1 / 2021

PETROTECNIA

1 | 21

Revista del **Instituto Argentino del Petróleo y del Gas** | ISSN 0031-6598 - AÑO LXI - 1 | 2021

Petrotecnia Revista del **Instituto Argentino del Petróleo y del Gas.** • Año LXI Nº 1

Optimizar la producción

Media sponsor de:

IAPG en vivo

AOG XIII ARGENTINA OIL&GAS EXPO 2021

2020 23rd WORLD PETROLEUM CONGRESS HOUSTON TX USA

4° Congreso de Integridad y Corrosión en la Industria del Petróleo y del Gas IAPG
2 - 4 Noviembre 2020 - Buenos Aires

4° Congreso Latinoamericano de Perforación y Terminación







En este primer número de *Petrotecnia* del año admitimos con sinceridad que, según brindamos a finales del año pasado, nos pensábamos en una etapa pospandemia más avanzada.

Imaginábamos quizás un escenario más adelantado de "vuelta a la vida normal", quizás de regreso a las oficinas. Y también en la medida que se dilata, comenzamos a preguntarnos si la "nueva normalidad" no tendrá muchos de los ingredientes de hoy, y en ese caso, cuáles serán y cómo los implementaremos.

Sin duda, hoy y aquí este número de *Petrotecnia* es una primera gran decisión en ese sentido. En efecto, la histórica revista de seis décadas que ha sido referencia bibliográfica obligatoria de varias generaciones, hoy se lanza completamente digital. Si bien, mantendremos la versión descargable, la visión es acompañar los tiempos virtuales y expandir las fronteras.

Los lectores podrán seguir acompañándonos a través de los *dossiers* y los suplementos estadísticos, como siempre con el prestigio que le otorga una revista única.

En un ámbito de nueva normalidad, todos los profesionales de la Industria ya se han acostumbrado a la excelencia de nuestros cursos *online* y los diversos ciclos de conferencias realizados desde el IAPG EN VIVO, a través de plataforma Webex, generados en las Comisiones Técnicas del IAPG. Los Ciclos de Exploración, de Perforación, de Refinación, Integridad e incluso las charlas de la Comisión de Jóvenes Profesionales, todos han enriquecido estos meses con conferencias sumamente exitosas por su calidad y asistencia.

No dejamos, sin embargo, de seguir en carrera preparando los congresos y exposiciones presenciales, como la Argentina Oil&Gas Expo, convencidos de que los avances tecnológicos son una solución muy buena para progresar en tiempos tan complejos. Pero seguros también de que la camaradería, el contacto y la calidez de encontrarse por ahora son irremplazables para los seres humanos.

Estamos trabajando mucho para que todo esto pueda realizarse, con la responsabilidad que nos caracteriza y atentos a la realidad mundial. Nuestros mejores deseos de salud y trabajo para todos.

¡Hasta el próximo número!

Ernesto A. López Anadón





Petrotecnia es el órgano de difusión del Instituto Argentino del Petróleo y del Gas.
Maipú 639, (C1006ACG) - Buenos Aires, Argentina
Tel./fax: (54-11) 5277 IAPG (4274)
prensa@iapg.org.ar / www.petrotecnia.com.ar

facebook.com/IAPGinfo twitter.com/IAPG_Info youtube.com/IAPGinfo plus.google.com/113697754021657413329

Staff

Director: *Ernesto A. López Anadón*

Editor general: *Martín L. Kaindl*
Editora: *Guisela Masarik, prensa@petrotecnia.com.ar*
Asistentes del Departamento de Comunicaciones y Publicaciones: *Mirta Gómez y Romina Schommer*
Departamento Comercial: *Daniela Calzetti y Graciela Nubile publicidad@petrotecnia.com.ar*
Estadísticas: *Roberto López*

Comisión de Publicaciones
Presidente: *Eduardo Fernández*
Miembros: *Jorge Albano, Silvia Barredo, Jorge M. Buciak, Rubén Caligari, Carlos Casares, Martín L. Kaindl, Alberto Khatchikian, Guisela Masarik, Vicente Serra Marchese, Gabino Velasco*

Diseño, diagramación y producción gráfica integral
Cruz Arcieri & Asoc. www.cruzarcieri.com.ar

PETROTECNIA se edita los meses de marzo, junio, agosto y noviembre, y es gratuita para las empresas relacionadas con las industrias del petróleo y del gas, asociadas al **Instituto Argentino del Petróleo y del Gas** y a sus asociados personales.

Año LXI Nº 1 - 2021
ISSN 0031-6598

Los trabajos científicos o técnicos publicados en *Petrotecnia* expresan exclusivamente la opinión de sus autores.
Agradecemos a las empresas por las fotos suministradas para ilustrar el interior de la revista.

Adherida a la Asociación de Prensa Técnica Argentina.
Registro de la Propiedad Intelectual Nº 041529 - ISSN 0031-6598.
© Hecho el depósito que marca la Ley 11.723.
Permitida su reproducción parcial citando a *Petrotecnia*.

Premio Apta-Rizzuto

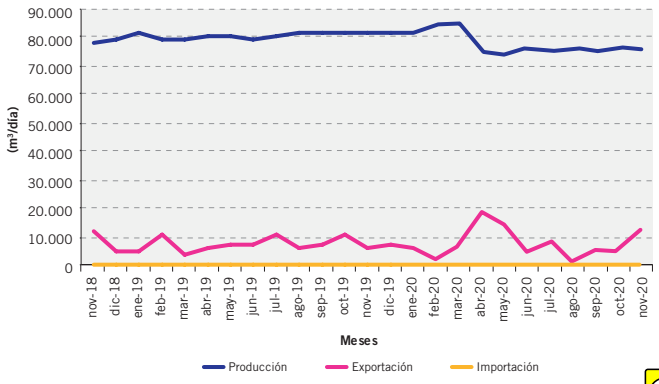
- **1º Premio a la mejor revista de instituciones 2006, 2014**
- **1º Premio a la mejor nota técnica-CONICET 2011, 2012, 2015, 2018**
- **1º Premio a la mejor nota científica 2010, 2011**
- **1º Premio al mejor aviso publicitario 2010, 2011**
- **1º Premio a la mejor nota técnica-INTI 2018, 2010, 2008, 2007**
- **1º Premio a la mejor revista técnica 1993 y 1999**
- **Accésit 2003, 2004, 2008, 2012, 2015, en el área de producto editorial de instituciones**
- **Accésit 2005, en el área de diseño de tapa**
- **Accésit 2008, 2012, 2013, nota periodística**
- **Accésit 2009, 2013, 2014, en el área publicidad**
- **Accésit 2009, nota técnica**
- **Accésit 2010, 2011, 2012, 2013, 2018 notas de bien público**
- **Accésit 2010, 2012, 2013, 2014, 2015, 2018 notas técnicas-INTI**
- **Accésit 2011, notas técnicas-CONICET**
- **Accésit 2014, notas científicas**
- **2º Accésit 2010, 2011, 2012, notas de bien público**
- **2º Accésit 2010, en el área de revistas pertenecientes a instituciones**
- **2º Accésit 2018, notas científicas**
- **2º Accésit 2018, avisos publicitarios**

Comisión Directiva 2018-2020

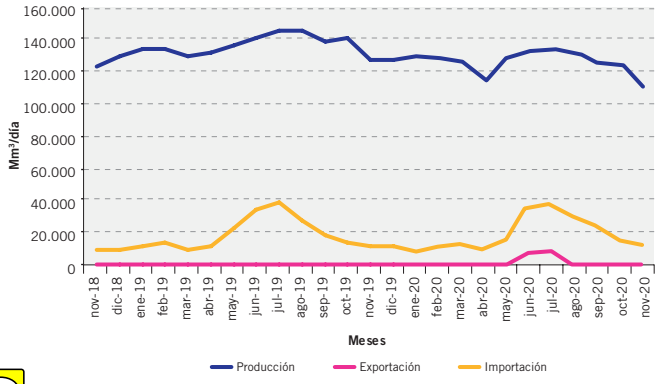
Titular	Empresa	Cargo
Ernesto López Anadón	Socio Personal	Presidente
Gonzalo López Nardone	YPF S. A.	Vicepresidente 1°
Rodolfo Eduardo Berisso	Pan American Energy LLC -PAE	Vicepresidente Upstream P&G
Verónica Lorena Staniscia	Shell C.A.P.S.A.	Vice Dowstream Petróleo
Horacio Carlos Cristiani	Naturgy Ban S.A.	Vice Dowstream Gas
Alejandro Hugo Kletzky	San Antonio Internacional S.A.	Vice Servicios de Pozos
Diego Ariel Schabes	Siderca S.A.I.C.	Vice de fabric. De equip y mat.
María Inés Sainz	Pampa Energía S.A.	Secretario
Dante Marcelo Ramos	Chevron Argentina S.R.L.	Prosecretario
María Gabriela Rosello Warren	Total Austral S.A.	Tesorero
Pablo Carlos Ledesma	Tecpetrol S.A.	Protesorero
Margarita Perla Esterman	Medanito S.A.	Vocal Titular
Mario Alberto Yaniskowski	Transportadora de Gas del Sur S.A. (TGS)	Vocal Titular
Germán Patricio Macchi	Pluspetrol S.A.	Vocal Titular
Maria Carmen Tettamanti	Camuzzi Gas Pampeana S.A.	Vocal Titular
Jorge Miguel Buciak	Compañias Asociadas Petroleras S.A. Capsa/Capex	Vocal Titular
Eduardo Hugo Antranik Eurnekian	Compañía General de Combustibles S.A.-CGC	Vocal Titular
Eduardo Alejandro Tapia Alvayay	Enap Sipetrol Argentina S.A.	Vocal Titular
Daniel Alberto Santamarina	Axion Energy Argentina S.A.	Vocal Titular
Daniel Anibal De Nigris	ExxonMobil Exploration Argentina S.R.L.	Vocal Titular
Ana Paula Parrella	Halliburton Argentina S.R.L.	Vocal Titular
Luis Hernán Corti	Schlumberger Argentina S.A.	Vocal Titular
Juan Enrique Salum	Distribuidora de Gas Cuyana S.A.	Vocal Titular
Jorge Hilario Schneider	Rafael G. Albanesi S.A	Vocal Titular
Damian Ciaccia	ExxonMobil Exploration Argentina S.R.L.	Vocal Titular
Miguel Angel Torilo	Petroquímica Comodoro Rivadavia S.A.	Vocal Titular
Nino Domingo Antonio Barone	Socio Personal	Revisor de Cuenta Titular
Martín Emilio Guardiola	A-Evangelista S.A.	Revisor de Cuenta Titular
Marcelo Horacio Luna	Palmero San Luis S.A.	Revisor de Cuenta Titular
Gustavo Eduardo Brambarti	Cesvi Argentina S.A.	Revisor de Cuenta Suplente
Jorge Pablo Tomsin	Aggreko Argentina S.R.L.	Revisor de Cuenta Suplente

LOS NÚMEROS DEL **PETRÓLEO Y DEL GAS**

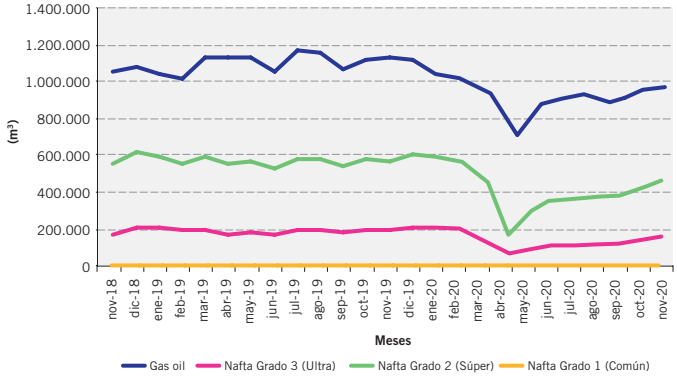
Producción de petróleo *vs.* importación y exportaciuón



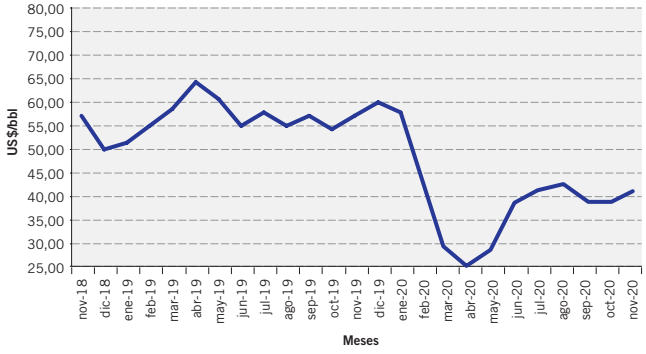
Producción de gas natural *vs.* importación y exportaciuón



Ventas de los principales productos



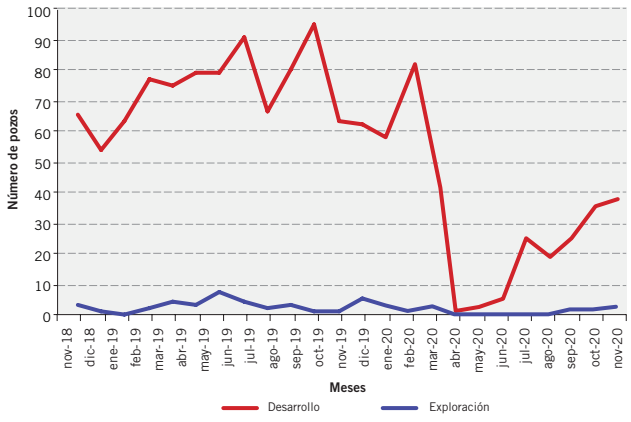
Precio del petróleo de referencia WTI



Cantidad de equipos en perforación



Pozos perforados



Buscando la optimización





En este número de *Petrotecnia*, que se inscribe en un año complejo y en el que esperamos que sea el comienzo de un tránsito hacia la pospandemia, es importante poner el foco en la optimización de procesos de producción.

Para ello, hemos elegido ideas y trabajos seleccionados del 7º Congreso de Producción y Desarrollo de Reservas del IAPG que presentan soluciones a distintos aspectos del *upstream* y *midstream*.

Los tiempos que sigan a este fenómeno de índole mundial serán complejos, y la industria deberá apelar a sus mejores opciones para seguir generando energía para el país.

Explotación de yacimientos profundos en Cerro Dragón

Por ***Facundo Cortada, Sofía Steir, Federico Galliano*** y ***Lucas Echavarría*** (Pan American Energy Group)

Una descripción detallada de la producción en perforaciones a más de 3600 m.



El yacimiento Cerro Dragón está ubicado en la Cuenca del Golfo San Jorge, abarca sectores de las provincias de Chubut y Santa Cruz, a 80 km al oeste de la costa atlántica y de Comodoro Rivadavia, la ciudad más próxima, y a 1.850 km de la ciudad de Buenos Aires (Figura 1).

Las operaciones de Pan American Energy Group en este yacimiento se iniciaron en 1958. Los principales datos del área son los siguientes:

Área de 3842 km^2

+4.300 pozos productores activos (con 2800 BM y 1250 ESP operando)

70% de los pozos asistidos por recuperación secundaria

98.000 barriles de petróleo por día durante 2018, ↑ 42% respecto al año 2001

8 Mm^3/d de Gas producido durante 2018, ↑ 166% respecto al año 2001

255 nuevos pozos perforados en 2018

12 BU$S invertidos en el período 2000-2018



Figura 1.

El bloque Jorge-Choique se encuentra ubicado en la zona sur-este del Área Cerro Dragón. Hasta 1991 se habían perforado 19 pozos, hacia el final de 2014 se llegó solo a 11 pozos con extracción efectiva.

Durante 2015 se identificaron y llevaron a cabo dos reparaciones exitosas, a partir de las cuales se reactivó el desarrollo del bloque con el desafío de prospectar reservorios más profundos, que superaron los 3600 mbbp. Los pozos nuevos permitieron un incremento en la producción de petróleo del bloque de 30 m^3/d a picos de 500 m^3/d, además impulsaron la implementación de la recuperación secundaria.

Situación inicial

Inicialmente se contaba con un bloque compuesto por 19 pozos con caudales de arranque promedio de 36 m^3/d y acumuladas al primer año de producción de 6 Mm^3 de oil.

En una primera etapa de revisión se identificaron oportunidades de reparaciones en los pozos PJ-4 y PCH-801, que contaban con numerosos reservorios no punzados y otros con bajos caudales. Las reparaciones se realizaron en 2015 y 2016 mediante la estimulación de los reservorios con fracturas hidráulicas.

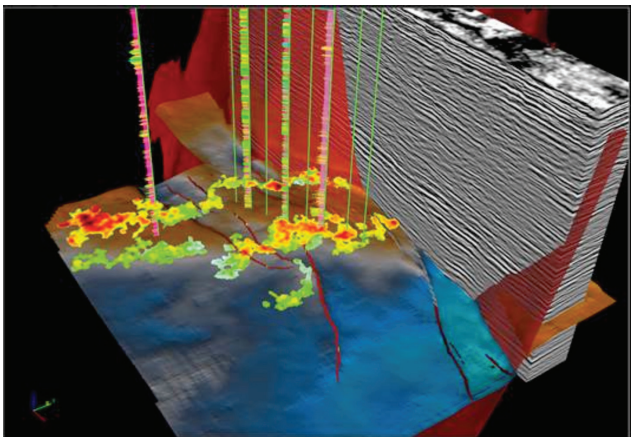


Figura 2.

En base a los buenos resultados obtenidos, se definió reestudiar el bloque con el objetivo de reanudar su el desarrollo para incrementar la producción y las reservas. Se planteó un trabajo sustentado en las geociencias, con el fin de entender y estudiar la estructura del subsuelo y construir un modelo geológico confiable y sólido.

Las metodologías utilizadas fueron la interpretación de sísmica 3D, la construcción de modelos de velocidad, la extracción de atributos que permitieron identificar diferentes aspectos geológicos (identificación y orientación de cuerpos sedimentarios, que contienen reservorios mineralizados), la correlación capa a capa, y el estudio petrofísico. Los ingenieros de reservorios contribuyeron con los pronósticos de producción, análisis económicos, análisis de factibilidad técnica: disponibilidad de *facilities*, factibilidad de futura recuperación secundaria, etc.

Tanto para las completaciones de pozo como para la retroalimentación del modelo, se implementaron programas de perfilaje completos incluyendo el uso de resonancia magnética en todos los pozos, extracción de testigos rotados que permitieron ajustar el modelo petrofísico, toma de muestras de fluidos que permitieron tener conocimiento de la distribución de producción por formación.

Para las completaciones y las reparaciones, entre otras metodologías, se utilizó el punzado con StimGun (punzado con propelente para disminuir gradiente de fractura), herramientas adecuadas a las altas temperaturas existentes en zonas profundas y la realización de numerosas fracturas hidráulicas (Figura 2).

Desarrollo

El yacimiento Jorge-Choique actualmente produce 488 m^3/d de petróleo, 565 m^3/d de agua y 17 km^3/d de gas con 39 pozos productores (34 BM, 4 BES y 1 SN) (Figura 3).

El desarrollo inicial (previo a 2015) contempló la perforación de pozos con 3048 m de TD promedio. En todos los casos, el sistema de extracción inicial fue bombeo mecánico, con profundidades promedio de instalación de bomba en 2700 m y en su mayoría de diámetro 1,75" (Figura 4).

A partir de 2015, las profundidades de los pozos se incrementan, en varios de ellos superó los 3600 m de TD. Sin embargo, la principal diferencia respecto del desarrollo inicial es que ahora se bajan bombas electrosumergibles en la mayoría de las completaciones.

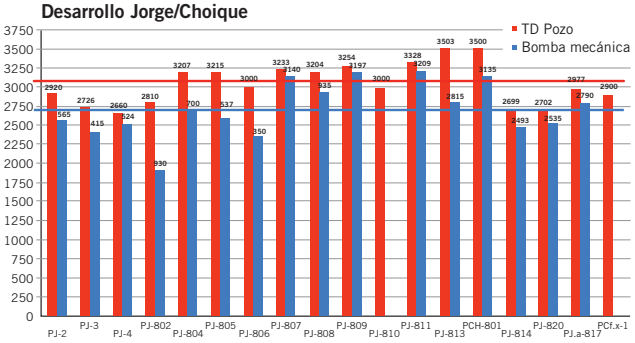


Figura 4.

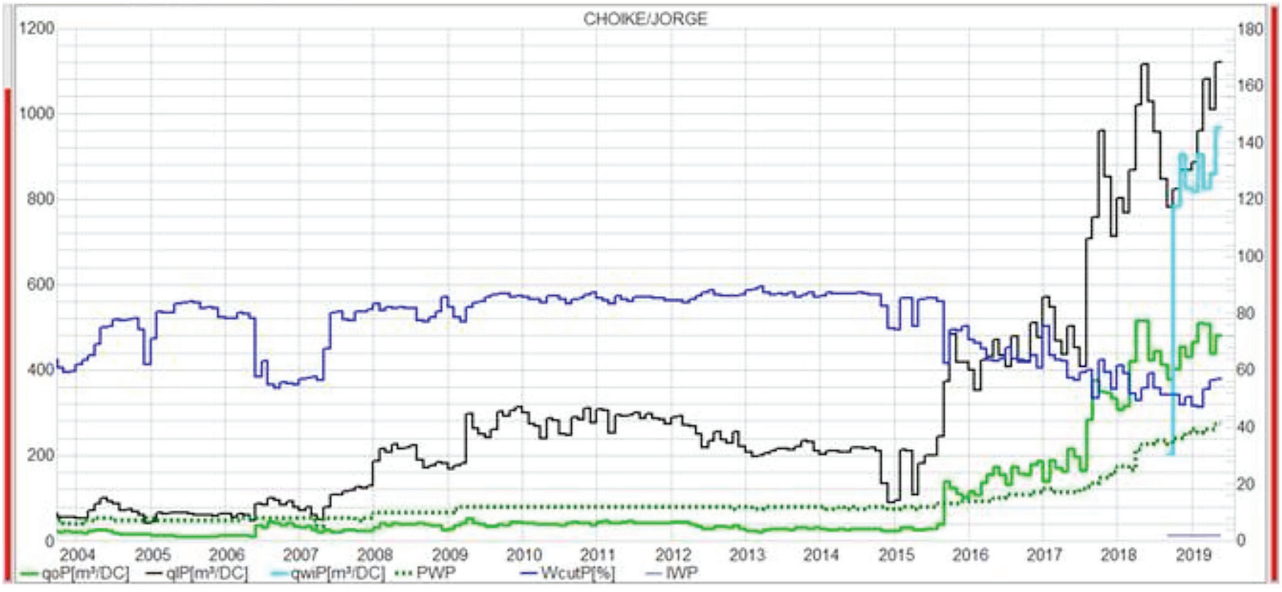


Figura 3.

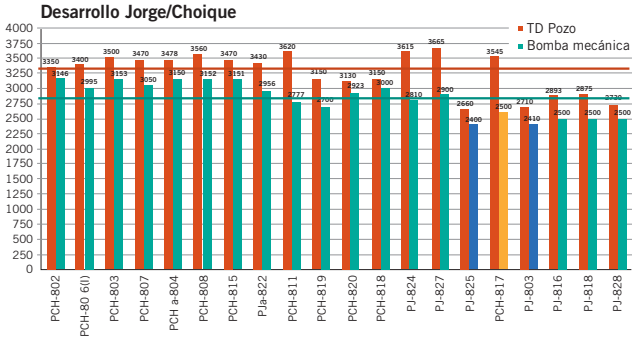


Figura 5. **TD y profundidad bomba.**

En esta etapa, las TD promedio aumentan a 3271 m (+220 m respecto a los pozos anteriores) y las profundidades de instalación promedio en las completaciones suben a 2.851 m (+140 m) (Figuras 5 y 6).

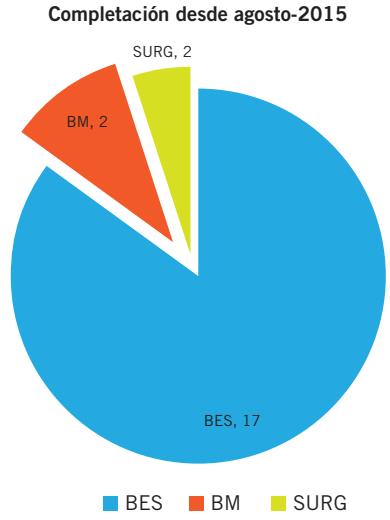


Figura 6. **ALS bajados en completaciones desde agosto de 2015.**

Estrategia de aceleración

El arranque inicial con BES permite alcanzar en forma rápida el potencial máximo del pozo, a la vez que recupera el fluido vertido en las completaciones.

En las figuras 7 y 8 se plantea la comparación entre la estrategia actual y un hipotético desarrollo con bombeo mecánico, cuyo caudal operativo se estima en 60 m³/d de acuerdo con las profundidades observadas.

Soluciones adoptadas en los sistemas de extracción

Se realizaron varias reuniones con los proveedores de los sistemas de levantamiento artificial las que podemos resumir de la siguiente manera:

- Se analizan los esquemas de pozo, instalaciones BES bajadas y fallas en P1 y P2.
- Pese a los problemas de bloqueo por gas y las capas gasíferas del fondo, se observa que la causa principal de ambas fallas corresponde a sólidos: incrustaciones y arena (según lo observado en fotos). Se entregó al sector tratamientos químicos una muestras de los sólidos obtenidos en boca de pozo durante la sacada de la BES de limpieza (falló luego de 15 h por corte de eje en booster TD2200).
- De acuerdo con los caudales observados, la declinación de los pozos y el caudal máximo deseado (200 m³/d) se define utilizar para los próximos diseños bombas TD1000 MDLR. Además, se recomienda en todos los casos el arranque en rampa, a partir de la frecuencia mínima de diseño.
- Mejores opciones para manejo de sólidos, de acuerdo con materiales disponibles:
  1) Motor TR4 + Bomba Grinder + TD1000 MDLR (el uso de TR4 NO permite la utilización de desarenadores).
  2) Motor E37 encamisado con desarenador cavins o filtro Meshrite (resta investigar posibilidad de pesca y maniobra de tapón texproil) + bomba Grinder + TD1000 MDLR.
- Para las próximas instalaciones se utilizará cable #4 con capilar de 3/8" para inyección de químicos. Actualmente se espera una entrega del proveedor (Schlumberger), pero se dispone de bobinas Prysmian en Base CR.
- Se comenta la necesidad de alivianar estas instalaciones con la utilización de tbg 2 3/8" (1000 m aprox.). En los pozos PCH-1 y PCH-2 (ambas BES con tbg

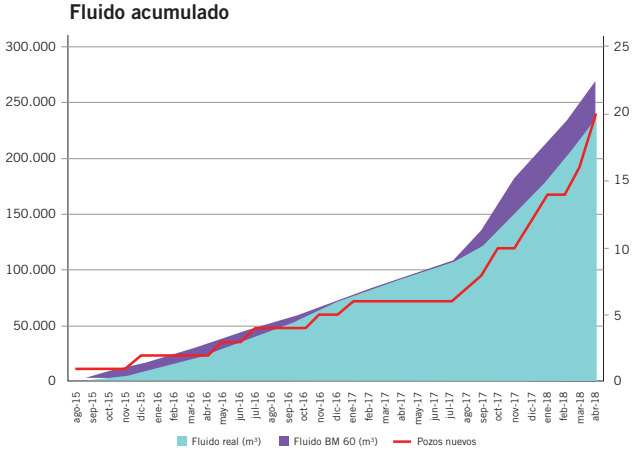


Figura 7. **Comparativa Fluido Acumulado.**

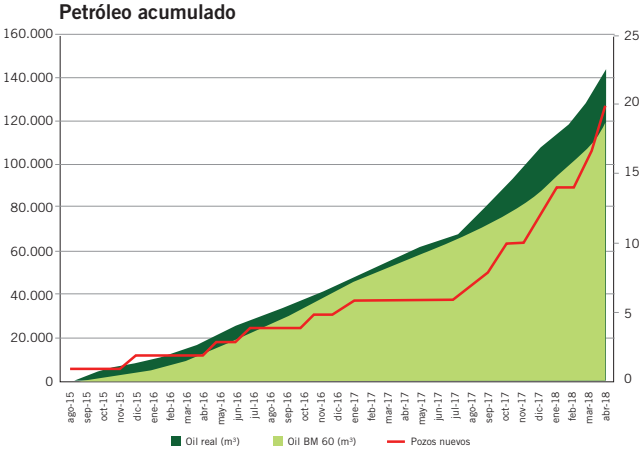


Figura 8. **Comparativa Petróleo Acumulado.**

2 7/8") se observaron tensiones de desempaquetado de 98.000 libras, muy cerca del límite mecánico de los *tubings* y de la capacidad de tiro de los equipos de *pulling*.

- Se plantea un alerta respecto al uso de motores TR4. Si bien en PJ-1 (primer equipo bajado) y PJ-2 la profundidad de instalación contempla el aporte de fluido de refrigeración desde abajo del equipo (fracturas más profundas), hay que tener en cuenta que, en caso de tener una sumergencia elevada (alta presión de fondo), puede ocurrir que las capas del fondo aporten muy poco fluido y que el motor trabaje con temperaturas elevadas, pese a producir el caudal de diseño (fluido aportado por las capas superiores).

Diseños realizados

POZO 1

En esta oportunidad el objetivo era realizar una maniobra de limpieza del pozo durante el período de 24 h. La determinación de la duración de la maniobra se definió con el objetivo de mejorar el volumen del FFR. Al momento de seleccionar el equipo ESP, se consideró la necesidad de que, una vez concluido el ensayo, fuera capaz de ser reutilizado en otras operaciones de ensayo con un mínimo mantenimiento. De esta manera, apostar a la reducción de los costos del proyecto.

Se baja Bes de limpieza booster TD-1750 AR Modular x 500et, sensor y motor TR-4 y válvula de retención y purga. Intake en 2700 m.Se observó corte de eje durante el ensayo aprox. 12 h de la PEM de la BES (Figuras 9 y 10).

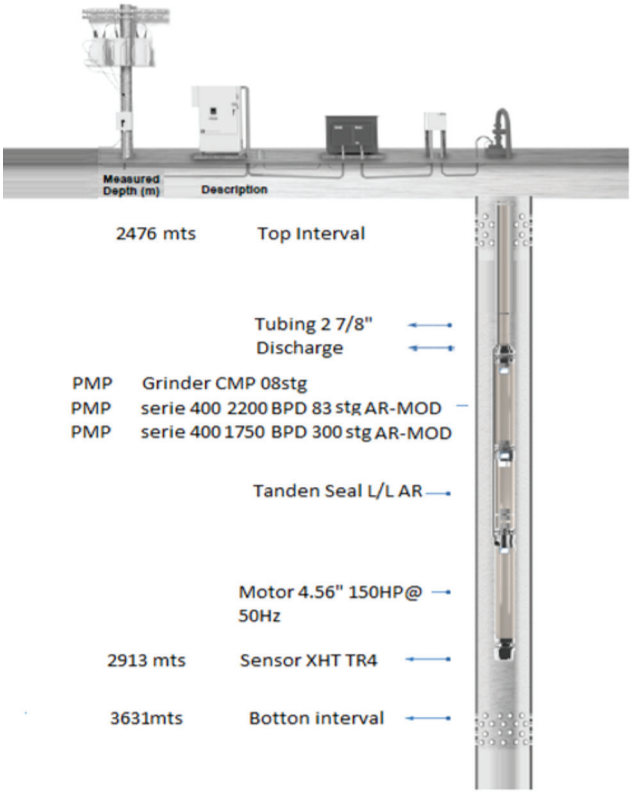


Figura 9.

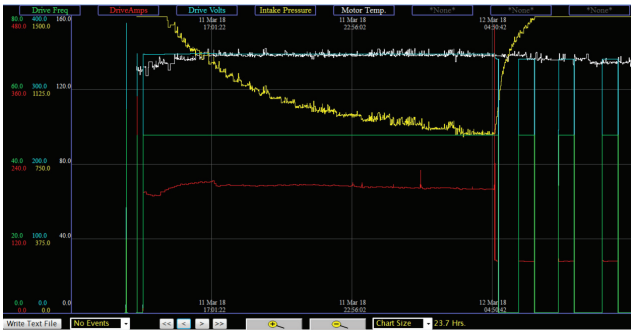


Figura 10.

Una vez iniciada la puesta en marcha del equipo, el sistema tiene un paro por falla luego de 15 h de funcionamiento. La falla se manifiesta con un corte de eje en las etapas de la bomba *booster* TD 2200 debido a la presencia severa de incrustaciones (Figura 11). Previo al momento de la Falla, el equipo se encontraba operando con una temperatura de motor de 140 °C y una Pwf de 900 psi. Los resultados del TearDown y DIFA se muestran a continuación.



Figura 11.

Diseño de producción: en función de los resultados vistos con la BES de limpieza se seleccionó el siguiente equipo (Tablas 1 y 2).

	Hz	m³f	Sum.	% carga	Kva
Frecuencia arranque	46	141	1000	81	108
Frecuencia operativa	50	134	200	96	136
Límite diseño max. (mayor IP) (**)	56	183	200	123	194
Límite diseño mín. (menor IP) (**)	46	55	200	65	93

Tabla 1.

BOMBAS TD-1000 utilizadas: cada un pie (30 cm) de longitud, va un AR MOD, que es el cojinete de empuje, que soporta la carga de impulsores y también funciona de estabilizador (Figura 14).

Cantidad de sólidos teórica que puede mover la modular.

Cantidad	Long (Mts)	Descripción	Eje / Tipo	Ø OD. Cuerpo/Cupl	Prof.
1	6,00	**CAMISA TR3 CT y acople camisa/camisa DESANDER**		4,50	**3036,33**
4	24,00	CAMISA TR3 CT y acople camisa/camisa		4,50	**3030,33**
1	6,00	CAMISA TR3 UT c/dados y acople C/COLLARIN		4,50	
1	0,25	Tapón ciego de 2 7/8"		2,87	**3080,96**
5	48,00	Tbg de 2 7/8" J55 EUE 8 RT 6.5 #		2.87/3.66	
1	0,91	**Desarenador**		2,87	3032,71
1	0,38	Reducción de 2 3/8" a 2 7/8"		2,37/2,87	
1	0,43	Packer perforado, empaquetadura para 4.015"		4,02	3031,42
1	0,61	Niple de 2 3/8" x 2'		2,37/3,00	
1	1,00	**SENSOR XHT TR3 STL**		3,75	**3030,38**
1	0,60	**BASE MOTOR E37 BO FLTR TO SNR ASSY STL (a Sensor XHT)**		3,75	
1	8,90	**MTR,E37-10 45\1037\33 CT HTI LP**	1 HS	3,75	
1	7,50	**MTR,E37-10 37.5\864\33 CT HTI LP**	1 HS	3,75	
1	7,50	**MTR,E37-10 37.5\864\33 UT HTI LP**	1 HS	3,75	
1	1,66	SEAL,TR381 AR LAB/LAB TO TR3 MOTOR	7/8 Std	3,81	
1	1,61	**SEAL,TR3 STD HL HT W/O LP**	3/4 Std	3,38	
1	1,61	**SEAL,TR3 STD HL HT W/O LP**	3/4 Std	3,38	
1	0,33	**INTAKE,HGR SLD TD/TR381 MLC .378 AR***	7/8 Std	3,75/4,50	**3000,00**
1	5,36	**PUMP,TD1750 AR-MDLR 100/22B #12* HSS**	11/16 HSS	4,00	
1	5,36	**PMP,TD1000 AR-MDLR 106/23B #12 BUT***	11/16 Std	4,00	
1	5,36	**PMP,TD1000 AR-MDLR 106/23B #12 BUT***	11/16 Std	4,00	
1	5,36	**PMP,TD1000 AR-MDLR 106/23B #12 BUT***	11/16 Std	4,00	
1	5,36	**PMP,TD1000 AR-MDLR 106/23B #12 BUT***	11/16 Std	4,00	
		Total de Etapas: 524			
1	0,18	DESCARGA BOMBA TR4 2-7/8"		4,00	2972,69
1	0,20	Bhd de 2 7/8"		2,87	
1	1,20	Niple tbg de 2 7/8" x 4'		2.87/3.66	
100	9,30	**Tbg de 2 3/8" J-55 EUE 8 RT 4.7 #**			
1	0,30	Reducción de 2 3/8" a 2 7/8"			
1	0,30	Bhd de 2 7/8"			
133		Tbg de 2 7/8" J55 EVE 8 RT 6.5 #		2.87/3.66	2971,29
80	9,50	**Tbg de 2 7/8" P110 (actuales en el pozo)**			

Tabla 2.

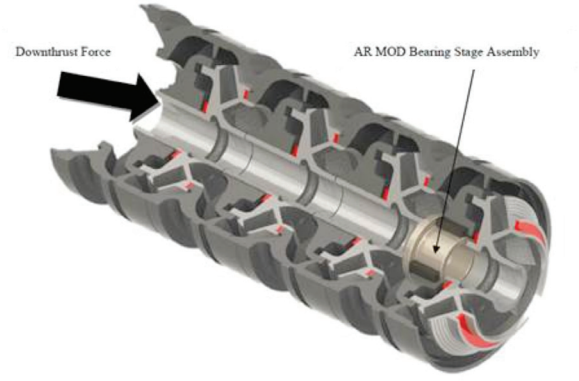


Figura 14.

SENSOR OSIRIS utilizado: Osiris XHT 200° C

Especificaciones técnicas

Variables	Sensor type	Span	Resolution	Accuracy	Data refresh
Intake pressure	Strain gage	5000 psi	1,2 psi	1% FS (50 psi)	17s
Discharge pressure	Strain gage	5000 psi	1,2 psi	1% FS (50 psi)	176s
Intake temp.	RTD	260 °C	0,07 °C	1% FS (2,6 psi)	88s
Motor temp.	RTD	260 °C	0,07 °C	1% FS (2,6 psi)	88s

Tabla 3.

Osiris XHT 200° C

Características del sensor

- Medición de 4 variables: Presión de intake. Temperatura de intake. Temperatura de motor y presión de descarga.
- El sensor está calibrado en fábrica y no necesita coeficiente en el readout.
- Datos de presión de intake cada 17 segundos.
- Resolución de conversión analógica digital entre readout y sensor mejorando la precisión de las variables medidas.
- La electrónica es capaz de trabajar a 225° C permanentemente, la misma se ha probado a 250° C por 400hs sin fallar.
- Los transductores de presión pueden hasta 5000 psi - 200° C
- Cabeza bridada, lo que permite reducir stock y poder cambiar de una serie de equipo a otra rápidamente.

Tabla 4.

POZO 2

Para esta intalación de limpieza se optó por bombas TD-1750 AR-Modular x 498 etapas, con sensor, motor TR-4 150 HP. Se utiliza válvula de retención y purga para evitar atascamiento del equipo en caso de parar, se puede realizar un rearranque seguro y rápido (Tablas 5 y 6).

Cantidad	Long (Mts)	Descripción	Eje / Tipo	Ø OD. Cuerpo/Cupl	Prof.
1	1,00	**SENSOR XHT TR3 STL**		3,75	**2183,69**
1	0,10	**SENSOR TR4 HEAD ADAPTER HT**		4,00	
1	9,27	**MOTOR TR4 THD HTI UT 150 HP PW 1575V 61A**	1 1/8 Std	4,56	
1	1,66	**SEAL,TR4 STD HL**	7/8 Std	4,00/4,56	
1	1,66	**SEAL,TR4 STD HL**	7/8 Std	4,00/4,56	
1	0,33	**INTAKE,PUMP BO TD AR STL NIT50**	7/8 Std	4,00	**2170,00**
1	4,51	**PMP,TD1750 AR-MDLR 83/18B #10* HSS**	11/16 HSS	4,00	
1	0,00	**COUPLING, PUMP TD CMP 11/16 S/A INC**	11/16 HSS	0,00	
1	4,51	**PMP,TD1750 AR-MDLR 83/18B #10* HSS**	11/16 HSS	4,00	
1	4,51	**PMP,TD1750 AR-MDLR 83/18B #10***	11/16 HSS	4,00	
1	4,51	**PMP,TD1750 AR-MDLR 83/18B #10***	11/16 HSS	4,00	
1	4,51	**PMP,TD1750 AR-MDLR 83/18B #10***	11/16 HSS	4,00	
1	4,51	**PMP,TD1750 AR-MDLR 83/18B #10***	11/16 HSS	4,00	
		Total de Etapas: 498			
1	0,18	DESCARGA BOMBA TR4 2-7/8"		4,00	2142,43
1	1,20	Niple tbg de 2 7/8" x 4'		2.87/3.66	
1	0,25	**VALVE,CHECK 2 7/8-8RD 5000 PSI S/A STL**		3.66	
1	9,50	Tbg de 2 7/8" J55 EVE 8 RT 6.5 #		2.87/3.66	
1	0,25	**VALVE,BLEEDER 2 7/8-8EUE MNL STL 5000PSI**		3.66	
1	0,20	Bhd de 2 7/8"		2,87	
1	1,20	Niple tbg de 2 7/8" x 4'		2.87/3.66	
+/-223		Tbg de 2 7/8" J55 EVE 8 RT 6.5 #		2.87/3.66	2141,03

Tabla 5.

	Hz	m^3f	Sum.	% carga	Kva
Frecuencia arranque	44	192	700	80	89
Frecuencia operativa	44	192	700	80	89
Límite diseño máx. (Mayor IP) (**)	55	281	200	125	170
Límite diseño mín. (Menor IP) (**)	44	66	200	61	70

Tabla 6.

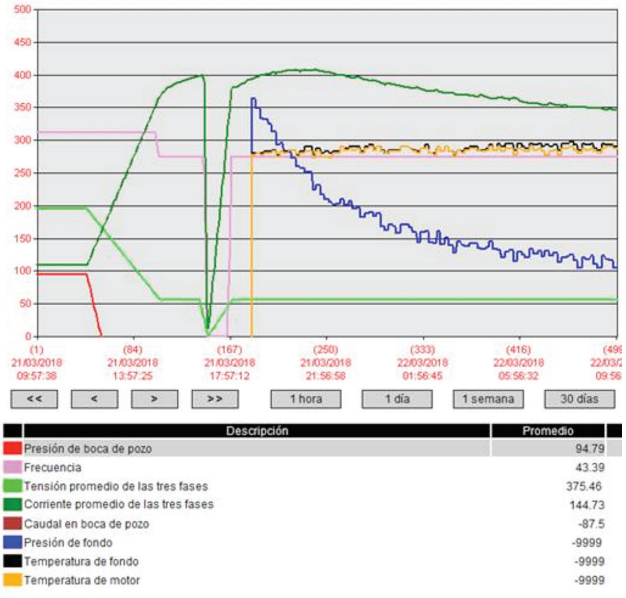


Figura 15.

Ensayo con BES de limpieza 30 h se observa presión de fondo bajando y se decide completar con BM. Bomba 2" y 34´ en 2400 m con sarta 86 Gr-D pin mayor (Figura 15).

Luego de desmontar el WO y montar AIB, se encuentran problemas para producir el pozo y se interviene con *pulling* para levantar y circular por directa. Luego queda el pozo en producción.

En este caso no se completó el fondo y se bajo la siguiente instalación de producción (Tablas 7 a y b Figura 20):

Cantidad	Descripción	Diámetro	Profundidad
1	BAR COLLAR 2 7/8"	2 7/8"	+/- 2430
1	TEG 2 7/8"J55	2 7/8"	
1	BARRIL TH 2 ¼ vacío	2 7/8"	+/- 2420
1	TEG 2 7/8"J55	5 1/2"	
1	ASIENTO BHD	2 7/8"	+/- 2400
1	TEG 2 7/8"J55	2 7/8"	
1	ANCLA CATCHER 5 ½"	5 1/2"	+/- 2390
249	TBG. 2 7/8"J55	2 7/8"	

Tabla 7a. **Diseño de *turbing*.**

Cantidad	Descripción	Diámetro
1	Bomba	2"
1	Trozo	1"
7	Barras de peso	1 5/8"
112	Varillas	3/4"PIN 7/8"
110	Varillas	7/8"PIN 1"
85	Varillas	1"
Ajustar	Trozo	1"
1	Vástago	1 1/2´

Tabla 7b. **Diseño de varillas**

Se observa buen trabajo de bomba con algunos bloqueos esporádicos.

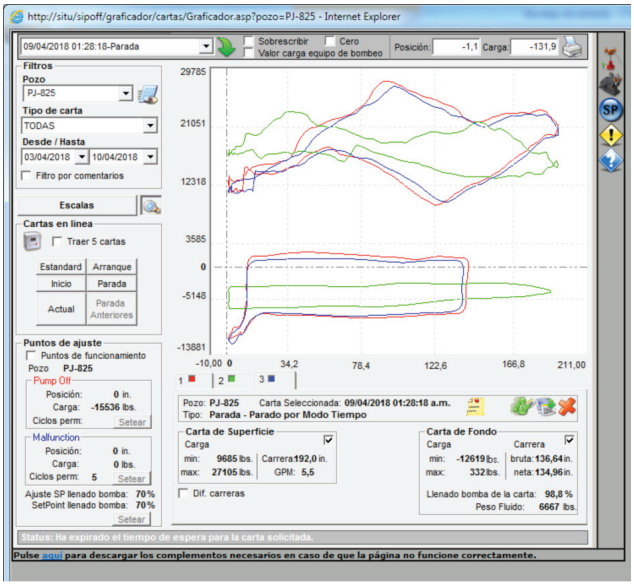


Figura 20.

POZO 3

Tercer Caso: opción de test prolongado para maximizar producción.

En este caso, al igual que en la experiencia anterior, el objetivo original era un procedimiento de limpieza del pozo de 24 h. El volumen total inyectado durante las operaciones de fractura en este pozo fueron de 280.000 gal (1090 m^3). Una vez en marcha el proceso, se evidenció una producción de crudo mayor a la estimada originalmente, debido a su bajo corte de agua (100% oil). Esta situación, sumada a la particularidad del uso de un sistema ESP para este procedimiento, permitió tomar la decisión de extender la marcha del sistema mas allá del período de prueba. Durante este lapso fue posible:

- La recuperación temprana del potencial del pozo.
- En base a los datos recabados en el ensayo, fue posible diseñar y adquirir el sistema de levantamiento artificial óptimo para la producción del pozo
- Disminuir los tiempos de *shutdown*.

_En esta oportunidad el equipo estaba conformado por:

- Un motor de la serie 4.56" de 150HP.
- Una bomba de 416 etapas de 1750 BPD del modelo Modular.
- Un tándem de sellos L/L.

El volumen total inyectado de las operaciones de fractura en este pozo fueron de 280.000 gal (1090 m^3) (Figuras 21 y 22).

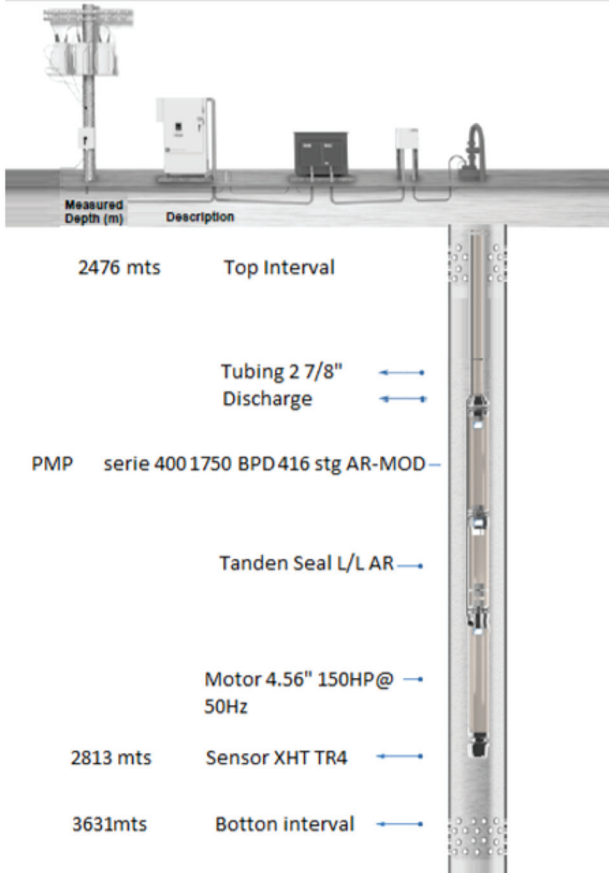


Figura 21.

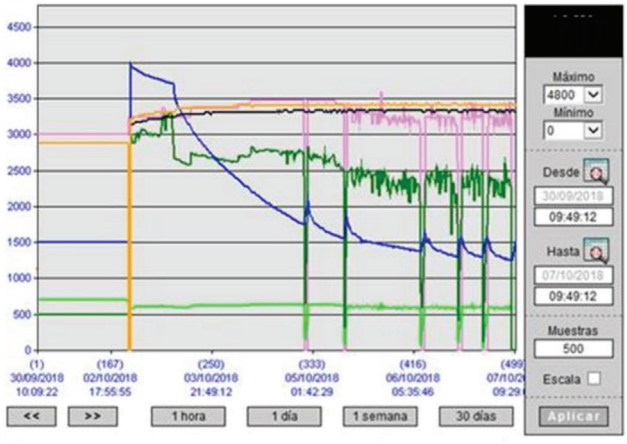


Figura 22.



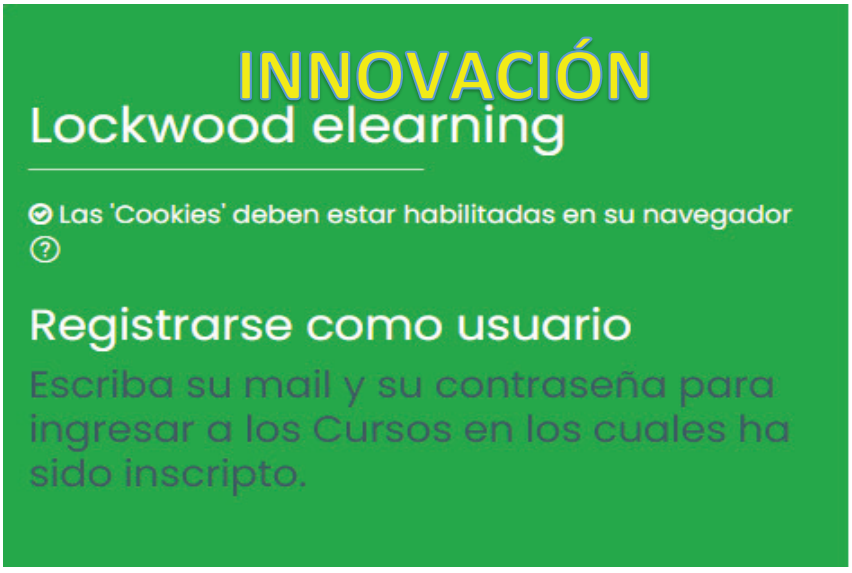
LOCKWOOD

Committed to preventing energy loss.

Well Control Services ■ Servicios No Convencionales

■ Servicios Convencionales ■ H_2S Safety Services ■ Servicios para Producción

■ Servicios de Capacitación





Con el objetivo de ganar continuidad en la formación profesional de los equipos de trabajo, mejorar el rendimiento y su productividad, LOCKWOOD cuenta con una innovadora plataforma de E-learning.

Capacitamos a todo el personal de la industria, indistintamente desde donde esté.

- **CURSOS TÉCNICOS PARA PERFORACIÓN, TERMINACIÓN, WORKOVER Y RIGLESS**
- **CURSOS BAJO CERTIFICACION WELLSHARP DEL IADC**
- **CURSOS DE SEGURIDAD E HIGIENE**

IADC WELLSHARP

Fortalezca su equipo a demanda. Los acompañamos armando *taylor made* cursos. Modalidad virtual y presencial (CAP-E y CAP-P). info@lockwood.com.ar

Dirección:
Av. Ing. Luis A. Huergo 2914
PIN Oeste
Q8302SJR - Neuquén
Patagonia Argentina

Oficinas:
+54-0299-4413782 / 4413785 / 4413855

Fax +54-0299-4413832
Skype: lockwood.wellcontrol

gabino@lockwood.com.ar
+54-0299-155-800459

marcos@lockwood.com.ar
+54-0299-155-803885

Una vez puesto el pozo en funcionamiento, se registraron dos paros por baja carga. Estos fueron seguidos de rearranques automáticos que se produjeron luego de un breve intervalo gracias a la instalación de válvulas de retención. La incorporación de estas válvulas evita el efecto de *backspin* del equipo durante la descarga de la tubería a través de las bombas y permite su inmediata puesta en marcha.

Luego de estos episodios fue posible, la operación en modo Gas Hawk para responder a los baches de GAS. El modo Gas Hawk consiste en principio, en la selección del modo normal de trabajo. Se debe elegir un modo de trabajo para el VSD:

- Modo corriente
- Modo presión
- Frecuencia

El equipo trabaja en el modo seleccionado, en este caso, en modo corriente, en el cual el VSD variará la frecuencia para tratar de mantener la corriente en un valor estable.

En caso de que la bomba se bloquee con gas, el equipo desacelera hasta la frecuencia mínima durante un tiempo definido (típicamente10 min) con el objetivo de lograr un incremento en la presión de intake, produciendo un llenado completo de las etapas de centrífugas de la bomba.

Una vez transcurrido el tiempo de trabajo a frecuencia mínima, el equipo pasa a un modo transición, en el cual la frecuencia de trabajo fluctuará entre un valor mínimo y un máximopara tratar de mantener el consumo estable. Una vez que se alcanza la estabilización, el VSD retorna al modo normal de trabajo.

Al momento de finalizar el proceso, el pozo se encontraba produciendo 220 m³/d con una Pf de 1250 PSI. Al equipo extraído, aun sin que se presentara una falla, se le realizó el TearDown para verificar el estado y realizar el mantenimiento necesario. Se pudo observar arena de fractura en algunas etapas (Figura 23).



Figura 23.

En base a los resultados obtenidos durante el ensayo y analizando la tendencia decreciente en su producción, se decidió continuar la explotación mediante un sistema ESP diseñado para el caudal medio de 150 m³/d en su punto óptimo de operación.

POZO 4

Ante los inconvenientes presentados por bloqueos, debido al gas y el estiramiento de las varillas se comienza a bajar bombas con dispositivo AG para subsanar este inconveniente (Tablas 8 y 9 y Figuras 24 y 25).

Diseño actual de caños

P-110 X

Cantidad		Diámetro	Estado	Metros
1	Cupla común	2 7/8	Nuevo	3073
1	Tubing J-55 6,5#	2 7/8	Verdes	
1	Asiento BHD	2 7/8	Nuevo	3063
3	Tubing J-55 6,5#	2 7/8	Verdes	
1	Ancla AT-4	5 ½	Reparada / Nueva	3033
235	Tubing J-55	2 7/8	Verdes	
80	Tubing P110	2 7/8	Del pozo	
2	Tubing N80	2 7/8		

Tabla 8.

Diseño actual de varillas

Cantidad	Tipo	Diámetro	Longitud	Estado
1	Bomba	2´´	36´	Nueva
1	Trozo	1´´	2´	Nueva
25	Varillas	1´´Gr D API	25´	Nuevas
1	Cross over	7/8´´PC x 7/8´´API		Nueva
118	Varillas	¾´´Pin 7/8´´PC	25´	Nuevas
146	Varillas	7/8´´PC	25´	Nuevas
2	Trozos	1´´	4,6	Nuevas
1	Vástago	1.5´	36´	Nuevas

Tabla 9.

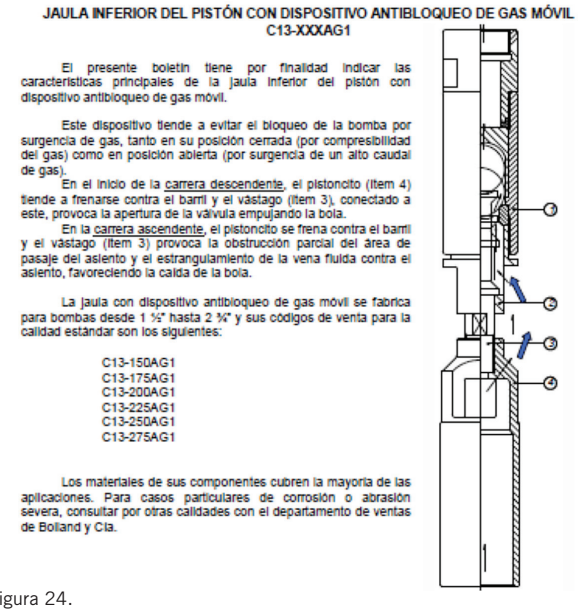


Figura 24.

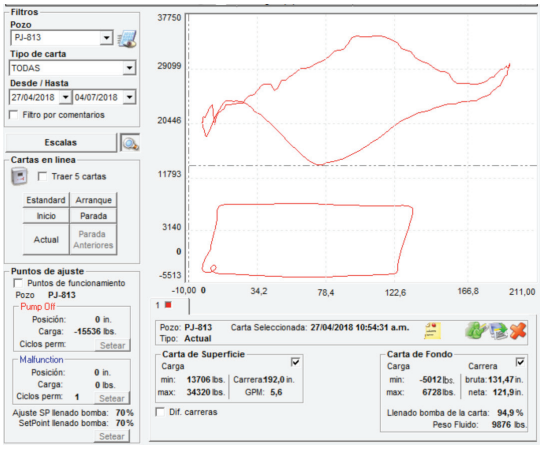


Figura 25.

POZO 5

Este pozo en particular tuvo una completación distinta a los demás. Durante la toma de presiones (SFT) se notan presiones de 6048 PSI en las capas más profundas, por lo tanto se decide completar esas capas en la primera etapa, producirlas y luego recompletar el pozo.

Para la completación de baja packer Arrowset utilizándolo para aislar la directa de inversa y producirlo por surgencia. Una vez fijada la instalación, se procede a punzar por dentro para luego dejar en producción (Figuras 26, 27, 28, 29 y 30).

Luego de la puesta en marcha (se ensaya a separador comprobando potencial del pozo) se realiza gradiente estático:

Gradiente inicial (Figura 31).

Luego de estar en producción por tres meses se decide hacer un nuevo gradiente estático para realizar los cálculos de volumen de capa. Al tener como antecedente que el pozo comenzó con problemas de ahogue, se decide bajar BM sobre niple F 2.31.

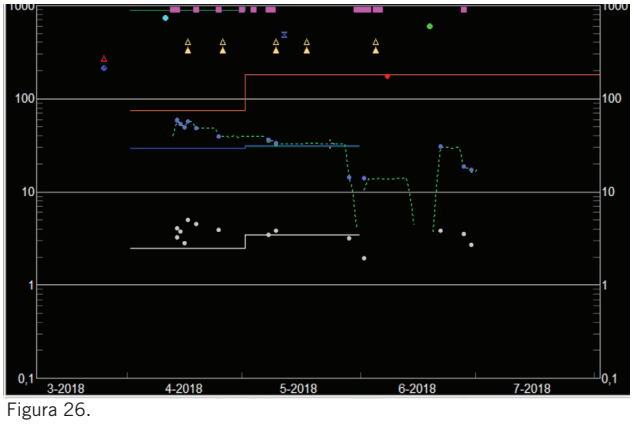


Figura 26.

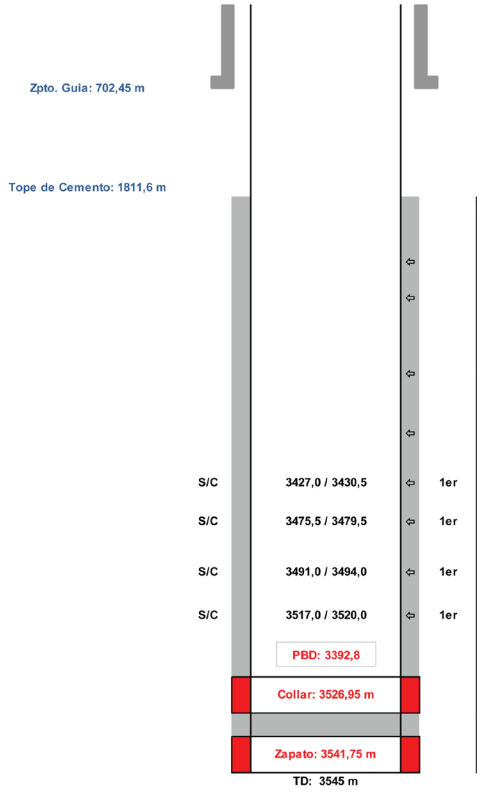


Figura 27. **Esquema de pozo.**

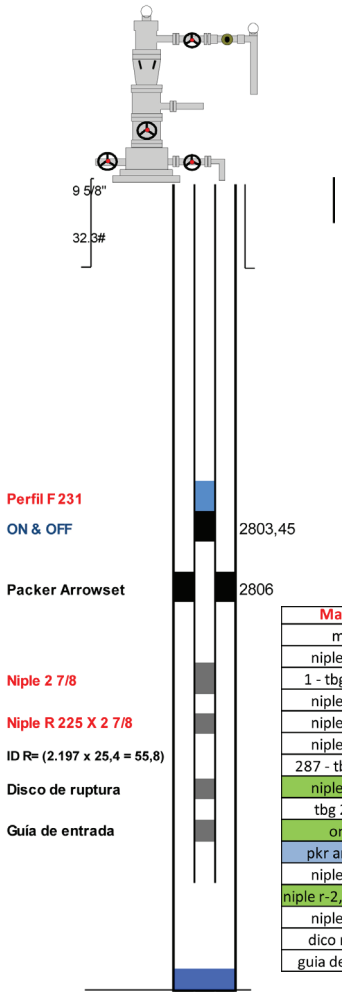


Figura 28. **Esquema de diseño.**

Material	medida	Profundidad
mesa	3,70	3,70
niple 2 7/8"	1,25	4,95
1 - tbg 2 7/8"	9,68	14,63
niple 2 7/8"	1,84	16,47
niple 2 7/8"	1,86	18,33
niple 2 7/8"	2,46	20,79
287 - tbg 2 7/8"	2778,37	2799,16
niple F 2,31	0,30	2799,46
tbg 2 7/8"	2,40	2801,86
on-off	0,44	2802,30
pkr arrowset	2,15	2804,45
niple 2 7/8"	0,65	2805,10
niple r-2,25 x 2 7/8"	0,27	2805,37
niple 2 7/8"	0,65	2806,02
dico ruptura	0,35	2806,37
guia de entrada	0,11	2806,48

Figura 29. **Profundidades.**

Gradiente 2 (tres meses) (Figura 32).

En cuanto a la maniobra para bajar BM, se tiene en cuenta que el pozo a P=0 surge y no es conveniente inyectar gran cantidad de agua por directa, debido a la po-

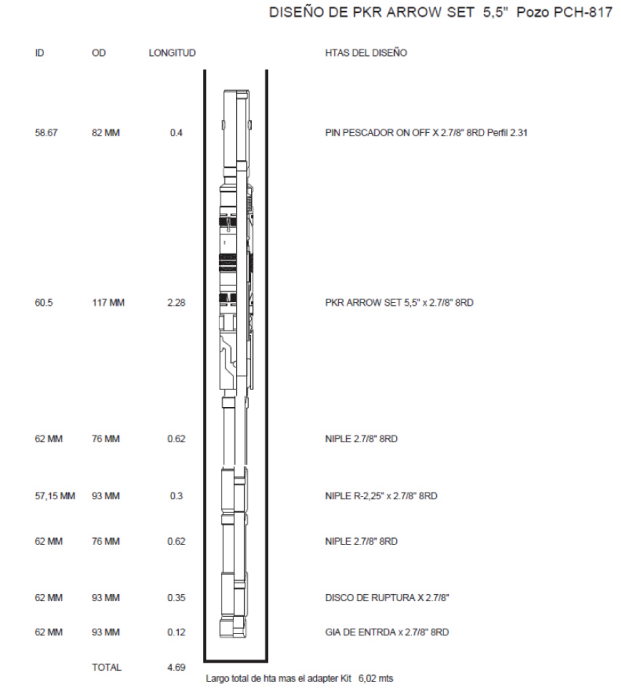


Figura 30.

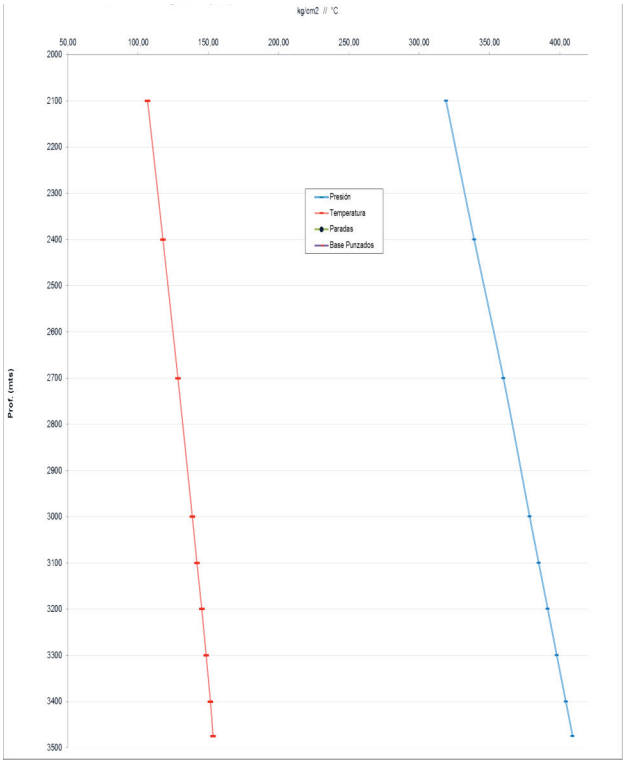


Figura 31.

sibilidad de dañar las capas. Por lo tanto, se acuerda maniobra con especialistas para inyectar la menor cantidad de fluido posible y a su vez utilizar *Depressant*.

Maniobra de *pulling*

Controla presiones (pozo desplaza por directa 3200 l por h , gas con asf y petróleo). Vació pileta, controla desplazamiento por directa. Inyecta 6 m³ de asf con depressant a bajo caudal, presión inicial 460 psi pres final 320 psi, observa pozo. Monta equipo, prepara para bajar bba + v/b, baja v/b + bba. Prueba bba, trabaja en 7 emb levanta 550 psi ok. Desmonta equipo + acondiciona locación.

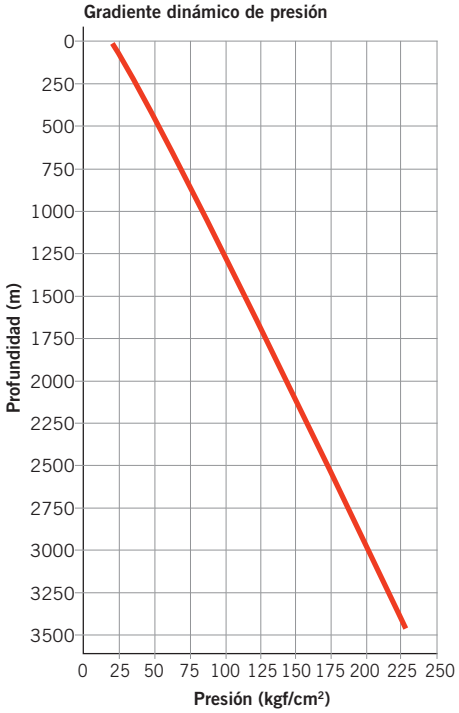
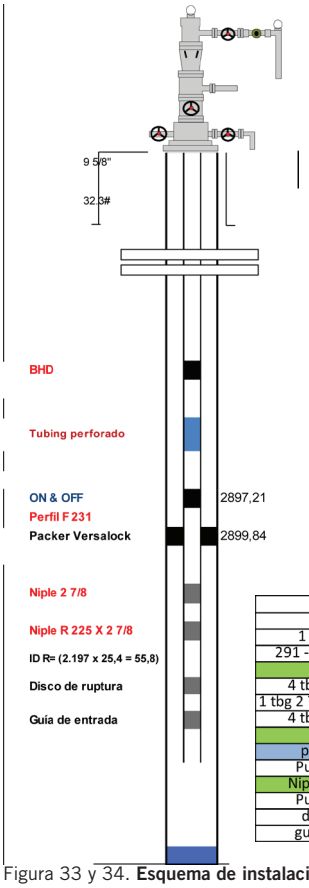


Figura 32.



Material	medida	Profundidad
mesa	3,70	3,70
1 niples 2 7/8"	0,60	4,30
291 - tbg 2 7/8" P110	2805,12	2809,42
BHD	0,30	2809,72
4 tbg 2 7/8" P110	38,68	2848,4
1 tbg 2 7/8" J55 Perforado	9,68	2858,08
4 tbg 2 7/8" P110	38,68	2896,76
on-off	0,45	2897,21
pkr Versalock	2,63	2899,84
Pup Joint 2-7/8	3,75	2903,59
Niple perfil F 2.25	0,25	2903,84
Pup Joint 2-7/8	1,25	2905,09
disco ruptura	0,35	2905,44
guia de entrada	0,11	2905,55

Figura 33 y 34. **Esquema de instalación.**

POZO 6

Ante la necesidad de explotar las zonas profundas, que traen inconvenientes a los sistema de extracción conocidos y a las maniobras operativas con equipos de torres, se utilizan instalación surgentes flexibles con al posibilidad de bajar BM. Las mismas nos brindan la posibilidad de producir estas zonas de alta presión hasta que declinen su potencial y luego se pueda continuar con la producción total del pozo.

La operación se comienza con la realización de punzado de las zonas mencionadas y al bajar *packer* para aislarlas con equipo de SL. Luego se completa la instalación de *tubing* sin inconvenientes de presión incluso con equipo de *pulling* sin la necesidad de utilizar equipo de WO. Una vez que se baja la columna, se vuelve a utilizar el SL para abrir el disco de ruptura y dejar en producción el pozo.

La utilización del tbg perforado nos da comunicación entre directa y anular para poder maniobrar el pozo y luego generar la posibilidad de separación natural al bajar bomba mecánica.

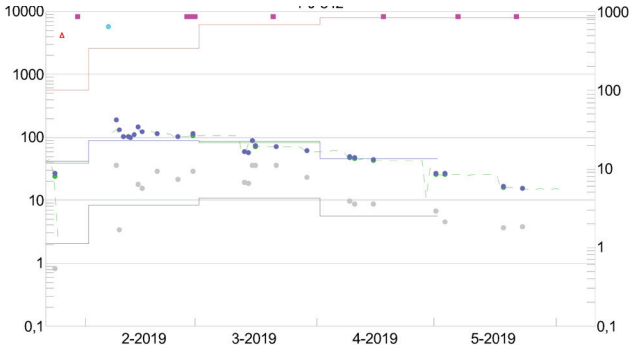


Figura 35. **Producción.**

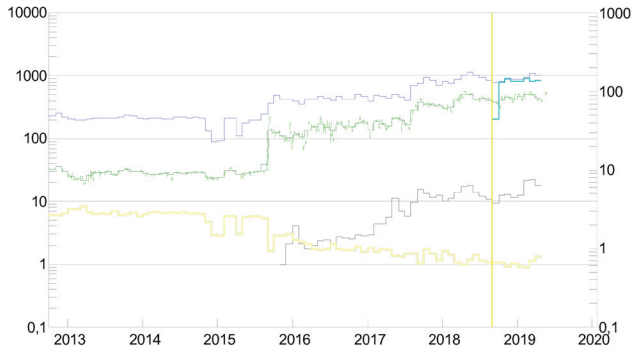


Figura 36. **Historia de producción del proyecto.**

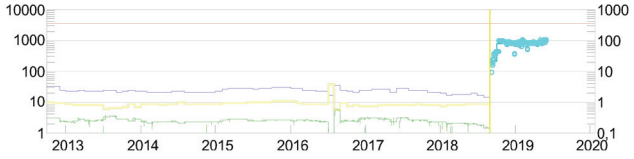


Figura 37. **Historia de inyección del proyecto.**

Conclusiones

- Caudal promedio inicial 170 m³/d
- Caudal promedio a los tres meses 70 m³/d
- Caudal máximo extraído con BM (diseños especiales) 65 m³/d

Se observa que los pozos de Choique tardan entre dos y tres meses en alcanzar caudales que puedan producirse con BM.

