

OPTIMIZACIÓN ECONÓMICA A TRAVÉS DEL RE-DISEÑO DE POZOS EN UN CAMPO TIGHT GAS MARGINAL

Fernando Solanet, Florencia Melendo, CGC

1. Sinopsis

La cuenca Austral, principalmente gasífera, cuenta con reservas en zonas de Tight Sands cuyo desarrollo se había vuelto anti-económico con los costos de los pozos convencionales. Tal es el caso del yacimiento Campo Indio, cuyas reservas de gas en la formación Magallanes con permeabilidades muy bajas y que sólo produce mediante fracturas de dimensiones importantes.

La baja productividad de los pozos contrastada con altos costos de construcción de los mismos, volvió anti-económico seguir desarrollando el campo a través de pozos convencionales.

Así es que surgieron en paralelo dos ideas que atacaron ambos flancos de la ecuación con el fin de encontrar la economía del yacimiento a poder seguir desarrollándolo.

La primera idea puesta en marcha consistió en reducir los costos de construcción de pozos a través de un diseño monobore con el tubing cementado frente a la formación. De esta forma, a la reducción de costo de los materiales frente al diseño convencional de casing más tubing y packer, se sumaba que la fractura se haría en modo “rig-less” por no requerirse maniobras de tubing. Estos pozos monobore se realizaron en ramillete de tres pozos desde la misma locación, con bodegas independientes, lo que acarreo nuevos ahorros en la obra civil y las líneas de conducción, al precio de tener que desviarlos durante la perforación.

La segunda idea apuntó a un aumento de la productividad de los pozos, mediante un diseño horizontal y múltiples fracturas. La completación del tramo horizontal consistió en un liner de fijación hidráulica no cementado, con camisas y packers aislando las mismas. Este diseño resulta más caro que un pozo convencional en la zona, pero busca cambiar la ecuación económica a través de un aumento en la producción.

El presente trabajo muestra las experiencias vividas en casos reales de ambos modelos, con lecciones aprendidas. Además pretende introducir el debate de cuál de los conceptos resulta más efectivo o bien si se puede definir un ámbito de aplicación para cada uno.

2. Introducción

Las arenas del reservorio M1 de la formación Magallanes del yacimiento Campo Indio responden a una trampa estratigráfica, configurada por areniscas lítico-feldespáticas finas a muy finas, con abundante contenido de glauconita y variable contenido de matriz arcillosa. Se las interpreta como depósitos de plataforma somera de baja energía. La combinación de los granos finos con la matriz arcillosa resulta en una muy baja permeabilidad, lo que le confiere la condición de “Tight”.

Desde que comenzaron a explotarse estas arenas, a mediados de los 90, se trató siempre de ir siguiendo las zonas con permeabilidades aceptables para una productividad económica en drenaje convencional. La estimulación por fractura cuando la había, era de corto alcance, como solía ocurrir en esas épocas.

Las zonas de mayor diagénesis (tight) con permeabilidades como las mencionadas en el abstracto, fueron consideradas anti-económicas. Así, cuando el desarrollo llegaba a una zona tight, se planteaba un límite geográfico para el desarrollo.

El yacimiento Campo Indio comenzó su desarrollo en el año 1994 y hasta 2012 contaba con cerca de 50 pozos perforados. Su desarrollo se estancó hasta 2015 en que CGC perforó dos pozos en la zona marginal del este del campo.

Los costos y la baja productividad de estos pozos, hizo ver que esos recursos de gas no podrían explotarse con el modelo de pozos convencionales.

Luego de un año de re-ingeniería del modelo de pozo, se introdujeron dos diseños que apuntarían a una mayor productividad a través de mucho mayor carga de estimulación y a una reducción en el costo de construcción de pozo como el caso de los pads de tres pozos monobore que se describirán en detalle en este trabajo.

3. Pozos Monobore

El término “monobore” hace alusión a la existencia de un único conducto desde el fondo del pozo hasta la superficie, en contraposición al diseño convencional de un espacio central de producción y un espacio anular. El diseño consiste, básicamente en cementar el tubing de producción contra la formación, a la manera de un casing.

El doble canal resulta imprescindible para producir petróleo, sobre todo si éste conlleva altas relaciones gas-petróleo (GOR), luego de perder capacidad de producir por surgencia natural. Sin embargo, para la producción de gas, el diseño convencional simplemente agrega versatilidad a la hora de la terminación o el workover para poder aislar la capa objeto del estudio y luego en la vida del pozo para poder cambiar el tubing si es necesario. En no pocas frecuentes ocasiones el gas se produce con cierta cantidad de condensado y también agua proveniente de la fractura, lo que acaba por ahogar la capa productiva. En esos casos se hace necesaria una intervención para evacuar el líquido, fruto de lo cual puede definirse el reemplazo del tubing de producción por uno de menor diámetro para conseguir que la mayor velocidad del gas arrastre el líquido a la superficie, evitando que se acumule en fondo.

El área tight del yacimiento Campo Indio cuenta con una única capa productiva, el miembro M1 de la formación Magallanes, y por ende no resulta necesario aislar una capa de otra para ensayarlas.

El diseño monobore, no obstante, implica el sacrificio de no poder reemplazar la tubería de producción en la vida del pozo. Quedan alternativas para combatir el ahogue por acumulación de agua en fondo, utilizando un coiled tubing.

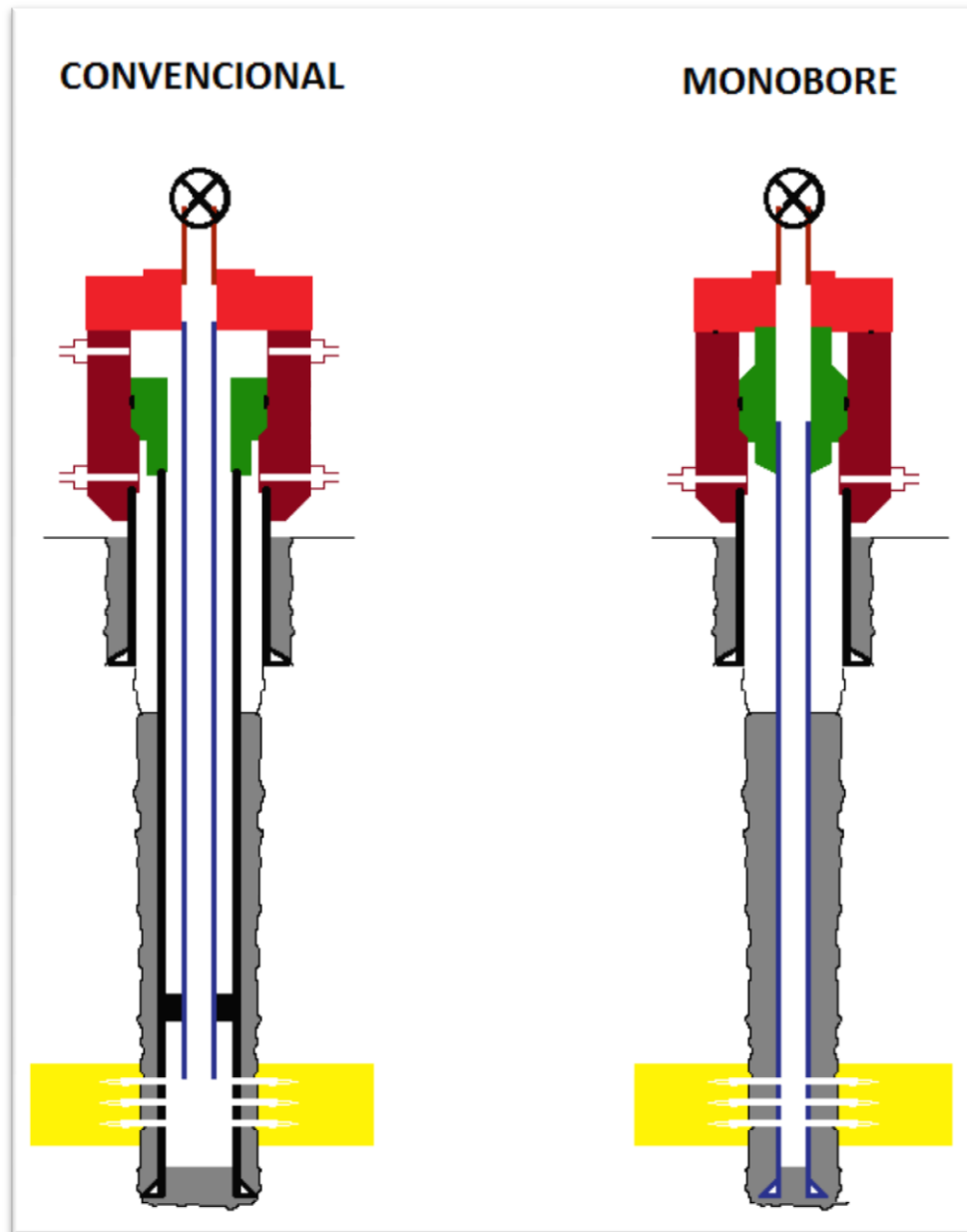


Figura 1. Comparación entre el concepto tradicional y el monobore, donde se aprecia la reducción en la tubería utilizada.

Las ventajas de este diseño monobore pueden sintetizarse en dos aspectos:

- La reducción de materiales, ya que se economiza un casing completo y un packer. Adicionalmente se reduce el tamaño del cabezal.
- La NO necesidad de montar equipo para su terminación. Al no tener que manipular tuberías, la completación (perfilajes, punzados, fracturas, limpieza y flujo inicial) pueden realizarse sin el concurso de una torre, en lo que se conoce como terminación "Rig-Less".

3.1. Concepto Tri-Pad

Paralelamente al diseño reducido monobore, se introdujo el desarrollo por pads de tres pozos direccionales.

