



Universidad Nacional de Rosario
Facultad de Ciencias Exactas, Ingeniería y Agrimensura
Escuela de Posgrado y Educación Continua

**ESTUDIO DEL MANEJO DE AGUA DE PURGA O DE CO-PRODUCCIÓN
PARA FRACTURAS EN RESERVORIOS NO CONVENCIONALES**

**INFORME DE TRABAJO FINAL PARA OBTENER EL TÍTULO DE
POSTGRADO EN INGENIERÍA DEL PETRÓLEO Y GAS**

Autor; ING. ALEJANDRO GABRIEL PALACIOS

Director; LIC. DIEGO SOLIS

2022

ÍNDICE

LISTA DE FIGURAS	-----	Pág. 3
LISTA DE TABLAS	-----	Pág. 5
GLOSARIO	-----	Pág. 6
RESUMEN	-----	Pág. 8
1. Descripción del sistema de estudio	-----	Pág. 9
2. El problema y los objetivos	-----	Pág. 14
3. Introducción al tema	-----	Pág. 16
3.1. Características geológicas del petróleo	-----	Pág. 16
3.2. Reservorios no convencionales	-----	Pág. 18
3.3. Estimulación hidráulica	-----	Pág. 22
3.4. Agua de fractura	-----	Pág. 24
3.5. Arena	-----	Pág. 29
3.6. Aditivos químicos	-----	Pág. 30
4. Proyecto	-----	Pág. 32
4.1. Consideraciones generales para el balance de agua	-----	Pág. 32
4.2. Declinación de la producción	-----	Pág. 33
4.3. Modelo de desarrollo	-----	Pág. 43
4.4. Alternativas de suministro de agua	-----	Pág. 52
5. Conclusiones y recomendaciones	-----	Pág. 56
6. Bibliografía consultada	-----	Pág. 58

LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Área Puesto Rojas, provincia de Mendoza	Pág. 9
Figura 2: Columna estratigráfica del Área Puesto Rojas	Pág. 10
Figura 3: Formación Vaca Muerta, Cuenca Neuquina	Pág. 12
Figura 4: Columna estratigráfica de la Cuenca Neuquina	Pág. 13
Figura 5: Sistemas petroleros convencionales y no convencionales	Pág. 17
Figura 6: Reservorios convencionales y no convencionales	Pág. 19
Figura 7: Fluido de fractura	Pág. 22
Figura 8: Fractura hidráulica	Pág. 24
Figura 9: Tratamiento del agua de retorno	Pág. 27
Figura 10: Esquema de pozo horizontal con detalle del encamisado	Pág. 28
Figura 11: Declinación transitoria para gasto y presión de fondo fluyendo constante	Pág. 36
Figura 12: Declinación de un pozo, produciendo a gasto constante y a presión constante	Pág. 37
Figura 13: Gráfica típica de gasto de petróleo en función del tiempo	Pág. 38
Figura 14: Gráfica típica de gasto de petróleo en función de la producción acumulativa	Pág. 39
Figura 15: Declinación del gasto en función del tiempo	Pág. 39
Figura 16: Representación gráfica de declinación exponencial en papel semilogarítmico	Pág. 40
Figura 17: Comparación de las curvas de declinación exponencial e hiperbólica	Pág. 42
Figura 18: Curva tipo para declinación armónica basada en ecuaciones empíricas de Arps	Pág. 43
Figura 19: Curva tipo para declinación multisegmento producción diaria de petróleo	Pág. 45
Figura 20: Curva tipo para declinación multisegmento producción acumulada de petróleo	Pág. 45
Figura 21: Curva de pozos perforados vs producción de petróleo	Pág. 46
Figura 22: Curva de producción de petróleo vs capacidad de la planta	Pág. 47

Figura 23: Curva tipo para declinación multisegmento producción diaria de agua -----	Pág. 49
Figura 24: Curva de producción acumulada de agua -----	Pág. 49
Figura 25: Curva de producción vs consumo de agua -----	Pág. 50
Figura 26: Mapa del río Atuel -----	Pág. 54
Figura 27: Imagen Google Maps - Distancia río Atuel área Puesto Rojas	Pág. 55

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Características distintivas de los yacimientos convencionales y no convencionales	-----	Pág.18
Tabla 2. Uso del agua en la provincia de Mendoza	-----	Pág.25
Tabla 3. Tipo de sustancia. Función en el hogar y en la industria	-----	Pág.31
Tabla 4: Producción promedio diario de petróleo	-----	Pág.44
Tabla 5: Producción promedio diario de agua	-----	Pág.47
Tabla 6: Balance de agua para los primeros 3 años	-----	Pág.50

GLOSARIO

Fuente: IAPG, Instituto Argentino del Petróleo y Gas / SPE, Society of Petroleum Engineers

Yacimientos No Convencionales: Se refieren al petróleo y / o gas alojado en formaciones de muy baja permeabilidad, que requieren de fracturación hidráulica. Según el reservorio que los aloja reciben la denominación de: Gas de Areniscas Compactas, o de baja permeabilidad (*Tight Gas Sands*), Petróleo en Rocas de Baja Permeabilidad (*Tight Oil*), Gas o Petróleo en Pelitas o Lutitas (*Shale Gas y Shale Oil*).

Roca Madre (*shale*): Rocas de origen sedimentario de grano muy fino de baja porosidad (tamaño $< \sim 0.004$ mm), que se encuentran en distintas cuencas sedimentarias. Se forman a partir de la deposición lenta en ambientes anóxicos de sedimentos orgánicos y otros componentes como cuarzo, carbonatos, feldespatos, pirita y arcillas varias y posterior compactación.

Agua de formación: Agua atrapada en las formaciones. Como ha estado en contacto con el reservorio por largo tiempo, ha alcanzado un equilibrio físico-químico de minerales y de gases disueltos a la presión y temperatura del mismo.

Agua de purga, coproducción o producción: Es el agua de formación más el agua que se pudo haber inyectado en procesos de estimulación o de recuperación asistida, y que es traída a la superficie cuando se produce gas y/o petróleo. Dado que las características de presión y temperatura cambian a medida que asciende en el pozo, la misma puede sufrir cambios fisicoquímicos, como liberación de gases, formación de sales, y deposición de hidrocarburos sólidos. El agua de producción está presente durante toda la vida del pozo.

Fractura hidráulica o Estimulación hidráulica: También conocida por el término *fracking* en inglés. Es una técnica para posibilitar o aumentar la extracción de gas y petróleo del subsuelo. Consiste en generar uno o varios canales de elevada permeabilidad en la roca a través de la inyección de agua a alta presión, de modo que supere la resistencia de la roca y abra una fractura controlada en la sección deseada de la formación que contiene a los hidrocarburos. Esta agua a presión es mezclada con algún material apuntalante y productos químicos.

Fluido de fractura: Los fluidos de fractura están constituidos principalmente por agua, mezclada con agentes de sostén y una variedad de productos químicos.

Fluido de retorno (*flowback*): Cuando se utilizan técnicas de estimulación hidráulica, una parte del fluido que se inyecta regresa a la superficie (en general, alrededor del 30 por ciento, entre las dos y las cuatro primeras semanas), cuando el pozo es puesto a fluir. Está constituido por el agua inyectada más los retornos de tapones rotados, cemento, agente sostén y fluido de fractura degradado. A medida que progresa en el tiempo entra también en su constitución el agua de producción, petróleo y/o gas, y minerales de formación disueltos por la misma. Su volumen total siempre será igual o menor al volumen de agua inyectado. En los shales se han observado porcentajes de flowback del orden de 10 a 40 % aproximadamente. Esta “agua de retorno” o flowback no es potable, ya que contiene el remanente de los aditivos químicos utilizados (buena parte se degrada o queda en la formación estimulada), cloruros, sales y un alto contenido de carbonatos.

Pozo sumidero: También denominado de inyección profunda. Instalación destinada a inyectar agua residual, en formaciones que poseen las condiciones de entrapamiento estructural y de roca sello, que garantizan la estanqueidad de los fluidos, imposibilitando su vinculación con las aguas subterráneas dulces.

Producción de petróleo: Actividad que se encarga de las operaciones empleadas para traer a la superficie los hidrocarburos naturales (petróleo y gas), utilizando la energía natural del yacimiento (conocida como extracción primaria) o mediante la aplicación de otros métodos de extracción (recuperación secundaria y/o asistida).

Análisis de declinación de la producción: Herramienta muy utilizada para la estimación de reservas y la elaboración de pronósticos de producción, ya que estos datos normalmente, son de fácil adquisición.

Curvas de declinación de la producción: Utilizadas para modelar la producción futura de los pozos productores. Jan J. Arps (*Analysis of decline curves, The British-American Oil Producing Co*) fue una de las primeras personas en documentar estudios enfocados en la declinación de la producción de los pozos, basándose en tres modelos: armónico, exponencial e hiperbólico. A partir del año 2010 se comenzaron a desarrollar nuevos modelos para reservorios no convencionales (multisegmento).

RESUMEN

El presente trabajo se enfoca en analizar un proyecto de explotación de reservorios no convencionales, perteneciente a un yacimiento de la cuenca neuquina, bajo el método de estimulación hidráulica.

Teniendo en cuenta que este método permite mejorar la producción para pozos con baja o nula permeabilidad, mediante la inyección de un "fluido de fractura", el trabajo se focalizará en analizar el caudal de agua utilizado en dicho proceso.

Un aspecto importante a destacar en el uso del agua es que, el fluido de fractura se puede realizar con agua de producción adecuadamente tratada, o con agua dulce. El uso de un tipo u otra depende de la disponibilidad de agua de producción, de equipos de tratamiento y cómo afecta el costo del agua de producción vs el costo del agua dulce, siempre que esta se encuentre disponible y debidamente autorizado su uso.

En función de ello, buscaremos determinar la cantidad de agua necesaria para realizar las etapas de fracturas, para lo cual se analizará el caudal de agua de producción que entregarán los pozos del campo. De esta manera se realizará un balance de masa de agua que permita determinar la necesidad o no del aporte de otra fuente de agua, de forma tal de acompañar al *forecast* (pronóstico) de producción.

Para dicho estudio se utilizará un programa de cálculo diseñado en Excel, que nos permitirá definir un modelo de desarrollo del campo de petróleo y gas, analizando la declinación de la producción de los pozos mediante las distintas técnicas de curvas de declinación de pozos para reservorios no convencionales (multisegmento). El modelo de desarrollo nos permitirá definir la cantidad de pozos necesarios a perforar, para obtener de esta forma el plan de desarrollo óptimo.

Toda la información utilizada en el presente trabajo proviene de distintas fuentes bibliográficas, y el aporte de profesionales de una empresa operadora de la zona en cuestión, obtenida mediante entrevistas y aporte de datos operativos.

CAPÍTULO 1

DESCRIPCIÓN DEL SISTEMA DE ESTUDIO

El Área de Puesto Rojas se encuentra emplazada en el departamento de Malargüe, provincia de Mendoza, Argentina. El yacimiento pertenece a la denominada Cuenca Neuquina, la cual constituye una extensa comarca petrolera que abarca la provincia del Neuquén, sector occidental de las provincias de La Pampa y Río Negro, y la porción meridional de la provincia de Mendoza, hasta aproximadamente los 34 grados de latitud Sur. El área de interés se encuentra aproximadamente a 25 km de la ciudad de Malargüe (Figura 1).

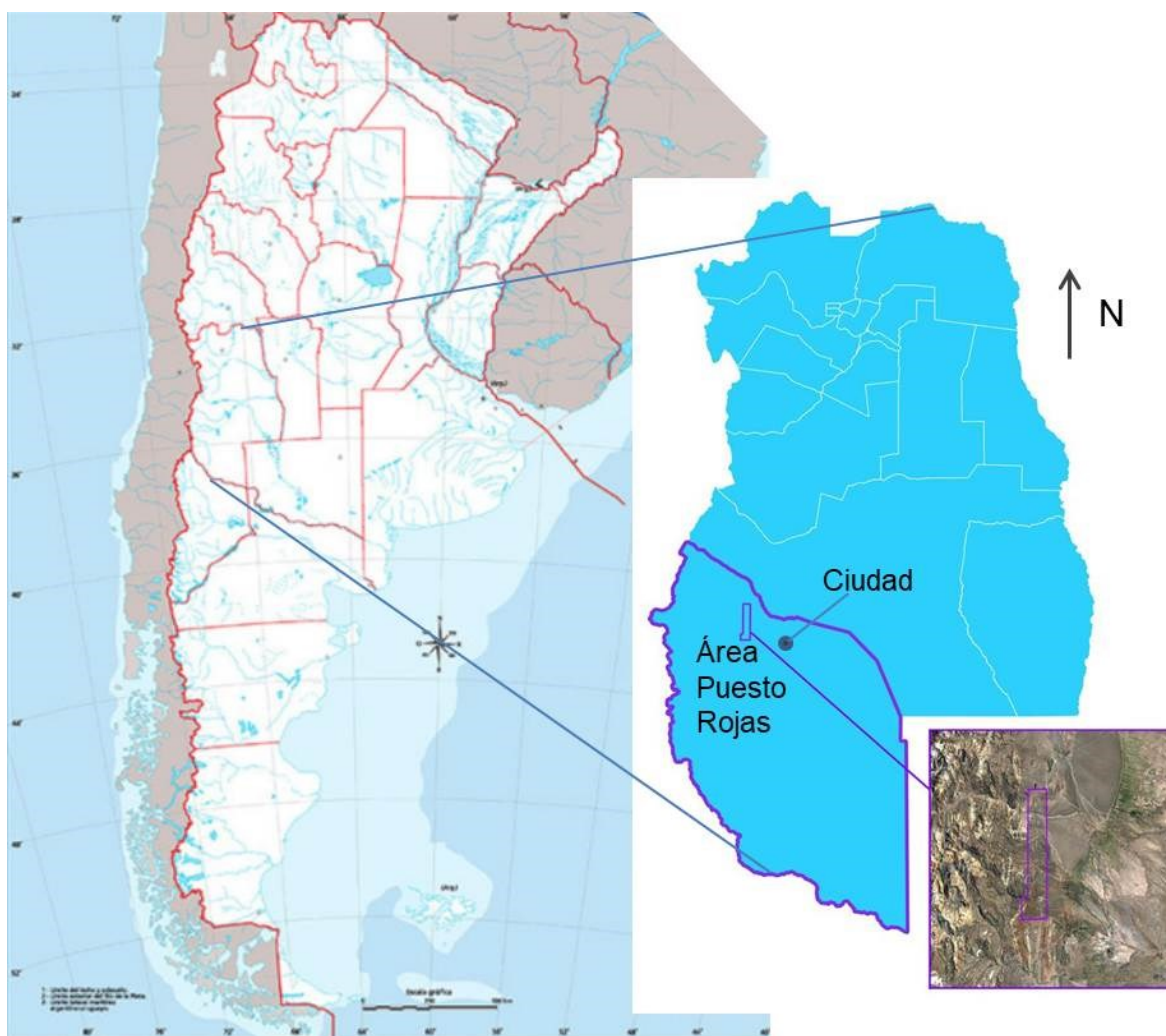


Figura 1: Área Puesto Rojas, provincia de Mendoza

Fuente: Elaboración propia con gráfica del Departamento General de Irrigación de Mendoza
El área de Puesto Rojas entró en explotación en 1974, y está conformada por cuatro yacimientos: Cerro Pencal, Puesto Rojas, Cerro Mollar y Puesto Adobe.

El área tiene 136 pozos, 21 de extracción efectiva, 3 pozos inyectoros, 98 pozos inactivos y 14 con abandono definitivo.

Las principales formaciones son: Agrio (superior, media e inferior) Chachao y Vaca Muerta, cuyas profundidades oscilan entre 1.400 y 3.000 metros.

La formación Agrio y Chachao son formaciones tight oil (roca reservorio de muy baja porosidad y permeabilidad) y Vaca Muerta formación shale oil (roca madre de origen marino donde se generó el hidrocarburo). (Figura 2).

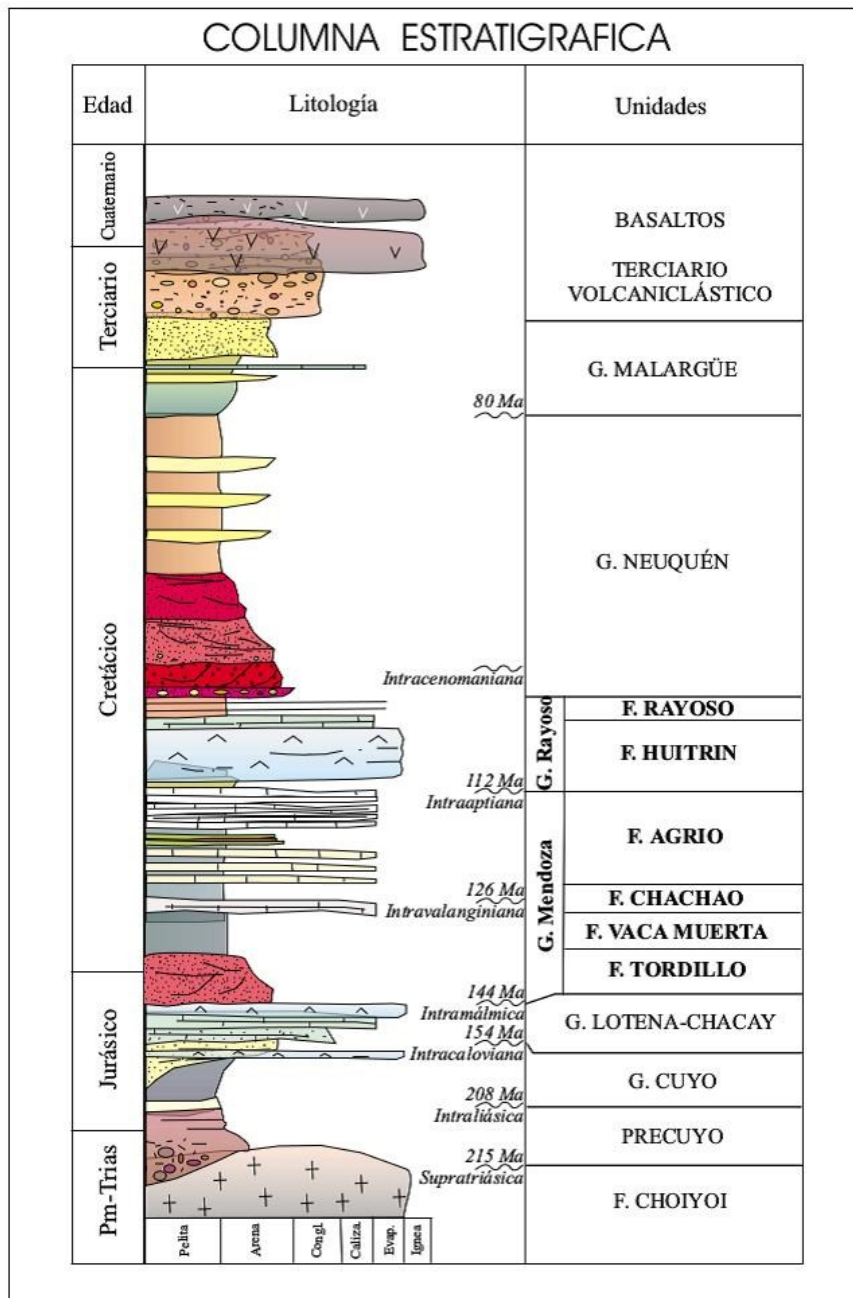


Figura 2: Columna estratigráfica del Área Puesto Rojas
Fuente: Departamento General de Irrigación de Mendoza

Vaca Muerta

Debemos comentar que los geólogos dividen al subsuelo en formaciones geológicas de acuerdo con las características particulares de las rocas, las cuales son características que las diferencian a unas de otras.

