



Universidad Veracruzana

Facultad de Ciencias Químicas

Región Veracruz

Ingeniería Química

Importancia de los Sistemas Artificiales de Producción instalados en pozos productores de gas

Monografía para acreditar la Experiencia Recepcional

Presenta

Atzintli Yax'ha María Fernanda Trejo Salamanca

Asesor

Mtra. Gladys Natalia Rodríguez Alfonso

Septiembre de 2021

“Lis de Veracruz: arte, ciencia, luz”



Universidad Veracruzana

Facultad de Ciencias Químicas
Región Veracruz

Ingeniería Química

Importancia de los Sistemas Artificiales de Producción instalados en pozos productores de gas

Monografía para acreditar la Experiencia Recepcional

Presenta:

Atzintli Yax'ha María Fernanda Trejo Salamanca

Asesora:

Gladys Natalia Rodríguez Alfonso

Oficio de autorización

Agradecimientos y dedicatorias

Dedico este trabajo principalmente a mi madre Yahra y abuela Nelva, en paz descansen, sin ellas, sus cuidados y enseñanzas no sería la persona que soy ahora.

Agradezco a los demás integrantes de mi familia, mi abuelo Mario y mis tíos Nelva y Oliver, por también siempre estar presentes.

A Jorge por brindarme su apoyo y buenos consejos.

A la profesora Gladys Rodríguez por aceptar ser mi asesora y ser la vía para contactar a los integrantes de la empresa Sarreal, la Quím. Industrial Saraí Gómez, el Ing. Industrial Raúl Rosado y el Ing. Civil Juan Salas, a los cuales también agradezco por su tiempo y enseñanzas.

A todos los compañeros y amigos que conocí a lo largo de la carrera, de los cuales aprendí e hicieron que el camino no fuera tan tedioso.

Y a Punky, por siempre acompañarme en las noches de desvelo.

Índice

Oficio de autorización.....	i
Agradecimientos y dedicatorias	ii
Índice	iii
Índice de tablas.....	v
Índice de figuras.....	vi
Nomenclatura	viii
Introducción	1
Justificación.....	3
Objetivos	3
Capítulo I. Industria petrolera en México.....	4
1.1 Clasificación de los yacimientos de gas	9
1.1.1 Yacimiento de gas y condensado	12
1.1.2 Yacimiento de gas húmedo.....	13
1.1.3 Yacimientos de gas seco	13
1.2 Conceptos importantes en yacimientos	14
Capítulo II. Fenómeno de la carga de líquidos.....	17
2.1 Origen de los líquidos en un pozo productor de gas	17
2.1.1 Acuífero.....	17
2.1.2 Condensados.....	18
2.1.3 Agua de producción	18
2.3 Sistema integral de producción	18
2.3.1 Flujo en yacimientos	21
2.3.1.1 Ley de Darcy	21
2.3.1.2. Flujo Lineal	22
2.3.1.3 Flujo Radial.....	24
2.3.1.4 Flujo de Gas	25
2.3.1.5 Índice de productividad.....	27
2.3.2 Flujo en pozo.....	29
2.3.3 Flujo multifásico en pozos de gas	31
2.3.4 Patrones de flujo.....	33
2.3.4.1 Patrones de flujo horizontal.....	34

2.3.4.2. Patrones de flujo vertical	35
2.3.5 Parámetros importantes para flujo multifásico.....	36
2.3.6 Flujo en estranguladores.....	39
2.4 Velocidad Crítica.....	41
2.4.1 Modelo de Turner.....	42
2.4.2 Modelo de Coleman	43
2.4.3 Modelo de Li	44
2.5 Análisis Nodal.....	45
2.6 Ecómetro.....	47
Capítulo III. Sistemas artificiales de producción implementados en pozos de gas.	49
3.1 Importancia de los Sistemas Artificiales de Producción	50
3.2 Bombeo Mecánico.....	53
3.3 Bombeo Neumático	56
3.3.1 Bombeo neumático Continuo.....	57
3.3.2 Bombeo Neumático Intermitente	58
3.4 Embolo viajero	61
3.4.1 Válvula motora.....	69
3.5 Agentes espumantes.....	73
3.5.1 Tubería Capilar.....	75
3.5.2 Barras espumantes.....	78
3.6 Sarta de velocidad	83
3.7 Compresión a boca de pozo.....	88
3.8 Sistema Mejorador de Flujo Tipo Venturi	94
Conclusiones	98
Bibliografía	99
Glosario.....	104

Índice de tablas

Tabla 1 Régimen de flujo.....	31
Tabla 2 Correlaciones para flujo multifásico	33
Tabla 3 Consideraciones de producción	52
Tabla 4 Parámetros para el cálculo de la colocación de las bombas	52
Tabla 5 Infraestructura requerida en un pozo	52
Tabla 6 Diferentes condiciones a evaluar en los SAP	52

Índice de figuras

Figura 1 Diagrama de fase Presión-Temperatura.....	10
Figura 2 Diagrama de fase presión-temperatura para yacimiento de gas y condensado.....	12
Figura 3 Diagrama para yacimiento de gas húmedo.....	13
Figura 4 Diagrama para yacimiento de gas seco.	14
Figura 5 Sistema integral de producción SIP.....	19
Figura 6 Principales caídas de presión.....	20
Figura 7 Curvas típicas del comportamiento de afluencia del yacimiento al pozo.....	28
Figura 8 Patrones de flujo multifásico en tuberías horizontales.	35
Figura 9 Patrones de flujo multifásico en tuberías verticales.	36
Figura 10 Gota de líquido en corriente de gas vertical.....	42
Figura 11 Deformación de la gota de líquido en un medio de gas.	44
Figura 12 Capacidad de aporte del SIP.....	46
Figura 13 Ecómetro digital.	48
Figura 14 Equipo de Ecómetro analógico.....	49
Figura 15 Pistola.	49
Figura 16 Componentes de un sistema de bombeo mecánico.....	56
Figura 17 Bombeo neumático.	58
Figura 18 Bombeo neumático intermitente.	59
Figura 19 Principales partes del émbolo viajero.	66
Figura 20 Émbolos tipo. a) Sólido b) Espiral.	67
Figura 21 Émbolos tipo cojinetes, tornado y almohadillas.....	68
Figura 22 Émbolo de arandelas oscilantes.....	69
Figura 23 Émbolo tipo cepillo.	69
Figura 24 Partes internas de la válvula motora.	70
Figura 25 Equipo Superficial de la Válvula Motora.	72
Figura 26 Equipo superficial para la inyección de químicos por tubería capilar.	77
Figura 27 Boquillas de dosificación. a) Discontinua b) Continúa.....	78
Figura 28 Lanzador automático de barras espumantes.....	79
Figura 29 Barras espumantes. a) Tipo A b) Tipo B c) Tipo C	81
Figura 30 Pozo operado con barras espumantes.....	82
Figura 31 Gasto real producido, no hay carga de líquidos.	84
Figura 32 Puto de intersección que muestra carga de líquidos y punto de no intersección (no es factible el diámetro de tubería).....	85
Figura 33 Efecto de una Sarta de Velocidad sobre la producción.	86
Figura 34 Equipo de tubería flexible/sarta de velocidad.....	87
Figura 35 Compresor tipo a) Pistón b) Tornillo.....	90
Figura 36 Compresor de paletas.....	91
Figura 37 Funcionamiento de compresor de lóbulos.	92
Figura 38 Compresor scroll.	92
Figura 39 Compresor centrífugo radial.....	93
Figura 40 Compresor axial.....	93
Figura 41 Proceso con compresor.....	94

Figura 42Dispositivo Venturi.....	96
-----------------------------------	----

Nomenclatura

SAP: Sistemas Artificial de Producción

SIP: Sistema Integral de Producción

mmpcd: Mil millones de pies cúbicos por día

Bpd: barriles por día

RGA: Relación gas-aceite

RGL Relación gas-líquido

H₂S: Ácido sulfhídrico

CO₂: Dióxido de carbono

Pg: Picogramo

TF: Tubería Flexible

TC: Tubería Capilar

Introducción

Con el continuo crecimiento poblacional que ha presentado el mundo, se ha tenido la necesidad de continuar incrementando sus fuentes de energía ya sea optando por métodos desarrollados en los últimos años o por métodos tradicionales y es este último en el que se ha utilizado al petróleo como una fuente muy importante para generarla. Esto ha llevado a intensificar la búsqueda de nuevos yacimientos o alargar la vida produciendo los que se encuentran aún en condiciones de hacerlo. Un pozo petrolero tiene como objetivo crear un canal de comunicación entre la superficie y el yacimiento donde está contenido el hidrocarburo. (Cortes, 2020). La mayoría de un 90% de pozos productores de petróleo que se encuentran ubicados en campos maduros (que han alcanzado el pico máximo de producción de hidrocarburos y han entrado en una etapa de declinación), requieren de alguna forma de levantamiento artificial cuando se presenta una baja presión en el yacimiento (no tienen suficiente energía como para producir petróleo o gas en forma natural conduciéndolos a la superficie), alta viscosidad del aceite, reducción de la permeabilidad absoluta o cuando los regímenes de producción no son los deseados. Otras condiciones y limitaciones de los Sistemas Artificiales de Producción están en función del diseño, aplicación, capacidades de manejo de sólidos, temperatura de fondo y capacidades de volúmenes, pero el mayor interés de la implementación de estos recae en el déficit energético que se produce habitualmente cuando la presión del yacimiento se ha agotado a través de la producción. (Bates, 2004).

En algunos pozos productores de gas y aceite se presentan algunas pérdidas de producción que son ocasionadas por la acumulación de líquidos en el fondo, es por ello que se implementan los Sistemas Artificiales de Producción (SAP).

La carga de líquidos ocurre cuando el gas natural fluye hacia la superficie desde los yacimientos y cierta porción de líquidos producidos (generalmente se refiere al agua o a los condensados que se forman en el pozo producto de la caída de presión a lo largo de la tubería de producción), no son capaces de llegar hasta la superficie debido a la velocidad del gas, por ende, se acumulan en el fondo y aumentan la presión de fondo fluyente. Al aumentar esta presión, se incrementa la saturación de agua en la vecindad del pozo, la cual reduce la permeabilidad efectiva al gas y por ende, se merma su producción. (Montiel, 2016).

Este trabajo pretende hacer una recopilación detallada con el fin de obtener un panorama sintetizado sobre el funcionamiento y características de los sistemas artificiales de producción orientados a la extracción de gas natural de pozos que presentan la problemática de la carga de líquidos, como son algunos bombeos y digo algunos porque si bien es cierto que con los bombeos se quiere llegar a lo mismo tanto en pozos de aceite como los de gas, es decir, la extracción de un fluido, muchos de los bombeos no son factibles económicamente para ser aplicados para mejorar la producción de gas por lo que solo se abarcaran el bombeo mecánico y neumático, además de hablar sobre el émbolo viajero y válvula motora, los cuales van de la mano para un correcto funcionamiento, los espumantes, los cuales pueden ser aplicados en forma de barras o por inyección capilar con ayuda de una tubería flexible, la cual también puede ser aplicada como una sarta de velocidad. También se hablara de métodos más sencillos, como lo son la compresión a boca de pozo y el sistema mejorador de flujo Venturi.

Justificación

En el presente trabajo el interés se centra en la importancia y usos de los sistemas artificiales de producción que se utilizan en pozos productores de gas natural que tienen como problema la carga de líquidos que afectan la productividad, ya que los campos maduros aun presentan una posibilidad legítima de producción y los yacimientos que han iniciado su periodo de declinación solo requieren una mayor inversión y la tecnología correcta para continuar produciendo.

En la actualidad México consume 8,193 millones de pies cúbicos diarios de gas natural, de los cuales poco más de la mitad se emplea para generar alrededor de 60% de la electricidad y ese consumo seguirá y hasta podría duplicarse en los próximos 30 años (Lozano, 2019).

Algunos estudios indican que para el año 2031, el sector eléctrico consuma el 61.6%, con un volumen de 5,947.2 mmpcd, ubicándose como el mayor consumidor de gas natural; le seguirán los sectores industrial, con 20.3% de participación; petrolero, con 16.0%; residencial y servicios con 1.4% y 0.7%, respectivamente. (Gutiérrez, 2018).

Objetivos

Describir la importancia y el funcionamiento de los Sistemas Artificiales de Producción instalados en pozos productores de gas, los cuales ayudan a contrarrestar la carga de líquido en los mismos.

Capítulo I. Industria petrolera en México

El petróleo constituye una mercancía cuyo valor sobrepasa el aspecto económico y ha sido también decisivo a lo largo de la historia en los campos de la estrategia militar y política internacional. Un ejemplo de esto, se ve reflejado durante la primera y segunda guerra mundial, cuando los países involucrados descubrieron que la utilización del petróleo representaba una ventaja militar comparativa que permitía reducir distancias e incrementar el daño asestado al enemigo. Así, el petróleo llegó a convertirse en un material decisivo para el desarrollo económico de los países.

El impacto del petróleo para el desarrollo industrial y económico de México se refleja en como los gobiernos mexicanos han utilizado este recurso como pieza clave del desarrollo industrial del país. El petróleo también, ha sido la base para el desarrollo de una política exterior activa orientada a abrir espacios en la economía mundial donde ha buscado jugar un rol de liderazgo principalmente entre los países de Latinoamérica, a la vez de promover un mayor acercamiento con los países industrializados.

Como todo tiene sus pro y contra y la industria del petróleo no queda exenta de ello. El petróleo ha sido utilizado, en este sentido, para atraer inversiones masivas de capital que en el largo plazo degeneraron en una agobiante deuda externa que inclusive hoy condiciona el crecimiento económico de México y ha forzado a los gobiernos, a implementar ajustes económicos impopulares que han afectado la calidad de vida del pueblo mexicano.

Así como, la crisis mexicana, sus efectos y el proceso de apertura de la economía que ha llevado a México a abrir, no sólo el mercado en general, sino la industria del petróleo, en particular, a la inversión extranjera, especialmente norteamericana. El petróleo continúa siendo la base para la concertación de nuevos compromisos de deuda externa, sin los cuales la economía mexicana, según parece, no sería operable. (Sánchez, 2011)

La industria petrolera en México data de 1863 cuando Manuel Gil y Sáenz descubrió en Tabasco un yacimiento que bautizó con el nombre de “Mina de Petróleo de San Fernando” extrayendo crudo pero la sobreproducción norteamericana y a la caída del

precio de los hidrocarburos que impidieron competir en el mercado estadounidense. (Carmona, 2008)

En 1869 se llegó a pensar que en México no había petróleo ya que las exploraciones para obtenerlo fracasaron y varias compañías quebraron. No obstante, posteriormente el doctor Adolph Autre, un irlandés radicado en los Estados Unidos, emigró a Papantla, Veracruz, donde perforó el primer pozo en México, el cual alcanzó 28 metros de profundidad, siendo una producción en un inicio escasa, pero aumentó gracias a la excavación de zanjas y túneles. Para 1883, el doctor Simón Sarlat Nova reclamó la mina del sacerdote Gil y Sáenz a la cual se le hizo una inversión de un millón de pesos, perforando diversos pozos poco profundos y adquiriendo una producción para la cual no había mercado.

Por otro lado, en 1889 E.A. Robinson, presidente del Ferrocarril Mexicano del Centro, pidió la opinión de su amigo Edward L. Doheney porque quería sustituir el carbón por petróleo como energético de las locomotoras; Edward descubre yacimientos en Tampico y Tamaulipas; solicita y obtiene de Porfirio Díaz la concesión para explotar el petróleo y funda ahí el 20 de diciembre de 1900 la Mexican Petroleum Company; el 1° de abril de 1901, comienza la perforación de uno de los pozos petroleros más importantes del mundo, que llegaría a producir más de 50 mil barriles diarios. (Ibarra, 2003)

En 1904 el geólogo mexicano Ezequiel Ordóñez localiza para la Mexican Petroleum Company el prolífico pozo de La Pez, ubicado en el campo petrolero de El Ébano, cuya producción se calculó en 1500 barriles diarios, la primera producción importante en México. Por otro lado, en noviembre la S. Pearson & Son obtiene su primera producción comercial en los campos de San Cristóbal, en la región del Istmo de Tehuantepec y en 1908 el pozo de Dos Bocas, en San Diego de la Mar, Veracruz, perteneciente a esta última compañía produce 100 mil barriles diarios y para Marzo comienzan las operaciones de su primera refinería instalada en Minatitlán.

Para 1910 el pozo Casiano No. 7, de la Huasteca Petroleum Company, brota con 60 mil barriles diarios y en Diciembre, Potrero del Llano No. 4, pozo de la Compañía Mexicana de Petróleo El Águila, brota con una fuerza de 100 mil barriles diarios, haciendo que para finales de la década estas dos empresas dominaran la industria petrolera. (Colmex, 2010)

En 1911 la industria petrolera empieza a exportar y lo hace con 900,000 barriles convirtiendo al México de entonces en el cuarto productor mundial de petróleo, haciendo que las empresas del estadounidense Doheney y del inglés Pearson controlaron el 90% de esa producción. La producción fue en aumento en los primeros años de la primera guerra mundial donde la demanda y precios fueron atractivos para hacerlo a gran escala apoyándose de la Faja de Oro en la Huasteca Veracruzana fue así que para 1918 la producción se incrementó a 63,828,326 barriles, con un valor comercial de 89,655,859 pesos, lo que permitió que el país pasara a ser el segundo exportador de petróleo en el mundo, no fue hasta que en 1921 que empezó el declive de la producción y durante los siguientes años producción mexicana bajó de manera consistente y precipitada, a tal grado que para 1930 su producción era sólo 20% de lo que había sido en 1921, aportando México sólo solo el 3% de la producción mundial y la para 1937 la producción se triplicó para alcanzar 46%. Lo más sobresaliente de esta situación era que este aumento se registraba sobre todo en el consumo de productos refinados.

Entre 1926 y 1937 el combustóleo fue el derivado del petróleo de mayor demanda en el mercado nacional triplicándose su consumo durante estos años gracias en gran medida al consumo de los ferrocarriles. Los ferrocarriles favorecieron el consumo interno del petróleo y sus derivados al transportar a diferentes zonas de la república, pero especialmente a la ciudad de México movilizand en promedio un poco más de 1,000,000 de toneladas de petróleo, que representaron entre 6 y 7% del total de mercancías transportadas por el ferrocarril y de la ciudad de México se redistribuía a centros industriales y urbanos de mayor población como; Monterrey, Pachuca, Fresnillo, Guadalajara, Puebla, Tampico, San Luis Potosí, Torreón, Toluca, Chihuahua, entre otras.

Durante estos mismos años la gasolina tuvo un gran crecimiento al pasar de 179,000,000 de litros en 1926 a 504,000,000 en 1937 gracias a su mayor uso en l industria automotriz y un poco a la aeronáutica. (Uthoff, 2010)

Durante la década de 1930, dada la importancia que había adquirido el petróleo y sus derivados en el mercado interno, el gobierno federal aplicó una serie de medidas tendientes a regular su consumo. El objetivo era asegurar el suministro y precios controlados de estos combustibles, para así promover la industrialización del país y mejorar la capacidad adquisitiva de la población. En 1933 se crea PETROMEX una empresa con los objetivos principales de regular el mercado interno de petróleo y refinados; asegurar el

abastecimiento interno (especialmente para las necesidades del gobierno y los ferrocarriles); y capacitar personal mexicano.

En 1938 para reorganizar, concentrar y coordinar la industria nacionalizada el gobierno de México crea, el 7 de junio, a Petróleos Mexicanos (PEMEX) y a la Distribuidora de Petróleos Mexicanos y para 1940 PEMEX es reformado como una sola entidad que se hace cargo verticalmente de toda la industria petrolera, desde las actividades de exploración hasta la venta final al consumidor. Las reservas nacionales de hidrocarburos descienden de 1 270 a 1 225 millones de barriles. Para enfrentar el problema del abasto de combustible, se destinan grandes cantidades de crudo a la refinación en el extranjero y se termina la construcción de la refinería de Poza Rica, que originalmente fue iniciada por la Compañía Mexicana de Petróleo El Águila.

En 1945 el descubrimiento del yacimiento Misión, ubicado en el norte del país, impulsa la producción de gas natural en México. La producción anual de crudo de los campos mexicanos había sido de 43.5 millones de barriles y las reservas totales de hidrocarburos, que incluían crudo y gas natural, representaban 1 276 millones de barriles. En 1946 estas cifras se habían elevado a 49.2 y 1 437 millones de barriles para cada categoría, en este mismo año PEMEX descubre en Reynosa, Tamaulipas, importantes yacimientos de petróleo y gas y en noviembre se inauguran las nuevas instalaciones de la refinería de Azcapotzalco con capacidad para procesar 50 mil barriles diarios de crudo. (Colmex, 2010)

La comercialización del gas no se hacía a finales de los 40 pero para los 50 y 60 la situación cambio, la producción de gas entre 1952 y 1964 pasa de 256 a 1325 millones de pies cúbicos diarios. Entre estos años las reservas totales de hidrocarburos para 1952 alcanzaban la cifra de 2240 millones de barriles (MMB) donde el 40% correspondía al gas natural y para 1964 se elevaron a 5,227 MMB estimándose el 44% para el gas.

Entre 1971 y 1973 hubo nuevos descubrimientos de petróleo y gas en las áreas productoras de Tampico, Reynosa y Poza Rica. Se localizan 5 campos de gas en Nuevo Laredo y se realizan los primeros hallazgos en áreas geológicas de Chiapas y Tabasco que habrían de constituirse en las más prolíferas hasta entonces para 1978 estas dos últimas zonas proveían el 79% de la producción total del país, convirtiéndose consecuentemente en el centro principal de reservas. En 1976 comienza la explotación de depósitos submarinos en la Sonda de Campeche. Chac, el primer campo marino de esta zona, da pie a nuevos

descubrimientos conformándose así el complejo Cantarell, que para la siguiente década se convertiría en el principal productor del país. (Marquez, s.f.)

Para la década de los 80 se empieza a presentar una crisis ya que en 1981 la sobreoferta petrolera mundial y la liberación de los precios que regulaban la industria petrolera norteamericana traen como consecuencia una caída generalizada de los precios que afectó gravemente a los países productores independientes, entre ellos México, esta crisis provoca que en 1986 PEMEX reduzca sus exportaciones a 470 millones de barriles, una disminución de 12.5% con respecto al año de 1983, año en que había alcanzado el nivel de exportaciones más alto hasta entonces.

En 1996 se logró una producción de crudo de 1 043 millones de barriles, “el volumen más alto en la historia de Petróleos Mexicanos”. De esta cantidad 74.6% correspondía a las regiones marinas del noroeste y sureste. La calidad de la producción estaba compuesta por 52% de crudo ligero y superligero y el resto de crudo pesado. Al siguiente año el complejo Cantarell se consolida como los más importantes de México, pues su producción abarca una gran proporción de los volúmenes totales producidos anualmente.

En 2004 Cantarell alcanzó su máximo productivo 3.4 millones de barriles de petróleo diario para posteriormente pasar al declive y una caída en la producción y exportaciones.

En 2005 el perfil de la industria petrolera mexicana en el contexto internacional se mostraba como: por el volumen de sus reservas probadas de crudo (13 401 millones de barriles) y de gas natural (15 billones de pies cúbicos) ocupando respectivamente los lugares 14 y 34 en la lista de países productores, situando a México en el sexto lugar mundial con una producción de 3.4 millones de barriles diarios

Entre 2007 y 2008 la producción anual de crudo en México se incrementó hasta alcanzar la cifra de 1 237 millones de barriles. (Colmex, 2010)

Para finales del 2012 México extraía diariamente dos millones mil barriles de petróleo pero a finales de 2018 esta cifra bajo a un millón 600 mil.

En el presente las metas de producción de PEMEX son incrementar la producción y gas natural a 1.94 millones de barriles diarios y 5 mil 623 millones de pies cúbicos diarios (mmpcd) respectivamente. Mientras que la proyección de demanda nacional de acuerdo al Cenagas es de 14 mil mmpcd para el 2024. (Solís, 2019)

Por todo lo anterior la importancia de la industria del hidrocarburos, radica en el desarrollo industrial y tecnológico en México, no solo a nivel internacional también a nivel nacional, desde sus primera etapas de exploración, perforación y producción, todo este proceso conlleva a una labor titánica, e interdisciplinaria ya que incluye la colaboración de variado personal especializado y mano de obra.

Todo lo antes mencionado constituye un conglomerado de compañías y negocios que fluctúan alrededor de esta industria, como: los centros de distribución, tiendas minoristas o estaciones de servicio, así como los productos asociados que se utilizan en su desarrollo.

En nuestro país el 96.6% de la producción petrolera se concentra en los estados de Veracruz, Tabasco y aguas del Golfo de México. Para efectos de producción de gas, Tabasco, Tamaulipas, Veracruz, Nuevo León y las aguas territoriales son las más productivas del país. En México se extrajeron en Diciembre de 2020 hasta 4,845,793 millones de pies cúbicos diarios, de los cuales 3,804,125 fueron de gas asociado y 1,041,667 de gas no asociado (siendo la clasificación de los yacimientos de gas no asociado los que se describen a continuación), reportes estadísticos del portal de la Secretaría de Energía (SENER). (El Heraldo, 2021)

1.1 Clasificación de los yacimientos de gas

Se considera yacimiento de gas cuando la temperatura del yacimiento es mayor a la temperatura crítica del fluido de hidrocarburos, la fase de hidrocarburos permanece gaseosa en ese estado durante la producción y las composiciones del gas producido y del gas que queda en el yacimiento son las mismas y no cambian con el tiempo. (UGLYALCALA, 2016)

En el yacimiento existe una mezcla de diferentes tipos de hidrocarburos cuyo estado depende de la composición de dicha mezcla y de las condiciones de presión y de temperatura existentes en el yacimiento. Para una composición fija de mezcla, podemos clasificar a los yacimientos que producen gas natural de acuerdo a su comportamiento de fase con ayuda de un diagrama de presión-temperatura.

