

## **Sierras Blancas – Loma la Lata.**

### **La caída de un gigante.<sup>1</sup>**

**Diego Fernando Guichón<sup>2 3</sup>**

**(agosto 2025)**

#### **Resumen**

En este trabajo se propone una causa probable para explicar la rápida caída en la producción del reservorio de Sierras Blancas, dentro del yacimiento Loma la Lata, ubicado en la Provincia de Neuquén, de la República Argentina. Este hecho ocurrido a partir de agosto del año 2003, fue tan importante que por sí solo afectó sensiblemente el proceso de integración regional del mercado gasífero, con Chile, Brasil y Uruguay. La explicación se basa en problemas productivos propios de reservorios de gas con condensado<sup>4</sup> como es el caso del reservorio en cuestión, y en la gestión productiva del mismo. Se introducen necesariamente cuestiones básicas de ingeniería de reservorios, con clara incidencia económica. Con base en esta teoría, y en los indicios que se han podido reunir, se concluye que la abrupta caída en la producción de Sierras Blancas probablemente no dependió de la crisis económica iniciada en el año 2002, sino que fue un hecho incierto pero probable dada la experiencia internacional, originado en la formación de bloques de condensado, y su fecha de ocurrencia estuvo vinculada al ritmo de producción iniciado en 1999. Se trata de una explicación plausible, congruente con los indicios relevados, pero cuya verificación queda condicionada por las dificultades de acceso a la información.

Palabras claves: Argentina, Gas natural, Producción, Loma la Lata, Bloques de condensado.

## **Sierras Blancas – Loma la Lata.**

### **The Fall of a Giant**

Abstract

---

<sup>1</sup> El presente trabajo es fruto de una inquietud personal sobre el tema, y solo pudo concretarse, luego de contar con el tiempo suficientemente para comprender conceptos propios de la ingeniería de Reservorios, pero de gran relevancia económica. Quiero agradecer los aportes realizados en particular por Nicolás Di Sbroiavacca, quien hace muchos años ya, me señaló esta línea de investigación. Sin esa sugerencia es poco probable que se hubiera podido concretar este trabajo. Agradezco también sus comentarios a versiones previas de este mismo informe. Mi agradecimiento también al Ingeniero José Luis Sureda, a la Mg. Glendys Landaeta, y a la Mg. Gladys Páez, quienes leyeron versiones previas de este trabajo. Una mención especial merece el personal del Centro de Documentación e Información (CDI) del Ministerio de Economía, sin cuya permanente colaboración no habría podido acceder a gran parte de la bibliografía citada en este trabajo. Finalmente, mi reconocimiento a compañeros de trabajo ya fallecidos en particular a los geólogos, Eduardo Alonso, Daniel Robles, y Cesar Fernández Garracino, a quien le guardo gran cariño y respeto, por haber sido tan generosos con su conocimiento. No obstante, las opiniones y errores que existan en la presente investigación son de exclusiva responsabilidad del autor.

<sup>2</sup> dieguichon@gmail.com

<sup>3</sup> Licenciado en Economía UNMdP, Magister en Metodología de la Investigación Científica UNLA. Docente Centro de Estudios de la Actividad Regulatoria Energética (CEARE).

<sup>4</sup> Los yacimientos de gas y condensado, son aquellos que en condiciones iniciales del subsuelo todos sus hidrocarburos están en estado gaseoso, pero cuando la presión disminuye se separa del gas un componente líquido llamado condensado. Para una definición de Condensado, ver el punto 5.1 de este trabajo.

This paper proposes a probable cause for the rapid decline in production at the Sierras Blancas reservoir, within the Loma la Lata field, located in Neuquén Province, Argentina. This event, which occurred beginning in August 2003, was so significant that it significantly affected the regional integration process of the gas market with Chile, Brazil, and Uruguay. The explanation is based on production problems inherent to gas condensate reservoirs, such as the reservoir in question, and on its production management. Basic reservoir engineering issues with clear economic implications are necessarily introduced. Based on this theory and the evidence gathered, it is concluded that the abrupt drop in Sierras Blancas production was probably not due to the economic crisis that began in 2002, but rather was an uncertain but probable event, given international experience, originating in the formation of condensate blocks. Its timing was linked to the production rate that began in 1999. This is a plausible explanation, consistent with the evidence collected, but its verification is hampered by the difficulties in accessing information.

Keywords: Argentina, Natural gas, Production, Loma la Lata, Condensate blocks.

## 1) Introducción.

El reservorio de Sierras Blancas, se encuentra dentro del yacimiento Loma la Lata, y se consideraba hasta la década del noventa el único reservorio gigante de gas en Argentina. Entre los años 2004 y 2008 su producción promedio anual se redujo en un 36 %, (equivalente a 11.6 millones de m<sup>3</sup>/día). Esto contrasta con lo ocurrido a nivel país, que en el mismo periodo tuvo una declinación de solo el 6 %. Pero Loma la Lata, era aún más importante, para atender los picos de demanda de invierno. En tal sentido, si consideramos los picos de producción registrados en agosto del año 2003 y agosto del año 2008, la capacidad productiva de este yacimiento declinó en un 53 % (19 millones de m<sup>3</sup>/día).

El interrogante sobre que causó tan rápida declinación estuvo presente en los medios especializados<sup>5</sup> y también en publicaciones como Kozulj (2005). Repsol YPF S.A. (2006) en un formulario 6 K remitido a la SEC el 26/01/2006. se refirió indirectamente a esta situación, al informar una revisión negativa de reservas probadas de gas natural. La misma incluía una merma del 20 % (aproximadamente 1.5 tcf) de las correspondientes a Loma la Lata, y señaló al respecto que se originaba en:

*“La disminución de la presión observada en este campo en 2004 y 2005 indicó que una parte del gas inicial en sitio (IGIP) no podía recuperarse con certeza razonable en las condiciones técnicas, económicas y operativas actuales. En particular, el desequilibrio entre las presiones detectadas en las distintas capas y zonas del campo indicó una interconexión limitada entre estas.”* (la traducción es nuestra)

No obstante, esta explicación fue poco precisa. Por ejemplo, la interconexión imitada, vinculada a las diferencias de permeabilidad en el interior del reservorio de Loma la Lata, era un hecho conocido mucho antes del año 2005, fecha en que el yacimiento llevaba ya 25 años en explotación.<sup>6</sup> No resulta claro entonces donde y como se originaron los hechos aludidos, y porque no pudieron preverse.

En este trabajo se plantea la hipótesis de que las causas más importantes fueron la conjunción de dos hechos: a) problemas productivos propios de los reservorios de gas y condensado, en particular la formación de bloques de condensado, y b) el incremento en el ritmo de producción ocurrido a partir de 1999, pero decidido en años previos, cuando se tomaron significativos compromisos de exportación.

El resto de este estudio se desarrolla de la siguiente forma.

---

<sup>5</sup> Ver Tecnoil (2009)

<sup>6</sup> Para un desarrollo más completo sobre la permeabilidad del reservorio, ver el punto 7.2 de este trabajo.

2) Revisión de trabajos previos, y diferencias con este estudio.

3) Objeto de estudio.

4) Periodos

5) Conceptos sobre yacimientos de gas y condensado.

5.1) Definición

5.2) Problemas de producción

5.2.1) Bloque de condensado

5.2.2) Carga líquida en los pozos.

6) Yacimientos de gas y condensado en Argentina

7) El caso de Sierras Blancas – Loma la Lata

7.1) Composición de fluidos

7.2) Permeabilidad

7.3) Agotamiento

7.4) Presión

7.5) Reservas de líquidos.

7.6) Gestión.

8) Discusión de la evidencia presentada.

9) Conclusiones.

Antes de proseguir se debe formular una reserva. Se ha avanzado en la explicación, tanto como se ha podido, a partir de la información pública a la que se ha podido acceder. Esta información no es prueba concluyente de que se haya presentado el problema de bloque de condensado, pero los indicios obtenidos son compatibles con este fenómeno. De manera que las conclusiones a las cuales se llega, podrán verse ratificadas o modificadas por un mayor acceso a datos relevantes.

## **2) Revisión de trabajos previos y diferencias con este estudio.**

No se ha encontrado trabajos de ingeniería específicos que expliquen claramente las causas de la brusca caída en la producción de Loma la Lata.

Dentro del campo de la economía si existen estudios publicados sobre la crisis del gas evidenciada en el 2004 en Argentina. Entre ellos se pueden señalar a Navajas y Cont (2004), Anouk Honoré (2004), los cuales solo pudieron observar el momento inicial de la caída de suministro de gas, y Navajas (2006) el cual realizó un análisis agregado del mercado, considerando la posible contribución a la escasez de suministro, de los distintos componentes de la demanda y la oferta agregada, pero sin individualizar a unidades productivas.

Respecto de la influencia del contexto económico se plantearon dos enfoques diferentes. Kozulj (2005), desestimó que la salida de la convertibilidad haya sido un factor importante en la crisis, y atribuyó las causas de esta a un conjunto de factores tales como: el proceso de privatización iniciado en 1989, la ausencia de una

regulación adecuada para estimular la incorporación de reservas y una política empresarial dirigida a monetizar rápidamente las reservas. En su opinión, la conclusión más importante es que las reglas del mercado y la ausencia de un Estado regulador o empresario, que serían características propias de los noventa, son incompatibles con el objetivo de lograr el abastecimiento al menor costo. Por otra parte, Navajas y Barril (2011) centraron su atención en la influencia del contexto posterior a la crisis del año 2002 y concluyen que el mismo permite explicar la crisis iniciada en el año 2004. Ambos trabajos se refieren a la oferta agregada, aunque hacen una mención especial de Loma la Lata.

El trabajo de Navajas y Barril (2011), se funda en un marco teórico bien definido en la tradición de la economía de los recursos no renovables. Se trata de asignar un volumen fijo de recursos entre varios periodos de tiempo. Para el caso particular de Argentina, el modelo es adaptado, para analizar en forma conjunta diversas hipótesis, tales como: la escasez de inversión, la falta de renegociación contractual para extender las concesiones, un programa de exportaciones demasiado permisivo a finales de los años 90, el bajo rendimiento de la zona principal (Loma de la Lata) y la caída de los precios en términos reales.

El modelo es de suministro óptimo, maximiza el valor actual neto de cada yacimiento, e incorpora el efecto del agotamiento. Supone dos formas de medir el agotamiento, como una relación lineal entre producción corriente y producción acumulada, o como una relación lineal entre producción corriente y reservas probadas remanentes propuesta por Pickering (2008)<sup>7</sup>. El agotamiento medido de estas formas incrementaría los costos marginales de producción. Por otra parte, las inversiones en exploración y en producción, amortiguarían los efectos negativos del agotamiento sobre los costos marginales, al incrementar las reservas, o bien reducir los costos para unas reservas dadas.

Se suponen tres periodos, uno previo a la crisis del año 2002, al cual llaman período 0, o normal, otro contemporáneo a la crisis que denomina período 1, y el tercero posterior que lo denomina período 2. En cada periodo, el productor optimiza el valor actual de lo que le queda por producir de su área.

El modelo permitiría explicar cómo se determinaría la producción óptima en el período 1, a partir del conjunto de variables seleccionadas, y como cambiaría ésta, cuando cambian las mismas incluyendo el cambio en el contexto económico, representado en particular por el nivel de precios del gas.<sup>8</sup>

---

<sup>7</sup> El estudio de Pickering (2008) se considera tiene limitaciones importantes. Por una parte, no tomó en cuenta las múltiples críticas que ha recibido la información de Reservas de algunos países miembros de la OPEC, y como éstas han sido determinadas no en función del agotamiento, sino a partir del mecanismo de dicha institución para fijar cuotas de producción entre sus miembros. Ver por ejemplo Campbell (1991) y (2005), Simmons (2006). Por otra parte, el concepto de Reservas empleado por Argentina es muy diferente al de dichos países. En efecto la definición de Reservas Probadas aplicada en Argentina se refiere a los volúmenes sobre los cuales una empresa tiene derechos mineros, y para los cuales existe una alta probabilidad, de que generaran un flujo de fondos dentro de un periodo de tiempo. Para los países de la OPEC su concepto de Reservas no incorpora consideraciones temporales. (sobre los problemas de comprensión de indicadores específicos ver Guichón(2016). De esta manera los conceptos de reservas probadas no desarrolladas, los compromisos de inversión, el acceso al mercado, el periodo de vigencia de los derechos mineros influye las Reservas tal como se declaran y publican en la Argentina, y no tiene un impacto claro para la información de países de la OPEC. Por ejemplo, sería muy raro observar reservas en la Argentina con un horizonte de 40 años, cuando los derechos mineros, tenían una extensión máxima de 25 años, mientras que, en la OPEC con empresas públicas con derechos mineros a perpetuidad, estos horizontes son habituales. Por otra parte, el límite de 5 años para poner en producción Reservas Probadas no Desarrolladas, tampoco opera en la mayoría de los países de la OPEC. Así las cosas, mucho de lo que en Argentina son Recursos Contingentes en países miembros de la OPEC serían Reservas Probadas.

<sup>8</sup> Simplificando, como la producción del período 0 ya ocurrió, de lo que se trata es de asignar la producción remanente entre los periodos 1 y 2, de tal manera que al asignarse un volumen al periodo 1, el volumen remanente para el periodo 2 queda determinado. Se trata del problema típico de la Economía de los Recursos No Renovables, desarrollado por Hotelling (1931)

Respecto de Loma la Lata, en dicho trabajo se concluye que, si bien la producción de un yacimiento maduro declinaría en el tiempo por efecto del agotamiento, esta declinación se habría acentuado durante el periodo posterior al año 2003, y como esto se produjo bajo condiciones económicas más adversas para el sector, a partir de la salida de la convertibilidad y el congelamiento de precios internos del gas, entonces de acuerdo a dicho modelo sería razonable suponer que el productor habría recalculado su producción óptima del periodo 1, reduciendo la misma respecto de lo que habría producido, de mantenerse las condiciones económicas del periodo 0.

En este sentido se señala

*“Los resultados indican que, si bien es muy importante, el “colapso” en el área de Loma de la Lata puede explicarse por la dinámica de producción pasada y los efectos de los precios. Por supuesto, estos efectos se relacionan con una “inversión insuficiente” para sostener la producción a lo largo de la muestra observada (o incluso antes). Esto es lo que sugiere el análisis de la sección 2. Sin embargo, el hallazgo empírico es que estos efectos no son diferentes para Loma de la Lata o YPF con respecto a otras áreas o empresas. En otras palabras, la empresa o área no ha estado describiendo una trayectoria de producción “anormal”.”*

Finalmente, los autores señalan en sus conclusiones que se puede estudiar la caída en la producción de gas natural, dentro de un enfoque “teórico básico estándar” y que

*“En general, la evidencia es bastante consistente con el efecto perjudicial de las señales de precios muy bajas en un patrón de gas convencional ya maduro.”*

No obstante, agregan también que la explicación brindada por su modelo podría complementarse con otras explicaciones, atribuidas a empresas, áreas, renegociación de concesiones, el papel de la inversión pasada, entre otras.

Justamente, el presente estudio, desarrolla una explicación diferente, aunque específica para el comportamiento del reservorio de Sierras Blancas – Loma la Lata, que ha sido tan importante en el pasado en la Argentina.

Comparando este trabajo con Navajas y Barril (2011), algunas diferencias son:

- a) Metodológicamente, no se intenta contrastar las implicancias de un modelo general (regla) con un conjunto importante de observaciones, sino que se trabaja a partir de un razonamiento abductivo, buscando la explicación más probable para un caso particular. O sea, no se trata de plantear una hipótesis general sobre cómo se forman los bloques de condensado, y contrastarla con múltiples observaciones, sino que se parte de la teoría existente sobre este tema, y de un conjunto amplio de observaciones de Sierras Blancas - Loma la Lata, para inferir si se puede tratar de un caso de formación de bloques de condensado. Es el tipo de razonamiento que se emplea en el diagnóstico médico.
- b) Se tiene la ventaja que brinda una mayor perspectiva histórica respecto de los análisis previos. Dado que el contexto económico cambió significativamente desde el año 2003 a la actualidad, entonces pueden inferirse ciertas relaciones con mayores elementos, que los disponibles en el momento de los hechos analizados. Un ejemplo, de esto sería, si luego de transcurridos 20 años, desde los hechos en cuestión y aun con mejores precios para el mercado interno al menos a partir del año 2008<sup>9</sup> no se

---

<sup>9</sup> El tiempo transcurrido desde los hechos analizados, permite observar que ocurrió con distintas variables, aun con otros escenarios de precios como los generados por el programa Gas Plus, y los Planes gas subsecuentes. Para el programa Gas Plus ver Resolución SE N° 24/2008, para el Plan Gas I y el Plan Gas II, ver las Resoluciones de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, N°1/2013, y N°60/2013. Para el Plan Gas

produjeron descubrimientos significativos de gas convencional entonces puede inferirse que no fue la falta de exploración lo que generó la caída en la producción local agregada, sino probablemente el agotamiento de las oportunidades en cuencas ya maduras. Se aplicará este tipo de razonamiento a cuestiones directamente vinculadas a Loma la Lata.

