

CIEN AÑOS DE MODELOS GEOLÓGICOS EN LA CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE

Jorge J. HECHEM

YPF SA., Neuquén, Argentina. E-mail: jorge.hechem@ypf.com

RESUMEN

El descubrimiento de petróleo en Comodoro Rivadavia en 1907 no fue precedido por estudios orientados a ese objetivo. Luego del descubrimiento se plantearon distintos modelos estructurales y estratigráficos en el yacimiento y sus cercanías, pero no se realizó un trabajo exploratorio sistemático y organizado. A partir de la creación de YPF en 1922 se organizaron los estudios geológicos de exploración y desarrollo, y se expandió la actividad a otros sectores de la cuenca. Con el objetivo principal en los reservorios chubutianos y siguiendo las fallas principales, se produjeron importantes descubrimientos en los flancos norte y sur. El modelo anticlinal se aplicó en la faja plegada central con pobres resultados. En la década de 1950 la sísmica 2D impulsó los modelos estructurales de fallas normales y pliegues tipo *roll over* asociados, y se produjeron los mayores descubrimientos de la cuenca en los flancos norte y sur. En la década de 1970 la aplicación de nuevos modelos estratigráficos y de trampas combinadas llevó a descubrimientos importantes en la faja plegada. En el sector oeste se han aplicado varios modelos estructurales y estratigráficos con distintos objetivos además del Chubutiano, pero hasta ahora sin resultados relevantes. La exploración *offshore*, con modelos análogos a los de los flancos norte y sur, ha tenido éxitos geológicos pero no económicos.

Palabras clave: *exploración, YPF, historia, petróleo*

ABSTRACT

Hundred years of geological models in the Golfo San Jorge Basin

The 1907 Comodoro Rivadavia oil discovery was not preceded by any geological studies. Following the discovery, structural and stratigraphic models were proposed, but without a systematic exploratory work. After the creation of YPF in 1922, geological exploration and developmental studies were organized, and the activity spread out to other areas of the basin, with the main focus on the Chubutian reservoirs. Exploring the continuity of major faults to the west led to important discoveries in the North and South flanks. The anticlinal model was applied in the central fold belt with poor results. In the 1950s, 2D seismic survey triggered structural models of normal faults and associated roll-over folds, and the greatest discoveries of the basin in the north and south flanks occurred. The implementation of new stratigraphic and combined trap models in the 1970s led to important discoveries in the fold belt. In the western sector, several structural and stratigraphic models for different objectives, besides the Chubutian, have been implemented. The offshore exploration, with models analogous to those of the north and south flanks, has had geological success but with little economic profit.

Keywords: *exploration, YPF, history, oil*

INTRODUCCIÓN

La historia oficial dice que el petróleo argentino se descubrió el 13 de diciembre de 1907 en el pozo N°2 de Comodoro Rivadavia, a unos 500 m de profundidad. El pozo era operado por la División de Minas, Geología e Hidrología, y su objetivo era encontrar agua para la nueva población.

Si bien en las últimas décadas del siglo XIX ya se exploraba en las provincias de Salta y Jujuy, y se producía gas y petróleo en Mendoza, el 13 de diciembre de 1907

marca el inicio pleno de la actividad tal como la conocemos hoy en el país, por lo que su importancia es innegable.

El desarrollo del yacimiento se inició casi inmediatamente, y su continua actividad mantuvo a la cuenca durante mucho tiempo como la principal productora de petróleo del país, posición que ostenta hoy después de más de 100 años del inicio.

Si bien hay versiones sobre la intención de buscar petróleo en la perforación de Comodoro Rivadavia, no hay documentación que lo avale, y todos los elementos disponibles indican que el objetivo era

encontrar una fuente de agua potable para el pueblo fundado en 1901. Pero debe tenerse en cuenta, por otro lado, que la compra y utilización de los equipos perforadores por parte de la Dirección de Minas, Geología e Hidrología evidencia una clara visión y preparación para la búsqueda de recursos del subsuelo, por lo que la aparición del “kerosen” en el pozo N° 2 no fue seguramente algo imprevisto, como lo demuestran la rápida reacción del equipo técnico y las medidas que se tomaron a continuación desde el gobierno nacional.

El objetivo de esta contribución es reseñar la evolución de los modelos geológicos que se utilizaron a lo largo de los primeros 100 años de actividad exploratoria en la cuenca. Inevitablemente será una reseña incompleta a causa de la dificultad para conseguir muchos de los documentos y antecedentes, y tampoco avanzará más allá del año 2000, porque esa historia es prácticamente contemporánea y se está desarrollando actualmente.

LOS MODELOS GEOLÓGICOS ANTES DEL DESCUBRIMIENTO

Seguramente Darwin, luego del famoso viaje con el Beagle entre 1831 y 1832, fue el primer geólogo que escribió sobre la Patagonia en la primera mitad del siglo XIX (Darwin 1838). La mayoría de sus observaciones se refieren a afloramientos costeros, y sus incursiones en el interior fueron al norte o al sur de la cuenca. En las dos últimas décadas del siglo XIX, con el impulso de la generación del 80, una gran cantidad de científicos, la mayoría europeos, se interesaron en la fascinante geología y paleontología de la Patagonia. La lista de publicaciones es muy larga y contiene arduas discusiones. Sin embargo, y principalmente en base a los trabajos de compilación de principios del siglo XX, puede decirse que salvo las observaciones sobre los afloramientos costeros mayormente terciarios, hay pocas referencias a la estratigrafía y estructura de la cuenca tal como hoy la conocemos. La mayor parte de las discusiones de la época estaban centradas en los fósiles, sus edades, el posible origen sudamericano de las faunas de mamíferos o la existencia de un paleocontinente hundido que uniera Sudamérica y África. En el extenso trabajo de Florentino Ameghino (1906) puede encontrarse una lista bibliográfica de las publicaciones existentes hasta ese momento, con abundantes comentarios del autor.

Posiblemente su hermano, Carlos Ameghino, haya sido el primer geólogo que publicó un esquema estratigráfico y estructural del relleno de la cuenca, basado

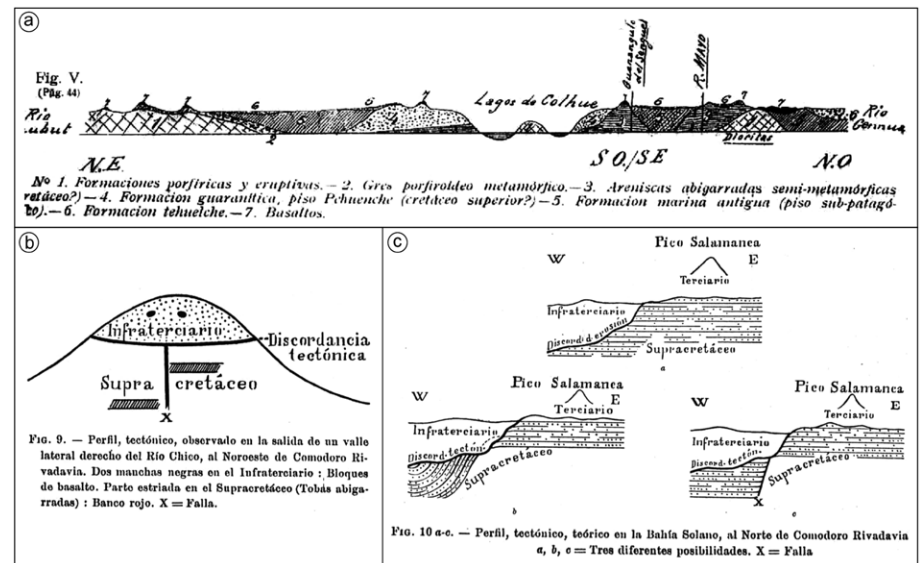


Figura 1: a) Corte NE-SO / SE-NO entre el río Chubut, Codo del Senguer, los lagos Musters y Colhue Huapi y el río Genoa, según Ameghino (1890). La unidad identificada con el número 3 son las “Areniscas abigarradas del Cretácico” o Chubutiano, que se representan aflorando en el Codo del Senguer (Guanangulo del Senguel) y en la margen norte de los Lagos de Colhue. b,c) Cortes de Schiller (1925) representando interpretaciones estructurales en los niveles superiores del Chubutiano y su relación con el Terciario en diferentes sectores de la cuenca.

en sus observaciones de un viaje de 1888 por los valles de los ríos Chubut, Senguer y Chico, y que con las imprecisiones lógicas de la magnitud y escala del mismo, le permitieron definir una extensa cuenca rellena con “...la más grande é imponente de las formaciones sedimentarias de la Patagonia...” “...que llamaremos de las areniscas abigarradas” (Ameghino 1890). Esta unidad estratigráfica, a la que luego su hermano Florentino llamó Chubutienne, es el Chubutiano redefinido luego por los geólogos de YPF a fines de la década de 1920 (Feruglio 1929, 1949), y que alberga el principal sistema petrolero de la cuenca. En su breve informe, Carlos Ameghino describe la posición de las capas chubutianas estructuradas en el Codo del Senguer por debajo del terciario marino, y su acuñamiento hacia el norte a lo largo del valle del río Chico (Fig.1a).