- Teniendo en cuenta los altos caudales obtenidos luego de las PEM en la zona y el bajo corte de agua, se observa que los mejores resultados se obtienen al completar los pozos con BES y al realizar el cambio de sistema de extracción cuando el potencial del pozo alcanza del campo de aplicación de BM.
- Se probaron diferentes diseños BES en la mayoría de los pozos, se observó el mejor desempeño y flexibilidad en dos pozos que tuvieron una vida de diez meses de producción con electro con caudales iniciales mayores a los 150 m³/d y finales de 30 m³/d. Ambos pozos tienen en común diseños con Bombas TD-1000 ARM y Booster ARCMP. Motores encamisados E-37 e instalados por debajo de los 3000 m.
- Las fallas BES se encuentran repartidas, prácticamente hay la misma cantidad de eléctricas que mecánicas. En los desarmes se encontró, por lo general, evidencias de incrustaciones y sólidos en el interior de las bombas, y también, en algunos de los casos, hubo evidencia de temperatura por coloración en partes de los motores.
- En bombeo mecánico, se tuvieron excelentes resultados con bombas insertables de 2" instaladas por debajo de los 2800 m. Se cuenta con pozos en los que se utilizan sartas PC y están produciendo en forma estable caudales entre 65 m³/d y 25 m³/d desde hace prácticamente un año.





Evaluación integral de yacimientos, producción y geomecánica para aplicaciones ESP en formaciones del terciario de Campo Hokchi, México

Por ***Ricardo Mazzola y Marcelo Bruni*** (Pan American Energy); ***Sarita Sandoval Pérez, Emaglin Hernández Medina, Olga Carvajal*** y ***Ricardo Teves*** (Baker Hughes)

Este documento presenta un caso de análisis integral para diseñar los sistemas artificiales de producción con BES en la etapa de conceptualización y definición de sus pozos que tiene en cuenta soluciones integrales con el fin de optimizar la producción y de asegurar la vida útil de los equipos.

En este artículo técnico se presenta un trabajo integrado que permite evaluar la factibilidad de aplicación de sistemas artificiales de producción con bombeo electrosumergible (BES) considerando configuraciones convencionales y no convencionales en pozos completados en arenas del terciario en el golfo de México.

El campo en estudio es Hokchi. Este campo se encuentra localizado en cuencas petrolíferas del sureste de México, se trata una aplicación *offshore* que está ubicada cerca de las instalaciones en tierra del terminal marítimo Dos Bocas y campos productores recientemente descubrimientos. La superficie del bloque es de 40 km^2 con un tirante de agua de 88 pies (27 m) (Figura 1).



Los pozos pertenecientes al Campo Hokchi están completados en arenas del terciario. Desde el punto de vista geológico, el tipo de trampa es combinada y estratigráfica delimitada por fallas normales de norte a sur. El yacimiento de este proyecto se ubica principalmente en arenas del Mioceno medio y se encuentra a una profundidad promedio de 2500 m TVD. La densidad del fluido varía entre 25 y 28 API, la presión de saturación varía entre 120,6 kg/cm^2 y 143,08 kg/cm^2, y el GOR varía entre 50 m/m^3 y 70 m/m^3, todos estos parámetros varían según la cota estructural donde se encuentren.

Desde el punto de vista del fluido, se modelaron de 03 regiones PVT, las cuales fueron definidas en función de la profundidad. El tipo de fluido es aceite negro y se esperan variaciones del fluido de acuerdo con la posición estructural de los pozos. De los PVTS representativos del campo no se esperan gases corrosivos. Vale mencionar que se cuentan con análisis SARA donde se observan posible presencia de asfáltenos.

La presión inicial del yacimiento es de 399,34 kg/cm^2 a la profundidad de 2595 mTVD y la temperatura del yacimiento es de 81 °C. El rango de porosidad varía entre un 25% y un 28 % y las permeabilidades varían entre 50 mDarcys y 600 mDarcys. Se planea perforar pozos horizontales y desviados.

En las condiciones iniciales, algunos pozos pueden fluir de forma natural de acuerdo con los pronósticos suministrados; sin embargo, existen otros pozos que requieren sistema artificial de producción desde el inicio. Esto depende del momento en que se pongan en marcha, ya que algunos comienzan a producir con alto



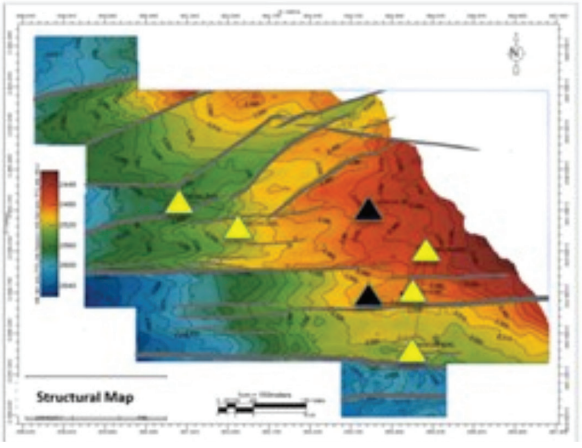




Figura1. **Localización del Campo Hokchi.**
Pozos existentes: 2 perforados por la estatal Mexicana entre 2009 y 2011 (triángulo negro) y 5 perforados por Hokchi, 2016-2017 (triángulos amarillos).

grado de depletación del reservorio y del potencial de aporte estimado.

La condición de la formación indica que la roca tiene baja resistencia y es poco competente, los análisis de geomecánica sugieren una posible relación entre porosidad alta y baja resistencia del material, en este caso la porosidad del campo en promedio es de 28%. El plan de desarrollo del Campo Hokchi contempla 02 plataformas *offshore* con 14 pozos: 07 productores y 07 inyectores y facilidades para tratamiento de crudo, gas, agua de inyección y generación de potencia. Se estima una tasa total de inyección cercana a 42 Mbpd y un máximo caudal de aceite de aproximadamente 30 Mbopd.

En el caso de evaluación de pozos pertenecientes a Hokchi en el yacimiento del terciario, se hizo un estudio para evaluar la factibilidad de la aplicación del sistema BES tomando en cuenta los ciclos del plan de desarrollo y los pronósticos suministrados.

Se parte de la fase inicial en la cual los pozos inician su producción en flujo natural; luego, en la fase siguiente del análisis, se contempla la condición en la cual la presión de yacimiento declina abruptamente una vez que se da inicio a la etapa de perforación y producción de los pozos, en esta fase los pozos se quedan sin energía suficiente para fluir por ellos mismos y es necesario implementar el sistema de levantamiento artificial para cumplir con la estrategia de producción del campo. Como última fase, se evalúa el programa de mantenimiento de presión establecido, considerando la correspondiente respuesta del pozo, a nivel del área de drenaje de los pozos. En esta fase se considera diseñar los equipos de levantamiento con el perfil de presión de yacimiento esperado de acuerdo con la respuesta en presión a la inyección de agua. La evaluación se enmarca en el cumplimiento de los requerimientos de producción esperados y la definición de las presiones de fondo fluyentes óptimas. Parte del estudio de las tecnologías por mostrar evalúa la posibilidad de incrementar la producción de los pozos acelerando el factor de recuperación del campo aun en la fase de fluyentes de los mismos.

Metodología propuesta

En la figura 2 se muestra un esquema general con el flujo de trabajo aplicado para la selección de los sistemas artificiales de producción, por medio de un análisis integral de diferentes disciplinas, que sintetiza las fases de evaluación ejecutadas en este estudio.

Específicamente para la evaluación de sistemas artificiales de producción en yacimientos de arena, el estudio de productividad contempla la estimación de las presiones de fondo fluyente con el sistema BES y la predicción del posible arenamiento de los pozos como efecto de las caídas de presión asociadas al equipo de levantamiento. Esta predicción se realiza a través de la estimación de la envolvente de producción libre de arena, con base en registros, mediciones de presión, pruebas de inyectividad de los pozos, el modelo geomecánico existente del Campo Hokchi y la información regional (mapa mundial de esfuerzos, experiencia de BHGE en el área, modelos regionales).



Figura 2. **Esquema del flujo de trabajo - Campo Hokchi (BHGE).**

El análisis de producción de arena considera información de los pozos planeados o de producción, con evidencias de producción de arena (o no) obtenidas durante las pruebas de producción iniciales, para verificar y calibrar el modelo para los pozos con levantamiento artificial. La evaluación de producción de arena para pozos planeados utiliza la prognosis más reciente de presiones de fondo fluyentes y *drawdown* para uno o más pozos de trayectoria conocida. El análisis de producción de arena fue realizado teniendo en cuenta las completaciones de los pozos existentes, que básicamente contemplan pozos revestidos y punzados.

Consideraciones técnicas

A continuación, se plantean las consideraciones en las que se enmarca este análisis de factibilidad de levantamiento artificial en pozos productores de petróleo y se plantean las premisas utilizadas para este estudio en cuanto a la evaluación de tecnologías con sistemas de bombeo electro sumergible en formaciones de arenas del terciario de aguas someras del golfo de México.

Se hace inicialmente la comparación de tres campos tomando en cuenta que sus pozos drenan de formaciones de arenas. Esta comparación indica la etapa de explotación de cada campo.

Se presenta el comportamiento de presiones del yacimiento asociado al campo en estudio, Campo Hokchi y el comportamiento de presiones de otros campos de la región. El comportamiento de la presión de yacimiento (Pws) en el tiempo para los tres campos en análisis está relacionado con la etapa y la estrategia de explotación de cada campo. Se muestra un campo en condición de maduración (Campo A), campo en etapa de desarrollo (Campo B) y el Campo Hokchi; el cual está en la fase de definición de su plan de desarrollo (Figura 3).

En cada uno de estos campos se visualiza la declinación de presión de yacimientos en función de la tasa de explotación del campo y del método de recuperación secundaria implementado.

El comportamiento del Campo A corresponde a un yacimiento maduro que inicio su fase de explotación con altos requerimientos de producción (9000 BPD/pozo en flujo natural) sin mantenimiento de presión, y como es de esperar, sin un programa de mantenimiento

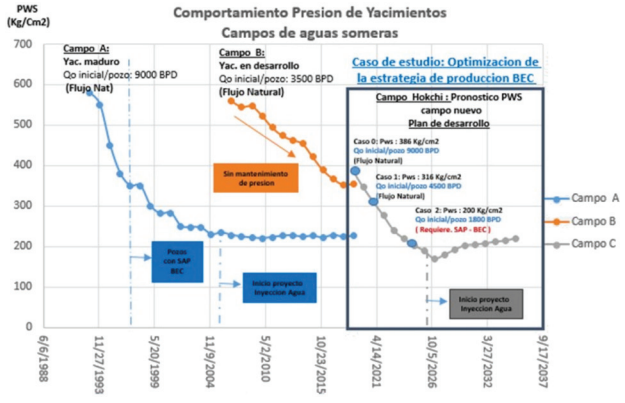


Figura 3. **Comportamiento de presiones de yacimiento de campos en estudio.**

de presión. Bajo este ritmo de explotación en los pozos, la presión de yacimiento mostró alta declinación durante los primeros cuatro años, Pws pasó de 580 a 350 kg/cm^2 y los pozos dejaron de fluir de manera natural, debido a ello se implementó el sistema BES para compensar las pérdidas de producción asociadas a la declinación.

Como consecuencia de la rápida declinación del campo, empezó la producción de arena, que afectó el desempeño de los sistemas BES y la productividad de los pozos (obstrucción de los perforados-reducción de IP). Luego del iniciar el proyecto de mantenimiento de presión (inyección de agua) se observó estabilización en Pws, además de un ajuste en las tasas requeridas con la finalidad de reducir el porcentaje de sólidos producidos. La estrategia de producción fue mejorada implementado la perforación de pozos horizontales, técnicas de control de arena con cedazos premium y control de caudales iniciales de producción de petróleo por pozo.

El Campo B corresponde a un campo en desarrollo que inició su fase de producción en flujo natural con producciones promedio por pozo de 3500 BPD, es un yacimiento volumétrico sin mantenimiento de presión, se observa alta declinación en Pws; sin embargo, es menor a la evidenciada en el Campo A. Actualmente, los pozos en el Campo B, aún operan en flujo natural con caudales promedio de 2000 BPD/pozo (algunos evidencian inestabilidad), la fase siguiente será la implementación de sistemas artificiales de producción para mantenimiento de producción.

La referencia mostrada del Campo Hokchi es una proyección basada en la simulación del comportamiento de presión y producción esperada de acuerdo con el plan de desarrollo y de explotación definida por Hokchi Energy. La estrategia señalada contempla iniciar la fase de desarrollo de los pozos con tasas altas en flujo natural y, a un corto plazo, implementar el sistema BES. Se contempla la inyección de agua para el mantenimiento de la presión y el ajuste en los caudales por pozo para cumplir con el factor de recuperación estimado.

Los tres campos evidencian estrategias de producción similares al inicio de la fase de explotación, por lo tanto estarán sometidos a altas declinaciones de presión de yacimiento con alto riesgo de producción de sólidos que dependerá de las propiedades de la roca y de los esfuerzos a los que estarán sometidos. Al observar el comportamiento de estos campos, es evidente la relación entre los caudales de producción (Q), la Presión de yacimiento y la producción de sólidos, por lo tanto, es importante establecer una metodología que permita definir la producción inicial de cada pozo y el diferencial de presión crítico en la cara de la arena (DP crítico), para ajustar los modelos, conseguir el factor de recuperación requerido y prolongar el *run life* de los sistemas BES minimizando el riesgo de arenamiento.

Como se planteó en la descripción de los tres campos, dentro de la estrategia de producción se consideró la implementación del sistema BES como método de producción factible luego de la declinación inicial de la presión de yacimiento.

Para la selección apropiada de los sistemas de levantamiento artificial de producción se deben considerar los siguientes parámetros:

1) La capacidad de aporte de los pozos considerando la declinación en la Pws y en el índice de productividad según el pronóstico del modelo de simulación del campo.
2) Las posibles limitaciones mecánicas asociadas a la distribución de tuberías de revestimiento y desviación de los pozos perforados, y planeación de la completación de futuros pozos cuyas dimensiones y trayectorias beneficien la implementación del sistema BES.
3) Las pruebas DST disponibles con referencia a las pruebas de producción (Qo, Qw, RGP), pruebas de presión (gradientes de presión temperaturas, Pws) y PVT disponibles.
4) Como es una aplicación *offshore,* es importante la disponibilidad de energía eléctrica y el dimensionamiento adecuado de los equipos de superficie en función del requerimiento de potencia por pozo y por plataforma (considerando un factor de seguridad que cubra los servicios auxiliares de la plataforma y las contingencias).
5) Problemas asociados a producción de sólidos, precipitación de carbonatos (agua de naturaleza incrustante), emulsiones, asfáltenos, parafinas, corrosión (por presencia de gases contaminantes).

Sobre la base de los puntos anteriores se realizó un prediseño del sistema BES por pozo considerando sensibilidades en los parámetros de operación esperados (declinación Pws, IP, % agua, Pcabeza, RGP), y en función de los rangos de producción pronosticados, se realizó una clasificación de los equipos seleccionando bombas de alta eficiencia con amplio rango de producción (Figura 4).

Además de seleccionar bombas con amplio rango de operación para garantizar flexibilidad operativa ante cambios en la productividad del pozo (reducción de IP por obstrucción de los perforados), se consideraron equipos especiales con puntos de estabilización radial y axial (reducir vibración). Todas las bombas son de flujo mixto (mayor área de flujo - menor posibilidad de obstrucción y/o atascamiento de las etapas) con materiales resistentes a la abrasión y la erosión para minimizar los riesgos de rotura de ejes y desgaste en las etapas que afectarían el desempeño y la eficiencia del equipo de bombeo.

En la figura 5 se presenta un diagrama causa y efecto del manejo de sólidos, en el cual se hace referencia a las consecuencias sobre el sistema BES que puede implicar pérdida de eficiencia de las bombas y fallas del equipo.

Además de robustecer el diseño de los componentes del BES en este estudio, se plantea la opción de evaluar configuraciones no convencionales que permitirán incrementar el *run life* del sistema y facilitar la toma de información e intervenciones al pozo.

Caso de estudio

A efectos de mostrar las soluciones integrales en la optimización de diseños y configuraciones de equipos de fondo en pozos con riesgo de producción de arena, desde la perspectiva de productividad y yacimiento, se muestra el caso de un pozo tipo Hokchi en la etapa inicial de desarrollo y subsiguientes estrategias de producción.

A continuación, se muestra en forma resumida los pasos para realizar el análisis de un pozo tipo del Campo Hokchi.

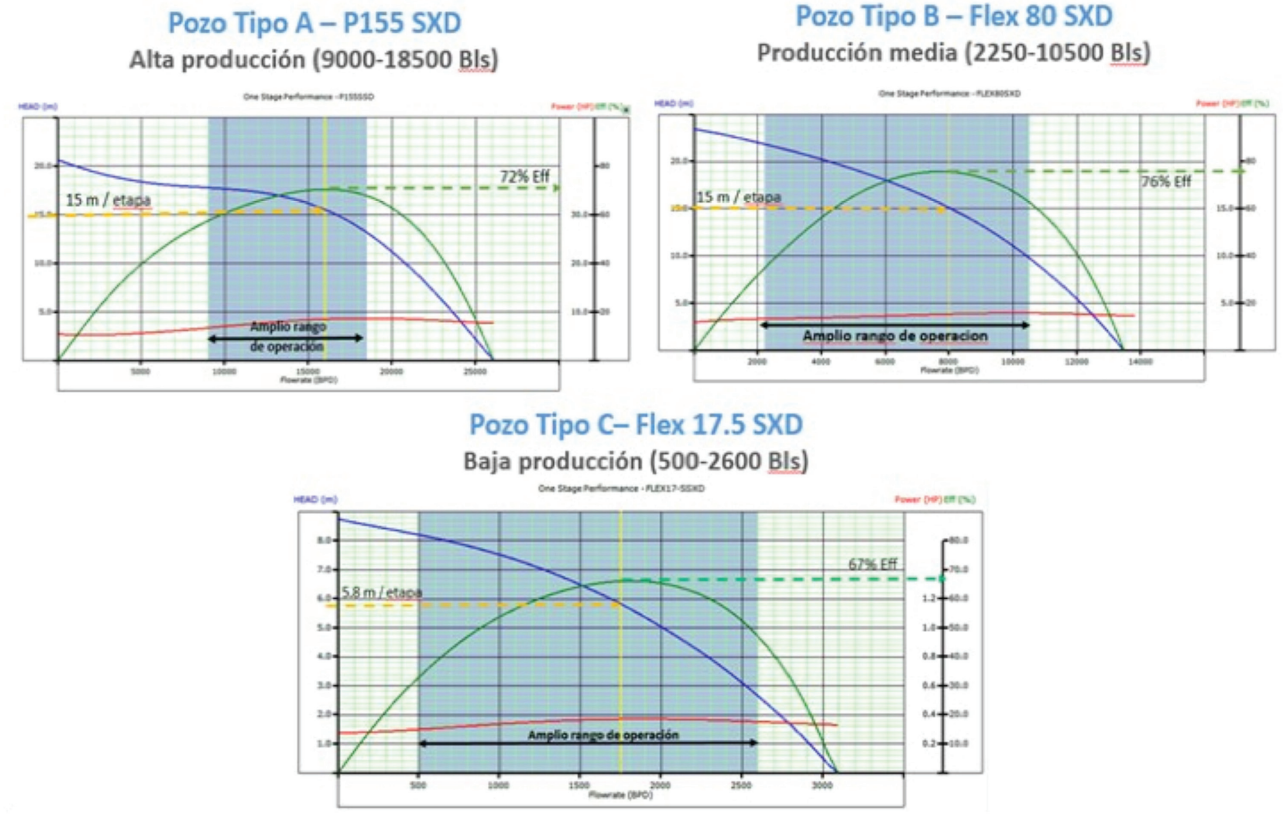


Figura 4. **Modelo de bomba por pozo tipo - Campo Hokchi.**

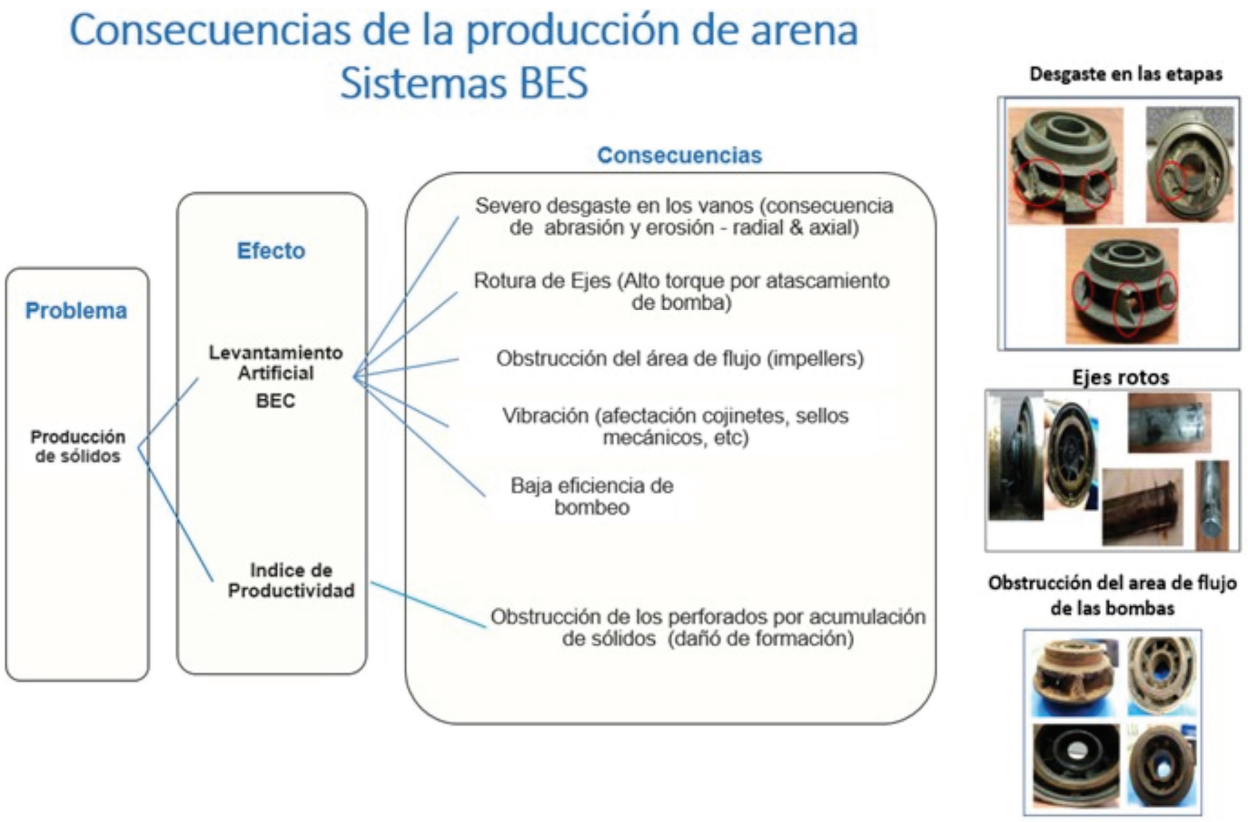


Figura 5. **Consecuencias de la producción de arena en un sistema BES.**

1. Análisis del comportamiento de presión y producción esperado

Sobre la base del comportamiento de presiones se establecieron tres escenarios de evaluación (casos: 0, 1, 2) para el pozo tipo del Campo Hokchi.

En cada escenario se realiza el análisis nodal para definir la capacidad de aporte en función de las condiciones de operación esperada. Para el escenario 2, el pozo no tiene suficiente energía para fluir naturalmente, por lo tanto será el caso base para el diseño del BES (Tabla 1).

Casos evaluados	Pws (Kg/cm²)	Q esperado (BPD)
Caso 0	386	9000
Caso 1	316	4500
Caso 2	200	1800

Tabla 1. **Escenarios evaluados de Pws y producción - pozo tipo Hokchi.**

2. Análisis del sistema de producción (análisis nodal)

Para observar el trabajo realizado, en la tabla 2 el análisis de uno de los pozos del campo, se validó en forma conjunta la información de yacimientos y producción que sirvió como base para el análisis nodal y el diseño del BES, a continuación, se presenta un resumen de los datos y el análisis realizado en diferentes fases.

Pozo tipo Hokchi

Tipo de pozo	Vertical
Completación	Tubería revestida
Índice de productividad	3 STBD/psi
Temperatura de fondo	80 °C
Densidad del aceite	27 °API
RGA	70 m^3/m^3
Q deseado	300 -2000 BPD
Viscosidad del aceite	2 cPs
Pws	380 Kg/cm² – 200 Kg/cm²

Tabla 2. **Datos del pozo tipo Hokchi.**

Para este campo se tiene disponible una prueba DST realizada durante la etapa de exploración. Con esta prueba DST se calibra la información de yacimiento y el potencial de producción esperado en el pozo para las futuras etapas de producción. Previo al modelamiento de la prueba DST, se calibra y valida el PVT asociado a este pozo. Es necesario considerar que, como se mencionó, existen distintas regiones PVT en el área.

En la figura 6 se observa el ajuste de las propiedades del fluido teniendo en cuenta:

- Ajuste del PVT Hokchi-2DEL considerando las correlaciones de Lasarter para Pb, Rs y Bo. Y Beggs et Al para viscosidad.
- Del PVT suministrado se tienen dos muestras: Sample Number: 1.02 y Sample Number: 1.03.
- Se trabaja con la muestra 1.02 (considerando los datos suministrados).
- En el análisis SARA de ambas muestras se observa un porcentaje de asfáltenos entre el 20% y el 24 % (que se debe considerar en la selección de los componentes del sistema BES.

PVT asociado al intervalo producido: 2584,04 – 2643,32 mDBMR

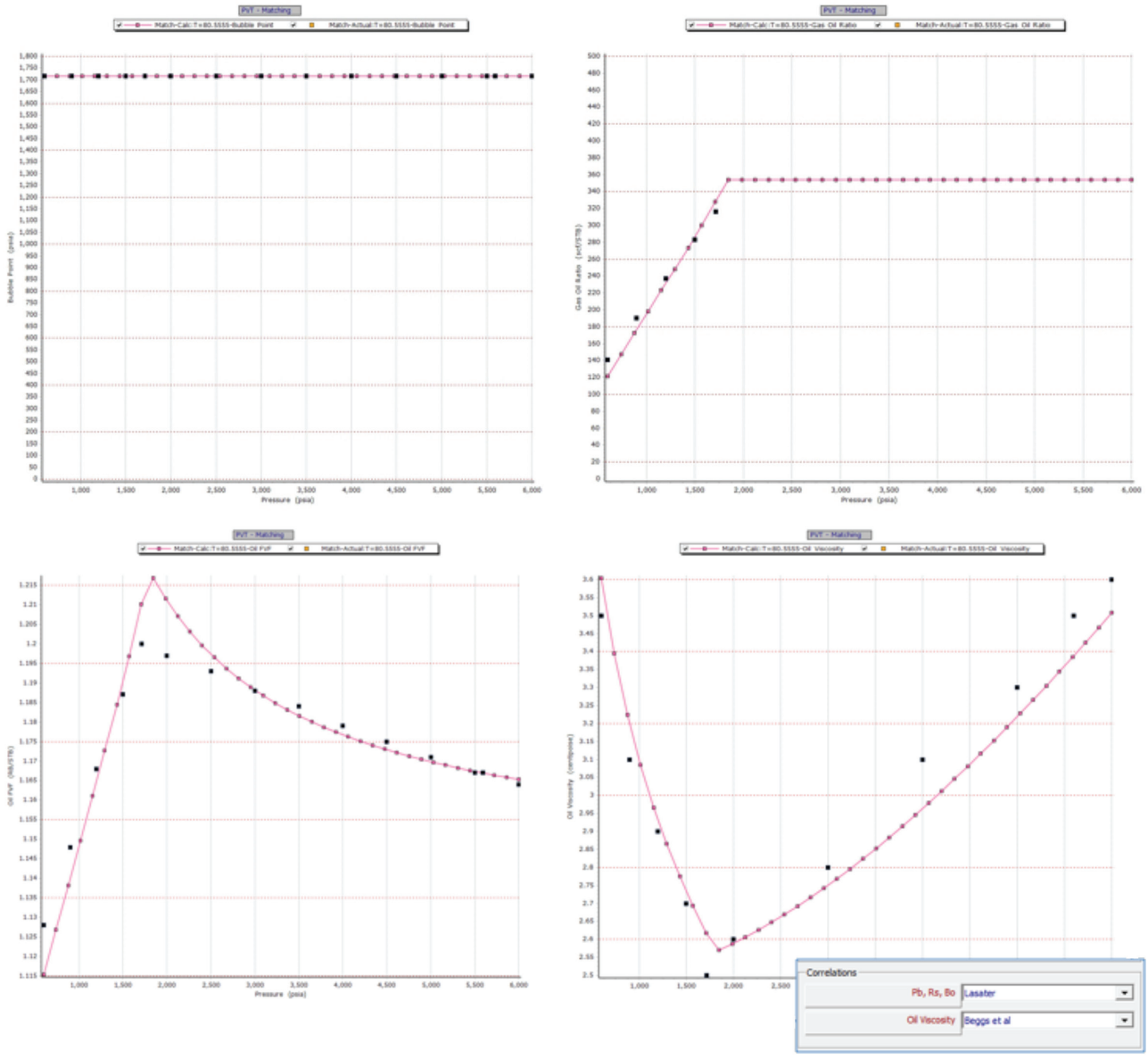


Figura 6. **Validación PVT - Campo Hokchi.**

Pozo	Presión estática (BAR	Completación	Condición del pozo	Caudal de líquido (BPD)	Presión estática (psi)	Presión de fondo fluyente (psi)	DP
Hokchi	386	Case hole pozo vertical	Flujo natural string DST	4171,1	5600	4414,6	1185

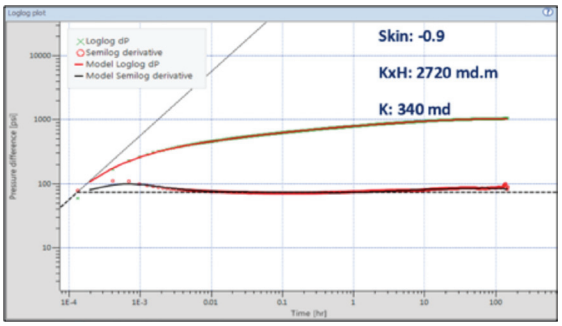
Análisis nodal del pozo en estudio del Campo Hokchi considerando el ajuste del caudal de producción 4000 BPD durante la ejecución de la prueba DST (Figura 7).

Con base a la calibración y la definición del índice de productividad del pozo Hokchi a partir del resultado de la prueba DST se presentan los análisis de los casos evaluados, 0,1 y 2 referenciados al inicio de esta sección. Análisis nodal y estimación de la presión de fondo fluyente y caída de presión en la cara de la arena del pozo Hokchi tomando en cuenta escenarios de declinación.

Se muestra a continuación el análisis nodal considerando 03 casos o escenarios de declinación esperada en el pozo tipo del Campo Hokchi. Observando el pronóstico de producción esperado el pozo presenta condiciones de producción en flujo natural, durante las primeras etapas de explotación, caso 0 y caso 1 correspondientes a las presiones de yacimientos de 386 Bar y 316 Bar respectivamente y el escenario de mayor declinación correspondiente a 200 Bar; condición en la cual el pozo no tiene suficiente energía para fluir y en la cual es necesario el sistema de levantamiento artificial (Figura 8).

Caso	Pws (Bar)	Pws (psi)	Pwf (psi)	Q (STB/d)	DP (psi)	Condición del pozo
0	386	5600	2591,8	9024,6	3008,2	Fluyente
1	316	4583	2278	6914,5	2304,8	Fluyente
2	200	2900,5	0	0	0	No fluye

De acuerdo con la evaluación realizada, el pozo Hokchi requiere levantamiento artificial a la condición de



Resultados DST	Pozo Hokchi
Qo max (Bpd)	4000
GOR (m3/m3)	64
% Agua	0
API	29
K xh (mD.m)	2720
H(net) (m)	8
K (mD)	340
Skin	-0.9
µo (cps)	1.7
IP (Bpd/psi)	3
Net /Gross	0.53

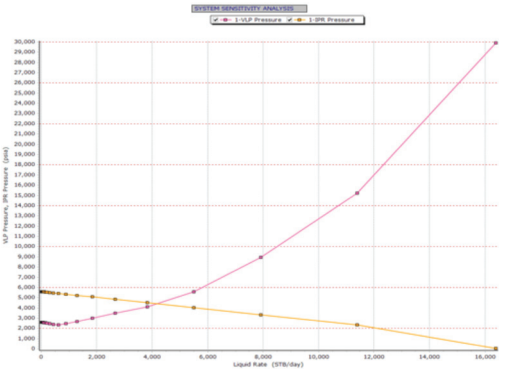


Figura 7. **Análisis nodal del pozo Hokchi durante la fase de exploración- Prueba DST.**

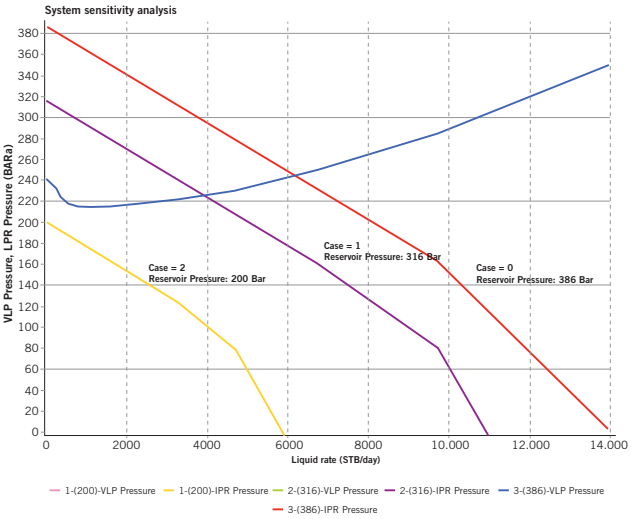


Figura 8. **Predicción de la producción del pozo tipo del Campo Hokchi considerando declinación de presión de yacimientos. Análisis nodal.**

declinación mostrada en el caso 2, es decir cuando las condiciones de agotamiento de presión del campo indican una Pws de 200 Bar.

3. Diseño del sistema de levantamiento artificial con Bombeo electro sumergible (BES)

Premisas del diseño del pozo tipo Hokchi

1. Con el objetivo de seleccionar un diseño ESP que se adapte a los cambios esperados en las condiciones de yacimientos (declinación) y de productividad del pozo (*Skin*), se realizaron sensibilidades con los siguientes parámetros: presión de yacimientos, IP, %WC. En los escenarios de declinación de la presión de yacimientos (en base a pronósticos) se incluyó la etapa de mantenimiento de presión asociada a inyección de agua.
2. Se evaluó un rango de índices de productividad entre 1,7-3 BPD/psi.
3. Se plantean varios escenarios y configuraciones para evaluar diferentes esquemas de producción:
   - BES con configuraciones sencillas para el momento en el que se requiera levantamiento artificial por perdida de energía del yacimiento.
   - Todas las configuraciones propuestas permiten que el pozo fluya naturalmente en la fase inicial de explotación con facilidades para arrancar el Sistema BES una vez que se presente la declinación de la presión del yacimiento.
   - BES encapsulado en configuración sencilla (1 equipo BES).
   - BES encapsulado en configuración dual para pozos con alta declinación de presión y producción (*back up* con diferentes diseños BES) y BES redundantes para minimizar costos por intervenciones.
   - Las configuraciones propuestas incluyen monitoreo de parámetros de yacimiento, implementación de facilidades para inyección de químico.
4. Para el pozo tipo y todos los pozos evaluados se llevaron todas las presiones de yacimiento al tope de los perforados considerando el gradiente de yacimiento: 0,373 psi-ft.
5. Para las condiciones evaluadas: Pws 200 Bar se realizó el diseño considerando el porcentaje de agua de 65% y, adicionalmente, para evaluar el comportamiento del equipo ante el riesgo de irrupción de agua, se realizaron sensibilidades entre el 10% y el 75%.
6. Debido a la incertidumbre relacionada con ser un campo nuevo, en etapa de desarrollo; y con base a las condiciones y naturaleza del agua de formación de campos análogos, existe la posibilidad de formación de incrustaciones y precipitados orgánicos e inorgánicos, en este sentido las configuraciones propuestas incluyen facilidades para inyección de química por debajo del motor.
7. Para los pozos evaluados, las tasas de producción requeridas con el sistema BES se encuentran en la condición de máximo caudal alrededor del 90% del AOF; lo que implica altas caídas de presión a nivel de los perforados (punzados) y la consecuente posibilidad de riesgo de arenamiento.
8. Para todos los pozos evaluados se realiza el análisis nodal considerando índice de productividad constante y la completación base suministrada (sin control de arena). Sin embargo, se realizaron sensibilidades al índice de productividad para evaluar la flexibilidad operativa del Sistema BES seleccionado y se realiza un estudio de predicción de arena con la finalidad de recomendar equipos de control de sólidos a nivel de *lower completion*.
9. Como los pozos producirán de una formación de areniscas, se considera en los diseños el uso de etapas de flujo mixto, de alto vano que minimicen la posibilidad de obstrucción de la bomba, etapas resistentes a la abrasión (Ni-Resit), bombas totalmente estabiliza-

das en cada etapa (SXD) para reducir la vibración, eje de Inconel.

10. Adicionalmente se propone el uso de separador de sólidos en fondo para proteger el equipo, las tuberías y el cabezal por manejo de sólidos.
11. Se considerará el uso de válvula de accionamiento hidráulico, para desplazar hacia el anular la columna de fluido con sólidos en suspensión que queda posterior a un paro de equipo BES. En los casos donde los pozos fluyen naturalmente esta válvula permite desviar el fluido por encima del BES (menor restricción, en caso de que el pozo se encuentre en flujo natural).
12. Se incluirá en los diseños el uso de manejadores de gas ya que la declinación en presión de yacimientos esperada es alta e implica mayor porcentaje de gas a la entrada del equipo.
13. Se recomienda evaluar con simulaciones a nivel de pozo (completaciones de fondo) y yacimiento cuál sería la mínima Pwf permitida con el BES para reducir el riesgo de producción de fluidos indeseables (agua, gas) y de sólidos que afecten la productividad del pozo. (tasas críticas).

En función de las condiciones del campo se realiza la selección de los equipos principales del sistema BES considerando la problemática de sólidos, que implica equipos más robustos y tecnologías de vanguardia. En la figura 9 se presenta una breve reseña de las características de cada componente.

El diseño del pozo tipo del Campo Hokchi fue realizado con el software AutographPc, para ellos se realizaron sensibilidades en los principales parámetros de yacimiento y la producción con incertidumbre (RGA, IP, % Agua) con el objetivo de seleccionar un diseño óptimo con flexibilidad operativa.

Componente	Descripción	Cantidad
Capsula 7"	Cápsula 7"	1
Sensor de fondo BES	Kit Gauge 175C	1
Motor	MTR 450XP 165/2320/46/15R FER	1
Sello inferior	SEAL FSB3DBX LT FER PFSA AB HL	1
Sello superior	SEAL FSB3DBX UT FER PFSA AB HL	1
Succion	INTK 400PINTSSD H6 STD_PNT	1
Manejador de gas	PMP 400PMSXD 069 G22 HS FER NO_PNT	1
Bomba 2	PMP 400PMSXD 107 FLEX17.5 H6 NO_PNT	1
Bomba 1	PMP 400PMSXD 107 FLEX17.5 H6 NO_PNT	1
Descarga	DSCHG MACH PMP 400 3.5X8 EUE	1
Desarenador	DOWNHOLE DESANDER	1
Protector de cable cross coupling	3500-A-24 OVER THE COUPLING TYPE	255
Protector de cable mid joint	3500-C-24 MID-JOINT TYPE	255
Cable de potencia con 1 capilar	1SOLBC 5KV DD13 LD B 185 G 3/8"CAP G R	2200
Sensor de yacimiento	SENSOR PERMANENTE DE CUARZO DE PRESION Y TEMPERATURA	1
Válvula By pass	TDV 3-1/2" 9.2#	1
Packer	EMPACADOR BES DE 9 5/8"	1
SSSV	VALVULA SEGURIDAD SUB-SUPERFICIAL 3-1/2"	1
Niple de inyeccion	NIPLE DE INYECCION	1
Válvula de venteo	VALVULA DE VENTEO	1

Tabla 3. **Lista de componentes seleccionados - Diseño BES pozo Hokchi.**

En la tabla 3 se presenta la lista de componentes seleccionados y la curva de comportamiento de la bomba principal para este caso.

En la figura 10 se presenta la curva de la bomba seleccionada para esta aplicación.

Debido a que los pozos de este campo producen de arenas medianamente consolidadas, la tendencia en el tiempo indica que se observará una reducción en la producción asociada a declinación Pws y/o reducción IP, de-



Figura 9. **Descripción de componentes del sistema BEC para pozos con riesgo de producción de arena. Campo Hokchi.**

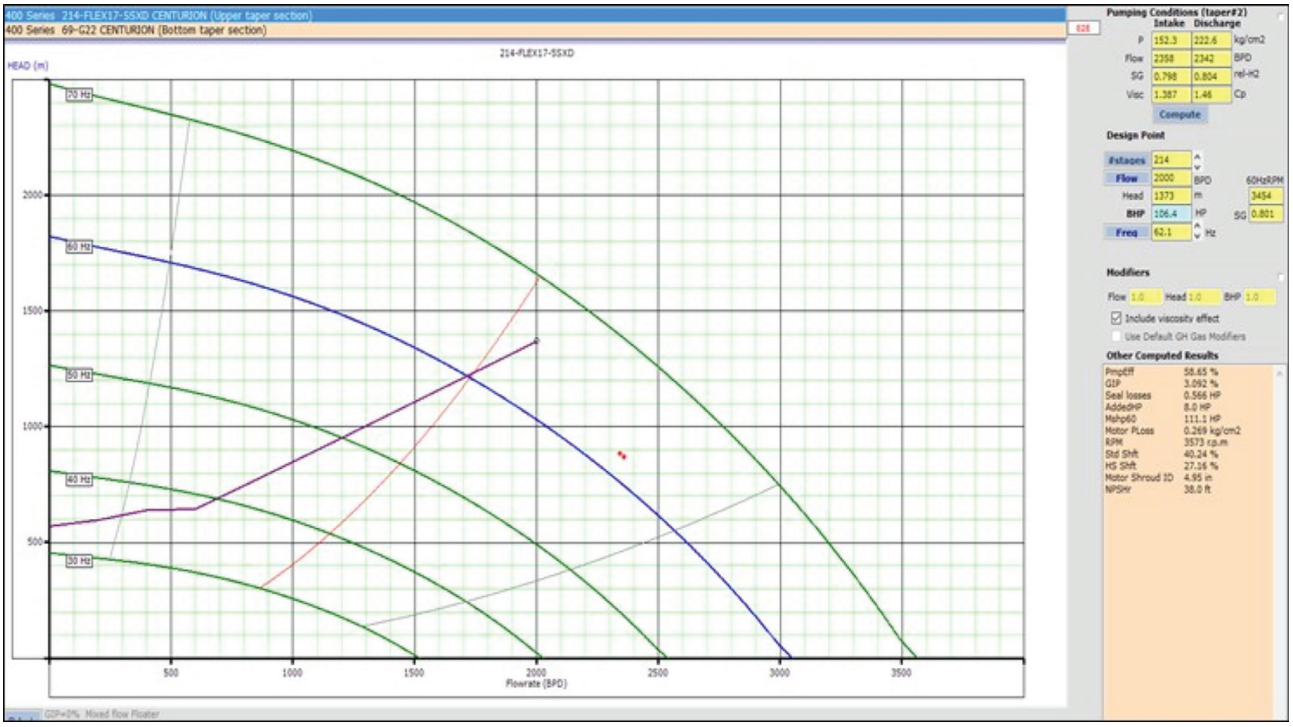


Figura 10. **Curva de comportamiento de la bomba - Diseño BES pozo Hokchi.**

bido a ello el modelo de bomba seleccionado evidencia un amplio rango de producción que permita ajustar las condiciones de operación a lo largo de la vida productiva del pozo.

4. Modelo Geomecánico 1D para análisis de predicción de arena

Para el análisis de predicción de arena de los pozos asociados a este campo, se consideró el modelo geomecánico regional a partir del cual se identificaron correlaciones entre los parámetros principales que servirán de referencia para la estimación de las caídas de presión críticas en función de las propiedades de la roca y condiciones de operación del sistema de levantamiento con BES. El grupo de GPE-BHGE ha participado en varios proyectos para definir modelos geomecánicos de algunos campos de la región sur de México donde se evaluó el riesgo de producción de arena durante las etapas de exploración.

En la figura 11 , se muestra el flujo de trabajo realizado durante el análisis de selección de sistemas BES de los

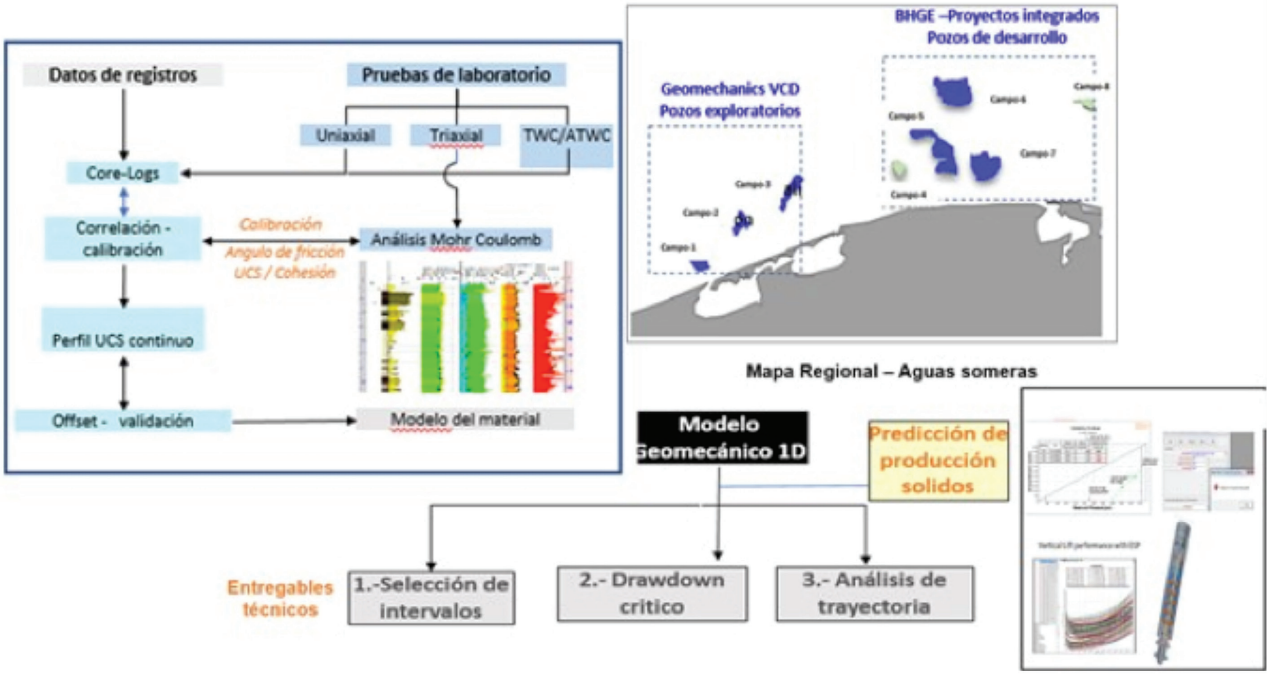


Figura 11. **Flujo de trabajo de geomecánica productividad y levantamiento artificial – BHGE.**

Pozo	Condición del pozo	FN/ALS	Presión estática(Bar)	Presión estática(psi)	IP BPD/psi	Liquid Rate (STB/day)	Presión de fondo fluyente (psi)	DDP (psi)	Sistema BES
Hokchi	Flujo natural- Producción con string DST	FN	386	5600	3	4000	4414	1186	NA
	Flujo natural- Producción inicial Tp 4-1/2"	FN	386	5600	3	9000	2591.8	3008.2	NA
	Etapa de producción Inicio de Declinación Pws	FN	316	4583	3	6914	2278	2305	NA
	Diseño BES con Inyección agua	ALS	200	2900.7	3	1800	2335	565.7	Flex 17.5 214 etapas/ MVP G22 -69 etapas
	Diseño BES con Inyección agua	ALS	157	2277.1	3	500	1935	342.1	Flex 17.5 214 etapas/ MVP G22 -69 etapas

Tabla 4. **Estimación de presiones de fondo fluyentes para el pozo Hokchi para diferentes casos evaluados.**

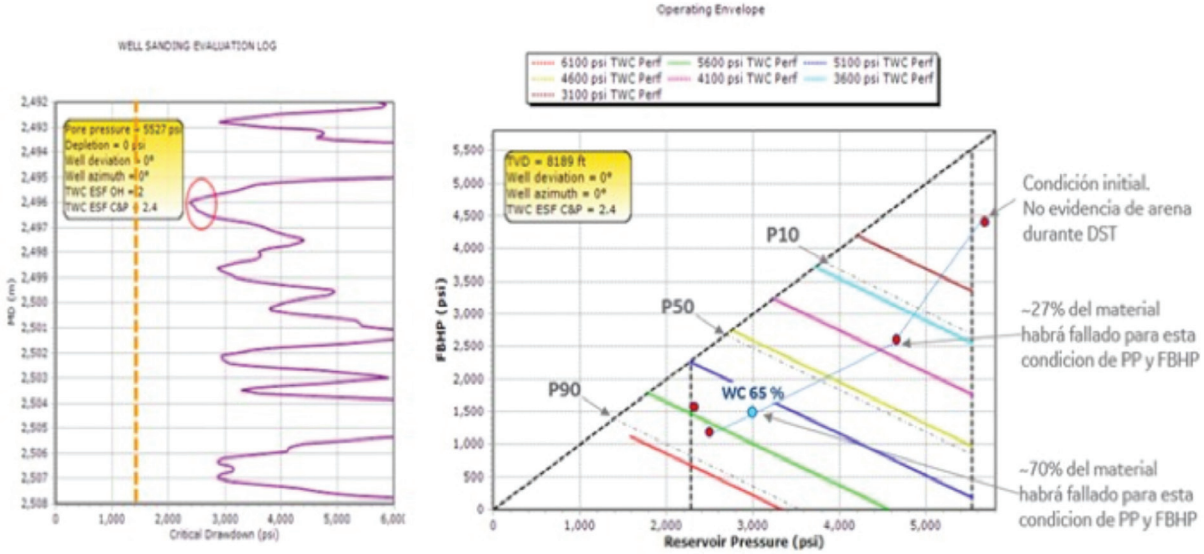
campos evaluados en este estudio que incluye principalmente la evaluación de geomecánica1D para predicción del diferencial de presión recomendado de acuerdo con la estimación de las presiones de fondo fluyentes, gastos de producción, condiciones de agotamiento de la presión del yacimiento y el estudio del comportamiento de la roca.

Una fase importante de este análisis considera el control de calidad de los ensayos de mecánica de rocas para cada etapa de la producción del pozo Hokchi. Se realiza la evaluación de los ensayos de tapones limpios suministrados, validación de la resistencia de las rocas, evaluación de saturación de aceite, estimación del parámetro porosidad, análisis del patrón de curvas esfuerzo-deformación, análisis del módulo de Young y relación de Poisson que se refieren a la ductilidad de la roca, tipos de fallas mostradas durante los ensayos (fallas de corte, tracción, compactación).

Como insumo para el análisis geomecánico y la estimación de los DP críticos se identificaron las presiones de fondo fluyente esperadas para cada escenario evaluado a partir del análisis nodal con el *software Prosper* y con las simulaciones del sistema BES en el software AutographPc.

En la tabla 4 se muestran los escenarios de presiones de fondo fluyentes y sensibilidades realizadas en el pozo considerando flujo natural y levantamiento artificial. Este análisis no considera el efecto del incremento en el porcentaje de agua producida, ya que de acuerdo con la simulación dinámica se indica que no esperan producción de agua en la etapa previa al proceso de mantenimiento de presión con inyección de agua.

A partir de los casos señalados y partiendo del modelo geomecánica 1D suministrado por el cliente, se realiza el análisis de riesgo de producción de arena teniendo en cuenta el perfil de resistencia de cilindro hueco (TWC, *Thick Wall Cilinder*, por sus siglas en inglés) estimado a través de correlaciones empíricas, el registro de porosidad de los registros acústicos y la estimación de presiones de fluyentes del pozo Hokchi. Esta evaluación se realizó para todos los casos de producción del pozo Hokchi, casos 0, 1 y 2, además se incluyó el caso de la prueba DST (Figura 12).



Registro de producción de arena para condicion inicial DST (sin evidencia de arena, PP = 5530 psi @ 2499 m, DDmax = 1440 psi). Profundidad crítica @ 2496 m

Envolvente considerando cañoneo a 90 grados (lateral del pozo, condición más crítica)

Figura 12. **Resultados del análisis de predicción de arena contemplando el análisis geomecánico.**

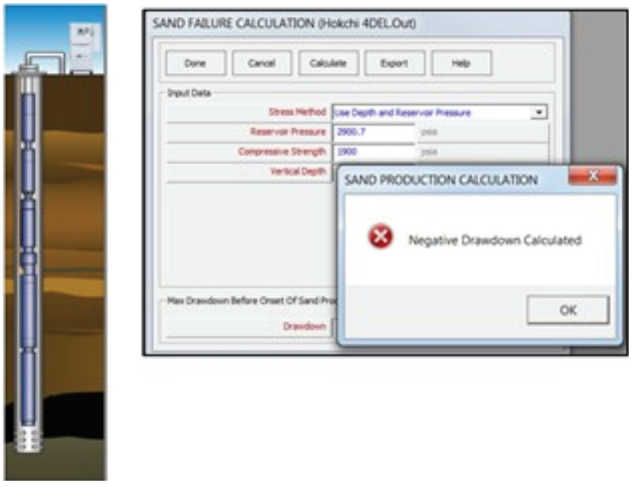


Figura 13. **Cálculo *drawdown* crítico con BES - Pozos tipo Hokchi.**

Al validar el comportamiento de *drawdown* críticos con el diseño BES en el *software* de análisis nodal y teniendo en cuenta el perfil de presiones de fondo fluyente esperados y el análisis geomecánico, se aprecia que para el escenario más crítico de declinación de presión de yacimiento y sensibilidades al esfuerzo compresivo existe riesgo de producción de arena en el pozo. En este sentido se propone robustecer la completación del pozo con técnicas de control de arena, además de uso de tecnología y dispositivos para el manejo de sólidos que permitan mantener la integridad del sistema de levantamiento artificial (Figura 13).

5. Factibilidad de configuraciones no convencionales desde el punto de vista de producción

En función de la distribución de tuberías de revestimiento (TR) y de la desviación del pozo se presentan las opciones factibles considerando los siguientes aspectos:

1) Barreras de seguridad. Completación con BES costa afuera, que considera dos barreras de protección (válvula de seguridad y *packer* somero).

2) Protección de las tuberías de revestimiento. Para aplicaciones con presencia de H2S se aísla la TR encapsulando el BES con *packer* semipermanente por debajo del sistema encapsulado.

3) Optimización de producción

- Venteo de Gas por encima del *packer* recuperable somero.
- Uso de separador de gas.
- Permite *by pass* del BES cuando el pozo opera en flujo natural (Di verter Valve flow-ADV valve).

4) Aseguramiento de flujo

- Facilidades para Inyección de química.
- En las aplicaciones con Y-Tool se tiene acceso a fondo para toma de información, estimulaciones y/o limpiezas de los perforados.
- Separación de sólidos en fondo con bolsillo de acumulación.

5) BES Dual - con sistema BES de respaldo: reducción de costos por intervención de taladro.

En la figura 14 se presentan los esquemáticos con las configuraciones no convencionales que son factibles para esta aplicación.

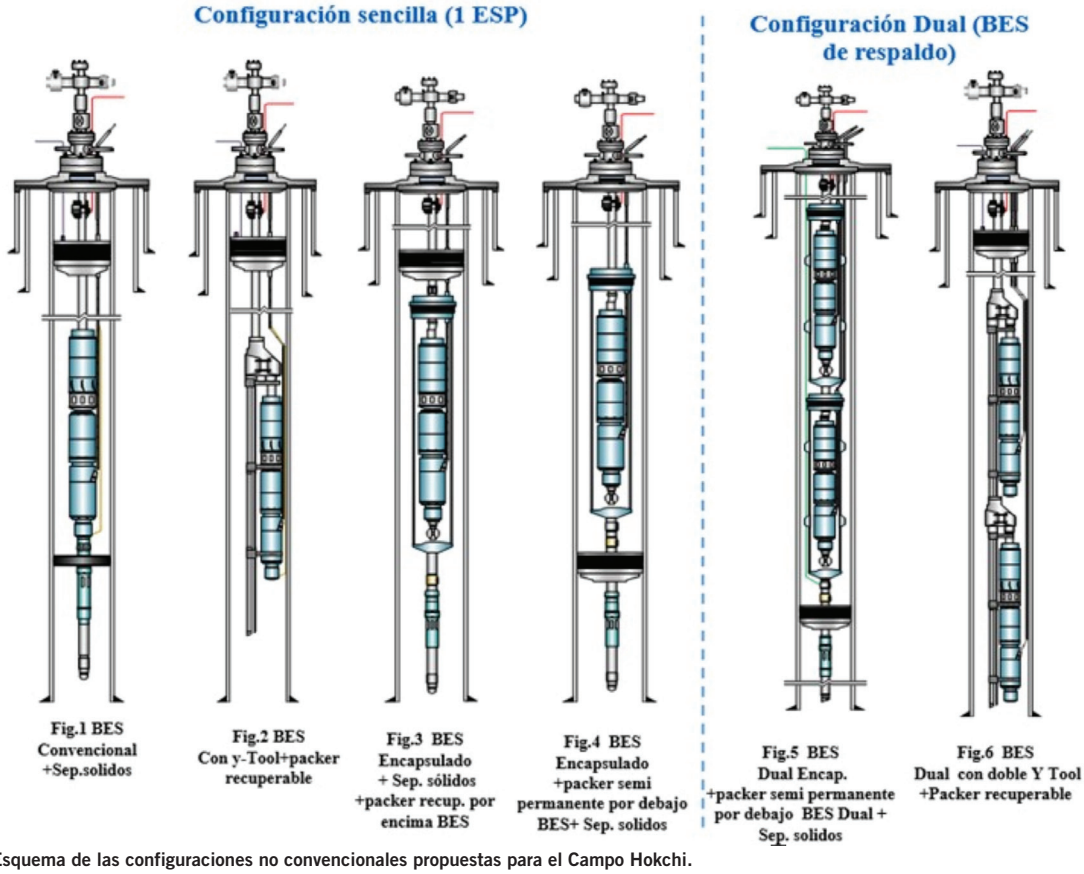


Figura 14. **Esquema de las configuraciones no convencionales propuestas para el Campo Hokchi.**

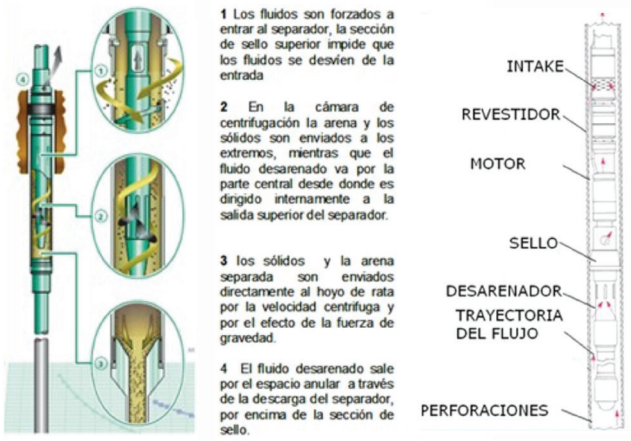


Figura 15. **Esquema del separador de sólidos en fondo.**

La decisión de la forma final de la configuración óptima dependerá de la estrategia de explotación del campo.

Además de las estrategias de control de sólidos evaluadas para este campo (producción crítica, Dp críticos asociados a producción de sólidos/agua/gas, empaque con grava, cañoneo orientado) se está considerando adicionar a la configuración el uso de un separador de sólidos en fondo para minimizar el desgaste de los componentes internos de la bomba.

El separador de sólidos permite la separación de arena antes del ingreso a la bomba, este dispositivo es acoplado al sensor de fondo en la base del motor y no dispone de partes móviles. La separación se realiza por la acción de la fuerza centrífuga generada por la velocidad de los fluidos en la sección helicoidal del separador (Figura15).

Como soporte para la preselección de la configuración idónea se realizaron tablas comparativas con las ventajas y las limitaciones de cada configuración, que fueron evaluadas entre personal de la operadora Hokchi y BHGE (ver Apéndices). De los análisis se seleccionaron las configuraciones finales que implican menor riesgo operativo y cumplen con los requerimientos del plan de exploración del campo.

En la figura 16 se presentan las configuraciones finales definidas para el Campo Hokchi.

En el caso de la del pozo tipo Hokchi que presenta en este artículo, el esquema del arreglo y la distribución final se detalla en la figura 17.

Al considerar una configuración encapsulada con separador de sólidos conectado en la base, se debe definir la longitud y el diámetro de la tubería de acumulación de sólidos, la cual debe considerar el peso de la tubería llena de sólidos húmedos. En el caso de esta aplicación se consideró una densidad de la arena de 2,6 g/cc y la longitud máxima de esta tubería está limitada por la conexión en el tope de la cápsula que soportará todo el peso del arreglo.

En el caso de la aplicación propuesta se considera una capsula de 7" con una tubería de conexión en el tope de 3 ½"x 9.2# TRC 95 que soporta un peso máximo de 246.000 Lbs (111.583,72 kg). En todos los pozos evaluados la base de la tubería de acumulación estará ubicada como mínimo a 30 m por encima de los perforados (Figura 18).

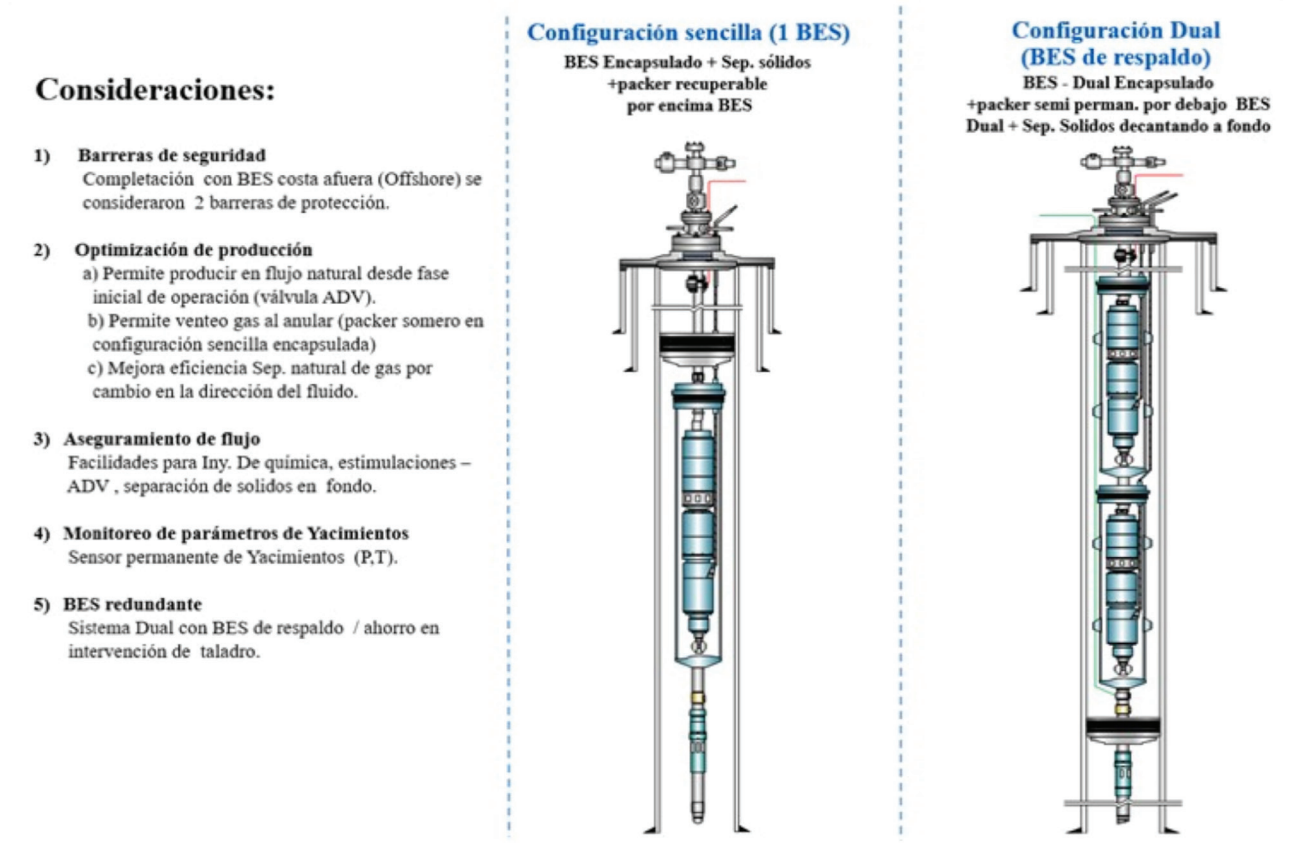


Figura 16. **Esquemas de configuraciones no convencionales definido para el Campo Hokchi.**

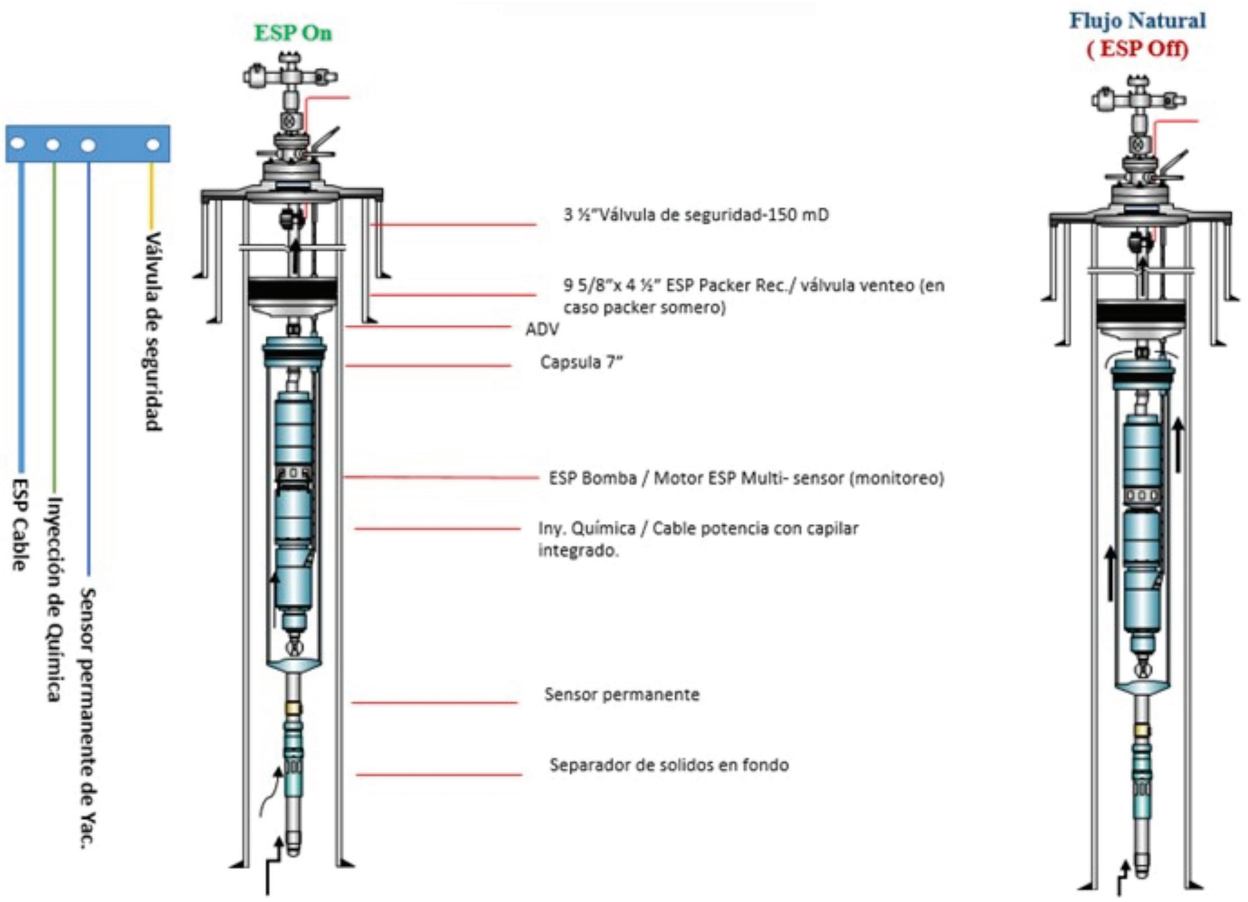


Figura 17. **Esquema de configuración sencilla encapsulada - pozo tipo Campo Hokchi.**

Conclusiones

- El análisis integral documentado en este artículo para evaluación de pozos con sistemas de levantamiento artificial con BES apunta a maximizar la productividad y la longevidad de los pozos con base a una evaluación multidisciplinaria.
- Los sistemas de BES seleccionados incluyen equipos eficientes en configuraciones especiales con amplio rango de operación que garantizan la flexibilidad operativa ante cambios en la productividad del pozo (reducción de IP por obstrucción de los perforados y cambios en la presión de yacimiento) puntos de estabilización radial y axial (reducir vibración), áreas de flujo óptimas y metalurgia especial.
- La implementación de configuraciones no convencionales con sistemas BES permiten mejorar el *run life* de los equipos, aseguramiento de flujo-menor producción diferida y reducción de intervenciones a pozos, que se traduce en menores costos por pozo.
- Es importante establecer caudales de producción óptimos considerando el *drawdown* crítico para evitar el arenamiento y garantizar el mayor tiempo de operación del pozo y del equipo de levantamiento artificial.
- Al integrar los resultados del modelo geomecánica con los análisis realizados por las disciplinas de productividad y producción se obtiene una evaluación integral que permitirá definir las estrategias idóneas para garantizar la rentabilidad de los planes de explotación de los campos nuevos y en desarrollo.
- El análisis de producción de arena en el campo evaluado indica falla del material y riesgo de producción de arena para las condiciones de agotamiento y *drawdown* modelados. Se recomienda explorar alternativas de solución, como cañoneo selectivo y orientado, uso de mecanismos de control de arena, manejo de *drawdown*.
- En campos nuevos es recomendable recalibrar los modelos geomecánica existentes con información real durante la etapa de desarrollo del campo.
- De acuerdo con los resultados del análisis integral realizado y considerando la productividad y la predicción de arenamiento en los pozos del Campo Hokchi, se propone evaluar con el modelo dinámico de yacimiento las diferentes tecnologías de *sand* control a nivel sectorial de los pozos con la finalidad de comparar los efectos *nearwellbore* para la tecnología de *sand* control; seleccionar y visualizar perfiles de presión, perfil de flujo anular, perfiles de velocidades, acumulados de petróleo, *drawdown* por pozo, manejo de presiones de fondo fluyente óptimas, con el sistema artificial de producción.

