INVESTIGACIÓN PROSPECTIVA EN EL UPSTREAM DEL PETRÓLEO Y GAS:

NUEVAS TECNOLOGÍAS PARA LOS PRÓXIMOS 10 AÑOS Y DESAFÍOS DEL SISTEMA EDUCATIVO Y CIENTÍFICO TECNOLÓGICO

FUNDACIÓN YPF

Fundación YPF

Investigación prospectiva del sector Upstream de petróleo y gas para fortalecer el caso argentino : un aporte al sistema educativo y científico-tecnológico / 1a ed ampliada. - Ciudad Autónoma de Buenos Aires : Fundación YPF ; CABA : CIECTI, 2023.

194 p. ; 28 x 22 cm.

ISBN 978-987-4153-23-4

1. Petróleo. 2. Gas Natural. 3. Universidades. I. Título.

CDD 378.007

Prospectiva Tecnológica Upstream

Equipo de trabajo de Fundación YPF

Gustavo Gallo

Jesús Vazquez

Lara Andrés

Equipo de trabajo del Centro Interdisciplinario de Estudios en Ciencia, Tecnología e Innovación (CIECTI):

Fernando Porta (director de la investigación)

Carlos Aggio (coordinador del equipo de investigación)

Laura Pandolfo (asesora técnica, experta en upstream de petróleo y gas)

Juan Manuel González Ferrer (investigador principal de proyecto, experto en upstream de petróleo y gas y en gestión de la innovación)

Lara Miño y Paula Monsalve (asistentes de investigación)

Manuel Lugones, Lorena Reinoso, Silvina Bidart y Dana Cardozo (investigador/as del capítulo 2)

Octavio Lerena (especialista en ciencia de datos e investigador del capítulo 3)

La investigación que dio base a este estudio finalizó en septiembre de 2022.

Las opiniones expresadas en este documento son de exclusiva responsabilidad de sus autores/as y pueden no coincidir con las de la institución.

ÍNDICE

SIGLAS 8

PREFACIO 10

INTRODUCCIÓN 12

CAPÍTULO 1: CONOCIMIENTO IDIOSINCRÁTICO Y TECNOLOGÍA EN LA INDUSTRIA DEL UPSTREAM DE PETRÓLEO Y GAS: UNA MIRADA DE LA ARGENTINA Y EL MUNDO 17

Resumen 19

La especificidad de los recursos naturales y sus implicancias en el desarrollo tecnológico 20

- Aspectos del conocimiento idiosincrático 20
- Tipos de tecnologías y organización de la industria del upstream 23

Estado del arte tecnológico en yacimientos convencionales y la situación en la Argentina 26

- Recuperación primaria y secundaria 27
- Recuperación terciaria 28

Alternativas tecnológicas de la recuperación terciaria para las cuencas argentinas 30

- Aspectos tecnológicos de EOR químico 31
- Las tecnologías de EOR en las cuencas argentinas 33

Estado del arte tecnológico en yacimientos no convencionales y la situación argentina 40

- Dimensión económica y orígenes del no convencional 41
- Principales elementos de una nueva trayectoria tecnológica impulsada por los Estados Unidos 42
- Evolución de la producción, ganancias de productividad y sendero de aprendizaje 49
- El desarrollo del petróleo y gas shale en la Argentina: el caso de Vaca Muerta 53
- Evolución reciente de la producción, perforación y fracking en el no convencional de Vaca Muerta 56
- Aspectos tecnológicos y curva de aprendizaje de las dos empresas que lideran el NOC en Vaca Muerta 62

CAPÍTULO 2: ANÁLISIS DE CAPACIDADES EN I+D Y FORMACIÓN DE RECURSOS HUMANOS ALTAMENTE CALIFICADOS 67

Resumen 69

Abordaje metodológico 70

La oferta de formación en educación superior: el perfil profesional 72

- La transición hacia la incorporación de nuevas competencias 73
- La inmersión al campo 75
- La evolución de la matrícula 76
- Caracterización de las y los egresados 78
- La formación de posgrados 79
- Otras áreas de formación técnica 80
- Áreas de vacancia 81
- Principales observaciones 82

La población estudiantil 84

- Perfil de la demanda 84
- Dificultades en el tránsito a la vida universitaria 85
- Principales observaciones 86

Procesos de vinculación y transferencia tecnológica entre la academia y la industria 87

- Las actividades de vinculación y transferencia tecnológica 88
- Formas de vinculación 90
- Principales observaciones 91

Capacidades de investigación y desarrollo del sist. universitario y del sist. Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación 92

- Distribución regional de las capacidades en investigación y desarrollo 93
- Fuentes de financiamiento de las actividades de investigación y desarrollo 94
- Definición de las agendas de investigación 94
- Líneas de trabajo en investigación y desarrollo 95
- La emergencia de nuevos campos de conocimiento 97
- Principales observaciones 98

CAPÍTULO 3: INNOVACIÓN TECNOLÓGICA RECIENTE EN EL UPSTREAM DE PETRÓLEO Y GAS: CONOCIMIENTO Y TECNOLOGÍAS EMERGENTES **101**

Resumen 103

Abordaje metodológico 104

La ciencia de datos como soporte de la prospectiva tecnológica 106

- Análisis de solicitudes de patentes 106
- Análisis de publicaciones científicas 111
- Las personas expertas como fuente de información 113

Dinámica global de las innovaciones en el sector del upstream de petróleo y gas 114

- Dinámica sectorial respecto de los esfuerzos de innovación 114
- Orientación temática de la innovación a partir de la ciencia de datos 118
- Descripción y dinámica del reservorio 118
- Perforación y terminación 119
- Proyectos, instalaciones y construcción 120
- Producción y operaciones 121
- Recortes específicos de interés para la investigación 122
- Aspectos generales de las patentes solicitadas con prioridad en #China 124
- China: la energía y la ciencia y tecnología 124
- Procesos de alcance 124
- Actores del ecosistema 124
- Orientaciones tecnológicas de las solicitudes de patentes con prioridad en el #RestodelMundo 126
- Descripción y dinámica del reservorio 127
- Perforación y terminación 130
- Proyectos, instalaciones y construcción 132

- Producción y operaciones 133

Caracterización del conocimiento asociado a las patentes **134**

- Dinámica del conocimiento caracterizado a partir de las publicaciones 134
- Orientación específica del conocimiento: análisis del corpus a partir de grafos 134

Tecnologías emergentes y su potencial difusión en la Argentina **137**

- Selección de las tecnologías emergentes 137
- Potencial difusión de las tecnologías emergentes en la Argentina 139
- Características de la encuesta y el universo consultado 139
- Aspectos generales de los resultados obtenidos 140
- Disciplinas asociadas a las tecnologías emergentes 144

CONCLUSIONES Y DESAFÍOS FUTUROS PARA LA INDUSTRIA **146**

- Consideraciones particulares sobre el capítulo 1 146
- Consideraciones particulares sobre el capítulo 2 151
- Consideraciones particulares sobre el capítulo 3 154

ANEXO A **160**

Clasificación de la oferta académica según grado de proximidad con las actividades de upstream de petróleo y gas

ANEXO B **162**

Listado de personas entrevistadas para el Capítulo 2

ANEXO C **164**

Criterios de la CONEAU para la acreditación en Ingeniería en Petróleo

BIBLIOGRAFÍA **166**

SIGLAS

Agencia I+D+i: Agencia Nacional de Promoción de la Investigación, el Desarrollo Tecnológico y la Innovación

ABRN: actividades basadas en recursos naturales

ASP: álcali, surfactante y polímero

CAPEX: Capital Expenditures

CAPSA: Compañías Asociadas Petroleras S.A.

CCAD: Centro de Computación de Alto Desempeño

CIECTI: Centro Interdisciplinario de Estudios en Ciencia, Tecnología e Innovación

CONEAU: Comisión Nacional de Evaluación y Acreditación Universitaria

CONFEDI: Consejo Federal de Decanos de Ingeniería

CONICET: Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas

CNOOC: China National Offshore Oil Corporation

CNPC: China National Petroleum Corporation

EIA: Administración de Información Energética de los Estados Unidos

FB: Fundación Bariloche

EOR: recuperación mejorada de petróleo

EUR: recuperación final estimada

ERP: enterprise resource planning

ESP: bomba electrosumergible

GNL: gas natural licuado

I+D: investigación y desarrollo

I+D+i: investigación, desarrollo e innovación

IAPG: Instituto Argentino de Petróleo y Gas

IES: instituciones de educación superior

INIFTA: Instituto de Investigaciones Fisicoquímicas Teóricas y Aplicadas

INTA: Instituto Nacional de Tecnología Agropecuaria

INTI: Instituto Nacional de Tecnología Industrial

INTEC: Instituto de Desarrollo Tecnológico para la Industria Química

INTEMA: Instituto de Investigaciones en Ciencia y Tecnología de Materiales

IPQA: Instituto de Investigación y Desarrollo en Ingeniería de Procesos y Química Aplicada

MES: manufacturing execution system

MINCyT: Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación

MIP: modelos de programación de enteros-mixtos

NOC: reservorios o recursos no convencionales

NPL: literatura no patentada

OEDE: Observatorio de empleo y dinámica empresarial.

OMPI: Organización Mundial de la Propiedad Intelectual

OOIP: petróleo original en sitio

OTT: Oficinas de Transferencia Tecnológica

PLADEMA: Laboratorio de Plasmas Densos Magnetizados

PLAPIQUI: Planta Piloto de Ingeniería Química

SENAI: Servicio Nacional de Aprendizaje Industrial de Brasil

SESCO: Sistema Estadístico de la Subsecretaría de Combustibles

SP: urfactante y polímero

SPE: Society of Petroleum Engineers

SPU: Secretaría de Políticas Universitarias

SWPU: Southwest Petroleum University

UBA: Universidad de Buenos Aires

UNAJ: Universidad Nacional Arturo Jauretche

UNC: Universidad Nacional de Córdoba

UNComa: Universidad Nacional del Comahue

UNCuyo: Universidad Nacional de Cuyo

UNL: Universidad Nacional del Litoral

UNLP: Universidad Nacional de La Plata

UNMdP: Universidad Nacional de Mar del Plata

UNPA: Universidad Nacional Patagonia Austral

UNPSJB: Universidad Nacional de la Patagonia San Juan Bosco

UNS: Universidad Nacional del Sur

UNSa: Universidad Nacional de Salta

UNSJ: Universidad Nacional de San Juan

UTN-FRN: Universidad Tecnológica Nacional - Facultad Regional Neuquén

SNCTI: Sistema Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación

TIC: tecnologías de la información y las comunicaciones

VyTT: vinculación y transferencia tecnológica

YPF: YPF Sociedad Anónima

PREFACIO

El sector de petróleo y gas ofrece grandes oportunidades para abordar los desafíos que enfrenta la economía argentina. En particular, el adecuado aprovechamiento de los cuantiosos recursos no convencionales disponibles puede hacer una contribución significativa al autoabastecimiento energético, a la generación de excedentes exportables y, de modo más general, al desarrollo tecnológico y socioeconómico del país.

En los últimos años, a nivel global el upstream de petróleo y gas viene transitando un fenomenal incremento en el ritmo de innovación e incorporación de nuevas tecnologías que ha permitido que sea económicamente factible explotar recursos que parecían imposibles de aprovechar poco tiempo atrás. Estas nuevas técnicas que vienen modificando el estado del arte global requieren, por un lado, de ajustes y adaptaciones a las particularidades de cada sitio –como la geología– y, por el otro, de veloces cambios en las formas de organizar el trabajo, en los perfiles profesionales y las competencias laborales demandadas y en la investigación y el desarrollo (I+D) aplicados.

La industria petrolera argentina ya es parte de este proceso de transformación que se manifiesta en un cambio de paradigma productivo. El sector está pasando de ser una industria pesada a una intensiva en conocimiento, con permanente incorporación de nuevas tecnologías. Esto no solo se advierte en los recursos no convencionales que son la novedad, sino también en los convencionales que, a pesar de llevar más de un siglo en producción, aún ofrecen atractivas tasas de rentabilidad y oportunidades de negocios. Los crecientes volúmenes de producción reciente –que revierten lo que era una preocupante tendencia declinante registrada desde principios de 2000– comprueban la existencia de un sector ya en movimiento. Sin embargo, la enorme envergadura del desafío productivo y tecnológico asociado al mejor aprovechamiento posible de estos recursos indica la necesidad de anticiparse a los cambios tecnológicos y organizacionales que se vienen en la industria.

En sintonía con este panorama, el proyecto "Investigación prospectiva del sector de upstream de petróleo y gas para fortalecer el caso argentino: un aporte al sistema educativo y científico-tecnológico" tiene como objetivo principal identificar el grado de difusión que se espera en el país de las tecnologías emergentes en el mundo. El fin último de este proyecto es proporcionar pistas concretas para que trabajemos de modo directo desde Fundación YPF con el sistema educativo en los distintos niveles y con el sistema científico-tecnológico en la promoción de la investigación, el desarrollo y la innovación local.

INTRODUCCIÓN

El desarrollo e incorporación de nuevas tecnologías en el upstream del petróleo y gas impulsa la explotación de recursos que parecían imposibles de aprovechar poco tiempo atrás. Estas nuevas técnicas, desarrolladas mayormente por operadoras y firmas de servicios petroleros transnacionales requieren, por un lado, ajustes y adaptaciones a las particularidades de cada sitio –como la geología y el ambiente– y, por el otro, cambios en las formas de organizar el trabajo, en los perfiles profesionales y en las actividades de investigación y el desarrollo (I+D).

La industria petrolera argentina es parte de este proceso de transformación. El sector está pasando a ser una industria intensiva en conocimiento, con permanente incorporación de nuevas tecnologías, tanto en los recursos no convencionales como los convencionales; la envergadura del desafío productivo y tecnológico envuelve la necesidad de anticiparse a los cambios tecnológicos y organizacionales venideros.

La presente publicación es el resultado de un proyecto de investigación que tuvo como objetivo principal la identificación y determinación del grado de difusión futuro, que se espera en el país, de las tecnologías emergentes del mundo. El fin último de esto es proporcionar elementos concretos, basados en evidencia, que nos permitan ampliar y mejorar nuestras acciones con el sistema educativo, en la formación de profesionales altamente calificados, y con el sistema científico-tecnológico para promover la investigación, desarrollo e innovación local. Para esta desafiante tarea, el Centro Interdisciplinario de Estudios en Ciencia, Tecnología e Innovación (CIECTI) constituyó un equipo de trabajo multidisciplinario –conformado por profesionales de la ingeniería, geología, sociología, ciencia de datos, economía–, multiinstitucional –con representación de varias universidades y centros– y con vasta experiencia en el sector del upstream y en ejercicios de naturaleza similar en otros sectores de la economía.

Esta publicación, está organizada en tres capítulos complementarios que sientan las bases para establecer agendas de trabajo sólidas y basadas en evidencia. Los mismos fueron redactados para que puedan ser leídos de modo independiente para que los lectores y lectoras puedan concentrarse en la lectura de los aspectos de su mayor interés.

En el capítulo 1, denominado **Conocimiento idiosincrático y tecnología en la industria del upstream de petróleo y gas: una mirada de la Argentina y el mundo,** se persiguen tres objetivos. En primer lugar, presentar el estado del arte tecnológico internacional del upstream de petróleo y gas en yacimientos con características similares a los que se explotan actualmente en las cuencas neuquina y del golfo San Jorge. En segundo lugar, a partir de un enfoque comparativo, determinar la eventual brecha en relación con tales tecnologías de punta a nivel mundial y las utilizadas en la Argentina. En tercer lugar, sobre la base de esta comparación, elaborar una reflexión acerca de los principales problemas y necesidades que exhibe el sector en la Argentina con el fin de operar de un modo más eficiente, productivo y sustentable.

Para llevar adelante este capítulo se hizo una exhaustiva revisión de la literatura internacional y local sobre el sector y se analizaron fuentes estadísticas nacionales e internacionales sobre aspectos tecnológicos y productivos de la actividad. A partir de ello se identificaron un conjunto de actores/as e informantes/as claves sectoriales que fueron entrevistados en el marco del proyecto. En todos los casos, las entrevistas estuvieron centradas

en los aspectos productivos y tecnológicos asociados al upstream de petróleo y gas y en las posibilidades e implicancias de desarrollo competitivo de la actividad en la Argentina. Asimismo, se realizaron dos visitas a campo: una a la cuenca del golfo San Jorge y otra a la cuenca neuquina, con el fin de recorrer los yacimientos de YPF S.A. (YPF) y relevar información in situ con referentes clave, partícipes de las distintas actividades.

El capítulo está organizado en cuatro secciones. En la primera sección se presenta una discusión conceptual acerca de la especificidad que tienen los recursos naturales en general y los hidrocarburos en particular, a partir de la cual se determinan el tipo de tecnología necesaria o el modo de utilización para su producción eficiente y sustentable. El argumento central es que el carácter idiosincrático de los recursos demanda respuestas tecnológicas y productivas específicas que no son aplicables de modo general e indiscriminado. Esto tiene dos implicancias: en primer lugar, que las cuencas argentinas deben mirarse o compararse con la tecnología desarrollada para cuencas de rasgos similares; en segundo lugar, que dado el carácter único de las cuencas es necesario desarrollar respuestas tecnológicas a su medida –no aplicables para otros lugares.

La segunda sección está dividida en dos partes. Por un lado, se analiza el estado del arte tecnológico internacional relacionado con cuencas convencionales, con rasgos asimilables a la del golfo San Jorge, es decir que se encuentran en una fase avanzada de su desarrollo (maduros), donde gran parte de la extracción primaria está agotada y cuyo foco está puesto en maximizar el factor de recobro a través de la recuperación asistida. Por el otro, presentar las iniciativas de recuperación terciaria que se vienen llevando adelante en el país y evaluar el grado de adopción de estas tecnologías de punta por parte de las empresas operadoras locales.

La tercera sección está centrada en el análisis del no convencional respecto de la cuenca neuquina y especialmente en la formación Vaca Muerta. Se describen

las tecnologías que utilizan los referentes tecnológicos para la producción de petróleo shale y gas shale con rasgos asimilables a la cuenca neuquina (Eagle Ford y Permian en los Estados Unidos). A su vez, se da cuenta del grado de adopción de esas tecnologías en los yacimientos argentinos.

En el capítulo 2, **Análisis de capacidades en I+D y formación de recursos humanos altamente calificados,** se analizan las principales fortalezas y debilidades del sistema de educación superior en la formación de personal altamente calificado y aquellas del Sistema Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación (SNCTI) en la promoción de actividades de investigación y desarrollo (I+D) para responder a los cambios tecnológicos que se están produciendo en el upstream de petróleo y gas. En función de estos lineamientos, se definieron los siguientes objetivos específicos:

- Identificar las características del perfil profesional de las carreras vinculadas al sector.
- Evidenciar las demandas y características de la población estudiantil de las carreras vinculadas al sector.
- Definir las principales fortalezas y dificultades en el proceso de formación de las y los futuros profesionales.
- Determinar la forma en que se lleva a cabo la I+D y la transferencia tecnológica entre las universidades, las instituciones de ciencia y tecnología y el sector industrial.

Estos cuatro objetivos dan lugar a las secciones que componen el capítulo: La oferta de formación en educación

superior: el perfil profesional, La población estudiantil, Procesos de vinculación y transferencia tecnológica entre la academia y la industria y Capacidades de investigación y desarrollo del sistema universitario y del Sistema Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación.

Finalmente, el capítulo 3 I**nnovación tecnológica reciente en el upstream de petróleo y gas: conocimiento y tecnologías emergentes** presenta el ejercicio de prospectiva tecnológica y su impacto futuro en la dinámica productiva del sector. Debido a la complejidad de la tarea, cabe destacar que no existen recetas únicas de aplicación general, por el contrario, es necesario desarrollar herramientas y metodologías ad hoc orientadas a responder los interrogantes definidos en cada proyecto. En este caso, el objetivo del ejercicio fue doble: por un lado, identificar las nuevas tecnologías emergentes en el mundo; por el otro, anticipar el grado de difusión que se espera en la Argentina para los próximos años. El fin último de esto fue proporcionarle a la Fundación YPF elementos concretos, basados en evidencia, que le permitan ampliar y mejorar sus acciones con el sistema educativo, en la formación de profesionales altamente calificados, y con el sistema científico-tecnológico para promover la investigación, desarrollo e innovación local.

Sobre la base de su experiencia, el equipo implementó una estrategia sustentada en dos herramientas principales: la ciencia de datos aplicada a las solicitudes de patentes de invención del sector a nivel global y la consulta a personas expertas sectoriales del país. Cabe señalar que la prospectiva tecnológica está compuesta por un conjunto de metodologías que, aplicadas con rigor y objetividad, permiten analizar las tendencias de las tecnologías relevantes y prever cuáles serán las más importantes en el futuro. En este sentido, es un sector que viene mostrando una elevada intensidad tecnológica en la exploración y explotación de yacimientos de petróleo y gas, por lo que resulta fundamental analizar el cambio tecnológico en la producción convencional como no convencional para evaluar el posible impacto que tendrán en la realidad productiva de las cuencas neuquina y del golfo San Jorge.

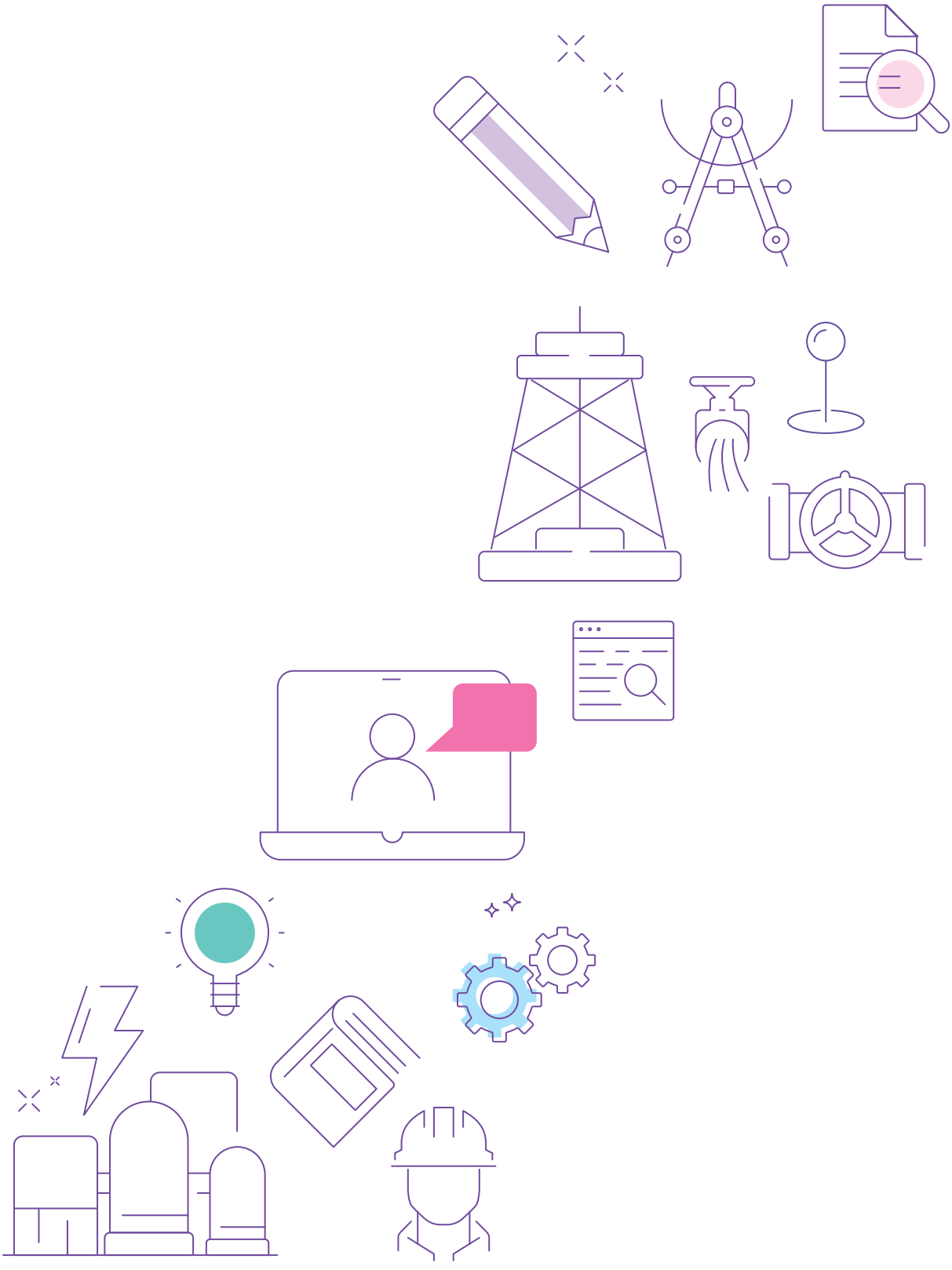
Así, mediante la combinación de varias metodologías en un mismo proyecto, es posible obtener una perspectiva amplia y completa de las tendencias tecnológicas, reducir la incertidumbre y mejorar la precisión de las predicciones. En este caso, se adoptó un enfoque en dos etapas. En la primera, se analizaron más de 30 mil solicitudes de patentes de invención a nivel mundial presentadas entre 2011 y 2021 –solo del sector de petróleo y gas– con el fin de evaluar los campos con mayor actividad innovadora y determinar el origen de las nuevas tecnologías. El análisis de patentes permitió identificar tendencias tecnológicas con herramientas de la ciencia de datos, como la minería de textos y la agrupación de información relacionada. A partir de estos resultados, se seleccionaron 47 tecnologías distribuidas en las áreas de Descripción y dinámica del reservorio, Perforación y terminación de pozos, Proyectos, instalaciones y construcción y Producción y operaciones, que podrían considerarse como posibles tecnologías emergentes.

En la segunda etapa, se consultó a más de cincuenta personas expertas del sector con el fin de determinar el grado de difusión esperado para las cuencas argentinas de estas tecnologías emergentes. Para ello, se tuvieron en cuenta dos posibles escenarios económicos, uno favorable y otro restrictivo, y dos horizontes temporales de difusión, a cinco y diez años, lo que permitió inferir no sólo el grado de difusión sino la velocidad esperada de difusión en la industria, así como priorizar unas tecnologías de otras.

A modo de cierre se resumen los principales mensajes que han surgido a partir del proyecto y se desarrollan los desafíos futuros de la industria.

CAPÍTULO 1

CONOCIMIENTO IDIOSINCRÁTICO Y TECNOLOGÍA EN LA INDUSTRIA DEL UPSTREAM DE PETRÓLEO Y GAS: UNA MIRADA DE LA ARGENTINA Y EL MUNDO



RESUMEN

En el presente capítulo se compara el estado del arte tecnológico internacional del upstream de petróleo y gas en reservorios convencionales y no convencionales con las tecnologías que actualmente se aplican en las cuencas argentinas del golfo San Jorge y neuquina. El fin último de esta comparación es indagar acerca de los principales problemas y necesidades que presenta el sector en la Argentina para operar de un modo más eficiente, productivo y sustentable. Para llevar esto adelante se hizo una exhaustiva revisión de la literatura sectorial, local e internacional, se realizaron visitas a campo en las dos cuencas y se entrevistaron a expertos y expertas del país.

A nivel global, la industria viene incrementando sus esfuerzos de investigación, desarrollo e innovación (I+D+i), así como también ha aumentado la relevancia de actividades intensivas en conocimiento en toda la cadena. El argumento central de este informe es que, en esta industria, al igual que en otras actividades basadas en recursos naturales (ABRN), existe una necesidad de innovar y desarrollar tecnologías adaptadas a condiciones geológicas, ambientales y climáticas específicas. No existen benchmarks precisos y objetivos; cada lugar tiene su propia frontera productiva teórica que debe ser descubierta. En este sentido, las buenas prácticas internacionales son aquellas que a partir de un avanzado conocimiento del subsuelo logran las combinaciones de servicios tecnológicos que hacen la producción eficiente y sustentable. El benchmark que se busca corresponde a un modo de producción fuertemente guiado por el conocimiento del subsuelo desarrollado in situ, que permita ajustar las técnicas productivas que maximicen la productividad a partir del incremento de la producción y la caída en los costos, pero que minimicen el impacto ambiental. La evidencia internacional muestra que las firmas operadoras más eficientes desandan un sendero de aprendizaje donde las ganancias de productividad

vienen dadas por cambios graduales en la aplicación de la tecnología con investigación aplicada en el lugar y que solo sirve para ese sitio.

La frontera tecnológica en yacimientos convencionales es la recuperación terciaria, y para los reservorios argentinos la técnica con mejores resultados es la química. Por su parte, en lo que respecta al no convencional, el boom productivo en el mundo viene traccionado por la combinación de dos técnicas –perforación horizontal y estimulación hidráulica– y es interpretado como un cambio de trayectoria tecnológica. La evidencia relevada en el marco del presente proyecto muestra que el upstream argentino no está lejos de la frontera tecnológica global. Tanto en convencional como –y especialmente– en no convencional, el desempeño del sector es comparable con quienes lideran la industria. Asimismo, también es posible afirmar que actualmente existe mucho margen para mejora. En este sentido, un desarrollo masivo tanto de la cuenca no convencional neuquina como de las técnicas de recuperación terciaria en el golfo San Jorge requieren de al menos dos requisitos: por un lado, de mayores esfuerzos de I+D+i local para identificar y resolver problemas específicos y mejorar tecnologías particulares; y, por el otro, la dimensión económica y la complejidad tecnológica del sector demandan crecientes números de profesionales altamente calificados en varias disciplinas.

LA ESPECIFICIDAD DE LOS RECURSOS NATURALES Y SUS IMPLICANCIAS EN EL DESARROLLO TECNOLÓGICO[1]

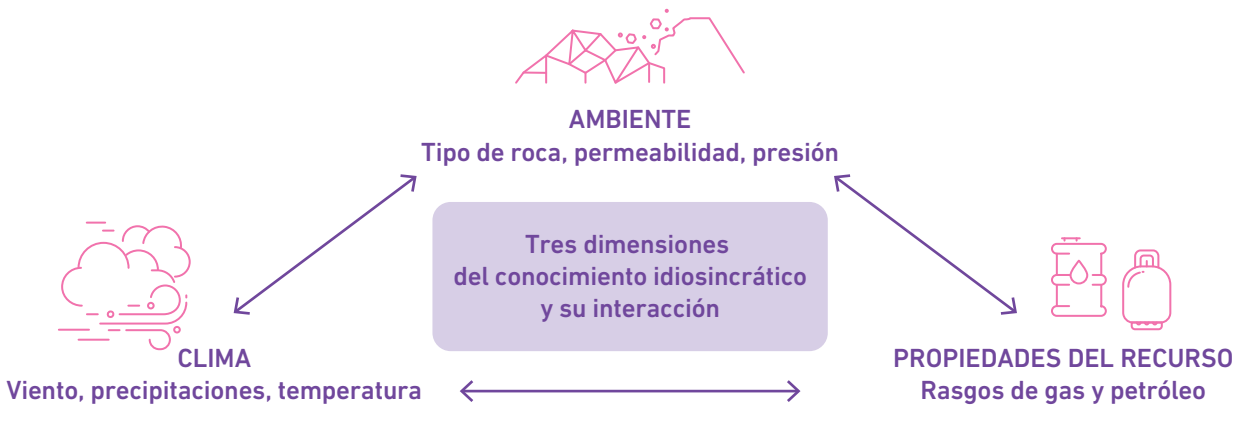
La innovación en ABRN, como es el upstream de petróleo y gas, muestra particularidades en comparación con las manufacturas que deben ser tenidas en cuenta para entender cabalmente la lógica del progreso técnico del sector. Un aspecto que diferencia la producción de conocimiento entre este tipo de actividades y las manufacturas es el peso decisivo de los componentes denominados idiosincráticos o específicos del lugar de las primeras. La evidencia internacional indica que el aprovechamiento eficiente y sustentable de los recursos naturales requiere conocer en detalle distintos aspectos del recurso y de su entorno. Es por ello que resulta imperioso su comprensión y uso como plataforma de análisis.

Aspectos del conocimiento idiosincrático

Existen tres aspectos que hacen que ese conocimiento varíe de acuerdo al recurso del que se trate y al sitio en el que se encuentre, aspectos que lo hacen idiosincrático (figura 1). En primer lugar, están las propiedades del recurso que se vaya a producir o aprovechar; esto implica comprender con precisión el hidrocarburo (gas y petróleo) y sus propiedades –por ejemplo, gravedad API del petróleo[2], madurez de la materia orgánica, contenido de parafinas y asfaltenos, componentes ácidos, etc. Segundo, esos recursos se encuentran o se desarrollan en un ambiente que incluye la geología y la ecología local; es decir, las características de las rocas donde están alojados los hidrocarburos –porosidad, permeabilidad, presión, temperatura, entre otras–. Por último, el clima y sus regímenes de lluvias, temperatura, intensidad de los vientos, cantidad de horas con luz solar o aspectos geográficos determinantes de la actividad. Estas tres dimensiones a su vez interactúan y dan lugar a diferentes configuraciones de producción eficiente y sustentable.

Estos rasgos diferencian a estas actividades de la industria manufacturera, donde la relación insumo-producto es relativamente estable más allá de la localización. En las ABRN, como el upstream, por el contrario, las condiciones

FIGURA 1 - DIMENSIONES DEL CONOCIMIENTO IDIOSINCRÁTICO DE LOS HIDROCARBUROS



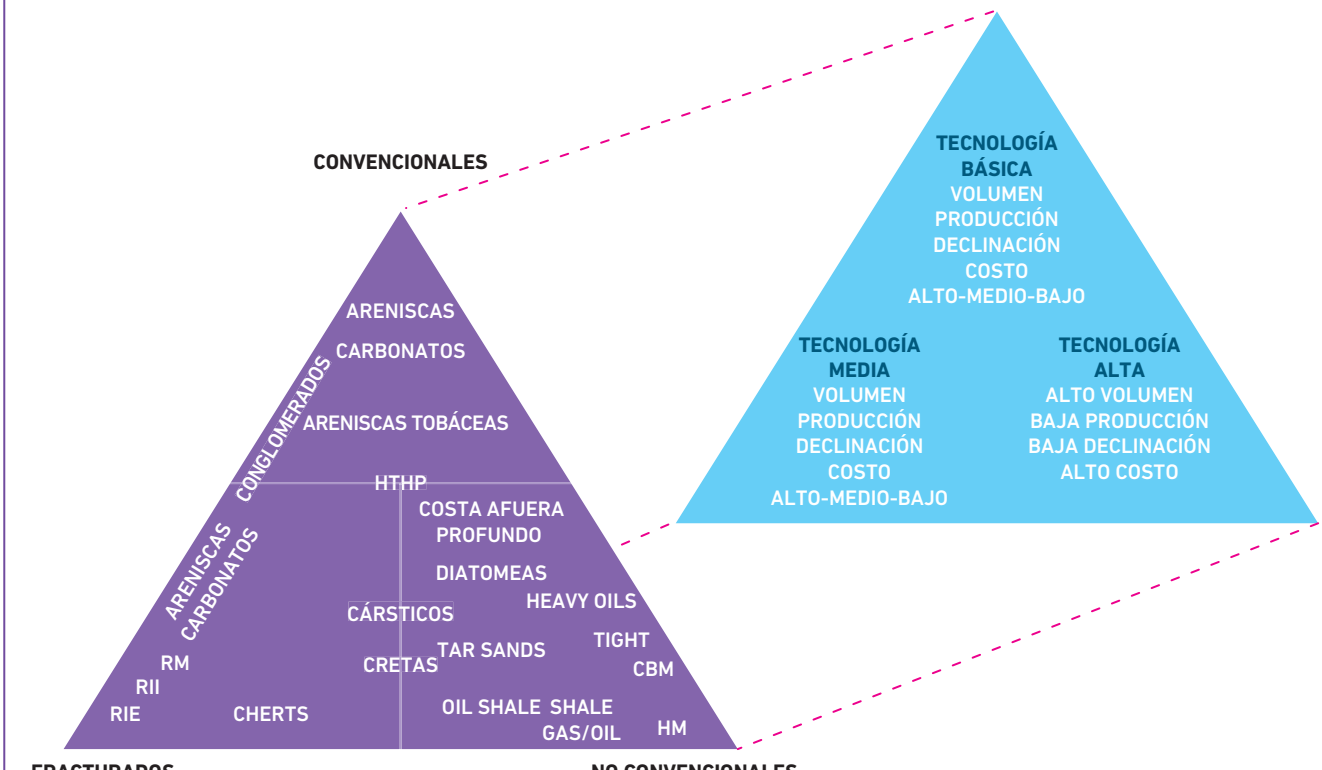
Fuente: Elaboración propia con base en Andersen y Wicken (2016).

1) Este apartado se basa en Milesi et al. (2020).
2) La gravedad o grados API es la unidad adoptada por el American Petroleum Institute –de allí deriva la sigla– que indica el nivel de densidad del petróleo; cuanto más alto es el índice, más liviano es el crudo.

geológicas, el ambiente y el clima forman parte integral de la "planta de producción". Esto implica que mientras las tecnologías que están detrás de la relación insumo-producto en la mayoría de las actividades manufactureras tradicionales no varían sustantivamente en función de los sitios de producción, en las ABRN esta relación rara vez se mantiene estable de una locación a otra. Esto puede evidenciarse de forma palpable en un sinnúmero de actividades que son adecuadas y presentan diferencias entre las cuencas productivas de la Argentina. Así, cuando el conocimiento idiosincrático es importante, parte de la tecnología es aplicable en esa área geográfica limitada y específica (particular o *in situ*), mientras que cuando es menor, la tecnología es aplicable a escala global (genérica).

En el *upstream onshore*,[3] de las tres dimensiones mencionadas, la más sobresaliente en términos tecnológicos y productivos es la geología (ambiente). De modo simplificado, la porosidad y la permeabilidad de la roca son las características que diferencian la producción convencional –que tiene más de cien años de historia– de la no convencional –cuyo recorrido es mucho más reciente–. Los reservorios con alta permeabilidad dan lugar a los yacimientos convencionales, a los que se accede en general a partir de la perforación de pozos verticales y donde los hidrocarburos fluyen con relativa facilidad. Ahora bien, dentro de lo que se conoce como convencional, la heterogeneidad de la geología hace que la complejidad para acceder al recurso y para su productividad sea

FIGURA 2 - TAXONOMÍAS POR TIPO DE YACIMIENTO, CARACTERÍSTICAS Y TECNOLOGÍA ASOCIADAS



Fuente: Stinco y Barredo (2014).

3) La producción de hidrocarburos también se realiza en plataformas marítimas, denominadas offshore. Estas conllevan desafíos tecnológicos y productivos asociados a la necesidad de extraer el recurso en el subsuelo marítimo –asunto que no forma parte del presente proyecto.

distinta. De este modo, bajo el rótulo de convencional es posible encontrar pozos con productividad y costos de extracción muy diferentes entre sí.

Por el contrario, los reservorios no convencionales se caracterizan por su baja porosidad y baja o nula permeabilidad. En este caso, los hidrocarburos se encuentran encerrados u ocluidos en millones de poros microscópicos no conectados entre sí; por este motivo, los hidrocarburos no pueden desplazarse por el interior de la formación rocosa, ni escaparse de ella, a menos que se produzcan fisuras naturales por movimientos en la corteza terrestre o bien fisuras artificiales producidas con el objetivo explícito de explotar el recurso –estimulación hidráulica o *fracking*–. De modo genérico, se le dio el nombre de no convencionales a todos los reservorios que difieren de las trampas convencionales, pero existen diferentes tipos. Como se observa en la figura 2, la explotación de los reservorios no convencionales viene demandando desarrollos de tecnologías complejas y consecuentes mayores costos.

Esta distinción entre convencional y no convencional es esencial para entender el sendero evolutivo de la industria en la Argentina. Las dos cuencas que son objeto del presente estudio, golfo San Jorge y neuquina,[4] tienen características muy diferentes entre sí, lo que determina que la producción de petróleo y gas, eficiente y sustentable, requiere del desarrollo y aplicación de tecnologías y de generación de un conocimiento que es idiosincrático, aplicable a los recursos y contextos específicos de cada cuenca. En el cuadro 1 se ilustra el conocimiento idiosincrático en las tres dimensiones señaladas que demandan respuestas y desarrollos tecnológicos para maximizar la producción y minimizar la degradación del ambiente. Estos desarrollos deben abordar de modo simultáneo dichas dimensiones. Todo esto implica que es necesario incorporar tecnologías que fueron desarrolladas y aplicadas en cuencas cuyas características sean lo más parecidas posibles a las argentinas, y si es necesario generar conocimiento local y avances tecnológicos para usar o adaptar esas tecnologías a las especificidades argentinas, en pos de mejorar la productividad a los niveles máximos posibles para cada territorio o clima, lo que resulta superior a ser económicamente rentable.

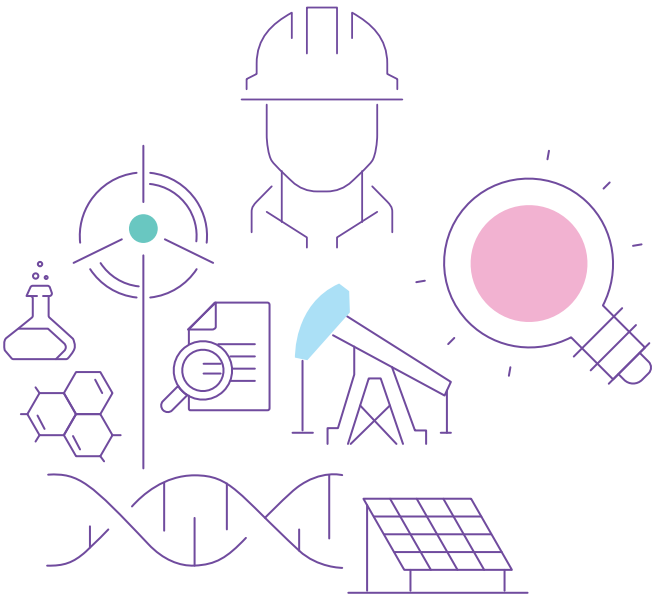
CUADRO 1 - ESPECIFICIDADES DE LAS DOS CUENCAS PRINCIPALES Y SUS IMPLICANCIAS PARA LA GENERACIÓN DE CONOCIMIENTO IDIOSINCRÁTICO

DIMENSIÓN	CARACTERÍSTICAS	CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE	CUENCA NEUQUINA
AMBIENTE (GEOLOGÍA)	Tipo de yacimiento (convencional, tight, shale), poner en itálicas tight y shale	Convencional, múltiples capas productoras, ambiente geológico deltaico.	Convencional y no convencional, reservorios homogéneos y gran extensión areal, ambiente geológico de plataforma marina.
PROPIEDADES DEL RECURSO	Calidad y pureza del petróleo y gas, parafinas.	Petróleos con alta viscosidad (Escalante), alto corte de agua.	Convencional: mayor producción de gas y petróleo más liviano (Medanito). No convencional: ventanas de gas/ condensado/petróleo.
CLIMA	Precipitaciones, sol, vientos, mareas (offshore).	Mayor promedio de vientos y temperaturas más frías y nevadas en invierno.	Dificultades con precipitaciones por suelo arcilloso, acceso a fuentes de agua dulce.

Fuente: Elaboración propia.

4) A lo fines de este estudio, se hizo foco en los desarrollos no convencionales de la cuenca y se dejó de lado los yacimientos convencionales tradicionales que la caracterizan.

En ese sentido, el driver de desarrollo tecnológico e innovación hasta el día de hoy ha sido extraer los recursos en estos reservorios con la mayor productividad, al menor costo y la mayor sustentabilidad posible –ya no solo con el mínimo impacto ambiental.



Tipos de tecnologías y organización de la industria del upstream

Andersen y Wicken (2016) introducen dos clasificaciones de tecnología que resultan particularmente útiles para analizar el desarrollo tecnológico derivado del conocimiento idiosincrático (cuadro 2). En primer lugar, distinguen entre la tecnología que es aplicable en un área geográfica limitada y específica (particular o in situ) de la genérica que es aplicable a escala global. La fortaleza o debilidad de los componentes idiosincráticos del conocimiento influyen en el tamaño y en la estructura del mercado potencial de la tecnología que se desarrolle.

De este modo, las empresas multinacionales de servicios petroleros tienden a especializarse en segmentos industriales donde el conocimiento idiosincrático es débil, la tecnología es genérica –no in situ– y los mercados están globalizados. Esto les permite capturar los máximos retornos posibles a sus inversiones en I+D. También implica que los proveedores de tecnología están incentivados a evitar áreas donde el conocimiento idiosincrático es fuerte, o bien a ignorarlo o invalidarlo al ofrecer soluciones tecnológicas inapropiadas o no del todo probadas y ajustadas a los requerimientos del caso. Al respecto, resulta relevante señalar que es esperable que empresas de servicios petroleros globalizadas tiendan a ofrecer las tecnologías desarrolladas en sus centros de

CUADRO 2 - TIPOS DE TECNOLOGÍA

	GENÉRICA/GLOBAL	PARTICULAR/IN SITU
TECNOLOGÍA FÍSICA	Máquinas y equipos aplicables universalmente (por ejemplo, equipos de perforación)	Máquinas y equipos aplicables en ciertos lugares (por ejemplo, equipos de perforación para el offshore en bajas temperaturas)
TECNOLOGÍA SOCIAL	Visiones generales (las instituciones importan o la innovación es importante)	Visiones particulares (por ejemplo, en algunas áreas hay aceptación o resistencia a la producción y el uso de las técnicas de fracturas hidráulicas)
TECNOLOGÍAS DE LA INFORMACIÓN Y LAS COMUNICACIONES (TIC)	Software, aplicaciones generales y procesamiento de grandes volúmenes de datos (big data)	Software, aplicaciones específicas, desarrollos de modelos basados en las ciencias datos
SERVICIOS INTENSIVOS EN CONOCIMIENTO	Metodologías y articulación entre tecnologías	Orientados a analizar recursos, ambiente y clima

Fuente: Elaboración propia con base en Andersen y Wicken (2016).

I+D –generalmente en sus casas matrices– para atender a los desafíos productivos que enfrentan los yacimientos de mayor relevancia en su cartera de negocios global.

En segundo lugar, la propuesta de análisis hace una distinción entre la tecnología física –más convencional y asociada a la ingeniería y a las máquinas– y los equipos de la tecnología social –referida a la organización de la producción para combinar las tecnologías–. De modo estilizado, para Andersen y Wicken (2016) la tecnología social adecuada en las ABRN debe recorrer los siguientes procesos:

- Descubrir, mapear, apropiar y retener el conocimiento idiosincrático.
- Acceder, absorber tecnología genérica y combinarla con el saber idiosincrático para crear una base amplia de conocimiento que constituya la ventaja competitiva de firmas domésticas.
- Aplicar esta base de conocimiento único para desarrollar tecnología in situ apropiada y prácticas de gerenciamiento de los recursos naturales para mejorar la eficiencia productiva, hacer un manejo sustentable de los recursos y propiciar la participación de firmas locales en la industria.

En el upstream de petróleo y gas los actores que hacen, con diferente grado de efectividad, la integración y combinación de las tecnologías son las empresas operadoras. Estas tienen el conocimiento de la cuenca e integran servicios de diferentes naturaleza y complejidad tecnológica, que, además, como afirma Acha (2002), han tendido a especializarse en subsuelo y han derivado todo lo referido a superficie a empresas de servicio. Por ello, este segmento de la cadena de valor es el que invierte en gran medida en desarrollar el conocimiento del subsuelo.

A esta distinción (física y social) es posible agregar otras categorías, relacionadas entre sí, que son especialmente relevantes en la innovación de estos sectores y que no están siendo debidamente capturadas en las clasificaciones propuestas por estos autores.

Las tecnologías de información y comunicación están incorporadas a las maquinarias y equipos (tecnología física). Actualmente, los bienes de capital son inteligentes y autónomos debido a la robotización y a la inclusión de tecnología digital que es desarrollada por los mismos fabricantes de equipos o sus socios. Esta "inteligencia" permite que esos equipos se adapten a condiciones cambiantes del entorno. Un ejemplo es la geonavegación, que permite a los equipos de perforación horizontal ir modificando la dirección y la altura de la perforación a partir de información que se va generando y analizando en tiempo real a medida que avanza la perforación. Asimismo, el conjunto de información de perforación en una misma cuenca posibilita analizar grandes volúmenes de datos, aprender sobre la geología local y que eso sirva para futuras perforaciones. Muchos de estos equipos tienen un hardware y un software especialmente preparados para adaptarse a esas condiciones.

Además de esto, hay una amplia cantidad de empresas que desarrollan software y aplicaciones, orientadas a mejorar y optimizar la producción, que sirven tanto para aprovechar mejor esos equipos como para ofrecer otros servicios complementarios. En especial, la generación creciente de información potencialmente útil está dando lugar a una multiplicación de empresas que procesan esa información y proveen servicios a quienes hacen la exploración y explotación de hidrocarburos (recuadro 1). La información puede proceder de fuentes primarias (unidades productivas) o de fuentes secundarias (imágenes satelitales, servicios meteorológicos, etc.). Esto recibe el nombre de big data, por tratarse de bases de datos cuya extensión y complejidad hacen que los

procesadores de datos convencionales no sean adecuados para analizarlas.

Un aspecto adicional que sobresale en aplicaciones y soluciones tecnológicas según el contexto específico (idiosincráticas) son otros servicios intensivos en conocimiento, principalmente en el campo de las geociencias y de la química: análisis de rocas, análisis del petróleo y del gas, análisis del comportamiento de los yacimientos. Se caracterizan por ser estudios intensivos en tecnología donde normalmente puede participar el sistema científico-tecnológico y por requerir esfuerzos de súper especialización y acumulación de conocimientos en los que no todas las compañías están en condiciones de invertir. A modo de ejemplo, las técnicas de recuperación terciaria más efectivas difieren según el tipo de reservorio y según la historia productiva de los pozos en esos reservorios, y su estudio demanda un conjunto de ensayos ultraespecíficos. Una producción efectiva exige un análisis que incluye la geología, la química y la historia para luego desarrollar soluciones ad hoc donde implementar el proyecto.

Recuadro 1: Caracterización cualitativa de la cadena de valor del upstream

Desde un punto de vista organizacional, Kozulj y Lugones (2008) caracterizaron la trama industrial del sector en tres segmentos de empresas: las que comúnmente se denominan "operadoras" en el núcleo central de la trama; las empresas de "servicios", que constituyen el primer anillo de proveedores; y, finalmente, las pymes, que mayoritariamente componen un segundo anillo de proveedores que abastecen al de bienes y servicios.

Esta denominación es en analogía al modelo tradicional de la organización de la industria automotriz, donde el núcleo de la trama es el que coordina, integra y armoniza la línea de producción. Incluye la articulación en integración de las tecnologías disponibles y –como es necesario en este caso– el desarrollo del conocimiento idiosincrático.

Más allá de este punto, tanto el primer anillo como el segundo pueden ser atomizados o aglomerados de acuerdo a las decisiones de las operadoras. Puede significar una alineación con la descripción citada o puede ser una atomización y gestión de un sistema de proveedores. La decisión obedece a diversas características de la oferta y la demanda de bienes y servicios de la cuenca, o bien a modelos de negocios o al entendimiento entre compañías.

FIGURA 3 - ESQUEMA DE FLUJO DE BIENES Y SERVICIOS EN LA TRAMA EMPRESARIAL DE LA CADENA HIDROCARBURÍFERA

NÚCLEO CENTRAL: Empresas operadoras multinacionales a cargo de las concesiones.

1° ANILLO DE PROVEEDORES: Grandes empresas multinacionales contratadas para realizar servicios especificos del proceso productivo.

2° ANILLO DE PROVEEDORES: Medianas y pequeñas empresas prestadoras de servicios para el 1° anillo y el núcleo central de empresas.

Fuente: elaboración propia en base a Kozulj, R. y Lugones, M. (2008)

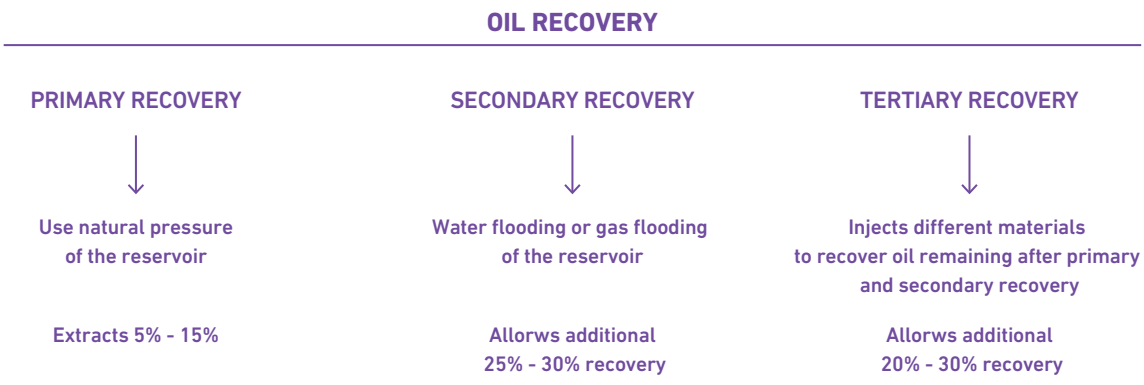
ESTADO DEL ARTE TECNOLÓGICO EN YACIMIENTOS CONVENCIONALES Y LA SITUACIÓN EN LA ARGENTINA

Desde un punto de vista evolutivo, la producción de hidrocarburos convencionales se explica por un progreso técnico orientado a maximizar la cantidad de recurso extraído en cada yacimiento. Al considerar que en cada reservorio existe una cantidad teórica estimada de recursos disponibles y otra cantidad de recursos factibles de ser extraídos, el factor de recobro de un yacimiento es la ratio entre los recursos efectivamente explotados y aquellos originalmente disponibles en el sitio (OOIP: Original Oil in Place). Así, cuanto más alto es el factor de recobro, mayor es el aprovechamiento del recurso. Además, en la búsqueda por maximizar el factor de recobro, la industria ha transitado un sendero de avance tecnológico que en yacimientos convencionales se puede dividir en tres formas de recuperación –tres etapas sucesivas de la explotación–: primaria, secundaria y terciaria. Cada una posee distintos horizontes de factor de recobro (figura 4) –que implican un orden productivo y tecnológico con su propia frontera de conocimiento– e indefectiblemente están condicionadas por sus características idiosincráticas.

A medida que se incorpora una técnica de recuperación, se incrementa sustantivamente la producción agregada del reservorio, pero la técnica anterior que se venía utilizando no se discontinúa (gráfico 1).[5] Entonces, la recuperación total de hidrocarburos es la que resulta de todas las técnicas aplicadas a lo largo del ciclo de vida del yacimiento.

No obstante, se han ido consolidando distintas prácticas para maximizar técnicamente los factores de recobro y hay una guía de buenas prácticas por cada tipo de reservorio, la historia real de cada yacimiento muestra que no siempre las decisiones productivas se adoptan siguiendo de modo riguroso los criterios técnicos pautados en las buenas prácticas. Esto hace que la trayectoria productiva se aparte del sendero teórico pensado para el ciclo de vida del yacimiento. Por este motivo, la historia y los hitos destacados de un yacimiento deben ser incorporados como variable determinante respecto del momento y la aplicabilidad de una tecnología u otra. Asimismo, se fue descubriendo que, según el caso, es posible aumentar

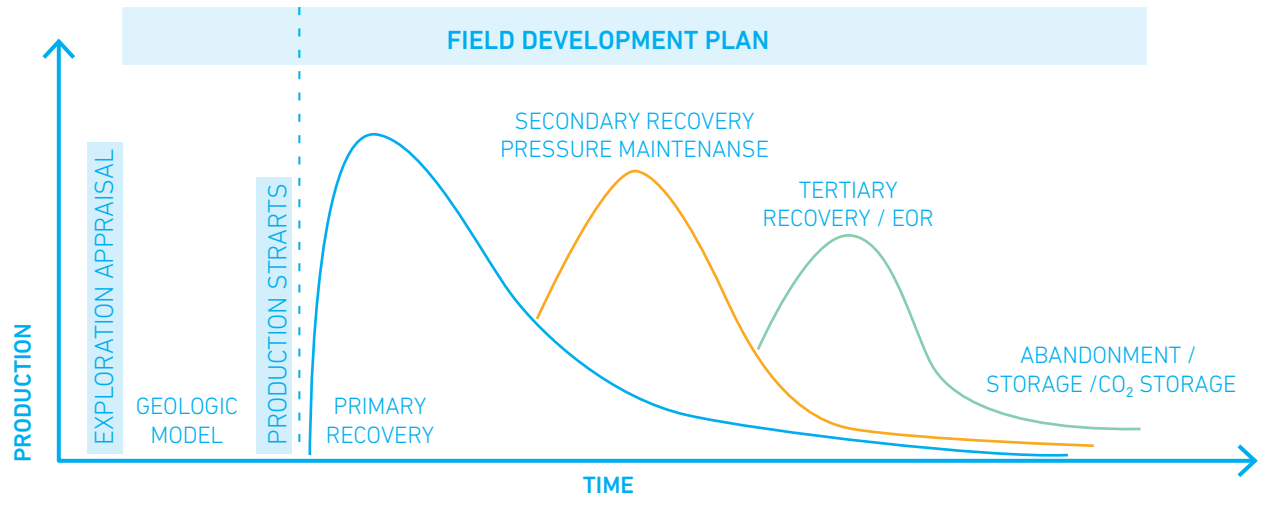
FIGURA 4 - FACTOR DE RECOBRO ESTIMADO POR TIPO DE RECUPERACIÓN



Fuente: Elaboración propia en base a Donaldson, Chilingarian y Yen (1989).

5) Si bien esta estilización es aplicable a una cantidad importante de reservorios, el orden de implementación sucesivo de las tecnologías no es válido en todos los casos. En realidad, la selección, el orden y el empleo de las técnicas está definido por lo que se llama estrategia de explotación.

GRÁFICO 1 - RELACIÓN DE PRODUCCIÓN EN EL TIEMPO
POR TIPO DE RECUPERACIÓN EN LA ESTRATEGIA DE DESARROLLO



Fuente: Bhatti, Mahmood y Amjad (2013).

el factor de recobro iniciando la explotación con más de una forma de recuperación, es decir, con recuperación primaria y secundaria, o primaria y terciaria.

En los siguientes apartados se realiza una caracterización estilizada de estas recuperaciones con la finalidad de construir las referencias tecnológicas de la recuperación terciaria para las cuencas convencionales de la Argentina.

Recuperación primaria y secundaria

La extracción del petróleo convencional conocida como recuperación primaria se produce a partir del movimiento de fluidos en un medio poroso: el reservorio. Este movimiento se produce por las distintas formas de energía que posee el reservorio, la forma más gráfica es la diferencia que existe entre la presión natural del reservorio y la que se halla en el fondo del pozo. Cada mecanismo de drenaje se vincula con un factor de recobro teórico de referencia, siempre que se apliquen las buenas prácticas recomendadas para cada caso–. Es necesario aclarar que estos valores son solo referenciales, dado que pueden variar por la porosidad y permeabilidad de la roca (dimensión idiosincrática ambiental), por la viscosidad y composición del fluido (dimensión idiosincrática del recurso), entre otros agentes.

Para el caso del gas se pueden alcanzar factores de recobro superiores al 90%, cuando la permeabilidad de la roca es buena solo a través de la recuperación primaria. Por el contrario, en el petróleo, la disminución de la presión dentro del yacimiento afecta cuantiosamente la producción. Así, a medida que los pozos maduran, la energía y la producción caen, y solo es posible sostener los niveles de producción con la implementación de formas de recuperación mejorada. En la recuperación secundaria, por su parte, se repone la masa ya extraída del reservorio para mantener artificialmente su presión. Esto se hace inyectando gas o líquido en pozos inyectores, de modo que, a la vez de mantener la presión, los fluidos generen un efecto de empuje mientras avanzan hacia el pozo productor. La recuperación secundaria posee una gran relevancia dentro de la recuperación mejorada de petróleo (IOR, por sus siglas en inglés).

Recuperación terciaria

Finalmente, cuando la madurez de un yacimiento es avanzada y la producción sigue declinando, la opción es avanzar hacia las técnicas de recuperación terciaria. La relevancia de estas técnicas se refleja en que hay estimaciones que señalan que alrededor del 70% del petróleo permanece en un yacimiento si solo se emplean los métodos tradicionales de recuperación de petróleo (Kamal et al., 2015). Por esta razón, se vuelve necesario desarrollar y adoptar metodologías más complejas para recuperar económicamente el petróleo restante (Saha, Tiwari y Uppaluri, 2021).

La característica central que diferencia la recuperación secundaria de la terciaria es que en la primera no se interviene la interacción roca-fluido, y los efectos de la inyección de fluidos pueden incrementarse con diferentes técnicas que mejoran el barrido, tales como los tratamientos de conformance o incluso la inyección de geles (figura 5).

Actualmente, la frontera tecnológica de la producción convencional es la recuperación terciaria, cuyo objetivo es maximizar la cantidad de hidrocarburo obtenido por pozo. Existen tres técnicas principales de recuperación terciaria con una mecánica de funcionamiento diferente, que se adecúan a cada tipo de reservorio (figura 6):

1. Recuperación térmica: consiste en la aplicación de calor al pozo de petróleo para disminuir la viscosidad y aumentar la movilidad. Este método se empleó en pozos relativamente poco profundos con mayor viscosidad, que poseen, por ejemplo, arenas bituminosas y petróleo pesado.

2. Recuperación gaseosa: consiste en inyectar gases como dióxido de carbono, nitrógeno y gas natural, mayormente en yacimientos de petróleo ligero, condensado y volátil, para que el petróleo fluya a la superficie.

FIGURA 5 - ESQUEMA SIMPLIFICADO DE PROCESOS DE RECUPERACIÓN

Fuente: Elaboración propia.

3. Recuperación química: se utiliza para que fluya el petróleo mediante la reducción de la tensión interfacial o el aumento de la relación de movilidad. Incluye todas las técnicas en las que se mezcla un aditivo químico con agua de inyección para mejorar la eficiencia de barrido vertical o el área del esquema de barrido, o bien aumentar la eficiencia microscópica alterando las propiedades químico-físicas de la roca del yacimiento.

La difusión de estas técnicas –especialmente en los Estados Unidos y Canadá– creció como respuesta a la falta de nuevos descubrimientos de petróleo, lo cual llevó a intensificar la producción en los existentes. Dada la especificidad de los yacimientos, las técnicas de recuperación deben ser generadas a partir de un desarrollo de cuatro fases. En primer lugar, se hace un estudio prospectivo que permite estimar la cantidad de petróleo en origen y sus especificidades. En segundo lugar, se define la técnica y se hace una evaluación precomercial. Pasada la instancia prepiloto, la tercera fase implica poner en marcha una prueba piloto. Si este resulta exitoso, se pasa a la fase comercial y decisión de inversión. Todo este proceso es esencialmente específico del lugar y requiere de un elevado conocimiento de la geología local, de las técnicas disponibles para hacer los ensayos precomerciales y de un minucioso monitoreo y evaluación en las fases piloto y comercial para realizar una optimización permanente de la técnica.

Una vez efectuado el estudio prospectivo, se debe elegir la técnica de recuperación terciaria que mejor se adecúe al reservorio. Asimismo, la técnica seleccionada requiere de desarrollos tecnológicos a medida del reservorio que contemplan las características del fluido, de la geología donde está alojado y la historia productiva de los pozos. A nivel mundial, esto se lleva a cabo a partir de importantes esfuerzos en investigación aplicada para entender la roca y simular su comportamiento y de procesos de aprendizaje basados en la medición, el monitoreo y la evaluación productiva de los pozos, con el objetivo de maximizar la producción y minimizar los impactos ambientales.

