

Proyecto integrador profesional

“Simulación de carga líquida y posibles soluciones en pozos de gas No Convencional monobore”



ALUMNO
AGUILERA, DAVID BENJAMIN

TUTOR
STILLGER, ALEXIS

CO-TUTOR
GONZALEZ, ESTEBAN LUIS

Resumen

Como bien se sabe, la producción de gas en muchas instancias trae asociada la producción de líquidos, ya sea agua, condensado, o ambos, los cuales deben ser transportados por el gas hasta superficie.

Mientras la energía del reservorio sea suficientemente alta, la corriente de gas arrastrará los líquidos sin problemas, sin embargo, cuando ésta empieza a declinar, éstos no pueden ser arrastrados y empiezan a acumularse en el fondo del pozo generando problemas de producción como ahogues, producción intermitente, merma en la producción, etc., a ésta problemática se la denomina *Carga Líquida*. Este fenómeno puede prevenirse o mitigarse mediante distintas técnicas estudiadas a lo largo del tiempo, como, por ejemplo, espumantes, sarta de velocidad, compresión en superficie, entre otros. Cada una de estas posee sus ventajas y características, tanto técnicas como económicas, por lo que es importante realizar un estudio previo para poder elegir la que asegure mejor performance en cada pozo en particular.

Nuestro desafío en este trabajo es poder simular esta problemática, entender sus efectos y poder definir acciones para poder prevenirlos o mitigarlos. Para ello, usaremos el caso real de un pozo de gas no convencional multifracturado que produce desde la Formación Vaca Muerta, del cual disponemos la información necesaria para su análisis, tal como historia de producción, equipamiento de fondo y superficie, gradientes, etc; y en el cual hemos podido evidenciar el fenómeno de carga líquida. A su vez usaremos los softwares de *Petroleum Expert: MBAL, GAP y PROSPER* en su versión 8.5 que es la que tenemos a disposición, en los que crearemos un *modelo integrado de producción* que abarca reservorio, pozo y superficie.

Asimismo, con este modelo simularemos el efecto que tendría realizar una bajada de sarta de velocidad y colocar compresión en superficie, como posibles alternativas de solución a este fenómeno.

Finalmente concluiremos en base a todo el estudio, cual es el grado de acierto del modelo simulado, qué técnica es la que mejor se adaptaría a este pozo y proponer algunas mejoras que podrían aplicarse para realizar pronósticos más precisos.

Palabras clave: carga líquida, modelo integrado, simulación, sarta de velocidad, compresión.

Abstract

As is well known, gas production in many instances is associated with the production of liquids, whether water, condensate, or both, which must be transported by the gas to the surface.

As long as the energy of the reservoir is high enough, the gas flow will carry the liquids without problems, however, when it begins to decline, they cannot be carried away and begin to accumulate at the bottom of the well, generating production problems such well drowning, intermittent production, reduction in production, etc. This problem is called Liquid Load. This phenomenon can be prevented or mitigated through different techniques studied over time, such as foaming agents, tubing string, surface compression, among others. Each of these has its advantages and characteristics, both technical and economic, so it is important to carry out a prior study to be able to choose the one that ensures the best performance.

Our challenge in this work is to be able to simulate this problem, understand its effects and be able to define actions to prevent or mitigate them. For this, we will use the real case of a multifractured unconventional gas well that is produced from the Vaca Muerta formation, for which we have the necessary information for its analysis, such as production history, bottom and surface equipment, gradients, etc.; and in which we have been able to demonstrate the effect of liquid load. At the same time, we will use the Petroleum Expert software: MBAL, GAP and PROSPER in version 8.5, which is the one we have available, in which we will create an integrated production model that covers the reservoir, well and surface.

Likewise, with this model we will simulate the effect that a speed reduction and placing compression on the surface would have to do, as possible alternative solutions to this phenomenon.

Finally, based on the entire study, we will conclude what is the degree of accuracy of the simulated model, which technique would best adapt to this well and propose some improvements that could be applied to make more accurate forecasts.

Key words: liquid loading, integrated model, simulation, velocity string, compression.

Agradecimientos

“Agradezco a mis padres y a mi familia por estar siempre y apoyarme para poder cumplir con este objetivo. Agradezco a mis tutores Alexis Stillger y Esteban Gonzalez por brindarme su sabiduría y predisposición en este estudio. Finalmente agradezco infinitamente a toda la comunidad Universitaria que hace posible una educación gratuita y de calidad”.

Dedicado a mi queridísimo amigo Jacinto

Contenido

CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN Y OBJETIVOS	3
1.1-INTRODUCCIÓN.....	3
1.2- OBJETIVOS	4
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO.....	5
2.1-CARACTERÍSTICAS GENERALES Y TÉCNICAS DEL POZO EN ESTUDIO	5
2.2- CLASIFICACIÓN DEL RESERVORIO.....	7
2.3-CARGA LÍQUIDA	9
2.3.1 <i>Velocidad crítica</i>	10
2.3.2 <i>Modelo de Coleman</i>	10
2-3-3 <i>Técnicas de artificial lift</i>	13
2.3.3.1- <i>Sarta de velocidad</i>	13
2.3.3.2- <i>Compresión</i>	13
2.4 MODELO INTEGRADO DE PRODUCCIÓN	14
2.4.1 <i>Modelo de Reservoirio (Mbal)</i>	15
2.4.1.1 <i>Inestabilidad productiva</i>	15
2.4.1.2 <i>Cálculo</i>	16
2.4.2 <i>Modelo de pozo (Prosper)</i>	16
2.4.2.1 <i>IPR Transiente</i>	17
2.4.2.2 <i>VLP</i>	18
2.4.2.3 <i>Modelo Black Oil</i>	20
2.4.3 <i>Modelo de superficie (Gap)</i>	20
2.4.3.1 <i>Método de cálculo</i>	20
2.4.3.1 <i>Flujo estable e inestable</i>	22
CAPÍTULO III: CREACIÓN DEL MODELO INTEGRADO	24
3.1 MODELO DE POZO (PROSPER)	24
3.1.1 <i>Resumen del sistema y datos PVT</i>	24
3.1.2 <i>Equipamiento del pozo</i>	25
3.1.3 <i>Gradient matching</i>	27
3.1.4 <i>BHP from WHP</i>	29
3.2 MODELO DE RESERVORIO (MBAL)	30
3.2.1 <i>Well Input Data</i>	30

3.2.2- <i>History Matching</i>	32
3.3 MODELO DE GAP	34
3.3.1 <i>Red de superficie</i>	34
3.3.2 <i>Schedule</i>	34
3.3.4 <i>Conexión de modelos</i>	36
3.4 PREDICCIÓN.....	38
CAPÍTULO IV: ANÁLISIS DE CARGA LÍQUIDA	40
4.1 EVIDENCIA DE CARGA LÍQUIDA	40
4.2 SIMULACIÓN CARGA LÍQUIDA	43
4.3 SIMULACIÓN SARTA DE VELOCIDAD	45
4.4 SIMULACIÓN DE POZO CON COMPRESOR EN SUPERFICIE	47
4.5 COMPARACIÓN	48
CAPÍTULO V: RESUMEN Y CONCLUSIONES.....	49
5.1 RESUMEN	49
5.2 CONCLUSIONES	50
6.3 MEJORAS	51
6.3.1 <i>Modelo Pd(Td)</i>	51
6.3.2 <i>Análisis económico</i>	51

CAPÍTULO I: Introducción y objetivos

1.1-Introducción

En un mundo donde siempre existe una creciente demanda de energía, tanto la producción continua como el aumento de la misma son un tema preponderante en las compañías. Particularmente, cuando consideramos la producción de gas natural debemos prestar atención a algunos problemas que podrían darse en algún punto de la vida productiva del pozo, y que ponen en riesgo estas premisas. Uno de ellos es la carga líquida.

El término carga líquida hace referencia al fenómeno de acumulación de líquido en el fondo del pozo, ya sea en el casing o en el tubing, y es uno de los problemas más severos que se pueden encontrar en los pozos maduros de gas.

Prácticamente todos los pozos productores de gas, producen simultáneamente líquido de algún tipo, ya sea agua, hidrocarburo o una mezcla de estos. Si la presión del reservorio es elevada, en general al comienzo de la producción, el gas tendrá una velocidad suficientemente alta para acarrear el líquido hacia la superficie, en forma de niebla.

Sin embargo, a medida que pasa el tiempo, la presión del reservorio empieza a disminuir, lo que trae como consecuencia también una disminución en la velocidad del gas, la cual llega un momento que cae por debajo de su valor crítico. El valor crítico se define como la velocidad a la cual la gota de líquido queda suspendida en el flujo vertical debido a que el flujo de arrastre es igual a la fuerza de gravedad. Cuando esta reducción de velocidad se cumple la gota de líquido ya no puede ser levantada desde el pozo y el líquido empieza a acumularse en el fondo del mismo hasta que la presión hidrostática comienza a ser tan grande que el flujo cesa completamente.

Para superar el problema de carga líquida y extender la vida productiva del pozo existen diversos tipos de técnicas, los cuales pueden ser mecánicos o químicos, gas lift, plunger lift, sarta de velocidad, inyección de espumantes, compresión en superficie, etc.

1.2- Objetivos

El objetivo principal de este trabajo es poder dar solución a los problemas de carga líquida que se evidencian en un pozo de gas no convencional ubicado en la cuenca Neuquina.

Para cumplir con este objetivo proponemos ejecutar las siguientes acciones:

- 1) Elaborar un diagnóstico del pozo en estudio para evidenciar los problemas de carga líquida.
- 2) Crear un modelo integrado de producción que abarque *reservorio, pozo y superficie*.
- 3) Simular el pozo en estudio y calibrar el modelo.
- 4) Proponer técnicas para solucionar/mitigar el problema de carga líquida, pronosticar los resultados de cada una de ellas.
- 5) Concluir en base a todo el estudio, qué técnica sería la que mejor se adapta a este pozo, informando ventajas/desventajas.

CAPÍTULO II: Marco teórico

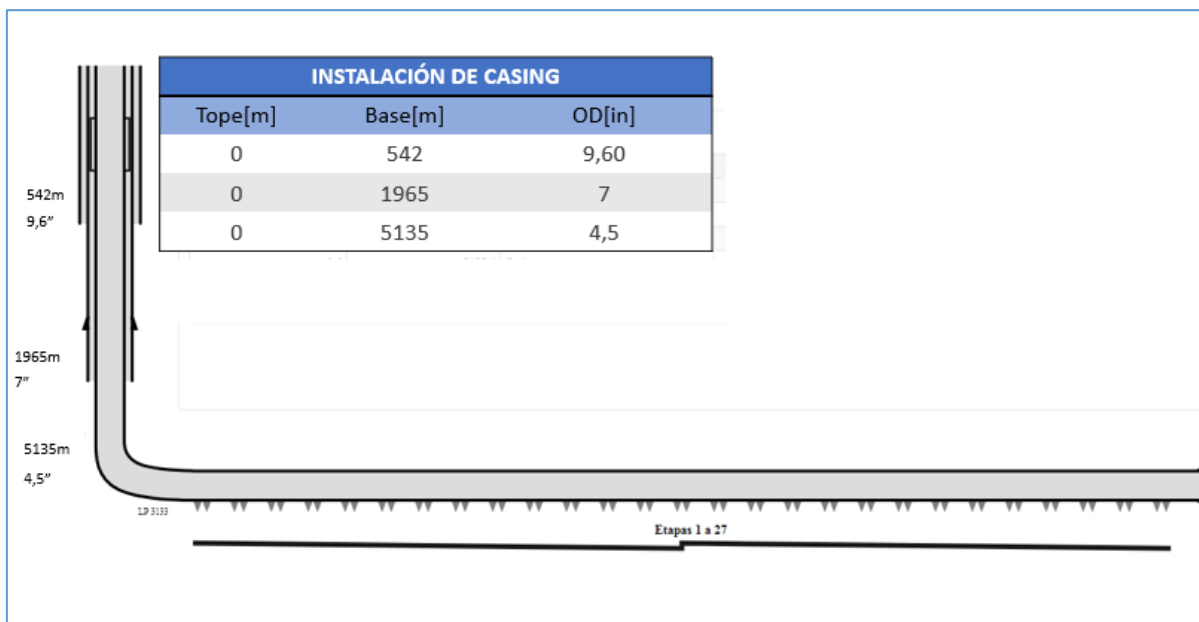
2.1- Características generales y técnicas del Pozo en estudio

El pozo a analizar se encuentra en uno de los yacimientos de gas no convencional más grandes del país, con una extensión de 243 km² dentro de la Cuenca Neuquina. Este yacimiento cuenta con más de 100 pozos activos que producen gas y condensado desde la Formación Vaca Muerta y ha tenido picos de producción de hasta 20 MMm³/d, consolidándose a nivel país como el yacimiento de gas no convencional que más gas aporta en porcentaje.

Desde el punto de vista de la perforación y equipamiento de fondo, como se observa en la Figura 1, este pozo posee una profundidad promedio de 3100 m y cuenta con una rama horizontal de 2000 m aproximadamente. Su kick off point (md) se encuentra a los 2670 m, y su landing point a los 3133 m (md).

Figura 1

Equipamiento de fondo de pozo



Nota. Adaptado de software *Well-Expert*, Infoil S.A.

El casing de superficie alcanza los 543 m con un diámetro de 9" $\frac{5}{8}$, seguido de un casing de intermedia hasta los 1965 m, finalizando con un casing de producción de 4,5"; 13.5 lb/ft, desde el cual produce en la actualidad.

En términos de la estimulación hidráulica posee 27 etapas de fractura, realizadas con el método plug & perf, actualmente la aplicación más utilizada en completaciones de pozos horizontales que requieren fracturación hidráulica multietapa.

En superficie comparte el PAD con otros 3 pozos de características similares, y en cabeza de pozo está equipado con un arreglo de válvulas de presión de trabajo hasta 10000 psi; ellas son maestra y sobremaestra, de producción y de maniobra. Aguas abajo, cada uno posee un orificio en boca de pozo.

Figura 2

Equipamiento de boca de pozo



El pozo en estudio en lo que respecta a la producción, arranca su actividad a principios del 2018, la cual está dividida en una fase de limpieza de pozo y ensayo de pozo llamada *well testing*, en donde principalmente se produce gran cantidad de agua y arena proveniente de las fracturas, la cual dura aproximadamente entre 4 y 6 meses dependiendo el pozo. Una vez que la limpieza está hecha, el pozo pasa a fase de *producción* propiamente dicha, en donde las cantidades de gas son bastante mayores y las de agua menores, ya que el pozo empieza a producir el fluido que pertenece a la formación. Arranca aproximadamente con un caudal de gas de 450 Mm³/d y una presión en boca de 6500 psi. Es importante mencionar que la producción solo es medida en la etapa de limpieza, una vez que entra en producción se calcula en base a los datos de orificio, presión de boca y de línea.

