

MODELOS CONCEPTUALES DE TRAMPAS EN EL YACIMIENTO EL TORDILLO. CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE. PROVINCIA DEL CHUBUT. ARGENTINA.

Paul Condat⁽¹⁾

⁽¹⁾ Tecpetrol S.A. paul.condat@tecpetrol.com

Abstract: Four conceptual trap models are proposed for the El Tordillo field, North Flank of the Golfo San Jorge Basin. Out of which two belong to the combined structural-stratigraphic type, one to the stratigraphic type, and the fourth to a kind of structural type that combines fracturation with a main fault. A fifth, yet not demonstrated model is presented, consisting of a fringe of stratigraphic pinchouts encircling an old and persistent structural high located in the southern part of the field.

INTRODUCCIÓN

El objetivo del presente trabajo es ilustrar los diferentes modelos de entrapamiento presentes en el yacimiento El Tordillo.

Dado que no se ha emprendido hasta la fecha una aproximación sistemática al tema, la información disponible no está orientada a resolver sus incógnitas, y las ideas al respecto -aun basadas en fuertes evidencias de campo-, se siguen manejando en el ámbito especulativo, en el cual se producen las correspondientes discusiones existiendo un acuerdo general en cuanto a los posibles estilos de entrapamiento.

La evolución de la cuenca con un enfoque moderno ha sido descrita por Fitzgerald *et al.* (1990) y Chelotti (1997); los sistemas petroleros por Figari *et al.* (1999), el origen y evolución de los petróleos por Villar (2002), Villar *et al.* (2000) y las rocas reservorio del Flanco Norte por González *et al.* (2002); a ellos remitimos al lector interesado en esos tópicos. En este trabajo se presenta solo una apretada síntesis de los mismos.

INFORMACIÓN GENERAL

El Flanco Norte de la Cuenca del Golfo San Jorge alberga un grupo de importantes yacimientos que comparten

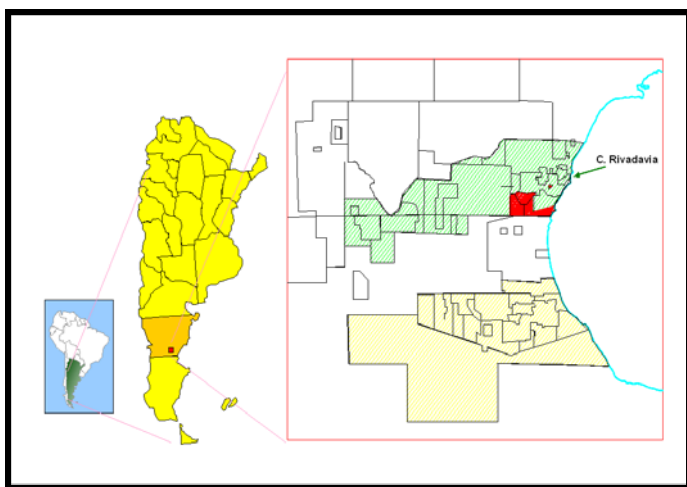


Fig. 1: Localización del yacimiento El Tordillo; las áreas sombreadas definen Flancos Norte y Sur.

el marco estructural y estratigráfico de la región, y en buena medida los modelos de entrapamiento, a saber: Campamento Central, descubierto en 1907; Diadema (1925); Manantiales Behr (1930); El Tordillo (1932); El Trébol (1935); Cerro Dragón (1957), por citar algunos de los más importantes.

Entre ellos nos ocupa el yacimiento El Tordillo, localizado a unos 50 km hacia el OSO de la ciudad de Comodoro Rivadavia (Fig. 1).

Desde el descubrimiento en 1932, se han perforado hasta el presente en sus 117 km² más de 1320 pozos, a profundidades entre 1000 y 3900 m. Con un ritmo intenso de perforación y de desarrollo de proyectos de recuperación secundaria la producción acumulada hasta el presente supera los 38.100.000 m³.

Marco Geológico Regional

La Cuenca del Golfo San Jorge se origina (Fitzgerald *et al.* 1990) en el proceso de rift que en tiempos Triásico-Jurásico Inferior afectó al basamento paleozoico existente según lineamientos de rumbo Noroeste, permitiendo el depósito de sedimentitas continentales a marino someras (“Liásico”) en grabenes y hemigrabenos.

Un importante episodio volcánico vinculado a la extensión en el Jurásico Medio produjo las vulcanitas del Grupo Lonco Trapial. Nuevamente, a fines del Jurásico y comienzos del Cretácico, una fase tardía del rift permitió el depósito de sedimentitas de variado origen (“Neocomiano”) (Figs. 2 y 3).

En el Cretácico Inferior el rift dio paso a un amplio sag, en cuya primera fase se depositaron sedimentitas lacustres finas, generadoras de petróleo, pertenecientes a la Fm D-129. Hacia el Aptiano, coincidiendo con la fase tardía del sag, se depositaron espesos paquetes de sedimentitas continentales fluviales que componen las formaciones Mina El Carmen, Comodoro Rivadavia y El Trébol, todas ellas productivas de petróleo en el yacimiento El Tordillo (Figs. 2 y 3).

A fines del Cretácico e inicios del Terciario se desarrolló otro episodio extensivo que proporcionó el espacio de acomodación para el depósito de sedimentitas marinas de la Fm Salamanca y continentales de la Fm Río Chico en el Paleoceno.

Durante el Eoceno se depositaron tobas continentales en bancos delgados, en ambiente eólico, asignadas a la Fm Sarmiento. A ellas suceden los depósitos marino someros de la Fm Patagonia (Oligoceno-Mioceno) y los depósitos fluviales y eólicos de la Fm Santa Cruz.

Con escasa representación cierran la columna los depósitos Araucanense-Entrerrienses y los niveles fluviales y glacifluviales de los Rodados Patagónicos.

El registro de estos episodios consiste en bloques definidos por sistemas de fallas normales producto de la sucesión de eventos extensivos pre y sindeposicionales (Fig. 3). Los sistemas de fallas están constituidos por las estructuras principales, de rumbo aproximadamente OE, mayormente buzantes al S, lítricas, y por fallas antitéticas menores. El mosaico de bloques mayores y menores resultantes aloja a los diferentes tipos de trampas, que en su gran mayoría llevan la impronta de su origen estructural.

INFORMACIÓN PARTICULAR

El modelo estático del yacimiento (Taboada *et al.* 2001) atestigua la existencia de al menos 240 niveles arenosos. Muchos de estos niveles, dispuestos a lo largo de toda la columna estratigráfica correspondiente a las unidades de interés, presentan comportamiento como reservorio en algunos pozos y muy malas condiciones petrofísicas en otros.

Entre ellos se intercalan niveles pelíticos o tobáceos, según la profundidad, cuya eficiencia como sello se percibe en el hecho de que muchas veces en un mismo pozo se atraviesan distintos reservorios cargados con diferentes fluidos (diferentes tipos de petróleos, agua), que presentan comportamientos independientes entre sí. Los niveles agua-petróleo son independientes entre los distintos reservorios superpuestos.

Se acepta que la energía del reservorio proviene de gas disuelto, no existiendo recarga de los reservorios. Esto es especialmente evidente en los reservorios ubicados en la Fm Mina El Carmen, en tanto que para reservorios

localizados en términos más altos en la columna se presentan algunos interrogantes respecto a la posible recarga de agua en niveles que producen caudales altos y sostenidos de agua.