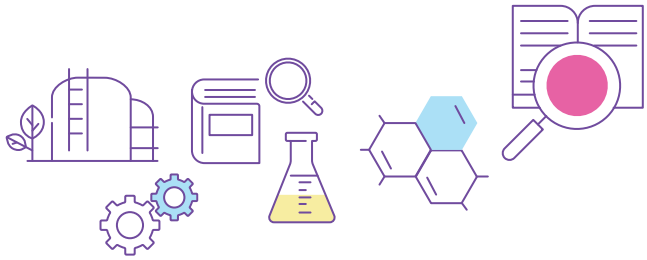


FIGURA 6 - MECANISMOS Y DESAFÍOS DE LOS DIFERENTES TIPOS DE EOR

	DETAILED METHODS	EOR MECHANISMS	CHALLENGES
THERMAL METHODS	CSS Steam flooding In-situ combustion SAGD Electrical heating	Viscosity reduction IFT reduction Steam distillation Oil expansion Gravity drainage	High energy cost Low thermal conductivity of rock and fluids Heat leakage to the undesired layers Low effective thermal degradation Heat loss from heat generator to the reservoir
CHEMICAL METHODS	Alkaline flooding Surfactant flooding Polymer flooding ASP flooding Micellar flooding	IFT reduction Wettability alteration Mobility control Emulsification	High cost because of excess amount needed Low effectiveness on IFT and viscosity changes Damage due to incompatibility Unfavorable mobility ratio Slow diffusion rate in pore structure
GAS METHODS	Hydrocarbon gas injection CO_2 injection N_2 injection Air Injection WAG injection	Pressure maintenance Viscosity reduction Oil expansion Miscibility	Gravity override Fingering and early gas breakthrough Miscible flooding needs high MMP CO_2 corrosion Asphaltene deposition occurs

Fuente: Sun et al. (2017).

ALTERNATIVAS TECNOLÓGICAS DE LA RECUPERACIÓN TERCIARIA PARA LAS CUENCAS ARGENTINAS

Desde varias fuentes de información se prevé un crecimiento de la producción asociada a EOR a lo largo del tiempo, aunque el aspecto crítico es el nivel y la estabilidad en el precio de los hidrocarburos. La volatilidad en los precios produce vaivenes en las iniciativas de EOR, incluso cuando el incremento esperado de producción sea alto. Esto también se ve reflejado en que muchas compañías petroleras aún luchan por construir lo que se denomina la "cultura EOR". La falta de un enfoque sistemático, los costos efectivos y percibidos, el tiempo de comercialización de los proyectos de EOR y la –errónea– creencia general que estas técnicas solo deben aplicarse a campos maduros, representan un obstáculo para una mayor difusión y despliegue de EOR (Jürgenson et al., 2017; Kaminszczik y López, 2016; Rotondi et al., 2015).

En general, el nivel de complejidad asociado a estas tecnologías requiere que las empresas logren continuidad, aprendizaje y acumulación de conocimientos específicos y aplicados a sus operaciones. Las soluciones tecnológicas varían según el contexto local y por ende demandan I+D aplicada a esas condiciones. Esto exige generar un sistema de capacidades tecnológicas y operativas que apoyen de modo sostenido la fase de ejecución para incrementar la probabilidad de éxito de los proyectos.

Por otro lado, cuando la producción de recursos no convencionales (reservorios NOC) no había despegado aún, algunas estimaciones sobre la producción proveniente de técnicas EOR esperaban que llegara a ser aproximadamente el 25% de la producción mundial total de petróleo en 2035. Esa producción contemplaba todos los tipos de EOR, cuya aplicación depende de variables específicas del lugar. Las referencias eran los proyectos de los Estados Unidos y Canadá que concentran la mayor cantidad de iniciativas de EOR (figura 7).

Como puede apreciarse, hay una gran concentración de actividades en América del Norte y, a la vez, una gran diversidad de tecnologías aplicadas. Tanto en los Estados

FIGURA 7 - PROYECTOS DE EOR EN EL MUNDO

Fuente: Rotondi et al. (2015).

Unidos como en Canadá se visualizan múltiples fuentes de producción, pero no todas tienen la misma representación o han seguido una misma trayectoria de masificación. El mercado utiliza una taxonomía para agrupar los proyectos por tipo de EOR, por origen, por técnica específica, por tipo de litología y hasta por región (Visiongain, 2021).

En particular, la técnica más utilizada para la recuperación mejorada es la inyección de vapor seguida por la inyección de dióxido de carbono, mientras que la que menos difusión ha tenido fue la técnica mediante la utilización de químicos, aunque pueden hallarse complementando el uso de gases (Alvarado y Manrique, 2010a; Li et al., 2014).

Aspectos tecnológicos de EOR químico

Tal como se verá más adelante, todas las iniciativas activas de recuperación terciaria de la Argentina tienen una orientación química, por lo que en este apartado se describen las alternativas disponibles actualmente en el mundo.

Los proyectos químicos de EOR tienen casi 50 años de historia. Las primeras inyecciones químicas tuvieron lugar en los Estados Unidos –entre 1976 y 1982– y se hicieron más de 300. Luego, entre 1989 y 2000, se difundieron en China, donde se logró incrementar la recuperación del OOIP en 12% – proyecto principal: Daqing–. Finalmente, entre 2010 y 2015, se intensificó la técnica con la implementación de 170 proyectos que inyectaron más de 50 polímeros diferentes distribuidos en una decena de países, incluida la Argentina.[6]

La efectividad de EOR químico ha mostrado mejoras significativas a partir de la caracterización y evaluación de los yacimientos, el entendimiento de la física de flujo, las mejores capacidades de modelado, las mejoras en los sistemas de monitoreo y control y el desarrollo de nuevos productos químicos. Así, la mejor elección de polímero

6) Entre los principales países se encuentran China, Omán, Surinam, Canadá, Rusia, India y los Estados Unidos.

depende de la salinidad, la temperatura, el costo del químico, las características del yacimiento y otros factores que deben estudiarse cuidadosamente y optimizarse para reducir el riesgo y el costo. Los métodos más comunes son:

- Inyección de polímeros
- Inyección de tensioactivos o surfactantes
- Inyección alcalina
- Inyección de surfactante y polímero (SP)
- Inyección de álcali, surfactante y polímero (ASP)

Según Rotondi et al. (2015), la puesta en marcha de proyectos de EOR químico se lleva adelante en tres pasos o fases:

Fase de selección: se deben identificar, clasificar y generar una base de datos con las características de los distintos yacimientos –profundidad y temperatura, porosidad y permeabilidad, viscosidad y densidad del petróleo para evaluar la factibilidad del EOR–, y definir la técnica de recuperación que mejor se adapte a cada yacimiento.

Fase de análisis de laboratorio y modelado: la definición de las técnicas de EOR requieren entender cómo se comporta el reservorio.

Piloto a escala de pozo: la evaluación de la saturación de petróleo residual después del desarrollo primario y secundario es un parámetro de entrada técnica clave para cualquier proyecto EOR; dimensionar el petróleo que queda en el yacimiento es fundamental para valorar los beneficios de cualquier desarrollo posterior. La prueba de trazador químico de pozo único es una prueba de campo que proporciona, utilizando tecnología de trazador, una estimación consistente de la saturación de petróleo residual.

Asimismo, como parte de este proceso resulta necesario analizar la historia productiva de los pozos. Esto implica que además de analizar la geología y el recurso, se precisa conocer cuánto y cómo se produjo desde que se pusieron en operación los pozos y cualquier hito significativo que haya ocurrido. Pozos bien gestionados a lo largo de toda su historia productiva incrementan el factor de recobro total y el aporte que puede hacer la recuperación terciaria. Así es que las mejores prácticas internacionales hacen una gestión del pozo mirando la vida útil total. Para esto, pensar y planificar la producción primaria, secundaria y terciaria antes que los pozos estén maduros hace que se maximice el factor de recobro.

La inyección de polímeros es el proceso de EOR químico más simple y utilizado. El barrido con polímeros se ha empleado comercialmente desde la década de 1960. Según Gary A. Pope, "se produce más petróleo mediante la inyección de polímeros que todos los demás procesos químicos de EOR combinados" (2011, p. 65).

La baja permeabilidad es otra limitación técnica del barrido con polímeros. El límite inferior de permeabilidad depende de la distribución del peso molecular del polímero y la distribución del tamaño de poro de la roca. Usualmente el límite es del orden de 5 miliDarcys. En general, la economía se vuelve desfavorable con una permeabilidad tan baja, porque se necesita más polímero para viscosificar el agua utilizando polímeros de bajo peso molecular.

Cabe mencionar que existen ciertas experiencias locales que no han sido fructíferas. La ausencia de inversión en I+D, de dominio de la técnica o de capacidades tecnológicas pueden explicar la falta de continuidad. A su vez, pueden surgir múltiples aprendizajes de los proyectos que actualmente están en curso de forma permanente.

CUADRO 3 - CASOS GLOBALES DE APLICACIÓN DE TÉCNICAS DE EOR QUÍMICO EN ARENISCAS

MÉTODO QUÍMICO	PAÍS Y CANTIDAD DE PROYECTOS
INYECCIÓN DE POLÍMEROS	China: 20 proyectos (Daqing, Gudao, Gudong y Karamay fields, etc.) **Argentina: 4 proyectos (Diadema, Manantiales Behr, Los Perales y El Corcobo)** Canadá: 1 proyecto (Pelican Lake) India: 1 proyecto (Jhalora Field) Estados Unidos: 1 proyecto (North Burbank)
INYECCIÓN ASP	Estados Unidos: 6 proyectos (Cambridge Minnelusa, Tanner, Delaware Childers Field, Lawrence Field, Nowata Field y Farm Unit) China: 5 proyectos (Daqing Field, Gudong, Karamay, Liahoe y Shengli) India: 3 proyectos (Viraj Field, West Kiehl y Sho-Vel-Tum) Indonesia: 1 proyecto (Minas Field)
GELES DE DISPERSIÓN COLOIDAL Y BRIGHTWATER	**Argentina: 2 proyectos (El Tordillo y Loma Alta Sur)** China: 1 proyecto (Daqing Field) Estados Unidos: 1 proyecto (Milne Point)
INYECCIÓN AP	China: 1 proyecto (Xing Long Tai) Canadá: 1 proyecto (David Pool)
INYECCIÓN SP	Estados Unidos: 1 proyecto (Midland) Indonesia: 1 proyecto (Minas Field)

Nota: En la actualidad existen más proyectos en la Argentina, liderados principalmente por YPF S.A.
Fuente: Elaboración propia con base en Alvarado y Manrique (2010a), Gbadamosi et al. (2019) y Kamal et al. (2015).

En el cuadro 3 se presentan los proyectos asociados a métodos químicos. La tecnología más utilizada en términos de cantidad de proyectos es la inyección de polímeros seguida de la inyección ASP; asimismo, los países que están a la vanguardia de la técnica son China y los Estados Unidos.

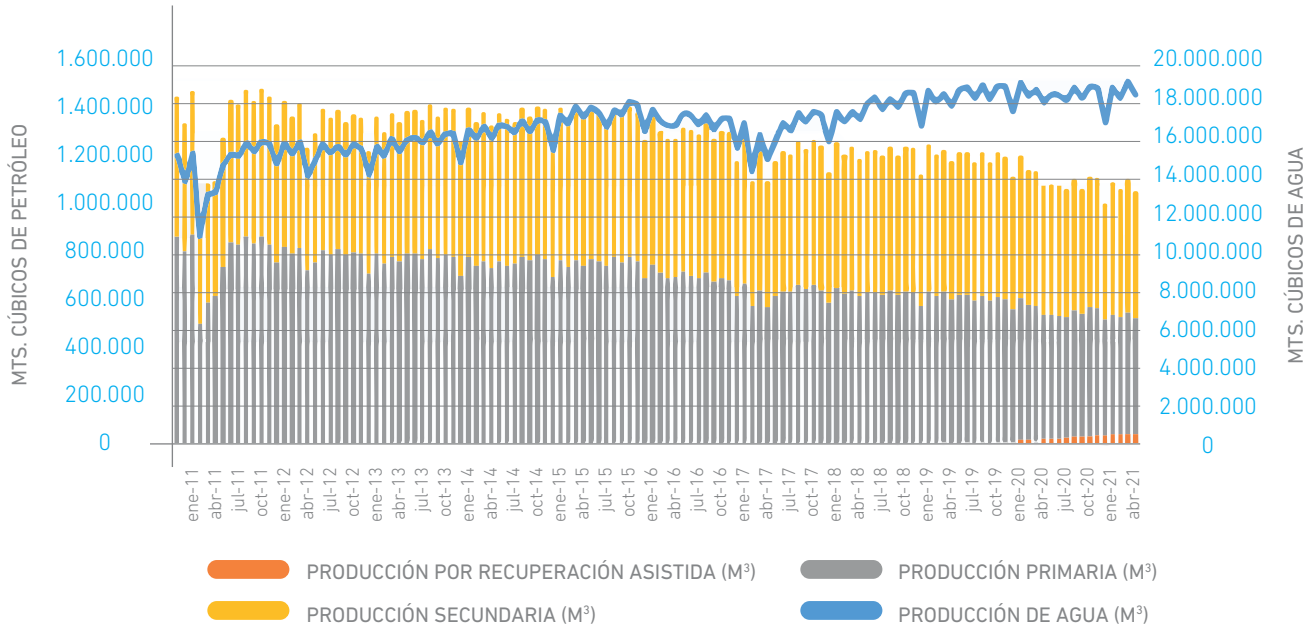
En el apartado siguiente se presentan más detalles sobre las iniciativas de recuperación terciaria.

Las tecnologías de EOR en las cuencas argentinas

Las cuencas argentinas acumulan muchos años de historia productiva –en el golfo San Jorge se comenzó hace más de 100 años–. Debido a la madurez de estos yacimientos y a la gradual pero sostenida caída de la producción primaria y secundaria, el desarrollo de la recuperación terciaria surgió como opción tecnológica casi indispensable para sostener los niveles de producción e incrementar el factor de recobro en los yacimientos convencionales. Dados los mayores costos e incertidumbre asociada a la aplicación de estas técnicas, la Ley N° 27.007/14 busca fundamentalmente definir y reglamentar la concesión, exploración y explotación de no convencionales, además de proponer la reducción a la mitad del pago de regalías a la producción lograda con técnicas de recuperación terciaria.

En el país, actualmente la recuperación terciaria está concentrada en la cuenca del golfo San Jorge, donde la producción de petróleo convencional viene cayendo de manera sostenida desde hace varios años (gráfico 2). Este descenso se explica principalmente por la declinación de la producción primaria, una reducción de

GRÁFICO 2 - EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN CONVENCIONAL DE PETRÓLEO DE LA CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE



Fuente: Elaborado con base en datos de declaraciones juradas de empresas del sector - Sistema SESCO - Cap. IV.

la producción secundaria –que se refleja en el incremento de la extracción de agua, que alcanza el 95% de corte–[7] y un avance muy lento de la producción terciaria, que hace una contribución muy menor al total producido. Esto pone de relieve el potencial futuro que tiene esta tecnología en caso de tener condiciones de inversión favorables.

La cuenca neuquina presenta dos características que determinan la poca factibilidad de los proyectos: alta salinidad del agua y alta temperatura. Si bien este segundo aspecto permitiría pensar en la posibilidad de utilizar dióxido de carbono, varios proyectos piloto implementados en el pasado no han sido exitosos. Para el caso de la cuenca del golfo San Jorge, la inyección de polímeros con el agua de inyección es una tecnología viable y sustentable para ser utilizada. Este incremento de la producción de petróleo reduce el porcentaje de agua producida y aumenta el factor de recobro. Sin embargo, acarrea ciertos problemas técnicos que repercuten en la factibilidad económica de los proyectos, como el incremento de las intervenciones de pozos, mayores presiones de inyección y las canalizaciones subterráneas (Buciak et al., 2015); sobre las cuales la innovación agregaría mucho valor.

En la Argentina hay varias operadoras con experiencia en proyectos de EOR cuyos hechos salientes son: proyectos de EOR químico, concentrados en la cuenca del golfo San Jorge, circunscriptos a un conjunto chico de yacimientos y que aportan a la producción agregada y al factor de recobro de la cuenca porcentajes aun insignificantes.

Las dos empresas pioneras en recuperación asistida del país son Tecpetrol y CAPSA, a las cuales se sumó más recientemente YPF. La operadora del grupo Techint comenzó a inyectar geles en 2005 (Menconi et al., 2013)

7) Esto significa que por cada 100 m3 de fluido que llega a la superficie, 95 m3 es agua y 5 m3 es petróleo.

en su yacimiento El Tordillo de la provincia de Chubut.[8] El objetivo de inyectar geles[9] –que no es específicamente recuperación terciaria– es bloquear zonas o canales de alta permeabilidad para lograr que el agua pueda barrer zonas con mayor saturación de petróleo. La empresa, de acuerdo con las prácticas del sector, llevó adelante el proyecto siguiendo las etapas señaladas en la figura 4. Sobre la base de estudios de laboratorios a coronas para caracterizar el reservorio y a muestras de agua para evaluar la mejor combinación de polímero y entrecruzador, se hizo un piloto en 2005 con un tipo de gel (bulk gel) y un año más tarde un segundo piloto con otro gel con menos concentración de polímero (microgel o gel de dispersión coloidal).

A partir de los resultados alentadores de los proyectos piloto, la empresa avanzó en el proceso de desarrollo y masificación de los tratamientos. Sin embargo, la metodología de aplicación debió ser ajustada de modo significativo a partir de las lecciones aprendidas. Especialmente, se encontró que mientras aumentaba el número de tratamientos realizados, comenzó a acrecentarse la dificultad de seleccionar dónde intervenir, dado que los lugares más evidentes se habían elegido previamente. En este sentido, se señala la enorme importancia de optimizar las etapas de selección, diseño y ejecución del tratamiento. Esto pone en evidencia la necesidad de las operadoras de adaptar la tecnología al lugar y el monitoreo y análisis de los datos en tiempo real, que permitan un ajuste continuo de los parámetros. Si bien los resultados productivos han sido satisfactorios –revelaron la capacidad de esta operadora para aplicar una tecnología novedosa–, la iniciativa no ha tenido continuidad en el tiempo, posiblemente porque este business case compite por recursos con otros prospectos de la operadora –en el país o en el exterior–, que muestran tasas de rentabilidad muy superiores, como ocurre actualmente en su operación del no convencional de la cuenca neuquina.

El segundo caso es CAPSA en el yacimiento Diadema. Este es un yacimiento maduro, con más de 80 años de historia productiva, que la firma comienza a operar en 1977[10] y que en respuesta a la fuerte caída de la producción secundaria –obtenían una alta relación agua-petróleo– en 2007 inicia un piloto de EOR como alternativa a cerrar las zonas menos eficientes.[11] La compañía, en lugar de acudir a un proveedor internacional, diseñó y desarrolló su planta de inyección de polímeros en conjunto con una empresa local (Sabinur). Al igual que otras operadoras de menor tamaño relativo del mundo, CAPSA se apoya en sus propios proveedores para encontrar soluciones costo-efectivas, dado que no puede acceder a los servicios y presupuestos que ofrecen las grandes multinacionales de servicios de la industria.

La primera planta se inauguró en 2007 y fue clave para evaluar los resultados durante la fase piloto. En 2019 alimentaba a 39 de los 55 pozos inyectores de todo el desarrollo. Los polímeros, de origen francés y chino, son poliacrilamidas que se transportan en bolsones y se disuelven con agua, similares a las que se utilizan regularmente en una planta de tratamiento de agua potable. Ese proceso de dilución e hidratación dura unas dos horas y se realiza en las plantas de polímeros. Una vez que se desarrolla la viscosidad buscada por el equipo técnico, la solución se inyecta a la formación.

8) El Tordillo fue descubierto en 1932 por YPF y tuvo a su cargo la operación hasta 1991, cuando Tecpetrol compra el yacimiento. Hasta la fecha se han perforado más de 1.450 pozos y lleva cerca de 80 años en producción.

9) Mezcla de polímero (poliacrilamida parcialmente hidrolizada), un agente entrecruzador (acetato de cromo o citrato de aluminio) y agua.

10) Jornadas Técnicas de Petróleo y Gas del Golfo San Jorge, Instituto Argentino de Petróleo y Gas (IAPG) Seccional Sur. Disponible en http://oilproduction.net/files/24-Optimizacion%20de%20Yacimiento%20Maduro.pdf.

11) Jornadas Técnicas de Petróleo y Gas del Golfo San Jorge, IAPG Seccional Sur. Disponible en http://oilproduction.net/files/24-Optimizacion%20de%20Yacimiento%20Maduro.pdf. Véase también https://econojournal.com.ar/2019/11/recuperacion-terciaria-la-tercera-vida-de-diadema/.

A partir de los buenos resultados del piloto, en 2014 se amplió la planta para barrer zonas aledañas al proyecto original y en 2017 se automatizó la planta para que pueda ser operada de forma remota. En 2019 se tenía planeado comenzar un proyecto piloto de recuperación terciaria en Pampa del Castillo, pero aún no se pudo concretar.

La experiencia en Diadema incluye un interesante camino de optimización y resolución de problemas y de trabajo colaborativo con empresas de otros países que cuentan con experiencia en el área de recuperación terciaria.[12] Uno de los efectos no deseados del EOR fue el incremento de la cantidad de intervenciones en los pozos productores relacionados con la inyección de polímeros. Este índice se duplicó, debido a que los polímeros afectan la integridad de las cañerías. En respuesta a los importantes costos operativos asociados a esto, la firma desarrolló un sistema de transmisión lubricado para PCP[13] que funciona como un encapsulado en aceite que inhibe la corrosión de las cañerías. Esto redujo sustantivamente el índice de intervenciones de pozos por año y el dispositivo fue patentado en la Argentina y el exterior. Otro problema que se debió resolver fue la distribución vertical del polímero, que se rompe al pasar por una instalación selectiva. Para ello, la operadora diseñó un sistema de fondo que permite distribuir el agua sin romperse hasta en tres niveles, algo que también resultó en una patente registrada en la Argentina y el exterior –en conjunto con una empresa de servicios local.

Una tercera innovación está relacionada con el bombeo. Si bien es técnicamente aconsejable instalar una bomba para cada pozo inyector, en áreas maduras esto no es recomendable económicamente. En respuesta a esto, el área técnica de la empresa diseñó un "rulo" de caño para regular el caudal con un costo y mantenimiento muy inferiores a los de una bomba tradicional.

El tercer y último caso de relevancia de recuperación terciaria en el país es la también exitosa estrategia de "inyección distribuida" impulsada por YPF en el yacimiento Manantiales Behr (Chubut). Al igual que en los casos

12) En la lista de países figuran China, Omán, Canadá, Albania y Austria.
13) Sigla en inglés de bomba de cavidad progresiva.

anteriores, a partir del buen resultado de un proyecto piloto, la fase de desarrollo o extensión se realizó de un modo más eficiente a la geología local. Para evitar "hundir" fuertes inversiones en una planta centralizada –como hizo CAPSA–, y considerando que el yacimiento tiene una mayor extensión areal, la operadora decidió ir por un modelo que le permitiera inyectar químicos de modo más focalizado y de esa manera obtener, en períodos de recobro cortos, niveles de rentabilidad que son competitivos en comparación con el NOC. Esta estrategia consiste en instalar plantas modulares en zonas que cumplen con dos condiciones: tienen mucho petróleo en el subsuelo por recuperar y los volúmenes de inyección de químicos necesarios son bajos. De esta forma, se reducen la inversión y los costos operativos, al mismo tiempo que se maximizan los resultados de producción. La identificación de estas áreas exige un detallado conocimiento del subsuelo y de la historia productiva de los yacimientos, en caso de que la aplicación de la técnica de recuperación no logre los resultados esperados y la planta modular deba ser trasladada a bajo costo hacia otra zona de interés.

Para que esto fuese posible, se importaron plantas de inyección de polímeros modulares que se adaptan muy bien a la heterogeneidad del subsuelo y que permiten movilizarlas a un relativo bajo costo si los resultados de producción no son los esperados. Asimismo, los polímeros que se utilizan son las mejores opciones disponibles en términos de costo-beneficio en el mercado internacional. Respecto de las plantas de inyección de producción terciaria, actualmente YPF se encuentra trabajando sobre un desarrollo propio que se adecúa aun más a las necesidades locales para dar respuesta a desafíos logísticos de carga, mezcla e inyección de los polímeros.

En síntesis, YPF desarrolló una estrategia de inyección distribuida modular en *sweet-spots*[14] que luego del ciclo de inyección óptimo reubica las plantas. De acuerdo con Pérez (2019),[15] esta estrategia representa las siguientes ventajas:

- Flexibilidad – Mediante la realización de una inyección dedicada independiente aplicable por pozo, por piloto o por grupo de pozos en contraposición a una masificación, adecuándose a la arquitectura y conectividad compleja que caracteriza a los depósitos fluviales.

- Relocalización de la inversión y corrección en caso de fracaso o respuesta que no cubra los resultados mínimos que cubran los costos de la inyección necesaria.

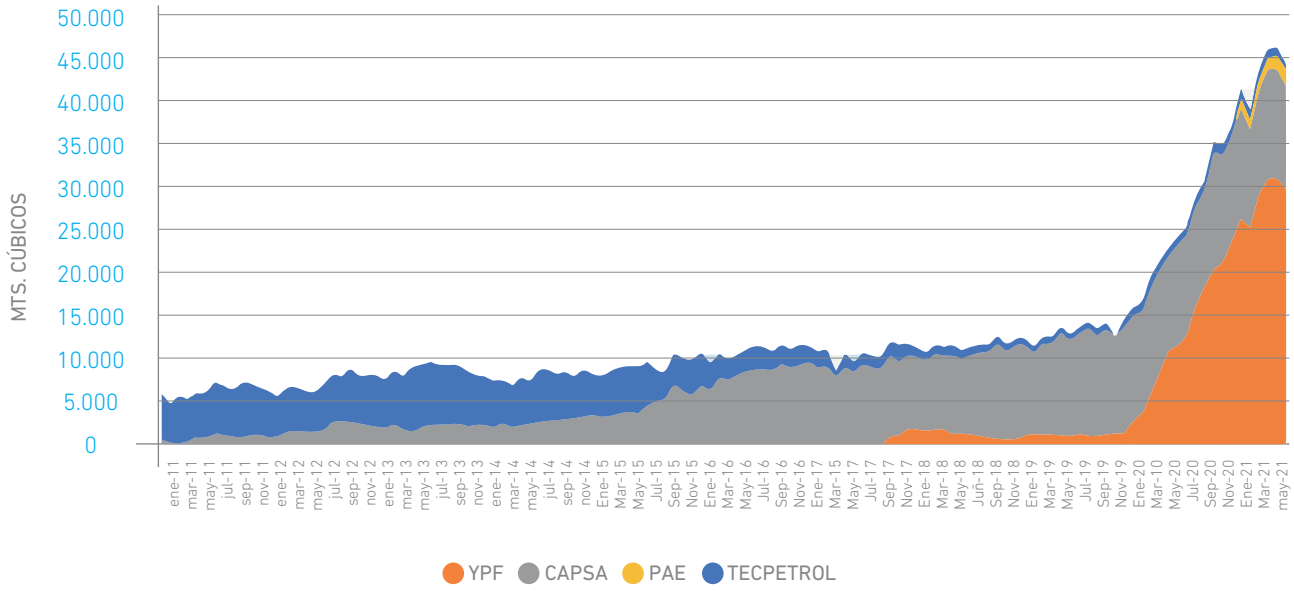
- Adaptabilidad al subsuelo ya que los sistemas fluviales del golfo San Jorge presentan una máxima heterogeneidad que los hace distintivos a nivel mundial.

Actualmente, todas las iniciativas activas en la Argentina tienen una orientación hacia el EOR químico. Puede entenderse que las características de las cuencas locales –y principalmente la cuenca del golfo San Jorge– son especialmente aptas para esta tecnología. Su éxito depende de un adecuado estudio preliminar; cuando se trata de cuencas con condiciones heterogéneas, como las que opera YPF, la inversión en conocimiento del subsuelo (I+D) es crítica. A esto hay que sumarle la caracterización de los fluidos como otro rasgo central en la definición de la estrategia de recuperación terciaria, sin olvidar lo complejo que es consolidar una cadena de suministros competitiva en este golfo.

En el gráfico 3 se refleja la evolución de la producción por recuperación asistida de las tres empresas y yacimientos

14) En la industria se denominan sweet-spots a las locaciones donde hay más cantidad y accesibilidad a los hidrocarburos.
15) Disertación de Diego Pérez en IAPG, organizado por SPE Argentina; véase https://www.spe.org.ar/recuperacion-terciaria-en-argentina/.

GRÁFICO 3 - PRODUCCIÓN MENSUAL DE PETRÓLEO CON RECUPERACIÓN ASISTIDA (TERCIARIA, EOR) POR EMPRESA (ENERO DE 2011-MAYO DE 2021)



Fuente: Elaboración propia con base en Cap. IV SESCO.

analizados. La evidencia refleja que los resultados obtenidos han sido satisfactorios en todos los casos y que quienes están haciendo actualmente las contribuciones más significativas son CAPSA y especialmente YPF, con incremento reciente muy pronunciado. Estos hallazgos muestran que la inyección de polímeros requiere de una estrategia de largo plazo, en forma continua, y de un gran esfuerzo previo de la instancia operativa. Contemplando estas características, se trata de la técnica con mejores perspectivas en la cuenca del golfo San Jorge.

A modo de resumen, en pozos convencionales maduros la frontera tecnológica es la EOR, que permite alargar la vida útil de los pozos e incrementar el factor de recobro. La industria ha explorado varias técnicas de EOR, incluidos aportes novedosos propios, cuya efectividad y aplicación varían de acuerdo con la litología y se adecúan de modo diferente al tipo de reservorio –para los reservorios argentinos se puede afirmar que al día de la fecha la técnica que mejores resultados alcanza es la química–. En todos los casos implica inversiones adicionales en la superficie, que involucran, en primer lugar, el diseño, la construcción y la operación de plantas para inyectar químicos (polímeros). En segundo lugar, la identificación y el desarrollo de los productos químicos que mejor se adaptan a los reservorios locales para, de ese modo, maximizar la producción y minimizar el impacto ambiental. Estos polímeros son costosos, están concentrados en un número reducido de firmas internacionales químicas que venden sus productos a las operadoras que hacen EOR en la Argentina y el resto del mundo. Finalmente, en tercer lugar, ensayar y monitorear la producción terciaria y generar cambios incrementales en el tipo de polímero y la modalidad y cantidad de inyección.

Dado el carácter idiosincrático del sector, no existen benchmarks precisos y objetivos. No se trata de lograr un factor de recobro o una relación insumo-producto –por ejemplo, por cada X cantidad de polímero inyectado se obtiene X cantidad de petróleo– de otros lugares del mundo, simplemente porque no son comparables. Cada sitio tiene su propia frontera productiva teórica que

debe ser descubierta y que además se modifica a partir de nuevos desarrollos tecnológicos, principalmente los propios. Las buenas prácticas internacionales son aquellas que a partir de un avanzado conocimiento del subsuelo consiguen las combinaciones de servicios tecnológicos que hacen la producción eficiente y sustentable. El benchmark a buscar es un modo de producción que esté fuertemente guiado por conocimiento del subsuelo desarrollado in situ, que permita ajustar las técnicas que maximicen la productividad, por medio de incrementos de la producción y caída en los costos, y minimicen el impacto ambiental. La evidencia internacional muestra que las firmas operadoras más eficientes desandan un sendero de aprendizaje donde las ganancias de productividad vienen dadas por cambios graduales en la aplicación de la tecnología a partir de investigación aplicada en el lugar y que solo sirve para ese lugar.

La evidencia sobre la Argentina, relevada en el marco del presente proyecto, sugiere que la tecnología de recuperación terciaria está siendo aplicada en el país y está dando muy buenos resultados en términos productivos. La selección de la técnica depende principalmente de las características particulares de la formación y de los fluidos locales, pero en todos los casos los procesos de adaptación y adecuación a los yacimientos locales exigió un esfuerzo de innovación particular que debe tener continuidad. Respecto de la selección de los sitios más propicios donde instalar esas plantas y del comportamiento de los polímeros en el subsuelo, las operadoras en la Argentina tienen un camino por recorrer para seguir mejorando la producción. A modo de ejemplo, una start-up local ofrece un servicio intensivo en conocimiento que mide con fibra óptica los perfiles de inyección de los polímeros en los reservorios, datos que podrían guiar y hacer más eficiente la recuperación terciaria pero que aún no están siendo utilizados de forma masiva. Así, este caso resulta una muestra significativa de la necesidad de generar un ecosistema emprendedor en el sector, que permita generar servicios intensivos en conocimiento y habilitar localmente tecnologías que impacten en la competitividad global del sector.

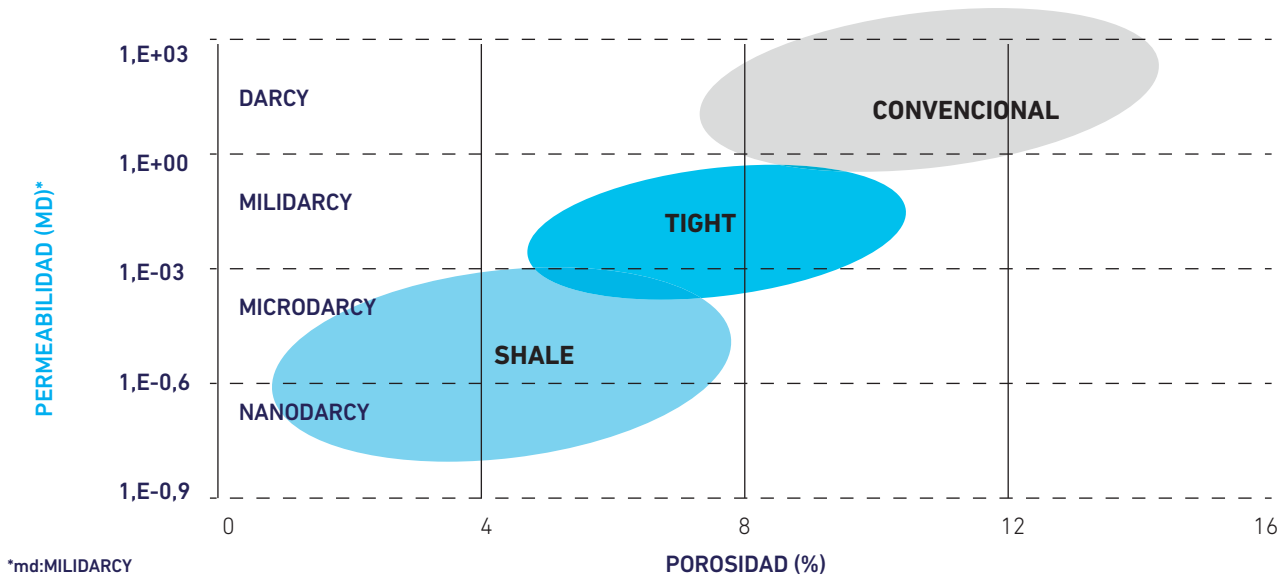
ESTADO DEL ARTE TECNOLÓGICO EN YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES Y LA SITUACIÓN ARGENTINA

En las cuencas argentinas existen fundamentalmente dos tipos de reservorios no convencionales: shale y tight sands. El rasgo geológico práctico que los distingue es que tienen diferentes niveles de permeabilidad y porosidad. Los valores de porosidad de los sistemas tight son bastante bajos, aunque "rankean" en el orden de magnitud de los valores de aquellos sistemas convencionales de baja porosidad (gráfico 4). El elemento que más los distingue es la permeabilidad. Así, el flujo de gas y petróleo en una roca tight y sobre todo en shale está muy limitado por las bajísimas permeabilidades, y solo se logra la explotación comercial creando caminos artificiales por medio de la fractura hidráulica para que fluyan los hidrocarburos. La mayor permeabilidad del tight hace que sea considerado el más convencional dentro de los no convencionales. Por el contrario, la extracción de hidrocarburos en reservorios shale requiere de actividades intensivas en conocimiento en diversas áreas y de un desarrollo tecnológico muy diferente a lo que se hacía tradicionalmente en la industria.

El cambio tecnológico asociado a la producción del shale radica en que, hasta hace pocos años, se consideraba técnica y económicamente imposible extraer petróleo y gas de esos reservorios. En esa línea, algunos autores/as plantean que la geología del crudo está evolucionando hacia dos ramas: por un lado, la geología del petróleo convencional; por el otro, la geología del no convencional, que se convertiría en una nueva frontera técnica en la industria (Caineng et al., 2015 y 2016).

En este sendero evolutivo del cambio tecnológico ocurrido en la industria, que hizo posible producir a escala comercial petróleo y gas shale, el país que viene liderando este proceso es Estados Unidos, seguido por China, que, si bien comenzó varios años más tarde, viene transitando un camino de desarrollo tecnológico propio que posiblemente lo coloque a la vanguardia en un futuro próximo. Fuera de estos dos países, la Argentina aparece como el tercer país en el mundo en orden de magnitud en el desarrollo

GRÁFICO 4 - RASGOS TÍPICOS DE POROSIDADES Y PERMEABILIDADES EN SISTEMAS CONVENCIONALES, TIGHT Y SHALE



Fuente: Bhatti, Mahmood y Amjad (2013).

shale, que viene apoyándose en las tecnologías ya implementadas en los Estados Unidos, pero con evidentes esfuerzos de adaptación a las especificidades locales.

Dimensión económica y orígenes del no convencional

En un informe elaborado por la Administración de Información Energética (EIA, por sus siglas en inglés) de los Estados Unidos (EIA, 2013), en colaboración con Advanced Resources International, se compiló la distribución mundial de este tipo de reservorios a principios de la década pasada (cuadro 4). Allí se señalaba que en el mundo había un total de 345 miles de millones de barriles de petróleo shale y 7.299 tera pies cúbicos de gas –recursos no probados en el sentido de reservas comprobadas del segmento convencional, pero que son técnicamente recuperables–. Para la Argentina, la misma fuente advertía la existencia de 802 tera pies cúbicos de gas shale y 27 mil millones de barriles de petróleo shale. Esto representaría respectivamente 67 y 11 veces las reservas probadas de hidrocarburos convencionales –estimadas en 323 millones de metros cúbicos de gas natural y 394 millones metros cúbicos de petróleo– (Di Sbroiavacca, 2013). De acuerdo con esta fuente, en la Argentina los recursos se hallan fuertemente concentrados en la cuenca neuquina, que explica alrededor de tres cuartas partes del total.

Del cuadro 4 se desprende que la conversión de estos recursos en producción efectiva está en condiciones de modificar, al menos en parte, el peso relativo de la producción internacional de hidrocarburos en el tiempo. Las economías más grandes del mundo –la de los Estados Unidos y China– están entre los países con mayor disponibilidad de estos recursos. El que dio el primer paso hacia su desarrollo fue Estados Unidos, y el impulso al gas shale fue la respuesta a su alta dependencia de petróleo importado y a la inviabilidad de importar gas.

Para contextualizar, en 2001 la producción de gas de Norteamérica estaba en declinación y la importación de gas natural licuado (GNL) parecía inevitable. Al mismo tiempo, el descenso de la oferta de gas convencional y el

CUADRO 4 - PRINCIPALES PAÍSES CON RECURSOS NO PROBADOS TÉCNICAMENTE RECUPERABLES DE PETRÓLEO SHALE Y GAS SHALE (2013)

RANKING	PAÍS	PETRÓLEO SHALE (MILES DE MILLONES DE BARRILES)	RANKING	PAÍS	GAS SHALE (TERA PIES CÚBICOS)
1	Rusia	75	1	China	1.115
2	Estados Unidos	58	2	**Argentina**	802
3	China	32	3	Argelia	707
4	**Argentina**	27	4	Estados Unidos	665
5	Libia	26	5	Canadá	573
6	Australia	18	6	México	545
7	Venezuela	13	7	Australia	437
8	México	13	8	Sudáfrica	390
9	Pakistán	9	9	Rusia	285
10	Canadá	9	10	Brasil	245
Otros		65	Otros		1.535
Total		345	Total		7.299

Fuente: Aggio et al. (2017).

surgimiento de China e India como importadores de GNL daban señales de un mercado global del gas en expansión, que generaba oportunidades y precios adecuados para el desarrollo de los NOC. De este modo, aun cuando existen proyecciones y escenarios de la futura y progresiva sustitución de los combustibles fósiles por fuentes renovables –en el marco de la transición energética–, las perspectivas futuras del desarrollo de los NOC en el mundo son muy auspiciosas, principalmente para el gas, que ha logrado posicionarse como el vector energético de transición.

En síntesis, se puede afirmar que la producción de hidrocarburos en las cuencas NOC ha impulsado y requerido importantes esfuerzos de I+D+i que permitieron hacer realidad productiva lo que hasta hace pocos años era impensado. En este sendero, sin embargo, se han detectado problemas ambientales que han derivado en un conjunto de debates técnicos sobre la viabilidad y sustentabilidad del desarrollo de estos recursos. Estos debates en algunos lugares dificultan la obtención de las licencias sociales –por ejemplo, la técnica del fracking está prohibida en varios países de Europa–, por lo cual se requiere del involucramiento de la sociedad, haciéndola partícipe de los debates y atendiendo sus demandas. Estos y otros temas también imponen una agenda científico-tecnológica que requiere de atención.

Principales elementos de una nueva trayectoria tecnológica impulsada por los Estados Unidos

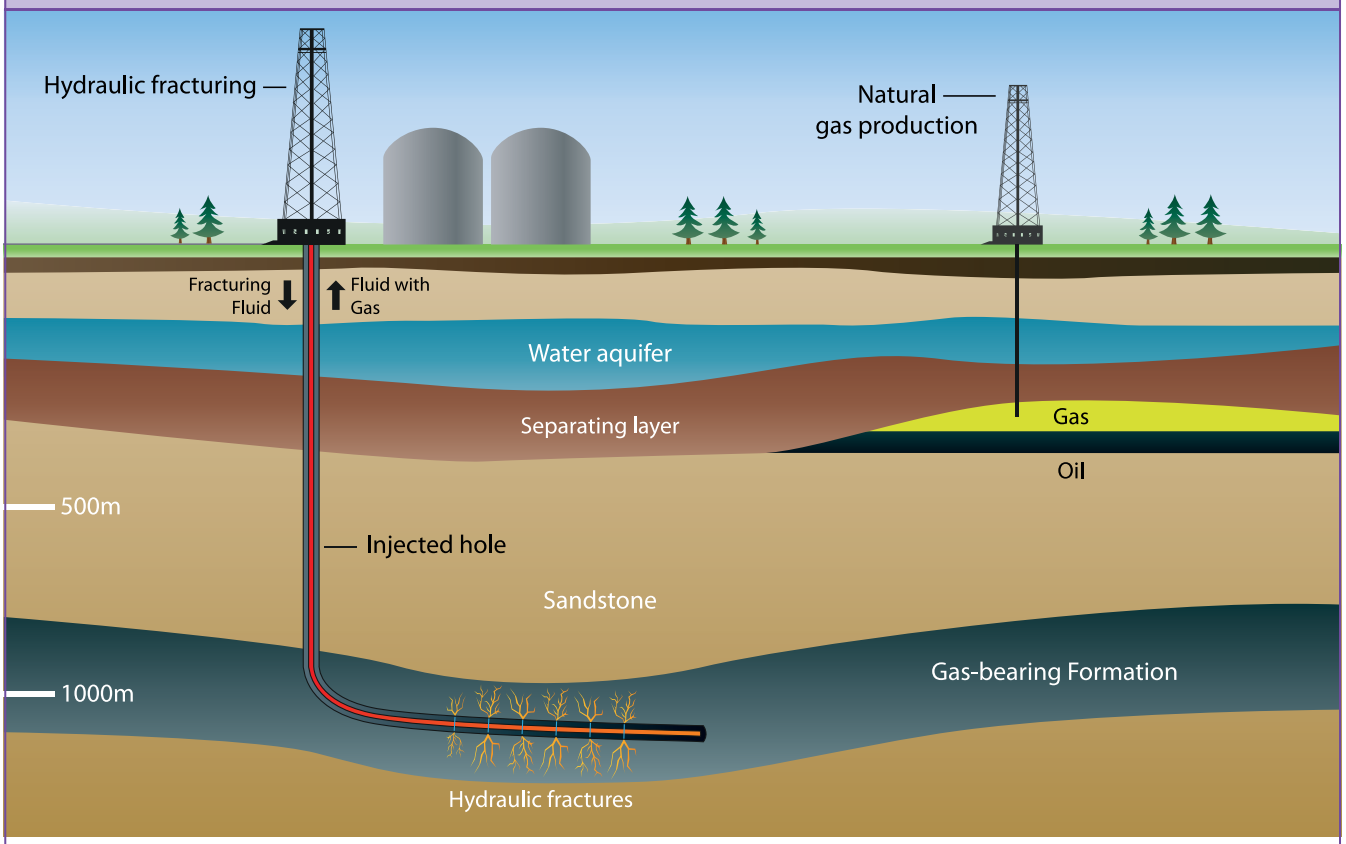
Lo que en la literatura especializada se conoce como "revolución NOC" es el desarrollo masivo de los reservorios de los Estados Unidos que se produce desde 2007 en adelante. Este país, que lidera actualmente la producción de hidrocarburos no convencionales, generó un fuerte impacto en el mercado global de la energía.

La evidencia indica que la consolidación del desarrollo reciente de los recursos NOC ha sido posible debido a un cambio de trayectoria tecnológica dentro de un mismo paradigma tecnológico-productivo (Dosi, 1982). Los estudios utilizados en exploración, los equipos encargados de la perforación o los procesos empleados en producción siguen las mismas lógicas y buscan resolver los mismos grandes problemas: encontrar petróleo, construir un pozo para poder extraerlo, poner los fluidos en condiciones de venta y producir de modo ambientalmente sustentable. En este marco, hay dos factores principales que explican el cambio de trayectoria, que dio respuestas a esas preguntas para los reservorios NOC. En primer lugar, la aplicación combinada de dos técnicas que, si bien ya eran conocidas, hasta ese momento venían siendo utilizadas por separado: la perforación horizontal y la fractura hidráulica (Rogers, 2011; Kim y Lee, 2018 y 2020). En segundo lugar, un proceso de optimización y sofisticación de esas técnicas –a partir de la utilización de las TIC y más recientemente de la inteligencia artificial– que permite adaptar los procesos productivos a las condiciones específicas del lugar (geología, recursos y ambiente).

De modo estilizado, la técnica implica perforar la roca verticalmente hasta llegar ("aterrizar") a la zona donde se encuentran los hidrocarburos para luego dar inicio a un tramo de perforación horizontal, que permite maximizar el área de contacto con el petróleo o el gas a ser extraído (figura 8). Tal como se mencionó, los hidrocarburos no fluyen de modo natural, por lo que es necesario estimular el pozo con fracturas hidráulicas. Esto se hace bombeando grandes volúmenes de agua, arena y productos químicos.

El uso en conjunto de estas dos técnicas fue una innovación de pequeños productores del sector en los Estados Unidos que buscaban dar rentabilidad a sus operaciones, cuya sustentabilidad estaba basada en el incremento del valor del gas por la escasez y por el soporte de financiamiento accesible de parte del Estado

FIGURA 8 - PERFORACIÓN CONVENCIONAL Y NO CONVENCIONAL



Fuente: https://onlinelibrary.wiley.com/doi/full/10.1002/jae.2808.

para actividades de I+D. A partir de los buenos resultados obtenidos, la innovación captó el interés de empresas medianas del sector que incorporaron la tecnología y que, con recursos y acceso al mercado de capitales, dieron inicio a la difusión tecnológica, lo que explicó el crecimiento exponencial de la producción y masividad de su aplicación. Finalmente, las grandes compañías locales, que habían abandonado el desarrollo de yacimientos onshore por su nivel de madurez en los años noventa, comenzaron a recomprar operaciones y ganar participación en la cartera de las cuencas NOC. Por ello, la composición de operadoras de cada cuenca de los Estados Unidos es un mix de estos tres conjuntos de actores, cuya proporción varía según el proceso aplicado en cada una.

Con la sucesiva incorporación de empresas de mayor tamaño y capacidades tecnológicas, se fueron generando y produciendo innovaciones incrementales que trazaron un sendero de aprendizaje sectorial, que se vio plasmado en perforaciones horizontales cada vez más extensas, mayor número de etapas de fractura, menores tiempos de perforación y completación de los pozos, reducción de los costos y mejoras de la productividad. En ese marco, las grandes firmas que migraron del offshore también incluyeron lógicas novedosas, que eran prácticas normales fuera de costa, como el uso de pads multipozos (wellpad). Esto permite que las operaciones de perforación, terminación, flowback[16] y producción se puedan realizar de manera simultánea en la misma plataforma y así reducir significativamente el tiempo desde el inicio de la primera perforación hasta la puesta en producción, con lo cual bajan los costos y se aceleran los repagos de la inversión. Con esta operatoria se busca también reducir los costos de desmontaje, transporte y montaje de las

16) También conocida como agua de retorno, es la parte del fluido que regresa a superficie luego de la estimulación hidráulica (en general, alrededor del 30 por ciento, entre las dos y las cuatro primeras semanas).

torres de perforación –conocidas en la industria como rigs– y en su lugar emergen las torres autotransportables o walking rigs[17] (Rogers, 2011, EIA, 2012; Curtis, 2016).

Estas nuevas tecnologías transformaron así la actividad al modificar la cantidad de locaciones y de pozos por locación, las características de los pozos y la productividad obtenida (figura 9). Así, este proceso de aprendizaje y transformación transitado por la industria en los Estados Unidos comenzó a reformar también su matriz energética.

Finalmente, este conjunto de innovaciones le fue adjudicando una dinámica mayor a la actividad. Los cambios multiplicaron no solo la cantidad de producción obtenida sino también la cantidad de recursos requeridos, y crecieron los esfuerzos por balancearlos de acuerdo con las nuevas necesidades. De este modo, se comienza a consolidar un modelo de organización de la producción en superficie conocido como modelo de factoría, que responde a la necesidad de las operadoras de asegurar el suministro estable y permanente de grandes volúmenes de insumos para que los equipos a cargo de la completación de pozos (agua, arena y productos químicos) puedan hacer su tarea en tiempo y forma. Las grandes empresas del sector son las que hacen un uso eficiente y a gran escala de las tecnologías mencionadas y buscan optimizar al máximo todo el proceso productivo (recuadro 2).

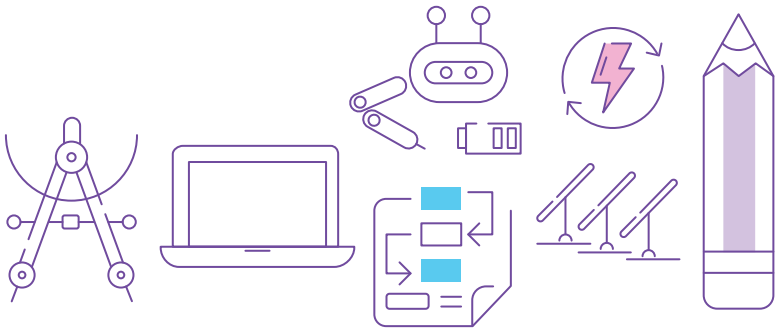
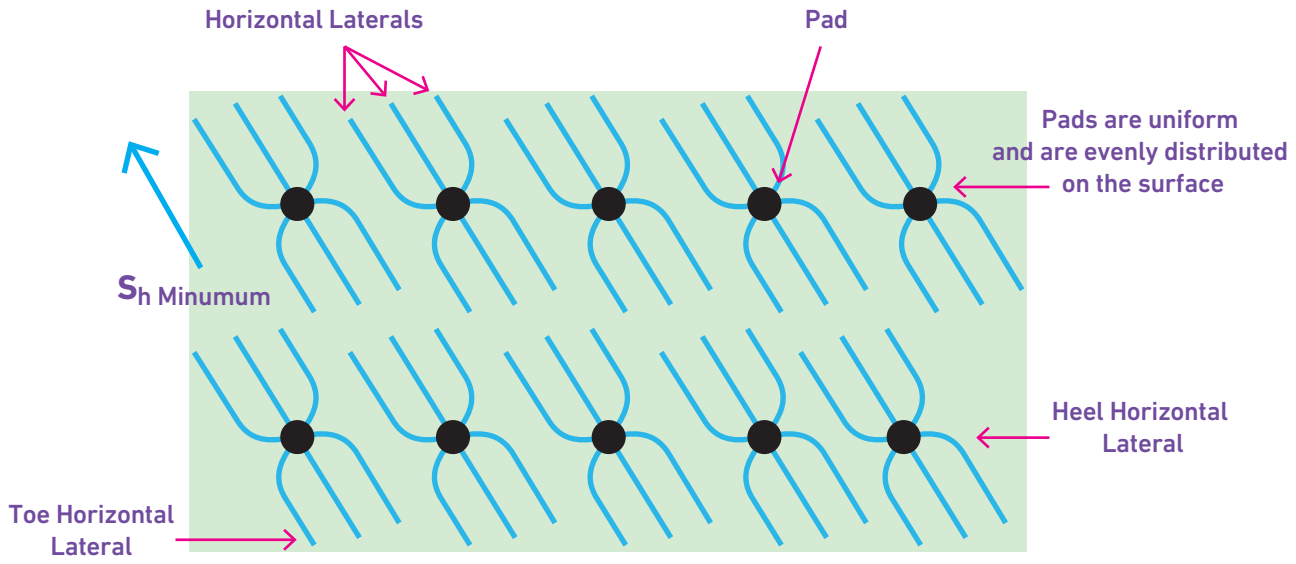


FIGURA 9 - VISTA SUPERIOR DE LA UBICACIÓN DE PAD Y ORIENTACIÓN DE RAMAS HORIZONTALES DE LOS POZOS



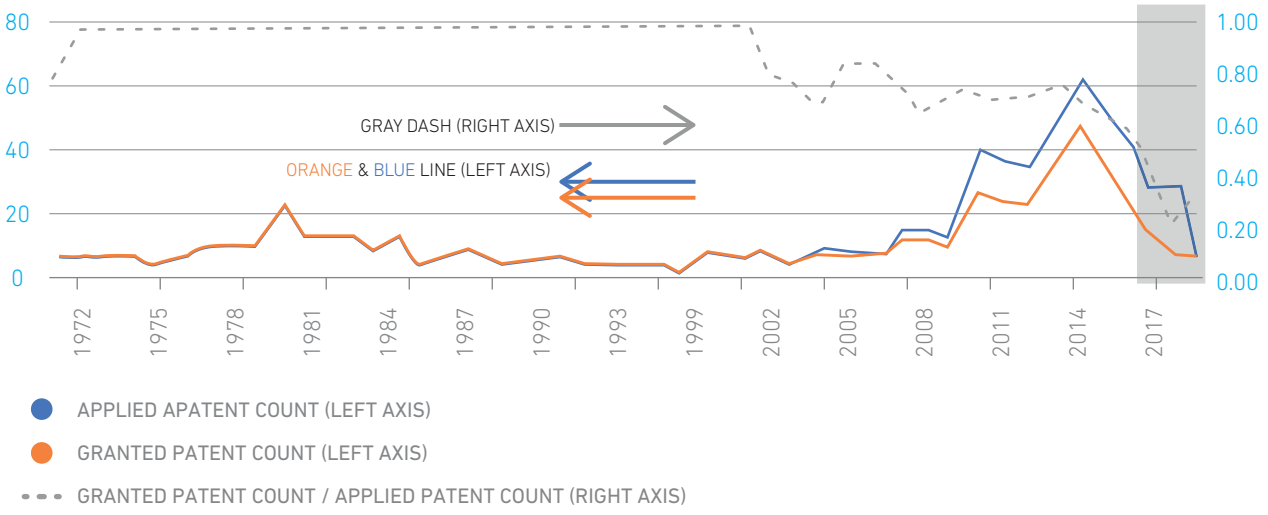
Fuente: https://csegrecorder.com/articles/view/changes-in-the-oil-gas-industry-unconventional-plays.

17) Las torres autotransportables hacen que el desmontaje, transporte y montaje se realice solo cuando hay grandes distancias por recorrer y de ese modo se reducen los costos.

RECUADRO 2: INTENSIDAD TECNOLÓGICA DEL UPSTREAM DE PETRÓLEO Y GAS

Una manera de cuantificar la intensidad tecnológica y grado de innovación en un sector específico es a través de los resultados de I+D. Uno de los instrumentos de análisis más tradicional son las solicitudes de patentes de invención.18 Al respecto, existe un estudio sobre los campos dominantes de las principales compañías petroleras del mundo en patentes relacionadas con el shale entre 2000 y 2012. Del mismo se desprende que las principales compañías petroleras estadounidenses son las que han realizado la mayoría de las solicitudes de patentes en los campos tecnológicos del upstream. El origen de capital de las firmas que le siguen en orden de importancia en las solicitudes de patentes son Australia, Canadá y China (Kim y Lee, 2020). Algo llamativo es la explosión de solicitudes en la oficina norteamericana a partir de 2008 y luego una profunda caída a partir de 2015, además de la caída en el porcentaje de patentes concedidas (gráfico 5).

GRÁFICO 5 - EVOLUCIÓN DE LAS SOLICITUDES Y CONCESIONES DE PATENTES EN LA INDUSTRIA PETROLERA DE LOS ESTADOS UNIDOS



Fuente: Kim y Lee (2020).

Desde el punto de vista del subsuelo, esta modalidad tiene implicancias para definir la cantidad de pozos, su geometría, su dirección y hasta el tipo de completación. Es decir que la información geológica, las tecnologías de perforación y completación y las herramientas de software evolucionan y van definiendo el progreso de esta trayectoria tecnológica. Es el caso del paso de la perforación vertical hasta los actuales pozos direccionales con sistemas rotativos orientables, pasando por el top drive[19] y los motores de fondo. También es el caso de los cambios de tipos de agentes de sostén (proppants) y de técnicas de bombeo durante la fractura, así como la llegada de la técnica high density completion.

En este conjunto de actividades y sus interrelaciones han surgido nuevos asuntos por resolver que están

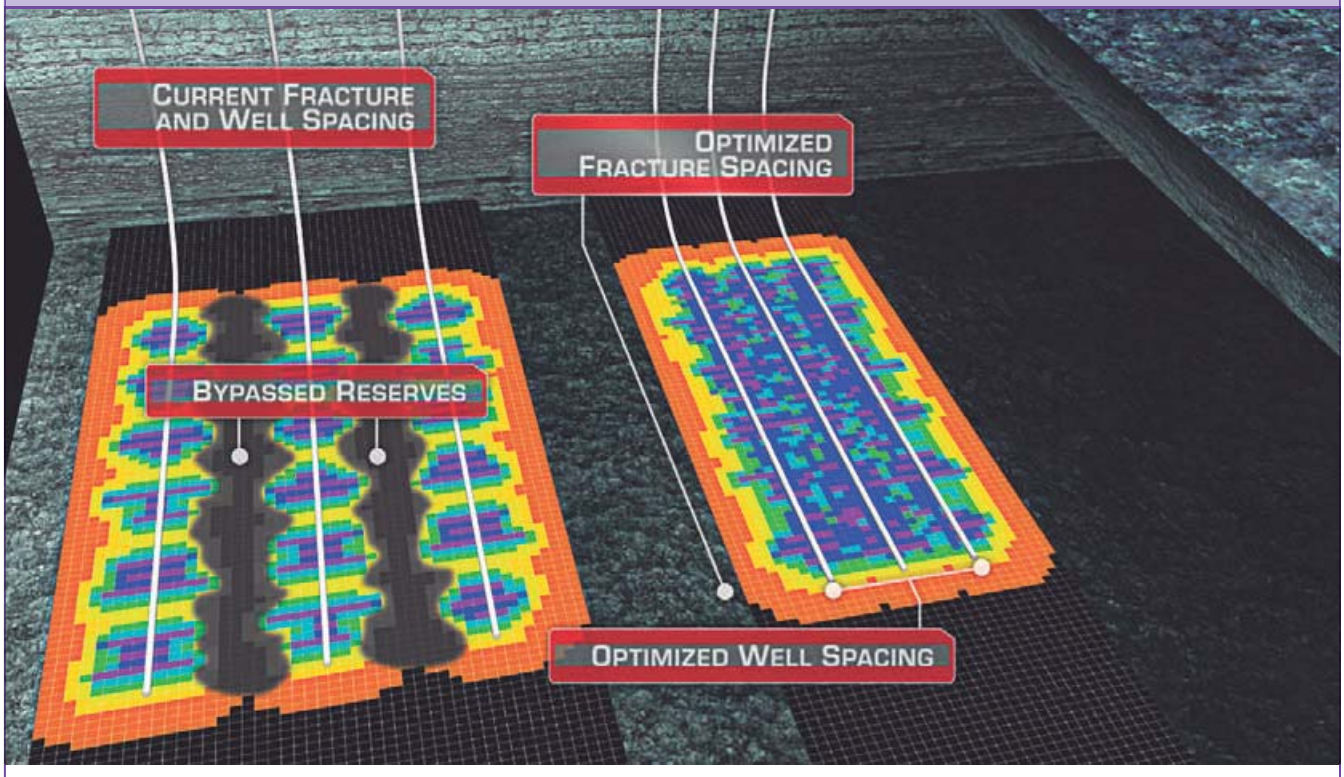
18) En el marco de este proyecto y como parte de la prospectiva, se llevó a cabo un análisis profundo de las patentes relacionadas con el upstream de petróleo y gas en el mundo.
19) Es una técnica de impulsión de la sarta de perforación que consiste en un motor eléctrico o hidráulico que se suspende en cualquier tipo de mástil de un equipo de perforación.

orientando el progreso técnico en esta área de conocimiento: el distanciamiento correcto entre pozos (figura 10), la distancia óptima del tramo horizontal, el frack-hit,[20] el parent-child effect,[21] el distanciamiento entre clusters de fracturas y el tipo y las condiciones de proppant, entre otros.

Por otro lado, este cambio de trayectoria tecnológica tuvo también una gran incidencia en la cadena de suministros, principalmente debido a la modificación de las actividades de perforación y de completación, cuyos aspectos principales son económicos y técnicos. En lo económico, estos cambios hacen que haya una concentración mayor de la inversión total en la construcción del pozo, que pasa del 60% promedio del convencional a valores superiores al 90% en el NOC (Riavitz y Bronstein, 2015).

Desde la perspectiva técnica, se sucedieron una serie de transformaciones que buscan minimizar el CAPEX necesario a través de la eliminación de los tiempos muertos de los servicios especiales, que son mucho más caros que los servicios de un convencional. Aun así, se debe procurar precisión en este sentido para no afectar la calidad de la terminación, que en definitiva es la que determina la productividad y rentabilidad del pozo. Por lo tanto, se debe optimizar la logística de los grandes volúmenes de agua y arena, químicos y demás insumos bajo el modelo de factoría, lo cual incide directamente en la rentabilidad. Como resultado de los avances tecnológicos y los esfuerzos de optimización, en el sector se vienen advirtiendo incrementos en la productividad y las ganancias y reducciones en el tiempo de repago. A su vez, la gran velocidad con que cae la producción implica la necesidad de mantener cierto nivel de actividad para que la producción sea sostenible.

FIGURA 10 - DIFERENCIA ENTRE UN BUEN Y UN MAL DISTANCIAMIENTO ENTRE POZOS



Fuente: https://www.drillingcontractor.org/a-seismic-shift-in-the-subsurface-36949

20) Es la denominación de la conexión entre fracturas mediante la cual el pozo estimulado interfiere con el pozo productor vecino, lo cual genera un incremento de presión anormal.
21) Es como se denomina a un efecto no deseado, que consiste en que el pozo más antiguo afecta la productividad de un pozo más joven, producto de un distanciamiento inadecuado.

