"Análisis Espacial del Desarrollo del Shale Gas de Vaca Muerta"

Autor: Lic. Luciano P. Codeseira

Director: Dr. Raul Bertero

2013

Tesis de *Maestría Interdisciplinaria en Energía*









Dedico este documento a quienes lo hicieron posible. Raúl te agradezco tu tiempo, tu excelente predisposición, fuiste mi Virgilio, como el de Dante en la Divina Comedia. Me llevaste a recorrer, casi en una suerte de road show, distintos ámbitos presentando los avances de este trabajo, pero por encima de todo me ayudaste a reorientar el estudio para abordar aspectos logísticos y no tanto económicos, seguramente el hecho de elegir un tema en boga te conduce a cambios imprevistos, gracias. Agradezco a Marta Zaghini y a Juan Legisa la tolerancia y confianza en que algo bueno podía suceder. A mis compañeros de oficina que me tuvieron que soportar ensimismado y a veces ausente: en definitiva por esta Tesis tanto letargo, gracias a ustedes también. A un grupo fascinante que conocí hace unos meses gracias a aquel road show, con el que me reúno todos los jueves y nos proponemos reflexionar en la simpleza de nuestra realidad hidrocarburífera. A mis amigos, que donde esté ellos estarán. A mis orgullos: mamá, papá y seba. Y por último les quiero dedicar esta tesis a mi mayor ostentación, al sentido de mi vida. Juanita, Simona y Euge, gracias. Porque ahora mis fines de semana serán de ustedes, porque no habrá más tesis en el medio, porque las amo: gracias.

Luciano

Tabla de contenido

1.	Intro	ducción	6		
2.	Motiv	vación y Objetivos Generales del Trabajo	9		
3.	Shale	Gas	11		
;	3.1. [Breve Historia del Shale Gas	13		
4.	El An	álisis Espacial y los Métodos Probabilísticos	15		
	4.1.	Análisis Espacial de Vaca Muerta	17		
	4.1.1.	Evaluación Espacial del subsuelo	17		
	Descr	ipción de la unidad analizada	17		
	Meto	Metodología			
	4.1.2.	Evaluación Espacial de la Superficie	19		
	Descr	ipción de la unidad analizada	19		
	Meto	dología	19		
5.	Aspe	Aspectos salientes del estado actual en Vaca Muerta			
	5.1.	Región B	22		
	5.2.	Región C	24		
	5.3.	Región D	25		
	5.4.	Las regiones G y H	26		
	5.5.	Resto de las regiones	26		
6.	Los h	idrocarburos no convencionales y la incertidumbre	27		
(6.1. I	Metodología Montecarlo	28		
7.	Recui	Recursos			
	7.1.	Petroleum Resource Managment System (PRMS)	29		
	7.2.	Energy Information Administration's (EIA) Classification System	30		
	7.3.	Replanteo de estructura Piramidal de los Recursos hidrocarburíferos	31		
8.	Mode	elo Integral	34		
;	3.1. I	nformación de base	35		
	8.1.1.	Información de base para el modulo Geológico	35		
	8.1.2.	Información de base para el modulo Desarrollo	36		
	8.1.3.	Información de base para el modulo Inversión	36		

8.1	1.4. Información de base para el modulo Económico	37
8.2.	Modulo Geológico	37
8.2	2.1. Aspectos Geológicos de los Shales	37
8.2	2.2. Metodología de Análisis del Módulo Geológico	37
8.3.	Modulo Desarrollo	39
8.3	3.1. Modelos de Régimen de Producción	42
8.3	3.2. Perfiles de Producción Modelados	44
9.3	3.4. Construcción de Escenarios	48
9.3	3.5. Curva de extracción por área	51
8.4.	Módulo Inversión	51
9.4	4.1. Costos de los hidrocarburos no convencionales	52
9.4	4.2. Requerimiento de agua para fracturas	55
9.4	4.3. Almacenamiento y transporte del Agua	57
9.4	4.4. Hipótesis Económicas Asumidas en el Módulo Inver	rsión 58
8.5.	Módulo Económico	59
9. Res	esultados	
9. Res		61
	Resultados del Módulo Geológico	61
9.1. 9.1	Resultados del Módulo Geológico	61 61
9.1. 9.1	Resultados del Módulo Geológico	61 61 61
9.1. 9.1 9.1	Resultados del Módulo Geológico	61616162
9.1. 9.1 9.1 9.2. 9.2	Resultados del Módulo Geológico	6161616265
9.1. 9.1 9.1 9.2. 9.2	Resultados del Módulo Geológico	
9.1. 9.1 9.1 9.2. 9.2	Resultados del Módulo Geológico	
9.1. 9.1 9.2. 9.2 9.2	Resultados del Módulo Geológico	
9.1. 9.1 9.2. 9.2 9.2 9.2 9.2	Resultados del Módulo Geológico 1.1. Original Gas in Place 1.2. Recursos Técnicamente Recuperables Resultados Módulo Desarrollo 2.1. Producción de Petróleo y Gas Natural 2.2. Evolución de la Perforación 2.3. Evolución de las Etapas de Fractura 2.4. Consumo de Agua 2.5. Consumo de proppant y Químicos	
9.1. 9.1 9.2. 9.2 9.2 9.2 9.2	Resultados del Módulo Geológico 1.1. Original Gas in Place 1.2. Recursos Técnicamente Recuperables Resultados Módulo Desarrollo 2.1. Producción de Petróleo y Gas Natural 2.2. Evolución de la Perforación 2.3. Evolución de las Etapas de Fractura 2.4. Consumo de Agua 2.5. Consumo de proppant y Químicos	
9.1. 9.1 9.2. 9.2 9.2 9.2 9.2. 9.2.	Resultados del Módulo Geológico 1.1. Original Gas in Place 1.2. Recursos Técnicamente Recuperables Resultados Módulo Desarrollo 2.1. Producción de Petróleo y Gas Natural 2.2. Evolución de la Perforación 2.3. Evolución de las Etapas de Fractura 2.4. Consumo de Agua 2.5. Consumo de proppant y Químicos 2.6. Requerimiento de Transporte Resultados Módulo Inversión	
9.1. 9.1 9.2. 9.2 9.2 9.2 9.2 9.3.	Resultados del Módulo Geológico 1.1. Original Gas in Place 1.2. Recursos Técnicamente Recuperables Resultados Módulo Desarrollo 2.1. Producción de Petróleo y Gas Natural 2.2. Evolución de la Perforación 2.3. Evolución de las Etapas de Fractura 2.4. Consumo de Agua 2.5. Consumo de proppant y Químicos 2.6. Requerimiento de Transporte Resultados Módulo Inversión 3.1. Inversión Requerida	

Tesis: Análisis Espacial del Desarrollo del Shale Gas de Vaca Muerta

IMAGEN ANEXO A: Matriz de Progresión (Escenario)92

1.Introducción

Una realidad insoslayable es que el mundo consume energía en forma creciente y que seguramente la dependencia a los recursos fósiles permanecerá vigente por lo menos durante gran parte del presente siglo. Sin dudas será el ritmo de desarrollo de las energías renovables, en todas sus formas, lo que determine el tiempo que demandará reducir aquella dependencia.¹

Quienes percibían una corrección apenas gradualista de aquella participación, y en un marco de declinación en la producción petrolera global, desde hace décadas evaluaban soluciones dentro del mismo sector hidrocarburos. Buscaban ganar tiempo, estirar la era petrolera lo más posible mediante técnicas de recuperación más complejas, pero el costo fue muy alto: la ausencia de grandes descubrimientos concentró aún más los recursos remanentes en sitios hostiles. La ecuación se hizo más compleja, con un crudo más estratégico para los Estados y más commodity para los Mercados.

Respecto al gas natural, fue en los '80 cuando se comenzó a fomentar el consumo en varios países, es que a vistas de las crisis de los '70 y la ralentización del avance del petróleo dio lugar a un consumo de gas cada vez mayor. A partir de entonces los trenes de licuefacción se presentaron como una especie de democratización del gas. Se estaba lidiando con las restricciones espaciales que ofrecía el mercado de gas, la longitud de los gasoductos. Con una demanda creciente y una oferta en expansión global gracias a su *comoditización*, el gas

¹ Cabe destacar que no solo se mitiga la dependencia a los recursos fósiles con políticas de estímulo al desarrollo de fuentes alternativas, las políticas "del lado de la Demanda" han cobrado un protagonismo creciente ya sea a partir de políticas concretas de los Estados o vía transformación tecnológico-productiva hacia procesos y bienes más energo-eficientes. .

Tesis: Análisis Espacial del Desarrollo del Shale Gas de Vaca Muerta 1

Maestría Interdisciplinaria en Energía

Universidad de Buenos Aires

estaba llamado a ser el remplazo del petróleo. Una solución gradual pero efectiva dentro de la misma matriz hidrocarburífera y una ventaja sensible en término de emisiones. Así, el gas comenzó a ser presentado como el puente entre el petróleo y las energías renovables.

No obstante, este entusiasmo comenzó a empañarse con el temor a la cartelización del gas, una posible OPEP de gas.² Observando que de poco servía la democratización del gas con los recursos concentrados en pocos lugares del planeta, el GNL dejó de percibirse como la génesis de la democratización del gas, sino más bien como el germen de la cartelización. La solución ya no era la comoditización sino sumar recursos en otros lares. Había que descubrir nuevos depósitos de gas, cambiar las condiciones iniciales.

Pero esta preocupación geopolítica poco asediaba a la industria. Por el contrario, se profundizó un desarrollo intensivo del GNL que llevó a hablar de boom de proyectos de licuefacción y regasificación a nivel mundial. De esta manera, el gas tendía a transformarse aceleradamente en un commodity global, y se estaría dando por tierra con el último dique de contención a la cartelización. Esta situación se mostraba como inminente, todo era cuestión de tiempo, el tiempo necesario para que se desarrollen los mercados.

No obstante, a las sombras del crecimiento del GNL (en 2008 ya representaba cerca del 10% del consumo de gas en el mundo) en Estados Unidos continuaba desarrollándose una prometedora industria abocada al Shale Gas, con epicentro en Barnett, corazón de Texas. Pero lo cierto es que en aquel entonces poco se hablaba del Shale gas.

Sigilosamente el Shale gas comenzó no solo a dar testimonio de un cambio en la industria, aquella industria que parecía tender a concentrarse más en los trenes de licuefacción que en los pozos de producción, sino que se lo presentó fervorosamente como la esperanza de aquellos países dependientes del gas natural importado, ya que las condiciones para su descubrimiento son mucho más generosas que las del gas convencional. Ergo, se dejó de hablar de cartelización, se empezó hablar del boom de Shale Gas.³ Se presentó la ecuación requerida para cambiar las condiciones iniciales que algunos buscaban años atrás.

En este contexto, la Argentina, un país que cuenta con una infraestructura e industria orientada al gas como pocas economías en el mundo, evidencia una caída sostenida en la extracción de gas natural. Emergen así las dificultades, la apremiante dependencia al gas natural, pero también las oportunidades que presenta el sector

Cabe recordar que durante 2011 se presentaron tres estudios que evaluaban el potencial del shale gas en Argentina. El trabajo encargado por el Departamento de Energía de

² Más del 50% de los depósitos de gas natural se encontraban en sólo tres países, Rusa, Irán y Qatar, una concentración mucho mayor que la del petróleo.

³ En rigor, se siguió hablando de cartelización pero sin el pavor que caracterizaba la diatriba de aquel entonces.

Estados Unidos, concluía que la Argentina se encontraba en el podio de los países con mayores depósitos de gas no convencional. Los otros dos estudios, uno de la Secretaría de Energía y otro de la Dirección Provincial de Hidrocarburos y Energía de la Provincia de Neuquén concluyen en volúmenes semejantes para las cuencas estudiadas.

Salvando algunas diferencias que se presentarán en el trabajo, el potencial está presente y es enorme. La dificultad radica en la capacidad de desarrollar dichos recursos, de transformarlos en reservas.

En este sentido, uno de los aspectos más inciertos para el desarrollo del shale gas trata sobre nuestra capacidad para estimar con precisión tanto la recuperabilidad de dichos recursos como su viabilidad económica. Esto implica la necesidad de incorporar elementos probabilísticos, constituir un modelo integral que resida en un análisis analítico capaz de incorporar el riesgo y la incertidumbre propia del sistema.

Por otra parte, la distribución no-homogénea de las propiedades del subsuelo como aquellas en la superficie ameritan un análisis espacial de Vaca Muerta, donde los atributos analizados cubiquen a la formación en diferentes regiones o secciones cualitativamente y cuantitativamente diferenciadas.

El modelo integral permitirá determinar para cada región el volumen de gas in situ, su potencial técnicamente recuperable, su viabilidad económica, la logística requerida para su desarrollo, las inversiones y niveles de empleo a ser demandados, el precio en boca de pozo requerido, los ingresos a las arcas públicas vía impuestos, entre otras dimensiones abordadas.

El plano ambiental del desarrollo de Vaca Muerta es uno de los temas que más preocupa y por su especificidad merece un estudio más agudo del que se propone este documento. Tampoco se evalúa aquí la oferta de gas a partir de su déficit energético, para ello habría que simular un comportamiento de la oferta de gas convencional y de la demanda de gas, dos tendencias que entiendo merecen también un estudio detallado.

Durante los últimos años la orientación importadora del mercado de gas natural en la Argentina y, en especial, la convivencia de bajos precios en boca de pozo con altos precios de importación, generó un desarreglo preocupante en el mercado, incertezas a la inversión y, en definitiva, una erosión creciente de la balanza comercial y la balanza de pagos. Dicho marco dio lugar a un encendido debate sobre cuánto y cómo deberían corregirse los precios a los operadores que se orientaran a los no convencionales.

Como telón de fondo, desde mediados del 2011, se vivieron momentos de expectativas esperanzadoras en los no convencionales fundadas en un cóctel de optimismo asociado a la experiencia norteamericana en los shales y a la difusión de estudios que ubicaban a la Argentina en el podio de las economías con mayores depósitos de hidrocarburos no convencionales.

Dos años después, con aquellas expectativas ralentizadas, observo que como decía J.L. Borges, la historia no es más que una forma más de ficción, y que allí tal vez algún día demos cuenta de un sector que debió ser funcional a la estrategia económico-social de un gobierno, que su posible metamorfosis de talón de Aquiles a llave del éxito del mismo modelo lo condene a ser el campo de batalla de todo el arco político en los próximos años. Que deberá postergar su función objetivo otra vez más, que los daños del fracking pueden ser una excusa y que los medios agitarán esas diferencias.

Para limpiar este escenario borgeano de mi mente me propuse encarar este estudio. Sin ambiciones desmedidas, sin pretender iluminar el debate, sólo intento entender mejor las

Tesis: Análisis Espacial del Desarrollo del Shale Gas de Vaca Muerta Maestría Interdisciplinaria en Energía I Universidad de Buenos Aires

dificultades que se aproximan y algunas de las necesidades que emergerán en los próximos años.

Sólo intento reunir argumentos para responder a interrogantes como: ¿Podrá la Industria Nacional constituirse en un facilitador al desarrollo de los hidrocarburos no convencionales o será un mero obstáculo para su desarrollo? ¿Cuáles son los precios mínimo-óptimos necesarios para desarrollar diferentes secciones de Vaca Muerta? ¿Cuánto empleo directo, indirecto e inducido demandará Vaca Muerta?

3. Shale Gas

El shale gas pertenece a la categoría de gas natural no convencional, que incluye las tight sands, el CBM (metano de yacimientos de carbón) y los hidratos de metano. El Shale es una formación de roca sedimentaria que contiene arcilla, cuarzo y otros minerales, pero en particular se trata de una sucesión pelítica dominantemente carbonosa que contiene al gas. Sucede que el petróleo o gas, o bien su materia orgánica originaria: el kerógeno, se genera es esta roca, y gran parte de ellos sigue contenido en la misma roca.

En definitiva, se trata de reservorios continuos de litología arcillosa de baja porosidad y permeabilidad, donde conviven la fuente y el depósito. El Shale es la Roca Madre, Reservorio, Trampa y Sello; todo en uno.

Su importancia es creciente debido a los grandes volúmenes de gas contenidos y a la rápida evolución tecnológica que permite maximizar los caudales extraíbles. Para maximizar el rendimiento se precisa de tratamientos de estimulación por fractura hidráulica en su desarrollo. A la denominación original (*Hydraulic fracturing*) este proceso se agiornó con también algunas derivaciones lingüísticas como: *frac jobs, frac'ing* o *fracking*. (GPE, 2011)⁴

Dicha estimulación consiste básicamente en fracturar la roca arcillosa por medio de la inyección a altas presiones de agua y algún agente sostén, denominado *proppant*. El fluido del *fracking* entra en las fisuras. En tanto, el *proppant* funciona como material de soporte

⁴ Documento Interno elaborado por L. Codeseira para el Grupo de Planeamiento Estratégico de la Secretaría de Energía, con motivo a divulgar parte del aprendizaje durante mi participación del Unconventional Gas International en Fort Worth, Texas durante agosto de 2010.

para mantener abiertos los canales creados, permitiendo de este modo la liberación y circulación del "shale gas" hasta el pozo. Esto es, se crea artificialmente un reservorio.

Empero, el auge del fracking llegó con su combinación con la perforación horizontal; anteriormente los pozos se perforaban de forma vertical, dando acceso a la capa de shale desde un solo punto, pero en 1992, los pozos fueron enterrados y colocados de forma horizontal para moverse a la par de la formación, permitiendo una mayor zona objetivo.

Cuando se combinó ambas técnicas en la formación de Barnett Shale cerca de Fort Worth en Texas en 2003 el gas se volvió exponencialmente más productivo. Y así, la tecnología del hidro-fracking horizontal provocó una especie de fiebre del gas entre compañías exploradoras en USA. El número de plataformas de perforación horizontal se disparó de un promedio de 40 en la década del 90 a cerca de 1000 en 2012, un claro reflejo del crecimiento de los pozos horizontales frente a los pozos verticales.

La industria petrolera se caracterizó históricamente por su búsqueda por mejorar el factor de recuperación, pero pocas veces en la historia se dio una mejora tan sustantiva como esta. Pero incluso dentro de la corta historia en el shale, la técnica de fractura lejos de mantenerse estancada, sigue y seguirá perfeccionándose en la búsqueda por mejorar la eficiencia conductiva y optimizar el diseño de fractura.

Pero aunque las mejoras en optimización de la fractura y del manejo del agua son un hecho en la industria norteamericana, lo cierto es que esta última sigue siendo una de las mayores dificultades a sortear por el sector. Todavía se requieren enormes cantidades de agua durante el fracing que se inyecta a una enorme presión de alrededor de 6.000 libras por pulgada cuadrada. (GPE, 2011)⁵

En consecuencia, de no lograrse cambios significativos, el ingente volumen de agua consumida durante el fracking podría constituirse en un obstáculo al desarrollo de esta tecnología. No tanto por su disponibilidad, sino por su manejo, la logística, el tratamiento del flow back y su disposición final.

El desconocimiento, el manejo mediático, las asimetrías de información y el vacío regulatorio durante los primeros años de desarrollo en Estados Unidos generó escenarios de moratorias o interrupciones al fracking. Incluso esto mismo se presentó en forma masiva en varios países como reacción a una propagación repentina de una actividad con alto riesgo ambiental y que se desconocía cómo tratarlo. Así sucedió en Francia, Bulgaria, Inglaterra, Sudáfrica, Quebec en Canadá, algunos estados del noreste de Estados Unidos con proximidad a Marcellus, entre otros lugares.



Tesis: Análisis Espacial del Desarrollo del Shale Gas de Vaca Muerta 1

No obstante, algunas de estas economías están levantando, o han levantado, la prohibición en la medida que se reconoce que mediante el uso de prácticas adecuadas el potencial impacto ambiental puede ser mitigado, y a la postre, podría sacarse provecho de las ventajas derivadas de la sustitución de combustibles carbono intensivos o vía reducción de la dependencia de gas importado.

Cabe resaltar que el potencial daño ambiental de la fractura hidráulica es cierto, no es una ficción de grupos ambientalistas. Pero se puede minimizar. El correcto manejo del agua, el tratamiento del flowback, su disposición final en caso de ser necesaria, la correcta integridad del pozo, los adecuados niveles de procedimiento, de calidad y de espesor de la cementación del pozo o la articulación logística apropiada para minimizar el tráfico de camiones.

De todas maneras quiero recalcar que no es objeto del presente trabajo profundizar sobre el impacto al medio que pueda generar la aplicación masiva de esta tecnología en Vaca Muerta. Considero que un correcto estudio con esas ambiciones demandaría una envergadura tal trabajo que opacaría el objetivo propuesto para esta tesis.