SISTEMA	SERIE	PERIODO	M _a (1)	Duración	FORMACION	M _a (2)	Duración	AMBIENTE			
CUATERNARIO	PLEISTOCENO		1.7	1.7	"RODADOS PATAGONICOS"	1.7	1.7	Glacial/Fluvial	Erosión		
	PLIOCENO		5.2	3.8		5.5	3.8				
NEOGENO	MIOCENO				"ARAUCANENSE-ENTREARRIENSE"	10.5	5.0		Erosión-Compresión		
		SANTA CRUZ						Fluvial / Eólico			
		"SUPERPATAGONIANO"				21.0		Marino litoral			
	PATAGONIA	25.2				30.0	8.0	Marino somero			
		Sup.	30.0	4.0							
PALEOGENO	OLIGOCENO	Inf.	36.0	8.0			36.0	6.0	Marino Somero		
	EOCENO				SARMIENTO			18.0	Loess		
	PALEOCENO					55.0			Erosión-Vulcanismo		
			54.0		RIO CHICO /			10.0		Fluvial	
CRETACICO	SUPERIOR	MAASTRICTIANO	74.0	7.5	SALAMANCA	75.0			Estuarino	Erosión-Vulcanismo	
		CAMPANIANO	84.0	10.0					Paleosuelos		
		SANTONIANO	88.0	4.0	EL TREBOL			15.5	Fluvial		
		CONIACIANO	89.0	1.0		88.5					
		TURONIANO	92.0	3.0	COM. RIVADAVIA	98.0		5.5	Fluvial entrelazado		
	INFERIOR	ALBIANO	100.0	12.0	MINA EL CARMEN			15.5	Fluvial sinuoso	Sag	
		APTIANO	103.0	5.0		113,5/103					
		BARREMIANO	116.5	3.5	POZO D-129	121.0		7.5	Lacustre		
		HAUTERIVIANO	121.0	4.5							
		YALANGINIANO	129.0	7.0	¿"NEOCOMIANO"?			19.0	¿Deltaico / Estuarino? ¿Lacustre?		
		BERRIASIANO	134.0	6.0		140					
		TITONIANO	140.0	6.0		145.0		5.0		Riftig temprano	
		KIMERIDGIANO	145.0	5.0							
		JURASICO	MALM	OXFORDIANO	152.0	7.0	GR. LONCO TRAPIAL	171	26.0	Volcanolástico	Riftig temprano
CALOYIANO	157			5							
BATONIANO	165			0							
BAJOCIANO	171			6							
DOGGER	ALENIANO		173	0		179	8				
	LIASSICO		TOARCIANO	166	7	"LIASICO"			15	Marino somero	Previt
			PLIENSBACHIANO	184	0		194				
SINEMURIANO		201	7								
HETTANGIANO		210	5				56				
TRIASICO		250	40		250						
PALEOZOICO	PERMICO	290	40	BASAMENTO				Plutonitas metamorfitas	y		
	CARBONICO	354	64								
	EOPALEOZOICO	545	191								

DIEZ/ABO/Feb./2000

Bibliografía
 (1) Haq et al 1987
 (2) Compilado de Figari et al (1999), Uliana et al (1999) y Legarreta - Uliana (1994)

Referencia
 Discordancia
 Hilato

Fig. 2: Columna Estratigráfica generalizada para el Flanco Norte (Boll et al. 2000).

SISTEMA PETROLERO

Reservorio-Sello:

Tanto la roca madre como los reservorios, los sellos, los conductos y las trampas se encuentran comprendidas en las rocas que estratigráficamente se conocen como Chubutiano (formaciones D-129, Mina El Carmen, Comodoro Rivadavia, El Trébol) (Figs. 2 y 3).

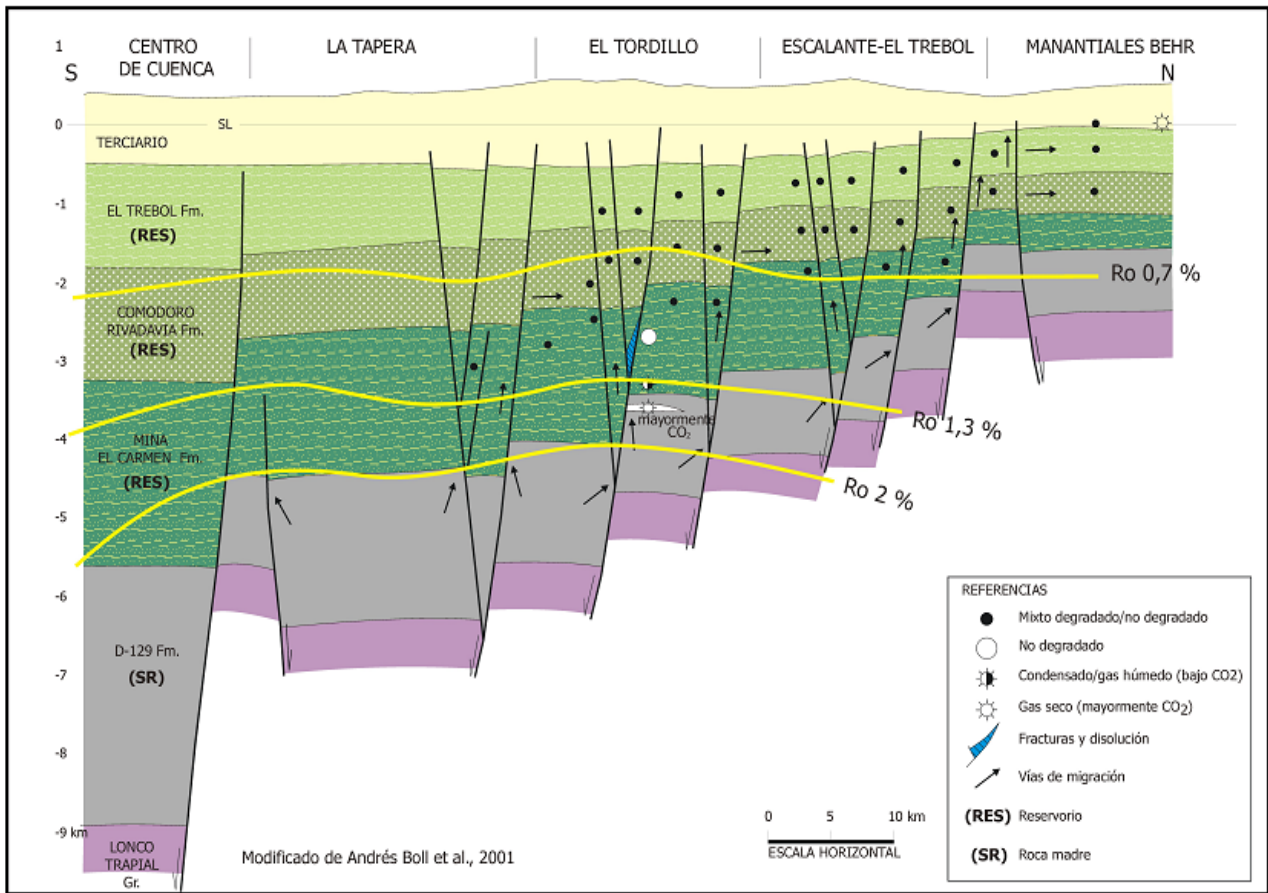


Fig. 3: Corte Estructural S-N del Flanco Norte, en la longitud del yacimiento El Tordillo.