Durante el proceso de desarrollo de la tecnología NOC intervinieron múltiples factores. El principal impulsor a la innovación era el alto costo de los pozos asociados a la terminación, lo que hizo que la actividad quedara muy dependiente de los precios. La factibilidad económica requería de un nivel mínimo de precios y al mismo tiempo exigía innovaciones y rápidos procesos de aprendizaje que permitieran reducir los costos y ser competitivos como el convencional. Respecto de la construcción de los pozos, el surgimiento de nuevas herramientas o el abaratamiento de tecnologías exclusivas, hasta ese momento del offshore, fueron claves en el avance: desarrollo de trépanos, electrónica de fondo de pozo, tapones solubles, agentes de sostén y fluidos, microsísmica para evaluación de fracturas, y medición y procesamiento de datos sísmicos tridimensionales para detectar puntos óptimos y mejorar el rendimiento de la perforación horizontal y la fractura hidráulica (Kim y Lee, 2020). A estos se le suma el desarrollo de equipos con mayor potencia y niveles de automatización que permiten perforar de modo horizontal con mayor velocidad y realizar distancias más largas.

La preocupación por la sustentabilidad ambiental ha sido otro factor de impulso a la innovación e incluyó, entre sus aspectos más relevantes, los temas relacionados con el uso del agua, la contaminación de acuíferos, la emisión de metano y la inducción de sismos (Holditch, 2013; Wang et al., 2014; Ghandi et al., 2015). Por último, así como el modelo de factoría pone en estrés la cadena de suministros y la infraestructura de abastecimiento, la curva de producción característica de estos pozos tensiona también la cadena de valor aguas abajo al colapsar inicialmente todos los medios de evacuación –esto ocurrió en todas las cuencas no convencionales de los Estados Unidos–. Esta circunstancia requiere estar atentos a una escala de mercado global y establece reglas de competencia, por productividad y por costos.

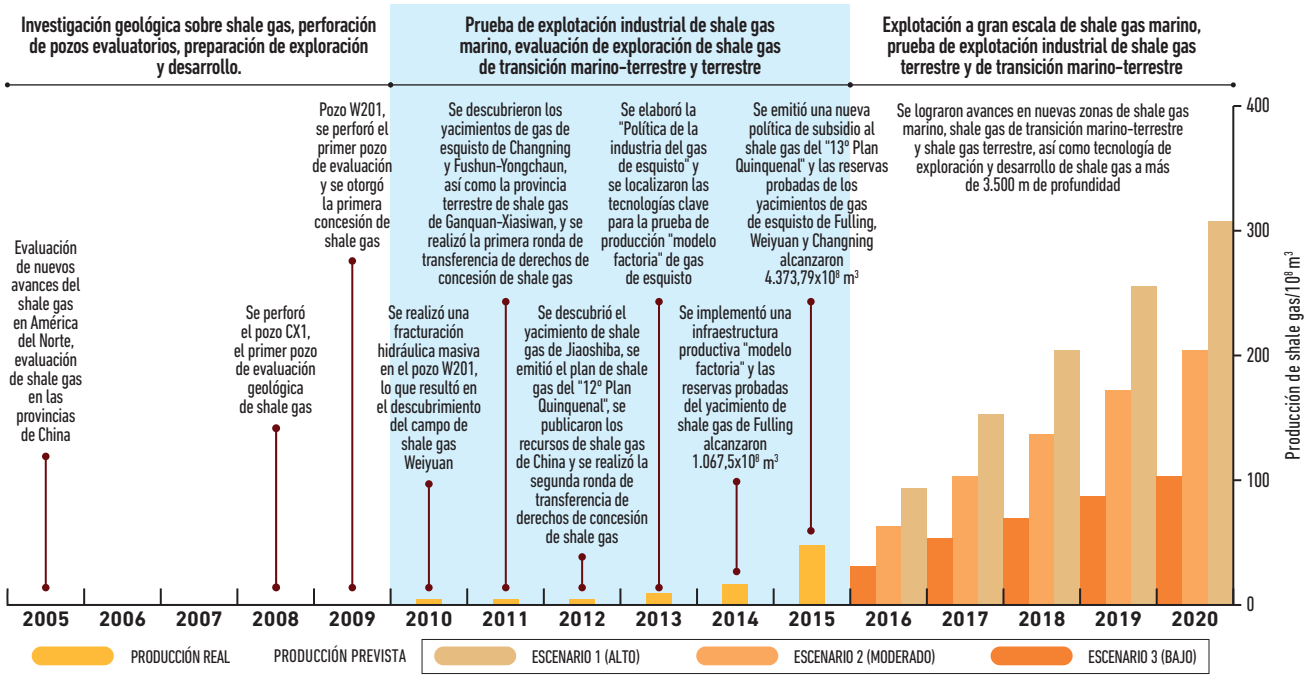
A modo de resumen, la trayectoria evidenciada por el NOC en los Estados Unidos puede ser considerada, al menos por el momento, como una frontera tecnológica global y es un benchmark a seguir. El caso de China requiere un análisis más profundo, porque hay aspectos

idiosincráticos y de organización social y económica del sector que difieren y hacen que los drivers de la innovación no sean los mismos. A su vez, la experiencia en desarrollo de China (recuadro 3) puede ser referencia en los próximos años en la medida en que se establezcan canales de difusión tecnológica adecuados. Sin embargo, al considerar que los reservorios de ambos países difieren de los argentinos, es necesario un esfuerzo adaptativo y un vasto conocimiento de nuestros recursos para que las tecnologías y técnicas allí desarrolladas sean adaptadas a la realidad de las cuencas argentinas.

RECUADRO 3: DESARROLLO DEL GAS SHALE EN CHINA

A diferencia de los Estados Unidos, China muestra una minuciosa planificación para el desarrollo de sus recursos de gas NOC que comenzó en la década pasada (gráfico 6). De este proceso se infiere una fuerte participación del Estado y sus empresas en la planificación y el desarrollo del sector. Se advierte un primer período de cinco años –entre 2005 y 2010– de investigación geológica, perforación de pozos, evaluaciones y actividades de exploración. Le sigue un segundo período donde se inicia la producción tanto onshore como offshore, se descubren las principales cuencas y se ponen en marcha planes productivos a 12 años para explotarlas. En la tercera etapa –entre 2015 y 2020– las inversiones sectoriales realizadas muestran estimaciones de producción significativas. Dado que este país posee la mayor cantidad de recursos técnicamente recuperables de gas y las terceras de petróleo, es posible que se posicione como próximo referente tecnológico siempre y cuando desarrolle localmente la tecnología necesaria.

GRÁFICO 6 - HITOS Y ETAPAS DEL DESARROLLO DE EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN DE *SHALE* GAS EN CHINA

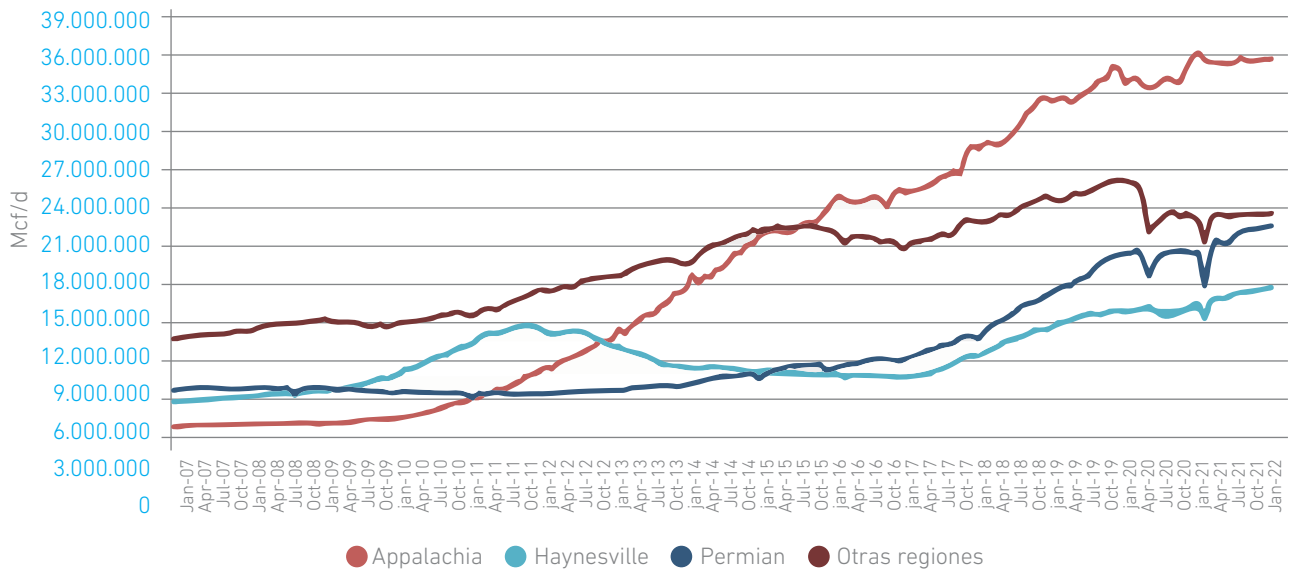


Fuente: Elaborado en base a Caineng et al. (2016).

Evolución de la producción, ganancias de productividad y sendero de aprendizaje

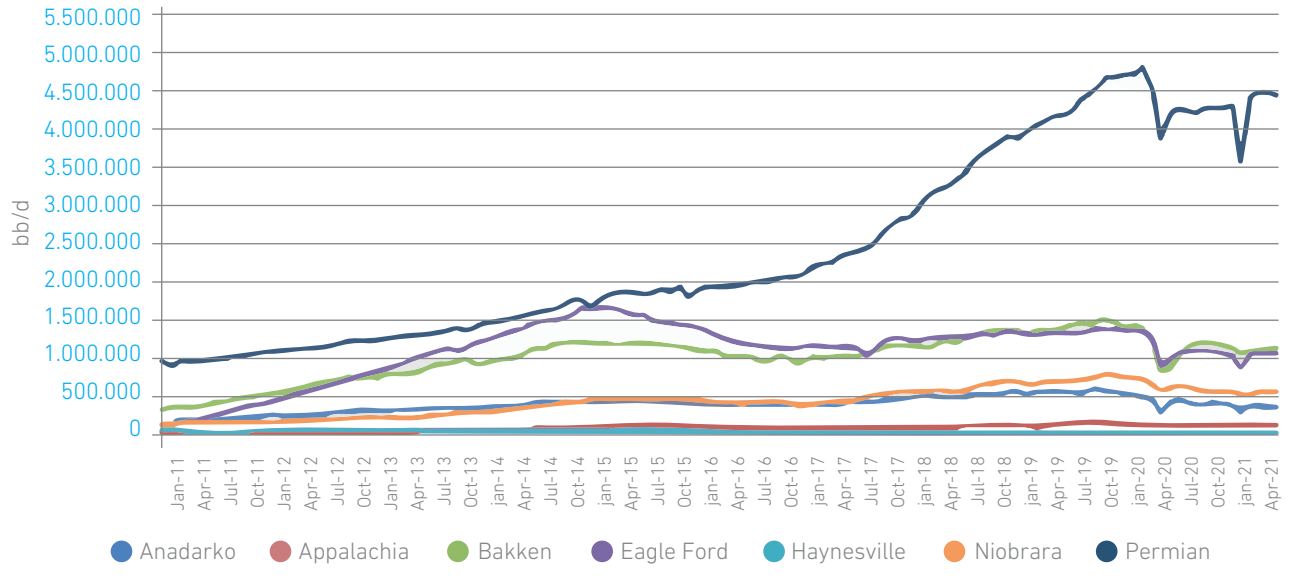
Como resultado de esta trayectoria tecnológica, la producción de NOC en los Estados Unidos creció sustantivamente en los últimos 15 años. Allí, la producción de petróleo está concentrada en varios yacimientos del Permian Basin, Bakken e Eagle Ford, perteneciente a Western Gulf Basin, y la producción de gas en Appalachian Basin (o Appalachia), compuesta por las zonas Marcellus, Utica y Devonian. Particularmente Permian, además de ser la producción más relevante en petróleo, también es

GRÁFICO 7 - EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN MENSUAL DE GAS POR REGIÓN EN LOS ESTADOS UNIDOS (2007-2021)



Fuente: Elaboración propia con base en EIA (https://www.eia.gov/).

GRÁFICO 8 - EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN MENSUAL DE PETRÓLEO POR REGIÓN EN LOS ESTADOS UNIDOS (2007-2021)



Fuente: Elaboración propia con base en EIA (https://www.eia.gov/).

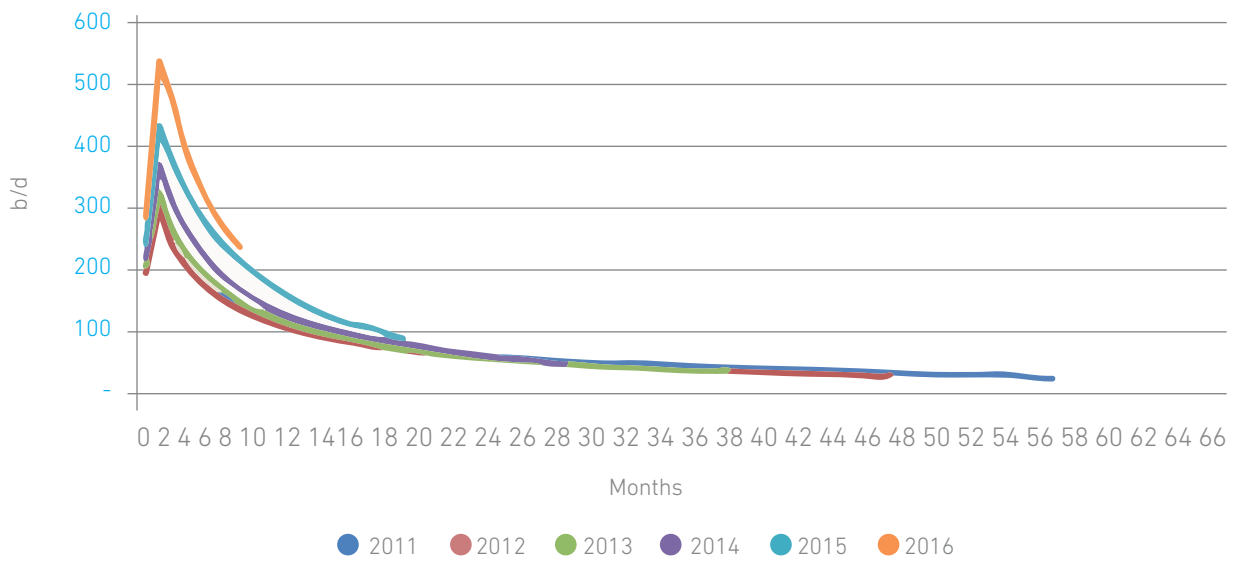
la segunda en importancia en producción de gas. En los gráficos 7 y 8 se muestra la evolución de la producción de las cuencas más importantes de petróleo y gas, que si bien no tienen incluidas una diferenciación de convencional y no convencional, el desarrollo actualmente se centra en recursos NOC.

Detrás de este crecimiento de la producción se advierten sustantivas ganancias de productividad. En el gráfico 9 se exhiben las curvas de producción de pozos NOC de acuerdo con el mes y el año que comenzaron a producir y por un período de 66 meses de extracción (cinco años y medio). La forma típica de este tipo de producción es un período inicial fuerte que declina rápidamente. La evidencia relevada muestra dos elementos auspiciosos a lo largo de los años. En primer lugar, los niveles máximos de producción por pozo crecieron y, en segundo lugar, las tasas de declinación siguen siendo elevadas.

Curtis (2016) afirma que estas ganancias de productividad económica y técnica se deben al éxito que tuvo el sector en reducir costos de servicio y tiempos de perforación y terminación, sumado a un diseño más eficiente de la terminación (fracturación y tratamiento) y una colocación lateral más precisa. Además, se observa una focalización ya no solo en maximizar el caudal inicial del pozo sino también en reducir la declinación y maximizar la recuperación final estimada (EUR, por sus siglas en inglés). West (2019) agrega que además se han abordado problemáticas como la relación entre pozos perforados en distintos momentos y la productividad por pad.

En general, los estudios coinciden que existen dos motores que impulsan el aumento de productividad en el upstream NOC. Por un lado, el gasto en I+D que hacen las operadoras para conocer más y mejor sus reservorios. Como se viene argumentando a lo largo del capítulo, comprender la singularidad de la geología y del recurso permite hacer una evaluación de las tecnologías que mejor se adaptan a esas condiciones, pero también orientar esfuerzos innovativos para hacer frente a los desafíos tecnológicos de esos lugares. Esto explica las diferencias de productividad entre empresas, porque las más pequeñas tienen menos posibilidades de

GRÁFICO 9 - CURVAS DE DECLINACIÓN PROMEDIO PARA POZOS HORIZONTALES DE PERMIAN, WILLINSTON Y POWDER RIVER (2011-2016)



Fuente: Curtis (2016).

afrontar esos gastos. Por otro lado, las capacidades para desarrollar o adoptar nuevas tecnologías y aprender en el proceso de mejora y optimización continua también son determinantes de la productividad.

A esos dos factores se les suma un tercero, que es la naturaleza, es decir, las características inherentes de los recursos energéticos que son independientes de la tecnología (Reynolds y Umekwe, 2019). Al menos en términos teóricos, dos áreas distintas que pudieron ser caracterizadas en detalle y que se les aplica la tecnología disponible más adecuada a cada una pueden tener productividades diferentes, porque la roca es diferente. Esto abre la discusión sobre si el aumento del EUR está explicado por la roca o por la tecnología más el aprendizaje. Para quienes argumentan que el incremento se debe a la roca, es posible justificar que hay una mejor selección de las áreas a ser aprovechadas –proceso que también requiere de tecnología para detectar y caracterizar–. Para quienes aducen que se debe a la tecnología de extracción y al aprendizaje, el aumento del EUR se explica porque se conocen la técnica y la tecnología más aptas para esa área y porque estas se aplican correctamente gracias a un proceso de aprendizaje y acumulación de capacidades de las firmas. A fin de cuentas, lo que demuestra esta controversia es que no tiene sentido comparar la productividad de Vaca Muerta con la de Permian o Eagle Ford en los Estados Unidos –además, resultante del promedio de un universo heterogéneo de firmas– y que, en realidad, el benchmark es contra la propia historia del yacimiento.

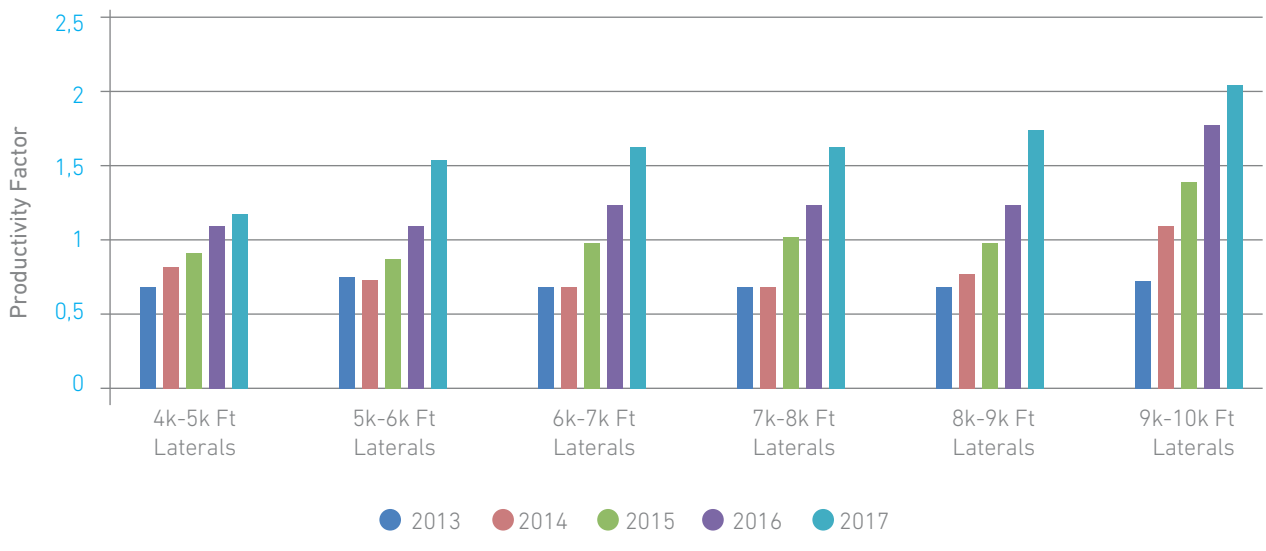
La evidencia es concluyente respecto de un quiebre a partir de la perforación horizontal con fracturas múltiples. La evolución tecnológica que mayor incidencia ha tenido en la productividad a partir de ese hito fue el diseño de la terminación de los pozos. La terminación ha evolucionado en su arquitectura y en su ejecución. El perfeccionamiento del diseño se puede apreciar en la cantidad de clusters por etapa de fractura, en los fluidos de fractura como el

slickwater[22] –que reemplazó al gel– y en el uso de los diferentes agentes de sostén (Weijers, Fisher y Weddle, 2019). Esto fue acompañado por la incorporación de tecnologías para la actividad de perforación, como la geonavegación, los nuevos equipos de fondo y las mejoras en los fluidos de perforación.Igualmente, la longitud lateral de los pozos era considerada la causa del incremento de productividad. Además, es posible afirmar que en todas las longitudes de pozos horizontales en Permian se registraron aumentos de productividad (gráfico 10). Asimismo, si bien existe una controversia entre la longitud óptima o el aporte de producción y rentabilidad de una longitud mayor, el comienzo de la completación de alta densidad aportó mayor complejidad y área contactada por la fractura, lo cual reveló mejores curvas de producción.

Finalmente, más allá de la productividad en barriles, se destaca la ganancia en la eficiencia operativa. Otras tecnologías como los tapones solubles, los equipos de fracturas y los geles impulsan los rendimientos y la evolución del modelo de factoría. En este sentido, cuestiones de infraestructura local o de normativa específica determinan ciertas direcciones para el avance tecnológico. También inciden aspectos particulares del lugar, como los ambientales (clima), de infraestructura (disponibilidad de rutas y capacidad de transporte) y hasta potencialidades de pozos multilaterales. Estos rasgos reafirman que existe una ventana de oportunidad para desarrollar una frontera propia más allá de las tecnologías físicas, tal lo realizado en los yacimientos convencionales.

Si bien una parte importante de estos resultados deber ser asociado con el cambio tecnológico que se viene señalando aquí, existen otros elementos responsables de los avances de la productividad promedio. En especial, se advierte que estos guarismos se dieron en simultáneo a una crisis sectorial ocurrida en 2014, provocada por una caída de los precios; este declive fomentó un proceso de selección donde productores de menor tamaño relativo y capacidad tecnológica abandonaron el mercado y

GRÁFICO 10 - PRODUCTIVIDAD DE LOS POZOS HORIZONTALES EN PERMIAN SEGMENTADOS POR LONGITUD DE LA RAMA HORIZONTAL (2013-2017)



Fuente: Curtis y Montalbano (2017).

22) El slickwater es un fluido compuesto por agua, un bactericida, un inhibidor de arcillas, un secuestrante de hierro, surfactante, inhibidores de incrustaciones y un reductor de fricción. También se agregan quebradores de gel para facilitar la degradación de los residuos que quedan en el canal conductivo.

quedaron en operación las firmas de mayor capacidad y productividad. Es más que probable, entonces, que al menos parte del crecimiento de la productividad sectorial promedio se explique por efectos no asociados estrictamente con el progreso técnico.

Asimismo, desde una perspectiva tecnológica, los problemas que requieren atención se van modificando con la evolución de la explotación. Inicialmente, la producción inicial era un gran indicador del éxito de la operación de construcción del pozo; en cierta medida, la rentabilidad y el período de repago quedan íntimamente ligados con esta curva característica. Sin embargo, más adelante, la consideración de la pendiente de declinación llevó a los actores del sector a observar más la experiencia de Permian que la de Eagle Ford. En la actualidad, es evidente una mayor preocupación sobre cómo reducir las tasas de declinación y hacer mucho más rentable el ciclo de vida completo del pozo.

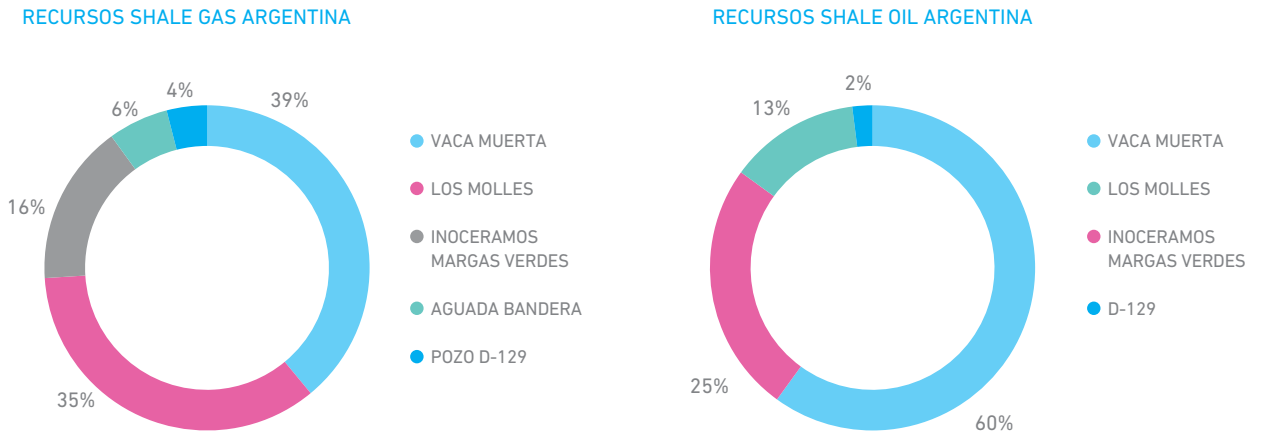
Finalmente, cabe señalar que Estados Unidos seguirá siendo una referencia para tratar con la madurez de un pozo NOC –aun si China comienza a liderar la frontera tecnológica– en la medida en que hay una brecha de diez años en relación con los primeros pozos horizontales en Vaca Muerta. De todas maneras, será necesario comenzar a observar las estrategias tecnológicas que proponga China, ya que por sus grandes reservas NOC impondrá una agenda tecnológica y productiva muy probablemente diferente a la seguida por los Estados Unidos.

El desarrollo del petróleo y gas shale en la Argentina: el caso de Vaca Muerta

Con el ojo puesto en la experiencia de los yacimientos de los Estados Unidos, el sector del upstream argentino está explotando el shale mediante el uso de las mismas tecnologías pero adaptándolas a las condiciones locales y mostrando veloces curvas de aprendizaje.

La Argentina es la cuarta reserva mundial de petróleo shale y la segunda reserva de gas shale del mundo (véase cuadro 4), y Vaca Muerta es la principal formación de hidrocarburos NOC del país. Ubicada en la cuenca neuquina, ocupa un área de 35.000 km2 y sus recursos se estiman en 16,2 mil millones de barriles de petróleo y 302 billones de pies cúbicos de gas. Su hallazgo se remonta a 1927, su potencial productivo se confirmó a principios del presente siglo a partir del avance tecnológico y su inicio productivo NOC se originó oficialmente en junio de 2010, cuando la por entonces Repsol-YPF hizo la perforación del primer pozo de shale en Loma La Lata. Hasta el momento, solo el 4% de las concesiones shale allí contenidas se encuentra en fase de desarrollo masivo. Existen otras formaciones con recurso shale en la Argentina, entre las que se pueden mencionar Los Molles y Mulichinco, que se

GRÁFICO 11 - RELEVANCIA DE VACA MUERTA EN LA DISPONIBILIDAD LOCAL DE RECURSOS NOC



Fuente: EIA (2013).

hallan en la misma cuenca (AAICI, 2020). La relevancia de los recursos estimados por la EIA de cada formación y el peso relativo que tiene Vaca Muerta pueden visualizarse en el gráfico 11.

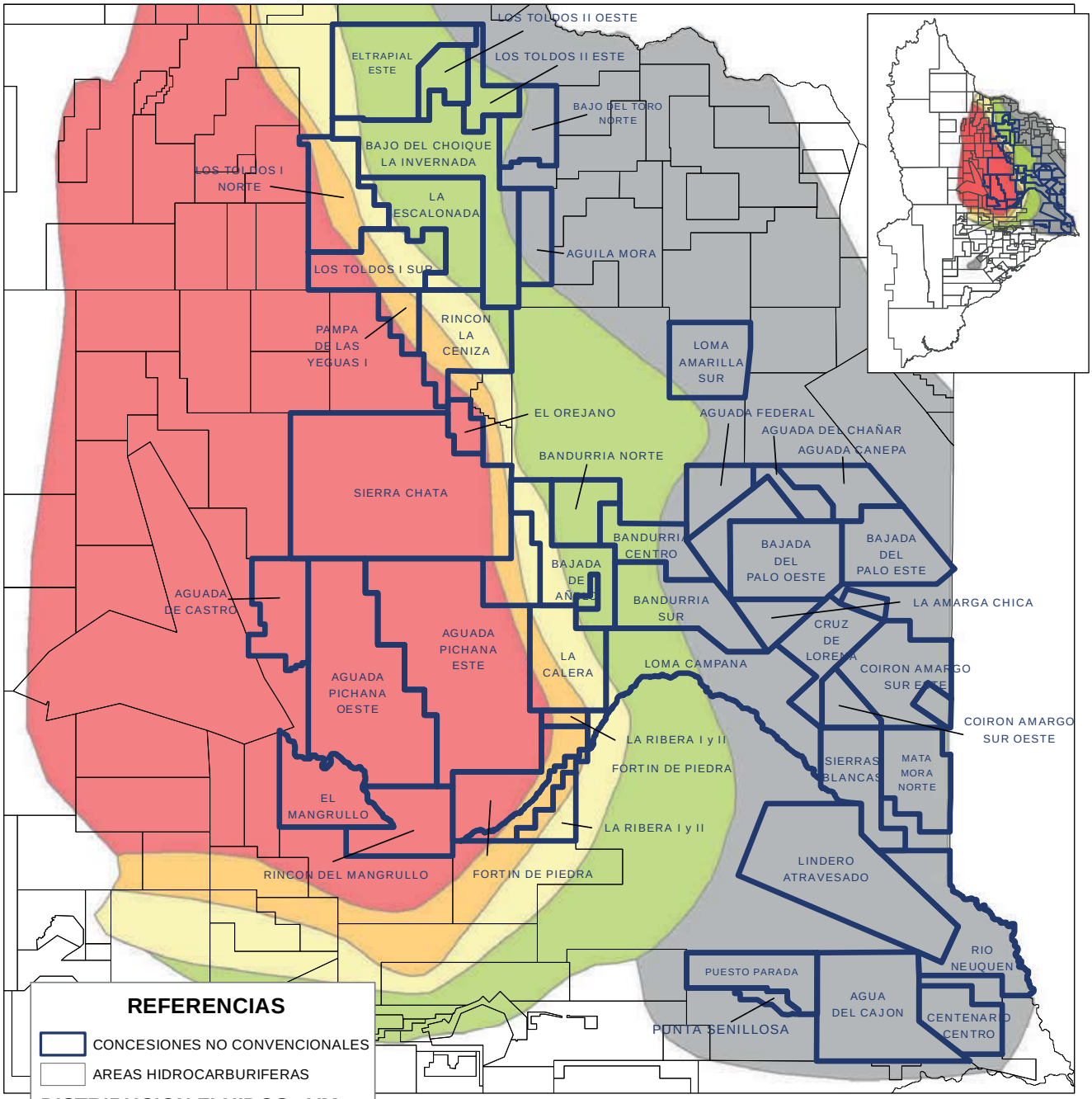
Respecto de su subsuelo, Vaca Muerta presenta una heterogeneidad de alta frecuencia, es decir que no es igual en toda la superficie, y tampoco en la composición de roca y fluidos que contiene. Por consiguiente, para su desarrollo eficiente y explotación de manera rentable se debe conocer, sobre la base de toda la tecnología disponible, la variabilidad de la formación. Una complejidad adicional de Vaca Muerta es que resulta difícil captar con software las heterogeneidades y sus implicancias productivas, lo cual constituye una potencialidad para desarrollar en el futuro. Asimismo, la identificación y la selección de los intervalos de navegación son las principales tareas que un grupo de estudios de subsuelo debe asumir a la hora de incrementar la productividad y obtener la mayor rentabilidad (Lazzari, Rodríguez y Sagasti, 2019).

La crisis energética local puso a Vaca Muerta en una posición de extrema visibilidad. La envergadura de los recursos NOC disponibles en el subsuelo frente a la fuerte dependencia del país de hidrocarburos, sumado al efecto de la balanza comercial por su importación, ha hecho que su aprovechamiento deba ser analizado de modo multidimensional, es decir, tomando también lo ambiental en un sentido más amplio.

Consecuentemente, haciendo un análisis análogo con las cuencas de los Estados Unidos, se podrían encontrar en Vaca Muerta diversos escenarios. A su vez, esta afirmación refuerza la necesidad de sostener los esfuerzos de I+D en la roca y los fluidos a medida que se desarrolle su potencial. En la actualidad, es posible destacar que esto se hace palpable en zonas de Vaca Muerta donde hay desarrollos masivos de petróleo como Loma Campana, Bandurria Sur y La Amarga Chica; y de gas como Fortín de Piedra, La Rivera, La Calera y El Orejano. También existen nuevos proyectos que empiezan a dejar la fase piloto al norte de la cuenca: Bajo del Toro y Bajo del Choique. Su participación territorial puede verse en la figura 11.

Durante los últimos años, el surgimiento de la explotación NOC requirió de desarrollos tecnológicos, inversión y la constitución de un marco institucional, normativo y regulatorio. Este último aspecto es relevante porque determina, en parte, la inversión de las empresas operadoras para impactar en los niveles de producción,

FIGURA 11 - LOCALIZACIÓN DE LAS CONCESIONES OTORGADAS EN VACA MUERTA POR GRADO DE DESARROLLO AL AÑO 2019 - PROVINCIA DE NEUQUÉN



DIRECCION DE INFORMACION Y TECNOLOGIAS
Preparó: Graciela Recofsky - Diciembre 2022

Fuente: http://hidrocarburos.energianeuquen.gov.ar/mapa

la balanza comercial energética y la balanza de pagos (Pérez Roig, 2012; Landriscini, 2019). El resultado de esta reasignación de la inversión desde los convencionales a los NOC implicó una relocalización geográfica de la producción y estableció así un nuevo orden de jerarquía de las jurisdicciones. De esta nueva organización, la

provincia de Neuquén surge como una potencia energética, seguida de lejos por Chubut y Santa Cruz en petróleo y por el Estado nacional en gas a partir del desarrollo de producción offshore –más allá de las 12 millas desde la costa, según lo establece la Ley de Hidrocarburos.

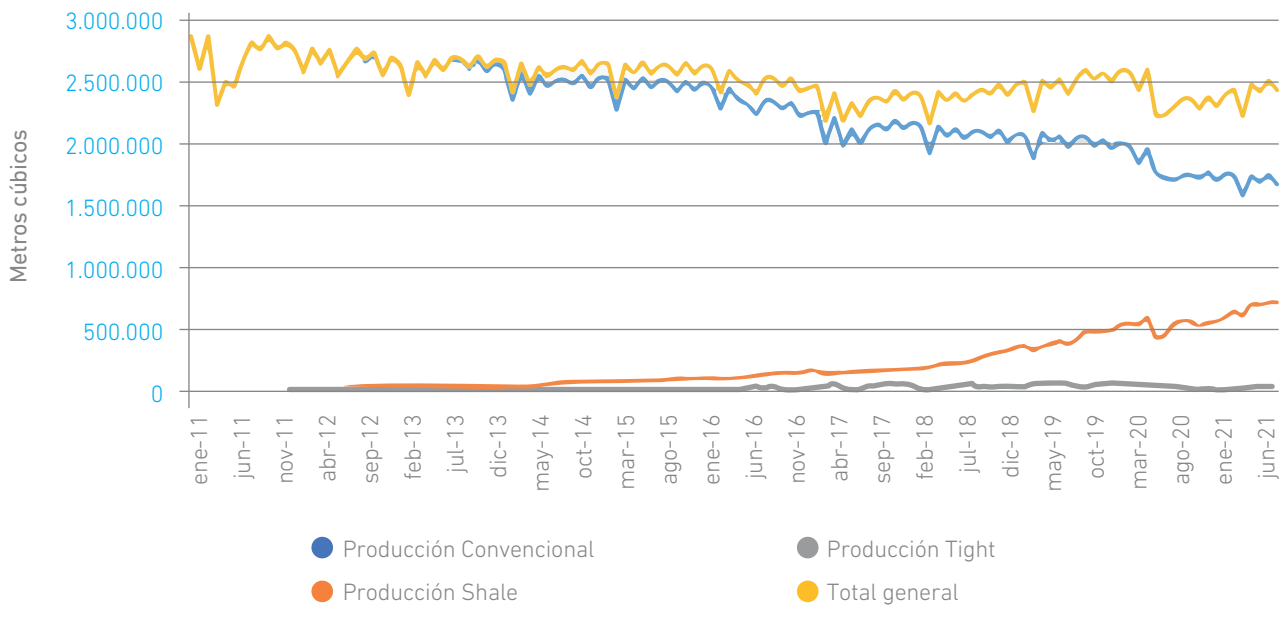
Evolución reciente de la producción, perforación y fracking en el no convencional de Vaca Muerta

La producción total de petróleo y gas en la Argentina muestra una tendencia creciente en los últimos años, y fue en 2021 cuando logró valores equivalentes a los producidos en 2011 (gráfico 12). Es posible explicar esta tendencia agregada por el crecimiento progresivo de la producción NOC, que se acelera a partir de 2017 y más que compensa la continua declinación en la producción de los convencionales. En el caso del petróleo estas tendencias se profundizan luego de la caída abrupta de la actividad, debido a la cuarentena dispuesta a partir de marzo de 2020 por la pandemia COVID-19. Finalmente, se ve una participación minúscula de producción tight en este fluido.

En el caso del gas se presentan algunas diferencias respecto del petróleo. Si bien la producción también alcanza los niveles de 2011, incluso con un pico de producción en 2019, la declinación de producción convencional es más acentuada que la caída registrada en el petróleo (gráfico 13). Esta caída se compensa por el surgimiento de la producción NOC, primero liderada por los yacimientos tight, que ya en 2011 producían, y a partir de 2017 por el desarrollo acelerado de la producción shale, liderada por el proyecto de Tecpetrol en Fortín de Piedra.

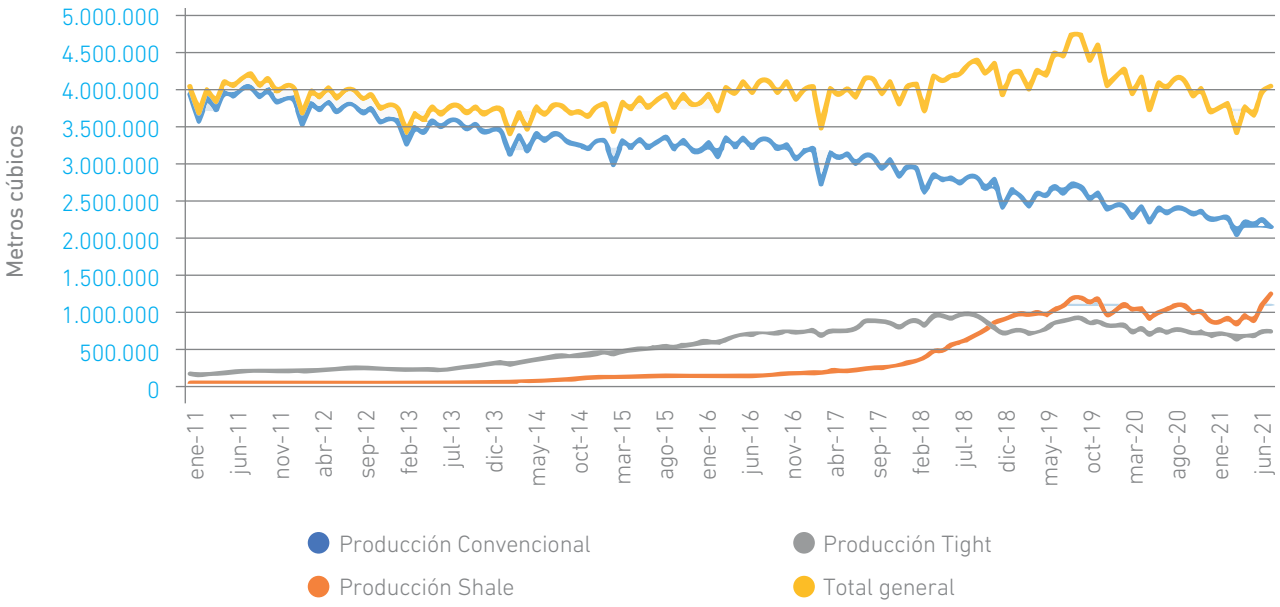
La producción de petróleo y gas shale está fuertemente concentrada en pocas operadoras. La velocidad y la envergadura de los desarrollos son variables y no dependen estrictamente de la capacidad tecnológica de las empresas, sino principalmente de sus capacidades financieras y operativas, además de la disponibilidad de servicios, usualmente escasa, como los sets de fractura.

GRÁFICO 12 - EVOLUCIÓN MENSUAL DE LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO POR TIPO PARA EL TOTAL DEL PAÍS (ENERO DE 2011-JUNIO DE 2021)



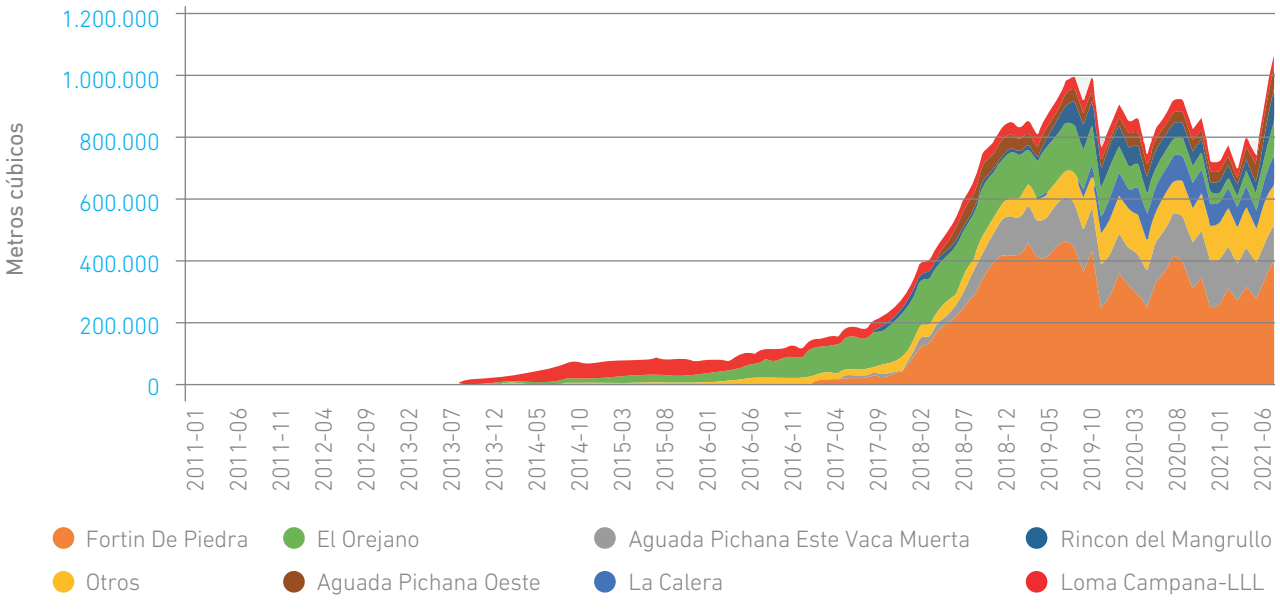
Fuente: Elaborado con base en datos de declaraciones juradas de empresas del sector - Sistema SESCO - Cap. IV.

GRÁFICO 13 - EVOLUCIÓN MENSUAL DE LA PRODUCCIÓN DE GAS POR TIPO PARA TOTAL PAÍS (ENERO DE 2011-JUNIO DE 2021)



Fuente: Elaborado con base en datos de declaraciones juradas de empresas del sector - Sistema SESCO - Cap. IV.

GRÁFICO 14 - EVOLUCIÓN DE LA PRODUCCIÓN DE GAS SHALE EN LA CUENCA NEUQUINA POR YACIMIENTO



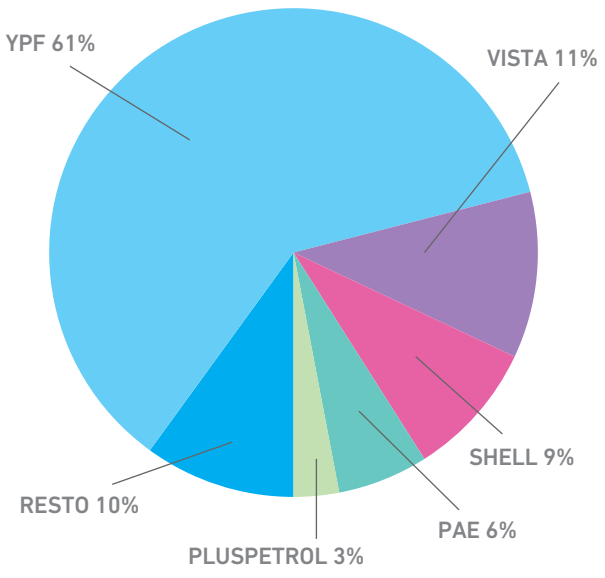
Fuente: Elaborado con base en datos de declaraciones juradas de empresas del sector - Sistema SESCO - Cap. IV.

Otro aspecto no menor refiere a la dinámica del modelo de factoría y su impacto sobre la infraestructura disponible, por ejemplo, la falta de capacidad de evacuación de la producción tras el colapso de los ductos en operación, tanto de gas como de petróleo.

A partir del 2018 se destaca la importante producción de gas shale en el yacimiento en Fortín de Piedra, operado por la empresa Tecpetrol (gráfico 14).

En el caso del petróleo shale, la concentración es aún mayor, donde YPF aporta más del 60% de la producción (gráfico 15). Esto puede explicarse porque no todos los actores han iniciado y desarrollado sus proyectos NOC, ya sea porque no cuentan con el músculo que requiere hacerlo con escala o por la restricción de servicios e infraestructura. En ese sentido, YPF adoptó una estrategia particular, ya que buscó socios diferentes en todas sus áreas. Luego del acuerdo con Chevron en 2012, YPF se asoció con Dow y Petronas en 2013 y 2014. En 2017 se asocia a Schlumberger, Equinor y Shell. Otra estrategia muy distinta, novedosa para el sector, fue la que utilizó la firma Vista, con una capitalización de mercados que permitió constituirse rápidamente en la segunda productora de petróleo NOC (11% del total) con excelentes resultados de productividad.

GRÁFICO 15 - PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO SHALE SEGÚN EMPRESA (JULIO DE 2020-JUNIO DE 2021)



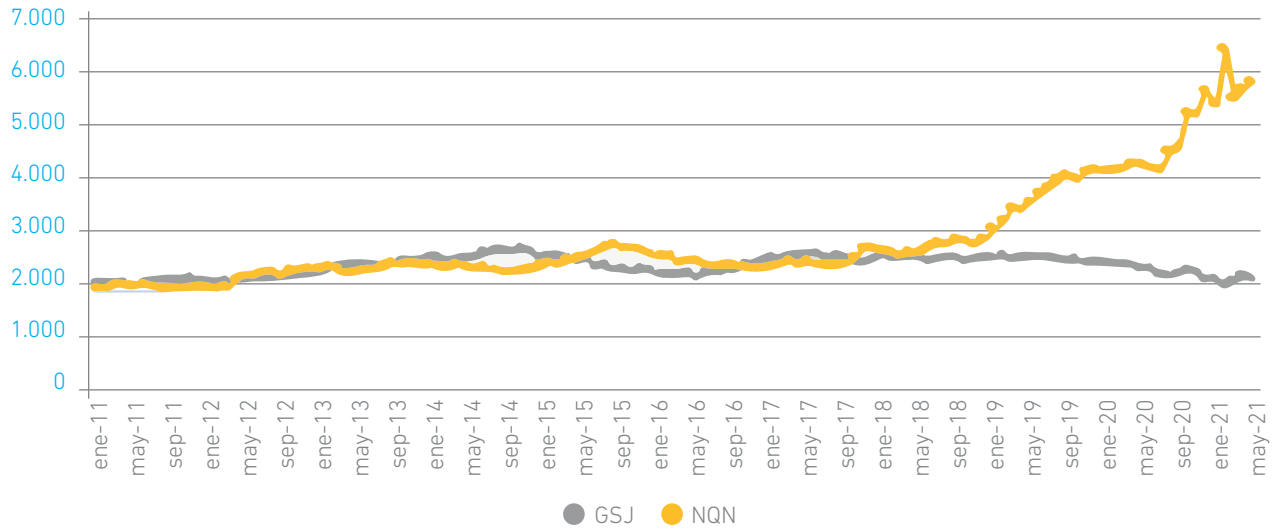
Fuente: Elaborado con base en datos de declaraciones juradas de empresas del sector - Sistema SESCO - Cap. IV.

Las estadísticas de la actividad de perforación también muestran un proceso acelerado en el que crece la actividad en la cuenca neuquina y caen los metros y pozos perforados en la cuenca del golfo San Jorge (gráfico 16). Asimismo, esas estadísticas evidencian la incorporación de perforación horizontal en la cuenca neuquina. Para ello, se puede comparar la longitud promedio de los pozos de la cuenca neuquina con aquella de los pozos de la cuenca del golfo San Jorge –exclusivamente convencional–. Esa comparación indica una extensión promedio en Neuquén con crecimiento sostenido, mientras que la del golfo San Jorge se mantiene, y la creciente diferencia en el tiempo refleja que las perforaciones horizontales son cada vez más extensas. La aceleración de esta transición es marcada a partir de 2017, lo que revela un salto tecnológico con el cual se empieza a dominar la técnica del pozo horizontal.[23]

Adicionalmente, la evolución de las cifras de fractura también da cuenta del mismo fenómeno. El fracking es la base de la completación de los pozos NOC, mientras que en el convencional era una actividad menor que se organizaba en conjunto con la perforación. Actualmente, en búsqueda de la gestión óptima de los recursos, se puede encontrar completación sin equipos de torre (rigless completion) e incluso simul-frack, donde estos servicios fracturan de hasta dos pozos a la vez. En el gráfico 17 se visualiza la centralización de las actividades entre las empresas que lideran la producción de gas shale y petróleo shale. Asimismo, el promedio anual de cantidad de fracturas para el agregado del sector viene creciendo de modo sostenido con un salto del 73% en 2017.

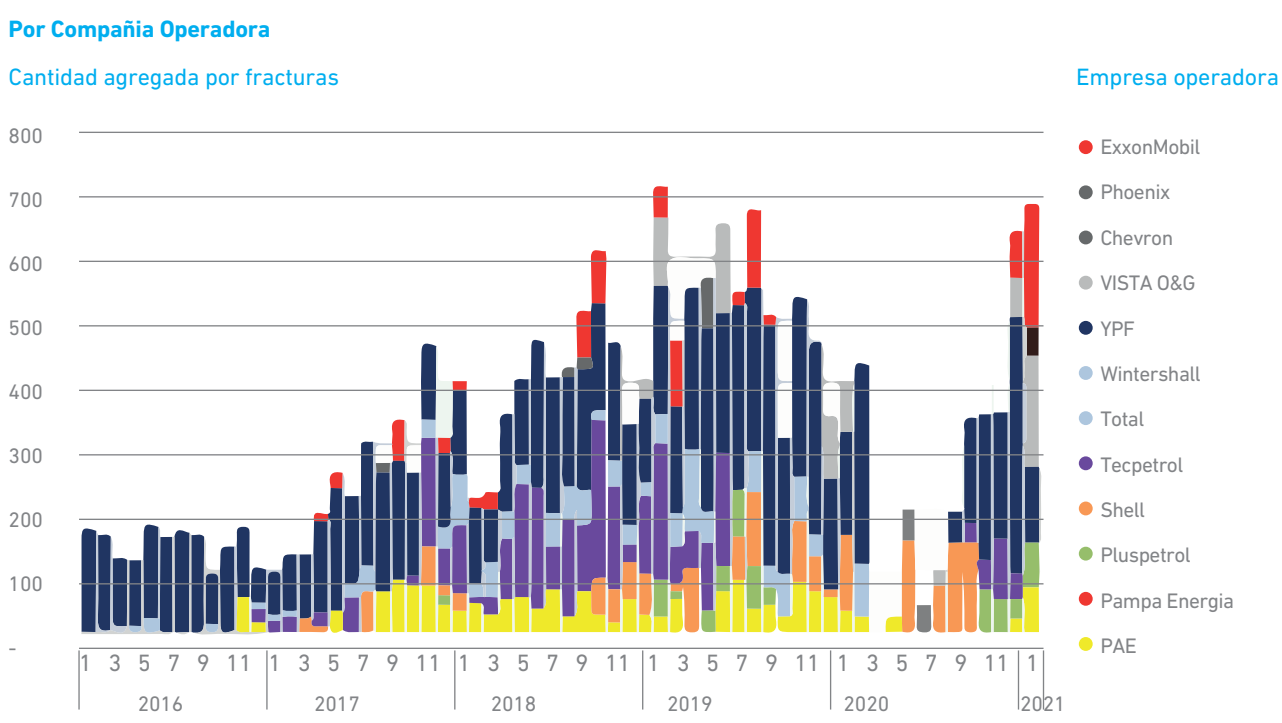
23) Como hecho relevante íntimamente vinculado con este cambio, cabe destacar la promulgación del Decreto N° 629/2017, Régimen de Importación de Bienes Usados para la Industria Hidrocarburífera, que de acuerdo a su artículo 1 buscaba "regular las operaciones de importación para consumo de los bienes usados destinados a la industria hidrocarburífera y con el objeto de incorporar nuevas tecnologías y modalidades de gestión que contribuyan al desarrollo y promoción de dicha industria".

GRÁFICO 16 - PROMEDIO MÓVIL DE METROS PERFORADOS POR POZO POR CUENCA (ENERO DE 2017-JUNIO DE 2021)



Fuente: Elaborado con base en datos de declaraciones juradas de empresas del sector - Sistema SESCO - Cap. IV.

GRÁFICO 17 - EVOLUCIÓN DE LA CANTIDAD MENSUAL DE FRACTURAS REALIZADAS POR EMPRESA OPERADORA



Fuente: Diario Río Negro - Vaca Muerta se acelera y está cerca del récord de fracturas.
(Disponible en https://www.rionegro.com.ar/vaca-muerta-se-acelera-y-esta-cerca-del-record-de-fracturas-1710579/).

Las ganancias de eficiencia que se lograron en el promedio del sector son considerables y reflejan la incorporación de las tecnologías que se vienen aplicando en los Estados Unidos, la optimización de los procesos y el aprendizaje. La consultora Field Development Consultants[24] muestra esto para el caso del petróleo shale al analizar la evolución de la actividad del sector entre 2014 y 2020 (cuadro 5). De esta evolución se puede afirmar que:

- La longitud promedio de los pozos se duplicó y pasó de 1090 a 2200 metros.[25].
- La cantidad de etapas de fracturas por pozo creció un 261% –de 13 a 34.[26].
- El incremento de longitud de pozos y cantidad de fracturas tuvo un impacto directo en la productividad, que creció 2,6 veces al pasar de 365 a 969 barriles diarios.
- El costo por pozo se redujo más del 40% y pasó de 16,6 millones de dólares a 9,5 millones.

- Se redujo considerablemente el riesgo dado que en la actualidad solo el 5% de los pozos perforados no son económicamente viables..

Esta evidencia muestra que la Argentina ha logrado desarrollar de forma competitiva sus recursos NOC y que la productividad en términos de producción y de costos es comparable y hasta superior a muchas cuencas norteamericanas (gráfico 18). No obstante, es difícil afirmar que Vaca Muerta está en la frontera de su potencial.

CUADRO 5 - RESUMEN DE LOS PRINCIPALES INDICADORES PARA EL PROMEDIO DEL SECTOR DEL PETRÓLEO SHALE EN VACA MUERTA (2014-2020)

AÑO	CANTIDAD DE POZOS HORIZONTALES	LONGITUD LATERAL PROMEDIO (METROS)	CANTIDAD PROMEDIO DE ETAPAS DE FRACTURA	PRODUCCIÓN PICO (BARRILES DIARIOS)	COSTO (MILLONES DE DÓLARES)	CANTIDAD DE POZOS NO ECONÓMICOS	PORCENTAJE DE POZOS ECONÓMICOS SOBRE EL TOTAL	EUR A 25 AÑOS (BARRILES)
2014	5	1.090	13	365	16,6	5	0%	320.000
2015	30	1.230	16	472	14,2	22	27%	482.000
2016	64	1.338	17	579	10,5	8	88%	774.886
2017	54	1.553	23	566	9,0	14	74%	788.816
2018	85	2.033	28	811	10,0	15	82%	905.018
2019	111	2.115	31	918	10,3	19	83%	983.273
2020	53	2.216	34	969	9,5	2	96%	1.224.436

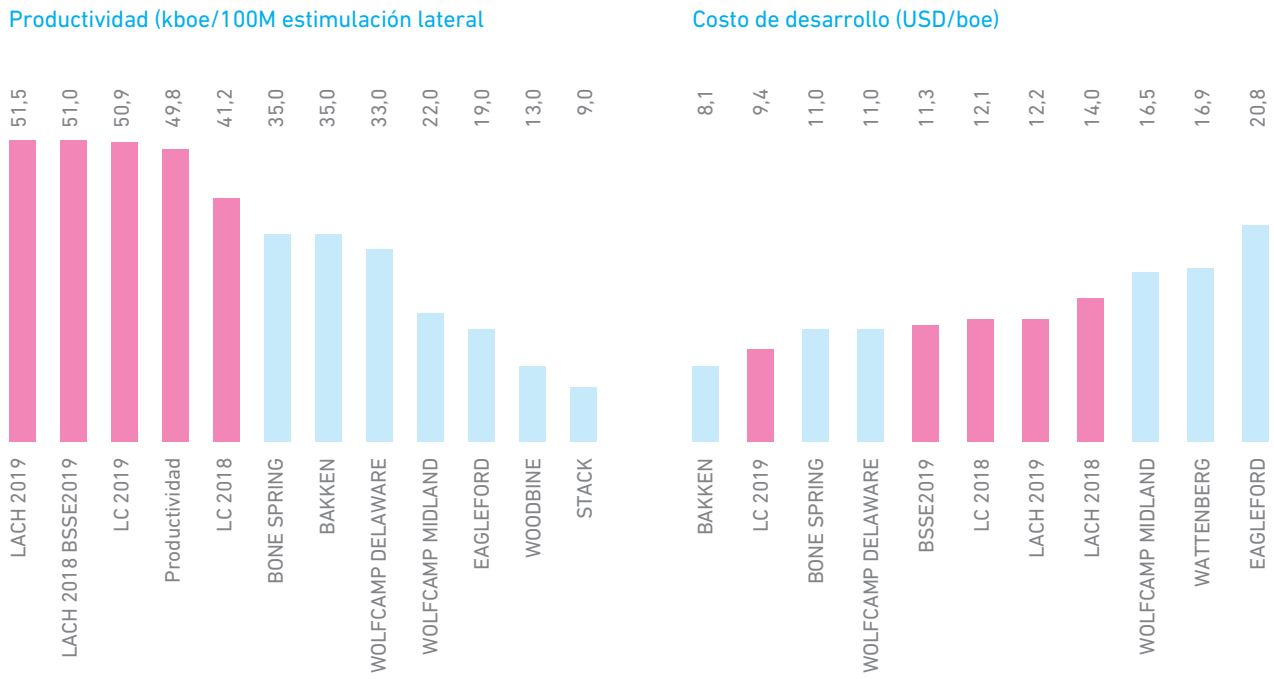
Fuente: Elaboración propia con base en https://fdc-group.com/wp-content/uploads/2021/06/Report-FDC-UR-Mar2021-Final-EV-1.pdf; también desarrollado en Gilardone et al. (2021).

24) Resumen disponible en https://fdc-group.com/wp-content/uploads/2021/06/Report-FDC-UR-Mar2021-Final-EV-1.pdf y desarrollado en Gilardone et al. (2021).

25) Ese es el valor promedio de la industria en esos años. En 2022, YPF perforó tres pozos que superan los 4.000 metros de longitud lateral en su yacimiento de Loma Campana. Véase https://www.rionegro.com.ar/energia/un-hito-ypf-y-aesa-perforaron-el-pad-de-pozos-mas-largos-de-toda-vaca-muerta-2554625/.

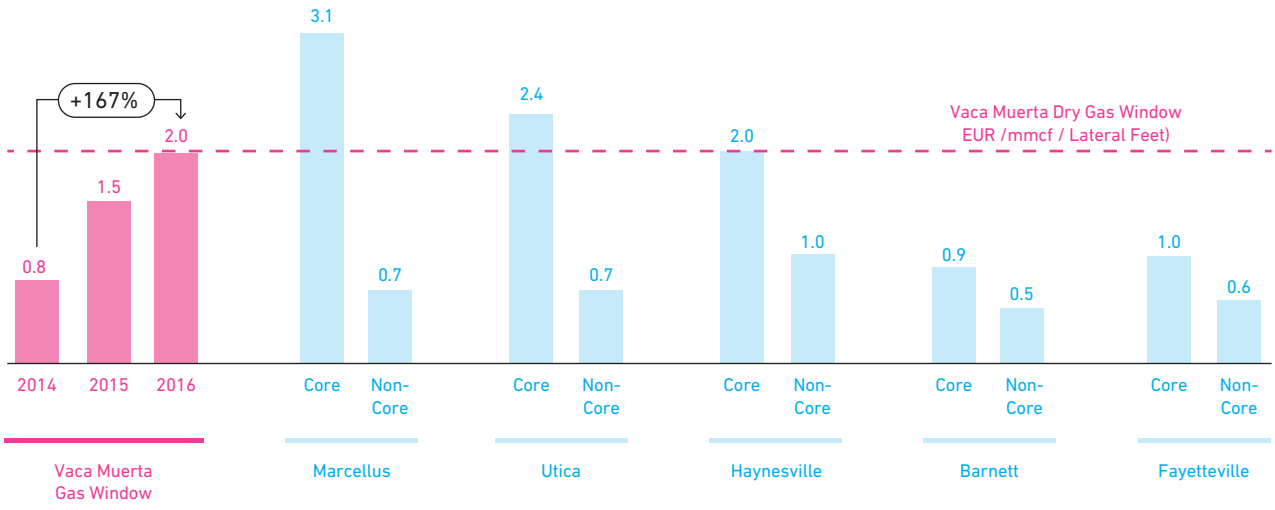
26) Este es el valor promedio, que supera las 60 etapas por pozo. Véase https://econojournal.com.ar/2020/11/ypf-perforo-un-pozo-con-63-etapas-de-fractura-en-un-campo-de-vaca-muerta/.

GRÁFICO 18 - COMPARACIÓN DE PRODUCTIVIDADES Y COSTOS DE DESARROLLO DE REGIONES DE VACA MUERTA Y CUENCAS NORTEAMERICANAS



Fuente: Petróleo y Gas (2020). Agencia Argentina de Inversiones y Comercio Internacional.
Informe sectorial disponible en https://www.inversionycomercio.ar/sectoresProductivos/energia/pyg.

GRÁFICO 19 - EVOLUCIÓN Y COMPARACIÓN DE LA PRODUCTIVIDAD DE LA VENTANA DE GAS SECO DE VACA MUERTA



Fuente: Romero et al. (2018).

En la producción de gas también se realiza benchmark por productividad. Existe evidencia de un incremento de productividad principalmente basada en el aumento de intensidad (gráfico 19) mediante la implementación de simul-frac, que es la incorporación más reciente de las empresas de servicio en el país.

Aspectos tecnológicos y curva de aprendizaje de las dos empresas que lideran el NOC en Vaca Muerta

En el relevamiento con las personas referentes del sector, se destacó que Vaca Muerta presenta un área muy extensa y una amplitud vertical particular. A su vez, la diversidad de fluidos que posee esta formación cubre un sinnúmero de posibilidades entre el petróleo negro volátil y el gas seco. Por lo tanto, muchas de esas características implican desafíos para la definición de los lotes estándares a lo largo del desarrollo en cada una de las ventanas de fluidos y en cada uno de los niveles de navegación de Vaca Muerta. Asimismo, ya existen múltiples producciones locales de conocimiento sobre la formación. Incluso se han realizado diversos análisis comparativos con las distintas cuencas americanas (cuadro 6).