La figura 1 presenta los siguientes elementos; la curva llamada envolvente de fases, que resulta unir las curvas de punto de burbuja y punto de rocío que muestra la mezcla para diferentes temperaturas; curvas que se unen en el punto denominado crítico. La envolvente de fases divide el diagrama en tres regiones, la primera llamada región de líquidos, está situada fuera de la fase envolvente y a la izquierda de la isoterma crítica. La segunda llamada región de gases, se encuentra fuera de la fase envolvente y está a la derecha de la isoterma crítica. La tercera y última, encerrada por la fase envolvente, se conoce como región de dos fases, donde se encuentran todas las combinaciones de temperatura y presión en que la mezcla de hidrocarburos puede permanecer en dos fases en equilibrio, existiendo dentro de ella, las llamadas curvas de igualdad, que indican un porcentaje de tota de hidrocarburo que se encuentra en estado líquido y gaseoso. Todas estas curvas inciden en un punto crítico. Se distingue además, en el mismo diagrama la cricondetérmica y la cricondenbárica, las cuales son la temperatura y la presión máxima, respectivamente, que en la mezcla de hidrocarburos pueden permanecer en dos fases en equilibrio. (La comunidad petrolera, 2008)

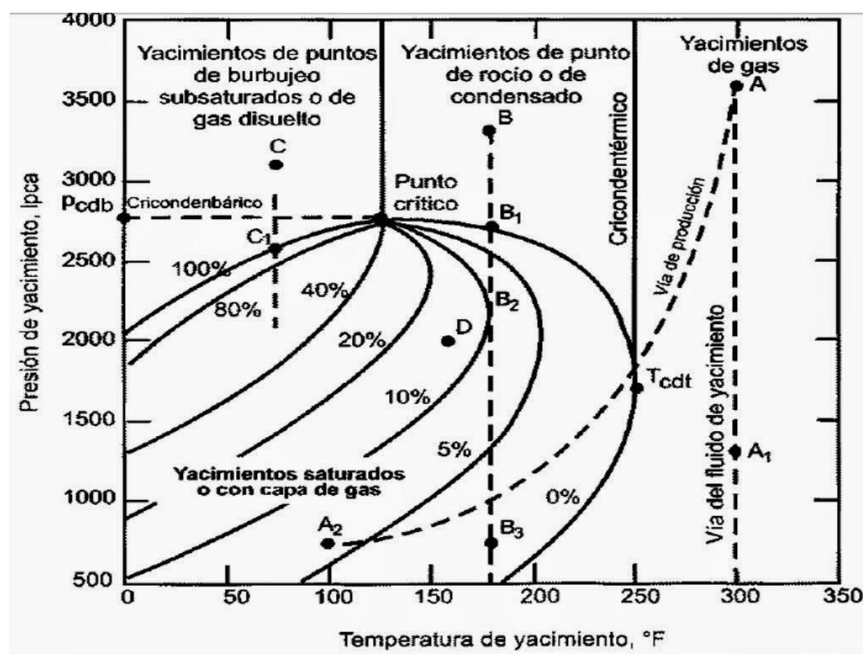


Figura 1 Diagrama de fase Presión-Temperatura.

Tomada de: Clasificación de los yacimientos de acuerdo al diagrama de fases. 2009. La comunidad petrolera. Página: <https://lacomunidadpetrolera.com/2009/03/clasificacion-de-yacimientos-de-acuerdo.html>

Para entender mejor la clasificación de los yacimientos en el diagrama de fases, necesitamos de los siguientes conceptos:

Punto Crítico (P_c , T_c): Es la condición de presión y temperatura donde sus propiedades intensivas de las fases líquidas y gaseosas se encuentran en equilibrio.

Propiedades intensivas: aquellas que se van a mantener inalterables aunque la cantidad de materia varíe como por ejemplo: densidad, viscosidad, temperatura, etc.

Presión de burbuja (P_b): También llamada presión de saturación, corresponde a la presión a la cual aparece la primera burbuja de gas.

Presión de rocío (P_r): Presión a la cual aparece la primera gota de líquido en un condensado de gas.

Curva de burbujeo: Condiciones de presión y temperatura a las cuales sale la primera burbuja del gas, al pasar de la fase líquida a la región de las dos fases líquido-gas.

Curva de rocío: Condiciones de presión y temperatura a las cuales sale la primera gota de líquido, al pasar de la región de vapor a la región de las dos fases líquido-gas.

Cricondenbara: Presión máxima a la cual la fase líquida y gaseosa existen en equilibrio para una composición constante.

Cricondenterma: Temperatura máxima a la cual la fase líquida y gaseosa existen en equilibrio.

Zona de condensación retrógrada: Zona donde a temperatura constante y una reducción de la presión, ocurre una condensación.

1.1.1 Yacimiento de gas y condensado

Son aquellos yacimientos de hidrocarburos que presentan condensación retrógrada en el yacimiento por debajo de la presión de rocío, y su presión se encuentra comprendida entre la temperatura crítica de la mezcla y la temperatura cricondentérmica. Si los fluidos se encuentran a una presión y temperatura inicial del yacimiento y si la presión del yacimiento es mayor que la presión de rocío, la composición inicial de los fluidos estará en una fase gaseosa. El punto crítico se encuentra a la izquierda de la cricondenbara y las líneas de calidad debajo de la presión crítica se inclinan predominantemente hacia la línea de presiones de burbuja. (León, Galván, & Samaniego, 2018). Se denomina retrograda porque una parte del gas se condensa en un líquido en condiciones isotérmicas, en lugar de expandirse o evaporarse cuando baja la presión. y se cruza la presión de rocío, se entra a la región de dos fases, ocurriendo la llamada condensación retrograda de las fracciones pesadas e intermedias que se depositan como líquido en los poros de la roca; los hidrocarburos depositados no logran fluir hacia los pozos, ya que raramente se alcanza la saturación crítica de líquido, el efecto dañino de permitir la condensación retrograda, tiene el agravante de que lo que se deposita son las fracciones más pesadas de la mezcla, por lo tanto, se pierde la parte de mayor valor en el yacimiento y el flujo que se continua extrayendo se empobrece en cuanto a su contenido de tales fracciones. Su relación gas-aceite varía aproximadamente entre los 1000 y 10000 m^3/m^3 con un líquido recuperable de coloración ligera con densidades entre 0.8 y .75 g/cm^3 . (Ramírez, 2010)

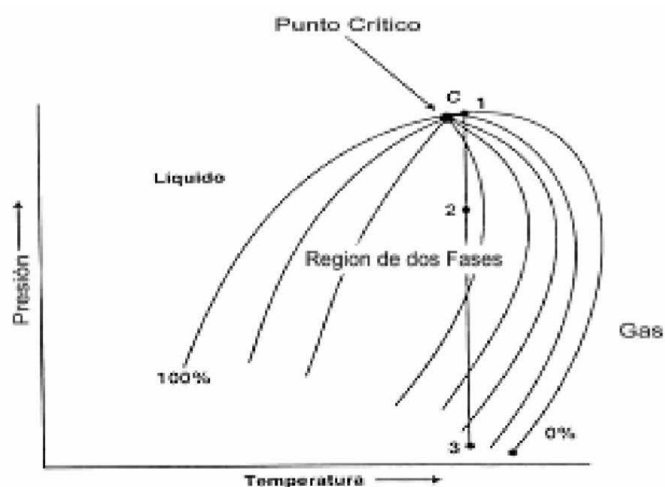


Figura 2 Diagrama de fase presión-temperatura para yacimiento de gas y condensado.

Tomada de: "Explotación del gas y optimización de la producción"
José Luis Rivero. 2004. P 40

1.1.2 Yacimiento de gas húmedo.

Para los yacimientos de gas húmedo podemos observar en los diagramas que la temperatura del yacimiento es mayor que la cricondenterma de la mezcla, por lo que nunca se tendrán dos fases en el yacimiento, sino únicamente fase gaseosa. En su composición predomina un alto porcentaje de metano que se encuentra en 75-90% aunque las cantidades relativas de los componentes más pesados son mayores que el caso del gas seco y los fluidos llevados a la superficie entran en la región de dos fases generando una relación gas-aceite entre 10000 Y 20000 m^3/m^3 , con un líquido recuperable que tiende a ser transparente, con densidades menores de 0.75 g/cm^3 . (Ramírez, 2010)

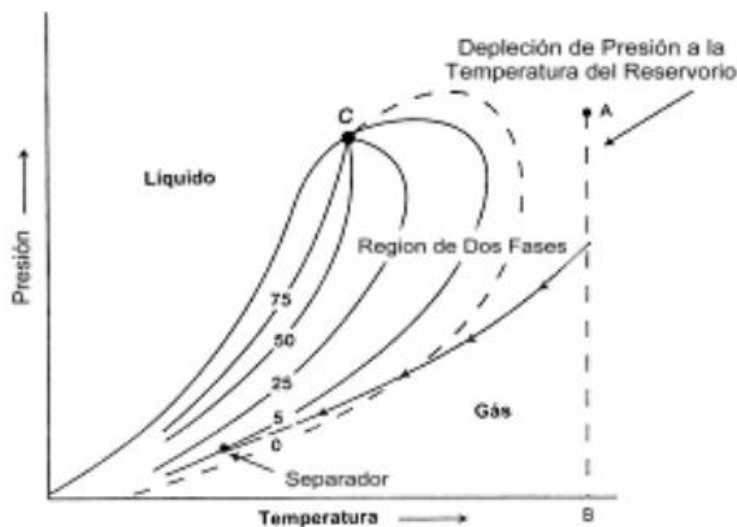


Figura 3 Diagrama para yacimiento de gas húmedo.

"Yacimientos de gas" Pamela Cortés. 2020. Página:

<https://epmex.org/news/2020/05/13/yacimientos-de-gas/>

1.1.3 Yacimientos de gas seco

Los yacimientos de gas seco contienen principalmente metano, con pequeñas cantidades de etano, propano y más pesados. Ni a las condiciones de yacimiento, ni a las de superficie se entra a la región de dos fases, durante la explotación del yacimiento, por lo que siempre está en la región de estado gaseoso, es decir, están constituidos por hidrocarburos que, aún en superficie y a presión y temperatura de tanque, no condensan teóricamente estos yacimientos no producen líquido en la superficie. Poseen alta energía cinética de sus moléculas y baja atracción de las mismas. (León, Galván, & Samaniego, 2018)

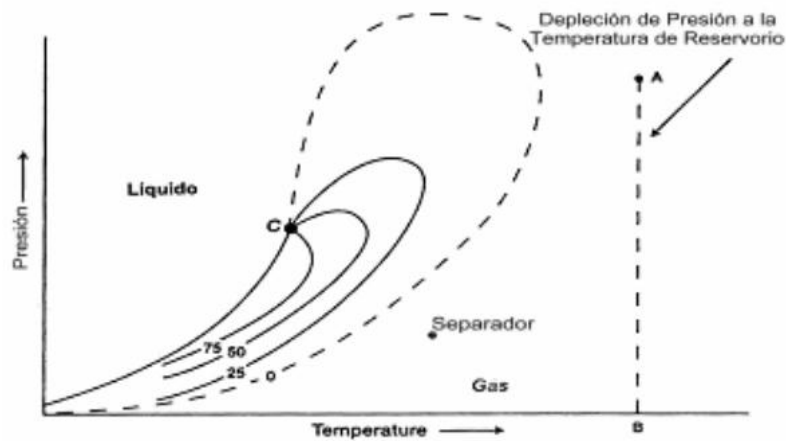


Figura 4 Diagrama para yacimiento de gas seco.
 “Yacimientos de gas” Pamela Cortés. 2020. Página:
<https://epmex.org/news/2020/05/13/yacimientos-de-gas/>

1.2 Conceptos importantes en yacimientos

Porosidad

La porosidad está definida como la relación del volumen del total de poros entre el volumen total del medio $\phi = V_p/V_T$

La porosidad absoluta del yacimiento se refiere a el porcentaje de espacio total con respecto al volumen total de la roca sin tener en cuenta si los poros se encuentran interconectados entre sí o no. Mientras que la porosidad efectiva es la que solo considera únicamente los poros comunicados y se expresa en frecuentemente en porciento.

Saturación

La saturación de un fluido en un medio poroso se define como el volumen del fluido, medido a la presión y temperatura a la que se encuentra el medio poroso entre su volumen de poros V_p , $S_f = V_f/V_p$

Factor de volumen de gas

Se define como el volumen de una masa de gas medido a condiciones de presión y temperatura del yacimiento, entre el volumen de la misma masa de gas pero medido a condiciones estándar.

Permeabilidad

Es una medida de la facilidad con que un fluido puede desplazarse en una formación, mediante un gradiente de presión. Para ser permeable, una roca debe tener porosidad interconectada (poros, cavernas, capilares, fisuras o fracturas). Por lo general, a mayor porosidad corresponde mayor permeabilidad, aunque esto no siempre sucede. El tamaño, la forma y la continuidad de los poros, así como la porosidad influye en la permeabilidad de la formación.

La permeabilidad absoluta es la propiedad que tiene la roca de permitir el paso de un fluido a través de ella, cuando se encuentra saturada 100% del fluido. La permeabilidad relativa son las relaciones entre las permeabilidades efectivas y la permeabilidad absoluta.

Compresibilidad

La definición de compresibilidad de un material (sólido, líquido o gaseoso) para un intervalo de producción dado y a una temperatura dada es el cambio de volumen por unidad de volumen inicial, causado por una variación de presión que ocurre en el material en cuestión. Viene dada por la siguiente ecuación $C = -\frac{1}{V} \left(\frac{dV}{dP} \right)$

El signo negativo de la ecuación es por conversión para que la compresibilidad (C) sea positiva para las disminuciones que resulten con el incremento mecánico de la presión.

C = Compresibilidad en el intervalo de presión de P_1 a P_2 .

V = Volumen a la presión P_1 .

dV/dP = Cambio de volumen por unidad de cambio de presión de P_1 a P_2 .

Tensión interfacial

Una propiedad de la interfaz entre dos fases inmiscibles. Cuando ambas fases son líquidas se denomina tensión interfacial: cuando una de las fases es el aire se denomina tensión superficial. La tensión interfacial es la energía de Gibbs por unidad de área de interfaz a temperatura y presión fijas. La tensión interfacial se produce porque una molécula cerca de una interfaz tiene interacciones moleculares diferentes de una molécula equivalente dentro del fluido estándar. Las moléculas surfactantes se sitúan preferentemente en la interfaz y

por lo tanto disminuyen la tensión interfacial. En el caso de tener una interfaz liquido-gas el fenómeno es la tensión superficial.

Fuerzas Capilares

En presencia de dos o más fases la magnitud de las fuerzas capilares es fijada por el efecto combinado de la tensión interfacial, las condiciones de humectabilidad y la presión capilar.

Presión Capilar

Se define como la diferencia de presiones a través de la interfase de los fluidos, la fase no mojante menos la fase mojante.

La mojabilidad se refiere a la interacción de un sólido y un fluido definiéndose como la capacidad de un líquido a esparcirse o adherirse sobre una superficie sólida en presencia de otro fluido inmiscible.

Capítulo II. Fenómeno de la carga de líquidos

Los pozos productores de gas en alguna etapa de su vida productiva producen líquidos (agua y/o condensados).

Cuando el gas fluye a superficie, el gas remueve los líquidos del pozo para ser producidos, esto sólo si la velocidad del gas es lo suficientemente alta. Una alta velocidad del gas resulta en un patrón de flujo niebla o flujo anular, es decir, los líquidos viajan dispersos en el gas (fase continua).

A medida que la velocidad del flujo de gas en la tubería de producción disminuye con el tiempo, el patrón de flujo dentro de la tubería cambia de niebla a bache y eventualmente el líquido comienza acumularse en el fondo del pozo, esto ocasiona que la presión en el fondo del pozo aumente.

El aumento de la presión en el fondo del pozo provoca una contrapresión al yacimiento, lo cual ocasiona que disminuya o sea nulo el aporte de fluidos del yacimiento al pozo. Con lo anterior también se reduce la producción en superficie de gas y si las condiciones existen, el pozo dejará de fluir en su totalidad. (Cruz J. , Carga de líquidos en pozos de gas , 2019)

2.1 Origen de los líquidos en un pozo productor de gas

Muchos pozos de gas también producen agua o condensados. Si la presión del yacimiento es menor que la presión de saturación (presión de rocío), el condensado es producido con el gas como un líquido, si la presión del yacimiento se encuentra por arriba de la presión de rocío, el condensado entra al pozo en fase vapor con el gas y se condensa como líquido en la tubería de producción o el separador. (Cruz, 2021).

2.1.1 Acuífero

Si el yacimiento tiene un acuífero activo, la invasión de agua eventualmente alcanzara al pozo. La presión ejercida por el acuífero eventualmente permite al agua llegar al pozo dando altos problemas de carga de líquidos.

2.1.2 Condensados

El agua o condensado pueden entrar al pozo en fase vapor con el gas y considerase como liquido en la tubería de producción. Si las condiciones de temperatura y presión caen por debajo del punto de rocío el agua en fase liquida aparece y si la velocidad está por abajo del gasto crítico requerido para transportar los el agua a superficie esta se acumula en el pozo.

2.1.3 Agua de producción

Es el agua que se produce junto con el petróleo y el gas, esta agua yace debajo de los hidrocarburos. Los yacimientos petrolíferos contienen generalmente grandes cantidades de agua, al contrario que los yacimientos de gas aparte de que estos no presentan inyección de agua debido a su compresibilidad, como en el caso de la recuperación del petróleo donde sí se inyecta agua adicional dentro del pozo para obligar al petróleo a salir a la superficie.

2.3 Sistema integral de producción

El sistema integral de producción es el conjunto de elementos que conforman la infraestructura del pozo, encargada de transportar los fluidos desde el yacimiento hasta la superficie para su separación, en aceite, agua y gas para posteriormente ser almacenados y vendidos.

El sistema integral de producción está conformado por:

Yacimiento: es la porción de una trampa geológica que contiene hidrocarburos, la cual, se comporta como un sistema intercomunicado hidráulicamente. Los hidrocarburos se encuentran en los poros de la roca, los cuales se encuentran a alta presión y temperatura, debido a la profundidad en la que se localiza la zona productora.

Pozo: agujero que se hace a través de la roca hasta llegar al yacimiento, en este agujero se instalan sistemas de tuberías y otros elementos, con la finalidad de tener control del flujo de fluidos entre la formación productora y la superficie.

Estrangulador: Dispositivo que se instala en los pozos productores con el fin de establecer un control en el flujo de fluidos, Es decir, mediante el control de la caída de

presión se permite obtener un gasto, prevenir la conificación de agua, producción de arena y, sobre todo, ofrecer seguridad a las instalaciones superficiales.

Tubería de descarga: Son estructuras de acero, cuya finalidad es transportar los fluidos aportados por el yacimiento. Para poder contar con bajos costos de transporte se debe seleccionar el diámetro óptimo de la tubería para la capacidad dada.

Separadores: Equipo utilizado para separar la mezcla de aceite y gas, y en algunos casos aceite, gas y agua que provienen directamente de los pozos.

Tanque de almacenamiento: Recipiente de gran capacidad capaz de almacenar la producción de fluidos de uno o varios pozos. Estos pueden ser estructuras cilíndricas de acero instalados en tierra firme, o buque-tanques utilizados en pozos localizados costa afuera.

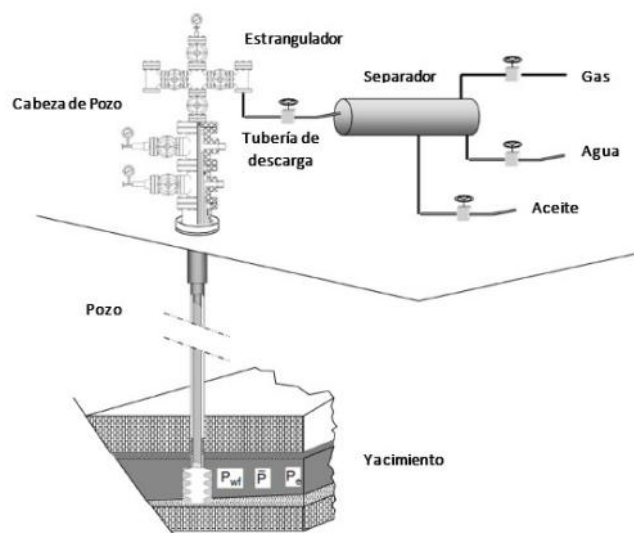


Figura 5 Sistema integral de producción SIP

Tomada de: "Sistema Integral de Producción" José Cruz. 2019. EPMEX. Página:
<https://epmex.org/news/2019/08/19/sistema-integral-de-produccion-sip/>

Dentro del Sistema Integral de Producción el transporte de los fluidos requiere de energía para vencer las pérdidas por fricción en el sistema y ser levantarlos hasta la superficie. Las pérdidas de energía y presión se presentaran en los componentes que integren el sistema, un cambio en la caída de presión de un componente influye en el comportamiento de caída de presión en todos los demás. Esto ocurre porque el fluido que

fluye es compresible y, por lo tanto, la caída de presión en un componente en particular depende no solo de la cantidad de flujo a través del componente, sino también de la presión promedio que existe en el componente.

La caída de presión total en el sistema en cualquier momento será la presión de fluido inicial menos la presión de fluido final. Esta caída de presión es la suma de las caídas de presión que ocurren en todos los componentes del sistema. Dado que la caída de presión a través de cualquier componente varía con el ritmo de producción, el ritmo de producción será controlado por los componentes seleccionados. (Reyes, 2019)

Es importante entender que todo el sistema de producción debe tratarse como una unidad al momento de evaluar su rendimiento ya que las caídas de presión se encuentran interconectadas. En la siguiente figura se muestran las principales caídas de presión en un sistema integral de producción:

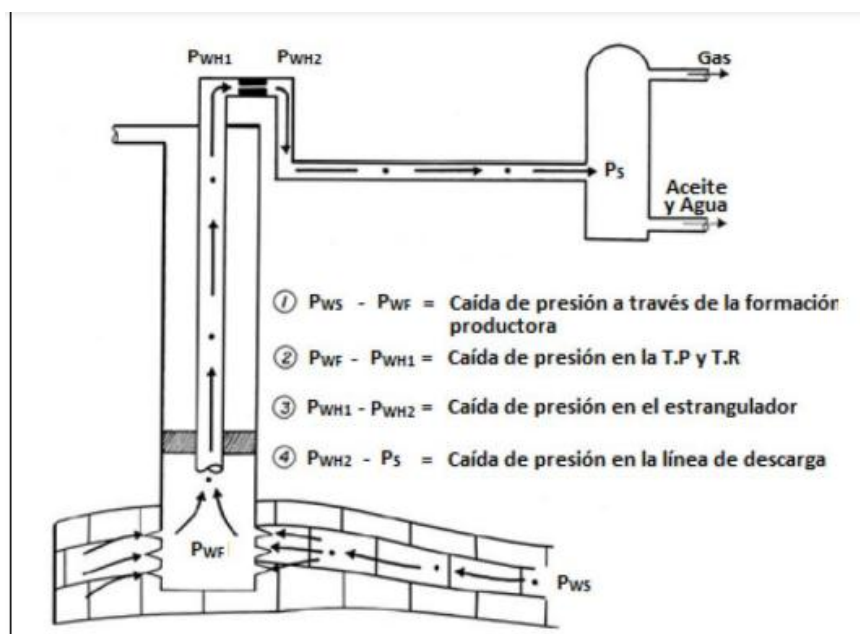


Figura 6 Principales caídas de presión.

Tomada de: "Explotación petrolera en pozos fluyentes y utilizando sistemas artificial de producción". Israel Velázquez. 2014. p 15

Donde:

P_{ws} = Presión estática del reservorio.

P_{WF} =Presión dinámica fluyente.

P_{WH} =Presión en cabeza de pozo

P_S =Presión en el separador

2.3.1 Flujo en yacimientos

El estudio del comportamiento del flujo de fluidos dentro del yacimiento es importante para optimizar la capacidad de producción. Mientras el fluido transita del yacimiento al pozo se presenta una pérdida de presión debido a la resistencia al flujo en la roca y las tuberías de producción. Estas pérdidas de presión dependen principalmente del caudal de flujo, propiedades del fluido, propiedades de la roca y los factores de fricción. Para calcular las pérdidas de presión en el yacimiento es necesario tener una ecuación que represente este comportamiento y exprese las pérdidas de energía o pérdidas de presión debido a las fuerzas de fricción que es una función de la velocidad o régimen de flujo. Las ecuaciones básicas en todas las formas de tipos de fluidos están basadas en la ley de Darcy.

2.3.1.1 Ley de Darcy

Darcy propuso una ecuación que relaciona la velocidad aparente del fluido con el gradiente de presión dp/dx y demostró que la velocidad del fluido es inversamente proporcional a la viscosidad, (μ). La ecuación no calcula los cambios de velocidad con respecto a la posición, siendo escrita la Ley en forma diferencial de la siguiente forma:

$$v' = -k \frac{1}{\mu} \frac{\Delta P'}{\Delta x} \quad (1)$$

El signo negativo se agrega porque si x' se mide en la dirección del flujo, la presión p' declina en la misma dirección, por lo tanto el signo negativo debe agregarse para hacer la velocidad positiva.

