



Universidad Nacional del Comahue

Facultad de Ingeniería

Departamento de Geología y Petróleo

Proyecto Integrador Profesional:

“Análisis y optimización de la producción de pozos de shale gas con problemas de carga de líquido”

Autores:

Alumno	Legajo	Mail
Abate, Maria Gabriela	ING-5531	abategabriela@hotmail.com
Radlak, Maria José	ING-4945	majo_mj97@hotmail.com
Quidel, Karen Gisel	ING-5019	quidelkaren@gmail.com

Tutor: Esteban González

Tutor externo: Francisco Garza

Lugar y Fecha: Neuquén, 2024

Agradecimientos

Queremos agradecer a todas las personas que han sido parte fundamental durante todos estos años de universidad. En primer lugar, a nuestra familia, por su constante apoyo, esfuerzo, comprensión y ánimo durante cada paso que dimos. Su amor incondicional ha sido nuestra mayor motivación para alcanzar este logro.

Agradecemos también a nuestros amigos y compañeros, quienes siempre estuvieron presentes, brindándonos su amistad, consejos y aliento en los momentos más desafiantes. Sus palabras y su acompañamiento fueron una contención muy grande para seguir adelante.

Por otro lado, queremos agradecer especialmente a nuestros tutores, Estaban González, nuestro profesor y tutor, por su valioso tiempo, orientación y apoyo tanto durante esta etapa como en estos años en la facultad, y a Francisco Garza, tutor externo, por la dedicación, la motivación y el acompañamiento constante en todo el proceso, sin dudas, son dos personas esenciales para culminar satisfactoriamente esta extraordinaria etapa.

Finalmente, queremos destacar a la Universidad Nacional del Comahue, por brindarnos los recursos y el ambiente académico propicio para crecer como profesionales. Estamos orgullosas de haber estudiado en una Universidad Pública y Gratuita.

Abate, Radlak, Quidel.

Resumen

Uno de los problemas que se destacan en la producción de gas de un pozo productor es la carga de líquido que indefectiblemente se experimentará. Esto se debe a que las corrientes gaseosas suelen tener agua y condensados asociados, y, con el tiempo, debido a la declinación natural del reservorio, la energía resulta insuficiente para elevarlos con el flujo de gas, haciendo que las gotas del líquido caigan, acumulándose en el fondo y ocupando espacio a lo largo de la columna. Por esto, se origina una contrapresión significativa hacia la formación, impidiendo que la misma aporte gas, ocasionando una producción errática y oscilante, que deriva en una aceleración del agotamiento del pozo.

Un diagnóstico en forma temprana hará la diferencia, reduciendo la inestabilidad asociada, valiéndose de algún método que logre elevar el líquido hasta la superficie y, permitiendo así, ajustarse a la proyección de producción estimada.

Es por ello que, este fenómeno ha sido ampliamente estudiado a lo largo de la historia, en busca de lograr desarrollar e implementar diversas técnicas para contrarrestar dicho efecto. En el presente proyecto integrador profesional, aplicaremos tres de ellas a un caso real, pudiendo evaluar respuestas y elaborar conclusiones a partir de los cambios observados, proponiendo, finalmente, optimizaciones al respecto teniendo en cuenta aspectos de un reservorio shale.

Abstract

One of the prominent challenges in gas production from a producing well is the phenomenon of liquid loading. This issue arises due to the presence of water and associated condensates in gas streams. Over time, as the reservoir undergoes natural decline, the available energy becomes insufficient to lift these liquids alongside the gas flow, causing liquid droplets to descend and accumulate at the bottom, thereby occupying space within the column. Consequently, significant backpressure is exerted on the formation, hindering gas contribution and resulting in erratic and oscillating production, ultimately leading to accelerated well depletion.

Early diagnosis is critical in addressing this issue, as it can reduce associated instability. This typically involves employing methods capable of lifting the liquid to the surface effectively, thereby enabling alignment with the estimated production projection.

As a result, this phenomenon has been extensively studied throughout history in the pursuit of developing and implementing various techniques to counteract its effects. In this final project, we will apply three of these techniques to a real-world case study, in order to find solutions based on observed changes. Finally, proposals of optimizations considering features of a shale reservoir will be taken into account.

Índice

Capítulo 1: Introducción y definiciones	6
Formación de hidrocarburos	6
Diagrama de fases	8
Curva de burbuja o bubble point:	9
Curva de rocío o dew point:	9
Curvas de iso-calidad:	9
Punto crítico o critical point:	9
Punto cricodentérmico o cricodentherm point:.....	9
Punto cricodendbárico o cricodendbar point:	10
Fase líquida o single phase liquid:.....	10
Región bifásica o two phase region:.....	10
Fase gaseosa o single phase gas:	10
Fracción de líquido o liquid fraction (curvas de iso-calidad):.....	10
Definiciones generales	10
Factor de compresibilidad (Z)	10
Factor volumétrico de petróleo (Bo)	10
Factor de volumétrico de gas (Bg)	11
Relación gas en solución - petróleo (Rs)	11
Relación gas-petróleo (Rp-GOR)	13
Gravedad API	13
Tipos de Hidrocarburos	13
Petróleo liviano o volátil	13
Petróleo negro o black oil.....	13
Petróleo pesado.....	14
Gas seco.....	14
Gas y condensado	14
Gas húmedo	14
Tipos de reservorios	14
Reservorios de petróleo:	14
Reservorios de gas:.....	15
Yacimiento de gas seco	15
Yacimiento de gas y condensado.....	15
Yacimiento de gas húmedo.....	16
Flujo multifásico en un pozo de gas	17
Flujo burbuja (bubble):.....	18
Flujo Tapón o Bache (Slug):	18
Flujo transicional Tapón-Anular (Slug-annular transition):	18
Flujo niebla (annular-mist):	19
Análisis Nodal	20
Obtención del IPR	24
Curva outflow	28
Análisis de sensibilidades.....	30
Capítulo 2: Carga de líquido	31
Introducción a la carga de líquido	31
Fuentes de líquidos en un pozo productor de gas	33
Agua de Acuífero	33
Agua Producida por otra zona	34
Agua de condensación.....	34
Velocidad, caudales y diámetros críticos	36

Parámetros críticos en secciones verticales	36
Velocidad crítica en profundidad a lo largo de la tubería.....	40
Reconocimiento de los síntomas de la carga de líquido en un pozo de gas.....	41
Análisis de registros de presión	42
Análisis de la curva de declinación	43
Análisis de la presión en tubing y casing	44
Análisis de gradientes dinámicos	45
Análisis de la producción de líquidos.....	47
Capítulo 3: Tecnologías para la remoción de líquidos	48
Sartas de Velocidad	48
Ventajas y desventajas de usar una cañería más pequeña	50
Sistemas de compresión	51
Compresores	51
Espumantes	53
Tratamiento Intermitente/Continuo	56
Capítulo 4: Caso de aplicación, resultados y conclusiones.....	59
1. Modelo de reservorio en MBAL y pozo base en PROSPER:.....	61
2. Información general del pozo FAIN-1	61
3. Propuestas de intervenciones por separado para FAIN-1	64
3.a. Bajar sarta de producción	64
3.b. Aplicación de compresión para pozo FAIN-1.....	72
4. Combinación de intervenciones para FAIN-1	73
4.a. Sarta de velocidad y luego compresión:	73
4.b. Compresión y tubing en simultáneo:	78
5. Comparación de casos para cada diámetro de tubing.....	80
6. Extensión del análisis a los otros dos pozos del PAD: FAIN-2 y FAIN-3.....	82
7. Análisis económico para el PAD completo	87
Conclusión técnico-económica.....	89
8. Evaluación general para aplicar espumígenos.	89
9. Conclusiones Generales	98
Bibliografía	99

Capítulo 1: Introducción y definiciones

Formación de hidrocarburos

Los hidrocarburos son cadenas de carbono e hidrógeno, dos de los elementos más abundantes en la Tierra, las cuales, además, en menor proporción, pueden tener asociados

otros elementos como oxígeno, nitrógeno, azufre. Pero ¿cómo se originan? De forma simplificada, la materia orgánica que se depositó en el suelo hace millones de años, se vio sometida a elevadas condiciones de presión y temperatura, sufriendo transformaciones, “cocción”, a través de diversos procesos geológicos, a lo largo del tiempo. Esto generó que las cadenas se fueran rompiendo y que, a su vez, se generarán otras más cortas, a medida que el sometimiento era mayor. Esto, es conocido en Geología como "ventana del petróleo y gas", la cual, comprende desde el inicio hasta el final de la generación de hidrocarburos, por el aumento de las condiciones de presión y temperatura a través del tiempo. De acuerdo con dicha etapa, la materia orgánica pudo haberse “cocinado” de forma distinta, presentando los siguientes escenarios:

- Si se “cocinó” poco, se formó un petróleo en donde predominaron las cadenas más largas con muy pocas cortas, dando lugar a petróleo pesado y viscoso con muy baja presencia de gas.
- Si se “cocinó” bien, las cadenas fueron de un largo mediano, presentando petróleo liviano y con más presencia de gas.
- Si se “cocinó” bastante, se empezó a generar mayor cantidad de las cadenas cortas como propano y butano (gas) y las cadenas más largas quedaron como líquido (pentano, hexano) de muy baja densidad, conocido como condensado.
- Si se “cocinó” por demás, terminamos obteniendo un gas pobre (mayormente metano) y prácticamente nada de líquido.

Nombre de hidrocarburo	Cantidad de carbonos	Cantidad de hidrógeno
Metano	1	4
Etano	2	6
Propano	3	8
Butano	4	10
Pentano	5	12
Hexano	6	14

7

Heptano	7	16
Octano	8	18
C9+	9+	20+

Tabla N°1: Nombre de hidrocarburos. Autoría propia.

Los hidrocarburos quedaron almacenados en una roca reservorio o en la misma donde se generó.

En un reservorio de hidrocarburos, antes de comenzar la explotación, se encuentran en equilibrio como mínimo, dos fases: petróleo y agua. Además, en muchos de los casos, se encuentra una tercera fase que es gaseosa.

El petróleo y el gas, son mezclas naturales de distintos hidrocarburos con estructuras y composiciones químicas complejas, encontrándose a determinadas presiones y temperaturas en los reservorios, los cuales, por lo general, no son homogéneos, lo que implica que haya distintos tipos de composiciones a lo largo de su extensión.

Diagrama de fases

Un diagrama de fases de presión versus temperatura, de un sistema multicomponente, describe el comportamiento de estos sistemas, como lo son los hidrocarburos. En el mismo, existen regiones donde el fluido tiene un comportamiento gaseoso, líquido o una mezcla de ambos. A su vez, la forma de la curva depende de la composición de la mezcla y no variará mientras la proporción de componentes de la mezcla no cambie. Si esto último sucediera, debido a que, por ejemplo, se produjeron fluidos del yacimiento, se tendrá como resultado otro diagrama de fases con distintas características.

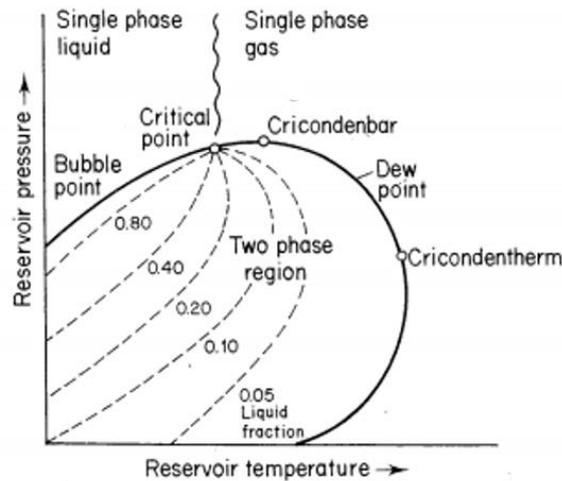


Figura N°1: Diagrama de fases típico (J.S Archer & C.G.Wall, 1986)

Eje horizontal Temperatura de reservorio y eje vertical Presión de reservorio

A continuación, se detalla cada una de las componentes del diagrama de fases representado en la Figura N°1, siendo P presión (Reservoir pressure o presión del reservorio) y T temperatura (Reservoir temperature o temperatura del reservorio):

Curva de burbuja o bubble point: es el lugar geométrico de puntos P y T en el cual se forma la primera burbuja de gas, al pasar de la fase líquida a la región en donde coexisten las dos fases.

Curva de rocío o dew point: es el lugar geométrico de punto de P y T en el cual se forma la primera gota de líquido, al pasar de la fase gaseosa a la región de dos fases.

Curvas de iso-calidad: es el lugar geométrico dentro de la región de dos fases que nos brinda información sobre el porcentaje de líquido y gas que tenemos bajo ciertas condiciones de P y T.

Punto crítico o critical point: Es la intersección entre la curva de puntos de rocío y la de puntos de burbuja. Además, todas las curvas de isocalidad dentro de la campana, saldrán de dicho punto. Bajo estas condiciones, las fases de líquido y vapor son idénticas.

Punto cricondentérmico o cricondenthem point: representa la máxima temperatura a la cual las fases líquida y gaseosa pueden existir en equilibrio, por encima de él, al variar la presión, ambas fases no pueden coexistir.

Punto cricondenbárico o cricondenbar point: es la máxima presión a la cual las fases líquida y gaseosa pueden coexistir y por encima de él al variar la temperatura, no pueden coexistir.

Fase líquida o single phase liquid: región donde la fase se encuentra en estado líquido.

Región bifásica o two phase region: región donde coexisten las dos fases.

Fase gaseosa o single phase gas: región donde la fase se encuentra en estado gaseoso.

Fracción de líquido o liquid fraction (curvas de iso-calidad): Las curvas de iso-calidad son curvas que se caracterizan por tener una fracción de líquido constante y representa el porcentaje de líquido que habrá sobre cada una de ellas, dentro de la campana.

Definiciones generales

Factor de compresibilidad (Z)

Factor que se introduce a la ley de los gases ideales con el fin de considerar la desviación entre un gas real y un gas ideal $pV = znRT$, donde p es la presión, V es el volumen, z es el factor de compresibilidad, n es el número de moles, R es la constante universal de los gases y T es la temperatura.

Factor volumétrico de petróleo (Bo)

Es la relación que existe entre el volumen de petróleo con su correspondiente volumen de gas disuelto a condiciones de yacimiento y el volumen de petróleo en condiciones de superficie.

$$\beta_o = \frac{\text{Vol}_{(\text{petróleo}+\text{gas en solución})(\text{Cond.yac})}}{\text{Vol}_{(\text{petróleo})(\text{Cond. de P y T de superficie})}} \quad (\text{ec. 1})$$

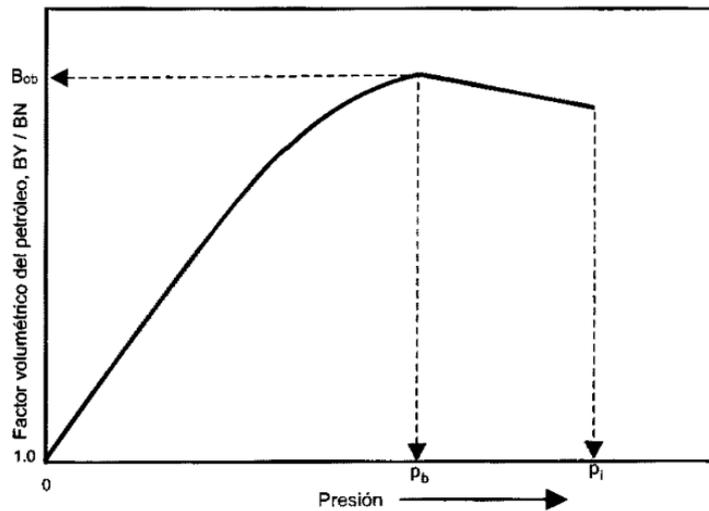


Figura N°2: Diagrama del factor volumétrico del petróleo en la formación en función de la presión (Magdalena Paris de Ferrer, 2010).

Factor de volumétrico de gas (Bg)

Es la relación que existe entre el volumen de gas en yacimiento y su correspondiente volumen en superficie (concepto similar al de Bo).

$$\beta_g = \frac{\text{Vol}_{(\text{gas})}(\text{Cond. yac})}{\text{Vol}_{(\text{gas})}(\text{Cond. de P y T de superficie})} \quad (\text{ec. 2})$$

Relación gas en solución - petróleo (Rs)

Es la relación que existe entre el volumen de gas en solución a cierta condición de presión y temperatura (expresado en condiciones estándar) y el volumen de un barril normal de petróleo.

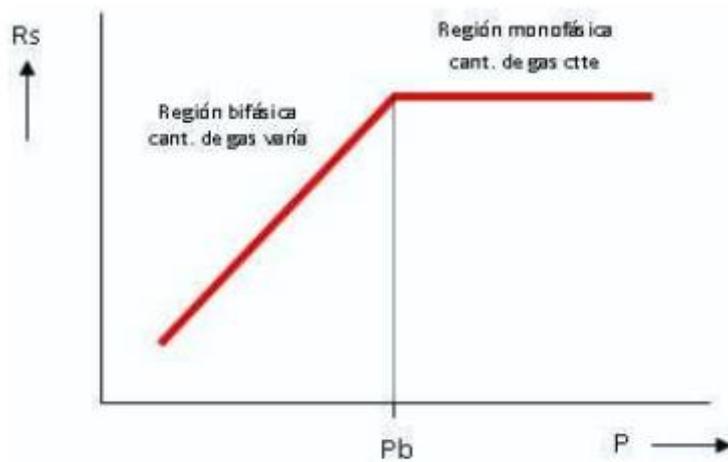


Figura N°3: Relación gas en solución – petróleo vs P (Apuntes de la materia Ingeniería de Reservorios)

$$R_s = \frac{V_{gs}(PCN)}{V_{os}(BN)} \quad (\text{ec. 3})$$

La Figura N°3 muestra que desde una presión inicial mayor a la presión de burbuja (P_b), hasta la P_b , todo el gas estará disuelto en el líquido por lo que el comportamiento de la gráfica es lineal y constante. Cuando alcanza la P_b , quiere decir que la primera burbuja de gas se libera continuando progresivamente la liberación del mismo, es decir, que la cantidad de gas disuelto disminuye y como consecuencia, R_s también disminuirá.

Relación gas-petróleo (Rp-GOR)

Es un concepto similar al del R_s pero en este caso, la relación es entre los pies cúbicos de gas producidos y los pies cúbico de petróleo producidos, volumen de gas en condiciones estándar que libera una unidad de volumen de petróleo en condiciones de tanque, donde la presión es la de tanque y la temperatura 60°F .

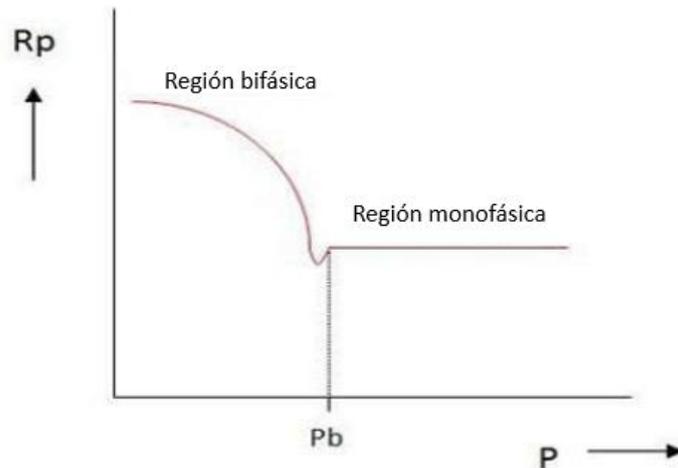


Figura N°4: Relación gas – petróleo vs P (Apuntes de la materia Ingeniería de Reservorios)

Gravedad API

La gravedad o grados API ($^\circ\text{API}$), de sus siglas en inglés American Petroleum Institute, es una medida de densidad que, en comparación con el agua a temperaturas iguales, indica cuán pesado o liviano es el hidrocarburo. A menor $^\circ\text{API}$ mayor es su densidad.

Tipos de Hidrocarburos

Una de las clasificaciones más simple y empleadas para los distintos tipos de hidrocarburos según el libro “Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos” by Magdalena Paris de Ferrer, está relacionada con la proporción gas-petróleo y la gravedad API que éstos presentan. Se pueden agrupar en:

Petróleo liviano o volátil

Tienen muy baja densidad, lo que implica una alta gravedad API, entre $40\text{-}50^\circ\text{API}$, y una alta relación gas-petróleo, mayor a 3000 SCF/STB .

Petróleo negro o black oil

Estos presentan un GOR entre 100 y 2500 SCF/STB y una °API entre 30-40 °API.

Petróleo pesado

Son aquellos que tienen una relación gas-petróleo menor a 100 SCF/STB y una gravedad API entre 10-25.

Gas seco

Se presenta en el reservorio totalmente en fase gaseosa durante toda la explotación, es decir no presenta líquido.

Gas y condensado

Se da donde el GOR se encuentra entre 3000 y 100000 SCF/STB y los °API del condensado se encuentra entre 50-70.

Gas húmedo

Presenta un GOR mayor a 100000 SCF/STB y los °API de la fase líquida se encuentra entre 60-70.

Cabe destacar que es sumamente importante tener en consideración que el estado de la mezcla de hidrocarburos en superficie dependerá de la presión y temperatura a las cuales son extraídos y que, además, los fluidos remanentes en el subsuelo irán sufriendo cambios físicos a medida que se produzcan aquellos que se encuentren alojados en el mismo.

Tipos de reservorios

Los reservorios se pueden clasificar según donde se ubique el punto que representa las condiciones iniciales de presión y temperatura del yacimiento en el diagrama de fases. De acuerdo con esto, existen dos tipos:

Reservorios de petróleo: son aquellos donde la temperatura a la que se encuentra el fluido es menor a la temperatura crítica del sistema, esto quiere decir que se encuentran a la izquierda del punto crítico. Se clasifican en: dead oil, black oil o petróleo volátil.

Reservorios de gas: son aquellos en donde la temperatura es mayor a la temperatura crítica del fluido de reservorio, es decir que se ubican a la derecha del punto crítico y se clasifican en: gas y condensación retrógrada, gas húmedo y gas seco.

El tipo de fluido que se tenga en el reservorio y el estado en el que se encuentre en superficie dependerá de las condiciones de presión y temperatura en el reservorio y su variación hasta llegar a superficie.

A continuación, se describirán los distintos tipos de reservorios de gas:

Yacimiento de gas seco

En los yacimientos de gas seco, el fluido se encontrará fuera de la envoltente durante la vida productiva del mismo, tanto para condiciones de fondo como para las de superficie. Es por esto, que la producción será únicamente de gas. Estos yacimientos contienen principalmente metano, con pequeñas cantidades de etano, propano y más pesados.

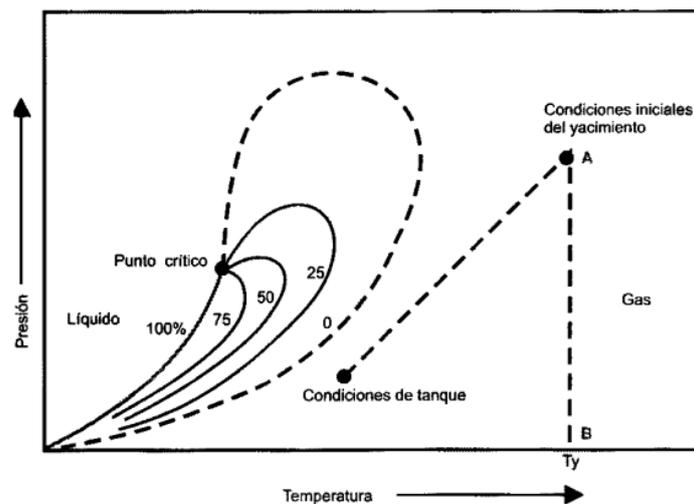


Figura N°5: Diagrama de fases de un yacimiento de gas seco (Magdalena Paris de Ferrer, 2010)

Yacimiento de gas y condensado

En la figura N°6 se presenta un yacimiento de gas y condensados donde la temperatura del reservorio se encuentra entre la temperatura crítica y la cricondentérmica, y la presión está por encima de la presión de rocío, por lo tanto, el fluido en un principio estará en estado gaseoso y contendrá líquido disuelto (punto A).

A medida que el hidrocarburo migra desde el yacimiento a la superficie, la P y T decrecen hasta alcanzar las condiciones del separador en la superficie (trayectoria desde A hasta separador). Al suceder este fenómeno, los fluidos cruzarán a la curva de rocío por lo que se encontrarán en la región bifásica.

Puede ocurrir que, al producirse la reducción, ésta sea de manera isotérmica, lo que traería consigo una condensación de líquido durante la expansión del gas (ya que cruza la curva de rocío), el fenómeno que se esperaría para la condensación sería que el gas se comprima, bajo este escenario, ocurre lo que se denomina condensación retrógrada, en la cual los hidrocarburos depositados, no logran desplazarse hacia el pozo ya que por lo general no se alcanza la saturación crítica del líquido (trayectoria desde A hasta B). Permitir que esto ocurra, provocará que el fluido producido se empobrezca cada vez más de las fracciones pesadas, de mayor valor, que no podrán ser recuperadas.

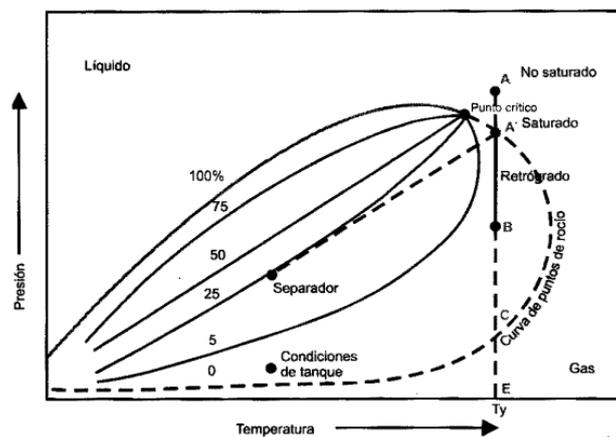


Figura N°6: Diagrama de fases de un yacimiento de gas y condensado (Magdalena Paris de Ferrer, 2010)

Yacimiento de gas húmedo

Un diagrama típico de gas húmedo se muestra en la Figura N°7, donde la temperatura del reservorio se encuentra por encima del punto cricondentérmico de la mezcla de hidrocarburos. Es por este motivo, que el fluido del reservorio siempre se encontrará en la región de fase gaseosa y a medida que el reservorio se deplete isotérmicamente, éste se mantendrá en estado gaseoso (reducción de presión isotérmica A-B).

Por otro lado, el gas producido fluirá a superficie provocando que la presión y temperatura del gas declinen de modo tal, que una fase líquida condensará a medida que el fluido es transportado hacia el separador (trayectoria de A hasta B).

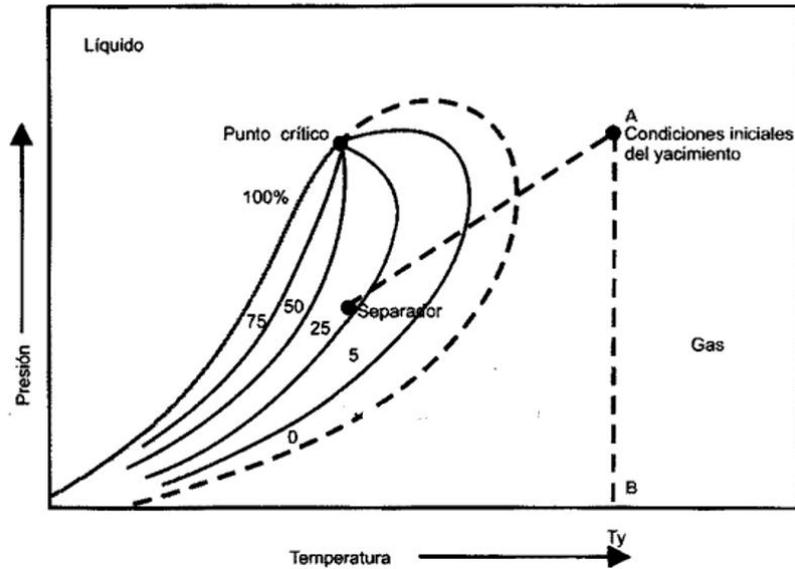


Figura N°7: Diagrama de fases de un yacimiento de gas húmedo (Magdalena Paris de Ferrer, 2010)

Flujo multifásico en un pozo de gas

Al momento de querer comprender los efectos que causan los líquidos en un pozo de gas, es de suma importancia entender cómo el líquido y el gas interactúan bajo ciertas condiciones de flujo.

En un principio, en los reservorios de gas, bajo ciertas condiciones de presión y temperatura, el líquido y el gas se desplazarán juntos. A medida que el tiempo pasa, las condiciones que hacen que estos flujos permanezcan unidos, irán cambiando, de modo tal que provocarán que los líquidos comiencen a desprenderse a tal punto que, durante este trayecto, se comience a presentar el flujo de dos fases o también denominado, flujo multifásico. La presión irá disminuyendo cada vez más, provocando que, en ese líquido liberado, se pueda distinguir el agua de los condensados. Entonces, llegado ese momento, se verán agua, condensados y gas.

En la Figura N°8 se representan los cuatro regímenes básicos de flujo que explican cómo se puede presentar el flujo en un conducto vertical.

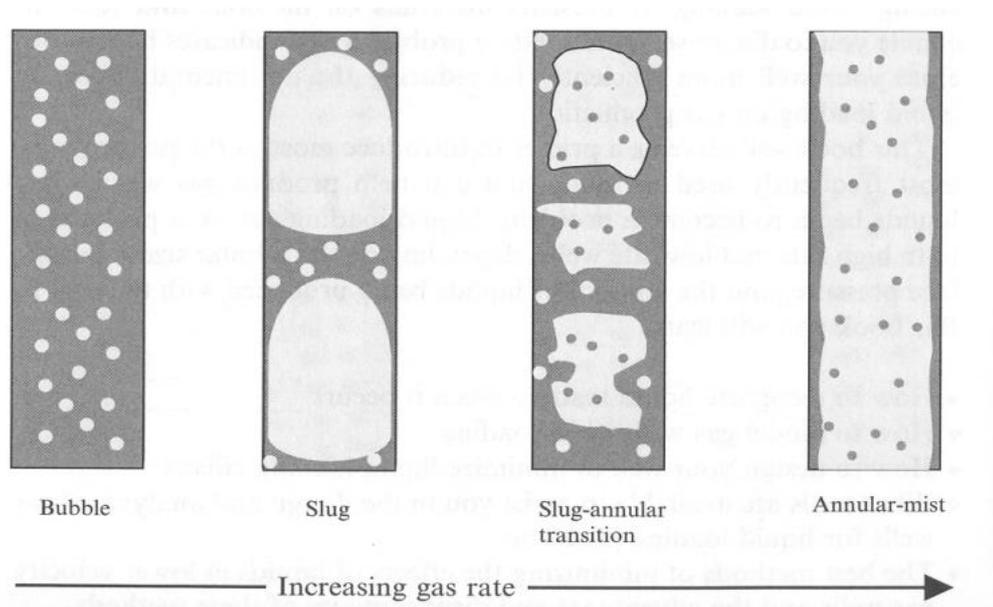


Figura N°8: Regímenes de flujo en flujo multifásico vertical (James F. Lea, Henry V. Nickens and Mike R. Wells, 2008)

A continuación, se procede a explicar cada uno de estos tipos de flujos:

Flujo burbuja (bubble): en este tipo de flujo, la tubería de producción se encuentra completamente con líquido, que estará, además, en contacto con las paredes de la cañería, mientras que el gas libre, está presente en forma de pequeñas burbujas, las cuales ayudarán a elevar el líquido ya que reducen la densidad del fluido. Esto último solo se dará si la cantidad de gas es elevada, en caso de ser una fracción pequeña, el efecto del resbalamiento es más importante que la disminución de la densidad provocando que no sea de ayuda en el levantamiento.

Flujo Tapón o Bache (Slug): La fase líquida todavía continua siendo la fase continua. A su vez, las burbujas de gas se expanden a medida que se elevan y se fusionan en burbujas de mayor tamaño provocando de esta manera la formación de tapones (o baches). Además, la película de líquido alrededor de los tapones puede caer y tanto el gas como el líquido afectan significativamente al gradiente de presión.