La rampa de orificios arranca en 4mm y va aumentando progresivamente a 4.7; 6.4; 7.1; 7.9; 9.5; 10.3 y termina estabilizándose en 11.1; 11.9 o 12.7, aunque estos valores pueden ser variables en función a la necesidad de venta del campo.

2.2- Clasificación del Reservorio

Es primordial enmarcar a nuestro pozo en cuanto al tipo y características del reservorio al cual pertenece, que como bien sabemos es del tipo “*no convencional*”.

Cuando hablamos de reservorios no convencionales, podríamos decir que son aquellos en donde el hidrocarburo permanece en la roca que los generó, es decir, la roca generadora y la roca reservorio, en estos casos, es la misma. Esta situación se da como resultado de la muy baja permeabilidad que presenta la roca generadora, lo que impide que se produzca el proceso de migración primaria. (IAPG, s.f.)

En cuanto a la clasificación, según Ahmed (2006), una de las formas de hacerlo es de acuerdo a su comportamiento de fase, la cual es determinada por la ubicación de la presión y temperatura inicial del mismo en un diagrama de fases P-T. Aquí, podemos hacer una primera distinción entre reservorios de petróleo y de gas. En general, si la temperatura del reservorio es menor a la temperatura crítica del fluido, el reservorio es clasificado como de petróleo, donde luego se puede subclasificar como de petróleo *subsaturado*, *saturado* o *de dos fases*.

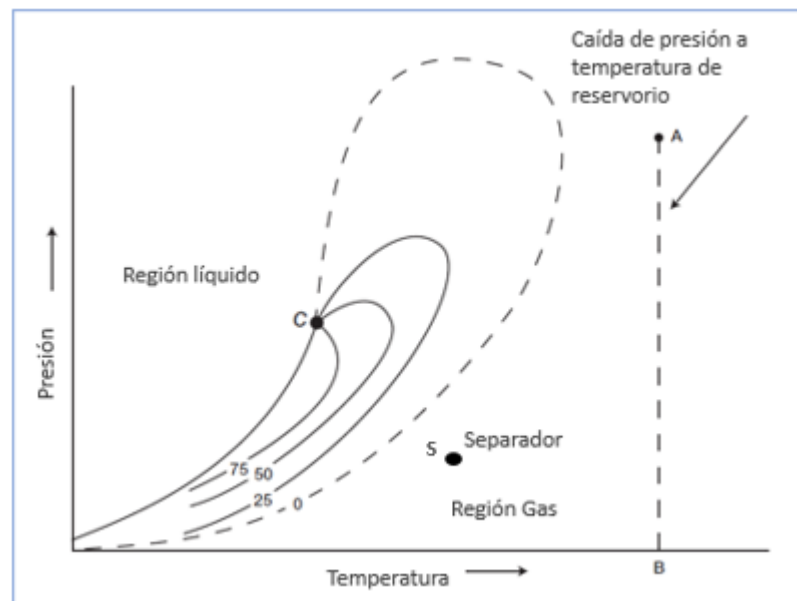
Por otro lado, si la temperatura está por encima de la temperatura crítica, el reservorio se clasifica como de gas natural.

Para el presente trabajo, en vista del yacimiento en estudio, nos enfocaremos en dos tipos de reservorios de gas: *gas seco* y *gas y condensado* o *gas húmedo*, a los que denominaremos simplemente como *pozo de gas*.

Llamamos de gas seco cuando la mezcla de hidrocarburos existe como gas, tanto en el reservorio como en las facilidades de superficie, y donde el único líquido producido asociado al gas es el agua. En la Figura 3 podemos observar el diagrama P-T típico de un reservorio de este tipo. Aquí, en la evolución desde el punto A al punto B, es decir en el reservorio, el fluido permanece en estado gaseoso. De igual manera, la evolución desde el punto A al punto S, es decir desde el reservorio al separador en superficie, también se mantiene en estado gaseoso.

Figura 3

Diagrama P-T pozo de Gas seco



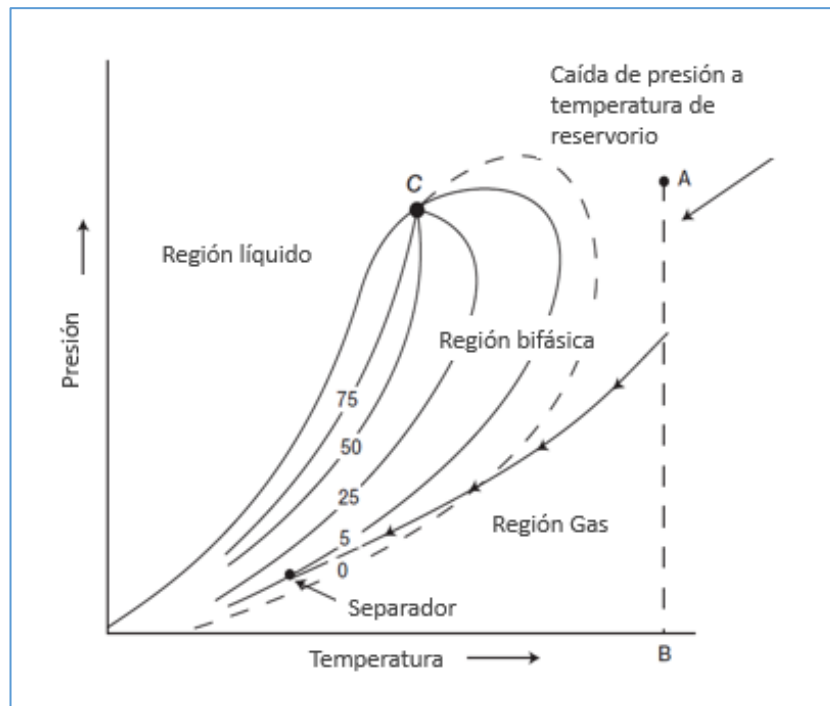
Nota. Adaptado de *Reservoir Engineer Handbook* (p.15), por Tarek Ahmed, 2006, editorial Elsevier.

Por su parte, los reservorios de gas húmedo, al cual pertenece nuestro caso en estudio, se caracterizan por poseer algunos componentes de hidrocarburos más pesados que pueden

condensar en superficie debido a las condiciones de temperatura y presión. Tal como se muestra en la Figura 4, el fluido en reservorio se mantendrá siempre en la región de gas, sin embargo, a medida que es producido hacia la superficie, la presión y la temperatura disminuyen, lo que hace que el gas entre en la región de dos fases y, por lo tanto, condense líquido. (Ahmed, 2006)

Figura 4

Diagrama P-T pozo de Gas húmedo



Nota. Adaptado de *Reservoir Engineer Handbook* (p.14), por Tarek Ahmed, 2006, editorial Elsevier.

2.3-Carga líquida

Según Lea et al. (2003), la carga líquida es un fenómeno que puede darse en pozos de gas cuya producción trae asociada la producción de líquidos, ya sea agua, condensado, o ambos, y que no pueden ser transportados por la energía natural del reservorio hasta superficie, provocando así una acumulación de líquidos en el fondo del pozo. Esto se da en el momento en el que la velocidad del gas cae por debajo de su valor *crítico*, punto donde la corriente de

gas es incapaz de acarrear los líquidos hasta superficie, y es en donde asumimos que podemos estar bajo la influencia de esta problemática.

Para evitar pérdidas de producción y posibles daños al yacimiento es de vital importancia que los efectos causados por la carga de líquido se detecten lo más temprano posible.

2.3.1 Velocidad crítica

En la descripción del fenómeno de *carga líquida*, mencionamos que, si la velocidad del gas en la tubería es suficientemente alta, la corriente de gas será capaz de acarrear líquidos hasta superficie. De manera opuesta, si esta no es lo suficientemente elevada, los líquidos presentes en la tubería no podrán ser acarreados y serán acumulados en el fondo del pozo. Esto nos hace suponer que existe un “*valor crítico*” de velocidad el cual define la ocurrencia o no del fenómeno de carga líquida. A causa de lo anterior, podemos definir a la velocidad crítica como la velocidad a la cual la gota de líquido queda suspendida en el flujo vertical, esto se debe a que la fuerza de arrastre es igual a la fuerza de gravedad. (Lea et al., 2003)

Si bien existen distintas publicaciones de métodos orientados a determinar la velocidad crítica, ahondaremos en el que mejor se ajusta al pozo en estudio, éste es el “*Modelo de Coleman*”.

2.3.2 Modelo de Coleman

El modelo de Coleman et al. (1991), representa una modificación del modelo de Turner et al. (1968), el cual propuso dos modelos físicos para remover el líquido en pozos de gas:

- 1) Modelo en el cual se forma una película de líquido en las paredes de la tubería de producción del pozo
- 2) Modelo de gota de líquido arrastrada por la corriente del gas.

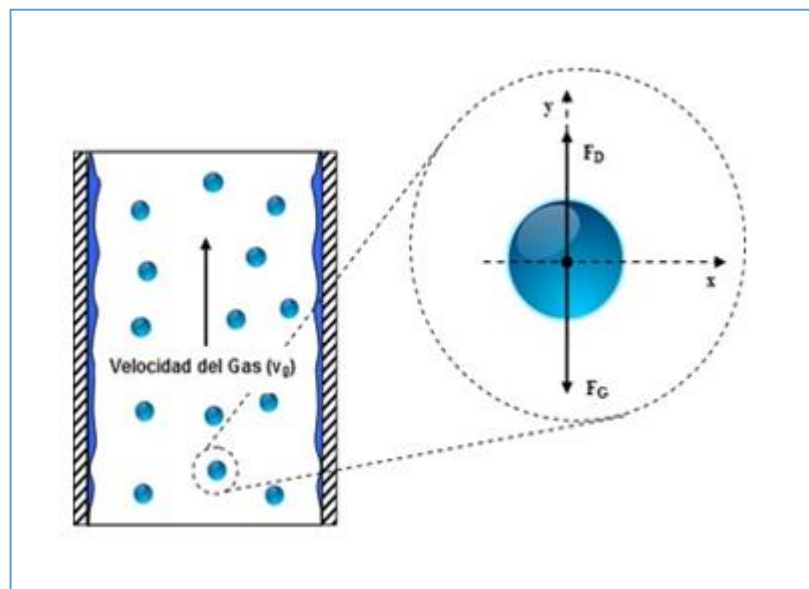
A pesar de la propuesta de dos modelos, luego de analizar una importante cantidad de casos reales, Turner et al. concluyeron que el modelo de gota de líquido es el que mejor predice el comportamiento de acumulación de líquidos y es el mecanismo que gobierna este fenómeno.

Modelo de gota de líquido:

Este modelo contempla las fuerzas que actúan sobre una gota esférica que está inmersa en la corriente de gas. Como se observa en la Figura 5, las fuerzas intervinientes en la gota son: la fuerza de arrastre F_d ejercida por la corriente de gas ascendente y la fuerza de gravedad F_g debido al peso de la misma. Cabe destacar que también actúa la fuerza de empuje sobre la gota; aunque ésta última no fue tomada en cuenta por los autores.

Figura 5

Modelo de gota de líquido inmersa en la corriente de gas



Nota. Adaptado de *Analysis and Prediction of Minimum Flow Rate for Continuous Removal of Liquids from Gas Wells*, Turner et.al, 1968, SPE.

Cuando la fuerza de arrastre iguala a la fuerza de gravedad, la velocidad del gas se encuentra en “*velocidad crítica*”, instante en el que teóricamente la gota no se mueve ni para arriba ni para abajo, quedando suspendida en la corriente de gas.

El modelo de Turner et al. comprende dos correlaciones desarrolladas, una para el transporte de agua y otra para condensado, y fueron evaluadas ante una gran cantidad de datos reales de pozos cuyas presiones de superficie superaban los 1000 psi. A partir de este análisis,

se observó que las ecuaciones deducidas subestimaban la velocidad crítica para los datos analizados. Por esta razón, para ajustar mejor a los datos reales medidos debieron aplicar un factor de corrección del 20% a sus ecuaciones teóricas.

Coleman et al, por su parte, utilizaron las mismas ecuaciones deducidas por Turner et al., pero en pozos de menor presión de boca, (menor a 1000 psi). Sin embargo, introdujeron una modificación al observar que estas ajustaban a los datos medidos sin aplicar el factor de corrección de 1.2.

En conclusión, las correlaciones de Coleman et al. son exactamente iguales a las originalmente obtenidas por Turner et al, es decir, sin aplicar el factor de ajuste de 1.2, ellas son, para velocidad crítica y caudal crítico respectivamente:

$$V_{t,condensado} = 3.369 * \frac{\sqrt[4]{(45-0.0031P)}}{\sqrt{0.0031P}} \quad [\text{Ec.1}]$$

$$V_{t,agua} = 4.43 * \frac{\sqrt[4]{(67-0.00279P)}}{\sqrt{0.0031P}} \quad [\text{Ec.2}]$$

donde:

$V_{t,condensado}$ = Velocidad crítica para condensado [ft/s]

$V_{t,agua}$ = Velocidad crítica para agua [ft/s]

P= presión [psi]

$$Qt, cond \left[\frac{MMscf}{D} \right] = \frac{0.0563Pd_{ti}^2(45-0.0031P)^{1/4}}{(T+460)Z(0.0031P)^{1/2}} \quad [\text{Ec.3}]$$

$$Qt, w \left[\frac{MMscf}{D} \right] = \frac{0.0742Pd_{ti}^2(67-0.0031P)^{1/4}}{(T+460)Z(0.0031P)^{1/2}} \quad [\text{Ec.4}]$$

donde:

$Q_{t,condensado}$ = Caudal crítico para condensado [MMscf/d]

$Q_{t,agua}$ = Caudal crítico para agua [MMscf/d]

P = presión [psi]

D_{ti} = diámetro interno de tubería [pulgadas]

Z = factor de compresibilidad del gas

T = temperatura [°F]

2-3-3 Técnicas de artificial lift

2.3.3.1- Sarta de velocidad

Tal como explica Lea (2003), cuando hablamos del fenómeno de carga líquida, el diámetro de la tubería de producción es un parámetro muy importante ya que influye en la velocidad de la corriente de gas, en otras palabras, nos va a determinar qué tan bien y por cuánto tiempo la tubería de producción podrá producir el pozo sin sufrir ahogues importantes. La razón para instalar una sarta de velocidad es la de reducir el área de flujo, lo que generaría un incremento en la velocidad del gas para un determinado caudal y como consecuencia la capacidad de levantar los líquidos del pozo y la tubería. Esto podemos visualizarlo a través de la Ec.3, en donde una disminución del diámetro interno de la tubería nos haría bajar el caudal crítico necesario para levantar el líquido. Además, en general, una velocidad más alta reduce el hold-up de líquido (% de volumen de líquido por unidad de volumen en tubería) y reduce la presión de fondo fluyente debido al peso de los fluidos en la tubería. El concepto básico para el diseño de la sarta es elegir una con un diámetro lo suficientemente grande para que no se genere una fricción excesiva y lo suficientemente pequeño para restaurar la producción del pozo por el mayor tiempo posible.

