



Internacionalización e innovación en los reservorios no convencionales de hidrocarburos en Vaca Muerta. Un desafío para las pequeñas y medianas empresas^ξ

*S. Graciela Landriscini**

Resumen

El presente avance de investigación aborda el nuevo ciclo de exploración y extracción de los hidrocarburos de reservorios no convencionales (HRNC) en la cuenca Neuquina (Patagonia Argentina). Hace referencia a la internacionalización y la innovación en curso a partir de la expansión de la frontera productiva en la formación Vaca Muerta, producto de su extensión y potencialidad en materia de recursos de gas y de petróleo. La dinámica que impone la actividad como parte de las cadenas y redes globales de hidrocarburos; la magnitud de las inversiones que supone y el sistema técnico que involucra, condicionan el desenvolvimiento de las tramas de empresas que configuran el complejo productivo regional, y generan múltiples desafíos técnicos, organizativos, financieros y de vinculación a las pequeñas y medianas empresas, proveedoras de bienes y servicios.

Palabras claves: internacionalización, innovación, hidrocarburos de reservorios no convencionales, pequeñas y medianas empresas; Cuenca Neuquina.

Abstract

The present investigation advances exposes the new exploration and extraction cycle of the hydrocarbons of unconventional reservoirs (HRNC) in the Neuquén basin (Patagonia Argentina). Makes reference to the internationalization and the innovation in progress, since the expansion of the productive frontier in the Vaca Muerta formation, product of its extension and potential in terms of gas and oil resources. The dynamics that the activity imposes as part of the global hydrocarbons chains and networks; the magnitude of the investments implying and the technical system that it involves, condition the development of business plots and companies that make up the regional productive complex, and generate multiple challenges: technical, organizational, financial and linking to small and medium-sized enterprises, suppliers of goods and services to the sector.

Keywords: internationalization; innovation; hydrocarbons from unconventional reservoirs; small and medium enterprises. Neuquen Basin.

^ξ Recibido 9 de agosto 2018 / Aceptado 12 de noviembre 2018.

* IPEHCS - Universidad Nacional de Comahue – CONICET. Correo electrónico: glandriscini@gmail.com

Introducción

El presente documento constituye un avance de conocimiento de la investigación “Complejos productivos y economía urbana en la Norpatagonia” a cargo de la autora en la Universidad Nacional del Comahue, Neuquén, Argentina. Aborda la nueva fase de concesiones e inversiones en los reservorios no convencionales de hidrocarburos (RNCs) en la cuenca Neuquina¹, y la transformación que impulsan en el complejo productivo. El sector neuquino de la cuenca cuenta con los mayores recursos y reservas no probadas técnicamente recuperables de hidrocarburos de RNCs conocidos como esquistos, los que se obtienen fracturando la roca madre a grandes profundidades. Estos recursos son clasificados en *shale oil* y *shale gas*, con origen en arcillas compactas, y *tight gas*, con origen en arenas compactas. (Riavitz (Director), 2015; Disbroiavacca, 2013) Corresponden a reservorios que se localizan entre otros en: 1) la formación geológica Vaca Muerta de 30.000 km² de superficie y una profundidad de 3.800 mt con gran potencialidad en petróleo y gas; 2) la formación Los Molles, segunda en importancia, con una superficie de 15.913 km², destacada en materia de gas; y 3) la formación Agrio, que abarca un área de 1.000 km² en la zona norte de Neuquén en límite con la provincia de Mendoza. Se agregan a ellas la formación Lajas y la formación Mulichinco.

La industria del petróleo y el gas se posicionan al presente como uno de los grandes espacios para la innovación tecnológica. Los hidrocarburos de reservorios no convencionales y los de proyectos *off shore* dan cuenta de novedades técnico productivas que abren nuevas posibilidades a la producción de energía. En ese marco, en la presente década se viene desarrollando un intenso proceso de internacionalización de negocios en materia de energía en la cuenca Neuquina, y una importante dinámica de innovación productiva y de organización y gestión en el complejo de hidrocarburos que enlaza a operadoras de capitales nacionales y extranjeros integradas verticalmente en las distintas etapas desde el *upstream* a la distribución; a operadoras independientes o integradas a holdings industriales y de la construcción; a compañías de operaciones especiales en un alto porcentaje extranjeras; y a subcontratistas pequeñas y medianas nacionales y regionales prestadoras de servicios-en el *upstream*. Involucra, asimismo, a centros tecnológicos y universidades nacionales y extranjeras, redes de investigación y desarrollo públicas y privadas, órganos de gobierno, agencias estatales y empresarias, consultoras, aseguradoras, bancos, certificadoras internacionales, sindicatos de trabajadores del petróleo y el gas, de la construcción, metalúrgicos, químicos y del transporte, y profesionales independientes. La exploración y explotación de la formación Vaca Muerta significa una profunda transformación en la dinámica productiva, y en lo territorial e institucional, que se expresa en nuevos mecanismos de gobernanza que integran a representantes gubernamentales de distintas áreas, operadoras nacionales y extranjeras, agentes financieros y entidades gremiales empresarias y del trabajo. Ha dado lugar a la conformación de la Mesa de Vaca Muerta, espacio de identificación de necesidades y problemas del sector, y de negociación de regulaciones e incentivos, con fluida relación con agentes extranjeros de la industria, organismos internacionales y fondos de inversión.

¹ La cuenca Neuquina es una de las mayores productoras de hidrocarburos en la porción austral de América del Sur. Está localizada al este de los Andes, en el norte de la Patagonia y cubre un área de más de 120.000 km² en el oeste central de la Argentina. Dicha superficie abarca el centro, este y norte de la provincia de Neuquén, el norte y noroeste de la provincia de Río Negro, el sur y suroeste de la provincia de Mendoza y el sudoeste de la provincia de La Pampa. (Casadio, S. (Director); UNRío Negro y Fundación YPF, 2015)

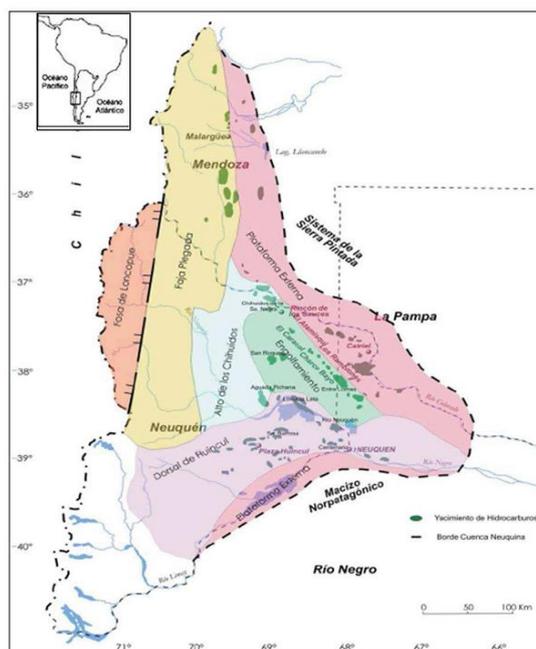
Se exponen a lo largo del documento cuestiones que hacen al desenvolvimiento reciente del complejo productivo, la dinámica de inversiones y de internacionalización, y las implicancias en materia de innovación productiva y organizativa. Las mismas se traducen en nuevos sistemas técnicos de perforación y terminación de pozos que incluyen la certificación de normas internacionales; novedosas formas de división del trabajo, articulación y asociación entre firmas de las cadenas de valor; el desarrollo de *know how* acerca de la geología a través de redes tecnológicas y centros de investigación y desarrollo; estrategias logísticas, de abastecimiento y transporte; aglomeración de firmas e incorporación de las nuevas tecnologías, y la generación de múltiples eslabonamientos que involucran diseño de procedimientos de control, desarrollo de software específicos en el manejo de plantas de procesamiento temprano, y operaciones del *midstream*. La nueva dinámica y la competencia internacional plantean desafíos múltiples para las subcontratistas PyMEs en materia de gestión del conocimiento y de inversión, en relación a los estándares de productividad a alcanzar y a los costos; a las formas de vinculación verticales y horizontales en las complejas cadenas y redes productivas globales del petróleo y el gas, y en particular en relación con los desarrollos no convencionales.

El presente documento constituye un aporte descriptivo, resultado del trabajo desarrollado en la etapa inicial del plan de investigación, y contiene análisis preliminares que surgen a partir de la revisión de fuentes teóricas y de antecedentes referidos a la internacionalización e innovación en las PyMEs integradas en cadenas y redes productivas globales, y con relación al sector de los hidrocarburos y los cambios que evidencia a partir del desarrollo de nuevas tecnologías. Se recupera en la indagación conocimiento generado en trabajos previos de investigación y de vinculación tecnológica desarrollados en coautoría. Se han consultado fuentes secundarias especializadas en temas de energía, y se ha recurrido a la toma de información primaria en entrevistas realizadas a responsables de empresas del sector, y a profesionales del Instituto Nacional de Tecnología Industrial (INTI) con sede en Neuquén capital, de la Subsecretaría de Hidrocarburos provincial, y del Centro PYME Neuquén, que desarrolla programas de capacitación y asesoramiento orientados a las empresas de ese segmento que integran el complejo hidrocarburífero regional. Asimismo, se han mantenido intercambios con investigadores, extensionistas y prestadores de servicios de ingeniería y geología en las universidades nacionales con sede en la región. Entre los temas abordados, se ha indagado acerca de las novedades asociadas a los RNCs; las estrategias de las operadoras y la volatilidad de los mercados; los avances y restricciones en las inversiones en la cuenca Neuquina desde el comienzo de la década y en el nuevo escenario macro y sectorial; las exigencias de productividad en RNCs en las actuales condiciones de competencia, y cómo ello condiciona el desenvolvimiento de los proveedores PyMEs. El avance de conocimiento generado en esta etapa de la investigación se acompaña de reflexiones que permiten incorporar nuevos temas a la agenda de trabajo.

1. Los hidrocarburos en la Norpatagonia y la economía nacional

Neuquén es la provincia con mayor participación en materia de recursos hidrocarburíferos y de actividad extractiva entre las que integran la cuenca neuquina en la Norpatagonia argentina, y la mayor proveedora de gas del país. A ella se agregan dentro de la cuenca áreas del oeste de la provincia de Río Negro, del oeste de la de La Pampa y del sur de la provincia de Mendoza).

Mapa ubicación Cuenca Neuquina.



Fuente: Departamento Petrolero. Facultad de Ingeniería. Universidad Nacional del Comahue.

Las bases económicas de la extensa meseta norpatagónica –en las que predominó hasta comienzos del siglo XX la actividad ganadera ovino caprina- se transformaron a partir del descubrimiento de yacimientos de petróleo en 1918/1922 y de las sucesivas inversiones estatales y privadas en exploración, extracción e infraestructura complementaria, a las que se sumaron las de transporte (oleoducto) y de refinación, las del polo gasífero Loma la Lata en Neuquén y las de generación de energía hidroeléctrica sobre los ríos Limay y Neuquén, a partir de la década del 70. Desde entonces, Neuquén, convertida en provincia -al igual que Río Negro sobre mediados de los años 50- basó su desenvolvimiento económico en la producción de energía en un modelo de fuerte perfil primario. La evolución de la explotación de hidrocarburos ha estado sujeta a los ciclos de precios externos y los senderos tecnológicos; a las políticas públicas -que en unas épocas posicionaron al petróleo y el gas como recursos estratégicos para el desarrollo nacional, y en otras como *commodities*-; y a las estrategias de las corporaciones privadas y agentes financieros nacionales e internacionales. Hoy Neuquén genera el 60% del gas natural en el país y el 41% del petróleo crudo, e YPF aporta un 40% de lo invertido. (MINEM).

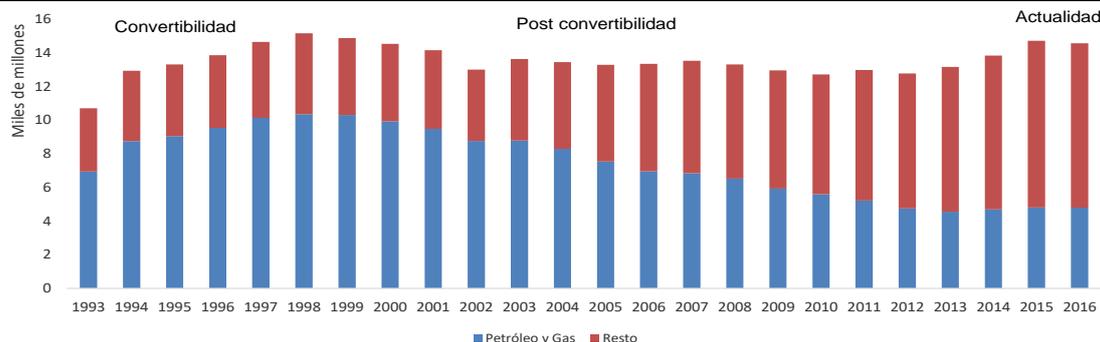
El impacto directo que la actividad hidrocarburífera genera en la economía neuquina y el resto de las áreas de la cuenca, se vincula a la demanda de servicios especiales asociados a la exploración y extracción; a la construcción de infraestructura de producción, almacenamiento y transporte; a las rentas, beneficios empresarios y salarios asociados a tales actividades, y a la capacidad del Estado provincial para capturar una parte de la renta petrolera a través de las regalías e impuestos que sostienen los ingresos y gastos públicos. Una parte de dicha renta es absorbida por el Estado Nacional en concepto de retenciones a las exportaciones e impuestos, y una porción relevante del excedente de las concesionarias y operadoras se transfiere a sus sedes corporativas y a los accionistas asentados en otras geografías dentro y fuera del país, o es reinvertido en la actividad. En materia de empleo registrado, se contaban en Neuquén en el 1er. Semestre de 2017 17.764

empleos directos en actividades de extracción, a los que se agregaban 196 puestos en refinación, que sumados a los de los servicios en el rubro superaban los 22.000. En materia de empleos indirectos pueden computarse que por cada puesto directo se generan 3 empleos adicionales en servicios inmobiliarios y empresariales, obras, comercio, transporte, comunicaciones, finanzas, etc.; y 1,7 empleos inducidos. (MINEM, 2018). Producto de la configuración de la estructura productiva y el avance de la frontera hidrocarburífera, en el 2do. semestre de 2017 se contaban en Neuquén 107 mil empleos privados y 61.000 empleos públicos de una población activa del 43,5% (INDEC)

Las actividades energéticas y las de plantas industriales radicadas en la región -atraídas por las grandes obras de infraestructura y las promociones impositivas dispuestas a partir de fines de los años 60 70- modificaron la matriz productiva neuquina y conformaron las bases de una sociedad y un mercado de trabajo signados por un notorio crecimiento migratorio que multiplicó particularmente la población de la zona en derredor de la confluencia de los ríos Limay y Neuquén, en la que en 1904 se asentó la ciudad capital. La gestión de los recursos hidrocarburíferos ha respondido a las inversiones regidas por la legislación de alcance nacional y de cada una de las provincias implicadas, instrumentándose en distintos períodos regulaciones y acuerdos sobre bases federales orientadas al desarrollo industrial y territorial, el aprendizaje tecnológico y la investigación exploratoria, y predominando en otros, las decisiones de políticas macro y sectoriales centralistas, con frecuencia asociadas a programas de estabilización y/o de convertibilidad monetaria, ajuste estructural y apertura, traducidos en la privatización y desnacionalización de las empresas públicas de energía (YPF, Gas del Estado, Agua y Energía Eléctrica, Hidronor), y otras como las de ferrocarriles y comunicaciones.

En los años siguientes, a la salida de la convertibilidad monetaria, la privatización de YPF y Gas del Estado a manos de REPSOL y la desregulación petrolera de los años 90, el desempeño económico de la provincia de Neuquén se caracterizó por un marcado estancamiento y abandono de la exploración hidrocarburífera traducido en la caída de los volúmenes producidos en los yacimientos convencionales. La extracción de petróleo y gas, actividad de mayor peso relativo en el Producto Bruto Geográfico (PBG) sufrió una constante caída en la participación desde el año 1999, cuando alcanzó su valor máximo de 69,3%. A partir de entonces, y con el crecimiento de la economía nacional y de la demanda energética industrial y residencial, se agravaron los desequilibrios en materia de provisión del mercado interno, tanto de petróleo crudo como de gas natural. De esta manera, la recuperación del nivel de actividad económica observada en 2003 se vio interrumpida en 2004 en Neuquén como consecuencia de la declinación persistente que sufría la producción hidrocarburífera, particularmente en materia de gas natural, sólo parcialmente compensada por el crecimiento que experimentaron el resto de las ramas de bienes y servicios (por caso: construcción, transporte, comercio, y comunicaciones), en consonancia con el cambio de régimen económico nacional. Ver Gráfico N° 1.

