

VII Jornadas de Historia de la Industria y los Servicios

FCE-UBA, 12 y 13 de septiembre de 2019

Hidrocarburos de reservorios no convencionales en la Cuenca Neuquina. Internacionalización, cambio técnico y reorganización del complejo productivo

S. Graciela Landriscini, Juan Manuel Rubino y Ariel Carignano

IPEHCS UNCO CONICET y

Facultades de Ingeniería y Economía y Administración UNComahue

glandriscini@gmail.com; juanmanuelrubino@gmail.com;
arielcarignano@hotmail.com

Introducción

El presente documento aborda la cuestión del nuevo ciclo de los hidrocarburos no convencionales en la cuenca Neuquina¹. La investigación que le da origen indaga acerca de las políticas y regulaciones sectoriales; las inversiones en curso y la organización de la actividad en un marco de globalización de los negocios; el cambio del sistema técnico en el *upstream* que supone el *fracking*² y las cuestiones del trabajo y el empleo asociadas a ello; los avances y demandas en materia de infraestructura de procesamiento y transporte y las estrategias empresarias respecto a las proyecciones de abastecimiento interno y exportación. A los fines de su elaboración fue consultada y analizada información secundaria con origen en estudios nacionales e internacionales con referencia al sector de hidrocarburos en general y a los recientes desarrollos de reservorios no convencionales en particular. Se revisaron, asimismo, informes gubernamentales, de cámaras empresarias, de

¹ La cuenca hidrocarburífera Neuquina comprende los yacimientos de las provincias de Neuquén, sur de Mendoza, oeste de La Pampa, y noroeste de la provincia de Río Negro. En ella se encuentra ubicada la formación Geológica Vaca Muerta, que con una extensión de 30.000 km² y a una profundidad de 3.800 mt contiene los más importantes recursos de reservorios no convencionales, conocidos como *shale oil*, *shale gas* y *tight gas*, con origen en arcillas y arenas compactas contenidas en la roca madre. Se cuentan en la Cuenca otras formaciones como Agrio, Los Molles, Mulichinco y Lajas, con potencialidad aún no suficientemente explorada.

² El *fracking* es un método de extracción de gas y petróleo que consiste en someter a una fuerte tensión al subsuelo para fracturar la roca madre que los contiene. Se busca explotar el gas y el crudo acumulado en los poros y fisuras de ciertas rocas sedimentarias estratificadas de grano fino o muy fino, generalmente pizarras o margas, cuya poca permeabilidad impide el movimiento del hidrocarburo a zonas de más fácil extracción. A partir de perforaciones verticales y horizontales, y sucesivas etapas de fractura, se inyectan en los pozos millones de litros de agua a grandes presiones (200.000 m³ por pozo en promedio), cargados con una combinación de arena cerámica en gran volumen y geles químicos, y se extraen pequeñas concentraciones dispersas de hidrocarburos. Las complejas operaciones que implican el aprovechamiento de los reservorios no convencionales de hidrocarburos sean con origen en arcillas o arenas compactas, han generado importante debate a nivel mundial y continental por los riesgos que suponen durante la perforación (explosiones, derrumbes en tuberías y escapes de gases y de ácido sulfhídrico.), y en materia de contaminación de acuíferos y del aire, y la ocurrencia de eventos sísmicos. La vida útil de cada pozo perforado se estima en un promedio de 5 años, aunque el mayor rendimiento de los mismos se obtiene en general en los dos primeros años.

centros de estudio especializados en temas energéticos, de organizaciones no gubernamentales y de sindicatos sobre el desenvolvimiento de la actividad en la cuenca Neuquina, en particular la que involucra la exploración, los pilotos y los desarrollos masivos en la formación geológica Vaca Muerta; la legislación sectorial, los proyectos de nueva infraestructura, y los convenios colectivos de trabajo sectoriales, incluida la Adenda de enero de 2017 con específico alcance al trabajo en operaciones no convencionales. Como fuentes primarias, se compiló, procesó y analizó la información cualitativa obtenida en entrevistas a informantes clave del sector público, privado, académico y de organizaciones sociales. Las mismas fueron realizadas entre 2018 y junio de 2019. La selección de entrevistados respondió a dos mecanismos: por un lado, se tomó contacto con agentes directos de distintos segmentos de empresas y rubros de la actividad, a partir de un registro disponible de empresas operadoras y de servicios. En función de las respuestas positivas obtenidas, se dialogó con el personal de gerencia técnica y/o institucional regional en el caso de las empresas de mayor porte; y con los titulares o mandos medios en el caso de empresas pequeñas y medianas, siguiendo un cuestionario elaborado acerca de las principales dimensiones del análisis planteadas en la investigación. Se obtuvo a partir de ello información general acerca del origen y la trayectoria de las firmas y *joint ventures*, de los planes de inversión concretados y proyectados por las mismas en el nuevo ciclo de los hidrocarburos de reservorios no convencionales, incluyendo, la reconversión de procesos y de formas de organización; los cambios de escala, rubros o localización, los vínculos entre firmas y con organismos técnicos y la capacitación de personal, entre otras. Un mecanismo similar se utilizó para entrevistar actores de las dependencias públicas provinciales a los que se pudo acceder en Neuquén, en particular de las áreas de Energía, Producción y de la Pequeña y Mediana; y con integrantes de los sindicatos, respecto a la actividad en curso: las regulaciones sectoriales, los planes de concesión, inversión y logística, los problemas técnico-laborales, y los impactos en materia económica, territorial e institucional de los desarrollos no convencionales. Agregado a lo anterior, se realizaron consultas a investigadores, extensionistas y técnicos universitarios de las áreas de ingeniería, geología y petróleo, electromecánica, informática y telecomunicaciones, medio ambiente y seguridad laboral, involucrados en el estudio de cuestiones específicas sector y en proyectos aplicados de asistencia técnica y servicios; y a profesionales independientes, consultores de recursos humanos, operarios y comerciantes de distintos rubros del complejo hidrocarburífero localizados en la zona de Neuquén capital. A partir de los resultados obtenidos del trabajo de campo, se ha conformado una base de datos para la investigación que se encuentra en

etapa de análisis, de la cual se han extraído elementos iniciales para la formulación de hipótesis de trabajo, y para la elaboración del presente documento.

Como fuera expuesto, la investigación procura analizar un conjunto de evidencias acerca de la actual dinámica productiva en la cuenca Neuquina producto de los desarrollos de reservorios no convencionales de hidrocarburos; las políticas y estrategias empresarias y el cambio técnico organizacional-laboral que traen consigo, para finalmente plantear un conjunto de reflexiones que han de estimular nuevos estudios a partir del conocimiento generado. En función de dicho objetivo, se describen procesos en curso asociados al desarrollo de reservorios no convencionales, y se avanza en el análisis de la información producida a partir del trabajo empírico previsto en el plan de investigación.

A los fines analíticos, se ha recurrido a la revisión de literatura teórica y de estudios de casos centrada en la actual re especialización en recursos naturales de los países periféricos y la financierización de las economías en el marco de la globalización. Se han consultado producciones de autores que se centran en las oportunidades que abre la incorporación de las nuevas tecnologías en las actividades con base en los recursos naturales, como así también de aquellos que plantean críticas al extractivismo, y los que desde los enfoques Estructuralistas indagan acerca de la estructura y dinámica de las cadenas globales de valor, el vínculo entre la internacionalización de las firmas y la innovación exportadora, y los condicionantes al desarrollo en el Cono Sur de América Latina. Combinado con ello se han revisado aportes de autores de la Economía Evolucionista post schumpeteriana, retomando los que refieren al concepto de innovación en sentido amplio, relacionado con la acumulación de capacidades dinámicas en las firmas; los enfoques diversos de la Economía Institucionalista acerca de las relaciones inter firmas y con el entorno científico y tecnológico; y los de la Sociología del Trabajo que refieren a la cuestión del cambio tecnológico y la reorganización productiva en la nueva fase del capitalismo, y a los debates más relevantes sobre sus impactos en el futuro del trabajo y de la distribución del ingreso.

Un nuevo ciclo de los hidrocarburos en la Argentina

El ciclo neoliberal de políticas puesto en marcha en la Argentina a partir de 1989-90, traducido en un nuevo modo de inserción en la economía mundial, trajo consigo ajustes estructurales de la economía y el Estado, la privatización –entre otras- de las empresas públicas de petróleo y gas, y el abandono de la consideración de los hidrocarburos como recurso estratégico, junto a la plena desregulación sectorial dispuesta por el Decreto 1212/89. En el marco de dichas políticas, a la desintegración vertical, la racionalización y la privatización de YPF a manos de Repsol en dos etapas, se agregó el abandono de los

proyectos de transformación de los hidrocarburos en origen. El resultado de la nueva política y de las estrategias de valorización financiera de la compañía española fue la caída de las reservas y de la producción y exportación de petróleo y gas desde 1998 y 2004, respectivamente. Ello no se revirtió en el resto de la primera década del siglo XXI en el marco del crecimiento económico, los precios administrados del gas y el petróleo en el mercado interno y el subsidio a la demanda, a pesar de las políticas de promoción a la exploración y extracción, y de la reconversión de la industria al gas como energía limpia (Landriscini, 2015). Llegados a 2011 el déficit energético afectó a la producción industrial y al conjunto de la economía, y provocó una creciente restricción externa producto de la caída de la producción local de gas, y la importación de grandes volúmenes del fluido (Barrera & Serrani, 2018). A partir de lo anterior, en 2012 el Estado nacional tomó la decisión estratégica de renacionalizar el 51% de las acciones de YPF por la Ley de Soberanía Energética N° 26.741, que declaró “*de interés público nacional el logro del autoabastecimiento de hidrocarburos*” (Sabbatella & Burgos, 2017; CEPAL, 2015). Y en 2014, en simultáneo con las primeras grandes inversiones en exploración y en pilotos en reservorios no convencionales a cargo de YPF y compañías asociadas, se sancionó la ley N° 27.007, de aplicación específica a las inversiones en dichos reservorios.