2.3.3.2- Compresión

En pozos con problemas de carga líquida, la instalación de compresores en superficie tiene como objetivo principal disminuir el impacto en la producción que genera este fenómeno, extendiendo así la vida útil de ellos.

Esto se genera reduciendo la presión de la tubería en cabeza, lo que tiene dos efectos favorables para la carga líquida, uno es la disminución de la presión de fondo fluyente, lo que provoca un aumento de la producción y la velocidad del gas a través de la tubería; y el otro es que la velocidad crítica necesaria para levantar los fluidos desciende debido a la baja presión de fondo. Como resultado generamos que el flujo del pozo se mantenga por encima de la velocidad crítica de gas y en consecuencia aumente la recuperación de reservas en pozos que están con problemas de carga líquida.

A su vez, disminuir la presión en cabeza resulta en una estabilidad de la producción del pozo y de las fluctuaciones de presión que sufre el pozo bajo la acción del fenómeno.

Por otra parte, como la velocidad crítica es directamente proporcional a la presión en superficie, las instalaciones de compresión se pueden dimensionar en función del cálculo de la velocidad crítica, por ejemplo, para una determinada presión de superficie que pueda mantener la velocidad de producción en algún porcentaje por encima de la velocidad crítica mínima. Además, con estimaciones acerca de la declinación del reservorio, el tamaño de la instalación se puede optimizar para producir la mayor cantidad de gas en el período más largo.

Los compresores además están diseñados para que tengan un consumo bajo de combustible y costos operativos mínimos, además de tener la capacidad de ser reubicados rápidamente a diferentes pozos, lo que permite maximizar el beneficio de esta tecnología, rotando los compresores a pozos candidatos de compresión en un mismo campo. (Lea et al., 2003)

2.4 Modelo integrado de Producción

El modelo integrado de producción tiene por objetivo principal poder pronosticar con la mejor precisión posible el comportamiento del pozo ante distintos escenarios que puedan surgir durante su vida productiva. En nuestro contexto, para el caso en estudio, estos escenarios van desde el cambio en el manejo del choke en superficie, hasta las aperturas y cierres que haya tenido el pozo, pasando por los cambios en el gradiente de presión en la tubería y terminando en las posibles soluciones propuestas: bajada de sarta de velocidad y compresión en superficie. Para alcanzar este propósito utilizaremos los softwares Mbal, Prosper y Gap, en su versión 8.5, desarrollados por la compañía Petroleum Expert (2010). Para su

funcionamiento, será necesario dotarlos de toda la información necesaria y se armarán 3 modelos por separado, cada uno con sus características particulares que luego trabajarán en conjunto para poder obtener las simulaciones deseadas, ellos son: *modelo de reservorio*, *modelo de pozo* y *modelo de superficie*.

2.4.1 Modelo de Reservorio (Mbal)

Como se explica en el manual del software Mbal (2010), el modelo de reservorio tiene como finalidad poder obtener la permeabilidad y área de drenaje del reservorio.

Mbal, dentro de sus características, nos provee una herramienta para poder simular un pozo vertical fracturado tipo “*tight*”, que es el que más se acerca al tipo de pozo en estudio. En este punto debemos prestar atención a ciertas premisas relacionadas a las características propias del reservorio.

Se sabe comúnmente que el método de balance de materiales solo es válido cuando el reservorio se ha desarrollado completamente en un estado pseudoestacionario, es decir cuando los efectos de frontera empiezan a tener influencia en el comportamiento de la presión a lo largo del mismo y se pueden estimar las presiones promedio de reservorio. Sin embargo, en los casos de reservorios no convencionales o *tight*, puede que el único régimen de flujo que se observe sea el *transiente*, en donde la respuesta de presión no se ve afectada por la presencia de los límites del mismo. Esto se da por una condición misma del reservorio en el cual la permeabilidad es extremadamente baja y provoca que las perturbaciones generadas nunca alcancen los límites del mismo. (Mbal User Manual, 2010)

En otras palabras, la suposición básica del balance de materia conducirá a errores en las estimaciones y para subsanar este inconveniente es que Mbal usa el modelo *tight*.

2.4.1.1 Inestabilidad productiva

En los reservorios no convencionales, a diferencia de los reservorios convencionales normalmente presurizados, la red compleja de fracturas generadas es afectada por la inestabilidad geomecánica provocada por la disminución de la presión de flujo. En otras palabras, la declinación de la presión de flujo (P_{wf}) en tiempos de producción, genera una disminución de las propiedades del reservorio tal como el SRV (volumen de reservorio

estimulado) y de las fracturas principales. Por el contrario, un incremento de ésta, dado por un cierre de la producción, tiende a revertir en parte el efecto geomecánico, dependiendo del tiempo de recuperación. (Moreyra y Cons, 2016)

Es importante aclarar que esta dependencia de las propiedades del reservorio con respecto a la presión de flujo, y sus efectos, no son tenidos en cuenta por el software.

2.4.1.2 Cálculo

Desde el punto de vista matemático, la regresión ajusta los valores de permeabilidad y radio de drenaje para establecer la mejor coincidencia entre las presiones de fondo de pozo introducidas y las presiones calculadas por el software. Este proceso se realiza tomando los datos de entrada mencionados en el apartado anterior en conjunto con el principio de superposición el cual, establece que matemáticamente cualquier suma de soluciones individuales de una ecuación diferencial lineal de segundo orden es también una solución de la ecuación, matemáticamente:

$$m(P_i) - m(P_{wf}) = \frac{1442T}{kh} [\sum_{j=1}^n (Q_j - Q_{j-1}) P_D(t_{dn} - t_{dj-1}) + S Q_n + D Q_n] \quad [\text{Ec.5}]$$

donde:

$$m(p) = 2 \int \frac{p}{\mu z} dp \quad [\text{Ec.6}]$$

representa la función pseudopresión que se utiliza para linealizar la ecuación de difusividad para fluidos compresibles, P_D y T_D representan la presión y tiempo adimensional, y los términos S y D factor de daño y flujo no darciano respectivamente. (Mbal User Manual, 2010)

2.4.2 Modelo de pozo (Prosper)

El modelo de Prosper es un engranaje fundamental en el modelo integrado de producción y cumple varias funciones dentro de este. Una de ellas tiene que ver con la generación de las curvas IPR y VLP, cuya combinación nos proporcionará el caudal producido para determinados escenarios y, además, serán una herramienta útil para determinar el efecto

de cambiar alguna configuración del pozo, como por ejemplo, el diámetro de la tubería, el choke, etc. (Prosper User Manual, 2010)

Para ello, se deben cargar una cierta cantidad de datos para proveer al programa de la información necesaria. En principio la información relacionada al equipamiento de fondo, como tubería y diámetro. Luego, las características del fluido tales como: gravedad específica, relación gas-condensado y gas-agua, densidad del condensado, salinidad del agua, entre otras características.

2.4.2.1 IPR Transiente

La IPR (Inflow performance relationship), describe el caudal de entrada del pozo a distintas presiones de flujo, en otras palabras, simplemente cuantifica cuánto puede aportar el reservorio al pozo (en la cara de arena). Por otro lado, como explica Shahamat et al. (2015), los estudios de la IPR son con la suposición implícita de que las condiciones de flujo están estabilizadas. El flujo estabilizado, también conocido como flujo pseudoestacionario o dominado por las fronteras, se alcanza con relativa rapidez en los reservorios convencionales, en los no convencionales, sin embargo, debido a la extrema baja permeabilidad pueden pasar varios años hasta que se alcance la estabilización, lo que genera que a veces solo sea visible un solo tipo de flujo, el transitorio.

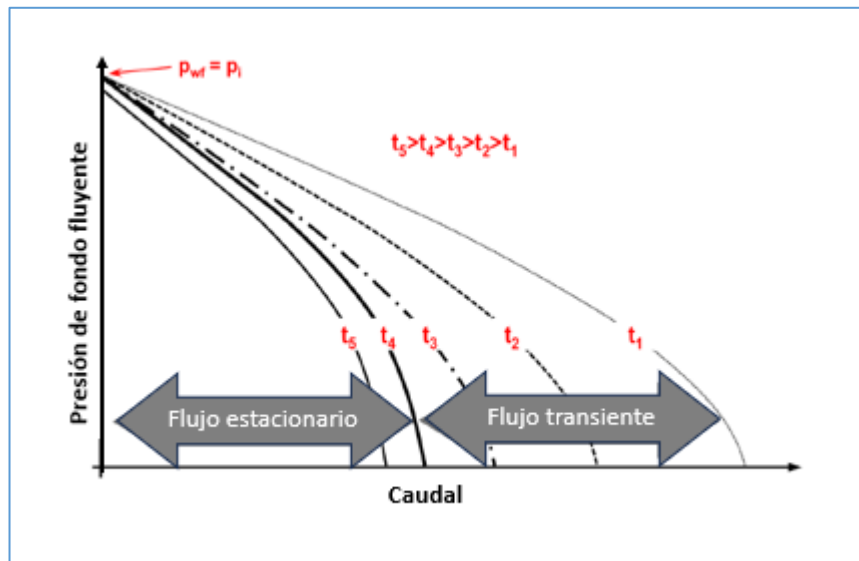
La IPR tiene en cuenta todas las propiedades relevantes del reservorio y del fluido, como la permeabilidad, net pay, área, efectividad de la terminación, etc, sin embargo, el único factor que no tiene en cuenta es el cambio en la presión promedio del reservorio, la IPR depende del estado de agotamiento del mismo; por lo tanto, a distintas presiones promedio de reservorio, distinta IPR. En conclusión, la IPR es válida mientras se mantenga la presión promedio del reservorio e implica que refleja el desempeño sostenido del pozo, y no simplemente una respuesta a corto plazo (transitoria).

Por lo tanto, en este tipo de reservorios, debido al dominio del estado transiente, la IPR depende significativamente del tiempo y la historia de producción y para obtenerla prosper utiliza un modelo de IPR transiente dentro del modelo “tight”. La Figura 6 es una ilustración de la IPR generada durante ambos períodos, el transitorio y el pseudoestacionario o dominado por las fronteras. El tiempo t_4 corresponde al inicio del flujo pseudoestacionario, antes del

tiempo t_4 el flujo es transiente, por lo que la IPR empieza en la presión inicial de reservorio (en $q=0$). Luego de la estabilización ($t > t_4$) la presión promedio del reservorio empieza a decaer, ya que el reservorio ha tocado sus límites. (Shahamat et al, 2015)

Figura 6

IPR Transiente



Nota. Adaptado de *Inflow Performance Relationship for Unconventional Reservoirs (Transient IPR)*,

Shahamat et al, 2015, SPE.

2.4.2.2 VLP

Según Guo, Lyons, y Ghalambor (2007), la curva VLP (vertical lift performance), también llamada curva de capacidad de transporte, nos determina la cantidad de energía que el sistema de transporte del fluido demanda para levantar el mismo desde el fondo hasta superficie, dada una determinada presión en cabeza. Podríamos decir entonces que está influenciada por las propiedades del hidrocarburo, definidas por las relaciones entre su presión, volumen y temperatura (PVT); y como por las características de la tubería, tales como diámetro y longitud.

En virtud de que la performance de la tubería de producción depende de muchos factores, como los mencionados y otros como GOR, corte de agua, profundidad, etc, la

determinación de esta debe incluir un amplio estudio del flujo multifásico a través de ella y la correcta elección de las distintas correlaciones disponibles.

Las correlaciones de flujo multifásico, como explican Brill y Mukherjee (1999), son expresiones matemáticas usadas para predecir el gradiente de presión del fluido a lo largo de la tubería. Investigadores, como Poetmann y Carpenter, Fancher y Brown, Hagedorn, etc., han desarrollado distintos estudios para llegar a estas expresiones, basándose en principios termodinámicos y de flujo de fluidos, pero principalmente mediante observaciones empíricas limitadas a ciertas características de cada yacimiento y condiciones de flujo específicos. Por esta razón, no existe una correlación general adecuada que pueda ser utilizada para diferentes condiciones. La ecuación general para determinar el gradiente de presión en la tubería es la llamada ecuación de balance de energía, en términos matemáticos:

$$\left(\frac{dp}{dz}\right)_t = \left(\frac{dp}{dz}\right)_{fr} + \left(\frac{dp}{dz}\right)_{el} + \left(\frac{dp}{dz}\right)_{ac} \quad [\text{Ec.7}]$$

Aquí intervienen la caída de presión por fricción, la cual requiere la evaluación de un factor de fricción; la caída de presión por elevación, la cual depende mayormente de la densidad de la mezcla y el cambio de la altura; y la caída de presión por aceleración.

En nuestro caso, haremos énfasis en la *correlación de Gray*, que es la que mejor se ajusta al pozo en estudio.

2.2.3 Correlación de Gray

La correlación de Gray, según Brill y Mukherjee (1999), fue desarrollada con datos de campo para pozos de gas y condensado y para tuberías de hasta 3.5 pulgadas de diámetro. En su estudio contempló el hold-up de líquido para poder obtener la densidad de la mezcla, calculado a partir de un análisis dimensional y tests de laboratorios.

En términos matemáticos es la siguiente:

$$\left(\frac{dp}{dz}\right)_t = \frac{\rho_m \cdot g \cdot \Delta z}{144 \cdot c_g \cdot d} + \frac{2 \cdot f \cdot v_m^2}{144 \cdot c_g \cdot d} \quad [\text{Ec.8}]$$

2.4.2.3 Modelo Black Oil

Los modelos PVT se utilizan para describir las propiedades de los fluidos en distintas condiciones de presión y temperatura. Particularmente, para este caso, el modelo a usar será el Blackoil. Este hace referencia a un modelo simplificado que considera al fluido dividido entre tres fases en equilibrio, acuosa, oleosa y gaseosa. Las hipótesis que utiliza son que no hay transferencia de masa entre la fase acuosa y que la transferencia de masa entre las fases oleosa y gaseosa es unidireccional: la componente gas se solubiliza en la fase oleosa pero la componente petróleo no se vaporiza en la fase gaseosa. Esto genera que la partición de los componentes entre las fases esté regida por un modelo termodinámico simplificado, lo cual lo hace fácil de implementar y rápidos desde el punto de vista computacional. Los valores a obtener como B_o (factor volumétrico del petróleo), B_g (factor volumétrico del gas), G_{or} (relación gas-petróleo), etc., se calculan mediante correlaciones. (Cardona et al., 2019)

2.4.3 Modelo de superficie (Gap)

El software Gap es un simulador de flujo multifásico capaz de modelar y optimizar redes de producción o inyección y será el encargado de conectar los modelos armados anteriormente, es decir, el de reservorio (Mbal) y el de pozo (Prosper), cada uno con sus características para poder realizar los pronósticos de producción deseados.

Por otro lado, en él podremos armar la red de superficie del pozo en estudio, ya que provee las herramientas necesarias para describir sus particularidades, tales como: cañerías, chokes, separadores, etc.