Para las operadoras del país, el principal desafío tecnológico para desarrollar los recursos NOC en Vaca Muerta estuvo asociado, luego del arribo de las últimas tecnologías, a integrar conocimiento local al modelo de operación "como una fábrica" con la limitación de recursos locales. Según afirman diversos autores, este modelo posee características como la integridad, la sistematización, la integración, la racionalización, el trabajo por lote donde puede haber estandarización y automatización que redunde en la maximización de beneficios (Zou et al., 2015a, Zou et al., 2015b, Zou et al., 2016). En las entrevistas realizadas en el marco del presente estudio se visualizaba un "pugna" donde el conocimiento local busca agregar valor a través de la complejidad y el modelo de factoría lo hace a través de la simplificación y la economía de escala.

Como ya se ha visto, YPF es la empresa que lidera las actividades de exploración, desarrollo y producción en Vaca Muerta. En la cuenca neuquina concentra el 44% del petróleo y el 56% del gas entre la producción convencional y la NOC. Además, hay otros dos actores de relevancia. Por un lado, Tecpetrol, que lidera la producción de gas en Vaca Muerta; por el otro, Vista Oil, que se posicionó como la tercera mayor productora de petróleo con un

CUADRO 6 - ANALOGÍA ENTRE LA FORMACIÓN VACA MUERTA Y GAS SHALE / OIL PLAYS DE LOS ESTADOS UNIDOS

SHALE PLAY	BARNETT	MARCELLUS	FAYETTEVILLE	HAYNESVILLE	WOODFORD	LEWIS	EAGLE FORD	VACA MUERTA
Edad (Ma)	320	410	330	150	370	85	95	140
Extensión areal (km2)	13.000	250.000	23.000	23.000	28.900	26.000	5.000	30.000
Profundidad (km)	2,0-2,6	1,2-2,6	0,3-2,1	3,2-4,2	1,8-3,4	0,9-1,8	1,2-4,2	2,0-3,5
Gradiente de presión (psi/pie)	0,43-0,44	0,15-0,40		> 0,9		0,20-0,25	0,6	0,6-1,1
Porosidad (%)	4,0-5,0	10,0-11,0	2,0-8,0	8,0-9,0	3,0-9,0	3,0-6,0	4,0-15	4,0-12,0
Espesor (m)	60-90	30-120	30-210	60-90	90-300	150-580	20-150	30-550
Espesor útil (m)	15-60	15-60	15-60	61	35-67	61-92	25-100	50-350
Tipo de kerógeno	II	II-III	II-III	III	II	II-III	II	II
Madurez térmica (% RO)	0,5-1,5	0,5-2,0	1,0-3,0	0,94-2,62	0,5-3,0	1,7-1,9	0,5-2,2	0,5-2,6
COT	3,0-6,0	3,0-12	4,0-9,8	4,0-10	0,6-1,0	0,45-2,5	4,5-5,5	2,0-12,0

Nota: COT: carbono orgánico total.
Fuente: Askenazi et al. (2013).

GRÁFICO 20 - PARTICIPACIÓN EN SUPERFICIE POR EMPRESA EN VACA MUERTA

Fuente: Secretaría de Gobierno de Argentina, Secretaría de Planeamiento Energético (2018).
Argentina Energy Plan, disponible en https://www.argentina.gob.ar/sites/default/files/plan_energetico.pdf.

peso superlativo de su cartera NOC. Sin embargo, existen múltiples operadoras que poseen concesiones en Vaca Muerta, algunas con mayor disponibilidad de petróleo y otras con mayor disponibilidad de gas (gráfico 20). Por su parte, el sector servicios está sumamente concentrado en grandes empresas de servicios multinacionales (Baker Hughes, Halliburton, Schlumberger), que manejan gran volumen del mercado y las tecnologías más avanzadas en el país, y ofrecen los servicios integrados o *bundle.*

Los casos de YPF (petróleo shale en Loma Campana) y Tecpetrol (gas shale en Fortín de Piedra)

Las dos operadoras que lideran la producción no convencional de Vaca Muerta –YPF en petróleo y Tecpetrol en gas– tienen varios rasgos en común. En primer lugar, en ambos casos tuvieron que recorrer un proceso de aprendizaje que comenzó con actividades de exploración, siguió con proyectos piloto y, a partir de los resultados positivos que estos tuvieron, se puso en funcionamiento un modelo de factoría propio que permitiera asegurar en cantidad y calidad el agua y las arenas de fractura que exige el desarrollo masivo de estos reservorios.[27] Para ello, las productoras tuvieron el apoyo de empresas de servicios globales petroleros y de la creación de centros de monitoreo remoto de la producción, que sirven no solo para dar seguimiento a todo el proceso y hasta operar de forma remota, sino, y más importante aún, para analizar, aprender y optimizar procesos y realizar ajustes idiosincráticos o específicos del lugar.

Logística de agua y arena

Tal como se viene mencionando, el desarrollo masivo del shale demanda grandes cantidades de agua y arena. Los proyectos piloto comenzaron con el abastecimiento a baja escala de camiones cisterna de agua y bolsones de arena. Inicialmente se requirió la mejor caracterización

27) Para cada etapa de fractura se mueven 22 tn de arena y 1.500 m3 de agua.

de arenas y fuentes de abastecimiento costo-efectivas.[28] En el caso de YPF, cuenta con una planta de tratamiento de arenas que opera la mayor capacidad instalada en el mercado para extraer, procesar y transportar 1,7 millones de toneladas de arena silícea al año. Para esto, diseñó un modelo eficiente para la última milla con cajas contenedoras que hace más ágil el acondicionamiento, la carga y el abastecimiento de los sets de fractura, y permitió reducir costos, tiempos y pérdida de material. YPF es la única compañía petrolera que integra la extracción, producción y gestión de arena en pad como uno de los pilares de su actividad. Constituye una operación que contiene todas las etapas de tratamiento de la arena, necesarias para transformar el material crudo en el agente de sostén que YPF necesita: extracción, lavado y corte húmedo, secado, clasificación, almacenamiento, despacho y gestión en la locación. En 2022 le posibilitó ejecutar sus operaciones de fractura con un nivel de actividad de 180 etapas mensuales por set, gracias a lo cual logró picos de actividad de hasta 12 o 13 etapas diarias. El trabajo en sitio lo realiza con la empresa de servicios AESA, su afiliada que cumplió un rol estratégico. De esta manera ha logrado consolidar un sistema de gestión de arena robusto con laboratorio de control de calidad que le permite seguir las últimas innovaciones en el tema y cumplir con la normativa específica. De acuerdo con los pronósticos de demanda, proyectan ampliar la operación y crecer a 2,5 millones de toneladas anuales.[29]

En el caso de Tecpetrol, la construcción de Fortín de Piedra fue fast track.[30] En esa lógica, para asegurarse el suministro de los dos insumos estratégicos –agua y arena de fractura– llevó adelante la siguiente estrategia. En primer lugar, instaló una planta de almacenamiento de agente sostén dentro de Fortín de Piedra a fin de abaratar la última milla de la logística de arena. El manejo integral del insumo –que consiste en la compra, el transporte y almacenamiento– rondaba los 250 dólares por tonelada, pero la empresa rápidamente logró bajar los costos. En segundo lugar, para optimizar el uso de agua, Tecpetrol construyó una planta de almacenamiento central dentro del yacimiento, alimentada por un sistema de bombeo que puede extraer 15.000 m3 del recurso desde el río Neuquén –si se tiene en cuenta que cada pozo fracturado con high density completion requiere unos 100.000 m3 de agua–. "Con estas instalaciones, que pueden almacenar 20.000 m3 de agua, lo que demandan dos sets de fractura, estamos cubiertos", indicaron desde la empresa.[31]

Centros de monitoreo remoto: aprendizaje e innovación

A diferencia de la actividad del upstream convencional, que tiene decenas de años de historia en el país y cuya digitalización está siendo gradual, las operaciones no convencionales nacieron digitales. Se podría decir que desde un primer momento la actividad aprovecha las facilidades de las TIC para su monitoreo y mejorar su desempeño.

En 2020, YPF inauguró el Centro Integrado de Operaciones para Vaca Muerta en la ciudad de Neuquén. Se trata de un edificio de cuatro pisos, donde la compañía dispone de las tecnologías de última generación, que le permiten seguir en tiempo real todos los movimientos de la actividad en los yacimientos de la compañía con foco en la roca shale. En ese centro trabajan más de 50 profesionales que brindan asistencia a las operaciones de perforación, supervisión de geonavegación y terminación (fracking) desde la capital de la provincia, en cooperación con el control desde Añelo. Desde este edificio se les da asistencia y guía a quienes están trabajando en el campo. Además, todos los datos que arrojan los pozos

28) Las especificidades de calidad son: tamaño, forma (esfericidad y redondez), compresión (resistencia de los granos a la rotura), turbiedad (contenido de arcillas y limas en suspensión) y solubilidad (resistencia a los ácidos).

29) Diario de la AOG Patagonia (2022). "AESA, la innovación como motor del desarrollo energético", N° 10, agosto, Econojournal. Disponible en https://www.aogpatagonia.com.ar/diario0.pdf.

30) Referentes de la empresa señalan que el principal desafío del proyecto era el tiempo de ejecución. En función de eso aplicaron la metodología de trabajo que denominan fast track, donde el diseño y la construcción del proyecto se llevan a cabo de manera simultánea, actividades que normalmente se realizan en una secuencia rígida.

31) Econojournal (2019). "Planificación y gestión industrial en Vaca Muerta", Revista Trama, N° 6, año 3, abril, p. 30. Disponible en https://econojournal.com.ar/cntnt/uploads/2022/09/TRAMA-6-.pdf.

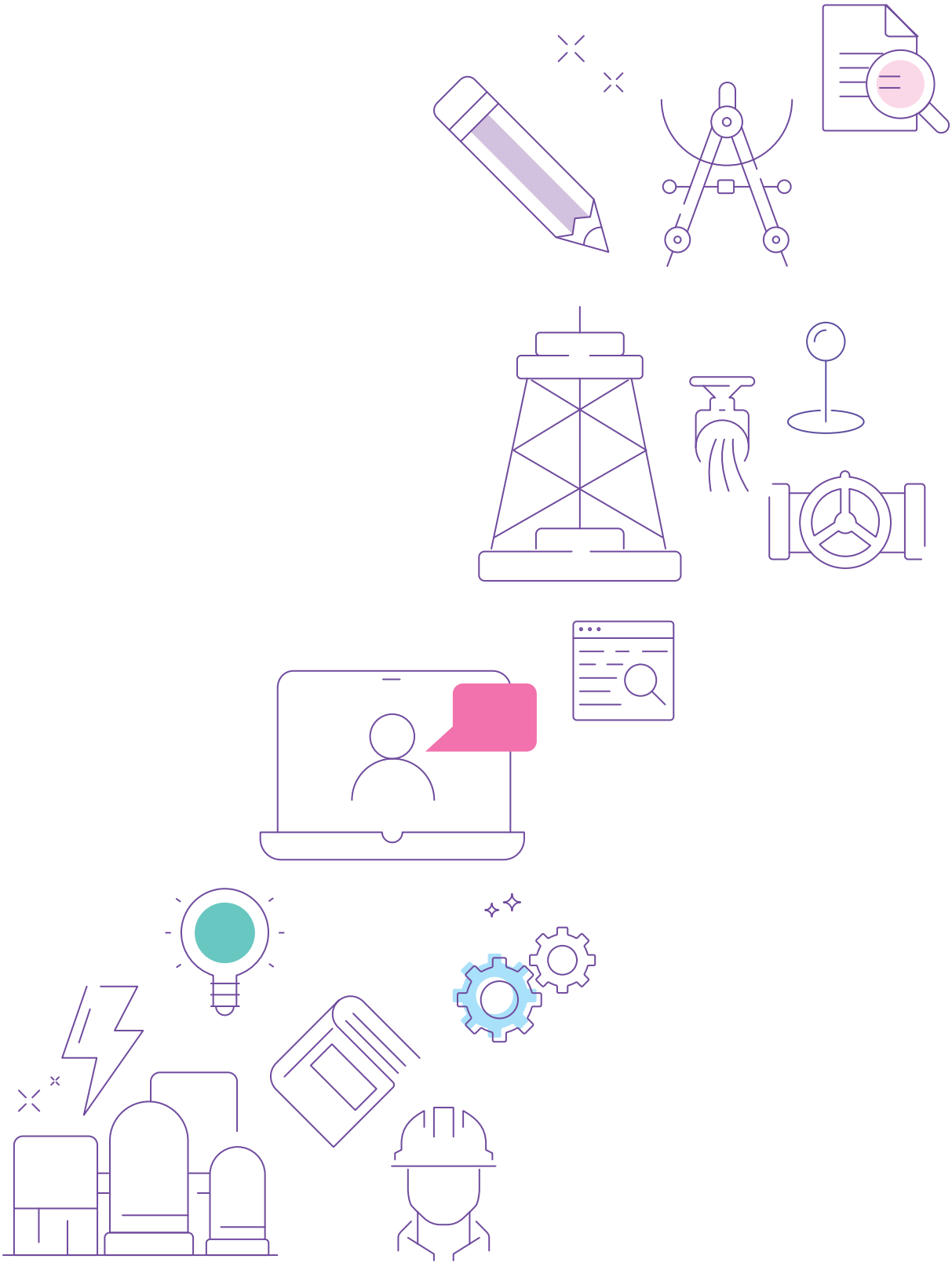
son recolectados en una base para medir los resultados, corroborar los objetivos cumplidos y sacar conclusiones –más de 12 variables en monitoreo constante–. El equipo de trabajo controla la interrupción de la producción de cerca de mil pozos y detecta cualquiera de las alertas que los sensores activen –por ejemplo, un instrumento que dejó de funcionar y se cerró por seguridad–; inconvenientes que en buena medida pueden ser resueltos desde Neuquén sin la intervención de un operario/a o cuadrilla.

Esta sede implicó una inversión total de 3,5 millones de dólares, y su tecnología aplicada monitorea a distancia las operaciones, además de operar y controlar el funcionamiento de los pozos, las plantas de procesamiento y las de energía. De este modo, el subsuelo y la superficie están vigiladas en tiempo real por especialistas de distintas disciplinas para encontrar soluciones integradas.

Por su parte, Tecpetrol apuntó desde un inicio a tener una operación ciento por ciento remota del yacimiento Fortín de Piedra, para luego extender el modelo al resto de las operaciones. Para ello puso en marcha la Central de Operaciones de Producción, que funciona en el edificio corporativo de Techint en Neuquén. Este centro neurálgico permite monitorear en tiempo real los yacimientos de la cuenca neuquina operados por la empresa y tomar decisiones de forma inteligente, basadas en datos (data-driven) asociados con las instalaciones de campo y los puntos de entregas fiscales de gas, petróleo y producción.

CAPÍTULO 2

ANÁLISIS DE CAPACIDADES EN I+D Y FORMACIÓN DE RECURSOS HUMANOS ALTAMENTE CALIFICADOS



RESUMEN

El objetivo principal de este capítulo consiste en analizar las principales fortalezas y debilidades del sistema de educación superior en la formación de personal altamente calificado y aquellas del Sistema Nacional de Ciencia, Tecnología e Innovación (SNCTI) en la promoción de actividades de investigación y desarrollo (I+D) según las necesidades de la industria.

Este análisis tiene la finalidad de visualizar las brechas sobre las cuales poner atención cuando se dispone de una prospectiva tecnológica que orienta los esfuerzos en temas de formación e investigación orientada.

Para este capítulo se ha relevado la oferta académica a nivel nacional, con foco en las carreras asociadas a las actividades del upstream, validadas por la Comisión Nacional de Evaluación y Acreditación Universitaria o el Consejo Federal de Decanos de Ingeniería. Para tal fin se entrevistaron autoridades de las universidades establecidas en las regiones donde se desarrollan las actividades del upstream para conocer las propuestas de formación en carreras de pregrado, grado y posgrado. En relación con la práctica de I+D, se entrevistaron a las y los investigadores que lideraron proyectos de I+D financiados por la Agencia Nacional de Promoción de la Investigación, el Desarrollo Tecnológico y la Innovación.

El resultado del estudio ofrece un detalle de las fortalezas del sistema y un conjunto de actuaciones para mejorar las capacidades de formación y promoción de la I+D.

La recomendación principal es la elaboración de un plan de acción que refuerce el rol de la Fundación YPF y de Y-TEC como figuras intermediarias entre la industria y el sistema universitario y el SNCTI, con la intención de traducir y canalizar las demandas tecnológicas –y de formación de recursos humanos– de las empresas, facilitar que estas transfieran a las universidades

recursos para mejorar la formación profesional y técnica, y promover la conformación de redes de codesarrollo entre las instituciones públicas, así como entre éstas y las empresas –en particular YPF.

ABORDAJE METODOLÓGICO

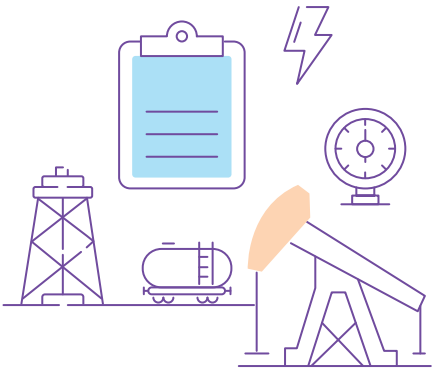
La perspectiva metodológica elegida es la de un estudio cualitativo, para el cual se llevaron a cabo entrevistas en profundidad que abordaron una serie de dimensiones: perfil profesional y características de las carreras, demanda y perfil de las y los estudiantes, principales fortalezas y debilidades respecto de la oferta actual y futura, vínculos con el territorio y los actores/as, y capacidades y orientación de las actividades de I+D según los cambios tecnológicos que delimitan la actividad en el sector en los próximos años.

Si bien los estudios cualitativos no permiten hacer generalizaciones, la información que aportan permite ser transferida a otros casos a partir de descripciones complejas que identifican e interpretan distintos factores que ejercen influencia sobre el fenómeno en cuestión. Por otro lado, este tipo de enfoque resulta adecuado, en primer lugar, para examinar un tema determinado y profundizar en el propio proceso de investigación a partir de los primeros datos analizados. En segundo lugar, admite abordar los fenómenos desde múltiples perspectivas y no desde la influencia de una sola variable (Yin, 1994; Maxwell, 1998; Bonache, 1999).

La muestra se construyó sobre la base de la técnica "bola de nieve" hasta alcanzar la saturación teórica. Una primera selección de entrevistas se realizó a partir del relevamiento de la oferta académica de pregrado, grado y posgrado, y según la clasificación de dicha oferta, el grado de proximidad con los perfiles técnicos y profesionales del upstream de petróleo y gas, cuya clasificación 1 es la de máxima proximidad y la clasificación 4, la de menor acercamiento (véase Anexo A). Sobre este listado se seleccionaron referentes institucionales de las universidades nacionales (véase Anexo B) que ofrecen carreras clasificadas como 1 y 2, con un criterio de representación regional (cuadro 7).

¡Para el caso de la población estudiantil en ingeniería petrolera a nivel de pregrado y grado, el conjunto de las instituciones de educación superior (IES) seleccionadas representaban en 2017 el 84% de la población total del país de estudiantes en esta disciplina o área de conocimiento, en universidades tanto de gestión pública como privada.[32]

La segunda etapa del trabajo de campo consistió en capturar información sobre las capacidades existentes en I+D. Para la selección de las y los informantes (investigadores/as responsables de grupo) se solicitó a las y los referentes de las IES que identificaran a responsables de grupos de investigación; por otro lado, se seleccionaron referentes de los proyectos de I+D que tuvieron financiamiento de diferentes instrumentos de promoción de la Agencia Nacional de Promoción de la



32) Para este trabajo se consultó la información disponible en el Sistema de Consulta de Estadísticas Universitarias (https://estadisticasuniversitarias.me.gov.ar/#/home/2) de la Secretaría de Políticas Universitarias del Ministerio de Educación de la Nación, de donde se obtuvieron series históricas para el período comprendido entre 2001 y 2017.

CUADRO 7 - LISTADO DE INSTITUCIONES Y CARRERAS DE EDUCACIÓN SUPERIOR RELEVADAS EN EL TRABAJO DE CAMPO POR REGIÓN AL CIERRE DEL PROYECTO

REGIÓN	INSTITUCIÓN	CARRERA
Patagónica	Universidad Nacional Patagonia Austral (UNPA)	Tecnicatura Universitaria en Petróleo
	Universidad Nacional de la Patagonia San Juan Bosco (UNPSJB)	Ingeniería en Petróleo Ingeniería Industrial Ingeniería Química Ingeniería Electrónica
	Universidad Nacional del Comahue (UNComa)	Ingeniería en Petróleo
	Universidad Tecnológica Nacional Facultad Regional Neuquén (UTN-FRN)	Tecnicatura Universitaria en Perforación y Terminación de Pozos Ingeniería Química Ingeniería Electrónica
	Fundación Bariloche (FB)	Maestría en Economía y Política Energético Ambiental
Cuyo	Universidad Nacional de Cuyo (UNCuyo)	Ingeniería en Petróleo Diplomatura de Posgrado en Estudios Integrados de Yacimientos
	Universidad Nacional de San Juan (UNSJ)	Licenciatura en Geología Licenciatura en Geofísica
Pampeana	Universidad Nacional Arturo Jauretche (UNAJ)	Ingeniería en Petróleo
	Universidad Nacional del Sur (UNS)	Ingeniería Química
	Universidad Nacional de La Plata (UNLP)	Licenciatura en Geofísica
Noroeste	Universidad Nacional de Salta (UNSa))	Tecnicatura Universitaria en Perforaciones Ingeniería en Perforaciones

Fuente: Elaboración propia.

Investigación, el Desarrollo Tecnológico y la Innovación (Agencia I+D+i).

Las y los entrevistados pertenecen a las siguientes instituciones (para mayor detalle véase el Anexo B):

- Instituto de Investigaciones en Ciencia y Tecnología de Materiales (INTEMA) de la Universidad Nacional de Mar del Plata (UNMdP) y el Consejo Nacional de Investigaciones Científicas y Técnicas (CONICET).
- Planta Piloto de Ingeniería Química (PLAPIQUI) de la UNS y el CONICET.
- Instituto de Investigaciones Fisicoquímicas Teóricas y Aplicadas (INIFTA) de la UNLP y el CONICET.
- Instituto de Investigación y Desarrollo en Ingeniería de Procesos y Química Aplicada (IPQA) de la Universidad Nacional de Córdoba (UNC).
- Instituto de Desarrollo Tecnológico para la Industria Química (INTEC) de la Universidad Nacional del Litoral (UNL) y el CONICET.
- Centro de Computación de Alto Desempeño (CCAD) de la UNC.

LA OFERTA DE FORMACIÓN EN EDUCACIÓN SUPERIOR: EL PERFIL PROFESIONAL

En la Argentina, la formación superior del sistema universitario ofrece tres niveles de titulación: pregrado –que en algunos casos consiste en un título intermedio en la trayectoria educativa–, grado y posgrado, el cual a su vez se organiza en tres ofertas diferentes de titulación: especialización, maestría y doctorado.

El sistema universitario nacional se compone de universidades de gestión pública y privada. Respecto de las públicas –objeto de análisis en este estudio–,[33] actualmente existen 57 universidades nacionales, a las que se les suman algunas provinciales e institutos universitarios de las fuerzas de seguridad.

En la Argentina, la obtención del título de grado otorgado por una IES habilita al ejercicio profesional de forma directa, a diferencia de lo que ocurre en otros países donde se deben aprobar exámenes de competencias o capacidades. En consecuencia, el Ministerio de Educación de la Nación genera resoluciones para definir cuáles son los estándares que deben cumplir las carreras. En el sistema universitario argentino la oferta de títulos de grado y posgrado se encuentra supervisada por la Comisión Nacional de Evaluación y Acreditación Universitaria (CONEAU), que, de acuerdo con el artículo 43 de la Ley N° 24.521 –sancionada en 1995– (recuadro 4), se encarga de acreditar aquellas carreras de grado cuyas titulaciones son declaradas de interés público. Esto implica que dicho organismo somete a revisión para su aprobación las modificaciones que las IES quieran introducir sobre los planes de estudio y las áreas de competencia profesional de aquellas carreras comprometidas en dicho artículo.

RECUADRO 4: ARTÍCULO 43 DE LA LEY N° 24.521

Cuando se trate de títulos correspondientes a profesiones reguladas por el Estado, cuyo ejercicio pudiera comprometer el interés público poniendo en riesgo de modo directo la salud, la seguridad, los derechos, los bienes o la formación de los habitantes, se requerirá que se respeten, además de la carga horaria a la que hace referencia el artículo anterior, los siguientes requisitos:

a) Los planes de estudio deberán tener en cuenta los contenidos curriculares básicos y los criterios sobre intensidad de la formación práctica que establezca el Ministerio de Cultura y Educación, en acuerdo con el Consejo de Universidades:

b) Las carreras respectivas deberán ser acreditadas periódicamente por la Comisión Nacional de Evaluación y Acreditación Universitaria o por entidades privadas constituidas con ese fin debidamente reconocidas.

El Ministerio de Cultura y Educación determinará con criterio restrictivo, en acuerdo con el Consejo de Universidades, la nómina de tales títulos, así como las actividades profesionales reservadas exclusivamente para ellos.

33) Se pretendió incluir a representantes de las universidades de gestión privada; sin embargo, las instituciones consultadas no mostraron interés en participar del estudio.

CUADRO 8 - LISTADO DE CARRERAS DE GRADO VINCULADAS CON EL SECTOR DE UPSTREAM DE PETRÓLEO Y GAS

ÁREA	CARRERA
Geología	Licenciatura en Geología Licenciatura en Ciencias Geológicas
Informática	Ingeniería en Computación Ingeniería en Sistemas de Información - Informática Licenciatura en Ciencias de la Computación Licenciatura en Informática Licenciatura en Sistemas - Sistemas de Información
Ingeniería	Ingeniería Ambiental Ingeniería Electricista - Eléctrica - Energía Eléctrica Ingeniería Electromecánica Ingeniería Electrónica Ingeniería en Materiales Ingeniería en Minas Ingeniería en Petróleo Ingeniería en Recursos Naturales Ingeniería en Telecomunicaciones Ingeniería Industrial Ingeniería Mecánica Ingeniería Mecatrónica Ingeniería Metalúrgica Ingeniería Química
Química	Licenciatura en Química

Fuente: Elaboración propia en base a CONEAU, http://www.coneau.gob.ar/buscadores/grado/.

La acreditación otorgada por la CONEAU tiene una duración de seis años; terminado ese período las universidades deben someter las carreras a un proceso de revalidación. Del total de las carreras de grado que son de interés para este estudio, en el cuadro 8 se encuentran aquellas enmarcadas dentro del artículo 43 y que, por lo tanto, requieren de acreditación por parte de dicho organismo.

La transición hacia la incorporación de nuevas competencias

En 2018 el Consejo Federal de Decanos de Ingeniería (CONFEDI) publicó el "Libro Rojo de CONFEDI", una propuesta de estándares de segunda generación para la acreditación de las carreras de ingeniería, en reemplazo del "Libro Verde de CONFEDI", que impulsaba en 2002 la primera convocatoria de acreditación de estas carreras universitarias.[34] Los estándares de segunda generación fueron adoptados por la CONEAU tras su aprobación por el Consejo de Universidades. Los aspectos centrales de la propuesta de reformulación de las carreras de

34) Para más detalles sobre el "Libro Rojo de CONFEDI" véase https://confedi.org.ar/download/documentos_confedi/LIBRO-ROJO-DE-CONFEDI-Estandares-de-Segunda-Generacion-para-Ingenieria-2018-VFPublicada.pdf.

ingeniería elevados por el CONFEDI son:

- Enfocar el proceso de enseñanza de la adquisición de competencias: "El ingeniero no solo debe saber, sino también saber hacer. El saber hacer no surge de la mera adquisición de conocimientos, sino que es el resultado de la puesta en funciones de una compleja estructura de conocimientos, habilidades, destrezas, etc." (CONFEDI, 2018, p. 13).

- Organizar la estructura curricular en cuatro bloques: ciencias básicas de la ingeniería, tecnologías básicas, tecnologías aplicadas, y ciencias y tecnologías complementarias.

- Las y los egresados de todas las carreras de ingeniería deberán cumplir con las siguientes competencias genéricas:

Competencias tecnológicas: a) identificar, formular y resolver problemas de ingeniería; b) concebir, diseñar y desarrollar proyectos de ingeniería; c) gestionar, planificar, ejecutar y controlar proyectos de ingeniería; d) utilizar de manera efectiva las técnicas y herramientas de aplicación de la ingeniería; y e) contribuir a la generación de desarrollos o innovaciones tecnológicas.

Competencias sociales, políticas y actitudinales: a) desempeñarse de manera efectiva en equipos de trabajo; b) comunicarse con efectividad; c) actuar con ética, responsabilidad profesional y compromiso social, considerando el impacto económico, social y ambiental de su actividad en el contexto local y global; d) aprender de forma continua y autónoma; y e) actuar con espíritu emprendedor.

En el caso específico de la carrera de Ingeniería en Petróleo, los nuevos criterios de contenidos curriculares básicos, la carga horaria mínima, la intensidad de la formación práctica y las actividades profesionales fueron publicadas en 2021 (véase el Anexo C). Las principales actividades profesionales reservadas al título de ingeniero/a en petróleo son:

- Diseñar, calcular y proyectar la exploración y explotación de yacimientos de petróleo y gas; e instalaciones de tratamiento, transporte, almacenaje y transformaciones de petróleo y gas y sus derivados.

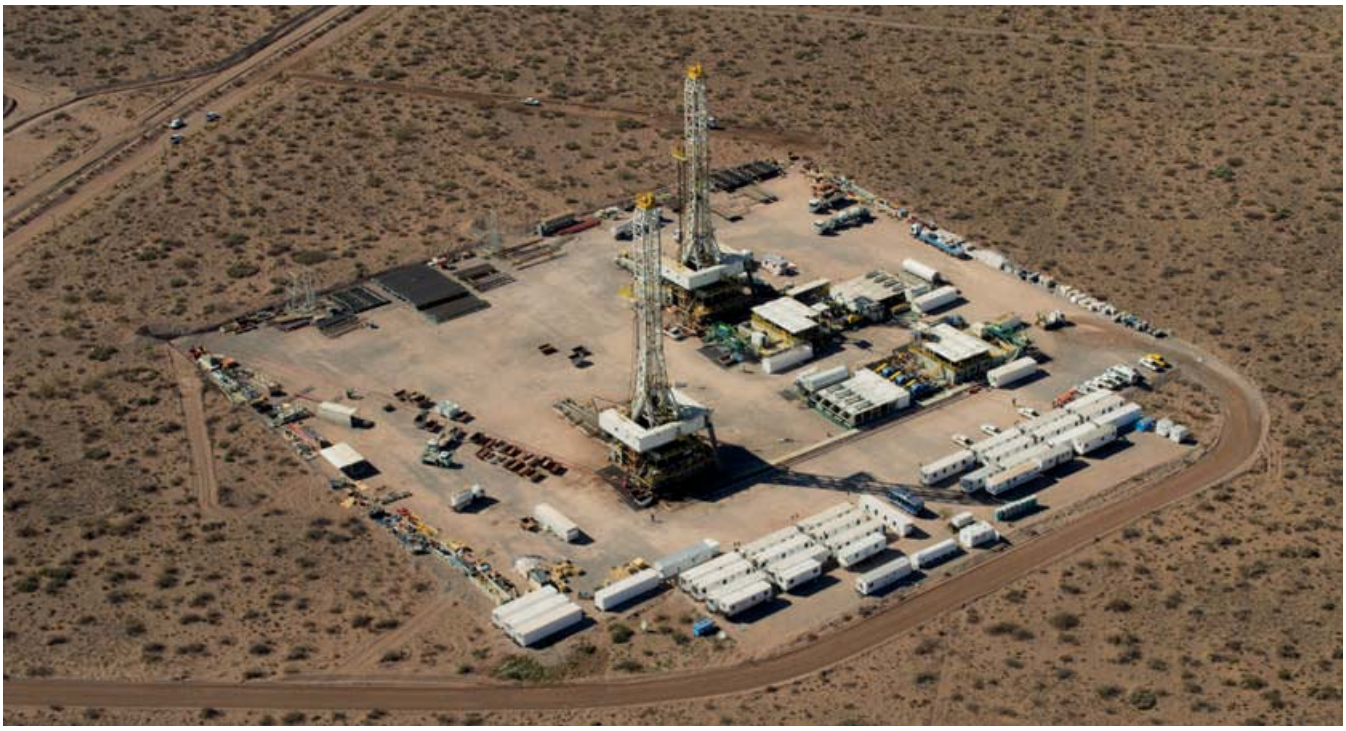
- Dirigir y controlar dicha exploración, explotación e instalación.

- Certificar el funcionamiento, la condición de uso o el estado de lo mencionado anteriormente.

- Proyectar y dirigir lo referido a higiene, seguridad y control de impacto ambiental de la actividad profesional.

Las personas entrevistadas de las IES manifestaron su intención de introducir modificaciones y actualizar sus respectivos programas de estudio para adecuarlos a los nuevos estándares de acreditación. En particular, expresaron el desafío que representa la inclusión de las denominadas competencias sociales de las y los futuros egresados, definidas como la capacidad de adaptación de las y los profesionales a los cambios que se producen en la industria. Específicamente se destacó la necesidad de ahondar en las competencias de liderazgo y trabajo en equipos interdisciplinarios; es decir, poner el foco en los aspectos organizacionales de la actividad.

Avanzar en una formación basada en competencias radica, en primer lugar, en que estas no se aplican de modo excluyente a una asignatura, sino que son transversales a las diferentes materias que componen los planes de estudio, lo que implica trabajar con el plantel docente en



la reelaboración de contenidos, en la estrategia de las formas de impartir clases y en los sistemas y criterios de evaluación.

Por otro lado, la velocidad de implementación y profundidad de las reformas requeridas está supeditada a las lógicas de gobierno de cada IES. Es decir, su implementación no depende únicamente de las facultades o unidades académicas encargadas de impartir las carreras, sino que estas deben ser aprobadas por los órganos superiores de la universidad. Por lo tanto, los cambios de currícula son procesos complejos en términos académicos, administrativos y políticos.

La inmersión al campo

En segundo lugar, es preciso desarrollar un perfil profesional basado en el "saber hacer", lo que demanda sostener, mejorar y profundizar las actividades de formación que garanticen la inserción al campo de las y los futuros egresados. Esto constituye actualmente un punto crítico considerando los dos años de la pandemia del COVID-19 que obligó a reconvertir el dictado de las asignaturas a una modalidad virtual, lo que afectó de forma sensible la enseñanza de las materias de carácter práctico, así como la posibilidad de realizar salidas al campo.

Entre las actividades que buscan promover la inmersión al campo se destacan las visitas a plantas o pozos, las pasantías en empresas y las prácticas profesionales supervisadas. No obstante, resulta habitual que las compañías no demuestren interés para facilitar visitas a las instalaciones. En efecto, existen pocas empresas que impulsan la firma de convenios marco necesarios para el desarrollo de pasantías y prácticas profesionales supervisadas. Por su parte, otro inconveniente es la tendencia entre las y los estudiantes que acceden a las pasantías a demorar la finalización de sus estudios, e incluso abandonarlos.

En esta línea de mejorar los procesos de inmersión al campo, se enfatizó la importancia de finalizar el proyecto del simulador virtual de pozos petroleros desarrollado en el Laboratorio de Computación Gráfica, Realidad Virtual y

HCI[35] (Media.Lab) del Instituto PLADEMA.[36] El proyecto fue financiado por la Secretaría de Políticas Universitarias (SPU) con apoyo de la Fundación YPF, y tenía como objetivo generar instalaciones de acceso para su uso en las nueve universidades que conforman la Red Nacional de Universidades Petroleras.[37]

Este simulador consiste en un entorno virtual asistido por computadoras que permite realizar un recorrido por un pozo de Loma Campana (Vaca Muerta), reconocer partes, piezas y equipos e imitar virtualmente un proceso de perforación.[38] Sin embargo, solo en tres universidades se lograron instalar los medios para hacer uso del simulador: en la UNAJ, la UNSa y la UNPSJB. La información recogida no permite hacer una evaluación profunda respecto del grado de aprovechamiento de esta herramienta. Cabe apuntar que, en el marco de la pandemia de COVID-19, las universidades debieron suspender las actividades por el lapso de dos años al no poder autorizar el ingreso de docentes y estudiantes a las instalaciones donde funciona el simulador.

Las personas responsables de las carreras distinguieron dos aspectos del simulador como herramienta de formación. Primero, la necesidad de retomar el proyecto, de forma tal de ampliar el número de instituciones que cuenten con los medios para su utilización. Segundo, evaluaron que se deben introducir mejoras en su diseño para incorporar nuevas herramientas de simulación y así ampliar el rango de sus funciones: por ejemplo, emular diferentes tipos de accidentes y situaciones que se pueden presentar durante el proceso de perforación.

Asimismo, el relanzamiento del simulador puede ser una vía para fortalecer el diálogo y la articulación entre las diferentes universidades que integran la Red Nacional de Universidades Petroleras, ya que ese vínculo se vio debilitado justamente por la discontinuidad del proyecto.

Por otro lado, las facilidades para la inmersión al campo por parte de las y los estudiantes varían según la distancia que tienen con las universidades y entre estas y sus áreas de actividades. Esto no descarta la necesidad de establecer convenios formales con las empresas para garantizar el acceso al campo y que dispongan de personal para el acompañamiento de las y los estudiantes.

En definitiva, el simulador puede ser una herramienta fundamental para aquellas instituciones alejadas de las áreas productivas y representar un avance para una formación basada en el "saber hacer".

La evolución de la matrícula

Con respecto a la evolución de la matrícula de las carreras de pregrado y grado, en el gráfico 21 puede observarse una fuerte expansión a partir de 2013 impulsada por el crecimiento en el número de nuevas personas inscriptas.[39] Este proceso de expansión estuvo precedido por un período de estancamiento ocurrido entre 2003 y 2009. De acuerdo con las personas entrevistadas de las IES, estos cambios en la evolución de la matrícula responden a las variaciones en el nivel de actividad del sector, por lo tanto, está sujeta a las expectativas de salida laboral. Este punto fue particularmente marcado

35) HCI: interacción humano-computadora.
36) PLADEMA es un instituto con doble dependencia de la Comisión de Investigaciones Científicas de la Provincia de Buenos Aires y de la Universidad Nacional del Centro de la Provincia de Buenos Aires.
37) La Red Nacional de Universidades Petroleras fue promovida por Fundación YPF y contó con el apoyo de la SPU. La red participa del CONFEDI y está integrada por la UNAJ, la UNPSJB, la UNComa, la UNCuyo, el Instituto Tecnológico de Buenos Aires, la Facultad de Ingeniería de la Universidad de Buenos Aires (UBA), la UNSa, la Universidad Nacional de Jujuy y la UNPA
38) Para más información véase https://medialab.com.ar/portfolio/petroleo-y-gas/
39) A partir de 2013, desde la SPU y el Ministerio de Ciencia, Tecnología e Innovación (MINCyT) se impulsó una política para ampliar el número de ingenieros/as en el país. La ausencia de suficientes recursos humanos formados en este campo se identificó como un cuello de botella para promover el proceso de industrialización. Sin embargo, no se cuentan con datos suficientes para estimar el impacto de esta política.

GRÁFICO 21 - EVOLUCIÓN DE NUEVOS INSCRIPTOS/AS Y DE LA POBLACIÓN ESTUDIANTIL DE LA CARRERA DE INGENIERÍA EN PETRÓLEO EN PREGRADO Y GRADO DE UNIVERSIDADES NACIONALES SELECCIONADAS (2001-2017)

Nota: Las universidades nacionales seleccionadas son UNAJ, UNPSJB, UNCuyo, UNComa, UTN-FRN, UNPA y UNSa.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del Sistema de Consulta de Estadísticas Universitarias de la SPU, https://estadisticasuniversitarias.me.gov.ar/#/home/2 (consultada el 17 de mayo de 2022).

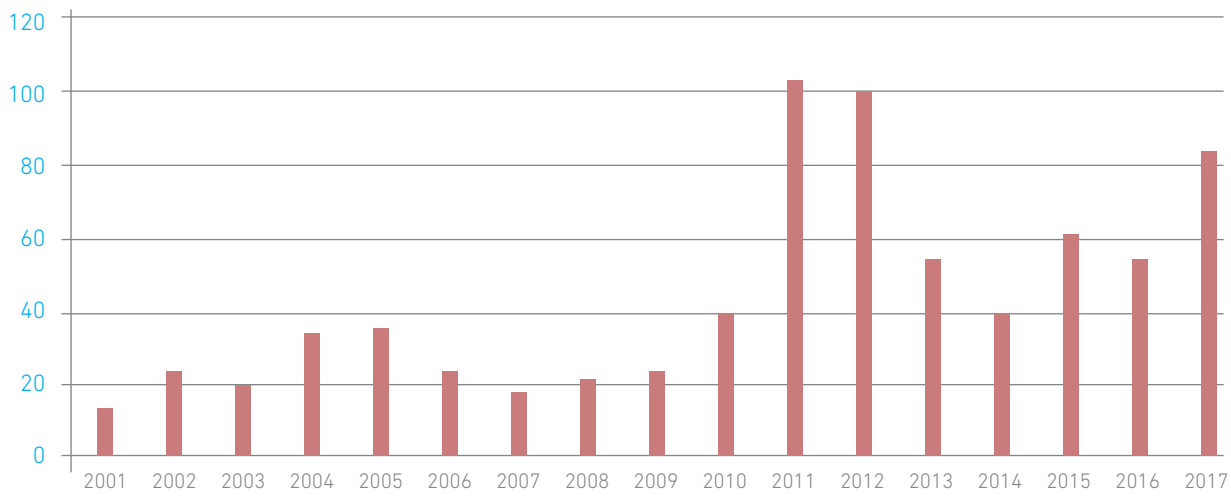
por las instituciones localizadas en la proximidad de las principales áreas de actividad: cuencas del Golfo de San Jorge y Neuquina.

Existe evidencia que sugiere que hay relación directa entre la evolución de la matricula en las carreras y el nivel de actividad en el sector. Al respecto, se observa un ciclo de crecimiento de empleo entre el tercer trimestre de 2012 y el tercer trimestre de 2015, con un claro sesgo en el segmento de las empresas de servicios y una fuerte concentración en la provincia de Neuquén, en primer lugar, y en Chubut, en segundo lugar (Fuente OEDE).

Sin embargo, la expansión registrada a partir de 2013 también puede obedecer a la creación de nuevas carreras, por ejemplo, la de Ingeniería en Petróleo de la UNAJ y la Tecnicatura Universitaria en Petróleo de la UNPA. Asimismo, por el relevamiento realizado es posible inferir que dicho incremento está motorizado por la demanda creciente de carreras cortas (tecnicaturas y diplomaturas), lo que estaría indicando una mayor preferencia por opciones de estudio que garanticen una salida rápida al mercado laboral.

Dicha preferencia por las carreras cortas se puede apreciar en la mejora significativa que se identificó en el número de egresados/as a partir de 2011. Se pasó de un promedio de 25 graduados/as al año entre 2001 y 2010 a un promedio anual de 70 egresados/as por año entre 2011 y 2017 (gráfico 22). Dicho crecimiento se concentra particularmente en las carreras cortas ofrecidas por universidades como la UNPA (Tecnicatura Universitaria en Petróleo), la UNSa (Tecnicatura Universitaria en Perforaciones) y la UTN-FRN (Tecnicatura Universitaria

GRÁFICO 22 - EVOLUCIÓN DEL NÚMERO DE GRADUADOS/AS EN INGENIERÍA EN PETRÓLEO EN PREGRADO Y GRADO DE UNIVERSIDADES NACIONALES SELECCIONADAS (2001-2017)



Nota: Las universidades nacionales seleccionadas son UNAJ, UNPSJB, UNCuyo, UNComa, UTN-FRN, UNPA y UNSa.
Fuente: Elaboración propia con base en datos del Sistema de Consulta de Estadísticas Universitarias de la SPU, https://estadisticasuniversitarias.me.gov.ar/#/home/2 (consultada el 17 de mayo de 2022).

en Perforación y Terminación de Pozos). Esto, a su vez, han estado respondiendo a los cambios en la demanda de perfiles ajustando su oferta educativa..

No obstante, la mejora registrada en el número de personas graduadas, en la evaluación de la situación actual de la matrícula se observa una preocupación importante por los niveles de deserción estudiantil en el primer año de la carrera, problemática que afecta al conjunto del sistema universitario, como se analizará más adelante.

Caracterización de las y los egresados

Las IES expresan opiniones favorables respecto de la formación de las personas egresadas. Afirman que las y los graduados logran insertarse rápidamente en el medio laboral porque su formación de base les permite adaptarse a las diferentes exigencias de los puestos de trabajo, así como también a los cambios tecnológicos que se producen en el sector. Este diagnóstico debería contrastarse con otros estudios en profundidad, para evaluar, por un lado, cuál es la opinión de las empresas respecto de las habilidades o competencias de las y los graduados, y por el otro, cuáles son las dificultades para insertarse en el ámbito profesional.

En este sentido, las personas entrevistadas destacaron que como los planteles están conformados mayoritariamente por docentes con dedicación simple o parcial que desarrollan gran parte de su actividad profesional en empresas del sector, los contenidos de las asignaturas se mantienen actualizados. Así, las y los docentes tienen un conocimiento de cuáles son las problemáticas y las últimas herramientas necesarias que demanda el ejercicio profesional, lo cual facilita que las y los estudiantes se gradúen con los saberes requeridos para una inserción "exitosa" al mercado laboral. Sin embargo, las IES también manifestaron la necesidad de contar con mayores recursos para ampliar el número de dedicaciones completas, lo que permitiría ampliar el número de investigadores/as y mejorar la vinculación entre docencia e investigación en áreas claves, asociadas principalmente al core de los principales cambios tecnológicos del sector.

Si bien en el conjunto de las entrevistas se señala el buen nivel de formación de las y los egresados que se incorporan a la industria y un buen desarrollo de su carrera profesional, se detectó una crítica –mas no generalizada– a las empresas que poseen cierta preferencia por contratar graduados/as de las universidades del área central de la Argentina, aunque no se logró disponer de otras evidencias para confirmar estas opiniones. De este modo, se puede rescatar la necesidad de poner en valor la pertenencia territorial como una competencia adicional a tener en cuenta, entendida como la capacidad de adaptación a las condiciones ambientales y sociales que impone vivir en el territorio donde se desarrollan las actividades. De forma complementaria, el factor territorial se asocia a una de las funciones de las universidades de las provincias, que es evitar la migración de jóvenes a otras regiones del país.

Finalmente, las universidades visualizan en los últimos años algunos cambios en las preferencias de las empresas del sector respecto del perfil profesional, que están orientando sus demandas hacia las ramas de la ingeniería en general y luego realizan un proceso de capacitación de acuerdo con sus necesidades particulares. Por tal motivo, las universidades no pretenden avanzar en la creación de nuevas carreras de grado con alto nivel de especificidad, sino en fortalecer la formación de base que incluya las denominadas competencias sociales. En esta dirección, la formación técnica general se instrumentaliza en carreras de pregrado y la formación profesional especializada en carreras de posgrado, especialmente las de menor duración: especialización y maestría (véase Anexo A).

La formación de posgrados

Los posgrados se identifican como la mejor alternativa para acompañar los cambios tecnológicos del sector y generar instancias de formación/capacitación. La

CONEAU reconoce la posibilidad de crear distintos tipos de programas de posgrado (estructurado, semiestructurado y personalizado o trayectoria libre) y modalidades de dictado (presencial o virtual), y establece los siguientes criterios para diferenciarlos en tres niveles:

Especialización: tiene como fin profundizar en el dominio de un tema o área determinada dentro de una profesión o de un campo de aplicación de varias profesiones, ampliando la capacitación profesional a través de un entrenamiento intensivo. Carga horaria mínima: 360 horas. Para su aprobación se requiere un trabajo final integrador individual.

Maestría: busca proporcionar una formación superior en una disciplina o área interdisciplinaria, con foco en el desarrollo teórico, tecnológico o profesional. Carga horaria mínima: 700 horas –de las cuales 540 deben estar destinadas a cursos–. Para su aprobación se requiere de la presentación de una tesis individual cuya evaluación debe ser realizada por un jurado que incluya al menos un miembro externo de la institución.

Doctorado: tiene por objeto la producción de aportes originales en un área de conocimiento. Carga horaria mínima: a determinar por la institución. Para su aprobación se requiere de la entrega de una tesis individual cuya evaluación estará a cargo de un jurado con mayoría de miembros externos al programa y al menos un miembro externo a la institución.

En función de estos elementos y a diferencia de las carreras de grado, los programas de posgrado presentan mayor flexibilidad para su diseño e implementación, con lo cual pueden responder de forma más rápida a los cambios técnicos que demanda el sector. Inclusivo, varias universidades expresaron que existen posibilidades de diseñar los contenidos en diálogo con las empresas, y de llegar a acuerdos para que estas faciliten recursos para su dictado y estimulen a su personal –y a jóvenes graduados– a realizar dichas especializaciones. Si bien existe una oferta variada de posgrados, también se indicó que es un área donde se podrían ampliar. Asimismo, se detectó un creciente número de posgrados en áreas de conocimiento emergentes –por ejemplo, ciencia de datos e inteligencia artificial– que son ofrecidos desde carreras no vinculadas directamente con el sector.

Otras áreas de formación técnica

En cuanto al perfil de las carreras identificadas en la clasificación 2, 3 y 4 (véase Anexo A), se pudieron observar dos elementos. En primer lugar, la orientación en el perfil profesional busca satisfacer demandas regionales, como el caso de la carrera de Ingeniería Electromecánica de la UNPA, que se enfoca en la formación de energías renovables. En segundo lugar, la formación profesional pretende satisfacer las necesidades de distintos sectores de actividad; por lo tanto, en la currícula de estas carreras no se incluyen contenidos específicos del sector del upstream de petróleo y gas convencional y no convencional.

En este sentido, también se identificaron transformaciones operadas en las carreras de Geología y Química. En ambas disciplinas se destaca el papel cumplido por YPF desde mediados de la década de 1940 para su promoción en el país, para lo cual dicha empresa estimuló la creación de carreras y facilitó personal especializado a las IES para conformar los primeros planteles docentes. Sin embargo, en el transcurso de los años, estas carreras se fueron orientando a la incorporación de nuevos perfiles profesionales –y académicos– no circunscriptos a la actividad del petróleo y el gas (Matharan y Feld, 2016; Paredes et al., 2018).

Por otro lado, en áreas de conocimiento emergentes

como la ciencia de datos e inteligencia artificial, la información relevada puso en evidencia una fuerte demanda del mercado laboral por especialistas en estos campos. Esto está generando una importante presión sobre el sistema de educación superior para ofrecer carreras cortas (tecnicaturas) en estas temáticas, ya que las carreras de grado, por su duración, resultan poco atractivas para las y los estudiantes.

Finalmente, la orientación hacia el petróleo y el gas en campos tales como electrónica, sistemas o informática se satisface con la oferta de posgrados y capacitación interna por parte de las empresas. Esto no excluye que, en algunas universidades, según la organización de sus diferentes carreras por unidades académicas, se facilite a nivel de grado a las y los estudiantes la posibilidad de cursar como asignaturas optativas materias de dichas carreras.

Áreas de vacancia

En el trabajo de campo se pudieron relevar ciertas áreas o temas de vacancia en la formación de las futuras carreras técnicas e ingenierías del petróleo. En particular, se resaltó la necesidad de ampliar contenidos en los niveles de grado y posgrado sobre gas, perforación y terminación de pozos no convencionales, producción offshore, yacimiento digital y herramientas de procesamiento, lectura y análisis de datos.

Un tema aparte lo constituye la inclusión de contenidos medioambientales, que son transversales a diferentes asignaturas. No obstante, esa cualidad de transversalidad hace que su incorporación solo dependa del interés de cada docente en tratarlos en sus materias.

Para algunas y algunos interlocutores la agenda ambiental es un aspecto de suma relevancia, ya que está impulsando la transformación de las empresas petroleras

en empresas de energía, al introducir, por ejemplo, nuevas formas de ingresos financieros a través del acceso a los mercados de carbono, o al reducir las pérdidas de energía en el consumo propio y mejorar así la eficiencia energética. Esto está demandando reevaluar la formación en ingeniería petrolera para incorporar nuevas áreas de formación en economía de la energía.

Principales observaciones

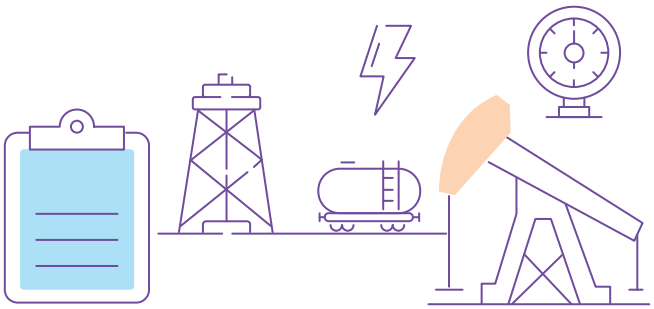
En primer lugar, los perfiles profesionales se encuentran enmarcados dentro del artículo 43 de la Ley de Educación Superior, por lo tanto, están regulados por el Ministerio de Educación de la Nación a través de la CONEAU. Tanto los criterios que definen las competencias profesionales como la estructura de las carreras fueron propuestos por el CONFEDI, y pasaron por la etapa de aprobación del Consejo de Universidades antes de ser adoptados por el organismo de evaluación y acreditación. Es decir que las potenciales modificaciones sobre los planes de estudio y las trayectorias curriculares a nivel de grado deben considerar los criterios que se exigen para la acreditación. Sin embargo, su implementación –antes de su aprobación por la CONEAU– debe pasar por los canales institucionales que rigen en cada IES. Esto hace que deban contemplarse los cambios curriculares para tener una vigencia de mediano o largo plazo, dada la complejidad de su puesta en marcha.

Al reconocer la velocidad con la que se producen los cambios tecnológicos en el sector y que los planes de estudio no pueden ser modificados continuamente, estos se diseñan con contenidos mínimos. Por tal motivo, los

cambios curriculares más dinámicos, en términos de nuevos contenidos, son generados e incorporados en las asignaturas por las y los docentes y mediante la renovación de la oferta de materias optativas. De acuerdo con el relevamiento realizado, el hecho de que la mayoría de los planteles docentes trabajan principalmente en el sector –poseen una dedicación docente simple o parcial–, tienen una visión actualizada de lo que se está demandando en términos laborales y tecnológicos en la actividad. En este sentido, se destacó la necesidad de ampliar el número de dedicaciones completas para profundizar la articulación entre docencia e investigación.

En segundo lugar, se identificó como una fuente de información clave para la actualización de contenidos de las asignaturas y los planes de estudio la realización de eventos periódicos bajo diferentes modalidades, en los que participen tanto la comunidad educativa y académica como referentes de las empresas. Además de iniciativas que realizan las propias IES, se destacó el papel del IAPG en esta misma dirección. Asociado a este punto, profundizar los vínculos entre las universidades y las empresas permitirá ampliar la valorización del conocimiento del territorio como parte de las competencias a tener en cuenta, considerando las diferentes localizaciones de las universidades, la procedencia de las y los estudiantes y la futura inserción laboral.

En tercer lugar, el CONFEDI –del cual participa la Red Nacional de Universidades Petroleras– propone introducir cambios en las carreras de ingeniería para fomentar el "saber hacer". Si bien estos cambios han sido acordados por las y los decanos de ingeniería de las diferentes facultades, su implementación está sujeta a la decisión que adopte cada universidad; el desafío está en que la implementación sea un trabajo coordinado entre las distintas instituciones. Un punto en discusión en este



sentido radica en modificar las actuales trayectorias curriculares, que poseen una fuerte carga de materias básicas en los primeros años, y dejar para los últimos dos años las materias aplicadas. Sin embargo, no hay unanimidad de opiniones al respecto, e incluso se destaca la importancia de la formación de base como una habilidad para adaptarse a los continuos cambios que enfrenta la actividad.

En cuarto lugar, la creación de carreras de pregrado, especialmente las tecnicaturas, constituyen una herramienta clave para ofrecer espacios de formación profesional dinámicos, en el sentido de poder acompañar los continuos avances tecnológicos que se producen en el sector. Mientras que en el caso de las especializaciones (carreras de posgrado), éstas constituyen una opción de demanda creciente que habilita elevar el nivel de capacidades de los cuadros técnicos actuales o futuros. Finalmente, estos dos tipos de oferta de formación son además un vehículo para fortalecer el vínculo entre las universidades y las empresas.

En quinto y último lugar, se identificaron una serie de temas en los que se debe trabajar para profundizar su inclusión en la formación de las y los futuros profesionales. En términos generales, las herramientas asociadas a la ciencia de datos e inteligencia artificial, a la producción no convencional y el offshore,[40] y a los aspectos medioambientales.

40) Los conocimientos demandados por el desarrollo de hidrocarburos no convencionales –en menor medida el offshore– y su incorporación en los procesos de formación son un asunto que está en discusión y emerge como un espacio para trabajar de forma coordinada entre las diferentes IES.

LA POBLACIÓN ESTUDIANTIL

En la Argentina se observa un alto grado de escolarización en el sistema de educación superior –en comparación con el resto de los países de la región–, que se explica por tres factores: los mecanismos de admisión no selectivos, la expansión del número de IES en diferentes zonas del país y la gratuidad de los estudios –con excepción de los posgrados– en el sistema público. En este marco, se ha producido un constante incremento de la demanda por estudios de nivel superior en sus diferentes niveles.

Perfil de la demanda

En el caso específico de las carreras vinculadas con el sector de upstream de petróleo y gas, y en particular por las de mayor nivel de aproximación (clasificación 1), es posible detectar a partir de 2013 –como se mencionó en el apartado anterior– un fuerte crecimiento de la matrícula. Este es el resultado de la conjugación de dos elementos: las expectativas de salida laboral rápida por la expansión de las actividades vinculadas con los yacimientos no convencionales –sobre todo para las carreras localizadas cerca de las áreas de mayor actividad–[41] y la creación de nuevas instituciones y carreras, en especial las carreras cortas (tecnicaturas). Estos elementos son indicativos de un perfil de demanda estudiantil de carácter profesionista o técnico, es decir, una población estudiantil que aspira acceder a un título habilitante que facilite el ingreso al mercado laboral y a puestos laborales bien remunerados. Esto explicaría el porqué, de acuerdo con las y los entrevistados, la matrícula es altamente sensible a las variaciones en el nivel de actividad del sector.

Asimismo, la demanda por una formación técnica y de ingreso rápido al mercado de trabajo se aprecia en el crecimiento de la matrícula de las carreras cortas de especialización (tecnicaturas) y aquellas que certifican competencias (títulos intermedios). Esto último permite inferir dos cuestiones. En primer lugar, la existencia de dos perfiles distintos de estudiantes: uno enfocado en ocupar cargos técnicos o intermedios (nivel medio de calificación laboral) y otro que aspira a cargos medios o altos en la industria (nivel alto de calificación laboral). En segundo lugar, esta orientación profesionista indica que las y los estudiantes son poco proclives a seguir una carrera orientada a la I+D tanto en el ámbito privado como público. Este fenómeno no es exclusivo a estas carreras, sino que atraviesa a gran parte del sistema –con excepción de aquellas disciplinas que tienen una importante tradición en investigación, como las ciencias biológicas–, y ha motivado en los últimos años a que desde el Consejo Interuniversitario Nacional (CIN), la SPU y el MINCyT se emprendan distintas acciones para estimular las vocaciones científicas y tecnológicas[42] y promover una cultura emprendedora.

En ambos casos, fue positivamente valorada la realización de jornadas informativas que reúnan a las y los estudiantes con representantes de la industria, ya que permiten no solo tomar conocimiento respecto del tipo de competencias (técnicas) que está demandando el sector, sino también otras exigencias que impone la actividad, como formas de trabajo, características sociales, culturales y ambientales de los lugares de trabajo, etc. En consecuencia, este tipo de eventos posibilita a las y los estudiantes definir mejor su elección laboral, y a las y los

41) En estos casos, las y los estudiantes poseen vínculos preexistentes con la actividad por medio de familiares o personas conocidas que trabajan o trabajaron en ella, y por provenir de localidades muy relacionadas con el sector.

42) El CIN realiza desde 2010 una convocatoria anual para la asignación de becas de estímulo a las vocaciones científicas (EVC-CIN), en el marco del "Plan de Fortalecimiento de la Investigación Científica, el Desarrollo Tecnológico y la Innovación en las Universidades Nacionales". Las becas están dirigidas a estudiantes avanzados de grado para su iniciación en proyectos de investigación acreditados que se desarrollen en instituciones universitarias públicas y que cuenten con financiamiento.

docentes, actualizar los contenidos de sus asignaturas. De igual modo, se destacó la relevancia de los encuentros entre estudiantes avanzados y representantes de la industria en la definición de los temas de los trabajos finales integradores –requerimiento para la obtención del título– y para garantizar su ingreso al mercado de trabajo.

Dificultades en el tránsito a la vida universitaria

El tema más recurrente que surgió en las entrevistas sobre las características de la población estudiantil son las fuertes dificultades para lograr un tránsito exitoso a la vida universitaria, lo que ocasiona altos niveles de deserción en el primer año de estudios; problemática que afecta al conjunto del sistema universitario. Entre los principales problemas asociados se encuentran: déficits de conocimientos en las disciplinas de base (física, química y matemática), dificultades de lecto-comprensión y ausencia de adecuados hábitos de estudio. Y aún se desconoce el impacto que tuvieron las condiciones de estudio impuestas por la emergencia sanitaria de la pandemia de COVID-19 sobre estos factores.

Si bien el conjunto de las instituciones identifica estos factores como la principal causa de abandono, estas despliegan diferentes estrategias para combatir el problema según el perfil de su plantel docente, los modelos de organización institucional y de la oferta académica, los vínculos con la escuela media o los colegios secundarios universitarios y las características territoriales y poblaciones de su área de influencia. Entre las principales acciones adoptadas se destacan: cursos preparatorios, cursos de ingreso, asignaturas de nivelación y programas de tutorías. Un cuarto motivo de abandono son las dificultades económicas de las y los estudiantes que vienen de núcleos sociales de ingresos bajos y medios. En estos casos, las acciones desarrolladas son las asignaciones de becas de ayuda económica de origen provincial o nacional).

Otro aspecto mencionado –aunque no constituye una opinión generalizada– se asocia a la estructura y trayectoria curricular propuestas en los planes de estudio.

Al concentrarse las materias básicas en los primeros años de las carreras y las aplicadas en los últimos dos, esto desestimula el avance hacia los estudios de grado. Sobre este punto se subrayó la importancia de otorgar títulos intermedios que actúan como estímulo para continuar con los estudios y aumentar las tasas de egreso. Sin embargo, es necesario tener en cuenta que estos títulos intermedios no necesariamente pueden ser títulos habilitantes, aunque sí podrían ser reconocidos como certificaciones de ciertas competencias. Por otro lado, la necesidad de reducir los plazos para concretar la finalización de los estudios de grado –entre los 5 y los 7,5 años– también fue referida como un factor de desánimo.

Principales observaciones

En primer lugar, en la información relevada se destaca que la demanda por estudios en educación superior en las carreras de mayor proximidad al sector (clasificación 1) está fuertemente determinada por la búsqueda de una salida laboral rápida y el acceso a puestos laborales bien remunerados, lo que implica la mayor demanda hacia las carreras cortas. Este perfil profesionista influye también en la baja propensión de las y los estudiantes a desarrollar una carrera profesional vinculada con las actividades de I+D.

