

CAMBIO DE PARADIGMAS EN CAMPOS MADUROS, CASO UGARTECHE CUENCA CUYANA

María de Belén Palacio¹, María Eugenia Valverde² y Mauricio David Vizioli³

1: YPF S.A. Desarrollo Estudios Cuenca Cuyana. maria.palacio@ypf.com

2: YPF S.A. Desarrollo Estudios CMO. maria.e.valverde@ypf.com

3: YPF S.A. Líder de Ejecución de Proyectos Negocio Rincón de los Sauces. mauricio.vizioli@ypf.com

Palabras clave: campos maduros, Cuenca Cuyana, producción, Ugarteche

ABSTRACT

The Ugarteche deposit is located in the Cuyana Basin, a purely continental basin. The productive formations are Barrancas Formation as the main reservoir, and Río Blanco Formation as the second important reservoir, both formations of Late Triassic – Jurassic age. Although the activity began in 1974 and had different stages according to the area, until 2015 there were only 9 wells drilled in the study area of this work.

The challenge of resuming the project resided in the environmental conditions due it is an area of vineyards and fruit trees, besides the Mendoza River and Route 40 are located. It should be considered that it was an area with little geological information without 3D seismic, which led to making the static model based on wells and with the help of one or two 2D seismic lines.

Throughout time, wells with an accelerated decline and/or completion tests that were not reflected in production. For this reason, possible damage problems were analyzed, mainly for incrustation due to incompatibilities of formation waters, asphaltenes, and movement of fines/clays, this led to the taking of preventive actions such as encapsulation and squeeze during the completion. And execution of chelating agents works, acid stimulation and re-perforate in the case of remediation measures. All these measures worked in almost all cases, being able to recover production in the affected wells.

1 - HISTORIA Y CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL YACIMIENTO

El campo Ugarteche se encuentra a 43 km hacia el Sur de la Ciudad de Mendoza y se ubica geológicamente en la denominada zona entre ejes de la Cuenca Cuyana; ámbito enmarcado entre los lineamientos de campos productivos del eje oriental (Barrancas, La Ventana y Vizcacheras) y eje occidental (Piedras Coloradas, Tupungato Refugio), Figura 1.1.

A este campo se lo ha dividido en tres Áreas, denominadas Ugarteche Occidental, Ugarteche Oriental y Ugarteche Chañares, diferenciadas fundamentalmente por las distintas etapas de desarrollo de cada una.



Figura 1.1. Mapa Ámbito Regional.

A continuación, se muestra una imagen satelital donde se encuentran las principales localidades geográficas y geológica. Ugarteche se encuentra en una importante zona de viñedos.

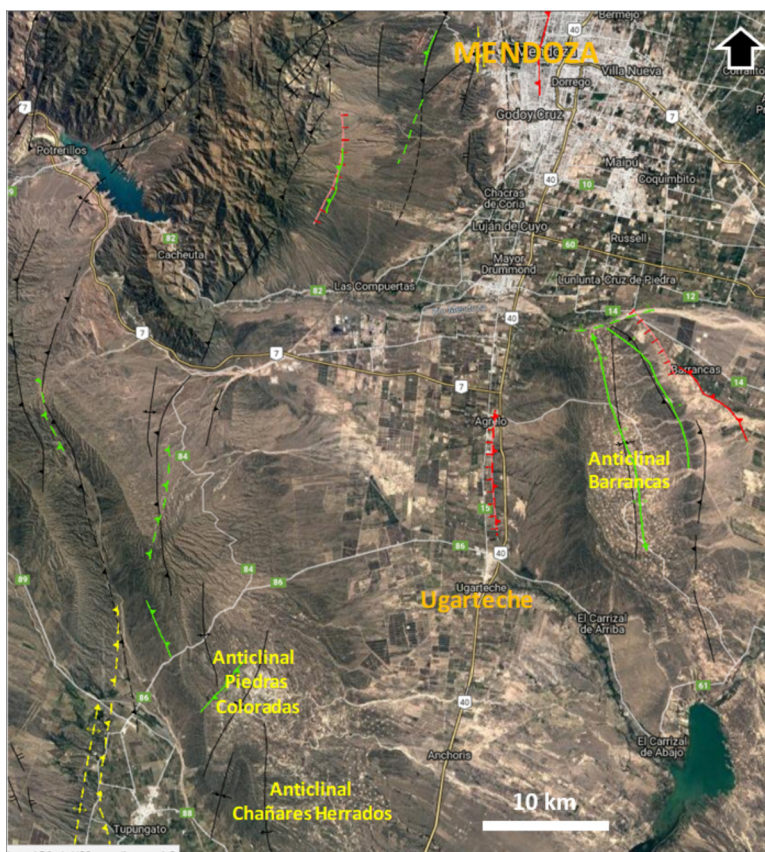


Figura 1.2. Imagen satelital mostrando las localidades principales.

En la Figura 1.3, se detallan en forma integral las tres etapas que conforman el desarrollo de este yacimiento; con el pozo YPF.Md.U.x-1, en noviembre de 1974 se descubrió Ugarteche Oriental y en 1985 se inició su desarrollo con el pozo U.a-60. En 1975 con la perforación del pozo U.x-2 comenzó el desarrollo de la segunda área, Ugarteche Occidental, y, finalmente con el sondeo U-104 en 1994, se dio inicio al desarrollo de Ugarteche Chañares.

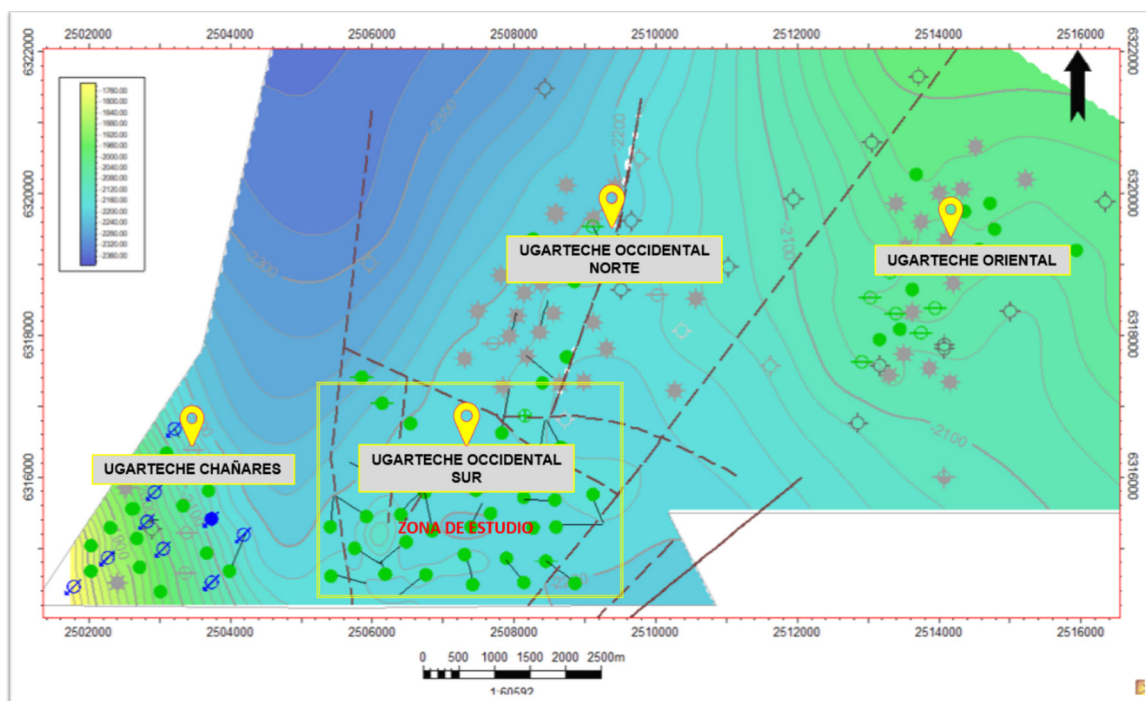


Figura 1.3. Distintas áreas de Ugarteche de acuerdo con el plan de desarrollo (Sistema de coordenadas Chos Malal Cuyana)

En las diferentes áreas se han llevado a cabo proyectos piloto de recuperación secundaria, pero sólo el proyecto de Ugarteche Chañares pasó a la etapa de expansión, contando con 7 pozos inyectores en actividad.