Asimismo, podremos cargar los distintos cambios que el pozo haya tenido en su vida productiva, como por ejemplo: cambios en el choke de superficie, cambios en la tubería de producción, relación gas-líquido, aperturas y cierres, etc.

2.4.3.1 Método de cálculo

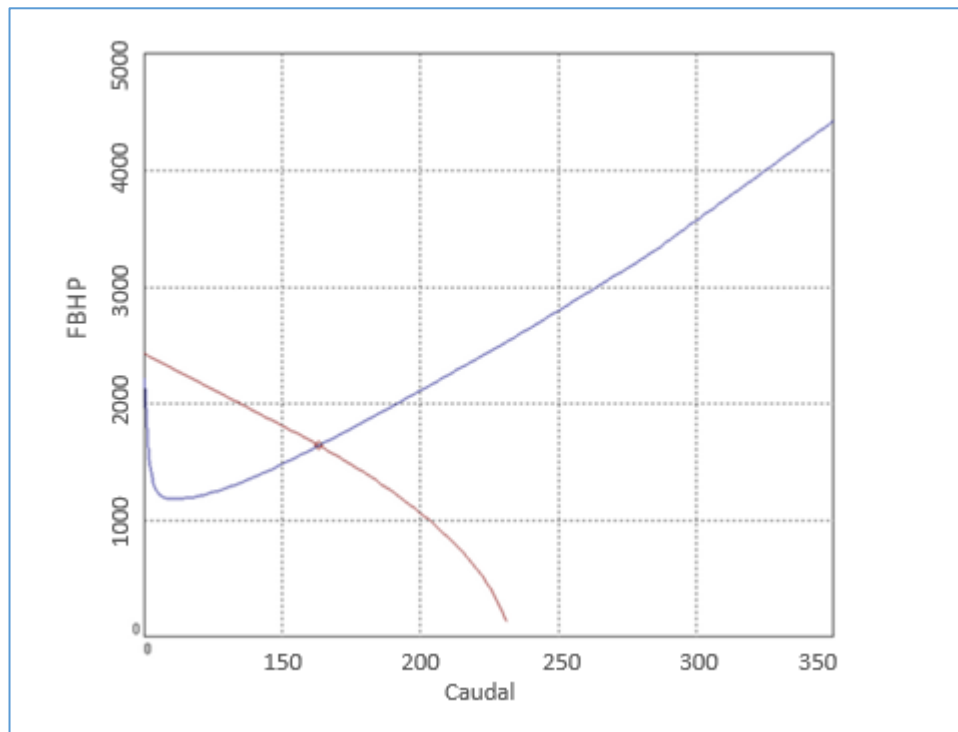
Recordemos que el modelo integrado es en esencia una representación matemática de un pozo real y debe ser capaz de pronosticar el desempeño histórico (caudales, corte de agua,

GOR, etc) con una precisión aceptable de manera de tener confianza en las predicciones a futuro.

El método utilizado es el de intersección IPR/VLP, el cual nos determina el caudal y la presión de fondo para las condiciones dadas.

Figura 7

Intersección IPR/VLP



Para esto es necesario crear las respectivas IPRs y VLPs para todas las condiciones que el pozo vaya a tener en su vida productiva. Tal como se mencionó en el apartado “*IPR transiente*”, al estar realizando el estudio sobre un pozo tight, las condiciones de estabilización implícitas en los estudios de IPR convencionales no son aplicables, por lo que se debe abordar el concepto de IPR transiente.

El programa toma en cuenta esto en su modelo *tight*, partiendo del principio de superposición:

$$m(P_i) - m(P_{wf}) = \sum_{j=1}^n (Q_j - Q_{j-1}) P_d(t_{dn} - t_{d_{j-1}}) \text{ [Ec.9]}$$

que puede ser escrito como:

$$m(P_i) - m(P_{wf}) = Q_n P_d(t_{dn} - t_{dj-1}) + \sum_{j=1}^{n-1} (Q_j - Q_{j-1}) P_d(t_{dn} - t_{dj-1}) - Q_{n-1} P_d(t_{dn} - t_{dj-1})$$

[Ec.10]

La Ecuación 10 da como resultado una relación para cualquier momento dado entre la diferencia de presión y el caudal actual Q_n , que es la única información necesaria para armar una IPR transiente.

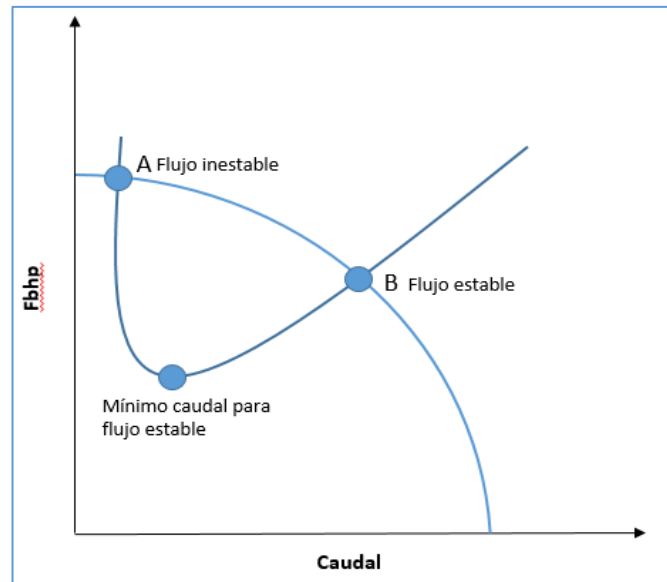
En resumen, para cada tiempo, el caudal puede ser calculado usando la IPR transiente y la curva VLP correspondiente, datos que, a medida que se van calculando, se agregan a la historia de producción. (Gap User Manual, 2010)

2.4.3.1 Flujo estable e inestable

Es importante mencionar una particularidad importante referida al punto anterior y que el software no simula. Como observamos en la Figura 8, puede haber dos intersecciones entre las curvas IPR y VLP. Cuando ésta se encuentra a la derecha del mínimo de la curva VLP, la condición de flujo tiende a ser estable, mientras que si se ubica a la izquierda tiende a ser errático o inestable. Cuando las condiciones hacen que el flujo se encuentre a la derecha del mínimo se podría decir que está cerca de exceder el caudal crítico de Turner, aunque no se puede garantizar, mientras que si se ubica a la izquierda representa un posible escenario de carga líquida. (Lea, Nickens, & Wells, 2003)

Figura 8

Flujo estable e inestable



CAPÍTULO III: Creación del Modelo integrado

3.1 Modelo de pozo (prosper)

3.1.1 Resumen del sistema y datos PVT

En esta instancia dotaremos al programa de algunas características generales del pozo como tipo de fluido que produce, gravedad específica, relación gas-condensado y gas-agua, etc, que en conjunto con otra información nos ayudarán a determinar las curvas IPR y VLP, entre otras cosas.

Además, como se puede observar en la Figura 9, debemos elegir el método por el cual se podrán predecir los cambios en la composición del fluido, que para este nuestro estudio será el modelo *black-oil*.

Figura 9

System summary-Prosper

System Summary (1062-SCL-ENE-2019.Anl)

Done Cancel Report Export Help Datestamp

Fluid Description		Calculation Type	
Fluid	Dry and Wet Gas	Predict	Pressure and Temperature (offshore)
Method	Black Oil	Model	Rough Approximation
Separator	Single-Stage Separator	Range	Full System
Hydrates	Disable Warning	Output	Show calculating data
Water Viscosity	Use Default Correlation		
Water Vapour	No Calculations		
Well		Well Completion	
Flow Type	Tubing Flow	Type	Cased Hole
Well Type	Producer	Sand Control	None
Artificial Lift		Reservoir	
		Inflow Type	Single Branch

De igual manera, se cargarán datos pvt del fluido como gravedad específica, relación gas-condensado y gas-líquido, etc.

Figura 10

Datos PVT-Prosper

PVT - INPUT DATA (1062-SCL-ENE-2019.Anl) (Gas - Black Oil)

Done Cancel Tables Match Data Regression Correlations Calculate Save Import Composition Help

Use Tables Export

Input Parameters			Impurities		
Gas Gravity	0.707	sp. gravity	Mole Percent H2S	0	percent
Separator Pressure	700	psig	Mole Percent CO2	0	percent
Condensate to Gas Ratio	0.046	Sm ³ /kSm ³	Mole Percent N2	0	percent
Condensate Gravity	55	API			
Water to Gas Ratio	0.038	Sm ³ /kSm ³			
Water Salinity	0	ppm			

Correlations

Gas Viscosity Lee et al

3.1.2 Equipamiento del pozo

Aquí nos centraremos en incorporar la información referida a la perforación y la configuración final del equipamiento del fondo del pozo. Para ello, añadiremos los datos de profundidad medida y profundidad real, como así también el ángulo de desviación del pozo respecto a la vertical o más conocido como *deviation survey*.

Figura 11

Deviation survey

DEVIATION SURVEY (1062-SCL-ENE-2019.Anl)

Done Cancel Main Help Filter

Input Data

	Measured Depth (m)	True Vertical Depth (m)	Cumulative Displacement (m)	Angle (degrees)
1	0	0	0	0
2	18	18	0	0
3	283	283	0	0
4	542	542	0	0
5	722	722	0	0
6	1010	1010	0	0
7	1269	1255	84	18.9246
8	1412	1395	113.138	11.7569
9	1614	1594	147.822	9.88693
10	1901	1882	0	0
11	2023	2003	15.5885	7.34099
12	2224	2205	0	0
13	2368	2349	0	0
14	2512	2493	0	0
15	2656	2637	0	0
16	2771	2751	15.1327	7.56143
17	2887	2854	68.49	27.3856
18	2973	2907	136.217	51.9551
19	3031	2930	189.462	66.6372
20	3146	2944	303.607	83.0075

Copy Cut Paste Insert Delete All Invert Plot Import Export

De la misma forma introduciremos los datos del casing de producción, como diámetro interno y profundidad que alcanza.

Figura 12

Casing de producción

DOWNHOLE EQUIPMENT (1062-SCL-ENE-2019.Anl)

Done Cancel Main Help Insert Delete Copy Cut Paste All Import Export Report Equipment

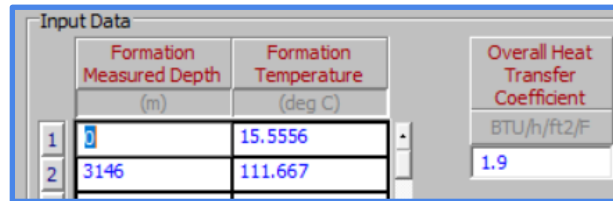
Input Data

	Label	Type	Measured Depth (m)	Tubing Inside Diameter (inches)	Tubing Inside Roughness (inches)	Tubing Outside Diameter (inches)	Tubing Outside Roughness (inches)	Casing Inside Diameter (inches)	Casing Inside Roughness (inches)	Rate Multiplier
1		Xmas Tree	0							
2		Casing	3146					3.92	0.0006	1

Además, introduciremos la información del gradiente geotérmico con datos obtenidos de gradientes dinámicos de presión y temperatura realizados.

Figura 13

Gradiente térmico



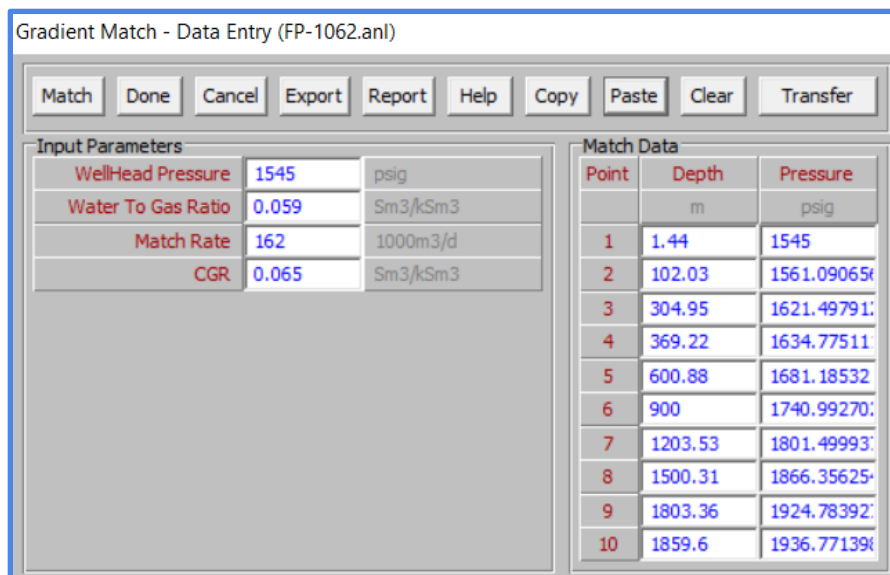
	Formation Measured Depth (m)	Formation Temperature (deg C)	Overall Heat Transfer Coefficient (BTU/h/ft2/F)
1	0	15.5556	1.9
2	3146	111.667	

3.1.3 Gradient matching

En esta sección del software analizaremos las distintas correlaciones de flujo multifásico disponibles en el mismo y realizaremos una comparación entre ellas para determinar cuál es la que mejor ajusta al pozo. Este paso es importante ya que, una vez obtenida, se usará para el cálculo de las VLP. Para ello, nos apoyaremos en los datos obtenidos de los gradientes dinámicos de presión y temperatura que se le han realizado. Ingresamos datos correspondientes al momento en que se realizó el gradiente como presión de boca de pozo, relación gas-agua y condensado-agua, y el caudal que está produciendo.

Figura 14

Datos para ajuste de correlación

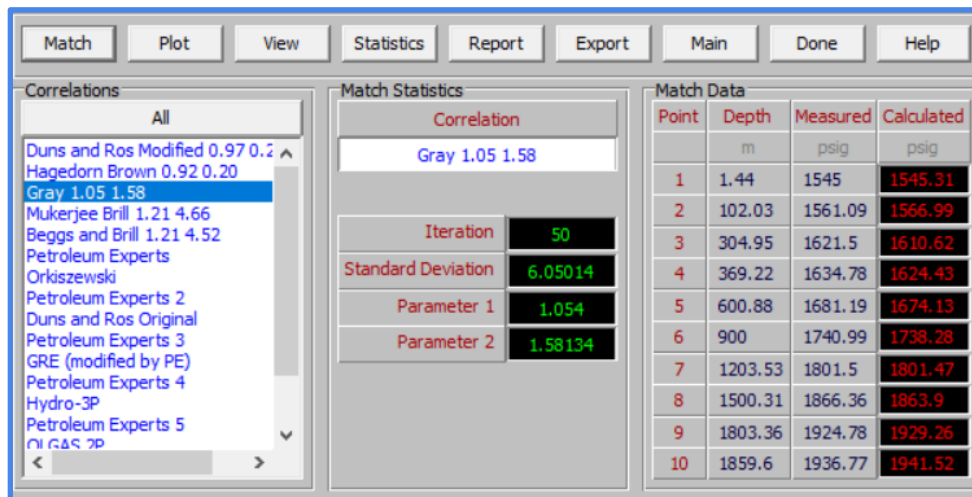


Input Parameters			Match Data		
WellHead Pressure	1545	psig	Point	Depth	Pressure
Water To Gas Ratio	0.059	Sm3/kSm3		m	psig
Match Rate	162	1000m3/d	1	1.44	1545
CGR	0.065	Sm3/kSm3	2	102.03	1561.09065
			3	304.95	1621.49791
			4	369.22	1634.77511
			5	600.88	1681.18532
			6	900	1740.99270
			7	1203.53	1801.49993
			8	1500.31	1866.35625
			9	1803.36	1924.78392
			10	1859.6	1936.77139

Luego podemos ajustar las correlaciones elegidas, para ello, el software utiliza 2 factores multiplicadores denominados *parámetro 1* y *parámetro 2*, los cuales ajustan las correlaciones a los datos medidos. El parámetro 1 corresponde al factor multiplicador del componente gravitatorio de la caída de presión, mientras que parámetro 2 lo hace para el término de fricción.