En segundo lugar, se observa la importancia de sostener y ampliar los mecanismos de encuentro entre estudiantes, docentes y representantes de la industria en diferentes etapas de la carrera: en sus inicios para atraer nuevos inscriptos/as e informar sobre las características de la actividad y en las etapas finales para facilitar el desarrollo de trabajos finales integradores con temáticas que sean de interés para la industria y acceder a pasantías y prácticas profesionales supervisadas.

En tercer lugar, el problema de la deserción estudiantil en los primeros años de estudio responde a múltiples factores. Si bien constituye un fenómeno que atraviesa a todo el sistema de educación superior, la evidencia disponible indica que el problema no puede ser abordado con un conjunto común de herramientas, dadas las diferencias organizativas, poblacionales y territoriales que caracterizan a cada universidad.

Al respecto, vale la pena señalar que los programas de acercamiento a la escuela media deben diferenciarse entre los que buscan atraer nuevas y nuevos estudiantes y brindar información para una elección consciente de la carrera, de aquellos otros que persiguen afrontar de manera temprana los déficits de formación. En este punto parece necesario analizar cómo mejorar el dialógico entre las IES –que dependen del Estado nacional– con los consejos escolares de jurisdicción provincial –de los cuales dependen los establecimientos de educación media– para generar programas de tránsito hacia la vida universitaria de mediano y largo plazo.

PROCESOS DE VINCULACIÓN Y TRANSFERENCIA TECNOLÓGICA ENTRE LA ACADEMIA Y LA INDUSTRIA

Desde mediados del siglo XX comenzó a plantearse la necesidad de que las universidades asumieran una nueva función, la denominada "tercera misión", asociada a la idea de contribuir a la resolución de problemas sociales por medio de las actividades de extensión y transferencia de conocimiento. En consecuencia, la vinculación y transferencia tecnológica se define como el conjunto de actividades que refieren a la generación, el uso, la aplicación y la explotación de conocimientos y otras capacidades de las instituciones de formación de recursos humanos y de I+D orientadas a resolver problemas del entorno socioproductivo. De igual forma, en la esfera de las empresas se observa una tendencia a la interacción con grupos de investigación. En esta línea, en las universidades y los institutos de I+D se ha impulsado la creación de Oficinas de Transferencia Tecnológica (OTT) con el objetivo de articular e intermediar entre productores/as y usuarios/as de conocimiento y dinamizar procesos de innovación (Molas-Gallart, 2005; Codner, 2017).

Las OTT asumen diferentes escalas, modos organizacionales y estrategias de intervención en las distintas universidades e institutos de I+D. Por lo tanto, no existe una única forma de organizar la VyTT, sino que son múltiples los canales según la importancia que cada institución le asigne a la transferencia de tecnología. Esto va a determinar, a su vez, los arreglos organizacionales, los mecanismos de gestión, las fuentes de financiamiento y los recursos humanos abocados a desplegar dichas actividades.

La institucionalización de las OTT en la Argentina comenzó a producirse a mediados de la década de 1980. En el ámbito de las IES, la Ley N° 24.521 estableció que las universidades pueden actuar como unidades de VyTT bajo diferentes formatos jurídicos. A través de órganos de gestión específicos dentro de sus estructuras institucionales como las secretarías, que se vinculan o no con otras funciones como la investigación o la extensión. O bien con estructuras de derecho privado como fundaciones, asociaciones civiles o sociedades anónimas (Lugones et al., 2015). En el caso del CONICET, actualmente la VyTT se organiza desde una dirección nacional localizada en la sede central en la Ciudad Autónoma de Buenos Aires (CABA) y se canaliza a través de 15 OTT localizadas en diferentes puntos del país.

En el relevamiento realizado, se identificaron un conjunto de dificultades derivadas de esta forma de organización de las OTT, que afectan el desarrollo y la posibilidad de avanzar en actividades de VyTT no solo en el campo del upstream de petróleo y gas, sino también en

todo el SNCTI. Las dos principales dificultades son:

- Diferencias de criterios y estrategias para impulsar la VyTT.
- Problemas de coordinación en la gestión de la VyTT entre las OTT de las universidades y el CONICET.

Existen dos ventanillas para la formalización de los vínculos: las OTT de las universidades y las OTT del CONICET. Esto implica la existencia de diferentes circuitos administrativos y criterios para regular estas actividades. Este punto es particularmente crítico en el caso de los institutos o centros de doble pertenencia entre el CONICET y una universidad. Respecto de la diferencia de criterios, se observó que, pese a la política impulsada por el CONICET para darle mayor valorización a la transferencia de tecnología, en los mecanismos de evaluación sigue primando la cultura del paper académico.

Las actividades de vinculación y transferencia tecnológica

Las actividades de VyTT constituyen un proceso complejo en el cual personas, valores, conocimientos y artefactos fluyen entre quienes producen y utilizan tecnología, sea este flujo unidireccional o bidireccional. Este proceso abarca diferentes formas de articulación, desde vínculos informales basados en lazos personales –es decir que no transcurren por los canales institucionales de las OTT y son de carácter tácito– hasta vínculos formales del que participan las instituciones a través de la firma de convenios de colaboración, contratos por servicios de asistencia técnica y solicitud de patentes, entre otras acciones. Así una forma de vinculación no anula o la otra, sino que, por el contrario, los vínculos formales pueden estar precedidos de interacciones informales que sostienen las y los investigadores y docentes con las empresas, a través de las cuales se construyen relaciones de confianza y se definen objetivos y alcances de la articulación, y que pueden derivar posteriormente en su formalización. Por lo tanto, la VyTT es un proceso interactivo que requiere del interés de los diferentes actores para llevarse a cabo (Pekerman y Walsh, 2008 y 2009; Pekerman, 2013).

A partir del relevamiento realizado, es posible detectar diferentes acciones de vinculación entre las universidades y los institutos de I+D con el sector industrial:

- Formación y capacitación: las vinculaciones con el sector en este campo se han concentrado en la realización de jornadas de acercamiento de las empresas a la población estudiantil y docente de las instituciones para realizar pasantías, prácticas profesionales supervisadas y trabajos finales integradores. El acercamiento también ha consistido, aunque en menor medida, en la creación de cursos de capacitación y especializaciones de posgrado en temáticas de interés de las firmas. Sobre este punto, se destacan las experiencias de la UNPA y la UNSa, que desde sus áreas de extensión universitaria llevan adelante de forma regular las jornadas de petróleo y gas –estas últimas orientadas específicamente a la perforación–. En este tipo de actividades se fomenta la participación del personal jerárquico y técnico de diferentes empresas, docentes y estudiantes. Allí se intercambia información sobre los desafíos que enfrenta el sector mediante conferencias dictadas por especialistas, se promueve que las y los estudiantes orienten sus trabajos finales integradores en temas de actualidad en la industria y se generan acuerdos para la realización de pasantías y prácticas profesionales supervisadas.

- Asistencia técnica y servicios tecnológicos: las vinculaciones también buscan brindar soluciones técnicas puntuales de las empresas, en particular en el segmento de las pequeñas y medianas empresas (pymes) que operan en el ámbito geográfico de influencia de las instituciones. Entre las empresas de mayor porte, la información relevada destaca que el principal demandante de servicios es la firma YPF. Los servicios y asistencias técnicas abarcan distintas temáticas, como permeabilidad absoluta al aire, saturación y porosidad de roca; propiedades físicas de bentonita; saturación de hidrocarburos en rocas; densidad, viscosidad y contenido de agua en crudo; contenido de asfaltenos y parafinas; ensayos de electrofusión, dureza, impacto, tracción y calibración; ensayos de pines de corte; ensayos de tenacidad a la fractura de coiled tubing; análisis tectonoestratigráfico y tectosedimentario; estudios con trazadores en medios porosos; simulación computacional de flujos de fluidos, de sólidos y estructuras; análisis de propiedades termofísicas de fluidos; estudios reológicos de crudos; cálculos de curvas de enfriamiento y fuerza de gel de crudos para oleoductos; evaluación de factibilidad de aplicación de métodos químicos para recuperación asistida de petróleo, análisis de contaminación en sistema de endulzamiento de gas y optimización de la cadena de suministros e insumos.[43]

- Actividades de I+D: estas se pueden dar de dos formas, a pedido de una empresa o a partir del codesarrollo entre un grupo de investigación y una empresa. La demanda del sector para la realización de actividades de I+D es muy baja. Esto se ha asociado a tres aspectos: a la baja capacidad de las empresas para identificar y formular sus demandas tecnológicas, a la tendencia a resolver las necesidades de nuevas tecnologías mediante su importación y a que las empresas de mayor tamaño de capitales extranjeros realizan I+D en

43) Para la identificación de los temas en los que se brindan servicios y asistencia técnica a la industria se recurrió, por un lado, a información del CONICET sobre los contratos de servicios tecnológicos de alto nivel (STAN) firmados por investigadores/as y unidades ejecutoras que están asociados a las IES e institutos de I+D relevados en el trabajo de campo; y, por otro, a información pública consultada en las páginas web de las áreas de VyTT de las IES entrevistadas. No obstante, no se ha podido acceder a información referida a la periodicidad ni a los montos involucrados en los contratos.

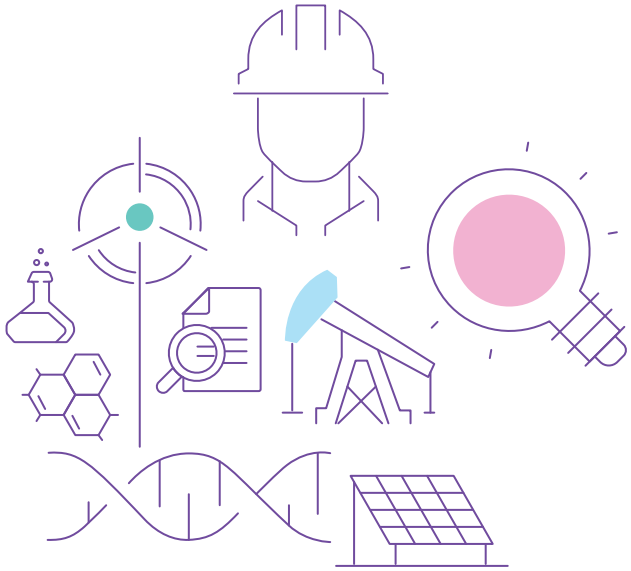
sus casas matrices. Los mayores desarrollos en I+D identificados se corresponden con proyectos que fueron encargados por Y-TEC. Por el hecho de ser un centro vinculado a YPF, las personas entrevistadas lo caracterizan como un actor que puede intermediar entre los institutos de I+D y la industria.

Formas de vinculación

Con respecto a la formalización de las actividades de VyTT, se descubrió que:

- Para la realización de pasantías, prácticas profesionales supervisadas y trabajos finales integradores, se requiere de la firma de convenios marco y específicos donde se establezcan las condiciones y obligaciones para las diferentes partes intervinientes. Como se ha mencionado, si bien existe un importante esfuerzo para ampliar la gama de este tipo de actividades, las y los entrevistados expresaron que es bajo el número de empresas interesadas en firmar tales acuerdos.
- En el caso de los contratos de asistencia técnica y servicios tecnológicos, su formalización se lleva a cabo a través de la firma de contratos en los cuales se fija el costo del servicio y los porcentajes –en concepto de cánones institucionales– que deben percibir las diferentes partes intervinientes –contratos STAN (Servicios Técnicos de Alto Nivel o su equivalente propio de cada institución) en el caso de las y los investigadores pertenecientes a la carrera de investigación y personal de apoyo del CONICET–. En los últimos años se logró avanzar en convenios entre el CONICET y las universidades para agilizar la firma de los STAN. Aquí se destaca el caso del PLAPIQUI, que, por un lado, implementó un sistema de gestión para canalizar y atender las demandas de asistencia técnica y desarrollo de soluciones tecnológicas de las empresas; y, por el otro, creó un foro en conjunto con las empresas como espacio de encuentro para conformar un programa a largo plazo donde se incluya el monitoreo de los cambios de la actividad a nivel global.

En el caso de las actividades de I+D, su formalización constituye un proceso más complejo, ya que además



de definir el costo de ejecución de los proyectos, de los honorarios de las y los investigadores participantes y de los cánones institucionales, en los contratos es necesario indicar cómo se repartirán los beneficios de los potenciales resultados, lo que puede involucrar el establecimiento de cláusulas de protección de la propiedad intelectual. En las entrevistas se advirtió que existen importantes dificultades administrativas para celebrar este tipo de contratos y se hizo mención que las universidades presentan menores barreras para conformar este tipo de vinculaciones.

Se observó además que las actividades de VyTT se basan mayoritariamente en relaciones personales (vínculos informales). Para la construcción de estos vínculos son fundamentales las y los docentes que trabajan de forma privada en el sector, la vocación de las y los investigadores por articularse con la industria, y las y los egresados que se desempeñan en cargos jerárquicos dentro de las empresas, que mediante su conocimiento de la universidad alientan procesos de vinculación. Si bien se detectaron múltiples vinculaciones, no se pudo identificar la existencia de redes público-privadas orientadas a facilitar procesos de desarrollo tecnológico y transferencia de tecnología; tampoco fue posible advertir la existencia de vinculaciones público-públicas.

Principales observaciones

En primer lugar, las actividades de VyTT que se llevan a cabo desde las universidades e institutos de I+D se basan sobre todo en relaciones de carácter informal, es decir, constituyen lazos personales entre docentes, investigadores/as y egresados/as que se formalizan para desarrollar tareas de formación y capacitación, servicios tecnológicos y asistencia técnica.

En segundo lugar, si bien se mantienen relaciones con múltiples empresas, es YPF la empresa con presencia predominante en las diferentes instituciones relevadas, principalmente para la realización de prácticas profesionales supervisadas, reclutamiento de futuros egresados/as y para la realización de STAN y contratos de asistencia técnica, aunque se observa que la vinculación para este tipo de actividades podría ampliarse significativamente.

En tercer lugar, una tendencia de las grandes empresas es solicitar servicios de mediana y alta complejidad tecnológica para la resolución de problemas puntuales que no justifican recurrir a los departamentos de sus casas matrices. Por lo tanto, el grueso de las actividades de VyTT se dirige hacia empresas proveedoras del segundo y tercer anillo, por lo que los servicios tecnológicos tienden a ser de baja y media complejidad tecnológica. Esto se vinculó a una baja propensión de las empresas a asumir actividades innovativas, lo que implica una conducta de cambio tecnológico centrada en la importación de equipos y maquinaria (tecnología incorporada).

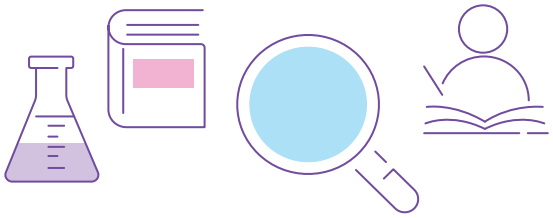
En cuarto lugar, se observa una baja preferencia a realizar las actividades de VyTT de mayor complejidad, en términos de generación de valor agregado (investigación conjunta con empresas, licenciamiento de propiedad intelectual y desarrollo de spin-off y creación de start-ups).

En quinto lugar, se presentan dificultades propias de la lógica de funcionamiento del SNCTI que derivan de criterios de evaluación y circuitos administrativos poco ágiles para facilitar estrategias de vinculación y asociatividad sostenidas en el tiempo. Estos obstáculos constituyen un desaliento, tanto para las y los investigadores como para las empresas, para avanzar en el desarrollo de proyectos de I+D. En el caso de las y los investigadores que pertenecen a la carrera de investigación del CONICET, se mencionó como un factor de desaliento el sistema de evaluación centrado en la cultura del paper académico.

CAPACIDADES DE INVESTIGACIÓN Y DESARROLLO DEL SISTEMA UNIVERSITARIO Y DEL SISTEMA NACIONAL DE CIENCIA, TECNOLOGÍA E INNOVACIÓN

En los comienzos del siglo XXI, el ritmo de innovación en la industria del petróleo y gas marcó un rápido aceleramiento en respuesta a los desafíos tecnológicos que impusieron la apuesta por los recursos no convencionales y las fuentes offshore. La evidencia empírica indica que, desde mediados de la década de 1970, han sido las empresas globales de servicios las principales impulsoras del cambio tecnológico. Estas empresas realizan sus actividades de I+D especialmente en sus casas matrices –con excepción de operaciones en mercados muy relevantes para sus operaciones– y abastecen a sus filiales con diversas soluciones tecnológicas; lógica de funcionamiento del sector de la cual no escapa la Argentina (Aggio, et al., 2017).

Distribución regional de las capacidades en investigación y desarrollo



El SNCTI se caracteriza por una significativa concentración de las capacidades en I+D –en infraestructura y recursos humanos– en la región central del país: CABA, Buenos Aires, Córdoba y Santa Fe. Esto se puede apreciar en el número de investigadores/as del CONICET según provincia y lugar de trabajo (cuadro 9).

Un segundo aspecto destacado durante el relevamiento de campo está asociado a los asuntos presupuestarios. En primer lugar, se hizo mención a la existencia de un bajo número de cargos docentes en las áreas de ingeniería con dedicaciones completas o exclusivas, esto es, con dedicaciones orientadas a tareas de investigación. La cuestión presupuestaria refiere, en este caso, a dificultades para ampliar la planta de docentes-investigadores/as. No obstante, se aprecian

CUADRO 9 - INVESTIGADORES/AS CONICET POR TIPO DE LUGAR DE TRABAJO Y PROVINCIA (2020)

PROVINCIAA	INST. CONICET E INSTITUTO DE DOBLE PERTENENCIA	UNIVERSIDADES PÚBLICAS	ORGANISMOS DE CIENCIA Y TECNOLOGÍA	UNIVERSIDADES PRIVADAS	OTROS	TOTAL
Buenos Aires	2.100	890	151	33	54	3.228
CABA	2.007	774	31	130	118	3.060
Córdoba	1.149	107	10	6	13	1.285
Santa Fe	745	214	2	11	4	976
Río Negro	302	21	133	0	12	468
Mendoza	306	64	8	3	1	382
Tucumán	287	50	3	2	5	347
Chubut	197	17	1	0	3	218
San Luis	147	15	1	1	0	164
Salta	102	12	4	4	5	127
San Juan	64	48	3	2	1	118
Corrientes	82	12	0	1	0	95
Entre Ríos	53	23	3	8	2	89
Misiones	51	17	3	3	4	78
Jujuy	61	7	0	0	0	68
Tierra del Fuego	54	2	0	0	0	56
La Pampa	36	14	0	0	2	52
Neuquén	43	6	1	0	1	51
Chaco	24	17	0	0	0	41
Santiago del Estero	29	7	0	0	0	36
La Rioja	16	9	0	0	0	25
Catamarca	18	3	0	0	0	21
Santa Cruz	12	6	0	0	0	18
Formosa	1	3	0	0	0	4
Total	**7.886**	**2.338**	**354**	**204**	**225**	**11.007**
En porcentajes	72%	21%	3%	2%	2%	100%

Fuente: https://cifras.conicet.gov.ar/ (consultada el 17 de mayo de 2022).

importantes diferencias entre las instituciones que se pueden asociar a la trayectoria y existencia de una tradición en investigación (perfil académico). En segundo lugar, las limitaciones presupuestarias aluden a impedimentos para sostener y ampliar la infraestructura para I+D y de prestación de servicios tecnológicos.

Las restricciones presupuestarias, junto con las fuertes disparidades respecto de los niveles salariales que se pueden percibir en el ejercicio de la actividad privada, generan un escenario de baja capacidad de retención de personal calificado en las instituciones, lo que trae como consecuencia dificultades adicionales para crear y sostener equipos de I+D.

Como corolario, estas asimetrías en la distribución de capacidades a nivel regional y entre las instituciones relevadas, y en relación con los niveles salariales que se perciben en la industria, impactan en las posibilidades de avanzar en el desarrollo de actividades de I+D para la generación de nuevos conocimientos y tecnologías, así como también en las posibilidades de impulsar investigaciones aplicadas para llevar adelante actividades de VyTT.

Fuentes de financiamiento de las actividades de investigación y desarrollo

Con respecto al financiamiento de las actividades de I+D, se observó una preponderancia de las fuentes externas provenientes de los principales organismos nacionales de promoción –el CONICET y la Agencia I+D+i– a través de fondos competitivos. Sobre este punto, se advierte que los grupos de I+D que logran sostener vínculos para el desarrollo de proyectos de I+D y servicios tecnológicos obtienen, entre otros, importantes beneficios para mantener y ampliar los recursos disponibles en sus laboratorios; por ejemplo, los denominados beneficios intelectuales o cognitivos (Britto, Lugones y Monasterios, 2020) para constituirse en referentes en determinados campos de conocimientos.

Definición de las agendas de investigación

De acuerdo con Aggio et al. (2017), la innovación en el upstream se ha hecho crecientemente intensiva en tecnología. Las principales áreas en las que se está avanzando son geofísica y delineación de reservorios, producción y logística de yacimientos no convencionales, mejoras en la eficiencia de las técnicas de recuperación –secundaria y terciaria– en yacimientos convencionales y aspectos medioambientales de la actividad.[44] En este marco, en la conformación de las agendas de investigación de los grupos de I+D e instituciones relevadas se destacan tres aspectos:

- Las líneas de investigación se definen en función de las características de la actividad en el área geográfica de cercanía; el territorio opera como un "laboratorio natural". Así, por ejemplo, en la UNSJ las investigaciones en geofísica están orientadas a dos temáticas emergentes en la zona: sísmica y agua. Recientemente, a partir de dichas capacidades y a solicitud del gobierno de la provincia del Neuquén, se generó una tercera línea: sísmica de yacimientos. En el caso de la UNCuyo, hay una línea de trabajo enfocada a la refinación y producción de biodiésel.

- Las agendas de investigación se definen como una continuidad de las líneas de investigación desarrolladas durante las estancias de formación

44) La sostenibilidad de la actividad y la transición energética son fuerzas que impulsan la innovación pero debido a su naturaleza pueden no estar completamente reflejadas en el análisis de las patentes.

en el exterior de las y los investigadores responsables de los grupos de I+D.

- Existe una baja articulación con las empresas en la construcción de líneas de investigación aplicada que apunten a sus necesidades productivas y tecnológicas; problema que no es específico de este sector productivo.

De esta forma, se observa que en la conformación de las agendas de trabajo prevalecen las decisiones individuales de las y los investigadores en la definición de las líneas de investigación. Este elemento se ve reforzado –como se mencionó anteriormente– por el bajo nivel de inversión local en I+D y por una demanda de tecnología y nuevos conocimientos dirigida hacia fuentes externas de tecnología.

Si bien se reconoce, por un lado, la relevancia de la creación de Y-TEC como agente institucional para impulsar actividades de I+D orientadas al sector y, por otro, la articulación entre el SNCTI e YPF, se detectaron ciertas dificultades en el sostenimiento de actividades de vinculación en el mediano y largo plazo con las y los actores de dicho sistema, como en la comunicación e intercambio de información.

Líneas de trabajo en investigación y desarrollo

En cuanto a la identificación de áreas o líneas de trabajo en I+D, se advirtieron importantes diferencias entre las distintas instituciones y grupos de I+D relevados. En este sentido, las universidades patagónicas presentan menores recursos humanos e infraestructura para investigación, situación que contrasta con las universidades e institutos de la región central del país. Es en estas instituciones donde se desarrollan las líneas de I+D más cercanas a la frontera técnica internacional.

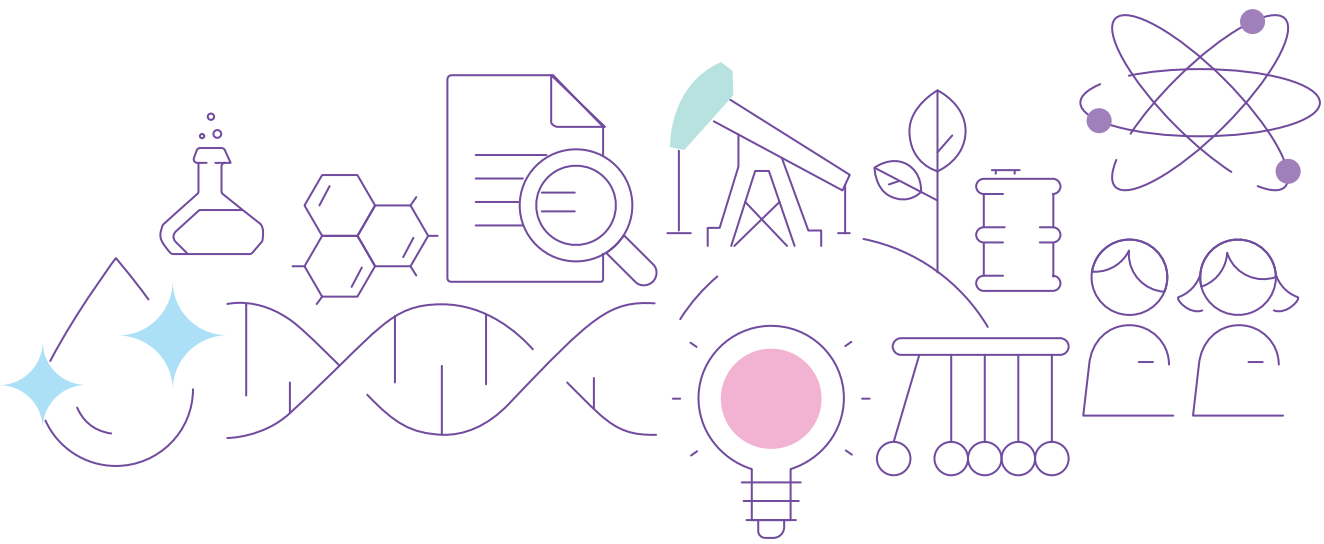
Entre las áreas y temáticas en las que se registraron capacidades de I+D en el país, se pueden mencionar:

INGENIERÍA DE POLÍMEROS Y MATERIALES COMPUESTOS

› Diseño de lechadas livianas para pozos de petróleo (Instituto de Tecnología de Polímeros y Nanotecnología, Facultad de Ingeniería de la UBA).

› Síntesis y caracterización de polímeros y materiales poliméricos, compuestos nanoestructurados (INIFTA).

› Nuevos materiales e integridad de tuberías plásticas para transporte de gas (INTEMA).



› Materiales híbridos para extracción en fase sólida para la determinación de traza y remoción de contaminantes (Facultad de Ingeniería, UNCuyo).

› Nanofluidos para reservorios maduros (INIFTA).

QUÍMICA

› Desarrollo de polímeros, surfactantes, emulsificantes y aditivos (INIFTA).

› Estudio de asfáltenos y resinas presentes en crudos argentinos (Centro de Química Inorgánica Dr. Pedro J. Aynomino).

› Síntesis de materiales compuestos y envejecimiento en condiciones de servicios (INTEMA).

› Materiales cerámicos especiales (Centro de Tecnología de Recursos Minerales y Cerámica).

TERMODINÁMICA DE FLUIDOS

› Modelado y cálculo de precipitación de asfaltenos, parafinas y diversos comportamientos PVT de fluidos de reservorio (IPQA).

› Mecánica computacional para el modelado de fluidodinámicos (Centro de Investigación de Métodos Computables).

INGENIERÍA DE PROCESOS

› Modelos matemáticos de optimización y simulación de transporte de combustible a través de tuberías (INTEC).

› Simulación de flujos complejos y modelado de fractura hidráulica (Centro de Simulación Computacional para Aplicaciones Tecnológicas del CONICET).

› Caracterización de sistemas fluidos y nanofluidos (Instituto de Investigación en Tecnologías y Ciencias de la Ingeniería de UNComa).

› Diseño, simulación, control y optimización de plantas de proceso (gas natural y petróleo) (PLAPIQUI).

› Planeamiento óptimo del desarrollo y operación de campos de gas y petróleo convencionales y no convencionales (PLAPIQUI).

GEOFÍSICA

› Caracterización sísmica de reservorios (Facultad de Ciencias Astronómicas y Geofísica de la UNLP e Instituto Geofísico Sismológico de la UNSJ).

› Geomecánica de reservorios (Centro de Investigación y Transferencia Golfo de San Jorge del CONICET).

INGENIERÍA MECÁNICA

› Comportamiento mecánico de materiales, mecánica de la fractura (Facultad de Ingeniería de la UNComa).

› Mecánica de fractura en tuberías de acero (Centro de Investigación y Transferencia Golfo de San Jorge del CONICET).

Se debe mencionar, además, la existencia de laboratorios orientados específicamente al sector, tales como el Instituto de Petróleos y Reservorios Naturales de la UNCuyo,[45] el Instituto de Investigaciones en Tecnologías

45) Véase https://ingenieria.uncuyo.edu.ar/instituto-de-petroleos-y-reservorios-naturales-ipern.

y Ciencia de la Ingeniería de la UNComa[46] y el Laboratorio en Petróleo de la UNPSJB.[47]

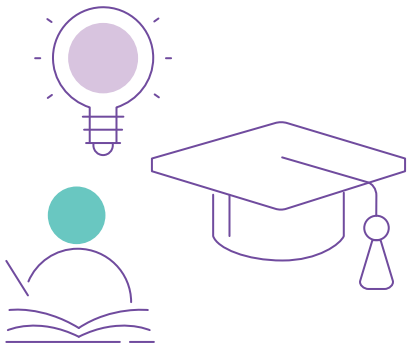
Las áreas de I+D que requieren un incremento en el número de grupos de investigación fueron petrofísica, industria 4.0, reservorio, logística y planificación de la producción no convencional.

Asimismo, se detectó un bajo nivel de relacionamiento entre los grupos de I+D de las distintas instituciones; por lo tanto, no se verificó la existencia de redes académicas a nivel nacional. Por último, el bajo nivel de relacionamiento con la industria deriva en un bajo desarrollo de consorcios de investigación público-privados.

La emergencia de nuevos campos de conocimiento

El uso de tecnologías y conocimientos en el campo de la ciencia de datos e inteligencia artificial viene adquiriendo un crecimiento significativo. Este campo se caracteriza por ser un área transversal, cuya disciplina de base son las matemáticas y donde los grupos de referencia en la vanguardia del desarrollo en el país poseen escasa o nula experiencia previa de investigación en el campo del upstream de petróleo y gas convencional y no convencional.

En el relevamiento de campo se detectaron capacidades dispersas en un número acotado de centros de I+D en el país, y la cantidad de especialistas es muy reducida en comparación con otras áreas o campos de conocimiento. Asimismo, se encontraron importantes dificultades para retener personal calificado en las instituciones públicas, debido a la fuerte demanda y las condiciones salariales que ofrece el sector privado, particularmente en grandes empresas de servicios como Mercado Libre.



Dentro de las diferentes áreas de trabajo, la Argentina presenta notables debilidades en desarrollo de hardware para procesamiento. No así en el tema de algoritmos para análisis de lenguaje natural, imágenes y series de datos temporales. Y respecto de los campos de aplicación, el grueso se concentra en el segmento de los servicios y el comercio. Se puede inferir, entonces, el bajo impacto en la esfera de la producción, que se explica por la ausencia en el sector empresarial –con excepción de unas pocas grandes empresas entre las que se incluye YPF– de una "cultura de datos". Igualmente, son escasas las empresas en condiciones de realizar las inversiones en equipamiento para avanzar en esa dirección.

En el caso del upstream de petróleo y gas, actualmente los principales campos de aplicación en ciencia de datos e inteligencia artificial son: visualización y análisis de datos para medición de fluidos, logística y transporte, y planificación de compras de suministros e insumos. Se trata de tres áreas enfocadas a la planificación de la actividad y a la mejora y optimización de los procesos productivos, especialmente en no convencional.

Por otro lado, se detectó un fuerte crecimiento de los temas medioambientales, aunque las preocupaciones varían respecto de quién es la parte interesada que los impulsa. Así, de un lado se encuentran las instituciones y los grupos de I+D, que buscan responder a una creciente demanda social por reducir los pasivos ambientales de la actividad. En esta línea, se observa un crecimiento de proyectos de investigación en temas como remediación

46) Véase https://iitci.conicet.gov.ar/.
47) Véase http://www.ing.unp.edu.ar/lab-petroleo.html.

ambiental, gestión de efluentes líquidos, residuos sólidos, efluentes gaseosos y manejo y uso del agua. Del otro lado emergen demandas provenientes de nuevos requerimientos normativos que presionan por reestructurar la actividad hacia una producción sustentable. En esta dirección, por ejemplo, se impulsan estudios sobre captura de carbono, emisión cero y eficiencia en el uso de energía.

Sin embargo, en el relevamiento realizado se advirtió que el tema de la gestión ambiental no aparece como un factor preponderante que exige la definición de acciones concretas. Además, la inclusión de pautas de manejo medioambiental en la producción está condicionada por decisiones de inversión en nuevas tecnologías y la incorporación de personal capacitado en gestión ambiental.

Principales observaciones

En primer lugar, se destacan fuertes asimetrías en relación con la distribución de las capacidades de I+D a nivel regional, a lo que se suman limitaciones presupuestarias que coartan las posibilidades de impulsar actividades de I+D, así como también la prestación de servicios tecnológicos a la industria. Estas restricciones presupuestarias se expresan en carencias de infraestructura y equipamiento y en dificultades para ampliar las dedicaciones docentes a completas o exclusivas (cargos de docencia-investigación).

En segundo lugar, se aprecian fuertes asimetrías salariales con el sector privado, lo que resulta en dificultades para conformar y retener grupos de trabajo dedicados a tareas de I+D en las instituciones públicas. Dichas asimetrías se perciben tanto en el sector del upstream de petróleo y gas como en el campo de las ciencias de datos e inteligencia artificial.

En tercer lugar, las principales fuentes de financiamiento son los recursos concursables provenientes de los organismos nacionales de promoción de la ciencia, la tecnología y la innovación, ya que existe una baja demanda empresarial hacia las instituciones públicas para que realicen desarrollo de I+D. Al tratarse de fondos que

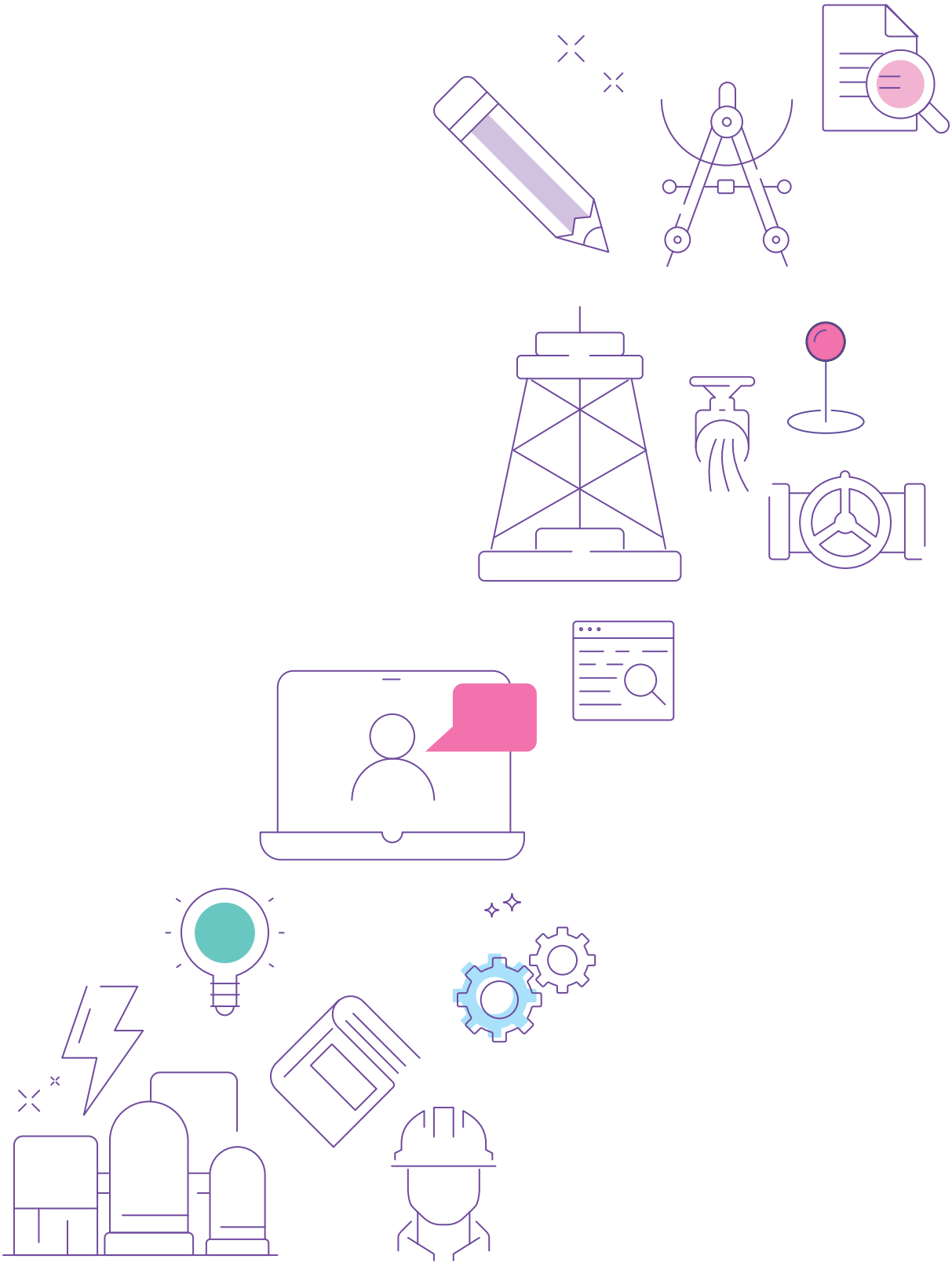
se asignan a las y los investigadores –antes que a las instituciones de pertenencia– bajo criterios de evaluación académica, que las agendas de I+D contemplen las necesidades o demandas del sector depende de las decisiones individuales de las y los investigadores. Asimismo, esto limita el acceso a recursos de aquellos investigadores/as o grupos que no cumplen con las pautas o los criterios académicos, centrados en la cultura de las publicaciones científicas.

En cuarto lugar, se observa una relativa dispersión de recursos en un número acotado de instituciones, reforzada por la ausencia de redes académicas y empresariales. Esto implica un bajo nivel de impacto sistémico de las actividades de I+D.

En quinto y último lugar, se advierten diferencias en cuanto al tipo de actividades de I+D y servicios tecnológicos que prestan las distintas instituciones. En las universidades localizadas en cercanía de las áreas de producción, estas actividades están más enfocadas hacia temas específicos; mientras que, en las instituciones de la región central del país, al tener un vínculo más lejano con el territorio donde se desarrolla la actividad petrolera, las líneas de investigación se orientan hacia temáticas más generales o cercanas a la vanguardia tecnológica a nivel internacional.

CAPÍTULO 3

INNOVACIÓN TECNOLÓGICA RECIENTE EN EL UPSTREAM DE PETRÓLEO Y GAS: CONOCIMIENTO Y TECNOLOGÍAS EMERGENTES



RESUMEN

La industria de petróleo y gas en la Argentina está experimentando una transformación impulsada por los recursos no convencionales de hidrocarburos, lo que ha llevado a un cambio de paradigma en el sector: pasó de una industria pesada a una intensiva en conocimiento. En este contexto, la Fundación YPF ha buscado una herramienta para que los entornos de formación y educación puedan adaptar su oferta educativa a los cambios tecnológicos que transita la industria. Para lograrlo, se ha utilizado la investigación prospectiva, que permite anticiparse a los cambios tecnológicos y organizacionales, con la finalidad de fomentar modificaciones en los perfiles profesionales de modo de generar el desarrollo de nuevas habilidades y conocimientos demandados por el sector.

El objetivo principal de este capítulo es presentar la prospectiva tecnológica realizada y difundir los resultados obtenidos tanto en la instancia de análisis de patentes (backward-looking) como en la consulta a personas expertas (foward-looking). La concreción de ambas permitió visualizar la dinámica de innovación tecnológica del sector, la caracterización del conocimiento base asociado y detectar las tecnologías emergentes que tendrán mayor difusión en las cuencas neuquina y del golfo San Jorge en los próximos cinco y diez años.

En resumen, este capítulo proporciona una metodología para vincular la formación y la educación con la innovación tecnológica en la industria de petróleo y gas y brindar pistas de hacia dónde orientar los esfuerzos. Asimismo, identifica las tecnologías más relevantes para el futuro y su impacto en los perfiles profesionales, con la idea de ofrecer a las instituciones la posibilidad de adaptarse y fortalecer su oferta educativa y las líneas de investigación del sistema científico, en línea con los cambios venideros en la industria.

ABORDAJE METODOLÓGICO

Este ejercicio de prospectiva tecnológica tiene como antecedente, entre otros, la metodología desarrollada por el Servicio Nacional de Aprendizaje Industrial de Brasil (SENAI) (Caruso y Tigre, 2004), que asume que los cambios tecnológicos y los modos de organización del trabajo impulsan la necesidad de modificación en los programas de formación profesional, para que se adecúen a los cambios en los perfiles ocupacionales. Esto exige que se enriquezcan con nuevos planes de estudio y que se acondicionen los presupuestos requeridos.

Desde un punto de vista técnico, la metodología SENAI aboga por un enfoque sectorial para captar el dinamismo tecnológico y organizacional futuro. A su vez, propone basarse en lo que se denomina tecnologías emergentes, que son tecnologías conocidas por la industria en fases tempranas de difusión, lo que disminuye el riesgo del ejercicio prospectivo. Complementariamente, es necesario generar un escenario de difusión tecnológica para estas tecnologías e intentar determinar cuáles van a tener mayor difusión. Por último, propone un horizonte temporal de hasta 15 años, que permite a las instituciones, con un grado de riesgo más bajo, la adecuación de sus procesos de formación por delante de los probables cambios en los perfiles profesionales y la orientación de los esfuerzos en investigación y desarrollo (I+D).

Basado en estos conceptos, el equipo del CIECTI desarrolló una estrategia específica que permite responder las necesidades planteadas por la Fundación YPF. Esta estrategia contempla el análisis –mediante la aplicación de ciencia de datos– de las solicitudes de patentes del sector industrial como proxy de innovación y detección de tecnologías emergentes (recuadro 5), y de las publicaciones científicas citadas en las patentes estudiadas y un ejercicio de validación a través de una consulta a personas expertas del sector.

Recuadro 5: Patentes de invención como *proxy* de innovación y detección de tecnologías emergentes

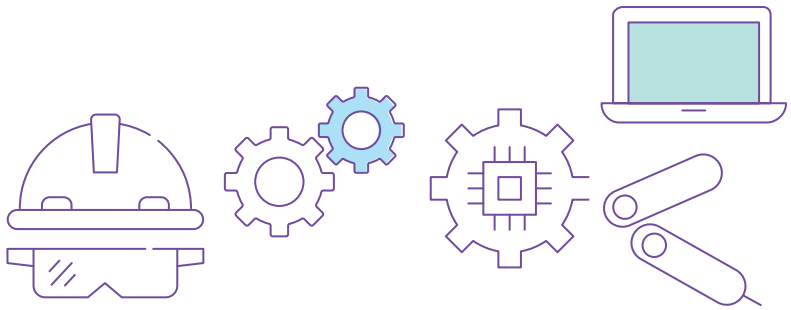
El análisis de patentes de invención en un período reciente es una manera adecuada de detectar tecnologías emergentes y evidenciar trayectorias tecnológicas en un sector industrial como el petróleo y el gas. Su utilización presenta las siguientes ventajas:

Identificación de tecnologías emergentes. Las patentes de invención son una forma de protección legal que otorga a las y los inventores derechos exclusivos sobre sus invenciones. Cuando se examina un conjunto de patentes recientes es posible identificar nuevas tecnologías o innovaciones que han sido desarrolladas. Estas patentes pueden proporcionar información sobre los últimos avances tecnológicos y las áreas en las que se está produciendo una actividad significativa de I+D. Por lo tanto, el análisis de patentes puede revelar tecnologías emergentes en el sector.

Seguimiento de tendencias y evolución tecnológica. Al examinar una serie de patentes en un período determinado, se puede rastrear la evolución tecnológica. Las patentes suelen estar relacionadas con mejoras o innovaciones incrementales en tecnologías existentes. Al analizar las patentes en secuencia temporal, es posible identificar cómo ciertas tecnologías han evolucionado y las mejoras que se han realizado en ellas. Esto puede ayudar a comprender las tendencias tecnológicas y las direcciones en las que se está moviendo el sector.

Indicador de inversión y actividad empresarial. El número y la calidad de las patentes en un área específica pueden ser un indicador de la inversión y la actividad empresarial en ese campo. Si se observa un aumento significativo en la cantidad de patentes en un período reciente, puede indicar un mayor enfoque en la innovación y el desarrollo tecnológico por parte de las empresas. Esto podría sugerir la existencia de tecnologías emergentes y trayectorias tecnológicas.

Acceso a información técnica detallada. Las patentes de invención contienen información técnica pormenorizada sobre los inventos y las tecnologías asociadas. Al analizar estas patentes, se puede acceder a información valiosa sobre cómo funcionan las tecnologías, los procesos empleados y los desafíos técnicos que se han abordado. Esto puede proporcionar una visión más profunda de las tecnologías emergentes, así como de las trayectorias tecnológicas que se están siguiendo.



LA CIENCIA DE DATOS COMO SOPORTE DE LA PROSPECTIVA TECNOLÓGICA

El CIECTI tiene vasta experiencia y utiliza diferentes herramientas de la ciencia de datos para desarrollar soluciones a medida cuando se trata de grandes volúmenes de información (Lerena, 2019). A continuación, se presentan los aspectos principales de la metodología y las herramientas empleadas tanto para el análisis de patentes como para el de publicaciones.

Análisis de solicitudes de patentes

Para el análisis de patentes, la metodología de trabajo está basada en un conjunto de técnicas de minería de textos que permiten identificar y luego analizar un corpus[48] de solicitudes de patentes de invención que aportan al análisis prospectivo del sector.

De modo estilizado, las actividades desarrolladas se han organizado en dos grandes etapas:[49] primero, la recuperación de datos y consolidación de una base de patentes –el corpus de patentes–; segundo, el procesamiento y análisis de esos datos.

Para la recuperación de datos y armado del corpus (base de datos), se consideró necesario hacer una caracterización completa de la dinámica de patentamiento. A partir de saber qué y quién patenta, es posible conocer los esfuerzos de innovación e identificar las tecnologías que están en la frontera del conocimiento. Se infiere que los temas que más se repiten en las solicitudes de patentes recientes son los de mayor interés y novedad tecnológica, y por donde las firmas del sector vienen modificando su manera de trabajar. Para ello se identificaron y recuperaron todas aquellas solicitudes de patentes relacionadas con el *upstream*. La fuente primaria, de donde se obtuvo la información, es la base de datos sobre patentes de acceso abierto y gratuito *Patentscope*.[50] Sobre esa base de datos se aplicó una serie de algoritmos para llevar adelante la búsqueda de información pertinente y relevante del formato electrónico de las solicitudes de patentes. De modo esquemático esos algoritmos se configuraron a partir de los siguientes criterios:

- Asociados al *upstream onshore*: solicitudes de patentes que incluyen alguna de las 250 palabras clave dentro de los tópicos en los que la Society of Petroleum Engineers (SPE) ordena los conocimientos del sector (taxonomía) en sus seis agrupamientos51 tradicionales y que no estén relacionados exclusivamente con el *offshore*.

- Horizonte temporal reciente: solo solicitudes de patentes realizadas entre 2011 y 2021 que dan cuenta de los temas y las problemáticas más recientes.

La técnica de captura utilizada se basó en la búsqueda y recuperación de la información mediante el motor de búsqueda avanzada de la OMPI. Las consultas se estructuraron como ecuaciones de búsqueda con diversos criterios de inclusión y exclusión, aplicados a distintas categorías. Los datos fueron recogidos, organizados y depurados garantizando que la base de datos obtenida sea pertinente, de alta calidad y fiable. Esto último se logró mediante técnicas de validación de la ciencia de datos. Para cada uno de los agrupamientos de la SPE se realizó una consulta en *Patentscope* separada y luego se

48) El corpus es el conjunto ordenado de datos asociados a las solicitudes de patentes seleccionadas que conforma la base de esta investigación.
49) Además, existió una actividad preparatoria que consistió en la identificación de las fuentes de datos y el desarrollo de estrategias de captura de información.
50) Disponible en https://patentscope.wipo.int/search/es/search.jsf. Se trata de una base administrada por la Organización Mundial de la Propiedad Intelectual (OMPI), cuya cobertura y actualización dependen de que otras oficinas de patentes le suministren información actualizada en el tiempo.
51) Los agrupamientos de patentes son: descripción y dinámica del reservorio; perforación y terminación; proyectos, instalaciones y construcción; producción y operaciones; salud, seguridad, medio ambiente y responsabilidad social; y gestión e información. Por tratarse de una base de datos internacional, todos los términos se encuentran en inglés.

consolidó en una misma base de datos. Se identificaron y recuperaron más de 30 mil solicitudes de patentes que luego fueron integradas a un corpus único. Esto requirió un procesamiento posterior de depuración y eliminación de repeticiones que dio como resultado un conjunto de 28.562 solicitudes de patentes presentadas entre 2011 y 2021, que conforman el corpus de este ejercicio.

En función de las actividades del *upstream*, se focalizó en los agrupamientos más relevantes y de mayor intensidad en conocimiento, para lo cual se subdividió el corpus en cuatro partes complementarias para analizarlas por separado. Se obtuvieron así los siguientes subcorpus:

- Descripción y dinámica del reservorio (8.094 documentos)
- Perforación y terminación (7.682 documentos)
- Proyectos, instalaciones y construcción (2.746 documentos)
- Producción y operaciones (7.136 documentos)

En la segunda etapa –de procesamiento y análisis de datos– se trabajó por separado con cada uno de los cuatro grupos y se aplicaron las siguientes técnicas:

Minería de textos aplicada a los títulos y abstracts de las solicitudes de patentes para analizar la coocurrencia de términos. A pesar de su simplicidad, el análisis de coocurrencia de términos (co-word analysis) es la técnica más frecuente en el campo de la minería de datos aplicada a la cienciometría. La premisa metodológica del análisis de coocurrencia de palabras es la idea de que la aparición conjunta de determinados términos se correlaciona con áreas temáticas específicas, de modo que el método permite describir los contenidos de los documentos. Al medir la intensidad relativa de estas coocurrencias pueden ilustrarse representaciones simplificadas de las redes de conceptos de un campo y su evolución.

***Clustering* de los términos producidos por la minería de datos.** La segunda técnica aplicada es la de clustering o agrupamiento de términos, donde se programa un algoritmo que particiona los objetos de un modo óptimo de acuerdo con alguna medida de validación. Se trata de

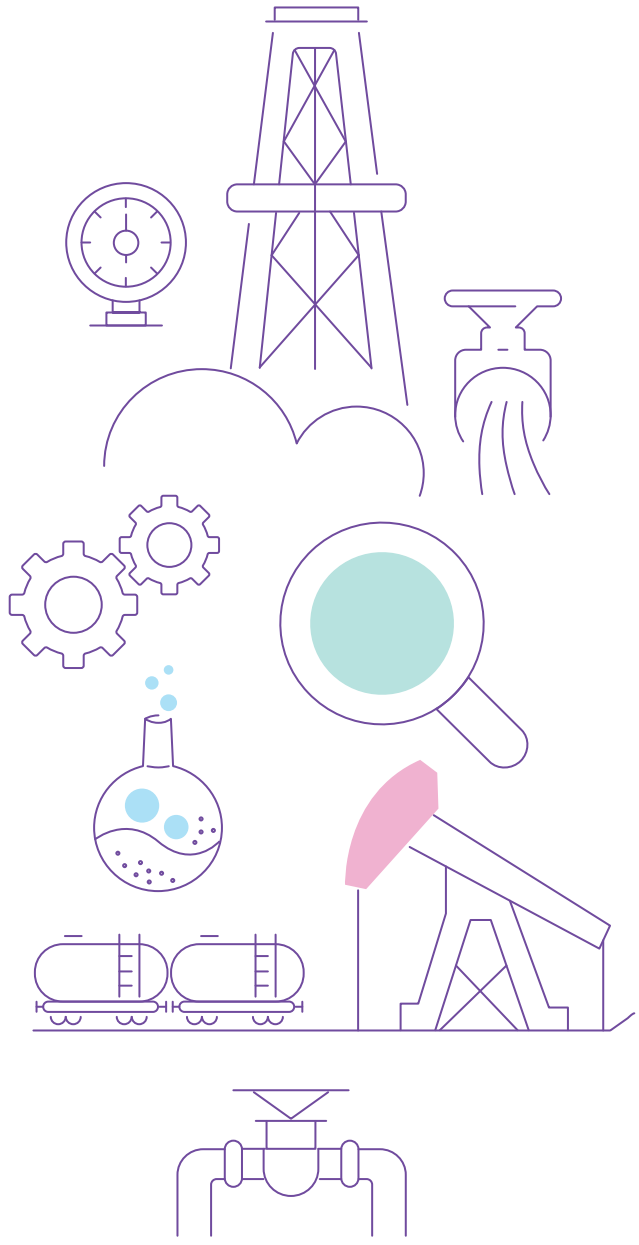
una técnica estadística multivariada para el agrupamiento automático de objetos –en este caso de términos– de forma tal que términos similares se ponen en el mismo grupo o cluster, mientras que objetos disimilares terminan en clusters tan diferentes como sea posible. El clustering aplicado a las solicitudes de patentes funcionó como una herramienta de clasificación para agrupar un conjunto dado de términos que permite el análisis topológico de redes e identifica temas e interrelaciones.

***Overlays* asociados a variables de interés para la investigación.** El software de visualización permite la elaboración de mapas de términos "a medida" para analizar o reflejar atributos particulares de los términos relevantes. Por ejemplo, es posible colorear de modo diferente los términos cuya frecuencia y coocurrencia relevante se dan en distintos momentos o incluso se asocian a cuestiones regionales, como país de prioridad.

Recortes por agrupamientos, temporales o regionales. La última herramienta utilizada durante el análisis de patentes consistió en realizar distintos procesamientos a través de las herramientas anteriores, pero sobre recortes del corpus. De esta manera, se fueron realizando reprocesamientos de los agrupamientos seleccionados como objeto de análisis, lo que permitió que emergieran los términos más específicos de cada disciplina. En cada una de estas, se realizó un recorte para la segunda mitad del período, que permitió destacar entonces las áreas más recientes de actividad inventiva. Finalmente, se realizaron dos análisis separados y distintos para las solicitudes de patentes: las referidas a China como país de prioridad y las no referidas a China.

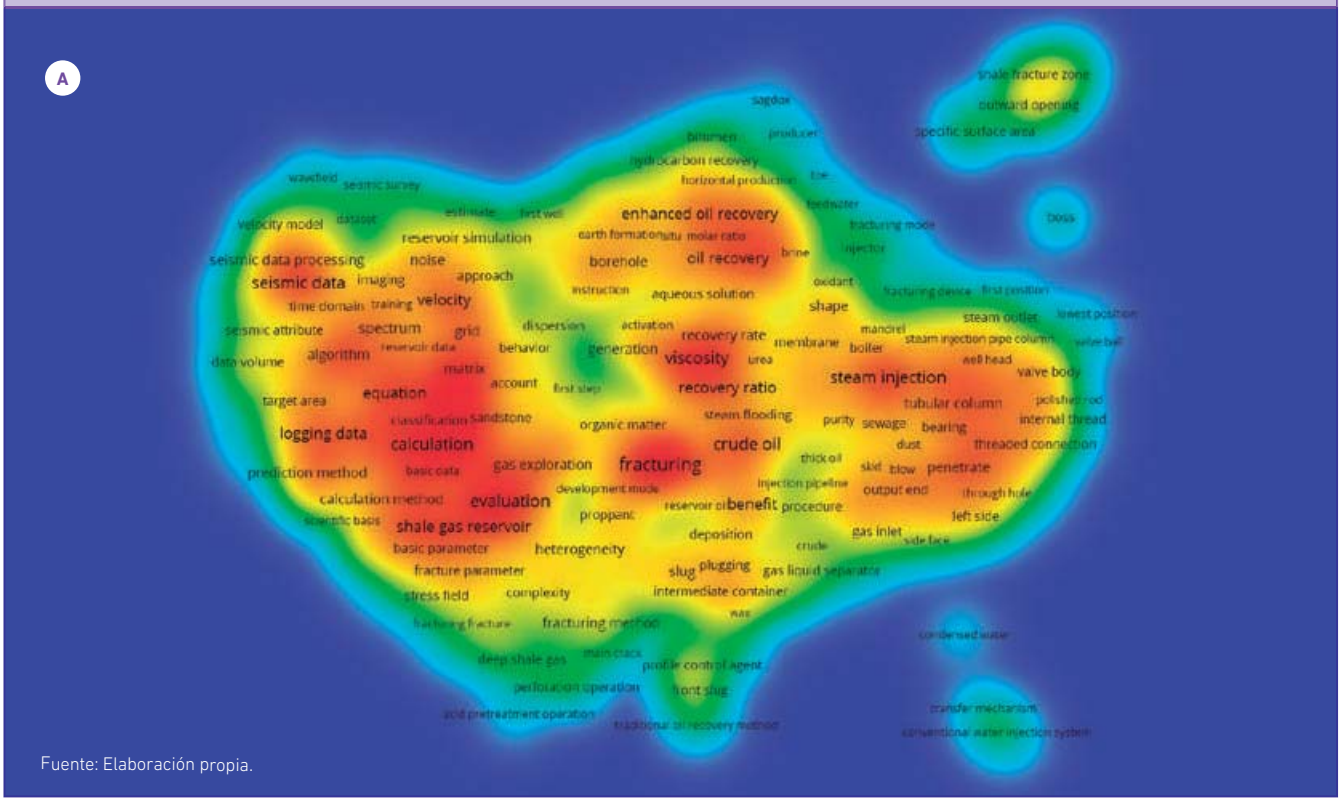
A modo de ejemplo se presenta la visualización gráfica de un mapa de calor, un conjunto de términos clusterizado, un overlay temporal y un overlay China-no China para un set de datos de uno de los cuatro agrupamientos (figura 12).[52]

La figura 12a representa el mapa de calor que indica hacia dónde está dirigido el esfuerzo innovador. La figura 12b muestra el mismo conjunto de términos asociados por redes y clusterizado. La figura 12c revela el overlay temporal que destaca aquellos términos que más recientemente fueron impulsados. Finalmente, la figura 12d muestra un overlay territorial para saber si los términos tienen más vinculación con China o no.



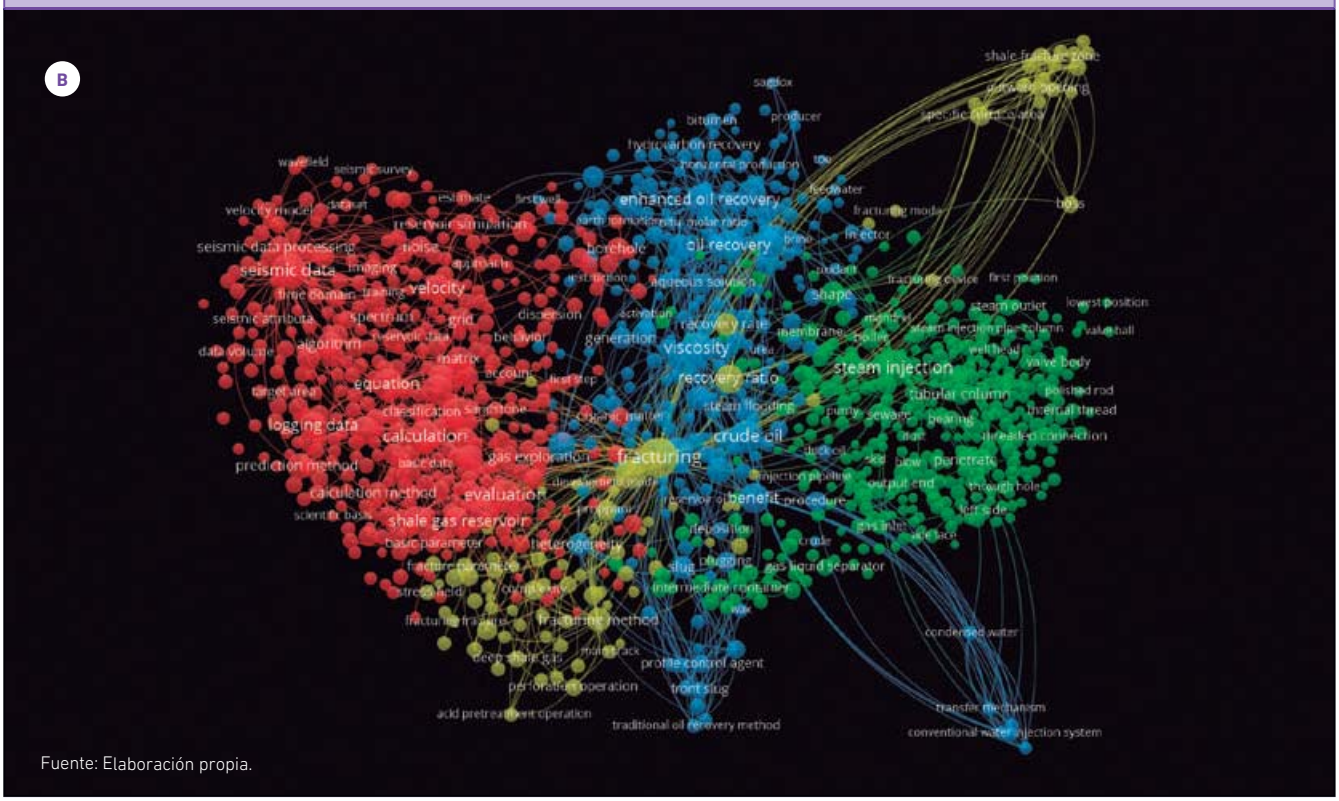
52) En el marco del presente proyecto se elaboró más de 80 mapas de términos de características similares a estos que han sido insumo clave para el análisis que finalmente se presenta en este documento.

FIGURA 12A - RESULTADO DEL PROCESAMIENTO DEL SET COMPLETO DE DATOS A TRAVÉS DE LAS DIVERSAS HERRAMIENTAS DESCRITAS



Fuente: Elaboración propia.

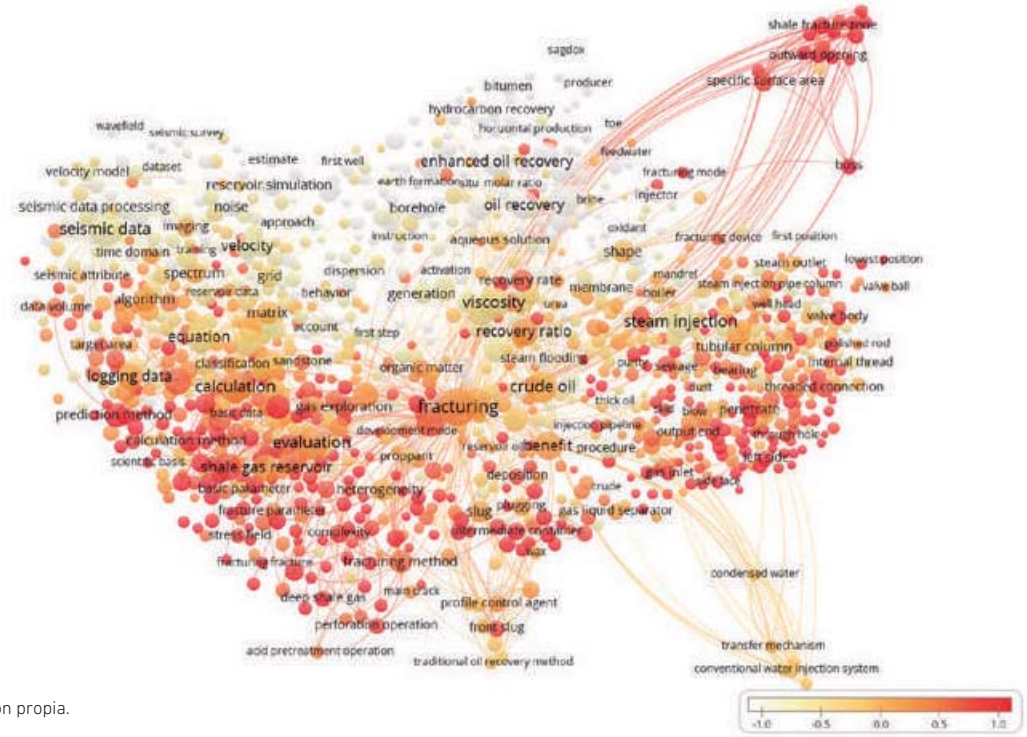
FIGURA 12B - RESULTADO DEL PROCESAMIENTO DEL SET COMPLETO DE DATOS A TRAVÉS DE LAS DIVERSAS HERRAMIENTAS DESCRITAS



Fuente: Elaboración propia.