Se puede asociar el comienzo de la exploración en las formaciones no convencionales en la cuenca Neuquina con la creación de la empresa provincial Gas y Petróleo del Neuquén en 2008 y las primeras rondas licitatorias. Éstas se realizaron sobre áreas que eran consideradas marginales por su escaso interés en la explotación convencional. Gracias a las mismas se realizaron las primeras perforaciones horizontales, y un estudio exhaustivo del potencial no convencional en la cuenca, particularmente en la provincia de Neuquén. Esto permitió delimitar las diferentes zonas con objetivo de petróleo y gas, junto con el análisis de las características petrofísicas de la roca, lo que sentó las bases para que las operadoras definieran avanzar a la etapa de pilotos y explotación masiva.

El comienzo de la etapa de desarrollo de la formación Vaca Muerta se sitúa en 2012 cuando YPF puso en marcha estudios proyectos de exploración y de pilotos de reservorios no convencionales de hidrocarburos y dio inicio a la generación de *joint ventures* con compañías internacionales del sector para operaciones en gran escala y de larga duración, por caso con Chevron en petróleo y Dow Chemical en gas. Al mismo tiempo, asumió el desarrollo de nuevas técnicas para la recuperación secundaria de yacimientos maduros; y la estimulación de la producción industrial y del transporte centrado en los proveedores nacionales de insumos, equipos y servicios para la explotación no convencional; la

organización de centros de investigación y desarrollo orientados a la innovación de procesos y productos, como YPF Tecnología-CONICET, y a gestar acuerdos para la capacitación del personal y la organización de proveedores pequeños y medianos. En materia de reservorios no convencionales ello ha involucrado fundamentalmente a la formación geológica Vaca Muerta de 35.000 km² de superficie a una profundidad de 3.800 m, y progresivamente a otras como la formación Lajas y la formación Mulichinco, localizadas a distintas profundidades en la cuenca Neuquina (Disbroiavacca, 2015).

A partir de la nueva etapa de YPF, los vaivenes de los modelos de política económica e institucionales en la Argentina en escenarios de creciente financierización de la economía mundial, convirtieron a los hidrocarburos en recursos que en una etapa se definieron como estratégicos para el desarrollo industrial, y en otra fueron concebidos como *commodities*, quedando su desarrollo al arbitrio de los mercados internacionales, las decisiones de las operadoras transnacionales del sector, las cuestiones geopolíticas, y los vaivenes en los precios resultado de la especulación en los mercados a futuro (Barrera & Serrani, 2018). En mayo de 2012, la Ley 26.741, al establecer la consideración de los hidrocarburos como recursos estratégicos para el desarrollo nacional, definió un criterio de planificación de las inversiones en el sector que siendo privadas y mixtas contarían con la coordinación estatal centralizada de las presentaciones y condiciones de aprobación por parte del Ministerio de Economía de la Nación, en cuyo ámbito pasó a funcionar la Comisión de Planificación de las Inversiones Hidrocarburíferas, en particular las programadas en reservorios no convencionales. En dicha legislación quedó establecida la prioridad de abastecimiento del mercado interno durante los primeros años de explotación de los yacimientos, y la exportación una vez cumplido ese objetivo, de modo que ello no colisionara con los intereses nacionales, al tiempo que fijó los criterios y plazos respecto a la transferencia de utilidades al exterior a fin de garantizar la reinversión de las mismas.

A partir de diciembre de 2015, el cambio político institucional operado en la Argentina, significó la puesta en marcha de un régimen macroeconómico centrado en la liberalización financiera y la apertura comercial, la atracción de la inversión extranjera y la desregulación de los mercados, lo que trajo consigo la transnacionalización de los negocios con baja intervención estatal. Junto a ello, mantuvo subsidios al precio interno del crudo dada la baja de los precios internacionales, y progresivamente, en el marco de una política de libre mercado, instrumentó la convergencia del precio interno con el internacional, aunque como mecanismo de estímulo a la oferta de gas mantuvo el subsidio a la extracción del fluido no convencional de nuevos proyectos, e impuso la dolarización y elevación de las tarifa.

Agregado a ello, se previó el otorgamiento de beneficios fiscales a las importaciones de equipos, insumos y componentes para las operaciones del *upstream*, y la libre transferencia de utilidades al exterior por parte de las concesionarias, operadoras y prestadoras de servicios especiales.

De ahí en más, la dotación de recursos no convencionales de gas y petróleo en la cuenca Neuquina y el atractivo escenario para las firmas internacionales estimularon la multiplicación de acuerdos entre compañías y con los estados provinciales en la cuenca –en particular en la provincia de Neuquén–, el despliegue de inversiones exploratorias, en pilotos de explotación y en desarrollos masivos, en plantas de tratamiento, y en ductos e instalaciones diversas. La nueva dinámica estimuló la conformación de un denso tejido de proveedores, y cooperó a generar relaciones de acoplamiento vertical de ellos con las operadoras y empresas de servicios especiales, y de tipo horizontal entre firmas del mismo segmento, conformándose auténticos aglomerados por rubros. Ello se desenvuelve en un marco internacional de pujas y especulación en los mercados de *commodities* y en una economía de elevada especialización primaria, y, al igual que en otros países de América Latina, se evidencian una multiplicidad de tensiones asociadas al modo “neo extractivista” de uso de los recursos no renovables y a la gobernanza que el mismo promueve (Altomonte & Sánchez, 2016; Landriscini, 2015). La nueva modalidad de inserción de Argentina a nivel internacional, las políticas asociadas a ello y la desregulación energética, abren un promisorio horizonte de negocios a las operadoras transnacionalizadas, con los riesgos que supone el extractivismo. Para Cretini, las nuevas inversiones en los yacimientos en escala factoría y en la infraestructura de conectividad con la introducción de las nuevas tecnologías digitales en el *upstream*, junto a la construcción de ductos de transporte, institucionalizan un modelo extractivo informacional en Vaca Muerta (Cretini, 2018). En ese marco, la volatilidad de los mercados internacionales, el modo jerárquico de relacionamiento entre las firmas líderes y las proveedoras de servicios en la cadena de valor, y la meta constante de competencia centrada en ajuste de costos y la exportación de los hidrocarburos sin transformación, crean incertidumbre y dudas en la cuenca Neuquina respecto a que los esquemas de incentivos tributarios y los movimientos de precios estimulen por sí dinámicas sustentables de desarrollo industrial nacional y regional asociadas a la generación de eslabonamientos e interacciones virtuosas en la gestión de conocimiento y en la distribución de la renta en el territorio (Landriscini, 2019). Se busca abastecer el mercado interno de gas y construir infraestructura de transporte y procesamiento respondiendo a la promoción de acuerdos de exportación sostenibles en el

tiempo, para lo cual se crea un ambiente atractivo a las operadoras y al capital financiero internacional. Pero en línea con el paradigma de política económica vigente desde fines de 2015 se abandonaron los mecanismos de regulación estatal asociados a la visión de los recursos energéticos como estratégicos para la diversificación y modernización industrial, compatible con un desarrollo sustentable del mercado interno y con la exportación de bienes que contengan mayor agregado de valor. A cambio, la liberación de las exportaciones de gas con escasa regulación -una vez construida la infraestructura de transporte y procesamiento necesaria para evacuar la creciente producción- crearía el riesgo futuro de sobreexplotación de los recursos (Sabatella & Burgos, 2017). Además, la convergencia de los precios internos del petróleo crudo con los valores internacionales, plantea el riesgo de la volatilidad en los ingresos públicos y privados en una economía de escasa diversificación y elevada dependencia de la actividad extractiva, como es particularmente la de la provincia de Neuquén.

El nuevo escenario económico e institucional en la cuenca hidrocarburífera Neuquina da cuenta de la expansión de la frontera productiva que posibilitan los renovados sistemas técnicos y la potencialidad de los recursos estimados. En ese marco, se evidencia una elevada dinámica de negociaciones y acuerdos entre los agentes globales y los locales transnacionalizados del petróleo y el gas con los distintos niveles gubernamentales por la ocupación de posiciones en la explotación de reservorios no convencionales de la formación geológica Vaca Muerta y por la construcción de la infraestructura de transporte. Junto a los procesos de cambio tecnológico que incluyen al sector energético a nivel mundial, y en el marco de la financierización de las economías, las tensiones geopolíticas y la volatilidad de los precios internacionales de los hidrocarburos, se evidencian distintas estrategias de acumulación de capital de las concesionarias y las operadoras, que se traducen en fusiones, absorciones, alianzas y cambios organizacionales. Las compañías integradas líderes del sector y las independientes buscan disponer de áreas en concesión y bajar los costos de exploración, los de extracción y los de terminación de pozos en los desarrollos masivos, para lo cual instalan nuevo equipamiento e intensifican la explotación reforzando las relaciones de acoplamiento jerárquico con los contratistas y subcontratistas proveedoras de servicios. Han obtenido ventajas impositivas nacionales y provinciales, al tiempo que a comienzos de 2017 lograron la puesta en marcha de un Acuerdo de Productividad sectorial que significó la introducción de cambios en la relación salarial, traducidos en la flexibilidad laboral y el ajuste de plantillas y remuneraciones, incorporados como parte de la Adenda a los convenios colectivos de Petroleros Privados y Petroleros Jerárquicos de Río Negro,

Neuquén y La Pampa. Al mismo tiempo, enfrentan el déficit de infraestructura de transporte de insumos y de la producción, y la necesidad de contar con un creciente número de personal calificado en las nuevas tecnologías, lo que crea tensiones y restricciones en la aceleración de los procesos de perforación y extracción de gas y petróleo, frecuentes conflictos laborales y los ligados al impacto ambiental y socio-territorial, y la competencia por el uso del suelo que los desarrollos masivos traen consigo.