Figura 15

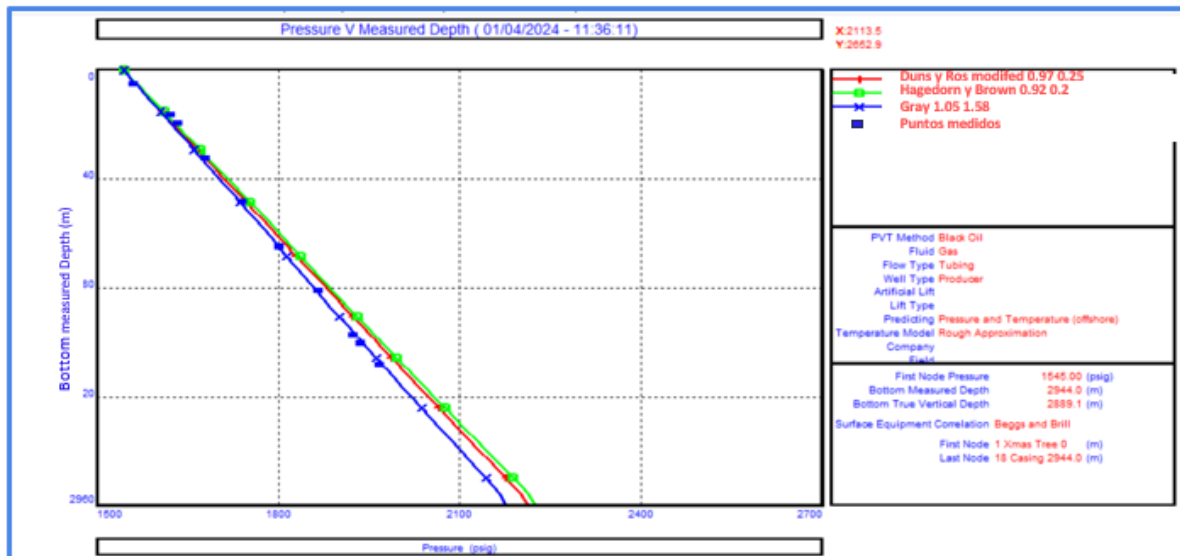
Ajuste de correlación



A partir de aquí, realizamos una comparación entre las distintas correlaciones ajustadas; ellas son: Duns y Ros, Hagedorn y Brown, y Gray. Como podemos ver, la correlación de Gray ajustada con los factores indicados coincide casi idénticamente con los puntos medidos y es la que se usará en el modelo. Probablemente, esto pueda ser una consecuencia de haber sido desarrollada para pozos de gas y condensado. Por otro lado, cabe destacar que para la elección de las correlaciones a comparar se tuvieron en cuenta aquellas que consideran el deslizamiento (Hagedorn y Brown, y Gray), y aquellas que consideran el deslizamiento y los patrones de flujo (Duns y Ros).

Figura 16

Comparación entre correlaciones



3.1.4 BHP from WHP

Este módulo integrado al software prosper nos permite calcular la presión de fondo a partir de datos de presión de boca de pozo. Nos será particularmente de mucha utilidad para poder armar el modelo de reservorio, ya que para el mismo debemos ingresar los datos de presión de fondo para los distintos caudales de producción, que para este estudio no se encuentran medidos, y, por lo tanto, hay que calcularlos.

Para su uso además requerimos datos de caudal de gas, relación gas-condensado y gas-líquido, y temperatura de boca de pozo. Asimismo, elegiremos la correlación de Gray para su cálculo, tal como lo explicamos en el apartado anterior.

Figura 17

Presión de fondo a partir de presión de boca

CALCULATE BHP FROM WHP (FP-1062.anl)

Input Data

Data Entry Options

	Time	Gas Rate	Wellhead Pressure	Wellhead Temperature	Condensate Gas Ratio	Water Gas Ratio	Bottom Hole Pressure	Heat Transfer Coefficient
	(days)	(1000m ³ /d)	(psig)	(deg C)	(Sm ³ /kSm ³)	(Sm ³ /kSm ³)	(psig)	(BTU/h/ft ² /F)
1	1	59.59	6474	80	0.11337	0.77373	8551.25	0.59771
2	2	65.42	6433	80	0.068214	0.88814	8544.05	0.7058
3	3	96.16	6462	80	0.050608	0.74321	8458.25	0.92419
4	4	103.63	6472	80	0.074589	0.65686	8422.06	0.93246
5	5	160.92	6480	80	0.064154	0.60978	8382.17	1.38329
6	6	177.84	6443	79	0.063551	0.55765	8306.56	1.51723
7	7	191.96	6439	79	0.052042	0.47358	8233.75	1.49556
8	8	195.21	6463	79	0.045489	0.41018	8206.6	1.41481
9	9	204.31	6477	79	0.03834	0.3981	8208.28	1.4542
10	10	212.41	6425	79	0.045353	0.29777	8072.94	1.33996

3.2 Modelo de Reservorio (Mbal)

3.2.1 Well Input Data

Como bien hemos comentado el modelo de reservorio tiene por objetivo principal determinar la permeabilidad y radio de drenaje del pozo en estudio. Para ello, el primer paso es definir el tipo de reservorio, en este caso, como estamos analizando el comportamiento transiente del mismo, usaremos uno de los modelos provistos por Mbal: “*Pozo fracturado en el centro de un reservorio circular*”, que como ya hemos mencionado es el que más se ajusta al pozo en estudio. Luego, proporcionaremos una serie de datos como: presión inicial, temperatura, porosidad, permeabilidad aproximada, radio de drenaje aproximado, etc, tal como se muestra en la Figura 18.

Figura 18

Well input data-Mbal

Setup	Production History
Model Type	Fractured Vertical Well in Bounded Radial Reservoir
Well Radius	0,35 feet
Darcy Skin (S)	0
Non-Darcy Skin (D)	0 1/(Mscf/day)
Initial Pressure	9085 psig
Temperature	80 deg F
Permeability	0,00055 md
Drainage Area Radius	340 feet
Porosity	0,05 fraction
Layer Thickness	3950 feet
Start of Production	30/01/2018 date d/m/y
Connate Water Saturation	0,4 fraction
Water Compressibility	Use Corr fraction
Rock Compressibility	4,5e-6 1/psi
OGIP (calculated from Re)	17680,3 MMscf
Fracture Half Length	400 feet
Dimensionless Fracture Conductivity	10
<input type="checkbox"/> Coalbed Methane	
PVT Definition	PVT01

El siguiente paso es proveer la historia de producción y la presión de fondo fluyente. Para el primer caso, como comentamos en la introducción, no son medidos sino calculados a partir de la presión de boca, de línea, y datos de orificio. Para el caso de la presión de fondo fluyente (FBHP), utilizamos los datos obtenidos del módulo “*Bhp from Whp*”, provisto por *Prosper*, explicado en el apartado anterior.

Figura 19
Carga de historia de producción y FBHP

Well Input Data - Production History

Done Cancel Help Import Plot Copy Report

Well Well01 Disabled

Setup Production History

	Time	FBHP	Gas Rate	Break Status
	date d/m/y	psig	1000Sm ³ /d	
1	30/01/2018	9085,3	59,7289	break
2	31/01/2018	8585,72	65,3637	
3	01/02/2018	8441,87	96,0733	
4	02/02/2018	8445,18	103,68	
5	03/02/2018	8373,31	160,873	
6	04/02/2018	8324	177,778	
7	05/02/2018	8299,9	191,865	
8	06/02/2018	8261,95	195,246	
9	07/02/2018	8214,03	204,261	
10	08/02/2018	8172,09	212,432	
11	09/02/2018	8171,39	207,361	
12	10/02/2018	8156,84	204,261	
13	11/02/2018	8132,14	211,305	
14	12/02/2018	8119,38	207,924	
15	13/02/2018	8076,92	211,587	
16	14/02/2018	8077,05	171,016	
17	15/02/2018	8070,25	259,482	

Work with rates

3.2.2- History Matching

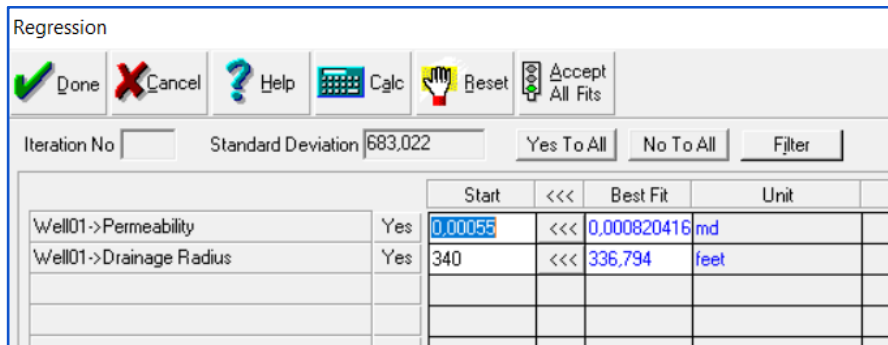
El history matching es un proceso de ajuste matemático en el cual se intentan hacer coincidir gráficamente dos curvas, una calculada por el programa, y la otra introducida por nosotros con datos reales, las cuales representan la *FBHP vs tiempo*.

Este proceso puede realizarse de manera manual, es decir modificando valores en *Input Data*, o con ayuda del menú *Regression* de Mbal, el cual es un algoritmo que automáticamente busca el mejor ajuste para los valores de permeabilidad y radio de drenaje.

En nuestro caso, se utilizaron los dos modos, en principio con ayuda del menú *Regression*, y luego, un ajuste manual para una mejor precisión.

Figura 20

Menú regression

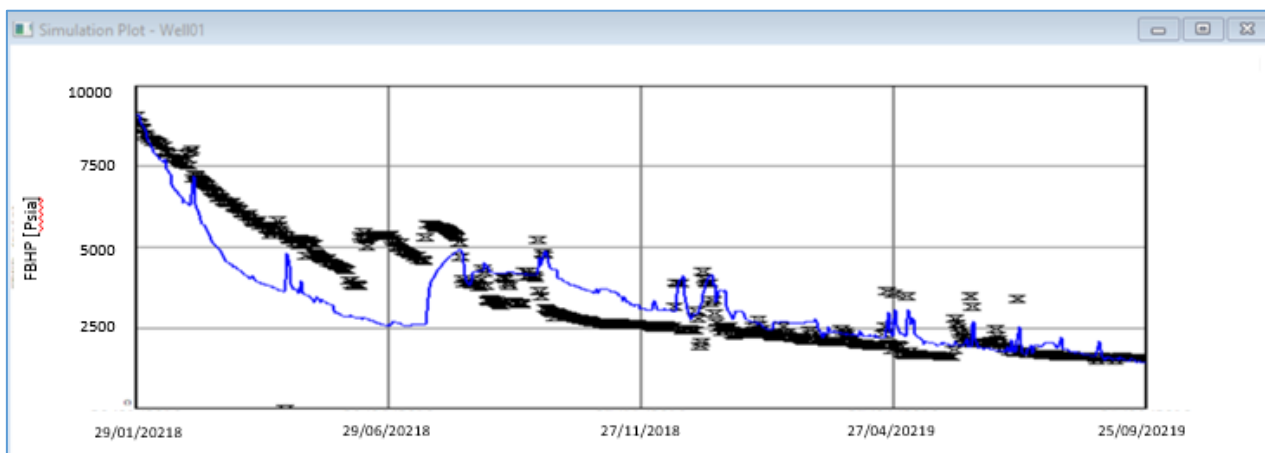


En conclusión, el objetivo final del history matching es poder obtener una curva de *FBHP vs Tiempo* lo más parecida a la introducida con valores de presiones de fondo medidas, esto nos indicaría que la predicción que Mbal está realizando es acertada. Por último, una vez que esta condición se cumple obtendríamos los valores de permeabilidad y radio de drenaje correctos.

En nuestro caso el ajuste que se pudo obtener fue el que se aprecia en la Figura 21.

Figura 21

History matching



3.3 Modelo de Gap

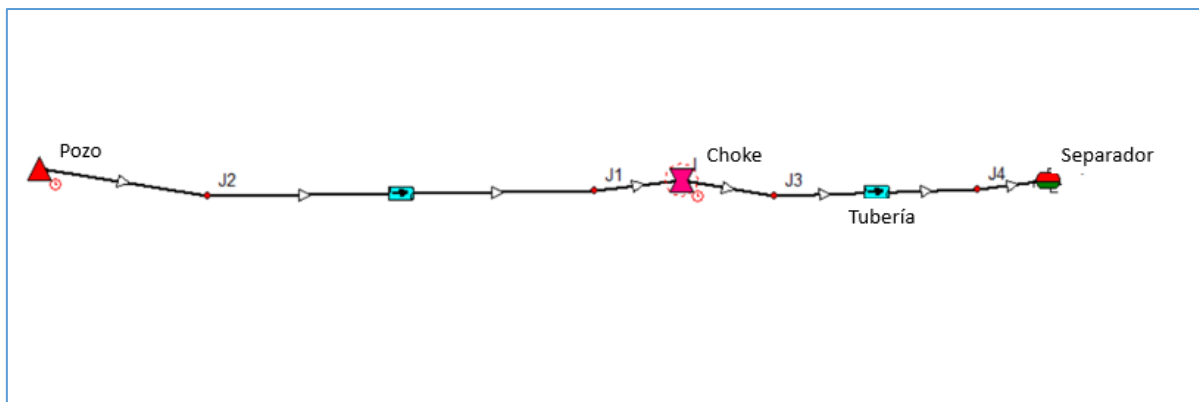
Tal como describimos en el marco teórico, una de las funciones más importantes que tiene Gap es la de conectar los modelos de pozo y de reservorio para finalmente poder realizar los cálculos que nos permitan pronosticar los caudales y presiones en los distintos escenarios de la vida productiva del pozo. Asimismo, aquí armaremos la red de superficie.

