

CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE

ANALISIS EXPEDITIVO DEL ESTADO DEL DESARROLLO

Año 2016

1. INTRODUCCION

El objetivo de este análisis expeditivo es caracterizar el estado y madurez del desarrollo de la cuenca más prolífica en cuanto a petróleo de la República Argentina: La cuenca del Golfo San Jorge.

Para ello fue necesario analizar el historial del desarrollo por tipo, es decir por explotación primaria, secundaria y terciaria hasta el momento, contrastar el historial con las reservas, luego comentar sobre las variables clave de estos desarrollos para estar en condiciones de analizar los puntos salientes del futuro del desarrollo de la misma.

Últimamente se ha mencionado que los reservorios de la cuenca han alcanzado su madurez de explotación y justamente este análisis busca indagar sobre si la cuenca ha alcanzado su madurez.

Para este análisis ha sido necesario realizar una profunda revisión de la información pública de producción y de reservas y recursos obtenidos de la Secretaria de Energía y fue necesario realizar una reconstrucción de parte de la historia de producción y de inyección de agua de la cuenca.

La cuenca contiene dos tercios de las reservas de petróleo (405 MMm³ – 3P fin de vida útil a diciembre de 2014 según la Secretaria de Energía de Argentina¹) y la mitad aproximadamente de la producción de petróleo (40 Mm³/d a marzo de 2016).

La **Figura 1** muestra una imagen satelital de la cuenca del Golfo San Jorge con la ubicación en Argentina y la ubicación de concesiones de explotación y de exploración.

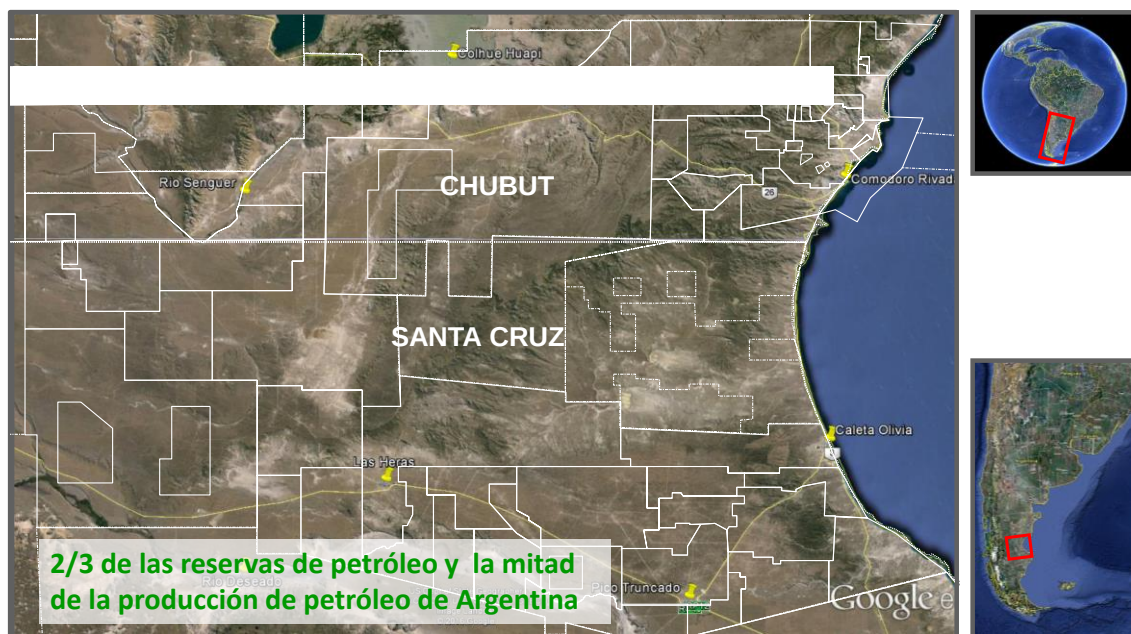


Figura 1: Ubicación de la Cuenca del Golfo San Jorge

Una descripción muy resumida de las características de los reservorios y el tipo de explotación de la cuenca muestra que los:

¹ Debe considerarse que aún no son públicas las reservas y recursos a diciembre de 2015 con lo que debería actualizarse este análisis a esa fecha para que sean más cercanos producción y reservas.

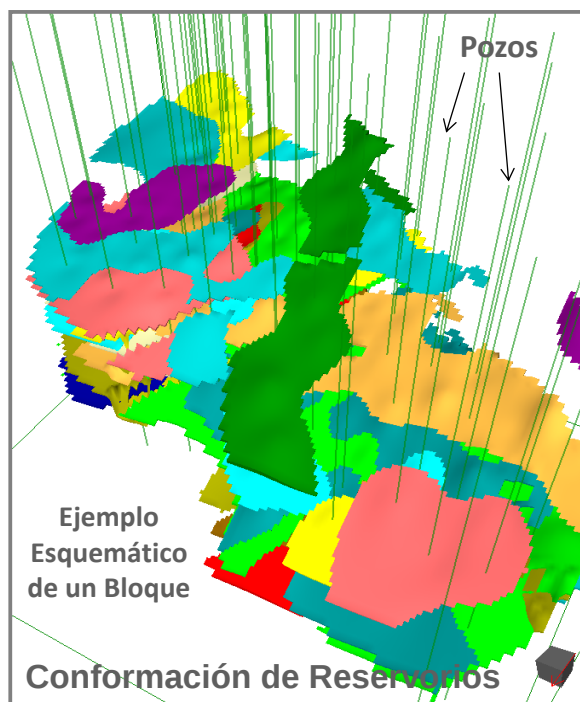
Reservorios: son un complejo apilamiento de reservorios fluviales, de bajo espesor, baja interconexión e hidráulicamente independientes. La **Figura 2** muestra una descripción esquemática del apilamiento de reservorios de un bloque, donde en colores se muestran los reservorios y en verde con líneas son los pozos perforados.

Fluidos: con rangos de viscosidades y API importantes (15 a 30 API). Escasos datos por bloques.

Completación de Pozos: Rangos de 5 a 30 punzados por pozo, parcialmente ensayados, a veces estimulados.

Presiones: Datos escasos y a veces inexistentes en general por bloque para evaluar por reservorio la evolución de la presión.

Petrofísica: En general datos de testigos laterales y pocas coronas. Interpretación petrofísica compleja, e incertidumbre importante en la interpretación de saturación de agua.



F

Figura 2: Ejemplo Esquema de Conformación de Reservorios Cuenca del Golfo San Jorge

2. HISTORIAL Y ESTADO ACTUAL

Para este análisis fue necesario compilar en una base de datos la información de pozos (locaciones, estado, yacimiento, concesión etc.) y de producción e inyección de agua a Marzo de 2016 (petróleo, agua, gas, mensuales y acumulados e inyección de agua mensual), información obtenida de la Secretaría de Energía.

Para conocer y comprender el estado del desarrollo actual de la cuenca es necesario repasar resumidamente el historial por tipo de desarrollo es decir por primaria, secundaria y terciaria.