3.1. Breve Historia del Shale Gas

El primer pozo de shale gas en los Estados Unidos data de 1821, en un shale somero, de baja profundidad. La fecha nos ubica en la prehistoria petrolera, todavía no se había dado con aquel descubrimiento que transformaría el orden económico-social de Estados Unidos. Por lo pronto la actividad se circunscribía al estado de New York.⁶

No tardaron en realizarse otros pozos, pero todos de baja productividad y orientados a una demanda residencial y alumbrado público. Este incipiente avance en lo que definiríamos como explotación de sistemas petroleros no convencionales, al poco tiempo, en 1859 se vio completamente eclipsado por lo que la historia citaría como el primer gran descubrimiento petrolero en Estados Unidos. Se trató del pozo que un tal Edwin Drake que a pocos kilómetros de aquellos pozos y a escasos 21 mts de profundidad, constituiría el nacimiento de la era petrolera de Estados Unidos, en lo que hoy llamamos hidrocarburos convencionales.7

⁶ Región del noreste de Estados Unidos, donde ahora se explota cuidadosamente el shale gas de Marcellus, dónde aparecieron las primeras moratorias o prohibiciones a la fractura hidráulica. Quizá un giro de la historia.

Én los años que le siguieron, Edwin Drake, devenido en "coronel" para enaltecer su reputación, y así conseguir socios, arquetipo del señor petrolero, una imagen que acompañaría el frenesí en su propagación, que no encontraría límites ni hacia el sur, ni hacia el este, a pesar de la Guerra Civil. La fiebre del petróleo había comenzado.

Tesis: Análisis Espacial del Desarrollo del Shale Gas de Vaca Muerta 1

Maestría Interdisciplinaria en Energía

Universidad de Buenos Aires

Debieron pasar más de 120 años para que, en 1981, una pequeña compañía petrolera, Mitchell Energy, comprometida por una disminución en sus reservas de gas natural. En aquel entonces, George Mitchell propuso una idea radical: perforar más profundo en los campos de Texas para llegar a la roca de esquisto portadora del gas natural. Durante años, los ingenieros de Mitchell experimentaron fracturas con diferentes "fluidos", todas eran costosas, daban lugar a proyectos económicamente inviables. Recién en 1997 fue cuando intentaron una combinación mucho menos costosa: arena y agua. Fue exitosa. Lograron así mejorar notablemente los económicos de los proyectos de shale gas. (GPE, 2011)⁸

Un lustro después, en 2002, Devon Energy compra Mitchel Energy y mejora la viabilidad económica de los proyectos focalizándose en la perforación horizontal multiplicando el caudal extraído por pozo. Los costos por metro cúbico de gas se desploman y nace una nueva industria caracterizada por la participación de pequeñas empresas. Es que sin fracturar estos pozos en múltiples etapas a lo largo de su sección horizontal, la producción sería marginal y no podrían justificar el gasto añadido de perforación horizontal. Fue esta búsqueda constante por optimizar la productividad del pozo lo que dio origen y evolución a la naciente industria (Lohoefer et al, 2006).

	Dágina L	1.4
ldem.		

4.El Análisis Espacial y los Métodos Probabilísticos

El término "análisis espacial" fue acuñado al final de la primera mitad del siglo XX en medio de un clima de ruptura del paradigma del estudio regional que por entonces comenzaba a enfatizar los desarrollos de la Geografía Humana o Cultural. A la sazón, fue el impulso del cuantitativismo lo que enarboló el término en cuestión brindando una renovada orientación hacia la instrumentación de modelos matemáticos para el análisis de los procesos espaciales, anclados principalmente en las transformaciones económico-sociales. (Shaefer, 1980)

A partir de los años 70, todo ese impulso ganado por la tendencia cuantitativa comenzó a recibir las críticas, primero ideológicas, después conceptuales y prácticas que denunciaban su proclividad por desvirtuar la realidad que traducía mediante la sucesión de errores en sus modelos matemáticos. Ya los consensos académicos se corrieron de la región hacia el espacio, pero no al concepto de espacio que prevalecía en aquellos modelos matemáticos, sino a un concepto amplio, impreciso, pretencioso, que se nutría de búsquedas conceptuales amarradas en territorios de la filosofía existencialista (Coraggio, 1977).

Desde entonces, el Análisis Espacial se refiere al ejercicio analítico de procesos tanto sociales como naturales. Lo espacial referido a procesos naturales cuenta con un ritmo de especialidad más estable y de larga duración. Por el contrario, los procesos sociales son más dinámicos, cambiantes y de duración más reducida. En esta noción equilibrio de espacialidad y temporalidad se forjó la nueva disciplina.

Respecto a las herramientas, no es escasa la literatura que ilustra las ventajas y características del GIS (sistema de Información Geográfica, en sus siglas en ingles) en cuanto se refiere a programas de cómputo diseñados para computar, almacenar, recuperar y desplegar información geográfica de una región de interés dada (Burrrough, 1989). No obstante dichos programas pierden su potencial analítico cuando se fundamentan únicamente en su potencial técnico, cuando el analista es un mero usuario.

Ahora bien, tanto el campo de las probabilidades, como el riesgo subyacente en un sistema, estimulan o conspiran con la dinámica espacial. Por lo tanto el análisis espacial del riesgo (Coraggio, 1977) supone atender tanto la espacialidad de los procesos sociales como la de los naturales, o bien la relación entre ambos. Es en la simbiosis entre la dinámica espacial y el campo de las probabilidades dónde habrán de articularse los procesos prospectivos.

Por lo tanto, ante la necesidad de incorporar elementos probabilísticos, el análisis espacial deberá amarrarse a un modelo integral que resida en un análisis analítico capaz de incorporar el riesgo y la incertidumbre propia del sistema espacial.

En otros términos, la homogeneidad y heterogeneidad de los atributos de los diferentes vectores espaciales permiten un mapeo analítico de la unidad analizada. Y a partir de las diferentes operaciones que pudieran realizarse se obtendrá un nuevo mapa que involucra más de una dimensión.

Este tipo de ejercicios es cada vez más común en la industria petrolera, donde se debe combinar dotaciones, fijas en el espacio, de los recursos hidrocarburiferos, con la capacidad o necesidad de ubicar en el mismo espacio la infraestructura básica para desarrollar y transportar a los centros de consumo dichos recursos. Y es allí, donde la dimensión económica junto con la espacial suelen restringir la conveniencia de su explotación.

El predominio de lo económico frente a lo geológico en la apreciación del riesgo en la actividad en el horizonte shale impone mayor severidad en el análisis y una necesidad de incorporar en forma intensiva la dimensión espacial de los factores superficiales. Me refiero a la existencia de ríos, caminos, ductos y otros aspectos de la superficie que puedan facilitar o dificultar la explotación.

4.1. Análisis Espacial de Vaca Muerta

4.1.1. Evaluación Espacial del subsuelo

Descripción de la unidad analizada

Recurrentemente se suele identificar a la Fm. Vaca Muerta como un yacimiento hidrocarburífero, cabe destacar que no es un yacimiento, es una unidad litoestratigráfica (roca) con una sección generadora de hidrocarburos (Roca madre) muy rica en materia orgánica (principalmente querógeno tipo II) que incluye dentro de sus microporos y microfracturas hidrocarburos líquidos y gaseosos.

Como se mencionara en el capítulo anterior, deberá ser estimulada para pueda convertirse en un reservorio no convencional plausible de ser explotado, al ser artificialmente fracturado y relleno de agente de sostén o proppant..

Metodología

Las comentadas propiedades de no-homogeneidad y no-continuidad a lo largo de su extensión ameritan un análisis espacial del potencial de constituir reservorios artificialmente vía estimulación hidráulica.

En primer lugar, mediante el uso de sistemas de información geográfica, se compilaron mapas que referencian curvas de nivel de:

- (1) la profundidad de la formación,
- (2) el espesor de la formación (mapa isopáquico),
- (3) el contenido orgánico de la roca, y
- (4) la madurez de la roca, definida por la reflectancia de la vitrinita.

Para los tres primeros atributos se tomaron los mapas de Alonso et al (2011)⁹, basados en muestras de 87 pozos testigo a lo largo y ancho de Vaca Muerta, aunque mostrando quizá una concentración del conocimiento en el centro-este y sudeste de la cuenca.

Por otra parte, en lo referido a la madurez de la roca, conforme la dispersión todavía prevaleciente en los resultados publicados, se tomó un promedio de 4 estudios publicados por cuatro operadoras.¹⁰

__

⁹ Trabajo realizado por la Dirección Provincial de Hidrocarburos y Energía de la Provincia de Neuquén con la colaboración de Phoenix Oil & Gas SA.

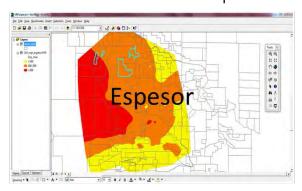
¹⁰ Ellas son: YPF, América Petrogas, Azabache y Madalena Ventures.

Un comentario especial merece el estado de la información referente a la madurez de la roca. La dispersión existente entre los estudios considerados da cuenta de una todavía borrosa división entre la ventana petrolera y gasífera. Incluso, y habida cuenta que la información suele ser divulgada por las mismas operadoras situadas en la región, se observó una tendencia a incorporar las áreas de su pertenencia en la ventana más redituable.

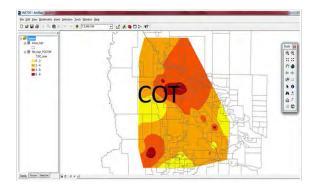
No obstante, de los rasgos geológicos y geoquímicos de Vaca Muerta a lo largo de su extensión, y del grado de certeza en las diferentes unidades espaciales, surge la necesidad de considerar regiones que reduzcan su tamaño hacia el centro y sudeste de la cuenca.

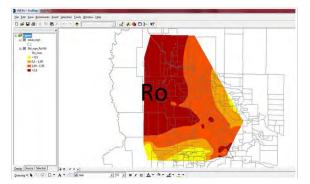
A continuación se presentan los mapas geológicos y geoquímicos de Vaca Muerta:

IMAGEN AE-I: Análisis Espacial del Subsuelo









NOTA 1: El espesor: Salvo alteraciones geológicas como al norte de Loma La Lata o al norte de Centenario el espesor de la Fm. Vaca Muerta es creciente en sentido Noroeste, encontrándose con la Faja Plegada en su máximo espesor.

NOTA 2: La profundidad: La profundidad de la Fm. Vaca Muerta en creciente hacia el centro y sudeste de cuenca. NOTA 3: El Contenido Orgánico Total (COT): Los mayores niveles de COT (más de 6%) se encuentran al noreste, actual pulmón petrolero de la cuenca, y al suroeste.

NOTA 4: La madurez de la roca: se observó un disenso importante en las curvas que definen a las ventanas de petróleo y gas. El avance de los estudios pilotos en ella brindarán mayor certeza en este punto.

4.1.2. Evaluación Espacial de la Superficie

Descripción de la unidad analizada

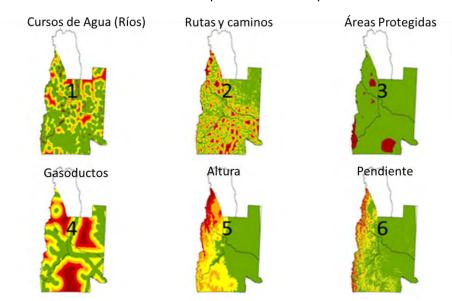
La geografía neuquina presenta aptitudes satisfactorias para el desarrollo del shale, pero la distribución en el espacio de estos atributos no es homogénea. Con lo cual las posibilidades y oportunidades para su desarrollo entre las distintas regiones, exigen no soslayar la especificidad espacial en su análisis.

Metodología

Para la evaluación de los atributos superficiales se compilaron datos como:

- a. Cursos de Agua
- b. Rutas
- c. Áreas Protegidas
- d. Ductos
- e. Morfología de la superficie: Pendiente y Altura.

▶ IMAGEN AE-II: Análisis Espacial de la Superficie



NOTA 1: Cursos de Agua: Si bien la provincia de Neuquén cuenta con un elevado caudal hídrico, su extensión en el espacio no es homogénea. Quedan áreas alejadas a dichas fuentes de agua dulce, que deberán contar con medios para su transporte.

NOTA 2: Las rutas y caminos: existen algunas áreas marginales en términos de accesibilidad por esta vía, lo cual derivará en un impacto en los económicos para el desarrollo de esas áreas.

NOTA 3: Áreas Protegidas: Existen en Neuquén y sur de Mendoza zonas que se constituirían en condiciones de bordee para el desarrollo del shale.

NOTA 4: Gasoductos: centro de cuenca es dónde se observa la mayor concentración de gasoductos, por el contrario, la región del centro-oeste es la menos poblada.

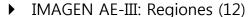
NOTA 5: La altura como dificultad para el desarrollo crece hacia la cordillera

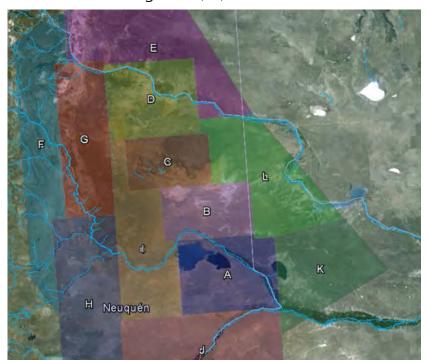
NOTA 6: Los cambios en la pendiente son comunes hacia la cordillera.

A partir de esta información la evaluación espacial de dichos atributos junto con los avances registrados a la fecha en Vaca Muerta (presentado en el próximo capítulo), se pudo delinear las áreas o regiones en que el presente estudio fraccionará el total de la formación.

En conclusión, de acuerdo a los aspectos especiales del subsuelo y de la superficie analizados, junto a la dinámica evidenciada de la industria orientada al no convencional, se dividió el espacio en 12 secciones o regiones.

A continuación se presentan las 12 regiones en las cuales fue dividida Vaca Muerta:





NOTA: Son 12 regiones: A,B,C,D,E,F,G,H,I,J,K y L.

En particular, lo referido al avance de la industria en los últimos años será presentado en el próximo apartado.

5. Aspectos salientes del estado actual en Vaca Muerta.

En la cuenca neuquina existen más de 700 áreas entre concesiones, permisos de exploración y bloques a ser licitados. En al menos 20 áreas se han anunciado avances para el desarrollo de Vaca Muerta, con más de 200 pozos no convencionales, aunque en su mayoría se trata de estudios piloto. Con un mayor peso sobre YPF, el avance hacia los no convencionales en la cuenca neuquina, en particular en su modo factoría, implicará altos grados de concentración espacial de las actividades en la búsqueda de rendimientos crecientes a escala.

El mapa de la *Imagen AE-IV* esquematiza los puntos de atracción que se desprenden de los informes de las compañías.

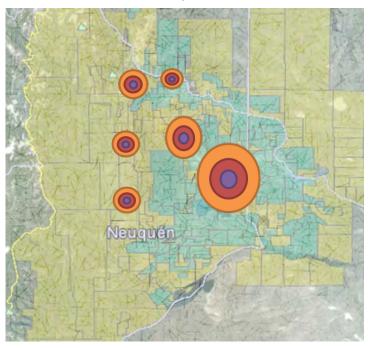
A continuación se presenta una identificación sintética, y seguramente incompleta¹¹, de los principales avances desarrollados en Vaca Muerta hasta febrero de 2013. Este diagnóstico fue un elemento sustancial para la regionalización y para la elaboración de escenarios que serán presentados en los próximos apartados.

Aunque se considere axiomático, resulta necesario convenir que el ritmo de desarrollo de Vaca Muerta impartirá alteraciones recurrentes y cambios estructurales en las tendencias ahora prevalecientes e identificadas en este apartado. Es que seguramente la etapa incipiente de desarrollo en que nos encontramos suma incertezas, y en especial motiva una recurrente actualización de la información compilada. De hecho, entre la fecha del

¹¹ Obedeciendo a falta de información, carencias comunicacionales y en especial una ausencia de obligatoriedad de suministrar datos referidos a los no convencionales.

diagnóstico y la fecha de publicación de esta tesis se han experimentado importantes alteraciones.





FUENTE: Análisis Espacial del Desarrollo del Shale Gas de Vaca Muerta. Tesis Luciano Codeseira

NOTA: La actividad a la fecha tiene su centro de gravedad en el centro de cuenca, en particular al norte y noreste de Loma La Lata.

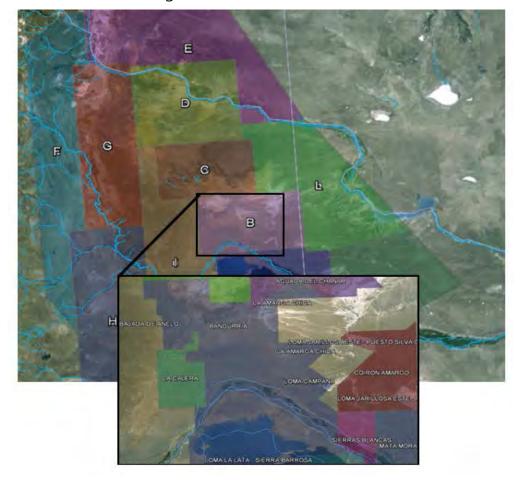
Este breve repaso será presentado conforme cada una de las regiones consideradas.

5.1. Región B

La región B es la región más promisoria para el desarrollo de hidrocarburos no convencionales. Situada en la ventana petrolera en casi toda su extensión, epicentro de los mayores desarrollos históricos en la cuenca neuguina, muy próximo a recursos hídricos y excelentes niveles de accesibilidad e infraestructura de superficie como ductos, plantas de tratamiento, destilerías, entre otras facilities.

Emplazada al sudeste de la cuenca, en lo que se conoce como el engolfamiento neuquino e inmediatamente al norte del Dorsal de Huincul, esta región sin duda será la primera en manifestar un desarrollo masivo, es que aún por encima de la proximidad a instalaciones, esta región cuenta con (1) una muy buena madurez (medida por la reflectancia de vitrinita), (2) óptimos niveles de riqueza orgánica (COT), (3) mayor espesor de interés y (4) evidencias de sobrepresión.

IMAGEN AE-V: Región B

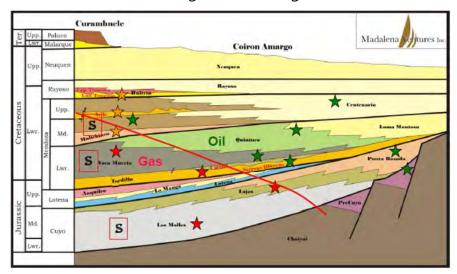


FUENTE: Análisis Espacial del Desarrollo del Shale Gas de Vaca Muerta. Tesis Luciano Codeseira

Como se puede apreciar en el mapa de la Imagen AE.V, esta región contiene áreas operadas principalmente por YPF (Loma La Lata -fracción al norte del Barreal-, Loma Campana, Bandurria, Bajada de Añelo, La Amarga Chica), G&P + Enarsa (Aguada del Chañar), Madalena (Coiron Amargo), Petrobras (Rincón de Aranda), Shell + Medanito (Sierras Blancas), Pluspetrol (Loma Jarillosa Este), entre otras.

Cabe aclarar que en esta sección de la cuenca, la Fm. Vaca Muerta da lugar a la Fm. Quintuco (véase Imagen AE-VI), reservorio históricamente explotado pero, no obstante, no lo suficientemente conocido. De hecho la mayor parte del crudo extraído por YPF estaba contenido allí y no en Vaca Muerta, lo cual requiere de menor fractura y justifica ostensiblemente la perforación vertical. Se trata de un plus todavía no dimensionado, no valuado, de difícil continuidad, que no puede ser registrado en prospecciones sísmicas 3D. Un potencial sustantivo que se suma al contenido en Vaca Muerta

IMAGEN AE-VI: Estratigrafía de la región B

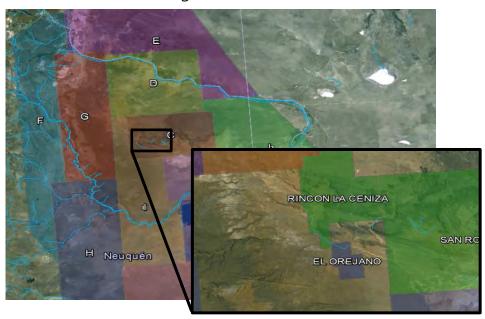


Fuente: Presentación Madalena Ventures Inc. Diciembre 2012

5.2. Región C

La Región C, en mayor medida caracterizada por su orientación a la ventana gasífera, es el centro de mayor interés por parte de YPF, y en menor medida Total Austral, en el avance hacia el Shale Gas.

IMAGEN AE-VII: Región C



FUENTE: Análisis Espacial del Desarrollo del Shale Gas de Vaca Muerta. Tesis Luciano Codeseira

Respecto al bloque El Orejano, este ha centrado la apuesta de YPF de explotar el gas de Vaca Muerta. Concebido como un piloto, según el Plan Estratégico de YPF, será el primer de 8 clusters que se extenderán hacia el oeste abarcando el 20% de la ventana de gas y alcanzarían los 50MMm3d en los próximos 10 años, según los cálculos de YPF.

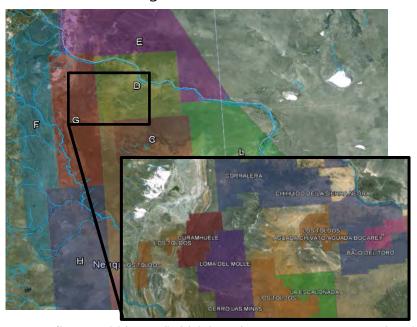
5.3. Región D

Superficialmente, la región D cuenta con una serie de restricciones que pueden desacelerar el desarrollo de la actividad en los bloques que la constituyen, en particular la escaza accesibilidad a determinadas áreas. En tanto otras, sí cuentan con algún tipo de infraestructura requerida para desarrollo, por ejemplo el trazado de gasoductos presente permitiría la movilidad en superficie de los recursos, incluso ductos de exportación ahora vacíos y plausibles de ser revertidos.