Los puntos de entrada al objetivo se separan entre sí unos 700m aproximadamente y tienen un desplazamiento promedio de aproximadamente 400m. Los pozos atraviesan la capa productiva en forma vertical o cuasi-vertical.

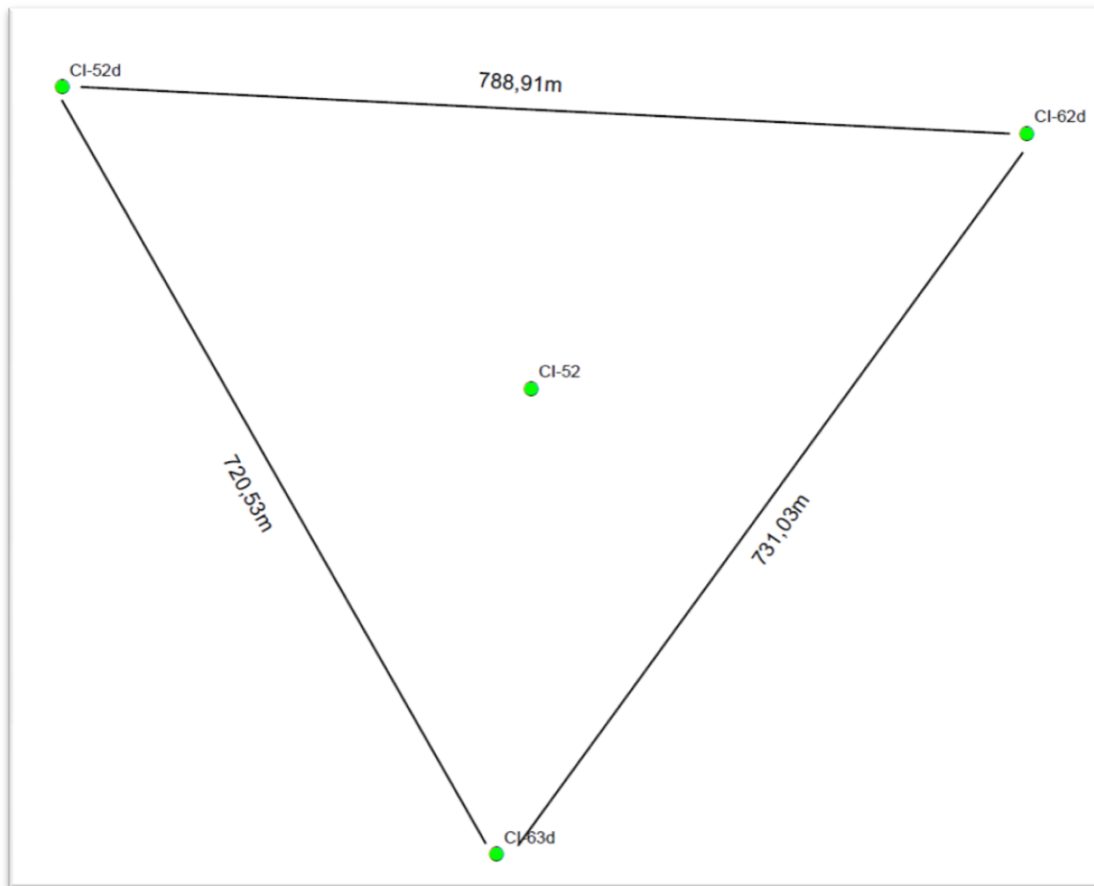


Figura 2. Geometría de la distribución de los puntos de entrada al objetivo M1 de los pozos del Pad CI-52.

El mayor costo por el diseño direccional sería sobre-compensado por los siguientes ahorros:

- Menor costo de construcción de locación al compartir la plataforma entre los tres pozos, donde el único costo adicional es la bodega individual.
- Línea de conducción única desde la locación, con un manifold que colecta la producción proveniente de cada pozo.
- Reducción en el costo y los tiempos de DTM, ya que los dos movimientos entre pozos de un mismo pad, a pesar de no contar con un sistema de skidding, implican sólo mover la torre junto a otras pocas unidades, dejando el circuito, las bombas y los tanques en la misma posición.

- Economía logística en la etapa de fractura ya que la gran cantidad de equipos y materiales, incluyendo el agua y la arena, sólo se movilizan a una locación.

La locación se construye en el centro geométrico del triángulo que forman las coordenadas de subsuelo. Los puntos de partida de los pozos cuentan con bodegas independientes separadas entre sí unos 4m. Esta distancia permite mantener la ubicación de los circuitos de lodo simplemente extendiendo la línea de retorno de lodo y agregando una manguera en la línea de alta presión.

3.2. Diseño de los pozos monobore

Los pozos *monobore* fueron y son diseñados con una forma en pseudo “S”.

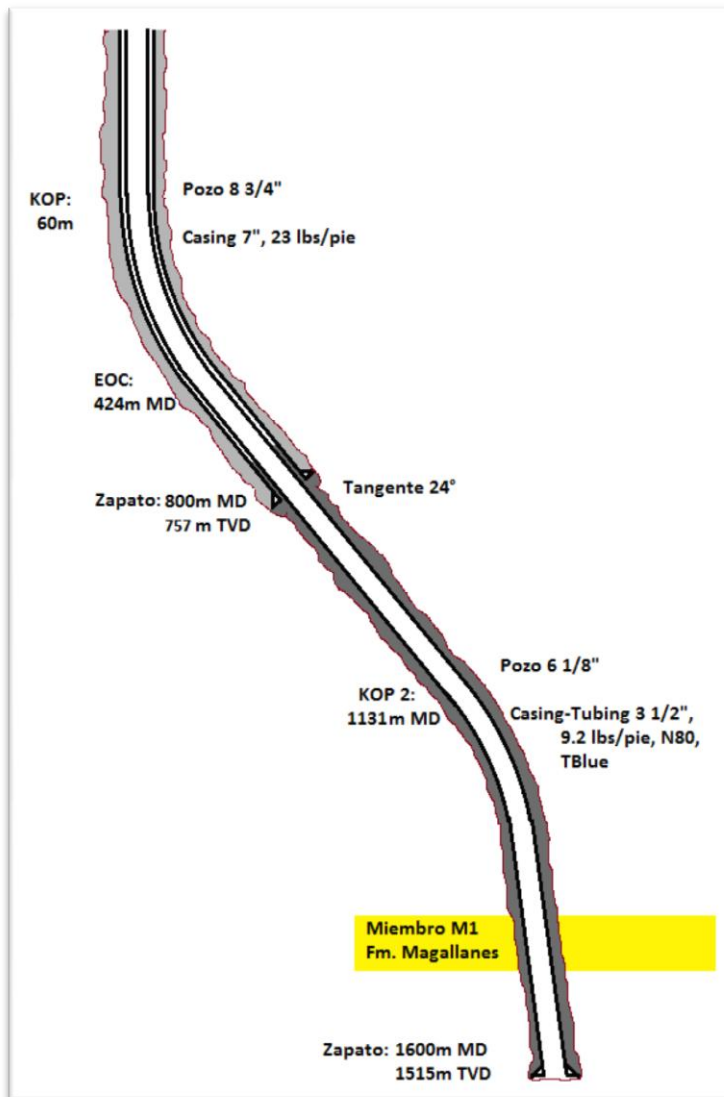


Figura 3. Esquema de diseño del pozo CI-42d.

La exigencia de desplazamiento vertical en una profundidad del orden de los 1500m obliga a un KOP muy temprano, teniendo que iniciar la construcción de curva en la propia guía, que se perfora en un diámetro de 8 3/4" y se entuba en 7".

Luego sigue un tramo tangente en el que se asienta el zapato, para continuar con pozo de 6 1/8" tumbando el ángulo para entrar en el objetivo con una inclinación del orden de los 10°.

Dado que estos pozos siempre se estimulan por fractura hidráulica, condición necesaria en un tight gas, se podría pensar que la verticalidad del pozo en el reservorio podría ser crítica. Sin embargo, a través de realizar un punzado reducido (1,5 a 2,0 m), se intenta generar una fractura única y esta configuración no compromete el drenaje al pozo.

3.3. Desafíos y limitaciones

3.3.1. Barrera única. Cementación completa

Una limitante importante del diseño monobore es que no hay doble barrera de tubería entre el conducto de producción y la formación, como sí ofrece el diseño convencional. El riesgo es que ante la pérdida en el único tubing/casing del monobore, se pase a contaminar cualquier capa superior con el gas de fondo.

Por ello se decidió utilizar roscas Premium (sello metal-metal) en la tubería cementada y adicionalmente levantar un anillo de cemento que se superponga con la guía.

Esto último implicó un desafío importante puesto que requería profundizar el zapato de la guía y a la vez alargar el anillo de cemento hasta lograr un encuentro seguro entre ambos. El gradiente de fractura es bien bajo (del orden de 12 ppg), por lo que el diseño de la cementación no se presentó fácil.

Luego de varios ensayos de laboratorio se logró una lechada de 12ppg que a las 24 horas de fragüe desarrolla una resistencia a la compresión superior a 2000psi. Resulta importante contar con un cemento fuerte puesto que tiene que soportar las presiones internas que se imponen durante la operación de fractura.

El esquema de bombeo asegura que nunca se supera la presión de fractura durante la operación. A su vez, se optó por no poner una lechada de relleno, ya que en caso de entrar en pérdida por fracturamiento inducido, se perdería el cemento bueno y el relleno sería el que tuviese que soportar los esfuerzos durante la fractura. Esto era inadmisibles y hubiera presagiado el fracaso de la estimulación.

3.3.2. Guía profunda

La profundización de la cañería guía no trajo mayor inconveniente. Simplemente en el caso de encontrar alguna dificultad durante la perforación, no hay posibilidad de asentarla en un punto más somero. Hubo un caso de presencia importante de canto rodado, lo que trajo inconvenientes durante la perforación y luego durante la entubación.

