

HIDROCARBUROS Y DESARROLLO REGIONAL. UNA HERRAMIENTA PARA LA PROMOCIÓN DE LAS PYMES Y EL APRENDIZAJE TECNOLÓGICO SECTORIAL

Graciela Landriscini¹

Resumen

El presente artículo aborda cuestiones que refieren a un conjunto de transformaciones técnico productivas y organizativas que se asocian al ciclo de exploración y desarrollos extractivos y procesamientos de hidrocarburos de reservorios no convencionales en la cuenca neuquina iniciado en 2012, que involucra fundamentalmente a la formación geológica Vaca Muerta. Tales transformaciones que se manifiestan en las cadenas de valor del petróleo y el gas tienen entre sus protagonistas a YPF, a compañías internacionales y nacionales especializadas en el rubro, y a las pequeñas y medianas empresas proveedoras de bienes y servicios a las operadoras y sus contratistas. Dichas unidades enfrentan múltiples desafíos en su desenvolvimiento para responder a las demandas del mercado y a las nuevas tecnologías, a la volatilidad de precios y tarifas, y a las condiciones contractuales. El acceso al financiamiento, a garantías y a información estratégica técnica y económica son algunos de esos desafíos, junto a la asimetría de las relaciones de intercambio que caracteriza a dichas cadenas, en actividades exigentes por la cuantía de inversiones que suponen, los requerimientos tecnológicos, de escala y los estándares de calidad y seguridad, los tiempos, y la competencia interfirmas que enfrentan. A partir de los antecedentes relevados y de los resultados de la investigación desplegada sobre la cuestión, se incorpora al análisis expuesto, una propuesta de intervención pública orientada a la promoción de las unidades pequeñas y medianas que integran las cadenas de valor de los hidrocarburos. Dicha propuesta tiene alcance de un Proyecto de ley, y refiere a la creación de un fondo fiduciario para financiar el desarrollo tecnológico e industrial de las pequeñas y medianas empresas de las cadenas de valor de los hidrocarburos, de modo de fortalecer sus capacidades operativas, su anclaje territorial y su aporte al desarrollo regional.

Palabras claves: hidrocarburos, desarrollo PyME, aprendizaje tecnológico

¹ Investigadora ad honorem de la FAEA Universidad Nacional del Comahue e IPEHCS/CONICET, y Diputada Nacional por Río Negro.

Abstract

This article addresses issues that refer to a set of technical, productive and organizational transformations that are associated with the cycle of exploration and extractive developments and hydrocarbon processing of unconventional reservoirs in the Neuquén basin that began in 2012, which mainly involves the Vaca Muerta geological formation. Such transformations that are manifested in the oil and gas value chains have among their protagonists YPF, international and national companies specialized in the field, and small and medium-sized companies that provide goods and services to operators and their contractors. These units face multiple challenges in their development to respond to market demands and new technologies, price and rate volatility, and contractual conditions. Access to financing, guarantees and technical and economic strategic information are some of these challenges, together with the asymmetry of the exchange relations that characterizes these chains, in demanding activities due to the amount of investments that they entail, the technological requirements, scale and quality and safety standards, timing, and competition interferers they face. Based on the information collected and the results of the research carried out on the issue, a proposal for public intervention aimed at promoting the small and medium-sized units that make up the hydrocarbon value chains is incorporated into the exposed analysis. Said proposal has the scope of bill/law, and refers to the creation of a trust fund to finance the technological and industrial development of small and medium-sized companies in the hydrocarbon value chains, in order to strengthen their operational capacities, their territorial anchoring and its contribution to regional development.

Keywords: hydrocarbons, SME development, technological learning

Introducción

El presente artículo aborda cuestiones que refieren a un conjunto de transformaciones técnico productivas que se asocian al ciclo de exploración y desarrollos extractivos de hidrocarburos de reservorios no convencionales en la cuenca Neuquina iniciado en 2012, que involucra fundamentalmente a la formación geológica Vaca Muerta, y tiene entre sus protagonistas a Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF) y compañías extranjeras, a contratistas especializadas nacionales y globales y a un tejido heterogéneo de pequeñas y medianas empresas (PyMEs) de escala nacional y regional que operan como proveedoras de bienes y servicios integradas en las cadenas de valor.

Las transformaciones operadas en la actividad hidrocarburífera en la cuenca Neuquina, se han desplegado en paralelo a un conjunto de cambios profundos operados en los escenarios mundiales y nacionales a lo largo de la última década. Los primeros han sido el resultado de cuestiones que se asocian a la reestructuración del sistema económico y financiero a nivel global con visibles consecuencias geopolíticas. Se han reflejado en la competencia técnico productiva y en la expansión de inversiones externas por parte de los países y las corporaciones líderes mundiales, sumado ello a políticas proteccionistas, junto a la dinámica de la industria y el desarrollo tecnológico, que ha impulsado fuertes oscilaciones en los mercados de *commodities*, por caso el del petróleo crudo, y el del gas natural licuado. Los cambios más notorios en los escenarios nacionales, han sido regulatorios, en las finanzas y en los precios relativos, producto de las políticas macroeconómicas y sectoriales. Ellos impactaron en las condiciones y ritmo de las inversiones en exploración, pilotos y desarrollos en reservorios no convencionales, en las condiciones de operación en los yacimientos y los precios en boca de pozo, en el transporte y la comercialización interna y externa, en las relaciones entre los agentes que componen las cadenas productivas del gas y del petróleo, y con el Estado, y en las modalidades y condiciones de los contratos de prestación de servicios, de aprovisionamiento de insumos, y de empleo. A ello se agregó a partir de marzo de 2020 el impacto de la pandemia del COVID 19 a nivel mundial y nacional que trajo consigo la drástica caída de la demanda mundial y nacional de hidrocarburos, y de la industrial a ella asociada, la paralización de la actividad en yacimientos con la consecuente crisis en la cadena de pagos y en el empleo, y el derrumbe en el cobro de regalías por parte del Estado. La incertidumbre y las restricciones de circulación y funcionamiento que impuso la pandemia llevaron a las firmas concesionarias a definir estrategias de reconversión de procesos, de parada y mantenimiento de equipos e instalaciones, y de reorganización del trabajo, e intensificaron la introducción masiva de la digitalización de

procesos, la adopción del teletrabajo y el control a distancia, junto a avances en la robotización, el uso de sensores, y otros cambios tecnológicos asociados a la industria 4.0.

Tales cambios plantean novedades importantes en la configuración y la dinámica del sector, en el desenvolvimiento empresario y en el uso de las nuevas tecnologías en reservorios no convencionales, las que implican una nueva temporalidad, y una nueva organización del trabajo y del aprendizaje tecnológico. Ello supone inversiones en investigación y desarrollo en redes y en consorcios público privados nacionales y extranjeros; en perforación y terminación de pozos, en plantas procesadoras, en infraestructura de transporte y en capacitación de personal. Y demanda la necesaria formulación y aprobación de legislación acerca de las condiciones para la realización de inversiones, su financiamiento y las nuevas exigencias técnico organizativas y ambientales del sector, orientada a regular las actividades extractivas, comerciales e industriales, el abastecimiento interno, la exportación y la transferencia de divisas, y a definir inversiones en infraestructura de transporte, en parques industriales y en centros de servicios tecnológicos y de comunicación.

En función de lo anterior, se presentan a lo largo del artículo algunas cuestiones del funcionamiento sectorial reciente en la cuenca Neuquina, de los desafíos que plantea en las cadenas de valor del gas y el petróleo, y una propuesta de legislación que tiene por objeto la creación de un fondo fiduciario sectorial para promover la inversión en el desarrollo tecnológico de las PyMEs proveedoras de los hidrocarburos.

Un nuevo ciclo en los hidrocarburos en la Patagonia y en la cuenca Neuquina

La cuenca Neuquina que cubre un área de 120.000 kms² 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 argentina, y abarca gran parte de la provincia de Neuquén y parcialmente territorios de las provincias vecinas de Río Negro, La Pampa y Mendoza (Casadio, (Director); UNRío Negro y Fundación YPF, 2015). En ella, la formación geológica Vaca Muerta abarca 30.000 km², y a 3.800 metros de profundidad contiene reservas de gas y petróleo de esquistos (arenas y arcillas compactas) que las posicionan por su envergadura en el segundo y el cuarto lugar respectivamente en el mundo. Al presente las concesiones y la explotación en curso cubren algo más del 10% de la superficie de la formación.

La industria de los hidrocarburos da origen a cadenas globales de valor y define cuestiones de la geopolítica mundial. Genera complejos productivos en distintos lugares del mundo a partir

de las diferenciales dotaciones de recursos naturales, tecnologías e infraestructura, las políticas nacionales y las estrategias corporativas, y se posiciona como uno de los grandes espacios para la innovación tecnológica y el avance del capital internacional en distintos modelos de organización y de negocios. Agregado a ello, los desarrollos territoriales basados en la explotación de hidrocarburos, inspiran intensos debates sobre la apropiación de los recursos naturales, las nuevas técnicas y la productividad del trabajo, las cuestiones de la gobernanza, y los modos de uso del suelo, el subsuelo y el agua, entre la sustentabilidad ambiental y el extractivismo. Por caso, los desarrollos de los recursos no convencionales y los *off shore* dan cuenta de novedades técnico-productivas que abren nuevas posibilidades a la producción de energía, al desarrollo de sistemas informáticos asociados a los estudios geológicos y a actividades eslabonadas, y atraen fondos de inversión privados e institucionales, al tiempo que plantean nuevas tensiones ambientales y regulatorias.²

En la cuenca Neuquina, como parte de la expansión de la frontera energética, se despliegan nuevos sistemas tecnológicos en la exploración y explotación hidrocarburífera asociados a procesos basados en el *fracking*, que incorporan tecnologías digitales en la perforación y terminación de pozos, los aportes de la inteligencia artificial, el uso de sensores y de robots, conectividad de alta velocidad, *big data*, y sus interrelaciones (Brixner, et al, 2019; Landriscini, 2018; Kozulj, 2017), los que promueven el desarrollo de servicios avanzados e impactan en actividades conexas. En ese marco, a partir de la exploración y explotación de reservorios no convencionales por parte de YPF y de concesionarias y operadoras extranjeras, se viene desarrollando a lo largo de la última década un intenso proceso de internacionalización de negocios, y una importante dinámica de innovación productiva y de organización asociada a ella, que se expresa en la conformación de redes de agentes públicos y privados. Por un lado, se cuentan las concesionarias y operadoras de capitales nacionales y extranjeros integradas verticalmente en las distintas etapas desde el *upstream* a la distribución interna y la exportación;

