

MEJORAMIENTO DE LOS DATOS DE PRODUCCIÓN EN YACIMIENTOS TIGHT GAS, A TRAVÉS DE UN SKID DE MEDICIÓN MULTIFÁSICA PARA PRUEBAS DE POZOS, BLOQUE ARENAL, CHILE

Carlos Garay Andrade, ENAP, cgaraya@enap.cl; Julio Sanz Vera, ENAP, jsanzv@enap.cl; Guido Kusanovic Glusevic, ENAP, gkusanovic@enap.cl; Rodrigo Bustamante Villegas, ENAP, rbustamantev@enap.cl; Fabian Salas Aguila, ENAP, fsalas@enap.cl; Manuel Jara Bustamante, ENAP, mjara@enap.cl; Andres Hurtado Yurjevic, ENAP, ahurtado@enap.cl

Palabras claves

Prueba de Pozo, Medidor Multifásico (MPFM, *Multiphase Flow Meter*), Válvula Multipuerto Selectora de Flujo (MPFS, *Multiport Flow Selector*), Análisis de Transiente de Caudal (RTA, *Rate Transient Analysis*), Automatización, Calidad de Datos de Producción (PDQ, *Production Data Quality*), Alocación de Producción, Reservorios No convencionales.

Resumen

El desarrollo de los yacimientos no convencionales ha significado una serie de desafíos en todas las disciplinas de la industria del petróleo. Es así que ENAP con los más de 70 años de historia que tiene en la explotación de la Cuenca de Magallanes, ha experimentado en esta última década uno de sus más importantes hitos, la producción del gas desde reservorios no convencionales.

Dado que los reservorios no convencionales experimentan una rápida declinación inicial y si se conjuga además la utilización de la metodología del RTA para estos estudios, es indispensable disponer de una óptima cantidad de pruebas de pozo en forma temprana, pero dicho objetivo contrastaba con el fuerte dinamismo de las operaciones debido al intenso desarrollo; que a pesar del constante proceso de mejoras en las instalaciones, no lograban conjugar una solución técnica-económica que lograra solucionar por completo el problema.

Para ello se buscó la solución que más se adecuara a las necesidades de la metodología de producción aplicada, que ya para estos últimos años había migrado al *Pad Drilling*. De esta manera es que se seleccionaron dos equipos idóneos para ello: una válvula multipuerto selectora de flujo (MPFS), que puede admitir hasta 8 pozos y seleccionar un pozo dirigiéndolo a una línea de test y los restantes 7 pozos a una línea general. El otro equipo es un Medidor de Flujo Multifásico (MPFM), que es capaz de medir las tres fases del flujo (gas, petróleo y agua). La integración de la MPFS y el MPFM, gobernado por un PLC dan origen al *Skid* de Medición Multifásica (SMM) y presenta la solución para contar con las pruebas de pozo, con la calidad y la frecuencia requerida.

Esto también ha significado una optimización a las instalaciones tradicionales, pudiendo en una primera etapa prescindir de los equipos de pruebas, logrando rentabilizar la inversión del SMM. En una segunda etapa se ha transitado a un diseño de Pad Satélite, es decir, haciendo un análogo del Off-Shore, la instalación del SMM nos permitirá enviar todo el flujo multifásico de un Pad Satélite a otro Pad Principal, ahorrando costos de construcción, operación y mantención de una central de procesamiento de gas asociada a un Pad Tradicional.

A la fecha ENAP lleva más de 200 pozos perforados en el Bloque Arenal, su principal área de desarrollo son los reservorios no convencionales, y la actividad continúa concentrándose en la exploración y desarrollo del tight gas.



Abstract

The development of unconventional reservoirs has meant a series of challenges in the oil industry specialties. This is how ENAP, with more than 70 years of history in the exploitation of Magallanes Basin, has lived these last years one of its most important milestones, the production of gas from unconventional reservoirs.

Since unconventional reservoirs have a rapid initial decline and if we also combine the use of the RTA methodology for our studies, it is essential to have an optimal amount of well tests early time, but this objective contrasted with the strong dynamism of operations due to intense development; that despite the constant process of improvements in the facilities, they failed to combine a technical-economic solution that would completely solve the problem.

The solution that best suited the needs of our production methodology was sought, which had already migrated to the Pad Drilling in recent years. Thus, two suitable equipment were selected for this: a multi-port flow selector valve (MPFS), which can admit up to 8 wells and select a well by directing it to a test line and the remaining 7 wells to a general line. The other equipment is a Multiphase Flow Meter (MPFM), which is capable of measuring the three phases of the flow (gas, oil and water). The integration of the MPFS and the MPFM, governed by a PLC, gives rise to the Multi-Phase Measurement Skid (SMM) and gives the solution to have the well tests, with the required quality and frequency.

This has also meant an optimization to the traditional facilities, being able in the first stage to dispense with the test equipment, being able to make the SMM investment profitable. In a second stage it has been moved to a Satellite Pad design, that is, making an analogue of the Off-Shore, the installation of the SMM will allow us to send all the multiphase flow of a Satellite Pad to another Main Pad, saving construction costs, operation and maintenance of a gas processing plant associated with a Traditional Pad.

To date, ENAP has more than 200 wells drilled in the Arenal Block, its main area of development are unconventional deposits, and the activity continues to focus on the exploration and development of tight gas.

Introducción

El objetivo de este trabajo es exponer la solución propuesta al desafío que presentó la necesidad de una mejora significativa en la calidad de los datos de producción para el estudio de los yacimientos tight gas, que ENAP posee en Chile, específicamente en el Bloque Arenal. Para lo anterior es oportuno desarrollar el caso enfocándonos en tres aspectos esenciales:

Descripción del contexto, relatando la evolución del desarrollo de los reservorios no convencionales, específicamente refiriéndonos a la Formación Zona Glauconítica, describiendo sus características geológicas y productivas. De la misma manera también se mencionará una breve descripción del diseño de las instalaciones de superficie.

Una visión comparativa relacionada al análisis de los reservorios no convencionales versus el trabajo tradicional con los reservorios convencionales; a los nuevos métodos de análisis, enfocando aquello al diagnóstico del problema propuesto, es decir, a la calidad de los datos de producción y al nuevo enfoque para el manejo de estos en el mundo de los reservorios no convencionales.

Presentación de la solución al problema propuesto, es decir, el diseño del Skid de Medición Multifásica, el diseño de la prueba piloto para poder asegurar su futuro desempeño, sus resultados y las mejoras propuestas para las próximas adquisiciones de estos equipos. Del mismo modo, se expondrán las ventajas que supondrá la implementación del skid de medición multifásica para las instalaciones existentes, así como las importantes mejoras propuestas para las futuras optimizaciones de las instalaciones de producción.

Antecedentes

Desde los inicios de la Empresa Nacional del Petróleo, ENAP, la producción de hidrocarburos en la Cuenca de Magallanes, provino principalmente de areniscas de la Formación Springhill y desde la Formación Tobífera. Transcurrido ya más de siete décadas de exploración y producción, se ha constatado que los recursos asociados a estas formaciones se encuentran en una etapa con niveles de depletación muy importantes (Carpinelli et al., 2012). Debido a la creciente necesidad de provisión de gas en la región, se ha orientado la exploración a reservorios no convencionales, como la Formación Zona Glauconítica. unidad que contiene reservorios de baja permeabilidad, con saturación y producción de hidrocarburos en caudales atractivos, que genera para el año 2013 en el Bloque Arenal un informe con propuestas de desarrollo, extensión y exploración para el sector sur-sudeste de dicho bloque (Carpinelli et al., 2013).

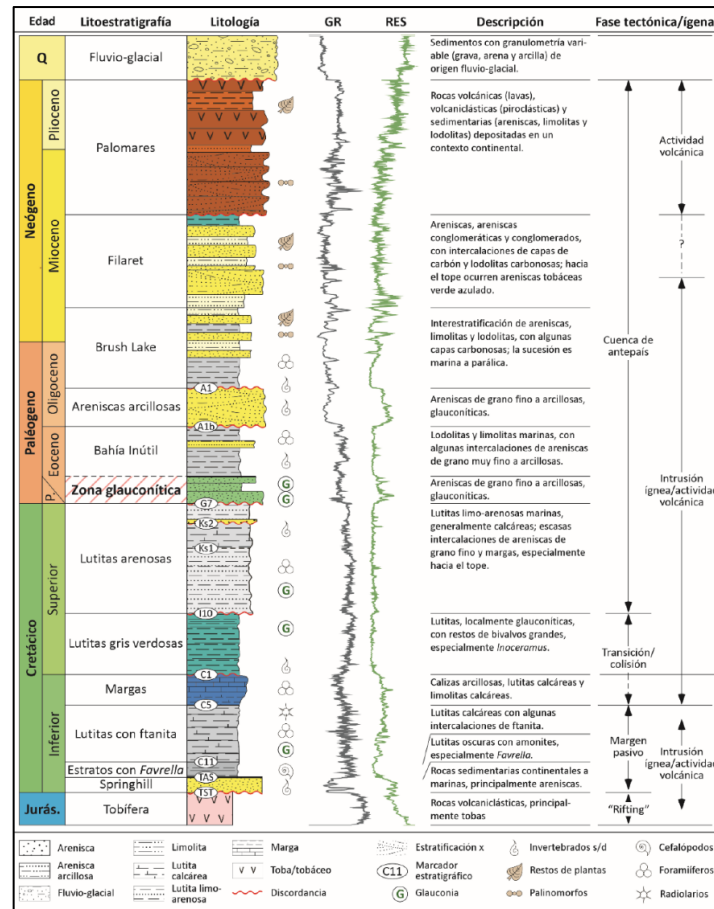


Fig. 1 – Columna estratigráfica tipo en el área de estudio, denotando la posición de la Zona Glauconítica hacia la base del Grupo Bahía Inútil. (Mohr, 1945)

El Bloque Arenal se encuentra ubicado en el Norte de la Isla Tierra del Fuego, en la Región de Magallanes y Antártica Chilena, en el extremo Sur de Chile (Fig.2). Esta área corresponde a una zona delimitada por Contratos Especiales para la Operación Petrolera (CEOP), en la cual se realizó una adquisición sísmica 3D de 1000 km², que finalizó en el año 2008, cubriendo todo el Bloque Arenal.