Flujo transicional Tapón-Anular (Slug-annular transition): En este caso, la fase líquida ya no será más la fase continua, sino que será la de gas. Además, una fracción de líquido puede ser arrastrada como gotitas en el gas. El gas domina el gradiente de presión, sin embargo, los efectos de líquido son significativos.

Flujo niebla (annular-mist): En este tipo de flujo, la fase de gas es la fase continua y la mayoría de líquido es arrastrada en el gas como bruma. El gradiente de presión se determina mayoritariamente del flujo de gas, a pesar de que la cañería se encuentre revestida con una fina película de líquido.

Un pozo de gas puede atravesar cualquiera de todos estos regímenes de flujo durante su vida de producción. A continuación, se muestra la Figura N°9 donde se puede ver la progresión de un pozo de gas típico desde la producción inicial hasta el final de su vida.

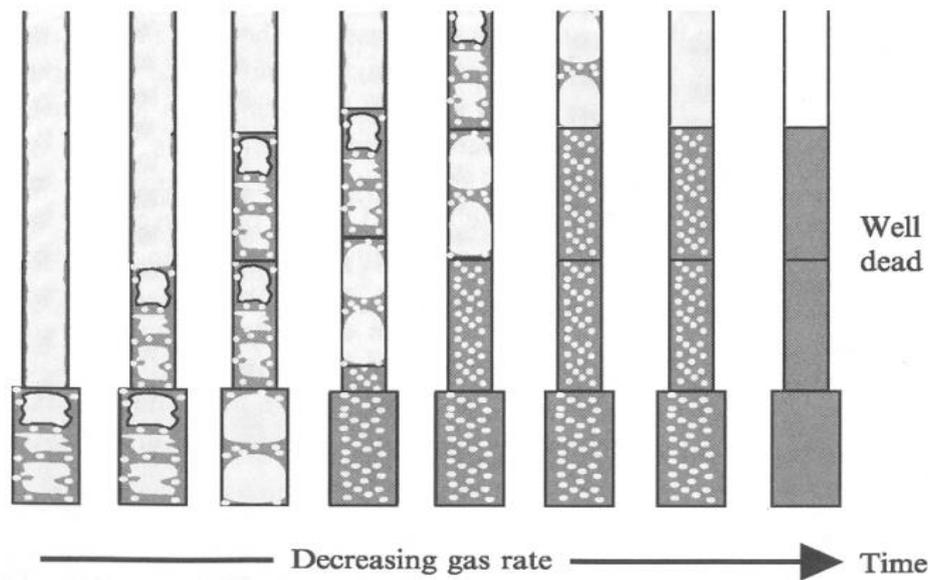


Figura N°9: Ciclo de vida de un pozo de gas (James F. Lea, Henry V. Nickens and Mike R. Wells, 2008)

En sus comienzos, el pozo puede presentar un caudal alto de gas por lo que el régimen de flujo en el tubing será tipo niebla. Sin embargo, el flujo puede presentarse en cualquiera de los otros tipos por debajo del extremo del tubing hasta la zona de punzados.

Al pasar el tiempo, la producción irá disminuyendo, esto provocará que la velocidad del gas decaiga por lo que, a medida que esto suceda, los regímenes de flujo cambiarán.

El flujo en superficie permanecerá de tipo niebla hasta que las condiciones cambien lo suficiente como para que el flujo se convierta en transicional. Entonces, aunque el patrón en superficie sea niebla, en fondo puede ser slug o burbuja debido a la condensación de líquidos, provocando así que la producción del pozo no sea la correcta. Si esta problemática no se soluciona, el pozo pasará de producir gas, a tener una carga de líquido y luego terminará ahogándose.

Análisis Nodal

El análisis nodal tiene por objetivo optimizar la producción de hidrocarburos. Para ello, esta técnica propone el estudio de los distintos componentes que integran el sistema de extracción y cómo éstos influyen sobre el mismo.

Como los componentes son interdependientes, ya que una variación en la pérdida de carga de uno de ellos puede alterar la de todos los restantes, es necesario poder aislar el efecto que causan uno a uno.

Entonces, con este análisis se podrá conocer los caudales de los fluidos que se obtendrán para distintas alternativas de diseño y de esta manera, en el caso de un pozo nuevo, diseñar adecuadamente las instalaciones, si se trata de un pozo existente, se estudia cada variable que afecta la performance del pozo, se calcula el efecto sobre la producción de los cambios de cada variable para luego decidir cuáles de dichos cambios mejorarán la producción del pozo.

Es importante mencionar que, en un pozo surgente, el yacimiento proporciona la energía necesaria para mover los fluidos hacia la superficie. El flujo ingresa desde la formación al pozo, se dirige hasta la superficie, atraviesa cada componente hasta llegar al ducto o al almacenamiento. En todos estos lugares, sufrirá una caída de presión como se muestra en la Figura N°10:

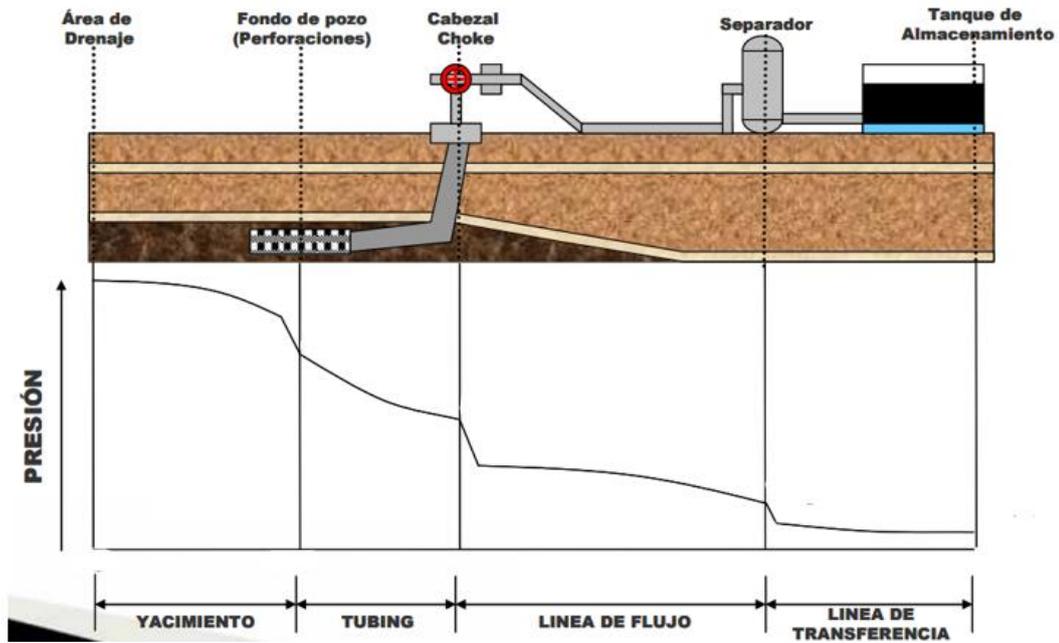


Figura N°10: Caída de presión a medida que se produce el fluido (Apuntes de la materia Herramientas)

Para aplicar el análisis nodal, se debe seleccionar un punto de decisión o nodo en el pozo y dividir el sistema en dicho punto elegido. En la siguiente imagen, Figura N°11, se pueden apreciar los distintos elementos del sistema que se tienen en cuenta en dicho análisis considerando que el nodo de estudio estará ubicado en el fondo del pozo:

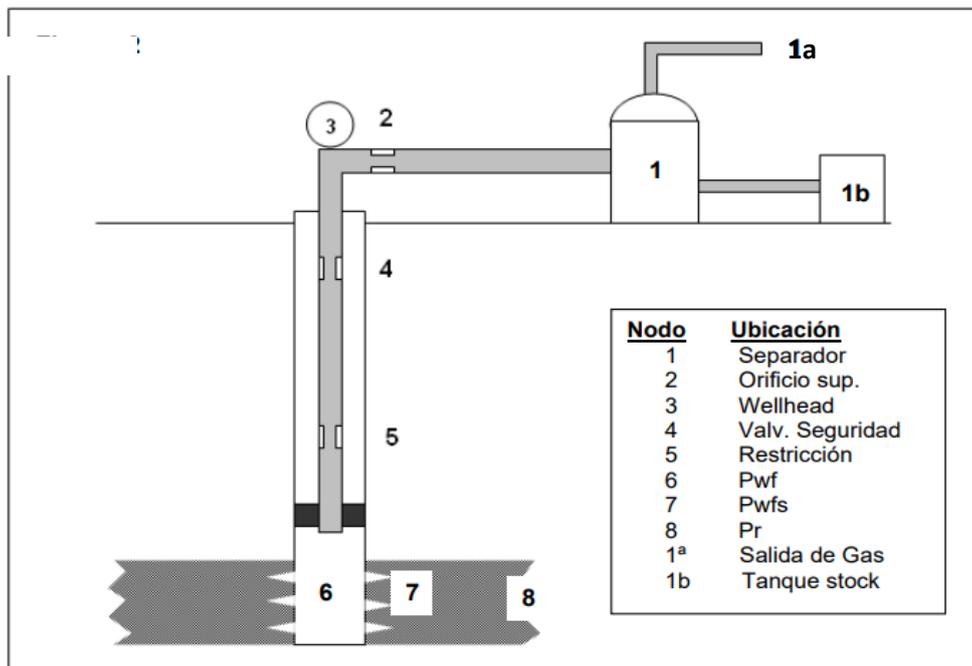


Figura N°11: Ubicaciones comúnmente seleccionadas para los nodos en un análisis nodal (Marcelo Hirschfeldt, 2009)

Para plantear el sistema se deben tener dos consideraciones:

1. El flujo de entrada (caudal) del nodo es igual al flujo a la salida del mismo.
2. En el nodo existe una sola presión.

A su vez, debe considerarse que todos los componentes aguas arriba al nodo comprenden la sección de entrada (inflow section y dan lugar a la Inflow Performance Relationship, IPR, solo si el nodo se encuentra en el fondo del pozo), mientras que la sección de salida consiste en todos los componentes que se encuentren aguas abajo del nodo (outflow section y dan lugar al Vertical Lift Performance, VLP).

Se considera que, en un momento particular de la vida del pozo, hay dos presiones que permanecen fijas y no son función del caudal: presión promedio del reservorio y la presión de salida del sistema (Presión del separador o si el pozo es controlado con un orificio en la superficie, la presión fija a la salida será la presión en boca de pozo).

Entonces, una vez que se selecciona el nodo (nodo ubicado en el fondo del pozo para el caso en estudio), la presión en el mismo es calculada en ambas direcciones, comenzando desde las fijas como se muestra a continuación:

Entrada al nodo (inflow)

$$P_{\text{nodo}} = \bar{P}_R - \Delta P_{\text{reservorio}} \quad (\text{ec. 4})$$

Donde \bar{P}_R es la presión en el reservorio.

Salida del nodo (outflow)

$$P_{\text{nodo}} = P_{\text{sep}} + \Delta P_{\text{componentes sistema de producción}} \quad (\text{ec. 5})$$

Donde P_{sep} es la presión en el separador.

La figura N°12 muestra un esquema de un sistema de producción, en el cual se pueden observar las pérdidas de carga que puede ocurrir desde el reservorio hasta el separador.

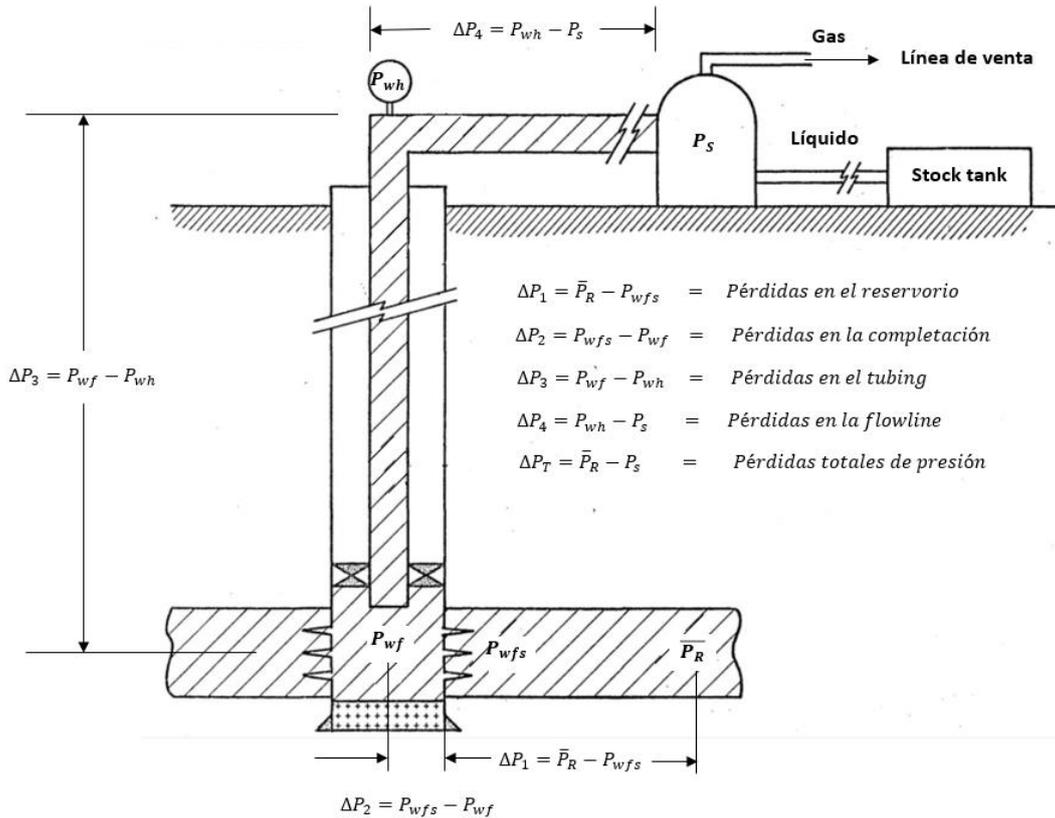


Figura N°12: Esquema de un sistema de producción con sus pérdidas de carga asociadas (Marcelo Hirschfeldt, 2009)

La ecuación de entrada al nodo estará dada por la diferencia entre la presión promedio del reservorio y las pérdidas en el medio poroso y la completación:

$$P_p + \Delta P_1 + \Delta P_2 = P_{nodo} \quad (\text{ec. 6})$$

La ecuación de salida del nodo estará dada por la suma de la presión en el separador de superficie, más las pérdidas en las líneas superficiales, las pérdidas a través del tubing y cualquier válvula o restricción que genere una pérdida de carga:

$$P_{sep} + \Delta P_3 + \Delta P_4 = P_{nodo} \quad (\text{ec. 7})$$

En la Figura N°13 se puede observar cómo al graficar la inflow y la outflow en un gráfico de presión en el nodo versus caudal, ambas curvas se interceptan obteniéndose de esta manera, el caudal de operación del sistema.

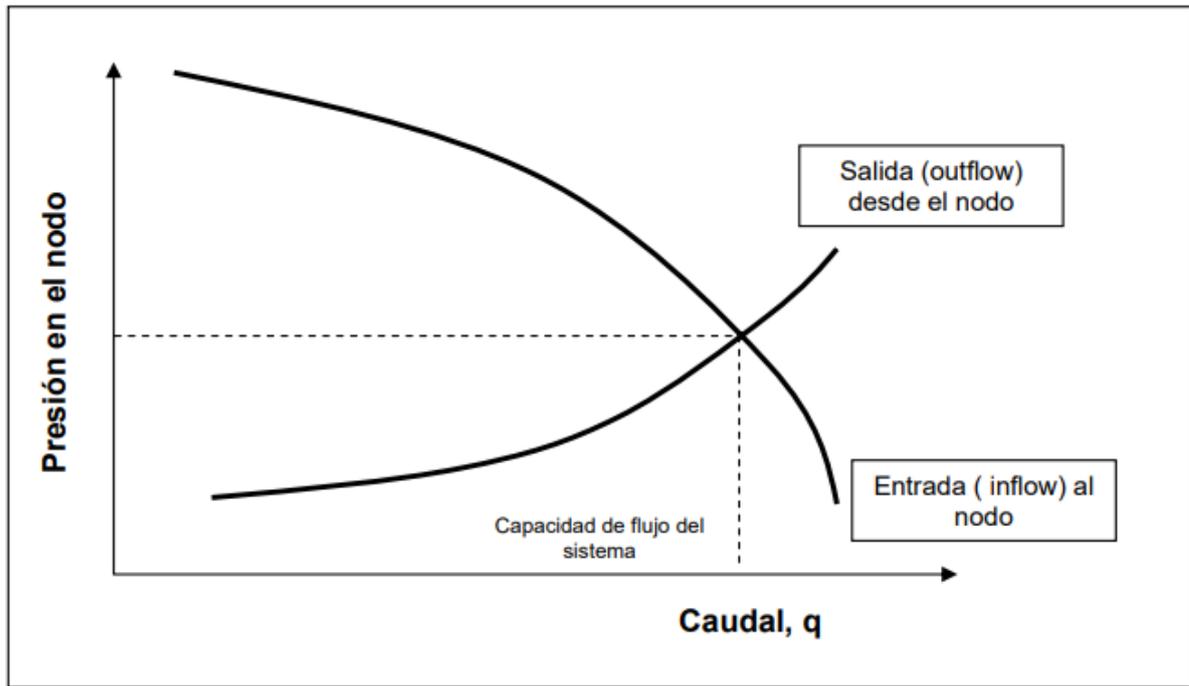


Figura N°13: Intercepción de las curvas Outflow e Inflow (Marcelo Hirschfeldt, 2009)

Obtención del IPR

Se debe estimar cómo será la pérdida de carga que ocurrirá en el medio poroso, es decir, entre la presión estática del reservorio y la presión dinámica de fondo y el cálculo variará según se considere sistema de petróleo o sistema de gas y condensados.

La ecuación base utilizada para describir el flujo de fluidos a través de un yacimiento es la forma radial de la ecuación de Darcy, sobre la cual operando y haciendo algunas simplificaciones, se llega a que la caída de presión para un pozo de gas dependerá del caudal, la permeabilidad, la viscosidad, el factor de compresibilidad del gas, temperatura del reservorio y la relación de radios entre el radio del wellbore y la de drenaje del pozo.

La ecuación de Darcy puede ser utilizada para generar la IPR si se conocen todos los datos que la conforman. Como esta información no suele ser conocida en su totalidad, entonces se utilizan correlaciones donde con alguna ecuación simplificada, se genera una curva de inflow para el flujo, utilizando información de distintos ensayos de pozos, en los cuales se requiere por lo general, más de un punto de medición.

Una de las correlaciones más utilizadas es la que utiliza a la ecuación empírica de contrapresión:

$$q = C * (P_r^2 - P_{wf}^2)^n \quad (\text{ec. 8})$$

Donde:

- Q, es el caudal de gas.
- n, es un valor que varía entre 0.5 (existen pérdidas por turbulencia) y 1 (no existen pérdidas por turbulencia).
- C, es un coeficiente que está relacionada con las propiedades del reservorio, las del fluido y de la geometría del flujo.
- Pr, es la presión promedio del reservorio,
- Pwf, es la presión dinámica de fondo

Sucede que todos los métodos para determinar las IPR de pozos de yacimientos convencionales, se basan en la premisa de que se conoce la presión promedio del yacimiento y la suposición de una condición de flujo estabilizado. Estos supuestos funcionan con efectividad en reservorios de alta permeabilidad ya que esta condición de estabilización se puede alcanzar con rapidez, mientras la presión promedio no cambie, el IPR será válido.

En cambio, cuando la permeabilidad del yacimiento es muy baja, por ejemplo, en no convencionales (shale), donde se requiere de una extensa fracturación hidráulica de pozos horizontales, la condición de flujo lineal transitorio toma más tiempo, necesitándose días, meses, hasta inclusive años en poder alcanzar el flujo estabilizado y puede ocurrir un agotamiento significativo antes de ello. Esto último implica que, las IPR ya conocidas, no tengan la confiabilidad necesaria.

Para solucionar dicha problemática, se requirió de la formulación de IPR transitorios.

El enfoque que propuso Salam Al-Rbeawi se centró en la implementación de regímenes de flujo en estado transitorio y pseudoestable para desarrollar modelos analíticos integrados para simular la producción y la declinación de la presión de pozos horizontales fracturados hidráulicamente considerando dos condiciones: tasa de flujo constante y presión de pozo constante.

Con el objetivo de llevar a cabo el estudio, se realizaron 3 tareas:

1. La primera tarea incluye generar el comportamiento de la presión de los yacimientos de interés utilizando un modelo de flujo trilineal propuesto por Brown y cols. Se necesita conocer el comportamiento de la presión para caracterizar los regímenes de flujo que se podrían desarrollar durante toda la vida de producción y estimar el intervalo de tiempo transcurrido por cada régimen de flujo.
2. La segunda tarea se basa en desarrollar modelos analíticos integrados para estos regímenes de flujo y utilizarlos para predecir la IPR final del intervalo de tiempo de cada uno de aquellos regímenes.
3. La tercera tarea se encuentra relacionada con la construcción de la IPR en cualquier momento y en cualquier régimen de flujo considerando diferentes condiciones de yacimiento. Para poder construir el IPR durante los regímenes de flujo bilineal y lineal (la mayor parte de la producción está dominada por estos dos regímenes), se desarrollaron 2 funciones. La primera es la función de la presión que representa el cambio de presión con el tiempo para una tasa de producción constante, mientras que el segundo representa el cambio en la tasa de flujo con el tiempo para una presión constante. Para la construcción de los IPR se tienen en cuenta los efectos de la fractura hidráulica, las configuraciones del yacimiento y el patrón de flujo dominante (Flujo tipo Darcy o no Darcy).

Brown y cols. sugirieron una solución analítica para describir la distribución de presión para un sistema en el que la región estimulada ocupa todo el espacio entre fracturas. Consideraron que el modelo consta de tres regiones: fractura, región de alta permeabilidad y región de baja permeabilidad, donde el medio poroso se divide en 2 partes. El primero se caracteriza por la propagación de fracturas hidráulicas y se denomina volumen de yacimiento estimulado (SRV) y la segunda parte no representa fracturas hidráulicas y se denomina volumen de yacimiento no estimulado (USRV). En la Figura N°14 se puede observar el modelo de yacimiento propuesto.

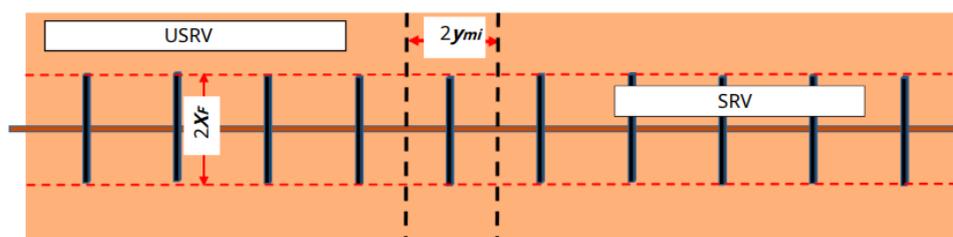


Figura N°14: Esquema de un yacimiento fracturado hidráulicamente según Brown y cols. (Salam Al-Rbeawi, 2020)

Donde:

- $2X_f$ es el largo total de la fractura.
- $2Y_{mi}$ es el ancho de la región estimulada.

Sucede que la región estimulada no ocupa todo el espacio entre las fracturas ya que las fracturas de los pozos horizontales se encuentran ramificadas. Entonces, Stalgorava y Mattar propusieron un modelo numérico y analítico, para simular la producción de este tipo de pozos. En el mismo se asume que las fracturas tienen la misma longitud y conductividad y están espaciadas uniformemente a lo largo del pozo horizontal. En la Figura N°15 se puede observar el modelo propuesto, donde k_1 es la permeabilidad de la zona estimulada y k_2 es la de la zona no estimulada.

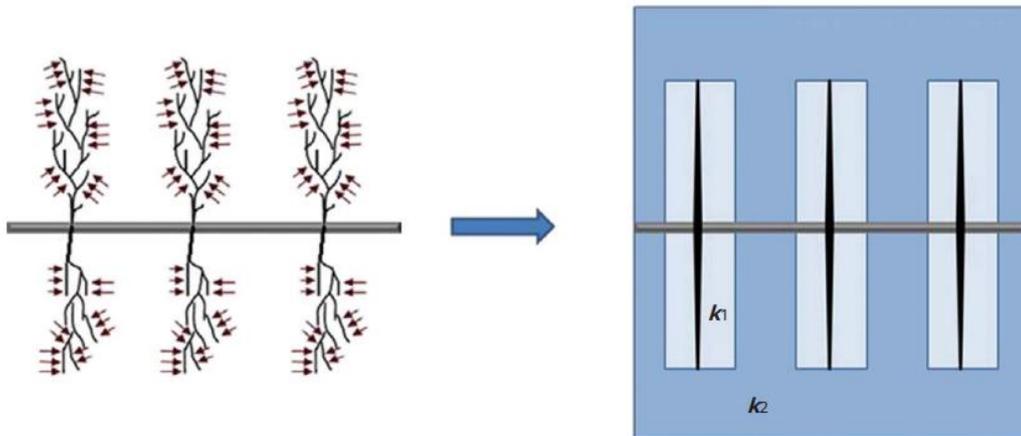


Figura N°15: Esquema para un pozo horizontal con múltiples fracturas en ramas (Ekaterina Stalgorova y Louis Mattar, 2013).

Se propone un modelo de yacimiento conocido como modelo de las 5 regiones en el cual se puede simular una fractura que se encuentra rodeada por una región estimulada de extensión limitada (ramificación de la fractura), mientras que el reservorio restante no se encuentra estimulado. Además, se supone que la región estimulada ocupa parte del espacio entre las fracturas (simulando la ramificación). Entonces, además de modelar el flujo dentro de la fractura y el flujo dentro de la región estimulada, el modelo tiene en cuenta el flujo de la región no estimulada circundante que, en algunos casos, a largo plazo, puede contribuir a la producción del yacimiento.

Cabe mencionar que las IPR utilizadas en el presente trabajo son un input que envía Ingeniería de Reservorios de la empresa operadora, quienes a su vez las obtienen de un

software llamado “Harmony”. Como se mencionó, esto se debe a la complejidad del modelado de dichas curvas para reservorios no convencionales.

Curva outflow

Con el fin de armar la curva outflow, se debe tener en cuenta la presión en el separador, la cual es fija, las pérdidas de carga en las tuberías horizontales de superficie, las pérdidas del estrangulador y además las de la tubería de producción vertical.

La ecuación que describe el comportamiento de las pérdidas de carga en el tubing tiene sus orígenes en la ecuación de la energía y las componentes principales que la integran están relacionadas con:

- Pérdida causada por la elevación,
- Pérdida causada por la fricción y
- Pérdida causada por la aceleración.

$$\frac{dP}{dZ} = g * \rho_m * \text{sen } \theta + \frac{f_m * \rho_m * v_m^2}{2 * d} + \rho_m * v_m * \frac{dv_m}{dZ} \quad (\text{ec. 9})$$

Donde:

- ρ_m , es la densidad de la mezcla.
- f_m , es el factor de fricción para flujo mixto (depende de N° Reynolds y rugosidad)
- v_m , es la velocidad de la mezcla.
- θ , hace referencia al ángulo respecto a la horizontal.
- Z , es la distancia axial.
- D , es el diámetro interior de tubería.

Cabe destacar que la caída de presión debido al efecto de la aceleración de los fluidos es muy pequeña en el flujo vertical, por lo que el gradiente de presión debido a ésta se desprecia. Por otro lado, las mayores pérdidas ocasionadas se obtendrán en la componente de elevación, término que depende en gran medida de la densidad de la mezcla en condiciones estáticas.

Con el objetivo de poder determinar la densidad de la mezcla, es necesario que se conozca la porción de fluido ocupado con líquido, la cual se la conoce como hold-up del líquido y que variará según el patrón de flujo que se tenga en la tubería y otros factores como caudal, viscosidad, etc. Cuando en el flujo fluyen gas y líquido, el primero tiene la tendencia a viajar más rápido por lo que se tendrá el fenómeno de resbalamiento, lo que generará que el gas resbale sobre el líquido. Es por esto que, para poder obtener de forma correcta la densidad de la mezcla, se necesitará de una correlación que permita determinar dicho hold up.

Las correlaciones frecuentemente usadas para poder determinar la outflow son:

- Hagerdorn and Brown: Es una extensión de Poettmann y Carpenter para gas, petróleo y agua como único fluido, no considera resbalamiento, considera efecto viscoso. No debe usarse para condensados y siempre que el flujo de niebla sea el régimen de flujo principal. No predice VLP a bajos caudales y no debe usarse para predecir caudales mínimos estables.
- Duns and Ros: Aplicable a cualquier tipo de tubería vertical. Modificada para tubería horizontal. Considera efecto de rebalamiento, separa los patrones de flujo. Esta correlación funciona bien en casos de flujo de niebla y puede usarse en pozos de petróleo y pozos de condensado con alto GOR.
- Beggs and Brill: Es principalmente una correlación de tuberías. Generalmente predice en exceso las caídas de presión en trayectoria vertical y desviada. Es aplicable para flujos multifásicos.
- Gray: Esta correlación da buenos resultados en pozos de gas para proporciones de condensado de hasta alrededor de 50 bbl/MMscf y proporciones altas de agua producida.

En el caso de las tuberías horizontales, el único factor que estará asociado es el de fricción, que, aunque sean mucho menores a las del tubing, deben ser tenidas en cuenta. Para poder determinarlas se utilizan correlaciones como Beggs and Brill y Duns and Ros.

Por último, las pérdidas de carga ocasionadas en el estrangulador también deben considerarse y para su cálculo se utilizan correlaciones como las de Gilbert, Achong, correlación de Ros adaptada a Poettman y Carpenter (utilizadas solo si se está en condiciones de flujo crítico).

Análisis de sensibilidades

El análisis nodal permite determinar el punto de operación del sistema, pero además también permite conocer cuál será la capacidad de producción del pozo si se llegase a cambiar algún parámetro del mismo, cualquier cambio de componente, hará que las curvas cambien y, por lo tanto, también lo hará su intersección, existirá entonces una nueva capacidad de flujo y presión en el nodo.

Si el cambio fue realizado en un componente aguas arriba, la inflow se verá modificada, no así la outflow y viceversa, si ocurre en el sentido contrario. En el caso de la IPR, podrá verse modificada ya que la presión del reservorio comienza a caer con el tiempo. Por otro lado, la VLP se verá afectada por factores más fácilmente modificables como lo son, el cambio en el diámetro de la tubería de producción, presión en la cabeza de pozo, etc.

Además, dichas curvas también pueden desplazarse si cambia cualquiera de las condiciones fijas, por ejemplo, una depletación en la presión de reservorio o un cambio en las condiciones del separador o instalaciones receptoras en superficie.

En la figura N°16 se puede observar cómo un aumento en el diámetro del tubing, aumenta el caudal de producción. Sin embargo, hay que tener especial cuidado con la velocidad superficial del gas, ya que esta puede disminuir, a tal punto de quedar por debajo de la velocidad crítica de Turner y el pozo comenzará a acumular líquidos en el fondo, estos últimos conceptos se verán en el capítulo siguiente.

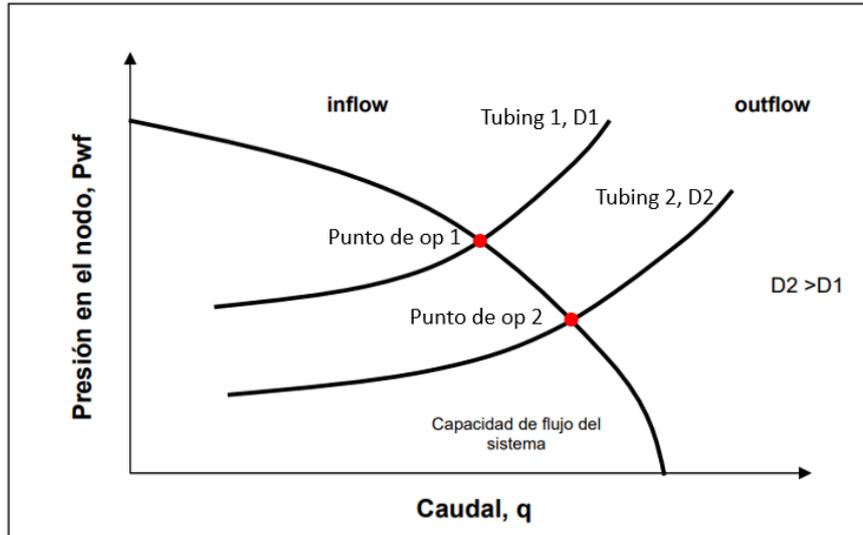


Figura N°16: intersección del IPR con dos curvas VLP correspondientes a dos diámetros distintos (Marcelo Hirschfeldt, 2009)

Donde:

- D1 es el diámetro del tubing 1
- D2 es el diámetro del tubing 2

Entonces, con el análisis de sensibilidades en los pozos de gas, lo que se busca es poder optimizar los caudales producidos, es decir obtener el mayor caudal a menores costos, evitando la acumulación de líquidos en el fondo por la mayor cantidad de tiempo posible. En caso de que se produzca esta acumulación, se debe encontrar la forma de minimizarla.