Por lo tanto, Vaca Muerta es el nombre de una formación geológica con características determinadas, que interesa especialmente por su contenido de gas y petróleo. De hecho, es un tipo de formación (muy poco porosa y casi impermeable), que va del amarillo al ocre oscuro, con importante contenido de hidrocarburos, denominada vulgarmente "*shale*" por su contenido de arcillas, y llamada por los geólogos roca generadora o roca madre, dado que allí se han originado hidrocarburos tras un extenso proceso geológico. Parte de esos hidrocarburos, luego migró hacia otras formaciones más porosas y permeables, pero otra parte muy importante permanece allí. Tradicionalmente, la llamada explotación convencional de hidrocarburos se centró en extraer el petróleo y el gas almacenados en formaciones permeables, tras haber migrado desde la roca generadora. La explotación de los llamados no convencionales, como los de Vaca Muerta, consiste en tomarlos de la propia formación generadora.

Para los geólogos, identificar una roca generadora es de gran importancia, dado que abre la posibilidad de que exista un sistema petrolero. Es decir, una roca generadora, una roca reservorio, y una roca sello, que mantiene atrapados a los hidrocarburos.

La formación Vaca Muerta se encuentra a distintas profundidades, al punto tal que en zonas como la sierra homónima, directamente aflora sobre la superficie, a la vista de todos. Pero para la extracción de hidrocarburos interesa la formación cuando se encuentra a más de 2000 metros de profundidad (*IAPG, Instituto Argentino del Petróleo y Gas*).

En la Argentina, el término shale cobró notoriedad cuando el Departamento de Energía de los Estados Unidos difundió un informe con los resultados de una evaluación realizada sobre las rocas generadoras de 48 cuencas en 32 países (EIA, 2011). Debe aclararse que Argentina conocía su potencial desde los tiempos del geólogo estadounidense Charles Edwin Weaver (1931), pero ni la tecnología ni los costos permitían siquiera soñar con aprovecharlo. En la actualidad, esta situación se ha revertido.

Con el fin de que el petróleo y el gas puedan escapar de la formación rocosa, es necesario generar permeabilidad, ya que la misma es demasiado compacta. Dicho de otro modo, abrir las vías para que fluyan los hidrocarburos, algo que se logra mediante una técnica conocida como “estimulación hidráulica” o “*fracking*”, que consiste en la inyección a presión de una mezcla de agua, arena y algunos aditivos químicos, para generar microfisuras, más angostas que el ancho de un pelo. Finalmente, el pozo queda operativo durante años o décadas.

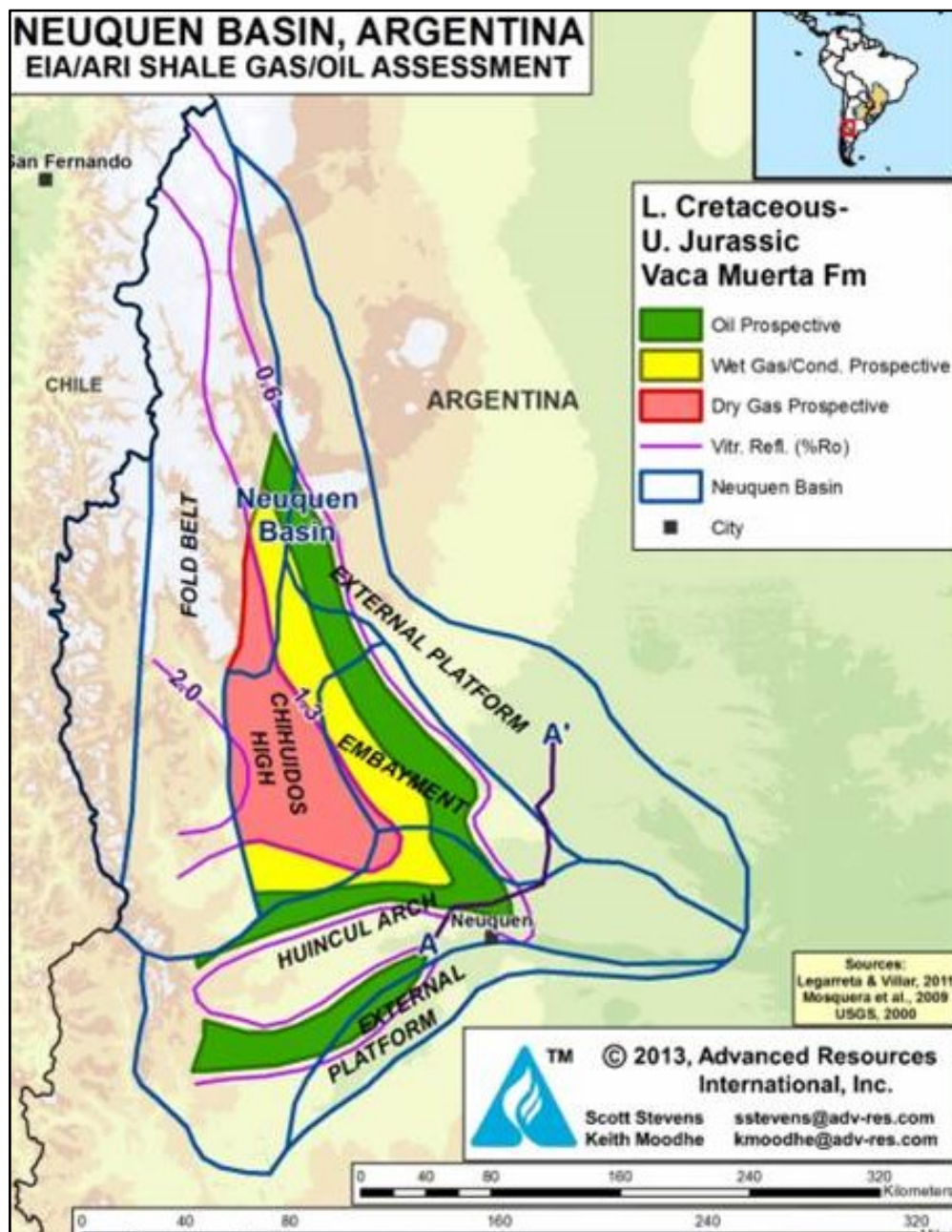


Figura 3: Formación Vaca Muerta, Cuenca Neuquina

Fuente: Shale en Argentina / Vaca Muerta

En la figura 3, se ha representado la Cuenca Neuquina con líneas azules, y también se ha representado el área aproximada de la formación Vaca Muerta, resaltando en distintos colores los hidrocarburos que contiene (petróleo, gas seco y gas húmedo).

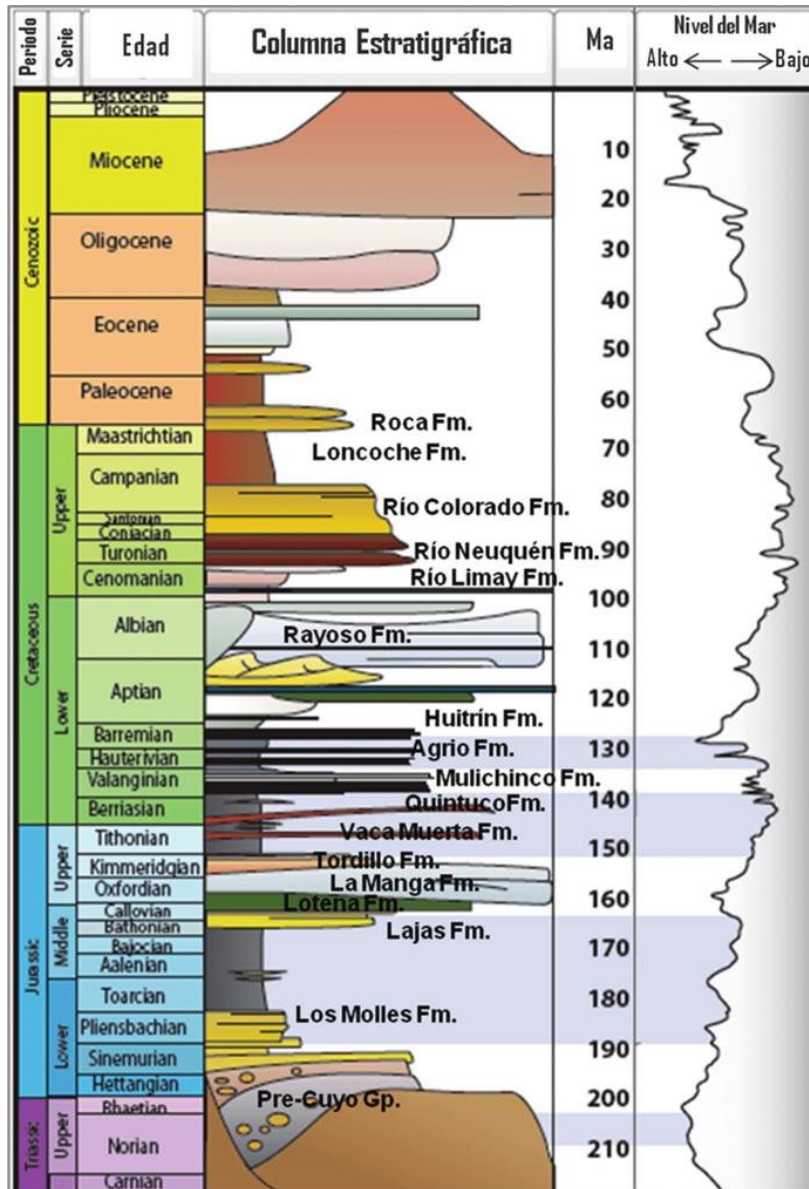


Figura 4: Columna estratigráfica de la Cuenca Neuquina

Fuente: Shale en Argentina / Vaca Muerta

En la figura 4, se ha representado la columna estratigráfica de la cuenca Neuquina, donde pueden observarse los distintos tipos de rocas y ciertos fenómenos geológicos en orden cronológico, de acuerdo a la evolución geológica del área de estudio.

CAPÍTULO 2

EL PROBLEMA Y LOS OBJETIVOS

2.1. El problema

El agua representa una parte importante dentro del proceso de fractura en yacimientos no convencionales de hidrocarburos, aproximadamente más del 90% del total de una mezcla denominada fluido de fractura (*IAPG, Instituto Argentino del Petróleo y Gas*).

Existen varias formas en que las empresas gestionan el uso del agua para fractura, dependiendo de la presencia de los recursos acuíferos subterráneos o superficiales utilizables. En general, la evaluación de las posibles fuentes de agua para las fracturas hidráulicas podrá considerar la disponibilidad de: agua superficial, agua subterránea, agua proveniente de instalaciones para el tratamiento industrial, agua utilizada para la refrigeración de plantas de energía, agua de producción reciclada, o fluido de retorno (flowback) reciclado.

La elección dependerá de los requisitos de volumen y calidad de agua, disponibilidad física del recurso, regulación, usos alternativos, y características de la formación que se está fracturando.

Una parte importante de la operación de fractura hidráulica consiste en garantizar el acceso a fuentes seguras de agua, el tiempo asociado con esta accesibilidad, y los requisitos para obtener el permiso para garantizar estos suministros. Al evaluar las diferentes alternativas para garantizar los suministros de agua para las operaciones de fractura hidráulica, es esencial conocer los aspectos en la gestión del agua, los permisos y los requisitos reglamentarios de la región. Las operadoras deben realizar una revisión detallada y documentada de las fuentes de agua disponibles en un área, que podría ser utilizada para realizar operaciones de fractura hidráulica (*Gestión del agua en la exploración y explotación de reservorios no convencionales en el área de influencia de la cuenca neuquina, PR IAPG – SC – 11 – 2013 – 00*).

El diseño de un fluido de fractura no es un asunto trivial, sin embargo puede lograrse de una manera económica, privilegiando el equilibrio de las necesidades locales, políticas, y ambientales de un área específica.

En función de ello, es necesario ser preciso en la determinación del volumen de agua que se necesita para fracturar los reservorios no convencionales.

2.2. Objetivo general

Determinar la cantidad de agua necesaria para la fractura de los reservorios no convencionales en un yacimiento de la cuenca neuquina, ubicado al Sur de la provincia de Mendoza, analizando el caudal de agua de producción que entregarían los pozos, y así realizar un balance de masa de agua que acompañe al *forecast* (pronóstico) de producción y por ende a la capacidad de la planta, definiendo de esta manera la estrategia de perforación de los pozos.

2.3. Objetivos específicos

- Determinar la cantidad de agua necesaria para la fractura hidráulica.
- Analizar el caudal de agua de producción.
- Realizar un balance de masa entre la producción de agua y las necesidades de agua para la fractura.
- En función de los resultados, proponer otras fuentes de agua en el yacimiento en cuestión.

CAPÍTULO 3

INTRODUCCIÓN AL TEMA

3.1. Características geológicas del petróleo

Los hidrocarburos son compuestos orgánicos formados por cadenas de carbono e hidrógeno, originados en el subsuelo terrestre por transformación química de la materia orgánica depositada con rocas sedimentarias de grano fino en el pasado geológico (*Hidrocarburos Convencionales y No Convencionales, Asociación Argentina de Geólogos y Geofísicos del Petróleo*). Las rocas sedimentarias se forman a partir de la precipitación de sedimentos que pueden ser transportados por el agua, el hielo o el viento y depositados en zonas deprimidas de la corteza terrestre denominadas cuencas sedimentarias, donde pueden ser preservados durante un determinado lapso de la historia geológica, normalmente, millones de años. En las cuencas sedimentarias, los sedimentos se depositan en distintos ambientes: continentales (fluvial, lacustre, eólico, glacial, etcétera), marinos (en plataforma submarina somera o ambiente marino profundo) o en ambientes de transición (playas, deltas, llanuras costeras, otros). Al depositarse, los sedimentos llevan consigo y sepultan restos de fitoplancton y zooplancton. Estos restos de microorganismos son, junto con las algas y el material vegetal, los portadores de la materia orgánica que, al depositarse en un ambiente anóxico (con escaso oxígeno), es preservada sin que llegue a descomponerse. Con el sucesivo soterramiento, los sedimentos se transforman en rocas, en este caso sedimentarias, y al incrementar la profundidad estas son sometidas a mayores temperaturas según el gradiente del área. Así, los restos de microorganismos ricos en materia orgánica contenidos en sedimentos finos (comúnmente llamados roca madre o roca generadora) se transforman en kerógeno. A partir de que la roca madre alcanza una temperatura en torno a los 90°C, el kerógeno comienza a ser transformado en hidrocarburo líquido. En este caso se dice que la roca madre ingresa en la ventana de petróleo (Figura 5). El petróleo así generado se va acumulando en los poros, incrementando paulatinamente su volumen y presión hasta que es expulsado hacia las rocas circundantes. Cuando la roca madre alcanza los 130°C comienza a producir hidrocarburo gaseoso, ingresando en la ventana de gas y empobreciéndose gradualmente en kerógeno residual.

Como los hidrocarburos son menos densos que el agua de formación (agua contenida en las rocas), estos tienden a moverse en un camino preferentemente ascendente a través de la columna sedimentaria. En este proceso de migración (o desplazamiento) pueden encontrar rocas reservorio, porosas y permeables, que los alojen y si, además, encuentran algún elemento o barrera que sirva de sello impermeable, se pueden acumular. Al conjunto de roca reservorio y roca sello con capacidad para alojar y retener a los hidrocarburos se lo denomina trampa. El volumen de hidrocarburo en una trampa o acumulación depende de las características, configuración y extensión de la misma. Se conocen trampas de distinto tipo y existen muchas clasificaciones para ellas, pero básicamente, pueden ser estructurales, estratigráficas, y combinadas. Las estructuradas están conformadas por pliegues y/o bloques limitados por fallas, las estratigráficas están conformadas por cambios en la geometría o características del reservorio, y las combinadas están definidas por componentes estructurales y estratigráficos. Se denomina migración al proceso por el cual los hidrocarburos generados por la roca madre se desplazan desde las rocas madre hasta los reservorios. Más específicamente, se habla de migración primaria cuando estos son inicialmente expulsados de las rocas donde se generan, y de migración secundaria cuando, adicionalmente, se desplazan hasta encontrar una trampa.