Componente	Descripcion	O.D.	ft	m	Profundidad	Rosca
Seguridad	SSSV	5.2	4.3	1.31064	150	3-½" Vam Top
			Tubería			
Venteo	Valvula de Venteo	2.1	1	0.3048	398.17	
Empacador	Empacador 4 1/2"	8.312	6	1.8288	400	4 1/2" Vam Top
			Tubería			
TDV	TDV 3-1/2"	5.625	3.375	1.02	2158.72	3-½" Vam Top
Tramo tubería		4.25	9.84	3	2161.72	3-½" Vam Top
Capsula 7"	Head CAN ASSBLY 7"	7.0	6.56	2	2163.72	3-1/2" VT x 3-1/2" EUE
Tramo	Tramo tubería 3-1/2" EUE	4.25	33	20	2183.72	3-1/2" EUE
Sub descarga	Discharge pressure 3-1/2"	3.76	0.82	0.25	2183.97	3-1/2" EUE
Descarga	400DSCH 3-1/2"	4.0	0.62	0.19	2184.16	EUE
Bomba 1	Flex17.5 107 stg	4.0	19	5.8	2189.96	Brida
Bomba 2	Flex17.5 107 stg	4.0	19	5.8	2195.76	Brida
MVP	G22 69 stg	4.0	13	3.96	2199.72	Brida
Intake	400INTK	4.0	0.91	0.28	2200.00	Brida
Sello	FSB3DB UT	4.0	6.1	1.86	2201.86	Brida
Sello	FSB3DB LT	4.0	6.1	1.86	2203.72	Brida
Motor	450XP 165HP	4.5	21.5	6.55	2210.27	Brida
Sensor	E7 175C	4.5	2.6	0.8	2211.07	EUE
Capsula 7"	Base CAN ASSBLY 7"	7.0	39.4	12.0	2223.07	4-1/2" TBC
Desarenador	Downhole desander	5.2	6.56	2	2225.07	4-1/2" TBC
			Tubería			
Mandril	Mandril inyeccion	5.047	5.25	1.60	2240	4-1/2" Vam Top
			Tubería			
Sensor	Sensor de yacimiento	5.047	5.25	1.60	2439.40	3 1/2" Vam Top
Tapon	Tapon de cola desarenador	5.2	1	0.3	2441	

TUBO DE PRODUCCIÓN RECEPTOR:		
GRADO:	N-80	
DE=	3.5	IN
Di=	2.992	IN
W=	9.2	LB/PIE
LONG=	250	MTS
Dens. Arena:	2.6	gr/cc
Volumen 200 m TP	1.13	m3

Peso soportado conexión tope Capsula:
Rosca VAM-TOP 3 ½", 9.2# TRC 95
246,000 lbs / 111,583.72 kg

Peso Tub. Acumulación solidos

PESO DE TP RECEPTORA	
PESO SIN/ARENA(kg)	PESO CON/ARENA (kg)
1545.50	4493.95

Figura 18. **Distribución sistema BES - Pozo Tipo Hokchi.**

Apéndices

a) Ver **Tabla de comparación de las configuraciones factibles**, en página 17.

b) Ver **Ventajas y desventajas de las configuraciones finales evaluadas**, en página 18.

Nomenclatura

BES: Bombeo electrosumergible
IP: Índice de productividad
Pws: Presión estática
Pwf: Presión de fondo fluyente
IPR: *Inflow* performance *relationship*
PIP: Presión de succión del BEC
DP: Diferencial de presión entre el yacimiento y el pozo, *drawdown*
K: Permeabilidad
RGA: Relación gas aceite
Skin: Daño de formación
TR: Tuberías de revestimiento

Agradecimientos

Este trabajo fue desarrollado gracias al apoyo del personal de Hokchi Energy y las diferentes líneas de productos de BHGE (ALS, GPE, Completions) que permitieron visualizar de manera integral las problemáticas del Campo Hokchi.

Referencias

García, *et al* 2009. "Propuesta técnica de control de arena para el campo de la región marina de México", Baker Hughes.

Alvarellos, 2009. "Aplicación Geomecánica en el desarrollo de yacimientos Estudio de arenamiento del campo de la Región Marina de Mexico", GMI.

Software

Prosper v14.0, Petroleum Experts. www.petex.com
AutographPC, Baker Hughes
HeliSand3D™ Baker Hughes
RiskGuard™ Baker Hughes
https://inside.bakerhughes.com/Pages/Home.aspx

Comparación y funcionalidad de configuraciones BES y efectos en las completaciones de fondo

	Completaciones sencillas				Completaciones redundantes	
Consideraciones	**Figura 1. Configuracion ESP sencillo-convencional.**	**Figura 2.Configuracion ESP sencillo con Y-Tool**	**Figura 3 Configuracion ESP sencillo encapsulado-packer arriba BES.**	**Figura 4. Configuracion ESP sencillo encapsulado-packer abajo BES.**	**Figura 5. Completacion BES Dual encapsulado (BES de respaldo)**	**Figura 6.Completacion BES Dual Y-Tool (BES de respaldo)**
Barreras de seguridad	Válvula de seguridad (SSSV) superficial (Barrera primaria) Packer multipuerto profundo recuperable (Barrera secundaria)	Válvula de seguridad (SSSV) superficial (Barrera primaria) Packer multipuerto profundo recuperable (Barrera secundaria)	Válvula de seguridad (SSSV) superficial (Barrera primaria) Packer multipuerto profundo recuperable (Barrera secundaria)	Válvula de seguridad (SSSV) superficial (Barrera primaria) Packer profundo permanente (Barrera secundaria)	Válvula de seguridad (SSSV) superficial (Barrera primaria) Packer multipuerto profundo permanente (Barrera secundaria)	Válvula de seguridad (SSSV) superficial (Barrera primaria) Packer multipuerto dual profundo recuperable (Barrera secundaria)
Ubicación del packer con respecto al BES	Por encima	Por encima	Por encima	Por debajo	Por debajo	Por encima
Packer permanente o recuperable	Recuperable	Recuperable	Recuperable	Semi - Permanente	Semi - Permanente	Recuperable
Cable de Potencia Uso de Penetrador de Packer	Si - a través del packer	Si - a través del packer	Si - a través del packer	N/A	N/A	Si - a través del packer
Total de empalmes del cable de potencia	4	4	4	3	7	7
Lineas de Control para acceso a fondo para el penetrador del BES	Si requiere	Si requiere	Si requiere	No	No requiere	Si requiere
Acceso a fondo con Coiled tubing o wireline (lineas de acero)	No	Si	No	No	No	Si
Venteo de gas	SI	SI	SI	No	NO	SI
Uso de Y-tool y tubería de Bypass	NO	SI	NO	NO	NO	SI
Facilidades para inyección de química	SI	SI	SI	SI	SI	SI
Separador de sólidos	SI- limitado a 167 metros de longitud de la tubería de acumulación del separador	NO	SI	SI (Colgado del packer permanente con separacion y decantacion de solidos a fondo de pozo)	SI	NO
Sensor permanente para Monitoreo de yacimiento	SI-la profundidad del sensor esta limitado a los limitado a 167 metrosque corresponden a la longitud de la tubería de acumulación del separador	SI -sensor hasta la profundidad que se evalue con la tubería de Bypss de la Y-Tool (en pozos de arena se recomienda colocar 100 pies por encima del ultimo liner de producción)	SI	SI	SI	SI
Restricción al flujo	Menores caídas de presión- No hay riesgos significativos de caídas de presión por fricción para configuración sencilla	Menores caídas de presión- No hay riesgos significativos de caídas de presión por fricción para configuración sencilla	Menores caídas de presión- No hay riesgos significativos de caídas de presión por fricción para configuración sencilla	Menores caídas de presión- No hay riesgos significativos de caídas de presión por fricción para configuración sencilla	Cuando opera el equipo BES superior o inferior existe un riesgo potencial de altas caidas de presión por fricción en el espacio anular entre el OD del BES y el ID del POD	Cuando se opera el equipo BES inferior, la producción es a través de la tubería de bypass del BES superior lo cual puede causar caídas de presión por fricción y se pueden presentar altas velocidades del fluido
Flujo Natural/BES Respaldo	A través de válvula ADV	A través de la tubería Bypass de Y-Tool	A través de válvula ADV	A través de válvula ADV	A través de válvulas ADVs	A través de la tubería Bypass de Y-Tool
Diametros de TR - 9 5/8" x 53.5 Lb/ft	Diametros de equipos factibles: 5.62,5.38,4.00	TR 9 5/8" - Diametros de equipos factibles: 5.38,4.00	TR 9 5/8" - Diametros de equipos factibles: 5.62,5.38,4.00	TR 9 5/8" - Diametros de equipos factibles: 5.62,5.38,4.00	TR 9 5/8" - Diametros de equipos factibles: 5.62,5.38,4.00	TR 9 5/8" - Diametros de equipos factibles: 5.62,5.38,4.00
Diametros de TR - 8 5/8" x 44 Lb/ft	Diametros de equipos factibles: 5.62,5.38,4.00	Diametros de equipos factibles: 4.00	N/A	N/A	N/A	N/A
Diametros de TR - 7" x 32 Lb/ft	Diametros de equipos factibles: 4.00 (Para instalar equipos 5.38 en conf. convencional se requiere TR 7" x20 #).	Diametros de equipos factibles: 4.00	N/A	N/A	N/A	N/A

Parametro	Consideraciones	Completaciones sencillas			Completaciones redundantes
		Figura 1. Configuracion ESP sencillo-convencional.	Figura 2. Configuracion ESP sencillo encapsulado-	Figura 3. Configuracion ESP sencillo encapsulado-	Figura 4. Configuracion Dual encapsulada
Barrera de seguridad	Barreras de seguridad	Válvula de seguridad (SSSV) superficial (Barrera primaria) Packer multipuerto profundo recuperable (Barrera secundaria)	Válvula de seguridad (SSSV) superficial (Barrera primaria) Packer multipuerto profundo permanente (Barrera secundaria)	Válvula de seguridad (SSSV) superficial (Barrera primaria) Packer profundo semi permanente (Barrera secundaria)	Válvula de seguridad (SSSV) superficial (Barrera primaria) Packer profundo semi permanente (Barrera secundaria)
	Ubicación del packer con respecto al BES	Por encima	Por encima	Por debajo	Por debajo
	Packer permanente o recuperable	Recuperable	Recuperable	Semi Permanente	Semi Permanente
Conexiones electricas	Cable de Potencia Uso de Penetrador de Packer	Si - a través del packer (1)	Si - a través del packer y Capsula (2)	N/A	Si a traves Capsulas (2)
	Total de empalmes del cable de potencia	4	4	3	7
	Lineas de Control para acceso a fondo para el penetrador del BES	Si requiere	Si requiere	No	No requiere
Manejo de Gas	Venteo de gas	SI	SI	No	No
	Separacion Natural	Permite separacion natural con venteo a nivel del packer recuperable	Permite separacion natural con venteo a nivel del packer recuperable	Sep. Natural 1:0 , si el porcentaje de gas es alto a nivel del intake existe riesgo de bloqueo de la bomba (Q total= Qliq + Qgas), por lo que podria implicar ajustes en las tasas de produccion requeridas.	Sep. Natural 1:0 , si el porcentaje de gas es alto a nivel del intake existe riesgo de bloqueo de la bomba (Q total= Qliq + Qgas), por lo que podria implicar ajustes en las tasas de produccion requeridas.
	Separacion de gas	Separador de gas / Manejador gas	Manejador de gas	Manejador de gas	Manejador de gas
Aseguramiento de flujo	Facilidades para inyección de química	Si se puede instalar- limitado a 167 metros de longitud de la tubería de acumulación del separador (1 o 2 lineas - interno a la capsula y con mandril en tubería de cola).	Si se puede instalar, el sensor va ubicado en la tubería de cola de la capsula (cable del sensor flejado a la camara de la acumulacion del sensor). (1 o 2 lineas - interno a la capsula y con mandril en tubería de cola).	Si se puede instalar, el sensor va ubicado en la tubería de cola de la capsula o se puede instalar en la parte interna de la capsula(1 o 2 lineas - interno a la capsula y con mandril en tubería de cola).	Si se puede instalar, el sensor va ubicado en la tubería de cola de la capsula o se puede instalar en la parte interna de la capsula.
Separacion de arena	Separador de sólidos	Si se puede instalar- limitado a 167 metros de longitud de la tubería de acumulación del separador.	Si se puede instalar, el dispositivo se adiciona a la cola de la capsula por lo que no evidencia limitaciones en cuanto a la longitud y peso soportado de la tubería de acumulacion de solidos. Se debe evaluar la distancia entre la base de la camara de acumulacion y los intervalos perforados (riesgo de atrapamiento de la cola asociada a alta produccion de solidos).	Si se puede instalar (Colgado del packer semi permanente con separacion y decantacion de solidos a fondo de pozo). Como se decantan los solidos a fondo de pozo se requiere de hoyo de rata suficiente ya que en caso de alta produccion de solidos se pueden obstruir los perforados y reducir el aporte (menor IP).	Si se puede instalar (Colgado del packer semi permanente con separacion y decantacion de solidos a fondo de pozo). Como se decantan los solidos a fondo de pozo se requiere de hoyo de rata suficiente ya que en caso de alta produccion de solidos se pueden obstruir los perforados y reducir el aporte (menor IP).
Monitoreo de Yacimientos	Sensor permanente.	Si se puede instalar, la profundidad del sensor esta limitado a los 167 metros que corresponden a la longitud de la tubería de acumulación del separador de solidos	Si se puede instalar, el sensor va ubicado en la tubería de cola de la capsula (cable del sensor flejado a la camara de la acumulacion del sensor).	Si se puede instalar, el sensor va ubicado en la tubería de cola de la capsula.	Si se puede instalar, el sensor va ubicado en la tubería de cola de la capsula.
Optimización de producción	Fluio Natural/BES Respaldo	Permite by pass de la bomba cuando el pozo fluye natural (fase inicial) A través de válvula TVD. Evita decantacion de solidos por encima de la descarga en caso de paradas del equipo ESP.	Permite by pass de la bomba cuando el pozo fluye natural (fase inicial) A través de válvula TVD. Evita decantacion de solidos por encima de la descarga en caso de paradas del equipo ESP.	Permite by pass de la bomba cuando el pozo fluye natural (fase inicial) A través de válvula TVD. Evita decantacion de solidos por encima de la descarga en caso de paradas del equipo ESP.	Permite by pass de la bomba cuando el pozo fluye natural (fase inicial) A través de válvula TVD. Evita decantacion de solidos por encima de la descarga en caso de paradas del equipo ESP.
	Limpiezas a traves del ESP	No se permite ya que el fluido se desvia a traves de la valvula ADV.	No se permite ya que el fluido se desvia a traves de la valvula ADV.	No se permite ya que el fluido se desvia a traves de la valvula ADV.	No se permite ya que el fluido se desvia a traves de las valvulas ADVs.
	Volumenes de fluido de control y/o preservacion	Mayor volumen (requiere empacar anular).	Mayor volumen (requiere empacar anular).	Menor volumen, solo se consideran las areas internas del encapsulado.	Menor volumen, solo se consideran las areas internas del encapsulado.
	Valvulas de cierre en fondo	No se permite instalar en esta configuracion.	No se permite instalar en esta configuracion.	Permite realizar cierre en fondo al retirar el aparejo / proteccion del yacimiento.	Permite realizar cierre en fondo al retirar el aparejo / proteccion del yacimiento.
	Sistemas redundantes (ESP)	Requiere intervencion posterior a falla del ESP sencillo.	Requiere intervencion posterior a falla del ESP sencillo.	Requiere intervencion posterior a falla del ESP sencillo.	En caso de falla permite continuar la operacion con equipo de respaldo (ahorros asociados a intervencion).
Riesgo operativo	Procedimientos de instalacion	Complejidad baja.	Complejidad baja.	Complejidad baja.	Mayor complejidad durante la instalacion. Requiere de protocolos de prueba adicionales para validar disponibilidad del equipo de respaldo.



La elección inteligente para prestaciones de alta exigencia.

En TUBHIER, la tecnología y el desarrollo continuo, son los pilares para elaborar nuestros productos, de acuerdo a los más exigentes estándares de calidad.

Nuestro objetivo es ofrecer las mejores soluciones, a las variadas necesidades del Cliente.

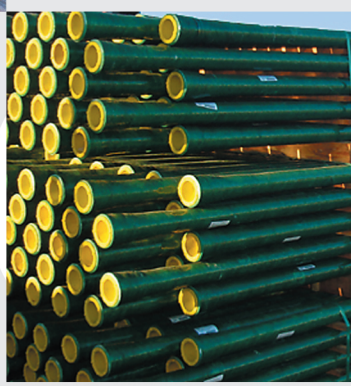


Caños de acero

- Casing API 5CT.
- Line pipe API 5L
- Line pipe ASTM A 53
- Usos generales IRAM-IAS-U500-228

Tuberías ERFV

- Line pipe API 15HR y accesorios.



TUBHIER

Villa Mercedes, San Luis
Argentina
tubhier@tubhier.com.ar
www.tubhier.com.ar

5L-0233
5CT-0303
15HR-0021

ISO-9001
ISO-14001
OHSAS-18001



Posibilidades y riesgos en la modularización. Diseño de módulos móviles aplicables a mantenimiento

Por ***Astrid Hardtke y Aníbal Mellano*** (Tecnología ARMK S.A.)

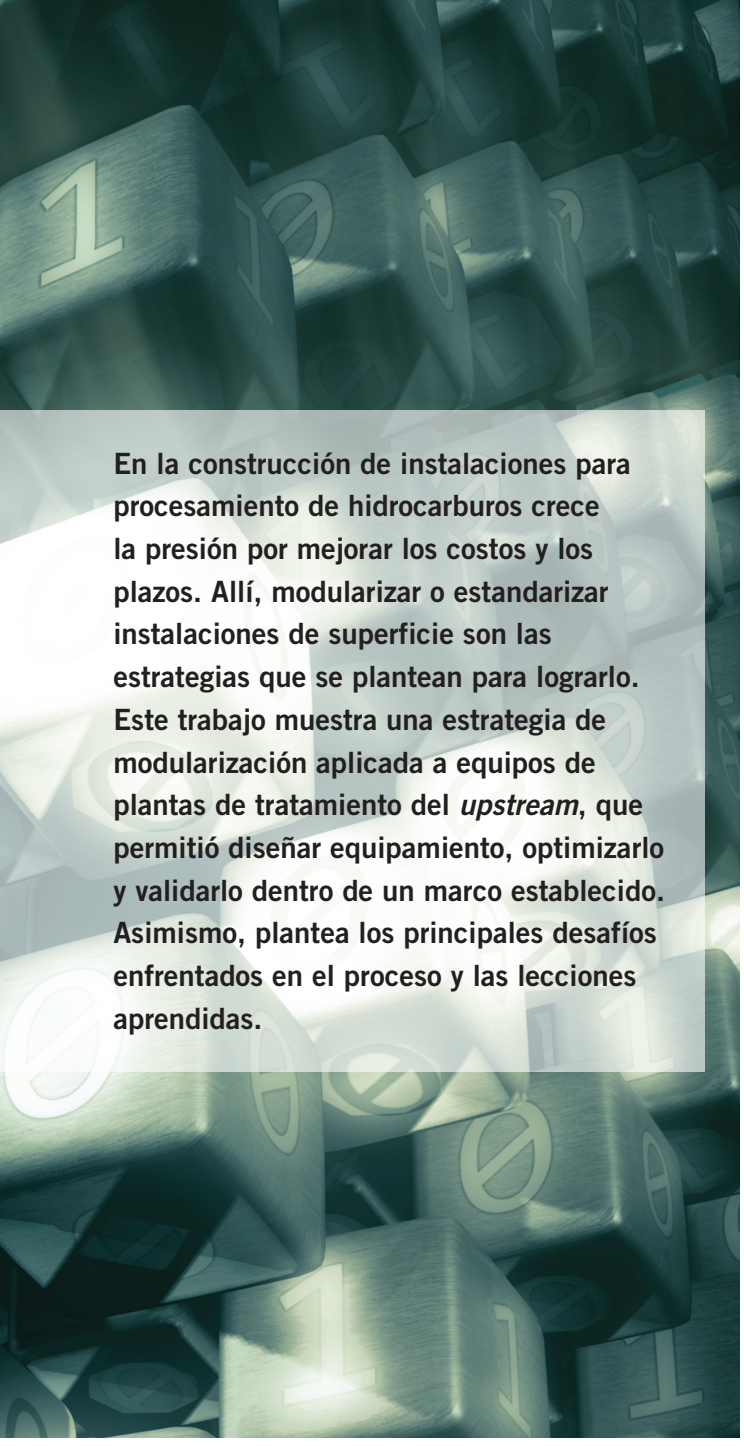
Hacia finales de 2015, a partir de necesidades urgentes de mantenimiento de equipos de procesos, detectadas en una de las operadoras nacionales, Tecnología ARMK desarrolló un proyecto. La solución tenía la premisa básica de desarrollar módulos transportables para sustituir temporariamente y que permitiera el mantenimiento de los equipos centrales de las Plantas de Tratamiento de Crudo (PTC) y las Plantas de Tratamiento de Agua (PTA).

El proyecto fue denominado, al interior de Tecnología ARMK, Modularización de Unidades de Procesos para Mantenimiento (MUPM). Implicó un desarrollo conceptual, completo y complejo. Debía incluir diseños para fabricación local y su comparación con el empleo de tecnologías importadas. El parque de módulos diseñados o seleccionados debía ser el mínimo para abarcar todos los procesos en PTC y PTA.

Se definió como "módulo" a una unidad de proceso equivalente a uno o varios tipos de unidades existentes en las PTC y/o en las PTA operativas. La equivalencia estaría dada con el cumplimiento de las mismas funciones de proceso con niveles de calidad y confiabilidad similar o mayor.

Los diseños debían ser optimizados desde el punto de vista de la ingeniería (procesos, mecánica, automatización) y también desde la logística: simplificar construcción, minimizar plazos de transporte-montaje, facilitar la puesta en marcha y operación en función de nuestros usos y costumbres. Los módulos que cumplieran esta condición se denominarían Módulos Transportables (MT).

Cada MT tendría asociadas las condiciones de borde/límites de operación de cada MT y las variaciones esperables de eficiencia y/o calidad. Para explicitarlos, se desarrollaron estudios probabilísticos de sensibilidad de



En la construcción de instalaciones para procesamiento de hidrocarburos crece la presión por mejorar los costos y los plazos. Allí, modularizar o estandarizar instalaciones de superficie son las estrategias que se plantean para lograrlo. Este trabajo muestra una estrategia de modularización aplicada a equipos de plantas de tratamiento del *upstream*, que permitió diseñar equipamiento, optimizarlo y validarlo dentro de un marco establecido. Asimismo, plantea los principales desafíos enfrentados en el proceso y las lecciones aprendidas.

los MT frente a distintos factores que afectaran su performance de proceso.

Finalmente, sobre el conjunto de MT definidos, se desarrollaron algoritmos que les permitiesen a los responsables operativos preseleccionar ágilmente un módulo transportable específico entre los diseñados en el proyecto.

En este trabajo se mostrarán estrategias para llegar a la modularización de equipos de diseño *ad hoc*, las estrategias para superar diversos desafíos encontrados en el proceso y las limitaciones y los aprendizajes del proyecto.

Marco conceptual

Es importante distinguir entre estandarización y modularización.

Al principio de la revolución industrial, la estandarización de componentes estuvo asociada a la división eficiente de trabajo y se constituyó en uno de los pilares de la producción masiva. Más tarde se incorporó la idea de intercambiabilidad de piezas, primero en la industria armamentista, y luego se extendió a otras industrias a principios del siglo XX. Desde entonces, se han creado estándares para definir características de materiales, dimensiones e incluso procedimientos de cálculo y métodos de fabricación. Algunos funcionan como recomendaciones, otros tienen carácter mandatorio. Los hay de aplicación nacional o reconocidos y aceptados a nivel internacional. Pretenden ser de aplicación masiva, son de dominio público, carácter voluntario y, por lo general, de implementación libre de costo (Blind, 2013).

Muchas compañías petroleras han desarrollado sus propios estándares para equipamiento diverso, como Shell y de Exxon. Sus estándares resultan de la recopilación de sistemas de cálculo propios, aplicación de normas aceptadas e incorporación de variaciones que pueden ser fruto de su propio desarrollo (I+D) y/o experiencia.

Modularizar: dividir en módulos. Los módulos pueden ser definidos como "partes de un sistema mayor que son estructuralmente independientes, pero trabajan juntas para crear un sistema funcional" (Galvin, 2001). Modularizar es entonces, dividir en módulos.

El fenómeno de modularización especializa el conocimiento. Por un lado, enfocado hacia el módulo; por otro, hacia el sistema (Galvin, 2001). Quien se especializa en desarrollar los módulos debe conocer a fondo sus componentes, las interacciones entre ellos, el resultado funcional del conjunto y las interfaces con los demás módulos. La manera en que interactuarán los módulos para formar el sistema complejo: la planta, y alcanzar el objetivo del conjunto, constituye otra área de conocimientos específicos y necesarios para asegurar mejores resultados de los módulos.

En algunas industrias, como la electrónica, estos fenómenos pueden estar potenciados por un tercero, que llaman customización. El cliente puede adaptar el producto básico incorporando variantes modulares predefinidas, por ejemplo, una placa de video específica a una notebook.

Los primeros intentos de estandarización de equipos en la industria petrolera ocurren en los inicios de la explotación en Pensilvania (EE.UU.) y en Texas (EE.UU.).

A mediados del siglo XX, en los Estados Unidos aparecen los primeros equipos, no solo el estándar sino también modulares: una suerte de plug & play de la época (BS&B, Sivalls, Smith, Peco).

Aquellos módulos respondieron a premisas básicas asociadas a la modularización (Jameson, 2007): reducción de costos (fabricación seriada; ingenierías ya amortizadas), plazos de entrega (fabricación seriada y stocks) y de montaje (ingeniería de bordes en catálogo). Pero no necesariamente cumplían con otros objetivos presentes en el proyecto MUPM: aumentar la seguridad, mejorar las calidades de operación (eficacia) y de procesos (eficiencia).

Desarrollo

Encuadre del proyecto

Se establecieron los objetivos generales para el proyecto MUPM: diseñar unidades paquetizadas móviles y reutilizables, que permitieran el reemplazo temporario de equipos de tratamiento de petróleo y agua existentes en PTCs y PTAs de todos los yacimientos argentinos.

La meta fue obtener la menor cantidad de módulos factibles por tipo, que permitieran cubrir los escenarios esperados y al menor costo posible. Deseable también, era contar con capacidad de fabricación y/o mantenimiento local.

Se perfilaron dos grandes grupos de módulos, que definieron distintos enfoques de trabajo:

1. Los diseñados *ad hoc* (por ejemplo, los equipos de intercambio térmico y los de separación)
2. Los estudiados a partir de las prestaciones que indican sus fabricantes, por existir como módulos en el mercado (por ejemplo, bombas y equipos de tratamiento de agua).

Se elaboraron los objetivos específicos para los diseños. Sobresalen entre ellos: desarrollar equipos de alta confiabilidad operativa, minimizar pérdidas de producción y/o de calidad de salida y asegurar el cumplimiento de buenas prácticas de ingeniería, normativa y cumplimiento de estándares corporativos.

Se estableció un lenguaje común dentro del proyecto para identificar unívocamente los procesos y bosquejar escenarios, identificar potenciales módulos y sus interacciones. Se construyó un diagrama de bloques que acompañó todo el proyecto (Figura 1).

La línea superior representa las etapas principales de proceso en una PTC: Corte Primario, Tratamiento y Transferencia, mientras que la línea inferior, las muestra para una PTA. Cada una de estas etapas de proceso, puede ser cumplida por una o más operaciones unitarias, expresadas en cuadrados de línea llena, por ejemplo, calentamiento. Cada una de esas operaciones unitarias, podrá ser asociada a uno o más MT. En cuanto a las interacciones, se destacan mediante flechas los grandes flujos entre PTC y PTA: el agua procedente de las etapas de separación y tratamiento de crudo alimentan la PTA. Mientras que el crudo separado en la PTA, retorna a la PTC.

Completada la etapa de encuadre del proyecto, se inició el proceso de modularización, empezando por el establecimiento de las bases de diseño, relacionado al entorno y los escenarios operativos asociados a lo específico.

Establecimiento de bases de diseño

El establecimiento de las bases planteó un gran desafío asociado al encuadre del proyecto: organizar la información generada desde un territorio vasto para jerarquizar los detalles con impacto específico y establecer un marco general para asegurar la intercambiabilidad.

Para resolverlo, se diferenciaron tres grandes grupos dentro de las bases de diseño:

- Aspectos propios del proyecto generalizables para todos los módulos.
- Particularidades regionales.
- Cuestiones típicamente presentes en instalaciones de la operadora, generalizables para todas las plantas.

Entre los aspectos propios del proyecto MUPM aplicables al diseño o la selección de todos los MT se destacan la variable temporal y la transportabilidad.

En MUPM, la variable temporal es muy diferente al de las instalaciones permanentes: los MT se emplearán durante un plazo acotado, con la menor complicación de transporte, facilidad y rapidez de montaje, puesta en servicio y desmontaje. Estas condiciones permiten analizar tecnologías que se descartarían de otro modo, o buscar innovaciones desde el punto de vista de montaje.

La transportabilidad se estudió en base a la normativa nacional. Se descartaron transportes especiales, de mayor porte por atentar contra la agilidad requerida en este proyecto.

Al analizar las particularidades regionales, se observó la conveniencia de estudiarlas en dos grupos: las que serían generalizables a todo el proyecto (por ejemplo, cargas CIRSOC) y las que alimentarían escenarios específicos (por ejemplo, propiedades de fluidos).

Se aplicaron generalizaciones en puntos tales como las cargas externas, criterios de automatización; y detalles constructivos, como la selección de revestimientos externos e internos, aislación térmica, etc., justificable en base a experiencias recopiladas, tanto económicas como operativas. Los factores mencionados muestran impactos inferiores al 20% del costo. Asimismo, la operación tiende a estandarizarse también dentro de las operadoras y la movilización de equipos resulta cada vez más frecuente.

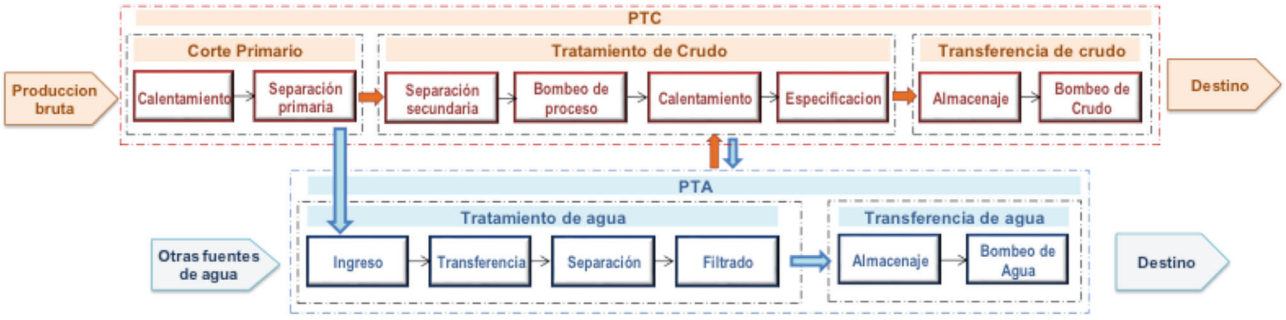


Figura 1. **Diagrama de procesos.**

CUALIDAD	MÓDULO[1]	ESTÁNDAR
Seriación	Cantidad unitaria o baja. Puede ser un producto único.	Apunta a ocupar o reemplazar un universo importante. Serie mediana o grande.
Optimización del producto	Baja, ajustes menores de componentes. Puede servir para optimizar diseños de otros productos.	Curva de crecimiento hasta llegar a ciertos objetivos mínimos. Desde prototipos monitoreados hasta serie. Luego se mantiene por un período largo.
OPEX/ CAPEX	Se privilegia la minimización de riesgos y costos operativos (OPEX) por encima de la inversión (CAPEX).	Se privilegia la disponibilidad y el bajo costo (CAPEX) por sobre la performance (OPEX).
Eficiencia	Se prioriza la seguridad y la facilidad operativa. Tiende a ser más eficiente, el universo que busca resolver es más acotado.	Es más flexible, pues busca minimizar CAPEX.
Costos de diseño y ensayo	Requiere costos de inversión en diseño acotados, debido al bajo impacto (poco tiempo en cada locación) y la poca necesidad de optimización de costo de producto	Elevada inversión en diseño, desde lo conceptual hasta el detalle. Se recomienda seguir protocolos que apliquen métodos rigurosos de validación de calidad esperable de procesos, elevada seguridad y confiabilidad y minimización de costos.

Tabla 1. **Modularización versus estandarización.** Nota: [1] Dentro de las premisas del proyecto MUPM.

Estrategia de trabajo

Una vez enmarcado el proyecto y establecidas las bases de diseño fue necesario delinear la estrategia de trabajo. Esta daría forma al enfoque para el diseño y para su validación o rechazo. La búsqueda, ¿sería de módulos o de estándares? Ambos se definieron de la siguiente manera en el marco del proyecto MUPM en función de distintas cualidades (Tabla 1).

Se adoptó una estrategia para diseño modular, concentrado esfuerzos para ofrecer el mejor producto.

Construcción de escenarios operativos

Se plantean dos grandes incógnitas para orientar el proceso de construcción de escenarios: cuáles son los mayores factores condicionantes del diseño y cómo asegurar que la mayoría de los casos esté representada.

Propiedades de los fluidos

Los fluidos por procesar provienen de distintas formaciones y tienen, en consecuencia, propiedades muy diferentes. La tarea más compleja fue encontrar la menor cantidad de petróleos representativos dentro del universo total, con el fin de evitar la multiplicación excesiva de escenarios y posibles diseños.

Se analizaron propiedades de petróleo recopilados de distintos yacimientos/cuencas: Ramos (Salta), Mendoza Norte y Sur, Neuquén, Chubut, Santa Cruz y Tierra del Fuego. Son datos acumulados para proyectos desarrollados a lo largo de más de 25 años.

¿Cómo procesar una base de datos con más de doscientas muestras de petróleo provenientes de los diversos yacimientos argentinos? Las muestras se agruparon por instalación, región y los grupos se compararon internamente y en forma cruzada. Muestras correspondientes a una misma instalación de proceso (batería, planta de corte o planta de tratamiento) pueden presentar propiedades muy diferentes. Muestras procedentes de pozos de distintas regiones, características similares.

Tanto los números adimensionales dominantes (Re, Un, Pr), en cuanto las ecuaciones de Navier Stokes y la ley de Stokes, que aportan la base teórica primara para dimensionamiento de instalaciones, dependen principalmente de dos propiedades de los fluidos: densidad y viscosidad.

Luego intervienen una serie de fenómenos difíciles de predecir sin ensayos o muestras:

- Dispersiones de gotas.
- Presencia y potencial de segregación de parafinas y asfaltenos.

En base a la experiencia, las muestras se clasificaron a partir de dos variables básicas cuantificables y preponderantes en el cálculo: densidad y viscosidad. Los resultados se segregaron en tres grandes grupos: petróleos fáciles, intermedios y difíciles de procesar. Esta clasificación inicial contribuyó a validar o descartar resultados. Cerca de una decena de muestras se testeó contra diseños de performance conocida para su validación.

Finalmente, como resultado del proceso, se adoptaron cuatro "tipos de petróleo" para representar los fluidos de proyecto. Como límites para el universo en estudio, se descartaron petróleos de características extremas, por ejemplo, el extrapesado de Yancanello. También se descartó explícitamente la formación de emulsiones y sus propiedades, por no contar con información adecuada para incorporarlas (Tabla 2).

Petróleo	SG @ 15 °C	Visc.@45 °C
Tipo 1	0,94	1400 cP
Tipo 2	0,91	300 cP
Tipo 3	0,84	6 cP
Tipo 4	0,90	95 cP

Tabla 2. **Tipos de crudo adoptados.**

A cada tipo de crudo resultante, se asociaron a su vez diez condiciones de mezcla con agua, desde el 1% al 99%. Para testear los diseños de equipos en distintas condiciones de mezcla, se requerían sus propiedades. Básicamente densidad y viscosidad para separación y adicionalmente calor específico y conductividad térmica para procesos de calentamiento.

Se estudiaron métodos de aproximación de propiedades de mezclas de agua y petróleo y sus rangos de aplicación, la mayoría basados en correlación de propie-

dades. Se analizaron al menos dos para cada propiedad. Algunos de ellos resultan bastante inexactos, es el caso de los que permiten calcular viscosidad; no resulta ajena la conductividad térmica. Otros difíciles de aplicar, dados los datos disponibles y la extensión del proyecto.

Una vez seleccionados los métodos de aproximación, se calcularon densidad, viscosidad, calor específico y conductividad térmica para las diez condiciones de mezcla con agua de los cuatro tipos de crudo.

Condiciones operativas o escenarios

Las condiciones operativas (por ejemplo, caudales de los fluidos componentes, presiones, temperaturas), las propiedades de los diferentes fluidos y las calidades requeridas o deseables de salida son condicionantes fuertes de los diseños de equipos de proceso.

Para asegurar que la mayoría de los escenarios de producción en la Argentina estuviera representada, se estudió un gran volumen de datos, principalmente bases de datos propias: información de distinto nivel de complejidad y completitud de plantas nacionales, desde fluidos, P&IDs hasta planos generales y/o planos constructivos de equipos, de más de 40 plantas de tratamiento de agua y cerca de 80 plantas de procesamiento de crudo. De estas últimas, menos de la mitad debe especificar para venta, con contenido de agua entre un 1% y un 3%, las llamadas PTC. El producto de las restantes recibe tratamiento posterior.

Específicamente, las plantas dentro del proyecto MUPM procesan caudal de ingreso bruto (petróleo y agua) entre 200 y 65.000 m^3/d con presión de operación máxima de 5 $kg/cm^2(g)$ y temperatura de ingreso a planta de 20 °C.

A continuación, se detallan los parámetros surgidos de la clasificación y compactación de datos: los escenarios operativos.

En primer lugar, los cortes de agua (WC) o concentraciones de hidrocarburos en las entradas y en la salidas.

Corte primario (WC%)		Tratamiento de crudo (WC%)		Tratamiento de agua (ppm HC en agua)	
In	Out	In	Out	In	Out
30-98%	10-30%	10-30%	1-3%	1000	<5

Tabla 3. **Calidad de fluidos para las distintas etapas de proceso.**

Para las operaciones de separación se definieron los siguientes escenarios:

- Separación de corte primario: T_{op1} = 40 °C, T_{op2}= 50 °C,
- Separación de pulido/segunda etapa: T_{op1} = 40 °C, T_{op2}=50 °C,

Para las operaciones de calentamiento se definieron los siguientes escenarios:

- Calentamiento de corte primario: $WC\%_{in}$: 30 a 98%, ΔT_{op1}=20 °C, ΔT_{op2}=30 °C
- Calentamiento segunda etapa: $WC\%_{in}$: 10% a 30%, ΔT_{op1}=20 °C, ΔT_{op2}=30 °C
- Calentamiento de despacho: $WC\%_{in}$: 1% a 3%, ΔT_{op1}=20 °C, ΔT_{op2}=30 °C
- Pérdida de carga admisible: ΔP_{allow} = 1,5 a 2 kg/cm^2

Así obtenido, el conjunto de bases de diseño, propiedades de fluidos y escenarios describen las operaciones de tratamiento promedio dentro de la Argentina en la actualidad. Y definen el universo dentro del cual son aplicables los módulos diseñados.

Modularización

El proceso de modularización no es lineal. Los cálculos de proceso son iterativos. Factores como la factibilidad constructiva, la seguridad de los procesos o las restricciones impuestas por las bases de diseño del proyecto MUPM obligan a replantear líneas de trabajo con distinto grado de madurez filtrando las más sólidas.

Una vez que se consigue establecer un primer abanico de modelos, inicia el delicado proceso de reducción. Los distintos factores se retroalimentan en la medida que se avanza.

Los diversos módulos propuestos para un tipo de proceso deben solaparse parcialmente para permitir una selección suave. Un ejemplo claro proviene del mundo de las bombas. Un fabricante ofrece submodelos que se superponen parcialmente para una condición de proceso. Pero no todas las soluciones son igualmente eficientes, económicas ni cubren las diferentes condiciones operativas. Lo mismo ocurre con los módulos principales de tratamiento de gas, petróleo y agua.

Perseguir el encaje de un único diseño con un vasto abanico de escenarios lleva a situaciones de sobrediseño que pueden condicionar la aceptación de anteproyectos al evaluarse CAPEX, OPEX y/o eficiencia de proceso.

Además de las tecnologías tradicionalmente aplicadas en los campos petroleros nacionales, en la tabla 4 se observan aquellas que se analizaron como innovadoras, al menos en uso masivo.

	Uso frecuente[1]	**Innovación**[2]
Deshidratación de petróleo	Tanques FWKO presurizados Tratadores electrostáticos	Centrifugación Hidrociclones Filtros a cartuchos Coalescentes patentados
Tratamiento de agua	Tanques Piletas API Unidades de flotación con paletas mecánicas Filtros de antracita Filtros de cáscara de nuez	Filtros a cartuchos Coalescentes CPS[3] Unidades de flotación por inducción directa[3] Ósmosis inversa
Calentamiento	Calentadores indirectos Hornos Intercambiadores de casco y tubos	Calentadores eléctricos de Potencia (>150 kw)[3] Intercambiadores placas de diseño propietario
Almacenamiento	Tanques rectangulares Tanques cilíndricos horizontales	Tanques flexibles
Bombeo	A pistón (dúplex a quíntuplex) A tornillo (simple a triple) solo líquido Centrífugas (simple etapa a múltiples)	A tornillo triple multifásica[3]

Tabla 4. **Tecnologías analizadas**

Notas: 1 Se refiere a lo más habitual en la Argentina/Región.
2 No aplicado aún en la Argentina/Región o con escasa experiencia.
3 Experimentados en forma aislada y pasibles de ser analizados.

En el proyecto MUPM:

- Equipos de calentamiento y separación: fueron diseñados *ad hoc*.
- Equipos de almacenamiento: se buscaron opciones que permitieran superar la capacidad máxima dada por la geometría transportable.
- Equipos de bombeo y equipos de tratamiento de agua: existen en forma modular y se analizaron en función de sus curvas operativas.
- Módulos de servicios auxiliares se excluyeron, a la vista de la oferta estandarizada y modular disponible en el mercado.

Las tecnologías más innovadoras fueron descartadas, con excepción de CPS coalescentes y unidades de flotación por inducción directa, ambas para tratamiento de agua. Desarrollar los motivos sería objeto de otra publicación. Las causas principales: costos del equipo puesto en campo, requisitos especiales de mantenimiento y falta de experiencia o dificultades para el personal que debería recibir y operar equipos nuevos.

Modularización de equipos de calentamiento

Definición de parámetros de diseño y análisis de potencias

Inicialmente se definió la demanda térmica potencial para cada etapa de proceso: primaria, secundaria, despacho. Luego de analizar las instalaciones conocidas, se definieron tres saltos de temperatura necesarios: ΔT_{op1} = 10°C, ΔT_{op3} = 20 °C, ΔT_{op2} = 30 °C.

Como ejemplo, en la tabla 5 se muestra un mapa parcial de demanda de potencias para calentamiento de ingreso de fluido (CALOR ENTRADA) y de despacho de crudo (CALOR DESPACHO).

	CALOR ENTRADA (Mkcal/h)			CALOR Despacho (Mkcal/h)		
	Bruta (Ingreso)			Petroleo + 3% agua		
	Delta T 1	Delta T 2	Delta T 3	Delta T 1	Delta T 2	Delta T 3
Planta	10	20	30	10	20	30
P1				291	582	874
P2				348	696	1.045
P3				197	395	592
P4				158	315	473
P5	8.306			689	1.378	2.067
P6	7.742			294	588	882
P7	5.951			1.117	2.234	3.351
P8	6.313			226	453	679
P9	5.603			187	375	562
P10	5.361			160	320	479
P11	4.809	9.619		500	999	1.499
P12	4.586	9.172		295	589	884
P13	4.557	9.114		194	388	582
P14	4.036	8.073		192	383	575
P15	3.882	7.763		89	179	268
P16	3.675	7.350		140	281	421
P32	468	935	1.403		126	189
P33	410	820	1.229		96	144
P34	366	732	1.098			87
P35	163	326	489		80	120
P36	222	444	666			
P37	82	165	247		121	181
P38	82	165	247		91	137
P39	88	176	264			
P40		96	144			

Tabla 5. **Potencia térmica, Entrada y Despacho.**

Al analizar ambos grupos (ENTRADA *versus* DESPACHO), se observa una gran dispersión de demanda de potencia. DESPACHO requiere potencias relativamente bajas, el 60% de los casos se ubican entre 100 Mkcal/h y 800 Mkcal/h y el 25% es menor a 100 Mkcal/h. ENTRADA, en cambio, por los altos caudales de agua que pueden estar presentes, requieren potencias mucho más elevadas, el 55% de los casos es mayor a 800 Mkcal/h absorbidas.

Se descartaron escenarios extremos, que se observan en blanco en la tabla. Potencias mayores a 10.000 Mkcal/h, corresponden a escenarios de alto caudal de agua, no pueden ser entregadas por menos de dos o tres unidades operando en simultáneo. Reemplazar demandas de potencias menores a 75 Mkcal/h con equipos en stock es una maniobra frecuente, que carece de sentido analizarlos como módulos especiales.

Selección de tecnologías

En paralelo de la construcción de la demanda potencial se estudiaron las tecnologías aplicables y sus alcances. Se buscó cubrir el rango de 75 a 5000 Mkcal/h. Las tecnologías que se analizaron fueron:

- **Calentador indirecto en baño de vapor**

Equipo tradicional compacto. El tubo de fuego (puede ser uno o más) alojado en la parte inferior del cuerpo calienta el agua en la que está sumergido. El vapor generado se acumula en la parte superior del cuerpo, en el que está sumergida la serpentina a través de la que circula el líquido. Limitado tecnológicamente a potencias del orden de 1500 Mkcal/h absorbidas, la sección térmica se diseña con cierta modularización impuesta por quemadores de tiro natural disponibles en el mercado. Su eficiencia térmica es del orden del 65/70%. Son equipos seguros; el hidrocarburo no está en contacto con la zona de fuego. Ante la disminución de caudal, se reduce el suministro de gas combustible al quemador.

- **Caldera de vapor o de *hot oil* con intercambiadores de calor**

La fuente de calor y el circuito de intercambio, también están separados. Las calderas se encuentran estandarizadas y, para este proyecto, el límite de aplicación está dado por la transportabilidad: 3000 Mkcal/h para Hot-oil y 5000 kcal/para vapor. No suelen utilizarse en el *upstream,* pero presentan una solución segura para sustituir altas potencias. Tienen eficiencia térmica en el orden del 85%. Ante disminución de caudal, se reduce el suministro de vapor/*hot oil* a los intercambiadores. Conjuntos versátiles al poder asociarse a distintas configuraciones de intercambiadores.

- **Calentador directo/Tratador térmico**

Adolece de riesgos de seguridad intrínsecos: el tubo de fuego está sumergido en agua salada y petróleo, con alto riesgo de corrosión y coquificación de petróleo y consecuente rotura del tubo e incendio. Al disminuir el caudal de alimentación, se sobrecalienta el fluido. Se lo considera en el proyecto MUPM exclusivamente por la escala de tiempo de uso. Es difícil de estabilizar, debido a que se generan corrientes de cortocircuito. Es el equipo de reacción más lenta. Está limitado por su transportabilidad en 2400 M kcal/h y compite en este proyecto con los conjuntos con calderas.

Los hornos se excluyeron debido a su poca flexibilidad operativa: se diseñan dentro de rangos de caudal acotados y son evitados en operaciones con contenidos de agua mayores al 20-25%. A su vez son pesados, difíciles de transportar y montar. Por otro lado, es escaso el número de escenarios que coinciden con su rango de aplicación.

En los diseños térmicos se presentan dos grandes desafíos: la rangeabilidad de potencia entregada por cada tipo de tecnología y el diseño de serpentinas/intercambiadores capaces de absorberla para el mayor rango posible de escenarios. Este último, de tipo iterativo.

Los quemadores de gas de tiro natural imponen cierta modularización en relación con la potencia entregada. Vale decir que constituyen familias de quemadores muy similares entre diferentes fabricantes norteamericanos y argentinos. Consecuentemente, restringen la variedad de tamaños de tubos de fuego.

Sobre esa base, se analizaron distintas configuraciones de mazos de serpentinas de entre 1" y 4".

Optimización de diseños

Se partió de una base de datos de equipos en campo diseñados por Tecnología ARMK (unos 300), de los cuales contábamos con relevamientos operativos del 20%. Esos equipos existentes eran el universo empírico de validación de resultados. A partir de preseleccionar algunos diseños y someterlos a las propiedades de los fluidos.

En paralelo, se prediseñaron equipos totalmente nuevos con un grupo de profesionales que desconocía los diseños usados en otros proyectos. Algunas debieron ser descartadas por razones dimensionales o poca predictibilidad o estabilidad hidráulica (por ejemplo, configuración de mazos poco "confiables" a la hora de definir división de flujo).

Así se llegó a un grupo acotado de diseños, que fueron simulados.

Cada prediseño involucró alrededor 80 simulaciones para poder incluir todas las combinaciones de escenarios y propiedades de fluidos. Solamente para calentadores indirectos, se realizaron, analizaron y compararon resultados de más de 1000 simulaciones, incluyendo las que correspondieron a modelos descartados. Se seleccionaron tres prediseños con el fin de cubrir el rango entre 75 Mkcal/h y 1200 Mkcal/h absorbidas inicialmente.

Estos prediseños fueron sometidos a análisis de sensibilidad frente al cambio de variables: viscosidad, densidad, calor específico, conductividad. Los prediseños también se confrontaron con la demanda potencial. El resultado de este proceso permitió acotar la variedad a dos diseños. Se aplicaron estrategias que permitieron diseñar equipos con mayor relación de rango (*rangeability*), que equipos para instalaciones fijas. Se privilegió la disminución de variedad de equipos, una de las premisas particulares del proyecto MUPM, en contrapunto con un aumento del CAPEX.

A continuación, se muestra un ejemplo de gráfica de *U* (coeficiente global de transferencia) y caudal en relación al WC% para uno de esos modelos. También se graficaron ΔP, *Re* y otras variables de interés (Figura 2).

En la zona de salida de planta, el petróleo está deshidratado. El calor absorbido genera el salto térmico de 20 °C sobre caudales altos, con la transferencia limitada por la alta viscosidad. Se puede observar que los petró-

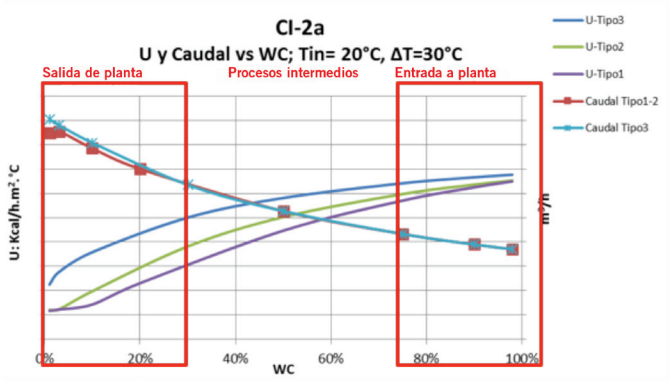


Figura 2. **Calentador indirecto-Prediseño 2a- U y Qv *versus* WC%.**

leos Tipo 1 y Tipo 2, más viscosos, presentan *U* mucho menores que Tipo 3. En la condición de entrada a planta, con altos porcentajes de agua, el coeficiente global *U* se aproxima en todos los casos, pero el salto térmico puede ser logrado para caudales mucho menores, coherente con el hecho de que el calor específico del agua, prácticamente duplica al de los hidrocarburos.

Un estudio similar se desarrolló con intercambiadores de calor. En este caso, las fuentes térmicas previstas serían calderas de *hot-oil* para potencia máxima de 3000 Mkcal/h y de vapor para alcanzar 5000 Mkcal/h.

Se analizaron distintos tipos dados en la norma TEMA NEN, por resultar equipos más económicos, y AEU o AES con mazos desmontables por solicitud de la operadora. Se analizaron distintos diámetros de tubos y configuraciones serie-paralelo, imponiendo como límite el empleo de tres cuerpos para cubrir el servicio propuesto.

La cantidad de simulaciones realizadas para obtener los primeros prediseños fue aún mayor que para calentadores, superando las 2000 simulaciones. Un ejemplo particular de análisis de un modelo tipo TEMA NEN se muestra en la figura 3.

En estos equipos, los fluidos exhiben un comportamiento similar al desarrollado en calentadores indirectos. En esta gráfica se agregó *Re*, que contribuye a explicar el comportamiento de estos equipos: el coeficiente de intercambio cae rápidamente en condición de flujo laminar.

El universo de intercambiadores diseñados pudo reducirse a dos modelos asociables a calderas de *hot-oil*, y dos modelos asociables a calderas de vapor. A su vez, cada modelo de intercambiador permitía agrupar hasta de a tres equipos en paralelo.

En los equipos de calentamiento, se analiza sensibilidad frente a cambios en las propiedades iniciales de los fluidos.

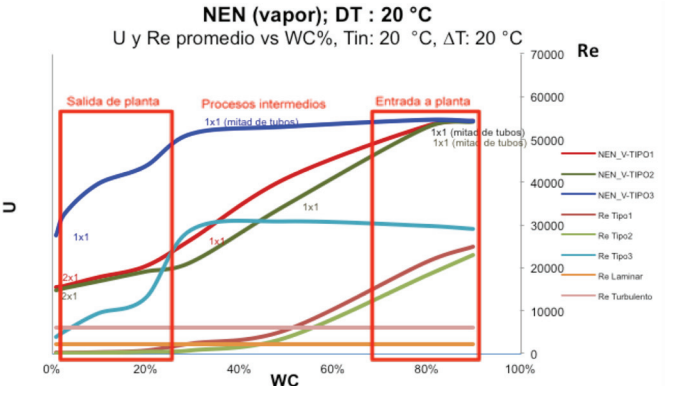


Figura 3. **Intercambiador de calor-prediseño NEN2c- U y Re *versus* WC%.**

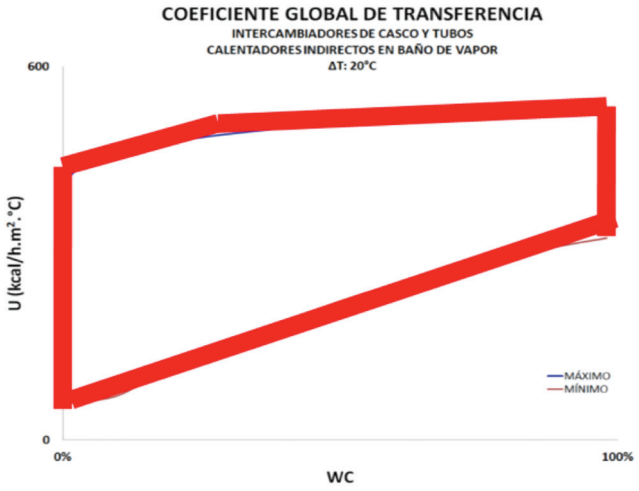


Figura 4. **Coeficiente U de equipos diseñados ΔT=20 °C.**

La viscosidad es la variable de mayor impacto en este proceso, dado que condiciona el transporte de masa y de energía. Para crudos viscosos (Tipo 1/Tipo 2) en el entorno de 20 °C, un aumento del 20% equivale a, por ejemplo, que el crudo ingrese 2 °C más frío. Una diferencia que está cerca del error de medición y puede ocurrir con facilidad por factores climáticas en cualquiera de las regiones en estudio.

Para los diseños finales se comparó el impacto de variar la conductividad térmica *k*, el calor específico *Cp* inicial sobre distintos parámetros como *U* y *ΔP*. Para ambos parámetros, la principal fuente de error sería el valor de referencia y la verdadera propiedad de la mezcla agua-petróleo.

La variación de la conductividad térmica *k* afecta el coeficiente global de intercambio U en mayor medida que la variación del calor específico. Una variación Δk = 10% genera ΔU entre un 3% y un 6% según el tipo de crudo, mientras que el efecto de la variación del calor específico es algo menor. El efecto disminuye en la medida que se incrementa la proporción de agua de la mezcla.

Esta información permitió confirmar la validez y la sensibilidad de los diseños obtenidos, reducidos finalmente a dos calentadores indirectos, dos modelos de intercambiadores asociados a calderas de vapor y a dos a calderas de *hot oil* como propuesta preferente para cubrir el rango entre 75 Mkcal/h y 5000 Mkcal/h de potencia, con escenarios analizados de un 1% y un 99% de corte de agua en la corriente a calentar y cuatro tipos de crudo (Figura 4).

Se alcanzó el objetivo de modularizar minimizando la cantidad de diseños y cubrir el universo de escenarios planteados. Sin embargo, hay un aspecto que debe ser resaltado, y se confirma al graficar el coeficiente global de transferencia *U* para este conjunto de equipos y sus escenarios. Cada equipo tiene su espacio de trabajo definido dentro de ese universo, dado por las características del fluido además de la potencia entregada. El conocimiento de la aplicación real, será indispensable para asignar apropiadamente un MT de calentamiento a su servicio.

Modularización de equipos de separación

Definición de parámetros de diseño

Se afrontan dos situaciones básicas

- Separación primaria: corrientes de hasta el 90% de corte de agua, con el fin de obtener un hidrocarburo entre un 10% y un 30% de agua
- Separación secundaria: corrientes con menos del 30% de agua, y obtener hidrocarburo entre un 1% y un 3% de agua a partir de la corriente recibida de la etapa primaria.

Se estudiaron dos condiciones de temperatura T_{op1} = 40 °C, T_{op2} = 50 °C.

Selección de tecnologías

Se estudiaron distintas tecnologías:

- **Separadores centrífugos**
  Equipos utilizados en *off-shore* y, en la Argentina, en etapa experimental para separación final previa al tratamiento de barros. Descartados por su CAPEX y la necesidad de personal altamente capacitado para operarlos.
- **Tanques cortadores**
  Descartados tanto por la impredictibilidad intrínseca de sus resultados como por la restricción de transporte.
- **FWKO**
  Separador de agua libre, tipo de equipo ampliamente difundido en los campos petroleros.

Se eligió la tecnología más versátil: separadores presurizados con vertedero en los que es posible controlar el nivel de interfase agua-petróleo de modo de ajustar las calidades de salida de ambas corrientes.

Después del proceso de cálculo, esos módulos quedaron definidos de la siguiente manera:

	Caudal nominal	
	1ra Etapa	**2da ETAPA**
In (WC%)	30 a 98% WC%	10 a 30% agua
Out (WC%)	10 a 30% agua	1% a 3% agua
MT_S1 (FWKO)	4400	2750
MT_S2 (FWKO)	8000	5000

Tabla 5. **Módulos de separación.**

Los FWKO son cilindros horizontales en los que se distingue una zona de ingreso, internos mejoradores de separación, una zona de separación gravitatoria y la sección de salida donde se ubica el vertedero, la zona de control y las salidas de fluido.

La sección de ingreso y los mejoradores de separación se realizaron en base a diseños propios o bibliografía probada. La sección gravitatoria se analiza en base a cálculos teóricos, ajustados con parámetros propios y orientados a obtener el tamaño de gota libre (no emulsionada) posible de ser separada.

La dimensión para transporte, carretón y semirremolque, impuso un primer límite alrededor de los cuales se buscaron optimizar dos módulos. La proporción largo-diámetro está restringida por las dimensiones de transporte, y los diseños obtenidos no guardan la proporción que optimizaría equipos permanentes, situación de compromiso posible de sostener en el proyecto MUPM.

Optimización de diseños

Se siguió un método similar al de diseño de equipos para calentamiento:

- Búsqueda en la propia base de datos de equipos diseñados y con datos de resultados operativos. Sobre un universo de más de 50 equipos (FWKO, tanques y separadores trifásicos), se contaba con datos de operación de más de 20 de ellos.
- Validación de modelos de cálculo con nuevos fluidos.
- En paralelo al proceso anterior: diseño de equipos "desde cero".

Al igual que para calentamiento, se construyeron curvas de demanda para separación.

El diámetro de gota separada se evaluó para cada diseño para los distintos escenarios de WC% y caudales de ingreso entre 1400 y 4800 m^3/d. Se presenta, como ejemplo, el cálculo de diámetro de gotas de hidrocarburo separado en agua (Figura 5).

Los valores encolumnados en la figura 5 muestran que es posible separar gotas de menor tamaño (mejor separación) con petróleos menos viscosos, como los tipos 3 y 4 y con caudales menores. La mejor separación se obtiene para petróleo tipo 4 con 1400 m^3/d de caudal.

La influencia de la temperatura se puede apreciar comparando las gráficas de la izquierda y la derecha. A mayor temperatura de los fluidos, disminuye marcadamente el diámetro de la gota separada.

Ambas tendencias se repiten al evaluar la separación de gotas de agua de la fase hidrocarburo.

La relación entre la gota separada y el caudal volumétrico se realizó a partir de la aplicación de curvas estadísticas. Se probaron distintas formas de curvas estadísticas para expresar la dispersión de gotas. Para el ajuste de los resultados, se tomaron como referencia casos base con diseño de equipo, caudales y propiedades conocidas. El detalle de este desarrollo se resguarda por razones de confidencialidad. El "caudal nominal" del equipo en cada etapa, se definió considerando el petróleo más viscoso que diera como resultado el WC% requerido.

A diferencia de los calentadores, en estos equipos, el diámetro de gota separada asociado al caudal es una medida de indirecta de su "potencia". También está ligada fuertemente a la naturaleza de los fluidos y las condiciones de proceso. Se reafirma la necesidad de definir adecuadamente el proceso a reemplazar temporalmente para la correcta asignación de un MT.

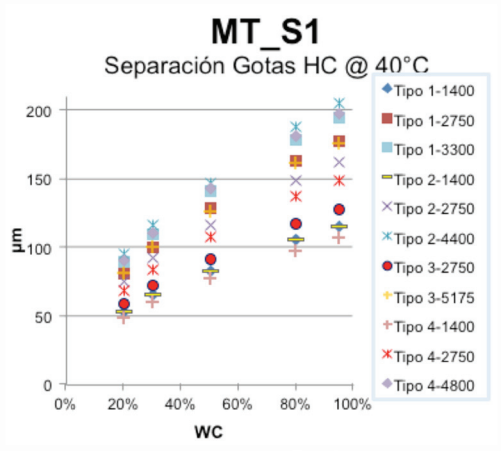


Figura 5. **Diámetro de gota separada de hidrocarburo en agua.**

Del diseño de equipo al módulo

El resultado del proceso de modularización es una serie de equipos diseñados *ad-hoc*, como los descriptos en este trabajo y otros, y una selección de equipos de catálogo para cubrir algunos procesos como bombeo y variantes de tratamiento de agua.

Una vez que los MT estuvieron definidos desde el punto de vista de procesos y mecánico, se especificaron sus sistemas de instrumentación, control y seguridad. Se consideraron demandas asociadas a este proyecto y la filosofía de control planteada por el cliente, de modo de facilitar el enlace de estos equipos temporales con los sistemas de control de las plantas de proceso.

También se propusieron estrategias innovadoras para el montaje, que serían motivo para otra publicación. Considerando que estos módulos serían utilizados durante tiempos relativamente cortos, se estudiaron y encontraron soluciones factibles, tanto desde el punto de vista técnico como económico, para operar los equipos sobre los mismos carretones de transporte en forma segura y para facilitar la conectividad de proceso y servicios auxiliares a una planta existente.

Este proceso de customización se realizó tanto para módulos de equipos diseñados *ad-hoc*, como para módulos compuestos por equipos seleccionados de terceros, como bombas o unidades de flotación para tratamiento de agua.

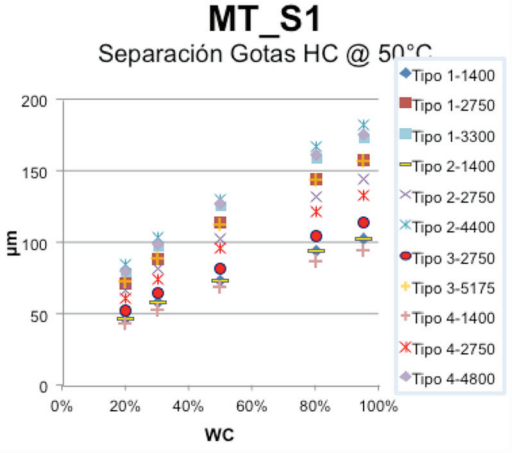
En particular, la lista de equipos diseñados para separación de crudo, en sus distintas etapas y para calentamiento se observan en la tabla 6.

	Módulos diseñados
Separación de Crudo	MT-S1
MT-S2	
MT-S3	
MT-S4	
Calentamiento	MT-CI1
MT-CI2	
MT-CVIQ	
MT-HOIQ	

Tabla 6. **Lista de módulos diseñados.**

Tabla/mapa de aplicación

Con el conjunto de MT diseñados, se elaboraron mapas de aplicación generales para ayudar a la operación a



preseleccionar módulos.

Se elaboraron mapas por módulo y mapas compuestos de asociación de módulos. Se muestra como ejemplo un mapa (parcial) para el escenario ENTRADA A PLANTA, que asocia módulos de calentamiento con ΔT = 20 °C con un módulo de separación tipo FWKO (Tabla 7).

ENTRADA A PLANTA				
	Calentamiento			Separación
P16			2 MT-CVIQ	MT_S2
P25			2 MT-CVIQ	MT_S2
P23			2 MT-CVIQ	MT_S2
P13			2 MT-CVIQ	MT_S2
P26			2 MT-CVIQ	MT_S2
P14			2 MT-CVIQ	MT_S2
P9			2 MT-CVIQ	MT_S2
P17			2 MT-CVIQ	MT_S2
P32		MT-HOIQ	MT-CVIQ	MT_S1
P24		MT-HOIQ	MT-CVIQ	MT_S1
P36		MT-HOIQ	MT-CVIQ	MT_S1
P37		MT-HOIQ	MT-CVIQ	MT_S1
P29	2x MT-CI2	MT-HOIQ		MT_S1
P30	2x MT-CI2	MT-HOIQ		MT_S1
P34	MT-CI2			MT_S1
P33	MT-CI2			MT_S1
P38	MT-CI2			MT_S1
P31	MT-CI2			MT_S1
P40	MT-CI2			MT_S1
P39	MT-CI2			MT_S1

Tabla 7. **Mapa de aplicación de módulos.**

Estos mapas se elaboraron como guía general, entendiendo que personal capacitado realizaría la selección final para cada caso incluyendo la variable de disponibilidad. Razón por la que en algunos mapas se presentaron alternativas de combinaciones de módulos.

Conclusiones

El método de trabajo desarrollado permitió sistematizar y organizar la tarea, de modo que fue posible encontrar soluciones aceptables en el proceso de búsqueda de equipos modulares, dentro de un marco determinado y minimizando la variedad de soluciones.

La herramienta podría ser aplicable a otras necesidades. Por ejemplo, buscar el diseño serial de equipos fijos para nuevos desarrollos, apuntando a optimizar resultados de calidad de procesos y de costos.

Contrario a lo que indica el prejuicio, este tipo de estrategias generan espacio para innovación. Un ejemplo, en el marco del proyecto MUPM, fue el diseño de estrategias de montaje y vinculación temporales.

Se respetaron criterios de la propia experiencia y se incorporaron otros surgidos de la lectura:

- Invertir en tiempo y en calidad de cálculo con criterio de ingeniería de proyecto: recursos limitados, tiempo acotado y tensar la optimización.
- Contar con datos de diseño y experimentales de buena calidad.
- Elaborar los escenarios e hipótesis adecuadamente con el fin de conformar diseños que posean la universalidad posible. Para ello deben representar a la mayoría de los casos conocidos.
- Evitar las simplificaciones excesivas, pues darán lugar a soluciones inadecuadas y/o ineficientes (la famosa parábola invertida). Existen casos probados con sobrediseño de materiales y malos resultados.

La estrategia de diseño modular implica esfuerzo concentrado para ofrecer el mejor producto que tendrá pocas, sino nulas, oportunidades de testeo antes de ser puesto en servicio. A diferencia del enfoque en la estandarización, que conlleva pruebas, revisiones y mejoras sucesivas que pueden ser de gran escala.

La mirada general hacia la planta y la comprensión de los equipos fueron claves. Para evitar diseños muy imaginativos, pero potencialmente ineficaces o imposibles de fabricar, se depende de conocimiento técnico específico: concepto y experiencia.

Las simulaciones repetidas y validadas, incluyendo los análisis de sensibilidad, confirman la tensión entre la universalización y el diseño específico. Tensión que no se da solamente por la intención de abarcar todo con una sola solución, despreciando ineficiencias que pueden terminar en fracaso, tanto como por despreciar las singularidades extremas (las colas de una gaussiana). El mejor ejemplo es el de la píldora #9 de la RAMC.

Con la mirada puesta en el futuro, es pensable que las estrategias de modularización como la desarrollada, o también las de estandarización, se puedan potenciar con la utilización de técnicas de *data analitics*, apuntaladas por la mejora en la adquisición de datos de proceso, tanto en la definición de variables como en la confiabilidad de la instrumentación.

Referencias

Galvin, P., Perth, 2001, *Product Modularity and the contextual factors that determine its use as a strategic tool*, Graduate School of business, Curtin University of Technology, 10/2001.

Blind, K., Rotterdam, 2009, *Standardisation: a catalyst for innovation*, Rotterdam School of Management, Erasmus Research Institute of Management, 2009.

Jameson, P. H., 2007, *Is modularization right for your proyect*?, Hydrocarbon Processing, 2007, december.

Whitfield, S., SPE 2016, *A deeper look at modularization in facilities construction,* SPE OGF, 2016, Volume 5 Issue 2.

Blind, K., Mangesldorf A, Elsvier, 2016, *Motives to standardize: Empirical evidence from Germany,* 2016.

López, H. *et al*., 2016, *Aplicación de modularización en proyectos de refinería*, *Petrotecnia*, febrero 2016.

Zongjie X. *et al*. y Chongking, 2015, *Standarization efforts: The relationship between knowledge dimensions, search processes and innovation outcomes,* School of Construction Management and Real Estate, International Research Centre for Sustainable Built Environment, Chongqiong University, diciembre 2015.

Krstic *et al*., Belgrade, 2015, *Unique concept of standardization, modularization and customization of products as a strategy of e-bussiness*, Faculty of Business Economics and Enterpreneurship, International Review 2015 Nº 1-2, abril 2015.

La Nación, *La píldora número 9, la pastilla "curalotodo" que recibían los soldados en la Guerra Mundial*, 25 de agosto 2019. https://www.lanacion.com.ar/el-mundo/pildora-numero-9-pastilla-curalotodo-soldados-aliados-nid2281324

Por ***Fernando Villagra, Leandro Erviti*** e ***Ignacio Cúneo*** (YPF S.A.) y ***Luciano Bossotto*** (Chevron).

Dispositivo 10 Mpsi para cierre de pozos con BM debido a Frac-Hit en yacimientos no convencionales

Una herramienta para simplificar procesos, optimizar costos y evitar riesgos.



El desarrollo de yacimientos no convencionales implica la perforación de pozos horizontales con distanciamientos (*spacing*) entre 250-400 m, de modo de estimular la mayor porción del reservorio sin dejar zonas no estimuladas. Esta forma de desarrollo implica lo que se conoce como *Frac Hit*, en el cual el pozo estimulado interfiere con el pozo productor vecino generando un incremento de presión anormal. En el caso de un pozo con bombeo mecánico, esta presión puede superar la serie de presión del puente de producción (2000 psi) y comprometer su integridad.