La suma de factores mencionada ha propiciado que luego de procesos de adquisición a lo largo de las rondas licitatorias se haya constituido en una región de interés, en especial por parte de operadoras nuevas en el Upstream Argentino: Americas Petrogas + ExxonMobil (Los Toldos I y II), Shell (Águila Mora), EOG + YPF (Bajo del Toro) y G&P (con varias áreas).

A la fecha America Petrogas con 3 pozos y una fractura es el operador con más actividad en la región.

IMAGEN AE-VIII: Región D

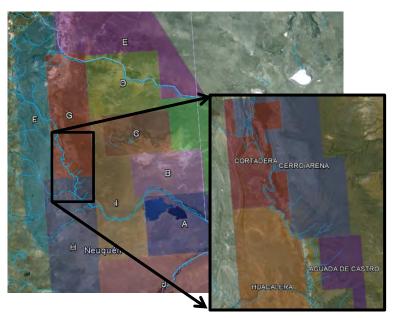


FUENTE: Análisis Espacial del Desarrollo del Shale Gas de Vaca Muerta. Tesis Luciano Codeseira

Las regiones G y H comparten varios de los atributos de la región D, aunque aquí se destaca la lejanía a cursos de agua superficiales, geomorfología más compleja y, en particular, el hecho que se aproxima a la faja plegada, lo cual suma incertidumbre y desconocimiento geológico.

Constituido en su totalidad por áreas licitadas en las últimas rondas licitatorias de la provincia, se destacan los avances de dos operadoras. Por un lado, Madalena Ventures en Curanchele, aunque a la fecha se tratan de estudios en el Agrio, no Vaca Muerta, a partir del pozo CUR.x-1. Por otro, Americas Petrogas junto a Apache en Huacalera, que en su perforación se toparon en una Fm Vaca Muerta profunda (3124 mts) y de gran espesor (531 mts).

▶ IMAGEN AE-IX: Región G y H



Fuente: Evaluación de la viabilidad económica de la explotación de Vaca Muerta

5.5. Resto de las regiones

En el resto de las regiones a la fecha del presente trabajo, no se han publicado actividades en el horizonte shale de importancia que merezca ser destacado. Ello no implica la ausencia en el futuro sino un ralentí en su evolución, así fue considerado.

6. Los hidrocarburos no convencionales y la incertidumbre

Hasta hace unos pocos años los reservorios de shale gas eran solo interpretados como roca madre, como roca generadora del hidrocarburo: condición necesaria, pero no suficiente, para la existencia de un sistema petróleo o gasífero. Sabemos que la industria ahora encuentra económicamente viable la explotación de dicha roca mediante la perforación horizontal y la fractura hidráulica. Incluso son generalmente caracterizados de bajo riesgo geológico y alto riesgo comercial, lo que propicia un alto registro de dependencia a las condiciones imperantes en la economía dónde habrá de hundir la inversión.

No obstante, la optimización del régimen de producción en su modo de desarrollo intensivo, llamado modo fabril o fábrica, da cuenta de una reorientación hacia mayores niveles de eficiencia y menores márgenes de ganancia, tomando cada vez más distancia del desarrollo de sistemas hidrocarburíferos convencionales.

Por lo tanto, la todavía escasa información certera sobre Vaca Muerta y la subordinación de su desarrollo a las expectativas económicas vigentes, hacen que uno de los aspectos más inciertos del desarrollo del shale gas trate sobre nuestra capacidad para estimar con precisión tanto los recursos como su viabilidad económica. Esta incerteza inherente exige

soluciones probabilísticas y el método Montecarlo es una de las herramientas de mayor uso en la nueva literatura hidrocarburífera. ¹²

6.1. Metodología Montecarlo

De acuerdo con la incertidumbre prevaleciente en las actividades del *upstream* hidrocarburífero, la simulación estocástica por el método Montecarlo es una de las técnicas estadísticas de mayor aceptación tanto por su consistencia teórica como práctica. (F. D'Orazio, 2007) ¹³

Es una técnica de análisis de riesgos que incorpora múltiples simulaciones de resultados con la variabilidad de elementos individuales para producir una distribución de resultados potenciales. Es decir, para cada simulación, la herramienta de simulación Montecarlo escoge al azar un valor para cada evento de riesgo dentro de su rango de valores posibles conforme la probabilidad de ocurrencia de cada uno de éstos. Luego se combinan los valores escogidos al azar para generar un solo resultado para una simulación.

Este proceso se repite un cierto número de veces (típicamente más de 1,000 iteraciones), y se produce un rango de resultados potenciales igualmente probables.

¹³ D'Orazio, F: "Analisis Economico Aplicado a la Industria Petrolera, Volumen 1" (2007)

_

¹² Esto no quiere decir que sea una herramienta nueva, todo lo contrario; sino que la mayor dependencia a variables inciertas en los no convencionales ha justificado en forma creciente su uso.

¹³ Ploneiro F. (Applicie Formación Aplicado en la ladactria Retalactria Portales y (2007)

7. Recursos

El reconocimiento del shale como una nueva fuente energética técnicamente y económicamente explotable comienza a replantear algunos consensos establecidos en la literatura, incluso algunos de corta data como el Petroleum Resource Managment system (PRMS).

Inclusive la reiterada representación piramidal de los diferentes recursos hidrocarburíferos merece al menos un agiornamiento de acuerdo a la mejora en los costos de la explotación de los hidrocarburos no convencionales.

7.1. Petroleum Resource Managment System (PRMS)

En marzo de 2007 la SPE, AAPG, WPC y SPEE publicaron juntos el PMRS de modo de proveer estándares internacionales de clasificación de reservas y recursos hidrocarburíferos. Así el total de recursos in situ se define como prospectivo, en el caso de no haber sido descubierto aún, o como contingente, cuando habiendo sido descubierto todavía no es económicamente viable su desarrollo. Quedando para las distintas formas de definición de reservas la combinación de haber sido descubierta y ser comercialmente viable su explotación. Se parametrizan de esta manera el total de hidrocarburos que fuera contenido en la roca conforme su descubrimiento y viabilidad económica.¹⁴

¹⁴ Cabe destacar que dentro de los hidrocarburos descubiertos y con factibilidad económica de explotación están los hidrocarburos producidos, aquellos que otrora también estaban contenidos en la roca y superaron las dos instancias mencionadas con mayor anticipación que el resto del volumen.

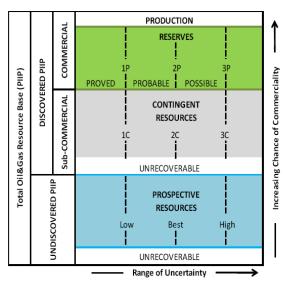
Es preciso entender que las amplias categorizaciones son también las menos precisas. A medida que nos movemos hacia el cuadrante inferior del gráfico derecho de la Imagen R-I las categorías son cada vez más inciertas.

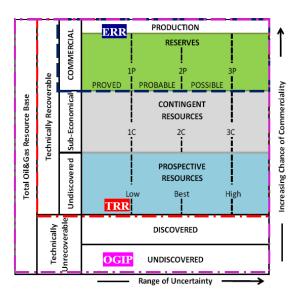
Empero, si el enfoque del PMRS se limita al hallazgo y a la economicidad conforme su objetivo radica en una clasificación de auditoría, se presenta el inconveniente de la prospectiva. Es a partir de escenarios prospectivos que se puede proyectar alteraciones tecnológicas que permitan mejorar el factor de recupero y con ello la necesidad de una reinterpretación de los recursos. Esto fue lo que condujo a la EIA a presentar una clasificación propia de los recursos funcional a sus objetivos prospectivos de mediano y largo plazo.

Energy Information Administration's (EIA) *7.2.* Classification System.

Define la EIA a los Recursos Técnicamente Recuperables (en adelante TRR) como un subtipo de recursos que son recuperables de acuerdo a la tecnología existente, como una fracción de Oil and Gas in Place (OGIP), entendido este último como el volumen total generado por la roca madre. Radica en aquel punto, el manejo tecnológico vigente en un momento dado, y no su hallazgo, la principal distinción entre los recursos. Cabe aclarar que dentro de estos recursos encontraremos las acumulaciones conocidas (los recursos contingentes de PMRS) y las acumulaciones que están por ser descubiertas (recursos prospectivos).

IMAGEN R-I: Recursos y Reservas (Izq. PMRS, Dcha. EIA)





a) Resource Classification of PRMS

b) EIA definitions mapped to PRMS categories

Fuente: SPF 152066

En tanto los Recursos Económicamente Recuperables (en adelante ERR) son aquellos recursos que cuentan con incentivos económicos para la extracción. Es importante notar que los recursos recuperables pueden ser recuperables en el futuro a medida que la tecnología para su extracción resulte más económica o bien cambien las condiciones de mercado implicando una mejora en el retorno a la inversión.

En (Dong 2011) los autores tomaron las categorías del PRMS y las integraron con los conceptos TRR y ERR.

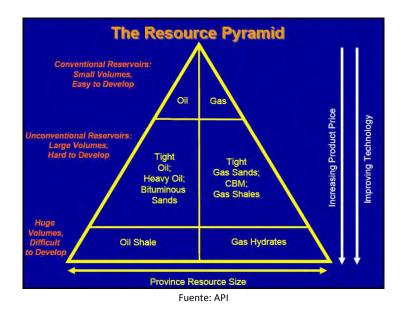
La prevalencia de denominaciones como OGIP, TRR y ERR en la literatura internacional es una demostración de su marcada utilidad en términos prospectivos frente a las clasificaciones de la PMRS.

7.3. Replanteo de estructura Piramidal de los Recursos hidrocarburíferos

Una de las imágenes más recurrentes en cursos y exposiciones es aquella representación piramidal de los diferentes tipos disposiciones de los hidrocarburos en la roca, donde el volumen de recursos el linealmente creciente en precios y tecnologías.

La cima de la pirámide constituye un área exclusiva de los hidrocarburos convencionales, en cambio algunos reservorios no convencionales (como las tight sands, el CBM, el shale gas, en el caso del gas) ocupan un lugar secundario caracterizado como de mayor volumen, costo y requerimiento tecnológico, y por último la base de la pirámide, de elevado volumen de recursos pero mayores costos, le corresponde a los hidratos de metano.

IMAGEN R-II: Pirámide de los Recursos

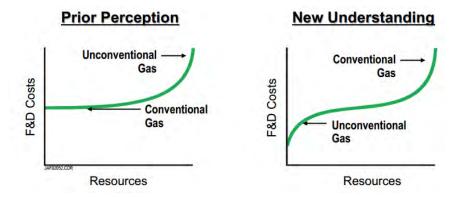


Página | 31

Luciano P. Codeseira

No obstante, en los últimos años una apreciación casi aislada comenzó a ganar consenso en la industria: los hidrocarburos no convencionales pueden competir en costo con los hidrocarburos convencionales.

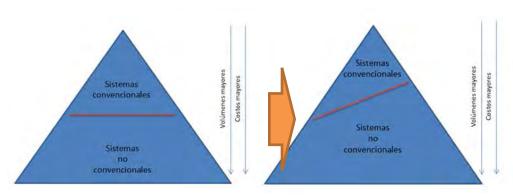
▶ IMAGEN R-III: Costos de HC vs HNC



Fuente: Paradigm Shift in the Domestic Natural Gas Resource Base", ARI (2009)

Por ejemplo, a partir de 2007, casi en soledad Mr Kuuskraa solía argumentar el cambio en la competitividad de los HNC a partir de un nuevo entendimiento, donde los cambios tecnológicos propiciaban ahora una situación ventajosa de los HNC frente a los HC remanentes. Esta apreciación no solo fue sumando adeptos, sino también se fue profundizando en algunos plays de Estados Unidos gracias a la aplicación de tecnologías cada vez más costo-efectivas.

▶ IMAGEN R-IV: ¿Nueva Pirámide de los Recursos?



FUENTE: Análisis Espacial del Desarrollo del Shale Gas de Vaca Muerta. Tesis Luciano Codeseira

Ahora bien, la confirmación de esta interpretación implica al menos una redefinición de la forma que ha de presentarse aquella pirámide de recursos. Ya sea a partir de aceptar (1)

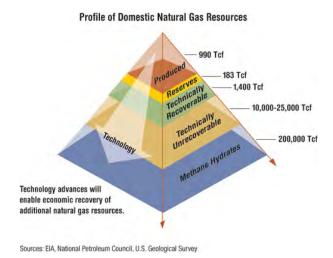
una división oblicua del tramo que divide a los HC y lo HNC, o bien (2) dejar de discriminar el tipo de hidrocarburos. (Imagen R-IV)

Respecto a la segunda alternativa el EIA ha empezado a utilizar una nueva pirámide donde omite todo tipo de referencia al modo de recuperación adoptado. Como si fueran todos ellos homogéneos en precio, el acento se pone en los umbrales económicos y tecnológicos (ERR y TRR, respectivamente), y no en el tipo de sistema hidrocarburífero. Caso aparte le corresponde a los hidratos de metano, para los cuales reconocen obstáculos tecnológicos que ameritan un tratamiento diferenciado. (Imagen R-V)

Como se verá más adelante, el presente documento sigue la metodología propuesta por la EIA. Esto es, se propone estimar el total de OGIP y el TRR de 12 fracciones de Vaca Muerta por medio del uso de herramientas de cálculo probabilístico. Respecto al ERR, definido por la porción de los recursos técnicamente recuperables que fueran recuperables económicamente también, se tomará un respectivo factor de recuperación como elemento catalizador capaz de convertir los recursos en reservas.

El modo que será tratada aquí la estimación de ERR para cada región de Vaca Muerta estará asociado a la construcción de escenarios. Estas condiciones de borde harán factibles los niveles de recuperación de acuerdo al proceso de transformación plausible a desarrollarse en la Argentina.

IMAGEN R-V: Pirámide de los Recursos según EIA, NPC y USGS



Fuente: EIA, National Petroleum Council y U.S. Geological Survey

Página | 33

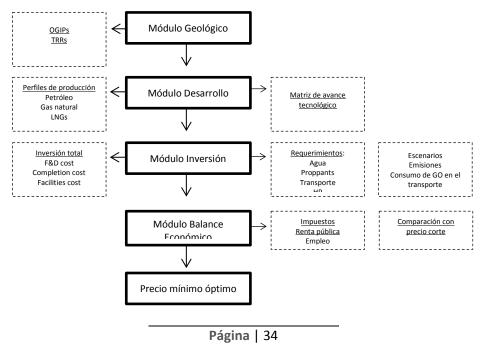
Luciano P. Codeseira

Modelo Integral

El Modelo Integral de Desarrollo de Vaca Muerta (MIDVaM) consiste en la articulación de cuatro módulos con el objeto de captar todas las dimensiones requeridas para el desarrollo de nuestra formación litológica. Estos módulos son: (1) Módulo Geológico, (2) Módulo Desarrollo, (3) Módulo Inversión y (4) Módulo de Balance Económico.

En línea con el análisis espacial propuesto todos los módulos, las hipótesis y los resultados están expresados para cada una de las 12 regiones en las que fue dividida Vaca Muerta, lo cual permite un entendimiento más acabado de nuestra unidad de análisis y sus resultados.

IMAGEN M-I: Esquema del Modelo Integral



Luciano P. Codeseira

La imagen M-I describe la integración de los módulos y los resultados a los que se arriba en el presente estudio. Entre ellos: el gas contenido en la roca, los recursos técnicamente recuperables de cada una de las regiones, las curvas de declinación de cada tipo de pozo, la producción de petróleo, gas y líquidos, la inversión requerida, las necesidades de agua, agente sostén, transporte y potencia de fractura, el precio mínimo optimo por región.

8.1. Información de base

El desarrollo masivo en Estados Unidos del shale se originó en el marco de una caída en la producción de gas de una industria madura orientada a técnicas convencionales, junto con un sostenido crecimiento en el consumo, lo cual derivaba en un creciente flujo de importación de gas¹⁵. Este cuadro de situación no generó otra cosa que un marcaje de los precios internos de progresivo ascenso.

A la vista parecen manifestarse similitudes con la actual coyuntura Argentina. Empero, el peso de estas semejanzas se diluyen a medida que nos detenemos en la concentración del upstream Argentino, de las empresas de servicio, de su grado de aversión al riesgo, de la capacidad de financiamiento, del tamaño de nuestro mercado de valores, de las incertezas a futuro, solo por mencionar algunas apreciaciones.

Por ello, queda claro que la falta de experiencia en Argentina en los no convencionales, junto con la poca experiencia internacional, y con las distancias mencionadas respecto a la economía que ha experimentado una notable evolución tecnológica en los no convencionales, son todos ellos factores que suman incertidumbre.

Es de destacar que este cuadro de situación ha sido una de las dificultades mayores a sortear en el presente trabajo, tanto en el módulo geológico, de desarrollo y de Inversión. Imagino que algún tipo de lógica debe prevalecer en la contrariedad de que los métodos prospectivos cobran notoriedad en entornos de mayor incertidumbre, y a su vez, es en estos casos donde son más frágiles por la ausencia de información confiable.

8.1.1. Información de base para el modulo Geológico

Para el Módulo geológico se utilizó la información contenida Alonso et al (2011), aquí los autores se basaron en muestras de 87 pozos testigos y en lo referido a la madurez de la roca, de acuerdo a la dispersión todavía prevaleciente en los resultados publicados, se tomó en promedio de 4 estudios.

¹⁵ Incluso con expectativas que auguraban un incremento de dicho flujo en más de 10 veces en solo 15 años

8.1.2. Información de base para el modulo Desarrollo

Se sabe que la variedad de tipos de rocas en función de su geoquímica, geomecánica y geología harán que difieran los métodos de perforación, terminación, producción y también la evaluación de recursos y reservas. Incluso, dentro de un mismo play, ya que en general no se trata de sistemas homogéneos, ni suelen tener una geología ordenada. Las experiencias en Estados Unidos, Canadá y nuestra Vaca Muerta, dan muestra de ello.

No obstante para el módulo desarrollo fue necesario basarse en la experiencia norteamericana en lo referido a la determinación de las curvas de declinación para cada tipo de pozo, sus fracturas y sendero de aprendizaje. Por el contrario, como una suerte de anclaje a nuestra realidad o nuestras limitaciones se tomó el plan quinquenal de la Provincia de Neuguén como condición de borde a la campaña de perforación proyectada.

Se suele argumentar que el play Eagle Ford, al sur de Texas, cuenta con considerables analogías litológicas y geoquímicas con la fm. Vaca Muerta. Dichas propiedades, sus tres ventanas bien definidas, el arribo a la Argentina de empresas muy activas en ése play y el hecho que su desarrollo intensivo sea uno de los más incipientes en EEUU, hace pensar que se trata de la mejor opción a tomar como campo análogo.

Se recopiló información de 69 pozos de 2012 en Eagle Ford provista por 12 firmas operadoras, tanto en la ventanas de gas seco, húmedo y petróleo. ¹⁶ Se trata de información como: el EUR, el largo del lateral, la producción inicial, la cantidad de fracturas, los costos, etc.

El *Plan Quinquenal de la Provincia de Neuquén* es, a la fecha, el único estudio integral público para Vaca Muerta que aborda la intensidad de perforación que se proyecta para los próximos años. No obstante, y visto que la campaña de perforación estimada en el Plan Quinquenal se mantuvo por debajo de lo efectivamente realizado por las compañías, se debió analizar y proyectar un escenario de perforación a partir planes comunicados por las empresas.

8.1.3. Información de base para el modulo Inversión

Al igual que en el Módulo Desarrollo, aquí fue necesario tomar la experiencia de Eagle Ford (la información mencionada), junto a la información de costos provista por firmas que hayan perforado Vaca Muerta en fase piloto.

¹⁶ Dicha información fue tomada del *Oil & Gas Financial Journal* a partir de sus comunicados a la bolsa.

También se consideró información de IHS CERA para el armado de la estructura de costos.

8.1.4. Información de base para el modulo **Económico**

Las principales hipótesis asumidas en el módulo económico fueron tomadas de IHS CERA, Dong et al (2011) y el marco regulatorio vigente (Res 1/13 del Ministerio de Economía y Res. 1/13 de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas).

Para la determinación de la tasa de descuento a utilizar también se tomaron en cuenta Flujos de Fondos desarrollados por firmas operando en Vaca Muerta.

8.2. Modulo Geológico

8.2.1. Aspectos Geológicos de los Shales

En términos geológicos y geoquímicos, nos referimos a cantidades significativas de gas y condensado vinculados estrechamente con rocas pelíticas, carbonáticas y/o areniscas finas que, en la mayoría de los casos, corresponden a la roca generadora de la columna estratigráfica de una cuenca sedimentaria. Esta roca alojante, además de su granulometría fina posee un alto tenor de Carbono Orgánico Total (COT) y un grado de madurez térmica adecuado, medido por la Reflectancia de la Vitrinita (Ro). (Alonso et al,2011).

