$$

Como: $Q = 8 \text{ MMscf/d} < Q_c = 8.98 \text{ MMscf/d}$.

El pozo presentará carga de líquidos, luego es necesario revisar el diámetro de la tubería de producción y reemplazarla por una de menor diámetro de modo que el caudal aumente y sea mayor al caudal crítico.

Gráfica 20. Análisis del cambio de tubería por una de menor diámetro.



Fuente. Autores

Con el nuevo diámetro de tubería (3.958 pulgadas de DI), el caudal de operación aumenta hasta un valor de 9800 Mscf/d. El nuevo caudal crítico será

$$Q_c = 6.97 \text{ MMscf}/D$$

Como se puede comprobar, el nuevo caudal de operación será mayor que el caudal crítico y por lo tanto, no se presentarán problemas de carga de líquidos

$$Q = 9.8 \text{ MMscf}/d > Q_c = 6.97 \text{ MMscf}/d.$$

Como se ha podido comprobar, el Análisis Nodal resulta ser una útil herramienta para determinar si un pozo de gas puede presentar carga de líquidos y determinar el diámetro de la tubería de producción que resulte efectiva para que no se presente tal problema.

6 MÉTODOS UTILIZADOS PARA EFECTUAR LA DESHIDRATACIÓN DE LOS POZOS DE GAS⁹

Existen diferentes métodos y tecnologías usados para evitar la carga de líquidos o si esta se produce remover los líquidos hasta superficie, además de estos métodos, es necesario evaluar la selección del diámetro de la tubería de producción de manera que tenga el diámetro óptimo para que se produzca la menor cantidad de carga de líquidos y a la vez con las menores pérdidas por fricción en la tubería.

El método óptimo de deshidratación se define como el más económico que pueda ser utilizado en el período más largo de operación. Los métodos implementados con éxito en campos similares, la disponibilidad de equipos del fabricante, la fiabilidad de los equipos, mano de obra requerida para operar el equipo, etc. Son todos factores importantes que intervienen en la selección del método óptimo. Los principales métodos utilizados son:

6.1 COMPRESIÓN

6.1.1 Introducción

Un compresor es una máquina que realiza trabajo con la finalidad de mantener un fluido en movimiento o provocar el desplazamiento o el flujo del mismo, se suelen evaluar por cuatro características:

1. Cantidad de fluido descargado por unidad de tiempo
2. Aumento de la presión
3. Potencia
4. Rendimiento

⁹ LEA, James, et al. Gas Well Deliquification. 2 ed. Oxford: Gulf Professional Publishing, 2008

Los compresores poseen una tubería de succión por donde es aspirado el gas que dentro del compresor reduce su volumen y aumenta su presión. La compresión es fundamental para la producción de pozos de gas, ya que es el principal medio de transporte en el mercado. La compresión es también vital para la deshidratación, reduciendo la presión en cabeza de pozo y aumentando la velocidad del gas.

Una baja presión en fondo de pozo para la deshidratación de pozos y la reducción de las presiones de superficie mediante compresión puede resultar en una producción sustancial e incrementos en las reservas. Estos incrementos pueden variar desde un pequeño porcentaje hasta varias veces la producción actual.

Este sistema de levantamiento requiere de una inversión para el compresor y el equipo asociado así como los costos de operación para el mantenimiento y energía eléctrica para que el compresor siga funcionando. Sin embargo, muchas veces la compresión puede ser la manera más económica para mantener los pozos deshidratados, proporcionando mayores tasas de producción a bajas presiones.

El proceso de elección de la forma de aplicar la compresión y el equipo adecuado para alcanzar las presiones y tasas deseadas es muy importante a la hora de optimizar los resultados. Afortunadamente, los sistemas de Análisis Nodal se pueden utilizar con eficacia para ayudar en el proceso de evaluación de pozos y equipos de compresión.

La compresión y la reducción de la presión en superficie es usualmente la primera herramienta utilizada en la vida de un pozo de gas para mantenerlo deshidratado y algunas veces es el único sistema de levantamiento artificial utilizado, pero la compresión también puede ser usada para incrementar la efectividad de otros métodos de deshidratación por sistemas de levantamiento artificial incluyendo

agentes espumantes, gas lift o plunger lift. Existen diferentes tipos de compresores, cada uno de ellos tienen sus propios rangos de operación, eficiencias, fortalezas y debilidades. La mayoría de las aplicaciones para la deshidratación de pozos de gas implica el uso de compresores recíprocos o de tipo tornillo.

6.1.2 Tipos de Compresores

Hay diferentes tipos de compresores que pueden ser usados para bajar la presión en campos enteros de gas, o para disminuir la presión en pozos individuales. Para aplicar en pozos individuales, la siguiente lista de tipos de compresores puede ser utilizada:

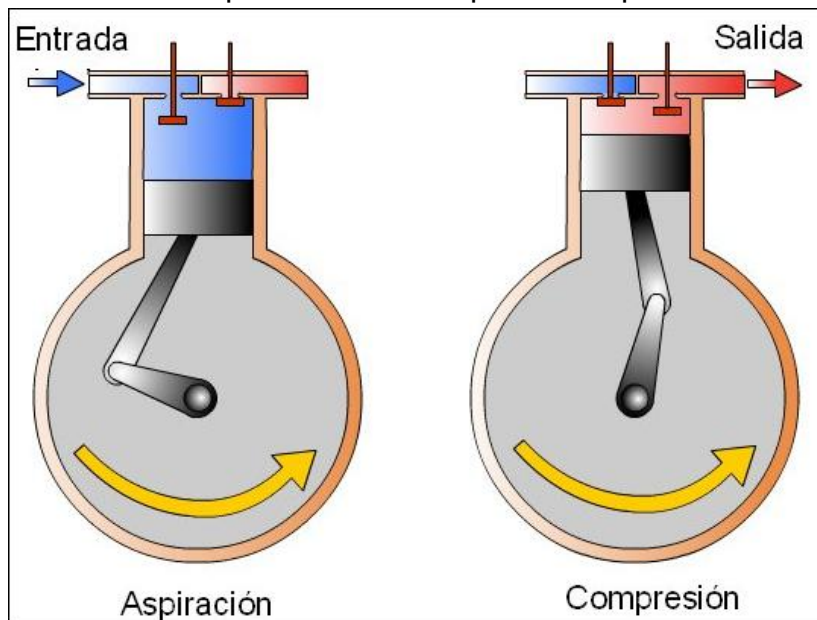
➤ **Compresor Recíproco**

Ver gráfica 20

- Altos costos por CFM (pies cúbicos por minuto).
- Refrigerado por aire o por agua.
- Aproximadamente tiene una relación de compresión máxima por etapa de 4.0.
- Ninguna cantidad de ingestión de líquidos permitida.
- Las pérdidas de la válvula afectan en gran medida la relación entre compresión y eficiencia volumétrica, pero pueden tener una alta eficiencia.
- El más flexible de todos los compresores en los que se pueda manejar diferentes presiones de succión y descarga y todavía mantener una alta eficiencia mecánica y adiabática dentro de los límites de temperatura y diseño mecánico.
- El nivel de conocimiento requerido para mantener la unidad se puede conseguir fácilmente.

- Gasto de funcionamiento potencialmente alto y el tiempo de inactividad debido al mantenimiento de la válvula del compresor. Este mantenimiento de la válvula depende en gran medida de la calidad del gas (contaminación de sólidos y líquidos).
- No es tan eficiente con presiones de succión muy bajas.

Grafica 21. Esquema de un compresor recíprocante



Fuente. Disponible en Internet: www.portaleso.com/usuarios/Toni/web.neumatica/indice.html [Citado en 2012/03/20]

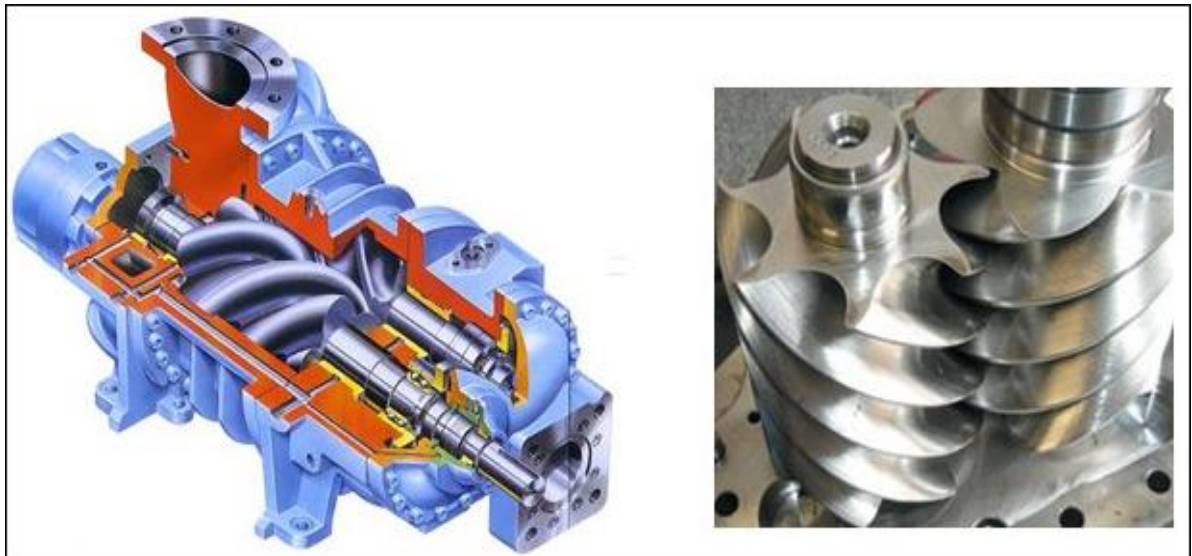
➤ **Compresores de Tornillo**

Ver gráfica 21

- Mayores costos por CFM (pies cúbicos por minuto).
- Líquido inyectado.
- Una relación de compresión aproximada de entre 10-20.
- Requiere aceite para el sistema de refrigeración.
- Requiere separador de gas/aceite.

- La ingestión de líquidos diluye el refrigerante.
- Excepto por los engranajes, las piezas se desgastan muy poco, lo cual proporciona una fiabilidad muy alta.
- La eficiencia mecánica y adiabática es alta si la unidad se ejecuta en condiciones de diseño.
- Puede manejar relaciones de compresión muy altas en una etapa de compresión, pues el aceite absorbe la mayor parte del calor generado. Excelente para presiones de succión muy bajas, aun en el vacío. Requiere sistema de refrigeración de aceite.
- La eficiencia sufre si la unidad se ejecuta muy lejos de las condiciones de diseño, o si se utilizan varias etapas.
- La presión de descarga está limitada por las especificaciones de fábrica, a menudo la presión máxima es inferior a 300 psig.
- El aceite puede contaminarse con hidrocarburos pesados y otros fluidos causando problemas operacionales. La selección del tipo de aceite correcto es crucial.

Gráfica 22. Esquema de un compresor tipo tornillo



Fuente. Disponible en Internet: <http://tecnologia-compresores.Blogspot.com/>
[Citado en 2012/03/23]

➤ **Compresores de Anillo Líquido**

Ver Gráfica 22

- Costos medios por CFM (pies cúbicos por minuto).
- Inyección de líquido.
- Relación de compresión aproximadamente de 4.0.
- Alto desplazamiento.
- Requiere un líquido para el sistema de refrigeración (normalmente aceite).
- Requiere separador gas/líquido.

Gráfica 23. Esquema compresor de anillo líquido



Fuente: Disponible en: http://www.energytechnology.co.th/Pumps_list.aspx.html
[Citado en 2012/02/14]

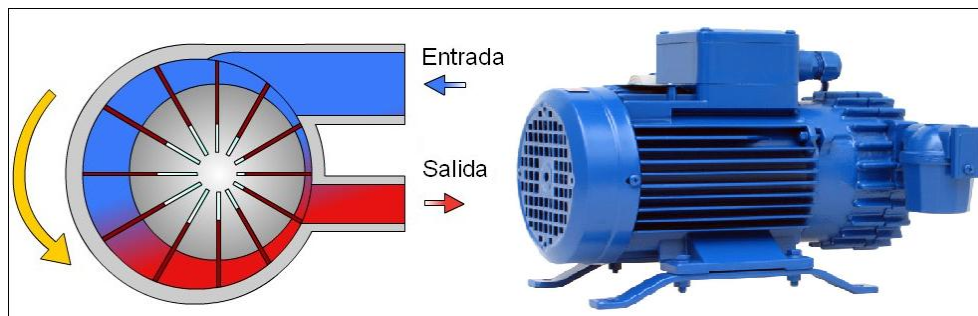
Compresor de Paletas Rotatorias

Ver Gráfica 23

- Costos medios por CFM (pies cúbicos por minuto).
- Refrigeración líquida (Chaqueta de refrigerante).
- Relación de compresión de 3-4.5 aproximadamente.

- Requiere un sistema de lubricación externo.
- No tolera la ingestión de líquidos.
- Bajo capital requerido, operación muy sencilla.
- El diseño simple lo hace de fácil acceso (dependiendo de la calidad).
- Útil para el servicio de las unidades recolectoras de vapor.
- Rodamientos aislados de gas ácido. Sistema de lubricación independiente.
- La vida del compresor depende en gran medida de la calidad del gas y los contaminantes. Las hojas pueden quedar atrapadas en el caso de que haya muchos sólidos presentes en el gas.
- Limitado a una presión de descarga inferior y pocas aplicaciones para grandes volúmenes.

Gráfica 24. Esquema Compresor de Paletas Rotarias



Fuente: Disponible en: www.portaleso.com/usuarios/Toni/web_neumatica/neumatica_indice.html
[Citado en 2012/04/05]

➤ **Compresor Lobular**

- Bajos costos por CFM (pies cúbicos por minuto).
- Refrigerado por aire.
- Relación de compresión de 2.0 aproximadamente.
- Pequeñas cantidades de líquidos son aceptables.

- Se puede alcanzar un alto desplazamiento (50-12.000 pies cúbicos por minuto).

6.1.3 Relación entre la Potencia del Compresor y la Velocidad Crítica del Gas

La velocidad crítica está directamente relacionada con la presión en superficie. Así, si la presión de cabeza es reducida, la velocidad crítica del gas también se reducirá, esto puede lograrse al utilizar un compresor, a mayor potencia (*horsepower* en ingles y sus unidades son caballos de fuerza) del compresor, mayor será la reducción en la presión de cabeza. La potencia de compresión está definida por medio de la razón de compresión.

$$\text{Razón de compresión} = \frac{\text{presión de descarga}}{\text{presión de succión}} \text{ (psia)}$$

Para entender mejor como la compresión puede ser utilizada para deshidratar los pozos de gas, vamos a mostrar un ejemplo de su uso en el cual se va a comprimir el gas desde el pozo a un gaseoducto que tiene 1000 psia de presión utilizando un compresor reciprocante.

Tabla 4. Potencia del Compresor

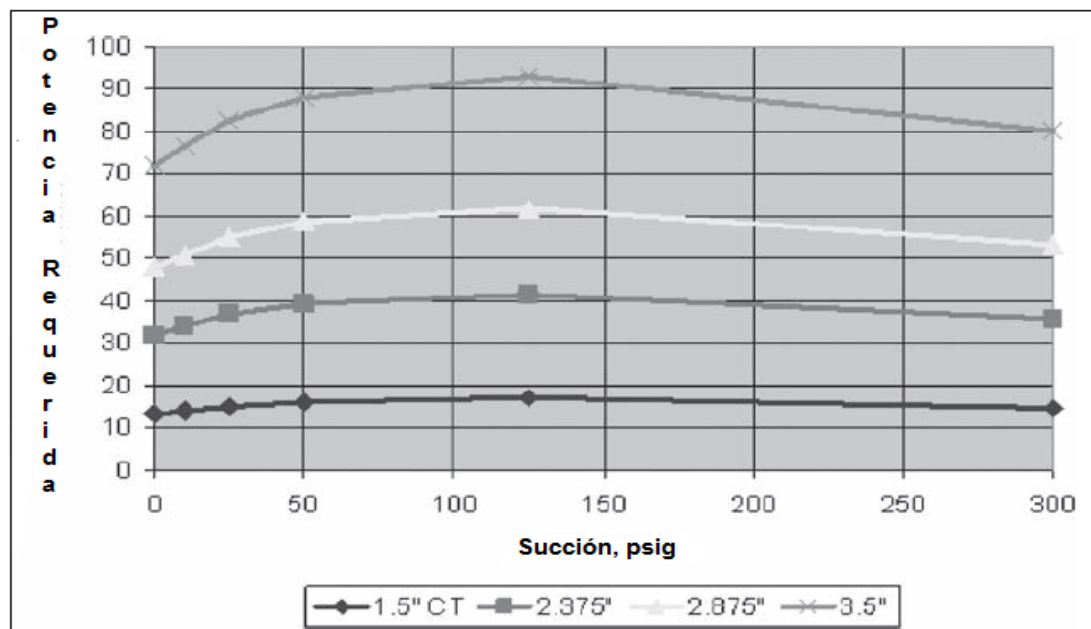
Succión, psig	Succión, psia	Descarga, psia	Razón de compresión	Horsepower/ MMscf	% Fuel Gas requerido
0	14.7	1014.7	69.0	309	5.9%
10	24.7	1014.7	41.1	253	4.9%
25	39.7	1014.7	25.6	216	4.2%
50	64.7	1014.7	15.7	181	3.5%
125	139.7	1014.7	7.3	130	2.5%
300	314.7	1014.7	3.2	75	1.4%

Fuente. Modificado de LEA, James, et al. Gas Well Deliquification. 2 ed. 2008.

La tabla muestra los cambios en la razón de compresión y por ende en la potencia requerida por este al variar la presión de succión, así, al aumentar la presión de succión, se disminuye la potencia requerida del compresor debido a que será menor la energía necesaria para comprimir el gas hasta la presión de descarga. También hay que tener en cuenta la cantidad de fuel gas requerido para alimentar el compresor, el cual será de 5.9 % del gas siendo comprimido para la presión de succión de 0 psig. Este valor es muy importante para conocer la eficiencia de un determinado compresor.

De esta forma, al combinar la cantidad de potencia requerida a una presión dada, con la velocidad o caudal crítico requerido para mantener un pozo deshidratado, es posible identificar la cantidad mínima de potencia requerida para mantener deshidratado cualquier pozo en todo momento. Tal y como se muestra en la siguiente gráfica para diferentes tamaños de tubería de producción y con una presión de descarga de 1000 psig.

Gráfica 25. Potencia Requerida para mantener el pozo por encima del caudal crítico para diferentes diámetros de tubería.



Fuente: Modificado de LEA, James, et al. Gas Well Deliquification. 2 ed. 2008.

Como se puede observar, la menor potencia requerida del compresor será para el diámetro de menor tamaño, el de 1.5" CT (*coiled tubing*). Al ir aumentando los diámetros aumentarán también la potencia requerida del compresor así como el fuel gas requerido para alimentarlo, y por lo tanto, el costo para mantener el pozo deshidratado será más alto. Es por ello muy útil desarrollar el análisis Nodal para determinar cuándo es económicamente viable utilizar este método.

6.1.4 Compresión con Espumantes

La compresión puede ayudar a los espumantes, pues la reducción de presión en cabeza de pozo también reduce la densidad del gas y aumenta la agitación. Cuando se reduce significativamente la presión en cabeza de pozo, chequeos continuos sobre los efectos de las bajas presiones en la calidad de la espuma, estabilidad de esta, el rendimiento del espumante, y las tasas deben llevarse a cabo continuamente.

6.1.5 Compresión con Gas Lift

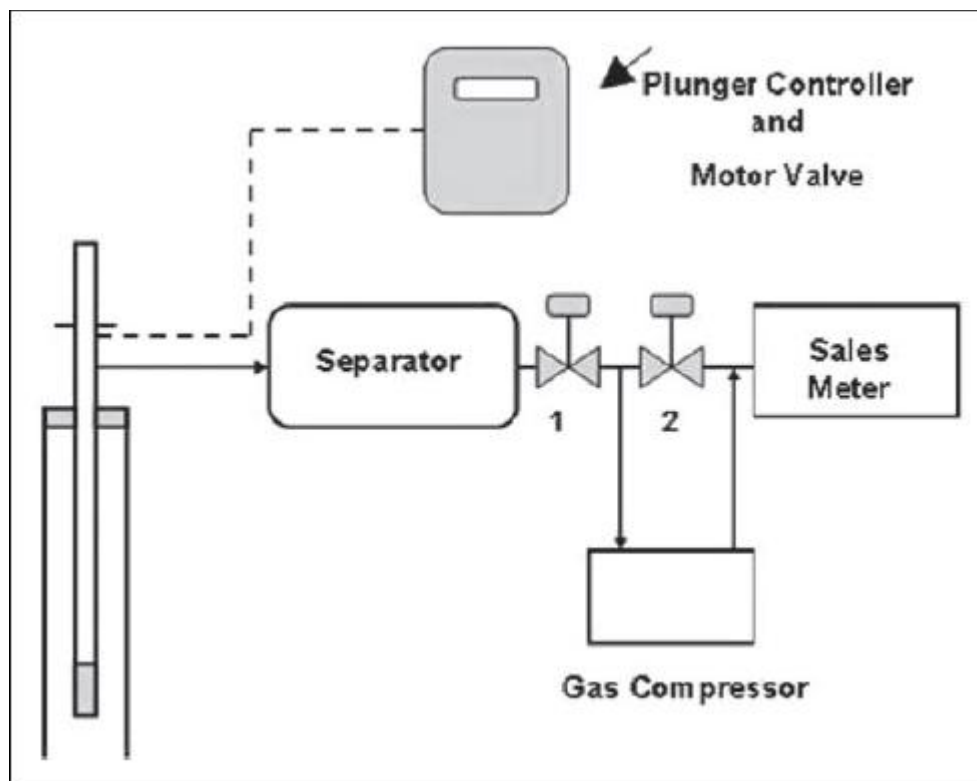
El Gas Lift y la Compresión casi siempre se utilizan simultáneamente, pues el gas a alta presión utilizado por el gas lift para inyección generalmente es proporcionado por la descarga de un compresor. Hay una combinación óptima para la presión en cabeza de pozo, la presión de inyección del gas lift, la tasa de inyección del gas lift, y los requerimientos de compresión que pueden encontrarse para cualquier pozo específico. Muchas veces es una baja presión en cabeza de pozo (por debajo de los 100 psig) que permite reducir las tasas de inyección del gas lift.

Sin embargo, estas bajas presiones en cabeza de pozo para gas lift se ven limitadas cuando la velocidad y la caída de presión por fricción son demasiado grandes. En este caso, el sistema de análisis nodal puede ser muy útil.

6.1.6 Compresión con Sistemas de Plunger Lift

El plunger lift es un método de levantamiento artificial que se puede beneficiar enormemente con la compresión debido a la reducción en la presión de cabeza. La siguiente gráfica muestra un esquema básico de un sistema plunger con compresor.

Gráfica 26. Esquema de un Sistema de Compresión con Plunger Lift



Fuente: Modificado de LEA, James, et al. Gas Well Deliquification. 2 ed. 2008.

El compresor se activa para disminuir la presión en cabeza de pozo cuando el pozo está abierto mientras el plunger está llegando y después del periodo de flujo (*afterflow*). Entonces se apaga el compresor cuando el pozo está cerrado para que así pueda aumentar la presión y poder elevar el plunger en el próximo ciclo.

6.1.7 Resumen

La compresión puede ayudar a un pozo de gas cargado de líquidos aumentando la velocidad del gas hasta que sea igual o mayor que la velocidad crítica, y también disminuye la presión de la formación para una mayor producción, disminuyendo la presión en cabeza de pozo.

Debido a diferentes respuestas que se pueden esperar de los diferentes tipos de pozos, es importante que el tipo y el tamaño del compresor se ajuste al pozo. El sistema de análisis nodal puede ser una herramienta muy útil para lograr esto.

La compresión puede ser usada como un método de levantamiento artificial primario o para ayudar a los otros tipos de elevación artificial en diferentes grados. Hay muchos tipos de compresores que pueden ser aplicados con éxito para ayudar a deshidratar los pozos de gas.