Podemos definir como explotación primaria aquella que solo requiere equipamiento de extracción utilizando la energía propia del reservorio, como explotación secundaria la que requiere energía por inyección de agua (o WF: Waterflooding) y finalmente la explotación terciaria (o IOR adicional) con distintos métodos adicionales. En el caso de la cuenca han sido inicialmente desarrollados ciertos yacimientos con métodos no térmicos (Químicos: Conformance, Geles, Polímeros, ASP, etc.). La **Figura 3** muestra un esquema de la producción de estos tipos con sus parámetros salientes de producción, inyección, presiones y saturaciones.

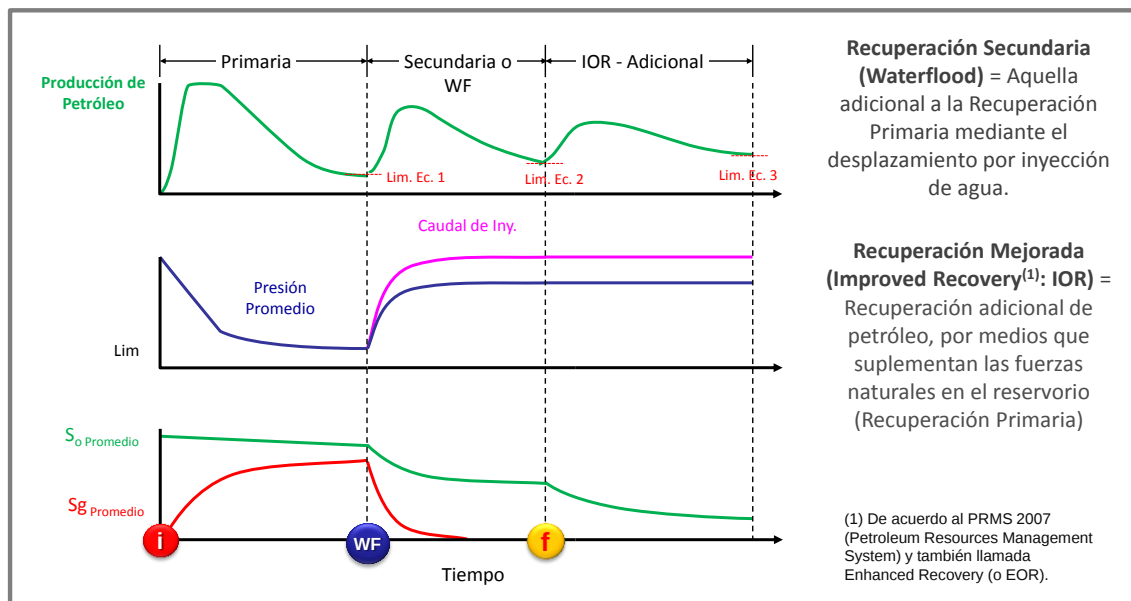


Figura 3: Etapas Conceptuales de Desarrollo de un Yacimiento

Desarrollo Primario: Repasando entonces el desarrollo por explotación primaria de la cuenca, en la **Figura 4** se observan los periodos de descubrimiento de los principales yacimientos de la cuenca. Es necesario apreciar el desarrollo histórico primario hacia el oeste. Primero en Chubut hasta 1940, luego comienzo de Santa Cruz con Cañadón Seco y luego hacia el oeste con los descubrimientos de Cerro Dragón y El Huemul primero y más al oeste Zorro y Cañadón de la Escondida hacia Las Heras y finalmente Los Perales Las Mesetas. Este desarrollo histórico marca una diferencia significativa en los desarrollos (diferentes tecnologías, diferentes características de yacimientos, diferentes estados actuales de los pozos). Este desarrollo primario también define la configuración del desarrollo secundario por inyección de agua posterior. Cualitativamente podemos decir que el desarrollo primario de la cuenca es avanzado de acuerdo a la gran cobertura de pozos que se observa.

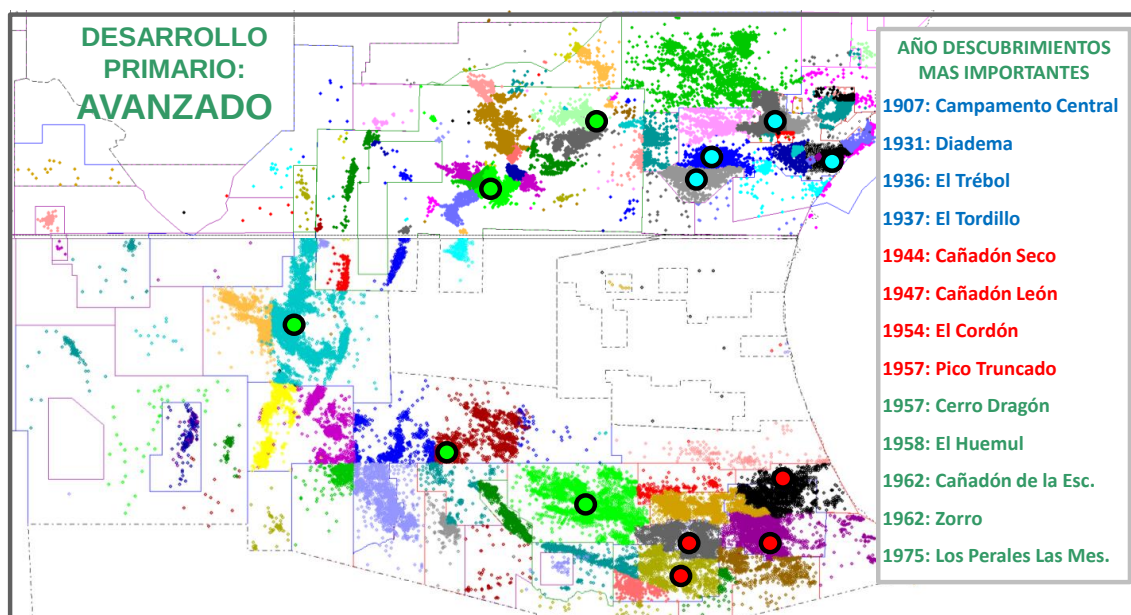


Figura 4: Yacimientos Cuenca GSJ e Historial Simplificado de Descubrimientos – Desarrollo Primario

Desarrollo Secundario: En la **Figura 5** se muestran los yacimientos donde se inicia el WF comenzando por Cañadón León y Anticlinal Grande y otros yacimientos de Cerro Dragón junto a Pico Truncado (El destino). En la década del ochenta comienzan múltiples procesos de WF en las provincias de Chubut y Santa Cruz y en los noventa

comienzan los proyectos del resto de las concesiones más importantes. Entre los años 1993 y 1999 se desarrolla intensamente los procesos de WF en las compañías más grandes. Aun así la intensidad de estos desarrollos ha sido muy heterogénea y claramente parcial como veremos más adelante, por lo que cualitativamente podemos decir que el desarrollo secundario es entre avanzado y parcial según los sectores (lo que se verá más adelante).