Capítulo 2: Carga de líquido

Introducción a la carga de líquido

Cuando el gas fluye hacia la superficie, si su velocidad es lo suficientemente alta, lo hará transportando consigo los líquidos asociados. Una velocidad alta del gas se traduce en un patrón de flujo tipo niebla, en el cual los líquidos se encuentran como pequeñas gotas finamente dispersas en el gas. Al existir un bajo porcentaje de líquido en la tubería de producción, o baja capacidad de “retención” de líquidos, hold-up, la pérdida de presión por el componente gravitacional será baja.

A medida que el tiempo transcurre en la vida productiva del pozo, el caudal y la velocidad del gas decrecen, y, en consecuencia, la velocidad con la que los líquidos son arrastrados

disminuye. En relación con esto, también se verán modificados los regímenes de flujo desarrollados por la corriente de fluido, que va desde los punzados hasta la superficie.

Inicialmente, como se mencionó, el pozo puede presentar un caudal alto de gas, tal que el régimen sea flujo niebla y, con el paso del tiempo, encontramos los patrones de flujo anular, luego progresa a flujo tapón y, hacia el final, líquidos que se acumulan en el fondo del pozo. En esta transición, la producción del pozo será, de alguna manera, errática. Cabe mencionar, que si bien la producción en superficie puede encontrarse de forma de flujo niebla estable puede ocurrir que en fondo se tenga un flujo niebla inestable o tapón. Finalmente, el hold-up será mayor y la pérdida de presión por el componente gravitacional cobrará más relevancia, generando que más cantidad de líquido se acumule en el fondo y que parte de este no pueda ser producido.

Este último evento tiene lugar cuando la velocidad del gas es demasiado baja como para llevar líquidos a la superficie y simplemente sus burbujas se desplazan hacia arriba a través de la columna líquida estancada. Asimismo, esta columna que se genera en el fondo del pozo ejerce una contrapresión sobre la zona de punzados reduciendo el diferencial de presión y el caudal que aporta la capa punzada. El fenómeno que se ha descrito, que se forma dentro de la tubería de producción, se conoce como “carga líquida”. Esto puede frenar, ralentizar o parar la producción de gas hasta que se implemente una medida correctiva, de lo contrario, es posible que el pozo continúe fluyendo por cierto período en condiciones de carga, disminuyendo la producción hasta llegar a su fin. Resumiendo, la carga de líquido en un pozo de gas se puede traducir como la incapacidad de flujo de gas para conducir hasta la superficie los líquidos producidos. Por tal motivo, se acumularán en el fondo causando una producción total reducida y un acortamiento del tiempo productivo si no se toman medidas adecuadas para solucionar el problema.

Para el caso de pozos de gas de baja producción que operan en el límite de la rentabilidad, la optimización y la reducción de la carga de líquidos puede significar la diferencia entre la producción y el cierre del pozo. Esta problemática no se limita a aquellos de bajos caudales de producción, ya que existen pozos de gas con grandes tubulares y/o alta presión de superficie que pueden sufrirlo incluso a altos niveles.

En los siguientes capítulos, se explicarán algunos de los diversos métodos y tecnologías, que se han desarrollado para el levantamiento de los líquidos en pozos de gas.

Fuentes de líquidos en un pozo productor de gas

Los pozos de gas pueden tener asociados condensado y agua. Si la presión del reservorio ha disminuido debajo del punto de rocío, el condensado se produce con el gas como un líquido y si está por encima del punto de rocío, el condensado ingresa al pozo en la fase de vapor con el gas y se condensa como líquido en la tubería de producción o separador. Sin embargo, hay que tener en cuenta que el líquido que encontramos en el pozo no es sólo el resultado de la condensación de agua e hidrocarburos por cambios de presión y temperatura, puede ocurrir que exista una fuente externa indeseada que esté aportándolos a través de los punzados. Las posibles fuentes de líquidos para pozos de gas son las siguientes:

- Conificación de agua
- Acuífero de agua
- Agua producida desde otra zona
- Agua libre de formación
- Condensación de agua y/o hidrocarburos

Conificación de agua

Si el caudal de gas es lo suficientemente alto, entonces este podría arrastrar la producción de agua de una zona adyacente, incluso si el pozo no se encuentra punzado en la zona de agua. Puede que la capa contacte con los últimos punzados y estos dejen de aportar gas, empezando a permitir la entrada de agua. Un pozo horizontal reduce significativamente los gradientes entre la zona de gas y una zona subyacente de agua, sin embargo, el mismo fenómeno puede tener lugar con caudales muy altos.

Agua de Acuífero

Si el reservorio tiene empuje de agua por acuífero, a la larga, el agua alcanzará al pozo y podrá ser producida, originando problemas de carga de líquidos.

Agua Producida por otra zona

En pozos con varios intervalos punzados, puede existir una zona que indeseadamente aporte agua hacia la tubería de producción, dificultando el aporte de gas proveniente de la zona de producción principalmente gasífera.

La situación inversa, que toma ventaja de esta situación, es tener una zona de agua por debajo de la zona de gas y mediante el uso de bombas o gravedad, inyectar agua en una zona subyacente y permitir que el gas fluya hacia la superficie sin ningún problema de carga.

Agua de Formación Libre

Cualquiera sea la fuente, es posible que ingrese agua libre con el gas en los punzados. Esta situación puede deberse, por ejemplo, a si la zona punzada consta de varias intercalaciones de finas capas que contienen gas y líquidos.

Agua de condensación

Si el gas que está en el reservorio se encuentra saturado o parcialmente saturado, la condensación se puede dar al pasar a través del punzado, por el pequeño diferencial de presión, o a medida que se asciende en la tubería y cambian las condiciones de presión y temperatura.

Esta situación puede provocar un alto gradiente en la tubería de surgencia, en donde la condensación tiene lugar y, también, dependiendo de las velocidades, los líquidos pueden caer y acumularse sobre la zona de punzado.

Esto se logra visualizar si se piensa desde el lado de los diagramas de fases, tanto para el agua como para hidrocarburos líquidos. Al estar en estado gaseoso, y por encima de la curva de punto de rocío, los líquidos se mantendrán en su fase vapor, hasta que las condiciones de presión y temperatura varíen de manera tal que se caiga por debajo de la curva de puntos de rocío, generando la condensación de una parte hasta que se alcance el equilibrio. Si la condensación ocurre dentro de la tubería y la velocidad superficial del gas se encuentra por debajo de la crítica, entonces los líquidos se acumularán en el fondo del pozo. Este es el caso más usual que se experimenta en pozos de gas.

Por otra parte, incluso si la velocidad del gas es suficiente como para empujar el agua condensada, pueden presentarse problemas de corrosión en el punto en el pozo en donde se produjo por primera vez la condensación. El agua condensada puede identificarse porque no debería tener sal o tener un nivel muy bajo comparado con el agua del reservorio. Normalmente, asumimos que tenemos agua pura en la fase de vapor antes de la condensación.

Para el caso del agua, se puede observar en el gráfico de la Figura N°17 la variación de su solubilidad en gas natural dependiendo de la presión de reservorio y la temperatura. Se evidencia un rápido aumento en el contenido de agua a medida que la presión de reservorio disminuye por debajo de los 500 psi, viéndose también más afectada con la temperatura.

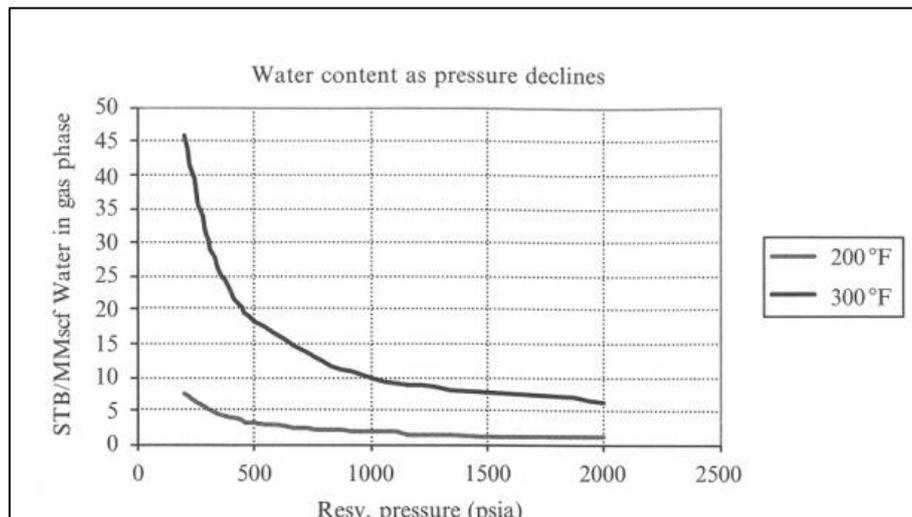


Figura N°17: Solubilidad del agua en gas natural (James F. Lea, Henry V. Nickens and Mike R. Wells, 2008)

Water content as pressure declines: Contenido de Agua a medida que la presión disminuye.

Resv. Pressure: Presión de Reservorio

Water in Gas Phase: Agua en fase gaseosa

Considere los siguientes ejemplos típicos para un pozo de gas que produce inicialmente desde un reservorio a 3500 psi y 200°F, con condiciones en la boca del pozo una presión 150 psi y una temperatura de 100 °F. A medida que la presión del reservorio disminuye, el agua que se estaba condensando en la tubería de producción aumenta. Debido a que el caudal de gas decrece a medida que la presión del reservorio también disminuye, tenemos la situación de un nivel de gas en descenso junto con una producción de líquido en aumento, es decir, estaríamos inevitablemente ante un problema de carga de líquidos.

Velocidad, caudales y diámetros críticos

Para planear y diseñar en forma eficiente cómo se producirá un pozo de gas durante su vida, es necesario poder predecir, con el mayor grado de certeza posible, en qué momento y bajo qué circunstancias empezarán a aparecer problemas de carga líquida. Se han desarrollado modelos que utilizan el concepto de velocidad crítica para adoptar un valor de corte, estableciendo que si la velocidad superficial del gas se encuentra por encima del mismo la problemática se estaría evitando. Asimismo, complementándolo con análisis nodal, se puede conocer si un pozo producirá bajo determinadas condiciones o si es necesario realizar cambios al sistema de producción.

Parámetros críticos en secciones verticales

El transporte de líquidos en secciones verticales se encuentra gobernado principalmente por dos procesos físicos complementarios antes de que la carga de líquido se convierta en lo predominante. A medida que el reservorio se depleta, su presión cae, y con ello comienzan a aparecer otros regímenes de flujo, tales como el tapón y luego el flujo en forma de burbuja.

Modelo de Turner

El modelo desarrollado por Turner considera que, en una sección vertical, para un flujo tipo niebla, el líquido viaja como gotas individuales en conjunto con el gas y que, también, lo hace por medio de una película líquida adherida a lo largo de las paredes de la tubería de producción, debido al esfuerzo de cizalladura. Esto lo podemos ver en la Figura N°18:

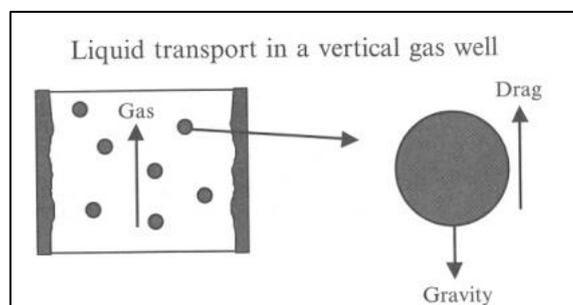


Figura N°18: conceptos investigados para definir la velocidad crítica (James F. Lea, Henry V. Nickens and Mike R. Wells, 2008)

Liquid transport in a vertical gas well: Transporte de líquidos en pozos verticales de gas

Gas: gas

Gravity: gravedad

Drag: arrastre

Turner y cols. plantearon entonces un modelo de gotas pequeñas de líquido donde analizaron las fuerzas que interactúan sobre éstas cuando se desplazan, hacia arriba y abajo, en flujo niebla en un tramo vertical. En éste, de forma descendente actúa la fuerza de gravedad, el peso de la gota se manifiesta hacia abajo, y en forma ascendente actúa la fuerza de arrastre del gas proveniente de la formación (Figura N°18). Cuando estas dos fuerzas tienen el mismo valor, nos encontramos en el punto de “velocidad crítica”. Teóricamente, en esta condición, la gota quedaría suspendida en la corriente de gas, sin moverse. Luego, cuando la velocidad del gas no es suficiente para contrarrestar la fuerza de la gravedad, nos encontraremos por debajo de la velocidad crítica, generando que las gotas caigan y se acumulen en el fondo del pozo. En la práctica, la velocidad crítica se define como la velocidad mínima del gas requerida en la tubería para desplazar las gotas de líquido hacia arriba.

La correlación se desplegó en base a un gran número de datos de pozos reales que tenían presiones de boca mayores a 1000 psi. Además, se desarrollaron dos variaciones de dicha correlación: una para el transporte de agua y otra para los condensados. Cuando el pozo produce ambos tipos de líquidos se recomienda utilizar la del agua, porque es más pesada y requiere una velocidad crítica mayor.

Velocidad crítica de Turner

Del trabajo surgen las siguientes expresiones:

$$V_t = \frac{1.593\sigma^{\frac{1}{4}}(\rho_{liq} - \rho_{gas})^{1/4}}{\rho_{liq}^{1/2}} \quad [\text{ft/s}] \quad (\text{ec. 10})$$

Donde:

- σ , es la tensión superficial [dynas/cm]
- ρ , es la densidad [lbm/ft³]

Utilizando valores típicos para las densidades (para condensados 45 lb/ft³ y para el agua 67 lb/ft³), tensiones superficiales (para condensados 20 dynas/cm y 60 dynas/cm para el agua) y asumiendo gravedad del gas 0.6 y T° de 120 °F, se obtuvieron 2 ecuaciones, una para condensado y otra para agua.

$$V_{t,\text{condensado}} = \frac{4.043(45 - 0.0031P)^{1/4}}{(0.0031P)^{1/2}} \quad [\text{ft/s}] \quad (\text{ec. 11})$$

$$V_{t,agua} = \frac{5.321(67 - 0.0031P)^{1/4}}{(0.0031P)^{1/2}} \quad [\text{ft/s}] \quad (\text{ec. 12})$$

Donde:

- P, es la presión de superficie [psi]

Caudal crítico de Turner

Si se toman las expresiones anteriores y se desarrollan, se obtendrían los valores de caudales y diámetros críticos.

Analizando la fórmula para el caudal crítico, se puede ver que presenta una relación cuadrática con el diámetro de la tubería, por lo que al reducirlo tendrá un gran impacto sobre el caudal mínimo que se necesitará para prevenir la carga líquida. Si el caudal real del pozo es mayor al crítico, entonces, la carga líquida no se esperaría. Nuevamente, cuando ambas fases de líquidos estén presentes, se recomienda la correlación de agua.

$$Q_{t,condensado} = \frac{0.0676Pd_{ti}^2(45 - 0.0031P)^{1/4}}{(T + 460)Z(0.0031P)^{1/2}} \quad [\text{MMscf/d}] \quad (\text{ec. 13})$$

$$Q_{t,agua} = \frac{0.089Pd_{ti}^2(67 - 0.0031P)^{1/4}}{(T + 460)Z(0.0031P)^{1/2}} \quad [\text{MMscf/d}] \quad (\text{ec. 14})$$

Donde:

- T, es la temperatura de superficie [°F]
- P, es la presión de superficie [psi]
- d_{ti} , es el diámetro interno de la tubería de producción [in]

Despejando d_{ti} de las ecuaciones se puede obtener la ec. 15, donde se puede analizar cuál es el mayor diámetro de tubería de producción que puede colocarse para un caudal determinado sin que se presenten problemas de carga líquida.

$$d_{ti} = \sqrt{\frac{59.94 Q_g (T + 460) Z}{P V_g}} \quad [\text{in}] \quad (\text{ec. 15})$$

Modelo de Coleman

Dado que el modelo de Turner fue desarrollado basándose en datos de presiones de cabeza de pozo mayores a 1000 psi, para los casos en los que aquella esté por debajo de ese valor Coleman y cols. desarrollaron un modelo. Este tiene relaciones similares al modelo de Turner, utiliza la misma base teórica y cambia el coeficiente que se encuentra multiplicando en las expresiones, puede apreciarse que estos son menores para el modelo de Coleman, por lo que puede haber casos en que según Coleman la velocidad superficial del gas esté por encima de la crítica, pero que ocurra lo contrario si se aplica el modelo de Turner.

Velocidad crítica de Coleman

$$V_{t,\text{condensate}} = \frac{3.369(45 - 0.0031P)^{1/4}}{(0.0031P)^{1/2}} \quad [\text{ft/s}] \quad (\text{ec. 16})$$

$$V_{t,\text{water}} = \frac{4.434(67 - 0.0031P)^{1/4}}{(0.0031P)^{1/2}} \quad [\text{ft/s}] \quad (\text{ec. 17})$$

Donde:

- P, es la presión de superficie [psi]

Caudal crítico de Coleman

Luego, trabajando las expresiones, tenemos:

$$Q_{t,\text{condensado}} = \frac{0.0563 P d_{ti}^2 (45 - 0.0031P)^{1/4}}{(T + 460) Z (0.0031P)^{1/2}} \quad [\text{MMscf/d}] \quad (\text{ec. 18})$$

$$Q_{t,\text{agua}} = \frac{0.0742 P d_{ti}^2 (67 - 0.0031P)^{1/4}}{(T + 460) Z (0.0031P)^{1/2}} \quad [\text{MMscf/d}] \quad (\text{ec. 19})$$

Donde:

- T , es la temperatura de superficie [$^{\circ}\text{F}$]
- P , es la presión de superficie [psi]
- d_{ti} , es el diámetro interno de la tubería de producción [in]

Velocidad crítica en profundidad a lo largo de la tubería

La base teórica de las fórmulas permite que sean aplicadas en cualquier lugar del pozo si se conoce la presión y la temperatura. En relación con esto, como los pozos pueden ser diseñados con tuberías de producción telescópicas, donde tendremos variación de diámetro a lo largo de la columna, podremos ir directamente a los puntos con más probabilidad de presentar carga de líquido y hacer el análisis allí, estos serán en la parte inferior de cada diámetro.

Si la velocidad superficial del gas se encuentra por encima de la crítica, en el extremo inferior de un diámetro de tubería de producción, esta será suficiente para levantar los líquidos y que no se presente el fenómeno a lo largo de todo ese diámetro. Se recomienda verificar la velocidad en cada cambio de sección.

En cuanto a los cálculos de la velocidad crítica, se tiene que es menos sensible a las temperaturas, que pueden determinarse utilizando gradientes lineales, y más sensible a las variaciones de presión, que pueden obtenerse mediante curvas de gradientes de flujo colocando sensores de fondo o utilizando correlaciones de flujo en tubería vertical.

Las correlaciones anteriores no pueden ser utilizadas en pozos inclinados u horizontales. En este tipo de pozos, las gotas del líquido encuentran cortas distancias para caer o elevarse antes de hacer contacto con el conducto del flujo, haciendo que el análisis del flujo en forma de niebla sea inefectivo. Debido a esto, el cálculo de los parámetros críticos en secciones horizontales es una situación diferente a la de los verticales. Afortunadamente, las pérdidas de presión hidrostática son mínimas a lo largo de la sección lateral del pozo y sólo comienzan a tener importancia a medida que el mismo se pone en posición vertical, en donde los conceptos de velocidad y caudal crítico comienzan nuevamente a aplicarse.

Además, hay que tener en cuenta la geometría de la rama horizontal, lo cual impactará en el rendimiento del pozo. De acuerdo con las distintas formaciones geológicas y a la propia

operación de perforación, se obtendrá una lateral con una forma ondulada, generando espacios hacia abajo donde se acumularán líquidos, causando restricciones y agregando caídas de presión adicionales. Para esto, han sido desarrolladas varias correlaciones de flujo de dos fases, que calculan las características del flujo dentro de una cañería ondulatoria, una de estas, es el método Beggs y Brill. Estas correlaciones poseen la capacidad de prever en el caso de cambios de elevación, dureza y dimensiones de la cañería, retención de líquido y propiedades del fluido. Por otra parte, se puede utilizar una regla básica desarrollada por estudios, que establece que, si la velocidad superficial del gas está por encima de los 14 pies por segundo, el líquido que se encuentra en los puntos bajos será desplazado como muestra la Figura N°19. Hay que tener presente siempre, cuando realiza estos cálculos, que la velocidad del gas en el final de la sección horizontal puede ser sustancialmente menor que en el resto de la rama.

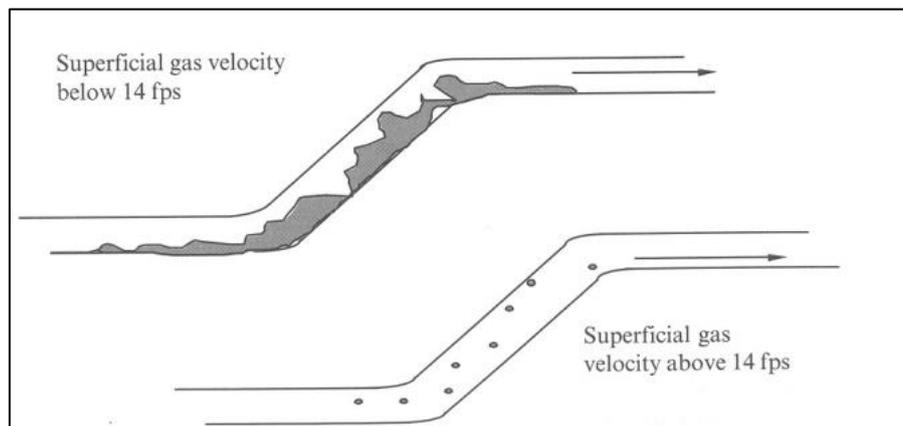


Figura N°19: Efecto de la velocidad crítica en rama horizontal con inclinaciones. (James F. Lea, Henry V. Nickens and Mike R. Wells, 2008)

Superficial gas velocity: Velocidad superficial del gas
Fps: Feet per second o pies por segundo

Reconocimiento de los síntomas de la carga de líquido en un pozo de gas

Durante la vida de un pozo de gas es probable que el volumen de líquidos producidos aumente mientras que el volumen de gas disminuye. El fenómeno de carga de líquido estará presente, tal como se describió previamente, y tendrá consecuencias tanto para el reservorio, pudiendo dañarlo, como para la forma de producir y recuperación total de hidrocarburos, generando pérdidas. Por lo tanto, es de vital importancia el diagnóstico temprano, que permitirá adoptar estrategias para prevenir y minimizar los problemas implementando algún método de elevación y evacuación de los líquidos.

Las principales técnicas de detección de carga líquida en un pozo de gas son:

- Análisis de registros de presión
- Análisis de la curva de declinación
- Análisis de la presión en tubing y casing
- Análisis de gradientes dinámicos
- Análisis de la producción de líquidos

Para tener una mayor seguridad en el análisis, de si el pozo está sufriendo de carga líquida, es conveniente utilizar una combinación de distintos métodos.

Análisis de registros de presión

Síntoma: presencia de picos de presión en los registros de presión.

Los registros de presión obtenidos por sistemas de recolección automatizados, por ejemplo, a través de telemetría en boca de pozo, nos brindan información útil para reconocer indicios sobre la presencia del fenómeno, observando el comportamiento de la presión cuando el fluido atraviesa un orificio, estrangulador, determinado durante cierto tiempo.

Típicamente, cuando un pozo produce líquidos sin problemas de carga, los mismos fluyen en la corriente de gas en forma de pequeñas gotas (flujo niebla), afectando levemente a la caída de presión ocasionada por el orificio, sin embargo, cuando un tapón de líquido atraviesa el área, la densidad, relativamente mayor del líquido, ocasiona un salto de presión. Aquel pico en un gráfico de presión vs tiempo, para un orificio constante, nos puede advertir sobre la acumulación de líquido en fondo del pozo y/o en la tubería de producción. Esto será más frecuente a medida que se vaya acumulando más líquido. Luego de un tiempo, de no actuar para contrarrestar, la presión de superficie comienza a disminuir porque la columna del líquido contrapresiona a la formación. Además, el caudal del gas empieza a disminuir a una tasa mayor a la que traía previamente. Esta rápida caída en la producción y en la presión superficial de la tubería de producción, acompañado por el gráfico del registro, es una clara indicación de la carga de los líquidos.

Esto puede representarse también en cartas circulares, como las de la Figura N°20, mostrando a la izquierda un pozo que produce líquidos en flujo niebla y a la derecha un pozo que comienza a experimentar problemas de carga de líquidos al producirlos erráticamente en forma de baches.

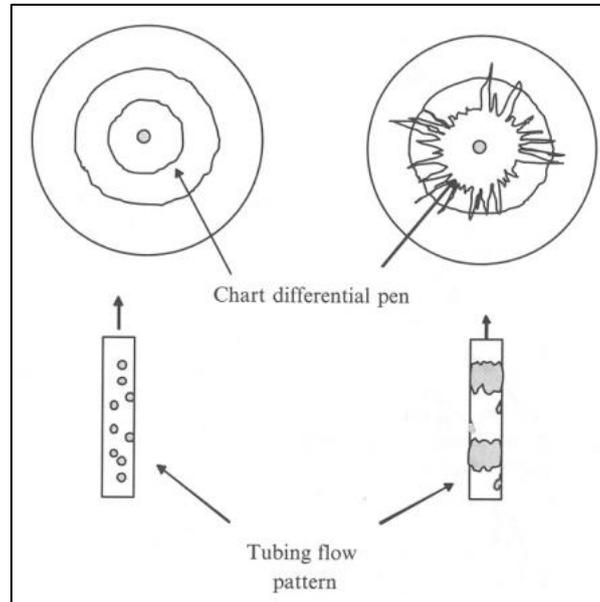


Figura N°20: Efecto del régimen de flujo en caídas de presión por orificio. Flujo niebla (izq) vs flujo tapón (der) en tubing. (James F. Lea, Henry V. Nickens and Mike R. Wells, 2008)

Chart differential pen: gráfico diferencial
Tubing Flow Patterns: Patrones de flujo en el tubing

Análisis de la curva de declinación

Síntoma: producción errática y aumento en la tasa de disminución.

La forma de la curva de declinación de un pozo puede indicar problemas de carga de líquidos en el fondo del mismo. Estas curvas deberían ser analizadas durante un cierto período de tiempo, en busca de cambios en la tendencia general. Podemos observar en la Figura N°21 dos curvas de declinación, una con declinación exponencial suave, que es característica de una producción normal de gas considerando solamente el agotamiento del reservorio, y otra con fluctuaciones abruptas, que es señal de un pozo que experimenta carga de líquido, caso donde se muestra que el pozo se agotará mucho más rápido de lo esperado, tomando en cuenta sólo las consideraciones del propio reservorio.

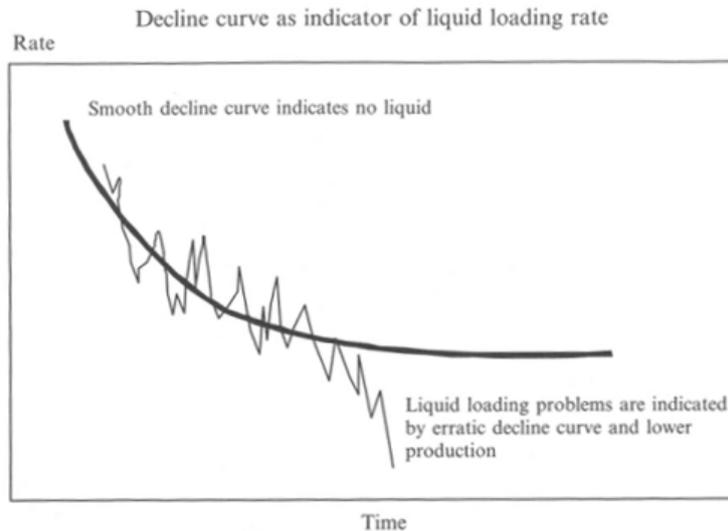


Figura N°21: Análisis de la curva de declinación. (James F. Lea, Henry V. Nickens and Mike R. Wells, 2008)

Decline curve as indicator of liquid loading rate: curva de declinación como indicador del nivel de carga de líquidos.

Smooth decline curve indicates no liquid: una curva de declinación suave indica que no hay líquido.

Liquid loading problems are indicated by erratic decline curve and lower production: los problemas de carga de líquido son indicados por una curva de declinación errática y menor producción.

Time: Tiempo

Rate: Nivel

Análisis de la presión en tubing y casing

Síntoma: caída de la presión en el tubing mientras que aumenta en el casing.

Si los líquidos comienzan a acumularse en el fondo del pozo, la presión de columna estática adicional en la formación disminuye la presión en superficie. Además, a medida que aumenta la producción de líquido, este acumulado en la tubería, siendo transportado por el gas (hold-up de líquido), aumenta el gradiente en la misma y nuevamente genera más contrapresión hacia la formación, reduciendo así la presión de la superficie de la tubería.

En un pozo terminado sin packer en fondo, la presencia de líquidos en el tubing se muestra como un incremento en la presión del casing en superficie, a medida que los fluidos causan que el reservorio aporte un menor caudal, al estar sometido a un punto de producción de mayor presión.

La presión dentro del tubing estará dada por la presión de superficie de la tubería de producción sumada a la hidrostática de los fluidos dentro del mismo. Análogamente, la presión en casing estará dada por la suma de la de superficie y la columna de fluidos en

el espacio anular. Por lo tanto, si el pozo está sufriendo de carga líquida, el nivel de líquidos en el tubing aumentará, mientras que en el espacio anular será cada vez menor, ya que el gas estará ocupando su lugar. Luego, como las presiones deben ser iguales por concepto de tubo en U, los valores de superficie mostrarán un incremento en la presión del casing acompañada de una disminución en la del tubing.

Lo que sucede, es que a medida que se produce gas del reservorio, el gas libre se desprenderá del líquido y se filtrará en el espacio anular, entre el casing y tubing, mientras que los líquidos se acumularán en el fondo del tubing. Este gas expuesto a una presión de formación mayor, provocará un aumento en la presión del casing en superficie. Por lo tanto, una disminución en la presión del tubing y el correspondiente aumento en la presión del casing en superficie son indicadores de carga de líquidos.

El nivel de líquido en un pozo que fluye permanecerá en la entrada del tubing, excepto cuando ocurra "cabeceo" o si hay una fuga.

Estos efectos son ilustrados en la Figura N°22, hay que tener en cuenta que pueden no ser lineales con el tiempo como se muestra en esta ilustración.

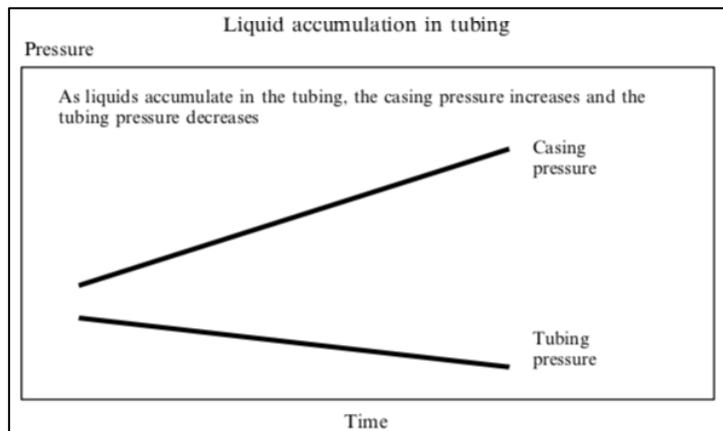


Figura N°22: Indicadores de presión en el tubing y casing. (James F. Lea, Henry V. Nickens and Mike R. Wells, 2008)

Liquid accumulation in tubing: Acumulación de líquidos en el tubing

Pressure: Presión

As liquids accumulate in the tubing, the casing pressure increases and the tubing pressure decreases: a medida que los líquidos se acumulan en el tubing, la presión del casing aumenta y la presión del tubing disminuye.