En el nuevo ciclo de los hidrocarburos, la ampliación de la frontera extractiva y el proceso de intensificación del uso de los recursos del suelo y subsuelo que suponen las perforaciones combinadas verticales/horizontales de extendidas ramas laterales; la automatización de operaciones, el uso de las nuevas tecnologías electrónicas e informáticas asociadas a la geo navegación y al internet de la cosas, y el aumento del número de etapas de fractura aplicadas en los reservorios no convencionales, genera múltiples cambios organizativos en el trabajo en el territorio, reducción del tiempo de las operaciones y baja de costos. El nuevo sistema técnico y los procesos de desarrollo masivo en reservorios no convencionales tienen además un alto impacto ambiental, en la configuración del sistema de asentamientos humanos y en las expectativas de la población; y pone en marcha una “destrucción creadora”, asociada a la competencia en el sistema de empresas con incidencia en el sistema institucional. Ello se evidencia en la micro y en la meso economía; en la conformación de asociaciones de contratistas y en la puja entre empresas locales y extra regionales por la prestación de servicios en las áreas productivas, y por el acceso al suelo urbano con fines industriales, logísticos, de servicios y para la producción del hábitat. Involucra también la construcción de nueva infraestructura productiva, urbana y de vías de comunicación; estimula eslabonamientos diversos, potencia dinámicas articuladas a la economía del conocimiento, y demanda nuevas calificaciones y competencias para el trabajo asociadas a las nuevas tecnologías y procesos, y regulaciones ad hoc, entre ellas las ambientales y las ligadas al ordenamiento territorial. La nueva modalidad de desenvolvimiento crea dinámicas de diferenciación en distintos órdenes: en el trabajo y el empleo, los ingresos, el consumo, el hábitat, y otros, con diversas implicancias socioculturales. Estimula además nuevas funciones en las ciudades y en los centros de servicios en las zonas próximas a los yacimientos; y trae consigo un proceso de creciente monetización a nivel local y regional y de especulación inmobiliaria que redefine las relaciones interurbanas. A partir de ello, se reconfigura la centralidad de la ciudad de Neuquén convertida en metrópoli regional y sede de las compañías nacionales y extranjeras de los hidrocarburos, financieras, y de consultoras y aseguradoras internacionales, al tiempo

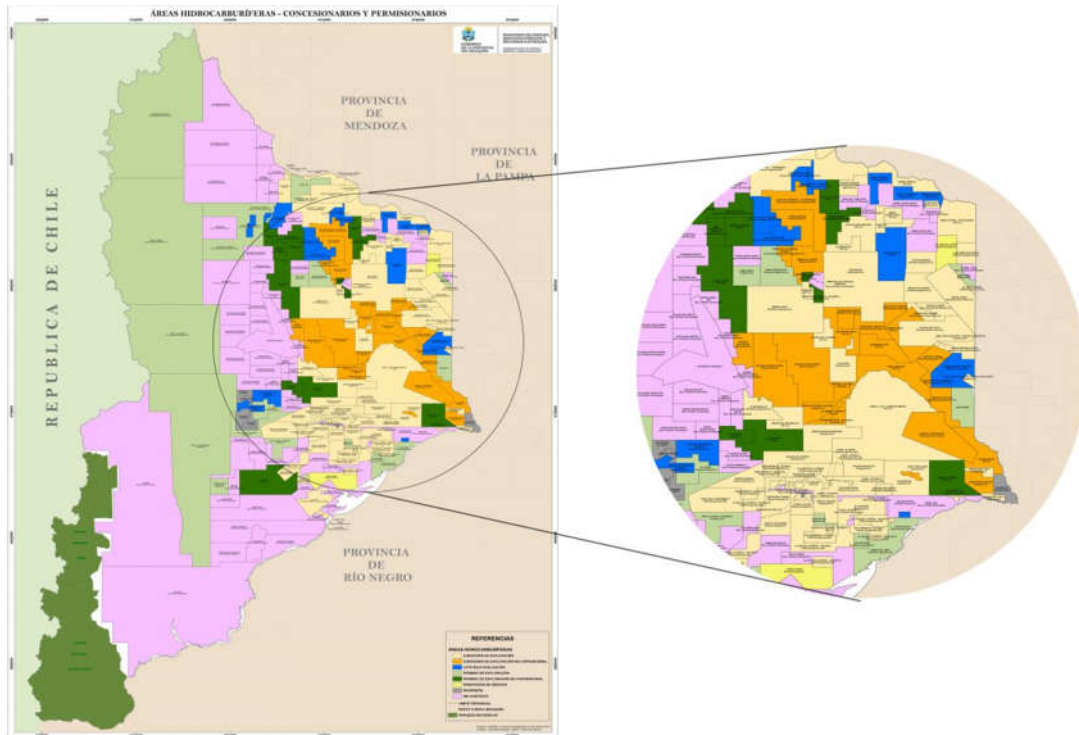
que desde el estado provincial se expanden y refuerzan los servicios públicos y los espacios administrativos. Las inversiones realizadas y proyectadas en el *upstream* estimulan intercambios de bienes e intangibles de creciente intensidad y relaciones de distinto grado de asimetría entre los agentes económicos que integran las tramas empresarias acorde a su trayectoria, dimensión, estructura y capacidades. Son frecuentes las relaciones de intercambio de proximidad, y también las que operan desde la distancia, como parte de redes internacionales de conocimiento y plataformas interactivas que habilitan las nuevas tecnologías de información y comunicación. Tales inversiones crean mercados de servicios especializados y reorganizan el flujo de conocimiento, insumos, equipos y componentes; e introducen nuevas normas de funcionamiento y control y nuevos mecanismos de apropiación y distribución de la renta, que condicionan los comportamientos micro y el modo de desarrollo regional (Landriscini, 2019).

Vaca Muerta y la producción en la cuenca Neuquina

La cuenca hidrocarburífera Neuquina cuenta con los mayores recursos y reservas no probadas técnicamente recuperables de hidrocarburos de reservorios no convencionales. Se clasifican en *shale oil* y *shale gas*, con origen en arcillas compactas, y *tight gas*, con origen en arenas compactas (Disbroiavacca, 2015). Corresponden a reservorios que se localizan en: 1) Formación geológica Vaca Muerta de 35.000 km² de superficie en la cuenca, y a una profundidad de 3.800 m con gran potencialidad en petróleo y gas; 2) Formación Los Molles, segunda en importancia, con predominio de gas en una superficie de 15.913 km²; 3) Formación Agrio extendida en un área de 1.000 km² en la zona norte de Neuquén en límite con la provincia de Mendoza; 4) se agregan -entre otras- la Formación Lajas del Grupo Cuyo, que se extiende desde Piedra del Águila en el este cordillerano neuquino hacia el norte con un espesor variable de 680 m a 550 m en su extensión y se caracteriza por la dotación de lutitas tipo areniscas grises de grano grueso a finas, y la Formación Mulichinco, que se dispone sobre la Formación Vaca Muerta, es cubierta por la Formación Agrio, y destaca por la asociación de areniscas y areniscas calcáreas con fósiles marinos. Argentina cuenta con recursos por 23 billones de m³ de gas *shale* y 27 mil millones de barriles de petróleo *shale* “técnicamente recuperables”, según los datos brindados por la Administración de Información Energética de los Estados Unidos en 2013., y superiores a 300 veces el actual consumo anual de hidrocarburos. Según dicha fuente, sólo China posee mayores recursos de *shale gas*, aunque los mismos están ubicados en lugares inaccesibles de su territorio. Estados Unidos, Rusia y China superan a Argentina en el ranking del *shale oil*, lo que posiciona al país en el cuarto lugar del ranking de productores no convencionales.

De las formaciones geológicas en la cuenca Neuquina, Vaca Muerta es la más importante, con casi 9 billones de m³ de *shale gas* (40% del total) y 16 mil millones de barriles de *shale oil* (60% del total) (Disbroiavacca, 2015). Ver Imagen N° 1.

Imagen N°1. Cuenca hidrocarburífera Neuquina. Formación geológica Vaca Muerta. Áreas concesionadas.



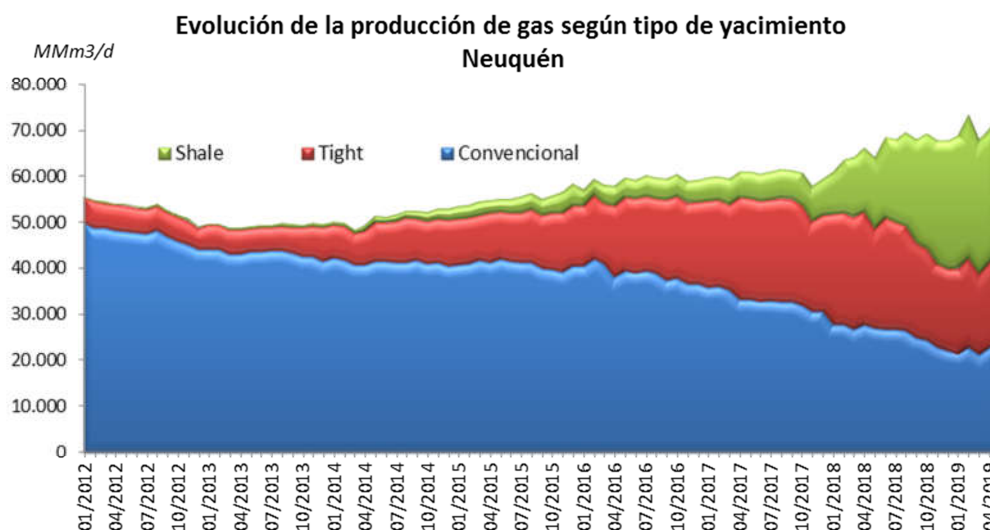
Fuente: Subsecretaría de Energía, Minería e Hidrocarburos. Ministerio de Energía y Recursos Naturales. Provincia del Neuquén, página web, julio de 2019.