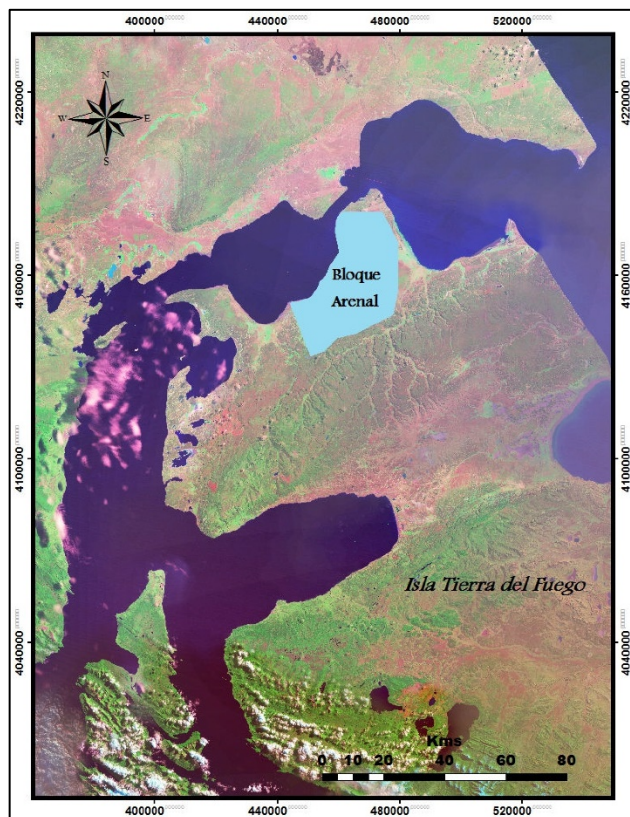


Fig. 2 – Ubicación geográfica Bloque Arenal, Isla Tierra del Fuego.

A la fecha se han perforado más de 200 pozos verticales y verticales desviados, encontrándose en producción en la actualidad más de 140 pozos activos, representando así casi el 70% de la producción actual de gas de ENAP en la cuenca de Magallanes.

Las características de los hidrocarburos producidos responden a un gas húmedo, con un CGR (Relación Gas Condensado) que varía entre 25000 sm³/m³ y 5000 sm³/m³. La gravedad específica del gas varía entre 0.62-0.7, el condensado presente tiene un rango de °API de 50 a 60 y la temperatura de reservorio está entre los 210-235 °F.

La producción inicial de los pozos de los pozos varía entre 20 Mm³/d y 100 Mm³/d (Fig. 3) y con presiones iniciales de tubing de 1800 a 2400 psi. El reservorio presenta valores de porosidad que oscilan entre 11% y 21% y espesores netos de 14 a 28 metros (Gonzalez et al., 2018).

Los distintos análisis a partir de testigos, como las pruebas de presión y posteriores análisis de RTA señalan permeabilidades que oscilan entre 5 y 100 μD, clasificando estos reservorios como un Tight Gas.

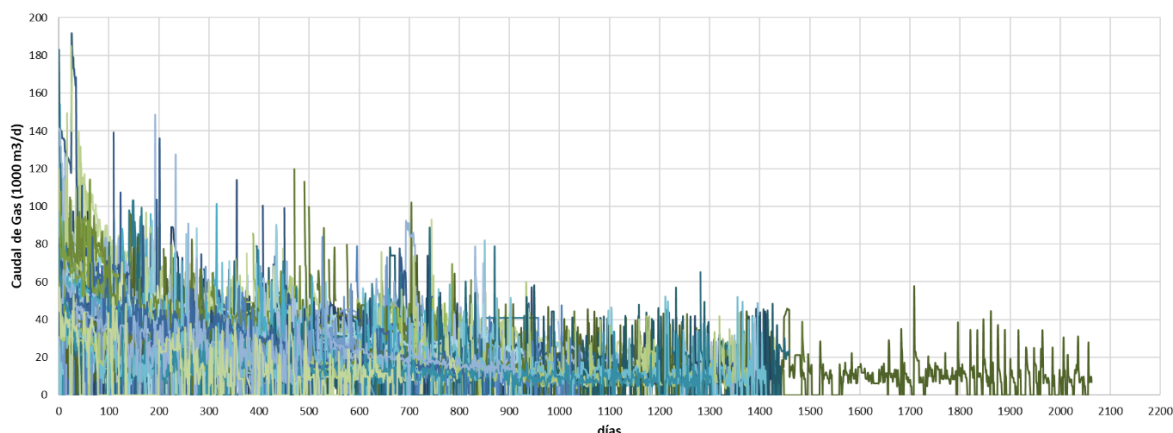


Fig. 3 – Producción de gas. Pozos productores de la Formación Zona Glauconítica, Bloque Arenal.

Por otro lado, como muestra la figura 4, se exhibe un cuadro resumen con los promedios de los parámetros más importantes de los diseños de las fracturas hidráulicas utilizadas en los pozos del Bloque Arenal. Estos parámetros que se muestran en función del fluido de fractura utilizado son: el volumen de fluido, la tasa de bombeo, agente de sostén, tipo y volumen y la concentración máxima del agente de sostén.

Frac-Design:	Cross-Linked	Linear Gel	Hybrid TW/LG	Modified TW	Treated Water
Number of Frac's	2	3	29	6	37
Total Fluid Volumes, Bbls	1,560	2,046	11,203	12,275	13.845
Pump Rate, BPM	18.0	31.7	50.0	50.0	50.0
40/70 Sand, mlbs	0	0	306,483	370,167	438,711
20/40Sand, mlbs	66,600	0	179,131	238,067	252,897
Total Sand, mlbs	66,600	0	470,547	608,235	691,610
20/40 Ceramic, mlbs	0	219,000	182,448	70,000	20,708
20/40 RC Proppant, mlbs	0	0	17,255	5,600	9,303
Total Ceramic, mlbs	0	219,000	199,703	75,601	30,012
Total Proppant, mlbs	66,600	219,000	686,476	683,835	721,622
Maximum Concentration, ppg	5.0	5.7	1 3.4	2.3	2.5

Fig. 4 – Resumen diseños de fractura utilizados en el Bloque Arenal (promedios). (Britt et al, 2016)

Relevante es señalar que los datos muestran variaciones considerables en los diseños de las fracturas, considerando que los volúmenes utilizados han variado casi nueve veces, lo cual demuestra que, para el área de diseño de fractura, es de especial interés contar con la mejor información para una óptima retroalimentación, considerando el gran espectro de diseño que posee.

Basado en sísmica 3D, se logró interpretar un sistema de fallas poligonales (Fig. 5), cuyas ubicaciones se han tenido en cuenta para el diseño de la perforación de desarrollo de los Pad, ya que podrían causar una compartimentación parcial del yacimiento y un posible control en la orientación de las fracturas hidráulicas. (Gonzalez et al., 2018).

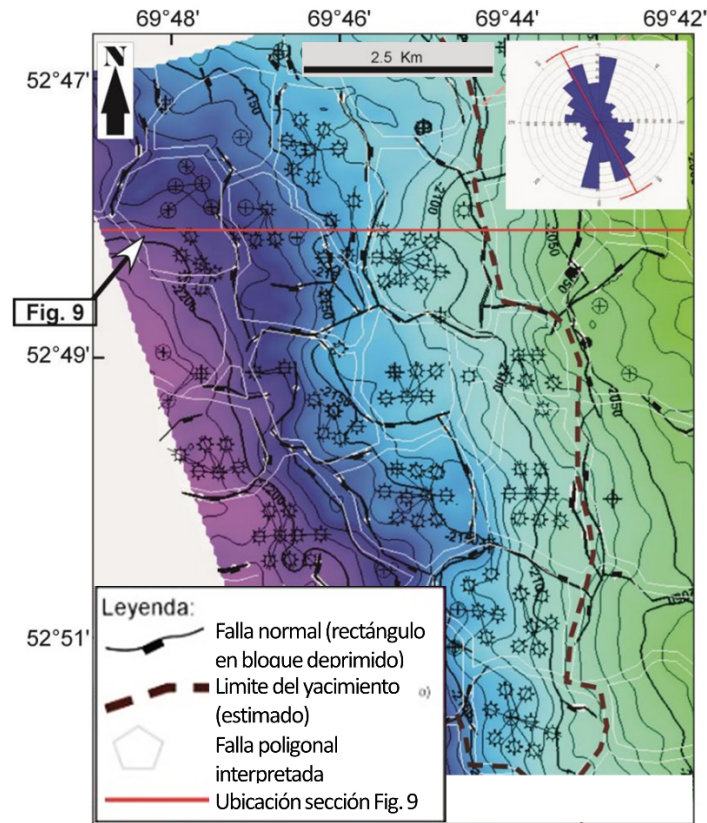


Fig. 5 – Mapa isobático a nivel del Yacimiento ZG Cabaña; mostrando curvas de nivel en metros, las fallas normales interpretadas y el Sistema de Fallas Poligonales. (Gonzalez et al., 2018).