Gráfico 1
Provincia del Neuquén. Producto Bruto Geográfico a valores constantes, según
Extracción de petróleo y gas, y el resto de actividades económicas. Años 1993/2016



Analizado el complejo hidrocarburífero neuquino en cuanto a la composición en actividades primarias, secundarias y terciarias, cabe señalar el predominio de las actividades de extracción y terminación de pozos de petróleo y gas. En 1993 ellas representaban el 93,43% del valor agregado de la rama de actividad petróleo y gas; en 2001, el 91,54%; y en 2008, el 91,95%. Las actividades secundarias como la refinación de petróleo registraban un 5,65% del valor de la rama en 1993, un 6,07% en 2001 y un 6,78% en 2008; y las terciarias -incluyendo el comercio de combustibles y lubricantes, transporte y otras- representaban un 0,93% en 1993, un 2,39% en 2001 y un 1,26% en 2008 del valor agregado total de la rama. Estas actividades han marcado la composición del Producto Bruto Geográfico (PBG) de la Provincia de Neuquén a lo largo del tiempo: Tomados 2006 y 2015 como referencia, la información muestra una participación creciente de las actividades primarias: 31,1% en 2006 y 55,6 % en 2015, principalmente petróleo y gas (90%), asociada la *performance* de las mismas a las políticas de estímulo sectorial y los elevados precios del petróleo; una participación de las secundarias que pasó del 13,45% al 12,35%; y un peso del sector terciario que se redujo del 55,5% al 34,1%, mostrando un retroceso de la participación de los servicios sociales y personales. (Dirección General de Estadística y Censos de la Provincia del Neuquén) Agregado a ello, cabe señalar que la provincia de Neuquén ha mostrado una participación oscilante en el Producto Bruto Interno Nacional (PIB), evolucionando desde niveles cercanos al 2% en los años 90 a valores del 3% en 2004 y superiores al 4% en 2015 (INDEC). Dicha participación refleja según los períodos un crecimiento del PBG en valores nominales relacionado fundamentalmente con el ascenso del precio internacional del petróleo crudo, que alcanzó niveles crecientes en la primera década del siglo XXI, U\$S27 el barril en el año 2000 hasta alcanzar el valor récord de U\$S 109 en 2012, y U\$S106 en 2013. Por el contrario, cuando se observa la evolución del PBG neuquino entre 1993 y 2015 a valores constantes en precios de 2004, el mismo muestra escasas variaciones interanuales; ello traduce estancamiento general y descenso del PBG per cápita, ante el crecimiento de la población. (Dirección de Estadísticas y Censos, Provincia de Neuquén). La participación de la economía neuquina en la patagónica marcada por su perfil energético, oscila entre un 25% y un 32% en las últimas décadas. (INDEC)

En el escenario nacional, la reactivación económica que siguió a la devaluación de 2002 fue parte de un fenómeno global de expansión y de aumento del precio internacional del petróleo. La demanda energética creció a un ritmo similar al del crecimiento del PBI, en un contexto de declinación productiva de los hidrocarburos (petróleo y gas natural). En ese marco, la disminución de la oferta interna de hidrocarburos y la dependencia de la

matriz energética nacional respecto del petróleo y el gas, que provee valores aproximados al 90,0% de la energía primaria que Argentina consume, redundó en una disminución de las reservas comprobadas. Tal situación agudizó la necesidad de recurrir a la importación de hidrocarburos, lo que agravó la restricción externa y desembocó en la pérdida del autoabastecimiento energético. A partir de dicho déficit, y frente a la madurez alcanzada por los yacimientos tradicionales, desde 2010 las expectativas de YPF y otras compañías se centraron en la exploración y explotación de reservorios no convencionales (RNCs) de petróleo y gas (con origen en arcillas y arenas compactas), siendo Vaca Muerta una de las principales formaciones geológicas de interés en el país con una extensión de 30.000km², principalmente localizada en la provincia del Neuquén. (Landriscini, 2018, Disbroiavacca, 2015). Si bien este tipo de reservorios se conocen hace más de 50 años, sólo en la última década ha sido rentable su explotación en el marco del desarrollo de las nuevas tecnologías de perforación y geonavegación, apoyadas en la sísmica 3D y la fractura hidráulica en las cuencas petroleras de los Estados Unidos, y en la creciente demanda y el aumento del precio internacional del petróleo operado hasta fines de 2014.

Una vez recuperado en mayo de 2012 el control mayoritario de las acciones de YPF, y como expresión de la política de Estado orientada al autoabastecimiento energético y la sustitución de importaciones, se realizaron cuantiosas transferencias al sector para estimular la exploración de nuevos reservorios y revertir la caída constante de la producción. En los años 2013, 2014 y 2015 las transferencias directas desde el Estado hacia las compañías del sector superaron en el país los U\$S 3.000 millones anuales (subsidios al precio del petróleo crudo y del gas nuevo en boca de pozo) (Informe Instituto Mosconi, 2016). El crecimiento de la actividad impactó en las regalías captadas por el Estado neuquino las que según los precios del petróleo y el gas en boca de pozo representaron en las últimas décadas entre el 15 y el 30% del presupuesto provincial. De resultados de los avances de exploración y extracción logrados a partir de 2012/2013 en los reservorios no convencionales de petróleo y de gas por las inversiones de YPF se elevó progresivamente la productividad y la participación de la provincia de Neuquén en el total de la producción patagónica y nacional de hidrocarburos. En petróleo, a partir de proyectos como Loma Campana (YPF/Chevron) y La Amarga chica (YPF/Petronas) entre otros; y en gas en las áreas El Orejano (YPF/Dow), Fortín de Piedra (Tecpetrol), Aguada Pichana (Total), Rincón del Mangrullo (YPF/Pampa) y otras. Así, en abril de 2018 Neuquén representaba el 50,6% de la producción nacional de gas natural, seguida por la Cuenca Austral con 25%; y un 21,2% de la producción de petróleo, mientras Chubut representaba el 30,4%, y Santa Cruz, el 19,2% del total nacional. (MINEM, 2017).

2. El ciclo de los hidrocarburos no convencionales en la cuenca Neuquina

La exploración y explotación de los RNCs, que implica la perforación de la roca generadora, se inició en la cuenca Neuquina a comienzos de la actual década con las inversiones exploratorias de Repsol YPF, y tomó intensidad a partir de mayo de 2012 producto de la decisión gubernamental de renacionalizar el 51% de las acciones de YPF, lo que se concretó con la sanción de la Ley 26.741 de Soberanía Energética. Ella dispuso la expropiación parcial, declaró a los hidrocarburos como recurso estratégico y estableció el objetivo del autoabastecimiento energético. Se acompañó en 2014 de la sanción de la Ley 27.007 de concesiones e inversiones en RNCs, centrada en la planificación energética y el control estatal de los planes de inversión y producción de las compañías.

A partir de ese marco regulatorio, y de la información obtenida acerca de la potencialidad de los RNCs en la cuenca Neuquina -reconocidos entre los más importantes del mundo-,

el impulso estatal orientado a la recuperación de las reservas de gas y petróleo y del abastecimiento energético, tuvo a YPF como protagonista de la expansión de la frontera productiva en asociación con capitales nacionales y extranjeros, y como parte de una red de organismos públicos, universidades y sociedades ligadas al sector energético orientados al desarrollo tecnológico, los estudios geológicos y de prospección, y el fortalecimiento de la industria proveedora de equipos, instalaciones e insumos. (Landriscini, 2017, Landriscini & Carignano, 2015; CEPAL, 2015) En ese marco, se formuló el Plan Estratégico 2013-2017 de YPF, y se creó YPF Tecnología de modo conjunto con el Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET) con el objetivo de poner en marcha procesos de investigación, desarrollo e innovación particularmente en RNCs, junto a los estudios de recuperación terciaria de yacimientos convencionales y en materia de desarrollos *offshore*. En un escenario de altos precios internacionales del petróleo crudo, y de políticas de fomento industrial, se puso además en marcha el Programa Sustenta de Desarrollo de Proveedores de YPF.

Hasta fines de 2014 se generaron importantes inversiones en exploración y en pilotos en RNCs, y en infraestructura, y a partir del diagnóstico disponible del Ministerio de Industria (2012) acerca de las PyMEs de las cadenas del gas y el petróleo, se estimuló la asociación de firmas nacionales prestadoras de servicios buscando mejorar la escala de las operaciones, y se promovió la sustitución de importaciones de componentes e insumos en distintos rubros. A partir de ello, se lograron importantes avances en petróleo no convencional (*shale oil*) en la formación geológica Vaca Muerta, en particular en perforaciones en el yacimiento Loma Campana, el más grande de Sudamérica, producto del *joint venture* suscripto en 2012 entre YPF y la compañía norteamericana Chevron y refrendado en 2013. En paralelo, YPF puso en marcha el proyecto de gas no convencional más grande resultante de inversiones conjuntas con la americana Dow en el yacimiento El Orejano, y se iniciaron exploraciones y pilotos conjuntamente con otras operadoras extranjeras. Tales proyectos fueron estimulados por el 'Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural' (Plan Gas) dispuesto por la Resolución N° 1/2013 de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, autoridad de aplicación de la Ley N° 26.741. El Plan subsidió el precio del gas nuevo en boca de pozo buscando reducir el déficit energético ²

La expansión de las perforaciones con el uso de la técnica de fractura hidráulica requirió instrumentar mecanismos que facilitarían la provisión de crecientes volúmenes de arenas sintéticas (*proppants*), geles químicos y agua, lo cual demandó complejas negociaciones entre las firmas y el Estado para la mejora de la infraestructura de transporte de dichos insumos, dado el volumen de cargas, las distancias a recorrer, y la necesidad de sustituir

² El Plan se propuso reducir la brecha entre la producción y el consumo de gas natural mediante incentivos a las empresas para que incrementaran su producción en el corto plazo y estimuló la inversión en exploración para recuperar reservas a mediano y largo plazo. Implicó compensaciones económicas abonadas por el Estado Nacional a las empresas inscriptas en el Registro Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas que incrementaran su inyección total de gas natural por encima de ciertos niveles que tomaban en cuenta el declino natural de los yacimientos (Inyección Base Ajustada). El monto a compensar se determinaba mensualmente como la diferencia entre el precio efectivamente percibido por el productor por sus ventas al mercado interno y un techo de 7,5 US\$ MBtu y se aplicaría a los volúmenes de gas inyectados en exceso de la Inyección Base Ajustada. A posteriori, mediante la Resolución N° 60/2013, la Comisión creó un mecanismo complementario destinado a fomentar la producción de las empresas que, por razones vinculadas a sus escalas productivas y/o a las características geológicas de sus yacimientos, no se hubieran incorporado al Plan Gas, dando vida al Pan Gas II, que se orientó a los productores cuya inyección diaria promedio durante los 6 meses previos hubiere sido inferior a 3.500.000 m³/día

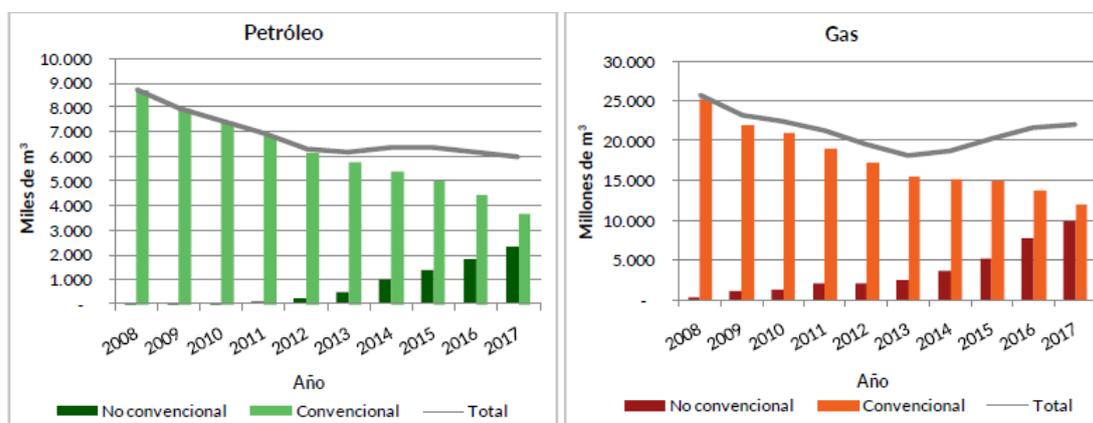
arenas importadas por nacionales, y de instalar plantas de transformación y centros de almacenamiento. (Riavitz, (Director) 2015) Con el otorgamiento de concesiones de nuevas áreas, y la puesta en marcha de proyectos de exploración y pilotos de explotación, creció la demanda de tierras y servicios para la instalación de las bases de empresas en zonas periurbanas de las localidades próximas a los yacimientos; la de nuevo equipamiento para las locaciones y la de personal profesional, técnico y de tareas operativas. Paralelamente, se ampliaron y crearon unidades de servicios especializados en operaciones de perforación y terminación de pozos, en mantenimiento y reparación de equipos, y en construcción de ductos, edificios e instalaciones. Se estima que entre mediados de 2012 e inicios de 2015 se crearon tres puestos indirectos por cada puesto directo en el sector (Landriscini & Carignano, 2015).

En simultáneo, y como resultado de la actividad del yacimiento estrella Loma Campana, entre 2013 y 2014 se triplicó la producción de *shale oil*, llegando a 38.464 Barriles Equivalentes de Petróleo (BEP) diarios a enero de 2015.³ La información provincial oficial da cuenta de que en el año 2014, el total de pozos perforados duplicó el nivel alcanzado en 2009, mientras que la producción de petróleo y gas mantuvo una tendencia creciente, apuntalada por los aportes de los reservorios no convencionales, revirtiendo un periodo de 10 años de retracción. Ver Gráficos N° 2 y N° 3. Ello se prolongaría hasta 2017 con altas y bajas producto de las oscilaciones del precio internacional del petróleo crudo a partir de fines de 2014, de las importaciones y de los cambios internos en materia de políticas de subsidio al precio del gas en boca de pozo, y al petróleo crudo. En ese escenario la cuenca Neuquina se posicionó como la de mayor intensidad en inversiones en reservorios no convencionales, reforzando los aportes en materia de producción de gas entre el resto de las cuencas productivas con origen en yacimientos tradicionales, y los no convencionales (como El Orejano, con desarrollos de YPF y Dow, entre otros), y creciendo en los de petróleo a partir del desarrollo de YPF en Loma Campana.

³ Según la Subsecretaría de Hidrocarburos de Neuquén, en enero de 2015 se produjeron 21.177 bep de *shale oil*, un 556% más que en enero de 2013, cuando se alcanzaron 3.226 bep. Comparando con el mismo mes de 2014, cuando se registraron 9.561 bep, el crecimiento fue del 121%. El mayor incremento se comenzó a consolidar en 2014, cuando entraron en producción los pozos de Loma Campana (YPF/Chevron) que alcanzó el primer lugar en el desarrollo masivo de crudo por ese tiempo en Vaca Muerta. El resto de los proyectos eran por ese tiempo solo testeos exploratorios. Por el lado del *shale gas*, en enero de 2015 se alcanzaron 17.287 bep, es decir, un 1.016% más que los 1.549 bep de enero de 2013, y un 309% más que los 4.218 bep del mismo mes del año anterior. Vaca Muerta a mediados de 2015 ya generaba 104.000 metros cúbicos de petróleo al mes, lo que equivale al 18 por ciento del crudo extraído en Neuquén (555.000 metros cúbicos). La mayor parte de ese volumen correspondía a Loma Campana, Sumando la producción de las formaciones *tight*, el gas no convencional alcanzaba al mismo momento el 24% de la extracción total de Neuquén, mientras en el primer semestre de 2014 llegaba al 19,51%.