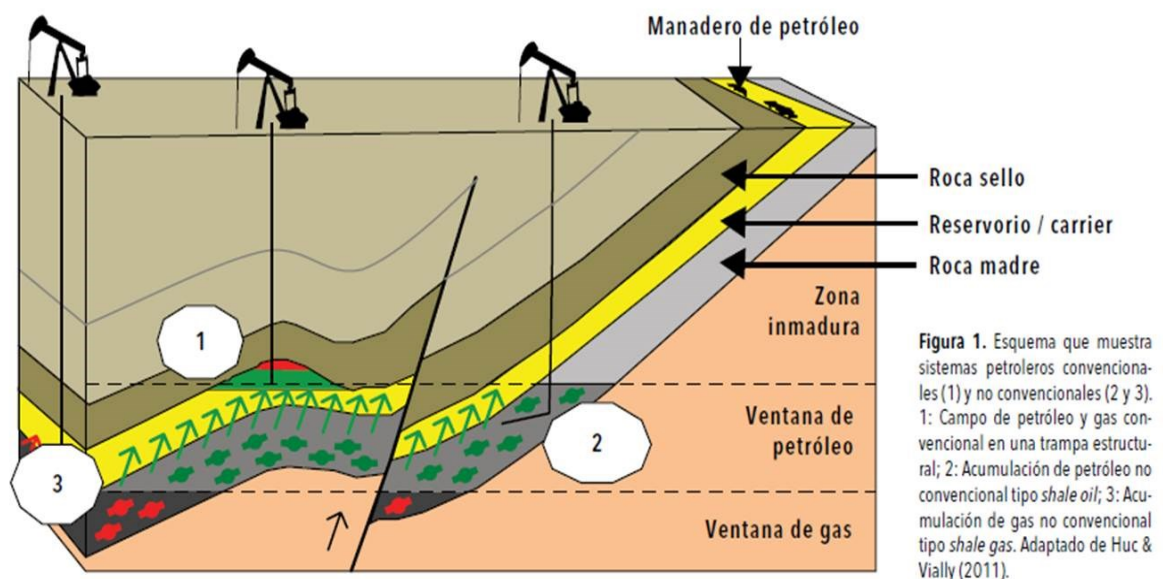


Figura 5: Sistemas petroleros convencionales y no convencionales
Fuente: Asociación Argentina de Geólogos y Geofísicos del Petróleo

Se denomina sistema petrolero al conjunto de elementos y procesos necesarios para que, sincronizados temporalmente de manera apropiada, conduzcan a la generación de hidrocarburos y su posterior migración, entrapamiento y preservación dentro de una acumulación. Para que un sistema petrolero convencional sea efectivo es necesario que exista roca madre madura (en condiciones de generar), vías de migración, roca reservorio, sello y trampas que hayan sido formados antes o durante el proceso de migración (Figura 5).

3.2. Reservorios no convencionales

Bajo el término no convencional se incluyen aquellos reservorios o yacimientos que se explotan con medios que no responden a los criterios de lo que actualmente es considerado convencional (Figura 5). (*Hidrocarburos Convencionales y No Convencionales, Asociación Argentina de Geólogos y Geofísicos del Petróleo*). En la tabla 1 se indican algunas características distintivas de yacimientos convencionales y no convencionales.

Yacimientos convencionales	Yacimientos no convencionales
Existencia de una roca reservorio porosa y permeable para la acumulación de hidrocarburos	Existencia de una roca reservorio de muy baja porosidad y permeabilidad
Acumulación relacionada a una trampa con una roca impermeable que evita su fuga	No necesita de una trampa para su acumulación, ya que los hidrocarburos se alojan en la roca madre
Normalmente presentan dentro del reservorio un límite definido o una separación inferior, entre los hidrocarburos y el agua	No hay límites definidos entre los hidrocarburos y el agua en la roca que los aloja
Normalmente no necesitan estimulaciones para producir. Cuando lo requieren es a una escala mucho menor que la de los no convencionales	Necesitan estimulación artificial de gran envergadura para producir (fracturación)
Predominan los pozos verticales sobre los horizontales	Mejor producción con pozos horizontales

Tabla 1: Características distintivas de los yacimientos convencionales y no convencionales

Fuente: Asociación Argentina de Geólogos y Geofísicos del Petróleo

Los reservorios no convencionales requieren para su explotación económica mayores costos y más tecnología, si bien los volúmenes a recuperar son sustancialmente mayores que en los convencionales (figura 6). Pero este es un concepto dinámico, y lo que por distintos motivos en un momento dado es no convencional o complejo, puede derivar en convencional ante situaciones favorables como mejor entendimiento técnico del reservorio o modernos desarrollos tecnológicos y condiciones de mercado que impulsen el desarrollo de los nuevos recursos.

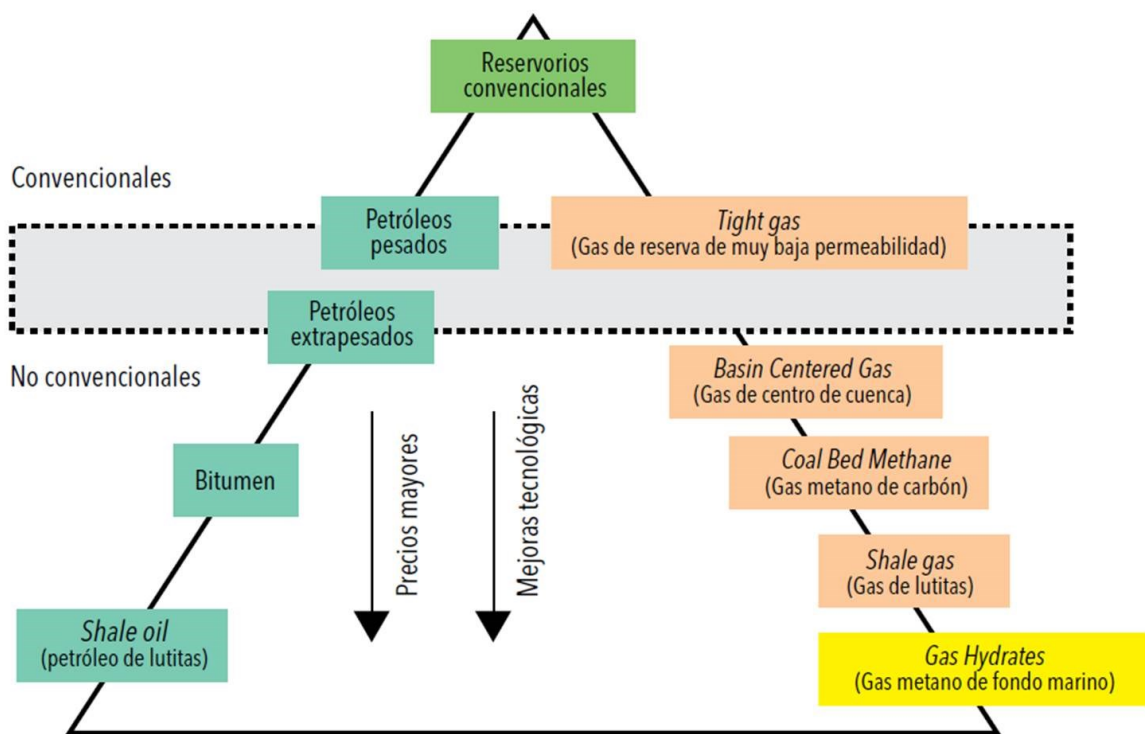


Figura 6: Reservorios convencionales y no convencionales

Fuente: Asociación Argentina de Geólogos y Geofísicos del Petróleo

En la actualidad, el término no convencional en la industria del petróleo y del gas se utiliza, de un modo amplio, para hacer referencia a los reservorios cuya porosidad, permeabilidad, mecanismo de entrapamiento u otras características difieren respecto de los reservorios tradicionales.

Bajo la categoría de reservorios no convencionales, y con distintos tipos de complejidad, se incluyen los siguientes depósitos (*Asociación Argentina de Geólogos y Geofísicos del Petróleo*):

- Gas metano de carbón (*coalbed methane* o *CBM*).
- Hidratos de gas (*gas hydrates*).

- Reservorios fracturados.
- Gas de arenas compactas (*tight gas*).
- Gas o petróleo de lutitas (*shale gas-shale oil*).

Si bien la exploración y el desarrollo de los reservorios no convencionales requieren la aplicación de métodos y tecnologías nuevas y costosas, estos contienen, por su gran extensión, volúmenes de hidrocarburos sustancialmente mayores a los contenidos en los reservorios convencionales.

Este hecho, sumado a que ya casi no se encuentran trampas convencionales de gran magnitud que permitan reponer reservas, ha llevado a las empresas petroleras a concentrar esfuerzos en tratar de entender cómo funcionan y cómo pueden ser desarrollados los reservorios no convencionales. En este sentido, a partir del desarrollo de mejores y más eficientes métodos de fracturamiento hidráulico y perforación horizontal, más la existencia de una industria de servicios dinámica y competitiva, los yacimientos de *tight gas* y de *shale* están siendo intensamente desarrollados en los Estados Unidos, con tanto éxito que ese país experimentó un fenomenal crecimiento, tanto en reservas como en producción.

En el caso de los reservorios *shale*, comenzaron a ser desarrollados en los Estados Unidos a principios de los años 90 (*Asociación Argentina de Geólogos y Geofísicos del Petróleo*). En esos reservorios *shale* el hidrocarburo está contenido en la roca, por lo que el único proceso necesario es la generación. El término *shale* es usado de manera genérica, ya que los hidrocarburos pueden estar almacenados en una gran variedad de tipos de rocas de grano fino con materia orgánica diseminada, incluyendo arcilitas, limolitas y areniscas de grano muy fino. Estas rocas pueden ser silíceas o carbonáticas, o encontrarse intercaladas entre ellas en capas muy delgadas. La presencia de distintos tipos de rocas orgánicamente ricas implica que existen numerosos mecanismos de almacenaje de hidrocarburos. Técnicamente se denomina *shale oil* al crudo producido por pirólisis o disolución termal a partir de esquistos (*shale*) bituminosos, y *tight oil* al crudo contenido en las rocas generadoras. En las lutitas, el gas puede estar almacenado como gas libre en el sistema poroso (microporos y nanoporos) y adsorbido en la materia orgánica. El proceso de maduración, generación y expulsión de hidrocarburos de una roca madre produce en la misma un

incremento en la porosidad. La permeabilidad de los sistemas *shale* es extremadamente baja.

Aunque en los detalles ningún reservorio *shale* es igual a otro, hay factores de primer orden que son necesarios para que una roca generadora constituya un reservorio.

Estos factores son los siguientes (*Asociación Argentina de Geólogos y Geofísicos del Petróleo*):

- Contenido de materia orgánica mayor de 2% para gas y mayor de 4% para petróleo.
- Estar en ventana de generación de hidrocarburos, es decir, en condición de madurez adecuada para la materia orgánica.
- Estar distribuida de manera amplia y continua, y poseer buen espesor.
- Tener una composición litológica que le otorgue condiciones de fragilidad para que pueda ser fracturada.

A estos factores se suman otros elementos que pueden contribuir a mejorar y/o modificar la productividad, entre ellos (*Asociación Argentina de Geólogos y Geofísicos del Petróleo*):

- Presencia de fracturas y microfracturas.
- La relación entre la cantidad de gas libre (en el espacio poral) en relación con el gas adsorbido en la materia orgánica que genere hidrocarburos.
- La presión de poros en el reservorio.
- El tipo de materia orgánica (tipo de kerógeno).
- La composición y mineralogía de las rocas (volumen de sílice y carbonatos respecto del volumen de arcillas).
- Cantidad y tipo de porosidad orgánica y de matriz.

En general, la calidad de un reservorio *shale* resulta de la combinación entre las características de la roca y la calidad de las fracturas inducidas en la misma, ya que estimular hidráulicamente una lutita es equivalente a dotarla de la permeabilidad necesaria para que los hidrocarburos puedan ser movilizados.

El desarrollo de los reservorios *shale* demanda fuertes inversiones, el uso de tecnologías de punta, la perforación de una alta densidad de pozos, estimulaciones hidráulicas continuas, y una intensa gestión ambiental.

El informe que emitió el Departamento de Energía de los Estados Unidos en el año 2.011, sobre las rocas generadoras de Argentina, informó la cantidad de recursos hidrocarburíferos técnicamente recuperables estimados para seis rocas generadoras de cuatro cuencas sedimentarias:

- Fm Vaca Muerta (cuenca neuquina) 240 TCF
- Fm Los Molles (cuenca neuquina) 167 TCF
- Fm Palermo Aike (cuenca austral) 108 TCF
- Fm Aguada Bandera (cuenca golfo San Jorge) 50 TCF
- Fm Pozo D-129 (cuenca golfo San Jorge) 45 TCF
- Fm San Alfredo (cuenca chaco-paranaense) 164 TCF

TOTAL 744 TCF

3.3. Estimulación hidráulica (Fractura hidráulica, fracking)

El método de estimulación hidráulica es un método de mejoramiento de la producción, para pozos con baja o nula permeabilidad. Se aplica tanto en reservorios convencionales como en no convencionales (*Producción de hidrocarburos en reservorios no convencionales en Mendoza, Consideraciones sobre el Método de Estimulación Hidráulica, Universidad Nacional de Cuyo*).

Básicamente el método consiste en la inyección de un "fluido de fractura", conformado por agua y arena a gran presión, junto con una muy pequeña porción de algunos químicos específicos (Figura 7). Mediante el fluido se abren fisuras microscópicas en la roca (Figura 8), que se apuntalan con agentes sostén (arenas especiales) para que no vuelvan a cerrarse. Por los espacios entre los granos de arena, y a lo largo de las fisuras, pueden fluir el gas o el petróleo, incluso de formaciones completamente impermeables.

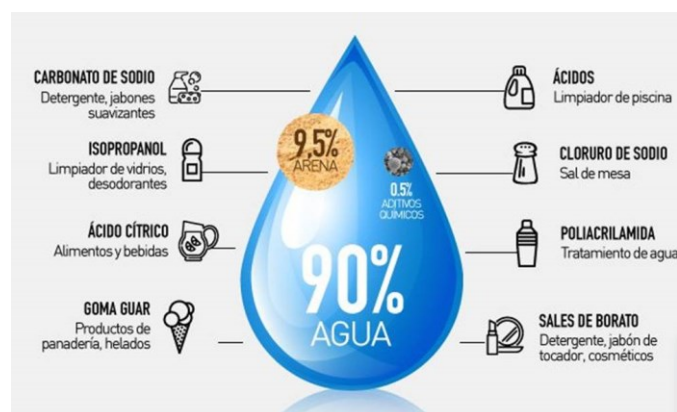


Figura 7: Fluido de fractura

Fuente: El Portal del Petróleo

La metodología consiste en que, una vez perforado el pozo y verificada la existencia de hidrocarburos líquidos o gaseosos, se identifican las áreas productivas dentro del pozo. Una vez identificada y verificada, la formación se aísla con tubería sin costura (*casing*) y se cementa, lo que nos permite asegurar su estanqueidad y que la presión actuará solamente en la zona deseada. Seguidamente se realiza el punzado en la tubería, de manera conectar el pozo y la formación.

La operación de fractura consta en los siguientes pasos (*Schlumberger*):

1. Bajar un tapón aislante por debajo de la zona a fracturar.
2. Inyectar el fluido de fractura a una presión muy alta, para poder fracturar la roca de la formación. Las fisuras que se generan no tienen más de 2 milímetros de espesor y se mantienen abiertas gracias a la inclusión de la arena, caso contrario se cerrarían. La longitud horizontal de las fracturas es como máximo de 200 metros y las verticales no más de 80 metros, y se producen en la dirección de menor tensión, por lo cual la propagación en el plano horizontal siempre es mucho mayor que el plano vertical. Los aditivos involucrados en el fluido de fractura, son elementos que cumplen la función de darle viscosidad al agua, anticorrosivos, ruptores de gel, etc.
3. Esta actividad se puede repetir en un mismo pozo tantas veces como se crea necesario, en función de la longitud del pozo dentro de la formación productiva, fundamentalmente en pozos horizontales, que pueden tener varios cientos de metros de exposición de la formación.
4. Una vez terminada la actividad, el pozo comienza a producir. En primer lugar sale parte del agua de fractura conocida como *flowback*, la cual es recuperada en superficie y enviada a un circuito estanco, en donde se la trata para ser recuperada para una próxima fractura. El *flowback* tiene una composición química muy similar al agua de formación que se extrae junto con el petróleo en una formación convencional. Se trata de un agua muy cargada de sales y puede contener también metales pesados, por lo que su tratamiento es muy importante. En caso de no ser reutilizada, se le da el mismo tratamiento que al agua de formación, y se reinyecta usando la misma técnica que se usa para ésta. Es importante destacar que el *flowback* de una operación de fractura hidráulica puede ser del orden de los 2.000 a 10.000 m³, y en Mendoza se producen, tratan

y disponen más de 140.000 m³ de agua de formación por día, por lo que el riesgo generado por esta operación es incluso menor al de la operación de un pozo convencional, que en determinados casos produce petróleo con más del 90% de agua. Posteriormente se comienza a extraer el petróleo o el gas y el pozo inicia una etapa activa de producción, que se puede prolongar por varios años.

5. Se destaca que la operación completa se hace de la forma denominada “locación seca”, donde tanto los productos químicos como el agua nunca tienen contacto con el suelo, y sus procesos son monitoreados y registrados.

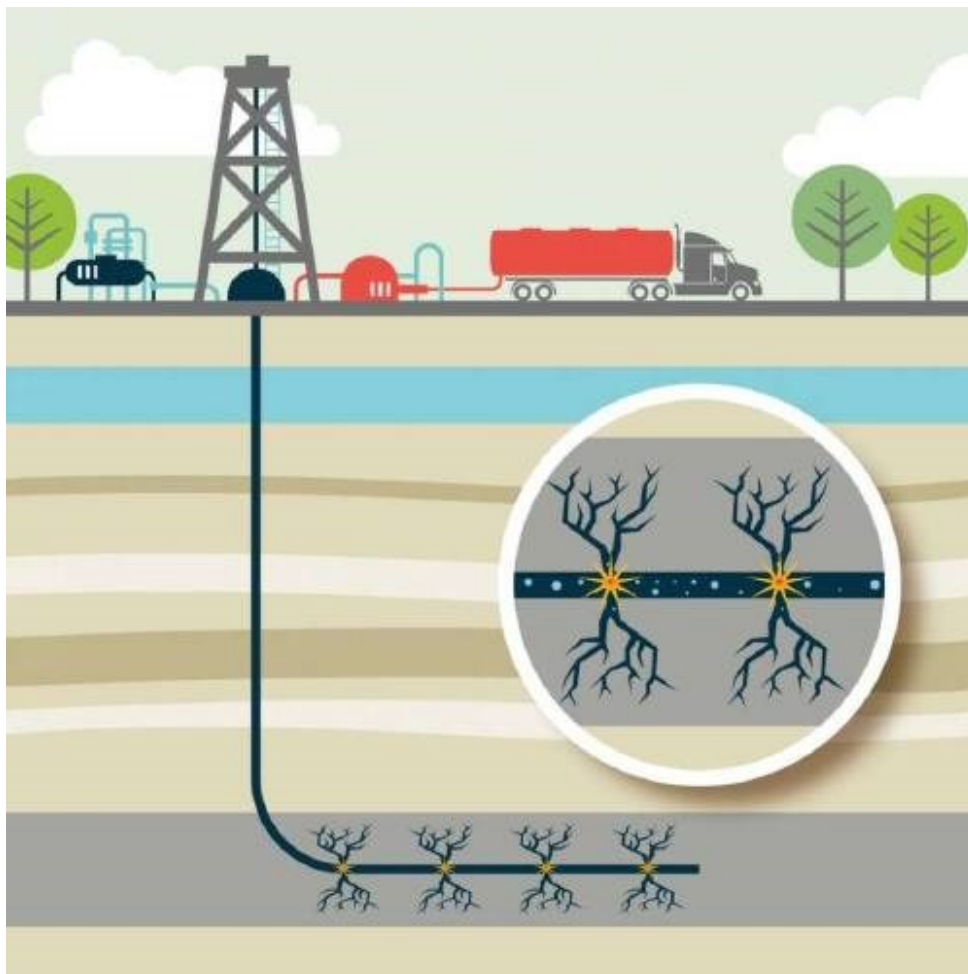


Figura 8: Fractura hidráulica

Fuente: Asociación Colombiana de Petróleo

3.4. Agua de fractura

Hay tres aspectos importantes respecto al agua en la estimulación hidráulica (*Producción de hidrocarburos en reservorios no convencionales en Mendoza, Consideraciones sobre el Método de Estimulación Hidráulica, Universidad Nacional de Cuyo*):

- Uso del agua como fluido de fractura
- Tratamiento del agua de retorno o *flowback*
- Tratamiento de los acuíferos de agua dulce

3.4.1. Uso del agua como elemento de fractura

Comenzando por el uso de agua como fluido de fractura, podemos decir que la cantidad de agua necesaria es muy variable, depende de las características de la formación que se debe estimular, del tipo de pozo (horizontal o vertical) y del número de etapas de fractura.