²Los nuevos desarrollos hidrocarburíferos resultan viables asociados a nuevos sistemas tecnológicos centrados en las tecnologías de información y comunicación, que combinan elementos físicos y virtuales, y relaciones, cuya implementación demanda aprendizaje interactivo, *capacidades de absorción* (Cohen y Levinthal 1996) y *dinámicas* (Teece 2004) y la adaptación a los entornos económicos e institucionales. Freeman y Soete (1997) conceptualizan los nuevos sistemas tecnológicos como un conjunto de innovaciones interrelacionadas tanto en productos como en procesos, de carácter técnico u organizacional, que impactan en diversas ramas de la economía. Pérez (2009b), por su parte, señala que los nuevos sistemas tecnológicos no solo modifican el espacio de negocios, sino también el contexto institucional y organizacional e incluso la cultura en la cual tienen lugar los procesos de desarrollo. Nuevas regulaciones generales suelen ser necesarias, así como la formación de recursos humanos especializados, la sanción de normas específicas y el involucramiento de otros intermediarios institucionales. Estos cambios, a su vez, tienen un fuerte efecto de retroalimentación sobre las tecnologías, moldeándolas y guiando la dirección que toman dentro del rango de soluciones técnicas posibles (Pérez, 2008 y 2009; Brixner et al, 2019).

y junto a ellas las operadoras independientes, y las integradas a holdings industriales; por otro, las compañías de servicios especiales en los yacimientos, que desarrollan perforación y terminación de pozos y otras etapas de los procesos, en un alto porcentaje extranjeras; y dependientes de ellas, las subcontratistas PyMEs, proveedoras de insumos y componentes, y prestadoras de servicios. Ello ha dado lugar a la conformación de aglomerados sectoriales y *clusters*, y a acuerdos de complementación de inversiones entre proveedores y clientes en distintos rubros. La actividad involucra, asimismo, un conjunto de actores que conforman un complejo técnico productivo financiero. El mismo se integra con centros tecnológicos, institutos y universidades nacionales y extranjeras, redes de investigación y desarrollo; órganos de gobierno, agencias estatales, empresas regionales y cámaras empresarias; consultoras, aseguradoras, bancos, certificadoras de calidad y seguridad de procesos; sindicatos de trabajadores del petróleo y el gas, de la construcción, metalúrgicos, químicos y del transporte, y a profesionales independientes del rubro, en particular vinculados a la ingeniería, la geología, la informática, la administración, la seguridad industrial y la gestión ambiental.

La exploración y explotación de reservorios no convencionales en la formación Vaca Muerta ha puesto en marcha una profunda transformación en la dinámica productiva regional y nacional, y en lo territorial, social e institucional, que se expresa en la emergencia de nuevos mecanismos de gobernanza que integran a representantes gubernamentales de distintas áreas y jurisdicciones, a concesionarias y operadoras, a agentes financieros nacionales e internacionales, y a entidades gremiales empresarias y del trabajo. Pugnán –asimismo– por tener reconocimiento en los espacios permanentes de decisión, los pobladores asentados y desplazados en las zonas de producción, los migrantes y diversas organizaciones no gubernamentales ambientales y sociales, y son convocados en temas específicos organismos de ciencia y tecnología locales e internacionales. En función de la complejidad de la actividad y sus regulaciones sectoriales, la dimensión y la temporalidad de las inversiones, la diversidad de actores involucrados, y los múltiples conflictos que emergen de la macroeconomía y el mercado energético nacional y mundial, se han conformado espacios de negociación por la regulación de las actividades en los reservorios no convencionales, por la promoción de inversiones y el otorgamiento de incentivos, por la gestión de acuerdos comerciales y obras de infraestructura, entre las jurisdicciones gubernamentales, las firmas de los distintos eslabones de las cadenas del petróleo y el gas, y los organismos de crédito y fiscalización, en la que además se expresan los intereses de las cámaras empresarias, de los agentes extranjeros de la industria, y de entidades financieras que operan en los mercados de bonos y en los de *commodities*.

La dinámica de inversiones en reservorios no convencionales, y de internacionalización, y las implicancias en materia de innovación productiva y organizativa, se traducen en novedosas formas de división del trabajo, de coordinación, y de asociación vertical y horizontal entre firmas de las cadenas de valor. El desarrollo del *know what know why*, y *know how* (qué, por qué y cómo) acerca de la geología y la dinámica de los reservorios, pone en marcha diversos procesos a través de redes tecnológicas y centros de investigación y desarrollo; estrategias logísticas, de abastecimiento y transporte; y la generación de múltiples eslabonamientos. Ellos involucran diseño de procedimientos de control, y el desarrollo de software específicos en el manejo de plantas de procesamiento temprano, y en operaciones del *midstream*. (transporte) Y definen distintas estrategias de localización, emplazamiento de centros de servicios, oficinas, bases empresarias y laboratorios para la simulación y programación de operaciones y para su ejecución y monitoreo en tiempo real. El despliegue de inversiones en las nuevas tecnologías, la dinámica de los precios internacionales del gas y del petróleo crudo, y la competencia internacional, plantean desafíos múltiples para las subcontratistas PyMEs nacionales y regionales. Tales desafíos se relacionan y dimensionan en función de su trayectoria, las de sus titulares y personal, y sus capacidades de gestión del conocimiento, de inversión inicial, de financiamiento corriente, y de producción, en relación a los estándares de productividad y costos a alcanzar; a las formas de vinculación en las complejas cadenas y redes productivas globales de los hidrocarburos, y en particular en relación a las mejoras funcionales que plantea el sector a partir de los desarrollos no convencionales (Landriscini, 2018). También generan nuevos interrogantes sobre la relación entre los recursos naturales, los territorios, el conocimiento y las instituciones, en tiempos de la globalización de los mercados, el extractivismo y la financierización de las economías.

El ciclo 2016/19: la desregulación petrolera y la flexibilidad laboral en Vaca Muerta

Los cambios en los mercados internacionales del petróleo crudo y en el régimen económico nacional abrieron una nueva fase en Vaca Muerta a partir de 2016. La política nacional se orientó a la liberalización y la apertura de la economía, se redefinieron las alianzas internacionales, se dispuso la desregulación sectorial con libre transferencia de utilidades al exterior y el ingreso de equipos y maquinarias nuevas y usadas, y la modificación de las condiciones laborales. La política de precios impuso nuevas tarifas en gas y electricidad, y frente al déficit de abastecimiento interno el Ministerio de Energía de la Nación emitió la

Resolución 46/17 que fijó subsidios a la producción de gas nuevo en boca de pozo (7,50U\$ el millón de BTU en 2017) (Landriscini, 2018).³ A partir de los cambios regulatorios introducidos, el sector energético quedó encuadrado en un régimen de acumulación financierizado, centrado en la racionalidad neoliberal que gobierna los mercados y que condiciona el accionar del Estado, de los actores productivos y la vida de los particulares. (Sabatella & Burgos, 2018)⁴

En el nuevo escenario internacional de precios más bajos del crudo, las concesionarias, operadoras y empresas de servicios, en acuerdo con las autoridades nacionales de energía plantearon la reestructuración sectorial, el ajuste de procesos y costos, y flexibilizaron las condiciones de inversión en el *upstream*. En el marco de la desregulación de mercados y de la liberalización financiera, de precios y tarifas, el sector abandonó el objetivo de abastecer el desarrollo industrial y residencial y pasó a desenvolverse en un neo extractivismo informacional y de burbujas especulativas (Cretini, 2018; Gudynas, 2009; Peinado Lorca, 2014). Dio cuenta así de un equilibrio inestable, entre estrategias *resources seeking* (retención de recursos) de mediano y largo plazo, y estrategias *rent seeking* (obtención de rentabilidad) en plazos más cortos, respondiendo a los intereses expresados en las bolsas de valores por los accionistas, y en las evaluaciones de riesgo elaboradas por las consultoras internacionales, y asumidas como propias por los inversionistas individuales e institucionales. En plazos más cortos, según los escenarios de precios y tarifas y del tipo de cambio, las decisiones de las operadoras se tradujeron en la aceleración o freno de los proyectos piloto y de desarrollo masivo en las áreas concesionadas. Respondieron a una lógica financiera con impactos en la demanda de servicios y en la cadena de subcontrataciones. Ello repercutió en el volumen y la regulación del empleo directo e indirecto y en la política contractual y salarial extendida al conjunto de la economía regional de perfil básicamente primario y terciario, a las finanzas públicas provinciales dependientes de las regalías de los hidrocarburos, y a la dinámica social e institucional en las áreas en transformación. (Landriscini, 2018).

³ Pueden citarse como emblemáticos, el Decreto 272 del 5 de enero de 2016 que modificó el esquema regulatorio de las inversiones de las compañías petroleras al reducir la presencia del Estado en la planificación de las inversiones del sector y estableció el otorgamiento de los permisos de explotación y exploración en favor de las provincias, y a posteriori el Decreto 962/17 de liberación de los precios de los combustibles y de la libre importación y exportación de hidrocarburos. Tales cambios y otros posteriores desregularon las actividades no convencionales en el *upstream* (producción primaria), las del *midstream* (transporte), la importación de insumos y de equipos, la distribución interna de la renta y la exportación.

⁴ Sobre el tema se han consultado los trabajos del texto de Abeles, Pérez Caldentey & Valdecantos, (2017), el de Allami & Cibils (2017), el de Girón (2014), el de Schorr & Wainer (2018) y el de Vanoli, A. Cibils, A. & Allami, C. (2018).

En esta lógica mercado dependiente, el objetivo del desarrollo energético acoplado al desarrollo industrial nacional y de las PyMEs proveedoras de bienes y servicios planteado por la Ley de Soberanía Energética 26741 de 2012 y por YPF como empresa líder del sector, fue sustituido por la visión extractivista de los negocios que facilitó el desenvolvimiento de las firmas extranjeras con trayectorias en el sector y mayores posibilidades de acceder al financiamiento internacional de sus inversiones. El desembarco de las líderes mundiales de los hidrocarburos atraídas por la potencialidad de la formación geológica Vaca Muerta, y la presión de los accionistas de las compañías y de los fondos de inversión, junto a las urgencias planteadas por la restricción externa y el ajuste fiscal nacional, reconfiguraron la dinámica productiva y distributiva en la cuenca Neuquina. De ese modo, las altas y bajas de equipos de perforación marcaron el ritmo de actividad, según las señales de los mercados financieros y de los precios de las *commodities*, y las empresas contratistas quedaron prisioneras de las estrategias de los fondos especulativos, y de los mercados a futuro, que guiaron las decisiones de las concesionarias y operadoras, en respuesta a las idas y venidas de la política macroeconómica y energética nacional. En función del ajuste estatal operado desde inicios de 2016 las obras de infraestructura claves que los desarrollos hidrocarburíferos demandan quedaron postergadas por la incertidumbre de los precios internacionales, la inestabilidad macroeconómica y las restricciones de financiamiento.