Gráfico 2 y Gráfico 3

Provincia del Neuquén Producción de petróleo y gas según tipo de recurso.



Fuente: Dirección de Estadísticas y Censos. Provincia del Neuquén.

La complejidad y competencia de los negocios en el marco de la internacionalización, y la necesidad de incorporar nuevas tecnologías de gestión con base en la informática y las telecomunicaciones en todos los segmentos de firmas, trajo consigo la expansión y diversificación de los servicios a empresas en rubros directos e indirectos, avanzados y generales: informáticos, de electrónica y automatización; de logística, abastecimiento y administración de stocks; de seguridad e higiene; de selección de personal, financieros, jurídicos y contables. Junto a ello, el establecimiento de nuevas normas internacionales de calidad y seguridad de procesos y materiales, y de las ambientales acordes a los nuevos sistemas técnicos en el *upstream*, intensificó el desarrollo de programas de asesoramiento a PyMEs de la industria y los servicios integradas en la cadena productiva como subcontratistas de las operadoras, e impulsó el crecimiento de consultoras en la temática, la implementación de nuevos sistemas de información en red entre proveedores y clientes locales y externos, y la capacitación de personal. La dinámica descrita habilita a señalar que con las inversiones puestas en marcha en Vaca Muerta entre 2012/2015 que rondaron los U\$S 10.000 millones, orientadas a la exploración y explotación de los RNCs y a infraestructura, en gran medida explicadas por los *joint ventures* entre YPF y compañías internacionales, junto a las concesiones e inversiones exploratorias de menor alcance de operadoras como Total, Panamerican Energy, Shell, Wintershall, Tecpetrol, Petrobras y Pluspetrol, y la creación de la estatal Gas y Petróleo Neuquén, se dio inicio a una nueva era de la energía en la Norpatagonia, con centro en Vaca Muerta.

La baja de las cotizaciones internacionales del petróleo crudo registradas desde fines de 2014 e inicios de 2015 y hasta los primeros meses de 2017, (pasó de valores cercanos a los U\$S 100 a U\$S 26) generó la brusca caída de las inversiones en perforación, en particular por parte de YPF, la operadora de mayor desarrollo alcanzado hasta esa fecha, que redujo avanzado el año el número de equipos en un 35% y de operaciones en un número cercano al 50%. Otras compañías extranjeras replicaron la estrategia siguiendo las señales de la baja de actividad del *shale* en los Estados Unidos, y ello implicó la postergación de los proyectos de inversión en perforaciones, en plantas de procesamiento, en obras para el transporte de hidrocarburos y en la construcción de centros de servicios e infraestructura productiva. La nueva ecuación económica de las operaciones se tradujo en ajustes en la estructura de las compañías, afectando el desenvolvimiento del tejido de

proveedores locales y regionales de bienes y servicios, la cadena de pagos y el financiamiento, el empleo y los ingresos en actividades centrales y periféricas, y la captación de regalías e impuestos por parte del estado. Ello se trasladó al conjunto de la economía regional. (Landriscini, 2017) La nueva realidad trajo consigo la preocupación por las implicancias de la volatilidad de los precios internacionales de las *commodities* y la vulnerabilidad de la economía regional de alto grado de especialización primaria. Desde el gobierno nacional se intervino en el mercado y se fijó un precio interno para el de petróleo crudo denominado “barril criollo”, establecido en un nivel de U\$S 67 el BEP.

Los cambios nacionales e internacionales abrieron una nueva fase en Vaca Muerta en 2016/2017. Estuvo motivada en la política nacional de liberalización económica y de redefinición de las alianzas internacionales, de desregulación sectorial con libre transferencia de utilidades al exterior e ingreso y egreso de equipos y maquinarias nuevas y usadas, y de modificación de las tarifas al consumo y en las regulaciones laborales. Frente a la caída del precio internacional del crudo, el Ministerio de Trabajo concedió la instrumentación del Procedimiento Preventivo de Crisis a las operadoras y prestadoras de servicios especiales en su gran mayoría extranjeras, con acuerdo de los gremios del sector, y ello significó la suspensión parcialmente subsidiada de más de 1.500 trabajadores directos en la cuenca, a lo que se sumaron jubilaciones anticipadas y retiros concertados. Pasado un año de negociaciones entre las partes, y con el objetivo de reestructurar la industria y elevar la productividad, en enero de 2017 se forzó una modificación de los convenios colectivos del sector y con ello se impuso la flexibilidad laboral en la actividad no convencional, a imagen de los proyectos *shale* en Estados Unidos (Landriscini, 2017).⁴ Como política sectorial, se eliminaron además los subsidios al consumo energético y se dispuso la elevación de los precios de los combustibles y de las tarifas de gas a partir de inicios de 2016, lo que generó una fuerte conflictividad social, a la par que operó como atractivo al ingreso creciente de compañías extranjeras al complejo productivo regional. En ese marco de beneficios dispuestos y oportunidades abiertas, se redujo el peso relativo de YPF en el total de inversiones. Frente a la caída de los precios del crudo a nivel internacional y los estímulos resultantes de las nuevas tarifas, la actividad en Vaca Muerta se reorientó al gas, y el sector aprovechó los desarrollos tecnológicos que el Estado promovió a partir de la renacionalización de YPF. En el mismo sentido de recuperación de inversiones y producción, en 2017 incidió el progresivo ascenso de los precios internacionales del petróleo crudo, y el renovado protagonismo del gas, asociado al anuncio del subsidio a la producción de nuevos proyectos en RNCs (Resoluciones del Ministerio de Energía 46/2017 y 419/2017) que retomaron los criterios del Plan Gas, que vencía en diciembre de 2017, extendiéndolos en valores decrecientes hasta 2021.

En el nuevo escenario de precios y de expansión productiva en los RNCs en Vaca Muerta, en 2017 se concretaron inversiones directas por unos U\$S 3.100 millones en pilotos y desarrollos, de los cuales U\$S1738 correspondieron a YPF. La empresa nacional expandió la actividad en Loma Campana en *shale oil*, en el Orejano en gas, y concretó el desarrollo del bloque La Amarga Chica, orientado al petróleo y parcialmente al gas, junto a la compañía malaya Petronas, y se vio beneficiada en alguno de sus proyectos por el subsidio al precio del gas nuevo “excedente” en boca de pozo. Otras compañías como la francesa Total, Tecpetrol, Pampa Energía y Pluspetrol también pudieron acceder a tales

⁴ La Adenda a los Convenios Colectivos en el trabajo petrolero para no convencionales modificó la jornada laboral a campo, dispuso el trabajo de 14 días corridos contra 7 de descanso, eliminó las horas taxi, dispuso el trabajo nocturno, modificó el tamaño de los equipos de trabajadores en perforación disponiendo además su rotación, formalizó la segmentación salarial entre tareas centrales y periféricas y redujo otros derechos. ISSN: 2344-9195 <http://www.redpymes.org.ar/index.php/nuestra-revista/> / <https://revistas.unc.edu.ar/index.php/pid/index> Pymes, Innovación y Desarrollo – editada por la Asociación Civil Red Pymes Mercosur
This work is licensed under a Creative Commons Attribution 3.0 License.

subsidios aplicables a volúmenes nuevos de gas. Entre las inversiones más importantes en gas nuevo beneficiadas por el subsidio dispuesto por la Resolución 46/2017, puede citarse en 2017/18 la de Tecpetrol, del Grupo Techint en el área Fortín de Piedra, cercana a los U\$S 1.200 millones, encarada en piloto y luego en desarrollo, junto a la construcción de una planta de procesamiento, y de un gasoducto asociada a otras operadoras, llegando a ocupar 4.500 trabajadores entre permanentes y temporarios, en el emprendimiento que pasó a ser el de mayor alcance en gas no convencional en la Argentina. Involucra a los centros tecnológicos y las propias plantas siderúrgicas del holding, tiene nexos directos con las transportadoras de gas que integra, y cuenta con la participación de más de 1.000 PyMEs contratistas y proveedoras independientes. Hoy es una de las mayores exportadoras del gas excedente del período de menor consumo (1 de septiembre/1 de mayo), habilitada por el Estado nacional, y encara el desarrollo de un proyecto para el almacenamiento del gas excedente vía inyección en pozos depletados en la cuenca en dichos períodos, como forma de no detener la producción, iniciativa que cuenta con el acuerdo de las autoridades del sector.

Sumado a los incentivos, la desregulación sectorial y la internacionalización, la nueva fase de expansión de la frontera productiva en Vaca Muerta se apoya en la dinámica de innovación abierta a lo largo de 6 años en el *upstream* por YPF y sus socias en el desarrollo de los RNCs, a partir de:

- a) la generalización de la técnica de perforación horizontal con ramas laterales extendidas hasta los 3000 metros, y el empleo de un creciente número de fracturas que eleva notablemente la productividad de los pozos (Bizzotto, Gerencia de No Convencionales de YPF, Diario Río Negro, 22/09/2017); la que es utilizada también por otras concesionarias
- b) la perforación en serie o modelo factoría, que incorpora nuevos diseños de pozos y su arquitectura (por caso el *batch drilling* que implica locaciones de cuatro pozos en línea con equipos de tecnología *flex rigs*) (Díaz, Paladino & Varela, YPF, IAPG, 2017);
- c) las nuevas operaciones de perforación con la incorporación de la geonavegación, y la sísmica 3D y 4D, que involucra el registro, almacenamiento e interpretación de información sísmica y la modelización y monitoreo de reservorios (Kozulj, 2016);
- d) la digitalización de los procesos y la adopción de soluciones con base en la Internet de las cosas, que da lugar a nuevos sistemas y normas técnicas y la progresiva incorporación de nuevos equipos y de tubos inteligentes, capaces de transmitir información en tiempo real sobre variables fundamentales de los yacimientos (Rystad Energy, 2017);
- e) los cambios de organización y las operaciones remotas en yacimientos posibilitadas por las nuevas tecnologías y la baja de costos de las comunicaciones (Kozulj, 2016);
- f) las soluciones de “*Business Intelligence*”. Según informes de Latam Energy, “*JetPulse es la próxima evolución de los sistemas de telemetría de alta velocidad que permiten una ubicación precisa de los pozos y un tiempo de pozo ejecución menor para maximizar el valor de los activos de los clientes*”. (Rystad Energy, 14/10/2017). Los nuevos sistemas técnicos y las redes organizativas conformadas a partir de la incorporación de las TICs estimulan procesos de aprendizaje interactivos entre compañías y esfuerzos de mejoramiento de gestión en las PyMEs, articuladas con sus clientes y proveedores, con consultoras y con organismos de ciencia y tecnología.

En el marco de la expansión productiva, las inversiones de perforación y terminación en los yacimientos de las compañías operadoras y de servicios especiales, son acompañadas por las de construcción privada de redes de transporte de agua, de petróleo crudo, de gas y del *flow back*; de tanques de almacenamiento y plantas de procesamiento temprano, de

centrales de energía y parques logísticos y de servicios; y por la construcción pública de caminos. A ello se agregará en 2019 el tendido de una línea férrea entre la zona productora en Vaca Muerta y el puerto de Bahía Blanca, aprovechando el tendido existente que recorre el Alto Valle del río Negro y Neuquén desde Barda del Medio hasta dicha ciudad bonaerense, a fin de abaratar el transporte de arenas y equipos y reducir la carga de vehículos de gran porte en las carreteras regionales. Asimismo, en la zona productora de Neuquén, en particular en Añelo ubicada próxima a la zona de mayor densidad de locaciones, se encaran y proyectan obras de mejoramiento urbano, planes de vivienda, e infraestructura de salud, educación, seguridad y medio ambiente. Ello se complementa con nuevos dispositivos institucionales que buscan estimular y regular las inversiones y poner en marcha dinámicas de desarrollo territorial con sustentabilidad económica y social. Pueden citarse al respecto:

- a) la conformación de la Mesa de Vaca Muerta para la formulación de políticas sectoriales inter jurisdiccionales, y la suscripción de acuerdos de inversión público-privados de corto y mediano plazo en la actividad que acompañen el desarrollo masivo, en el marco de las restricciones macroeconómicas y los compromisos internacionales y locales.
- b) la organización de Programas de Asistencia Técnica por parte de entes oficiales y privados y el desarrollo de proveedores PyMEs por parte de distintas operadoras;
- c) las ventajas tributarias y el crédito a tasas subsidiadas a las PyMES locales;
- d) la simplificación de trámites aduaneros e impositivos;
- e) la conformación de núcleos empresarios y cámaras locales para la gestión de demandas y la resolución de problemáticas sectoriales, de infraestructura y de apertura de mercados, para la organización de visitas a zonas productoras y centros tecnológicos y de negocios en no convencionales de Estados Unidos y otros países con desarrollos de RNCs, y para la suscripción de convenios con universidades nacionales y extranjeras;
- f) la sanción y aplicación en la provincia de Neuquén de la legislación de Compre local que beneficia a PyMEs proveedoras de bienes y servicios; y
- g) las modificaciones a los Convenios Colectivos del sector del petróleo y gas dispuestas con el fin de bajar los costos laborales en el *upstream* y aumentar la productividad del trabajo, en el marco de acuerdos de reestructuración sectorial suscriptos entre empresas, gobiernos y sindicatos, en línea con la competencia internacional. Junto con ello el otorgamiento de prioridad a la fuerza de trabajo local y los compromisos de capacitación.

En ese escenario y más allá de la relevancia de los recursos estimados y de las reservas probadas de *shale oil*, *shale gas* y *tight gas*, de los avances tecnológicos logrados y de la expansión de exploración y explotación de los RNCs lograda en Vaca Muerta, destacan cuestiones a resolver que operan como restricciones a los desarrollos masivos y que al presente son encaradas en el ámbito de la Mesa de Vaca Muerta. Cabe señalar restricciones en el nivel macro, meso y microeconómico:

- a) en lo macro, destaca la inestabilidad de la economía nacional y la crisis fiscal como condicionante de la actividad económica en distintas escala y horizonte de inversiones; la evolución del tipo de cambio y de las tasas de interés, la inflación por rubros, y la política en materia de tarifas, subsidios y regulaciones sectoriales. Y en el entorno internacional, la volatilidad de los precios de las *commodities*, los elevados niveles de las tasas de interés, y en particular la estructura y el modo de funcionamiento de los mercados del petróleo y el gas, explicado por cuestiones geopolíticas y la dinámica de la economía mundial que refleja una creciente financierización; las regulaciones ambientales y las inversiones en energías alternativas, y las previsiones de los mercados a futuro;

b) en lo nacional y regional, se evidencia déficit de infraestructura en materia de transporte del gas y el petróleo en los nuevos desarrollos en modo factoría, para el abastecimiento interno y para la exportación, y la necesaria apertura de nuevos mercados para la colocación de los volúmenes excedentes en contra estación;

c) a nivel regional destacan los problemas de abastecimiento de agua en grandes volúmenes, necesarios en las operaciones de fractura hidráulica asociadas a las perforaciones horizontales en serie. Ello demanda la construcción de acueductos desde los cursos de agua de la zona de influencia (particularmente el río Neuquén) a fin de reemplazar el abastecimiento por camión que encarece la actividad y agrega complejidad a la movilidad urbana e interurbana; y la construcción de infraestructura de conducción para la eliminación del *flow back*;

d) junto a lo anterior, destacan, asimismo, las dificultades y altos costos de abastecimiento de arenas sintéticas, dada la distancia que recorren los camiones desde las zonas de origen, (más de 1.000km), y la necesidad de ampliar la capacidad de procesamiento a fin de dar respuesta a los crecientes requerimientos de las operadoras. Con ese objeto se encuentra en diseño el proyecto de inversión para la extensión del ferrocarril desde Bahía Blanca hasta la zona de mayor densidad de actividades en proximidades de Añelo, localidad asentada sobre el tramo medio del río Neuquén.

e) destaca como una restricción primaria el costo y las barreras al financiamiento para inversiones en activo fijo y de trabajo, en cuanto a los montos, tasas de interés, plazos y condiciones, acordes al tipo de actividad intensiva en capital y de altos costos hundidos en algunos rubros. Ello afecta en particular a las PyMEs y a las firmas nacionales, las que enfrentan graves dificultades para financiarse con el giro de la propia actividad, dados los tiempos que suponen los mecanismos de certificación de obra y de liquidación de pagos de los servicios por parte de las operadoras y otros clientes de la cadena de valor.

f) el déficit en la disponibilidad de personal con experiencia en RNCs en tramos profesionales y operativos, en cuanto a la cantidad y especialidad que los desarrollos masivos demandan, y junto con ello el déficit en materia de capacidad de internet.

g) los problemas de escala en las subcontratistas que dificultan la gestión de negocios y la competencia en materia de costos, organización de las prestaciones de servicios y aprovisionamiento de bienes en las múltiples operaciones en yacimientos, a lo que se agregan las dificultades para encarar proyectos conjuntos por cuestiones idiosincráticas, de trayectoria de los titulares y por la heterogeneidad en sus formas de organización.

h) las debilidades en materia de conformación de sociedades de medianas y pequeñas firmas por rubro, del tipo Unión Transitoria de Empresas, para encarar de modo conjunto inversiones en servicios especializados e infraestructura, y generar aglomeraciones formalizadas por especialidad, que compartan centros de tecnología en red con universidades e institutos ligados a la actividad de los hidrocarburos.