Casing pressure: Presión del Casing

Pressure: Presión del Tubing

Time: Tiempo

Análisis de gradientes dinámicos

Síntoma: cambios pronunciados en el gradiente dinámico de un pozo.

Los gradientes de presión, dinámicos o estáticos, del pozo son de los métodos más precisos disponibles para determinar el nivel del líquido en un pozo de gas y, por ende, para determinar si el mismo presenta carga de líquido. Estos registros miden la presión con la profundidad del pozo, mientras se encuentran cerrados o fluyendo. El gradiente de presión medido es una función directa de la densidad del medio y de la profundidad, y, para un fluido estático único, la presión con la profundidad debería ser casi lineal.

Debido a que la densidad del gas es significativamente menor que la densidad del agua o condensados, la curva del gradiente exhibirá un cambio brusco en la pendiente cuando la herramienta encuentre líquido acumulado en la tubería de producción. Por ello, esta medición proporciona un método preciso para determinar el nivel de los líquidos existentes en el pozo. La Figura N°23 ilustra el principio básico asociado con el gradiente de presión.

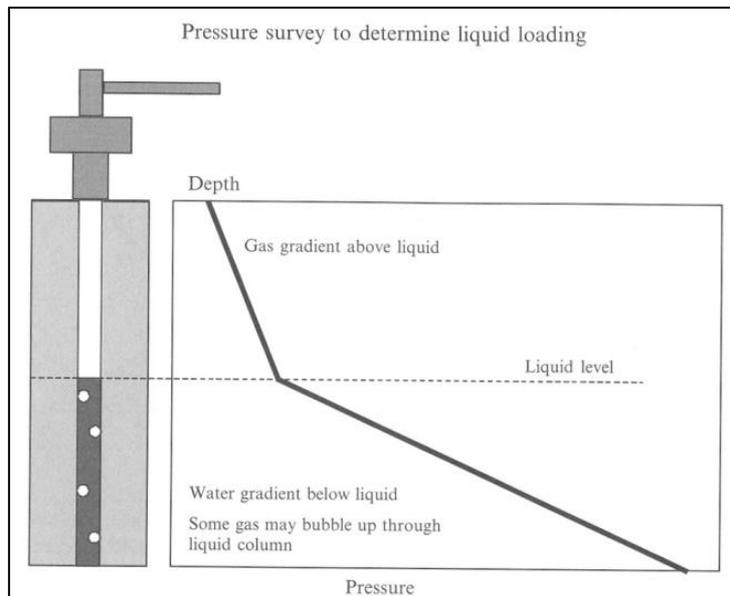


Figura N°23: Esquema del gradiente de presión. (James F. Lea, Henry V. Nickens and Mike R. Wells, 2008)

Pressure survey to determine liquid loading: registro de presión en profundidad para determinar carga de líquidos.

Depth: Profundidad

Pressure: Presión

Gas Gradient above liquid: Gradiente de Gas sobre líquidos

Liquid Level: Nivel de líquidos

Water gradient below liquid: Gradiente de Agua por debajo de líquido

Some gas may bubble up through liquid column: Algo de gas puede subir en forma de burbujas a través de la columna de líquidos

El ritmo de producción de líquido, gas y acumulaciones pueden cambiar las pendientes medidas, dando un gradiente de gas mayor, debido a la presencia de algunos líquidos dispersos, y un gradiente de líquido menor, debido a la presencia de gas en el líquido. El nivel del líquido en un pozo cerrado también puede ser medido acústicamente.

El fluido en la cañería de producción en un pozo, que produce tanto líquido como gas, muestra un régimen de flujo multifásico complejo que depende del caudal y la cantidad de cada fase presente. El gradiente de presión obtenido en este caso no es necesariamente lineal como se indica en la figura N°23. Cuando el gradiente no es lineal, pero muestra un aumento de presión continuo con la profundidad, los datos del registro por sí solos no son suficientes para determinar si el fenómeno se está convirtiendo en un problema, será necesario repetir u optar por otras técnicas.

Para utilizar esta medición como método indicativo de la carga líquida del pozo, el cambio de pendiente tiene que ser notorio, y no estar influenciado por otros efectos, como pérdida de presión por fricción excesiva en pozos de altos caudales o pequeños diámetros. En flujo multifásico es normal que el gradiente no sea necesariamente lineal y vaya incrementando con la presión, pero esto se diferenciará de una zona cargada completamente con líquidos si se calculan las densidades, donde la del gas es significativamente menor que la de los condensados y agua.

Cuando se utilizan tuberías de producción de mayor diámetro, usualmente hay una caída de presión menor (depende del caudal) y como resultado, se produce una deflexión en la curva del gradiente de presión. Por otra parte, algunos pozos tienen alguna restricción en su conjunto de tuberías. En este caso, un cambio en el área de flujo transversal de la tubería ocasiona un cambio en el régimen de flujo en el punto en donde el área de flujo cambia, y se refleja en el gradiente de presión. Esta situación aparece en el gradiente de presión como un cambio en la pendiente en la gráfica presión-profundidad, en donde el área de la tubería cambia y no debe confundirse con la profundidad del nivel del líquido. Una estimación de la producción de volumen de líquidos puede ser realizada, al comparar la caída de presión en la tubería de producción de un pozo que produce líquidos con otro pozo cerca que genera solamente gas.

[Análisis de la producción de líquidos](#)

Síntoma: cese de la producción de líquido.

Algunos pozos de alto caudal de gas producen líquidos durante cierto tiempo y, luego, caen a niveles mucho menores. A medida que la producción de gas disminuye, la producción de líquido puede cesar. En estos casos, el pozo se encuentra produciendo gas a caudales por debajo del “caudal crítico” que puede transportar los líquidos a la

superficie. El resultado es que los líquidos continúan acumulándose en el pozo, y las burbujas de gas atraviesan el líquido acumulado. Dependiendo de la acumulación de líquidos y de la presión del pozo, este puede dejar de fluir o el gas puede burbujear a través del líquido. De todas formas, alcanzando este momento, el caudal del gas ha caído a un valor en donde los líquidos ya no son transportados hacia arriba a través de la tubería de producción.

El mejor método preliminar para analizar este tipo de respuesta es calculando el “caudal crítico” para la tubería en cuestión. Tendremos que, si el caudal del pozo es menor que el necesario para transportar los líquidos, entonces, la posibilidad de que efectivamente el gas atraviese la columna de líquidos acumulada debe ser investigada en detalle, especialmente si se trata de un pozo completado con una cañería de producción de gran diámetro. Es muy útil e importante complementar con una herramienta de medición, por ejemplo, haciendo un gradiente de presión para saber si efectivamente hay un nivel de líquidos y a qué profundidad se encuentra.

Capítulo 3: Tecnologías para la remoción de líquidos

Sartas de Velocidad

El diseño de la sarta de producción se basa en elegir el tamaño del área transversal por donde se producirá el flujo de gas. A la hora de analizar esta variable, es necesario tener en cuenta que el diámetro de cañería debe ser lo suficientemente grande a fin de reducir la fricción excesiva, y al mismo tiempo no tanto, ya que esto puede ocasionar que el pozo se “ahogue” con líquido y deje de surgir. El objetivo es que, el diseño cumpla estos requerimientos sobre la longitud total de la instalación durante el mayor tiempo posible, buscando la mejor producción en el tiempo.

Basándose en la relación de Turner, se observa que el área de la tubería es un parámetro que influye de forma directamente proporcional al caudal de gas crítico y a la velocidad de gas. Esta es la razón principal para utilizar una sarta de velocidad, que ayudará a incrementar la velocidad del gas y evitará que el proceso de carga de líquido inicie tempranamente o que continúe en el pozo.

En la Figura N°25, podemos ver el comportamiento de la curva del gradiente de presión con reducción del diámetro de la cañería. Cuando el pozo comienza a presentar problemas con carga de líquido se puede identificar a través del gradiente de presión. La Figura 24, muestra un gradiente de presión típico en un pozo surgente y una columna de líquido presente y la Figura 25, muestra el gradiente presión esperado en el mismo pozo, posterior a la instalación de tubería flexible como sarta de velocidad. De esta manera, se puede determinar que, al aumentar la velocidad del gas, este es capaz de arrastrar los líquidos producidos.

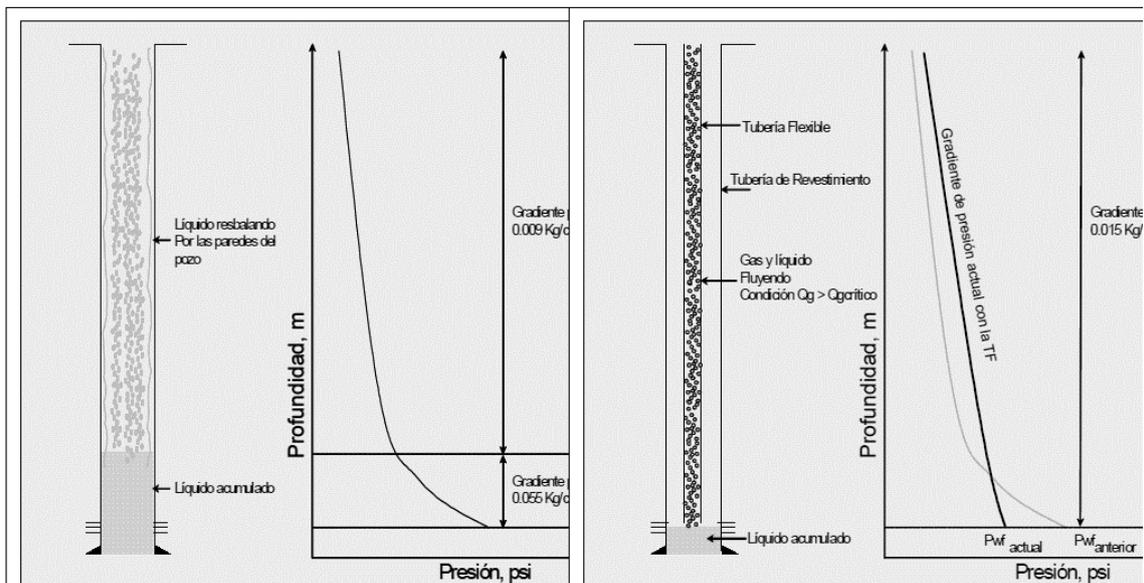


Figura 24 (Izquierda). Gradiente de presión en un pozo surgente de 3 ½” con carga de líquido.

Figura 25 (Derecha). Gradiente de presión en el mismo pozo, con sarta de velocidad instalada.

(Manual técnico Schlumberger, año 2015)

Sin embargo, todo pozo de gas que produzca líquidos, en algún momento de su vida productiva empezará a experimentar carga líquida y se necesitará una solución si se quiere maximizar la recuperación de hidrocarburos, por eso es importante analizar los distintos escenarios.

Para realizar la reducción del diámetro se colocan las llamadas “sartas de velocidad”, que consisten en una tubería de un solo diámetro que es bajada hasta la profundidad de interés, lo más cercana posible a la zona de punzados. Puede consistir en una sarta de tubing con uniones roscada y un packer en el fondo, el cual se fija por encima de los punzados, o la otra opción más rentable es, una tubería de coiled tubing que una vez que se alcanza la profundidad deseada, se corta y se cuelga en cabeza de pozo con un packer en el fondo

también. De esta manera, se ahorra tiempo en la intervención y la necesidad de un equipo de workover.

Algunos de los conceptos necesarios para dimensionar tubings más pequeños son, conocer la IPR del reservorio, el flujo crítico y análisis nodal para la generación de las curvas VLP asociadas a las distintas dimensiones de tubería. Siendo que, el objetivo de este diseño es encontrar el diámetro y la profundidad óptima para restaurar la producción de un pozo, logrando que, las pérdidas de presión debido a la fricción sean mínimas e incrementando la producción. Al realizar el diseño de la sarta, se debe tener en cuenta que, la producción que dará del pozo tiene que poder costear la instalación a bajar.

Ventajas y desventajas de usar una cañería más pequeña

Es importante conocer las ventajas y desventajas del tubing, o cañería de producción, más pequeño antes de continuar en esta dirección. Aunque es una instalación relativamente simple y barata, cuenta con las siguientes desventajas:

1. En tubing de 1,05; 1,315; 1,66; e incluso de 1,9 in de diámetro externo, las bombas de presión, las herramientas de evaluación, y el tubing enrollado no son funcionales en las columnas más pequeñas, por eso no es común su uso en el campo.
2. Un inconveniente si el tubing pequeño se carga, es que no se podrá pistonear. La Figura 26 muestra cómo a medida que disminuye el diámetro de tubing se requiere mayor presión para soportar un volumen de fluido (que en un tubing de mayor diámetro puede considerarse despreciable).

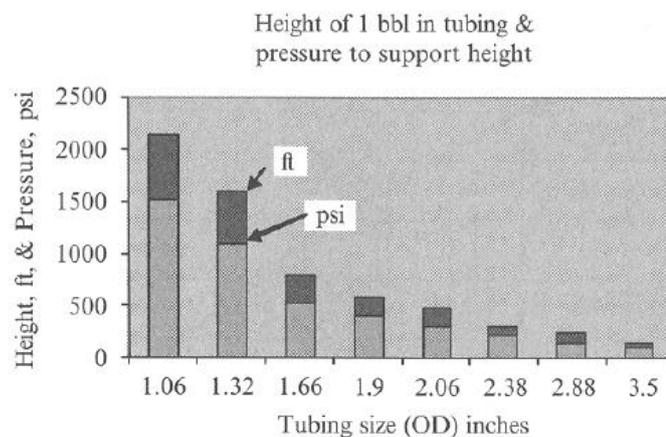


Figure 26. Efecto de la cantidad constante de líquido que se encuentra en distintas dimensiones del tubing. (James F. Lea, Henry V. Nickens and Mike R. Wells, 2008)

3. En diámetros de tubería menores a 1,66 pulgadas, se dificulta e imposibilita la bajada de herramientas de medición, sistemas de bombeo, etc.
4. Es importante contar con un espacio anular por donde inyectar nitrógeno o espumantes para cuando la tubería se cargue con líquidos. Ya que, cuando se cierre el pozo y se quiera poner a producir nuevamente, luego de que el pozo haya estado aportando durante su cierre, éste no producirá.
5. Se debe colocar la tubería en la profundidad correcta, lo más cercana posible de la zona de punzados, debido a que si la velocidad en la cañería de mayor diámetro está por debajo de la crítica puede que se acumulen líquidos por debajo de la sarta de velocidad.

Sistemas de compresión

Compresores

Definición: Un compresor es una máquina que eleva la presión de un gas, un vapor o una mezcla de gases, reduciendo el volumen específico del mismo durante su paso a través del compresor. Esto se realiza a través de un intercambio de energía entre la máquina y el fluido, en el cual el trabajo ejercido por el compresor es transferido a la sustancia que pasa por él convirtiéndose en energía de flujo, provocando el aumento de presión y de energía cinética impulsándolo a fluir.

Principio de Operación: Si suponemos que se tiene un volumen de un gas ideal en un recipiente cerrado por un pistón que es capaz de deslizarse verticalmente sin fricción. En un principio este sistema se encuentra en equilibrio con el exterior, es decir, la presión que ejerce el gas sobre las paredes del cilindro y sobre el pistón (es la misma en todas las direcciones), “ P_{int} ” es igual a la presión que ejerce el peso del pistón sobre el gas “ P_{ext} ”, considerando que no existe otra fuerza actuando sobre el sistema.

Si se aumenta la presión externa (P_{ext}'), se tendrá que $P_{int} < P_{ext}'$, lo que provocará que el equilibrio del sistema se rompa y el pistón se deslice hacia abajo ejerciendo un trabajo ($W = \text{fuerza} * \text{desplazamiento} = P_{ext}'/V$). Esta energía, por la primera ley de la termodinámica, se convertirá instantáneamente en un incremento de energía interna del gas en el recipiente, y es así como el gas absorberá el trabajo del desplazamiento del pistón.

Los sistemas de compresión en pozos de gas se utilizan para aliviar la contrapresión de línea cuando no hay una unidad de bombeo disponible para impulsar el fluido. La aplicación de este sistema sigue básicamente la idea de que, al pozo de gas que está experimentando un proceso de carga de líquido, puede ser que se presente recientemente el problema de inestabilidad o incluso que ya se encuentre controlado por los líquidos, se le reduce al máximo la contrapresión en boca de pozo (disminuyendo la presión en la línea de descarga) de tal forma de mejorar su producción al incrementar la velocidad del gas por encima de la velocidad crítica. Para el caso de los pozos controlados por la columna de líquido, junto con la disminución de la presión en la línea a través del uso de un compresor muchas veces es necesario retirar el estrangulador y/o aplicar químicos espumantes para regresar el pozo a producción en el menor tiempo posible, posteriormente puede ser factible la utilización de un estrangulador evitando la aplicación de surfactantes.

La compresión proporciona una alternativa económica en situaciones donde, por ejemplo, los equipos de workover no están disponibles, es necesario hacer un cambio de sarta de tubing, o antes de bajar una sarta de tubing, aplicando compresión, se le puede dar un margen más de tiempo de producción al pozo.

Las instalaciones de este sistema se dimensionan basándose en el cálculo de velocidad crítica, debido a que, la velocidad crítica es directamente proporcional a la presión de la superficie y se define como la velocidad de gas mínima en el tubing de producción requerida para mover las gotas de líquido hacia superficie. Por ejemplo, la estación de compresión se puede dimensionar a una presión de superficie que mantenga la velocidad de producción del tubing, superior a la velocidad crítica mínima.

En la Figura 28 se adjunta un esquema básico de la aplicación de un compresor en boca de pozo del tipo pistón de desplazamiento positivo, el cual separa el líquido de la corriente del gas y una pequeña parte de este gas lo utiliza para funcionamiento propio, la mayor parte del gas es comprimido y reinyectado a la línea de producción.

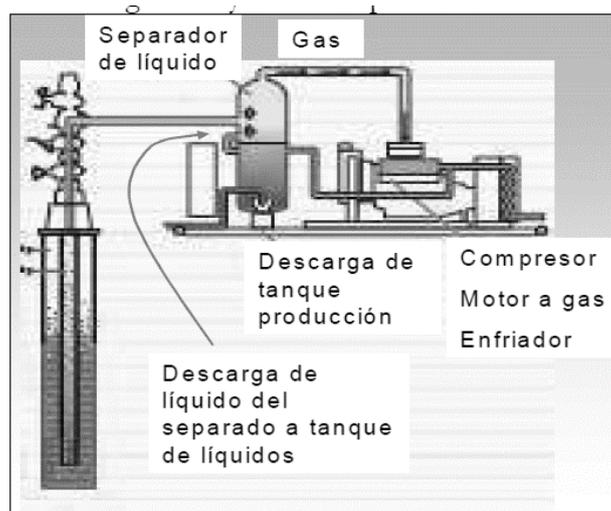


Figura 28. Esquema básico de compresor en boca de pozo. (Manual técnico Schlumberger, año 2015)

Espumantes

Agentes espumantes

Espuma:

La espuma es una capa de líquido globular que retiene vapor o gas. Comúnmente se forma por la agitación del medio que contiene estas dos fases, líquido y gas, al tratar de mezclarse las fases quedan atrapadas burbujas de gas por la fase líquida, sin embargo, la vida media de esta espuma es muy corta. También se puede definir como, la dispersión de gas en una fase líquida o sólida que puede ser estable o inestable.

Una buena comparación de las espumas son las emulsiones, en donde una capa de adsorción rodea la fase dispersa en ambos sistemas. Lo que las diferencia es que, en las espumas la fase dispersa es un gas y en las emulsiones un líquido.

Una espuma estable se forma de los siguientes 3 elementos:

- Fase Líquida,
- Fase Gaseosa
- Agentes espumantes (Surfactante), existen iónicos (jabones, sulfatos y sulfanato de arilo, entre otros), y aniónicos (monoésteres de propilen-glicol, óxido de propileno, entre otros).

El proceso de formación de la espuma necesita que el agente espumante se haya disuelto en el líquido (agua), fase continua. Para este proceso se necesita un tiempo de disolución y está en función de la temperatura, Ph y presencia de otras sustancias. Además, necesita de la agitación de las dos fases, principalmente de la fase de gas, fase dispersa. En el caso de los pozos de gas, comienza con la formación de burbujas de gas que quedan atrapadas en la fase de líquido y comienzan a ascender debido a que son menos densas que la fase continua. El surfactante comienza a disminuir la tensión interfacial y al adherirse a las burbujas de gas, comienza a formar espuma estable que tiene una altura y tiempo de vida determinada por la cantidad y tipo de surfactante.

Los parámetros que afectan la formación de espuma son principalmente los agentes surfactantes, cuya función es incrementar la capacidad de formación de la espuma de las dos fases presentes en los pozos de gas, gas y líquido, además de proporcionar estabilidad a la espuma una vez que se ha alcanzado el máximo de su formación.

La capacidad de formación y estabilidad de la espuma por los surfactantes depende de:

- La actividad superficial, el tipo y estructura del agente espumante, la concentración, la temperatura, el PH de la solución y la presencia de otras sustancias.
- La concentración, debido a que la capacidad de generación y estabilidad de la espuma es directamente proporcional a la cantidad de agente espumante hasta determinada concentración, en la que la espuma alcanza su nivel máximo y posteriormente permanece constante o decrece.
- La temperatura, es un parámetro importante en el uso de los surfactantes en los pozos de gas. La capacidad de formar espuma de los surfactantes aniónicos se incrementa cuando la temperatura del fluido se encuentra entre 0 y 100°C, después de los 100°C la capacidad de formar espuma cambia su tendencia y disminuye.
- La mezcla de surfactantes No Iónicos y Aniónicos debido a que, la capacidad de formar espuma aumenta también en función de la temperatura y disminuye rápidamente cuando se alcanza el punto de enturbiamiento.
- El pH, cambios en el valor de este parámetro afectan la capacidad de formar espuma de los surfactantes tanto Iónicos como Aniónicos. No existe, en realidad, una relación entre el valor del pH y cómo afecta a la capacidad de espuma de los

surfactantes, en otras palabras, los diferentes surfactantes se comportan de forma diferente con cada valor de pH específico.

Aplicación en pozos de Gas de Agente espumante:

Los agentes espumantes proveen un medio para generar una mezcla de fluidos, gas y líquido de menor densidad a la fase de líquido y que puede ser removida del pozo con un flujo del gas y una presión que no sería posible sin la formación de la espuma. En términos generales, los espumantes utilizados reducen la densidad aparente del agua en un 80%, reduciendo de esta manera la velocidad crítica de los fluidos en el pozo y permitiendo que este pueda evacuar efectivamente los líquidos a superficie con la energía disponible y a un caudal estable según sea el caso.

La acción de la espuma al permitir descargar líquido disminuye la contrapresión hidrostática y por ello es posible incrementar la producción de gas y a su vez la agitación que produce el flujo de gas también permite la formación de espuma.

Los agentes espumantes seleccionados deben formar una espuma estable en las condiciones del pozo, lo cual significa que deberán estabilizar la espuma en presencia de sales en el agua producida del pozo. Por otro lado, si la composición del líquido incluye la fase de hidrocarburos, además deberá tomarse en cuenta la presión y la temperatura a la profundidad del nivel del líquido.

La selección de un surfactante adecuado depende de los siguientes puntos:

- Pruebas de Laboratorio
 - Pruebas de agitación
 - Pruebas de inyección de gas

Es fundamental realizar las pruebas de laboratorio con una muestra del líquido del pozo representativa o en su defecto, si se conoce la composición del agua pueden ser realizadas con esta información.

En las pruebas de laboratorio se evaluará:

Vida Media de la espuma: Se define como el tiempo en el que, el volumen de la espuma desciende a la mitad de su valor inicial registrado inmediatamente después de la agitación.

Se evalúa con la siguiente relación:

$$V = \frac{H_o - H_i}{60 * t} \quad (\text{ec. 20})$$

Donde:

- V es velocidad de caída de la espuma, mm/s
- Ho Altura inicial de la espuma después de la agitación, mm
- Ht Altura de la espuma después de determinado tiempo, mm
- Tiempo en minutos, t.

Pruebas de aplicación en campo

- Establecer un procedimiento durante las pruebas es fundamental para la evaluación del producto.

Según experiencias en pozos similares, que aún conservan cierta energía y presión de fondo.

- Los espumantes reducen la tensión superficial en un factor de 3, por ejemplo, el agua con tensión superficial de 0.0728 N/m puede ser reducida hasta 0.0242 N/m.
- Los espumantes reducen la densidad aparente de la fase líquida en un factor de 10-12 veces o más. Agua con una densidad de 1000 Kg/m³ puede ser reducida a 85 Kg/m³.
- Se conoce empíricamente que la producción de pozos de gas asistida por espumantes (Foam assisted lift – FAL) reduce la velocidad crítica al menos un 70%.

Tratamiento Intermitente/Continuo

Líquido espumante a través de la tubería capilar.

Los agentes espumantes se aplican en forma líquida o en forma sólida a los pozos de gas, en forma continua o intermitente. En su forma líquida el pozo puede mantenerse surgiendo sin tener que parar su producción para la inyección del líquido espumantes a

través de una tubería capilar, que puede ser de ¼” ó ⅛”, colocada a la profundidad definida para ayudar en el proceso de descarga de líquido.

Otra posibilidad, es operar el pozo de forma intermitente y la inyección de líquido a través de la tubería capilar.

El equipo necesario para el sistema de tubería capilar:

- I. Tubería capilar de acero inoxidable
- II. Bomba de desplazamiento positivo
- III. Tanques de almacenamiento
- IV. Stuffing box

La Figura 29, muestra el esquema del sistema de tubería capilar instalado en el pozo.

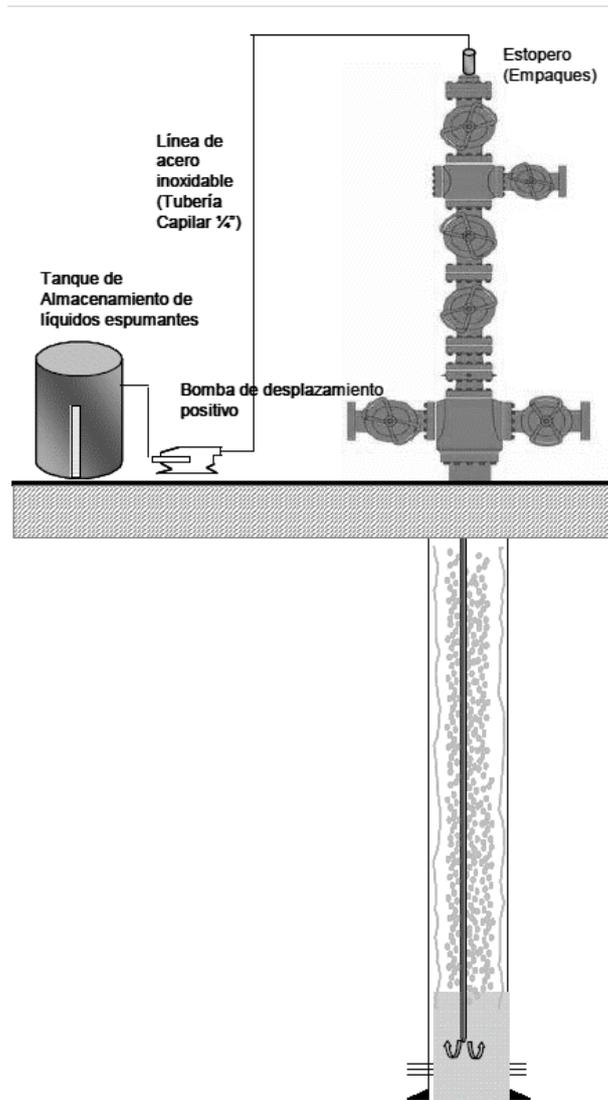


Figura 29. Sistema de pozo con tubería capilar instalada (Manual técnico Schlumberger, año 2015).

El líquido espumante a través de la tubería capilar puede ser inyectado en la tubería de producción o por el espacio anular. Se mezcla el surfactante con la concentración adecuada con agua o fluido de producción y se bombea hacia el fondo del pozo. Otra alternativa es colocar “velas”, que consisten en barras que contienen al agente espumante, y al llegar a la cámara de líquido, la vela se disuelve, poniéndose en contacto con el surfactante y el líquido del pozo generando la espuma. Finalmente, el pozo se vuelve a poner en fluencia. El método por bacheo es conveniente en pozos que requieren descarga de los líquidos con poca frecuencia.

Capítulo 4: Caso de aplicación, resultados y conclusiones

El estudio se realizó en un PAD de 3 pozos productores de shale gas de la cuenca Neuquina que, según el análisis de producción de la empresa operadora, en algún momento de la vida productiva presentaron problemas de carga de líquido y tuvieron que ser intervenidos para contrarrestar el efecto negativo. El objetivo del ejemplo fue estudiar de qué manera se puede diagnosticar tempranamente la carga líquida y de qué forma evitarla optimizando el sistema, para lograr extraer el máximo potencial productivo de los pozos, haciendo que sea técnico y económicamente rentable.

El análisis constó de:

1. Adquisición del modelado del reservorio no convencional en MBAL y pozo base en PROSPER brindado por la empresa operadora.
2. Recopilación de información técnica de los pozos obtenida por la empresa operadora.
3. Desarrollo y evaluación de propuesta de **intervenciones por separado**:
 - a. **Bajar sarta** de producción en el momento que en el que la velocidad del gas sea menor a la de Turner. Para ello se determinó la:
 - i. Elección de profundidad.
 - ii. Elección de diámetro. Desarrollo de cada caso individual, considerando:
 1. 2”
 2. 2 3/8”
 3. 2 7/8”
 - iii. Comparación de instalación de sartas de tubing.
 - iv. Pérdidas de carga por componente gravitacional y friccional.
 - b. Aplicación de **compresión** a cada pozo en el momento en el que las curvas de IPR y VLP ya no se intersectan.
4. **Combinación de las intervenciones**:
 - a. Sarta de **velocidad y luego compresión**:
 1. Tubing 2 3/8”
 2. Tubing 2 7/8”

Desarrollando para ambos casos:

- i. Primero instalar sarta de velocidad y luego retirarla antes de pasar

el sistema a compresión.

ii. Primero instalar sarta de velocidad y luego pasar el sistema a compresión, dejando la sarta previamente bajada.

b. Compresión y sarta en simultáneo.