Si bien no se pretende elaborar un modelo sobre Sierras Blancas – Loma la Lata, se reconoce la utilidad de los mismos, como una referencia para destacar las particularidades de un caso, o sea donde el caso se aleja del modelo y por qué<sup>10</sup>. En este marco nuevamente el modelo propuesto por Navajas y Barril (2011), permite ilustrar las diferencias, del caso analizado. A nivel general:

- a) No se plantea una función objetivo que la empresa intentaría maximizar, tal como el valor actual neto del yacimiento de Navajas y Barril (2011), (o la rápida monetización de reservas de Kozulj (2005)). Justificar que el caso se trata de la formación de bloques de condensado, no requiere de este tipo de hipótesis, sino de describir lo que ocurrió, incluyendo las decisiones económicas y comerciales adoptadas, independientemente de cuáles fueron sus motivos.
- b) La relación entre Reservas y Producción planteada en el trabajo de Pickering (2008), no sería válida para el caso en cuestión. Dicha relación fue desarrollada para el mercado de petróleo, y no tiene en cuenta la importancia que tiene para el natural, las facilidades de transporte, y en definitiva el acceso a los mercados para aumentar la producción, independientemente de las Reservas. Tal el caso de Loma la Lata, y los gasoductos Centro Oeste, Neuba II, y de exportación.
- c) Se debe tener en cuenta el mercado de exportación como un mercado distinto al interno. Luego de la crisis del año 2002, emergen claramente dos mercados uno interno y mayoritario con contratos pesificados y otro externo menor, pero marginalmente importante, que sigue manteniendo precios en dólares, aunque sufre el impacto de retenciones a las exportaciones. El mercado de exportación solo quedó disponible para aquellos que contaban con autorizaciones de exportación, pero la señal de precios que brindaron fue muy superior a los precios del mercado interno. Esto es relevante para el caso de Sierras Blancas - Loma la Lata, porque como se vera en el punto 4 de este trabajo, la empresa operadora poseía desde fines de los noventa, importantes autorizaciones de exportación, de manera que el ingreso marginal de su producción podía provenir del mercado de exportación.
- d) Las decisiones de producción no dependen solo de las condiciones corrientes del mercado (que afecta las ventas spot), sino principalmente de los compromisos de venta de largo plazo y de la capacidad productiva del yacimiento. En el caso del mercado argentino de gas natural desde 1993 hasta la crisis del 2004, las decisiones de venta se materializaron en gran medida en contratos de largo plazo, de gas y de transporte, suscriptos en los noventa, tanto para el mercado interno como para exportación. Por su parte la producción corriente estuvo condicionada por dichos compromisos, y por la capacidad productiva del yacimiento.<sup>11</sup> La capacidad productiva del yacimiento puede imponer restricciones al cumplimiento de los compromisos de venta de largo plazo.

---

III y Plan Gas IV ver Resoluciones del Ministerio de Minas y Energía, N°74/2016 y N°46/2017. Para planes posteriores Ver Decreto N. ° 320/2022.

Sobre este proceso de incorporación de Reservas en yacimientos ya descubiertos, ver Morehouse (1997).

<sup>10</sup> Esta es una utilidad de la metodología de tipos ideales propuesta por Max Weber.

<sup>11</sup> No sería razonable suponer que la empresa operadora pensara que podía suspender su suministro interno, para atender el mercado de exportación, porque para obtener las autorizaciones de exportación tuvo que comprometerse a mantener su suministro al mercado local. En un mercado muy líquido y para contratos pequeños, seguramente existirían alternativas a la producción propia, como la comercialización del gas de terceros, pero no parece que esta haya sido la situación en el caso argentino por lo menos hasta el desarrollo de la explotación de Vaca Muerta.

- e) Al analizarse una acumulación ya descubierta, la inversión en exploración no tiene un rol claro que cumplir. En este caso, la incorporación de reservas probadas, si ocurre, es fruto del desarrollo del propio yacimiento, y no de pozos exploratorios.<sup>12</sup>

Para el caso particular de los yacimientos de gas y condensado las diferencias serían:

- a) Un yacimiento de gas y condensado es un caso de producción conjunta. Si bien los líquidos son siempre una fracción menor del volumen molar, su valor unitario es muy superior al gas seco. Por otra parte, puede tener una incidencia negativa muy importante sobre la producción de gas natural, a medida que el agotamiento avanza.
- b) El volumen recuperable de los recursos en el subsuelo no es fijo, sino que depende de la gestión. Esto ocurre siempre con el volumen de recuperable de condensados. En el caso del gas natural las pérdidas de volúmenes recuperables también podrían ocurrir, pero no se podrá analizar en detalle estos casos, dentro de este artículo.<sup>13</sup>.
- c) El efecto del agotamiento sobre la producción corriente de gas natural debe incorporar la hipótesis de la formación de bloques de condensado. Luego no sería necesariamente una función continua entre producción acumulada y producción corriente, ni entre reservas probadas remanente y producción corriente, como supone el modelo de Navajas y Barril (2011). Esta relación presentaría inicialmente una tendencia suave, que al llegar a cierto nivel de agotamiento del reservorio podría discontinuarse. Esto ocurrirá luego de que se alcance un umbral llamado punto de rocío en el fondo de los pozos, lo cual produciría un empobrecimiento progresivo del gas, y eventualmente la paulatina formación de bloques o anillos de condensado<sup>14</sup>. Esta probable discontinuidad se pondría en evidencia también en el comportamiento de las funciones de productividad<sup>15</sup> y costos marginales.
- d) La discontinuidad derivada del bloque de condensado es siempre un hecho probable, sujeto a incertidumbre sobre cuándo y dónde puede ocurrir. No todos los yacimientos de gas y condensado padecen este fenómeno. Incluso dentro de un reservorio no necesariamente afectaría a todos los pozos por igual. El subsuelo es heterogéneo. No obstante, se pueden mencionar algunos factores que influyen sobre el riesgo de ocurrencia. El mismo varía positivamente con la riqueza de condensado de la acumulación, el nivel de agotamiento del reservorio, el caudal de producción y su variación transitoria, asimismo varía inversamente con la permeabilidad del reservorio.
- e) Una vez que se presentan problemas productivos como el bloque de condensado, la empresa operadora, ya no puede elegir el volumen a producir, en función del mercado spot y de sus compromisos de largo plazo, sino que tendrá un límite físico cada vez más restrictivo. A partir de este límite para una mayor producción, la curva de costos marginales se volvería prácticamente vertical. Las acciones para mitigar este límite pueden generar solo mejoras transitorias.

Para fundamentar lo expuesto, inevitablemente se tendrá que ingresar dentro de la caja negra de la producción, introduciendo ciertos conceptos propios de Ingeniería de Reservorio con claras implicancias

---

<sup>12</sup> Las estadísticas sobre pozos exploratorios deben ser tomadas con cautela. En algunos casos se incluyen pozos de extensión, o sea aquellos que permiten delinear el perímetro de una acumulación ya descubierta, como si fueran pozos exploratorios (tipo wild cat pozos que se perforan a una distancia mínima de toda acumulación conocida), pero su riesgo es mucho menor. Sobre este proceso de incorporación de Reservas en yacimientos ya descubiertos, ver Morehouse (1997).

<sup>13</sup> Por ejemplo, cuando un pozo con excesiva carga líquida es abandonado antes de lo previsto.

<sup>14</sup> Ver en este sentido el caso del reservorio Arun en Afidick et al. (1994).

<sup>15</sup> Nos referimos aquí a la producción por pozo.

económicas. Se reconoce que esto puede generar dificultades, pero es indispensable para fundar las hipótesis explicativas.

En síntesis, se propone explicar el caso de Sierras Blancas – Loma la Lata, mediante un razonamiento abductivo, a partir de teorías diferentes, y una base empírica también diferente, que incluye dimensiones adicionales a las utilizadas en estudios previos.

Respecto del marco teórico, es el necesario para describir los procesos que ocurren en un reservorio. Sin pretender brindar una descripción teórica completa y rigurosa, se incluyen conceptos sobre el comportamiento de los yacimientos de gas y condensado y sobre las formas de gestionar la producción de estos. Estos conceptos se introducirán en la forma más clara e intuitiva que nos sea posible.<sup>16</sup>

Respecto de la base empírica

- a) La misma puede incluir experiencia internacional sobre yacimientos de gas y condensado. En tal sentido si yacimientos de características similares a Sierras Blancas – Loma la Lata, han tenido una caída vertiginosa de su producción en otras partes del mundo y en otras condiciones económicas, esto da sustento a la hipótesis, de que no fueron las condiciones económicas locales el factor determinante para este comportamiento.<sup>17</sup>
- b) Estadísticas locales. En la medida en que se tiene en cuenta la producción conjunta de gas y condensado, las estadísticas relevantes no solo son la producción de gas natural y sus reservas, sino también la producción de condensado, sus reservas, y la composición en alta, media y baja presión de la producción de gas natural.
- c) En la medida en que la gestión del yacimiento puede ofrecer información de interés, entonces, artículos y presentaciones sobre Loma la Lata, realizadas en congresos y contenidas en publicaciones especializadas, pueden contener también indicios importantes<sup>18</sup>.

### 3) Objeto de estudio

Por el tipo de explicación que se brinda es necesario precisar el objeto de estudio, que necesariamente debe ser una acumulación en cuyo interior se transmiten fluidos y presiones.

El mismo comprende la producción proveniente de la acumulación ubicada en la formación Sierras Blancas, dentro del yacimiento Loma la Lata. Una acumulación de gas y condensado, que, al inicio de su explotación, se estimaba que contaba con un volumen final de gas recuperable del orden de 280.000 millones de m<sup>3</sup><sup>19</sup>, o

---

<sup>16</sup> Dado el incesante progreso técnico, y para evitar anacronismos, en la medida de lo posible se citarán trabajos técnicos contemporáneos a los hechos estudiados, y se emplearán preferentemente, aunque no exclusivamente documentos que reflejen cierto consenso de la actividad, como los editados por la Sociedad de Ingenieros de Petróleo a nivel internacional, el Instituto Argentino del Petróleo y el Gas a nivel local, o bien publicaciones especializadas de reconocido prestigio.

<sup>17</sup> Los yacimientos de gas y condensado, no son el único tipo de yacimientos con particularidades especiales que pueden producir una caída brusca en la producción. Si bien esta fuera del alcance de este estudio, podemos mencionar el caso de los yacimientos en roca naturalmente fracturada, en donde se producen procesos de acuatización. Estos procesos tampoco pueden considerarse como dependientes de las condiciones económicas. Tal el caso del yacimiento Chango Norte – Porcelana, ubicado en la Concesión San Antonio Sur, que combina las características de gas y condensado con yacimiento naturalmente fracturado, y el cual sufrió entre los años 2004 y 2008 una caída del 71.3 % en la producción, que no puede ser explicado por el agotamiento medido por la producción acumulada.

<sup>18</sup> El hecho de indagar en casos y en detalles provenientes de fuentes documentales dispersas es propio del paradigma indiciario de investigación, desarrollado a partir de la obra de Carlos Ginzburg, impulsor de la microhistoria.

<sup>19</sup> A este concepto se lo denomina en inglés EUR, o Estimated Ultimate Recovery

sea 10 tcf, de gas, y más 20 millones de m<sup>3</sup> cúbicos de condensado.<sup>20</sup> A las acumulaciones que igualan o superan los 10 tcf se los denomina gigantes.<sup>21</sup>

Si se revisa la información publicada, se verá que no hay una única terminología, para denominar a las unidades productivas del up stream, de manera que es útil precisar cual usaremos. Distinguiremos:

- a) Concesión, que es la unidad administrativa que incluye una o varias áreas.
- b) El área que es una superficie dentro de la Concesión, que puede incluir uno o varios yacimientos.
- c) Un yacimiento, que puede producir de distintas acumulaciones ubicados en distintas rocas reservorios o formaciones productivas.
- d) La acumulación, que es un sistema donde se transmiten presiones y donde pueden circular fluidos.

Para simplificar la exposición supondremos que dentro de cada formación productiva o roca reservorio hay una sola acumulación, por lo que se empleara acumulación o reservorios como sinónimos.

La Concesión es Loma la Lata – Sierra Barrosa, incluyó dos grandes áreas a saber Loma la Lata y Aguada Toledo – Sierra Barrosa<sup>22</sup>. Dentro del área Loma la Lata, el yacimiento principal es Loma la Lata, este producía en los ochenta de distintas formaciones a saber Sierras Blancas, Lotena, Quintuco, y recientemente a partir del 2008 desde Vaca Muerta. El objeto de estudio es la acumulación ubicada en la formación Sierras Blancas, dentro del Yacimiento Loma la Lata.

**Cuadro 1**

Concesión	Areas	Yacimiento	Formación
Loma la Lata - Sierra Barrosa	Loma la Lata	Loma la Lata	Sierras Blancas (desc 1977) Lotena Quintuco (desc 1978) Vaca Muerta (inicio prod 2010)
	Aguada Toledo - Sierra Barrosa	Cupen Mahuida Sierra Barrosa Aguada Toledo . etc.	

<sup>20</sup> Ver Heckem (2019)

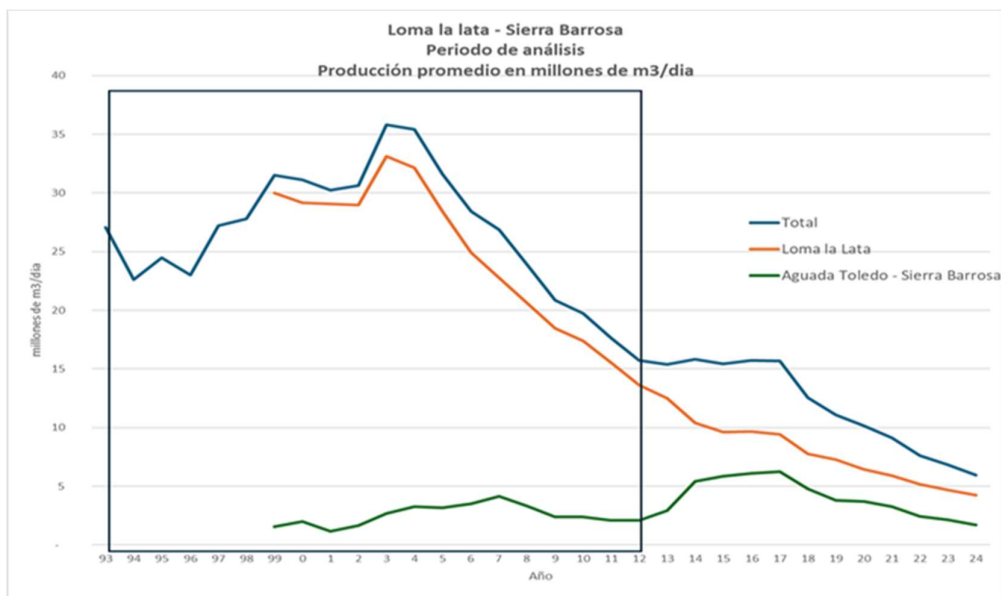
<sup>21</sup> Estas estimaciones iniciales, luego no se han materializado. En efecto si partimos de la producción acumulada de gas natural de los pozos perforados en el yacimiento Loma la Lata, al año 2012, según la información del Capítulo IV publicado por la Secretaria de Energía, y le agregamos el dato de Reservas Probadas de Gas Natural más el 50 % de las probables, llegamos a valores no superiores a 8.3 tcf. No obstante, por gran diferencia se trató del mayor reservorio de gas convencional descubierto en Argentina, siendo el segundo probablemente Ramos, con 2.5 de EUR.

<sup>22</sup> Otras clasificaciones son, por ejemplo, la información de Reservas considera a Loma la Lata y Aguada Toledo – Sierra Barrosa, como yacimientos, pero si observamos el Capítulo IV, y el SESCO a partir del 2009 dentro de Aguada Toledo – Sierra Barrosa comprenden a su vez un conjunto de yacimientos.

Ahora bien, por la agregación de los datos publicados, no siempre se podrá evitar incluir volúmenes de otras formaciones productoras en el mismo yacimiento Loma la Lata<sup>23</sup>, o bien otros yacimientos en la misma Concesión.<sup>24</sup>

Esto puede observarse en el gráfico 1, donde no hay datos anteriores a 1993, entre 1993 y 1999 solo existen datos publicados a nivel agregado de la Concesión, mientras que a partir del año 1999 se pueden observar datos a nivel de yacimiento.

**Gráfico 1**



Otra fuente de información pública de la Secretaría de Energía, es el Capítulo IV<sup>25</sup>, la cual provee datos de producción mensual y acumulada a nivel de concesión, yacimiento, formación y pozos productores.

Lamentablemente se publicaron datos recién a partir del año 2006. Tal como puede apreciarse hasta diciembre de dicho año el yacimiento Loma la Lata, representó el 90 % de la producción de gas acumulada de la Concesión, y dentro de este Yacimiento, la producción de gas natural de otras formaciones distintas de Sierras Blancas, fueron marginales.

<sup>23</sup> Como Lotena y Quintuco, aunque como se mencionara luego, los mismos son de menor importancia, en el periodo bajo análisis.

<sup>24</sup> El yacimiento Loma la Lata, forma parte de la Concesión Loma la Lata – Sierra Barrosa. en donde como puede apreciarse, el gigante de Sierras Blancas representaba a diciembre del 2006 el 65 % de los líquidos acumulados extraídos, incluyendo petróleo, condensado y gasolina natural, y el 89 % del gas natural total producido.