Para términos de gasto volumétrico, la ecuación de Darcy queda expresada como:

$$q = -\frac{kA}{\mu} \frac{\Delta P'}{\Delta x'} \quad (2)$$

Donde

q=caudal, cc/seg

A=área en cm²

$\Delta P'/\Delta x'$ =Gradiente de presión en atm/cm

μ =Viscosidad, cp

La permeabilidad puede variar en el yacimiento debido a la heterogeneidad y anisotropía y sus unidades son diferentes dependiendo de las unidades usadas.

La aplicación de la Ley de Darcy al flujo en el yacimiento requiere de la definición de las fronteras interna y externa del yacimiento. La frontera interna define la geometría del flujo en la cercanía del pozo, siendo la más importante en el establecimiento del comportamiento de los pozos, debido a que un mayor porcentaje de las caídas de presión ocurren en ese lugar. (Romo, 2011)

2.3.1.2. Flujo Lineal

Este flujo se caracteriza por tener su régimen de líneas de flujo paralelas al yacimiento resultado del flujo hacia una fractura o un pozo horizontal largo, o del flujo en un yacimiento alargado. El área de flujo es constante, debiendo integrar la ecuación de Darcy para obtener la caída de presión que ocurre en una longitud L dada:

$$\int_{P_1}^{P_2} \frac{kdp}{\mu} = -\frac{q}{A} \int_0^L dx \quad (3)$$

Si se supone que k, μ y q son independientes de la presión o que pueden ser evaluados con una presión promedio del sistema, la ecuación viene a ser:

$$\int_{P_1}^{P_2} dp = -\frac{q\mu}{kA} \int_0^L dx \quad (4)$$

Integrando la ecuación da:

$$p_2 - p_1 = -\frac{q\mu}{kA}L \quad (5)$$

o

$$q = \frac{CkA(p_1 - p_2)}{\mu L} \quad (6)$$

Donde:

q=Gasto bbl/día

μ =Viscosidad, cp

C=Factor de conversión para unidades de campo 1.27x10⁻³ y 1.0 unidades Darcy

P1-P2=Caída de presión a través de un medio poroso de longitud L, psi

A=Área m²

k=Permeabilidad absoluta mD

Para flujo de fluido compresible, el caudal de flujo de masa q debe ser constante y es expresada en términos de presión, temperatura y gravedad específica de gas, por lo que la ecuación queda

$$P_1^2 - P_2^2 = \frac{8.93ZT\mu L}{kA} q_{sc} \quad (7)$$

Donde:

P = psi

T = °R

μ = cp

L = ft

K = mD

A = ft²

q_{sc} = scf/día

Para flujo de altas velocidad de la ley de Darcy, debe modificarse para calcular la caída de presión causada por la turbulencia. Aplicando la corrección de turbulencia en la ecuación para flujo de gas, esta viene a ser:

$$P_1^2 - P_2^2 = \frac{8.93ZT\mu_g L}{k_g A} q_{sc} + \frac{1.247 \times 10^{-10} \beta Z T L \gamma_g}{A^2} q_{sc}^2 \quad (8)$$

Donde

Z=Factor de compresibilidad del gas obtenido a partir de Tr,Pr

T=Temperatura de flujo, °R

γ_g =Gravedad del gas.

q_{sc} =Caudal de flujo de gas, a 14.7 psia, 60°F, scf/día

Viscosidad del gas, a Tr, Pr, cp

k_g =Permeabilidad del gas, mD

A=Área de flujo, ft

Se puede obtener una aproximación al coeficiente de velocidad β a través de:

$$\beta = \frac{2.33 \times 10^{10}}{k^{1.2}} \quad (9)$$

Donde

β =ft⁻¹

k=mD

2.3.1.3 Flujo Radial

Es un tipo de flujo presente en yacimientos tabulares, donde se debe cumplir que el flujo es en dos dimensiones que convergen en un punto común y el drenaje se realiza en toda la superficie perforada.

La ley de Darcy se utiliza para calcular el flujo dentro del pozo converge radialmente un cilindro relativamente pequeño, donde la selección del área abierta al flujo sería:

$$A = 2\pi r h \quad (10)$$

Definiendo el cambio de presión con la ubicación como negativa con respecto a la dirección de flujo, dP/dx se vuelve $-dP/dr$. Haciendo estas substituciones en la ecuación 2 queda:

$$q = \frac{k(2\pi rh)}{\mu} \frac{dP}{dr} \quad (11)$$

Donde

r =Distancia radial

h =Espesor del reservorio

Para un flujo de gas, antes de la integración de la ecuación 11 será combinada con la ecuación de estado y la ecuación de la continuidad.

2.3.1.4 Flujo de Gas

El flujo de gas para un flujo radial está basado en la ley de Darcy, la cual considera que el fluido es comprensible y está basado en la ecuación de estado real de un gas, donde el gas es medido bajo condiciones estándar de superficie. Para un fluido monofásico la definiremos de la siguiente forma.

La ecuación de continuidad es: $\rho_1 q_1 = \rho_2 q_2 = \text{constante} \quad (12)$

La ecuación de estado para un gas real es: $\rho = \frac{PM}{ZRT} \quad (13)$

El régimen de flujo para un gas es normalmente dado en algunas condiciones estándar de presión y temperatura, P_{sc} y T_{sc} .

Utilizando las condiciones estándar y expresando q con la ecuación 11:

$$q_{sc} = \frac{PT_{sc}}{P_{sc}ZT} \frac{2\pi rhk}{\mu} \frac{dP}{dr} \quad (14)$$

Las variables en esta ecuación son P y r . Separando las variables e integrando:

$$q_{sc} = \frac{\pi rhT_{sc} (\bar{P}_R^2 - P_{wf}^2)}{P_{sc}T\bar{\mu}Z \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (15)$$

La ecuación 15 es aplicable para cualquier grupo consistente de unidades. En unidades llamadas convencionales, de campo la ecuación será:

$$q_{sc} = \frac{703 \times 10^{-6} kh (\bar{P}_R^2 - P_{wf}^2)}{T \bar{\mu} Z \ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right)} \quad (16)$$

Incorporando los valores de $P_{sc}=14.7$ psia y $T_{sc}=520^\circ R$

$$q_{sc} = \frac{703 \times 10^{-6} kh (\bar{P}_R^2 - P_{wf}^2)}{T \bar{\mu} Z \left[\ln \left(\frac{r_e}{r_w} \right) - 0.75 + S \right]} \quad (17)$$

Donde:

q_{sc} = Caudal de flujo de gas, Mmscfd

k =Permeabilidad, mD

h =Espesor del reservorio, ft

\bar{P}_R =Presión del reservorio, psia

P_{wf} =Presión fluyente en el fondo, psia

T =Temperatura del reservorio, $^\circ R$

μ =Viscosidad, cp

Z =Factor de compresibilidad del gas

r_e =Radio de drenaje, ft

r_w =Radio de pozo, ft

S =Factor de daño

La relación desarrollada por la ley de Darcy para flujo de estado estable para un pozo de gas natural contiene un factor de daño “S” quedando de la siguiente forma:

$$P_e^2 - P_{wf}^2 = \frac{1424 q \bar{\mu} \bar{Z} T}{kh} \left(\ln \frac{r_e}{r_w} + S \right) \quad (18)$$

Una relación más precisa para flujo estable de gas la desarrollo Aronofsky Jenkins, que es:

$$q = \frac{kh(P_R^2 - P_{wf}^2)}{1424 \bar{\mu} \bar{Z} T \left[\ln \left(\frac{r_d}{r_w} \right) + S + Dq \right]} \quad (19)$$

Donde D es el coeficiente no Darcy y r_d es el radio de drene efectivo de Aronofsky Jenkins, $r_d=0.472$ re. Por otro lado,

$$\frac{r_d}{r_w} = 1.5 \sqrt{t_D} \text{ donde } t_D \text{ es el tiempo requerido para estabilizar el flujo, } t_D = \frac{0.000264kt}{\phi\mu C_t r_w^2}$$

El estado pseudo-estable nos indica que la presión en el borde externo no se mantiene y al momento que el régimen de flujo llega a tocar las fronteras, genera el agotamiento lo que significa que la presión en el borde externo cae en función del caudal que sale del yacimiento y esa caída de presión se refleja en todo el gradiente de presión en la misma manera.

$$P^2 - P_{wf}^2 = \frac{1424q\mu ZT}{kh} \left(\ln 0.472 \frac{r_e}{r_w} + S \right) \quad (20)$$

El término, llamado con frecuencia efecto de turbulencia se da en los pozos de altos caudales o potencial los cuales pueden ser substanciales. El coeficiente de turbulencia de Darcy D, está en el orden de 10^{-3} y para caudales de gas altos cobra más importancia. (Rivero, 2004)

2.3.1.5 Índice de productividad

El índice de productividad es indispensable para evaluar la productividad del pozo a las condiciones a las que se encuentra produciendo, para esto se necesita de las curvas comportamiento de afluencia, o Inflow Performance Relationship (IPR) que se refiere a la relación que existe entre el gasto de aceite y/o gas que aporta un yacimiento y la presión de fondo fluyendo (P_{wf}). (Cruz, 2021) Los beneficios de estas curvas radican en un tener un mejor idea de la capacidad de producción de los pozos y mejor conocimiento del gasto de producción para explotar el yacimiento y extender su vida fluyente.

El concepto de índice de productividad es un intento para encontrar una función simple que relación la capacidad de un pozo para aportar fluidos y un determinado abatimiento de la presión. (Análisis de la productividad, s.f.)

El primer intento para construir una curva de comportamiento de afluencia de un pozo o IPR (Inflow Performance Relationship), resultó de suponer que la IPR era una

línea recta. Por lo tanto, bajo esta suposición, el flujo de líquido en un pozo será directamente proporcional a la caída de presión en el fondo del mismo. La constante de proporcionalidad con la cual se mide la productividad de un pozo se llama índice de productividad (IP) y la ecuación que la define es:

$$IP = \frac{q}{P_{ws} - P_{wf}} \quad (21)$$

En la siguiente imagen podemos observar que la línea A es una recta, la cual se presenta cuando la presión de fondo fluyendo es mayor a la presión de saturación y a presiones de fondo fluyendo menores a la P_b el comportamiento es no lineal a las que se les conoce como IPR (curvas B, C y D).

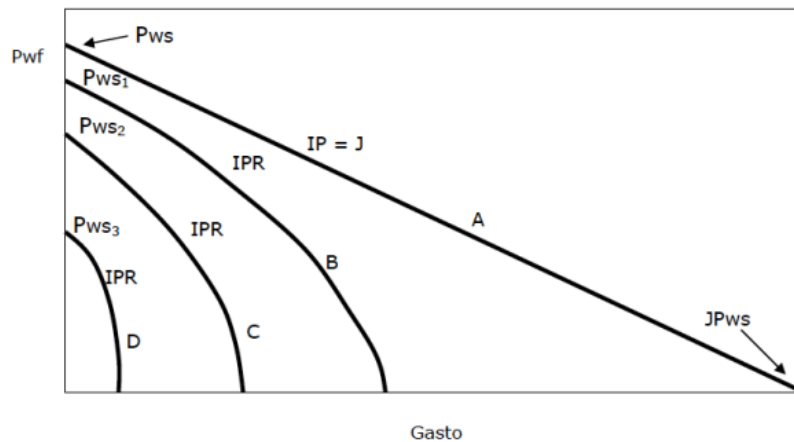


Figura 7 Curvas típicas del comportamiento de afluencia del yacimiento al pozo.

Tomada de: "Ingeniería de producción y productividad de pozos". López, F; Ortiz I. 2013. <http://www.ptolomeo.unam.mx>

La siguiente ecuación fue introducida por Rawlins y Schellhardt en 1935 con la que se puede relacionar el gasto de gas y la presión de flujo en el fondo del pozo.

$$q_g = C(P_{ws}^2 - P_{wf}^2)^n \quad (22)$$

Donde

q_g =Gasto de gas en Mpcd

P_{ws} =Presión del yacimiento psia.

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

C =Coeficiente de estabilización del comportamiento de flujo, constante.

n =Exponente numérico.

Estos coeficientes se obtienen a través de una prueba de presión-producción de un pozo, donde se miden los gastos aportados por tres diferentes diámetros de estrangulador con sus respectivas presiones de fondo fluyendo, así como la presión de fondo estática con el pozo cerrado. (Díaz, 2017) El coeficiente C depende del valor del factor de desviación del gas (Z), la compresibilidad del gas (c_g), permeabilidad del flujo de gas (k_g), el daño al pozo (S), el radio de drene y posiblemente el radio del pozo (r_w) y n se relaciona con la naturaleza de la turbulencia alrededor del pozo. (Avalos, 2013)

2.3.2 Flujo en pozo

El flujo en tuberías se define como el movimiento de gas libre, mezcla de fluidos o una combinación de algún modelo de flujo de tuberías sobre diferentes condiciones de operación. Después de que los fluidos transitan por el yacimiento pasan a viajar a través de las tuberías del pozo donde el comportamiento de los fluidos presenta caídas de presión las cuales pueden ser descritas por el gradiente de presión total considerado como la composición del componente por el cambio de elevación, el componente por la pérdida de fricción y el componente por los cambios de la energía cinética o aceleración:

$$\left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_T = \left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_e + \left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_{ac} + \left(\frac{\Delta p}{\Delta L}\right)_f \quad (23)$$

Donde

$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_T$ = Gradiente de presión total por unidad de longitud a temperatura constante

$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_e = \frac{g\delta \sin \theta}{g_c}$ = Gradiente de presión por elevación

$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_{ac} = \frac{\rho v dv}{g_c dL}$ = Gradiente de presión aceleración

$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_f = \frac{f \rho v^2}{2 g_c d}$ = Gradiente de presión por fricción

Perdidas de presión por fricción: Las pérdidas de presión por fricción en tuberías o conductos circulares han sido estudiadas por diferentes investigadores obteniendo la base principal de las fórmulas que se utilizan hoy en día:

$$\text{Ecuación de Darcy} \quad \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_f = \frac{f \rho v^2}{2 g_c d} \quad (24)$$

$$\text{Ecuación de Fanning} \quad \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_f = \frac{f \rho v^2}{2 g_c R_h} = \frac{2 f v^2 \rho}{g_c d} \quad (25)$$

Donde R_h es el radio hidráulico=área de la sección transversal, d/perímetro mojado,
4.

Numero de Reynolds

El número de Reynolds es un parámetro adimensional, utilizado para distinguir entre un flujo laminar y turbulento, se define como la relación entre el momento de fuerza del fluido y las fuerzas viscosas de corte.

$$N_{Re} = \frac{d u \rho}{\mu} \quad (26)$$

Donde

D=Diámetro de la tubería

ρ =Densidad del fluido, lbm/ft³

v =Velocidad del fluido, ft/s

μ =Viscosidad del fluido, lbm/ft s

En términos de caudal de gas o número de Reynolds para condiciones bases de temperatura y presión se puede escribir como:

$$N_{Re} = \frac{20q\gamma_g}{\mu d} \quad (27)$$

Tabla I Régimen de flujo

Tipo de flujo	N_{Re}
Laminar	<2000
Crítico	2000-3000
Transición	3000-4000
Turbulento	>4000

El factor de fricción está en términos de la rugosidad de la tubería y el número de Reynolds.

Flujo laminar
$$f = \frac{64}{N_{Re}} \quad (28)$$

Flujo Turbulento
$$f = \left[-2 \log \left(\frac{\varepsilon}{3.175d} \right) \right]^{-2} \quad (29)$$

2.3.3 Flujo multifásico en pozos de gas

El flujo multifásico en tuberías es definido como el movimiento concurrente de más de una fase como lo son el gas libre y el líquido en tuberías. El comportamiento del flujo bifásico depende fuertemente de la distribución de las fases de en la tubería, lo cual depende de la dirección de flujo en relación al campo gravitacional, cabe resaltar que el gas y el líquido pueden existir como una mezcla homogénea o el líquido puede estar en baches con el gas empujando detrás de él u otras combinaciones de patrones de flujo pueden estar

presentes. El gas puede estar fluyendo con dos líquidos (aceite y agua) y existir la posibilidad de que los dos líquidos puedan estar emulsificados.

Es importante aclarar que de conocerse extensivamente el comportamiento detallado de las sustancias dentro de la tubería, sería posible manipular las condiciones de trabajo para aprovechar al máximo la presión del flujo, la cantidad de gas, y/o el patrón de flujo presente, para así economizar en equipos de transporte, red de tuberías y accesorios, medidores, equipos de separación y otros, de acuerdo con las características del sistema y la topografía de la región considerada.

Por otra parte para flujo multifásico, se pueden tomar la ecuación de gradiente general de presión haciendo solo algunas modificaciones en algunos términos como:

La densidad, es la densidad de la mezcla gas-líquido (ρ_m)

La velocidad, es la velocidad de la mezcla (v_m)

El factor de fricción es factor de fricción bifásico.

(Rivero, 2004)

El gradiente de aceleración se considera despreciable y a que las caídas de presión por aceleración son muy pequeñas en comparación con las otras dos quedando la siguiente ecuación:

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_T = \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_e + \left(\frac{\Delta P}{\Delta L}\right)_f = \frac{g}{g_c} \rho h \sin \theta + \frac{f v^2 \rho}{2 g_c d} \quad (30)$$

El cálculo de la distribución de presión en tuberías con flujo multifásico, existen diversas correlaciones que pueden clasificarse en tres grupos basándose en el criterio utilizado para su desarrollo.

Tabla 2 Correlaciones para flujo multifásico

Grupo I	Grupo II	Grupo III
<p>No se considera resbalamiento entre las fases.</p> <p>La caída de presión se calcula con base en el factor de fricción de una fase.</p> <p>No se considera patrones de flujo</p>	<p>Se toma en cuenta el resbalamiento entre las fases.</p> <p>La densidad de la mezcla se calcula utilizando el colgamiento.</p> <p>Las caídas de presión por fricción se calculan con las características de la mezcla de los fluidos.</p> <p>No se consideran patrones de flujo.</p>	<p>Se considera resbalamiento entre las fases.</p> <p>Las caídas de presión por fricción se calculan con los parámetros de la fase continua.</p> <p>Se consideran los patrones de flujo</p>
<p>Poettmann-Carpenter</p> <p>Fancher-Brown</p> <p>Baxendell-Thomas</p> <p>Gilbert</p> <p>Gaither y col</p>	<p>Krylov</p> <p>Moore Wilde</p> <p>Hagedorn-Brown II</p> <p>Griffith Wallis</p>	<p>Beggs-Brill</p> <p>Duns-Ros</p> <p>Orkiszewski</p> <p>Aziz-Govier-Fogarasi</p> <p>Chierici y Col</p>

2.3.4 Patrones de flujo

Los patrones de flujo son un modelo desarrollado en el que se consideran las propiedades del fluido para poder simular el comportamiento a través de las tuberías, teniendo como variables que influyen en el comportamiento, la inclinación de la tubería, cantidad de agua en tubería, velocidad de cada fase y propiedades de los fluidos.

Los patrones de flujo multifásico se presentan de manera vertical cuando los fluidos se trasladan desde el yacimiento a través de las tuberías de producción y el flujo multifásico vertical es cuando ya ha pasado a través de un estrangulador o no necesariamente para posteriormente llegar a las líneas de descarga. (Gayón J, s.f.)

2.3.4.1 Patrones de flujo horizontal

Se considera flujo horizontal o casi horizontal en aquellas tuberías que tienen una pendiente igual o menor al 5%

Flujo estratificado: Este patrón de flujo ocurre a gastos de líquido y gas relativamente bajos. Las fases se separan por acción de la gravedad ubicándose el líquido en la parte baja de la tubería, mientras que el gas ocupa la parte superior de la misma. El flujo estratificado se subdivide en estratificado suave cuando la interfase gas líquido es suave y estratificado ondulado cuando ocurre a velocidades más altas de la fase gaseosa, lo que provoca la aparición de ondas en la interfase.

Flujo intermitente: Este patrón se caracteriza por el flujo alternado de líquido y gas, por tapones de líquidos, los cuales llenan completamente la sección transversal de la tubería y son separados por tapones de gas.

Flujo anular: Este ocurre para altos gastos de flujo de gas. La fase gaseosa fluye en un núcleo de alta velocidad, pudiendo contener gotas de líquido en su seno. El líquido fluye en forma de una delgada capa pegada a la pared de la tubería.

Flujo de burbuja dispersa: A velocidades de líquido muy altas, la fase líquida se presenta como fase continua, en la cual la fase gaseosa se encuentra dispersa en forma de burbujas dispersas. A velocidades de líquido más altas, las burbujas de gas están dispersas de una forma más uniforme en toda el área de sección transversal de la tubería. En condiciones de flujo de burbuja dispersa, debido a la alta velocidad de flujo, las dos fases se mueven a la misma velocidad y el flujo se considera como homogéneo. (González J. , Estudio de flujo bache normal en un sistema de producción costa afuera, 2014)

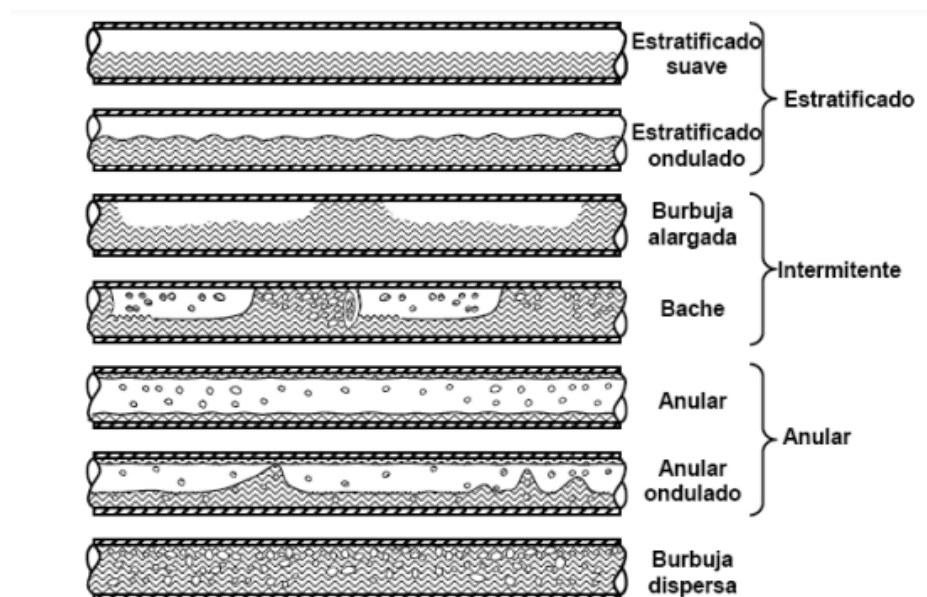


Figura 8 Patrones de flujo multifásico en tuberías horizontales.

“Estudio de flujo bache normal en un sistema de producción costa afuera. Alberto González. 2014. 17

2.3.4.2. Patrones de flujo vertical

Usualmente para flujo vertical, los patrones de flujo son simétricos respecto a la dirección axial y menos dominados por efectos de gravedad, flujo bache, flujo agitado y flujo anular.

Flujo Burbuja: La tubería se encuentra prácticamente llena de líquido y la fase de gas libre se presenta en pequeñas burbujas las cuales se mueven a diferentes velocidades exceptuando aquellas que por su densidad tienen pequeños efectos en el gradiente de presión. La pared de la tubería esta siempre en contacto con la fase líquida.

Flujo Bache: La fase continua es el líquido y el gas viaja en forma de grandes burbujas, así como pequeñas burbujas dispersas.

Flujo Transición: La fase de gas empieza a viajar a mayor velocidad por lo que la fase continua que era de líquido a ahora pasa a ser de gas y en la parte central se empiezan a unir las burbujas de gas. Algunas gotas de líquido entran en la fase gaseosa.

Flujo anular: La fase gaseosa es continua y la mayor parte del líquido se introduce en ésta en forma de gotitas. La pared de la tubería está cubierta por una película de líquido y la fase gaseosa controla la caída de presión

Flujo Niebla: El gas es la fase continua y el líquido viaja de manera dispersa en el gas.

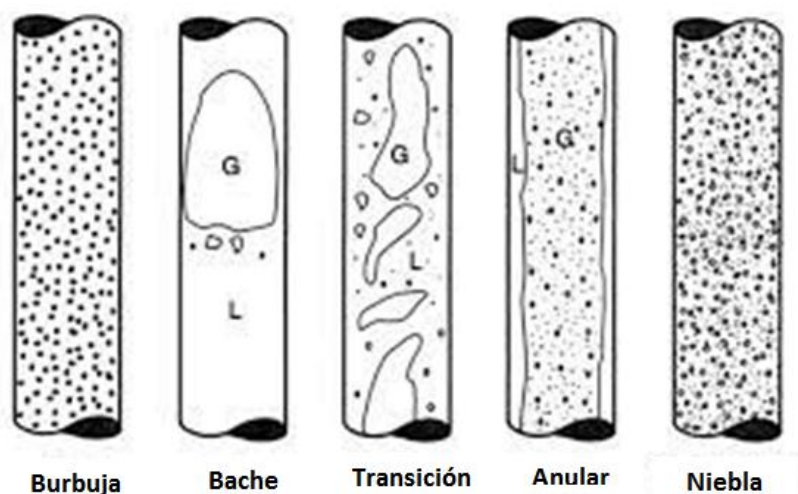


Figura 9 Patrones de flujo multifásico en tuberías verticales.

“Carga de líquido en pozos de gas”. José Cruz. 2019.

<https://epmex.org/news/2021/04/24carga-de-liquido-en-pozo-de-gas/>

A lo largo de la vida productora de un pozo este puede presentar todos estos regímenes de flujo donde la producción de gas ira disminuyendo con el tiempo debido a la presencia y acumulación de líquidos en el fondo.