Frente a la parálisis definida por las operadoras y empresas de servicios especiales, el Ministerio de Trabajo concedió la instrumentación del Procedimiento Preventivo de Crisis 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 que elevaron el número a 2.000 empleos perdidos y/o en suspenso. Pasado un año de negociaciones entre las partes, y a fin de reestructurar la industria, ajustar los costos y elevar la productividad, en enero de 2017 se forzó la introducción de una “Adenda” en los convenios colectivos del sector. Con ello y tomando la experiencia de las cuencas de los Estados Unidos se impuso la flexibilidad laboral en la actividad no convencional (Landriscini, 2019, Landriscini, 2017).

La Adenda en los Convenios Colectivos de Trabajo en los reservorios no convencionales llevó la jornada laboral a campo a 12 horas, eliminó las horas taxi; dispuso el diagrama de trabajo de 14 días corridos por 7 de descanso, dispuso el trabajo nocturno, y habilitó las tareas con hasta 60 km de viento en las torres; redujo el tamaño de los equipos de trabajadores en perforación y terminación de pozos, y dispuso su rotación; formalizó la segmentación salarial entre tareas

centrales y periféricas, y fijó restricciones a la suspensión de actividades en campo, justificándolas sólo en caso de atraso o del no pago de salarios (Texto de la Adenda al Convenio Colectivo de Petroleros Privados y de Petroleros Jerárquicos, 2017).

En simultáneo, la nueva política sectorial a partir de 2016 eliminó los subsidios al consumo energético y dispuso la elevación de los precios de los combustibles y de las tarifas de gas, lo que generó una fuerte conflictividad social, a la par que operó como atractivo al ingreso creciente de compañías extranjeras al complejo productivo regional y a la concesión de áreas. En ese marco de beneficios dispuestos y oportunidades abiertas al capital extranjero, se redujo el peso relativo de YPF en el total de inversiones, y ante 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. A posteriori, y sumado al cambio de las regulaciones laborales, y al progresivo ascenso de los precios internacionales del petróleo crudo operado en la segunda mitad del año 2017, se concretó la recuperación de inversiones y producción, la que se sumó al anuncio del subsidio a la producción de gas de nuevos proyectos en reservorios no convencionales dispuesto por la Resolución 46/2017 del Ministerio de Energía. El mismo retomó los criterios del Plan Gas 2013/2017, extendiéndolos para el gas nuevo en boca de pozo en valores decrecientes hasta 2021 partiendo de U\$S 7,50 el millón de BTU.

El desarrollo que marcó el punto de partida para Vaca Muerta fue Loma Campana, y lo sigue siendo. El acuerdo de YPF con la petrolera norteamericana Chevron prometía una inversión de 1.500 millones de dólares en el proyecto piloto y 12.000 millones de dólares al final de la concesión. En el escenario de precios y de expansión productiva en los reservorios no convencionales en Vaca Muerta, en 2017 se concretaron inversiones directas por unos U\$S 3.100 millones en pilotos y desarrollos, de los cuales U\$S 1738 correspondieron a YPF, y un valor cercano a los U\$S 2.000 millones a Tecpetrol entre plantas y explotaciones de yacimientos. YPF expandió la actividad en Loma Campana en *shale oil*, en el Orejano en alianza con Dow Chemical en gas, concretó el desarrollo del bloque La Amarga Chica, orientado al petróleo, 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. Así hasta 2018 invirtió 5.800 millones de dólares de los 12.000 millones proyectados. A esa fecha se contaban 549 pozos en producción, muchos de ellos horizontales, y una producción de más de 30.000 barriles diarios de petróleo, un tercio de la producción neuquina. En el yacimiento se instaló la gerencia de No Convencionales de YPF y, entre personal propio y de empresas contratistas, pasó a tener 1.000 operarios en funciones. (Diario Río Negro, 24/09/2018).

Alrededor de Loma Campana se estructuró toda la industria no convencional del país. Se instalaron plantas de arenas, infraestructura de superficie, logística e ingeniería y una central térmica de generación eléctrica. A posteriori se pondría en marcha el yacimiento no convencional en Bandurria Sur en alianza con otras compañías, con gran nivel de desarrollo técnico en los pozos horizontales y largas ramas laterales, de elevada productividad en los procesos y de creciente producción, y más recientemente el yacimiento en Bajada del Añelo, y otros en zona cercana a Rincón de los Sauces.

En el marco de los subsidios para la producción de gas nuevo, dispuestos por la Resolución 46/17 se aprobaron proyectos de otras compañías como Tecpetrol, la francesa Total, Pampa Energía y Pluspetrol. Entre las inversiones más importantes en gas nuevo beneficiadas por el subsidio se contó 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. Llegó 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, con una producción promedio de 15.000.000 de m³/día. 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. Es al presente la mayor productora de gas en la región norpatagónica, y una de las mayores exportadoras del gas excedente en los períodos de menor consumo (Landriscini, 2018).

El ajuste fiscal de 2018 y 2019 dejó en suspenso proyectos previamente aprobados en el marco de la Resolución 46/17, y limitó los beneficios en otros, retrasando el desarrollo gasífero en Vaca Muerta. El Plan Gas puesto en marcha en 2020 y 2021 viene recuperando el nivel productivo, e impulsando nuevas inversiones en las cuencas.

Hidrocarburos, financierización e inversiones de las compañías

A partir del nuevo ciclo de los reservorios no convencionales, de las regulaciones de las inversiones, de las nuevas normas laborales y de los subsidios otorgados al petróleo crudo y el gas en boca de pozo, la cuenca Neuquina ha sido integrada a la lógica de acumulación de compañías y consorcios multinacionales vinculados a los hidrocarburos que lideran cadenas y redes globales, asociados a bancos y fondos de inversión. Ello es el resultado de la puesta en valor de los recursos con origen en esquistos en la formación Vaca Muerta, en un marco de transnacionalización del sector, facilitada por la adopción de las nuevas tecnologías y la dinámica

de la financierización mundial expuesta en numerosos trabajos que indagan acerca de la nueva fase del desarrollo mundial (Abeles, Pérez Caldentey & Valdecantos, Comps. 2018; Aguiar de Medeiros & Trebat, 2018; Chena & Buccella, 2018; Chena, Buccella, y Bosnic, 2018; Schorr & Wainer, 2018; Vanoli, Cibils & Allami, 2018, Allami & Cibils, 2017).^{5 6}

Los procesos de exploración y de extracción/apropiación de crudo y de gas que se vehiculizan a través de inversiones extranjeras y mixtas directas y del control que se ejerce sobre los recursos, extendido al territorio y a las distintas jurisdicciones del Estado, responden por un lado a la necesidad del abastecimiento interno de energía, y por otro a la puja inter capitalista que se despliega en una economía global devenida en multipolar (Aponte García, 2017). Según Bolinaga & Slipak, China y Estados Unidos son los protagonistas centrales de dicha puja, a los que se agregan Rusia, países europeos, orientales y árabes. (Bolinaga & Slipak, 2015) La penetración de los capitales que tales procesos suponen y los acuerdos comerciales y financieros asociados a ellos, refuerzan con frecuencia la primarización de las economías del continente y generan profundas alteraciones regulatorias a distintas escalas y en distintos sectores. Al mismo tiempo, traen consigo la re configuración de las cadenas productivas con base en los recursos naturales a partir de los núcleos empresarios transnacionalizados y la instauración de nuevos sistemas técnico productivos, que modifican profundamente el mundo del trabajo y las relaciones entre proveedores y clientes; generan movimientos de población, de insumos y de equipos, demandan nuevas inversiones en infraestructura, y provocan dislocaciones socio-territoriales y culturales, y conflictos distributivos y ambientales

La investigación llevada adelante sobre la cadena productiva de los reservorios no convencionales en la cuenca Neuquina, permite plantear renovados interrogantes que aluden a las múltiples problemáticas que plantea la primarización de la economía regional por las inversiones con base en recursos naturales no renovables. Tales inversiones superaron los U\$\$

⁵ El término financierización adquirió notoriedad en la última década. Su popularización generó una multiplicidad de estudios de diversa procedencia teórica que no referencian una definición comúnmente aceptada del mismo (Mateo, 2015), y su significado admite una variedad de interpretaciones (Lapavitsas & Powell, 2013). Powell (2013) reconoce a la financierización como uno de los fenómenos centrales del mercado mundial contemporáneo, que tiene a la profundización de los circuitos internacionales de mercancías y capital monetario, la internacionalización de la producción y la utilización del dólar como dinero mundial, como características distintivas.

⁶ En línea con la literatura sobre financierización subordinada, Bortz & Kaltenbrunner (2018) sostienen que la subordinación monetaria y financiera ha determinado una mayor volatilidad de los flujos de capitales asociados, con fuertes repercusiones en la economía doméstica de la mano de una creciente presencia de bancos extranjeros y otros inversores no bancarios en los mercados financieros de las economías en desarrollo. A esto se suma el menor compromiso por parte de los inversores a invertir en activos de largo plazo en estas economías junto a mayores tasas de interés frente a la posición dominante del dólar.

18.000 millones entre 2011 y 2019, que han recuperado crecientes niveles por parte de YPF, Shell, Exxon Mobil, Pluspetrol, Vista Oil&Gas y otras compañías en 2021, se extendieron en particular en la formación geológica Vaca Muerta. Ella representa la mayor proporción de los 23.720 millones de toneladas equivalentes de petróleo que la Agencia de Información Energética de Estados Unidos ha calculado es la dotación de recursos hidrocarbúferos de reservorios no convencionales en Argentina, y unas 300 veces el actual consumo de hidrocarburos (Disbroiavacca, 2015).