<sup>25</sup> Según se ha podido indagar, la denominación de “Capítulo IV” se origina en un sistema de información que fue adquirido por Yacimientos Petrolíferos Fiscales S.E., mucho antes de la privatización, y que se ha mantenido hasta nuestros días.

**Cuadro 2**

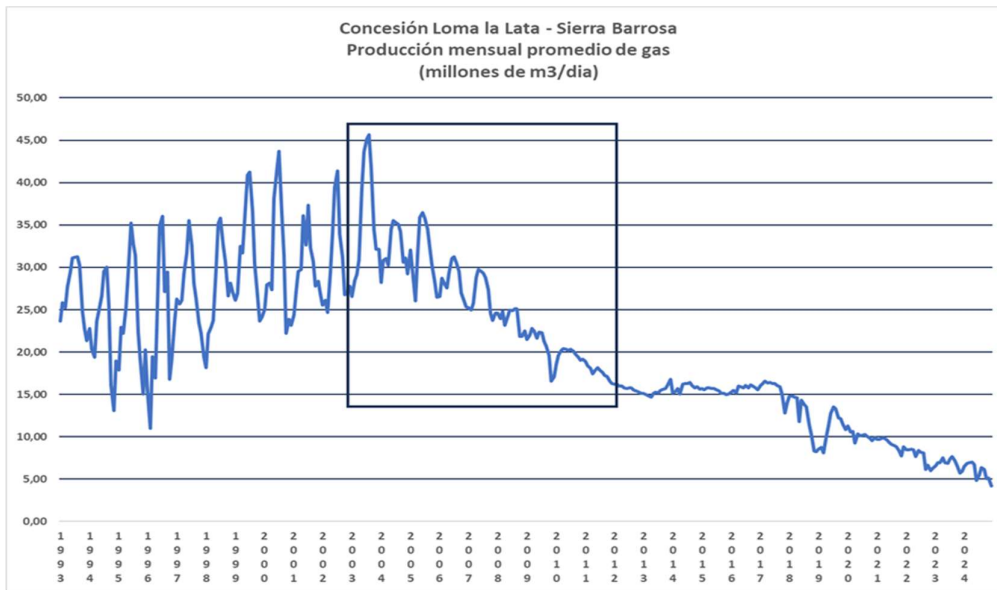
**Concesión Loma la Lata - Sierra Barrosa**

Participaciones en producción acumulada a diciembre del 2006			
Yacimiento	Formación	Produc. Acum Pet %	Produc. Acum Gas %
Loma la Lata		70%	90%
	Sierras Blancas	65%	89%
	Lotena	0%	1%
	Quintuco	5%	0%
Aguada Toledo		18%	1%
Sierra Barrosa		10%	7%
Otros		2%	2%
Total		100%	100%

Fuente: elaboración propia en base a datos del Capítulo IV

Considerando datos mensuales, Interesa explicar la brusca declinación que sufrió la producción de gas natural de este yacimiento, a partir de agosto del 2003. El siguiente gráfico ilustra este comportamiento a nivel de Concesión.

**Gráfico 2**



En ocasiones se menciona la producción corriente y en ocasiones las ventas o entregas corrientes como si fueran sinónimos, pero en rigor no es así, dado que debería tenerse en cuenta las posibilidades de almacenaje, que en este caso se limita el gas reinyectado a formación, y el destino que se da al mismo.<sup>26</sup> No obstante, las diferencias que pudieran existir entre ambos conceptos no son tan significativas como para alterar las conclusiones de este trabajo<sup>27</sup>.

#### 4) Periodos<sup>28</sup>

La hipótesis planteada, requiere una delimitación por periodos distinta a la realizada por Navajas y Barril (2011) Estos periodos son diferentes si se trabajan con información mensual o promedios anuales. A los efectos de este trabajo conviene definir intervalos de tiempo, de acuerdo al “plateau”, o nivel de producción, por lo que se los define como promedios anuales de producción, a saber:

**Periodo I de 1977 a 1992.** Durante la mayor parte de este periodo la empresa operadora es Yacimientos Petrolíferos Fiscales Sociedad del Estado. Si bien el descubrimiento data de 1977, el inicio de la producción ocurrió en 1980. De estos inicios no se tienen datos de producción individuales ni de la formación, ni del yacimiento ni de la Concesión. Pero si se tiene representaciones gráficas, como la presentada por Argat L y Luongo S (2003), que si bien no aclara el nivel de agregación se muestran los datos, permite observar que la producción crece rápidamente entre 1981 y 1984, luego de la inauguración del gasoducto Centro Oeste, pasando del orden de 1 millón de m<sup>3</sup>/día a 10 millones de m<sup>3</sup>/día, y luego tiene otro crecimiento importante en 1988, simultáneamente con la inauguración del gasoducto Neuba II, ubicándose en torno a los 25 millones de m<sup>3</sup>/día nivel que se mantiene hasta 1992 inclusive.

**Periodo II el inicio de 1993 a 1998.** Ya en este periodo la empresa es YPF S.A., y su gestión está en manos privadas, pero se trata del periodo previo a la toma de control por parte de Repsol S.A. Del mismo se cuenta con datos a nivel de Concesión únicamente, y se observa una producción promedio de 25,4 millones de m<sup>3</sup>/día. Suponiendo una producción constante de Aguada Toledo – Sierra Barrosa de 2 millones de m<sup>3</sup>/día, entonces a Sierras Blancas – Loma la Lata le corresponderían 23,4 millones de m<sup>3</sup>/día.<sup>29</sup>

---

<sup>26</sup> Estos volúmenes cuando provenían de la producción de gas asociado podían reinyectarse para mantener la presión de los yacimientos de petróleo.

<sup>27</sup> Para el caso de Sierras Blancas, la reinyección en Sierra Barrosa, en periodos de baja demanda, permitía extraer componentes líquidos, y tener un flujo adicional de gas en periodos de alta demanda. No obstante, la producción en invierno del gas quedaba limitada por las características del reservorio en donde se reinyectaba. Sierra Barrosa es un yacimiento muy grande, y la reinyección de gas en el mismo genera cambios marginales de presión. Estos cambios marginales de presión son los que podían aprovecharse para extraer la producción en invierno, pero al ser pequeños, los flujos que se puedan extraer del mismo en cortos periodos de tiempo también eran pequeños. La eficiencia del almacenaje también depende de otros factores. En tal sentido en su revisión negativa de reservas probadas de gas natural del 26 de enero del 2006, Repsol YPF S.A. redujo las de Aguada Toledo – Sierra Barrosa en más de 3700 millones de m<sup>3</sup>, lo cual indicaría que parte del gas reinyectado no se podría recuperar. Con base en los datos disponibles, consideramos que no existen diferencias sustanciales entre producción y entregas en el segundo y tercer periodo, en tal sentido los datos y grafico de entregas incluidos en Argat y Luongo (2003) son muy similares a los datos de producción a partir del año 1999.

<sup>28</sup> Los datos de producción de la Concesión Loma la Lata – Sierra Barrosa y el área Loma la Lata provienen de tres fuentes Anuario de Combustibles, Boletín Mensual de Combustibles y SESCO. Las dos primeras fuentes son consistentes entre sí, pero no siempre coinciden con el SESCO. Cuando ha existido discrepancia se ha tomado como buena la información del Boletín y el Anuario de Combustibles, publicados todos en la pagina WEB de la Secretaria de Energía.

<sup>29</sup> Señala Juan Carbone (1990), que el máximo régimen de producción que se calculó para esta concesión al elaborar el Plan Energético Nacional de 1986 era de 24,5 millones de m<sup>3</sup>/día.

**Periodo III desde fin de 1998 al 2004.** Así como la puesta en funcionamiento de los Gasoductos Centro Oeste y Neuba II, permitió incrementar la producción en el periodo 1, la puesta en funcionamiento de diversos gasoductos de exportación que tomaban gas desde la Cuenca Neuquina, y el otorgamiento de diversas autorizaciones de exportación a YPF S.A., permitió un nuevo aumento de producción durante este periodo. La producción a nivel de Concesión se incrementa a 32.5 millones de m<sup>3</sup>/día, y a nivel del yacimiento a 30,4 millones de m<sup>3</sup>/día. Esto implicaría de acuerdo con nuestros supuestos un incremento del 30 %.

### Cuadro 3

#### Producción promedio diaria de gas natural

	1993 - 1998	1999 - 2004	Diferencia	
	(millones de m <sup>3</sup> /día)		%	
Concesión Yacimiento				
Concesión Loma la Lata - Sierra Barrosa	25.4	32.5	7.11	28.0%
Loma la Lata	23.3 (*)	30.4	7.11	30.5%
Aguada Toledo - Sierra Barrosa	2.0 (*)	2.0	-	

(\*) Los valores 1993 - 1998 de Loma la Lata y Aguada Toledo - Sierra Barrosa son estimados.

Fuente: elaboración propia en base a datos del Anuario de Combustibles y del SESCO

**Periodo IV desde fin del 2004 hasta el 2012.**) En rigor si se trabajan datos mensuales, la declinación comienza en agosto del 2003, y el promedio del año 2004 ya es inferior al del 2003. No obstante, si se toma como referencia el nivel de producción del periodo II, el año 2004 es aún superior. Para ilustrar las diferencias entre el periodo II y III conviene entonces tomar el año 2005 como el inicio de la declinación.

## 5) Conceptos sobre yacimientos de gas y condensado.<sup>30</sup>

### 5.1) Definición

El gas natural se compone principalmente de gas metano, pero también incluye otros componentes como etano, propano y butano y otros que son asimilables a un petróleo muy ligero y volátil, denominado condensado, que incluye pentano y superiores.

La Sociedad de Ingenieros de Petróleo define el condensado de la siguiente manera:

*“Los condensados son una mezcla de hidrocarburos (mayormente pentanos y más pesados) que existen en la fase gaseosa a temperatura y presión original del reservorio, pero cuando se producen, están en la fase líquida a condiciones de presión y temperatura de la superficie. El condensado difiere de los líquidos de gas natural (NGL) en dos aspectos: (1) El NGL es extraído y recuperado en las plantas de gas en vez de separadores de concesión u otras instalaciones de concesión; y (2) El NGL incluye*

<sup>30</sup> Se intenta brindar una explicación sencilla de la problemática, para facilitar la lectura de este trabajo. Aquel que desee profundizar en el tema deberá consultar otros trabajos que se citan a lo largo de este artículo.

*hidrocarburos muy livianos (etano, propano, butanos) así como también los pentanos+ que son los componentes principales del condensado.*<sup>31</sup>

Los condensados a los que nos referiremos en este estudio, son propiamente los hidrocarburos líquidos obtenidos en las plantas separadoras o baterías, a diferencia de la gasolina natural, que forma parte del NGL y que se obtiene en las plantas de tratamiento de gas<sup>32</sup>.

Muchos yacimientos de gas producen estos hidrocarburos, pero para ser considerado un yacimiento de gas y condensado, la pobreza o riqueza debe situarse dentro de cierto rango<sup>33</sup>, que se define por el volumen que debe extraerse de gas natural, para obtener una unidad de volumen de condensados.

De acuerdo con McCain (1994) si la medición se realiza en m<sup>3</sup>, y en condiciones iniciales, entonces la relación entre gas y líquidos debería estar entre 570 m<sup>3</sup> a 2672 m<sup>3</sup> de gas por m<sup>3</sup> de condensado. En esta definición es importante el carácter inicial de las mediciones, o sea en forma previa a que la producción altere las condiciones de presión dentro del mismo.<sup>34</sup>

Posteriormente a medida que avanza la producción el contenido de condensados en la producción de gas natural se va empobreciendo<sup>35</sup>. En tal sentido con un criterio más amplio Moses (1986) sitúa el rango de un yacimiento de gas y condensado entre 534 y 26716 m<sup>3</sup> de gas/m<sup>3</sup> de condensado.<sup>36</sup>

A su vez los yacimientos de gas y condensado se pueden clasificar en gases ricos y pobres en condensado. No hay límites precisos, pero de acuerdo con Li Fan et al. (2006), los yacimientos pobres requieren de 1780 m<sup>3</sup> de gas o más para generar un m<sup>3</sup> de condensado, y los ricos lo generan con 1190 m<sup>3</sup> de gas o menos.<sup>37 38</sup>

## **5.2 Problemas específicos en producción.**

Desarrollaremos a continuación dos problemas productivos típicos que tienen como resultado una caída en la producción.

No obstante, entre ellos hay una diferencia importante. El problema de carga líquida en los pozos de gas es un problema habitual, y puede solucionarse con cierta celeridad, mientras que el problema de bloque de

---

<sup>31</sup> Ver definiciones en SPE (2009)

<sup>32</sup> Cuando el NGL se extrae en plantas ubicadas dentro de la Concesión, forman parte de la producción de esta, y también integran el cálculo de reservas. Ver el concepto de "Punto de Referencia" punto 3.2.1 SPE (2009). Cuando el NGL se extrae fuera de los límites de la Concesión, entonces no integran estas informaciones. Tal es el caso del NGL incluyendo gasolina natural que se extrae en la Argentina en plantas como Refinor, MEGA y General Cerri.

<sup>33</sup> Según Moses P y Donohoe Ch (1992) es mucho más preciso definir el condensado por la participación de heptanos y superiores en la composición molecular del gas, pero no hemos observado que esta información sea pública.

<sup>34</sup> En principio lo relevante sería el GOR al interior del yacimiento, más que el GOR del flujo de producción. Solo al inicio de la explotación ambos conceptos serían muy similares. Obtener el GOR del yacimiento a partir de la producción, requiere de mediciones complejas que no están exentas de errores.

<sup>35</sup> McCain (1994) y IAPG (2011) página 145

<sup>36</sup> O entre 3000 y 150000 pies cúbicos por barril de condensado.

<sup>37</sup> Li Fan et al. (2006) también menciona clasificaciones adicionales como gas muy pobre, aunque no brinda precisiones sobre esta.

<sup>38</sup> Algunos yacimientos importantes que producen gas y condensado en el mundo son: Arun – Indonesia, North – Qatar y South Pars – Irán, Ghawar – Arabia Saudita (el yacimiento más grande del mundo de hidrocarburos convencionales), Hoflehn – Austria, Urengoy – Rusia, Fengshen 1 – China, Yamburgskoe – Rusia, Harmattan – Canadá, entre muchos otros.

condensado puede ocurrir o no ocurrir, pero si ocurre su remediación es mucho más dificultosa en caso de que sea posible.<sup>39</sup>

### 5.2.1) Bloques de condensado.<sup>40</sup>

Los reservorios de gas y condensado, se caracterizan porque en un cierto rango de presiones y temperaturas, todos los hidrocarburos se encuentran en estado gaseoso, mientras que por debajo de un umbral denominado punto de rocío, comienzan a separarse en el yacimiento en dos fases una gaseosa y la otra líquida que contiene condensado.

Cuando la transformación a fase líquida del condensado ocurre dentro del reservorio, el mismo se deposita en las rocas por lo que una característica observable de este fenómeno es el cambio en la composición del gas producido, con menor volumen de condensado por m<sup>3</sup> de gas extraído, o lo que es igual un volumen mayor de gas natural necesario para producir un mismo volumen de condensado.

Las presiones en distintas zonas de una acumulación no se igualan instantáneamente. Cuando hay producción, siempre existe una presión dinámica en el fondo de cada pozo productor<sup>41</sup>, y una presión promedio en todo el yacimiento. La diferencia entre ambas, (drowdown pressure) es inversamente proporcional a la facilidad con que circulan los fluidos en el mismo, o sea a la permeabilidad del reservorio.<sup>42</sup>

Si el yacimiento está en producción y se pretende alcanzar una misma presión en toda la acumulación, entonces habría que detener la producción para que esto se logre. El tiempo necesario depende también de la permeabilidad de la roca y de las características de los fluidos que contiene<sup>43</sup>.

Ahora bien, durante la producción de gas natural crudo<sup>44</sup>, cae la presión dinámica en el fondo de los pozos. En este sitio es donde primero baja la presión, son un verdadero sumidero de presión. Si esta cae por debajo del punto de rocío se precipitará el condensado en las inmediaciones de los pozos, y eventualmente se formarán bancos de condensado.<sup>45</sup>

Tal como señalan Barnum et al. (1995)

*“Debido al gran volumen de gas que pasa a través de una región de presión relativamente baja y suave alrededor del pozo, la formación de condensado puede acumularse rápidamente...” (la traducción es nuestra)*

---

<sup>39</sup> Conceptualmente las técnicas para subsanar los problemas de carga líquida son distintas y más sencillas de las técnicas empleadas para mitigar los problemas de formación de bloque de condensado, porque es mucho más sencillo acceder al interior de un pozo que al interior de otros sectores de una formación.

<sup>40</sup> Un trabajo frecuentemente citado, en el cual se describieron tres zonas en torno a los pozos, con características diferentes en cuanto a presencia de fluidos (gaseosos, o gaseosos y líquidos), y movilidad de estos, que permite explicar la formación de bloques de condensado, fue el realizado por Fevang, et al. (1996).