5. Comparación de casos para cada diámetro de tubing.

En resumen, los análisis llevados a cabo son:

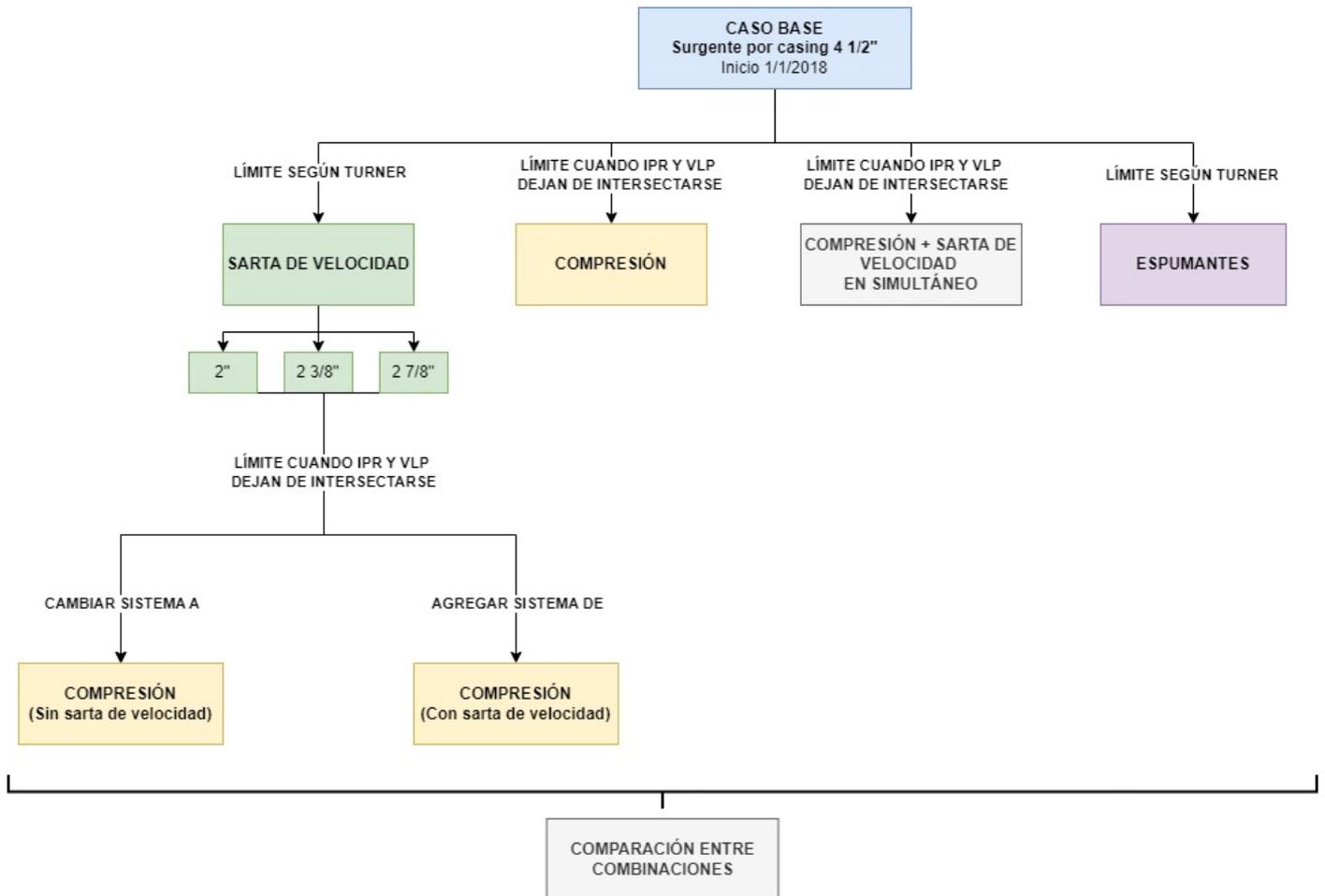


Figura N°30. Flujograma de trabajo, en resumen.

6. Extensión del análisis a los otros 2 pozos del PAD: FAIN-2 y FAIN-3
7. Evaluación económica de los casos que se consideraron técnica y operativamente viables.
8. Evaluación general para aplicar **espumígenos** como adicional.
9. Conclusiones generales.

Consideraciones:

- Se realiza un análisis en detalle para el pozo FAIN-1 y en el punto 6, se hace extensivo al resto de los pozos del PAD: FAIN-2 y FAIN-3.
- Al tratarse de un PAD de tres pozos, se toma como premisa que a los 3 se los intervendrá en el mismo momento para la instalación de las sartas de producción.
- Se considera una producción continua, no se contemplan cierres y reaperturas.
- Se comienza explotando a los pozos con un orificio de 12.8mm y luego se realizan los cambios correspondientes con el fin de optimizar la producción. Se asume este diámetro como el comúnmente utilizado en el campo para la puesta en Producción, posterior a Well Testing.
- Los cambios de orificios se realizan contemplando estar por encima de la presión de fondo límite que provee Ingeniería de Reservorios (BHP Límite) con el fin de no dañar el reservorio y obtener la mejor producción.
 - BHP Límite: la curva surge de una ecuación hiperbólica (viene dada por ecuación hiperbólica de Arps), consta de dos parámetros fijos. Dichos parámetros se obtuvieron de un estudio estadístico del yacimiento de la operadora, evaluando y estudiando daños de formación y, además, analizando la productividad de los pozos. En un inicio, se contaba con una ecuación para PADs tipo dry (seco) y otra para wet (húmedo), pero finalmente se terminó unificando en una sola ecuación.

1. Modelo de reservorio en MBAL y pozo base en PROSPER:

El modelo fue brindado por la empresa operadora, quienes utilizaron el software Harmony Reservoir del que extrajeron datos de presiones y tiempos adimensionales de cada pozo que luego emplearon en la base de MBAL y Prosper de Petroleum Experts.

2. Información general del pozo FAIN-1

Información de pozo

Pozo: FAIN-1

- Measure Depth (MD): 5135m, pozo horizontal.
- Kick Off Point (KOP): 2670m.
- Landing Point (LP): 3117m.
- Intervalo de punzados comprendido desde 3090m hasta 5081m.

- True Vertical Depth (TVD) de análisis, por encima del punzado superior, en 3090.05m.
- Entubado hasta 5135m con casing P-110 de 4.5in con un diámetro interno de 3.92in, libraje de 13.5lb/ft. Wedge 563.
- Pozo surgente a través de casing de 4.5in con un orificio de 12.8mm inicialmente, seguido de cambios de orificios con el fin de optimizar la producción.

En la Figura N°31, se muestra la gráfica de la producción (Q_g) y presiones (BH pressure = Bottom Hole Pressure = Presión de fondo, WH pressure = Well Head Pressure = Presión de cabeza y BHP Límite) del pozo FAIN-1, desde la puesta en marcha en el año 2018, como surgente, a través de casing de 4 ½”, hasta el año 2028. Se asume como hipótesis simplificada que la producción será continua (no se contemplan cierres y reaperturas), que se comenzará explotando con un orificio de 12.8mm y que luego se harán los cambios de orificios correspondientes con el fin de optimizar la producción. En este caso en específico, se aumentó orificio en agosto del año 2020 a 17.46mm, en diciembre de 2020 a 22.23mm y en marzo de 2021 a 26.19mm.

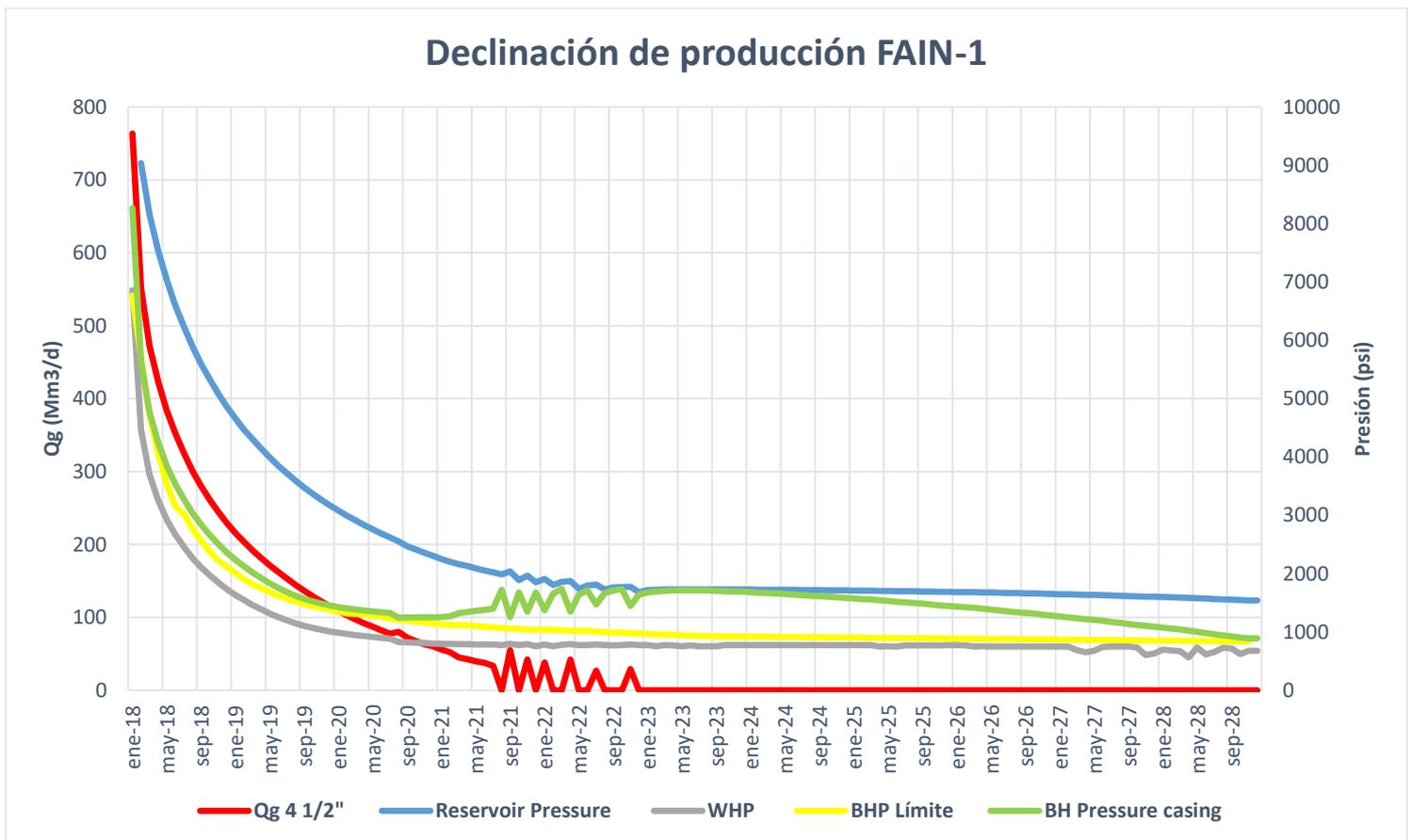


Figura N°31. Producción y Presiones de FAIN-1 caso base (surgente por casing 4 ½”) vs tiempo.

De la simulación, se tiene conocimiento de que, para abril del año 2020 se identifica la “Turner Flag” (bandera de Turner) la cual nos indica presencia de carga de líquido en el sistema. Luego, para mediados del 2021, se observa oscilar su producción obteniendo caudales intermitentes, atribuible en parte a la matemática del software durante la iteración, hasta que, por último, para junio del 2021, el pozo deja de producir con las condiciones dadas (representado en la figura N°32).

Además, después de que el pozo se ahoga, se obtiene que la presión de reservorio queda flat, tendiendo a disminuir, y en la realidad ocurre lo contrario. Lo mencionado, es una limitación del software, ya que no modela en sí la carga líquida.

Un término que se utilizará con frecuencia, de aquí en adelante, es “Turner Flag” o bandera de Turner, por lo cual, es importante tener presente su significado. Cuando se generan las curvas VLP, se lleva a cabo un cálculo de gradiente y en cada paso del intervalo, a lo largo del pozo, se calculan la velocidad de Turner y la velocidad total de antideslizamiento. Si en algún momento esta velocidad cae por debajo de la velocidad de Turner, significa que existe el riesgo de que el gas no pueda levantar la gota de líquido y, por lo tanto, se producirá carga de líquido. Si esto sucede, el sistema alertará con la “Turner Flag” (bandera de Turner).

Por su parte, la simulación nos muestra que, para junio del 2021, la IPR y la VLP dejan de cortarse. Dada la escala, no puede apreciarse, pero se trata ya de una VLP prácticamente verticalizada.

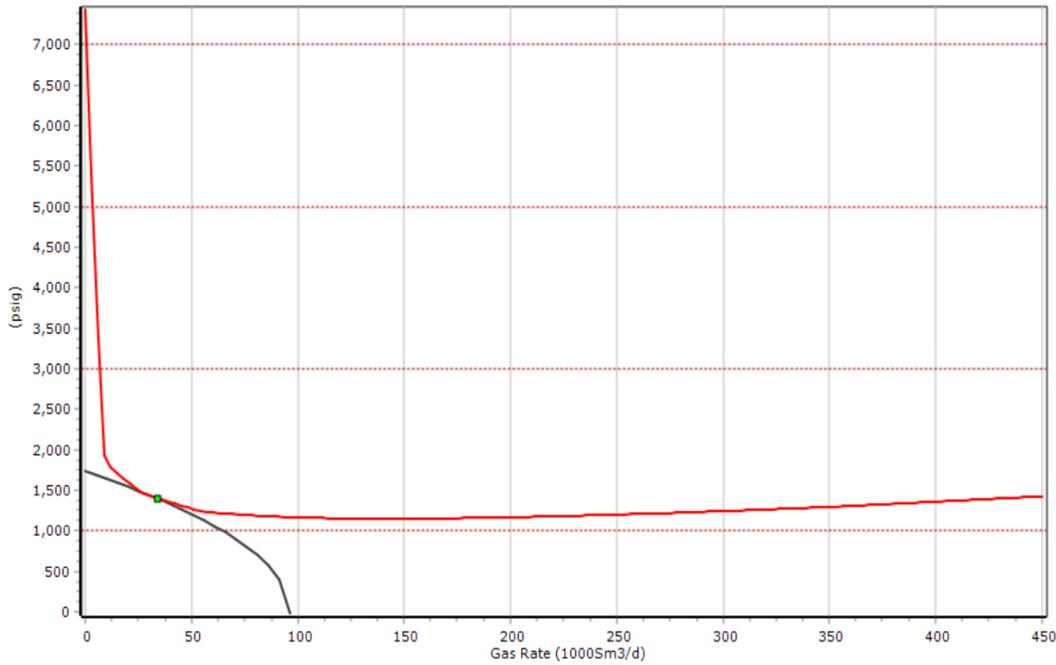


Figura N°32. IPR y VLP del pozo FAIN-1 en el momento en que dejan de intersectarse.

3. Propuestas de intervenciones por separado para FAIN-1

3.a. Bajar sarta de producción

Con el objetivo de evitar la situación descrita anteriormente, se propuso instalar una sarta de producción de menor diámetro para lograr un aumento de velocidad en la corriente de gas, permitiendo así, levantar las gotas de líquido. Para esto, primero se debió definir la profundidad y el diámetro a bajar, de forma tal que se lograra optimizar el escenario.

3. a. i. Definición de profundidad

Utilizando la herramienta Gradient, dentro de Prosper, se procedió a comparar la velocidad del sistema y la velocidad de Turner, para asegurar que la primera quedara por encima de la segunda ($V_t > V_{turner}$), garantizando que no exista el fenómeno de carga de líquido.

Se presentaron dos casos posibles para determinar la profundidad de instalación de la sarta de tubing:

Caso 1. Tubing instalado a la profundidad del KOP en 2670m.



Figura N°33. Profundidad vs Velocidad caso 1.

Se observa que por debajo de 2670m, al tener una velocidad menor a la de Turner, se tuvo presencia de carga de líquido en el fondo del pozo.

Caso 2. Tubing instalado por encima del tope de punzados en 3090.05m.

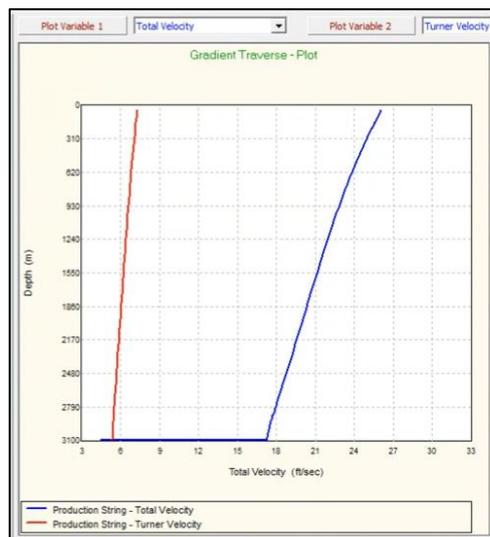


Figura N°34. Profundidad vs Velocidad caso 2.

En este caso, se observa que al instalar el tubing hasta el fondo del pozo (comienzo de los punzados) podría experimentarse carga de líquido en una menor proporción que en el caso anterior. En conclusión, 3090.05m será la profundidad de instalación seleccionada para minimizar dicho efecto.

3. a. ii. Definición de diámetro

Considerando los resultados obtenidos con la simulación donde se evidencia la curva de

declinación y las “Turner Flags”, siendo la primera para 01/05/2020, se eligió el 01/02/2020 como una fecha propicia para bajar sarta de producción. A continuación, se presentarán los gráficos de producción de gas (Qg) y presiones para los distintos casos.

3. a. ii. 1. Caso: Tubing 2”

En este caso en particular, se presentan dos configuraciones de aumentos de orificios con el fin de acompañar la optimización durante la bajada de sarta. Al instalar la sarta de 2”, aun utilizando orificio máximo en boca de pozo y también probando no restringir, la BHP sufre un aumento considerable y queda notablemente por encima de la curva BHP Límite. Se generan elevadas pérdidas de carga y una velocidad erosiva notable. No se logra hallar configuración de orificios tal que logre atenuar el efecto mencionado, manteniendo la presión de fondo por encima de la BHP límite de forma suave. Se observará con más detalle en los análisis de pérdida de carga que se muestran más adelante en el punto 3. a. iv.

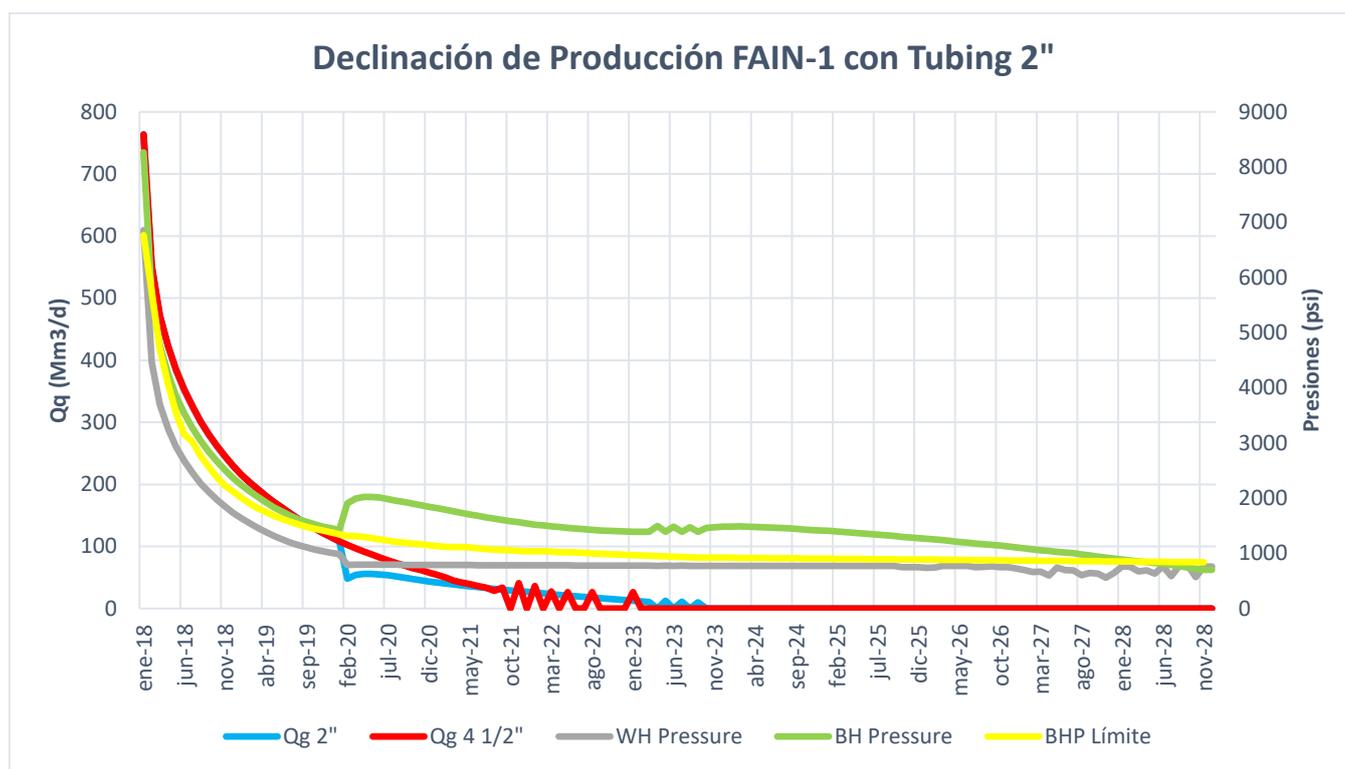


Figura N°35. Producción y presiones en función del tiempo para coiled de 2”. La producción comienza con un orificio de 12.8mm y se mantiene así hasta febrero del 2020, donde se decide intervenir y bajar sarta de velocidad de 2” (coiled), y al mismo tiempo ampliar el orificio de producción a 25.4mm. Posteriormente, en marzo, se incrementa a 26.2mm.

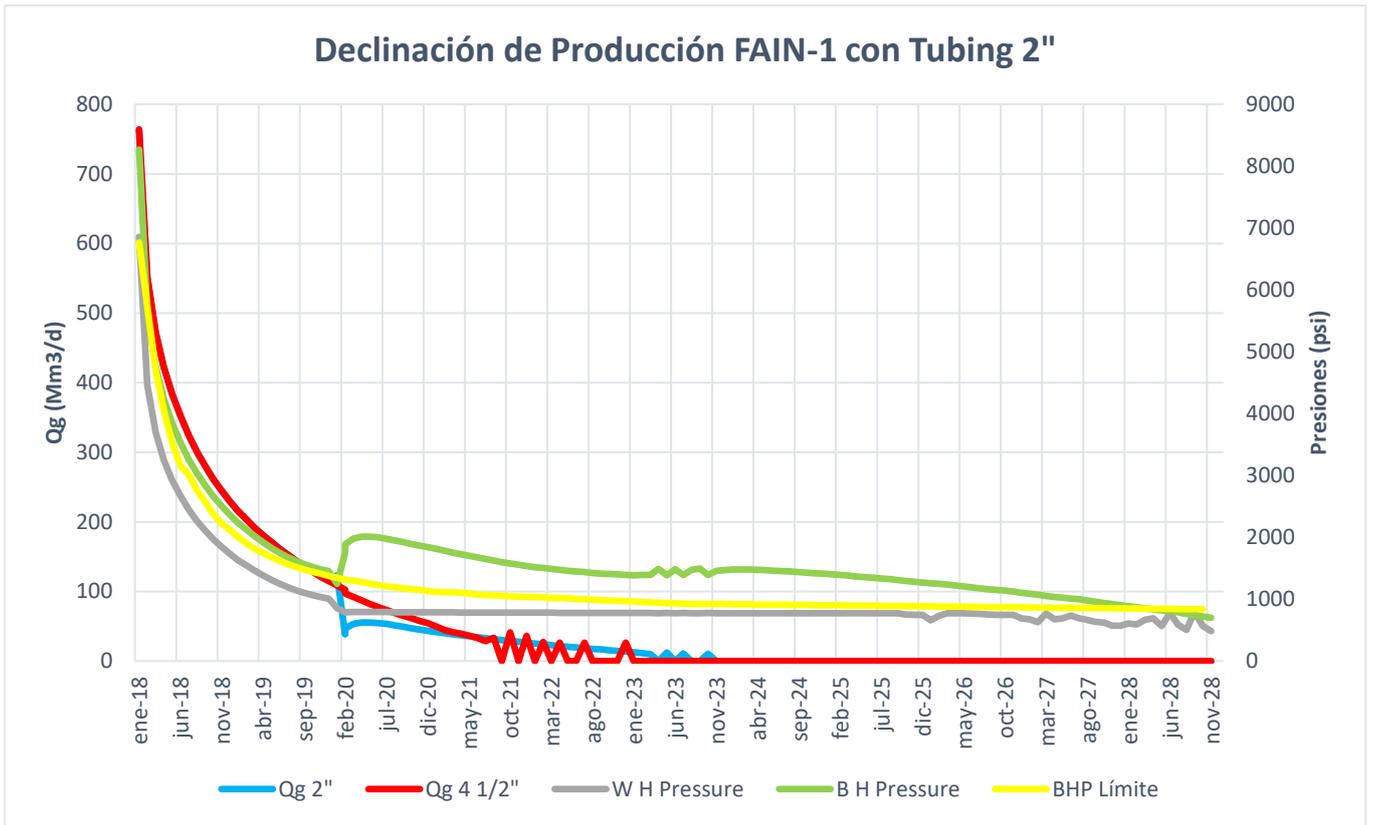


Figura N°36. Producción y presiones en función del tiempo para coiled de 2". La producción comienza con un orificio de 12.8mm y se mantiene así hasta enero del 2020, donde se amplía a 18.5mm. En febrero se decide intervenir y bajar sarta de velocidad de 2" (coiled), y al mismo tiempo ampliar el orificio de producción a 25.4mm. A mitad del mes antes mencionado, se decide aumentar a 50.8mm.

3. a. ii. 2. Caso: Tubing 2 3/8"

En el caso presentado, la producción se inicia mediante un orificio de 12.8mm. En febrero de 2020, se realiza la intervención que implica la instalación de una sarta de tubing de 2 3/8" y un cambio en el orificio, aumentándolo a 25.4mm. Con el objetivo de optimizar la producción y, al mismo tiempo, preservar el reservorio, evitando dañarlo y buscando mantener la presión de fondo (BHP) por encima del límite, en marzo del mismo año, se verifica que puede aumentarse nuevamente el orificio, cambiándose a 26.2mm, siendo éste el que marcará el fin de su vida productiva.

Declinación de producción FAIN-1 (Tubing 2 3/8")

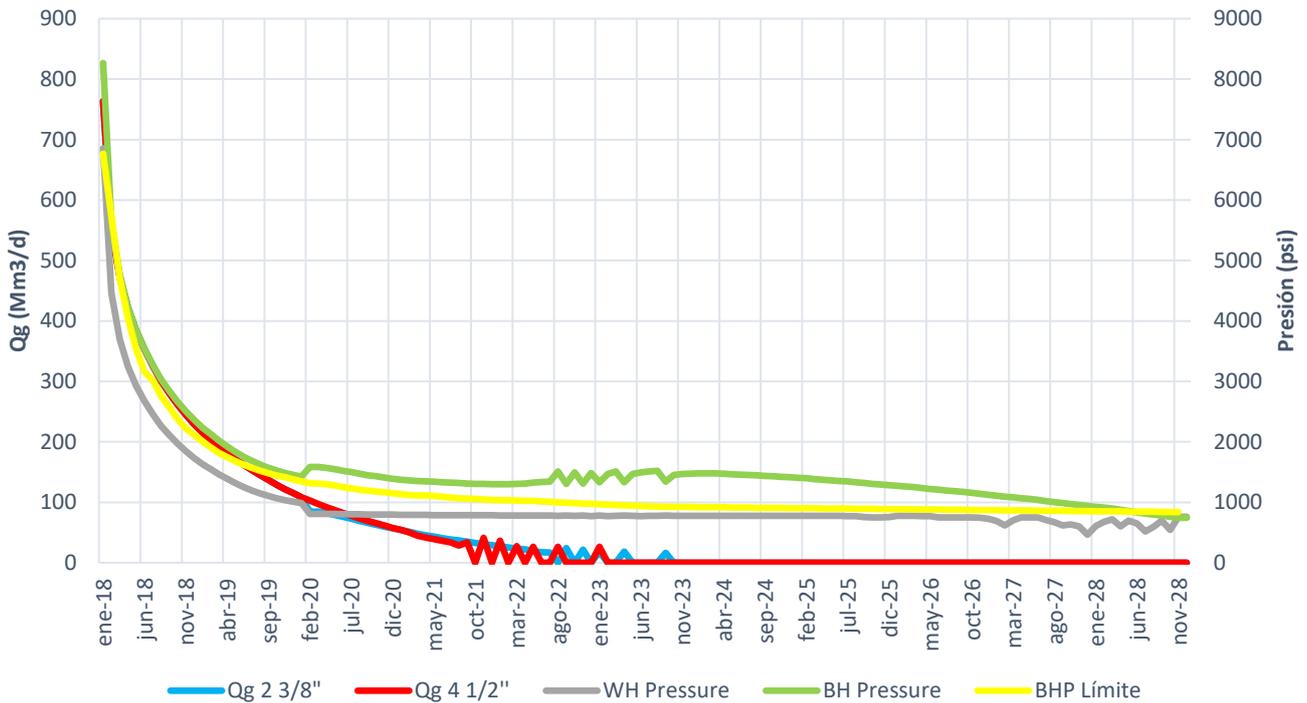


Figura N°37. Producción y presiones en función del tiempo para sarta de 2 3/8". La producción comienza con un orificio de 12.8mm. En febrero se decide intervenir y bajar sarta de velocidad de 2 3/8" y al mismo tiempo ampliar el orificio de producción a 25.4mm, luego en marzo se aumenta a 26.2mm.

En este análisis, se observa que el pozo, con las condiciones dadas, culmina su vida productiva en marzo del año 2022 (donde IPR y VLP ya no se intersectan), previo a ello, el sistema arroja Turner Flag para mediados del 2021.

3. a. ii. 3. Caso: Tubing 2 7/8"

En el siguiente caso, la producción también se inicia a través de un orificio de 12.8mm y en febrero del 2020, se realiza la intervención donde se instala la sarta con un cambio en el orificio, aumentándolo a 23.8mm. En abril de ese mismo año, se aplica otro cambio de orificio a 25.4mm.

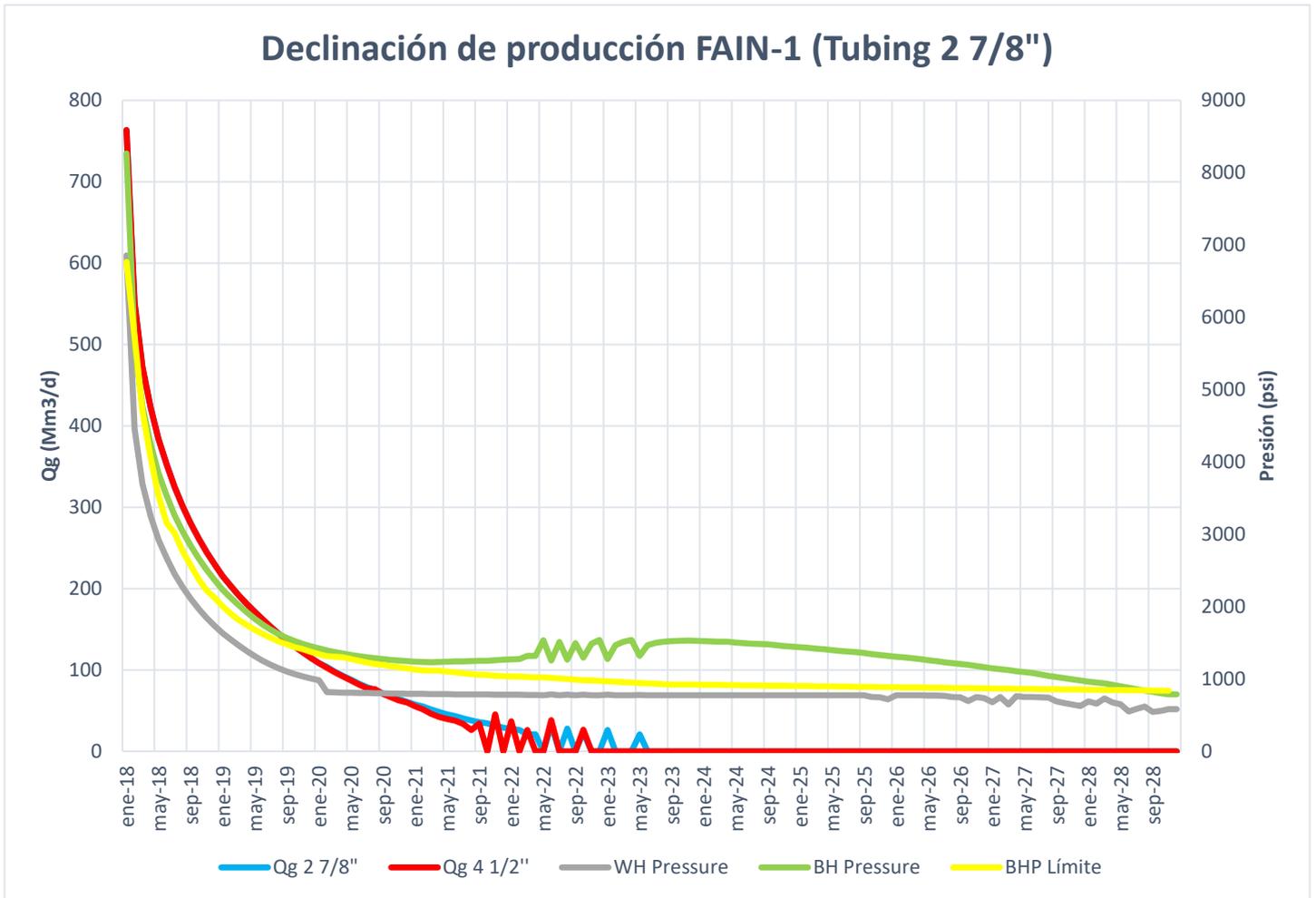


Figura N°38. Producción y presiones en función del tiempo para una sarta de 2 7/8". La producción comienza con un orificio de 12.8mm. En febrero se decide intervenir y bajar sarta de velocidad de 2 7/8" y al mismo tiempo ampliar el orificio de producción a 23.8mm, luego en marzo se aumenta a 25.4mm.