2.3.5 Parámetros importantes para flujo multifásico

En flujos multifásicos el análisis de la ecuación de gradiente de presión se vuelve complicado ya que propiedades como la densidad, velocidad y viscosidad, las cuales eran relativamente simples de calcular para el flujo de un solo fluido, se vuelven difíciles de determinar. Por lo tanto, es necesario conocer variables únicas para una mezcla de dos fases.

Colgamiento

Al viajar el gas y el líquido a través de la tubería, la fase gaseosa irá más rápido debido a sus bajos valores de densidad y viscosidad, y esto da como resultado una fracción de área reducida para el gas y una expandida para la fase líquida, por lo tanto, el escurrimiento de líquido es definido como la fracción de un elemento de tubería que es ocupado por el líquido en algún momento, esto es:

$$H_L = \frac{\text{Volumen del líquido en un elemento de la tubería}}{\text{Volumen de elemento de tubería}} \quad (31)$$

Esta relación de volúmenes depende de la cantidad de líquido y gas que fluye simultáneamente en la tubería. Si el volumen es muy pequeño, el escurrimiento del líquido será 0 ó 1.

Resbalamiento

Fenómeno natural del flujo a mayor velocidad de una de las dos fases. Las causas de este fenómeno son diversas; la resistencia al flujo por fricción es mucho menor en la fase gaseosa que en la fase líquida. La diferencia de compresibilidad entre el gas y el líquido, hace que el gas en expansión viaje a mayor velocidad que el líquido.

$$v_s = v_g - v_L \quad (32)$$

Donde

v_s =Velocidad de resbalamiento, ft/s

v_g =Velocidad del gas, ft/s

v_L =Velocidad del líquido, ft/s

Colgamiento sin resbalamiento

Este es el caso donde el gas y el líquido que viajan a través de la tubería lo hacen a la misma velocidad. Esto se puede calcular conociendo los caudales de flujo de gas y líquido in-situ, utilizando:

$$\lambda_L = \frac{q_L}{q_L + q_g} \quad (33)$$

Donde

q_L =Suma de caudales de petróleo y agua in-situ

q_g =Caudal de flujo de gas in-situ

La elevación de gas no volátil o fracción de gas es definido como:

$$\lambda_g = 1 - \lambda_L = \frac{q_g}{q_L + q_g} \quad (34)$$

Densidad

La densidad está envuelta en la evaluación de los cambios de energía debido a la energía potencial y los cambios de energía cinética.

Para calcular la densidad de una mezcla gas-liquido, se necesita conocer el escurrimiento de líquido utilizando tres ecuaciones para densidad de dos fases

$$\rho_S = \rho_L H_L + \rho_g H_g \quad (35)$$

$$\rho_n = \rho_L \lambda_L + \rho_g \lambda_g \quad (36)$$

$$\rho_K = \frac{\rho_L \lambda_L^2}{H_L} + \frac{\rho_g \lambda_g^2}{H_g} \quad (37)$$

La ecuación 32 es utilizada para determinar el gradiente de presión debido al cambio de presión. Para suposición de no volatilidad se utiliza la ecuación 33 para densidad

de dos fases y la ecuación 34 para obtener la densidad de la mezcla utilizada para calcular los términos de pérdidas de fricción y numero de Reynolds.

Velocidad

La velocidad superficial de la fase de un líquido es definida como la velocidad en la cual esa fase existiría si este fluido pasa a través de toda sección transversal de tubería. La velocidad de gas superficial es calculada por:

$$V_{sg} = \frac{q_g}{A} \quad (38)$$

El área real para flujos de gas reducidos por la presencia de líquidos queda:

$$V_g = \frac{q_g}{AH_g} \quad (39)$$

Viscosidad

La viscosidad de un fluido es utilizada en la determinación del número de Reynolds. Las siguientes ecuaciones son utilizadas por los autores para calcular la viscosidad de las fases de gas-liquido son: (Rivero, 2004)

$$\mu_n = \mu_L \lambda_L + \mu_g \lambda_g \quad (40)$$

$$\mu_n = \mu_L H_L + \mu_g H_g \quad (41)$$

2.3.6 Flujo en estranguladores

Una vez que los fluidos llegan a la superficie estos pasan a través de un estrangulador, dispositivo provisto de un orificio, utilizado para controlar la tasa de flujo de fluido o la presión del sistema aguas abajo. Los estranguladores ajustables (regulables) permiten modificar los parámetros de presión y flujo de fluidos para adecuarlos a los requerimientos del proceso o la producción. Los estranguladores fijos no ofrecen esta flexibilidad, si bien son más resistentes a la erosión en condiciones prolongadas de operación o producción de fluidos abrasivos.

Son instalados en la boca del pozo o en el aparejo de producción y son utilizados para:

- Conservar la energía del yacimiento, asegurando una declinación más lenta de su presión.
- Mantener una producción razonable.
- Proteger el equipo superficial.
- Mantener suficiente contrapresión para prevenir entrada de arena.
- Prevenir conificación de gas.
- Prevenir conificación de agua.
- Obtener el gasto de producción deseado.

Al pasar un gas o una mezcla de gas-líquido a través de un estrangulador, el flujo puede ser crítico o subcrítico. El flujo crítico se presenta cuando el flujo másico alcanza un valor máximo que es independiente de la caída de presión aplicada a través del estrangulado, a partir de que se alcanza el flujo crítico, ninguna perturbación corriente abajo del estrangulador tiene efecto corriente arriba del estrangulador. Para flujo de gas, la presión crítica de la corriente de entrada es alcanzada cuando la velocidad en el orificio alcanza la velocidad sónica o número de Mach.

El número de Mach se define como la velocidad real del fluido entre la velocidad de propagación de la onda acústica en el fluido en cuestión.

$$M = \frac{V_f}{V_p} \quad (42)$$

Donde

$M < 1$ Flujo subsónico

$M = 1$ Flujo sónico

$M > 1$ Supersónico

El flujo crítico para los gases ocurre aproximadamente cuando la relación de corriente abajo (P_2) y corriente arriba (P_1) es 0.528. El flujo sónico para gases es diferente que para líquidos. Se ha determinado que para una mezcla de gas y líquido, la velocidad sónica es menor que para una sola fase.

Cuando el gasto depende de la diferencial de presión, o bien, los cambios en la presión corriente abajo afectan la presión corriente arriba, este comportamiento es caracterizado como flujo subcrítico.

Los estranguladores deben de ser diseñados para condiciones reales de flujo como son las condiciones de flujo subcrítico y supercrítico, condiciones encontradas en campo al momento de realizar la explotación del yacimiento, y no las condiciones ideales como es el flujo crítico, ya que este es hasta cierto punto imposible de encontrar en la práctica. De esta forma se podrá manejar y tener mejores resultados durante la explotación y producción de los yacimientos. (López & Ortiz, 2013)

2.4 Velocidad Crítica

La velocidad crítica se define generalmente como la velocidad mínima del gas en la tubería de producción requerida para mover las gotas de líquido (condensados y agua) hacia arriba, es decir, para producir un pozo de gas sin los problemas de acumulación de líquidos en el fondo, es mantener una velocidad del gas por encima de la velocidad crítica.

Existen diversas formas de aumentar la velocidad de fondo para evitar producir el pozo a velocidades inferiores a la crítica ya que a lo largo del tiempo fueron realizadas muchas correlaciones para estimar esta velocidad mínima a la que debe fluir el pozo para no cargarse con líquidos.

A continuación se presentan tres modelos siendo el de mayor importancia el de Turner ya que es el más utilizado y aceptado en las industrias de petróleo y gas además de que todas las otras se basan en este.

2.4.1 Modelo de Turner

Turner y col propusieron dos modelos físicos para la eliminación de líquidos de los pozos de gas. Los modelos se basan en el movimiento de la película líquida a lo largo de las paredes de la tubería y las gotas líquidas núcleo de gas de alta velocidad

Las fuerzas que actúan sobre la gota del líquido son la fuerza de gravedad que actúa hacia abajo y la fuerza de arrastre que actúa hacia arriba. Para que la gota de líquido suba hasta la superficie la fuerza de arrastra debe de superar a la fuerza de gravedad. Según el modelo una gota de líquido será arrastrada hacia la superficie por una corriente de gas si la corriente fluye más rápido que la velocidad crítica del gas. (Moreno, 2015)

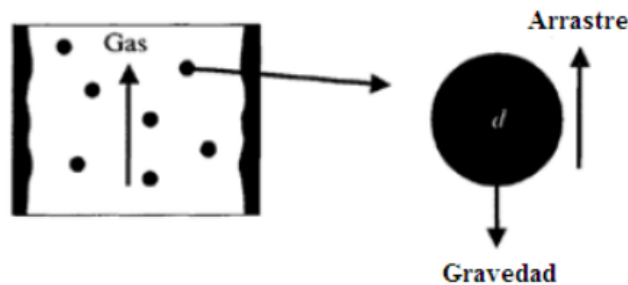


Figura 10 Gota de líquido en corriente de gas vertical.
"Manejo de la fase líquida en pozos de gas". Ilse Moreno. 2014 Página:
https://ru.dgb.unam.mx/handle/DGB_UNAM/TES01000723904

Por otro lado el modelo de película continua se refiere a cuando la película de líquido en la pared del pozo debe de moverse hacia arriba a lo largo de la pared de la tubería, para mantener al pozo sin la carga de líquidos,. Para saber el gasto mínimo requerido para lograr esto es necesario realizar los cálculos de la velocidad del líquido, velocidad del gas y esfuerzo cortante generado.

Turner y col utilizaron datos de campo para validar cada uno de los modelos y concluyó que el modelo de gota podría predecir mejor la tasa mínima necesaria para levantar líquidos de pozos de gas.

La fórmula de la velocidad crítica por el análisis de Turner es:

$$v_{gc} = 1.92 \frac{\sigma^{\frac{1}{4}} (\rho_l - \rho_g)^{\frac{1}{4}}}{\rho_g^{\frac{1}{2}}} \quad (43)$$

Donde

v_{gc} =Velocidad critica del gas, ft/s

ρ_l =Densidad del líquido, lbm/ft³

ρ_g =Densidad del gas, lbm/ft³

σ =Tensión superficial del líquido, dinas/cm

Las siguientes expresiones siguientes son en unidades de campo para agua y condensado respectivamente. Estas ecuaciones predicen la velocidad mínima requerida para transportar líquidos ya sea agua o condensados en un pozo vertical. Tomando en cuenta para P la presión en cabeza de pozo fluyendo.

$$v_{gagua} = 5.304 \frac{(67 - 0.0031P)^{\frac{1}{4}}}{\sqrt{0.0031P}} \quad (44)$$

$$v_{gcond} = 4.03 \frac{(45 - 0.0031P)^{\frac{1}{4}}}{\sqrt{0.0031P}} \quad (45)$$

Se recomienda que se utilice la correlación para agua debido a que esta es más pesada y requiere una velocidad aún mayor.

2.4.2 Modelo de Coleman

Utilizando el modelo Turner, pero validando con datos de campo de presiones de caudal de reservorio y pozos inferiores a 500 psia aproximadamente, Coleman y colaboradores, estaban convencidos de que se podría lograr una mejor predicción sin un ajuste ascendente del 20% para ajustar los datos de campo con las siguientes expresiones.

$$v_{gagua} = 4.434 \frac{(67 - 0.0031P)^{\frac{1}{4}}}{\sqrt{0.0031P}} \quad (46)$$

$$v_{gcond} = 3.369 \frac{(45 - 0.0031P)^{\frac{1}{4}}}{\sqrt{0.0031P}} \quad (47)$$

2.4.3 Modelo de Li

El modelo de Li sugiere que los modelos de Turner y Coleman no consideraron la deformación de la libertad gota de líquido cayendo en un medio de gas. Sostienen que como una gota líquida está atrapada en una corriente de gas de alta velocidad-, existe una diferencia de presión entre la proa y la popa partes de la gota. La gota se deforma bajo la fuerza aplicada y su forma cambia de esférica a esférico frijol convexo con lados desiguales (planos)

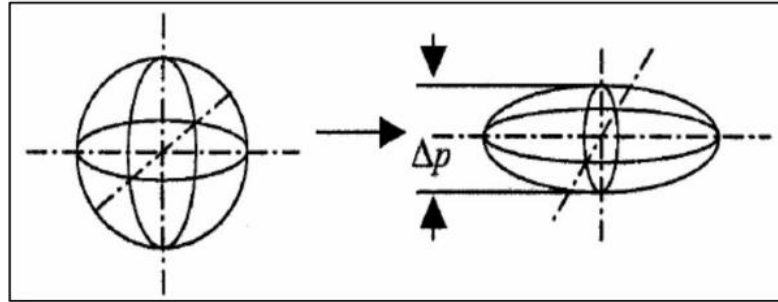


Figura 11 Deformación de la gota de líquido en un medio de gas.
 "Manejo de la fase líquida en pozos de gas". Ilse Moreno. 2014 Página:
https://ru.dgb.unam.mx/handle/DGB_UNAM/TES01000723904

Las gotas de líquido esférico tienen un área eficiente más pequeña y necesitan una velocidad terminal más alta y tasa crítica para elevarlas a la superficie. Sin embargo, las gotas planas tienen un área más eficiente y son más fáciles de ser llevadas a la boca de pozo. (Navarrete & Clavijo, 2019)

$$v_c = 2.5 \frac{\sigma^{0.25}(\rho_l - \rho_g)^{\frac{1}{4}}}{\rho_l^{0.25}} \quad (48)$$

Donde

v_{gc} =Velocidad critica del gas, ft/s

ρ_l =Densidad del líquido, lbm/ft³

ρ_g =Densidad del gas, lbm/ft³

σ =Tensión superficial del líquido, dinas/cm

2.5 Análisis Nodal

Una vez identificadas las partes que conforman el sistemas integral de producción, es decir, el conjunto de elementos que cumplen la función de transportar los fluidos desde el yacimiento hasta la superficie y conociendo que al pasar a través de todos estos componentes se provocan las pérdidas de presión por lo que todo el sistema deberá ser considerado como unidad para una correcta evaluación, podemos hablar del análisis nodal.

El análisis nodal es un procedimiento utilizado para realizar un pronóstico de los gastos, caídas de presión y optimizar el comportamiento de los elementos del sistema, es decir, se obtienen las bases teóricas para generar un incremento en la producción y el mejoramiento en la eficiencia del flujo cuando se tiene un pozo productor y permite definir el diámetro óptimo de las tuberías de producción, del estrangulador y las líneas de descarga, predecir el aporte de hidrocarburos y la presión para diferentes condiciones de operación cuando se trata de un pozo nuevo. (Osorio de la Cruz, 2017)

El análisis nodal evalúa al SIP en los tres componentes básicos que ya conocemos; flujo a través del yacimiento, flujo a través del pozo (tuberías) y flujo en equipo superficial, ubicando nodos en diversos puntos del sistema preferentemente donde ocurren cambios de presión considerables donde es empleando un método de cálculo adecuado para determinar las caídas de presión. El procedimiento consiste en seleccionar un punto de división o nodo en el pozo y dividir el sistema en ese punto, la elección del nodo solución dependerá del objetivo de estudio siendo los más comunes; nodo de fondo fluyendo y nodo en cabeza de pozo.

El nodo de Fondo Fluyendo el cual se ubica comúnmente en el nivel medio del intervalo productor y a partir de ahí el sistema se divide en el yacimiento (inflow) y el sistema total de tuberías (outflow).

Cuando el análisis nodal se encuentra en el fondo del pozo se construye la curva de IPR a partir de los gastos y presiones de fondo fluyente y se construye también la curva VLP o demanda a partir de gastos asumidos y las presiones en cabeza que le corresponden. Ambas curvas son construidas por diferentes modelos matemáticos y correlaciones numéricas que intentan representar el comportamiento del yacimiento y el levantamiento vertical del pozo, y el punto donde se interceptan las curvas representa la capacidad de producción actual que presenta el pozo, si por el contrario no existiera dicho punto de intersección el sistema no es capaz de fluir por sí solo.

El nodo de cabeza de pozo se ubica en el árbol de válvulas considerándose al separador y línea de flujo como un único componente, siendo este el inflow y el yacimiento y la tuberías el outflow. (Figueroa & Tibaduisa, 2016)

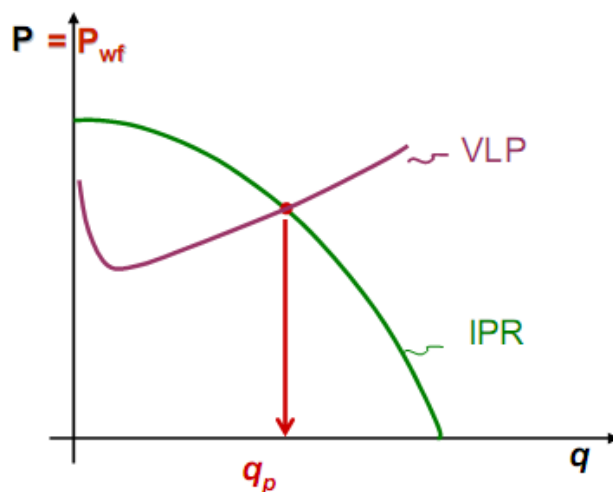


Figura 12 Capacidad de aporte del SIP.
“Introduction to IPR and VLP”. Production Technology.2017. Pagina <https://production-technology.org/introduction-ipr-vlp/>

2.6 Ecómetro

Una herramienta utilizada para la optimización de los pozos para lograr alcanzar la eficiencia y productividad esperada. Normalmente estos equipos son utilizados para pozos petroleros pero en pozos de gas han tomado gran realce debido a la condensación y colgamiento de líquidos. (Petroquimex, 2014)

El principio de operación del equipo ecómetro se basa en medir el nivel de líquido dentro del pozo por medio de la propagación del sonido. La distancia al nivel del líquido en el pozo se determina mediante la generación de una onda de presión en la superficie y midiendo el tiempo requerido para que dicha onda viaje al nivel del líquido y luego de regreso a la superficie. (Oil Production , 2015) El rango de frecuencias que retornan dependerá de la profundidad del pozo, por lo que mientras más profundo el pozo, la señal que regresa será de baja frecuencia. Otro problema que se presenta en pozos profundos es el ruido ya que esta su señal puede interferir por lo que deberá ser filtrada por el equipo del ecómetro.

Existen dos tipos de ecómetro los analógicos y los digitales, los primeros reciben la señal a través del micrófono y es registrada en una tira de papel térmico en la cual se tiene que realizar la interpretación mientras que en los digitales la señal recibida por el micrófono es registrada e interpretada con una computadora y programas especiales con los que se es más fácil obtener información relacionada con la medición del nivel de líquido, líquido sobre la bomba, presión de fondo y presión de columna de gas.

Los componentes de equipo se describen a continuación. Para el ecómetro digital se cuenta con:

Computadora portátil. El cual debe tener el Software TWD al cual llegará la información del pozo. El software controla la electrónica, adquiere datos, calcula las presiones de fondo y las cargas de las barras, construye gráficos de análisis de presión y tarjetas de dinamómetro. (PROSERMA, 2019)

Pistola de gas. Genera el pulso acústico y detecta ecos del fondo del pozo. En su interior hay una cámara que es llenada con gas comprimido para enviar dicho pulso,

adicionalmente cuenta con un microfono que detecta el disparo, las uniones, ecos del pozo y nivel de liquido, generando una señal electrica transmitida al analizador.

Manómetro. Se encuentra incorporado en la pistola de gas y mide la presión en la camara de la pistola de gas

Traductor de presión. Toma las medidas de presión del revestimiento, un rango de trabajo es de 1500 psi.

Traductor de corriente. Es utilizado para medir la corriente y potencia del motor.

Celda de carga o traductores dinaométricos. Se utilizan en el SAP por bombeo mecanico para medir la carga de la barra pulida y su posición.



Figura 13 Ecómetro digital.

Tomada de: “Desarrollo de un Software para el cálculo del nivel dinámico de fluido de un pozo mediante los datos de torque de varilla en un sistema de levantamiento artificial por bombeo de cavidades progresivas PCP” Gutiérrez, N; Rojas, V. 2018. P.52

Los componentes del equipo de ecómetro análogo cuenta con los siguientes elementos:

1. Encendido/Apagado del equipo.
2. Maleta de protección del equipo
3. Rollo de papel de impresión

4. Entrada del cable del micrófono
5. Amplificadores de señal.
6. Filtro pasa bajas frecuencias
7. Encendido/Apagado, impresión
8. Señal eléctrica para disparo remoto
9. Entrada para cargar batería
10. Instrucciones básicas (ingles)



Figura 14 Equipo de Ecómetro analógico.

“Manual Técnico para sistemas artificiales y métodos de producción aplicado para pozos de gas”.SHLUMBERG.s.f. p.143

1. Válvula de alivio.
2. Cámara de acumulación
3. Salida del micrófono BNC
4. Conexión de ½” NPT
5. Válvula de bola 180°
6. Manómetro.



Figura 15 Pistola.

“Manual Técnico para sistemas artificiales y métodos de producción aplicado para pozos de gas”.SHLUMBERG.s.f.

Capítulo III. Sistemas artificiales de producción implementados en pozos de gas.

Los sistemas artificiales de producción es un área de la ingeniería petrolera que estudia los métodos para incrementar la producción de pozos cuya energía no es suficiente para llevar la producción a través del sistema integral de producción regresando nuevamente a producción aplicando una fuente de energía adicional cuando la propia del pozo se ha visto disminuida.

Para pozos de gas, el principal problema que se ve implicado en continuar con la producción, es la carga de líquidos, por lo que los siguientes sistemas son los implementados y factibles económicamente para contrarrestar este problema.

3.1 Importancia de los Sistemas Artificiales de Producción

Al inicio de la vida productiva de los pozos, la mayoría de estos cuentan con la energía suficiente para transportar los fluidos desde el yacimiento hasta la superficie, a este tipo de pozos se les conoce como fluyentes.

La energía o presión en el yacimiento disminuye a medida que aumenta el tiempo de explotación, lo que ocasiona una disminución en el gasto de producción, o incluso que el pozo deje de producir. Una alternativa de solución a este problema es la instalación de un Sistema Artificial de Producción (SAP).

Los Sistemas Artificiales de Producción son equipos o arreglos adicionales a la infraestructura superficial y subsuperficial de un pozo, los cuales suministran energía extra o externa a los fluidos producidos por el yacimiento para vencer las caídas de presión en todo el Sistema Integral de Producción (SIP), y las provocadas por el propio peso de la columna de fluidos dentro del aparejo de producción. Esta adición de energía se lleva a cabo dentro del pozo, cuidando de no interactuar con el yacimiento.

La única manera de conseguir un incremento en la producción es aumentando la caída de presión que se genera entre yacimiento y el fondo del pozo para que la formación pueda entregar los fluidos deseados. Esto se logra manteniendo una presión reducida en el fondo del pozo (Cruz, 2019).

La selección del tipo de sistema artificial más adecuado para un pozo o un grupo de pozos puede ser difícil o fácil, dependiendo de las condiciones del pozo, consideraciones

económicas, operacionales y características del pozo (presión, temperatura, profundidad, etc.), siempre buscando minimizar la inversión, y maximizar la eficiencia y producción, teniendo conocimiento del sistema y tecnología disponible. (Gámez, 2013)

Existen diversos factores que influyen en la selección de un Sistema Artificial de Producción dentro de los cuáles podemos mencionar los siguientes (Murrieta, 2016):

- Índice de Productividad
- Gastos de Producción
- Presión del Yacimiento
- RGA y Corte de agua
- Tipo de Aceite y Viscosidad
- Profundidad, Temperatura, Giroscópico y Estado Mecánico del pozo
- Producción de arena, agua, emulsiones, H_2S , CO_2 , etc.
- Tipo, calidad y cantidad de energía disponible (agua, gas, eléctrica, etc.)
- Entorno, Medio Ambiente y sus problemas.
- Infraestructura existente.
- Costos de Inversión, Operación y Mantenimiento.
- Confiabilidad.

También se tienen diversas variables que deben ser consideradas para optimizar la explotación de hidrocarburos con sistemas artificiales de producción, mostradas en las siguientes tablas, donde la tabla 1 muestra las consideraciones a tomar en el ámbito de producción, las cuales son de igual importancia durante la evaluación de las características del pozo; la tabla 2 las consideraciones a tomar para el cálculo de la profundidad de colocación de la bomba; la tabla 3 los parámetros inherentes a la infraestructura que requiere un pozo para la operación de un Sistema Artificial de Producción y por último la tabla 4 se describen otras condiciones de consideración para diferentes técnicas de levantamiento artificial

Tabla 3 Consideraciones de producción

1	Gasto de producción (bpd)
2	Profundidad de operación (ft).
3	Diametro de la TR (pg)
4	Angulo de desviación del pozo vs profundidad
5	Maxima longitud de la desviación del pozo (Desviación/100 ft)
6	Temperatura del fondo del pozo (°F)
7	Presión en la cabeza del pozo (psi)
8	Viscosidad del fluido (cp)
9	Densidad del fluido (°API)
10	Presión de saturación (psi)
11	Relación Gas-Aceite ft ³ /bl)
12	Contenido de arena (%)

Tabla 4 Parámetros para el cálculo de la colocación de las bombas

1	Indice de productividad (bls/psi)
2	Presión de yacimiento (Psi)
3	Corte de agua (W%)
4	Sumergencia de la bomba (ft)
5	Profundidad del pozo (ft)
6	Intervalo disparado (ft)

Tabla 5 Infraestructura requerida en un pozo

1	Localización (Urbana, costa afuera, Terrestre).
2	Restricciones de espacio (Sí/No)
3	Disponibilidad del gas
4	Tipo de terminación (simple/doble)
5	Fuente de energía (eléctrica, gas natural, aceite)
6	TR Integrada (Sí, No, No hay disponibilidad)

Tabla 6 Diferentes condiciones a evaluar en los SAP

1	Ruidos intensos
2	Requerimientos del compresor, ruidos, presiones altas en líneas.
3	Líneas de fluido de alta presión, bombas ruidosas.
4	Espacio necesario para el compresor
5	Revisar si el gas de inyección puede ser usado
6	Revisar la tubería de revestimiento
7	Revisar si la fuente de energía eléctrica está disponible para operaciones ESP
8	Revisar la integridad de la TR antes de la aplicación.
9	Revisar el diámetro de la TR para una instalación completa.