LAS PRIMERAS DISCUSIONES: ESTRUCTURA VERSUS FACIES

Cuando se produce el descubrimiento de petróleo en 1907, se suceden una serie de medidas administrativas por parte del gobierno nacional, como la inmediata re-

serva fiscal, y también se inician estudios geológicos con orientación petrolera. El primer geólogo en realizar un trabajo sobre el nuevo yacimiento fue Ricardo Stappenbeck, quien opina que el petróleo se encuentra en las “areniscas abigarradas” (en el sentido de Ameghino 1890), realiza varias observaciones semi-regionales y cita la presencia de afloramientos de petróleo en el río Chico (Stappenbeck 1909).

Posteriormente, y en varias ocasiones a partir de 1910, en viajes encomendados por el estado y por compañías privadas, Walter Schiller trabajó en la zona y elaboró varios informes, de los cuales una reseña muy completa en español se encuentra en Schiller (1925). Esta publicación, que se demoró a causa de la participación de Schiller en la guerra durante más de cuatro años, contiene una lista muy extensa y comentada de las publicaciones previas relativas a la geología de la región y del petróleo. Schiller también ubica al petróleo en las “areniscas abigarradas” en el sentido de Ameghino (1890), a las que considera continentales, pero intercaladas con capas marinas que habrían actuado como roca madre (las “capas con *Labillia luisa*”). En cuanto a las trampas, adhiere a la teo-

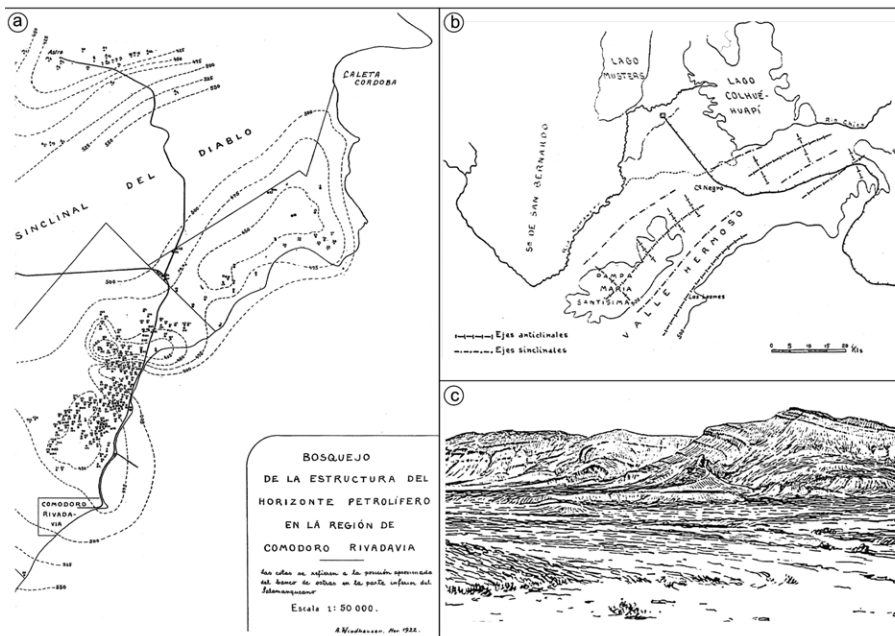


Figura 2: a) Mapa estructural del yacimiento entre Comodoro Rivadavia y Restinga Alí (Windhausen 1924). b) Lineamientos estructurales en el Valle Hermoso y Pampa María Santísima (Windhausen 1924). c) Dibujo del anticlinal del cerro Chenque, extremo norte de la Sierra Silva (Windhausen 1924).

ría anticlinal. Considera que no hay discordancias importantes entre el Terciario y el Cretácico, por lo que, salvo algunas fallas menores, opina que las estructuras visibles en los afloramientos costeros deberían mantenerse en profundidad (Fig. 1b y c). Respecto a la extensión lateral de la mineralización, menciona la presencia de afloramientos con petróleo en el valle del río Chico y en el codo del río Senguer. Debe tenerse en cuenta que si bien Schiller viajó a la región por primera vez en 1910, al publicar su informe en 1925 contó con gran cantidad de trabajos publicados en ese tiempo y con los datos de muchos pozos ya perforados.

Los trabajos de Stappenbeck y Schiller seguían el esquema estratigráfico de Carlos Ameghino y no ubicaban discordancias importantes entre el Terciario y el Cretácico. En 1916 y 1917 Hans Keidel trabajó en la sierra de San Bernardo, postulando una discordancia entre el Cretácico y el Terciario y segregando como pre-cretácicas a las capas chubutianas en el Codo del Senguer, plegadas por un evento diastrófico que consideró meso-cretácico y generador del orógeno que denominó Patagonides (Keidel 1917). Observó, además, que muchas de estas capas tenían impreg-

naciones de petróleo, por lo que pudo deducir que su origen era anterior, pero no avanzó en analizar su relación con el subsuelo de Comodoro Rivadavia.

Richard Wichmann realizó estudios sobre los pozos perforados en la zona, y en contraposición a las ideas de Schiller postuló que las capas del yacimiento se encontraban en posición casi horizontal y que la trampa estaba dada por la lenticularidad de los reservorios (Wichmann 1921). Esto llevó a una de las primeras discusiones geológicas sobre el sistema petrolero y el modelo aplicado, enfrentándose los que opinaban que el entrapamiento era “una cuestión tectónica” con aquellos que opinaban que era “una cuestión de facies”.

Anselmo Windhausen trabajó en la región entre 1919 y 1923. Analizó la estructura del yacimiento y extendió sus observaciones hacia el oeste, realizando analogías con la sierra de San Bernardo. Sostiene que las trampas son fundamentalmente estructurales, controladas por pliegues, y destaca el potencial de los anticlinales de Valle Hermoso y Pampa María Santísima. En sus palabras, la clave del entrapamiento era la “tectónica” y no las “facies”. En Windhausen (1924) se

resumen la mayoría de sus observaciones (Fig. 2).

En cuanto a la roca madre, había un cierto consenso entre los autores citados en asignarla a las “intercalaciones marinas” del Senoniano o “capas con *Labillia luisa*” que se encontraban en la parte superior de las “areniscas abigarradas” o de los “estratos con dinosaurios”. No existía todavía el concepto de una roca madre más profunda, sino que se pensaba en niveles generadores en gran parte muy cercanos o intercalados con los reservorios. Hacia 1930, con el desarrollo petrolero de la cuenca Neuquina, hubo incluso algunos intentos de correlacionar y emparentar ambas cuencas en cuanto a sus sistemas petroleros (Windhausen 1924).

La mayoría de los geólogos mencionados trabajaba en la Dirección de Minas, Geología e Hidrología o en universidades, y eran destinados por períodos variables al yacimiento de Comodoro Rivadavia y a Plaza Huinul. No eran geólogos petroleros expertos, y algunas de sus interpretaciones en el tema hoy pueden parecerse ingenuas, como aquella que suponía una conexión petrolera de subsuelo entre Neuquén y Comodoro Rivadavia, pero que ubicadas en el contexto histórico en que fueron elaboradas, permiten imaginar el carácter de las ideas vigentes y las discusiones que se originaban. Se cita como ejemplo la opinión de Windhausen, quien argumentaba en contra de la opinión de que las trampas eran puramente estratigráficas y controladas sólo por la lenticularidad y petrofísica de las capas: “En esta forma todo resultado de un pozo queda librado simplemente a la casualidad... De ser así el trabajo del geólogo hubiera tenido de antemano un carácter de escaso valor práctico” (Windhausen 1924, p.176)