La tendencia hoy es a hacer pozos horizontales en lugar de verticales, buscando que la superficie de contacto en la zona productiva sea mayor. Por esta misma razón, la sección lateral del pozo (sección horizontal) es mucho más extensa, y esa es la razón por lo que la cantidad de etapas de fractura pueden ser mayor a la de un pozo vertical.

Como regla general, se puede decir que en el caso del *shale*, se puede calcular entre 1.200 m³ y 1.500 m³ de agua por etapa de fractura. En el caso del *tight*, alrededor de 300 a 400 m³ de agua por etapa de fractura.

Como concepto general, podemos mencionar que el agua que se utiliza en el desarrollo de un yacimiento no convencional es una fracción del uso total que se utiliza para fines agrícolas, industriales y recreativos.

En la Provincia de Mendoza el consumo de agua es el siguiente (expresado en hectáreas con equivalencia superficial de la Provincia de Mendoza):

Cuencas Mendoza	Agrícola	Poblacional	Recreativo	Arbolado Público	Industrial Petróleo	Totales (ha)	%
Mendoza	87.951	8.113	5.428	2.937	908	105.337	25
Tunuyán Sup.	53.667	313	234	490	10	54.714	13
Tunuyán Inf.	80.340	----	495	817	11	81.663	19
Diamante	69.073	652	1.879	634	2.010	74.248	18
Atuel	101.973	169	373	113	32	102.660	24
Malargue	3.005	129	75	308	996	4.513	1
Totales (ha)	396.009	9.376	8.484	5.299	3.967	423.135	100
Porcentaje (%)	93,6	2,2	2,0	1,2	1,0	100	

Tabla 2: Uso del agua en la provincia de Mendoza

Fuente: Departamento General de Irrigación de Mendoza, Junio 2018

En la tabla 2 se puede observar que el mayor porcentaje de agua es usado en la provincia por el sector agrícola (93%), mientras que el menor porcentaje (0,9%) es usado por la industria en general incluyendo a la explotación petrolera.

Si consideramos que en la provincia de Mendoza se continúa regando con la técnica a manto, lo cual insume una gran cantidad de agua, podemos decir que el agua utilizada para la industria del petróleo representa menos del 1% del agua que se utiliza para este tipo de riego.

Otro aspecto importante a destacar en el uso del agua es que, el fluido de fractura se puede realizar con agua de producción adecuadamente tratada, o con agua dulce. El uso de un tipo u otra depende de la disponibilidad de agua de producción, de equipos de tratamiento, y cómo afecta el costo del agua de producción vs el costo del agua dulce, siempre que esta se encuentre disponible y debidamente autorizado su uso.

En el caso de utilizarse agua dulce, la provincia a través del Departamento General de Irrigación deberá autorizar su uso e indicar de donde podrá extraerse el agua, es decir en la provincia de Mendoza no está prohibido su uso, pero si regulado por las Leyes 4035 y 4036. En el caso de la provincia de Neuquén la legislación solo permite extraer el agua de los cursos de agua superficial, prohibiendo el uso de agua subterránea.

3.4.2. Agua de retorno (*flowback*)

En reservorios no convencionales del 20% al 40% del agua utilizada para fractura retorna a la superficie (*flowback*). Este fluido, además de los componentes de su formulación base, traerá consigo elementos que son parte de la formación misma y que se encuentran en las profundidades de la fractura, aproximadamente de 2.000 a 3.500 metros. La calidad de este *flowback* difiere según la geología de cada región y el tipo de fluido de fractura diseñado.

Este fluido es tratado antes de disponerlo, ya sea en pozos de inyección aprobados para tal fin, o para su reutilización en operaciones posteriores de fractura u otras aplicaciones. Una vez tratado este fluido, se obtendrán al menos tres fases (agua, crudo y sólidos) que serán tratadas nuevamente antes de su disposición final.



Figura 9: Tratamiento del agua de retorno

Fuente: IAPG, Instituto Argentino del Petróleo y Gas

La tecnología y la infraestructura necesarias para estos tratamientos dependerán de cada caso en particular, pero se cuenta ya con diferentes alternativas, y hay desarrollos de tratamiento con productos y equipamientos nacionales de efectiva performance en nuestro país (Figura 9).

Una de las unidades usadas consiste en una planta de acondicionamiento autónoma, ubicada en la zona de explotación, capaz de tratar hasta 350 m³/día del *flowback* generado en la fractura, dejándola en condiciones de ser re-utilizada. Contiene procesos de separación por flotación de alta eficiencia y un sistema de filtración y pulido diseñado específicamente para este fluido, y deshidratación de residuos semi-sólidos generados en el proceso.

Los sólidos suspendidos y el material orgánico son separados del *flowback* incorporando al equipo una combinación de productos químicos ecológicamente amigables. Una vez lograda la separación, el material semisólido es colectado y deshidratado. La corriente de agua limpia es bombeada fuera del sistema hacia una locación designada, o se envía por camión a otra operación.

La composición del agua de *flowback* es muy similar a la composición del agua de formación y su tratamiento no representa mayores desafíos, ni mayores riesgos ambientales. Es importante destacar que en la provincia de Mendoza la producción de los yacimientos convencionales, fundamentalmente en la cuenca

cuyana, tiene como característica que viene acompañada por una gran cantidad de agua, llegando a yacimientos en los que más del 95% de lo extraído es agua, que una vez separada del petróleo debe tratarse y disponerse. El tratamiento y disposición de esta agua es controlado y registrado. En Mendoza se extraen, tratan y disponen más de 140.000 m³ de agua por día, por lo que el tratamiento del agua de *flowback* no presenta diferencias frente a la explotación convencional.

3.4.3. Acuíferos de Agua dulce

Respecto a los acuíferos de agua dulce, en el caso de Argentina, estos se encuentran generalmente a una profundidad entre 200 y 300 metros aproximadamente.

Al inicio de las tareas de perforación se atraviesa la zona del acuífero y se perforan unos 200 metros más por seguridad. Se retira la columna de perforación y el acuífero se aísla del resto del pozo, bajando una tubería sin costura (casing), y luego se cementa entre la tubería y el pozo, y de esta manera el acuífero queda doblemente aislado.

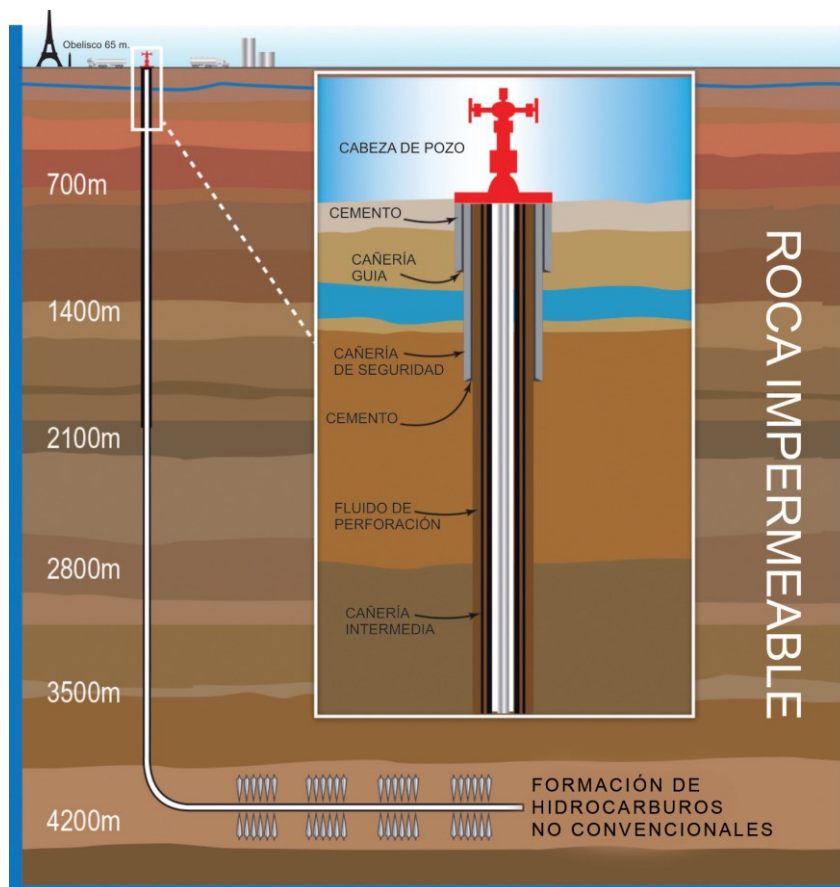


Figura 10: Esquema de un pozo horizontal con detalle del encamisado

Fuente: IAPG, Instituto Argentino del Petróleo y Gas

Una vez que el cemento ha fraguado, se corren registros eléctricos tales como el *Cement Bond Log* (CBL) y el *Variable Density Log* (VDL). La combinación de ambos registros ha sido la herramienta primaria de evaluación de cementación durante muchos años para verificar la calidad y adherencia del cemento. En caso de que ambas propiedades del cemento no sean las adecuadas, se realizan trabajos de remediación, ya que es necesario garantizar el perfecto aislamiento de la formación dado por la adherencia del cemento.

3.5. Arena

El agente de sostén, frecuentemente llamado simplemente “arena”, tiene como función mantener abiertos los canales creados a través de la fractura hidráulica después que cesa la presión de bombeo (*Producción de hidrocarburos en reservorios no convencionales en Mendoza, Consideraciones sobre el Método de Estimulación Hidráulica, Universidad Nacional de Cuyo*).

La arena utilizada para esta actividad debe tener alta resistencia a la compresión, ya que debe ser capaz de resistir el estrés de la formación y evitar que se cierre la fisura.

Además de la resistencia a la compresión, el agente sostén debe tener otras características, como redondez, esfericidad y diferentes granulometrías que proporcionarán una alta permeabilidad, ya que formarán un conducto eficiente que permita que los fluidos fluyan.

Las arenas utilizadas se clasifican en:

- Arenas naturales
- Arenas resinadas
- Material sintético, tal como cerámicas

La forma ideal del agente sostén es la que presente mayor redondez y esfericidad, la cual proporcionará mayor resistencia a la compresión y a la vez mayor porosidad y permeabilidad a los canales creados. Los materiales sintéticos (bauxitas o cerámicas) son los que más se aproximan a una esfera.

La Norma API (*American Petroleum Institute*) API-RP-19C (equivalente a ISO 13503-2) determina los estándares de calidad que deben cumplir los agentes de sostén para ser aptos para el uso en fracturas hidráulicas. Esta norma da las

diferentes especificaciones sobre resistencia a la compresión, resistencia a la corrosión (solubilidad), tamaño y formas de los granos.

3.6. Aditivos químicos

El fluido de fractura debe ser compatible con el reservorio y lo suficientemente viscoso para crear y propagar la fractura, y transportar el agente sostén dentro de la misma. Una vez que el tratamiento termina, la viscosidad debe decaer para promover una rápida y eficiente evacuación del fluido inyectado. (*Producción de hidrocarburos en reservorios no convencionales en Mendoza, Consideraciones sobre el Método de Estimulación Hidráulica, Universidad Nacional de Cuyo*). Para el cumplimiento de estos requisitos, el fluido de fractura generalmente está compuesto por 95% de agua, 4,5% de arena, y entre 3 y 12 aditivos químicos (0,5% restante).

Estos aditivos son mundialmente conocidos y usados en distintas industrias, cada uno de ellos es transportado con sus correspondientes hojas de seguridad (MSDS- *Material Safety Data Sheet*) según proveedor y empresa de servicios, donde estas últimas deben reportar los productos ante la autoridad de aplicación en forma mensual. Las hojas de seguridad poseen el nombre comercial del producto, su composición física y química, los peligros asociados, la clasificación según el sistema globalmente armonizado (Resolución 801/2015) y los primeros auxilios necesarios en el caso que exista contacto con la piel o los ojos.

Las características de estos productos químicos pueden encontrarse en la base de datos de OSHA (*Occupational Safety and Health Administration*) <https://www.osha.gov/chemicaldata/>.

Específicamente los aditivos se trata de inhibidores de crecimiento bacteriano (que impiden que proliferen las bacterias dentro del pozo), gelificantes (permiten que el fluido adquiera consistencia de gel), y reductores de fricción (para que el fluido fluya más eficientemente por dentro del pozo), entre otros. La mayoría de dichos aditivos está presente en aplicaciones comerciales y hogareñas, en general, en concentraciones varias veces más elevadas que en los fluidos de estimulación (Tabla 3). Algunos de ellos pueden resultar tóxicos utilizados en altas concentraciones o ante exposiciones prolongadas. Es por ello que en ninguna

fase del proceso el fluido de estimulación hidráulica entra en contacto con el medio ambiente.

La información sobre los aditivos químicos que se utilizan en los fluidos de estimulación hidráulica se encuentra a disposición de las autoridades de aplicación y regulatorias:

TIPO DE SUSTANCIA	FUNCIÓN	FUNCIÓN EN EL HOGAR	CONCENTRACIÓN EN EL HOGAR	CONCENTRACIÓN EN EL FLUIDO DE FRACTURA
Hipoclorito de sodio (lavandina)	Acondicionamiento del agua, control del PH y microbiano	Desinfectante, agente blanqueador, tratamiento del agua. Uso médico	0,1% a 20%	0,01% a 0,02%
Hidróxido de sodio (soda cáustica)	“	Preparación de alimentos, jabones, detergentes, blanqueadores dentales	0,1% a 5%	0,002% a 0,1%
Carbonato de sodio (natrón)	“	Limpiadores, lavavajillas, pasta de dientes, acuarios, cuidado del cabello	0,5% a 85%	0,0% a 0,025%
Bicarbonato de sodio	“	Polvo leudante, limpiadores, pasta de dientes, polvo de bebés, acuarios	1% a 100%	0,0% a 0,006%
Ácido acético (vinagre)	“	Preparación de comidas, productos de limpieza	1% a 5%	0,0% a 0,1%
Cloruro de potasio	Expansión de arcillas	Sal de mesa dietética, uso médico, suplemento para mascotas	0,5% a 40%	0,0% a 0,91%
Pigmento CI o rojo 5	Preparación de gel y manejo de viscosidad	Colorante comestible, pigmentos de cosméticos, pinturas, colorante de jabones	0,01% a 30%	0,0% a 0,00009%
Cloruro de calcio	“	Detergentes, quesos, cosméticos, desodorantes, bebidas energizantes	0,1% a 90%	0,0% a 0,0002%
Cáscara de nuez	“	Tintura de pelo, exfoliante de piel, acuarios, esmalte de uñas	3% a 50%	0,0% a 0,006%
Goma guar	“	Cosméticos, productos horneados, helado, dulces, sustituto de trigo	0,5% a 20%	0,0% a 0,2%
Sílica	“	Vidrio, limpiadores en polvo, artículos de artística	1% a 100%	0,0% a 0,002%
Enzima hemi celulósica	“	Aditivo de vinos, pasta de soja, procesos industriales de alimentos, aditivo de alimentos de granja	0,1% a 25%	0,0% a 0,0005%
Borato de Monoetanolamina	“	Cosméticos, spray para cabello, antiséptico, detergentes	0,1% a 5%	0,0% a 0,1%
Resina acrílica	“	Desinfectante, colorante, empaque de alimentos	<0,01% a 2%	0,0% a 0,002%
Cloruro de sodio (sal de mesa)	“	Alimentación, soluciones salinas medicinales	0,03% a 99%	0,0% a 0,004%
Enzimas	“	Detergentes, jabones para ropa, removedores de manchas, limpiadores, café instantáneo	Aprox. 0,1%	0,0% a 0,0002%
Tiosulfato de sodio	“	Cuidado personal, protección de alimentos, acuarios, uso médico	0,1% a 30%	0,0% a 0,04%

Tabla 3: Tipo de sustancia (aditivo). Función en el hogar y en la industria

Fuente: IAPG, Instituto Argentino del Petróleo y Gas

CAPÍTULO 4

PROYECTO (CASO DE ESTUDIO)

4.1 Consideraciones generales para el balance de agua

Para definir un modelo de desarrollo del campo de petróleo en análisis, debemos determinar la cantidad de agua de producción que podremos obtener de dicho campo, para lo cual implementaremos la siguiente metodología de trabajo;

a) Tomando la cuenca neuquina como referencia, y más específicamente la formación Vaca Muerta, se analizará la estadística de datos de producción de agua de los distintos pozos que actualmente se encuentran en producción. De esta manera se obtendrá el valor promedio de producción de agua, que representará nuestro pozo promedio de producción.

b) Con los datos de este pozo promedio, se obtendrá y graficará una curva representativa como pozo tipo.

c) Luego se analizará la declinación de la producción del pozo, tomando como referencia las distintas técnicas de curvas de declinación de pozos para reservorios no convencionales (exponencial, hiperbólica, armónica y multisegmento), obteniendo así una curva tipo.

d) Finalmente mediante un programa de cálculo desarrollado en Excel elaboraremos un modelo de desarrollo para el campo de producción, definiendo la cantidad de pozos necesarios a perforar, para obtener de esta forma el plan de desarrollo óptimo del campo.