El potencial de recursos mencionado comienza a traducirse en realidad al analizar la evolución de la producción, tanto de petróleo como de gas en los últimos años. A fin de dimensionar tal evolución en la cuenca Neuquina, pueden tomarse los datos de la provincia del Neuquén que es la que mayor superficie ocupa dentro de la misma y que cuenta con mayor número de desarrollos no convencionales. En el caso del gas natural, luego de haber alcanzado un máximo hacia el año 2004, la producción provincial comenzó a declinar a lo largo de la primera década del siglo producto de las bajas inversiones en exploración por parte de Repsol YPF, fundamentalmente en respuesta al bajo nivel de precios en boca de pozo y a la madurez de los yacimientos desarrollados. Como consecuencia de ello, en un escenario de crecimiento industrial, del comercio y los servicios que se abrió a nivel nacional en 2003/2004, se fue generando un déficit energético a lo largo de la década, en particular en materia de gas, que fundamentó junto a la renacionalización del 51% de las acciones de Repsol YPF, la puesta en marcha en 2013 y hasta 2017 de un programa de

estímulo a la producción del fluido. El mismo implicaba un subsidio al precio percibido por las operadoras en la producción de gas de nuevos proyectos, desarrollados particularmente a partir de inversiones en reservorios no convencionales. Como resultado de ello, y de la renacionalización de un 51% de las acciones de YPF, la exploración y extracción de gas comenzó a desacelerar la caída, y luego a incrementarse de manera sostenida. En los inicios de la explotación no convencional, la mejora en la producción estuvo vinculada -principalmente- al aporte de yacimientos de Tight Gas, -por caso, El Orejano- producto del acuerdo YPF-Dow Chemical, y Lindero Atravesado a cargo de Panamerican Energy. Y en una segunda etapa, principalmente de la mano de la concesión no convencional “Fortín de Piedra” a cargo de Tecpetrol, se concretó el mayor aumento de la producción de Shale gas.. En 2018, el 60,4% de gas del país provino de la cuenca Neuquina -66.620 MMm³/d, y aumentó 10,14% respecto al 2017; y el 42,4% del crudo también tuvo origen en la cuenca, lo que representó 6,7 millones de m³; aumentó en un año 12,73% (Subsecretaría de Minería e Hidrocarburos, Provincia de Neuquén, 2019). Según el Instituto Argentino de Energía General Mosconi, de los 135 millones de m³ diarios de gas que se extrajeron en febrero 2019, 55 millones fueron no convencionales. En lo que se refiere a 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 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)

La evolución en la producción de gas en Neuquén entre enero de 2012 y abril de 2019 según el tipo de yacimiento del que proviene, puede verse en el siguiente Gráfico N° 1. A abril de 2019 la producción no convencional de gas representó el 68% del total producido en Neuquén, y el 37% del total del país, permitiendo recuperar gran parte de la caída registrada desde el año 2004 y que se concretaran operaciones de exportación. En Shale gas, ello se explica a partir de las inversiones y puesta en marcha del desarrollo del yacimiento Fortín de Piedra por parte de Tecpetrol. La envergadura del proyecto, parcialmente subsidiado en el precio del gas en boca de pozo, de acuerdo a lo dispuesto por la Resolución 46/2017 del Ministerio de Energía, aporta entre 15 y 17 millones de m³/día y desde 2018 viene impulsando la producción de gas natural, que se agrega a los aportes de *tight* gas de los reservorios El Orejano (YPF/Dow) y Lindero Atravesado (Panamerican Energy), y a los nuevos proyectos en marcha de Pluspetrol, Total e YPF.

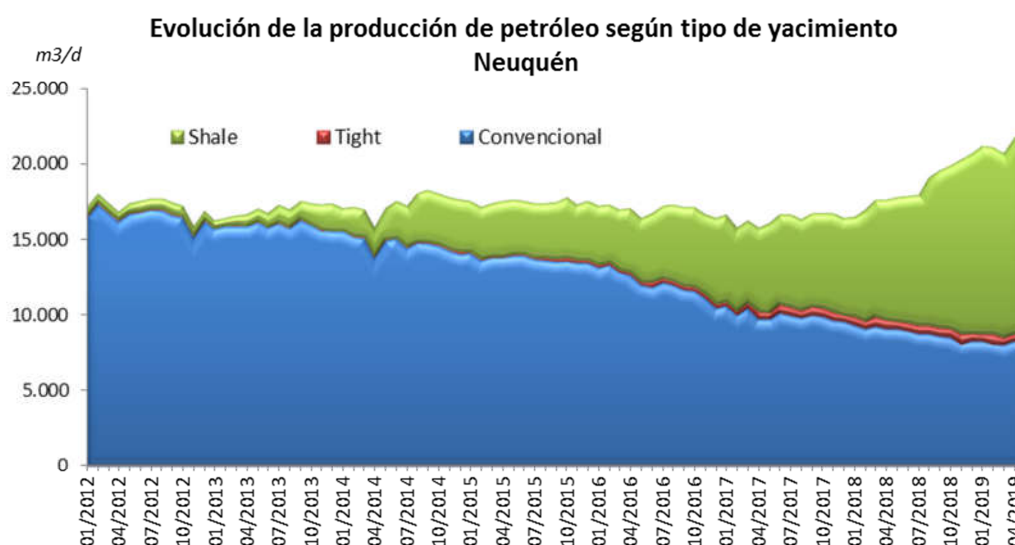
Gráfico N° 1. Neuquén. Evolución de la producción de gas, 2012-2019



Fuente: Subsecretaría de Energía, Minería e Hidrocarburos. Ministerio de Energía y Recursos Naturales Provincia del Neuquén.

Algo similar viene ocurriendo con el petróleo, aunque a un ritmo diferente, producto de las señales de precios relativos. A partir de la caída internacional del precio del crudo a fines de 2014, entre 2015 y 2018 las compañías jugaron a favor del gas, mientras que -al presente- la rentabilidad relativa de las inversiones en petróleo se ha recuperado por mejora de los precios y los aumentos de productividad logrados en el *upstream*. El Gráfico N° 2 muestra la evolución de la producción de petróleo en Neuquén entre 2012 y abril de 2019.

Gráfico N° 2. Neuquén. Evolución de la producción de petróleo 2012-2019

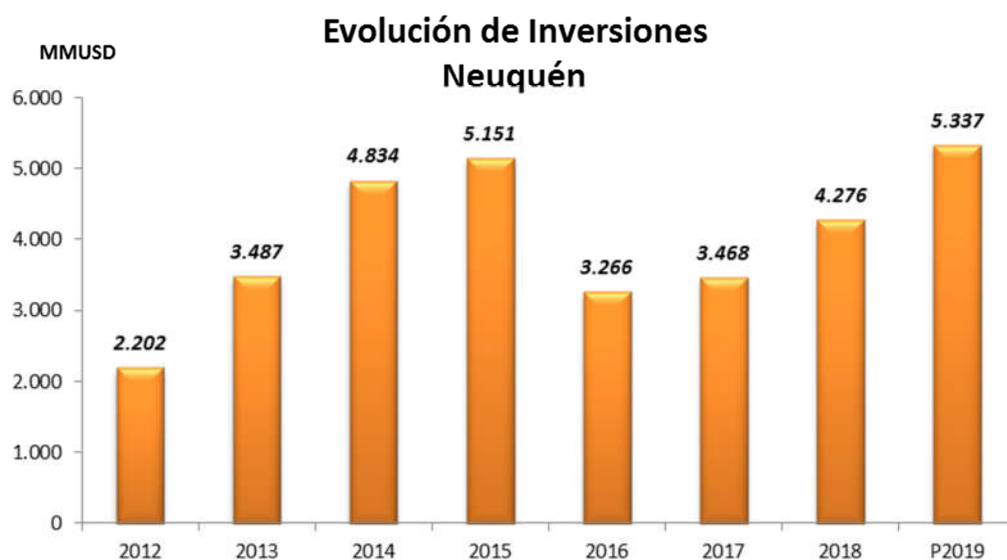


Fuente: Subsecretaría de Energía, Minería e Hidrocarburos. Ministerio de Energía y Recursos Naturales Provincia del Neuquén.

Si bien el aporte proveniente de uno de los primeros desarrollos de Shale oil -“Loma Campana”- a cargo de YPF en *joint venture* con Chevron, viene incrementándose desde mediados de 2013, el mismo no alcanzaba a compensar totalmente la declinación de los yacimientos convencionales. Es con el pasaje a la etapa de desarrollo intensivo del área “La Amarga Chica” (en asociación entre YPF y la compañía malaya Petronas), que comienza a consolidar un incremento sostenido en la producción de petróleo, al que se agrega el desarrollo del área Bandurria Sur entre YPF y Schlumberger y otras áreas en piloto con posibilidades de implementar desarrollos masivos.

Este aumento en la producción, tanto de petróleo como de gas, está asociado a un importante nivel de inversiones privadas nacionales y extranjeras y de la actividad pública que se viene desarrollando en la cuenca Neuquina, en particular en la provincia de Neuquén durante los últimos diez años. Tomando en cuenta los años 2012 -en el cual comenzaron los primeros desarrollos de no convencionales- y 2019, las inversiones en el sector alcanzan los U\$S25 mil millones. Las inversiones entre 2012 y 2019 representan la perforación de alrededor de 2.500 pozos, plantas de procesamiento, ductos e instalaciones. YPF es la compañía que mayor inversión ha realizado en exploración y extracción de gas y petróleo en el período. Gráfico N° 3.

Gráfico N° 3. Neuquén. Evolución de inversiones hidrocarburíferas 2012/2019



Fuente: Subsecretaría de Energía, Minería e Hidrocarburos, Ministerio de Energía y Recursos Naturales, Provincia del Neuquén.

El gráfico anterior muestra la evolución de las inversiones en el sector neuquino de la cuenca hidrocarburífera durante en el período 2012 a 2019. Se advierte la reducción de la

actividad y de la producción en 2016 y 2017, producto de la caída de los precios internacionales de los hidrocarburos, que trajeron consigo el ajuste estructural del sector en el mundo, la baja de equipos en la cuenca Neuquina y la introducción de la flexibilidad laboral con suspensión y reducción de personal y salarial. Los valores de inversión de 2018 reflejan particularmente los avances de la actividad de perforación para la extracción de *Shale gas*, y la construcción de plantas de procesamiento, estimulados por los subsidios en dólares al precio en boca de pozo del gas de nuevos proyectos dispuestos por la Resolución 46/17 del Ministerio de Energía. Y en 2019 se cuentan los proyectos comprometidos y en ejecución por las compañías operadoras del sector, que traen consigo varios desarrollos masivos en petróleo (YPF, Exxon, Shell), y otros en gas (Pluspetrol, Total). Este aumento de las inversiones, si bien es importante en términos monetarios, es incluso aún mayor en términos de actividad y resultados, ya que las mejoras de eficiencia logradas en los procesos del *upstream*, asociadas a la incorporación de tecnología, la mayor longitud de las ramas laterales, y la aceleración de los tiempos de trabajo, generaron una reducción en el costo de perforación y terminación por pozo, que en algunos casos ronda el 50%. La mayor productividad se traduce en más pozos y una mayor producción medida en millones de m³ de gas, y en miles de barriles de petróleo. Para 2019, la inversión comprometida se materializa en la perforación de unos 350 pozos, en su gran mayoría horizontales.