A partir de las conclusiones de la primera campaña de monitoreo microsísmico de las fracturas hidráulicas, la retroalimentación de los modelos de simulación numérica con datos geológicos, petrofísicos y productivos disponibles y en base a parámetros internacionales, se define una distribución de pozos distanciados al menos 500m en dirección norte-sur y 350m en dirección este-oeste (Fig. 6). (Carpinelli, et al, 2015)

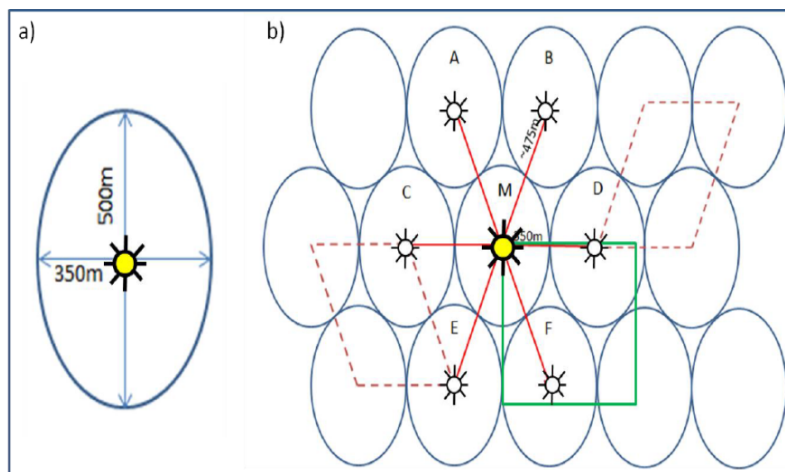
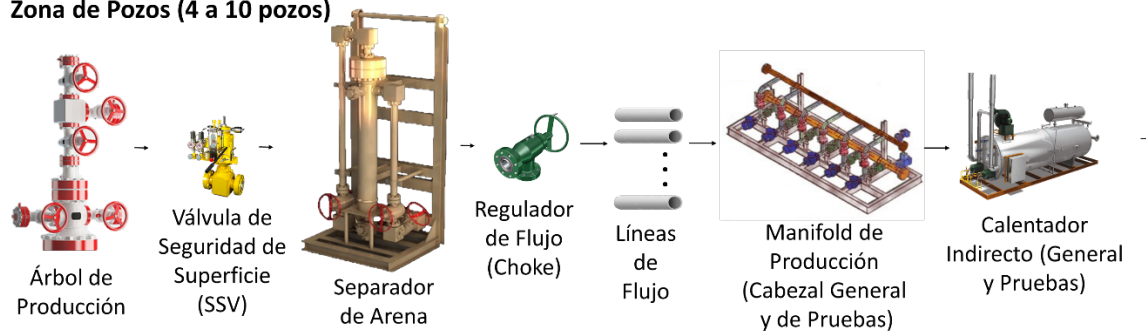


Fig. 6 – Diseño de espaciamiento y ubicación de pozos en Pad de Desarrollo para el Yacimiento Zona Glauconítica del Bloque Arenal. (Carpinelli, et al, 2015)

El año 2014, se inicia el desarrollo del play a través de la metodología de perforación del Pad Drilling, cuyo éxito no solo involucra el ahorro en los tiempos de perforación, sino, además, permite poder concentrar en la etapa de producción, los procesos de tratamiento de gas en el mismo Pad, optimizando así la operación de los pozos, dando origen así a lo que llamaremos de aquí en adelante un Pad Tradicional.

Zona de Pozos (4 a 10 pozos)



Zona de Procesamiento del Gas

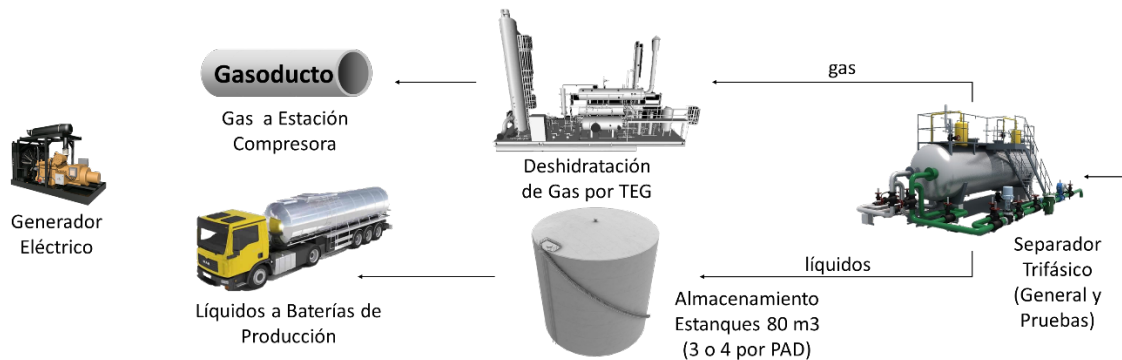


Fig. 7 – Esquema productivo de un Pad Tradicional donde se identifican la Zona de Pozos y la de Procesamiento de Gas.

De esta manera el Pad Tradicional puede ser dividido esquemáticamente en dos áreas o zonas principales como se puede ver en la figura 7, la primera denominada como la zona de pozos, cuya cantidad de pozos pueden variar de 4 a 10 pozos, los equipos y procesos involucrados en esta etapa son: el árbol de producción, una válvula de seguridad de superficie, un separador de arena y un regulador de flujo. Posteriormente las líneas de flujo de cada pozo son orientadas a un manifold de producción, compuesto por un manifold general y otro de pruebas, cada uno de ellos descargan a un calentador indirecto para luego ser conducidos a la zona de procesamiento de gas.

Esta última, la de zona de procesamiento de gas, está compuesta por dos separadores trifásicos, uno general y uno de pruebas, de idénticas características, los líquidos se evacúan a estanques de 80m3 y los gases se envían al proceso de deshidratación primaria por TEG, para luego ser enviado en condiciones de transporte a la estación compresora.



Fig. 8 – Fotografía de un Pad Tradicional, donde se observa en la zona de pozos y en la zona posterior la de procesamiento de gas.

Ingeniería de Reservorios No Convencionales y la Calidad de los Datos de Producción

Para el estudio de reservorios convencionales, los análisis se concentran en la evaluación de play, investigando áreas con una carga de hidrocarburos, un reservorio y un mecanismo de trampa, se exploran áreas con los atributos deseados, luego se clasifican los prospectos y se perforan los mejores. Por la naturaleza segmentada del trabajo, cada equipo hace su labor y pasa los resultados al siguiente, además la velocidad con la que se perforan los pozos otorga un tiempo importante para administrar los datos, razón que hace sentido con la extensa etapa de producción de los reservorios convencionales.

En cambio, en el ámbito de los reservorios no convencionales, los tres factores: carga, roca reservorio y roca sello se combinan. Los hidrocarburos se generan y retienen dentro de la lutita generadora sin la migración y el posterior entrapamiento por separado de los reservorios convencionales. Encontrar los hidrocarburos en un play no convencional no es tarea difícil, el desafío radica en encontrar los “sweet spots” más productivos dentro del play. Los reservorios no convencionales cambian el enfoque de la planificación, la carrera por indagar de manera temprana nuevas áreas en los plays no convencionales y la localización de los “sweet spots” son críticos.

Las posibles lutitas tienden a cubrir grandes extensiones, con pozos perforados a una gran frecuencia, incluso diariamente y en grandes cantidades. El éxito depende de un enfoque basado en modelos que considere de manera integral las fracturas, el diseño de pozos, los datos de producción y los patrones de yacimientos. Con el negocio operando a tal ritmo, un éxito sostenible requiere la implementación de capacidades de administración de datos bien definidas. (Kunzinger, 2013)

En el ámbito del análisis de los reservorios no convencionales, el “state of art” actual, indica dos metodologías utilizadas en la ingeniería de reservorios, como lo son: el análisis de curvas de declinación (DCA: Decline Curve Analysis) y el análisis transiente de caudal (RTA: Rate Transient Analysis). La primera, la menos utilizada ya que requiere de mucho más historia de producción, recomendada para ser utilizada en la zona de estabilización de los pozos, en cambio el RTA, es la metodología más utilizada para el análisis de reservorios no convencionales, ya que el RTA caracteriza mejor las capacidades de rendimiento del sistema de reserva / fractura, el análisis de



transiente de caudal permite identificar los regímenes de flujo del reservorio antes y, por consiguiente, cuando se alcanza los límites del reservorio, pudiendo contar con análisis confiables con pocos meses de datos de producción (caudal y presión), es decir en la etapa temprana del pozo.

Estos análisis y su constante evolución, han originado una mayor exigencia a la hora de poder evaluar los yacimientos, dando gran relevancia a la calidad de los datos. Pero el concepto de calidad, para efectos de la necesidad de los datos de producción, no solo se ve relevado en términos de una buena calidad en las mediciones, sino más bien, ha sumado, además, otra necesidad, que es de la frecuencia. Este último concepto, se desprende por si solo, debido a la alta tasa de declinación que tiene este tipo de yacimientos, los cuales de acuerdo con el manejo de choke propuesto, pueden establecer su zona de estabilización de producción de manera muy temprana, como los mostrados anteriormente en la Figura 3, los cuales llegan a esa condición en periodos de 6 meses a 1 año.

Es así que para el diseño original del Pad Tradicional, la ejecución de las pruebas de pozos pareciera no tener inconvenientes para ejecutar dicha tarea, pero si comenzamos a agregar factores como: la cantidad de pozos por Pad (4 a 10 por pozos), problemas operacionales debido a la devolución de arena posterior al flowback, el intenso ritmo de la puesta en producción de los pozos, la utilización del separador de pruebas como separador de repuesto como consecuencia de los problemas anteriores, parecen conjugarse para no poder cumplir con dicho objetivo.

En resumen, con el diseño del Pad Tradicional, y con las condiciones gobernantes del momento, las asignaciones de producción por pozo, que se realizan mediante la alocaión de producción desde el medidor de salida del Pad, resultaban ser deficientes, ya que dependían directamente de la frecuencia de las pruebas de pozo. Prueba de ello fue el trabajo realizado como consecuencia del proyecto de optimización de producción e instalaciones del Bloque Arenal, en el cual se tuvo que recalcular la historia productiva de la mayoría de los pozos, de manera de poder calibrar un modelo integrado de producción. De esta manera utilizando los datos disponibles de presión, choke, CGR, WGR, Correlación de flujo horizontal, diámetro y longitud de tubería, se pudo mejorar la historia de producción generando información consistente para cada pozo. En la figura 9, se pueden ver graficadas las variables de producción de gas real y recalculada, así como la presión de tubing y de etapa de un pozo del Bloque Arenal.