6.2 GAS LIFT

6.2.1 Introducción

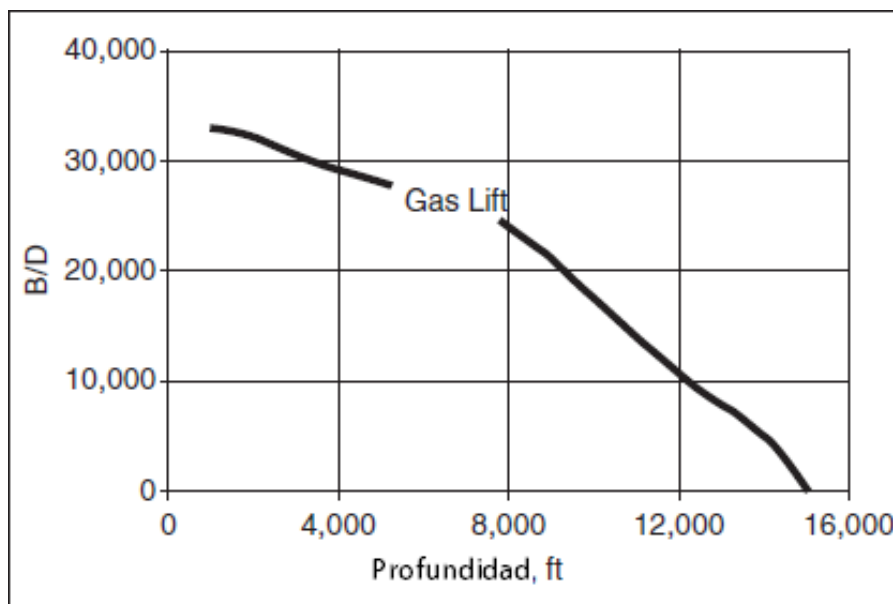
El gas lift es un método de levantamiento artificial en el cual se inyecta gas exterior en la corriente de flujo que se produce a cierta profundidad en el pozo. El gas adicional aumenta el gas de la formación y reduce la presión de fondo fluente, aumentando así el flujo de fluidos producidos. Para deshidratar pozos de gas, el volumen de gas inyectado se diseña de modo que la combinación del gas de la formación y el gas inyectado estén por encima de la velocidad crítica¹⁰, especialmente para los pozos de gas que producen bajos niveles de líquidos.

¹⁰ LEA, James, et al. Gas Well Deliquification. 2 ed. Oxford: Gulf Professional Publishing, 2008. p. 331

A pesar de que el levantamiento por gas lift no logra bajar la presión de fondo fluyente tanto como un sistema optimizado de bombeo, hay varias ventajas en un sistema de levantamiento artificial por gas lift, que a menudo hacen que el gas lift sea el método de levantamiento artificial elegido. Para los pozos de gas en particular, cuando producen con una baja cantidad de líquidos, la presión de fondo fluyente con gas lift puede compararse a la de otros métodos de deshidratación.

De todos los métodos de levantamiento artificial, el gas lift es el que más se asemeja al flujo natural y ha sido reconocido como uno de los métodos de levantamiento artificial más versátiles. Debido a su versatilidad, el gas lift es un buen candidato para la remoción de líquidos de los pozos de gas bajo ciertas condiciones. La gráfica muestra los rangos de profundidad-presión aproximados para la aplicación de gas lift, desarrolladas principalmente para pozos de petróleo.

Gráfica 27. Gráfica aproximada de Profundidad vs Tasa de Producción



Fuente: Modificado de LEA, James, et al. Gas Well Deliquification. 2 ed. 2008.

El levantamiento artificial por gas lift tiene la ventaja sobre otros tipos de levantamiento artificial en su adaptabilidad a los cambios en las condiciones de yacimiento. Es una cuestión relativamente sencilla el alterar un diseño de gas lift para dar cuenta de la declinación del yacimiento o un aumento en la producción de líquido (agua) que generalmente se produce en las últimas etapas de la vida del campo.

Además se pueden hacer cambios en la instalación de gas lift en superficie sin necesidad de la extracción de la tubería mediante la sustitución de las válvulas de gas lift a través de cables y la reutilización de los componentes de fondo de pozo originales. Sin embargo, muchas instalaciones de gas lift en tierra para pozos de gas de bajo volumen pueden optar por utilizar mandriles convencionales donde hay que extraer la tubería para acceder a las válvulas de gas lift y remplazarlas.

Los dos tipos fundamentales de gas lift utilizados en la industria hoy en día son de flujo continuo y de flujo intermitente. Sin embargo se podría decir que hay gas levantando pozos de gas y hay gas levantando pozos de petróleo.

.

6.2.2 Gas Lift por Flujo Continuo

En el gas lift por flujo continuo, una corriente de gas a presión relativamente alta se inyecta continuamente en la columna de fluido producido a través de una válvula dentro del pozo o por un orificio. El gas inyectado se mezcla con el gas de formación para levantar el líquido a la superficie por uno o más de los siguientes procesos:

- La reducción de la densidad del fluido y el peso de la columna de modo que el diferencial de presión entre el yacimiento y la cabeza de pozo aumentará.

- La expansión del gas inyectado de manera que este empuja el líquido por delante de él, lo que reduce aun más el peso de la columna, aumentando así el diferencial entre el yacimiento y la cabeza de pozo.
- El desplazamiento de los baches de líquidos por grandes burbujas de gas actuando como pistones.

6.2.3 Gas Lift por Flujo Intermitente

A menudo en pozos de gas donde la presión ha declinado, se alcanza un punto donde el pozo ya no puede soportar el gas lift por flujo continuo y el pozo es convertido a gas lift por flujo intermitente.

Esta conversión puede emplear el mismo equipo de fondo de pozo (sobre todo los mandriles de las válvulas de gas lift) aunque adaptado completamente a flujo intermitente. En este caso, las válvulas de descarga se sustituyen con válvulas falsas para bloquear así los agujeros en los mandriles y prevenir que el gas de inyección pueda pasar a la corriente de producción. La válvula de operación es remplazada con una válvula de presión de producción ajustada a una nueva capacidad de presión que refleja el nivel de líquido al que se desea llegar en la tubería antes de que el pozo sea levantado.

Es importante instalar la válvula operativa con el orificio más grande posible, para aumentar en gran medida la eficiencia de sistema de gas lift por flujo intermitente. Un diámetro de orificio grande ejerce una restricción mínima al flujo de la inyección de gas. La inyección de gas entonces llena rápidamente la tubería de producción por debajo de la columna del fluido, levantando finalmente el bache de líquido con la cantidad mínima de gas necesaria.

El tiempo óptimo para convertir un pozo de gas con un sistema de gas lift continuo a uno intermitente esta dado por la presión del yacimiento, el tamaño de la tubería, la RGL (Relación Gas Líquido), y la tasa de flujo del pozo. Las condiciones individuales de cada pozo dictaminaran el tiempo exacto para hacer la conversión; la siguiente tabla enumera algunas reglas generales a usar para estimar el mejor tiempo para convertir a un flujo intermitente.

Tabla 5 Maximas Condiciondes de Flujo para un Sitema Intermitente

Tamaño de Tuberia (pulgadas)	Tasa Maxima de Flujo Intermitente
2-3/8	150 bpd
2-7/8	250 bpd
3-1/2	300 bpd
4-1/2	No Recomendado

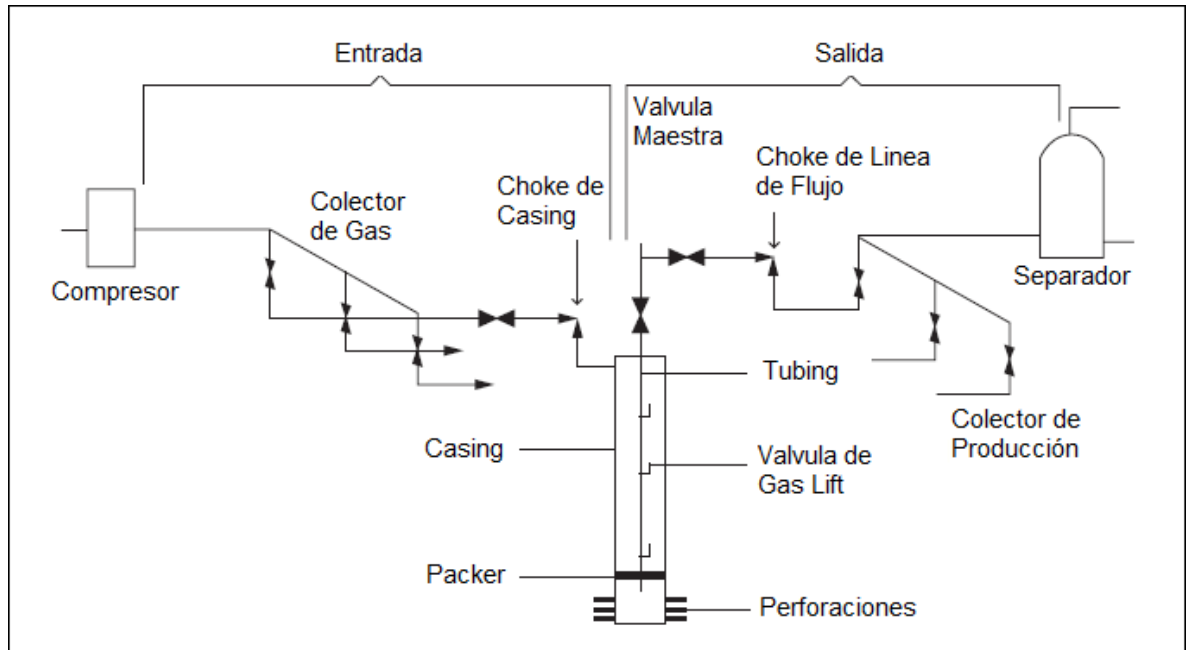
Fuente: Modificado de LEA, James, et al. Gas Well Deliquification. 2 ed. 2008.

6.2.4 Componentes Del Sistema Gas Lift

La gráfica muestra un típico sistema de gas lift por flujo continuo que contiene:

- Una fuente de gas
- Un sistema de inyección en superficie, incluyendo todas las tuberías relacionadas, compresores, válvulas de control, etc.
- Un pozo productor completado con los equipos de fondo necesarios para el sistema de gas lift (válvulas y mandriles).
- Un sistema de tratamiento en superficie, incluyendo todas las tuberías relacionadas, compresores, válvulas de control, etc.

Gráfica 28. Esquema de un sistema de gas lift por flujo continuo.



Fuente: Modificado de LEA, James, et al. Gas Well Deliquification. 2 ed. 2008.

El gas se comprime a la presión de diseño y se inyecta en el pozo a través de la válvula de operación de gas lift, donde entra en la sarta de tubería a una profundidad predeterminada. Se usan válvulas u orificios para inyectar el gas a la tubería, en vez de agujeros o simplemente el final de la sarta de tubería, de modo que la corriente de gas este bien dispersa dentro de la columna de líquidos.

6.2.5 Consideraciones para su Aplicación

A continuación se detallan los valores típicos que debe tener el pozo y el yacimiento para que pueda ser aplicable el sistema de gas lift y la comparación entre los dos sistemas de gas lift: continuo o intermitente.

Tabla 6. Rango de Aplicación del sistema Gas Lift.

	Rango Típico	Máximo
Profundidad de Operación	5,000 a 10,000 TVD	15,000 TVD
Volumen de Operación	100 a 10,000 BPD	30,000 BPD
Temperatura de Operación	100 a 250°F	400°F
Desviación del Pozo	0 a 50°	70° (radio pequeño o mediano)
Manejo de Corrosión	De bueno a excelente con materiales modernos	
Manejo de Gas	Excelente	
Manejo de Sólidos	De bueno a excelente con materiales modernos	
Gravedad del Fluido	>15° API	
Servicios	Wireline o Workover Rig	
Tipo de Motor Primario	Compresor	
Aplicación en Offshore	Excelente	
Eficiencia del Sistema	10 a 30%	

Fuente: Disponible en Internet: <http://www.weatherford.com/weatherford/groups/web/documents/weatherfordcorp> [Citado en 2012/02/23]

Tabla 7. Comparación entre el gas lift continuo e intermitente.

CONDICION.	FLUJO CONTINUO	FLUJO INTERMITENTE
Tasa de Producción Q (bbl/d)	100-75000	Menor de 500
Presión Estática de Fondo BHP (Psi)	> 0.3 Psi/ft	< 0.3 Psi/ft
Presión de Fondo Fluyendo Pwf (Psi)	> 0.8 Psi/ft	< 0.8 Psi/ft
Relación de Inyección de gas Ri (scf/bbl)	50-250/1000 ft	250-300/1000 ft
Presión de Inyección Requerida Pc (Psi)	> 100 Psi/1000 ft	< 100 Psi/1000 ft
Tasa de inyección de gas Qs (bbl/d)	Grandes volúmenes	Pequeños volúmenes.

Fuente: Modificado de LEA, James, et al. Gas Well Deliquification. 2 ed. 2008.

6.2.6 Ventajas

- Gran flexibilidad para producir con diferentes tasas.
- Puede ser utilizado en pozos desviados usando mandriles especiales.
- Ideal para pozos de alta relación gas - líquido y con producción de arena.
- Se pueden producir varios pozos desde una sola planta o plataforma.
- El equipo del subsuelo es sencillo y de bajo costo.
- Bajo costo de operación.
- Flexibilidad: Se ajusta prácticamente a cualquier profundidad y tasa de producción
- Materiales abrasivos como la arena ofrecen pocos problemas.
- Se adapta a pozos desviados.

- Puede ser usado en pozos de baja productividad con alta relación gas-aceite.
- El diseño puede ser cambiado con unidad de cable sin sacar la tubería.
- Las válvulas pueden ser remplazadas sin necesidad de matar el pozo o de sacar la tubería.

6.2.7 Desventajas

- Se requiere una fuente de gas de alta presión.
- No es recomendable en instalaciones con revestimientos muy viejos y líneas de flujo muy largas y de pequeño diámetro.
- El gas de inyección debe ser tratado.
- No es aplicable en pozos de crudo viscoso y/o con parafinas.
- Su diseño es laborioso.
- Aplicable a pozos de hasta + 10.000 pies.
- La escasez de gas natural puede limitar su uso.
- Formación de hidratos en la línea de inyección de gas puede causar demasiadas paradas.
- Difícil recuperación de las válvulas en pozos altamente desviados.
- Se dificulta en pozos de muy baja presión de fondo y baja producción.

6.3 LEVANTAMIENTO ASISTIDO CON ESPUMA

El levantamiento asistido con espuma o *Foam Assisted Lift*¹¹, es un método utilizado para deshidratar pozos de gas en la cual la espuma o *foam* se genera en el fondo de pozo y por medio de la cual se reduce la densidad de la mezcla así como la tensión interfacial resultando en una menor velocidad crítica necesaria

¹¹ Brown, Kermit, The technology of artificial lift methods Vol 4. PennWell Publishing Company. 1984. p. 273

para llevar hasta la superficie los líquidos acumulados en el *wellbore*. Es especialmente efectivo en pozos con bajos caudales de gas

La espuma produce una mezcla menos densa del fluido, debido al incremento del área de superficie del líquido con las burbujas, cuyo resultado se refleja en una reducción de las partículas líquidas deslizándose hacia el fondo por las paredes de la tubería, conocido como el "*Slippage*". El gas en todo caso, puede viajar más fácilmente hacia la superficie con la mezcla del surfactante.

La espuma es un tipo particular de emulsión de líquido y gas, en el cual, las burbujas de gas están separadas las unas de las otras por una fina capa de líquido. Para generar dicha espuma en el fondo del pozo se utilizan agentes surfactantes los cuales reducen la tensión interfacial del líquido para permitir una mayor dispersión gas-líquido.

El agua y los hidrocarburos líquidos reaccionan distinto a los surfactantes utilizados para generar la espuma, así, los hidrocarburos líquidos no generan espuma de forma estable, a diferencia del agua que al ser una molécula polar generará una espuma estable gracias a la gran fuerza de atracción entre las moléculas del agua y las moléculas del surfactante.

La calidad de la espuma formada está dada por el porcentaje de gas presente a las condiciones de presión y temperatura de operación. Así, una espuma de calidad 70, es una espuma en la cual el 70% es gas. Espumas con una calidad menor a 50 son inestables¹² por lo cual las fuerzas gravitacionales separarán las fases de líquido y gas.

¹² Brown, Kermit, The technology of artificial lift methods Vol 4. PennWell Publishing Company. 1984. p. 273

6.3.1 Métodos Utilizados

La inyección de agentes espumantes se puede hacer por medio de dos técnicas distintas las cuales dependen de la cantidad de líquidos que es necesario retirar del pozo para mantenerlo sin problemas de carga de líquidos. Estas son:

6.3.1.1 Tratamiento por baches o “*batch treatment*”,

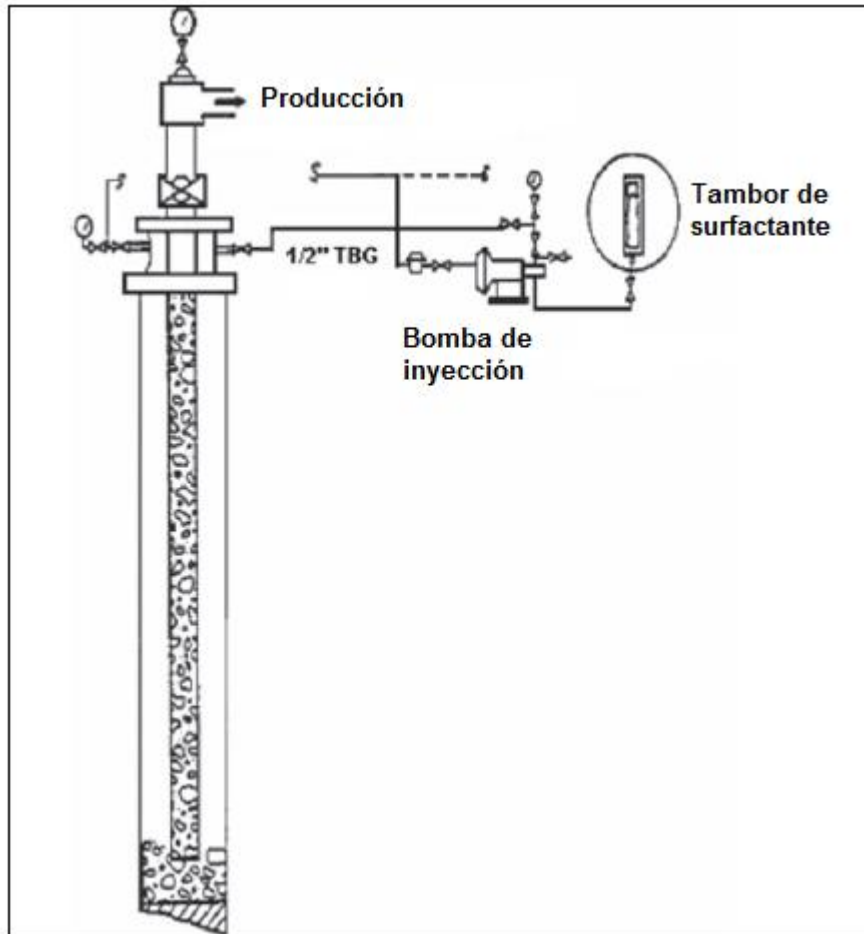
Por este método se inyecta una cantidad determinada de surfactante con base a la cantidad de líquido a ser descargada del pozo, para ello se cierra el pozo y se determina la carga de líquido con base a la diferencia entre el casing y la tubería de producción.

Por lo general, se aplica una concentración de 1% de surfactante por 20 galones de agua la cual es bombeada hasta el fondo del pozo, después se bombea agua salada para ayudar al bache a que baje hasta el fondo del pozo, posteriormente el pozo es abierto de nuevo.

Se recomienda hacer por lo menos cinco trabajos de inyección de baches de espuma de forma continua por varias semanas para poder hacer una evaluación y determinar si el tratamiento ha sido exitoso, si se tienen dudas, se debería poner el pozo en el mismo ciclo de cierre y apertura sin la inyección de espumas para comparar los resultados.

La siguiente gráfica muestra un arreglo básico para inyectar los surfactantes a través del espacio anular.

Gráfica 29. Esquema de inyección por baches de surfactante



Fuente: Modificado de LEA, James, et al. Gas Well Deliquification. 2 ed. 2008.

6.3.1.2 Inyección continua de Surfactantes

En la inyección continua se utiliza un arreglo especial en superficie de modo que se bombea el surfactante hasta el fondo del pozo a través de una sarta capilar y una vez allí, se combina con el agua producida y el gas para generar la espuma. La inyección continua tiene la ventaja de que asegura la inyección del surfactante hasta el fondo del pozo a diferencia de la inyección por baches en la cual se presenta a menudo la generación de la espuma a lo largo de la tubería y no en el fondo.

Sarta Capilar

Una instalación de sarta capilar o *capillary string*, es un sistema de “microtubing” el cual es colgado en el pozo de manera similar a una tubería de producción convencional, esta sarta capilar puede ser instalada dentro de la tubería de producción o a un lado por fuera de esta.

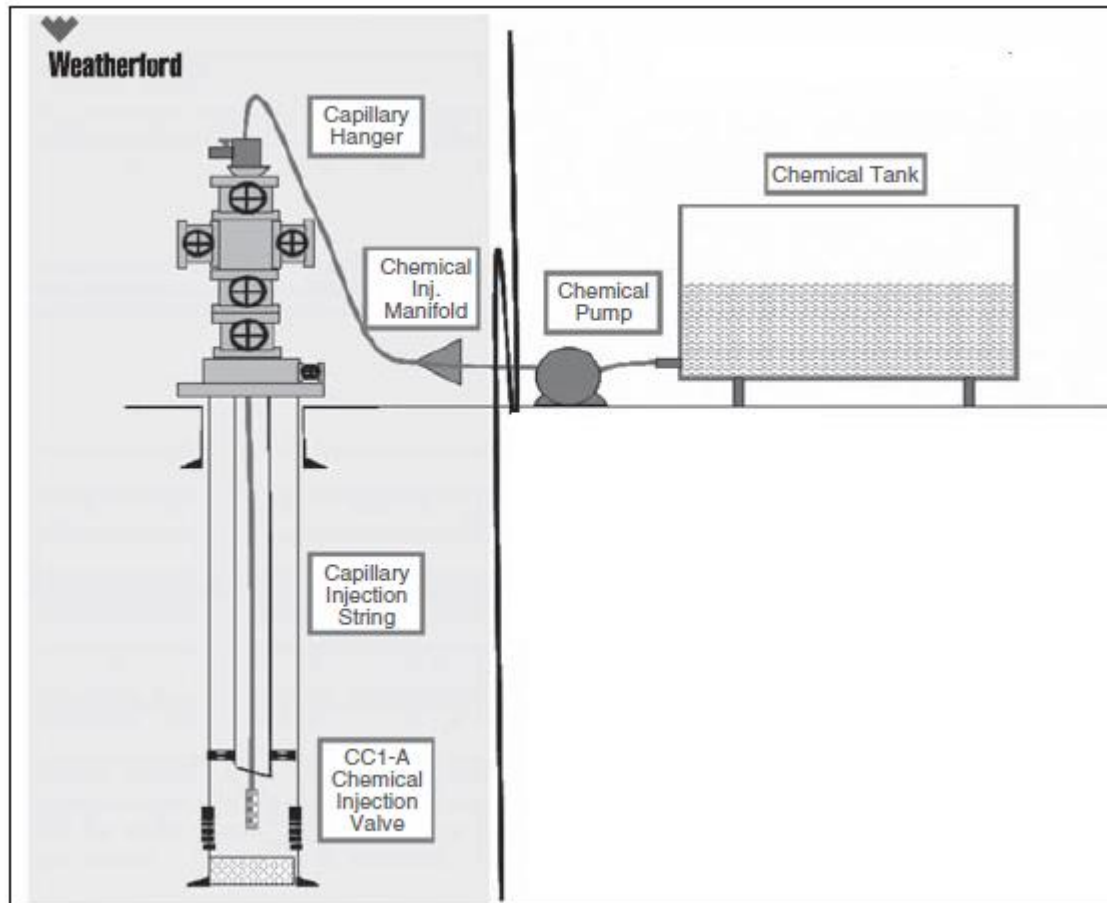
La sarta capilar es generalmente instalada usando una unidad de tubería enrollada capilar o CCTU por sus siglas en ingles, como la mostrada en la grafica. Algunas de las ventajas de usar sistemas de inyección capilares son su facilidad de instalación, versatilidad y bajo costo del sistema.

El sistema capilar está compuesto de cuatro partes principales (Grafica 26) que además están unidos al sistema de tanque y bomba de inyección de surfactantes en superficie. Los cuatro componentes son:

- Válvula de inyección de químicos o válvula de pie, la cual está presurizada a las condiciones del pozo y solo permite la inyección del surfactante bajo determinadas condiciones.
- La sarta capilar, la cual está compuesta de aleaciones de acero inoxidable y tienen un diámetro externo que varía entre 1/4 a 3/8 de pulgada.
- El capillary hanger, que sostiene la sarta capilar en su sitio y sella la sarta de modo que previene cualquier tipo de derrame o escape de fluidos producidos.

- El manifold de inyección química, que proporciona la conexión entre el pozo y la bomba de inyección, además de monitorear la presión a la cual se está inyectando los químicos.