Estos números ponen en evidencia la magnitud del impacto económico que generan los desarrollos de hidrocarburos no convencionales en la cuenca Neuquina. En la etapa de perforación y desarrollo se generan los mayores derrames de la actividad en términos de la multiplicidad de servicios de ingeniería y mantenimiento necesarios en los yacimientos; de transporte y logística de insumos y personal; de comunicaciones, electricidad y seguridad, la instalación de plantas de procesamiento y ductos, y la generación de empleos e ingresos. Ello involucra un número de contratistas cercano al millar en las distintas especialidades que demanda la actividad, y de 25.000 trabajadores petroleros directos, más los de otras especialidades, ligados al transporte, la ingeniería de procesos y las labores administrativas. Por otro lado, se cuentan las regalías que ingresan al sector público provincial, producto de un aumento en el volumen de actividad y en las cantidades extraídas, y en los últimos dos años, producto de las mejoras en los precios del crudo y en el tipo de cambio.

A futuro, los desafíos que se presentan para poder continuar o incluso profundizar el ritmo de desarrollo tienen que ver con diferentes aspectos. Por un lado, resulta imprescindible seguir transitando la curva de aprendizaje y la coordinación tecnológica y logística entre las empresas de servicios especiales, las operadoras y los contratistas de forma de mejorar la

productividad de la perforación, para que Vaca Muerta sea competitiva en relación a las otras cuencas a nivel internacional. Y por otro, en el caso particular del gas natural existen restricciones de mercado que deben ser gestionadas a partir de acuerdos con países importadores. La infraestructura de evacuación del gas producido en la cuenca se encuentra operando en niveles de plena ocupación durante gran parte del año; y resulta necesaria la ampliación de la misma. A fin de resolver la restricción de transporte del fluido se encuentra en marcha un proceso de licitación para construir un nuevo gasoducto de transporte, que permita evacuar la producción de Vaca Muerta hacia la región pampeana, que ha de abastecer las ciudades del Litoral argentino, al tiempo que permitirá dar certeza a operaciones de exportación, previo proceso de licuefacción a través de buques que procesan el gas natural transformándolo en gas natural licuado, y a futuro, si las ventas externas se mantienen en alza ello habrá de justificar la construcción de una planta a tal fin, inversión que supera los U\$S5.000 millones. En una primera etapa, la obra del gasoducto llegará hasta Salliqueló, localidad próxima a Bahía Blanca, y posteriormente, se extenderá hasta el sur de la provincia de Santa Fé para paliar el déficit en el consumo industrial y residencial. Ello permitirá incrementar el transporte en aproximadamente 30 MMm³/d. En la actualidad, en 8 de los 12 meses del año, la oferta de gas en el país es superior a la demanda interna. Si se pusieran en marcha políticas expansivas de la industria, la oferta de gas podrá recuperar los niveles de años previos asociada a la recuperación de la actividad económica, actualmente deprimida. Por otro lado, ha de crecer la actividad exportadora al mercado regional, a los países limítrofes, como Chile, Brasil y Uruguay. Y además puede aspirarse a desarrollar mercados de gas natural licuado, principalmente en Asia, donde se ubican los principales países importadores. Con ese fin, resultará necesario instalar en el país una planta de licuefacción, y generar los mecanismos que permitan asegurarse el aprovisionamiento del hidrocarburo a largo plazo, ya que se requieren montos de inversión muy elevados, recuperables en largos períodos.

Trasnacionalización y cambio técnico

En el marco de la trasnacionalización de los negocios destacan operadoras integradas y no integradas de larga trayectoria en reservorios convencionales, y con desarrollos 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 asociada a otras compañías en proyectos petroleros; y otras firmas del sector petroquímico como Dow que ha suscripto un acuerdo de exploración y explotación de gas no convencional con YPF en el área El Orejano en la formación Vaca Muerta. Y

entre las tradicionales compañías europeas, Shell, Total, Wintershall, Equinor (ex Statoil) y British Petroleum, asociada a la firma china Cnooc en la propiedad parcial conjunta en Pan American Energy con capital parcialmente nacional. La expansión del negocio petrolero no convencional atrajo a firmas como la malaya Petronas, y Qatar Petroleum que ha adquirido el 30% de los activos de Exxon Mobil Exploration Argentina. Todas estas firmas tienen proyectos propios en el *upstream* y otros 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 del holding Techint que combina negocios en hidrocarburos e industriales vinculados a la siderurgia, sumando oportunidades de inversión a la hora de la construcción de plantas de procesamiento y de infraestructura de transporte y distribución de gas. 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. (Subsecretaría de Hidrocarburos, Prov. de Neuquén, 2018)

Según sus trayectorias, objetivos estratégicos y escala de negocios, la dinámica de los mercados y los riesgos financieros que asumen, las operadoras desarrollan sus estrategias de negocios valiéndose de la utilización de las nuevas tecnologías de perforación en exploración y explotación que incorporan la digitalización de las operaciones y el uso de modelos de geo navegación e internet de las cosas, en general importadas de centros tecnológicos mundiales en su mayoría localizados en los Estados Unidos, de la incorporación de tecnología de última generación en comunicaciones y de la planificación y control en red de proveedores y contratistas en el *upstream*. 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, particularmente de gas en contra estación.

Se registran relevantes avances en la curva de aprendizaje de las compañías; por caso, bajan los costos de las perforaciones (en el caso de YPF en Loma Campana, su mayor yacimiento de *Shale oil*, se estima un promedio de reducción de costos del 37% en las perforaciones horizontales en cuatro años; entre 16 millones en 2014 y 10 millones en 2018, y del 50% en los últimos dos años), y una reducción del tiempo insumido en cada perforación entre 45 días en 2014 y 25 días en 2018. Ello responde a la intensificación y aceleración de las operaciones lo que cambia las condiciones laborales y gerenciales (YPF Informe de la Gerencia de no convencionales en el *upstream*, mayo 2019).

Subcontratación y segmentación del trabajo en el *upstream*

La literatura sobre los estudios del trabajo da cuenta de que desde mediados de los años setenta y siguientes, en el contexto de la transformación del capitalismo, debido al impulso de las nuevas tecnologías, la globalización productiva y de mercados, la financierización de las economías, y las políticas neoliberales, se produjeron importantes modificaciones en las estructuras empresariales. Se impuso la fragmentación de los procesos productivos en distintas escalas y geografías y la desintegración de los negocios en unidades especializadas, con independencia de gestión, aunque controladas por los núcleos empresarios. Ello trajo consigo también un creciente desempleo en las actividades industriales tradicionales, la reorganización de las plantas reconfiguradas junto a los servicios; impuso nuevas modalidades contractuales en las que destaca el empleo tercerizado y por tiempo determinado, y profundizó la desprotección de los trabajadores en general y las desigualdades laborales entre niveles gerenciales, técnico profesionales y operativos, y entre los países centrales y periféricos. En este marco, la subcontratación de firmas asociadas como proveedoras o distribuidoras en distintos rubros técnicos y comerciales; de mantenimiento y de servicios periféricos, fue adquiriendo un papel cada vez más central, y junto a ello, también se fue imponiendo la tercerización laboral. El trabajo petrolero convive con esa realidad en la cadena de subcontrataciones, y hoy se suma a ello la flexibilización laboral interna y externa. La tercerización implica centralmente una modificación de la relación dual entre empleadores de una empresa principal, claramente identificada, y un colectivo laboral relativamente homogéneo, y organizado en torno a un sindicato por rama de actividad. Dicha relación, resultaba hasta mediados de los años 70 un paradigma de articulación social y territorial no sólo en los países centrales, sino también en diversos países en desarrollo. Según Ermida Uriarte y Colotuzzo (2011), la tercerización modifica esta relación entre un empleador y un colectivo laboral, introduciendo un tercero en la ecuación, a quien se le delega parte de las tareas antes a cargo de la empresa principal.³ En estas nuevas formas de organización empresarial pueden identificarse tres rasgos principales: la fragmentación y externalización de una serie de actividades que, en principio, formaban parte de un mismo proceso de producción; la utilización de terceros, en su forma

³ Para los autores, ella puede asumir distintas formas, entre las que se incluyen: i) La subcontratación por parte de una empresa primaria, de una segunda empresa para que realice actividades o servicios dentro o fuera de la empresa original. Se trata del fenómeno más comúnmente asociado a la tercerización. ii) La intermediación de una segunda empresa en la gestión de contratación de personal que luego trabajará en la firma principal o contratante. iii) La intermediación de una agencia de empleo eventual para suministrar trabajadores que presten servicios transitorios en la empresa principal; y iv) La contratación de trabajadores con contratos de servicios, independientes, o en calidad de monotributistas. (Ermida Uriarte & Colotuzzo, 2011)

más recurrente empresas especializadas, para su ejecución; y la coordinación de todos ellos por parte de la firma principal, que, a pesar de la desintegración del ciclo productivo, mantiene así el control de todo el proceso. Esta transformación de los paradigmas organizativos empresariales provocó un efecto de disociación entre, por un lado, la configuración jurídica de la parte empleadora –que aparece desdibujada ante la existencia de varios sujetos dotados cada uno de personalidad jurídica independiente– y, por otro lado, su articulación económica, que aún continúa respondiendo a un proyecto económico unitario. Entre las consecuencias más importantes de la tercerización en el ámbito laboral es que se desdibuja la figura del empleador y con ello sus responsabilidades, al tiempo que se fragmenta y divide el colectivo de trabajadores (Basualdo & Morales, Coords. 2014).