A partir del liderazgo de compañías nacionales, en particular YPF, y de las corporaciones internacionales que desarrollan inversiones en el sector como concesionarias, operadoras y/o prestadoras de servicios especiales, se despliega en la cuenca Neuquina parte de la cadena productiva jerárquica del petróleo y el gas que al presente se reconfigura a partir de las nuevas tecnologías y las relaciones de subcontratación que estas estimulan. En el marco de la transnacionalización de los negocios destacan operadoras integradas y no integradas de larga trayectoria en petróleo en reservorios convencionales, y con desarrollos no convencionales recientes en los Estados Unidos. Entre ellas las de mayor envergadura son Chevron que suscribió el primer contrato de asociación con YPF en 2013 para el desarrollo del *shale oil* en Loma Campana, y Exxon Mobil asociada a otras compañías en proyectos petroleros; y otras firmas del sector petroquímico como Dow que suscribió un acuerdo de exploración y explotación de gas no convencional con YPF en el área El Orejano en la formación Vaca Muerta. Se agregan a ellas firmas de operaciones especiales como Halliburton, Schlumberger, Weatherford, Nabors, DLS, y otras, con frecuentes fusiones, compras y absorciones dentro del rubro. Y entre las tradicionales compañías europeas, Shell, Total, Wintershall, Equinor (ex Statoil) y British Petroleum, que forma parte de Pan American Energy con capital parcialmente nacional. La expansión del negocio petrolero no convencional atrajo a firmas como la malaya Petronas, y Qatar Petroleum, Exxon Mobil Exploration Argentina, Vista Oil & Gas con importante desarrollo petrolero, y la noruega Equinor. Estas firmas tienen proyectos propios en el *upstream* y en otros casos los desarrollan en asociación con YPF, y despliegan estrategias de dominio de recursos a futuro y de ampliación de escala de comercialización. Se suman a ellas, compañías como Pluspetrol, Capex, Pampa Energía (ex Petrobras), y Tecpetrol, líder en gas con su complejo Fortín de Piedra en Vaca Muerta, del holding Techint, que combina negocios en hidrocarburos e industriales vinculados a la siderurgia en la construcción de plantas de procesamiento y de infraestructura de transporte y distribución de gas. (Subsecretaría de Hidrocarburos, Prov. de Neuquén, 2018). Las inversiones de las compañías núcleo totalizaron

U\$S 4.200 millones en 2018, e hicieron crecer un 81% la producción de *shale oil* y un 233% la de *shale gas*. (Bernal, 2018.)⁷ El desarrollo se aletargó en 2019 a partir de la profundización de la crisis financiera y fiscal nacional.

Según sus trayectorias, objetivos y escala de negocios, y la dinámica de los mercados y los riesgos financieros que asumen, las compañías desarrollan sus estrategias de negocios y sus decisiones de inversión, valiéndose de la utilización de las nuevas tecnologías de perforación que incorporan la digitalización de las operaciones y de modelos de organización que incluyen la planificación y control en red de proveedores y contratistas en el *upstream*, y de las proyecciones de mercado. Suman a ello la asociación con otras compañías en proyectos extractivos de desarrollo masivo, y en las iniciativas de construcción de infraestructura de transporte de insumos y de procesamiento y transporte de la producción, liderando negocios de exportación,

Articuladas con el segundo anillo de la cadena que agrupa a los proveedores de servicios especiales, integran el tercer eslabón las proveedoras PyMEs de servicios, cuyas capacidades productivas y operativas se asocian a su origen, trayectoria, tamaño del capital invertido y rubro, y al modo de organización del trabajo y de vinculación vertical y horizontal. Predominan las firmas nacionales y regionales. En cuanto a las capacidades tecnológicas, entre estos proveedores pocas empresas poseen desarrollos de última generación en el marco de una creciente concentración de la oferta y la demanda en los anillos superiores de la cadena productiva. Es así que la oferta local se concentra en insumos y servicios para las etapas productoras, avanza en el suministro de componentes, en el mantenimiento de maquinarias y equipos, en la adaptación de las nuevas técnicas y en la sustitución de importaciones. Dichas estrategias enfrentan restricciones derivadas de las elevadas exigencias tecnológicas, la falta de escala productiva y comercial, las barreras financieras y los vaivenes del sector asociados a la volatilidad de los precios internacionales y a las cambiantes políticas macro y sectoriales. (Landriscini, et al, 2017; CEPAL, 2015; Kozulj & Lugones, 2007)

Cuestiones tecnológicas y cambios en el proceso de trabajo

⁷ Según el Instituto Argentino de Energía General Mosconi, de los 135 millones de m³ diarios de gas extraídos en febrero 2019, 55 millones fueron no convencionales. Y en petróleo, de los 2,2 millones de m³ mensuales (casi 500.000 barriles diarios), lo no convencional representó apenas 381.000 m³ (85.586 barriles por día). En lo que se refiere a producción en Neuquén, en febrero 2019 se extrajeron 73,5 millones de m³ de gas por día y 132.865 barriles de petróleo diarios. Del total de la producción, lo no convencional equivale al 61% del petróleo y al 67% del gas. (Rojo, L., Instituto Argentino de Energía General Mosconi, marzo de 2019)

Las transformaciones que se han venido operando en la organización del trabajo en la cuenca Neuquina y en particular en los reservorios no convencionales en Vaca Muerta, y la elevación de los niveles de productividad, evidencia el papel central que juega la curva de aprendizaje y junto con ella la flexibilización del trabajo, entendida como *“la capacidad de la gerencia de ajustar el uso de la fuerza de trabajo en el proceso productivo y el salario a las condiciones cambiantes de la producción y el mercado”*⁸.

En la cuenca Neuquina la subcontratación laboral como mecanismo asociado a la flexibilidad productiva no es nueva. Responde a las condiciones impuestas por la acumulación a nivel mundial en las últimas décadas del siglo XX, profundizadas a partir de la crisis mundial del 2008. La Adenda a los Convenios Colectivos de Petroleros dispuesta en enero de 2017 modificó las condiciones de contratación y de ejecución del trabajo en los yacimientos no convencionales. Puso el foco en el empleo directo y formal y oficializó la segmentación de tareas centrales y periféricas. Ajustó el personal en los equipos por tareas, introdujo cambios en las funciones, eliminó el pago por horas perdidas e impuso el trabajo nocturno, y la contratación temporal y discontinua como posibilidad general, legitimando las brechas salariales. Combinó la flexibilidad numérica según las necesidades de la producción y el mercado, y la flexibilidad interna relacionada con la multifuncionalidad y la rotación, asociada además a la externalización de tareas.

Algunos de los factores que definieron su implantación fueron los siguientes: 1. en el marco de una fuerte rivalidad empresarial, y en la reconfiguración de la organización del trabajo a nivel global se despliegan prácticas empresariales tendientes a disminuir costos y elevar la productividad. 2. la introducción de nuevas tecnologías incrementa el peso de lo inmaterial en la producción, y potencia la especialización y desintegración de los procesos productivos y la circulación de información y toma de decisiones en red⁹. 3. la producción flexible se impone como modelo para responder a las nuevas exigencias del mercado; a la flexibilización de la contratación de personal se suman formas diversas de flexibilidad interna. 4. la internacionalización de la producción viene profundizando la concentración del capital, las fusiones y absorciones de firmas en la búsqueda de costos más bajos. que dan lugar en las cuencas de hidrocarburos a una extensa cadena de contratistas y subcontratistas acoplados jerárquicamente a las compañías de servicios especiales. En ese marco, surgen situaciones

⁸De la Garza, 2018, p.7.

⁹ Acemoglu & Restrepo, 2016, p. 16.

diferenciales de rentabilidad y remuneración. 5. el capital financiero condiciona el devenir de las áreas productivas. Tal como expresan a lo largo de sus trabajos, (Boyer, 2016; Allami & Cibils, 2017 y Abeles, Pérez Caldentey & Valdecantos Eds., 2018). En el marco de la financiarización de las economías centrales y periféricas, la Bolsa ha pasado a cumplir un papel regulador de la actividad productiva. En tal sentido, la lógica financiera penetra cada vez más en el accionar de las empresas productivas¹⁰. 6. La economía digital, la automatización y las plataformas intensifican la destrucción de empleos rutinarios de baja calificación, mientras se expanden los empleos de contrataciones eventuales y de tiempo parcial (Weller, 2017, Bensusán *et al*, 2017; Krull, 2016, Degryse, 2016) Del trabajo estable en las cuencas petroleras, se pasa a la flexibilidad funcional en los reservorios no convencionales, y ello se expresa en las nuevas reglamentaciones y acuerdos, y es visto como condición del aumento de la productividad. La automatización de procesos reemplaza las operaciones trabajo intensivas y rutinarias, y las telecomunicaciones facilitan la ejecución de tareas de modo remoto y en red. En ese marco, se profundiza la heterogeneidad en la estructura del empleo y en la distribución de los ingresos en la cuenca Neuquina, y se fractura el colectivo laboral con implicancias sociales, culturales y territoriales. 7. Los programas de capacitación evidencian un desajuste temporal respecto a la aceleración de la puesta en marcha de nuevas áreas y la implementación de nuevos sistemas técnicos.¹¹ 8. A ello se agrega el débil control estatal de los procesos y las condiciones de trabajo.¹²

La racionalidad económica asociada a las políticas neoliberales marca la pauta de la reestructuración productiva a nivel mundial y local, que se expresa en la desregulación, flexibilización y reducción de los costos laborales, asociadas a las burbujas financieras. En esa política a nivel global y en esas estrategias corporativas, el trabajo es visto como un recurso que debe reducir su costo de modo de permitir a las compañías alcanzar la competitividad sectorial con otras cuencas. Y tal como señalan Bensusan, Eichhorst & Rodríguez (2017), la falta de desarrollo técnico en las PyMEs proveedoras y de capacitación continua de los trabajadores, puede debilitar la productividad y el crecimiento económico y profundizar la desigualdad social.¹³

¹⁰Abeles, Pérez Caldentey & Valdecantos Eds., 2018.

¹¹Fuente: Sindicatos de Petroleros Privados y de Petroleros Jerárquicos; profesionales y docentes de las carreras universitarias de Seguridad e Higiene del Trabajo, y de las de Ingeniería de la UNComahue.

¹²Fuente: Sindicatos del Petróleo en la cuenca Neuquina, consultores y profesionales del rubro.

¹³Neffa, 2018, p. 42.

En síntesis, producto de la reestructuración planteada entre 2016 y 2017, el sector petrolero perdió 7.000 empleos en la Patagonia, y unos 2.000 en la cuenca Neuquina. Aunque parcialmente se recuperaron en número en 2018, los perfiles y las competencias de los trabajadores buscados van cambiando, y las contrataciones se hacen bajo las nuevas regulaciones centradas en la flexibilidad y la productividad. Los nuevos modos de operación en los yacimientos implican menos perforaciones más productivas; ramas laterales de mayor longitud, mayor número de etapas de fractura y actividad continua, incluso nocturna¹⁴. La actividad en los reservorios no convencionales creció en niveles notables, hizo rejuvenecer y extranjerizó al conjunto del complejo productivo en la cuenca Neuquina, desplegando equipamiento de última generación, y conformando redes y grupos de trabajo en geología e ingeniería de alta calificación¹⁵, y se pusieron en marcha planes de construcción de infraestructura. En ese marco, la relación salarial tradicional ha virado hacia relaciones flexibles, y hacia la tercerización de servicios¹⁶. Se viene expandiendo el empleo eventual y a tiempo parcial, y la segmentación de ingresos entre unidades pequeñas prestadoras de servicios y entre trabajadores, y ello convive con la primarización de la economía¹⁷. Esto aconseja pensar alternativas para promover el avance tecnológico de las PyMEs de los eslabones locales, para fortalecer sus capacidades de negociación y propiciar desarrollos con sustentabilidad en el territorio.