Se ha propuesto para el flanco occidental de la cuenca la existencia de un segundo sistema petrolero cuya roca generadora está constituida por pelitas lacustres conocidas como Neocomiano o Megasecuencia I (Figari *et al.* 1999).

Las rocas reservorio son en general areniscas finas a conglomerádicas con matriz arcillosa a arcillo-tobácea y porcentaje de cemento en general alto.

Los sellos corresponden a facies pelíticas depositadas en ambientes con predominio de procesos de decantación asociados a planicies de inundación o a episodios sedimentarios más generalizados vinculados a alto nivel de base.

Con diferencias a nivel textural, composicional y arquitectural, las tres formaciones comparten el origen continental fluvial y existen semejanzas morfológicas entre los reservorios presentes en ellas. El carácter tabular (alta relación ancho-espesor) a lenticular, evidente en secciones O-E, se evidencia en los gráficos tridimensionales (Fig. 4) (Wavrek *et al.* 1997).

La particular configuración geológica del Flanco Norte hace que los cuerpos arenosos presentes en las tres unidades se dispongan en la gran mayoría de los casos en sentido NS, como se observa en los mapas estructurales-isopáquicos (Fig. 5).

Fm. Mina El Carmen (Aptiano - Albiano): Sedimentitas depositadas en ambiente fluvio-lacustre, sobre planicies aluviales de escaso relieve y fuertemente controlado por la actividad volcánica. Con un espesor medio superior a los 900 m en la zona, alberga hidrocarburos en areniscas finas a conglomerádicas, con importante proporción de

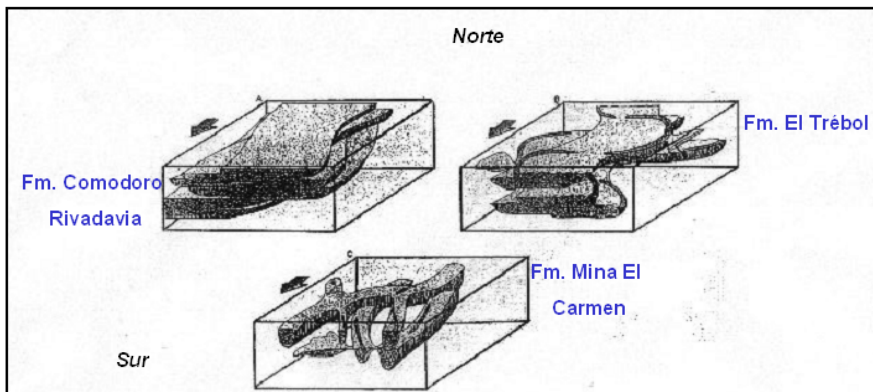


Fig. 4: Modelos tridimensionales esquemáticos de los cuerpos arenosos característicos de las distintas unidades del Grupo Chubut (Wavrek *et al.* 1997).

material piroclástico en bancos de 6,5 m de espesor promedio (González *et al.* 2002). La presencia de finos, la intensa cementación en las texturas gruesas y la alta compactación de los niveles texturalmente más finos, explican la baja calidad de estas litologías, situación a la cual han escapado los términos medianos. Los reservorios se encuentran aislados entre sí, con manifiesta desconexión hidráulica.

La profundidad media del tope se encuentra entre 1920 y 2180 mbnm.

La disposición de los cuerpos arenosos que alojan los reservorios es predominantemente NS, como surge de la correlación de datos de pozos (Fig. 5).

Tanto en la localización de los reservorios como en su explotación, esta unidad es la que presenta mayores dificultades. No es casual que albergue aun un importante volumen de reservas cuya explotación requiere de pozos profundos y técnicas de estimulación en general innecesarias en las unidades suprayacentes.

Fm. Comodoro Rivadavia (Albiano - Coniaciano): Depositada en ambiente fluvial (Hechem 1996), como lóbulos en sistemas efímeros, rellenos de canales o cuerpos tabulares extensos por amalgamación (Figs. 4 y 5). La unidad alcanza un espesor medio de 900 m, con capas de 5,7 m de espesor promedio de areniscas finas a conglomerádicas de condiciones petrofísicas muy superiores a las de la Fm Mina El Carmen. La profundidad media del tope oscila entre 1070 y 1200 mbnm.

Por sus condiciones petrofísicas y por la extensión de las unidades mineralizadas, esta unidad es la que ha registra mayor volumen de petróleo acumulado.

Fm. El Trébol (Coniaciano - Maastrichtiano): Sistemas fluviales anastomosados y meandriiformes de moderada a baja energía posibilitaron el depósito de estas areniscas gruesas a finas, en bancos de espesor promedio de 5 m, localizadas por debajo de los 770-910 mbnm (Figs. 4 y 5). El espesor medio del conjunto de la unidad es de 300 m.

Roca Generadora:

Las pelitas lacustres de la Fm D-129 constituyen la roca generadora. Con buen desarrollo areal, espesores que superan el centenar de metros, COT alrededor de 3% y materia orgánica algal que se va haciendo terrestre hacia los márgenes de la cuenca.

La gravedad API de los petróleos entrampados fluctúa en un amplio rango: 44° los condensados de la sección basal del Fm Mina El Carmen, livianos de 30° a 38°, no alterados, no biodegradados de la sección media de la

misma unidad, siempre con muy poca agua o secos; medianos a pesados de entre 20° y 25° en la Fm Comodoro Rivadavia, con biodegradación leve a severa, y en el orden de los 20° para la Fm El Trébol.