Respecto a la cantidad de agua que necesitaremos consumir para realizar las fracturas respectivas, desarrollaremos la siguiente metodología de trabajo;

a) Para el presente proyecto se considerarán la ejecución de pozos direccionales, de ramas laterales de 2.500 m de longitud, con 35 etapas de fracturas, y *pads* de 3 pozos direccionales por *pad*.

b) Se considerará un consumo promedio de 1.500m³ de agua por etapa de fractura.

Teniendo presente la cantidad de agua producida vs la cantidad de agua consumida, se realizará un balance de masas para determinar si hay faltante o sobrante de agua para el uso de fracturas.

Previo a realizar los cálculos mencionados para el agua, modelaremos la producción de petróleo del campo, para determinar de esta forma si el proyecto se encuentra dentro de valores razonables para la industria petrolera.

4.2 Declinación de la producción

Se resaltarán a continuación los tipos de declinación de la producción que más frecuentemente se utilizan en la industria, y se discutirá su importancia en la estimación de gastos futuros de producción de un pozo, dado que una vez obtenidos estos gastos, es posible determinar la reserva del yacimiento.

Es importante hacer notar que cualquier método de declinación de la producción se debe usar con precaución, sobre todo cuando se utilizan para el cálculo de reservas.

Se puede extrapolar una gráfica del gasto de producción en función del tiempo, para proporcionar una estimación de los gastos futuros, y una vez estimados estos gastos es posible determinar las reservas de un yacimiento. Este procedimiento se lo conoce como análisis de curvas de declinación. Dentro de este análisis, es necesaria la determinación de la vida productiva del yacimiento, y la estimación de la producción futura. Un método para su determinación consiste en la extrapolación en una gráfica de gasto en función del tiempo, o en función de la producción acumulada, extendiéndose las curvas hasta el límite económico. El punto de intersección entre la curva extrapolada y el límite económico, indica la posible vida futura, o la posible recuperación de petróleo.

Por otro lado, para conocer la influencia que pueden tener ciertas características del yacimiento en la declinación de la producción, se asume el caso de un yacimiento ideal, donde el empuje del agua está ausente, y donde la presión es proporcional a la cantidad de petróleo remanente. Otra suposición es que los índices de productividad sean constantes durante la vida productiva del pozo, de tal manera que los gastos sean siempre proporcionados a la presión del yacimiento. Esto no ocurre en los yacimientos reales, donde generalmente las presiones no son proporcionales a los remanentes de petróleo, sino que parecen declinar gradualmente en gastos bajos a medida que la cantidad de petróleo disminuye. De igual manera, los índices de productividad generalmente no son

constantes, y muestran una tendencia a declinar a medida que el yacimiento se agota, y las relaciones gas-petróleo.

Los diferentes métodos de análisis de curvas de declinación se basan en la rapidez de declinación respecto al tiempo. La rapidez de declinación es el cambio fraccional del gasto con el tiempo, esto es;

$$D = - \frac{dq/q}{dt} = \left(- \frac{dq}{dt} \right) \frac{1}{q}$$

Siendo;

(q) Gasto de producción a un tiempo t [bbl/d]

(dq/dt) Variación del gasto de producción en función del tiempo $\left[\frac{\text{bbl/d}}{d} \right]$

El gasto de declinación en un tiempo en particular se puede determinar gráficamente, calculando la pendiente de la curva de gasto en función del tiempo (q en función de t) en el punto de interés, y dividiendo la pendiente entre el gasto en ese punto.

La producción de un pozo a una presión constante en la cabeza del pozo, es típica para pozos con baja productividad, en contraste con la presión de un separador o una línea de descarga sin restricción. También es típico para pozos con alta productividad cuando la presión en la cabeza del pozo ha alcanzado la presión de descarga mínima requerida para sostener el flujo en contra de una contrapresión del separador o línea de descarga. En cualquier caso, una presión constante en la cabeza del pozo siempre implica una declinación de la producción. Cabe señalar que la presión en el fondo del pozo no cambia si el gasto de flujo declina gradualmente, y la presión en la cabeza del pozo se mantiene constante.

La base para calcular la declinación del gasto de producción es un conjunto de curvas características, llamadas curvas tipo, que fueron desarrolladas por Fetkovich (1980). Estas curvas son el resultado de investigaciones empíricas y desarrollos matemáticos, y son valiosas para soluciones rápidas en una gran variedad de problemas relacionados con la declinación de la producción.

Los datos de producción se pueden representar gráficamente de varias formas;

- 1) Gastos de producción en función del tiempo.
- 2) Gastos de producción en función de la producción acumulada.
- 3) Porcentaje de agua producida en función de la producción acumulada.
- 4) Profundidad del contacto agua-petróleo en función de la producción acumulada.
- 5) Producción acumulada de gas en función de la producción acumulada de petróleo.
- 6) Presión en función de la producción acumulada.

Las curvas correspondientes a las gráficas de los puntos 1 y 2, son las que se utilizan con más frecuencia.

Los principales períodos de declinación de un pozo productor son;

- Declinación transitoria
- Declinación en estado pseudoestacionario

Así mismo, dentro de la declinación en estado pseudoestacionario, se encuentran otros tres tipos de declinación;

- Exponencial; Los cambios de producción por unidad de tiempo son constantes.
- Hiperbólica; La caída de producción expresada como una fracción del gasto de producción, es una fracción elevada a una potencia entre cero y uno.
- Armónica; Es un caso particular de la declinación hiperbólica, donde la potencia de la fracción del gasto producido es la unidad.

4.2.1 Declinación transitoria

La declinación transitoria se considera una declinación natural causada por la expansión del petróleo, gas y agua, en una región de drene con un incremento continuo del radio de drene. Esto es, al abrir un pozo a producción se altera el estado de equilibrio del yacimiento, y crea una respuesta en la presión del pozo. El disturbio de presión se propaga gradualmente lejos del pozo, incrementando el área de drene del pozo. Conforme el disturbio de presión se propaga hacia las fronteras externas del yacimiento, las condiciones de producción en el pozo cambian rápidamente (en función del tiempo).

Existen dos modos de producción transitoria, que son considerados y tratados por Ramirez-Sabag (2013);

- Gasto de producción constante
- Presión de fondo fluyendo constante

Estos dos modos se ilustran en la siguiente figura;

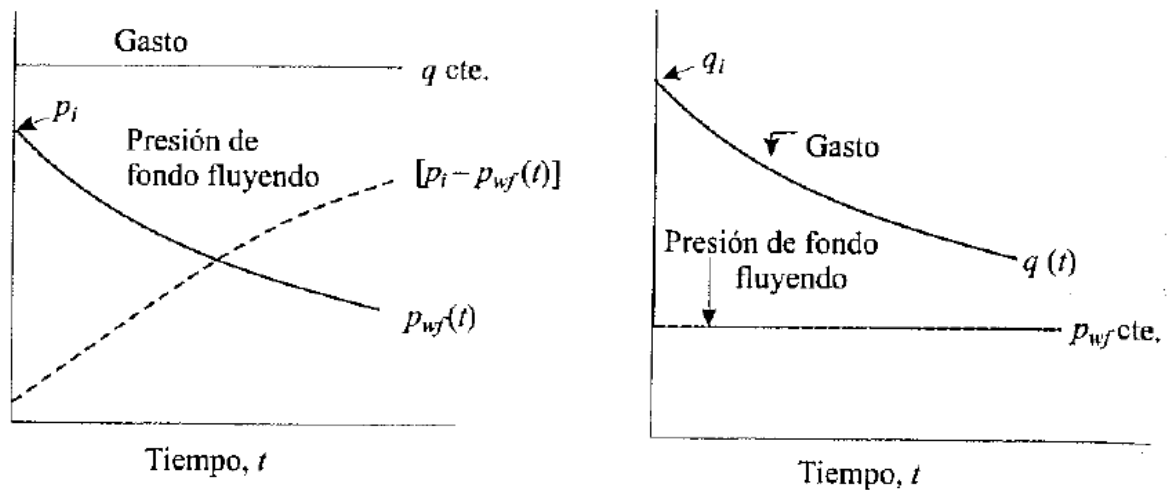


Figura 11: Declinación transitoria para gasto y presión de fondo fluyendo constante

Fuente: Fundamentos de la Tecnología de la Productividad de Pozos Petroleros, J. Ramirez Sapag
 La figura 11 muestra que un gasto constante implica una declinación en la presión del pozo, y que una presión constante implica una declinación en el gasto de producción.

4.2.2 Declinación en estado pseudoestacionario

La declinación por agotamiento se observa en todos los pozos produciendo por expansión, solución empuje de gas disuelto, segregación gravitacional, o empuje de agua. En este tipo de declinación, será necesario considerar la producción de petróleo como un conjunto o serie de producciones en estado estacionario para describir el comportamiento de un pozo (Slider, 1983; Arps, 1954).

El inicio del abatimiento (de presión) está determinado por el tiempo en el cual el radio de drene ha alcanzado las fronteras externas de no flujo. De allí en adelante como resultado de la producción, la región total drenada por el pozo comienza a depresionar, y del mismo modo se produce una caída de presión a lo largo del área total de drene, tal como se indica en la siguiente figura;

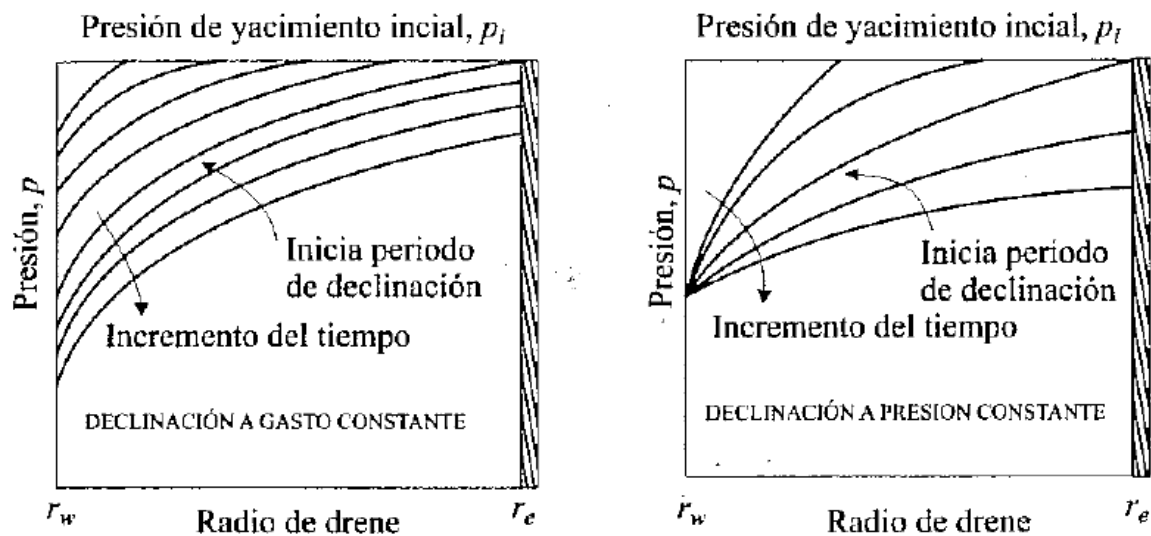


Figura 12: Declinación de un pozo, produciendo a gasto constante y a presión constante

Fuente: Fundamentos de la Tecnología de la Productividad de Pozos Petroleros, J. Ramirez Sapag

En la figura 12 vemos dos casos de declinación;

- Declinación a gasto constante
- Declinación a presión constante.

El rango de declinación de la presión depende de los siguientes factores;

- Rapidez con la que los fluidos se producen.
- Expansión de los fluidos del yacimiento.
- Compactación del volumen de poros.

Cuantificar la declinación de presión será función del ingeniero de yacimiento, y para realizarlo usualmente tendrá que calcularla a partir de un balance de materia volumétrica. El efecto más importante de la declinación es el deterioro del comportamiento de afluencia, reflejado mediante la declinación de la presión media del yacimiento y el incremento de la resistencia al flujo.

4.2.2.a) Declinación exponencial

Hace tiempo se descubrió que una gráfica del gasto de producción de petróleo en función del tiempo para un pozo, se podía extrapolar en el futuro para proporcionar una estimación de los gastos futuros de producción (Nind, 1964). Conociendo los gastos futuros de producción, es posible determinar la producción futura total o las reservas del yacimiento en cuestión. Asimismo, después de un

período durante el cual la producción se estabilizó (en la producción permisible del pozo) se encontró que había un momento en que el pozo no podía sostener su producción, y su capacidad fue decayendo regularmente, es decir, comenzó a declinar mes tras mes.

En la figura 13 se muestra una curva típica de producción en función del tiempo, en la cual se ha trazado una curva promedio usando líneas punteadas. Evidentemente, si se le puede dar una forma regular (matemática) a la parte de la línea punteada, será posible extrapolar en el futuro y así predecir la producción del pozo, de 1, 2, 5 o 10 años.

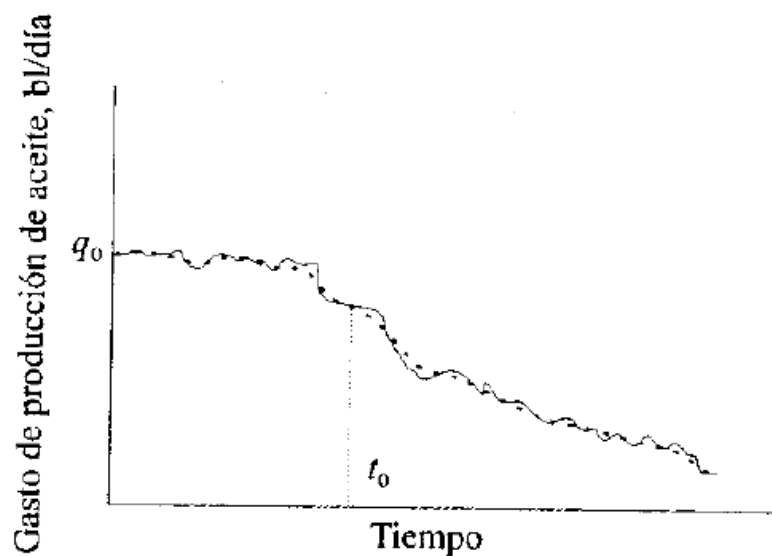


Figura 13: Gráfica típica de gasto de petróleo en función del tiempo

Fuente: Fundamentos de la Tecnología de la Productividad de Pozos Petroleros, J. Ramirez Sapag
Si se representan gráficamente los datos de la producción en función de la producción acumulativa de petróleo, se observa que la parte de la curva que declina se puede convertir en la línea recta, la cual es fácil de extrapolar (Figura 14):

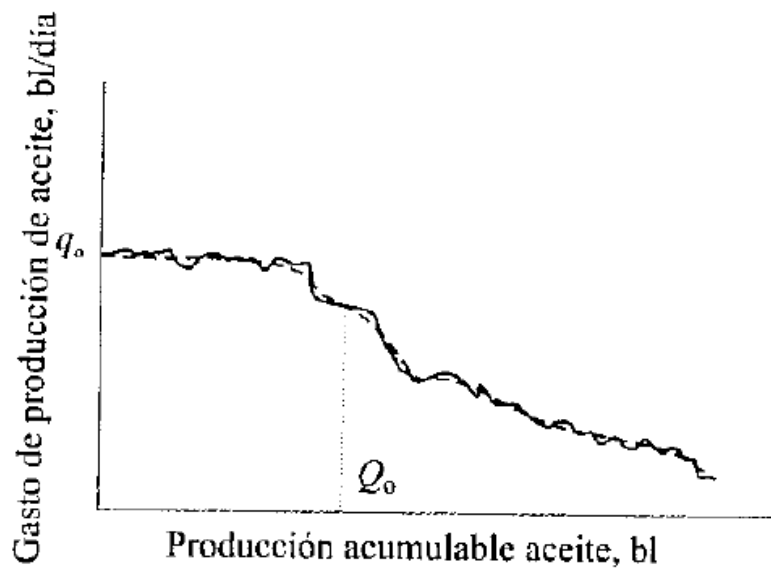


Figura 14: Gráfica típica de gasto de petróleo en función de la producción acumulativa

Fuente: Fundamentos de la Tecnología de la Productividad de Pozos Petroleros, J. Ramirez Sapag
 Cuando el gasto de producción se representa gráficamente en función del tiempo, se puede observar que el gasto declina con el tiempo (Figura 15):

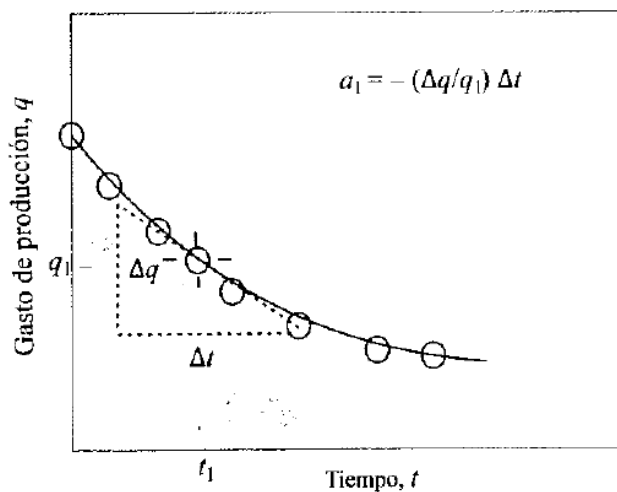


Figura 15: Declinación del gasto en función del tiempo

Fuente: Fundamentos de la Tecnología de la Productividad de Pozos Petroleros, J. Ramirez Sapag
 La declinación α es un porcentaje constante, es también conocida como declinación exponencial, debido a que la expresión matemática que define este tipo de declinación es una ecuación exponencial.