LOS PRIMEROS GEÓLOGOS DE YPF

Entre 1922 y 1923 se encadenan dos hechos muy relevantes para la historia de la industria petrolera nacional en general y para la evolución del conocimiento geológico de la cuenca en particular, se crea la empresa YPF (Yacimientos Petrolí-

feros Fiscales), con Enrique Mosconi al frente, y con el fin de jerarquizar el nivel técnico se nombra a Guido Bonarelli como Jefe de la División Geología (Turic y Ferrari 1999). Guido Bonarelli era un destacado geólogo italiano, que conocía la geología patagónica, y que impulsó la sistematización de los estudios destinados a caracterizar los yacimientos y a orientar la exploración. Con ese objetivo comenzaron a incorporarse a YPF geólogos con experiencia reconocida en el tema petrolero y otros destinados a desarrollarse y fortalecer el cuerpo técnico. En enero de 1925 llega el italiano Egidio Feruglio (Fig. 3a), quién habría de convertirse en un símbolo de la geología patagónica por la importancia y alcance de sus trabajos en toda la región. En mayo de ese mismo año Feruglio es nombrado Jefe de la Sección Geología del yacimiento de Comodoro Rivadavia, dependencia que se crea en esa fecha con el objetivo de tomar "...intervención en todos los asuntos de su especialidad científica, no solo relacionados con las explotaciones en curso, sino también, y muy especialmente, con la exploración de los terrenos de la reserva fiscal y resto de la zona petrolífera de Comodoro Rivadavia." (Nota CR N° 613 del 22 de mayo de 1925, firmada por Enrique Mosconi comunicando a la administración de CR el nombramiento de Feruglio y su misión). En 1926 YPF contrata al ingeniero en minas y geólogo ruso Vladimiro Vinda para el yacimiento de Comodoro Rivadavia. Vinda tenía una amplia experiencia profesional en la zona del Báltico, Medio Oriente y otros ámbitos internacionales. Estudió las muestras y perfiles de más de 600 pozos y realizó varias salidas al campo. Entre otras conclusiones importantes, corrigió una interpretación de Keidel y Windhausen, que consideraban basamento triásico al Chubutiano de la sierra de San Bernardo, reubicándolo en el Cretácico y correlacionándolo con las capas productivas del subsuelo de Comodoro Rivadavia (Vinda 1928). En 1927 se crea la Comisión Geológica del Golfo San Jorge, a cargo de Enrico Fossa-Mancini (Fig. 3b), la cual estaba conformada por un equipo de geólogos italianos, rusos y argentinos, cuyos traba-

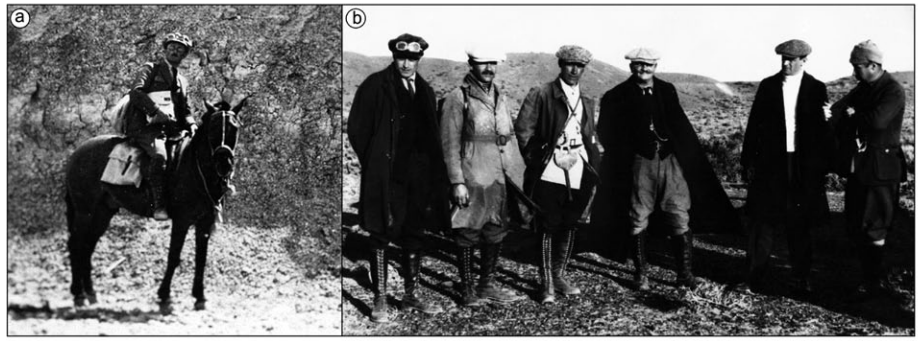


Figura 3: Los primeros geólogos de YPF. a) Egidio Feruglio. b) Vladimiro Vinda, geólogo del yacimiento, cuarto desde la izquierda, con los integrantes de la Comisión Geológica, Alejandro Stessin y Alejandro Piatnitzky, segundo y tercero desde la izquierda, y Enrico Fossa-Mancini, primero desde la derecha. Foto de una salida al campo en 1927.

jos y observaciones sentarían las bases de la geología de la cuenca tal como la conocemos hoy, y darían inicio a una verdadera escuela de exploración (Hechem 1992, Turic y Ferrari 1999). Egidio Feruglio, Alejandro Piatnitzky, Alejandro Stessin, Traian Serghiescu, Danilo Ramacioni, Dimitri Chahnazaroff, Vicente Franceschi, José Biondi, Ivo Conci, María Casanova, entre otros, son algunos de los integrantes y cuyos nombres se repiten en numerosos informes internos y en distintas publicaciones entre los años 1927 y 1931, la mayoría de ellas en la revista BIP (Boletín de Informaciones Petroleras), editada por YPF. Un buen resumen de las ideas de estos geólogos en aquel momento puede encontrarse en Feruglio (1929) o en Fossa-Mancini (1932). Gran parte de las observaciones están también compiladas e integradas en la obra cumbre de la geología patagónica, los tres tomos de la "Descripción geológica de la Patagonia", elaborados por Feruglio y editados por YPF en 1949 y 1950 (Feruglio 1949).

LA EXPLORACIÓN DEL FLANCO NORTE

Uno de los primeros trabajos abordados por la Comisión Geológica fue ajustar la estructura del yacimiento a partir de la nivelación de las capas terciarias. Esto permitió ver la relación entre las fallas pequeñas visibles en afloramientos del Terciario costero, las grandes fallas de la Reserva Fiscal y las acumulaciones de petróleo, generándose así un modelo estructural de entrapamiento que resultó

ser muy eficiente (Fig. 4a y b).

Siguiendo esos lineamientos hacia el oeste, se descubrieron entre 1928 y 1936 los grandes yacimientos del llamado flanco norte, como Cañadón Perdido, Diadema, Escalante, Manantiales Behr, El Trébol, Pampa del Castillo, El Tordillo, etc. (Turic y Ferrari 1999). Con el mismo modelo, continuando los lineamientos hacia el norte y este, y aprovechando las amplitudes mareales patagónicas, se desarrollaron Caleta Córdova y Restinga Alí.

LOS ANTICLINALES DEL OESTE

El proyecto de 1927 de Fossa-Mancini contemplaba el estudio del yacimiento y sus alrededores en la primera etapa, y luego extender los mapeos hacia el oeste hasta la sierra de San Bernardo, para evaluar las estructuras anticlinales ya conocidas. Como resultado de estos trabajos de geología de superficie, en 1929 se abordó la perforación de los anticlinales del oeste, desde la sierra de San Bernardo hasta la localidad de Las Heras. El pozo A1 se ubicó en la Pampa de María Santísima y el A5 en Codo del Senguer, siguiendo un claro modelo estructural basado en analogías con otras cuencas de Medio Oriente y América del Norte (Fig. 4c y d).

LA EXPLORACIÓN PROFUNDA

La presencia de impregnaciones de petróleo en los afloramientos chubutianos de la sierra de San Bernardo y la integración re-