Desde el punto de vista del sistema petrolero el mecanismo de entrapamiento para todas las zonas es muy importante la componente estratigráfica, sin descartar la componente estructural. Cabe destacar que sólo se adquirió sísmica 3D en una parte del sector norte de U. Oriental. La roca sello la constituye la Fm. Punta de las Bardas y la roca madre la constituye la Fm. Cacheuta. Las formaciones productivas son Barrancas y Río Blanco, las cuales pertenecen a un medio sedimentario de tipo fluvial y fluvial-aluvial para el primer caso, mientras que tipo lacustre y fluvio-lacustre para el segundo reservorio. El mecanismo natural de drenaje del campo es por expansión monofásica, evidenciando la influencia secundaria de un débil acuífero para los niveles de la Fm. Barrancas.

En Ugarteche la producción es de 360 m³/d de producción de petróleo. A esa fecha Ugarteche cuenta con 155 pozos perforados, 61 en producción efectiva y 28 fuera del total (el 50% de ellos ubicados en el Bloque Oriental).

En 2015 se inició el “Proyecto de perforación Ugarteche Occidental Sur” que se fundamentó en continuar la evaluación y desarrollo del denominado “Bloque Occidental Sur”; desde 2015 hasta 2020 (previo a la pandemia) se perforaron 25 pozos nuevos en este sector de Ugarteche (Figura 1.4).

Desde el comienzo del desarrollo del Bloque Occidental Sur, los pozos manifestaron signos de daño (asociado en primer momento a incrustaciones) que impactaron negativamente en la producción de los pozos y dificultaron las intervenciones con equipo de torre. Estos problemas se multiplicaron (alto índice de falla de SEA (Sistema de Extracción Artificial) por incrustaciones, declino acelerado de pozos, ensayos de terminación que no se reflejaban en producción, etc.), afectando significativamente la producción y avance del proyecto.

En el año 2018 comienzan a evidenciarse y agravarse problemas de incrustaciones en los sistemas de extracción. También se observa un declino acelerado de los pozos y ensayos de intervenciones con WO que luego no coinciden con la producción (que, en una primera hipótesis, se asocia a daño dentro de la formación por incrustaciones), incluso los pozos pierden la producción repentinamente

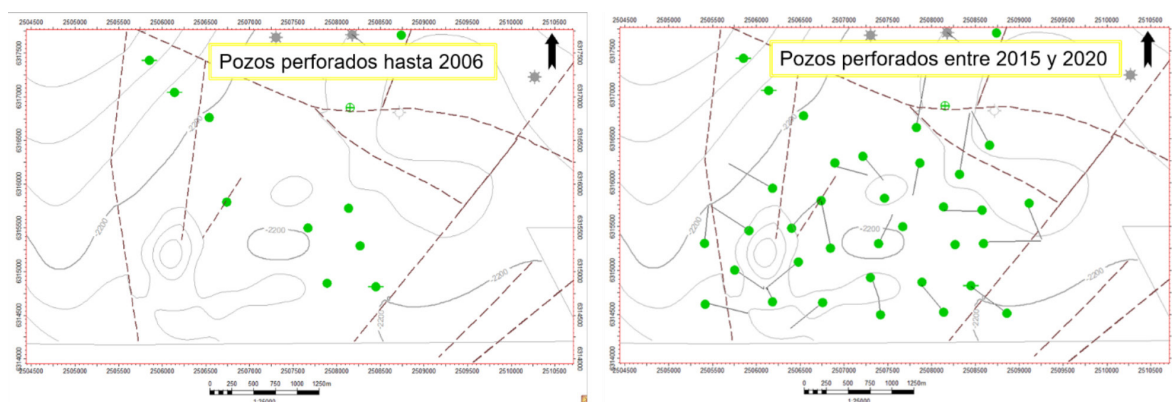


Figura 1.4. Pozos perforados hasta 2006 y los pozos perforados a la actualidad después de retomar actividad en 2015.

Cabe aclarar como uno de los problemas a encarar a la hora de comenzar con el proyecto de perforación era la limitante ambiental y que significó un desafío, ya que la zona es vitivinícola, hay arroyos y ríos, la Ruta 40 e inconvenientes con algunos superficiarios de la zona. Esto significó realizar locaciones múltiples y casi todos los pozos de este proyecto fueron dirigidos.



Figura 1.5 Limitaciones ambientales.

2 - MARCO GEOLÓGICO ESTRUCTURAL Y ESTRATIGRÁFICO REGIONAL

2.1 - Marco Geológico – Estructural

Durante el Triásico, un régimen extensional de carácter continental generó la apertura de la Cuenca Cuyana como una cuenca de *rift*. El relleno corresponde a rocas sedimentarias continentales con rocas volcánicas subordinadas. Durante la depositación de la primera fase de *rift* (etapa de *sinrift* inicial) ocurrida durante el Triásico temprano alto al Triásico tardío bajo, la depositación de abanicos aluviales y sedimentos de ambiente fluvial y lacustre (formaciones Río Mendoza y Las Cabras) se encontraba restringida a una serie de depresiones desconectadas parcialmente, cuya subsidencia estaba controlada por el movimiento de las fallas. La subcuenca Cacheuta posee polaridad occidental, con máximos espesores de *sinrift* ubicados próximos a las fallas maestras ubicadas al oeste. La misma está formada por dos hemigrabens Cacheuta y Tupungato que se habrían desarrollado durante esta primera etapa de *rift*. La deformación extensional continuó con un mayor desplazamiento de las fallas maestras, que controlaron la depositación de sedimentos fluviales (Fm. Potrerillos).

Durante la siguiente etapa de apertura de cuenca, etapa de climax de *sinrift*, estos hemigrabens fueron conectados dentro de un amplio depocentro relleno por hasta 450 metros de depósitos lacustres y deltaicos de la Fm. Cacheuta. Esta fase fue seguida por una fase de enfriamiento térmico (etapa de SAG), con la progresiva desactivación de las fallas maestras y secundarias durante la sedimentación de la Fm. Río Blanco.

Una vez que la etapa de régimen extensional finalizó, para el Cretácico Temprano alto, un evento compresivo dio origen al ciclo andino, pero recién en el Mioceno Temprano, esta región empezó a recibir sedimentos sinorogénicos provenientes de la faja plegada y corrida del Aconcagua (tomado de Giambiagi, *et al*, 2014).

2.2 - Modelo Estratigráfico

La secuencia atravesada en el campo Ugarteche se corresponde con el relleno de la Cuenca Cuyana. Sobre un basamento heterogéneo formado por rocas Precámbricas y Paleozoicas, se inicia la apertura del *rift* durante el Triásico, que luego es rellenado por sedimentitas continentales, las cuales, en su totalidad, conforman una potente sucesión clástica y parcialmente vulcano-clástica. Figura 2.2.1

A partir del Triásico Superior - Jurásico Inferior se formaron en el área pequeñas subcuencas aisladas en la apertura inicial, las cuales se comunicaron gracias al hundimiento térmico subsiguiente (SAG). Se han identificado dos etapas de *synrift* (Triásico) y una etapa de SAG (Jurásico). Para el primer período se deposita la roca madre asociada a un ambiente lacustre, la Formación Cacheuta. Para el último período se reactiva la depositación de sedimentos, posiblemente influenciado por la subsidencia térmica de la Cuenca Neuquina dando origen a los depósitos continentales de la Formación Barrancas, principal roca reservorio de la cuenca. Posteriormente para el Cretácico Inferior se presenta un evento extrusivo conformado por los basaltos de la Formación Punta de las Bardas que actuaron como sello del reservorio