El impulso que puso en marcha el *shale* comenzó a configurar una nueva economía. Impulsó la participación del capital multinacional financiero y productivo, y la dinámica de los mercados de los hidrocarburos impone la presión de elevar la productividad y reducir estructuras y costos laborales para garantizar su competitividad. La cuestión del funcionamiento de las pequeñas proveedoras de servicios del sector seguirá estando entonces en el centro de la agenda condicionada por las finanzas, los precios internacionales, y las políticas macro y sectoriales. La envergadura estratégica del sector, la potencialidad de los reservorios no convencionales, el volumen de inversiones, los nexos con la industria y el transporte, el desarrollo tecnológico, y las PyMEs proveedoras de insumos y de servicios, demandan que no sea el mercado de modo desregulado el que coordine y guíe la actividad hidrocarburífera, caracterizada por elevados

¹⁴La Mañana de Neuquén, 15/09/ 2018.

¹⁵Landriscini, 2017, p. 223.

¹⁶ Como se expresa en Basualdo & Morales, Coords., 2014; De la Garza, 2012; Weller, 2017.

¹⁷ Cuestiones desarrolladas a lo largo del texto de Albrieu, López & Rozenwurcel, Coords., 2012.

costos hundidos y la demanda de nuevas capacidades tecnológicas y de gestión. Resulta necesario que el Estado, las operadoras, las compañías de servicios, las subcontratistas y los gremios encaminen procesos concertados que marquen rumbos de desarrollo sustentable en la región y el país, superando la primarización de la economía y las tendencias extractivistas.

Las PyMEs y sus desafíos en tiempos de hidrocarburos no convencionales

En el escenario de la cuenca Neuquina, las PyMEs proveedoras de servicios se encuentran desafiadas a poner en marcha procesos de mejoramiento técnico, organizativo, económico-financiero y de vinculación, a fin de ingresar o mantenerse y crecer en los rubros asociados al *upstream*. Del análisis de dicho escenario, 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 entre mejorar el abastecimiento interno de gas forzado por la restricción externa, y la exportación, que aunque significa atraer divisas, demanda la construcción de obras de transporte y distribución que suponen cuantiosas inversiones cuyo financiamiento se encuentra en proceso de negociación. En cuanto a la actividad asociada a la búsqueda y extracción de crudo, la transición supone la definición de una política de precios en el mercado interno y una política tributaria clara respecto a las exportaciones. En esa circunstancia, destaca la dinámica de innovación de las compañías nacionales y extranjeras dirigida a desarrollar perforaciones horizontales con ramas laterales de creciente longitud y número de etapas de fractura, 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, por los desarrollos locales básicamente de YPF y la curva de aprendizaje que muestran las firmas menores. (Landriscini, 2018)

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. La interacción de las compañías, el liderazgo productivo que conserva YPF, 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, y la multifuncionalidad y la flexibilidad

interna en el trabajo en el *upstream*. Ampliar el segmento PyME y consolidar sus capacidades técnico productivas demanda financiamiento específico y organización y evaluación. 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 extenalizadas de distintos rubros, y proveedores nacionales e internacionales de bienes y servicios, a los que se conectan centros de tecnología, universidades, consultores y organismos de promoción empresaria, combinando avances en el intercambio de intangibles y articulaciones en redes locales y externas de 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 operan como agentes subordinados en la cadena, lo que se refleja en la participación en las rentas generadas. De relevamientos que incluyen a responsables de PyMEs de distintos rubros en la cuenca, y de las entrevistas realizadas a responsables de contrataciones en firmas de servicios especiales y operadoras (Landriscini y Rubino, 2019), se detectan debilidades de las unidades menores para insertarse en la nueva dinámica productiva. Se advierten comportamientos idiosincráticos e inerciales de sus titulares, centralización de la gestión y las decisiones, baja delegación, e instrumentación de mecanismos de control que combinan formas directas y restringida evaluación de resultados. Agregado a ello, de estudios realizados con referencia al desempeño de proveedoras PyMEs, se advierte la escasa registración 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 & Robles, 2016). Ello permite suponer los riesgos que enfrentan las PyMEs localizadas en el territorio de la cuenca, 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, y 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 un sin fin de 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. (Landriscini & Rubino, 2019)

Las limitaciones en la gestión del conocimiento evidenciadas en casos revisados, la forma jerárquica y asimétrica que adoptan las relaciones verticales entre agentes de los distintos anillos en la cadena de valor, plantean un escenario complejo para el desenvolvimiento de las proveedoras PyMEs y para encarar un *upgrading* por mejoras funcionales en la cadena productiva. 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 hidrocarbrífero regional en el marco de la globalización y la financierización de la economía mundial. Dichas firmas, pueden aprovechar la integración en programas de desarrollo de proveedores como instancia de vinculación tecnológica, de identificación colectiva de problemas, de evaluación y puesta en marcha de alternativas de mejoramiento, y de planificación económico financiera. La marcha de variables fuera de su control introduce fuertes componentes de incertidumbre.

El desarrollo de proveedores y el mejoramiento de procesos, servicios y productos, requiere intervenciones estatales en campos diversos para el desarrollo de los reservorios no convencionales. 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 aportar 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 apropiar para prestar servicios especializados (informes sectoriales, estadísticas, estudios técnicos y económicos, formación de cuadros técnicos, etc.). Relacionado con ello cabe reconocer el limitado nivel de desarrollo del Sistema Regional de Innovación en el que operan las firmas. Sólo algunas de ellas pueden aprovechar las externalidades que en él se producen, para la certificación de calidad y seguridad, o la mejora de procesos. Las firmas líderes de las cadenas 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. Asimismo, atendiendo a la baja utilización de las TICs detectada en relación con la gestión del conocimiento en las PyMES de hidrocarburos, resulta 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 (Robles, 2017; Landriscini & Robles, 2016) Asimismo, programas de capacitación horizontal para la industria en materia de capacidades de gestión permitirían a los empresarios reconocer en el territorio los beneficios potenciales de una complejización del proceso decisional, lo cual complementaría los programas de desarrollo de proveedores. Esto requiere la ampliación de la oferta de consultoría en tecnología de producción y gestión, y de TICs.

La creación de proyectos consorciados entre ellas podrían favorecer la transferencia de conocimiento interfirma, y 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, podrían surgir experiencias de vinculación bidireccional entre empresas e instituciones del conocimiento.

La información secundaria consultada y la obtenida en entrevistas realizadas a actores públicos y a privados de distintos segmentos de empresas, han permitido avanzar en el conocimiento de las posibilidades y restricciones que enfrentan las PyMEs en el nuevo escenario técnico productivo internacionalizado de los hidrocarburos de reservorios no convencionales en la cuenca Neuquina. Ello facilita el armado de una nueva agenda de financiamiento y 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 políticas sectorial.

La dinámica de recuperación en Vaca Muerta en la salida de la pandemia (2021)

Recuperada la demanda mundial y nacional de petróleo crudo en elevado porcentaje, por el fin de las restricciones de circulación de bienes y personas que golpearon la industria hidrocarburífera global, nacional y local, en septiembre de 2021 un tercio de la producción de gas y petróleo del país ya provienen de los yacimientos de Vaca Muerta. La actividad en la formación shale se encuentra en un pico de desarrollo y la producción no convencional ya representa un tercio del total producido en el país, y si bien los niveles de inversión no son tan altos como en años previos, ya son 15 las áreas que se encuentran en un nivel de actividad industrial o de desarrollo masivo, y son 11 las compañías que imprimen acelerado ritmo a la actividad en los yacimientos.

El Estado nacional ha convocado nuevas licitaciones en el marco del Plan Gas. Ello abre la posibilidad de seguir creciendo en producción para el abastecimiento interno de gas natural. No obstante, para que ello se concrete acorde a la necesidad de responder a la demanda residencial e industrial en las zonas de mayor población y actividad económica, debe ponerse en marcha la construcción del gasoducto desde Vaca Muerta a la región pampeana y litoral que demanda una inversión no menor a los U\$S2.500 millones, parte de la cual financiaría el Estado nacional, junto a los aportes de las compañías privadas del sector. El gasoducto debería tener una extensión también hacia el puerto de Bahía Blanca de modo de permitir el transporte del gas natural para su licuefacción y exportación en buques en contra estación. Ello requiere la construcción de una planta de licuefacción, otra gran inversión sectorial que YPF ha evaluado cercana a los USD 4.000 millones según la capacidad de procesamiento.

El aumento del precio del petróleo estimulado por la progresiva recuperación de la actividad económica mundial, constituye otro atractivo para las compañías que promueven aumentos en su producción con miras a la exportación. La dinámica de ambos rubros, gas y petróleo crudo, ha permitido ir reincorporando los trabajadores suspendidos en la pandemia que llegaron a 20 mil, y reforzó el poder de negociación de los gremios que se tradujo recientemente en cambios en la Adenda de los Convenios Colectivos, de 2017, los que significaron el aumento del número de trabajadores en los equipos de perforación y en mayor seguridad industrial y sanitaria.

En septiembre de 2021, último mes con datos oficiales completos de la actividad hidrocarburífera del país, Vaca Muerta evidenció una importante recuperación y expansión productiva. En petróleo la producción alcanzó los 170.000 barriles por día, por lo que uno de cada tres barriles de crudo producidos en el país, provino de la formación shale. Y en el segmento del gas natural, la generación fue de 42 millones de metros cúbicos, representando un poco más del 31% de la producción total de gas del país.

YPF es la firma que concentra la mayor escala de actividad a niveles industriales de Vaca Muerta, pues está presente en 7 de los 15 bloques que han alcanzado desarrollo masivo. Otras firmas también muestran un avance notable en el trabajo en la formación, como es el caso de Shell que participa de 5 de los desarrollos masivos en marcha, habiendo alcanzado los 100 pozos en operación.¹⁸ A mediados de septiembre de 2021 se alcanzó el número 42 en las concesiones con el otorgamiento del bloque Bajo del Toro Norte a YPF y Equinor. Las empresas deben comprometer una inversión y un nivel de producción esperado por un plazo inicial de cinco años.