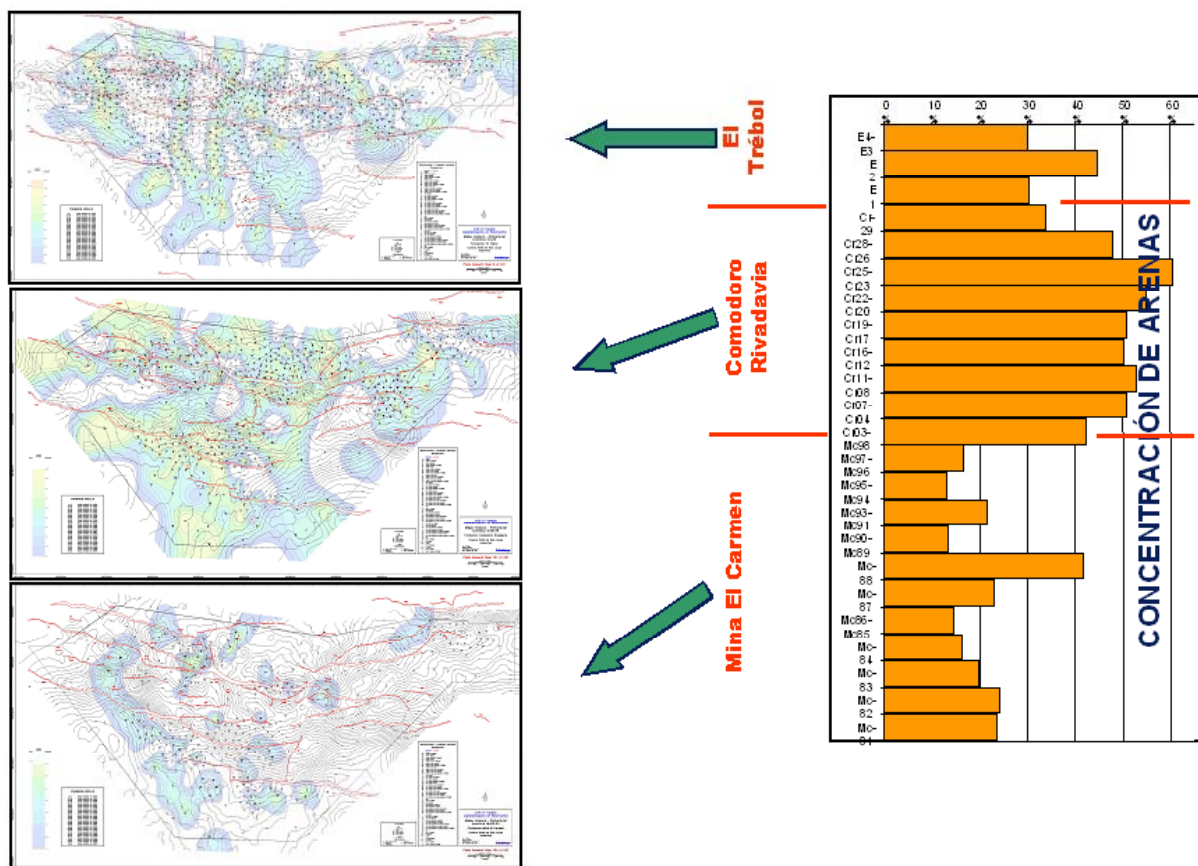


Fig. 5: Mapas estructurales-isopáquicos para distintas unidades y esquema de concentración de arenas por unidad.

La biodegradación de los petróleos mencionada es un proceso común a toda la cuenca. A él se suma la mezcla de distintos hidrocarburos que a su vez presentan diferentes grados de degradación o ninguna (Jalín *et al.* 1999). Es sabido que los petróleos atrapados no pueden preservarse indefinidamente (Connan 1984); existen procesos físicos y químicos que actúan en el reservorio y tienden a modificar su composición. Como resultado de procesos físicos, los petróleos almacenados tienden a hacerse más pesados a medida que sufren evaporación de la fracción liviana y remoción de los componentes más solubles por lavado por agua. La alteración térmica o maduración es inevitable, en tanto que la biodegradación o alteración bacteriana es eventual, y ambos procesos alteran al petróleo en sentidos opuestos.

Cualquiera de estos procesos, en función de su intensidad y duración dará lugar a diferentes calidades de petróleo.

Un modelado térmico y cinético basado en datos de pozos del área El Tordillo y regiones vecinas permite dividir la zona de S a N en cinco grupos de localidades de acuerdo a las edades de generación y expulsión (Villar 2002).

Los distintos grupos se disponen en bandas orientadas de O a E, de ancho variable entre 15 km y 20 km.

La más austral corresponde al Grupo 1, unos 30 km al S de El Tordillo; el proceso de generación de petróleo hasta gas seco (madurez térmica entre 0.7 - 2.0 Ro%) se desarrolla desde el Aptiano y se prolonga durante el Cretácico superior, en tanto que la expulsión de petróleo se extiende hasta los 80 millones de años. Estas edades sugieren dificultades en la preservación de los hidrocarburos, dado que no se habían desarrollado aún los principales reservorios (gran parte del petróleo fue expulsada antes de la depositación de la Fm Comodoro Rivadavia).

Siendo la expulsión coetánea con el fallamiento extensional que acompañó a la depositación del Grupo Chubut, la eficiencia de los sellos puede haber estado afectada, permitiendo la dispersión del hidrocarburo hacia superficie y/o la remigración, además de favorecer el acceso a los reservorios de aguas meteóricas con la consecuente biodegradación (Figari *et al.* 1999).

El Grupo 2 comprende una banda centrada unos 15 km al S de El Tordillo; la generación se extendió entre el inicio del Cretácico superior y el Mioceno inferior; la expulsión se verificó hasta la base del Terciario. Ambos procesos se inician sincrónicamente con el Grupo 1, pero una mayor posibilidad de preservación es producto de la mayor extensión en el tiempo de ambos procesos.

El Grupo 3 comprende una banda centrada en el yacimiento El Tordillo. Aquí la generación abarca desde el Cretácico superior hasta la actualidad, y la expulsión llegaría hasta el tope del Paleógeno, lo cual mejora su perspectiva de conservación frente a los dos grupos precedentes.

El Grupo 4 comprende la banda situada unos 15 km al N de El Tordillo. En él se generó y expulsó petróleo durante el Terciario. Forma las acumulaciones más externas del Flanco Norte, por aporte de hidrocarburos frescos no alterados al sistema, con efecto rejuvenecedor sobre los petróleos más viejos ya biodegradados.

El Grupo 5 se ubica a 25 km hacia el N de El Tordillo, zona donde la roca generadora está inmadura o solo marginalmente madura, incapaz de expulsar cantidades comerciales de hidrocarburos. Los yacimientos de esta región fueron entonces cargados por migración lateral importante desde secciones más maduras localizadas cuenca adentro.

Migración:

El llenado de los diversos tipos de trampas que se desarrollan más adelante demuestra la existencia de un eficaz proceso migratorio.

La persistencia en el tiempo del proceso expulsión-migración, que habría comenzado hace unos 110 Ma continúa en el presente, ha acompañado el desarrollo completo de la fase de subsidencia térmica de la cuenca (sag), y los eventos posteriores reseñados más arriba.

A lo largo de esta evolución, las fallas maestras que afectan al Flanco Norte de la cuenca actuaron como canales de migración para el hidrocarburo que expulsaba la porción correspondiente de roca generadora.

A medida que el petróleo asciende, llenando en ese proceso las unidades que se encuentran en condición petrofísica apropiada, o sea los reservorios, la complejidad estructural se incrementa por la ocurrencia de sistemas antitéticos al principal y consecuente subdivisión de los bloques mayores de falla en multitud de bloques menores y por lo tanto de reservorios menores, proceso que evoluciona en el tiempo, mientras prosigue el de expulsión-migración.

Hippler (1997), ha propuesto para el Mar del Norte un mecanismo por el cual las fallas pueden permitir la migración de hidrocarburos durante períodos muy extensos y al mismo tiempo actuar como sellos en otras partes de la columna. Basado en la medición de presiones capilares de entrada (capillary entry pressure) en muestras de zonas deformadas y de zonas indeformadas, concluye que las zonas de falla requieren presiones mayores que las zonas indeformadas pero menores que las rocas sello; por lo tanto, el petróleo migrando por vía de una falla que alcanza un nivel con condiciones de reservorio, iniciará su llenado, hasta que la presión para continuar el proceso de llenado supere a la necesaria para continuar el desplazamiento por vía de la falla hacia niveles superiores, y eventualmente nuevos reservorios.