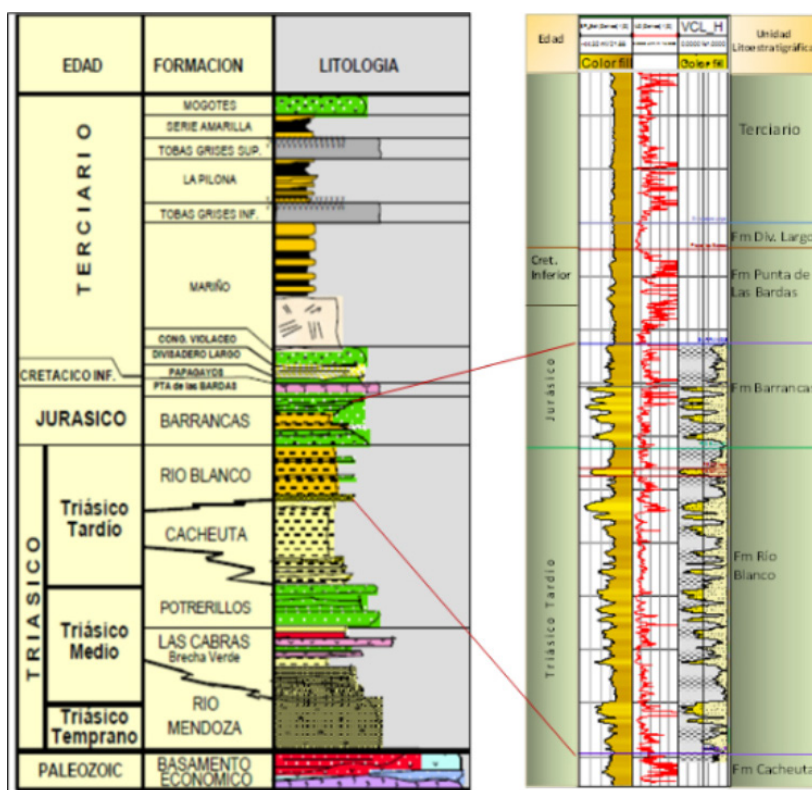
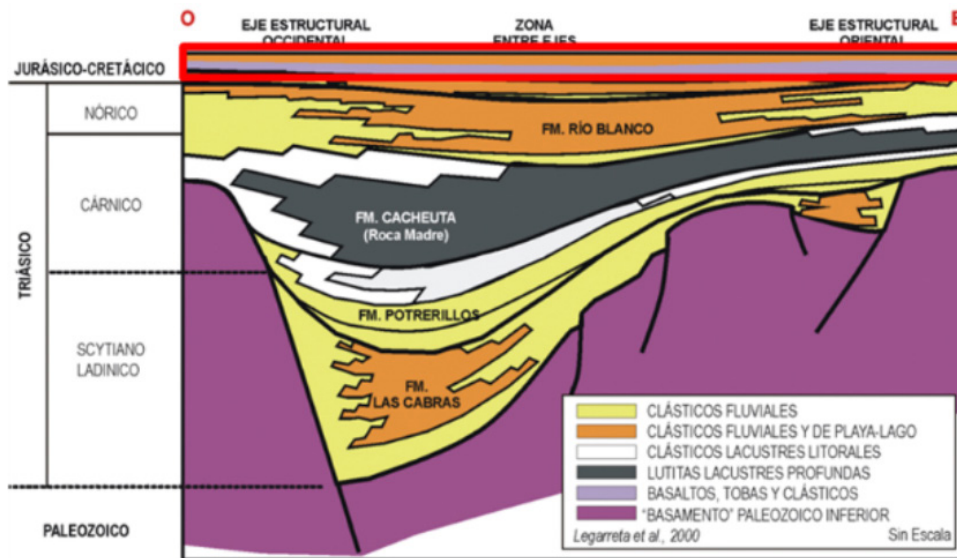


Figura 2.2.1 Columna estratigráfica de la cuenca Cuyana, modificada de Kokogian *et al.* (1983).

En el siguiente esquema conceptual se muestra la distribución de facies en el ámbito Tupungato- Barrancas hasta el Jurásico – Cretácico (Figura 2.2.2).



Tomado de Legarreta, et.al., 2000

Figura 2.2.2. Corte estratigráfico conceptual E-W de la Cuenca Cuyana.

3 - GEOLOGÍA LOCAL Y MODELO ESTÁTICO

3.1 - Objetivos

Los objetivos principales a la hora de realizar el modelo estático de Ugarteche fueron motivados por:

- Actualizar la geología del campo mediante la correlación pozo a pozo de formaciones y capas.
- Actualizar la petrofísica de todos los pozos.
- Determinar la factibilidad de nuevas perforaciones en áreas donde el abandono de pozos, en épocas anteriores, interrumpió la continuidad de la perforación.
- Localizar reparaciones y analizar la factibilidad de reactivar pozos que cuentan con baja producción.
- Analizar la posibilidad de realizar un proyecto piloto de secundaria en Ugarteche Occidental sur.
- Actualizar la OOIP y los factores de recobro en las 3 Áreas del Yacimiento.

3.2.A- Modelo Estático

A partir de la descripción de facies y a la definición de asociaciones de facies en coronas, se realizó una interpretación del posible paleoambiente en el cual fueron depositados los sedimentos de la Formación Barrancas (Fig. 2.2.3). Ésta conforma un sistema complejo e intrincado de abanicos aluviales multiepisódicos y sistemas fluviales efímeros.

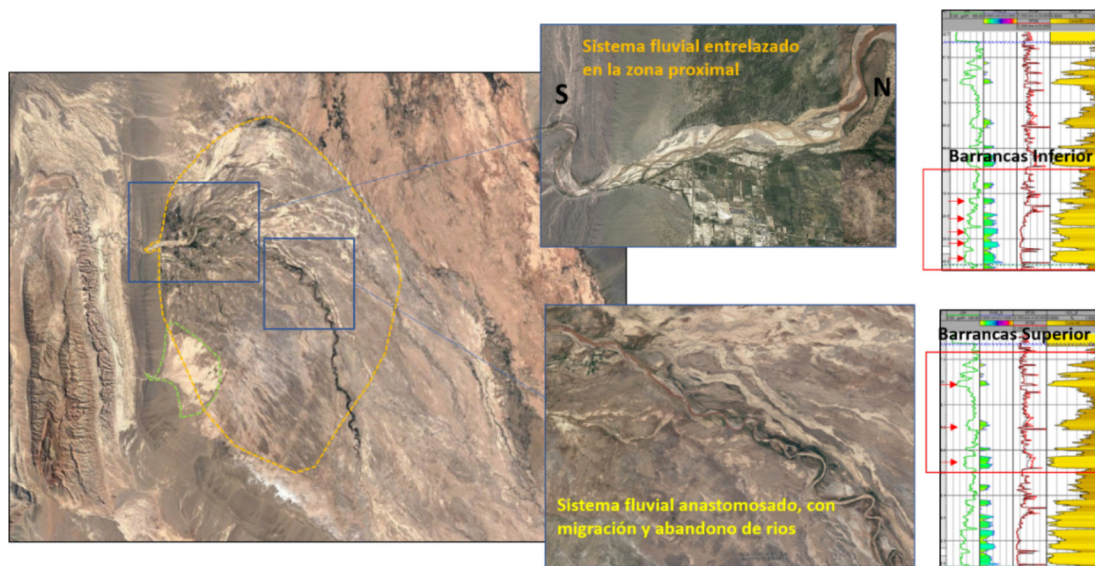


Figura 2.2.3. Análogo actual, sistema aluvial-fluvial efímero.

Los puntos más salientes son:

- Se trata de un sistema fluvial proximal-medio (con respecto al área de aporte), determinado por la mala selección de los depósitos (aún en las secuencias psamíticas finas), la presencia de cierta participación de clastos subangulosos e incluso angulosos), y la inmadurez mineralógica que por momentos presenta la secuencia sedimentaria.
- El diseño de la red puede ser anastomosada-entrelazada, con flujos multiepisódicos con energía variable, que generan una sucesión de secuencias menores granodecrecientes, que pueden ir de pocos centímetros a decenas de centímetros de espesor.

Se analizó el patrón de apilamiento de las facies dentro de la formación para definir los arreglos característicos y la polaridad areal y ciclicidad vertical del sistema.

La ciclicidad vertical está dada por ciclos identificados a dos escalas distintas (Fig. 2.2.4):

- En la escala de alta frecuencia (mayor detalle) se observaron ciclos de tendencia granodecreciente para Barrancas Superior y granocreciente para Barrancas Inferior con espesores que rondan los 15-20 metros.

- A escala de frecuencia baja (menor detalle) se observó que los ciclos antes mencionados se arreglan en dos ciclos de 45-50 m de espesor promedio.

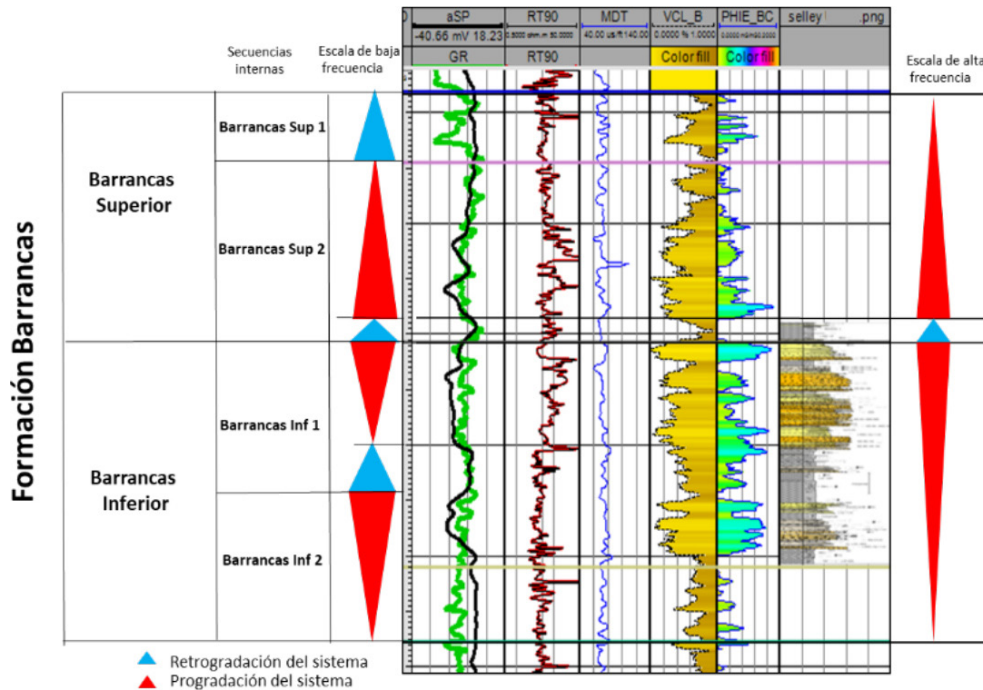


Figura 2.2.4. Ciclicidad vertical del sistema observado para Fm. Barrancas.