La práctica actual en NOC Oil consiste en intervenir el pozo con equipo de *pulling*, para dejar la sarta varillas en pesca e instalar sobre la sección T una armadura de surgencia serie 10 Mpsi durante todo el período que dure la estimulación en el pozo vecino. Una vez finalizada la operación de estimulación, se descomprime el pozo a batería (puede durar varios días) y se vuelve a intervenir el pozo con equipo de *pulling* para dejarlo nuevamente en producción con bombeo mecánico.

Esta necesidad de que el equipo tenga que ingresar en dos oportunidades al pozo genera pérdidas de producción, debido a los tiempos de intervención además de las perdidas por el cierre en sí mismo. También implica un elevado costo por intervenciones de *pulling* y un costo de oportunidad, debido a que se destina el equipo a asegurar un pozo en lugar de reparar una falla y/o realizar optimizaciones.

Como parte del proceso de mejora continua y mediante el *benchmark* con otras operadoras de la cuenca y de USA, se propone la instalación de un dispositivo serie 10 Mpsi sobre la sección T. Este dispositivo cuenta con 2 rams para 10 Mpsi que cierran directamente sobre el vástago evitando la intervención con equipo de *pulling*. Además, este dispositivo permite despresurizar el pozo a la línea una vez terminada la estimulación de forma simple y segura de la misma manera que con armadura de surgencia. Cabe aclarar que, los cierres por interferencia futuros pueden ser realizados directamente con una cuadrilla de servicios auxiliares.

Ubicación geográfica

El piloto en el que se llevó a cabo la implementación de esta tecnología fue desarrollado en el yacimiento No Convencional Loma Campana ubicado en el centro de la cuenca Neuquina (Figura 1).

A su vez, el yacimiento está dividido en cinco áreas y los pozos seleccionados son de las áreas Centro y Este (Figura 2).

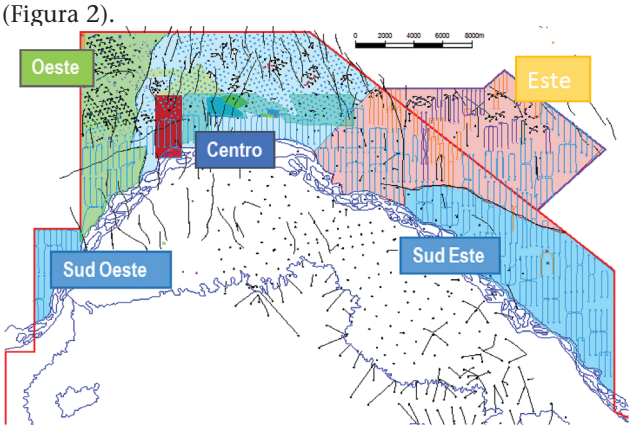


Figura 2. **Áreas yacimiento Loma Campana.**

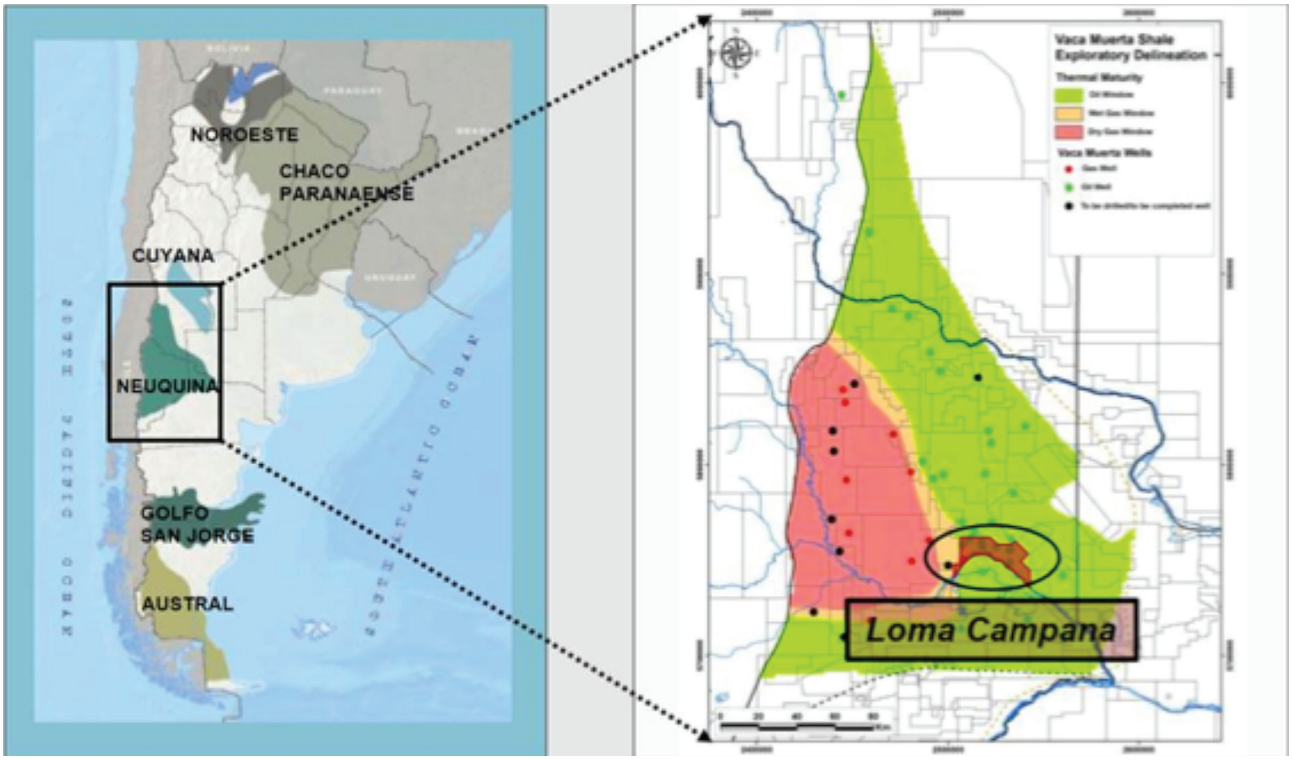


Figura 1. **Ubicación geográfica.**

Análisis de interferencias

A continuación, se detallan las consecuencias de que un pozo sea interferido sin haber tomado las precauciones necesarias para minimizar el impacto pueden ser significativas:

- Aumento del corte de agua y presión de boca de pozo en el pozo productor.
- Ahogue de un pozo surgente.
- Producción de arena con el consiguiente daño al SEA.
- Daño del SRV (*Stimulated Reservoir Volume*) del pozo productor.
- Pérdida de eficiencia de la fractura del pozo estimulado.

Si bien existen numerosos factores que influyen a la hora de intentar predecir si un pozo será interferido o no, es una premisa conocida el hecho de que existen distancias seguras que marcan el límite para la ocurrencia de los fenómenos de interferencias. Las distancias están basadas en estadística producto de la práctica y dependen de las características de cada campo.

Para realizar el análisis de interferencia se utiliza un software integrado que permite realizar el análisis a partir de la visualización de la trayectoria de los pozos (en ventanas 2D o 3D) y del análisis integrado de toda la información disponible del campo (estratigrafía, lineamientos, fallas, etc.).

Para realizar el análisis de interferencia se necesita una cierta información como *input* en el proyecto del *software* integrado del campo a analizar, esta información se lista a continuación:

- Pozos perforados en el campo:
  - Coordenadas definitivas.
  - Trayectorias definitivas.
  - Niveles de navegación identificados.
- Pozos en los que se necesitan analizar la interferencia:
  - Coordenadas preliminares.
  - Trayectorias preliminares.
  - Nivel de navegación identificados.
  - Punzados y etapas preliminares del pozo a estimular.
- Sísmica del campo, con la interpretación de los niveles de navegación proporcionado por el equipo de geofísica.
- Mapa de discontinuidades interpretadas proporcionado por el equipo de geofísica.
- Esfuerzos horizontales del campo mapeados.

Una vez que se tiene el proyecto del campo cargado en el *software* integrado y los cronogramas de terminación y perforación, se realiza el análisis de las interferencias que pueden ocurrir durante la terminación de una locación.

El flujograma del análisis de interferencia entre pozos estimulando y pozos en producción comienza analizando la distancia entre dos pozos horizontales y/o verticales teniendo en cuenta las etapas de fractura del pozo que se prevé estimular (LSF) con respecto a los pozos vecinos ya perforados y en producción.

1. Si el pozo vecino en producción navega el mismo nivel o navega un nivel superior al pozo que se prevé estimular entonces se debe medir la distancia vertical (en la ventana 3D o la ventana de interpretación sísmica):
   1.1. En caso de ser dTVD menor a 60 m se debe seguir con el flujograma considerando si hay o no barreras de presión entre los pozos analizados.
   1.2. En caso de ser dTVD mayor a 60 m se debe seguir analizando la posibilidad de la existencia de lineamientos en subsuelo que generen una comunicación entre pozos. Si existen esos lineamientos, el pozo se debe cerrar, en caso contrario no.

Análisis de la situación		**Riesgo asociado**	**Medida para adoptar**
Si se tiene 1 pozo barrera.	Con riesgo de conexión en subsuelo mediante lineamientos.	Riesgo alto.	**Cerrar el pozo.**
Si se tiene 1 pozo barrera. Si se tienen 2 pozos barrera.	Sin riesgo de conexión en subsuelo mediante lineamientos.	Riesgo medio.	Monitorear el pozo consecutivo al que se prevé estimular y en caso de detectarse conexión cerrar.
	Con riesgo de conexión en subsuelo mediante lineamientos.	Riesgo medio.	Monitorear el pozo consecutivo al que se prevé estimular y en caso de detectarse conexión cerrar.
Si se tienen 2 pozos barrera. Si se tienen > 2 pozos barrera.	Sin riesgo de conexión en subsuelo mediante lineamientos.	Riesgo bajo.	Monitorear el pozo consecutivo al que se prevé estimular y en caso de detectarse conexión cerrar.
	No hay riesgo.	No cerrar ni monitorear.	No cerrar ni monitorear el pozo a menos que se haya detectado conexión previa por lineamientos de subsuelo.

Tabla 1. **Criterio de cierre pozo según barreras de presión.**

Análisis de la situación		Lineamientos	A° respecto a S1	Riesgo	Medida a adoptar
Pozo vertical u horizontal a igual nivel del pozo a estimular	A< de 700 m de distancia horizontal	No	< a 30°	Alto	**Cerrar el pozo**
	A< de 700 m de distancia horizontal	No	> a 30°	Bajo	No cerrar el pozo
	Entre 700-1200 m de distancia horizontal A > de 1200 m	Sí	< a 30	Alto	**Cerrar el pozo**
		Sí	> a 30°	Bajo	No cerrar el pozo
		No	indistinto	Bajo	No cerrar el pozo
		indistinto	indistinto	indistinto	No cerrar el pozo

Tabla 2. **Criterio de cierre pozo según distanciamiento.**

Si se cumple la condición 1.1 y hay barreras de presión (uno o más pozos horizontales en producción cerrados al mismo nivel del pozo a estimular) se califica el riesgo de interferencia según la tabla 1.

No se consideran barreras de presión a pozos verticales; pozos horizontales a diferente nivel de navegación.

Si no existen barreras de presión entre pozos a estimular y productores dada la situación 1.1 y que estos pozos naveguen el mismo nivel, deben tenerse en cuenta variables, como la distancias, los lineamientos y los ángulos respecto al esfuerzo horizontal máximo (S1) para evaluar los riesgos.

A modo de conclusión se pueden enumerar algunas buenas prácticas producto de la experiencia:

- Los lineamientos en subsuelo y las zonas de riesgo estructural son de suma importancia para el análisis de interferencia.
- Tener una interpretación ajustada de la dirección de esfuerzos regionales en el campo es de suma importancia para determinar azimut de interferencia.

Finalmente, una vez definidos los pozos productores que deberán ser cerrados para minimizar una posible interferencia con un pozo que está siendo estimulado, se procede a implementar un cronograma de cierres.

Metodologías de aseguramiento de pozos

En los inicios del desarrollo del campo, la cantidad de pozos que tenían posibilidad de ser interferidos eran mínimos, debido a ello en el caso de los pozos productores surgentes se cerraban directamente las válvulas de la armadura, de la misma forma que se continúa haciendo en la actualidad; y en el caso de los pozos productores con bombeo mecánico se colocaban en el cronograma del equipo de *pulling* para intervenirlos, retirar toda la instalación de fondo y montarles una armadura de surgencia de 10 Mpsi. Esta forma de asegurar un pozo con bombeo mecánico se fundamentaba en evitar el aprisionamiento de la instalación de fondo por arena y en que la cantidad de cierres eran pocos, lo que permitía realizar este tipo de intervención para mitigaban cualquier complicación con el sistema de extracción.

En la medida que se fue incrementando el desarrollo del campo, también aumentaron los pozos con bombeo mecánico que debían ser cerrados. Este aumento devino en la necesidad de optimizar los tiempos de equipo de *pulling* para aseguramiento de pozo. Teniendo en cuenta esta premisa y que estadísticamente los arenamientos no eran frecuentes, se modificó la estrategia de aseguramiento y actualmente no se retira toda la instalación de fondo.

Entonces, cuando ingresa el equipo de *pulling* en los casos que sea necesario se desmonta solamente la cabeza de mula, luego se retira el puente de producción, el vástago y el primer trozo sin desclavar la bomba y a con-

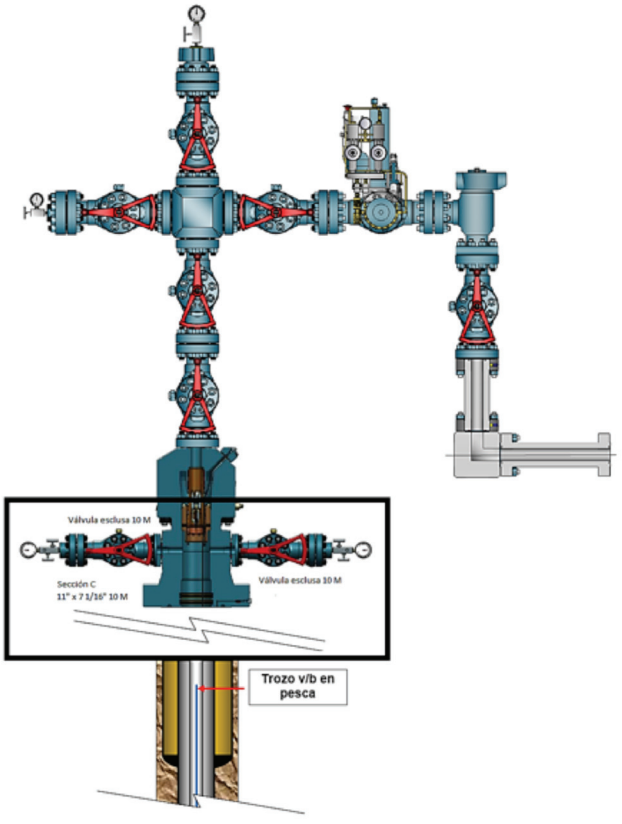


Figura 3. **Esquema de aseguramiento con armadura de surgencia.**

tinuación se monta sobre la sección T una armadura de surgencia serie 10 Mpsi (Figura 3).

Se debe tener en cuenta que asegurar un pozo de esta forma implica, que al finalizar la fractura en el pozo cercano y luego de pasar el *Frac-Hit,* es necesario intervenir nuevamente el pozo equipo de *pulling* para retirar la armadura de surgencia, pescar la sarta en pesca, colocar el vástago, instalar el puente de producción de bombeo mecánico y montar la cabeza de mula del AIB en los casos que corresponda.

En la medida que se incrementan la cantidad de pozos para cerrar por interferencia en simultáneo y poder asegurarlos a todos, esta metodología de aseguramiento con armadura de surgencia requiere que se cierren con varios días de anticipación con la consecuente pérdida de producción, además se suma la pérdida asociada a las intervenciones con equipo de *pulling*.

Para minimizar las pérdidas de producción por cierres anticipados, por puesta en marcha y para optimizar la utilización del recurso de equipo de *pulling*, se propone la instalación de una nueva tecnología que consiste en un dispositivo con doble ram para 10 Mpsi. Este dispositivo es una combinación de una T de flujo y una BOP que tiene la capacidad de cerrar contra el vástago y permanecer instalado en el puente de producción. Este cuenta con salidas laterales bridadas y extremos inferior y superior también bridados (Figura 4).

Además, cuenta con tres puertos con conexión ½" NPT, uno por debajo del ram inferior, otro entre los rams y otro sobre el ram superior. Estos pueden ser utilizados como puntos de purga o bien como punto de medición de presión. En la parte superior, cuenta con una brida compañera con rosca interna 2 7/8" EUE de modo de poder vincular un Pup Joint o directamente el T-prensa.

Como se mencionó, los rams cierran sobre el vástago. Estos deben ser cerrados en forma alternada entre los rams para tener un buen sello, y en escalones de torque hasta alcanzar el torque especificado por el fabricante de modo que el dispositivo pueda cumplir con las siguientes prestaciones:

- Permitir un sello que soporte 10 Mpsi de presión.
- Soportar una carga de 25 Mlb de peso.

Los materiales de los rams están compuestos por elastómeros y estos pueden ser seleccionados en función del fluido de producción del pozo o del yacimiento donde será instalado. A modo de ejemplo en la tabla 3 se muestra la selección de elastómeros.

Guía de aplicación	**E-1**	**E-2**	**E-3**	**E-4**	**E-5**
Relative cost	$	$	$$$	$$$	$$$$
Aromatics (Xylene, Toluene)	4	4	1	4	1
Amines (mixed)	4	4	3	2	1
CO_2 (dry, or cold)	1	1	1	1	1
HCl 37%	4	3	1	1	1
H_2S (dry, cold)	1	1	2	1	1
Petroleum oil (below 120 °C)	1	1	1	1	1
Petroleum oil (above 120 °C)	4	3	2	2	1
Sream (below 150 °C)	4	4	3	2	1
Steam (above 150 °C)	4	4	4	3	2

Tabla 3. **Selección de elastómeros de rams.**

En nuestras operaciones se utiliza este dispositivo como un elemento más adicional en el puente de producción de bombeo mecánico, de modo que solo sea utilizado para los cierres por interferencias y no para las operaciones diarias de producción como puede ser un cambio de empaquetadura. También se lo utiliza como un elemento de cierre maestro en el caso que se necesite cambiar el T-prensa y no ingresar con equipo de *pulling* como se hace actualmente. Esta decisión está basada en el hecho de disminuir la manipulación y la utilización de los rams para extender su vida útil.

En la figura 5 se muestra el típico de puente de producción para los pozos con bombeo mecánico que cuentan con este dispositivo.

La instalación de este dispositivo (Rod Lock - BOP) nos permite cerrar los pozos que tienen riesgo de sufrir un Frac-Hit, debido a la estimulación de un pozo cercano con un menor tiempo de anticipación, así se logra disminuir las pérdidas de producción que ocurren al asegurar un pozo con equipo de *pulling*. Además, se disminuyen las pérdidas al momento de la apertura, luego de la despresurización, porque no es necesario el recurso de equipo de *pulling* para poner en producción el pozo.

Entonces, en función de lo expuesto, la metodología de cierres por interferencia con este dispositivo Rod Lock-BOP implica las siguientes secuencias de tareas elementales, que se realizan según las circunstancias:

1. Instalación del Rod Lock-BOP para 10 Mpsi.
2. Cierre y Pruebas de hermeticidad del Rod Lock-BOP.
3. Apertura parcial y despresurización del pozo luego del Frac-Hit.
4. Apertura total y PEM del SEA bombeo mecánico.

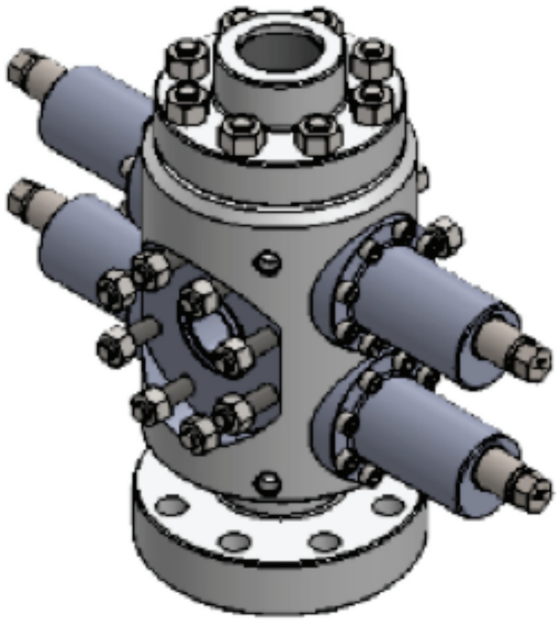


Figura 4. **Esquema Rod Lock-BOP.**

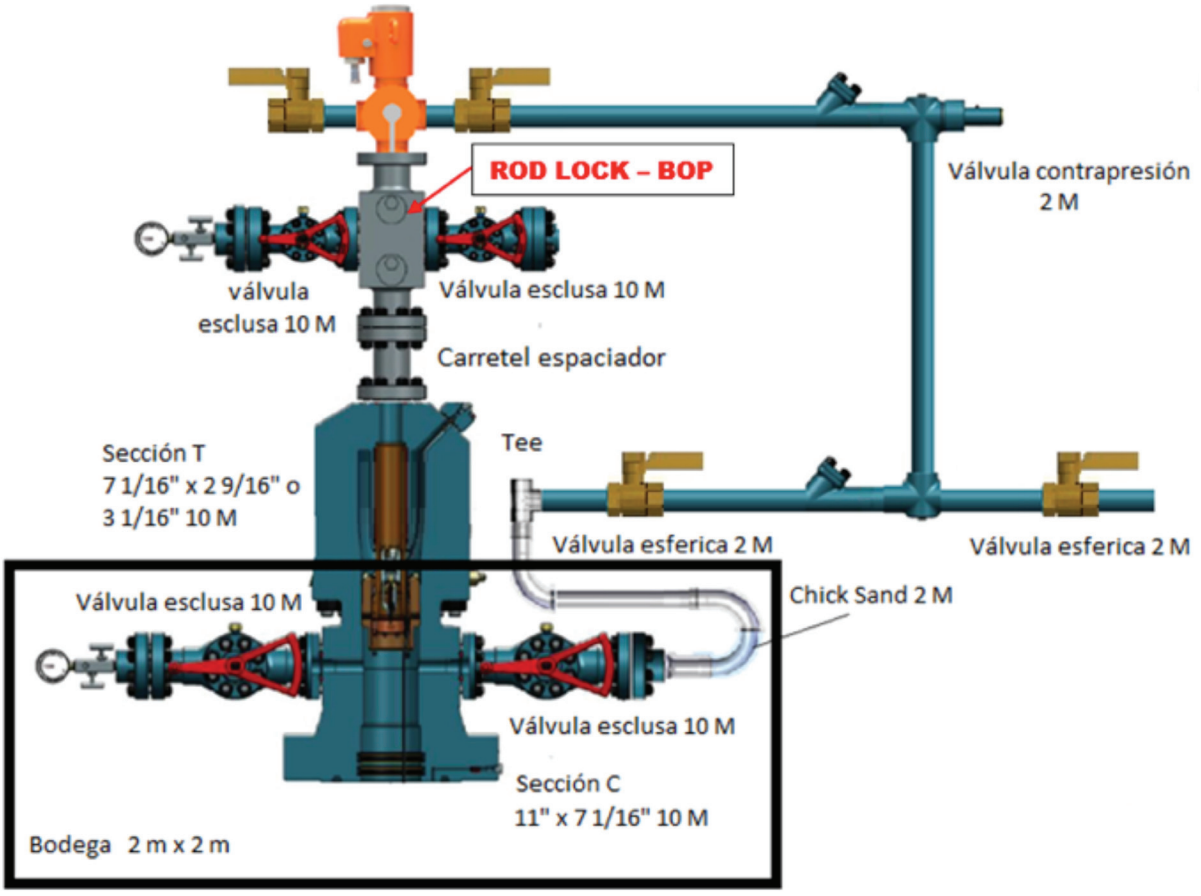


Figura 5. **Esquema de instalación de Rod Lock-BOP en BM.**

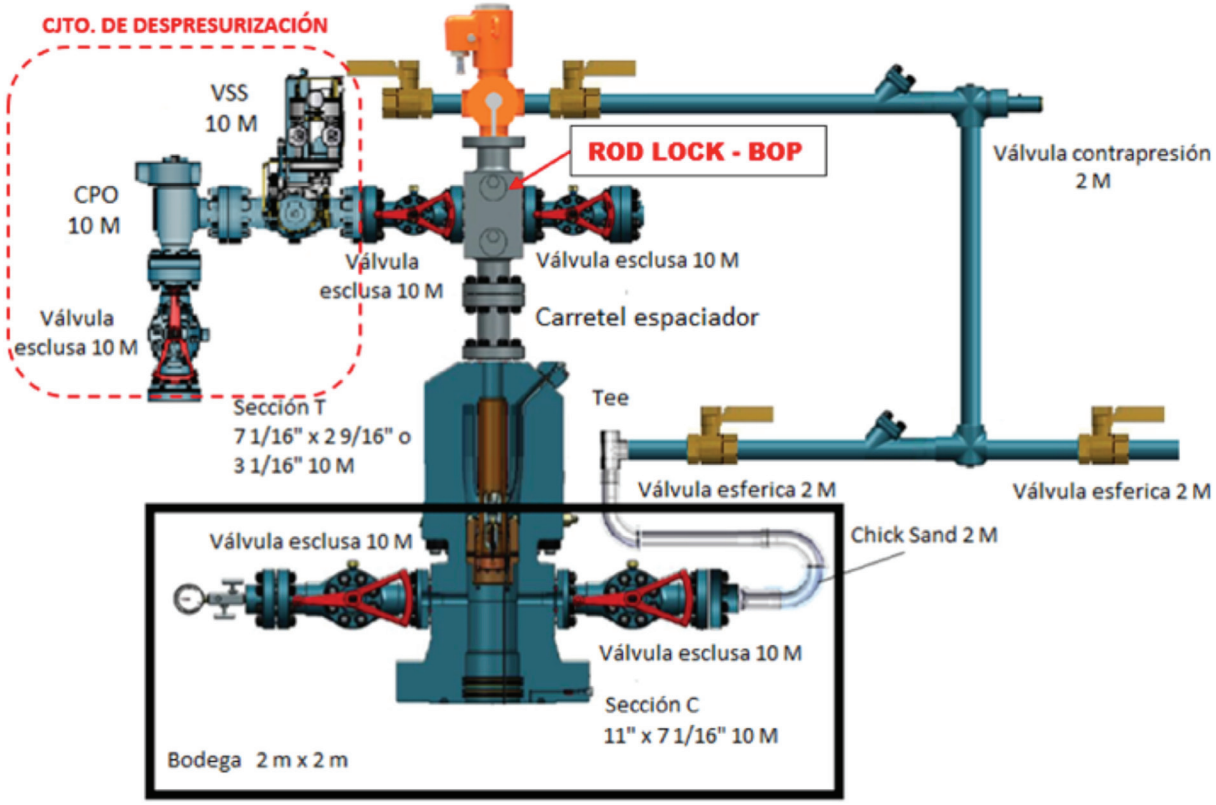


Figura 6. **Esquema de aseguramiento con Rod Lock-BOP en BM.**

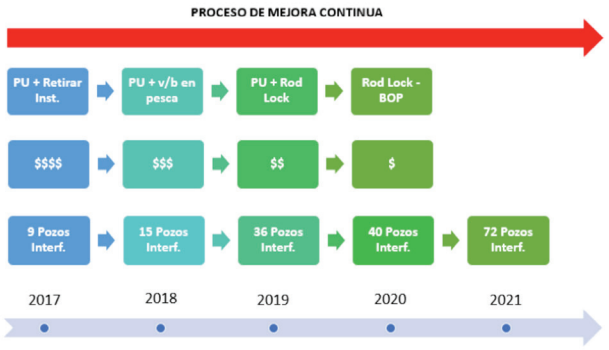


Figura 7. **Proceso de mejora continua.**

Para despresurizar el pozo una vez que finaliza la estimulación del pozo cercano, sobre una salida lateral del Rod Lock-BOP se monta un conjunto de 10 Mpsi, compuesto por una VSS, caja porta orificio y una válvula exclusa, como se muestra en la figura 6.

Esta reducción de costos y tiempos en la metodología fue posible gracias a la implementación del proceso de mejora continua, que permitió alcanzar los objetivos establecidos y posibilitará seguir mejorando (Figura 7).



Figura 8. **Prueba hidráulica a 10 Mpsi en el sentido de flujo y aplicada sobre el área transversal del vástago.**



Figura 9. **Prueba hidráulica a 10 Mpsi entre los rams.**

Metodología de aseguramiento con Rod Lock-BOP

Para piloto de aseguramiento con Rod Lock-BOP fueron seleccionados seis pozos con riesgo de ser interferidos. Según la experiencia del piloto, para poder dejar asegurado un pozo con bombeo mecánico, debido a riesgo de Frac-Hit, se pueden dar las siguientes alternativas:

a) Instalar el Rod Lock-BOP en un pozo que se dejará asegurado (Pzo-1, Pzo-4, Pzo-5 y Pzo-6);
b) Asegurar un pozo mediante el cierre del Rod Lock-BOP (Pzo-2 y Pzo-3);
c) Instalar el Rod Lock-BOP en una intervención de falla u otra, teniendo en cuenta que en el futuro el pozo deberá ser asegurado por riesgo de Frac-Hit (Pzo-2 y Pzo-3).

Antes de montar cada uno de los Rod Lock, se les realizaron dos tipos de pruebas hidráulica, una para asegurar la hermeticidad del cierre de los rams contra el vástago, y la otra para verificar que no exista desplazamiento del vástago una vez aplicado el torque recomendado por el fabricante en los rams (Figuras 8 y 9).

Entonces para dejar asegurado un pozo con bombeo mecánico, despresurizarlo luego del Frac-Hit y ponerlo en producción nuevamente se deben cumplir parte o la totalidad de las tareas descriptas a continuación en función de las alternativas mencionadas.

Montaje

Para todas las alternativas el montaje del Rod Lock-BOP se realiza con equipo de *pulling*. Este se monta en el lugar del *pup joint* sobre la sección T colocando además un carretel para proporcionarle altura como se muestra en la figura 10.



Figura 10. **Instalación Pzo-6.**

Cierre de rams del Rod Lock-BOP

Los rams deben ser cerrados mediante cierres alternados de cada lado, girando en sentido horario. Iniciando

Montaje de Rod Lock con Pulling | Cierre de pozo con Rod Lock | Despresurización | Puesta en marcha BM

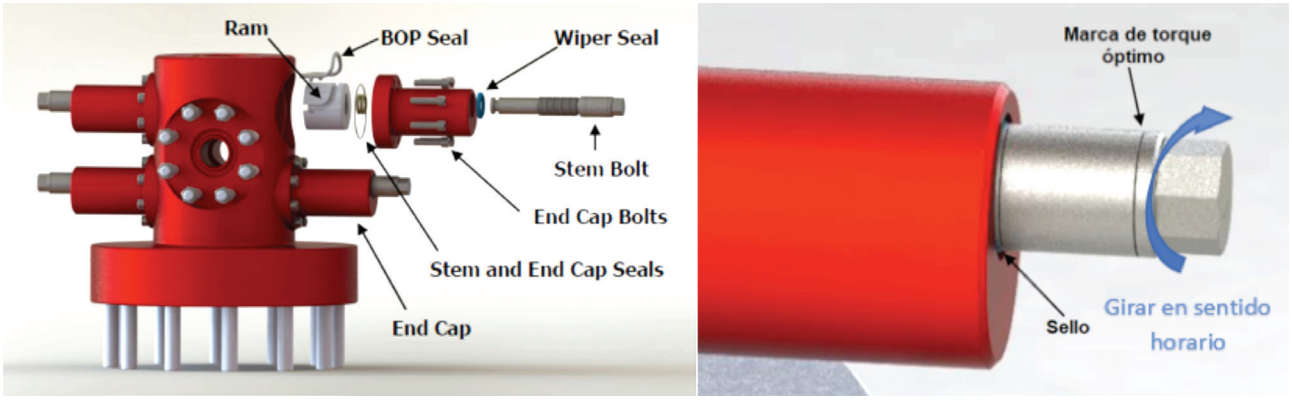


Figura 11. **Rams de Rod Lock-BOP.**

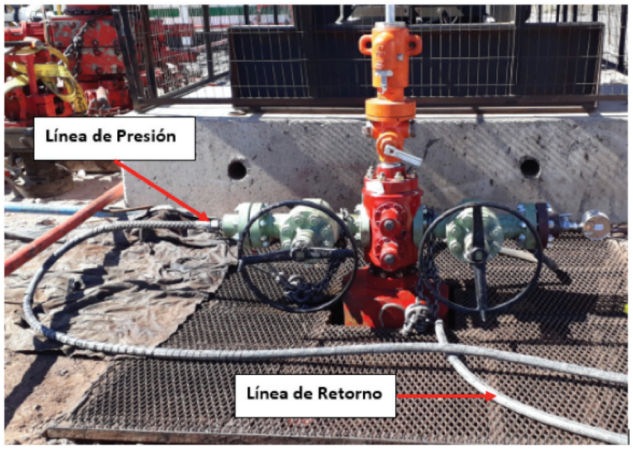


Figura 12. **Conexión prueba hidráulica Pzo-1.**

con el 25% del torque final a cada lado, luego al 50% de cada lado, luego al 75% de cada lado y finalmente al 100% de cada lado. El torque final sugerido por el fabricante es de 110 Kg*m (800 lbs*pie).

En caso de no cumplir con esta consigna, se corre el riesgo de deformar la barra pulida y no lograr la hermeticidad necesaria (Figura 11).

Una vez que se han cerrado los dos rams, se procede a realizar la prueba hidráulica en campo para verificar el cierre efectivo. Esta prueba a diferencia de la que se realiza en el banco de pruebas se hace a 8 Mpsi, es decir, al 80% de la presión máxima de cierre 10Mpsi.

La prueba hidráulica consiste en purgar el espacio

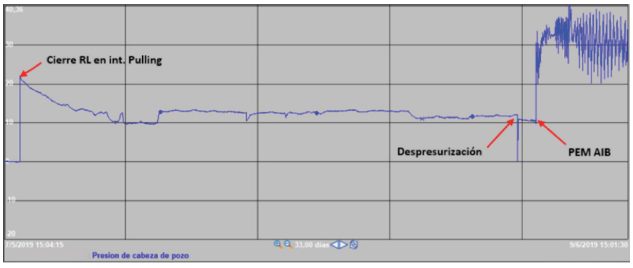


Figura 14. **Registro de presión durante cierre de RL en Pzo-6.**

entre los rams para evacuar todo el aire/gas entrampado, luego se incrementa la presión en escalones hasta alcanzar la presión final de 8 Mpsi y se observa que se mantenga (Figuras 12 13 y 14).

Despresurización

Una vez que se determina que no existe riesgo de Frac-Hit y se habilita a abrir el pozo, previamente se tiene que montar sobre una de las salidas laterales del Rod Lock-BOP una rama de alta presión serie 10 Mpsi. Este conjunto lateral está compuesto por una válvula de seguridad (VSS), una caja porta orificio (CPO) y una válvula exclusa (Figura 15).

Para poder comenzar con el proceso de despresurización se debe abrir el ram inferior del Rod Lock-BOP y la válvula exclusa lateral de manera de habilitar el conjunto de despresurización. Este conjunto, por seguridad, se monta por defecto independientemente del registro de presión que se tenga del pozo y se realiza la apertura del pozo a través de este y se monitorea la presión.

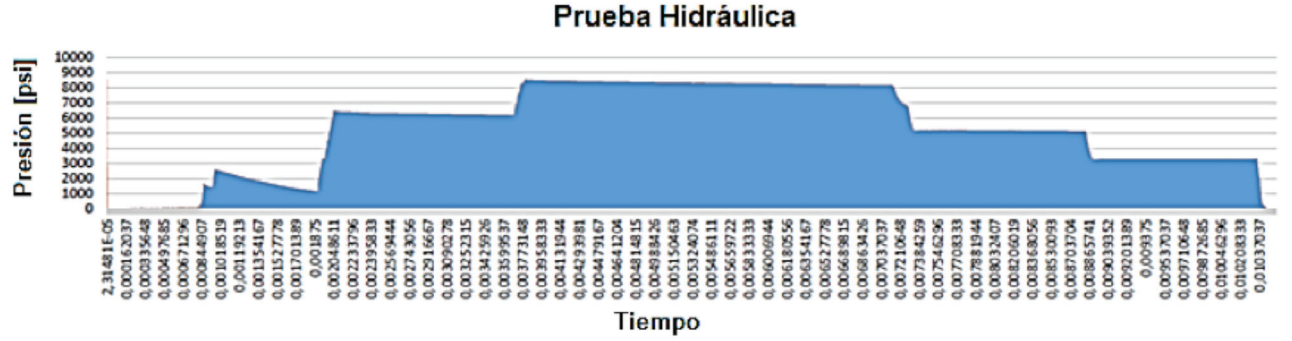


Figura 13. **Registro de prueba hidráulica.**

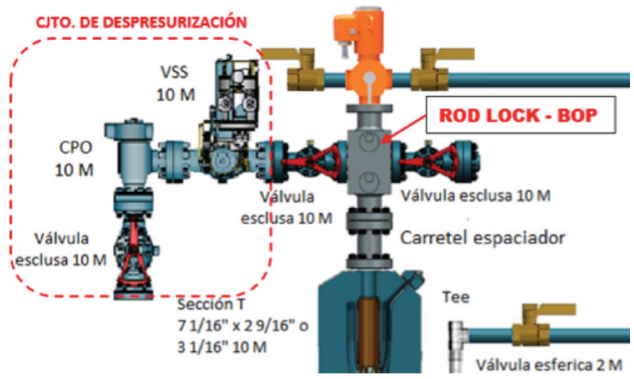


Figura 15. **Conjunto de despresurización.**

En función de cómo evolucione la presión, cuando esta alcance un valor por debajo de la presión de trabajo del puente de producción, se habilita el pozo a través del puente de producción de bombeo mecánico (Figura 16).

En las figuras 17 y 18 se pueden ver las caídas de presión durante la despresurización de los Pzo-4 y Pzo-5. Al abrir el ram inferior, el ram superior soportó una presión máxima de 157 Kg/cm^2 (2234 psi) y de 272 kg/cm^2 (3869 psi), respectivamente en cada pozo de manera satisfactoria.

Puesta en marcha AIB

Una vez que durante la despresurización se alcance la presión de operación del bombeo mecánico, Pbdp < 30 kg/cm^2, se procede a abrir en su totalidad el Rod Lock-BOP para liberar el sello sobre el vástago y así poner en marcha el AIB. Además, se debe vincular nuevamente la entre columna, ya que por los estándares establecido de seguridad, al momento del cierre por interferencia esta se desvincula.

Lecciones aprendidas

El Rod Lock-BOP se instaló en seis pozos, de los cuales continúan instalados en cinco pozos. En el pozo que se desinstaló, la causa fue PH negativa de los rams, por eso se colocó una armadura de surgencia para asegurarlo y fue a partir de este pozo que surgieron la mayor canti-



Figura 16. **Instalación del conjunto de despresurización en Pzo-5.**

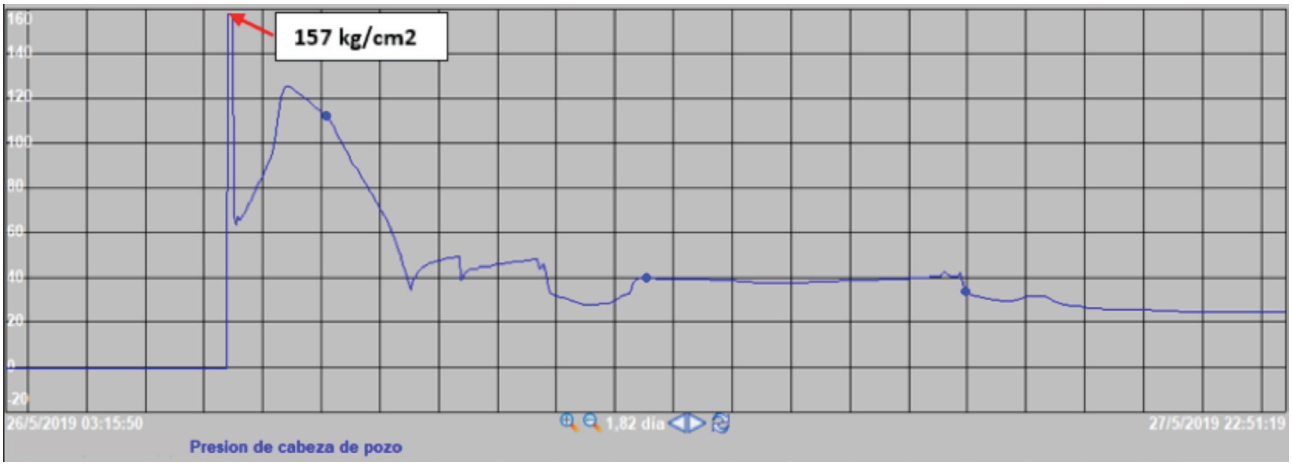


Figura 17. **Registro de presión durante despresurización Pzo-4.**

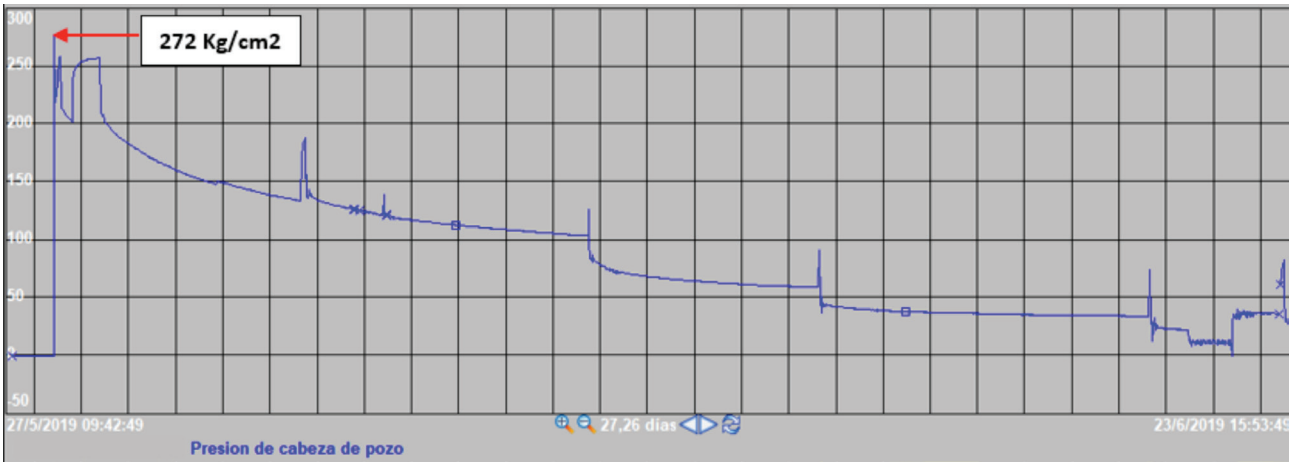


Figura 18. **Registro de presión durante despresurización Pzo-5.**

dad de acciones de mejora.

- Prueba Hidráulica (PH) de cierre: se implementó, previo a iniciar la PH, recircular con agua a través de las válvulas laterales y retornando por el puerto superior del Rod Lock durante un tiempo determinado y estrangulando la salida con una válvula aguja con venteo. Esta acción de mejora, debido a que en el Pzo-1 la PH resultó negativa por el entrampamiento de aire en los intersticios de las válvulas y del Rod Lock-BOP. Si bien los intersticios son pequeños, la presencia de aire afecta en forma significativa el resultado de la PH (Figura 19).
- Colocar carretel espaciador: para proporcionar altura y que las válvulas laterales del Rod Lock-BOP no impidan o facilite la vinculación del puente de producción de bombeo mecánico a la salida de entre columna en la sección C y permita la manipulación libre de los volantes de las válvulas (Figura 20).

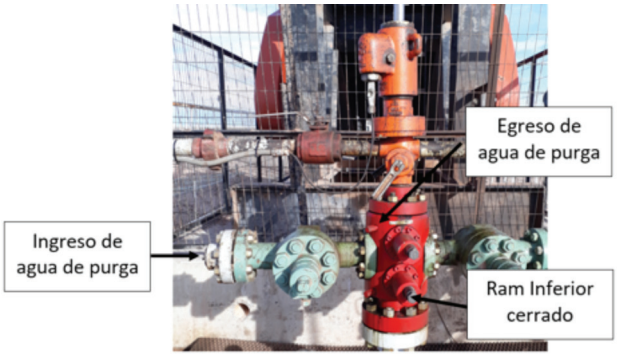


Figura 19. **Prueba Hidráulica en instalación de Rod Lock-BOP.**

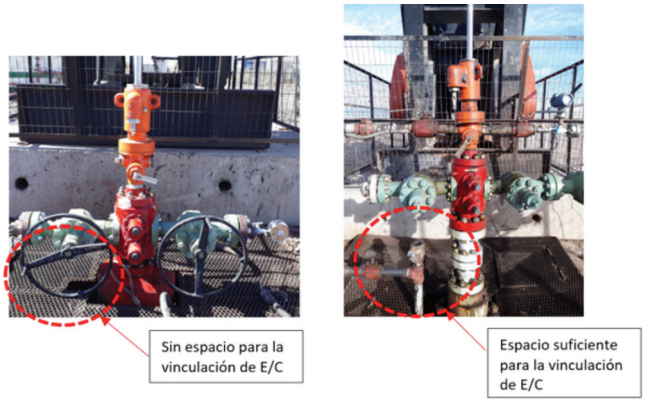


Figura 20. **Instalación con carretel espaciador.**

- Marca de torque óptimo de bulones en bonete de rams. Se especificó que se identifique con una marca que tales bulones (indicados en la figura 21) tienen el torque óptimo de ajuste. Esto surgió a partir de una falla observada en la PH en campo en uno de los Rod Lock-BOP, en la cual se produjo la deformación del o'ring empaquetador provocando la pérdida de hermeticidad. Además, como acción preventiva se verifi-

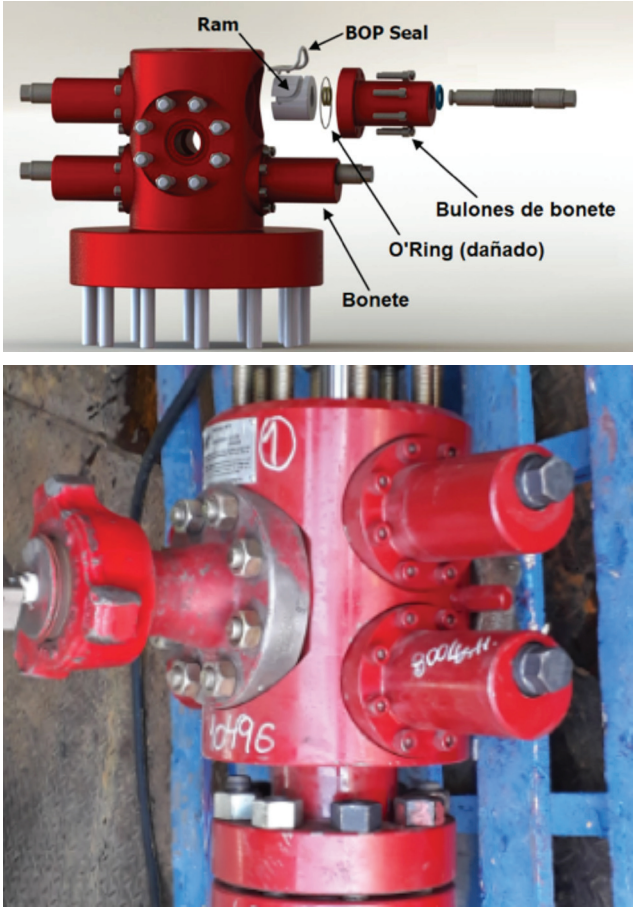


Figura 21. **Marca de torque en bulones de bonete de rams.**

có el correcto torque (110 lb.ft) de los Rod Lock-BOP instalados en el resto de los pozos (Figura 21).

Puertos del Rod Lock-BOP con válvulas 10 Mpsi: la PH debe realizarse con válvulas aguja con venteo de 10 Mpsi, de modo que no exista manipulación de los puertos una vez probados y que los sensores se coloquen luego de las válvulas. Esto permitirá monitorear la presión del pozo durante el cierre, aunque en algunos de los Rod Lock-BOP instalados no se pudo realizar (Figura 22).

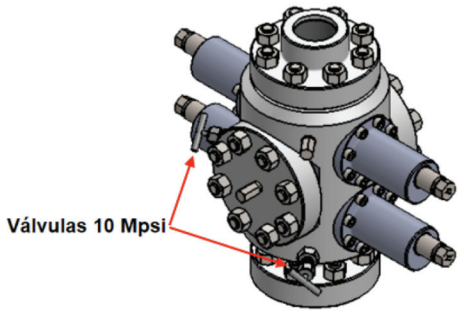


Figura 22. **Válvulas 10 Mpsi en puertos de Rod Lock-BOP.**

- Estandarización de las conexiones bridadas: se estandarizaron las conexiones bridadas a una medida con la que se cuenta con materiales recurrentes y disponibles. Esto es importante, ya que cuando la cantidad de cierres de pozos es grande, el stock de los materiales para las salidas laterales del Rod Lock-BOP y para el conjunto de despresurización se vuelve crítico y puede ocasionar pérdidas de producción por demora en el enganche del pozo luego del cierre.

Conclusiones y futuros pasos

El piloto de seis pozos fue satisfactorio y cubrió las expectativas que se esperaban, los cierres se realizaron correctamente y soportaron la presión generada por los Frac-Hit como consecuencia de la estimulación de un pozo cercano.

Los pozos que fueron cerrados con el Rod Lock-BOP instalado en una intervención de falla permitieron un tiempo de respuesta rápido ante un cierre temprano. Esta tecnología posibilitó que el Pzo-2 sea cerrado antes del tiempo establecido y no demorar la estimulación del pozo cercano, lo que hubiese ocurrido si se cerraba mediante la instalación de una armadura de surgencia a través de una intervención con equipo de *pulling*.

Además, permitió reducir las pérdidas de producción por no tener que intervenir el pozo con equipo de *pulling* para desmontar la armadura de surgencia y dejar el pozo enganchado, para luego poner en marcha el AIB, ya que con esta tecnología el AIB está siempre enganchado y una vez abierto los rams se puede poner en marcha.

La utilización de Rod Lock-BOP en los cierres permitió un ahorro significativo comparado con la metodología tradicional. Cabe aclarar que el ahorro en los pozos en los que fue instalado en la intervención de falla, previendo que debían ser cerrados por riesgo de Frac-Hit, presentaron un ahorro de un 75% en comparación con la metodología tradicional, mientras que en los casos en los que la instalación se realizó con equipo de *pulling* para poder asegurar el pozo, el ahorro fue del orden del 32% (Tabla 4).

Pozo Interferido	Ahorro [%] Metodología tradicional
Cierre con PU (inst. Rod Lock) y apertura con ROD LOCK - BOP	32%
Cierre y apertura con ROD LOCK - BOP	75%

Tabla 4. **Ahorros con la instalación de Rod Lock-BOP.**

Se estima que, en la medida que se avance en el desarrollo del campo, la cantidad de pozos que tendrán riesgo de Frac-Hit y por lo tanto deberán ser cerrados, se incrementará sustancialmente. La aplicación de esta tecnología permitirá un ahora significativo en el presupuesto anual y una mejor utilización del recurso de equipo de *pulling*.

Futuros pasos

- Implementar esta tecnología en la totalidad de los pozos que se deban cerrar por riesgo de Frac-Hit.
- Teniendo en cuenta el plan de cierres de pozos anuales, se instalará preventivamente en aquellos pozos que deban ser intervenidos por falla u otro motivo.
- Implementar esta tecnología en los pozos que formen parte del piloto de "bombeo mecánico de alto caudal".
- Evaluar la estandarización de esta tecnología en los puentes de bombeo mecánico, debido al incremento exponencial de pozos a cerrar a causa del Frac-Hit por interferencia.

Referencias

Manual de Operación y Mantenimiento, Rod Lock Bolt on End Cap. Rev-1, 2017.

CHAMPIONX

Mejorando Vidas.

Somos ChampionX. Y brindamos más de un siglo de experiencia global a la industria del petróleo y gas de upstream y midstream. Ofrecemos programas y servicios químicos que incluyen:

- Productos químicos para onshore y offshore
- Soluciones de automatización y optimización
- Tecnologías de levantamiento artificial

Nalco Champion y Apergy, dos líderes mundiales ahora trabajando juntos para brindarles valor.






Somos ChampionX.

GOALZERO
YOU LEAD

championX.com



Análisis para mejorar el factor de recobro en yacimientos de *tight gas*

Por ***Federico Bianchi, Verónica Hammar*** y ***Fabricio Nissero***
(YPF S.A.)

Este trabajo se centra en cómo se visualizó y planificó un proyecto *infill* para llevar a cabo un plan de desarrollo en las arenas de baja permeabilidad pertenecientes al Grupo Cuyo en la cuenca Neuquina, principalmente en la región del engolfamiento.



Proyectos de desarrollo de gas contenido en las areniscas tipo *tight* del Gr. Cuyo, han sido exitosamente ejecutados en los últimos años. Teniendo en cuenta los grandes volúmenes de hidrocarburos en estas formaciones y las analogías con yacimientos comparables, principalmente Lajas en el Segmento 5, en el yacimiento Aguada Toledo, se puede pensar que estos reservorios de baja permeabilidad serían ideales para realizar proyectos *infill*.

Para estudiar esta factibilidad se propuso realizar un estudio de simulación con el fin de capturar la posibilidad de aumentar el factor de recobro.

Este proyecto contempla la realización de pilotos de perforación *infill* en esa zona, para reducir el distanciamiento a unos 20 acres (Figuras 1 y 2).

Antecedentes

El desarrollo de las Fm. Punta Rosada y Lajas comenzó a ejecutarse por un operador anterior, con un incipiente desarrollo, lo cual sirvió de antecedente para mejorar la curva de aprendizaje en perforación, terminación, funcionamiento de la red de captación y filosofía de medición, etc. Este desarrollo previo realizó a un distanciamiento aproximado de 40 acres.

Asimismo, YPF ya ha desarrollado campos similares, como es el caso de Segmento 5 en Zona Central. Estos antecedentes y la curva de aprendizaje desarrollada brindan mucha información aplicable al proyecto.

Actualmente, un área lindante en asociación no operada está llevando a cabo un desarrollo con pozos *infill* a un distanciamiento similar al planteado, en la misma estructura de este proyecto.

Propuesta

El desarrollo del campo se ha planteado según una grilla de 350 x 500 m, rotada, según lo determinado por las orientaciones principales de esfuerzos obtenidos de perfiles de imágenes y los registros de sísmica de pozo (Figura 3).

Se ha generado una grilla en función de los resultados de distribución de orientaciones de fracturas inducidas interpretadas por microsísmica e imágenes de pozos y se han ubicado las posiciones de los pozos a 40 acres y las posiciones *infill*.

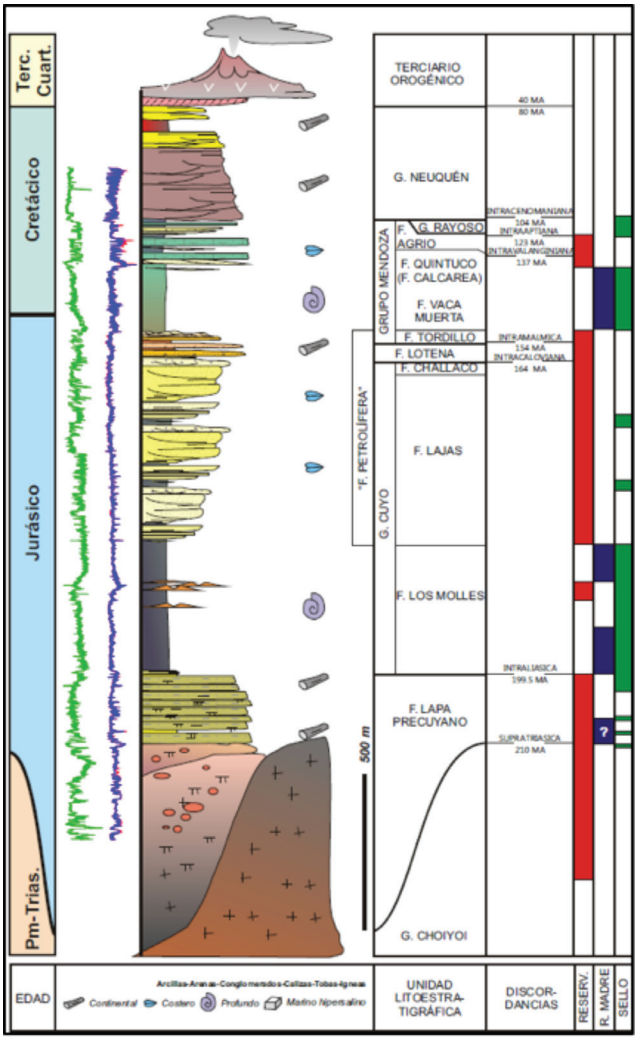


Figura 1. **Estratigrafía de la cuenca Neuquina con las principales unidades litoestratigráficas. Modificado de Brisson, 1999.**

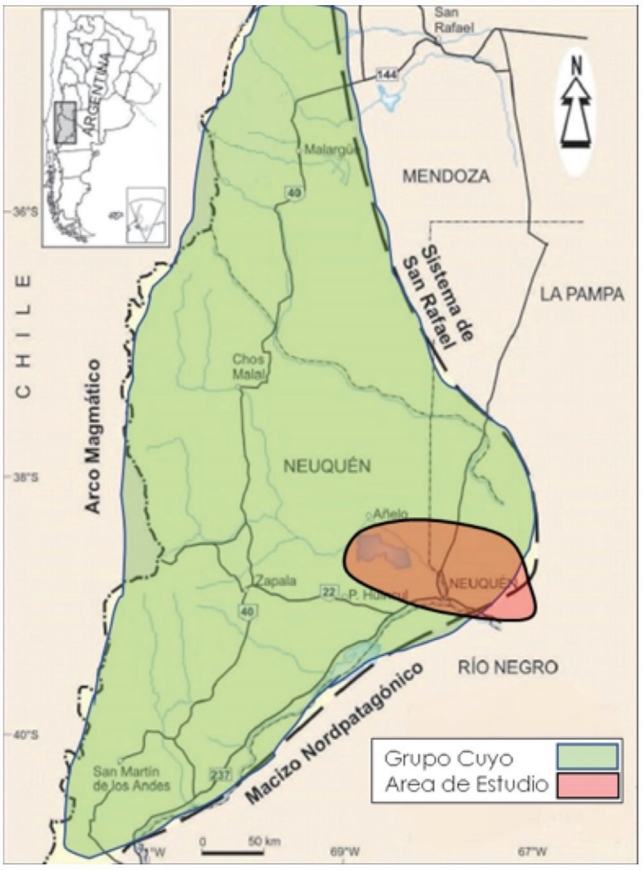


Figura 2. **Mapa de la cuenca Neuquina. Se resalta la extensión del grupo Cuyo y el área de estudio de este trabajo. Modificado de Arregui, 2011.**

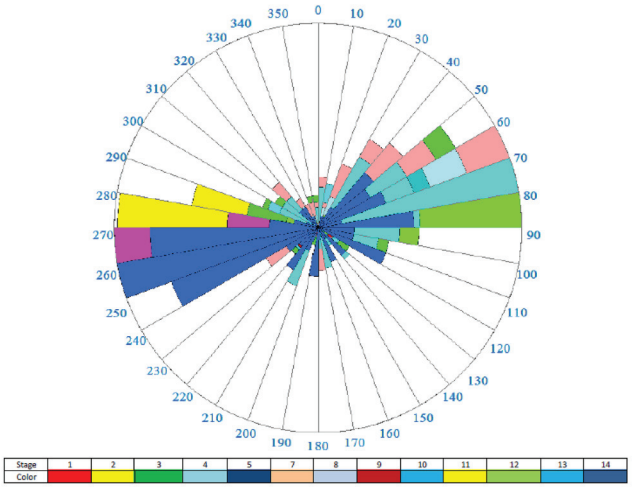


Figura 3. **Detalle de azimut para diferentes etapas de fractura.**

Metodología

Se ha propuesto realizar pilotos de perforación *infill* para evaluar su efectividad y su posibilidad de interferencia con pozos a distanciamiento original. Si estos pilotos resultan exitosos se propondrá continuar con esta estrategia de desarrollo.

A priori, se han seleccionado cinco opciones de ubicación para los posibles pilotos en la zona central del yacimiento. También hay oportunidades de realizar este tipo de desarrollo en las zonas de borde, que no son contempladas en este trabajo.

Se realizó una evaluación de zonas para posibles ubicaciones del piloto. Esta evaluación contempló los siguientes aspectos: el análisis estructural, principalmente debido a la presencia de fallas que pudieran actuar como barreras al flujo; la disponibilidad de datos estáticos, contemplando la existencia de datos de roca y los perfiles de imágenes; y por último, los datos dinámicos y de completación, que consideran la acumulada de los pozos a distanciamiento original, la disponibilidad de perfiles de producción, la frecuencia de controles y datos de presiones originales. Para la parte de completación, se consideró el método de fracturamiento y la existencia de microsísmica (Tabla 1).

Características del reservorio

Propiedades de los fluidos

El yacimiento en estudio presenta producción de gas y condensado, con GOR elevado (principalmente mayor a 10.000 m^3/Sm^3) Se decidió tener en cuenta en el simulador solo la fase gaseosa. La riqueza de los fluidos varía con la cota de cada intervalo productivo, y no se tiene una completa caracterización del fluido en las distintas capas y zonas. A priori, se asume que el fluido de reservorio es gas húmedo, aunque en algunas zonas se acercaría más a las

	Análisis Estructural			Datos Estáticos			Datos Dinámicos					Terminación
Prioridad	Inferior	Medio	Superior	N° Pozos	Corona / TLR	Imagen	Produccion	N° PLT	Microsismica	Presiones	Controles	Metodo
Opcion 1	Proximo a zona de fallas	Zona de fallas	Sin Fallas	3	PRM y Lajas	RN-1035	91.6%	12	No	Abundantes	Diarios, telemetria 1 pozos	Mixta, no contemporanea
Opcion 2	Proximo a zona de fallas	Proximo a zona de fallas	Proximo a zona de fallas	4	No	No	44.5%	4	2	Normales	Telemetría	P&P YPF
Opcion 3	Sin Fallas	Sin fallas	Sin Fallas	2	No	RN-1071	39.6%	6	No	Normales	Diarios	P&P
Opcion 4	Falla directa suprime espesor en RN-1050	Proximo a zona de fallas	Proximo a zona de fallas	3	No	No	44.80%	7	No	Escasos	Diarios, telemetria 1 pozos	Mixta, no contemporanea
Opcion 5	Proximo a zona de fallas	Proximo a zona de fallas	Proximo a zona de fallas	4	No	No	100%	2	No	Normales	Diatios, telemetria 1 pozos	P&P, no contemporanea

Tabla 1. **Matriz de factores analizados para selección ubicación de los pilotos.**

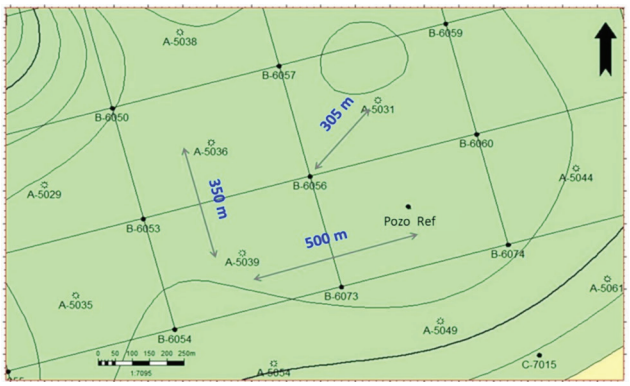


Figura 4. **Esquema del arreglo regular buscado en el proyecto. (sobre mapa de elevación) Los pozos en el centro de los recuadros corresponden a pozos perforados o a perforarse a 40acres y los vértices de los rectángulos las posiciones para perforación *infill*.**

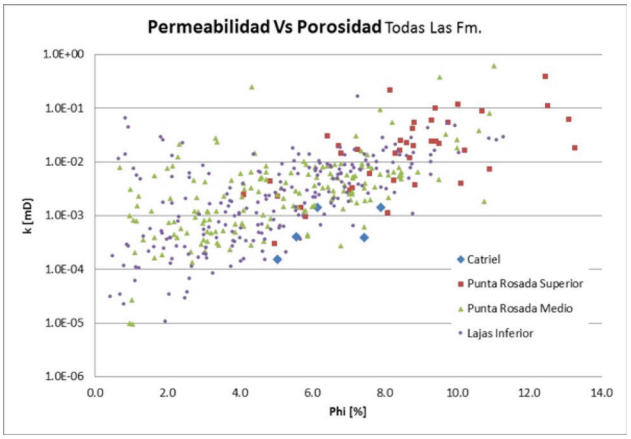


Figura 6. **Distribución de valores de porosidad y permeabilidad (@ NOBP).**

características de un comportamiento de gas seco.

Se tomó una cromatografía típica del gas de este sector con un contenido del 96,7% de Metano (CH_4), que se considera representativa de la zona.

Propiedades de las rocas

Se cuenta con una gran variedad de coronas y testigos laterales rotados. Sobre estos testigos se han efectuado análisis petrofísicos convencionales para determinar permeabilidad y porosidad. La medición de permeabilidades relativas en los yacimientos tipo *tight* es bastante discutida y resulta muy difícil de realizar en la práctica, por este motivo no se cuenta con este tipo de mediciones.

Como consecuencia, se decidió realizar una curva sintética de permeabilidades relativas con un *end point* al agua que represente de alguna manera una condición aceptable para el flujo efectivo de esa fase.

En este tipo de reservorios no hay prácticamente zona de transición, por lo que se adoptó una presión capilar nula, y un contacto más profundo que la base del reservorio, a fin de que quede todo el reservorio en saturación irreductible.

Modelos de facies

Se generó una curva discreta de facies con un cut off de un 15% de Vcl (Volume of Clay). Considerando areniscas a todo el volumen de roca con menos del 15% de contenido de arcilla y pelitas a todo lo que superaba ese valor (Figura 5).

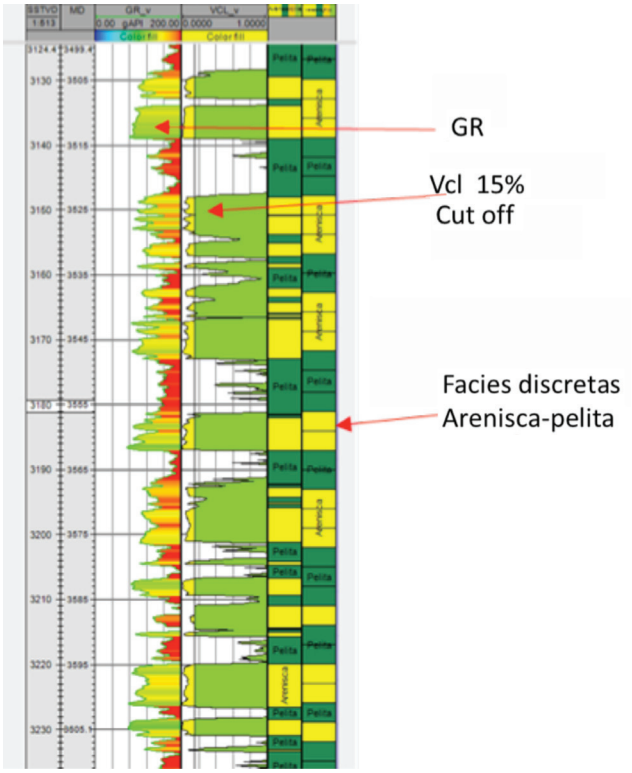


Figura 5. **Perfil de pozo que muestra las facies estimadas del Vcl y las facies escaladas al modelo.**

Modelado de permeabilidad

En la figura 6 se muestra un gráfico de permeabilidad *versus* porosidad con los valores medidos en laboratorio (en condiciones de NOBP) y separados por secuencia.

Considerando estos datos, se calculó la relación kv/kh para las secuencias de punta rosada medio y Lajas y se obtuvo 0,12 y 0,97, respectivamente. Para el modelo completo se utilizó un valor de 0,5.

Luego, en el proceso de ajuste histórico, se fue variando la permeabilidad obtenida del modelo histórico. Esta variación está en el orden del 5-6%.

Opción 1. Primer piloto *infill*

En una primera etapa, se decidió seleccionar la zona con mayor acumulada de producción, buscando la existencia de niveles que pudieran estar depletados en el reservorio, lo que confirmaría el estado del drenaje actual y permitiría acortar los tiempos de estudio del piloto.

Esta zona cuenta con tres pozos perforados en distintas campañas, y se ha calculado un factor de recobro final para la zona de aproximadamente un 30%. Este valor ha sido obtenido por simulación numérica considerando el *pattern completo con pozos a 40 acres* (Figura 7).

Modelo estático

Se generó un modelo estático sectorial de mayor dimensión de la zona por simular con el fin de tener más datos para propagar y evitar los efectos de borde.

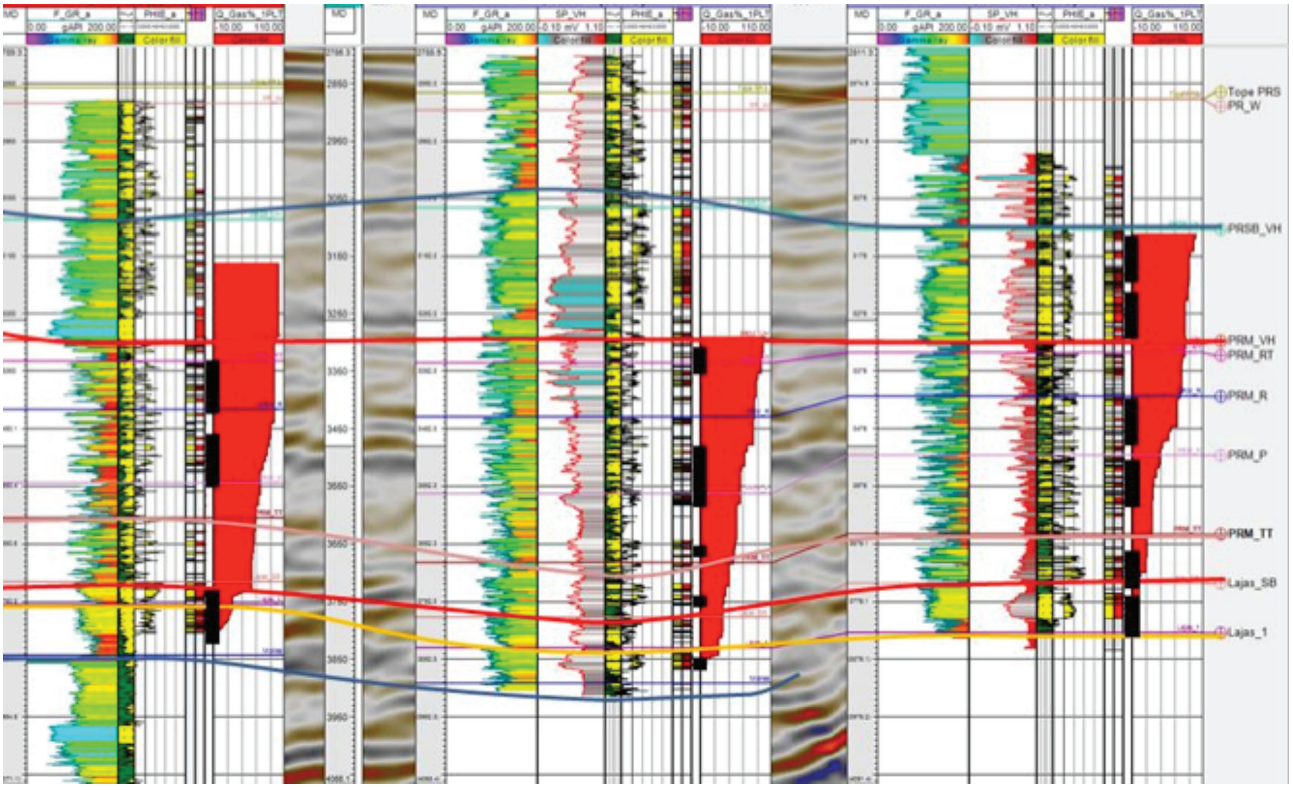


Figura 7. **Corte de los pozos circundantes y perfiles de producción.**

El modelo estático sectorial utilizado para la simulación tiene 36x51x520 celdas. Las celdas tienen dimensiones de 20x20 m en el plano y en la vertical aproximadamente de 3 m. Asimismo, se realizaron modelos con espesores de celdas de 1 m, lo que generaba modelos muy grandes, y 5 m, que no representaba adecuadamente los espesores estratigráficos. Por estos motivos, esos modelos fueron descartados.

