



Women in Energy Diversidad e inclusión

Más allá del offshore
en Argentina

Fractura Hidráulica, una tecnología
que perdura y progresa

SUMARIO

- 2 Carta presidente SPE
- 3 Comisión directiva
- 4 Recursos hidrocarburíferos, inversiones y política energética
- 5 Energy4me
- 6 ¿Es necesaria una nueva ley de hidrocarburos?
- 8 ¿Una Agencia Federal de Hidrocarburos para la Argentina?
- 12 Mas allá del Offshore en Argentina
- 18 CO2 WAG: EOR con baja huella de carbono
- 24 Fractura Hidráulica, una Tecnología que Perdura y Progresa
- 32 Becas SPEA - PAE 2020. Becas Estímulo SPEA 2020. Testimonios de becarios
- 34 WIN 2020
- 38 Capítulos estudiantiles ITBA / UNAJ
- 40 Historias de la SPE. Viñetas de una larga asociación con la SPE

Contacto SPE propiedad de la SPE de Argentina Asociación Civil

Los artículos y sus contenidos así como las opiniones publicadas en la presente Revista son de exclusiva responsabilidad de sus respectivos autores.

Envíenos sus comentarios: contacto@spe.org.ar

Carta del Presidente

Este año que termina, sin dudas, ha sido uno de los más difíciles y desafiantes en nuestra historia reciente. La irrupción del nuevo coronavirus y su declaración de pandemia por parte de la OMS a comienzos de 2020 ocasionaron una situación inédita. Además de la lamentable pérdida de vidas, esta nueva realidad llevó a adoptar medidas de emergencia con gran parte de la población mundial confinada, observando estrictos protocolos sanitarios y restricciones de circulación y movilidad que cambiaron radicalmente nuestra vida cotidiana en todos sus ámbitos, tanto laboral como personal.



Diego Solis, Presidente.

Este marco hizo necesario replantear todas las actividades y La SPE Argentina no fue excepción, suspendiendo algunas, postergando otras y en general tratando de volcar la mayor cantidad posible de nuestra agenda al modo virtual. Requirió un esfuerzo importante de todos los integrantes de nuestras comisiones de trabajo adaptar nuestras actividades a este “nuevo normal”. A pesar de las dificultades logramos continuar con las charlas de disertantes distinguidos, tanto locales como internacionales, las actividades del comité WIN, nuestro programa de Becas SPEA-PAE, y las actividades de los Capítulos estudiantiles.

La pandemia y las restricciones de movilidad asociadas impactaron de lleno en el consumo de hidrocarburos a nivel global, generando un impacto negativo en casi todas las ramas de nuestra industria. En el orden local la actividad se vio tremendamente afectada y un gran número de empresas debieron implementar diversas medidas para adecuar su capacidad operativa a un mercado de baja demanda. Ahora bien, con la expectativa de tener alguna vacuna efectiva en el transcurso de los próximos meses y con la industria empezando a recomponer su actividad, creo que el año próximo se presenta con mejores perspectivas, y seguramente con nuevos y grandes desafíos.

Desde la SPE de Argentina seguimos con entusiasmo nuestra misión de acompañar el desarrollo de los profesionales y la difusión del conocimiento en exploración, desarrollo y producción de petróleo y gas, y esperamos poder contar con la participación de todos nuestros profesionales en las próximas actividades que esperamos poder concretar el año próximo.

Comisión Directiva y Órgano de Fiscalización / 2020

COMISIÓN DIRECTIVA

Diego Solís	Presidente
Daniel Rosato	Vicepresidente 1°
Jorge E. Meaggia	Vicepresidente 2°
Miguel A. Laffitte	Secretario
Pablo Crespo	Tesorero

Comité de Desarrollo Educativo (Continuing Education Committee)

Diego Castelli	Director del Comité
Miguel A. Lavia	Miembro del Comité

Comité de Asuntos Estudiantiles (Student Affairs Committee)

Dardo Marqués	Director del Comité
Juan José Trigo	Miembro del Comité
Federico Varrastro	Miembro del Comité

Comité de Transferencia de Tecnología (Technology Transfer Committee)

Eduardo Mario Barreiro	Director del Comité
Sezai Ucan	Miembro del Comité
Jorge R. Albano	Miembro del Comité

Comité de Difusión y Publicaciones (Publicity Committee)

Alexis D. Airala Biurdino	Director del Comité
María Isabel Pariani	Miembro del Comité
Claudio Barone	Miembro del Comité
Noelia D'Aquino	Miembro del Comité
Agustín Parica	Miembro del Comité
Julio Shiratori	Miembro del Comité
Sofía Zanetti	Miembro del Comité

Comité de Conferencias y Reuniones Sociales (Conference and Social Meetings Committee)

N. Eduardo Ruiz	Director del Comité
Juan Pablo Barrère	Miembro del Comité
Gustavo Becerra	Miembro del Comité
Fernando Tuero	Miembro del Comité

Comité de Organización de Reuniones Técnicas (Technical Meetings Committee)

Jorge E. Meaggia	Director del Comité
------------------	---------------------

Comité de Jóvenes Profesionales (Young Professionals Committee)

Gloria Bahl Chambi	Director del Comité
Nicolás Mirson	Miembro del Comité

Comité de Mujeres en la Energía (WIN - Women in Energy)

Claudia Aguirre	Director del Comité
Patricia Fidel	Miembro del Comité
Analía Essayag	Miembro del Comité
María Isabel Pariani	Miembro del Comité
Eleonora Erdmann	Miembro del Comité

ÓRGANO DE FISCALIZACIÓN

Alejandro R. Luppi	Revisor de cuentas
Eduardo Zanardi	Revisor de cuentas
Patricia Fidel	Revisor de cuentas

ADMINISTRACIÓN

M ^a Luján Arias Usandivaras	Administradora SPE
Patricia Medina	Contadora

SPEI

Gail Ramdath
Blaine Horner
Erin O'Sullivan
Solange Ferreira
Rosario Tejada
Cesar Augusto Patiño Suárez

Recursos hidrocarburíferos, inversiones y política energética

Vaca Muerta está dando un soplo de aire fresco al abastecimiento de hidrocarburos al mercado argentino, prometiendo ser una fuente muy importante de divisas y de generación de empleo de calidad, con amplia distribución geográfica a favor del desarrollo industrial que la roca es capaz de promover.

La otra cara de la moneda es la declinación monótona de la producción de recursos convencionales, privada de exploración desde hace más de 20 años, salvo contadas excepciones.

El proyecto exploratorio offshore, que debería tener continuidad, intenta cubrir una suerte de “brecha generacional” ya que todavía faltan varios años antes de conocerse los primeros resultados.

Un plan exploratorio onshore amplio, preparado por Nación y las provincias respetando las respectivas jurisdicciones, elaborado mediante interacción con las empresas potencialmente interesa-

das, se impone para intentar cambiar la tendencia declinante, liberando a Vaca Muerta de la responsabilidad de ser la única oferta marginal de largo plazo.

Hacer depender el abastecimiento interno no ya de una sola cuenca sino de una sola roca, va en contra del ABC de la seguridad de suministro.

Mientras tanto, si no damos los pasos mencionados, o el éxito no nos acompaña, el abastecimiento de gas natural desarrollará una creciente dependencia de Vaca Muerta. No parece necesario explicar lo que el desarrollo del gas de Vaca Muerta exige: muy intensas y continuas inversiones, apertura de mercados y grandes inversiones en logística. Tampoco es necesario decir que para que el desarrollo tenga lugar, la “logística” de los fondos financieros tiene que hacerse en una autopista rápida, sin obstáculos. La velocidad de desarrollo estará dada por la velocidad del eslabón más lento de la cadena de valor.

Hay aspectos esenciales para el desarrollo de Vaca Muerta que solo dependen de nosotros y que no requieren de inversiones, sino que las facilitan. El primer aspecto es la forma en que Vaca Muerta, o cualquier otro campo, debe vincularse con la demanda. Si el relacionamiento es mediante compromisos de corto plazo, la necesidad de inversiones será menor: viviremos en el día a día, haciendo un par de pozos hoy, otros mañana y no más que esto. Si queremos reconstruir la oferta doméstica de gas natural, aumentarla y sostenerla en el tiempo, debemos lograr que oferta y demanda dialoguen y acuerden contratos de abastecimiento capaces de brindar previsibilidad de demanda y compromiso firme de oferta. Luego esos contratos deben ser respetados a ultranza por los reguladores.

El respeto a la propiedad privada es un poderoso catalizador de las inversiones. Debemos reconocer que el precio de la molécula es la síntesis de las expectativas de compradores y vendedores. Si es necesario subsidiar, no debe hacerse afectando los precios que se pacten.

Si ignoramos lo antes dicho deberemos respetar los contratos de importación, generando trabajo y pagando impuestos en el exterior. Todo en moneda dura, por supuesto.

Si la demanda interna encuentra una respuesta adecuada de la oferta, la exportación masiva de gas natural debe ser rápidamente atacada. Esto es posible y debe hacerse.

Las exportaciones bajo contratos firmes también suponen inversiones, y deben ser respetados cabalmente bajo cualquier circunstancia.

Esta será la única forma de poner a Vaca Muerta, o a cualquier otra fuente de gas, en valor y de garantizar el suministro doméstico de largo plazo al menor precio posible.

No debemos olvidar que los operadores fueron autorizados a gestionar la industria mediante los contratos de concesión. Pero la responsabilidad por la política energética es indelegable y es de la Nación y, como poder concedente, de las Provincias. Es entonces tarea de la Nación garantizar la estructuración y operación de un mercado eficiente, competitivo y transparente. Y esta tarea no admite demoras si no queremos perder el tren.

Biografía:



Jose Luis Sureda ocupó diversas posiciones en la industria del petróleo en Argentina, Italia, y Bolivia. Entre 1993 y 1997 fue gerente del proyecto de Gasoducto Turkmenistan-Afganistan-Pakistan, y responsable de la comercialización de hidrocarburos en Asia Central para BRIDAS. Entre diciembre 2015 y abril 2017 ocupó el cargo de Secretario de Estado de Recursos Hidrocarburíferos.

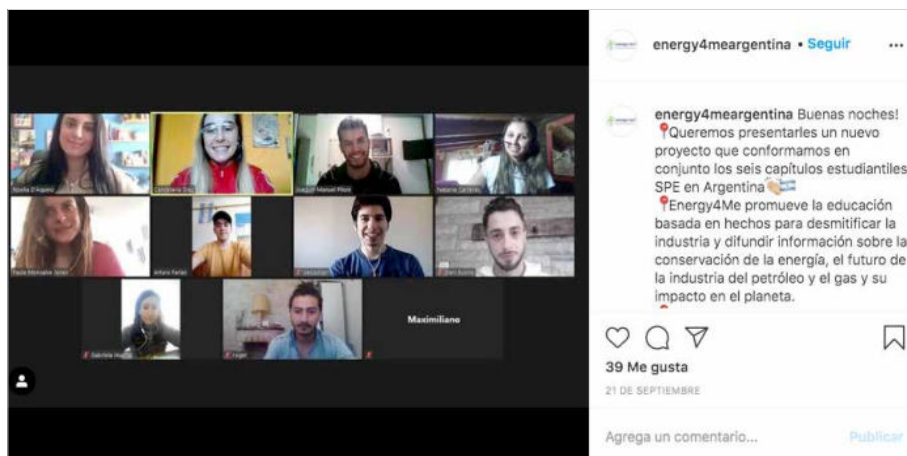
La Sociedad de Ingenieros en Petróleo (SPE) posee capítulos estudiantiles en todo el mundo y proporcionan un marco operativo para las actividades de la sociedad a nivel universitario. El objetivo principal de estas organizaciones es acortar la brecha entre los alumnos de la universidad y la industria del petróleo y gas, mediante charlas, cursos y encuentros, entre otras actividades.

Actualmente, en la Argentina, hay seis capítulos estudiantiles, ubicados en las universidades donde se dicta la carrera de Ingeniería en Petróleo: Instituto Tecnológico de Buenos Aires (ITBA), Universidad Nacional Arturo Jauretche (UNAJ), Universidad de Buenos Aires (UBA), Universidad Nacional de Cuyo (UNCuyo), Universidad Nacional del Comahue (UNCo) y Universidad Nacional de la Patagonia San Juan Bosco (UNPSJB).

Estos Capítulos Estudiantiles de SPE Argentina se han unido para apoyar al programa “Energy4Me Argentina”, ajustado a las necesidades y características de nuestro país a fin de poder acercarlo a las escuelas primarias y secundarias. El objetivo del programa es educar al público sobre la energía a la vez que le pone un rostro a la industria; promueve la educación basada en hechos para desmitificar la industria y difundir información sobre la conservación de la energía, el futuro de la industria del petróleo y el gas y su impacto en nuestras vidas y en el planeta.

Como parte del programa se ha planteado la realización de un encuentro virtual con representantes de todos los capítulos, donde se cuente como es la industria en cada sector del país. Se realizaría dos veces al año, invitando a sumarse a los alumnos del nivel secundario interesados en el sector energético.

Pero el esfuerzo no termina ahí: se ofrecerá a escuelas alejadas de los focos de los capítulos la posibilidad de



@energy4meargentina, un espacio para promover la educación sobre la energía.

una charla online de la mano de los “embajadores” del programa. Además se ha creado una página de Instagram específica de Energy4Me Argentina gestionada por los seis capítulos en conjunto. En esta plataforma se compartirá material audiovisual e información de interés que complementará al contenido publicado en la página de la SPE Argentina.

El Programa

El principal fuerte del programa será la introducción de un taller destinado, en primera instancia, a los alumnos del último año de secundaria. Posteriormente, el objetivo es ampliar la propuesta y adaptar el taller a los distintos niveles, adecuando el contenido y la didáctica con la que se llevará a cabo con la intención de poder extenderlo luego al nivel primario.

En principio, el taller constaría de cuatro módulos, los cuales abordarán principalmente contenido sobre la energía proveniente de hidrocarburos, que es el principal componente de la matriz energética en la actualidad.

También se van a tratar las energías renovables, viendo y analizando los avances que acontecen y modifican

las perspectivas a futuro, así como la gestión ambiental.

El programa abordará la cadena de valor de los hidrocarburos y brindará información sobre las etapas de exploración, perforación, producción y posterior refinación para obtener los derivados que forman parte de la vida diaria. De este modo, pondremos foco en la importancia de la energía proveniente de hidrocarburos para el desarrollo actual y futuro de la sociedad y los productos y actividades que de ellos dependen.

Desde ya, el proyecto contribuirá a demostrar que la industria energética apuesta a la diversidad y la inclusión y jóvenes profesionales, más allá de perspectivas de género, comentarán cómo es trabajar en la industria. Finalmente, se dará un espacio para presentar la carrera de Ingeniería en Petróleo desde la óptica de cada universidad con espacios para preguntas y respuestas. Se espera que el programa pueda ponerse en marcha a principios del año lectivo 2021.

CONTACTO:
ENERGY4ME@SPE.ORG.AR
INSTAGRAM: @ENERGY4MEARGENTINA
WWW.SPE.ORG.AR

¿Es necesaria una nueva ley de hidrocarburos?

En la actualidad mientras se transita por el año 2020, con la pandemia acuestas, la actividad hidrocarburífera, acusó el impacto de la misma, disminuyendo su intensidad, por el freno de la demanda.

No obstante la misma, después de mediados de 2019, en virtud de las decisiones de la gestión de gobierno nacional anterior, la actividad hidrocarburífera comenzó con un tránsito hacia una declinación.

Argentina, tiene una larga trayectoria en la exploración, explotación de hidrocarburos líquidos y gaseosos, incluyendo también el transporte hacia los puntos que demanda los mismos. Ese camino inició “oficialmente” el 13 de diciembre de 1907, con el descubrimiento de petróleo en Comodoro Rivadavia, hoy provincia de Chubut, actual Cuenca del Golfo San Jorge, luego continuó con otro descubrimiento el 29 de octubre de 1918, en proximidades de localidad denominada Plaza Huincul, hoy provincia del Neuquén integrante de la Cuenca Neuquina. A posteriori, hubo descubrimientos en Cuencas Cuyana, del Noroeste y Austral, en esta última on shore y off shore.

Recordemos que nuestro país, de acuerdo a diversos estudios, tiene 24 cuencas sedimentarias, en total entre on shore y off shore, estas hasta 200 m de columna de agua. Desde el descubrimiento en Comodoro Rivadavia, al presente se han desarrollado los diversos yacimientos, que han involucrado inversiones de parte del Estado como de las Empresas Operadoras. Por supuesto las Operadoras, han volcado o “enterrado”, inversiones en el desarrollo de cada uno de sus yacimientos, empezando con la exploración, siguiendo con la explotación y desarrollo, obteniendo sus productos, petróleo por un lado y gas por el otro, en las

condiciones de entrega o comercial, y destinarlo a consumo de la demanda local o externa.

El Estado por su parte, ha realizado, las obras necesarias para que sea posible el desarrollo de las actividades que involucró la actividad que generaron cada uno de las operadoras. En esta historia contada muy resumidamente, a la cual personalmente, en mi modesta opinión puedo dividir en los siguientes espacios de tiempos:

1	Desde 1907 a aproximadamente 1960
2	Desde 1960 a 1992
3	Desde 1992 a 2001
4	Desde 2001 a 2012
5	Desde 2012 al presente

Los motivos los puedo expresar, teniendo como antecedente, la historia, sobre la base que el consumo de energía a nivel mundial, ha sido incremental, de la siguiente forma.

En la *primer etapa*, se puede decir fundacional, y una incipiente actividad creciente y dirigida hacia la obtención de petróleo, cuestión incentivada por la creación de YPF SE en 1922. Recién en 1949, se pone un poco más de atención al gas natural, y en ese año se construye el primer gasoducto desde Comodoro Rivadavia a Ciudad de Buenos Aires.

A partir de 1960, se incrementa el consumo de petróleo, provocando campañas exploratorias con descubrimientos importantes, de la mano de YPF SE. Por supuesto, también el gas

natural empieza su rol que se incrementa a partir del descubrimiento del yacimiento Loma de la Lata, en 1977, provocando su consumo masivo en el país, para lo que se construyeron instalaciones y gasoductos, que en la actualidad existen y continúan funcionando.

En 1992, con la política de desregulación, puesta en marcha por ley 24145, inicia a mi modo de entender otro momento de esta historia tan rica, en la actividad de los hidrocarburos en nuestro país.

A partir de ese momento se descentraliza las operaciones en la estatal YPF SE, ampliando además a otras empresas operadoras, y por supuesto desaparece la sociedad estatal, cambiando a Sociedad Anónima. En esta etapa, se desarrollan una serie de inversiones, en yacimientos, provocando un incremental en la producción de petróleo, la que llega a su máximo en nuestro país en 1998, para luego tomar el sendero decreciente. Igual situación ocurre con el gas natural, pero su máxima producción ocurre en 2004, para luego continuar con similar situación que el petróleo.

En 2001, con la problemática ocurrida en nuestro país, se generaliza el conflicto alcanzado al sector hidrocarburífero, mediante diversas normativas como pesificación de tarifas, retenciones, etc., que no obstante la inercia de la producción de gas, todo este período es de una declinación en la producción de hidrocarburos, situación que llevo a importar GNL en momentos claves para épocas de invierno.

A partir de 2012, con la aparición de la explotación de yacimientos no convencionales, se visualizó una luz en el horizonte, que a medida del avance en esa, se fue conociendo el potencial

de Formación Vaca Muerta. Estos nuevos recursos revitalizaron la actividad, fundamentalmente en la Cuenca Neuquina, pero que necesitó en los momentos pico, la afectación de servicios de diferentes zonas de nuestro país. Con este desarrollo, hizo posible desafectar un metanero en la zona de Bahía Blanca, pues se incrementó la producción de gas por un lado, como también del petróleo, como consecuencia del desarrollo de una superficie pequeña de Formación Vaca Muerta.

De esta forma nuestro país se encuentra hacia el futuro, con un potencial muy importante a desarrollar, dado la experiencia obtenida desde 2010, cuya dependencia se encuentra en manos de la dirigencia de nuestro país.

Habiendo realizado este recorrido en el tiempo, que abarcó unos 113 años, de la historia oficial de nuestros hidrocarburos, si nos referimos al marco legal en que se desarrollaron estos, nos encontramos que hubieron tres leyes que marcaron este sendero de la actividad hidrocarburífera.

Ley 12161 de 1935, reglamenta el mercado de petróleo y reafirma la propiedad pública de las minas de petróleo e hidrocarburos fluidos, según donde se encuentre en nación o en provincias.

Ley 14773 de 1958, fundamentalmente expresa que el petróleo es un bien imprescriptible e inalienable del Estado Nacional.

Ley 17319 sancionada en 1967, actualmente vigente, que en determinados momentos ha sido actualizada,

en una forma de expresar, por ejemplo con la sanción de ley 26197, de primero días de enero de 2007, en la se produce la transferencia del dominio originario de los yacimientos a las jurisdicciones en donde se encuentren, siguiendo lo expresado en la reforma de la Constitución Nacional de 1994.

A su vez, con la aplicación de estimulación hidráulica en yacimientos para convertir a la roca madre en roca reservorio, denominado explotación de yacimientos no convencionales, a través de la ley 27007 de 2014, amplía el espectro de los objetivos incluidos en ley 17319.

Se observa que la vigencia de ley 17319, ha ocupado una buena parte importante de los desarrollos de nuestros hidrocarburos, en la actualidad conocidos como convencionales y no convencionales, de las formas más variadas, con empresas estatales, privadas, con Autoridad Nacional y ahora con Autoridades Provinciales también, haciendo las exploraciones, explotaciones y desarrollos, que hoy podemos contabilizar.

Un párrafo aparte, es comentar que en algunas provincias, dictaron leyes provinciales de hidrocarburos, cuyo articulado en su mayor parte, es copia a los que integran la ley 17319.

En la actualidad tenemos una problemática en la que, según mi opinión, se hace muy necesario, tener un plan de largo alcance como estrategia, más de 10 años, y que las Autoridades Nacionales y Provinciales aúnen criterio y actualicen, las diversas normativas existentes que en algunas casos son

de vieja data, que no se condice la tecnología que se está aplicando en las actuales operaciones de campo. Esto contribuirá en cierta medida, a brindar mayor seguridad a los inversores, cuestión que necesita ser complementada por señales de origen económico, financiero y social.

Así puedo concluir, en mi modesta opinión, que por lo expuesto, para continuar con nuestra actividad hidrocarburífera, no se necesita una nueva ley de hidrocarburos, solamente hay que cumplir la vigente.

Biografía:



Alex Daniel Horacio Valdez.

Ingeniero Industrial Orientación Química, egresó en la Facultad de Ingeniería de la Universidad Nacional del Comahue. Desde 1986, trabajo en el sector hidrocarburífero de la Provincia del Neuquén, participando como representante provincial en la Organización de Estados Productores de Hidrocarburos (OFEPHI). Desde 2008, fue Director Provincial de Hidrocarburos de Neuquén hasta noviembre de 2019, como también representante en el Directorio de Hidroeléctrica El Chocón S.A, cuyo mandato termino en marzo de 2020.

Actualmente, desde Marzo 2020 a la actualidad:

- Redactor de columnas en Ámbito Financiero, con temas relacionados con la actividad Hidrocarburíferas, en el país, la región y el mundo.
- Relación con Grupo MOST, a fin de buscar soluciones de valor añadido en los campos de Energía, Industria y Medio Ambiente.
- Asesor Comercial de OAM Energy, perteneciente a OAM Group, empresa dedicada a servicios petroleros en Cuenca Neuquina, Golfo San Jorge y Austral.
- Integrante de la Escuela de Administración en Recursos Hidrocarburíferos, dedicada a capacitación de Agentes de Gobiernos.

En la actualidad tenemos una problemática en la que, según mi opinión, se hace muy necesario, tener un plan de largo alcance como estrategia, más de 10 años, y que las Autoridades Nacionales y Provinciales aúnen criterio y actualicen, las diversas normativas existentes que en algunas casos son de vieja data, que no se condice la tecnología que se está aplicando en las actuales operaciones de campo.

¿Una Agencia Federal de Hidrocarburos para la Argentina?

Una de las preguntas que muchos me han hecho, es porque escribir sobre una agencia de hidrocarburos y mi respuesta es más o menos siempre la misma: he escuchado a muchos colegas decir que un ente de este tipo es necesario en Argentina y por otro lado tuve la suerte de tener contacto con este tipo de agencia/organismos en otros lugares del mundo; con lo cual se combinaron esas dos cuestiones y por eso surgió este trabajo.

El trabajo realizado es parte de una investigación¹ con fines académicos. El periodo de estudio establecido estuvo comprendido entre 1994 y 2014, si bien por algunos cambios surgidos durante la investigación se consideraron algunas cuestiones locales entre el 2015 y 2018, cuyo **objetivo** fue analizar la conveniencia de la creación de una **Agencia Federal de Hidrocarburos (AFH) o ente similar** que actúe como mecanismo institucional de armonización entre los intereses de las Provincias y la Nación en política hidrocarburífera, reduciendo costos de transacción que puedan estar dificultando la inversión en el descubrimiento de nuevas reservas de petróleo. La **metodología** partió de una mirada general de este tipo de organismos a nivel mundial, haciendo una selección dentro de las experiencias en América Latina, y en particular México, Brasil y Colombia. Se utilizaron fuentes de información pública y disponible en la web. También tuve aportes de personas con mucha experiencia en la industria que me fueron guiando en

la búsqueda de algunos documentos que no estaban fácilmente accesibles, como por ejemplo el análisis que realizó por Ariel Kauffman en el 2011 en el cual analizó de manera sistemática y detallada el marco normativo hasta esa fecha. Como parte de la investigación se realizó una encuesta cuyo objetivo buscó conocer la percepción de los distintos agentes respecto de este tipo de Agencia y una posible implantación en Argentina. Por sus características de investigación académica el trabajo fue acompañado por un **marco teórico** eligiendo las siguientes líneas de análisis: la intervención de estado en los mercados; el institucionalismo en el que analizamos tanto al mercado como institución y al estado como institución; la regulación y los organismos públicos y finalmente la administración pública.