Para el caso de tubing de 2 7/8", el pozo, con las condiciones establecidas, deja de producir para marzo del 2022 y, según simulación, se manifiesta la bandera de Turner a mitad del año 2021.

3. a. iii. Comparación de instalación de sarta de tubing

En el gráfico de la Figura N°39, se comparan las producciones acumuladas de gas (Gp) para cada diámetro versus tiempo.

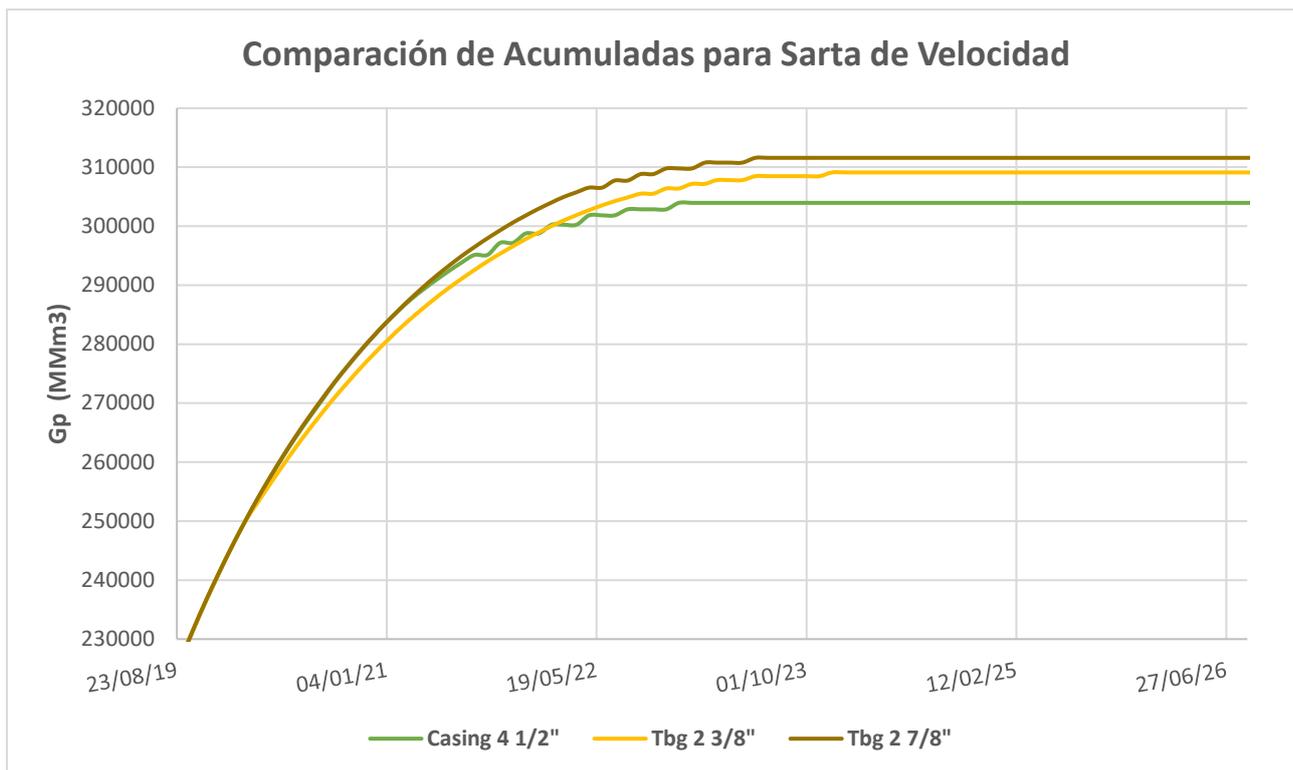


Figura N°39. Producción en función del tiempo para los 3 casos planteados más casing.

Del gráfico se evidencia que la sarta de 2 7/8" es la que presenta una mayor acumulada. Cabe destacar que la sarta de 2" no se grafica ya que enfrenta pérdidas de carga considerables, detalle que se verá en el apartado siguiente, siendo excluida del análisis.

3. a. iv. Pérdidas de carga por componente gravitacional y friccional

Con el objetivo de analizar las pérdidas, se ejecutó la simulación en la herramienta Gradiente, de Prosper, considerando el mes posterior de la bajada de sarta, es decir, se contemplaron como valores de entrada presiones de fondo (P BH) y caudales de marzo 2020.

CASO	FECHA DE BAJADA DE SARTA	FECHA DE ANÁLISIS	Qg (Mm3/d)	P BH (psi)	Diámetro interior (in)
Casing	-	1/03/2020	96	1400	3.97
Tbg 2"	1/02/2020		53	2000	1.44
Tbg 2 3/8"			80	1650	1.995
Tbg 2 7/8"			90	1500	2.441

Tabla N°2. Input de simulación para pérdidas de cargas

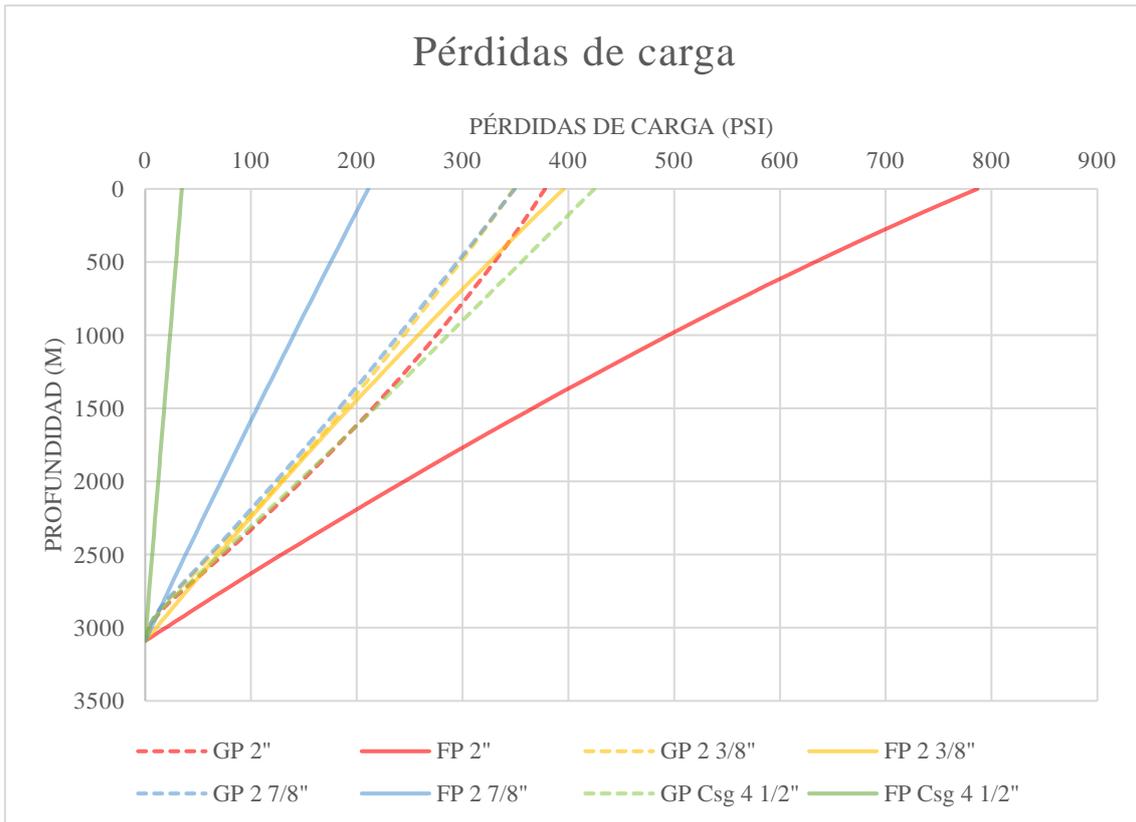


Figura N°40. Pérdidas de carga por fricción y gravedad en función de la profundidad.

Donde FP es pérdida de carga por fricción y GP es pérdida de carga por componente gravitacional.

Además, se grafica el gradiente de presión versus profundidad, para cada diámetro en las condiciones de presión, caudal y profundidad de instalación.

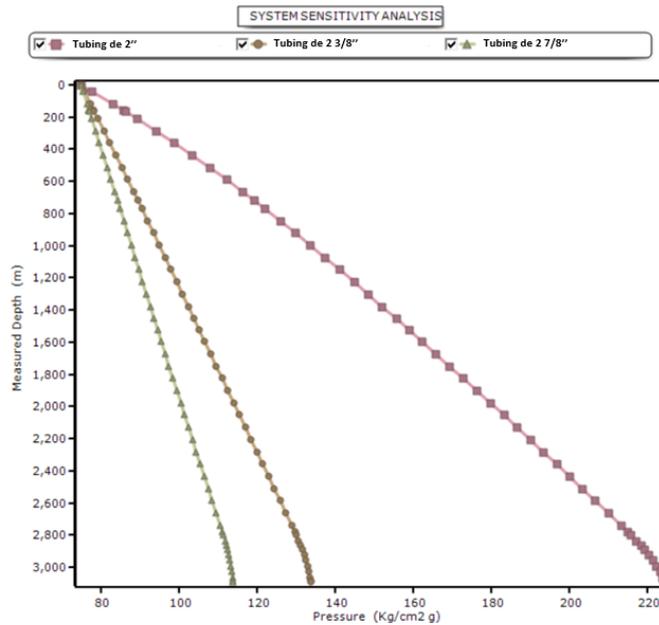


Figura N°41. Gradiente de presión para cada diámetro de cañería considerada.

Se observa de ambas figuras que las mayores pérdidas de carga están dadas por la sarta de 2", seguidas por la de 2 3/8" y último la de 2 7/8". Es por esto que, se decide no considerar la sarta de 2" para los análisis posteriores.

3.b. Aplicación de compresión para pozo FAIN-1.

Para el siguiente análisis se tomó el caso base del pozo sin intervención fluyendo por casing de 4 1/2" y se verificó, según pronóstico, la fecha para la cual la IPR y VLP dejan de intersectarse, estableciendo ese momento como punto de partida para la aplicación de compresión. Se tomó como premisa, llegar a dicho momento con el orificio máximo y posteriormente a colocar compresión, no restringir en boca de pozo.

A continuación, se encuentran detalladas las fechas y el gráfico de producción de gas (Qg) y presiones versus tiempo de este caso:

CASO	FECHA COMPRESIÓN
Casing 4 1/2" + compresión	1/06/2021

Tabla N°3. Fechas donde la IPR y VLP dejan de intersectarse e intervención de compresión.

La configuración de orificios utilizada fue la siguiente: inicialmente 12.8mm hasta agosto del 2020 donde se aumenta a 17.46mm y en diciembre del mismo año se cambia a

22.23mm. Para el año 2021, en marzo se agranda orificio a 26.19mm y posteriormente se deja colocado un cubre rosca para no restringir luego al colocar compresión.

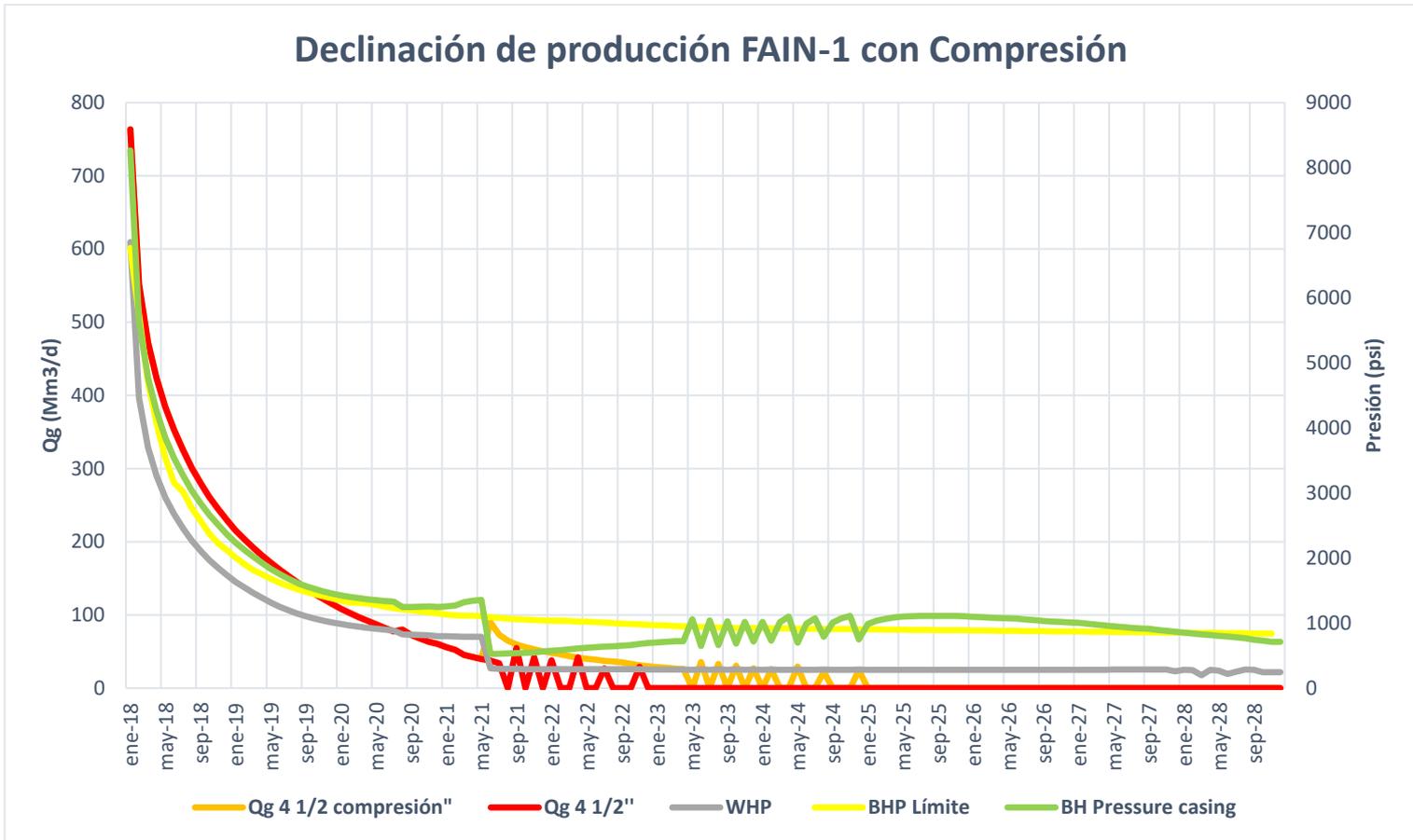


Figura N°42. Producción y presiones en función del tiempo para aplicación de compresión. Se aplica compresión en junio del 2021 y previo se tiene la secuencia de orificios ya mencionada.

De los resultados obtenidos, se observa que cuando el sistema pasa a compresión, en junio del 2021 y sin restricción de orificio, la BHP queda por debajo de la BHP Límite, por lo cual, se debería revalidar con Reservorios para autorizar dicha intervención en campo. El pozo culmina su vida productiva con las condiciones dadas para inicio del año 2024.

4. Combinación de intervenciones para FAIN-1

4.a. Sarta de velocidad y luego compresión:

Para cada caso de tubing se decidió adicionar compresión en el momento en el que las curvas de IPR y VLP ya no se intersectan. En dicha fecha, se pasó el sistema a baja presión, es decir, de 45 kg/cm² de presión de línea se cambió para que el sistema trabaje con una presión de 9 kg/cm².

Entonces:

CASO	FECHA COMPRESIÓN
Tbg 2 3/8''	01/06/2021
Tbg 2 7/8''	01/03/2021

Tabla N°4. Fechas para las cuales las curvas de IPR y VLP ya no se intersectan, momento de aplicación de compresión.

Cabe destacar que la combinación de tubing de 2'' más compresión queda descartado para este análisis por los motivos antes mencionados.

Para esto, se consideraron dos alternativas posibles:

- i. Retirar la instalación final de sarta en el momento en que se pasa el sistema a compresión.
- ii. Dejar la sarta y pasar el sistema a compresión, por lo cual, durante un período estarían ambos en simultáneo.

A continuación, se muestran los gráficos con los resultados obtenidos:

4.a.1. Tubing 2 3/8'' + compresión:

- i. Retirando instalación de sarta + compresión

Se toma el caso de bajada de sarta de 2 3/8'', contemplando los aumentos de orificio hasta el año 2020 y luego se pasa el sistema a compresión en junio del 2021, retirando el tubing para esa misma fecha. Además, se lo deja con cubre rosca para no restringir el flujo produciendo a baja presión.

Declinación de producción FAIN-1 (Tubing 2 3/8" + compresión)

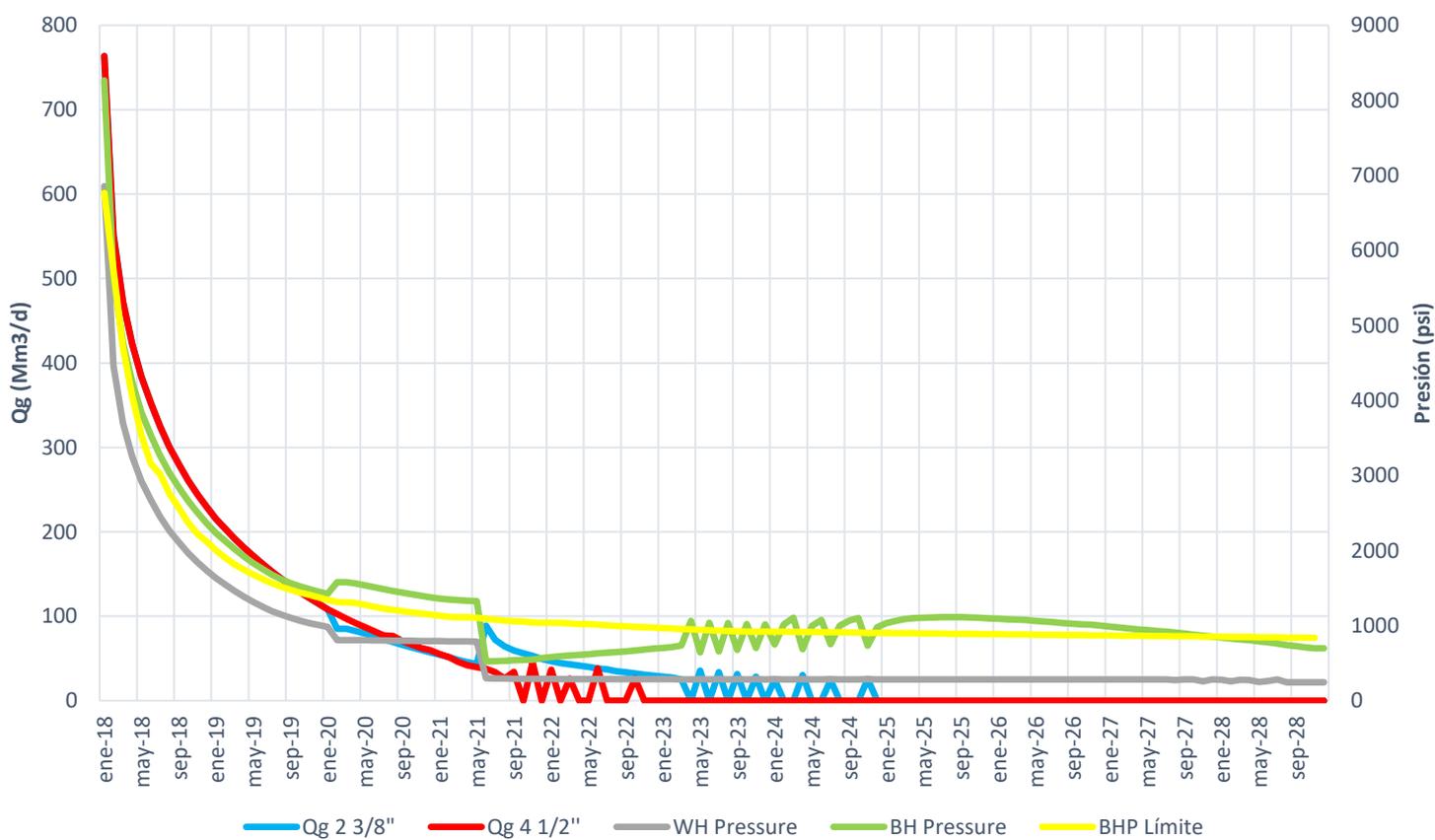


Figura N°43. Producción y presiones en función del tiempo para sarta de 2 3/8" primero y luego desde junio 2021 compresión, habiendo retirado tubing en la misma fecha.

Para este caso, al inicio, en febrero del año 2020, se observan los resultados de haber bajado la sarta de 2 3/8" y el haber aumentado orificio, con sus efectos sobre las presiones y caudales. Luego, cambia la situación al pasar el sistema a compresión en junio del 2021, sin restricción de orificio, donde se manifiesta que la BHP queda por debajo de la BHP Límite, lo que debería revalidarse con Ingeniería de Reservorio para llevarlo a cabo en campo. La vida productiva del pozo, con las condiciones dadas, finalizaría para octubre del año 2023.

ii. Dejando instalación de sarta + compresión:

El caso se plantea inicialmente igual al anterior, solo se modifica que para junio del 2021 no se retira la sarta, por consiguiente, se observa una disminución del caudal obtenido ya que se suma esta restricción. Por otra parte, si bien la BHP también está por debajo de la BHP Límite, a diferencia del anterior el quiebre es más suave debido a al diámetro de sarta, sin embargo, se debería pedir autorización a Reservorio para proceder con la

intervención. La vida productiva del pozo, con las condiciones dadas, concluye para mayo del 2025.

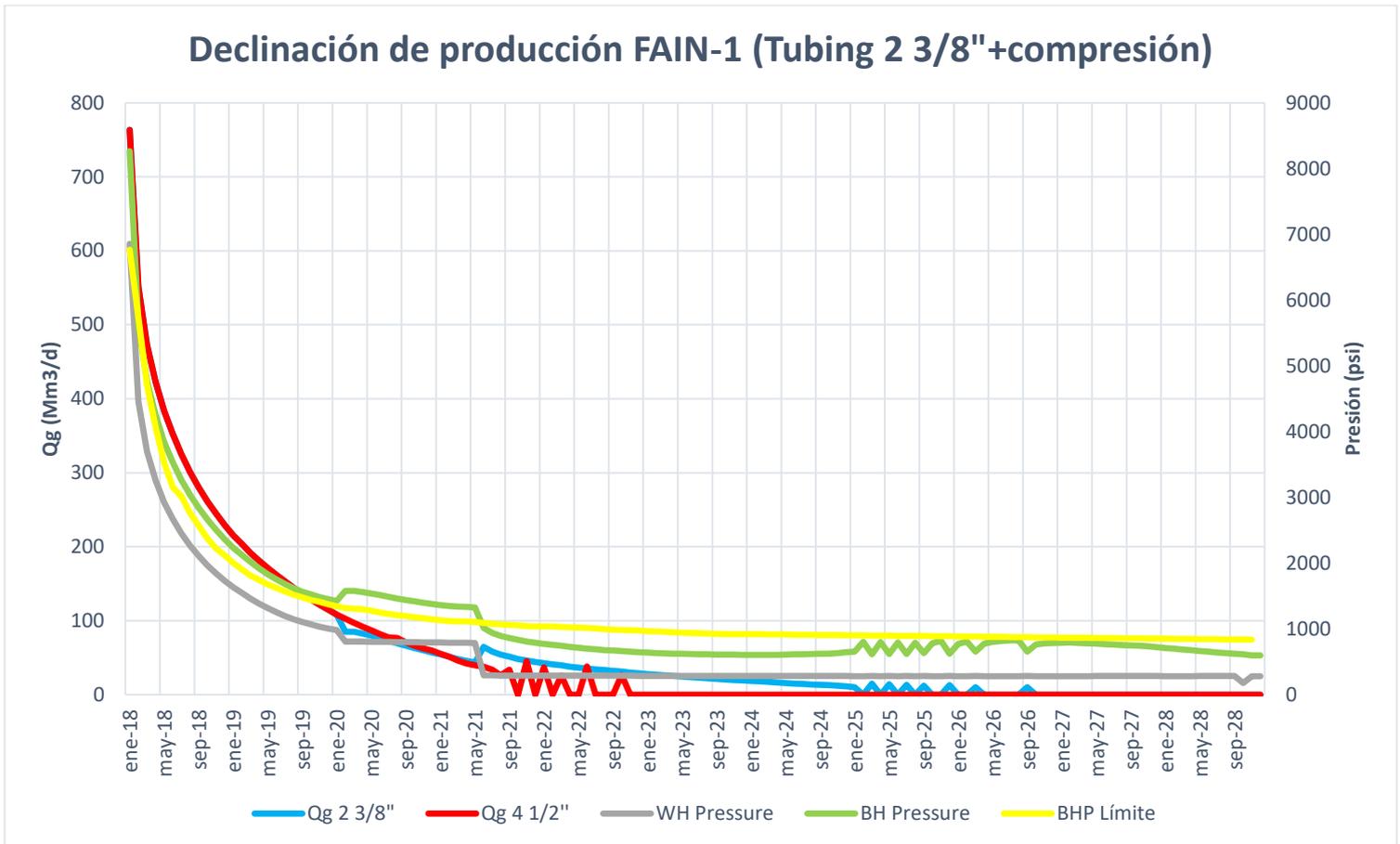


Figura N°44. Producción y presiones en función del tiempo para sarta de 2 3/8" primero y luego desde junio 2021 compresión.

4.a.2. Tubing 2 7/8" + compresión:

i. Retirando sarta + compresión:

Análogo a lo anterior expuesto, se toma el caso de bajada de sarta de 2 7/8", contemplando los aumentos de orificio hasta el año 2020 y luego se pasa el sistema a compresión en marzo del 2021, retirando el tubing para esa misma fecha. También, se lo deja con cubre rosca para no restringir el flujo produciendo a baja presión.

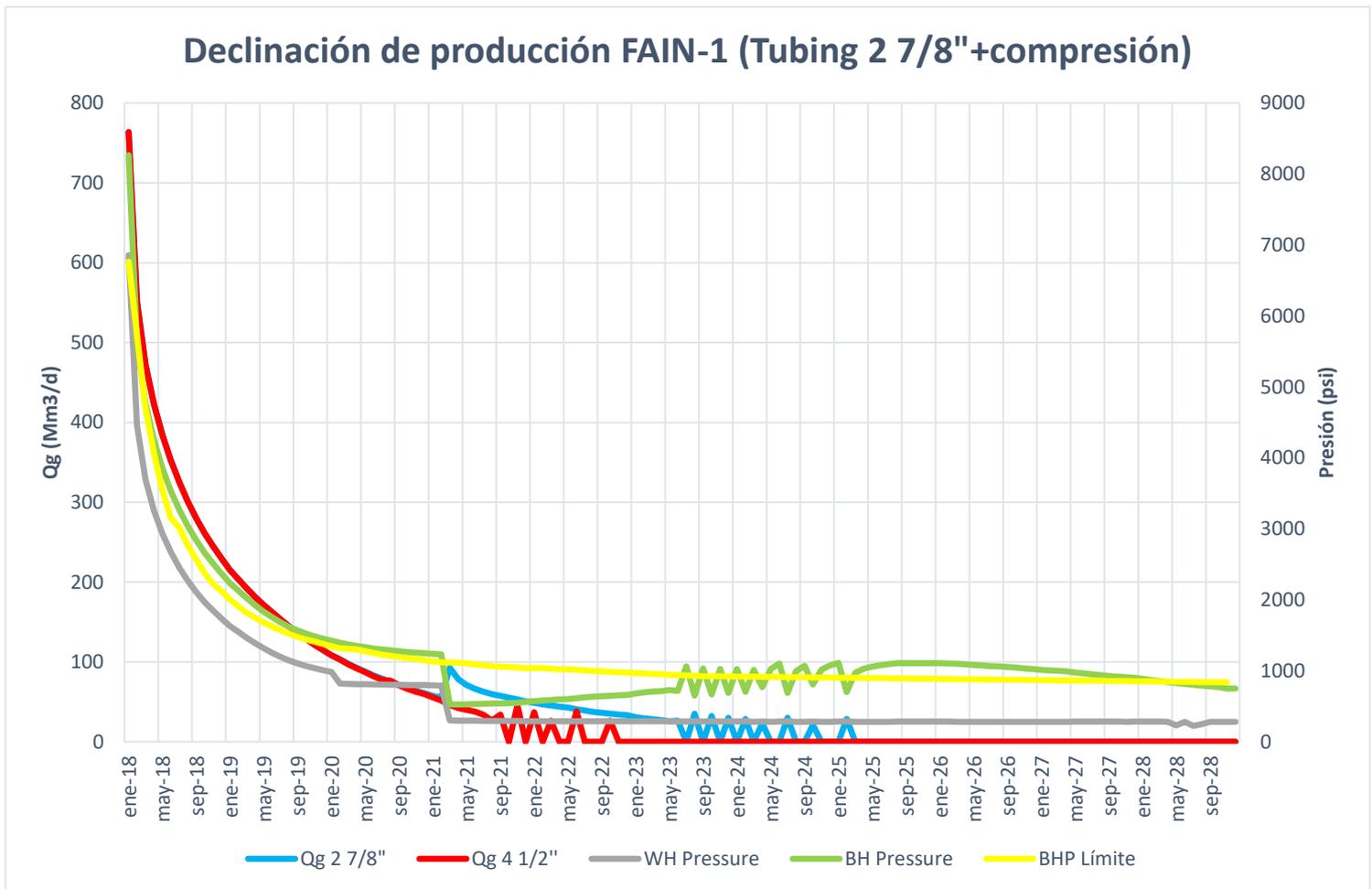


Figura N°45. Producción y presiones en función del tiempo para sarta de 2 7/8" primero y luego desde marzo 2021 compresión, habiendo retirado sarta en la misma fecha.

Para este caso, en febrero del año 2020, se observan también los resultados de haber bajado la sarta y de haber aumentado orificio. Posteriormente, cambia la situación al pasar el sistema a compresión en marzo del 2021, sin restricción de orificio, donde se manifiesta que la BHP queda por debajo de la BHP Límite, lo que debería revalidarse con Ingeniería de Reservorio para llevarlo a la práctica. La vida productiva del pozo, con las condiciones dadas, finalizaría para enero del año 2024.

ii. Dejando sarta + compresión:

Continuando con la misma lógica, solo se modifica que para marzo del 2021 no se retira la sarta, por lo cual, se evidencia una disminución del caudal obtenido al sumarse esta restricción. Por otra parte, también la BHP está por debajo de la BHP Límite, de forma más suave, pero requiriendo de todas formas autorización a Reservorio para proceder con la intervención. La vida productiva del pozo, con las condiciones dadas, concluye para mayo del año 2025.