FIGURA 12C - RESULTADO DEL PROCESAMIENTO DEL SET COMPLETO DE DATOS A TRAVÉS DE LAS DIVERSAS HERRAMIENTAS DESCRITAS

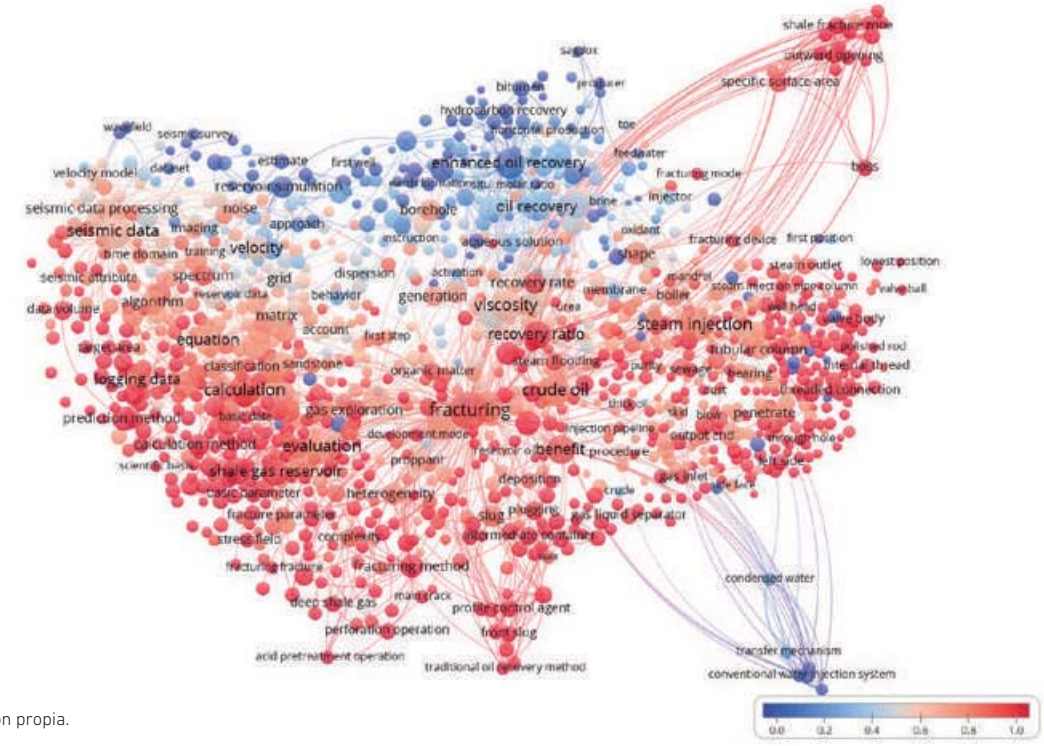
C



Fuente: Elaboración propia.

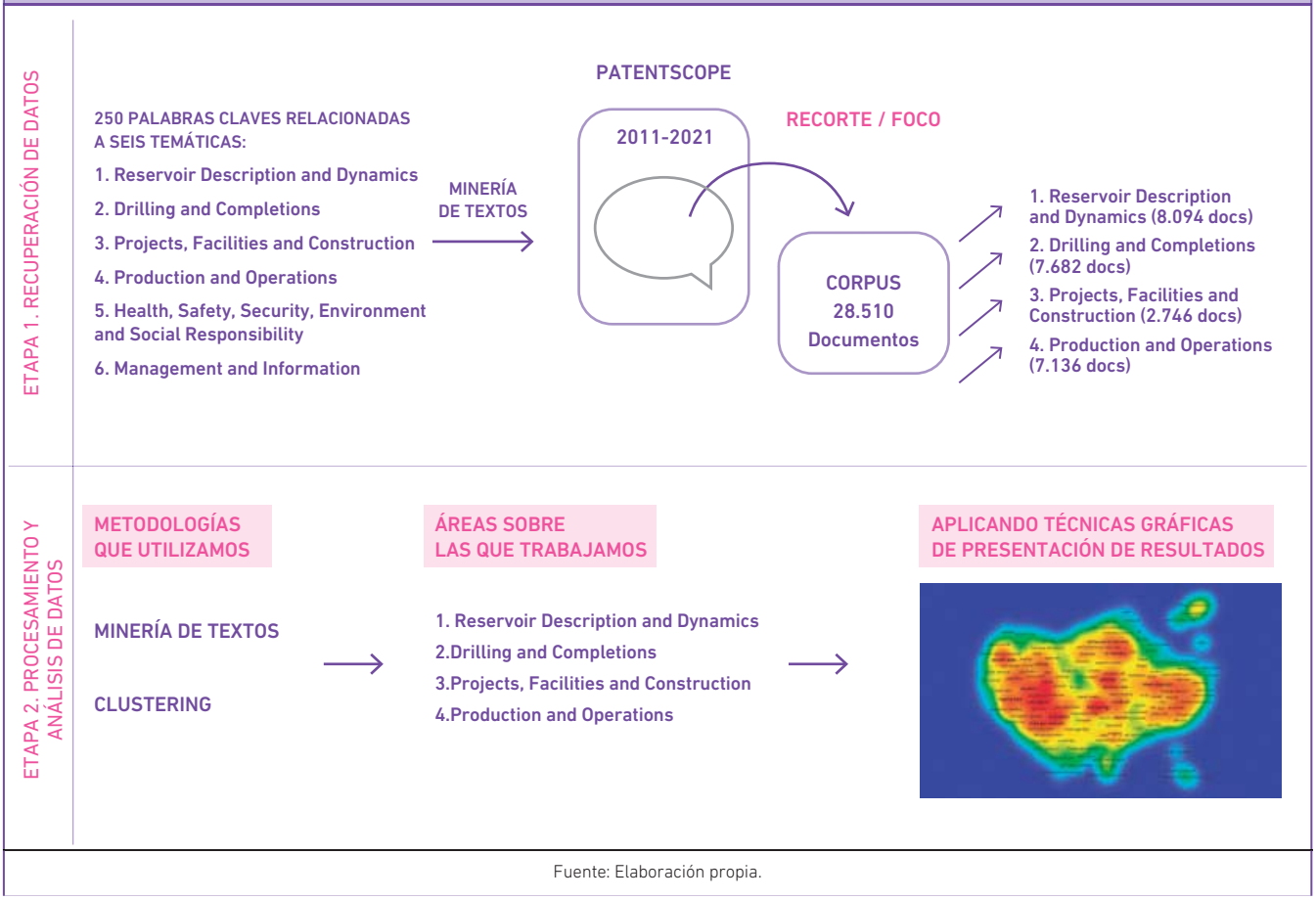
FIGURA 12D - RESULTADO DEL PROCESAMIENTO DEL SET COMPLETO DE DATOS A TRAVÉS DE LAS DIVERSAS HERRAMIENTAS DESCRITAS

D



Fuente: Elaboración propia.

FIGURA 13 - PRINCIPALES ETAPAS DE LA METODOLOGÍA DE PROSPECTIVA TECNOLÓGICA EN EL UPSTREAM DE PETRÓLEO Y GAS



Fuente: Elaboración propia.

En la figura 13 se presenta de manera muy resumida el proceso de trabajo.

Análisis de publicaciones científicas

Para complementar y ampliar la información provista por el estudio de solicitudes de patentes, se realizó un análisis de publicaciones científicas (artículos en revistas, capítulos de libro, entre otras), donde el método adoptado apunta a obtener información pertinente y relevante sobre los conocimientos de base que se conjugan en las tecnologías emergentes identificadas en las solicitudes de patentes. Este tipo de información puede contribuir a una mejor planificación y trabajo conjunto de la Fundación YPF con el sistema científico-tecnológico en la promoción de la investigación, el desarrollo y la innovación local.

Con el propósito de indagar el vínculo entre publicaciones científicas y tecnologías emergentes se tomaron las citas bibliográficas asociadas a las patentes para recuperar un corpus de publicaciones. En lugar de postular una relación directa de correspondencia entre los temas de investigación más prominentes de las publicaciones recientes sobre upstream de petróleo y gas y el desarrollo de invenciones actuales y futuras en ese campo, se restringió el análisis al conjunto de publicaciones ya asociado con el corpus de patentes de invención. Para establecer esa relación, se usaron las citas de publicaciones científicas o literatura no patentada (NPL, por sus siglas en inglés) incluidas en las solicitudes de patentes. Además de los vínculos directos que tienen lugar cuando una solicitud del corpus cita una publicación, también se consideran los vínculos indirectos que dan cuenta de las citas de NPL al nivel de

la familia extendida de patentes a la que pertenece cada solicitud del corpus.

En cuanto a la lógica relacional y los criterios de selección para el corpus de publicaciones, se escogió la fuente The Lens.[53] Esta es una plataforma web abierta que permite recuperar y vincular trabajos académicos y patentes, y que además ofrece una amplia cobertura de ambos tipos de documentos. The Lens incluye datos y metadatos para 79,4 millones de familias de patentes, 140,6 millones de registros de patentes de más de 95 jurisdicciones diferentes y 246,3 millones de documentos académicos (publicaciones). Entre las últimas, 4,7 millones corresponden a publicaciones citadas por los documentos de patentes indexados por la plataforma.

La estrategia adoptada para recuperar publicaciones a partir del corpus de patentes se basa en dos conceptos clave relativos a las solicitudes: las citas de bibliografía científica asociadas a las patentes y las familias extendidas de patentes. El segundo es importante porque el corpus, con más de 28 mil documentos, fue construido con el criterio de un miembro único por familia de patentes. Una vez reconstruido el corpus ampliado, en una tercera etapa, se recuperaron los registros indexados en The Lens correspondientes a las publicaciones citadas por las patentes seleccionadas en la segunda etapa, y se generó un corpus con más de 10 mil publicaciones científicas.

Para construir el corpus de publicaciones se seleccionaron documentos que, en términos de su relación con el corpus de patentes, estuvieran comprendidos en alguno de los siguientes dos casos: están citados en al menos una solicitud del corpus; o están citados en una patente, solicitada desde 2011 en adelante que, si bien no integra el corpus, comparte con alguno de sus documentos la pertenencia a una misma familia extendida de patentes.

Respecto del ejercicio de minería, el objetivo es identificar frases nominales frecuentes y relevantes –con poder discriminativo– en los datos recuperados para el corpus de publicaciones que permitan realizar un análisis basado en redes sociales. Entre los campos con datos textuales que sirvieron de insumo para el ejercicio de minería se incluyen títulos, resúmenes y palabras clave de las publicaciones, todos ellos en inglés. Para la visualización y análisis, se exportaron los datos y las métricas generadas mediante el entorno de Gephi.[54]

Dado que el criterio de selección utilizado para construir el corpus de publicaciones científicas no se basa en palabras clave, los agrupamientos que estructuraron las ecuaciones de búsqueda en patentes no son un criterio pertinente para descomponer el grafo –de hecho, una misma publicación a menudo es citada por patentes en distintos agrupamientos y solo ocasionalmente se verifica plena congruencia en el recorte temático de la publicación citada y la patente que la cita–. Por este motivo, se decidió identificar los grupos mediante la aplicación de *clustering*.

Para la detección de los *clusters* en la red de términos también se recurrió al recurso open source Gephi, cuya herramienta de modularidad se basa en el algoritmo de *Louvain*.[55] Este algoritmo busca determinar el número óptimo de particiones de modo tal que el índice de modularidad se maximice.

53) The Lens –anteriormente llamado Patent Lens– es un servicio de búsqueda de patentes y literatura académica en línea, proporcionado por Cambia, una organización sin fines de lucro con sede en Australia. Disponible en https://www.lens.org/.

54) Gephi es un software de código abierto que se utiliza para la visualización y el análisis de redes. Además, es útil para buscar patrones y tendencias en una base de datos. Hace uso de un motor renderizado 3D con el que muestra gráficos en tiempo real.

55) El algoritmo de Louvain es la operacionalización de un método para detectar y extraer comunidades a partir del análisis de grandes redes. Fue creado por Blondel et al. (2008) y toma su nombre de la filiación de sus autores: la Universidad Católica de Lovaina (Bélgica).

Las personas expertas como fuente de información

A efectos de calibrar mejor la prospectiva tecnológica se complementó el ejercicio de ciencia de datos (*backward looking*) con una consulta a personas expertas para constituir un anclaje a la problemática de las cuencas hidrocarburíferas en la Argentina. De esta manera, se convocó a profesionales expertos/as de la industria local para revisar un conjunto de tecnologías seleccionadas y evaluar, considerando los factores de contexto, conocimiento, región y ambiente, la factibilidad de la difusión de las tecnologías descubiertas a partir de la metodología aplicada. De esta forma, se confeccionó un escenario potencial de transformación tecnológica del sector (*forward looking*).

Las y los expertos aportaron sus opiniones y conocimientos en cuestionarios anónimos que se utilizaron para predecir y analizar las tendencias y la potencial difusión de las tecnologías emergentes seleccionadas. En este proyecto en particular, la Fundación YPF contó con la colaboración del IAPG,[56] que propulsó la participación de las y los profesionales que integran sus comisiones técnicas.

Si bien el proyecto contó con más de cincuenta profesionales entrevistados/as, para esta instancia –y en función del escaso tiempo disponible de las y los referentes y de su distribución geográfica– se descartó llevar adelante el relevamiento de información de modo presencial y se pautó encuestar a las personas mediante un cuestionario electrónico. Para esto, se elaboró un

56) Participaron de este relevamiento las comisiones de Innovación Tecnológica, Geomecánica, Geotecnología, Perforación, Producción y Desarrollo de Reservas, y Exploración y Desarrollo.

formulario en versión electrónica usando el sitio web www.surveymonkey.com.

El cuestionario definitivo constó de 28 preguntas que estaban divididas en tres dimensiones de análisis: datos básicos del experto/a, información sobre su perfil y su área de *expertise*. Es decir que hubo un conjunto de preguntas que están orientadas a recabar información de la persona que permite contactarla en caso de que haya surgido un inconveniente al momento de completarla; caracterizar su perfil profesional respecto de su formación universitaria, años de experiencia y lugar de trabajo; y reconocer su área o áreas de especialización dentro de las cuatro que se han definido en el proyecto.

Las preguntas sobre las áreas de *expertise* consistían en caracterizar el grado de difusión de las tecnologías emergentes identificadas durante el proyecto. Para cada una de las tecnologías se les solicitó que respondieran si iba a tener una difusión alta, media o baja, o en todo caso si desconocía la tecnología o bien la tecnología no aplicaba por no estar vinculada con los recursos disponibles en la Argentina. Cada una de estas valoraciones fue realizada por las y los profesionales en horizontes de cinco y diez años.

De modo complementario, la valoración sobre la potencial difusión de cada tecnología debió considerar dos escenarios macro posibles. Se definió un escenario favorable, en el que el desarrollo de los recursos no era obstaculizado por cuestiones ajenas a la industria, y un escenario restrictivo, con diferentes condiciones que pudieran impedir el desarrollo del sector y, consecuentemente, la difusión de alguna de las tecnologías. Estos escenarios fueron planteados para orientar una perspectiva sectorial futura en común y evitar que las respuestas sobre la difusión tecnológica esperada pudieran estar influidas por diferencias en sus consideraciones personales acerca de cuestiones de contexto en el desarrollo de la industria. Estos escenarios sirven para "controlar" estas diferencias.

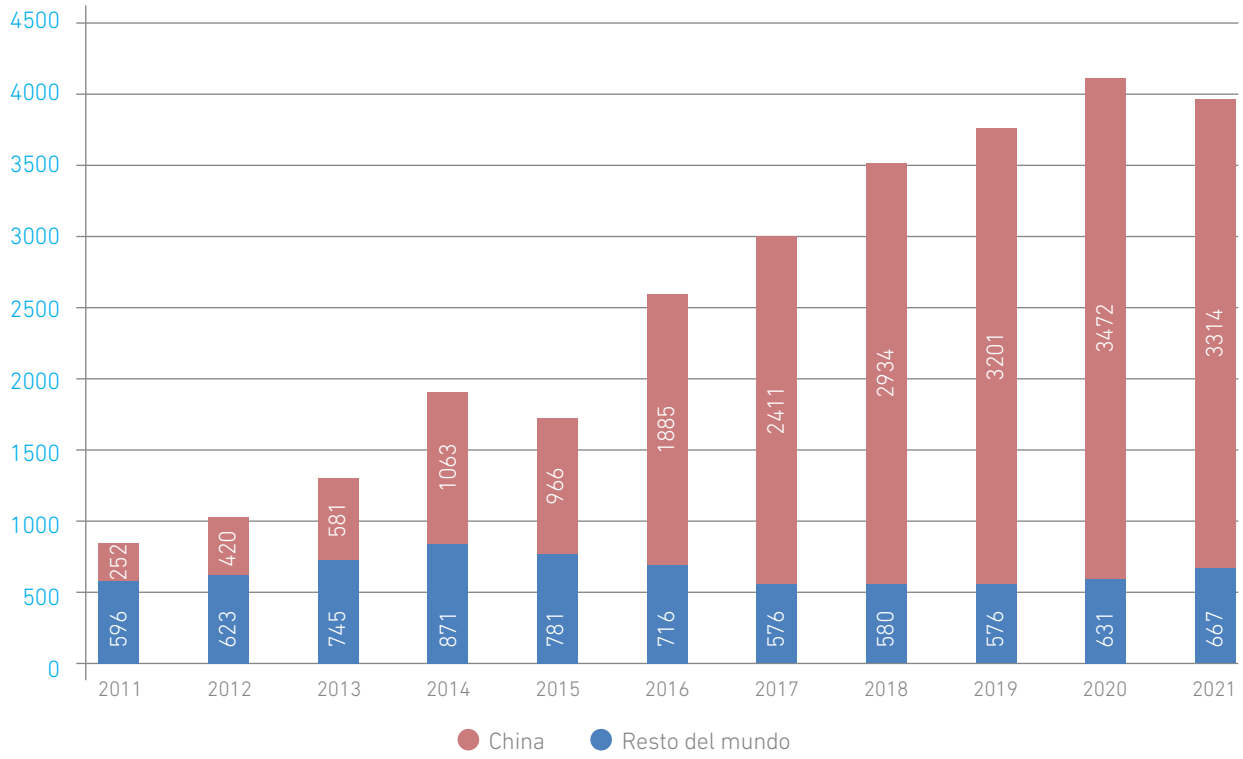
DINÁMICA GLOBAL DE LAS INNOVACIONES EN EL SECTOR DEL *UPSTREAM* DE PETRÓLEO Y GAS

En esta sección se expone el análisis exhaustivo del corpus de patentes del sector. En primer lugar, se hace un análisis descriptivo de la información asociada a las patentes, complementada con información relevada en otras fuentes secundarias para comprender la naturaleza de los resultados. En segundo lugar, se presentan los resultados de la aplicación de las herramientas de la ciencia de datos descritas sobre el conjunto total de datos, el set de datos que tiene como país de prioridad China y el set de datos que tiene otro país de prioridad que no sea China, definido a los fines prácticos como "resto del mundo".

Dinámica sectorial respecto de los esfuerzos de innovación

En una primera instancia, es menester abordar descriptivamente el contenido del set completo de datos con una perspectiva de dinámica sectorial. Para ello, es importante focalizar en el país de prioridad que, para el presente proyecto, son aquellas solicitudes que tienen como país de prioridad #China y aquellas solicitudes que tienen un país de prioridad distinto de China (#RestodelMundo). Luego es relevante entender cuáles son los actores que impulsan el esfuerzo innovador y su

GRÁFICO 23 - CANTIDAD ANUAL DE SOLICITUDES DE PATENTES POR PAÍS DE PRIORIDAD (CHINA Y RESTO DEL MUNDO) (2011-2021)



Fuente: Elaboración propia a partir de la base de datos del corpus de patentes.

rol dentro de la cadena de valor (operadoras o empresas de servicios petroleros).

La evolución en el tiempo de las solicitudes de patentes revela varios rasgos significativos. En primer lugar, la tendencia agregada de los patentamientos es creciente, hecho explicado principalmente por el aumento significativo de China (gráfico 23). Este país, en promedio, explica alrededor del 75% del total de solicitudes del período analizado, que va de 2011 a 2021. Para dimensionar el proceso transformativo del sector basta con notar que la cantidad de solicitudes registradas en 2020[57] es 15,7 veces mayor que las del primer año considerado, lo que evidencia la transformación que el *upstream* está teniendo en ese país.

Si se pone el foco en las solicitudes con prioridad en el resto del mundo, se advierte una tendencia creciente hasta 2014, que se vuelve luego decreciente. De este conjunto, la mayor cantidad de solicitudes se registran en la OMPI y utilizan el Tratado de Cooperación en Materia de Patentes para buscar protección en varios países firmantes del tratado al mismo tiempo. A esas solicitudes les siguen las realizadas en los Estados Unidos, que muestran un comportamiento bastante estable con variaciones de entre 200 y 250 solicitudes por año.

La comparación de las y los solicitantes en el trienio inicial del período (2011-2013) con las y los solicitantes del trienio al final del período de análisis (2018-2021) indica una dimensión de la magnitud del cambio; la evidencia muestra un fuerte contraste. En el primer trienio

57) Se usa de referencia el año 2020, ya que los valores de 2021 son parciales y no están completamente actualizados por las características de la dinámica de solicitudes de patentes.

había solo dos empresas chinas entre las primeras cinco que más solicitudes habían presentado –China National Petroleum Corporation (CNPC) en el segundo lugar y China Petrochemical Corporation (SINOPEC Group) en el tercer puesto–, que competían con Schlumberger –en el primer lugar–, Halliburton –en el cuarto– y Backer Hughes –en el quinto puesto–, todas de origen estadounidense. Además, solo seis solicitantes de los 25 más importantes eran de ese origen. Por el contrario, las firmas que lideraban la innovación del sector por esos años eran de origen estadounidense –11 de 25–, especialmente de servicios petroleros seguidas, y en segundo orden de importancia, las firmas europeas.

En cambio, en el último trienio (2018-2021), el peso de las empresas y entidades de origen chino en las cifras globales del corpus se transforma radicalmente. Los cuatro solicitantes con mayor número de solicitudes son de ese país: dos empresas –CNPC, en el primer puesto, y SINOPEC, en el segundo– y dos universidades –Southwest Petroleum University (SWPU) en el tercer lugar y China University of Petroleum en el cuarto–. Asimismo, 17 de los 25 solicitantes con más registros en ese período eran también chinos. De esta forma, en el *upstream* al igual que en otros sectores de la economía las firmas chinas están ganando creciente relevancia y se están convirtiendo en desarrolladores de tecnología propia y en líderes globales.

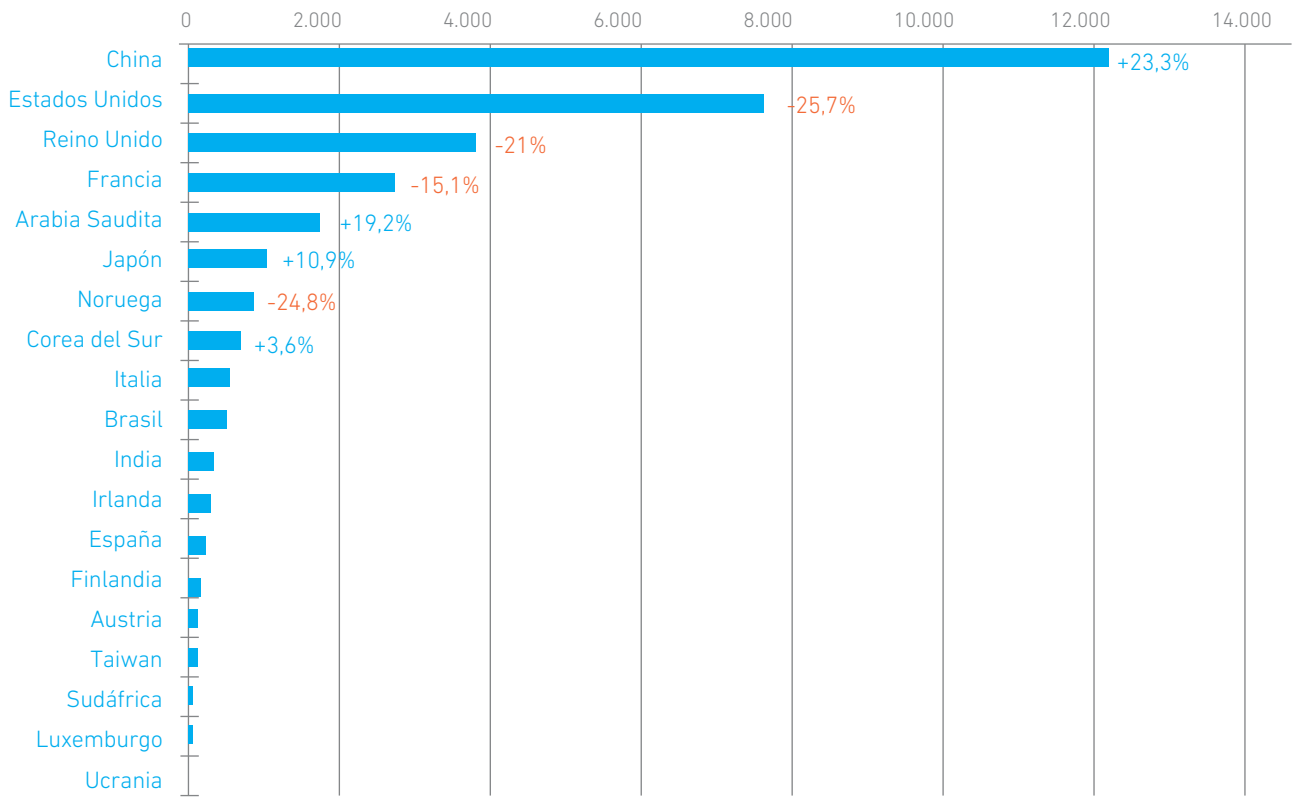
Estos resultados innovadores se corresponden con las estadísticas de gastos en I+D de las empresas del sector. Una fuente de información actualizada y con amplia cobertura sobre la inversión en I+D de las principales firmas a nivel internacional es el EU Industrial R&D Scoreboard de la Unión Europea. Sus informes anuales incluyen datos de las 2.500 empresas que cotizan en bolsa que más invirtieron en I+D. Dado que la información está desagregada por país y sector económico, es posible identificar qué cantidad de firmas que operan en el *upstream* forman parte de ese listado, el país de origen de estas y cómo han evolucionado. Del informe se desprende que en 2020 había 35 empresas vinculadas con el *upstream* dentro del listado –ocho empresas menos que las incluidas en 2011–. Asimismo, la conformación del listado por país de origen muestra un cambio en el período analizado. Las empresas de origen chino pasaron de solo dos en 2011 a diez en 2020. Por el contrario, las empresas estadounidenses que eran once en 2011 se redujeron a cinco en 2020. Estos cambios reflejan que los esfuerzos de innovación realizados por las firmas chinas vienen liderando en el sector y que es coincidente con lo que se informa en las solicitudes de patentes.

Si se consideran los montos invertidos en I+D por el conjunto de empresas del upstream de cada país, como muestra el gráfico 24, se observa que en el período 2018-2020 el conjunto de firmas chinas invirtió más de 12 mil millones de euros –el 60% más de lo invertido por las firmas estadounidenses en el mismo listado–. Del mismo modo, si se compara la variación de 2020 en relación con la de 2018, se ve que las firmas chinas, japonesas y la única de Arabia Saudita están en ascenso, mientras que las empresas de los Estados Unidos y Europa se encuentran en retroceso.

Entre las empresas con mayores inversiones en I+D del upstream durante el período 2018-2020, se destacan siete firmas chinas, incluidas las dos primeras –Petrochina y China Petroleum & Chemical, respectivamente–. Cabe destacar que siete de las diez empresas que más invierten en I+D son empresas operadoras –Exxon Mobil en el tercer puesto, Royal Dutch Shell en el cuarto, Total en el sexto lugar, Saudi Arabian Oil en el séptimo puesto, Chevron en el octavo y BP en el noveno lugar (las Majors)–, mientras que las restantes tres son empresas de servicios petroleros.

Por último, es sumamente relevante comprender

GRÁFICO 24 - GASTOS EN I+D DE LAS FIRMAS VINCULADAS AL UPSTREAM DE PETRÓLEO Y GAS INCLUIDAS EN EL LISTADO DE 2.500 FIRMAS DEL EU INDUSTRIAL R&D SCOREBOARD POR PAÍS DE ORIGEN (2018-2020)



Nota: Los porcentajes reflejan las variaciones 2020/2018 en porcentaje; por ejemplo, China incrementó 23,3% su inversión en 2020 respecto de 2018, y Estados Unidos lo disminuyó casi en la misma proporción, (-25,7%).
Fuente: Elaboración propia con base en datos del EU Industrial R&D Scoreboard.

los aspectos técnicos del set de datos completo. En primer lugar, el cuadro 10 proporciona un panorama general del corpus. A nivel global se han registrado casi 29 mil solicitudes de patentes en el upstream, por 160 solicitantes que a nivel agregado[58] han buscado proteger sus desarrollos es un total de 44 países. El 90% de las solicitudes se han realizado en tres de los seis agrupamientos de la SPE (descripción y dinámica del reservorio, perforación y terminación, y producción y operaciones). Es en esos temas donde se concentra el mayor esfuerzo por innovar y optimizar los procesos de extracción de los hidrocarburos.

58) Cabe destacar que existe un sinnúmero de individuos, emprendedores/as tecnológicos y pequeñas empresas que fueron agrupados, ya que de forma aislada no agregan información respecto de los actores.

CUADRO 10 - RESUMEN DE LA BASE DE DATOS DE PATENTES DEL UPSTREAM ONSHORE DE PETRÓLEO Y GAS (2011-2021)

AGRUPAMIENTO SPE	SOLICITUDES DE PATENTES	CANTIDAD DE SOLICITANTES*	CANTIDAD DE PAÍSES**
Descripción y dinámica del reservorio	8.103	120	28
Perforación y terminación	7.703	115	31
Producción y operaciones	7.148	123	31
Proyectos, instalaciones y construcción	2.747	96	23
Salud, seguridad, medio ambiente y responsabilidad social	1.997	60	16
Gestión e información	864	50	12
Total	28.562	160	44

Notas: * La cantidad total de solicitantes que hizo al menos una solicitud de patente asciende a 160. Dado que hay varios solicitantes que realizaron solicitudes en más de uno de los agrupamientos de la SPE, el total no es la suma directa de las y los solicitantes de cada agrupamiento. ** La cantidad total de países donde se ha solicitado prioridad de al menos una patente asciende a 44 países. El total de países no es la suma de las filas anteriores.
Fuente: Elaboración propia a partir de la base de datos del corpus de patentes.

Orientación temática de la innovación a partir de la ciencia de datos

A continuación, se presentan los resultados de la aplicación de las diversas herramientas de la ciencia de datos detalladas en el abordaje metodológico. Específicamente, se muestran las áreas temáticas del sector a nivel mundial a partir del conjunto de patentes analizadas en los primeros cuatro agrupamientos de la SPE.

Descripción y dinámica del reservorio

Mapa de calor

A partir del análisis de coocurrencia de términos, se visualiza que los esfuerzos de I+D en reservorios se organizan en torno a dos temáticas principales, distinguidas por las palabras clave que con más frecuencia aparecen en los títulos y abstracts de las solicitudes de patentes: *calculation, fracturing, logging, seismic data, viscocity, enhanced oil recovery y steam injection.*

Este primer análisis sugiere que las solicitudes de patentes registradas tienen como foco principal los reservorios no convencionales y la recuperación terciaria.

Clusters

Desde la asociación de los términos mediante clusters se obtienen cuatro conjuntos. El primero muestra una orientación al procesamiento de datos basados, principalmente, en registros sísmicos y de perfiles de pozos, lo cual resulta en el modelado y la simulación de los reservorios. Entre sus términos distintivos y vínculos predominantes se encuentran *seismic data, equation, calculation, evaluation, logging data, shale gas reservoir*.

De manera análoga, el segundo cluster está abocado a la caracterización de las propiedades fisicoquímicas del petróleo y los procesos y métodos para la recuperación mejorada. Entre los términos distintivos resaltan viscocity, crude oil, oil recovery y enhanced oil recovery. El tercero, por su parte, indica una orientación hacia los métodos, los parámetros para el diseño, el análisis de la fracturación hidráulica y la evaluación de la productividad en los reservorios NOC. Entre sus términos más relevantes figuran fracturing y recovery ratio. También se observa que el término shale fracture zone tiene un vínculo de mayor distancia, con lo cual sugiere un menor nivel de relacionamiento o que la burbuja fracturing es la de mayor tamaño en el mapa, lo que revela la importancia del patentamiento en este tema en el período de estudio.

Finalmente, el último cluster se inclina hacia equipos y procesos para la extracción de producción en el pozo y recuperación mejorada por inyección de vapor. Entre sus términos destacan steam injection, tubular columna y penetrate. A esta descripción se la complementa con un análisis de los vínculos entre los distintos clusters.

Dinámica temporal

El análisis se realizó para las patentes presentadas en el período 2011-2021, sin embargo, a través del overlay temporal se puede valorar como evolucionó el patentamiento al distinguir la relevancia de términos en función de su actualidad. Así, es posible aseverar en función de las zonas de actividad más reciente que los nuevos desarrollos están fuertemente impactados por el patentamiento de tecnologías dedicadas al procesamiento y modelado de datos y a los reservorios NOC, como así también a las destinadas a la inyección de vapor.

Relación de los términos con el país de prioridad

A partir de la relevancia que tiene el patentamiento de China, resultó indispensable comenzar a interpelar los datos para comprender si compartían agendas temáticas tanto el grupo #China como el grupo #RestodelMundo. Debido a esto se decidió presentar los mapas de coocurrencias y comparar la dinámica de patentamiento de China con la del resto del mundo. Tal como muestra la figura 11d, hay agendas distintas y zonas compartidas.

En este agrupamiento, las solicitudes con prioridad en China representan el 85% de las solicitudes del período. Específicamente sobre la representación gráfica (véase figura 1d), las esferas con mayor intensidad de color rojo corresponden a aquellos términos en los que la mayor cantidad de solicitudes de patentes corresponden a aquellas que tienen como país de prioridad a China. En este caso, se relacionan principalmente con las patentes dedicadas a fracturación hidráulica, procesamiento de datos e inyección de vapor, mientras que las esferas con color tendiente al azul, con prioridad en oficinas del resto del mundo, se corresponden a tecnologías para la recuperación mejorada de petróleo.

Perforación y terminación

Mapa de calor

Para el caso de perforación, la coocurrencia de términos muestra cuatro comunidades principales, distinguidas por los siguientes términos distintivos: *control system-real time, fishing-fishing tool, downhole tool-drill string y subterranean formation-fluid flow*.

Este primer análisis sugiere que las solicitudes de patentes registradas en los últimos diez años tienen como foco principal:

- Los sensores y sistemas para el monitoreo continuo de la perforación.
- Resolver problemas surgidos durante la perforación y provocar la “pesca” de objetos en el interior del pozo.
- Herramientas utilizadas en la perforación.
- Movimiento de los fluidos en el pozo.

Clusters

La clusterización de los datos obtenidos por la coocurrencia de términos refuerza lo observado y presenta cuatro clusters principales: un cluster orientado a sensores y sistemas para el monitoreo continuo de la perforación, cuyos términos distintivos son real time y control system, que muestran interrelaciones con los otros tres clusters; otro cluster vinculado a resolver problemas surgidos durante la perforación o la completación, donde destaca la burbuja sand control, que tiene potencial asociación con actividades en no convencional pero también en offshore; un cluster producto de la conjugación de los términos

obtenidos en los puntos 3 y 4 precedentes –herramientas y movimiento de fluidos–; y un cluster caracterizado por los términos distintivos perforating gun y perforating bullet, correspondientes a los artefactos utilizados para agujerear la cañería, previo a ensayar el pozo y ponerlo en producción, que a su vez señala interrelaciones con los clusters descriptos en los puntos 2 y 3.

Dinámica temporal

En cuanto al análisis de la dinámica temporal, los resultados indican que no todas las temáticas tienen la misma actualidad. Es más, los nuevos desarrollos están dirigidos principalmente a tecnologías dedicadas a sensores y sistemas para el monitoreo continuo de la perforación y a resolver problemas surgidos durante la perforación o la completación. En un segundo nivel, pero con mucha menos actualidad, se encuentra el artefacto empleado para agujerear la cañería. Esto también es una evidencia de las problemáticas que enfrenta la actividad desde la perspectiva temporal.

Relación de los términos con el país de prioridad

Continuando con la comparación entre la agenda de los grupos #China y #RestodelMundo, respecto de la perforación y terminación de los pozos se advierten agendas distantes. Las zonas donde la mayor cantidad de solicitudes de patentes corresponden al grupo #China, se vinculan, principalmente, con las patentes dedicadas a resolver inconvenientes surgidos durante la perforación o la completación o el monitoreo, y representan el 70% de todo el agrupamiento. Si se asocia esta información con los resultados del análisis temporal, se observa que la agenda ligada al grupo #RestodelMundo muestra menos nivel de actualidad. Igualmente, esta interpretación es relativa y se refiere al grupo total de solicitudes, que se corregirá con los recortes específicos, lo cual expone otra realidad –como se verá más adelante.

Proyectos, instalaciones y construcción

En este agrupamiento se observa menos actividad inventiva en el análisis de las patentes, lo que no necesariamente implica que no existan innovaciones; es probable que en este caso la patente no sea el mejor instrumento de protección de la propiedad intelectual y también que por ser un agrupamiento asociado a procesos, la característica de la dinámica tecnológica se asocie mayormente con innovaciones incrementales. Igualmente, se presentan a continuación los resultados específicos.

Mapa de calor

Se identifican tres comunidades principales y una secundaria, distinguidas por los términos distintivos: *measurement, dehydration, corrosion resistance y processing system*.

Este primer análisis sugiere que las solicitudes de patentes registradas en los últimos diez años tienen como foco principal:

Control del proceso, que incluye la temática de sensores, adquisición de datos y algoritmos.

Tratamiento de fluidos, principalmente la deshidratación del gas, que implica tecnologías, químicos y eficiencia energética.

Resistencia de materiales, como resistencia a la corrosión, que contiene prevención, tratamientos y recubrimientos.

Clusters

Se identifican claramente tres clusters: el primero vinculado con el control del proceso, cuyos términos distintivos son measurement, management y processing system, que exhibe una alta interrelación interna y pocas interrelaciones con los otros clusters; el segundo agrupa

los términos asociados al tratamiento de fluidos, donde se destaca el término dehydration, con el que se establece el principal eje, y en un segundo orden aparecen energy consumption y heat exchanger, que muestran un enfoque sobre la eficiencia de los procesos; finalmente, un tercer cluster agrupa términos relacionados con materiales, donde se distinguen términos como corrosion resistance, coupling, corrosion prevention y abrasion. Aparece un vínculo con materiales críticos de otras aplicaciones, como drilling tool o sucker rod, que indica la interacción con otros agrupamientos.

Dinámica temporal

A partir del análisis temporal, se advierte que los nuevos desarrollos están orientados principalmente al cluster vinculado con materiales y, en segundo lugar –de forma más dispersa–, a los otros dos clusters (tratamiento de fluidos y control de proceso). En un segundo nivel se encuentran algunas novedades, según los términos sulfide, wax precipitation, mixer o protector.

Relación de los términos con el país de prioridad

En este caso, es el único agrupamiento donde las solicitudes con prioridad en China eran superiores al inicio del período –en 2011–. Al tomar en cuenta todo el período, se observa que el 86% pertenece al grupo #China (2.360). Finalmente, las solicitudes de patentes que corresponden al país de prioridad China se relacionan con todos los clusters, con énfasis en materiales. En cambio, las patentes fuera de China aparecen más dispersas en control de proceso y tratamiento de fluidos.

Producción y operaciones

Mapa de calor

Se identifican cuatro comunidades principales, distinguidas por los términos distintivos: walking beam, electric submersible pump, multiple-flow path, corrosion, preparation method, scale/corrosion inhibitor.

Este primer análisis sugiere que las solicitudes de patentes registradas en los últimos diez años tienen como foco principal:

- El bombeo mecánico y sus componentes.
- El sistema de extracción electrosumergible y sus sistemas asociados.
- El balanceo de producción entre pozos del path.
- La corrosión como problemática.
- Los inhibidores de corrosión e incrustaciones y su método de preparación.

Clusters

El proceso de clusterización presenta cuatro clusters: bombeo mecánico y sus componentes, donde los términos distintivos son walking beam, stroke y horse head, y muestra pocas interrelaciones con los otros tres clusters; el segundo cluster contiene los puntos 2 y 3 del análisis anterior –extracción electrosumergible y balanceo de producción entre pozos del path– y se destaca el término electric submersible pump como el principal eje; un cluster que sintetiza los puntos 4 y 5, con mucha interrelación interna y donde se distinguen los términos corrosion, preparation method y scale inhibitor; y un nuevo cluster caracterizado por términos escasos y poco distintivos, como precision, gas flow meter, formula pool y prediction, con lo cual se asume como cluster de medición y monitoreo.

Dinámica temporal

De acuerdo al overlay temporal, los nuevos desarrollos están vinculados con el bombeo mecánico, algunos tratamientos químicos orientados a sales de aluminio o zinc y dispersa actividad en el cluster de medición y monitoreo. En un segundo nivel se encuentran algunas

novedades del cluster, como el bombeo electrosumergible relacionado con la medición y el monitoreo.

Relación de los términos con el país de prioridad

Al evaluar la oficina de prioridad del patentamiento, se observa que el 65% tiene a China como país de prioridad. Estas solicitudes se relacionan, principalmente, con las patentes dedicadas a bombeo mecánico, tratamientos químicos y monitoreo y control de producción, mientras que las patentes del resto del mundo están orientadas a bombeo electrosumergible, monitoreo y tratamientos químicos.

Recortes específicos de interés para la investigación

A partir de los resultados obtenidos hasta aquí, la continuidad del análisis fue segmentada en dos partes. Por un lado, se describieron aspectos específicos sobre la agenda #China de innovación y, por otro, se analizaron en profundidad los aspectos tecnológicos de los datos que no tenían como país de prioridad a China.

Esta escisión está fundamentada principalmente porque el objetivo del estudio era focalizar en tecnologías que fueran a tener repercusión en la Argentina en los próximos cinco y diez años, y si bien podría haber novedades tecnológicas en China –producto de su plan de desarrollo de sus recursos no convencionales–, no se visualizan potenciales canales de difusión para que esas tecnologías lleguen en un futuro cercano, como sí los hay con las empresas que lideran el patentamiento fuera de China, actuales socias tecnológicas del país.

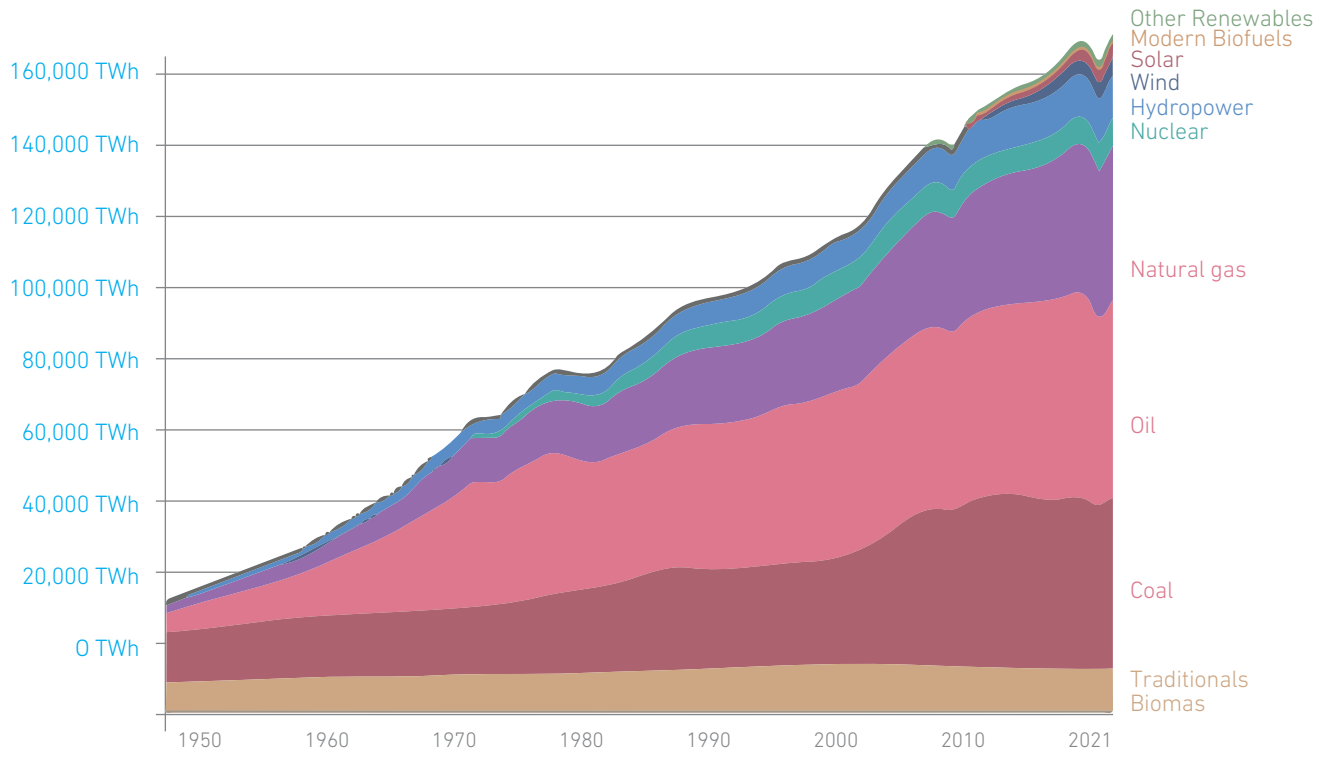
Asimismo, para un análisis pormenorizado de los datos del grupo #RestodelMundo, se procedió a realizar un recorte temporal de los últimos cinco años. Es decir, se generaron procesamientos por el set de datos de los años del resto del mundo y se los compararon con un recorte temporal de los últimos cinco años. De esta forma, se pudieron hallar los términos más relevantes asociados a las tecnologías emergentes y de peso en los esfuerzos de innovación.

Además, el rol potencial que tienen los recursos no convencionales en su proceso de transición energética permite asegurar que su paso a desarrollo en escala impondrá una agenda energética, productiva y tecnológica. Según la Administración de Información Energética de los Estados Unidos, en un informe elaborado en colaboración con Advanced Resources International estableció en 2013 que en el mundo había un total de 345 mil millones de barriles de petróleo shale y 7.299 tera pies cúbicos de gas –recursos no probados en el sentido de reservas comprobadas del segmento convencional, pero que son técnicamente recuperables–. De esos recursos, China se encuentra en el tercer lugar con casi el 10% de recursos de petróleo y en el primer lugar con el 15% de recursos de gas en su territorio. Según la evidencia que presentan Caineng et al. (2016), los planes quinquenales que caracterizan a la administración china ya están comenzando a dar sus frutos en el desarrollo de estos recursos.

Cabe destacar que China fue pionera –detrás de los Estados Unidos– en la trayectoria tecnológica de la recuperación mejorada de petróleo (EOR). Entre 1989 y 2000 se difundió en China el uso de polímeros, que logró incrementar la recuperación del petróleo original en sitio en 12% con su principal proyecto ubicado en el yacimiento Daqing. Estos antecedentes y la lógica instrumentada en integrar toda la cadena de valor de las otras fuentes de energía permiten avizorar que en esta industria no será distinta la estrategia, lo cual evidencia que la cantidad de patentes detectadas es el resultado de un proceso de alcance tecnológico –catching up– y de la búsqueda de una soberanía (Aizhu, 2020).

Está claro que, en un marco más amplio, este sector no puede evadirse de la disputa entre China y los Estados Unidos por la hegemonía tecnológica. El peso de las patentes de origen chino refleja el crecimiento exponencial

GRÁFICO 25 - CONSUMO PRIMARIO DE ENERGÍA EN CHINA SEGÚN ORIGEN



Fuente: Our Wolrd in Data, disponible en www.ourworldindata.org.

CUADRO 11 - PROGRESO ESPERADO RESPECTO DE LA TRANSFORMACIÓN DIGITAL EN CHINA

	2011	2013	2015	2020	2025
Control numérico en principales procesos	46%	52%	58%	72%	84%
I+D en digitalización, ratio de penetración de herramientas de diseño CAD/CAM	22%	27%	33%	50%	64%

Fuente: Rosales (2020).

que está teniendo China en ciencia y tecnología a nivel global, con datos destacables, como que la cantidad de graduados/as en carreras STEM quintuplican a los de Estados Unidos, o que el gasto en I+D+i supera al de la Unión Europea desde 2015. Sin embargo, todas estas iniciativas confluyen en el plan Made in China 2025, a través del cual se busca enfrentar la desaceleración en la productividad y en la tasa de crecimiento económico o el incremento en el costo de la mano de obra (Rosales, 2020).

Aspectos generales de las patentes solicitadas con prioridad en #China

China: la energía y la ciencia y tecnología

El sector de petróleo y gas tiene un rol preponderante en el campo de la energía en China. Si bien el gigante asiático posee una fuerte dependencia del carbón como fuente primaria, el abastecimiento de energía a partir de los hidrocarburos apoya el crecimiento sostenido del consumo de energía del país, que se ha más que quintuplicado en los últimos 70 años (gráfico 25).

Procesos de alcance

De acuerdo con la literatura, existen dos estrategias elementales para lograr el catching up que se denominan upgrading y leap-frogging. Básicamente, la diferencia consiste en cómo se va a alcanzar la frontera de la tecnología: mientras que el upgrading consiste en transitar un sendero gradual de aprendizaje de forma acelerada, el leap-frogging o "salto de rana" reside en hacer saltos cualitativos tomando atajos y aprovechando capacidades científico-tecnológicas ya acumuladas en un nuevo campo. Está claro que esta segunda opción resulta más riesgosa, pero en ciertos campos puede ser una opción válida.

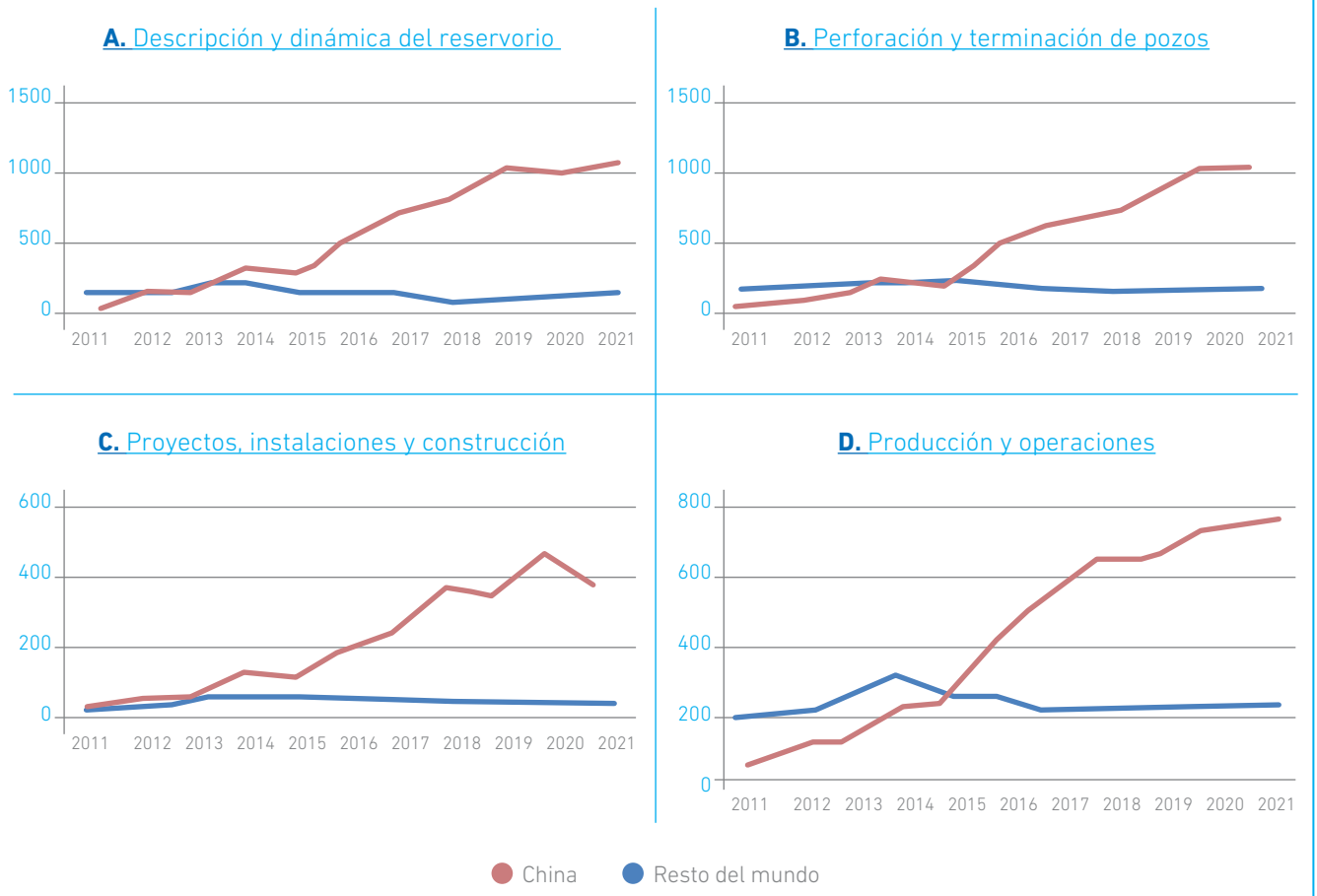
En este caso, al analizar las patentes con prioridad en China, se observan dos aspectos relevantes. El primero es que en todos los agrupamientos –como son reservorios, perforación y terminación, producción y operaciones o instalaciones– la cantidad de solicitudes supera con creces las realizadas en el resto del mundo. El segundo aspecto relevante es que existe un cambio de pendiente en el período 2013-2015 que se repite en todos los agrupamientos.

Como menciona Chen Aizhu (2018), la caída de precios de 2014 hizo mermar la presencia de las grandes empresas de servicios en China. Este evento coincide con los cambios de trayectoria y aceleración en la cantidad de solicitudes de todos los agrupamientos (gráfico 26). Así, se observa cuánto se acelera la cantidad de solicitudes de patentes impulsando una agenda tecnológica propia, tanto en el desarrollo de los recursos no convencionales como también de los convencionales. Otro aspecto a destacar es que las solicitudes con prioridad en el resto del mundo permanecen relativamente estables en el período analizado.

Actores del ecosistema

Desde el punto de vista de los actores, la dinámica de China también presenta características particulares. La primera distinción es que desde el sector privado la innovación está liderada por las empresas nacionales CNPC, China National Offshore Oil Corporation (CNOOC) y SINOPEC, que concentran el 50% de las solicitudes de patentes –23%, 22% y 2% del total de solicitudes, respectivamente.

GRÁFICO 26 - EVOLUCIÓN DE LAS SOLICITUDES DE PATENTES Y DE MODELOS DE UTILIDAD CON PRIORIDAD EN CHINA Y EN EL RESTO DEL MUNDO



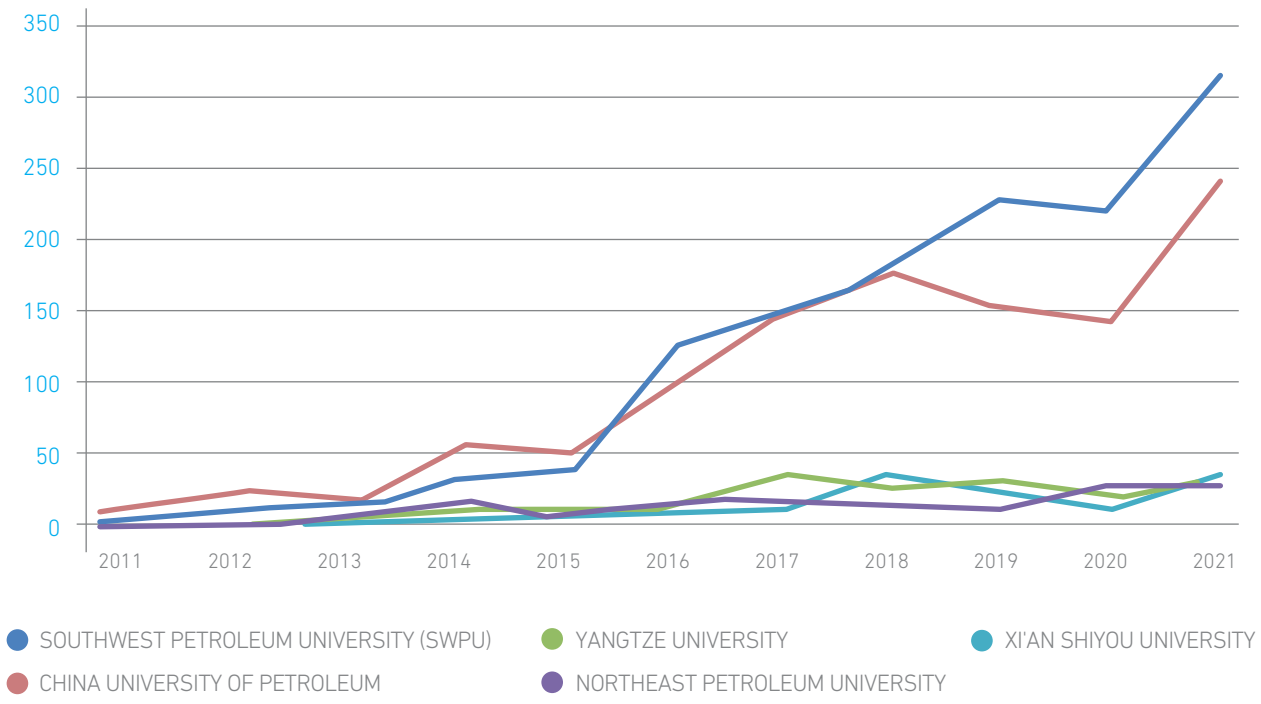
Fuente: Elaboración propia.

La segunda característica distintiva es la relevancia que tiene el sector científico-tecnológico en la solicitud de patentes. En las solicitudes de este período figuran casi cincuenta universidades, de las cuales se destacan particularmente la SWPU y la China University of Petroleum –7% y 6% del total de solicitudes respectivamente–. Si se analiza la evolución de las cinco universidades que más solicitudes han presentado, se observa de nuevo una transición y un despegue en el período 2013-2015 (gráfico 27).

En otras palabras, el gran impulso que ha evidenciado China en la solicitud de patentes a nivel global está motorizado por las empresas y las universidades nacionales. Los cinco actores mencionados concentran entre todos el 60% del esfuerzo innovador total y revelan una trayectoria en expansión. Asimismo, el perfil de las solicitudes de estos actores por agrupamiento demuestra un peso superlativo de reservorios. Luego, en un segundo nivel le siguen perforación y terminación –aunque alguna empresa hace más foco en producción– luego Producción y operaciones y, en el último nivel, Proyectos, instalaciones y construcción.

Otro aspecto sobresaliente respecto del sistema científico, además de contener el 20% de las solicitudes totales entre todas las universidades, es la orientación específica de algunas de las instituciones. El hecho de que las dos universidades más relevantes del sistema en la cantidad de solicitudes estén orientadas al petróleo, es una evidencia contundente de la especialización. En otras

GRÁFICO 27 - EVOLUCIÓN DE LAS SOLICITUDES DE PATENTES EN EN LAS PRINCIPALES UNIVERSIDADES CHINAS



Fuente: Elaboración propia.

instituciones se puede encontrar también la integración de la industria y la tecnología, como en la University of Mining and Technology o en la Liaoning University of Petroleum and Chemical Technology.

Por último, no es menor el esfuerzo realizado por las empresas del sector privado y los emprendedores del ecosistema. En total, fuera de los actores principales ya mencionados, la cadena de valor es responsable del 40% del total de las solicitudes y supera en conjunto a las solicitudes que poseen como prioridad el resto del mundo fuera de China. Entre esos actores se destacan Shaanxi Yanchang Petroleum Group en Descripción y dinámica del reservorio, Honghua Group Limited en Perforación y terminación, y Jereh Group tanto en Producción y operaciones como en Proyectos, instalaciones y construcción.

Orientaciones tecnológicas de las solicitudes de patentes con prioridad en el #RestodelMundo

Para el proyecto, el análisis de las solicitudes de patentes que no tuvieran como país de prioridad a China se volvió neurálgico para determinar luego cuáles serían las tecnologías emergentes que tendrían potencial difusión en la Argentina en los próximos cinco y diez años. Se entiende que los actores que tienen mayor relevancia en este espacio ya poseen canales de difusión establecidos y son los tradicionales socios tecnológicos de la industria en la actualidad.

Luego de procesar los datos del corpus que tenían como país de prioridad cualquier país excepto China, se realizó un nuevo procesamiento de datos por cada uno de los cuatro agrupamientos más relevantes: descripción y dinámica del reservorio, que incluyó 1.756 solicitudes; perforación y terminación, compuesto por

CUADRO 12 - ESPECIALIZACIÓN DE LAS Y LOS SOLICITANTES DE ORIGEN CHINO POR AGRUPAMIENTO

AGRUPAMIENTO	CNOOC	CNPC	SINOPEC GROUP	CHINA UNIVERSITY OF PETROLEUM	SWPU
Descripción y dinámica del reservorio	54%	33%	41%	50%	48%
Perforación y terminación	11%	34%	25%	22%	26%
Proyectos, instalaciones y construcción	7%	9%	11%	9%	10%
Producción y operaciones	28%	23%	23%	19%	17%

Fuente: Elaboración propia.

2.257 solicitudes; proyectos, instalaciones y construcción, con solo 387 solicitudes; y producción y operaciones, que alcanzó las 2.488 solicitudes.

En este caso, el análisis se llevó a cabo en dos etapas: se efectuaron los mismos análisis en cada agrupamiento que a nivel mundial –mapa de calor, *clusters* y dinámica temporal–, pero en un primer paso se utilizó el período completo –de 2011 a 2021– y en un segundo paso se realizó un recorte al período de 2016 a 2021. De esta forma se buscó evitar que no se considerara alguna novedad emergente a la hora establecer las tecnologías que transformarán al sector en el corto y mediano plazo.

Descripción y dinámica del reservorio

Desde un punto de vista tecnológico se observaron dos *clusters* principales corroborados por el mapa de calor asociado. Un primer *cluster* cuyos términos referencian a tecnologías relacionadas con el procesamiento y modelado de datos, principalmente sísmicos y perfiles *(logs)* y la introducción de la técnica de *machine learning*. Los términos distintivos fueron *computer program*, *seismic source*, *well logs*. Se distinguen en este cluster las tecnologías de modelado y simulación del reservorio y se consideran las variables litología, fluidos y presión, que son las de mayor impacto en las estrategias de desarrollo de un yacimiento.