“...en general este tipo de Agencias son entes autárquicos que dependen de algún Ministerio o Secretaría dependiendo del país. Son órganos reguladores que tienen como objetivo promover la regulación, la contratación y la fiscalización de las actividades económicas integradas en la industria petrolera.”

A continuación detallaremos algunos aspectos relevantes de los resultados obtenidos después del análisis realizado.

Agencias en la región relevadas

Antes de comentar lo que ocurre en los países seleccionados repasaremos a que nos referimos con una Agencia de Hidrocarburos. Si bien algunas definiciones podrían variar de un país a otro en función de alguna particularidad local, en general este tipo de Agencias son entes autárquicos que dependen de algún Ministerio o Secretaría dependiendo del país. Son órganos reguladores que tienen como objetivo promover la regulación, la contratación y la fiscalización de las actividades económicas integradas en la industria petrolera.

Para este trabajo se relevó y analizó, la información de la Agência Nacional do Petróleo, Gás Natural e Biocombustíveis (ANP), de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH). Del análisis realizado puede establecerse que las agencias tienen líneas de trabajo comunes, en particular *participación en la definición de la estrategia de la política energética, la administración de los recursos/datos/información, la definición del marco normativo técnico, la promoción de rondas licitatorias para la búsqueda de inversiones, la participación activa en el establecimiento /*

1. Dicha investigación se publicó en un libro denominado **“Una Agencia Federal de Hidrocarburos para la Argentina. Un desafío de integración normativo, administrativo y político”**, editorial Turmalina 2019.

actualización de los mecanismos contractuales y la regulación en seguridad y medio ambiente.

Un dato no menor es entender como es que surgen este tipo de agencias. Básicamente estas agencias provienen de un estadio inicial donde las empresas petroleras estatales, conocidas en la industria como NOC (por "National Oil Company") eran las que mantenían el monopolio de la industria hidrocarbúfera local y cumplían el doble rol: *operadores petroleros y reguladores del mercado*. Esto llevaba a que las NOC tuvieran al mismo tiempo funciones de diseñador de políticas y normas, regulador, socio de alianzas con otras empresas petroleras y en alguno de los casos, competidor en el mercado, lo cual ponía en desigualdad de condiciones a los competidores. En los casos de Colombia y México un aspecto adicional es que se estaba produciendo una baja de las reservas y la producción como consecuencia de restricciones financieras de las NOC. Esto catalizó la apertura del mercado a la actividad privada, lo cual a su vez implicó la necesidad de realizar reformas que finalmente llevaron a la creación de las agencias antes mencionadas. Con lo cual podemos concluir que los gobiernos decidieron asignar menos recursos a las NOC y modificar los incentivos (y/o marco normativo) a fin de que la actividad privada tenga un rol creciente y es ahí donde aparecen las figuras como la ANH (Colombia) o la CNH (México) como ente que toman un rol clave en la regulación y control de los distintos competidores del mercado.

La situación en Argentina

La Constitución Nacional es la ley suprema que establece los derechos y garantías fundamentales de los habitantes de la Nación y la forma de organizar los poderes del Estado. Por lo tanto las instituciones y leyes que surjan deberán ir en línea con la misma. En base al material consultado durante la investigación, la reforma constitucional de 1994 introdujo modificaciones que impactan directamente en la actividad económica vinculada a los hidrocarburos. Previo a la reforma constitucional la Secretaría de Energía era la responsable de las negociaciones de contratos y controles. A partir de la reforma y, dado que se reafirma la transferencia del dominio de los yacimientos a favor de las provincias, el

“...los gobiernos decidieron asignar menos recursos a las NOC y modificar los incentivos (y/o marco normativo) a fin de que la actividad privada tenga un rol creciente y es ahí donde aparecen las figuras como la ANH (Colombia) o la CNH (México) como ente que toman un rol clave en la regulación y control de los distintos competidores del mercado.

ambiente de negocio se desagrega y las empresas comienzan a negociar con los distintos actores provinciales (para los yacimientos existentes en las distintas provincias) y nacional (para los yacimientos comprendidos en territorio nacional básicamente los yacimientos *offshore* a partir de las 12 millas marinas). Esto genera complicaciones operativas y por ende costos de transacción que podrían ser evitables desde un punto de vista práctico por ejemplo con una Agencia que maneje temas de manera unificada. Pero al margen de la practicidad que se pueda imaginar, como dijimos al principio de este párrafo la Constitución es la ley suprema y por ende las acciones deberán ir en línea con ella, por lo que podría ser cuestionada la creación de una Agencia Federal de Hidrocarburos como la que se plantea en este trabajo. Para entender si dicha Agencia podría ser posible o no, nos hemos remitido a algunos análisis legales. Rebas & Carbajales (2011) mencionan que la “ley corta” ratifica la competencia del Poder Ejecutivo Nacional en lo relativo al diseño de la política energética a nivel federal no emparejando esta responsabilidad con similares potestades a favor de las provincias. *De esta manera quedan como competencias exclusivas del Estado Nacional:*

- Las disposiciones de la Ley N° 17.319, en tanto no colisionen con la transferencia de la operatividad de las concesiones en cabeza de las provincias.
- Las facultades de política en materia de hidrocarburos a nivel federal que suponen las siguientes facultades: (a) La fijación de la política en materia de concesiones de exploración y ex-

plotación, fijando las características mínimas de sus principales contenidos, a saber: los titulares de las mismas y recaudos consiguientes, los plazos de las concesiones, el cuidado del medio ambiente, a través del establecimiento de los presupuestos mínimos, las magnitudes de extracción –de acuerdo con la sustentabilidad del art. 41 CN–, y la política de reposición de reservas y de exportación de los fluidos; (b) la fijación de la política de precios a retribuir a los concesionarios por sus tareas, diferenciando precios a retribuir por inversiones de riesgo en exploración, de aquellas concesiones de simple explotación de recursos comprobados; (c) las políticas de cánones que recibirán las provincias (que ya no serán regalías sino derechos propios originados en la Reforma del '94), fijando límites máximos a los fines de coordinar el tema en forma armónica para todo el conjunto del país. Asimismo, de la renta que le corresponderá a la Nación en virtud del ya analizado art. 75 inc. 19; (d) la política general de control de información de reservas, de producción, de transporte y de exportación de los fluidos; (e) la política impositiva, que supondrá una facultad concurrente con las provincias y (f) la política de promoción de las actividades antes referidas.

A partir de lo enunciado se infiere que es viable la creación de una Agencia Federal de Hidrocarburos que aglutine las tareas vinculadas con las políticas establecidas para el Estado Nacional. Ahora bien, que el marco legal lo permita no significa que se den las condiciones para hacerlo ya que entendemos que pueden existir *preocupaciones y fuerzas políticas* (Tanzi, 2000) de los distintos actores que pueden estar limitando este proceso.

Encuestas realizadas

Como parte del proceso de investigación se realizó una encuesta cuyo objetivo fue conocer la opinión de los distintos *stakeholders* sobre la conveniencia de crear una Agencia de Hidrocarburos y como impactaría en la actividad de exploración y producción. El instrumento utilizado para la recopilación de la información fue un formulario

estructurado y auto administrado. Se definieron 13 preguntas y el grupo objetivo estuvo compuesto por: autoridades de aplicación provinciales, la autoridad de aplicación nacional y representantes de empresas petroleras privadas. Se detallan a continuación algunos resultados obtenidos:

Pregunta realizada	Empresas	Autoridades de Aplicación
¿Cómo calificaría la promoción de las rondas licitatorias en Argentina?	80 % disconforme	67% posición neutral, 33% conforme
¿Considera que la participación del Estado en la industria puede afectar la intención de su empresa de invertir en Argentina?	80% lo percibe como neutral	66% lo percibe como neutral y el 34% restante como más favorable
¿Qué importancia le asigna Ud. a la creación de una Agencia Nacional/Federal de Hidrocarburos o ente similar?	80% lo valora como favorable a muy favorable	100% de los encuestados lo valoran como favorable a muy favorable
Considera que la Agencia Nacional/Federal de Hidrocarburos o ente similar puede tener efectos...	80% lo valora como positivo	100% lo valora como positivo
¿Cómo considera que debería financiarse una entidad de este tipo?	60% está de acuerdo que surjan partes de lo recaudado en las rondas licitatorias; 40% está de acuerdo con que los aportes los haga el Estado nacional y/o provincial; 80 % no está de acuerdo que se aplique un impuesto a la producción	66% a favor de los aportes del Estado Nacional los estados provinciales y de las empresas. Además con fondos que genere el propio organismo
La empresa donde Ud. se desempeña profesionalmente es....	80% empresas multinacionales; 20% empresas locales con operaciones nacionales	80% Autoridad de aplicación Provincial, 20% A.A. Nacional

Cuadro: Resultados de la encuesta realizada. Fuente: Pariani, Maria Isabel, 2019.

Propuestas para la Argentina

Las propuestas que surgieron en este trabajo están basadas tanto en lo que se relevó de otros modelos como de las posibilidades que se pensaron en función de lo que establece la legislación en Argentina. Dentro de ellas resumimos las siguientes:

Marco institucional: en este sentido se propone un camino en etapas que contemple los siguientes aspectos: reforzar la figura del **Consejo Federal de Energía (CFE)**, desde la Nación detectar acciones que permitan

aumentar el liderazgo para la realización de tareas conjuntas entre nación y provincia y como una última etapa pensar en crear una Agencia Federal que trabaje en la línea de mejorar los marcos normativos, mejorar la disponibilidad de la información de la industria y promover la licitación de las áreas para la búsqueda de inversiones privadas en el sector. (Pariani, 2019)

Marco regulatorio: se propone: unificar normas y procedimientos, entre Nación y provincias de manera de bajar los costos de transacción no solo a las empresas sino también a las au-

toridades de aplicación ya que se unificaría el uso de recursos; tomar la experiencia del mercado para desarrollar y actualizar los marcos regulatorios y Aprovechar el camino recorrido hasta el momento en materia regulatoria por las distintas autoridades de aplicación y las empresas, ya que se han ensayado varias actualizaciones normativas que han quedado olvidadas (como por ejemplo la actualización de la resolución 319/93)

Estructura organizacional propuesta: como se mencionó se propone un proceso evolutivo para finalmente

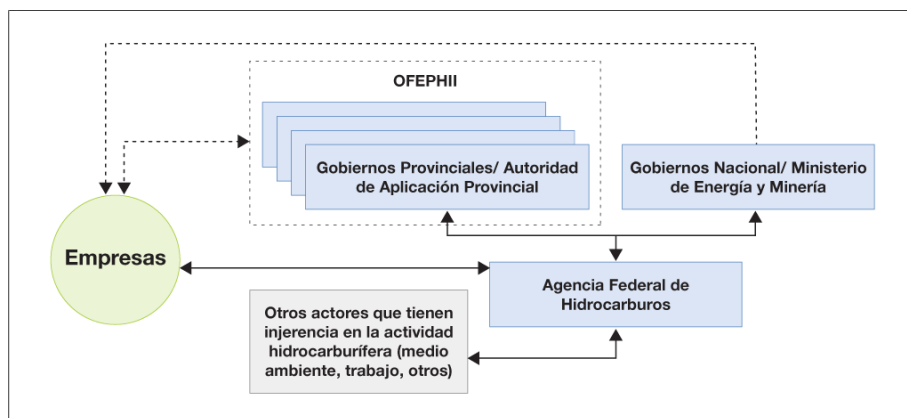


Figura 1: estructura organización propuesta para una Agencia Federal de Hidrocarburos. Fuente: Pariani, 2019

llegar a un esquema similar al que se muestra en la figura 1.

Financiamiento: entendemos que el financiamiento deberá provenir de distintas fuentes y deberá irse implementando por etapas. Las propuestas son: inicialmente del Estado Nacional a través de partidas presupuestarias asignadas dentro de la Secretaría de Energía; recursos provenientes de lo recaudado por las rondas licitatorias; recursos provenientes de convenios, acuerdos o contratos celebrados con entidades, organismos o empresas, tasas y multas previstas en la legislación específica y recursos derivados de la venta de datos e informaciones técnicas, de servicios técnicos de asesoramiento entre otros. (Pariani, 2019)

Funciones propuestas: entre las mismas consideramos las siguientes: regulación; rondas licitatorias, contratos de exploración/producción/desarrollo de hidrocarburos; supervisión y controles varios; centro de información hidrocarburífera Nacional; centro de investigación de coyuntura del mercado local vs internacional; innovación tecnológica y asesoramiento técnico especializado. (Pariani, 2019)

Conclusiones

El presente trabajo tuvo como foco analizar la factibilidad de crear una Agencia Federal de Hidrocarburos (AFH) con el objetivo de mejorar el ambiente de negocio y que permita lograr el aumento de reservas y la producción para que Argentina pueda autoabastecerse y así no afectar las cuentas macroeconómicas (debido a la importación de energía). Del material relevado se pudo observar que

en las experiencias de Brasil, Colombia y México la creación de entes similares se dio en momentos donde sus reservas comenzaban a caer y los estados no podían seguir derivando fondos a las NOC para inversiones en el sector. Esta situación llevó a desregular el mercado y se creó un ente que actuó como regulador y controlador del mismo. Un dato importante y no menor que su constitución en estos países establece que los Hidrocarburos son patrimonio de la Nación, con lo cual podría concluirse que las agencias de los países estudiados alinean sus reglas de juego con lo que establecen sus constituciones. En el caso de Argentina, si tomamos en cuenta el mandato constitucional manifiesto en el artículo 124, el esquema planteado hoy de varias agencias provinciales, más la agencia nacional en manos de la Secretaría de Energía, entendemos que está respondiendo a lo establecido en la ley suprema. Con lo cual desde este punto de vista la propuesta planteada podría ser cuestionada.

El esquema institucional actual, con una Secretaría de Energía responsable de llevar adelante la política energética y autoridades de aplicación provinciales, ha logrado parcialmente mejorar la situación Argentina, por eso creemos que este esquema institucional, más alineado a la burocracia tradicional descripta por Weber, pareciera no funcionar. Por lo que un modelo de AFH más alineado a los nuevos conceptos de la nueva administración pública entendemos que mejoraría el ambiente de negocios ya que estaría más alineada a una forma de organización que sea más flexible y que pueda cubrir las expectativas de las autoridades de aplicación y de los actores privados del mercado. Quedaría analizar esto es

posible realizarlo dentro del marco que establece hoy nuestra Constitución Nacional.

Es necesario el trabajo conjunto del mercado y el Estado (nacional y provincial) y para ello tiene que aparecer un “líderazgo” que pueda aglutinar los intereses comunes que se detectan en estas tres patas. Creemos que si bien quedan interrogantes a resolver (financiamiento, estructura organizacional, cantidad de personales, entre otros), dar inicio a un proyecto de estas características, involucrando a las tres partes que lo componen, sería un buen indicador (mensaje) para la industria. Sería clave pensar como plantearlo y quien sería el interlocutor “válido” para las empresas, el Estado Nacional y las Provincias.

“Se puede afirmar que lo que hace diferentes a las sociedades, a las economías y a los estados, no es solamente su territorio, recursos naturales y su población, sino justamente la calidad y eficiencia de sus instituciones, y de entre ellas, por supuesto, el estado” (Ayala Espino, 1992). Este será el desafío, herramientas y experiencias hay disponibles; solo queda tomar la decisión, asumir el riesgo y el reto de iniciar este camino. (Pariani, 2019)

Biografía:



Maria Isabel Pariani, es Ingeniera Industrial (UTN, Buenos Aires), Doctora en Administración de Empresas (CEMA). Desde hace más de 20 años trabaja en la industria petrolera en áreas de gestión de información y tecnología. Además se desempeña como docente de Economía General, Política Económica (grado) y Dirección de Organizaciones (posgrado) en la UTN de Buenos Aires y participa de distintos grupos de investigación en la misma Universidad. Es miembro de la Comisión Directiva de la SPE Argentina y participa en las comisiones de Innovación tecnológica, Geotecnología y Exploración del IAPG. Es coautora del libro *La confianza en los mercados financieros, la complejidad y el caos* (2018) y autora del libro *Una agencia federal de hidrocarburos para la Argentina* (2020).

Mas allá del Offshore en Argentina

GUSTAVO FABIAN ACOSTA
PROFESOR (ITBA)

La Realidad

Nuestra realidad es maravillosa son **6.581.000 km²** de mar¹, para investigar, explorar, explotar, soñar y realizar nuevos desarrollos. En la Figura 1 vemos la verdadera magnitud del desafío afrontar en una imagen.

El Detalle

La delimitación y demarcación fue realizado por la Comisión Nacional del Límite Exterior de la Plataforma Continental (COPLA), “luego de dos décadas de trabajo, los días 11 de marzo de 2016 y 17 de marzo de 2017, la Comisión de Límites de la Plataforma Continental (CLPC) ratificó las recomendaciones presentadas el 21 de abril de 2009”. Con esto se sumó 1.782.500 km² de plataforma continental argentina más allá de las 200 millas marinas. En la Figura 2 observamos la delimitación de la comisión y en artículo 76 párrafo 5. Máx. 1: 350 M desde las líneas de base y Máx. 2: Isobata de 2500 metros + 100 M. En la Figura 3 vemos la fórmula: Línea donde el espesor sedimentario es por lo menos el 1% de la distancia al pie del talud y Fórmula: Línea de 60 M desde el pie del talud.²

La Batimetría

La Argentina tiene una gran extensión de aguas someras, una de las más grandes del mundo, en la Figura 4 podemos apreciarla. Esto resulta más atractivo para cualquier desarrollo, ya que se pueden apoyar en el fondo marino los posibles desarrollos.

Los Hidrocarburos en el Offshore

Es necesario comprender que, para la extracción de hidrocarburos en el mundo del Offshore, es necesario mucho tiempo de estudio, análisis e investigación antes de que la primera molécula sea extraída. Son mundos paralelos con especialistas diferentes, comenzando por la adquisición de datos, es la geofísica la base de todo, luego los pozos exploratorios para verificar

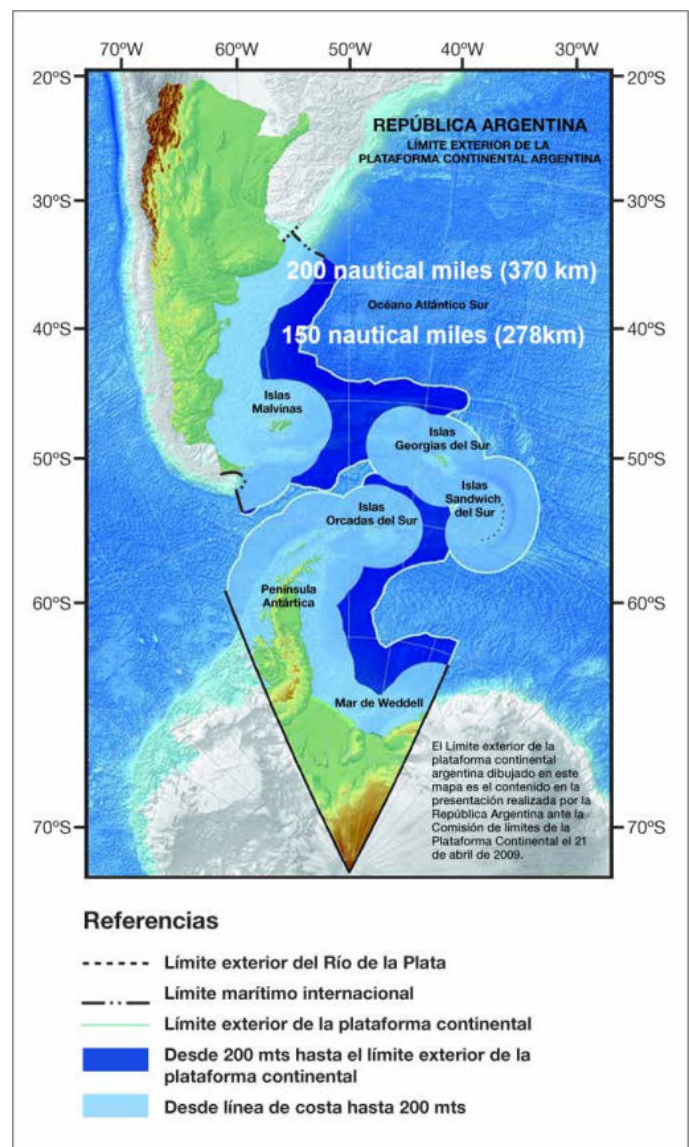


Figura 1: Mapa que diferencia las zonas comprendidas entre la línea de base y la línea de las 200 M, y entre ésta última y el límite exterior de la plataforma continental, conforme a la presentación argentina ante la CLPC.²

1. <https://eviet.cancilleria.gob.ar/es/content/argentina-extiende-su-plataforma-continental-sobre-oc%C3%A9ano-atl%C3%A1ntico>. Jueves 22 de octubre 2020, 22:12hs.
2. http://plataformaargentina.gov.ar/userfiles/userfiles/Folleto-COPLA_1.pdf. Sábado 30 de octubre 2020, 12:30hs.
3. https://www.mapmania.org/map/60808/the_general_bathymetric_chart_of_the_oceans_gebco. Jueves 22 de octubre 2020, 22:32hs.

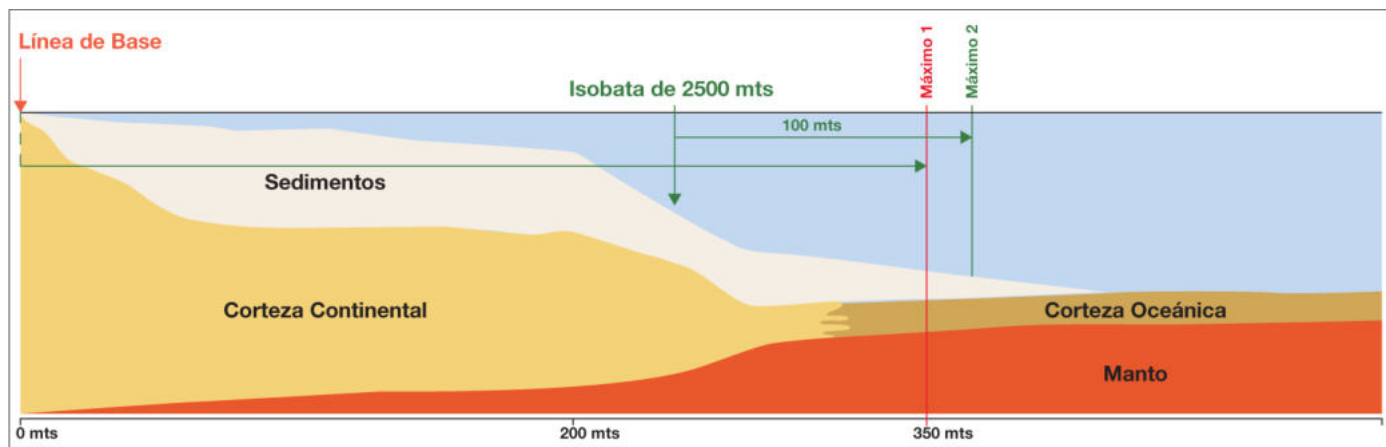


Figura 2: Restricciones del límite de la plataforma continental. Articulo76, párrafo 5.²

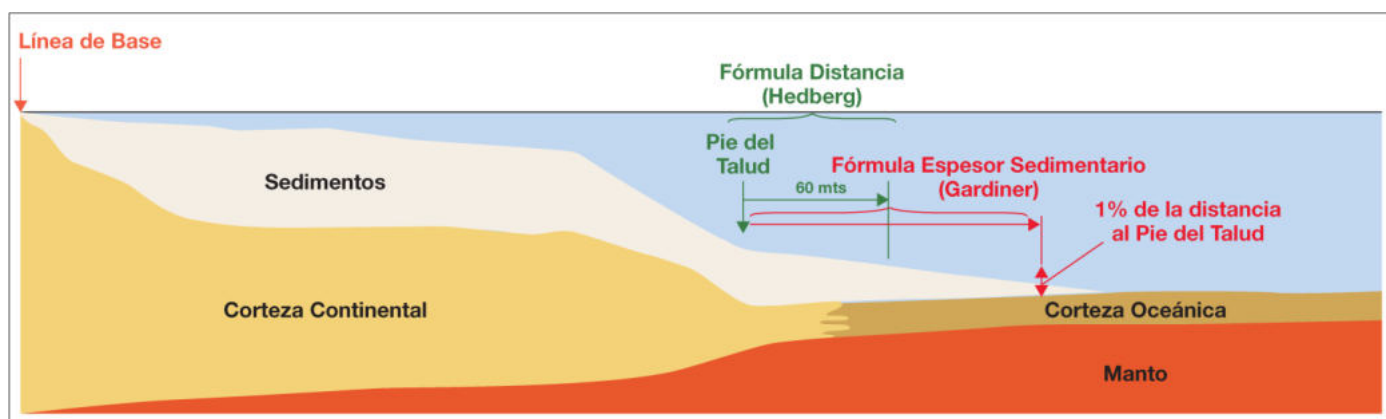


Figura 3: Fórmulas para establecer el borde exterior del margen continental. Artículo 76, párrafo 4.²