En definitiva, en términos de Rylander (en UGI, 2010), la calidad de cualquier reservorio tipo shale estará determinada principalmente por la cantidad y tipo del gas in situ, el grado y tipo de permeabilidad, su madurez térmica, su contenido orgánico, su mineralogía, el gradiente de presión y el espesor del reservorio.

8.2.2. Metodología de Análisis del Módulo Geológico

Habida cuenta de que el propósito del estudio geológico fundamentalmente consiste en el cálculo del OGIP y sus respectivos TRR de la formación Vaca Muerta, serán los atributos geológicos, geomecánicos y geoquímicos los factores fundamentales para su estimación.

En particular se consideraron las siguientes variables: (1) su dimensión en km2, (2) el espesor de la roca, (3) la profundidad de la formación, (4) el contenido total orgánico (TOC) y (5) el índice de reflectancia de vitrinita que delimita la ventana del dry gas, petróleo y

Para evaluar dichos potenciales se siguió la metodología presentada por Schmoker (1994), conocida como la ecuación Schmoker. Esta cosiste principalmente en la determinación del total de gas generado por la roca madre para cada una de las 12 regiones evaluadas.

Ecuación Schmoker:

condensados.

Parte de un cálculo volumétrico de la roca y su contenido total orgánico (1)

$$M(g\ TOC) = \left[TOC\ \frac{wt_{\%}}{100}\right] * \left(\frac{g}{cm^3}\right) * V(cm^3)$$
 (1)

Siendo,

TOC: Total Organic Carbon (COT en sus siglas en castellano)

V: Volumen de la unidad.

Seguido, determina la masa de hidrocarburo generada por cada grid (2)

$$R\left(mg\frac{HC}{g}TOC\right) = HI_o\left(mg\frac{HC}{g}TOC\right) - HI_p\left(mg\frac{HC}{g}TOC\right)$$
 (2)

Siendo,

HI = Índice de Hidrógeno (S2*100fTOC), mg HC generado por gramo de TOC

Finalmente, se determina el volumen de hidrocarburo generado por la roca madre (HCG en kg) como múltiplo de (1) y (2).

$$HCG(kgHC) = \left(mg\frac{HC}{a}TOC\right) * M(gTOC) * 10^{-6} \left(\frac{kg}{mg}\right)$$
(3)

Con,

HCG: Hidrocarburo generado por la roca

Del total de Gas Generado por la roca madre, siguiendo el procedimiento utilizado por Alonzo *et al* (2011) y Bogetti *et al* (2011) se descuenta una fracción del orden del 50% del gas generado en concepto de pérdida por conversión. A partir de allí se obtiene el total de Gas Original in situ (OGIP, en sus siglas en ingles). En tanto, siguiendo (Dong el al, 2011) consideré un factor de recuperación de entre 10% y 17%¹⁷ para la viabilidad técnica de dichos recursos, los TRRs.

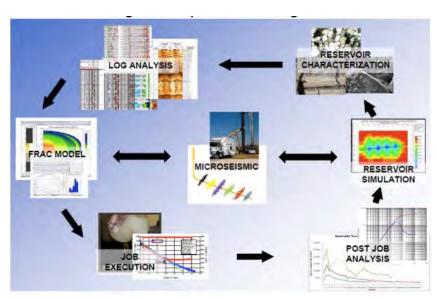
 $^{^{17}}$ Opté por un mínimo de 10%, un máximo de 17%, una media de 13%, para una distribución de probabiliad tipo normal

Los principales resultados del módulo serán presentados en su correspondiente apartado.

8.3. Modulo Desarrollo

Según el consenso en la industria este proceso se compone de una serie de actividades conexas y retroalimentadas. Ellas son, (1) la microsísmica, (2) la simulación del reservorio, (3) la caracterización del reservorio, (4) el perfilaje adecuado del pozo, (5) la modelización y diseño de la fractura, (6) la estimulación y producción y (7) el análisis post producción.

IMAGEN M-II: Proceso Integral de Desarrollo del Shale

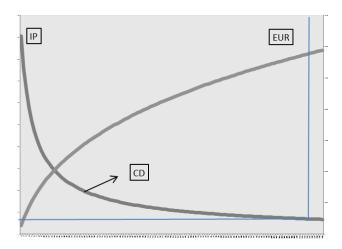


Fuente: Integrated Approach to Fracture Design, David Quirk (UGI 2010)

Una completa caracterización y simulación del reservorio constituye un eje esencial para optimizar todo el proceso. Es que la heterogeneidad de los shales, incluso dentro de un mismo shale, implica una minuciosa evaluación en base a estudios de laboratorio pero especialmente en base a información microsísmica. Luego, el perfilaje sumará argumentos para modelizar la fractura, que en definitiva determinará el plan de estimulación. Por último el análisis de los resultados del plan de trabajo lo que engloba un proceso circular de optimización del fracking. Todo esto apunta a un objetivo, optimizar el desarrollo de ese reservorio artificialmente creado.

Para estilizar en comportamiento de un pozo tipo, los factores o variables normalmente utilizados en la literatura hidrocarburífera son la producción inicial del pozo (IP), la forma de la curva de declinación (DC) y, a partir de la curva acumulada del flujo de producción, el recurso último recuperable (EUR) será aquel volumen acumulado hasta una presión de abandono considerada.

IMAGEN M-III: Curvas de Declinación, EUR y Producción Inicial



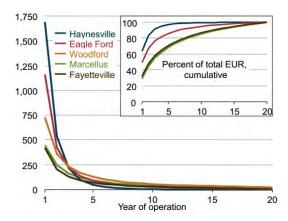
FUENTE: Análisis Espacial del Desarrollo del Shale Gas de Vaca Muerta. Tesis Luciano Codeseira

En términos de estas curvas, la optimización del proceso implica un desplazamiento hacia la derecha o hacia arriba de la curva de declinación, o bien un cambio en la curvatura de la misma. Especificaciones más detalladas de estas curvas se presentarán en el próximo apartado.

La experiencia argentina en torno a Vaca Muerta se limita a dos años, casos pilotos, experimentales que más que definir un régimen de producción adecuado, se limitaban a brindar mayor conocimiento litológico, geoquímico y geomecánico de la roca.

De esta manera, todavía no contamos con una historia productiva de que nos permita definir cuál es la curva de declinación propia de la roca y cómo se debe estimular para aumentar su volúmen de producción.

Por el contrario, en los plays de Estados Unidos sí dan cuenta de un historial suficiente para estilizar este comportamiento. En base a esta experiencia norteamericana podemos notar algo característico del shale oil&gas: la prevalecencia de curvas o de perfiles de producción muy heterogéneos, incluso dentro de un mismo play. Es que, como mencioné, en general no se trata de sistemas continuos, ni homogéneos, su geología está lejos de ser ordenada. La imagen M-IV fue tomada del Annual Energy Outlook 2013 de la U.S. Energy Information Administration, ahí se presenta el comportamiento promedio de un pozo tipo en cinco plays de EEUU, podemos apreciar el contraste entre ellos.



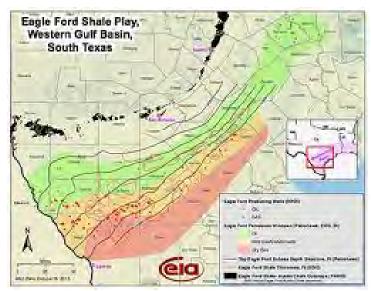
Fuente: AEO 2013. U.S. Energy Information Administration

Esto quiere decir que no existe un único tipo de declinación en el régimen de producción del pozo. Algunos podrán agotar más del 98% del total en los primeros cinco años (e.g., Haynesville, en Luisiana), otros, en cambio, apenas superarán el 62% en el mismo período (e.g., Fayetteville, Marcellus o Woodford). La litología de la formación, la geomecánica de la roca, los niveles de presión de la roca, los diferentes diseños de fractura aplicados, entre otras cuestiones, determinarán el perfil de producción de cada pozo. Pero también estará asociada al momento de la curva de aprendizaje de la industria que cada play haya sido desarrollado.

En suma, lo incipiente del desarrollo del Vaca Muerta y la necesidad de estimar un comportamiento del pozo productor, motivó la decisión de tomar la experiencia de un play que comparta mayores atributos en términos geológicos y geoquímicos, entre otros factores, como se mencionara en el capítulo de información de base. Por lo tanto, para avanzar en esta instancia, se recopiló información del play Eagle Ford perteneciente al estado de Texas al sur de Estados Unidos.

Si volvemos a observar la *imagen M-IV*, veremos como la curva roja (esto es, Eagle Ford) en los 10 primeros años recupera aproximadamente el 95% del total acumulado. Se trata de un comportamiento intermedio entre los otros *plays* presentados en el mismo gráfico.

▶ IMAGEN M-V: Mapa Eagle Ford Play



Fuente: U.S. Energy Information Administration

Los distintos rangos de madurez de la roca en Eagle Ford, al igual que Vaca Muerta, permiten la notoria diferenciación de tres ventanas, (1) oil window –ventana petrolera-, (2) wet gas & condensate window –ventana de codensados o gas humedo- y (3) dry gas window – ventana de gas seco-.

8.3.1. Modelos de Régimen de Producción.

El régimen de producción de un pozo tipo es uno de los conceptos medulares en la industria petrolera. Estimando los cursos futuros de producción por pozo es posible determinar la producción futura de un campo o yacimiento y, fundamentalmente, dotar de mayor certeza a las etimaciones de reservas probadas, entendida como la integral de dicha curva. Es así como los certificadores de reservas fundan sus cálculos en las curvas de declinación de un pozo tipo (CD), y el acumulado del mismo en un período de tiempo: EUR (Recurso último estimado).

El comportamiento del fluido en los sistemas hidrocarburiferos convencionales dieron una basta literatura sobre el análisis de la declinacion durante la producción. Cabe destacar que las curvas de declinación son el resultado de investigaciones más empíricas que científicas. Es que los métodos estrictamente científicos no lograban precisar en un entorno de variable tan amplios como los que hay en juego.

Desde hace década que los desarrollos matemáticos de las curvas de declinación están aplicados para soluciones rápidas para una gran variedad de problemas relacionados con la

caída de la producción. Los resutados suelen ser sometidos a un amplio rango de interpretaciones alternas, fundadas en la experiencia del sujeto evaluador.

Siguiendo la literatura en la materia podemos encontrar al menos 3 maneras de modelar el régimen o perfil de producción de un pozo tipo, estas son por medio de (1) Hyperbolic Rate Decline Function, (2) Power-Law Exponential Rate Decline Function o (3) Straight-Line Extrapolation using Rate-Cumulative Production.

En el caso de la primera, Hyperbolic Rate Decline Function, se trata del método mas común de análisis de preformance de un pozo en base a una tasa fija. Fue presentada por Arps (1945) y es parte de lo que se conoce como the Arps Method y asume un comportamiento del flujo migratorio del modo boundary-dominated flow behavior (BDF), una característica dominante en muchos reservorios.

La ecuación puede ser presentada de la siguiente manera:

$$Q_g(t) = \frac{Q_{gi}}{(1 + bD_i t)^{1/b}} \tag{4}$$

Arps sugirió que los valores para el parámetro-b debe estar entre cero y uno para la relación tasa de declinación hiperbólica, pero no examinó la posibilidad de que el valor del parámetro b-para mayor que uno. De ahí que en las últimas décadas muchos autores se volcaron a estilizar el comportamiento de yacimientos no convencionales buscando un parámetro b mayor a la unidad. (Boulis, 2010)¹⁸

Una explicación de esta alteraión recae sobre el hecho que la producción de los reservorios no convencionales presentan comportamientos caracterizados por largos períodos de operación debido a sus propiedades de baja o ultrabaja permeabilidad de estos sistemas. En este sentido, la utilización de tasas de declinación tipo Arps (es decir, las relaciones disminución exponencial e hiperbólicas) estrictamente solo pueden ser aplicables durante un tiempo: aquel en el que el BDF dictamina el régimen de producción. Esto a menudo conduciría a la sobreestimación de reservas si se utilizan las tasas de declinación tipo Arps. No obstante, todavía sigue siendo el perfil de producción para la estimación de reservas. (Ilk et al, 2010)¹⁹

En Ilk et al (2008) el autor ya había presentado una alternativa al regimen determinado por BDF, allí presentó el comportamiento conocido como Power-Law Exponential Rate Decline Function, una tasa de declinación mas precisa para la estimación de las reservas en

¹⁸ Boulis A., ILK D. y BLASINGAME T: "A New Series of Rate Decline Relations Based on the Diagnosis of Rate-Time Data" PETROLEUM SOCIETY CANADIAN INSTITUTE OF MINING, METALLURGY & PETROLEUM (2009)

¹⁹ Ilk D., Currie S.M., Symmons D., y Blasingame T.A.: "Hybrid Rate-Decline Models for the Analysis of Production Performance in Unconventional Reservoirs" (2010) SPE 135616

Universidad de Buenos Aires

reservorios no convencionales.²⁰ Aquí los parámetros utilizados requieren de una basta cantidad de información computada como sustento.

La ecuación puede ser anunciada de la siguiente manera:

$$q_g(t) = \hat{q}_{gi} \exp[-D_{\infty}t - D_it^n]$$
 (5)

En Tivayanonda et al (2012)²¹ se propone una curvatura en tres tramos por medio de un modelo de triple porosidad. Esto obedece a la existencia de una triple porosidad, o bien un sistema caracterizado por tres flujos lineales: (1) desde la matriz a las fracturas naturales, (2) desde las fracturas naturales a las fracturas hidráulicas y (3) desde las fracturas hidráulicas hasta el pozo. No obtante, esto amerita contar con una gran cantidad de información, lo cual dificulta el uso de estas técnicas de modelización, al menos por ahora.

Por último, el Straight-Line Extrapolation using Rate-Cumulative Production, es quizá el comportamiento más utilizado en distintos campos de la economía:

$$q_{g}(t) = q_{gi} \exp[-D_{i}t]$$
(6)

8.3.2. Perfiles de Producción Modelados

En la determinación de cuál ecuación utilizar se hizo especial énfasis en las propiedades de la información de base. En este sentido, de las tres ecuaciones presentadas, opté por la Hyperbolic Rate Decline Function, es decir la tasa de declinación hiperbólica.

Seguramente de contar con un set de variables mas completo en un futuro elegir la ecación presentada en Ilk. (2008) sería la opción mas apropiada. 22

Respecto a la información utilizada, el Oil & Gas Finacial Journal suele presentar comunicados ordinarios y extraordinarios de las operadoras. Se compiló la información de 30 operadoras con actividades en Eagleford para la evaluación del perfil de producción, y se la organizó de acuerdo a dos criterios:

²⁰ Ilk D., Perego, A.D., Rushing, J.A., y Blasingame, T.A.: "Exponential vs. Hyperbolic Decline in Tight Gas Sands - Understanding the Origin and Implications for Reserve Estimates Using Arps' Decline Curves" (2008) SPE 116731.

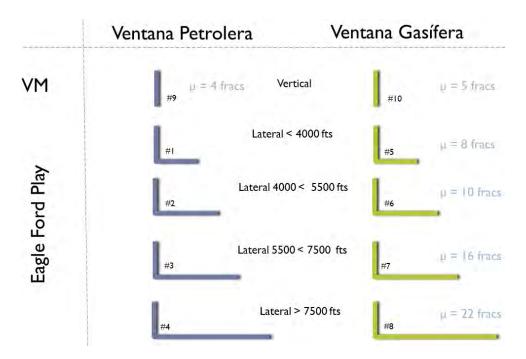
²¹ Tivayanonda V. y Wattenbarger R.: "Alternative Interpretations of Shale Gas/Oil Rate Behavior Using a Triple Porosity Model" (2012) SPE 159703.

²² Al respecto un hecho anecdótico se produjo en una videoconferencia que participé junto a autoridades técnicas del Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE, según sus siglas en ingles), allí ellos se explayaron sobre las curvas de declinación de sus plays más característicos haciendo alusión a curvas tipo Arps, ante mi pregunta de por qué no utilizaron curvas tipo Ilk, su respuesta fueron risas y una justificación en la información disponible e investigaciones en marcha probando dichas curvas.

- (1) Ubicación en la ventana petrolera o gas,
- (2) Extensión del tramo horizontal.

Esto permitió formalizar 10 tipos de perfiles de producción en función del largo del lateral y de la madurez de la roca objetivo (ventana petrolera o ventana gasífera) tal como se describe en la imagen M-VI.

IMAGEN M-VI: Caracterización de los 10 tipos de producción



FUENTE: Modelo Integral de Desarrollo de Vaca Muerta (MIDVaM)

Para cada tipo de perfil (diez en total, de #1 a #10) se compiló y ajusto la siguiente información:

- 1) IP, Índice de Producción Inicial (promedio y varianza)
- 2) Di, vector de la curva de declinación (promedio, mímimo y máximo)
- 3) b, vector de la curva de declinación (promedio, mímimo y máximo)
- 4) EUR, promedio
- 5) Costo promedio
- 6) Número de fracturas (promedio y varianza)
- 7) Consumo de agua estimado
- 8) Consumo de agentes sostén (propants)
- 9) Comsumo de potencia por fractura.
- 10) Relación Oil, gas y NGLs

A las experiencias en Eagle Ford se sumaron dos tipos de pozos de acuerdo a información

recopilada de las actividades en Vaca Muerta. En ambos casos se trata de pozos sin tramo horizontal, sólo pozos verticales, esto es: pozo #9 y #10, ventana de gas y petróleo respectivamente.

Todas aquellas variables caracterizan el perfil de producción tipo de cada pozo y los requerimientos para dicho régimen de extracción. Por ejemplo el pozo tipo #2, simula un pozo situado en la ventana petrolera con un lateral de entre 4000 y 5500 pies (entre 1200 y 1700 mts aproximadamente) y contará con 10 etapas de fracturas promedio y una varianza acorde a la información recopilada de Eagle Ford.

En todos los casos la producción del pozo se mide en BOE (barriles de petroleo equivalente) y a partir de la relación oil, gas y condensados se determinará la producción de petróleo, gas natural y NGLs (líquidos del gas natural).

Todas aquellas variables caracterizan el perfil de producción tipo de cada pozo y los requerimientos para dicho régimen de extracción. Por ejemplo el pozo tipo #2, simula un pozo situado en la ventana petrolera con un lateral de entre 4000 y 5500 pies (entre 1200 y 1700 mts aproximadamente) y contará con 10 etapas de fracturas promedio y una varianza acorde a la información recopilada de Eagle Ford.

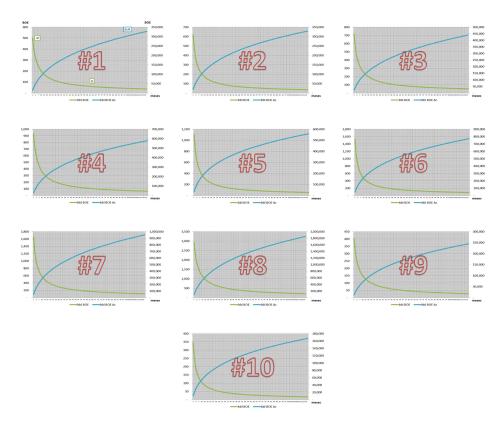
En todos los casos la producción del pozo se mide en BOE (barriles de petroleo equivalente) y a partir de la relación oil, gas y condensados se determinará la producción de petróleo, gas natural y NGLs (líquidos del gas natural).

▶ TABLA M-I: Caracterización de los 10 tipos de producción

			IP			EUR					
	BOE		GN		BOE	0	il	GN		GOR	
	BUE	Bls	m3	MM pc	K m3	BUE	Bls	m3	bcf	K m3	m3/m3
# 9	330.00	267.30	42.50	0.17	4.88	248,185.04	201,029.88	31,961.74	129.55	3,668.93	114.8
# 1	500.00	405.00	64.39	0.26	7.39	427,994.26	346,675.35	55,117.91	223.41	6,327.06	114.8
# 2	600.00	486.00	77.27	0.31	8.87	597,057.60	483,616.66	76,890.21	311.66	8,826.33	114.8
# 3	700.00	567.00	90.15	0.37	10.35	804,768.47	651,862.46	103,639.61	420.09	11,896.92	114.8
# 4	942.00	763.02	121.31	0.49	13.93	1,362,013.73	1,103,231.12	175,402.72	710.97	20,134.70	114.8
# 10	350.00	17.50	2.78	1.46	41.39	208,723.24	10,436.16	1,659.25	871.63	24,684.51	14,877.0
# 5	1,000.00	50.00	7.95	4.18	118.26	679,874.80	33,993.74	5,404.66	2,839.16	80,404.93	14,877.0
# 6	1,638.00	81.90	13.02	6.84	193.72	1,214,703.68	60,735.18	9,656.29	5,072.60	143,656.11	14,877.0
# 7	2,279.00	113.95	18.12	9.52	269.52	1,674,899.82	83,744.99	13,314.62	6,994.38	198,080.89	14,877.0
# 8	2,600.00	130.00	20.67	10.86	307.49	2,649,920.22	132,496.01	21,065.54	11,066.07	313,391.01	14,877.0

La imagen M-VII presenta las curvas de declinación estimadas para cada tipo de pozo:

▶ IMAGEN M-VII: Perfiles de producción



FUENTE: Modelo Integral de Desarrollo de Vaca Muerta (MIDVaM)

9.3.3.2. Matrices de producción

Los flujos de cada perfil producción planteado por medio de un sistema matrical se definiría como:

$$T_{\alpha t}^{\sigma}$$

Esto es,

$$T_{\alpha t}^{\sigma} = \begin{bmatrix} t_{A,1}^{\#1} & \dots & t_{L,1}^{\#1} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ t_{A,30}^{\#1} & \dots & t_{L,30}^{\#1} \end{bmatrix}_{\sigma = \#2}$$

Dónde,

$$t$$
 = período α = región σ =tipo de pozo

Luciano P. Codeseira

9.3.4. Construcción de Escenarios

Una vez definido el comportamiento de cada tipo de pozo, es necesario definir escenarios sobre dónde y cómo la industria avanzará hacia técnicas cada vez más complejas de producción.