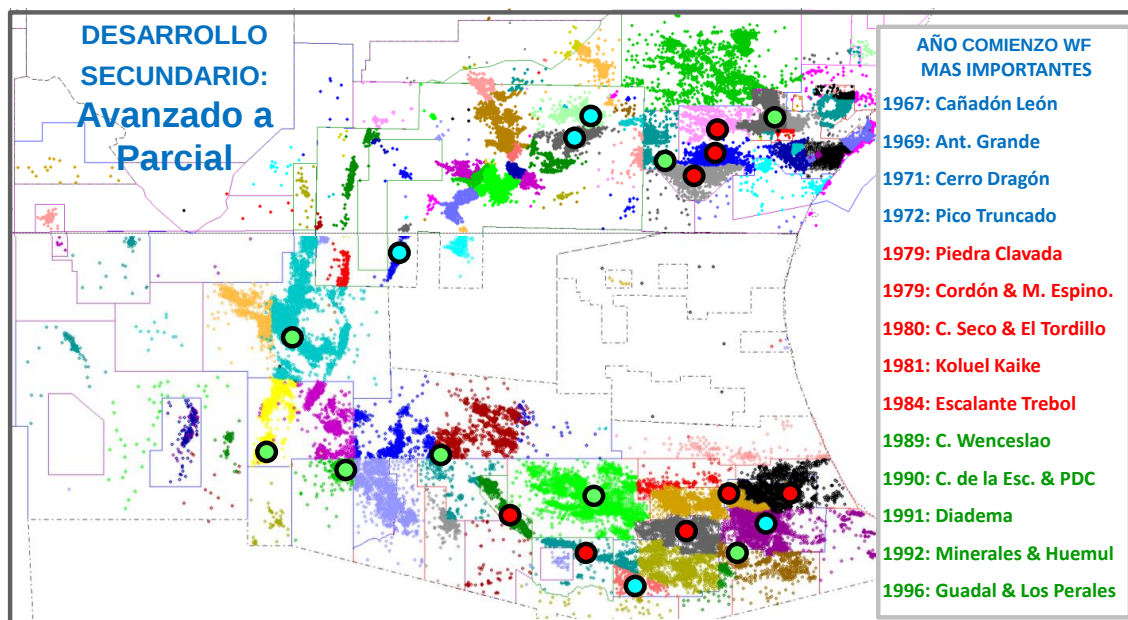


Figura 5: Cuenca GSJ - Historial Simplificado de Comienzos de Desarrollo Secundario

Desarrollo Terciario (o IOR Adicional): En la **Figura 6** se muestran los yacimientos donde se inicia el desarrollo terciario. Algunas empresas han hecho importantes avances en diseño, pilotos, y masificación incipiente focalizándose en métodos no térmicos (Químicos: Conformance, Geles, Polímeros, ASP, etc.). Al día de hoy se han tratados 200+ inyectores en 6+ yacimientos (de acuerdo a información pública²).
²IAPG – Jornadas de Recuperación Mejorada Mendoza Septiembre 2012.

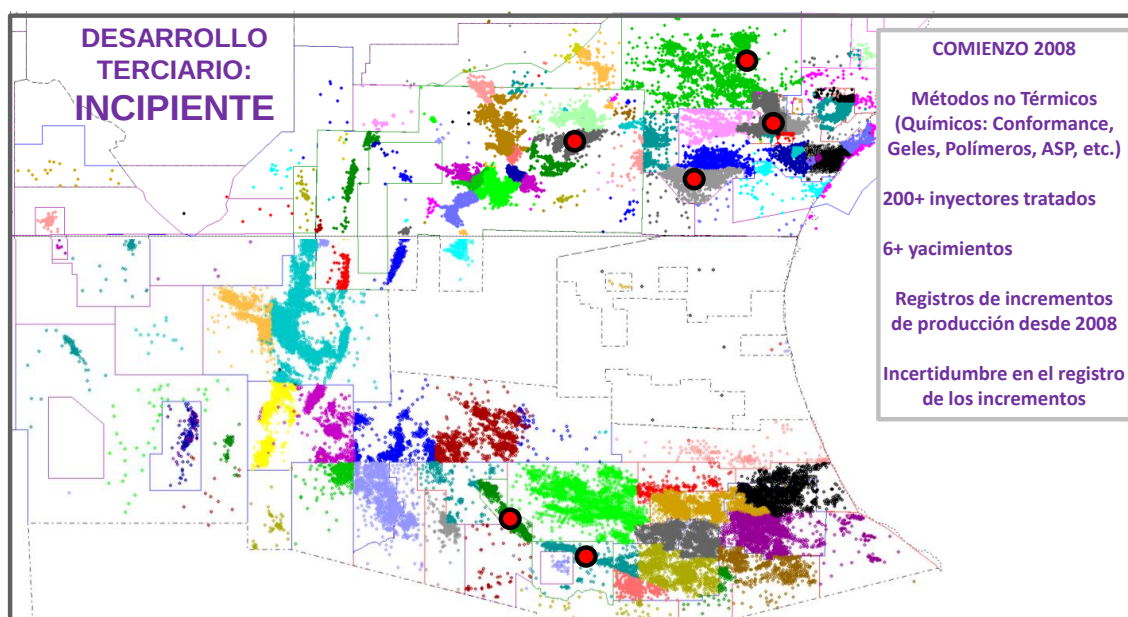


Figura 6: Cuenca GSJ – Zonas de Desarrollo Terciario

² IAPG – Jornadas de Recuperación Mejorada Mendoza Septiembre 2012

Cualitativamente entonces podemos comentar que el desarrollo primario es avanzado, el desarrollo secundario es parcial a avanzado y el terciario es incipiente, aunque es necesario conocer otro tipo de información adicional para aseverarlo con mayor firmeza. Para esto debemos conocer los OOIP (Petróleo Original in Situ) y su grado de explotación final optima o factor de recuperación optima pero por su tipo de desarrollo (Primario, Secundario, Terciario). Desafortunadamente esta información no es pública con lo que la certeza de la madurez de cada yacimiento no se puede clarificar sin estas estimaciones. De igual modo como se verá más adelante se intentara acercarse a estimar la madurez con el uso de la información de producción y de reservas informadas por yacimiento (considerando que estas últimas sean las óptimas).

Historia de Producción: En la **Figura 7** se muestra la reconstrucción de la historia de producción en escala logarítmica, basada en tres bases de datos de la Secretaria de Energía de distinto formato. Además se han eliminado ciertos errores que contenían estas bases de datos.

Las curvas de producción del grafico superior (eje izquierdo) muestran la producción por día de petróleo por tipo apilado (verde claro oscuro y negro punteado), la inyección en rosa, y la producción de líquido en azul y rojo el gas. En el eje derecho se muestra el porcentaje de agua y la relación agua petróleo. Se observan tres estadios de información desde 1980 al 1992 (solo petróleo informado), 1992 al 1999 petróleo por tipo, y luego el líquido y la inyección de agua. Se ha estimado en base a información histórica que la inyección hacia el año 1990 era de 100 Mm3/d (línea rosa punteada estimada).

El grafico inferior muestra datos de estado de pozos apilados (productores de petróleo activos, inyectoras, pozos activos de gas, pozos parados por cualquier causa y abandonados), precios del petróleo de referencia (WTI, Escalante) y la cantidad de pozos terminados por año.