<sup>41</sup> Ver Hirschfeldt M y Ruiz R. (2008)

<sup>42</sup> Ver Hirschfeldt M y Ruiz R. (2008)

<sup>43</sup> Otro concepto usado es el de “presión estática”, que se alcanza cuando no hay producción y se da tiempo suficiente para que se alcance un equilibrio dentro del reservorio. Ver Hirschfeldt M y Ruiz R. (2008)

<sup>44</sup> Se denomina gas natural crudo, al fluido tal cual sale del reservorio, previo a cualquier separación o tratamiento.

<sup>45</sup> Tal como señalan Boom et al. (1996), el banco de condensado puede formarse aun cuando la presión promedio en una acumulación este ampliamente por sobre el punto de rocío, basta que la presión dinámica en el fondo de los pozos productores se sitúe por debajo del punto de rocío.

El líquido condensado que se acumule permanecerá inmóvil, hasta que se alcance un nivel de saturación, o sea llenado de los poros, denominado “crítico”, a partir del cual comenzara a desplazarse. Cuando el líquido se desplaza, entonces se producirá un flujo bifásico, gas y condensado líquido, en donde el condensado líquido que se desplaza compite con el gas que se desplaza y lo obstruye.<sup>46</sup>

Es decir, la transformación a fase líquida se concentrará en el entorno de los pozos productores, lo cual no solo llevará a que se recupere menos condensado, sino que además se obstruya el flujo del gas natural<sup>47</sup>, reduciendo significativamente la presión y el flujo de producción de los pozos afectados, o lo que es igual reduciendo su índice de productividad<sup>48</sup>.

Una característica observable asociada a la formación de un bloque de condensado será entonces una importante caída de presión en la producción de gas que acompañará la caída en el caudal de producción <sup>49</sup>, este efecto se acentuará en los reservorios de baja permeabilidad.<sup>50</sup>

### **5.2.1.1) Estrategias alternativas de producción.**

No todos los yacimientos de este tipo tienen el mismo riesgo de formar bloques de condensado, esto dependerá de las propias características del reservorio, y de la estrategia de explotación.

Según Moses P y Donohoe Ch (1992), existían dos estrategias básicas para explotar estos yacimientos, a saber:

- Operación por Agotamiento de Presión
- Operación de Mantenimiento de Presión o Ciclos.

A su vez dentro las Operaciones de Mantenimiento de Presión la misma podían ocurrir en forma natural, por la presencia de un acuífero activo<sup>51</sup>, o mediante inversiones específicas para inyectar agua, gas natural seco, o gases inertes.

Una diferencia central entre mantenimiento de presión y agotamiento de presión es el volumen de condensado que puede recuperarse. Si se trabaja por agotamiento de presión se recupera poco condensado, mientras que por mantenimiento de presión se puede aumentar significativamente dicha recuperación.

---

<sup>46</sup> Esto corresponde a la región 1 de Fevang et al. (1995)

<sup>47</sup> El concepto técnico que define la facilidad de paso de un fluido en un medio poroso en presencia de otro fluido es el de “permeabilidad relativa”. Luego lo que disminuye sensiblemente cuando los poros se saturan con condensado, es la permeabilidad relativa del gas natural.

<sup>48</sup> El concepto de “índice de productividad” de pozos petroleros o gasíferos, es el caudal que se obtiene en función de la diferencia entre presión promedio del reservorio y la presión dinámica de fondo de pozo. En el subsuelo en un reservorio existen básicamente tres fuerzas que operan (IAPG 2011 pp 147), de las cuales la fuerza impulsora que mueve los hidrocarburos hacia la superficie se origina en la diferencia de presión. El bloque de condensado hace que el flujo de gas que ingrese al pozo para un diferencial de presión dado sea menor, y por lo tanto hace descender el índice de productividad. Se trata de un concepto de ingeniería, pero con claras consecuencias económicas, en donde el factor escaso dadas las presiones, es la permeabilidad.

<sup>49</sup> Ver el caso del reservorio Arun en Afidick et al. (1994)

<sup>50</sup> El condensado se acumula en las inmediaciones de los pozos y permanece inmóvil, hasta que se alcanza un grado de saturación (llenado de los poros por condensado) que se denomina saturación crítica a partir de la cual el condensado comienza a fluir.

<sup>51</sup> Siempre en una acumulación por debajo del nivel donde se encuentran los hidrocarburos, hay agua. Si esa agua presiona sustancialmente a los hidrocarburos a través de los poros de las rocas, entonces se habla de un acuífero activo. Cuando esto ocurre la extracción de hidrocarburos no necesariamente disminuye la presión en el reservorio, dado que el agua la mantiene total o parcialmente.

Si la estrategia de explotación inicial es de mantenimiento de presión, entonces se evitará, mientras se mantenga la presión, que se alcance el punto de rocío, y se evitará por tanto el riesgo de formación de bloque de condensado. Las inversiones en mantenimiento de presión tendrán mejor resultado si se implementan al inicio de la explotación, cuando el flujo de producción tiene la mayor riqueza de condensado, y no cuando una parte significativa del mismo se ha precipitado en el interior del yacimiento.

No siempre será rentable realizar este tipo de inversiones. La ecuación económica de estos proyectos dependerá de la riqueza inicial de condensado, lo cual determina el mayor volumen a recuperar de estos hidrocarburos, y su valor frente al costo de los proyectos. En el caso particular del mantenimiento de presión con reinyección de gas seco, su costo debe incluir el costo de oportunidad de demorar la venta de dicho gas.

Cuando se trabaja por agotamiento de presión, la pérdida de condensado se reflejará en un empobrecimiento paulatino del gas producido, el condensado que no sale a la superficie queda depositado en el interior del yacimiento y en la práctica no podrá ser recuperado<sup>52 53</sup> Al precipitarse el condensado aparece entonces el riesgo de formación de bloques de condensado.

Se habla de riesgo dado que no es fácil predecir la ocurrencia de este fenómeno. Los estudios de laboratorio o modelos, no suelen ser completamente precisos, sobre cuando se alcanzará el punto de rocío en distintas zonas al interior de un reservorio,<sup>54</sup> y se continúa actualmente desarrollando técnicas y modelos para mejorar la precisión de las proyecciones, pero sin eliminar completamente la incertidumbre al respecto.<sup>55</sup>

Por otra parte, luego de alcanzado el punto de rocío en el fondo de los pozos, también existe incertidumbre sobre cuándo y donde podrán formarse eventuales bloques de condensado. Debe tenerse en cuenta que el subsuelo es heterogéneo, y que el fenómeno puede presentarse en algunos pozos y en otros no.

No todos los reservorios, en donde se aplica una estrategia de explotación por agotamiento de presión, tienen el mismo riesgo de formar bloques de condensado.

Nos limitaremos a mencionar factores que pueden ser observados a partir de evidencia estadística o documental, aunque existan otros de importancia.<sup>56</sup> Cuanto mayor sea la permeabilidad del reservorio, la caída de presión que se produce en los pozos, se expandirá más rápido a amplias zonas del reservorio, y más probable es que la precipitación de condensados se produzca en una amplia zona, con menor saturación<sup>57</sup> de los poros y por lo tanto con menor riesgo de que se movilice el condensado, y se obstruya sensiblemente el paso del gas del yacimiento. O sea, en yacimientos de alta permeabilidad, es posible que cambie la

---

<sup>52</sup> Ver por ejemplo Bennion et al (2001).

<sup>53</sup> Si bien estudios como Sigmund, y Cameron. (1977) muestran que la inyección de gas seco podría permitir una revaporización del condensado, en la práctica, como señalan Bennion et al. (2001) esto no se puede lograr completamente. En efecto la revaporización opera por contacto, y dependerá de las posibilidades del gas seco que se inyecte de estar en contacto con el condensado en estado líquido, que puede estar distribuido en grandes zonas de la formación. Esto a su vez dependerá de cómo se puedan desplazar distintos fluidos dentro del reservorio.

<sup>54</sup> Tal como señalan Moses P y Donohoe Ch (1992) los modelos no pueden ser más precisos que las observaciones con que se alimentan, y obtener mediciones precisas no ha sido nunca una tarea simple.

<sup>55</sup> Ver Humoud et al. (2001).

<sup>56</sup> Existen numerosas variables que condicionan el comportamiento de los fluidos monofásicos, y más un bifásicos, cuya información cuando existe es reservada.

<sup>57</sup> Por saturación por un fluido se entiende el porcentaje del espacio del espacio de los poros de una roca que se llena con un determinado fluido.

composición del gas por una creciente precipitación de condensado, sin que esto de lugar a la formación de bloques de condensado.<sup>58</sup> Viceversa cuanto menor sea la permeabilidad mayor será el riesgo.

Cuanto mayor sea la riqueza de líquidos del gas, mayor es el volumen que puede precipitarse y mayor el riesgo de que se formen bloques de condensado, no obstante, se ha observado este fenómeno también en yacimientos relativamente pobres en condensado<sup>59</sup>

Cuanto mayor sea el grado de agotamiento de un reservorio de gas y condensado, mayor es la posibilidad de que se alcance el punto de rocío en el fondo de los pozos, dado un determinado caudal de producción de gas natural.

Por otra parte, hay aspectos de la gestión que influirán. Cuanto mayor sea el caudal por unidad de tiempo de producción de un pozo<sup>60</sup>, mayor será también la caída transitoria de presión que se producirá en el fondo de este.

Si se forman bloques de condensado, cabe analizar las opciones técnico – económicas para mitigar sus efectos. El avance tecnológico sobre este tipo de proyectos es constante, y se debe ser cuidadoso en las citas para evitar hacer comentarios anacrónicos.

Moses y Donohoe (1992) señalan como opción técnica para mitigar la formación de bloques de condensado:

*“..la inyección a corto plazo de gas seco en el pozo (de varios días a varias semanas) para evaporar parte del líquido, seguida de una producción inmediata para eliminar parte del bloque de líquido vaporizado.”* (la traducción es nuestra)<sup>61</sup>

Esto implica no solo disponer de gas seco para inyectar, sino detener la producción durante varios días o semanas. La inyección de gas seco, si está en contacto con el condensado, puede revaporizarlo y recuperarlo, pero no siempre se logrará ese contacto, y por lo tanto parte del condensado depositado no podrá recuperarse.

Du et al. (2000) señala como estrategia primaria para mejorar la productividad de pozos afectados por bloque de condensado, el uso de la fractura hidráulica.

Bennion et al. (2001) analizan otras técnicas, incluyendo represurización estática e imbibición, inyección de gas pobre, o gas rico o solventes, o de surfactantes, combustión in situ, y desplazamiento de agua. Estos métodos en muchos casos implican detener la producción y no siempre son efectivos. Por ejemplo, la represurización implica detener la producción para que aumente la presión en donde se formaron los bloques de condensado y estos se revaporicen. Hay factores que explican los autores, por los cuales la reversión del proceso de condensación no siempre sucede, y por tanto no se da la revaporización deseada.

Los sistemas basados en la inyección de sustancias, en la medida en que se realicen a través de los propios pozos productores, implican también una menor producción durante su aplicación. Por otra parte, en general no proveen una solución permanente, sino que deben aplicarse en forma periódica. Asimismo, señalan que

---

<sup>58</sup> En un estudio frecuentemente citado Barnum et al. (1995), estudiaron 17 reservorios de este tipo y encontraron que el deterioro de la productividad de gas de los pozos ocurre en situaciones de baja permeabilidad, cuando existe un espesor de permeabilidad inferior a 1000 md-ft.

<sup>59</sup> Ver el caso de reservorio Arun, en Afidick et al. (1994)

<sup>60</sup> En la industria petrolera, muchos eventos se simulan con modelos, dado que sería difícil o muy oneroso realizar pruebas de campo. En uno de estos estudios Marhaendrajana T, Kartawidjaya A (2007) concluyen que, a mayor tasa de producción, mayor caída en la presión.

<sup>61</sup> El contacto entre el gas seco y el condensado líquido que se encuentra en las cercanías del pozo es algo técnicamente factible, mientras que el contacto del gas seco con el condensado líquido que se encuentra depositado en toda la acumulación es difícil de lograr, como se explicó en la nota 53.

los problemas de acumulación de condensados son más graves y difíciles de tratar en yacimientos de permeabilidad<sup>62</sup> inferior a 100 mili darcys.<sup>63</sup>

### 5.2.2) Carga líquida en los pozos.<sup>64</sup>

Se trata de un fenómeno que habitualmente se presenta en los pozos de gas, cuando cae la presión de producción. Es un problema distinto al de bloque de condensado que se forma dentro de la formación productiva en las zonas cercanas a los pozos productores, dado que la carga líquida se produce dentro de los propios pozos productores.

En el caso de los pozos de gas, una vez que el fluido de yacimiento ingresa a un pozo, tanto la temperatura como la presión tiende a disminuir rápidamente, de manera que en su viaje a la superficie de un flujo inicialmente gaseoso pueden separarse en dos fases la gaseosa y la líquida.<sup>65</sup>

Si la velocidad en el pozo del gas es inferior a un cierto nivel denominado “crítico”, el líquido puede precipitarse y acumularse en el fondo de este. Esto produce el fenómeno de carga o retorno del líquido en el pozo. El porcentaje de líquido en el fondo del pozo aumentará pudiendo finalmente restringir la producción y eventualmente obligar a abandonar el pozo.

Una técnica sencilla para tratar este problema es el venteo de los pozos, lo cual permite que los condensados a muy baja presión se revaporicen y fluyan a la atmósfera. Esto obliga a detener la producción mientras ocurre el venteo. Dado que por otra parte conduce a la emisión de gases de efecto invernadero, las agencias ambientales se han preocupado por el tema, promoviendo tecnologías alternativas<sup>66</sup>. Asimismo, también hay acciones que pueden realizarse sin detener la producción por un tiempo significativo, incluyendo entre otras técnicas capilares y sartas de velocidad<sup>67</sup>.

## 6) Yacimientos de gas y condensado en la Argentina

Tomando la definición de Moses (1986), a partir de datos publicados por la Secretaría de Energía a partir de 1999, yacimientos como Aguada de la Arena, Aguada Pichana, Centenario, Cerro Norte (Concesión Chorrillos) o Sierra Chata – Chihuidos, si bien han producido condensado entre los años 1999 y 2008 lo han hecho en una proporción muy pequeña, por lo que podrían ser acumulaciones de gas húmedo, pero no gas y condensado.

---

<sup>62</sup> El concepto de permeabilidad es central. La permeabilidad es la capacidad que tiene un material de permitirle a un fluido que lo atraviese sin alterar su composición. La misma se mide en Darcys, pero en el caso de reservorios, se suele usar una unidad menor Mili Darcys. La permeabilidad puede ser distinta en distintas direcciones, por ejemplo, vertical u horizontal, o con otros ángulos. además, la permeabilidad es distinta cuando hay un solo fluido por ejemplo gas, que cuando hay dos fluidos en fases distintas, por ejemplo, gas y condensado en forma líquida.

<sup>63</sup> Por supuesto, que se continúan desarrollando técnicas para tratar estos problemas, pero para evitar anacronismos preferimos limitarnos a los trabajos mencionados en el texto.

<sup>64</sup> Un trabajo habitualmente citado en donde se describen los distintos tipos de flujo que ocurren en un pozo gas antes y durante la formación de carga líquida, es Lea et al. (2003)

<sup>65</sup> El fenómeno de carga líquida también ocurre con el agua que pasa de fase gaseosa a líquida, pero en la exposición nos limitaremos al condensado.

<sup>66</sup> Ver por ejemplo el programa Natural Gas STAR Programa de la Agencia de Protección Ambiental de USA (EPA), en particular el documento *Opciones para retirar fluido acumulado y mejorar el flujo en los pozos productores de gas* <http://www.epa.gov/gasstar/tools/spanish/index.html>

<sup>67</sup> El fenómeno de carga líquida puede darse en algunos pozos primero y en otros después. Las sartas de velocidad al disminuir el diámetro de la tubería de producción permiten aumentar la velocidad del gas que fluye previniendo que se forme carga líquida al menos por un tiempo.

Por otra parte, yacimientos tales como San Pedrito y Macueta (ambos en Concesión Acambuco), Ramos Huamampampa (en Concesión Ramos), Campo Durand – Tupambi y Madrejones (ambos en Concesión Aguaragüe), Aries – Aries Norte (dentro de Cuenca Marina Austral I), y Loma la Lata (dentro de la Concesión Loma la Lata – Sierra Barrosa), si pudieran encuadrarse como yacimientos de gas y condensado.