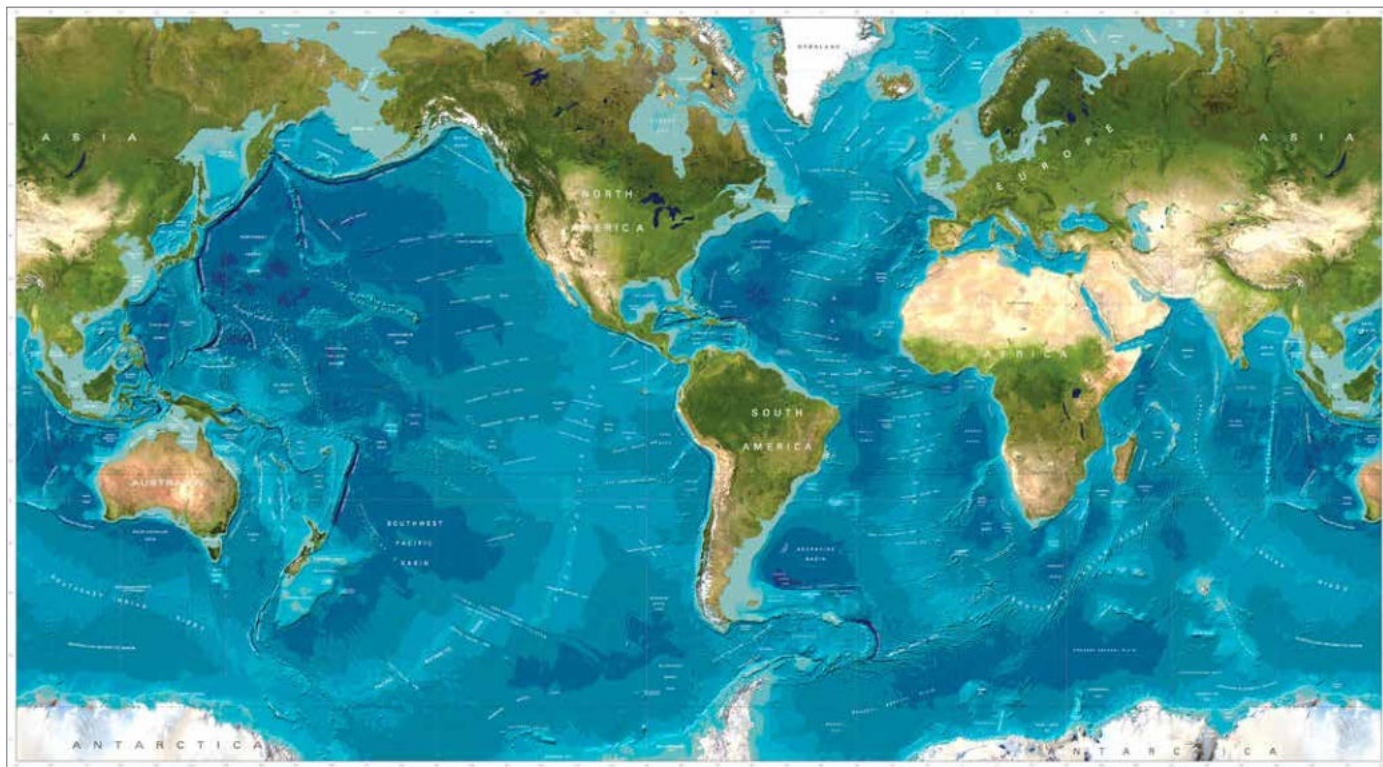


Figura 4: Batimetría con colores mundial, metros por debajo del nivel del mar.³

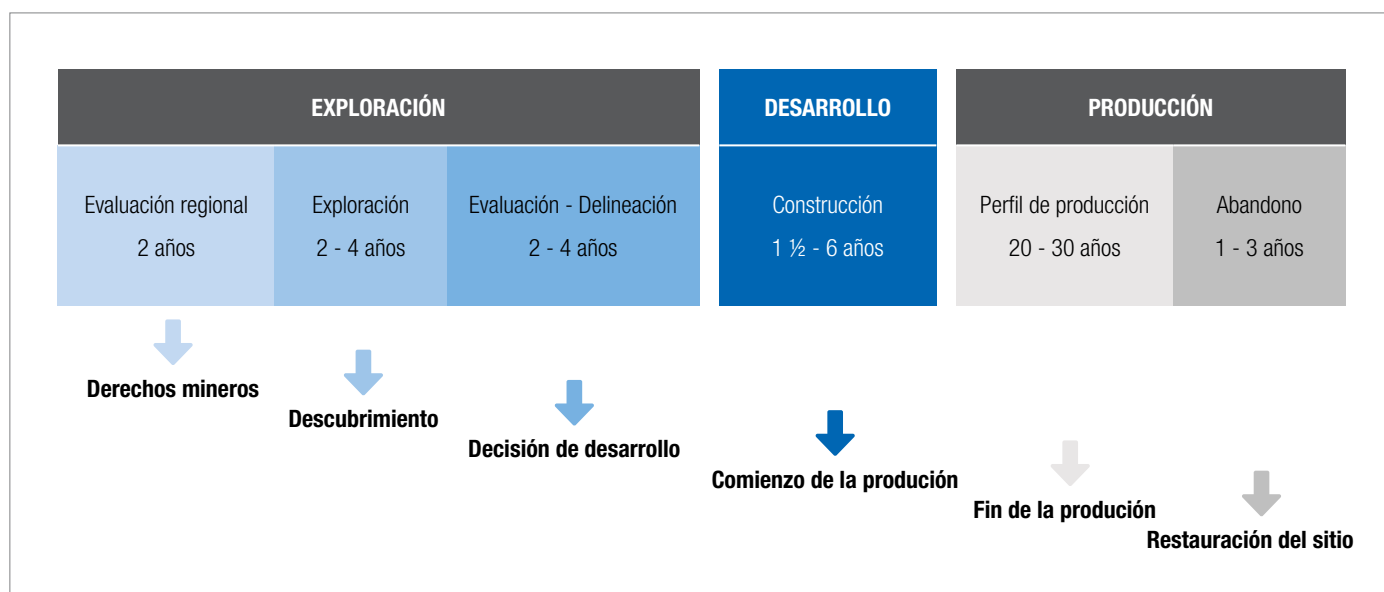


Figura 5: Estimación de tiempo de un desarrollo Offshore.⁴

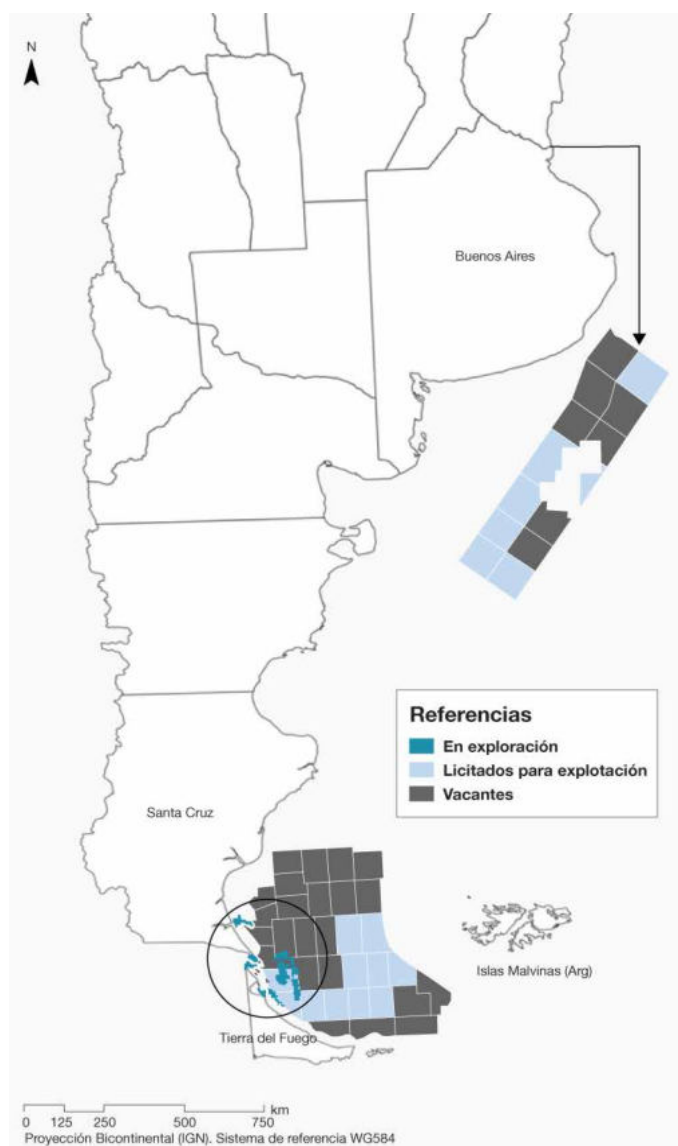


Figura 6: Áreas licitadas.⁵

estudios, luego con esa información se avanza en las decisiones de inversión y modelos de negocios, después la perforación, luego la instalación y último el decomisionado después de años de operación, dejando el medio ambiente como se encontró. En la Figura 5 se puede ver una estimación de tiempos y etapas en orden secuencial, que está en función del tamaño del desarrollo a afrontar. Comenzado por la exploración, siguiendo por un desarrollo para luego producir.

El inicio

La concesión es el comienzo para avanzar. En noviembre de 2018 la Secretaría de Gobierno de Energía realizó el llamado a concurso público para la adjudicación de 38 áreas Offshore en las cuencas Argentina Norte, Austral y Malvinas Oeste, de la plataforma marítima argentina, para otorgar permisos de exploración luego de 30 años, en este llamado se detallaron las condiciones para los permisos de exploración y la concesión de explotaciones.

Las cuencas licitadas representan 225.000km² de superficie marítima como se ve en la Figura 6, también es importante resaltar las áreas en explotación actualmente y lo insignificante en superficie con respecto al total licitado. Las cuencas licitadas se encuentran tanto en aguas someras (hasta 100 m, Cuenca Austral), como en aguas profundas (hasta 600 m, Cuenca Malvinas Este) y ultra-profundas (hasta 4.000 m, Cuenca Argentina Norte).

En mayo de 2019 a través de la Resolución 276, la secretaria de energía oficializo el fin de la primera ronda Offshore. Como resultado de la licitación, se adjudicaron 18 de las 38 áreas, por un total de 724 MMUSD a un total de 9 consorcios, conformados

4. Acosta, G. (2015). "INTRODUCCION A LA PERFORACION OFFSHORE". XXIV Pan-American Congress of Naval Engineering, Uruguay, Montevideo.

5. http://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/planeamiento/2019-11-14_SsPE-SGE_Documento_Escenarios_Energeticos_2030_ed2019_pub.pdf. Miércoles 14 de octubre 2020, 23:23hs.

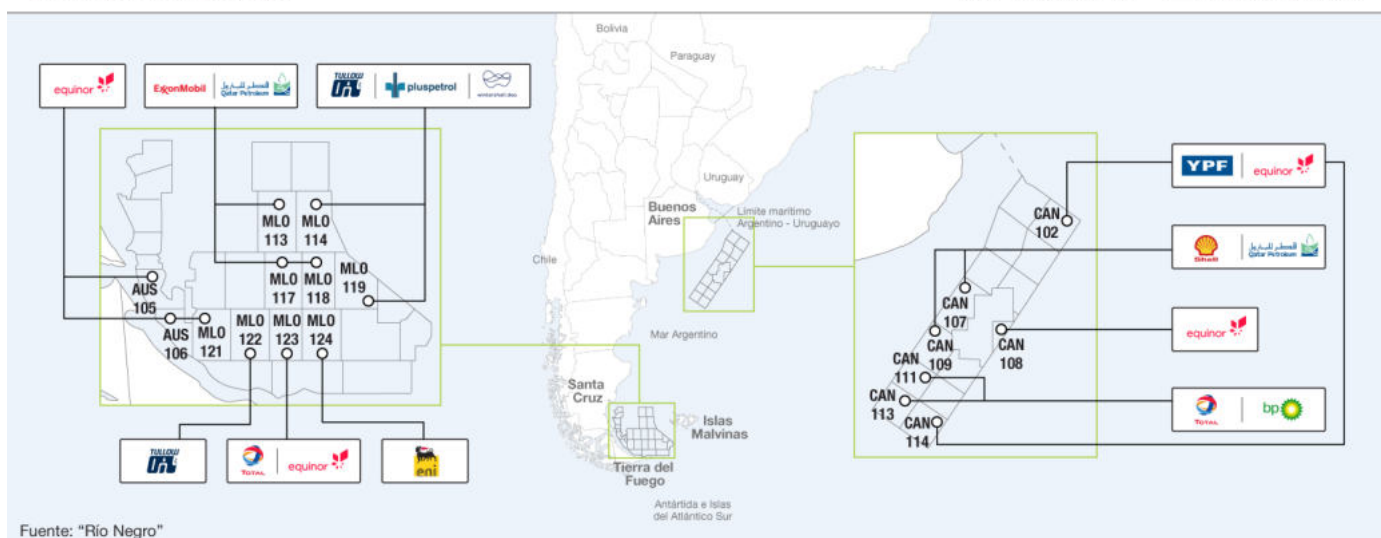


Figura 7: Los bloques concesionados en la ronda de licitación.⁶

por 13 empresas distintas como se ve en la Figura 7. Las 18 áreas adjudicadas, 7 bloques de la cuenca argentina Este, 2 de la Austral y 9 de la Malvinas Oeste, suman 94,8 miles de km², lo que representa el 47% del total de la superficie que se licitó.⁵

La Producción Argentina

El aporte de la producción Offshore en la Argentina es el ~ 17,7% de la producción total de gas, con 24 MMm³/d de gas natural y el ~ 2,3% de la producción total de petróleo, con 11,4 kbb/d de petróleo, según los datos del 2019 mientras que en los últimos diez años la producción de petróleo se ha mantenido estable y en el caso del gas se ha duplicado.⁵ La producción Offshore es operada principalmente por 2 empresas como se ve en la Figura 8, ambas en diferentes áreas de la Cuenca Austral.

La Perforación

Realizar una perforación costa afuera o sobre cualquier espejo de agua, es una tarea desafiante y con lleva múltiples operaciones, empresas, recursos, con costos elevados. Las variables más importantes y generales para la toma decisión de afrontar dicho desafío son: determinar la profundidad del espejo de agua, la profundidad del pozo, condiciones ambientales y sobre todo disponibilidad en el mercado mundial de los equipos necesarios, ya que la demanda suele ser importante, como así los costos. En función de las mismas se utilizan los diferentes tipos de embarcaciones con equipamiento específico para perforar y extraer hidrocarburos.

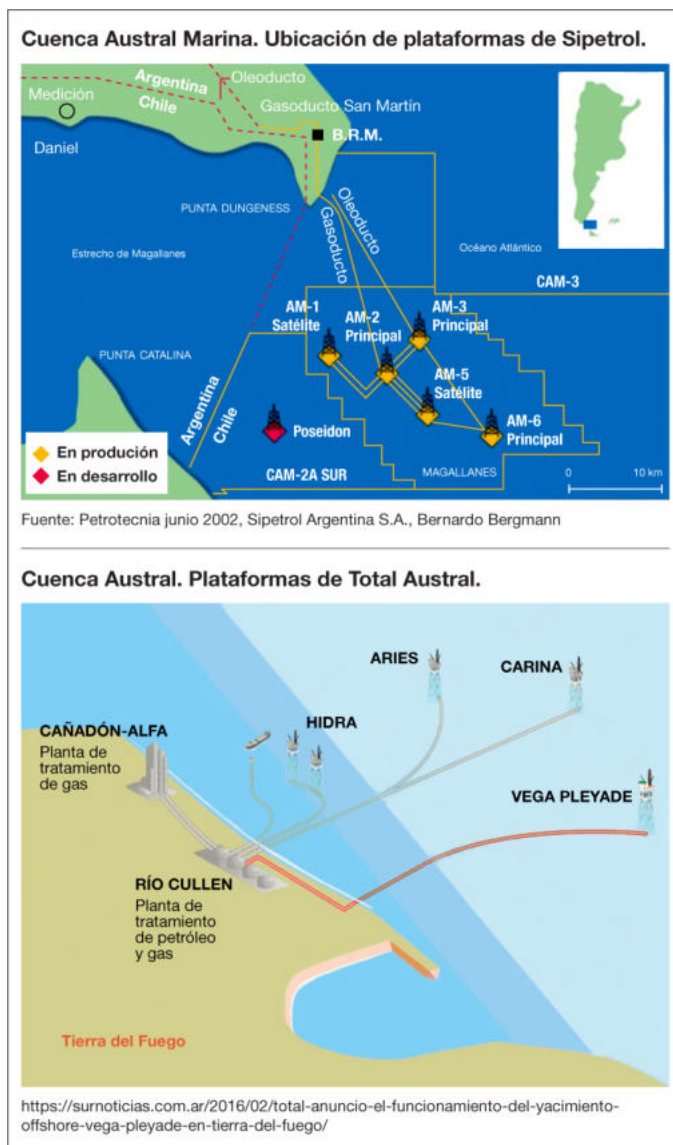


Figura 8: Cuenca Austral. Sipetrol y Total Austral.

5. http://www.energia.gob.ar/contenidos/archivos/Reorganizacion/planeamiento/2019-11-14_SsPE-SGE_Documento_Escenarios_Energeticos_2030_ed2019_pub.pdf. Miércoles 14 de octubre 2020, 23:23hs.

6. Domingo 18 de octubre 2020, 20:16hs.

PERFORACIÓN			
Barcaza	Jackup	Semí Sumergible	Drillship
Profundidad utilizada ~20m	Profundidad utilizada ~120m	Profundidad utilizada ~180m a 4.500m	Profundidad utilizada ~180m a 3.500m
Perforación entre 7.000 mts a 9.000 mts	Perforación entre 7.600 mts a 12.000 mts	Perforación entre 7.600 mts a 10.000 mts	Perforación entre 7000 mts a 9000 mts

Cuadro 1: Prestaciones de los diferentes equipos.⁴

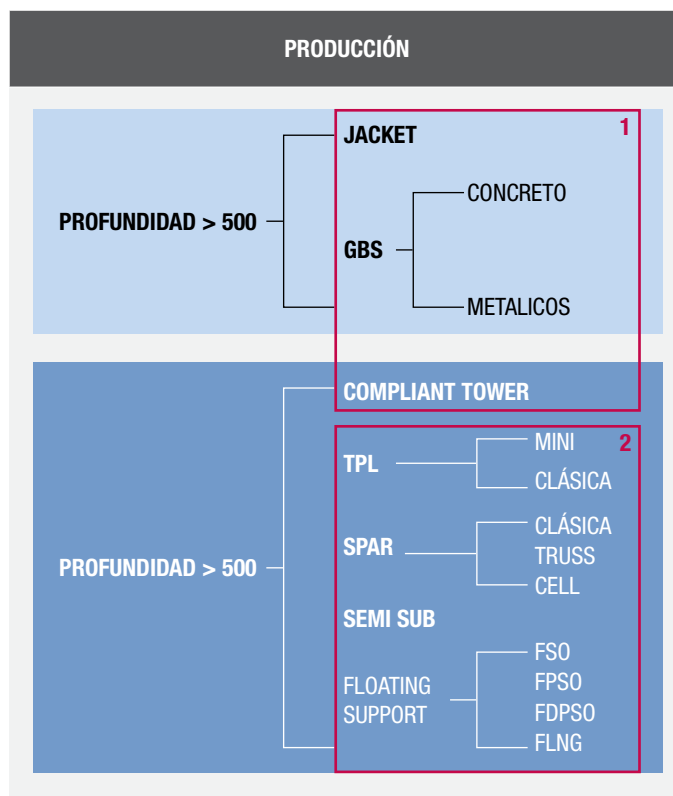
	SEMI DRILLING	DRILLSHIP
Capacidad de despliegue	Lento	Rápido
Capacidad de profundidad de agua	10.000ft - 3048m	10.000ft - 3048m
DP Posicionado - Dynamic positioning	Si	Si
Storage - Almacenamiento	Limitado	100.000bbls + EWT FPSO convertible
Movimiento	Hasta ambientes severos	Limitado a ambientes leves
Costos operativos	Menos tripulación	Tripulación de Drilling + complemento del barco

Cuadro 2: Comparaciones.⁴

En el Cuadro 1 podemos observar los diferentes equipos como así las diferentes profundidades a las que pueden operar y las longitudes que son capaces de perforar desde el lecho hasta el reservorio. A modo de ejemplo, en el cuadro 2 se detalla las prestaciones operativas de cada uno. Ante esta síntesis muy simple de equipos de perforación, podemos decir que todas estas embarcaciones son verdaderas unidades de funcionamiento complejo. Por lo que la LOGÍSTICA es determinante, por lo tanto, se piensa con mucho tiempo de anticipación se planifica todo en función de la arquitectura del pozo y del equipo seleccionado para el desarrollo. El costo es una variable determinante en lo modelo de negocio de estos desarrollos. En el año 2016 en el país vecino Uruguay fue perforado el pozo Raya-1, operado por Total el cual Récord Mundial de perforación DP (Dynamic positioning) en el mar, a una profundidad de 3.400m realizado por el Rig Maersk Venture Drillship.⁷

La Producción

Luego de la afirmación de la existencia de hidrocarburos en cantidades necesarias para su extracción, se procede a la producción de los mismos. La misma se realiza en función de las profundidades, para lo cual se utilizan diferentes sistemas de producción desde una plataforma apoyada, las que existen en Argentina hasta un barco de producción o FPSO. En el Cuadro 3 se puede ver los diferentes tipos que se utilizan en el mundo, dentro del rectángulo 1 están las diferentes plataformas apoyadas y en el rectángulo 2 las plataformas flotantes. Cada sistema de producción de hidrocarburos tiene sus particularidades, desde la unidad mínima de una plataforma apoyada hasta un barco de producción FPSO (Floating Production Storage & Offloading) y actualmente el FLNG (Floating Liquefied Natural Gas). Este último tipo de desarrollo esta preparado para licue-



Cuadro 3: Producción offshore.⁸

faccionar el gas natural en el mar, para luego ser cargado a los barcos metanero y exportarlo a un mercado mundial. El Start up del primer desarrollo de FLNG fue el 2017 en Malasia, desarrollado por Petronas, el proyecto se llama PFLNG Satu, Kanowit Field, MTPA 1.2. Esto nos da una verdadera magnitud de lo novedoso y actual de estos desarrollos, es el hoy a nivel mundial. Como se vio en los primeros sistemas que están en el rectángulo 1, son las plataformas apoyadas cuya producción se envía a la costa en la cual se acondiciona para la venta, en el rectángulo 2 son las plataformas flotantes cuya producción también se envía a la costa, por último y en el rectángulo 3 los sistemas flotantes cuya producción no se envía a la costa, se acondiciona y se guarda en el mismo desarrollo o sea en el mismo barco, para luego ser cargado a otro barco para su transporte y venta.

Plataforma apoyada, un ejemplo internacional interesante es Edvard Grieg es un campo en el área de Utsira High. La profundidad del agua es de 110 metros, reservorio a 1.900m, fue descubierto en 2007, el plan de desarrollo y operación (DOP) fue aprobado en 2012 y la producción comenzó en el 2015.⁹ Es

4. Acosta, G. (2015). "INTRODUCCION A LA PERFORACION OFFSHORE". XXIV Pan-American Congress of Naval Engineering, Uruguay, Montevideo.

7. <http://www.offshore-mag.com/index.html>. Domingo 18 de octubre 2020, 23:20hs.

8. Acosta, G., Curria, M., Stempkowski, L. (2015). "Introduccion a la Produccion Ooffshore". XXIV Pan-American Congress of Naval Engineering, Uruguay, Montevideo.

9. <https://www.norskpetsroleum.no/en/interactive-map-quick-downloads/interactive-map/?mapv2ObjType=field&mapv2ObjId=21675433>. Sábado 31 de octubre 2020, 14:40hs.

un ejemplo interesante de como un país piensa y muestra sus desarrollos, ver el link.⁹

Plataforma apoyada, un ejemplo nacional, Vegapleyade es la última plataforma puesta en marcha en la Argentina, fue en el 2016, este yacimiento offshore de gas y condensados, operado por Total Austral, junto a Wintershall Energía y Panamerican Sur. La profundidad de agua de ~ 50m, y conectada con las plantas onshore de Río Cullen y Cañadón Alfa a través de un gasoducto submarino de 24" de diámetro y 77 kilómetros de longitud.¹⁰ Este desarrollo genera unos 9 millones de metros cúbicos de gas diarios y demandó una inversión de 1.100 millones de dólares durante los tres años que demandó su puesta en funcionamiento.¹¹

En el **21st World Petroleum Congress de Moscú, Rusia** que fue en junio del 2014, expuse un paper que fue seleccionado en concurso mundial, en el Block: Exploration and production, Forum: F03- Deep water exploration and production. En el cual propuse estimar el volumen de reservorio de petróleo a descubrir para que sea rentable una hipotética operación en el subsuelo marítimo de la Argentina y Uruguay, analice un caso de plataforma apoyada y otro de Deep Offshore^{12 13 14}. Con esto quiero significar que no es un tema individual, es de política de un país a desollar. Nosotros los profesores podemos ayudar con este tipo de reflexiones, pero nuestro alcance es el campo de las ideas.

La industria de la energía está en una transición global

Es necesario no solo pensar en estos desarrollos de los cuales para Argentina son un gran desafío, sino también como las energías renovables ingresarán dentro de estos sistemas y como se complementarán. La energía solar, el viento, la undimotriz, la mareomotriz, el hidrógeno es donde hay que poner el foco, no tan solo en forma separada, sino también como complemento de estos desarrollos para reducir la emisión de CO₂. Esta visión la están desarrollando las grandes compañías petroleras mundiales, están diversificando a paso sostenido e incorporando las energías renovables.