De igual forma, para la selección de un SAP es importante conocer los factores que afectan el paso de los fluidos desde la formación hacia el pozo y sus posibles gastos de producción mediante la curva de índice de productividad (IP) con la que se hacen pruebas de presión-producción al pozo. Además será necesario obtener muestras de los fluidos del pozo, con la finalidad de conocer sus propiedades para obtener los datos necesarios para realizar un análisis PVT el cual se hace para obtener valores de RGA, RGL, Pb, Bo, Bg y Rs con la finalidad de elaborar la curva VLP, obtener las pérdidas de presión en TP y curva de gradiente vertical del pozo mediante la correlación de Orkiszewsky (correlación de análisis y comparación de muchos métodos publicados para calcular las caídas de presión para un amplio rango de condiciones prevalecientes en los pozos). Con la construcción de estas curvas se pretende determinar si el sistema es fluyente y no necesita de la implementación de un sistema artificial, aunque no hay que olvidar que se recomienda considerar la implementación de un SAP desde el momento inicial de la explotación si esta lo amerita y permitiera una mayor recuperación final. (Avalos, 2013)

3.2 Bombeo Mecánico

Este sistema de levantamiento es el más utilizado ya que es fácil de operar y tiene costos menores a comparación con otros sistemas, pero para el caso de pozos con una alta relación gas-liquido resulta menos eficiente y poseen menor capacidad de bombeo que otros métodos. (Bates, 2004)

En pozos de gas es común su utilización para bombear los líquidos del pozos de gas a través de la tubería de producción y permitir que el gas fluya por la tubería de revestimiento, pero debido a la necesidad de bombeo, energía eléctrica para alimentar el motor primario y posibles reparaciones suele ser más costoso comparado con la aplicación de cualquier otro método para remover la carga de líquidos, por lo que es recomendable considerar otras alternativas para eliminar los líquidos del pozo de gas, antes de instalar bombas mecánicas.

Por otro lado, mientras la función del sistema ya se ha puesto en marcha y los líquidos han sido descargados del pozo se tiene que tener especial de que los líquidos pasen a encontrarse por debajo de la entrada de líquidos de la bomba al excederse la velocidad de

bombeo y la capacidad de aporte del pozo, ya que esto estaría afectando a la bomba al entrar gas en ella el cual al ser su suficiente volumen será comprimido antes de contactar con los líquidos, ocasionando el llamado “golpe de fluido”, el cual podría tener la suficiente fuerza para dañar tanto a la bomba, como a la varilla del sistema. La solución este problema es el hacer pausa al bombeado cuando no es necesario, con la finalidad de que se acumulen suficientes líquidos en el fondo del pozo, de manera que se tenga el nivel mínimo requerido para la operación. Este problema de interferencia de gas también puede presentarse en la bomba subsuperficial, la cual reduciría drásticamente su eficiencia. Las soluciones a este problema es situar la bomba debajo de los disparos en el pozo y la otra opción es la instalación de un separador de gas en el fondo del pozo, el cual tendrá como objetivo, limitar los fluidos que entran a la tubería de producción, los cuales en su mayoría tienden a ser líquidos, sin embargo se pueden presentar burbujas de gas, las cuales no podrán ser desalojadas y en cierto momento causaran candado de gas (gas libre entre las válvulas) en el dispositivo. Debe considerarse que para un pozo que produce más de 200 BPD este sufrirá candado de gas. (Avalos, 2013)

El funcionamiento de operación del bombeo mecánico consiste en una bomba de subsuelo de acción recíproca que es abastecida con energía transmitida a través de una sarta de varillas. La energía proviene de un motor eléctrico o de combustión interna, la cual moviliza a una unidad de superficie mediante un sistema de engranaje y correas, y una unidad de transmisión de potencia o reductor de velocidad.

El equipo superficial es:

Motor principal. Proporcionar a la instalación energía mecánica que eventualmente será transmitida a la bomba y usada para elevar el fluido.

Reductor de engranes. Su función es reducir la velocidad del motor principal a una velocidad de bombeo adecuada.

Contrapeso: Se instala al final del balancín, opuesto al extremo del pozo, y contrapesa las varillas de succión y el fluido que se está bombeando.

Cabeza de caballo: Instalada en el balancín y soporta la varilla pulida, la cual se mueve en línea tangente al arco de la cabeza de caballo.

Varilla pulida: une la sarta de varillas de succión y el equipo superficial. Tiene como función soportar el peso total de la sarta de varillas.

Balancín: Maquina integrada cuyo objetivo es convertir el movimiento angular del eje de un motor o reciproco vertical a una velocidad apropiada con la finalidad de accionar la sarta de varillas y la bomba de subsuelo.

Manivela: Transmite e movimiento de la caja reductora a la biela del balancín, que está unida a ellos por pines sujetas al eje de baja velocidad de la caja de engranajes.

A continuación el equipo subsuperficial por el cual está compuesto el bombeo mecánico:

TR. Tubería de revestimiento

TP. Tubería de producción

Varillas de succión. Es el elemento que constituye el enlace entre la unidad de bombeo mecánico superficial y la bomba subsuperficial, la cual se coloca en o cerca del intervalo de producción. Se considera como una de las partes principales del equipo, ya que éstas tienen que soportar cambios de esfuerzos, temperatura y corrosión.

Bomba subsuperficial. La bomba subsuperficial tiene un émbolo que realiza un movimiento reciproco (ascendente y descendente) y con ello succiona el hidrocarburo líquido. Este movimiento es proporcionado por el motor eléctrico en superficie, el cual transfiere energía a Unidad de Bombeo Mecánico (UBM) para que la sarta de varillas que comunican la unidad con el pozo pueda generar el movimiento del émbolo y así, lograr que el pozo produzca. Su principal desventaja es el manejo de gas, es decir, como vimos si se tiene un excedente en el manejo de gas se pueden generar fallas en la apertura de las válvulas, golpe de fluido, además de una pérdida de eficiencia que se manifiesta en una reducción en la producción y en la posibilidad de que se presenten fallas en sus componentes.

Por lo tanto, el equipo subsuperficial que es la tubería de producción, tubería de revestimiento, varillas de succión y bomba subsuperficial tienen las funciones de:

- Transferir energía del motor principal a la sarta de varillas de succión a través de la Unidad de Bombeo Mecánico.
- Cambiar el movimiento rotatorio del motor principal a un movimiento reciproco en las varillas de succión.
- Reducir la velocidad del motor principal a una velocidad adecuada de bombeo, que se logra mediante el reductor de engranes. (Cruz J. , 2020)

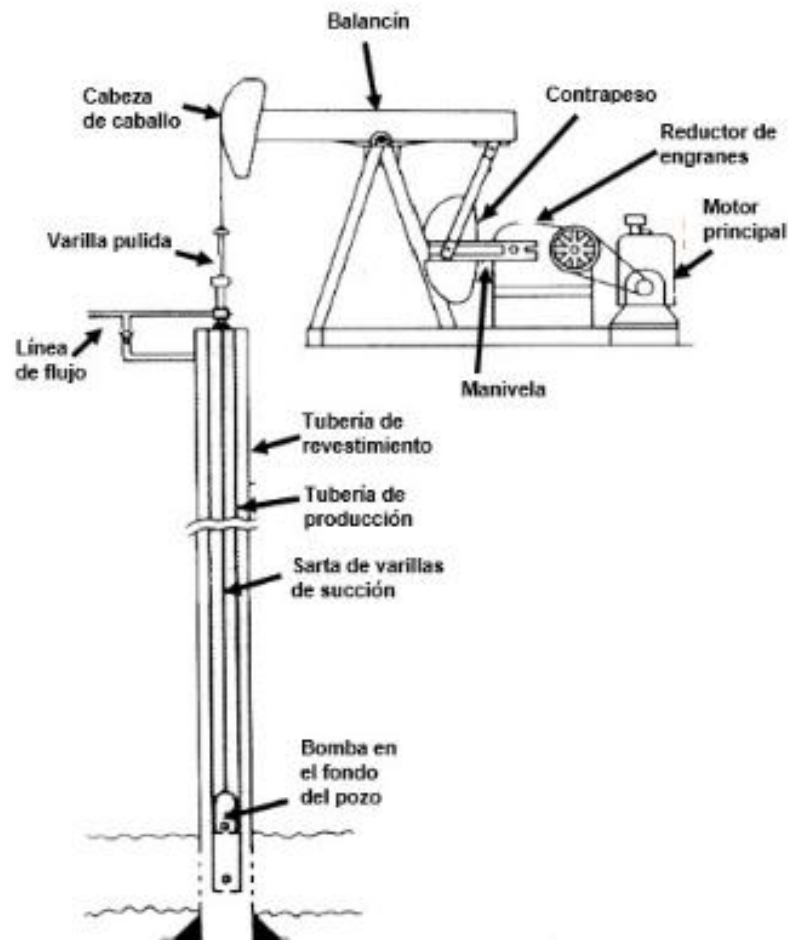


Figura 16 Componentes de un sistema de bombeo mecánico.

Tomada de: "¿Qué es el bombeo mecánico?". José Cruz. 2020.
 Página: <https://epmex.org/news/2020/05/06/que-es-el-bombeo-mecanico/>

3.3 Bombeo Neumático

Con el Bombeo Neumático se proporciona energía artificial al pozo, inyectando gas a alta presión (250 psi como mínima) por debajo de la columna de fluido para mantener la producción. El gas inyectado disminuirá la densidad del fluido de la columna y reducirá la presión de fondo, permitiendo a la presión de formación, mover mayor cantidad de fluidos hacia el fondo del pozo, además de mantener la velocidad de circulación del gas por encima de la velocidad crítica para el desplazamiento de los líquidos, previniendo así de manera progresiva, la acumulación de los líquidos en el fondo del pozo.

Este sistema artificial de producción es el que más se asemeja a al flujo natural que tienen los pozos por lo que es un buen candidato para la remoción de líquidos de pozos de gas bajo ciertas condiciones, como por ejemplo, es necesario saber la cantidad de gas necesaria a inyectar y determinar la relación de gas-aceite óptima que permita transportar con eficiencia los fluidos del fondo del pozo a la superficie, es por ello que la medición de algunos parámetros operativos son de vital importancia, tales como:

1. Presiones en superficie (cabeza de pozo, línea de inyección del gas y otros).
2. Temperaturas en superficie.
3. Gasto de inyección en superficie

En la actualidad existen dos tipos de bombeo neumático los cuales son el intermitente y el continuo.

3.3.1 Bombeo neumático Continuo

Este método consiste en un sistema cíclico cerrado donde el gas del separador es tratado, recomprimido y regresado al pozo, es decir, un volumen continuo de gas a alta presión es inyectado dentro de la tubería de producción para aligerar la columna de fluidos hasta obtener una diferencial de presión suficiente a través de la cara de la formación y de este modo permitir fluir al pozo a un gasto deseado. Lo anterior se logra mediante una válvula de flujo, la cual permite un posible punto de inyección profundo de presión disponible y una válvula para regular el gas inyectado desde la superficie. Este sistema

continuo es factible de aplicarse en pozos con un alto índice de productividad y presión de fondo relativamente alta (columna hidrostática 50% de la profundidad del pozo) así como utilizando diversos diámetros de tubería de producción, dependiendo del gasto de producción deseado. De este modo se pueden tener gastos entre 200 - 20000 bl/día a través de sartas de tubería de producción de diámetro común y hasta 80000 bl/día produciendo por tubería de revestimiento. Se pueden tener gastos tan bajos como 25 BPD a través de la tubería de diámetro reducido.(Gómez, 2009).

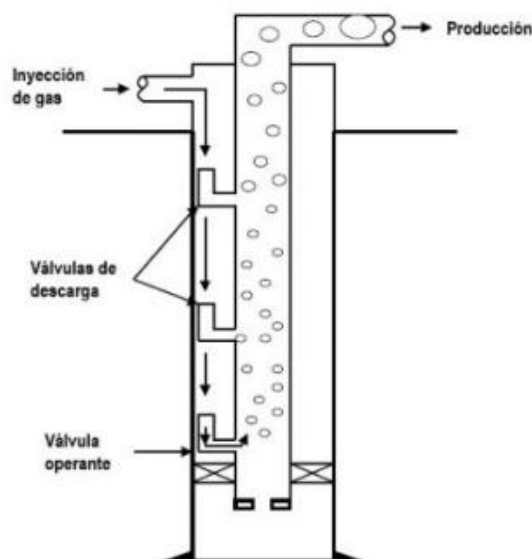


Figura 17 Bombeo neumático.

Tomada de: "Bombeo neumático en pozos de aceite". José Cruz.2020.Pagina:
<https://epmex.org/news/2020/04/08/bombeo-neumatico-en-pozos-de-aceite/>

3.3.2 Bombeo Neumático Intermitente

En este método un volumen de gas a alta presión es inyectado por el espacio anular hacia la tubería de producción en forma periódicamente, con ayuda de un regulador, un interruptor o ambos. A través de una válvula insertada en la TP el gas pasa del espacio anular a esta, cada que esta válvula abre el fluido que viene de la formación y el cual se ha estado acumulando dentro de la tubería de producción es expulsado hacia la superficie e forma de bache a causa de la energía de gas, pero no todo el volumen de líquido se recupera en la superficie a causa de los fenómenos de resbalamiento y colgamiento que ocurren dentro de

la tubería haciendo que el volumen no recuperado se quede en fondo del pozo hasta que a hacer el ciclo.

Después de que la válvula cierra, la formación continua aportando fluido al pozo, hasta alcanzar un determinado volumen de aceite con el que se inicie otro ciclo; dicho ciclo es regulado para que coincida con el gasto de llenado del fluido de formación al pozo.

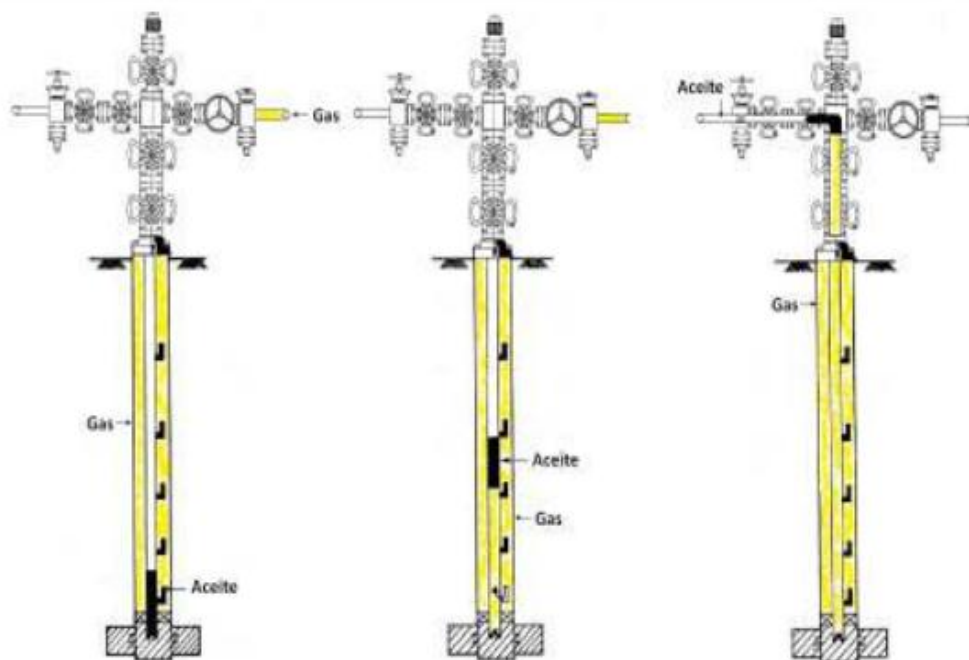


Figura 18 Bombeo neumático intermitente.

Tomada de: "Fundamentos de los Sistemas Artificiales de Producción". S.f. Página:
<http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/jspui/bitstream/132.248.52.100/3605/4/A4.pdf>

Para los pozos de gas es comúnmente empleado el sistema Intermitente donde la acumulación de líquidos en el fondo del pozo es un problema, se deben de hacer inyecciones periódicas para desplazar este volumen de líquidos, de manera que permita la producción de gas del yacimiento de manera económica. Por ello el sistema BNI es el adecuado al inyectar un volumen mayor de gas a alta presión que permita desplazar la mayor cantidad de líquidos por ciclo y requiere menor tratamiento del gas en superficie.

Este sistema se recomienda para pozos con un Alto índice de productividad (mayor que 0.5 bpd/psi/) y bajas presiones de fondo (columna hidrostática $\leq 30\%$ profundidad del pozo) y para un Bajo índice de productividad (menor de 0.5 bpd/psi) con bajas presiones de fondo. (Gómez, 2009)

El equipo subsuperficial del Bombeo neumático está constituido por:

El árbol de válvulas. Conjunto de mecanismos de control, monitoreo y otros accesorios para controlar la producción del pozo. También sirve como conector con las tuberías de producción. Es importante saber que su diseño debe considerar parámetros de flujo, pozo y condiciones de operación.

Conexiones superficiales. Conjunto de tuberías, nipples, codos, tuercas unión, bridas, que se conectan para conducir los fluidos por el pozo hacia la línea de descarga, así como también conducir el gas inyectado. Estas conexiones son la línea de descarga la cual parte del árbol de válvula hacia la estación de separación; By-pass, equipo colocado en el árbol de válvulas el cual comunica la TR con la TP; por último se tiene la línea de inyección de gas, el cual es un conjunto de tuberías y conexiones por donde se transporta el gas de suministro.

Válvulas de control. Son mecanismos utilizados para controlar el flujo de fluidos.

Válvula de retención. Permiten el flujo de un fluido en una sola dirección impidiendo que este se regrese cuando existen contrapresiones, gracias a su diseño pueden manejar tanto líquidos como gases.

Válvula aguja. Su principal función es regular la inyección de gas en el espacio anular.

Filtro. Elimina los líquidos y sólidos mezclados en el gas.

Medidores de flujo. Diseñados para registrar movimientos o desplazamientos de los fluidos, los más utilizados son los medidores por caída de presión los cuales miden la presión diferencial que existe de la relación entre la velocidad del fluido y la pérdida de presión al pasar el flujo a través de una restricción en la tubería.

Reductores de presión. Permiten manipular las presiones, reduciéndolas hasta valores aceptables para ser manejada por otros mecanismos.

El equipo subsuperficial son los que contribuyen a elevar los fluidos de la formación a la superficie, como lo son:

Tubería de producción. Alojada en el interior de la TR.

Válvulas de inyección de gas. Es por donde pasa un volumen regulado de gas hacia la tubería de producción. Instaladas a diferentes profundidades de acuerdo a su diseño.

Estas válvulas se pueden clasificar de acuerdo a su extracción o introducción en el interior del pozo como: convencionales, las cuales va instalada en un adaptador en el exterior de un mandril (dispositivo que ayuda a las válvulas para ser retenidas en la TP) para posteriormente introducir al pozo como parte de la TP, para recuperarlas es necesario extraer la TP, y recuperable, se localiza dentro del bolsillo de un mandril, se va con la TP pero no es necesario extraer esta para recuperar la válvula ya que como su nombre lo indica es recuperable por los métodos de línea de acero.

Empacadores. Dispositivo que aísla la zona del espacio anular que hay entre la TP y la TR incrementando la eficiencia del flujo. Tienen la ventaja de que bloquean el paso de fluidos al espacio anular a la TP, eliminan la presión en la TR arriba del empacador, los flujos corrosivos, arena, etc. Fluyen únicamente por la TP lo que mantiene a la TR sin daños y por ultimo aísla los intervalos productores.

3.4 Embolo viajero

Este método no requiere de energía adicional a la del yacimiento, pero si necesita espacio donde la energía de gas se pueda almacenar para luego ser suministrada a la TP a grandes gastos.

El principio de operación se basa en utilizar un émbolo que viaja libremente de arriba abajo dentro de la tubería de producción para asistir al gas llevando el líquido hacia arriba en función de las condiciones del pozo. Se requieren períodos de flujo, momento cuando el pozo es abierto a producción, el pistón y la columna de líquido son levantados por la

tubería de producción, y no-flujo cuando el pozo es cerrado el pistón cae por la tubería de producción para la acumulación de presión. Cuando el pistón llega a la superficie, el mecanismo de recepción lo detecta y, a través del sistema de control, se prepara para el ciclo siguiente.

El pistón sirve como es una interface entre la fase de líquido y el gas, minimizando el resbalamiento del líquido y con esto incrementa la eficiencia de la energía del gas del yacimiento. Al utiliza la fuerza del gas acumulado que se aplica sobre el área expuesta del émbolo, teniendo un mayor diámetro de émbolo y un mejor sello entre la tubería de producción y el pistón, será necesario una menor fuerza aplicada desde el fondo para lograr la misma presión con la iniciará su movimiento ascendente. Los ciclos repetitivos pueden ser ajustados continuamente mediante el uso de un controlador del émbolo viajero. (Ayala, 2009)

Este sistema es muy efectivo cuando se tienen pozos de gas con bajas presiones pero con buena productividad. Puede ser aplicado en conjunto con el Bombeo Neumático con el objetivo de disminuir la cantidad de gas inyectado para el aligeramiento de los fluidos en el fondo del pozo, reduciendo el resbalamiento de los líquidos. La velocidad del émbolo debe estar por debajo de los 100 pie/min para evitar un desgaste.

Para que un pozo sea candidato la instalación de un émbolo viajero este debe de tener la suficiente presión gas para levantar al émbolo y líquidos, la presión en la tubería de revestimiento debe restablecerse en un cantidad mayor a 250 psi en 3 horas y por último la contrapresión de la línea no debe ser muy alta porque si no disminuirá la velocidad de flujo provocando que se requiera un mayor consumo de gas para elevar al émbolo y líquidos

. Para estimar cuanto líquido podemos levantar junto con émbolo viajero es necesario definir primero de cuanta presión disponemos para después estimar la presión neta, la cual puede identificarse como la presión del espacio anular menos la máxima presión en la línea de descarga. $P_{NETA} = P_{TR} - P_{LD} = psi$. Esta presión puede ser convertida a carga hidrostática y, es frecuentemente usada como el punto teórico de inicio para determinar la longitud del bache o altura de la columna de líquido que puede ser llevada a superficie de forma periódica con la operación intermitente del pozo.

$$Head = \frac{(P_{TR} - P_{LD})}{G_L} = \text{pies} \quad (49)$$

Donde

Head = Longitud del bache de líquido encima del émbolo viajero, pies

P_{TR} = Presión del espacio anular, psi

P_{LD} = Presión en la línea de descarga, psi

G_L = Gradiente de presión del líquido, psi

Para poder determinar cuando el pozo debe ser abierto a producción en función de la presión del espacio anular se tiene la siguiente expresión que ya involucra a diferentes factores que intervienen a lo largo del pozo:

$$P_{TRMax} = P_{TRMin} * R_a \quad (50)$$

Donde

P_{TRMAX} = Presión por espacio anular que se debe alcanzar antes de que el bache de líquido y el émbolo comiencen a viajar en forma ascendente.

P_{TRMIN} = Presión por el espacio anular al momento de que el émbolo alcanza la superficie.

R_a = es la relación de áreas de las tuberías de producción y la de revestimiento del pozo. $R_a = \frac{A_{TR} + A_{TP}}{A_{TR}}$

Para determinar el volumen de gas mínimo necesario para levantar el émbolo y el bache de líquido se requieren conocer la presión máxima del espacio anular y la temperatura promedio del pozo, ya que el volumen de gas acumulado en el espacio anular

será el volumen de gas disponible de forma instantánea para iniciar el movimiento ascendente del émbolo y el bache de líquido y vencer las contrapresiones y pérdidas de presión. (SCHLUMBERGER, s.f.)

$$V_g = \frac{V_T * L}{1000} * \frac{P_{TRMax}}{14.7} * \frac{520}{T} * \frac{1}{Z} * C \quad (51)$$

Donde

V_g = Volumen de gas mínimo requerido para levantar el bache.

V_T = Volumen unitario

L = Profundidad del pozo

P_{TRMax} = es la presión máxima por espacio anular, psi

T = Temperatura promedio del pozo, °F

Z = Factor de compresibilidad del gas

C = Factor de deslizamiento del gas

A continuación los componentes superficiales que integran el embolo viajero.

Lubricador. Constituido con materiales ligeros y resistentes, aptos para trabajar con presiones de 2000 a 3500 psi. Se instala directamente sobre la válvula maestra y consiste prácticamente en un resorte, placa de tope y una tapa removible para la inspección del resorte. Su función es amortiguar mediante el resorte el golpe del pistón al llegar a la superficie y atraparlo para su cambio o necesidad operativa.

Válvulas motoras. Son válvulas de operación neumática que se utilizan para controlar la producción. Son válvulas operadas a través de un diafragma el cual requiere de presión del flujo para abrir y permitir su paso o cerrar e impedir el flujo de gas o fluidos. (Se hablará más adelante de ellas como SAP).

Válvula reguladora de flujo: Regula el caudal de gas y líquido de producción limitando la velocidad del ascenso del pistón. Tiene la función de absorber el impacto de viaje en su carrera descendente.