Una cuestión clave en la conceptualización de la tercerización es la distinción que trajo aparejada entre las denominadas actividades secundarias, subsidiarias, accesorias, periféricas, también conocidas como actividades medio, y las actividades principales, normales, específicas, o también denominadas actividades fin. Esta distinción, ampliamente aceptada, crea una de las mayores dificultades en la organización, la que radica en la especificación del límite entre la tarea principal de la empresa, es decir el núcleo de su actividad, y las tareas secundarias. El trabajo petrolero no escapa a estas circunstancias, con las variantes entre las distintas actividades involucradas en su desarrollo. En la actividad, ello es –además– fuente de conflicto entre las organizaciones sindicales por los derechos y obligaciones de los trabajadores plasmadas en los convenios colectivos, y causa de múltiples diferendos a la hora de evaluar entre las partes involucradas los riesgos del trabajo y las razones y responsabilidades de las fallas en procesos, de las enfermedades laborales y de la ocurrencia de accidentes de trabajo. En procesos técnicos complejos la segmentación implica la necesidad de una minuciosa planificación conjunta de tareas y una rigurosa coordinación ejecutiva de los requerimientos en materia de equipos, personal y logística; y en relación a los tiempos, movimientos y especialidades, a lo que se añade el monitoreo de los procesos y la evaluación de los resultados e impactos. Agregado a la división de tareas, también se distingue habitualmente entre tercerización interna y externa, como modo de diferenciar si la actividad es realizada dentro o fuera de la empresa principal, lo que implica la formalización de contratos de distinta envergadura técnica, alcance geográfico y duración, que condicionan las modalidades de trabajo, la tipificación de tareas y la remuneración del personal externo. La tercerización externa puede ser, a su vez, nacional o internacional. En este segundo caso, se la denomina *tercerización offshore*, o también *offshoring*, reflejando la tendencia a la formación de cadenas productivas globales, con efecto en

términos de aumento de las relaciones internacionales entre empresas, países y regiones, y que con frecuencia obedecen a articulaciones en materia de conocimiento, investigación, desarrollo y gestión tecnológica. Ello se hace visible en la rama de los hidrocarburos, en particular en las operaciones no convencionales en tanto funcionan redes que integran equipos de geología e ingeniería locales e internacionales, y consultores de procesos, de seguros, de mercados de insumos y productos y de financiamiento.⁴ Estas distinciones son indispensables para comprender los aportes y discusiones sobre el fenómeno. Las distinciones en las formas de la tercerización tal y como están planteadas en la actualidad son claves, en particular cuando se trata de procesos técnico productivos complejos asociados a los recursos naturales, que combinan el trabajo en distintas unidades de diversas especialidades y grados de calificación, tanto en laboratorios y plantas industriales, como a campo, en los que las nuevas tecnologías de información y comunicación facilitan la realización de tareas de planificación y control a distancia y el uso de instrumentos digitales operados de modo remoto, lo que a su vez exige formación específica y capacitación permanente del personal para el desempeño de distintas funciones como parte de los equipos en perforación y terminación de pozos. La tercerización se combina con la flexibilización de la gestión acorde a los nuevos requerimientos del negocio; la concentración de esfuerzos en los objetivos del negocio y en los tiempos de las transacciones, focalizando los recursos en las actividades esenciales (*core business*); la reducción de la estructura y de los tiempos insumidos en los procesos; el acceso a recursos de tecnología de avanzada, y con ello, la transformación de los costos fijos en variables y el incremento de la productividad; la obtención de mejores niveles de rentabilidad y el fortalecimiento de la posición competitiva; la adquisición de mayor flexibilidad operativa y velocidad de reacción para adaptarse a los cambios del entorno; el acceso a servicios de primera categoría y el mantenimiento actualizado (Strada, 2016).

Desde la perspectiva empresarial, la unidad primaria en las actividades de perforación y terminación de pozos, por razones de productividad y a fin de avanzar en sus objetivos, busca concentrarse en aquellas tareas vinculadas con el núcleo central de su actividad para las cuales el coordinador general y el específico (*company man*), tienen conocimiento acumulado, y exhiben competencias dinámicas y una experiencia y capacidad diferencial,

⁴ Cuando se produce una cadena de contratos o subcontratos, fenómeno también denominado subcontratación en cadena, se utiliza la expresión *cuarterización*, y en general se considera al establecido primero como contrato principal o padre/madre. Estas configuraciones dificultan con frecuencia los cálculos de producto e ingreso entre ramas de actividad y localizaciones, en función de los registros de información técnica y comercial, y la elaboración de las cuentas empresarias, así como también la confección de las matrices de insumo-producto por área geográfica y a nivel nacional. (Ermida Uriarte & Colotuzzo, 2011)

dejando a otras unidades o empresas independientes las tareas específicas técnicas, o secundarias, para las cuales ellas estarían mejor preparadas, o disponen de una menor escala, y de mayor flexibilidad organizativa y capacidad de respuesta en tiempos cortos. No obstante, según Basualdo & Morales, Coords., 2014, la aceptación acrítica de estas premisas deja sin señalar varias cuestiones. Por un lado, omite la consideración del límite muchas veces impreciso y arbitrario de la distinción entre tareas, cuyo sentido es debatible y que extiende dicha imprecisión a distintos procesos. Por otro lado, esta distinción en la división del trabajo, que legitimó el desarrollo original de la tercerización argumentando que se extendería a las actividades secundarias, no responde a lo que sucedió realmente en el caso argentino y en otros también, en la que se verifica un avance incuestionable de la tercerización a todas las actividades, tanto “periféricas” como “centrales” (Basualdo & Morales Coords, 2014), lo cual en muchos casos como lo es en el petróleo, implica el *offshoring* y con él la dependencia de tecnologías externas y la salida de divisas en pagos de servicios, patentes y royalties. En las cadenas de subcontratación y tercerización, se crean tejidos empresarios de variable densidad, especialidad y alcance geográfico, cuya forma de operar genera múltiples impactos, en tanto los marcos legales e institucionales vigentes a escala nacional y provinciales, plantean zonas grises en las cadenas de contratación y de responsabilidades, dificultando en muchos segmentos de empresas las acciones de registración de información técnico económica, la evaluación y control de procesos, el encuadramiento de los trabajadores y la medición de costos y beneficios a los efectos impositivos.

Estudios disponibles sobre la cuestión, muestran que en la Argentina y en otros países de América Latina, la expansión de la tercerización se produjo en distintas etapas a partir de las crisis políticas y económicas de la década del setenta, y se profundizó en la década de 1990, en un contexto de privatización de las empresas públicas y crecimiento de la inversión extranjera directa, de ajuste industrial, de aumento exponencial de la desocupación, y de fuerte ofensiva contra los derechos de los trabajadores. En el marco de los preceptos neoliberales definidos en el Consenso de Washington, y en el comercio y los servicios por la Organización Mundial del Comercio, se produjo el crecimiento de la tercerización, como parte de la reestructuración productiva y de las reformas laborales implementadas, que promovieron una profunda flexibilización y precarización de las condiciones de trabajo (Celis Ospina Coordinador, 2012). Contribuciones recientes destacan, además, que se produjo una expansión y consolidación de la tercerización laboral como estrategia también en la última década, en un contexto de crecimiento económico

sostenido y de generación de empleo en Argentina y otros países de América Latina, y subrayan la importancia de analizar las articulaciones de la tercerización con otras problemáticas fundamentales como el trabajo no registrado, y los procesos de concentración y extranjerización en la economía, particularmente con la presencia de empresas multinacionales (De la Garza, *et al*, 2018; Basualdo & Morales, Coordinadores, 2014; Celis Ospina Coord., 2012; Neffa, 2011).

El trabajo en los hidrocarburos de reservorios no convencionales.

La indagación acerca de las transformaciones que se operan en la organización del trabajo en la cuenca Neuquina y en particular en los reservorios no convencionales en Vaca Muerta, evidencia el papel central que juega la combinación de la subcontratación en cadena -producto de la segmentación del proceso productivo en el *upstream*- y 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*”⁵. La Adenda a los Convenios Colectivos de Trabajadores Petroleros Privados, y de Petroleros Jerárquicos para las operaciones en no convencionales, introducida en enero de 2017, modificó las condiciones de contratación y de ejecución del trabajo en los yacimientos, que particularmente desde la privatización de YPF en los años 90 se ha desarrollado de modo descentralizado, basada en múltiples contratos que involucran a las compañías de servicios especiales asociados a la perforación y terminación de pozos, y al mantenimiento y control general de las instalaciones y equipos, e innumerables tareas periféricas que suelen estar a cargo de subcontratistas del segmento de las pequeñas y medianas empresas. Dicha Adenda pone el foco en el empleo directo y formal ajustando el personal en los equipos por tareas, y oficializa la contratación temporal y discontinua como posibilidad general y la segmentación de tareas en centrales y periféricas, legitimando las brechas salariales entre rubros y categorías. Combina la flexibilidad numérica según las necesidades de la producción y el mercado, y la flexibilidad interna relacionada con la multifuncionalidad y la rotación de personal, asociada además a la externalización de tareas; introduce cambios en las funciones, elimina el pago por las horas de desplazamiento a los lugares de producción, y por el tiempo perdido por razones climáticas, o por cuestiones operativas, e impone el trabajo nocturno, y en las torres hasta una velocidad límite de 60km, que en los convenios vigentes hasta 2017 se había establecido en 40km. Agregado a ello, impone la prohibición de realizar paros de las actividades, excepto en el caso del atraso empresario en el pago de salarios.

⁵ De la Garza Toledo, 2018: 7.

La subcontratación en cadena como mecanismo asociado a la desintegración y la flexibilidad productiva no es nueva en la cuenca Neuquina, sino que 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, y formalizadas con el cambio introducido a los Convenios Colectivos para las operaciones en reservorios no convencionales en enero de 2017. Algunos de los factores que definen su implantación como estrategia inherente a la competencia con el *shale oil* de las cuencas de los Estados Unidos y en el mercado mundial de los hidrocarburos, fueron expuestos por Landriscini, 2017 a partir del relevamiento de las actividades del *upstream*; y son los siguientes:

1. la internacionalización de la producción viene profundizando la concentración del capital, las fusiones y absorciones de firmas en la búsqueda de costos más bajos. Existe una asociación entre la globalización y los esquemas de externalización-descentralización de los procesos productivos, que dan lugar en las cuencas de hidrocarburos a una extensa cadena de contratistas y subcontratistas acoplados jerárquicamente a las compañías de servicios especiales, y a través de ellas a las pequeñas y medianas proveedoras de los servicios periféricos. Agregado a ello se impone a nivel mundial la transición a energías limpias. La formación geológica Vaca Muerta (30.000 km²), que cubre a 3.800 m de profundidad un cuarto de la superficie de la cuenca Neuquina, ocupa el segundo lugar a nivel mundial por los recursos estimados de gas que contiene, y el cuarto lugar a nivel mundial por los recursos estimados de petróleo, según la Agencia Internacional de Energía de los Estados Unidos (Disbroiavacca, 2015).