Grafica 30. Sistema de Inyección Capilar



Fuente: Modificado de LEA, James, et al. Gas Well Deliquification. 2 ed. 2008.

6.3.2 Rango De Aplicación

La aplicabilidad de los surfactantes para deshidratar pozos de gas está determinada por dos limitantes los cuales son el costo económico y la efectividad de los surfactantes para reducir la presión en el fondo del pozo. El límite

económico está determinado por el costo en el químico (el cual es proporcional a la cantidad de líquido a deshidratar) y los costos en el equipamiento necesario para inyectar el surfactante en el fondo del pozo así como su posterior tratamiento en superficie.

Los pozos de gas con un bajo caudal y una Relación Gas-Líquido, RGL, entre 1000 a 8000 scf/bbl son los mejores candidatos para la aplicación de surfactantes como un método para deshidratar los pozos. Para pozos con RGL mas altos, puede ser más viable utilizar plunger lift, mientras que con un RGL más bajo, es más viable un método de bombeo.

6.3.3 Ventajas

- La espuma es un método muy simple y barato para pozos con bajo caudal de producción, ya que los costos de los químicos son proporcionales al caudal de agua removido.
- No se requiere de un equipo en fondo de pozo.
- El método es aplicable a pozos con caudales muy bajos de producción y por ende con bajas velocidades de flujo del gas.

6.3.4 Desventajas

- Según el surfactante usado, se pueden generar problemas de emulsiones.
- La efectividad de la espuma depende en gran medida de la cantidad y tipo de fluido en el pozo, así, pozos con un gran contenido de condensados no generarán espuma.

6.4 PLUNGER LIFT

6.4.1 Introducción

El plunger lift es un método intermitente de levantamiento artificial que utiliza únicamente la energía del yacimiento para producir líquidos. Un plunger es un embolo de viaje libre que se ajusta perfectamente dentro de la tubería de producción y depende de la presión del pozo para elevarse y únicamente de la gravedad para volver a la parte inferior del pozo. La gráfica 27 muestra una instalación típica de plunger lift.

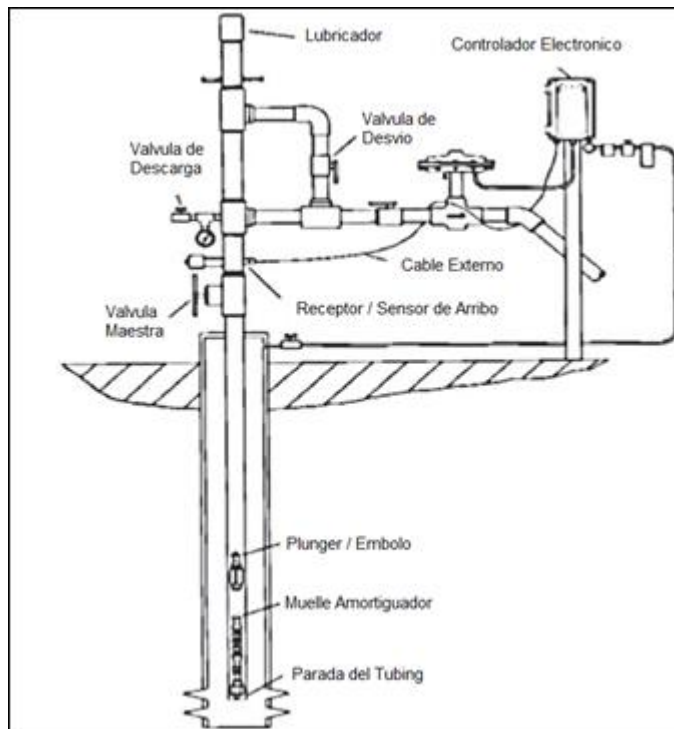
El plunger lift opera en un proceso cíclico con el pozo fluyendo y cerrando de forma alterna. Durante el periodo de cierre con el plunger en el fondo, la presión de gas se acumula en el anular y los líquidos en su mayoría se han acumulado en el pozo durante la última parte del periodo de flujo. Los líquidos se acumulan en el fondo de la tubería, y el pistón cae a través de los líquidos hasta el muelle de amortiguamiento a esperar un periodo de acumulación de presión.

La presión de gas en el anular depende del tiempo de cierre, la presión del yacimiento, y la permeabilidad. Cuando la presión del anular se incrementa lo suficiente, la válvula del motor se abre para permitir que el pozo pueda fluir. El gas del anular se expande en el tubo, levantando el plunger junto con los líquidos a la superficie.

Para operaciones de deshidratación de pozos de gas, el sistema plunger lift se utiliza para levantar el líquido acumulado hasta la superficie y una vez que la tasa de producción disminuye a un valor cercano al de la tasa crítica y los líquidos comienzan a acumularse, el pozo se cierra y el plunger cae de nuevo hacia el muelle de amortiguamiento, primero a través del gas y luego a través del líquido acumulado.

Sigue el periodo de acumulación de presión. Luego, utilizando la presión que se ha acumulado en el anular, se abre el flujo del pozo de nuevo, con lo que los líquidos y el plunger ascienden a superficie. Con el plunger en superficie, el pozo permanece abierto y con esto el gas puede fluir libremente hasta que la tasa de producción disminuye nuevamente. El pozo es cerrado y el plunger cae hasta el fondo, repitiendo el ciclo.

Gráfica 31. Instalación Típica de Plunger Lift



Fuente: Lea, J. F. "Dynamic Analysis of Plunger Lift Operations," Tech. Paper SPE 10253

El sistema de plunger lift es relativamente simple y requiere pocos componentes, una instalación típica del plunger lift se muestra en la gráfica 27, y tiene los siguientes componentes:

- Muelle amortiguador en fondo de pozo, que permite que el plunger aterrice suavemente en el fondo de pozo.
- Un pistón libre o plunger para recorrer la longitud de la tubería.
- Una cabeza de pozo diseñada para capturar el plunger y permitir el flujo alrededor de este.
- Un motor que mediante una válvula puede abrir y cerrar la línea de producción.
- Un sensor en la tubería para detectar la llegada del plunger.
- Un controlador electrónico que contiene la lógica para decidir como los ciclos de flujo productor y los periodos de cierre de pozo son determinados para una mejor producción.

6.4.2 Plungers

La siguiente figura muestra algunos plunger típicos. En esta figura, los émbolos están identificados de izquierda a derecha:

Gráfica 32. Diferentes Tipos de Plungers



Fuente. Modificado de LEA, James, et al. Gas Well Deliquification. 2 ed. 2008.

1. Plunger capilar, que tiene un agujero y un orificio a través ella para permitir que el gas “aligere el bache de líquido por encima del plunger”.
2. Plunger de cierre turbulento con estrías para promover el “sello turbulento”.
3. Plunger de cepillo, utilizado especialmente cuando algunos sólidos o arenas están presentes.
4. Otro tipo de plunger de cepillo.
5. Combinación de plunger de estrías con una sección de arandelas de bamboleo para promover el sellado.
6. El plunger con una sección de ranuras de sello turbulento y una sección de cuchillas expandibles.
7. El plunger con dos secciones de cuchillas expandibles, con una varilla que abre el flujo a través de plunger en la carrera descendente.
8. Mini plunger con cuchillas expandibles.
9. Otro plunger con dos secciones de cuchillas expandibles, y una barra para abrir el pasaje de flujo a través del plunger cuando este cae.
10. Otro con cuchillas expandibles y una barra para abrir el pasaje de flujo durante la caída del plunger y cerrarla durante el ascenso de este.
11. Plunger de arandelas bamboleantes y una barra para abrir el paso de flujo durante la caída del embolo.
12. Cuchillas expandibles con una varilla que abre el pasaje de flujo durante la caída del plunger.

Varios de estos émbolos tienen una varilla de empuje que abren un paso de flujo a través del embolo mientras este cae, para así aumentar su velocidad. Cuando el embolo llega a superficie la varilla de empuje fuerza la apertura del plunger para prepararlo para el siguiente ciclo de descenso. Cuando el embolo toca fondo, la varilla se empuja hacia arriba para cerrar el paso de flujo y que así pueda prepararse el siguiente ciclo de ascenso.

6.4.2.1 Selección del Plunger

Los plungers pueden ser divididos en dos categorías principales:

➤ **Plunger de flujo continuo**

No se requiere de un tiempo de cierre para aumentar la presión en el pozo y de esta forma completar el ciclo del plunger. En este caso, el plunger cae al fondo del pozo cuando el pozo aun está produciendo y el gas esta fluyendo. Una vez en el fondo, se reinicia y vuelve a la superficie usando solo la velocidad del gas fluyendo.

➤ **Plunger de flujo convencional**

Este caso es el que ya se ha explicado, en el cual, el sistema funciona de forma cíclica, alternando períodos de flujo y de cierre para permitir el aumento en la presión lo suficiente para poder transportar el plunger y los líquidos hasta la superficie.

Tipos de plungers de flujo continuo

Los plungers de flujo continuo están divididos en varios tipos, cada uno con sus propias aplicaciones, estos son:

Anillo sólido

Los plunger de este tipo, son por lo general de alta velocidad, algunas ventajas son la reducción en el tiempo de caída del plunger, mínima cantidad de partes móviles, su relativo bajo coste y la mayor ventaja para los operadores es el número de viajes que puede realizar por día.

Son especialmente efectivos en aplicaciones de alta velocidad o en la compresión de pozos en donde el tiempo de caída es crítico para la operación del compresor. Además, tienen gran aplicación en condiciones de invierno en donde los plungers de este tipo ayudan a prevenir la formación de hidratos. Su mayor desventaja es la necesidad de una velocidad del gas mayor a 15 pies por segundo. Dos de los plungers más usados de este tipo son el Pacemaker™ y el anillo sólido RapidFlow™ de Weatherford.

Contacto Sólido (padded y brush)

Los plungers de flujo continuo son generalmente de tipo *brush* (cepillo), *pad* o cualquier combinación de estos dos y tienen alguna forma de sistema de válvula, algunos la tienen montada en el fondo del plunger, similar al sistema *padded RapidFlow*® mientras que otros contienen un sistema de válvula interna.

Las ventajas de estos plungers son similares a las de anillo sólido, incluyendo la reducción en la velocidad de caída. Sin embargo, dependiendo del sello, estos plungers tienen el potencial de viajar con velocidades del gas tan bajas como 10 pies por segundo. Su principal desventaja es la posibilidad de daño debido al añadido de partes móviles.

Tipos de plungers convencionales

Los plungers convencionales están categorizados en acolchado (*padded*), anillo sólido, cepillo (*brush*) o cualquier combinación de estos tres. En algunos casos, es necesario tener una válvula de bypass para que los tiempos de caída sean más rápidos.

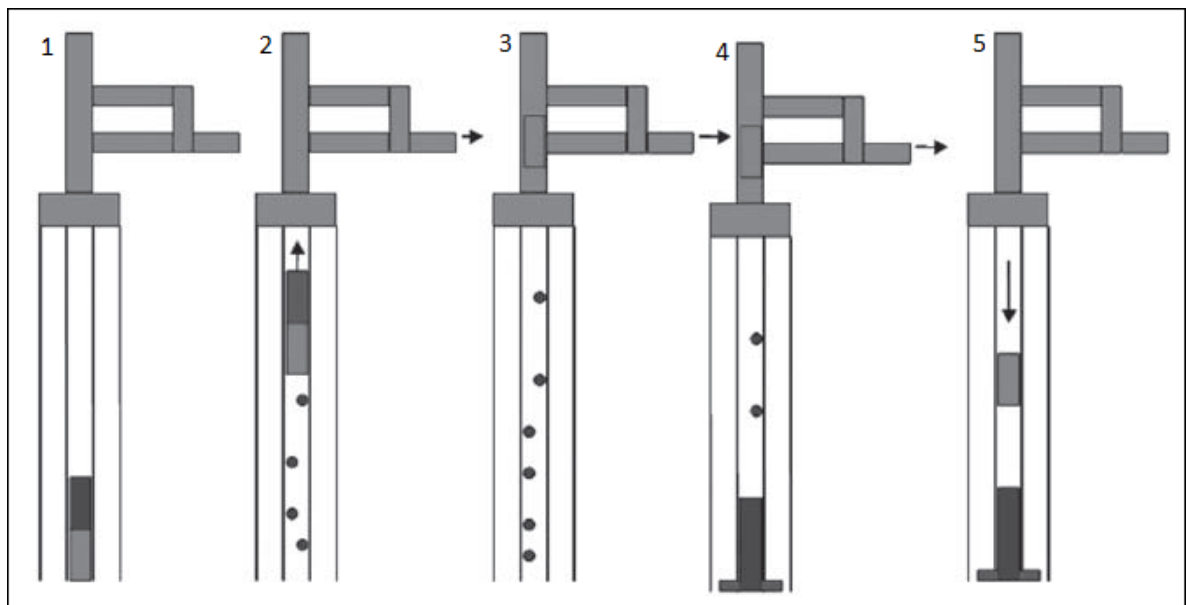
Los plungers tipo acolchado (*padded*) generalmente proveen el mejor sello por grandes períodos de tiempo, pero requieren mantenimiento para evitar daños del

plunger. Los plungers de anillo sólido tienen la menor eficiencia en el sello, pero requieren muy poco mantenimiento. Los plunger tipo cepillo son usados principalmente en pozos con problemas de arena, proveyendo el mejor sello inicial, pero tienden a desgastarse rápidamente.

6.4.3 Ciclo del Plunger

El plunger lift convencional opera en un ciclo relativamente simple, como se muestra en la gráfica.

Gráfica 33. Ciclo del Sistema Plunger Lift.



Fuente: Modificado de LEA, James, et al. Gas Well Deliquification. 2 ed. 2008.

1. El pozo es cerrado y la presión en el casing comienza a aumentar. Cuando la presión es suficiente para elevar el plunger y los líquidos a la superficie a una velocidad razonable (≈ 750 pies por minuto) en contra de la presión de superficie, la válvula de la tubería en superficie se abre.

2. La válvula se abre, y el plunger junto con el bache de líquido se elevan. El gas en el anular se expande dentro de la tubería para proporcionar la presión de elevación. También el pozo está produciendo algo de gas durante el tiempo de subida lo que añade aun más energía para la elevación del plunger y el líquido.
3. El líquido alcanza la superficie y se desplaza hacia la línea de flujo. El plunger es mantenido en superficie por la presión y el flujo. El gas puede fluir durante un tiempo.
4. La velocidad de flujo comienza a declinar y el líquido se comienza a acumular en el fondo del pozo. La presión en el casing se eleva algo, indicando una mayor caída de presión en la tubería. Si se permite que el flujo continúe demasiado tiempo, se acumulara un bache de líquido demasiado grande en el fondo del pozo, con lo que se necesitara una acumulación de presión en el casing mucho mayor para así poder elevarlo.
5. La válvula es cerrada y el plunger cae. La mayor parte de los líquidos se han acumulado en el fondo del pozo. El plunger choca contra el fondo y el ciclo vuelve a comenzar.

El ciclo continúa y puede ser ajustado de acuerdo a los diferentes esquemas que pueden ser programados en varios controles disponibles.

El sistema de plunger lift es óptimo para pozos con alto GOR y de bajo aporte productivo, en los cuales un sistema de bombeo mecánico tenga baja eficiencia por la interferencia frecuente de gas al operarlos con niveles de sumergencia muy escasos y cuando el restablecimiento de la presión en el casing sea mayor a 250 psi en 3 horas.

6.4.4 Ventajas

- Específicamente diseñado para el uso en pozos de baja tasa con problemas de carga de líquido, por ejemplo para remover el líquido de pozos de gas.
- Buena confiabilidad, combinada con un fácil mantenimiento y bajos costos de instalación y operación.
- Fácil de recuperar, sin estructura ni taladro.
- Ayuda a mantener la tubería libre de parafinas y escamas.
- Aplicable para pozos con alto GOR.
- Se puede utilizar en conjunto con gas lift intermitente.
- Se puede utilizar incluso sin suministro de energía externa, excepto para la apertura remota de las válvulas.

6.4.5 Desventajas

- Bajas ratas de producción.
- Anular vivo, lo cual representa riesgo en superficie.
- No permite alcanzar la depleción del yacimiento, para lo cual se requeriría de otro sistema.
- Requiere supervisión de ingeniería para una adecuada instalación.
- Peligro para las instalaciones en superficie, asociado a las altas velocidades que puede alcanzar el pistón durante la carrera.
- Se requiere comunicación entre el casing y la tubería de producción para una buena operación, a menos que se use con gas lift.

La habilidad para manejar sólidos es razonablemente buena. Se puede utilizar un pistón tipo cepillo para manejar los sólidos, pero éstos reducen la eficiencia. El pistón también tiende a controlar el crecimiento de escamas y parafinas en la tubería. Una alternativa común para proveer energía adicional al sistema es instalar el muelle amortiguador inferior encima de un mandril de gas lift.

6.4.6 Rango recomendado de operación

Se requiere de un GOR mínimo de 300 – 400 SCF/BB por cada 1,000 ft de profundidad que se desee levantar, si se espera implementar este sistema sin ningún empuje o gasto de energía adicional. La desviación máxima del pozo es importante ya que el pistón debe regresar al fondo por la gravedad solamente. La desviación máxima permisible varía entonces con los parámetros de fluido del pozo (especialmente la viscosidad) pero a manera de guía se recomienda una desviación máxima de 35° a 40°.

6.4.7 Resumen

El sistema de plunger lift funciona bien para pozos de gas con problemas de carga de líquidos, siempre y cuando el pozo tenga suficiente RGL (relación gas líquido) y presión para elevar el plunger y los baches de líquidos.

El plunger lift funciona bien con grandes tuberías, así que no hay necesidad de reducir el tamaño de la tubería. El plunger lift convencional funciona mucho mejor sin empaque, esto puede ser un problema si el empaque viejo debe ser retirado. Con el plunger lift la producción recuperable puede no llegar a ser tan grande como sería con un sistema de bombeo mecánico, el cual es más costoso.

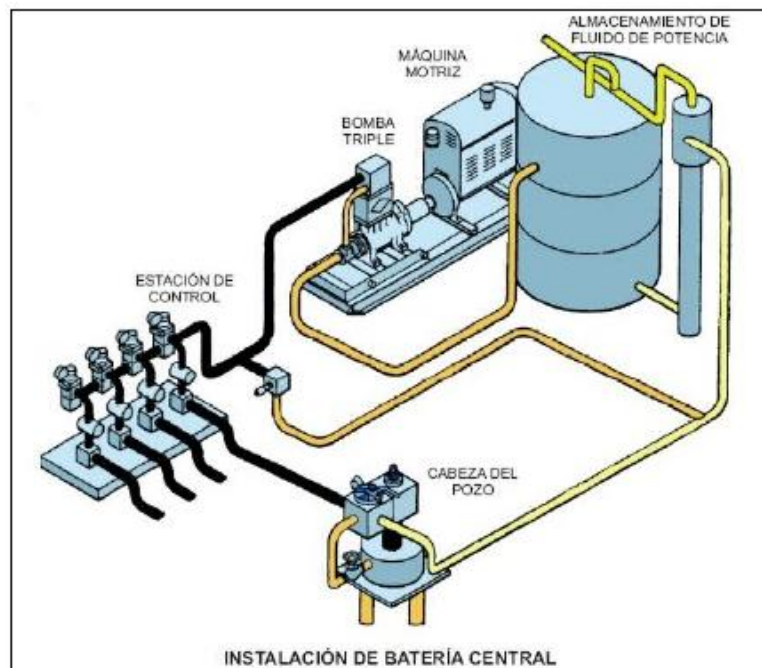
6.5 BOMBEO HIDRÁULICO

El sistema de bombeo hidráulico consiste en la inyección de un fluido (conocido como fluido de potencia) a alta presión desde la superficie hasta el fondo del pozo a través de una sarta de inyección. Una vez en el fondo del pozo, el fluido de potencia es inyectado al pozo por debajo del nivel de producción del fluido a través de una bomba tipo chorro o de una bomba tipo pistón, como se muestra en la siguiente gráfica.

6.5.1 Componentes del Equipo

Los componentes que conforman el sistema de Levantamiento por Bombeo Hidráulico pueden ser clasificados en dos grandes grupos: Equipo de superficie y Equipo de subsuelo:

Gráfica 34. Esquema del Sistema de Bombeo Hidráulico



Fuente. Disponible en Internet: <http://oil-mail.blogspot.com/2011/05/sistema-delevantamiento-artificial.html> [Citado en 2012/01/25]

6.5.1.1 Equipos De Superficie

- **Tanques de almacenamiento, tanques de lavado, separadores y/o tratadores:** Cuando se utiliza petróleo como fluido de potencia en un sistema abierto, dicho fluido se obtiene de tanques de almacenamiento o de oleoductos, de donde se suministran al sistema de bombeo o de distribución. Si se está en un sistema cerrado, el fluido de potencia, bien sea agua o petróleo es manejado en un circuito cerrado, el cual debe disponer de su propio tanque de almacenamiento y equipos de limpieza de sólidos, estos equipos operan independientemente de las operaciones en las estaciones de producción.
- **Bombas De Superficie:** Las bombas utilizadas en este tipo de levantamiento para bombear el fluido motor pueden ser triples o múltiples. Las que se emplean generalmente, son las triples.

Bombas triples: Estas bombas usan: émbolo, camisa de metal a metal, válvula tipo bola.

Bombas múltiples: Tienen un terminal de potencia y una de fluido. El terminal de potencia comprende, entre otras partes: el cigüeñal, la biela y los engranajes. El terminal de fluido está formado por pistones individuales, cada uno con válvulas de retención y descarga. Usualmente, estas válvulas están provistas de resorte.

- **Múltiples De Control:** Cuando se opera una cantidad apreciable de pozos desde una batería central, se suele usar un múltiple de control para dirigir los flujos directamente a cada uno de los pozos medidores de flujo global o individual para cada pozo se pueden instalar en el múltiple de control de fluido de potencia. Para regular y/o distribuir el suministro de fluido de potencia a uno o más pozos, se usan varios tipos de

válvulas de control. La válvula común a todos los sistemas de bombeo libre es la de cuatro vías o válvula control del cabezal del pozo.

- **Válvula De Control:** Una válvula de control de presión constante regula la presión en el lado común del fluido de potencia del múltiple. Esta presión, generalmente, es mayor que la presión más alta requerida por cualquiera de los pozos. La válvula de control de flujo constante rige la cantidad de fluido de potencia que se necesita en cada pozo cuando se emplea una bomba reciprocante.
- **Lubricador:** Es una pieza de tubería extendida con una línea lateral para desviar el flujo de fluido cuando se baja o se extrae la bomba del pozo. También se utiliza para controlar la presencia de gases corrosivos que pueden obstaculizar la bajada de la bomba o su remoción del pozo.

6.5.1.2 Equipos De Subsuelo

- **Sistema De Fluido Motor:** En los sistemas de bombeo hidráulico, el fluido motor transmite la potencia a la bomba de subsuelo y, a la vez, lubrica todas las partes móviles de la misma. El transporte del fluido motor y del fluido producido se realiza a través de un sistema de tuberías que depende del tipo de sistemas de fluido o de potencia: bien sea de fluido cerrado o de fluido abierto.
- **Sistema De Fluido Cerrado:** En este caso, el fluido motor no se mezcla con el pozo, lo cual hace necesario el uso de tres tuberías en el fondo del pozo: una para inyectar el fluido de potencia, una de retorno del mismo y otra del fluido de producción.

- **Sistema De Fluido Abierto:** En el sistema abierto, el fluido motor se mezcla con el fluido del pozo, lo cual hace necesario el uso de dos tuberías en el fondo: una para inyectar el fluido de potencia y otra para el retorno de la mezcla.
- **Bombas Hidráulicas:** Las bombas hidráulicas de subsuelo constituyen el principal componente del sistema en el fondo del pozo. El principio de operación de estas bombas es similar al de las bombas de cabillas. Las bombas hidráulicas utilizan un pistón accionado por cabillas y dos o más válvulas de retención.
- **Bomba de doble acción:** La bomba de doble acción tiene válvulas de succión y de descarga en ambos lados del pistón. Por esta razón esta bomba desplaza el fluido hasta la superficie en ambos recorridos, ascendente y descendente, con la acción combinada de apertura y cierre de las válvulas de succión y de descarga del pistón.
- **Bombeo por varillas e hidráulico:** En una instalación de bombeo por varillas la unidad de superficie y la bomba de subsuelo se unen por medio de la sarta de varillas. En cambio, en una unidad de bombeo hidráulico, la varilla se encuentra en el interior de la bomba.