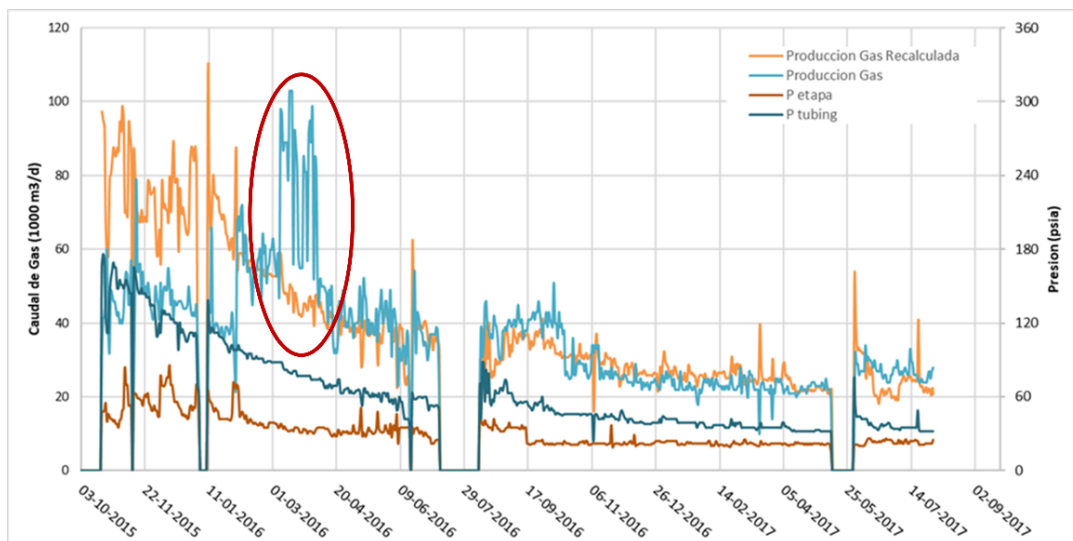


Fig. 9 – Recálculo de producción pozo Cabaña ZG-5, destacándose la inconsistencia de datos al existir cambios de flujo sin haber variaciones en la presión de tubing.

De igual manera la literatura existente y el estado del arte establece varios flujos de trabajo para el análisis de datos de producción, y específicamente en lo que al RTA se refiere. Y como es de suponer el control de calidad de los datos de producción, es esencial en ellos, el cual es transversal para todos los flujos de trabajo propuestos, que se realiza a través de gráficos de diagnóstico, que permiten evaluar la consistencia y la calidad de los datos.

Una inspección visual puede revelar eventos obvios o inconsistencias, como cambios en el pozo, carga de líquidos, compensaciones de fracturas de pozos, etc. En general, es común observar inconsistencias y problemas en los datos durante todo el proceso de control de calidad. Si no se identifican y no se abordan estos problemas, los datos no tienen sentido para el análisis.

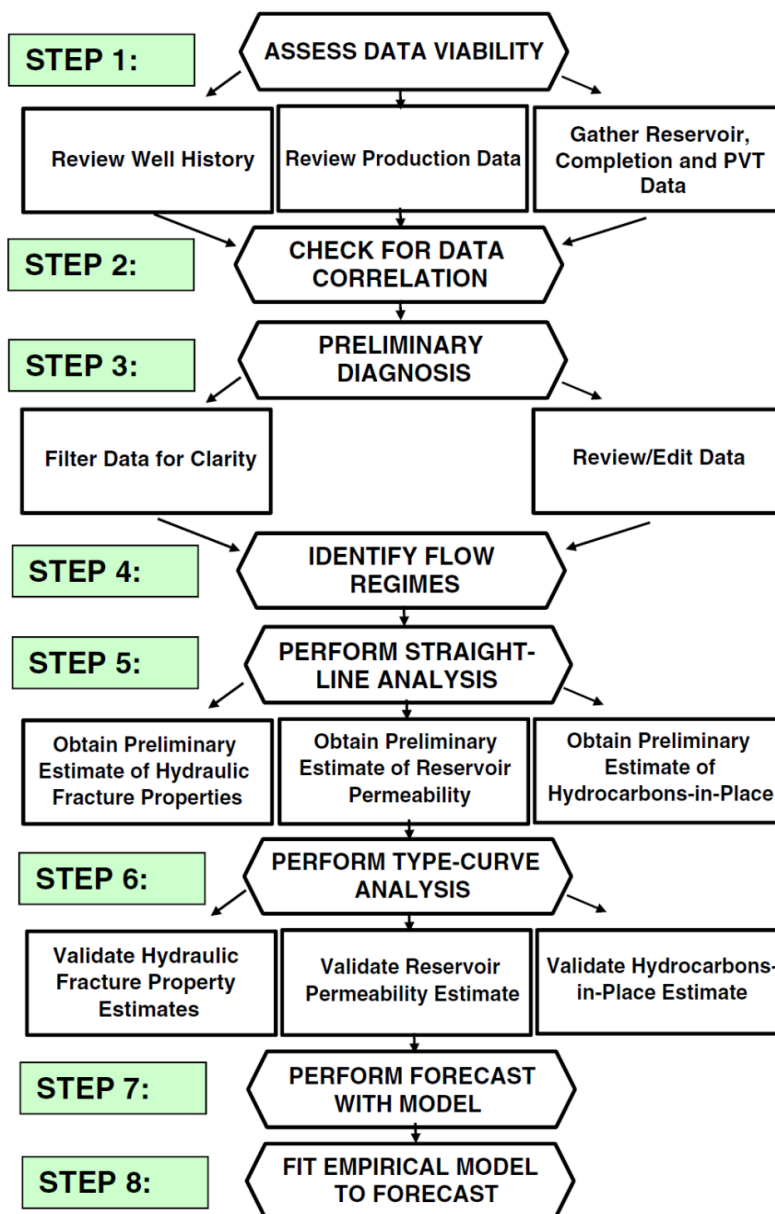


Fig. 10 – Flujo de trabajo típico para análisis de datos de producción. (Clarkson, 2012)



Otro punto relevante para estos flujos de trabajo es que algunos establecen en sus etapas, el agrupamiento de pozos y establecer pozos representativos para simplificar el estudio (Houzé et al, 2018), que para el caso del Bloque Arenal pudiese agruparse a nivel de Pad y/o polígonos, pero los datos productivos hasta el momento muestran una alta heterogeneidad en los parámetros de CGR y WGR dentro del mismo Pad, no siendo recomendable realizar el agrupamiento.

De esta manera es que los distintos autores han concluido y han puesto especial énfasis en recomendar la supervigilancia en la calidad de los datos y en la definición de estructuras de control que permitan el cumplimiento de los protocolos que aseguren dicha calidad. (Anderson et al. 2006).

Así, la calidad de los datos de producción pasa a ser pieza fundamental en toda la cadena de valor del Upstream en la industria del petróleo, de este nuevo mundo que es de los reservorios no convencionales, siendo un factor clave en la nueva mirada de este negocio.

El valor de la calidad de los datos de producción, si bien a menudo es complejo cuantificar a primera vista, no lo es tal, si visualizamos la magnitud de su impacto en todas las áreas en las que es capaz de influir. Algunas de estas áreas de mayor impacto son:

- Espaciamiento de pozos
- Factor de recobro
- Diseño de pozo
- Dimensionamiento de equipos e instalaciones.
- Infraestructura de transporte.
- Acuerdos de comercialización
- Necesidades de abastecimiento e insumos. (fractura).
- Ritmo de desarrollo
- Filosofía operacional
- Requisitos de personal

Solo considerando el distinto espectro de diseño en cada una de estas áreas y lo relevamos hacia su impacto económico, pareciera ser lógico para que el crecimiento con este nuevo enfoque sea exitoso, la industria necesite mejores capacidades de administración de datos, para poder optimizar sus esfuerzos de desarrollo y producción.

La optimización depende de ver los datos como piezas en un rompecabezas mucho más grande; un rompecabezas que tiene más sentido cuando se ve colectivamente en lugar de individualmente. Se debe incorporar la recopilación de datos en su plan de desarrollo de recursos no convencionales. Lo más importante es que trabajar de manera holística y basada en modelos en lugar de hacerlo en silos separados contribuirá al éxito. El control, la integración y los análisis de los datos ayudan a las empresas a operar de manera segura y exitosa en el acelerado mundo del gas y el petróleo no convencional. (Kunzinger, 2013)

Skid de Medición Multifásica

Después de explorar varias alternativas al problema propuesto de la frecuencia de las pruebas de pozos, se definió en primer lugar la implementación de medidores multifásicos (MPFM), considerando que el estado del arte del momento indicaba que los rangos de operación y exactitud alcanzados satisfacían los requerimientos del momento, así como los costos, hacían predecible poder competir con la medición a través de un separador trifásico.

Por otro lado, si bien la medición desde el punto de vista conceptual estaba solucionada, la frecuencia de las pruebas seguía siendo un pendiente para el sistema, por lo cual, la implementación además de una válvula multipuerto selectora de flujo (MPFS) entregaba finalmente la solución al problema pudiendo dar automatización a la prueba de pozos, y el desafío ahora se traducía en poder dar confiabilidad a un sistema que pudiese integrar estos equipos.