Válvula maestra: Su función es la de aislar la presión del pozo cuando se requiere recuperar el émbolo viajero para su inspección.

Sensor de arribo: Su función es la de avisar al controlador electrónico de que el émbolo ha llegado a superficie.

Separador y regulador: Son los dispositivos utilizados para suministrar el gas de control, los cuales deben ser regulados para que la válvula motora y electro válvulas se encuentren con la calidad y la presión apropiadas dentro de sus límites de operación requeridos.

En la cámara de goteo donde se produce la separación bifásica, se permite la extracción del líquido del gas de suministro antes de llegar al controlador. La presión de trabajo puede llegar hasta 3000 psi al regulador pero solo se ajusta a una presión entre 30-35 psi.

Válvula bypass: Su función es comunicar la presión del lubricador hacia la válvula de venteo para recuperar el émbolo viajero en superficie.

Cable exterior: Proporciona la señal eléctrica al controlador electrónico en el momento de arribo del émbolo.

Controlador. Son utilizados con válvulas motoras u otros dispositivos neumáticos para controlar la operación de las válvulas. Cuenta con una batería recargable con paneles solares.

Panel solar. Mantiene a la batería con la carga necesaria para el correcto funcionamiento del controlador. Debe quedar instalado y conectado al sur del sistema para captar mejor los rayos solares.

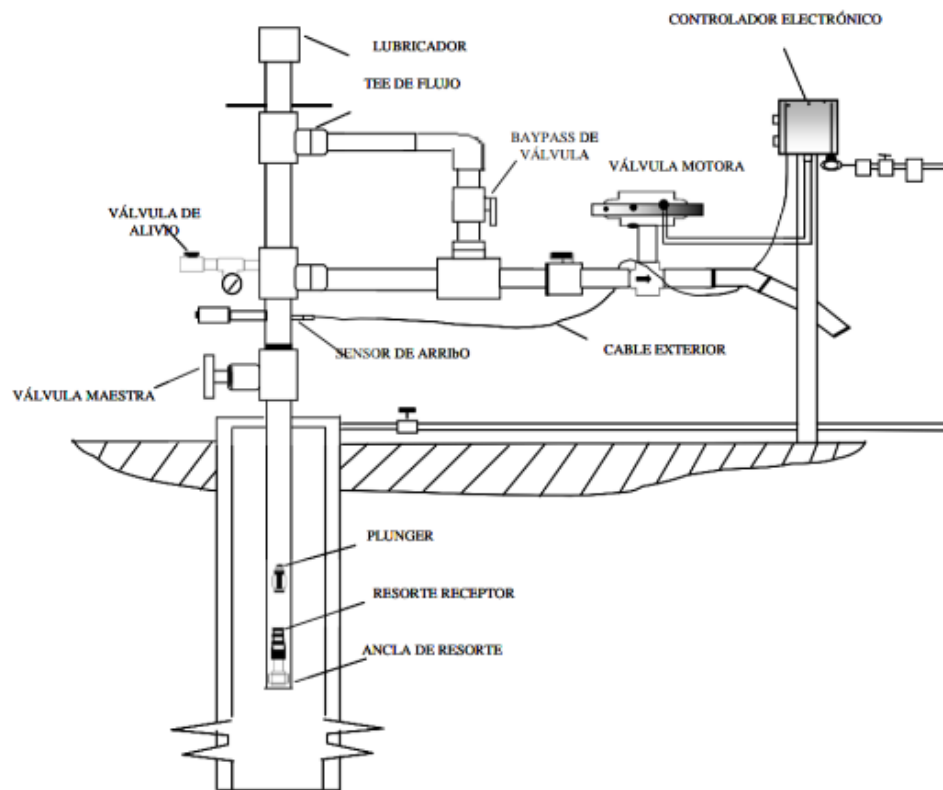


Figura 19 Principales partes del émbolo viajero.

Tomada de: "Problemas y soluciones de carga de líquidos en pozos de gas del activo integral Veracruz (AIV). Marco Ramírez.2010. p.75

El equipo subsuperficial es el siguiente:

Resorte de fondo. Tiene como función absorber el impacto del embolo en el fondo del pozo y prevenir así daño tanto en el émbolo como en el cuello de pesca de la herramienta.

Anclas de fondo. Son dos, la ancla para cople diseñada para colocarse en la tubería de producción mediante un mecanismo de pestañas que se alojan en el cople, está equipado con un cuello de pesca para colocarse y recuperarse mediante línea de acero si es necesario; y la ancla para tubería, diseñada para asentarse en cualquier parte del cuerpo de la tubería mediante un mecanismo de cuñas, al igual que el ancla de cople está equipada con un cuello de pesca para colocarse y recuperarse mediante línea de acero. En la actualidad son más utilizadas las anclas de tubería, debido a que las tuberías lisas han desplazado a las tuberías con coples.

Émbolo: La función principal es formar una gran burbuja o bolsón que realmente empujará el colchón de líquido. Existen varios tipos de émbolos que operan con el mismo principio básico. Las variaciones van enfocadas a la eficiencia del sello y la fricción. A continuación se mencionaran los tipos de émbolo.

Émbolo tipo sólido: Cilindro de acero sólido con una suave o acanalada superficie. El gas en todo el émbolo durante su viaje hacia arriba debe tener una velocidad mucho mayor que el émbolo y la carga líquida. El paso del gas en el émbolo frota la tubería limpiando de líquidos y reduce el regreso de estos.

Émbolo tipo espiral: Son económicos de bajo mantenimiento y están disponibles en dos diseños: sólidos y huecos. El funcionamiento consiste en que el gas que pasa por las ranuras que tiene el pistón a lo largo, forma un vórtice en cada ranura y ocurre una pérdida de presión que causa el movimiento del émbolo.



Figura 20 Émbolos tipo. a) Sólido b) Espiral.

Tomada de: "Ayudante "A" de producción".
PEMEX.2018. p.104

Émbolo tipo cojinetes T: Diseñados para obtener un máximo sello y desempeño. Son más eficientes y durables que otro tipo de émbolos en condiciones similares. Incorpora 4 secciones de cojinetes tipo T que están igualmente balanceados por dos resortes lo que le

permite al embolo expandirse y contraerse en las irregularidades de la tubería disminuyendo el desgaste y proveyendo un sello de 360°. Cada émbolo puede ser fácilmente rearmado en el campo.

Émbolo tipo tornado: Notablemente adaptable, las ranuras inferiores crean turbulencia del gas volátil, incrementando la eficiencia del sello. Este émbolo ha demostrado eliminar satisfactoriamente la formación de arena y parafina. Elaborado de aleación de acero endurecido, aumentando notablemente la vida y durabilidad. Utilizado comúnmente para gas amargo.

Émbolo con almohadillas: Se utiliza en pozos cuya columna de tubería presenta irregularidades en el diámetro interior (abolladuras, incrustaciones, entre otros) derivado de esto el costo de intervención es elevado para el nivel de producción de los mismos o por las características propias del pozo. El émbolo tiene capacidad de plegarse en su diámetro exterior de manera que puede pasar por espacios estrechos dentro de la tubería. El acoplamiento de almohadillas tiene un doble sello que restringe fugas o deslizamiento aprovechando la presión del pozo para maximizar la eficiencia de levantamiento.

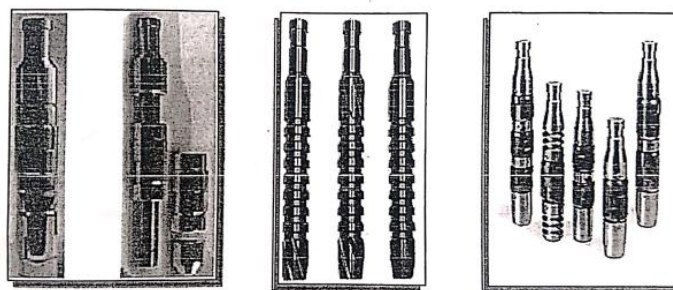


Figura 21 Émbolos tipo cojinetes, tornado y almohadillas.

Tomada de: "Ayudante "A" de producción". PEMEX.2018. p.105

Émbolo con arandelas oscilantes: Diseñado para mantener libre la tubería de parafina, sal e incrustaciones. Esta construido por anillos movibles de acero o arandelas montadas a lo largo de un mandril sólido. Las arandelas friccionan la tubería limpiando y eliminando el producto no deseado antes de que haya la posibilidad de cristalizar.

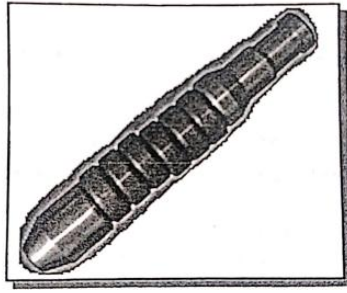


Figura 22 Émbolo de arandelas oscilantes.

Tomada de: "Ayudante "A" de producción". PEMEX.2018. p.106

Émbolo tipo cepillo: Consta de un mandril y segmento de cepillo. El segmento de cepillo está sobredimensionado con respecto al diámetro interno de la tubería, esta característica crea un mecanismo de sellado. Son particularmente utilizados para pozos que produzcan sólidos, presencia de arena o imperfecciones en la tubería. Permite realizar un barrido de la tubería a una alta eficiencia. (Rosado, s.f.)



Figura 23 Émbolo tipo cepillo.

Tomada de: "Ayudante "A" de producción". PEMEX.2018. p.107

3.4.1 Válvula motora

La válvula motora es un equipo que se utiliza en pozos que operan intermitentemente para tener control sobre el tiempo y/o presión de los pozos con la finalidad de estabilizar el flujo, incrementar la productividad, evitar gastos innecesarios de operación y mantenimiento. (Díaz, 2017)

Este sistema va de la mano con el émbolo viajero, encargada de abrir o cerrar el paso de la circulación del gas, con ayuda de controladores de ciclo electrónico o mecánico, para estabilizar el flujo cambiando el patrón de flujo tapón o transición a flujo burbuja, mejorando las condiciones de explotación. (Gozález, 2015)

El equipo interno de la válvula motora está constituido principalmente de la siguiente manera:

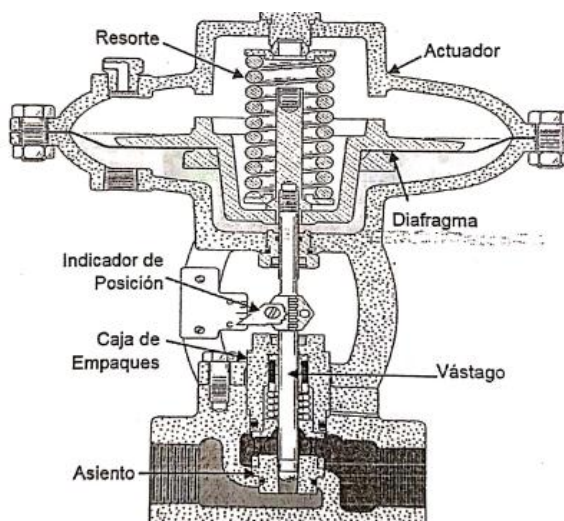


Figura 24 Partes internas de la válvula motora.
Tomada de: "Ayudante "A" de producción".
PEMEX.2018. p.115

Actuador. También llamado accionador o motor, puede ser neumático, eléctrico o hidráulico, pero los más utilizados son los dos primeros, por ser las más sencillas y de rápidas actuaciones. Los actuadores neumáticos constan básicamente de un diafragma, un vástago y un resorte. Teniendo en cuenta que la gama usual de presión es de 3 a 30 psi. En la mayoría de los actuadores se selecciona el área del diafragma y la constante del resorte de tal manera que un cambio de presión, produzca un desplazamiento del vástago igual al 100% del total de la carrera.

Diafragma y resorte. En los actuadores que utilizan como medio motriz un conjunto formado por el diafragma y el resorte, el posicionamiento del vástago se logra por el balance de fuerzas que actúan sobre el tapón u obturador de la válvula. Estas fuerzas son originadas por la presión aplicada sobre el diafragma, la fuerza debido a la fricción, la

fuerza ejercida por el resorte, inercia originada por la masa y las fuerzas dinámicas que actúan sobre el obturador y el asiento.

Cuerpo. Este está provisto de un obturador o tapón, los asientos del mismo y una serie de accesorios. La unión entre la válvula y la tubería puede hacerse por medio de bridas soldadas o roscadas directamente a la misma.

Tapón. Los tapones son roscados internamente para acoplarse con el vástago, el orificio en el cuerpo del tapón está orientado acoplarse con el vástago. Una chaveta de acero inoxidable, permite reforzar el ensamble y previene el movimiento horizontal del tapón así como en su propio eje, las roscas del tapón y los hilos del vástago soportan la carga de empuje, permiten un alineamiento positivo y uniforme con el asiento logrando mayor hermeticidad en sellos metal – metal.

Vástago. Es la pieza que se desliza a través de la tapa y mueve el obturador, para prohibir o dejar el paso al fluido.

Empaquetadura: El objetivo de la empaquetadura es proporcionar un medio elástico que evite la fuga de fluido al exterior y con una baja fricción para el paso del vástago. Adicionalmente el material debe ser inerte para que no reaccione con los productos químicos que constituyen el fluido de proceso, debe ser capaz de soportar altas presiones y temperaturas.

Caja y asiento. Estos internos están contruidos de una sola pieza y están fabricados en acero inoxidable con excelente dureza, apropiado para fluidos corrosivos y abrasivos. La caja guía al tapón en el orificio y permite un alineamiento positivo. El sello entre la Caja-Asiento-Cuerpo se logra con un anillo “O”, esto permite que el asiento no sea roscado en el cuerpo.

Indicador de posición. Permite visualizar la posición de la membrana, para saber si está en posición de apertura, cierre o bien en una posición intermedia



Figura 25 Equipo Superficial de la Válvula Motora.

Tomada en: Matapionche por Félix Hernández.

Separador. Equipo que se utiliza para separar un fluido que se encuentra formado por 2 o más fases diferentes densidades.

Regulador de presión. Sirve para convertir la presión variable de entrada del gas, en una presión fija de salida.

Controlador. Tiene la función de emitir la señal a la válvula motora para que abra o cierre el paso del flujo, de acuerdo a la variable controlada, en este sistema la variable puede ser la presión configurando un rango de presión con valor máximo y un valor mínimo, cuando un transductor de la presión en la cabeza registre el valor de presión mínimo, entonces el controlador cerrara la válvula motora. El transductor de presión continua registrando el valor de la presión en la cabeza del pozo, cuando alcance el valor máximo de presión, entonces el controlador abre la válvula motora; o un determinado tiempo, cuando ya se tienen identificados de buena forma los periodos de flujo y cierre del pozo, este modo de control permite configurar al controlador electrónico con solo 2 parámetros de operación. El tiempo de cierre es el lapso en el que la válvula motora mantendrá al pozo cerrado (Time off) y el tiempo de apertura es el lapso en el que la válvula motora permitirá el flujo del pozo (Time On). (SCHLUMBERGER, s.f.)

Panel solar. Aprovecha la energía del sol, este panel está formado por numerosas celdas que convierten la energía del sol en electricidad. La finalidad del panel solar es conservar la batería del controlador para su operación.

3.5 Agentes espumantes

El uso de los agentes espumantes se debe a que la espuma reduce la densidad y la tensión de superficie de la columna de fluido, lo cual hace que la velocidad crítica de gas necesaria para elevar los fluidos a la superficie se reduzca ayudando a remover los líquidos del pozo y disminuyendo el paro de producción de este. Comparado con otros métodos de levantamiento artificial, los agentes espumantes son uno de los recursos más baratos para descargar los pozos de gas, funcionan mejor si el fluido en el pozo es de al menos 50% de agua con la desventaja de que no son efectivos para líquidos de gas natural o para hidrocarburos líquidos. Estos surfactantes químicos son diseñados para modificar las propiedades físicas de los líquidos como la tensión superficial.

Los químicos utilizados para afectar las características físicas de las fases hidrofóbica e hidrofílica para la formación de espumas a través de las cuales se transportan los líquidos a la superficie son; no iónicos, aniónicos, catiónicos y anfotericos.

Para saber cuál agente espumante se debe ocupar es necesario realizar pruebas de laboratorio y campo para llevar a cabo una óptima selección. El objetivo de estas pruebas es detectar que no exista baja generación de espuma, creación excesiva o persistente de la misma o, emulsiones de condensado y agua muy estables. Para realizar las pruebas es necesario las muestras de agua y condensado de los pozos candidatos en proporciones lo más cercano posible a la realidad.

Se busca determinar, formación de espuma y su tiempo de permanencia, el tiempo de separación de fases condensado- agua, reacción de la muestra al agente (determinación de cantidad requerida para eliminar la espuma), la reacción de la muestra a un agente de desemulsionante (cantidad necesaria para romper emulsión) y tensión dinámica de la superficie. (González & Vicentini, 2014)

Las pruebas a realizar son:

- De agitación, la cual consiste en tomar 100 ml de agua de formación, hidrocarburo líquido y agente espumante, colocarlos en una licuadora a alta velocidad aproximadamente 20 segundos. Posteriormente la espuma producida es pasada a un cilindro graduado donde se mide el volumen inicial de espuma y se empieza a tomar el tiempo a partir de ese momento para saber cuánto tarda en acumularse al fondo 50 ml de líquido, asumiéndose ese tiempo como la mitad de tiempo de duración de la espuma, es decir, la vida media de la espuma se calcula:

$$V = \frac{H_o - H_t}{60 * t} \quad (52)$$

Donde

V=Velocidad de caída de la espuma mm/s

Ho=Altura inicial de la espuma después de la agitación

Ht=Altura de la espuma después de determinado tiempo, mm

t=Tiempo en minutos

De uno 1-3 minutos se ha observado que es el tiempo que se necesita para garantizar que se pudiera desalojar el gas, es decir, que si través de las burbujas se permeara el gas.

- Inyección de gas, consiste en burbujear gas en una solución de agua de producción, donde la espuma creada fluye hacia un vaso de precipitación graduado para después medir el volumen de líquido transportado por la espuma y graficarlo en función del tiempo.

La dosificación que deberá llevar el pozo se determinará de acuerdo al tiempo de separación espuma-líquido y con la información del ecómetro y estado mecánico del pozo se sabrá el volumen de líquido que aporta el pozo en barriles. (González E. , 2019)

Anti-espumante y desmulsificante

Los agentes antiespumantes se utilizan para deshacer la espuma que regresa desde el pozo después del tratamiento para la eliminación de los fluidos. Se instalan en los cabezales de llegada para dar tiempo de cortar la espuma antes de que lleguen a los separadores.

El desmulsificante se usa para separar emulsiones de agua en petróleo en agua. Para pozos que producen condensados muy livianos no se presenta problemas de separación con el agua.

Los fenómenos que pueden ser presentados por la espuma presente son:

- Un exceso de espuma en separadores primarios, llevando a arrastre de agua en el gas, y por lo tanto sacándolo de especificación, si se dirige luego a exportación. Contrarrestado por el antiespumante.
- Dificultad para separación de agua del petróleo debido a la acción tensioactiva de los espumantes. Contrarrestado por el desmulsificante.

3.5.1 Tubería Capilar

El principio de este sistema se basa en la instalación de una tubería capilar de acero inoxidable dentro de la tubería producción o en el paso anular mientras el pozo sigue fluyendo, es decir, sin parar la producción. A través de la tubería capilar se inyecta un agente químico en estado líquido, la tubería puede ser de 1/4" o 1/8" colocada a una profundidad definida llevando el surfactante hasta el fondo del pozo. Este método permite bajar hasta una profundidad de 7000 metros con el pozo en producción y dejar el sistema funcionando ya que en un sistema convencional de dosificación de producción de químicos.

La instalación de tubería capilar tiene la ventaja de que puede ser retirada e instalada con facilidad para su mantenimiento, debido a la implementación del acero inoxidable 2205 Duplex utilizado en más del 90% de las operaciones realizadas que ayuda a tener una naturaleza elástica y durabilidad. (Ramírez, 2010)

Con TC se tiene la posibilidad de aplicar una dosificación de continua de químicos para mejorar la producción y eliminar problemas como:

- Eliminación de la Columna de líquidos
- Eliminar depósitos de parafinas
- Evitar la corrosión.
- Hidratos de gas
- Reducción de emulsiones.

El equipo utilizado en la superficie para la inyección es:

Cabeza de inyección. Este equipo tiene la función de introducir hasta el fondo del pozo el surfactante con ayuda de una bomba.

Bomba neumática. Utilizada para controlar la presión del pozo, esta equipa con tanques de químicos para poder controlar los volúmenes de inyección de 100 l hasta 10000 l/día.

Pack-off. Cumple con la función de empaquetar el capilar en boca de pozo. Se regula hidráulicamente la presión de sello dependiendo del trabajo que se desea realizar.

Existen dos modelos:

- Roscado, es el estándar en la industria y se le certifica para una presión de trabajo de 500 lb/pg²
- Bridado, generalmente se certifica para 10,000 lb/pg², tiene un coto más elevado.

Tubería capilar. Tubería por donde se inyectan los químicos. Se utiliza el acero inoxidable Duplex 2205 el cual es resistente a la corrosión, resistente a la tracción, durabilidad y asequible. La tubería es instalada mientras el pozo está produciendo y es colgada del árbol de válvulas.

Grampa: Su función es mantener fija la tubería capilar al cabezal de producción.



Figura 26 Equipo superficial para la inyección de químicos por tubería capilar.

Modificada. Tomada en: Pozo Papan 73. Balderas, G; Hernández; Cruz, S. 2022.

El equipo subsuperficial consta prácticamente de la boquilla dosificadora, la cual libera el agente químico de forma continua o discontinua. Para una operación de dosificación continua se pueden utilizar boquillas con válvula check o con regulación de presión de apertura, para operaciones de dosificación discontinua se utilizan boquillas con válvula check. La boquilla está diseñada para soportar alta presión, temperatura y ambientes corrosivos.

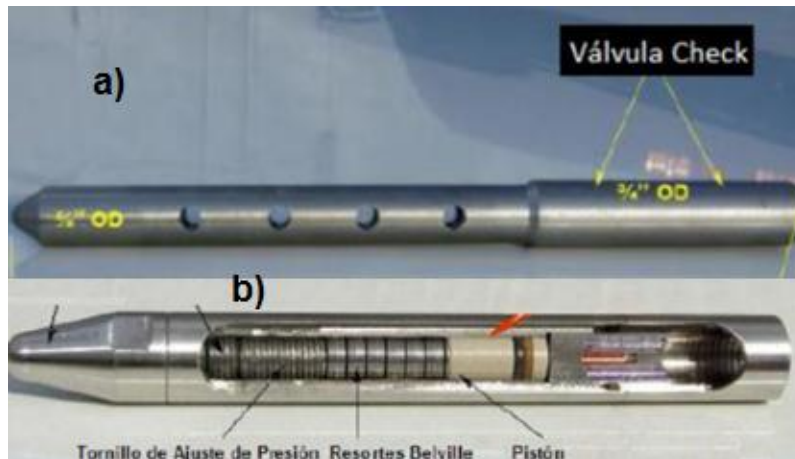


Figura 27 Boquillas de dosificación. a) Discontinua b) Continúa Modificada. “Sistema de inyección de espumante líquido con tubería capilar en pozos de gas seco”. Erick González. 2019. P.121

3.5.2 Barras espumantes

Las barras espumantes tienen una forma cilíndrica de diámetro y longitud variable, estas contienen el producto químico que contiene una mezcla de surfactantes no iónicos y agentes reforzadores de espuma. Las barras son lanzadas hacia el fondo de la tubería con ayuda de un lanzador automático o bien pueden ser introducidas de forma manual por un operador.

Las barras empiezan a entrar en contacto con el agua e hidrocarburos ligeros (condensado) para posteriormente comenzar un proceso de efervescencia disolviéndose en un periodo de entre 20 a 80 minutos dependiendo de factores como la temperatura, la cual debe estar entre 80 y 135°C, contenido de sales y el movimiento del agua en la formación.

Las barras espumantes pueden ser descargadas una a la vez o por medio de un lanzador de barras automático que permite el envío de forma continua por intervalos de tiempo, controlado de manera electrónica con el fin de automatizar el proceso. El lanzador automático tiene una fácil instalación, existen modelos que operan por medio de energía solar y es fácil de usar. (Galeana, 2020)



Figura 28 Lanzador automático de barras espumantes.
Tomada de: "Lanzador de barras". Edgar Ayala. 2009. Schlumberger

El sistema está conectado a un depósito de barras, cuando las barras sean cargadas al lanzador con ayuda de una válvula check se abrirá la tubería y con ayuda de una cámara hidráulica se impulsará la barra al fondo del pozo.

El lanzador automático está constituido por:

Trampa de líquidos (sifón). La trampa de líquidos propia del equipo de lanzador automático se debe instalar siempre hacia arriba, la trampa de líquidos cuenta con dos válvulas de 1/4" codificadas con colores para poder identificarlas. La Válvula verde se utiliza como igualadora de presiones en la recámara. Una línea de compensación de 1/8" se conecta con el paso reductor inferior. Válvula roja para el desfogue de presión de la recámara.

Regulador de presión. Suministra el gas de operación al pistón del lanzador.

Pistón. Opera con un suministro de gas de 30 a 45 psi, para abrir o cerrar el vástago que a su vez se encarga de mover toda la parte mecánica del lanzador y poder mover el carrusel y efectuar el lanzamiento de barras espumantes al interior del pozo.

Las partes internas del lanzador son:

Carrusel. Diseñado para 9 y 18 barras espumantes. El de 9 barras puede alojar una barra de diámetro 1 1/4" y menores por cada espacio en el carrusel, y el de 18 barras tiene 9 espacios en los cuales se pueden colocar 2 barras en forma vertical una sobre otra en cada sección.