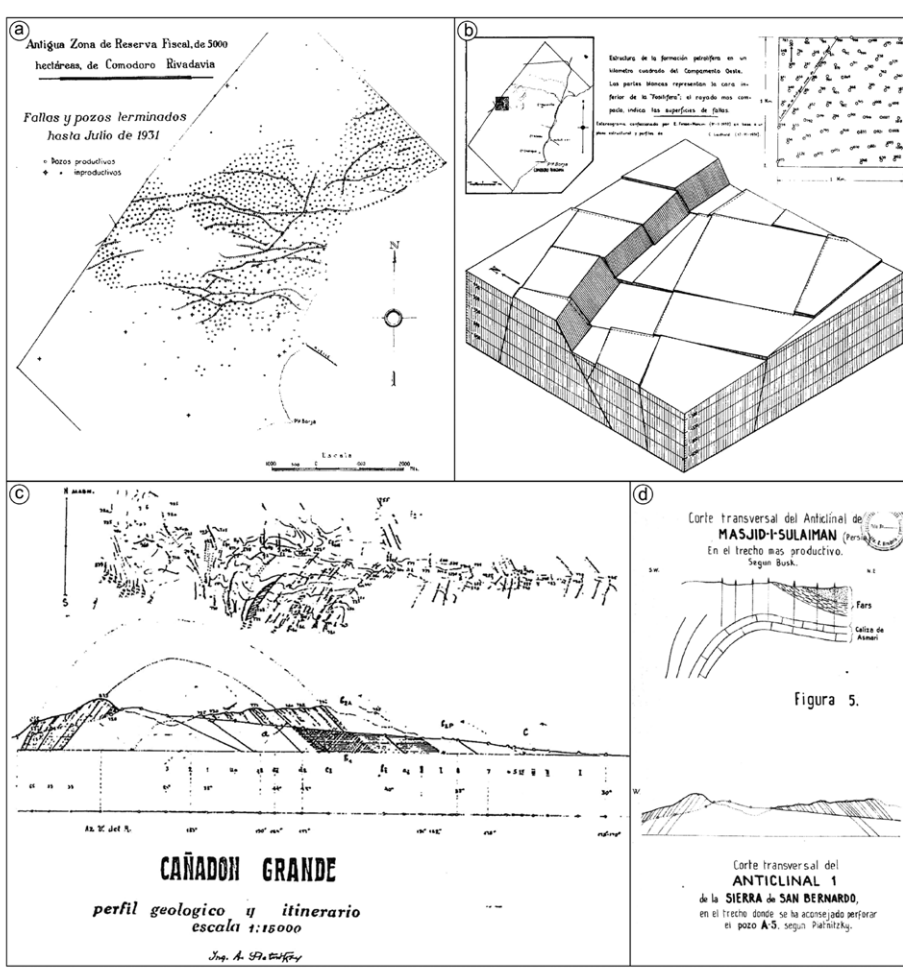


Figura 4: a) Mapa con fallas y pozos del yacimiento de Comodoro Rivadavia en 1931. b) Diagrama tridimensional con el modelo de fallas interpretado en el mismo yacimiento, a partir de afloramientos y de la información de pozos (Fossa-Mancini 1932). c) Mapa y corte estructural del anticlinal del Codo del Senguer (Piatnitzky 1928). d) Analogía con un anticlinal de Persia utilizada para apoyar la ubicación propuesta del pozo A5 en el anticlinal del codo del Senguer (Piatnitzky 1928).

gional surgida de los trabajos de la Comisión Geológica, permitieron asumir que existía una roca madre profunda y aún no conocida, y que había reservorios aún no investigados en la columna chubutiana por debajo de los niveles productivos de Comodoro Rivadavia, ya que ningún pozo había alcanzado el basamento porfirítico que afloraba hacia el norte y sur de la cuenca. En el "Yacimiento Fiscal" los pozos más profundos no habían superado los 753 m, pero en el área de "Diadema Argentina" se había perforado un pozo profundo a más de 1600 m, el G2, que encontró niveles arenoconglomerádicos con rastros secos de petróleo. Esto alentó la perforación de un pozo "profundo" en la concesión fiscal, el 860, que se perforó en 1927 en una culminación estructural

del *pool* de Valle C (un modelo estructural simple de acuerdo a la teoría anticlinal). El pozo alcanzó los 1635 m, y no tuvo un buen resultado petrolero, lo que sumado a las complicaciones técnicas y restricciones presupuestarias pusieron un freno a la investigación profunda. Sin embargo, comprobó la existencia de una importante columna chubutiana con múltiples reservorios mineralizados, fortaleciendo la idea de una roca madre más profunda y el llenado de las trampas por migración a través de fallas y comunicación de niveles permeables. A casi cien años y luego de miles de pozos perforados, y contando con muchísima más información, ese es el esquema del sistema petrolero vigente para el flanco norte y gran parte de la Cuenca del Golfo San Jorge.

El avance de la exploración y el desarrollo de los yacimientos del flanco norte hacia el oeste permitió incorporar reservorios chubutianos aun no alcanzados en el Campamento Central, tales como el horizonte Escalante cercano a los 800 m de profundidad, o los niveles productivos de 1200 m en el yacimiento El Trébol. Esto llevó a retomar a fines de la década de 1930 la exploración profunda en el Campamento Central, buscando las culminaciones y *roll overs* en la convergencia interpretada de las fallas, por debajo de los 1000 m, perforando en el bloque bajo de la falla antitética y pasando en profundidad al bloque alto. Este modelo estructural, generado mucho antes de contar con la sísmica, es posiblemente el que mejores resultados ha tenido en la cuenca, en especial en el flanco norte.

LA VISIÓN DE LOS AÑOS 30

Enrique Mosconi renunció a YPF el 9 de setiembre de 1930, tres días después del golpe de estado que derrocó al presidente Yrigoyen. Unos años después, en 1936, se publicó su libro "El Petróleo Argentino", en el que entre datos y reseñas de su gestión, presentó un mapa que resume la visión regional de la exploración en la Cuenca del Golfo San Jorge a principios de esa década.

En el mapa incluido en el libro, se indican, además del sector cercano al yacimiento, cuatro zonas: a) una zona sobre la que se extienden las formaciones petrolíferas, y que indica el borde de la cuenca considerada útil a los efectos exploratorios en ese momento; b) una zona sobre la que se extienden los levantamientos topográficos y geológicos de detalle de YPF, que indica la proyección estratégica de la exploración hacia el flanco sur y hacia la sierra de San Bernardo; c) una zona explorada o en exploración por sondeos, que incluía por un lado los ahora conocidos como los mayores yacimientos de la cuenca y del flanco norte, y por el otro los anticlinales de la faja plegada en el oeste, y d) una zona geológicamente bastante explorada para ubicar nuevas perforaciones de exploración. La visión del mapa es de 1930 y refle-

ja particularmente el resultado de tres o cuatro años de actividad orientada y sistemática de la Comisión Geológica del Golfo Jorge. Hoy, a más de 80 años de ese mapa, no se han encontrado yacimientos importantes fuera de las áreas de interés allí indicadas.

EL CRUCE HACIA EL FLANCO SUR

La exploración del flanco sur comenzó quizás tímidamente a causa de la falta de información de superficie. Las estructuras eran seguidas por los suaves alabeos del Terciario y por medio de pozos estructurales. La campaña de pozos "O" fue desarrollada por YPF en 1938 con el objetivo de alcanzar unos 500 m por debajo del Glauconítico (Formación Salamanca, Terciario), correlacionando con Campamento Central, pero los buenos resultados obtenidos en niveles más profundos de algunos pozos del Flanco Norte alentaron a continuar la perforación del pozo O-12, que descubrió petróleo en niveles chubutianos a los 1600 m de profundidad, en Cañadón Seco cerca de Caleta Olivia. El mapeo y seguimiento de los lineamientos, al igual que en Flanco Norte, con la ayuda de los pozos estructurales y una geofísica incipiente, permitió definir bloques y extender los descubrimientos a Cañadón León y a Meseta Espinosa, y luego a otros yacimientos importantes del flanco sur.

EL IMPULSO DE LA SÍSMICA

La geofísica, y en especial la sísmica de reflexión, se utilizaban en la cuenca desde la década de 1930, aunque los resultados no eran demasiado confiables y su resolución muy baja (Hechem 1992, Turic y Ferrari 1999). La gravimetría era el método más utilizado, y combinado con los mapeos del Terciario y los pozos estructurales someros daban suficiente precisión para los pozos exploratorios. Pero durante la década de 1950 la sísmica de reflexión se perfeccionó y comenzó a ser utilizada como la gran herramienta para identificar las trampas asociadas a los

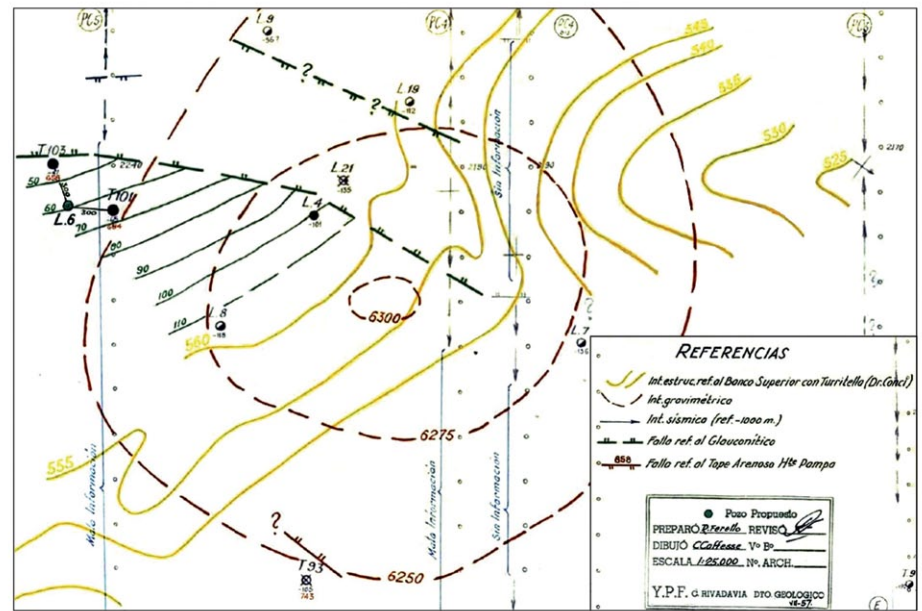


Figura 5: Mapa de la propuesta del pozo de explotación L.6 (Cañadón Lagarto), de 1957. Se observa la combinación de geología de superficie (curvas continuas y gruesas), gravimetría (curvas punteadas de trazo grueso), sísmica de reflexión (líneas continuas delgadas con orientación norte-sur) y pozos estructurales para definir la ubicación (YPF 1957).

modelos estructurales, tanto los anticlinales como los bloques fallados y rotados y las estructuras escalonadas de los flancos norte y sur. Al principio la sísmica se combinaba con la gravimetría, con los datos de superficie y con pozos estructurales someros, pero rápidamente se convirtió en la herramienta fundamental de mapeo (Fig. 5).