Ya con la solución planteada el primer enfoque se direcciona en la selección del MPFM, para aquello, se estudiaron los distintos MPFM del mercado, así como los distintos requerimientos de estos tipos de medidores, para lo cual unos de los principales parámetros solicitados, de los comunes rangos de flujo, presión y temperatura requeridos por la mayoría de los medidores, este al ser un MPFM, es el factor de volumen de gas (GVF: Gas Volume Factor), para lo cual, al ser nuestros reservorios del tipo de gas húmedo (fig.11), acota bastante nuestros resultado, clasificándonos así como una aplicación de muy alto GVF (Handbook of Multiphase Flow Metering, 2005).

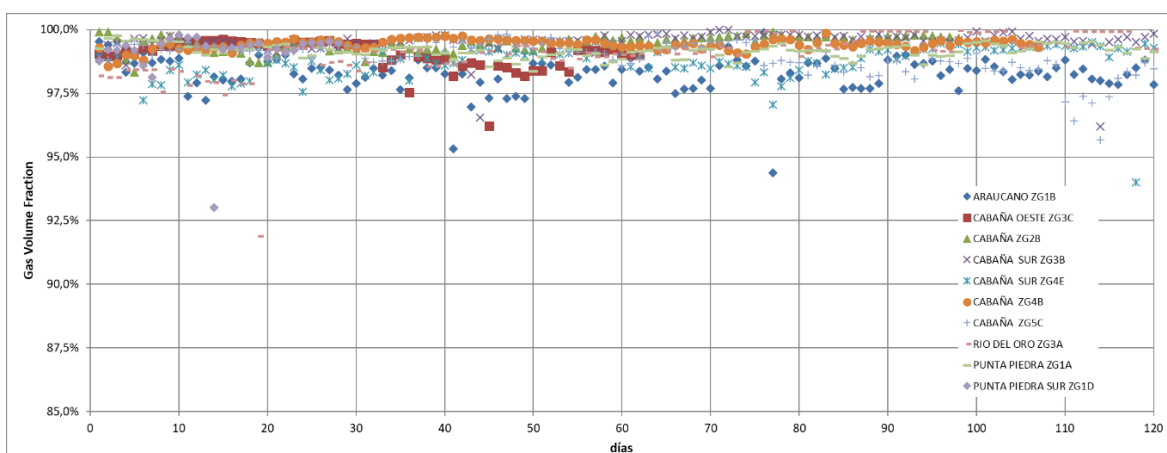


Fig. 11 – GVF para los primeros 120 días de producción, de pozos referenciales seleccionados para la selección del medidor multifásico.

Otra de las variables a evaluar, es que la aplicación común de este tipo de medidores en la industria, es la de well testing, es decir, MPFM para ser utilizados en monopozos y configurables cada vez que se realice dicha prueba, esto, sumado a la integración de pozos de avanzada en los Pad, es decir, incluir un pozo de investigación direccionado a otro polígono, nos obliga a contar con un MPFM que nos asegure contar con la flexibilidad suficiente para poder medir cualquier tipo de fluido. Es así, que se determinó que el MPFM debiese contar con un rango de operación de 0-100% GVF.

Otra característica no menos importante, pensando en la conformación de un solo paquete que pudiese integrar la solución, y que además este destinado a ser una instalación fija, fue que el MPFM sea de un diseño compacto y con la menor cantidad de partes posible, de manera de reducir posibles OPEX relacionados al mantenimiento en el futuro. De esta manera, el margen de selección para los medidores se reduce lo suficiente para poder escoger el MPFM adecuado para nuestra necesidad.

Sin mayores variabilidades que cualquier otra válvula a la hora de la selección, la MPFS presentaba las bondades propias que su diseño entregaba, es decir, debido a su geometría capaz de admitir hasta 8 pozos y poder seleccionar uno a la vez para poder dirigirlos a una línea de test, mientras el resto en su conjunto, es decir los otros 7 pozos, son dirigidos por una línea de mayor diámetro a la línea general (Fig. 12). Sin embargo, considerando las condiciones de operación de estos campos, es decir, pozos fracturados, y, por ende, ambientes agresivos si de válvulas se trata, la elección del material del sello

si será un factor relevante a la hora de poder evaluar el desempeño, por lo cual, de acuerdo con las posibilidades se consideró seleccionar sellos recomendados por el fabricante para este tipo de aplicaciones.

En este mismo contexto de manera de poder explotar de mejor manera los eventuales análisis en etapa temprana, se consideró además agregar en la ingeniería conceptual un detector de partículas, con el objetivo de identificar la probable devolución de arena de fractura, cuya demostración empírica ya estaba en evidencia por los problemas de erosión en los equipos de separación de los Pad antes señalados.

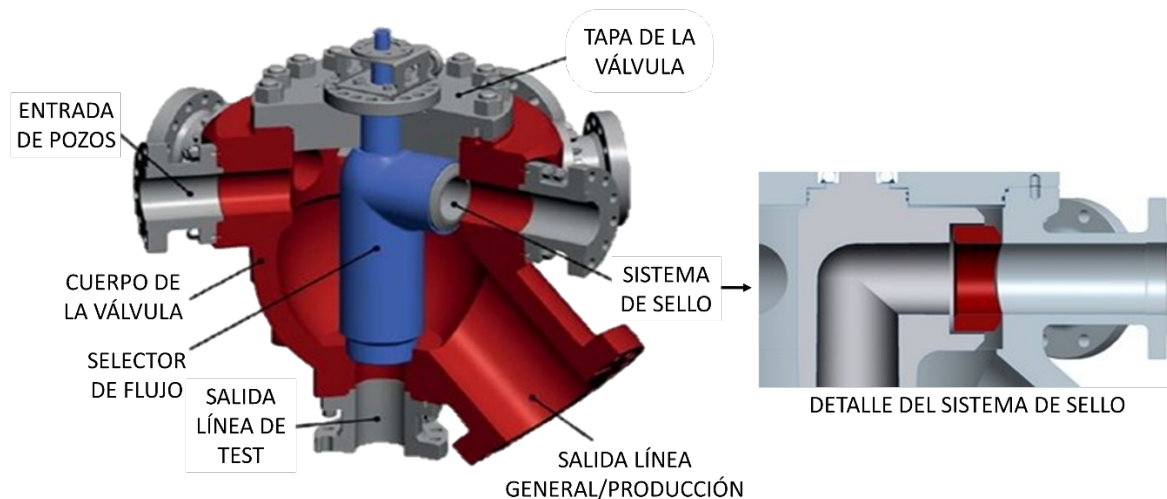


Fig. 12– Esquema de una Válvula Selectora de Flujo. (Valve World Magazine, “Multiport Selector Valves: a weight and space saving solution for production facilities”).

Finalmente, con el objetivo de integrar todos estos elementos, el sistema incluye un PLC/RTU con un display local HMI. Fuera de las capacidades lógicas de estos de elementos de lectura, escritura, visualización, control local y remoto, este última vía SCADA, posee la habilidad de indicar al MPFM el pozo que está fluyendo por la línea de test en el MPFS de manera que se cargue el ID y/o PVT de pozo correspondiente en el computador del MPFM.

De esta manera la propuesta del nuevo esquema para las pruebas de pozo tradicional (Fig.13) mediante un Skid de Medición Multifásica es la mostrada en la Fig.14.

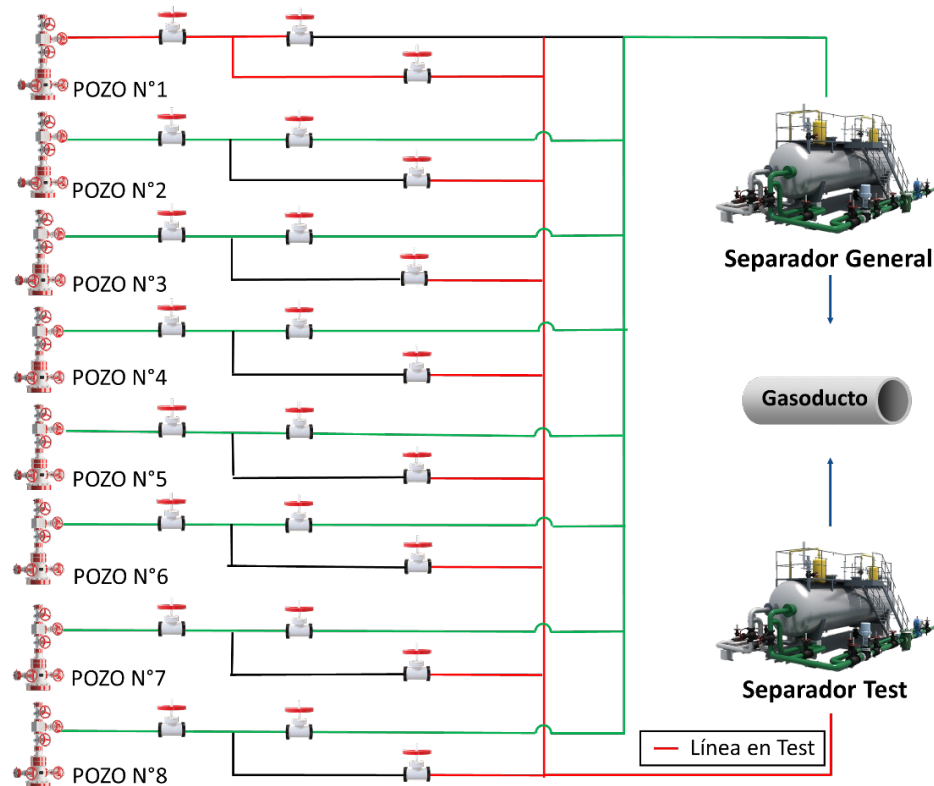


Fig. 13- Esquema simplificado de prueba de pozo en un Pad Tradicional.