En Neuquén, que ocupa la mayor porción de la superficie de la formación Vaca Muerta en la cuenca Neuquina, son nueve las áreas que se encuentran en desarrollo continuo formalmente. Estos bloques son Loma Campana operada por YPF en sociedad con Chevron; El Orejano que opera YPF en sociedad con Dow; Fortín de Piedra de Tecpetrol; La Amarga Chica que opera YPF con la compañía malaya Petronas como socia; la tríada de Shell Sierras Blancas, Cruz de Lorena y Coirón Amargo Sur Oeste; Bajada de Añelo que opera Shell con YPF como socia; y Bajo del Choique – La Invernada de ExxonMobil. Hay otros bloques en los que, si bien no hubo un compromiso formal, las empresas han acelerado y multiplicado su producción e inversiones. En este segundo grupo se encuentran las áreas de Bajada del Palo Oeste de Vista Oil&Gas; Bandurria Sur de YPF con Shell y Equinor; Aguada Pichana Este de Total Austral y el más reciente desarrollo sobre Vaca Muerta que es La Calera operada por Pluspetrol con YPF como socia. Un segundo grupo de áreas tienen un nivel de actividad que las coloca en condiciones de desarrollo industrial, en gran parte por la gran actividad previa que tuvieron en el segmento del tight. Es el caso del bloque Rincón del Mangrullo que opera YPF y que en el segmento tight tiene como socia a Pampa Energía y el de Lindero Atravesado de Pan American Energy (PAE),

¹⁸. El esquema habitual es que una o más operadoras soliciten un permiso de exploración no convencional de un bloque que les da un plazo de cuatro años para estudiarlo. Tras ese proceso, que en todos los casos se concreta, se avanza en el pedido de la concesión no convencional del área, lo que otorga a la empresa un plazo de 35 años para sus operaciones.

que tuvo un fuerte desarrollo en tight gas, y desde hace un poco más de un año se reconvirtió al shale oil de Vaca Muerta. El Mangrullo, de Pampa Energía, es un área que, si bien tiene una actividad en condiciones de desarrollo masivo en el segmento del tight, está avanzando también en el estudio de Vaca Muerta, aunque a un ritmo más pausado.

La información disponible señala que son 11 las operadoras que lideran los trabajos del shale en Vaca Muerta, siendo estas YPF, Shell, Tecpetrol, Vista Oil&Gas, PAE y Total. Y como empresas socias se encuentran la norteamericana Chevron, la malaya Petronas, la noruega Equinor, y la petroquímica americana Dow. Con estos niveles de actividad, Vaca Muerta refleja una realidad altamente productiva a casi 10 años del inicio de los proyectos en reservorios no convencionales. A fines del 2018 la formación contaba con 4 bloques en desarrollo masivo. En el primer semestre del 2019 se llegó a los 8 bloques. Seis meses más tarde, a principios del 2020 y en paralelo al inicio de la pandemia por el coronavirus, Vaca Muerta ya contaba con 11 desarrollos en la categoría intensiva. Al presente, con sus 15 bloques en esa condición, la cantidad de desarrollos masivos sobre la formación creció un 275% en un poco menos de tres años y con una pandemia de por medio. Entre las 15 áreas que actualmente muestran un nivel de actividad consistente con un estado de desarrollo masivo, tres están centradas en la producción de gas natural, 10 en la extracción de petróleo y 2 tienen una producción principalmente de gas, pero por su ubicación también obtienen una gran cantidad de petróleo. Estos desarrollos han dado lugar a un tejido denso de empresas asociadas a la explotación no convencional, dan cuenta de una notable curva de aprendizaje, de inversiones en transporte hasta los ductos centrales, en plantas de transformación temprana, en infraestructura para la provisión de arenas y de agua, y en centros de servicios de energía y de mantenimiento general, y en bases empresarias y de logística.

Según se extrae de los registros oficiales de la Secretaría de Energía de la Nación de septiembre de 2021, en gas el principal desarrollo es Fortín de Piedra, de Tecpetrol, con una generación de 15,05 millones de metros cúbicos por día de gas y 5.613 barriles de crudo por día que generó con 77 pozos en marcha; La Calera, operada por Pluspetrol, se posiciona como el segundo bloque en gas, y arrojó 4,11 millones de metros cúbicos por día y 6.885 barriles de crudo con apenas 26 pozos en producción. Aguada Pichana Este (APE) de Total Austral generó 3,8 millones de metros cúbicos con 42 pozos en operación, mientras que El Orejano de YPF produjo 3,72 millones de metros cúbicos.

En petróleo Loma Campana de YPF lidera por lejos el segmento con 46.501 barriles por día y un notable número de 630 pozos en producción. Le siguen La Amarga Chica, también operada

por YPF, con una producción 34.909 barriles por día y 90 pozos; y Bandurria Sur (YPF) con 19.032 barriles por día y 39 pozos. Las tres áreas de Shell que operan juntas –Sierras Blancas, Cruz de Lorena y Coirón Amargo Sur Oeste– generaron 14.791 barriles por día con 51 pozos en marcha. Bajada del Palo Oeste, de Vista Oil&Gas, alcanzó los 19.930 barriles por día, que incluye también pozos orientados al convencional. La última área del grupo orientado a la producción de petróleo fue Bajo del Choique – La Invernada, de ExxonMobil con desarrollo masivo en la zona norte de Vaca Muerta, en la que se cuentan 8 pozos en producción que generaron casi 4.000 barriles por día. Estos desarrollos y la potencialidad a futuro de las áreas involucran concesionarias, operadoras, prestadoras de servicios especiales y un número creciente de PyMEs que se desenvuelven subordinadas en operaciones en yacimientos, y en las bases empresarias, según las especialidades y funcionalidad. Ellas requieren financiamiento accesible y continuo para las inversiones que exige la escala y dinámica de la actividad, y para su *upgrading* en la cadena de valor.

Un instrumento legal para financiar el desarrollo tecnológico de las PyMES

En virtud de lo anterior, he formulado y presentado como autora en la Cámara de Diputados de la Nación un Proyecto de Ley que tiene por objeto fijar lineamientos para el despliegue de una estrategia pública capaz de promover capacidades industriales, tecnológicas y logísticas en la trama productiva hidrocarburífera nacional que involucre los territorios de las cuencas. El mismo se enfoca en la cadena de valor y el complejo productivo y tecnológico derivado de la actividad energética, en las perspectivas del desarrollo industrial del sector petrolero y gasífero nacional, y en la promoción de las unidades PyMEs que lo integran a fin de fortalecer sus capacidades operativas, y así responder a las demandas del mercado.

El Proyecto propone la creación de un Fondo Fiduciario para el desarrollo tecnológico e industrial de la cadena de valor. Entre sus fundamentos se parte de considerar que el sistema energético juega un papel central en el funcionamiento de la economía y la sociedad, en tanto provee un insumo fundamental para el desempeño de los sectores productivos y para la vida cotidiana de los hogares. Los hidrocarburos, en un contexto de transición energética, poseen una incidencia significativa en la estructura económica en materia de crecimiento y desarrollo económico. A su vez, se reconoce que los procesos asociados a todas las etapas desde la exploración hasta la venta final de productos y subproductos del petróleo y del gas, están sometidos a continuos cambios tecnológicos que inciden en el trabajo, el empleo, y el ingreso sectorial, y demandan una gestión ambiental sustentable. Y han estado y están sujetos a ciclos

y vaivenes más o menos pronunciados, que se vinculan a los precios de mercado y a la dinámica económica, según procesos globales combinados con las políticas públicas internas.

El sector hidrocarburífero en Argentina fue regulado y gestionado como una actividad esencialmente energética. Por muchas décadas se desarrolló con una estructura empresarial integrada verticalmente y centrada en Yacimientos Petrolíferos Fiscales y Gas del Estado, y el proceso industrial que le es inherente y las cadenas de valor derivadas de la explotación de gas y petróleo no fueron objeto de políticas, articulaciones y orientaciones específicas tendientes a su maduración y desarrollo industrial hacia atrás y hacia adelante en los territorios. O en todo caso, ellas fueron intermitentes, focalizadas y no tuvieron la continuidad suficiente como para definir un perfil industrializador, y de desarrollo tecnológico a él asociado. La industrialización del gas, por caso, conformó un complejo petroquímico con fuerte participación extranjera, y bajos niveles de eslabonamiento locales.

Desde fines del siglo XX, por las definiciones de política macro y sectorial caracterizadas por la desintegración vertical y privatización de las empresas públicas, las PyMEs nacionales surgidas como externalizadas o emergentes en los hidrocarburos, evidenciaron un fuerte acoplamiento a la empresa extranjera que controló el sector, sufrieron la falta de financiamiento y estuvieron escasamente integradas a políticas de promoción industrial e innovación tecnológica. Les fue asignado un rol periférico en los eslabones que conforman la cadena de valor del gas y el petróleo que se caracterizan por ser extremadamente cortas en los territorios donde se localizan las cuencas, y en general, a lo largo del tiempo han mostrado una débil articulación con el sistema científico y tecnológico nacional, las fuentes de financiamiento y la formación para el empleo.

Las empresas regionales y locales se han desenvuelto en un escenario marcadamente jerárquico mediante transacciones y contratos en situación de mercado. No han existido sistemáticas mediaciones de política pública orientadas a su consolidación, a su integración horizontal y a fortalecer su capacidad tecnológica y de negociación con clientes y proveedores, o en el mejor de los casos, ellas fueron puntuales, intermitentes y discontinuas. En los ciclos de caída de los precios internacionales, o de severas fluctuaciones macroeconómicas, suelen ser la primera variable de ajuste pagando gravosas consecuencias en la mayoría de los casos, quedando desfinanciadas, con capacidad instalada ociosa y debiendo operar en un marco de competencia imperfecta, acorde a las condiciones que fijan las concesionarias y operadoras. Cuando acceden a programas nacionales se relacionan individualmente con los efectores, predominando en las aplicaciones relaciones verticales proveedor/cliente, sin generarse estables y densas relaciones

horizontales con otros protagonistas y actores de la región. El segmento del *upstream* petrolero y gasífero se caracteriza por la participación creciente de empresas extranjeras integradas a redes globales de producción y servicios que operan en el espacio económico mundial. Estas empresas generan bienes y servicios de alto valor agregado y desarrollos tecnológicos intensivos. Realizan actividades de investigación y desarrollo en centros localizados en sus casas matrices y abastecen a sus filiales con diversas soluciones tecnológicas, e importan conocimiento, constituyendo en muchos casos verdaderos enclaves, e involucrando el pago de regalías y patentes que agravan la restricción externa.

En 2012, el Congreso Nacional sancionó la Ley 26.741 de recuperación del 51 % de las acciones de YPF, delineando la perspectiva del desarrollo industrial y tecnológico de la cadena de valor de los hidrocarburos (artículo 3, incisos e y f). La puesta en marcha del Programa Sustenta para el desarrollo de proveedores fue la principal expresión. A ello se agregó en 2013 la creación de YTEC, empresa de capitales mixtos con mayoría estatal (YPF-CONICET) para promover tecnologías en el sector energético. Es decir que el ciclo abierto por la deliberada inversión en el sector hidrocarburífero a partir de la segunda década del siglo XXI provocó un proceso de aprendizaje sostenido por parte de la trama productiva localizada en las cuencas (Landriscini 2020)¹⁹, generando importante densidad empresaria con múltiples externalidades junto a una incipiente dinámica tecnológica.