Los términos del segundo *cluster* hacen referencia a tecnologías para la recuperación terciaria de hidrocarburos. Aquí los términos distintivos son *polymer*, *surfactant, enhanced recovery*. Este cluster tiene vínculos directos con otro cluster cuyo término distintivo es carbonate reservoir, que refiere a las esferas vinculadas con el desarrollo de reservorios naturalmente fracturados, particularmente los que se encuentran en rocas carbonáticas. También se destaca la interrelación con otro cluster, cuyo término distintivo es steam injeccion, tecnología también asociada a la recuperación terciaria, cuya mayor aplicación se realiza en los yacimientos de crudos pesados y extrapesados.

Además, emergen tres *clusters* de diferentes tecnologías, dirigidas a procesos, productos y equipos para realizar ensayos, mediciones, control de fluidos en el pozo o para mejorar la extracción de los hidrocarburos. En estos tres *clusters* no se registran ni sobresalen términos distintivos.

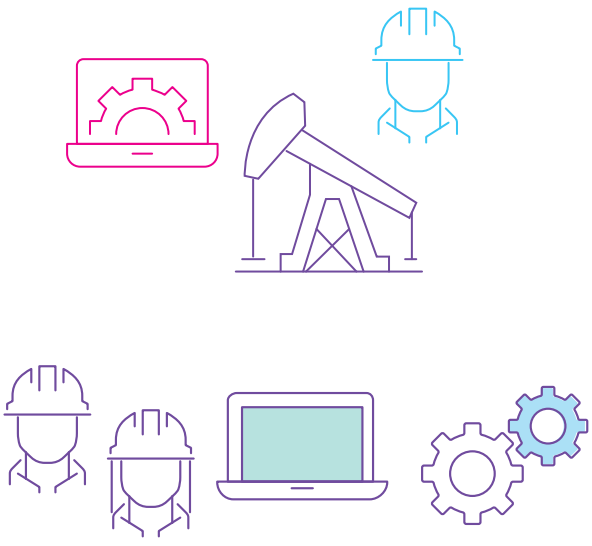
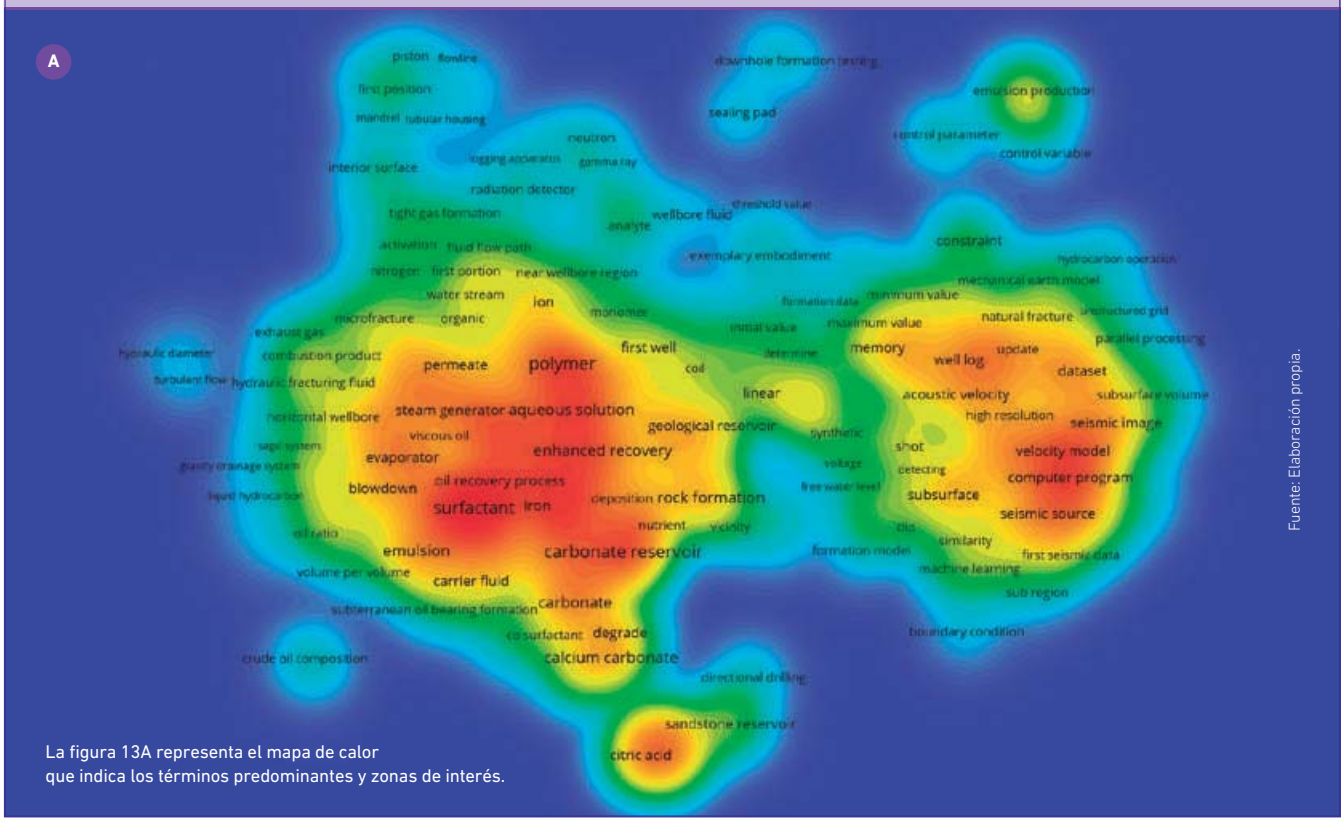


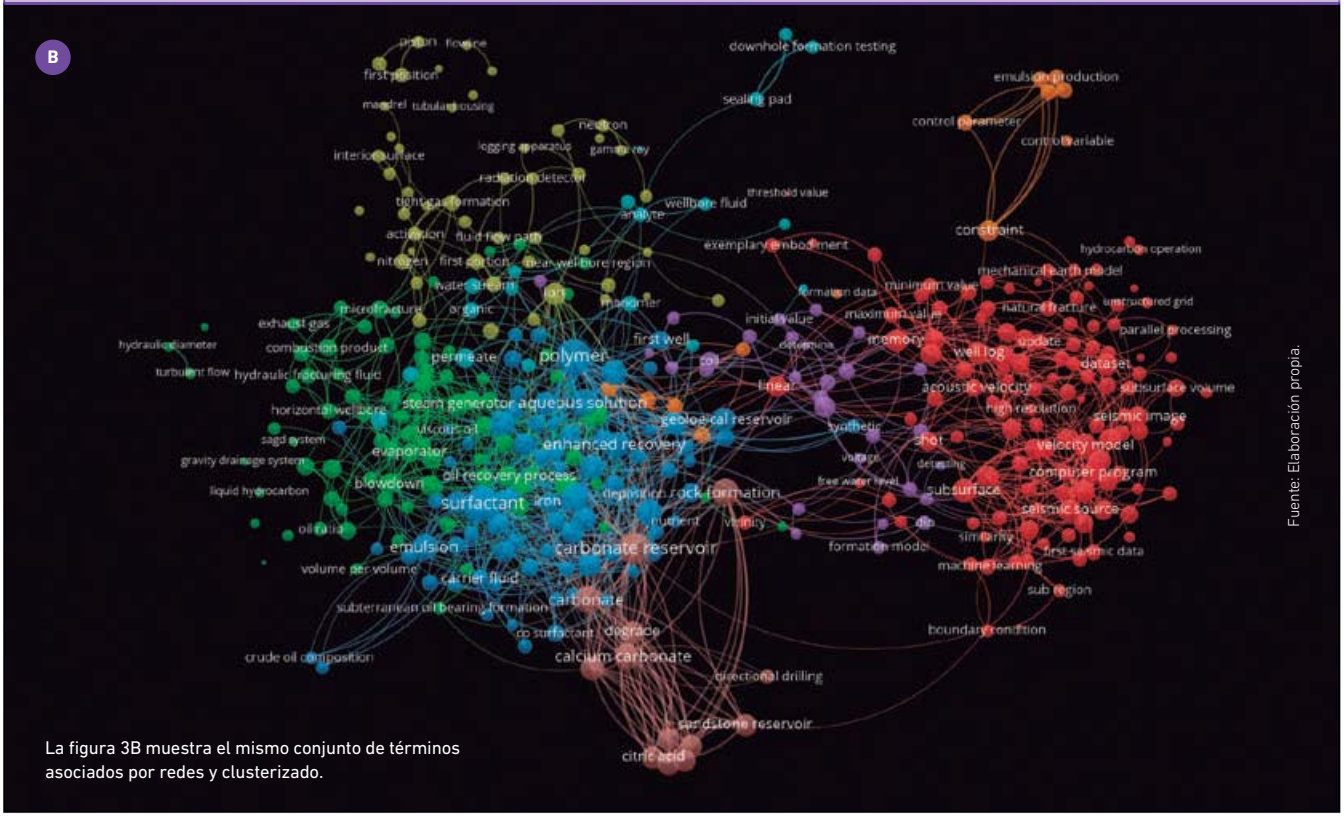
FIGURA 14 A - RESULTADO DEL PROCESAMIENTO DE LA DESCRIPCIÓN Y DINÁMICA DEL RESERVORIO PARA EL GRUPO #RESTODELMUNDO



La figura 13A representa el mapa de calor que indica los términos predominantes y zonas de interés.

Fuente: Elaboración propia.

FIGURA 14 B - RESULTADO DEL PROCESAMIENTO DE LA DESCRIPCIÓN Y DINÁMICA DEL RESERVORIO PARA EL GRUPO #RESTODELMUNDO

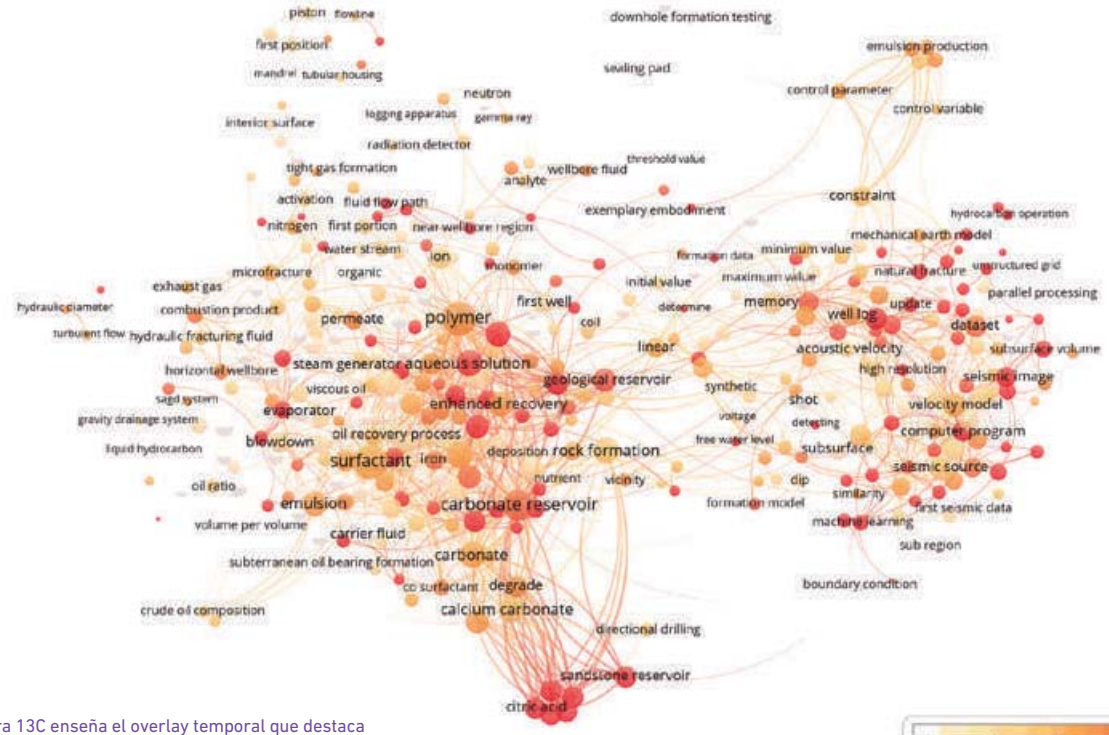


La figura 3B muestra el mismo conjunto de términos asociados por redes y clusterizado.

Fuente: Elaboración propia.

FIGURA 14 C - RESULTADO DEL PROCESAMIENTO DE LA DESCRIPCIÓN Y DINÁMICA DEL RESERVORIO PARA EL GRUPO #RESTODELMUNDO

C



Fuente: Elaboración propia.

La figura 13C enseña el overlay temporal que destaca aquellos términos que más recientemente fueron impulsados.

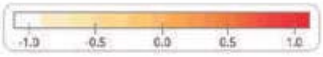
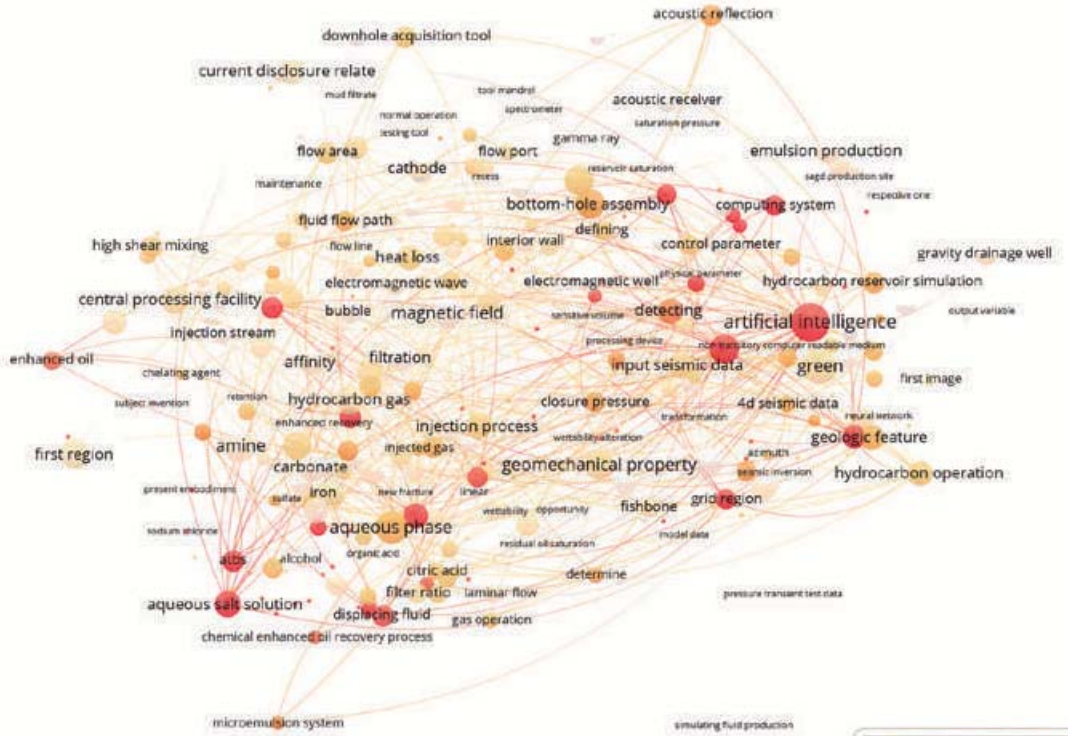


FIGURA 14 D - RESULTADO DEL PROCESAMIENTO DE LA DESCRIPCIÓN Y DINÁMICA DEL RESERVORIO PARA EL GRUPO #RESTODELMUNDO

D



Fuente: Elaboración propia.

La figura 13D revela un overlay temporal del recorte de este set de datos para el período 2016-2021que ejemplifica no solo que se modifican nuevamente los términos de interés, sino también los focos donde se concentran las novedades.

CUADRO 13 - RESUMEN DE PRINCIPALES EMPRESAS SOLICITANTES EN RESERVORIOS

	SOLICITANTE PRINCIPAL	CANTIDAD DE PATENTES	CLUSTER ASOCIADO		
			PROCESAMIENTO DE DATOS	RECUPERACIÓN TERCIARIA	ENSAYOS Y MEDICIONES
FIRMAS DE SERVICIOS	Schlumberger	247	75%	5%	20%
	Halliburton	207	85%	5%	10%
	Baker Hughes	81	35%	15%	50%
	CGG	38	100%		
	IFP	28	70%		30%
	Dow	16		65%	35%
	General Electric	16	30%	70%	
	Nexen	14			100%
FIRMAS OPERADORAS	Saudi Aramco	213	48%	12%	40%
	ConocoPhillips	81	20%	80%	
	Chevron	62	60%	25%	15%
	Exxon Mobil	43	60%	25%	15%
	TotalEnergies	31	50%	20%	30%
	Equinor	19	35%	20%	45%
	Shell	18		70%	30%
	BP	18	40%	40%	20%
OTRAS EMPRESAS		513	30%	30%	40%
CENTROS DE INVESTIGACIÓN		111	35%	50%	15%

Fuente: Elaboración propia.

Por último, se observa una caída sostenida en las patentes de este agrupamiento. En un análisis de los metadatos de las solicitudes analizadas se observó que las empresas proveedoras de servicios patentan en conjunto más que las operadoras, a pesar del nivel de inversión de estas últimas. Entre Schlumberger y Halliburton representan el 26% del total patentado en el período y se destaca Saudi Aramco, que ha patentado el 44% del total de empresas operadoras. Asimismo, es baja la participación de los centros de investigación. En el cuadro 13 es posible vincular las solicitudes con cada *cluster*.

Finalmente, en el mapa de recorte temporal, entre los esfuerzos más recientes se destacan los términos asociados a dos *clusters*:

- Los dedicados al procesamiento de datos, modelado y simulación de reservorios.
- Los destinados a la recuperación terciaria, especialmente, en los reservorios carbonáticos.

Perforación y terminación

En este agrupamiento se observa una mayor dispersión de las temáticas, con una menor preponderancia de los términos distintivos y múltiples relaciones entre los componentes. Se pueden mencionar las siguientes características de los distintos *clusters* mapeados: el término distintivo *base fluid*, que engloba al conjunto de tecnologías relacionadas con los fluidos utilizados para la perforación; los términos *hidrocarbon drilling*, pill y *surfactant*, conjunto de tecnologías vinculadas con los fluidos empleados en operaciones especiales; los términos *annular barrier*, *tubular part* y *tubular structure*, conjunto de tecnologías asociadas a las tuberías y la seguridad; los términos distintivos *base pipe*, *sand control screen* y *sand control screen assembly*, conjunto de tecnologías para filtrado de fluidos, control de arenas y su relación con el

CUADRO 14
RESUMEN DE PRINCIPALES EMPRESAS SOLICITANTES EN PERFORACIÓN Y TERMINACIÓN

	SOLICITANTE PRINCIPAL	PATENTES SOLICITADAS
FIRMAS DE SERVICIOS	Halliburton	580
	Schlumberger	254
	Baker Huges	184
	Welltec	52
	Weatherford	49
	GEODynamics Inc.	30
	Dynamics Materials Corp.	26
	General Electric	21
	Hunting Tital Inc.	18
	Owen Oil Tools	18
FIRMAS OPERADORAS	Saudi Aramco	165
	ConocoPhillips	19
	Chevron	16
	Exxon Mobil	34
	TotalEnergies	8
	Equinor	20
	Shell	19
	BP	9
OTRAS EMPRESAS		722
CENTROS DE INVESTIGACIÓN		10

Fuente: Elaboración propia.

ensamble de las tuberías; los términos *shaped charged* y *perforating gun assembly*, conjunto de tecnologías para realizar los punzados en la cañería; los términos distintivos *bit body* y *earth boring drill bit,* conjunto de tecnologías vinculadas con los trépanos y los sensores; y el término distintivo directional *drilling*, tecnologías asociadas al diseño y a los equipos para la perforación dirigida. En el *overlay* temporal, las zonas que concentran la novedad están distribuidas entre los múltiples *clusters* y muestran el interés en todos los ámbitos de las investigaciones.

Por otro lado, en el análisis de metadatos se advierte que la presencia empresaria entre las que mayor cantidad de patentes han presentado resulta más dispersa que el agrupamiento anterior. El patentamiento de las firmas operadoras en esta área es del 23%, mientras que entre las empresas de servicios se destaca la firma proveedora Halliburton con un 25% del total de las patentes presentadas. Asimismo, es muy baja la participación de los centros de investigación, con solo diez patentes (cuadro 14).

A diferencia del área del reservorio, en la cual el 50% de las patentes solicitadas corresponden a procesamiento y modelado de datos, en este agrupamiento solo el 7% corresponde a esta actividad.

CUADRO 15
RESUMEN DE PRINCIPALES EMPRESAS SOLICITANTES EN PROYECTOS, INSTALACIONES Y CONSTRUCCIÓN

	SOLICITANTE PRINCIPAL	PATENTES SOLICITADAS
FIRMAS DE SERVICIOS	Halliburton	47
	Schlumberger	46
	Baker Hughes	22
	Dow Global Technologies LLC	3
	General Electric	3
	NGK Insulators Ltd.	3
	Ecolab Inc.	2
	Linde Aktiengesellschaft	2
	Nabors Drilling Technologies USA Inc.	2
	Weatherford Internacional	2
	Air Liquide S.A.	1
	Evolution Engineering Inc.	1
	IFP Energies Nouvelles	1
	International Business Machines Corporation	1
	Locus Oil IP Company LLC	1
	NOV Inc.	1
	Rockwell Automation Inc.	1
	Welltec	1
	World Energy Systems Incorporated	1
FIRMAS OPERADORAS	Saudi Aramco	37
	Chevron Corporation	18
	Exxon Mobil	7
	Equinor ASA	4
	TotalEnergies SE	4
	Shell	2
	BP PLC	1
	Chevron Phillips Chemical Company LLC	1
	China Petrochemical Corporation (SINOPEC Group)	1

Fuente: Elaboración propia.

Proyectos, instalaciones y construcción

Este agrupamiento es el de menor actividad, tanto en China como en el agrupamiento #RestodelMundo. Sin embargo, aquí es de un orden de magnitud menor, con solo 387 solicitudes de patentes, que al analizarlas se observa mayor cantidad y dispersión de los clusters, tienen menor preponderancia de los términos distintivos y se destacan una alta interrelación interna y múltiples relaciones entre los componentes.

Entre las características de los distintos clusters mapeados se pueden mencionar las siguientes: el primero, cuyos términos distintivos son gas stream, lpg y criogenic gas plant, se asocia al conjunto de tecnologías relacionadas con el tratamiento del fluidos; otro, cuyos términos distintivos son downhole tubular y transmiter, se refiere al conjunto de tecnologías vinculadas con los elementos de la construcción de pozos; un tercer cluster, con los términos distintivos completion y expert system, se asocia al conjunto de tecnologías relacionadas con las decisiones en la terminación de pozos; otro, cuyos términos distintivos son control signal, ground y facilities, hace referencia al conjunto de tecnologías relacionadas con la transmisión de datos; otro cluster, con los términos distintivos real time, loggin data y depth event, está ligado al conjunto de tecnologías vinculadas con la automatización de procesos; y un último cluster, cuyo término distintivo es downhole operation, se asocia al conjunto de tecnologías relacionadas con las intervenciones de pozos.

En el *overlay* temporal, se observan cuatro focos de interés, con dinámicas muy distintas. El foco central –de mayor actividad– está relacionado con la intervención de pozos. El segundo más relevante está vinculado con la adquisición y transmisión de datos. El tercer foco en importancia es grande y disperso pero sobresale el procesamiento de gas. El cuarto se vincula con términos que referencia a elementos para la construcción de pozos.

CUADRO 16
RESUMEN DE PRINCIPALES EMPRESAS SOLICITANTES EN PRODUCCIÓN Y OPERACIONES

	SOLICITANTE PRINCIPAL	PATENTES SOLICITADAS
FIRMAS DE SERVICIOS	Otras organizaciones	791
	Halliburton	384
	Schlumberger	324
	Baker Hughes	227
	Personas físicas	137
	Weatherford International	67
	General Electric	44
	Reeves Wireline Technologies Ltd.	33
	Ecolab Inc.	25
	NOV Inc.	25
	Evolution Engineering Inc.	23
	Welltec	20
	Premier Coil Solutions Inc.	9
	Thru Tubing Solutions Inc.	9
	Dow Global Technologies LLC	9
	Kemira Oyj	7
FIRMAS OPERADORAS	Saudi Aramco	141
	Exxon Mobil	73
	Chevron Corporation	28
	Shell	17
	Equinor ASA	15
	ConocoPhillips Company	14
	BP PLC	4
	CNPC	3
	TotalEnergies SE	3
	Cenovus Energy Inc.	2

Fuente: Elaboración propia.

Además del análisis de la metadata de este conjunto de solicitudes se observa que las firmas operadoras alcanzan una relevancia del 20% (cuadro 15). Se destaca la firma proveedora Halliburton, con más del 12% del total de las patentes presentadas. Asimismo, es muy baja la participación de los centros de investigación con solo cuatro patentes. Por último, de acuerdo con los clusters, el 30% de las patentes contemplan métodos específicos, el 18% están relacionadas con sistemas y el 12% de las patentes están vinculadas con la corrosión.

Producción y operaciones

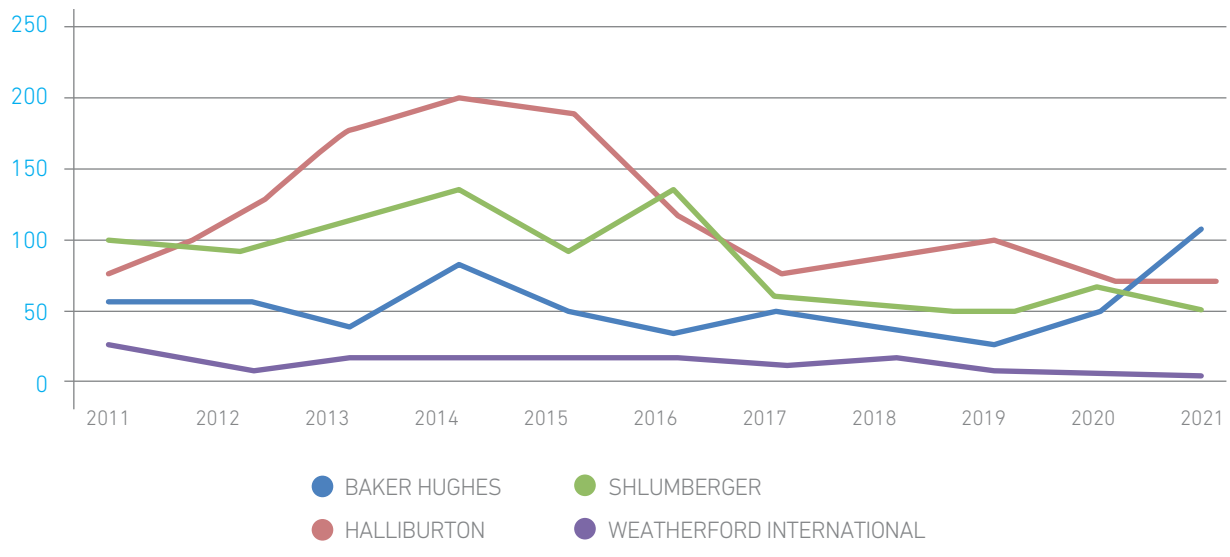
Sobre la base de las 2.492 solicitudes de patentes en este agrupamiento, se observa una mayor dispersión de términos, poseen una menor preponderancia de los términos distintivos y se destacan múltiples relaciones entre los componentes. Se pueden nombrar las siguientes características de los distintos clusters mapeados: el primero, cuyo término distintivo es *electro submersible pump assembly,* está circunscribiendo a las tecnologías relacionadas con los sistemas de extracción con gran preponderancia de la bomba electrosumergible (ESP, por sus siglas en inglés); un segundo cluster, con los términos distintivos scale inhibitor, corrosion y hydrate inhibitor, hace referencia al conjunto de tecnologías relacionadas con los tratamientos químicos; y un tercer cluster, cuyos términos distintivos son telemetry system, receiver y data transmission, remite al conjunto de tecnologías vinculadas con las telecomunicaciones.

En el mapa temporal se contemplan tres focos de interés en todos los ámbitos de las investigaciones. El primer foco está concentrado en temas de telemetría, y los otros dos focos se orientan a sistemas de levantamiento artificial, uno en levantamiento en general y el otro vinculado específicamente con la ESP.

En este último agrupamiento, la presencia de las firmas operadoras es del 12%; se destaca la firma proveedora Halliburton con más del 15% del total de las patentes presentadas (cuadro 16). Asimismo, es muy baja la participación de los centros de investigación, con solo siete patentes. Al asociar las solicitudes a los clusters, se advierte que el 25% de las patentes están relacionadas con sistemas de extracción (de elevación artificial), de las cuales el 15% son ESP, el 10% aborda la problemática de comunicaciones de los sistemas y el 5%, la de incrustaciones.

Además, es interesante visualizar tendencias de las principales oferentes de servicios especiales que lideran la innovación en el resto del mundo, como se observa en el gráfico 28.

GRÁFICO 28 - EVOLUCIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LAS PRINCIPALES EMPRESAS DE SERVICIOS A LO LARGO DEL PERÍODO ANALIZADO



Fuente: Elaboración propia.

CARACTERIZACIÓN DEL CONOCIMIENTO ASOCIADO A LAS PATENTES

A partir del set de patentes que componen el corpus de patentes, se construyó un set de publicaciones científicas o NPL citadas en las patentes que constituyen el corpus de publicaciones. En función de la metodología, el set incluye un total de 10.392 documentos y está compuesto en tres cuartas partes por artículos en revistas científicas y técnicas, y el resto corresponde casi en su totalidad a artículos en *Conference Proceedings* (figura 15).

Una vez recuperadas las publicaciones para el corpus, se realizó una caracterización descriptiva y se implementaron técnicas de ciencia de datos para el procesamiento de los datos textuales de las publicaciones. Al realizar un procedimiento análogo al implementado para el caso de las patentes, en este caso el objetivo es identificar frases nominales frecuentes y relevantes –con poder discriminativo– en los datos recuperados para el corpus de publicaciones, que permitan realizar un análisis basado en redes sociales.

Dinámica del conocimiento caracterizado a partir de las publicaciones

En cuanto a la descripción de las características del corpus, un aspecto relevante son sus editoriales principales. En el gráfico 29 se aprecia, en primer lugar, que la SPE contiene el 30% de los documentos, seguida por Elsevier –una editorial generalista– con una participación cercana al 20%. Prevalecen en la lista sellos específicos del sector de petróleo y gas o de disciplinas estrechamente relacionadas.

Por otro lado, es también relevante entender cuáles son las organizaciones con mayor participación en el corpus. En el gráfico 30 se observan estas instituciones sobre la base del número de documentos en que se las consigna como afiliación institucional de las y los autores. En contraste con las instituciones solicitantes en el corpus de patentes, los datos sugieren un papel más prominente de las universidades, que ocupan diez de las primeras veinte posiciones. Cabe añadir que este comportamiento se combina con una mayor incidencia de esfuerzos conjuntos de investigación entre universidad y empresa, comparativamente con el caso de los solicitantes de patentes.

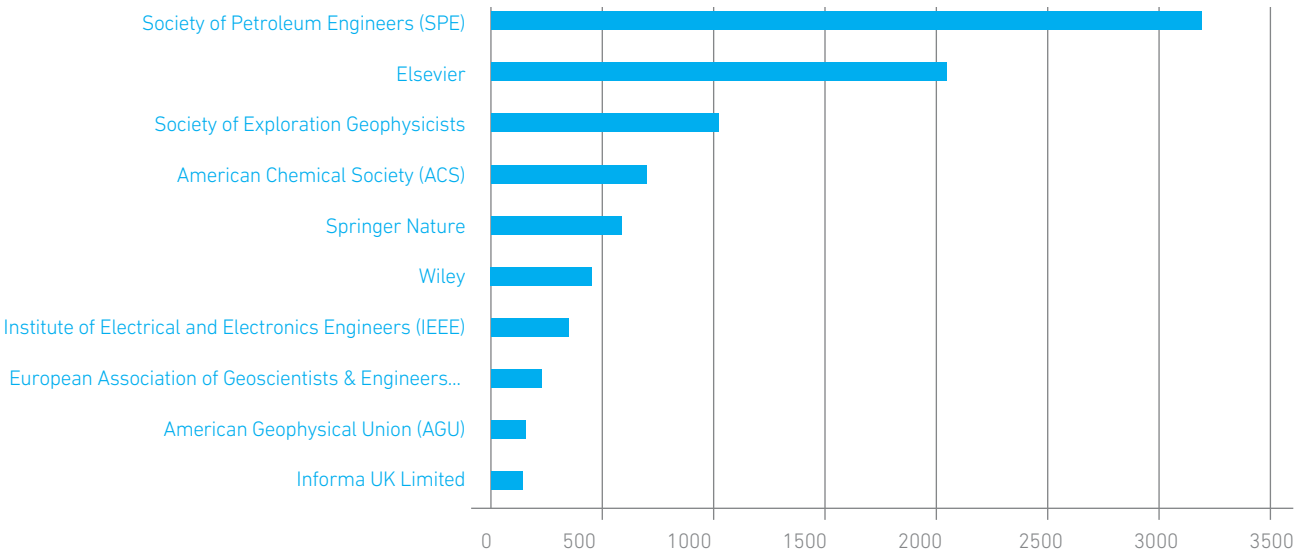
Orientación específica del conocimiento: análisis del corpus a partir de grafos

A diferencia de los mapas basados en distancias utilizados en el análisis de patentes, en esta sección se emplean los mapas basados en grafos. En estos, las relaciones se indican trazando líneas que unen los elementos (aristas) y la distancia más pequeña no necesariamente señala una relación más fuerte. Este

FIGURA 15 - DIAGRAMA DE OBTENCIÓN DEL CORPUS DE PUBLICACIONES A PARTIR DEL CORPUS DE PATENTES

Fuente: Elaboración propia a partir de datos recuperados de The Lens.

GRÁFICO 29 - LAS DIEZ EDITORIALES PRINCIPALES SEGÚN EL NÚMERO DE DOCUMENTOS EN EL CORPUS



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del corpus de publicaciones.

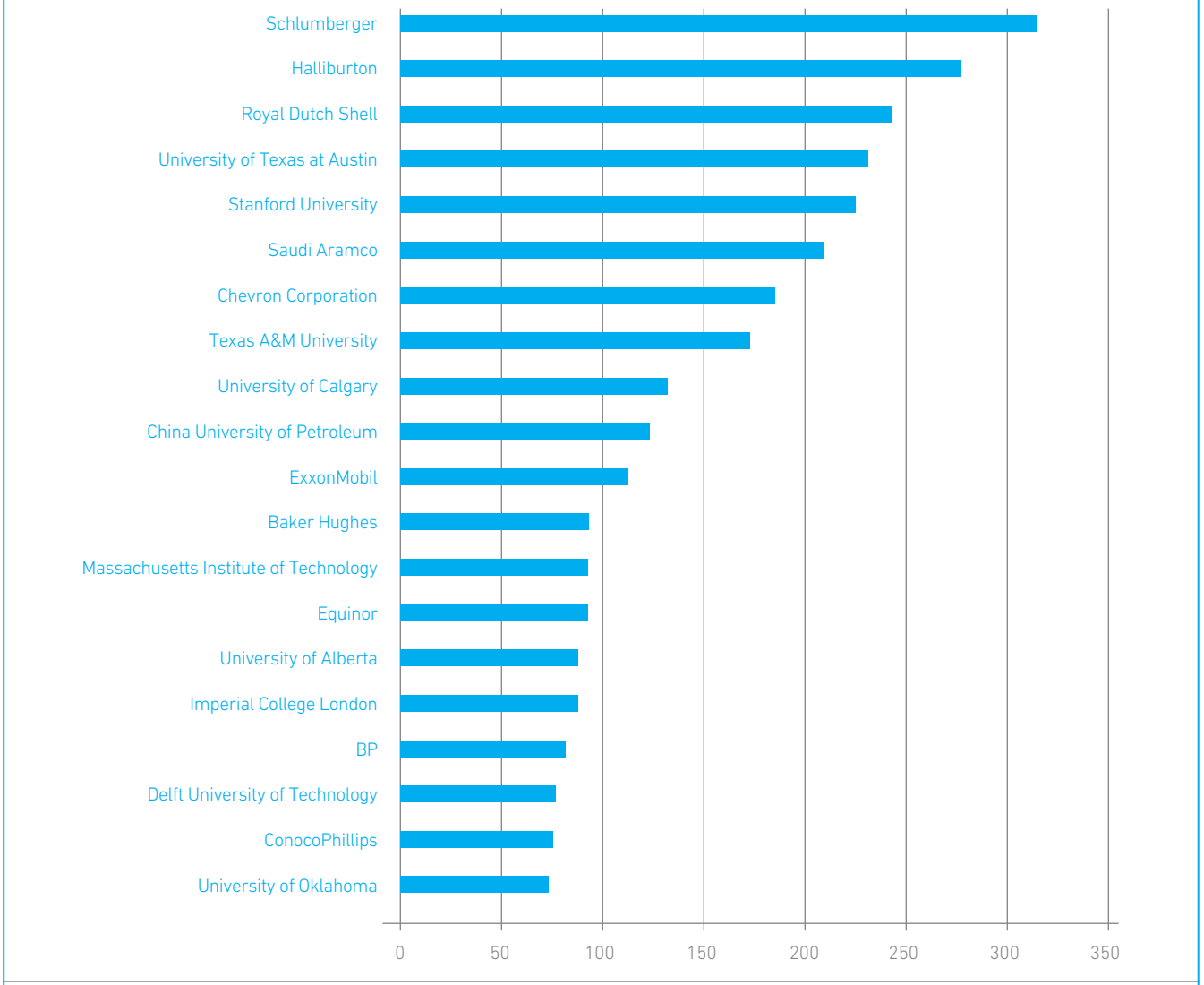
tipo de mapas tienen la ventaja de evitar el problema de las etiquetas superpuestas. A continuación, se describen algunos rasgos distintivos de cada *cluster*, con énfasis en la identificación de tres tipos de términos que permitan indagar: qué base de conocimiento es clave, qué tecnologías emergentes se identifican dentro de ese campo –según el corpus de publicaciones– y a qué cuestiones del *upstream* de petróleo y gas se está estudiando aplicarlas.

En la figura 16, el grafo muestra la red de términos para los cuatro *clusters* del corpus de publicaciones. Este grafo ponderado y no dirigido incluye, en un único componente, el conjunto de 289 términos. El espesor de las aristas depende de su peso, esto es, coocurrencias ponderadas por su frecuencia en cada documento. Se identifican así cuatro clusters en el corpus que conjugan de forma distintiva campos disciplinares, tecnologías y áreas temáticas específicas del *upstream* de petróleo y gas. Estos *clusters* pueden denominarse *shale*, EOR, TIC (tecnologías de la información y las comunicaciones) y nano.

El *cluster shale*, que se encuentra en la parte superior y está representado por el color verde, se concentra en técnicas no convencionales asociadas al fracturing, con un total de 65 términos –apenas el 22% del total–. Por su lado, el *cluster* EOR, que se encuentra representado en la parte inferior por el color fucsia, se enfoca en distintas técnicas para la recuperación mejorada de petróleo, con un total de 57 términos –reúne casi el 20% del total.

A la izquierda de la figura y representado por el color violeta se encuentra el *cluster* TIC. Agrupa un total de 93 términos –más del 32%– y el más relevante es *artificial intelligence*, que da cuenta del campo disciplinar distintivo del *cluster* y se asocia estrechamente con términos alusivos a diversas tecnologías, entre los cuales cabe destacar los que le siguen en relevancia: *convolutional neural network, deep learning, big data y cloud computing*. Las múltiples tecnologías en el campo de la inteligencia artificial que pueblan el cluster se vinculan con términos que ponen de relieve temas específicos del sector de petróleo y gas. En ese sentido, se halla el término reservoir modeling, que sugiere una tendencia emergente asociada a la implementación de tecnologías del campo de la inteligencia artificial en el eje reservorios.

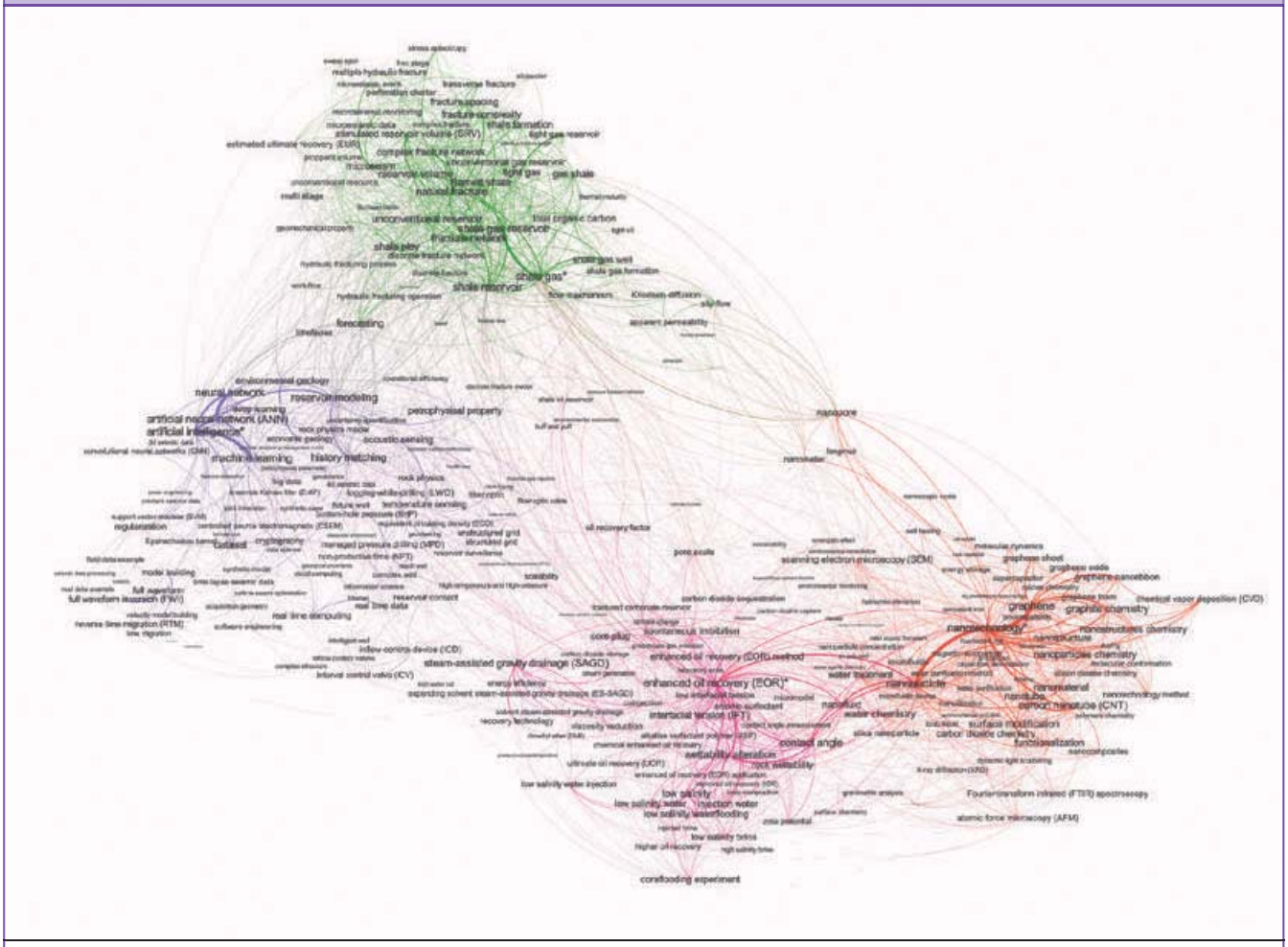
GRÁFICO 30 - LAS VEINTE INSTITUCIONES PRINCIPALES SEGÚN EL NÚMERO DE PUBLICACIONES EN EL CORPUS



Fuente: Elaboración propia a partir de datos del corpus de publicaciones.

Por último, el cluster nano concentra un total de 74 términos –supera el 25% del total–. El término con mayor relevancia es *nanotechnology* y pone de relieve el campo disciplinar distintivo del *cluster*. Este aparece asociado persistentemente a términos que incluyen el sustantivo "grafeno" (*graphene oxide, graphene foam*, graphene sheet, *graphene nanoribbon*) que, a su vez, se vinculan con otros que apuntan temas específicos del sector de petróleo y gas, tales como *water treatment, chemical vapor deposition, microfluidic device o gas transport* .

FIGURA 16 - GRAFO DEL ANÁLISIS DE PUBLICACIONES QUE IDENTIFICA CLUSTERS Y REDES



Fuente: Elaboración propia.

TECNOLOGÍAS EMERGENTES Y SU POTENCIAL DIFUSIÓN EN LA ARGENTINA

Como culminación de esta etapa del proyecto, a continuación se presentan las tecnologías emergentes relacionadas con el upstream de petróleo y gas que poseen el potencial de alcanzar un alto grado de difusión local en los próximos cinco y diez años. Es el fin último de este ejercicio dar pistas a los sectores educativo y científico-tecnológico sobre el tipo de demandas que el crecimiento del upstream hará en términos de formación de recursos humanos altamente calificados y de esfuerzos de I+D+i. En este marco, la elaboración de pronósticos que evidencien los grados y las velocidades de difusión esperados sirve especialmente para orientar las acciones futuras en estas áreas.

Selección de las tecnologías emergentes

Además de la consulta a expertos/as sectoriales sobre los resultados de la aplicación de técnicas de ciencia de datos al análisis de patentes y publicaciones científicas, el proceso de selección de las tecnologías de mayor potencial para ser difundidas en la industria local requirió integrar

la información relevada en más de veinte entrevistas con informantes clave del sector, que permitieron sintetizar el estado de situación del sector productivo. En este paso se identificaron "puntos de dolor", tópicos relevantes y palabras clave que posibilitaron clarificar los resultados de la prospectiva tecnológica basada en las solicitudes de patentes y publicaciones científicas.

Sobre esta base se procedió a reanalizar los mapas de calor, su clusterización y el ordenamiento temporal del conjunto #RestodelMundo. De esta forma, se construyó un proceso iterativo entre las palabras clave seleccionadas del corpus de patentes que componen la base del análisis y la información recogida de las y los expertos sectoriales, para visualizar el conjunto de tecnologías emergentes que podrían ser difundidas en la Argentina, y más precisamente en la cuenca del golfo San Jorge y la cuenca neuquina. De tal modo, se elaboró una lista de las tecnologías emergentes con posibilidades de ser difundidas localmente y sobre las cuales ameritaba hacer la consulta a expertos y expertas de la industria.

CUADRO 17 - CONJUNTO DE TECNOLOGÍAS SELECCIONADAS PARA LA DESCRIPCIÓN Y DINÁMICA DEL RESERVORIO

	TECNOLOGÍA
T1	Métodos para tratamiento y procesamiento de las muestras de cutting que permitan obtener información en línea para correlacionar con los datos de la geonavegación.
T2	Nuevos modelos de procesamientos de datos sísmicos para aplicaciones en sismoestratigrafía.
T3	Aplicación de machine learning aplicado a datos pre-stack para identificación automática de facies.
T4	Aplicación de inteligencia artificial para procesamiento de los datos geológicos obtenidos en tiempo real, integrando los datos históricos, que permita acelerar la toma de decisiones al momento de la perforación y terminación de los pozos.
T5	Software para analizar a nano-escala las relaciones fluido-fluido y roca-fluido para análisis de waterflooding.
T6	Aplicación de productos químicos para EOR tales como emulsiones de alcoxilato, ácidos concentrados, fluidos supercríticos, nanopartículas, entre otros.
T7	Inyección de gases para EOR: CO2 u otros gases.
T8	Aplicación de machine learning en la simulacion de modelos composicionales.
T9	Ecuaciones y métodos para integrar a los modelos estáticos 3D, los datos de presión transiente.
T10	Ecuaciones y sistemas para modelado dinámico de reservorios no convencionales.
T11	Sensores y métodos para medición de presión en fondo en forma continua.
T12	Sensores y métodos para flow testing que generen datos en tiempo real.
T13	Métodos y sistemas para analizar en fondo el flujo de gas en reservorios shale o naturalmente fracturados.
T14	Modelos y sistemas para el diseño de las fracturas hidráulicas que amplíen el contacto con los fluidos almacenados.
T15	Investigaciones geológicas del subsuelo y de procesos para el almacenamiento subterráneo de gas.
T16	Captura de CO2 y H2S en el agua de inyección a partir del manejo de la presión hidróstatica para lograr la miscibilidad en el agua.

Fuente: Elaboración propia.

CUADRO 18 - CONJUNTO DE TECNOLOGÍAS SELECCIONADAS PARA PERFORACIÓN Y TERMINACIÓN

	TECNOLOGÍA
T1	Utilización de materiales avanzados para la construcción de herramientas, sensores o recubrimiento de sus partes (por ejemplo, óxido de grafeno).
T2	Métodos y sistemas para la caracterización, evaluación, detección, reconstrucción o tratamiento de la integridad del pozo basados en nuevos perfiles (por ejemplo, sónicos, scanners 3D o lásers) y ciencia de datos (machine learning).
T3	Medición y seguimiento de variables en tiempo real (por ejemplo, fracturas naturales) que retroalimenten y ajusten operaciones de perforación y el diseño de la terminación (por ejemplo, energía mecánica específica).
T4	Fluidos base compuestos por polímeros/cationes polivalentes que permitan funciones como formar tapones viscosos para asiento de la cementación y que puedan ser recuperados y tratados en superficie.
T5	Máquinas y equipos de perforación y sets de fractura de impulsión eléctrica en la búsqueda de reducir la huella de carbono.
T6	Completaciones de pozos multilaterales, tecnologías asociadas y métodos de optimización (incluidos los arreglos de instalaciones que compatibilicen flujos).
T7	Métodos y sistemas (cañones de punzado, cargas, orientadores) que permitan mejorar punzados de acuerdo con las necesidades del reservorio al momento de iniciar las completaciones.
T8	Aplicaciones de machine learning para selección de dirección y diseño de trayectoria para optimización basada en el desempeño de las herramientas.
T9	Composiciones, sistemas y métodos para suministrar químicos de tratamiento (por ejemplo, para mejorar la conductividad en microfracturas o formaciones de baja permeabilidad y así el recobro final del pozo).
T10	Métodos, sistemas y operaciones con elementos para intelligent completions (por ejemplo, deflectores, controladores de flujo o sistemas de testeo).

Fuente: Elaboración propia.

Así, se seleccionaron las siguientes tecnologías que tendrían una potencial difusión en la Argentina en los próximos cinco y diez años (cuadros 16, 17, 18 y 19).

Potencial difusión de las tecnologías emergentes en la Argentina

Características de la encuesta y el universo consultado

La encuesta orientada a determinar la potencial difusión de las tecnologías emergentes en el país se lanzó el 1 de agosto de 2022 y se extendió hasta el 5 de septiembre del mismo año. La consulta a expertos y expertas sobre tecnologías emergentes en el upstream de petróleo y gas permitió recabar la perspectiva de 37 referentes del sector, en la que cada uno/a pudo responder sobre las tecnologías asociadas a uno o más agrupamientos de acuerdo con su trayectoria. De tal modo, se obtuvo un total de 55 respuestas, de las cuales el 33% estuvieron vinculadas con reservorios, el 31% con producción y operaciones, el 20% con perforación y terminación y el 16% con Proyectos, Instalaciones y Construcción).

En el conjunto de profesionales que participaron de la consulta –todas y todos graduados universitarios– predomina la formación en ciencias aplicadas, principalmente ingeniería –76% del total–. A su vez, el 30% posee formación de posgrado, cuatro a nivel de doctorado, cuatro en maestrías en administración de negocios, dos en otras maestrías técnicas y uno a nivel de especialización.

Otra característica relevante del panel de personas consultadas a través de la encuesta es su inserción institucional y su posición en la cadena de valor. En este caso, tres cuartas partes de las respuestas obtenidas provienen de personas cuya trayectoria profesional está

CUADRO 19 - CONJUNTO DE TECNOLOGÍAS SELECCIONADAS PARA PROYECTOS, INSTALACIONES Y CONSTRUCCIÓN

	TECNOLOGÍA
T1	Nuevos sistemas y métodos para el reacondicionamiento del agua de flowback para su reutilización en diversos usos y reducir así el empleo de agua y cuidar el ambiente.
T2	Nuevos métodos y aparatos para la deshidratación y el acondicionamiento del gas natural, como la remosión de mercurio para la producción de gas licuado de petróleo.
T3	Nuevos métodos y aparatos que aprovechen la corriente de gas de venteo a flare para disminuir la emisión de gases de efecto invernadero y reducción de la huella de carbono.
T4	Nuevos procesos o equipos con instalaciones tipo tankless y flareless para la reducción de huella de carbono y evitar, por ejemplo, las liberaciones de gas como vapores de tanque.
T5	Automatización del control y adecuación de inyección de productos químicos durante el proceso, como inhibidores de incrustaciones o de corrosión o desemulsionante a partir del uso de algoritmos en controles lógicos programables.
T6	Software y métodos de optimización inteligente de la producción mediante aplicaciones, por ejemplo, de modelos de programación de enteros-mixtos (MIP, por sus siglas en inglés).
T7	Inteligencia artificial aplicada a la optimización de la producción y gestión de plantas orientada al control y la seguridad de procesos.
T8	Nuevos materiales o tratamientos para prevenir o mitigar procesos de corrosión mediante aplicaciones especiales de coating o con base en nanotecnología.
T9	Nuevos sistemas o procesos que modifiquen la ingeniería, adquisición y construcción de instalaciones hacia conceptos como modularidad o movilidad.
T10	Nuevas tecnologías y aditivos para mejorar el aseguramiento de flujo mediante inhibidores químicos con materiales submicrónicos o nanomateriales ante problemáticas de hidratos, parafinas y asfaltenos.

Fuente: Elaboración propia.

asociada a firmas operadoras y, por lo tanto, próximas al rol integrador de tecnologías que desempeñan estas empresas.

Aspectos generales de los resultados obtenidos

Algunos resultados de la encuesta pueden ser interpretados como indicadores de validación de la selección de las tecnologías emergentes y de la robustez de la consulta. Por ejemplo, han sido muy pocas las respuestas negativas sobre la potencial aplicación de dichas tecnologías a la realidad de los yacimientos de cualquiera de las cuencas; del mismo modo, si bien tienen algo más de ponderación, las respuestas que asumen desconocimiento de alguna tecnología específica tienden a asociarse más intensamente al desconocimiento sobre su potencial difusión en el escenario restrictivo y de mayor incertidumbre y pesimismo acerca del futuro. Cabe señalar que las respuestas positivas sobre algún grado de difusión –alto, medio o bajo– alcanzan a cerca de los dos tercios en reservorios y a casi el 80% en producción y operaciones.

Para interpretar la información relevada se construyó un diagrama de cuatro cuadrantes que conjuga las respuestas respecto del grado de difusión esperado a cinco o diez años. Así, una tecnología T1 que posee una gran cantidad de respuestas de alta difusión en el escenario favorable debería ubicarse en el cuadrante superior derecho –círculo azul del gráfico–. A su vez, este diagrama permite ver cómo la tecnología T1 está afectada tanto en su grado de difusión como en su celeridad respecto de un escenario restrictivo o pesimista –círculo rojo del gráfico–. Este tipo de movimientos permitió establecer las cinco tecnologías prioritarias para cada agrupamiento.

De esta manera, las tecnologías que se ubican más a la derecha, pero a su vez se mantienen más arriba, son

las que resultan prioritarias. De hecho, estas tecnologías se constituyen como una excelente directriz para orientar esfuerzos en investigación aplicada como también para entender los aspectos y las disciplinas a reforzar en la formación académica de grado y posgrado.

Como resultado, se advierte que cada agrupamiento tiene al menos cinco tecnologías prioritarias –su top cinco– sobre las cuales prestar mayor atención. En los cuadros 20, 21, 22 y 23 se identifica el resultado del procesamiento de los datos.

Representación del grado de difusión y la celeridad en la difusión para un conjunto de tecnologías en los escenarios favorable y restrictivo y la zona de interés para la agenda.

CUADRO 20 - CONJUNTO DE TECNOLOGÍAS SELECCIONADAS PARA PRODUCCIÓN Y OPERACIONES

	TECNOLOGÍA
T1	Uso de la fabricación por manufactura aditiva para la provisión de sistemas, piezas y componentes en equipamiento de fondo.
T2	Sistemas y métodos para sensorizar, transmitir en tiempo real variables operativas u operar a distancia herramientas de fondo de pozo mediante fibra óptica o redes electromagnéticas.
T3	Métodos y sistemas que incorporen uso de redes neuronales e inteligencia artificial para el diseño de sistemas de bombeo mecánico, y optimizar así confiabilidad y eficiencia energética.
T4	Ampliación del uso de bombas electrosumergibles debido al incremento de confiabilidad, mejora de la eficiencia y ampliación de los rangos de aplicación a causa de nuevas tecnologías como el motor de imán permanente.
T5	Difusión de gas lift como un sistema de extracción alternativo para la producción de pozos.
T6	Métodos y sistemas que permitan diseñar y evaluar procesos de refractura en pozos no convencionales como inversión alternativa a pozos nuevos.
T7	Sensorización y medición de variables y caudales en fondo de pozo a través de tecnologías como los transductores acústicos electromagnéticos.
T8	Nuevos productos químicos y tratamientos (tecnología nano y polímeros) para inhibir y remediar problemáticas como incrustaciones, asfaltenos y corrosión, de manera de incrementar la vida útil de las instalaciones de transporte y asegurar el flujo.
T9	Nuevos productos químicos y tratamientos que permitan reutilizar el agua de flowback en operaciones de fractura u otras aplicaciones industriales para reducir el uso de agua potable.
T10	Métodos y sistemas que permitan gestionar inteligentemente la producción integrando múltiples fuentes de informacióny adaptando conceptos como manufacturing execution system (MES) o enterprise resource planning (ERP).
T11	Métodos y sistemas que permitan gestionar la eficiencia energética (energy analytics) midiendo y transmitiendo en tiempo real (internet de las cosas), incrementando la sustentabilidad y reduciendo la huella de carbono.

Fuente: Elaboración propia.

CUADRO 21 - TECNOLOGÍAS QUE MAYOR DIFUSIÓN SE ESPERA EN UN ESCENARIO FAVORABLE Y CON MAYOR CELERIDAD PARA RESERVORIOS

	TECNOLOGÍA
T3	Aplicación de machine learning aplicado a datos pre-stack para identificación automática de facies.
T14	Modelos y sistemas para el diseño de las fracturas hidráulicas que amplíen el contacto con los fluidos almacenados.
T2	Nuevos modelos de procesamientos de datos sísmicos para aplicaciones en sismoestratigrafía.
T11	Sensores y métodos para medición de presión en fondo en forma continua.
T12	Sensores y métodos para flow testing que generen datos en tiempo real.

Fuente: Elaboración propia.

CUADRO 22 - TECNOLOGÍAS QUE MAYOR DIFUSIÓN SE ESPERA EN UN ESCENARIO FAVORABLE Y CON MAYOR CELERIDAD PARA PERFORACIÓN Y TERMINACIÓN

	TECNOLOGÍA
T3	Medición y seguimiento de variables en tiempo real (por ejemplo, fracturas naturales) que retroalimenten y ajusten operaciones de perforación y el diseño de la terminación (por ejemplo, energía mecánica específica).
T1	Utilización de materiales avanzados para la construcción de herramientas, sensores o recubrimiento de sus partes (por ejemplo, óxido de grafeno).
T4	Fluidos base compuestos por polímeros/cationes polivalentes que permitan funciones como formar tapones viscosos para asiento de la cementación y que puedan ser recuperados y tratados en superficie.
T5	Máquinas y equipos de perforación y sets de fractura de impulsión eléctrica en la búsqueda de reducir la huella de carbono.
T8	Aplicaciones de machine learning para selección de dirección y diseño de trayectoria para optimización basada en el desempeño de las herramientas.

Fuente: Elaboración propia.

CUADRO 23 - TECNOLOGÍAS QUE MAYOR DIFUSIÓN SE ESPERA EN UN ESCENARIO FAVORABLE Y CON MAYOR CELERIDAD PARA PRODUCCIÓN Y OPERACIONES

	TECNOLOGÍA
T9	Nuevos productos químicos y tratamientos que permitan reutilizar el agua de flowback en operaciones de fractura u otras aplicaciones industriales para reducir el uso de agua potable.
T10	Métodos y sistemas que permitan gestionar inteligentemente la producción integrando múltiples fuentes de información y adaptando conceptos como MES o ERP.
T5	Difusión de gas lift como un sistema de extracción alternativo para producción de pozos.
T8	Nuevos productos químicos y tratamientos (tecnología nano y polímeros) para inhibir y remediar problemáticas como incrustaciones, asfaltenos y corrosión, de modo de incrementar la vida útil de las instalaciones de transporte y asegurar el flujo.
T3	Métodos y sistemas que incorporen uso de redes neuronales e inteligencia artificial para el diseño de sistemas de bombeo mecánico optimizando confiabilidad y eficiencia energética.

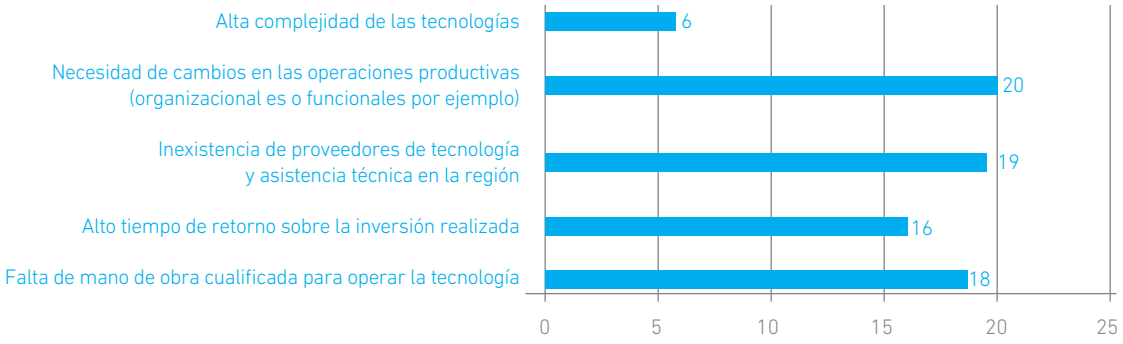
Fuente: Elaboración propia.

CUADRO 24 - TECNOLOGÍAS QUE MAYOR DIFUSIÓN SE ESPERA EN UN ESCENARIO FAVORABLE Y CON MAYOR CELERIDAD PARA PROYECTOS, INSTALACIONES Y CONSTRUCCIÓN

	TECNOLOGÍA
T1	Nuevos sistemas y métodos para el reacondicionamiento del agua de flowback para su reutilización en diversos usos y reducir así el empleo de agua y cuidar el ambiente.
T7	Inteligencia artificial aplicada a la optimización de la producción y gestión de plantas orientada al control y la seguridad de procesos.
T6	Software y métodos de optimización inteligente de la producción mediante aplicaciones, por ejemplo, de MIP.
T9	Nuevos sistemas o procesos que modifiquen la ingeniería, adquisición y construcción de instalaciones hacia conceptos como modularidad o movilidad.
T5	Automatización del control y adecuación de inyección de productos químicos durante el proceso, como inhibidores de incrustaciones o de corrosión o desemulsionante a partir del uso de algoritmos en controles lógicos programables.

Fuente: Elaboración propia.