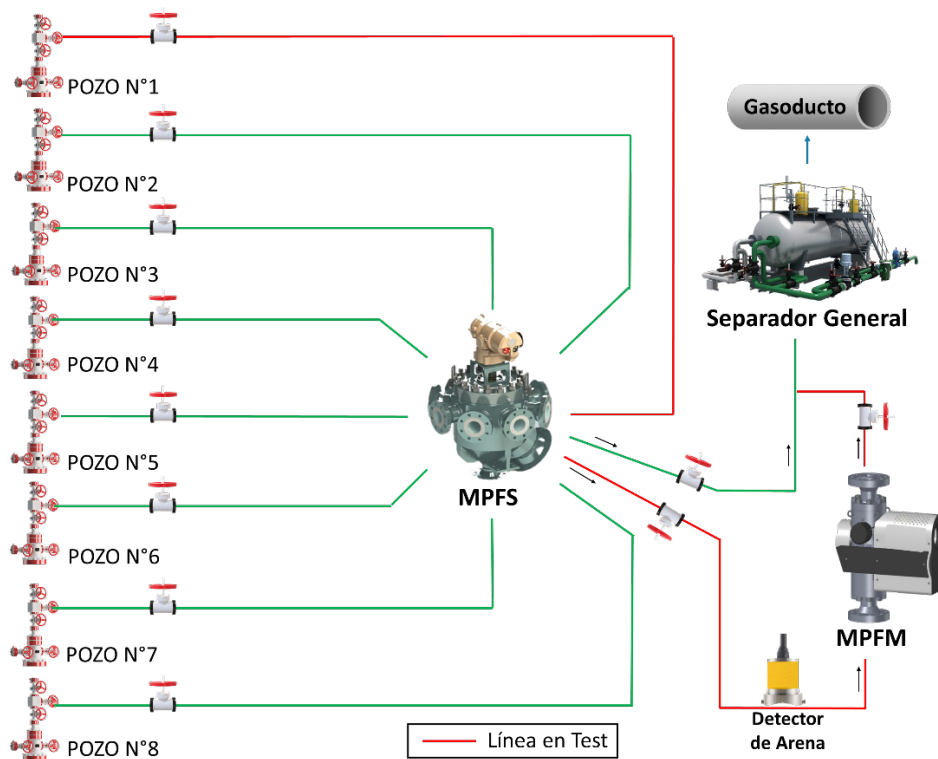


Fig. 14- Esquema simplificado de prueba de pozo en un Pad con un Skid de Medición Multifásica.

Prueba Piloto

De manera de poder dar confiabilidad al diseño generado, considerando los niveles de inversión proyectados y el importante cambio en el diseño y operación que este sistema significaría, la propuesta sin lugar a duda era realizar una prueba piloto.

Las características principales del plan debían ser, en primer lugar, que se aplicará en la vida inicial de un Pad, de manera que se pudiera probar en la etapa más crítica de los pozos, donde el comportamiento refleje más variaciones, en términos de caudales, presiones, temperaturas, y por supuesto, las condiciones operativas sean las más complejas de la vida del pozo. Por otro lado, se debía contar con un sistema de generación eléctrica autónomo, que no dependiera de la red eléctrica definitiva, ya que esta última, pudiese no estar disponible al momento de la puesta en producción de los pozos. De este mismo modo, la comunicación de datos en este periodo debía ser vía satélite, por la misma razón anteriormente señalada.

El periodo de pruebas seleccionado fue de 120 días, considerando que era necesario un tiempo prudente en primer lugar para corroborar los parámetros de medición, enfocados a gas principalmente, ya que se contaba con medición certificada, no así con la medición de líquidos, la cual se encontraba en etapa de rediseño, ya que se poseían medidores intrusivos, que por efectos de la arena habían sido dañados y por ende retirados, por lo cual la medición se hacía a través de estanque.

De esta manera es que en la primera mitad de la prueba piloto se pudo realizar más de 25 puntos de control en los diferentes pozos del Pad Estancia Rita ZG-1, los pozos probados en este Pad fueron 5 de un total de 7, ya que los otros dos pozos no se encontraban en producción a la fecha de la prueba.



Fig. 15- Prueba Piloto Skid de Medición Multifásica en marcha, en el Pad Estancia Rita ZG-1, se visualiza el skid (a) y el sistema de generación autónomo solar fotovoltaico contigua además a la antena satelital de transmisión de datos (b).

De acuerdo a los resultados y como era de esperar, en promedio las diferencias de las mediciones realizadas por el MPFM y el separador trifásico de pruebas del Pad fue de un 5 % aproximadamente,



una diferencia menor, considerando el error propio que puede tener los medidores de gas, que en este caso se estaban utilizando los de placa orificio (Fig.16).

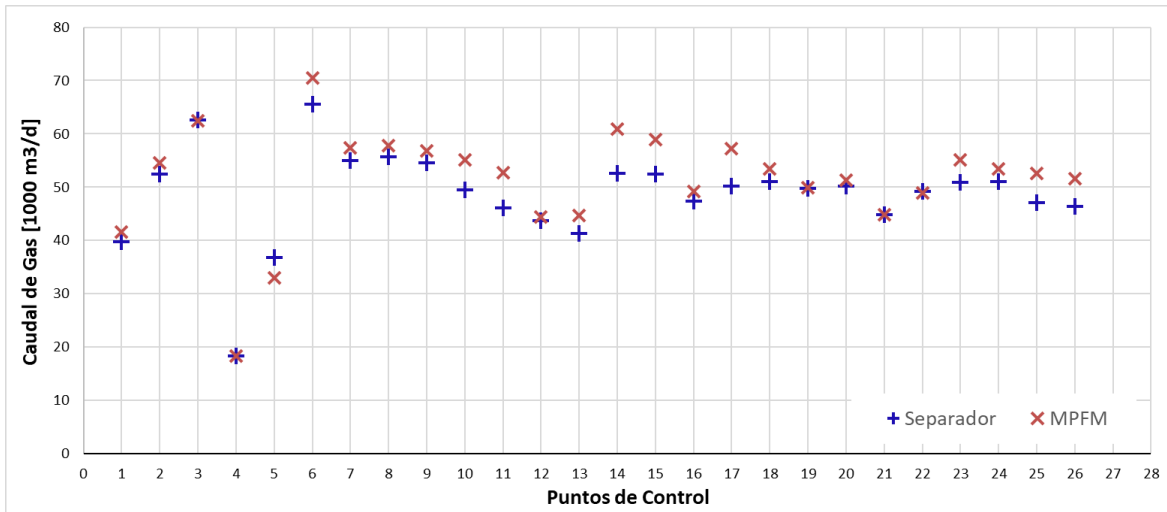


Fig.16 – Puntos de control sobre la medición de gas en el separador de pruebas y el medidor multifásico en el Pad Estancia Rita ZG-1 durante los primeros 60 días de la prueba piloto.

Del mismo modo, durante toda la duración del piloto, se realizó el monitoreo de los pozos de manera remota, así poder identificar cualquier patrón de comportamiento, en la figura 17 se muestra un gráfico típico de análisis, donde se exponen las variables instantáneas de flujo de gas, petróleo y agua, así como la temperatura, además, se muestra la posición en la que se encuentra la MPFS, identificando así el pozo que se encuentra en prueba.

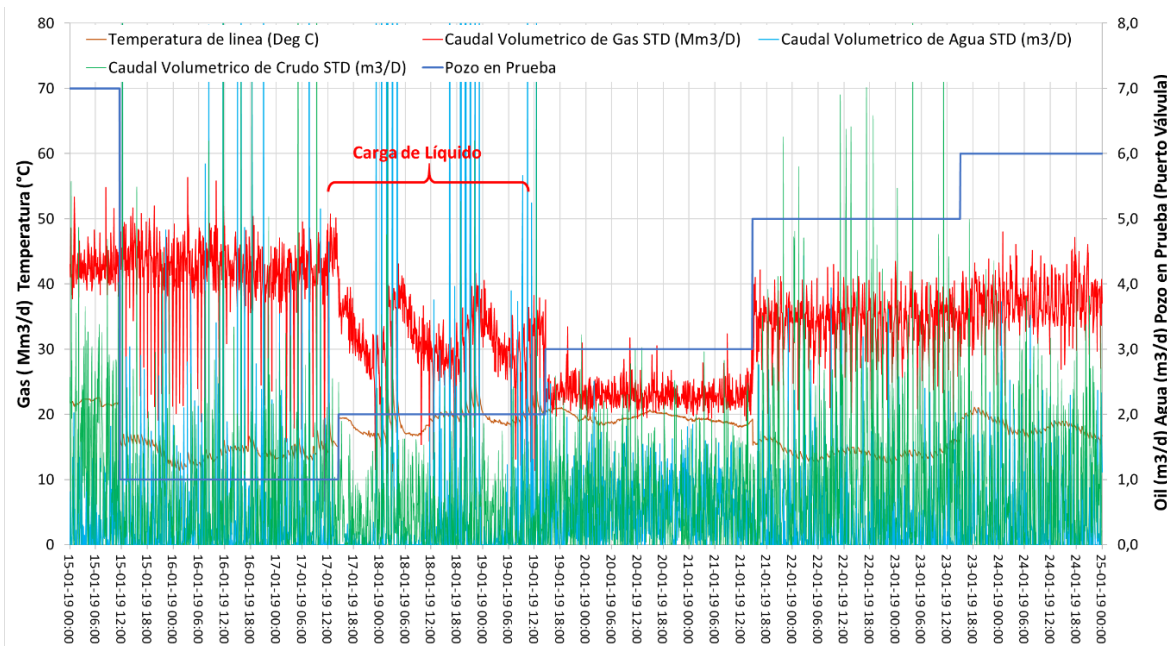


Fig.17 – Grafico de análisis de datos instantáneos obtenidos desde el Skid de Medición Multifásica, donde se observa los periodos de prueba de cada pozo. Se destaca además un ejemplo claro de carga de líquido en uno de los pozos.