6.5.2 Funcionamiento

En el sistema de bombeo hidráulico, el crudo o agua se toman del tanque de almacenamiento y se alimenta de la bomba Triple/Múltiple. El fluido de potencia, ahora con la presión aumentada por la bomba triple, está controlado por las válvulas en la estación de control y es distribuido en uno o más pozos. El fluido de potencia pasa a través de las válvulas del cabezal del pozo y es dirigido a la

bomba hacia fondo de pozo. En una instalación de bomba de pistón, este fluido de potencia acciona el motor que a su vez acciona la bomba. El fluido de potencia regresa a la superficie con el crudo producido y es enviado por tubería al tanque de almacenamiento.

Los sistemas de bombeo hidráulico se dividen en dos clases de acuerdo al tipo de bomba de subsuelo: bombas hidráulicas de pistón y las bombas hidráulicas tipo jet. Aunque la bomba hidráulica de pistón es un dispositivo de alta eficiencia volumétrica, sus debilidades operacionales en términos de calidad del fluido motriz, no la hace una solución versátil y por el contrario es muy limitada su aplicación.

6.5.3 Bombeo Hidráulico Tipo Jet

El bombeo hidráulico tipo Jet, es un mecanismo de producción de pozos petroleros que actúa mediante la transferencia de potencia a una bomba de subsuelo con un fluido presurizado que es bombeado a través de la tubería de producción. La bomba de subsuelo actúa como un transformador convirtiendo la energía del fluido motriz en energía potencial o presión sobre los fluidos producidos. La bomba de subsuelo tipo Jet, logra su acción de bombeo mediante la transferencia de energía entre dos corrientes de fluidos.

La alta presión del fluido motriz enviado desde la superficie pasa a través de una boquilla donde su energía potencial o presión es convertida en energía cinética en la forma de chorro de fluido a gran velocidad. El fluido a producir es succionado y mezclado con el fluido motriz en la garganta de la bomba y llevado a superficie. No requiere de varillas o cables eléctricos para la transmisión de potencia a la bomba de subsuelo.

6.5.4 Ventajas

- Son muchas las ventajas del bombeo hidráulico tipo jet, mencionamos entre otras: Flexibilidad en la rata de producción.
- Cálculo de la Pwf en condiciones fluyentes por el programa de diseño.
- La bomba Jet no tiene partes móviles lo que significa alta duración y menor tiempo en tareas de mantenimiento.
- Puede ser instalada en pozos desviados.
- Pueden ser fácilmente operadas a control remoto.
- Puede bombear todo tipo de crudos, inclusive crudos pesados.
- Las bombas de subsuelo pueden ser circuladas o recuperadas hidráulicamente. Esta ventaja es muy importante porque reduce los requerimientos de los equipos de reacondicionamiento (workover) para hacerle el mantenimiento a los equipos de subsuelo.
- La bomba Jet es fácilmente optimizada cambiando el tamaño de la boquilla y la garganta.

6.5.5 Desventajas

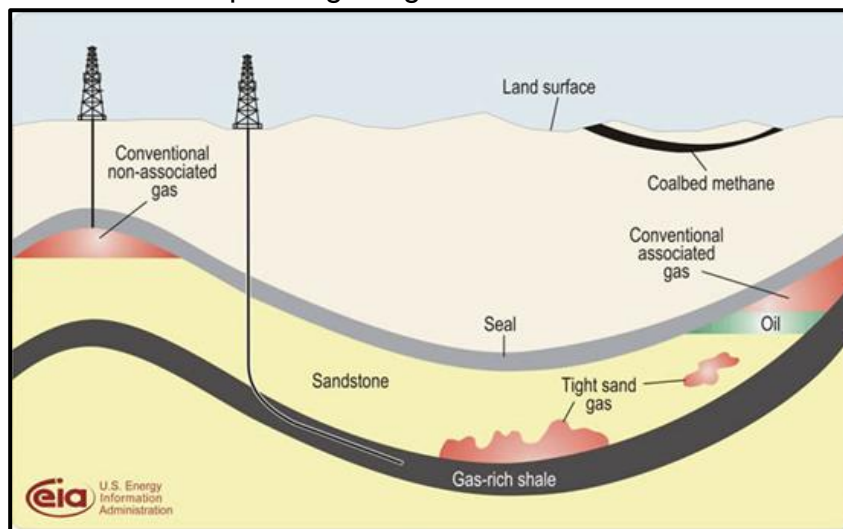
- La arena y otras partículas en el fluido de potencia deben ser removidos ya que pueden causar daño a la bomba de superficie o a la tobera de una bomba tipo jet.
- Las bombas tipo jet tienen bajas eficiencias de energía para operar por lo que requieren de mayor potencia.
- Los caudales del fluido potencia para las bombas tipo jet variara de 1 a 4 veces el caudal de producción.

7 GAS SHALE

El Shale Gas es un hidrocarburo no convencional, alojado en reservorios de muy baja permeabilidad, como los depósitos de esquistos. El Gas Shale es gas natural producido a partir de formaciones de Shale que suelen funcionar como reservorio y fuente de gas natural. De acuerdo a su composición química, el Gas Shale es típicamente un gas seco que principalmente se compone de metano (90% o más de metano), pero en algunas formaciones se produce gas húmedo.

El Gas Shale se encuentra como gas libre, igual que en los depósitos convencionales y como gas adsorbido, en donde el gas está en la superficie de la materia orgánica, el cual se libera cuando la presión cae con la producción del gas libre. Se puede suponer que el Gas Shale se encuentra siempre próximo a los depósitos convencionales. Efectivamente la roca madre existe en muchos lugares donde la roca del reservorio no convencional está disponible para la penetración del gas natural. Por lo cual, se espera que el recurso de Gas Shale sea abundante.

Gráfica 35. Esquema geológico de recurso de Gas Natural.



Fuente. US Energy Information Administration. Geological Survey. Disponible en Internet: <http://www.usgs.gov/pubprod/data.html#data> [Citado en 2012/01/25]

La edad y la profundidad de los yacimientos de Gas Shale aseguran que el fluido está en forma gaseosa y, esencialmente, el aceite no asociado es encontrado. La profundidad de Gas Shale varía. En la mayoría de los casos, es menos profundo que en yacimientos de gas convencionales, pero en algunos casos, podría ser tan profunda que llega a ser mayor que en los depósitos convencionales¹³.

7.1 Geología

El Gas Shale son formaciones de shale ricas en material orgánica, una roca sedimentaria formada a partir de depósitos de lodo, limo, arcilla y materia orgánica. En el pasado estos han sido considerados simplemente como fuente de rocas relativamente impermeables y sellos para el gas que migra a otros depósitos tales como roca arenisca permeable y yacimientos carbonatados de desarrollo tradicional de gas en la tierra.

Los shale típicamente presentan permeabilidad de la matriz en el orden de 0,01 a 0,00001 milidarcies. Esta baja permeabilidad significa que el gas atrapado en el shale no se puede mover fácilmente dentro de la roca¹⁴.

Los pozos de producción de formaciones de Shale de baja permeabilidad son también la fuente para el gas natural. Los volúmenes de gas natural pueden ser almacenados en un sistema local de macro-porosidad (porosidad de fractura) dentro del shale, o dentro de los microporos del shale, o puede ser absorbido en los minerales o materia orgánica dentro del shale.

¹³ PETROTECNIA, revista del instituto Argentino del Petróleo y de Gas I. Hidrocarburos de reservorios no convencionales, un “fenómeno global”, <http://www.petrotecnica.com.ar/abril11/2011-04.pdf>. abril 2011.

¹⁴J. Daniel Arthur, P. E., ALL Consulting; Bruce Langhus, P. G., Ph.D., ALL Consulting, David Alleman, ALL Consulting An overview of modern shale gas development in the united states

Esta forma de almacenamiento de gas es similar a la del gas asociado a mantos de carbón. El shale es más productivo debido a su alto contenido de materia orgánica y a que es relativamente frágil. Algunas fracturas naturales pueden ser beneficiosas dado que la baja permeabilidad significa que la única manera de producir el gas es fracturando mas la roca, de ahí la necesidad de fracturamiento hidráulico.

La perforación horizontal se utiliza a menudo con pozos de Gas Shale, con longitudes laterales de hasta 10.000 pies (3.000 m) dentro del shale, para crear un área máxima de la superficie del pozo en contacto con el shale¹⁵.

7.2 Reservas De Shale A Nivel Mundial

Basados en datos geológicos, hay más de 688 shales en el mundo en 142 cuencas, con potencial de producción conocido actualmente unas pocas, la mayor parte de estos shale están en Norteamérica, lo cual significa que hay literalmente centenares de formaciones de shale en el mundo que podrían producir el gas natural.

Esto significaría que si los volúmenes potenciales de Gas Shale son probablemente enormes, el mercado de gas natural cambie, particularmente en los Estados Unidos y en Europa y también los mercados de Gas Natural Licuado (GNL) en el mundo. Las grandes compañías de crudo y otras compañías globales están expandiendo sus actividades en Gas Shale fuera de Estados Unidos. Por ejemplo, ExxonMobil y Marathon han puesto en marcha operaciones de Gas Shale en Polonia, Francia, Alemania, Suecia, Austria y otros países europeos que también están estableciendo actividades para este tipo de gas¹⁶.

¹⁵ www.En.wikipedia.org/wiki/Shale_gas

¹⁶ Encuesta de Recursos Energéticos: Focalizados en el Shale Gas. World Energy Council 2010.

Tabla 8. Reservas Potencial estimada de Gas Shale en el 2010

<i>Región</i>	<i>Reserva Potencial estimada de Gas Shale [Tcf]</i>
Republicas de la Unión Soviética	5.402
Norte América	4.471
Medio Oriente y Norte de África	1.305
Sub-Saharan	1.017
Occidente de Europa	559
Centro y Oriente de Europa	559
América Latina	373
Asia Central y China	372

Fuente: Encuesta de Recursos Energéticos: Focalizados en el Shale Gas. World Energy Council 2010. Disponible en Internet: <http://www.usgs.gov/pubprod/index.html> [Citado en 2012/02/25]

7.2.1 Estados Unidos

Estados Unidos cuenta con abundantes recursos de gas natural, según Energy Information Administration (EIA) estima que Estados Unidos cuenta con más de 1.744 trillones de pies cúbicos (tcf) de gas natural técnicamente recuperables, incluyendo 211 tcf de reservas probadas. Navigant consulting estima que técnicamente el gas no convencional recuperable (Gas Shale, Tigth Sands y gas asociado a Mantos de carbón) representa el 60% de los recursos recuperables Onshore¹⁷.

En Estados Unidos el Gas Shale está aumentando rápidamente como una fuente de gas natural, dirigido por las nuevas aplicaciones de la tecnología de fracturamiento hidráulico y la perforación horizontal, el desarrollo de nuevas

¹⁷U.S. Department of Energy, Office of Fossil Energy, National Energy Technology Laboratory, Modern Shale Gas, Development in the United States: A Primer, april 2009

fuentes de gas shale ha compensado la disminución en la producción de yacimientos convencionales y ha llevado a grandes incrementos en las reservas de gas natural en los Estados Unidos. Desde el año 2000 en Estados Unidos las lecciones aprendidas en la búsqueda y desarrollo y el éxito económico de gas shale han dado lugar a una búsqueda actual del mismo tipo de yacimientos en todo el mundo y hacerla más eficiente.

7.2.2 Colombia

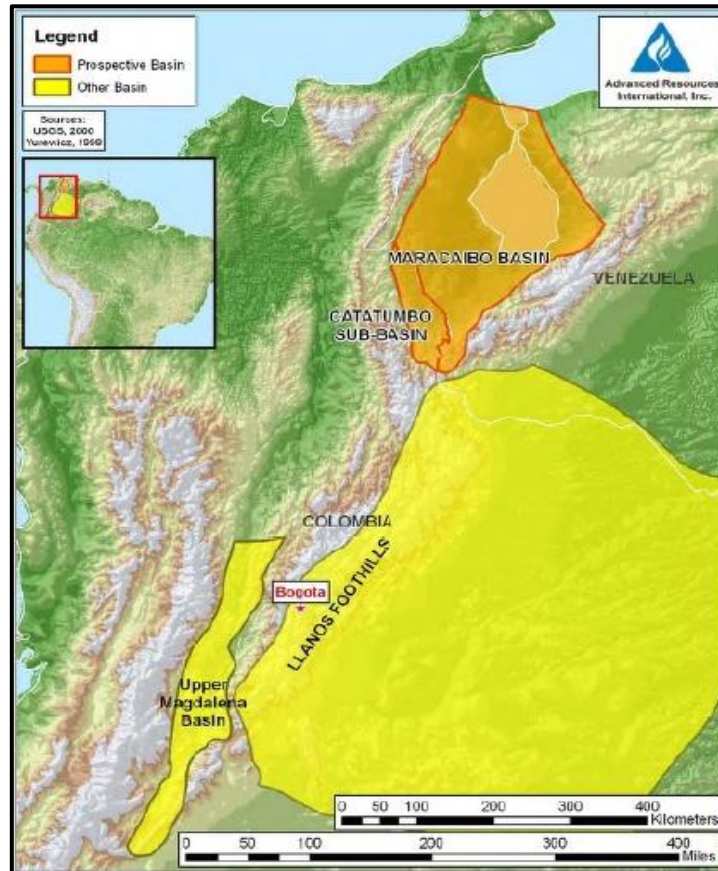
En el norte de Sur América se encuentra una serie de formaciones de shale rico en materia orgánica de la edad de cretáceo, este shale proviene en su gran mayoría de petróleo convencional y gas producido de Venezuela y Colombia, en particular de la cuenca de Maracaibo e inclusive la subcuenca del Catatumbo.

La extensión de la subcuenca en el sur-oeste del Catatumbo (Colombia), muestra potencial de shale en las formaciones de La Luna y Capacho. La formación La Luna está relativamente a poca profundidad en la subcuenca del Catatumbo, que van desde 6.000 a 7.600 pies. La contingencia total de gas shale en sitio es un estimado de 29 tcf. La contingencia técnica de las reservas recuperables para la formación La Luna asciende a cerca de 7 tcf. La formación Capacho es una unidad distinta de la formación La Luna en la subcuenca del Catatumbo, mientras que las dos unidades se fusionan en la mayor parte de la cuenca del Maracaibo, con profundidad de un rango de 6.500 a 8.500 pies.

La contingencia de gas en sitio es de alrededor de 49 tcf, con una contingencia técnica de reservas recuperables de aproximadamente 12 tcf ⁷. Las reservas contingentes totales de Gas Shale en Colombia son de 79 tcf, combinando el gas

en sitio de la subcuenca del Catatumbo de las formaciones La Luna y Capacho y 19 tcf son determinados a ser técnicamente recuperables¹⁸.

Gráfica 36. Cuencas de Gas Shale en el norte de Sur América.



Fuente: EIA. Energy Information Administration. World Shale Gas Resources: An initial assessment of 14 Regions outside the United States. Boletín, Abril 2011

Los pozos de gas shale presentan ciertas diferencias con respecto a los pozos de gas convencional, sin embargo comparten algunos problemas entre ellos la carga de líquidos para los pozos que producen gas húmedo o gas junto con agua, debido a estas características especiales, algunas de las técnicas utilizadas para realizar la deshidratación en pozos de gas no funcionan para los pozos de gas shale, debido a diferentes factores asociados con las distintas técnicas de los

¹⁸EIA. Energy Information Administration. World Shale Gas Resources: An initial assessment of 14 Regions outside the United States. April 2011

sistemas de levantamiento artificial. Los métodos más utilizados para deshidratar pozos de gas shale son:

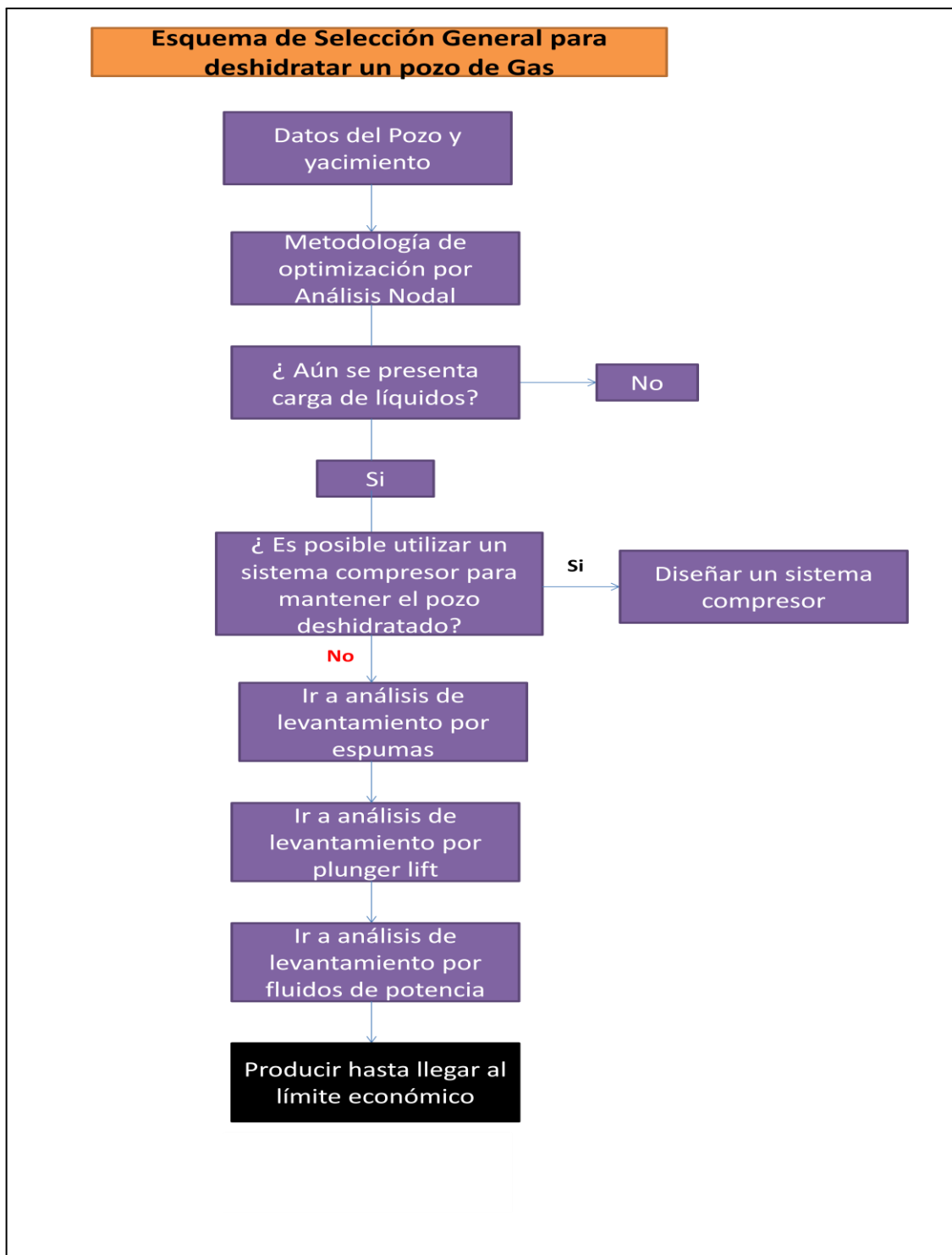
- Gas Lift
- Plunger Lift
- Levantamiento Asistido con Espuma

Estos métodos son utilizados para pozos de gas shale en vez de otros debido principalmente a que requieren de un muy reducido espacio en el fondo de pozo a diferencia de los sistemas de bombeo, además, no tienen problemas con respecto a la desviación de los pozos o a que sean pozos horizontales, y ya que la gran mayoría de los pozos de gas shale son horizontales se convierte en una gran ventaja con respecto a los sistemas de bombeo.

8 GUÍA PARA LA SELECCIÓN DE UN METODO PARA DESHIDRATAR POZOS DE GAS

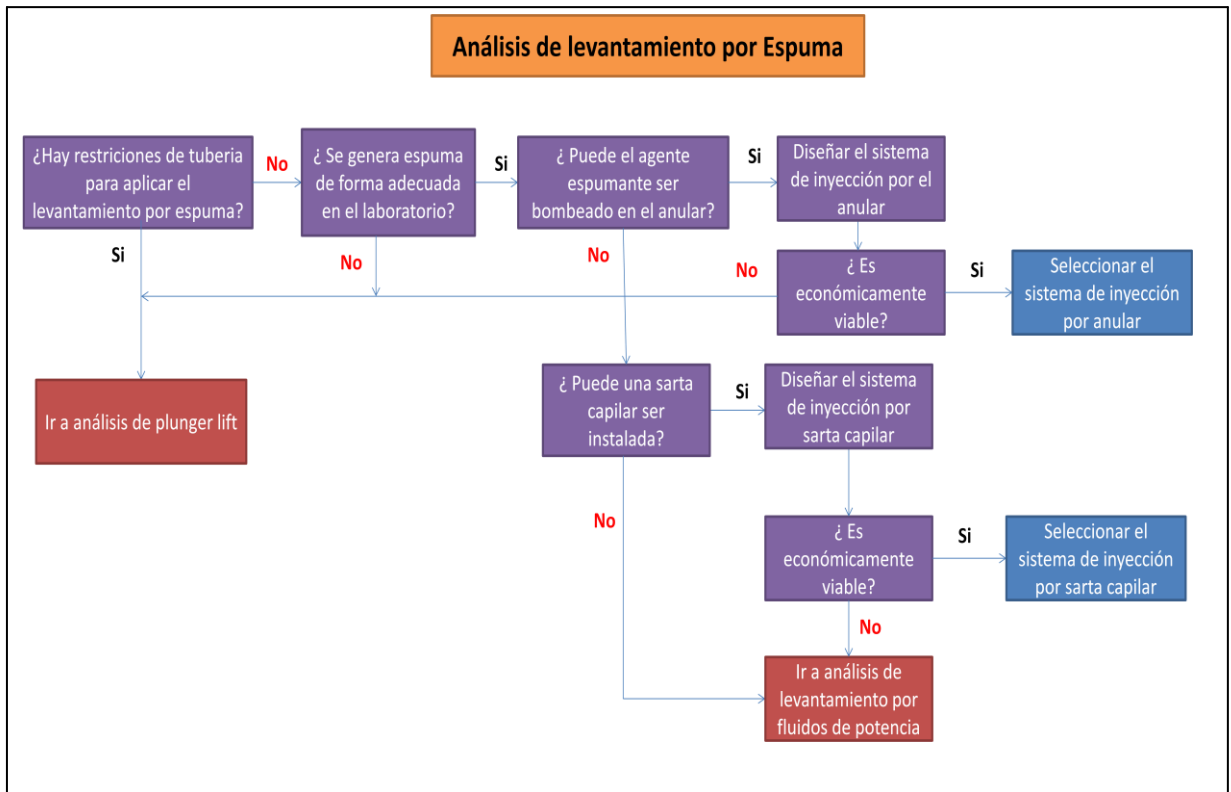
La siguiente guía está basada en una metodología desarrollada por el Concejo para el Desarrollo e Investigación del Levantamiento Artificial o ALRDC por sus siglas en inglés y por la división para pozos de gas de la compañía Weatherford. La metodología se basa en un esquema general para la selección de un método para deshidratar los pozos y en una serie de esquemas para cada uno de los métodos que detallan las variables importantes a conocer para la selección de un determinado sistema. Este esquema está jerarquizado, de modo que el primer método a considerar será el más conveniente para los pozos, pero, si este método no resulta viable para un determinado pozo debido a sus características, entonces se considera la aplicación del método que sigue y así hasta que finalmente si ningún método es viable se produciría hasta que se llegue al límite económico del pozo.