Trampas:

Se proponen cuatro modelos conceptuales de entrapamientos. El planteo es conceptual de momento que no se ha encarado la definición de la trampa como procedimiento orgánico, con el auxilio de metodologías de

medición de presiones de reservorios, de presiones capilares o análisis del flujo en los reservorios o aún de análisis de los distintos tipos de petróleos.

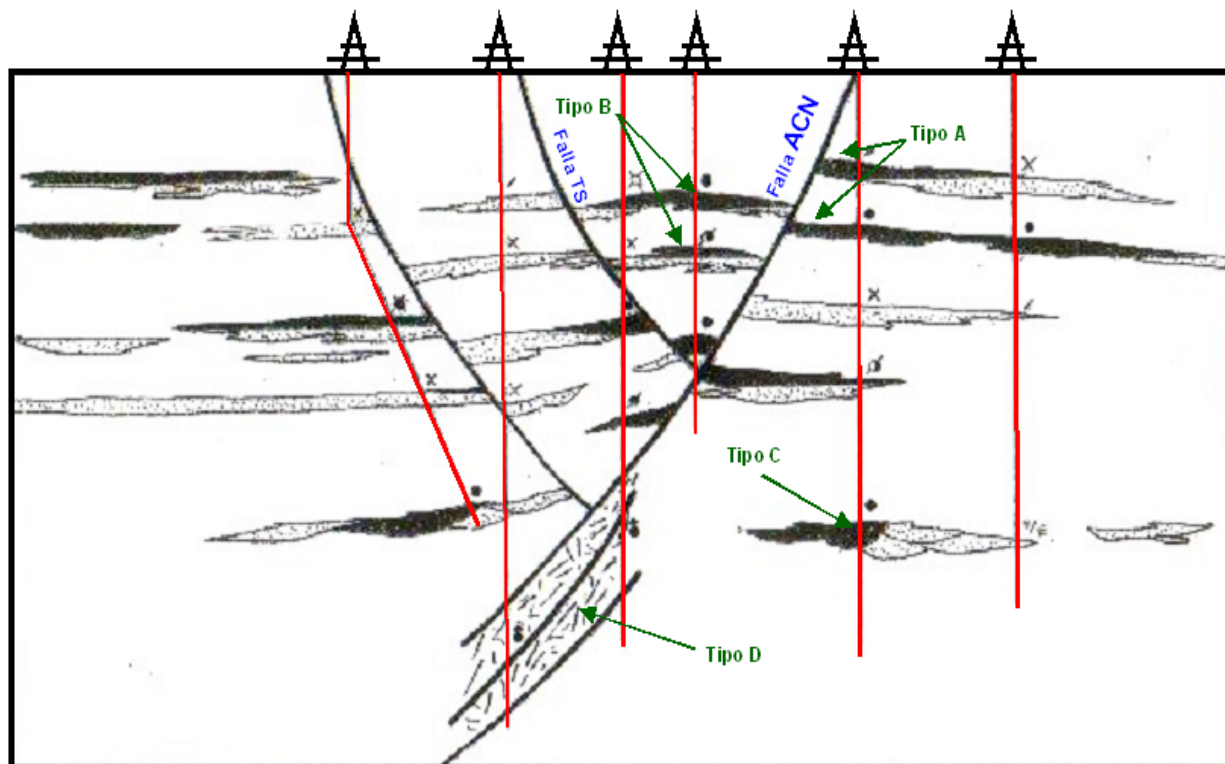


Fig. 6: Corte esquemático S-N ilustrando los modelos conceptuales de trampas descritos en el trabajo.

Surgen en principio cuatro tipos de entrapamientos, con distribución geográfica y en profundidad particulares para cada caso, dentro del ámbito del yacimiento. Se encuentra pendiente de documentación un quinto tipo, que se describe en último término.

En función de la frecuencia de ocurrencia, se identifican (Fig. 6):

Trampas generadas por interrupción de las unidades reservorio por fallas (Tipo A).

Clasificación Informal: Trampa combinada estructural-estratigráfica por interrupción de capas permeables por falla.

Trampas combinadas en las que capas suave a medianamente basculadas por el fallamiento regional son afectadas por una barrera de permeabilidad, en este caso representada por fallas (Figs. 6 y 7).

La falla actúa como sello superior al contactar litologías permeables con impermeables, o bien por su propio carácter impermeable, y el cierre se completa, como en la mayoría de las trampas presentes en el yacimiento, por la merma de las condiciones petrofísicas de la unidad reservorio que aloja al hidrocarburo o bien por acuífero de la misma (Figs. 6 y 8). Ninguno de los supuestos en cuanto al comportamiento de las fallas ha

sido analizado en detalle, y con seguridad tales comportamientos no se extienden a la totalidad de la extensión del plano de falla. Producto de este panorama, las trampas de mayor capacidad y desarrollo areal son las comprendidas en la Fm Comodoro Rivadavia, y en segundo término las pertenecientes a la Fm El Trébol. Su ocurrencia en la Fm Mina El Carmen es menos frecuente.

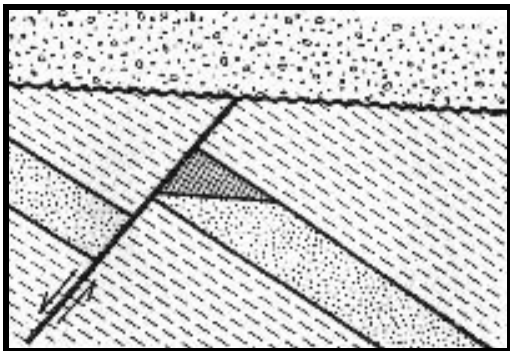


Fig. 7: Trampas por interrupción de unidades reservorio por fallas (Biddle *et al.* 1994).

No se han encarado estudios para determinar el comportamiento sellante de las fallas, lo que es un supuesto de origen empírico; como resultado, se ignora el grado de probabilidad de que una falla que separa dos cuerpos de buenas condiciones petrofísicas actúe siempre como sello o permita en algunas situaciones el pasaje de fluidos.

Trampas asociadas a fallas de crecimiento o "Rollover" (Tipo B).

Clasificación Informal: Trampa combinada estructural-estratigráfica, anticlinales asociados a fallas de crecimiento.

El sistema de fallamiento normal actúa en forma dominante en el campo. El rasgo principal es la falla ACN, dispuesta con rumbo OE y plano buzante hacia el S. Esta falla, de geometría lítrica (Figs. 6 y 10), que despega en el basamento; en las profundidades correspondientes a las unidades productivas se percibe todo un séquito de fallas antitéticas y sintéticas propias de este ambiente estructural (Figs. 6 y 9).

La curvatura de los planos de falla (concavidad hacia arriba) es un fenómeno frecuente en las fallas menores tanto como en la principal. El fallamiento extensivo sobre estas superficies cóncavas genera vacíos que deben ser rellenados por material perteneciente al bloque colgante, mecanismo que produce abundante fracturación, curvatura de las capas hacia abajo, y si el fallamiento es sinsedimentario, engrosamiento de las capas afectadas por la rotura en las zonas vecinas al plano de falla (Bischke *et al.*, 1999).

Si el proceso se verifica a la vez en una falla normal principal y en alguna antitética asociada, el resultado en un corte transversal es una morfología abovedada, que en corte longitudinal no resulta tan evidente, sino que depende del arqueamiento del plano de las fallas según el rumbo.