3. Internacionalización e Innovación en el complejo hidrocarburífero norpatagónico

Lo expuesto permite deducir que la internacionalización en una actividad capital intensiva dominada por un número reducido de operadoras a escala global y por la volatilidad de los mercados y precios de los *commodities*, afectados por la inestabilidad de la economía mundial, la financierización y las previsiones futuras; la dinámica de articulación en las redes productivas y cadenas globales de valor del petróleo y el gas; y las condiciones de costos y financiamiento impuestas, configuran un modo de funcionamiento jerárquico que se impone al complejo hidrocarburífero regional, planteando crecientes exigencias en los estándares de calidad, costos y tiempos que deben cumplir los proveedores locales de bienes y servicios, y generando una distribución de rentas de fuertes rasgos asimétricos entre las operadoras -núcleo de las tramas internacionalizadas-y las firmas locales que

integran el segundo y tercer anillo de proveedores. Agregado a ello, el nuevo régimen macroeconómico y en materia de energía vigente en Argentina a partir de diciembre de 2015; las fluidas relaciones con el capital extranjero por parte de las autoridades de jurisdicción nacional y provinciales; y el nuevo marco de actuación de YPF como S.A. en la competencia con el resto de las operadoras nacionales y extranjeras, junto a los cambios en la industria y los desarrollos tecnológicos aplicables a operaciones en RNCs, han transformado el escenario de operación de las prestadoras de servicios especiales. Ello impone inéditos desafíos a sus proveedoras PyMEs. Ellos se relacionan con los elevados niveles de productividad, la escala de actividad y el justo a tiempo que se imponen en rubros específicos, en simultáneo con el ajuste de costos, la certificación de normas internacionales y las restricciones de financiamiento.

La actual fase de pilotos y desarrollos en RNCs en Vaca Muerta en la cuenca Neuquina, demanda elevadas inversiones de capital por parte de las operadoras, nuevas capacidades técnicas, de gestión e inversión en las firmas de los distintos anillos de proveedores, y cambios en los insumos, componentes y equipos empleados. Ello exige una nueva división y organización del trabajo aguas arriba. Implica la revisión de las condiciones contractuales entre clientes y proveedores; la toma de información *ad hoc* y la capacitación específica del personal en las nuevas tecnologías en yacimientos, plantas y laboratorios. Resulta clave la introducción creciente de las TICs en los yacimientos y las sedes corporativas que hoy demandan nuevos proyectos de ampliación de la capacidad de conectividad; la operación en redes de trabajo y una rigurosa coordinación de procesos dentro y fuera de la cuenca. En la fase de exploración en el *upstream* destaca la complejidad de gestión que supone la sísmica 3D en el desarrollo de conocimiento acerca de potenciales reservorios de hidrocarburos, y la 4D que agrega el factor temporal y permite con el uso de sensores directos y remotos, y de equipos de comunicaciones y artefactos informáticos, el seguimiento de la información sísmica de reservorios. Ello se complementa con el diseño y uso de sistemas de control de calidad de datos sísmicos y otros de visualización e interpretación interactiva (Kozulj, 2016). En materia de perforación, los nuevos desarrollos plantean la introducción de la técnica de perforación dirigida, que combina etapa vertical y horizontal con fracturas hidráulicas, procedimiento utilizado para romper la roca madre que demanda el uso de potentes bombas de superficie, de agentes de sostén como arenas sintéticas (*proppants*) y de grandes cantidades de agua con la adición de productos químicos (geles). Ello impone la posterior eliminación del *flow back*, lo que genera crecientes controversias técnicas e institucionales en razón de los riesgos ambientales que supone. La obtención de los hidrocarburos de arcillas y arenas compactas (*shale oil, shale gas y tight gas*) agrega la necesidad de ampliar la infraestructura de separación y procesamiento de los hidrocarburos y la de transporte. Al presente incluye la construcción de ductos desde la zona de producción para su enlace con oleoductos y gasoductos troncales, que posibiliten la exportación del gas excedente de primavera verano a Chile, e impulsa la construcción de un nuevo gasoducto a San Nicolás y Rosario, conexiones con otras redes para exportación a Brasil, y la posibilidad de exportación por vía marítima a otros países y continentes, que en el caso del gas demandan procesos de transformación para el traslado en buques especializados.

El avance en materia de conocimiento de la geología, los servicios avanzados de modelización, planificación y monitoreo de procesos, y las innovaciones técnicas y organizativas en curso, junto a los cambios en el sector a nivel mundial y en las relaciones entre las corporaciones productivas y los agentes financieros, convierten a la región en un espacio de aprendizaje y de construcción institucional de acuerdos de corto, y mediano

plazo. Ello ha dado lugar en la provincia de Neuquén -la que contiene la mayor superficie de la cuenca hidrocarburífera- a la constitución de la Mesa de Vaca Muerta como novedoso mecanismo de concertación, integrada por actores privados nacionales y extranjeros, y públicos provinciales, nacionales y municipales, para el abordaje y resolución de problemas y demandas de la actividad. En el marco de la internacionalización de la actividad, los actores que la integran mantienen contactos con operadoras y empresas de servicios del sector con sede particularmente en los Estados Unidos a fin de interiorizarse de las novedades tecnológicas de producción y gestión. En este contexto de innovación, y de exigencia de competencia, por costos y certificación de normas y protocolos, los subcontratistas PyMEs se ven forzados a revisar las estructuras de sus firmas y las rutinas en la organización, y a desarrollar nuevas capacidades dinámicas: tecnológicas, de inversión y productivas, que implican implementar nuevos modelos de gestión del conocimiento, de toma de decisiones y de vinculación, al tiempo que deben enfrentar la volatilidad de los precios relativos, los cambios macro, y los regulatorios sectoriales. En conclusión: a los fines analíticos, la cuestión plantea una interacción compleja de dimensiones entre la macro, micro y meso economía.

4. Internacionalización e innovación en Vaca Muerta: revisando la teoría y antecedentes para explicar los desafíos de las PyMEs

A los fines analíticos, y de la profundización de las cuestiones relevadas, la investigación en curso se inspira en los aportes de la Economía Evolucionista postschumpeteriana, que incorporan la cuestión de la trayectoria y de las capacidades y el aprendizaje de las empresas, de sus titulares y de los planteles de trabajadores en el análisis de los procesos de mejora y/o transformación, en lo que incide la forma de gestionar el trabajo. De modo que se adopta la definición de innovación en sentido amplio.⁵ Agregado a ello, son fuente de consulta los enfoques de la Economía Institucional referidos a las relaciones interfirmas y los vínculos con el entorno científico y tecnológico. Estudios disponibles señalan que la internacionalización de las PyMEs y la innovación exportadora son temas complementarios (Frohmann, Mulder, Olmos & Urmeneta, 2016; Frohmann, Mulder & Olmos, 2018; Mulder & Pellandra, 2017). Adicionalmente, existe cierto consenso en la heterodoxia acerca del rol de las PyMEs en la economía, especialmente a partir de los estudios sobre aglomerados sectoriales territoriales (Dini & Stumpo, 2011; Ferraro & Stumpo, 2010, Tudela & Garrido, 2014), la valorización de la flexibilidad (Tece & Pisano, 1994; Torres, 2004), y su impacto sobre la innovación y el empleo (Erbes, Kababe & Roitter, 2014; Kantis, Federico & Menéndez, 2011). Más allá de ello, los autores reconocen los problemas centrales de este segmento de firmas, por caso la escala, las brechas de productividad respecto a las grandes y las dificultades de financiamiento. En el caso de las PyMEs exportadoras directas, y en las que integran cadenas globales de valor, existen problemas específicos, siendo los más frecuentes: el tamaño de la empresa y la falta de economías de escala, la competencia por precios y tarifas, las cambiantes condiciones de mercado y la cuestión tecnológica. (Mulder & Pellandra, 2017)

⁵ Según el enfoque económico evolucionista, la innovación y el cambio tecnológico son considerados factores claves para explicar el crecimiento y la transformación económica. (Erbes & Suárez, 2016; Barletta *et al*, 2014; Feixa & Olleta Tañá, 2007), mientras que en cuanto a los comportamientos de las firmas, esta corriente identifica tres tipos de rutinas: (i) operativas; (ii) de modificación y (iii) de búsqueda de alternativas para introducir mejoras y desarrollar nuevas ventajas competitivas que en el caso de las firmas internacionalizadas son estratégicas. De ello se deriva el concepto de *capacidades dinámicas* de las firmas. (Easterby-Smith & Prieto, 2007:36).

El problema de la gestión del conocimiento resulta un desafío particular, y se hace especialmente relevante en la industria de los hidrocarburos que evidencia novedades técnico-organizativas resultantes de la incorporación de las nuevas tecnologías en los equipos y los procesos de exploración y explotación de RNCs. Ello es clave con referencia a la problemática de la generación y retención de los conocimientos por la complejidad de los procesos de exploración y explotación de dichos yacimientos, tanto en lo técnico como en la aplicación de prácticas recomendadas y aceptadas por la industria a nivel mundial (Di Sbroiavacca, 2013; Landriscini *et al*, 2017); la intensidad en el uso de conocimiento de esta industria (Neto & Da Silva, 2012) y la necesidad constante de reducción de costos operativos, y de incremento de la eficiencia, frente a la competencia y la volatilidad de los precios internacionales, particularmente del petróleo crudo. En el caso de los RNCs ello adquiere mayor relevancia por cuanto las operaciones con perforación horizontal son más costosas y los yacimientos pierden productividad en pocos años. Las PyMEs son el 90% de las proveedoras de servicios en la actividad (Neuman, Robert & Roitter, 2012) y tienen la necesidad de generar nuevo conocimiento, y de almacenarlo para su reutilización. El mismo proviene tanto de sus propias operaciones, como de las exigencias de otras empresas con las que se hallan relacionadas, por lo general, con débiles posiciones de negociación. (Landriscini, 2015)

La cuestión de la gestión de conocimiento lleva a revisar qué se entiende por innovación, y qué posibilidad evidencian las PyMEs de desarrollar esfuerzos de innovación. Es sabido que la dinámica económica se desenvuelve entre la inercia y la innovación a nivel micro, o ligada a la “generación de variedad”, sujeta a la validación en el entorno del mercado y las instituciones. Cabe preguntarse entonces: qué oportunidades y desafíos encuentran las PyMEs en este proceso de competencia evolutiva? La teoría ofrece respuestas diversas. Otras pueden obtenerse a partir de la revisión de experiencias comparadas.⁶ Algunas de las hipótesis formuladas por Schumpeter haciendo referencia a las economías de escala y a la capacidad de las grandes empresas para controlar el mercado e innovar en procesos, productos y gestión, llevan a pensar que las firmas de menor tamaño ocuparían posiciones marginales en la economía y que su aporte al proceso de innovación sería nulo o circunstancial. Nuevos aportes que provienen de los post schumpeterianos sostienen que la innovación y el cambio tecnológico son factores claves para explicar el crecimiento y la transformación económica. Esta corriente concibe a la innovación como un proceso de aprendizaje en el que pesa la trayectoria de los agentes (*path dependence*) y en el que resulta determinante la interacción entre la empresa y su entorno productivo e institucional (Antonelli, 2011; Casalet, Cimoli & Yoguel, 2005; Freeman, 1995; Lundvall, 2012, 2005, 1985; Nelson & Winter, 1982; Rivera Ríos, Robert & Yoguel, 2009; Robert, 2015; Soete, 2009). Esta interpretación incorpora otras dimensiones analíticas y reconoce, por un lado, que no existe una sola vía óptima (*one best way*) para la generación de innovaciones y, por otro, que la visión tradicional que relaciona de manera lineal la generación de innovaciones con las actividades de I&D, es una simplificación extrema de un proceso mucho más complejo (Robert, 2015; Antonelli, 2011).

De lo anterior, se desprenden dos consecuencias importantes: 1. se adopta como más pertinente a los fines de la investigación en curso, la definición amplia de innovación,

⁶ En materia de hidrocarburos, por caso, resulta de utilidad revisar las experiencias referidas a los proveedores PyMEs que integran el complejo del gas y el petróleo en Brasil (Neto & Da Silva, 2012).

considerando como esfuerzos innovadores a las mejoras organizativas y de gestión agregadas a las productivas, y no sólo los resultados; y 2. Se reconoce la validez de las estrategias informales de innovación. Éstas dependen del contexto en que operan las PyMEs, del escenario macroeconómico y tecnológico, y de las regulaciones generales y sectoriales (Dini & Stumpo, 2011; Katz & Zamorano, 2011). En ese marco, la acción innovadora de las firmas núcleo de tramas productivas pone en marcha procesos de cambio en cadena que involucran tejidos de empresas de menor dimensión que operan como proveedoras de bienes y servicios, y que se ven empujadas a modificar rutinas, a crear registros de información e incorporar ingenieros, a renovar equipos y certificar procesos, a capacitar personal en cuestiones generales y específicas y a redefinir formas de gestión y vinculación en el marco de la competencia. La importancia del entorno en el que las firmas se desempeñan está relacionada al sector económico internacionalizado en el que actúan, pero también al contexto macro y empresarial-institucional. En este sentido, los sistemas productivos y de innovación locales si son robustos influyen generando capacidades colectivas de análisis de las tendencias de los mercados y escenarios competitivos, y brindando estímulos para la apertura de los agentes con el fin de relacionarse externamente, y para despertar su interés en la observación y la búsqueda de nuevas realidades y perspectivas. (Andersen, Johnson, Marin, Stubrin y Lundvall, 2015) Eso depende tanto de estrategias colectivas explícitas que contemplan estas metas, como de valores y tradiciones acumuladas que caracterizan la cultura productiva y social de la comunidad considerada. Además, una serie de características de la comunidad local influyen las posibilidades de respuesta de parte de los actores locales. La capacidad cognitiva de los mismos depende de manera significativa de las características del sistema productivo territorial considerado y de la división del trabajo alcanzada entre las empresas que lo conforman y de su trayectoria. (Yoguel, 2000)

En síntesis, la capacidad de un sistema productivo de absorber y difundir nuevos conocimientos –lo que resulta estratégico en el caso de firmas internacionalizadas como las del sector en estudio- tiene que ver con un conjunto de características de su estructura, entre las que destacan: el número de actores independientes que lo integran; la intensidad de sus vínculos y de los mecanismos que facilitan su interacción; el modelo de división del trabajo (Erbes, Kababe & Roitter, 2014); y el nivel de proximidad cognitiva que se registra entre los integrantes del sistema considerado (Dini & Stumpo, 2011). En tal sentido, siguiendo a Lundvall, se reconoce como muy relevante el papel de los centros tecnológicos y las universidades generando densidad institucional para la I&D, y la transferencia tecnológica que impulse innovaciones, mejoras de productividad y apropiación horizontal de resultados.