GRÁFICO 31 - BARRERAS DE DIFUSIÓN A LAS NUEVAS TECNOLOGÍAS



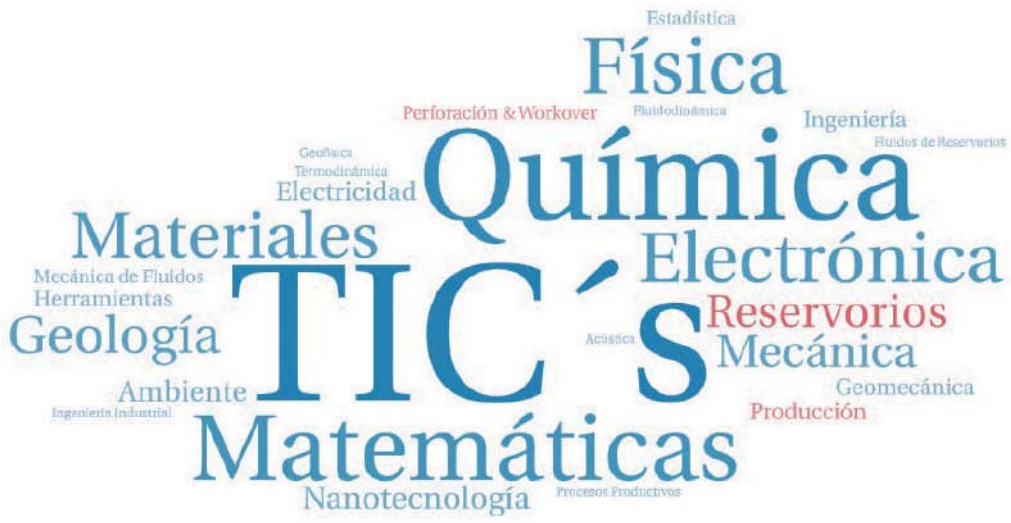
Fuente: Elaboración propia a partir de datos del corpus de publicaciones.

Cabe destacar que, consultados/as explícitamente al respecto, nadie del panel encuestado identificó alguna tecnología prioritaria o emergente que no se hubiera incluido en el relevamiento. También es interesante analizar la opinión del panel en relación con las barreras de difusión a las nuevas tecnologías; si bien las consideraciones son diversas, predominan las razones "de entorno" –limitaciones de los proveedores, la mano de obra o las instalaciones– o "de costo" de acceso claramente por sobre las basadas en dificultades o la complejidad de la tecnología (gráfico 31).

Disciplinas asociadas a las tecnologías emergentes

Para terminar, es preciso destacar la relevancia de potenciar y dinamizar el conocimiento en aquellas disciplinas fuertemente vinculadas con estas tecnologías. El esfuerzo de las próximas acciones cuenta ahora con un conjunto de pistas sobre un posible futuro para el cual la industria debe prepararse. Esto implica robustecer la calidad y cantidad de profesionales e investigadores/as asociados y lograr una interacción con los conocimientos específicos del sector, que impulse la sinergia en el aprendizaje de las disciplinas que se relacionan con las nuevas tecnologías emergentes de esperable difusión en la Argentina (figura 17).

FIGURA 17 -MAPA DE LAS DISCIPLINAS ASOCIADAS A LAS TECNOLOGÍAS EMERGENTES



Fuente: Elaboración propia.

CONCLUSIONES

CONCLUSIONES Y DESAFÍOS FUTUROS PARA LA INDUSTRIA

A partir de los resultados del presente proyecto es posible afirmar que en esta industria no existen benchmarks generales, sino que cada lugar tiene su propia frontera tecno-productiva que debe ser descubierta, desarrollada e impulsada, preferentemente, por actores locales. La evidencia internacional muestra que las firmas operadoras más eficientes son aquellas que han desandado un sendero de aprendizaje en donde las ganancias de productividad vienen dadas por cambios la incorporación de nuevas tecnologías y de grandes esfuerzos en investigación aplicada a resolver problemas y desafíos específicos al lugar. Esto también se advierte en el hecho que estas mismas operadoras son las que mayor inversión realizan en I+D, aun con un desempeño discreto en términos de cantidad de patentes, lo que refuerza su rol como integradoras y adaptadoras de tecnologías a sus demandas específicas.

Por otro lado, la frontera tecnológica asociada a la producción en yacimientos convencionales es la recuperación terciaria. Esta frontera es compleja y diversa en términos de las opciones tecnológicas que la componen dado que están directamente vinculadas a las especificidades locales siendo el EOR químico el de mayor aplicación para Argentina. En lo que respecta a la trayectoria tecnológica de los recursos no convencionales, el boom productivo en el mundo que viene traccionado por la combinación de las técnicas de perforación horizontal y estimulación hidráulica complementa el horizonte del upstream onshore. La evidencia relevada señala que el upstream argentino se viene moviendo en dirección a la frontera tecnológica, aunque cabe resaltar que un desarrollo masivo de las cuencas requiere mayores esfuerzos de I+D+i local para resolver problemas lugar específicos que potencien el desempeño, la competitividad y la productividad del sector, a la vez que la complejidad tecnológica demanda más y nuevos profesionales altamente calificados.

En lo que sigue de este capítulo se extraen las principales conclusiones de cada uno de los tres capítulos.

Consideraciones particulares sobre el capítulo 1

El paradigma en el upstream de petróleo y gas sigue siendo el mismo que hace décadas: encontrar hidrocarburos, construir pozos para extraerlos, poner los fluidos en condiciones de venta y producir de modo ambientalmente sustentable. Sin embargo, en los últimos 15 años se advierte el surgimiento de una industria que, a nivel global, viene incrementando su complejidad tecnológica, y comienzan a tomar notoriedad las actividades intensivas en conocimiento en toda la cadena. Detrás de esta tendencia general –y al igual que en otras ABRN– existe una necesidad de desarrollar tecnologías e innovar para adecuarse a condiciones geológicas, ambientales y climáticas diversas. En otras palabras, se buscan técnicas a medida de las características de los reservorios que no son fácilmente generalizables a toda la industria.

De modo simplificado, en el upstream onshore existe, por un lado, una producción convencional, realizada en reservorios que poseen una roca con alta porosidad y permeabilidad y donde los hidrocarburos fluyen con relativa facilidad, y, por otro, la no convencional, donde los hidrocarburos se encuentran encerrados en millones de poros microscópicos no conectados entre sí, y se requiere de estimulación artificial para ser extraídos. Esta distinción entre convencional y no convencional es clave para estudiar y entender el sendero evolutivo de la industria en cada una de estas trayectorias tecnológicas que hemos caracterizado.

Recursos convencionales

Respecto de los yacimientos convencionales maduros, la frontera tecnológica es el EOR. Estas técnicas tienen más de 50 años de historia y se adecúan de modo diferente al tipo de reservorio. En todos los casos implican cuantiosas inversiones adicionales en la superficie. Para los reservorios argentinos la técnica que mejor resultado presenta es la química. Esto involucra tres actividades: en primer lugar, diseño, construcción y operación de plantas para inyectar químicos (polímeros); en segundo lugar, la identificación y el desarrollo de los productos químicos que mejor se adaptan a los reservorios locales para maximizar la producción y minimizar el impacto ambiental; y, por último, ensayar y monitorear la producción terciaria y generar cambios incrementales en el uso del polímero, en la cantidad y en cómo inyectarlos.

Dado el carácter idiosincrático del sector, no existen benchmarks precisos y objetivos. No se trata de lograr un factor de recobro de otros lugares del mundo, ya que las condiciones no son comparables. Cada lugar tiene su propia frontera productiva teórica que debe ser descubierta y que además se modifica a partir de nuevos desarrollos tecnológicos. Las buenas prácticas internacionales son aquellas que a partir de un avanzado conocimiento del subsuelo logran las combinaciones de servicios tecnológicos que hacen la producción eficiente y sustentable. El benchmark a buscar es un modo de producción que esté fuertemente guiado por el conocimiento del subsuelo desarrollado in situ, que permita ajustar las técnicas que maximicen la productividad, vía incrementos de la producción y caída en los costos, y minimicen el impacto ambiental. La evidencia internacional muestra que las firmas operadoras más eficientes desandan un sendero de aprendizaje donde las ganancias de productividad vienen dadas por cambios graduales en la aplicación de la tecnología a partir de investigación aplicada que solo sirve para ese lugar.

La evidencia sobre la Argentina, relevada en el marco del presente proyecto, sugiere que la tecnología de recuperación terciaria está siendo aplicada en el país y está dando muy buenos resultados en términos productivos. La selección de la técnica exigió un esfuerzo de innovación particular que debe tener continuidad. Si bien el techo productivo de cada yacimiento no es conocido de modo preciso, hay fuertes indicios que con más I+D+i local se logrará extraer un importante volumen de petróleo remanente con este tipo de técnicas.

Recursos no convencionales

En cambio, en yacimientos no convencionales, la frontera tecnológica se encuentra todavía en expansión. Estados Unidos lideró el surgimiento de esta nueva trayectoria tecnológica e inició aproximadamente en 2007 a partir de la masificación de la técnica de fracking. Por cuestiones cronológicas, se espera que en la cuna de la tecnología serán los primeros que lidiarán con los pozos ya en una etapa avanzada de su vida y enfrentarán los problemas asociados a través de alternativas como son hoy las potenciales re-fracturas. Si bien son muy marcadas tanto la trayectoria del mercado norteamericano como su modelo de organización industrial, existe una gran incógnita sobre las potencialidades tecnológicas del desarrollo masivo que está llevando adelante China de sus cuantiosas reservas.

Si bien la comparación entre la productividad alcanzada en Vaca Muerta frente a los plays norteamericanos es auspiciosa, esta comparación es parcial y aún hay algunos interrogantes por resolverse. Por un lado, en la Argentina los pozos horizontales se masificaron recién en 2017, diez años después de que Estados Unidos, lo que instala la duda sobre cuál es la brecha tecnológica real. Si bien las y los profesionales del sector afirman que no hay brecha respecto del know how y las aplicaciones para el diseño, la oferta de proveedores de servicios intensivos en conocimiento y la disponibilidad de equipamiento de

última generación no parecen suficientes. El oligopolio de las empresas de servicios y la rentabilidad pretendida, por un lado, y, por otro, el déficit de infraestructura que frena la fase de desarrollo de varios proyectos, crea un escenario complejo.

Desde el punto de vista del conocimiento científico-tecnológico, queda aún mucho por hacer. A pesar de que YPF inició un camino disruptivo a través de la creación de Y-TEC, son necesarios más esfuerzos entre el sector productivo y el sector científico para abastecer la demanda de nuevos conocimientos –incluso en algunos casos falta desarrollarlos–. También es necesario que las operadoras encuentren el modo de alimentar un ecosistema emprendedor amigable para que las start-ups y pymes locales incrementen sus esfuerzos de innovación y desarrollo local de tecnologías y servicios intensivos en conocimiento.

Finalmente, se evidencia un largo proceso de aprendizaje donde cada operadora utiliza estrategias de desarrollo y estilos tecnológicos propios acordes a sus modelos de negocio. A lo largo de este capítulo se resaltaron algunos casos, sin embargo, cada uno de los actores posee aspectos positivos y desafíos todavía sin resolver. Estos procesos de aprendizaje en varios casos fueron realizados a través de la interacción con las empresas que ya poseían experiencias en los plays norteamericanos. No obstante, se visualiza un gap relevante en la motivación por generación de conocimiento idiosincrático sobre disciplinas específicas. Por ejemplo, hay esfuerzos de ciertos investigadores/as que buscan concretar un consorcio local sobre "análisis de fluidos en espacios confinados", lo que a priori debería ser a la inversa.

Desafíos y cambios en el juego

A modo de cierre, si bien es difícil trazar líneas precisas, este capítulo muestra que el sector del upstream argentino sigue la frontera tecnológica global. Tanto en convencional, pero especialmente en no convencional, el desempeño del sector es comparable con los líderes de la industria. Asimismo, también es posible afirmar que actualmente hay mucho margen para mejorar con una frontera que está en rápida evolución. En este sentido,

un desarrollo masivo tanto de la cuenca no convencional neuquina como de técnicas de recuperación terciaria en el golfo San Jorge requieren de al menos dos circunstancias. Por un lado, mayores esfuerzos de I+D+i local para identificar y resolver problemas específicos y mejorar o desarrollar tecnologías particulares. Por el otro, tanto la dimensión económica como la complejidad tecnológica del sector demandan crecientes números de profesionales altamente calificados en varias disciplinas. Para ello fue necesario llevar adelante un análisis del sistema científico-tecnológico y su oferta académica universitaria sentando las bases para articularlos con las demandas del sector, algo que el surgimiento de los no convencionales forzó hasta en Estados Unidos. Un aprovechamiento integral de los recursos hidrocarburíferos que tiene la Argentina requerirá de una gran cantidad de personas y conocimiento local.

Un aspecto transversal a los dos tipos de producción es la digitalización. El upstream, al igual que prácticamente todos los sectores de la economía, está atravesando un proceso relativamente veloz de digitalización que permite optimizar procesos, obtener ganancias de productividad y, lo que es más importante, conocer más y mejor la roca para aprender y desarrollar respuestas técnicas más acordes a la realidad de cada reservorio. En línea con lo que viene ocurriendo a nivel internacional, en el país se evidencia que este proceso está avanzando en ambas cuencas, aunque en velocidades distintas.

Dicho esto, un interrogante mayor es saber cuáles son las nuevas tecnologías que tendrán difusión en la Argentina en los próximos años. Esto se debe a los elevados costos y esfuerzos asociados a estas técnicas en comparación con el desarrollo de la producción no convencional en curso en el país. Conocer hacia dónde irá la tecnología y anticiparse a su llegada es una oportunidad de vincular al sector productivo con el sistema educativo y científico-tecnológico para buscar cerrar las brechas existentes entre la demanda y la oferta de profesionales y conocimiento aplicado, así como la oferta local de empresas que provean servicios basados en tecnología y

conocimiento que incorporen saberes idiosincráticos.

Por otro lado, el nuevo paradigma de los no convencionales y la coyuntura internacional están impulsando un proceso de renovación en las compañías operadoras. En primer lugar, la trayectoria local de desarrollo de las cuencas productivas sin posibilidad de expandir las fronteras llevó a las compañías a desarrollar modelos de gestión basados en costos y un horizonte de corto plazo. Hoy Vaca Muerta las desafía y desarticula la efectividad de las heurísticas de decisión demandándoles nuevas lógicas de gestión a largo plazo. Se ha evidenciado incluso que los aspectos culturales del convencional no son compatibles con la cultura del no convencional, lo cual lleva a las empresas a seleccionar las incorporaciones de nativos no convencionales en vez de gestionar el cambio cultural.

En segundo lugar, la transición energética impone una agenda local. Las operadoras comenzaron a autodenominarse empresas de energía en vez de petroleras –siguiendo a la pionera Total, que pasó a denominarse Total Energies–. Esta agenda también les imprime la necesidad de gestionar emisiones e incorporar la gestión ambiental y la sustentabilidad más allá de la normativa. Esto se produce porque la potencial escala de desarrollo de Vaca Muerta requiere de un mercado global que pueda absorber esos volúmenes una vez que se superen los cuellos de botella. A su vez, esta inserción internacional es la que también impulsa el cambio del juego, a partir de la necesidad de ser competitivo respecto de otros oferentes internacionales de hidrocarburos.

En último lugar, la industria del upstream en la Argentina está enfrentando una compleja tensión entre la explotación convencional y el desarrollo del no convencional. De hecho, la evidencia muestra que solo se está dando prioridad al negocio del no convencional en la cuenca neuquina, que “aspira” todos los recursos financieros, humanos, de infraestructura, etc. En este

sentido, las tecnologías de terciaria tienen una doble exigencia: por un lado, ser rentables en sí mismas –algo que parecen haber logrado– y, por el otro, mostrar una rentabilidad comparable o superior a la ofrecida por los no convencionales –algo que todavía en apariencia es muy difícil–. Está claro que los plazos de los dos business models son muy diferentes, lo que se suma a las características de la estructura de mercado –son las mismas operadoras las que se encuentran en la cuenca del golfo San Jorge y en la cuenca neuquina–.

De acuerdo con lo expuesto hasta aquí, ambas trayectorias muestran la necesidad abandonar los estándares y buscar complejidad para el agregado de valor. Una potencial salida es generar unidades de negocios o nuevas compañías intensivas en conocimiento que puedan afrontar el desafío de los convencionales, pero también requeriría de largos plazos y una gestión sumamente cuidadosa del riesgo para sobrevivir a cualquier paso en falso.

Consideraciones particulares sobre el capítulo 2

La descripción y caracterización de los cambios sucedidos en la industria plantean una serie de desafíos para la formación especializada de las y los futuros técnicos y profesionales a incorporarse a la actividad. Avanzar sobre estos desafíos implica establecer de qué forma se va a responder a la tensión que genera el mercado sobre el sistema de educación superior. En este sentido, la actividad está atravesada por continuos cambios tecnológicos, que a su vez afectan las formas de organización de la producción; esto requiere de ajustes permanentes en el perfil de competencias de las y los profesionales y técnicos que trabajan –y van a trabajar– en el sector. Las carreras de ingeniería en su conjunto, y la de Ingeniería en Petróleo en particular, a través del CONFEDI han iniciado un proceso de modificación de los planes de estudio y de las trayectorias curriculares para atender a las nuevas demandas de competencias laborales, que apuntan especialmente a integrar "competencias sociales" manteniendo una formación de base que garantice a las y los futuros profesionales adaptarse a los cambios tecnológicos y requerimientos de la actividad.

En esa misma dirección, se observa una preocupación por sumar nuevos conocimientos, sobre todo los referidos al uso que brindan la ciencia de datos y la inteligencia artificial. Esto es, absorber conocimientos sobre herramientas de digitalización, procesamiento y análisis de datos, industria 4.0, etc. Esto supone incluir en la práctica de la enseñanza nuevas herramientas en hardware y software. Sin embargo, existen restricciones presupuestarias que limitan el acceso a estos recursos –lo que incluye la capacitación del personal docente– y su incorporación de forma amplia en los procesos de enseñanza. En este punto se advierte que la Fundación YPF puede acompañar estos cambios -y de hecho lo está haciendo- al colaborar en el acceso, la difusión y capacitación en herramientas digitales.

Otro elemento problemático en la formación de futuras y futuros profesionales y técnicos se asocia con los procesos de inmersión al campo de las y los estudiantes. Si bien las instituciones cuentan con herramientas y vínculos para desplegar diferentes canales de inmersión (pasantías, prácticas profesionales supervisadas, trabajos finales integradores, visitas a campo, etc.), resulta evidente que estos se pueden ampliar y profundizar. Este es un punto sobre el sector debe esforzarse más para el despliegue de estos canales, lo que implica no solo facilitar convenios de colaboración en dicha dirección, sino también la organización de encuentros universidad-empresa en los que se promueva la interacción y el intercambio de información, que pueden ser utilizados además para la actualización de contenidos, la generación de materias optativas en temas de actualidad y, en el caso de la I+D,

en la conformación de las agendas de investigación.

En línea con este tema, las universidades plantearon la necesidad de retomar el proyecto del simulador e incorporar nuevas herramientas para ampliar sus aplicaciones. Además de generar las facilidades de acceso a las universidades que dicho proyecto no alcanzó a cubrir, puede servir como instrumento para fortalecer una Red Nacional donde confluyan las universidades y las empresas como espacio para la discusión y el establecimiento de acuerdos respecto de la inclusión de nuevos contenidos en los planes de estudio, cambios en los perfiles profesionales, creación de posgrados en temas específicos y colaboración académica.

Con relación a los procesos de VyTT y actividades de I+D, se observó que las demandas al sistema universitario y al de ciencia, tecnología e innovación se concentran principalmente en el desarrollo de soluciones tecnológicas puntuales. Existen varios factores que explican este escenario: la tendencia a recurrir a fuentes externas de tecnología, la baja capacidad de las empresas pequeñas y medianas para formular demandas tecnológicas, un sistema de incentivos a la investigación que tiende a desalentar la investigación aplicada y limitaciones presupuestarias de los organismos públicos para sostener y ampliar la infraestructura y el número de recursos humanos en I+D. Si bien varios de estos elementos son estructurales y no representan exclusivamente al sector de upstream de petróleo y gas –y por lo tanto su corrección trasciende la capacidad de acción de un actor aislado–, existen áreas de trabajo que se pueden desplegar para fortalecer la producción local de tecnología.

En este sentido, la recomendación principal es elaborar acciones para reforzar el rol de figuras intermediarias entre la industria y el sistema universitario y el SNCTI, con la intención de traducir y canalizar las demandas tecnológicas –y de formación de recursos humanos– de las empresas, facilitar que estas transfieran a las universidades recursos para mejorar la formación profesional y técnica, y promover la conformación de redes de codesarrollo entre las instituciones públicas, así como entre éstas y las empresas, en particular YPF

-que ya posee acciones en esta línea-. Estas acciones también se pueden coordinar con otras instituciones y firmas del sector, por ejemplo, el IAPG. En otros términos, constituirse en nexos para la articulación entre la oferta y la demanda de conocimientos y tecnologías.

En concreto, entre las principales acciones se destacan:

- Facilitar el acceso a herramientas digitales para aplicar en la formación de las y los futuros técnicos e ingenieros.

- Impulsar programas de asistencia –por ejemplo, a través de capacitaciones– y cooperación para avanzar en las reformas promovidas por el Libro Rojo del CONFEDI, ajustándolo a las particularidades de la formación en petróleo y gas.

- Reimpulsar proyectos como el del simulador virtual de pozos petroleros desarrollado por el PLADEMA, incrementar el número de instituciones que pueden acceder a él e incorporar nuevas herramientas de simulación para ampliar su rango de funciones.

- Impulsar y apoyar la conformación de una Red Nacional donde confluyan Universidades y empresas petroleras para coordinar diferentes acciones de mejora en la formación de recursos humanos calificados –mejora de los planes de estudio, incorporación de nuevos contenidos, creación de nuevos programas de pregrado y posgrado, que fortalezcan el uso y aplicación de nuevas tecnologías– e impulsar el desarrollo de proyectos de I+D asociativos entre las instituciones públicas y entre éstas y las empresas del sector.

- Impulsar mecanismos que faciliten la firma de convenios entre las empresas y las universidades con el fin de ampliar las opciones de inmersión al campo de las y los estudiantes jerarquizando la importancia del rol que puede ocupar el sector en la formación de los futuros profesionales.

- Incluir en esa vinculación entre universidad y empresa aspectos asociados con el cuidado del ambiente y reforzando la sostenibilidad del sector.

- Apoyar y fortalecer canales diversos de comunicación e intercambio de información.

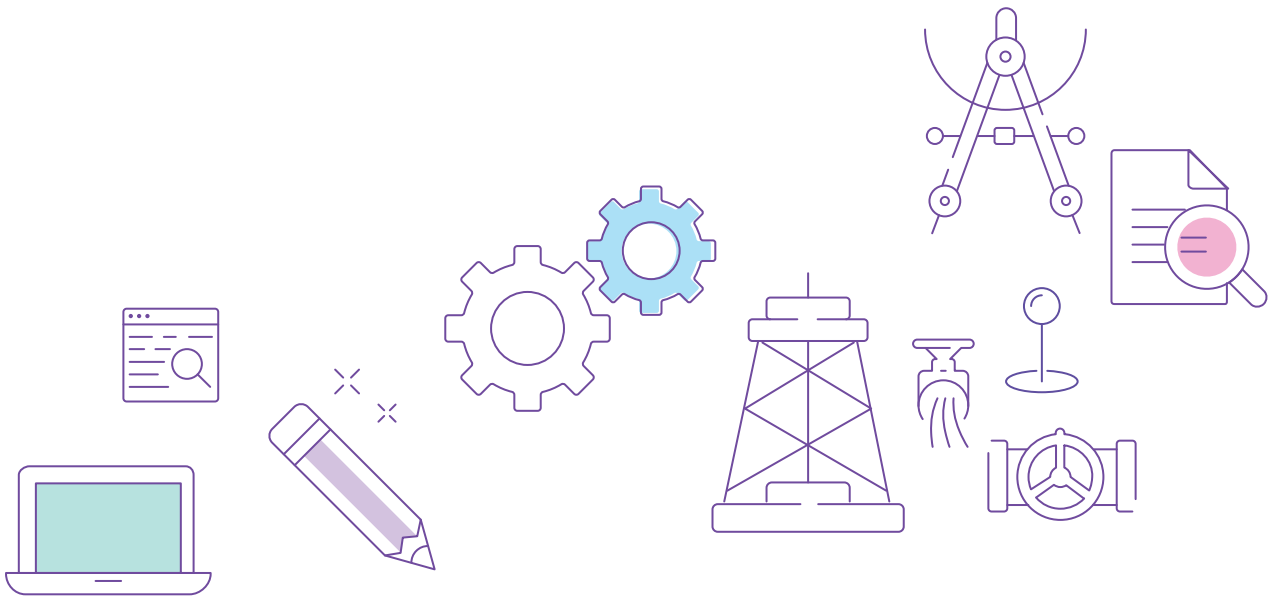
- Asistir en el desarrollo de programas de apoyo de estudiantes en su tránsito hacia la vida universitaria.

Consideraciones particulares sobre el capítulo 3

Sobre la metodología

La primera conclusión relevante es que los ejercicios de prospectiva pueden resultar sumamente útiles para generar evidencia sobre la cual establecer una hoja de ruta o un plan de acción. En este sentido, la aplicación de herramientas de la ciencia de datos, combinada con la consulta a personas expertas, permitió alcanzar el objetivo planteado por la Fundación YPF, identificar el grado de difusión futura que se espera en el país de las tecnologías emergentes en el mundo. Cabe destacar que para maximizar la eficacia del trabajo realizado fue importante contar con un equipo interdisciplinario capaz de articular diversas herramientas técnicas y saberes, generar un sinnúmero de inputs durante el proceso y validarlos con diferentes referentes.

Ciertamente, la metodología desarrollada por el CIECTI es replicable en otras actividades del sector de petróleo y gas y en otras industrias; a este efecto, se hace necesario recurrir a expertos/as sectoriales y reunir un acabado conocimiento de la industria local, así como de la trayectoria reciente a nivel global. La posibilidad de establecer desde un primer momento y eficazmente las palabras clave para la captura de datos, la posterior interpretación de los mapas, el desarrollo de la consulta y la identificación de las tecnologías emergentes dependen de que se cumplan tales requerimientos.



Sobre los resultados

En relación con los resultados de la prospectiva, hay que considerar tres hechos relevantes. Primero y principal, el sector está siendo fuertemente transformado por el avance de las tecnologías TIC y la industria 4.0. En segundo lugar, la posibilidad de generar conocimiento idiosincrático aplicable –o específico del lugar– conlleva importantes esfuerzos de inversión en I+D, no necesariamente reflejados posteriormente en patentes de invención. Tercero, China, en su disputa por la hegemonía tecnológica, ha multiplicado la escala de los esfuerzos de I+D e, incluso, de las solicitudes de patentamiento, lo cual impone una agenda propia cuyo alcance en términos de novedades tecnológicas a nivel mundial y con potencial impacto en la industria argentina está por dilucidarse. Además, subyacente a estas tres notas principales, la transición energética se consolida como un nuevo driver de innovación en este sector, tendiente a mejorar los aspectos que hacen a la sustentabilidad.

Ciertamente, las empresas operadoras son quienes más invierten en esfuerzos de I+D, sin impactar decisivamente en las solicitudes de patentes, lo que evidencia la relevancia –destacada a lo largo del estudio– del conocimiento idiosincrático; la preeminencia de lo específico del lugar, tanto para maximizar los recursos desarrollados como para la eficiencia y productividad, tiene efectos directos sobre el valor de las firmas y las utilidades de los accionistas. Por otra parte, las tradicionales empresas proveedoras de servicios especiales para la industria –con fuertes inversiones en I+D, aunque menores a las operadoras– lideran las solicitudes de patentes. De cualquier modo, a lo largo del período analizado se registró, en general, una estabilidad en la actividad inventiva o una leve tendencia a la declinación.

Esta tendencia a la baja en el patentamiento en países de prioridad distintos de China podría tener como una de sus explicaciones el hecho de que las empresas que

lideran la innovación, en el marco del proceso de transición energética, estén reorientando sus esfuerzos hacia otras áreas. En la medida en que este estudio enfocó la captura de solicitudes de patentes en el upstream de petróleo y gas, se pierde la observación de ese potencial desvío. Aun así, la actividad petrolera está intensificando el nivel de complejidad de su trayectoria tecnológica, si bien en el marco de una fuerte concentración de actores, tanto en China como en el resto del mundo.

Son las empresas chinas las que en estos últimos diez años encabezan los niveles de inversión en I+D a nivel global y originan alrededor del 75% de solicitudes de patentes; la mitad de este registro se explica por la acción de solo tres empresas y dos universidades. Desde un punto de vista más cualitativo, hay diferencias entre las agendas tecnológicas de China y del resto del mundo: mientras la actividad china se concentra y tiende a impulsar la frontera con desarrollos propios en algunos aspectos de la tecnología del no convencional, en el resto del mundo, principalmente en los Estados Unidos, los esfuerzos tecnológicos se orientan hacia la recuperación mejorada. Queda por verse si el modo en que China adecúa o reformula los paquetes tecnológicos de acuerdo con sus aspectos idiosincráticos puede representar una oportunidad para que la Argentina diversifique su red de proveedores.

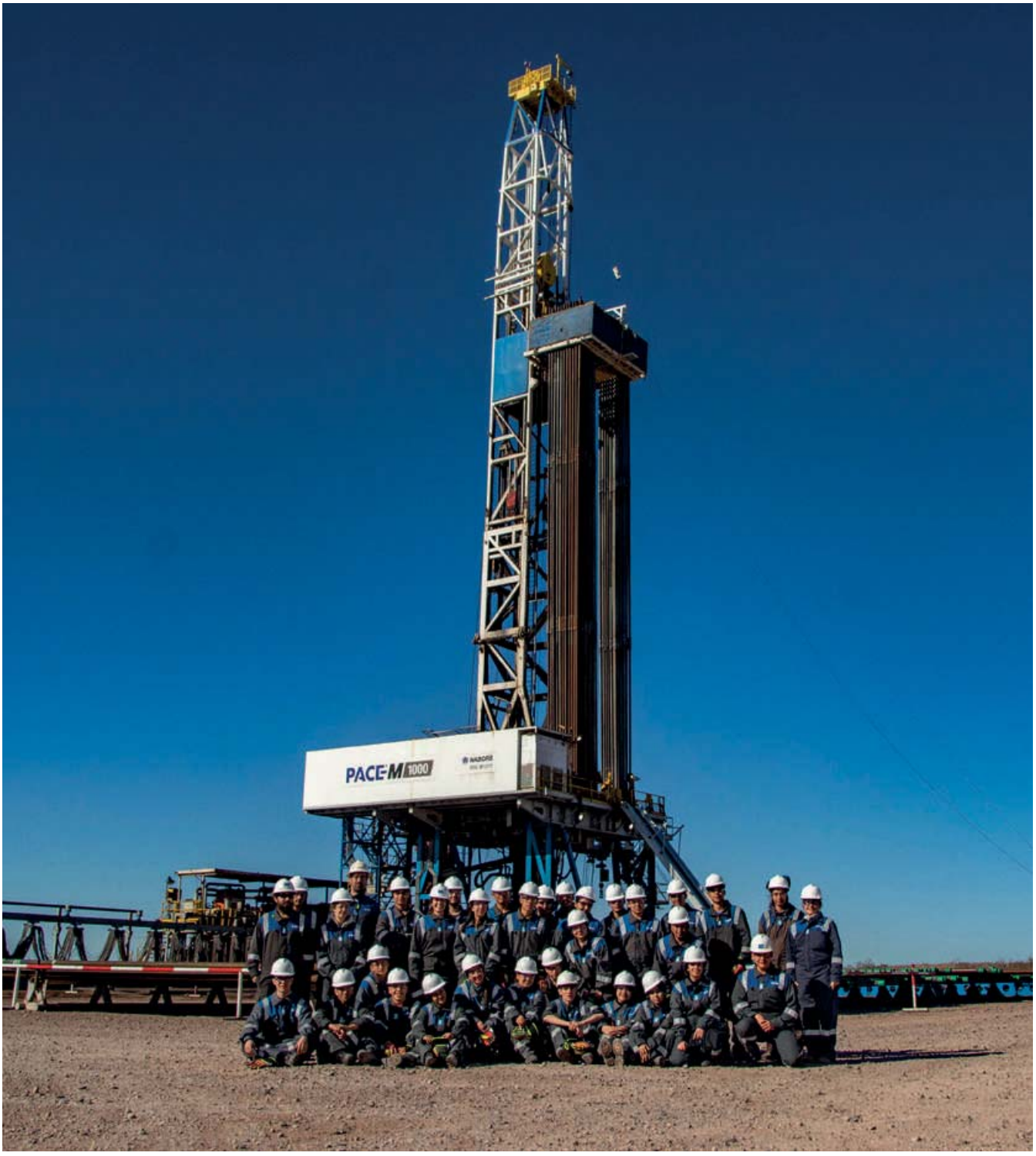
La identificación de las áreas de conocimiento asociadas a la dinámica de patentamiento entrega también información relevante. El hecho de que de ese análisis emerjan con fuerza los clusters shale y EOR evidencia que el foco del desarrollo tecnológico se concentra en temas muy específicos de la industria, en particular en la fase de reservorios. A su vez, la irrupción de los clusters TIC y nano señala, respectivamente, la preponderancia de las nuevas aristas de la ciencia de datos y la inteligencia artificial aplicada y el impacto transformador de la nanotecnología sobre la química y los materiales asociados a la industria.

La consulta a expertas y expertos avaló los resultados teóricos obtenidos y permitió identificar las potenciales tecnologías emergentes que transformarán la industria en los próximos años y tendrán impacto en la Argentina. Además de la robustez de la metodología desarrollada por SENAI –en la que se inspiró este proyecto para detectar dichas tecnologías–, el ejercicio de vinculación de esta posible nueva trayectoria tecnológica con las áreas de conocimiento o disciplinas científicas que la sustentan es otro aporte destacado de este estudio. Así, se sientan las bases para la elaboración de una agenda de trabajo en relación con el sistema educativo y el sistema científico-tecnológico, con el propósito de enriquecer y profundizar la relación de ambos con la industria y aportar a su competitividad y sustentabilidad. Los desafíos sectoriales requieren convocar a múltiples actores y avanzar en la construcción de consensos.

ANEXOS

ANEXO A

CLASIFICACIÓN DE LA OFERTA ACADÉMICA SEGÚN GRADO DE PROXIMIDAD CON LAS ACTIVIDADES DE UPSTREAM DE PETRÓLEO Y GAS



Fuente: Elaboración propia.

CLASIF.	RAMA	DISCIPLINAS	PREGRADO	GRADO	POSGRADO
Clasificación 1	Ciencias aplicadas	Ingeniería Ciencias del suelo	Tecnicatura en • Perforaciones • Hidrocarburos • Perforación y Terminación de Pozos Petroleros	Ingeniería en • Petróleo • Perforaciones	Especialización en • Hidrocarburos con Orientación en Reservorios • Geociencias de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos • Ingeniería en Petróleo y Gas • Petróleo • Ingeniería en Reservorios • Ingeniería en Petróleo y Derivados • Gas Natural Maestría en • Ingeniería en Petróleo y Gas Natural
Clasificación 2	Ciencias aplicadas y básicas	Ingeniería Química Ciencias del suelo	Analista • Químico Tecnicatura en • Química • Hidrogeología	Ingeniería en • Química Licenciatura en • Química • Química y Tecnología Ambiental • Geología • Geofísica • Geoquímica • Hidrogeología	Especialización en • Ingeniería Geodésica Geofísica Doctorado en • Geología • Geofísica • Química • Química Industrial • Química Inorgánica, Química Analítica y Química Física
Clasificación 3	Ciencias aplicadas y básicas	Ingeniería Ciencias del ambiente (biología) Química TIC Industria Administración/gestión Estadística Ciencias del suelo	Analista/Asistente • Computación • Industrial • Ingeniero en Computación • Perito Topográfico Tecnicatura en • Programación • Computación • Sistemas de Información • Redes de Datos y Telecomunicaciones • Procesamiento y Explotación de Datos • Desarrollo Web • Diseño Multimedia y Sitios Web • Redes de Computadoras • Sistemas de Computación • Inteligencia Artificial • Administración de Sistemas y Software Libre • Informática de Gestión • Estadística • Electrónica Sistemas electrónicos • Electromecánica • Informática • Geoinformática • Telecomunicaciones • Mecatrónica • Gestión Ambiental • Mecánica Electricista • Electricidad y Sistemas de Control Industriales • Mantenimiento e Instalaciones Industriales • Producción Industrial y Automatización • Automatización Industrial • Automatización y Robótica • Sistemas Electrónicos Industriales Inteligentes • Diseño Industrial • Diseño Mecánico • Operación y Mantenimiento de Redes Eléctricas • Mantenimiento e Instalaciones Industriales • Construcción • Logística Integral • Gestión y Producción • Energía Solar • Energías Renovables • Planificación Ambiental • Topografía • Saneamiento Ambiental • Gestión Ambiental • Meteorología y Ciencias de la Atmósfera	Ingeniería • Civil • Electricista • Electrónica • Eléctrica • Mecánica • Electromecánica • Mecatrónica • Informática • Computación • Sistemas de Información • Estadística • Industrial • Transporte • Ambiental • Recursos Naturales Renovables • Telecomunicaciones • Hidráulica • Recursos Hídricos Licenciatura en • Análisis de Sistemas • Ciencia de Datos • Ciencias de la Computación • Sistemas de Información • Organización Industrial • Gestión Ambiental • Recursos Naturales • Energías Renovables • Tecnología Ambiental • Saneamiento y Protección Ambiental • Ciencias del Ambiente • Ciencias de la Atmósfera	Especialización en • Automatización Industrial • Exploración de Datos y Descubrimiento de Conocimiento • Gestión de Servicios • Gestión Estratégica de Sistemas y Tecnologías de la Información • Ingeniería Artificial • Ingeniería Geotécnica • Ingeniería Optoelectrónica • Internet de las Cosas • Métodos Cuantitativos para la Gestión y Análisis de Datos en Organizaciones • Seguridad Informática • Servicios y Redes de Telecomunicaciones • Sistemas Embebidos • Tecnologías de Telecomunicaciones
Clasificación 4	Ciencias aplicadas, sociales y básicas	Ingeniería TIC Administración/gestión Estadística Física Matemática	Auxiliar en • Física Aplicada Tecnicatura en • Física • Física Ambiental	Licenciatura en • Actuario • Física • Matemática • Matemática Aplicada	Maestría en • Estadística Matemática • Física • Física Contemporánea • Ingeniería Matemática • Matemática Doctorado en • Física • Ingeniería Matemática • Matemática

ANEXO B

LISTADO DE PERSONAS ENTREVISTADAS PARA EL CAPÍTULO 2

Centro de Computación de Alto Desempeño

1. Nicolás Wolovick

Consejo Federal de Decanos de Ingeniería

2. Néstor Braidot

Facultad de Matemática, Astronomía, Física y Computación (UNC)

3. Francisco Tamarit

Fundación Bariloche

4. Nicolás Di Sbrodiovaccia

Gerencia de Educación de Fundación YPF

5. Gustavo Gallo

Instituto de Desarrollo Tecnológico para la Industria Química

6. Diego Cafaro

Instituto de Investigación y Desarrollo en Ingeniería de Procesos y Química Aplicada

7. Martín Cismondi

Instituto de Investigaciones en Ciencia y Tecnología de Materiales

8. Patricia Frontini

Instituto de Investigaciones Fisicoquímicas Teóricas y Aplicadas

9. Omar Azzaroni

Planta Piloto de Ingeniería Química

10. Verónica Bucala

Universidad Nacional Arturo Jauretche

11. Pablo López Soria

Universidad Nacional de Cuyo

12. Oscar Curadelli

13. Evanna Fuenmayor

14. Mario Sánchez

Universidad Nacional de Salta

15. Carlos Manjarres

Universidad Nacional de San Juan

16. Gustavo Ortiz

Universidad Nacional del Comahue

17. Sergio Abrigo

Universidad Nacional de la Patagonia Austral

18. Daniel Pandolfi

19. Pablo Delgado

20. Horacio León

Universidad Nacional de la Patagonia San Juan Bosco

21. María Elizabeth Flores

22. Alberto Blasetti

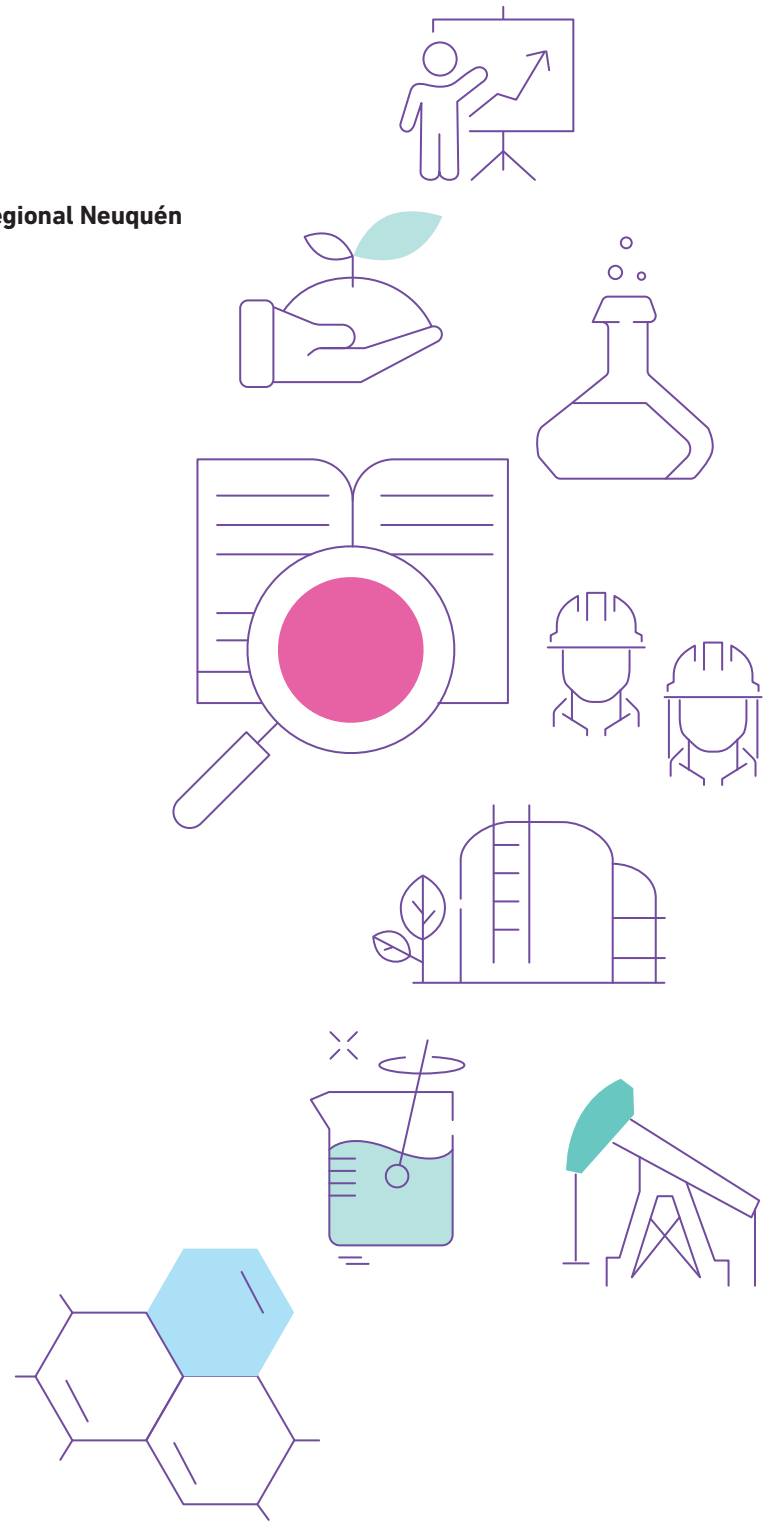
Universidad Nacional de La Plata

23. Raúl Perdomo

24. Elfreide Chalar

Universidad Tecnológica Nacional - Facultad Regional Neuquén

25. Pablo Liscovsky



ANEXO C

CRITERIOS DE LA CONEAU PARA LA ACREDITACIÓN EN INGENIERÍA EN PETRÓLEO

Carga mínima horaria

Duración mínima de la carrera: 5 años

Carga horaria mínima: 3.600 horas

Carga horaria mínima de cada bloque de conocimiento:

- Ciencias básicas de la ingeniería: 710 horas
- Tecnologías básicas: 545 horas
- Tecnologías aplicadas: 545 horas
- Ciencias y tecnologías complementarias: 365 horas

Intensidad de la formación práctica

La carrera deberá cumplir con un mínimo de 750 horas de formación práctica. Se incluirá un proyecto integrador e instancias de práctica profesional supervisada, que podrán integrarse en una misma actividad curricular. Las horas están incluidas y distribuidas en la carga horaria total mínima especificada en los bloques de conocimiento.

ACTIVIDADES PROFESIONALES RESERVADAS AL TÍTULO DE INGENIERO/A EN PETRÓLEO

ACTIVIDAD	COMPETENCIA ESPECÍFICA	DESCRIPTORES DE CONOCIMIENTO
1 Diseñar, calcular y proyectar la exploración y explotación de yacimientos de petróleo y gas e instalaciones de tratamiento, transporte, almacenaje y trasformaciones de petróleo y gas y sus derivados.	**1.1** Identificar, formular y resolver problemas relacionados a la exploración y explotación de yacimientos de petróleo y gas analizando alternativas y concibiendo soluciones tecnológicamente adecuadas para poner en valor el recurso hidrocarburífero utilizando diseños experimentales, modelos matemáticos o cálculos. **1.2** Diseñar, calcular y proyectar la exploración y explotación de yacimientos de petróleo y gas definiendo los alcances, la ingeniería básica y de detalle, la estrategia de ejecución, los costos asociados y los plazos de ejecución del proyecto utilizando de manera efectiva los recursos físicos, humanos, tecnológicos y económicos, cumpliendo con las normas y reglamentaciones correspondientes. **1.3** Diseñar, calcular y proyectar instalaciones de tratamiento, transporte, almacenaje y trasformaciones de petróleo y gas y sus derivados aplicando principios de cálculo, diseño y simulaciones para valorar y optimizar con sentido crítico e innovador, con responsabilidad profesional, compromiso social y ética.	**Tecnologías aplicadas** • Desarrollo de yacimientos • Evaluación y estimulación de formaciones • Geofísica, geoquímica, geomecánica • Industrialización del petróleo • Perforación • Producción • Proyecto de instalaciones de superficie • Reservorio • Transporte y distribución de combustibles fluidos **Tecnologías básicas** • Electrotecnia • Estática y resistencia de materiales • Geología del petróleo • Máquinas térmicas • Mecánica de los fluidos • Química del petróleo y gas • Termodinámica **Ciencias y tecnologías complementarias** • Economía • Ejercicio profesional • Ética y legislación • Formulación y evaluación de proyectos • Gestión ambiental • Higiene y seguridad • Organización industrial **Ciencias básicas de la ingeniería** • Física: calor, electricidad, magnetismo, mecánica, óptica y sonido • Geología • Informática: fundamentos de programación • Matemática: álgebra lineal, cálculo diferencial e integral, cálculo y análisis numérico, ecuaciones diferenciales, geometría analítica, y probabilidad y estadística • Química: fundamentos de química • Sistemas de representación
2 Dirigir y controlar la exploración, explotación e instalación de lo mencionado anteriormente.	**2.1** Planificar, dirigir la ejecución de proyectos de exploración y explotación de yacimientos de petróleo y gas y las instalaciones de tratamiento, transporte, almacenaje y transformaciones de petróleo, gas y sus derivados para la disponibilidad del recurso usando las capacidades físicas y técnicas pertinentes. **2.2** Controlar proyectos de exploración y explotación de petróleo y gas y las instalaciones de tratamiento, transporte, almacenaje y transformaciones de petróleo y gas y sus derivados.	
3 Certificar el funcionamiento, la condición de uso o estado de lo mencionado anteriormente.	**3.1** Verificar el funcionamiento, la condición de uso o estado de yacimientos de petróleo y gas y las instalaciones de tratamiento, transporte, almacenaje y transformaciones de petróleo, gas y sus derivados, aplicando técnicas y herramientas de acuerdo a normas específicas, regulaciones y otros requerimientos. **3.2** Detectar, evaluar, informar y proponer las acciones correctivas a los desvíos del relevamiento de un yacimiento de petróleo y gas y las instalaciones de procesamiento utilizando las normas específicas, regulaciones y demás requerimientos. **3.3** Estimar y evaluar recursos y reservas de hidrocarburos para su certificación utilizando software y datos.	
4 Proyectar y dirigir lo referido a higiene, seguridad y control de impacto ambiental en lo concerniente a su actividad profesional.	**4.1** Proyectar y dirigir acciones tendientes al establecimiento de prioridades de prevención en lo referido a higiene, seguridad y control de impacto ambiental en lo concerniente a su actividad profesional usando análisis de riesgo. **4.2** Diseñar, implementar, supervisar y controlar sistemas de gestión apropiados para la sostenibilidad de las actividades de exploración y explotación, en armonía con todos los grupos de interés, seleccionando y utilizando las técnicas apropiadas bajo norma.	

Fuente: Elaboración propia con base en información de la CONEAU.

BIBLIOGRAFÍA

Acs, Z. J. y Audretsch, D. B. (1989). "Patents as a measure of innovative activity", Kyklos, vol. 42, N° 2, pp. 171-180.

Acha, V. L. (2002). "Framing the past and future: the development and deployment of technological capabilities by the oil majors in the upstream petroleum industry". Disponible en http://dx.doi.org/10.2139/ssrn.1357624.

Aggio, C., Lengyel, M., Milesi, D. y 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.

Aizhu, C. (2020). "Stepping on the gas: China's home-built fracking boom", 21 de junio, Reuters.

Alvarado, V. y Manrique, E. (2010a). "Enhanced oil recovery: an update review", Energies, vol. 3, N° 9, pp. 1529-1575.

Alvarado, V. y Manrique, E. (2010b). Enhanced oil recovery: field planning and development strategies, Boston, Gulf Professional Publishing.

Andersen, A. D. y Wicken, O. (2016). Natural resource knowledge idiosyncrasy, innovation, industry dynamics, and sustainability, N° 20161107, Centre for Technology, Innovation and Culture, University of Oslo.

Askenazi, A., Biscayart, P., Cáneva, M., Montenegro, S. y Moreno, M. (2013). "Analogía entre la Formación Vaca Muerta y shale gas/oil plays de EE.UU", Society of Petroleum Engeneers (SPE).

Bhatti, A. A., Mahmood, S. M. y Amjad, B. (2013). "Effect of stratification on segregation in carbon dioxide miscible flooding in a water-flooded oil reservoir", Pakistan Journal of Engineering and Applied Sciences, vol. 13, N° 2, pp. 29-36.

Blondel, V. D., Guillaume, J. L., Lambiotte, R. y Lefebvre, E. (2008). "Fast unfolding of communities in large networks", Journal of Statistical Mechanics: Theory and Experiment, vol. 2008, N° 10. Disponible en https://doi.org/10.1088/1742-5468/2008/10/P10008.

Bonache, J. (1999). "El estudio de casos como estrategia de construcción teórica: características, críticas y defensas", Cuadernos de Economía y Dirección de la Empresa, N° 3, enero-junio, pp. 123-140.

Britto, F., Lugones, G. y Monasterios, S. (2020). "Estudio de caso sobre la vinculación público-privada", Realidad Económica, vol. 49, N° 333, pp. 89-112.

Buciak, J., Fondevila Sancet, G. y Del Pozo, L. (2015). "Polymer-flooding-pilot learning curve: five-plus years' experience to reduce cost per incremental barrel of oil", SPE Reservoir Evaluation y Engineering, vol. 18, N° 01, pp. 11-19.

Caineng, Z., Dazhong, D., Yuman, W., Xinjing, L., Huang, J., Shufang, W., ... y Zhen, Q. (2016). "Shale gas in China: Characteristics, challenges and prospects (II)", Petroleum Exploration and Development, vol. 43, N° 2, pp. 182-196.

Caruso, L. A. y Tigre, P. B. (coords.) (2004). Modelo SENAI de Prospecção. Documento Metodológico, Montevideo, OIT/Cinterfor.

Codner, D. (2017). "Elementos para el diseño de políticas de transferencia tecnológica en universidades", Redes, vol. 23, N° 45, pp. 49-61.

CONFEDI (Consejo Federal de Decanos de Ingeniería) (2018). "Libro Rojo de CONFEDI", 1ª ed., octubre, Universidad FASTA Ediciones. Disponible en https://confedi.org.ar/download/documentos_confedi/LIBRO-ROJO-DE-CONFEDI-Estandares-de-Segunda-Generacion-para-Ingenieria-2018-VFPublicada.pdf

Curtis, T. (2016). "Unravelling the US shale productivity gains", OIES Paper, N° 69, WPM.

Curtis, T. y Montalbano, B. (2017). "Completion design changes and the impact on US shale well productivity", Energy Insight, N° 21.

De Formación Profesional, R. D. I. (2018). Anticipación de las competencias profesionales. Transferencia del Modelo SENAI de Prospectiva.

Di Sbroiavacca, N. (2013). "Shale oil y shale gas en Argentina. Estado de situación y prospectiva", documento de trabajo, Departamento de Economía Energética, Bariloche, Fundación Bariloche.

Donaldson, E. C., Chilingarian, G. V. y Yen, T. F. (eds.) (1989). Enhanced oil recovery, II: Processes and operations, Elsevier.

Dosi, G. (1982). "Technological paradigms and technological trajectories: a suggested interpretation of the determinants and directions of technical change", Research Policy, vol. 11, N° 3, pp. 147-162.

EIA (2012). "Pad drilling and rig mobility lead to more efficient drilling", 11 de septiembre. Disponible en www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=7910.

EIA (2013), "Technically recoverable shale oil and shale gas resources: an assessment of 137 shale formations in 41 countries outside the United States". Disponible en www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/archi- ve/2013/pdf/fullreport_2013.pdf.

Gbadamosi, A. O., Junin, R., Manan, M. A., Agi, A. y Yusuff, A. S. (2019). "An overview of chemical enhanced oil recovery: recent advances and prospects", International Nano Letters, vol. 9, N° 3, pp. 171-202.

Ghandi, A., Yeh, S., Brandt, A. R., Vafi, K., Cai, H., Wang, M. Q., Scanlon, B. R. y Reedy, R. C. (2015). "Energy Intensity

and Greenhouse Gas Emissions from Crude Oil Production in the Eagle Ford Region: Input Data and Analysis Methods", Institute of Transportation Studies, Davis, University of California.

Gilardone, C. R., Canel, C. A., Albuquerque, L., Ruiz Benitez, M. I. y Cabello, A. (2021). "Vaca Muerta's Productivity and Economic Performance. 7 Years in Review", SPE Annual Technical Conference and Exhibition, OnePetro.

Grassano, N., Hernández Guevara, H., Fako, P., Tuebke, A., Amoroso, S., Georgakaki, A., ... y Panzica, R. (2021). "The 2021 EU Industrial R&D Investment Scoreboard", EUR 30902 EN, Luxemburgo, Publications Office of the European Union.

Holditch, S. A. (2013). "Unconventional oil and gas resource development–Let's do it right", Journal of Unconventional Oil and Gas Resources, N° 1, pp. 2-8.

Jürgenson, G. A., Bittner, C., Stein, S. y Büschel, M. (2017). "Chemical EOR-A multidisciplinary effort to maximize value", Journal of Petroleum Technology, vol. 69, N° 06, pp. 52-53.

Kamal, M. S., Sultan, A. S., Al-Mubaiyedh, U. A. y Hussein, I. A. (2015). "Review on polymer flooding: rheology, adsorption, stability, and field applications of various polymer systems", Polymer Reviews, vol. 55, N° 3, pp. 491-530.

Kaminszczik, S. y López, A. (2016). "EOR: una estrategia sustentable", Petrotecnia, año LVII, N° 6, diciembre, pp. 50-66.

Kim, J.-H. y Lee, Y.-G. (2018). "Learning curve, change in industrial environment, and dynamics of production activities in unconventional energy resources", Sustainability, vol. 10, N° 9, p. 3322.

Kim, J.-H. y Lee, Y.-G. (2020). "Progress of technological innovation of the United States' shale petroleum industry based on patent data association rules", Sustainability, vol. 12, N° 16, p. 6628.

Kozulj, R. y Lugones, M. (2008). "Estudio de la trama de la industria de hidrocarburos en la provincia de Neuquén", en Delfini, M. et al., Innovación y empleo en tramas productivos de Argentina, Los Polvorines, Universidad Nacional de General Sarmiento / Prometeo Libros, pp. 145-184.

Landriscini, S. G. (2019). "Reorganización sectorial y flexibilidad laboral en la Cuenca Hidrocarburífera Neuquina", Estudios del Trabajo, N° 57, pp. 1-28.

Lazzari, V., Rodríguez, M. J. y Sagasti, G. (2018). "El desafío del desarrollo de la Formación Vaca Muerta en zonas de múltiples intervalos de navegación", 10° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Simposio de Recursos No Convencionales, Instituto Argentino de Petróleo y Gas.

Lerena, O. (2019). "Métodos y aplicaciones de la ciencia de datos para las políticas de CTI: redes sociales, minería de textos y clustering", documento de trabajo N° 16, Ciudad Autónoma de Buenos Aires, CIECTI.

Li, W., Dong, Z., Sun, J. y Schechter, D. S. (2014). "Polymer-alternating-gas simulation: a case study", SPE EOR Conference at Oil and Gas West Asia, OnePetro.

Lugones, G., Codner, D., Becerra, P., Pellegrini, P., Coblier, P., Martin, D., Kabade, Y., Pizzarulli, F., Bazque, H., Giudicatti, M. y Gutti, P. (2015). "Dinámica de la transferencia tecnológica y la innovación en la relación universidad-empresa", informe final de proyecto, Buenos Aires, UNQ-CIECTI.

Maleki, A., Rosiello, A. y Wield, D. (2018). "The effect of the dynamics of knowledge base complexity on Schumpeterian patterns of innovation: the upstream petroleum industry", R&D Management, vol. 48, N° 4, pp. 379-393.

Matharan, G. y Feld, A. (2016). "La constitución del campo de la investigación petroquímica en la Argentina (1942-1983)", en Kreimer, P. (ed.), Contra viento y marea: emergencia y construcción de campos científicos en la periferia, Buenos Aires, CLACSO, pp. 225-251.

Maxwell, J. A. (1998). "Designing a qualitative study", en Bickman, L. y Rog, D. (eds.), Handbook of Applied Social Research Method, Thousand Oaks, CA, Sage Publications, pp. 69-100.

Menconi, F., Giaccaglia, F., Ramírez, J. y Berto, C. (2013). "Inyección de geles en el Yacimiento El Tordillo. Desde los pilotos hasta la masificación", Petrotecnia, año LIV, N° 2, abril, pp. 42-55.

Milesi, D., Aggio, C., Verre, V. y Lengyel, M. (2020). "Acumulación de capacidades tecnológicas y especialización productiva: el rol potencial de las actividades basadas en recursos naturales", documento de trabajo N° 20, Buenos Aires, CIECTI.

Molas-Gallart, J. (2005). "Definir, quantificar i finançar la tercera missió: un debat sobre el futur de la Universitat", Coneixement i Societat, vol. 7, pp. 6-27.

Paredes, J., Giacosa, R., Foix, N. y Allard, J. (2018). "La enseñanza de la Geología en Comodoro Rivadavia", Revista de la Facultad de Ciencias Exactas, Físicas y Naturales, vol. 5, N° 1, pp. 89-97.

Pekerman, M. y Walsh, K. (2008). "Engaging the scholar: Three Types of Academic Consulting and their Impact on universities and Industry", Research Policy, vol. 37, N° 10, pp. 1884-1891.

Pekerman, M. y Walsh, K. (2009). "The two faces of collaboration: impacts of university-industry relations on public research", Industrial and Corporate Change, vol. 18, N° 6, pp. 1033-1065.

Pekerman, M. et al. (2013). "Academic Engagement and Commercialisation: a Review of the Literature on University-Industry Relations", Research Policy, vol. 42, N° 2, pp. 423-442.

Pérez Roig, D. (2012). "Los hidrocarburos no convencionales en el escenario energético argentino", Theomai, N° 25, pp. 113-127.

Pope, G. A. (2011). "Recent developments and remaining challenges of enhanced oil recovery", Journal of Petroleum Technology, vol. 63, N° 07, pp. 65-68.

Reynolds, D. B. y Umekwe, M. P. (2019). "Shale-oil development prospects: The role of shale-gas in developing shale-oil", Energies, vol. 12, N° 17, 3331.

Riavitz, L. y Bronstein, V. (2015). Recursos hidrocarburíferos no convencionales shale y el desarrollo energético de la Argentina: caracterización, oportunidades, desafíos, 1ª ed., Buenos Aires, EUDEBA.

Rogers, H. (2011). "Shale gas–the unfolding story", Oxford Review of Economic Policy, vol. 27, N° 1, pp. 117-143.

Romero, C. A., Mastronardi, L. J., & Vila Martínez, J. P. (2018). Desarrollo de Vaca Muerta: impacto económico agregado y sectorial. Buenos Aires: Ministerio de Energía & Ministerio de Producción.

Rotondi, M., Lamberti, A., Masserano, F. y Mogensen, K. (2015). "Building an Enhanced Oil Recovery Culture to Maximise Asset Values", SPE Asia Pacific Enhanced Oil Recovery Conference, OnePetro.

Rosales, O. (2020). El sueño chino. Cómo se ve China a sí misma y cómo nos equivocamos los occidentales al interpretarla, Ciudad Autónoma de Buenos Aires y Santiago de Chile, Siglo XXI Editores/CEPAL.

Saha, R., Tiwari, P. y Uppaluri, R. V. (2021). Chemical Nanofluids in Enhanced Oil Recovery: Fundamentals and Applications, 1ª ed., Boca Ratón, CRC Press.

Stinco, L. y Barredo, S. (2014). "Características geológicas y recursos asociados con los reservorios no convencionales del tipo shale de las cuencas productivas de la Argentina", Petrotecnia, año LV, N° 5, octubre, pp. 44-66.

Sun, X., Zhang, Y., Chen, G. y Gai, Z. (2017). "Application of nanoparticles in enhanced oil recovery: a critical review of recent progress", Energies, vol. 10, N° 3, p. 345.

Visiongain (2021). "Chemical Enhanced Oil Recovery (EOR) Market Report 2021-2031", diciembre. Disponible en www.visiongain.com/report/chemical-eor-market-2021/.

Wang, Q., Chen, X., Jha, A. N. y Rogers, H. (2014). "Natural gas from shale formation – The evolution, evidences and challenges of shale gas revolution in United States", Renewable and Sustainable Energy Reviews, vol. 30, febrero, pp. 1-28.

Weijers, L., Fisher, D. y Weddle, P. (2019). "Data Illustrates Evolution of Fracturing Designs in Resource Plays", The American Oil & Gas Reporter, vol. 62, N° 8, pp. 84-93.

West, R. (2019). "Prospects for US Shale Productivity Gains", Oxford Institute for Energy Study.

Yin, R. (1994). Case study research: Design and methods, 2ª ed., Thousand Oaks, CA, Sage Publications.

YPF (2019). "Vaca Muerta, Field Trip", junio. Disponible en www.ypf.com/english/investors/Paginas/Presentations.aspx.

Zou, C., Dong, D., Wang, Y., Li, X., Huang, J., Wang, S., ... & Qiu, Z. (2015). Shale gas in China: Characteristics, challenges and prospects (I). Petroleum Exploration and Development Online, 42(6), 753-767.

Zou, C., Yang, Z., Zhu, R., Zhang, G., Hou, G., Wu, S., Tao, S., ... & Wang S. (2015). Progress in China's unconventional oil & gas exploration and development and theoretical technologies. Acta Geologica Sinica English Edition, 89(3), 938-971.

Zou, C., Dong, D., Wang, Y., Li, X., Huang, J., Wang, S., ... & Qiu, Z. (2016). Shale gas in China: Characteristics, challenges and prospects (II). Petroleum Exploration and Development Online, 43(2), 182-196.

INVESTIGACIÓN PROSPECTIVA EN EL UPSTREAM DEL PETRÓLEO Y GAS:

NUEVAS TECNOLOGÍAS PARA LOS PRÓXIMOS 10 AÑOS Y DESAFÍOS DEL SISTEMA EDUCATIVO Y CIENTÍFICO TECNOLÓGICO

ISBN 978-987-4153-23-4

FUNDACIÓN YPF