Gráfica 37. Esquema de Selección General



Fuente. Disponible en Internet: [http://www.clientdemos.net/weatherford tus /lift.systems](http://www.clientdemos.net/weatherford_tus_lift.systems)
 [Citado en 2012/01/08]

Gráfica 38. Análisis Levantamiento por Espuma

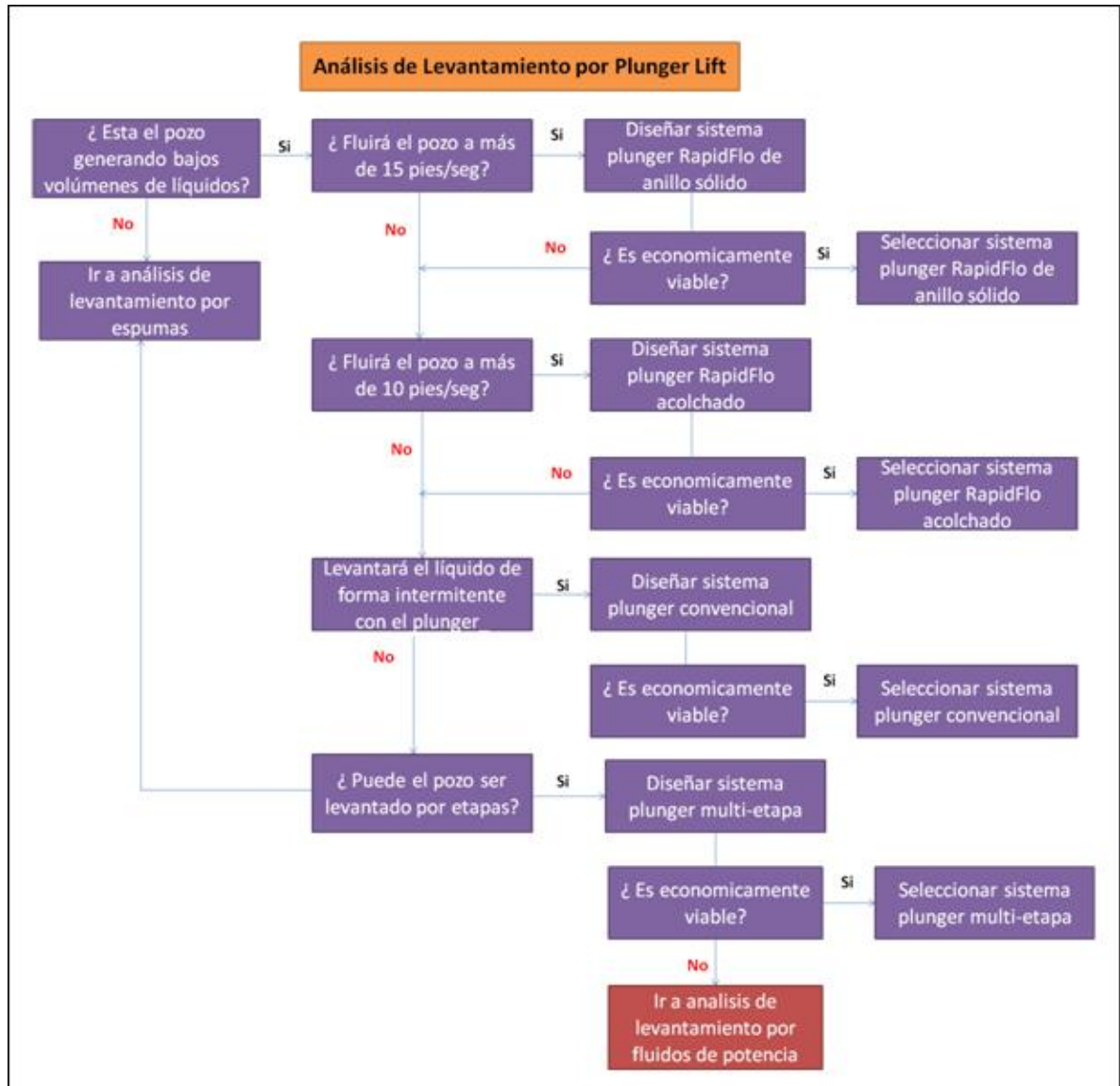


Fuente. Disponible en Internet: [http://www.clientdemos.net/weatherford tus /lift.systems](http://www.clientdemos.net/weatherford_tus_lift.systems) [Citado en 2012/01/08]

Los sistemas de levantamiento por espuma alteran las propiedades físicas de los fluidos producidos al aplicar surfactante, la tensión interfacial y la densidad del líquido aparente son alteradas para reducir la velocidad crítica necesaria para levantar el agua del sistema. Los surfactantes reaccionan con el agua, de modo que la aplicación está limitada a pozos en los cuales la mayoría de la fase líquida es agua más que hidrocarburos.

La aplicación de espuma destaca especialmente en pozos con una baja presión de yacimientos que necesitan ser continuamente producidos a líneas de alta presión y cuando las restricciones de la tubería de producción o de sargas telescópicas (*tapered strings*) obstaculizan la aplicación de plunger lift.

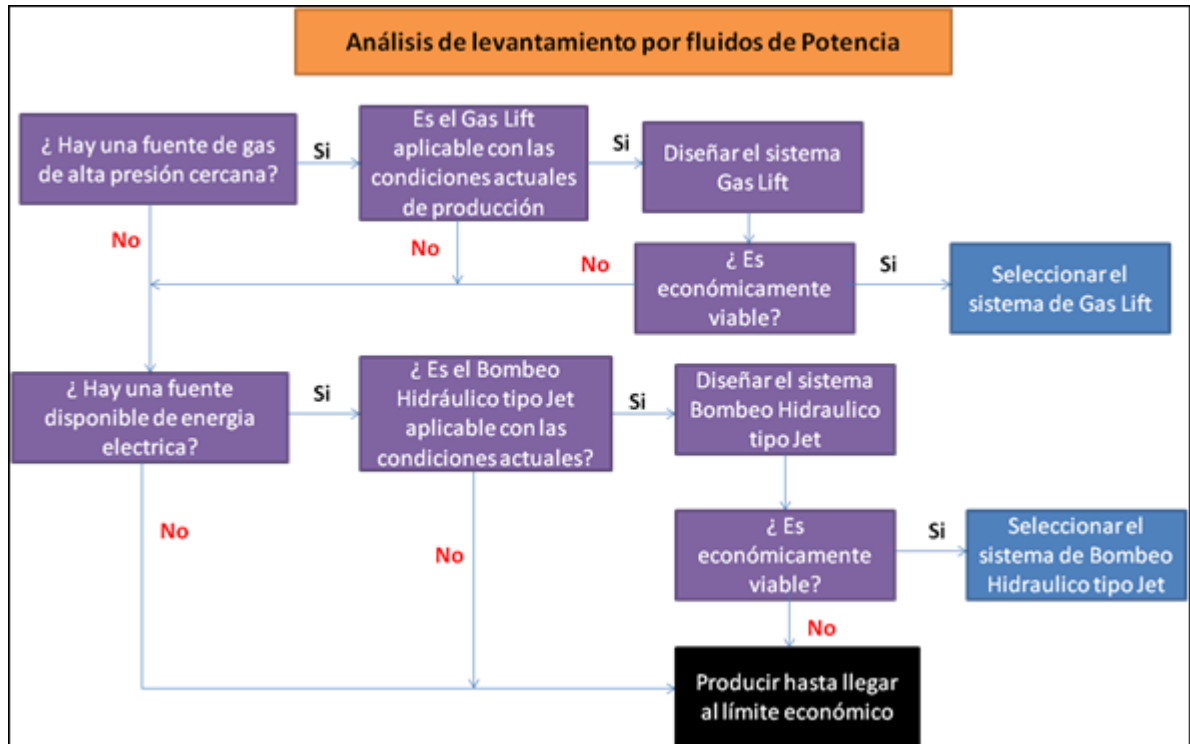
Gráfica 39. Análisis de Levantamiento por Plunger Lift



Fuente. Disponible en Internet: http://www.clientdemos.net/weatherford_tus_lift.systems [Citado en 2012/01/08]

A medida que el pozo de gas se depleta, la velocidad del gas es insuficiente para transportar de forma natural las acumulaciones de líquidos. Sin embargo, la energía en el sistema es aún suficiente para que el pozo fluya naturalmente. Es entonces cuando el sistema plunger lift resulta ideal, ya que usa la propia energía interna del pozo para descargar los líquidos.

Gráfica 40. Análisis de Levantamiento por Fluidos de Potencia



Fuente. Disponible en Internet: http://www.clientdemos.net/weatherford_tus_lift.systems [Citado en 2012/01/08]

Cuando no hay una elección obvia de que sistema utilizar, los sistemas de levantamiento por fluidos de potencia pueden ser una solución económica para los problemas de carga de líquidos. Estos sistemas usan fluidos gaseosos (gas lift) o líquidos (bombeo hidráulico) para generar la capacidad de levantamiento que transporta los líquidos del pozo.

Los anteriores esquemas de selección nos permiten conocer el método a elegir para deshidratar un pozo de gas, sin embargo se requiere determinar una serie de factores para poder utilizar estos esquemas. Es por ello que la siguiente guía muestra cuales factores son necesarios para determinar la viabilidad de un determinado método y una vez conocidos utilizar el esquema de selección general.

La guía se basa en una serie de factores o parámetros a tener en cuenta para analizar, determinar y seleccionar los posibles métodos que pueden ser utilizados para la deshidratación de un pozo de gas. Los factores a tener en cuenta son:

- Screening de los distintos métodos
- Ventajas y Desventajas de los métodos
- Gráficas de Profundidad contra Caudal para cada método
- Análisis económico de los distintos sistemas
- Consideraciones operacionales
- Consideraciones especiales a tener en cuenta para los diferentes métodos

La metodología de selección sería de la siguiente forma:

1. Hacer un cuadro comparativo entre los datos del pozo/campo con el screening de cada uno de los métodos a utilizar.
2. Conociendo los caudales de operación del pozo, determinar cuáles métodos podrían servir con base a las gráficas de caudal contra profundidad y a los cálculos de la regla de la mano derecha.
3. Analizar la factibilidad de implementar un determinado método con base a las ventajas y desventajas de cada uno y sus características especiales.
4. Hacer un análisis financiero de los distintos métodos para determinar cuál sería el más viable desde el punto de vista económico
5. Utilizar el esquema de selección general para determinar el método más óptimo para deshidratar los pozos de gas.

A continuación se detallan cada uno de los factores a tener en cuenta para el desarrollo de la metodología de selección:

8.1 Screening:

Un screening es una recopilación de datos, donde se muestra de forma explícita el rango para el cual se deberá aplicar una propiedad, de esta forma, se puede comparar rápidamente los diferentes métodos y descartar aquellos que no estén en el rango de valores aplicables para un determinado pozo.

Tabla 9. Screening

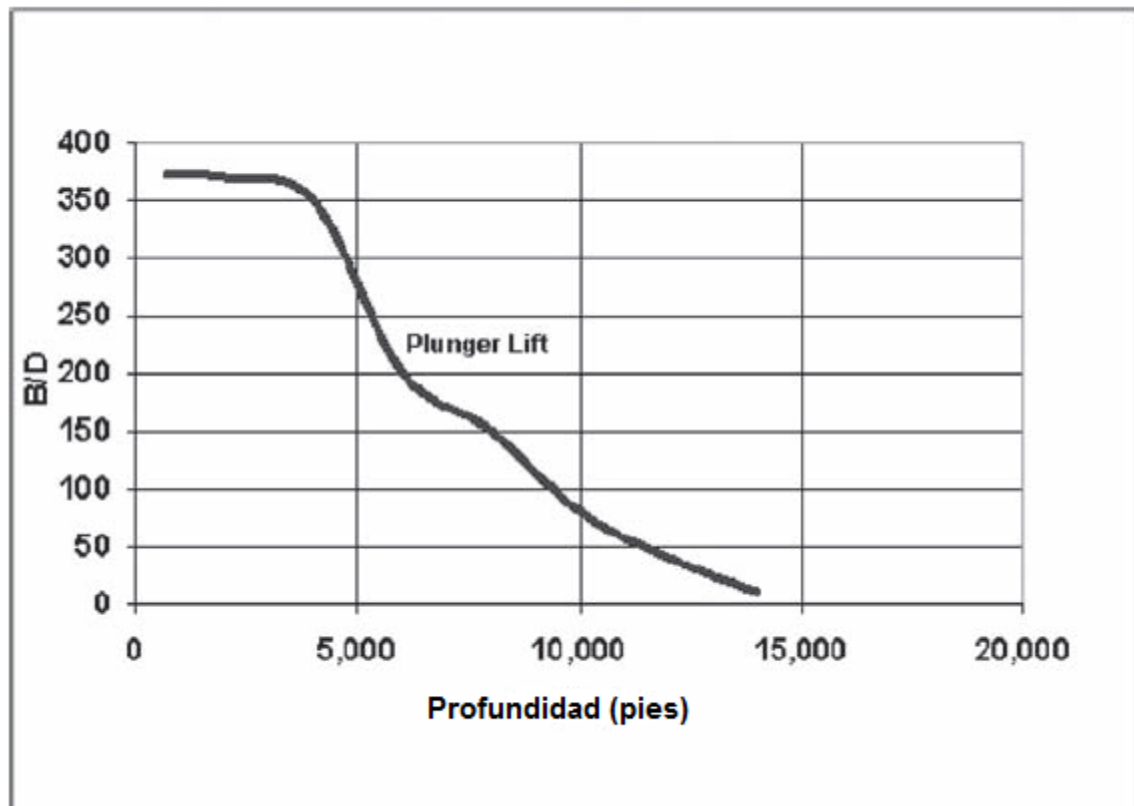
SCREENING DE LOS DISTINTOS MÉTODOS PARA DESHIDRATAR POZOS				
Forma de Levantamiento	Plunger Lift	Sarta Capilar	Bombeo Hidraulico Jet	Gas Lift
Máxima profundidad de operación (pies)	19000	22000	15000	18000
Máximo caudal de operación (bfpd)	200	500	35000	50000 (100 a 200 para pozos de gas)
Máxima temperatura de operación (°F)	550	400	550	450
Manejo corrosión	Excelente	Excelente	Excelente	Buena a Excelente
Manejo de Gas	Excelente	Excelente	Bueno	Excelente
Manejo de sólidos	Regular	Bueno	Bueno	Bueno
Densidad del fluido (°API)	>15	>8	>8	>15
Energía del sistema	Energía natural del pozo	Energía natural del pozo	Eléctrico	Compresor
Aplicación costa afuera	N/A	Bueno	Excelente	Excelente
Eficiencia del sistema	N/A	N/A	10 a 30 %	10 a 30 %

Fuente. Weatherford disponible en Internet: http://www.clientdemos.net/weatherford_tus/lift_systems [Citado en 2012/03/09]

8.2 Gráficas de Caudal Contra Profundidad

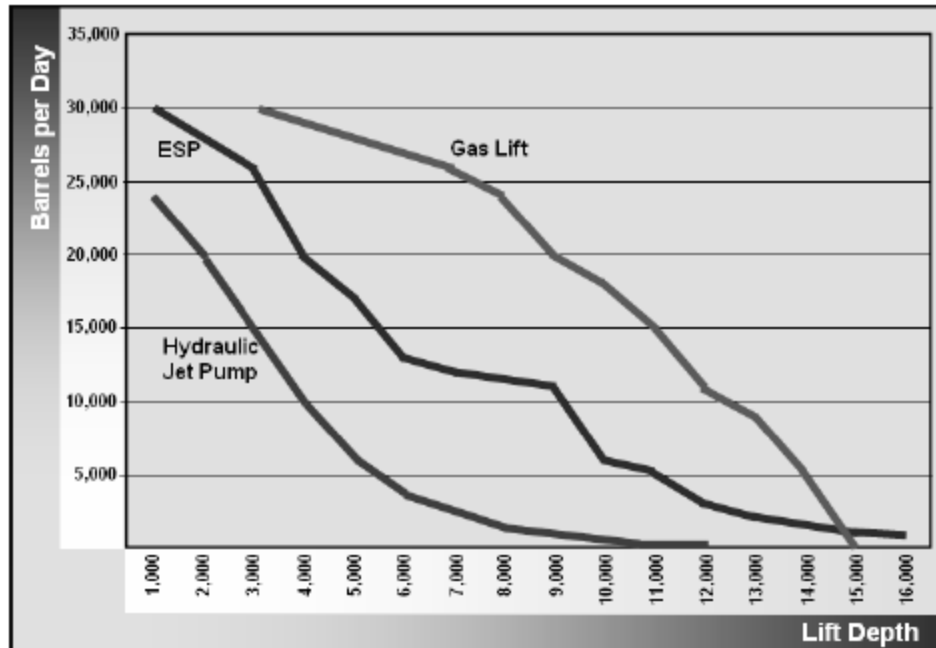
Las gráficas de Caudal contra Profundidad permiten conocer la aplicabilidad de un determinado método para deshidratar un pozo de gas, ya que relacionan el caudal de líquidos que puede levantar el método (agua o petróleo acumulado en el wellbore) con la profundidad a la cual tendría que levantarlo, es decir la profundidad del pozo. A continuación se presentan las distintas gráficas para los métodos.

Gráfica 41. Plunger Lift



Fuente. Modificado de LEA, James, et al. Gas Well Deliquification. 2 ed. 2008.

Gráfica 42. Gas Lift y Bombeo Hidráulico



Fuente. ALRDC disponible en Internet: <http://www.alrdc.com/recommendations/Gas%20Well%20Deliquification/index.htm> [Citado en 2012/01/12]

Hay que aclarar que para operaciones de deshidratación de pozos de gas, los caudales de líquidos a remover del pozo son muy bajos, es por ello que resulta perfectamente factible utilizar el sistema de plunger lift que el de, por ejemplo, gas lift, a pesar de que este último maneja unos caudales mucho más altos para una determinada profundidad en ambos sistemas. Para el caso de bombeo con espumas, no existe una gráfica como en los otros sistemas, debido a la gran diferencia que existe en la forma en que deshidratan los pozos entre la inyección de químicos y los otros métodos.

8.3 Factibilidad De Los Diferentes Métodos Para Deshidratar Los Pozos De Gas

En esta sección se analiza las diferentes características que tiene cada método para deshidratar un pozo de gas.

8.3.1 Compresión

- La compresión es usada tanto para un solo pozo como para múltiples pozos.
- El análisis Nodal ayuda a predecir los resultados que se esperan conseguir al usar diferentes configuraciones del sistema compresor y de la sarta de producción.
- Disminuir la presión en cabeza tiene muchos efectos benéficos en la producción del pozo.
- Disminuir la presión ayuda a mantener el agua en la fase de vapor, por lo cual, esto es un método de levantamiento artificial en sí mismo.
- Disminuir la presión en cabeza mejora los métodos para deshidratar los pozos en general.
- La compresión tiene muy buenos resultados al combinarse con el sistema de gas lift.

8.3.2 Gas Lift

- Gas Lift puede ser usado a más de 10000 pies de profundidad y más de 10000 bpd.
- Las válvulas son recuperables por la tubería de producción
- Puede producir incluso con problemas de sólidos.
- Para huecos pequeños, las válvulas pueden ser instaladas en *coiled tubing*.
- Puede trabajar con temperaturas de hasta 400°F en fondo de pozo.
- Para operaciones en pozos de gas, los caudales típicos son de 100 bpd o menos.
- Para pozos de gas, se puede recircular gas en el fondo de la tubería con un único punto de inyección.

- Para la mayoría de pozos de gas, se usa gas lift con el empaque asentado en el pozo. El caudal de gas inyectado consigue que el caudal de gas total producido sea mayor que el caudal crítico.
- Para bajos caudales de líquidos (100-200 bpd), se pueden conseguir bajas presiones de fondo con el uso de gas lift para pozos de gas.
- Para caudales más altos, no es muy factible el uso de gas lift debido a que las presiones de fondo fluyendo serían más altas que si se utilizara algún otro método para deshidratar el pozo.

8.3.3 Plunger Lift

- Si el pozo tiene una relación gas-líquido (RGL) de 300-400 scf/bbl por cada mil pies de profundidad, puede ser muy factible la aplicación del sistema plunger lift.
- Los sistemas plunger lift pueden operar a grandes profundidades.
- Típicamente, un sistema plunger requiere que el empaque sea removido, aunque los plungers de ciclo libre o de dos piezas pueden operar con el empaque en el pozo.
- Los plungers usualmente producen con un bajo caudal de líquido, pero en algunos casos pueden producir hasta con caudales de 300 bpd.
- Por lo general, no se necesita una fuente externa de energía para operar el sistema.
- Los sólidos son un problema, sin embargo, el plunger tipo brush permite operar con una pequeña cantidad de arena.

8.3.4 Espuma

- A menudo la espuma es usada como un primer intento para descargar el pozo ya que no resulta muy costoso el intento.

- Funciona mucho mejor con agua y no con condensados, aunque algunos agentes químicos costosos pueden generar espuma con los condensados.
- Se usa tratamiento por baches (*batch treating*) o inyección por sarta capilar dependiendo de si hay o no un empaque.
- Por lo general, si hay presencia de condensados, entonces no se usa este método.
- Típicamente, el agente espumante reduce la velocidad crítica a un medio o un tercio del valor original de velocidad crítica cuando no se usan surfactantes.

8.3.5 Bombeo Hidráulico

- Para aplicaciones de deshidratación de pozos de gas, se usa típicamente una bomba tipo jet con un caudal de producción de 100 bpd o menos.

8.4 Análisis Financiero De Los Distintos Sistemas Para Deshidratar Pozos De Gas¹⁹

Una parte fundamental para la factibilidad de implementar un determinado método es el aspecto económico, es por ello necesario determinar los costos asociados a implementar cualquier sistema para deshidratar los pozos. Para ello vamos a establecer la definición de varios parámetros aplicados en el análisis económico, teniendo en cuenta que la meta principal de la evaluación económica de cualquier proyecto, es establecer varias alternativas de inversión, y después escoger la inversión más apropiada, con el fin de conseguir la mayor rentabilidad posible; un buen análisis está dividido en las siguientes secciones:

¹⁹ MARIE, Karen, et, al. Evaluación Financiera de Proyectos de Inversión, 2ª Edición, Uniandes 2004.

8.4.1 Inversión Neta o Inicial

La inversión neta o inicial, está definida como la suma total de los costos de desarrollo, promoción y construcción del proyecto. Existen dos escenarios distintos en los cuales puede ser calculada la inversión inicial: el primero, es en el cual el proyecto físicamente no existe y debe ser construido, y el segundo, es que una vez la parte física del proyecto existe, debe ser modificado.

Para el cálculo de la inversión neta se deben sumar todos los costos que van a afectar el desarrollo del proyecto. Estos pueden ser: el valor de la infraestructura, los costos de su instalación y el beneficio o pérdida fiscal ocasionado por la venta de bienes que ya han estado en uso.

La ecuación que representa la inversión inicial es la siguiente:

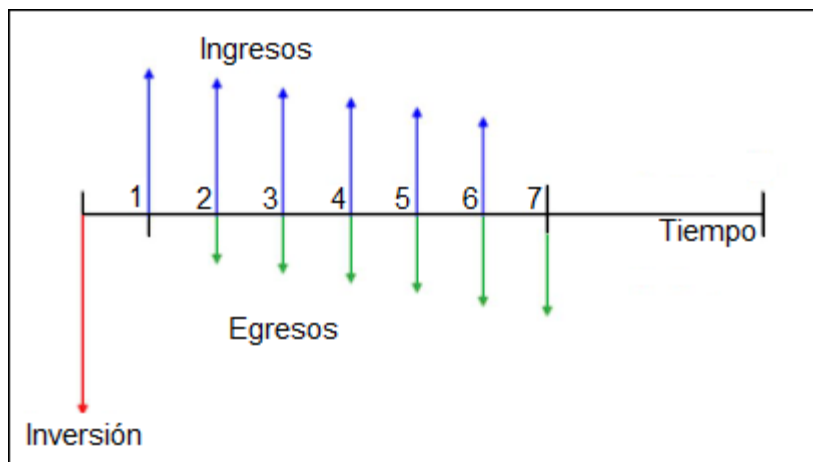
$$\begin{aligned}
 \text{Inversión neta} = & \quad \text{Costos de desarrollo} \\
 & + \text{Costos de promoción} \\
 & + \text{Costos de construcción} \\
 & + \text{Costos de instalación} \\
 & + \text{Gastos de entrenamiento} \\
 & - \text{Ganancia neta por la venta del bien usado}
 \end{aligned}$$

8.4.2 Flujo De Efectivo

El flujo de efectivo, es la sucesión de entradas y salida de de capital durante la vida del proyecto. Para representar este proceso gráficamente, se traza un segmento de recta horizontal que representara la duración del proyecto, y estará dividida en segmentos de tiempo más pequeños. El flujo de efectivo debe considerar los ingresos, los gastos de inversión, costos de operación, el beneficio

fiscal asociado a la depreciación y los impuestos al desarrollo del proyecto, que serán representados en segmentos de recta verticales como se muestra la figura. Sobre la horizontal se tienen en cuenta los ingresos, y bajo esta los gastos.

Gráfica 43. Representación del flujo de efectivo



Fuente. MARIE, Karen, et. al. Evaluación Financiera de Proyectos de Inversión, 2ª Edición, 2004.

Los ingresos, son el dinero que está entrando al proyecto por cosas como ganancias por producción, dinero recibido por venta de equipos, exportaciones, entre otros; y los egresos son los gastos generados por el proyecto en si, como la compra de equipos necesarios, mantenimiento de estos y operación, impuestos, regalías, etc. La ecuación que representa el flujo de efectivo es la siguiente:

$$\text{Flujo de caja} = \text{Ingresos} - \text{Egresos} - \text{Impuestos} - \text{Depreciación}$$

8.4.3 Costos

Para el desarrollo del análisis económico del proyecto, se debe estudiar detenidamente cada variable que pueda influir en este. Una variable muy importante a la hora de invertir en un proyecto son los costos, pues estos varían en función de uso o de producción. Los costos son las inyecciones de capital, o

esfuerzo económico que necesitan realizarse para la culminación del proyecto. Es necesario clasificar los costos en categorías, de tal manera que posean características comunes para poder realizar así los cálculos, el análisis y presentar la información que puede ser necesaria para la toma final de la decisión de si invertir el capital o no.