Emisión de CO₂

El gran reto, no solo de la industria de los hidrocarburos, sino de cada país, región, sociedad e individuo. Acuerdos climáticos de la CDP21 celebrado en París 2015, allí se acordó entre otras

cosas, que hay que cambiar el modelo energético. Una transición energética capaz de desconectar crecimiento económico y demográfico del aumento de la demanda energética y de las emisiones de gas efecto invernadero. Avanzar hacia la descarbonización del mix energético global, despliegue de fuente de energías mas limpias en emisiones de CO₂, como las renovable y la nuclear.¹⁵

Conclusión

Desafíos grandes y múltiples, los tiempos son largos para desarrollar la extracción de hidrocarburos en el Offshore, por lo tanto, se necesita planes sólidos a larga escala, ya que los recursos económicos son grandes para invertir. Retos son más que un desarrollo en el mar, hay que pensar en forma ecológica y complementaria. La formación de profesionales tiene que ser en un amplio sentido transversal, científicos, ambiental y desarrollar nuevas visiones. Reducir el Footprint ambiental es básico y determinante para cualquier desarrollo. Significa que hay que pensar todo en forma sistémica. Las energías renovables no tienen que estar separadas solamente, tiene que ser parte de la industria del petróleo y del gas natural. Los hidrocarburos hay que pensarlo con las energías renovables. Es la energía del futuro una nueva simbiosis entre todas, que el petróleo y el gas natural se use para lo que es irremplazable, el resto pensar y desarrollar nuevos sistemas.

Los nuevos líderes, los jóvenes y todos los involucrados en esta maravillosa industria, tiene que desarrollar una visión amplia, ética integra, con conciencia ecológica. Los nuevos "Petróleros Ecológico", es el desafío.

Necesitamos más científicos y soñadores.

Biografía:

Profesor Gustavo Fabian Acosta (ITBA).

Curioso, inquieto, entusiasta con intereses múltiples.

PhD en Ing. – Estudiante - Universidad Politécnica de Madrid – ETSIN.

Maestría en Ingeniería en Petróleo y Gas Natural. Universidad de Buenos Aires. Facultad de Ingeniería. Primer egresado de la historia de la UBA. (Offshore Management in project).

Especialista en Petróleo. Universidad de Buenos Aires, Facultad de Ingeniería. (FPSO & Platform).

Especialista en Gas Natural. Universidad de Buenos Aires, Facultad de Ingeniería. (LNG development).

Tomorrow's Energy Prize, 22nd World Energy Congress 2013, Daegu Korea.

Papers seleccionados a nivel mundial, en "call for paper competition" y presentados, algunos ejemplos como: World Petroleum Congress. World Gas Conference. World Energy Congress. World Engineers Congress. Encuentro Latinoamericano de Economía de la Energía. Congreso Panamericano de Ingeniería Naval, transporte marítimo e ingeniería puertearia, etc.

gacosta@itba.edu.ar

10. <https://www.total.com.ar/es/total-en-argentina/proyectos-para-una-mejor-energia-en-argentina/el-desarrollo-de-las-nuevas-reservas-offshore-de-vega-pleyade>. Sábado 31 de octubre 2020, 14:45hs.

11. <http://revistapetroquimicapetroleogasquimica.com/vega-pleyade-ya-aporta-8-del-consumo-gas-nacional/>. Sábado 31 de octubre 2020, 22:42hs.

12. <https://www.revistapetroquimica.com/el-otro-mundial-brasil-y-uruguay-le-ganaron-a-la-argentina-en-el-21e2%81%b0-wpc/>. Sábado 31 de octubre 2020, 23:12hs.

13. Acosta, G. (2014). "Offshore development in the Argentinean & Uruguayan Sea: Stretching the Limit". 21st World Petroleum Congress, Moscow, Russia, 2014.

14. <https://www.revistapetroquimica.com/presentaran-un-trabajo-argentino-sobre-exploracion-off-shore-en-el-wpc/>. Sábado 31 de octubre 2020, 23:35hs.

15. <https://unfccc.int/es/process-and-meetings/the-paris-agreement/que-es-el-acuerdo-de-paris>. Miércoles 21 de octubre 2020, 23:02hs.

CO2 WAG: EOR con baja huella de carbono

GONZALO GALLO

ITBA, BUENOS AIRES, ARGENTINA

RAÚL PULITI

WEOR, BUENOS AIRES, ARGENTINA

RODOLFO TORRES

WEOR, BUENOS AIRES, ARGENTINA

ELEONORA ERDMANN E.

INIQUI / CONICET-UNSA, SALTA, ARGENTINA

1. INTRODUCCIÓN

La industria del petróleo se encuentra en un momento desafiante donde se debe estimular la producción local en medio de un cambio de paradigma dentro de los marcos políticos y sociales, que busca energías cada vez más sustentables. En ese contexto y al tener un enorme potencial para la captura y secuestro del dióxido de carbono (CCS), la recuperación terciaria con CO2 tiene la capacidad de aumentar significativamente la producción de yacimientos maduros y disminuir en gran escala las emisiones de gases de efecto invernadero. Efectivamente, según el informe del Ministerio de Medio Ambiente para la tercera comunicación del cambio climático, los proyectos de CCS en Argentina tienen mayor capacidad de mitigación que todas las otras medidas y fuentes alternativas de energía combinadas¹. La producción de petróleo con CO2 EOR permitiría disminuir las emisiones de carbono más de un 50%, lo que equivaldría al doble o triple de reducción de emisiones en comparación a tecnologías similares como los biocombustibles o autos eléctricos. (Fig.1)

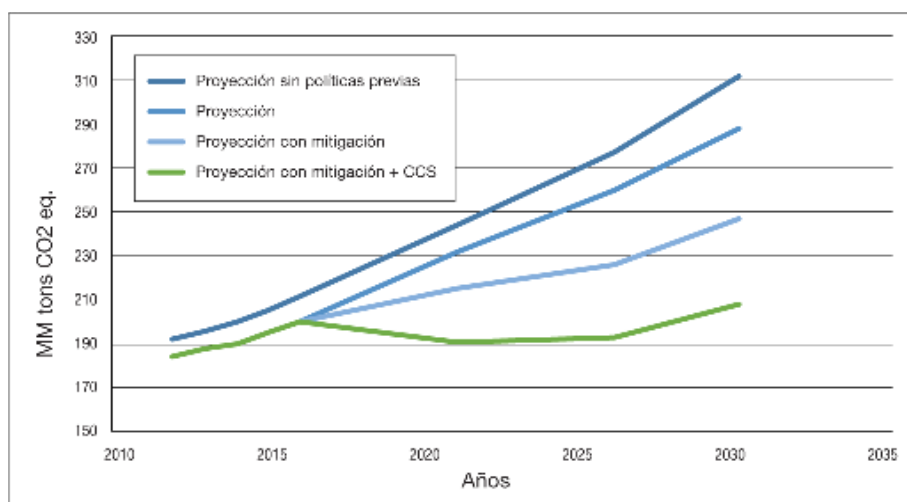


Fig.1: CO2 escenarios de emisión en Argentina.

La utilización de carbono (CCUS) en un proyecto de CO2 EOR tiene una enorme capacidad de almacenamiento debido al gran volumen de poros disponible en los yacimientos maduros. Al extraer petróleo, los proyectos EOR de CO2 utilizan entre 2 y 3 toneladas métricas de gas por barril de petróleo producido. Por lo tanto, los proyectos EOR de CO2 podrían reducir las emisiones de carbono de un barril producido hasta en un 50% (dependiendo de la fuente de CO2 y la utilización del gas)², lo que podría representar más del doble de la reducción de emisiones de otras tecnologías verdes como los biocombustibles o los automóviles eléctricos. (que normalmente oscilan en torno

al 20% de reducción de emisiones)^{3,4}. El análisis de emisiones también debe tener en cuenta los escenarios de *business as usual* donde se produciría petróleo adicional mediante otros métodos de IOR/EOR o mediante importaciones. En otras palabras, producir petróleo puntualmente en un yacimiento no aumenta las emisiones del país, pero hacerlo con CO2 EOR sí las disminuirían. Otra forma de verlo es que un solo proyecto de campo completo con una tasa de captura de 3700-3800 toneladas/día puede almacenar la misma cantidad de emisiones de CO2 en 10 años que todo el CO2 mitigado de la totalidad de las exportaciones argentinas de biodiesel de 2008-2018.⁵

1. S. Galbusera (2015). Estado componente mitigación, Proyecto Tercera Comunicación Nacional Sobre Cambio Climático a la CMNUCC, Presentación de resultados de la 3ra comunicación nacional sobre cambio climático, Instituto Tecnológico de Buenos Aires, Argentina

2. Azzolina et al. (2016). How green is my oil? A detailed look at greenhouse gas accounting for CO2-enhanced oil recovery (CO2-EOR) sites, International Journal of Greenhouse Gas Control, 51, 369-379, doi:10.1016/j.ijggc.2016.06.008

3. Qinyu Qiao et al. (2019). Life cycle greenhouse gas emissions of Electric Vehicles in China: Combining the vehicle cycle and fuel cycle, Energy, 117, 222-233, doi:10.1016/j.energy.2019.04.080

4. David C. Holzman (2008). The Carbon Footprint of Biofuels: Can We Shrink It Down to Size in Time?, Environmental Health Perspect. 116(6), A246-A252, doi: 10.1289/ehp.116-a246

5. Redacción Agrovoz. (2018). En una década, el biodiésel argentino ahorró el CO2 de 4,2 millones de autos, Agrovoz [Online], Available: <http://agrovoz.lavoz.com.ar/actualidad/en-una-decada-el-biodiesel-argentinoahorro-el-co2-de-42-millones-de-autos>

En los últimos años se observaron esfuerzos por efectuar proyectos de recuperación terciaria en el país focalizándose principalmente en EOR químico como polímeros, SP (polímero-surfactante) y ASP (alcali-surfactante-polímero)⁶. En Argentina se encuentran pocos proyectos de EOR con CO₂ en la bibliografía, y son principalmente de gas CO₂ inmiscible con niveles elevados de metano. Solo se hizo un piloto en YPF en el año 2005 en Chihuido de la Sierra Negra, que fue exitoso en cuanto a incremental de producción pero que luego se discontinuó.

La recuperación terciaria con CO₂ presenta las siguientes características:

- Disminución de la viscosidad del petróleo por disolución de CO₂
- Hinchamiento del petróleo por disolución del CO₂ aumentando su volumen y por ende su recuperación
- Reducción de las tensiones interfaciales entre el gas y el petróleo

La reducción de las tensiones interfaciales (TIF) depende principalmente de la presión, temperatura y composición del solvente y el petróleo. Aunque en todos los casos de EOR con CO₂ las TIF son reducidas, en el caso de inyección por encima de la presión mínima de miscibilidad (MMP) las TIF son teóricamente nulas. La disminución de las TIF está linealmente relacionada con el efecto de las presiones capilares⁷.

$$P_{cap} \propto TIF / \text{Radio de Garganta Poral}$$

Ecuación 1, Presiones capilares en función de las TIF y tamaño de las gargantas porales.

Utilizando el Numero Capilar como método de caracterización del compor-

tamiento del fluido en el reservorio, se observa que para reservorios de baja permeabilidad y tamaños de poros pequeños la disminución de las TIF juega un papel importante en el proceso de EOR. Al tener poros pequeños, baja permeabilidad y bajas viscosidades de fluido, las presiones capilares en estos reservorios son dominantes sobre las fuerzas viscosas.

$$NC = (\mu U) / \sigma$$

Fórmula 2, Numero Capilar en función de la viscosidad (μ) y velocidad del fluido (U) y las presiones capilares (σ).

Por estas razones se sugiere la recuperación terciaria con CO₂ sobre otras tecnologías en estos reservorios de baja permeabilidad y se recomienda buscar minimizar las TIF inyectando CO₂ de alta pureza (mayor a 90%) a presiones por encima de la MMP para garantizar la miscibilidad en la mayor parte del reservorio.

El CO₂ se puede utilizar en el caso en que polímeros y surfactantes sean muy caros debido a que tienen que ser diseñados especialmente por la temperatura superior a los 80° C o a la salinidad superior a los 100000 ppm o que no puedan lograr inyectividad por tener permeabilidades menores a 50 md. También aplica en casos como el ejemplo de este paper en que la recuperación actual, después de decenas de años de inyección de agua, es mayor al 40%. Existen casos exitosos en yacimientos con empuje de agua (acuífero activo) y alta recuperación, donde el petróleo móvil remanente es escaso. El CO₂ se inyecta en las zonas de petróleo residual (ROZ) disminuyendo el Sor y recuperando el petróleo atrapado⁸.

El caso más destacado en Argentina fue el de Chihuido de la Sierra Negra (ChSN), donde se realizó un piloto. El piloto de ChSN consistió en inyectar 65% mol de

gas de producción de CO₂ con posibilidad de ampliar el proyecto con gas de Puesto Molina, que tiene una pureza de casi 90% CO₂⁹. Las formaciones Avilé y Troncoso Inferior fueron probadas con un esquema de Agua alternada con Gas (WAG) demostrando el potencial de este tipo de proyectos. Sin embargo, el piloto fue interrumpido por una ruptura temprana de gas, atribuida a la segregación gravitacional¹⁰. Las conclusiones fueron confusas, pero no desecha la tecnología que se usa en USA desde los 80 con éxito al inyectar CO₂ de alta pureza.

Adicionalmente, se hicieron estudios de viabilidad de un WAG de CO₂ inmiscible con 85% de pureza de gas en Puesto Hernández con resultados técnicos y económicos alentadores a nivel de laboratorio y simulación¹¹.

El principal limitante para la implementación del CO₂ a nivel local es la falta de fuentes de alta pureza. A diferencia de Estados Unidos, el país con mayor cantidad de proyectos de CO₂ EOR, Argentina no cuenta con mega-yacimientos de CO₂ (>90%). Argentina, por otro lado, posee yacimientos en la parte norte de la Cuenca Neuquina que producen gas con cortes del 50% de dióxido o mayores. Dado que el CH₄ aumenta la presión de miscibilidad, la purificación de estos es primordial para lograr buena eficiencia de barrido. La inmiscibilidad hace que la recuperación microscópica sea menor (menor reducción del petróleo residual, Sor) y que la eficiencia horizontal de barrido también sea menor dada la existencia de una fase gaseosa (baja viscosidad) separada de la fase oleosa (que al mezclarse genera una fase de viscosidad intermedia)¹². La eficiencia vertical también se beneficia de la utilización de CO₂ puro dado que su densidad en estado supercrítico es similar a la del petróleo, a diferencia del metano que tiene una densidad significativamente menor.

6. E. Delamaide, R. Tabary and D. Rousseau (2014). Chemical EOR in Low Permeability Reservoirs, conferencia de SPE EOR, 2014, Oman,
7. A.J.P. Fletcher y G.R. Morrison (2008). Developing a Chemical EOR Pilot Strategy for a Complex, Low Permeability Water Flood, Tulsa IOR conference, 19-23 Abril 2008, Tulsa
8. F.B. Thomas, T Okazawa, A. Erian, X. L. Zhou, D.B. Bennion, D.W. Bennion (1995). Does Miscibility Matter in Gas Injection, Petroleum Society of Canada. doi:10.2118/95-51
9. Al Pickett, (2011). Goldsmith-Landreth Unit, Other ROZ CO₂ EOR Projects Give Legacy Fields New Life, The American Oil and Gas Reporter [Online], Available: <https://www.aogr.com/index.php/magazine/cover-story/goldsmith-landreth-unit-other-roz-co2-eor-projects-give-legacy-fields-new-l>
10. E. Fernández Righi, J. Royo, P. Gentil, R. Castelo, A. Del Monte, S. Bosco (2014). Experimental study of tertiary immiscible WAG injection, Tulsa IOR conference, 17-21 Abril 2014, Tulsa
11. E. Fernández Righi y M.via Pascual (2007). Water-Alternating-Gas Pilot in the largest oil field in Argentina: Chihuido de la Sierra Negra, Neuquen Basin, Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference, Buenos Aires, 15-18 Abril 2007, Argentina
12. R. M. Brush, H. James Davitt, Oscar B. Aimar, Jorge Arguello y Jack M. Whiteside (2000) Immiscible CO₂ Flooding for Increased Oil Recovery and Reduced Emissions, Tulsa IOR conference, 3-5 Abril 2000, Tulsa

En la última década se han desarrollado y perfeccionado varias tecnologías de captura de CO₂ a nivel mundial. El creciente interés por la mitigación de gases de efecto invernadero empujaron la investigación y desarrollo de varios métodos de generación de CO₂ de alta pureza. Además de los métodos de aminas y membranas actualmente utilizados en el país, existen métodos de captura novedosos donde se destaca la Oxidación, las Fuelcells y la Captura Directa del Aire (DAC).

2. NUEVAS TECNOLOGÍAS

La captura de CO₂ del aire se realiza mediante un proceso de soluciones acuosas de alta temperatura (HT DAC) O sistemas de sorbentes sólidos de baja temperatura (LT DAC)¹³. Este es un método probado industrialmente con éxito en la industria alimentaria (4000 ton/año). Su costo de captura está por encima de los 100 usd/ton de CO₂ aunque se están reduciendo costos y generalmente tienen acceso a bonificaciones o deducciones

fiscales que recortan hasta 35 usd/ton del costo total de captura. La principal limitación de esta tecnología es que no se probó a niveles de caudales suficientes para suministrar un campo completo (1-10 MM de toneladas/año). DAC, captura in situ desde el aire, es una solución muy prometedora ya que Exxon (Global Thermostat), Oxy y Chevron (Carbon Engineering) están trabajando en construir y a utilizar plantas comerciales para ser utilizadas en EOR desde 500000 a 1000000 de toneladas año (pureza > 90%).

Las células de combustible de carbonato generan energía eléctrica mediante el uso de metano/ hidrógeno y oxígeno/ gases de combustión. La tecnología se puede combinar con motores de combustión interna ya existentes en el campo. Esta es una tecnología que promete capturar CO₂ a bajo costo y está siendo investigada por Exxon. La principal limitación sería la capacidad de producir suficiente CO₂ para un proyecto de campo completo¹³. Las células de combustible de carbonato pueden funcionar como separadores de

CO₂ mientras generan energía eléctrica a un bajo costo de captura^{14,15}.

La tecnología de oxidación (fig. 2)¹⁶ es prometedora para el mercado argentino debido a las fuentes de gas de baja BTU de país. Consiste en la combustión de gases de hidrocarburos con oxígeno de alta pureza y generación de electricidad limpia, CO₂, N₂, agua baja en salinidad y calor. Este proceso no solo admite, sino que se beneficia de gases con un alto nivel de CO₂ (concentraciones de CO₂ del 50-90%). Los gases con altas concentraciones de dióxido de carbono (bajos BTU) como los que se encuentran en algunos campos argentinos en el norte de la Cuenca Neuquina, aumentan la producción de CO₂ y disminuyen los costos de captura. De esta manera, los costos de captura de CO₂ pueden ser tan bajos como 40 usd / ton y se puede lograr un proyecto de campo completo si se dispone de suficiente gas de bajo BTU. Esta es una tecnología probada de captura a gran escala y su implementación se está estudiando para pilotos de EOR (incluidos México¹⁷ y Argentina).

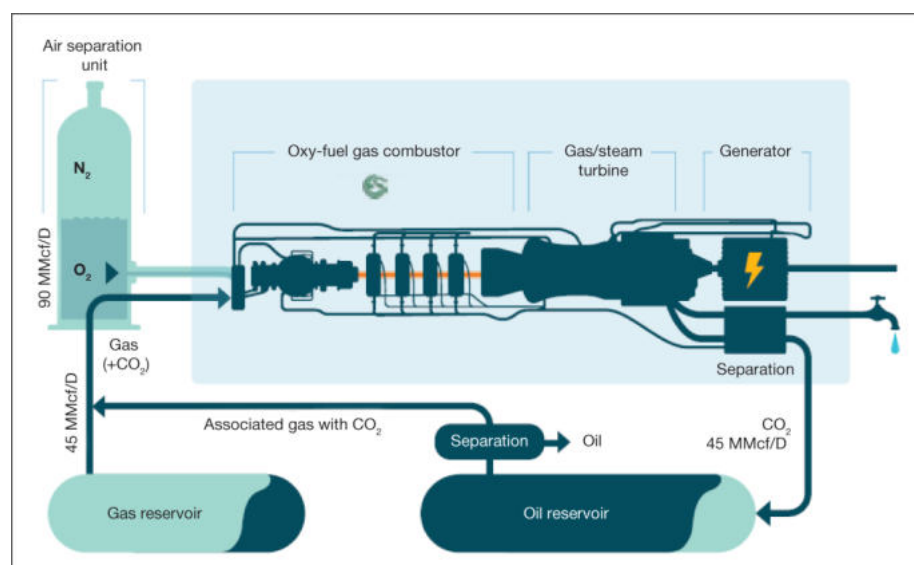


Fig.2: Planta Oxidación.

En el caso de este artículo, asumimos que los costos de captura y presurización de CO₂ están entre 60-100 usd/ton que son los precios estimados para un proyecto a escala piloto en condiciones latinoamericanas.

Estos costos de CO₂ son pesimistas, dado que no se considera la venta de energía, calor, N₂ o agua que provienen de la planta. Además, se estima que el costo del CO₂ es significativamente menor en el caso de una planta de campo completo. Las estimaciones de costos para diferentes escalas de plantas se muestran en la fig. 3.

Los proyectos de CO₂ y Gas EOR no se limitan a reservorios convencionales, sino que también han mostrado éxito técnico y económico en los yacimientos no convencionales, en unos 12 pilotos y en

13. Mahdi Fasihi, Olga Efimova Y Christian Breyer (2019). Techno-economic assessment of CO₂ direct air capture plants, Journal of Cleaner Production, 2019, doi:10.1016/j.jclepro.2019.03.086

14. Exxon (2018). Advanced carbonate fuel cell technology in carbon capture and storage, [Online]. Available: <https://corporate.exxonmobil.com/en/research-andinnovation/carbon-capture-and-storage/advanced-carbonate-fuel-celltechnology-in-carbon-capture-andstorage#ExxonMobilandFuelCellEnergyIncpartnership>

15. Gabriele Discepoli, et al. (2012), Carbon capture with molten carbonate fuel cells: Experimental tests and fuel cell performance assessment, International Journal of Greenhouse Gas Control, 2012, doi: 10.1016/j.ijggc.2012.05.002

16. Luca Mastropasqua, et al., (2019), Molten Carbonate Fuel Cells retrofits for CO₂ capture and enhanced energy production in the steel industry, International Journal of Greenhouse Gas Control, 2012, doi: 10.1016/j.ijggc.2019.05.033

17. Abdelghani Henni (2014), Technology Could Cut CO₂ Cost Sharply for Enhanced Oil Recovery, Journal of Petroleum Technology, 2014, doi: 10.2118/0614-0030-JPT

PLANTA	CO2 PRODUCCIÓN	PRECIO CO2	COMENTARIO
Chica/ Piloto	250 - 500 ton/día	60 - 100 USD/ton	Principalmente utilizada para probar la tecnología
Grande/ Full Field	1700 - 3500 ton/día	30 -50 USD/ton	Economía de escala, bajo costo de captura Alto potencial financiero

Fig.3: Características esquema piloto y full field.

una expansión (EOG), en Estados Unidos. El CO2 ha sido extensamente estudiado y existe un piloto documentado de Oxydental en el Permian, debido que está cerca del abastecimiento barato de CO2 al oeste de Texas. La posibilidad de abastecerse con CO2 económico generado in-situ, puede generar un cambio en la forma de operar todo tipos de campos.

3. DESARROLLO EXPERIMENTAL

Modelo de Simulación

La simulación consiste en un modelo composicional basado en el paper de EOR inmiscible que estudió la inyección de gas en la formación Avile en el campo Puesto Hernández⁶. Nuestro modelo consiste en un esquema de inyección de five-spot con un espaciamiento de pozo entre inyector-productor de aproximadamente 350 metros. En el área piloto se perforan pozos in-fill en el centro del campo, disminuyendo la distancia a aproximadamente 180 metros (fig.4). El dykstra parson es 0.65 con una permeabilidad promedio de 100 mD. El petróleo tiene una gravedad API de 37 grados con una presión de miscibilidad de contacto múltiple (MMP con CO2 puro) de 110 bar. El MMP se comparó con una prueba de Slim tube de laboratorio de muestras analógicas. Si bien el artículo de Puesto Hernández mostró un MMP más alto, las pruebas de laboratorio con Slim tube en la región han mostrado presiones de miscibilidad mucho más bajas. Se construyó un modelo de ecuación de estado de Peng Robinson composicional en WinProp utilizando los parámetros EOS del paper de Puesto Hernández. La composición del petróleo se adaptó para que coincidiera con el API y el MMP del aceite. Se ejecutó

un modelo de inyección de agua hasta que la producción alcanzara un corte de agua del 98% y luego se colocaron pozos de relleno en el área central del piloto. La presión del fondo del pozo de los inyectores de agua se estableció en 180 bar teniendo en cuenta la presión típica de la bomba y la presión hidrostática de los pozos con 1200 metros de profundidad. Los pozos convertidos en inyectores de CO2 aumentaron su BHP a 220 bar. Esta presión fue más que suficiente para lograr la miscibilidad en el área de inyección de CO2, ya que la presión de inyección está muy por encima de MMP, se redujo el distanciamiento de los pozos y se redujo la viscosidad del fluido del yacimiento debido al CO2. Descubrimos que, si bien algunos yacimientos tienen una presión promedio por debajo de MMP, el efecto del CO2 sobre la viscosidad del fluido y la perforación de pozos in-fill logran generar las condiciones necesarias para la miscibilidad. Los parámetros más críticos son la presión de los pozos inyectores y la presión de fractura de la formación, ya que si la presión de inyección de CO2 puede estar razonablemente por encima de la MMP, se puede lograr la miscibilidad.

El modelo fue hecho en GEM con una simulación fully composicional. El límite de inyección de CO2 es de 500 toneladas / día para todo el piloto, que se supone que es el límite de producción de una pequeña planta de oxidación. Esto conduce a la inyección intermitente de gas en diferentes pozos donde 2 pozos siempre están inyectando CO2 simultáneamente en cada momento y cambian a inyección de agua cuando la inyección de CO2 se traslada a otros dos pozos. Este esquema de inyección de WAG se repite originalmente unas 20 veces hasta que se termina con un colchón de agua.