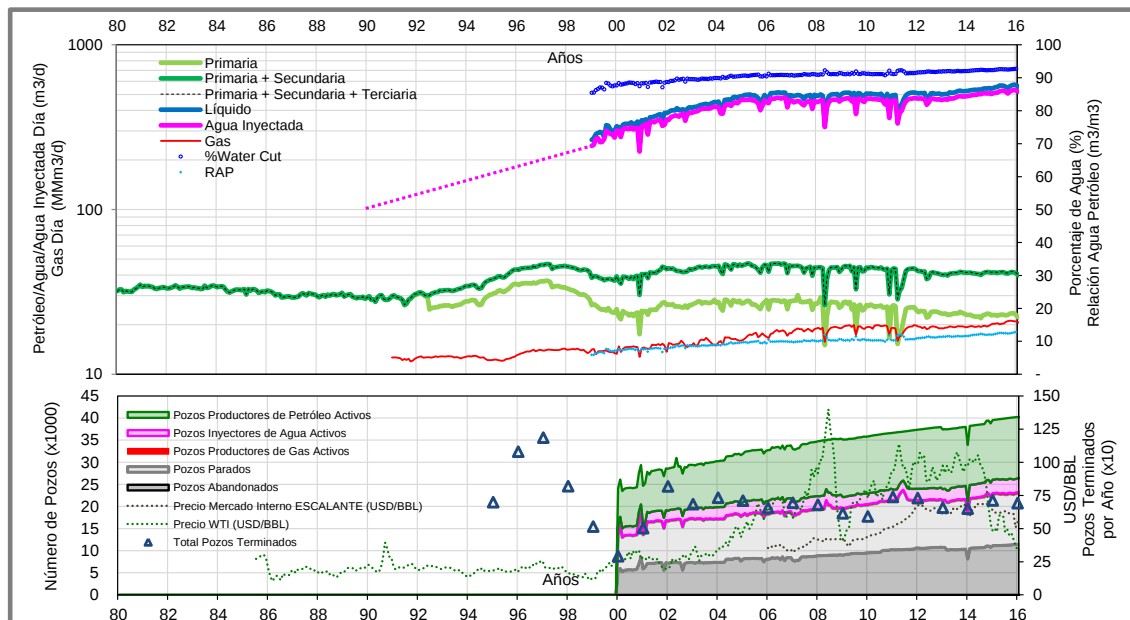


Figura 7: Reconstrucción de la Historia de Producción Cuenca GSJ – Zonas de Desarrollo Terciario

De los gráficos de la **Figura 7** puede observarse distintos eventos:

Los eventos político sociales salientes de este periodo son: a - En el año 1992 la ley n.º 24.145 transfirió el dominio público de los yacimientos de hidrocarburos del Estado Nacional a las provincias, la ley también privatizó a YPF, b - Venta de YPF a REPSOL, c – Diferentes paros petroleros (mayo 2008, agosto de 2009 y abril de 2011 y el evento en Cerro Dragón Junio de 2012).

En cuanto a los eventos del desarrollo debemos completar el panorama con el gráfico inferior. Los eventos destacados son: a – Primaria: El gran desarrollo de perforación 1996 y 1997 y la caída posterior lo que puede apreciarse en la curva de producción de petróleo, b – WF: el desarrollo sostenido del WF desde 1990 y especialmente desde 1995 al 2004. c – el freno al desarrollo secundario posterior (2004 – 2013) junto a una leve reactivación del desarrollo nuevo por WF en adelante. d – el registro histórico de la recuperación terciaria es muy escaso desde 2008 en adelante, e – persiste la proporción de estados de pozos a pesar que se han perforado 15,000 pozos desde 1980 a la fecha y marca oportunidades de desarrollo adicional que en parte deben estar definidos en las planes de desarrollo por WF de las empresas.

La cuenca no muestra ni inclinación ni declinación de la producción de petróleo y ha pasado de tener el 40% al 50% de la producción de petróleo de Argentina en 4 años, a pesar de que los planes de desarrollo secundario parecen demorarse de acuerdo a la curva de inyección y la experiencia. Es necesario realizarse una pregunta: ¿En qué nivel de producción de petróleo e inyección de agua estaremos dentro de 5 años? Estaremos inyectando 1 MMm³/d, 1,5 MMm³/d o seguirá demorado el desarrollo secundario por distintas causas (económicas, técnicas). Es obviamente importante saber hacia dónde vamos para definir los pasos previos que deben realizarse para lograrlo.

Estado de Pozos – Marzo 2016: la **Figura 8** muestra el estado de pozos según los distintos colores: (i) verde: productores de petróleo activos, (ii) azul: inyectores, (iii) rojo: productores de gas, (iv) negro: abandonados o a abandonar y (v) en gris: parados por cualquier causa. Como fue mencionado existen 11,500 pozos parados que muestran una oportunidad, los que podrían ser utilizados en parte (analizados previamente sus estados mecánicos y evaluados dentro de proyectos) como productores (de petróleo, agua o gas) o inyectores de agua. Cabe mencionar que muchos de los cuales son parte de los planes de desarrollo futuro contemplados en las reservas y recursos informados aunque no se conoce que proporción.