Desde el punto de vista operativo se lograron identificar varios aspectos importantes para la futura aplicación del SMM, en primer lugar, la MPFS, como toda válvula de control, tiene un diferencial de presión máximo admisible, es decir, la diferencia, entre la presión del pozo que se encuentra en test, y la presión en que se encuentre el resto del sistema.

Si bien para otra aplicación este pudiese no ser un gran problema, los distintos eventos operativos como pueden ser hidratos, reapertura de pozos, refracturas de pozos, todas figuras, que prevén una alta presión inicial en el sistema y que no debiesen permitir el movimiento de la válvula, no se encontraban con algún sistema de seguridad que impidiera el movimiento del selector de flujo, por lo cual se incluyó como mejora integrar este comando en el PLC, de manera que este genere la lectura de este diferencial antes de efectuar el movimiento de la válvula y actúe en consecuencia.



Fig.18– Skid de Medición Multifásica utilizado en el piloto.

Acorde a las posibilidades que entrega ahora esta tecnología, también se incluirá, una interfaz que permita la extracción de los datos y la generación automática de reportes de pruebas de pozos, la cual podrá ejecutarse accediendo al PLC vía remota desde cualquier sala de control que se encuentre conectada a la red de ENAP.

Otros puntos importantes para considerar a partir de la prueba piloto fueron:

Incluir un by-pass para calentar el pozo en test antes de entrar al MPFM, diseño que estaba considerado en el Pad tradicional, pero no se había aplicado la analogía correspondiente al SMM.

Incluir sellos de teflón, como experiencia, se comenzó la prueba piloto con sellos comunes, pero no tuvieron éxito, los sellos de teflón llevan más de 6 meses en servicio sin problemas, superando el periodo de mantenimiento preventivo.

Incluir una válvula de retención, aguas abajo del MPFM, ya que de acuerdo con las buenas prácticas señaladas por los ingenieros especialistas y a un evento de campo ocurrido de no flujo por el medidor, este elemento se consideró para el próximo diseño.

Incluir un drenaje, para efectos del mantenimiento preventivo de la válvula, que permita la rápida despresurización del sistema, de manera de disminuir las horas utilizadas en esta tarea.

De esta manera es que se tiene pensado ya la implementación de estas mejoras para la adquisición de la próxima serie de equipos 2019-2020 y para la reconversión de algunos Pad existentes.

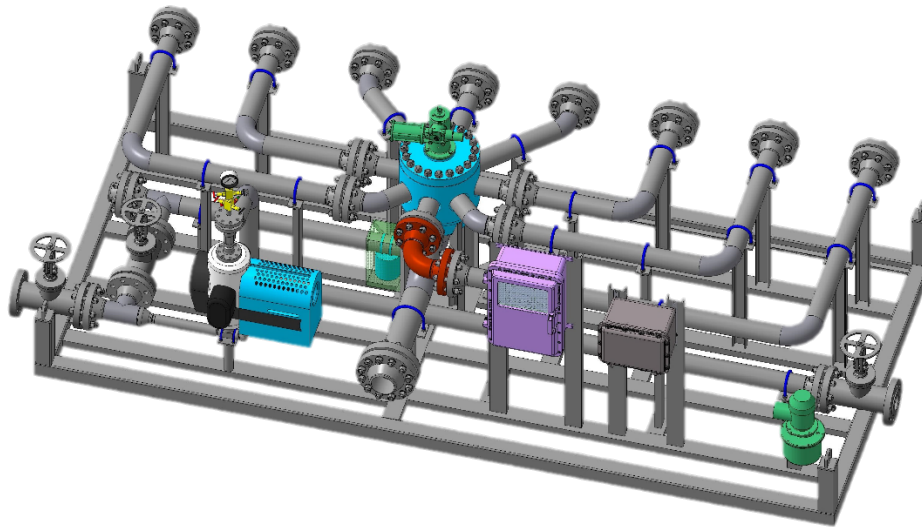


Fig.19 – Propuesta de diseño con mejoras para Skid de Medición Multifásica, ya terminada la prueba piloto.

Optimización de las Instalaciones Productivas

Sin lugar a dudas la solución al problema técnico de contar con buena información y en el tiempo correcto, parecen estar resueltos, sin embargo, como se planteó al principio de señalada esta solución, los costos de estos equipos generalmente no son menores, no obstante, dado los evidentes ahorros en términos de inversión, así como de gastos operacionales, es que pasamos a detallar las distintas consideraciones para poder justificar esta inversión:

Tabla 1: Consideraciones para evaluación económica en implementación de Skid de Medición Multifásica en un Pad Tradicional.	
CAPEX	OPEX
Compra del Skid de Medición Multifásica. (-) Estanque de Pruebas (-) Manifold de Pruebas* Se mantiene el separador de pruebas y se retira en el año 2.**	(-) HH Operaciones pruebas de pozos a partir del año 1. (-) HH Mantenimiento separador de pruebas a partir del año 2. (-) HH Administrativas ingresos pruebas de pozos a partir del año 1. (-) Perdidas de gas asociadas a válvulas de control separador a partir del año 2. (-) Perdidas de gas asociadas a estanque de pruebas a partir del año 1.
El periodo de evaluación estará dado por el pozo tipo con que se analice, en la actualidad el periodo de análisis varia de 7 a 10 años. *No se considera el manifold de pruebas en el nuevo Pad, sin embargo, el manifold general se conserva, ya que este continúa trabajando como by-pass del sistema para casos de mantenimiento u otro tipo de evento operativo. **Considerando que la utilización del separador de pruebas se usaba comúnmente, como separador de repuesto en la etapa inicial, se considera por un año este concepto, luego se retira y se dispone para un próximo Pad (venta).	

Cabe señalar, que si bien, a la fecha se tiene una buena cantidad de Pads que ya se encuentran construidos, se deben considerar caso a caso para evaluar su reconversión, ya que como se mencionó anteriormente, dada la característica de los reservorios existentes, la vida útil de los mismo puede ser muy heterogénea.

Pad Principal y Pads Satélites

La posibilidad de realizar las pruebas de pozo aguas arriba de los procesos de deshidratación y separación de gas, así como la prescindencia de la energía eléctrica a través de un motogenerador (Fig.20), generaron el escenario perfecto para poder replicar la analogía del OffShore con las plataformas principales y las plataformas satélites, considerando que, en este caso particular, los skid de medición multifásica nos permitían realizar las pruebas de pozos en cada Pad Satélite y luego enviar todo el flujo (gas, petróleo, agua) a través de un colector a una Pad Principal, todo lo anterior con los evidentes ahorros que conllevan el no contar la zona de procesamiento de gas, sino concentrarla en el Pad Principal (Fig.21).

PAD Satélite (8 pozos)

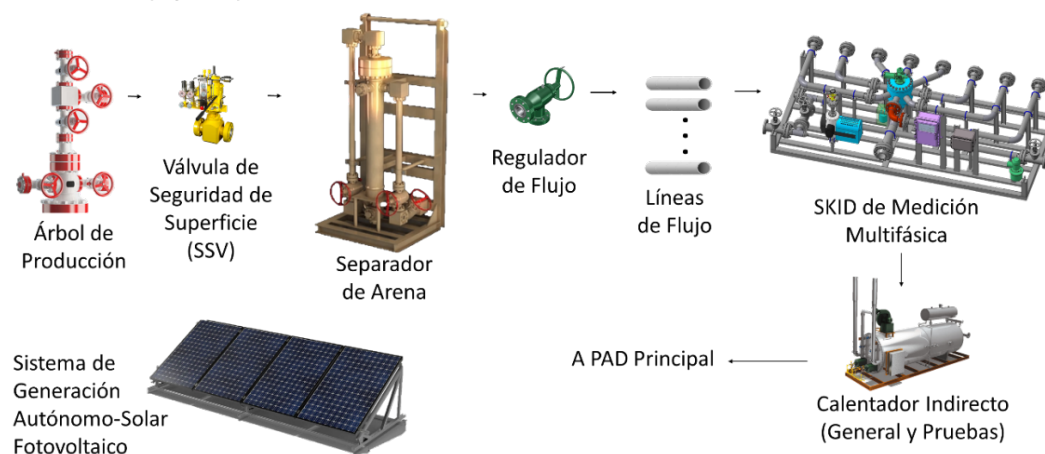


Fig.20 – Esquema productivo de funcionamiento de un Pad Satélite.

Para fines del año 2019, se espera poner en producción el primer Pad Satélite, con contará con 8 pozos, presentando así el comienzo de este importante cambio en el diseño, para el cual, además se espera el primer Skid de Medición Multifásica de la nueva serie con las mejoras propuestas.

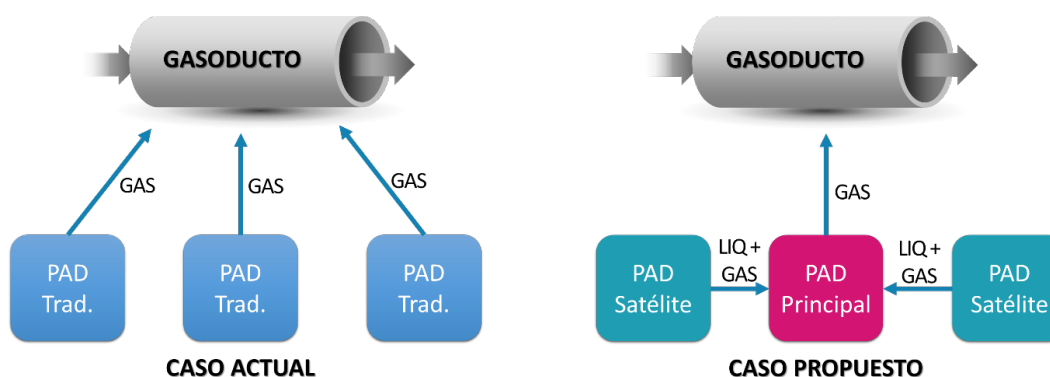


Fig.21 – Esquema comparativo de funcionamiento de un Pad Tradicional y un Pad Principal.