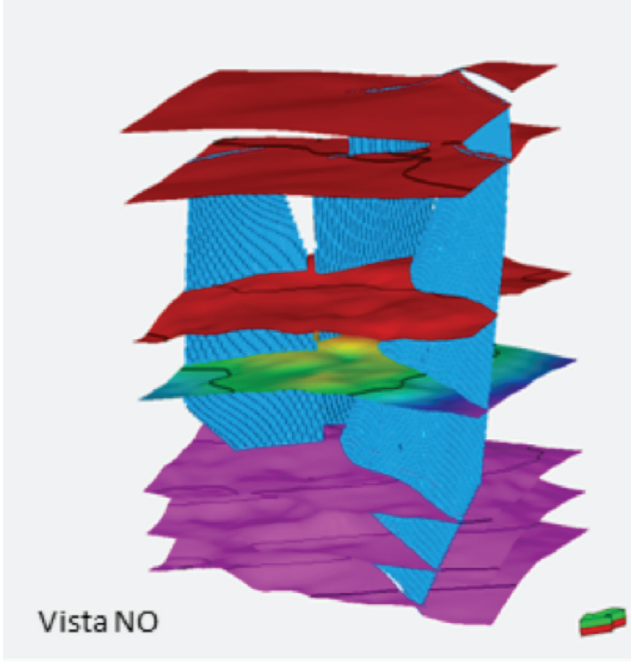


Figura 8. **Vista NO del modelo estructural (fallas y horizontes) utilizado en la simulación.**

Modelo estructural

Se modelaron tres fallas principales que afectan el modelo, y que podrían significar una desvinculación hidráulica entre los bloques (Figura 8).

Para evitar las celdas triangulares y simplificar el modelo, las fallas que afectan la grilla se modelaron escalonadas.

Las fallas se consideraron 100% sellantes y 100% vinculantes durante el ajuste histórico, no se observaron variaciones en el comportamiento de los pozos.

Se decidió realizar un modelo estático-dinámico, manteniendo 7 horizontes (6 zonas en la vertical). Para la Fm. Lajas se adaptó la discriminación de intervalos de acuerdo con el modelo estratigráfico actual, discriminando Lajas Inferior, Lajas Medio y Lajas Superior.

Modelado de fracturas hidráulicas

En este tipo de yacimientos *tight* es evidente la relación entre la productividad y las fracturas hidráulicas. Por este motivo, se trató de reflejar lo mejor posible la configuración de las mismas en el modelo. Se decidió utilizar una grilla local refinada para cada fractura (actual o futura) en el bloque modelado. La geometría de las LGR (Local Grid Refinement) se puede observar en la figura 9.

La fila central del refinamiento representa a la fractura hidráulica a modelar y tiene 1 m de ancho. Luego hay una transición gradual del tamaño de las celdas hasta las celdas gruesas del modelo.

El largo de las fracturas fue tomado del promedio de todos los pozos analizados con RTA, (*Rate transient analisys)* este promedio dio un valor de 96,6 m, por eso se adoptó un largo de 90 m, lo que se representa con cuatro celdas completas para cada lado y la mitad de la celda del punzado.

Con el upscale realizado, algunas zonas que se en-

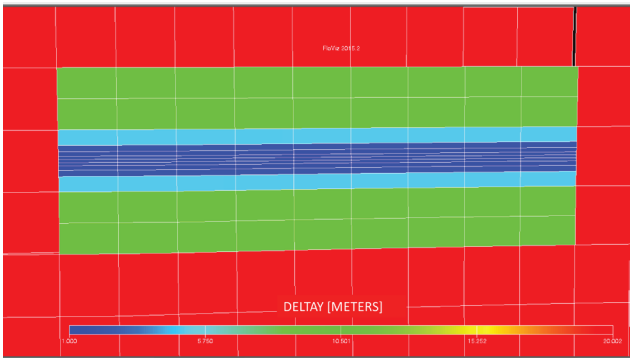


Figura 9. **Geometría de las LGR.**

cuentran en producción actual quedaban excluidas debido a los parámetros adoptados de cut off provocando que las celdas se desactiven, por lo tanto se resolvió forzar el NTG (Net To Gross) de las celdas y utilizar un valor mínimo de porosidad y permeabilidad.

Los valores usados de NTG para las fracturas son de 1 para las secuencias de Lajas, ya que es una capa de un espesor importante y bien continua; de 0,65 para Punta Rosada Media, donde las capas son intercalaciones de espesores menores, y de 0,8 para Punta Rosada Superior, donde en algunas zonas hay una capa continua de espesor importante.

En estas zonas de intercalaciones pelíticas en las fracturas se sospecha de un efecto de embedment, que se está midiendo con los estudios de las coronas que se han extraído. Este efecto podía explicar el cierre de las fracturas sobre las secuencias pelíticas y disminuir el volumen contactado efectivamente por las estimulaciones hidráulicas (Figura 10).

La variable de ajuste para tratar de reproducir los perfiles de producción de cada pozo fue la permeabilidad de la fractura, representada por la fila central de celdas de cada LGR.

Inicialización del modelo

El modelo fue iniciado en equilibrio, con 83 regiones, considerando una región por cada secuencia (6) y una región por fractura (77). Esto último se realizó para poder utilizar la opción THPRES, lo que permite el flujo de la matriz a la fractura y no de la fractura a la matriz. Esta situación ocurre debido a que las LGR se realizan al principio de la historia de producción, pero algunos pozos tardan varios años en ser completados. Por este motivo se trató de evitar el flujo cruzado cuando la fractura aún no ha sido realizada.

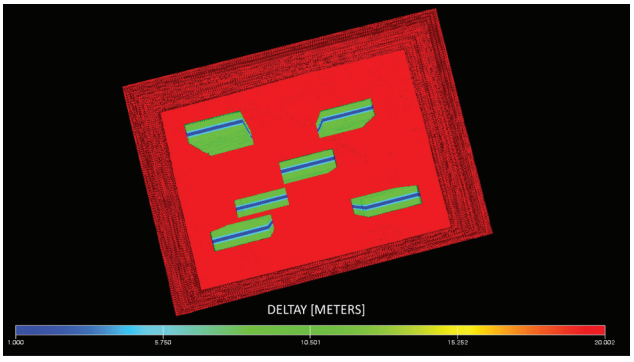


Figura 10. **Esquema de pozos y LGRs en el modelo.**

Los yacimientos tipo *tight*, suelen encontrarse sobrepresurizados, y el nivel de sobrepresión puede variar con la cota. En este caso, se utilizó un valor de presión para cada secuencia, para representar las mediciones obtenidas de presiones medidas (RFT o DFIT) y calculadas a partir de perfiles de pozos.

Control de pozos durante el ajuste histórico

El control de pozos productores fue realizado por límite de caudal de gas, y pasan a control por BHP (*Bottom Hole Pressure*) cuando no llegan a reproducir el caudal histórico. Los pozos han sido producidos a distintas presiones de captación a lo largo de su historia.

Para el cálculo de la BHP se utilizaron las mediciones de presión dinámicas obtenidas de los registros de los PLT (*Production Logging Test*). Una vez ajustadas las correlaciones de flujo vertical, se calcula la BHP a partir de la THP (*Tubing Head Pressure*) y los fluidos producidos. Hay que aclarar que los caudales de agua y condensado no son significativos durante la vida del pozo es esta zona.

Ajuste histórico

Las principales variables involucradas en el ajuste histórico fueron los multiplicadores de permeabilidad globales (aplicados a toda una secuencia) y las permeabilidades de cada fractura.

La permeabilidad de la matriz se utilizó para ajustar presiones y caudales cuando los pozos tienen un tiempo considerable de producción y en la parte donde la declinación de los mismos parece estabilizarse.

Para ajustar el caudal inicial de los pozos se actuó sobre la permeabilidad de las fracturas. Estas permeabilidades se variaron para el ajuste de la productividad por punzado buscando honrar los perfiles de producción.

Se aclara que el pozo más antiguo involucrado en la simulación tiene 17 años de historia de producción y el más reciente alrededor de dos años.

Ajuste presiones estáticas pozo infill

Se realizaron mediciones de RFT y Dfits en el pozo nuevo perforado, y se comparó con el pronóstico del modelo (Figura 11).

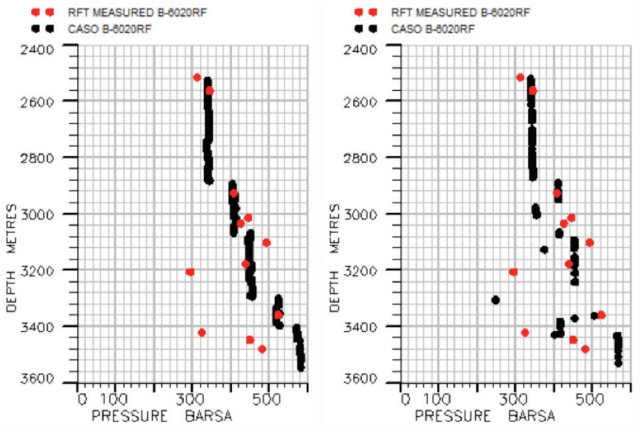


Figura 11. **A la izquierda puede observarse las presiones medidas en rojo y el equilibrio inicial planteado. En la figura de la derecha se puede observar las mediciones y la simulación en el momento de perforación del pozo *infill*.**

En la figura 12 se muestra un esquema de presiones para este tipo de reservorios, que se asemeja a la inicialización mostrada en la figura 11 que respeta las secuencias de la figura 8.

Pronósticos

Se decidió realizar una serie de pronósticos para analizar el potencial del campo y validar diferentes actividades:

- Escenario base sin actividad futura. Se controlan los pozos por presión dinámica de fondo y se dejan declinar.
- Escenario de perforación *infill*, que refleja la situación del piloto planteado en análisis. Se controla por BHP y se colocan los punzados reales al pozo. Se tiene en cuenta la producción de gas.

A. Escenario base

Es el escenario utilizado para comparación. Se mantiene presión dinámica de fondo constante y se deja declinar los pozos.

B. Escenario con perforación *infill*

Al momento de realizar este pronóstico se contaba con cerca de 30 días de producción del nuevo pozo, por lo que se carga en el modelo la completación real, se honra el caudal de gas y se continúa pronosticando con una curva de presión de fondo adecuada para la zona.

Para realizar el ajuste de producción de la parte inicial del pozo, se modificó la permeabilidad de las fracturas, como se hizo en los pozos antiguos. Las permeabilidades utilizadas están en el orden de las correspondientes a los pozos históricos.

Se intentó realizar un PLT en el nuevo pozo, pero no se pudo registrar completamente por problemas mecánicos en el pozo, por eso se usó la misma permeabilidad adoptada para el resto de las fracturas programadas.

Comportamiento del campo con y sin *infill* (Figuras 13 y 14).

Opción 2. Segundo piloto *infill*

Busca generar un modelo estático y dinámico del segundo piloto *infill* para estudiar la factibilidad de encontrar capas depletadas al momento de su perforación y estimar el porcentaje de producción nueva de dicho *infill*. Adicionalmente, se tomó el desafío de crear un modelo que logre ajustar la producción de agua durante el *flowback*, y así estimar el origen de la producción de agua actual (*flowback* y/o formación).

Inicialmente se creó un modelo estático, dividido verticalmente en 6 zonas, correspondientes a Punta Rosada Superior, Medio e Inferior, y 3 zonas de la Fm. Lajas. El *layering* utilizado para las zonas de Lajas fue *follow top*, mientras que en las zonas de Punta Rosada fue *follow base*.

El modelo estático tiene una resolución de 20x20x2 m. El primer modelo dinámico utilizó la misma resolución de grilla, aunque posteriormente fue modificada (Figura 15).

Para poder estudiar la dinámica del pozo en caso de producción de agua, se decidió agregar la opción de *Multi-Segmented Wells* (MSW), que permite ver efectos de contraflujo en caso de producciones bajas de gas. El punto de medición en cada pozo fue llevado hasta boca de pozo, así la BHP simulada se puede comparar con la medición de presión en boca durante el *flowback*.

Por último, para simular la producción de agua es necesario realizar la inyección de agua correspondiente a las fracturas hidráulicas. Por razones de practicidad, se inyectó todo el volumen en todas las fracturas a la vez.

En el estudio realizado sobre el primer piloto *infill* (opción 1) se modelaron las fracturas hidráulicas con re-

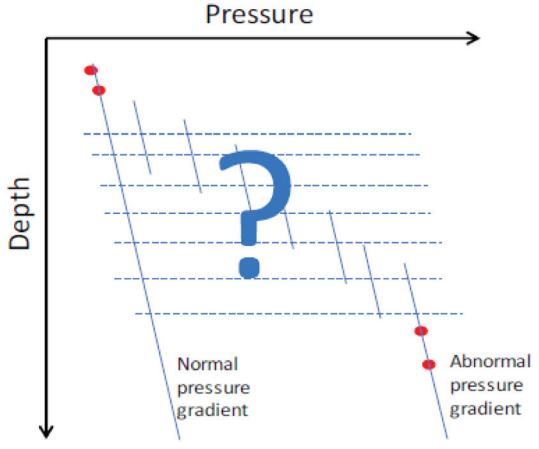


Figura 12. **Perfil de presiones típico de un yacimiento de tight gas sobre presurizado (SPE-191869-MS).**

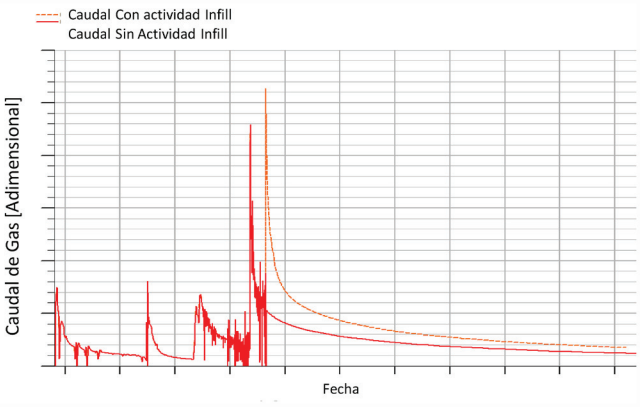


Figura 13. **Comparación de caudales diario entre escenario sin actividad (3 pozos) y escenario con *infill* (3 pozos más un pozo *infill*), pattern completo. En rojo se muestra el caudal sin actividad y en línea de trazo naranja el caudal con actividad.**

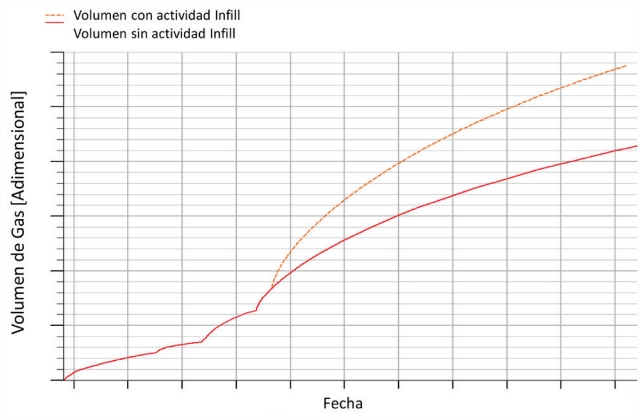


Figura 14. **Comparación de acumuladas entre escenario sin actividad (3 pozos) y escenario con *infill* (3 pozos más un pozo *infill*), pattern completo. En rojo se muestra la acumulada sin actividad y en línea de trazo naranja la acumulada con actividad.**

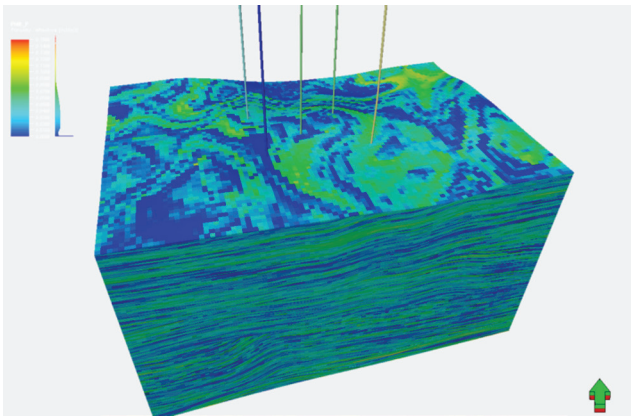


Figura 15. **Modelo estático: distribución de porosidad.**

finamientos locales amalgamados. El resultado fue muy bueno, pero se planteó la oportunidad de investigar otra forma de modelar este tipo de yacimientos, por lo que se decidió simular este pozo *infill* de manera diferente para poder compararlos y destacar las ventajas y desventajas de cada tipo de modelado de las fracturas hidráulicas.

Opción 2. Primer modelado dinámico: doble porosidad

Este modelado consistió en utilizar doble porosidad en las celdas correspondientes a las fracturas hidráulicas, el resto de la grilla se dejó como porosidad simple. La resolución de la grilla dinámica fue de 20x20x5 m, respetando el tipo de *layering* de cada zona (se probó con la resolución del modelo estático, pero los tiempos de corrida eran excesivos) (Figuras 16 y 17).

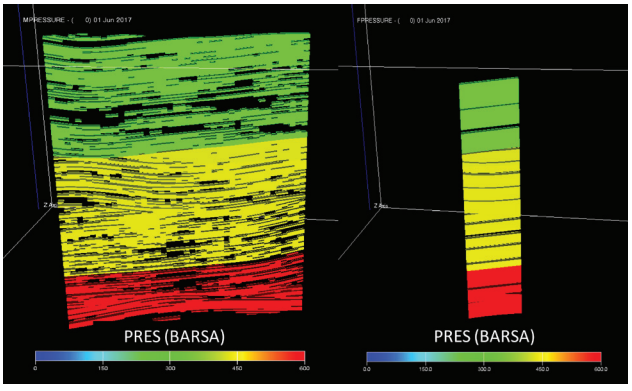


Figura 16. **Estado inicial de presiones en matriz (izq.) y fractura (der.).**

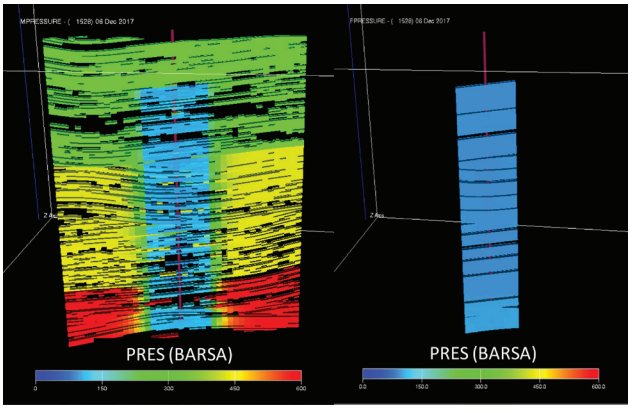


Figura 17. **Estado de presiones en matriz (izq.) y fractura (der.) con seis meses de producción.**

Inicialmente, esta grilla se probó sobre un solo pozo para realizar el ajuste histórico de presiones y caudales. Debido al gran caudal de agua al inicio del *flowback,* se controló por reservoir volume (RESV).

El ajuste histórico de presiones al final de la historia es razonable, pero no puede reproducir el perfil de presiones durante el *flowback* (Figura 18).

De manera inversa, el ajuste de caudal de agua es bueno durante el *flowback*, pero rápidamente tiende a cero: menos de 1m^3/d luego de dos meses, mientras que el caudal histórico es 10-15 m^3/d (Figura 19).

Luego de realizar un ajuste aceptable, se llegó a la conclusión de que es posible realizar un ajuste razonable del comportamiento de producción a mediano plazo, pero no permite realizar un ajuste durante el *flowback*, tanto de presiones como de producción de agua. Esto no permitía cumplir el segundo objetivo, por lo tanto se decidió cambiar la grilla de simulación.

Opción 2. Segundo modelado dinámico: grilla no estructurada

Este modelado consiste en crear una grilla no estructurada (Voronoi) que modele las fracturas hidráulicas en forma explícita (celdas delgadas de alta permeabilidad) para cada pozo.

Los pozos fueron modelados como verticales fracturados, con 130 m de semi-longitud y 5 cm de ancho. El largo definido en exceso fue intencional, para poder modelar posteriormente cada una de las etapas de fractura de forma individual.

La grilla global fue inicialmente generada como estructurada de 20x20 m. Luego, para reducir el número de celdas, se cambió a Variable y con 5 iteraciones de "suavizado".

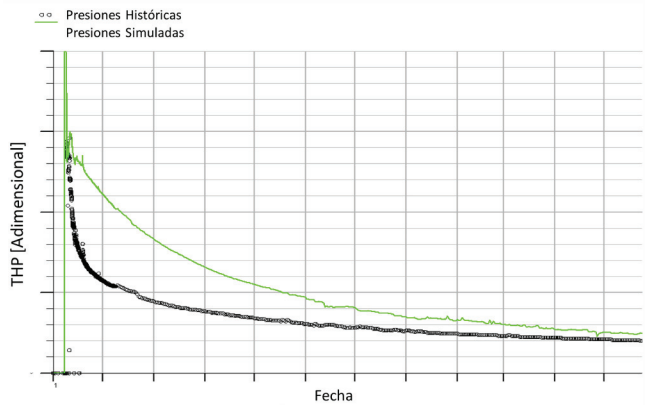


Figura 18. **Ajuste de presión de boca de pozo.**

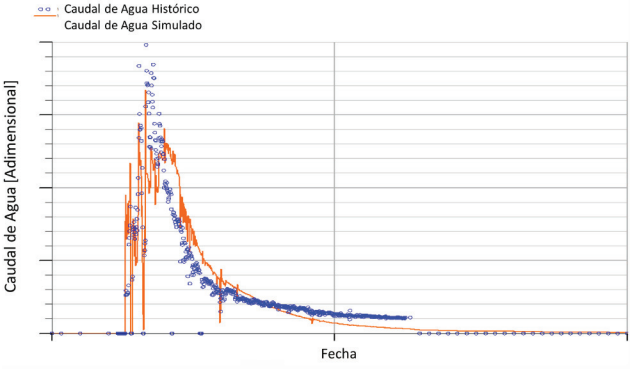


Figura 19. **Ajuste de caudal de agua en los dos primeros meses.**

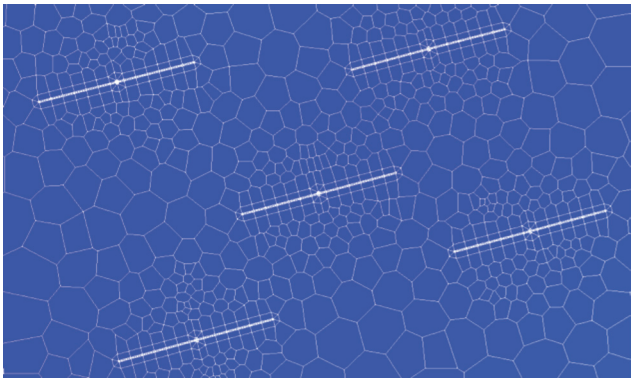


Figura 20. **Grilla no estructurada: detalle de las grillas locales de cada pozo.**

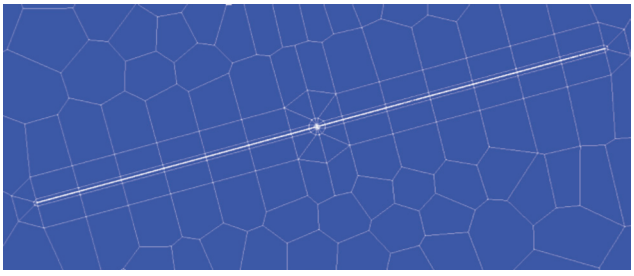


Figura 21. **Grilla no estructurada: detalle de la grilla local de un pozo.**

Verticalmente, se utilizó *layering* proporcional con un total de 119 *layers* (en promedio 8,5 m por *layer*). Se realizó un *upscale* de porosidad y permeabilidades. Se inactivaron las celdas con Poro < 3% y NTG < 20%, quedaron un 56% de celdas activas.

Inicialmente, las longitudes y alturas de fractura fueron tomadas del informe de cada pozo. Las longitudes de las mismas se modificaron para lograr el ajuste histórico. Se utilizaron *scripts* para automatizar estas modificaciones (Figuras 20, 21 y 22).

También se utilizó la opción de MSW, que permitieron simular las presiones y los caudales de cada fractura. Para evitar inestabilidades en la producción durante el *flowback*, los pozos se controlaron por caudal total en condiciones de fondo (RESV).

Además, a fin de evitar problemas de convergencia en la simulación, se consideró un valor mínimo de permeabilidad (0,001 mD para PermX/Y, y 0,0002 para PermZ).

Para realizar el ajuste de presiones y caudales durante la historia de producción (incluido *flowback) se probaron diferentes modificaciones (longitud de fractura, propiedades de fractura, etc.).*

Hubo decenas de iteraciones y pruebas para llegar a un ajuste aceptable a nivel de pozo, queda pendiente

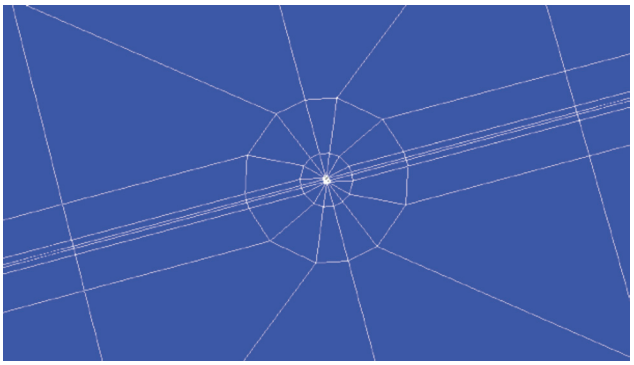


Figura 22. **Grilla no estructurada: detalle en las cercanías del *wellbore*.**

terminar el ajuste a nivel producción por cada etapa de fractura (PLT's) (Figuras 23 a 27).

Actualmente está en proceso el ajuste el pozo *infill* de este pattern, que comenzó su producción recientemente. Luego, se realizarán los pronósticos con y sin este pozo,

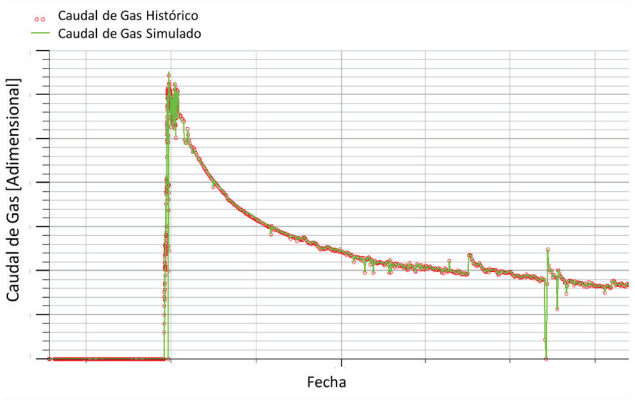


Figura 23. **Ajuste de caudal de gas en un pozo arbitrario.**

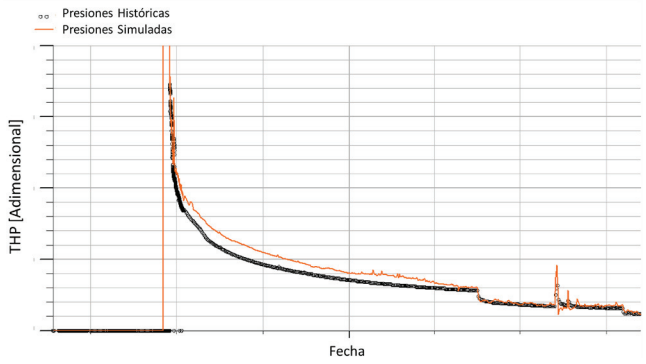


Figura 24. **Ajuste de presión de boca de pozo durante la historia simulada.**

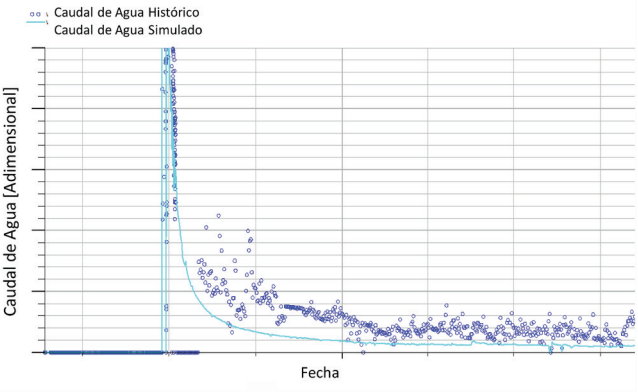


Figura 25. **Ajuste de caudal de agua hacia fin de historia simulada.**

para estimar el incremento de acumulada y qué porcentaje de la producción total representa.

Conclusiones

Metodología

- Los modelos presentan un ajuste histórico por pozo aceptable.
- La simulación dinámica es una herramienta muy útil para abordar este tipo de problemáticas. Se han

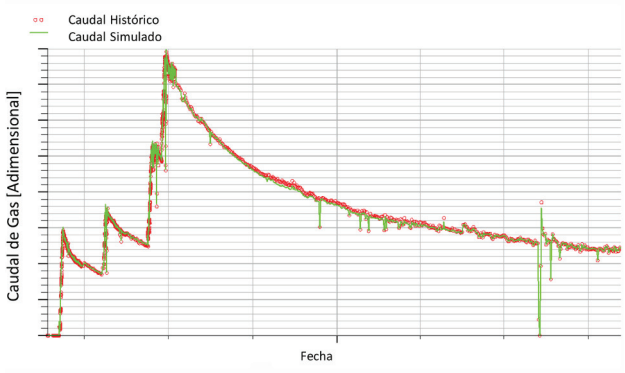


Figura 26. **Ajuste de caudal de gas del *pattern*.**

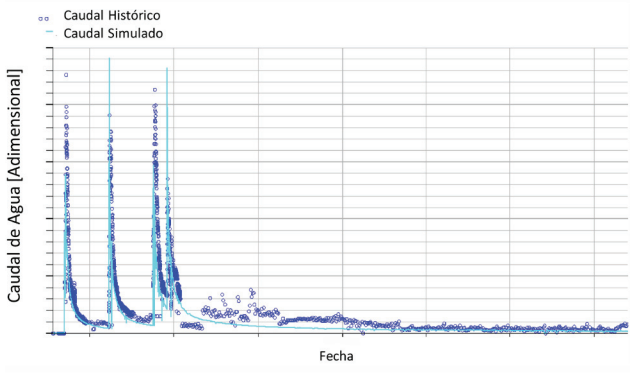


Figura 27. **Ajuste de caudal de agua del *pattern*.**

planteado tres alternativas de modelado para abordarlas, donde cada una de ellas presenta sus ventajas y desventajas, por lo que debe seleccionarse adecuadamente el método en función de los objetivos planteados.

- Números de celdas activas relativamente grandes no generan mayores inconvenientes para la capacidad de procesamiento actual.
- Algunos modelos pueden ser bastante complejos y se requieren de *software* específicos para utilizar alguna característica especial, mientras que otros muy sencillos pueden generarse con solo un procesador de texto.
- La suposición de presión dinámica de fondo constante es válida para los pozos de tight gas una vez que se ha concluido la limpieza del pozo. Cambios futuros pueden ocurrir por modificación de presiones de captación.

Proyecto

- Analizando los resultados, se concluye:
  - El 89% de la producción de los pozos *infill* es reserva adicional.
  - La interferencia con los pozos actuales es del 10%.
  - El factor de recobro se duplica, pasando de alrededor del 30% a aproximadamente al 59% en la zona central del yacimiento.

Recomendaciones

- Se recomienda continuar con el piloto de perforación *infill* en distintos sectores del yacimiento.
- Comenzar por modelos conceptuales "sencillos" e ir sumándoles complejidad a medida que se logran buenos resultados en etapas previas.

Referencias

Arregui, C., Carbone, O., Martínez, R. "The Cuyo Group (Early-Middle Jurassic) in the Neuquén Basin". Relatorio del XVIII Congreso Geológico Argentino. Chapter 8. NEUQUÉN, 2011.

Berdini, O., Arregui, C. y Pimentel Mendes, M., 2002, "Evolución tecto-sedimentaria de la estructura Río Neuquén, Cuenca Neuquina, República Argentina". 15º Congreso Geológico Argentino, Actas 3: 187-192, Calafate.

Bianchi, F., Heine, S., Carrizo Páez, N., Bosco, S., Bach, R., 2018, *Pressure Measurements Challenges in Low Permeability Reservoirs of Neuquén Basin, Argentina"* Paper presented at the SPE *Argentina Exploration and Production of Unconventional Resources Symposium*, Neuquén, Argentina, 14-16 August. Soc. Pet. Eng. 191-869-MS.

Cristallini, E., Tomezzoli, R., Pando, G., Gazzera, C., Martínez, J. M., Quiroga, J., Buhler M., Bechis F., Barredo S., y Zambrano, O., 2009, "Controles precuyanos en la estructura de la Cuenca Neuquina", Revista de La Asociación Geológica Argentina, 65(2), 248-264.

Hammar, M. V., Rojo M. S., Sigismondi M. E. y Chirinos N., 2018, "Interpretación Estratigráfica Secuencial aplicada al desarrollo de la Formación Lajas en el yacimiento Río Neuquén. X Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Simposio de Recursos No Convencionales. Trabajo número 1669.

Agradecimientos

Agradecemos la colaboración de todo el equipo de trabajo de la gerencia de desarrollo de *Tight gas*.

También agradecemos a YPF S.A. la autorización para la publicación de esta contribución.

Federico Bianchi *es ingeniero Industrial egresado de la Universidad Nacional de Cuyo. Cuenta con un máster MSc in Oil & Gas Exploration and Production del Instituto Superior de la Energía en conjunto con Herriot Watt University. Se desempeña como Ingeniero de Reservorios en YPF S.A. para la gerencia de Estudios Tight. Desde 2008 ha estado trabajando como ingeniero de reservorios para distintos yacimientos, y en los últimos años se ha enfocado principalmente en proyectos de tight gas.*

Verónica Hammar *es licenciada en Ciencias Geológicas, egresada de la Universidad Nacional de San Juan. Se desempeña como geóloga de desarrollo en YPF S.A. para la gerencia de Estudios Tight. Desde 2015 ha estado trabajando en proyectos de tight gas.*

Fabricio Nissero *es ingeniero Nuclear, egresado del Instituto Balseiro en 1994. Ingresó en la industria del petróleo como reservorista en 1995, se especializó en simulación dinámica de reservorios. Ha trabajado en varias compañías en la Argentina y el exterior. Desde 2011 se desempeña como Ingeniero de Reservorios en YPF S.A. para la gerencia de Estudios Tight.*



Yacimiento Anticlinal Funes: estudios de detalle multidisciplinarios mediante recuperación secundaria y atributos sísmicos que revitalizan el desarrollo con pronósticos alentadores

Por ***Andrea Montenegro, Javier Scasso, Eduardo Trinchero*** y ***Francisco Blaksley*** (Pan American Energy).

Este estudio presenta un enfoque de cómo el conocimiento teórico y práctico de un equipo pluridisciplinario contribuye a optimizar el valor total del activo.

El Yacimiento Anticlinal Funes está ubicado en el sector occidental de la parte central de la Cuenca Golfo San Jorge, donde coexisten dos estilos estructurales: extensional, por la apertura de la cuenca, y compresivo, asociado al levantamiento andino.

Esta concesión forma parte de una sociedad entre Pan American Energy (operadora) y Petrominera Chubut SE. La misma inició sus actividades a fines de los ochenta. A inicios de 2017 producía 20 m^3/d de petróleo y 10 Mm^3/d de gas.

La implementación de inyección de agua y la delimitación de fajas de canales reinterpretados en base a atributos sísmicos permitieron evaluar otros prospectos. Los resultados contribuyeron a triplicar la producción de petróleo y duplicar la de gas en menos de dos años.

El proyecto de recuperación secundaria, ubicado en el bloque principal del yacimiento, consiste en la conversión de cinco pozos a inyectores, adecuaciones y reparaciones asociadas, y la perforación de tres pozos productores. La inyección comenzó de manera gradual en septiembre de 2017. En la actualidad, se inyectan 970

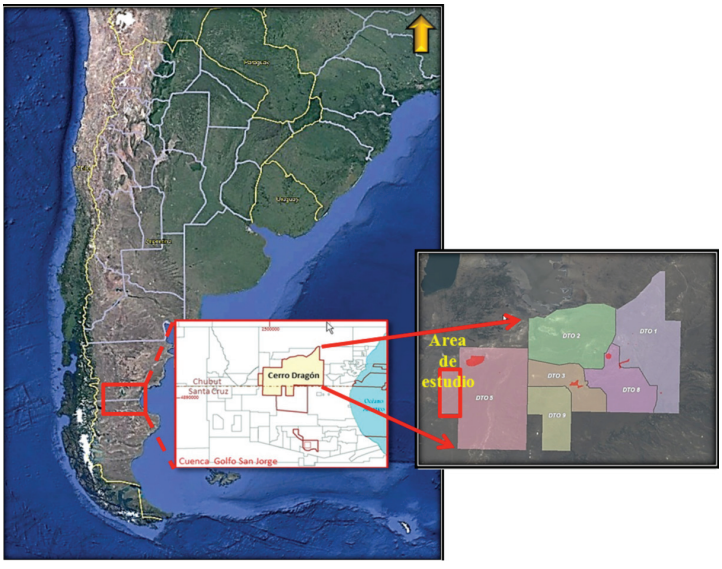


Figura 1. **Cuenca Golfo San Jorge, Patagonia, Argentina.**

m^3/d, con cinco inyectores convertidos. La primera respuesta se observó en mayo de 2018. Se perforaron los tres pozos programados, más un productor adicional. El bloque continúa su proceso de llenado e implementación y la producción asociada a secundaria se duplicó en dos años (Figura 1).

Contexto geológico

La cuenca Golfo San Jorge, se ubica en la porción central de la Patagonia, es la más antigua y prolífica productora de hidrocarburos de la Argentina. Es una cuenca de bordes irregulares, que se extiende entre los paralelos 45° y 47° Sur y los meridianos 65° y 71° Oeste. Tiene una superficie estimada de 180.000 km^2 (Figuras 1 y 2). El Yacimiento Anticlinal Funes se encuentra enclavado en el sector occidental de la parte media de la Cuenca, la característica dominante del estilo estructural del subsuelo del área es la presencia del tren submeridiano de la Faja Plegada, que interrumpe abruptamente el estilo extensional y afecta pisos estructurales más antiguos.

El basamento de la cuenca estuvo estructurado por una importante deformación compresiva asociada a una colisión neopaleozoica, seguido de períodos extensionales en el Jurásico temprano vinculados a la apertura del mar de Weddell. En forma casi ortogonal se le sobreimpone en el Jurásico tardío un fracturamiento extensional asociado a la apertura del Atlántico sur, representado en la zona como Grupo Lonco Trapial. Un régimen extensional predominó durante el Cretácico temprano, esta vez producido por subducción con extensión, regida por el movimiento absoluto de la placa sudamericana.

El inicio de la compresión en el Cretácico tardío controló la subsidencia de carga tectónica de los depósitos continentales del Grupo Chubut en una cuenca de antepaís. Esta cuenca con un basamento altamente segmentado y con márgenes no confinados favoreció en el Cretácico tardío la existencia de un fallamiento distensivo con una orientación subparalela al esfuerzo compresivo principal máximo. Este sistema continuó durante el Paleógeno temprano, con conspicua rotación de los esfuerzos, que culmina en el Oligoceno con extensión primaria incipiente asociada a un volcanismo de intraplaca basáltico alcalino. Este estuvo asociado a una disminución del desplazamiento absoluto de la placa sudamericana. La cuenca culmina su estructuración en el Neógeno produciendo la estructura actual de la faja plegada y corrida de los Bernárdides.

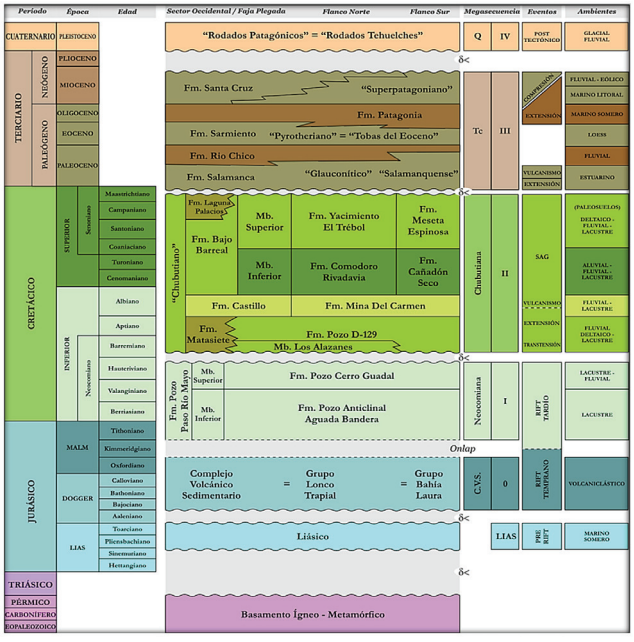


Figura 2. **Columna estratigráfica de la cuenca Golfo San Jorge.**

El sector de la placa sudamericana, donde se desarrolla la cuenca Golfo San Jorge, estuvo sometido a diversos esfuerzos orogénicos y extensionales. Las estructuras paleozoicas han controlado la incepción de las fallas extensionales durante el Mesozoico temprano. El inicio de la compresión andina a estas latitudes durante el Cretácico tardío produjo una extensa cuenca de antepaís representada por los depósitos del Grupo Chubut, cuyo mecanismo de subsidencia estuvo gobernado por carga tectónica. Los depósitos de esta cuenca en su sector occidental a su vez fueron deformados durante el avance de la faja plegada y corrida de los Bernárdides, desarrollada hasta por lo menos el Mioceno tardío. Su sector oriental, ubicado hacia el este del frente de corrimientos, presenta numerosas evidencias de fallas distensivas, subparalelas al esfuerzo principal o máximo.

Esta dirección de extensión o esfuerzo mínimo fue ortogonal al esfuerzo compresivo principal, y las fallas normales desarrolladas en esta etapa se vieron favorecidas por la debilidad de su basamento, ya fracturado extensionalmente, y por la naturaleza no confinada de los esfuerzos. Durante el Paleógeno tardío una nueva fase compresiva controla la sedimentación de las Fms. Salamanca y Río Chico que están asociadas a subsidencia de carga tectónica, pero que presentan estructuras normales producidas por similares mecanismos que las del Cretácico superior. Sin embargo, la rotación, tanto de los esfuerzos compresivos como de la orientación de las fallas normales, permitiría que actuasen esfuerzos trastensionales asociados a estructuras de desplazamiento de rumbo. La fuerte compresión neógena produjo la estructura actual de la cuenca (Ramos, 2015).

La compresión terciaria ha modificado el estilo original produciendo inversión tectónica en antiguos depocentros. Las principales fallas son inversas y de orientación NO y NE, de alto ángulo en superficie, pero haciéndose lístricas en profundidad. Los pliegues relacionados en los bloques colgantes son de tipo cajón con ejes submeridianos, presenta vergencia tanto al Este como al Oeste y fallas tipo *backthrust*. Estos anticlinales se encuentran fragmentados por otro tren ONO-ESE, de carácter extensivo, que favorece la migración de hidrocarburos.

El Yacimiento Anticlinal Funes es un anticlinal amplio de rumbo NO-NNO de gran longitud de onda y flancos suaves ubicado en un alto estructural para la región, se encuentra en un borde de cuenca de los depósitos neocomianos y es levantado a su vez por compresión terciaria.

Su expresión estructural extensional en las formaciones cretácicas medio a superiores productivas correspondientes al Grupo Chubut (Fm. Mina del Carmen y Fm.

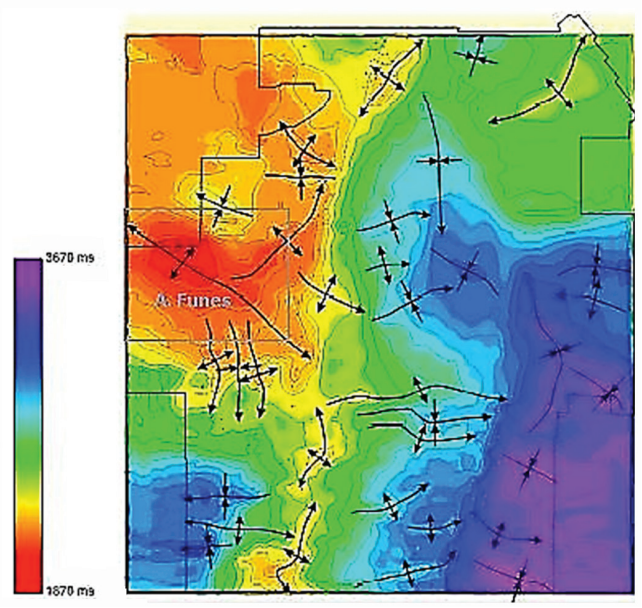


Figura 3. **Mapa estructural en tiempo al techo del Grupo Lonco Trapial (modificado de Pérez *et al.*, 2008).**

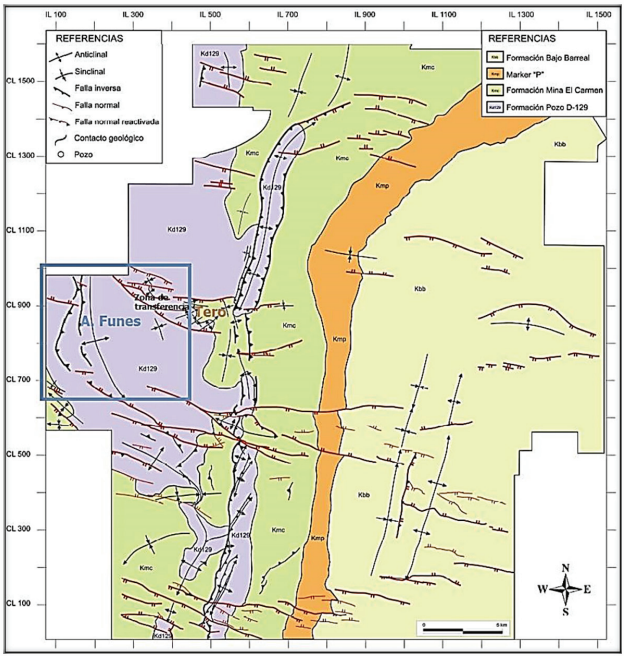


Figura 4. **Mapa de subafloramientos a los 1500 mseg. Se destaca el Anticlinal Funes y la zona de transferencia de la deformación hacia la zona de Tero, hacia el este de Funes (modificado de Pérez *et al.*, 2008).**

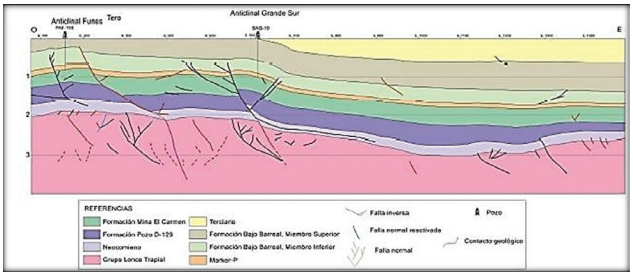


Figura 5. **Corte estructural O-E en el que se observa el Anticlinal Funes y el alto de basamento jurásico asociado (Grupo Lonco Trapial).**

Bajo Barreal) de rumbo ONO se ven influenciadas por la estructuración de carácter extensional del basamento jurásico medio-neocomiano (Grupo Lonco Trapial) de rumbo E-O, ENE y NNE. Esta oblicuidad del fallamiento normal cretácico medio-superior con respecto a las fallas neocomianas habrían generado un desplazamiento normal oblicuo. Las fallas extensionales de rumbo ONO se relevan hacia el este en dirección hacia la zona de Tero formando una zona de transferencia de la deformación en los que se observan pliegues asociados a este sistema extensional interpretados como pliegues de arrastre o doble *roll-overs*.

La compresión terciaria formó el Anticlinal Funes, configurando así este amplio anticlinal. Su expresión en la cobertura coincide en profundidad con el alto de basamento reconocido en el mapa estructural del techo del Grupo Lonco Trapial (Figura 3), sin que se haya identificado una falla determinada que lo origine. Se encuentra fallado en su flanco occidental por un corrimiento y un *splay* asociado que despegan en niveles intra-neocomianos.

Uno de los rasgos más característicos de este anticlinal es que se encuentra segmentado superficialmente por una falla normal de rumbo NO, de geometría lístrica y despegue dentro del neocomiano y que se conecta con una falla normal de basamento (Figuras 4 y 5). Teniendo en cuenta que se reconoce un engrosamiento del miembro inferior de la Fm. Bajo Barreal hacia esta falla, se propone que el período de actividad de la formación habría tenido lugar durante el Cretácico medio alto.

La zona de charnela de Funes coincide en superficie con la Pampa María Santísima, donde se observa al Oeste una suave discordancia entre los estratos terciarios que yacen sub-horizontales y el Cretácico, que inclina hacia el Oeste. En el limbo Oriental, el Terciario aparece inclinando levemente hacia el Este, en concordancia con la secuencia cretácica (Figura 4). Estos elementos señalan la existencia de al menos dos períodos de crecimiento, uno a fines del Cretácico y otro durante el Neógeno (Pérez *et al.*, 2008).

Interpretación sísmica y atributos

La información sísmica disponible en el área de estudio es de calidad aceptable, lo que ha permitido a través del flujo de trabajo de interpretación, reconocer los principales eventos estructurales y estratigráficos de interés. Si bien el contenido de frecuencias de los datos no es suficiente para resolver todas las secuencias reconocidas en los pozos, el carácter sísmico y la continuidad de los reflectores facilitó la delineación de los mapas estructurales (calibrados con los datos de pozos) referidos a los principales *markers*.

La interpretación y el seguimiento de los principales reflectores identificados con las secuencias de interés, al igual que el reconocimiento de las fallas de distinto orden que conforman el esquema estructural, fue realizado con detalle tal lo requerido en zonas de explotación. En la figura 6 puede observarse una sección sísmica (de amplitudes), de orientación NO-SE representativa del área, se indican en ella los principales *markers* y fallas.

Los mapas generados reflejan con confiabilidad las características principales de la arquitectura de las fallas y los horizontes del subsuelo del yacimiento. Puede apre-

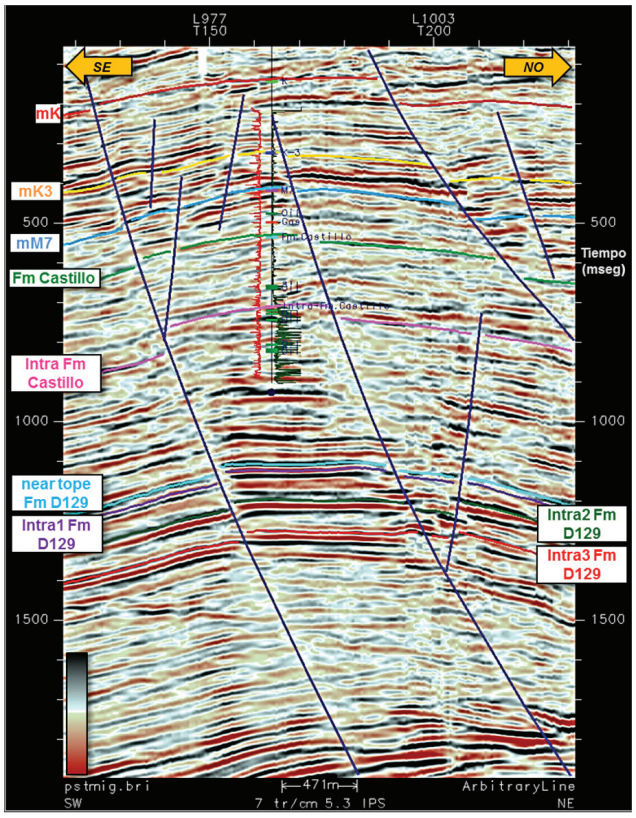


Figura 6. **En esta sección sísmica de amplitudes, pueden observarse algunas de las fallas presentes al igual que los principales reflectores que se han mapeado. La calidad es suficiente como para una interpretación estructural confiable. Mediante el cálculo y análisis de atributos se han visualizado algunos rasgos con mayor detalle.**

ciarse como ejemplo, en la Figura 7, el Mapa estructural referido al *marker* M7. Este horizonte es fácilmente correlacionable y representa la zona de transición de la Fm. Castillo a la Fm. Bajo Barreal, donde los flujos canalizados cada vez van perdiendo más el aporte tobáceo. Se

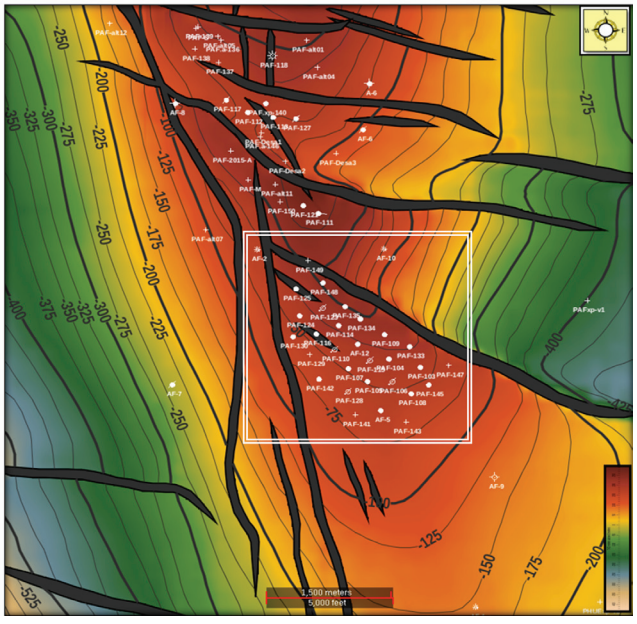


Figura 7. **Mapa estructural referido al Marker M7. El recuadro blanco focaliza la zona de implementación del Proyecto de WF que se detallará más adelante en este trabajo.**

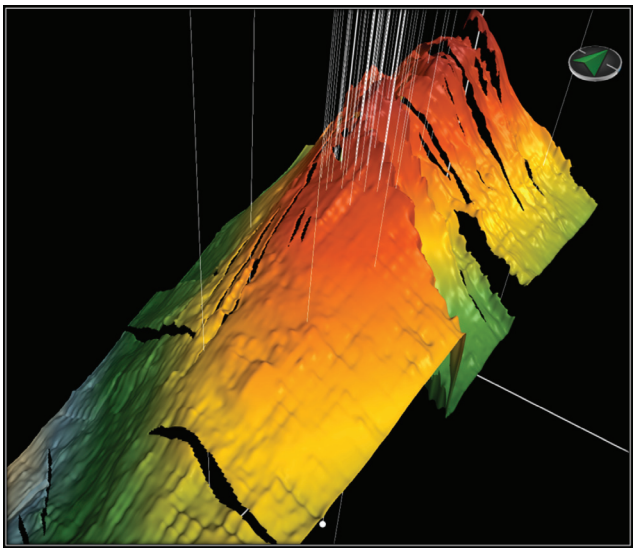


Figura 8. **Vista isométrica del horizonte sísmico correspondiente al *marker* M7 (se han omitido los planos de falla para apreciar mejor la estructura). Este tipo de visualización muestra una lectura más comprensiva del esquema estructural presente en el subsuelo del área.**

distingue un cambio de areniscas tobáceas intercaladas con tobas limoarcilíticas a areniscas limpias intercaladas con limoarcilitas. En el registro eléctrico este pase se correlaciona muy bien en el yacimiento, observándose con valores bajos de resistividad y altos de conductividad.

También puede apreciarse en la figura 8 una vista isométrica del mismo mapa como complemento a la visualización de este nivel interpretado. Esto se ha realizado también para el resto de los *markers*.

Para llevar a una escala de mayor detalle el análisis de las secuencias de interés, se procesaron una serie de atributos sísmicos, algunos de los cuales mostraron ciertas características particulares de los datos sísmicos asociados a estos eventos.

Análisis de atributos

En el Yacimiento Funes, y dadas las características estructurales y sedimentarias de los eventos que componen la columna estratigráfica de interés en el subsuelo del área (cuyas descripciones geológicas se han descrito oportunamente en este trabajo), ciertos atributos han contribuido a la definición del esquema estructural, fallas, patrones estratigráficos y reconocimiento de geocuerpos. Si bien la resolución sísmica disponible limita la identificación directa de muchos de los reservorios presentes (Chopra *et al.*, 2011 (1)), algunas secuencias de interés han sido identificadas y seguidas en buena parte de su desarrollo.

El comienzo del análisis de atributos debe tener en cuenta que los mismos contienen información obtenida a partir de los datos sísmicos, bien sea medida directamente o por razonamiento lógico o experimental y son medidas específicas de geometrías, cinemática o características estadísticas derivadas de la traza sísmica (Taner *et al.*, 1994 y Taner, 2001).

Ellos pueden partir del análisis de las velocidades sísmicas, amplitudes, frecuencia y la tasa de cambio de

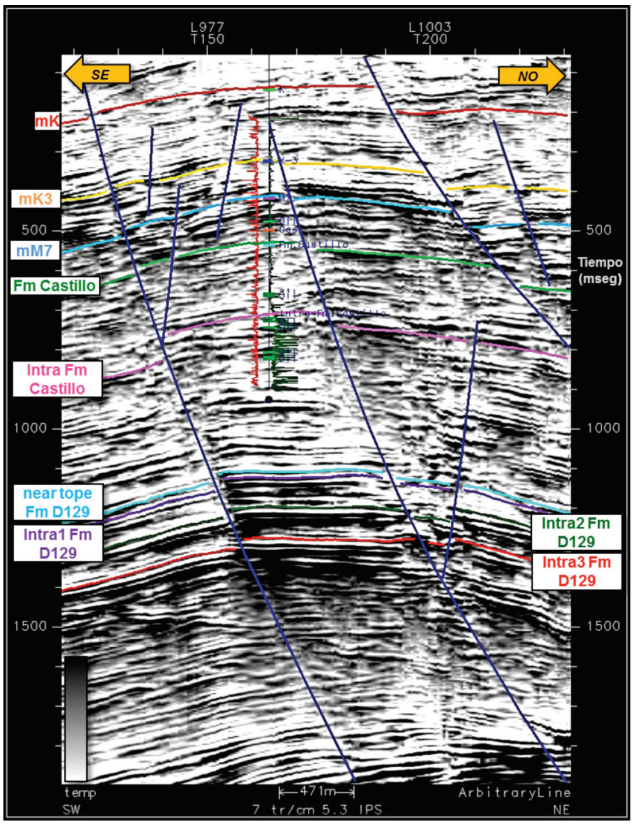


Figura 9. **Esta sección sísmica está representada mediante el atributo AVThf, el cual ha reforzado el reconocimiento de diferentes eventos según su jerarquía y posición dentro de la arquitectura del subsuelo del área, con mejor definición pueden observarse ciertos detalles que definen de manera más confiable las estructuras y los patrones sísmicos.**

cualquiera de ellos con respecto al tiempo y al espacio. Los atributos muchas veces pueden proveer información detallada y certera al intérprete de los parámetros estructurales, estratigráficos y litológicos. Además, pueden medirse en un punto determinado o dentro de una ventana y calcularse tanto en una sola traza como en un conjunto de ellas. Mediante el análisis de ciertos atributos es posible evaluar algunos parámetros de reservorios, incluyendo (bajo ciertas condiciones) la particularidad de ser indicadores directos de hidrocarburos.

Este análisis es aplicable básicamente en la medida en que los atributos puedan correlacionarse con alguna propiedad física de interés o con el comportamiento de determinada propiedad. Por otro lado, responden generalmente a una variedad de situaciones y cambios geológicos, los cuales pueden evidenciar variaciones en la correlación, la cual debe validarse siempre con los datos de pozo.

Como complemento a la interpretación sísmica estructural, básicamente, se ha procesado en el cubo disponible, el atributo AVThf (*Amplitude volume technique* de alta frecuencia) el cual permite analizar las secciones desde un punto de vista distinto, lográndose una visualización muy particular, transformándose en una herramienta de gran utilidad en esta etapa del flujo de trabajo de interpretación. Puede verse en la figura 9, la misma sección de amplitudes de la figura 6, pero representada en este caso por el atributo descripto. Obsérvese la riqueza visual de la imagen y el aporte a la definición de los eventos (Vernengo y Trinchero, 2015). Por otro lado, con las técnicas de covisualización de múltiples atributos puede ahondarse aún más en el análisis de los detalles de menor expresión (Vernengo *et al.*, 2017).

Otro atributo de importancia para el análisis de las características sísmicas del yacimiento en estudio, ha sido el atributo de coherencia, calculado en una ventana estrecha, ha reforzado el reconocimiento de las zonas alteradas por las fallas (Bahorich y Farmer, 1995; Chopra *et al.*, 2011 (2)).

Además, se generaron sendos *horizon slices* a distintos niveles, en especial en el sector de la columna estratigráfica a partir del techo de la Fm. Castillo. Como se ha desarrollado en el apartado de la descripción geológica, en la mencionada formación y en esta específica locación dentro de la cuenca se destaca un ambiente fluvial de canales muy importantes, los cuales se amalgaman en una importante secuencia.

Algunos intervalos de estas zonas de canales se identificaron primeramente en los *horizon slices*, siendo bastante favorable su seguimiento areal. En la figura 10 pue-

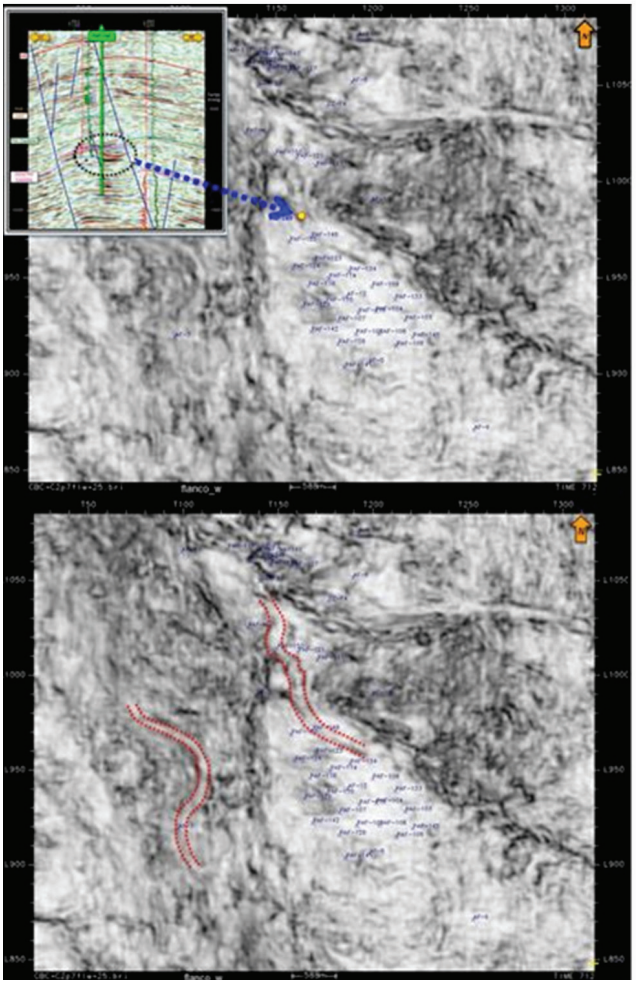


Figura 10. **Puede apreciarse un *horizon slice* del atributo de coherencia al nivel vinculado con la zona de canales marcada en la sección sísmica de arriba a la izquierda. Este atributo ha permitido evidenciar una serie de eventos canalizados en la Fm. Castillo. En la parte inferior se repite el mismo *horizon slice* con el *tracing* de líneas de puntos para favorecer la ubicación visual de los canales mencionados.**

den identificarse algunas de las zonas de canales reconocidos. Estos canales han sido documentados por algunos pozos perforados en el área, lo que ratificó el modelo que se había construido en base a las observaciones del dato sísmico y algunos perfiles de pozos.

Por otro lado y con el objetivo de buscar una mejor definición de ciertos detalles que completaran el reconocimiento de estos patrones sísmicos asociados a los canales mencionados, se utilizó la descomposición espectral. Este atributo calculado a partir de la información sísmica permitió una definición consistente y detallada de estos eventos.

La descomposición espectral (SD) se define formalmente como el análisis continuo tiempo-frecuencia a partir de una traza sísmica. Este análisis provee un espectro de frecuencia para cada muestra de tiempo (Partika *et al*., 1999; Castagna *et al*., 2003). Dicho de otro modo, es el proceso de descomponer o analizar una señal sísmica, que contiene todas las frecuencias posibles de recuperar dentro del ancho de banda que se ha emitido, en sus componentes espectrales o frecuencias constituyentes.

El resultado de esta descomposición es un grupo de frecuencias para una misma traza que muestra la distribución de amplitud en tiempo y frecuencia. Esta técnica permite mejorar notablemente la definición de prospectos más allá de la resolución sísmica, ayudando a resolver caracteres geológicos que no llegan a resolverse en el dominio del tiempo.

La principal aplicación de la SD es focalizar la detección de eventos estratigráficos sutiles y de capas delgadas subsísmicas con características geológicas más allá de los límites del análisis sísmico tradicional. Mediante la generación de mapas de interferencia de amplitud y la fase en el dominio de la frecuencia, se pueden identificar rápidamente cuerpos estructurales y bordes estratigráficos que de otra forma pasarían desapercibidos en la delineación de distintas facies y ambientes depositacionales.

El concepto implícito en el análisis de los resultados de la SD es que la reflexión de una capa delgada tiene una expresión característica en el dominio de la frecuencia. Esta expresión es indicativa del espesor temporal de la capa y muchas veces puede ser resuelta por debajo de un cuarto de la longitud de onda, que es el límite vertical de resolución standard en el dato sísmico, o sea que en el dominio del tiempo solo pueden resolverse aquellos cuerpos cuyo espesor supere el cuarto de longitud de onda de la frecuencia media registrada.

Mientras que en el dominio del tiempo las amplitudes muchas veces no pueden separar el techo y la base de determinados eventos, en el dominio de la frecuencia pueden identificarse capas de distintos espesores, con amplitudes independientes. Es por lo que puede afirmarse que el límite de resolución clásico no existe como tal en el dominio de las frecuencias sísmicas. Una vez identificados aquellos componentes espectrales en los cuales puedan observarse caracteres de interés geológico se generan los distintos volúmenes de frecuencias discretas. Se visualizan de forma animada, en planta o en *slices*, preferentemente en sistemas de visualización tridimensionales. Cada uno de los volúmenes de frecuencias discretas que componen el espectro del ancho de banda que se ha registrado, responden a distintos eventos estratigráficos. Estas frecuencias se denominan "frecuencias de resonancia". Además, la combinación estratégica (*blending*) de algunos de ellos refuerza algunas visualizaciones.

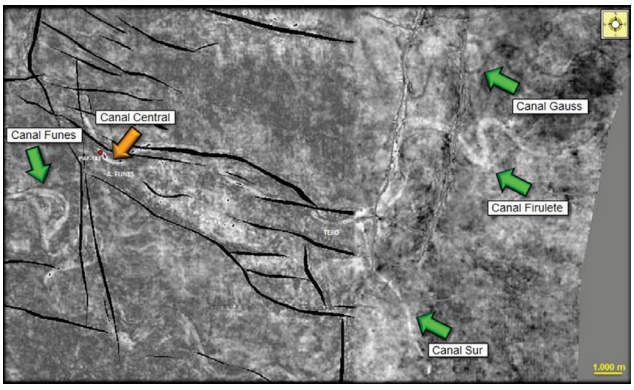


Figura 11. ***Hoizon slice*** **de descomposición espectral a 35 Hz, próximo al nivel vinculado con la zona de canales de la Fm. Castillo superior.**

De los cubos de frecuencias individuales, se han seleccionado aquellos que brindaron una respuesta coherente para ciertos eventos, y extrayendo los *horizon slices*, básicamente en el sector de la columna estratigráfica correspondiente a la Fm. Castillo, es posible reconocer un complejo y extensa faja de canales anastomosados (Figuras 11 y 12).

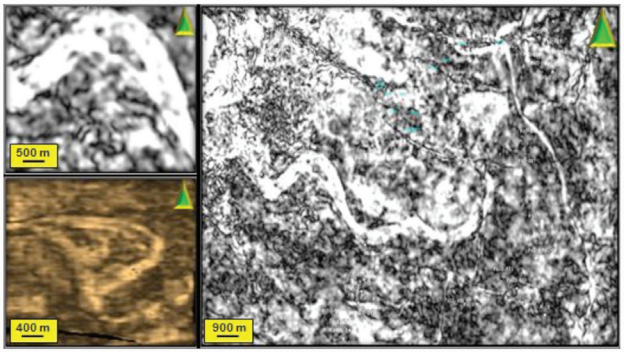


Figura 12. **Algunos ejemplos de los canales visualizados en la Fm. Castillo. Los mismos están detectados en slices de frecuencia de 35 hz. En este caso (figuras de detalle de la izquierda) es posible identificar meandros abandonados dentro del esquema fluvial que se detallaron en este trabajo. Reconocer ciertas características geométricas de estos eventos permite evaluar en cierto grado la energía de la depositación del sistema, el grado de sinuosidad y las mejores condiciones para identificar reservorios de interés prospectivo.**

Estos canales han sido documentados por pozos y muestran un interesante detalle respecto de su desarrollo (Figuras 11 , 12, 13 y 14).