#### Cuadro 4

##### Argentina

##### Yacimientos de gas y condensado

Concesión	Yacimiento	Periodo	Producc. Acumulada Gas Natural (1) (miles de m3)	Producc. Acumulada Condensado (2) (m3)	Gas natural/ Condensado (1) * 1000/(2) (m3)
Cuenca Noroeste					
Acambuco	San Pedrito	2003 - 2012	14.724.834	1.139.416	12.923
	Macueta	2006 - 2012	8.259.075	1.040.440	7.938
Ramos	Ramos	1994-2000	18.143.769	2.254.667	8.047
	Ramos	2001-2012	31.276.901	2.285.009	13.688
San Antonio Sur	Chango Norte	1999-2003	9.722.655	852.264	11.408
	Porcelana	2004-2012	4.940.189	256.174	19.285
Sierra de Aguarague	Campo Durand (Tupambi)	1999 - 2012	7.607.619	591.524	12.861
	Madrejones	1999 - 2012	429.679	47.845	8.981
Cuenca Neuquina					
San Roque	Aguada San Roque	1999-2006	14.561.339	1.703.818	8.546
		2007-2012	5.189.863	200.645	25.866
Loma la Lata - Sierra Barrosa	Loma la Lata	1999-2008	100.104.068	5.716.351	17.512
Cuenca Austral					
Cuenca Marina Austral I	Aries - Aries Norte	2006 - 2012	14.063.269,86	939.013	14.977

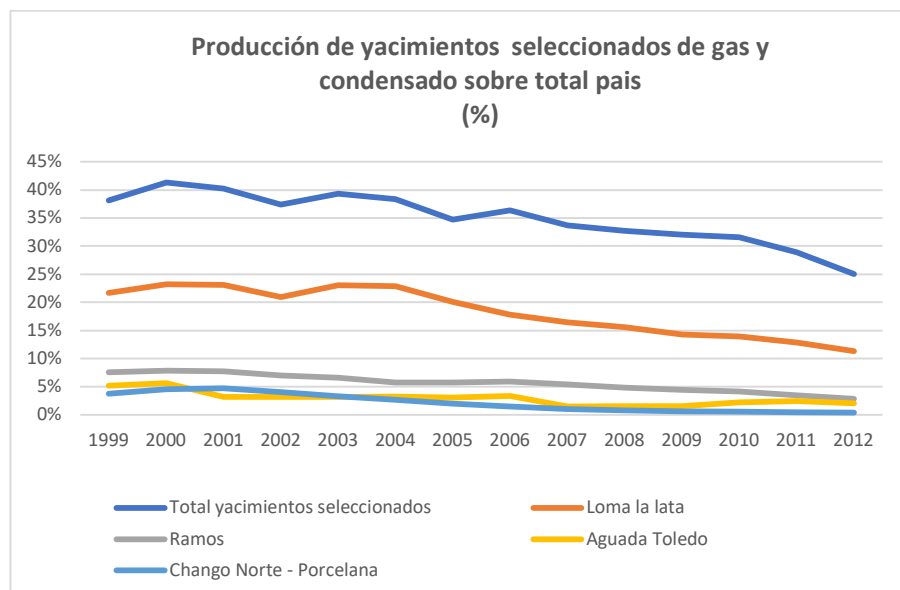
Fuente: elaboración propia a base de datos del SESCO Secretaria de Energia

Hay algunos casos, en donde se nota claramente un año a partir del cual se da un empobrecimiento notable del gas producido, seguramente porque se alcanzó el punto de rocío. Tal los casos de Ramos donde disminuye considerablemente la riqueza a partir del año 2001, y Aguada San Roque, donde esto ocurre a partir del año 2007.

De acuerdo con el análisis realizado a partir de datos del SESCO no han existido en Argentina entre 1999 y 2008, yacimientos de gas y condensados ricos, sino que en general han sido del tipo pobres<sup>68</sup>, incluyendo Loma la Lata, que de acuerdo los datos del SESCO ha tenido una relación durante los años 1999 a 2008, superior a 15.000 m3 por m3 de condensado.

La producción de los yacimientos de gas y condensado en la oferta local ha sido muy importante, aunque con una tendencia marcadamente decreciente, la cual principalmente a la caída de Loma la Lata, pero también de otros yacimientos importantes, como Ramos, Aguada Toledo y Chango Norte Porcelana, como puede verse en el cuadro siguiente.

**Gráfico 3**



El siguiente cuadro, ilustra los principales cambios en la producción en el subperiodo 2004 a 2008.

<sup>68</sup> La excepción a esto son yacimientos relativamente pequeños como María Inés, y María Inés Oeste en el área Santa Cruz II, y la Fracción D de Santa Cruz I, que muestran altos valores para el periodo 1999 a 2008, pero de los cuales posteriormente no se cuenta con información de producción de condensado.

## Cuadro 5

### Argentina

Variaciones en 2004 - 2008 en yacimientos de gas y condensado seleccionados y en total país

Concesión	Yacimiento	2004	2008	Variación	
				Absoluta	Relativa (%)
(millones de m <sup>3</sup> /día)					
Yacimientos seleccionados de gas y condensado					
Acambuco	San Pedrito	5.34	4.19	-1.15	-22%
	Macueta	0.00	4.40	4.40	
Ramos	Ramos	8.06	6.35	-1.71	-21%
San Antonio Sur	Chango Norte Porcelana	3.76	1.07	-2.68	-71%
San Roque	Aguada San Roque	4.56	2.03	-2.53	-55%
Loma la Lata - Sierra Barrosa	Loma la Lata	32.17	20.59	-11.58	-36%
Cuenca Marina Austral I	Aries - Aries Norte	0.00	4.54	4.54	
<b>Subtotal</b>		<b>53.89</b>	<b>43.17</b>	<b>-10.72</b>	<b>-20%</b>
<b>Total País</b>		<b>140.91</b>	<b>132.29</b>	<b>-8.62</b>	<b>-6%</b>

Fuente: elaboración propia a base de datos del Capítulo IV Secretaría de Energía.

Como puede observarse, si bien hay algunos incrementos notables en Macueta y Aries – Aries Norte, la caída en la producción de los otros yacimientos, por su magnitud, son un componente clave para explicar la caída en la producción de gas natural a nivel nacional. Dentro de este conjunto de yacimientos Loma la Lata, se destaca sin duda sobre el resto.

No en todos los yacimientos de gas y condensado en Argentina se generaron bloques de condensado. Una característica de este fenómeno es una súbita e inesperada caída en la producción y en la presión.

En tal sentido de los yacimientos seleccionados, San Pedrito si bien decae en su producción, lo hace gradualmente y mantiene hasta junio del año 2010 todo el gas producido en alta presión. Otro tanto ocurre con Ramos, donde se observa cómo según Boulosa (2004) la planificación de pasar de alta a media presión a partir del año 2004 se cumplió tal cual fue proyectado, no evidenciándose eventos inesperados.

El caso de Chango Norte Porcelana es distinto, dado que además de ser un reservorio de gas y condensado, se trata de un yacimiento de roca fracturada y la problemática que lleva a tan marcado descenso es probablemente episodios de acuatización, que no serán analizados en este trabajo.

El caso de Aguada San Roque merecería un análisis más detallado. De hecho, se produce una gran caída en la producción al inicio del año 2007, pasando la misma de 4.63 mill. de m<sup>3</sup>/día en diciembre del 2006 a solo 1.85 mill. de m<sup>3</sup>/día en enero del año 2007, es decir una reducción del 60 %. Mientras en el mismo periodo la producción de condensado en un 77 %, lo cual dio lugar a un empobrecimiento notable del gas producido. Pero esta caída en la producción no está acompañada de una caída en la presión. Luego pueden existir otras causas que hayan originado el fenómeno, que tengan que ver con la permeabilidad de este reservorio, y el tipo de empuje al que estaba sometido.

Es muy frecuente que los pozos de gas tengan algún problema de carga líquida a lo largo de su vida útil. Si esto ha ocurrido en yacimientos distintos de Sierras Blancas entonces es probable que se hayan podido instrumentar acciones para mitigar sus efectos, sin afectar sensiblemente la producción. O sea, a diferencia del bloque de condensado, la carga líquida adecuadamente tratada, no genera cambios tan drásticos y permanentes en la producción.

Finalmente, no se ha obtenido evidencia alguna que muestre que se hayan aplicado técnicas de mantenimiento de presión, por el contrario, todo indica que la estrategia de explotación por agotamiento natural de las presiones ha sido la regla en Argentina. Esto es razonable dada la escasa riqueza de los gases producidos, y la existencia de un mercado para la venta inmediata del gas natural, como alternativa a las operaciones de Cycling.

## **7) El caso de Sierras Blancas – Loma la Lata.**

### **7.1) Composición de sus fluidos**

Respecto de las condiciones al inicio solo se dispone de algunos datos puntuales para Sierras Blancas - Loma la Lata. Hechmen J y Veiga R (2002), informan que el pozo descubridor tuvo una relación de 3870 m<sup>3</sup> de gas por m<sup>3</sup> de condensado. Otro dato, luego ya de comenzada la producción, se encuentra en Guastavino et al. (1990) quienes señalan que, para el primer pozo horizontal perforado en Sierras Blancas, que estuvo en funcionamiento entre mayo de 1984 y mayo de 1985 la relación promedio fue de aproximadamente 5000 m<sup>3</sup> de gas por m<sup>3</sup> de condensado, variando la misma según el mes desde 3085 a 8625.

A partir de lo hasta aquí expuesto concluimos que el reservorio Loma la Lata – Sierras Blancas ha sido un reservorio de gas y condensado, pero pobre en concentración de este último.

#### **7.1.1) Cambios en la composición del gas producido.<sup>69 70</sup>**

Si bien esta característica sería un hecho observable, existen limitaciones en la información publicada que solo permiten trabajar con cierto nivel de agregación.

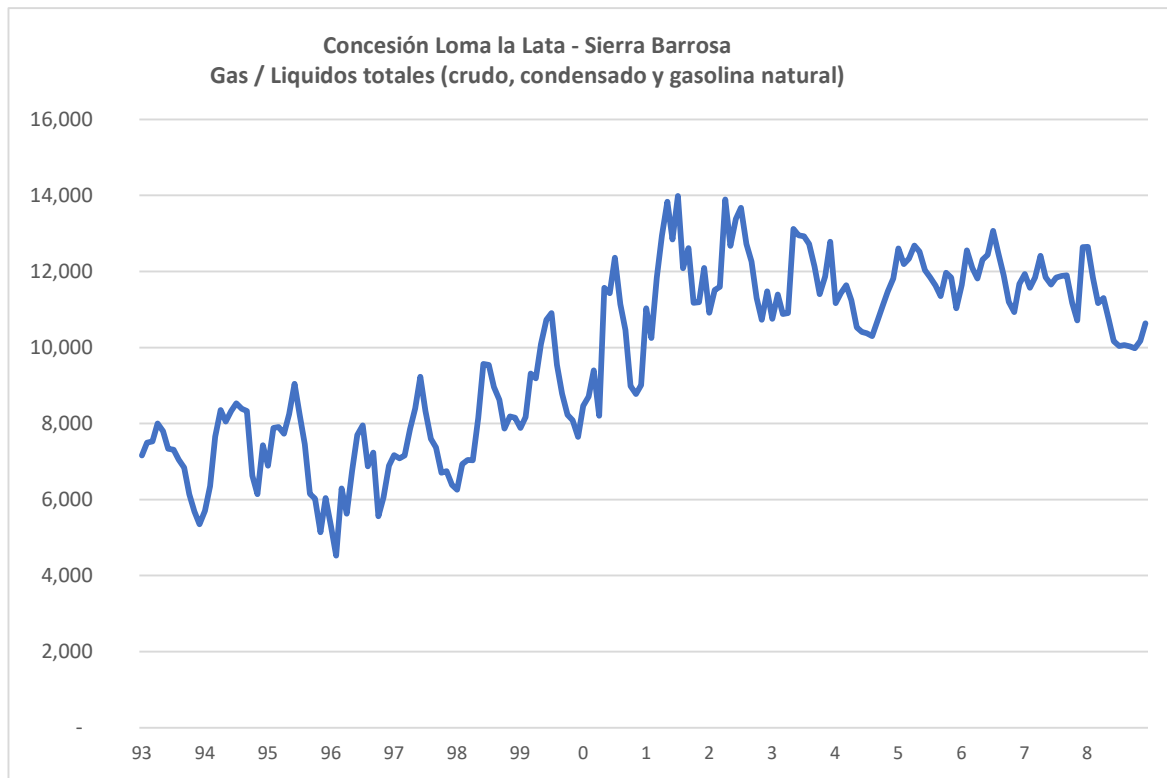
Como ya se mencionó solo se cuenta con datos desde el año 1993 a nivel de Concesión, los cuales permiten observar la producción de gas natural que fue necesaria para extraer un m<sup>3</sup> de líquidos, como puede apreciarse en el siguiente gráfico.

---

<sup>69</sup> La información sobre producción de condensado proviene del SESCO, pero luego del año 2008 se discontinúa, por lo que solo pueden representarse datos hasta dicha fecha.

<sup>70</sup> No hay datos en el SESCO de producción de condensado en agosto y diciembre del año 2000, de manera que los mismos fueron estimados por extrapolación.

**Gráfico 4**



El problema es que, a este nivel de agregación, la producción de gas proviene tanto del área Loma la Lata, como de los yacimientos pertenecientes al área Aguada Toledo Sierra Barrosa, al igual que la producción de líquidos, que incluye no solo condensado, sino la gasolina natural extraída en las plantas de tratamiento de gas ubicadas en la concesión, como asimismo petróleo crudo.

Ahora bien, aun cuando no tenemos la información de producción desagregada, si podemos hacer una alguna inferencia a partir de las reservas probadas de líquidos, que si se encuentran desagregadas por área al menos desde 1994.

## Cuadro 6

### Reservas de líquidos.

Año	Líquidos Reservas Comprobadas			Líquidos estructura % de Reservas Comprobadas		
	Yacimientos Loma la Lata	Area A Toledo - S Barrosa	Conc L la Lata - Sierra Barrosa	Yacimientos Loma la Lata	Area A Toledo - S Barrosa	Conc L la Lata - Sierra Barrosa
	(miles m3)			(% )		
1994	27.691	1.723	29.414	94%	6%	100%
1995	26.377	2.340	28.717	92%	8%	100%
1996	24.929	2.163	27.092	92%	8%	100%
1997	20.633	1.310	21.943	94%	6%	100%
1998	17.830	1.189	19.019	94%	6%	100%
1999	18.800	1.317	20.117	93%	7%	100%

Fuente: elaboración propia en base a datos de la Secretaría de Energía

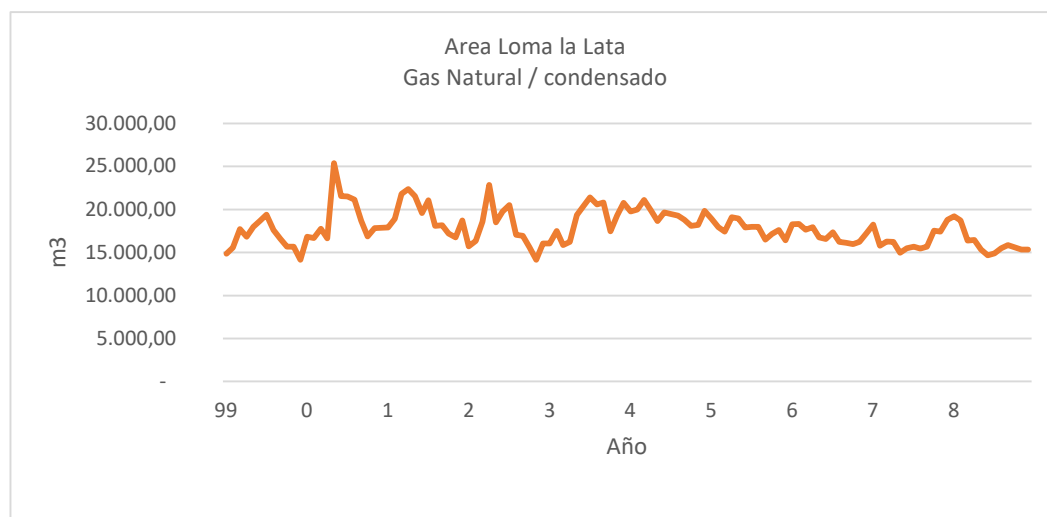
A partir de los datos precedentes, es razonable inferir que el componente más importante del gráfico anterior fueron los líquidos del yacimiento Loma la Lata, y se observa en tal sentido una tendencia creciente en el gas natural necesario para extraer un m3 de líquidos.

Si se trata de analizar datos propios de la acumulación Sierras Blancas, como ya se mencionó, solo se cuenta con algunos informes puntuales en las fases tempranas de producción, en donde, como ya se señaló en el punto 7.1, la relación de gas a condensado pasó de 3500 m3 de gas por m3 de condensado, en 1977 a 5000 aproximadamente en 1984.

Por otra parte, las estadísticas sobre producción de condensado de planta, a nivel de yacimiento, recién aparecen a partir de 1999, y presentan valores muchos altos para esta relación.<sup>71</sup>

<sup>71</sup> No hay información en el SESCO de producción de condensado de Loma la Lata, a partir del año 2009.

**Gráfico 5**



Como en 1999 todo el gas producido era aun de alta presión, podemos inferir que desde el comienzo de la explotación hasta 1999, comenzó a depositarse condensado dentro del yacimiento, pero sin que se formen bloques de este.

Adicionalmente pueden observarse picos en la relación gas natural/condensado, asociados a los aumentos en la producción del yacimiento, particularmente en época invernal. Podemos inferir entonces que los aumentos transitorios de producción condujeron a una menor presión en fondo de pozo, y una mayor precipitación de condensado, lo cual genero una producción menos rica en este fluido.

A partir del año 2007, o incluso antes, se da una campaña de perforación en zonas limítrofes del yacimiento, que no habían sido explotadas anteriormente por su escasa permeabilidad, pero que presentaron valores de GOR similares a los iniciales de 1977<sup>72</sup>. Esto tal vez contribuya a explicar la caída registrada en el indicador.