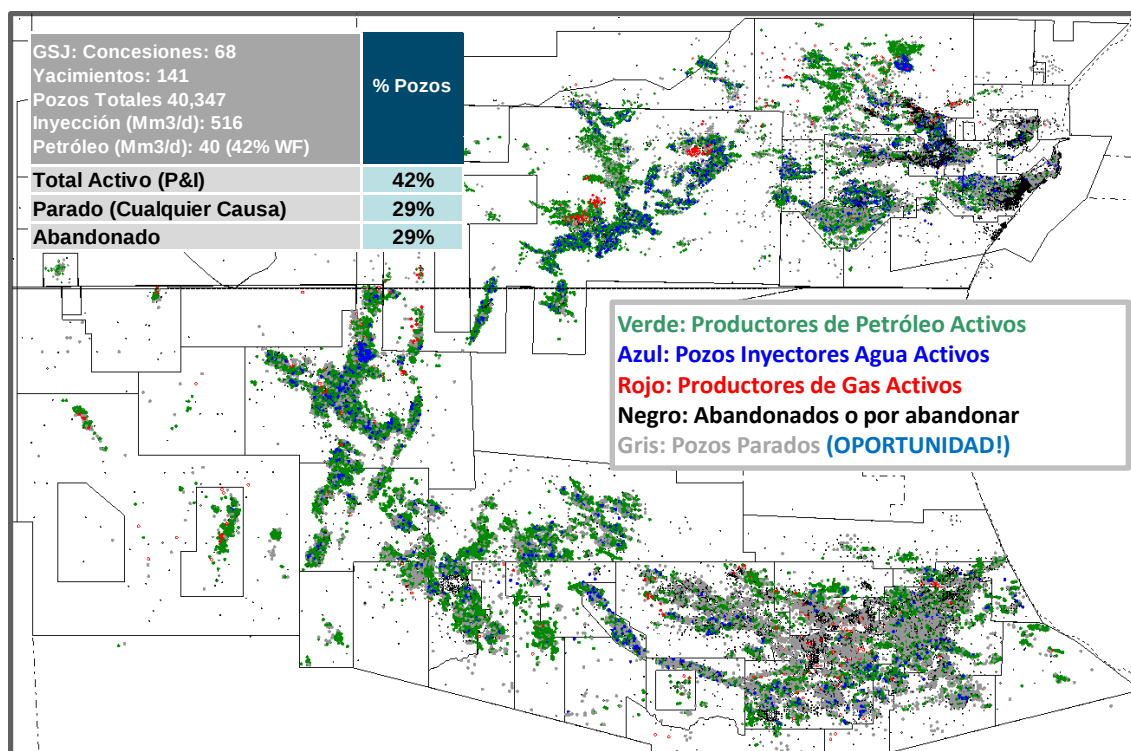


Figura 8: Estado de Pozos - Marzo 2016 - Cuenca GSJ

Las siguientes figuras (**Figuras 9, 10 y 11**) muestran los tipos de pozos filtrados de la base de datos para observar arealmente el desarrollo secundario y el estado de pozos parados:

La **Figura 9** muestra solo los pozos productores de petróleo e inyectores activos lo que permite observar que porción tiene primaria y secundaria en forma areal.

La **Figura 10** muestra solo los pozos inyectores, lo que permite apreciar el real desarrollo secundario y aproximarse a comprender la intensidad de ese desarrollo, las zonas intensamente azules (pocas) son aquellas que tienen mayor cantidad de inyectores y mayor confinamiento de productores en distanciamientos entre pozos bajos de 300 m y hasta en algunos casos de 170 m. Estos últimos en general han sido diseñados ya que presentan verticalmente un apilamiento de reservorios significativo.

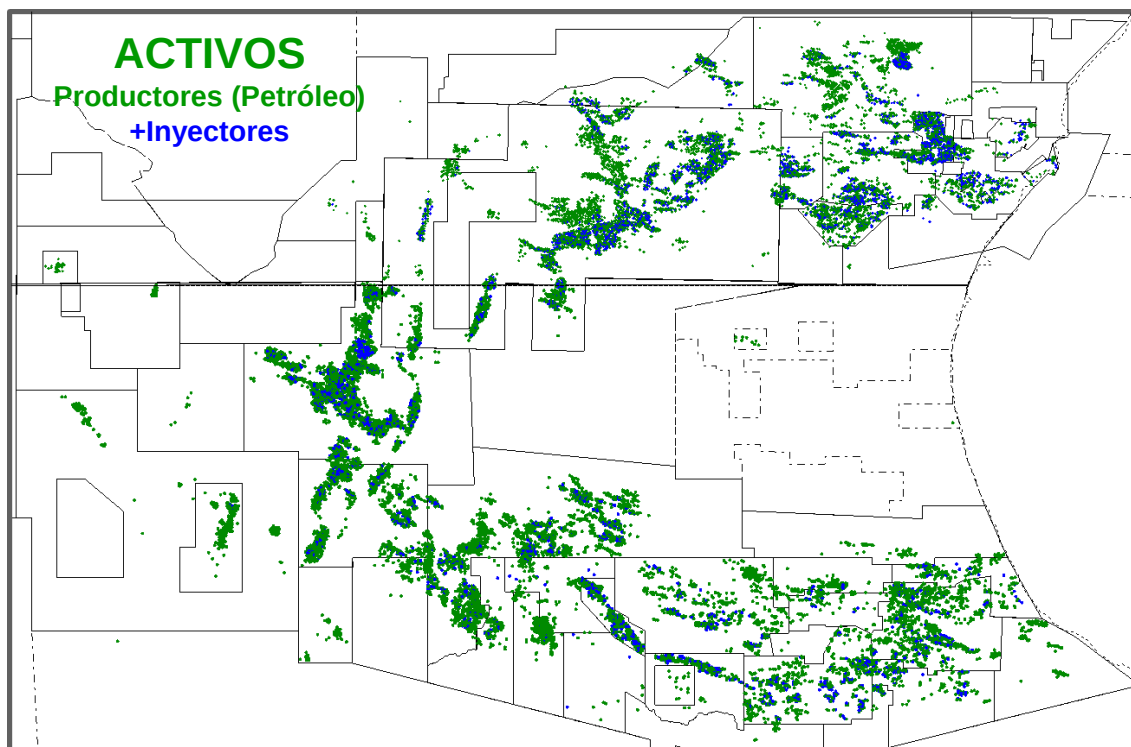


Figura 9: Pozos Activos Productores de Petróleo e Inyectores de Agua - Cuenca GSJ

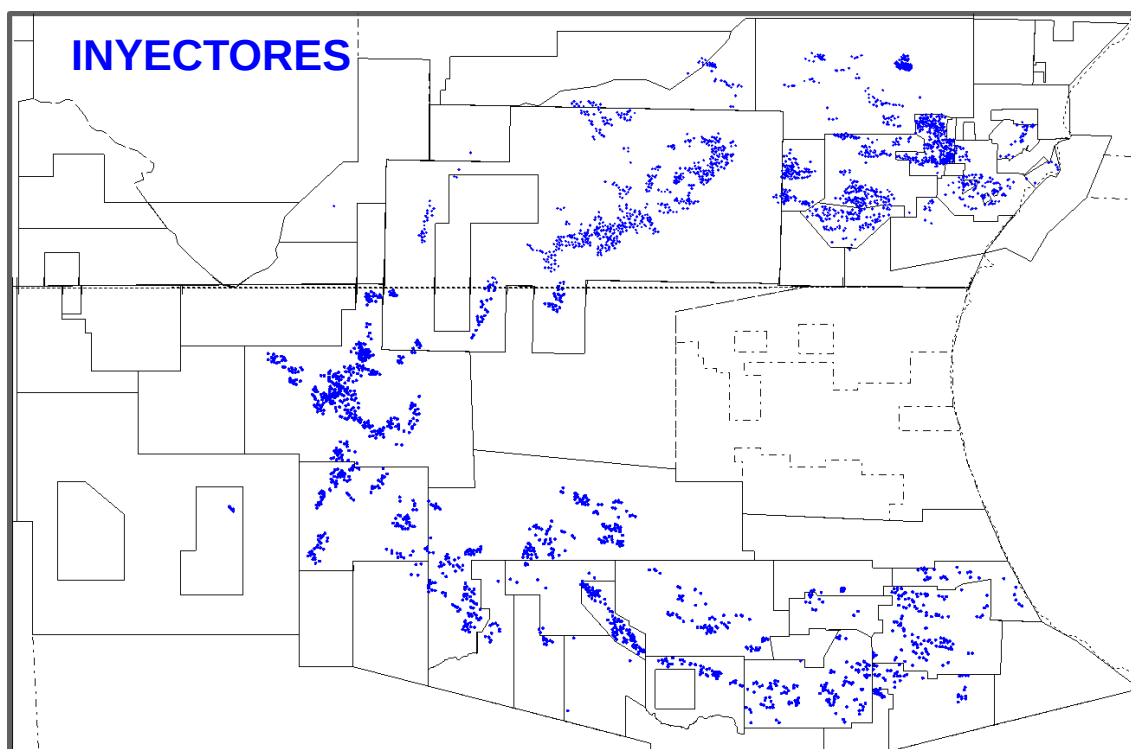


Figura 10: Pozos Activos Inyectores de Agua Marzo 2016 - Cuenca GSJ

Comparando ambas imágenes anteriores puede apreciarse zonas aun sin procesos de WF en marcha o desarrollo parcial del WF.