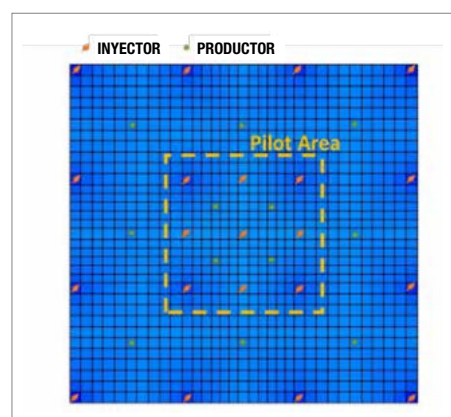


Fig. 4: Esquema de inyección con pozos in-fill.

Con el fin de controlar y optimizar la inyección, el esquema WAG se controló mediante fechas en las que la inyección de CO2 por pozo tenía una duración de 20 días con un avance de 60/80 días de inyección de agua. Posteriormente se estudió el tiempo de inyección mediante CMOST pero manteniendo las proporciones de inyección. El tiempo de inyección de los colchones de CO2 varió de 15 a 45 días. También se analizó la histéresis de permeabilidad relativa e inyección temprana de CO2 (cuando el corte de agua es del 90% en lugar del 98%).

Modelo Económico

El modelo económico se basa en un grupo de supuestos basados en las condiciones económicas del momento del análisis y la evaluación de costos realizada por expertos de la industria.¹⁸

Con respecto al petróleo, usamos un precio del barril de 57 usd/bbl y un costo de extracción de 27 usd/bbl compuesto por un 70% de costo fijo y un 30% de costo variable. Estos costos se basan en informes del Ministerio de Economía y evaluación de expertos de la industria. Adicionalmente se agregaron impuestos estatales del 15% que incluye impuestos nacionales y regalías. Esto se considera un escenario pesimista ya que no se tomaron en cuenta varios ahorros en los costos. En el caso de los proyectos WAG, los cortes de agua disminuyen y se recomienda retirar las bombas de los

18. Trigen, Project feasibility study in mexico, [Online], Available: <http://trigenenergypd.com/project/>

pozos productores lo cual conlleva a una disminución de costos fijos y variables. Por otro lado, existen costos incrementales de aditivos anticorrosivos y adecuación de las instalaciones.

Otro ítem significativo es la posibilidad de reducción de regalías de hasta un 50% planteado por ley para proyectos de EOR. Al momento actual, este esquema ha sido propuesto por la provincia de Mendoza (se negocia con cada provincia). Una disminución de regalías tendría un alto impacto sobre el rendimiento económico de estos proyectos y permitirían utilizar mayores volúmenes de CO₂ a mayores costos de captura.

Para el costo del CO₂ se hicieron tres estudios a un costo de 70 y 100 usd/ton. El costo de la inyección de agua se consideró de 0.45 usd/m³

La tasa de interés para la evaluación del VAN es del 18% anual. El costo de los pozos 8 nuevos in-fill se considera en el orden de los 1.5 MMusd siendo un total de 12 MMusd de CAPEX.

4. RESULTADOS

Todos los casos dentro del análisis de sensibilidad mostraron un incremento significativo en la producción de petróleo (figura 5). La producción total del campo se duplicó o triplicó y el efecto se mantuvo a lo largo de los años. Esto se debe principalmente a la disminución del petróleo móvil en contacto disponible para la inyección de agua y al gran volumen de petróleo residual que podría disolverse en CO₂.

Dentro del área del piloto, el efecto fue más pronunciado. Los pozos productores mostraron un aumento quintuplicaron la producción de petróleo (figura 6). La respuesta fue de menos de 6 meses debido a la perforación de pozos in-fill. Con esta metodología observamos una buena respuesta debido a la mejor eficiencia volumétrica y la menor distancia entre pozos. Reducir el espaciamiento de los pozos no solo es una buena práctica de EOR, sino que también tiene un impacto positivo en la economía debido a la respuesta más rápida. Dentro del área piloto, el pico de producción se alcanzó en menos de 2 años. Mientras que el petróleo se recuperó rápidamente en el área central, la producción de petróleo en pozos más lejanos se incrementó de manera más lenta y representaron el mantenimiento de la producción de petróleo en el tiempo.

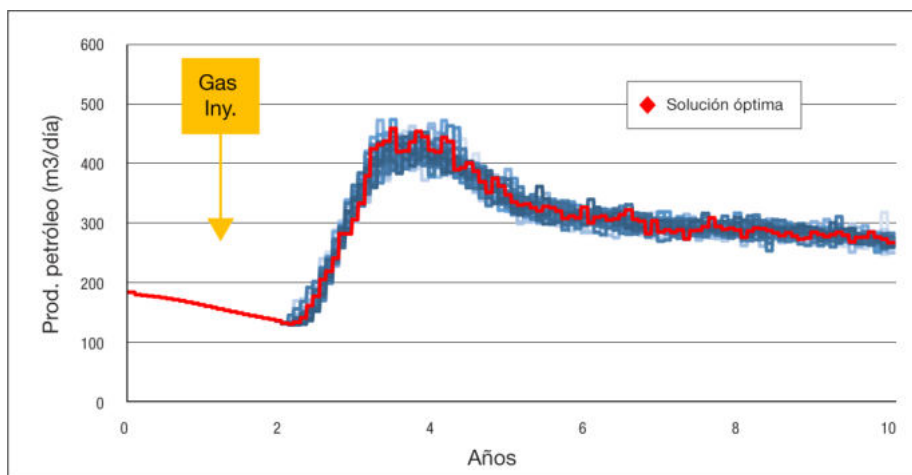


Fig.5: Producción del campo

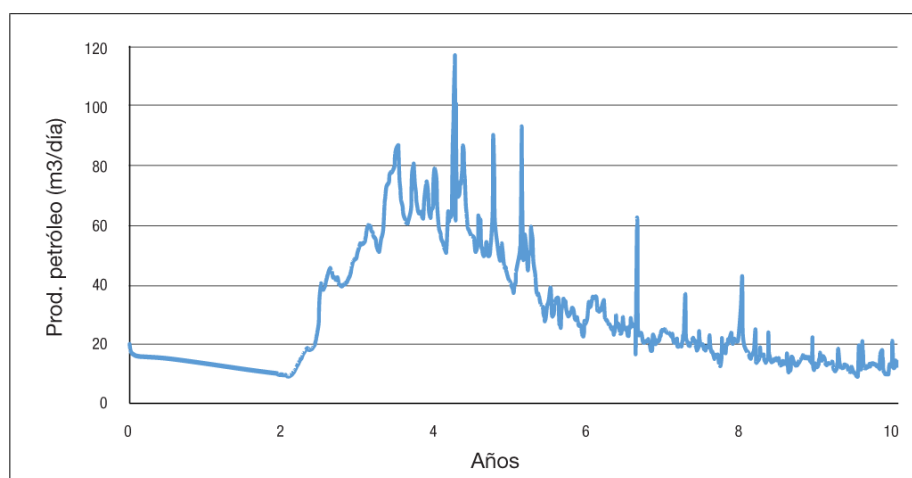


Fig.6: Producción área piloto.

5. ANALISIS DE RESULTADOS

El parámetro más influyente del modelo económico fue el costo del CO₂ seguido de la deducción fiscal. Estos proyectos también pueden ser muy sensibles al precio del petróleo, especialmente cuando se utilizan fuentes costosas de CO₂ y se obtienen ganancias marginales. En el modelo de 70 USD/tonelada, el costo de levantamiento por barril solo aumentó un 18% (5 USD / bbl adicionales) alcanzando un costo total de levantamiento de 32 USD / bbl (figura 7). Este no es un incremento de costo significativo si se toma en cuenta el crecimiento de la producción de petróleo y está alineado con los incrementos de costo de extracción que uno podría esperar de un campo maduro durante un período de 10 años. Dado que el precio del CO₂ representa más del 50% de los costos de producción, asegurar un gas a bajo costo es crucial para la viabilidad del proyecto. Reducir el costo del CO₂ de 100 a 70 USD/tonelada pue-

de casi duplicar las ganancias. En este modelo, se asume que el CO₂ siempre se compra y no se recicla (lo que reduciría aún más los costos del proyecto), por lo que el costo de extracción podría ser menor en la práctica. Además, una mayor caracterización del yacimiento y la optimización de la inyección pueden generar mayores ahorros.

El valor del dinero en el tiempo es un parámetro crítico. La tasa de descuento en este modelo es del 18%, pero puede llegar al 30% en la región. Uno de los hallazgos clave es que una mayor recuperación general de petróleo no es tan significativa como la velocidad a la que se recupera el petróleo. Los colchones de CO₂ más pequeñas conducen a una mayor eficiencia volumétrica (mayor recuperación final de petróleo), menor GOR y ayudan a reducir el riesgo de problemas de breakthrough temprano. No obstante, los colchones más grandes aumentan la movilidad promedio del fluido del yacimiento y aceleran la res-

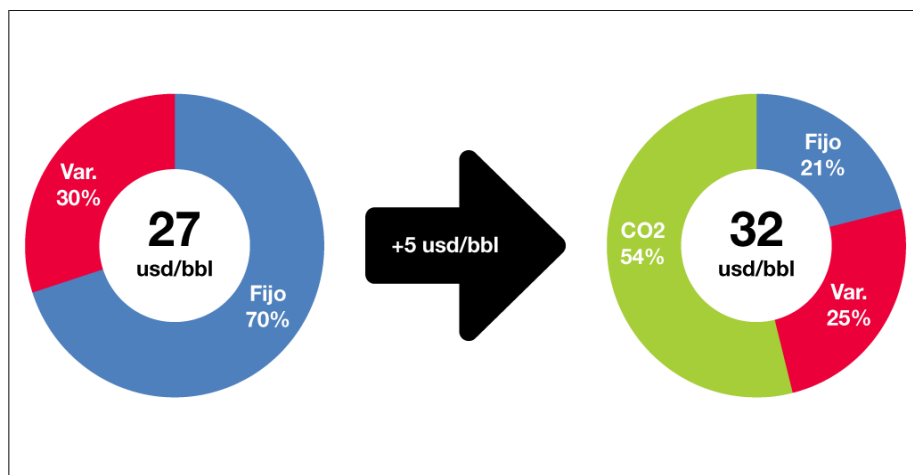


Fig.7: Costos variables por bbl producido

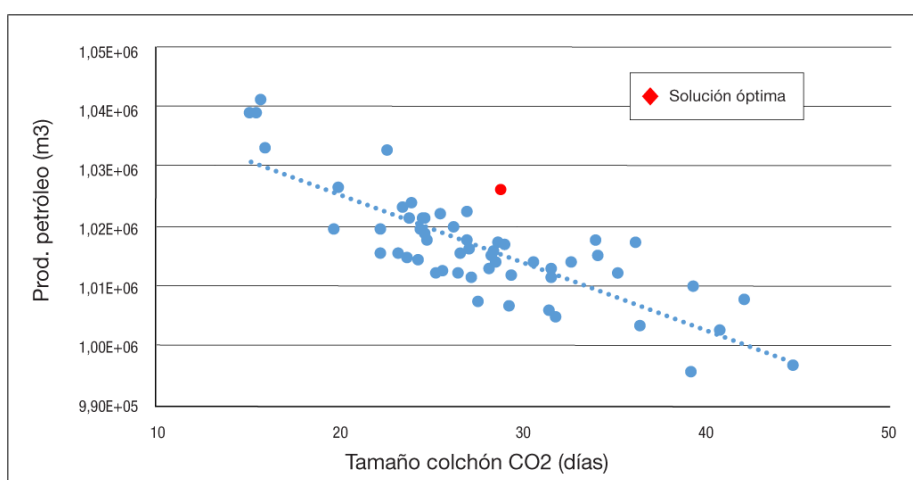


Fig.8: Producción acumulada vs tamaño de colchón de CO2.

puesta de producción. Se puede observar que el resultado óptimo del VAN no se corresponde con los escenarios de factores de recuperación más altos (fig. 10). Esto se debe al peso de las tasas de descuento y a la necesidad de optimizar los colchones, no solo con respecto a la recuperación de petróleo, sino a la recuperación rápida. Si bien los proyectos de EOR de CO2 tienen gastos de capital más altos que otros métodos de EOR, la velocidad y la magnitud de su respuesta podrían hacerlos más atractivos financieramente. La inundación con polímeros es el método EOR más popular en el área, pero tiene tiempos de respuesta del orden de años. La inyección de gas no solo tiene recuperaciones de petróleo significativamente más altas, sino que también tiene un tiempo de respuesta del orden de meses.

Una de las variables técnicas clave que afectan la rentabilidad del proyecto es el volumen de petróleo en el yacimiento. Si bien la optimización del proyecto

es importante, comenzar EOR temprano tiene un efecto muy significativo sobre la recuperación de petróleo. Si el proyecto hubiera comenzado con un escenario de corte de agua del 90% (que ya no es el caso), la recuperación y los resultados económicos serían significativamente mejores que en el caso del corte de agua del 98%. En el caso del petróleo móvil, una mayor saturación de petróleo también explica mejores resultados económicos. Si bien iniciar un proyecto EOR de CO2 con un alto corte de agua sigue siendo económicamente viable, se recomienda encarecidamente comenzar lo antes posible para garantizar una mayor saturación de petróleo en el yacimiento.

6. CONCLUSIONES

- Todos los casos muestran un desempeño económico prometedor de los proyectos EOR de CO2, incluso en condiciones desfavorables.

- Los márgenes de utilidad observados en el modelo son superiores a cualquier gasto adicional que pudiera considerarse, como una instalación de tratamiento de gas y los costos adicionales relacionados a la corrosión.

- Se recomienda que para la realización de estos proyectos se procure alcanzar precios moderados de CO2 (< A 100 usd/ton) y negociar descuentos en regalías para preservar la viabilidad económica de los proyectos en diversos escenarios.

- Cuando los proyectos de recuperación terciaria se inician temprano, los beneficios económicos son significativamente mejores. Cuando se hizo sensibilidad con reservorios que tienen mayor saturación de petróleo (mayor saturación de petróleo y / o mayor petróleo móvil), se observa un aumento significativo en la producción y un mayor retorno económico.¹⁹

- La respuesta de producción de CO2 es mucho más rápida que la de otros proyectos de EOR y de inundación de agua que tienen aumentos de producción en un plazo de 6 meses / un año. En las condiciones de América Latina, el tiempo de respuesta es crucial y los proyectos deben generar ganancias lo más rápido posible

- La optimización de los esquemas de inyección de gas (por ejemplo, relación WAG y tamaño de la pastilla de CO2) tiene un impacto significativo tanto en la producción (relación de gasóleo, recuperación final de petróleo) como en la economía (qué tan rápido se recupera el petróleo)

- La oxidación puede proporcionar CO2 de bajo costo en condiciones EOR y menor costo de instalaciones. Con esta tecnología, la EOR de CO2 puede ser posible sin una fuente de CO2 puro, mientras que los gases de bajo BTU reducen los costos de captura.

- En Argentina existen limitados yacimientos que puedan brindar un GOIS que puedan abastecer un proyecto full field con CO2 (60/80% pureza). Para la mayoría de los casos, la mejor solución a futuro sería DAC, captura in situ desde el aire.

19. Javier Blas (2019). EOR Push May Make the Permian Even Bigger, Bloomberg,[Online], Available: https://www.rigzone.com/news/wire/eor_push_may_make_the_permian_even_bigger-08-apr-2019-158548-article/

Los inicios, que hemos aprendido
y que desafíos aún tenemos por delante

Fractura Hidráulica, una Tecnología que Perdura y Progresas

JORGE E. PONCE

INGENIERO QUIMICO. ESPECIALISTA EN TERMINACION
Y ESTIMULACION DE POZOS.

Alguien dijo en un evento sobre fracturamiento hidráulico: "...sabemos todo sobre las fracturas, excepto el largo, el ancho y el alto...". Diría que una adaptación moderna de la frase de Platón sobre Sócrates "...solo sé que no se nada...". La realidad nos muestra que todavía tenemos mucho por aprender de esta tecnología que no nos deja de sorprender y le ha dado larga vida a nuestra industria. En Argentina el primer pozo se fracturó hidráulicamente en 1959 en la formación Sierras Blancas por lo que fuimos de los primeros en el mundo en usar esta tecnología. Sepamos entender los fundamentos sobre los cuales se basa, las limitaciones y retos que enfrentamos para poder seguir avanzando la misma de manera lógica y concienzuda. Este breve artículo busca ir en dicho sentido.

Los Inicios:

No hay probablemente en la industria otra especialidad que requiere de un trabajo o conocimiento multidisciplinario como el fracturamiento hidráulico.

Más del 95 % de los pozos a nivel mundial necesita algún tipo de estimula-

ción dentro de lo cual la fractura hidráulica es la tecnología más empleada.

Hay que integrar conocimientos aplicados de Análisis de Perfiles, Geología, Geomecánica, Mecánica de Fluidos y Rocas, Perforación, Petrofísica, Producción, Química, Reservorios, Resistencia de Materiales y Terminación de Pozos por mencionar los más importantes.

Podemos trazar los orígenes de esta tecnología, que ha hecho económicos cientos de reservorios alrededor del mundo, hasta 1866 en los tiempos de Edward Roberts quien fue participante activo de la guerra civil en Estados Unidos. Él observó que el agua podía concentrar la energía de las explosiones de los proyectiles mayormente de manera horizontal generando una gran depresión en el suelo con grietas que rápidamente drenaban el agua hacia el fondo de este.

Esta idea lo llevó a patentar el torpedillo explosivo el cual luego de ser bajado en el pozo, se cubría con agua y se detonaba maximizando el uso de la energía de la explosión en sentido horizontal. Algunos de los pozos de petróleo lograron un aumento de producción del orden de 1,200 veces la inicial lo que hizo que la empresa floreciera.

Luego de la segunda guerra mun-

dial, Riley Farris quien trabajaba para Stanolind O&G que luego se convirtió en Amoco y actualmente es BP llegó a la conclusión que el cemento de los pozos en ciertos casos no alcanzaba los toques planificados ya que la formación se los tragaba literalmente. Luego de estudiar las presiones de 115 pozos llegó a la conclusión que la presión de la columna de cemento era mayor que la resistencia de la roca y esta se rompía haciendo que el fluido se metiera en la formación no permitiendo que el pozo produjera. Pero más importante que la conclusión fue la idea que tuvo de que si se podía remover lo que se había inyectado se podría eventualmente recuperar la producción.

Robert Fast quien trabajaba con Farris en el departamento de investigación se puso a trabajar en el concepto y juntos hicieron la primera prueba no oficial en un viejo pozo de petróleo de Texas que producía alrededor de 1 bopd. Bombearon una mezcla de agua, jabón y arena y cuando el pozo fue abierto comenzó a producir unos 50 bopd, lo que fue un gran éxito. Alentados por este resultado y con lo aprendido, Fast hizo la primera prueba oficial en el pozo Klepper #1 en el campo de gas Hugoton al sudoeste de Kansas en noviembre de 1946. Habían aprendido que se debía usar un fluido con baja fricción, pero a la vez que debía ser capaz de transportar la arena del río Arkansas que usaron como propante. Para la prueba eligió Napalm que era un sobrante de la guerra fabricado con nafta y aceite de palmera el cual cumplía con ambos requisitos. Como el fluido es altamente inflamable hizo poner la bomba y el equipo mezclador a 50 m uno del otro marcando que la seguridad ya era importante en aquella época al menos para algunos. Se bombearon 1,000 gal de Napalm seguidos de 2,000 gal de gasolina en cuatro intervalos distintos. La operación estaba rodeada de curiosos y espías de otras compañías que sabían de la prueba y buscaban maneras de tener ventajas competitivas. La presión había caído en cada tratamiento en la dolomita lo cual fue interpretado como un éxito, sin embargo, al poner el pozo a retornar fluido produjo lo mismo por lo que desde el punto de vista del aumento de la productividad fue un fracaso. Si bien lo fue a nivel producción con los resultados obtenidos continuaron trabajando en perfeccionar la idea. Farris patentó la idea en 1948 y en 1949 la misma fue licenciada a Halliburton en aquel entonces HOWCO. (Imagen 1)

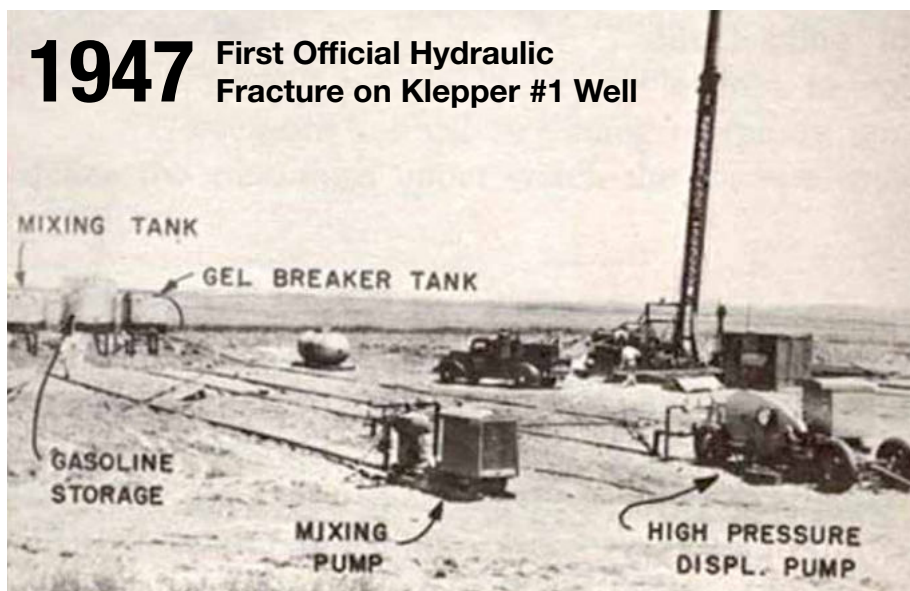
El 17 de marzo de 1949, dos pozos,

uno en Oklahoma y otro en Texas fueron fracturados por HOWCO por un costo aproximado de 1,000 dólares cada uno usando una receta similar a la del pozo de prueba. En ambos casos cuando los pozos fueron puestos en producción fueron superiores a las iniciales lo que inmediatamente se tradujo en un gran éxito comercial.

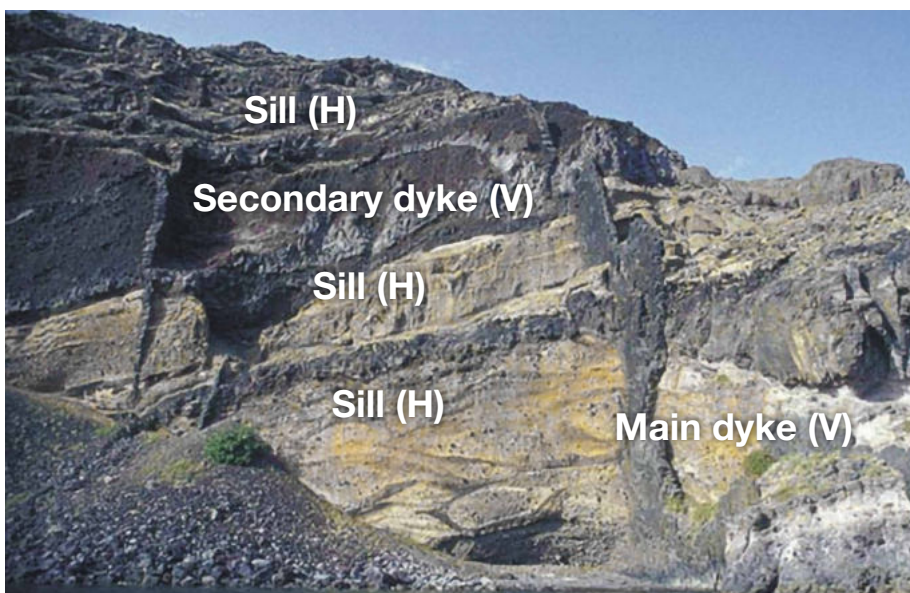
En vista de los resultados obtenidos, en 1953 la licencia fue extendida a otras compañías de servicio lo que hizo que la tecnología se expandiera aún más.

En octubre de 1948 J. B. Clark quien también trabajaba para Stanolind publicó su célebre “technical paper 2510” sobre el proceso de “hidrofracturas” como técnica de mejora de la productividad de los pozos. 32 tratamientos en 33 pozos que fueron analizados en siete campos mostraban el éxito de la nueva tecnología que vendría a revolucionar la industria de petróleo y gas. En el reconocía que no solo se podía aplicar a pozos de petróleo sino también de gas e inyectores. El análisis mostraba como factores de éxito la necesidad de bombear un fluido viscoso que no solo fuese capaz de llevar arena en suspensión sino también de ser bombeado a suficiente alta presión para fracturar la roca. Aclaraba que la arena era para que la fractura no se cerrara y que el fluido debía ser del tipo oleoso más que acuoso ya que podría ser dañino para algunas formaciones. Identificaba como esencial que el fluido inyectado se debía retornar y no permanecer en la formación ya que podría taponar las fisuras creadas. Por último, mencionaba que se necesitaba suficiente capacidad de bombeo para bombear aun caudal superior al que pudiese filtrar en la formación y la potencial necesidad de empacadores para aislar el intervalo. Estos requerimientos de proceso como los llamó no pueden ser más claros y siguen tan vigentes hasta nuestros días. Esto demuestra el poder de observación y análisis que tenían en dicha época con las pocas herramientas que disponían. El documento termina agradeciendo la participación a F. Farris, C.R. Fast, G.C Howard y otros miembros del equipo técnico de ese entonces quienes son reconocidos como los padres fundadores de la fractura hidráulica.