Como se mencionara anteriormente, la experiencia norteamericana en tan promisoria como difícil de replicar. Ante esta realidad resulta necesario estilizar nuestro avance progresivo hacia métodos más eficaces de producción, para ello se establecieron escenarios de progresión.

9.3.4.1. Matrices de Progresión

En términos generales la mejora de eficiencia puede definirse por medio del avance desde pozos verticales a pozos horizontales con laterales cada vez más largos o bien mediante la intensificación en fracturas, más allá de las mejoras particulares en diseños de pozos y fracturas.

Es decir, por un lado la producción tipo de un pozo se verá se alterará a medida que se incremente el área de drenaje (mayor extensión del lateral y/o más fracturas), y por otro lado por medio de una mejora en el conocimiento de la roca con el correr de los años y su respectiva mejora en los diseños de fractura.

Este estudio define esas mejoras por medio de la evoluciones desde un tipo de pozo a otro. Para ello se definen las matrices de progresión, que simbolizan el cambio desde tipos de pozos más sencillos, como los pozos verticales de 2 fracturas (#9), a pozos más complejos, como los de 6000 pies y diez fracturas (#5), por ejemplo.

Matemáticamente se definen como:

 A_{ti}^{β}

Dónde

t =año i =tipo de pozo $\beta =$ zona

Como el dinamismo en todo Vaca Muerta habrá de ser diferente en la zona petrolera o la zona gasífera, se definieron zonas de progresividad que contienen a las 12 regiones en que se dividió la unidad analizada en un total de 3 zonas.²³

²³ La primera se corresponde con la ventana petrolera, mientras que para la ventana gasífera fue dividida en dos zonas con progresividad diferenciada.

Así,

$$A_{ti}^{\beta} = \begin{bmatrix} a_{2012,\#1}^{1} & \dots & a_{2012,\#10}^{1} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ a_{2030,\#1}^{1} & \dots & a_{2012,\#10}^{1} \end{bmatrix}_{\beta=1,2,3}$$

Siendo cada a_{ti}^{eta} la participación de la tipo de pozo i en el total de pozos en el año t y la zona β.

Por ejemplo, en la región 1 (petróleo) en 2012, diez de cada diez pozos son tipo #9, esto es pozos verticales con 4 fracturas promedio (un máximo de 5 y un mínimo de 3). En tanto en 2020, cuatro pozos serán tipo #1 (pozo horizontal con un lateral de menos de 4000 pies, 1220 mts, y 10 fracturas promedio), dos pozos tipo #2 (pozo horizontal con un lateral de menos de entre 4000 y 5500 pies, 1220 a 1676 mts, y 12 fracturas promedio) y cuatro tipo #9.

En Anexo A se presenta la matriz completa.

La intensidad en el avance tecnológico en la ventana gasífera será mayor que lo proyectado para la ventana petrolera. Transitarán más rápido hacia extensiones más largas del lateral y mayores caudales de fractura. Las regiones gasíferas que conforman zona más alejada del centro de cuenca, tendrán un dinamismo todavía mayor que las otras regiones gasíferas más próximas a ductos, cursos de agua y rutas. Es este el motivo por el cual se eligió separar en dos la zona de gas en términos de avance en los niveles de complejidad.

Obsérvese como en la región 2 (gas 1) en 2012, nueve de cada diez pozos son tipo #10, es decir pozos verticales con 4 fracturas promedio (un máximo de 5 y un mínimo de 3). En tanto en 2020, cuatro pozos serán tipo #5 (pozo horizontal con un lateral de menos de 4000 pies, 1220 mts, y 10 fracturas promedio), tres pozos tipo #6 (pozo horizontal con un lateral de menos de entre 4000 y 5500 pies, 1220 a 1676 mts, y 12 fracturas promedio) y tres tipo #10.

En tanto en la región 3 (gas 2) en 2012, si bien nueve de cada diez pozos son tipo #10, es decir pozos verticales con 4 fracturas promedio (un máximo de 5 y un mínimo de 3), al 2020, seis pozos serán tipo #5, tres pozos tipo #6 y sólo un pozo tipo #10.

De acuerdo con las matrices de progresión, y considerando las 12 regiones en que ha sido divido el presente trabajo, se muestra en la tabla M-II la evolución de la relación pozos verticales y total de pozos.

TABLA M-II: Matriz de Ratio Pozos Verticales vs Pozos Horizontales (% de pozos Verticales)

	Α	В	С	D	Е	F	G	Н	1	J	K	L
2012	0.98	0.98	0.90	0.90	0.80	0.80	0.80	0.80	0.90	0.98	0.98	0.98
2013	0.98	0.98	0.90	0.90	0.80	0.80	0.80	0.80	0.90	0.98	0.98	0.98
2014	0.90	0.90	0.80	0.80	0.60	0.60	0.60	0.60	0.80	0.90	0.90	0.90
2015	0.90	0.90	0.80	0.80	0.60	0.60	0.60	0.60	0.80	0.90	0.90	0.90
2016	0.80	0.80	0.70	0.70	0.40	0.40	0.40	0.40	0.70	0.80	0.80	0.80
2017	0.80	0.80	0.70	0.70	0.40	0.40	0.40	0.40	0.70	0.80	0.80	0.80
2018	0.70	0.70	0.60	0.60	0.40	0.40	0.40	0.40	0.60	0.70	0.70	0.70
2019	0.70	0.70	0.60	0.60	0.10	0.10	0.10	0.10	0.60	0.70	0.70	0.70
2020	0.40	0.40	0.30	0.30	0.10	0.10	0.10	0.10	0.30	0.40	0.40	0.40
2021	0.40	0.40	0.30	0.30	-	-	-	-	0.30	0.40	0.40	0.40
2022	0.40	0.40	0.30	0.30	-	-	-	-	0.30	0.40	0.40	0.40
2023	0.40	0.40	0.30	0.30	-	-	-	-	0.30	0.40	0.40	0.40
2024	0.20	0.20	0.10	0.10	-	-	-	-	0.10	0.20	0.20	0.20
2025	0.20	0.20	0.10	0.10	-	-	-	-	0.10	0.20	0.20	0.20
2026	0.20	0.20	-	-	-	-	-	-	-	0.20	0.20	0.20
2027	0.20	0.20	-	-	-	-	-	-	-	0.20	0.20	0.20
2028	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2029	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
2030	-	-	-	-	_	_	-	-	_	-	-	-

FUENTE: Modelo Integral de Desarrollo de Vaca Muerta (MIDVaM)

Se observa como las regiones A,B, K, J y L (contenidas en su mayor parte por ventana petrolera) evolucionan más lentamente hacia pozos horizontales, al 2022 todavía 40% del total de pozos serán verticales. En el otro extremo se encuentran las regiones E,F,G y H (regiones en ventana de gas y alejadas a las facilities actuales), aquí se proyecta un avance pleno hacia los pozos horizontales en 2022.

9.3.4.2. Matriz de perforación de pozos

Se define a la matriz de perforación como la distribución en tiempo y espacio de un plan de perforación integral. Esto es, la matriz $P_{t\alpha}$, dónde t es el año y α es la región.

$$P_{t\alpha} = \begin{bmatrix} p_{2012,A} & \dots & p_{2012,L} \\ \vdots & \ddots & \vdots \\ p_{2030,A} & \dots & p_{2012,L} \end{bmatrix}$$

La tabla M-III da cuenta de esta distribución:

▶ TABLA M-III: Campaña de Perforación - Escenario

	А	В	С	D	Е	F	G	Η	_	J	K	L	TOTAL
2012	1	51	2	5	-	-	4	1	1	-	-	-	65
2013	2	96	14	10	-	-	6	2	2	-	-	1	133
2014	6	228	36	22	2	-	14	3	4	-	-	2	317
2015	9	262	64	26	2	2	16	3	8	1	1	8	402
2016	22	330	86	46	4	3	36	3	16	1	1	10	558
2017	28	346	112	54	8	4	42	4	28	1	2	12	641
2018	18	378	120	60	8	5	48	4	36	1	2	14	694
2019	24	396	128	78	10	6	64	4	48	4	2	14	778
2020	30	412	144	96	14	6	80	4	56	4	2	14	862
2021	42	428	160	112	18	6	96	4	68	4	2	16	956
2022	54	434	180	124	24	6	98	6	80	4	2	16	1028
2023	66	438	200	136	30	8	110	6	92	4	2	16	1108
2024	78	444	220	148	36	10	114	8	104	6	3	18	1189
2025	90	452	236	160	40	10	120	10	116	6	4	18	1262
2026	102	458	252	172	44	12	128	12	128	6	6	20	1340
2027	114	464	268	184	46	14	132	14	140	6	5	22	1409
2028	126	470	284	196	56	16	140	18	152	6	6	24	1494
2029	138	476	300	208	64	22	142	20	164	8	6	26	1574
2030	150	482	316	220	70	24	154	22	176	8	6	28	1656

Fuente: MIDVaM - Escenario

9.3.5. Curva de extracción por área

Las tres matrices presentadas a lo largo de este apartado definen el caudal producido por cada área durante el período analizado. Esto es, la cantidad de pozos de cada región en un año determinado, la caracterización de esos pozos y el caudal de producción de cada tipo de pozo, determinaran el flujo futuro de extracción de los pozos completados ese año.

$$Q_{t\alpha} = T_{\alpha t}^{\sigma} . A_{ti}^{\beta} . P_{t\alpha}$$

Con,

 σ = tipo de pozo (#1,..., #10)

t =año (2012,..., 2030)

 $\alpha = \text{Región (A,..., L)}$

 β = Gran región (oil window,.., gas window SO)

8.4. Módulo Inversión

Como se mencionara anteriormente en los hidrocarburos no convencionales todo gira en torno a la optimización, donde el margen de ganancia es mucho menor respecto a los sistemas petroleros convencionales. Es por eso que las actividades vinculadas al estudio del reservorio y a la estimulación constituyen un articulado complejo ante la necesidad de instaurar un proceso dirigido a una optimización integral del pozo.

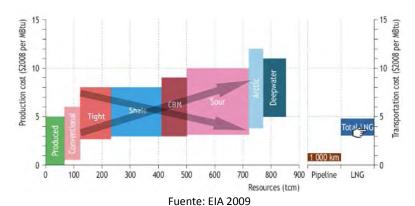
En este sentido, en la búsqueda de procesos de optimización más costo-efectivos, los requerimientos de inversión se han ido transformando a modos de producción tipo fábrica dando origen a una estructura de costos característica del horizonte shale. Empero esta estructura característica, en comparación con lo que la industria acostumbraba a tratar en los hidrocarburos convencionales, no siempre fue los suficientemente clara. Este punto es analizado en el próximo capítulo.

9.4.1. Costos de los hidrocarburos no convencionales

La curva de oferta de hidrocarburos suele ser presentada, en línea con los fundamentos económicos elementales, como una curva ascendente. Se explicaría por el hecho de que a medida que se demanden más recursos hidrocarburíferos se estaría requiriendo la aplicación de nuevas tecnologías y con ello costos más elevados.

Un proceso lento de equilibrio entre la oferta de bienes y demanda de factores que, por medio del precipitado cambio de la tecnología aplicada, aquella curva comenzó incluso a tener pendiente negativa. Véase en la *imagen M-VIII* la curva de oferta donde se ordenan los tipos de extracción de acuerdo a sus costos. Esta alineación ha sufrido cambios muy importantes con los años a medida que la tecnología permitía reducir costos quedando prácticamente alineados sobre un mismo eje horizontal.

▶ IMAGEN M-VIII: Curva de Oferta del gas natural



El gráfico evidencia que esta baja en los costos da lugar a situaciones donde es preferible una tecnología no convencional a una tecnología convencional en la recuperación de los niveles remanentes de hidrocarburos. Esto permite trazar una curva de oferta con pendiente negativa, reitero algo inusual en la literatura económica.

A igual que se mencionara con la pirámide de recursos, cabría la necesidad de avanzar hacia interpretaciones que no diferencien entre tipos de hidrocarburos sino solamente por tipo de viabilidad en la recuperación, económica o solo técnica.

Maestría Interdisciplinaria en Energía

Durante esos años las operadoras se encargaban de difundir las ventajas económicas de plays o formaciones como Barnet, Haynesville o Marcellus frente a los yacimientos convencionales. Aunque esto no estuviera exento de las asimetrías en la información y comunicaciones engañosas que pudieran ejercerse por parte de algunas firmas en el marco del renacimiento de una nueva industria.

No obstante, pasados aquellos años, ahora el Annual Energy Outlook 2013 del DOE/EIA pone de manifiesto que desde un tiempo atrás, se empieza a observar el agotamiento de los recursos en los plays de bajo costo. Esto conduce a los productores a plays dónde es cada vez más costosa la recuperación del gas, ergo: el costo promedio de producción comienza un aumento gradual. Se estaría cerrando aquella ventana y la alineación horizontal vista en la imagen M-XVI se volverá a perfilar como una típica curva de oferta.

Al costo típico de un pozo no convencional se lo suele fraccionar en al menos tres tramos: (1) Finding & drilling cost (o F&D Cost, costo de exploración y perforación), (2) Completion Cost (Costo de completación o terminación), y (3) Facilities Cost (Costo asociado a la infraestructura de superficie).

Los primeros, los F&D costs, integran principalmente las actividades asociadas a la perforación, el encamisado o revestimiento (casing), la cementación y los registros del pozo. Los segundos, en cambio, gravitan en torno al fracking, mientras que los terceros están fundamentados en aquella infraestructura requerida para el manejo tanto de los hidrocarburos producidos como de los insumos de fractura.

La curva de aprendizaje en Estados Unidos certificó una doble vía en la optimización económica del desarrollo de los no convencionales. En forma sintética se puede argumentar que fueron las mejoras en la perforación horizontal las que traccionaron a la baja los costos de perforación, mientras que la combinación de multifracturas y progresos por nuevos diseños de fracturas, incrementaron notoriamente el caudal de producción.

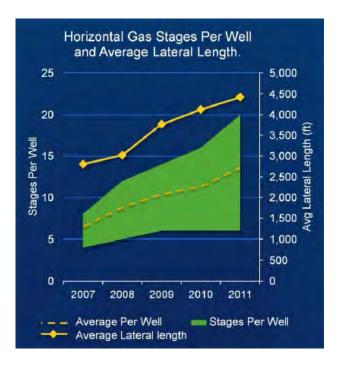
Así, ante la necesidad de optimizar el régimen de producción, la industria norteamericana ha requerido cada vez más etapas de fractura a lo largo del lateral. Por ejemplo, en EEUU las fracturas entre los años 2007 y 2011 pasaron de un promedio de 8 etapas a 14 etapas, con registros de más de 20 etapas de fractura en 2011 (imagen M-IX). Parece poco en relación al record que ostenta una empresa de servicios Canadiense, NCS Oilfield Services: nada menos que 60 etapas de fractura en un pozo.²⁴

Esta tendencia trae aparejada dos cuestiones. En primer lugar, la cantidad de agua requerida por pozo, tema que será desarrollado en el próximo apartado, y segundo, la composición del costo tipo de un pozo.

²⁴ NCS places record 60 stage hydraulic fracturing completion. (Julio 23, 2013) www.pennenergy.com

Respecto a la magnitud que representan los completion costs en costo total, se estima un peso del orden del 60% del coste total del pozo.²⁵. (Pope et al.,2012)

IMAGEN M-IX: Largo del Lateral y cantidad de fracturas en EEUU



NOTA 1: Obsérvese como se aceleró el largo del lateral promedio (Average lateral length) a partir del 2008. Se extendió de 2800 pies (850 mts) en 2007 a 4500 pies promedio (1370 mts) en 2011. NOTA 2: Las etapas de fractura promedio pasaron de 8 en 2007 a 14 en 2011. NOTA 3: También respecto a las fracturas, se observa una amplitud creciente en la dispersión de casos a medida que fueron incorporando nuevos plays a la oferta de hidrocarburos. En 2011 ya habían registros de 20 etapas de fractura.

No muy lejos, IHS CERA (2012)²⁶ presenta las siguientes participaciones en el costo total de un pozo tipo:

Drilling 35% Completion 55% **Facilities** 10%

Obviamente la cantidad de fracturas por pozo en Vaca Muerta todavía dista de la cuantía usual en Estados Unidos con lo cual se esperaría una participación menor del peso del

²⁵ C. Pope, T. Palisch & P Saldungaray: "Improving Completion and Stimulation Effectiveness in Unconventional Reservoirs - Field Results in the Eagle Ford Shale of North America". (2012) ²⁶ IHS Inc.: "America's New Energy Future: The Unconventional Oil and Gas Revolution and the US Economy" (2012)

Maestría Interdisciplinaria en Energía

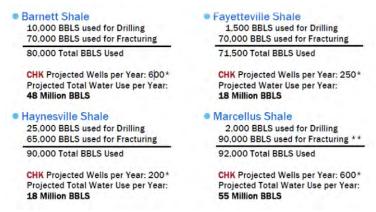
costo de la fractura en el total del pozo. No obstante, la preminencia de pozos verticales frente a horizontales hará que aquel peso se aproxime a la mitad del costo del pozo. De esta manera esta compensación de hechos: menos fracturas y orientación vertical en las pozos iniciales; permite inferir que la participación de los tipos de costos (Drilling, Completion y Facilities) mantengan una proporción semejante en el costo total de los pozos.

9.4.2. Requerimiento de agua para fracturas

En línea con el incremento de fracturas, el caudal de agua que se consume por pozo ha ido en un constante crecimiento. En ciertos plays de EEUU se logró reducir sustancialmente el requerimiento de agua para fractura mientras que en otros muy poco se pudo hacer al respecto. Destaco que incluso algunas compañías ofrecen el servicio de fracturar con propano en lugar de agua.²⁷ Tanto el volumen requerido de agua como el tratamiento del flowback concitan una gran parte de las preocupaciones de las firmas y de los órganos de control.

El agua necesaria para una perforación típica en Estados Unidos oscila entre 4 MMlts (25.000 bbls.) en Haynesville a 0,2MMlts (2.000 bbls.) en Fayetteville, volumen que puede llegar a representar sólo el 2% del total de agua requerida para la fractura. En fractura se llega a demandar por pozo un promedio de entre 14,3 MMlts (90.000 bbls., en Marcellus) y 10,3 MMlts (65.000 bbls., en Haynesville).

▶ IMAGEN M-X: Requerimiento de Agua en 4 plays de EEUU



Fuente: Fuente: Ground Water Protection Council

Página | 55

Luciano P. Codeseira

Por ejemplo, FRACGAS Energy Services Inc. es una empresa Canadiense que lleva más de 7 años ofreciendo tecnologías de fractura en base a GLP en gel.

Respecto al origen del agua utilizada para la perforación y el fracking, esta puede provenir de varias fuentes: (1) aguas superficiales, (2) aguas subterráneas, (3) suministros municipales de agua potable o (4) agua reutilizada. Aunque en el caso de Neuquén, el decreto 1483/12 prohíbe el uso de agua subterránea.

Por más cuantiosos que aquellos volúmenes de agua puedan parecer, por lo general representan un porcentaje muy pequeño del uso total de agua en las zonas donde se producen tareas de fractura. (API 2010).

A modo de ejemplo, se suele hacer la comparación entre la cantidad de agua requerida para fracturas hidráulicas en EEUU y el agua consumida por sus campos de golf. Se consume 3 veces más para el riego de los campos de golf que lo que usa actualmente la industria para estimular pozos de Estados Unidos. ²⁸

No obstante el recurso esté disponible en aguas superficiales, la logística de captación del agua de fractura resulta un enorme desafío para las operadoras. Este punto será tratado más adelante.

El flowback o el flujo de retorno es el agua que regresa a la superficie una vez terminada la fractura, se diferencia de lo que se conoce agua producida, caudal previamente presente en el reservorio. Pero tanto el flujo de retorno y el agua producida suelen contener niveles muy altos de TDS (sólidos totales disueltos), junto a muchos otros componentes, lo cual ratifica la importancia de su correcto manejo.²⁹

En definitiva, los operadores deben gestionar el flowback y el agua producida de una manera costo-efectiva que cumpla con las normas medioambientales. Las opciones principales son: (1) utilizar el agua en recuperación secundaria de hidrocarburos convencionales, (2) utilizarla en nuevas estimulaciones hidráulicas, (3) inyectarla en pozos sumideros, a las profundidades necesarias para asegurar su confinamiento, (4) descargarla en una concentración de agua superficial cercana, o (5) transportarla a una planta de tratamiento de aguas residuales municipales, todo ello siempre sujeto a las regulaciones vigentes.