De las imágenes obtenidas en los atributos sísmicos es posible aproximar algunos detalles de la morfología y la composición de este sistema fluvial. El índice de Sinuosidad (IS) es un parámetro de síntesis que relaciona una variable de escala y otra de forma, siendo ellos la longitud del *talweg* ((λ) y la longitud de onda (L), dando idea del movimiento que han tenido los meandros respecto de la dirección media. Para el cálculo de IS se ha adoptado la fórmula de Leopold y Wolman, 1957, donde IS= λ/L. En el caso analizado, en la figura 14 es IS=2. Este

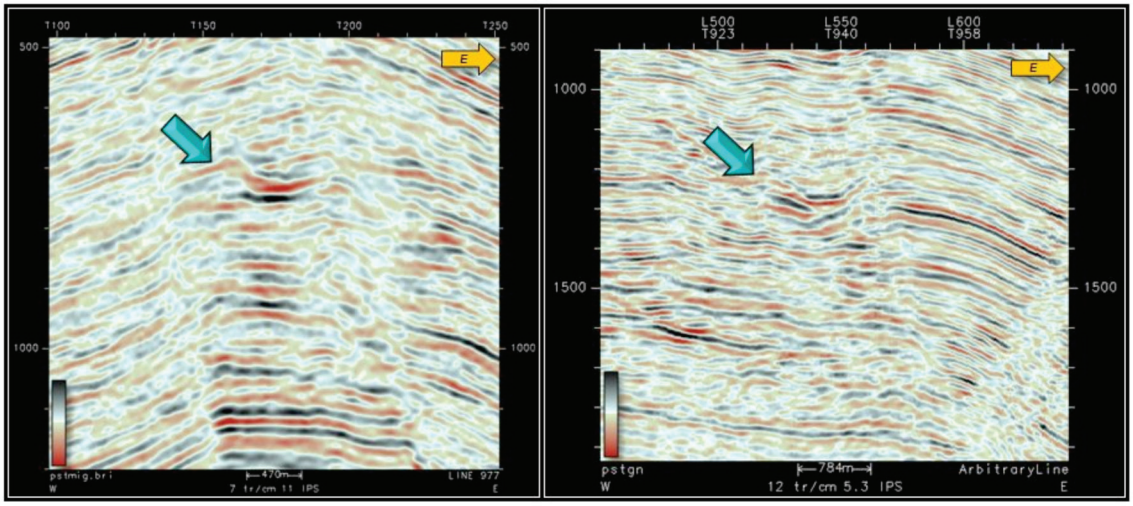


Figura 13. **Secciones sísmicas de orientación E-O, en dos sectores de la zona de estudio. En la sección de la izquierda se visualiza la impronta de la zona de canales próxima al techo de la Fm. Castillo, mientras que a la derecha se puede observar la imagen de la zona de canales cercana a la base de esa formación (las flechas celestes indican la ubicación de los eventos).**

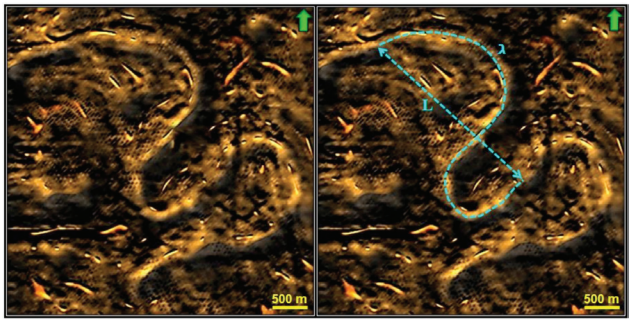


Figura 14. ***Horizon slice* y *blending* extraído del cubo de descomposición espectral de 20 Hz de frecuencia. Este canal (próximo al techo de la Fm. Castillo en la zona de Anticlinal Funes) se ha tomado como ejemplo para reconocer la morfología del paleocauce.**

valor caracteriza cauces meandriformes. La pendiente regional requerida para estos debe ser <2% (Rosgen, 2017), lo que se ha corroborado con los datos existentes. Estos paleocanales que recorren bajas pendientes se caracterizan por transportar sedimentos correspondientes a arenas de granulometría fina a media (Schumm, 1981). Esto ha sido comprobado en la perforación de este complejo fluvial en el pozo PAF-148 (Figura 15).

Este sistema de canales posee un rumbo aproximado ONO-ESE desde aguas arriba hacia aguas abajo, yendo paralelos a las fallas extensionales cretácicas medio-superiores sin que se observe que sean afectados por el fallamiento, cambiando del bloque sur al bloque norte en la zona de transferencia de la deformación hacia la

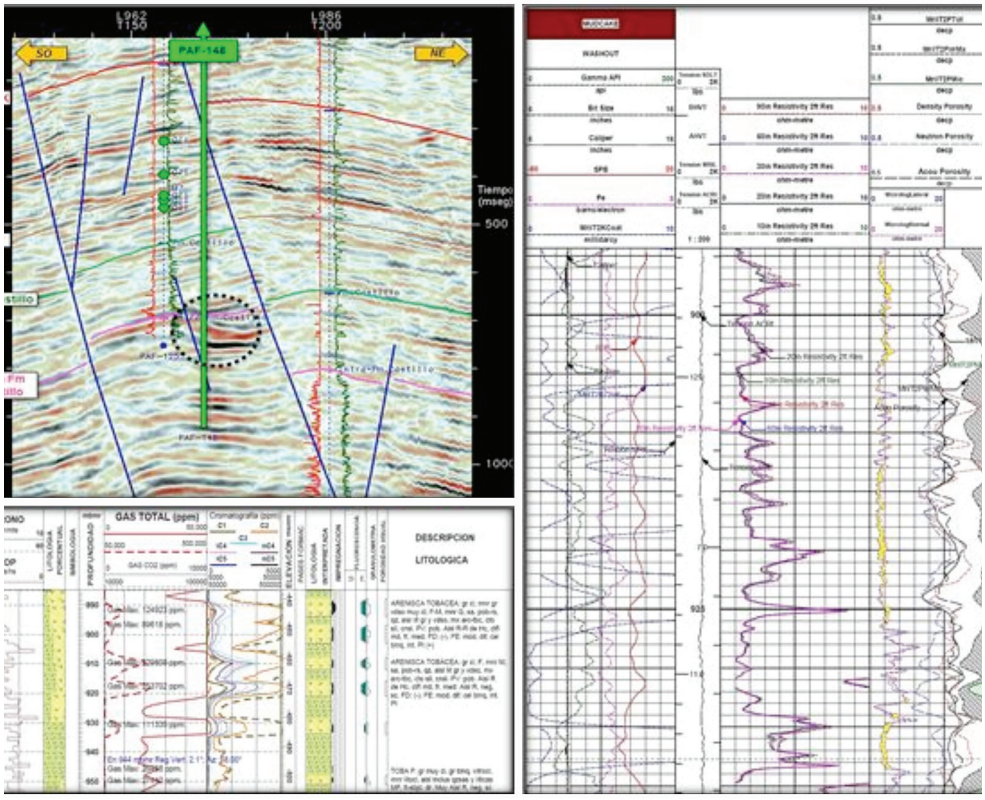


Figura 15. **En esta figura compuesta, arriba a la izquierda se observa una sección sísmica de orientación SO-NE que pasa por el pozo PAF-148, en la cual se distingue (círculo punteado negro) el sistema de canales por debajo del marker Intra_Fm. Castillo. Abajo a la izquierda se muestra un tramo del Control geológico del pozo mencionado en el sector correspondiente al sistema de canales observados en la información sísmica. En la figura de la derecha, se presenta el perfil combinado del pozo, en el sector mencionado.**

zona de Tero (al este). De esta manera, este sistema se conformaría puramente de facies de sinrift. En la zona de Tero mencionada el sistema se divide en dos canales meandriformes uno hacia el norte y otro hacia el sur.

El pozo PAF-148 atraviesa este sistema en la zona de Anticlinal Funes y en los perfiles se pueden observar los depósitos de canal conformados por areniscas tobáceas impregnadas de petróleo, con abundante gas en el control geológico y con fluorescencia por extracción y además, con una muy buena porosidad efectiva y fluido libre (Figura 15). El ensayo original de estos reservorios dio como resultado un corte de agua del 80%, mientras que en el ensayo posfractura se extrajo inyectado con gas y petróleo.

Como se ha mencionado, la información sísmica 3D disponible, que cubre el área del yacimiento y de aceptable calidad, ha permitido la identificación clara de los complejos esquemas de fallas presentes. Por otro lado, los atributos sísmicos brindaron la posibilidad de reconocer los patrones sismoestratigráficos descritos, que ajustaron las locaciones de los últimos sondeos realizados. Las herramientas de análisis y un flujo de trabajo de interpretación de detalle han permitido observar, interpretar y visualizar características que aisladamente muchas veces se muestran muy sutiles, pero que interrelacionadas criteriosamente reforzaron su carácter sísmico y optimizaron la correlación.

Antecedentes de producción

El Yacimiento Anticlinal Funes tiene perforados al día de la fecha 50 pozos, de los cuales, 36 se encuentran en producción. El primer pozo de la zona se perforó en la década de 1960 y el desarrollo principal se realizó entre 2000 y 2006, principalmente dentro del área de lo que hoy es el bloque de recuperación secundaria. En agosto de 2016, cuando se evaluó la inyección de agua, este yacimiento producía 108 m³/d de líquido, 23 m³/d de petróleo y 10 Mm³/d de gas, con acumuladas de 454 Mm³ de petróleo y 85 MMm³ de gas, respectivamente.

En la figura 16 se muestran algunos datos interesantes referentes a la evolución de la producción del Yacimiento Anticlinal Funes. El notable incremento en la producción de petróleo y líquido evidencia que hubo una fuerte campaña de perforación entre 2000 y 2006. Durante ese período se perforaron y completaron 26 pozos, de los cuales solo uno de ellos fue productor de gas. Luego, entre en 2007 y 2008 se hicieron dos reparaciones de pozos con el objetivo de poner en producción reservorios de gas, por esto la producción de gas se incrementa abruptamente, aunque no permanece estable en el tiempo.

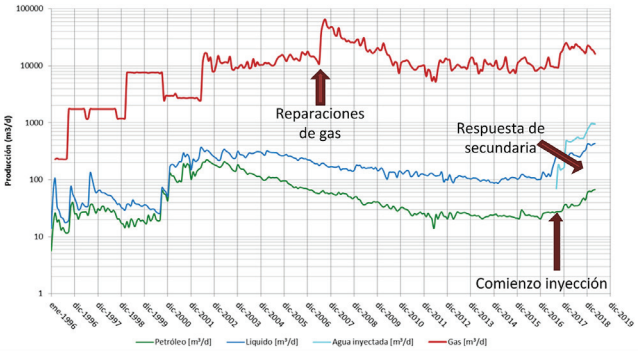


Figura 16. **Historia de producción del Yacimiento Anticlinal Funes.**

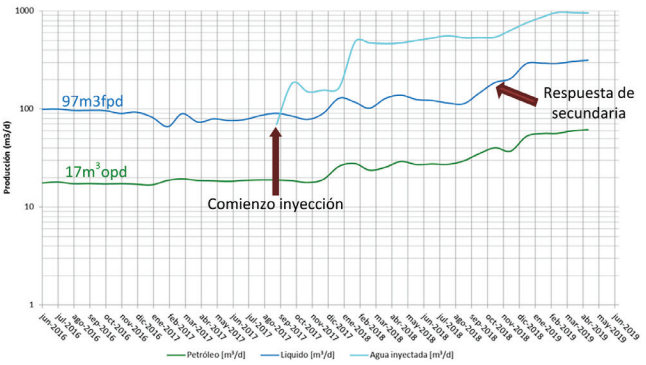


Figura 17. **Historia de producción del bloque de Recuperación Secundaria.**

Proyecto de Recuperación Secundaria

El proyecto de Recuperación Secundaria (o WF) se encuentra enmarcado dentro del bloque principal del Yacimiento. Este bloque, al momento del inicio del estudio del Proyecto de inyección (Agosto de 2016), estaba conformado por 21 pozos productores, de los cuales el primero (AF-12) se perforó en 1988. Los pozos alcanzan profundidades promedio de 1000 mbbp y la zona de interés se encuentra principalmente en la Fm. Bajo Barreal, a profundidades tan someras como 250 mbbp, y se extienden hasta la Fm. Castillo.

Al inicio del estudio, este bloque producía 97 m³/d de fluido y 17 m³/d de petróleo, con una acumulada total de 362 Mm³ de seco, es decir, un promedio de 17,2 Mm³ por pozo (Figura 17). Los caudales de arranque de los pozos de esta zona fueron de 23 m³/d en promedio, con extremos de 2,8 m³/d y 63,5 m³/d. Este proyecto es el primero en implementarse en el área de Anticlinal Funes.

Modelado petrofísico

Los principales reservorios productivos de petróleo y gas corresponden a la Fm. Bajo Barreal y en menor medida a la Fm. Castillo (Figura 2). Se realizó la petrofísica del proyecto de Anticlinal Funes con el fin de discriminar los reservorios productivos y además se verificó la consistencia de los datos de los perfiles Resistivos (Figura 18), de Potencial Espontáneo (Figura 19) y de Porosidad (Figura 20). También se descartaron los datos obtenidos con mal Caliper.

Modelo de porosidades

El bloque cuenta, en la mayoría de los pozos perfilados, con una generación de herramienta de Resonancia Magnética Nuclear (RMN) que no medía porosidad total. Por lo tanto, en el modelo de porosidades se utilizó directamente la porosidad efectiva.

Además, debido a la resolución vertical de la herramienta (1.5-2 m) y a los espesores delgados de los reservorios, se tomó como porosidad de entrada la máxima leída en cada capa.

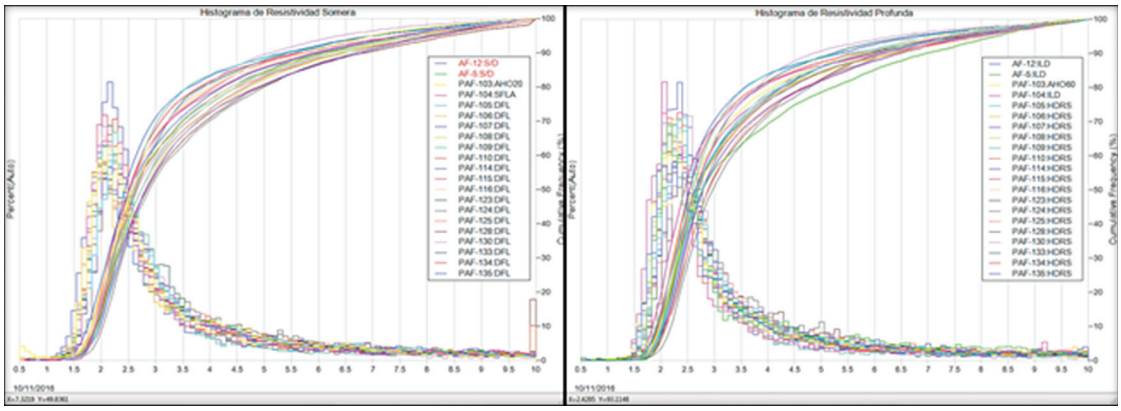


Figura 18. **Histograma de Resistividad Somera a la izquierda y de Resistividad Profunda a la derecha.**

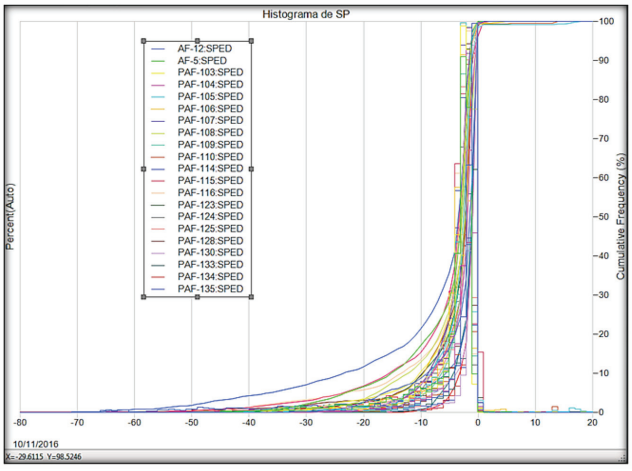


Figura 19. **Histograma de Potencial Espontáneo.**

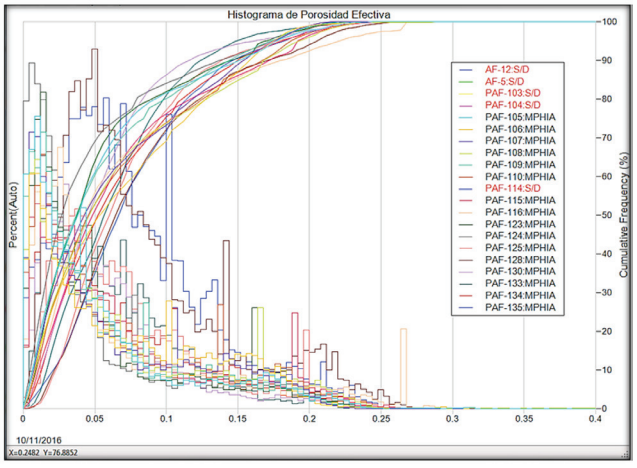


Figura 20. **Histograma de Porosidad de todo el pozo.**

Modelo de Saturación

Para realizar el Modelo de Saturación y al carecer de datos de Porosidad Total, se descartó la utilización del modelo de Dual Water (modelo establecido en el Proceso Común de Petrofísica Interno). Se realizaron los cálculos para otros modelos y finalmente se decidió utilizar el modelo de Simandoux (Figura 21).

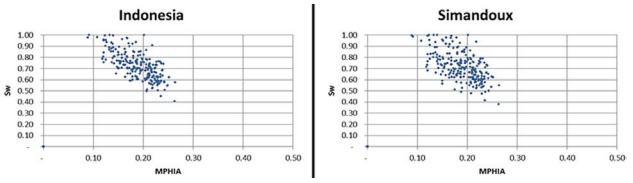


Figura 21. **Crossplot de Saturación de Agua *versus* Porosidad Efectiva para modelos Indonesia y Simandoux.**

Entonces, los datos de entrada para el análisis petrofísico fueron la curva de Porosidad Efectiva de RMN, la curva de resistividad profunda de la formación (Rt), la curva de volumen de arcilla (VCL) como indicador de arcillosidad y la curva de temperatura. Se comenzó con valores eléctricos convencionales para los parámetros a, n y m. El valor de resistividad del agua de formación (RW) fue definido a partir de ensayos con alto caudal de agua y sales estabilizadas.

Si bien puede apreciarse una importante dispersión de valores de salinidad (Figura 22), se definieron entonces dos salinidades representativas, tomando los mejores ensayos de agua. De esta manera, se definió para la Fm. Bajo Barreal una salinidad expresada en ClNa de 8900 ppm con un RW de 0.67 @75°F, y para la Fm. Castillo una salinidad expresada en ClNa de 7200 ppm con un RW de 0.85 @75°F.

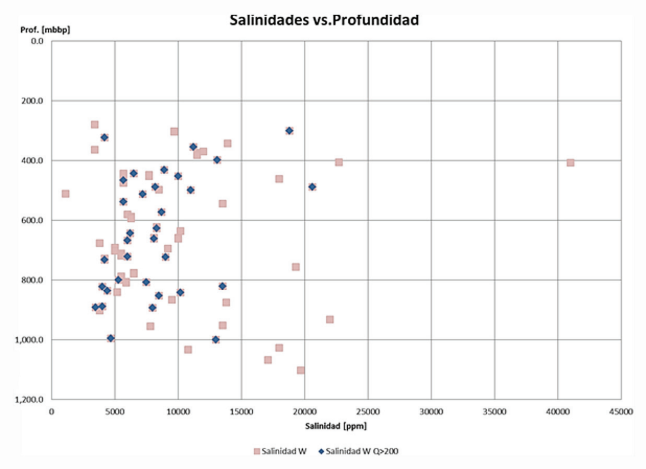


Figura 22. **Salinidad (ClNa) en función de la profundidad donde se observa que no hay correlación entre la salinidad y la profundidad.**

Se cotejaron entonces los datos de saturación de agua obtenidos con estos parámetros con los resultados de los ensayos, y a partir de esa comparación se ajustó m, quedando así definidas tres zonas:

- Zona 1: desde boca de pozo hasta el techo de la Fm. Castillo el (RW = 0,6; m = 1,85).
- Zona 2: desde el techo de la Fm. Castillo hasta el *Marker* B (RW = 0,85; m = 1.9).
- Zona 3: desde el *Marker* B hasta el fondo (RW = 0,85; m = 2).

Nota: se definió como *Marker* B el punto a partir del cual se observa un brusco incremento de la resistividad (Figura 23).

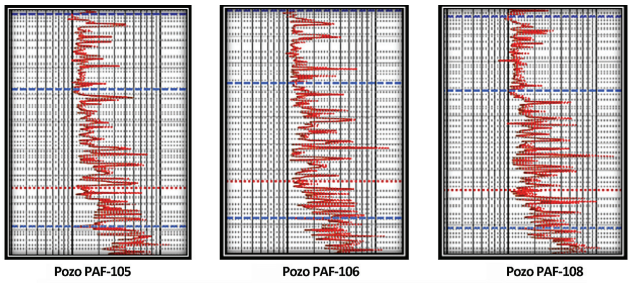


Figura 23. **Se observa en rojo punteado la definición del Marker B para los pozos PAF-105, PAF-106 y PAF-108.**

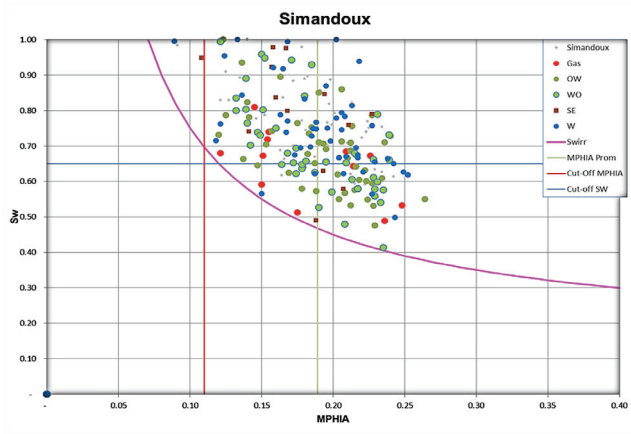


Figura 24. ***Crossplot* de Buckle con resultados de ensayos de pistoneo. (Ensayos de formación de 5 h o más). Límites definidos: PHIE ≥ 0.11 y SW ≤ 0.65.**

Además, se definieron los *cut-off* para discriminar entre roca permeable y no permeable (*cut-off* de Porosidad Efectiva) y entre roca productora de hidrocarburo y roca no productora (*cut-off* de Saturación de Agua). Para definir estos límites se empleó un Diagrama de Buckle, Saturación de Agua (SW) *versus* Porosidad Efectiva (MPHIA), como se muestra en la figura 24.

Conclusiones del modelado petrofísico

Se obtuvieron ajustes representativos entre los *cut-off* definidos y los ensayos de pistoneo, y los parámetros necesarios para llevar adelante el estudio de Recuperación Secundaria de la zona. Existe una limitada disponibilidad de perfiles, carencia de control geológico y ningún testigo rotado o corona.

A pesar de la disponibilidad acotada de información de este bloque, especialmente aquella referida a porosidad, los estudios de yacimientos análogos donde se corrieron perfiles de RMN muestran que los datos son suficientemente representativos para alimentar este modelo.

Modelo estático

El área de estudio de este proyecto de Recuperación Secundaria está limitada al norte y al oeste por fallas de alto rechazo, encontrándose el desarrollo propuesto en el triángulo que se forma entre ellas. El rectángulo marcado en la figura 7 involucra la zona de los pozos del proyecto. Además, pueden verse las fallas principales referidas a un nivel de medio en la columna productiva (*marker* M7).

El análisis del modelo geológico y los resultados de los ensayos de terminación indican que dentro del área de estudio hay 38 reservorios correlacionados. El 80% del OOIP está concentrado en 17 reservorios. En la figura 25 se muestra esquemáticamente cómo se distribuyen los OOIP por reservorio.

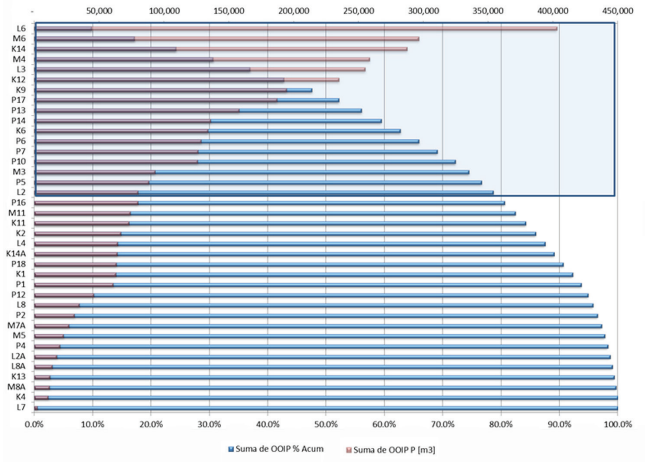


Figura 25. **Distribución de Petróleo Original *In Situ*.**

Definición de las condiciones originales de presión y temperatura

Las condiciones originales para los grupos de reservorios de interés se definieron a partir de la reconstrucción de lo que se interpreta que son los gradientes hidrostáticos y de temperaturas originales.

El gradiente hidrostático de presión se construyó a partir de los datos disponibles de ensayos de presión tomados durante la operación de perfilaje de los pozos de la zona. El gradiente hidrostático adoptado es:

$$P\ [Kg/cm^2] = 52 + 0.095 * DEPTH\ [mbnm]$$

El gradiente de temperatura se definió en función de las temperaturas disponibles de las zonas más cercanas. El gradiente resultante se cotejó con las temperaturas registradas en los perfiles del área de estudio. La ecuación adoptada para construir la curva de temperatura es:

$$TEMP_CALC\ [°C] = 15\ [°C] + 0.045\ [°C/m] \times (DEPTH\ [m]])\ \hat{}\ 0.99$$

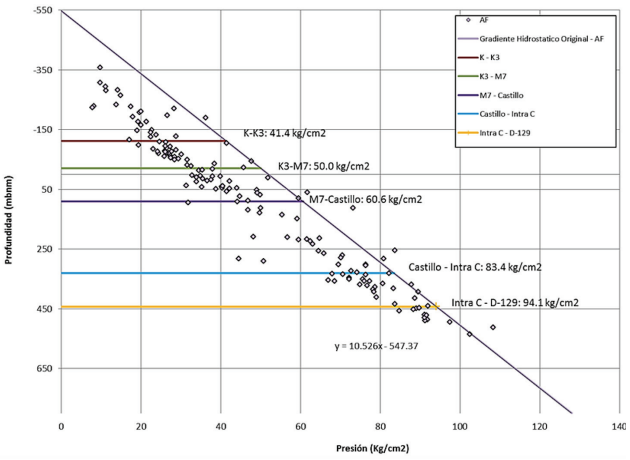


Figura 26. **Gráfico Presión *versus* Profundidad que muestra las presiones medidas en el Anticlinal Funes y el gradiente de presión original.**

Fluidos

Para la determinación de las características de los fluidos se realizó un PVT sintético, como datos de entrada se utilizaron las viscosidades de petróleo de muestras de boca de pozo llevadas a condición de fondo, análisis cromatográficos de gas realizados en pozos sin capas de gas libre y alejadas de casquetes de gas (consideradas como representativas de gas disuelto) y la presión inicial como la presión hidrostática. Debido a la presencia de casquetes de gas, puede afirmarse que se trata de un yacimiento saturado.

Se probó el ajuste de varias correlaciones y, en función de los resultados que brindaron se optó por la combinación de ecuaciones que se detallan más abajo.

En las tablas 1 y 2 se resumen las correlaciones utilizadas y los parámetros PVT obtenidos, respectivamente.

Modelo dinámico

Para construir el modelo dinámico se siguieron básicamente los siguientes pasos:

- Obtención del Petróleo Original In Situ: se calculó el OOIP (*Original Oil In Place*) a nivel de capa a través de una volumetría a partir de los polígonos de petróleo comprobados.
- Producción de primaria: se proyectaron las producciones de primaria de los pozos declinando cada uno de ellos en función de su historia de producción.
- Prorrateo de producción primaria: se prorrateó la producción (existente y futura) de cada pozo a nivel de capa y se totalizaron las producciones acumuladas de manera de obtener la EUR (*Estimated Ultimate Recovery*) por primaria por pozo.
- Validación del OOIP: se totalizaron las EUR a nivel capa y se comparó con el OOIP estimado por volumetría. Se validó que el factor de recobro (FR) obtenido se encuentre dentro de los valores esperados para un bloque de primaria saturado.
- Saturaciones al inicio de la inyección: de la petrofísica se obtuvo la saturación original por capa. En función de la producción proyectada de primaria por capa se calculó la nueva saturación en la cual se encontraría cada reservorio al momento de iniciar la inyección.
- Escenarios de desarrollo: se definió la estrategia de desarrollo y se la reflejó en el modelo de la simulación (conversión de pozos productores a inyectores, perforación de nuevos pozos productores y adecuaciones de sistemas de producción de pozos existentes).
- Simulación: el proyecto se simuló con un modelo analítico bajo el método de cálculo de flujo segregado. Las producciones primarias de cálculo (por capa) se cortan en los períodos donde hay inyección de agua.
- *History matching*: dado que el modelo no tiene historia de inyección, no se realizó *history matching*.
- Producción de agua inicial: la experiencia en bloques análogos de Cerro Dragón demuestra que la Recuperación Secundaria produce tanto petróleo como agua inicialmente. Por lo tanto, el modelo analítico contempla producción de agua inicial.

Pronósticos de producción

Como se mencionó, para cada uno de los reservorios se obtuvieron las recuperaciones primarias en las condiciones actuales y, a partir de ello, las recuperaciones futuras y los factores de recuperación. Además, a partir de los elementos de flujo establecidos para la simulación, se determinó el OOIP contactado para los reservorios que se inyectan.

En la tabla 3 se resumen los resultados de recuperación primaria y secundaria para los grupos de reservorios y totalizados para el área de estudio.

Utilizada en Módulo PVT Sahara	Viscosidad de petróleo muerto	Dato
	Viscosidad de petróleo saturado	Beggs & Robinson
	Viscosidad de petróleo sub-saturado	Beal
	Rs	*Standing*
	Bo	*Standing*
	Z	Dranchuk & Abu, K.
	Viscosidad del gas	Lee *et al.*
Excel de cálculo	Todo el PVT	Correlación de farina

Tabla 1. **Correlaciones utilizadas para los cálculos PVT.**

Grupo	Prof. Prom. [mbbp]	Prof. Prom. [mbnm]	Presión Original [Kg/cm2]	Temp. Original [°C]	°API	μ_{oD} [Cp]	Rs	μ_o @TyP Res [Cp]	μ_w @TyP Res [Cp]	Boi	Bgi
K-K3	404	-111	42	32	23.6	185	15.14	64.68	0.85	1.0392	0.0244
K3 - M7	502	-12	51	36	23.8	175	18.56	52.24	0.78	1.0504	0.0196
M7-Castillo	610	96	61	41	24.5	154	23.03	38.68	0.72	1.0644	0.0164
Castillo - Intra Cas	845	331	83	51	23.5	188	30.53	34.29	0.60	1.0908	0.0125
Intra Cas - D-129	957	443	94	55	26.6	99	34.38	30.19	0.55	1.1043	0.0112

Tabla 2. **Parámetros PVT.**

Grupo	Recuperación primaria P [Mm³]	Primaria COA* [Mm³]	Incrementales WF [Mm³] P
Marker K -K3	123	125	129
Marker K3 - M7	96	95	50
Marker M7 - Fm. Castillo	91	91	71
Fm. Castillo - Fondo	118	105	118
Totales	428	415	368

Tabla 3. **Recuperación primaria y secundaria del escenario. Fin de concesión.**

*El término COA se refiere a las condiciones de operación actuales.

Consideraciones de la implementación del proyecto

Dado que el bloque Anticlinal Funes no dispone del agua necesaria para implementar un proyecto de recuperación secundaria, resulta indispensable abastecer de agua a esta zona. La estrategia original contemplaba abrir capas con alta producción de agua para poder satisfacer las necesidades. Se realizaron tres intervenciones de pozos productores, en los que se punzaron las capas, sin embargo los resultados no fueron los esperados. Estos pozos declinaron su producción de fluido rápidamente sin lograr los caudales necesarios para cumplir con la demanda. Se optó entonces por una segunda estrategia que implicó el tendido de un ducto de transferencia proveniente de un yacimiento cercano (aproximadamente 13 km de longitud) y un *loop* en este acueducto para aumentar la provisión de agua.

También fue necesario construir una planta de inyección de agua salada (PIAS) y realizar tareas de adecuación en las instalaciones existentes. La PIAS está conformada por un tanque cortador, un pulmón de agua, una bomba de inyección, un tanque ecológico con su respectiva bomba de sumidero y una pileta de emergencia; además se incluyeron los controles necesarios para que la instalación pueda operar. La adecuación de la batería existente consistió en el tendido de una línea de derivación de la producción del separador general al tanque cortador de la PIAS.

Conclusiones

La planificación detallada de cada etapa de estudio e implementación conlleva una serie de decisiones que deben unirse para que el esfuerzo intelectual del grupo de trabajo desemboque en una solución única y exitosa, en la cual la toma de decisiones sea una cascada lógica y constructiva en la integración multidisciplinaria. Se ha visto en este ejemplo como la visión integral de un proyecto generador de valor se centraliza en la sinergia de la tarea grupal.

Si bien al día de la fecha este proyecto integrador se encuentra todavía en vías de implementación, ya se han podido observar interesantes incrementos en la producción del Yacimiento Anticlinal Funes. La producción de petróleo se triplicó en el transcurso de dos años y se espera que continúe creciendo hasta alcanzar los 80 m^3/d a medida que los reservorios vayan ganando presión producto de la inyección de agua.

Asimismo, mediante el cálculo de atributos sísmicos y la reinterpretación de cubos de frecuencia individuales, se ha reconocido una extensa faja de canales y se han documentado nuevos reservorios con presencia comercial de hidrocarburos. Esto motiva a seguir analizando zonas cercanas con el objetivo de continuar perforando pozos en este yacimiento y hacer extensiva esta metodología de análisis en otras áreas.

Agradecimientos

Agradecemos a Pan American Energy y a Petrominera Chubut SE por haber permitido publicar los ejemplos de este trabajo. Agradecemos especialmente a Lorena Caviglia por su valiosa contribución técnica.

Referencias

Bahorich, M. y Farmer, S., "3-D seismic discontinuity for faults and stratigraphic features: The coherence cube", 1995, SEG, *The Leading Edge*, October 1995, pp. 1053-1058.

Castagna, J., Burnett, M., Méndez, E., Rodríguez, G., García, L., Vázquez, J. Aviléz, M. y Villaseñor, R., 2003, "Application of spectral decomposition to gas basins in México", SEG, *The Leading Edge*, November 2003, pp. 1130-1134.

Cayo, E., Crovetto, C., Plazibat, S., Stein, J., Díaz, M. T. y Paredes, J., "Control tectónico sobre la sedimentación de la formación Mina del Carmen (Albiano) en el yacimiento Cerro Dragón, Cuenca del Golfo de San Jorge", Argentina, 2011, VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos del IAPG, pp. 367-388.

Chopra S., Marfurt K. y Misra, S., 2011, "Getting more from frequency-enhanced data, The Geophysical Corner", *AAPG Explorer*, March 2011, p. 36 (1).

Chopra, S., Misra, S. y Marfurt, K., 2011, "Coherence and curvature attributes on preconditioned seismic data", *The Leading Edge*, 21, April 2011, pp. 386-393 (2).

Leopold, L. y Wolman, M., 1957, "River channel patterns braided, meandering and straight", *US Geological Survey Professional Paper* 282 B, 1957, pp. 39-85.

Partika, G., Gridley, J., y López, J., "Interpretational applications of spectral decomposition in reservoir characterization", *The Leading Edge*, March 1999, pp. 353-360.

Pérez, D., Yagupsky, D., García, V., Cristallini, E., Soffiantini, J., Martínez, E., López Angriman, A., Czeplowodzki, R. y Crovetto, C., "Análisis estructural del Flanco Oeste (Concesión Anticlinal Grande-Funes)", Informe interno UBA-PAE, 2008, pp. 1-50.

Ramos, V., Evolución de la Cuenca Golfo San Jorge: Su Estructuración y Régimen Tectónico, Revista de la Asociación Geológica Argentina, Nro. 72, 2015, págs. 12-20.

Rosgen, A., 1996, Protocolo de caracterización hidromorfológica de masas de agua de la categoría ríos, Código: M-R-HMF-2015, Mayo 2017.

Schumm, S., 1982, Evolution and response of the fluvial system, sedimentologic implications, Soc. of Econom. Paleontol. and Mineralogists, Spec. Publ. N° 31, 1982, págs. 19-29.

Taner, M., Schuelke, J., O'Doherty, R., y Baysal, E., 1994, Seismic attributes revisited, SEG, Technical Program Expanded Abstracts, 1994, págs. 1104-1106.

Taner, M., 2001, Seismic Attributes, CSEG, Recorder, September 2001, págs. 49-56.

Vernengo, L. y Trinchero, E., 2015, Application of amplitude volume technique attributes, their variations, and impact, SEG, The Leading Edge, V. 34, N° 10, October 2015, págs. 1246-1253.

Vernengo, L., Trinchero, E., García Torrejón, M. y Rovira, I., 2017, Interpreting Seismic Amplitude Volume Technique Attributes, AAPG, Explorer, Geophysical Corner, April 2017, págs. 22-25.

Buscá todo sobre el shale en nuestra web

Shale en ARGENTINA

IAPG
INSTITUTO ARGENTINO DEL PETROLEO Y DEL GAS



www.shaleenargentina.org.ar

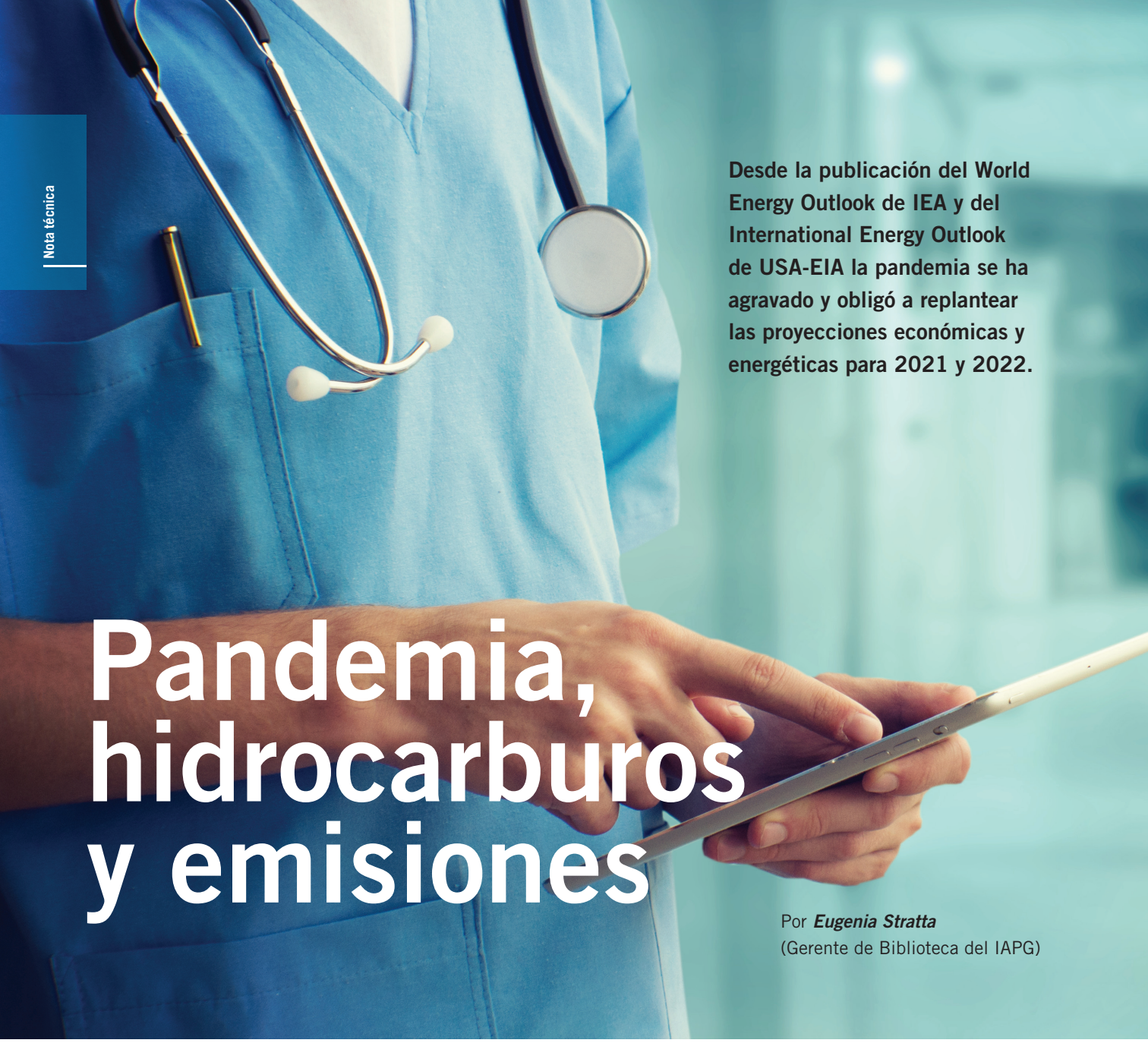
Ya está online el sitio del IAPG destinado especialmente a los hidrocarburos de reservorios no convencionales, como shale gas y shale oil.

Pensada como herramienta útil para toda la comunidad, especializada o no, que quiera conocer con mayor profundidad lo relativo a estos reservorios y al fracking o estimulación hidráulica, así como los aspectos que generan mayores cuestionamientos: el uso del agua, la protección de los acuíferos, el uso de químicos, etcétera.

Toda la información de los expertos y las últimas noticias.

¡Y además, la posibilidad de consultar interactivamente a un experto sobre cualquier aspecto relacionado con el shale en la Argentina!

/IAPGinfo /IAPG_Info /iapginfo /113697754021657413329



Desde la publicación del World Energy Outlook de IEA y del International Energy Outlook de USA-EIA la pandemia se ha agravado y obligó a replantear las proyecciones económicas y energéticas para 2021 y 2022.

Pandemia, hidrocarburos y emisiones

Por ***Eugenia Stratta***
(Gerente de Biblioteca del IAPG)

En sus ediciones de 2020, los estudios de proyección sobre el desarrollo energético global pusieron especial énfasis en el análisis del comportamiento del mercado a corto plazo, teniendo en cuenta la profunda recesión de la economía mundial a causa de la pandemia de covid-19. Tanto World Energy Outlook (WEO), elaborado por International Energy Agency (IEA), así como otros estudios de proyección similares, entre ellos International Energy Outlook (IEO), elaborado por Energy Information Administration (USA, EIA) o BP Energy Outlook, basaron sus pronósticos sobre diversos supuestos acerca del crecimiento de la actividad económica durante 2021.

Estos estudios fueron publicados entre septiembre y octubre de 2020, pero desde entonces las circunstancias han registrado cambios significativos. La evolución de la pandemia ha puesto al mundo en situaciones bastante menos optimistas de lo que se esperaba. La aparición de nuevas cepas del coronavirus, las dificultades en la producción y la distribución de vacunas y el crecimiento de las cifras de contagio en nivel global han llevado a países enteros y a ciudades, especialmente en las zonas más desarrollados de la Unión Europea, a retornar a medidas restrictivas, afectando la recuperación de la economía y el consumo de energía.

Los números de la economía global

La trayectoria de crecimiento económico global estará condicionada en gran medida por las incertidumbres generadas por el covid-19, pero también por las políticas económicas implementadas por las grandes potencias occidentales como los Estados Unidos, Alemania o Gran Bretaña y por las grandes economías emergentes, como Rusia o China. En enero de este año el "World Economic Outlook Update" presentado por el Fondo Monetario Internacional (FMI) estima que el PBI mundial registró un descenso de –3,5% en 2020 respecto de 2019. Esta declina-



ción fue dispar: un –4,9% corresponde a las economías avanzadas y un –2,4, a los mercados emergentes y a las economías en desarrollo.

El mayor declive registrado para las economías más desarrolladas está empujado por los descensos de España (–11,1%), Reino Unido (–10%), Italia (–9,2%) y Francia (–9%). Por el contrario, la menor declinación promedio de los mercados emergentes se debe a los porcentajes registrados por China (+2,3%), mercados en desarrollo de Asia (–1,1%) y África Subsahariana (–2,6%). Siempre dentro de los mercados emergentes o en desarrollo es muy pronunciada la caída en América latina y el Caribe (–7,4%).

Según el FMI, la economía mundial crecerá un 5,5% en 2021 alcanzando un valor de PBI mayor que el de 2019, y agrega que en 2022 el incremento será del 4,2%. En estos dos años las economías emergentes y en desarrollo crecerán más aceleradamente que las economías desarrolladas, alcanzando porcentajes del 11,3% y el 9,7%, respectivamente. Se prevé que las economías nacionales sigan caminos de recuperación divergentes según su grado de desarrollo y su estructura productiva. En algunos países está previsto una recuperación más acelerada, solo en un año repondría las cifras anteriores a la pandemia, es el caso de los Estados Unidos y China. En el otro extremo habrá economías que no se recuperarán a los niveles de 2019 aún sumando los dos años siguientes, entre ellas las del Reino Unido, Italia, España y las naciones de América Latina y Caribe.

En los países en desarrollo con economías muy especializadas, por ejemplo en turismo o en exportación petrolera, las perspectivas son particularmente difíciles. El WEO 2020 señaló que posiblemente el ataque del coronavirus revierta el progreso logrado en materia de reducción de pobreza en los últimos 20 años, señaló que es probable que unos noventa millones de personas caigan por debajo del umbral de pobreza extrema durante 2020 y 2021.

Energía y emisiones de CO_2

La crisis económica resultante de la pandemia impactó en casi todos los aspectos de la producción, la distribución y el consumo de energía. El más afectado fue el mercado de combustibles fósiles y específicamente el de los combustibles líquidos utilizados por el transporte. Al mismo tiempo las energías renovables que aportan más del 20% de la electricidad mundial fueron poco afectadas.

Un estudio publicado recientemente por la International Renewable Energy Agency (IRENA) confirma que las energías limpias fueron más resistentes a los impactos de la crisis de covid-19. Igualmente manifiesta su preocupación por la lentitud en el camino hacia la eficiencia energética que se ralentizó aún más debido a la pandemia. Se calcula que las mejoras mundiales logradas desde 2010 cayeron por debajo del 1% el año pasado, alcanzando la tasa anual más baja de la década. El estudio señala que las energías renovables son ahora la opción más barata para producir electricidad en la mayor parte del mundo y plantea que "…políticas de eficiencia bien diseñadas pueden impulsar las economías debilitadas y asegurar beneficios económicos y ambientales a largo plazo. Por ejemplo, los programas para reacondicionar edificios crean trabajos de construcción, reducen permanentemente las facturas de energía de los consumidores y reducen las emisiones. Este tipo de esfuerzos suavizaría algunos de los impactos de la crisis de covid-19, que ha afectado especialmente a los hogares y las pequeñas empresas".

Según IRENA "la innovación en energía limpia está en un punto de inflamación" y aconseja a los gobiernos no repetir errores típicos de las situaciones de crisis económica, que resistan a la tentación de recortar presupuestos para proyectos con objetivos a largo plazo. También destaca que las fuentes renovables no aplicadas a la generación eléctrica, como es el caso de los biocombustibles, han sufrido en medio de la crisis económica y necesitan una atención política aún mayor. En el mismo sentido, un informe del Banco Mundial expresa que la pandemia subraya la necesidad de políticas y regulaciones que impulsen inversiones en sistemas de energía resilientes fomentando así cambios de comportamiento. Plantea además que la mejora de la política de energía sostenible respalda un mayor empleo, en particular en torno a la eficiencia energética y a la distribución de energía eléctrica.

Como explicamos en la nota "La energía mundial pospandemia" publicada en ***Petrotecnia*** n° 3 de 2020, las proyecciones presentadas por IEA en la última edición de World Energy Outlook basadas en datos consolidados de 2019 estiman que el consumo energético se habría reducido en un 5%. En un análisis posterior, publicado por la institución en marzo bajo el título de "Global Energy Review: CO_2 Emissions in 2020", se establece que esa disminución fue del 4%. Ese descenso en el



consumo significa un retorno a los niveles de 2017. Datos publicados por USA EIA permiten considerar que durante el corriente año el consumo se incrementaría en un 4,9%.

Paralelamente, el descenso en las emisiones de carbono, en octubre estimado en un 7%, fue finalmente del 5,8%. Se trata de la mayor disminución porcentual anual desde la Segunda Guerra Mundial. En términos absolutos, la disminución de las emisiones de casi dos mil millones de toneladas de CO_2 no tiene precedentes en la historia de la humanidad. Este descenso promedio enmascara amplias variaciones según la región, el país y la época del año.

En los hechos, el descenso de las emisiones de carbono se detuvo y volvió a ascender durante el verano del hemisferio norte, debido al levantamiento parcial de las restricciones al interior de varios países para fomentar el turismo nacional. Los automóviles volvieron a las calles, los camiones a las rutas y comenzó a reactivarse el tráfico aéreo. A partir del brusco descenso registrado en abril, las emisiones cobraron fuerza y en diciembre 2020 retornaron a cifras un 2% superiores a las del mismo mes del año anterior.

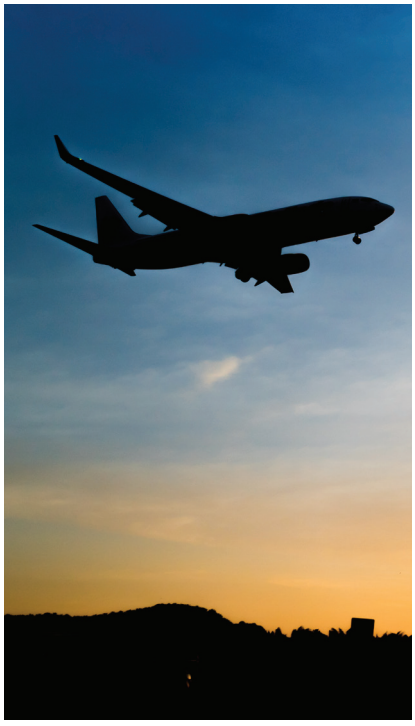
Un artículo publicado por IEA estima que las economías más desarrolladas lideraron ese resurgimiento. El repunte de la actividad económica, en el último trimestre de 2020, empujó la demanda de energía al alza, sin embargo, faltaron medidas políticas significativas para impulsar las energías limpias. Muchas economías ahora están viendo que las emisiones superan los niveles anteriores a la crisis. Solo con nuevos bloqueos se podrá retornar a cifras descendentes del período marzo-mayo de 2020.

FMI. Perspepctivas de la economía mundial. PBI - Cambio porcentual

	% Estimado	Proyecciones	
	2020	**2021**	**2022**
Promedio mundial	–3,5	5,5	4,2
Economías avanzadas	**4,9**	**4,3**	**3,1**
Estados Unidos	–3,4	5,1	2,5
Japón	–5,1	3,1	2,4
Reino Unido	–10,0	4,5	5,0
Canadá	–5,5	3,6	4,1
Área Euro	–7,2	4,2	3,6
Alemania	–5,4	3,5	3,1
Francia	–9,0	5,5	4,1
Italia	–9,2	3,0	3,6
España	–11,1	5,9	4,7
Mercados emergentes y economías en desarrollo	**–2,4**	**6,3**	**5,0**
Asia emergente y en desarrollo	–1,1	8,3	5,9
China	2,3	8,1	5,6
India	–8,0	11,5	6,8
Europa emergente y en desarrollo	–2,8	4,0	3,9
Rusia	–3,6	3,0	3,9
América Latina y el Caribe	–7,4	4,1	2,9
Argentina	–10,4	4,5	2,7
Brasil	–4,5	3,6	2,6
México	–8,5	4,3	2,5
Medio Oriente y Asia central	–3,2	3,0	4,2
África sub-sahariana	–2,6	3,2	3,9

El retorno de los combustibles líquidos

El retorno al equilibrio del mercado petrolero es bastante imprevisible y está determinado por las políticas sanitarias que aconsejan restringir la movilidad. La demanda de combustibles fósiles fue la más afectada en 2020, especialmente el petróleo, que cayó un 8,6%. La crisis ha sido devastadora para el sector petrolero, ya que según afirma el WEO 2020, eliminó una década de crecimiento en menos de un año.



Entre enero y febrero del año pasado, el crudo Brent había oscilado entre 52 y 69 dólares, pero el 9 de marzo cayó bruscamente a 35 dólares, llegando a 9 dólares a fines de abril. En ese momento se habló de petróleo sin precio. En mayo comenzó un leve repunte y recién en los últimos días de diciembre se alcanzaron cotizaciones similares a las de los primeros meses de 2020, el año se cerró con un promedio de 40 dólares por barril. En enero se observó un nuevo repunte con cotizaciones promedio en febrero de 59 dólares para el WTI y 62,3 dólares para el Brent. Para llegar a estos valores fue necesario que se cumpliera el compromiso de OPEC + de establecer límites de producción que redujeran los excedentes de petróleo en el mercado mundial. Recordamos que hablamos de OPEC+ para aludir al acuerdo alcanzado hace tres años entre los países miembros de OPEC, Rusia y otros países productores que no pertenecen a esa organización.

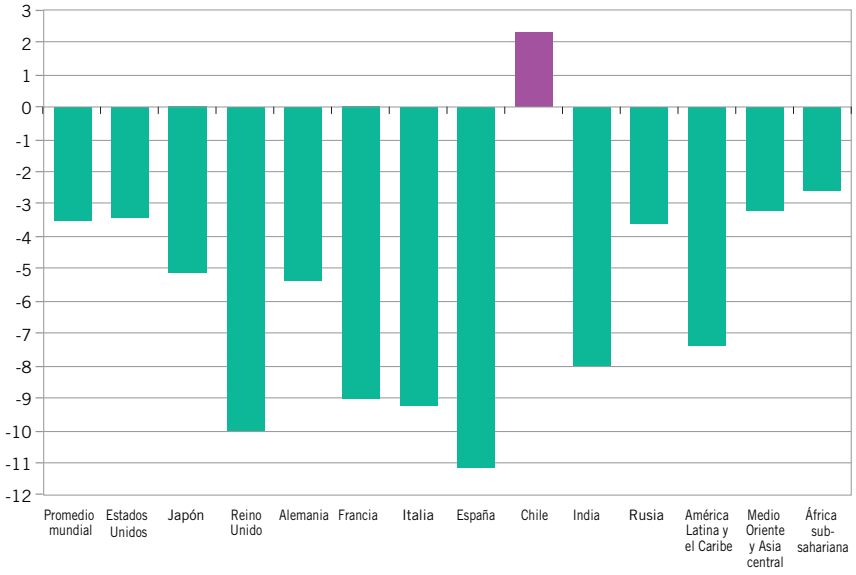
Estas políticas reduccionistas lograron disminuir la producción en unos 9,5 millones de barriles diarios con una retención acumulada de más de dos mil millones de barriles de crudo. Todo indica que los acuerdos de control de la producción se renovarán en abril, durante la próxima reunión de los integrantes de OPEC+.

Según el IEA WEO 2020 las inversiones en la estructura de producción, en especial en la explotación de yacimientos no convencionales, requieren políticas públicas que incentiven esas inversiones o de un precio superior a USD70 sostenido en el tiempo y estima que esa situación podrá darse recién en 2025. En un estudio más reciente, IEA considera que si no repunta la producción de *shale oil*, dentro de cinco años Arabia Saudita desplazará a los Estados Unidos y volverá a ser el mayor aportante al crecimiento de la producción petrolera.

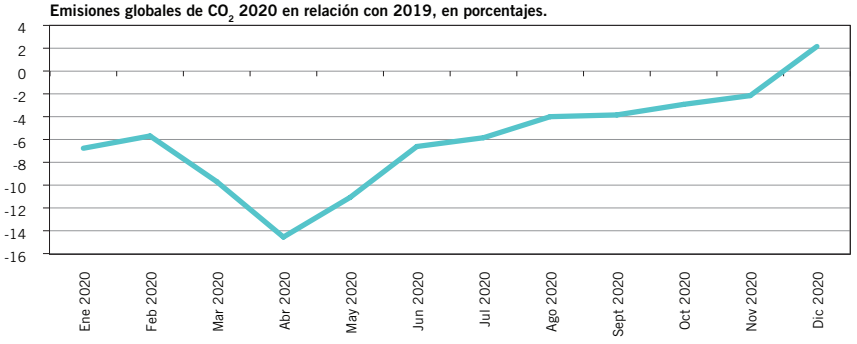
Otros estudios son igualmente pesimistas respecto del precio del crudo. El FMI calcula que la reducción durante 2020 es de –32,7%. Estima que el incremento será de 21,2% durante el año 2021 y habrá un descenso de 2,2% en 2022. Por su parte, USA EIA prevé un precio promedio anual de USD57 en 2021 para el WTI y de USD61 para el Brent y también estima un descenso superior al 2% para 2022. La agencia estadounidense estima que los precios de los crudos de referencia podrían acercarse a los USD70 en abril pero descendería a USD50 durante el segundo semestre de este año. Esa caída de los precios del petróleo crudo se daría en un mercado en el que la oferta mundial de petróleo superará a la demanda por el incremento de la producción en los Estados Unidos y otros países que no pertenecen a OPEC+. El dato real del 15 de marzo al cierre de esta nota es de precios spot de USD65,4 para el WTI y de USD68,8 para el Brent.

Los datos mensuales de producción mundial de crudo publicados por EIA muestran una brusca caída ente abril y mayo de 2020 de 98.050 Mb/d a 86.241 Mb/d y un lento repunte ha-

FMI. Disminución del PBI 2020/2019 (en porcentajes).

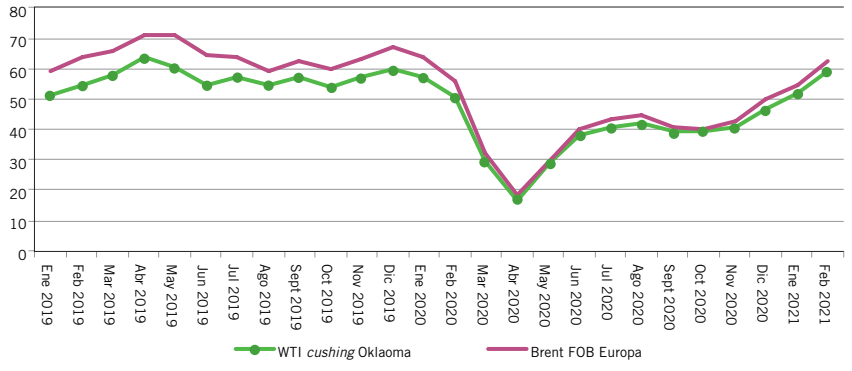


Emisiones globales de CO_2 2020 en relación con 2019, en porcentajes.



Fuente: International Energy Agency (EIA).

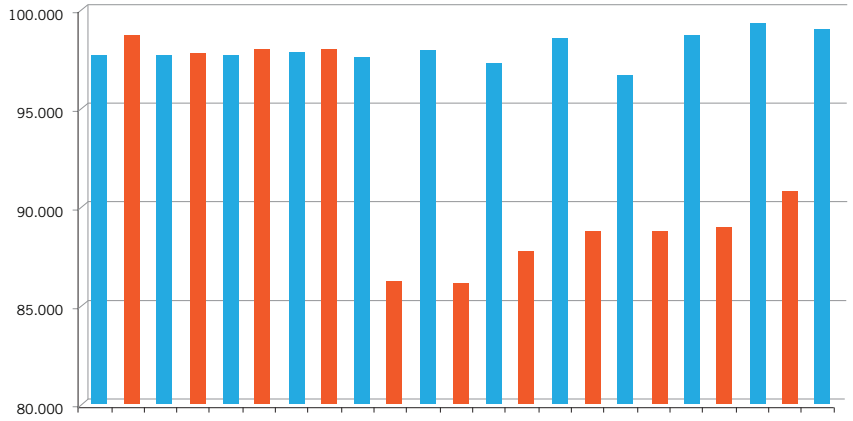
Petróleo crudo. Precios spot (USD/barril).



Fuente: International Energy Agency (EIA).

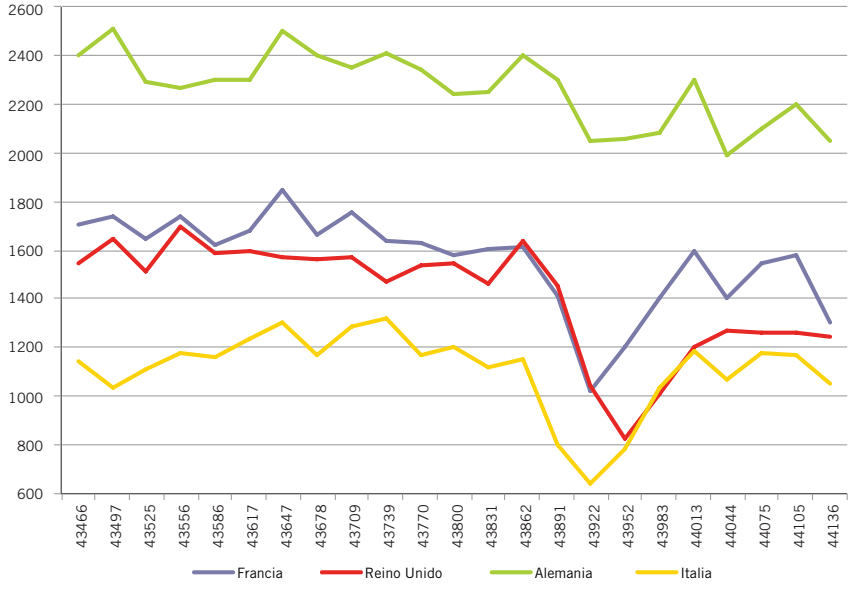


Producción mundial de petróleo 2019-2020 (Mb/d).



Fuente: USA. Energy Information Administration (EIA).

Consumo de productos refinados en países europeos 2019-2020 (Miles de b/d).



Fuente: USA. Energy Information Administration (EIA).

cia fin de año, que en noviembre alcanzaría 90.847 Mb/d. Las cifras de la Argentina acompañan esa tendencia con un pronunciado descenso entre marzo y mayo que se puede visualizar en el siguiente gráfico.

La reducción de la demanda mundial de petróleo ha impactado fuertemente en la refinación y provocado el cierre de refinerías en varios países del mundo. La industria tuvo que hacer frente a un colapso histórico de la demanda de los productos más lucrativos como naftas, diésel y combustible para aviones. Esto pesó mucho en los márgenes y arrastró las tasas de utilización a los niveles más bajos en 35 años. El transporte terrestre, ya sea urbano o por carretera también se vio gravemente afectado, pero el sector más perjudicado fue la aviación internacional. La actividad de vuelos globales alcanzó un mínimo en abril de 2020 de un 70% por debajo del nivel del mismo mes del año anterior.

Todos los datos publicados en esta nota respecto de las proyecciones del mercado energético en general y de la industria de los hidrocarburos líquidos en particular pueden ser ajustados o variar radicalmente en poco tiempo debido a la pandemia.

Bibliografía

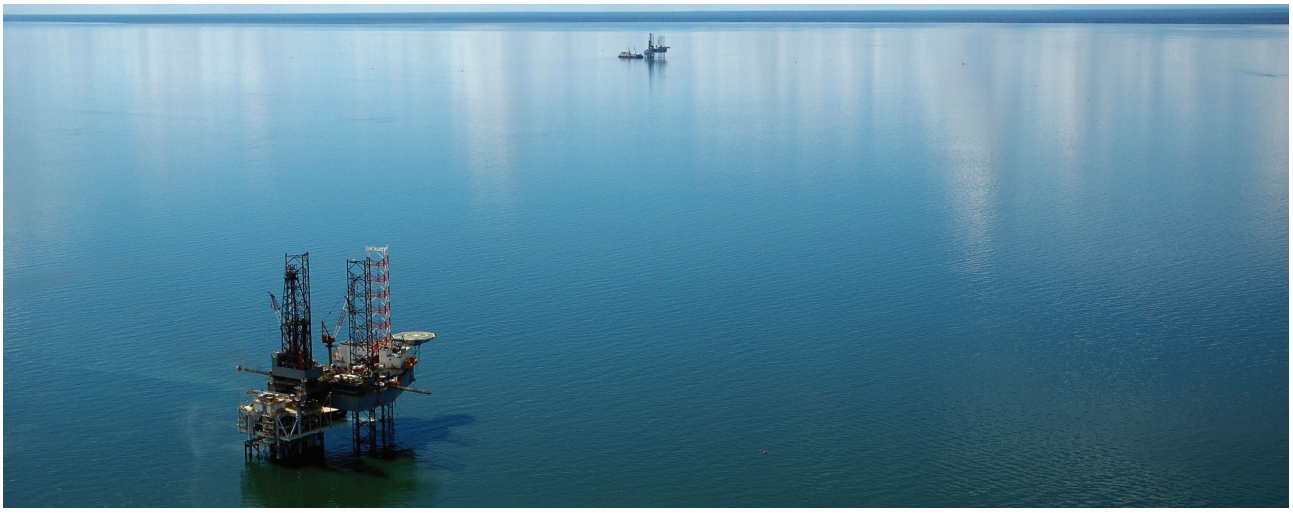
British Petroleum. *BP Energy Outlook 2020*. https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/energy-outlook.html

British Petroleum. *BP Statistical Review of World Energy 2020*. https://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy.html

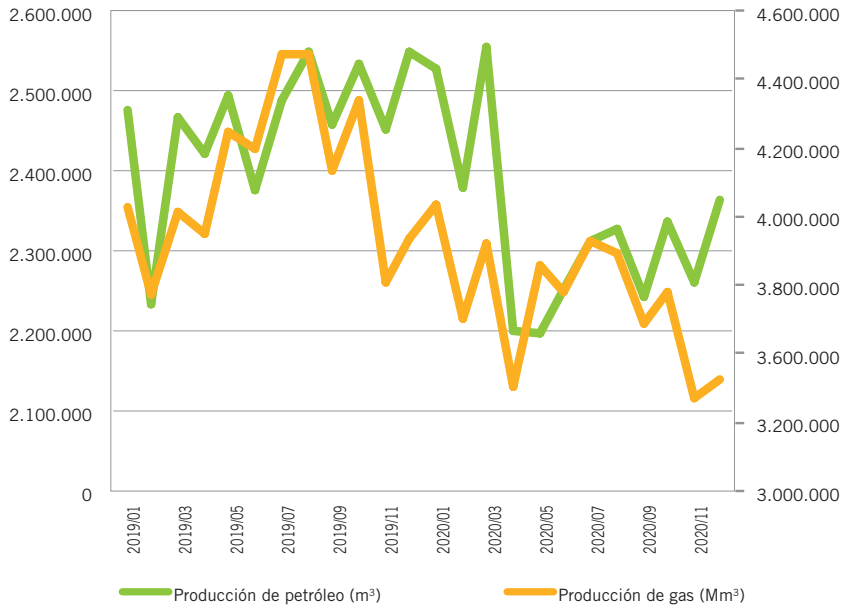
Energy Information Administration (USA, EIA). *Petroleum & Other Liquids. Spot Prices*. https://www.eia.gov/dnav/pet/pet_pri_spt_s1_d.htm

Energy Information Administration (USA, EIA). *Short-Term Energy Outlook*. https://www.eia.gov/outlooks/steo/

Fondo Monetario Internacional (FMI). *World Economic Outlook*

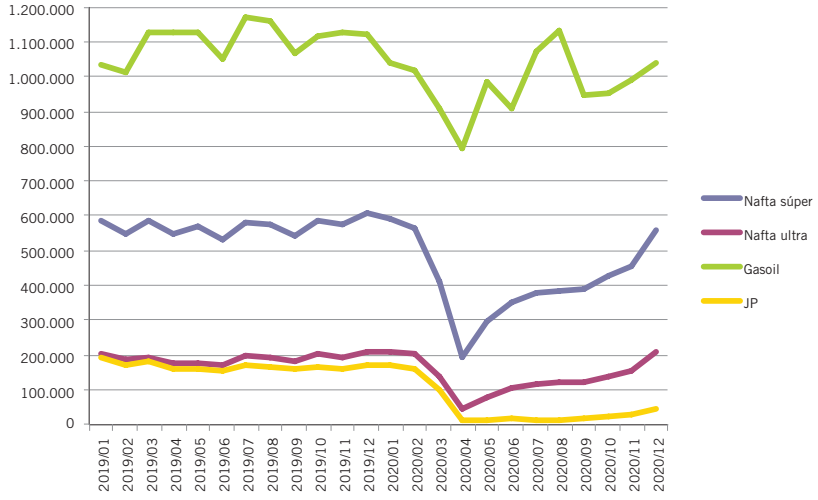


Argentina. Producción de petróleo y gas natural (2019-2020).



Fuente: IAPG. Sistema de Información en Petróleo y Gas (SIPG).

Argentina. Ventas al mercado de combustibles.



Update, January 2021. https://www.imf.org/en/Publications/WEO/Issues/2021/01/26/2021-world-economic-outlook-update

International Energy Agency (IEA). *Global Energy Review: CO_2 Emissions in 2020*. https://www.iea.org/articles/global-energy-review-co2-emissions-in-2020

International Energy Agency (IEA). *Oil Market Report* - February 2021. https://www.iea.org/reports/oil-market-report-february-2021

International Energy Agency (IEA). *World Energy Outlook 2020*.

International Renewable Energy Agency (IRENA). *Global Landscape of Renewable Energy Finance 2020*. https://www.irena.org/publications/2020/Nov/Global-Landscape-of-Renewable-Energy-Finance-2020

Organization of the Petroleum Exporting Countries (OPEC). *OPEC Bulletin*. https://www.opec.org/opec_web/static_files_project/media/downloads/publications/OB122020_012021.pdf

World Bank. *Progress on sustainable energy policies, critical to post-pandemic recovery, slower than in the past*. https://www.worldbank.org/en/news/press-release/2020/12/14/progress-on-sustainable-energy-policies-critical-to-post-pandemic-recovery-slower-than-in-the-past



Hacia un transporte sustentable

Por ***Roberto Prieto*** y ***Salvador Gil***
(Escuela de Ciencia y Tecnología - Universidad Nacional de San Martín, Buenos Aires, Argentina)

Asistimos a grandes cambios en el modo de enfocar los desafíos sociales, energéticos y medioambientales respecto de la movilidad. En particular, en la pospandemia: ¿qué modos de movilidad prevalecerán?, ¿cuáles serán los modos más sostenibles y adecuados?

El transporte es fundamental en el desarrollo de cualquier sociedad. Precisamos del transporte tanto para mover la producción y las mercancías, como para movilizarnos. Además, el transporte es responsable del 22% de las emisiones los Gases de Efecto de Invernadero (GEI) asociados a la energía y del 16% del total de ellas. Es decir, no solo es causante de una fracción importante de las emisiones globales de GEI, responsables del calentamiento global; sino también de otras emisiones contaminantes locales: partículas microscópicas, gases tóxicos, etc., que causan numerosas enfermedades y muertes. La gravedad de este hecho es aún mayor si tenemos en cuenta el notable crecimiento de la flota de vehículos. De mantenerse la tendencia actual, el número de vehículos en el mundo para 2050 podría llegar a triplicar el que había en 2010.

En la Argentina y en el mundo estamos asistiendo a grandes cambios en el modo de enfocar los desafíos sociales, energéticos y medioambientales respecto de la movilidad, en particular, en la pospandemia. En esta nota nos proponemos analizar tanto los costos de movilidad para distintos medios de transporte como sus impactos ambientales, explorando la posibilidad de usar distintas tecnologías y vehículos, desde bicicletas, *scooters*, vehículos livianos convencionales y eléctricos hasta buses convencionales, eléctricos y a gas natural. En cada caso comparando sus costos y emisiones para las distintas alternativas.



Sin embargo, en importante señalar que la problemática de un transporte sustentable excede ampliamente la tecnología de los vehículos y sus combustibles e incluye el tipo de organización social, económica y urbanística. Muchas veces, estos condicionantes, según las distancias involucradas, promueven el traslado de personas a través de vehículos, como automóviles y autobuses en detrimento de otras alternativas más sostenibles, como bicicletas, *scooters* o miniautos eléctricos, entre otros. En este contexto, cabe preguntarse ¿cuáles pueden ser los modelos de ciudades del futuro que reducirán los viajes y qué tipo de combustibles e insumos energéticos sería conveniente utilizar en el sector del transporte en las próximas décadas?