Los niveles reservorio afectados por estos procesos generan verdaderas trampas estructurales, con grado variable en cada caso, de participación del factor stratigráfico.

Este tipo de trampa se desarrolla preferentemente en las zonas central y norte del yacimiento, preferentemente en profundidades correspondientes a las formaciones El Trébol y Comodoro Rivadavia media y superior.

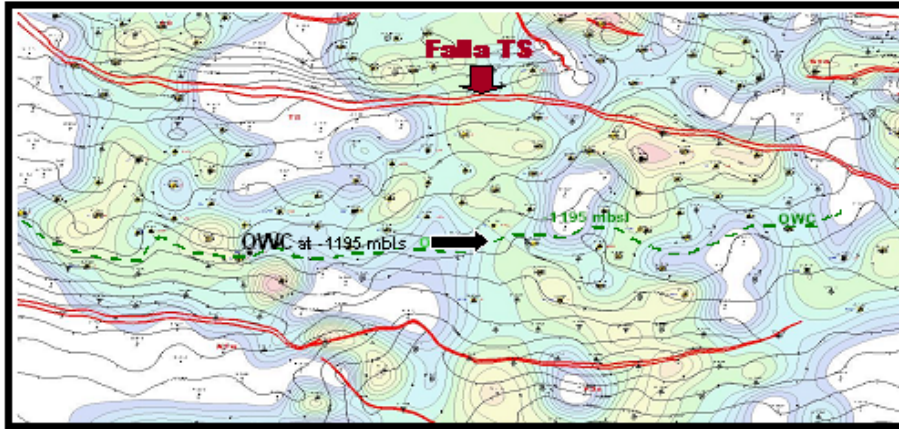


Fig. 8: Mapa estructural-isopáquico ilustrando contacto agua-petróleo en un caso particular de trampa tipo A en la Fm. Comodoro Rivadavia.

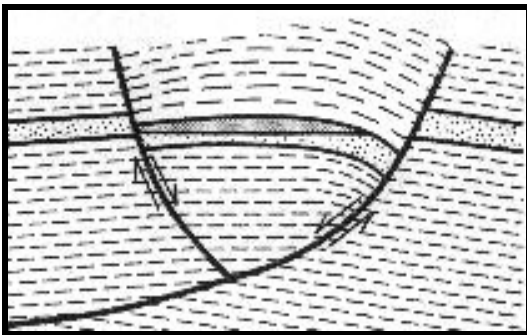


Fig. 9: Trampa asociada a falla de crecimiento (rollover) (Biddle *et al.* 1994).

Trampas por variaciones de la calidad del reservorio debidas a factores estratigráficos (Tipo C).

Clasificación Informal: Trampa estratigráfica.

Se ha dicho más arriba que las unidades reservorio tienen forma lenticular aplanada con alta relación ancho/espesor, especialmente en sentido NS (Figs. 4, 5 y 6).

En la profundidad correspondiente a la Fm Mina El Carmen, esa relación se reduce, no solo por la menor extensión de las capas sino también por su mayor desarrollo en espesor. Las capas que alojan los reservorios presentan desarrollo muy inferior a las localizadas en las unidades suprayacentes. También es menor su abundancia.

Las trampas que integran este grupo comparten un origen netamente estratigráfico, vinculado a la reducción de espesor permeable de la capa o a cambios faciales en el depósito. Como resultado de esta particularidad y de que su espesor las pone por debajo de la percepción de la sísmica 3D, su prospección reviste más incertidumbres que la de los dos tipos anteriores (Fig. 6).

Frecuentemente estos reservorios se encuentran mineralizados con petróleos livianos a medios, y al ser punzados presentan fuertes arranques de producción con rápida declinación. Con menor frecuencia aparecen

reservorios que mantienen una buena conducta productiva durante tiempo prolongado, logrando acumuladas que se destacan entre los valores de todo el yacimiento.

El denominador común de estas acumulaciones es la ausencia de agua en el reservorio.

La carga se habría producido a través de fallas menores que conectarían los niveles generadores con los reservorios; tales fallas no son visibles en la sísmica 3D, por lo tanto el mecanismo propuesto es altamente especulativo.

Trampa por procesos de fracturación-disolución asociada a la falla maestra ACN (Reservorios “No Convencionales”) (Tipo D).

Clasificación Informal: Trampa combinada estructural. Zona de fractura vinculada a falla mayor y afectada por diagénesis.

El pozo S-991, localizado en la parte central del yacimiento, fue perforado en el año 1990. En la terminación se abrió un grupo de capas de la Fm Mina El Carmen, por debajo de los 2600 mbbp, que quedaron en producción surgentes. Tal conducta se mantuvo ininterrumpidamente hasta el año 1996, acumulando casi 110.000 m³ de petróleo y 18.600.000 m³ de gas sin agua. En 1996 se lo intervino repunzando capas y la producción surgente de petróleo se duplicó, en tanto que el gas se triplicó.

Esta inusual conducta llevó a una campaña de intenso desarrollo de la zona, con la perforación de una serie de pozos cuyas productividades destacan netamente del resto de los pozos del yacimiento.

El desarrollo del “play” se basó más en el análisis de la información sísmica y en correlación que en el conocimiento o la aplicación de algún modelo de entrapamiento en particular.

Se extrajeron testigos corona en algunos de los pozos de la serie, y su estudio permitió visualizar fenómenos actuantes en profundidad, que explican la existencia de ésta trampa.

La falla maestra ACN, mencionada más arriba (Figs. 6 y 10), puede seguirse en sísmica como un rasgo netamente definido; en la zona que nos ocupa se hace evidente que la falla está compuesta por roturas menores, que delimitan una zona fusiforme según un corte N-S. Dentro de esta zona se ubica un cuerpo rocoso aplanado desarrollado de Oeste a Este, que en cada ocasión que fue tocado por un sondeo manifestó un fuerte potencial productivo de petróleo y gas.

Las rocas contenidas en ese volumen, según puede verse en los testigos obtenidos, son areniscas, areniscas tobáceas, limolitas, todas de ambiente continental, y tobas con alteraciones diagenéticas (disolución) y fracturación. La fracturación afecta especialmente a las tobas, por su carácter más frágil, en tanto que las limoarcilitas más dúctiles se encuentran menos fracturadas. El paquete es altamente heterogéneo, haciendo altamente complejo cualquier intento de correlación, mapeo o modelado.

La porosidad promedio del reservorio oscila entre 13% y 20%, la saturación de agua entre 12% y 36%, en tanto que el espesor económico varía entre 1,4 m y 149 m según el pozo.

Acuñaamiento de niveles reservorio contra los flancos del espolón (pendiente de demostración).

En la zona centro-S del yacimiento se desarrolla un espolón de orientación meridional. Las sedimentitas que circundan a éste alto muestran adelgazamiento desde los flancos hacia la zona del eje (Fig. 11). No sería extraño entonces que existieran acuñaamientos y que éstos estuviesen mineralizados. No obstante haberse perforado la zona y contar con evidencia sísmica y de geología de subsuelo sobre la existencia de un alto anterior a la depositación de los reservorios, no se han encarado trabajos de análisis de los resultados de los pozos tendientes a demostrar esta posibilidad.