En el caso de las cadenas de fuerte acoplamiento proveedor/cliente como la de los hidrocarburos y en especial en los nuevos sistemas técnicos en RNCs, aparecen consideraciones particulares que se vinculan a lo tecnológico, la posición de las PyMEs en ellas, la especificidad de los procesos y de los bienes y servicios, la circulación de información, la complementariedad, y lo económico-financiero, ligado a la estructura del mercado y el grado de asimetría en las relaciones, las condiciones contractuales, etc. (Landriscini, Carignano, Rubino & Morales, 2017)

También cabe considerar los aportes de estudios que ampliando la unidad de análisis han adoptado una visión de tramas empresarias en cadenas globales de valor y de *cluster*. Ellos han puesto el foco en los temas de la complejidad y las instituciones; la coordinación de los actores públicos y privados y los relativos a la generación y gestión eficiente de bienes o servicios competitivos (Rivera Ríos, Robert & Yoguel, 2009; Robert, 2015),

resultando valiosos para la comprensión de los procesos de innovación micro y territoriales en el caso de los nuevos desarrollos asociados a los HRNCs.

Por su parte, Lall (1992) considera que las capacidades tecnológicas a nivel de un país se ordenan en: inversión física, capital humano y esfuerzos tecnológicos, las que son interdependientes, ya que si el capital físico se acumula sin las habilidades, o sin la tecnología necesaria para operarlo de modo eficiente, las capacidades tecnológicas nacionales no se desarrollarán de modo adecuado. Lo más importante es la eficiencia con la cual se utiliza el capital. El capital humano incluye no sólo las habilidades generadas por la educación y la capacitación formal, sino también las que se desarrollan con la experiencia en las actividades y capacidades heredadas, que ayudan al desarrollo tecnológico. La capacidad en esfuerzos tecnológicos se relaciona con la mano de obra especializada disponible para tareas técnicas, los gastos en I&D, las innovaciones, y otros indicadores de éxito tecnológico. Así, el trabajo calificado y el capital físico son productivos sólo si se combinan con esfuerzos de las empresas para asimilar y mejorar la tecnología relevante. Por ello, la acumulación de capacidades tecnológicas no constituye un proceso automático, inherente al libre funcionamiento de las leyes del mercado; supone procesos arriesgados e imprevisibles. (Lall, 1992) El desarrollo de los nuevos sistemas técnicos en el *upstream* en la cuenca Neuquina y la apropiación del *know how* por el conjunto de firmas, demanda tiempo, vínculos consolidados entre clientes y proveedores, y la participación sistemática de organismos de ciencia y tecnología.

Relacionado con lo anterior Bell & Pavitt (1992) señalan tres etapas en los procesos de acumulación de capacidades tecnológicas: en la primera, la tecnología es adoptada para incorporarla en nuevas instalaciones; en la segunda, se incrementa la eficiencia inicial y se modifica la tecnología adecuándose a los cambios en los mercados de insumos y productos; y en la tercera, las empresas pueden basarse en las capacidades adquiridas en las dos etapas previas para introducir un cambio técnico más sustancial en los productos generados, en los materiales empleados, o a fin de modificar las tecnologías usadas. En este proceso de acumulación de capacidades las empresas parten de una base mínima de conocimientos tecnológicos, aprenden y acumulan conocimientos con el paso del tiempo; y ello les permite desarrollar progresivamente nuevas actividades y adquirir capacidades tecnológicas, para llevar a cabo actividades de innovación (Ortega Rangel, 2005; Dutrénit, 2004; Estrada & Dutrénit, 2007). Se ha identificado una secuencia en el proceso de adquisición o desarrollo de capacidad tecnológica, la que puede resumirse en las siguientes etapas: 1. Identificar una oportunidad o un problema; 2. Explorar las soluciones tecnológicas posibles, seleccionar las más apropiadas y, si es necesario, negociar la adquisición del nuevo conocimiento tecnológico; 3. Operar la tecnología; 4. Adaptar la tecnología a las condiciones locales; 5. Modificar la tecnología en respuesta a los cambios del entorno económico; 6. Modificar sustancialmente el proceso o el producto; y 7. Llevar a cabo investigación y desarrollo internos de forma organizada y sistemática. (Ortega Rangel, 2005) Esta diferenciación resulta de gran utilidad para abordar los procesos de mejora, sus posibilidades y restricciones hacia adentro y en materia de vinculación con el entorno en las firmas PyMEs desafiadas por cambios técnico productivos en sectores maduros como los hidrocarburos, y los asociados a ellos desde la metalmeccánica y la electrónica, y por crecientes barreras a la entrada. Siguiendo esa literatura, la acumulación de capacidades tecnológicas de las empresas, aporta mejoras en su competitividad. En tal sentido, la corriente evolucionista señala como factor clave de la competitividad al factor tecnológico expresado en la capacidad de transformar insumos, incrementar la eficiencia en el uso de los mismos y crear productos y procesos de producción más complejos, como

parte de procesos de aprendizaje tecnológico, que se desenvuelven en el marco de la competencia, las regulaciones sectoriales y el accionar de las organizaciones e instituciones públicas y privadas (Ortega Rangel, 2005; Robert, 2015; Romo & Abdel, 2005; Torres Vargas, 2006).

La gestión del conocimiento en las firmas es un problema particular. A los fines de la investigación, dado el foco puesto en las PyMEs y que las mismas enfrentan algunos problemas de naturaleza diferente a los que aquejan a las empresas grandes, se ha recuperado la revisión bibliográfica sobre gestión de conocimiento en PyMEs realizada por Durst & Edvardsson (2012) y el estudio de casos que hacen Evangelista, Espósito, Raffa & Lauro (2010) en Italia. Se consultó, asimismo, por su relevancia regional y los nexos con el sector estudiado, el caso brasileño de la industria de hidrocarburos (Neto & Da Silva, 2012). Finalmente, resulta pertinente el trabajo de Erbes, Kababe & Roitter, (2014), referido al rol de la organización del trabajo en el desarrollo de los procesos de aprendizaje, ya que desde la visión evolucionista postschumpeteriana ofrece una herramienta analítica que es aplicable a las PyMEs para favorecer un manejo satisfactorio de los procesos de aprendizaje en las organizaciones.

Como es sabido, en el contexto actual el conocimiento se ha convertido en el factor estratégico más importante en la actividad empresarial, puesto que está asociado con las capacidades de las empresas para lograr una ventaja competitiva (Durst & Edvardsson, 2012). Algunos estudios evidencian que hay una ausencia de gestión sistemática del conocimiento en las PyMEs, (Durst & Edvardsson, 2012). De la literatura sobre gestión de conocimiento en PyMEs se puede extraer en primera instancia una enumeración de las características más destacadas que por lo general se encuentran presentes en las empresas de menores dimensiones: i) limitaciones en el acceso a recursos; ii) estructura plana y orgánica, informal, no burocrática y con pocas reglas, con la facultad de control concentrada en la supervisión personal por parte del dueño. iii) el dueño-gerente suele tener un papel protagónico, concentrando con frecuencia los procesos de planificación y toma de decisiones y las funciones de control: ello hace que no dedique suficiente tiempo a las cuestiones estratégicas. Esto sumado a la falta de recursos financieros y capacidades -por lo general- resulta en que el conocimiento termina siendo concentrado en la mente del empresario y algunos empleados clave en vez de ser almacenado físicamente o compartido (Durst & Edvardsson, 2012). iv) estas empresas suelen tener una menor escala de producción, pero gozan de mayor flexibilidad operativa; y v) entre ellas la heterogeneidad es la norma. (Tudela & Garrido, 2014) Ello exige especial atención a la hora de hacer generalizaciones.

Durst & Edvardsson muestran que por lo general, estas unidades no tienen una política explícita destinada a la gestión estratégica del conocimiento; de hacerlo, tratan a la cuestión desde el punto de vista operativo. Se focalizan más que las empresas grandes en el conocimiento tácito, ya que no suelen tener repositorios de conocimiento codificado. Dada la dependencia con respecto al conocimiento proveniente de fuentes externas, es más frecuente que los canales de comunicación existentes conecten empresas entre sí, en particular en forma vertical (relación proveedores/clientes) en vez de que existan canales internos de transferencia de conocimiento. En esa línea los autores identifican cinco actividades relacionadas a la gestión del conocimiento: identificación, creación/adquisición, almacenamiento/retención, transferencia y utilización; y estudian cuáles son los avances que ha habido en cada una de ellas. En cuanto a la identificación de los conocimientos que son relevantes para la firma, señalan la necesidad de hacer una distinción al interior de la firma, entre el conocimiento que es fácilmente accesible o

reproducibile y aquél que es difícil de imitar. Con respecto a la creación de conocimiento o la adquisición de nuevo conocimiento de fuentes externas, la literatura indica que dadas las limitaciones estructurales de las PyMEs, las mismas se ven forzadas a recurrir predominantemente a fuentes externas. Otros estudios señalan el desconocimiento por parte de los empresarios PyME sobre estos temas, la escasa o nula inversión en I+D, y la importancia de la implicación de las personas en la organización para la generación de nuevo conocimiento (Durst & Edvardsson, 2012).

Los estudios existentes sobre retención del conocimiento en PyMEs están marcados por el predominio del conocimiento tácito en este tipo de empresas, así como también por el hecho de que el conocimiento suele estar concentrado en el dueño y unos pocos empleados claves. Dada la relevancia del conocimiento externo para las PyMEs, la transferencia inter-organizacional es crucial para ellas. Sin embargo, resulta importante que el conocimiento no esté excesivamente concentrado en el dueño y en unos pocos empleados clave, lo cual exige que la transferencia inter-organizacional se complemente con transferencia intra-organizacional. Los estudios hallados destacan: la influencia que tienen en la utilización del conocimiento los objetivos estratégicos que establece el dueño de la PyME y la cultura que en consecuencia se genera al interior de la empresa. Del análisis realizado por Evangelista *et al.* (2010), resulta que las herramientas de gestión de conocimiento más utilizadas por las PyMEs son grupos de trabajo, sitios de internet y el uso de una intranet, mientras que los dispositivos menos utilizados son sistemas de apoyo a la toma de decisiones, *data mining* y sistemas de manejo de documentación. Sin embargo, las empresas con frecuencia muestran una serie de barreras para la implementación de herramientas de gestión del conocimiento, tales como la protección de información crítica, la falta de socios comerciales para compartir conocimiento y la cultura empresarial. (Evangelista, Esposito, Raffa & Lauro, (2010) pp. 39-40).

A partir de la revisión teórica, y como etapa preliminar se han explorado las estrategias de gestión del conocimiento en un número reducido de PyMEs proveedoras en la cuenca Neuquina en el ciclo de los RNCs, en el marco de un Proyecto de Vinculación Tecnológica sobre PyMES de hidrocarburos en la cuenca Neuquina. Se revisaron: la organización del trabajo, el aprendizaje, el papel de los dueños o gerentes y los vínculos con el entorno, a fin de conocer los factores que inducen al éxito y los que retrasan la obtención de mejoras en la *performance* de las empresas, en su participación en los mercados, y en la relación con los clientes de la cadena de valor que integran. El problema de la gestión del conocimiento, asociado a la organización del trabajo resulta un desafío particularmente relevante en la industria de los hidrocarburos, que evidencia novedades que se retroalimentan con una cantidad creciente de conocimientos aplicados al proceso productivo, tanto de forma incorporada como desincorporada (Robles, 2017; Landriscini & Robles, 2016; Di Sbroiavacca, 2013; Landriscini, Robles & Carignano, 2015), la intensidad en el uso de conocimiento (Neto & Da Silva, 2012) y la necesidad constante de reducción de costos operativos e incremento de la eficiencia frente a la volatilidad de los precios internacionales. En el caso de las PyMEs que integran las distintas tramas empresarias de la cadena de hidrocarburos, la necesidad que experimentan de generar nuevo conocimiento, y de almacenarlo para su reutilización, proviene tanto de sus propias operaciones, como de las exigencias de otras empresas con las que se relacionan, por lo general con débiles posiciones de negociación. (Landriscini & Robles, 2016)

5. La internacionalización y los cambios que motoriza el desarrollo masivo

Fue la renacionalización de YPF a partir de la Ley de Soberanía Hidrocarburífera 26.741, la que puso en marcha una nueva etapa en el desarrollo de los hidrocarburos en la cuenca Neuquina, que tuvo un punto destacado entre 2013 y 2014 con la concreción del primer proyecto de desarrollo masivo en el área de Loma Campana (formación Vaca Muerta), de la mano de la empresa estatal YPF en asociación con la norteamericana Chevron. A posteriori, la sanción de la Ley 27.007 de Hidrocarburos con especial definición y alcance a los RNCs, en octubre de 2014 estableció las regulaciones en la actividad, los plazos de concesión, y los mecanismos de programación, evaluación y ejecución de los pilotos, y desarrollos, entre otras. En línea con ello, YPF lideró los avances de proyectos exploratorios de *shale oil*, *shale gas* y *tight gas*, asociada con compañías extranjeras como Chevron, Total, Dow Chemical, Wintershall, Petronas, Panamerican Energy, Exxon y Petrobras -entre otras-y concretó, con algunas compañías y con el Estado, acuerdos de inversión en desarrollo tecnológico, en la construcción de plantas de tratamiento, y en obras infraestructura productiva, de transporte y habitacional. Así se fueron poniendo en marcha y consolidando proyectos de I&D en YPF Tecnología, y otros ligados a la provisión de insumos y componentes, y al mejoramiento de las condiciones de operación de las proveedoras de servicios. Ello impulsó inversiones en un marco de internacionalización que alcanzaron en el sector neuquino de la Cuenca entre operaciones e infraestructura un máximo histórico en 2015 de U\$S 5.100 millones.

Posteriormente, y como consecuencia de la caída en el precio internacional del petróleo que comenzó a fines de 2014 y se intensificó en 2015, y del cambio en las políticas a partir de 2016, que afectó en particular el financiamiento a YPF, el nivel de actividad se redujo notablemente, verificándose un descenso en la inversión, que alcanzó al 35% en el transcurso del 2016. El crudo comercializado por encima de los 100 U\$S/bbl a mediados de 2014, se redujo hasta alcanzar un mínimo cercano a los 26 U\$S/bbl en enero de 2016 afectando la cadena global de valor. A nivel mundial y localmente, esto se tradujo en ajustes de estructuras y del empleo sectorial que se trasladó a las industrias asociadas. Producto de ello se consolidó el “Plan Gas” buscando la recuperación en la oferta interna de gas natural a través de un subsidio a la producción incremental. Ello generó un importante incentivo al desarrollo del gas que convocó más inversiones de operadoras internacionales, al punto de lograr revertir entre 2014 y 2015 una década consecutiva de declinación de la producción en la cuenca Neuquina. En los dos años siguientes, se logró recuperar la inyección del fluido a un ritmo de 8% anual. El incremento se sustentó en el aporte de gas proveniente de RNCs, cuya participación viene creciendo de modo sostenido en Neuquén, alcanzando en 2018 un nivel cercano al 50% del total provincial.

En 2017 se alcanzaron valores de inversión cercanos a los U\$S 4.400 millones. Entre los determinantes de esta nueva dinámica, pueden citarse: la recuperación relativa del precio internacional del petróleo en niveles cercanos a los U\$S50 el barril, y agregado a ello la definición por la Resolución 46 del Ministerio de Energía y la 419 del mismo año, de valores subsidiados para el gas nuevo en boca de pozo, partiendo de U\$S 7,5 el millón de BTU, en escala decreciente hasta U\$S6 desde 2018 a 2021. Producto de la reducción previa del precio del barril, las compañías se orientaron al gas, y buscaron mejorar la eficiencia de sus operaciones incorporando nuevas tecnologías y reduciendo sus costos.

Como parte de la dinámica de internacionalización de los HRNC, en territorio neuquino se han otorgado a noviembre de 2018 un total de 34 nuevas concesiones de explotación. Las mismas se caracterizan por la inclusión de un denominado proyecto piloto, tendiente a evaluar las mejores formas de implementar un desarrollo de los campos. Por este concepto, se comprometieron inversiones por un monto cercano a los U\$S 10. 000

millones. Parte de estas erogaciones se han concretado, otras se encuentran pendientes. Su importancia radica en el proceso innovador generado, y en las entrevistas realizadas destaca la información que se ha obtenido de este proceso, la que permite identificar las *best practice* para poner en marcha un proyecto a mayor escala, y para potenciar los servicios prestados asociados a la exploración, el empleo y el aprendizaje generado. Dadas las características propias de este tipo de explotación, para lograr un aceptable retorno de la inversión resulta necesario un sostenido ritmo de perforación en las áreas definidas, acortar distancias entre perforaciones, reducir movimientos de traslado de equipos y alargar las ramas laterales y el número de fracturas. Así, después de cinco años de exploraciones y pilotos, el comienzo de la etapa de desarrollo masivo en varias de estas áreas, implica en 2018 un importante incremento en el nivel de actividad, que involucra a numerosas empresas de servicios de distinta envergadura y especialidad.