En el mediano plazo es previsible que la movilidad eléctrica alcance un gran desarrollo en el mundo y en el país en la medida que el costo de las baterías y los vehículos disminuya, especialmente en vehículos livianos, motos y bicicletas. Sin embargo, la flota de buses y camiones es muy factible que tenga una transición más lenta hacia lo eléctrico. Allí aparece una oportunidad importante para el Gas Natural Comprimido (GNC).

Introducción

Tanto en el mundo como en la Argentina, el transporte es responsable de un tercio del consumo energético total. Según la Agencia Internacional de Energía (AIE) (1), el transporte es responsable del 16% de las emisiones totales de los GEI en el mundo y del 22% si consideramos solo las emisiones asociadas a la energía. Los GEI, además del dióxido de carbono (CO_2) producido en la combustión, incluyen otros gases, como metano (CH_4), óxido nitroso (N_2O), clorofluorocarbonos (CFC), ozono (O_3) y hexafluoruro de azufre (F6S), entre los más importantes.

Pero además de las emisiones globales de GEI que alteran el clima a nivel mundial, el transporte es uno de los principales contribuyentes a las emisiones contaminantes tóxicas que tiene impactos nocivos en la sociedad, a corto y mediano plazo, como monóxido de carbono (CO), óxidos de nitrógeno (NOx) y material particulado (MP), entre otros. Estas emisiones, también denominadas contaminantes críticos o emisiones locales, afectan la salud de la población en las zonas aledañas a los lugares de emisión (Figura 1).

Si bien, se sabe desde hace tiempo que las contaminaciones locales del aire debidas a la quema de combustibles fósiles y a otras actividades afecta la salud humana, un avance notable en su conocimiento se logró en el siglo XX, como resultado de la contaminación del aire ocurrida en Londres en 1952, llamada la gran niebla de Londres (2). Fue uno de los peores incidentes ambientales ocurridos hasta entonces, causado por el uso de combustibles fósiles en la industria, en las calefacciones y en los transportes.

Las Naciones Unidas, a través de la Organización Mundial de la Salud (OMS), publicó varios informes sobre el peligro y gravedad de la contaminación del aire (4). Según Our World In Data (5), en 2017 las muertes causadas por la contaminación de aire por partículas y gases tóxicos fue de un 2,7 millones en 2017. Por lo tanto, las muertes causadas por esta contaminación son similares a la pandemia de covid-19 en 2020. De allí la importancia de atender a este "Asesino Invisible o Silencioso" como los denomina la ONU (Figura 2). Desde luego, el transporte no es el único responsable de la contaminación del aire, pero sí uno de los principales responsables de las emisiones externas o *outdoor-emissions* (6). A propósito, las plantas generadoras de electricidad, fundamentalmente las que queman combustibles fósiles, también contribuyen a esta contaminación, en particular las que usan carbón o combustibles líquidos

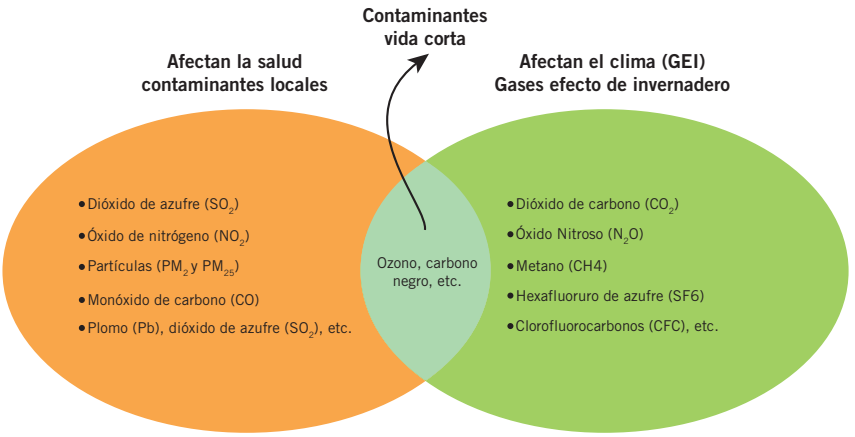


Figura 1. **Contaminantes locales o criterio que afectan la salud. Los GEI afectan el clima a largo plazo. Algunos contaminantes de corto plazo tienen efectos sobre el clima y la salud (3).**

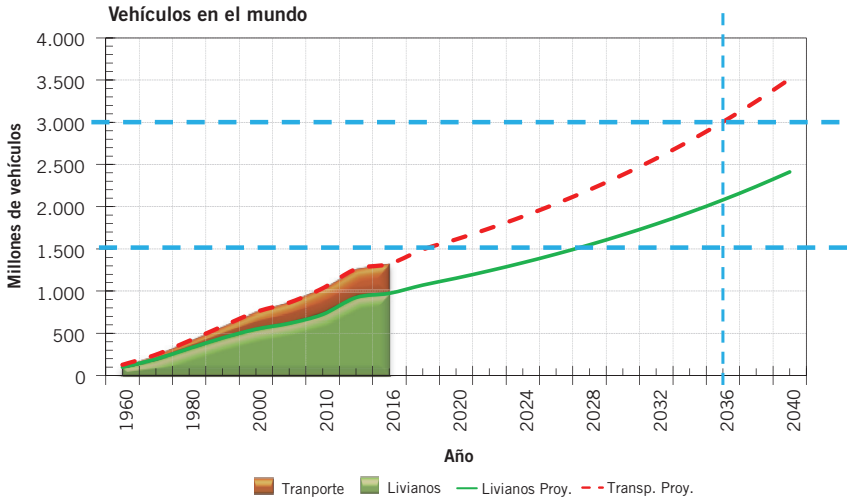


Figura 3. **Proyección del número de vehículos en el mundo en 2040. Proyecciones propias, realizadas a partir de datos registrados hasta 2016 (10).**

ricos en azufre. Este es un aspecto crítico cuando se discute la posibilidad de electrificar el transporte para reducir las emisiones. La forma de generación eléctrica debe ser cuidadosamente incluida en estos análisis.

Así, las emisiones de los vehículos en general las podemos clasificar en dos categorías: las **emisiones locales o contaminantes criterio**, que afectan directamente la zona adyacente donde circulan los vehículos (municipio, barrio o ciudad) y las **emisiones globales**, como las de los GEI. Si bien las emisiones locales están reguladas en la mayoría de los países, varían ampliamente de un país a otro. Muchas veces al hablar de las emisiones no se diferencian estos dos tipos de emisiones que son de gran importancia en el corto y largo plazo.

Por otro lado, los desafíos del transporte son tanto más importantes cuando advertimos de su grado de crecimiento. En la figura 3 se ilustra un posible escenario de crecimiento de vehículos en el mundo en 2040. De no mediar políticas activas es previsible que, en un modelo *Business as Usual*, la flota de vehículos se duplique en 18 años. Estas proyecciones son consistentes con otras fuentes (8), (9).

Hacia un transporte sostenible

Es importante reconocer que los desafíos de un transporte sustentable exceden ampliamente la tecnología de los vehículos e incluyen el tipo de organización social, económica y urbanística que muchas veces promueve el traslado de bienes y personas a través del uso de vehículos, como buses y automóviles en detrimento de otras alternativas más sostenibles, como bicicletas, *scooters* o miniautos.

En ese sentido, parecerían surgir al menos tres ejes o carriles por los que sería posible lograr un transporte más sostenible. En la figura 4 se muestra un esquema sintético de una primera mirada del problema que quizás ayude a orientar la discusión.

Un primer eje es Eficiencia en el sistema o eficiencia social y territorial, es decir, las distintas formas de organización social, económica y urbanísticas de modo de minimizar los viajes. Este enfoque pone atención en el diseño de la ciudades y barrios para reducir los traslados masivos de personas como a veces ocurre con los barrios dormitorio, tan en boga en los Estados Unidos y la Argentina, que obliga a los habitantes a viajar, a veces grandes distancias, para ir a trabajar, ir a las escuelas y realizar sus compras. Otra alternativa es promover, en la medida de los posible,



Figura 2. **Infografías de la Organización Mundial de la Salud (OMS-ONU) que llaman la atención sobre la contaminación del aire, principalmente de los contaminantes locales o críticos (7). Esta contaminación es diferente de las emisiones GEI causante del calentamiento global (3).**



Sostenibilidad en el transporte

Eficiencia

Eficiencia en el sistema	Eficiencia en los viajes	Eficiencia en los vehículos
Organización social, económica y territorial de modo de minimizar los viajes. Trabajo remoto, privilegiar trámites online, etc., de modo de minimizar los viajes de traslado.	**Uso de medio de transporte más eficientes y con menos emisiones,** como transporte público, bicis, bicis eléctricas, de modo de reducir el consumo de energía y emisiones en cada viaje. Promover el *carpolling*, *carsharing* y otras alternativas similares.	**Eficientizar los vehículos** de modo de consumir y emitir lo menos posible en cada viaje. Distintos combustibles o insumos. Vehículos eléctricos. Uso de tecnologías avanzadas, como vehículos eléctricos o transporte público y pesado a GNC.

Figura 4. **Posibles ejes sobre los que se podría encausar la discusión de un transporte más sostenible.**

el trabajo remoto (*home office*)y privilegiar los trámites online.

Un segundo eje de discusión es la Eficiencia en los viajes y consiste en promover los traslados en medios de transportes más eficientes y con menos emisiones, como transporte público, bicis, bicis eléctricas, etc. de modo de reducir el consumo de energía y emisiones en cada viaje. Promover compartir el viaje en automóvil con otras personas (*carpooling*), el alquiler de autos por horas (*carsharing*) y otras alternativas similares.

Un tercer eje es la Eficiencia en los vehículos, esto es el análisis de vehículos más eficientes y menos contaminantes de modo de reducir las emisiones en cada viaje. En este artículo, por razones de espacio, solo analizaremos los costos de movilidad con diversos vehículos que usan distintos combustibles o insumos energéticos y su impacto en las emisiones.

Eficiencia de los vehículos

Para poder comparar los costos y las emisiones de diversos medios de transporte es útil introducir el concepto de eficiencia de Pozo a Rueda para los distintos medios de transporte. En la figura 5 se ilustra esquemáticamente este concepto (donde UE significa Unidades Energéticas).

El concepto de eficiencia de Pozo a Rueda o *Well to Wheel* (*W2W*) toma en cuenta todas las transformaciones que un insumo dado de energía primaria sufre desde que se extrae de la naturaleza, es decir, el Pozo (*Well*), hasta que llega al tanque o batería eléctrica (*Tank*). También incluye la eficiencia desde que se carga de combustible el tanque o de electricidad a la batería hasta que se transforma en energía mecánica, en la Rueda (*Wheel*), para recorrer una dada distancia. Así la eficiencia y el consumo *Well to Wheel* se puede separar en dos partes: *Well to Tank* (*W2T*) y *Tank to Wheel* (*T2W*). La primera etapa, *W2T*, incluye los gastos energéticos de la extracción de petróleo o gas, su transporte, distribución, procesamiento y la entrega de combustible

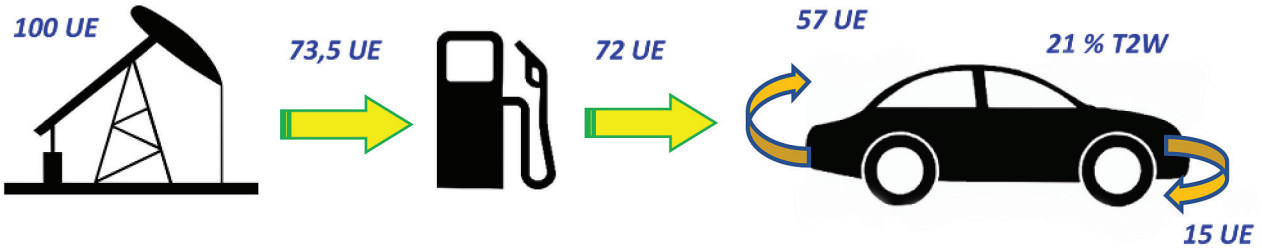


Figura 5. **Diagrama esquemático de las pérdidas de energía en las distintas etapas de Pozo a Rueda. Se ve como 100 Unidades de Energía (UE) que salen de la naturaleza (pozo), solo 72 UE llegan al tanque, pero a las ruedas solo 15 UE, es decir un 85% de la energía se disipa en distintas pérdidas en el camino del pazo a la rueda.**

al surtidor o toma corriente (*Pump*) y del surtidor al tanque. El concepto de *Tank to Whee* hace referencia a la eficiencia conversión del vehículo propiamente dicho, desde que se carga de combustible hasta que este se transforma en energía mecánica. Este último concepto es el que se utiliza cuando se específica el rendimiento o eficacia de un vehículo con los kilómetros recorridos por litro de combustible, es decir, los km/litro.

Así, cuando decimos que un automóvil tiene un rendimiento de 15 km/litro, estamos haciendo referencia al consumo de Tanque a Rueda o *Tank to Wheel*. Para llegar a obtener un litro de gasolina, cuyo poder calorífico es de aproximadamente 34,5 MJ/l≈9,6 kWh/l, es necesario tener en cuenta la cadena de eficiencias hasta llegar al surtidor, llegando a una eficiencia de Pozo a Surtidor *(W2P)* del orden de ≈ 71,5%. De modo que el consumo energético *W2W*, considerando un rendimiento del vehículo de 15 km/l, la eficacia será de ≈ *3,21 MJ/km = 0,89 kWh/km*. Por otro lado, por cada litro de gasolina se emite aproximadamente 2,3 kg de CO_2, de modo que las emisiones *W2W*, en un análisis simple o modelo naive, donde suponemos que todo el combustible provisto a un vehículo se consume (o quema) en el motor, la emisión del vehículo sería ≈ *150 g(CO_2)/km*.

En el caso de vehículos eléctricos, la eficiencia *T2W* es del orden del 90%, por otro lado, la generación eléctrica de origen térmico en centrales de ciclo combinado a gas natural (CC-GN) tiene una eficiencia del 58%, a esto hay que agregar la eficiencia del transporte de gas (~95%), la eficiencia de distribución eléctrica (~88%) y la eficiencia de carga de la batería (~90%); de este modo la eficiencia *W2W* de un auto eléctrico bajo esta cadena de eficiencias puede alcanzar ≈ 40%. Nótese, que tanto las eficiencias W2W como las emisiones de GEI de los vehículos eléctricos, depende críticamente de cuál es la matriz eléctrica de la región en consideración, un análisis realizado en Brasil o Noruega no vale para lo que pasa con las eficiencia y emisiones en Sudáfrica o Argentina. Respecto de las emisiones para la movilidad eléctrica, hay que tener en cuenta que, en promedio, Argentina por cada kWh producido se emiten 0,297 kg de CO_2, entonces, para el análisis *W2W*, esta característica de la generación eléctrica debe ser incluida para poder comparar las distintas tecnologías, por lo que, un vehículo eléctrico que consumiría aproximadamente *0,25 kWh/km*, sus emisiones serían ≈ *75 g(CO_2)/km*, casi la mitad de un buen vehículos convencional en este país.

Cabe señalar que un vehículo convencional a gasolina, con una eficiencia *T2W* del 21%, resulta que su eficiencia *W2W* es del orden del 15% (21% x 71,5%). Si tenemos en cuenta que los vehículos tienen masas entre 15 a 20 veces la de sus pasajeros resulta que un automóvil que transporta a una sola persona tiene una *eficiencia energética efectiva para trasladar la carga útil (pasajero) inferior al 1%*. De recorrer el mismo camino, pero para un vehículo convencional que transporta tres (3) personas, la eficiencia sería del ≈ *3%*, o sea tres veces mejor que transportar una sola persona. Esto justifica la importancia del *carpooling,* o transporte compartido, para reducir las emisiones y optimizar el uso de la infraestructura de transporte. Por ello surge la necesidad de analizar cómo se debería pensar la sustentabilidad en el transporte en forma integral, para que la sociedad se vea favorecida por las decisiones que se tomen hoy con perspectiva de futuro.

Vehículos eléctricos

Una tecnología que ha tenido un gran desarrollo en los últimos tiempos y que posiblemente sea la dominante en el mediano y largo plazo es la de los vehículos eléctricos (*Batery Electric Vehicles: BEV*). Muchas veces estos automóviles se los identifica como de *emisión cero*, pero esta no es una denominación adecuada, ya que como vimos, la generación eléctrica rara vez es de emisión cero. En la Argentina a inicios de 2020, la intensidad de carbono de la matriz eléctrica era de 297 g(CO_2)/kWh. Dado que la electricidad de las redes eléctricas es la que finalmente carga las baterías, en un análisis W2W estas emisiones deben tenerse en cuenta. Por ejemplo, en Alemania, que cuenta con un importante parque de energías renovables que aportan el 29,5% de la electricidad, el carbón todavía aporta 40% y el gas natural el 12% de su electricidad, tiene una intensidad de emisiones de 512 g(CO_2)/kWh (11).

Para evaluar las eficiencias y emisiones de estos vehículos es necesario analizar todos los procesos involucrados en la generación de electricidad (eficiencia o eficacia de Pozo a Tanque o Batería (*W2T*), y luego de Tanque/Batería a Rueda (*T2W*).

Un hecho disruptivo, que ocurre actualmente, es el crecimiento del mercado de vehículos eléctricos BEV. Para algunos autores, la combinación de vehículos eléctricos, junto al desarrollo y el abaratamiento de las energías renovables, son los pilares de un cambio que se avecina en el mundo para esta década (12). Si bien a nivel global el número de BEV aún es muy pequeño, al año 2020 constituían solo el 1% de la flota mundial. Las ventas globales BEV alcanzaron un millón de unidades en 2015 y cinco millones en diciembre

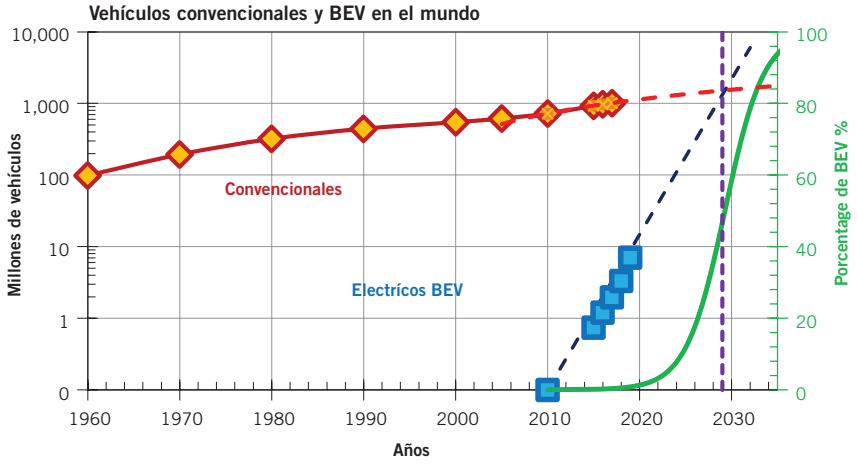


Figura 6. **Vehículos livianos en el mundo. Los símbolos romboidales rojos representan el número de vehículos convencionales y los símbolos cuadrados celestes el número de BEV en el mundo, referidos al eje vertical izquierdo. Las líneas de trazos son proyecciones basadas en el comportamiento de los últimos diez años. Se puede observar que para 2029, el número de BEV alcanzaría a los convencionales. La curva verde, referida al eje vertical derecho, representa el porcentaje de BEV en el parque total de vehículos.**

de 2018. De proyectarse las tendencias de crecimiento de los últimos diez años, para los próximos años, como se muestra en figura 6, para fines de esta década, el parque de los BEV será comparable al convencional (13). Por otra parte, el costo de los BEV continúa descendiendo, de hecho, en Alibaba (14), ya hay anuncios de BEV para dos personas a menos de USD 3000 y otros para cuatro personas por menos de USD5000. En la medida que se advierta que la transición está próxima, se producirá una aceleración mayor. Después de todo ¿quién quiere comprar un auto que no tendrá demanda de reventa? Con lo que la transición puede ocurrir antes de lo previsto en la figura 6.

Para que los beneficios energéticos y medio ambientales puedan concretarse, es necesario considerar los aspectos microeconómicos, ya que la decisión de adoptar estas tecnologías depende de un conjunto de millones de usuarios que actuarán en promedio siguiendo las leyes económicas. Para nuestro análisis es útil comparar el costo de estos vehículos (BEV) con los convencionales a gasolina. A los costos del mercado internacional actual, un vehículo eléctrico es del orden de USD 10.000 más caro que un convencional equivalente en la mayoría de los países de la OECD (*Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos*). Para que los usuarios tengan un estímulo económico, que vaya más allá de su afán de disminuir sus emisiones de GEI, es necesario que su costo disminuya o bien implementar alguna herramienta financiera que facilite el acceso hasta que los vehículos eléctricos producidos en gran escala tengan un precio competitivo respecto de los convencionales a gasolina.

Actualmente, la incidencia del costo de las baterías en los BEV es de alrededor de 1/3, pero está cayendo rápidamente, cada tres años se reduce a la mitad (15) (Figura 7). Suponiendo que los costos de hardware (chasis, ruedas, etc.) se mantengan contantes, y también suponiendo un costo de impuestos y *overhead* del orden del 25%, se obtiene una proyección de precio de los BEV para la OECD como se muestra en el *panel inferior* de esta figura. Para fines de la presenta década, es previsible que el precio de los BEV iguale a la de los convencionales. En concordancia con lo que en la figura 6 se sugiere. De todos modos, en la actualidad ya existen modelo de miniautos eléctricos (Figura 7), que pueden transportar 2 o 4 personas, a costos moderados, inferiores a USD10.000. Si el costo de las baterías sigue la tendencia indicada por la curva de la figura 6, hacia fines de esta década su precio será comparado a una moto eléctrica actual.

Otra ventaja de los BEV es que sus baterías actúan como un acumulador de energía. Durante las horas en que la red eléctrica tiene menos demanda, como en las noches, o fines de semana, se pueden generar estímulos tarifarios para que se carguen las baterías. Así los BEV actua-

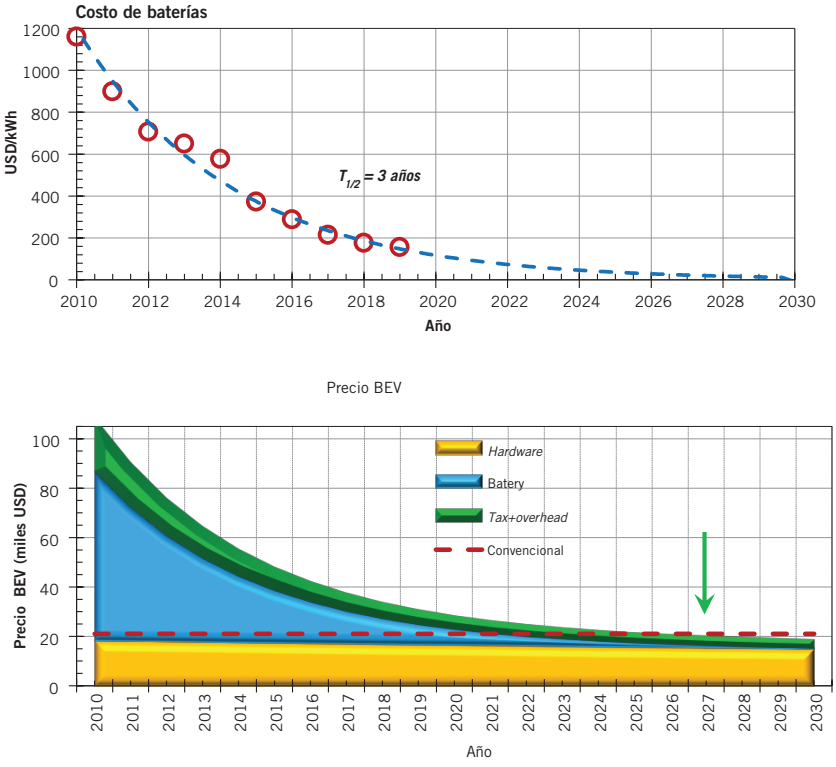


Figura 7. **Arriba, probable evolución de los precios de las baterías (15). Abajo, posible evolución de los precios de los BEV en la OECD (Organización para la Cooperación y el Desarrollo Económicos), suponiendo la evolución del costo de baterías indicados por el panel superior. Bajo estas suposiciones, es probable que, para fines de la década de los veinte, los precios de los BEV sean similares a los convencionales.**

rían como una especie de *peak shaving* que mejoraría la eficiencia y el factor de carga de las redes de distribución eléctricas, de hecho, los dispositivos de carga para automatizar esta operación son un componente estándar en estos vehículos.

Asimismo, grandes playas de estacionamiento, como las de shoppings, escuelas, universidades, etc. podrían contar con techos que contengan paneles solares fotovoltaicos que cargarían las baterías de los autos mientras están estacionados, así se generaría una interesante posibilidad para el desarrollo de redes inteligentes (*Smart Grids*) para estos fines (Figura 8).

Costo Nivelado para la Movilidad (CNpM)

Una metodología de análisis y comparación de costos asociados a la movilidad de distinto tipos de vehículos es el Costo Nivelado para la Movilidad (CNpM). Se trata de un indicador económico que permite evaluar el costo por km y pasajero en los medios de transporte. Es un



concepto similar al que se conoce en la generación eléctrica como Costo Nivelado de la Energía (LCoE) (18), que permite comparar el costo necesario para generar un MWh de electricidad para diferentes tecnologías. De manera análoga, el CNpM permite establecer el costo medio en USD para recorrer una unidad de distancia (km) y pasajero para recuperar el costo del vehículo, el del combustible necesario y el de mantenimiento, con una tasa de descuento a lo largo de su vida útil.

El Costo Nivelado para la Movilidad (*CNpM*) se define como:
CNpM = (Suma de los Costos en la Vida Útil de la Unidad) / (Suma de los kilómetros recorridos en la Vida Útil de la Unidad).

En esta suma de los costos en la vida útil del vehículo se incluyen los costos iniciales del vehículo propiamente dicho y los gastos incurridos a lo largo de su vida útil. Estos gastos incluyen gastos de combustibles, mantenimiento, seguro y en algunos casos, como buses, los salarios de los choferes se expresan en USD. Dado que estos últimos gastos se realizan en tiempos distintos que la compra del vehículo, los mismos se reducen a valores presentes con una tasa de descuento del 7% anual en dólares. Mayores detalles de estos cálculos se pueden encontrar en la referencia (19).

En este artículo se presentan los CNpM, que permite estimar el costo medio, en USD, para un recorrido

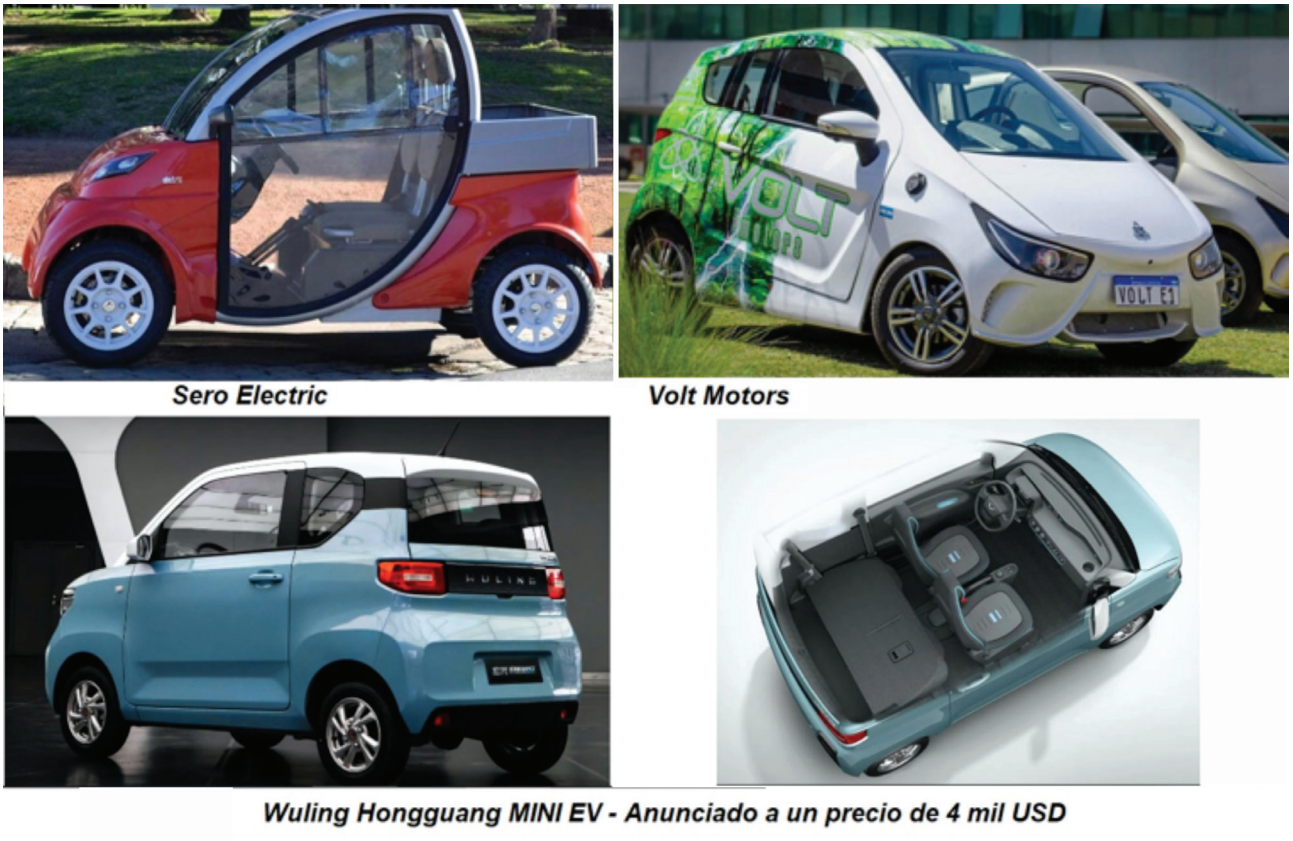


Figura 8. **Algunos ejemplos de Mino BEV. Los modelos de la parte superior son dos modelos fabricados en la Argentina. Abajo un modelo chino que se anuncia a un precio de USD4000 (14), (16), (17).**

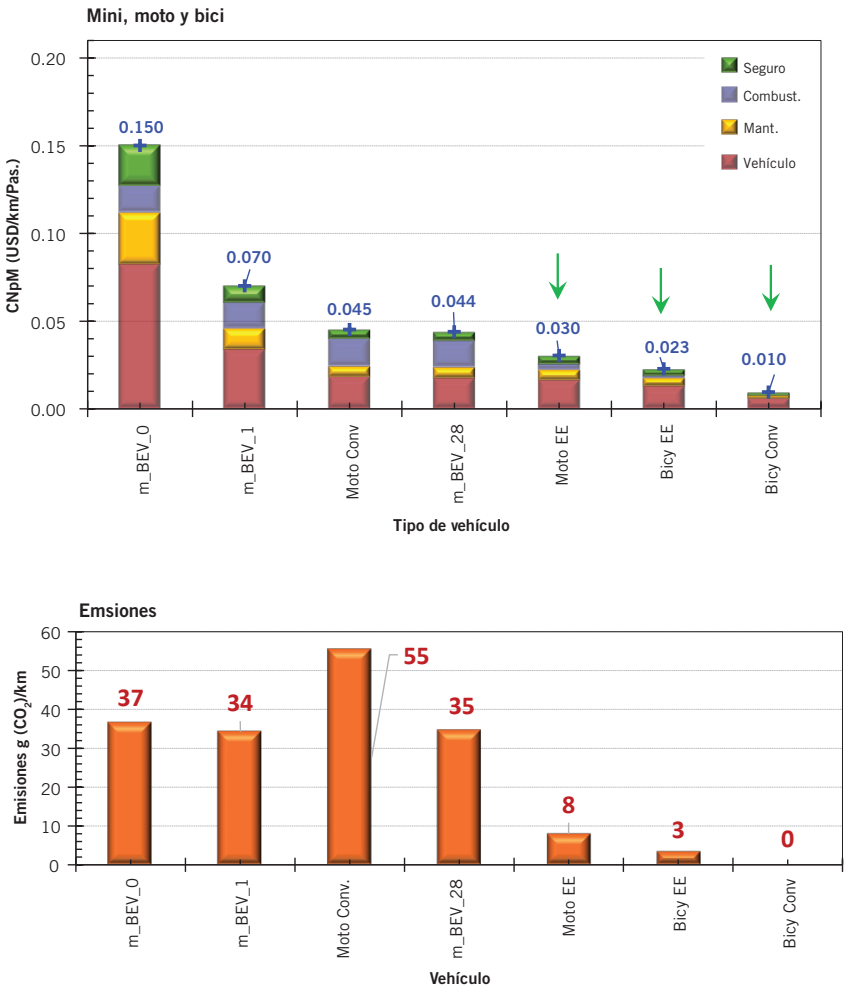


Figura 9. **Arriba: CNpM para los distintos medios de transporte Mini BEV, motos y bicicletas convencionales y eléctricas. La barra roja es la incidencia del costo inicial; en amarillo, el mantenimiento, estimado en 40% del costo inicial y; en azul, el costo de combustibles. Abajo: emisiones globales de GEI en g(CO_2)/km equivalentes.**

de un km y por pasajero de distintos medios de movilidad y los valores de emisiones por km y por pasajero, de cada vehículo. En la figura 9 se muestran estos resultados tomados de la referencia (19).

Los dos modelos de mini BEV (miniautos eléctricos m_BEV_0 y m_BEV_1 son similares a los que se ven en la figura 8, aunque sus precios iniciales varían entre USD2 y USD10.000). El modelo m_BEV_28 sería un modelo similar a los anteriores, pero con precio proyectado al 2028. También se consideran motos convencionales a gasolina (de 150 CC) y moto similar en versión eléctricas. Asimismo, se presenta el caso de bicicletas convencionales y eléctricas. En un trabajo complementario al actual se pueden encontrar más detalles de estos cálculos (19).

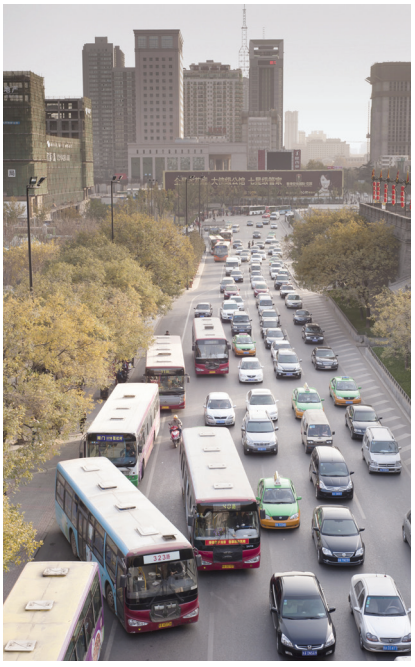
Como se observa en la figura 9, los medios de transportes que resultan más asequibles (menores valores de CNpM) y menos contaminantes son las bicicletas convencionales, bicicletas eléctricas, motos eléctricas y Mini BEV (14), (16) de precios inferiores a USD2000 o USD3000. Si además consideramos que, con la disminución de los costos de las baterías, el precio de los Mini BEV puede seguir reduciéndose, es de esperar que este tipo de movilidad prevalecerá en un futuro muy próximo.

Un resultado importante de este trabajo es haber introducido el concepto de Costo Nivelado para la Movilidad (CNpM) (19), que permite establecer el costo medio en USD para recorrer una unidad de distancia (km) y por pasajero, teniendo en cuenta todos los costos: valor del vehículo, costo de mantenimiento, combustible y seguro a lo largo de su vida útil.

En la figura 10 se muestra una comparativa de los medios de transportes analizados, junto con las emisiones de GEI por vehículo, por año y por pasajero.

Es interesante notar que los vehículos de menor costo (CNpM) y menores emisiones son las bicicletas, las motos y los mini-vehículos eléctricos. Incluso las motos convencionales pequeñas (125 cc) no son una mala opción, sin embargo, tiene otras objeciones en cuanto al ruido y las emisiones locales que no se reflejan en este análisis, ya que hay pocas regulaciones de emisiones para este tipo de medio de movilidad, estas reservas no se aplican a las motos eléctricas. En la transición, y hasta que los precios de los autos eléctricos bajen, los autos híbridos y a GNC constituyen una buena alterativa, ya que presentan una infraestructura de apoyo suficiente para su desarrollo.

Los miniauto, motos, bicicletas eléctricas son opciones válidas y competitivas actualmente, con perspectivas todavía mejores en el futuro próximo. De hecho, el costo de traslado con estos vehículos, CNpM, y sus emisiones, en la actualidad es inferior al de los buses a gasoil y automóviles de todo tipo, como se muestra en la figura 10, por lo cual para ciudades pequeñas, donde el transporte público muestra ser muy poco redituable, la promoción de miniautos eléctricos, bicis y motos eléctricas puede ser una buena alternativa desde el punto de vista económico como ambiental.



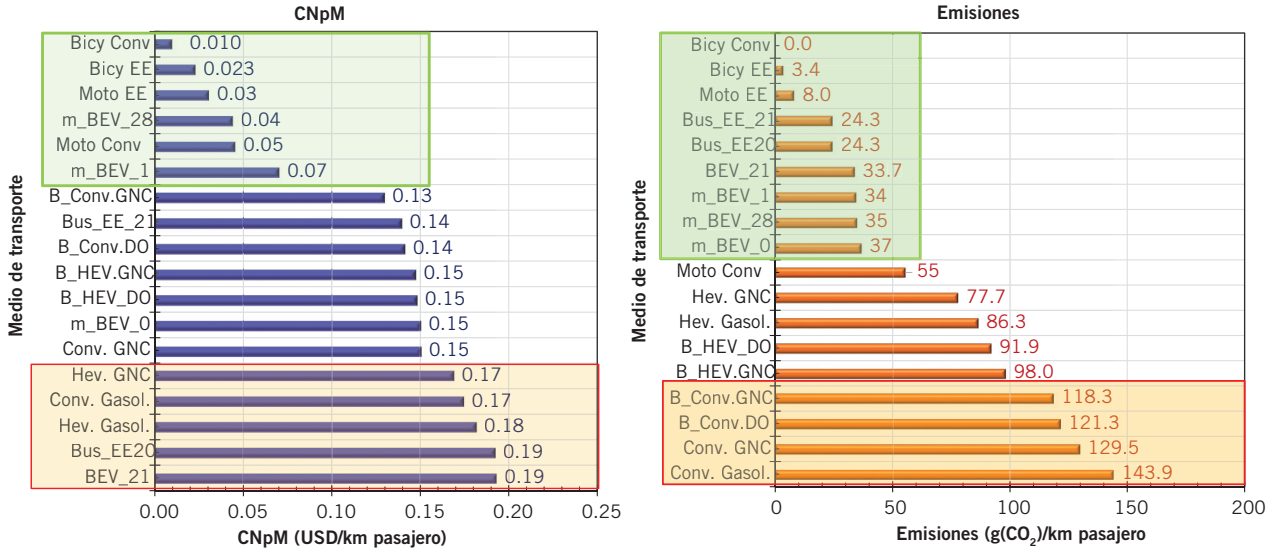


Figura 10. **Cuadro comparativo de los CNpM en (USD/km.pasajero) y emisiones anuales en (g(CO_2)/km.pasajero) para distintos medios de transportes, usando costos de la energía en la Argentina. El recuadro verde indica las opciones más sustentables en esta serie de medios de transportes analizados. El cuadro rojo, los medios de transporte con costos (CNpM) más elevados (donde DO: Diésel Oil o gasoil, GNC: gas natural comprimido, Hev se refiere a vehículos híbridos y EE se refiere a eléctricos.**

Reflexiones finales

Si bien los autos eléctricos en el mundo, y sobre todo en la Argentina, actualmente tienen precios inaccesibles y, por lo tanto, poco convenientes, la vertiginosa tendencia decreciente de estos precios y su penetración en el mercado, indica que, para fines de esta década, sus precios de venta serán similares a la de sus equivalentes convencionales. Dada su mayor eficacia respecto de los vehículos de combustión interna como la ventaja comparativa de los costos de mantenimiento mecánico y de combustible es de esperar que los vehículos eléctricos prevalezcan por sobre los convencionales. Esta ventaja económica, asociada a sus menores emisiones, los transforma en los medios de transportes más promisorios en el mediano y largo plazo, es decir dentro de diez o quince años.

Sin embargo, en la Argentina, ni la infraestructura de generación eléctrica ni las redes de transmisión y distribución están preparadas para absorber esta nueva demanda potencial de los vehículos eléctricos. Otro desafío importante para la transición hacia vehículos eléctricos es la carencia de generación suficiente y estaciones de cargas con la consecuente expansión de las redes de transmisión y distribución eléctrica. Según CAMMESA, la generación total en la Argentina en 2019 fue de 134 TWh. Suponiendo que le eficiencia de los vehículos eléctricos sea unas cuatro veces mayor a los convencionales de combustión interna, la demanda de los livianos sería del orden de unos 25 TWh, o sea cerca del 20% de la generación total nacional en 2019.

Para grandes ciudades, el transporte público tiene varias ventajas, como el de transportar más pasajeros con menor uso de la infraestructura. Pero aquí, surge la posibilidad del uso de buses a GNC o mejor híbridos a GNC. Esta es una tecnología madura y en la Argentina ya tiene la infraestructura necesaria para su implementación.

En la transición, y hasta que los precios de los automóviles eléctricos bajen, los autos híbridos y a GNC constituyen una buena alterativa, que ya cuanta con la infraestructura de apoyo suficiente para su desarrollo. En cuanto a miniauto, motos y bicicletas, todos eléctricos, ya son beneficiosos actualmente, mejorando su posición en el futuro próximo. De hecho, el costo de traslado de estos vehículos, CNpM, y sus emisiones por km, en presente es inferior al de los buses a gasoil y automóviles de todo tipo, con lo cual, para ciudades pequeñas donde el transporte público es muy poco rentable, la promoción de miniautos eléctricos, bicis y motos eléctricas puede ser una muy buena alternativa, tanto desde el punto de vista económico como ambiental. Se necesita arbitrar estímulos económicos, como créditos de mayor plazo, campañas informativas, y el desarrollo de infraestructuras de carga de baterías, en rutas, calles y estaciones de servicio.

Para grandes ciudades, el transporte público tiene varias ventajas, como transportar más pasajeros con menor uso de la infraestructura. Pero aquí, surge la posibilidad del uso de buses a GNC o mejor, híbridos a GNC; esta es una tecnología madura y en la Argentina ya cuenta con la base necesaria para su implementación. Si bien en este sector los buses eléctricos tienen una clara ventaja ambiental, por sus costos, y hasta que los precios de los buses eléctricos disminuyan, se abre una ventana temporal donde el GNC puede desempeñar un papel clave en los próximos quince años.

Otro aspecto importante de implementar en las ciudades de Argentina es el tránsito lento, además de contribuir a la seguridad en las calles, tiene beneficios ambientales y urbanísticos importantes, a la par de reducir los consumos de combustibles y emisiones, posibilita que otros medios de transporte más sostenibles puedan coexistir y desarrollarse, como las bicicletas y *scooters* eléctricos, entre otros.

En cuanto al transporte de carga y de pasajeros surge claramente lo conveniente de incorporar a las flotas de transporte urbano y de carga unidades motorizadas con GNC. En consecuencia, se iniciaría un camino hacia vehículos de menor contaminación y mayor ahorro energético, en un marco de desarrollo estratégico sostenible.

Por último, la necesidad de comenzar a movernos hacia la adaptación de las ciudades, la economía y sociedad a condiciones más sostenibles, hace que la atención debiese apuntar al rediseño de nuestras ciudades incorporando nuevas formas organización social, económica y urbanísticas, de modo de minimizar los viajes. Estas iniciativas en muchos lugares del mundo ya están en curso, donde organizan ciudades sostenibles e inteligentes. Son prioridades que se vuelven impostergables y deberían tomarse como un concepto abarcativo de los emprendimientos constructivos actuales.

Agradecemos a la Mg. Diana Mielnicki por la lectura y las valiosas sugerencias realizadas.

Referencias

1. IEA. IEA looks at CO_2 emissions. [En línea] Data and statistics. IEA, 2020. https://www.iea.org/data-andstatistics?country=WORLD&fuel=Energy%20supply&indicator=TPESbySource.
2. Wikipedia. La gran niebla de Londres de 1952. [En línea] https://es.wikipedia.org/wiki/Gran_Niebla_de_Londres#:~:text=En%20diciembre%20de%201952%20un,densa%20masa%20de%20aire%20fr%C3%ADo.
3. SEMARNAT. Cuadernos de divulgación ambiental. Calidad del aire: una práctica de vida. Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales. Mexico: s.n., 2-013.
4. ONU. El aire contaminado es un “asesino silencioso». Noticias ONU. [En línea] ONU, 2019. https://news.un.org/es/story/2019/03/1452171.
5. Our World in Data. Air Pollution. [En línea] 2021. https://ourworldindata.org/air-pollution.
6. Enviromental Protection Agency - EPA (USA). Report on the Environment. [En línea] 2021. https://www.epa.gov/report-environment/outdoor-air-quality.
7. Organización Mundial de la Salud (OMS o WHO). Respira la vida: una campaña sobre los peligros de la contaminación atmosférica - infografías. [En línea] 2021. https://www.who.int/phe/infographics/breathe-life/es/.
8. International Energy Agency. World Energy Outlook 2017 (IEA). [En línea] 2017. www.iea.org.
9. EXXON. Exxon World Energy Outlook. 2018 Outlook for Energy: A View to 2040. [En línea] 2018. https://corporate.exxonmobil.com/en/energy/energy-outlook/a-view-to-2040.
10. Wikipedia. Motor vehicle. Wikipedia. [En línea] 2018. https://en.wikipedia.org/wiki/Motor_vehicle.
11. —. Energy in Germany. [En línea] 2018. https://en.wikipedia.org/wiki/Energy_in_Germany.
12. Seba, T. Clean Disruption of Energy and Transportation: How Silicon Valley Will Make Oil, Nuclear, Natural Gas, Coal, Electric Utilities and Conventional Cars Obsolete by 2030. s. l. : Amazon, 2014.
13. Wikipedia. Electric car use by country. [En línea] 2021. https://en.wikipedia.org/wiki/Electric_car_use_by_country.
14. Alibaba. Small Eectric Cars. [En línea] 2021. https://www.alibaba.com/products/electric_small_car/CID100002872.html?IndexArea=product_en&.
15. Bloomberg NEF. Lithium-ion battery price for EV. [En línea] 16 de Dec de 2020. https://about.bnef.com/blog/battery-pack-prices-cited-below-100-kwh-for-the-first-time-in-2020-while-market-average-sits-at-137-kwh/.
16. Wikipedia. Wuling Hongguang Mini EV. [En línea] 2021. https://en.wikipedia.org/wiki/Wuling_Hongguang_Mini_EV.
17. Movilidad Electrica.com. Chang Li, el coche eléctrico más barato del mundo que se vende en Alibaba. [En línea] 2020. https://movilidadelectrica.com/chang-li-coche-electrico-mas-barato-del-mundo/.
18. Wikipedia. Cost of electricity by source. [En línea] 2021. https://en.wikipedia.org/wiki/Cost_of_electricity_by_source.
19. Prieto, R., Vassallo, J. y Gil, S. Transpoerte Sostenible en Argentina. Buenos Aires: Cámara Argentina de la Construción (APE), 2021.



Supply Chain Control Tower para reducir la incertidumbre operativa.

Aplicación de metodologías de monitoreo y optimización de operaciones distribuidas de petróleo.



Por ***Miguel Irazustabarrena (Tandem Soluciones de Decisión)***

Se describe aquí un modelo operativo de monitoreo y planificación de operaciones logísticas para dar visibilidad a los datos de campo en tiempo real, para nutrir programas de ejecución de las tareas de operación y de transporte.



La crisis desatada por el covid-19 generó un ámbito de enorme incertidumbre en la cadena de abastecimiento de las compañías de petróleo y gas. Las fuentes de abastecimiento de insumos y repuestos se restringieron, el transporte se tornó más complejo incrementando sus costos y el riesgo sanitario del personal cobró una dimensión que conlleva costos incrementales asociados.

Además, hay un contexto de cautela por las expectativas de precios "exigentes" para las operaciones. Luego de una de las caídas más dramáticas de la historia, los precios se recuperaron, pero se mantienen en niveles exiguos. En el contexto argentino, se le suman las regulaciones que, intentando equilibrar el mercado, no permiten vislumbrar subas considerables.

Este marco genera la necesidad de eficiencias operativas agresivas y logradas de una manera distinta a la habitual para poder mantener proyectos económicamente viables. Las compañías del sector deberán transformar de raíz sus negocios de *upstream*.

Para lograrlo se requiere el desarrollo de nuevas capacidades: introducir procesos más estandarizados que puedan reducir los costos y mejorar los flujos de efectivo en las operaciones. Asimismo, es necesario adoptar un enfoque menos incremental y más fundamental para garantizar que sus esfuerzos de reducción de costos tengan éxito.

En este sentido, la Torre de Control se define como un modelo operativo integral de monitoreo y planificación de operaciones logísticas. Se aplica sobre operaciones distribuidas otorgando visibilidad de los datos de campo en tiempo real, procesándolos según análisis predefinidos y generando información para nutrir los programas de ejecución de las tareas de la operación y del transporte.

¿Cómo puede ayudar un modelo de Torre de Control?

Un modelo de Torre de Control articula todas las fuentes de captura de datos en tiempo real y permite acortar los tiempos de análisis de la información y de decisión. Además, tiene un impacto directo en varias dimensiones de la performance de los procesos de una operación distribuida como la de un yacimiento, permite mejorar la previsibilidad del comportamiento de la demanda del abastecimiento de insumos, partes y repuestos, al mismo tiempo que brinda información más precisa a los proveedores de transporte para programar sus operaciones.

Este modelo incorpora técnicas de planificación de base cero para analizar cada actividad programada en el campo y priorizarla metódicamente al basarse en su potencial de valor agregado.

Además, la combinación de la torre de control con metodologías ágiles y herramientas digitales genera utilidades adicionales para la captura, la consolidación y el procesamiento de datos en tiempo real.

El mayor cumplimiento de los Planes de Perforación y Terminación permitirá a la vez la optimización del Abastecimiento a través de la reducción de la base de SKUs drivers para

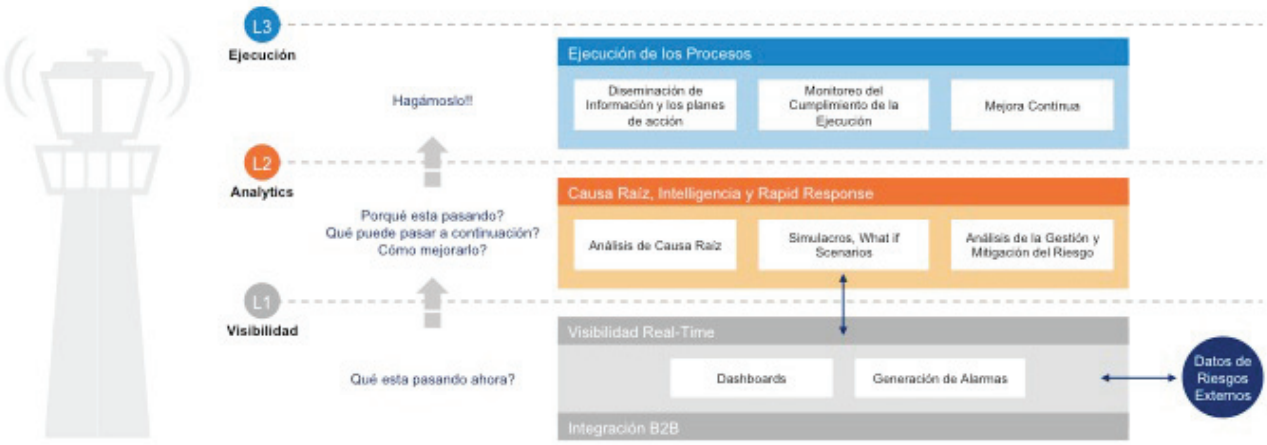


Figura 1.



la compra, la reducción del *lead time* y la mejora en los niveles de servicio de proveedores, generando reducciones en el *carrying cost* y en el stock inmovilizado.

Se reducirán los NPT mediante la mayor visibilidad de "última milla" y la ubicación de pozos, minimizando los quiebres de stock y los costos por pozo. Esto genera mayor eficiencia de los equipos y servicios y mayor control sobre los proveedores.

La mayor previsibilidad permitirá mejorar los costos de oportunidad de la pérdida asociada a los NPTs.

¿Cómo funciona un modelo de Torre de Control?

La Torre de Control funciona como un modelo integrado donde se articulan tres dimensiones de trabajo principales soportadas por tecnologías digitales de apoyo a las decisiones (Figura1).

Visibilidad

Se busca visualizar toda la flota en un único sistema. Esto permite mayor control mediante alarmas en tiempo real y seguimiento proactivo, lo que conlleva una reducción de tiempos no productivos y tiempos de espera en los principales cuellos de botella.

Adicionalmente, se gestiona la logística para todas las cargas para ejercer mayor control sobre las transportistas, optimizar flota y minimizar los tiempos no productivos mediante el monitoreo.

Además, se puede conocer la demanda de transporte para cada categoría de carga a través del cronograma de Perforación y Terminación. Esto permite analizar picos de demanda y contratar la flota óptima para cumplir con las necesidades del negocio (Figura 2).



Figura 2.

Planificación Integrada basada en inteligencia de datos

El consumo de materiales que se requiere para la perforación y la terminación de un pozo de *shale*, el mantenimiento y las intervenciones se pueden estructurar en un proceso estándar predefinido. De esta forma, se logra mayor anticipación y previsibilidad de los eventos para optimizar las existencias y las adquisiciones. Los NPTs se minimizan y el proceso completo se puede rastrear.

Así es posible visualizar la demanda agregada de materiales a

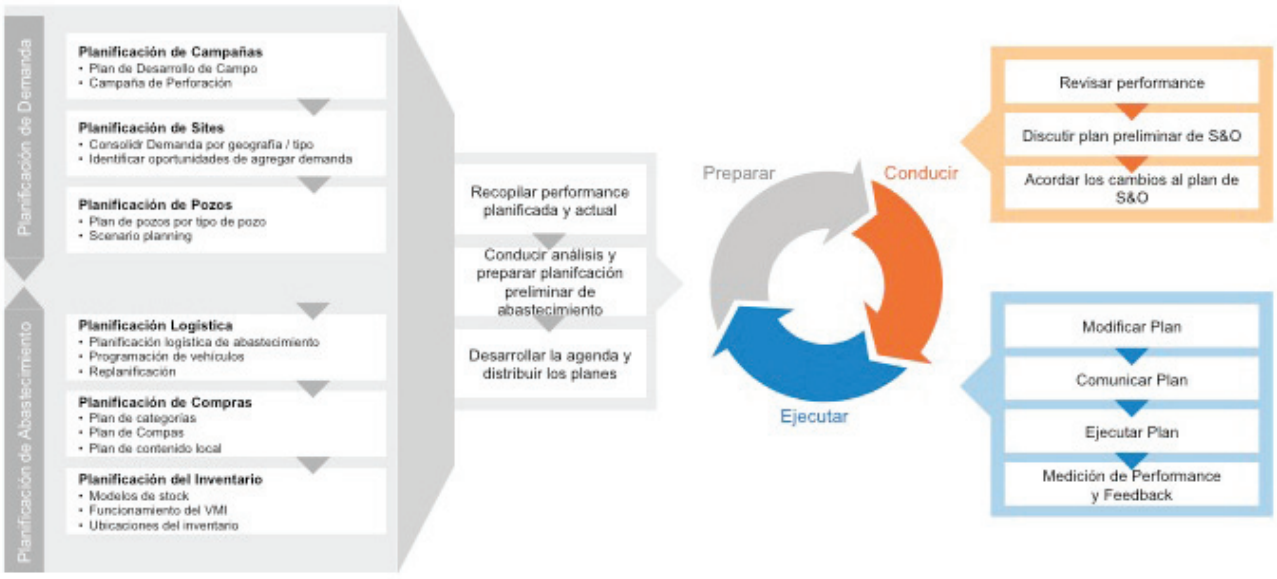


Figura 3.

largo plazo y se pueden analizar y desarrollar alianzas estratégicas. Las políticas de stock, las restricciones logísticas y las estrategias de los proveedores se basan en información detallada. El plan se comparte, optimiza y actualiza en tiempo real.

Se puede obtener un requerimiento de compras sistemáticamente detallado para optimizar stocks, maximizar los acuerdos de nivel de servicio y flexibilizar la logística mediante una mejor planificación (Figura 3).



Figura 4.

Ejecución apoyada en un Modelo Operativo Logístico

Finalmente, la tercera dimensión se enfoca en el diseño de una Red Logística optimizando los puntos de almacenamiento y reduciendo la distancia promedio entre puntos y costo por tonelada transportada.



En este mismo sentido, también es posible seguir un plan de implementación de proyectos de infraestructura y así incrementar el rendimiento del capital invertido e implementar las iniciativas de adquisición y contratación de logística diseñadas.

Esta anticipación permite tener mejor disponibilidad de información para la gestión de las relaciones con los sindicatos. Se logra optimizar el servicio logístico mejorando la relación y los niveles de servicio de los proveedores de transporte, en función de su estrategia como compañía.

Un proceso de implementación exitoso de este modelo recorrerá un camino ágil y escalable, que comienza por enfocar y resolver los aspectos medulares de la operación.

Es conveniente iniciar el trabajo con un foco importante en la fuente y la calidad de los datos utilizados para luego trabajar en la diagramación del flujo lógico de planificación.

La definición de los parámetros de funcionamiento permitirá diseñar el sistema de alertas que generará las señales que dispararán acciones de logística y abastecimiento, y luego construir el soporte tecnológico adecuado.

Finalmente podremos definir los mecanismos de relacionamiento con terceros y generar los acuerdos de nivel de servicio que serán implementados.

El éxito de estos procesos está apoyado en un excelente diseño, pero también en un seguimiento metódico y disciplinado.

Investigación experimental de la permeabilidad aparente de un *shale* con consideración de efectos de deslizamiento del gas y su dependencia frente a los esfuezos

Por ***Agustín Guillermo Garbino*** y ***Matías Alejandro Urio***
(ITBA/Texas Tech University)

Introducción

El estudio y la adecuada caracterización de las propiedades mecánicas y petrofísicas de las rocas, como la permeabilidad, se han vuelto cruciales para lograr un desarrollo exitoso con caudales de producción comerciales en un reservorio no convencional.

En este tipo de yacimientos existe heterogeneidad en la geología desde la escala de cuenca hasta la estructura de los poros a escala nanométrica, lo que da como resultado múltiples escalas de porosidad y permeabilidad. Aunque la red compleja de fracturas naturales e inducidas controlan la productividad del yacimiento en una etapa inicial, son las propiedades de la matriz las que determinan la producción de un pozo durante períodos de tiempo más prolongados. Dado que la permeabilidad intrínseca evoluciona con el tiempo durante la producción, debido a los efectos del estrés y los efectos del régimen de flujo, es necesario cuantificar la variación de la permeabilidad frente a estos efectos.

Durante la producción de gas de un *shale*, a medida que disminuye la presión en los poros, la matriz siente un aumento en el estrés efectivo (diferencial entre la presión de confinamiento y la presión poral)



Petrotecnia **abre un espacio para difundir los trabajos realizados por los jóvenes profesionales del sector. En esta ocasión, un paper realizado sobre la base de mediciones de permeabilidad en muestras de rocas de *shale gas* correspondientes a la formación Eagle Ford, Texas, Estados Unidos.**

que conduce a permeabilidades más bajas debido al estrechamiento de las gargantas porales. En contraposición, la permeabilidad también es afectada por el régimen de flujo. De acuerdo con la literatura, el transporte de gas a través de la matriz de un *shale* se describe como una combinación de flujo de Darcy con flujo de difusión, especialmente a bajas presiones en rocas porosas dominadas por microporos (Cui *et al.*, 2009; Heller *et al.*, 2014). Mientras que en flujo Darcy la asunción de continuidad es válida y el caudal es proporcional al gradiente de presión, en el flujo de difusión las moléculas se mueven independientemente unas de otras y el flujo es impulsado por colisiones molécula-molécula de gas y colisiones molécula de gas-pared de poro (Figura 1). Si hay una contribución del flujo de difusión al flujo total, existe transporte molecular a lo largo de las paredes de los canales de flujo. Este efecto, también conocido como efecto de deslizamiento de Klinkenberg, se manifiesta a bajas presiones porales como un aparente aumento de la permeabilidad de la roca. En este caso, las mediciones de laboratorio deben corregirse por deslizamiento de las moléculas de gas para poder usarse los valores de permeabilidad en modelos de yacimientos no convencionales.

Según el amplio estudio presentado por Cui *et al.* (2009), ambos efectos podrían ser analizados por separado: la reducción de la permeabilidad por depletación y el aumento de la permeabilidad asociado con la difusión de Knudsen y el deslizamiento molecular a una presión poral muy baja. A partir de resultados experimentales, este estudio muestra que el efecto de deslizamiento del gas puede tener un impacto significativo sobre las mediciones de permeabilidad de reservorios no convencionales, incluso cuando dichas mediciones se realizan a presiones porales altas (> 7 Mpa), donde muchos investigadores asumen que el deslizamiento del gas es insignificante (Cui *et al.*, 2009; Heller *et al.*, 2014).

En este trabajo se presentan resultados experimentales de una muestra de roca preservada de la formación Eagle Ford cuyos valores de

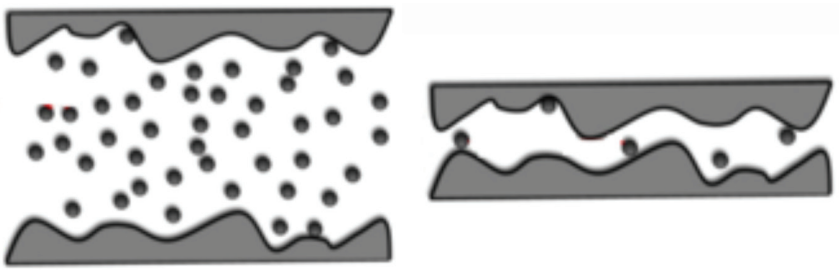


Figura 1. **Izquierda: flujo Darcy. Derecha: flujo de difusión (modificado de Nazari *et al.*, 2016).**

permeabilidad medida cubren una amplia gama de resultados a diferentes condiciones. Con la intención de contrastar resultados, cada set de mediciones se realizó con helio y metano como fluidos porales. En una primera instancia, el enfoque estuvo en estudiar la dependencia de la permeabilidad respecto al estrés efectivo dejando la presión de confinamiento constante (15 MPa) y variando la presión poral desde 1 MPa a 12 MPa. Luego se cuantificó el efecto Klinkenberg sosteniendo un estrés efectivo constante y aumentando para cada medición la presión de confinamiento y la presión poral conjuntamente. Finalmente, en base a los resultados anteriores, se analizó cualitativamente el impacto de los efectos de la adsorción sobre la permeabilidad.

Metodología

Preparación de la muestra

Se realizaron mediciones de permeabilidad sobre una muestra de roca de la formación Eagle Ford, un shale de los Estados Unidos.

Para preparar la muestra, se limaron los contornos de las superficies superior e inferior del testigo con papel de lija hasta que la superficie fue lo suficientemente lisa como para evitar cualquier fuga en la celda causada por irregularidades superficiales. Luego se pesó la muestra y se midieron su longitud y diámetro con un calibre.

Para eliminar el agua inicial, la muestra de roca se secó a 105 °C durante la noche, mientras estaba conectada a una bomba de vacío. Todas las mediciones se realizaron a temperatura constante de 24 °C.

Metodología por decaimiento del pulso de presión

La técnica por decaimiento del pulso de presión o estado no-estacionario, que se muestra esquemáticamente en la figura 2, consta de una celda reservorio aguas arriba y aguas abajo y de una celda para la muestra en el medio. Esta consiste en aplicar un pequeño pulso de presión desde el reservorio corriente arriba al reservorio corriente abajo, a través del espacio poral de la muestra, y en registrar los cambios de presión en

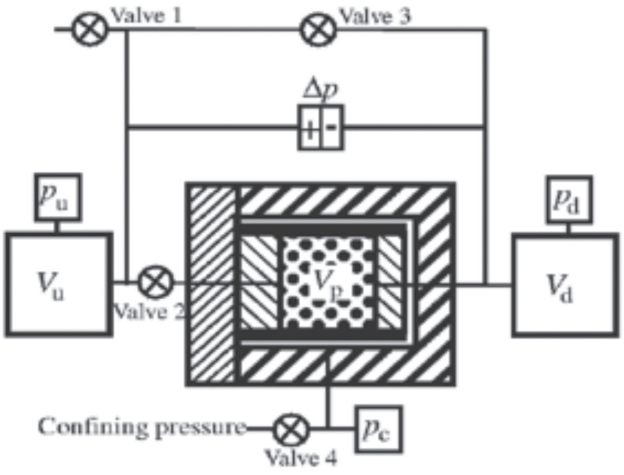


Figura 2. **Esquema del instrumental para la técnica por decaimiento del pulso de presión (Cui *et al.*, 2009).**

ambas celdas reservorio en función del tiempo. Al ajustar las curvas de presión resultantes a un dado modelo de flujo, se puede determinar la permeabilidad de la muestra de roca.

La configuración del instrumental permite aplicar presión de confinamiento para representar las condiciones de estrés del reservorio. La presión poral se suministra desde un tanque de gas y la presión deseada para la medición se ajusta mediante un regulador de presión.

Después de establecer la presión de confinamiento inicial, también debe establecerse la presión poral inicial. Para hacer esto, las válvulas 1, 2 y 3 se abren y luego se inyecta gas en todo el sistema. La presión en el reservorio aguas arriba se regula con un pistón y la presión del sistema se mide en los reservorios aguas abajo y aguas arriba mediante transductores. Una vez que la presión se estabiliza en todo el sistema, las válvulas 2 y 3 se cierran. Posteriormente, la presión en el reservorio aguas arriba es elevada en un pequeño porcentaje (por ejemplo, un 5%). Una vez que alcanza el equilibrio, la válvula 2 se abre y se envía un pulso de presión desde el reservorio corriente arriba al depósito corriente abajo, a través de la muestra. Se mide la respuesta de presión del reservorio aguas abajo. Con las funciones de *Pu(t)* and *Pd(t)* es posible calcular la presión diferencial adimensional (ΔP_D), que se define de la siguiente manera:

$$\Delta P_D = \frac{P_u(t) - P_d(t)}{P_u(0) - P_d(0)} \qquad (1)$$

Los valores de ΔP *versus* t luego pueden analizarse para determinar la permeabilidad de la muestra basándose en una solución analítica que describe los cambios de presión durante el experimento, tomando como input parámetros conocidos, como los volúmenes de los reservorios, el volumen poral de la muestra y las propiedades del gas (Cui *et al.*, 2009).

Si los cambios de presión en el yacimiento aguas arriba son pequeños (por ejemplo, <5%), entonces la presión diferencial experimental a largos períodos de tiempo se convierte en una función exponencial dependiente únicamente del tiempo y puede aproximarse como (Suntherland y Cave, 1980):

$$\Delta P(t) = \Delta P_0 \, e^{-mt} \qquad (2)$$

Donde $\Delta P0$ es el pulso de presión aplicado y m depende de la permeabilidad de la siguiente manera:

$$m = -\frac{k\left(\frac{A}{L}\right)\left(\frac{1}{V_u} + \frac{1}{V_d}\right)}{\mu\beta} \qquad (3)$$

Donde:

Vu, *Vd* son los volúmenes de los reservorios aguas arriba y aguas abajo
L = largo de la muestra
A = área de corte de la muestra
μ = viscosidad del gas a temperatura y presión poral promedio (Lemmon and Jacobsen, 2004)
k = permeabilidad de la muestra
β = compresibilidad del gas

Para calcular la permeabilidad mediante la técnica de decaimiento

del pulso de presión es necesario graficar ΔPD logarítmicamente en función del tiempo y aproximar la curva para los mayores valores de tiempo a la línea recta que mejor ajuste. Con la pendiente de la curva m es posible calcular la permeabilidad con la manipulación de la Ec. 3, que resulta en:

$$k = -\frac{m\left(\frac{L}{A}\right)\mu\beta(V_u V_d)}{(V_u + V_d)} \qquad (4)$$

Un modelo presentado por Cui *et al.* (2009) sugiere que se puede agregar un factor de adsorción *f1* a la ecuación anterior, que depende del volumen de gas adsorbido en comparación con la porosidad de la muestra. Dado que las mediciones en este trabajo se realizaron con el Autolab1000 como instrumento para realizar la técnica de decaimiento del pulso de presión, que no contempla la adsorción para sus cálculos de permeabilidad, este efecto fue despreciado. Sin embargo, la adsorción se tuvo en cuenta cualitativamente para el análisis de la permeabilidad aparente al testear diferentes gases.

Para analizar el impacto de la presión poral sobre la permeabilidad se realizaron varios ensayos en los cuales se dejó constante la presión de confinamiento y se varió únicamente la presión poral. Las mediciones de decaimiento del pulso de presión se realizaron con una presión de confinamiento de 15 MPa y una presión poral variable entre 1 MPa y 12 MPa. Además, para estudiar el efecto del deslizamiento sobre la permeabilidad se realizaron una serie de mediciones a un estrés efectivo constante de 10 MPa aumentando conjuntamente la presión poral y la presión de confinamiento de 1 MPa a 12 MPa y de 11 MPa a 22 MPa, respectivamente.

Efecto Klinkenberg

Dado que las mediciones de permeabilidad se realizaron con el empleo de gas como fluido poral, fue necesario contemplar el efecto Klinkenberg. Debido al deslizamiento de las moléculas de gas en las paredes de los poros, las permeabilidades medidas en laboratorio con este tipo de fluido son más altas que las obtenidas con un líquido, y dado que la permeabilidad se define como una propiedad intrínseca de las rocas porosas que es independiente del fluido utilizado, este valor debe ser corregido. Fue necesario realizar pruebas variando tanto la presión de confinamiento como la presión poral. El objetivo fue registrar mediciones de permeabilidad a diferentes presiones porales, pero manteniendo constante el estrés efectivo. Una vez que se obtienen los datos, se puede graficar la permeabilidad frente a la inversa de la presión poral promedio (calculada a partir del promedio de las presiones aguas arriba y aguas abajo de la muestra), como se indica en la siguiente ecuación derivada de Klinkenberg (1941):

$$k_g = k_l\left(1 + \frac{b}{p}\right) \qquad (5)$$

donde es la permeabilidad medida con gas, es la permeabilidad a una presión infinita (permebablidad intrínseca) y b es el factor de deslizamiento.

La teoría predice una tendencia lineal, a partir de la cual se puede calcular la permeabilidad intrínseca de la muestra y el factor de deslizamiento de Klinkenberg (b).

Adsorción

Como se ha discutido en estudios previos (Pang *et al.*, 2017; Cui *et al.*, 2009), los efectos de adsorción deben ser considerados en ensayos para determinar la permeabilidad; de lo contrario, se estará subestimando la permeabilidad, especialmente en el caso de rocas fuertemente adsorbentes, como lo son los *shale* de gas ricos en contenido orgánico con grandes superficies de contacto.