Las rocas más afectadas por la existencia del alto son las pertenecientes a la Fm Mina El Carmen.

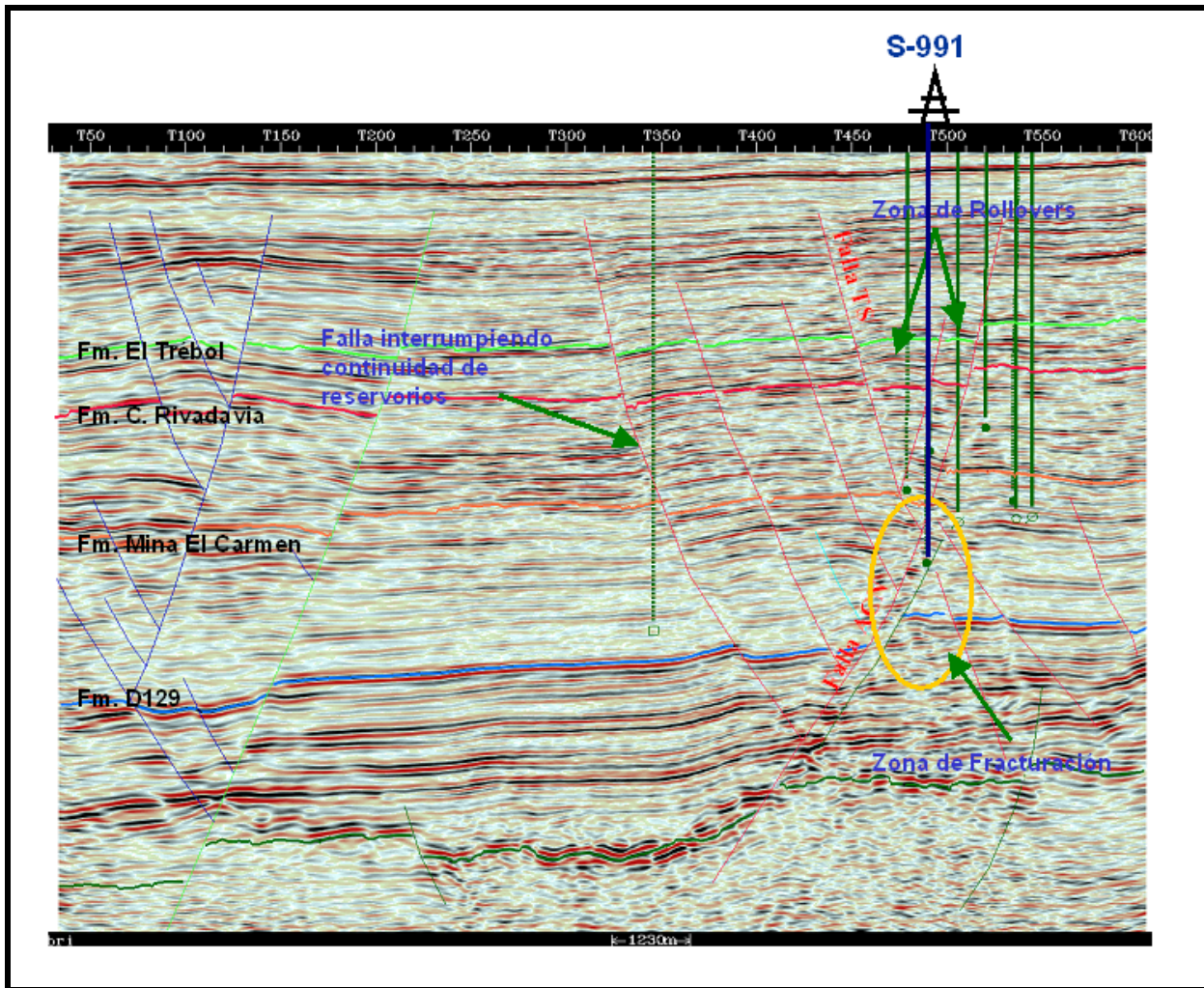


Fig. 10: Línea sísmica S-N ilustrando los elementos estructurales y los distintos tipos de trampas asociados.

CLASIFICACIÓN DE LOS CUATRO TIPOS DE TRAMPAS SEGÚN SISTEMÁTICA DE VINCELETTE, BEAUMONT Y FOSTER

El trabajo “Traps, Trap types, and the Petroleum System” (Vincelette *et al.*, 1999) se inicia con un serie de definiciones que se aplican a los modelos descriptos. No se aportan aquí cifras referentes al cierre de las trampas (closure), aunque esa información ha sido analizada en detalle a fin de establecer las reservas recuperables del yacimiento y trazar un plan de depletación.

A título ilustrativo se presenta un plano estructural-isopáquico correspondiente a uno de los reservorios localizados cerca del tope de la Fm Comodoro Rivadavia (Fig. 8). En él se indica la posición inferida para el contacto agua-petróleo, basada en los datos de los ensayos individuales de los pozos de la zona.

Se informa además el dato estructural y el espesor de la capa. El dato de espesor de la capa indica los cierres laterales por adelgazamiento de la misma, e inclusive áreas de espesor cero en la zona ocupada por la trampa.

El curvado estructural evidencia el ascenso de la capa hacia la posición de la falla TS, la cual interrumpe su continuidad, conformando, junto con los elementos descritos una trampa como las descritas en el punto “Trampas generadas por la interrupción de las unidades reservorio por fallas“.

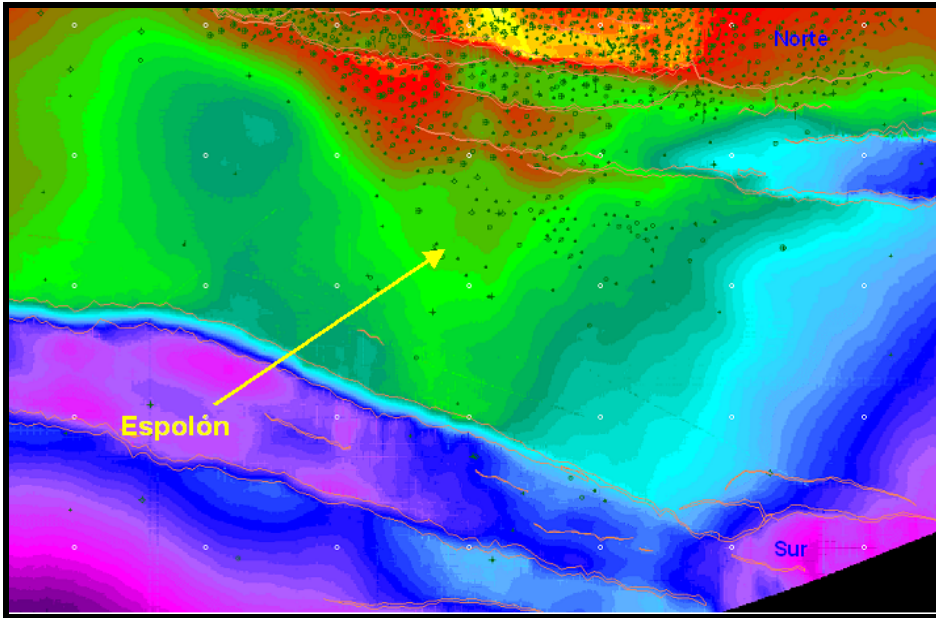


Fig. 11: Isócrono al tope de la formación D129 mostrando el espolón orientado de N a S.