Cuñas. Con el movimiento del pistón giran dando movimiento al carrusel para que las barras espumantes queden en posición de lanzamiento al interior del pozo.

Contenedor de barras y tapa de contenedor. Tienen un aislamiento de poliuretano que le permite mantener la integridad de las barras espumantes, la tapa del contenedor está preparada para la instalación de una válvula de escape de 1"

Los accesorios de control automático son:

Controlador electrónico. Funciona con 6 VCD y cuenta con una celda solar para mantener la carga de las pilas. El controlador tiene una pantalla digital que indica el número de barras disponibles en el lanzador y el tiempo faltante para realizar el siguiente lanzamiento de barras espumantes.

Batería recargable de 6 VCD con capacidad de suministro de 3.3 amperes por hora.

Panel solar. El panel o celda solar alimenta al controlador para mantener la programación y en operación al lanzador de barras espumantes. Suministra el voltaje de 8.6 VCD para el controlador automático. (Ayala, 2009)

Tipos de barras

Los tipos de barras utilizados principalmente en pozos de gas son:

Barras ácidas. Se utilizan principalmente en pozos inyectoros de agua para poder remover carbonatos y depósitos de moho, además de bajar las presiones de inyección.

Barras inhibidoras de corrosión. Están disponibles para actuar en agua o aceite. Se usan para controlar los problemas de corrosión a la tubería de pozos productores de aceite y gas.

Barras inhibidoras de sales. Ayudan a mantener la sal en solución con la finalidad de prevenir acumulación o incrustación de la sal en la tubería en pozos de gas con producción alta de agua.

Agente espumante: Es una mezcla de surfactantes que produce espuma estable y alta, en toda la salmuera y un amplio rango de ph's. Además, tolera hasta un 10% de crecimiento en aceite, una cantidad moderada de aminas a base de inhibidor de corrosión y el 50% de sólidos de arcilla. Dentro de estas barras se tienen 4 tipos que varían de acuerdo a la cantidad de agua y condensado que van a trabajar:

- Tipo A (Barra roja): Se utiliza en una relación de 60% de agua y 40% de condensados.
- Tipo B (Barra verde): Se utiliza en una relación de 80% de agua y 20% de condensados.
- Tipo C (Barra Azul): Se utiliza en una relación de 25% de agua y 75% de condensados.
- Tipo D (Barra café): Se utiliza para mover incrustaciones de carbonatos y depósitos de óxido. Se recomienda que después de 2 semanas de estar trabajando con las barras espumantes se aplica una barra tipo D para limpiar.

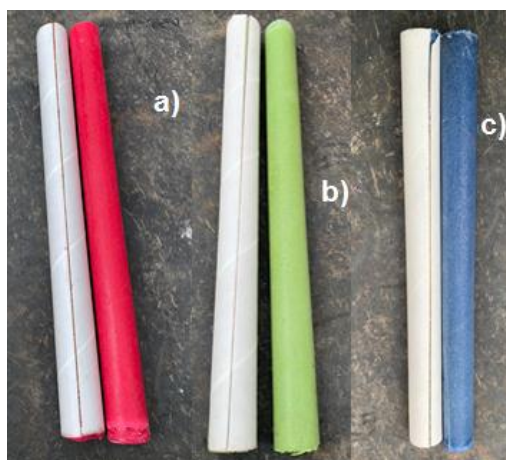


Figura 29 Barras espumantes. a) Tipo A b) Tipo B c) Tipo C

Modificada. Tomada en por: Apolinar Hernández. 2022.

Los factores que se deben considerar al momento de seleccionar una barra son conocer la altura de la columna de líquidos en el pozo, la presión de fondo fluyendo, el contenido de hidrocarburos, entre otras cosas. (González E. , 2019)

Para introducir las barras primero se debe cerrar el pozo con ayuda de la válvula maestra (ubicada debajo de la cruceta del pozo) y la válvula manual. Después se desfogar el tramo de producción abriendo las válvulas de medio, introducir las barras a través de la válvula de sondeo y posteriormente cerrar las válvulas.

Se abre la válvula maestra para permitir el paso de las barras a la TP. Se deja el tiempo pertinente para que la barra haga su efecto y posteriormente se abre la válvula lateral alineando el flujo a la línea de recolección. Si se necesita introducir más de una barra, se deberá hacer de una en una.



Figura 30 Pozo operado con barras espumantes.
Tomada por: Apolinar Hernández. 2022. Mecayucan 418.

3.6 Sarta de velocidad

La instalación de una sarta de velocidad, es la instalación de una tubería de diámetro pequeño corrida en el interior de la tubería de producción de un pozo como tratamiento de para resolver los problemas de carga de fluidos, esta reduce el área de flujo e incrementa la velocidad de flujo para permitir el transporte de los fluidos desde el pozo. (SCHLUMBERGER , s.f.) La velocidad del gas debe ser mayor que una velocidad critica para evitar el acumulamiento de los líquidos en el pozo.

Para saber cuál es la velocidad mínima requerida del gas se utiliza la correlación presentada por Turner, la cual analiza el régimen de flujo, donde conforme las velocidades del gas son mayores que la velocidad de suspensión de las gotas de agua, la alta velocidad del gas fuerza a los líquidos a salir a la superficie.

Por lo tanto, dos conceptos importantes para conocer más sobre el funcionamiento de la sarta de velocidad es el concepto de velocidad crítica la cual es definida como la velocidad mínima que necesita el gas para elevar la gota más pesada de líquido desde el fondo hasta la superficie, y el gasto crítico, definido como el gasto máximo necesario para elevar la gota más pesada de líquido desde el fondo hasta la superficie, es decir, gasto necesario para alcanzar la velocidad crítica. (González, 2015)

El diseño de la sarta de velocidad también es un punto importante para la recuperación de la producción. Este se basa en encontrar el diámetro y profundidad óptima para que las pérdidas de presión por fricción sean mínimas. Es por eso que se recurre a un análisis nodal entre la información de las curvas del comportamiento de afluencia (IPR) del gas en la formación y entrada al pozo, y la curva de comportamiento de la presión en la tubería, con la cual se puede saber el mínimo gasto al cual el pozo puede ser producido.

La curva IPR se determina por las propiedades del yacimiento, especialmente por la presión de yacimiento y es independiente de la curva de comportamiento en la tubería.

La curva de comportamiento en la tubería describe el desempeño de un tamaño específico de tubería, diámetro, profundidad y condiciones en la cabeza del pozo, por lo que el dependiendo del diseño de la sarta de velocidad, este comportamiento se verá

variado en la curva. Por lo tanto, el punto de intersección de las dos curvas da el gasto real producido.

En la siguiente figura podemos, el gasto crítico, el cual puede ser obtenido a base de la relación de Turner, el punto de inflexión el cual sería la representación de la carga de líquidos, donde la parte izquierda a partir de ese punto nos indica la contribución de la presión hidrostática y la parte derecha es la contribución de las pérdidas de presión debido a la fricción. En este caso podemos notar que la intersección está a la derecha del gasto crítico, cuando esto ocurre nos indica que el pozo fluye más rápido que el gasto crítico por lo que no ocurre carga de líquidos.

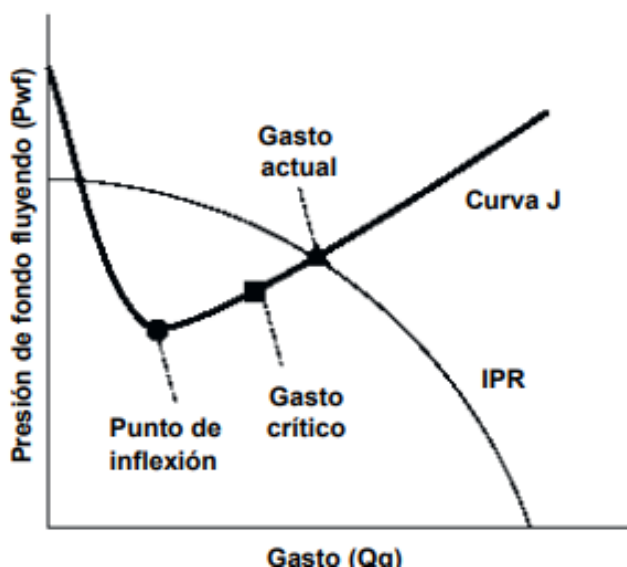


Figura 31 Gasto real producido, no hay carga de líquidos.

Tomada de: "Problemas y soluciones de carga de líquidos en pozos de gas del activo integral Veracruz (AIV). Marco Ramírez. 2010. P.83

Si el punto de intersección estuviera entre el punto de inflexión y el gasto crítico, ocurriría la carga de líquidos y si no hubiera punto de intersección o si lo hay pero a la izquierda del punto de inflexión, la presión de fondo fluyendo sería baja por lo que no permitiría la producción a ese diámetro de tubería, como se muestra en la siguiente figura.

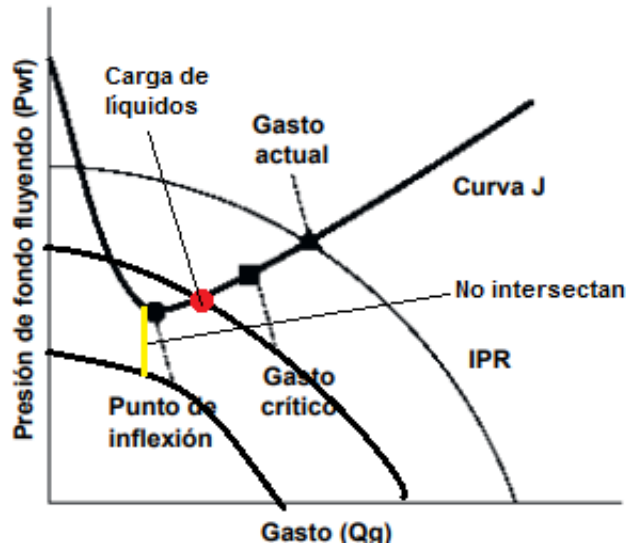


Figura 32 Puto de intersección que muestra carga de líquidos y punto de no intersección (no es factible el diámetro de tubería).

Modificada de: "Problemas y soluciones de carga de líquidos en pozos de gas del activo integral Veracruz (AIV). Marco Ramírez. 2010. P.83

De igual forma es importante ir haciendo una comparación de curvas, es decir, evaluar primero la curva de comportamiento de la tubería de producción existente y comparar con la curva IPR. Si vemos que el pozo ha empezado a tener problemas de carga de líquidos, instalar una sarta de velocidad apropiada. Para saber si la sarta instalada mantendrá el pozo fluyendo el tiempo necesario para recuperar el costo de instalación, se debe crear la curva IPR para la presión de yacimiento conforme esta va disminuyendo y compararla con la curva J hecha con la sarta de velocidad, estando seguro que el gasto actual y el fututo del pozo es mayor que el gasto crítico. (Ramírez, 2010)

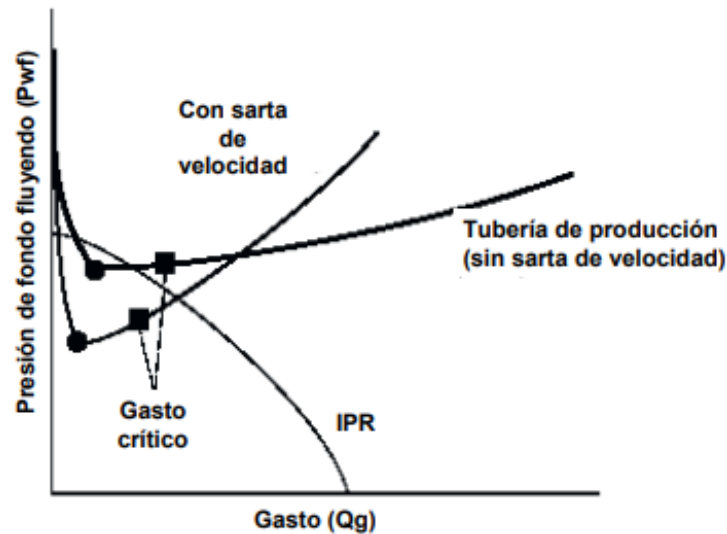


Figura 33 Efecto de una Sarta de Velocidad sobre la producción.
Tomada de: "Problemas y soluciones de carga de líquidos en pozos de gas del activo integral Veracruz (AIV). Marco Ramírez. 2010. P.85

La tubería de producción se puede utilizar como sarta de velocidad, siempre y cuando, sea de diámetro más pequeño que la actual, debido a que la velocidad del gas aumenta al disminuir el área de flujo. Los diámetros pueden ser de 2", 1 $\frac{3}{4}$ ", 1 $\frac{1}{2}$ " y hasta de 1 $\frac{1}{4}$ ". (Díaz, 2017). Otros puntos que hacen atractiva a la sarta de velocidad es su bajo costo, se puede realizar a baja presión y no requiere mantenimiento adicional después de la instalación.

El equipo para la instalación de una sarta de velocidad puede ser el de la tubería flexible, ya sea para flujo a través de la TF o del espacio anular TP-TF o sin inyección de fluidos. La tubería flexible también puede ser utilizada para aligerar la carga de líquidos mediante el desplazamiento de estos por otro fluido de menor densidad, como el nitrógeno, utilizado por ser un gas inerte, para crear una presión diferencial en el intervalo productor permitiendo descargar el gas a la superficie. El gasto de inyección se determina considerando la presión de fondo del pozo, cantidad de líquidos y el área de la tubería de producción.

El equipo que conforma este sistema es el siguiente:

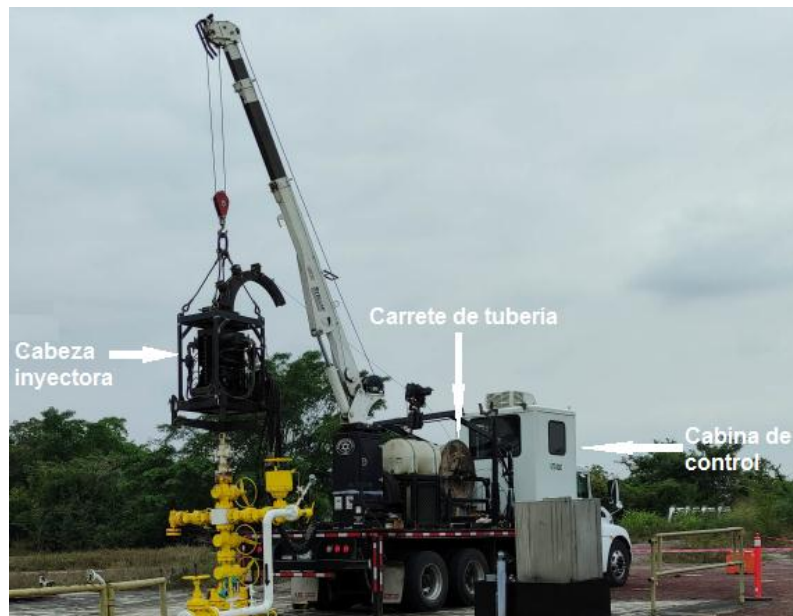


Figura 34 Equipo de tubería flexible/sarta de velocidad.
Modificada. Tomada por: Santiago Cruz. 2022.

Carrete de tubería. El carrete de la tubería se encuentra almacenado y protegido. Cuenta con un núcleo con dimensiones que varían de acuerdo al diámetro de la tubería a emplear. El carrete no suministra fuerza para la introducción y recuperación de la tubería dentro del pozo. Si se hace una selección errónea de las dimensiones, peso y capacidad del carrete se generaran problemas tales como: peso, enrollado y longitud inadecuada de la tubería flexible. El carrete se opera por un motor hidráulico que imprime la tracción necesaria a través de un conjunto de cadenas, catarinas y un sistema controlador de medición de profundidad.

Cabina de control. Es donde se encuentran los controles e instrumentos de cada componente del equipo como manómetros y válvulas para mantener la presión adecuada.

Cabeza inyectora. Tiene la función de introducir y extraer la tubería flexible del pozo. Está compuesta por otros componentes como:

- **Cuello de ganso:** Sirve como guía de la tubería flexible, la vida de esta depende de la alineación del cuello de ganso con respecto a la cabeza inyectora, ya que de no prevenirse, se aceleran deformaciones en la TF.
- **Cadenas:** Transmiten la fuerza requerida para introducir y extraer la tubería del pozo.
- **Motores hidráulicos:** Suministran la tracción requerida para mover la tubería dentro y fuera del pozo. Están sincronizados con una caja de velocidades para operar el movimiento de las cadenas.
- **Indicador de peso:** Proporciona el peso de la sarta de tubería colgada en las cadenas de la cabeza inyectora, el cual están en función de las características y dimensiones de la sarta así como las condiciones del pozo. El incremento del peso está en función de la profundidad con que se está operando, por lo que una disminución observa en el indicador nos manifiesta una obstrucción o resistencia en el pozo.

Unidad de potencia. Motor de diesel con transmisión para acoplar las bombas hidráulicas que suministran la potencia requerida para operar los componentes del equipo. (Ramírez, 2010)

3.7 Compresión a boca de pozo

La compresión a boca de pozo generalmente es la primera herramienta para deshidratar a los pozos, se busca reducir la presión en la cabeza del pozo, de tal forma que el pozo pueda mejorar su producción al incrementar la velocidad del gas, para aquellos pozos que todavía no están controlados por la columna de líquido y para los que ya presentan, muchas veces necesario aplicar los químicos espumantes para regresar el pozo a producción en el menor tiempo posible. (SCHLUMBERGER, s.f.)

El proceso para aplicar la compresión y el equipo para alcanzar la presión y tasa deseadas es importante a la hora de optimizar los resultados, por lo que se recurre al análisis nodal para ayudar con la eficiencia en el proceso de evaluación de pozos y equipos de compresión.

La compresión a boca de pozo tiene la función principal, con ayuda por medio de un compresor accionado por un motor, hace que el compresor succione el gas y el líquido contenido en el pozo, pasando el fluido extraído por un separador que almacenara el líquido producido y el gas pasara al compresor para ser energizado y direccionado a la línea de recolección.

La relación entre la potencia del compresor y la velocidad critica del gas está dada con la presión en superficie, por lo que si la presión en la cabeza se reduce, la velocidad critica del gas también lo hará, esto se logra al utilizar un compresor, donde a mayor potencia del compresor mayor es la reducción de la presión en la cabeza. (Osorio de la Cruz, 2017) La potencia de compresión es definida por medio de la razón de compresión, es decir:

$$\text{Razón de compresión} = \frac{\text{presión de descarga}}{(\text{presión de succión})} (\text{psi}) \quad (53)$$

Los compresores tienen un costo de operación, mantenimiento y consumo energético mínimos gracias a su diseño, por lo que también pueden ser reubicados rápidamente en diferentes pozos, maximizando el beneficio en diversas locaciones de un mismo campo. (CBS Compresores, 2021)

Los compresores se clasifican de dos maneras de acuerdo a su principio de operación, como:

Compresores de desplazamiento positivo: Estos se basan en disminuir el volumen del gas en el cilindro donde se encuentra almacenado, mientras a la par va incrementando la presión hasta alcanzar el valor previamente establecido, una vez que se alcanza el gas que se comprime se libera al sistema de circulación.

- Tipo pistón:** La versión pequeña de estos compresores se utilizan para herramientas manuales, trabajos de pintura y techados, mientras que los sistemas grandes se utilizan en refinerías de petróleo, plantas químicas y procesamiento de gas natural. En este compresor el aire es aspirado al interior de un cilindro, por la acción de un pistón accionado por una biela y un cigüeñal. Ese mismo pistón, al realizar el movimiento contrario, comprime el aire en el interior del mencionado cilindro, liberándolo a la red o a la siguiente etapa, una vez alcanzada la presión requerida. En la figura se tiene el esquema de un compresor de pistón con dos cilindros, donde el cilindro de la derecha, en un movimiento descendente, está aspirando el aire del exterior, mientras que el cilindro de la izquierda, con un movimiento ascendente, lo está comprimiendo.
- Tipo tornillo:** se basa en el desplazamiento del aire, a través de las cámaras que se crean con el giro simultáneo y en sentido contrario, de dos tornillos, uno macho y otro hembra. En el esquema de la figura 33, se puede ver como el aire llena los espacios creados entre ambos tornillos, aumentando la presión según se va reduciendo el volumen en las cámaras. El sentido del desplazamiento del aire es lineal, desde el lado de aspiración hasta el lado de presión, donde se encuentra la tobera de salida. Existen dos tipos de este compresor, los primeros que utilizan inyección de aceite y los segundos que son libres de aceite, siendo utilizada la inyección de aceite en la industria petrolera por los grandes rangos de compresión.

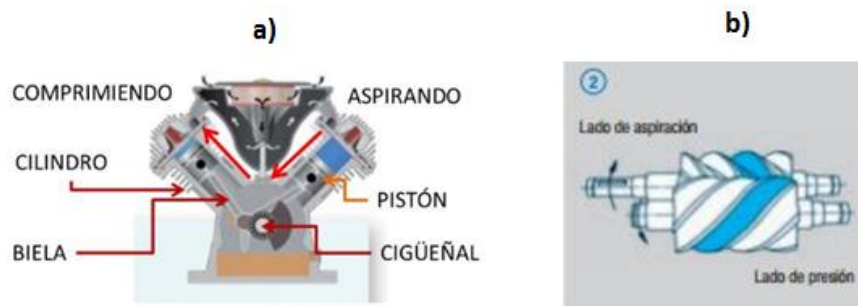


Figura 35 Compresor tipo a) Pistón b) Tornillo

Tomada de: "Los diferentes tipos de compresores". Mundo compresor.2017.

Página: <https://www.mundocompresor.com>

- **Compresor de paletas:** El sistema consiste en una carcasa con un rotor de paletas flotantes en su interior, situándolo de forma excéntrica a la misma. Durante el giro del rotor, las paletas flotantes salen y entran desde su interior, formando unas cámaras entre rotor y carcasa, que se llenan con el aire. Al estar situado el rotor en una posición excéntrica al eje central de la carcasa, las cámaras van creciendo en la zona de aspiración, llegando a producir una depresión que provoca la entrada del aire. Las cámaras se van reduciendo hacia la zona de impulsión, comprimiendo el aire en el interior, conforme se desplazan con el giro del rotor.

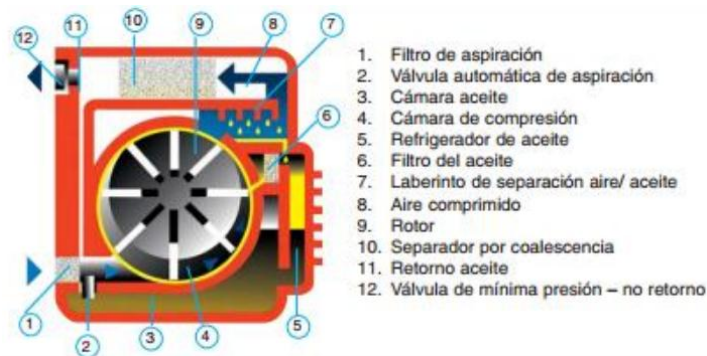


Figura 36 Compresor de paletas.

Tomada de: “Los diferentes tipos de compresores”. Mundo compresor.2017. Página: <https://www.mundocompresor.com>

- **Compresores de lóbulos:** El principio de funcionamiento está basado en el giro de dos rotores de lóbulos en el interior de la carcasa. Los rotores giran de forma sincronizada y en sentido contrario, formando entre ellos unas cámaras en las que entra el aire. En este caso, los lóbulos se limitan a desplazar el aire, consiguiendo aumentar la presión en función de la contrapresión con la que se encuentran en la salida del equipo. Esta contrapresión viene dada por las pérdidas por rozamiento y las necesidades de presión del sistema con el que trabaja. Estos compresores son muy usados como soplantes, es decir, compresores de baja presión.

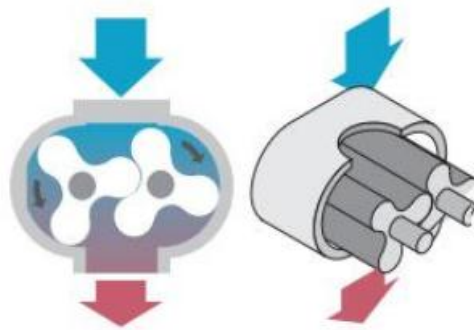


Figura 37 Funcionamiento de compresor de lóbulos.
 Tomada de: "Los diferentes tipos de compresores". Mundo compresor.2017. Página: <https://www.mundocompresor.com>

- **Compresor scroll:** Estos compresores tienen un desplazamiento que se denomina orbital. La compresión se realiza por reducción de volumen. El conjunto compresor está formado por dos rotores con forma espiral. Uno de ellos es fijo en la carcasa y el otro es móvil, accionado por el motor. Están montados con un desfase de 180°, lo que permite que en su movimiento se creen cámaras de aire cada vez más pequeñas.



Figura 38 Compresor scroll.
 Tomada de: "Los diferentes tipos de compresores". Mundo compresor.2017. Página: <https://www.mundocompresor.com>

Compresores dinámicos: Su funcionamiento radica en la aceleración molecular. En pocas palabras, el aire es succionado hacia dentro del cilindro y aquí es acelerado a gran velocidad. Después se descarga a unos difusores, en donde se transforma la energía cinética en presión estática y en este punto se genera la liberación al sistema. (Cortés, 2020)

- **Compresor centrífugo radial:** El aire entra directamente en la zona central del rotor, guiado por la campana de aspiración. El rotor, girando a gran velocidad, lanza el aire sobre un difusor situado a su espalda y es guiado al cuerpo de impulsión. Como podemos observar en la figura, el aire entra directamente por la campana de aspiración (1) hacia el rotor (2) y difusor (3), saliendo a la siguiente etapa o a la red por la voluta (4).