La cementación con lechada convencional hasta superficie se pudo hacer siempre sin problema, requiriéndose en algunos casos la realización de un Top Job.

3.4. Perforación

3.4.1. Perforación Direccional en tramo guía.

Como ya se mencionó más arriba, el tramo guía debía perforarse direccionalmente. Para no comenzar el pozo directamente con el BHA direccional y ante el riesgo de presencia de canto rodado en superficie, se optó por comenzar el pozo principal con el trépano usado para perforar el pozo auxiliar. Así se suele continuar hasta unos 60m y luego se reemplaza la columna por el BHA direccional, compuesto por motor de fondo y *bent housing*. Se perfora en modo Deslizamiento + Rotación.

La curva se realiza con un crecimiento de $2^{\circ}/30\text{m}$ y no ofrece problemas para lograr la geometría deseada. Tampoco hay inconvenientes en mantener la tangente luego de lograr el ángulo de inclinación planeado.

Un problema en la salida a partir del segundo pozo del pad es la cercanía del casing del pozo anterior. Recuérdese que las bocas de pozo están tan sólo a 4m de distancia. Para ello, luego de los primeros 60 metros perforados con el trépano de dientes usado para el pozo auxiliar, el BHA direccional se bajaba pre-orientado y se comenzaba el tramo deslizando hasta lograr una separación que permitiera medir y orientar sin interferencia.

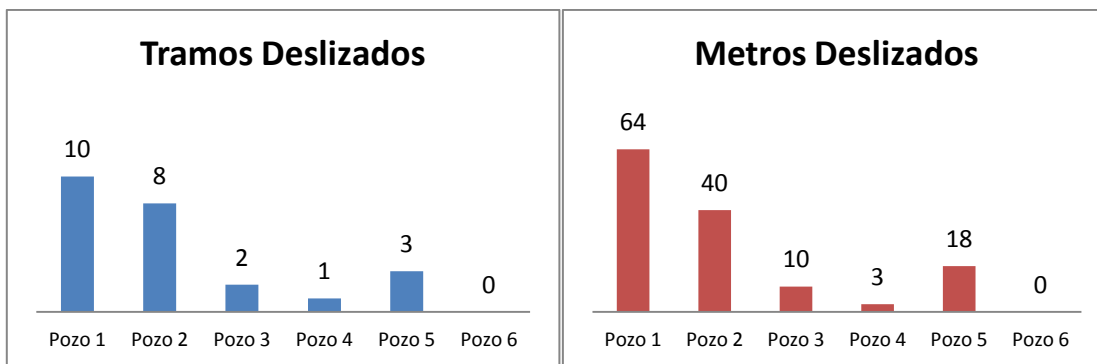
3.4.2. Sección de 6 1/8". Caída en rotación

Para la sección productiva se utiliza un trépano PDC de 6 1/8" y un BHA direccional con motor de fondo y *bent housing*.

Pero el objetivo del BHA es minimizar el tiempo de deslizamiento y diseñar el pozo teniendo en cuenta las tendencias observadas durante la rotación. De esa manera, se fue buscando que el ángulo de la tangente fuese tal que con caída natural rotando el BHA, la trayectoria se corrigiera hasta caer en el objetivo dentro del radio de tolerancia.

Así se fue recorriendo una interesante y provechosa curva de aprendizaje. En el primer pozo *monobore* se tuvo 10 tramos deslizados para corregir trayectoria, totalizando 64m y 3,8 hs sobre un total de 22 hs de trépano en fondo y un tiempo total para la perforación de 41 hs. Por el contrario, en el sexto pozo se logró 100% de rotación, sin deslizar ni un tramo, con un tiempo total para la perforación de la sección de 26,5 hs.

Es importante contabilizar no sólo los metros deslizados sino también los tramos, puesto que el tiempo de orientación de la herramienta (TF) se suma en cada comienzo de tramo deslizado.



Gráficos 1 y 2. Curva de aprendizaje en la perforación direccional de la sección de 6 1/8". Deslizamientos

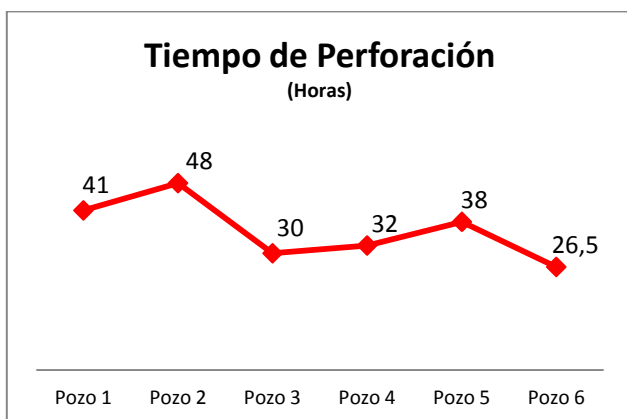


Gráfico 3. Curva de aprendizaje en la perforación direccional de la sección de 6 1/8". Horas para completar la sección.

3.4.3. Cabezal

Para estos pozos *monobore* se diseñó un cabezal tipo compacto. La sección "A" se monta sobre la cañería guía de 7" y el casing/tubing de aislación se cuelga en dicha sección, mediante un colgador enroscado al tope del mismo.

La sección "A" va enroscada en un casing de 7". Se baja al final de la corrida del casing (guía) mediante un caño usado como niple de maniobra. Sobre este niple se arma la cabeza de cementación de doble tapón.

Luego de la cementación, se relaja el peso dejando el cabezal asentado en una placa base y se remueve el niple de maniobra. Luego se montan las válvulas laterales de 2" roscadas y finalmente la BOP de 7 1/16" 3000 psi.

Al finalizar el pozo y bajar la tubería de 3 1/2", el colgador va enroscado en la última junta y encima también se arma un niple de maniobra sobre el que se monta una cabeza de cementación de doble tapón.

Al finalizar la cementación, se cuelga el colgador en el housing de la sección "A" y se remueve el niple de maniobra y se apretan los tornillos retenedores del sello. Luego se procede a desmontar la BOP y se arma la sección "C".

Como alternativa, se está estudiando cambiar a un diseño tipo *Slip Lock*.

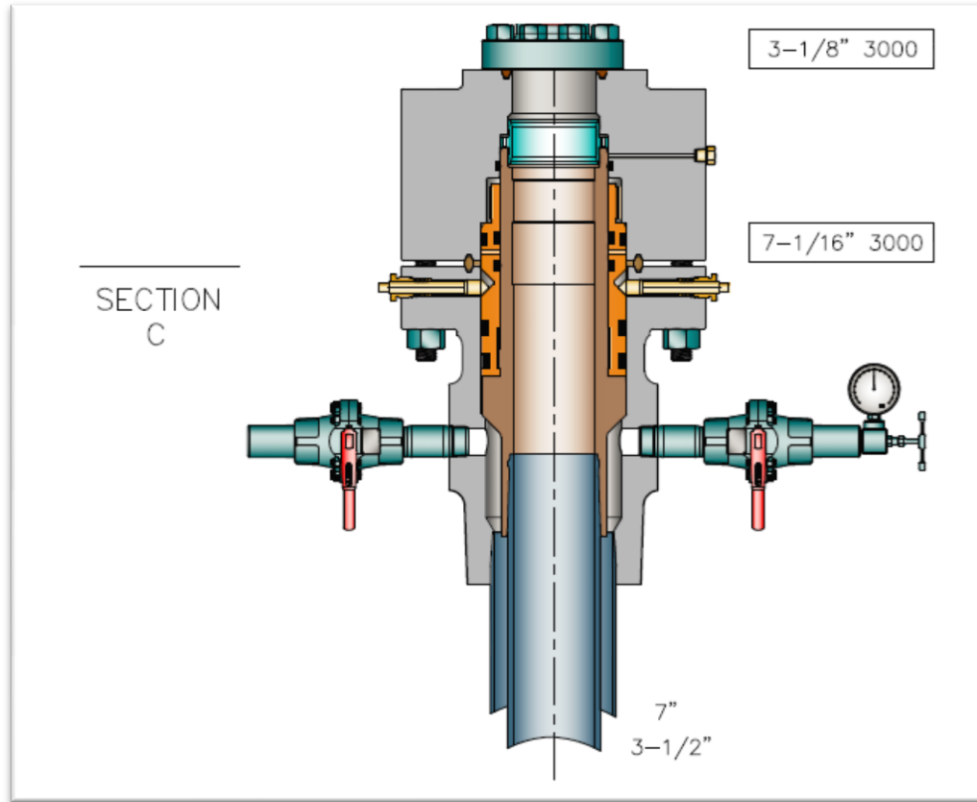


Figura 4. Cabezal MMA 7" x 3 1/2", 3000 psi, utilizado para los pozos monobore

3.4.4. Tubing Premium

El diseño convencional en la cuenca suele entubarse utilizando roscas API para el casing y lo mismo para el tubing de producción.

En el caso de los pozos *monobore*, dado que se trata de la única tubería, se juzgó conveniente que las roscas fuesen Premium. Inicialmente se utilizó la rosca Tenaris Blue, la cual no presentó ningún problema en sí. Sin embargo, esta rosca, al requerir llave computarizada de torque y merced a la gran distancia que separa estos yacimientos de las bases de las compañías de servicio (en Comodoro Rivadavia), el servicio de entubación implicaba altos costos y riesgos logísticos.

Así es que se optó por cambiar a una rosca Wedge-563, que si bien también es Premium, el sello metal-metal es lateral y no frontal. Esto permite utilizar llave convencional de torque.

Un ecuación de mayor costo en la cañería pero con el ahorro de la llave de torque computarizado.