Los principales datos como roca reservorio de Formación Barrancas son: porosidad entre 11 y 14%, permeabilidades entre 50 y 300 mD; presión original 220 kg/cm² y presión actual 180 kg/cm² y espesores útiles de unos 10 m aproximadamente.

En cuanto al modelo estático es un modelo simple estructural + facies donde se realizó lo siguiente flujo de trabajo:

- Estructural ajustado a los pozos,
- Incorporación modelo geológico conceptual,
- Incorporación de perfiles,
- Petrofísica,
- Asociación de Facies
- Poblado geoestadístico.

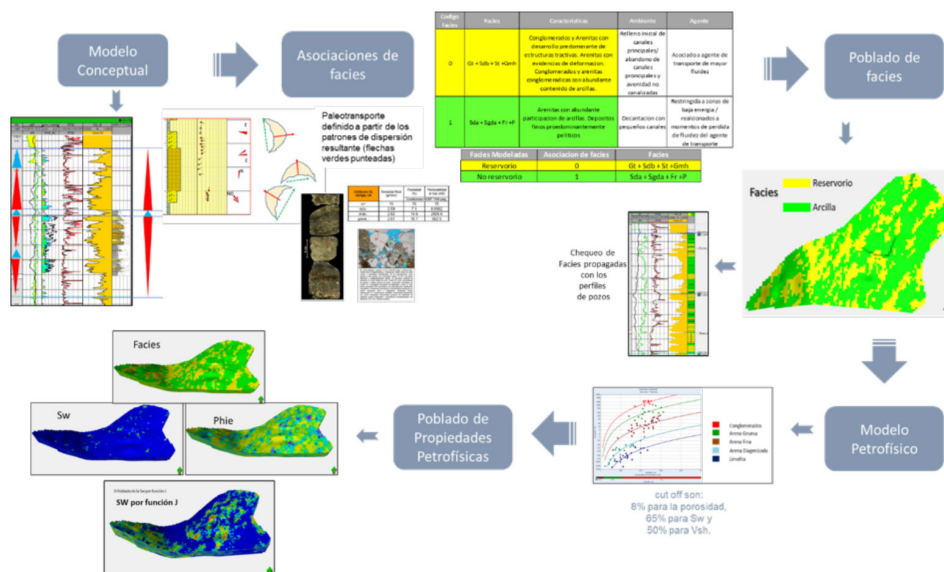


Figura 2.2.5. Distintas etapas del modelo Estático, desde el Modelo conceptual hasta el poblado de las grillas.

La otra unidad productiva es la Formación Río Blanco, que corresponde a una secuencia volcanoclástica (con retrabajo fluvio-lacustre), es el segundo reservorio en importancia en el yacimiento. El área de estudio no cuenta con información sísmica 3D, por lo que la caracterización estática de los reservorios debe hacerse con información de subsuelo indirecta (básicamente registros eléctricos de pozo, y algunas líneas sísmicas 2D), y directa (testigos coronas y datos de control geológico, esencialmente). En cuanto al vínculo de su génesis con el ambiente sedimentario, en el caso de la secuencia de la Fm. Río Blanco la presencia de analcima nos permite, por un lado, ratificar el marco conceptual que se maneja a nivel regional de sistemas hidrológicamente cerrados, lagos y lagunas hipersalinos de composición alcalina asociados a un clima esencialmente árido, juntamente con un vulcanismo piroclástico, predominantemente ácido.

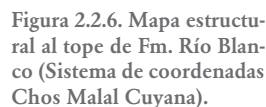
Para la zona de Ugarteche Occidental y Chañares (principalmente en Ugarteche Occidental sur) es un reservorio con buenas características petrofísicas, reservorio cargado de hidrocarburo y productivo (hay casos de pozos surgentes que solo quedaron produciendo de Fm. Río Blanco).

Algunas características del reservorio: porosidades entre 11 y 14%; permeabilidades de 10 mD y presiones originales entre 380 y 400 kg/cm², por último, espesores útiles de unos 60 metros.

En la Figura 2.2.6 un mapa estructural al tope de Fm. Río Blanco, no se ha realizado hasta el momento un modelo estático de dicha formación.

3.2.B- Modelado Dinámico

El modelado dinámico busca optimizar el desarrollo del yacimiento y mejorar el factor de recobro. Para esto se utilizaron las grillas obtenidas del modelo estático, tales como porosidad,



Ajuste Histórico: Para realizar la caracterización de reservorio y de fluidos se tuvieron en cuenta las propiedades del acuífero, conexiones, permeabilidad y porosidad. Para definir estos parámetros se analizaron las coronas existentes, los datos de Presiones de la zona, los PVTs tomados y se definieron los contactos de agua al realizarse un balance de agua. De esta forma se pudieron definir las Leyes K-Phi, Ley de Sor, Swi, Krw y Pc. Se realizó el estudio de contactos de agua utilizando software específico y toda la información disponible:



La secuencia BS1 (ver Figura 2.2.4 ciclicidad y secuencias de Formación Barrancas) solo produjo petróleo y fue explotada en Ugarteche Occidental Norte, se observa en los últimos años de perforación que en Ugarteche Occidental Sur la presión encontrada es mucho menor que la original en la zona Norte (300 kg/cm^2). Esto puede explicarse entendiendo que ambas regiones están conectadas hidráulicamente. Esta secuencia comenzó a producir petróleo en Ugarteche Occidental Norte en el año 1975, y ya para el año 1991, se encontraba inundada. Recién en el año 1992 se ensaya el primer pozo en esta secuencia en la zona sur, dando ensayo de 100% AS. Se estima que el avance del acuífero desde el oeste hacia el este, inundo el yacimiento encontrándose hoy en día en valores de saturación residual de petróleo. La conexión con Ugarteche Chañares no puede definirse ya que solo existe un dato de presión en el pozo.

Respecto a la información con la que se cuenta es muy escasa, a continuación, se muestran las cantidades de datos existentes:

Dato	Cantidad
Corona	5
PVTs	6
Pc-J	32
Kr	13
Presion	183

Con estos datos se pudo definir los valores de ley Kphi y Pc tal como se muestra a continuación:

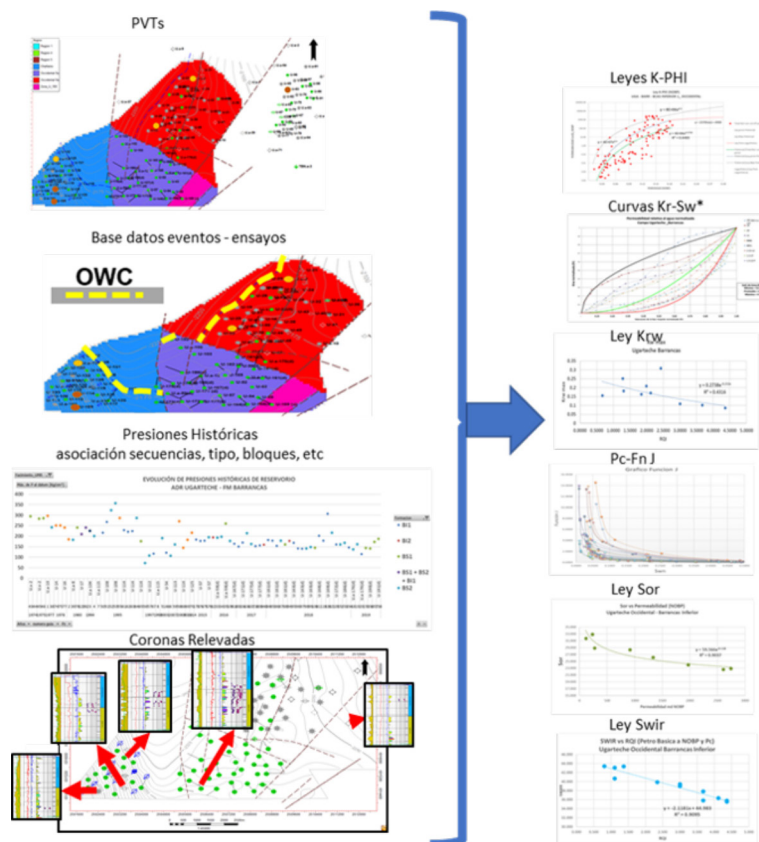


Figura 3.2.3. Etapas del modelo dinámico.