Otro factor que permite inferir un progresivo repunte de la actividad, es el camino recorrido durante la etapa piloto antes mencionada. Por un lado, la curva de aprendizaje transitada, en particular a partir de los proyectos de YPF, permitió bajar de manera sostenida los costos, al reducirse los días de perforación, pasando de 45 a 20/25 días. Por el otro, las mejoras en el conocimiento y las técnicas han generado un cambio de paradigma en el diseño de los pozos. En este caso, en una primera etapa el desarrollo se centró en la perforación vertical, mientras que en la actualidad la mayor economía resulta de la perforación horizontal. Incluso, a partir de ensayos y mejoras logradas, el largo de la rama lateral en este tipo de perforaciones, pasó de 1.000 m a 2.500 m en muchos casos, contándose experiencias de hasta 3.000 m. Esta rama lateral de mayor extensión permite concretar un número superior de etapas de fractura, hoy entre 30 y 40, y un mayor volumen de hidrocarburo recuperado por dólar de inversión. Agregado a ello, la perforación en factoría permite generar economías de escala a partir del uso de torres de última generación que se desplazan armadas entre sitios próximos (*walking rigs*), lo cual reduce operaciones y tiempos, agrega seguridad a los procesos e impacta favorablemente en los costos. (Aggio, Lengyel, Milesi & Pandolfo, 2017)

Por último, frente a la volatilidad de los valores internacionales del crudo, el Estado nacional definió una serie de medidas tendientes a reactivar el sector particularmente a partir del gas. Se plasmaron a través de la Resolución N° 46/2017 del Ministerio de Energía y Minería, y supone un valor de U\$S 7,5 el millón de BTU en boca de pozo para el gas nuevo a partir de 2018, y decreciente hasta U\$S 6 en 2021. Su objetivo fue asegurar un precio mínimo para la producción de gas nuevo, otorgándose a aquellas empresas que comprometieran un plan de inversión orientado al aumento tanto en el nivel de actividad como de producción. Al presente 8 proyectos se encuentran aprobados, aunque no todos se han beneficiado con el cobro del subsidio al precio, y ante el ajuste fiscal y la devaluación se renegocian los plazos de pago. Se han aprobado proyectos a YPF, Pluspetrol, Tecpetrol/Techint, Total, Pampa Energía y Capex, y un número mayor han sido aprobados por la provincia de Neuquén y esperan el tratamiento por el Estado nacional. El caso emblemático es el desarrollo de Tecpetrol, en su concesión Fortín de Piedra, sumado a la construcción de una planta de tratamiento, actualmente en ampliación. Al subsidio del precio del gas en boca de pozo, se sumó en febrero de 2017 la firma del “Acuerdo Sectorial de Productividad” tendiente a bajar costos internos para competir a nivel internacional, entre los representantes de las operadoras, las prestadoras de servicios especiales, los sindicatos y el gobierno nacional, con acuerdo provincial.

En la actualidad, si bien no se espera que el precio del petróleo vuelva a los valores previos a la crisis reciente, ya que todavía la oferta presiona sobre los mismos, los cambios

evidenciados en la industria como respuesta a ello, llevan a pensar que la actividad que viene creciendo a lo largo de 2018, puede tener una expansión notable de las inversiones durante los próximos años. Las mismas estarán orientadas principalmente a la extracción de gas, como consecuencia de la rentabilidad diferencial que traen los precios y las posibilidades de exportación, exigen contar con la infraestructura y los servicios necesarios para evitar los posibles cuellos de botella, y aportarán importantes montos de regalías, canon e impuestos a las provincias involucradas y seguramente crecientes problemas ambientales que señalan los observatorios sectoriales y las universidades.

En la provincia de Neuquén, existe larga trayectoria en la producción hidrocarburífera (100 años) y se gestan cambios en aspectos normativos y económicos que posibilitan una mejora en las perspectivas de la actividad no convencional en Vaca Muerta. Habiendo transcurrido cinco años del inicio de la evaluación más intensiva de este tipo de yacimientos, un importante número de compañías, gran parte de ellas extranjeras, se encuentran en condiciones de comenzar la explotación a nivel comercial. Debido a la baja permeabilidad y porosidad del reservorio donde se encuentra alojado el hidrocarburo, se requiere de técnicas especiales para liberarlo y extraerlo. La fractura hidráulica -sistema técnico utilizado en ello- implica la estimulación del yacimiento mediante la inyección de fluidos, de forma tal de generar fisuras y mejorar la conductividad, junto a un agente sostén que es la arena y hace posible que dichas fisuras se mantengan en el tiempo. Dadas esas características, para que la producción resulte comercial, se requiere exponer una gran longitud del pozo con el reservorio, por lo que la perforación horizontal es la herramienta necesaria para lograr el objetivo. Ello implica que el costo de perforación y terminación de los pozos sea más elevado en relación a las técnicas convencionales. Como consecuencia, la estrategia técnico operativa supone recurrir al “modo factoría”, o sea perforar y completar los pozos de modo secuencial para hacer los procesos más eficientes, y a fin de alcanzar una escala que permita reducir los costos y torne económica la explotación del yacimiento.⁷

Una segunda cuestión relevante que favoreció el inicio de este tipo de desarrollo se encuentra en la Ley Nacional 27.007, que modificó la tradicional “Ley de Hidrocarburos” (17319). Hasta el momento, en la provincia de Neuquén las 34 concesiones otorgadas representan el 25% del total de la superficie de Vaca Muerta (30.000 km²). El desarrollo masivo del área se estima que involucra la perforación de más de 9.000 pozos en 20 años. Si bien estas proyecciones resultan alentadoras de cara a los próximos años, en la actualidad, la actividad de los RNCs, aunque no en niveles óptimos, genera una importante contribución al sector. En 2018, hasta el mes de agosto, la producción de petróleo en Vaca Muerta creció un 16,9% y con un volumen de 65.000 barriles/día representa un 54,45% del total neuquino; y la de gas creció hasta agosto de 2018 un 13,3% respecto a 2017, totalizando 43,3 millones de m³/día, un 62% de lo que genera la cuenca, siendo 30% *shale gas*, 32% *tight gas*, y el resto gas convencional. En cuanto a inversiones, a los U\$S 5.000 en 2017, se agrega un total estimado en U\$S 8.000 en 2018, y se esperan con el desarrollo masivo de 8 proyectos alcanzar U\$S 18.000 anuales entre 2019 y 2021 (Subsecretaría de Hidrocarburos, Provincia de Neuquén). Más allá de las expectativas en función de los proyectos presentados y las concesiones otorgadas, tales valores dependen

⁷ Hoy la rebaja de costos superior al 50% lleva a que las perforaciones se ubiquen en valores aproximados a los de las cuencas de los EEUU.

de la aprobación de dichos proyectos para recibir los beneficios del subsidio al gas nuevo, y de las condiciones de la macroeconomía nacional y el desarrollo de la infraestructura.

En materia de tecnología, destaca el aumento constante en la complejidad de los trabajos, tanto de perforación, como de estimulación, que permitieron bajar los costos e incrementar de manera sostenida la productividad de los pozos, marcada por el cambio de la perforación vertical hacia la horizontal con ramas laterales de creciente longitud. Las técnicas de terminación de pozos también evidenciaron innovaciones durante estos últimos años, puesto que la mayor longitud de los mismos requiere de mayor potencia para fracturarlos. Producto de la expansión de las inversiones y de las cuestiones técnicas reseñadas, se pasó de 50 pozos perforados por año en 2012, a 100 pozos en 2013/2014, hasta alcanzar un máximo de 200 pozos hacia 2015/2016. En 2018 ha crecido en forma notable el número de nuevos pozos, alcanzándose un total de 961 pozos, con particular aporte de los nuevos asociados a desarrollos de gas, en particular en Fortín de Piedra.

6. Nuevos proyectos, innovaciones y productividad

En el nuevo escenario, YPF concretó un acuerdo con la compañía mundial proveedora de servicios especiales Schlumberger para el desarrollo de un proyecto piloto de *shale oil* y gas no convencional en Vaca Muerta con una inversión de U\$S400 millones, y para lo cual se aspira a recibir los beneficios del Plan Gas (Resolución 46-E/2017), con precio U\$S7,5 el millón de BTU. El plan piloto se desarrolla en dos fases en el campo Bandurria Sur, otorgado por Neuquén en concesión a YPF por 20 años en 2015, y lindero a Loma Campana, donde YPF opera con Chevron. Schlumberger aporta el 100% de la inversión, continuando YPF con la operación del área y repartiéndose un 49% de lo producido para la compañía extranjera y un 51% para YPF. El proyecto forma parte de un conjunto de 10 nuevos pilotos en RNCs a poner en marcha por YPF en distintas áreas de la formación Vaca Muerta, a lo que se agrega la explotación por Panamerican Energy y Wintershall de otras áreas en el bloque original Bandurria, y las de Lindero Atravesado compartidas por YPF y Panamerican Energy. Complementariamente, YPF selló un acuerdo de inversión con Panamerican Energy, Wintershall y Total Austral, por U\$S500 millones, para nuevos desarrollos de gas en el área Aguada Pichana y Aguada de Castro, atraídos por el Plan Gas, y que ha significado una modificación de las áreas concesionadas para avanzar en la planificación concertada. Panamerican Energy y Total Austral serán las operadoras repartiéndose los sectores Este y Oeste de las áreas. También firmó acuerdos de cooperación y estratégicos con Petróleo de Venezuela S.A., con Yacimientos Petrolíferos Bolivianos, con la empresa noruega Statoil y con la operadora rusa Gazprom, entre otros. El acuerdo con la compañía noruega Statoil involucra la explotación del área Bajo del Toro en la formación Vaca Muerta, en proximidades de la localidad de Rincón de los Sauces en el norte de Neuquén, en proximidades del río Colorado. El área tiene una superficie de 157 km² (38.800 acres) con un muy buen potencial. Las perforaciones iniciales son de alto rendimiento, que en el mundo petrolero comparan los posibles niveles de producción con los de Loma Campana. La empresa noruega estatal, entra al país como socia de YPF y con una participación del 50%, mientras que YPF será la operadora y mantiene el 50% restante. A su vez, Statoil reconoce a YPF las inversiones que hizo en el bloque y financiará el 100% de actividades a futuro. Según los responsables noruegos, *“Se trata de un proyecto de exploración de petróleo liviano con objetivo en la formación Vaca Muerta, un play no convencional de primera clase mundial. Esta oportunidad se ajusta perfectamente a la estrategia definida por Statoil y está alineada con nuestra*

estrategia exploratoria de desarrollar recursos rentables y de alta calidad” (declaraciones de representante de Statoil en Argentina, Diario Río Negro, 26/08/2017)

Paralelamente, en un proceso de reconversión, YPF ha reducido su presencia en algunas áreas reintegrándolas a la Provincia de Neuquén para concentrarse en las zonas con mayor potencial. Ello representa un 16% de reducción de acreaje, en tanto el desarrollo de las 25 áreas obtenidas en las rondas licitatorias en años anteriores excede su actual capacidad financiera. Tal decisión evidencia que la actual gestión de la compañía interrumpió el proceso exploratorio que se había impulsado desde la renacionalización en abril/mayo de 2012. A partir de la reversión de áreas de YPF, Gas y Petróleo Neuquén vuelve a licitarlas, y/o busca socios en el mercado internacional, que se verán atraídos por las nuevas condiciones de desregulación productiva, financiera y cambiaria, y la orientación al gas.

Como parte del aprendizaje tecnológico desplegado por YPF en la cuenca Neuquina, a partir de los pilotos ejecutados en la formación Vaca Muerta, del ordenamiento de las actividades y las mejoras logísticas, los desarrollos en curso en *shale oil* de la compañía dan cuenta de una reducción de costos en 2017 en las operaciones del *upstream* estimado en un 50% en Loma Campana, donde YPF tenía por ese tiempo 555 pozos perforados, contándose 680 perforaciones con destino shale entre todas las compañías. La nueva ecuación económica se vincula directamente a la curva de aprendizaje, al conocimiento acumulado, las opciones técnicas probadas y desarrolladas, y la más eficiente organización del trabajo. Por caso, se avanza al presente en un “salto de productividad” con un megapozo geonavegado. Con ese fin, los técnicos responsables deben llevar la tecnología local al extremo porque, por primera vez, cruzan la barrera de los 3.000 metros de rama lateral, y 40 etapas de fractura. Se trata de una trascendente innovación de proceso. La petrolera nacional alcanzó los 3.200 metros de perforación lateral, demorando 42 días con un costo de entre 12 y 15 millones de dólares. La principal apuesta delineada fue la reducción de costos. El sendero de aprendizaje le permitió bajar los costos de perforación de U\$33,8 a U\$13,9 entre el tercer trimestre de 2015 y el cuarto de 2016. La clave fue el tiempo de realización de los pozos.⁸ Estos avances como parte del sistema de innovación local/global, ya los había probado Exxon a través de su subsidiaria XTO en Bajo del Choique-La Invernada con perforaciones horizontales de 2.500 m laterales y excelentes resultados, y los ensaya en el área Los Toldos Sur 1 en busca de gas no convencional, combinando perforación vertical hasta 3.000 m de profundidad con perforaciones horizontales de 3000 m de longitud con 43 fracturas, un tiempo de trabajo de 50 días y un costo total estimado de U\$30 millones. La compañía norteamericana busca replicar la tecnología utilizada en Estados Unidos, y gestiona acuerdos con otras operadoras para contar con ductos para poder evacuar la producción. Tales novedades tecnológicas son tomadas por otras operadoras que avanzan en pilotos. Es el caso de Shell que redujo sus costos de perforación de U\$14 millones a U\$10 millones en 2017 para pozos de 1.500 m de rama lateral y 15 etapas de fractura. En paralelo, los ensayos desarrollados y los avances técnicos logrados dieron sus frutos en el área Rincón del Mangrullo, donde YPF y Petrobras, hoy Pampa Energía, invirtieron U\$700 millones

⁸ Según manifiestan los responsables técnicos en RNC de YPF, el avance de conocimiento de la roca madre, puede decirse que está llevando menos tiempo del que insumió a los ingenieros norteamericanos conocer sus reservorios, habiéndose realizado gran cantidad de ensayos y pruebas para llegar al punto actual, e ir abandonando las perforaciones verticales, lo que acelera el proceso de cambio en el desarrollo de la Cuenca Neuquina, y ha permitido rendimientos por pozo de entre 700 y 1.700 barriles/día y que el 30% de crudo y del gas neuquino sean no convencionales. También se han logrado excelentes resultados en El Orejano, con una perforación horizontal de 2.715 m de rama lateral finalizada en 22 días. (Pablo Bizzotto, Gerente de No convencionales de YPF)
ISSN: 2344-9195 <http://www.redpymes.org.ar/index.php/nuestra-revista/> / <https://revistas.unc.edu.ar/index.php/pid/index> Pymes, Innovación y Desarrollo – editada por la Asociación Civil Red Pymes Mercosur
This work is licensed under a Creative Commons Attribution 3.0 License.

para la extracción de *tight gas*, con perforaciones verticales por un valor de U\$S3 millones, gracias al desarrollo de ingeniería que permitió atravesar hasta 1.300 m de profundidad las formaciones Lajas y Mulichinco. Procesos similares de aumento de productividad en las perforaciones ha evidenciado la compañía Panamerican Energy.