3.4.5. Riesgos y Contingencias

Los riesgos que se pueden enumerar en el proyecto de pozos *monobore* son los normales asociados a una perforación direccional (falta de respuesta del conjunto de fondo, tendencias laterales, tortuosidad, etc.). Además, por la perforación *Slim Hole* hay otros riesgos tales como falta de

capacidad de adicionar un tramo de contingencia, utilización de herramientas más finas y menos fuertes y sobre todo la limitación de realizar trabajos por dentro del casing/tubing tales como una cementación remedial, una pesca, etc.

Asociado a los riesgos direccionales está la posibilidad de colisión. Las bocas de pozo están separadas tan solo 4 metros. Por ello también es necesario hacer un KOP temprano. Además, el segundo y tercer pozo del pad no tienen control direccional hasta bastante pasado el KOP por interferencia.

Luego existe el riesgo geológico de que si se atraviesa más de una capa productiva o si se pretende ensayar aislando una capa, prácticamente no existe esa posibilidad.

Por todo ello, este sistema es muy indicado en zonas de geología bien conocida.

Entre las contingencias ocurridas en este proyecto, sólo mencionaremos que la presencia de canto rodado de gran tamaño en los primeros metros tuvo que ser manejada con relativo éxito. Sólo en el caso de un pozo en donde hubo dificultades durante la perforación de toda la guía, y luego durante la entubación de la misma parando antes del fondo y provocando que el casing tuviera que ser cortado en superficie y luego el cabezal soldado. Se sospecha que el canto rodado no pudo ser levantado, cayendo dentro del pozo y en algún caso alojándose en cavernas de la zona tangente.

Luego se continuó perforando la sección productiva aparentemente sin problemas, pero no se consiguió perfilar. Quizá aún había canto rodado que habría caído antes o durante la entubada de 7". Lo que seguro había era un tramo de 17m de mayor diámetro debajo del zapato por quedarse corta la entubación.

Lo curioso de este caso fue que el primer pozo del mismo pad, situado a 4m, no presentó gran problema al atravesar el canto rodado. Ya para el tercero se habían indicado píldoras de muy alta viscosidad.

3.4.6. Curvas de tiempos. Límite técnico.

Las curvas de avance sin el DTM muestran un apredizaje importante desde el primer pozo que tomó 14,2 días hasta el sexto, que tomó sólo 7,9 días.

Resulta especialmente interesante unir los mejores tiempos para cada fase y armar un pozo hipotético pero compuesto por tiempos reales. Este "Pozo Ideal" sería el *límite técnico* actual. No significa que no se pueda mejorar pero hoy se puede ambicionar construir ese pozo de 6,9 días, simplemente estudiando e intentando repetir en cada fase lo que ya se ha hecho en alguno de los pozos anteriores.

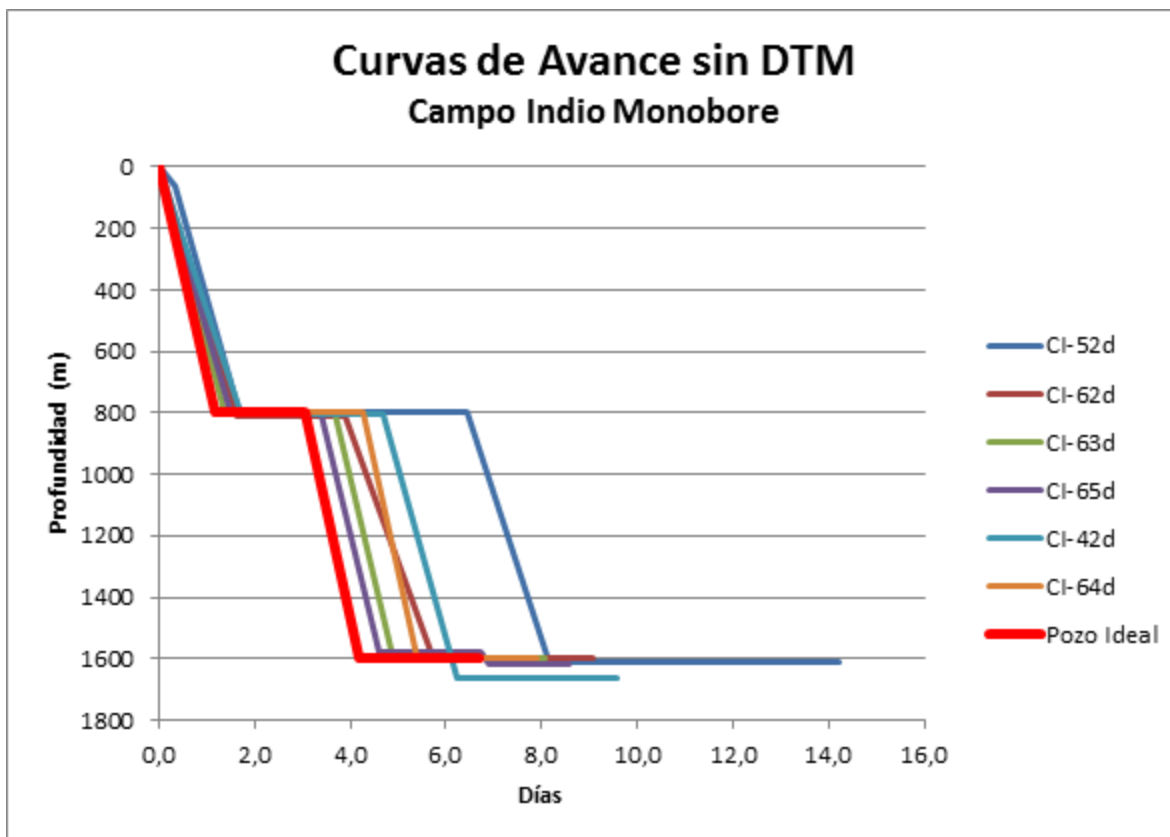


Gráfico 4. Curvas de avance de los pozos monobore. La curva roja representa el Límite Técnico actual.

3.5. Completación Rigless: Punzado, Fractura y Flow Back

El diseño de estos pozos está orientado a asegurar la fracturabilidad de la formación Magallanes, permitiendo aplicar distintas técnicas que logren mejor conductividad, condición para ser rentables.

Los principales desafíos para lograr estos objetivos se enfocan en:

- Lograr la mayor longitud conductiva posible (X_f), ya que la zona no cuenta con importantes contrastes de esfuerzos y las fracturas tendrían tendencia a crecer en altura. Esto está en la etapa de evaluación ahora que se cuenta con suficientes datos de producción como para iniciar los estudios. Como parte de este proceso de mejora continua, se está analizando el uso de fluidos de baja viscosidad. Actualmente se usan fluidos de alta viscosidad (geles activados).
- Controlar el retorno de arena durante el periodo inicial de fluencia, producto de las condiciones del reservorio. Para esto se están probando distintas técnicas y recursos disponibles en el mercado, tales como químicos que actúan aglutinando los granos de arena con suficiente resistencia como para resistir la presión de la fluencia y también arenas resinadas curables que trabajan a bajas presiones de confinamiento y en el rango de temperatura de Magallanes. Como parte del control, también se adoptó punzar en tramos reducidos de 2m con cargas de alta penetración y cañón de 2".
- Optimizar el uso y tipo de agua, como recurso crítico. Se ha logrado utilizar agua de producción desde un pozo cercano. Esta agua, sin embargo, dista de ser la ideal para el

funcionamiento de los aditivos químicos. Se requiere de ensayos y calibraciones en laboratorio con muestras del agua de campo en simulaciones con condiciones a las que el fluido se someterá durante todo el proceso desde el armado del gel hasta el *flowback*.

3.5.1. Punzado

En los pozos *monobore* se redujo el intervalo punzado a 2 m con dos objetivos: reducir la devolución de arena y evitar que se generen múltiples fracturas. Los punzados se hicieron con cargas de alta penetración usando cañón HSD de 2”.

3.5.2. Diseño de Fractura

En toda fractura se busca optimizar el retorno económico de la misma a través de varios parámetros composicionales y geométricos como la longitud de fractura, la cantidad y el tamaño de arena, la concentración de la misma, el tipo de fluido y la relación del colchón sobre el total de lo bombeado.

Para definir la cantidad de sacos de arena de las fracturas, se realizaron dos tipos de estudios.

Por un lado se simularon las sensibilidades de longitud de fractura (x_f) versus arena en formación (fig.5). Como hay una relación creciente entre los sacos en formación y la producción se buscó realizar fracturas de mayores dimensiones, siempre que el incremento marginal en el costo sea compensado por un incremento de producción que lo justifique y de esta forma optimizar la economía del proyecto.