La definición básica para la declinación exponencial se puede expresar de la siguiente manera;

$$\alpha \Delta t = - \left(\frac{\Delta q}{q} \right)$$

En forma diferencial;

$$\alpha = - \frac{dq/q}{dt}$$

Siendo;

(α) Constante de declinación (positiva)

(q) Gasto de producción a un tiempo t [bbl/d]

(dq/dt) Variación del gasto de producción en función del tiempo $\left[\frac{bbl/d}{d} \right]$

Integrando la última ecuación, obtendremos la forma exponencial;

$$q = q_i \cdot e^{-\alpha t}$$

Esta ecuación de tipo exponencial muestra como la curva de gasto-tiempo puede representarse como una línea recta en un gráfico semilogarítmico (Figura 16):

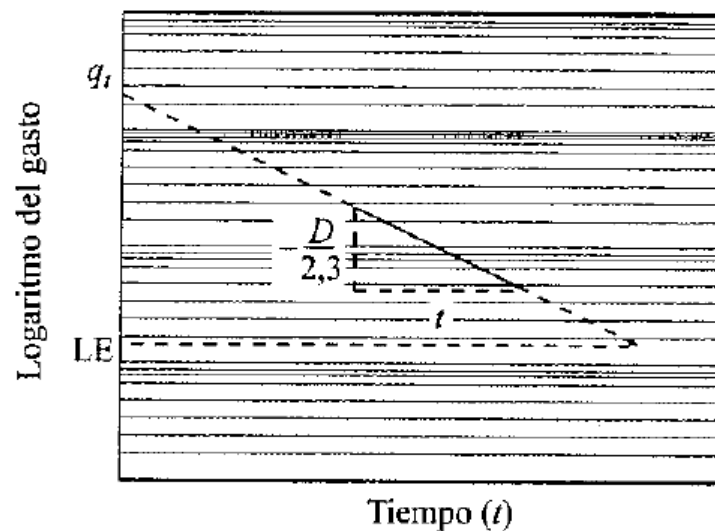


Figura 16: Representación gráfica de declinación exponencial en papel semilogarítmico

Fuente: Fundamentos de la Tecnología de la Productividad de Pozos Petroleros, J. Ramirez Sapag
 Donde (LE) representa el límite económico.

4.2.2.b) Declinación hiperbólica

Hay que tener en cuenta que no todos los pozos productores exhiben declinación exponencial, como consecuencia de su explotación (Arps, 1954; Fetkovich, 1980). En muchos casos puede observarse una declinación hiperbólica gradual, donde el

comportamiento de gasto-tiempo se estima de mejor manera que a partir de la solución analítica.

La declinación hiperbólica es el resultado de energías (mecanismos de empuje) naturales o artificiales, que disminuyen el abatimiento de presión comparado con el abatimiento causado por la expansión de un petróleo ligeramente compresible.

La declinación hiperbólica se presenta si el mecanismo de empuje es gas en solución, expansión de casquete de gas, o empuje de agua. También se presenta cuando el mecanismo de empuje natural se suplementa por inyección de gas o agua. En cualquier caso, la presencia de estos mecanismos de empuje implica que la compresibilidad total se incrementa, y la recuperación de hidrocarburos sea mejor que el mecanismo de empuje de expansión del petróleo.

De todo ello, se puede decir que la declinación hiperbólica o *log-log* es la que se presenta con más frecuencia. La expresión matemática que define a la declinación hiperbólica es;

$$-b = \frac{q}{\frac{dq}{dt}} = \frac{d\alpha}{dt'}$$

Donde (b) es el ritmo de declinación (constante positiva)

Una definición alterna de declinación hiperbólica es que la diferencia de pérdidas, α , respecto al tiempo es constante. Integrando dos veces la última ecuación, se obtiene;

$$q = q_i (1 + D_i \cdot b \cdot t)^{-1/b}$$

Esta ecuación que es de tipo hiperbólico, muestra como la curva se puede alinear en papel log-log cuando cambia horizontalmente sobre la distancia $(\frac{1}{D_i \cdot b})$

La pendiente de la recta es 1/b. Al usar esta ecuación, se debe recordar que;

D_i es la rapidez de declinación cuando el gasto q_i prevalece, y t es igual a cero.

t es el tiempo que tarda en declinar el gasto desde q_i a q.

El valor de la constante de declinación b, es lo más difícil de determinar en este análisis. Sin embargo, una vez determinado es relativamente simple obtener el gasto de declinación correspondiente a q_i y calcular el gasto q correspondiente a un tiempo t (Figura 17).

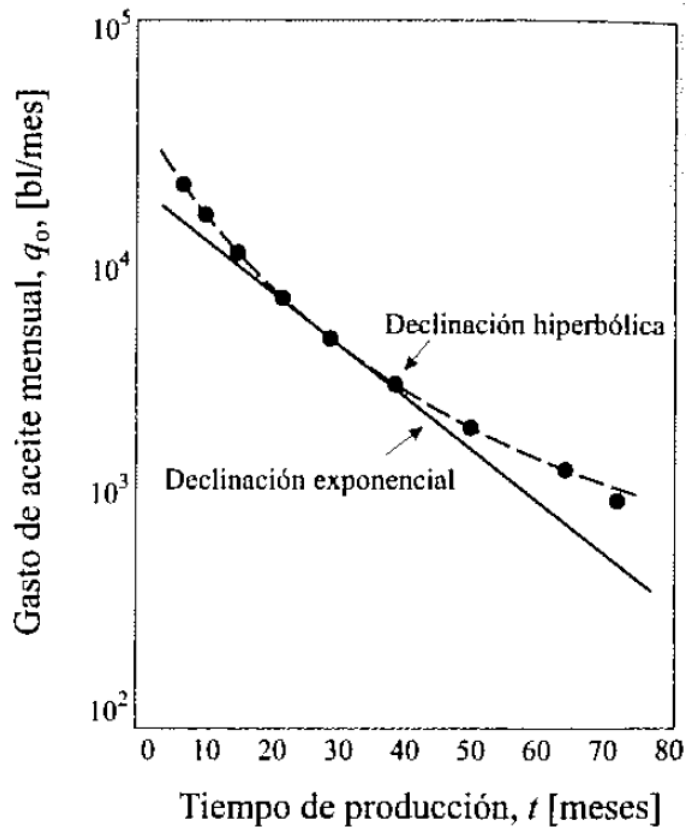


Figura 17: Comparación de las curvas de declinación exponencial e hiperbólica

Fuente: Fundamentos de la Tecnología de la Productividad de Pozos Petroleros, J. Ramirez Sapag

4.2.2.c) Declinación armónica

Tomando como referencia la última ecuación;

$$q = q_i (1 + D_i \cdot b \cdot t)^{-1/b}$$

Decimos que la declinación armónica ocurre si el valor de b es 1;

$$q = \frac{q_i}{(1 + D_i t)}$$

En este caso, la rapidez de declinación D es proporcional al gasto q.

Algunas veces se presenta cuando la producción es controlada predominantemente por segregación gravitacional (Slider, 1983; Arps, 1954).

Esta última ecuación puede representarse por una línea recta en un gráfico logarítmico, representando gráficamente el gasto producido en la escala logarítmica (Figura 18):

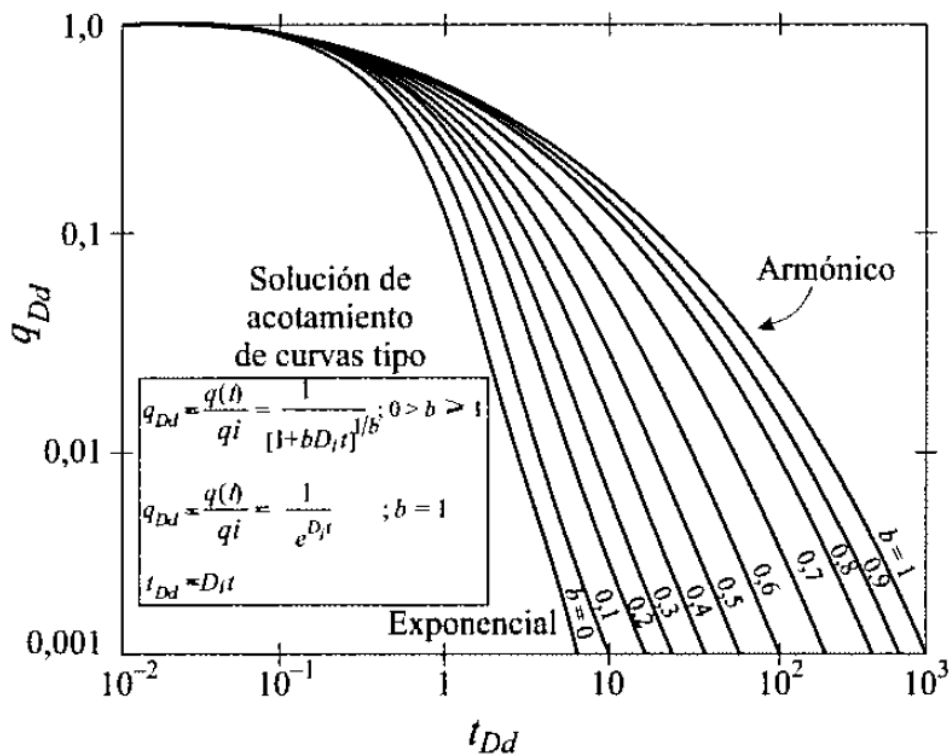


Figura 18: Curva tipo para declinación armónica basada en ecuaciones empíricas de J. J. Arps
Fuente: Fundamentos de la Tecnología de la Productividad de Pozos Petroleros, J. Ramirez Sapag

4.3 Modelo de desarrollo

4.3.1 Determinación de la producción de petróleo

Se inició el modelo de desarrollo con la determinación de la producción de petróleo que arrojaría el campo, y así corroborar que estuviésemos dentro de parámetros normales, que nos permitan posteriormente realizar los cálculos para el balance de agua de fractura.

Se tomaron como referencia los datos de la producción de petróleo de 24 pozos del yacimiento de Loma Campana, provincia de Neuquén, que pertenecen a la formación Vaca Muerta (fuente: Secretaría de Energía de la Nación Argentina/Hidrocarburos). Se analizaron esos datos para un período de 24 meses consecutivos de producción (Tabla 4). Luego se calcularon los valores promedios mensuales para dicho plazo, obteniendo de esta manera el pozo tipo (curva tipo) para este proyecto.

	PRODUCCIÓN PETRÓLEO PROMEDIO
Mes	m3/d
1	104,10
2	156,77
3	181,45
4	177,08
5	161,97
6	144,75
7	137,17
8	119,07
9	99,11
10	78,46
11	76,21
12	82,48
13	84,21
14	91,25
15	80,33
16	75,03
17	74,47
18	73,01
19	79,77
20	63,05
21	59,66
22	83,75
23	47,05
24	81,92

Tabla 4: Producción promedio diario de petróleo

Fuente: Elaboración propia con datos de Secretaría de Energía de la Nación, Hidrocarburos

Con esta información, se estudió el comportamiento de la declinación de la producción mediante las curvas de declinación considerando el estado pseudoestacionario, donde se encontró que la curva que mejor ajusta nuestra curva tipo corresponde a la curva multisegmento (curva hiperbólica a segmentos, iniciando con un $b > 1$, que cambia a un $b < 1$ a partir de un cierto momento) (Figura 19).

Se corroboró que las curvas exponenciales, hiperbólicas y armónicas no representaron el comportamiento del pozo tipo.

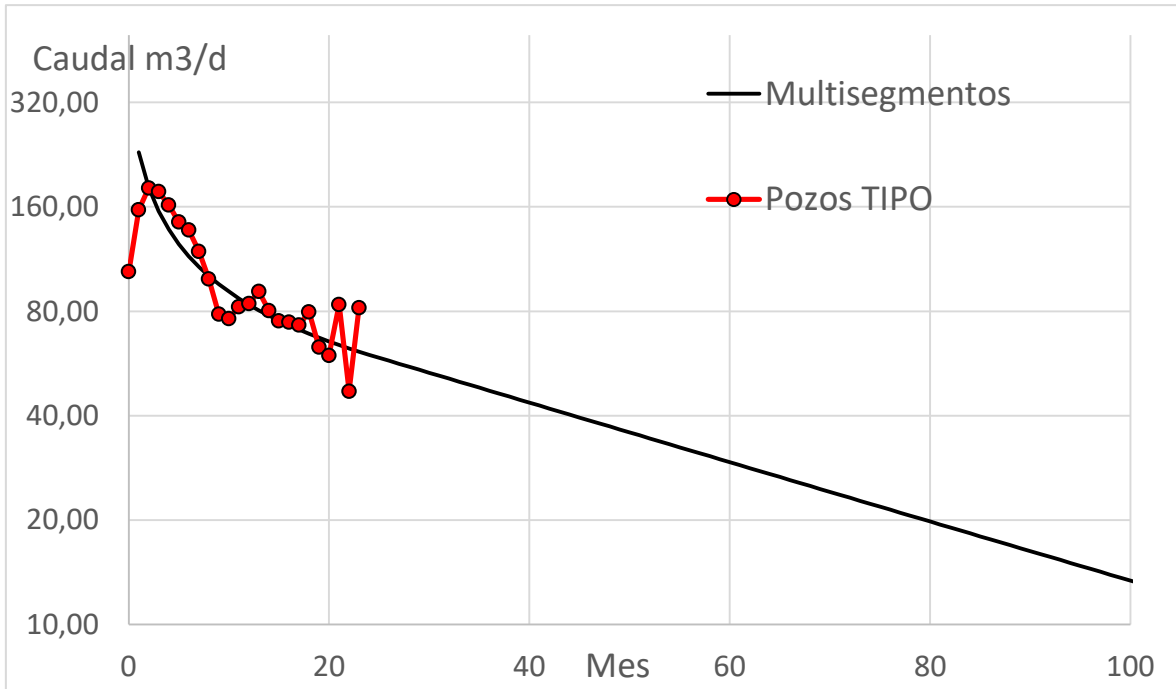


Figura 19: Curva tipo para declinación multisegmento producción diaria de petróleo
 Fuente: Elaboración propia con datos de Secretaría de Energía de la Nación, Hidrocarburos

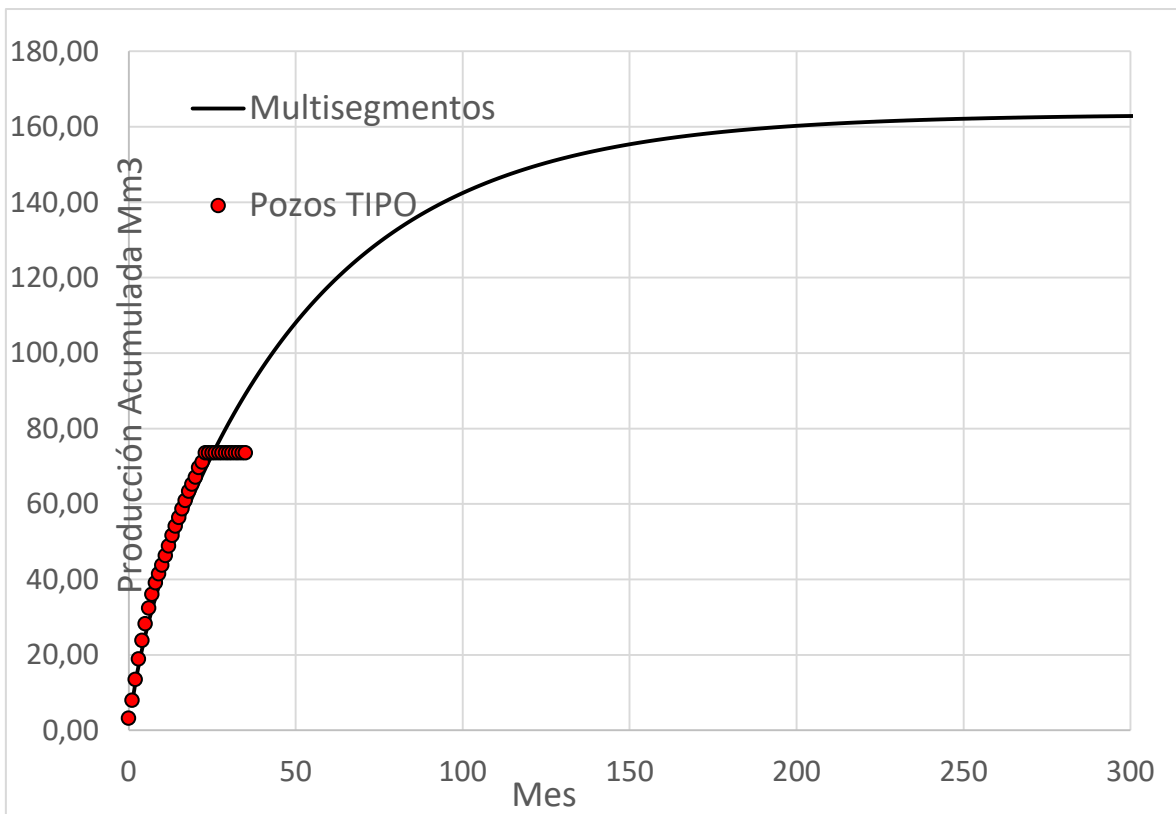


Figura 20: Curva tipo para declinación multisegmento producción acumulada de petróleo
 Fuente: Elaboración propia con datos de Secretaría de Energía de la Nación, Hidrocarburos

Las figuras 19 y 20 muestran que el pozo inicia con un caudal de 230m³/d, y un acumulado mensual de 7.000m³. Al mes n°100 el pozo arroja 13,4m³/d, con un acumulado de 141.972m³, continuando así su declinación hasta el mes 300, llegando a un caudal diario de 0,29m³/d, y un acumulado de 162.317m³.

Este estudio de declinación se realizó para un período de 300 meses (25 años), y los cálculos dieron un EUR (*Estimated Ultimate Recovery*) de 162,317 Mm³ (1,02 MMbbl).

4.3.2 Desarrollo del campo petrolero

Lo primero a definir es la cantidad de pozos a perforar para desarrollar en forma óptima el campo petrolero.

Basado en el uso del programa de cálculo desarrollado en Excel, y con la consigna de perforar pozos direccionales, de ramas laterales de 2.500m de longitud, con 35 etapas de fracturas, se conformaron *pads* de 3 pozos direccionales por *pad*.