Para efectos de inversión en equipos, considerando la cantidad de pozos propuesta, el primer Pad Satélite se estima que generará ahorros por sobre un 20% respecto a lo que era un Pad Tradicional. Dada esta componente y el evidente ahorro en OPEX al no existir la zona de procesamiento de gas, resulta evidente la rentabilidad de esta mejora.

Desafíos Futuros: Datos, Mediciones, Análisis, Instalaciones.

Sin lugar a duda el desafío que ha planteado el desarrollo de los reservorios no convencionales ha podido exhibir a través de este trabajo, tal como lo ha planteado la industria del petróleo en relación con sus distintas publicaciones, una serie de realidades que por la naturaleza de este tipo de reservorios han forzado a cambiar en ENAP ciertos paradigmas y otros que aún quedan pendientes. Por lo cual es pertinente aprovechar que este trabajo relaciona muchas aristas de ello, poder plantearse ciertos tópicos a abordar como desafío hacia futuro:

Dada la importancia de los datos, no solo en el ámbito de los datos de producción, sino, además, en toda la información relativa al desarrollo de los reservorios no convencionales, en el ambiente dinámico que exige esta nueva era, requiere de un acceso rápido y confiable a dicha información, para cual se requiere de estructuras claras y estándares que trasciendan la organización, el concepto de gobierno de datos obedece en parte a los conceptos recién señalados.

En el nuevo contexto, en la mayoría de las empresas, la integración de datos plantea la fusión de datos de los mundos de producción y contabilidad. Para el mundo de las geociencias, este mundo es demasiado nuevo y además el nivel de integración es muy corto, haciendo difícil la adaptación. Para ENAP probablemente no sea la excepción, pero evidentemente, mientras más rápido se aproxime a este desafío, más temprano se encontrarán espacios de optimización en cualquiera de los procesos que lo requiera.

Gracias a las grandes redes de comunicaciones instaladas, existe un gran volumen de datos generados y transmitidos en tiempo real, eso sumado nuevamente a la corta vida de los reservorios no convencionales, es que se necesita en estos cortos periodos, de una vigilancia activa para su análisis, de manera tal que se puedan tomar acciones concretas, y así la recolección de información sea fructífera.

Debido a la corta vida de los yacimientos, en el caso particular de la implementación del SMM, como la de otros equipos de producción, se requiere de una mirada de corto o mediano plazo respecto a la rotación o reutilización de estos equipos, fenómeno que por lo general no se consideraba en los reservorios convencionales.

Un campo a explorar en una próxima etapa, deben ser los medidores virtuales de flujo (VFM), pensando en estos reservorios no convencionales, quizás en etapas de flujos estables, donde a través de parámetros CGR y WGR sin mayor variación, podamos obtener datos confiables.

Conclusiones

El trabajo plantea una solución integrada, automatizada y autónoma, que además de dar respuesta a la problemática que significa contar con una frecuencia significativa de pruebas de pozos en etapa temprana, ha podido transformarse en la palanca para un rediseño de las instalaciones de superficie del Bloque Arenal, significando para este, importantes ahorros en CAPEX y OPEX en su desarrollo próximo.

Paralelamente es oportuno destacar que además se pudieron establecer importantes ideas a raíz del desarrollo de este trabajo, las cuales se pasan a detallar:

En la explotación de los reservorios no convencionales, la calidad de los datos de producción toma un valor fundamental en la cadena de valor del negocio del Upstream, siendo necesaria su consideración desde la génesis de los proyectos.

Los MPFM, tal como se menciona en el trabajo, en la literatura existente y como se pudo corroborar en la prueba piloto, posee rangos de exactitud suficientes para las aplicaciones requeridas, de la misma manera, los costos/beneficios de estos equipos, hacen necesaria su consideración para estas y otras aplicaciones, como, por ejemplo: Instalación permanente en monopozos, instalaciones móviles para pruebas de pozos y flowback, etc.

La implementación del SMM ha permitido generar nuevos espacios de optimización, generando nuevos rediseños en las instalaciones de producción, siendo el hito más importante los nuevos Pad Satélite.

La utilización de los MPFM, permitirá la apertura al estudio de las tecnologías de transporte multifásico.

La necesidad de continuar con la optimización de cada uno de los procesos productivos y los nuevos espacios de desarrollo que esta entregando la tecnología, ha significado permanentemente espacios de mejora medioambientales como los mostrados con la implementación del SMM, al reducir la huella de carbono, reduciendo la emanación de gases al reemplazar equipos y reduciendo las áreas utilizadas al eliminar la zona de procesamiento de gas en el caso del Pad Satélite.

Una implicancia relevante que tendrá la implementación del SMM, será contar con una cantidad importante de datos, que no solo permitirá poder realizar una correcta alocaión de producción y por ende buenas estimaciones de recobro, sino que, además, se contará con datos en tiempo real, que permitirá poder realizar el análisis del comportamiento de los pozos, lo cual permitirá diagnosticar ciertos problemas como la carga de líquido en pozos y así generar planes preventivos en tiempos óptimos.

Agradecimientos

A los directivos de ENAP Magallanes por permitir la publicación de este trabajo, de igual manera agradecerles a todos sus equipos de trabajo, que en conjunto con las empresas proveedoras de equipos y servicios han contribuido en forma directa y/o indirecta en el éxito del desarrollo e implementación de este sistema.

Además, una especial mención de agradecimiento a la Dirección del Proyecto del Bloque Arenal, que continuamente, han brindado los espacios a la innovación, dando el apoyo necesario para la generación de este tipo iniciativas.

Referencias:

Carpinelli, A., Saá, A., Radic, J., and Zurita, E. 2013, "Propuestas de pozo 2013-2014, área cabañario del oro, formación glauconítica inferior". Technical report, Inédito. Archivo Técnico ENAP.

Carpinelli, A., Saá, A., and Zurita, E. 2012, "Antecedentes y propuesta exploratoria, bloques dorado-rielme y arenal". Technical report, Inédito. Archivo Técnico ENAP.

Carpinelli, A., Saá, A., Zurita, E., Radic, J., and Soto, L. 2015, "Propuesta de desarrollo y extensión de la Zona Glauconítica desde locaciones multi-pozo, Bloque Arenal". Technical report, Inédito. Archivo Técnico ENAP.

Mohr, C., 1945, "Columna estratigráfica Pozo Manantiales-1", Archivo Técnico de ENAP Magallanes (inédito), Carpeta de Pozo Manantiales-1, 1 p.

Gonzalez, A., Valderrama, J., Gschaidner, C., Adaros, R., Verdugo, M., Canessa, N., Pérez, A., Velásquez, A., Sánchez, J., Ahumada, M., González, M., 2018, "Desarrollo del play tight gas zona Glauconítica, Bloque Arenal, cuenca de Magallanes-Chile: caso estudio", Trabajo presentado en el 10° Congreso de Exploración de Desarrollo de Hidrocarburos del IAPG, Mendoza, Argentina.

Anderson, D.M., Stotts, G.W.J., Mattar, L., Ilk, D., Blasingame, T.A., 2006, "Production Data Analysis Challenges, Pitfalls, Diagnostics" paper SPE 102048 prepared for presentation at the 2006 SPE ATCE, San Antonio, Texas, USA.

N.S.O.G.M. The Norwegian Society for Oil and Gas Measurement, 2005, "Handbook of Multiphase Flow Metering", Revision 2.

Valve World Magazine, 2017, "Multiport Selector Valves: a weight and space saving solution for production facilities", Web Article , Retrieved September 26, 2017 from <http://www.valve-world.net/webarticles/2017/09/26/multiport-selector-valves-a-weight-and-space-saving-solution-for-production-facilities.html>

Britt, L.K, Otzen, G., Guzman, M., Kusanovic, G., Alqatrani, G., 2016. "Hydraulic Fracturing of a Clay Rich Formation in Southern Chile: The Challenges and Successes", paper SPE 181808 prepared for presentation given at the 2016 SPE Hydraulic Fracturing Conference in Beijing, China.

Kunzinger, F., 2013, "Information Management in the Shale", prepared for 17th Annual Petroleum Network Education Conferences International Petroleum Data Integration, Data and Information Management Conference, in Houston, USA.

Houzé, O., Viturat, D., Fjaere, O., 2018, "Dynamic Data Analysis, Kappa recommended Workflow", Kappa, v5.20.01, 467-472.

Currículo Autores:

Carlos Garay Andrade
Ingeniero Civil en Mecánica – Universidad de Magallanes.
Ingeniero de Proyectos Petróleo y Gas.
ENAP Magallanes

Julio Sanz Vera
Magister en Gestión de Activos y Mantenimiento - Universidad Técnica Federico Santa Maria.
Ingeniero Civil en Electrónica – Universidad Técnica Federico Santa Maria.
Ingeniero de Estudios de Mantenimiento.
ENAP Magallanes

Guido Kusanovic Glusevic
Ingeniero Civil Industrial - Universidad de Magallanes.
Ingeniero Mecánico - Universidad de Magallanes.
Jefe Departamento Desarrollo de Yacimientos.
ENAP Magallanes

Rodrigo Bustamante Villegas
Magister en Gestión de Organizaciones y Administración de Empresas - Universidad de Valparaíso.
Ingeniero Civil Electrónico – Pontificia Universidad Católica de Valparaíso.
Gerente General
ENAP Magallanes

Fabian Salas Aguila
Ingeniero Ejecución en Mecánica – Universidad de Magallanes.
Ingeniero de Producción.
ENAP Magallanes

Manuel Jara Bustamante
Ingeniero Ejecución en Mecánica – Universidad de Magallanes.
Ingeniero de Producción.
ENAP Magallanes

Andres Hurtado Yurjevic
Ingeniero Civil en Química – Universidad de Magallanes.
Ingeniero de Producción.
ENAP Magallanes