8.4.4 Impuesto

La industria petrolera es afectada principalmente por las regalías y el impuesto sobre la renta. Las regalías petroleras son el derecho que tiene el Estado en el producto de la explotación de los recursos petrolíferos de su propiedad. Son determinadas como un porcentaje del volumen bruto explotando (ya sea entregado en especie o el equivalente en dinero). Por razones históricas dicho porcentaje varía según el sistema de explotación del recurso.

Actualmente, el sistema de regalías se rige en base a la Ley 756 de 2002, por la cual se modifica la Ley 141 de 1994, se establecen criterios de distribución y se dictan otras disposiciones. El impuesto sobre la renta, es de tipo nacional y se paga al fisco en función del resultado de la actividad financiera de las empresas petroleras en un año.

8.4.5 Evaluación De La Conveniencia Del Proyecto

Una vez determinadas la inversión neta o inicial y los flujos de efectivo periódico esperados por el proyecto, se utilizan diferentes criterios para determinar si es conveniente o se debe rechazar desde el punto de vista económico.

El análisis económico del proyecto puede ser realizado mediante diferentes métodos entre los cuales por su efectividad y facilidad de aplicación sobresalen: El valor presente neto (VPN), las tasas de rendimiento económico (tasa interna de

retorno, “TIR” y tasa promedio de retorno “TPR”) y el tiempo de recuperación de la inversión o *payback time*.

Generalmente se emplean estas medidas económicas, pero la evaluación económica no se debe basar en una sola, ya que cada una proporciona un factor distinto de análisis; se requiere la evaluación separada de cada uno de estos métodos para poder analizar y comparar los diferentes resultados obtenidos.

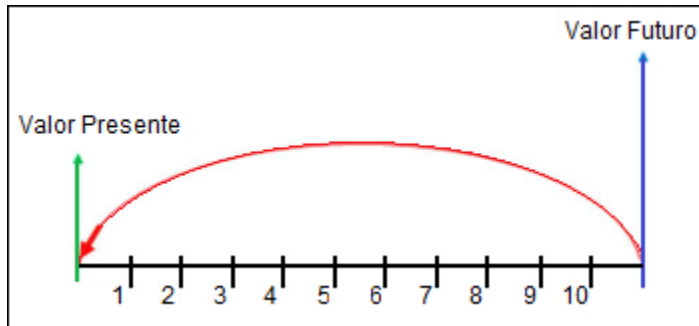
8.4.5.1 Valor Presente Neto (VPN)

El valor presente neto (VPN), es un procedimiento que permite calcular el valor presente de un determinado número de flujos de caja futuros (ver gráfica 40). El método consiste en calcular el valor presente (VP) del flujo de ingresos que se espera genere el proyecto, menos el costo asociado de llevarlo a cabo y que se asume se paga al inicio del proyecto. Este método, además, descuenta una determinada tasa o tipo de interés igual para todo el período considerado.

Dado el flujo de caja de un proyecto o alternativa de inversión, se define el valor presente (VP) como la forma de valorar todos recursos económicos gastados y generados a lo largo de la vida útil de un proyecto y de comparar los costos y beneficios actuales con los futuros.

Los factores que deben tenerse en cuenta al calcular el valor presente de un proyecto son: la vida útil del proyecto, el flujo de caja, es decir el valor presente de los ingresos y egresos en el tiempo, valor comercial o ingreso que se obtiene al final de la vida útil del proyecto y una tasa de descuento o tasa de oportunidad, la cual puede ser constante o variable, ya que en esta tasa está presente de alguna manera, el factor de riesgo y el de liquidez.

Gráfica 44. Representación del valor presente.



Fuente: MARIE, Karen, et, al. Evaluación Financiera de Proyectos de Inversión, 2ª Edición, 2004.

La ecuación general para hallar el valor presente neto de un proyecto es igual a:

$$VPN = \sum_{n=0}^N \frac{\text{Flujo de caja}}{[1 + i]^n}$$

Donde el flujo de caja es igual a la ganancia neta menos los impuestos:

Flujo de caja = Ganancia Neta - Impuestos

Ganancia Neta = In - En

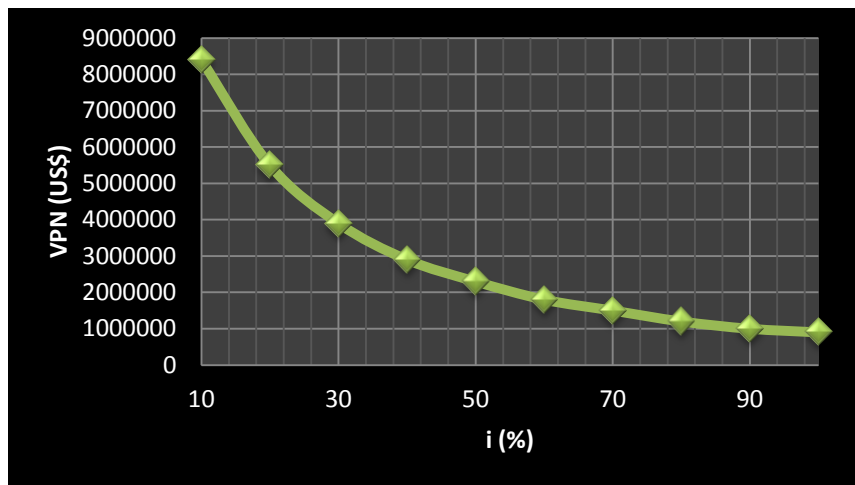
In representa los ingresos y *En* representa los egresos. *En* se toma como valor negativo ya que representa los desembolsos de dinero. *N* es el numero de periodos considerado (el primer periodo lleva el número 0, no el 1.). El valor *In – En* indica los flujos de caja estimados de cada periodo. El tipo de interés es *i*, que es igual al porcentaje al que está invertido un capital en una unidad de tiempo. Entre menor es la tasa de interés mayor ese el valor presente neto y así, entre mayor es este, más conveniente será el proyecto para inversión. La aceptación o rechazo de un proyecto depende directamente de la tasa de interés que se utilice.

Cuando el valor presente neto es positivo, el proyecto es viable ya que cubre la inversión y genera beneficios adicionales. Cuando el valor presente neto es

negativo, el proyecto debe rechazarse ya que los beneficios esperados no cubren la inversión inicial. Cuando el valor presente neto es igual a cero es indiferente aceptar o no el proyecto.

El valor presente neto (VPN) es inversamente proporcional a la tasa de interés, por lo cual disminuye a medida que esta aumenta, de acuerdo con la gráfica. También se observa, que a ciertas tasas, se pueden obtener valores negativos de VPN, según sea el caso.

Gráfica 45. Comportamiento del VPN con relación a la tasa de interés.



Fuente. MARIE, Karen, et, al. Evaluación Financiera de Proyectos de Inversión, 2ª Edición, 2004.

8.4.5.2 Tasa De Rendimiento Económico²⁰

El método de las tasas de rendimiento económico, permite determinar el porcentaje de utilidad o ganancia que se recibe por la inversión de capital, ya sea antes o después de impuestos. La determinación o cálculo de la tasa de

²⁰ ÁUREGUI, Juan, GALVIS, Silvia, Evaluación Técnica y Económica de la Aplicación del Método de Bombeo Multifásico en Campos Marginales de Petróleo. Tesis 2011, p 118.

rendimiento económico, no se puede efectuar matemáticamente y, por lo tanto, solo se puede hacer por prueba y error planteando ecuaciones de valor presente. Las tasas de rendimiento económico que se utilizan para determinar la viabilidad económica de los proyectos son la tasa interna de retorno (TIR) y la tasa promedio de retorno (TPR).

8.4.5.2.1 Tasa Interna De Retorno (TIR)

El TIR es un método que considera el valor del dinero en el tiempo y determina la tasa de rendimiento, en la cual el valor presente neto de un proyecto es igual a cero, es decir, la tasa que equilibra el valor presente de los ingresos con el valor presente de los egresos.

El cálculo del TIR se lleva a cabo hallando la tasa de interés, en la cual la suma del valor presente de los flujos de caja, es igual a la inversión inicial. La ecuación que representa esto es:

$$0 = -C + \sum_{n=0}^N \frac{\text{Flujo de caja}}{[1 + i]^n}$$

Donde C = inversión inicial.

La tasa interna de retorno es utilizada con frecuencia en la evaluación de alternativas de inversión. El criterio para la aplicación del TIR en la selección de alternativas es: Si el TIR es mayor que i_0 el proyecto se acepta, si el TIR es menor que i_0 el proyecto se rechaza y si el TIR es igual a i_0 el proyecto es indiferente aceptarlo o rechazarlo; siendo i , la tasa de oportunidad del inversionista, que es una tasa netamente personal o individual, que depende exclusivamente de la persona o entidad inversionista y no del flujo de caja de la inversión.

8.4.5.2.2 Tasa Promedio De Retorno (TPR)

La tasa promedio de retorno, es aquella tasa que representa la forma como se va a recuperar la inversión, en relación con los flujos de caja anuales. Este método relaciona el flujo promedio anual de efectivo y la inversión inicial, mostrando una tasa de rendimiento promedio del proyecto. Este criterio se aplica generalmente cuando se tienen varios proyectos, y se elige aquel con mayor tasa de rendimiento. Para el caso de un solo proyecto, la tasa promedio de retorno es equivalente a la tasa con que se recuperara la inversión a la largo de la vida de este. Es decisión del inversionista, determinar si la tasa promedio de retorno es la adecuada a la hora de aceptar el proyecto o si es preferible rechazarlo.

La fórmula para calcular la tasa promedio de retorno o TPR es la siguiente:

$$TPR = \frac{\sum_{t=1}^N \frac{\text{Flujo de caja}}{\text{Numero de años } (n)}}{\text{Inversion Inicial}}$$

Donde:

t = períodos de tiempo que van desde 1 hasta n , dados en años.

La principal ventaja de este método es que es un método simple de usar y no requiere de procedimientos complicados, pero, así mismo presenta desventajas como el hecho de no considerar el valor del dinero en el tiempo y dar por supuesto utilidades constantes al establecer un promedio.

8.4.5.3 Tiempo De Recuperación De La Inversión o *Payback Time*

El Pay-back, también llamado tiempo de recuperación, es uno de los llamados métodos de selección estáticos. Se trata de una técnica que tienen las empresas

para hacerse una idea aproximada del tiempo que tardaran en recuperar el desembolso inicial en una inversión. Esta herramienta es útil para la decisión de aceptar solo los proyectos e inversiones que devuelvan dicho desembolso inicial en el plazo de tiempo que se estime adecuado.

Sin embargo el *payback*, como los demás métodos de selección estáticos, no tiene en cuenta ni el valor actual de los flujos de caja futuros ni el flujo de caja de los últimos periodos. Por eso, si bien el análisis es más sencillo, no es tan complejo como uno realizado con un método de selección dinámico.

Existen dos formas de calcular el tiempo o periodo de recuperación. La primera forma se conoce como tiempo de recuperación simple y la segunda forma se conoce como tiempo de recuperación ajustado.

8.4.5.3.1 Tiempo De Recuperación Simple o *Payback Simple*

Es el tiempo requerido para recuperar la totalidad de dinero invertido inicialmente en un proyecto. Este método, considera los flujos de efectivo sin tomar en cuenta el valor del dinero en el tiempo; por lo tanto, considera erróneamente, el hecho de que un dólar hoy vale igual que un dólar el día de mañana.

La metodología de cálculo del tiempo de recuperación simple, consiste en comparar directamente los flujos de efectivo operativos netos generados por el negocio o proyecto, con la inversión neta, para determinar el periodo (número de años, meses, semanas o días) que se requiere para que los ingresos, sean igual al dinero que se invirtió para iniciar y mantener operando este.

Si el empresario se encuentra analizando un negocio o proyecto en forma aislada o independiente, es decir, sin considerar otros posibles simultáneamente, el criterio de decisión que debe seguirse es el siguiente: se acepta, si el tiempo de recuperación simple es menor que la vida económica del proyecto, esto significa

que el dinero invertido en el negocio va a ser completamente recuperado antes que termine la vida económica del mismo. La ecuación que nos sirve para determinar el tiempo de recuperación simple o *payback* simple es la siguiente:

$$\text{Payback Simple} = \frac{\text{Inversión inicial}}{\text{Flujo de efectivo anual}}$$

El criterio de tiempo de recuperación simple, presenta ventajas como, el hecho de que es un método fácil de calcular, y da una medida (en tiempo) del riesgo del negocio o proyecto; pero presenta una gran desventaja, que es el hecho de no considerar el valor del dinero en el tiempo.

8.4.5.3.2 Tiempo De Recuperación Ajustado o *Payback* Ajustado

Es el tiempo que se requiere para recuperar el valor presente del dinero que se invirtió inicialmente en el proyecto, utilizando los flujos de efectivo, pero tomando en cuenta el valor del dinero en el tiempo. Este método, compara el valor presente de cada uno de los flujos de efectivo operativos netos con el valor presente de la inversión neta requerida. Es decir, este método calcula el tiempo que se necesita para que el dinero que entra al negocio, ajustado por su valor en el tiempo, sea igual al monto originalmente invertido, también ajustado por su valor en el tiempo.

Este método proporciona una medida más precisa que el anterior puesto que incorpora el valor del dinero en el tiempo. El criterio de decisión utilizando este método es similar al del tiempo de recuperación simple. Se acepta el negocio o proyecto que tenga el menor tiempo ajustado de recuperación de la inversión.

La ecuación para determinar el tiempo de recuperación ajustado o *payback* ajustado es la siguiente:

$$\text{Payback Ajustado} = \frac{VP \text{ Inversión inicial}}{VP \text{ Flujo de efectivo anual}}$$

Las principales ventajas que ofrece este método son: es fácil su cálculo, da una medida en tiempo del riesgo del negocio o proyecto, considera el valor del dinero en el tiempo y proporciona una medida de liquidez. A pesar de estas ventajas, el tiempo de recuperación ajustado tampoco toma en consideración todos los flujos de efectivo operativos netos que se generan después de recuperar la inversión.

9. EJEMPLO DEL USO DE LA METODOLOGÍA EN UN PROSPECTO DE GAS SHALE EN COLOMBIA

Actualmente ECOPETROL se encuentra en una intensiva búsqueda para desarrollar nuevos yacimientos tanto de petróleo como de gas. En esta búsqueda por nuevas reservas de hidrocarburos, se ha hecho una fuerte inversión en la búsqueda por encontrar y determinar el potencial de los yacimientos de gas shale del país, gracias al boom que existe actualmente a nivel mundial por esta fuente de gas no convencional.

Entre las nuevas zonas del país que ECOPETROL ha estado explorando, una de las de mayor potencial de reservas de gas shale es la del Valle Medio del Magdalena o VMM como también es conocida. La Cuenca Valle Medio del Magdalena posee una extensión de 32 949 km² (Gráfica 39). Está localizada a lo largo de la porción central del valle del río Magdalena entre las cordilleras Central y Oriental en los Andes colombianos.

Las principales rocas fuente en la cuenca fueron depositadas durante dos eventos anóxicos globales y corresponden a las calizas y lutitas de las formaciones La Luna, Simití y Tablazo (Gráfica 40). Su kerógeno es de tipo II, el TOC oscila entre 1 y 6%, y la reflectancia de vitrinita (R_o) es de 1,1 – 1,2 %.

En esta zona, ECOPETROL tiene un prospecto de gas shale en el cual está actualmente perforando pozos exploratorios y tiene un plan para el 2012 y 2013 para perforar nuevos pozos y cuantificar el potencial de reservas económicamente explotables. El prospecto de gas shale del VMM yace en la formación La Luna

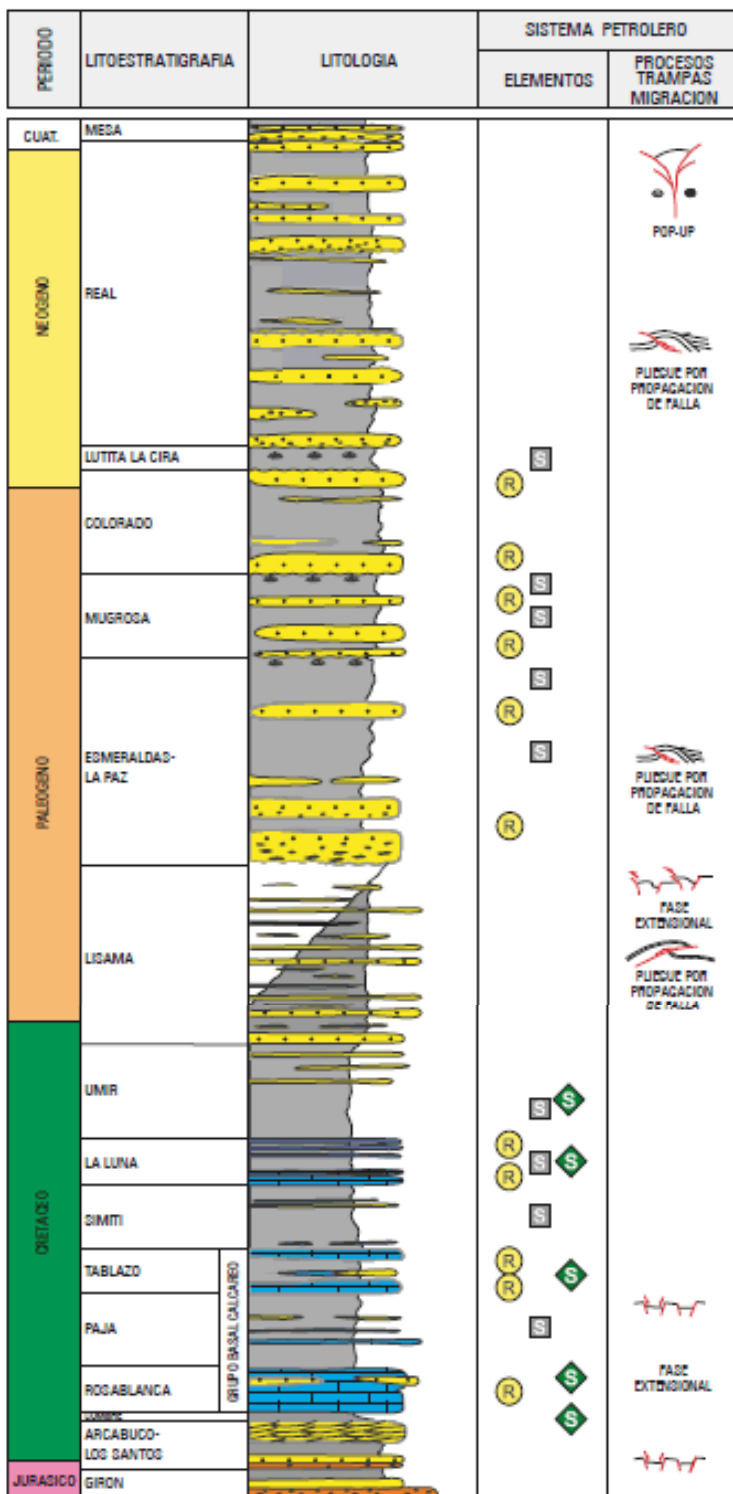
Según los estudios que se han llevado a cabo sobre las propiedades del prospecto, se sabe que este tiene unas propiedades similares al de otro shale play en Estados Unidos, el Haneyville. Es por ello que, para algunos datos del prospecto se ha tomado como referencia los datos de este shale play. Entre estos datos, están los pronósticos de producción tanto de gas como de agua que se espera tengan los pozos que actualmente se perforan en el prospecto del VMM.

Gráfica 46. Valle Medio del Magdalena, VMM



Fuente. Disponible en: <http://prensarural.org/magdalenamedio> [Citado en 2012/03/09]

Grafica 47. Columna Estratigráfica del VMM



Fuente. ANH, disponible en Internet: <http://www.anh.gov.co/es/index.php#> [Citado en 2012/03/09]

A continuación vamos a analizar tres pozos del prospecto que se esperan perforar en el año 2012. Los pronósticos de producción de agua en estos pozos varía en gran medida debido a la cantidad de agua de fracturamiento necesario para completar estos pozos está en un rango muy amplio.

Algunos otros datos del prospecto necesarios para desarrollar el ejemplo de la metodología de selección son:

Tabla 10. Datos de los pozos del prospecto

POZO	UIS 1	UIS 2	UIS 3
Profundidad del pozo, pies	8000	8000	8000
Presión del yacimiento, psia	6400	6400	6400
Temperatura fondo de pozo, °F	104	104	104
Caudal de gas, Mscf/d	700	700	700
Caudal de agua, bpd	20	100	200
Diámetro tubería producción, pulg	3	3	3
RGL, scf/bbl	35000	7000	3500
Velocidad del gas fluyendo, pies/seg	13.7	13.7	13.7

Fuente. ICP, Ingeniero Ruben Darío Castillo.

El primer paso es determinar si estos pozos pueden presentar carga de líquidos, para ello utilizamos la ecuación de caudal crítico desarrollada por Coleman, específicamente la adaptada para pozos de baja presión.

La ecuación es:

$$Q_{c, \text{agua}} = \frac{0.0742PDt^2(67 - 0.0031P)^{1/4}}{(T + 460)Z(0.0031P)^{1/2}} \text{ MMscf/D}$$

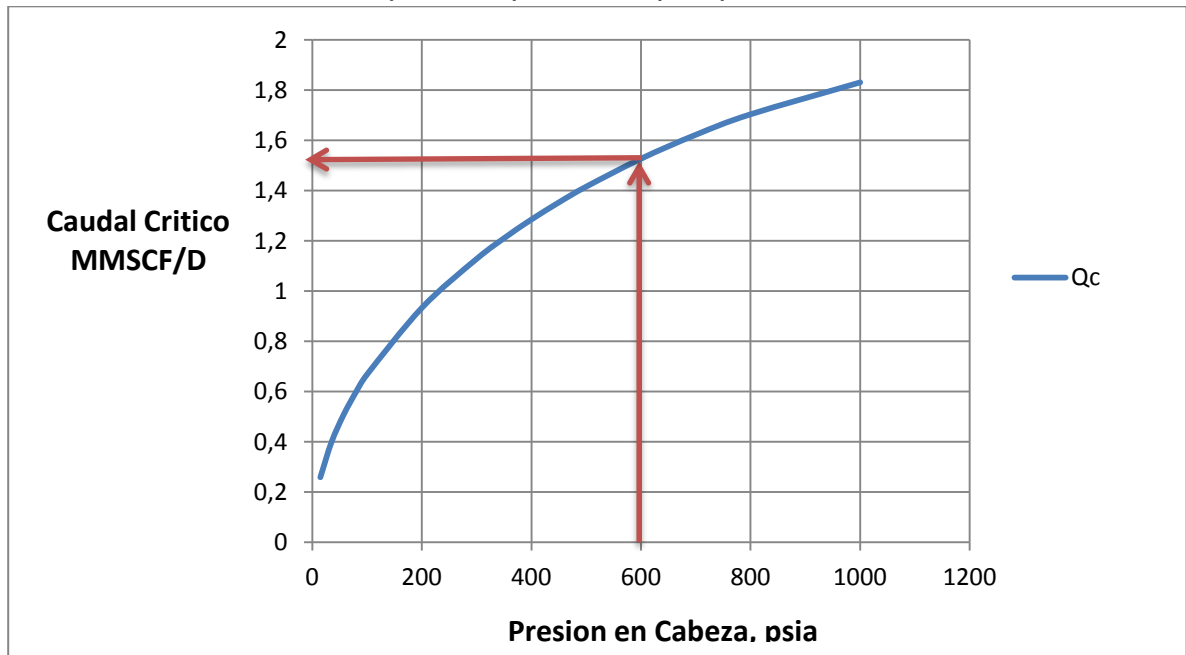
Reemplazando valores y dejando la ecuación en función de la presión:

$$Q_{c, agua} = \frac{0.0742P(3)^2(67 - 0.0031P)^{1/4}}{(104 + 460)0.9(0.0031P)^{1/2}} \text{ MMscf/D}$$

$$Q_{c, agua} = \frac{0.6678P(67 - 0.0031P)^{1/4}}{507.6(0.0031P)^{1/2}} \text{ MMscf/D}$$

Ahora podemos graficar el Caudal Crítico en función de la presión de cabeza:

Gráfica 48. Caudal Crítico para los pozos del prospecto



Fuente. Autores

Vemos entonces que suponiendo una presión de cabeza igual para los tres pozos de 600 psia, tendremos un caudal crítico de: $Q_c = 1.52 \text{ MMscf/d}$. Debido a que el pronóstico de producción para los pozos es de: $Q = 0.7 \text{ MMscf/d}$, resulta evidente que los pozos van a presentar problemas de carga de líquidos.