En el proceso de cálculo de reservas, para cada reservorio mapeado en el modelado estático del yacimiento se realizó la misma tarea, generándose una multitud de datos de volumen provenientes de la estimación más precisa posible de las proporciones de cada acumulación.

Trampas generadas por interrupción de las unidades reservorio por fallas.

Trampa combinada:

<i>Sistema</i>	<u>Estructural</u>	<u>Estratigráfico</u>
<i>Régimen</i>	Falla	Deposicional/Erosivo
<i>Clase</i>	Falla normal	Lentes irregulares a capas tabulares
<i>Subclase</i>	Bloque de falla basculado	
<i>Superfamilia</i>	Tectónico	
<i>Familia</i>	Extensional	

Trampas asociadas a fallas de crecimiento o "Rollover".

Trampa combinada:

<i>Sistema</i>	<u>Estructural</u>	<u>Estratigráfico</u>
<i>Régimen</i>	Fallas	Depositacional/Erosivo
<i>Clase</i>	Anticlinal local	Lentes irregulares a capas tabulares
	Pequeñas estructuras elípticas	
<i>Subclase</i>	Limitados por fallas y condición estratigráfica	
<i>Superfamilia</i>	Tectónico	
<i>Familia</i>	Pliegue extensional	
	Formado por colapso en el colgante de fallas lítricas	

Trampas por variaciones de la calidad del reservorio debidas a factores estratigráficos.

Trampa Estratigráfica:

<i>Sistema</i>	<u>Estratigráfico</u>
<i>Régimen</i>	Depositacional
<i>Clase</i>	Reservorios aislados
<i>Subclase</i>	Reservorios en areniscas
<i>Superfamilia</i>	Reservorios en areniscas aluviales
<i>Familia</i>	Fluvial
<i>Subfamilia</i>	Canales

Trampa por procesos de fracturación-disolución asociada a la falla maestra ACN (Reservorios "No Convencionales").

Trampa estructural:

<i>Sistema</i>	<u>Estructural</u>	<u>Estratigráfico</u>
<i>Régimen</i>	Fractura	Diagenético
<i>Clase</i>	Trampa por fracturas extensivas	
<i>Superfamilia</i>	Tectónicas	
<i>Familia</i>	Trampa por fractura vinculada a falla	
<i>Subfamilia</i>	Fracturas relacionadas a fallas normales	

AGRADECIMIENTOS

El autor agradece a Tecpetrol S.A. por la oportunidad y el estímulo para publicar estos conceptos, y a los colegas del grupo de Reservorios del yacimiento El Tordillo por las enriquecedoras discusiones sobre el tema. El geofísico L. Vernengo aportó además la mirada del Intérprete y algunas ilustraciones sobre lo que aquí se informa.

TRABAJOS CITADOS EN EL TEXTO

Bischke, R. and D. Tearpock, 1999. A Graphical Dip Domain Technique For Projecting Large Growth Faults to Depth Using Imaged Hanging-Wall Structure. Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions, Vol. XLIX, pp. 112-120. 1999.

Connan, J., 1984, Biodegradation of crude oils in reservoirs. In J. Brooks, and D. H. Welte, eds., Advances in petroleum geochemistry: London, Academic Press, p. 299-335.

Biddle, T. and Ch. Wielchowsky, 1994. Hydrocarbon Traps. In Magoon, L. and W. Dow, eds., The Petroleum System - from source to trap: AAPG Memoir 60. pp: 219-235.

Boll A., L. Chelotti, G. A. Laffitte & H. J. Villar, 2000. Petroleum habitat in the El Tordillo Field and adjacent areas, North Flank of the San Jorge Basin, Argentina: different opportunities for oil and gas emplacement. Proceedings of Seventh Latinamerican Congress on Organic Geochemistry (Ed. by L. A. F Trindade, A. C. Macedo & S.M. Barbanti), pp. 305-307. Brasil.

Chelotti, L., 1997. Evolución tectónica de la Cuenca del Golfo San Jorge en el Cretácico y Terciario: algunas observaciones desde la interpretación sísmica. BIP N° 49. p: 62-82. Buenos Aires.

Figari, E., Strelkov, E., Laffitte, G., Cid de la Paz, M., Courtade, S., Celaya, J., Vottero, A., Lafourcade, P., Martínez, R. y H. Villa, 1999. Los Sistemas Petroleros de la Cuenca del Golfo San Jorge. BIP N° 60: p.54-90. Buenos Aires.

Fitzgerald, M., R. Mitchum Jr., M. A. Uliana y K. Biddle. 1990. Evolution of the San Jorge Basin. American Association of Petroleum Geologists, Bulletin, 74 (6) : 879 - 920.

González, M., Taboada, R. y L. Stinco, 2002. Los Reservorios del Flanco Norte. Cuenca del Golfo San Jorge. En Simposio Rocas Reservorio de las Cuencas Productivas de la Argentina. V Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. p: 135-154. Mar del Plata.

Hechem, J., 1996. Arquitectura depositacional y modelo geológico para reservorios de la Formación Bajo Barreal. BIP N° 47: p 16-26. Buenos Aires.

Hippler, S.J., 1997. Microstructures and Diagenesis in North Sea Fault Zones: Implications for Fault-Seal Potential and Fault-Migration Rates. En R.C. Surdam, ed., Seals, traps and the petroleum system: AAPG Memoir 67, p: 85-101.

Jalfin G., E.S. Bellosi, J. Sanagua & H.J. Villar, 1999. Procesos múltiples de migración, alteración y mezcla en petróleos de la Cuenca del Golfo San Jorge. IV Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Actas I: 445-465. Mar del Plata.

Taboada, R., Condat, P., Corsini, V., Mir, .E., Conti, J., Fortunato, G., Villivar, O., List, D., Stancel, S. and L. Jones, 2001. El Tordillo Reservoir Static Characterization Study: El Tordillo Field, Argentina. VII LACPEC, SPE 69660, Buenos Aires.

Vincelette, R.R., E.A. Beaumont y N.H. Foster, 1999. Classification of Exploration Traps. In: Beaumont E.A. and Foster N.H. (Eds.): Treatise of Petroleum Geology/ Handbook of Petroleum Geology: Exploring for Oil and Gas Traps. AAPG, Special Publication: Chapter 2.

Villar H. J., G. A. Jalfin, E. S. Bellosi y G.A. Laffitte, 2000. Oil biodegradation in the Golfo San Jorge Basin, Argentina. Proceedings 7th Latinamerican Congress Organic Geochemistry, p. 17-19. Brazil.

Villar, H., 2002. Modelado Térmico y Cinético del Área El Tordillo regiones vecinas. Cuenca del Golfo San Jorge. República Argentina. Geoinfo S.R.L. Informe Interno Inédito Tecpetrol S.A. Buenos Aires.

Wavrek, D., Collister, J. and G. Laffitte, 1997. Petroleum Systems of the San Jorge Basin, Argentina. EGI Technical Report N° 97-5-20926. University of Utah - YPF S.A. Bs.As./Comodoro Rivadavia.