A fines de 1950 y principios de la década de 1960, el uso intensivo de la sísmica de reflexión (Fig. 6), sumado al impulso que la actividad exploratoria tuvo en el marco de la "batalla del petróleo" del gobierno del presidente Frondizi, llevó a que se mapearan y perforaran la mayoría de las posibles trampas estructurales visibles en ambos flancos, produciéndose entre 1958 y 1962 la mayoría de los grandes descubrimientos de la cuenca, como Bella Vista, El Cordón, Anticlinal Grande, Pico Truncado, Cerro Dragón, El Huemul, Koluel Kaike, Las Heras, Meseta Catorce y Cañadón de la Escondida, entre otros.

UN CAMBIO DE MODELO

Si bien los modelos de las décadas de 1950 y 1960, fortalecidos por la sísmica, apuntaban a identificar trampas estructurales,

la existencia de un control estratigráfico en la distribución y calidad de los reservorios era un factor aceptado por varios geólogos. Por ejemplo, el modelo de buscar espesamientos y mejoras de facies al pie de los taludes de las fallas directas impulsó varias propuestas en ambos flancos, como las de ubicaciones profundas en El Huemul y Koluel Kaike, en el Flanco Sur.

En el ámbito de la faja plegada que atraviesa la cuenca de norte a sur, los grandes anticlinales aflorantes en términos del Chubutiano alto y Terciario llamaron la atención desde los inicios de la exploración organizada, y fueron mapeados con detalle por la Comisión Geológica del Golfo San Jorge entre 1927 y 1929. El pozo N.1 se perforó en la cresta del anticlinal Perales en 1934 y, hasta 1960 se habían perforado 7 pozos en distintas posiciones dentro del cierre principal, aplicando el modelo anticlinal. Hasta principios de la década de 1970 se insistió con las posiciones estructurales en los anticlinales de Perales, Las Mesetas y Aguada Bandera. Si bien casi todos los pozos habían tenido manifestaciones y producciones variables de gas o petróleo, no se había conseguido un descubrimiento im-

portante que justificara el desarrollo. En la década de 1960 empezaron a manejarse modelos de entrapamiento estratigráfico o combinado, y un poco empíricamente se pensó en buscar mejoramientos de facies reservorio y de preservación en los flancos, perforándose algunos pozos en posiciones bajas. Pero los resultados no fueron alentadores y en 1971 se volvió a insistir con la cresta del anticlinal, esperando que la mejora tecnológica y operativa compensara la baja calidad de petróleo y reservorios (Fig. 7a), pero tampoco se obtuvo una producción aceptable.

En 1974, siguiendo un modelo del entrapamiento estratigráfico y combinado, con la idea de mejorar la calidad del fluido en niveles más profundos y desafiando abiertamente el paradigma anticlinal, se perforó en el sinclinal de Arroyo Salado (Fig. 7b). Y la idea fue premiada, descubriéndose Los Perales - Las Mesetas, el último gran yacimiento de la cuenca.

Los siguientes pozos y el intenso desarrollo, sumado a la visualización que permite hoy la sísmica 3D, nos muestran que las cosas no son tan simples, que los anticlinales también tienen petróleo y que las trampas en el sinclinal tienen varios factores que las controlan, tanto estratigráficos como estructurales. Pero con la información de 1974, la ubicación del AS.x-1 en un gran bajo estructural entre dos anticlinales, en contra del paradigma dominante, demuestra el valor de las ideas y los modelos en exploración. Con más y mejor información las ideas del geólogo se mejoran notablemente, pero difícilmente se reemplacen. Dicho de otra forma, poca información pero buenas ideas es una buena combinación para la exploración.

LOS MODELOS DE FACIES Y SU EVOLUCIÓN

Desde las primeras menciones por parte de Carlos Ameghino a fines del siglo XIX, las capas del Chubutiano fueron consideradas de origen continental. Lo que no estaba del todo claro era su relación con el Terciario marino sobrepuesto. En los primeros años después del descu-

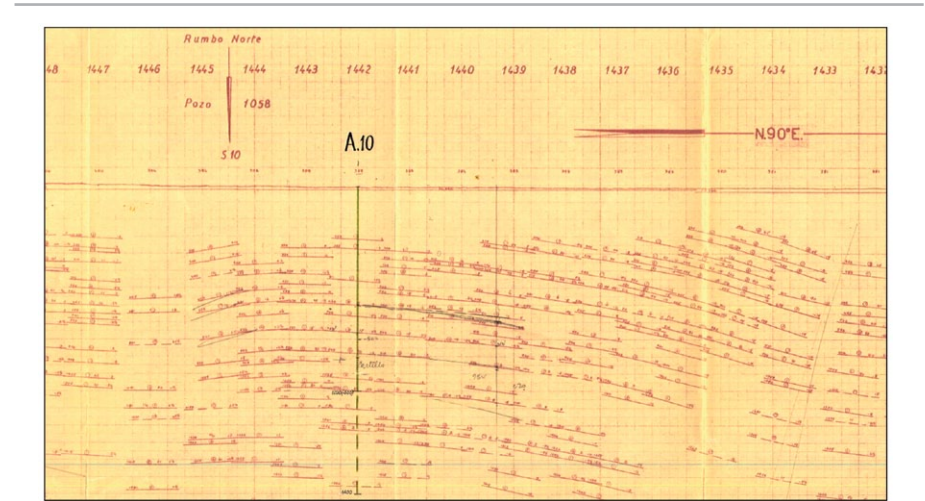


Figura 6: Línea sísmica utilizada en la propuesta del pozo A.10 (Anticlinal Grande) (YPF 1955).

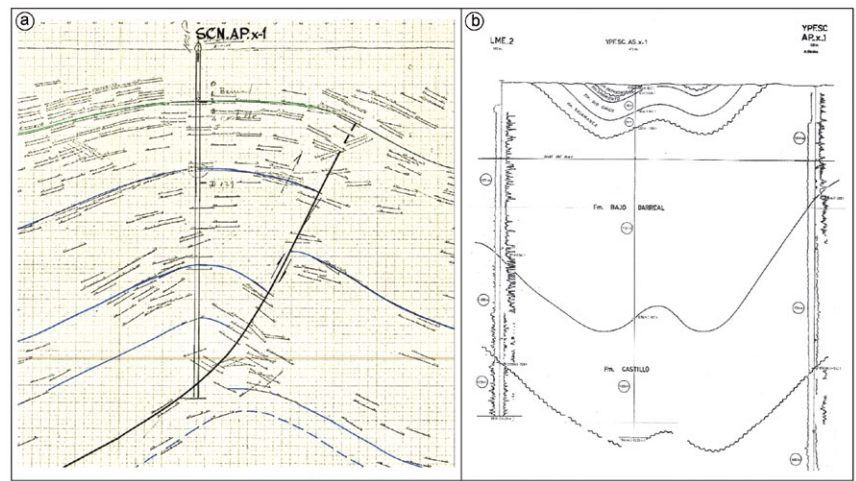


Figura 7: a) Línea sísmica 107P (orientación E-O) con la ubicación propuesta del AP.x-1 en 1971 (YPF, 1971). b) Corte de la propuesta del pozo AS.x-1, ubicado en una posición estructural baja, entre los grandes anticlinales de Las Mesetas por el oeste y Perales por el este (YPF 1974).

brimiento hubo algunas discusiones sobre la ubicación estratigráfica correcta de los reservorios, y en algunas de las interpretaciones regionales antes de 1920 se pensaba en una zona de transición desde un área de aporte en la sierra de San Bernardo (los Patagónides de Keidel) hacia una zona litoral y luego marina plena hacia el oeste, con los reservorios ubicados en esa zona de transición (un resumen de estas ideas puede encontrarse en Windhausen 1924). La presencia de los niveles litorales y de plataforma en la interfase Terciario - Chubutiano aportaba el elemento marino y el límite no estaba claramente definido. A partir de 1926, con los trabajos de Vinda y de los geólogos de la Comisión Geológica, los principales re-

servorios se ubicaron en el Cretácico superior, por debajo de la transgresión paleocena (Vinda 1928, Feruglio 1929). Los reservorios chubutianos se consideraban de origen fluvial, lenticulares y con variaciones laterales como acuñamientos y pérdida de porosidad. Este factor, aunque difícil de predecir con la información disponible, siempre fue considerado importante en los modelos de entrapamiento de la cuenca, y como ya fue mencionado, entre 1910 y 1920 el entrapamiento por cambio de facies tuvo defensores de peso en su enfrentamiento con la teoría anticlinal.