El camino recorrido desde la idea conceptual hasta la ejecución práctica podría haber sido más sencillo si se hubiese observado y entendido un poco más a la naturaleza quien a menudo nos brinda ejemplos de procesos que inventamos pero que no siempre sabemos ver



1. Fuente: modificado de SPE Monograph, Vol 2.



2. Fuente: modificado de E.G. Cardenas, UCLM.

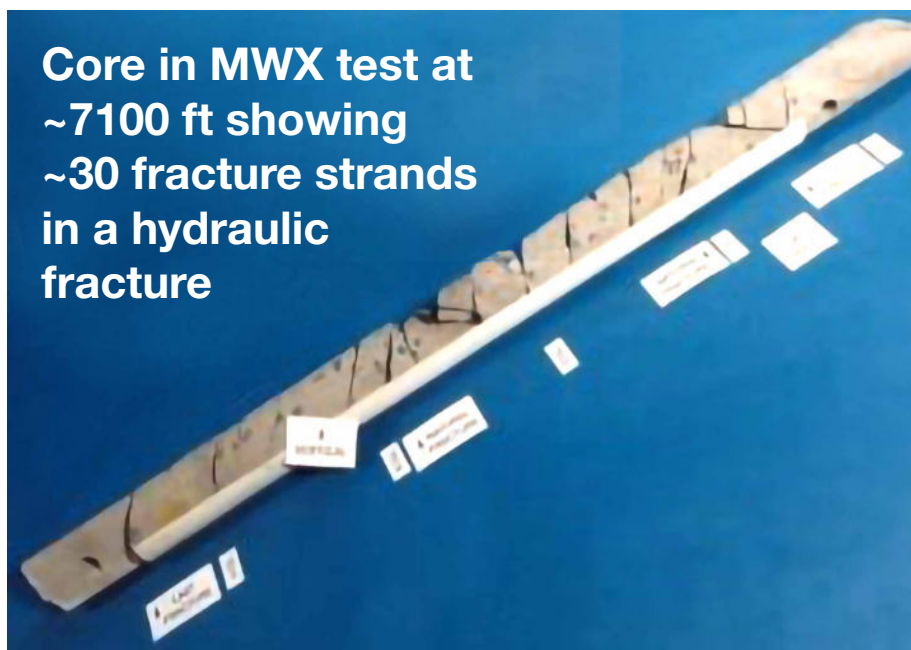
o interpretar. Para las fracturas hidráulicas, los diques y las intrusiones ígneas son el análogo. (Imagen 2)

Alguien podrá decir que no tienen agente sostén, pero la idea de bombear un fluido de fractura que se solidificara a través de un proceso químico que dejara una matriz con porosidad, permeabilidad y suficiente resistencia a la compresión es explorado de tanto en tanto, pero a la fecha no ha encontrado una solución comercial. Lo más interesante es que no solo presenta fracturas verticales “los diques” sino también desarrollos horizontales “las intrusiones” como el los reservorios tipo “shale”. La presión y vis-

cosidad del material magmático es suficiente para generar una falla de la roca en tensión y en cizalla con el aditamento que la temperatura también ayuda en el proceso venciendo los esfuerzos geomecánicas a los que está sometida la misma. Cuando vemos el ancho de fractura que se logra, se observa que es importante y esto es debido en parte a la extremadamente alta viscosidad de la lava la cual hoy sabemos gobierna el ancho de fractura y esta es una prueba visual de dicho entendimiento. Si pensamos que en las fracturas tradicionales la temperatura no juega un papel importante en el mecanismo de falla de la roca debemos repensar nuestra idea mental.

Propagación de la Fractura:

La caja de pandora de las fracturas empezó a ser abierta en cuanto a teoría en los '50 en plena guerra fría. Del lado Occidental Perkins, Kern y más tarde Nordgren presentaron en 1961 un modelo que la industria llamó PKN y más tarde en 1969 Geerdsma y De Klerk desarrollaron otro modelo al que la industria denominó "GdK". El primero funcionaba mejor con fracturas que crecían más en longitud que en altura y el segundo al revés. Del lado Oriental, en Rusia estaban más adelantados y en el '55 S. A. Khristianovich and J. P. Zheltov presentaban su teoría de fractura pero que no llegaría hasta occidente hasta años más tarde. Una vez que se conocieron y dada la similitud con el modelo GdK se pasó a llamar KGD. A pesar de dicho avance, en Rusia la fractura hidráulica no ha tenido el mismo nivel de desarrollo que en Occidente por diversos motivos que no son motivos de este artículo. Un tercer modelo llamado "Penny" ya que se asemeja a una moneda inglesa se derivó para el inicio de la fractura cuando la misma crece lo mismo en longitud que en altura hasta alcanzar un límite generalmente en vertical a partir del cual se asume sigue alguno de los otros dos modelos. Los mismos consideran en sus inicios que las fracturas tenían dos alas simétricas que se propagaban de manera opuesta desde un pozo vertical contenidas por la diferencia de esfuerzos entre las arcillas "shale" y las areniscas o carbonatos teniendo la primera siempre gradientes de fractura más altos. Con los miles de tratamientos que se hacían en diferentes tipos de reservorios empezaban a aparecer algunas inconsistencias que necesitaban resolverse. En 1976 el Departamento de Energía "DOE" de Estados Unidos viendo el decrecimiento abismal de las reservas de gas inicia un plan muy ambicioso del cual el fracturamiento hidráulico se beneficiaría sustancialmente y sentaría las bases para el desarrollo de los reservorios no convencionales. Este programa que duró hasta 1995 vió nacer a varias tecnologías como fracturamiento con fluidos energizados, las cámaras de fondo, la microsísmica, las fracturas masivas o de alto volumen, mediciones electromagnéticas mientras se perfora, técnicas de caracterización de reservorios tipo "tight" y "shale", ensayos de rocas, punzado en sobrebalance, perforación direccional, mecanismos de ruptura y propagación de fracturas, etc. La sorpresa más grande fué al ver que las fracturas no eran ni cerca lo que los modelos asumían. Las fracturas a nivel global seguían el plano de fractura, pero a nivel local seguían las heterogenei-



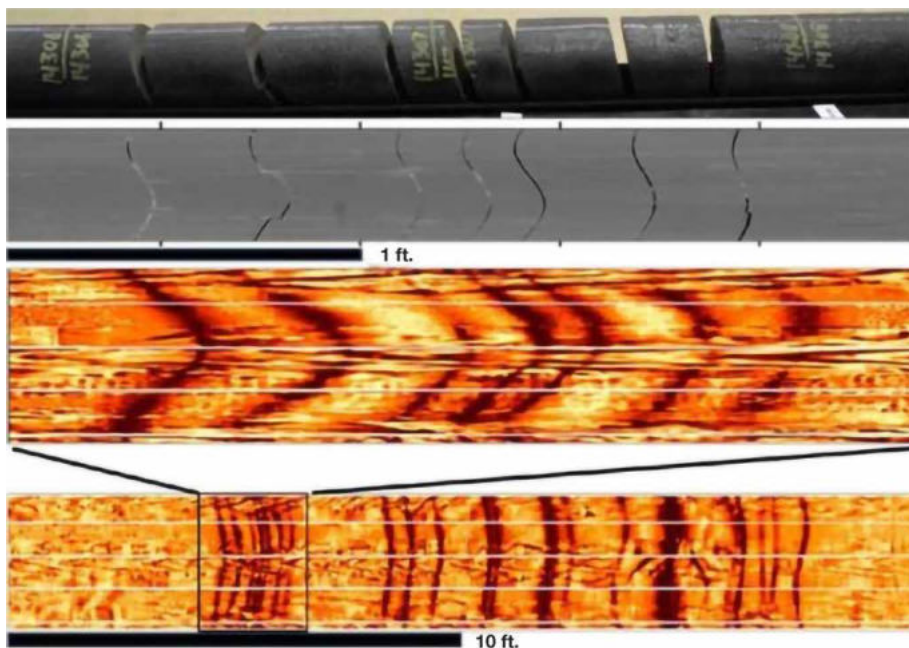
3. Corona obtenida en los '70 durante los experimentos en los pozos MWX. Fuente: DOE.

dades de la roca como fisuras, planos de debilidad, laminaciones, etc. para dejar de ser uniplanares y comportarse como múltiples láminas que corrían paralelas o coalescían. Cuanto más baja era la permeabilidad más complicados eran los patrones de crecimiento observando también la presencia de fracturas secundarias transversales con respecto a las primarias verticales. ¿Se acuerdan de los diques e intrusiones? Estas observaciones que parecían contrarias a la lógica se consideraron anomalías y permanecieron más bien ocultas por largo tiempo y solo los que tenían contacto estrecho con el proyecto pudieron seguir estudiando los datos para entender que estaba sucediendo. Una conclusión muy importante que obtuvieron fue que las fracturas eran contenidas por mucho más que los esfuerzos. La mayoría de los cambios de porosidad, textura, estructura de la roca, laminosidad, etc. frenan la propagación vertical limitando el alto de las mismas. Coronas extraídas de las zonas fracturadas mostraban que cada una era un cúmulo de fracturas, que había múltiples fisuras naturales y que la permeabilidad era dependiente del esfuerzo aplicado. Pareciese que nos hemos olvidado de estas observaciones y lecciones aprendidas ya que en proyectos recientes que sacaron coronas en pozos horizontales multifracturados mostraron lo mismo y todos se sorprendieron. Volvamos a la naturaleza y veremos que las fracturas naturales se propagan en bandas o enjambres más que en una sola, eso sí siguiendo un plano preferencial. (Imagen 3 y 4)

Recién en años recientes con la integración de la geomecánica y el incremento de la capacidad computacional hemos visto que la fractura hidráulica puede interactuar con las fisuras naturales y si las condiciones geomecánicas y operacionales están dadas se pueden producir no solo falla de la roca en tensión sino también en cizalla o corte lo que hace que la fractura deje de ser planar. Está claro que los simples modelos solo pueden ser usados a nivel académico, pero para tratar de emular la realidad necesitamos modelos mucho más complejos. La pregunta a responder es ¿Tenemos toda la información para alimentar a los mismos? Mi respuesta por ahora es no.

Geomecánica y Modelos de Simulación:

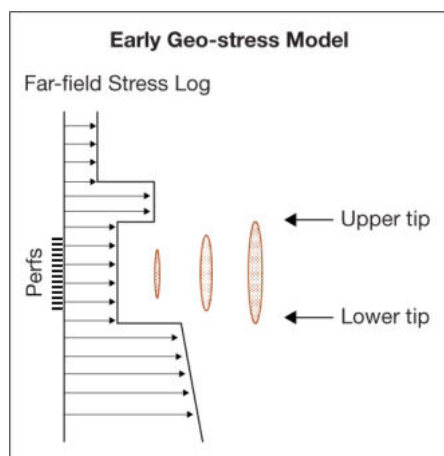
Cuando comencé a simular fracturas a mediados de los '90 todavía alcancé a ver formularios de papel en donde se llenaban y hacían cálculos aún para fracturas con nitrógeno y se estimaban presiones de bombeo y otros parámetros del tratamiento. Viéndolos en retrospectiva no era más que una receta y un balance de materiales más que un programa de fractura. Las computadoras personales no eran transportables, aunque las "laptops" en blanco y negro ya eran un lujo que algunos disponían. Los programas de la época generaban un perfil de esfuerzos de línea recta en donde había esencialmente tres zonas, la del medio o zona a fractu-



4. Corona e imagen obtenida en el Eagle Ford a fines del 2000. Fuente: URTeC 2670034.

rar con menor gradiente de fractura y las otras dos eran el “shale” o arcillas que la contenían con mayores esfuerzos. Era habitual que la diferencia era del orden de al menos 0.1 psi/ft. El programa solicitaba el esfuerzo vertical y el horizontal mayor, pero en ningún lado se ponía el intermedio. Ergo, la asunción era que las fracturas eran siempre verticales. (Imagen 5)

Se analizaban ensayos pre-fractura y la moda del momento era hacer “mini-frac” con el mismo fluido de fractura. Solo había limitada capacidad de análisis y la función “G” era lo más avanzado del momento y a la cual casi nadie entendía bien



5. Modelo geomecánico usado en los simuladores antiguos década de '90.

que significaba. Con el tiempo y el aumento de la capacidad computacional se pudo empezar a cargar los perfiles y a generar capas, aunque en número limitado. La construcción de perfiles de esfuerzos ya no mostraba un cambio abrupto de los mismos, sino que había variaciones menores. Habitamos avanzado en un sentido, pero ahora la fractura crecía en forma desmedida en el simulador, había que tocar un par de parámetros y/o fijar el límite del crecimiento. Esos eran los secretos del ingeniero que tras bambalinas mostraba las bondades de la simulación con largas fracturas que eran mejores que las de la competencia. La otra gran herramienta era el ajuste, o “macheo” en la jerga, de la presión neta para estimar la geometría de la fractura. Conceptualmente es invertir la función presión neta y aquí también se hacían artilugios para lograr ciertos “resultados”. La matemática nos dice que para que una función se pueda invertir y tener solución única se deben dar unos cuantos requerimientos de los cuales la función “presión neta” por su complejidad no cumple probablemente ninguno, digo probablemente ya que no conocemos exactamente dicha función sino aproximaciones de los sub procesos que la componen. Lo que se obtiene en realidad son múltiples soluciones que ajustan muy bien y de las cuales se pueden tomar algunas basados en ciertas limitantes obtenidas con otras tecnologías. ¿Qué estaba pasando? Ya a mediados del 2000 aquellos comportamientos “anómalos” de las fracturas que se habían observado en los

experimentos en los '70 se empezaban a explicar y causaban furor en las reuniones técnicas de la época del SPE a las que tuve suerte de asistir a algunas y conocer a Nolte, Smith, Britt, Meyer, Barree, Ely y otros expertos. No voy a decir que eran reuniones tranquilas, sino todo lo contrario, había escuelas de pensamiento en algunos casos diametralmente opuestas y las discusiones seguían durante las cenas en tono acalorado. Se imaginaba mucho y había pocas herramientas para probarlo. Si bien el “tight” trajo muchos desarrollos como la “micro- sísmica”, la “entrada limitada”, “los tapones compuestos”, el resurgimiento del “slickwater” entre otros el “shale” fué disruptivo en todo sentido y se debieron reanalizar los procesos geofísicoquímicos que ocurrían en el reservorio y la fractura no era ajena a ello.

Los extensos análisis de coronas mostraban que el “shale” solía tener un comportamiento anisotrópico en cuanto a sus propiedades las cuales eran función del esfuerzo al que estaba sometida la roca, tenía fisuras naturales de magnitudes que iban de nano a macro y sus mecanismos de transferencia de materia a través de la roca no era flujo Darcy. Había que adecuar la teoría y la geomecánica se debía actualizar también. Los perfiles geomecánicos ahora mostraban un comportamiento distinto y también se empezaba a entender que la materia orgánica afectaba las lecturas acústicas de los perfiles y se debían hacer correcciones si se quería tener un perfil geomecánico que representara a la roca de manera adecuada. Los simuladores evolucionaron rápidamente de modelos 1D a 2D y 3D acoplados e integrados y con posibilidades nunca antes vistas como la posibilidad de analizar la interacción con fisuras naturales, ver crecimiento en zonas depletadas, ver las interacciones entre etapas de fractura y entre pozos vecinos, etc. Las herramientas interpretativas de los bombeos ahora no solo cubren el periodo pre-fractura sino que se pueden hacer interpretaciones post fractura e integrarlas con los modelos de producción.

Lamentablemente la roca no es homogénea y no podemos saber las propiedades punto a punto en el volumen del potencial desarrollo de la fractura. Los modelos para “sembrar” a las fisuras naturales se basan en asumir que siguen una distribución que se extrae de perfiles de imágenes pero que en la realidad sabemos que no es así y tampoco conocemos las propiedades geomecánicas de cada una de dichas fisuras. Tampoco podemos saber el grado de adherencia que tienen

las diferentes capas de las formaciones en la columna lito estratigráfica por lo que existen formaciones que están desacopladas a nivel mecánico e hidráulico lo cual afecta severamente el crecimiento de la fractura, a esto los perfiles no lo pueden ver como tampoco los esfuerzos tectónicos. De aquí la importancia de los ensayos prefracturas para calibrar los modelos, sino son inútiles.

Hay múltiples factores del reservorio que van a ser muy difícil de medir y/o calcular. Aunque tengamos la física completa del proceso de fracturamiento hidráulico, que dicho sea de paso estamos todavía lejos, la simulación será siempre un desafío enorme y no se puede sustituir al humano con su experiencia, sentido común, intuición y lógica.

La Conexión con el Reservorio:

La mayoría de los pozos son entubados, cementados y punzados, aunque la aparición de los reservorios no convencionales de nuevo puso a prueba este concepto. En un pozo abierto vertical, la fractura se iniciará de manera vertical a un ángulo con respecto al Norte en donde la energía sea mínima, o sea siguiendo la ley del menor esfuerzo como hacen los seres humanos habitualmente. Esto siempre que no sea un régimen reverso en cuyo caso serán horizontales. Varias seguidas podrían interaccionar si están muy cerca una de otra, aunque el efecto es mínimo y no causa mayores problemas, máxime si la permeabilidad es suficiente para disipar a la presión. En pozos de baja permeabilidad, sin embargo, la presión se suma al esfuerzo natural generando un contraste de esfuerzos aun mayor y no permitiendo que una capa crezca hacia abajo en la zona de una fractura recién bombeada.

Las ecuaciones para predecir el ángulo y la presión de ruptura están bastante bien establecidas inclusive si el reservorio es anisotrópico, poroelástico y hay fisuras naturales. Si ahora le ponemos un casing, lo cementamos y lo punzamos podemos calcular el impacto de los mismos y volver a calcular las presiones de ruptura. Las ecuaciones son más complicadas, pero se pueden aun resolver.

Si ahora el pozo es horizontal la cosa cambia un poco ya que la geomecánica, la laminosidad, la presencia de fisuras naturales, la textura o "fabric" de la roca y la presencia o no de punzados nos empiezan a jugar un partido algo distinto. A las ecuaciones base le debemos sobreponer

cada una de las restantes con lo que la complejidad aumenta radicalmente. Podremos ver porque las fracturas no tienden a iniciar en los punzados en sí mismos sino en la interfase cemento-reservorio o cemento-casing, porque cuesta crear fracturas transversales si no se cumplen ciertas condiciones y otros tantos efectos. Los dejo aquí con la inquietud de bucear por ustedes mismos ya que es un mar profundo lleno de interesantes resultados. ¡Entenderlos es la clave para lidiar con los pozos horizontales!

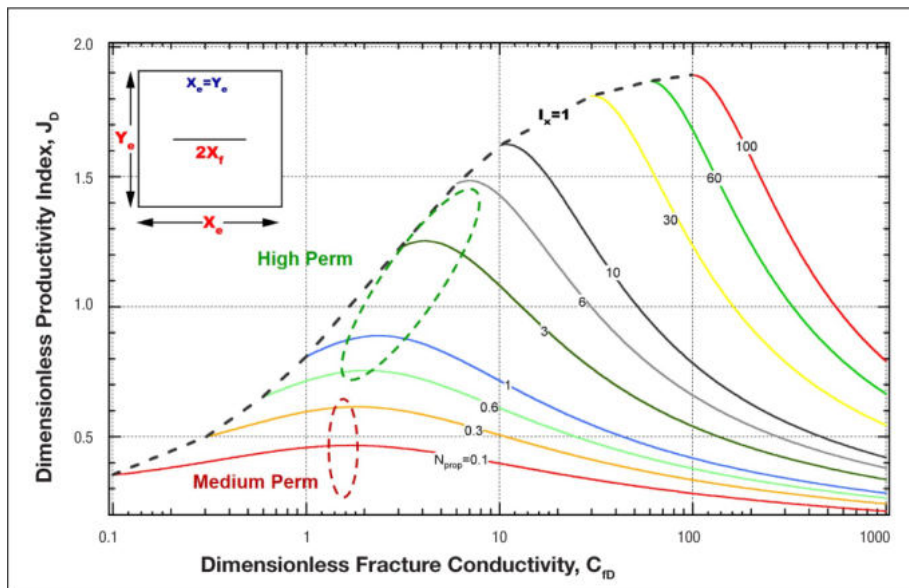
En pozos no convencionales en donde queremos que las fracturas sean transversales y no siempre lo logramos, dependiendo del régimen de esfuerzos las mismas se iniciarán de manera axial arriba y abajo o a los costados del pozo para luego tener que rotar a su plano de crecimiento global una vez que hayan abandonado la zona de influencia del pozo en sí mismo que es del orden de 6 – 10 diámetros de pozo. De igual manera que los pozos verticales hay ligeras variaciones si el pozo es abierto o entubado y cementado. ¿Qué implicancias tiene esto? Sabemos que las fracturas horizontales o "pancakes" no aportan producción significativa o sea que el pozo horizontal debe ser aterrizado en una zona en donde la laminosidad y/o textura no limiten la posibilidad de que la fractura una vez iniciada pueda rotar y alinearse con el plano de crecimiento global. O sea que no solo hay que saber de fracturamiento sino que debemos aprender de otras disciplinas que nos ayudaran a obtener las mejores fracturas que redundaran en mayor producción.

Ahora si múltiples fracturas en un pozo horizontal pueden interactuar o comunicarse entre sí y/o con las ubicadas en pozos vecinos. La comunicación puede ser beneficiosa o no dependiendo de como la analicemos. Por ejemplo, si las fracturas de un pozo llegan a otro sabremos que podría haber problemas de espaciamiento, diseño de punzados y fractura inadecuados, presión poral no uniforme, etc. cuya información ayudará a reformular el plan de desarrollo lo cual es positivo, pero por otro lado habrá que lidiar con potencial menor producción, problemas de integridad, intervenciones, etc. que son el lado negativo del evento. A nivel pozo la interacción de las fracturas entre sí se da a nivel geomecánico y de producción. A nivel esfuerzos cada fractura que se realiza altera el estado de los mismos alrededor de ella y la subsiguiente verá el remanente de esfuerzos, sumados a los de la roca si la disipación de presión no es importante como en los reservorios "shale". Este incremento de los

esfuerzos puede hacer que los mismos se inviertan y las fracturas dejen de iniciarse y propagarse de igual manera creando componentes horizontales que reducen la longitud de fractura creada restando área de contacto con el reservorio. La simulación de estos efectos dinámicos requiere de simuladores avanzados y gran capacidad computacional que recién ahora están disponibles principalmente debido a la gran demanda por entender que sucede y proponer herramientas de optimización adecuadas.

A nivel producción el espaciamiento entre fracturas dictará el tiempo que tardan en interferirse entre ellas y establecer los límites de los "tanques de drenaje" de cada una. Muy cerca una de otras proveerá alto IP, pero declinación alta, mucho espaciamiento no drenará el reservorio en el tiempo de manera óptima. Una vez más, aunque parezca ilógico, la solución tiene que ver más con la estrategia comercial o de negocios para el bloque que de parámetros técnicos del reservorio. Recientemente hemos visto como la mayoría de los operadores en Estados Unidos pasaron de un modelo de gerenciamiento de reservorios a uno de gerenciamiento de expectativas de los inversores para dar respuesta a las demandas de Wall Street.

Mencioné como uno de los factores el diseño inadecuado de punzados y fracturas para decir en realidad diseño inadecuado de entrada limitada. Esta técnica que en realidad nació para reducir costos al fracturar varias zonas y pagar un solo cargo de bombeo, que en una factura es uno de los cargos más importantes, vuelve a la carga en los pozos horizontales. Conceptualmente muy simple: tratar de que en cada punzado entre similares cantidades de fluido de fractura y agente sostén. En la práctica mucho más difícil de lograr. Infinidad de reportes muestran que en general se obtienen fracturas dominantes que se extienden por demás no contactando el área de reservorio deseada. Muchos factores: roca heterogénea aunque tratemos de poner los punzados en zonas con similares propiedades, punzados disímiles y que se erosionan, ecuaciones que no representan lo que sucede en el punzado ni en el proceso, complejidad en la zona alrededor del punzado que no sabemos como es, etc. Lo último es la entrada limitada extrema en donde se busca al menos 2,500 psi de diferencial y se punzan solo 1 o 2 agujeros por grupo de punzados "clusters". Se ha mejorado bastante pero todavía estamos lejos de un diseño ingenieril satisfactorio. La industria en respuesta recién ha conformado un par de consorcios para estudiar



6. Fuente: Peter Valko's lectures, TAM.

el problema y proponer soluciones, aunque hemos convivido con él mismo desde los '70. ¡Bastante tiempo para solucionar un problema, no?