Con estos juegos de curvas se inicializo el modelo, contemplado en un primer momento todas las fallas sellantes. Actualmente se está trabajando en el ajuste histórico. A continuación, se muestra el último ajuste obtenido para la zona de Ugarteche Occidental:

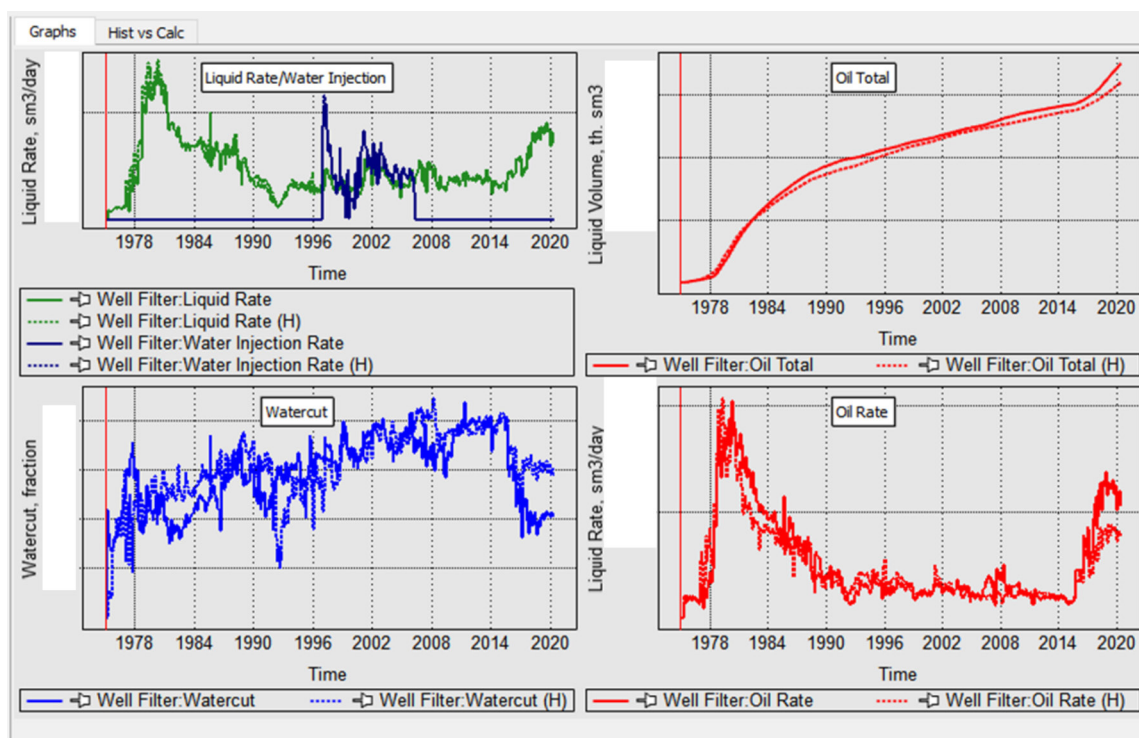


Figura 3.2.4. Último ajuste histórico obtenido.

Paralelamente al modelado se han ido realizando otro tipo de estudios los cuales se muestran a continuación:

3.3 - Estudios de Daños en pozos productores

En el año 2015 se inició una nueva etapa en el yacimiento que se fundamentó en la perforación de pozos productores en el “Bloque Occidental Sur”; sector con discontinua actividad, habiéndose perforado el último pozo en el 2005.

Desde el comienzo del desarrollo, los pozos manifestaron signos de daño (asociado en primer momento a incrustaciones) que impactaron negativamente en la producción y dificultaron las intervenciones con equipo de torre. Pero al retomar la actividad en 2015 estos problemas se multiplicaron (alto índice de falla de SEA por incrustaciones, declino acelerado de pozos, ensayos de terminación que no se reflejaban en producción, etc.), afectando significativamente la producción y avance del proyecto.

Ante esta se instrumentaron acciones tendientes a, por un lado, recuperar producción y mejorar la performance de la producción; y, por otra parte, extender el *runtime*. El flujo de trabajo sigui-

do consistió en realizar intervenciones para remediar (repunzados, limpiezas quelantes y estimulaciones reactiva); así como para prevenir daño, incorporando a las terminaciones y reparaciones, *squeeze* de inhibidor de incrustaciones a formación, inhibidores de incrustaciones encapsulados y medios mecánicos para evitar la mezcla de las aguas de formación en fondo. Adicionalmente, se investigaron los mecanismos de daño para ajustar las estrategias de remediación como repunzados, limpiezas quelantes y estimulaciones reactivas y prevención de daño.

Las perforaciones comienzan a evidenciar problemas de incrustaciones en los sistemas de extracción, que se profundizan durante el año 2018.

También se observa un declino acelerado de los pozos y ensayos de intervenciones con WO que luego no coinciden con la producción real del pozo, se asocia a daño dentro de la formación por incrustaciones. Otro problema que se evidencio fue la perdida repentina de producción.

Con el fin de solventar estas pérdidas de producción, se comenzó un estudio exhaustivo de los posibles daños que estarían afectando a los pozos:

- Mineralogía:

Se analizó las coronas existentes de Fm. Barrancas las cuales mostraron Clorita (porcentaje >3% genera daño) y la de Río Blanco que manifiesta alta presencia de Analcimas lo que genera que se encuentren cerradas las gargantas porales.

ESTUDIO POR DIFRACTOMETRÍA DE RAYOS X

BARRANCAS

Líneas	Roca Total (%)												Fracción Arcillas																	
	Feldespatos			Arcillas	Carbonatos			Ceolitas			Sulfatos			Hemita	Esmectita		Clorita		Interestratificados				Iliita	Caolinita		Impurezas				
	Cu	Feldspatos			Ca	D	S	A	Cl	L	Y	An	Ba		%	Cr	%	Cr	Iliita-esmectita		Clorita-esmectita									
		K	Pl																%	Cr	%	Cr		%	Cr		%	Cr		
Fr	59	4	5	32														48	M	NC				49	M	3	B	mo: Q, es: F		
Sdbs	79	6	7	8										Tr			15	B	37	M	NC				48	M			mo: Q, es: F	
Sdb	83	4	8	4					1								18	B	47	M	NC				35	M			mo: Q, es: F	
St	83	4	8	5													42	B	31	M	NC				27	M			mo: Q, es: F	
	84	5	7	4					Tr								27	B	36	M	NC				37	M			mo: Q, es: F	
Gt(Sgt)	83	6	8	3													37	B	30	M	NC				33	M			mo: Q, es: F	
Sgd	84	5	7	3					1								28	B	38	M	NC				34	M			mo: Q, es: F	
Gt	85	4	7	3					1								40	B	28	M	NC				32	M			mo: Q, es: F	
	80	6	9	4					1								28	B	28	M	NC				44	M			mo: Q, es: F	
Sgh	84	4	8	3					1								23	B	36	M	NC				41	M			mo: Q, es: F	
	85	5	6	4					Tr								10	B	41	M	NC				49	M			ab: Q, es: F	
Gmh	81	6	6	6					1										60	M	NC				40	M			ab: Q, es: F	
Sgt	82	6	7	4					1								36	B	40	M	NC				24	M			mo: Q, es: F	
	87	4	7	2					Tr								61	B	14	M	NC				25	M			mo: Q, es: F	
Gt	76	6	8	9					1								42	B	23	M	NC				35	M			mo: Q, es: F	
St	80	4	8	7					1								50	B	32	M	NC				18	M			mo: Q, es: F	
Gt	82	4	8	4					2								30	B	39	M	NC				31	M			mo: Q, es: F	
Fr	80	2	3	14										1				59	M	NC				37	M	4	B			mo: Q, es: F
Sgt	86	3	7	3					1								19	B	44	M	NC				37	M			ab: Q, es: F	
St	82	5	5	6					2								1	B	58	M	NC				41	M			ab: Q, es: F	
Sta	78	5	9	8					Tr								1	B	57	M	NC				42	M			ab: Q, es: F	
Gpa	77	3	4	14										2				57	M	NC				43	M					ab: Q, es: F

REFERENCIAS

K: potásicos	Ca: calcita	A: analcima	Y: yeso	CE: capas expansivas	B: buena	ab: abundante	Q: cuarzo
Pl: plagioclasas	D: dolomita	Cl: clinoptilolita	An: anhidrita	NC: no cuantificables	R: regular	mo: moderado	F: feldespatos
Tr: trazas	S: siderita	L: laumontita	Ba: baritina	Cr: cristalinidad	M: mala	es: escaso	

Figura 3.3.1 Análisis DRX de la Formación Barrancas.