Se definió una campaña de perforación con una fuerte inversión, iniciando 1 *pad* por mes, y luego se fue mediando de forma tal de mantener un plateau acorde a este tipo de proyectos (Figura 21):

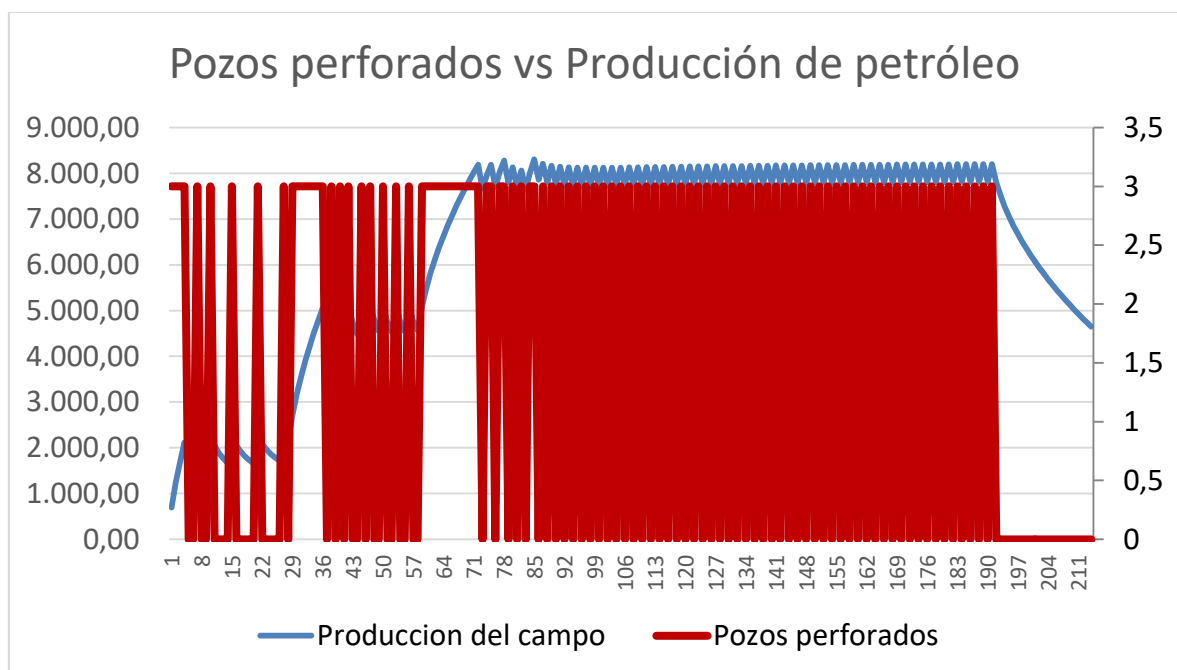


Figura 21: Curva de pozos perforados vs producción de petróleo

Fuente: Elaboración propia en función del modelo de desarrollo

Las *facilities* se diseñan y construyen en forma escalonada en el tiempo, acompañando a los caudales de producción de petróleo.

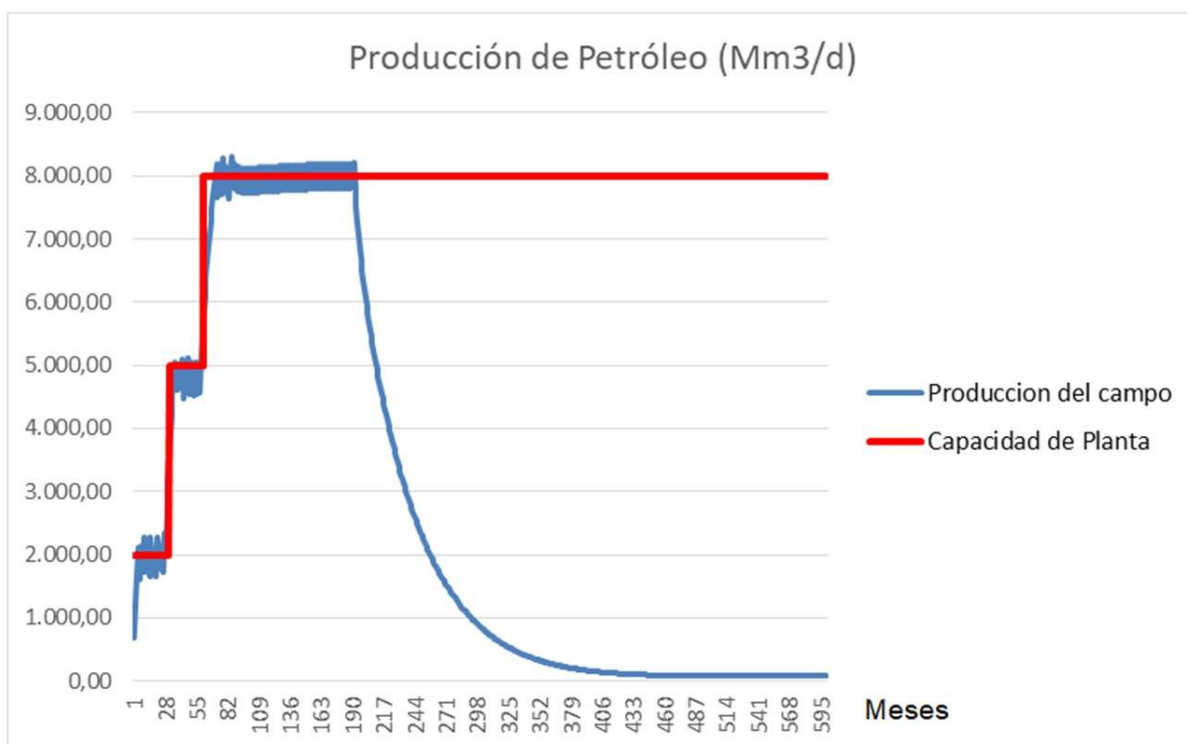


Figura 22: Curva de producción de petróleo vs capacidad de la planta

Fuente: Elaboración propia en función del modelo de desarrollo

La figura 22, que representa la curva de producción de petróleo, nos da un plateau inicial de 2.000 m³ promedio durante aproximadamente 2,5 años de producción. Luego se incrementa la producción por un período similar a 5.000 m³. Y finalmente se lleva la producción de petróleo a 8.000 m³ por un período de 20 años. A partir de allí la producción comienza su período de declinación.

4.3.3 Análisis del agua para la fractura

Luego del modelado de producción petrolera, donde hemos determinado que el proyecto de desarrollo contiene valores razonables, analizaremos los valores correspondientes al agua para las fracturas.

Para ello, se tomaron como referencia los datos de la producción de agua de 24 pozos del yacimiento de Loma Campana, provincia de Neuquén, que pertenecen a la formación Vaca Muerta (fuente: Secretaría de Energía de la Nación Argentina/Hidrocarburos). Se analizaron esos datos para un período de 12 meses consecutivos de producción (Tabla 5). Luego se calcularon los valores promedios

mensuales para dicho plazo, obteniendo de esta manera el pozo tipo (curva tipo) para este proyecto.

	PRODUCCIÓN AGUA PROMEDIO
mes	m3/d
1	26,56
2	48,72
3	41,34
4	28,35
5	20,78
6	17,12
7	14,98
8	11,13
9	9,06
10	7,32
11	5,50
12	3,19

Tabla 5: Producción promedio diario de agua

Fuente: Elaboración propia con datos de Secretaría de Energía de la Nación, Hidrocarburos
 Con esta información, al igual que con los estudios realizados para el petróleo, se estudió el comportamiento de la declinación de la producción mediante las curvas de declinación, considerando el estado pseudoestacionario, donde se encontró que la curva que mejor ajusta nuestra curva tipo corresponde a la curva multisegmento (curva hiperbólica a segmentos, iniciando con un $b > 1$, que cambia a un $b < 1$ a partir de un cierto momento) (Figura 23).

Se corroboró que las curvas exponenciales, hiperbólicas armónicas no representaron el comportamiento del pozo tipo.

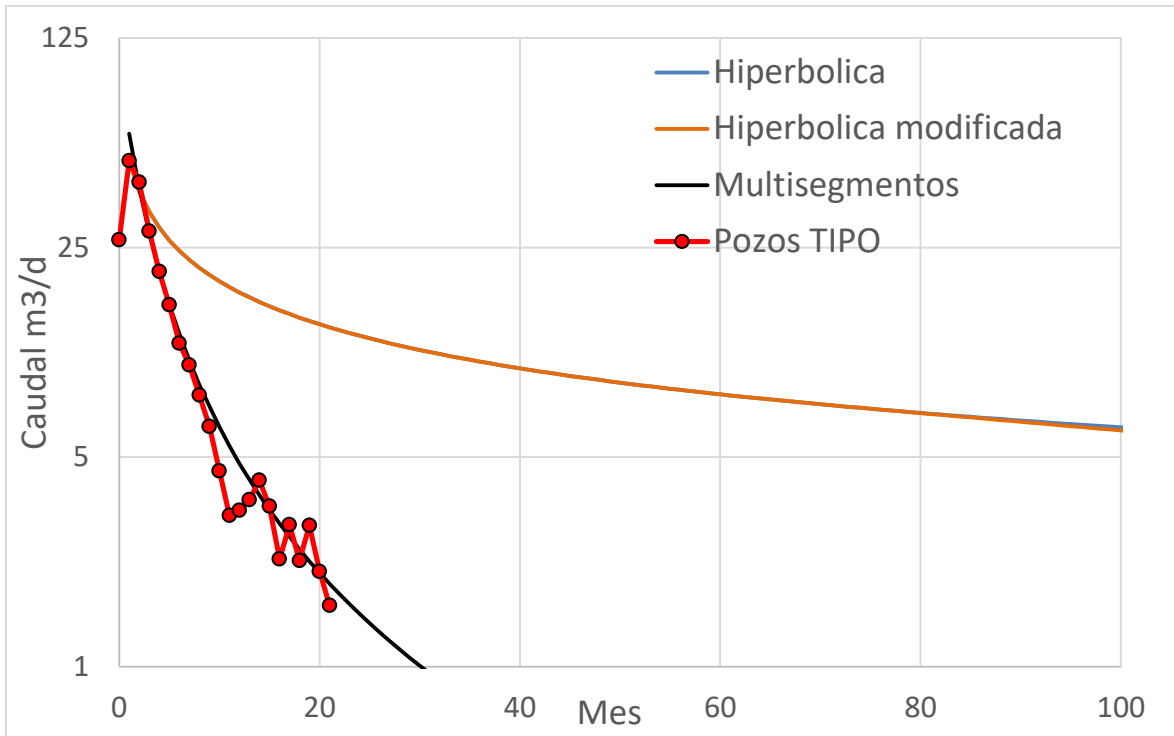


Figura 23: Curva tipo para declinación multisegmento producción diaria de agua
Fuente: Elaboración propia con datos de Secretaría de Energía de la Nación, Hidrocarburos

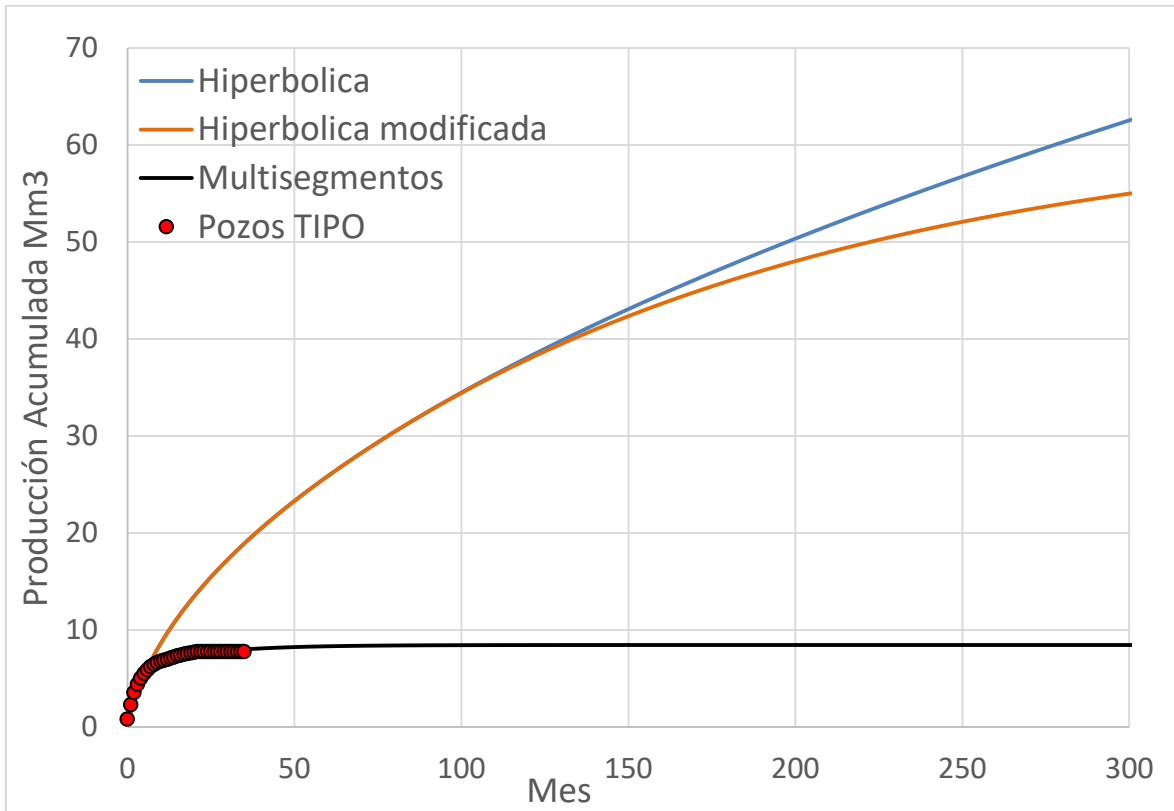


Figura 24: Curva de producción acumulada de agua
Fuente: Elaboración propia con datos de Secretaría de Energía de la Nación, Hidrocarburos

Las figuras 23 y 24 muestran que el pozo inicia con un caudal de 60m³/d, y un acumulado mensual de 1.825m³. Al mes n°30 el pozo arroja 1m³/d, continuando su declinación hasta el valor 0 para los meses siguientes.

El estudio de la declinación se realizó para un período de 300 meses (25 años).

4.3.4 Desarrollo del agua para fractura

Para este desarrollo, se contempla la campaña de perforación ya definida en el punto anterior.

Se representa gráficamente, la producción mensual de agua (agua de producción) y el consumo mensual de agua (agua de fractura), en el tiempo (Figura 25):

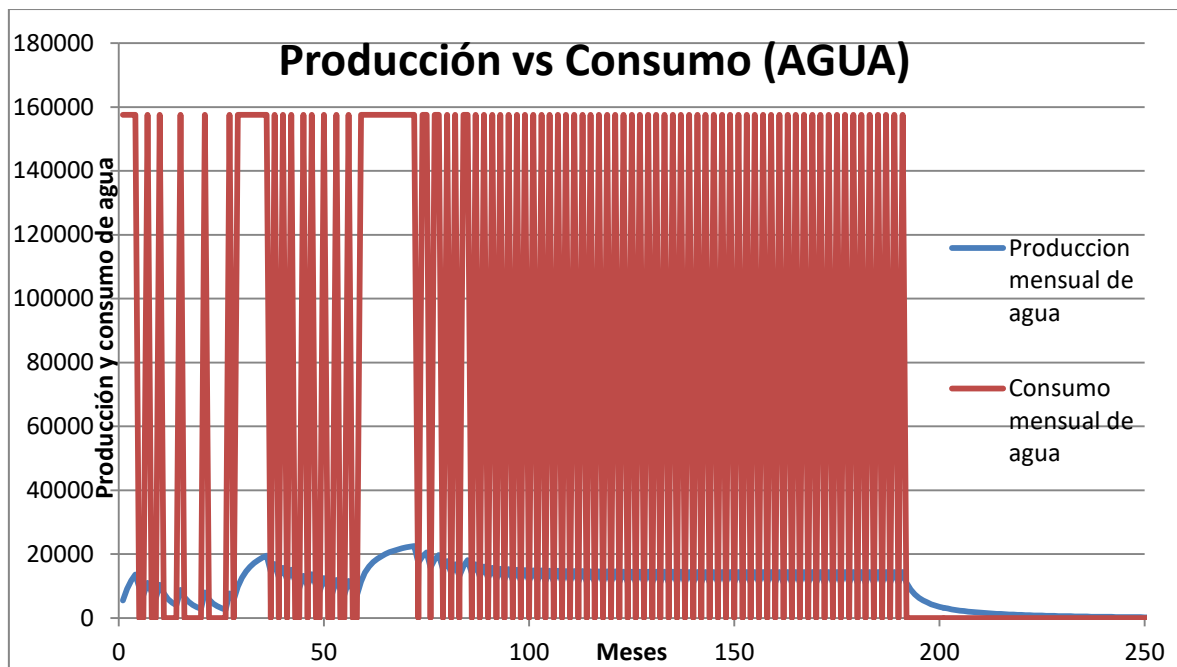


Figura 25: Curva de producción de agua vs consumo de agua

Fuente: Elaboración propia en función del modelo de desarrollo

A título representativo sobre el balance de agua, se muestran los primeros 3 años (Tabla 6):

	PRODUCCIÓN	CONSUMO	BALANCE
MES	m ³ /mes	m ³ /mes	m ³ /mes
1	5.490,0	157.500,0	-152.010,0
2	9.109,2	157.500,0	-148.390,8
3	11.673,2	157.500,0	-145.826,8
4	13.584,2	157.500,0	-143.915,8
5	15.063,4	157.500,0	-142.436,6
6	16.242,1	157.500,0	-141.257,9
7	17.203,3	157.500,0	-140.296,7

8	18.002,2	157.500,0	-139.497,8
9	18.676,7	157.500,0	-138.823,3
10	19.253,6	157.500,0	-138.246,4
11	19.752,8	157.500,0	-137.747,2
12	20.188,9	157.500,0	-137.311,1
13	20.573,2	157.500,0	-136.926,8
14	20.914,4	157.500,0	-136.585,6
15	21.219,3	157.500,0	-136.280,7
16	21.493,6	157.500,0	-136.006,4
17	21.741,4	157.500,0	-135.758,6
18	21.966,6	157.500,0	-135.533,4
19	16.682,0	0,0	16.682,0
20	13.251,1	0,0	13.251,1
21	10.860,1	0,0	10.860,1
22	14.598,6	157.500,0	-142.901,4
23	11.396,4	0,0	11.396,4
24	9.299,7	0,0	9.299,7
25	13.303,1	157.500,0	-144.196,9
26	10.320,5	0,0	10.320,5
27	8.401,8	0,0	8.401,8
28	12.548,8	157.500,0	-144.951,2
29	9.682,4	0,0	9.682,4
30	7.858,4	0,0	7.858,4
31	12.083,2	157.500,0	-145.416,8
32	9.281,1	0,0	9.281,1
33	7.510,6	0,0	7.510,6
34	11.780,2	157.500,0	-145.719,8
35	9.016,0	0,0	9.016,0
36	7.277,6	0,0	7.277,6

Tabla 6: Balance de agua para los primeros 3 años

Fuente: Elaboración propia en función de los datos de la figura 24

Como puede apreciarse, tanto en la figura 25 como en la tabla 6, el desbalance entre la producción de agua y el consumo de agua es alto, por lo que deben analizarse alternativas para poder cumplir con el presente proyecto.