El Nexo con el Reservorio:

Hasta 1960 a nivel productividad el mero hecho de que un pozo fracturado producía en la mayoría de los casos más que sin fracturar alcanzaba y sobraba. Sin embargo, los costos de fractura se empezaban a disparar y la industria se empezaba a preguntar si había un óptimo o al menos una manera de explicar que se podía esperar en función del reservorio que se tenía y de la fractura realizada. En 1960 McGuire y Sikora en su "technical paper 1618" usando un modelo basado en resistencias y capacitancias eléctricas arriban al concepto de conductividad de fractura relativa y presentan los resultados en un gráfico. Este factor es el cociente entre la capacidad de la fractura de llevar la producción al pozo dividido la capacidad del reservorio de entregar fluido de producción a la fractura. De él se deduce que para bajos valores conviene más aumentar el ancho de fractura o la permeabilidad del empaque. Al contrario, para valores altos conviene incrementar el largo de fractura y la conductividad no es tan importante. ¿Se le viene algo a la cabeza? En 1961 M. Pratt en su "technical paper 1575" enuncia el concepto de radio equivalente para pozos produciendo en régimen estacionario en donde asemeja la fractura con un pozo ficticio de radio determinado y el de factor de conductividad adimensional de fractura "Fcd" con el que esencialmente se arriba a

las mismas conclusiones pero además se establece un concepto adicional más que es el del factor multiplicativo de incremento de producción "FOI" que establece cual es el máximo que se puede lograr. De igual manera presenta la solución en forma gráfica como era común en la época. Cinco Ley hace propone otro gráfico en donde presenta una curva de Fcd vs el cociente del radio efectivo y la longitud de fractura. Concluye lo mismo que trabajos previos, pero es un poco más amigable de trabajar, aunque tampoco presenta un óptimo. El problema con estos gráficos era que fueron construidos para drenajes rectangulares, estado estacionario y adicionalmente no mostraban ninguna característica en la curva para poder detectar el óptimo. Tuvieron que pasar casi 40 años para que Valko y Economides en 1997 esbozaran el concepto de diseño unificado de fractura "UFD". (Imagen 6)

El mismo inicialmente estaba basado en una solución de pozo produciendo en régimen pseudo estacionario que se basa en calcular la conductividad adimensional de fractura óptima para un dado volumen de agente sostén usando como parámetro de correlación el factor de penetración de la fractura en un pozo con área de drenaje rectangular. La solución no es ni más ni menos que la de McGuire y Sikora pero graficada de manera distinta con la particularidad de que las curvas presentan un máximo correspondiente a la solución óptima. Ahora si se podía hacer un análisis técnico-económico teórico de cual era la mejor opción. A partir de esta solución básica se han derivado otras para diferentes formas de área de drenaje y regímenes de

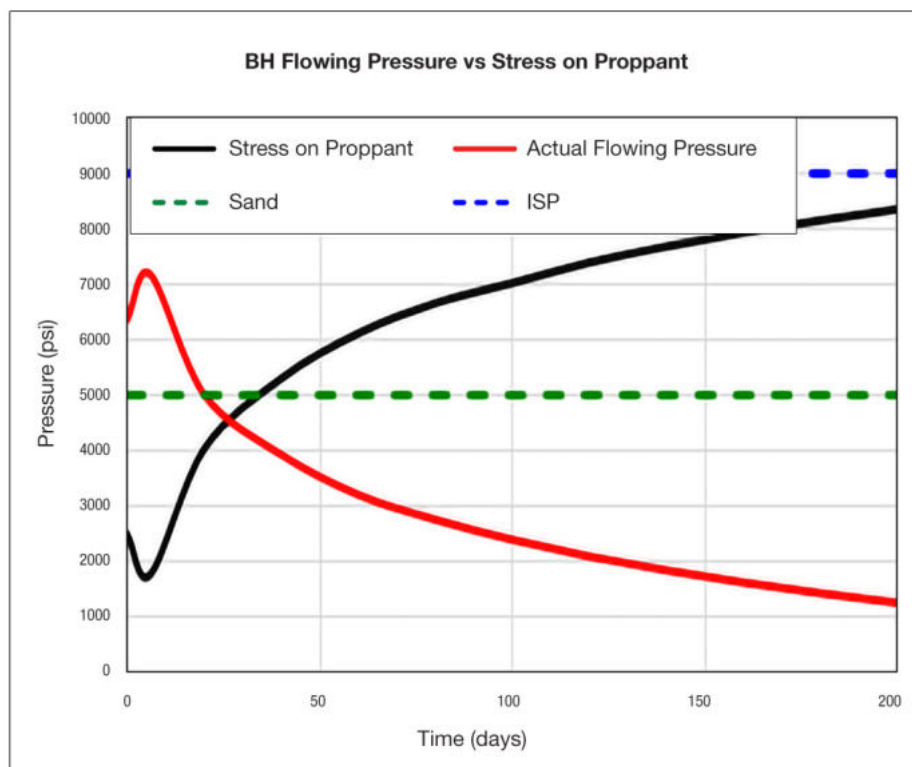
flujo incluyendo el transitorio de los reservorios no convencionales. Sin embargo, no conocemos a priori cual es el área de drenaje y su forma por lo que en la práctica debemos ayudarnos con otras herramientas para tener una idea de la misma y a partir de dicha asunción inicial hacer los cálculos. Como todo método tiene sus ventajas y limitaciones y esta es quizás la más importante de este. El concepto de conductividad adimensional también trae consigo la definición de fracturas de conductividad infinita y finita. La primera asume que no existe o hay mínima pérdida de energía dentro del empaque de fractura para mover los fluidos debido a que las velocidades son bajas y en el segundo caso si lo hay. Los que han estudiado flujo de fluidos por medios porosos o a través de empaques como en las torres de absorción habrán visto que físicamente es imposible que no haya pérdida por fricción. Para petróleos a bajo caudal se podría asumir que es despreciable, pero para caudales mayores o gas esta asunción no se cumple. Aparece aquí Forchheimer con su ecuación empírica a tratar de solucionar el problema. Paremos aquí y analicemos de donde salió todo: de la ecuación de difusividad integrada con la ecuación de Darcy. No voy a enumerar la larga lista de asunciones que se hizo para llegar a las ecuaciones de caudal por las cuales se discute si los resultados reales de los pozos son anómalos en vez de entender de todas las limitaciones que adolece. En resumen, Darcy nos ayuda a entender los fundamentos, pero solo se cumple en muy pocos casos reales, debemos trabajar con metodologías que sean más generalistas pero que por supuesto son más difíciles de entender y de contar con los datos duros para poderlas resolver.

Los Agentes Sostén y la Conductividad:

Desde el primer agente sostén que no era nada más que arena de río de Arkansas se pasó a las arena blancas y marrones de granulometrías estandarizadas API. Luego aparecieron los cerámicos y los ultralivianos. Pero estos no fueron los únicos, se probaron desde cáscara de nuez, bolillas de vidrio, hasta micro esferas de aluminio. Puedo dar fé de la cáscara de nuez ya que encontré un pozo fracturado con la misma que no produjo nada, lo fracturé con arena y volvió a la vida. ¿Alguien se imagina por qué? Estábamos en un status-quo hasta la aparición de los no convencionales, que si bien patearon el tablero y nos hicieron repensar las cosas también embarraron la cancha en lenguaje futbolero. Los prime-

ros esfuerzos por estandarizar los agentes sostén vino del API que buscaba medir a todos con la misma vara más que tratar de reproducir lo que sucedía en el reservorio. Debido a que los reservorios de ese entonces eran de permeabilidades normales en el orden de 1 – 10 mD y por lo general estaban dañados por el lodo de la época se decidió ensayar la conductividad a una concentración areal de 2 lbm/ft². Esta no es la concentración que bombeamos en superficie sino la que queda por unidad de área de fractura. Estos valores pueden ser representativos de aquellos reservorios, pero no de los no convencionales donde apenas se logra un promedio de ~0.5 lbm/ft² y con suerte 1 lbm/ft² alrededor de los punzados.

Cuando se compra el agente sostén se suele comparar las curvas de conductividad como si fueran la absoluta representación de su desempeño. Malas noticias por partida doble: la conductividad a bajas concentraciones areales no es directamente proporcional a la misma y para peor se degrada muy rápidamente en el tiempo. En un reservorio convencional con una fractura de longitud y ancho normales, dichos parámetros se verán afectados, pero no tanto como en uno no convencional en donde el ancho de fractura es muy reducido y la probabilidad de perder parte de la longitud creada es muy alta afectando el desempeño de la fractura en general. Basado en los modelos vistos anteriormente, a menudo se esboza el siguiente argumento, en reservorios no convencionales solo es necesario ~1 mD-ft de conductividad, más es tirar la plata. Esto ha sido uno de los fundamentos principales para usar arena de baja calidad y costo. Si asumimos que al principio tenemos una fractura creada de 300 m de longitud la cual es totalmente efectiva a la producción, la permeabilidad del reservorio es de 500 nD y calculamos el Fcd veremos que el mismo es 2. El óptimo teórico para estas condiciones está alrededor de 2 dependiendo del tratamiento por lo que parecería que se cumple el argumento. Pero la conductividad como un neumático de un automóvil solo tiene dichas propiedades cuando es nuevo. Ni bien el pozo es puesto en producción debido a varios factores principalmente el confinamiento que aumenta con la caída de la presión de fluencia, veremos que la longitud efectiva es mucho menor que la creada, el ancho comienza a reducirse y el agente se comienza a degradar, máxime si es de pobre calidad, por lo que rápidamente el Fcd cae por debajo de 1 y la fractura es ahora de conductividad finita lo que impacta la producción y para peor el valor nunca deja de caer.



7. Esfuerzo neto sobre el agente sostén vs presión de fluencia en fondo.

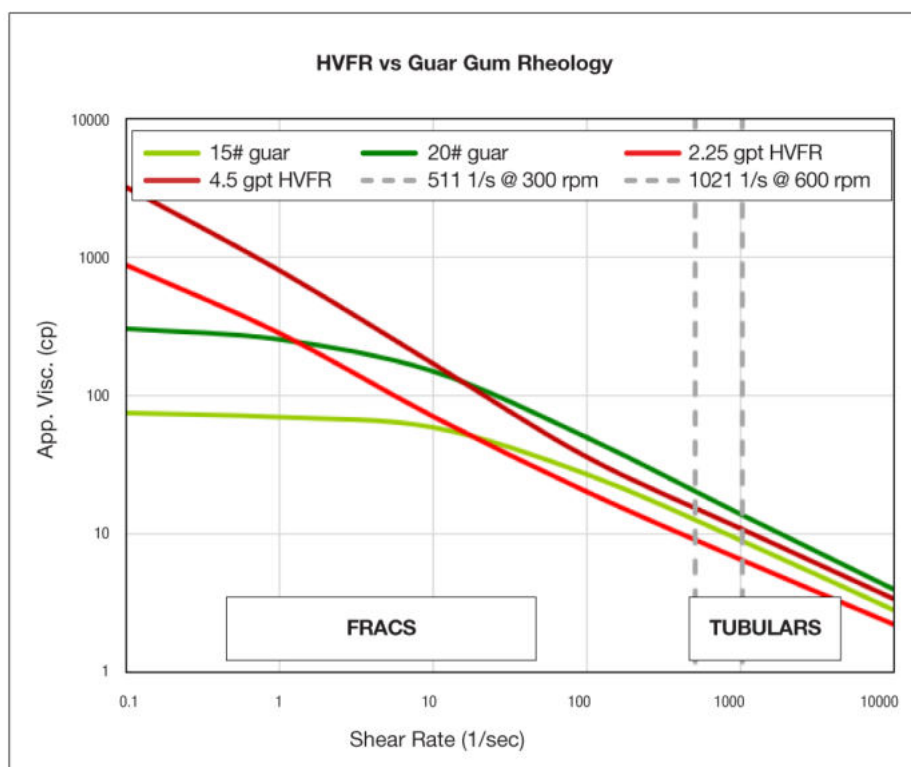
Entendamos que la arena natural tiene una resistencia finita y limitada, las fracturas son endeble y las debemos cuidar desde el momento que las creamos para sacarles el mayor provecho posible. (Imagen 7)

En diferentes publicaciones, múltiples ensayos de producción muestran que no hay diferencias significativas entre arenas blancas de alta calidad y las que ni siquiera cumplen con especificaciones básicas. Pero los mismos solo muestran menos de 1 año de producción cuando el agente sostén sofre mayormente los embates de la presión de confinamiento que sube y sube a medida que el reservorio se depleta. Esto ha causado discusiones de tono elevado y hasta algunas enemistades, pero recientemente un nuevo estudio a largo plazo de centenares de pozos ha vuelto a poner las cosas en su lugar, la producción es negativamente afectada tal cual las leyes físicas predicen. Ergo, cada vez que dude, como persona técnica, vaya a las leyes fundamentales que gobiernan el proceso y derive sus propias conclusiones, no se deje engañar. Por último, el proceso de selección de arena no es puramente técnico y económico sino también función de la estrategia comercial que se tenga para el bloque en desarrollo. Esta dictará hacia donde me debo mover. Solo diré que se podría justificar agentes sostén de pobre calidad si al bloque se lo adquiere solo

para mostrar un desarrollo inicial con cierta producción real para venderlo rápidamente y obtener una gran ganancia. Un negocio bancario más que petrolero.

Los Fluidos de Fractura:

A medida que progresaban los trabajos de fractura, el Napalm sobrante se iba consumiendo y su precio subía, era claro que se necesitaba un reemplazo. Para 1952 los operadores empezaban a ver el beneficio de usar agua como fluido de fractura y un agente gelificante comúnmente un jabón de aluminio u otros polímeros disponibles en aquella época que actuaban más como reductor de fricción que como acarreadores de agente sostén lo que hacía que las concentraciones habituales eran del orden de 0.25 a 0.5 ppq y los caudales del orden de 35 – 70 bpm. ¡Cualquier parecido con la realidad no es más que mera coincidencia o quizás no! Pero los resultados indicaban que se necesitaba más concentración de agente sostén y con dichos fluidos era imposible. En 1962 se patenta el uso de los galactomagnanos o más conocida como “goma guar” para lograr geles en soluciones acuosas cuya reología era interesante ya que en presencia de ión Boro se reticulaba formando geles muy robustos que no se descomponían y mantenían las propiedades en el tiempo, aunque observaban



8. Viscosidad aparente de la goma guar vs HVFR.

que la temperatura alta y ciertos productos químicos de naturaleza oxidante tendían a romper la estructura. ¿Les resulta familiar? También se mencionan que otros metales como Titanio, Vanadio, Escandio, Cromo y otros también se pueden usar como reticuladores. Por años se trabajó con los mismos inclusive con versiones modificadas y refinadas de la celulosa, fluidos viscoelásticos y algún otro que podían acarrear altas concentraciones de agente sostén, pero también dañaban el empaque de la fractura y las versiones mejoradas eran cada vez más caras. La crisis de gas en los '70 en Estados Unidos busca maneras más baratas de obtener gas y los reservorios "tight" son la solución del momento, sin embargo, los caudales no hacían económicos los pozos usando fluidos reticulados y técnicas de fractura en donde se fracturaban capa por capa. La "goma guar" y la "poliacrilamida" ya estaban bastante desarrolladas para dicho tiempo y se vuelve a probar fluidos de fractura base agua con un reductor de fricción acuñando el nombre de "slickwater" para los mismos lo que podríamos traducir como "agua resbaladiza" por su comportamiento al tacto. Muchísimo más barato solo necesitaba de alto caudal para transportar la arena, y si bien la capacidad de transporte no era muy alta era más que suficiente para este tipo de reservorios. Los fluidos reticulados se seguían usando para los reservorios más conven-

cionales o de permeabilidades normales. Si bien el proyecto del DOE había evaluado varios "shales" no lograron hacerlos económicos hasta que Mitchell en 1996 reintroduce las fracturas base "slickwater". No era sin lógica, si bien antes había hecho varios experimentos, muchos de ellos un fracaso, se había rodeado de varios ingenieros que habían trabajado con las mismas en los '80 en areniscas de baja permeabilidad con gran éxito y de ahí la idea. Ahora si los "shales" también podían ser producidos de manera económica si se los entendía. Para 2013 la demanda de "goma guar" era tan alta que los precios se empezaron a disparar y una vez más la industria empezó a buscar alternativas menos costosas. La poliacrilamida de alto peso molecular se comporta como reductor de fricción a bajas concentraciones, pero a mayores concentraciones desarrolla suficiente viscosidad como para transportar concentraciones relativamente altas de agente sostén mucho mayores que el "slickwater". Una ventaja adicional era que la química era mucho más sencilla. Menos aditivos implica no solo menor costo y logística sino también menores errores en las preparaciones. Otras compañías basadas en el mismo concepto reológico diseñaron fluidos similares y se los denominó reductores de fricción de alta viscosidad o "HVFR". (Imagen 8)

El gráfico nos muestra la gran diferen-

cia entre una goma guar y los HVFRs. A altas tasas de corte como las encontradas en tubulares la viscosidad aparente es muy baja o sea tienen baja fricción lo cual es deseable, pero en la fractura los HVFRs tienen ventajas ya que la viscosidad aparente es mucho más alta permitiendo tener mayor capacidad de transporte de agente sostén y reducir la tasa de sedimentación del mismo. En la actualidad se han masificado y hay múltiples compuestos químicos que pueden trabajar hasta con agua de alta salinidad o de retorno con mínimos tratamientos. Vemos que a lo largo del tiempo que la rueda se reinventó un par de veces en este sentido como con el "slickwater" y su versión más moderna "HVFR". Si se habrían hecho mayores esfuerzos para entender mejor los mecanismos de transporte de agente sostén y la conexión con la reología seguramente la historia habría sido algo distinta. No quiero decir con esto que no se hayan echo estudios, pero muchos no llegaron a ver la luz ya que iban contra la corriente de aquel momento o no eran conveniente publicarlos.

Conclusiones:

La fractura hidráulica ha recorrido un largo camino y todavía seguirá dando vida a los reservorios y por ende a la industria. Si bien las fuentes de energía renovables seguirán ganando espacio, solo producen electricidad o calor. Los derivados del petróleo y gas, tan necesarios en nuestra vida cotidiana, no tienen sustitutos y seguirán siendo esenciales.

Como otras ciencias ha tenido periodos de oscuridad y de creencia más que de pensar y hacer ingeniería, no dejemos que esto suceda nuevamente.

¡Hasta la próxima!

Biografía:

Jorge Ponce es Ingeniero Químico con un posgrado en Gerenciamiento de proyectos. Ha trabajado en varias empresas en las áreas de construcción de pozos, producción e ingeniería tanto en Argentina como en el extranjero. Con más de 25 años de experiencia en la industria, gran parte de ellos han sido directamente relacionados con el fracturamiento hidráulico y temas relacionados. Ha escrito múltiples publicaciones, es activo participante de conferencias y reuniones técnicas y miembro del SPE.

Becas SPEA - PAE 2020

Durante el mes de febrero de 2020 se llamó a concurso para otorgar 16 becas SPEA-PAE 2020 a alumnos de carreras de ingeniería en petróleo del país. Cada beca consiste en un apoyo económico de 9.500 mensuales. Debido a inconvenientes en la obtención de certificaciones derivados de la situación sanitaria global, el cierre de la inscripción fue realizado

en mayo. Se recibieron 58 solicitudes y después de una exhaustiva selección que contempló criterios académicos y de necesidad económica, a principios de junio se otorgaron las 16 becas. De los 16 becados, 3 estudian en la Universidad Nacional del Comahue, 2 en la Universidad Nacional de la Patagonia San Juan Bosco, 4 en la Universidad Nacional de

Cuyo, 2 en la Universidad de Buenos Aires, 2 en la Universidad Nacional Arturo Jauretche y 3 en el ITBA.

Las becas SPEA-PAE se instauraron en el año 2014 con el exclusivo apoyo económico de Pan American Energy y desde el año 2014 hasta 2020 fueron beneficiados 63 estudiantes.

Becas SPEA en primera persona



**Brenda
Bazán**

Elegí estudiar Ingeniería de Petróleo luego de una visita a la refinería Luján de Cuyo; un ingeniero nos contó su trabajo y desde entonces me llamó la atención el mundo del petróleo. Averigüé sobre el tema y descubrí que en la Universidad Nacional de Cuyo estaba la carrera en la que hoy estoy cursando tercer año. Me gustaría direccionar mi carrera a la perforación; me atrae la idea de estar en el campo muy cerca de los pozos. Tomé contacto con la beca de SPEA por medio del capítulo estudiantil de la SPE donde nos dieron las normativas para aplicar y cuáles eran los criterios. Estoy muy agradecida ya que ha sido de gran ayuda. Me siento muy apoyada por la SPE para poder completar la carrera.



**Camila
Barbeito**

Estoy cursando 5° año de Ingeniería en Petróleo en la Universidad Nacional Arturo Jauretche. Esta carrera me resultó muy llamativa, con variada salida laboral y oportunidades para crecer. Participar estos años en el Capítulo Estudiantil SPE UNAJ me dio la posibilidad de conocer muchas personas interesantes, participar en eventos con otros capítulos estudiantiles de Argentina y, como si fuera poco, acceder a la Beca que otorga SPE Argentina junto con Pan American Energy. De más está decir lo agradecida que me siento por el reconocimiento. Todo esto fue una gran motivación para seguir adelante con mi carrera y enfocarme en mis objetivos. Una vez que tenga mi título de Ingeniera, quiero trabajar en tareas de campo, aprender en diferentes áreas y desarrollarme como profesional.

Becas Estímulo SPEA 2020

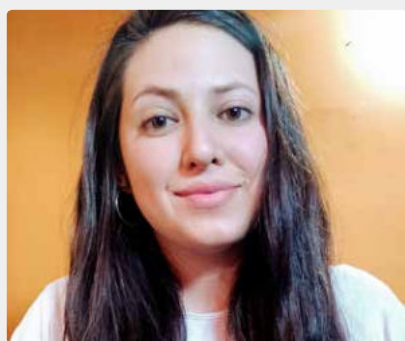
En adición al programa Becas SPEA-PAE (Society of Petroleum Engineers de Argentina Asociación Civil - Pan American Energy LLC), a partir del año 2019 la SPEA implementó un nuevo programa: las Becas Estímulo. Este programa está orientado a estimular el estudio de ingeniería petrolera en jóvenes alumnos universitarios argentinos,

miembros de los Capítulos Estudiantiles SPE de la República Argentina relacionados a la SPEA.

Las Becas Estímulo apoyan los estudios de alumnos que tienen dificultades económicas y presentan un adecuado rendimiento académico. En este año 2020, la SPEA otorgó las be-

cas estímulo a dos estudiantes de la Universidad Nacional de Cuyo, y a dos estudiantes de la Universidad Nacional Arturo Jauretche.

Cada beca consistió en un monto total de \$75.000 pagado en dos cuotas, una durante el primer cuatrimestre y la otra durante el segundo cuatrimestre del año.



**Florencia
Carolina Díaz**

Estudiante del último año de Ingeniería en Petróleo en la Universidad Nacional Arturo Jauretche.

Di con la carrera "Ingeniería en Petróleo" mientras buscaba opciones dentro de la rama de las geociencias para continuar mis estudios y no dudé en inscribirme tras investigar un poco más sobre la profesión y el mundo del petróleo.

Formo parte del SPE UNAJ Student Chapter y participo en las distintas actividades que se llevan a cabo, es allí donde a principios del año pasado tomé conocimiento de la apertura del programa de becas de SPE Argentina y decidí postularme.

Éste es el segundo año consecutivo en el que recibo la Beca Estímulo de SPEA. Celebro realmente la apertura de este tipo de programas que incentivan y permiten a los estudiantes cumplir sus metas sin importar el contexto económico o social en el que se encuentren.

Agradezco enormemente el apoyo brindado por SPEA durante este tiempo y por sobre todo en este año tan particular.



**Santiago
Lencinas**

Finalizando el 4to año de Ingeniería en Petróleo en el Instituto Tecnológico de Buenos Aires.

Cuando estaba en el segundo año de la carrera me enteré de las Becas SPEA-PAE a través del capítulo estudiantil de la universidad y no dude en postularme. Este es el tercer año que recibo la Beca y estoy muy agradecido porque es una recompensa al sacrificio que realizamos los estudiantes.

La Beca me permitió seguir enfocado en los estudios y hoy estoy convencido de querer continuar mi preparación académica con una Maestría en el exterior en temas relacionados con la Inteligencia Artificial, y luego regresar para aportar toda mi experiencia en la transformación de la industria que ya comenzó y tiene mucho por delante.



**Valentina
Felici**

Estudiante de Ingeniería en Petróleo en la Universidad Nacional de Cuyo.

Los constantes desafíos que presenta esta industria son una gran motivación para estudiar esta carrera. El sostenido avance económico y ambiental lleva a proyectar, diseñar y optimizar las técnicas empleadas en las distintas ramas de la industria. Tengo el agrado de ser Becaria del Programa SPE-PAE por segundo año consecutivo. La beca ha sido una gran ayuda no solo económica sino también una gran motivación para seguir con mis estudios y poder alcanzar mis objetivos. Estoy muy agradecida por esta oportunidad y espero que puedan seguir ayudando a otros muchos estudiantes en este proceso tan importante de formación profesional.

Women in Energy: Nuestro año 2020

Este espacio creado originalmente en SPE internacional en 2016 y en Argentina en 2018 tiene por visión transitar el camino del compromiso con la inclusión y la diversidad en nuestra industria a través de la colaboración, la educación y las acciones de sensibilización.

Las mejores lecturas son las buenas historias así que vamos a contarles la nuestra de 2020: cuáles eran nuestros Proyectos al comenzar el año y cómo los adaptamos a la nueva normalidad que nos trajo la pandemia. Esperamos que

2021 nos permita volver a reunirnos para seguir trabajando con **Women In Energy (WIN)**.

En nuestra primera reunión de Febrero 2020, con el **Comité Women in Energy (WIN Argentina)** confirmamos un ambicioso plan de trabajo con fechas ligadas a muchos eventos locales, regionales y nacionales. El lanzamiento de nuestras actividades vino de la mano de un Encuentro en el Auditorio del IAPG, **O&G 2020: la Visión de las Jóvenes Profesionales**.

O&G 2020: la Visión de las Jóvenes Profesionales

El 5 de Marzo se llevó a cabo el primer evento del año de **WIN Argentina** dirigido a tomar contacto con las experiencias en nuestra industria de 4 Jóvenes Profesionales. Su acercamiento a las carreras, los primeros pasos laborales y sus testimonios sobre los obstáculos que han en-

frentado, sus miradas sobre la industria y las oportunidades de mejora en el camino hacia la igualdad e inclusión. Las exposiciones de: María Eugenia Novara (Geóloga en Pluspetrol), Julieta Sieyra (Ingeniera química trabajando en cementación), Sofía Zanetti (Ingeniera de petróleo, Nuevos

Negocios Downstream en Patagonia Shale Services) y Sabrina Peña (Estudiante de último año de Ingeniería de Petróleo UNAJ), fueron extraordinarias, con experiencias y anécdotas sobre cómo llegaron a nuestra industria con todo lo bueno, lo malo, lo lindo y lo feo, pero por sobre todo, la visión de lo que está cambiando y lo que aún debe cambiar.

El compromiso y el clima generado entre el público y las expositoras derivó en un listado de temas que contribuirán a nutrir la agenda de trabajo de **WIN Sección Argentina**.



Un año de agenda completa y proyectos desafiantes.