Una vez hemos determinado que los pozos van a presentar problemas de carga de líquidos, desarrollamos la metodología propuesta para determinar los posibles métodos a utilizar a través de los siguientes pasos:

1) Comparación del screening con los datos del pozo

Tabla 11. Comparación de los datos del pozo con el *screening* de los métodos

				SCREENING DE LOS DISTINTOS METODOS PARA DESHIDRATAR POZOS				
DATOS DEL POZO/YACIMIENTO	UIS 1	UIS 2	UIS 3	Forma de Levantamiento	Plunger Lift	Sarta Capilar	Bombeo Hidraulico Jet	Gas Lift
Profundidad del yacimiento (pies)	8000	8000	8000	Máxima profundidad de operación (pies)	19000	22000	15000	18000
Caudal de líquidos (bpd)	20	100	200	Máximo caudal de operación (bfpd)	200	500	35000	200
Temperatura del yacimiento (°F)	104	104	104	Máxima temperatura de operación (°F)	550	400	550	450
Caudal de gas (Mscf/d)	700	700	700	Manejo corrosión	Excelente	Excelente	Excelente	Buena a Excelente
Presion del yacimiento (psi)	6400	6400	6400	Manejo de Gas	Excelente	Excelente	Bueno	Excelente

Fuente. Autores

Como se puede analizar de la comparación de los datos con el screening, para los pozos:

UIS 1: Es viable utilizar cualquier método, ya que está en el rango de los datos del screening.

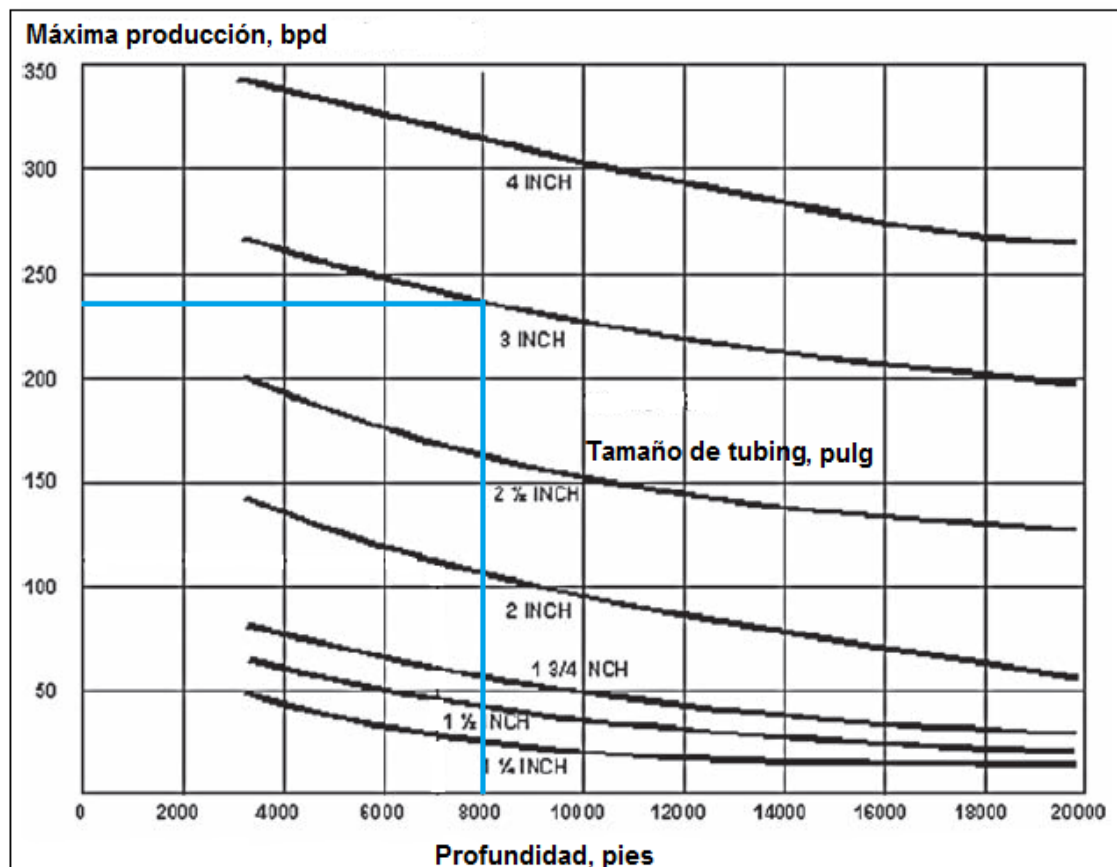
UIS 2: Es viable utilizar cualquier método, ya que está en el rango de los datos del screening.

UIS 3: No es recomendable utilizar los métodos de plunger lift y gas lift, ya que están en el límite del rango a utilizar. Sí llega a haber cambios en el caudal de líquidos o a disminuir el caudal de producción de gas, podrían presentarse problemas de carga de líquidos.

Otros datos del *screening* no pueden ser utilizados para descartar algún otro método debido a que aún faltan datos por conocer del proyecto debido a su estado aún prematuro.

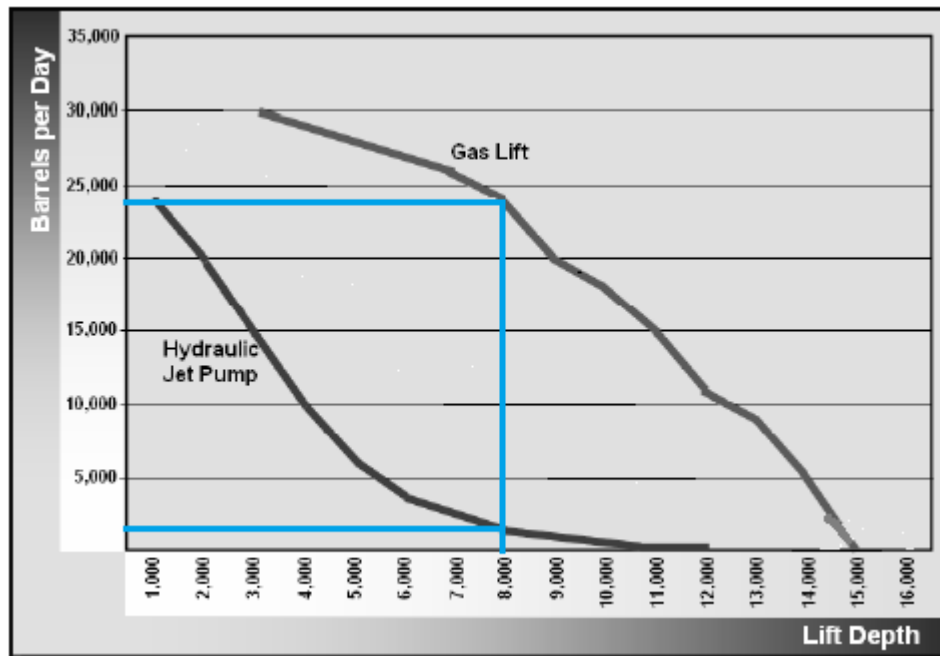
2) Gráficas de Caudal contra Profundidad

Gráfica 49. Caudal de operación a la profundidad de pozo para plunger lift para un diámetro de tubing de 3”.



Fuente: Modificado de LEA, James, et al. Gas Well Deliquification. 2 ed. 2008.

Gráfica 50. Caudal de operación a la profundidad de pozo para distintos métodos



Fuente. ALR. Disponible en: [http://www.alrdc.com/recommendations/Gas%20Well %20Deliquification/index.htm](http://www.alrdc.com/recommendations/Gas%20Well%20Deliquification/index.htm) [Citado en 2012/02/08]

Los valores aproximados de caudales de operación a la profundidad de 8000 pies son:

- **Gas Lift:** 24000 bpd
- **Bombeo Hidráulico:** 1500 bpd
- **Plunger Lift:** 235 bpd

Hay que aclarar que para Gas Lift tenemos un valor bastante alto, sin embargo, no lo tomamos en consideración ya que este valor es para pozos de petróleo, para pozos de gas como ya hemos aclarado los valores son mucho más bajos, menores a 200 bpd.

De las graficas concluimos que:

UIS 1: Los tres métodos pueden ser utilizados ya que pueden manejar un caudal muy superior del que tiene el pozo de 50 bpd.

UIS 2: Los tres métodos pueden ser utilizados ya que pueden manejar un caudal muy superior del que tiene el pozo de 100 bpd.

UIS 3: El sistema de Gas Lift no puede ser utilizado, ya que para pozos de gas, el Gas Lift maneja un caudal menor de 200 bpd y el sistema Plunger Lift es viable aunque se debería hacer un estudio en detalle una vez el pozo entre a producción debido a que puede manejar un caudal cercano (235 bpd) al caudal de operación del pozo (200 bpd).

El sistema de inyección de surfactantes al ser un agente químico, no depende directamente de la profundidad para determinar el caudal máximo de operación, por lo tanto, no tiene una gráfica como en los otros métodos.

3) Factibilidad de aplicar los métodos a los pozos con base a sus características.

Compresión

A pesar de que la compresión es por lo general el primer método a aplicar para mantener deshidratado un pozo de gas, para los pozos del prospecto es aún muy prematuro determinar su factibilidad debido a que aun no conocemos la presión de descarga, es decir, la presión de la línea en superficie, esta presión es necesaria para determinar la razón de compresión y con base en esta, hallar la potencia del compresor.

Una vez conociendo la potencia requerida del compresor, se buscaría el compresor óptimo a utilizar en los pozos con base a las características y rendimiento de los distintos compresores disponibles en la industria.

Gas Lift

Debido a que el gas lift se utiliza en la deshidratación de pozos de gas como una forma de aumentar el caudal de gas del pozo, de modo que esté por encima del caudal crítico, es necesario entonces determinar la cantidad de gas requerido para lograr esto.

$$Q_{REQUERIDO} = Q_{CRITICO} - Q_{PRODUCCIÓN}$$

$$Q_{REQUERIDO} = 1,52 - 0.7 \text{ MMscf/d}$$

$$Q_{REQUERIDO} = 0.82 \text{ MMscf/d}$$

Luego el caudal necesario para mantener los pozos del prospecto deshidratados por medio de gas lift debería ser mayor a 0.82 MMscf/d o 820 Mscf/d.

Debido a que el factor principal para el diseño de un sistema de gas lift requiere de la determinación de una gran cantidad de variables tales como, profundidad de asentamiento óptima de la válvula de operación, presión, caudal y tamaño del orificio de la válvula de inyección, espaciamiento entre las válvulas de descarga, etc. Es indispensable el uso de paquetes de software especializados para determinar el diseño óptimo del sistema gas lift y si este es viable para aplicar en los pozos del prospecto, para ello es necesario conocer nuevos datos de los pozos una vez estos entren a producción.

Agentes Espumantes

Debido a que no se espera la producción de condensados en los pozos sino de agua, la inyección de surfactantes es un método viable a utilizar, aunque primero se debe hacer un análisis en el laboratorio para determinar si a las condiciones de

fondo de pozo, se puede generar la espuma de forma estable con un determinado tipo de surfactante.

La inyección de surfactantes para generar la espuma en el fondo del pozo depende en gran medida de la cantidad de líquido a descargar, ya que de este volumen depende la cantidad de químico a inyectar. Una regla general, es inyectar 10000 ppm de concentración de surfactante por barril de agua a deshidratar. Sabiendo que

$$1 \text{ ppm} = \frac{1 \text{ mg}}{1 \text{ Litro}}$$

Haciendo la conversión de unidades

$$10000 \text{ ppm} \times \frac{1 \text{ mg}}{1 \text{ Litro}} \times \frac{1 \text{ Litro}}{0.035 \text{ pies}^3} \times \frac{5.64 \text{ pies}^3}{1 \text{ bbl}} \times \frac{1 \text{ g}}{1000 \text{ mg}} = 1611 \text{ g/bbl}$$

Luego para los pozos del prospecto, la cantidad de surfactante a utilizar sería:

Tabla 12. Cantidad de Surfactante a Utilizar en los Pozos

Pozo	Caudal agua,bpd	Cantidad surfactante al dia (kg)	Cantidad surfactante al mes (Kg)
UIS 1	20	32.2	966.9
UIS 2	100	161.1	4834.3
UIS 3	200	322.3	9668.6

Fuente. Guía de Selección ALRDC

Otro factor muy importante a tener en cuenta es la RGL del pozo que debe estar en un rango entre 1000 a 8000 scf/bbl.²¹ Por lo tanto los pozos **UIS 2** y **UIS 3** son buenos candidatos para una posible aplicación de surfactantes.

La elección del método a utilizar para inyectar el químico, ya sea tratamiento por baches o inyección por sarta capilar, depende en gran medida de la profundidad

²¹ LEA, James, et al. Gas Well Deliquification. 2 ed. Oxford: Gulf Professional Publishing, 2008. p. 204

del pozo, de modo que debido a la gran profundidad de los pozos (8000 pies), es preferible utilizar la inyección por sarta capilar ya que esta garantiza que los químicos sean inyectados a la profundidad requerida.

Los gradientes de producción esperados en los pozos con el uso de la espuma depende de los caudales de producción y de las condiciones del pozo, así como de las características del surfactante escogido, para ello se debe utilizar un programa de flujo multifásico para predecir el comportamiento del pozo con el uso de surfactantes.

Plunger Lift

Para utilizar el sistema de plunger lift se requiere de una RGL de 400 scf/bbl por 1000 pies de profundidad, así que para los pozos del prospecto la RGL debería ser mayor a

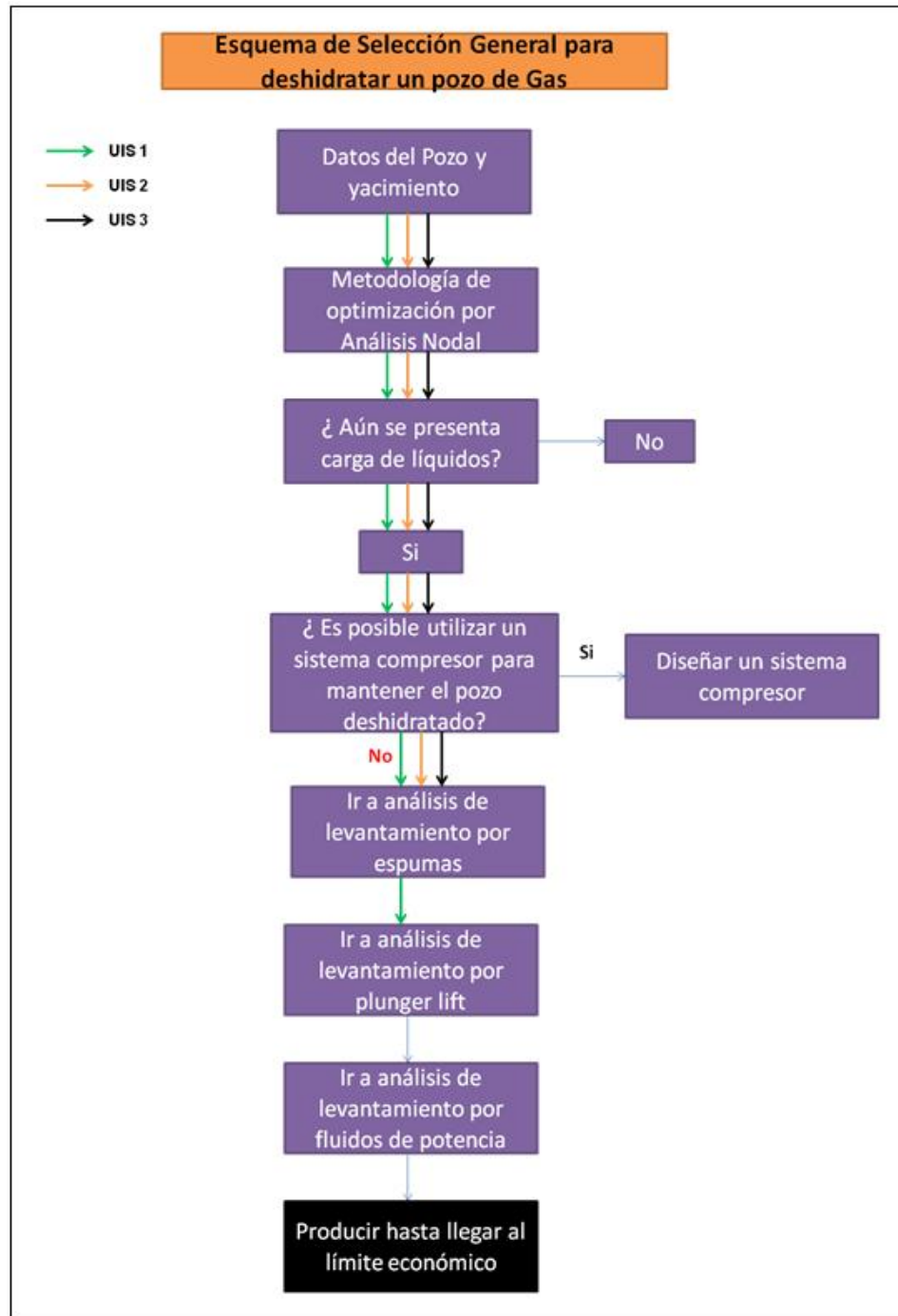
$$RGL = 400 \frac{scf/bbl}{1000 ft} \times 8000 ft = 3200 scf/bbl$$

Vemos entonces que el sistema plunger lift es factible para los tres pozos del prospecto, sin embargo, debido a la simplicidad de esta regla y a que omite varios factores importantes como la presión del yacimiento o la presión del revestimiento, no debe tenerse en cuenta cuando las condiciones del pozo están cercanas a las predichas por esta regla.

De esta forma, no es posible asegurar que para el pozo **UIS 3** sea factible la aplicación del sistema plunger lift ya que su RGL es de 3500 scf/bbl, la cual es muy cercana a la de la regla, así que se debería hacer un estudio con más detalle una vez el pozo esté produciendo. Otro factor muy importante para la aplicación del sistema plunger lift es la selección del plunger, el cual está determinado por la velocidad a la cual fluirá el gas que para los pozos será de 13.7 pies/seg.

4) Uso de los esquemas de selección para determinar el método a utilizar

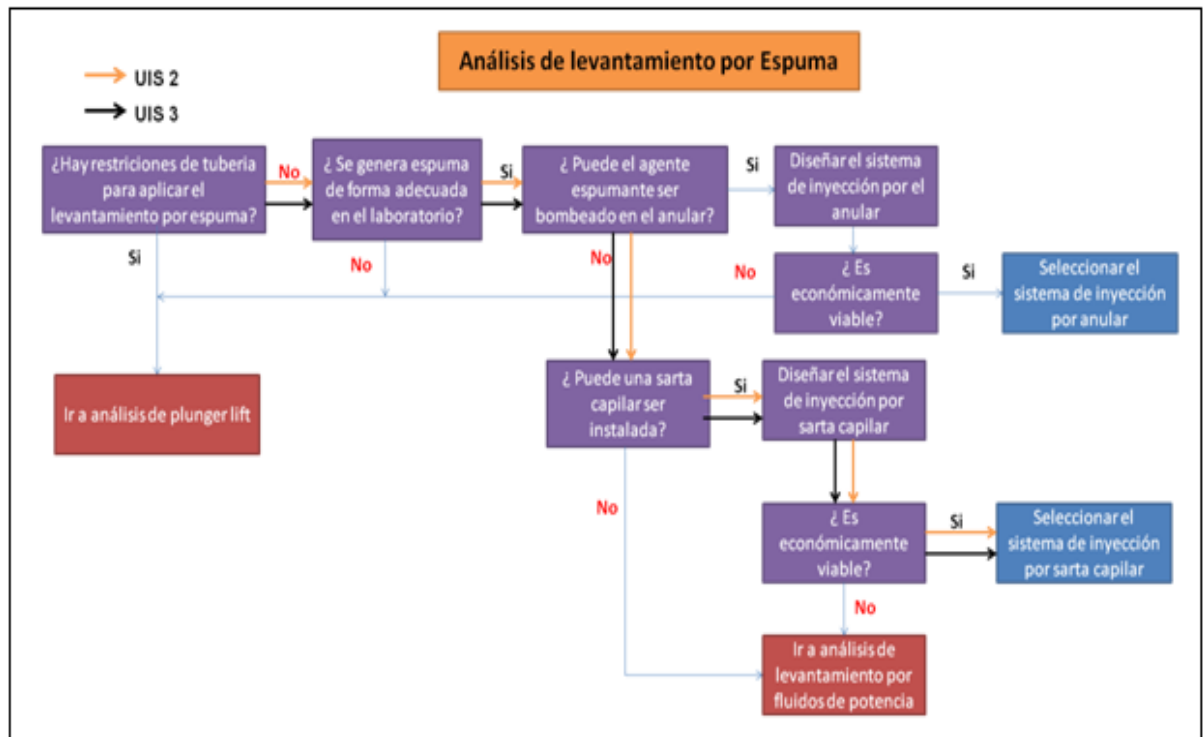
Grafica 51. Esquema de selección general para deshidratar un pozo de gas



Fuente: Disponible en Internet: http://www.clientdemos.net/weatherford_tus/lift_systems [Citado en 2012/04/18]

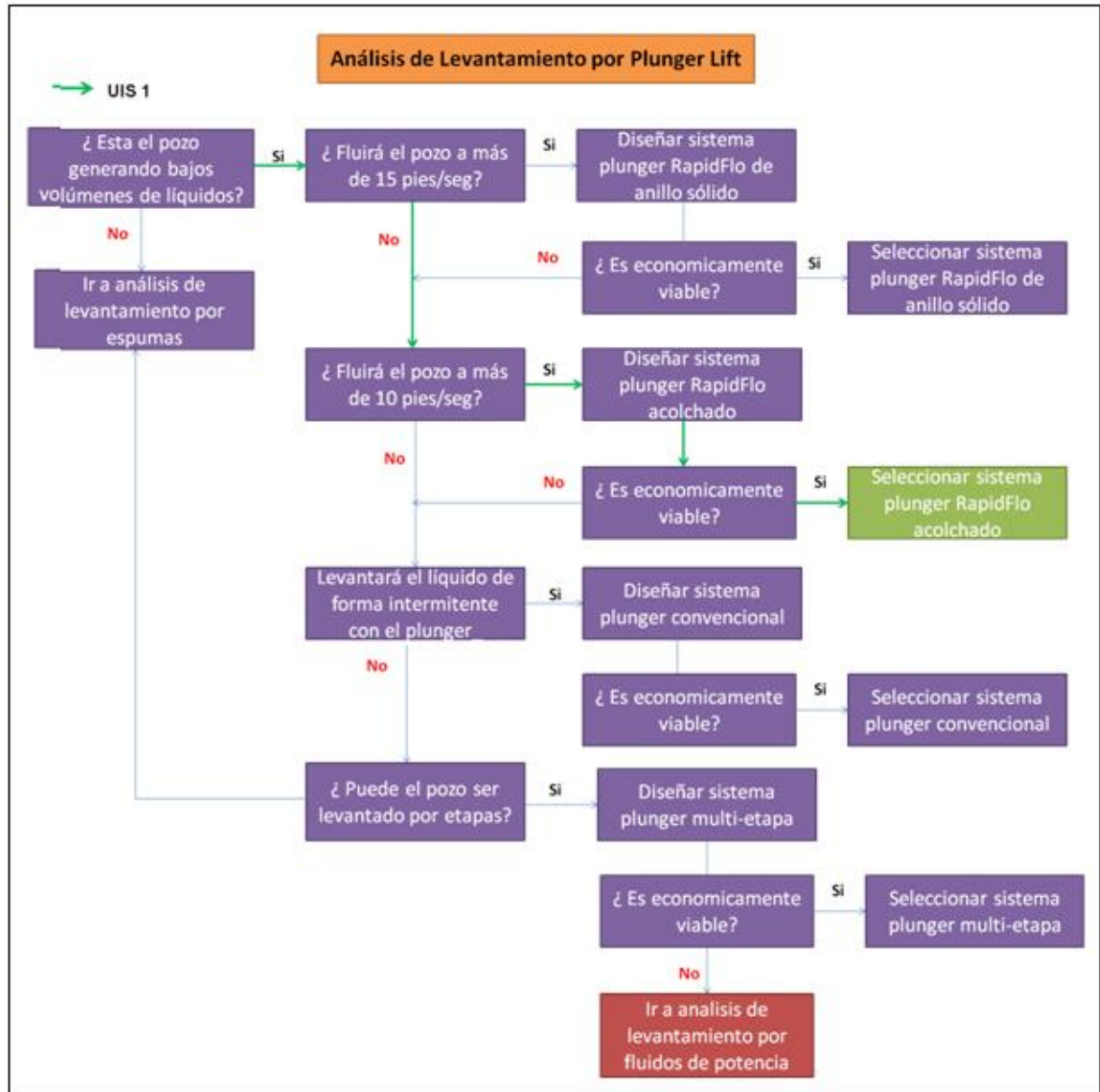
Ahora utilizamos los esquemas específicos para cada uno de los métodos que pueden ser utilizados en los pozos.