En Estados Unidos las normas cada vez más estrictas tienden a hacer más común la reutilización del agua gestionada inyectándola en las posteriores fracturas luego de un tratamiento adecuado. Es de esperar que en Argentina en un corto tiempo esta tendencia se imponga, no obstante lo más usual es la inyección en un pozo sumidero.

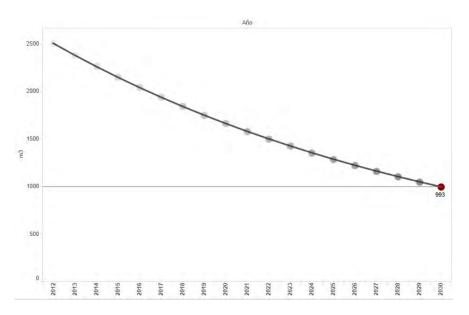
²⁸ The Economist. "Debate: Do the benefits derived from shale gas outweigh the drawbacks of fracking?" (2013)

²⁹ Dicho flowback se estima entre el 30% a 70% del agua inyectada.

potable consumida por cada etapa de factura a entre 794 a 1192 m3 en 2030. Es decir, a futuro se espera que la aplicación de nuevos diseños de fractura y nuevas tecnologías de agentes sostén permitan usar menos agua por fractura. Lo cual no refleja solamente una baja en la inyección de agua sino también por medio de la reutilización de agua de formación.

La imagen M-XI presenta el consumo promedio de agua por etapa de fractura utilizado en el modelo.

IMAGEN M-XI: Requerimiento de Agua promedio por año-Escenario



FUENTE: Modelo Integral de Desarrollo de Vaca Muerta (MIDVaM) - Hipótesis

9.4.3. Almacenamiento y transporte del Agua

De acuerdo a nuestra corta experiencia y en línea con lo evidenciado en Estados Unidos y Canadá, se puede fundamentar que existen dos tipos de almacenamiento del agua en las locaciones:

- (1) Almacenamiento Central: El agua necesaria se acumula en represas y/o tanques como se hizo para el pozo de Anticlinal Campamento Oeste. Cuenta con una elevada capacidad de carga, más de 50.000 m3 en el caso de las represas y hasta 8.000 m3 en el caso de los tanques.
- (2) Almacenamiento en locación: El agua se almacena en piletas de entre 60 a 80 m3 de capacidad, requiriendo una gran cantidad de piletas (hasta 50 piletas), en consecuencia se

requieren locaciones de grandes dimensiones, frente a una limitada disponibilidad de piletas y de "ferretería" de interconexión (manifolds, mangueras, entre otras) con el mayor riesgo operativo que su existencia implica. En EEUU o Canadá se utilizan cada vez más "tangues verticales", los cuales implican un menor espacio para locación, menos ferretería y menos riesgo.

En Argentina hasta le fecha se ha optado por el almacenamiento central, construyendo tanto represas como tanques australianos. Para ello, en pozo se mantienen las piletas necesarias para una etapa de fractura. Pero se están estudiando la instalación de tanques metálicos de apilamiento vertical (200 m3) y de tanques colapsables, fácilmente transportables (también 200 m3).

Respecto al transporte, se hace en camiones y ductos, ello dependerá de la localización y de las economías de escala que surjan del proyecto. En el caso del uso de camiones, implica además de una importante flota, una dificultad logística y riesgos involucrados con el alto tráfico.

En EEUU en lugar de hundir costos con los ductos, las firmas se volcaron a las cañerías temporarias (aluminio, plástico). Son livianos, de conexiones rápidas, de instalación y desinstalación rápida y con baja mano de obra. En caso de distancias grandes, se intercalan bombas centrífugas.

Todavía en Argentina se transporta por cañerías permanentes de acero o ERFV, o camiones con carga de 25m3 de agua en promedio. Pero la tendencia a mediano plazo irá hacia sistemas de cañerías temporarias, de aluminio o plásticos con sistemas de bombeos.

Desde principios de 2013 la provincia de Neuquén viene promoviendo lo que llamó Red Azul, un ducto de captación, distribución y almacenamiento del agua para fractura. Esto permite optimizar y controlar el manejo del agua de fractura, generar economías de escala en la industria, economías de alcance hacia otras actividades como el riego, y principalmente, despoblar las rutas de camiones. Estos aspectos serán desarrollados como escenarios más adelante.

9.4.4. Hipótesis Económicas Asumidas en el Módulo Inversión

Se asume que los gastos en perforación, estimulación y de infraestructura varían sustancialmente entre las 12 regiones analizadas. Como se mencionara en capítulos anteriores, tanto la proximidad a los cursos de agua, a rutas o a ductos, la morfología del terreno, o aspectos geológicos como profundidad de la formación, impactarán decididamente en los volúmenes necesarios a invertirse para su desarrollo.

Siguiendo las recomendaciones en la literatura, dichos volúmenes fueron discriminados de acuerdo con los F&D costs, Completion costs y facilities costs.

Se tomó IHS CERA (2012) para la composición tipo de la región B, y, a partir de las diversidades espaciales en función de atributos tanto superficiales como geológicos, los costos de F&D, completion y facilities se alterarán tanto en forma individual como su peso en el total de costos de cada región.

A su vez, la evolución de cada uno de los costos de cada región estará signada por la actividad estilizada en cada región.

En suma, para cada área los determinantes de los costos serán:

- F&D Costs:
 - o Profundidad de Vaca Muerta
 - o Accesibilidad
 - o Eficiencia
 - o Complejidad de la actividad (ratio pozos horizontales/total pozos en determinada región)
- Completion costs
 - Accesibilidad al agua
 - o Eficiencia
 - o Escala de operación
 - o Cantidad de etapas de fracturas
- Facilities costs
 - o Facilities existentes al inicio de la operación
 - o Eficiencia
 - o Escala de operación

De todos los factores mencionados, la eficiencia es el único determinante que no cuenta con propiedades inherentes a cada región. En este caso es considerada como una mejora en la actividad propia de la industria y afecta por igual a la gestión en cada una de las regiones.

8.5. Módulo Económico

El modo tipo fabril ya mencionado, proceso cada vez más característico de la actividad intensiva en el horizonte shale, implica un mayor riesgo derivado de la mayor exposición al país donde habrán de hundirse los costos. Esto implica un riesgo económico

Tesis: Análisis Espacial del Desarrollo del Shale Gas de Vaca Muerta Universidad de Buenos Aires 1

Maestría Interdisciplinaria en Energía

hidrocarburíferos convencionales.

determinada.

sustancialmente mayor que el riesgo geológico, algo inusual en los sistemas

En este caso, el objeto del módulo económico es la determinación de precio mínimoóptimo asociado a los flujos de ingresos y gastos de la actividad de cada región a una tasa de descuento dada. O lo que es lo mismo, a qué precio en boca de pozo se igualan los flujos futuros de ingresos y gastos, tomando como descuento una tasa de referencia

Al respecto, en Grieco et al. (2003) se presentó un modelo de evaluación de costos para cuatro cuencas productivas en el marco de estudios llevados a cabo a los efectos de iniciar un sendero de precios de referencia en el mercado Argentino. Este trabajo que fuera actualizado en un par de oportunidades, constituye una referencia para la estimación de costos en la Argentina.

La plantilla del flujo de fondos de Grieco et al. (2003) fue el soporte utilizado para el armado del módulo Económico de cada una de las 12 regiones analizadas.

Siguiendo a Dong et al (2012), dónde los autores consideraron un umbral de IRR>20% o payout <5 años, la tasa de descuento utilizada para el módulo económico es de 20%.

9. Resultados

9.1. Resultados del Módulo Geológico

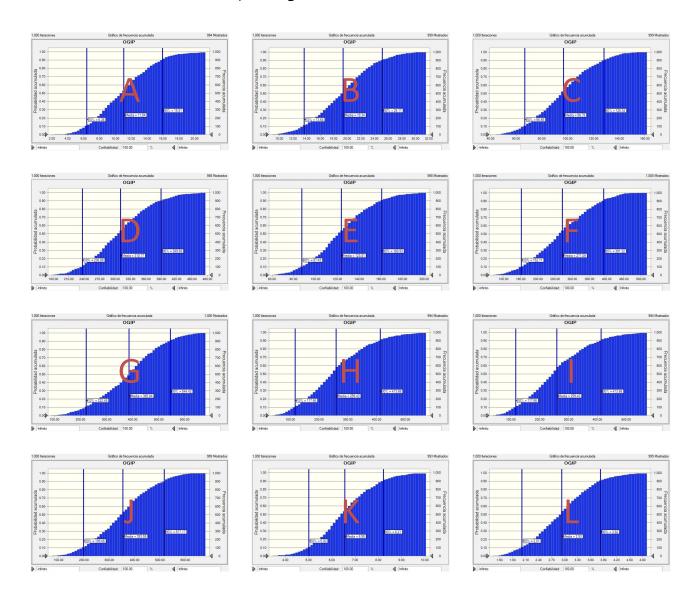
9.1.1. Original Gas in Place

De acuerdo a la metodología adoptada, la evaluación del recurso in situ se hizo por medio de la técnica Montecarlo y es presentado como histogramas de frecuencia acumulada para cada área y los percentiles de 10%, 90% y 50% de probabilidad en cada región (de la A a la L).

Página | 61

Luciano P. Codeseira

▶ IMAGEN RMG-I: OGIP por Región (A a L)

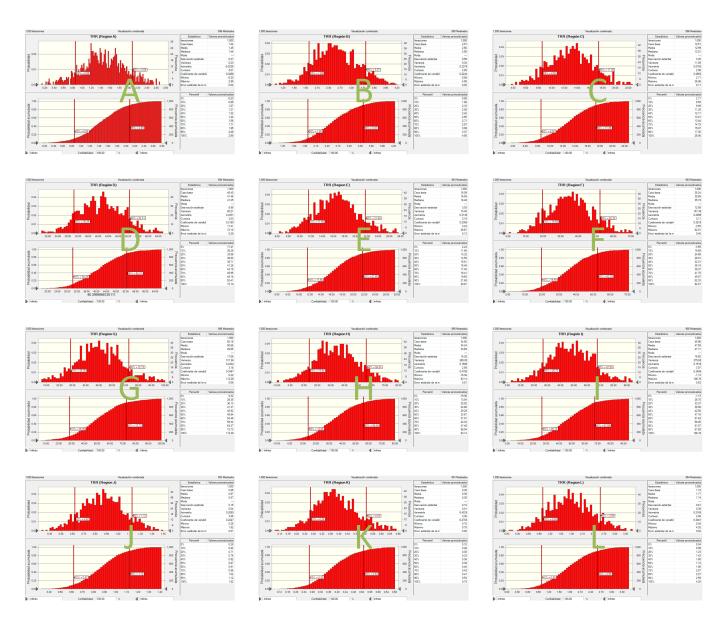


FUENTE: Modelo Integral de Desarrollo de Vaca Muerta (MIDVaM)

9.1.2. Recursos Técnicamente Recuperables

Siguiendo (Dong el al, 2011) se tomó un factor de recuperación de entre 10% y 17%³⁰ para la viabilidad técnica de dichos recursos. A continuación se presentan los resultados para cada región en función de las 1000 iteraciones del modelo y la información de base utilizada.

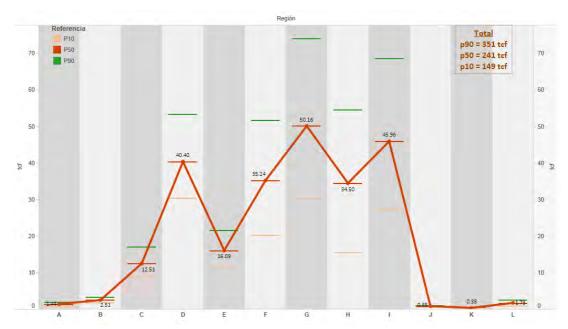
▶ IMAGEN RMG-II: TRRs – Distribución probabilística por región (A a L)



FUENTE: Modelo Integral de Desarrollo de Vaca Muerta (MIDVaM)

La imagen RMG-III presenta los Recursos Técnicamente Recuperables (TRRs) totales y por región para una probabilidad del 10%, del 50% y del 90%.

IMAGEN RMG-III: Recursos Técnicamente Recuperables por región (A a L)



FUENTE: Modelo Integral de Desarrollo de Vaca Muerta (MIDVaM)

Estos volúmenes (149 tcf, 241 tcf y 351 tcf esperando ser desarrollados) no se distancian de los resultados de otros estudios publicados sobre Vaca Muerta:

- El Shale gas en la Provincia de Neuquén DPHyE NQN (2011)³¹→ 170 tcf
- Potencial del Shale gas en Argentina Secretaría de Energía (2011)³² → 126 tcf
- Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources ARI/EIA (2013)→ 308
 tcf

³² Citado como Boggetti et al (2011)

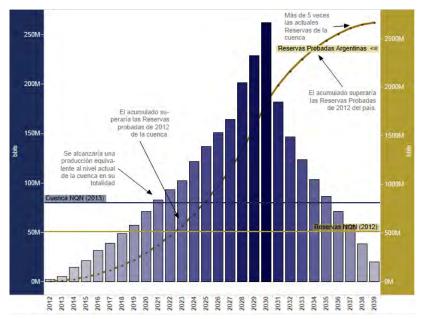
³¹ Citado como Alonso et al (2011)

9.2. Resultados Módulo Desarrollo

9.2.1. Producción de Petróleo y Gas Natural

Durante la etapa de perforación modelada (2012-2030) la producción de petróleo crece con más empuje que el gas natural, en especial durante los primeros años. Se logrará alcanzar los niveles actuales de producción de crudo de la cuenca en 2021, mientras que el acumulado de dicha extracción representará en 2023 el total de reservas de la cuenca referida al período 2012. En total el aporte de Vaca Muerta significará el equivalente al total de reservas probadas del país (2012) en 2034 (Imagen RMD-I)

IMAGEN RMD-I: Producción de Petróleo



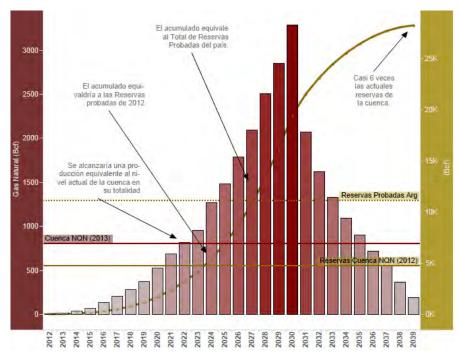
FUENTE: Modelo Integral de Desarrollo de Vaca Muerta (MIDVaM)

Página | 65

Luciano P. Codeseira

Por el contrario, la ventana de gas de lento desarrollo durante el primer lustro, cierra la década con un flujo de producción más caudaloso permitiendo alcanzar los actuales niveles de producción en 2022, y las reservas de 2012 de la cuenca en 2024. En tanto, la aceleración de la producción a partir del 2020, permitiría contar un flujo de producción que comparado con el total de reservas probadas del país, se habría aportado una suma equivalente en el durante el período 2012-2027. (Imagen RMD-II)

IMAGEN RMD-II: Producción de gas Natural



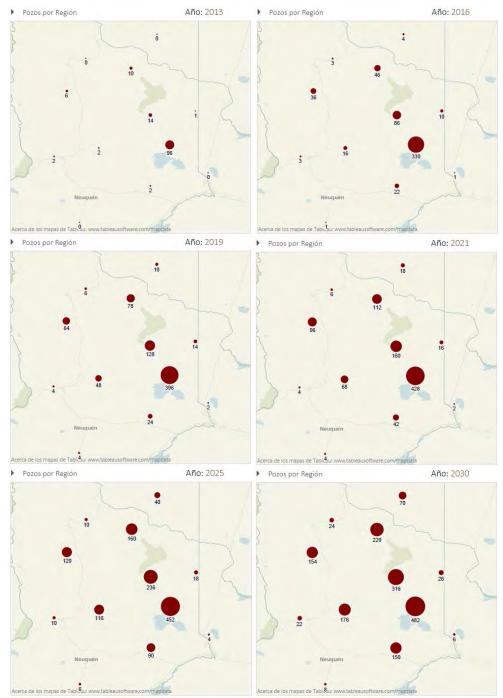
FUENTE: Modelo Integral de Desarrollo de Vaca Muerta (MIDVaM)

9.2.2. Evolución de la Perforación

Esta evolución en la producción de petróleo y gas natural se ajusta a una campaña de perforación que en los primeros años del análisis muestra una fuerte concentración espacial en la ventana petrolera, en particular en la región B (con más del 75% de los pozos perforados).

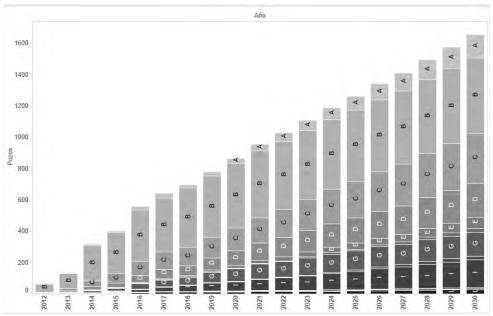
El proceso de diversificación espacial del desarrollo se irá estableciendo de manera lenta por medio del desarrollo de las regiones C, G, D e I pasis pasu se manifiesta un desarrollo intensivo de *multi well pads* tanto en la región central como en secciones más alejadas. Con esto se verificará una tendencia hacia un balance más equilibrado en la perforación de las ventanas gasífera y petrolera.

▶ IMAGEN RMD-III: Perforación por Región (años seleccionados)



FUENTE: Modelo Integral de Desarrollo de Vaca Muerta (MIDVaM)

Página | 67



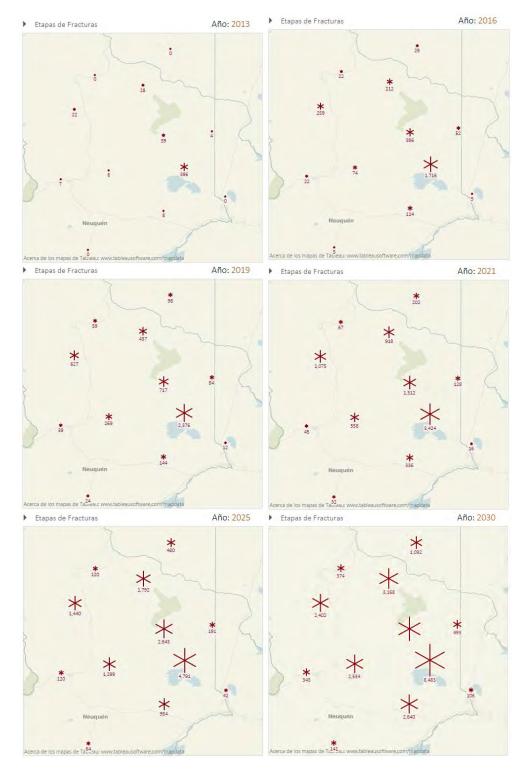
FUENTE: Modelo Integral de Desarrollo de Vaca Muerta (MIDVaM)

9.2.3. Evolución de las Etapas de Fractura

En términos de etapas de fractura, la intensidad de fractura habrá de tender a un estado espacialmente apenas un poco más homogéneo que lo observado en la campaña de perforación en la medida que se extienda un avance más acelerado hacia pozos multi fracturados con mayor extensión en la ventana de gas.

En promedio las etapas de fracturas comienzan a intensificarse a partir de una mayor perforación horizontal, de acuerdo a las hipótesis asumidas en la matriz de progresión presentada en el capítulo "Construcción de Escenarios". Hacia el 2030 se estima un promedio de casi 16 etapas de fractura por pozo. (IMAGEN RMD-VI)

▶ IMAGEN RMD-V: Etapas de fractura por Región



FUENTE: Modelo Integral de Desarrollo de Vaca Muerta (MIDVaM)

Página | 69

Luciano P. Codeseira

IMAGEN RMD-VI: Promedio de Etapas de fractura por pozo.