Pero el tiempo transcurrido desde la renacionalización de YPF y la puesta en marcha de políticas integradas hacia el nuevo desarrollo sectorial centrado en los reservorios no convencionales y las tecnologías en la frontera internacional fue exiguo, y, como fuera expresado, entre 2016 y 2019 se impusieron políticas de desregulación sectorial y de atracción de la inversión extranjera, con importación de insumos y servicios, llegando a autorizarse la importación de equipos y herramientas usadas para la industria petrolera (Decreto N° 629/2017). Agregado a ello, el Decreto N° 566 de agosto de 2019, que estableció el congelamiento de los precios de los combustibles en plena crisis macroeconómica y fiscal, implicó además la suspensión de los pagos de los subsidios al precio del gas en boca de pozo de la Resolución 46/2017, e impuso un freno abrupto a la actividad desarrollada en las cuencas, agravado ello por la caída internacional de los precios, y aún más desde mediados de marzo de 2020 a partir del inédito escenario abierto producto de la pandemia COVID 19 en el mundo.

¹⁹ Landriscini, S. Graciela (2020) **Hidrocarburos de reservorios no convencionales en la cuenca Neuquina.** El desarrollo de Vaca Muerta. En Gorenstein, S. De la Torre, D., Landriscini, S. G., Hernández, J. y Schorr, M. *Territorios primarizados en Argentina. Viejas y nuevas fragilidades socioeconómicas.* Ed. JK. Buenos Aires.

En la actualidad la política sectorial se encamina a recuperar capacidades nacionales en la estrategia de avanzar hacia el auto abastecimiento energético. En tal sentido, la explotación de reservorios de hidrocarburos convencionales y no convencionales constituye uno de los ejes vertebradores de la estrategia nacional de desarrollo. Específicamente se impulsa la conformación de un clúster (industria, ciencia y tecnología y logística) en torno a la dotación de recursos naturales y su industrialización. El Programa de Estímulo a las Inversiones en Desarrollos de Producción de Gas Natural proveniente de Reservorios No Convencionales (Decreto N° 892 de 2020 Plan Gas 4) constituye un paso decisivo tendiente a avanzar en la producción y provisión de gas para el consumo interno industrial y familiar. En ese marco, la Resolución N° 317 de 2020 de la Secretaría de Energía (convocatoria y condiciones del Plan Gas 4) en su artículo N° 7 estableció la creación de la “Mesa de Trabajo del Valor Agregado Nacional”, con el objetivo de constituir un ámbito de colaboración para el seguimiento, control y sanción de lo establecido en el Inciso g) del Artículo 4° del Decreto N° 892/20. El diseño, instrumentación y ejecución de los planes por parte de las empresas productoras habrá de cumplir con el principio de utilización plena y sucesiva, local, regional y nacional y en materia de empleo/provisión directa de bienes y servicios por parte de PyMEs regionales, así como de bienes, procesos y servicios de industria, tecnología y trabajo nacional.

La Mesa Nacional de Agregado tiene el mérito de reunir un amplio abanico institucional, gremial y empresario a partir de decisiones plasmadas en una normativa específica tendiente a integrar a las empresas regionales/nacionales a la cadena de valor en el contexto de un espacio de concertación de estrategias y acciones concretas. La integración de esos actores constituye una precondition política fundamental para recuperar autonomía en las decisiones energéticas y alinearlas con la necesaria recuperación del aparato productivo y el empleo, y el ahorro de divisas. Según lo establecido, el Estado Nacional junto a las provincias y actores de la trama productiva de los hidrocarburos, deberán establecer la línea de base del desarrollo de sector energético e integrar la cadena de valor al sector productivo representado por las PyMEs y al complejo de ciencia y tecnología. El proceso requiere el más amplio sentido de integración y complementación institucional, sectorial y territorial, y demanda un financiamiento *ad hoc* que promueva el relanzamiento de ese segmento de empresas que han sido las más afectadas por la crisis 2018/2019 y por la parálisis que impuso la pandemia.

La actual coyuntura es propicia para repensar algunas de sus principales estrategias, modalidades e instrumentos de intervención; en particular, la problemática derivada de las dificultades en el acceso al financiamiento por parte de estas firmas, y el costo al que acceden,

en caso de poder hacerlo, resulta ser un cuello de botella, un factor crítico en la trama productiva de las cuencas. De ese modo, la creación de un fondo específico para fomentar y asistir a las PyMEs regionales en la ampliación de sus capacidades, en la mejora de las condiciones de competitividad y desarrollo y en el acceso a recursos tecnológicos con posible aplicación industrial o servicios, representa uno de los principales objetivos de la creación de dicho instrumento. La industria 4.0 plantea nuevos desafíos. El enfoque de desarrollo de proveedores en la cadena de valor debe dar lugar a perspectivas más amplias y comprensivas centradas en el desarrollo de capacidades industriales y procesos de aprendizaje tecnológico por parte de las proveedoras de servicios y productoras de componentes e insumos, y de las PyMEs localizadas en las cuencas, y debe reimpulsar la ingeniería nacional de alto nivel, su efecto multiplicador y el ahorro de divisas.

La persistente y arraigada perspectiva sectorial de los procesos productivos debiera complementarse con la perspectiva territorial, descentralizando y federalizando las capacidades de los organismos del sistema público nacional. Corresponde articular la estructura productiva regional a través de las PyMEs con el sistema público en el campo tecnológico e industrial y avanzar en la unificación concertada de las fuentes de financiamiento existentes en organismos públicos nacionales y provinciales. Ello en atención al desarrollo de capacidades industriales mediante la promoción, financiamiento, transferencia tecnológica y asistencia para proyectos de ingeniería de diseño, procesos y fabricación de bienes de capital; servicios y logística. La posibilidad de sustituir bienes e insumos importados está presente en la totalidad de los eslabones de la cadena de valor. Y el componente de bienes de capital constituye un factor clave que incide de forma transversal en la productividad de todas las actividades, en el empleo y en el alivio de la restricción externa.

Estos procesos no se resuelven en la coyuntura. Requieren tiempos de maduración y acciones sistemáticas en la dirección propuesta. El ciclo abierto por YPF desde 2011 orientado a la reinversión de utilidades en las cuencas y el consiguiente intento de integrar y fortalecer la trama productiva local, dejó aprendizajes fundamentales que será necesario poner en valor y a la vez replantear estratégicamente la perspectiva de la autonomía energética y el desarrollo industrial y tecnológico de la cadena de valor del gas y el petróleo. La distribución de la renta energética tendrá que combinar la disponibilidad de divisas por parte de las compañías con el desarrollo tecnológico nacional y local en empresas y universidades. Los aspectos instrumentales, operativos y en general, la capacidad de gestión que se logre reunir, revisten singular importancia a la hora de materializar los objetivos expuestos.

En el contexto señalado, la creación del Fondo Fiduciario propuesto mediante un Proyecto de ley que lleva por número 2335-D-2021 contribuy a plantear políticas activas y específicas para las empresas regionales localizadas en las cuencas hidrocarburíferas tendientes a generar capacidades industriales y tecnológicas a partir de la articulación entre organismos nacionales y provinciales, empresas, cámaras, sindicatos, universidades y centros de investigación y desarrollo. Tal financiamiento para las PYMEs de las tramas productivas territoriales configuradas en las cuencas ha de guardar cierto correlato con el amplio abanico de beneficios y recursos dispuestos por el Estado Nacional, orientado a la promoción de las exportaciones hidrocarburíferas y a la obtención de divisas a partir de ellas. Por ello, como un criterio general, sostenible y razonable, el financiamiento del Fideicomiso debe provenir, mayormente, de los recursos que generen las exportaciones de hidrocarburos a partir de los amplios beneficios y ventajas concedidas a las concesionarias en el marco de la legislación de promoción de inversiones hidrocarburíferas en análisis en el Congreso Nacional. Todo ello, con el objeto de financiar mediante diferentes mecanismos, la innovación y el escalamiento de proyectos y de las capacidades industriales de las firmas proveedoras de bienes y servicios de menor dimensión en términos de capital y personal ocupado radicadas en las cuencas a fin de mejorar su inserción en la cadena de valor de los hidrocarburos.

Concluyendo, el instrumento legal inspirado en el criterio de equidad en la distribución de la renta y de reproducción material y social en el territorio de las cuencas productivas, se aspira sirva para el desarrollo empresario, del conocimiento y del empleo regional.

Bibliografía

Abeles, M. Pérez Caldentey, E. & Valdecantos, S. Eds. (2017), *Estudios sobre financierización en América Latina*, CEPAL, Buenos Aires.

Acemoglu, D. & Restrepo (2016) The race between machine and man. Implications of technology for growth. Factor share and employment. NBER. *Working paper*. Serie 2252. Cambridge. MA:

Aggio, C., Lengyel, M. Milesi, D. & Pandolfo, L. (2017) Desafíos y oportunidades de innovación en la producción de Petróleo y Gas No Convencionales en la Argentina, *Documento de Trabajo N° 10*. Buenos Aires, CIECTI.

Aguilar de Mediros, C. & Trebat, N. (2017) Las finanzas, el comercio y la distribución del ingreso en las cadenas globales de valor: implicancias para las economías en desarrollo y

- América Latina. En Abeles, et al *Estudios sobre financierización en América Latina*, CEPAL, Buenos Aires.
- Allami, C. & Cibils, A. (2017) Financiación en la periferia latinoamericana. Deuda, commodities y acumulación de reservas. *Revista Estado y Políticas Públicas* N°8, mayo-septiembre,
- Altomonte H. & Sánchez, R. (2016). Hacia una nueva gobernanza de los recursos naturales en América Latina y el Caribe. Santiago de Chile. *Libros de la CEPAL, N° 139 (LC/G.2679-P)*, 258 p.
- Aponte García, M. (2017) “Regionalismos estratégicos, empresas nacionales y trasnacionales de hidrocarburos en Estados Unidos y América Latina”. *Problemas del Desarrollo* N° 191, oct.-dic. pp. 27-56.
- Basualdo, V. & Morales, D. (Coordinadores) (2014) *La tercerización laboral. Orígenes, impacto y claves para su análisis en América Latina*, Ed. Siglo XXI, Buenos Aires.
- Bensusán, G., Eichhorst, W. & Rodríguez, J. M. (2017) *Las transformaciones tecnológicas y sus desafíos para el empleo, las relaciones laborales y la identificación de la demanda de calificaciones*. Documento de Proyecto. CEPAL, Santiago de Chile.
- Bernal, F. (2018) Balance hidrocarburífero de YPF a dos años de gestión neoliberal (2016-2017). *Informe Observatorio OETEC*. 7 de febrero.
- Bolinaga, L. & Slipak, A. (2015) El Consenso de Beijing y la reprimarización productiva de América Latina: el caso argentino. *Revista Problemas del Desarrollo* N°183, 46. oct- dic, pp. 33-58.
- Bortz, P. & Kalterbrunner, A. (2018) La dimensión internacional de la financierización en economías subdesarrolladas. En Chena & Biscay (Coords.), *El imperio de las finanzas. Deuda y desigualdad*, Ed. Miño y Dávila, Buenos Aires, pp. 85-110.
- Boyer, R. (2016) *La Economía Política de los Capitalismos*, Ed. Universidad Nacional de Moreno, Buenos Aires.
- Brixner, C. Isaak, P., Mochi, S. Ozono, M. & Yoguel, G. (2019) Industria 4,0. Intensificación del paradigma TICs o nuevo paradigma tecno organizacional? *Documento de Trabajo* N° 17. Buenos Aires. CIECTI.
- Casadio, S. (Director) (2015) *Geología de la cuenca Neuquina y sus sistemas petroleros: una mirada integradora desde los afloramientos al subsuelo*. 1era. Edición. Fundación YPF, Ciudad Autónoma de Buenos Aires y Universidad Nacional de Río Negro, Viedma.