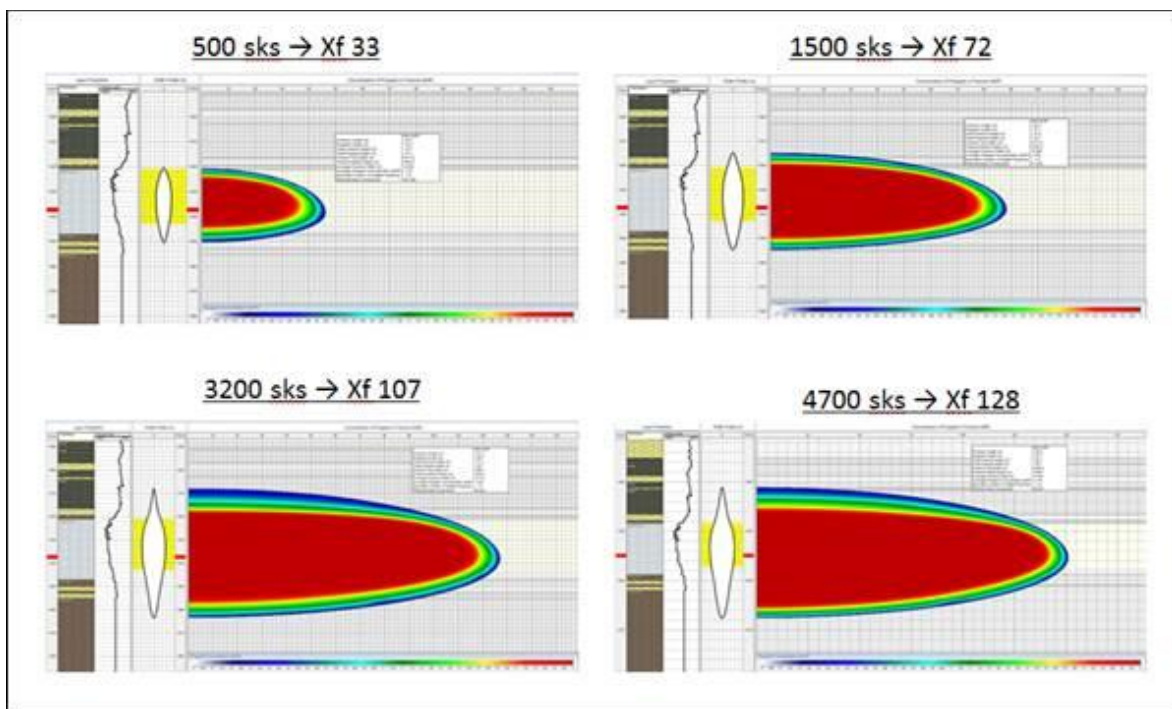


Figura 5. Simulaciones Frac Pro Sacos vs Longitud de fractura.

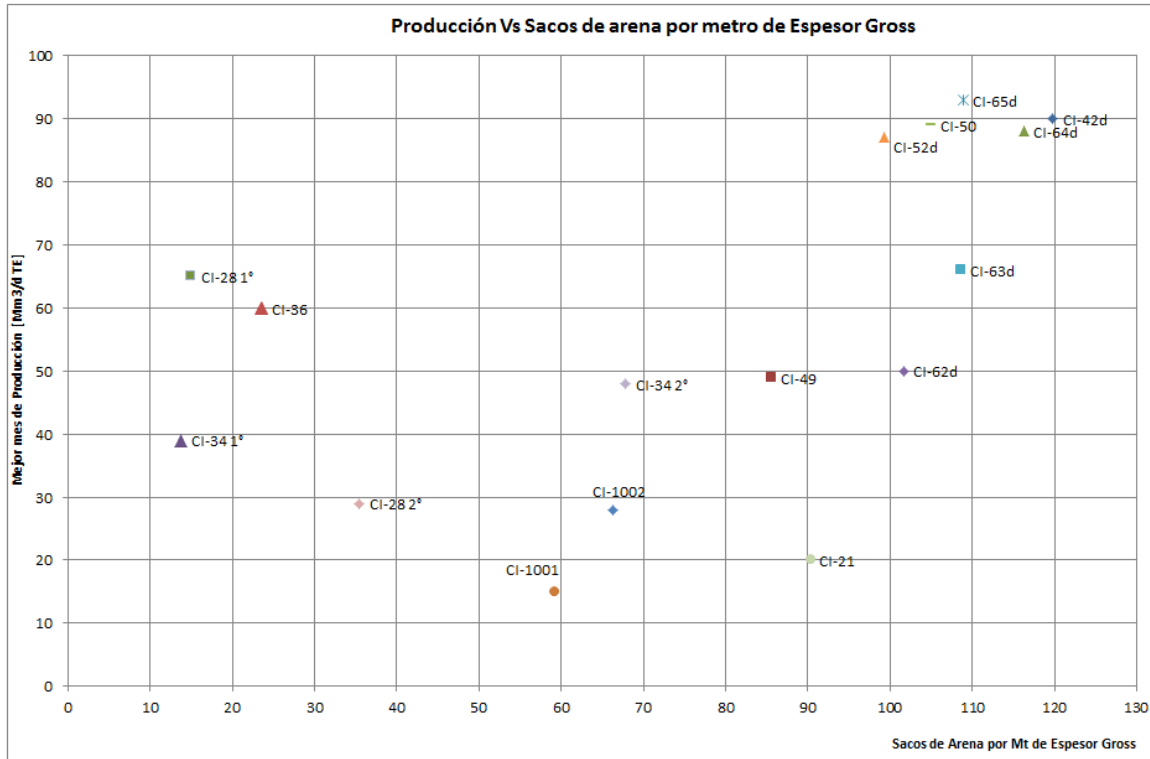


Gráfico 5. Producción en el pico vs sacos de arena por metro de espesor de capa.

Actualmente nos encontramos monitoreando las producciones obtenidas para ajustar el modelo del simulador *Petrel* y así poder determinar a través de los análisis económicos cuál es la longitud de fractura óptima.

Paralelamente se estudió el rendimiento observado en pasadas fracturas. Se analizó la relación de sacos de arena por metro de espesor de capa total o *gross*. Como puede verse en el gráfico 5, al incrementar la relación de sacos de arena por metro de espesor Gross se obtienen mayores producciones iniciales. Al momento encontramos que obtenemos buenos resultados al trabajar con relaciones promedio de 115 sacos /m Espesor Gross.

En resumen, para los *monobore* se utilizó un diseño con un promedio de 3000 sacos de arena de tamaño 20/40 y 16/30 tipo *Badger*, en concentraciones escaladas hasta 8 lbs/gal, inclusive se llegó a bombear hasta 10 lbs/gal, luego de tener que solucionar algunos inconvenientes en el blender asociados al endurecimiento de la arena con el *Expedite* (ver párrafo siguiente). Esto representó un cambio significativo respecto de lo que se había realizado en el pasado en el yacimiento.

Los últimos sacos de arena fueron bombeados con un químico que produce la amalgama de los granos, impidiendo que estos migren al pozo durante la fase de *flow back* o de producción. El nombre comercial de este químico es *Expedite*.

El colchón (*pad*) se dimensionó a la baja respecto de los antecedentes, con un diseño que permitía hacerlo, llegando a ser del orden de 25% del total del volumen bombeado. Para las fracturas realizadas con *Expedite* se introdujeron volúmenes incluso menores. Si bien el colchón es necesario para abrir y mantener abierta la fractura mientras se bombea el agente sostén, el exceso del mismo

resulta en un obstáculo para la producción del hidrocarburo. En contrapartida, si resulta escaso, la fractura se llena de arena antes de acabar de desarrollarse produciéndose un temprano arenamiento o *screen out*.

Actualmente se está evaluando el impacto de las proporciones del colchón (*pad*) y las concentraciones de arena en la producción.

En pruebas de laboratorio se detectó que el Expedite no era compatible con el agua de formación utilizada, motivo por el cual en las etapas que se adicionó el expedite se fracturó con agua dulce. Luego, en el pozo horizontal y en el segundo set de pozos monobore se cambió a una arena resinada, que se activa por temperatura y presión. Pero hubo mucha devolución de arena durante el *flow back*. El problema podría ser la falta de presión de confinamiento ya que hablamos de gradientes de fractura bastante bajos (0,6 psi/ft). En los próximos pozos se probará la arena resinada, con el agregado de un químico activador que suple la falta de presión. Al cierre de este trabajo, las pruebas de laboratorio dieron favorables.

3.5.3. Limpieza Coiled Tubing

Para que los pozos queden en surgencia una vez realizada la fractura es necesario ingresar con el *Coiled Tubing*, inyectar nitrógeno e inducir surgencia. En esta operación también se limpia la arena que queda dentro del casing.

Al realizar el cambio de casing de 5" a 3 ½" se redujo el volumen de la cámara remanente en el pozo por lo que menores cantidades de arena resultan en una altura mayor. Se hicieron varias pruebas en el desplazamiento para reducir el volumen de arena dejada en el casing pero en todos los casos los punzados quedan tapados con arena y se decide ir a limpiarlos cuando el pozo cuenta con presión suficiente para permitir la limpieza sin admitir fluidos y garantizando un buen retorno.

La limpieza se hace con espuma nitrogenada minimizando la inyección de líquidos a formación.

3.5.4. Flow back

Para el *flow-back* de los pozos se colocaron dos separadores en locación con sus respectivos desarenadores para proteger las instalaciones.

Se fueron abriendo los orificios en la medida que el retorno de arena lo permitía y de esta manera se logró una buena devolución de agua en los primeros días posteriores a la fractura.

3.5.5. Estrategia de optimización

Optimización de tiempos

La ventaja de tener 3 pozos en una misma locación tuvo un impacto importante en la reducción de tiempos ya que una vez realizado el montaje se podían fracturar los 3 pozos en 2 días.

Generalmente solíamos tener de dos a tres días para el montaje y acopio de agua y otro día para el desmontaje y movilización hacia otro pozo por lo que estos tiempos entre pozos dentro del *pad* fueron reducidos.

Actualmente seguimos trabajando en su optimización ya que a la fecha de redacción de este trabajo llevamos realizados dos *pads*.

Optimización de costos

Así como ocurre en la perforación, la reducción en los DTM de los sets de fractura tiene un impacto directo en la reducción de costos.

Comparando los pozos de un mismo *pad* con los realizados en 5 ½” y entubados en 2 7/8” se logró una reducción del costo por saco de arena en formación (USD/SKS) del 52%.

3.5.6. Contingencias

El agua de formación empleada para las fracturas contiene Boro, lo que provoca que el Gel Lineal se reticule (cross-linked) antes y una vez reticulado sea más estable por lo que tuvimos que trabajar en la dosificación de químicos y ruptores y lo seguimos haciendo para poder optimizarlo.

A su vez contiene bacterias que deben ser controladas para que su crecimiento no perjudique el armado y conservación del Gel en el tiempo requerido para la operación.

En el segundo PAD tuvimos problemas con la rupción del Gel posterior a la fractura y se tuvo un alto retorno de arena en el flow-back. En este pad en lugar de usar arena con Expedite se empleó arena resinada, la que no se activó lo suficiente para cementar los granos entre sí. Posiblemente el problema sea atribuible a la falta de presión de confinamiento.