## **7.2) Permeabilidad.**

La evidencia publicada para Sierras Blancas – Loma la Lata, indica que se trata de una acumulación de baja permeabilidad y muy variable.<sup>73</sup>

En el informe Banco Mundial (1990), se realizó un estudio de las reservas de gas en argentina, al 31/12/1987, y se recomendó una revisión negativa de más de 110.000 millones de m<sup>3</sup> (3.9 tcf aproximadamente) en Loma la Lata respecto de las reservas probadas estimadas por Yacimientos Petrolíferos Fiscales S.E, por no haberse considerado las diferencias de permeabilidad en su interior. Una recomendación de similar magnitud se encuentra luego en la Auditoria de Reservas practicada por la firma Gaffney & Cline (G&C) sobre valores al 31/12/1989.

<sup>72</sup> Esto es lo que indica la teoría. De acuerdo con Fevang et al. (1995) en la región más alejada del pozo que denomina región 3, la composición del gas es igual a la composición original.

<sup>73</sup> En el caso de Sierras Blancas – Loma la Lata, se comenzaron a desarrollar modelos de simulación a principios de la década del ochenta. Ver Mendoza (2012).

Maretto et al. (2005), mencionan un trabajo realizado por Davies, K. en 1995 para YPF S.A. no publicado, con una clasificación interna de la roca reservorio en cuatro categorías, de acuerdo con su grado de permeabilidad, que con leves modificaciones se mantiene hasta la fecha.

Hechmen J (2011) por su parte, divide el reservorio en dos miembros, denominados Verde el superior y Rojo el inferior. El mejor reservorio es el miembro Verde, con permeabilidades en el orden de 0.1 a más de 100 mD, mientras que el miembro rojo es más pobre en estos aspectos. También Cabral P, et al (2007), señalan que la formación Sierras Blancas presenta permeabilidades muy bajas.

Otras evidencias que confirman la permeabilidad variable son a) el tipo de trampa y, b) las técnicas de producción empleadas.

El tipo de trampa<sup>74</sup> es un indicador de la existencia de cambios en la permeabilidad en los yacimientos. En las trampas estratigráficas o combinadas debe existir por definición un cambio importante en la permeabilidad de la roca reservorio del yacimiento, en alguno de sus flancos, que impide que los hidrocarburos continúen migrando por el subsuelo.<sup>75</sup> En el caso de Sierras Blancas – Loma la lata, el reservorio se localiza en una trampa combinada, que incluye cierres estructurales y estratigráficos.<sup>76 77</sup>

Respecto de las técnicas de producción empleadas, dependen de la permeabilidad de la formación. Cuando la permeabilidad es baja se recurre a técnicas de estimulación tales como la fractura hidráulica. Gasparini y otros (1994) señalan que en el caso de la formación Sierras Blancas, la decisión de estimular la producción con fractura hidráulica<sup>78</sup> se tomaba al momento de ensayar cada pozo, mientras que en la formación Lotena era normalmente fracturada.

### 7.3) Agotamiento

Como ya hemos señalado Sierras Blancas es un reservorio, que alcanzó conforme a datos de producción acumulada y reservas un EUR no mayor de 8.3 tcf, de gas natural al 31/12/2012<sup>79</sup>. A partir de estos datos y detrayendo las producciones anuales, podemos inferir el grado de agotamiento que tuvo el mismo en el tiempo, como puede apreciarse en siguiente cuadro.

---

<sup>74</sup> Una “trampa” es un sitio en la roca reservorio o almacén donde se acumulan hidrocarburos en el subsuelo. La “trampa” debe contar con algunas características que impidan que los hidrocarburos continúen fluyendo en el subsuelo, a través de la roca reservorio, una de las cuales es el tipo de “cierre”. Cuando esta característica proviene de la forma que adopta una roca sello (altamente impermeable) en la parte superior, se dice que la trampa tiene un cierre estructural. Cuando esa característica es un cambio en las condiciones de porosidad y permeabilidad de la propia roca reservorio que impide que continúen fluyendo los hidrocarburos, se dice que es un cierre estratigráfico. Cuando están presentes ambas características en distintos lugares de la trampa se dice que es un cierre combinado, o trampa combinada.

<sup>75</sup> Para una de las trampas de hidrocarburos en Argentina, ver Kozlowski, Verganiy Boll(2005)

<sup>76</sup> Ver Hechem (2010)

<sup>77</sup> El hecho de que los hidrocarburos hayan quedado almacenados no en la cresta de la formación donde aparece el pozo Sauzal Bonito x-1, sino en su ladera, habla de que las condiciones de porosidad y permeabilidad de la roca reservorio, en este caso la formación Sierras Blancas, es variable, tal que puede almacenar grandes cantidades de gas, pero al mismo tiempo disminuir lo suficiente para evitar la migración de este hacia zonas más altas de la formación. Para una explicación más completa Kozlowski, Vergani et al. (2005)

<sup>78</sup> Por fracturación hidráulica se entiende la técnica de fracturar la roca reservorio, con un fluido en base a agua a alta presión, para aumentar los canales (permeabilidad) a través de los cuales pueden moverse el petróleo y el gas en el subsuelo, y llegar a los pozos para poder ser extraídos.

<sup>79</sup> No se toma para medir el agotamiento información de Reservas Probadas de Gas de los años en que se manifestó la crisis, debido a que la propia YPF S.A. informo en la SEC que dichos datos eran erróneos, e incluían una sobre-estimación.

**Cuadro 7**

**Yacimiento Loma la Lata**

Tamaño total estimado (EUR)			
dic-12	mill de m3	Tcf	estruct %
Producción acum de gas	200,767	7.1	85.9%
Probadas + 0,5 Probables	33,054	1.2	14.1%
EUR	233,821	8.3	100.0%

Nivel de agotamiento por año			
Año	Producción	Producción acumulada	Prod acum/EUR
1993	8,884	19,200.0	8.2%
1994	7,435	28,084.2	12.0%
1995	8,047	35,519.1	15.2%
1996	7,581	43,566.4	18.6%
1997	8,936	51,147.4	21.9%
1998	9,124	60,083.4	25.7%
1999	11,509	69,207.1	29.6%
2000	11,249	80,715.7	34.5%
2001	11,046	91,965.1	39.3%
2002	11,180	103,011.3	44.1%
2003	13,073	114,191.5	48.8%
2004	11,774	127,264.9	54.4%
2005	11,540	139,039.0	59.5%
2006	10,376	150,579.3	64.4%
2007	9,813	160,955.2	68.8%
2008	8,751	170,768.3	73.0%
2009	7,609	179,518.9	76.8%
2010	7,206	187,127.9	80.0%
2011	6,432	194,334.3	83.1%
2012	5,757	200,766.6	85.9%

(\*) Para el periodo 1993 - 1998 se supuso que el 90 % de la producción de la Concesión provino del Area Loma la Lata.

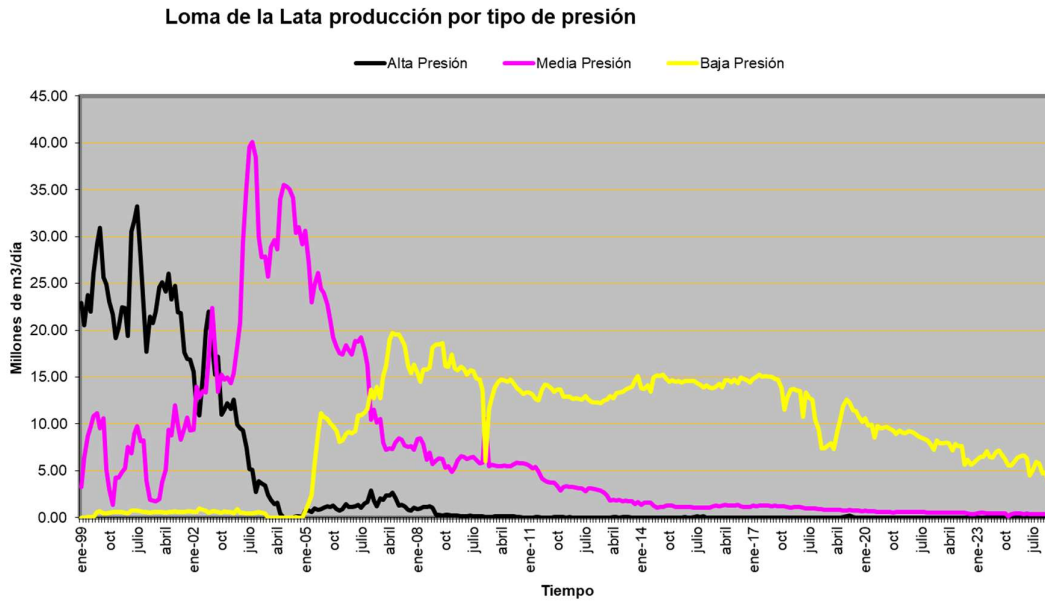
Fuente: elaboración propia en base a datos del SESCO y Capítulo IV

A partir de esto, podemos inferir que la brusca caída en la producción ocurrió prácticamente cuando se había extraído un 50 % del total del gas recuperable.

#### 7.4) Presión.<sup>80</sup>

En el caso del yacimiento Loma la Lata, puede observarse algunas informaciones sobre la composición por presión de la producción, a partir del año 1999, tal como ilustra el siguiente gráfico.

Gráfico 6



Cuando la presión de un yacimiento de gas cae por debajo de la que operan los gasoductos, es necesario aumentar la misma mediante compresión para que pueda ingresar a los mismos en las condiciones reguladas. De acuerdo con Tecnoil (2005), para Jorge Borelli, entonces director de la Unidad Económica Loma la Lata, la caída en la presión del gas en boca de pozo se puso ya de manifiesto en el año 2000. A partir de lo cual comenzaron a implementar inversiones en compresión para operar en media presión (desde 40 kg/cm<sup>2</sup>)<sup>81</sup>. Pero de acuerdo a esta misma fuente, la presión disminuyó aún más, teniendo que pasar a operar en baja presión (desde 15 kg/cm<sup>2</sup>). Adicionalmente la explicación dada por Repsol YPF S.A. en su formulario 6 k del 26 de enero del 2006, es prueba suficiente que la caída de presión fue superior a la esperada. Estos testimonios prueban el carácter repentino del cambio de presión, que ocurre habitualmente cuando se dan los problemas productivos propios de este tipo de yacimiento.

Este punto es importante, tal como señala Boulosa G (2004) para el caso de Ramos, las inversiones en compresión se diseñan para mantener un determinado nivel de producción (plateau) durante un cierto tiempo.<sup>82</sup> En el caso de Loma la Lata, es evidente que las inversiones programadas para media presión no

<sup>80</sup> La información sobre presión está disponible en el SESCO a partir del año 1999. Se han detectado ciertas inconsistencias en la misma en particular en abril, junio, julio, agosto y diciembre del año 2000, en junio y agosto del 2003, y en noviembre del 2004. Para subsanar estas situaciones se han realizado extrapolaciones.

<sup>81</sup> Argat L y Luongo S (2003) informan los trabajos que se estaban realizando para instalar capacidad de compresión y pasar el yacimiento a media presión.

<sup>82</sup> En el caso de Ramos aparentemente se proyectaron para mantener en el orden de 9 millones de m<sup>3</sup>/día, durante al menos 4 cuatro años.

podieron mantener un nivel de producción estable, lo que revela también el carácter inesperado de lo ocurrido.

### 7.5) Reservas de líquidos.

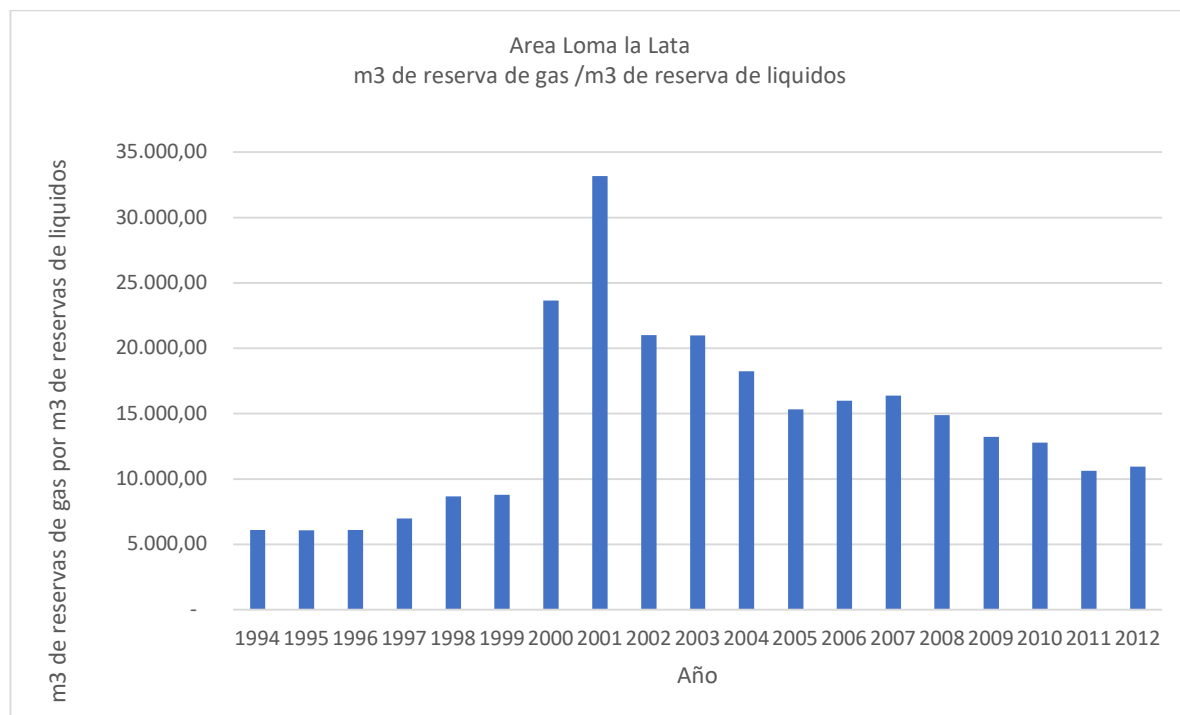
En el punto anterior hemos señalado que según Tecnoil (2005) la caída de presión empezó a observarse en el año 2000. Justamente en ese año se produce una revisión negativa significativa en las reservas de líquidos declaradas por YPF S.A. para el área Loma la Lata, que muestran un gran cambio en las expectativas de recuperación de condensado, proyectándose un empobrecimiento notable del gas natural que se espera producir hacia el futuro.

En efecto, las Reservas Probadas de Líquidos fueron al 31/12/1999 de 18,8 millones de m<sup>3</sup>, mientras que al 31/12/2000 bajaron a solo 6,8 millones de m<sup>3</sup>. Dado que la producción de líquidos durante el año 2000 fue de solo 0.85 millones de m<sup>3</sup>, esto implica una revisión negativa de estimaciones previas de 11,1 millones de m<sup>3</sup>, o sea prácticamente un 60 % de las reservas probadas de líquidos declaradas en 1999.

Este cambio abrupto en las expectativas de recuperación de líquidos, no pudo obedecer al cambio en las condiciones económicas del año 2002 que aún no se había manifestado, pero si es compatible con nueva información sobre el comportamiento de presiones en los pozos y en el reservorio que se habría considerado en el cálculo de reservas del año 2000.

Otra forma de vislumbrar esto, es dividiendo las reservas probadas de gas natural, por las reservas probadas de líquidos para cada año, lo cual nos da una aproximación de la riqueza o más precisamente de la pobreza del gas que se proyectaba extraer.

**Gráfico 7**



La limitación del gráfico precedente, es que incluye como líquidos no solo el condensado, sino también la gasolina natural, y también el crudo producido desde la formación Quintuco y Vaca Muerta. Por otra parte, las Reservas Probadas de Gas Natural, de Loma la Lata, estuvieron sobre estimadas, como reconoció en forma retroactiva la propia Repsol YPF S.A. en el año 2006.

No obstante, el salto que se evidencia es consistente con información sobre caída de presión, que implicaba una menor recuperación futura de condensado, por precipitarse el mismo en el yacimiento o en los pozos.

## 7.6) Gestión.

La gestión incluye tanto lo que se hizo como aquello que no se hizo, pero se podría haber realizado.

No hay evidencias de que se hayan realizados inversiones preventivas para reducir las pérdidas de condensado, hasta el año 2003 inclusive, salvo la realización eventual de fracturas hidráulicas.<sup>83</sup>

El flujo de producción durante el periodo II hasta el año 1998 tuvo un nivel (plateau) de 23 millones de m<sup>3</sup>/día promedio, que, si bien no detuvo el empobrecimiento del gas, no generó aparentemente problemas de bloque de condensado o carga líquida en los pozos.

Con el progresivo agotamiento del yacimiento, y el aumento en el nivel (plateau) de producción a partir del año 1999 (periodo 3), a 30 millones de m<sup>3</sup>/día, el riesgo de que ocurrieran estos problemas fue aumentando.

El aumento en el nivel de producción se dio simultáneamente con la toma de control por parte de Repsol S.A. sobre YPF S.A., y con el aumento de las exportaciones de YPF S.A. desde la Cuenca Neuquina.