CARACTERÍSTICAS DEL SISTEMA PORAL

RIO BLANCO

Límites	Petrofías	Abundancia %	Distribución	Selección de tamaño	Tamaño medio de poro	Tamaños porales (%)					Texturas porales (%)					Estudio de MEB					Petrofísica																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																									
						Macroporos	Mezoporos	Microporos	Crioporos	Integrular/intergranular inducida	Integrular	Móltica	Intacamento	Microporosidad	Microtexturas	Pores irregulares	Gases fracturados	Abundancia	Diámetro (µm)	Tortuosidad		Rugosidad pared poral	Nº de coherencia	Diámetro poro vs garganta																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																						
3	AL	10	He	Mo	0.35		60	40		35	45	10		5		5																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																																														

Petrofías AL: arena tica
Petrofías T: tufa
Petrofías TF: L: sulfas finas (laminares)

P: primaria	H: homogénea	S: buena	Ab: abundantes	Es: escasa	* muestra teórica
S: secundaria	M: moderadamente homogénea	M: moderada	F: frecuentes	Ba: baja	A: analcima
He: heterogénea	M: mala	C: comunes	Ar: alta	Ar: arcillas	
		P: presentes	ME: muy escasas		

Figura 3.3.2 Sistema Porale de la Formación Río Blanco.

- Incrustaciones:

El análisis de las incrustaciones de los SEA de diferentes pozos, no muestra un patrón respecto del tipo de incrustación, sino que las dos principales son Sulfato de Calcio y Carbonato de Calcio, variando sus proporciones en cada pozo.

Por lo tanto, se realizó un estudio de muestras de agua de formación para analizar la compatibilidad entre Formación Barrancas y Formación Río Blanco.

La Formación Barrancas tiene bajo calcio y alto sulfato mientras que la Fm. Río Blanco tiene alto calcio y bajo sulfato. Por eso las mezclas tienen más tendencia a formar incrustaciones que las aguas por separadas. Este efecto se maximiza a medida que las mezclas se acercan al 50 % de cada agua.

La tendencia a precipitar sulfato de calcio se incrementa con el aumento de la temperatura (en el rango estudiado 100-140 °C). Este efecto se comienza a notar a partir de 120 °C y se hace más evidente cuando los porcentajes de ambas aguas se acercan al 50 % de cada una de ellas.

El efecto de la presión es menos determinante en la formación de incrustaciones de sulfato de calcio. La disminución de la presión aumenta levemente la posibilidad y cantidad de incrustación de sulfato de calcio precipitado.

- Asfaltenos:

En el yacimiento Ugarteche no se han tomado muestras de PVT en fondo, si en superficie, pero debido a que estas muestras no son tan representativas ya que los asfaltenos pueden precipitar en reservorio o en el sistema de producción, se tomaron en consideración los PVT tomados en el yacimiento análogo que es Mesa Verde (misma roca madre y cercanía geográfica).

Pozo	Sat	Aro	Res	Asf
	[Wt] %	[Wt] %	[Wt] %	[Wt] %
MV-X	79.97	6.33	4.15	9.55
MV-Y	82.10	5.60	3.90	8.40

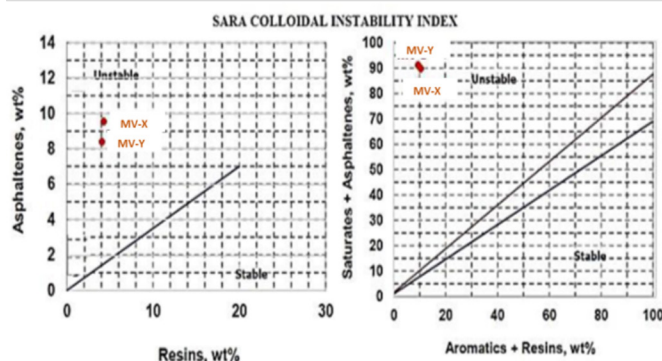


Figura 3.3.3 Por análisis SARA de Fm. RB, existen asfaltenos precipitables.

Las muestras de fondo de la Fm. Río Blanco, de acuerdo con el análisis SARA, muestran asfaltenos inestables con tendencia a precipitar.

Se evidencia la necesidad de avanzar en el estudio del comportamiento de los asfaltenos en el crudo de la Fm. Barrancas, tomando una muestra en fondo.

- Movimiento de finos/Arcillas:

Se realizaron estudios de velocidad crítica y salinidad crítica solo en Fm. Barrancas, está pendiente realizarse en Fm. Río Blanco.

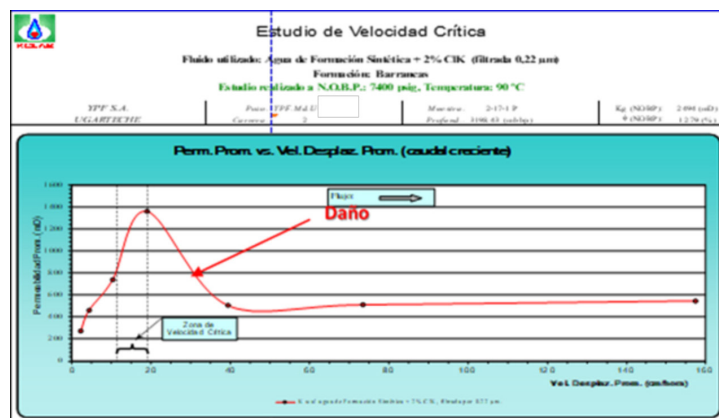


Figura 3.3.4 A medida que la velocidad del fluido aumenta, la roca pierde permeabilidad.

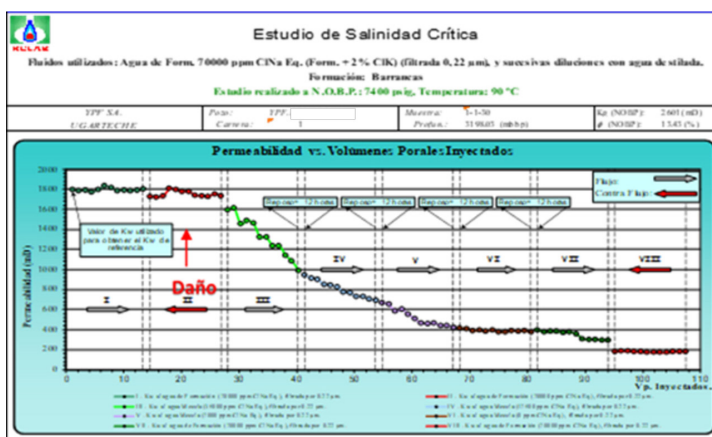


Figura 3.3.5 Baja la permeabilidad a medida que baja la salinidad del agua.

3.4- Acciones para mitigar el daño

A. Preventivas

Tanto durante la terminación como en las reparaciones de los pozos se fueron tomando diversas medidas que se muestran a continuación (Fig. 3.4.1).



Figura 3.4.1

El total de medidas adoptadas para proteger pozos contra incrustaciones es de 42, en la mayoría de los pozos tanto en TER como REP se combinaron más de una medida, la subdivisión de medidas tomadas se observa en la Figura 3.4.2.

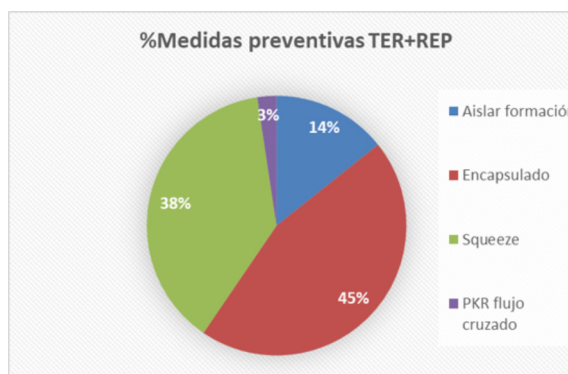


Figura 3.4.2

B. Remediación

Como se aprecia en la Figura 3.4.3 de los 21 pozos tratados la medida más utilizada es el re punzado ya que presenta las siguientes ventajas en cuanto a costos y tiempos (no se necesita ensayo posterior como en las estimulaciones), no hay problemas de compatibilidad de químicos, tiene mejor eficiencia vertical.