2. en el marco de una fuerte rivalidad empresarial en la reconfiguración de la organización del trabajo a nivel global, y en particular en la industria de los hidrocarburos, se despliegan prácticas empresariales tendientes a disminuir estructuras y costos y a elevar la productividad. En el caso de los yacimientos no convencionales ello es particularmente visible en las actividades del *upstream*. Ello se traduce en el cuestionamiento de la configuración institucional que acompañó el desarrollo de los yacimientos convencionales de gas y petróleo en el país a lo largo del siglo XX y hasta la privatización de YPF. Al presente ello es cuestionado por el capital, que presiona por nuevas modalidades extractivistas orientadas a la exportación de los hidrocarburos, y por formas contractuales que introducen el trabajo por tiempo determinado, y una nueva organización y división de tareas centrada en la segmentación de los procesos, la cadena de subcontrataciones, y el despliegue de equipos en el espacio de la cuenca tras la búsqueda de petróleo y gas en las concesiones de reservorios no convencionales.

3. la introducción de las nuevas tecnologías incrementa el peso de lo inmaterial en la producción, y potencia la especialización y desintegración de los procesos en el *upstream*; y la circulación de información, la coordinación de los planes de trabajo y la toma de decisiones en redes de flujo tenso, definen los ritmos de perforación y de las tareas a ella asociadas.

4. la producción flexible se impone en los yacimientos no convencionales como modelo para responder a las nuevas exigencias del mercado nacional e internacional; a las señales de precios, las regulaciones sectoriales y la evolución macroeconómica; y a la disponibilidad de infraestructura de procesamiento y transporte. Estudios disponibles sobre la evolución de la productividad de los yacimientos no convencionales a lo largo del tiempo, dan cuenta del elevado rendimiento en los primeros años y notables reducciones a partir del 4to. y 5to. año, lo que obliga a las concesionarias y operadoras a incrementar de modo continuo el número de perforaciones para mantener la productividad global de las áreas y responder a los compromisos contraídos de abastecimiento de gas y petróleo (Peinado Lorca, 2014)⁶. En ese contexto, a la flexibilización de la contratación de personal directo e indirecto, se suman formas diversas de flexibilidad interna en las tareas, horarios e integración de equipos, y el trabajo *just in time*, que liga la logística y la provisión de insumos como el agua, la arena cerámica y los geles químicos a las perforaciones.

5. el capital financiero y la especulación derivada de ello condicionan el devenir de las áreas productivas en particular de aquellas con base en los recursos naturales. Tal como expresan Chena & Biscay, 2019; Abeles, Pérez Caldentey y Valdecantos Eds. (2018), Allami & Cibils (2017) y Boyer (2016), 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. Existe una vinculación perversa entre los despidos masivos en las grandes compañías industriales, petroleras y de servicios y el incremento del valor de las acciones. En tal sentido, la lógica financiera penetra cada vez más en el accionar de las empresas productivas, en sus estrategias y tiempos⁷.

6. Tal como señalan Weller (2017), Bensusán *et al* (2017), Krull (2016), Degryse (2016), y otros autores, la economía digital, la automatización y las plataformas intensifican la destrucción de empleos rutinarios de baja calificación, mientras se expanden los empleos “atípicos”, a partir de contrataciones eventuales y de tiempo parcial. Del trabajo estable se

⁶ Para el autor, el “*fracking*”, además de los riesgos ambientales y sanitarios que lo rodean, presenta las características de burbuja financiera. Peinado Lorca, 2014; La burbuja del *fracking*, en Revista *El Ecologista* N° 82, Universidad de Alcalá, y 2017, El *fracking* es otra burbuja especulativa y dará paso a las renovables. En entrevista a Revista *La Información*.

⁷ Abeles, Pérez Caldentey y Valdecantos Eds., 2018.

pasa a la flexibilidad funcional y geográfica en las cuencas petroleras. Se instala asimismo el desempleo tecnológico en tanto la automatización reemplaza 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 en la cuenca Neuquina, al tiempo que se segmenta la estructura distributiva de ingresos, y se fractura el colectivo laboral y la protección social universal.

7. Más allá de que en la Adenda introducida a los Convenios Colectivos de Petroleros Privados y de Petroleros Jerárquicos se contempla la cuestión de la capacitación en las nuevas tecnologías y modalidades de explotación de los reservorios, los programas formulados por las concesionarias y operadoras con sus proveedores de servicios en materia de gestión de la calidad, innovación y eficiencia, y las iniciativas oficiales al respecto, evidencian un desajuste temporal respecto a la aceleración de la puesta en marcha de nuevas áreas y la implementación de los nuevos sistemas técnicos. Además, no revisten la envergadura ni el alcance necesario, ni la intensidad que demandan las transformaciones técnicas y organizativas en curso⁸. A ello se agrega el déficit del control estatal y con frecuencia de las firmas núcleo en cuanto a la seguridad de las operaciones⁹. Como expresa Neffa (2018), la racionalidad económica asociada a las políticas neoliberales marca la pauta en la transformación del rol del Estado y en la dirección de la reestructuración productiva a nivel mundial y local, enfocada hacia la desregulación, la flexibilización y la reducción de los costos laborales, asociadas a las burbujas financieras. El trabajo es visto como un recurso que debe reducir su costo, de modo de permitir a las corporaciones alcanzar la competitividad sectorial. Y tal como señalan Bensusan, Eichhorst & Rodríguez (2017), la falta de capacitación continua, puede debilitar la productividad y el crecimiento económico y profundizar la desigualdad social. A ello puede agregarse en actividades en los yacimientos el riesgo involucrado en el desarrollo de tareas peligrosas por parte de personal de limitada antigüedad y experiencia. La expansión de la frontera extractiva en yacimientos no convencionales avanza y se enfrenta con situaciones en las que resulta escaso el personal calificado disponible para el desempeño de determinadas tareas y para la coordinación de los procesos en una actividad que funciona de manera continua. Producto de ello, con frecuencia se extienden las jornadas laborales más allá de los tiempos dispuestos en los convenios, cuando las tareas en curso lo exigen.

⁸ Fuente: 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.

⁹ Fuente: Sindicatos del Petróleo en la cuenca Neuquina, consultores y profesionales del rubro.

En línea con ello, desde 2016 las políticas que buscan poner freno a los derechos y reclamos de los trabajadores y de las organizaciones sindicales, juegan un papel impulsor en el uso de las más diferentes formas de tercerización y precarización laboral que con frecuencia operan como factores que generan accidentes laborales por desajustes en las competencias del personal, entrenamientos insuficientes, integración de equipos con restricciones de personal, reemplazos y rotaciones sin capacitación previa, etc. A ello se suman circunstancias macro que se asocian al crecimiento del desempleo y el debilitamiento sindical que llevan a que el trabajo incorpore exigencias adicionales al establecido formalmente por las normas, en cuanto a la duración real de la jornada, o en las condiciones de su realización, y sea tolerado por los delegados gremiales en las firmas o por los representantes en las comisiones sectoriales, incrementando el riesgo psicofísico de los trabajadores¹⁰.

Cabe agregar algunos elementos respecto a la reestructuración planteada en el sector petrolero a partir de 2016. El sector perdió 7.000 empleos en la Patagonia a partir de entonces, y unos 2.000 en la cuenca Neuquina. Aunque parcialmente se recuperaron puestos en un número equivalente en 2018, los perfiles y las competencias de los trabajadores buscados van cambiando, y las recontrataciones del personal que fuera despedido y las de nuevo personal se hacen bajo las condiciones impuestas por la Adenda: nuevas regulaciones centradas en el tiempo determinado, la flexibilidad funcional, los nuevos diagramas de trabajo y pago, las jornadas laborales extendidas a 12 horas y el objetivo puesto en la productividad. Como fuera señalado, los nuevos modos de operación en los yacimientos implican menos perforaciones más productivas; ramas laterales de mayor longitud, mayor número de etapas de fractura concretadas en menos tiempo y actividad continua, incluso nocturna, lo cual implica una mayor intensidad de las tareas y un mayor riesgo en el trabajo¹¹. *“Con nuevos pozos horizontales las compañías lograron bajar los costos operativos y generar creciente información; y con extendidas ramas laterales alcanzan rendimientos como ‘superpозos’”* (Bizzotto, Gerente del *upstream* en YPF, en entrevista del 26/09/2018). A partir de ello, han logrado reducir los costos de perforación de pozos hasta un 50% en los últimos dos años (Gerencia de no Convencionales de YPF, 15/05/2019).

¹⁰ Neffa, 2018.

¹¹ La Mañana de Neuquén, 15/09/ 2018.b Además, las contratistas han creado la figura de premios por productividad no previstos en los convenios sectoriales ni en la Adenda para operaciones no convencionales, que se otorgan según el rendimiento del trabajador en los yacimientos, y que se destinan al personal de mejores estándares en cuanto al tiempo empleado por tarea y la cantidad de resoluciones, generando competencia entre los propios trabajadores para obtenerlos.