Para poder obtener la correcta viscosidad de fluido base (21cP), dada las características de la fuente de agua y la temperatura ambiente en locación, se debió incrementar la carga polimérica en un 50% hasta 35 lb/Mgal para lograr un fluido lineal final con la deseada viscosidad.

La dosificación de ruptores no fue la adecuada y el gel tardó en romper lo que nos obligó a ingresar varias veces con el coiled tubing a limpiar arena e inducir surgencia. En algunos pozos incluso hubo que inyectar ácido acético al 10% para romper el gel que pasado los días estaba más armado que durante la fractura.

Este agente de sostén resinado *Optiprop* (doble capa) se utiliza para minimizar los problemas de *flow-back*. Diseñado de forma tal de que pueda consolidar solo bajo presión, teniendo como beneficio la no consolidación dentro del casing, y a determinada temperatura, permitiendo el uso de catalizadores cuando esta es menor a la recomendada.

Sumado a esto se detectó que la presión de confinamiento fue menor a la esperada por lo que se requiere dosificar activador para lograr una eficaz consolidación de la arena *Optiprop*.

Afortunadamente esos inconvenientes fueron resueltos y los pozos una vez puestos en servicio tuvieron muy buenas producciones iniciales.

4. Pozo Horizontal

Como se dijo ya en el comienzo de este trabajo, la apuesta para el desarrollo del tight gas era doble. La segunda parte de la misma consistía en un tipo de pozo de diseño horizontal en la capa M1. Esta lógica busca cambiar la ecuación económica desde el aumento drástico de la productividad, aún cuando el costo individual del pozo fuese significativamente mayor.

Este modelo es el que se utiliza mayormente en los casos de explotación de gas en rocas generadoras. Consiste en aumentar muchísimo el contacto del pozo con el reservorio a través de múltiples fracturas. Cada fractura drena una pequeña porción pero la suma de todas ellas resulta en una producción que justifica la inversión

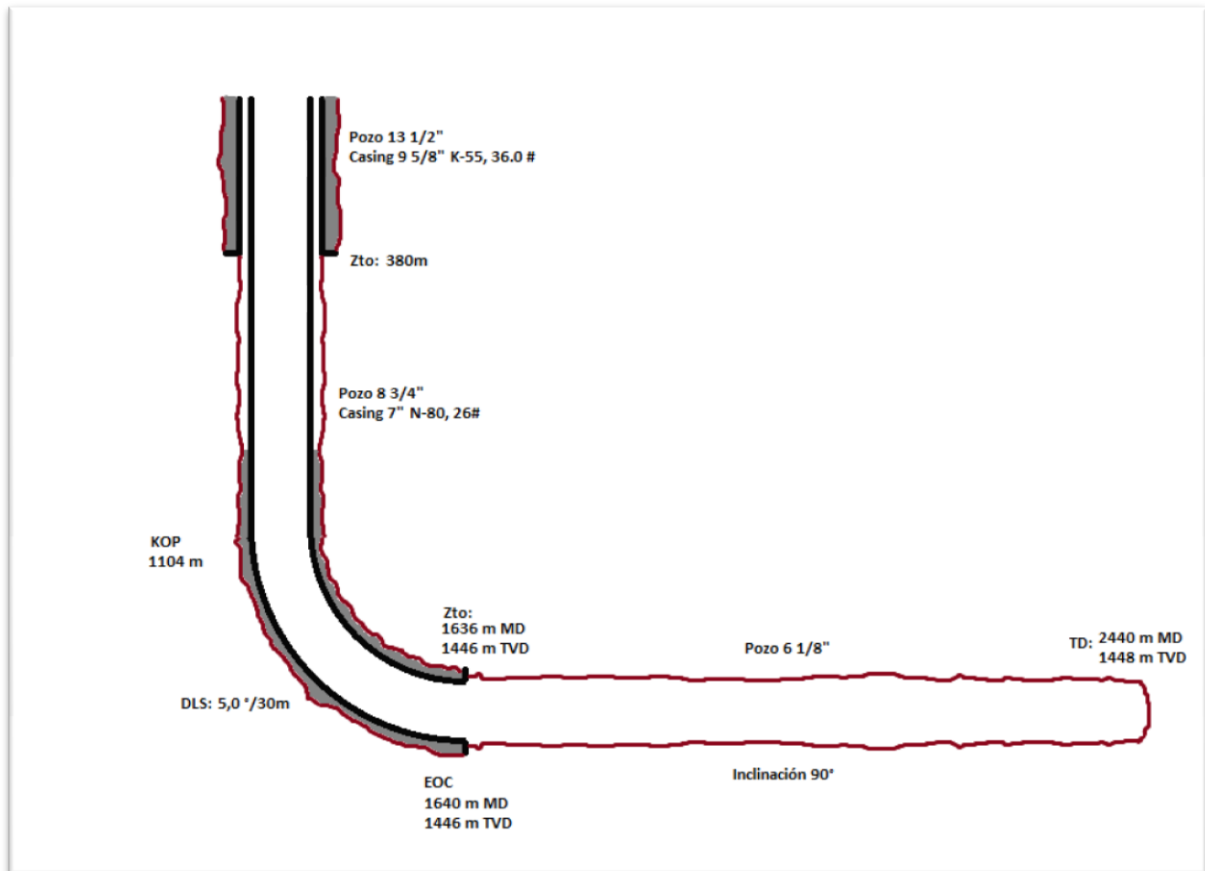


Figura 6. Esquema de diseño del pozo horizontal

4.1. Diseño

El diseño del pozo horizontal consistió en:

- Un tramo guía de 380m, vertical, perforada en 13,5" y entubada en 9 5/8".
- Una sección intermedia perforada con BOP para lograr la curva y aterrizar a 90° dentro del reservorio M1, perforado en 8 3/4" con motor y *bent housing*, y entubada en 7".
- Un tramo horizontal de 800m dentro del reservorio

La orientación o azimuth del tramo horizontal se definió de tal forma que las fracturas resultaran aproximadamente ortogonales a la trayectoria. De esa manera se maximiza el área contactada para drenar.

4.2. Perforación

4.2.1. Guía

La sección guía debía ser rápida, simple y vertical, para lograr una profundidad suficiente como para que la siguiente sección pueda perforarse con capacidad de contener un posible influjo de gas.

Se eligió perforar a una profundidad de 380m. Se utilizó trépano tricónico de dientes (1-1-5) de 13 ½” y BHA liso. La formación es muy blanda por lo que no es necesario aplicar mucho peso y la verticalidad está casi garantizada. De todos modos, si hubiere desvío importante al finalizar esta sección, siempre hay tiempo de corregir con el BHA direccional de la siguiente sección.

El único riesgo en la zona es la presencia frecuente de canto rodado superficial.

El revestimiento consiste en un casing de 9 5/8” sin gran exigencia y se cementa hasta superficie con una lechada convencional.

4.2.2. Intermedia. Aterrizaje

La sección intermedia es la portadora de la curva a 90° y el aterrizaje en la zona productiva. Se la perfora en 8 ¾” con trépano PDC, motor y *bent housing* de 1.83°, que es el máximo que permite perforar con rotación.

En estos pozos la curvatura (DLS) estuvo en los 5°/30m. Resulta crítico seguir la trayectoria programada. Es fácil ver que si se hiciera el KOP muy arriba, se tendería a aterrizar arriba del objetivo. Similarmente si se comienza muy abajo o si cuesta construir. Y cualquier corrección posterior necesariamente implicará, más tarde o más temprano, recurrir a curvaturas mucho mayores con el consiguiente riesgo de tortuosidad.

La performance del BHA fue excelente. Entendemos que la formación es muy estable, pero también contribuyeron factores como un lodo bien inhibido y un régimen de caudal moderado (400 GPM), con boquillas grandes (14), todo lo cual evita al máximo la formación de cavernas.

Para controlar el punto de aterrizaje se utiliza un marcador que está situado unos 40m antes de entrar en la capa M1. Este marcador geológico resulta bien visible en el sensor de rayos gamma, el cual se bajó junto al MWD.

Durante la curva, en el primer pozo, desde el KOP hasta el fondo se terminó deslizando un 40%. La pregunta desafiante es si convendría hacer este intervalo utilizando un sistema direccional rotativo (RSS).

4.2.3. Perforación horizontal. RSS

El tramo dentro de la arena productiva, de 800m, se perfora en 6 1/8” utilizando un sistema direccional rotativo tipo *push the bit*, o sea de los que empujan la broca a través de la apertura alternativa de unos pads que se encuentran a unos 40cm de la broca.

Nuevamente el régimen de flujo era moderado, las boquillas grandes y el lodo inhibido con KCl. Todo esto para lograr un caliper parejo de manera de maximizar la transmisión de peso durante los deslizamientos y de no acentuar la tendencia a tumbar. También, y quizá más importante, está el objetivo de que los *packers* del liner fijen correctamente contra la formación.

La performance en el primer pozo de este tipo fue excelente y no hubo problemas de transmisión de peso ni de torque. Las ROP fueron muy superiores a las esperadas. Al final se realizó una carrera de calibre repasando toda la sección. No se vieron problemas.

Al finalizar la sección se realizó una carrera de registros eléctricos utilizando el sistema TLC, asistido con tubería de perforación.

4.3. Liner de etapas

4.3.1. Diseño y operación

El sistema bajado para producción consiste en un liner de 4 ½" colgado y empaquetado dentro de la cañería intermedia de 7". El mismo no se cementa sino que lleva un sistema de camisas que se abren oportunamente en la operación de fractura, aisladas entre sí por empaquetadores. El sistema utilizado hasta ahora cuenta con diez etapas.