Como se comentó, aunque se han desarrollado muchos modelos para medir la permeabilidad teniendo en cuenta la adsorción del gas, en este estudio se realizaron dos sets de pruebas para cada muestra empleando gases con diferentes potenciales de adsorción para comparar entre ellos. El primer conjunto de mediciones se realizó con metano como fluido, mientras que el segundo se realizó con helio. El propósito fue detectar las diferencias en las mediciones de permeabilidad si se usaban dos gases con diferente tamaño de molécula. Como la permeabilidad de los *shales* es muy baja, los efectos de adsorción se deben tener en cuenta al medir la permeabilidad. Considerando que los *shales* asumen el papel de rocas generadoras en el proceso de generación del petróleo y gas, estas rocas suelen ser fuertemente adsorbentes a los hidrocarburos gaseosos, como el metano.

Resultados y discusión

El Autolab1000 desarrollado por New England Research Inc. se utilizó como instrumental para las mediciones por decaimiento del pulso de presión. Tiene la ventaja de calcular la permeabilidad por sí solo a diferentes frecuencias de pulso. Luego de medir la permeabilidad de una muestra de Eagle Ford a varias presiones porales, se analizaron los resultados de la presión frente al tiempo para minimizar los posibles errores en el *matching* de los datos con el modelo. Se descartaron las mediciones de permeabilidad que no parecían confiables. Como se muestra en la figura 3, el criterio de control de calidad para llegar a una estimación final de la permeabilidad consistió en verificar si la curva calculada para la presión aguas abajo (curva negra) tenía una forma suave y coincidía con la medición de la presión aguas abajo (curva azul), entonces se aceptaba el valor, de lo contrario, la medición se rechazaba y era descartada para el análisis. También se tuvo en cuenta la presión de referencia aguas abajo (curva rosada), ya que si esta curva se mantiene plana significa que la frecuencia no se sintonizó correctamente.

1. Permeabilidad dependiente del esfuerzo

La permeabilidad medida, tanto para metano como para helio se grafica frente a la presión en la figura 4.

Como se muestra en la figura 4, la permeabilidad medida tiene una tendencia creciente frente al aumento del estrés efectivo, que es opuesta al comportamiento esperado antes de realizar las mediciones. Como se comentó, una disminución de la presión poral trae como consecuencia una alta competencia entre dos efectos opuestos: el estrechamiento de los poros, debido al aumento

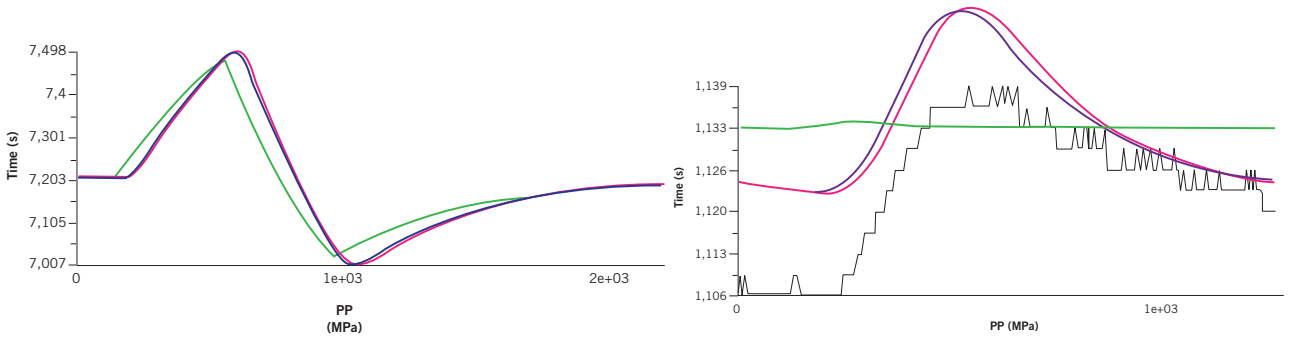


Figura 3. **Criterio para control de calidad. La curva calculada (curva negra) debe ajustar la curva medida (curva azul). Izquierda: análisis aceptado. Derecha: análisis rechazado.**

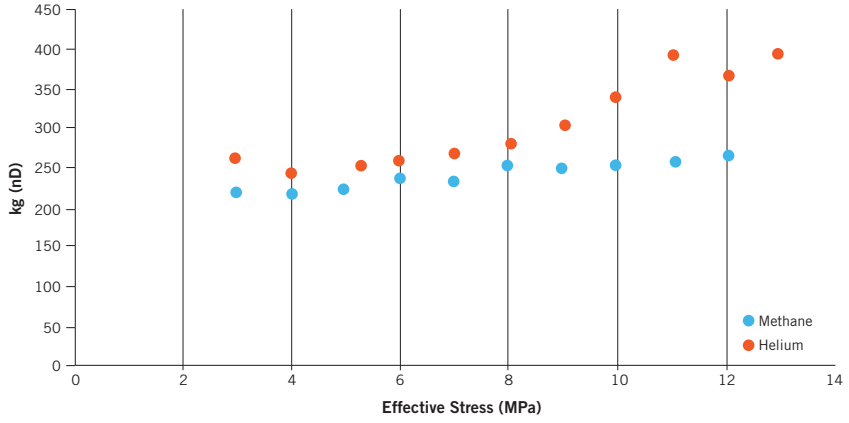


Figura 4. **Permeabilidad *versus* estrés efectivo (CP - PP).**

del esfuerzo neto que conlleva una disminución de la permeabilidad; y el efecto de deslizamiento del gas que provoca un aumento de la permeabilidad aparente. Sin embargo, esta muestra exhibe un fuerte efecto de deslizamiento incluso a altas presiones porales (estrés efectivo bajo).

Con el fin de individualizar ambos fenómenos, muchos investigadores sugieren que las mediciones de permeabilidad realizadas a alta presiones porales (>7 MPa) prácticamente no se ven afectadas por el efecto de deslizamiento. Los resultados muestran que esta suposición no aplica en este caso, por lo que es imposible derivar una ley de la permeabilidad en función del estrés efectivo. Tampoco es posible analizar por separado cuánto impacta el aumento en el estrés efectivo sobre esta muestra de Eagle Ford.

Adicionalmente, dado que no se pudo determinar una clara relación para el impacto del estrés efectivo, suponemos que la compresibilidad de la roca podría ser tan baja que esta prácticamente no sufre deformación ante un incremento en los esfuerzos.

La diferencia entre los valores de permeabilidad para el metano y el helio son atribuidos a los efectos de adsorción y al efecto de tamizado molecular que ocurre en la fina estructura de los poros. Como era de esperar, los valores de permeabilidad del metano son menores que los del helio. La razón es que el metano tiene moléculas más grandes que el helio y es adsorbido más fuertemente en un *shale*.

El error relativo para bajos estreses efectivos varía entre el 11% y el 17%, mientras que para estreses efectivos más altos (presión poral baja) oscila entre un 27% y un 34%. Esta diferencia se puede explicar por el aumento del efecto de deslizamiento. A baja presión poral, el camino libre promedio (*mean free path*) de las moléculas (distancia entre colisiones moleculares) aumenta significativamente para ambos gases, con lo cual esto conduce a colisiones moléculas-paredes de poros más frecuentes y, por lo tanto, aumenta la difusión de Knudsen y el deslizamiento molecular. La aparente mejora en la permeabilidad usando helio se basa en un efecto de deslizamiento más fuerte en este gas debido a que tiene un mayor camino libre promedio ($\lambda He \approx 2\lambda CH4$).

2. Análisis del efecto Klinkenberg

El efecto Klinkenberg fue analizado a partir de graficar los valores de permeabilidad medidos a un estrés efectivo constante contra la inversa del promedio de la presión poral. Los resultados se presentan en la figura 5.

Como se muestra en la figura 5, los valores de permeabilidad medida con metano como fluido del medio poroso se alinean en una línea rec-

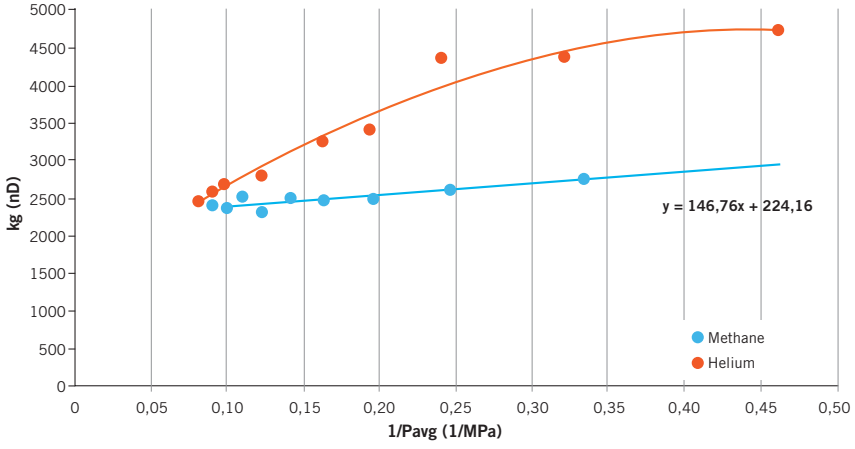


Figura 5. **Gráfico de Klinkenberg. Notar el desvío de la tendencia lineal a bajas presiones porales para las mediciones con helio.**

ta, lo que hizo posible encontrar una regresión lineal que represente apropiadamente la tendencia de los puntos. La permeabilidad intrínseca se obtuvo mediante una extrapolación lineal de la ordenada al origen. Con la pendiente de la curva, fue posible calcular el factor de deslizamiento mediante la Ec. 5. Sin embargo, se observa un comportamiento diferente para los datos medidos con helio, ya que los valores comienzan a desviarse de una línea recta a presiones porales más bajas (Tabla 1).

Símbolo	Valor
kl (nD)	224.2
b (MPa)	0.65

Tabla 1. **Resultados de permeabilidad intrínseca y factor de deslizamiento para las mediciones con metano.**

2.1. Caracterización del régimen de flujo

Con el fin de explicar la desviación del helio respecto al comportamiento lineal predicho por Klinkenberg, se calculó el número de Knudsen en cada medición para identificar el régimen de flujo predominante. El número de Knudsen se define como:

$$Kn = \frac{\lambda}{D} \qquad (6)$$

donde λ es el camino libre promedio y *D* es la longitud característica del conducto. Basándose en *Kn*, es posible identificar los regímenes de flujo en el sistema que caracterizan la dinámica del gas a partir de las colisiones entre moléculas y paredes porales (Zhang W-M *et al.*, 2012):

I. Para *Kn* < 10-2, el flujo está en régimen completamente continuo, la ley de Darcy es válida.
II. Para 10-2 < *Kn* < 10-1, el flujo puede considerarse como de deslizamiento (*slip flow*). El fenómeno de deslizamiento afecta al flujo, pero la asunción de continuidad permanece válida.
III. Para 10-1 < *Kn* < 10, el flujo está en un régimen transicional entre flujo con deslizamiento y un flujo con completa libertad de movimiento de las moléculas.
IV. Para *Kn* > 10, se está en un régimen con completa libertad de movimiento de las moléculas (*free-molecular flow*). Las colisiones entre las moléculas de gas y las paredes porales son las dominantes y las colisiones intermoleculares puede ser ignoradas.

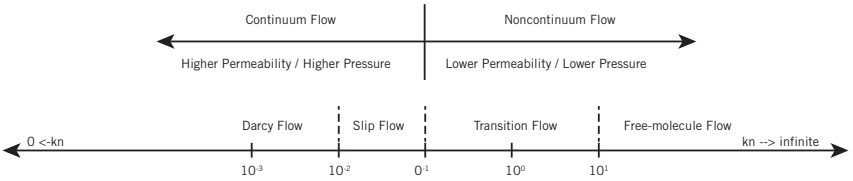


Figura 6. **Categorización de régimenes de flujo de acuerdo con el número de Knudsen (modificado de Moghadam *et al.*, 2016).**

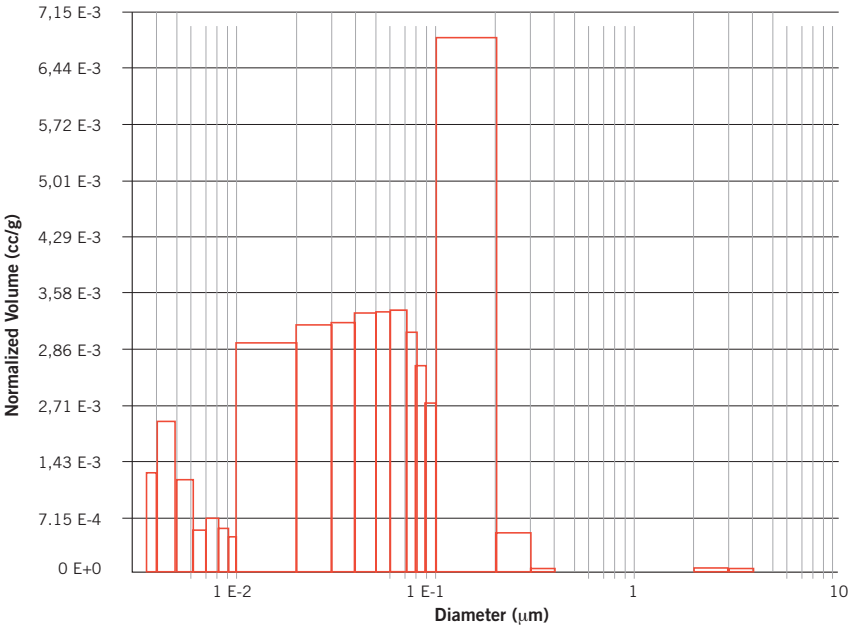


Figura 7. **Volumen normalizado versus diámetro de garganta poral. Notar que la distribución no pudo ser ajustada a una función de probabilidad conocida.**

Se realizó una prueba de inyección de mercurio utilizando Quantachrome Poremaster 33 para caracterizar la distribución de los tamaños de los poros y calcular el tamaño medio de los poros de la muestra de Eagle Ford para utilizarlo como longitud característica del conducto en el cálculo del número de Kudsen (Sakhaee-Pour *et al.*, 2012).

La media calculada para la distribución de los poros fue de 52 nm. Sin embargo, como el tamaño de poro medio calculado parecía ser demasiado grande considerando la baja permeabilidad de la muestra en comparación con otras experiencias de Nazari *et al.* (2016) y Pang *et al.* (2017), y como la prueba de inyección de mercurio no proporcionó resultados confiables (Figura 7), se consideró que el tamaño promedio debía ser al menos un orden de magnitud menor. Se realizó un análisis adicional para estimar el camino libre promedio, siguiendo un enfoque modificado de Heller *et al.* 2013 (Apéndice 1). Considerando la permeabilidad intrínseca calculada previamente, el resultado para el ancho de la garganta poral promedio fue 1.4 nm.

Teniendo en cuenta la sobreestimación del tamaño medio de los poros calculado por la prueba de inyección de mercurio y las incertidumbres de la aproximación teórica del ancho de la garganta poral promedio, se utiliza un valor para la longitud característica del conducto (*D*) de 5 nm para los cálculos del número de Knudsen, ya que se lo considera como representativo del rango posible de valores del orden de magnitud esperado. Este valor también es el más bajo incluido en el rango de tamaños de gargantas porales informado por Nelson (2009) para rocas generadoras de Estados Unidos.

El camino libre promedio del gas se calculó a partir de la siguiente ecuación:

$$\lambda = \frac{k_B T}{\sqrt{2}\pi\sigma^2 P} \quad (7)$$

donde k_B es la constante de Boltzmann (1.3805 x10-23 J / K), T es la temperatura absoluta, *P* es la presión del gas y σ es el diámetro de colisión de las moléculas de gas. El diámetro de colisión se puede estimar a partir de la viscosidad del gas utilizando la siguiente ecuación (Hildebrand, 1976):

$$\sigma^2 = \frac{2\sqrt{mk_B T}}{3\pi^{3/2}\mu} \quad (8)$$

donde *m* es la masa de la molécula y μ es la viscosidad del gas. Todos los parámetros de los fluidos fueron extraídos de de la base de datos del NIST (*National Institute of Standards and Technology*).

Como se muestra en las figuras 8 y 9, los resultados de *Kn* se graficaron frente a la permeabilidad tanto para el helio como para el metano, junto con la presión poral frente a la permeabilidad para mostrar ambas tendencias juntas.

Las mediciones de permeabilidad frente al número de Knudsen para el metano se aproximan a una línea recta. Pero para la permeabilidad medida con helio, a medida que aumenta el número de Knudsen, la permeabilidad no sigue una relación lineal, lo que significa que la corrección de Klinkenberg no funciona en estas regiones. Para presiones más altas, *Kn* muestra que predomina el régimen de flujo de deslizamiento, mientras que para presiones más bajas predomina un flujo de transición. Se concluye que el régimen de flujo de transición es la razón de la desviación de la tendencia lineal, opuesta a la teoría de Klinkenberg.

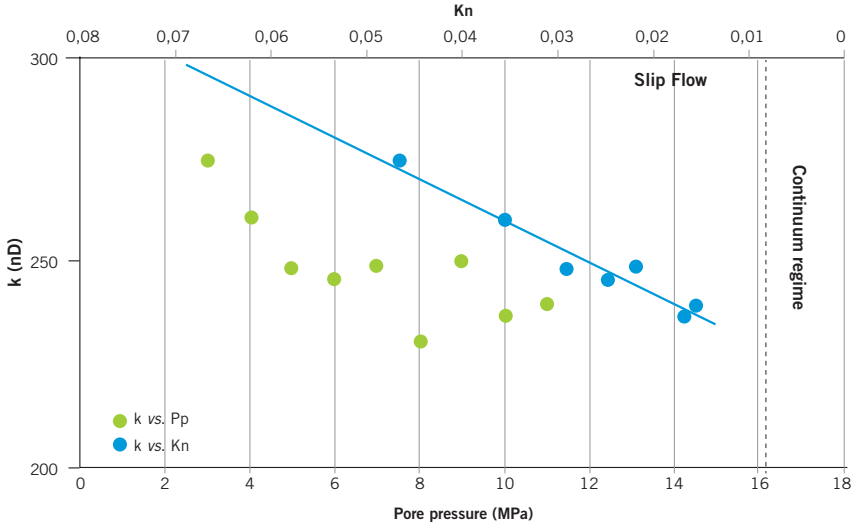


Figura 8. **Permeabilidad medida con metano versus número de Knudsen y la presión poral. Notar que los resultados del número de Knudsen para el metano se alinean en una línea recta.**

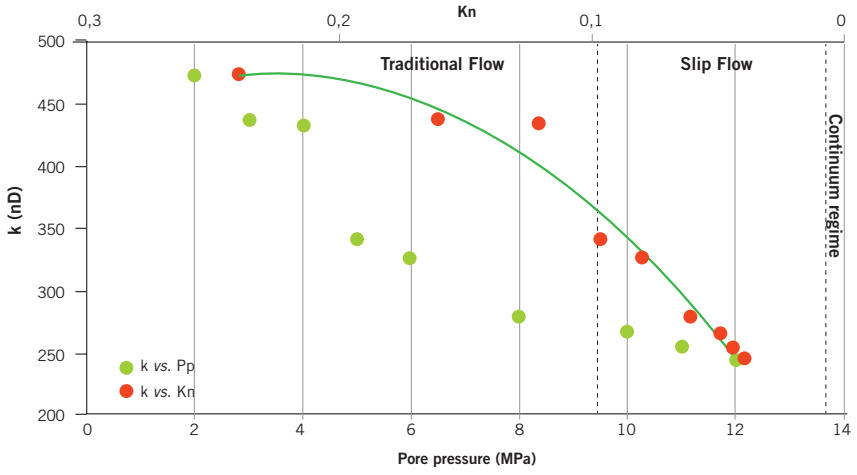


Figura 9. **Permeabilidad medida con helio *versus* número de Knudsen y la presión poral. Notar que los resultados del número de Knudsen para el helio no se alinean en una línea recta.**

Según Beskok y Karniadakis (1999), se deben utilizar modelos de deslizamiento de mayor orden para predecir el comportamiento del flujo específicamente cuando *Kn*> 0,1. Otro enfoque, como el que se muestra en Nazari *et al*. (2016), es utilizar la aproximación de Klinkenberg solo para los puntos donde el régimen de deslizamiento fue predominante, según los cálculos del número de Knudsen.

De acuerdo con lo comentado, la permeabilidad intrínseca para las mediciones de helio se calculó mediante una extrapolación lineal considerando solo los números de Knudsen más altos, como se muestra en la figura 10.

El resultado de la permeabilidad intrínseca determinada con helio se muestra en la tabla 2. Se puede notar que el valor prácticamente no difiere del calculado con metano. Este es el comportamiento esperado, ya que la permeabilidad intrínseca es una propiedad de la roca y no depende del fluido (Tabla 2).

Symbol	Methane	Helium
kl (nD)	224,2	223,8
b (MPa)	0,65	2,5

Tabla 2. **Resultados para la permeabilidad intrínseca y el factor de deslizamiento.**

Como se mencionó, aunque se utilicen altas presiones porales, las permeabilidades de gas obtenidas deben corregirse por el deslizamiento de gas de Klinkenberg. Esta muestra exhibe que, al usar helio como fluido poral, los valores de *kg* obtenidos son entre alrededor del 20-40% más altos que la permeabilidad intrínseca a una presiones porales entre 8 y 12 MPa. Para el metano, *kg* muestra ser un 7-20% más alta que *kl* a presiones porales entre 3 y 11 MPa.

Conclusiones y recomendaciones

En este trabajo, se realizaron experimentos de laboratorio con una muestra de roca de un *shale* gaseoso estudiando los efectos del estrés de de confinamiento, la presión poral y el tipo de fluido poral sobre la permeabilidad. Las principales conclu-

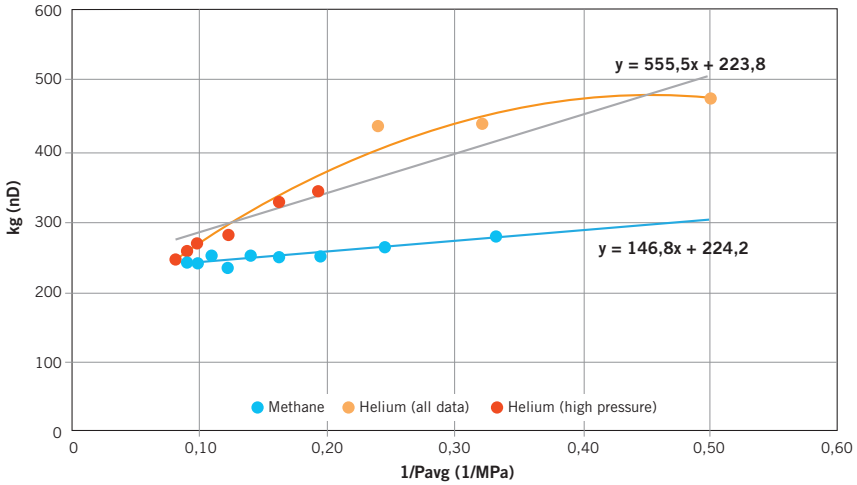


Figura 10. **Gráfico de Klinkenberg. Para el helio, solo se consideraron valores de permeabilidad medidos a altas presiones porales para la extrapolación en la estimación de la permeabilidad intrínseca.**

siones de este estudio experimental son las siguientes:

- Los resultados muestran que la asunción frecuentemente utilizada de que el deslizamiento de gas puede despreciarse a una presión poral superior a 7 MPa no siempre es válida. Como puede verse en la muestra de Eagle Ford, estas altas presiones no garantizan que el efecto Klinkenberg no tenga impacto sobre las mediciones. Las mediciones se vieron tan afectadas por este efecto que no se pudo individualizar el efecto del estrés efectivo.
- Como era de esperar, cuanto menor sea la presión poral a un estrés efectivo constante, mayor será el impacto del deslizamiento sobre la permeabilidad medida. La permeabilidad de la roca aumenta significativamente a bajas presiones porales debido al efecto de deslizamiento.
- El mejor modelo para corregir la permeabilidad por deslizamiento depende del régimen de flujo predominante, que puede diagnosticarse mediante el cálculo del número de Knudsen. Para el metano, la tendencia lineal de la permeabilidad medida *versus* la inversa de la presión poral y los cálculos del número de Knudsen mostraron un predominio del régimen de flujo con deslizamiento para todas las presiones porales medidas, lo que valida aún más el uso de la ecuación de Klinkenberg para calcular la permeabilidad intrínseca. Mientras que para las mediciones de helio, la transición del régimen de deslizamiento al flujo transicional produce una desviación respecto a la tendencia lineal definida en el modelo de Klinkenberg. Por lo tanto, el modelo de Klinkenberg solo debe aplicarse cuando el flujo con deslizamiento es predominante.
- Para el metano se requieren presiones porales más bajas para entrar en flujo de transición que cuando se usa helio.
- La fuerte presencia de un flujo de deslizamiento predominante evidenciada por el número de Knudsen también es útil para justificar el comportamiento mostrado por los valores medidos de permeabilidad, los cuales se concluye que están fuertemente afectados por el deslizamiento.
- El efecto de adsorción y tamizado molecular de la fina estructura de los poros también contribuye a la diferencia entre los valores de permeabilidad para el metano y el helio. Como era de esperar, los valores de permeabilidad del metano son menores que los del helio. La razón de esto es que el metano tiene moléculas más grandes que el helio y es fuertemente adsorbente a los shales.
- Para trabajos futuros, se recomienda combinar este estudio con mediciones de la compresibilidad poral de la roca para validar si esta es una posible causa del comportamiento anómalo de la muestra frente al estrés. También se sugieren mediciones y cálculos del factor de adsorción para obtener un valor más exacto de la permeabilidad. Además, se recomienda el uso de tecnologías más precisas para medir la distribución del tamaño de los poros para una mejor caracterización del régimen de flujo

Apéndice

Asumiendo que el flujo total es la suma del flujo viscoso más constantes empíricas multiplicadas por el flujo de Knudsen, y suponiendo que la ley de Darcy es válida para caracterizar el comportamiento del flujo, Heller *et al.* (2013) propone la siguiente ecuación para calcular analíticamente el diámetro medio de la garganta poral. Este es el resultado de combinar la ecuación de Poiseuille para un flujo viscoso asumiendo una geometría de poros con forma de rendija, con la ley de Darcy:

$$k = \frac{w^4}{12A}\left[1 + \frac{1}{P}\frac{16c\mu}{w}\left(\frac{2RT}{\pi M}\right)^{1/2}\right] \qquad (9)$$

donde c es una constante empírica, w es el diámetro de la garganta poral, A es el área del poro, R es la constante de los gases, M es la masa molar del gas, T es la temperatura y μ es la viscosidad del gas.

La Ec. 9 tiene la misma forma que la ecuación de Klinkenberg (Ec. 5). En consecuencia, en Heller *et al.* (2013) se sugiere igualar el factor de deslizamiento con el término que multiplica a $1 / P$ para calcular el ancho de la rendija. Sin embargo, en este trabajo se siguió un enfoque diferente con el propósito de calcular w sin tener que utilizar ninguna constante empírica.

Primero, el área de la garganta poral se expresa de esta forma:

$$A = \frac{\pi w^2}{4} \qquad (10)$$

Siguiendo el modelo de Klinkenberg, se reemplaza el término anterior para el área de la Ec. 9 en la Ec. 10. Entonces, la permeabilidad intrínseca puede expresarse en función de w:

$$k_i = \frac{w^2}{3\pi} \qquad (11)$$



La Ec. 11 puede reformularse para calcular el diámetro de la garganta poral:

$$w = \sqrt{3\pi k_l} \qquad (12)$$

Agradecimientos

Esta investigación fue patrocinada por el Departamento de Ingeniería en Petróleo de Texas Tech University. Agradecemos al Dr. James Sheng y al Dr. Yu Pang, cuya asistencia, guía y comentarios constructivos fueron esenciales para su desarrollo.

Bibliografía

Beskok A., Karniadakis G. E., 1999, "A model for flows in channels, pipes, and ducts at micro and nano scales", *Microscale Thermophys Eng,* nº 3, pp. 43-77.

Cui X., Bustin A. M. M., Bustin R. M., 2009, "Measurements of gas permeability and diffusivity of tight reservoir rocks: different approaches and their applications", *Geofluids,* nº 9, pp. 208-223.

Heller R., Vermylen J., Zoback M., 2014, "Experimental Investigation of matrix permeability of gas shales", *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, vol. 98, nº 5, pp. 975-995.

Hildebrand J., Viscosity of dilute gases and vapors. Proc Natl Acad Sci 1976, 73, pp. 4302-3.

Jones S. C., 1997, "A technique for faster pulse-decay permeability measurements in tight rocks", *Society of Petroleum Engineers Reservoir Evaluation and Engineering,* no 12, pp. 19-25.

Klinkenberg L. J., 1941, "The permeability of porous media to liquids and gases", in Drilling and Production Practice*, American Petroleum Institute*, pp. 200-213.

Lemmon E. W., Jacobsen R. T., 2004, Viscosity and Thermal Conductivity Equations for Nitrogen, Oxygen, Argon, and Air, *International Journal of Thermophysics,* no 25, pp. 21-69.

Moghadam A., Chalaturnyk R., 2016, "Analytical and Experimental Investigations of Gas-Flow Regimes in Shales Considering the Influence of Mean Effective Stress", April*, SPE Journal*.

Nazari Moghaddam R., Jamiolahmady M., 2016, Slip flow in porous media, *Fuel,* no 173, pp. 298-310.

Nelson P. H., "Pore-throat sizes in sandstones, tight sandstones, and shales", *The American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, vol. 93, no 3 (2009), pp. 329-340.

NIST, National Institute of Standards and Technology, 2015, http://webbook.nist.gov/chemistry/fluid/.

Pang Y., Soliman M. Y., Deng H., Xie X., 2017, "Experimental and analytical investigation of adsorption effects on shale gas transport in organic nanopores", *Fuel,* no 199, pp. 272-288.

Sakhaee-Pour A., Bryant S., 2012, "Gas permeability of shale", *Society of Petroleum Engineers Reservoir Evaluation and Engineering*, vol. 15, no 4, pp. 401-9.

Sutherland H.J., Cave S.P., 1980, "Argon gas permeability of New Mexico rock salt under hydrostatic compression", *Int. J. Rock Mech. Min. Sci. and Geomech,* Abstr.17, pp. 281-288.

Zhang W. M., Meng G., Wei X., 2012, "A review on slip models for gas microflows", *Microfluid Nanofluid,* no 13, pp. 845-82.

Agustin G. Garbino *es Ingeniero en Petróleo del Instituto Tecnológico de Buenos Aires recibido con honores. Actualmente se desempeña como Ingeniero de Reservorios no Convencionales en Tecpetrol. Partícipe del Programa Research Experience for Undergraduate Students en Texas Tech University (Lubbock, TX, USA).*

Matías A. Urio *es Ingeniero en Petróleo del Instituto Tecnológico de Buenos Aires recibido con honores. Actualmente se desempeña como Ingeniero de Producción en Chevron Argentina. Partícipe del Programa Research Experience for Undergraduate Students en Texas Tech University (Lubbock, TX, USA).*

ESTAMOS PARA QUE NOS ENCUENTRES

EL INSTITUTO ARGENTINO DEL PETRÓLEO Y DEL GAS AHORA EN TUS REDES SOCIALES

facebook.com/IAPGinfo
facebook.com/IAPGEduca

@IAPG_info
@IAPGEduca

youtube.com/IAPGinfo

INSTITUTO ARGENTINO DEL PETROLEO Y DEL GAS

www.iapg.org.ar



Hasta el 11 de junio pueden presentarse los alumnos de posgrados interesados en obtener las becas "Claudio Manzolillo" de carreras afines al sector en instituciones estadounidenses.

Ya abrió la inscripción en el **Programa de Becas IAPG Houston para estudiantes argentinos** en los Estados Unidos

Los aspirantes a realizar posgrados en temas de hidrocarburos y energéticos en los Estados Unidos ya pueden presentarse para las tradicionales becas a estudiantes argentinos en el exterior, que concede cada año el IAPG Houston.

En efecto, el Programa de Becas "Claudio Manzolillo" –llamada así desde 2010 en homenaje a uno de los fundadores de la institución– ya estudia solicitudes, confiados en otorgar el cupo, que el último año fue de cuatro asignaciones.

El programa está destinado a profesionales argentinos que planeen cursar o ya se encuentren cursando postgrados en los Estados Unidos para las carreras afines a los hidrocarburos: Ingeniería del Petróleo, Ciencias de la Tierra (Geología y Geofísica) e Ingeniería del Medio Ambiente, aplicadas a la industria del petróleo y del gas, entre otras.

Entre los requisitos figura que estos ciudadanos argentinos tengan un mínimo de un año de experiencia trabajando en el sector y haber sido aceptado en una





institución educativa estadounidense para el período de otoño 2021.

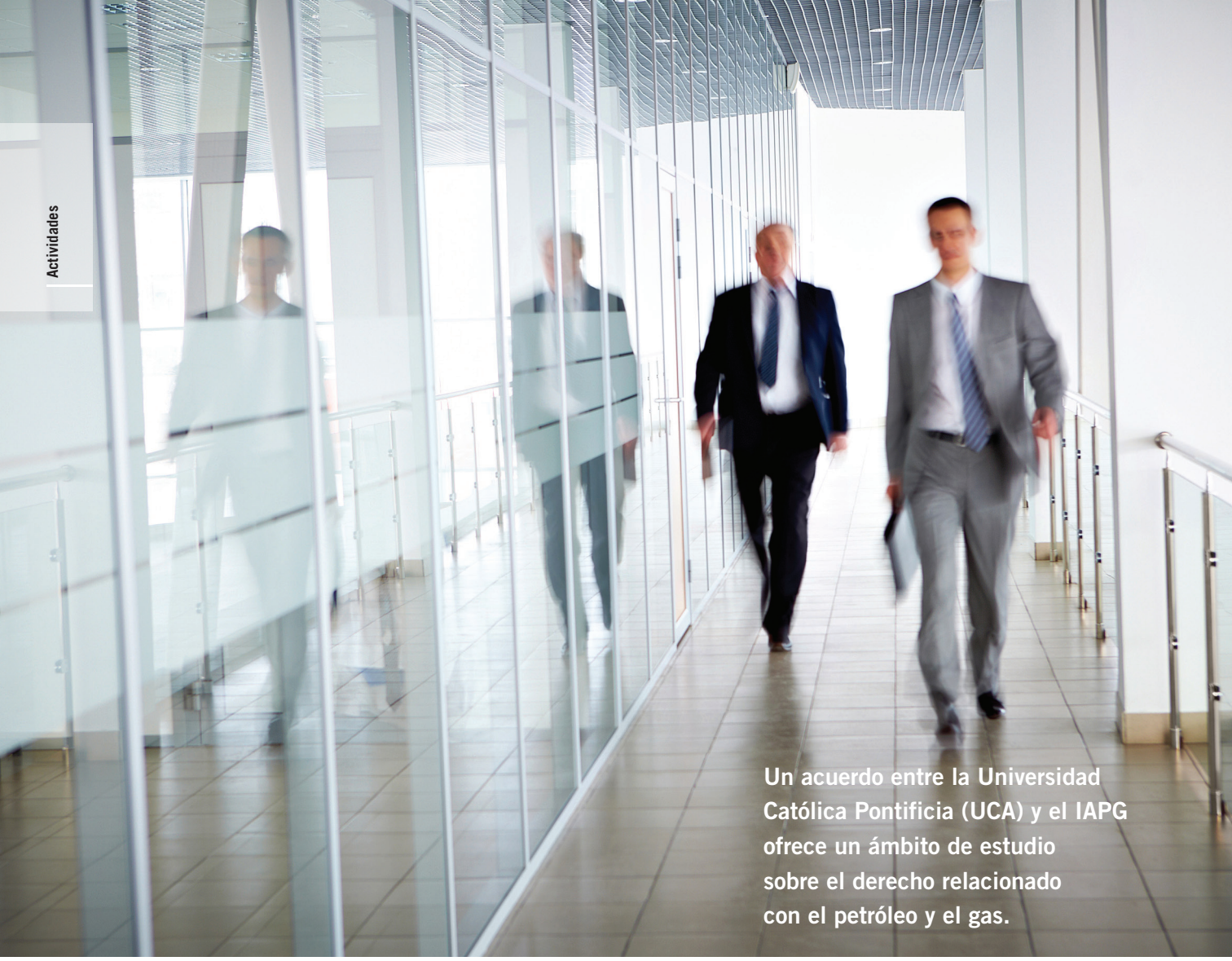
La financiación de las becas es posible a partir de lo recaudado en los diferentes eventos que organiza el IAPG Houston a lo largo del año, y al apoyo continuo de sus miembros y patrocinadores, así como de los donantes de becas del reciente período (Shell, Pan American Energy y ExxonMobil).

El énfasis del IAPG Houston por respaldar a los profesionales argentinos de la industria para que puedan perfeccionarse en las universidades estadounidenses lleva ya 18 años.

El monto de la beca en general se destina a la matrícula universitaria. Se trata de 10.000 dólares estadounidenses por año para quienes vayan a comenzar su posgrado y de 5.000 dólares estadounidenses para quienes ya se encuentren estudiando. Los becados podrán apostar a renovar la beca por un año más.

Las postulaciones se aceptarán hasta el 11 de junio próximo y los nombres de los ganadores serán anunciados el 9 de julio próximo.

Para más información: scholarship@iapghouston.org y https://iapg-houston.org



Un acuerdo entre la Universidad Católica Pontificia (UCA) y el IAPG ofrece un ámbito de estudio sobre el derecho relacionado con el petróleo y el gas.

Posgrado en Derecho de los Hidrocarburos y la Industria Energética UCA - IAPG

La energía es el motor que mueve la producción y la industria, un insumo vital en el crecimiento del país, un recurso estratégico cuyo desarrollo depende de la interacción cooperativa entre el sector público y el sector privado y que genera relaciones complejas que exigen de los profesionales una integridad de conocimientos.

Es el pensamiento que rige este Curso de Posgrado en Derecho de los Hidrocarburos y la Industria Energética,



que realiza la Pontificia Universidad Católica Argentina Santa María de los Buenos Aires (UCA), con la dirección de la Dra. María Luján Crespo y la participación del IAPG.

El curso está dirigido a abogados, contadores, administradores de empresas, ingenieros, licenciados en Comunicación y a cualquier otro profesional de la industria energética tanto del sector público como privado, que desempeñe tareas de asesor legal interno o externo, asuntos regulatorios, negociación, administración o gerenciamiento de contratos, relaciones institucionales con socios, comunidades o entidades públicas, comunicaciones externas, comercialización de energéticos, y gestión de compras y contrataciones; entre otras cosas.

Se cursa en modalidad virtual por la plataforma Zoom los miércoles y jueves de 18.30 a 21.30 h.

El curso aborda, a lo largo de cinco módulos, las distintas temáticas legales con interacción de conocimientos técnicos, económicos y comerciales con el objetivo de brindar el conocimiento integrado que la especificidad y complejidad del sector exige.

Módulo I: Marco regulatorio para la exploración y la explotación de hidrocarburos y la generación eléctrica. A cargo del Dr. Guillermo Schinelli. Se profundiza en el conocimiento y la evolución del Marco regulatorio para la exploración y la explotación de hidrocarburos a través del estudio de la Ley de Hidrocarburos y su normativa complementaria y reglamentaria. Se estudia la evolución del marco regulatorio, la aplicación práctica y su alcance en la actualidad considerando la interacción entre jurisdicción y dominio provincial y federal.

Módulo II: Comercialización de energéticos: hidrocarburos y energía eléctrica. A cargo del Dr. Patricio Salado. Se enfoca en la comprensión de los marcos regulatorios aplicables para la industrialización, el transporte y la distribución de hidrocarburos sólidos y líquidos y para la generación, el transporte y la distribución de energía eléctrica. Se analizarán la relación entre energéticos y el contenido regulatorio de las licencias de los servicios de transporte y distribución, como así también los acuerdos transaccionales para la compraventa y el suministro de distinto tipo de energéticos.

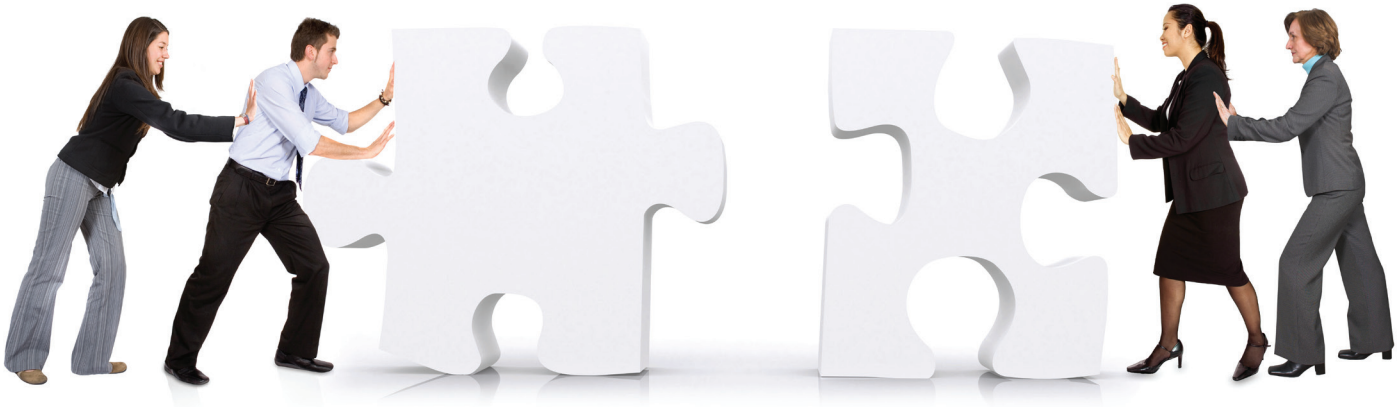
Módulo III: Financiamiento de la actividad y mitigación de riesgos. Se exploran los mecanismos de financiamiento de proyectos energéticos, las estructuras legales aplicadas y los instrumentos jurídicos financieros para la distribución y/o mitigación de riesgos del negocio desde distintas perspectivas y ramas del derecho. A cargo del Dr. Hernán Flores Gómez.

Módulo IV: Aspectos ambientales y sociales en la industria energética. Se desarrolla integralmente la problemática social y ambiental del entorno donde se desenvuelve la actividad energética y se analiza las regulaciones aplicables y las soluciones jurídicas y éticas a los desafíos de esta compleja actividad. A cargo del Dr. Juan Martín Siano.

Módulo V: Las relaciones con socios, proveedores y empresas de servicios. A cargo del Dr. Andrés Sabatini. Se estudian las relaciones comerciales-jurídicas entre los socios de un *joint venture*, con proveedores de productos, materiales y maquinarias y prestadores de servicios especializados.

El curso incluye exámenes al final de cada módulo y un trabajo final. Finaliza en diciembre.

Más información: http://uca.edu.ar/es/facultades/facultad-de-derecho/curso-de-posgrado/derecho-de-los-hidrocarburos-y-la-industria-energetica/plan-de-estudio



Congresos

La nueva realidad que impuso mundialmente el trabajo en cuarentena llevó a repensar la manera de reunirse y capacitarse hasta que podamos regresar a la llamada "nueva normalidad", con un esperable retorno a una mayor y progresiva presencialidad. Las diversas Comisiones del IAPG no son ajenas a este desafío y aprovecharon la oportunidad para realizar de manera *online* los más completos y calificados seminarios, *workshops* y jornadas, como precalentamiento para los Congresos presenciales que seguiremos realizando.



CICLO DE CONFERENCIAS VIRTUALES E&D 2021

EXPLORACIÓN Y DESARROLLO

"COMPARTIR EXPERIENCIAS, AMPLIAR LAS MIRADAS"

Con miras al 11º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos del IAPG, la Comisión de Exploración y Desarrollo del IAPG inició el año pasado un ciclo de encuentros sobre diversas temáticas de su sector: Últimos descubrimientos exploratorios, Microsísmica, Magmatismo, Exploración *Offshore* y Exploración en No Convencionales de la Argentina Shale.

Bajo el lema "Compartir experiencias, ampliar las miradas", este exitoso canal de comunicación busca compartir conocimientos y facilitar el intercambio de experiencias de los grandes temas de la Exploración argentina, mediante una serie de conferencias virtuales, con enfoque multidisciplinario.



4° ANTESALA

Congreso de Integridad y Corrosión en la Industria del Petróleo y del Gas IAPG

En preparación al congreso que se realizará en breve, la Comisión de Integridad anticipa los grandes temas que se refieren al mantenimiento de ductos y toda la temática relativa a esa disciplina.

El temario abarca los desafíos a la integridad de tuberías de conducción soterradas (mecanismos de daño y fallas, estudios y mitigación), cambio de paradigma en el desarrollo de aceros al C de uso estructural con resistencia mecánica y tenacidad mejorada, integridad de las tuberías de ERFV y su relación con los mecanismos de daño y guía de selección de tecnologías para la recuperación de integridad de pozos con *casing* roto.

CICLO DE ENCUENTRO

COMISIÓN DE GEOTECNOLOGÍA E INFORMÁTICA

La tecnología y la innovación penetran transversalmente a toda la industria. Hoy son imprescindibles para proyectar nuestra industria hacia el futuro. En estas charlas buscamos conocer los últimos avances en tecnología informática, estrategia de datos, digitalización, simulación e innovación, y las habilidades y competencias requeridas para utilizar todos estos recursos en su conjunto en una industria cada vez más competitiva y desafiante.

Mientras prepara su participación en el 11° Conexplo 2022 como Simposio, la Comisión de Geotecnología e Informática calienta motores con la exposición de todos estos temas.

ANTESALA

6° CONGRESO LATINOAMERICANO Y DEL CARIBE DE REFINACIÓN IAPG

Para conocer las tecnologías de vanguardia que se utilizan en distintas partes del mundo y que se pueden aplicar en la región, con la intención de generar combustibles cada vez más eficientes y amigables con el ambiente, la Comisión de Refinación del IAPG realiza su propio ciclo de charlas en el 6° Congreso Latinoamericano y del Caribe de Refinación.

CICLO DE ENCUENTROS JOG 2021 ONLINE

La Comisión de Jóvenes Profesionales del IAPG, en sus sedes de Buenos Aires, Comahue y Sur (Comodoro Rivadavia) realizan una serie de encuentros para compartir y analizar toda la temática que les interesa a los recién llegados a la industria que están haciendo sus primeros años en las empresas del sector. Aborda desde temas técnicos hasta la búsqueda de empleo joven. Este exitoso ciclo reúne las nuevas generaciones del sector.

NOVEDADES DE LA **INDUSTRIA**

Oldelval, entre los 10 mejores lugares para trabajar

Oleoductos del Valle S.A. se posiciona por cuarto año consecutivo como uno de "Los Mejores Lugares para trabajar en Argentina", ubicado en la posición número 8 en el ranking, según la firma internacional Great Place to Work en su edición 2021.

Este reconocimiento premia la excelencia en la gestión de las personas y representa el compromiso de Oldelval con la experiencia de sus colaboradores. Great Place to Work es la compañía mundial que ayuda a las organizaciones a cuantificar su cultura y producir mejores resultados comerciales creando una experiencia laboral única para todos los empleados. En el relevamiento de este año, del cual participaron 135 empresas y más de 90.000 colaboradores, la empresa obtuvo el reconocimiento en el segmento hasta 250 empleados.



"Es un orgullo obtener este galardón considerando que son nuestros propios empleados los que, en base a su experiencia, reconocen ante una encuesta independiente el valor de la cultura de trabajo en Oldelval" –asegura Jorge Vugdelija, Gerente General de la firma– "esto constituye un pilar sólido para continuar brindando soluciones de calidad a nuestros clientes y atender a todas nuestras partes interesadas. Seguimos reforzando nuestro posicionamiento como empresa líder en la industria y en el país", afirma.

Tenaris impulsa la reforma integral del Sanatorio Vandor de Campana

En línea con su misión de fortalecer el sistema sanitario de la región desde los inicios de la pandemia del covid-19, Tenaris está ejecutando una reforma integral al sector de quirófanos del Sanatorio Augusto T. Vandor, administrado por la seccional Campana de la Unión Obrera Metalúrgica (UOM).



Javier Martínez Álvarez, presidente de Tenaris para Cono Sur, recorrió el sector que está en proceso de renovación y destacó el impacto que estas mejoras tendrán en la operatoria diaria y que elevarán el nivel de las intervenciones quirúrgicas llevadas a cabo en el establecimiento. También agradeció los esfuerzos que el personal médico de este centro y de la región están realizando hace tantos meses.

El proyecto consiste en una mejora de la infraestructura edilicia y un reordenamiento del *lay-out* general. A partir de esta iniciativa, el Sanatorio Vandor contará con dos quirófanos (uno grande y otro intermedio), una sala de partos, áreas de circulación limpia y sucia divididas, un área de rehabilitación anestésica, un vestuario para médicos y un ala de esterilización. Además de las obras, Tenaris concretó esta semana la donación de tres respiradores mecánicos de última tecnología para la asistencia de los casos más complejos.

En total, la obra implicó el reacondicionamiento de 315 m^2 y una inversión de más de 25 millones de pesos. Si bien la sala de partos y la maternidad aledaña tuvieron que ver interrumpidos sus servicios, en ningún momento se afectó el funcionamiento de la Unidad de Terapia Intensiva, un recurso indispensable en tiempos de pandemia.





"Detectamos la necesidad de avanzar con reformas del establecimiento durante el análisis conjunto que hicimos en conjunto con la UOM a lo largo de la pandemia. En este centro médico son atendidos cientos de colaboradores y personal retirado de la compañía, a quienes queremos cuidar tanto dentro de planta –implementando estrictos protocolos de seguridad para operar– como fuera de ella", señaló Martínez Álvarez.

De la recorrida participaron también Santiago García, Director del área de Ingeniería de Tenaris, y Ángel Derosso, Secretario Adjunto de la UOM Seccional Campana.

Adolfo Cartelli, subdirector del Sanatorio Vandor, con extensa trayectoria de trabajo en quirófanos de todo el país, aseguró que "las nuevas instalaciones de nuestra institución la colocan en un nivel de práctica muy elevado, muy cerca de los hospitales de referencia del país. Estamos en condiciones de llevar adelante desde una intervención menor hasta una neurocirugía de alta complejidad, con importantes condiciones de seguridad y en un ambiente cómodo tanto para los profesionales como para los pacientes".

El fortalecimiento del sistema sanitario de la región ha sido prioritario para Tenaris desde que comenzó la pandemia del covid-19. La compañía optimizó las prestaciones del "Augusto T. Vandor" durante 2020 con la donación de equipamiento médico y miles de insumos de bioseguridad para prevenir de contagios entre su personal.

Asimismo, recientemente se empezaron a ejecutar las obras para un nuevo laboratorio en el Hospital Municipal San José de Campana, un proyecto de Tenaris para mejorar no solo la calidad de atención sino también la capacidad de respuesta médica del establecimiento sanitario local.

Oilstone celebra su décimo aniversario

La empresa Oilstone comenzó a operar en la Argentina un 1 de mayo de 2011, en el área de exploración y producción de hidrocarburos. La fecha elegida, el Día del Trabajador, no fue casual, ya que representa los pilares sobre los que se edificó la compañía: trabajo profesional, responsable y en equipo.

La historia de la empresa deja constancia de su crecimiento ininterrumpido desde los inicios. En 2011 comenzó a operar el yacimiento Cerro Bandera, mediante un contrato compartido con YPF; en 2015 formó la UT Dorsal con Gas y Petróleo del Neuquén, con 7 concesiones; en 2018 adquirió a YPF el 100% de Cerro Bandera; y en 2019, el 100% de las concesiones Al Sur de la Dorsal, Anticlinal Campamento, Dos Hermanas y Ojo de Agua.

Desde su nacimiento, la visión de la compañía fue compartida por los directores y se mantuvo firme a lo largo de su historia.



Según Diego Garzón Duarte, presidente y director general de Oilstone, "nos sentimos muy orgullosos de los logros alcanzados, con gran esfuerzo y dedicación, en estos diez años". Y agregó: "El crecimiento y el desarrollo sostenido, forman parte del ADN de Oilstone y son factores diferenciales en la industria; por ello, invertimos 50 millones de dólares en la adquisición de yacimientos, nuevos pozos, workovers e instalaciones".



Con un equipo de 270 personas, la compañía opera 12 concesiones de explotación, sobre una superficie de 2500 km^2 de la Cuenca Neuquina, que integran 1300 pozos y 36 plantas. Los objetivos iniciales, fueron superados ampliamente y hoy Oilstone representa un caso de éxito en la industria del petróleo y gas en la Argentina.

Actualmente, Oilstone ocupa el puesto número 19 en el ranking de Producción de Petróleo Operado y el 13 en el ranking de Producción de Gas Natural Operado. Asimismo, cuenta con varios proyectos en la región y continúa al frente de los principales proyectos de exploración y operación de yacimientos de petróleo y gas natural en el país.

GeoPark con nuevo Directorio de la sociedad

La compañía GeoPark, especialista en Latinoamérica en exploración, operación y consolidación de petróleo y gas con activos y con plataformas de crecimiento en Colombia, Perú, Argentina, Brasil, Chile y Ecuador, informó de los recientes cambios en la composición de su directorio, ocurridos en

la Asamblea Ordinaria de Accionistas, la cual tuvo lugar el lunes 12 de abril último.

En ese sentido, se designó a Santiago Cichero como nuevo Director Titular y Presidente del Directorio de la Sociedad. De esta forma, a partir de la fecha señalada el Directorio de GeoPark Argentina SAU quedó conformado de la siguiente manera:

- Presidente y Director Titular: Santiago Cichero
- Vicepresidente y Director Titular: Juan José Ramos
- Directora Titular: Agustina Wisky
- Directora Suplente: Sabrina García

Naturgy busca prevenir los accidentes por monóxido de carbono en los hogares

Con la llegada de los primeros días fríos, Naturgy le recuerda estos consejos clave para la prevención de accidentes: "Quedate en casa disfrutando del calor de tu hogar en forma segura".

El monóxido de carbono es el resultante de la combustión deficiente de una fuente energética, como el gas natural. Se trata de un gas inodoro, incoloro y altamente tóxico. Por ello, para evitarlo, se detallan las siguientes recomendaciones:

- No instalar calefones, estufas infrarrojas, catalíticas o de llama abierta, en baños, dormitorios o ambientes cerrados. Solo deben colocarse artefactos de tiro balanceado.
- Todas las instalaciones de gas, la colocación de artefactos y su reparación deben ser efectuadas por gasistas matriculados.
- No obstruir las rejillas de ventilación e ingreso de aire.
- Verificar el buen funcionamiento de los tirajes o conductos de ventilación, de modo que no estén obstruidos, estrangulados, fisurados, desconectados o abollados.
- No realizar combinaciones ni conexiones de conductos de ventilación de dos artefactos diferentes (calefones y campanas extractoras). Cada conducto de ventilación debe ser individual.
- Revisar periódicamente el estado de las instalaciones internas de gas del hogar por medio de un gasista matriculado.
- Controlar que la llama del quemador de los artefactos (ponga especial énfasis en el calefón) sea de color azul y de geometría uniforme, si es amarilla significa que está produciendo monóxido de carbono. En este caso, apagar el artefacto y hacer revisar el quemador por un gasista matriculado.
- No utilizar artefactos de calefacción para secar prendas.
- No usar hornos para calefaccionar ambientes.
- Verificar el cierre correcto de las canillas de agua caliente, especialmente durante la noche, para evitar el funcionamiento continuo de calefones.
- Utilizar solo artefactos aprobados por el ENARGAS.
- Evitar la sobreocupación de ambientes con artefactos de calefacción.
- En caso de que alguna persona esté bajo los efectos del monóxido de carbono deberá ser retirada rápidamente del lugar para que aspire aire fresco y deberá ser atendida por un médico.
- Ventilar periódicamente los ambientes.



Para más información sobre la prevención de accidentes con monóxido, así como para conocer recomendaciones sobre el uso responsable de los recursos naturales ingresar a www.cuidemosnuestrosrecursos.com, llamar al 0810-333-46226 o visite www.naturgy.com.ar

Naturgy lanzó la edición 2021 de Energía del Sabor

Naturgy lanzó la sexta edición de Energía del Sabor, su programa de inclusión social a través de la gastronomía. Al igual que el año pasado, el programa se focalizará en la capacitación en el oficio gastronómico de personal de comedores comunitarios. Con la colaboración de la Fundación Peregrina se trabajará en el comedor comunitario Unidos por la Sociedad del barrio de La Cava, San Isidro; en tanto que con la Asociación Civil Siloé se trabajará en el centro comunitario "Acá Sí" del barrio de Cascallares, en Moreno.

Este año, el programa de formación de Energía del Sabor girará en torno a tres ejes: la enseñanza de técnicas de cocina, la nutrición y el emprendedurismo. El curso contará con clases teóricas que se dictarán en modalidad "a distancia", en tanto que las clases presenciales se realizarán en grupos reducidos, de modo de respetar las medidas de distanciamiento social preventivo y obligatorio. A lo largo del año, los participantes del programa realizarán visitas a establecimientos gastronómicos y actividades especiales con distintas personalidades del mundo de la gastronomía y la nutrición.

A su vez, durante este año se continuará con el ciclo Naturgy Live de entrevistas y clases de cocina adicionales, que se dictarán a través de transmisiones en vivo en el Instagram de Naturgy (@Naturgyar). Durante este ciclo se llevarán adelante capacitaciones sobre nutrición, alimentación saludable, manejo de ingredientes y se contará con la participación de reconocidos chefs que brindarán sus experiencias y cocinarán sus mejores recetas en vivo.

"Nos pone muy contentos estar lanzando hoy, por sexto año consecutivo, este programa de inclusión social, que permite que jóvenes de barrios vulnerables puedan integrarse al

mundo laboral y simultáneamente contribuir con comedores comunitarios y merenderos en la formación y capacitación de los voluntarios que allí trabajan. La experiencia recogida de años anteriores, donde vimos cómo el programa animó a los jóvenes a desarrollar sus propias iniciativas, es por lo que decidimos agregarle el eje emprendedurismo, a fin de que los jóvenes puedan adquirir conocimientos que les permitan el día de mañana emprender un negocio propio. Destaco la gran tarea que llevan a cabo las instituciones, tanto Fundación Peregrina como Asociación Civil Siloé", afirmó Bettina Llapur, Directora de Comunicación de Naturgy.

Desde el inicio del programa en 2016, más de 400 jóvenes bonaerenses se han instruido en el oficio gastronómico. Energía del Sabor, que tiene como objetivos facilitar el desarrollo profesional de jóvenes con dificultades de acceso al mercado laboral, brindando una capacitación en el oficio gastronómico, que les posibilite una inserción laboral o la creación de un microemprendimiento.

Se puede conocer el trabajo de estas instituciones y/o contactarse con ellas a través de sus redes sociales:

Asociación Civil Siloe
Instagram: @aca_siloe
Facebook: @acsiloe
Twitter: @asocsiloe
Fundación Peregrina
Instagram: @asocperegrina
Facebook: https://www.facebook.com/Peregrina-530674607 043896
Twitter: @PeregrinaInfo

Central Puerto designa nuevo Gerente General

El Contador Fernando Bonnet será el nuevo Gerente General de Central Puerto S.A., empresa dedicada a la producción de energía eléctrica en la Argentina.

Bonnet ingresó a Central Puerto en 2008 para desempeñarse en el área de finanzas y, durante sus años en la empresa, desarrolló distintas tareas hasta llegar a ser el Director de Finanzas (CFO). En este cargo, se destacó por haber gestionado el financiamiento necesario para la importante expansión de la empresa incluyendo el desarrollo de los proyectos de generación renovable y además lideró el proceso de cotización de la firma en la bolsa de Nueva York.

Su último rol fue el de Director de Operaciones (COO), posición desde la cual lideró las operaciones de la compañía. Además, es contador público por la Universidad de Buenos Aires y ha realizado un MBA en el IAE de la Universidad Austral.

En el marco de su nombramiento, Fernando señaló: "Hace más de 12 años que formo parte de Central Puerto y es un orgullo asumir el desafío de liderar una empresa con una enorme trayectoria y compromiso con el desarrollo del sector energético. En esta nueva etapa de liderazgo, asumo la responsabilidad de continuar el camino del crecimiento de nuestra empresa como de las personas que la componen contribuyendo a nuestro propósito de generar energía en forma eficiente y de modo sustentable".



Central Puerto S.A. es una empresa de producción de energía eléctrica en la Argentina, por participación de mercado, como así también por la excelencia operativa y rentabilidad. Su misión es producir energía eléctrica en forma eficaz y eficiente al contribuir al abastecimiento de la demanda con calidad y gestionar los negocios de manera que creen valor para la compañía a la vez que lo crean para la sociedad, en forma sustentable y en armonía con el medio ambiente. En la actualidad cuenta con una capacidad instalada de generación de 4.097 MW, a los que se suman 785 MW de proyectos que se encuentran en construcción. https://www.centralpuerto.com/es/

Descarbonización: Galileo Technologies presenta una nueva estación de carga de hidrógeno

Comprometida con el objetivo de ofrecer tecnología de cero emisiones al transporte, la compañía presenta su Estación Blue Patagonia para la carga de hidrógeno en todo tipo de vehículos propulsados con celdas de combustible (FCVs).

Como síntesis de más de treinta años de experiencia en la compresión de gas y un R&D basado en códigos de seguridad de las industrias química y aeroespacial, la Estación Blue Patagonia es un módulo compacto que ofrece compresión, almacenamiento y despacho de hidrógeno (H_2) bajo monitoreo remoto 24/7.

Con capacidad para dispensar H_2 comprimido a 35 y a 70 megapascales (MPa), la estación puede cargar varios vehículos en simultáneo y en un tiempo de tres minutos por medio de sus mangueras incorporadas o de surtidores independientes.

Así como su despacho, la capacidad de almacenamiento de H_2 que acompaña la estación también puede incrementarse con el agregado de tanques. Esta ingeniería modular permite que el equipo provea una solución de combustible limpio en estaciones públicas y privadas, atendiendo a vehículos livianos o flotas de buses, camiones o embarcaciones.

Actualmente, el desarrollo de los FCVs se encuentra en un estado embrionario y solo existen unas decenas de vehí-

culos, principalmente en los Estados Unidos y Europa. Caracterizados como vehículos de cero emisiones (ZEVs), los FCVs no emiten gases de efecto invernadero (GHG), particulados, óxidos de azufre (SOx) u ozono (O_3) a nivel del suelo. De sus escapes solo se libera vapor de agua.

Estos factores hacen que el H_2 sea considerado una seria alternativa de sustitución de las naftas y el gasoil. Los tiempos de recarga serán un determinante para inclinar las preferencias de los futuros usuarios en favor de los FCVs. Mientras que un auto eléctrico puede reabastecerse en 30 min con el cargador más rápido, un auto impulsado por H_2 puede estar listo en pocos minutos.

"Hemos percibido que los costos de las celdas de combustible se han reducido a la mitad en los últimos años y que se aproximan a un 5% de los valores de 2005, mientras que su durabilidad y rendimiento se extienden con récords", afirmó Osvaldo del Campo, CEO de Galileo Technologies para señalar el interés de la compañía en el H_2.

"Si bien aún queda mucho por desarrollar desde la industria automotriz para optimizar costos, una de las principales brechas entre los consumidores y los FCVs es la ausencia de infraestructura para la carga de hidrógeno. En Galileo, siempre hemos buscado superar los dilemas del tipo del huevo o la gallina apostando por la tecnología. Esa visión es la que nos anima en la presentación de la Estación Blue Patagonia. Solo eliminando barreras para los consumidores, conseguiremos desarrollar la masa crítica que pondrá a los FCVs en la calle y que, a su vez, justificará el incremento de la producción de hidrógeno verde y azul".

En el mundo, solo el 0,1% del H_2 es verde. Este H_2 se obtiene como producto del electrólisis del agua (H_2O) mediante el uso de electricidad generada por fuentes renovables. Masivamente, el H_2 es caracterizado como gris o negro y se obtiene de la transformación de combustibles fósiles en un proceso que implica la liberación emisiones de GHG. Por lo tanto, solo el H_2 verde garantiza una eliminación neta de emisiones desde la fuente de energía al escape.

"Tenemos un compromiso total con la descarbonización y el progreso de la transición energética. Este lanzamiento es complementario de nuestras RNG Solutions para la producción de gas natural renovable, el cual puede ser destinado a servir de vector energético sin intermitencias en la generación de la electricidad necesaria para la electrolisis de hidrógeno verde".

"Asimismo, estamos trabajando en el desarrollo de un proceso de reforma de metano (CH_4) con captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCUS) para la producción de H_2 a partir de biomasa", destacó del Campo.

La visión de Galileo Technologies se inscribe en el avenir de una Tercera Revolución Industrial dominada por la digitalización e impulsada por un mix de vectores energéticos de emisiones reducidas y emisiones cero. La misma está orientada por las recomendaciones del Panel Intergubernamental Sobre Cambio Climático (IPCC) que destacan la importancia de mantener el calentamiento global por debajo de los 2 °C. Un objetivo que implica alcanzar una descarbonización del 25% hacia 2030 y la eliminación neta de las emisiones hacia 2070.

Pampa Energía presentó el recorrido virtual 360° de su Central Termoeléctrica Genelba

En la 130° reunión de la Comisión Federal de Escuelas Técnicas realizada esta mañana, Pampa presentó, a través de su Fundación, el recorrido virtual 360 a la Central Termoeléctrica Genelba. Una manera interactiva y diferente de conocer una de las principales plantas generadoras de la compañía.

En la reunión, que contó con la presencia del director del Instituto Nacional de Educación Tecnológica (INET), Diego Golombek y más de 50 subsecretarios, coordinadores y directivos, se realizó una pequeña demostración del recorrido. Se trata de una solución digital que surgió durante la pandemia para continuar con el programa de visitas a diferentes activos de Pampa.



"Entre 2017 y 2019, más de 5500 personas visitaron nuestros activos. La pandemia nos obligó a cambiar muchas cosas que veníamos haciendo de forma presencial, sin perder de vista el objetivo de seguir generando esa cercanía. Fue así como surgió el proyecto de realizar un recorrido virtual 360, una propuesta que logra que las personas puedan tener la experiencia de visitarnos y entender cómo funciona, en este caso, una Central Termoeléctrica", afirmó Pablo Díaz, director de RSE y Fundación Pampa.

Por su parte, Diego Golombek aseguró: "A diferencia que de otras relaciones del sector privado, acá, lo que notamos –y no es el único caso– es que hay un genuino interés por colaborar con la educación técnica".

El INET, organismo dependiente del Ministerio de Educación de la Nación declaró de interés educativo este recorrido por la utilidad que tendrá para la educación técnica secundaria y superior del país.

La central termoeléctrica Genelba, ubicada en Marcos Paz, provincia de Buenos Aires, posee una potencia instalada total de 1253 MW y cuenta con dos ciclos combinados (compuestos por cuatro turbinas de gas y dos de vapor). Según datos de CAMMESA, fue la planta de ciclo combinado más confiable del país en 2008, 2009 y 2010 y ganó el Premio Nacional a la Calidad 2013.

En 2020, con una inversión de 350 millones de dólares, Pampa inauguró el segundo ciclo combinado, aumentando su capacidad y con la posibilidad de generar energía para 2.500.000 hogares.

Para realizar la visita: https://www.pampaenergia.com/360-grados/

NOVEDADES DEL **IAPG**

La Seccional Comahue del IAPG tiene nuevo presidente



La Comisión Directiva del IAPG Seccional Comahue eligió al Ing. Pablo Iuliano, vicepresidente de Upstream No Convencional de YPF, como su nuevo presidente. La decisión fue tomada en marzo último por unanimidad, en una votación que se realizó en marzo en la ciudad de Neuquén.

"El IAPG es una institución clave, que tiene entre sus principales objetivos ser el nexo entre nuestra industria y la sociedad. Vamos a trabajar para que ese vínculo sea lo más estrecho posible en Neuquén y Río Negro", señaló Iuliano.

El nuevo presidente puso como ejemplo la relación con las universidades regionales y señaló que la educación será un tema central en los próximos años: "tenemos que abrir las puertas de la industria a todas las instituciones educativas", explicó Iuliano y afirmó que es clave "desarrollar e involucrar a los jóvenes profesionales, quienes serán los futuros trabajadores de la industria".

"Con el desarrollo de Vaca Muerta, la Seccional Comahue tiene un lugar central en el sector energético y eso implica trabajar en agendas clave, como seguridad, ambiente y buenas prácticas. Tenemos que generar un ámbito para compartir las experiencias entre las distintas empresas en la Cuenca Neuquina y fortalecer al IAPG como referente técnico de la actividad", detalló.

Pablo Iuliano es Vicepresidente de Upstream No Convencional de YPF desde mayo de 2020. Tiene a cargo todos los proyectos de la compañía en Vaca Muerta. Es ingeniero químico, egresado de la Universidad Tecnológica Nacional. En los últimos 20 años ocupó distintas posiciones dentro de YPF y Tecpetrol.

Iuliano ingresa en reemplazo del Ing. Carlos Grassia, quien ocupó ese mismo cargo por varios años y a quien el IAPG agradece calurosamente su gestión.

La Seccional Sur en las Jornadas Técnicas Petróleo y Gas del Golfo San Jorge



23ª JORNADAS TECNICAS

Petróleo y Gas del Golfo San Jorge

29 y 30 de Septiembre 2021
Comodoro Rivadavia, Chubut

INSTITUTO ARGENTINO DEL PETROLEO Y DEL GAS
SECCIONAL SUR

Se ha previsto para los días 29 y 30 de septiembre de 2021 desarrollar las tradicionales Jornadas Técnicas Petróleo y Gas del Golfo San Jorge.

Las Jornadas están orientadas a optimizar la producción mediante el desarrollo de nuevas ideas y tecnologías que puedan ser de aplicación en yacimientos. En este marco es importante dar a conocer los avances y las nuevas experiencias en la industria del Petróleo y del Gas y su relación con los costos de producción. Las Jornadas Técnicas se desarrollarán en Auditorio del Predio Ferial de Comodoro Rivadavia con la modalidad de jornada completa. En caso de que las autoridades prohíban las reuniones presenciales debido a la pandemia de covid-19, se realizarán de forma virtual. La modalidad no interfiere con las condiciones de entrega de la sinopsis y el trabajo final.

Antes de los 30 días de la fecha establecida se comunicará y confirmará la modalidad de las Jornadas Técnicas. La propuesta procura obtener un intercambio fluido de conocimientos relacionados con los procesos que se llevan adelante en la producción de petróleo y gas. Invitamos a la presentación de trabajos técnico-económicos, donde se pondrán de manifiesto las experiencias realizadas en los distintos yacimientos y las soluciones técnicas aplicadas. El temario propuesto es solo indicativo y esperamos sirva como guía. Se recomienda consultar y observar puntualmente la información y los requerimientos suministrados en los Anexos. Como es tradicional en nuestros encuentros, se tratará de generar el debate y el aprendizaje luego de cada exposición, y compartiremos tanto las experiencias exitosas como las que no han obtenido los resultados esperados.

Más información: https://www.iapg.org.ar/seccionalsur/index.htm

NOVEDADES DESDE **HOUSTON**



Comienza el torneo de golf
IAPG Houston 2021

En su tradicional acción para recaudar fondos para su Programa de Becas, el IAPG Houston invitó a todos sus miembros, amigos y asociados a unirse este 14 de mayo en un día de golf y camaradería. El torneo será seguido por una Entrega de premios, una rifa y una cena de asado barbacoa y empanadas argentinas.

La inscripción incluye *green fee*, tarifa de carrito, pelotas de campo, hoyo en un paquete y lonchera.

Cada jugador recibirá un cupón para volver a jugar, bueno para volver y jugar con solo una tarifa de carrito (sin tarifa verde) y complementos de Windrose Golf Club (6235 PineLakes Blvd Spring, TX 77379).

Con numerosas oportunidades de patrocinio, los benefactores apoyarán la posibilidad de que estudiantes argentinos realicen estudios de posgrado en universidades estadounidenses.

Más información: https://iapg-houston.org/events_/events-lis