Este proceso de aprendizaje tecnológico, busca conocer cuál es la medida de la formación Vaca Muerta, y los ensayos para conocer el horizonte insumirán entre tres y cinco años, demandando de las compañías de servicios especiales y de las contratistas PyMEs locales que asisten con servicios las operaciones de fractura, equipos y competencias especiales y estricta coordinación de tiempos y procedimientos. El aumento de la productividad en las operaciones de perforación tiene su origen según los directivos de YPF en tres factores: el acreaje, o sea los kilómetros cuadrados de las concesiones, la infraestructura montada y el aporte de conocimiento y experiencia acumulada en su trayectoria de trabajo por los empleados “viejos”, o sea aquellos con 30 a 35 años de antigüedad en el campo, junto a los nuevos que adoptan las tecnologías digitales. El sendero de trabajo y la acumulación de conocimiento tácito y codificado de técnicos y operarios antiguos en la empresa, ha permitido generar los propios diseños de perforación y el uso de instrumental de seguimiento digital y control on-line de operaciones y pozos productivos, lo que los posiciona al mismo nivel que en Estados Unidos. A su vez la disponibilidad de la empresa de 1,4 millones de acres sobre Vaca Muerta, o sea unos 5.600km², de los 30.000 km² totales, le permite poder descifrar distintas características de la formación que se encuentra a 3.000 m de profundidad. El conocimiento generado ha permitido que el costo por barril se haya reducido de U\$S20 a U\$S12,9, sin impuestos ni mantenimiento operativo, pudiendo llegar a lograr un costo de U\$S10. En síntesis con menos perforaciones y desembolsos y el uso de nuevas tecnologías se extrae una mayor cantidad de hidrocarburos. Más allá de ello, y del atrayente precio del gas en boca de pozo dispuesto por la Resolución 46, las compañías demandan rebaja de impuestos, tasas y regalías para invertir. YPF, por su parte, evidencia restricciones financieras, y plantea financiar operaciones con crédito de proveedores, lo que posiciona en situación de debilidad a las PyMES.

El nuevo escenario de costos, y las estrategias de las operadoras y de las compañías de servicios, plantean crecientes exigencias de eficiencia y de organización a las PyMes, y redefinen los términos de los contratos en materia de montos y tiempos. En simultáneo, estimulan el intercambio de intangibles entre proveedores y clientes, la capacitación en distintas especialidades técnicas, y en *management*, la profesionalización de la administración y la participación en foros nacionales e internacionales y en redes de ingeniería. Las Cámaras de los Proveedores PyMEs reconocen que hay que profesionalizar las empresas, intercambiar experiencias y problemas comunes, y proponer soluciones prácticas. Los programas de desarrollo de proveedores de las operadoras y el INTI, y las iniciativas del Centro PYME Neuquén, de capacitación, asistencia técnica para la certificación de procesos y equipos, y articulación y financiamiento marchan en ese sentido. Ello se desenvuelve en el marco de la apertura de las importaciones de equipos y servicios tecnológicos, así como de la instalación de empresas representantes de firmas extranjeras que operan bajo licencia y con crédito de proveedores, compitiendo con firmas locales que exhiben restricciones de escala y enfrentan barreras para el acceso al financiamiento. Mejoran los indicadores de productividad de las compañías, pero se evidencian restricciones financieras que demoran los proyectos, lo que se traslada a las contratistas, y proveedoras locales de insumos, maquinarias, servicios tecnológicos, equipos, mantenimiento y transporte. Es así que en el primer trimestre de 2017 se

perforaron en el país 66 pozos en RNC, 24 menos que en el mismo período de 2016. Se registraron caídas tanto en la perforación al *tight* como al *shale*, pero el aumento de pozos horizontales mejoró los indicadores productivos en no convencionales; pasaron de representar el 9% al 15%, y con sus largos tramos laterales son más productivos que los verticales. Ello avanza como un nuevo síntoma de la industria: mejora la relación entre costos y producción haciendo crecer la producción no convencional, y plantea un nuevo paradigma de gestión tecnológica, productiva y empresaria. (Facultad de Ingeniería de la Universidad Austral). Por eso, en pozos de petróleo, a pesar de que cayó el número de perforaciones un 20% en 2017, mejoraron los indicadores productivos para el *shale oil*, e YPF redujo los costos por pozo perforado de U\$S32 millones a U\$S13 millones.

En síntesis, el eje de la nueva fase de desarrollo centrado en los RNCs pasa por la reducción de los costos de producción, dentro de la empresa y en el entramado de los contratistas. El desarrollo técnico organizacional con pozos horizontales en nueva arquitectura en el desarrollo masivo, y el uso de las tecnologías de geonavegación para el seguimiento de las operaciones y sus resultados, reduce el número de pozos y el número de días por pozo, y con ello los equipos de trabajo, pero la mayor productividad permite alcanzar mayores volúmenes e ingresos a las compañías, al tiempo que mejora el conocimiento de la roca generadora. Se trata de un proceso de intensificación del uso del conocimiento, de los recursos del subsuelo y de los equipos, y de coordinación como cadena tensa vía el uso de la informática, al tiempo que la modificación de los estatutos laborales trae consigo una intensificación del uso del trabajo, al reducir dotaciones de personal en las tareas, aplicar la multifuncionalidad, incluir el trabajo nocturno en campo y en condiciones de mayor velocidad del viento, y eliminar tiempos muertos pagos. El recorte de tiempo se acerca al 45% y se traduce en una reducción de costos del 30%, y la mayor producción demanda la apertura de mercados dado que pesa la cuestión de que los pozos horizontales tienen corta vida en cuanto a la producción a obtener, y se repagan en tres años, porque al quinto año de estar en producción ya habrán sacado a superficie la mitad del hidrocarburo que tienen para dar. Los logros en productividad acercan los pozos locales a los de Permian, el *play* convencional más productivo de los EEUU en el que busca espejarse el desarrollo en marcha Vaca Muerta. (Landriscini, Carignano, Rubino & Morales, 2017)

Los avances logrados con las 20 concesiones no convencionales de gas y petróleo otorgadas hasta 2017 en la Cuenca Neuquina, de los cuales 8 explotaba YPF con sus dos mayores desarrollos: Loma Campana en *shale oil* con Chevron y El Orejano en gas no convencional con Dow, sumaron 14 nuevas concesiones en 2018. Las inversiones cercanas a los U\$S10.000 millones por parte de la empresa nacional durante las etapas de piloto exploratorio, la han convertido en la que más actividad concentra. En gas, como resultado de sus desarrollos, sumados a los de Tecpetrol, la producción no convencional supera el 50% de la producción de gas en la cuenca Neuquina, y el 25% de total del gas que se produce en el país. A ello agrega YPF como líder de Vaca Muerta, la construcción de la central térmica Loma Campana II, para lo cual obtuvo un financiamiento internacional de U\$S220 millones a través de la compañía estadounidense General Electric Energy Financial Services, bajo la modalidad de “*project finance*”

Tecpetrol, en una estrategia de inversión integrada del holding internacionalizado Techint, ha encarado un desembolso que a 2019 completará U\$S2.300 millones con el desarrollo en factoría de reservorios de gas en el área de Fortín de Piedra en Vaca Muerta. Ha montado su propia organización de servicios petroleros para apuntalar en una primera fase el desarrollo no convencional de petróleo y gas que Tecpetrol, su brazo petrolero,

encara en la cuenca Neuquina. Ello constituye una estrategia de integración de servicios (unidades de perforación, *pulling* y *workover*, y completación de pozos, lo que incluye fractura, *coiled tubing* y *wireline*), y otras operaciones dentro la industria petrolera, que convocan a contratistas PyMes de distintos rubros.⁹ Con esta iniciativa el holding proyecta aumentar la producción de tubos sin costura de Tenaris, llevándola a sus niveles históricos, cercanos a las 80.000 toneladas.

En el actual proceso de internacionalización de la cuenca Neuquina, para los responsables del *upstream* de compañías extranjeras, 5 puntos convierten a Vaca Muerta en un punto de atracción mundial para la industria petrolera en general: 1) ser la segunda reserva mundial de gas no convencional; 2) aprovechar la experiencia acumulada en América del Norte; 3) las asociaciones locales con los niveles gubernamentales, y con otras empresas que permite el mercado nacional; 4) las condiciones generadas por la actual política para el sector; y 5) que los resultados productivos que se obtienen son muy satisfactorios. No obstante, sostienen que las áreas a desarrollar son de gran extensión y los desarrollos requerirán mucho tiempo de trabajo, importación de equipos y construcción de abundante infraestructura. (Subsecretaría de Hidrocarburos, Provincia de Neuquén, 2018)

Sumadas a las inversiones reales y proyectadas en yacimientos, instalaciones e infraestructura, aparecen iniciativas en servicios avanzados que aportan innovaciones al sistema productivo. Por caso, Microsoft y Halliburton (una de las mayores empresas de servicios petroleros) han sellado una alianza estratégica que busca impulsar la transformación digital en la industria del petróleo y el gas. Buscan ofrecer soluciones de nube “para la próxima generación de exploración y producción”. Las áreas de colaboración incluyen: la caracterización de yacimientos, el modelado y la simulación, crear aplicaciones altamente interactivas y alimentar la digitalización de los activos. Esta iniciativa podrá generar derrames a firmas locales y otros acuerdos.

Vaca Muerta, aunque no consigue aún la inyección de los fondos necesarios para garantizar el autoabastecimiento hidrocarburífero del país, por las inversiones proyectadas se ha convertido en la estrella dentro del mapa nacional de la industria petrolera. En ese escenario, los hidrocarburos no convencionales pesan en los valores productivos de la cuenca Neuquina, y el objetivo de las compañías sigue siendo bajar los costos, y conservar las concesiones a largo plazo, mientras esperan los beneficios previstos en el Plan Gas, Resolución 46-E/2017. Adicionalmente, mientras YPF toma riesgos en los proyectos en marcha, las compañías privadas obtienen *upgradings* y retornos a partir del conocimiento generado producto de las inversiones en exploración promovidas por la estatal desde la renacionalización en 2012.

Reflexiones finales:

El presente documento, ha buscado exponer avances de investigación sobre el desenvolvimiento de la actividad hidrocarburífera en materia de RNCs en la cuenca Neuquina, posicionada entre las más importantes del mundo por sus recursos, poniendo el énfasis en la internacionalización y la innovación como cuestiones complementarias. En ese escenario, las PyMEs proveedoras de servicios se encuentran desafiadas a poner en marcha procesos de mejoramiento técnico, organizativo, económico-financiero y de

⁹ Al presente el segmento de perforación y reparación es controlado por firmas internacionales como Nebors, San Antonio, DLS, HyP, y el de completación por Schlumberger, Halliburton, Weatherford, y Baker. Y las operaciones revisten complejidad producto del *know how* tecnológico que suponen, destacando la continua inversión en innovación tecnológica de Schlumberger y Halliburton.

vinculación, a fin de ingresar o mantenerse y crecer en los rubros asociados al *upstream*, en el que integran el segundo y tercer eslabón de la cadena de valor. Del análisis del escenario hidrocarburífero en la cuenca, enmarcado en el devenir del sector energético nacional, la macroeconomía y las políticas, y del análisis de los proyectos y estrategias de las operadoras y las compañías de servicios, se concluye que la actividad no convencional en Vaca Muerta enfrenta un tiempo de transición. En lo productivo, el presente inclina la balanza a favor del gas, como resultado de la política de subsidio del precio en boca de pozo orientado a mejorar el abastecimiento interno, y que promueve la producción por sobre la exploración en las áreas concesionadas. En esa transición destaca la dinámica de innovación de las compañías nacionales y extranjeras dirigida a desarrollar perforaciones horizontales con ramas laterales de creciente longitud y de número de etapas de fractura, como modo de aumentar la producción en el corto plazo, conjugando el aumento de la eficiencia de los procesos con la expansión de los desarrollos. Ello es facilitado por el acceso a tecnología de última generación por parte de las operadoras y las prestadoras de servicios especiales con extendida trayectoria internacional, y los desarrollos locales básicamente de YPF.

En paralelo, el objetivo de elevación de la productividad se extiende a los pozos *shale oil*, buscando el equilibrio de los costos de extracción con los precios internacionales y los internos, en el marco de la convergencia de precios dispuesta por la política nacional. La interacción de las compañías, el liderazgo que conserva YPF, a pesar de las restricciones financieras que enfrenta, por la envergadura de las inversiones de exploración realizadas y el conocimiento generado de la geología a partir de los ensayos en las operaciones y el aprendizaje desarrollado, ponen en marcha una dinámica innovativa extendida al conjunto del complejo productivo. En ese marco, se combina la búsqueda de reducir tiempos de operación y costos, con la acumulación de competencias sobre la base de la integración del conocimiento explícito y tácito de profesionales, técnicos y operarios con trayectoria, la multifuncionalidad y la flexibilidad interna en el trabajo en el *upstream*. La nueva productividad relacional desplegada en la cuenca como espacio internacionalizado, crea una dinámica sistémica y jerárquica a la vez que integra operadoras, prestadoras de servicios especializados, contratistas y unidades externalizadas de distintos rubros, proveedores nacionales e internacionales de bienes y servicios, a los que se conectan centros de tecnología, universidades, consultores y organismos de promoción empresarial, combinando avances en el intercambio de intangibles y articulaciones en redes locales y externas, y la interacción permanente entre clientes y proveedores. Ello involucra a las PyMEs de distintos rubros, variadas trayectorias y modo de gestión del conocimiento y las finanzas, y de organización del trabajo, aunque aparecen como agentes subordinados en la cadena, lo que se refleja en la participación en las rentas generadas y en su evolución.

De un conjunto inicial de entrevistas exploratorias realizadas a responsables de PyMEs de distintos rubros en la cuenca, y de las realizadas a responsables de contrataciones en firmas de servicios especiales y operadoras, se detectan debilidades de las unidades menores para insertarse en la nueva dinámica productiva. Se advierten comportamientos idiosincráticos e inerciales de sus titulares, caracterizados por la centralización de la gestión y las decisiones, por la baja delegación y mecanismos de control que combinan formas directas y restringida evaluación de resultados. Agregado a ello, del análisis de casos de firmas PyMes proveedoras de YPF seleccionadas en el transcurso de un Proyecto de Vinculación Tecnológica desarrollado en 2015 que precedió a la presente investigación, se advierte la escasa registración en esas unidades de información técnica y económico financiera para la toma de decisiones y el mejoramiento de gestión, el escaso

uso de la misma en el caso de la implementación de registros; y el restringido aprovechamiento de las posibilidades que ofrecen las tecnologías de información y comunicación para la planificación de acciones en las firmas y el monitoreo de procesos y resultados. (Landriscini y Robles, 2016) Ello permite suponer los riesgos que enfrentan las PyMes como agentes subordinados en la dinámica de creación/destrucción que supone la competencia en un sector altamente internacionalizado y concentrado, hoy en proceso de renovación tecnológica, en el que los precios internacionales, la dinámica de las bolsas y mercados financieros, las estrategias de las empresas líderes, el cambio técnico, la evolución del tipo de cambio y de los costos internos definen los rumbos y ritmos del desarrollo productivo. La propia estructura y dinámica de los mercados les plantean múltiples asimetrías en el marco de las cuales deben desplegar estrategias de adaptación y mejoramiento, no exentas de riesgos, contando con información imperfecta, al tiempo que enfrentan múltiples dificultades para acceder al financiamiento necesario para la puesta en marcha de inversiones orientadas a nuevas actividades, a la expansión de otras, o a la reconversión de procesos, la capacitación y la renovación de equipos e instalaciones. Lo económico financiero, lo tecnológico y lo institucional se conjugan y condicionan la toma de decisiones de los empresarios PYME desafiados por las estrategias de las operadoras, la marcha de las inversiones, las políticas macro y sectoriales y las exigencias en materia de calidad, seguridad, costos y flexibilidad.

Las limitaciones en la gestión del conocimiento evidenciadas en los casos revisados, la forma jerárquica y asimétrica que adoptan las relaciones verticales entre agentes de los distintos anillos en la cadena de valor, expuestas en las fuentes secundarias consultadas, las restricciones financieras que enfrentan, y la dinámica de las relaciones laborales que basculan entre el conflicto y la negociación, plantean un escenario complejo para el desenvolvimiento de las proveedoras PyMEs. Ellas deben crear y recrear capacidades tecnológicas, productivas, de inversión y vinculación para garantizar la continuidad de sus procesos de aprendizaje y su inserción sustentable en el complejo hidrocarbífero regional en el marco de la globalización. Pueden aprovechar la integración en programas de desarrollo de proveedores como instancia de vinculación tecnológica, de identificación colectiva de problemas, y de evaluación y puesta en marcha de alternativas de mejoramiento, de acceso a la información y de organización de nuevas formas de gestión del conocimiento, y de planificación económica financiera. No obstante, la marcha de las variables fuera de su control introduce fuertes componentes de incertidumbre a su desenvolvimiento, y recomienda la asociación para lograr escala y oportunidades.