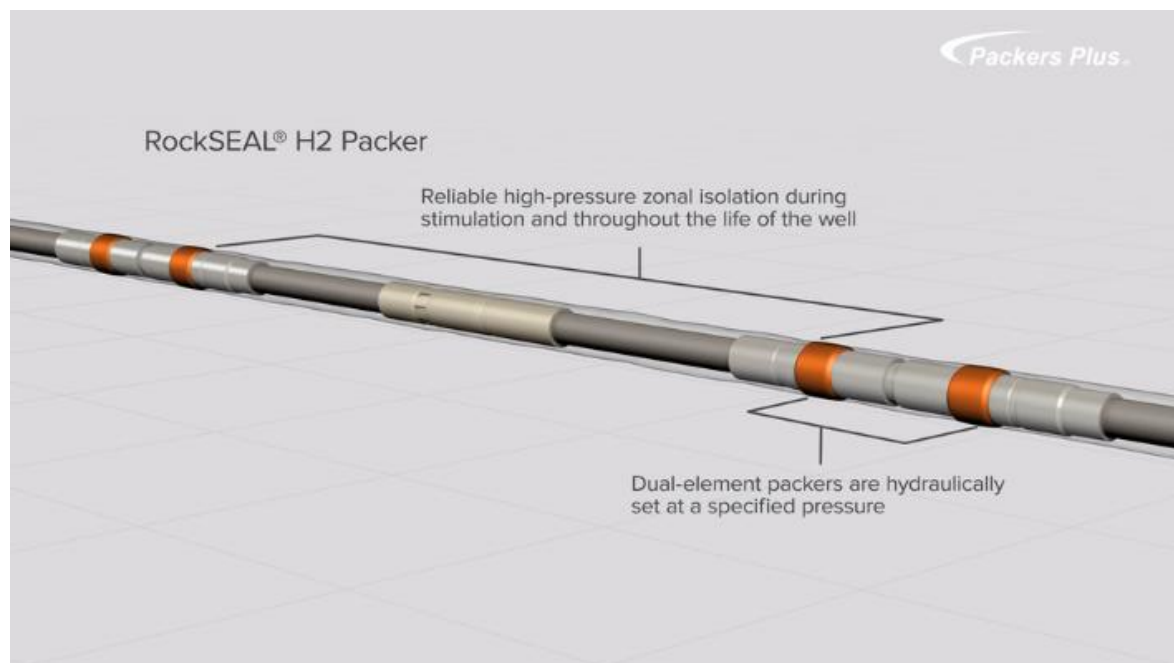


Figura 7. Esquema de una etapa del liner. Cada camisa se encuentra aislada por packers expandibles de doble elemento

La empresa proveedora (Packer Plus) establece un procedimiento especial de limpieza previo a bajar el liner con unos estabilizadores también provistos por ellos.

Luego se baja el liner de etapas, calibrando cada tubo. Una vez en posición, se desplaza el lodo por una salmuera de KCl 2%. Ahí se lanza la bola, la que asienta en fondo y aplicando una presión de 2000 psi, se fija el colgador del liner.

Una vez verificada la fijación del liner, se vuelve a levantar presión hasta 3000 psi y así se expanden los packers a través de una compresión hidráulica. Luego se libera el *setting tool* de forma hidráulica con presión anular de 2500 psi. Si este mecanismo fallara, se prevé un procedimiento de liberación secundaria a través de una rotura de pines por torque.

4.3.2. Contingencias

Entre las contingencias sufridas, hubo una especialmente impactante en el tiempo. Cuando ya se había bajado el liner y ya estaba en posición de fijarse, se lanzó la bola que asienta en el fondo y permite presurizar para fijar el colgador del liner primero y luego los packers, pero la misma no asentó. Se lanzó la bola de backup, pero tampoco se observó incremento de presión. Hubo que sacar toda la tubería revisando cada una de las barras. Finalmente se encontró un pedazo de madera que obstruía el paso de la bola.

Durante la bajada, por procedimiento, se calibró cada una de las barras y de los casing. Luego se comprobó que el calibrado de las barras, por las características de este equipo, no aseguraba el 100% de recorrido. Así es que se volvió a bajar el conjunto calibrando cada barra desde arriba y desde abajo para asegurar el paso libre en el 100% de la longitud de la barra.

4.3.3. Tie-Back Tubing

Luego de fijar el liner de 4 ½" con los 10 conjuntos de camisas y packers, es necesario bajar un tubing de 3 ½" que cuenta con una unidad de sellos para empaquetar dentro del colgador de 4 ½".

En el primer pozo esa maniobra se hizo montando el equipo de terminación, luego de que saliese el equipo perforador. Pero en el segundo, que se encuentra en etapa de perforación al cierre de este trabajo, se ensayará bajar y fijar el tie-back tubing utilizando el equipo perforador y economizando un DTM del equipo menor.

4.4. Estimulación en etapas

4.4.1. Diseño

Se realizó un estudio de Geomecánica para entender el estado de esfuerzos actual en el campo en vistas de la perforación del pozo horizontal.

El azimut más probable del esfuerzo horizontal máximo (SHmax) es de ~72° y fue estimado con imagen del pozo CI-50. Esta dirección es consistente con la tendencia regional observada en el mapa mundial de esfuerzos. E-W.

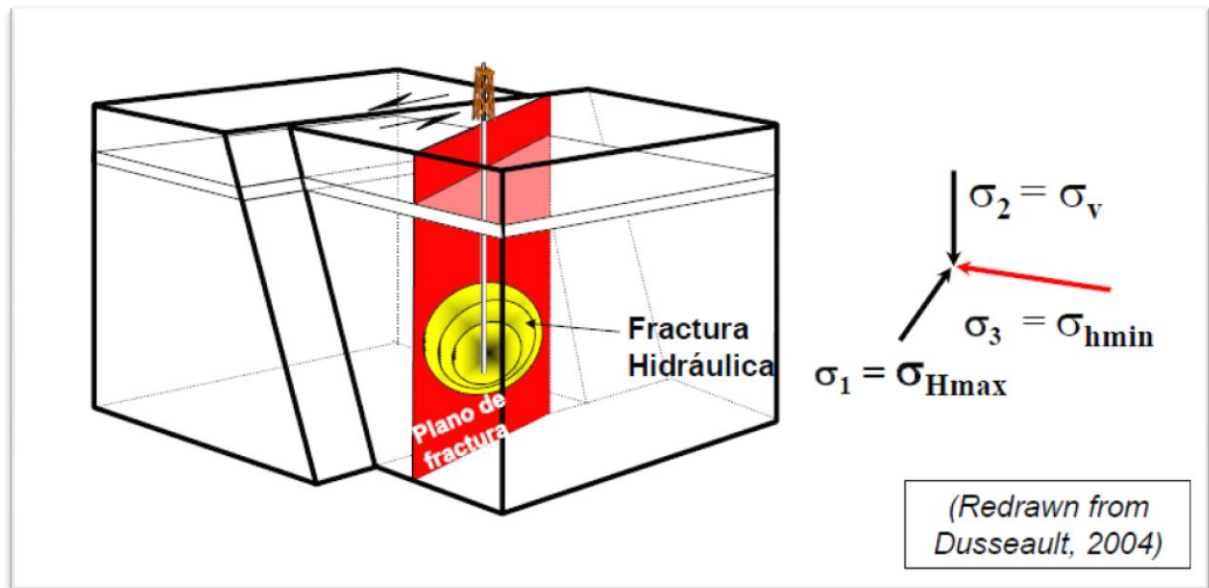


Figura 8. La fractura se desarrolla siempre perpendicular a la dirección del mínimo estrés σ_{hmin}

Se diseñaron 10 etapas de fractura de 1190 sks cada una. Se emplearon 870 sks de arena Badger 16/30 y 320 sks de Optiprop 16/30 por etapa. Si bien se entendía que era un diseño muy conservador se decidió hacer el escalado de arena en forma gradual. Actualmente se está cerrando un diseño con el doble de arena por etapa.



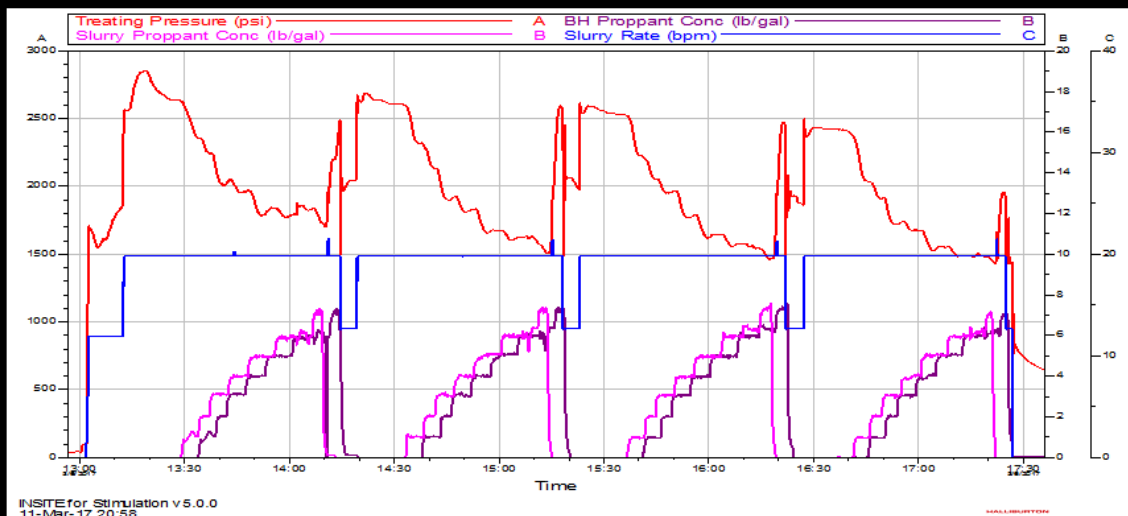
Figura 9. Esquema de completación a pozo abierto utilizado en los pozos horizontales. Obsérvese en la tabla los diámetros crecientes de las bolas y los asientos correspondientes

4.4.2. Operación

Se utilizó un cabezal de 3 1/16" serie 10.000 pasaje pleno para la fractura. No se usó Tree-Saver. Luego de las fracturas este cabezal fue sustituido por un cabezal serie 3000.