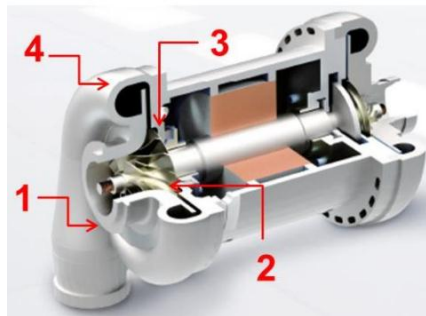


Figura 39 Compresor centrífugo radial.

Tomada de: "Los diferentes tipos de compresores".
Mundo compresor.2017. Página:
<https://www.mundocompresor.com>

- **Compresores axiales:** Están formados por varios discos llamados rotores. Entre cada rotor, se instala otro disco denominado estator, donde el aire acelerado por el rotor, incrementa su presión antes de entrar en el disco siguiente. En la aspiración de algunos compresores, se instalan unos álabes guía, que permiten orientar la corriente de aire para que entre con el ángulo adecuado.

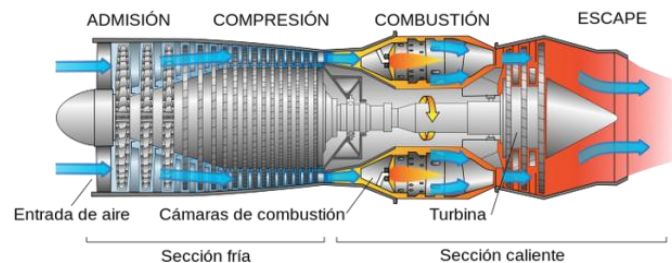


Figura 40 Compresor axial.

Tomada de: "Los diferentes tipos de compresores". Mundo
compresor.2017. Página:
<https://www.mundocompresor.com>

A continuación podemos ver el proceso con el compresor, donde se separa el líquido de la corriente de gas al llegar al separador, una pequeña parte del gas se utiliza para funcionamiento propio, mientras que la mayor parte del gas es comprimido y reinyectado a la línea de producción, periódicamente el líquido separado es inyectado a la corriente de gas comprimido, puesto nuevamente en la línea de producción, evitando así la necesidad de un transporte adicional de líquidos.

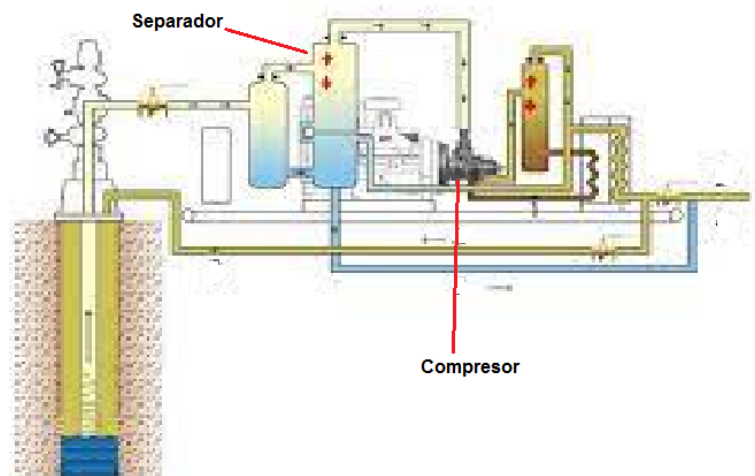


Figura 41 Proceso con compresor.

Tomada de: "Compresor de cabezal de pozo". HIGH AIR. 2018.

Página: <http://ha-compresor.com/2-2-wellhead-compressor/>

3.8 Sistema Mejorador de Flujo Tipo Venturi

El sistema mejorador de flujo Venturi ha sido diseñado por el Instituto Mexicano del Petróleo. Este sistema sirve para modificar las condiciones de flujo en pozos productores de gas, controlando las caídas de presión en el fondo del pozo para mantener o incrementar la presión de fondo, aprovechando la energía propia del yacimiento.

Este sistema permite reincorporar el líquido acumulado a la corriente de gas que pasa por el interior del dispositivo a alta velocidad, es decir, utiliza el principio Venturi, el cual nos dice que cuando un fluido en movimiento dentro de un tubo o conducto de determinada sección, atraviesa una sección menor, inevitablemente este aumenta su velocidad. (KhanAcademy, 2018)

El dispositivo es aplicable en pozos de gas seco, gas húmedo y gas y condensado que presenten el problema de carga de líquidos, así como también, se enfoca en prevenir la formación de hidratos y controlar la producción de agua-gas.

Es instalado en el extremo inferior de la tubería de producción, fabricado con materiales y tratamientos térmicos que lo hacen resistente a las diferentes condiciones de operación, permitiendo disponer de partes intercambiables que facilitan su mantenimiento. (Instituto Mexicano del Petróleo, 2018)

El principio de operación comienza con un estrangulamiento en la sección del expansor primario donde se logra incrementar la velocidad de los fluidos hacia el interior de la cámara de homogeneización. Posteriormente los fluidos pasan por la sección Venturi, donde el diámetro se ve reducido, por lo que se eleva la fuerza cinética del fluido, derivado de esto los líquidos son succionados y reincorporados a la corriente de flujo principal, es decir, junto con el gas, ya que la velocidad suministrada será capaz de levantar los líquidos que están obstruyendo el flujo de fluidos provenientes del yacimiento, eliminando la presencia de baches de gas o líquido.

Los componentes exteriores con lo que cuenta el sistema son los siguientes:

1. **Expansor primario:** Es el diámetro que provoca la primera caída de presión al pasar el fluido motriz (gas) proveniente del pozo, expandiéndose hasta un estado de alta velocidad.
2. **Camisa expansor:** Unida con el expansor primario, en su interior se encuentra la flecha ratcher, el sistema de trinquetes y resortes de tensión.
3. **Camisa ratcher:** Funciona como asentamiento de los sellos empacadores.
4. **Anillo separador:** Funciona como base para el correcto asentamiento de los sellos empacadores, evitando pérdida de fluido del interior de la herramienta.
5. **Cono:** Proporciona la apertura de la mordaza al momento de los impactos para que ésta pueda anclarse en la tubería de producción.
6. **Mordaza (cuña):** Permite el anclaje del sistema en el interior de la tubería de producción.
7. **Sello empacador:** Proporciona el sello correcto con la tubería de producción cuando la herramienta está anclada en el interior de ésta, garantizando que todo el fluido proveniente del yacimiento pase a través de la cámara de homogeneización.

8. Venturi (Cuello de pesca): Es el elemento que acelera el flujo de gas para la reincorporación de líquidos a la corriente de gas; asimismo el cuello de pesca permite colocar el pescante para el anclaje o desanclaje de la herramienta en la tubería de producción.

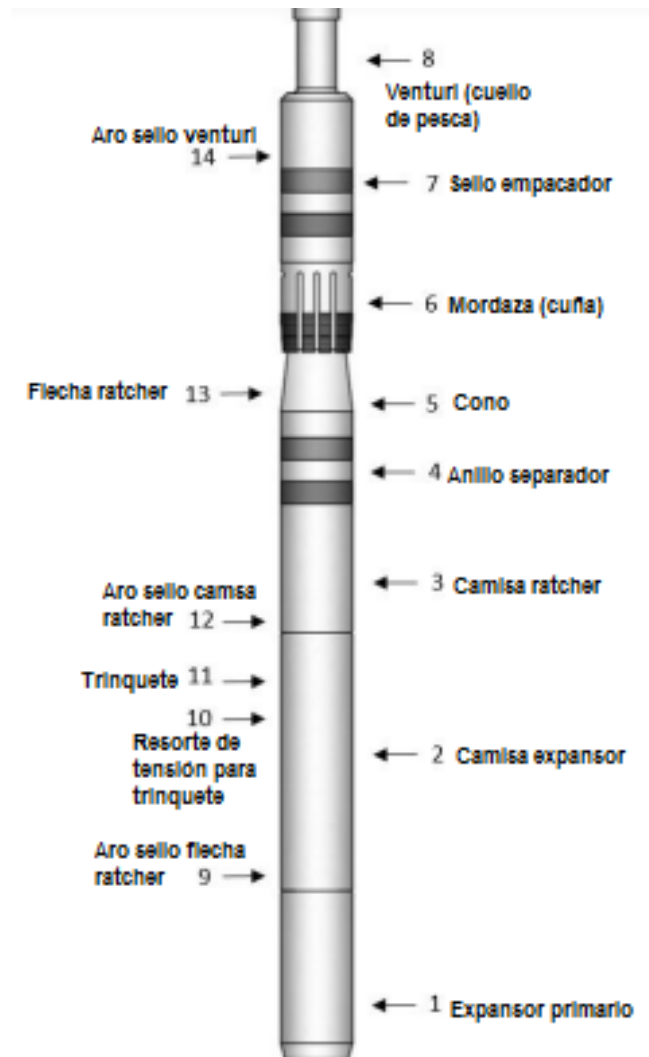


Figura 42Dispositivo Venturi.

Tomada de: " Caso de aplicación del Mejorador de Patrón de Flujo Tipo Venturi para la optimización de la producción y extender la vida fluyente en un pozo productor de gas y condensado de la región sur de México". Misael García. 2019. P 44.

Componentes interiores

9. Aro sello flecha ratcher: Es el primer elemento en tener contacto con el fluido del yacimiento es de vital importancia que el aro sello esté en perfectas condiciones para garantizar que no haya pérdida de fluidos.

10. Resorte de tensión para trinquete: Mantiene al sistema de trinquetes en la posición adecuada de funcionamiento.

11. Trinquete: Permite el correcto posicionamiento del sistema de anclaje del sistema en la tubería de producción.

12. Aro sello camisa ratcher: Proporciona el sello correcto al roscar la camisa expansor y la camisa ratcher. Es importante que el aro sello esté en perfectas condiciones para garantizar que no haya pérdida de fluidos.

13. Flecha ratcher: Es el elemento principal para el acoplamiento del sistema de trinquetes y resortes de tensión. Al acoplarse con el Venturi se fija en su posición correcta.

14. Aro sello Venturi: Sella correctamente entre el cuello de pesca y la flecha ratcher.

Su instalación es fácil y una vez el dispositivo desciende hasta la profundidad deseada, es asentado sobre un ancla mecánica, la cual posee un tratamiento que la provee de propiedades anticorrosivas y alta resistencia metálica para extender su vida útil. No requiere de equipo superficial a excepción de un malacate que ayudara con la manipulación del equipo al momento de instalar.

Las condiciones para aplicar este sistema consisten en tener una profundidad de instalación mayor a 700 m, una desviación máxima en el pozo menor a 45°, un corte de agua menor al 70% , una presión de fondo fluyendo mayor al 50% de la presión hidrostática en la tubería y puede ser aplicada en un ambiente corrosivo. El dispositivo puede soportar 7,000 psi de presión diferencial, la temperatura máxima para aplicar dentro del pozo de 180°C, sus componentes son intercambiables y de fácil mantenimiento y su interior genera un sello hermético para evitar fugas. (García M. , 2019)

Conclusiones

En la industria petrolera los puntos más importantes al momento de producir, siempre serán en relación a optimizar y economizar los procesos con los que se vayan a obtener los hidrocarburos, por lo que será de suma importancia buscar o mejorar las técnicas y métodos adecuados para poder llevar la producción a su máxima capacidad e incrementar la producción, tanto en pozos fluyentes como en pozos que ya han alcanzado su máxima producción y han entrado en una etapa de declinación.

Por lo que es importante conocer las técnicas que existen en cuanto a recuperación se trata, así como los fluidos a tratar, el comportamiento de estos dentro del sistema integral de producción, ya que como vimos es ahí donde se llevan a cabo las pérdidas de energía, interpretar las condiciones con las que está operando, realizar un buen análisis nodal para conocer el comportamiento del pozo, con y sin sistema, con esto se puede tomar la mejor decisión al momento de elegir un sistema de levantamiento artificial. Teniendo un buen monitoreo de los pozos puede se puede empezarse a aplicar los SAP sin la necesidad de llegar a los extremos de que estos dejen de producir, en este caso por acumulación de líquidos.

En el caso de pozos productores de gas, es importante conocer con ayuda de un ecómetro se puede saber el nivel de líquidos en tubería y por ende calcular la cantidad a remover ya que si bien, todos los sistemas de los cuales se habla sirven para remover los líquidos, pero algunos tienden a remover mayores cantidades, además de tener en cuenta, que gases, como el amargo, tienen compuestos como el H_2S y CO_2 los cuales tienden a afectar la vida útil de los equipos con los que se implementan los sistemas. Otro punto importante es tener en cuenta que muchas veces una mala manipulación de los equipos involucrados en los pozos, como, una variación en el diámetro de la tubería o de un estrangulador pueden afectar negativamente a la acumulación de líquidos en el pozo. El conocimiento de la existencia todos estos sistemas es importante para poder implementarlos y no dejar que un problema como lo es la carga de líquidos sea impedimento para seguir explotando las reservas existentes de este hidrocarburo, sin olvidar que una planeación y análisis económico previo son fundamentales para saber la factibilidad de estos.

Bibliografía

- A. Aguirre, E. Completación de pozos. Buenos Aires: El Cid Editor, 2007. p. <https://elibro.net/es/ereader/bibliotecauv/34440?page=1>
- Alonso, F. (1997). Aplicaciones del émbolo viajero. (Tesis). Universidad Nacional Autónoma de México, D.F.
- Avalos, J. Sistemas de producción en pozos de gas asociado y gas no asociado, con flujo natural y con sistemas artificiales. (Tesis de licenciatura). Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad de México.
- Ayala, E. Lanzador de barras. Manual. Schlumberger ALS Mx Norte, Monterrey.
- Bates (2004). Examinando los pozos productores. Obtenido de http://oilproduction.net/files/03_esp_surveillance.pdf
- Bernabé Cruz, Nathalie Lissette (2019). Procedimientos operacionales de campo en la recuperación de producción en pozos productores de gas con problemas de carga de líquidos. La Libertad. UPSE, Matriz. Facultad de Ciencias de la Ingeniería. 93p. <https://repositorio.upse.edu.ec/handle/46000/4871>
- Blanco Ybañez, A. J. Manual de operaciones y diseño para fractura hidráulica de pozos de gas y petróleo. Córdoba: Jorge Sarmiento Editor - Universitas, 2018. p. <https://elibro.net/es/ereader/bibliotecauv/172320?page=836>
- Carmona, D. (28 de Febrero de 2008). Es expedida la primera Ley del Petróleo. Recuperado el 10 de Enero de 2022, de Memoria política de México: <https://www.memoriapoliticademexico.org/Efemerides/12/24121901.html>
- CBS Compresores. (19 de Abril de 2021). Industria petrolera y aire comprimido. Recuperado el 20 de Enero de 2022, de CBS Compresores: <https://cbscompresores.com.mx/industria-petrolera-y-aire-comprimido/>
- Colmex. (15 de Diciembre de 2010). Fuentes para la historia del petróleo en México. Recuperado el 10 de Enero de 2022, de Colmex: <https://petroleo.colmex.mx/index.php/bibliografia>
- Cruz, J. (21 de Mayo de 2019). Carga de líquidos en pozos de gas . Recuperado el Octubre de 2022, de EPMEX: <https://epmex.org/news/2021/04/24/carga-de-liquido-en-pozos-de-gas/>
- Cruz, J. (06 de Mayo de 2020). ¿Qué es el bombeo mecánico? Recuperado el 12 de Enero de 2022, de EPMEX: <https://epmex.org/news/2020/05/06/que-es-el-bombeo-mecanico/>
- Cruz, J. I. (10 de 03 de 2021). Comportamiento de afluencia . Recuperado el 30 de 09 de 2021, de EPMEX: <https://epmex.org/news/2021/03/10/comportamiento-de-afluencia/>
- Cortés, P. (2020). Pozos petroleros. Obtenido de <https://epmex.org/news/2020/11/26/pozos-petroleros/>

- Díaz, M. (2017) Teoría de la producción de gas en campos maduros: análisis de los efectos de la compactación en sistemas de doble porosidad. UNAM. Obtenido de <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/1252>
- El Heraldo. (19 de Febrero de 2021). Recuperado el 24 de Enero de 2022, de El Heraldo : <https://heraldodemexico.com.mx/nacional/2021/2/19/en-que-estados-encuentras-los-yacimientos-de-gas-natural-en-mexico-260009.html>
- Figueroa, O., & Tibaduisa, D. Selección del método de levantamiento artificial y la concentración de un reductor de viscosidad en fondo de pozo para la extracción de crudo pesado en pozo Torcaz 3. Tesis. Fundación Universidad de América, Bogotá./Tesis.pdf?sequence=1
- Galeana, C. (08 de Abril de 2020). Lanzamiento automático de barras espumantes en pozos de gas . Recuperado el 09 de Enero de 2022, de EPMEX: <https://epmex.org>
- Gámez, J. J. Sistemas de producción en pozos de gas asociado y gas no asociado, con flujo natural y con sistemas artificiales. (Tesis de licenciatura). Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad de México.
- García, A. L., Galván Serralde , E. E., & Samaniego Verduzco, F. (2018). Comportamiento termodinámico de los yacimientos de gas seco, gas húmedo y gas y condensado. Ingeniería Petrolera, 5-7.
- García, M. Caso de aplicación del Mejorador de Patrón de Flujo Tipo Venturi para la optimización de la producción y extender la vida fluyente en un pozo productor de gas y condensado de la región sur de México. Tesina. Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad de México.
- Gómez, J. Bombeo neumático (Gas Lift) - Conceptos y cálculos de diseño. Artículo. Oil Production, Ciudad de México.
- González, E. Sistema de inyección de espumante líquido con tubería capilar en pozos de gas seco. Tesis. Instituto politécnico nacional, Ciudad de México.
- González, J. Estudio de flujo bache normal en un sistema de producción costa afuera. Tesis. UNAM, Ciudad de México.
- González, J., & Vicentini, P. Delicuefacción por Inyección de Espumante en Pozos Maduros de Gas. Trabajo Final Integrador. Instituto Tecnológico de Buenos Aires, Buenos Aires.
- González, A. Sistemas Artificiales No Convencionales. Trabajo. Universidad Autonoma de Tamaulipas, Tamaulipas.
- Gutiérrez, M. (2018). Gas natural en México: El desarrollo del futuro. Obtenido de <https://realestatemarket.com.mx/infraestructura-y-construccion/32595-gas-natural-en-mexico-l-desarrollo-futuro>

- Ibarra, R. La explotación petrolera mexicana frente a la conservación de la biodiversidad en el régimen jurídico internacional. Tesis. UNAM, Ciudad de México.
- Instituto Mexicano del Petróleo. (12 de Diciembre de 2018). Adquiere nuestro Mejorador de Patrón de Flujo tipo Venturi . Recuperado el 20 de Enero de 2022, de Instituto Mexicano del Petróleo: <https://www.gob.mx/imp/articulos/adquiere-nuestro-mejorador-de-patron-de-flujo-tipo-venturi-mpfv>
- Jiménez, J. (2019). Aplicaciones del bombeo neumático en la industria petrolera. Tesis. UNAM.
<http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/16715/Tesis.pdf?sequence=5>
- KhanAcademy. (18 de Febrero de 2018). Cómo funciona el efecto Venturi. Recuperado el 22 de Enero de 2022, de KhanAcademy: <https://como-funciona.co/el-efecto-venturi/>
- Kraus, R. S. (s. f.). Petróleo: Prospección y Perforación. En Industrias basadas en recursos naturales (Revisado ed., Vol. 3, p. 75.5-75.12). Recuperado de <https://www.insst.es/documents/94886/161971/Cap%C3%ADtulo+75.+Petr%C3%B3leo+prospecci%C3%B3n+y+perforaci%C3%B3n>
- La comunidad petrolera. (19 de Octubre de 2008). Diagrama de fases para yacimientos de hidrocarburos. Recuperado el 2021, de La comunidad petrolera: <https://lacomunidadpetrolera.com/2008/10/diagrama-de-fases-de-yacimientos-de.html>
- León, A., Galván, E., & Samaniego, F. (2018). Comportamiento termodinámico de los yacimientos de gas seco, gas húmedo y gas y condensado. Ingeniería petrolera, 5.
- López, F., & Ortiz, I. Ingeniería de producción y productividad en pozos. Tesis. UNAM, Ciudad de México.
- Lozano, L.F. (2019). México seguirá dependiendo del gas natural al menos hasta 2050: Engie. Obtenido de <https://www.forbes.com.mx/mexico-seguira-dependiendo-del-gas-natural-al-menos-hasta-2050-engie/>
- Marquez, M. La Industria del Gas Natural en México. La Industria del Gas Natural.
- Montiel, J. (2016). Tecnologías utilizadas para la Remoción de Líquidos en Pozos de Gas. Obtenido de <http://oilproduction.net/produccion/artificial-lift-systems/gas-well-deliquification/item/2743-remocion-de-liquidos-en-pozos-de-gas>
- Moreno, I. Manejo de la fase líquida en pozos de gas. Tesis. UNAM, Ciudad de México.
- Murrieta, D. A. Metodología para la selección de un sistema artificial de producción en pozos costa afuera mediante curvas de desempeño. (Tesis de licenciatura). Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad de México.

- Natural Gas Star. (2011). Opciones para retirar fluido acumulado y mejorar el flujo en los pozos productores de gas. http://www.oilproduction.net/files/Opciones_de_mejora_Flujo_Pozos_Gas.pdf
- Navarrete, C., & Clavijo, D. Evaluación de las tecnologías aplicables para la optimización de producción en pozos de gas con carga de líquidos en el bloque Esperanza. Tesis. Fundación Universidad de América, Bogotá.
- Ocampo Flórez, A. (2016). Efecto de la concentración del químico disperso en la formación de espumas en medios porosos. Oil Production . (04 de Febrero de 2015). Ecometría: Velocidad acústica en medio gaseoso. Recuperado el 14 de Enero de 2022, de Oil Production.net: oilproduction.net
- Osorio de la Cruz, J. Estudio del modelos de velocidad crítica para el aseguramiento de flujo en pozos de gas con carga de líquido. Tesis. Instituto Politécnico Nacional, CDMX.
- Petroquimex. (14 de Julio de 2014). Gas Well Deliquification. Utilizando el ecómetro como herramienta de análisis y optimización. Recuperado el 12 de Enero de 2022, de Petroquimex La Revista e la Industria Energética : petroquimex.com
- PROSERMA. (2019). Sistemas artificiales de producción. Recuperado el 2022, de PROSERMA: <http://proserma.l.com.mx/sap.html>
- Ramírez Sabag, J. Fundamentos de la tecnología de productividad de pozos petroleros. Editorial Reverté, 2015. p. <https://elibro.net/es/ereader/biblioteca/uv/183531?page=9>
- Ramírez, M. Problemas y soluciones de carga de líquidos en pozos de gas del activo integral Veracruz. Tesis. Instituto Politécnico Nacional, Ciudad de México.
- Reyes, J. I. (19 de 08 de 2019). Sistema Integral de Producción (SIP). Recuperado el 28 de 10 de 2021, de EPMEX: <https://epmex.org/news/2019/08/19/sistema-integral-de-produccion-sip/>
- Rivero, J. L. (2004). Explotación del gas y optimización de la producción . Santa Cruz de la Sierra : oilwordtoday.
- Romo, B.E. (2011). Sistemas artificiales en pozos exploratorios. UNAM. Obtenido de <http://www.ptolomeo.unam.mx:8080/xmlui/bitstream/handle/132.248.52.100/3621/Tesis.pdf?sequence=1>
- Rosado, R. Exploración y producción. Manual. PEMEX, Veracruz.
- Análisis de la productividad. Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad de México.
- Sánchez, R. (2011). El impacto de la industria petrolera en la industria Mexicana. Uchile, 20-21.

- SCHLUMBERGER . (s.f.). Sarta de velocidad. Recuperado el 19 de Enero de 2022, de Oilfield: <https://glossary.oilfield.slb.com/es/terms/v/velocity>
- SCHLUMBERGER. Manual Técnico para Sistemas Artificiales de Producción y Métodos de producción aplicado para Pozos de Gas. Manual. SCHLUMBERGER, Reynosa.
- Schlumberguer. (s.f.). Oilfield Glossary. Recuperado el 23 de 10 de 2021, de Oilfield Glossary: https://glossary.oilfield.slb.com/es/terms/r/retrograde_condensation
- Solís, A. (19 de Mayo de 2019). La demanda adicional de gas natural se duplicará al final del sexenio de AMLO. Recuperado el 10 de Enero de 2022, de Forbes: <https://www.forbes.com.mx/demanda-adicional-de-gas-natural-se-duplicara-al-final-del-sexenio-de-amlo/>
- UGLYALCALA. (01 de 12 de 2016). El petroleo y sus avances. Recuperado el 06 de 11 de 2021, de El petroleo y sus avances: <https://elpetroleoysusavances.com/2016/12/01/yacimientos-de>
- Uhthoff, L. (Abril de 2010). La industria del petróleo en México, 1911–1938: del auge exportador al abastecimiento del mercado interno. Una aproximación a su estudio. Recuperado el 10 de Enero de 2022, de SciELO: http://www.scielo.org.mx/scielo.php?script=sci_arttext&pid=SI405-22532010000100001#notas

Glosario

Gas asociado: Gas natural que se encuentra en contacto y/o disuelto en el aceite crudo del yacimiento. Este puede ser clasificado como gas de casquete (libre) o gas en solución.

Gas no asociado: Es un gas natural que se encuentra en yacimientos que no contienen aceite crudo a las condiciones de presión y temperatura originales.

“Lis de Veracruz: Arte, Ciencia, Luz”

www.uv.mx