Finalmente la **Figura 11** muestra arealmente la distribución de los 11,500 pozos parados por cualquier causa los que eventualmente serían utilizados en el desarrollo de las reservas informadas, aunque teniendo en cuenta el historial de pozos parados (**Figura 7 – Inferior, zona en gris**) no parece cambiar a lo largo de los años. Estos pozos tienen un potencial incierto (ya que no se conoce su estado mecánico y antigüedad) pero de interés.

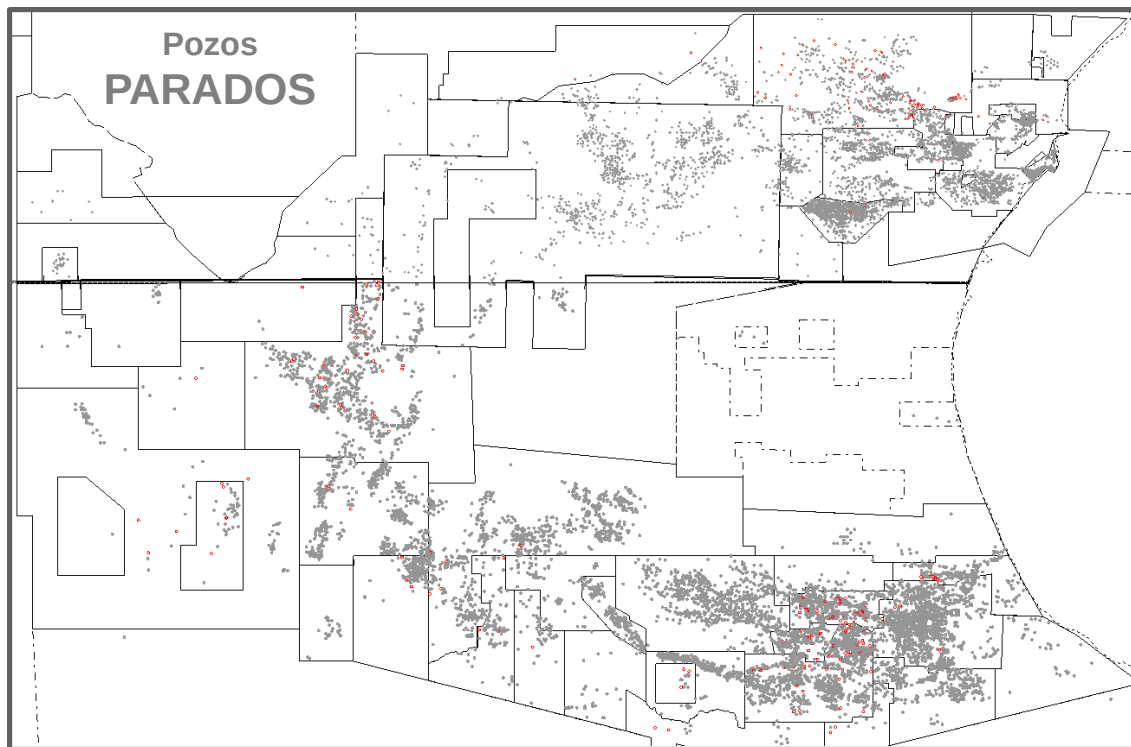


Figura 11: Pozos Parados Marzo 2016 Cuenca GSJ

La cobertura areal de los pozos parados es uniforme en todas las concesiones destacándose las concesiones más antiguas con mayor cantidad o proporción de pozos parados. Los pozos en rojo muestran aquellos pozos parados y en reserva de gas.

3. MADUREZ Y PUNTOS CLAVE DEL DESARROLLO

Existen distintos tipos de factores de medición de la madurez en la literatura y en publicaciones regionales: (i) Factor de Agotamiento: Acumulada de Petróleo sobre EUR o (Recuperación Final de Petróleo) mayor al 75%, (ii) RAP relación agua petróleo (mayor a 10 o 20 también como % de agua)), (iii) producción diaria promedio por pozo y (iv) antigüedad de las instalaciones. Estos 3 últimos factores de producción se refieren a una limitación de producción económica. Autores han relacionado por un lado el factor de agotamiento vs la edad del yacimiento para calificar distintos tipos de yacimientos (Jóvenes, Viejos, Maduros Marginales y Terminales) sin embargo ninguno de estos calificadores parece ser clave para saber si son o no son maduros.

Lo apropiado para conocer la madurez de los yacimientos es comparar el EUR estimado vs los OOIP (Original Oil In Place) evaluando los factores de recuperación finales y óptimos por tipo (Primarios, Secundarios, Terciarios).

A falta de la información anteriormente mencionada (OOIP y FR Óptimos por yacimiento) podríamos intentar aproximarnos a conocer la madurez del yacimiento agregando el análisis del tipo de explotación que tiene cada yacimiento (Primario,

Secundario, Terciario). Un gráfico que acerca a la división de yacimientos podría ser el de Factor de Agotamiento vs RAP, donde se observan comportamientos diferentes.

La **Figura 12** muestra el Factor de Agotamiento vs el RAP por yacimiento de la cuenca del GSJ. En la figura las burbujas representan los EUR de cada yacimiento y los colores representan el estadio del desarrollo por tipo, los verdes están a marzo de 2016 con desarrollo primario, los azules en desarrollo secundario y los rosas y negros son aquellos más avanzados en desarrollo secundario. Los rosas son aquellos que hemos observado que parecen tener un desarrollo maduro mientras que los negros ya son yacimientos muy antiguos con una gran cantidad de pozos abandonados. Las líneas rojas muestran los límites antes mencionados para la definición de yacimientos maduros (Factor de Agotamiento mayor a 75% y RAP mayor a 20). La flecha rosa indicaría tentativamente la evolución del desarrollo del yacimiento, de yacimientos jóvenes (desarrollo nuevo primario) a avanzados con secundaria y luego maduros.