Como desventajas es la debilitación del *casing*, complica futuras estimulaciones químicas o fracturas y tiene menor penetración dentro de la formación.

El re punzado debería ser la última y no la primera alternativa a utilizar.

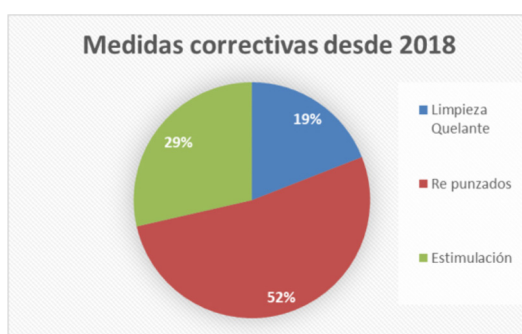


Figura 3.4.3

3.5 - Resultados

A continuación, se puede ver un resumen de los pozos intervenidos y sus tratamientos aplicados. También se puede observar el resultado de producción obtenido.

Fecha	Form en Producción	Intervención	Tratamiento para remover Daño	Squeeze	Qoil Pre (m3/d)	Qoil post (m3/d)	Delta Qoil (m3/d)
31/3/2018	Barr-RB	Reparación			25	25	0.0
29/5/2018	Barr-RB	Reparación	Limpieza Quelante	Squeeze Inhibidor	6.6	31.64	25.0
11/6/2018	Barr-RB	Reparación	Repunzados+Apertura nueva zona		22.14	30	7.9
22/6/2018	Barr	Reparación	Limpieza Quelante	Squeeze Inhibidor	37.5	45.17	7.7
23/7/2018	Barr-RB	Reparación	Estimulación		5.78	10.15	4.4
27/7/2018	Barr	Reparación	Repunzados		6.17	19.5	13.3
23/8/2018	Barr	Reparación	Estimulación		25.42	12.42	-13.0
4/12/2018	Barr-RB	Reparación	Repunzados	Squeeze Inhibidor	5.91	16.22	10.3
2/5/2019	Barr-RB	Reparación			4.35	35.81	31.5
10/5/2019	Barr-RB	Reparación	Estimulación		7.86	12.6	4.7
15/5/2019	Barr-RB	Reparación	Repunzados	Squeeze Inhibidor	8.37	30.71	22.3
21/5/2019	Barr-RB	Reparación	Limpieza Quelante	Squeeze Inhibidor	14.72	20.53	5.8
1/8/2019	Barr-RB	Reparación	Repunzados	Squeeze Inhibidor	2.09	8.12	6.0
26/10/2019	Barr	Reparación	Repunzados	Squeeze Inhibidor	0	31	31.0
5/12/2019	Barr-RB	Reparación	Estimulación		7	17.8	10.8
5/2/2020	Barr	Reparación	Estimulación		2	16	14.0
16/8/2018	RB	Reparación	Repunzado + Fractura		3.3	17.8	14.5
25/3/2019		Reparación			2.79	4.71	1.9
9/4/2019	Barr-RB	Reparación	Repunza	Squeeze Inhibidor	7.83	27	19.2
25/11/2020	Barr-RB	Reparación	Estimulación		8.68	42	33.3

Figura 3.5.1 Tabla de pozos intervenidos, con caudales pre y post tratamiento aplicado.

En la Figura 3.5.2 el ejemplo muestra que el pozo aumenta su producción y cambia el declino, hasta 07/2019, donde baja la producción y cambia el declino. El día 27/10/2020 se estimula desde boca de pozo a través del anular, de acuerdo con controles el pozo recupera 6.5 m³/d de producción de petróleo.



Figura 3.5.2 Repunzado.

En la Figura 3.5.3 se observa un ejemplo de otro pozo terminado originalmente en la Fm. Río Blanco (2018), en 02/2020 se interviene con WO, se abre Fm. Barrancas con excelentes ensayos (2 capas), se deja Fm. Río Blanco bajo tapón. Se baja sistema BES y se dosifica incorrectamente el encapsulado (se lo deja por encima de los punzados de la Fm. Barrancas). Se daña esta formación y el pozo no produce. Se ingresa con *Pulling* 03/2020 y se cambia la BES por BM. El 04/2020 se re punza zona superior Fm. Barrancas y no se dosifica inhibidor de ningún tipo, se recupera el aporte del pozo.

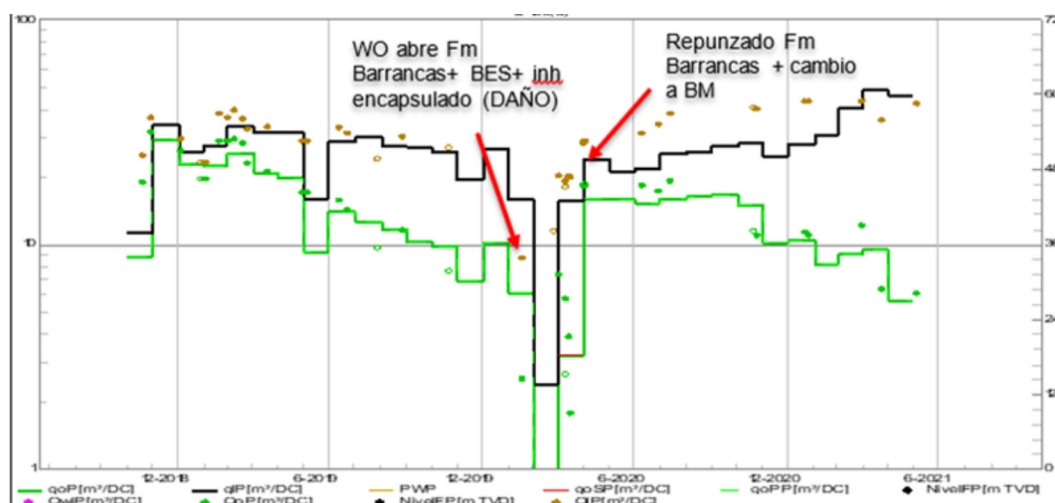


Figura 3.5.3 Daños por dosificación de encapsulados.

Como se puede ver en el gráfico de producción (Figura 3.5.4) las acciones tomadas con estos análisis en el año 2021 luego de la pandemia llevaron a recuperar la producción. Luego se ve una caída importante de la misma debido a que se deja de invertir y los pozos declinan naturalmente.

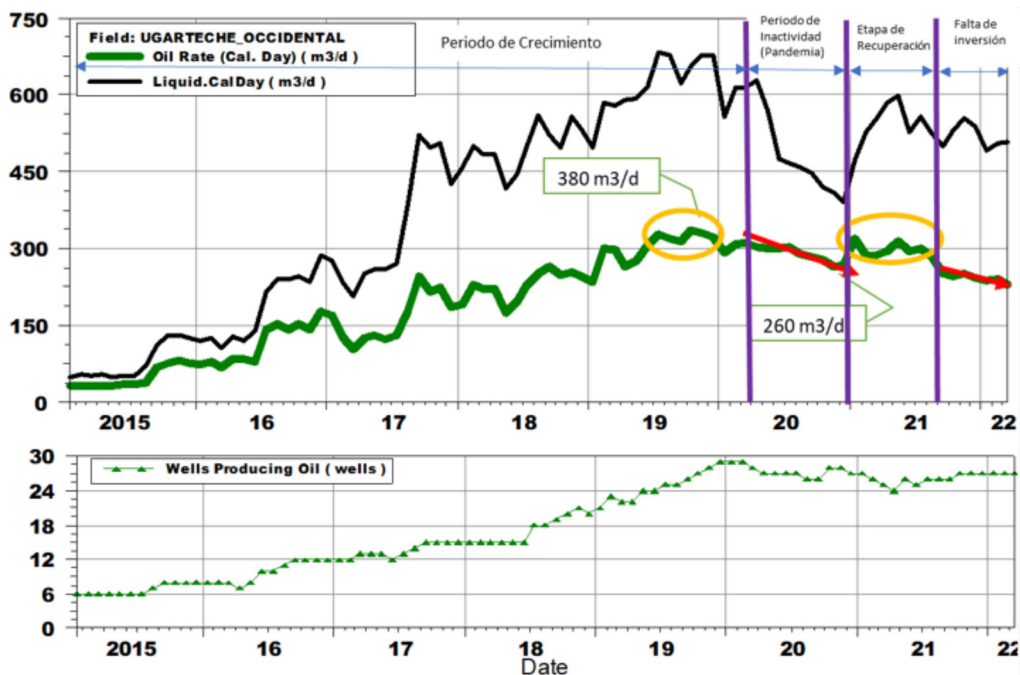


Figura 3.5.4 Producción desde la activación del campo.