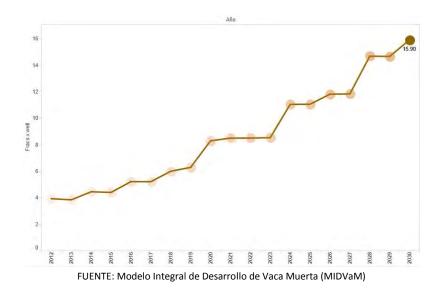
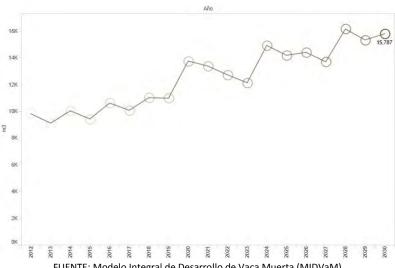


IMAGEN RMD-VII: Promedio de agua requerida por pozo



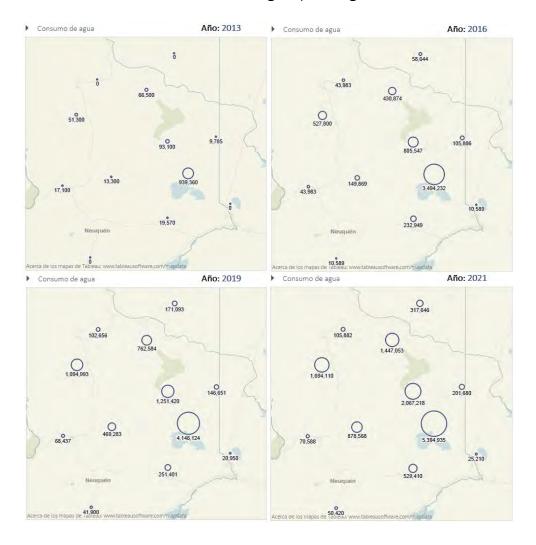
FUENTE: Modelo Integral de Desarrollo de Vaca Muerta (MIDVaM)

La evolución espacial de los requerimientos de agua al igual que la estilización de la campaña de perforación, muestra elevados niveles de concentración en las proximidades a

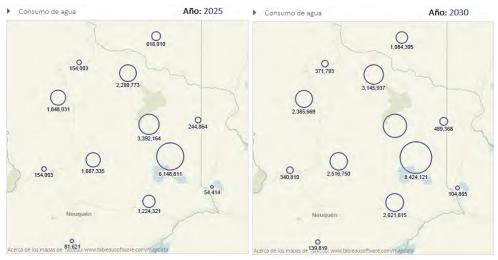
Añelo durante los primeros años (más del 75% del total). Luego se irán extendiendo en dirección Noroeste no solo en la medida que va extendiendo espacialmente la intensidad perforadora, sino que es justamente en aquellas regiones más alejadas del actual epicentro de Vaca Muerta dónde los niveles de estimulación presentes suelen evolucionar a un ritmo mayor. Este proceso es explicado por la matriz de progresión incorporada al modelo.

9.2.4. Consumo de Agua

IMAGEN RMD-VIII: Consumo de agua por Región (años seleccionados)



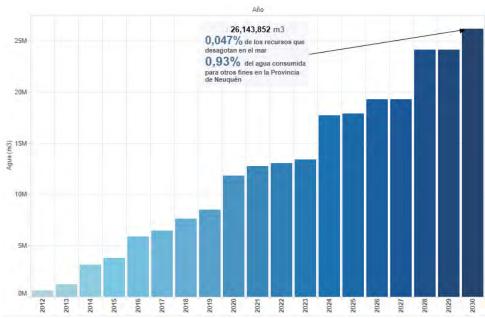
Página | 71



FUENTE: Modelo Integral de Desarrollo de Vaca Muerta (MIDVaM)

El caudal demandado durante el último año del horizonte de análisis no comprometería los recursos existentes. Los 26 millones de m3 apenas representan el 0,047% del curso de agua presenta en la provincia. Más aún, si se lo compara con el total de agua consumida en la provincia para otros fines, dicho volumen significa sólo el 0,93%.

▶ IMAGEN RMD-VIII: Cantidad total de agua requerida



FUENTE: Modelo Integral de Desarrollo de Vaca Muerta (MIDVaM)

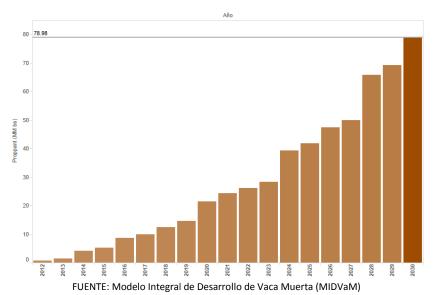
recursos acuíferos existentes, su manejo, es decir su transporte, tratamiento y deposición

9.2.5. Consumo de proppant y Químicos

La ubicación espacial de la demanda de agua presenta el reto de al menos cómo movilizar agua de fractura hacia determinadas locaciones. Lógicamente se presenta una dificultad adicional al movilizarse el flow back de acuerdo al destino del mismo. Pero no sólo se trata de agua, los gráficos (véase IMAGEN RMD-IX e IMAGEN RMD-X) presentan los volúmenes requeridos de *proppants* y químicos para el período estudiado.

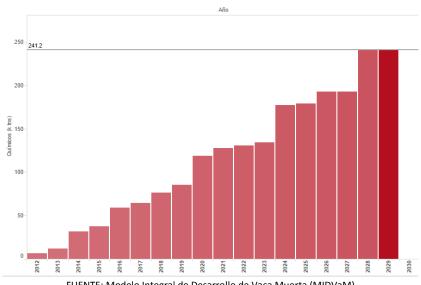
IMAGEN RMD-IX: Requerimientos de Proppant

no serán desafíos menores para la industria.



En 2030 se estarían demandando casi 80 millones de bolsas de arena u otro agente sostén (casi 4 millones de toneladas). Mientras que el volumen de químicos (Surfactantes, Enzimas, Cloruro de potasio, Ácido clorhídrico, Hipoclorito de sodio, Glutaraldehído, entre otros) ascendería las 241 mil toneladas en 2030.

IMAGEN RMD-X: Requerimientos de Químicos



FUENTE: Modelo Integral de Desarrollo de Vaca Muerta (MIDVaM)

9.2.6. Requerimiento de Transporte

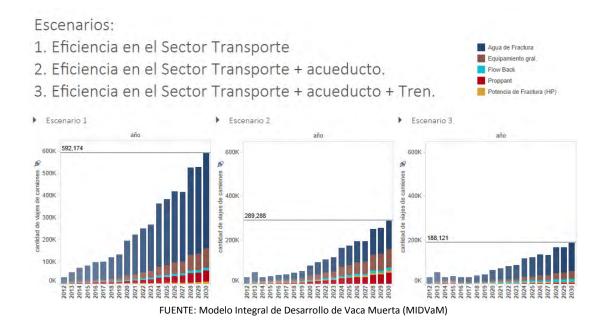
Las ventajas de la aglomeración espacial en el diseño de clusters conforme su capacidad de generar economías de escala seguramente dé origen a la constitución de polos y con ello una organicidad en la provisión de insumos. Esta tendencia, en la medida que no fuera guiada por medio de políticas públicas, probablemente contribuya al deterioro de las economías regionales, no solamente en la competitividad por el espacio productivo, sino por el uso de la infraestructura existente, en particular la requerida para movilizar tanto los factores de producción como la producción misma.

Por ello resulte conveniente intentar observar en forma temprana alguno de estos desafíos, por ejemplo que implicancias tiene la movilidad de sólo los insumos de fractura. Para estilizar esta demanda se modelaron 3 escenarios.

Escenario 1: Evolución en ausencia del Estado en la optimización del transporte de los insumos para la explotación del shale. Sólo se observará una optimización en la utilización de vehículos por parte de operadoras. 33

³³ Por ejemplo, se pasará de un parque de camiones con capacidad de carga promedio de 25m3 a un parque con capacidad de carga promedio de 40m3. Respecto a la capacidad de carga de arena se logrará una mejora que permitirá cargar 60 tn promedio por camión frente a las 20 tn promedio actuales.

IMAGEN RMD-XI: Requerimientos de Viajes p/movilizar los insumos



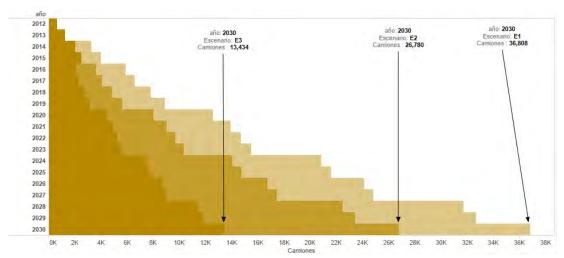
Escenario 2: A lo evidenciado en el Escenario 1, aquí se incorpora una red de acueductos semejante a la Red Azul comentada en el capítulo de Modelado. Este ducto hipotético podrá transportar el 70% del agua de fractura.

Escenario 3: Este escenario suma un tren capaz de movilizar los proppants y equipamientos de producción. Principalmente se ensaya un tren como el que se denominó "Tren Petrolero" y permitiría conectar Añelo con Ferrosur Roca y gracias a este último poder cargar arena u otro agente sostén en el puerto de Bahía Blanca, o bien de Buenos Aires.

Con esto se evitarían principalmente los recorridos largos asociados al corredor de la ruta nac. 22, es decir los conflictos con el resto de las actividades económicas y sociales que competirán por su uso.

Para diseñar el requerimiento intensivo de camiones, se simularon dos tipos de usos de camiones, (1) aquellos camiones que sólo detienen su paso para fines de carga, descarga y descanso, y (2) aquellos que requieren de una estadía más prolongada en la locación. El primero se corresponde con el movimiento de agua y agentes de sostén, en tanto el segundo está asociado a los equipamientos requeridos. (IMAGEN RMD-XII)

▶ IMAGEN RMD-XII: Requerimientos de Camiones



FUENTE: Modelo Integral de Desarrollo de Vaca Muerta (MIDVaM)

En total el escenario 3 representa un uso de 13.434 camiones frente a los 36.808 camiones que demandará el escenario 1.

A un plazo más corto vemos como el consumo de combustibles (sólo aquel asociado a los viajes de los camiones) los volúmenes ascenderían en 2021 a 712 MM lts, 276 MM lts y 155 MM lts (escenario 1, 2 y 3 respectivamente). Los 712 MM lts. equivalen a un 24% del gasoil consumido para la generación eléctrica durante 2012. (véase la TABLA RMD-I).

Dicho consumo adicional de gasoil valuado en dólares, significarían en 2021, gastos del orden de 606 MM usd, 235 MM usd y 132 MM usd (escenario 1, 2 y 3 respectivamente). (véase la TABLA RMD-II).

En tanto las emisiones asociadas a los viajes, diferenciando viajes largos y viajes cortos, se alcanzaría un nivel de emisiones superior a los 1,9 MM tnCO2 eq, 0,7 MMtnCO2 y 0,4 MMtnCO2 (escenario 1, 2 y 3 respectivamente). (véase la TABLA RMD-III).

TABLA RMD-I: Camiones - Consumo de Gasoil en MM Its.— Por Escenario

	Camiones (Gasoil - MM lts)		
	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
2015	143	57	35
2017	254	99	55
2019	419	162	91
2021	712	276	155

FUENTE: Modelo Integral de Desarrollo de Vaca Muerta (MIDVaM)

TABLA RMD-I: Camiones - Consumo de Gasoil en MM usd.- Por Escenario

	Camiones (Consumo Gasoil - MM usd)		
	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
2015	121	48	30
2017	216	84	47
2019	356	138	78
2021	606	235	132

FUENTE: Modelo Integral de Desarrollo de Vaca Muerta (MIDVaM)

TABLA RMD-I: Camiones - Emisiones.- Por Escenario

	Camiones (Emisiones tn CO2 eq)		
	Escenario 1	Escenario 2	Escenario 3
2015	379,518	151,233	93,722
2017	675,289	264,529	146,793
2019	1,116,140	432,605	243,564
2021	1,897,213	735,035	413,927

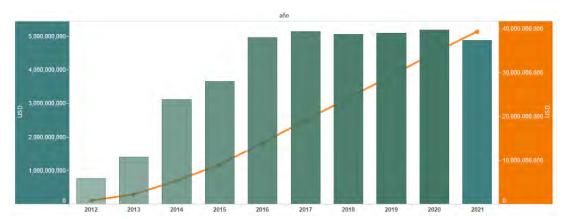
FUENTE: Modelo Integral de Desarrollo de Vaca Muerta (MIDVaM)

9.3.1. Inversión Requerida

Considerando un plazo circunscripto al 2012-2021, el total de inversión acumulada alcanza los 40 mil millones de dólares, con un flujo que asciende a 5 mil millones de dólares en 2016 y se mantiene en ese nivel durante los seis años siguientes.

El argumento que explica esa desaceleración de la inversión en el marco de la curva ascendente de perforación, es justamente la caída pronunciada en el costo de los pozos.

▶ IMAGEN RMI-I: Inversión en u\$s – Anual (Izq) y Acumulada (Dcha)



FUENTE: Modelo Integral de Desarrollo de Vaca Muerta (MIDVaM)

Página | 78

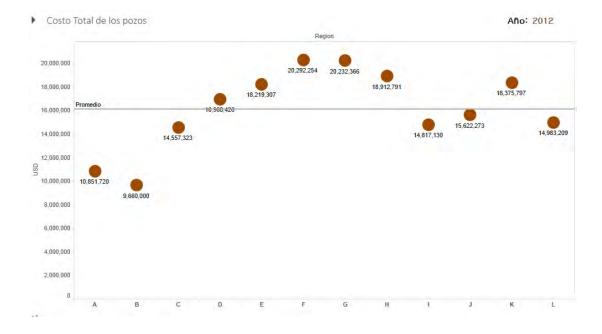
9.3.2. Costos

Los costos promedio por región disminuirán durante el período analizado al tiempo que se transita por una curva de aprendizaje que permita optimizar los procesos de perforación, estimulación y captación de los hidrocarburos contenidos en Vaca Muerta

No se trataría de una caída homogénea, caerían entre un 50% y un 70% de acuerdo a cada región entre 2013 y 2021. Las dos regiones extremas en 2021 serían la Región B y la Región F, con 3,26 MMusd y 9,03 MMusd respectivamente. (IMAGEN RMI-II)

El costo medio por año de los pozos se reduciría hasta los 4,7 MMusd en 2021, una caída de más de la mitad de los valores de 2013. (IMAGEN RMI-III)

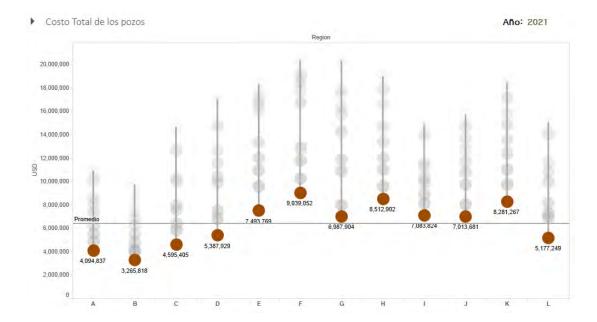
IMAGEN RMI-II: Costos Pozo por Región –año 2012



Página | 79

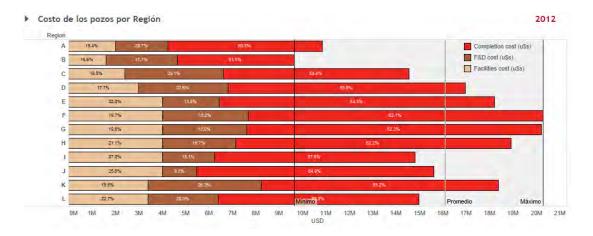
Luciano P. Codeseira

▶ IMAGEN RMI-III: Costos Pozo por Región –año 2021

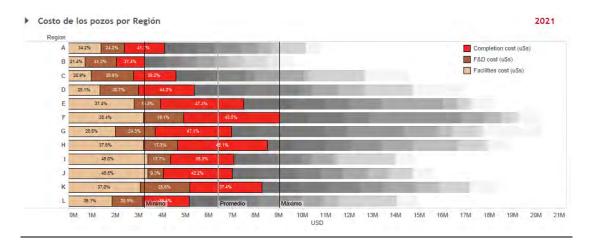


Respecto a la composición de los costos totales se destaca la preponderancia de los completion cost con una participación de entre 52% y 65% según la región.

IMAGEN RMI-IV: Composición de los costos por Región –año 2012



Hacia el 2021 se destaca la caída de la participación de los *completion cost* en el total de los costos a medida se avanza en la curva de aprendizaje referida a la estimulación y a que la actividad se irá desplazando hacia zonas con mayores carencias en infraestructura. Su peso se reducirá alcanzando entre el 37% y 47% según cuál sea la región. Incluso algunas regiones presentarían *Facilities costs* mayores a los *Completion Costs*.



9.4. Resultados Módulo Económico

9.4.1. Generación de Empleo

Uno de los aspectos más destacados en la experiencia norteamericana fue la capacidad del shale oil&gas de generar puestos de trabajo, incluso en el marco de una desaceleración económica.

En los últimos años, tanto Institutos Universitarios, Agencias del Estado como consultoras privadas han venido utilizando modelos como el IMPLAN (Impact Planning Model). Se trata de herramientas de simulación de impacto o derrame de unas actividades sobre otras con una matriz de datos densamente poblada.

A partir del uso de estas herramientas, se suele estimar el impacto del shale oil&gas en el empleo. En estos casos los puestos de trabajo se los define como Empleo Directo, Empleo Indirecto y Empleo Inducido.

Para abordar la generación de empleo se consideraron dos escenarios:

Escenario A: Equipamiento esencialmente de origen nacional.

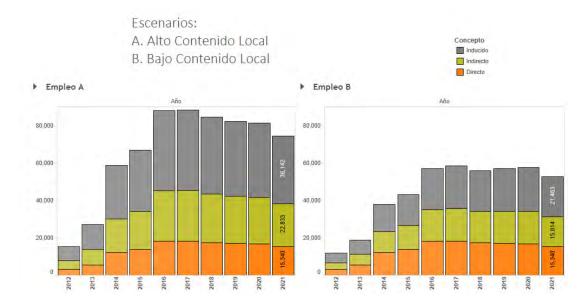
Escenario B: Utilización de equipamiento de origen nacional e importado.

En el escenario dónde la mayor parte de los requerimientos en insumos y medios de producción son de origen nacional (eg. una experiencia semejante a la de EEUU) al 2021 la

Página | 82

industria demandará más de 15300 puestos de empleo directo, más de 22.800 puestos de empleo indirecto y más 36.000 empleo inducido.

IMAGEN RME-I: Empleo



En tanto en el escenario B, los empleos indirectos e inducidos al 2021 serán sustancialmente menores (15.800 y 21.400, respectivamente).

9.4.2. Impacto Fiscal

En términos del impacto al fisco se evaluaron los ingresos generados por regalías, impuesto a los ingresos brutos e impuesto a las ganancias.

Como los flujos de ingresos están vinculados con la actividad extractiva y no perforadora, el plazo considerado llega hasta 2030, último año presente en este trabajo.

El análisis de los ingresos por regalías concluye en un ingreso acumulado superior a los 10 mil MMusd al 2030. Es decir una suma equivalente a más de diez veces las actuales regalías de la provincia de Neuquén.

En tanto que en el 2015 ya equivaldrían a más de ¼ de los actuales ingresos en concepto de regalías y los superarían holgadamente en 2020 solo con la actividad en el shale.

► TABLA RME-I: Ingresos Fiscales por Regalías — En MM u\$s

	Regalías (MM usd)	
	Anual	Acumulado
2015	262.70	524.21
2020	1,249.94	4,404.23
2025	530.97	8,815.28
2030	106.00	10,228.14

FUENTE: Modelo Integral de Desarrollo de Vaca Muerta (MIDVaM)

Respecto al impuesto por ingresos brutos, la suma acumulada al 2030 ascendería a más de 850 MMusd, en tanto durante 2020 se retendrían 104 MMusd.

TABLA RME-II: Ingresos Fiscales por Impuesto a los IIBB— En MM u\$s

	Imp. IIBB (MM usd)	
	Anual	Acumulado
2015	21.89	43.68
2020	104.16	367.02
2025	44.25	734.61
2030	8.83	852.35

FUENTE: Modelo Integral de Desarrollo de Vaca Muerta (MIDVaM)

La imposición por ganancias permitiría ingresos totales a las arcas nacionales de casi 20 mil MMusd hacia 2030.

▶ TABLA RME-III: Ingresos Fiscales por Impuesto a las Ganancias

	Imp. Ganancias (MM usd)	
	Anual	Acumulado
2015	532.15	1,063.34
2020	2,647.76	9,127.56
2025	845.70	17,625.88
2030	12 20	19 026 67

FUENTE: Modelo Integral de Desarrollo de Vaca Muerta (MIDVaM)

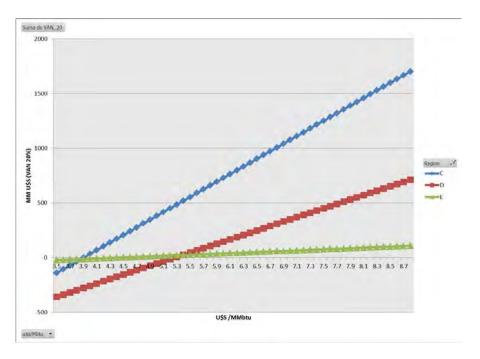
9.4.3. Precio mínimo-óptimo

El precio mínimo-óptimo de cada región deja evidente un contraste entre las capacidades de desarrollo de cada una de ellas. Cabe aclarar que el *break even price, o precio de equilibrio,* es aquel que iguale el flujo de ingresos por ventas con el flujo de costos productivos, comerciales y tributarios que enfrentaría un operador en cada región.

Página | 84

Es entonces la confluencia entre la intensidad de desarrollo (en términos cualitativos y cuantitativos), junto con atributos geológicos y superficiales, lo que determinará los flujos fututos de ingresos y gastos en la obtención del precio mínimo-óptimo. En esencia, la combinación de atributos presentas en apartados anteriores.