El primer puerto se abre hidráulicamente. Los otros 9 puertos se abren lanzando una bola degradable. La bola degradable de diámetro mayor 2.563" se asienta en camisa de 2.5". Siempre hay diferencia de 1/16" entre diámetro de Bola y Camisa. Sobre la cabeza de fractura se coloca un lanzador de bolas, el cual aloja hasta seis bolas y se van largando de a una en la secuencia en que se han colocado.

Etapas 1 a 4

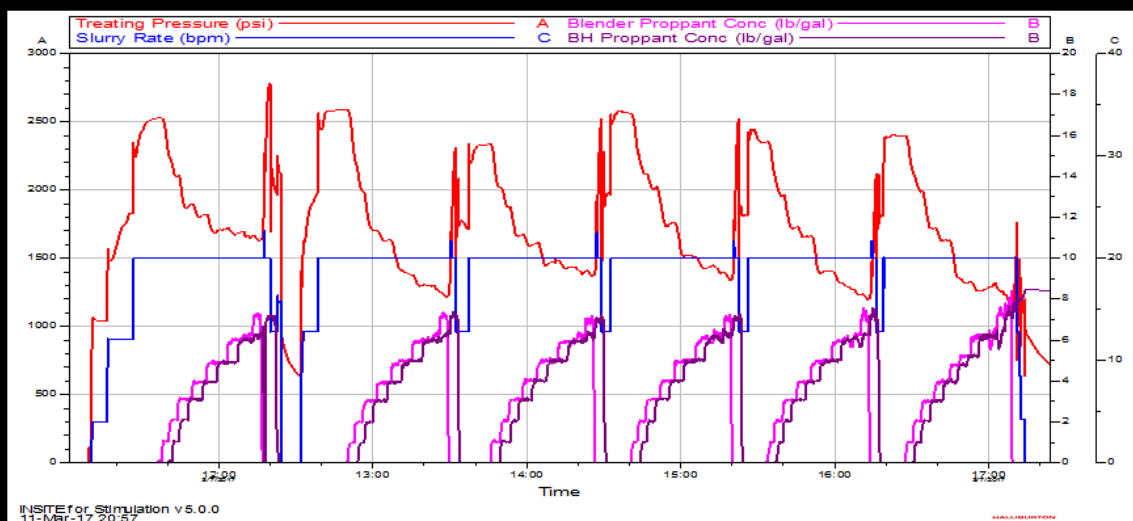


© 2017 Halliburton. All rights reserved.

2

HALLIBURTON

Etapas 5 a 10



© 2017 Halliburton. All rights reserved.

3

HALLIBURTON

Figura 10. Presiones, Caudales y concentración de arena durante las fracturas. Arriba el primer día y abajo el segundo.

Las diez fracturas se realizaron en dos días en una tanda de cuatro el primer día y seis el segundo. Todas las fracturas de un día se realizan sin interrupción de bombeo. Así, al finalizar una etapa, se corta la arena que va al blender y, cuando la concentración de arena ha disminuido sensiblemente (a 0,2 ppg), se lanza la bola. El desplazamiento detrás de la bola ya se hace con el colchón de la siguiente etapa. Cada bola cierra el paso a la etapa anterior de fractura y a su vez abre la camisa de la siguiente.

Entre otras cosas, se está considerando lanzar la bola antes de que la concentración baje tanto para asegurar que la boca de fractura quede con la mayor concentración, arriesgando a dejar más arena dentro del liner.

Se contó además con un sistema llamado Retina que consiste en un geófono acústico colocado en el casing que permite monitorear el arribo de las bolas a los puertos.

Las fracturas se ejecutaron sin inconvenientes. Se tuvo que recargar arena durante la ejecución de las mismas. Lo mismo para la provisión de agua que se hizo en tiempo real con la fractura bombeando a través de manguerotes desde un tanque provisto para tal fin ya que el agua a consumir era superior a la capacidad de almacenaje de los tanques en locación.

4.4.3. Contingencias y Lecciones aprendidas

En caso de un eventual arenamiento se hubiera necesitado un coiled tubing de 1 ½” para no tener problemas de pasaje en las camisas más pequeñas. Por problemas de la alta demanda en el país, llegado el día de la fractura no se contaba con el mismo. Solo había disponible uno de 1 ¾”. Afortunadamente no hizo falta usarlo.

En los primeros momentos tuvimos caudales altos que salieron fuera del rango de medición del separador que teníamos disponible en locación. Para el siguiente pozo se encararon los cambios a realizar para poder contar con una buena medición.

4.5. Flow Back

La limpieza e inducción de surgencia se realizó con el coiled tubing de 1 ¾” en el tramo vertical. El pozo fue gradualmente incrementando su caudal. La devolución de arena fue muy baja.

5. Balance de cada diseño. Costo de desarrollo

A esta altura, sin historia de producción suficiente, cualquier conclusión acerca de cuál de los dos diseños es mejor, resulta aventurada.

Sabemos que cuanto menor es la permeabilidad del reservorio, tanto más necesario es abrir canales de fractura en una gran densidad en el reservorio. Esto podría favorecer la alternativa de los pozos horizontales con fracturas múltiples. Tal como ocurre en reservorios de *shale* que se están explotando en la cuenca neuquina.

Por el contrario, si la permeabilidad no resulta tan baja y se tiene que el flujo a través de la matriz es importante, seguramente las fracturas múltiples en un pozo horizontal interferirán entre sí dentro del reservorio y su efectividad caerá. Habrá un punto en que el drenaje con un modelo vertical monofractura como el que se propone en los pozos *monobore* resulte más económico.

Por otra parte, hay mucho recorrido por hacer para optimizar ambos diseños. Ya vimos la enorme cantidad de variables que pueden influir en el desempeño de una fractura. Encima está la optimización de costos a través de modificaciones en el diseño, algunas de las cuales se encuentran en evaluación.

Y dado que la ecuación económica debe contemplar toda la vida del pozo, se deberá incluir en el análisis las intervenciones posteriores.

6. Conclusiones

Tanto los pozos monobore fracturados como los horizontales con múltiples fracturas han cumplido el objetivo de llevar el costo por unidad de reserva desarrollada al campo positivo de la ecuación económica.

Al menos en este tipo de yacimientos ambas opciones mejoran la ecuación económica y abren nuevas reservas que con los diseños tradicionales no resultaban económicamente atractivas.

7. Bibliografía

- 1- Holditch, S. A. (2006, June). "Tight Gas Sands". Society of Petroleum Engineers. 103356-JPT
- 2- Paterson, R., Moss, J., & Williamson, B. (1996, January). "*Developing Small Tight Gas Reservoirs Through Horizontal Drilling*". Society of Petroleum Engineers. 36865-MS
- 3- Holditch, S. A., & Tschirhart, N. (2005, January). Optimal Stimulation Treatments in Tight Gas Sands. Society of Petroleum Engineers. 96104-MS
- 4- Kovalsky, K., & Kelly, P. W. (2008, January). "*Advances in Tight Gas Completions Noel Tight Gas Project. Bp Canada*". Society of Petroleum Engineers. 118350-MS
- 5- Pilisi, N., Wei, Y., & Holditch, S. A. (2010, January). "*Selecting Drilling Technologies and Methods for Tight Gas Sand Reservoirs*". Society of Petroleum Engineers. 128191-MS
- 6- Britt, L. K., Jones, J. R., & Miller, W. K. (2010, January). "*Defining Horizontal Well Objectives in Tight and Unconventional Gas Reservoirs*". Society of Petroleum Engineers. 137839-MS
- 7- Schnaidler, G. A., Naegel, M., Marozzini, D., Liberatore, F., & Valdivia, M. (2010, January). "*Rigless Abrasive Perforating and Fracturing in Horizontal Tight Gas Wells*". Society of Petroleum Engineers. 135015-MS

- 8- Bagherian, B., Ghalambor, A., Sarmadivaleh, M., Rasouli, V., Nabipour, A., & Eshkaftaki, M. M. (2010, January). “*Optimization of Multiple-Fractured Horizontal Tight Gas Well*”. Society of Petroleum Engineers. 127899-MS
- 9- Zobak, Mark D., “*Reservoir Geomechanics*”. ISBN-978-0-521-77069

8. Autores



FERNANDO SOLANET

Licenciado en Física, Especializado en Ingeniería de Explotación de Yacimientos, UBA. En sus 25 años de experiencia profesional ha trabajado en Reservorios y en Perforación en YPF, Repsol, Gaz de France, BG Group, Cepsa, Hunt Oil y CGC. Además de Argentina, cuencas Neuquina, Golfo San Jorge y Austral, su experiencia cubre áreas offshore de Brasil, Cuba, Trinidad & Tobago e Irán. También ha trabajado en Sahara argelino y en la selva amazónica peruana y ecuatoriana. Actualmente es Jefe de Perforación y Workover en CGC.



FLORENCIA MELENDO

Ingeniera Química, UBA. Cursando la Especialización en Terminación de pozos no Convencionales, ITBA. Cuenta con 9 años de experiencia en la industria. Se unió a CGC en el 2015 con la adquisición de la Cuenca Austral que operaba Petrobras trabajando como Ingeniera de Reservorios. En Petrobras trabajó como Project Manager e Ingeniera de Reservorios. También trabajo para 3M en la División de Químicos, Oil & Gas y Minería. Actualmente se desempeña como Ingeniera de Producción para CGC en la Cuenca Austral.