3.3.1 Red de superficie

Lo primero que hacemos es armar la red de superficie que en este caso está compuesta simplemente por el pozo, un orificio de restricción y un separador, además de las cañerías correspondientes.

Figura 22

Red de superficie Gap



3.3.2 Schedule

El schedule es un cronograma de aperturas y cierres que haya tenido el pozo durante su vida productiva, incluyendo también los cambios en los diámetros de orificio colocados en boca de pozo. Es muy valioso proveer al programa de esta información ya que es la historia de producción que el mismo tendrá que simular para su posterior comparación.

En la Figura 23 observamos los cambios de diámetros mientras que en la Figura 24 las aperturas y cierres del pozo.

Figura 23

Schedule de orificios

	Date d/m/y	Event Type	Constraint Type - OS Variable	New value	Unit
1	29/01/2018	Change Diameter		4	mm
2	30/01/2018	Change Diameter		3.9	mm
3	01/02/2018	Change Diameter		4.7	mm
4	03/02/2018	Change Diameter		6.4	mm
5	15/02/2018	Change Diameter		7.1	mm
6	18/02/2018	Change Diameter		7.9	mm
7	06/03/2018	Change Diameter		8.9	mm
8	13/03/2018	Change Diameter		9.5	mm
9	20/03/2018	Change Diameter		10.3	mm
10	21/03/2018	Change Diameter		10	mm
11	22/03/2018	Change Diameter		10.3	mm
12	27/03/2018	Change Diameter		10	mm
13	26/05/2018	Change Diameter		11	mm
14	24/07/2018	Change Diameter		6.4	mm
15	12/08/2018	Change Diameter		7.9	mm
16	15/08/2018	Change Diameter		11.1	mm
17	17/08/2018	Change Diameter		6.4	mm
18	25/08/2018	Change Diameter		4.8	mm
19	26/08/2018	Change Diameter		6.4	mm
20	02/10/2018	Change Diameter		7.9	mm
21	08/11/2018	Change Diameter		10.3	mm
22	04/12/2018	Change Diameter		7.9	mm
23	05/12/2018	Change Diameter		10.3	mm

Figura 24

Schedule de aperturas y cierres

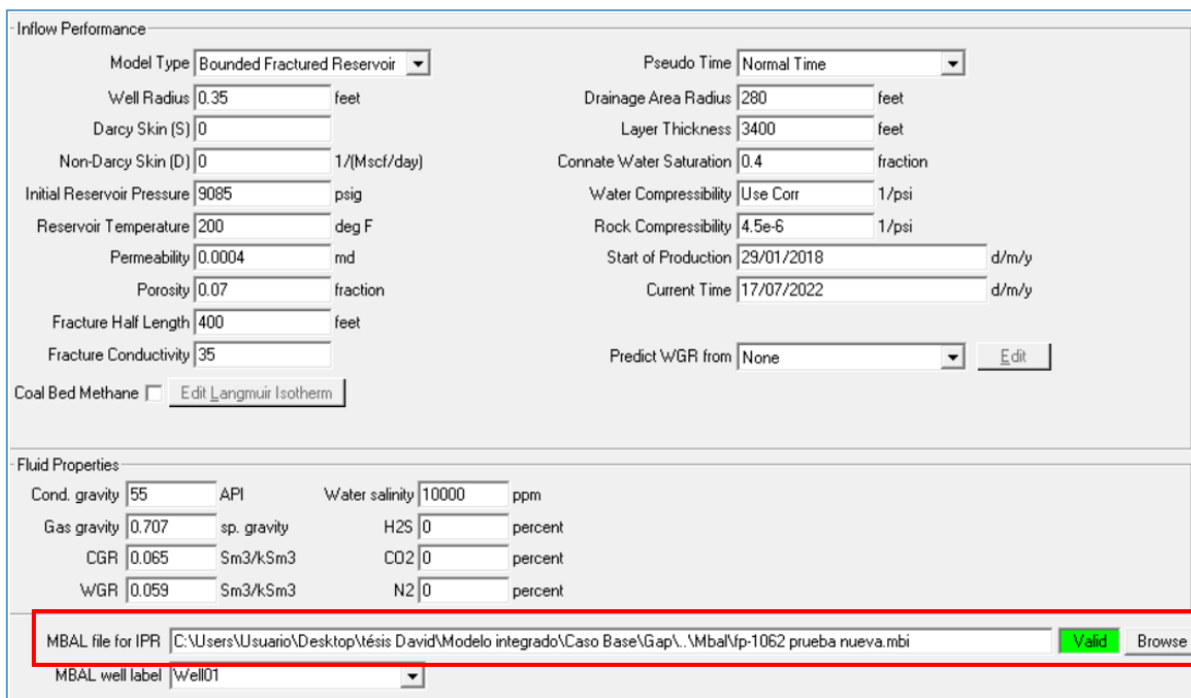
	Date d/m/y	Event Type
1	29/01/2018	Start Well
2	28/04/2018	Stop Well
3	29/04/2018	Start Well
4	22/07/2018	Stop Well
5	10/08/2018	Start Well
6	26/09/2018	Stop Well
7	27/09/2018	Start Well
8	29/09/2018	Stop Well
9	01/10/2018	Start Well
10	18/12/2018	Stop Well
11	22/12/2018	Start Well
12	03/01/2019	Stop Well
13	05/01/2019	Stop Well
14	08/01/2019	Start Well
15	27/01/2019	Start Well
16	23/04/2019	Stop Well
17	24/04/2019	Start Well
18	27/04/2019	Stop Well
19	28/04/2019	Start Well
20	05/05/2019	Stop Well
21	06/05/2019	Start Well
22	10/07/2019	Stop Well
23	11/07/2019	Start Well
24	29/09/2019	Stop Well
25	30/09/2019	Start Well

3.3.4 Conexión de modelos

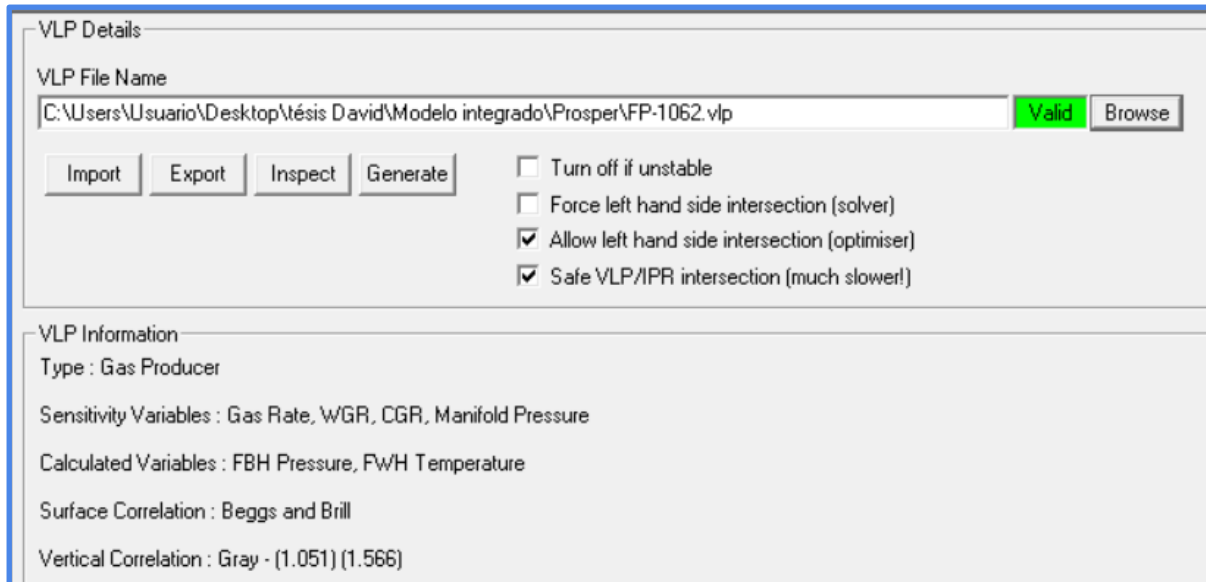
La conexión de modelos se basa en comunicarle al programa la ubicación de los archivos correspondientes a los modelos de Mbal y Prosper para que se obtenga la información necesaria para realizar los pronósticos. En principio, conectamos a Gap el modelo de reservorio para el cálculo de las distintas IPR.

Figura 25

Conexión al modelo Mbal



De igual manera, debemos cargar el modelo de Prosper para poder generar las diferentes curvas VLP basándose en la correlación obtenida.

Figura 26*Conexión al modelo Prosper*

VLP Details

VLP File Name
C:\Users\Usuario\Desktop\tesis David\Modelo integrado\Prosper\FP-1062.vlp Valid Browse

Import Export Inspect Generate

Turn off if unstable
 Force left hand side intersection (solver)
 Allow left hand side intersection (optimiser)
 Safe VLP/IPR intersection (much slower!)

VLP Information

Type : Gas Producer

Sensitivity Variables : Gas Rate, WGR, CGR, Manifold Pressure

Calculated Variables : FBH Pressure, FWH Temperature

Surface Correlation : Beggs and Brill

Vertical Correlation : Gray - (1.051) (1.566)

Una vez hecho, debemos cargar los datos para los cuales se calcularán las curvas VLP, estos son: caudales, presión de separador, CGR y WGR. Estos valores son dependientes de las condiciones del pozo, por lo que es importante definir un rango de ellos que abarque las que serán experimentadas a futuro en él. La razón para utilizar este rango de valores es que Gap siempre interpolará entre los valores ingresados. Si el rango de puntos de datos ingresados es escaso, entonces Gap tendrá que extrapolar los valores, lo que puede llegar a resultados incorrectos.

Figura 27

Rango de valores VLP

	Gas Rate	Manifold Pressure	CGR	WGR			
	1000m ³ /d	psig	Sm ³ /kSm ³	Sm ³ /kSm ³			
1	1	500	0	0			
2	1.38692	1111.11	0.011111	0.011111			
3	1.92354	1722.22	0.022222	0.022222			
4	2.6678	2333.3301	0.033333	0.033333			
5	3.70002	2944.4399	0.044444	0.044444			
6	5.1316301	3555.5601	0.055556	0.055556			
7	7.1171499	4166.6699	0.066667	0.066667			
8	9.87091	4777.7798	0.077778	0.077778			
9	13.6902	5388.8901	0.088889	0.088889			
10	18.9871	6000	0.1	0.1			
11	26.333601						
12	36.5226						
13	50.653901						
14	70.252798						
15	97.434899						
16	135.134						
17	187.42						
18	259.93699						
19	360.511						
20	499.99998						
	Populate	Populate	Populate	Populate	Populate	Populate	Populate

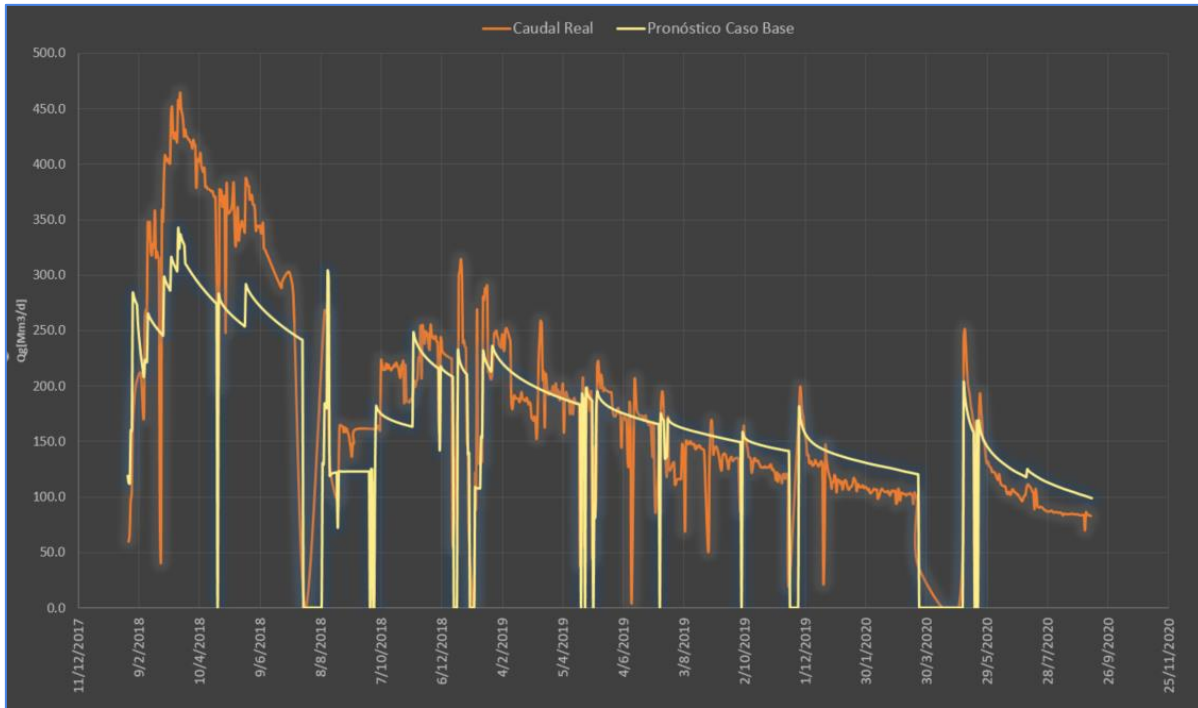
3.4 Predicción

Habiendo realizado todos los pasos anteriores, finalmente podemos realizar nuestro pronóstico de producción desde el menú *Prediction/run prediction* y lo comparamos contra la historia de producción del pozo.

El pronóstico puede observarse en la Figura 28. Aquí, en el inicio de la producción, entre febrero de 2018 y junio de 2018 aproximadamente, vemos que predice con un grado de error cercano al 20%, sin embargo, a medida que transcurre el tiempo empieza a bajar hasta un 10%, y 5% en algunos casos. Como criterio en este trabajo aceptamos ese grado de acierto y este es el modelo que se usará para realizar los pronósticos.