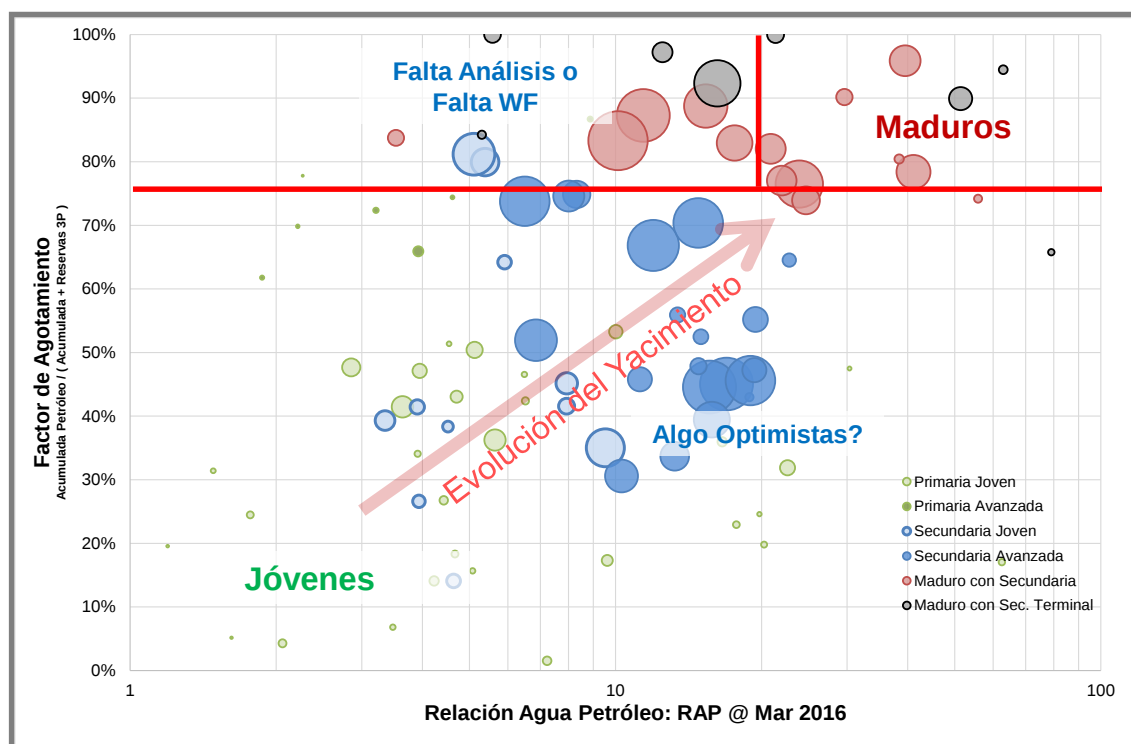


Figura 12: Factor de Agotamiento vs RAP por Yacimiento Marzo 2016 Cuenca GSJ

Las conclusiones que se pueden obtener de este gráfico son:

Aun así en el caso de la CGSJ hay que observar la intensidad de la Secundaria (vista como confinamiento, fracciones contactadas y eficiencia) y a su vez observar dentro de cada yacimiento sus bloques para poder aseverar la madurez del yacimiento.

La siguiente tabla (**Tabla 1**) muestra un resumen de ciertas características por tipo de yacimiento donde se observan las acumuladas a marzo de 2016, las reservas 3P a diciembre de 2014 y un EUR calculado como suma de ambos (cabe destacar que debería realizarse la estimación con la nueva información de reservas para una estimación mas apropiada) y luego los parámetros promedio de FA, RAP, relación productor inyector, cantidad de inyectores y porcentaje de abandonos.

Tipos de Yacimientos	Acum Pet MMm3	Res. 3P MMm3	EUR MMm3 MMm3	FA	RAP	Relacion Prod/Iny	Inyectores	%Aban
Primaria Joven	29.5	49.8	78.3	47%	6	30	32	33%
Secundaria Joven	69	54	123	46%	6	6.3	312	15%
Secundaria Avanzada	284	237	521	53%	13	4.7	1421	15%
Maduro con Secundaria	295	59	354	82%	19	3.2	1160	26%
Maduro con Sec. Terminal	75	5	80	90%	21	2.5	148	65%
Totales Evaluados	752	405	1,157	65%	13	4.6	3073	11,533

Tabla 1: Características por Tipo de Yacimiento

De esta tabla puede observarse que hay potencial en: (i) yacimientos sin WF (Primaria Joven), (ii) en la utilización de los pozos parados en general (29% del total) aclarando también que muchos deben estar en los planes de desarrollo de las reservas informadas, (iii) en los yacimientos con WF Joven y Avanzado cuyas relaciones productores inyectores activos muestra insuficiente desarrollo y en especial bajo confinamiento de productores. Cabe mencionar que estos potenciales dependen principalmente de las condiciones técnico económicas de cada caso.

Casos Evaluados y Resultados: La experiencia de equipos multidisciplinarios de VYP y de nuestros clientes durante 15 años con una metodología detallada³ y con una cobertura areal importante en la cuenca nos permite realizar muchas observaciones y estimaciones. La **Figura 13** muestra arealmente los estudios de bloques realizados los que involucran un 13% de los pozos totales de la cuenca y un 25% de la inyección de agua actual (si sumamos los caudales históricos de agua inyectada de cada bloque estudiado).

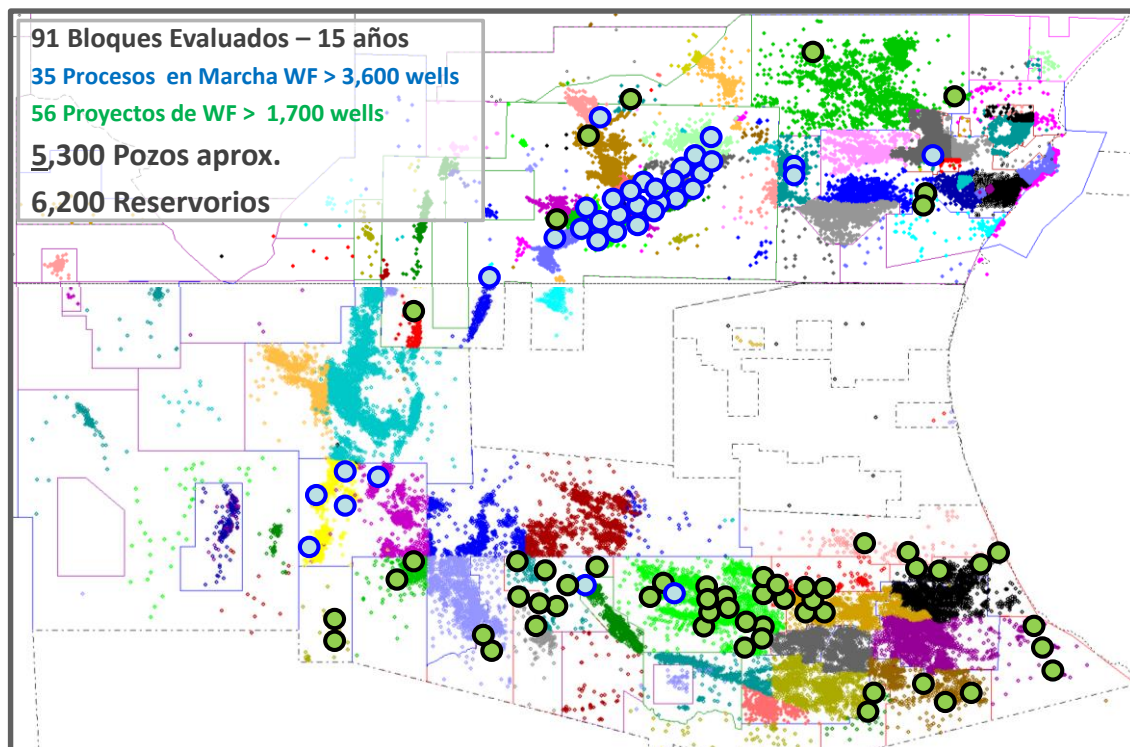


Figura 13: Bloques Estudiados en la Cuenca GSJ – VYP Consultores SA

³ SPE 131360 “Simulation, Design and Management of Waterflooding Projects in Mature Multi-Storey Fields in the Golfo San Jorge Basin – Argentina - 2010”

La **Tabla 2** muestra un resumen de resultados de los estudios con indicación de la cantidad de pozos evaluados, la inyección original del estudio y el incremento de inyección propuesto, los trabajos propuestos y el incremento de petróleo asociado.