Pero el proceso de desarrollo del mercado de exportación comienza antes de esta toma de control, en lo que hemos denominado el periodo II, y en ese contexto YPF S.A. solicitó entre 1996 y 1998<sup>84</sup>, diversas autorizaciones de exportación de gas, que le fueron otorgadas en los años 1998<sup>85</sup> y 1999<sup>86</sup> por un volumen de casi 4.9 mill. de m<sup>3</sup>/día, al cual se adicionó una nueva autorización en el año 2000 por 3.1 mill. de m<sup>3</sup>/día<sup>87</sup>, totalizando 8 mill. de m<sup>3</sup>/día.

Por otra parte, las exportaciones totales desde Cuenca Neuquina de todos los productores aumentaron en promedio anual, desde 3.4 mill de m<sup>3</sup>/día en 1998 a 10.2 mill de m<sup>3</sup>/día en el 2004, totalizando 6.8 mill de m<sup>3</sup>/día.

A partir de la evidencia que se ha podido reunir, en el año 2000 se dan simultáneamente varios hechos significativos. Aparecen indicios de caída de presión en el reservorio, y por lo tanto de un agotamiento previsible, y se reducen significativamente el volumen de Reservas Probadas de líquidos recuperables.

---

<sup>83</sup> Como ya mencionamos en el punto 5.2.1.1, la inversión en sistemas destinados a extraer gas natural rico y reinyectar gas natural pobre, reteniendo los condensados, (Cycling), o bien a mantener la presión con la inyección de otros fluidos, para evitar el empobrecimiento del gas producido, son más convenientes de realizar al inicio de la explotación cuando la riqueza del gas o sea la concentración del condensado en el gas natural es alta, y no cuando la misma ya ha disminuido considerablemente.

<sup>84</sup> El año en que se inicia el pedido de autorización, surge de observar el año del expediente citado en el visto de cada autorización.

<sup>85</sup> Ver Resolución SE N.º 142/98 y N.º 465/98

<sup>86</sup> Ver Resolución SE N.º 411/99

<sup>87</sup> Decisión Administrativa N.º 35/00

Ese mismo año se gestionó una prórroga por diez años de la Concesión, la cual fue otorgada por Decreto 1252/2000 con un costo para la empresa operadora no menor de u\$s 300 millones. En las estimaciones de YPF S.A. en dicha oportunidad tal como se señala en Tecnoil (2009)

*“la empresa estimaba obtener una producción de 44 millones de m<sup>3</sup>/día, cuando la realidad marcó una cifra notoriamente menor a ambas estimaciones de la operadora: 25 millones”*

Luego de la crisis del año 2002, la empresa operadora continuó exportando importantes volúmenes desde la Cuenca Neuquina, percibiendo por ello un ingreso igual a los precios pactados de exportación neto de retenciones.

Con posterioridad a la brusca caída en la producción de gas natural, en agosto del año 2003, se continuó con inversiones en fracturas hidráulicas,<sup>88</sup> que permitieron aumentar ligeramente la producción del reservorio.

En su formulario 6 k del 26 de enero del 2006, Repsol YPF S.A., informó una revisión negativa de reservas de gas natural, de este yacimiento del 20 %, retroactiva al año 2003, y señaló que la recuperación de los volúmenes de reservas que se habían revisado a la baja requeriría otro escenario de precios para aplicar métodos de extracción no convencionales. Sin embargo, dado el tiempo transcurrido, puede señalarse que estos volúmenes y la producción asociada no se pudieron recuperar aun con precios en dólares muy superiores a los vigentes hasta el 2001. En efecto a partir del régimen de Gas Plus, y del Plan Gas I, II, III, y IV<sup>89</sup>, el escenario de precios internos cambió y sin embargo nunca se volvieron a incorporar las reservas dadas de baja en Sierras Blancas – Loma la Lata.

En el año 2007 Repsol YPF S.A. lanzó la iniciativa denominada Plan de Desarrollo de Campos Argentinos (Plada), que, para el caso de Loma la Lata, implicó aplicar nuevas tecnologías, sobre zonas no explotadas previamente.

Se señala en Tecnoil (2009)

*“se ha comenzado a trabajar en tecnologías y herramientas como Stage Frac, MP4, Divertamax, Surgi Frac, Lavado con N - Flow, Fracturas con CO<sub>2</sub>, Radial Tech y Perfilaje Asistido, entre otras, dentro del denominado “límite técnico”.<sup>90</sup> “*

Como ya se mencionó en el punto 7.2, Sierras Blancas – Loma la Lata, presenta una permeabilidad baja y variable. Lo que se hizo fue básicamente aplicar estas tecnologías en zonas del yacimiento que no habían sido previamente explotadas debido a su baja permeabilidad<sup>91</sup>, en donde seguramente el condensado obtenido fue importante para la ecuación económica.<sup>92</sup>

Por otra parte, se realizaron también trabajos con el objeto de mitigar los efectos de la carga líquida en los pozos, aplicando técnicas que no requerían parar la producción, al menos por periodos prolongados de tiempo.

Cabral P, et al (2007), menciona la aplicación en el yacimiento Loma la Lata, de técnicas capilares para mitigar el daño a la formación que produce la carga líquida, mientras que Carrion G.M. (2010), se refiere a la

---

<sup>88</sup> Ver Schlumberger (2008), (2010 a), (2010 b) y (2010 c) e YPF (2011)

<sup>89</sup> Para el programa Gas Plus ver Resolución SE N.º 24/2008, luego para el Plan Gas I y Plan Gas II, ver las Resoluciones de la Comisión de Planificación y Coordinación Estratégica del Plan Nacional de Inversiones Hidrocarburíferas, N.º 1/2013, y N.º 60/2013. Para el Plan Gas III y Plan Gas IV ver Resoluciones del Ministerio de Minas y Energía, N.º 74/2016 y N.º 46/2017. Para planes posteriores Ver Decreto N.º 320/2022.

<sup>90</sup> Una breve descripción de estas tecnologías puede encontrarse en YPF (2010)

<sup>91</sup> Fue una explotación propia del tight gas más que de gas convencional.

<sup>92</sup> El hecho de que se trataba de zonas periféricas del reservorio y con baja permeabilidad, se compadece con el hecho de que la relación inicial gas / condensado informada para los nuevos pozos, se acerca a los valores registrados inicialmente en 1977. Ver en este sentido YPF (2010)

incorporación de sartas de velocidad, que tienen como objetivo aumentar la velocidad del flujo de gas a la superficie, evitando que se precipiten gotas de condensado al fondo de este.

## 8) Discusión.

A lo largo del punto 7), hemos dado cuenta de un conjunto de indicios, que conviene ahora visualizar de manera conjunta.

- a) Se trató de un yacimiento de gas y condensado, relativamente pobre, lo cual no implica de acuerdo a la experiencia internacional que estuviese a salvo de los problemas derivados de la formación de bloque de condensado.
- b) Presentó permeabilidad muy baja y variable, lo cual acentuó el riesgo de formación de bloque de condensado.
- c) No hay evidencia de que se haya instrumentado ningún sistema para mantener la presión, en los inicios de la explotación, y así lograr una mayor recuperación de condensados, y postergar el momento en que se alcanzaría el punto de rocío.
- d) Estuvo sometido al menos desde 1993 a variaciones estacionales muy significativas en su nivel de producción, que implicaban cambios transitorios de presión en el fondo de pozo también altamente significativos.
- e) En enero del año 1999, cuando comienza a tenerse información sistemática de la producción de condensado, el flujo de gas se había empobrecido significativamente, dado que era necesario extraer un volumen de gas cuatro veces mayor para obtener un m<sup>3</sup> de condensado, respecto de las condiciones iniciales en 1977, reportadas por Hechmen J y Veiga R (2002).
- f) Lo expuesto en el punto anterior, indica que el proceso de precipitación de condensado en la roca del yacimiento y de saturación progresiva de los poros con este fluido se había iniciado mucho antes, de la crisis del año 2004.
- g) Fue sometido a partir del año 1999 a un ritmo más agresivo de explotación (incremento del 30 %) y paralelamente se observó un mayor empobrecimiento de líquidos en el volumen de gas extraído, a partir también del año 1999.
- h) Existieron evidencias de caída de presión a partir del año 2000, y simultáneamente se produjo un cambio notable en las expectativas de recuperación líquidos, revisando su volumen de Reservas Probadas a la baja en un 60 %.
- i) No obstante, la empresa gestionó la prórroga de la Concesión en dicho año, abonando un valor no menor de u\$s 300 millones, y proyectando para los años futuros un nivel de producción de 44 millones de m<sup>3</sup>/día,<sup>93</sup> expectativa que no se concretó.
- j) Luego de la crisis del año 2002 los contratos de exportación continuaron a los precios pactados en dólares, sujetos a retenciones, y la empresa operadora poseía importantes autorizaciones de exportación para vender su producción incremental.
- k) En el año 2003 cuando ya se había depletado aproximadamente en un 50 % el reservorio, se produjo una brusca caída en la producción acompañado de una caída rápida en la presión no prevista en el año 2000, que llevó rápidamente el yacimiento a operar en baja presión.
- l) La baja de producción fue acompañada en el año 2006 por una revisión negativa del 20 % de las reservas probadas de gas, la cual fue realizada en forma retroactiva al año 2003, la cual difícilmente pueda justificarse por las condiciones de la economía vigentes en dicho momento, dado que dichos volúmenes no se recuperaron con posterioridad, aun con precios en dólares, muy superiores a los vigentes hasta el 2001.

---

<sup>93</sup> Ver Tecnoil (2009)

- m) A partir del año 2007, existe evidencia documental, de que se aplicaron técnicas para mitigar los efectos de la carga líquida en los pozos que no requerían interrumpir la producción por largos periodos de tiempo. También se desarrollaron áreas periféricas del yacimiento con baja permeabilidad.<sup>94</sup>

Todos los indicios mencionados son compatibles con problemas específicos de producción de yacimientos de gas y condensado, a saber, bloque de condensado y carga líquida en los pozos.

Parte de los hechos mencionados, tienen que ver con características del reservorio, y parte con la gestión que se realizó de su explotación. Respecto de la gestión podemos mencionar lo siguiente:

- a) Las decisiones para realizar o no una explotación basada en el mantenimiento de la presión, fueron tomadas al inicio de la explotación, durante el periodo I<sup>95</sup> y nada tienen que ver con las condiciones económicas emergentes de la crisis del año 2002.<sup>96</sup>
- b) Las decisiones de incrementar un 30 % a partir de 1999, en promedio el flujo de producción en el periodo III fueron tomadas en el periodo II<sup>97</sup>, y estaban implícitas en los compromisos de venta que se firmaron de gas y de transporte para atender un futuro mercado de exportación. Esto también se infiere también de los volúmenes de producción proyectados por la empresa operadora al solicitar la prórroga de la Concesión en el año 2000.
- c) Estas decisiones no podían prever la crisis del año 2002, y es razonable suponer que no pudieron estar afectadas por estos hechos. No obstante, al acelerar el ritmo de depletación y aumentar el flujo de producción, tienen que haber influido sobre el riesgo de formación de bloques de condensado, anticipándolo e incrementándolo.
- d) Durante los periodos II y III, dado el empobrecimiento del gas, es posible que se pudieran realizar trabajos preventivos periódicos para evitar la acumulación de condensado en las cercanías de los pozos, tales como los mencionados por Bennion y otros (2001), sin perjuicio de que estas técnicas hubieran requerido en muchos casos detener la producción de los pozos tratados, y sus efectos hubieran sido transitorios. Pero no se ha podido obtener evidencia al respecto.
- e) Teniendo en cuenta los proyectos iniciados en el año 2000 para operar a media presión, y la revisión negativa de reservas probadas de gas natural del 2006, se puede inferir que lo ocurrido a partir de agosto del año 2003 no fue anticipado, aunque existía cierto riesgo de que ocurriese.
- f) La gestión, luego de haber ocurrido eventualmente el problema de bloque de condensado fue producir aparentemente el máximo que era posible hacerlo, sin detener la producción de los pozos, y por otro lado recurrir a fracturas hidráulicas, particularmente en zonas periféricas del yacimiento lo que permitió aumentar la ratio de recuperación de condensado, y a técnicas para evitar o mitigar el efecto de la carga líquida en los pozos.
- g) El fenómeno de carga líquida en los pozos de gas es un fenómeno frecuente que seguramente se presentó en otros yacimientos de gas y condensado en la Argentina, sin embargo, ellos no registraron la fuerte caída en la producción que registro Sierras Blancas, por lo que se puede inferir que en ese caso existió otro problema, tal como la formación de bloques de condensado.

---

<sup>94</sup> Seguramente son los sectores que Hechmen J (2011) identifica como el miembro rojo del yacimiento. Ver el punto 7.2 precedente.

<sup>95</sup> Para los periodos ver punto 4 de este estudio.

<sup>96</sup> Sobre la elección de la estrategia de explotación por agotamiento de presión puede haber influido, las condiciones de propio reservorio (baja riqueza de condensado, y permeabilidad baja y variable), la existencia de un mercado de gas local en crecimiento, para ser atendido rápidamente, la regulación hasta la década del noventa del precio del petróleo crudo, incluyendo el condensado que es crudo liviano, y la restricción presupuestaria con la que opero Yacimientos Petrolíferos Fiscales Sociedad del Estado, hasta su privatización.

<sup>97</sup> Para los periodos ver punto 4 de este estudio.

## 9) Conclusiones.

La brusca caída en la producción del reservorio Sierras Blancas – Loma la Lata, a partir del año 2003 tuvo una entidad suficiente para explicar por sí sola el inicio de la crisis de suministro de gas y restricción de exportaciones a partir del año 2004. Sin embargo, hasta la fecha no se ha publicado una explicación clara de por qué ocurrió de la forma en que lo hizo.<sup>98</sup>

Las particularidades de un yacimiento pueden no ser importante, cuando el universo de áreas consideradas es amplio y cada una de ellas tiene una incidencia pequeña en la producción conjunta, pero pueden ser significativas, cuando este supuesto no se cumple. En tal sentido Loma la Lata, representó en promedio anual hasta el año 2005 entre el 20% y el 25% de la oferta interna total.<sup>99</sup>

Así como muchos conceptos de economía se aplican en ingeniería de reservorios, hay conceptos de ingeniería de reservorios, que pueden ser indispensables para explicar fenómenos económicos. Así se ha procedido en este trabajo, desarrollando el problema de la formación de bloques o anillos de condensado. Los indicios que se han podido relevar, tales como las características de la acumulación y de sus fluidos, son compatibles con este problema. Por otra parte, la gestión productiva realizada también es compatible con este fenómeno.

Si fuera el caso de que se produjo el problema de bloque de condensado en algunos pozos, con posterioridad a agosto del 2003, entonces la crisis de gas del año 2004 no habría tenido como causa principal las condiciones económicas generadas a partir del año 2002.

Dada la gestión de la empresa operadora, los problemas de producción de Sierras Blancas – Loma la Lata se hubieran presentado, en cualquier caso, y su fecha de ocurrencia estaría más vinculado al ritmo de producción iniciado en el año 1999, con el objeto seguramente de atender el mercado de exportación, que a la crisis económica del año 2002.<sup>100</sup>

Se puede decir que las decisiones de incrementar la producción se tomaron antes de su concreción, cuando se firmaron los compromisos de venta y de transporte de largo plazo con destino a exportación, y aparentemente se pretendía atender los mismos con la producción de la Concesión.

Una vez restringido el mercado de exportación a partir del 2004, las condiciones económicas vigentes para el mercado local pueden haber tenido una incidencia, sobre las acciones tomadas para mitigar los problemas productivos. Aunque no fue posible realizar un análisis detallado, sí se ha mencionado que algunas técnicas tienen efectos transitorios, y hubieran requerido paralizar temporalmente la producción de los pozos afectados, lo cual seguramente habría sido particularmente difícil en el contexto de escasez del período analizado.

Por otra parte, el carácter marginal de las acciones que podían desarrollarse se compadece con el hecho de que nunca hasta la actualidad, se recuperaron las reservas probadas de gas natural convencional, dadas de baja en el yacimiento en el año 2006, pero en forma retroactiva al año 2003, aun cuando la regulación económica para el mercado interno, cambió significativamente desde el año 2008 hasta la fecha.

---

<sup>98</sup> Hemos expresado nuestras reservas respecto de la explicación dada por Repsol YPF S.A. en el año 2006 en la nota 6 de este trabajo.

<sup>99</sup> Respecto de la importancia de Loma la Lata, en las reservas de gas natural de Argentina, ver IAPG (2010) pp 11 y 12.

<sup>100</sup> Si no se hubiera incrementado la producción, el inicio de la declinación de Loma la Lata, hubiera ocurrido con posterioridad, pero estimar cuando habría ocurrido solo podría hacerse razonablemente a partir de alguna hipótesis, sobre si el bloque de condensado produjo o no un cambio el volumen total recuperable (EUR) del reservorio.

No se indaga en este trabajo las razones que llevaron a la empresa operadora a actuar como lo habría hecho<sup>101</sup>, y si la gestión productiva en Loma la Lata, influyo sobre los volúmenes recuperables totales de gas natural (EUR) de Loma la Lata.<sup>102</sup> Si bien son cuestiones de interés, merecerían un trabajo individual, que excede el alcance de este artículo.

Finalmente conviene señalar nuevamente que se ha avanzado en la explicación, tanto como se ha podido, no obstante, la evidencia obtenida no se puede considerar prueba concluyente de que se haya presentado el problema del bloque de condensados.