Figura 28

Comparación caudal real y pronóstico



CAPÍTULO IV: Análisis de Carga Líquida

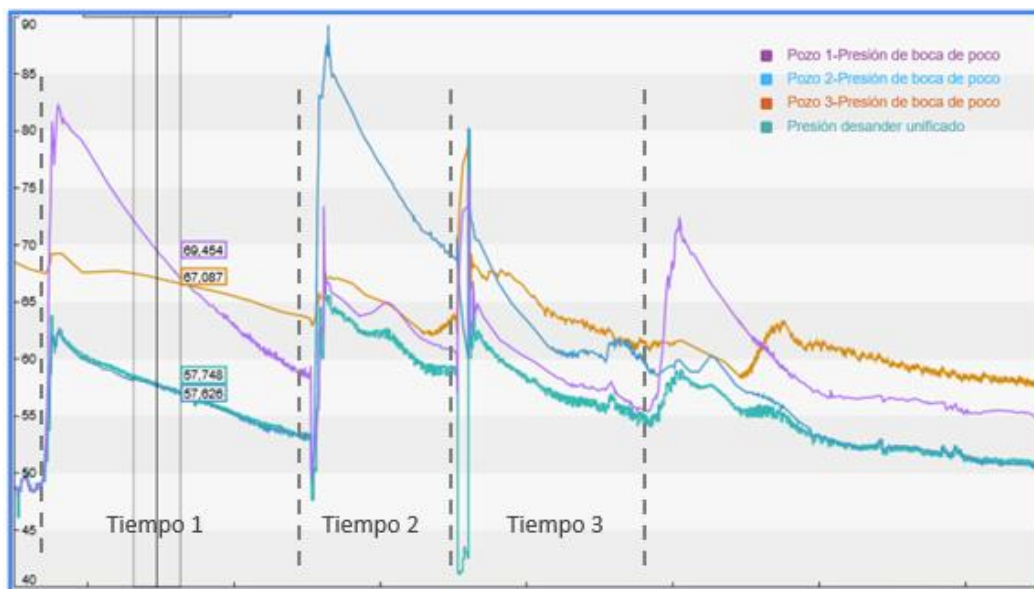
4.1 Evidencia de carga líquida

Como hemos descrito en la introducción, el pozo arranca su producción en 450 Mm³/d y una presión de boca de 6000 psi, en este punto de inicio de actividad es difícil pensar en un problema de carga líquida ya que el reservorio tiene la suficiente energía como para desestimar este problema.

Empezamos a detectar comportamientos “anómalos” de los tres pozos que conforman el Pad completo a fines del año 2020. Este comportamiento se puede describir como una producción intermitente en la que mientras uno está produciendo normal, los otros dos están produciendo menos con un aparente ahogue. Si observamos el desempeño de la presión en boca de pozo, en la Figura 29, vemos como en el *tiempo 1*, la del pozo 1 se mantiene más alta que la de los pozos 2 y 3, hasta llegado un *tiempo 2*, en donde la del pozo 2 aumenta superando a la de los pozos 1 y 3. De igual manera en el *tiempo 3*, la del pozo 3 supera a la de los pozos 1 y 2. Este desempeño se empieza a repetir en el tiempo y nos hace intuir una producción de líquidos en forma de baches e intermitente entre los pozos, mostrando un efecto “destape” con procesos de ahogue y ciclos de limpieza, generando así una merma en la producción.

Figura 29

Comportamiento de boca de pozo



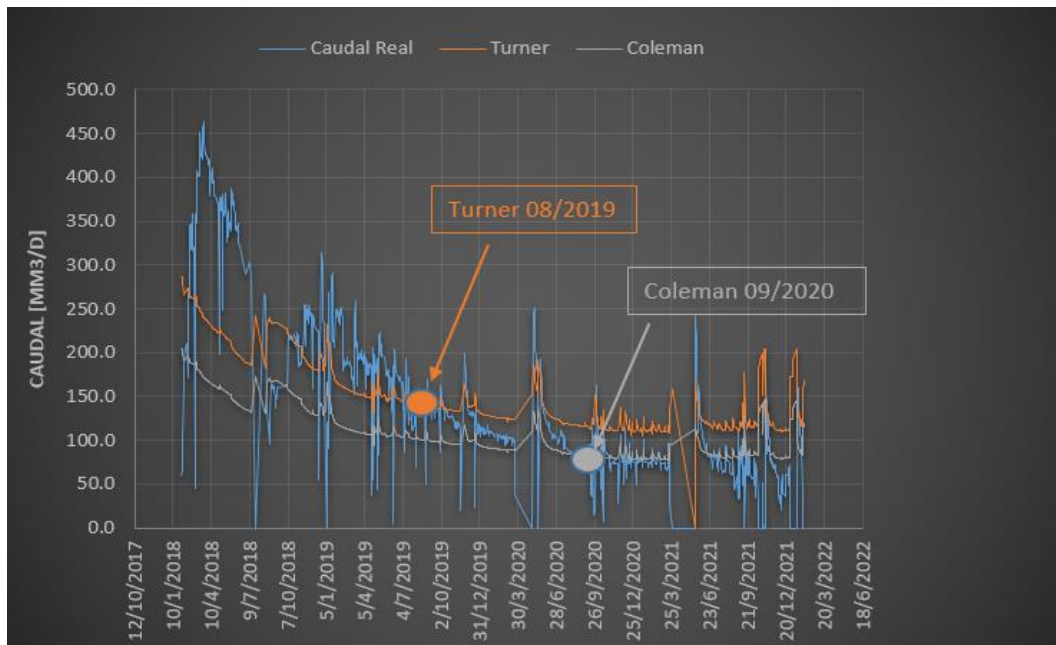
Dado que en ese momento no se tenía medición de caudal por pozo, para corroborar el comportamiento se colocaron medidores del tipo multifásico ultrasónico para poder medir la fase gaseosa en cada pozo. En esta instancia, pudimos constatar que existe una merma de producción y el efecto de producción intermitente de los pozos que genera que siempre uno está produciendo más que los otros dos, resultado que no hubiésemos visto si solo nos basáramos en el cálculo de caudal utilizando la presión de boca de pozo.

Pozo	Caudal medidor [Mm3/d]	Caudal Calculado [Mm3/d]
Pozo 1	130	66
Pozo 2	7,5	65
Pozo 3	124	76

Asimismo, recurrimos a las ecuaciones de velocidad y caudal crítico para determinar si el caudal producido se encuentra por debajo de éste, observando que a partir del 9/2020, el caudal crítico calculado con la ecuación de Coleman es igual o mayor que el caudal de producción, lo que nos da indicio de que podemos estar bajo la influencia de esta problemática. Dado que Turner es bastante más conservador, decidimos no tomarlo en cuenta para diagnosticar las velocidades críticas, ya que como vemos, la carga líquida se estaría dando un tiempo antes, donde no teníamos indicios de merma de producción.

Figura 30

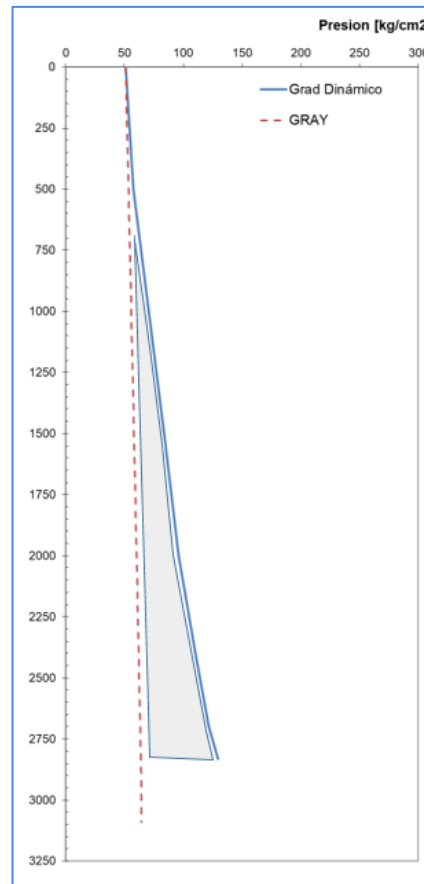
Caudal crítico



Además de los síntomas anteriores, recurrimos a realizar un nuevo gradiente de presión y temperatura en el cual pudimos observar un desplazamiento respecto al cálculo del gradiente realizado con la ecuación de Gray, mostrando una posible sobrepresión por la acumulación de líquido en el fondo del pozo.

Figura 31

Gradiente dinámico



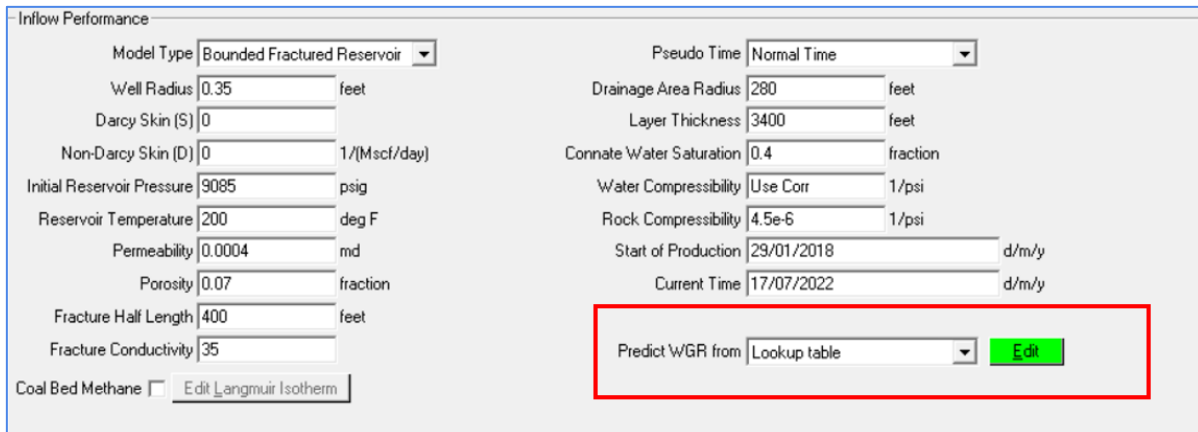
4.2 Simulación carga líquida

El objetivo de esta simulación es poder mostrar el efecto que tiene el cambio de gradiente de presión en la producción del pozo y pronosticar el tiempo de vida del mismo para poder definir acciones para mitigar el efecto y/o aumentar la producción.

Gap nos permite realizar este procedimiento mediante la opción *predict WGR from table* donde podemos cargar para cada fecha el WGR determinado.

Figura 32

Cambio de WGR



The screenshot shows the 'Inflow Performance' settings window. The 'Predict WGR from' dropdown menu is highlighted with a red box and is currently set to 'Lookup table'. A green 'Edit' button is located to the right of the dropdown. Other parameters include:

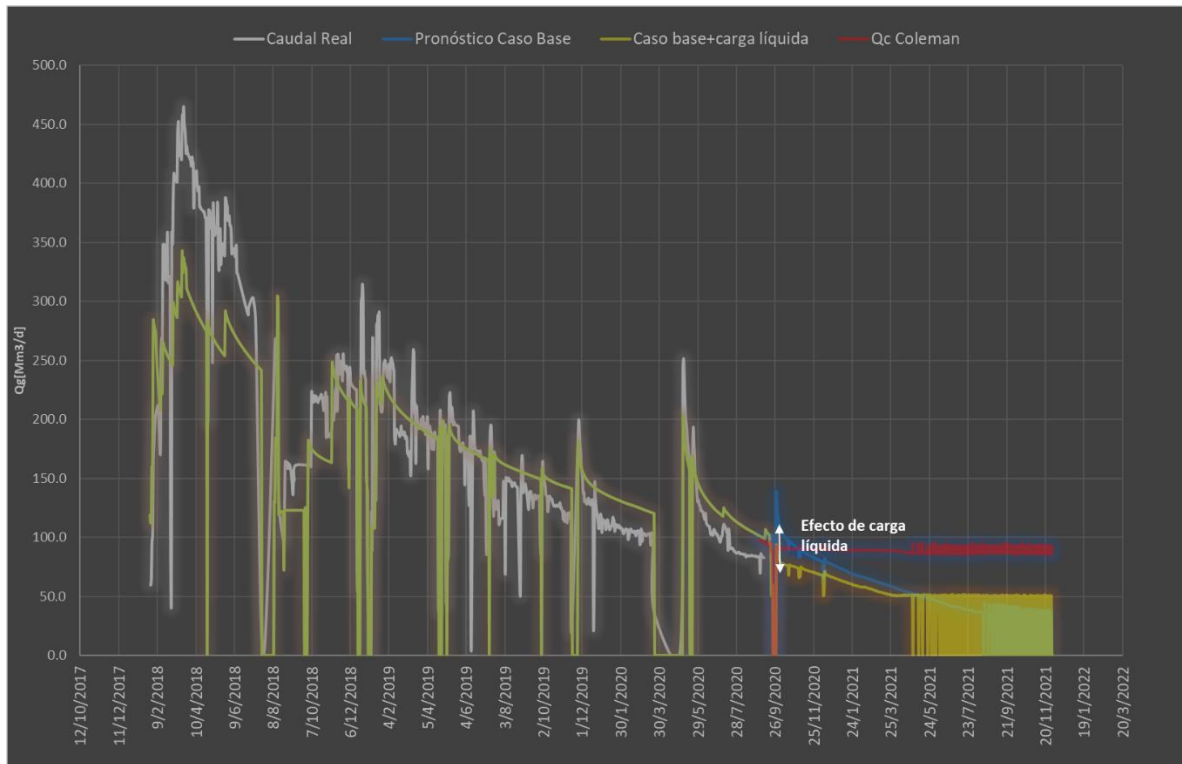
- Model Type: Bounded Fractured Reservoir
- Pseudo Time: Normal Time
- Well Radius: 0.35 feet
- Drainage Area Radius: 280 feet
- Darcy Skin (S): 0
- Layer Thickness: 3400 feet
- Non-Darcy Skin (D): 0 1/(Mscf/day)
- Connate Water Saturation: 0.4 fraction
- Initial Reservoir Pressure: 9085 psig
- Water Compressibility: Use Corr 1/psi
- Reservoir Temperature: 200 deg F
- Rock Compressibility: 4.5e-6 1/psi
- Permeability: 0.0004 md
- Start of Production: 29/01/2018 d/m/y
- Porosity: 0.07 fraction
- Current Time: 17/07/2022 d/m/y
- Fracture Half Length: 400 feet
- Fracture Conductivity: 35
- Coal Bed Methane: Edit Langmuir Isotherm

El resultado que obtenemos al realizar un pronóstico a largo plazo y realizando el cambio de gradiente al último medido desde que empezamos a verificar los problemas de carga líquida, tal como observamos en la Figura 34, es una clara disminución del caudal de gas producido y al poco tiempo un efecto de *divergencia* en el cual GAP no encuentra punto solución entre la IPR y la VLP, lo que significa que el pozo no posee la energía suficiente para llevar los fluidos a superficie y la surgencia natural llega a su fin.

Por otro lado, vemos que la curva de pronóstico de caudal se encuentra aún más por debajo del caudal crítico que la curva de pronóstico con el gradiente original, lo que hace que el pozo se ahogue por completo y deje de producir un tiempo antes.