- 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”* Oficina Buenos Aires.
- Chena, P. & Buccella, E. (2018): Financierización, inestabilidad y crisis. Las consecuencias del dominio del Valor Financiero en la Argentina. En Chena, P. y Biscay, P.: *El Imperio de las Finanzas*, Miño y Dávila, Buenos Aires, pp. 53- 85.
- Chena, P, Bucella, A. & Bosnic, C. (2018) “Efectos de la financierización en el cambio tecnológico en América Latina” en Abeles, M. et al. *Estudios sobre financierización en América Latina*, CEPAL, Buenos Aires.
- Cohen, W. & Levinthal, D. (1990) Absorptive capacity: A new perspective on learning and innovation, *Administrative Science Quarterly*, 35, pp. 128-152
- Cretini, I. (2018) Transformaciones socioeconómicas en torno a la extracción de hidrocarburos no convencionales. El caso de YPF S.A. en Vaca Muerta. En *Identidades* N° 14. Año 8. Junio. pp. 23-44.
- Degryse, Ch. (2016) *Digitalisation of the economy and its impact in labour markets*. Institute ETUI, European Trade Union, Bruselas.
- De la Garza Toledo, E. (2018) El futuro del trabajo en América Latina. En *El futuro del trabajo en América Latina. Revista de Trabajo*. Año 10 N° 15. Plaza y Valdés Eds. pp. 5-10
- Disbroiavacca, N. (2015). Shale Oil y Shale Gas en Argentina. Estado de situación y prospectiva. IIEE. Fundación Bariloche. En *Revista Cuadernos de Investigación* N° 5. Segunda época. Facultad de Economía y Administración. UNComahue. pp. 142-168.
- Freeman, C. & Soete, L. (2000) *The economics of industrial innovation*. Routledge. Taylor and Francis Group Eds. 3er. Edición. 480 págs.
- Girón, A. (2014) (Coord.) *Democracia, financierización y neoextractivismo ante los desafíos de la industrialización y el mercado de trabajo*. Colección libros de la *Revista Problemas del Desarrollo*, Ed. Universidad Autónoma de México, México.
- Gudynas, E. (2009), “Diez tesis urgentes sobre el nuevo extractivismo. Contextos y demandas bajo el progresismo sudamericano actual”, en: Schuldt, J.; Acosta, A. et al., *Extractivismo, Política y Sociedad*. Quito, Centro Andino de Acción Popular (CAAP) y Centro Latinoamericano de Ecología Social (CLAES), pp.187-225.
- Instituto Argentino de Energía General Mosconi. (2018) *La producción de hidrocarburos. Informe Anual 2017*.

Instituto Argentino de Petróleo y Gas (2018) Los números del petróleo y del gas. *Revista Petrotecnia N° 6*.

Instituto Argentino de Petróleo y Gas (2015) Análisis y proyección de impactos económicos esperados del desarrollo de los hidrocarburos no convencionales en la Argentina. Cuantificación de impactos económicos del desarrollo en escala de Vaca Muerta en la Provincia de Neuquén. Informe Final. *Revista Petrotecnia*, junio.

Instituto Argentino de Petróleo y Gas (2012) *Operaciones reservorios no convencionales*. Buenos Aires.

Kozulj, R (2016). *Análisis tecnológicos y prospectivos sectoriales. Petróleo y Gas*. Documento de Trabajo, CIECTI, Buenos Aires.

Kozulj, R. & Lugones, M. (2007) Estudio de la trama de hidrocarburos en la Provincia de Neuquén. En Delfini, M. et al; *Innovación y empleo en tramas productivas de Argentina*, Ed. Prometeo, Buenos Aires.

Krull, S. (2016) *El cambio tecnológico y el nuevo contexto global del empleo. Tendencias generales y en América Latina*, Inédito, Santiago de Chile.

Landriscini, S. Graciela (2020) Hidrocarburos de reservorios no convencionales en la cuenca Neuquina. El desarrollo de Vaca Muerta. En Gorenstein, S. De la Torre, D., Landriscini, S. G., Hernández, J. y Schorr, M. *Territorios primarizados en Argentina. Viejas y nuevas fragilidades socioeconómicas*, Ed. JK, Buenos Aires.

Landriscini, S. G. (2019) Reorganización sectorial y flexibilidad laboral en la Cuenca Hidrocarburífera Neuquina. *Revista de Estudios del Trabajo N° 57*. enero-junio. ASET.

Landriscini, S. G. (2018) Internacionalización e innovación en los reservorios no convencionales de hidrocarburos en Vaca Muerta. Un desafío para las pequeñas y medianas empresas. *Revista Científica PID*. Volumen 6 N° 3. Universidad Nacional de Córdoba y Asociación Civil Red PyME Mercosur. pp. 86-121.

Landriscini, S. G. (2018) Recursos naturales y desarrollo en la Norpatagonia. Interrogantes que abre el nuevo ciclo de los reservorios no convencionales de hidrocarburos. *I Conferencia sobre Planificación y Desarrollo*. FCE: UBA; julio.

Landriscini, S. G. (2019) Hidrocarburos de reservorios no convencionales en la Cuenca Neuquina. Luces y sombras en la segunda década del siglo XXI. En Guerrero, A. et al *Desarrollo Regional en Sudamérica. Investigaciones y aportes multidisciplinarios*, EDIUNS, Bahía Blanca, pp. 193-219.

- Landriscini, S. G. (2017) Reestructuración, productividad y flexibilidad laboral en los reservorios no convencionales de hidrocarburos. El caso de la cuenca neuquina. *Revista Saberes*. Vol. 9 N° 2. Universidad Nacional de Rosario. pp. 197-226.
- Landriscini, S. G. & Rubino, J. M. (2018) Experiencia de vinculación tecnológica para el desarrollo de proveedores PyMEs en la Cuenca Hidrocarburífera Neuquina. *XII Jornadas de Investigadores en Economías Regionales*. CEUR CONICET y Universidad Nacional de Quilmes. Bernal, 19 y 20 de septiembre.
- 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 inter empresarias y laborales en la Cuenca Neuquina. *VIII Congreso ALAST*. UBA. Buenos Aires, 5 al 7 de agosto.
- Landriscini, S. G., Carignano, A., Rubino, J. M. & Morales, P. (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 Ascúa, R. *Lecturas Seleccionadas de la XXI Reunión de la Red PYME Mercosur*, Universidad Católica del Uruguay, Montevideo.
- Landriscini, S. G. & Robles, L. (2018) Gestión del conocimiento y desafíos en PyMEs proveedoras de la cadena de hidrocarburos en la Cuenca Neuquina. Avance de investigación y reflexión para el diseño de políticas. *Revista Redes*. Universidad Santa Cruz do Sul. Vol. 23 N° 2, may - ago, pp. 81-11.
- 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.
- Landriscini, S. G. & Rubino, J. M. (2019) Vinculación tecnológica para el desarrollo PYME. El caso de YPF y sus proveedores en la Cuenca Hidrocarburífera Neuquina. *Revista Ciencias Sociales*. 2da. Época. Universidad Nacional de Quilmes. pp. 117-137.
- Lapavitsas, C. & Powell, J. (2013) Financialisation varied: a comparative analysis of advanced economies *Cambridge Journal of Regions, Economy and Society*, vol. 6, issue 3, pp. 359-379.
- Mansilla, D. (2013) *Diagnóstico tecnológico sectorial. Petróleo y Gas*. Buenos Aires. Centro Interdisciplinario de Estudios en Ciencia, Tecnología e Innovación.
- MINEM (2018) Informe sector hidrocarburos. Buenos Aires.

- Neffa, J. C. (2018) Pasado, presente y futuro de la relación salarial en la Argentina. En *El futuro del trabajo en América Latina. Revista Trabajo*. Año 10 N°15 ene-jun. Tercera época. OIT. Plaza y Valdés Eds. pp.:37-100.
- Peinado Lorca, M. (2014) “La burbuja del fracking”. En *Revista Ecologista* N° 82. España.
- Pérez, C. (2009), “La otra globalización: los retos del colapso financiero”, *Problemas del desarrollo, vol. 40, N° 157*, Universidad Nacional Autónoma de México, México, D.F.
- Pérez, C., Marín. A. & Navas Aleman, L. (2013) El posible rol dinámico de las redes basadas en recursos naturales para las estrategias de desarrollo en América Latina. En G. Dutrénit y J. Sutz (eds.): *Sistemas de innovación para un desarrollo inclusivo. La experiencia latinoamericana*, Foro Consultivo Científico y Tecnológico, México D.F, pp. 347-377.
- Powell, J. (2013) Subordinate financialisation: a study of Mexico and its nonfinancial corporations. PhD Thesis. SOAS, University of London.
- 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.
- Sabbatella, I. & Burgos, M. (2017) La política energética de Cambiemos. Del tarifazo de gas al retorno de las políticas de los noventa En Burgos, M. (Comp.). *El nuevo modelo económico y sus consecuencias*, Ed. Centro Cultural de la Cooperación, Buenos Aires.
- Schorr, M. & Wainer, A. (eds.) (2018). *La financiarización del capital. Estrategias de acumulación de empresas multinacionales en Argentina, Brasil, Francia y Estados Unidos*, Ed. Futuro Anterior, Buenos Aires.
- Teece, D., & Pisano, G. (1994). "The dynamic capabilities of firms: an introduction". *Industrial and Corporate Change*, 3(3), pp. 537–556
- Vanoli, A. Cibils, A. & Allami, C. (2018) Los cambios en la era Cambiemos. Adiós producción y consumo, hola (otra vez) especulación financiera, *Análisis* N° 36. Ed. Fundación Friedrich Ebert.
- Weller, J. (2017) Las transformaciones tecnológicas y su impacto en los mercados laborales. Santiago de Chile. *Cuaderno de la CEPAL. Serie Macroeconomía y Desarrollo* 190. 43 págs.