IMAGEN RME-II: Cálculo del Precio Mínimo-óptimo (s/Impuestos)



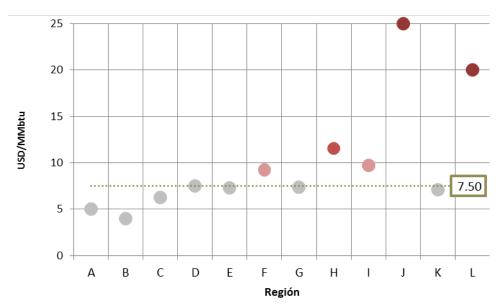
Nota: Precio mínimo-óptimo sin impuestos de la región C,D y E es aquel que valoriza a la nulidad el futuro flujo de fondos a una tasa de referencia asumida (20%). Es decir aquel que cruza el eje de las abscisas.

Otro aspecto a destacar es la evidente ventaja económica de la ventana petrolera por sobre la ventana gas. Como el análisis considera un precio dado tanto para el petróleo como para los condensados, y dejando el precio de gas como variable de ajuste, el rédito económico a 70usd el barril justifica casi individualmente el emprendimiento.

De esta manera se deduce el atraso o rezago de algunas regiones en el avance hacia los no convencionales (en particular J, L, H, primero y, F e I después). Obviamente es insoslayable el hecho que estas regiones abarcan un extremo de la cuenca neuquina escasamente explorado, carente de información geológica y petrofísica de calidad, y que en la medida que esto comience a revertirse, el interés por su desarrollo también lo hará y los costos experimentarán una caída sustancial.

Este contraste deja al descubierto un break even de 3,97 usd MMbtu correspondiente a la región B, aquella que abarca zonas de interés como Loma La Lata Norte, Loma Campana, Bajada de Añelo, Coirón Amargo, Aguada del Chañar, Sierras Blancas, entre otras.

IMAGEN RME-III: Break Even Price por Región



FUENTE: Modelo Integral de Desarrollo de Vaca Muerta (MIDVaM)

9.4.4. Incidencia del precio de corte de la Resolución 1/13 CPCEPNIH

Durante el avance de este estudio se comunicó y luego publicó la Resolución 1/13 de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburiferas, que crea el "Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural".

A los efectos de incorporar dicho esquema al estudio, se evaluó un precio corte referido a los 7,5 usd/MMbtu.

IMAGEN RME-IV: Incidencia de un precio corte de 7,5 u\$s/MMbtu a las variables analizadas

Regalias	92.0%
IIBB	92.1%
Gcias	92.0%
Inversión	91.6%
Pozos	93.2%
Oil (MM bbls)	93.0%
NGLs (MM NGLs)	93.9%
Gas (MM m3)	94.3%

FUENTE: Modelo Integral de Desarrollo de Vaca Muerta (MIDVaM)

En este sentido, se observa que si bien son cinco las regiones que por costos se verían dificultadas en desarrollar los hidrocarburos contenidos en Vaca Muerta, en términos de inversión, cantidad de pozos, producción de hidrocarburos y captación pública de la renta petrolera, dicha incidencia es considerablemente baja. Según cada variable analizada, esta ronda el 6% u 9% respecto al total de regiones.

10. Conclusiones y recomendaciones

La actividad hidrocarburífera en Vaca Muerta podrá significar un giro en la actual realidad petrolera, no sólo en términos de producción, sino de requerimientos o insumos para su desarrollo. Quizá el aspecto más incierto radique en cómo y cuándo se produzca tal giro. El tinte político que habrá de predominar sobre el futuro de Vaca Muerta da lugar a un sinnúmero de matices.

Asumiendo que en este marco de incertidumbres la prospectiva debiera anclarse y redefinirse en métodos de proyección que incorporen tanto el riesgo como la dimensión espacial, se presentó aquí un modelo integral sobre el potencial desarrollo de Vaca Muerta y los requerimientos que dicho desarrollo demandará.

Al respecto, lo incipiente del desarrollo y, en consecuencia, la carencia de información adecuada amerita una continua revisión de la información de base y las hipótesis utilizadas en las futuras corridas.

Página | 88

Luciano P. Codeseira

Cabe destacar que a diferencia de otros estudios aquí no se partió de la búsqueda del autoabastecimiento como función objetivo. Por el contrario se limitó a ensayar un escenario de perforación de acuerdo al interés manifestado por las distintas operadoras activas o por ingresar a Vaca Muerta.

No obstante, los resultados dan muestra de la complejidad subyacente en lo referido a la movilización de insumos y equipamiento para la puesta en producción de los recursos contenidos en el shale. En particular, la demanda de transporte confirma la necesidad de avanzar hacia nuevos medios de movilización de los insumos, vía ducto o tren como fue ensayado en el trabajo.

En el plano económico se concluyó que existe una disparidad pronunciada en los costos de perforación, estimulación y captación entre las distintas regiones. Dicha disparidad se mantendrá en los próximos años, solo en algunos casos se observan mejoras sustantivas que permitan disminuir la brecha. Estas estructuras de costos dan lugar a precios mínimoóptimos dispares conforme el plazo evaluado, cinco de las doce regiones que componen Vaca Muerta requerirían un precio por encima de los 7,5 u\$s MMbtu. No obstante, se trata de las regiones menos prolíficas.

Por otra parte, el avance hacia el Shale supondrá un impacto en los niveles de empleo con más de 15000 trabajadores en forma directa y un potencial derrame de más de 50.000 empleados. Pero también será una fuente importante de ingresos a las arcas públicas, más de 30 mil MMusd podrían tener destino al presupuesto nacional o provincial. Esto último permite suponer que habría aquí un espacio para implementar incentivos fiscales, como una herramienta adicional para generar políticas de estímulo al desarrollo del shale.

Como líneas futuras de investigación se destaca la necesidad de:

- Evaluar otras hipótesis o escenarios de perforación, en particular resulta (1) conveniente simular campañas de perforación más activas manteniendo el interés en la zona centro y sudeste de la cuenca.
- Estimar la producción futura de gas convencional, ya sea a partir de la continuidad de los proyectos existentes como de nuevos prospectos tanto en áreas viejas como nuevas. El análisis espacial también sería recomendable en un estudio de estas características. Con un estudio semejante se podría concluir en un adecuado análisis del posible autoabastecimiento de acuerdo a evoluciones en la demanda de gas y sus sustitutos
- (3) Analizar en profundidad la dimensión ambiental, en particular la evaluación de un nuevo marco regulatorio, la construcción de una línea de base ambiental y la disposición de nuevos instrumentos de control, serán necesario para articular un sendero más confiable tanto para los actores involucrados como la comunidad toda.

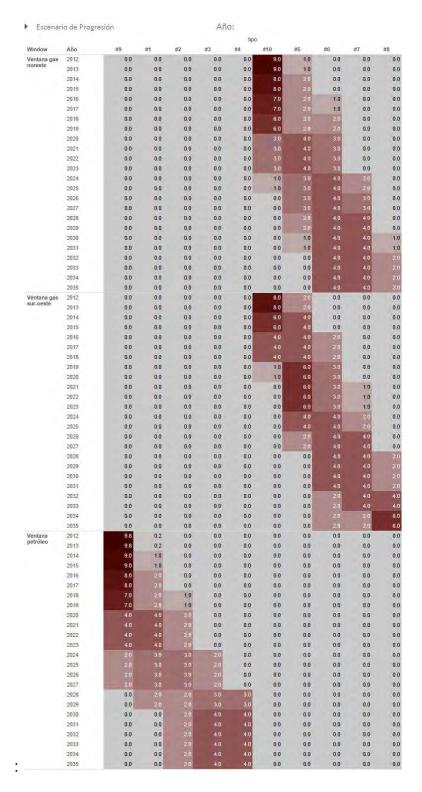
Tesis: Análisis Espacial del Desarrollo del Shale Gas de Vaca Muerta

- (4) Analizar el impacto en toda la cadena de valor del sector. En especial el impacto en el downstream de una nueva oferta de un crudo de 35° API. El avance hacia la integridad (upstream y Downstream) en el mercado hidrocarburífero tendería a la búsqueda de una apropiación de las ventajas asociadas a la nueva dieta de crudo Argentino, y con ello una posible transformación del parque de refino.
- (5) Evaluar el nivel de conflictividad y puja de poder entre todos los actores involucrados que pueda generar el avance intensivo de shale en Argentina.
- (6)Analizar en forma precisa y temprana las posibles situaciones conflictivas que pueda generar la sobrepoblación de camiones en las rutas entre todos los sectores afectados, en espacial aquellos que se verán dificultados de llevar al mercado sus productos, así como también aquellas provincias "de tránsito" que buscarán proteger sus economías regionales.

10. Referencias

- Alonso, J, Giusano A., Chebli G. y Ibañés G. (2011): "El Shale gas en la Provincia de Neuquén" DPHyE NQN - Phoenix Oil & Gas SA.
- API (2010): "Water Management Associated with Hydraulic Fracturing" API GUIDANCE DOCUMENT HF2 FIRST EDITION.
- Arps, J.J (1945).: "Analysis of Decline Curves," Trans. AIME, 160, 228-2475.
- Berry, J. (1993): "Cartographic Modeling: The Analitycal Capabilities of GIS", en Goodchild, M; Parks, B y Steyaert, L. (eds.):"Environmental Modeling with GIS", Oxford University Press.
- Bogetti D. y Ubeda JM (2011): "Evaluación del Potencial del Shale Gas en la República Argentina" Trabajo realizado para el Grupo de Planeamiento Estratégico, Secretaría de Energía.
- Bosque Sendra, J., Galve, A., Díaz, Mº A., Chicharro, E. y Escobar, F.J. (1992): "Datos perceptuales e individuales y el empleo de un SIG en el estudio de problemas sociales, su aplicación en la localización de equipamientos urbanos". Los Sistemas de Información Geográfica en la gestión territorial Madrid,
- Boulis A., ILK D. v BLASINGAME T(2009): "A New Series of Rate Decline Relations Based on the Diagnosis of Rate-Time Data" PSCI of MM&P (2009-202)
- Burrough O (1989): "Principles of Geographical Information Systems". Oxford, Clarendon Press.
- Codeseira L. /GPE (2010): "Shale Gas". Documento Interno Grupo de Planeamiento Estratégico. SEN.
- Coraggio, J. (1977): "Posibilidades y dificultades de un análisis espacial contestatario." Revista Demografía y Economía. México
- D'Orazio, F(2007): "Analisis Economico Aplicado a la Industria Petrolera, Volumen 1"
- Dong Z et al (2011): Resource Evaluation for Shale Gas Reservoirs. (SPE 152066)
- Grieco L, González Naya F y Koholdorfer J. (2003): "Estimación del costo del gas en cabecera de gasoducto troncal". Secretaría de Energía
- Ilk D., Perego, A.D., Rushing, J.A., y Blasingame, T.A. (2008): "Exponential vs. Hyperbolic Decline in Tight Gas Sands - Understanding the Origin and Implications for Reserve Estimates Using Arps' Decline Curves" (SPE 116731)
- Ilk D., Currie S.M., Symmons D., y Blasingame T.A. (2010): "Hybrid Rate-Decline Models for the Analysis of Production Performance in Unconventional Reservoirs" (SPE 135616).
- IHS Inc. (2012): "America's New Energy Future: The Unconventional Oil and Gas Revolution and the US Economy"
- Lohoefer, D., J. Athans, and R. Seale. (2006): "New Barnett Shale horizontal completion lowers cost and improves efficiency"- (SPE 103046).
- Pope C., Palisch T. & P Saldungaray (2012): "Improving Completion and Stimulation Effectiveness in Unconventional Reservoirs - Field Results in the Eagle Ford Shale of North America". SPE/EAGE European Unconventional Resources Conference and Exhibition (SPE 152839)
- Schaefer, F. (1980): "Excepcionalismo en Geografía". Barcelona, Editorial de la Universidad de Barcelona, 3a. ed.
- Schmoker, J (1994): "Volumetric Calculation of Hydrocarbons Generated". Chapter 19 Part IV. AAPG.
- Tivayanonda V. y Wattenbarger R. (2012): "Alternative Interpretations of Shale Gas/Oil Rate Behavior Using a Triple Porosity Model" (SPE 159703).

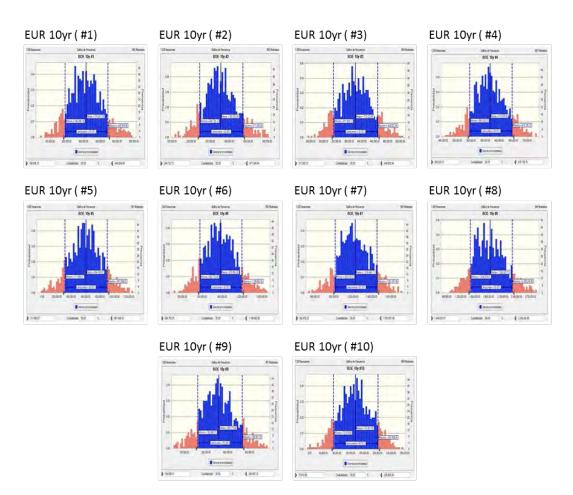
IMAGEN ANEXO A: Matriz de Progresión (Escenario)



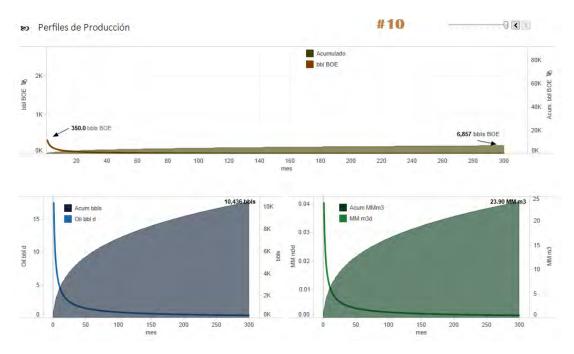
Página | 92

Luciano P. Codeseira

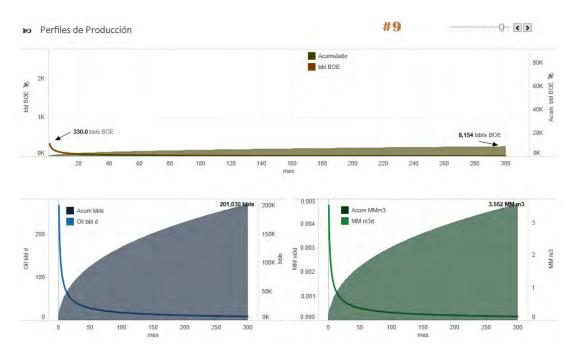
IMAGEN ANEXO B: EUR a 10 años por tipo de pozo



▶ IMAGEN ANEXO C: Régimen de Producción petróleo y gas natural (#1 a #10)



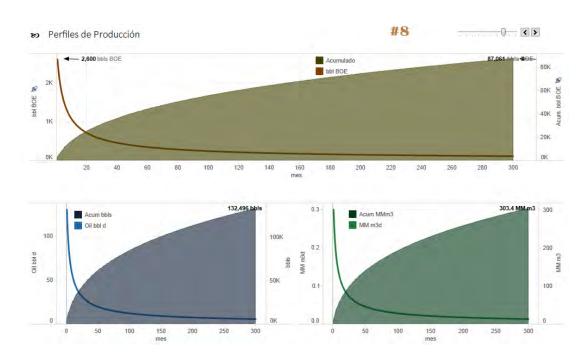
FUENTE: Modelo Integral de Desarrollo de Vaca Muerta (MIDVaM)



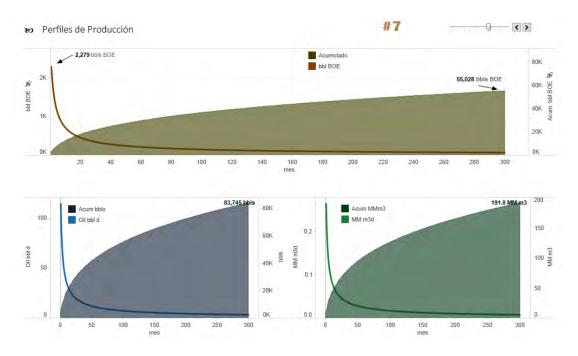
FUENTE: Modelo Integral de Desarrollo de Vaca Muerta (MIDVaM)

Página | 94

Luciano P. Codeseira



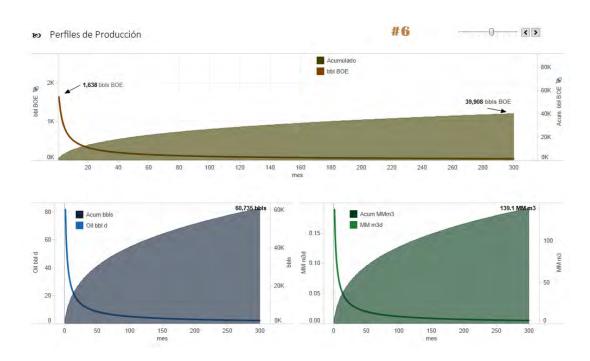
FUENTE: Modelo Integral de Desarrollo de Vaca Muerta (MIDVaM)



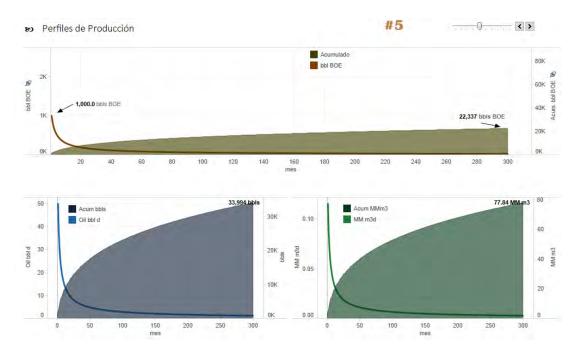
FUENTE: Modelo Integral de Desarrollo de Vaca Muerta (MIDVaM)

Página | 95

Luciano P. Codeseira



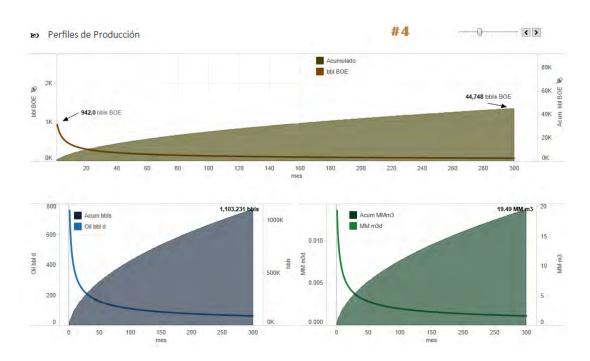
FUENTE: Modelo Integral de Desarrollo de Vaca Muerta (MIDVaM)



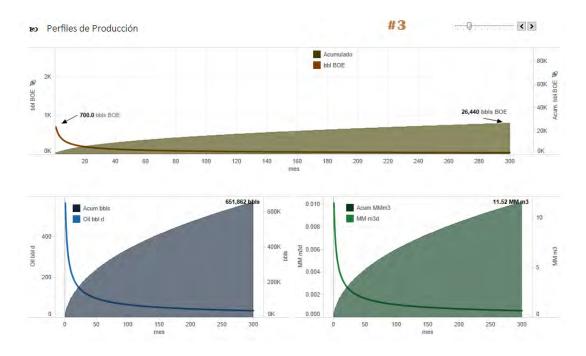
FUENTE: Modelo Integral de Desarrollo de Vaca Muerta (MIDVaM)

Página | 96

Luciano P. Codeseira



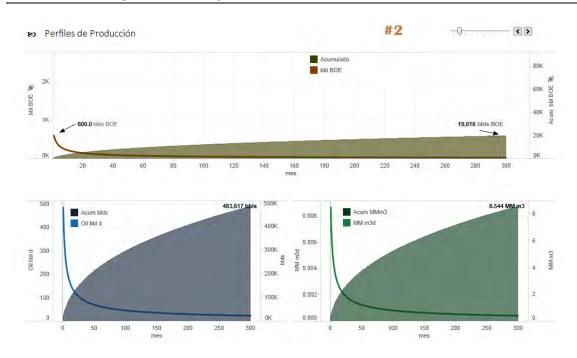
FUENTE: Modelo Integral de Desarrollo de Vaca Muerta (MIDVaM)



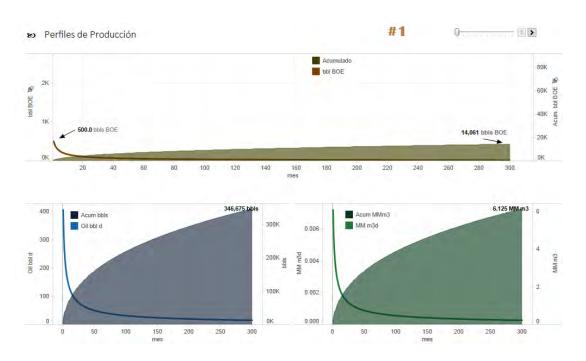
FUENTE: Modelo Integral de Desarrollo de Vaca Muerta (MIDVaM)

Página | 97

Luciano P. Codeseira



FUENTE: Modelo Integral de Desarrollo de Vaca Muerta (MIDVaM)



FUENTE: Modelo Integral de Desarrollo de Vaca Muerta (MIDVaM)