4 - ESTUDIO DE VISUALIZACIÓN DE RECUPERACIÓN SECUNDARIA

Debido a que la zona se encuentra en producción de primaria, se vio la necesidad de estudiar la factibilidad de implementar la recuperación secundaria en la Fm. Barrancas ya que la misma tiene analogía en zonas cercanas donde se ven buenos resultados.

El estudio se realizó teniendo en cuenta perforación de pozos inyectores y el armado de pattern fue five-spot invertido quedando el siguiente esquema de inyección (Fig. 4.1):

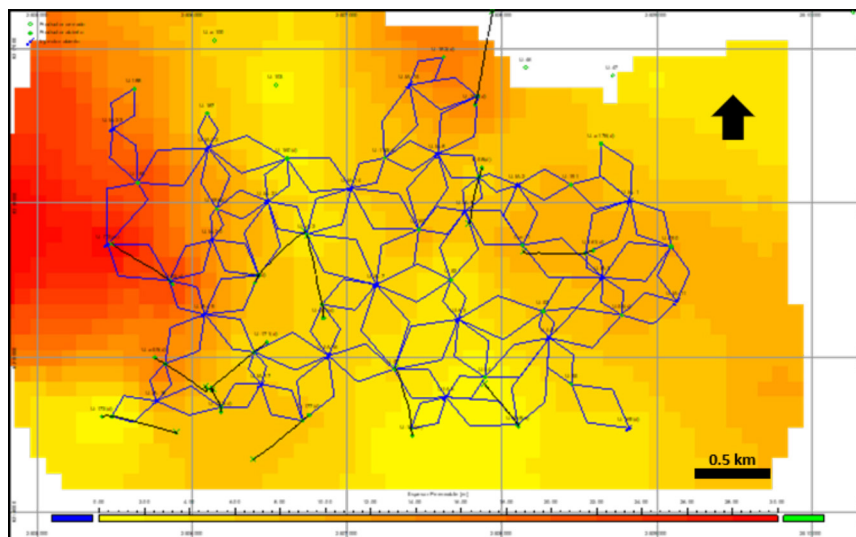


Figura 4.1 Pattern five spot propuestos.

Para este estudio se utilizó la metodología de curva característica considerando el análogo ya implementado en Ugarteche Chañares.

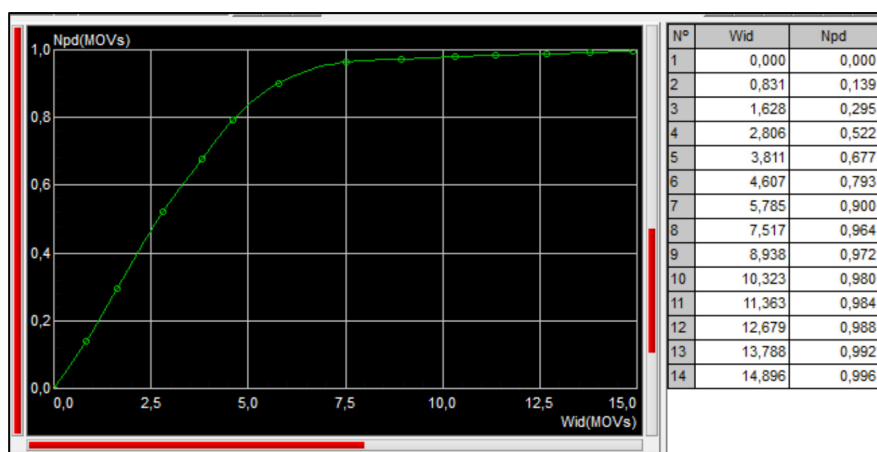


Figura 4.2 Curva característica.

Para definir el caudal de inyección se consideró básicamente el inyectado en el campo vecino Ugarteche Chañares de 150 m³/d.

Se realizaron 3 estimaciones variando la eficiencia volumétrica que es la incertidumbre que se tiene. Se puede ver la variación del Factor de Recobro obtenido en cada uno de estos escenarios en la Figura 4.3:

Escenario Mínima		Escenario Media		Escenario Máxima	
Qiny/pozo	100 m ³ /d	Qiny/pozo	150 m ³ /d	Qiny/pozo	250 m ³ /d
Ef Vol	0.8	Ef Vol	0,8	Ef Vol	0,8
Fr Base @2027	14%	Fr Base @2027	14%	Fr Base @2027	14%
Fr final @2027	22%	Fr final @2027	24%	Fr final @2027	26%

Figura 4.3.

Los resultados fueron prometedores y se incorporaron reservas en el yacimiento. Los problemas que presenta la implementación de este proyecto son ambientales por tratarse de zonas de fincas.

5 - CONCLUSIONES

La reactivación de un campo maduro como Ugarteche fue y sigue siendo un gran desafío, con muy buenos resultados de mejoras en niveles de producción y optimización del campo, todo esto gracias al trabajo en equipo de las áreas de: Estudio-Operaciones-Producción-Perforación- Medio Ambiente. Con la realización del modelo estático y dinámico, se obtuvieron los valores de OOIP actualizados, se delimitó las zonas a perforar, se actualizaron los contactos de agua por zonas (hay más de un contacto de agua). Además, se logró dar soporte a la incorporación de reservas y

se evolucionó en la visión del desarrollo del campo al poder distinguir mejoras en la producción del yacimiento.

Si bien sigue siendo un aprendizaje continuo con los temas tratados como incrustaciones y daños, se lograron identificar y proponer mejoras. Dentro de las propuestas realizadas, muchas con fueron con éxito y de esta manera se recuperó la producción perdida. En otros casos no hubo mejoras.

Es importante destacar que se analizó económicamente la posibilidad de producción individual de cada formación (para evitar la incompatibilidad de agua) pero debido a los costos, profundidades y producciones no resulta atractiva esta propuesta.

Este análisis de daño permitió dimensionar una actividad de recuperación de producción (Proyecto de Reparaciones Integral que comenzó a fines de 2021) la cual aún no ha dado resultados determinantes, ya que, de 8 pozos intervenidos, 5 han presentado problemas mecánicos (bombas en pesca, rotura de *casing*) y los 3 que se pudieron ejecutar se encuentran en proceso de optimización.

Respecto a los otros estudios como el de Secundaria se encuentra en proceso de validación el cual será evaluado con el modelo dinámico para su posterior ejecución. Es importante destacar los problemas ambientales (de superficiarios) que se deberían minimizar para poder definir su ejecución.

AGRADECIMIENTOS

Los autores agradecen a Nicolás Bouillard por su tarea continua en el seguimiento de las operaciones, a Marco Rueda por su colaboración en el análisis petrofísico de cada pozo.

6 - BIBLIOGRAFÍA

- Giambiagi, L.; Moreiras, S.M.; Gómez, G.; Stahlschmidt, E.; Spagnotto, S.; Mescua, J. 2014. Caracterización estructural de la subcuenca Cacheuta-Tupungato del eje occidental del *rift* de la cuenca Cuyana. IX Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos. IAPG: 409-429, Mendoza.
- LCV SRL. 2019, 2020. Informes sedimentológicos y petrográficos coronas Fm. Río Blanco (inéditos). YPF S.A.
- LCV SRL. 2018, 2019. Informes sedimentológicos y petrográficos coronas Fm. Barrancas (inéditos). YPF S.A.
- Legarreta, L., G. A. Laffitte y H. J. Villar, 2000, Argentine petroliferous basins: stratigraphy and geochemistry of the source rocks, en L. A. F. Trindade, A. C. Macedo y S. M. Barbanti, eds., Proceedings Seventh Latinamerican Congress on Organic Geochemistry, p. 377-379.
- Palacio, B.; Pastore, C. y Rueda, M. 2019. Modelo estático Fm. Barrancas Ugarteche Occidental y Ugarteche Chañares (inédito). YPF S.A. Mendoza.
- Zencich, S; Villar, H y Boggetti, D. 2008. SISTEMA PETROLERO CACHEUTA-BARRANCAS DE LA CUENCA CUYANA, PROVINCIA DE MENDOZA, ARGENTINA VII Congreso de Exploración y desarrollo de hidrocarburos (Simposio de Sistemas Petroleros de las Cuencas Andinas) Nov 2008. 109-134.