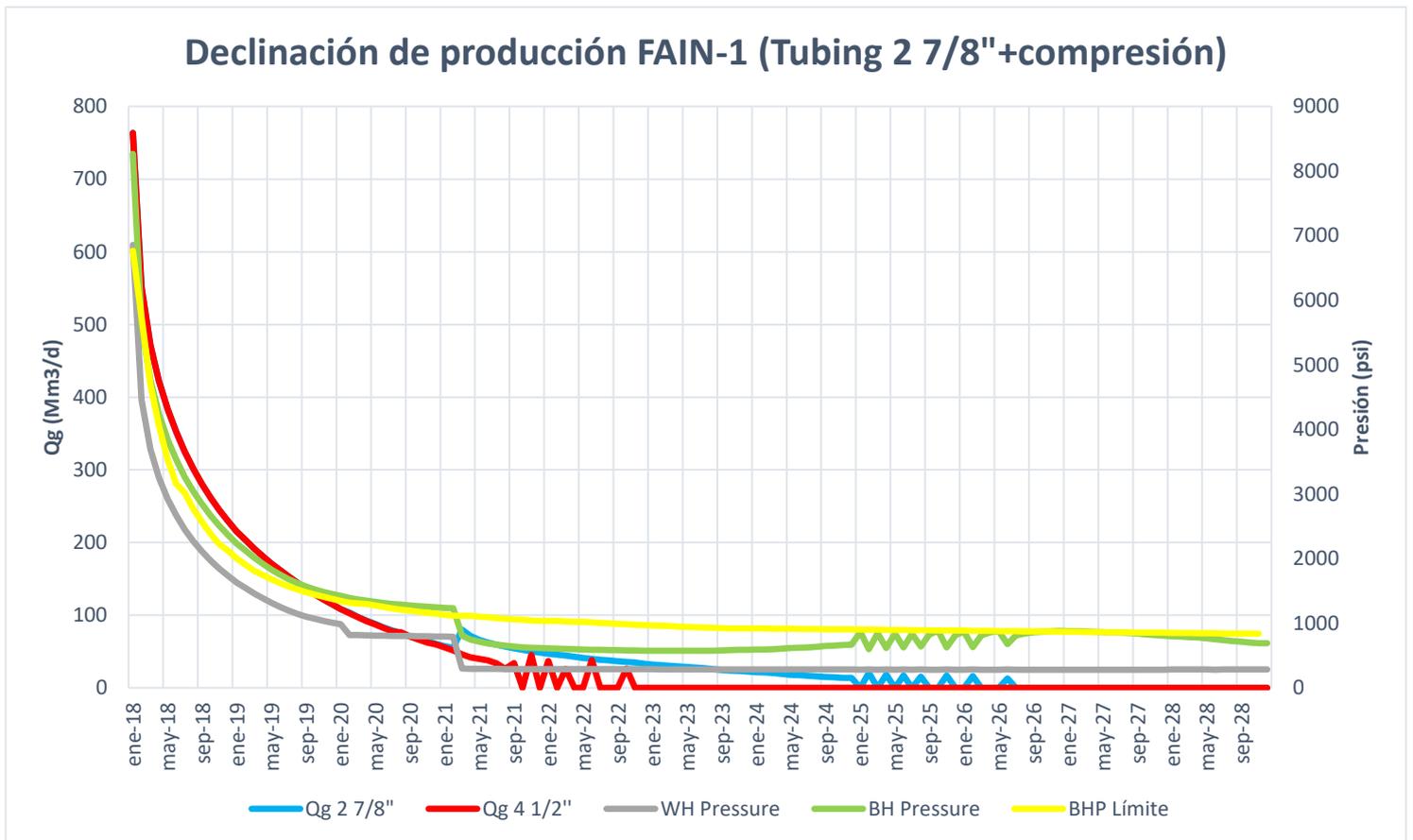


Figura N°46. Producción y presiones en función del tiempo para sarta de 2 7/8" primero y luego desde marzo 2021 compresión.

4.b. Compresión y tubing en simultáneo:

El último caso que se decidió analizar fue la propuesta de combinación de aplicar compresión y bajar sarta de velocidad en simultáneo, es decir, que se realizaron las respectivas simulaciones aplicando los dos sistemas de levantamiento al mismo tiempo, para cuando la IPR y la VLP dejan de intersectarse, para el caso base fluyendo solo por casing 4 1/2 esta fecha es junio del 2021. Se toman las mismas premisas que para aplicar compresión, desarrollado en el punto 3.

Compresión + tubing 2 3/8" en simultáneo.

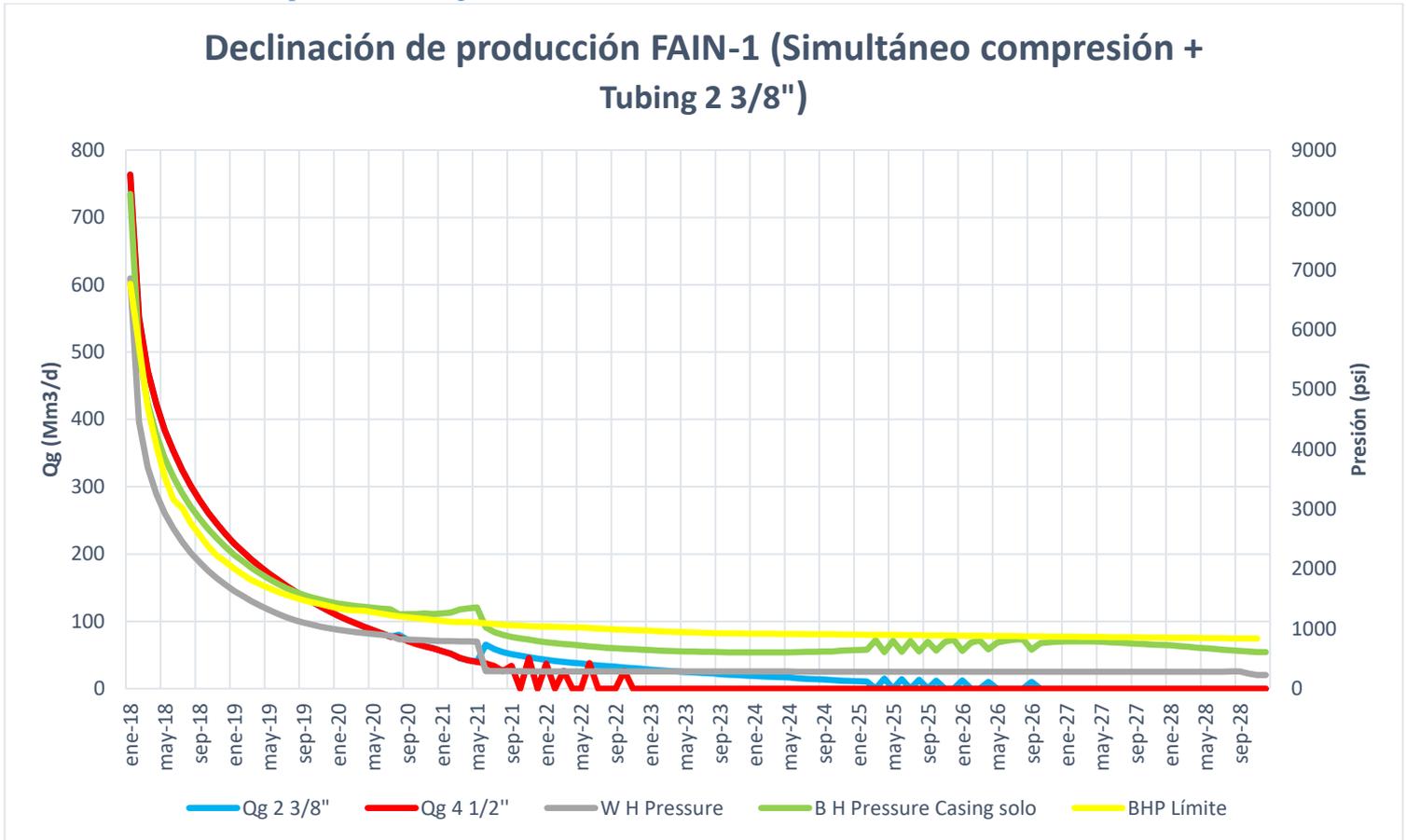


Figura N°47. Producción en función del tiempo para sistema de compresión + sarta de velocidad de 2 3/8" en simultáneo.

Para junio del 2021, se aplica compresión y se baja al mismo tiempo sarta de 2 3/8". Se observa que la BHP queda por debajo de BHP Límite, por lo tanto, requiere validación de Reservorios, pero al mismo tiempo se ve el efecto de que parte del caudal que se podría obtener con compresión solo es perdido por la restricción de la sarta, si se contrapone con su respectivo caso de compresión solo. Desde el punto de vista técnico se descarta por no tener sentido su aplicación, requiriendo de por sí más inversión para tener menos caudal.

Compresión + tubing 2 7/8" en simultáneo.

Por último, análogo al anterior, pero con sarta de 2 7/8" se presenta el mismo escenario.

Declinación de producción FAIN-1 (Simultáneo compresión +Tubing 2 7/8")

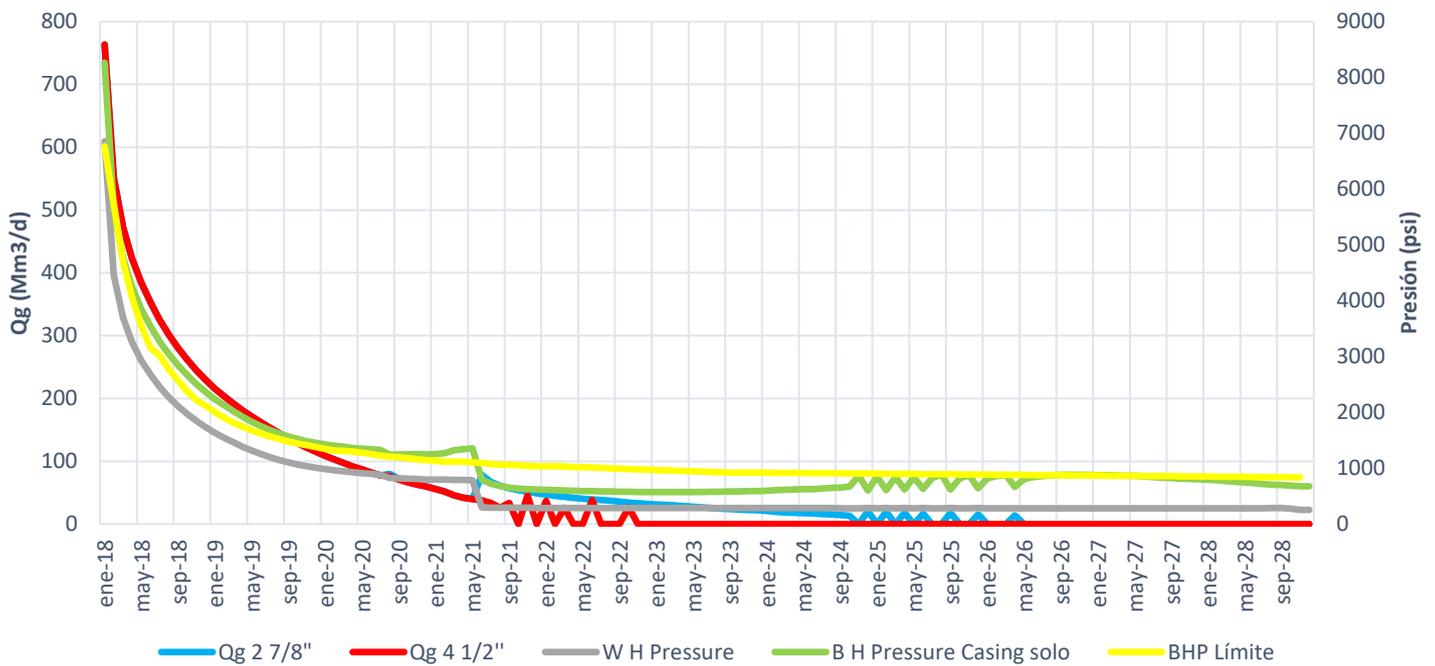


Figura N°48. Producción en función del tiempo para sistema de compresión + sarta de velocidad de 2 7/8" en simultáneo.

5. Comparación de casos para cada diámetro de tubing.

A continuación, se presentan las comparaciones de las producciones acumuladas de todos los casos planteados para cada diámetro de tubería (considerando que la de 2" se descartó porque presenta elevadas pérdidas por fricción), con el objetivo de reflejar las mejoras obtenidas en la producción al aplicar cada alternativa.

Comparación de Acumuladas: casos con tubería de 2 3/8"

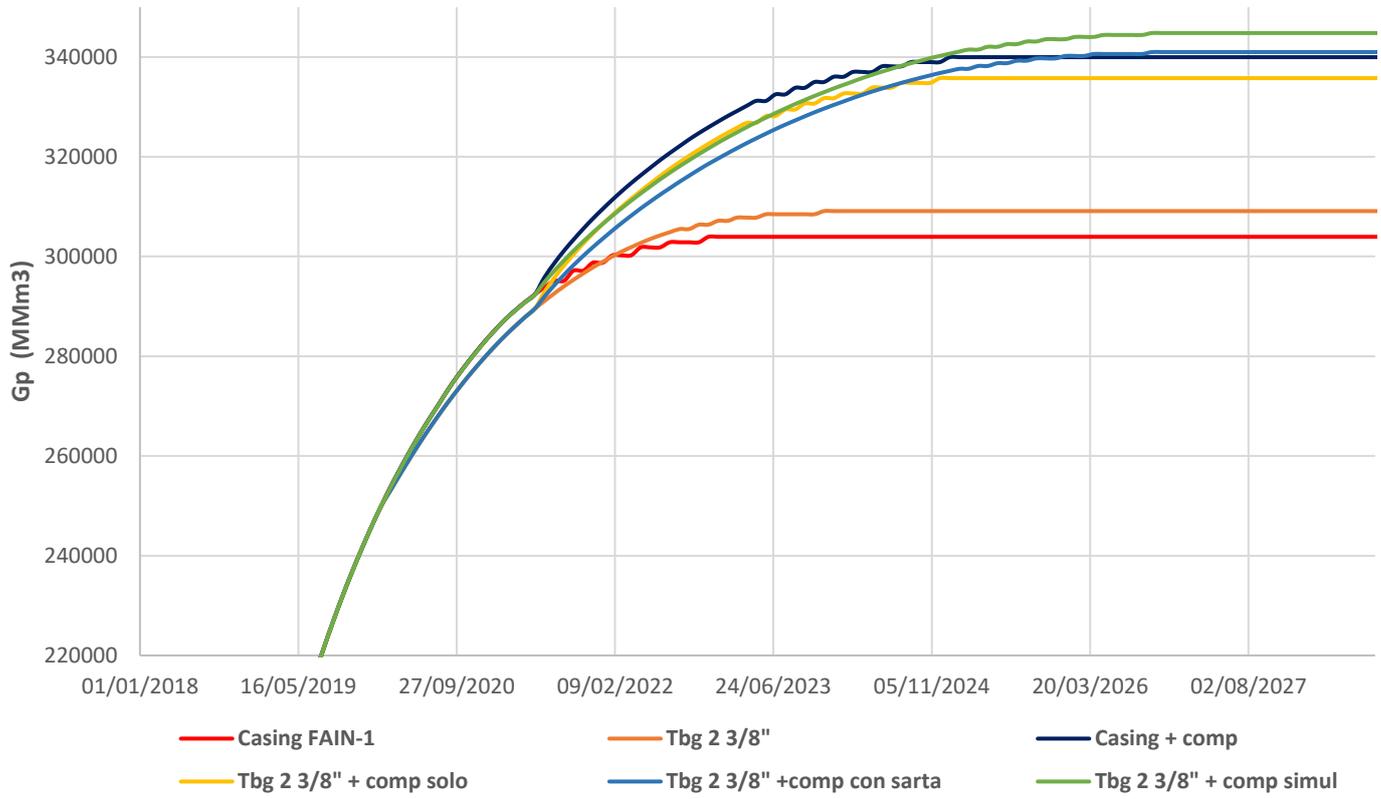


Figura N°49. Comparación de acumuladas para casos con tubería de 2 3/8".

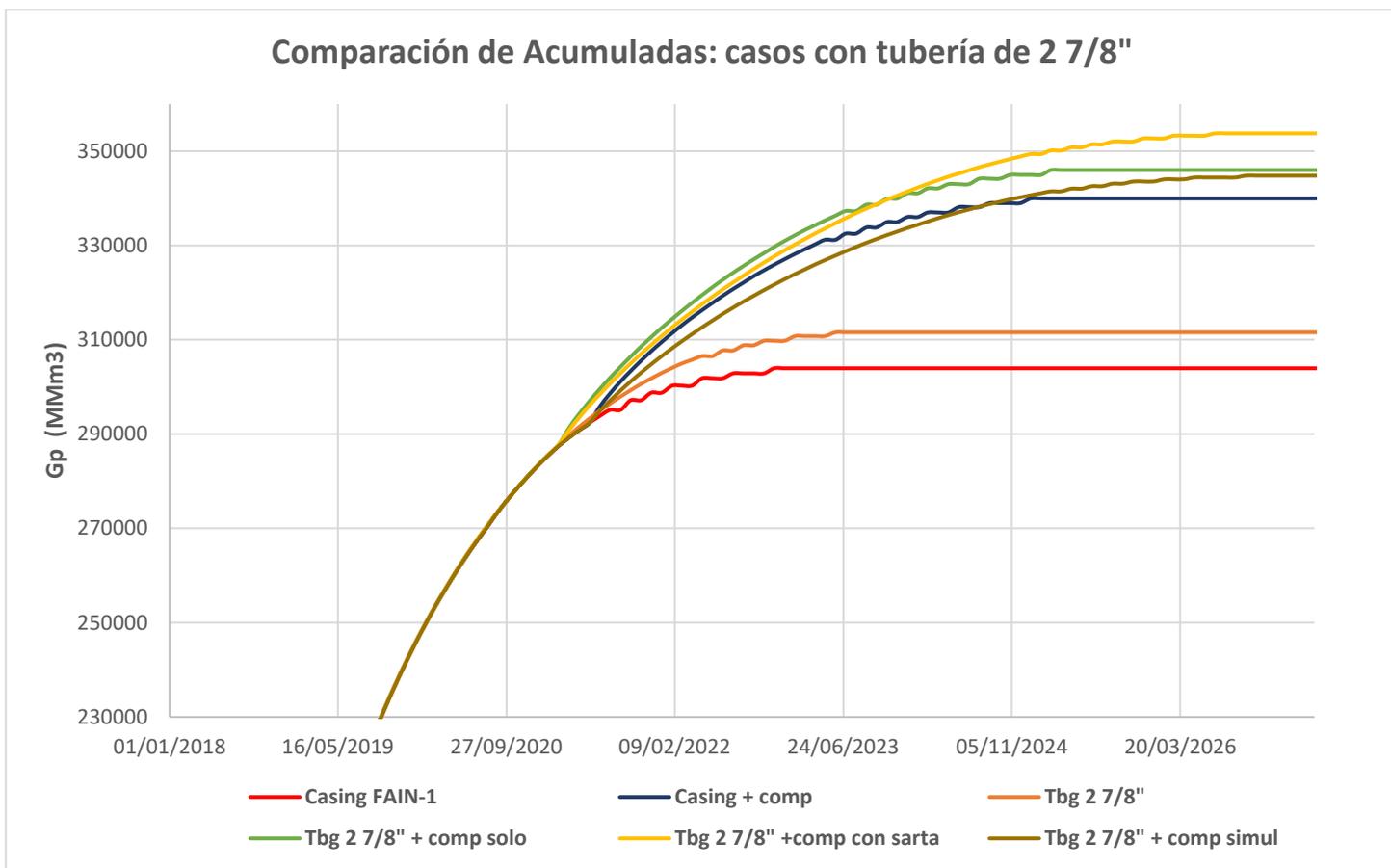


Figura N°50. Comparación de acumuladas para casos con tubería de 2 7/8".

6. Extensión del análisis a los otros dos pozos del PAD: FAIN-2 y FAIN-3.

Como se mencionó en un principio, se extenderá el análisis a los otros dos pozos del PAD, siendo las siguientes sus características:

Pozo: FAIN-2

- Measure Depth (MD): 5203 m, pozo horizontal.
- Kick Off Point (KOP): 2580 m.
- Landing Point (LP): 3143 m.
- Intervalo de punzados comprendido desde 3150 m hasta 5099 m.
- True Vertical Depth (TVD) de análisis, por encima del punzado superior, en 3149.5M.
- Entubado hasta 5204 m con casing P-110 de 4.5in con un diámetro interno de 3.92in, libraje de 13.5lb/ft. Wedge 563.
- Pozo surgente a través de casing de 4.5in con un orificio de 12.8mm inicialmente,

seguido de cambios de orificios con el fin de optimizar la producción.

Pozo: FAIN-3

- Measure Depth (MD): 5188 m, pozo horizontal.
- Kick Off Point (KOP): 2690 m.
- Landing Point (LP): 3138 m.
- Intervalo de punzados comprendido desde 3139 m hasta 5132 m.
- True Vertical Depth (TVD) de análisis, por encima del punzado superior, en 3138.5m.
- Entubado hasta 5178 m con casing P-110 de 4.5in con un diámetro interno de 3.92in, libraje de 13.5lb/ft. Wedge 563.
- Pozo surgente a través de casing de 4.5in con un orificio de 12.8mm inicialmente, seguido de cambios de orificios con el fin de optimizar la producción.

A los dos pozos mencionados anteriormente se les realizó el mismo análisis que al pozo FAIN-1, donde se les aplicaron las mismas intervenciones. Se partió de los siguientes casos base:

Caso base FAIN-2:

Declinación de producción FAIN-2

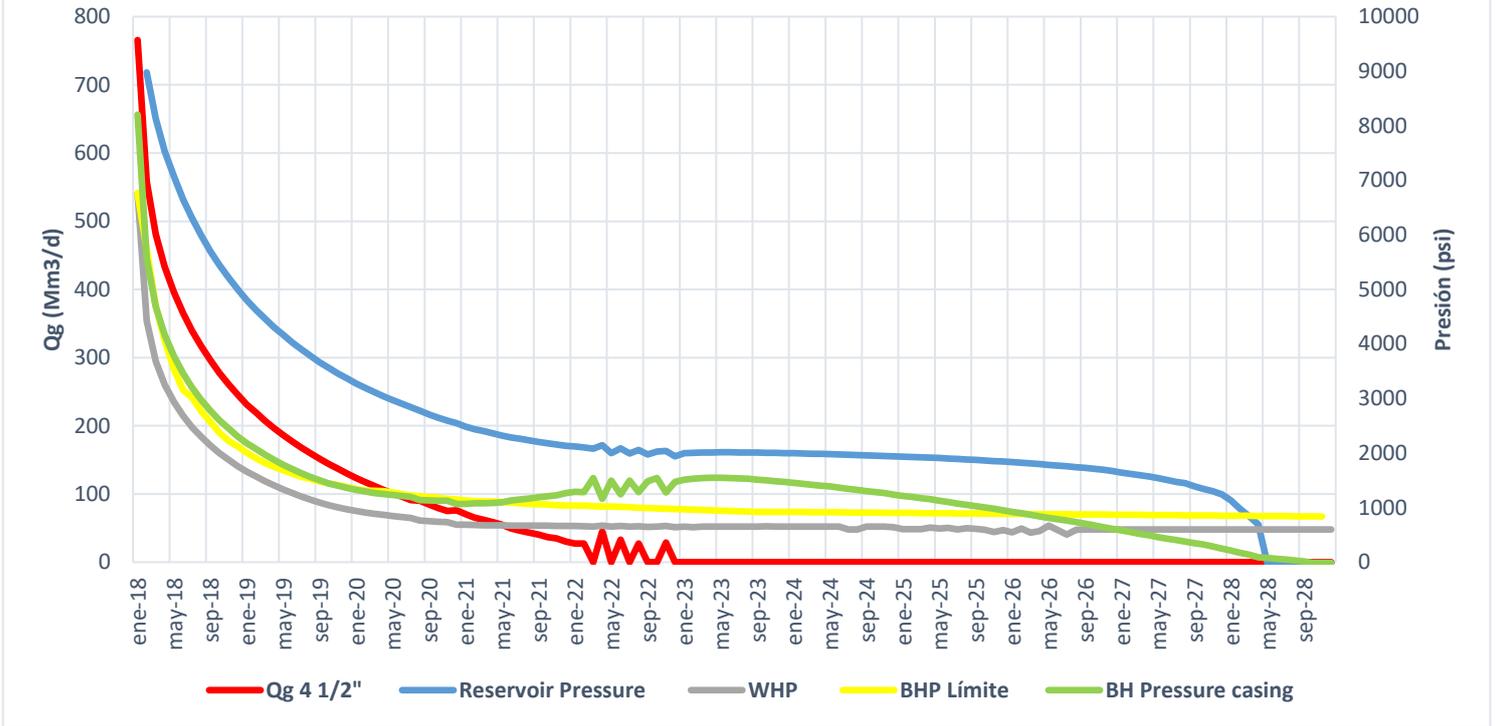


Figura N°51. Producción y Presiones de FAIN-2 (surgente por casing 4 1/2") vs tiempo

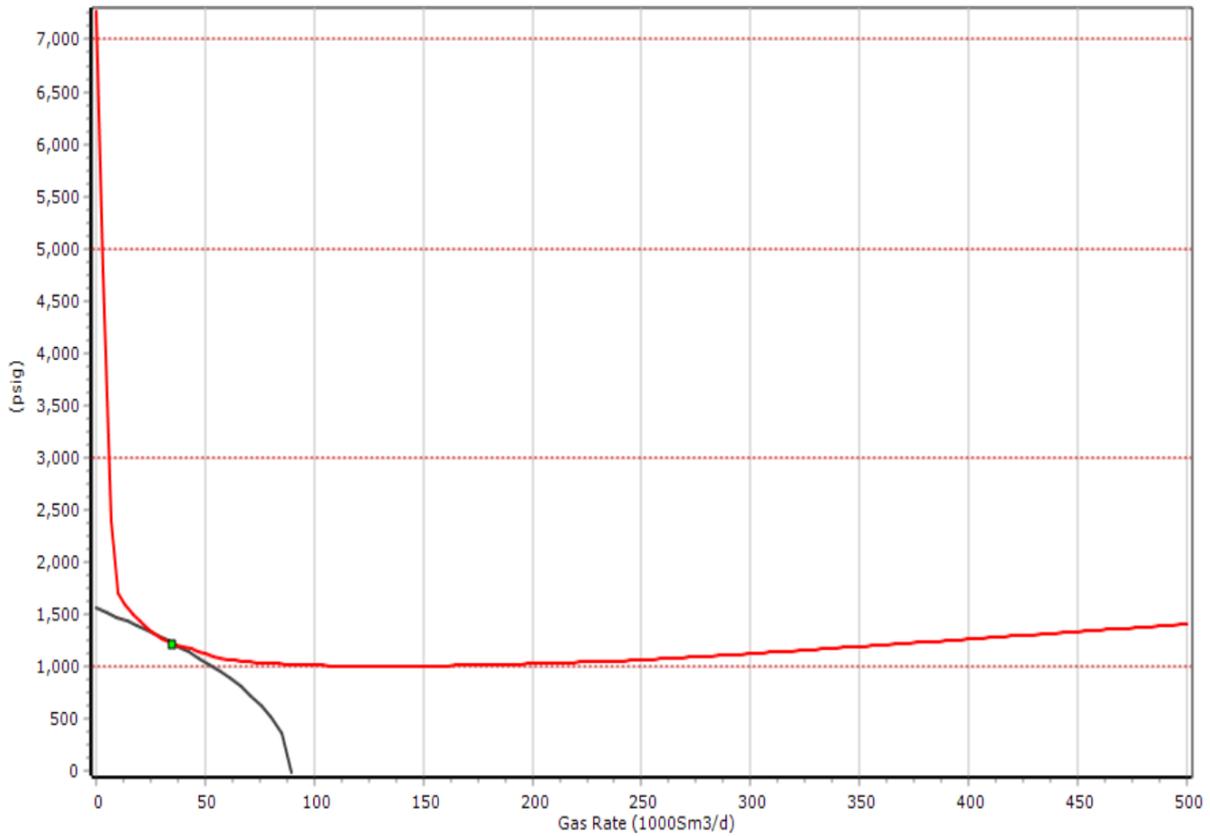


Figura N°52. IPR y VLP del pozo FAIN-2 en el momento en que dejan de intersectarse.

Caso base FAIN-3

Declinación de producción FAIN-3

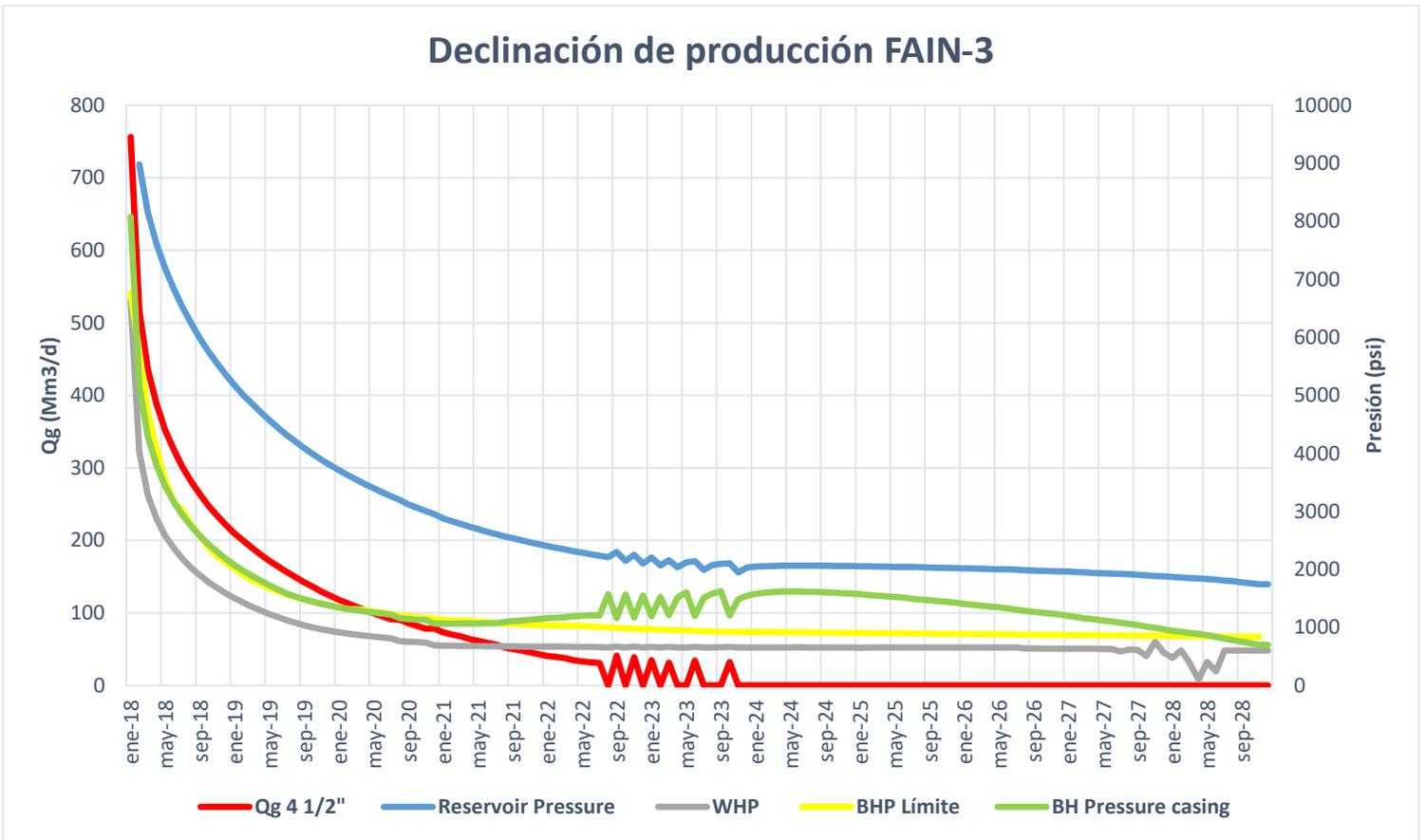


Figura N°53. Producción y Presiones de FAIN-3 (surgente por casing 4 1/2") vs tiempo.