Aunque muchos de los geólogos europeos tenían una buena formación en el análisis de facies, la dificultad que plan-

teaban los paleoambientes chubutianos, con su mezcla de depósitos fluviales y piroclásticos, no permitía avanzar mucho en ese terreno. Hasta mediados de la década de 1970, el trabajo de las comisiones geológicas de YPF estuvo principalmente enfocado en el mapeo sistemático de todas las áreas de interés asociadas a zonas productivas o potencialmente prospectivas, lo que permitió contar con una base litoestratigráfica regional muy detallada, la que integrada con la geología del subsuelo compuso un completo panorama de la cuenca, cuya expresión más acabada es la publicación de Lesta y Ferello (1972) en el libro de Geología Regional Argentina.

En la década de 1960 y principios de la de 1970, cuando las estructuras evidentes o visibles comenzaron a escasear, comenzaron a buscarse también trampas estratigráficas o combinadas apelando a modelos de variaciones de facies, aunque sin contar con suficiente información o metodología para definirlos con precisión. La perforación de los bloques bajos de las fallas directas en el flanco sur y el pozo Arroyo Salado x-1 en el sinclinal, mencionados anteriormente, son ejemplo de esto. A principios de la década de 1970 hubo un redescubrimiento de la importancia del análisis de facies a escala global, que también se reflejó en la cuenca. Principalmente a partir de los datos de los pozos se construyeron mapas paleogeográficos para representar los distintos elementos estratigráficos del sistema petrolero, como las zonas de aporte de sedimentos y la distribución de la roca madre, o las variaciones faciales de las distintas unidades. Con la premisa de que contar con mejores modelos de facies redundaría en mejores modelos prospectivos, se iniciaron en todas las cuencas levantamientos estratigráficos de detalle, aplicando los conceptos renovados del análisis de facies de la década de 1970. En la Cuenca del Golfo San Jorge los trabajos comenzaron en la sierra de San Bernardo, extendiéndose luego al Flanco Sur y al sector del lago Fontana. A partir de estos trabajos, integrados con la información de subsuelo, se generaron varios modelos estratigráficos

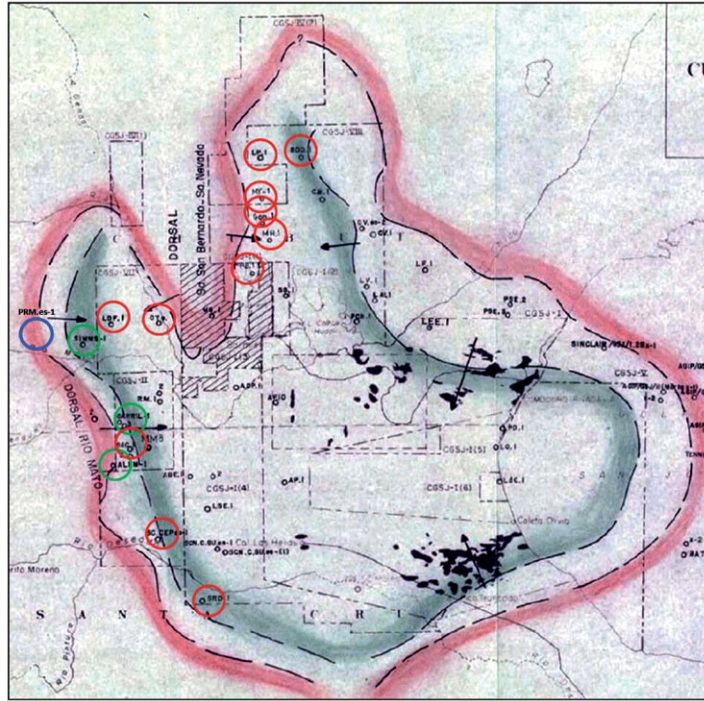


Figura 8: Mapa del año 1970, en el que se muestra el basamento jurásico limitando la cuenca, y el límite externo de la facies euxínica. Se observa también la ubicación de los dos altos paleogeográficos, la dorsal de la Sierra de San Bernardo y la dorsal de Río Mayo, considerados áreas de aporte y límites de subcuencas. Se indican los pozos de la Union Oil (1958-60) y los de YPF de 1970-71, que investigaron el oeste de la cuenca. Se indica además la ubicación del pozo Paso Río Mayo es-1, perforado en 1977 con otro modelo, buscando el borde oriental de la cuenca marina neocomiana del lago Fontana.

predictivos que se aplicaron en las décadas de 1980 y 1990 en distintos ambientes de la cuenca (Sciutto 1978, Hechem *et al.* 1989, Hechem 1994).

Los modelos generados a partir de afloramientos, datos de pozo y sísmica 2D, fueron perfeccionados a partir de la segunda mitad de la década de 1990 con la ayuda de la sísmica 3D, y siguen en plena vigencia y evolución. La mejora tecnológica, tanto en la adquisición y procesamiento, como en la calidad de información que se obtiene a partir de trabajar con distintos atributos, permitió a los intérpretes generar modelos cada vez más precisos sobre la distribución de los canales y otros reservorios.

EXPLORACIÓN DEL OESTE

Hasta mediados de la década de 1950, la frontera oeste estaba en los anticlinales de la faja plegada, en Aguada Bandera y en Las Heras. Con la ayuda de la sísmica 2D comenzaron a delinearse las cubetas que se encuentran entre los anticlinales

de la sierra de San Bernardo y su continuación en subsuelo, y los afloramientos del Neocomiano de la cordillera. Estos estudios alimentaron la idea de una zona de bordes o altos de basamento que aportarían agua y sedimentos hacia el este y generarían buenos reservorios en cercanías de una potencial roca madre, modelo que utilizó la empresa Union Oil a fines de la década de 1950 con los pozos Carril, Alem y O. Simms (Fig. 9a). Si bien los resultados petroleros fueron pobres, la información geológica obtenida fue muy valiosa para continuar la exploración.

A partir de los resultados de los pozos de la Union Oil y con lo observado en la sísmica en la vasta planicie ubicada entre la sierra de San Bernardo y los afloramientos del lago Fontana, se generó la idea de un extenso paleoalto de orientación submeridiana, denominado posteriormente dorsal de Río Mayo, que separara el registro Neocomiano del lago Fontana del Chubutiano de la Cuenca del Golfo San Jorge. A fines de la década de 1960 y principios de los '70 se trabajó con un es-

quema regional de la cuenca chubutiana, que además de los bordes del basamento o “platea porfírica jurásica”, definía la extensión de la denominada facies euxínica, que indicaba los límites de la posible roca generadora. El modelo aplicado evolucionó a partir del anterior, buscando buenos reservorios y trampas asociadas en posiciones un poco más bajas, y en cercanías de la facies euxínica generadora. Con este modelo, que en cierta forma intentaba replicar en el oeste lo que ocurría en los yacimientos de los flancos norte y sur, se perforaron entre 1969 y 1971 varios pozos en ambos flancos de la dorsal de la sierra de San Bernardo, y en el flanco oriental de la dorsal de Río Mayo (Fig. 8). En 1977, a partir de la reinterpretación micropaleontológica del pozo O. Simms 1, que indicaba la presencia de fauna marina en algunas muestras, se perforó el pozo Paso Río Mayo es-1, buscando un equivalente lateral de las areniscas neocomianas de la Formación Apeleg, aflorante hacia el oeste, en la zona del lago Fontana. En este caso se buscaba el borde oriental de la cuenca marina neocomiana que se desarrollaba hacia occidente, pasando a Chile. Los niveles arenosos neocomianos atravesados aportaron gas y petróleo en sendos ensayos a pozo abierto, lo que motivó la perforación inmediata de 4 pozos de extensión y tres de avanzada a su alrededor, pero todos resultaron con muy bajos caudales o directamente acuíferos, evidenciando una trampa muy pequeña en la ubicación del pozo 1.