Esta limitación, era una situación esperable. Todos los estudios de campo de casos concretos a los que se han podido acceder, fueron publicados por profesionales de la industria que tuvieron un acceso amplio a la información de las empresas operadoras, y que probablemente requirieron de la autorización de éstas en el marco de acuerdos de confidencialidad. Las estadísticas generales publicadas no han sido en ningún caso evidencia suficiente para brindar certeza sobre la ocurrencia de estas situaciones.<sup>103</sup>

En tal sentido toda investigación se desarrolla en un “contexto de accesibilidad”<sup>104</sup> a la evidencia, socialmente determinado, que limita las posibilidades de contrastación de hipótesis. No obstante, la reserva de información, cuando existe, no logra cubrir todo lo que puede ser relevante. La teoría se puede conocer, y en ausencia de un trabajo técnico específico publicado por profesionales con acceso amplio a la evidencia, siempre es posible reunir la información proveniente de las estadísticas publicadas, y combinarla con los indicios provenientes de diversas fuentes documentales, como se ha hecho, para proponer una explicación al menos plausible de lo ocurrido.

## **Bibliografía**

Afidick D, Kaczorowski NJ, Bette S, 1994 “Production Performance of a Retrograde Gas Reservoir: A Case Study of the Arun Field,” trabajo SPE 28749, presentado en la SPE Asia Pacific Oil & Gas Conference, Melbourne, Australia.

Alvarez L, Peñacoraba F, d’Huteau E, Pérez Millán S, y Sentinelli R (2012) “Fracturas hidráulicas en campo de gas maduro y de baja presión de reservorio. Problemas y soluciones en la formación Sierras Blancas, yacimiento Loma La Lata, Neuquén, Argentina”. *Petrotecnia* octubre 2012, páginas 56 a 64.

Argat L y Luongo S (2003) “Compresión en media presión en Campo Loma la Lata” *Jornadas de Instalaciones de Superficie IAPG Neuquén* septiembre 2003

---

<sup>101</sup> Por ejemplo, si las decisiones de ventas tomadas como se dijo durante la década del noventa, eran consistentes con las posibilidades de producción en la década del 2000, y si no lo eran porque se adoptaron.

<sup>102</sup> La revisión negativa de reservas del año 2006 puede obedecer a diversas causas, que no se excluyen entre sí. Tales como la ocurrencia de bloques de condensado, como también a sobre estimaciones previas, tal como las que señalaron para 1987 Banco Mundial (1990) y para 1989 Gaffney and Cline, y el propio informe de la firma King & Spalding remitido al Directorio de Repsol YPF el 10 de junio del año 2006, el cual daba cuenta de practicas incorrectas en la estimación de reservas. Ver Repsol YPF (2005) punto 3.8.1.

<sup>103</sup> Aun cuando se tuviera una formación adecuada en ingeniería, no se tendría acceso a datos de campo importantes para determinar lo ocurrido. Por ejemplo, no hay estadísticas públicas de presión en fondo de pozo y presión promedio del reservorio, las cuales permitirían calcular el Índice de productividad de los pozos y su evolución. Tampoco puede accederse a datos de punto de rocío, o permeabilidad relativa del gas natural en la formación cercana a los pozos, saturación con condensado, y otros parámetros que afectan a los flujos bifásicos o multifásicos.

<sup>104</sup> Se ha desarrollado el concepto de “contexto de accesibilidad”, en Guichón (2023)

Banco Mundial (1990), "Argentina: Energy Sector Study, Report N.º 7993-AR", febrero 26, 1990. Recuperado de: [http://www-wds.worldbank.org/external/default/WDSContentServer/WDSP/IB/1990/02/26/000009265\\_3960928015212/Rendered/PDF/multi\\_page.pdf](http://www-wds.worldbank.org/external/default/WDSContentServer/WDSP/IB/1990/02/26/000009265_3960928015212/Rendered/PDF/multi_page.pdf)

Barnum, R. S., Brinkman, F. P., Richardson, T. W., and A. G. Spillette. (1995) "Gas Condensate Reservoir Behaviour: Productivity and Recovery Reduction Due to Condensation." Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, October 1995.

Bennion D.B., Thomas F. B, Schulmeister B (2001) "Retrograde condensate dropout phenomena in rich gas reservoirs-impact on recoverable reserves, permeability, diagnosis, and stimulation techniques". Journal of Canadian Petroleum Technology, 40(12)

Boom, W., K. Wit, J. P. W. Zeelenberg, H. C. Weeda and J. G. Maas (1996) "On the Use of Model Experiments for Assessing Improved Gas-Condensate Mobility Under Near-Wellbore Flow Conditions," trabajo SPE 36714 presentado en la 1996 SPE Annual Technical Conferencia y Exhibición, Denver, Colorado, Oct. 6-9.

Bosco S, Cobeñas R, Crotti M (2000) "Yacimientos de gas y condensado saturados. Integración de estudios termodinámicos con información de producción". Consultado en [https://inlab.com.ar/wp-content/uploads/descargas\\_yacimientos-de-gas-y-condensado-saturados.pdf](https://inlab.com.ar/wp-content/uploads/descargas_yacimientos-de-gas-y-condensado-saturados.pdf)

Boullosa G (2004) "Yacimiento Ramos Modalidad de desarrollo de un proyecto de compresión". Petrotecnia Abril, 2004 pp 81 a 85

Cabral P, Giérega C.R, Costanza P, Suriano A (2007), "Production Optimization Using the Capillary Technology in the Loma La Lata Field." Trabajo presentado en la 2007, Latin American & Caribbean Petroleum Engineering Conference.

Campbell. C (1991) "The Golden Century of Oil 1950 – 2050". Boston: Editorial Kluwer Academic Publishers

Campbell-C(2005) "Just how much oil does the Middle East really have, and does it matter?" Oil and Gas Journal 4 de abril 2005 pp 24 a 26.

Carbone J (1990) "Explotación de gas en la Cuenca Neuquina: la actualidad y el futuro". Boletín de Informaciones Petroleras Tercera Época – Año VII – septiembre 1990 pp 18 a 31

Carrion G.M. (2010) "Tecnologías de Dewatering – Loma La Lata". Recuperado de Chrome-extension://efaidnbmnnnibpcajpcglclefindmkaj/<https://oilproduction.net/files/Sartas%20de%20Velocidad-YPF.pdf>

Du, Liangui, Walker, Jacob G., Pope, Gary A., Sharma, Mukul M., and Peng Wang. "Use of Solvents to Improve the Productivity of Gas Condensate Wells." Trabajo presentado en el SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas, October 2000.

Dupré J, Giérega R, Segura R, Cabral P, Costanza P, Donino M, Mardones L, Suriano A. (2006) "Aplicación de productos químicos específicos empleando la tecnología de Capilar en el yacimiento Loma La Lata", Recuperado de [https://www.academia.edu/28295654/APLICACION\\_DE\\_PRODUCTOS\\_QUIMICOS\\_ESPECIFICOS\\_EMPLEANDO\\_LA\\_TECNOLOGIA\\_DE\\_CAPILAR\\_EN\\_EL\\_YACIMIENTO\\_LOMA\\_LA\\_LATA](https://www.academia.edu/28295654/APLICACION_DE_PRODUCTOS_QUIMICOS_ESPECIFICOS_EMPLEANDO_LA_TECNOLOGIA_DE_CAPILAR_EN_EL_YACIMIENTO_LOMA_LA_LATA)

Fevang, Øivind, and C. H. Whitson. (1996) "Modeling Gas-Condensate Well Deliverability." *SPE Res Eng* 11 (1996): 221–230.

Gasparini A, Ramírez G, Vodopivec H (1994) Explotación dual de pozos de más con alto contenido de CO<sub>2</sub> y altas presiones en el Yacimiento Loma La Lata. *Boletín de Informaciones Petroleras* septiembre 1994 pp 9-19

Grosso S.A, Buchanan G, Barboza J (2022) "Influjos de hidrocarburos en los pozos de la formación Quintuco del yacimiento Loma La Lata, Cuenca Neuquina". Trabajo presentado en el 11º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos Desarrollo y Sustentabilidad. Mendoza Argentina.

Guastavino L, Pocovi A.S, Musmarra J.A. Pozzo A (1990) "Pozos horizontales en YPF. Consideraciones sobre sus resultados". *Boletín de Informaciones Petroleras Tercera Época Año VII N.º 21*, marzo de 1990. Páginas 2 a 23

Guichón D.F. (2016) Indicadores Específicos. De la comprensión inicial a la comprensión fundada. El caso de la intensidad en el consumo de agua dulce en la producción de energía. Trabajo presentado en la LI Reunión Anual de la Asociación Argentina de Economía Política. San Miguel de Tucumán agosto 2016

Guichon D.F. (2023) "Secreto y Contexto de Accesibilidad" *Revista Hipatia* N° 5 pp 93 a 114 <https://drive.google.com/file/d/104mvMMm30O6z4bObf2hRHFD9ic222deq/view>

Hechmen J y Veiga R (2002) "Loma la Lata, enseñanzas del pasado y algunas preguntas para el futuro". Trabajo presentado en el V.º Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. Mar del Plata, Argentina.

Hechmen J (2010) "Breve historia sobre el descubrimiento de Loma La Lata" *Revista Petrotecnia* abril, 2010 pagina 10 a 17.

Hechmen J (2011) "Yacimiento Loma la Lata" *Relatoría del XVIIIº Congreso Geológico Argentino Neuquén*, 2011

Hirschfeldt M y Ruiz R. (2009) "Nota Técnica Conceptos de Wells Performance" *Oilproduction.net* Recuperado de [https://oilproduction.net/files/conceptos\\_well\\_performance.pdf](https://oilproduction.net/files/conceptos_well_performance.pdf)

Honoré Anouk (2004) "Argentina: 2004 Gas Crisis" *Oxford Institute for Energy Studies* NG 7 nov. 2004. Recuperado de: <http://www.oxfordenergy.org/wpcms/wp-content/uploads/2010/11/NG7-Argentina2004GasCrisis-AnoukHonore-2004.pdf>

Hotelling, H. (1931). "The economics of exhaustible resources." *Journal of Political Economics* 1931;39 (2) (137 – 175).

Humoud A.A., Al-Marhoun, M.A., King Fahd (2001) "A New Correlation for Gas-condensate Dewpoint Pressure Prediction." *Proceedings of the Middle East Oil Show SPE* 68230.

IAPG (Instituto Argentino del Petróleo el Gas) (2010) "Las cifras del petróleo y del gas. 50 años de Petrotecnia"

IAPG (Instituto Argentino del Petróleo el Gas) (2011) "Aspectos técnicos, estratégicos y económicos de la Exploración y Producción de Hidrocarburos". Recuperado de <https://iapg.org.ar/producto/aspectos-tecnicos-estrategicos-y-economicos-de-la-exploracion-y-produccion-de-hidrocarburos/>

Kozulj R (2005) "Crisis en la Industria del Gas Natural en Argentina" *Comisión Económica para América Latina – Serie Recursos Naturales e Infraestructura N° 88* Recuperado de

[www.eclac.cl/publicaciones/xml/5/21215/lcl2282e.pdf](http://www.eclac.cl/publicaciones/xml/5/21215/lcl2282e.pdf)

Lea, J.F. & Nickens, H.V. & Wells, M.R. (2003). "Gas Well Deliquification" Gulf Professional Publishing Elsevier (USA)

Li Fan, Harris B W, Jamaluddin J, Kamath J, Mott R, Pope G, Shandrygin A, Whitson C (2006) "Revisión de los Yacimientos de Gas y Condensado". Oil field Review Primavera 2006 pp 16 a 29.

Maretto, H. y C. Zavala, (2005). "Modelado de reservorios: los afloramientos como modelo base a utilizar en subsuelo, ejemplo en sedimentos eólicos de la Fm. Tordillo". 6º Congreso Argentino de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, 14 pp.

Proceedings on CD. Recuperado de

<http://www.gcsargentina.com/es/documents/MarettoZavala2005Tordillo.pdf>

Maretto H, Royo J, Verzi H, Verdur H y Larriestra C (2005) Caracterización de reservorios, formación Sierras Blancas, Yacimiento Loma la Lata: desde la corona a la sísmica Recuperado de

<http://www.larriestra.com/LARWeb/static/pdfs/005.pdf>

Marhaendrajana T, Kartawidjaya A (2007) "Parametrical Study on Retrograde Gas Reservoir Behavior". Journal of JTM Vol. XIV No.3/2007 pp 133 a 144.

McCain W (1994) "Heavy Components Control Reservoir Fluid Behavior" Journal of Petroleum Technology September 1994 pp 746 a 750.

Mendoza E (2012) "Visión retrospectiva de la simulación numérica en la Argentina" Petrotecnia abril, 2012 pp 18 a 28

Morehouse D (1997) "The Intricate Puzzle of Oil and Gas "Reserves Growth"". Energy Information Administration / Natural Gas Monthly July 1997 pp vii a xx

Recuperado de

[:http://www.eia.gov/pub/oil\\_gas/petroleum/feature\\_articles/1997/intricate\\_puzzle\\_reserves\\_growth/m07fa.pdf](http://www.eia.gov/pub/oil_gas/petroleum/feature_articles/1997/intricate_puzzle_reserves_growth/m07fa.pdf)

Moses P y Donohoe Ch (1992) "Gas - Condensate Reservoirs". Reproducido en Bradley H (edit) 1992 Petroleum Engineering Handbook Society of Petroleum Engineering Richardson Texas USA

Moses P.L. (1986) "Engineering Applications of Phase Behavior of Crude Oil and Condensate Systems," Journal of Petroleum Technology, Vol. 38, No. 7, 1986, pp. 715-723.

Navajas F y Cont W (2004) "La Anatomía Simple de la Crisis Energética en Argentina". Recuperado de:

<http://www.ucema.edu.ar/conferencias/download/29.10.pdf>

Navajas F. (2006), "Energocrunch argentino 2002-20XX" . Documento de Trabajo N.º 89, FIEL, Buenos Aires. Trabajo preparado para el segundo seminario "Una Estrategia de Desarrollo para la Argentina", organizado por la EPG-UNSAM y el GESE-IAE-Universidad Austral, Pilar, 20 de octubre de 2006

Navajas F y Barril D (2011). What Drove Down Natural Gas Production in Argentina? En 3rd Regional Meeting of the International Association on Energy Economics, Buenos Aires 18 y 19 de abril. Recuperado de <http://www.ucema.edu.ar/conferencias/download/2011/06.24AE.pdf>

- Pickering A. (2008), "The oil reserves production relationship", *Energy Economics*, 30, pp.352- 70.
- Raffin P, Frizan V, Paredes J, Muñoz M, Lozano M, Demarchi N y Torres J (2016) "Proyecto packerless. Pozos dirigidos del proyecto infill" en *Petrotecnia*, diciembre, 2016 pp 20 a 33.
- Repsol YPF S.A. (2006) Formulario 6-K del 26 de enero. Recuperado de: [sec.gov/Archives/edgar/data/847838/000095010306000177/jan2606\\_6k.htm](http://sec.gov/Archives/edgar/data/847838/000095010306000177/jan2606_6k.htm)
- Schlumberger (2008) Case Study Stage frac Services Increases Repsol – YPF Gas Production by 1.2 Millon m<sup>3</sup>/día in Argentina.
- Schlumberger (2010 a) "Case Study Increasing 2-Year Cumulative Gas Production by 29% in Argentina " Recuperado de <https://www.slb.com/resource-library/case-study/st/hiway-repsol-ypf-cs>
- Schlumberger (2010 b) Case Study Incremento de la recuperación final estimada (RFE) del 47% para YPF S.A. Recuperado de <https://www.slb.com/resource-library/case-study/st/hiway-argentina2-cs-esp>
- Schlumberger (2010 c) Case Study Incremento de la producción inicial promedio en un 53% en la Argentina. Recuperado de <https://www.slb.com/resource-library/case-study/st/hiway-argentina1-cs-esp>
- Sigmund, P., and A.M. Cameron. (1977) "Recovery of Retrograde Condensed Liquids By Revaporization During Dry Gas Injection." *J Can Pet Technol* 16 (1977)
- Simmons M.R. (2006): "Twilight in the Desert: The Coming Saudi Oil Shock and the World Economy" Hoboken New Jersey: Editorial John Wiley and Sons, Inc.,
- Sociedad de Ingenieros de Petróleo (SPE) (2009) "Sistema de Gestión de Recursos Petrolíferos" Recuperado de [http://www.spe.org/industry/reserves/docs/spanish\\_PRMS\\_2009.pdf](http://www.spe.org/industry/reserves/docs/spanish_PRMS_2009.pdf)
- Tecnoil (2009) Yacimiento Loma de la Lata, ¿un gigante en extinción? Publicado en *Petrolnews* 21/09/2009. Recuperado de <https://www.petrolnews.net/noticia.php?&r=12139>
- Repsol - YPF S.A. (2005) Form F 20 SEC
- YPF S.A. (2010) Tecnologías aplicadas en LLL PPT Recuperado de <https://slideplayer.es/slide/4132751/>
- YPF S.A. (2011) "Desarrollo Convencional del Yacimiento Loma La Lata mediante Nuevas Tecnologías" Trabajo presentado en IAPG Jornadas de Producción, Transporte y Tratamiento de Gas Neuquén 30 de agosto al 2 de septiembre.