Cambio de planes: hacia el nuevo normal

EL inicio de la cuarentena obligatoria debido a la Pandemia COVID-19 llevó a rever la estrategia de continuidad del plan de trabajo de **WIN Sección Argentina**. Una de las lecciones aprendidas del primer Encuentro resultó la falta de visibilidad de “modelos femeninos” en las carreras **STEM**. Aunque los oradores y disertantes en la industria casi siempre son varones, sabíamos que hay muchas mujeres que trabajan en destacados temas técnicos en la industria. Entonces, las

convocaríamos. Y para ello creamos un ámbito para promover **charlas técnicas de mujeres profesionales** que ya tienen una trayectoria en diferentes proyectos, y propiciar de este modo que las jóvenes se acerquen más confiadas a estas carreras, compartiendo temas técnicos de mujeres profesionales, claramente **role models**, que muestren las actividades destacadas que desarrollan en el ámbito de nuestra industria. Estas, a su vez, se convertirán en “**historias inspiradoras**”

para quienes dudan en su decisión de seguir carreras **STEM**.

El **Ciclo WIN de Charlas Técnicas de Mujeres Profesionales** ha tenido público de toda la Región de Latinoamérica y el Caribe, aprovechando las ventajas de la virtualidad necesaria en estos tiempos, y la extensión de contactos establecidos por **WIN Sección Argentina** con las **Secciones WIN** de toda la Región de Latinoamérica y el Caribe.

Webinars del Ciclo WIN de Charlas Técnicas de Mujeres Profesionales

Comenzamos el 11 de Agosto con una charla sobre “**La industria del Lito y su inserción en las Comunidades de la Puna**”, brindada por la Lic. Silvia Rodríguez, experta en Mediación Socio Ambiental, y el Ing. José de Castro, reconocido Ejecutivo Minero, con la Ing. Eleonora Erdmann como moderadora. (Imagen 1)

En el mismo mes, el 25 de Agosto, la Ing. Maria de los Ángeles Krenz, Líder de Well Control School & Training BS en Pan American Energy, expuso lo más relevante de “**Training Based Simulation, la Innovación Tecnológica aplicada a la adquisición de Competencias**”. (Imagen 2)

El 22 de Septiembre nos acompañó la Lic. Mariana Quaglia, especialista en Higiene, Seguridad y Ambiente en O&G, de Total Austral, con su presentación de “**Captura y Almacenamiento de CO2**”. (Imagen 3)

Un tema casi documental estuvo a cargo de la Lic. Sandra Martínez, Gerente Global de Responsabilidad Social Corporativa del Grupo Pluspetrol, quien nos contó sus experiencias en el “**Caso Camisea, Perú: consideraciones sociales y ambientales en Proyectos en áreas sensibles**”. (Imagen 4)

El ciclo de Charlas Técnicas del Ciclo WIN 2020 de Noviembre y Diciem-

bre tiene previsto al cierre de esta edición dos actividades:

- **Proyecto de expansión en una Refinería: puesta en marcha de nuevas unidades**, por la Ing. Marianela Nicola, Ingeniera de Procesos en la unidad de Hidrotratamiento de Diésel de la Refinería Axion Campana (24/11)
- “**Desarrollo de campos de carbonatos fracturados en la Región de Kurdistan: lecciones aprendidas**”, por la Lic. Mariana Olmeda, quien actualmente reside y trabaja en Dubai (15/12).



1

COMPARTIENDO VALOR:

La industria del lito y su inserción en las comunidades de la Puna



11/08 15:00HS (Arg)

ORADORES
Ing. José de Castro
Ejecutivo Minero
Silvia René Rodríguez
Diplomada en Mediación de Conflictos Socio Ambientales

TENARIO
• El lito su producción e importancia en el nuevo paradigma de sustentabilidad
• El trabajo de Valor Compartido con las comunidades locales
• El modelo de éxito de trabajar coordinados y con fuertes principios éticos

WEBINAR GRATUITO
INSCRIPCION ONLINE www.spe.org.ar - hasta el 10/08 a las 12:00hs
Las opciones expresadas en esta actividad son de exclusiva responsabilidad de sus autores y no necesariamente representarán la opinión de la SPE.

www.spe.org.ar info@spe.org.ar



2

TRAINING BASED SIMULATION

INNOVACIÓN TECNOLÓGICA APLICADA A LA ADQUISICIÓN DE COMPETENCIAS

25/08 3.00 pm Arg (GMT-3)

MARIA DE LOS ANGELES KRENZ
LÍDER WELL CONTROL SCHOOL & TRAINING BS EN PAN AMERICAN ENERGY

WEBINAR GRATUITO
INSCRIPCION ONLINE WWW.SPE.ORG.AR HASTA EL 23/08 A LAS 20HS.

Más información www.spe.org.ar info@spe.org.ar



3

CAPTURA Y ALMACENAMIENTO DE CO2

22/09 3.00 pm Arg (GMT-3)

LIC. MARIANA QUAGLIA
ESPECIALISTA EN HIGIENE SEGURIDAD Y AMBIENTE DE PETROLEO Y GAS

WEBINAR GRATUITO EN ESPAÑOL
INSCRIPCION ONLINE WWW.SPE.ORG.AR HASTA EL 21/09 A LAS 15HS.

Más información www.spe.org.ar info@spe.org.ar




4

CASO CAMISEA, PERÚ: CONSIDERACIONES SOCIALES Y AMBIENTALES EN PROYECTOS EN ÁREAS SENSIBLES

20/10 3.00 pm Arg (GMT-3)

LIC. SANDRA C. MARTÍNEZ
GERENTE GLOBAL DE RESPONSABILIDAD SOCIAL CORPORATIVA DEL GRUPO PLUSPETROL

WEBINAR GRATUITO EN ESPAÑOL
INSCRIPCION ONLINE WWW.SPE.ORG.AR HASTA EL 19/10 A LAS 15HS.

Más información www.spe.org.ar info@spe.org.ar

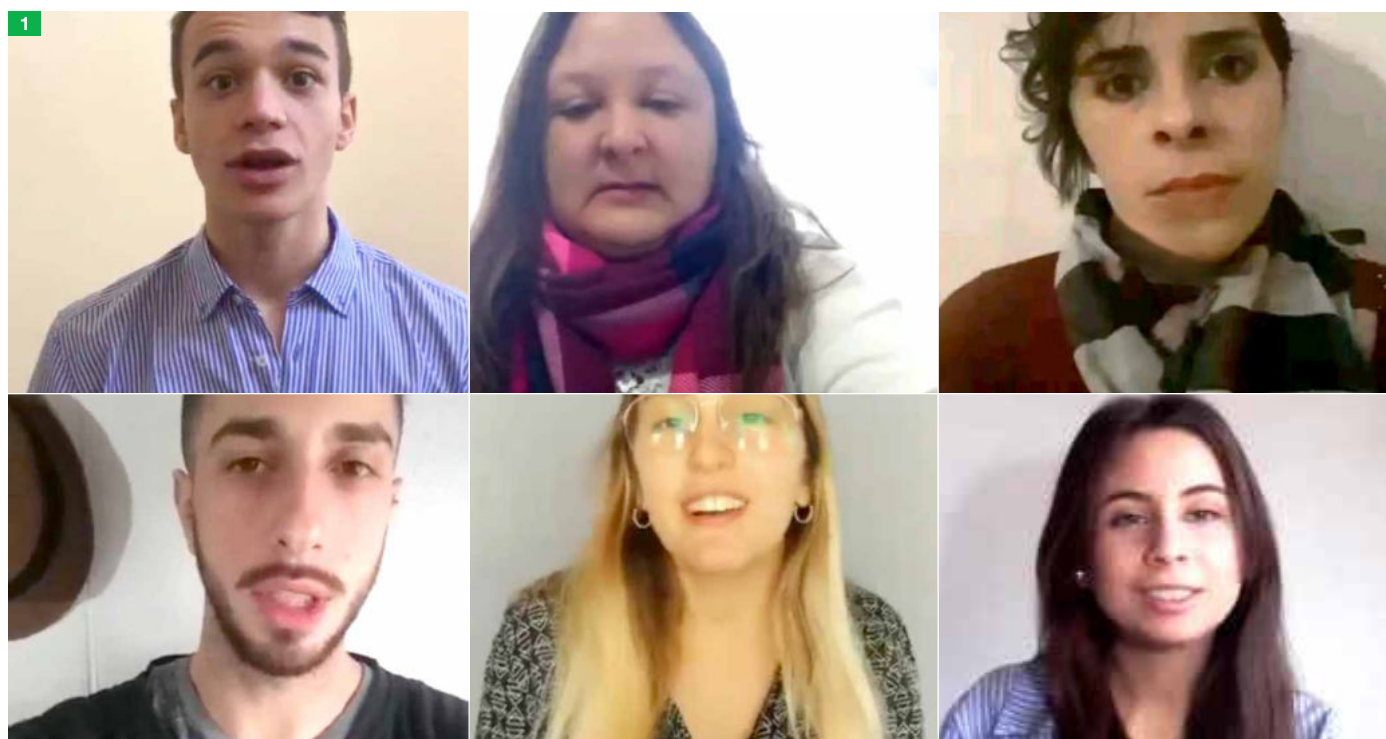
Women in Energy

Desafíos del minuto

Estudiantes de los Capítulos Estudiantiles SPE

Otra actividad importante de **WIN Argentina** durante 2020 ha sido la creación de las cuentas en redes sociales (**Facebook y LinkedIn**) de **WIN Argentina**, donde además de compartir nuestras actividades, promovimos el “**Desafío de un minuto**”, pidiéndoles a las/los integrantes de los **Capítulos Estudiantiles SPE** que nos contaran en un minuto “**Porque habían elegido desarrollarse en la Industria de la Energía**”. (Imagen 1)

Por otra parte, los Comités **WIN** de Argentina (**Argentina y Patagonia**) se unieron para dar soporte a la **Sección WIN Caracas**, quienes iniciaron su Comité WIN durante este año 2020. Y celebraremos el fin de este año con la aparición del nuevo Comité **WIN Sección Golfo San Jorge**.



Patricia (.

Se brindó apoyo en disertaciones para el Capítulo Estudiantil de la **Universidad de Stavanger, Noruega** y el de la **SPE Port Harcourt Section** junto con la **Federal University of Technology Owerri (FUTO Chapter), Nigeria**. Y cooperamos con **WIN Colombia** en el Foro de CEO's realizado en el mes de Junio. Participamos además del **Petrobowl Regional Latinoamérica y Caribe**, una experiencia Virtual extraordinaria!!

A continuación, un breve flash de cada actividad...

- Reunión con Halliburton para extender la cooperación con **WIN Sección Argentina**: gracias Marian T. Labrador Moreno y Romina Sapia (Imagen 2)

- Presentación a SPE Port Harcourt Section y FUTO Chapter, Nigeria. Gracias por invitar a **WIN Argentine Section**!! (Imagen 3)

- Trabajando con todas las **Secciones WIN de LATAM & Caribbean Region** para el Regional Meeting de Agosto 22. Gracias por esta experiencia tan valiosa!!! (Imagen 4)

- Con Eduarda Zanetti (WIN Brazil), y **University of Stavanger SPE Student Chapter**. Gracias por invitar a **WIN Sección Argentina**!!! (Imagen 5)

Desde **WIN Argentine Section** los esperamos para nuestras actividades del **2021**!!



SOCIETY OF PETROLEUM ENGINEERS
FUTO CHAPTER
Our women our pride

VIRTUAL WOMEN DEVELOPMENT PROGRAM

Theme: FIXING THE PRESENT: Why Women are Essential to the Industry

14TH SEPTEMBER, 2020
2PM @ZOOM
LINK: <https://bit.ly/2F6BADH>

MRS. SOLA ROBINSON
SENIOR CONSULTANT, SPE
NIGERIA MANPOWER SECTION

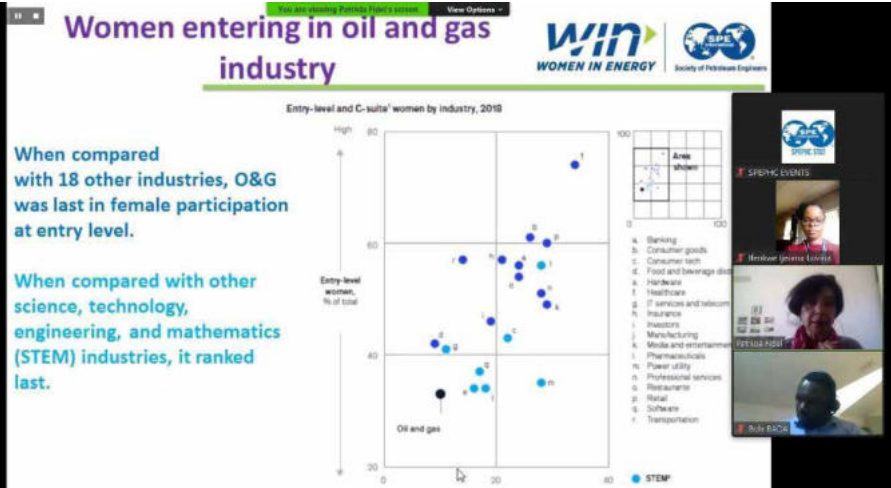
ENUR, PATRICIA FIDEL
CONVENTIONAL SPE
NIGERIA MANPOWER SECTION

DORCAS ETIM JIMNY
JUNIOR SPE LEADER
NIGERIA MANPOWER SECTION

COMG, FENWIS
SPE LEADER
NIGERIA MANPOWER SECTION

MODERATOR

FOLLOW US ON:
SpeFuto spe_futo SpeFuto SpeFuto



Women entering in oil and gas industry

When compared with 18 other industries, O&G was last in female participation at entry level.

When compared with other science, technology, engineering, and mathematics (STEM) industries, it ranked last.

Entry-level and C-suite women by industry, 2018

Entry-level women, % of total

Oil and gas

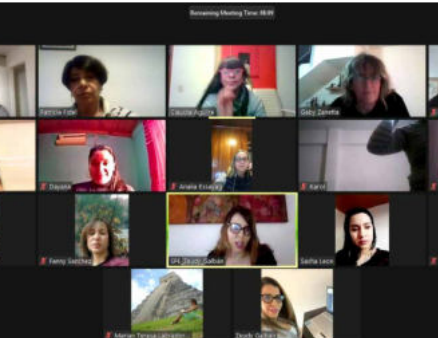
STEM

1. Banking
2. Consumer goods
3. Consumer retail
4. Food and beverage
5. Healthcare
6. Insurance
7. Manufacturing
8. Media and entertainment
9. Pharmaceuticals
10. Power utility
11. Professional services
12. Retail
13. Software
14. Transportation



RSOM VIRTUAL 2020

Patricia Fidel
WIN Latin America & Caribbean





2020-2021 WIN SPE Argentina Committee

Patricia Fidel
LATAM Leader

Claudia Aguirre
Argentina Leader

Maria Isabel Pariani
Communications

Eleanora Endham
Technical Leader

Analia Essayag
Legal Advisor

Sofia Zanetti
Mentoring







WHAT IS WOMEN IN ENERGY?

PATRICIA FIDEL
WIN LATAM and Caribbean Regional Leader
SPE International

Join Zoom meeting at <https://bit.ly/3H4D44a>
Meeting ID: 624 8099 1495 | Password: 978392



SPE Stavanger Student ...
120 seguidores
2 meses ·

WHAT IS WOMEN IN ENERGY?

Patricia Fidel
WIN LATAM and Caribbean Regional Leader
SPE International

Join Zoom meeting at <https://bit.ly/3H4D44a>
Meeting ID: 624 8099 1495 | Password: 978392

Capítulo estudiantil SPE ITBA



2020 ITBA SPE Student Chapter Activities



Actividades del capítulo estudiantil SPE ITBA.

El ITBA SPE Student Chapter se fundó en 1993 y actualmente cuenta con 71 miembros activos -de los cuales 7 de ellos conforman la Comisión Directiva junto con Álvaro Bugari, Faculty Advisor y Director de la Carrera de Ingeniería en Petróleo en el ITBA-.

Al inicio de la gestión 2020, se planificó realizar las actividades organizadas por comisión. A pesar del gran desafío que se presentó frente a la pandemia y la cuarentena, el capítulo se adaptó rápidamente a la modalidad virtual y se pudo llevar a cabo un sinfín de eventos y charlas.

Se realizaron 2 cursos de Ingeniería de Producción, a cargo del Ing. Pablo Subotovsky, que permitieron a los alumnos aprender los conceptos de Eco dinamometría y Análisis Nodal. También se realizó un workshop de Data Analytics dictado por profesionales de LeWagon, en el cual se dio un curso introductorio sobre Jupyter No-

tebook, NumPy y Pandas libraries. Por último, se dictó el curso de Modelado de Fractura en Python a cargo del Ing. Federico Verrastro, quien presentó un caso práctico aplicado a Ensayos de Fractura en Vaca Muerta junto con conceptos de Geomecánica e Inteligencia Artificial.

Una de las actividades más antiguas e importantes del capítulo es el ciclo de charlas Meet&Speak. En el marco de este programa, los estudiantes y jóvenes profesionales pueden conectarse con un profesional en una reunión donde pueden hacerle preguntas sobre su experiencia y los desafíos personales que tuvo que enfrentar a lo largo de su carrera. Pudimos contar con la presencia de profesionales de empresas como Chevron, PAE, Tecpetrol, Wintershall DEA, entre otras.

Además, hemos organizado diversas charlas técnicas a cargo de profesionales del sector.

Para finalizar con el marco de actividades técnicas, en el mes de octubre se realizó el "ITBA SPE Offshore Virtual Conference". El evento estuvo enfocado en introducir a los alumnos y nuevos profesionales en el mundo del offshore a través de presentaciones a cargo de profesionales de todo el mundo, con amplia trayectoria en el sector.

Dentro de los programas de SPE, este año nuestro equipo del Petrobowl participó de las Regional Qualifiers SACR que se realizaron de manera virtual a principios del mes de julio. Luego, a partir del mes de agosto, se comenzó con el "Taller Petrobowl", cuyo objetivo es fomentar el espíritu competitivo de los estudiantes dentro del ITBA.

Aprovechando la modalidad virtual, este año logramos trabajar en conjunto con capítulos estudiantiles de la región Latinoamérica y Caribe. Realizamos el 2020 Latin America SPE Student Chapters Technical Congress, en el cual 19

Capítulo estudiantil SPE UNAJ

capítulos de 8 países organizamos una semana de exposiciones enfocadas en Exploración, Perforación Onshore, Offshore, Producción y Refinación. Las mismas fueron realizadas por profesionales de distintos países con experiencia en cada disciplina. El evento terminó con una mesa redonda sobre la empleabilidad de hoy donde participaron referentes de RR.HH. y marketing de cada país. Dentro de este mismo trabajo en conjunto, se inició el programa Energy4Me LATAM, donde capítulos estudiantiles de la región llevamos a cabo un proyecto de generación de contenido audiovisual para los niños y adolescentes. Cada semana, un capítulo tiene asignado un tema específico y publica un video explicativo en el canal de Youtube creado, que luego es difundido a través de las redes.

Por otra parte, también prestamos mucha atención a las actividades sociales y ambientales. Desde el comienzo del año, lanzamos la campaña “Tapi-tasxpatitas” junto con el equipo de Conexión ITBA, cuyo objetivo es recolectar tapitas y envases plásticos reciclables para donar a una ONG que se dedica a recaudar fondos para ayudar a refugios de animales y cuidar el medio ambiente. Para la última etapa del año, realizamos la campaña de recolección de alimento para animales que se encuentran bajo el cuidado de Casa Refugio.

En este contexto tan particular, también nos enfocamos en motivar a los alumnos de los primeros años a través de encuentros entre egresados de la universidad y el director de carrera. Además, organizamos el “Taller de Empleo - Armado de CV”, dictado por la Lic. Florencia De Maussion, responsable de Talent Acquisition en PAE, con el objetivo de ayudar a los estudiantes y futuros profesionales a crear una marca personal, comprender los pasos y elementos esenciales a la hora de confeccionar un CV, optimizar el uso de LinkedIn y los tips necesarios para las entrevistas.

Finalmente, organizamos actividades recreativas para que los miembros interactúen y se conozcan entre sí ya que a lo largo del año no pudimos reunirnos de manera presencial.

SPE UNAJ (Universidad Nacional Arturo Jauretche) nació a finales del año 2015, actualmente contamos con 62 miembros, de los cuales el 42% son mujeres.

En nuestro palmares contamos con 3 premios otorgados por SPE Internacional, los cuales son el Membership Contest (2018) y el Student Chapter Excellence Award (2019 y 2020). Además, somos el capítulo local con mayor cantidad de seguidores en redes sociales.

Una de las actividades más importantes de este año fue nuestra participación como co-organizadores junto a otros 17 capítulos de Sudamérica del SPE Latin America Technical Congress 2020, el cual se llevó a cabo del

31 de Agosto al 5 de Septiembre.

También continuamos con nuestro ciclo de charlas técnicas donde abordamos algunas temáticas como: producción en reservorios no convencionales, recuperación secundaria, cementación y estimulación, entre otros topics.

Otra de nuestras actividades, fue la organización de actividades recaudación para luego entregar donaciones a 2 comedores de nuestra comunidad.

Por ultimo durante el año tuvimos 2 entrevistas por la plataforma “Instagram live” una con Cesar Patiño (SPE Regional Director) y otra con la primer egresada mujer de nuestra universidad.



Actividades del capítulo estudiantil SPE UNAJ.

Viñetas de una larga asociación con la SPE

Ingeniero en Petróleo de la Universidad de Tulsa, especializado en Explotación de Petróleo de la Universidad de Buenos Aires y MBA en la Universidad de Houston, Alejandro R. Luppi ha sido un activo miembro de la SPE. Luego de su incorporación en la exclusiva legión de honor -solo acceden los socios que alcanzaron 50 años en la institución- Alejandro R. Luppi comparte algunas reflexiones respecto de su relación con nuestra organización.

POR ALEJANDRO LUPPI

Acabo de cumplir 50 años de afiliación a la SPE y con ese motivo me pidieron que comparta alguna reflexión o recuerdo acerca de tan larga historia. Hay muchas cosas que podrían ser objeto de una breve narración como esta, pero me pareció que debería hurgar entre ellas para describir alguna experiencia que combinara ambos —reflexión y recuerdo— y que permitiera transmitir alguna enseñanza, como es natural que ocurra con los viejos respecto de los más jóvenes. Entonces me acordé de una entrevista que me hicieron en 2015 para un boletín de la SPE que me pareció apropiada a los fines de nuestra publicación CONTACTO. He aquí entonces las preguntas que me formularon y las respuestas que di.

En su opinión, ¿cuáles son las ventajas más significativas de ser un miembro activo de la SPE? En mi opinión los miembros activos y pasivos de la SPE pueden igualmente obtener beneficios de los programas de la SPE, pero hay diferencias en varios aspectos, por ejemplo: los miembros activos tienen mayor posibilidad de entablar relaciones profesionales provechosas y probablemente de desarrollar aptitudes vinculadas con el trato interpersonal que tal vez no afloren en el trabajo, tales como participar de un grupo de voluntarios no jerárquicamente subordinados, interactuar con grupos de estudiantes y jóvenes profesionales, aprender a organizar reuniones profesionales multitudinarias. El resul-

tado es que los miembros activos ganan visibilidad asociada a fines valiosos, lo que se constituye en una ventaja.

En su opinión, ¿cuál es la parte más gratificante de ser un voluntario de la SPE? ¿Qué le diría usted a los demás para alentarlos a involucrarse? Es prácticamente imperativo que quienes tengan una ética personal que demande excelencia excedan los estándares comunes de conducta virtuosa. El profesor de la Universidad de Harvard y sicólogo Howard Gardner, que estudió la teoría de las inteligencias múltiples lo puso de esta manera: “uno no alcanzará la excelencia si no va allende la satisfacción de su ego, de sus aspiraciones y de sus deseos; si uno, entonces, no se impone objetivos que vayan más allá de sus necesidades y se propongan satisfacer las necesidades de los demás”. Y el voluntariado de los miembros activos de la SPE trasciende el cumplimiento del deber. Ellos empeñan tiempo y esfuerzo en favor de una causa que consideran provechosa. Por otro lado, los miembros pasivos son precisamente eso: miembros pasivos. Yo aliento a todos a adoptar elevados estándares personales y profesionales, obviamente más altos que los necesarios para el común de la gente, y eso implica en términos de una ética de excelencia hacer más que lo necesario. Y un buen objetivo para que los ingenieros petroleros hagan más que lo necesario es involucrarse en su asociación profesional, cuya finalidad es mejorar el bienestar común.

¿Cómo ha impactado su carrera el hecho de ser miembro de la SPE? El hecho de ser miembro de la SPE tendió a afirmar y mejorar la impresión que mi capacidad profesional pueda haber tenido en los demás. Un ejemplo que no es una prueba concluyente pero que considero válido es que cuando ejercía la presidencia de la Sección Argentina de la SPE tuve una entrevista laboral en la que noté que mi estatus de candidato mejoró visiblemente cuando di a conocer mi relación con la SPE, de cuya sección local era el chairman. Agrego —entre paréntesis— que me dieron el trabajo.

¿Cuáles fueron las actividades/eventos organizados por su sección de la SPE que más lo impactaron? Estoy especialmente satisfecho con la realización de los seminarios estratégicos que nuestra sección organiza cada dos años. Tienen por objeto la evaluación de las perspectivas energéticas de la Argentina en un espacio de altísima calidad técnica y humana. Participan gran cantidad de concurrentes, desde directivos de empresas de exploración y producción y compañías industriales y de servicios petroleros hasta funcionarios nacionales y provinciales y líderes sindicales. Recuerdo en particular una ocasión en que en mis palabras de cierre, al término de uno de los seminarios, mostré la imagen que se reproduce a continuación como una alegoría de la utilidad de estos seminarios de la SPE; la leyenda dice: «Porque la cultura siempre te dará mejor perspectiva», lo que significaba que, al igual que en la alegoría, los seminarios de la SPE proporcionan a los participantes un mejor punto de vista para evaluar las realidades de la industria de los hidrocarburos.