La actividad en reservorios no convencionales creció en niveles notables en los últimos años, tanto en gas como en petróleo; hizo rejuvenecer y extranjerizó al conjunto del complejo productivo, desplegando equipamiento y técnicas de última generación, y conformando redes y grupos de trabajo en geología e ingeniería de alta calificación, a los que se adicionaron unidades externas de servicios de distintos rubros y envergadura¹² Junto a ello se pusieron en marcha planes de construcción de infraestructura para la provisión y almacenamiento de agua, y de procesamiento de hidrocarburos, y se avanza en la extensión de oleoductos y gasoductos para el transporte a los puertos de exportación y a los centros de consumo industrial y residencial del mercado interno. En ese marco, la relación salarial tradicional fue virando hacia relaciones salariales con creciente precarización, y hacia la tercerización en servicios de distinta calificación, intensificando la tendencia iniciada en los años 90 en distintas ramas de actividad¹³. Se expande el empleo eventual y a tiempo parcial, y la segmentación de ingresos que fragmenta al colectivo social. Ello convive con la importación de equipos y componentes, y con la primarización de la economía que puede debilitar las dinámicas de crecimiento y desarrollo sustentable en el tiempo¹⁴. El impulso que puso en marcha el *shale* comenzó a configurar una nueva economía regional. Impulsó la participación del capital multinacional financiero y productivo, el acoplamiento de pequeñas empresas proveedoras de servicios en modelos jerárquicos, y el desarrollo de variadas iniciativas productivas y de servicios y de empleos indirectos e inducidos en modos diversos de contratación flexible en la región. La dinámica financiera y económica mundial, la de los mercados de los hidrocarburos, junto a las políticas neoliberales y las estrategias de las compañías, imponen ajustes permanentes argumentando la necesidad de elevar la productividad y reducir estructuras y costos laborales para garantizar su competitividad, en particular con las cuencas productoras de yacimientos no convencionales de los Estados Unidos. En tal sentido, la implementación de la Adenda a los convenios colectivos de trabajo, y los debates y estrategias de resistencia que ello ha puesto en marcha, avancen como avancen en el próximo tiempo, no le pondrán final a las discusiones entre las partes respecto a la organización de la actividad petrolera y gasífera no convencional, los modelos de gestión laboral y la seguridad del trabajo, pero habrá impuesto el ajuste de las plantillas laborales y formalizado la flexibilidad funcional y externa, disciplinando a los trabajadores del sector y debilitando el poder de los sindicatos.

¹² Landriscini, 2017.

¹³ Basualdo & Morales, Coords., 2014; De la Garza, 2012; Weller, 2017.

¹⁴ Albrieu, López & Rozenwurcel, Coords., 2012.

Reflexiones finales

El impacto de los desarrollos masivos en Vaca Muerta da cuenta de una gran ampliación de la frontera extractiva, con creciente internacionalización e incorporación de sistemas técnicos de última generación. Al mismo tiempo muestran la aceleración de la actividad en el *upstream* y el *midstream* con la previsión de construcción de un gasoducto troncal hacia la región litoral-pampeana y de operaciones de exportación en contra estación a países vecinos y a otros del hemisferio norte a partir de la construcción de una planta de licuefacción. Crece el empleo directo e indirecto, crecen las regalías y los montos captados por los impuestos provinciales, y por los pagos del canon de concesión; crecen las actividades y los empleos inducidos, mientras se está explotando menos del 10% de la superficie de la formación. Se aceleran las operaciones en no convencionales porque los rendimientos de los pozos muestran curvas con ascenso y descenso en plazos cortos y obligan a intensificar las perforaciones en las áreas concesionadas a 35 años, en el marco de las burbujas financieras internacionales asociadas al *shale*, y de las burbujas inmobiliarias regionales y locales asociadas al crecimiento económico y demográfico y la urbanización en la cuenca Neuquina. Al mismo tiempo los costos humanos visibles e invisibles por inestabilidad contractual e intensificación laboral, por imprevisión o ahorro de costos, generan más dudas que certezas.

Más allá de la potencialidad de los recursos no convencionales de hidrocarburos disponibles en la cuenca Neuquina, el ritmo de las inversiones en los escenarios recientes macro y sectoriales inestables y con restricciones financieras, potenciados por las pujas en el propio sector de los hidrocarburos a nivel mundial y el dominio de los recursos naturales, irán planteando continuos interrogantes sobre las posibilidades de desarrollo sostenible social y ambientalmente en la Patagonia Norte a partir de la re especialización intensiva en recursos naturales con base en las nuevas tecnologías y los riesgos que supone la fractura hidráulica utilizada en gran escala.

Bibliografía

Abeles, M., Pérez Caldentey, E. & Valdecantos, S. (editores). (2018) *Estudios sobre financiarización en América Latina*. Santiago de Chile. CEPAL.

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

- Albrieu, R., López, A. & Rozenwurcel, G. (Coords.) (2012) *los recursos naturales como palanca del desarrollo en América del Sur. ¿ficción o realidad?* Montevideo. Editorial Red Mercosur de Investigaciones Económicas.
- Allami, C. & Cibils, A. (2017) Financiarización en la periferia latinoamericana. En *Revista estado y políticas públicas* n° 8. May.-sep. FLACSO. Buenos Aires. pp. 81-101.
- Altomonte, H. & Sánchez, R. (2016) *Hacia una nueva gobernanza de los recursos naturales en América Latina*. En Abeles, M. Pérez Caldentey, E. & Valdecantos, S. (Editores) (2018) *Estudios sobre financierización en América Latina*. Buenos Aires. CEPAL.
- Barrera, M. & Serrani, (2018) Energía y restricción externa en la Argentina reciente. *Revista Realidad Económica* 315. Año 47. 1 de abril al 15 de mayo. pp. 9 a 45.
- Basualdo, V. & Morales, D. (coordinadores) (2014) *La tercerización laboral. Orígenes, impacto y claves para su análisis en América Latina*. Buenos aires. Editorial Siglo xxi.
- Bensusán Areous, 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*. Santiago de Chile. CEPAL.
- Boyer, R. (2016) *La economía política de los capitalismos*. Buenos Aires. Editorial Universidad Nacional de Moreno.
- Celis Ospina, J. C. (coord.) *Subcontratación laboral en América Latina. Miradas multidimensionales*. Escuela Nacional Sindical. Medellín. CLACSO.
- CEPAL (2015) "Impacto socioeconómico de YPF desde su renacionalización (Ley 26741) - Desempeño productivo e implicancias sobre los mercados laborales y el entramado de proveedores". Buenos Aires.
- Chena, P. & Biscay, P. (Coords.) (2019) *El imperio de las finanzas. Deuda y desigualdad*. Buenos Aires. Ed. Miño y Dávila.
- Cretini, I. O. (2018) Transformaciones socioeconómicas en torno a la extracción de hidrocarburos no convencionales. El caso de YPF S.A. en Vaca Muerta. *Revista Identidades*, N° 14 Año 8, pp. 22-44.
- Degryse, Ch. (2016) *Digitalisation of the economy and its impact in labour markets*. Institute ETUI. Bruselas. European Trade Union.
- 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. Editorial Plaza y Valdés. pp. 5-10.
- De la Garza Toledo, E. (2012) La subcontratación y la acumulación de capital en el nivel global. En Celis Ospina, J. C. (coord.) *Subcontratación laboral en América Latina. Miradas multidimensionales*. Escuela Nacional Sindical. Medellín. CLACSO. pp. 17-40.

- Disbroiavacca, N. (2015). *Shale oil y shale gas en Argentina. Estado de situación y prospectiva. Revista Cuadernos de Investigación Segunda Época*. N° 5. FAEA. UNCOMAHUE.
- Ermida Uriarte, O. & Colotuzzo, N. (2011) Descentralización, tercerización, subcontratación. *Revista de Derecho* 24 (1) July.
- Krull, S. (2016) *El cambio tecnológico y el nuevo contexto global del empleo. Tendencias generales y en América Latina*. Santiago de Chile. CEPAL. Diciembre.
- Landriscini, S. G. (2019) Hidrocarburos de reservorios no convencionales en la Cuenca Neuquina. Internacionalización, cambio técnico, territorialidades y economía urbana. *Seminario Internacional Energía, Innovación y Ambiente para una Transición Energética Sustentable*. IIESS UNS CONICET. Bahía Blanca, 28 y 29 de junio.
- Landriscini, S. G. (2015) Reorganización productiva e innovación a partir de los hidrocarburos de reservorios no convencionales en la cuenca Neuquina. *12 Congreso Nacional de Estudios del Trabajo*. Buenos Aires.
- Landriscini, S. G. (2017) Reestructuración, productividad y flexibilidad laboral en los reservorios no convencionales de hidrocarburos. El caso de la cuenca Neuquina. *Revista saber es*. Volumen 9. N°2. pp. 197-226. Universidad Nacional de Rosario.
- Landriscini, S. G. & Carignano, A. (2016) Subcontratación y tercerización en tiempos de volatilidad de los precios internacionales del petróleo en la cuenca Neuquina. *VIII Congreso ALAST*. Organizado por la Asociación de Estudios del Trabajo (ASET). Buenos Aires.
- Neffa, J. C. (2018) Pasado, presente y futuro de la relación salarial en la Argentina. En *Revista Trabajo*. Año 10 n°15 ene-jun. OIT. Plaza y Valdés Editores. pp. 37-100.
- Peinado Lorca, (2017) El *fracking* es otra burbuja especulativa y dará paso a las renovables. *Revista La Información*. Madrid.
- Rodriguez Mancini, J. (2011) Descentralización por contratación y subcontratación. *Revista de trabajo* año 7 (9). Enero-julio. Buenos Aires. MTEySS. pp. 101-112.
- Sabbatella, I. & Burgos, M. (2017) “La política energética de Cambiemos.”. En Burgos, M. (Comp.). *El nuevo modelo económico y sus consecuencias*. Buenos Aires. Ed. Centro Cultural de la Cooperación. pp. 89-116.
- Strada, J. (2016), *La tercerización laboral en Acindar Villa Constitución. 1991-2014*, Tesis de Maestría, Maestría en Economía Política de FLACSO.
- Vega Ruiz, M. L. (2016) Los nuevos paradigmas en la relación de trabajo: en *el futuro del trabajo*, disponible en [http://www.relat.org/documentos.vega ruiz pdf](http://www.relat.org/documentos.vega%20ruiz.pdf), oit.
- Weller, J. (2017) *Las transformaciones tecnológicas y su impacto en los mercados laborales*. Serie Macroeconomía del desarrollo 190. Santiago de Chile. CEPAL.