Item	Wells	Inyeccion Mm3/d	Trabajos Propuestos	Incremento Petróleo MMm3	Incremento Inyección Mm3/d
35 Procesos de WF	3,600 (9%)	132 (25%)	2,515	41.8	282
56 Proyectos WF	1,700 (4%)	-	1,259	17.8	92

Tabla 2: Resultados de Trabajos Propuestos e Incrementos Obtenidos de Estudios

Los porcentajes en los pozos e inyección indican una comparación con el total de la cuenca. Se diferencia en la tabla los procesos de WF en marcha (35 bloques) de aquellos proyectos de WF (56 que no tenían inyección de agua aun).

Problemas y Oportunidades en el Desarrollo con WF: Todo este historial de estudios ha permitido conocer: características generales, eficiencias, factores de recuperación por tipo, fracciones contactadas por WF y conocer los **problemas** (y oportunidades) de cada bloque (**Figura 14**):

Asociados a Características de Reservorios

- Conectividad Lateral (areal): no conexión
- Anisotropía Areal: Diferentes características por dirección
- Heterogeneidades Verticales & Algunas Extremas

Asociados a Diseño, Implementación, Monitoreo y Seguimiento de WF

- Falta de Confinamiento de productores
- Problemas de Balances de Fluidos
Producción / Inyección Global y Parcial
Selectividad
Distribución Areal y Vertical de la Inyección
- Tiempo Limitado del Proceso de WF

Economía: (Precios, OPEX, CAPEX) en ciertos casos (y más con los precios actuales) impactan en el diseño de WF (menos inyectores y nuevos pozos) condicionando los incrementales de petróleo económicos.



Figura 14: Problemas Asociados a Reservorios y a Diseño Implementación Monitoreo y Seguimiento de Procesos de WF

Puntos Clave del Desarrollo de la Cuenca del Golfo San Jorge:

De acuerdo a la experiencia lograda podría mencionarse que para el desarrollo de la cuenca los puntos clave del desarrollo podrían ser por tipo de desarrollo: *Por Primaria* (estado joven a avanzado de los yacimientos) depende del desarrollo de avanzada y la exploración. *Por Secundaria* (la más significativa en el estado actual): Depende de conocer: (i) las fracciones contactadas o a contactar por el WF, (ii) las eficiencias totales del WF (o FR% incrementales), (iii) los problemas del desarrollo por WF: falta de confinamiento, desbalances, tiempos limitados de los procesos de WF. Evidencian

falencias importantes en el Diseño, Monitoreo y Seguimiento, y (iv) la economía de los proyectos. *Por Terciaria* (de menor impacto actual): depende del conocimiento aplicado en yacimientos y principalmente de la economía de los proyectos.

4. POTENCIALES Y CONCLUSIONES

Las acumuladas de petróleo de la cuenca es 751 MMm3 (a marzo 2016), las reservas 3P informadas en la Secretaria de Energía son 405 MMm3 y los recursos informados son 21 MMm3 mas (R&R a diciembre de 2014).

Las conclusiones de este análisis son: (i) la Cuenca del Golfo San Jorge no es madura. Y tiene grados diversos de desarrollo por yacimiento (y bloques), (ii) para una estimación estratégica y general de potenciales adicionales a las R&R (que efectivamente existen de acuerdo a los grados de avance de los desarrollos y a las oportunidades mencionadas en este análisis) es necesario conocer los OOIP y los factores de recuperación (FR%) finales óptimos por tipo (PRI-SEC-TER), datos que no son públicos, (iii) para evaluar las R&R informados y estudiar potenciales adicionales en detalle es necesario conocer los puntos clave basados en estudios.

En base a la experiencia pueden considerarse ciertos **potenciales por WF** (previo o en paralelo con la terciaria) relacionados con: (i) **Proyectos nuevos de WF** probablemente ya informados en R&R, (ii) **Optimización del Procesos de WF**, muchas veces ni siquiera imaginados y probablemente mucho potencial fuera de los R&R informados. (Ejemplos de: estudios de 35 bloques dieron un incremento del **3%** del FR% (o 42 MMm3 en el 9% de los pozos de la CGSJ), (iii) **Desarrollo por WF Infill**: muy pocos yacimientos lo han realizado hasta 170 m entre pozos y los de mayor apilamiento de reservorios y (iv) **Otras opciones potenciales**: Mayor confinamiento de productores (menos productores y más inyectores 2:1, 3:1) y aceleración de la inyección y/o (etapas verticales de inyección).

El Potencial claramente está presente en la cuenca petrolífera más grande de Argentina; debemos realizar esfuerzos que permitan analizar la estrategia de desarrollo de mediano y largo plazo general, basado en el análisis del potencial de la cuenca, la revisión de los planes actuales, teniendo en cuenta las condiciones técnicas de cada yacimiento y las recientes condiciones económicas. Este análisis estratégico debiera definir pasos a seguir que permitan contribuir (y no limitar) al desarrollo de las comunidades, de las empresas, con el aporte de los estados provinciales y nacionales.

Autores: Gustavo Palacios – Vicepresidente de VYP Consultores SA. – 2016. www.vyp.com.ar, Alexis Airala – SPE Argentina, Fernando Tuero – Presidente de VYP Consultores SA.

Referencias:

1. Chebli P.: “Un Debate Necesario: ¿Yacimientos Maduros para Quién?” Revista Petroquímica, Petróleo, Gas, Química y Energía 313 – 2015.
2. Charlez P.: “Management of Mature Fields – A Key for the Energetic Future” World Petroleum Congress, Spain 2008, Forum 02: Increased Oil and Gas From Mature Fields.
3. Babadagli, T.: “Mature Field Development – A Review”. SPE93884. Presented in SPE Europec/EAGE Annual Conference – Madrid 2005.
4. Tuero F., Palacios G: SPE 131360 “Simulation, Design and Management of Waterflooding Projects in Mature Multi-Storey Fields in the Golfo San Jorge Basin – Argentina” – 2010.
5. Palacios G. “Análisis de WF en las cuencas GSJ y NQN” Algunos Casos Históricos y Oportunidades de Desarrollo Adicional para Incrementar Producciones y Reservas de Petróleo. Jornadas de Secundaria y Asistida 2012 – Mendoza, Argentina.