La densificación de la sísmica, la información aportada por los pozos perforados y la aplicación del renovado análisis de facies de fines de la década de 1970 permitieron mejorar sustancialmente el modelo estructural y estratigráfico. A partir de estos nuevos modelos, en la década de 1980 hubo una importante campaña con distintos objetivos en el oeste, incluyendo el Paleozoico superior, Liásico, Jurásico Medio y Superior volcániclastico, Neocomiano, Chubutiano y cuerpos intrusivos (Fig. 9b). A pesar de la presencia de hidrocarburos en muchos de estos objetivos, hasta la fecha no hay un desarrollo sostenido en ninguno de ellos, lo que da idea de lo com-

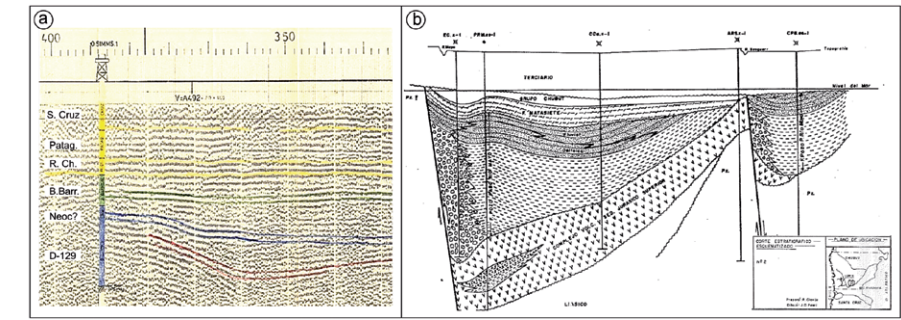


Figura 9: a) Investigación de los altos del basamento en el oeste de la cuenca. Línea sísmica, con la ubicación del pozo O. Simms 1 de Union Oil en el año 1958. b) Modelo tectosedimentario para las cubetas del oeste de la cuenca (Clavijo 1986).



Figura 10: Exploración del Liásico y del Paleozoico superior. a) Plano de ubicación de los pozos Cerro Guadal es-1 y Sierra Silva es-1. En el inserto se muestra el corte estructural O-E del anticlinal de sierra Silva con el pozo propuesto (Propuestas de perforación, YPF 1969). b) Distribución del Liásico en Chubut y Santa Cruz norte (Lesta y Ferello 1972).

plejo y quizás mezquino de los sistemas petroleros en ese sector de la cuenca.

EXPLORACIÓN OFFSHORE

La exploración costa afuera ha tenido dos ciclos mayores de actividad, y aún es una tarea pendiente. En la década de 1970, siguiendo los modelos estructurales exitosos en los flancos norte y sur, se perforaron varias de las estructuras principales buscando trampas análogas a los yacimientos *onshore*, como El Trébol o Campamento Central. Si bien hubo varios descubrimientos y se comprobó que el modelo funcionaba, la economía de estos proyectos no permitió su desarrollo. En el año 2010 hubo un nuevo intento con un modelo actualizado y ajustado en base a mejor calidad de sísmica, pero aun así los resultados fueron semejantes.

OTROS MODELOS UTILIZADOS

En la década de 1960, a partir de la información geológica regional existente y complementada con mapeos sistemáticos realizados por las comisiones geológicas, se generaron algunos modelos exploratorios para unidades pre-cretácicas que afloraban tanto al norte como al sur de la Cuenca del Golfo San Jorge, en su definición clásica. Por la presencia de potenciales rocas madre en los afloramientos, las secuencias que más interés despertaron fueron el Paleozoico superior y el Liásico (Jurásico Inferior). A partir de reconstrucciones paleogeográficas regionales, alineando los afloramientos del noroeste de Chubut con los de la región del Deseado en Santa Cruz, se definió una zona de interés que atravesaba la cuenca en una

prolongación de la faja plegada de la sierra de San Bernardo, con grandes estructuras anticlinales afectando secuencias de interés petrolero, constituyendo una combinación de trampa ideal. Con este modelo se perforaron en 1969 los pozos Sierra Silva es-1 y Cerro Guadal es-1 (Fig. 10).

Estos pozos no tuvieron un resultado petrolero significativo, pero aportaron información geológica muy importante. En las décadas de 1980 y 1990 hubo otros pozos que tuvieron como objetivo niveles pre-cretácicos, y si bien hasta la fecha no hay descubrimientos ni evidencias claras de la existencia de otros sistemas petroleros de interés económico por debajo del Neocomiano, la gran extensión regional de estos depósitos los mantiene como un objetivo exploratorio de frontera.

El sistema petrolero de la herradura, que responde a la distribución de trampas estructurales y combinadas en la ventana apropiada de madurez y generación de la roca madre de la formación Pozo D-129, fue el que dio los mejores resultados en los flancos norte y sur en los reservorios de la Formación Bajo Barreal y sus equivalentes. En este modelo, y en forma generalizada, los reservorios más profundos y los ubicados hacia el centro de cuenca tienen una doble desventaja, por un lado la pérdida de porosidad y por el otro, el encontrarse fuera del camino preferencial de la migración desde la “buena cocina”. En base a algunos antecedentes y a la analogía con otras cuencas del hemisferio norte, se utilizó en la década de 1990 un modelo de entrampamiento no convencional por sellos o compartimentos de presión, del tipo de las acumulaciones de gas de centro de cuenca (*basin centered gas*), buscando *sweet spots* en las tobas de la Formación Castillo o en otros niveles profundos del Chubutiano. Por distintos motivos, tanto operativos como económicos, este modelo no pudo ser aplicado completamente en ese momento, aunque en parte ha sido retomado actualmente con el auge de la exploración de objetivos no convencionales.

La amplia difusión que tuvieron en la década de 1980 los conceptos desarrollados en la Memoria 26 de la AAPG, relacio-

nando a los cambios eustáticos con el registro sedimentario, llevó a su aplicación en la cuenca, dando como resultado un amplio y completo mapeo sismoestratigráfico y la aparición de nuevos modelos prospectivos, muchos de los cuales siguen totalmente vigentes.

PALABRAS FINALES

Este trabajo es una reseña de la evolución de la exploración en la Cuenca del Golfo San Jorge y de los modelos geológicos utilizados en los primeros 100 años de su historia. Los modelos presentados fueron elegidos en gran parte en base a la información disponible, por lo que la selección es inevitablemente incompleta, y está claro que en este largo tiempo de actividad hubo otros modelos aplicados, muchos de los cuales siguen vigentes o se han actualizado e integrado con esquemas más difundidos. También es cierto que surgirán otros modelos y tomarán protagonismo, como ocurre hoy con el *shale oil* y el *shale gas*, o con las trampas de gas en las tobas del flanco norte, que están cambiando el perfil netamente petrolero que tuvo la cuenca hasta hace poco.

A modo de conclusión, puede decirse que el descubrimiento de 1907 no respondió a un modelo geológico definido, pero fue el fruto del esfuerzo organizado realizado por el Estado y dirigido a la búsqueda de recursos del subsuelo.

Entre 1907 y 1922 se plantearon modelos estructurales y stratigráficos, pero no se realizó un trabajo exploratorio sistemático y organizado. A partir de 1922, con la creación de YPF, se organiza el trabajo geológico y se imponen los modelos estructurales, siguiendo las fallas principales, generándose importantes descubrimientos en flanco norte y flanco sur. El modelo anticlinal no dio buenos resultados en la faja plegada del oeste.

En la década de 1950 la sísmica 2D potencia los modelos estructurales de fallas normales y pliegues asociados y se producen los mayores descubrimientos de la cuenca en los flancos Norte y Sur. La exploración de los grandes anticlinales sigue sin dar buenos resultados. En los

70, el agotamiento de los modelos estructurales impulsa nuevos modelos stratigráficos y de trampas combinadas, y se producen en la faja plegada los últimos descubrimientos importantes en estos primeros 100 años.

Desde la década de 1960, en la exploración del oeste se han aplicado varios modelos con otros objetivos además del Chubutiano, pero hasta ahora sin resultados importantes. La exploración *offshore*, con modelos análogos los de los flancos norte y sur, ha tenido éxitos geológicos, pero no económicos.

Desde la década de 1980 y hasta 1997 se utilizaron modelos stratigráficos, estructurales y no convencionales, apoyados en sísmica 3D y nuevas tecnologías, pero aún no se registraron descubrimientos importantes.

AGRADECIMIENTOS

A YPF por permitir la difusión del material inédito. A aquellos que me ayudaron con informes y aportes históricos, en particular Hugo López, Marcelo Rodríguez, Mónica Lucero y Juan Homoc.