Figura 33

Efecto de la carga líquida



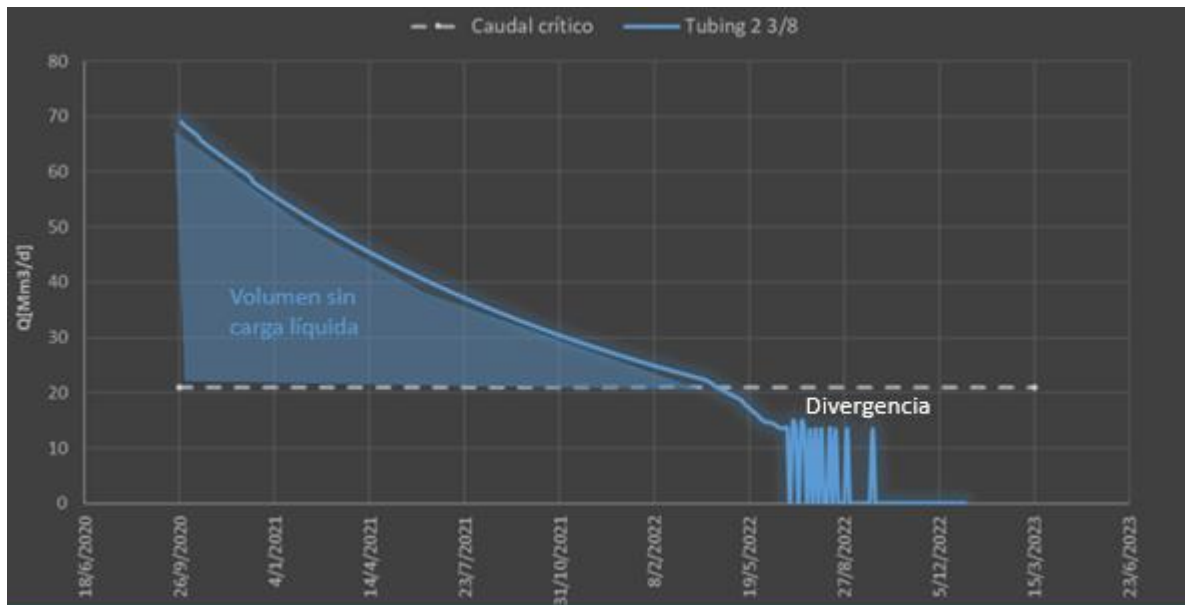
4.3 Simulación sarta de velocidad

Tal como comentamos en el marco teórico, el diámetro del pozo influye fuertemente en la velocidad de ascenso del gas, y por lo tanto en la velocidad y capacidad de arrastre de agua. Por esto, es necesario recrear un escenario en el que podamos pronosticar el efecto que tendría producir por una tubería de menor diámetro.

Como criterio para este estudio, se decidió simular un tubing de 2 3/8 4.6 lb/ft, el cual posee un diámetro interno de 1.9 pulgadas.

Figura 34

Simulación tubing 2 3/8



En este pronóstico podemos ver que instalar un tubing de 2 3/8 nos llevaría a una producción estable al menos hasta agosto de 2022, punto en el cual su caudal baja por debajo del punto crítico. Además, en esta instancia, observamos la divergencia en la cual el programa no encuentra punto solución entre la IPR y la VLP, momento en el cual la surgencia natural termina.

La estabilidad en este pronóstico está dada por el caudal y velocidades críticas para este diámetro, las cuales disminuyen sustancialmente, lo que genera que se esté produciendo por encima de este punto.

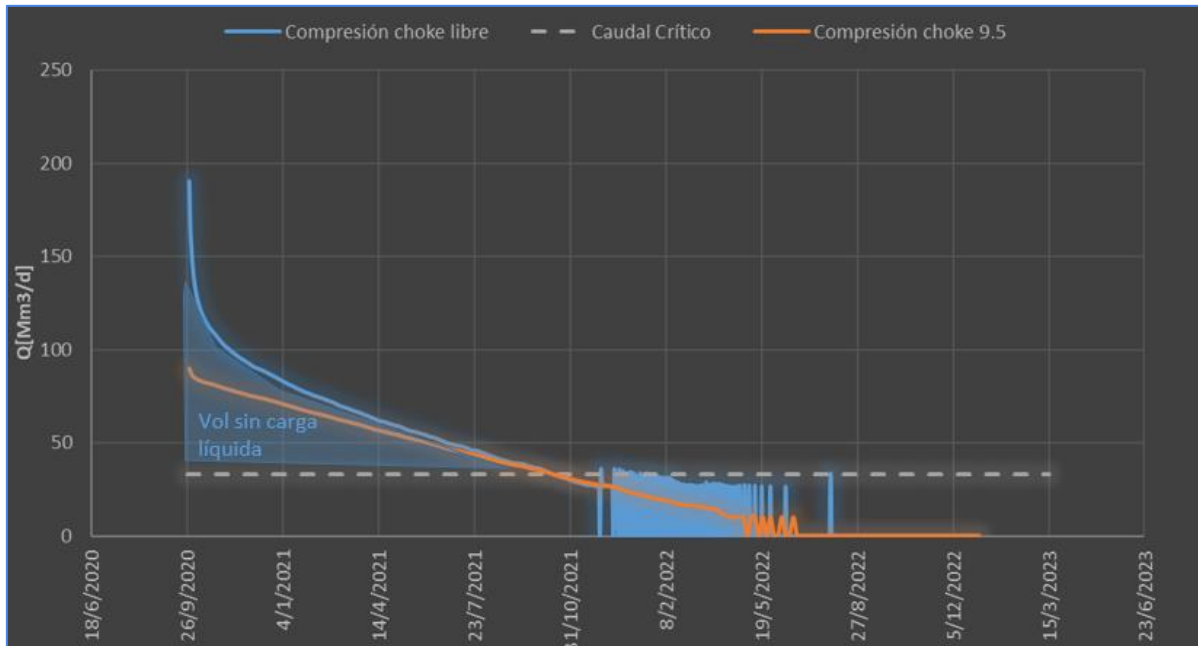
4.4 Simulación de pozo con compresor en superficie

Para esta simulación se debió recrear un escenario en el cual, el fluido llegue a superficie con una presión menor en boca de pozo, logrando así un ΔP mayor entre fondo de pozo y superficie, aumentando la velocidad y caudal de gas producido.

Esto se logró cambiando el *schedule de choke* en Gap a partir de la fecha estimada de carga líquida, realizando primero una simulación con choke libre y luego, otra con choke de 9.5 mm, tomando una presión en separador de 100 psi.

Figura 35

Pronóstico compresión



Como podemos observar en la Figura 36, disminuir la presión en boca de pozo provoca una mayor producción de gas debido al aumento de velocidad de la corriente de gas, y dado que ésta baja, también lo hace el caudal crítico necesario para arrastrar el líquido, generando que al menos, para este pronóstico el pozo pueda producir de manera estable hasta fines de 2021, es decir sin cruzar la barrera de caudal crítico.

4.5 Comparación

Desde el punto de vista de la estabilidad, podemos decir que la sarta de velocidad saca ventaja con respecto a la compresión ya que produce por encima del caudal crítico hasta casi un año más que esta última, lo que conlleva a pensar que, al menos, hasta ese tiempo, no se requerirá otra intervención al pozo. En cuanto al volumen de gas acumulado que podríamos producir bajo una tecnología u otra, vemos que la compresión resulta más beneficiosa, obteniendo un volumen acumulado de 25 MMm³, contra la sarta de velocidad que alcanza los 10 MMm³, desde sus puestas en marcha respectivamente. En relación a la operación y mantenimiento de cada tecnología, podríamos decir que la sarta de velocidad resulta más atractiva. En principio, esta puede colocarse en cualquier pozo ya que no requiere facilidades de superficie extra, solo las que posee el pozo para su producción normal. Asimismo, esta intervención se realiza por única vez y no requiere mantenimiento posterior. Por el contrario, colocar un compresor en superficie requiere de facilidades que hagan posible su funcionamiento. Además, necesita de un mantenimiento frecuente para su continua operación, lo que podría traer como consecuencia, la contratación de una empresa de servicios con personal calificado que los provea, realice mantenimientos, paradas y puestas en marcha, etc.

CAPÍTULO V: Resumen y Conclusiones

5.1 Resumen

Este trabajo ha surgido de la necesidad de solucionar los problemas de carga de líquido que se evidencian en un pozo de gas no convencional ubicado en la Cuenca Neuquina. Para ello, hemos recurrido a la información que tuvimos a disposición sobre el mismo, desde perforación, historia de producción, gradientes, manejo de choke, características del fluido, etc., información que fue necesaria para poder hacer un *diagnóstico* acertado sobre el pozo en estudio. Una vez evidenciado el fenómeno de carga de líquido decidimos estudiar las *posibles soluciones* a este problema, con el objetivo de definir acciones a seguir para mitigar sus consecuencias. Con ese fin, tuvimos que crear un *modelo integrado de producción*, interrelacionado entre *Reservorio-pozo-superficie*, que nos ayude a simular la historia y predecir el futuro ante distintos escenarios con la mayor precisión y confiabilidad posible. Decidimos elegir el Paquete Petroleum Expert en su versión 8.5, el cual posee sus softwares MBAL, PROSPER y GAP para modelar reservorio, pozo y superficie respectivamente.

Una vez armado el modelo, procedimos a realizar simulaciones de distintos escenarios que creímos importantes para el estudio. El primero de ellos fue un *history matching* de producción para comparar el caudal de gas real del pozo con el simulado y visualizar el grado de acierto, y por lo tanto, la confiabilidad del modelo a futuro. Luego pronosticamos el efecto que tendría en la producción un aumento en la relación agua/gas, debido a la alteración del gradiente como consecuencia del fenómeno de carga de líquido.

A partir de aquí, decidimos idear y pensar algunas *acciones* para mitigar el efecto de este problema, una de estas fue la posibilidad de bajar una *sarta de velocidad (tubing)*, con el objetivo de aumentar la velocidad del gas. Otro escenario posible fue colocar un *compresor en superficie*, permitiendo una mayor diferencia de presión entre fondo de pozo y superficie, y así aumentar la velocidad del gas. Ambos escenarios fueron simulados por el software y comparados para tomar una decisión en base a cuál tecnología se adapta mejor a este pozo.

5.2 Conclusiones

De todo el estudio realizado anteriormente podemos sacar las siguientes conclusiones:

- 1) Hemos podido diagnosticar y evidenciar el fenómeno de carga líquida en el pozo estudiado, con el uso de datos reales obtenidos y distintos indicadores vistos.
- 2) Hemos podido armar un modelo integrado de producción para este caso, mediante el uso de los softwares Mbal, Prosper y Gap con un grado de acierto bastante bueno. En este punto, observamos que el mismo posee ciertas limitaciones en cuanto a sus funcionalidades, quizás la más importante es la de modelar el reservorio como *tight* y *fracturado* en el centro del mismo, lo cual difiere bastante de la realidad, ya que el que intentamos simular es no convencional, horizontal y multifracturado. A pesar de esto, cuando analizamos las curvas de caudal simulado y caudal real, vemos que la predicción se acerca bastante a lo real, dándole confiabilidad al mismo.
- 3) Asimismo, enfocándonos en la carga líquida, hemos podido simular su efecto, constatando que genera una merma en la producción y acorta la vida productiva del pozo.
- 4) De igual manera, hemos conseguido simular así los distintos escenarios que hemos planteado para mitigar su efecto, de modo de poder evaluar cuál de estos es el más conveniente desde el punto de vista técnico.
- 5) Según los estudios y los pronósticos que hemos realizado, la opción que creemos más conveniente para dar solución a los problemas de carga líquida, en este pozo en estudio, es la colocación de *compresor en superficie*. A pesar de las desventajas operativas que discutimos en el apartado anterior, esta técnica demuestra ser más atractiva desde el punto de vista de la producción acumulada que puede obtenerse, superando a la sarta de velocidad en 15 MMm³. Además de esto, logra trabajar por encima del caudal crítico de Turner hasta un poco más de un año desde su implementación, logrando una estabilidad en la producción. Por otro lado, teniendo en cuenta el yacimiento, es importante mencionar que en aquellos casos donde no existan facilidades de superficie, se debería elegir la sarta de velocidad como opción para solucionar los problemas de carga líquida. Esta herramienta ha

demostrado producir de manera estable y, por encima del caudal crítico, hasta casi un año más que la compresión.

6.3 Mejoras

6.3.1 Modelo Pd(Td)

Como bien se ha mencionado en el capítulo *modelo integrado de producción* el modelo de reservorio usado por el software es *pozo vertical con una fractura en el centro*, lo cual difiere bastante de la realidad, en la cual tenemos un pozo horizontal y multifracturado. Por esto, podemos decir que esto podría ser un cuello de botella al querer simular un pozo de este tipo. Como propuesta de mejora planteamos usar un software que modele el pozo mediante curvas Pd(Td). La generación de curvas Pd(Td) se realiza a través de un modelo numérico robusto, que captura la física del flujo transiente en pozos con fractura multietapa, lo que daría mejor precisión a la hora de hacer pronósticos. Luego de encontradas las relaciones de Pd(Td) el proceso es muy parecido al usado en este trabajo, donde se generan IPRs transientes y VLPs para encontrar los puntos solución entre ellas, dando así los caudales calculados.

6.3.2 Análisis económico

Sabemos que el análisis económico es una parte fundamental en la toma de decisiones de cualquier compañía. Por esta razón, sería interesante realizar un estudio de cada tecnología bajo este punto de vista a fin de tener un panorama completo de la situación, y no solo desde lo técnico. Esto nos ayudaría a seleccionar la tecnología a usar, pudiendo comparar costos, tasas de retorno, amortización, etc.

Referencias

- Ahmed, T. (2006). *Reservoir Engineering Handbook*. Elsevier.
- Brill, J., & Mukherjee, H. (1999). *Multiphase Flow in Wells*. SPE.
- Cardona, ..., L. Garelli, J. G., Ker, P., Damián, S. M., & Storti, M. (2019). *Análisis del Modelo Black-Oil Aplicado a la Simulación de Yacimientos No Convencionales*.
- Coleman, S., Clay, H., McCurdy, D., & Norris, L. (1991). *A New Look at Predicting Gas-Well Load-Up*. SPE.
- Guo, B., Lyons, W., & Ghalambor, A. (2007). *Petroleum Production Engineering*. Elsevier.
- IAPG. (s.f.). *Shale en Argentina*. Obtenido de shaleenargentina.com
- Lea, J., Nickens, H., & Wells, M. (2003). *Gas Well Deliquification*. Elsevier.
- Manual, G. U. (2010). *Gap User Manual*. Petroleum Expert Ltd.
- Manual, M. U. (2010). *Mbal User Manual*. Petroleum Expert Ltd.
- Manual, P. U. (2010). *Prosper User Manual*. Petroleum Expert Ltd.
- Moreyra, J., & Cons, J. (2016). *Hydraulic Fractures Behaviour Evaluation in Vaca Muerta Formation, Case Studies*. SPE.
- Shahamat, M., Tabatabaie, H., Mattar, L., & Motamed, E. (2015). *Inflow Performance Relationship for Unconventional Reservoirs (Transient IPR)*.
- Turner, R., Hubbard, M., & Dukler, A. (1968). *Analysis and Prediction of Minimum Flow Rate for the Continuous Removal of Liquids from Gas Wells*. SPE Gas Technology Symposium.