Tomando como ejemplo el mes 1, vemos que se necesitan 157,5 Mm³ de agua para fracturar, mientras que los pozos entregan 5,49 Mm³ de agua, es decir, se necesita un volumen adicional de 152 Mm³ de agua.

Este análisis se realizó para un período de 36 meses, donde puede observarse que el faltante de agua se repite en gran parte del período contemplado, con

excepción de algunos meses donde se aprecia el sobrante de agua de producción, para lo cual habría que analizar su disposición final, tal como se hace con el agua de producción de los yacimientos convencionales, es decir, inyectarla en pozos sumideros, o reutilizarla para recuperación secundaria.

Por lo tanto, nos encontramos ante la gran incógnita de estudiar y definir el lugar y la técnica que permitirá proveer esos volúmenes de agua faltante.

Para ello, mencionaremos a continuación las distintas alternativas de suministro de agua que deben analizarse, para poder concretar el proyecto planteado.

4.4 Alternativas de suministro de agua

Al evaluar las necesidades de agua para fracturas hidráulicas, la empresa operadora deberá realizar un estudio completo sobre la demanda acumulada de agua sobre la base de un programa que considere el tiempo asociado a estas necesidades en cada sitio (*Gestión del agua en la exploración y explotación de reservorios no convencionales en el área de influencia de la cuenca neuquina, PR IAPG – SC – 11 – 2013 – 00, 2013*).

Se deberán considerar los requerimientos de agua para las operaciones de perforación, la supresión de polvo, y la respuesta ante emergencias, así como también los requerimientos para las operaciones de fractura hidráulica. La empresa operadora deberá determinar si las fuentes de agua son suficientes para respaldar toda la operación, con agua de la calidad deseada, y si pueden ser utilizadas cuando el plan de desarrollo programado así lo requiera.

Por lo general, las opciones de suministro de agua para fractura hidráulica, dependerán del volumen de agua requerido, sumado al programa de desarrollo en toda la zona prevista. Las fuentes de agua deberán ser apropiadas para el ritmo previsto y el nivel de desarrollo esperado.

El agua para las fracturas hidráulicas podrá obtenerse a partir de:

- Agua superficial
- Agua subterránea
- Suministros de agua locales
- Agua residual local y proveniente de instalaciones para el tratamiento industrial
- Agua utilizada para la refrigeración de plantas de energía
- Agua de producción reciclada y/o fluido de retorno (flowback) reciclado.

La elección dependerá del volumen y la calidad del agua requerida, la disponibilidad física conforme a las normas, usos competentes, y características de la formación a fracturar (incluyendo la calidad del agua y las consideraciones de compatibilidad). En caso de ser posible, se debería utilizar en primer lugar, agua residual de otras instalaciones industriales, seguido de fuentes de agua superficiales y subterráneas y por último, suministros de agua local (son los menos utilizados para proyectos a gran escala de larga duración). Sin embargo, esto dependerá de:

- Las condiciones locales y de la disponibilidad de fuentes de aguas superficiales y subterráneas próximas a las operaciones planeadas.
- No todas las opciones serán apropiadas para todas las situaciones, y el orden de preferencia puede variar entre áreas.
- Las fuentes de agua de origen residual industrial, o las utilizadas para la refrigeración de plantas de energía, las retorno reciclada y/o producida, requerirán tratamientos adicionales previos a su utilización para fracturas, lo cual podría no ser viable, y no asegurar los resultados necesarios para garantizar el éxito del proyecto

Teniendo en cuenta las características técnicas de la zona de explotación del presente trabajo, sería viable contemplar la evaluación de dos alternativas; la posibilidad de extraer agua de un río cercano al proyecto, o la perforación de pozos a las napas de agua en la zona de trabajo.

Las alternativas propuestas se mencionan solo a título orientativo, sin contemplar los estudios técnico, económico, y ambiental correspondientes, ya que no conforman parte de los objetivos del presente trabajo.

4.4.1. Agua de río

El río más cercano a la zona de explotación es el Atuel (Figura 26).

Según estudios realizados en la provincia de Mendoza (*Recursos Hídricos Mendoza*), el 98% del agua de la provincia se utiliza para la agricultura y de ese porcentaje hay una eficiencia del 40%, y el 60% se pierde por mal uso. “Para el proceso de estimulación hidráulica se usa el 0,8 % de agua disponible, que es 60 veces menos que la que se pierde por ineficiencia de riego. Esta actividad no

resta agua a las actividades agrícolas, y las regalías que generan son los que nos permiten invertir en mejorar la red de distribución de agua”.

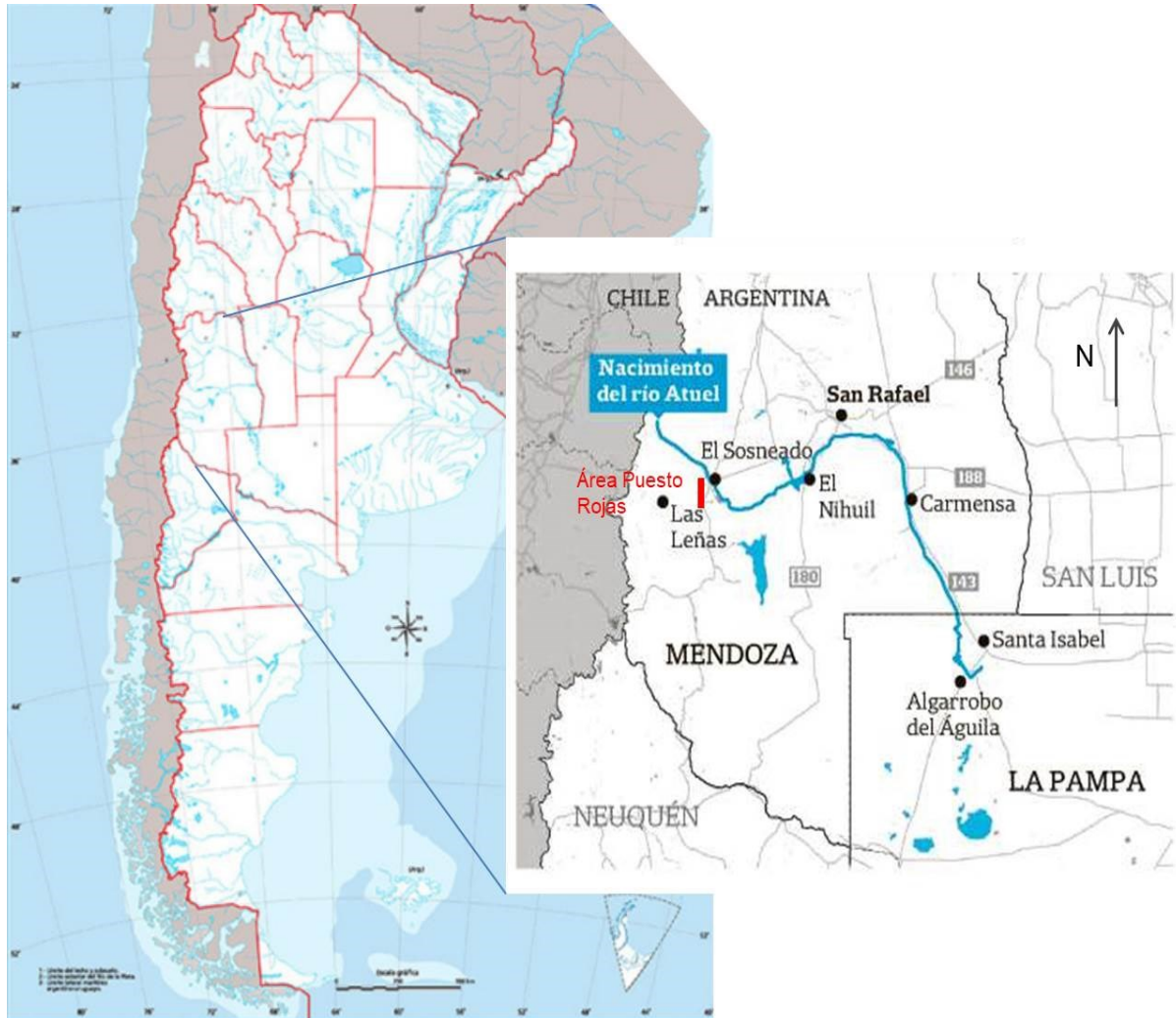


Figura 26: Mapa del río Atuel

Fuente: Elaboración propia con gráfica de Recursos Hídricos Mendoza

La distancia aproximada del área de explotación al río Atuel oscila en los 30 Km, según el uso de google maps (Figura 27).

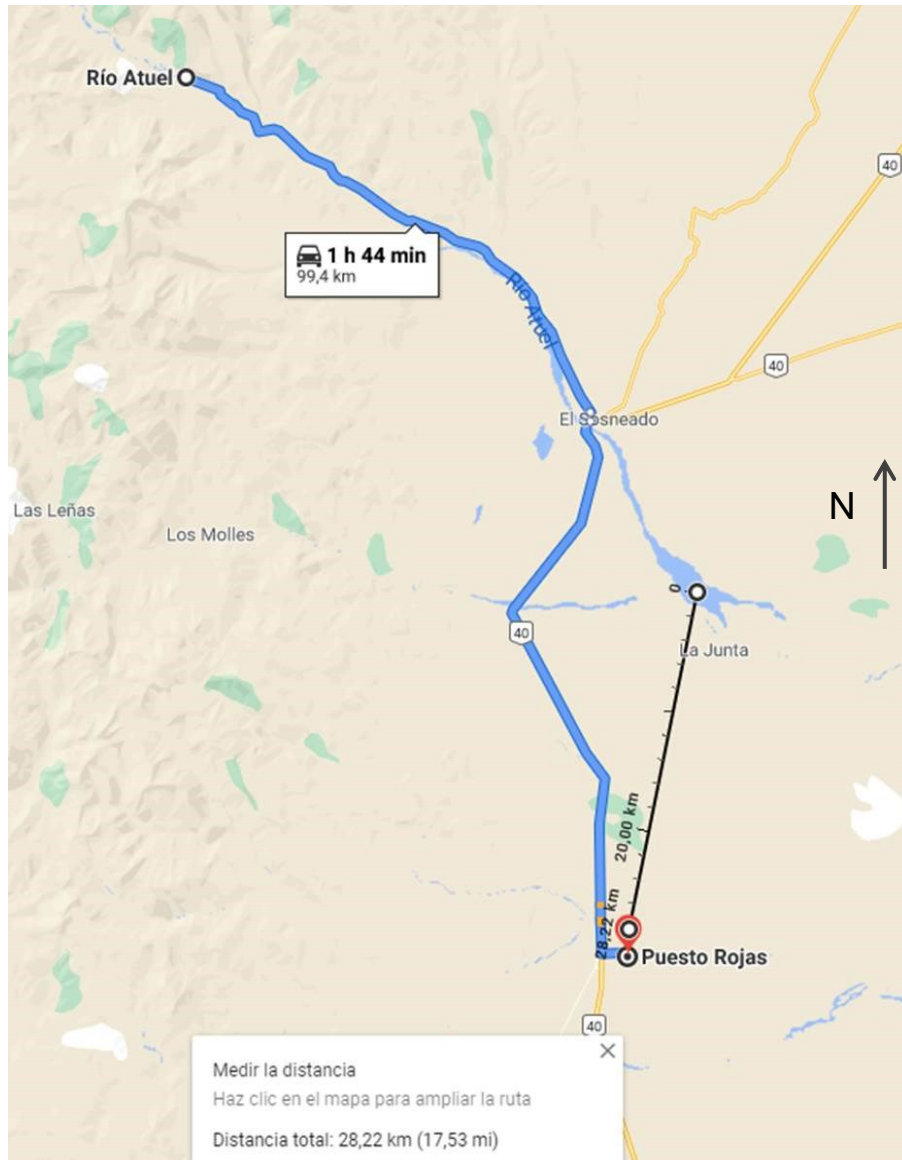


Figura 27: Imagen Google Maps - Distancia río Atuel área Puesto Rojas
 Fuente: Elaboración propia con imagen de Google Maps

4.4.2. Perforación de pozos de agua en la zona de explotación

Se deberá estudiar la posibilidad de perforar nuevos pozos para la explotación de agua, según disponga la geología del lugar y la autorización de los Entes provinciales.

CAPÍTULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Se ha analizado un proyecto de explotación de reservorios no convencionales bajo el método de estimulación hidráulica, determinando la cantidad de agua necesaria para realizar las etapas de fracturas. Para ello se analizó el caudal de agua de producción que entregarán los pozos del campo, y se realizó un balance de masa de agua para determinar si es necesario el aporte de otra fuente de agua, de forma tal de acompañar al *forecast* de producción.

Previo a realizar los cálculos para el agua, se modeló la producción de petróleo del campo para determinar si el proyecto se encuentra dentro de valores razonables para la industria petrolera.

En primera instancia, se determinó la producción de petróleo que entregaría el campo, tomando como referencia los datos de la producción de 24 pozos del yacimiento de Loma Campana, pertenecientes a la formación Vaca Muerta. Se estudió el comportamiento de la declinación de la producción mediante las curvas de declinación considerando el estado pseudoestacionario, donde se encontró que la curva que mejor ajusta a la curva tipo corresponde a la curva multisegmento. De esta forma se determinó para un período de 300 meses (25 años), que el pozo tipo inicia con un caudal diario de 230m³/d, y un valor acumulado mensual de 7.000m³, legando al mes 300 con un caudal diario de 0,29m³/d, y un acumulado de 162.317m³. Por lo tanto, los cálculos del EUR (*Estimated Ultimate Recovery*) dieron un valor de 162,317 Mm³ (1,02 MMbbl).

Luego, para realizar el desarrollo del campo se usó un programa de cálculo desarrollado en Excel, con la consigna de perforar pozos direccionales, de ramas laterales de 2.500m de longitud, y con 35 etapas de fracturas. Se conformaron *pads* de 3 pozos direccionales por *pad*. Se definió una campaña de perforación con una fuerte inversión, iniciando 1 *pad* por mes, y luego se fue mediando de forma tal de mantener un plateau acorde a este tipo de proyectos.

La curva de producción de petróleo para el desarrollo del campo nos dio un plateau inicial de 2.000 m³ promedio durante aproximadamente 2,5 años de producción, llegando a valores de 8.000 m³ en el 5° año de producción, y manteniéndose en estos valores por un período de 20 años. A partir de allí la producción comienza su período de declinación.

Respecto al agua para fractura, se realizó un desarrollo contemplando la campaña de perforación definida para la producción petrolera. Se analizó la producción mensual de agua y el consumo mensual de agua para fractura, encontrándose un fuerte desbalance entre ambos ítems. Tomando como ejemplo el mes 1, se necesitan 157,5 Mm³ de agua para fracturar, mientras que los pozos entregarían 5,49 Mm³ de agua, es decir, se necesita adicionalmente un volumen de 152 Mm³. Y así se analizó para un período de 36 meses. En gran parte de este período, se observa un gran faltante de agua para fractura. Sin embargo, hay algunos pocos meses donde sobraría el agua de producción y habría que disponerla, tal como se hace con el agua de producción de los yacimientos convencionales.

El presente trabajo nos muestra que es viable utilizar el agua de producción, debidamente tratada, pero es necesario complementar con otra fuente de agua, debido al desbalance existente entre la producción y el consumo de agua necesario para la realización de las etapas de fractura.

En función de las características de la zona de explotación, se recomienda evaluar dos alternativas para cumplir con el propósito del proyecto; extraer agua del río Atuel, o perforar pozos a las napas de agua en la zona de estudio. Ambas alternativas deben evaluarse técnica, económica, financiera y ambientalmente. Dicho análisis no conforma parte de este proyecto.

BIBLIOGRAFÍA CONSULTADA

1. Instituto Argentino del Petróleo y Gas, *EL ABC DE LOS HIDROCARBUROS EN RESERVORIOS NO CONVENCIONALES*, Argentina, 2013
2. Asociación Argentina de Geólogos y Geofísicos del Petróleo, *HIDROCARBUROS CONVENCIONALES Y NO CONVENCIONALES*, Volumen 23 número 134, Argentina, 2013.
3. Bonapace J., Alric F., Angeloni A., Zangari L., *WATER MANAGEMENT: WHAT WE HAVE LEARNED AND WHAT WE NEED TO CONSIDER FOR DEVELOPING A SHALE PLAY IN ARGENTINA*, SPE-174118-MS, USA, 2015.
4. Universidad Nacional de Cuyo, *PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS EN RESERVORIOS NO CONVENCIONALES EN MENDOZA, CONSIDERACIONES SOBRE EL MÉTODO DE ESTIMULACIÓN HIDRÁULICA*, Argentina, 2018.
5. Instituto Argentino del Petróleo y Gas, *GESTIÓN DEL AGUA EN LA EXPLORACIÓN Y EXPLOTACIÓN DE RESERVORIOS NO CONVENCIONALES EN EL ÁREA DE INFLUENCIA DE LA CUENCA NEUQUINA*, PR IAPG – SC – 11 – 2013 – 00, Argentina, 2013.
6. Academia Nacional de Ingeniería. Instituto de Energía, *ASPECTOS AMBIENTALES EN LA PRODUCCIÓN DE HIDROCARBUROS DE YACIMIENTOS NO CONVENCIONALES. EL CASO PARTICULAR DE “VACA MUERTA” EN LA PROVINCIA DE NEUQUÉN*, Argentina, 2013.
7. Legarreta L., Villar H, *LAS FACIES GENERADORAS DE HIDROCARBUROS DE LA CUENCA NEUQUINA*, Revista Petrotecnia, Argentina, 2012.
8. Bonapace J., Coronel M., *TAILORED FRACTURE FLUID USING NONTRADITIONAL WATER IN UNCONVENTIONAL RESERVOIR*, SPE-191831-MS, USA, 2018.
9. Jan J. Arps, *ANALYSIS OF DECLINE CURVES*, The British-American Oil Producing Co, USA, 1945.