TRABAJOS CITADOS EN EL TEXTO

- Ameghino, C. 1890. Exploraciones geológicas en la Patagonia. Boletín del Instituto Geográfico Argentino 11: 1-46, Buenos Aires.
- Ameghino, F. 1906. Les Formations sedimentaires du Cretace superieur et du Tertiaire de Patagonie. Anales Museo Nacional Buenos Aires 15: 1-568, Buenos Aires.
- Clavijo, R. 1986. Estratigrafía del Cretácico Inferior en el sector occidental de la Cuenca Golfo San Jorge. Boletín de Informaciones Petroleras 9: 15-32
- Darwin, C. 1838. Geological notes made during a survey of the East and West Coast of South America. Geological Society of London, Proceedings 2: 156-159.
- Feruglio, E. 1927. Ubicaciones propuestas para un pozo de exploración profunda en Comodoro Rivadavia. Nota archivada en la propuesta del pozo 860. Informe Yacimientos Petrolíferos Fiscales (inédito), 2 p., Comodoro Rivadavia.
- Feruglio, E. 1929. Apuntes sobre la constitución geológica de la región del Golfo de San Jorge.

- Boletín de Informaciones Petroleras 63: 925-1025.
- Feruglio, E. 1949. Descripción geológica de la Patagonia. Dirección General de Yacimientos Petrolíferos Fiscales, Tomo 1, 343 p., Buenos Aires.
- Figari, E., Strelkov, E., Laffitte, G., Cid de la Paz, S., Courtade, S., Celaya, J., Vottero, A., Lafourcade, P., Martínez, A. y Villar, H. 1999. Los sistemas petroleros de la cuenca del Golfo San Jorge. Síntesis estructural, estratigráfica y geoquímica. 4° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Actas 1: 197-237, Buenos Aires.
- Fitzgerald, M.G., Mitchum, R.M., Uliana, M.A., Biddle, K.T. 1990. Evolution of the San Jorge Basin, Argentina. American Association of Petroleum Geologist Bulletin 74: 879-920.
- Fossa-Mancini, E. 1932. Faults in Comodoro Rivadavia oil field, Argentina. American Association of Petroleum Geologist Bulletin 16: 556-576.
- Hechem, J. 1992. Pioneros. Un poco de historia sobre los geólogos de exploración de Comodoro Rivadavia. Boletín de Informaciones Petroleras 32: 86-102.
- Hechem, J. 1994. Modelo predictivo de reservorios en un sistema fluvial efímero del Chubutiano de la cuenca del Golfo San Jorge, Argentina. Revista de la Asociación Argentina de Sedimentología 1: 3-14.
- Hechem, J. Homoc, J. y Figari, E. 1989. Estratigrafía del Chubutiano en la sierra de San Bernardo, Cuenca del Golfo San Jorge, provincia de Chubut, Argentina. Informe Yacimientos Petrolíferos Fiscales (inédito), 77 p., Comodoro Rivadavia.
- Homoc, J. y Lucero, M. 2002. Cuenca del Golfo San Jorge: Marco geológico y reseña histórica de actividad petrolera, En: Schiuma, M. *et al.* (Eds.), Simposio Rocas Reservorio de las cuencas productivas argentinas. 5° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos: 119-126, Buenos Aires.
- Keidel, J. 1917. Über das patagonische Tafelland und ihre Beziehungen zu den geologischen Erscheinungen in den argentinischen Andengebiet und Littoral. en Zeitschrift der Deutsche Akademie Wissenschaft 3: 219-245.
- Leidhold, C. 1937. Propuesta de perforación de un pozo de exploración profunda en Campamento Central. Pozo CC-1677. Informe Yacimientos Petrolíferos Fiscales (inédito), 3 p., Comodoro Rivadavia.
- Lesta, P. y Ferello, R. 1972. Región extraandina de Chubut y Norte de Santa Cruz. En: Leanza, A.F. (Ed.), Geología Regional Argentina. Academia Nacional de Ciencias: 601-654, Córdoba.
- Merta, J. 1974. Planos varios de la cuenca del Golfo San Jorge. Informe Yacimientos Petrolíferos Fiscales (inédito), 5 p., Comodoro Rivadavia.
- Mosconi, E. 1936. El Petróleo Argentino 1922-1930. El Atenco, 240 p., Buenos Aires.
- Piatnitzky, A. 1928. Informe sobre la Región entre el Cerro de San Bernardo y el Codo del Río Senguerr. Informe Yacimientos Petrolíferos Fiscales (inédito), 38 p., Comodoro Rivadavia.
- Piatnitzky, A. 1930. Cortes geológicos de la cúpula de los valles "A" - "B" - "C" y "D" en la zona de reserva fiscal de Comodoro Rivadavia. Informe Yacimientos Petrolíferos Fiscales (inédito), 3 p., Comodoro Rivadavia.
- Sciutto, J.C. 1978. Perfiles estratigráficos en la Sierra de San Bernardo. Informe Yacimientos Petrolíferos Fiscales (inédito), 27 p., Comodoro Rivadavia.
- Schiller, W. 1925. Estratigrafía, Tectónica y Petróleo de Comodoro Rivadavia (Chubut), Sección Mineralogía y Geología, Anales Museo de La Plata 2: 2-56, La Plata.
- Stappenbeck, R. 1909. Informe preliminar relativo a la parte sudeste del territorio de Chubut, Sección Geología, Anales del Ministerio de Agricultura IV, N°1, 5-42, Buenos Aires.
- Stessin, A. 1929. La tectónica de la formación Patagónica y su relación con el petróleo (Ensayo sobre las relaciones de la superficie terciaria con el subsuelo cretácico en la zona de reserva de Comodoro Rivadavia), Informe Yacimientos Petrolíferos Fiscales (inédito), 16 p., Comodoro Rivadavia.
- Turic, M. y Ferrari, J.C. 1999. La exploración de petróleo y gas en la Argentina: el aporte de YPF. YPF, 178 p., Buenos Aires
- Vinda, V. 1928. Comodoro Rivadavia y las exploraciones petrolíferas en la región vecina al Golfo San Jorge. Informe Yacimientos Petrolíferos Fiscales (inédito), 77 p., Comodoro Rivadavia.
- Wichmann, R. 1921. Estudio geológico de la zona de reserva de la explotación nacional de petróleo en Comodoro Rivadavia [Territorio Nacional del Chubut]. Boletín de la Dirección General de Minas, Geología e Hidrología N° 25, 18 p., Buenos Aires.
- Windhausen, A. 1924. Líneas generales de la constitución geológica de la región situada al oeste del Golfo San Jorge. Boletín de la Academia Nacional de Ciencias 27°: 167-320.
- YPF, 1955. Propuesta de perforación pozo A-10 (Anticlinal Grande). Informe Yacimientos Petrolíferos Fiscales (inédito), 4 p., Comodoro Rivadavia.
- YPF, 1957. Propuesta de perforación del pozo L-6 (Cañadón Lagarto). Informe Yacimientos Petrolíferos Fiscales (inédito), 6 p., Comodoro Rivadavia.
- YPF, 1969. Propuesta de perforación de los pozos Cerro Guadal es-1 y Sierra Silva es-1. Informe Yacimientos Petrolíferos Fiscales (inédito), 7 p., Comodoro Rivadavia.
- YPF, 1971. Propuesta de perforación pozo Anticlinal Perales x-1. Informe Yacimientos Petrolíferos Fiscales (inédito), 14 p., Comodoro Rivadavia.
- YPF, 1972. Propuesta de perforación del pozo Koluel Kaike xp-232. Informe Yacimientos Petrolíferos Fiscales (inédito), 7 p., Comodoro Rivadavia.
- YPF, 1973. Propuesta de perforación del pozo Cerro Piedra x-1. Informe Yacimientos Petrolíferos Fiscales (inédito), 6 p., Comodoro Rivadavia.
- YPF, 1974. Propuesta de perforación del pozo Arroyo Salado x-1. Informe Yacimientos Petrolíferos Fiscales (inédito), 6 p., Comodoro Rivadavia.
- YPF, 1976. Propuesta de perforación del pozo Paso Río Mayo es-1. Informe Yacimientos Petrolíferos Fiscales (inédito), 34 p., Comodoro Rivadavia.
- YPF, 1977. Propuesta de perforación de los pozos Ona, Alacaluf, Tehuelche y Yagan. Informe Yacimientos Petrolíferos Fiscales (inédito), 12 p., Comodoro Rivadavia.
- YPF, 2000. Propuesta de perforación del pozo Cañadón Yatel x-10. Informe Yacimientos Petrolíferos Fiscales (inédito), 12 p., Comodoro Rivadavia.

Recibido: 24 de julio, 2014

Aceptado: 9 de octubre, 2014