El desarrollo de proveedores y el mejoramiento de procesos, servicios y productos, requiere intervenciones en campos diversos para el desarrollo de los hidrocarburos de RNCs en el actual contexto mundial y nacional. Tales campos combinan la capacitación y asistencia técnica en producción, organización y gestión; la provisión de espacios industriales y logísticos; de infraestructura y de servicios comunes; la simplificación y regulación de procedimientos para la provisión de servicios y el acceso a beneficios promocionales, como parte de una política integral para el desarrollo de la cadena de valor de los hidrocarburos en todos sus eslabones, y demanda crédito accesible. El fortalecimiento de la capacidad de inversión de las firmas del sector depende tanto de la generación de instrumentos adecuados a la condición PYME para favorecer el acceso a capital externo, como también de la generación de flujos de ingresos más estables de estas empresas, a partir de relaciones menos asimétricas con los clientes y proveedores. Una mejora en su posicionamiento en la industria puede coadyuvar a la estabilidad de los flujos de fondos que perciben y a su ascenso en la cadena. Si bien los esfuerzos para lograr

este *upgrading* deben provenir de las propias empresas, los responsables de las políticas nacionales y provinciales en la materia podrían favorecer las mejoras mediante la generación de externalidades de conocimiento que las PyMEs puedan apropiarse para prestar servicios especializados. Estas externalidades deberían incluir informes sectoriales, estadísticas, estudios técnicos y económicos, y un mayor caudal de egresados universitarios, especialmente de las carreras de ingeniería, geología y TICs.

Relacionado con ello cabe reconocer el limitado nivel de desarrollo del Sistema Regional de Innovación en el que operan las firmas, y en el que se reparten como líderes YPF y compañías nacionales y extranjeras. Ello genera que sólo algunas de ellas puedan aprovechar las externalidades que en él se producen, para la certificación de calidad y seguridad, o la mejora de procesos a través del “canal de servicios”. Los núcleos de la cadena utilizan canales internacionales. Ello implica para las PyMEs la necesidad de generar relaciones permanentes y de elevada intensidad con instituciones de investigación, de apoyo y capacitación, con universidades, laboratorios y centros de servicios. Asimismo, atendiendo a la baja utilización de las TICs para la gestión del conocimiento en el grupo de empresas que fueron relevadas en el Proyecto de Vinculación Tecnológica sobre PyMES de hidrocarburos que precedió a esta investigación, resultaría relevante la puesta en marcha y el fortalecimiento de programas de asistencia técnica y financiera para la incorporación de la informática y la mejora de la gestión de conocimiento de las firmas del segmento. (Landriscini y Robles, 2016) Asimismo, un programa de capacitación horizontal para la industria en materias de capacidades de gestión permitiría a los empresarios reconocer los beneficios potenciales de una complejización del proceso decisional, lo cual complementaría los programas de proveedores de YPF y de otras operadoras. Esto requiere la ampliación de la oferta de consultoría en cuestiones de tecnología de producción y gestión, y de TICs. Finalmente, y a fin de elevar el nivel de interacción entre PyMEs -que de acuerdo a las fuentes consultadas y relevamientos es muy bajo- la creación de proyectos consorciados entre ellas podrían favorecer la transferencia de conocimiento interfirma. Ello estimularía la cooperación para lograr mejores posibilidades de negociación con las grandes empresas. Y la conformación de consorcios entre PyMEs, grandes empresas e instituciones del conocimiento generaría múltiples beneficios al sector. De esta forma, además podrían surgir experiencias de vinculación bidireccional entre empresas e instituciones del conocimiento, generadoras de una creciente densidad centrada en comportamientos innovadores. La gestión ambiental también podría convertirse en un espacio de coordinación de opciones y acciones concretas que además resultaría estratégico para prevenir eventos y resolver situaciones de conflicto en el territorio.

La información secundaria consultada y la obtenida en entrevistas realizadas a actores públicos y a privados de distintos segmentos de empresas, y los análisis producidos sobre el desempeño de firmas insertas en programas de desarrollo de proveedores de YPF, han permitido avanzar en el conocimiento de las posibilidades y restricciones que enfrentan las PyMEs en el nuevo escenario técnico productivo internacionalizado de los HRNCs en la cuenca Neuquina. El conocimiento generado aconseja el armado de una nueva agenda de vinculación tecnológica que consolide la producción de nuevo conocimiento acerca de la dinámica PyME en las cadenas globales del petróleo y el gas; la profundización acerca de la gestión del conocimiento y la apropiación de rentas, como así también con referencia a los procesos de inversión y de aprendizaje como parte de un sistema regional de innovación, y la participación en los espacios institucionales en los que se gestan acuerdos y fijan los criterios de política sectorial.

Bibliografía

- Aggio, C., Lengyel, M. Milesi, D. & Pandolfo, L. (2017) *Desafíos y oportunidades de innovación en la producción de petróleo y gas no convencional en la Argentina*. DT. 10. Buenos Aires: Centro Interdisciplinario de Ciencia, Tecnología e Innovación (CIECTI).
- Andersen, A., Johnson, B., Marín, A., Kaplan, D., Stubrin, L. & Lundval, B.-A. (2015) *Natural Resources, Innovation and Development*. Aalborg University. Denmark.
- Antonelli, C. (2011) *Handbook on the economic complexity of technological change*. Reino Unido, Edward Elgar,
- Barletta, F., Robert, V. & Yoguel, G. (2014). *Tópicos de la teoría evolucionista neoschumpeteriana de la innovación y el cambio tecnológico*. UNGS: Buenos Aires: Miño y Dávila.
- Bell, M. & Pavitt, K.; (1995) "The development of technological capabilities" In I.U Haque (ed): *Trade, Technology and International Competitiveness* (pp. 69-101). Washington. The World Bank.
- Casadio, S. (Director) (2015) *Geología de la Cuenca neuquina y sus sistemas petroleros: una mirada integradora desde los afloramientos al subsuelo*. 1era. Edición. Buenos Aires. Fundación YPF. Viedma. Universidad Nacional de Río Negro.
- Casalet, M., Cimoli, M. & Yoguel, G. (Compiladores) (2005) *Redes, jerarquías y dinámicas productivas*. FLACSO México. OIT. Ed. Miño y Dávila. Buenos Aires.
- CEPAL. (2015). *Impacto socioeconómico de YPF desde su renacionalización (Ley 26.741) - Desempeño productivo e implicancias sobre los mercados laborales y el entramado de proveedores* Vol. I. y Vol. II Santiago de Chile.
-
- Díaz, O., Paladino, M. & Varela, M. (2017) Batch drilling: Optimización de fases planas. Locaciones de cuatro pozos en línea. YPF. IAPG. *Revista Petrotecnia*, octubre, pp. 52-61.
- Di Sbroiavacca, N. (2013). *Shale Oil y Shale Gas en Argentina . Estado de situación y prospectiva*. IIEE. Fundación Bariloche
- Dini, M., & Stumpo, G. (2011). *Políticas para la innovación en las pequeñas y medianas empresas en América Latina. Documento de Proyecto*. Santiago de Chile.
- Dirección de Estadísticas y Censos. (2017) Provincia de Neuquén. Informe PBG.
- Durst, S., & Edvardsson, I. R. (2012). Knowledge management in SMEs: a literature review. *Journal of Knowledge Management*, 16 (6), pp. 879–903.
- Dutrenit, G. (2004) "Building technological capabilities in latecomers firms: a review essay". In *Science, Technology and Society* 9
- Easterby-Smith, M., & Prieto, I. (2007). Dynamic capabilities and knowledge management: An integrative role for learning? *British Journal of Management*, 19(3), pp. 235-249
- Edvardsson, I. R., & Durst, S. (2013). The Benefits of Knowledge Management in Small and Medium-sized Enterprises. *Procedia - Social and Behavioral Sciences*, 81, pp. 351-354

- Erbes, A., Robert, V. & Yoguel, G. (2009) Capacidades, innovación y feedbacks entre firmas industriales de Argentina. *Congreso AEDA*. Buenos Aires.
- Erbes, A., Kababe, Y. & Roitter, S. (2014). El rol de la organización del trabajo en el desarrollo de procesos de aprendizaje. En *Tópicos de la teoría evolucionista neoschumpeteriana de la innovación y el camino tecnológico* (pp. 287-318). UNGS. Buenos Aires: Miño y Dávila
- Estrada, S. & Dutrénit, G. (2007). Gestión del conocimiento en PyMEs y desempeño competitivo. *Engevista*, 9 (2), pp. 129–148.
- Evangelista, P., Esposito, E., Raffa, M. & Lauro, V. (2010) The adoption of knowledge management systems in small firms. *Electronic Journal of Knowledge Management*, 8 (1).
- Ferraro, C. & Stumpo, G. (Compiladores) (2010). *Clusters y políticas de articulación productiva en América Latina*. CEPAL. Santiago de Chile.
- Freeman, C. (1995) “The national systems of innovation in historical perspective”, *Cambridge Journal of Economics*, 19(1), pp. 5-24.
- Frohman, A., Mulder, N., Olmos, X. & Urmeneta, R. (2016) *Internacionalización de las PyMEs. Innovación para exportar*. Santiago de Chile. Naciones Unidas. CEPAL
- Frohman, A., Mulder, N. & Olmos, X. (Compiladores) (2018) *Promoción de la innovación exportadora. Instrumentos de apoyo a las PyMEs*. Santiago de Chile. Naciones Unidas. CEPAL.
- Gil Feixa, S. & Olleta Tañá, J. (2013) *Enfoque evolucionista de la empresa e innovación tecnológica. El modelo de R. R. Nelson y S. G. Winter*. Universidad de Barcelona.
- INDEC (2017) *Informe Económico. Cuentas Nacionales. PBI y PBG provinciales*.
- Kantis, H., Federico, J. & Menéndez, C. (2011). *Políticas de Fomento al Emprendimiento Dinámico en América Latina: Tendencias y Desafíos* (No. 09). Caracas.
- Katz, J., & Zamorano, F. (2011). *Capacidad innovadora de las pymes y las políticas públicas : el caso chileno*. Santiago de Chile.
- Kozulj, R. (2016). *Análisis tecnológicos sectoriales: Petróleo y gas*. Buenos Aires MINCYT.
- Lall, S. (1992). Technological capabilities and industrialization. *World Development*,
- Landriscini, S. G. (2015). "PYMEs de servicios petroleros en la Cuenca Neuquina. Trayectorias, políticas, instituciones y desafíos". *V Jornada de la Industria y los Servicios - 5 al 7 de agosto*. AESIAL/IIEP-UBA. BAIRES Buenos Aires: Lenguaje Claro (Ed.), .Landriscini, S. G. & Carignano, A. (2013). “Las PyMEs proveedoras en el complejo de hidrocarburos en la Cuenca Neuquina”. *Revista Iberoamericana CTS*. N° 26. Bs. Aires.
- Landriscini, S. G. & Carignano, A.; (2015). Hidrocarburos no convencionales en la Cuenca Neuquina en Argentina. Inversión, innovación y empleo. Una oportunidad para las PyMEs. *Revista PID*. Red PYME Mercosur, 3 (1), pp. 54-78.
- Landriscini, S. G. & Carignano, A. (2016) Subcontratación y tercerización en tiempos de volatilidad de los precios internacionales del petróleo. El Procedimiento Preventivo de Crisis y sus derivaciones en las relaciones interempresarias y

- laborales en la Cuenca Neuquina. *VIII Congreso ALAST*. UBA. Buenos Aires, 5 al 7 de agosto.
- Landriscini, S. G., Carignano, A., Rubino, J. & Morales Patricia; (2017). Nuevos desafíos de las PyMEs proveedoras de la industria de los hidrocarburos en los tiempos del gas y la internacionalización en la Cuenca Neuquina En R. Ascuá, Roitter, S. y Kataishi, R.; *Lecturas seleccionadas de la XXII Reunión Anual de la Red PyME Mercosur*. Montevideo, Universidad Católica del Uruguay y Asociación Civil Red PyME.
- Landriscini, S. G. (2017) Reestructuración, productividad y flexibilidad laboral en los reservorios no convencionales de hidrocarburos. El caso de la cuenca Neuquina. *Revista Saberes*, 9 (2), pp. 197-226.
- Landriscini, S. G. & Robles, L. (2016) "Información, decisiones y participación en PyMEs de hidrocarburos de la Cuenca Hidrocarburífera Neuquina". En Ascúa, R, *et al*; *Lecturas seleccionadas de la XXI Reunión Anual de la Red PYME Mercosur*. Ed. UNICEN y Asociación Civil Red PYME Mercosur. Tandil, septiembre.
- Lundvall, B.-Å. (2005). "National Innovation Systems - Analytical Concept and Development Tool". En *National Innovation Systems - Analytical concept and development tool* (p. 43). Copenhagen.
- Ministerio de Energía y Minería (2017) Precio de gas natural en el PIST. Buenos Aires
- Ministerio de Energía y Minería (2018) Estadísticas sectoriales. Buenos Aires.
- Ministerio de Energía y Minería (2018) Pasado, presente y futuro de la energía en la Argentina. Buenos Aires, agosto.
- Ministerio de Hacienda de la Nación (2018) Informes de cadenas de valor: Hidrocarburos.
- Mulder, N. & Pellandra, A. (2017) *La innovación exportadora en las pequeñas y medianas empresas*. Santiago de Chile. Naciones Unidas. CEPAL.
- Nelson, R. & Winter, S. (1982). *An evolutionary theory of economic change*. Cambridge MA *Belknap* (Vol. 93). Cambridge: Harvard University Press.
- Neto, J. M., & Da Silva, C. A. (2012). *Experiências em Gestão do Conhecimento na Rede Petrogas Sergipe*. Aracaju.
- Neuman, M., Robert, V. & Roitter, S. (2012). *Plan Estratégico para el Desarrollo de Proveedores de la Industria del Gas y del Petróleo*. UNGS. Ministerio de Industria.
- Ortega Rangel, R. (2005). Aprendizaje y acumulación de capacidades tecnológicas en un grupo del sector siderúrgico. *Revista INNOVAR*, 15(25), pp. 90-102.
- Riavitz L. (Director) (2015). *Recursos Hidrocarburíferos no convencionales Shale y el desarrollo energético de la Argentina. Caracterización, oportunidades, desafíos*. Fundación YPF. Buenos Aires. UBA.ITBA.
- Rivera Ríos, M., Robert, V. & Yoguel, G.; (2009) Cambio tecnológico, Complejidad e Instituciones. El caso de Argentina y México. *Revista Problemas del Desarrollo*. 40(157), pp. 75-109.
- Robles, L. V., (2017). *La gestión del conocimiento en las pequeñas y medianas empresas: un estudio de ocho casos del segmento upstream de la Cuenca Hidrocarburífera*

Neuquina. Tesis de la Maestría en Economía y Desarrollo Industrial. UNGSarmiento.

Rystad Energy; (2017) Informe sobre Vaca Muerta, publicado el 14 de octubre de 2017. [https://: www.rystadenergy.com](https://www.rystadenergy.com)

Soete, L. & Verspagen, B.. (2009). *Systems of Innovation* Vol. 62. Unu-MERIT, Maastricht University.

Teece, D., & Pisano, G. (1994). The dynamic capabilities of firms: an introduction. *Industrial and Corporate Change*, 3(3), pp. 537–556.

Torres Vargas, A. (2006). Aprendizaje y construcción de capacidades tecnológicas. *Journal of Technological Management & Innovation*, 1(5), pp. 12-24.

Tudela, L. & Garrido Noguera, C. (2014) Gestores de innovación de PyMEs y agrupamientos productivos. En Coordinación RedUE-ALCUE. Memorias del 1er. Congreso Red ALCUE. *Panorama y agenda de las relaciones Universidad –Empresa* Santiago de Chile. 1ª Edición. México.

Yoguel, G. (2000). Creación de competencias en ambientes locales y redes productivas. *Revista de la CEPAL N° 71*. Santiago de Chile. Agosto.