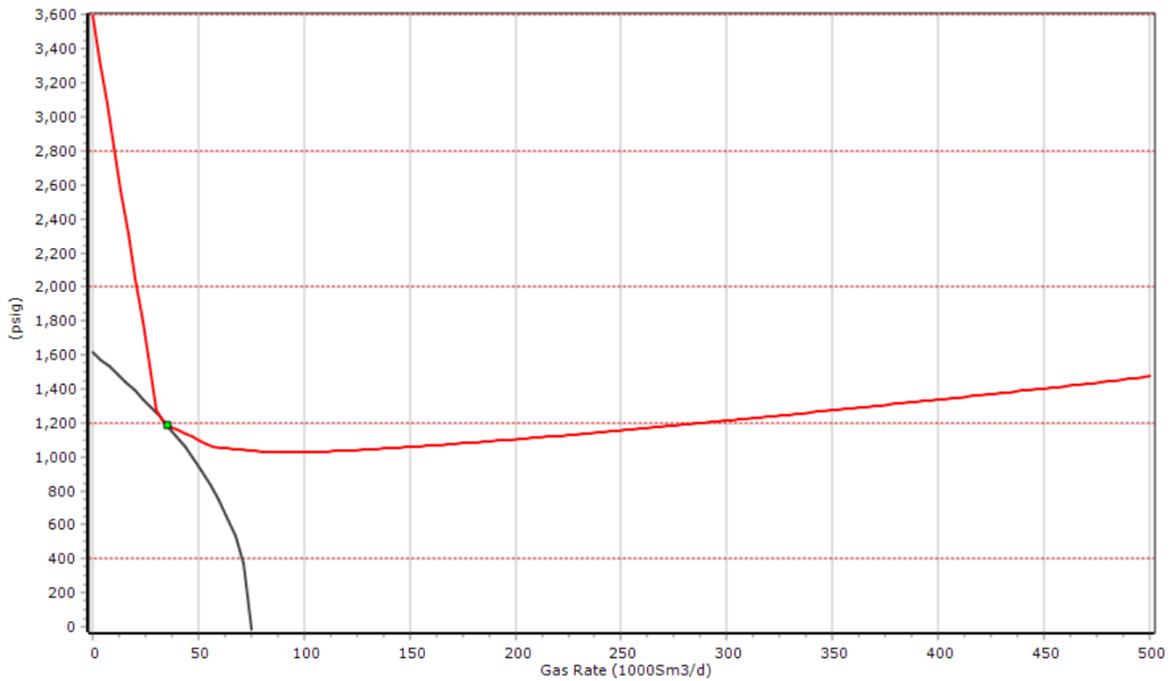


Figura N°54. IPR y VLP del pozo FAIN-3 en el momento en que dejan de intersectarse

De dichos análisis se constata que se tiene una bandera de Turner para enero del año 2021 en el caso del pozo FAIN-2 y su IRP y VLP dejan de cortarse en noviembre de ese mismo año. Por su parte, el pozo FAIN-3 presenta bandera de Turner en marzo del 2022 y la IRP y VLP dejan de cortarse abril del 2022. Si bien las fechas no son las mismas que para el FAIN-1, al tratar a los pozos como un PAD, se considerará como hipótesis simplificada que las intervenciones de bajada de sarta se les harán a todos los pozos del PAD al mismo tiempo.

A continuación, se muestra la comparación de la producción acumulada de gas para los 3 pozos con casing de 4 1/2", casos base.

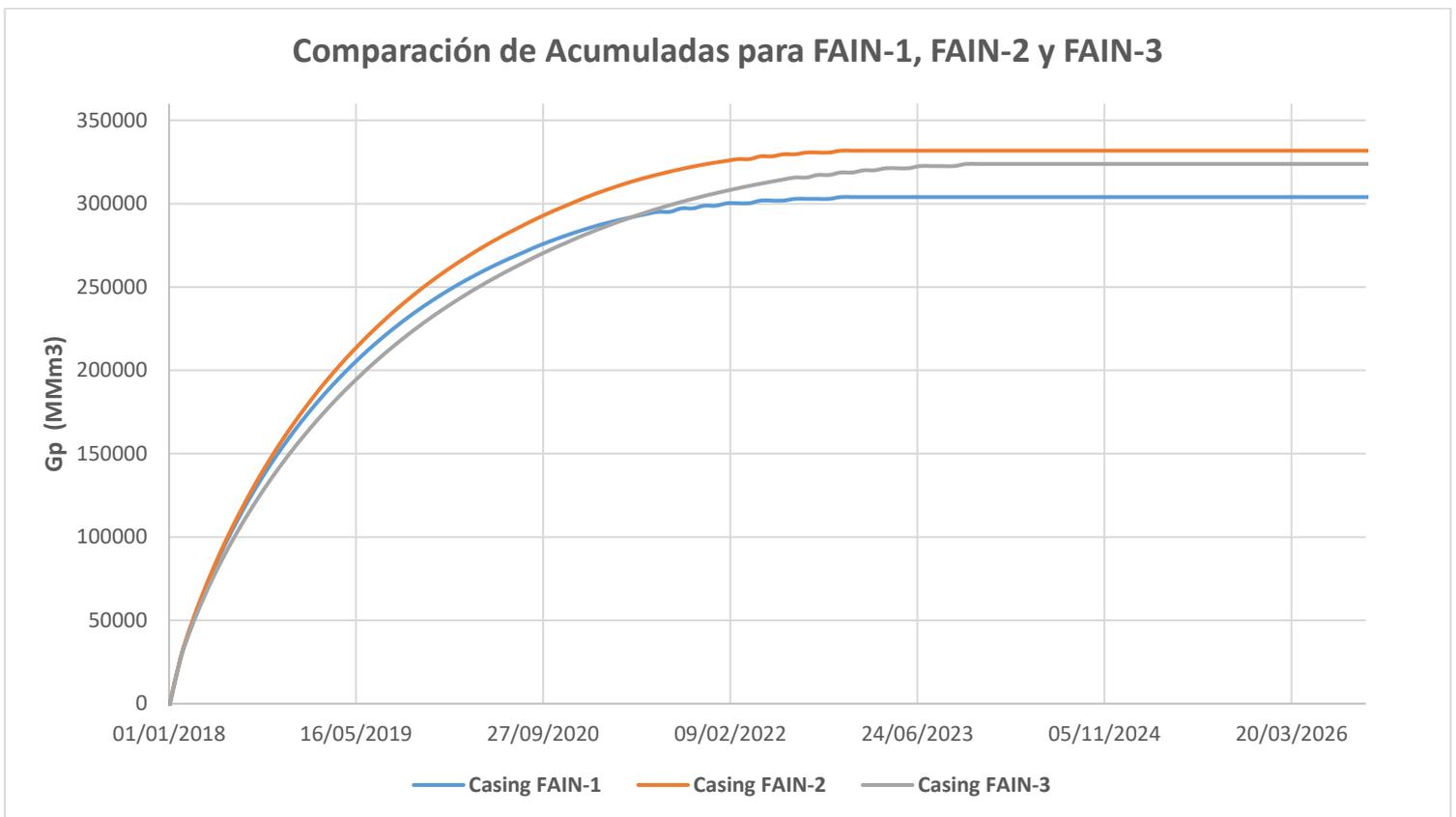


Figura N°55. Comparación de producción acumulada de FAIN-1, FAIN-2 Y FAIN-3 (surgente por casing 4 1/2") vs tiempo.

Del mismo se puede concluir que el pozo FAIN-2 presenta una mayor producción, le sigue el FAIN-3 y por último el FAIN-1.

Seguido a este análisis, se simularon las mismas intervenciones con iguales fechas que para el pozo FAIN-1 para bajada de sarta de velocidad por lo antes mencionado. Los resultados se colocarán en el apartado siguiente.

7. Análisis económico para el PAD completo

Después de revisar los resultados del análisis técnico realizado previamente, se procederá con el estudio económico de los distintos escenarios detallados a continuación:

1. Bajada de sarta de velocidad de 2 3/8”.
2. Bajada de tubing de 2 7/8”.
3. Aplicación de compresión.
4. Bajada de tubing de 2 3/8” y luego aplicación de compresión, retirando sarta.
5. Bajada de sarta de velocidad de 2 7/8” y posterior aplicación de compresión, retirando sarta
6. Bajada de tubing de 2 3/8” y luego aplicación de compresión, dejando sarta.
7. Bajada de sarta de velocidad de 2 7/8” y posterior aplicación de compresión, dejando sarta.
8. Implementación simultánea de una sarta de tubing de 2 3/8" y compresión.
9. Implementación simultánea de tubing de 2 7/8” y compresión.

Se ha elaborado un flujo de caja mensual desde la fecha de la primera intervención propuesta en el PAD, tomando en cuenta las siguientes consideraciones:

- Compresión:
 - Inversión asociada a Facilities en batería para la instalación y montaje del compresor 91.666,67 USD por pozo.
 - Gasto mensual operativo por el funcionamiento del compresor (servicio de rental más personal afectado a operación y mantenimiento) 9.043,00 USD.
- Bajada de sarta:
 - Inversión destinada a la instalación de la sarta de tubing, incluyendo equipo de pulling, tubería, materiales a fines, enfermería, entre otros, de 284.507,00 USD para la sarta de 2 3/8” y un valor de 307.126,00 USD para el tubing de 2 7/8”. Por otro lado, para la sarta de coiled tubing de 2”, se consideró un gasto de 536.812,75 USD incluyendo sarta, equipo de coiled tubing y demás accesorios.
 - Intervención de pulling para retirar la sarta de velocidad 35.000,00 USD.

- Otros ítems:
 - Precio del gas establecido en 3.5 USD/MMBTU.
 - Precio del petróleo establecido en 59 USD/bbl.
 - Ingresos brutos sujetos al 3%.
 - Regalías establecidas en el 12%.
 - Tasa de retorno requerida del 13%.

Los resultados obtenidos para los distintos escenarios de los distintos pozos son los siguientes:

Pozo FAIN-1		
Casos	VAN	TIR
Tbg 2 3/8"	\$ 1,895,528.39	127%
Tbg 2 7/8"	\$ 2,109,299.22	139%
Compresión	\$ 1,603,685.15	393%
Tbg 2 3/8" primero más Compresión retirando sarta	\$ 1,990,158.06	127%
Tbg 2 7/8" primero más Compresión retirando sarta	\$ 2,244,109.25	139%
Tbg 2 3/8" primero más Compresión dejando sarta	\$ 1,958,570.67	127%
Tbg 2 7/8" primero más Compresión dejando sarta	\$ 2,225,880.88	139%
Comp y Tbg 2 3/8" en simultáneo	\$ 777,245.83	34%
Comp y Tbg 2 7/8" en simultáneo	\$ 920,077.95	37%

Tabla N°5. Resultados del análisis económico para el pozo FAIN-1.

Pozo FAIN-2		
Casos	VAN	TIR
Tbg 2 3/8"	\$ 2,153,148.76	137%
Tbg 2 7/8"	\$ 2,469,055.72	156%
Compresión	\$ 1,544,286.41	225%
Tbg 2 3/8" primero más Compresión retirando sarta	\$ 2,215,705.17	137%
Tbg 2 7/8" primero más Compresión retirando sarta	\$ 2,539,689.00	156%

Tbg 2 3/8" primero más Compresión dejando sarta	\$ 2,186,444.17	156%
Tbg 2 7/8" primero más Compresión dejando sarta	\$ 2,523,849.89	137%
Comp y Tbg 2 3/8" en simultáneo	\$ 952,669.24	58%
Comp y Tbg 2 7/8" en simultáneo	\$ 1,136,108.91	65%

Tabla N°6. Resultados del análisis económico para el pozo FAIN-2.

Pozo FAIN-3		
Casos	VAN	TIR
Tbg 2 3/8"	\$ 2,169,853.89	135%
Tbg 2 7/8"	\$ 2,441,630.46	148%
Compresión	\$ 1,413,336.19	314%
Tbg 2 3/8" primero más Compresión retirando sarta	\$ 2,196,645.87	135%
Tbg 2 7/8" primero más Compresión retirando sarta	\$ 2,473,082.31	148%
Tbg 2 3/8" primero más Compresión dejando sarta	\$ 2,186,291.35	135%
Tbg 2 7/8" primero más Compresión dejando sarta	\$ 2,467,864.39	148%
Comp y Tbg 2 3/8" en simultáneo	\$ 865,530.00	53%
Comp y Tbg 2 7/8" en simultáneo	\$ 996,409.82	57%

Tabla N°7. Resultados del análisis económico para el pozo FAIN-3.

Conclusión técnico-económica.

Después de un análisis técnico-económico, queda establecido que la **combinación de tubing de 2 7/8" más compresión sacando sarta** es la elección óptima, dado que proporciona el mayor VAN. Este resultado se fundamenta en una evaluación de factores clave, tales como eficiencia operativa, costos de inversión y mantenimiento, así como la compatibilidad con los objetivos estratégicos en la extracción del hidrocarburo en el menor tiempo posible. Al seleccionar esta combinación, se busca maximizar su rendimiento, minimizar los gastos y garantizar una inversión sólida con la mejor rentabilidad al corto y mediano plazo.

8. Evaluación general para aplicar espumígenos.

El análisis de la aplicación de espumígenos como alternativa para mejorar la producción de pozos de gas con carga de líquidos es un tema de gran complejidad. Requiere un

análisis químico exhaustivo para determinar el tipo de espumígeno más adecuado para este PAD, el cual produce tanto gas como condensados. Además, se debe considerar la selección del capilar que pueda resistir las tensiones y presiones a las que estará expuesto, aspectos que están fuera del alcance de este trabajo integrador.

A continuación, se procederá a abordar el caso de estudio de la siguiente manera:

1. Información del estudio solicitado a una compañía de servicio especializada en espumantes.
2. Análisis previos que se requieren para aplicar esta técnica en campo.
 - 2.1 Selección de los pozos a aplicar.
 - 2.2 Selección de espumantes.
 - 2.3 Selección de capilar.
 - 2.4 Selección de profundidad máxima.
 - 2.5 Selección del equipo a realizar la instalación.
3. Simulaciones realizadas en Prosper con la aplicación de espumantes teniendo en cuenta la Turner Flag.

Se considera que dicha intervención será de manera continua, a través de un capilar que se utiliza como medio conductor del producto químico, desde la superficie hacia la zona problema, en pozos que no tengan ningún sistema de extracción artificial mecánico. Éste queda colgado y empaquetado en boca de pozo, con una válvula de inyección química ajustada, que proveerá la dosificación del producto seleccionado, con el objetivo de permitir la descarga de líquidos acumulados en fondo de pozo para estabilizar la producción.

1. Información del estudio solicitado a una compañía de servicio especializada en espumantes.

Como se mencionó anteriormente, este tema requiere de un minucioso análisis, tal que, la empresa operadora contrató a una compañía de servicio (cía de servicio) para que lo realizara. La operadora brindó datos necesarios como: historial de producción, presiones, temperaturas, diagramas de pozos, muestras de agua y condensados representativas, entre otros, con lo cual, la compañía de servicio efectuó un análisis y determinó la probabilidad de aplicación de espumantes vía capilar y tipo de producto químico.

Para llevar a cabo dicho análisis, la cía de servicio empleó programas específicos y realizaron un cálculo que aproximadamente determinó la capacidad de recuperación de los pozos pertinentes. Asimismo, llevaron a cabo análisis de laboratorio específicos para determinar el tipo de espumante más adecuado y su dosificación inicial aproximada. Las dosis diarias se ajustan según las variables que puedan surgir tanto en el pozo como en su circuito productivo.

El informe elaborado por la compañía de servicios proporcionó otros datos específicos, como, la recomendación de tubing capilar, la profundidad de instalación requerida (basada en los diagramas de pozo y en el cálculo del estiramiento del capilar según las condiciones de producción de los pozos), la calibración de la válvula de inyección y otras recomendaciones operativas.

Cabe aclarar que, en el presente desarrollo se realizará un seguimiento del proceso y un análisis simplificado, con el objetivo de obtener parámetros que cuantifiquen las posibles ganancias y ventajas derivadas de la aplicación de esta técnica, basándose en la información del informe técnico de la cía de servicio.

2. Análisis previos que se requieren para aplicar esta técnica en campo.

2.1. Selección de los pozos a aplicar.

La selección de los pozos es crítica para el éxito de la operación, debe tratarse de:

- Pozos surgentes
- Pozos que estén fluyendo por debajo o en el límite de las condiciones críticas
- Pozos con un corte de agua $\geq 50\%$ (Análisis sobre el histórico de producción)

Para el PAD seleccionado, al ser pozos de gas surgentes, sin sistema de extracción artificial mecánico y llegando a fluir por debajo de la velocidad crítica, observado en las simulaciones a medida que transcurre el tiempo, se considera que son casos propicios para aplicar dicha técnica.

Para verificar si los pozos están en condiciones de ser intervenidos se chequean datos de producción y se contempla el criterio de Turner para definir los caudales críticos. La información de base sería la siguiente:

Datos de producción

Parámetro	FAIN-1	FAIN-2	FAIN-3
------------------	---------------	---------------	---------------

Oficio (mm)	12.8	12.8	12.8
Qg (Mm3/d)	62	60	58
Líquido (m3/d)	10	9	9.5
Crudo (m3/d)	3.4	5	3.6
Agua (m3/d)	6.3	4	5.9
Corte de agua %	63%	44%	62%

Tabla N°8. Datos de producción de cada pozo.

Bajo las condiciones proporcionadas y empleando la ecuación de Turner debido a las presiones inferiores a 1000 psi en la cabeza del pozo, se determinó que el caudal crítico de gas es de 78 Mm3/d (2.77 MMscf/d), en contraste con el caudal de 87 Mm3/d calculado por la empresa de servicios a través de simulaciones. Esta misma empresa afirma que la aplicación de un agente espumante podría reducir este valor a 32 Mm3/d.

Cálculo de caudal crítico para presiones menores a 1000psi Turner.

$$Q_{t,condensado} = \frac{0.0676Pd_{ti}^2(45 - 0.0031P)^{1/4}}{(T + 460)Z(0.0031P)^{1/2}} = 2.77 \text{ [MMscf/d]} \quad (ec. 13)$$

Donde:

- T, es la temperatura de superficie [F]
- P, es la presión de superficie [psi]
- d_{ti} , es el diámetro interno de la tubería de producción [in]

Considerando:

- $T^\circ = 104 \text{ F}$
- $P = 964 \text{ psi}$
- $D = 3.826 \text{ in}$
- $Z = 0.9$

2.2 Selección de espumantes

Consideraciones para el criterio de elección de estos:

- Relación de condensados
- Calidad de espuma y tamaño de burbuja
- Sin emulsión

- Análisis completo de agua
- Prueba de fluidos de producción real
- Selección e incorporación de otros componentes

Análisis físicos-químicos:

- *Agente espumante*: para la selección de estos, el equipo empleado para el ensayo evaluó la formación de espuma en fluidos, analizando tiempo de vida y altura de formación. El principal parámetro para tener en cuenta es, la cantidad de líquido desalojado de la columna, hasta que la eliminación de carga líquida prácticamente se hace nula. Otros parámetros secundarios que se tuvieron en consideración son velocidad de formación de espuma, el tiempo de ruptura de esta al cortar la inyección de nitrógeno, y la calidad de las micelas formadas.
- *Fluidos del pozo*: el análisis fisicoquímico de estos dará a conocer parámetros importantes de medición que determinaran la necesidad de inclusión de un producto químico secundario para el control de problemas potenciales de corrosión, incrustación o de la presencia de gas H₂S y/o bacterias que puedan afectar el correcto tratamiento aplicado con el uso de espumantes.
 - Salinidad: es una de las variables más importantes a tomar en cuenta en la selección del producto químico y en la correcta selección de los materiales. Esta variable afectará la capacidad de formar espuma del producto químico seleccionado y además limitará (de acuerdo con los rangos de temperatura del pozo) las necesidades de materiales de aleaciones especiales para garantizar la integridad de este en el largo plazo.

2.3 Selección de Capilar

Consideraciones para el criterio de selección del tubing capilar.

- Presión parcial de H₂S y CO₂
- Cloruros
- Temperatura
- pH

Para esto, la compañía de servicios valiéndose de los resultados de laboratorio, de tablas y gráficos determinan el tipo de tubing capilar más apropiado para cada aplicación. Las características de este le otorgan propiedades mecánicas y físicas específicas para su uso

en cuanto a tensión de fluencia, tensión de rotura, módulo de elasticidad y otras propiedades que la convierten en material adecuado para una aplicación y/o instalación particular.

Para el PAD en cuestión tenemos la siguiente caracterización:

Cloruros (ppm)	pH	T de fondo (BHT) (°C)	CO ₂ (%molar)	H ₂ S (%molar)
100000	7	100	0,3	0

Tabla N°9. Caracterización del fluido del PAD.

Por lo cual, la cía de servicio luego de ingresar a los esquemas y analizar determinaron que, según la información de pH y concentración de iones cloruros, los pozos de este PAD se adaptan mejor al uso de una aleación de Dúplex 2205, teniendo en cuenta una inyección continua, y combinando espumante e inhibidor de corrosión.

- Tubing Capilar tipo Dúplex 2205: tiene una composición química dada principalmente por un 22% Cromo, 3% Molibdeno y 5-6% de Nickel, que le permite tener una alta resistencia a la corrosión, además de tener una alta dureza y excelente resistencia a los impactos. El tubing será de ¼” de diámetro externo con un espesor de pared de 0,035”, dándole el diámetro interior total de 0,18” por donde se realizará la inyección de producto químico.

OD capilar (in)	Espesor (in)	Material del Capilar	Resistencia a la tracción mín (psi)	Límite elástico mín (psi)	Presión de colapso (psi)	Factor de seguridad	Presión de rotura (psi)	Presión de trabajo de seguridad	Peso del capilar (Kg/10 ² m)	Capacidad del capilar (Gal/10 ² ft)	Well Depth (m)
0.25	0.035	DS S2205	90000	65000	10748	4	35000	6319	11.8	1.642	3000
		Inconel 625	120000	60000			46667	5833	12.8		

Tabla N°10. Datos técnicos del capilar tipo Dúplex 2205.

2.4 Selección de la profundidad máxima (alcance máximo de instalación de capilar).

Para seleccionar la profundidad de instalación del capilar se necesitó un análisis específico con un software externo que contemplara todos los esfuerzos a los que es sometido el material del capilar al bajarlo por el casing de 4 ½”, considerando que se trata de un pozo horizontal. Es por esto que, la empresa en cuestión es quién brindó el resultado en base a sus simulaciones, estableciendo que se puede alcanzar una profundidad máxima de instalación de 3200m con un capilar de ¼”x 0,035”, sin acercarse en ningún momento al 80% del límite elástico.

2.5 Selección del equipo a realizarla instalación:

Una vez definido que se llevará a cabo la intervención se necesitará la Unidad de Instalación Capilar, que consta de:

- Unidad montada en camión
- Cabina climatizada
- BOP hidráulica
- Bomba hidráulica
- Grúa de largo alcance
- Kit de lavado de pozo
- Sistema auxiliar de herramientas y aire

El Sistema Capilar se encuentra conformado por 3 partes fundamentales:

- Instalación de Fondo de Pozo o BHA: conformada básicamente por la Válvula de Inyección Capilar y el Capilar propiamente dicho.
- Instalación de Boca de Pozo: Dispositivo que permite mantener el capilar firme y sujeto, instalado en el pozo en cuestión. Colgador-Empaquetador (simple o doble Packoff), que brindan el sostén del capilar en el pozo y sello de la Instalación por directa, propiamente dicha.
- Instalación de Superficie: Constituido básicamente por el Kit de Dosificación

3. Análisis práctico de simulación en Prosper

Dadas las consideraciones anteriores, una evaluación completa e integral demanda un análisis más detallado, que incluye modelado matemático y estadístico, así como asistencia de laboratorio. Por ende, en este estudio se optará por una simulación práctica y simplificada en Prosper. El propósito es obtener una estimación del caudal de gas que podría generarse adicionalmente al emplear este enfoque, proporcionando así información relevante sobre una mejora en la producción.

Hipótesis simplificativa: se analizará para el método de dosificación continua, haciendo sensibilidad en el sistema para observar el comportamiento ante diferentes concentraciones de surfactante y no se contemplará variaciones de frecuencia de tiempo en la dosificación.

Se realizó una simulación en Prosper del sistema IPR + VLP para el período post aplicación de espumantes para comparar el caso base con los resultados de esta intervención. Para el pozo FAIN-1, el caso base arrojó la “Turner Flag” para el 1/05/2020 y la simulación mencionada se realizó para octubre de ese mismo año. A continuación, se muestran los resultados obtenidos.

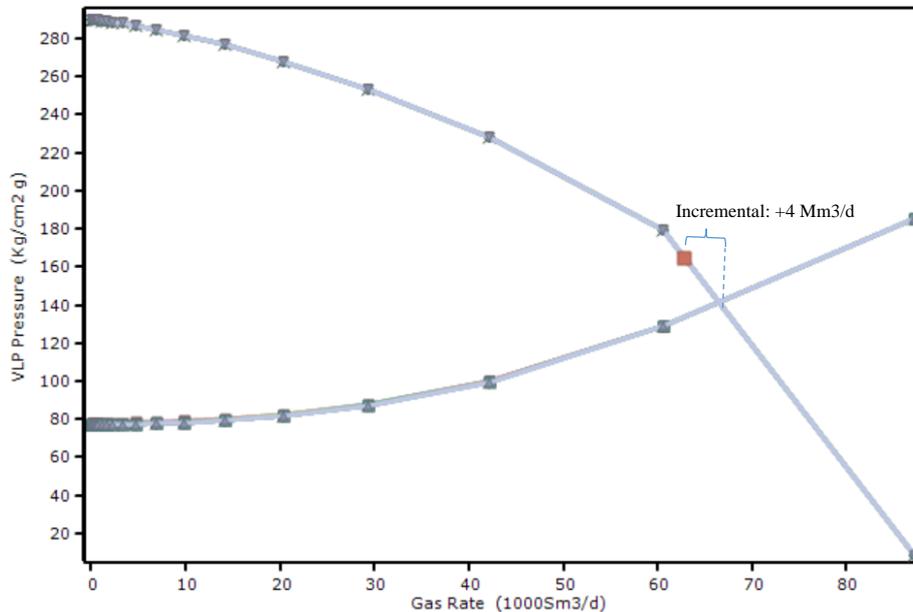


Figura N°56. IPR del pozo FAIN-1 con VLP de espumantes para distintas concentraciones y punto Test Data en referencia al caso base casing 4 ½”, periodo octubre 2020.

Aplicando sensibilidad al sistema, observamos que al aumentar la concentración del espumígeno se podría alcanzar una mayor tasa de aumento de producción, pero hasta un cierto punto, donde a partir del cual la curva comienza a quedar horizontal. Con la sensibilidad realizada de 0.02 a 0.5 en porcentaje de masas de surfactante no se observan grandes variaciones del caudal máximo de gas a obtener, siendo 0.25% un valor que podría ya asegurarnos el caudal máximo.

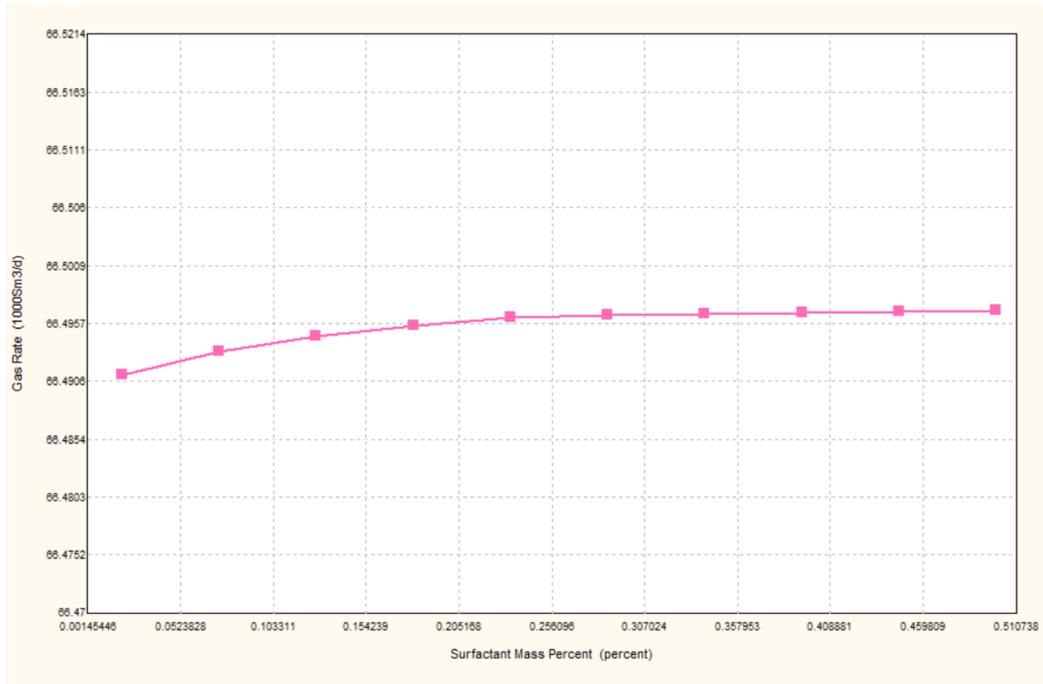


Figura N°57. Gráfico de sensibilidad del pozo FAIN-1, muestra porcentaje de masa de surfactante vs caudal de gas obtenido.

Extrapolando este análisis a los otros dos pozos del PAD nos queda la siguiente situación comparativa:

POZO/Producción	Qg caso base (1000m3/d)	Qg con espumantes (1000m3/d)	Incremental (1000m3/d)
FAIN-1	62	66	4
FAIN-2	60	67	7
FAIN-3	58	64	6

Tabla N°11. Producción generada por cada pozo en el caso de aplicar espumantes comparado con el caso base de casing de 4 ½”.

En la tabla se puede observar que, en promedio, al aplicar espumantes se puede obtener 5 Mm3/d de incremental, lo que es alrededor de un 6% demás en la producción versus el caso base de pozo surgente por casing.

Se considera que, para hacerlo extensivo en el tiempo, de forma representativa, se debería contar necesariamente con información de laboratorio y pruebas de campo, que nos brinden propiedades químicas y rango de caudales posibles de dosificación, sobre los cuales poder trabajar para obtener un caso óptimo. Además, el software utilizado tiene limitaciones en cuanto a la variación de los parámetros de interés para realizar la sensibilidad requerida. Es por lo que, el punto de análisis se fijó en evidenciar la diferencia de caudales de gas para la fecha de interés con respecto a los casos bases.

Como conclusión, para realizar un análisis económico detallado se debería contar con información de producción extendido en el tiempo y evaluar en este que tan conveniente es respecto a los otros casos. Sin embargo, operativamente representa un desafío, ya que, de no haber seleccionado adecuadamente la combinación de agente espumante-ruptor, puede llegar espuma hacia las baterías alterando el funcionamiento de varios de los dispositivos de medición de la misma. Es por esto que, la realización de estudios de laboratorio para la selección de los químicos es fundamental para el éxito del tratamiento y, además, se debe contemplar que en campo se requerirá de un tiempo de aprendizaje para hallar la dosis que optimice el caso.

9. Conclusiones Generales

En resumen, los diferentes escenarios propuestos para abordar la problemática de carga de líquidos en pozos de gas han proporcionado una comprensión más profunda sobre el tema. A través de un análisis técnico-económico detallado, se ha determinado que la mejor estrategia para optimizar la producción de gas del PAD en estudio es la combinación de tubing de 2 7/8" más compresión sacando sarta, dado que proporciona el mayor VAN.

Sin embargo, es importante aclarar nuevamente que este estudio presentó ciertas limitaciones, como la viabilidad de emplear espumantes para toda la vida productiva del pozo. Esto requiere de un análisis químico más complejo para determinar el tipo de espumígeno y la dosificación exacta a aplicar en este tipo de PAD, que demanda una investigación más profunda y detallada, lo cual se reconoce como una oportunidad para futuros estudios independientes.

Bibliografía

Petroleum Engineering, Principles and Practice - J.S Archer & C.G.Wall, 1986.

Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos - Magdalena Paris de Ferrer, 2010.

Nota técnica de Análisis nodal hirschfeldt, 2009.

Flow-Regime-Based Inflow-Performance Relationship of Unconventional Fractured Reservoirs, Paper SPE-198910-pa - Salam Al-Rbeawi, 2020.

Analytical Model for Unconventional Multifractured Composite Systems, Paper SPE-162516-pa - Ekaterina Stalgorova y Louis Mattar, 2013.

Gas Well Deliquification - James F. Lea, Henry V. Nickens y Mike R. Wells, Second edition 2008.

Manual Técnico para Sistemas Artificiales y métodos de producción aplicado para pozos de gas - Artificial Lift Systems, Schlumberger, año 2015.

Reservoir Engineering Handbook - Tarek Ahmed, 4 edition 2010.

Fundamentos de Produccion y Mantenimiento de Pozos Petroleros - T.E.W Nind, 2010.

Turner, R.G., Hubbard, M.G. and Dukler, A.E. (1969) Analysis and Prediction of Minimum Flow Rate for the Continuous Removal of Liquids from Gas Wells. JPT, 11, 75-82.

THE TECHNOLOGY OF ARTIFICIAL LIFT METHODS Vol. 1,2 - Kermit Brown, 1977.

Deliquification Basics 3rd European Conference on Gas Well Deliquification 2008.

Manual Técnico para Sistemas Artificiales y Métodos de producción aplicado para Pozos de Gas Schlumberger.

Opciones para retirar el fluido acumulado y mejorar el flujo en los pozos productores de gas Environmental Protection Agency