Gráfica 52. Análisis de levantamiento por espumas



Fuente. Disponible en Internet: http://www.clientdemos.net/weatherford_tus/lift_systems [Citado en 2012/04/18]

Gráfica 53. Análisis de levantamiento por plunger lift



Fuente: Disponible en Internet: http://www.clientdemos.net/weatherford_tus/lift_systems [Citado en 2012/04/18]

Finalmente, de los pasos anteriormente desarrollados concluimos que para el pozo:

- **UIS 1:** El método de inyección por surfactantes no es una opción y la mejor sería el uso del sistema plunger lift, específicamente, el sistema de

plunger tipo acolchado (padded) debido a que la velocidad del gas fluyendo es menor a 15 pies/seg pero mayor a 10 pies/seg.

- **UIS 2:** El mejor método sería el uso de surfactantes para generar la espuma, aunque el sistema de plunger lift es igualmente viable para este pozo.
- **UIS 3:** El método a utilizar es el sistema de levantamiento por espuma por sarta capilar.

Hay que aclarar que para los tres pozos el sistema por compresión es igualmente viable y para los pozos **UIS 2** y **UIS 3**, se debería hacer un estudio primero en el laboratorio para determinar si se generará la espuma de forma estable a las condiciones de pozo.

5) Viabilidad económica de los métodos

El último paso consiste en determinar cuál de los métodos que son viables técnicamente para los pozos del prospecto es el más viable desde el punto de vista económico.

5.1. Análisis Financiero

Se desarrolló el análisis financiero para cada uno de los pozos con los métodos que son viables técnicamente, para ello se analizan los pozos y se hace una comparación de los métodos con base al Valor Presente Neto (VPN) con una tasa de oportunidad del 12% EA.

Inversión

La inversión está determinada por el costo de los equipos de los distintos métodos para deshidratar los pozos, estos costos se presentan a continuación e incluyen los costos de instalación de los equipos.

Tabla 13. Costo de los equipos para los diferentes métodos a utilizar en el prospecto

Método	Inversión (US \$)
Gas Lift	25000
Espumantes	40000
Compresión	20000
Plunger Lift	7500

Fuente. Guía selección ALRDC. Disponible en Internet: [http:// www.alrdc.com/recommendations/Gas%20Well%20Deliquification/index.htm](http://www.alrdc.com/recommendations/Gas%20Well%20Deliquification/index.htm) [Citado en 2012/04/05]

Ingresos

Los ingresos están determinados por la producción del gas, así como por el precio del gas en el momento de la venta y los impuestos o regalías que cobra el gobierno por dicha venta. Debido a que ninguno de los métodos analizados aumenta la producción del pozo sino que la restablece, es decir a los niveles de producción de gas en los que no hay carga de líquidos, por ello, para desarrollar el análisis financiero, los ingresos son iguales a la diferencia entre la producción de gas con y sin carga de líquidos.

Producción de gas con carga de líquidos: 0.7 MMscf/d

Como el caudal crítico para los pozos es de 1,52 MMscf/d (ver grafica 44), se necesita un caudal de operación algo mayor para garantizar que los pozos no se carguen de líquidos.

Producción de gas sin carga de líquidos: 1,6 MMscf/d

Ganancia en producción es: $1,6 - 0,7 = 0,9$ MMscf/d o 900 Mscf/d

Los ingresos están dados entonces por:

Ingreso = (ganancia en producción)(tiempo)(precio del gas)(regalias)
Así, los ingresos mensuales serán:

$$\text{Ingreso} = (900 \text{ Mscf/d})(30 \text{ dias})(6.89 \text{ US \$/Mscf})(16\% \text{ producción})$$

$$\text{Ingreso} = \text{US \$ } 156265.2$$

Gasto Eléctrico

Los gastos en energía eléctrica se incluyen en el flujo de caja para cada pozo. La tabla mostrada debajo está hecha con base al gasto promedio para un pozo de gas que presenta un bajo caudal de líquidos.

Tabla 14. Costos de energía eléctrica para los distintos métodos

METODO	POZO	Costo kw por dia (US/dia)	Costo kw al mes (US/mes)	Costo kw al año (US/año)
GAS LIFT	UIS 1	0.084	2.530	30.779
	UIS 2	0.422	12.649	153.896
	UIS 3	0.843	25.298	307.791
COMPRESION	UIS 1	0.021	0.632	7.695
	UIS 2	0.105	3.162	38.474
	UIS 3	0.211	6.324	76.948
BOMBEO HIDRAULICO JET	UIS 1	0.084	2.530	30.779
	UIS 2	0.422	12.649	153.896
	UIS 3	0.843	25.298	307.791
PLUNGER LIFT	UIS 1,2,3	-----	-----	-----
ESPUMAS	UIS 1,2,3	-----	-----	-----

Fuente. Autores basada en la Guía selección ALRDC

Flujo de Caja

Para desarrollar los flujos de caja se tiene en cuenta las siguientes aclaraciones:

- El precio del gas se establece en un valor fijo para todo el análisis de 6.89 US \$/Mscf.

- Las regalías son del 16% del total de la producción de gas.
- El proyecto se evalúa para un año.
- El costo de la inversión se toma solamente al principio del proyecto (mes 0)
- El costo en la energía es el dado en la Tabla 9.
- Debido a que los ingresos y egresos son constantes a lo largo de todo el proyecto, se muestra el valor para un solo mes.
- Los egresos son la suma de los costos en energía y los costos de levantamiento.
- Los costos de levantamiento son la suma de los costos de operación y mantenimiento y varían para cada método.
- Para el caso del método por espumas, los costos de levantamiento varían para cada pozo debido a que al aumentar el caudal de líquidos a descargar, aumentan los requerimientos de surfactante a utilizar.

A continuación se presentan los flujos de caja para cada uno de los pozos

Tabla 15. Flujo de Caja pozo UIS 1

Detalle	Valor	Métodos para Deshidratar los Pozos de Gas			
		Compresión		Plunger Lift	
		Mes 0	Mes 1-12	Mes 0	Mes 1-12
Precio del Gas US/Mscf	6.89				
Produccion Gas al mes (MMscf/d)	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
Produccion Gas con regalías (MMscf/d)	16%	0.756	0.756	0.756	0.756
Ingresos			156265.2		156265.2
Costos en energia		0.632	0.632	0	0
Costos de levantamiento US \$/bbl liquido			2400		3000.0
Egresos			2401		3000.0
Inversion US \$		-20000	0	-7500	0
Flujo de Caja Neto		-20000	153865	0	153265

Fuente. Autores

Tabla 16. Flujo de Caja pozo UIS 2

Detalle	Valor	Métodos para Deshidratar los Pozos de Gas					
		Compresión		Espumas		Plunger Lift	
		Mes 0	Mes 1-12	Mes 0	Mes 1-12	Mes 0	Mes 1-12
Precio del Gas US/Mscf	6.89						
Produccion Gas al mes (MMscf/d)	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
Produccion Gas con regalías (MMscf/d)	16%	0.756	0.756	0.756	0.756	0.756	0.756
Ingresos			156265.2		156265.2		156265.2
Costos en energia		3.162	3.162	0	0	0	0
Costos de levantamiento US \$/BOE			12000		19500.0		15000.0
Egresos			12003		19500.0		15000.0
Inversion US \$		-20000	0	-40000	0	-7500	0
Flujo de Caja Neto		-20000	144262	0	136765	0	141265

Fuente. Autores

Tabla 17. Flujo de Caja pozo UIS 3

Detalle	Valor	Métodos para Deshidratar los Pozos de Gas			
		Compresión		Espumas	
		Mes 0	Mes 1-12	Mes 0	Mes 1-12
Precio del Gas US/Mscf	6.89				
Produccion Gas al mes (MMscf/d)	0.9	0.9	0.9	0.9	0.9
Produccion Gas con regalías (MMscf/d)	16%	0.756	0.756	0.756	0.756
Ingresos			156265.2		156265.2
Costos en energia		6.324	6.324	0	0
Costos de levantamiento US \$/BOE			24000		42000.0
Egresos			24006		42000.0
Inversion US \$		-20000	0	-40000	0
Flujo de Caja Neto		-20000	132259	0	114265

Fuente. Autores

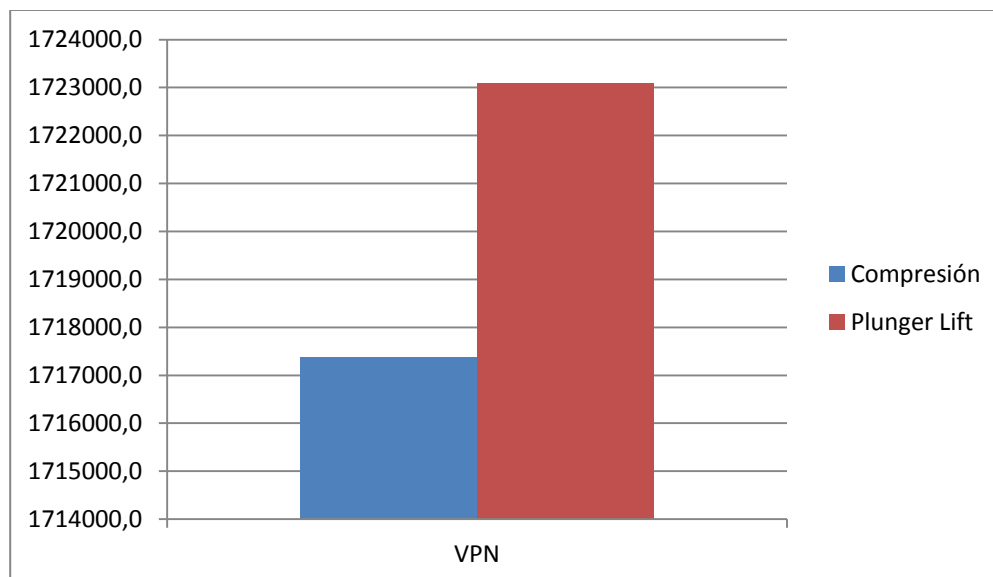
Con base a los flujos mensuales para cada pozo, se halló el VPN y se graficaron para cada uno de los métodos a fin de compararlos.

Tabla 18. Flujo de Caja Neto y Acumulado para el pozo **UIS 1**

UIS 1				
MÉTODO	COMPRESIÓN		PLUNGER LIFT	
PERÍODO	Flujo de Caja	FC Acumulado	Flujo de Caja	FC Acumulado
0	-20000	-20000	-7500	-7500
1	152418.7	132418.7	151824.3	144324.3
2	150986.0	283404.7	150397.2	294721.6
3	149566.8	432971.4	148983.5	443705.1
4	148160.9	581132.3	147583.1	591288.2
5	146768.2	727900.5	146195.8	737484.0
6	145388.6	873289.1	144821.6	882305.7
7	144022.0	1017311.0	143460.3	1025766.0
8	142668.2	1159979.2	142111.8	1167877.8
9	141327.1	1301306.3	140776.0	1308653.8
10	139998.7	1441305.0	139452.7	1448106.6
11	138682.7	1579987.7	138141.9	1586248.5
12	137379.1	1717366.8	136843.4	1723091.9
VPN	1717366.8		1723091.93	

Fuente. Autores

Gráfica 54. VPN al final del proyecto para el pozo **UIS 1**.



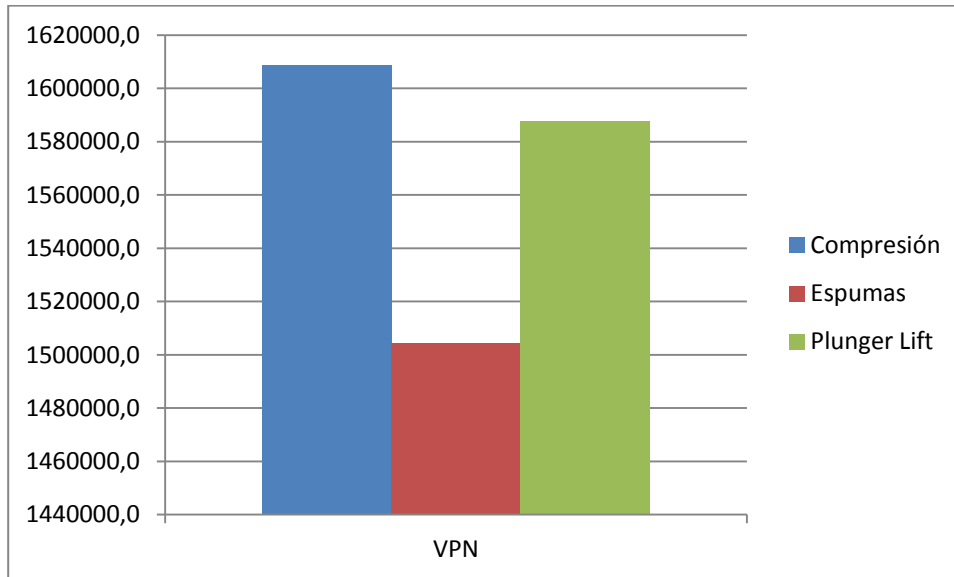
Fuente. Autores

Tabla 19. Flujo de Caja Neto y Acumulado para el pozo **UIS 2**

UIS 2						
MÉTODO	COMPRESIÓN		ESPUMAS		PLUNGER LIFT	
PERÍODO	Flujo de Caja	FC acumulado	Flujo de Caja	FC acumulado	Flujo de Caja	FC acumulado
0	-20000	-20000	-40000	-40000	-7500	-7500
1	142906.0	122906.0	135479.4	95479.4	139937.1365	132437.1365
2	141562.7	264468.6	134206.0	229685.4	138621.7547	271058.8912
3	140232.0	404700.7	132944.4	362629.8	137318.7372	408377.6284
4	138913.9	543614.5	131694.8	494324.6	136027.9678	544405.5962
5	137608.1	681222.6	130456.9	624781.5	134749.3314	679154.9276
6	136314.6	817537.2	129230.6	754012.1	133482.7139	812637.6415
7	135033.3	952570.5	128015.9	882028.0	132228.0024	944865.6439
8	133764.0	1086334.5	126812.6	1008840.6	130985.0849	1075850.729
9	132506.6	1218841.1	125620.5	1134461.1	129753.8506	1205604.579
10	131261.1	1350102.2	124439.7	1258900.8	128534.1897	1334138.769
11	130027.3	1480129.5	123270.0	1382170.9	127325.9934	1461464.763
12	128805.0	1608934.5	122111.3	1504282.2	126129.1538	1587593.916
VPN	1608934.5		1504282.2		1587593.916	

Fuente. Autores

Gráfica 55. VPN al final del proyecto para el pozo **UIS 2.**



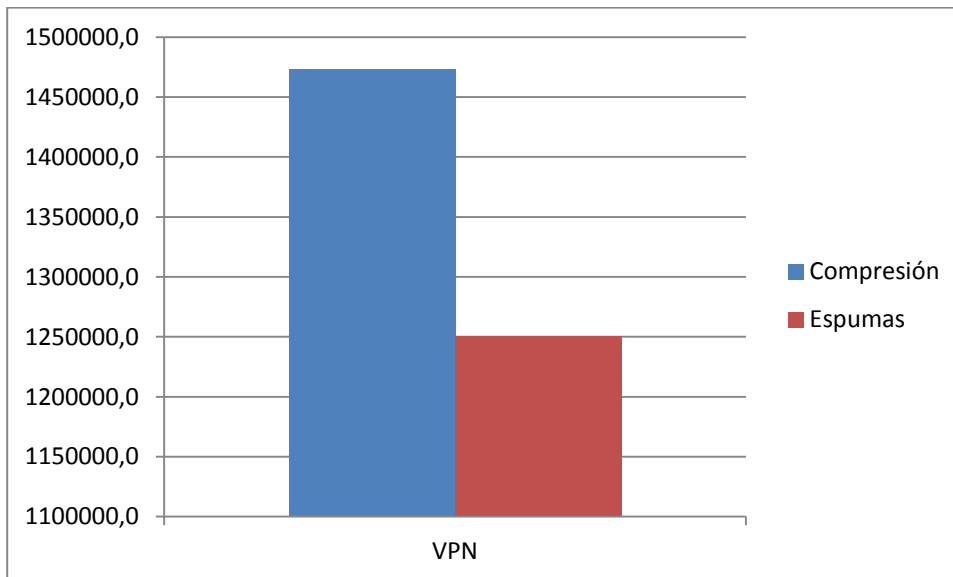
Fuente. Autores

Tabla 20. Flujo de Caja Neto y Acumulado para el pozo **UIS 3**

UIS 3				
MÉTODO	COMPRESIÓN		ESPUMAS	
PERÍODO	Flujo de Caja	FC acumulado	Flujo de Caja	FC acumulado
0	-20000	-20000	-40000	-40000
1	131015.8	111015.8	113190.9	73190.9
2	129784.3	240800.1	112127.0	185317.9
3	128564.3	369364.4	111073.0	296390.9
4	127355.8	496720.2	110028.9	406419.8
5	126158.7	622878.9	108994.7	515414.5
6	124972.9	747851.8	107970.1	623384.6
7	123798.1	871649.9	106955.2	730339.9
8	122634.5	994284.4	105949.9	836289.7
9	121481.7	1115766.1	104954.0	941243.7
10	120339.8	1236105.9	103967.4	1045211.2
11	119208.6	1355314.6	102990.2	1148201.3
12	118088.1	1473402.7	102022.1	1250223.4
VPN	1473402.7		1250223.4	

Fuente. Autores

Gráfica 56. VPN al final del proyecto para el pozo **UIS 3**.



Fuente. Autores

Conclusiones del Análisis Financiero

- El proyecto es viable para cada uno de los pozos y utilizando cualquiera de los métodos posibles, ya que para todos ellos tenemos VPN positivos, por lo tanto, la inversión genera ganancias.
- Los flujos de caja son positivos desde el primer mes para todos los métodos y pozos, lo cual significa que el tiempo de recuperación de la inversión sería menor al primer mes.
- Para el pozo **UIS 1**, la opción más rentable es el sistema **Plunger Lift**, ya que tiene el VPN más alto. US \$ 1723091 del Plunger Lift frente a US \$1717366 de la Compresión.
- Para el pozo **UIS 2**, la opción más rentable es el sistema de **Compresión**, ya que tiene el VPN más alto de entre los tres sistemas. US \$ 1608934 de la Compresión frente a US \$ 1587594 del Plunger Lift y US \$ 1504282 del sistema por Espumas.

- Para el pozo **UIS 3**, la opción más rentable es el sistema de **Compresión**, ya que tiene el VPN más alto. US \$ 1473403 del sistema de Compresión frente a US \$ 1250223 del sistema por Espumas.

CONCLUSIONES

- La velocidad del gas fluyendo en el pozo, es el factor que determina si puede presentar problemas de carga de líquidos. Para ello, el factor determinante es el concepto de velocidad crítica.
- El análisis Nodal es una útil herramienta para optimizar la producción del pozo de modo que se evite la carga de líquidos, además de servir para determinar cuándo se está presentando dicho problema.
- La metodología propuesta demuestra ser una herramienta útil para seleccionar el método más óptimo a utilizar en un pozo de gas al determinar una serie de parámetros clave para hallar los métodos viables tanto técnica como económicamente.
- Los pozos del prospecto de gas shale en el VMM posiblemente van a presentar carga de líquidos si esta no es remediada desde un principio por lo cual es muy importante diseñar los pozos con el diámetro de producción óptimo para minimizar los efectos de dicho problema.
- Se determinó que para el pozo **UIS 1**, el sistema por plunger lift es el más viable tanto de forma técnica como económica mientras que para los demás pozos la más viable es la inyección de surfactantes.
- Para el pozo **UIS 2** y **UIS 3** se debe llevar a cabo un estudio más completo sobre la factibilidad de la inyección de surfactantes, especialmente con pruebas en laboratorio. Es de destacar que, para el pozo **UIS 2**, es también viable utilizar el sistema plunger lift, en caso de que el sistema por espuma

no resultara viable una vez se haya hecho un análisis más profundo del método.

RECOMENDACIONES

- Se recomienda llevar a cabo un estudio más complejo sobre las diferentes opciones para deshidratar los pozos de gas shale del prospecto una vez estos entren a producción y de esta forma validar las conclusiones presentadas en este proyecto.
- Se recomienda llevar a cabo un estudio en el laboratorio para determinar si es posible desarrollar la espuma en forma estable en el fondo de pozo para de esta forma determinar la viabilidad de implementar el sistema de levantamiento por espuma.
- Se recomienda desarrollar la metodología de selección propuesta y modificarla para que pueda ser aplicada a pozos de GMC (Gas Asociado a Mantos de Carbon) y desarrollar un estudio similar para los nuevos pozos que están actualmente siendo perforados. Esto, debido a las características únicas de estos pozos, también se presenta la carga de líquidos y a que Colombia tiene un gran potencial para la explotación de este tipo de gas no convencional.

BIBLIOGRAFÍA

- ARNOLD, Ken y STEWART Maurice. Surface Production Operations: Design of Oil-Handling System and Facilities. Gula Publishing Company, 2ª ed. Houston, Texas. 1999.
- BROWN, Kermit E; BEGGS, H Dale; THE TECHNOLOGY OF ARTIFICIAL LIFT METHODS, PenWell Publishing Company, Volumen I, 1977.
- BROWN, Kermit E; BEGGS, H Dale; THE TECHNOLOGY OF ARTIFICIAL LIFT METHODS, , PenWell Publishing Company, Volumen IV, 1977.
- CASTILLO , Rubén; HERNÁNDEZ, Alirio. AGUAS EN SHALE PLAYS, GENERALIDADES Y CONSIDERACIONES EN EL TRATAMIENTO Y DISPOSICIÓN.
- COLEMAN, Steve; CLAY, Hartley. A New Look at predicting Gas-Well Load-Up: SPE 20280. Año 1991.
- EATON and BENA. The Prediction of Flow Patterns, Liquid Holdup and Pressure Losses Occurring During Continuous Two-Phase Flow in Horizontal Pipelines. SPE 1525. Año 1967.
- GADONNEIX, Pierre. Survey of Energy Resources: Focus on Shale Gas: World Energy Council 2010.
- GOMEZ, L.E., Ovadia Shoham, Zelimir Schmidt. Unified Mechanistic Model for Steady-State Two-Phase Flow: Horizontal to Vertical Upward Flow. SPE 65705. Año 2000.

- LEA, James; NIKENS, Henry; WELLS, Mike. GAS WELL DELIQUIFICATION Gulf Professional Publishing, Segunda Edición, 2008.
- LIBSON, Tim; HENRY, James. Case Histories: Identification of and Remedial Action for Liquid Loading in Gas Wells –Intermediate Shelf Gas Play, SPE 7467. Año 1980.
- P. Abduvayt, R. Manabe and N. Arihara. Effect of Pressure and Pipe Diameter on Gas-Liquid Two-Phase Flow Behavior in Pipelines. SPE 84229. Año 2003.
- VOSIKA, J.S. Use of Foaming Agents To Alleviate Liquid Loading in Greater Green River TFG Wells. SPE/DOE 11644. Año 1983.

ANEXOS

ANEXO A

Datos para la construcción de las curvas de Outflow en el pozo ejemplo (Grafica 18) y de la Curva IPR.

Calculo de Pwf con base a las gráficas de gradiente

Calculo de Pwf con base a las graficas de gradiente de presion			
Diametro 4.494 pulg		Diametro 3.958	
Caudal (Mscf/d)	Pwf (psia)	Caudal (Mscf/d)	Pwf (psia)
2000	3550	3000	3400
3000	3600	5000	3500
5000	3700	7000	3700
6000	3800	9000	4000
7000	4000	10000	4300
8000	4300	13000	4800
10000	5000	15000	5000
15000	5500	17000	5300

Curva IPR (Inflow)		
Pwf	$Pwf^2 - Pr^2$	caudal
4750	0	0,763800386
4500	-2312500	6980,999894
4200	-4922500	10185,20142
4000	-6562500	11760,1109
3500	-10312500	14742,07918
3000	-13562500	16906,22459
2500	-16312500	18541,16509
2000	-18562500	19778,57469
1500	-20312500	20689,90267
1000	-21562500	21317,01126
500	-22312500	21684,57302
300	-22472500	21762,18275
0	-22562500	21805,71683