

TÍTULO: EXPERIENCIA EN MODELADO DE IPR'S MULTICAPA EN POZOS DE LA CUENCA DEL GOLFO SAN JORGE

Autores: Fernando García Ruiz
Empresa: YPF
Email: fgarciaru@ypf.com

Sinopsis:

Este trabajo consiste en la presentación de la experiencia en modelado de IPR's Multicapa en el Yacimiento Los Perales de la C.G.S.J. (Cuenca del Golfo San Jorge). Se muestran varios ejemplos de pozos nuevos de primaria donde se tienen datos de presión de formación mediante RFT y ensayos de caudal y presión de cada capa.

Las herramientas utilizadas son el programa PROSPER y una hoja de cálculo Excel donde se optimizan los tiempos de carga de datos, los tiempos de cálculo en la IPR, los ajustes de las curvas (ya que son automáticos) y el paso de los datos de IPR y ALS al programa PROSPER, donde se usan los comandos de "Openserver" para este objetivo.

La metodología aplicada consiste en calcular la IPR multicapa a partir de los ensayos de terminación, ajustarla a los valores de enganche del pozo y en caso de no tener aún datos de producción ajustarlo al valor promedio de la zona observando las diferencias existentes entre ambos. La curva resultante se declina en el tiempo ajustándola a los nuevos valores de producción. Por último, se realiza una declinación de producción para poder calcular la IPR futura (o pronóstico).

Se muestran los resultados obtenidos en las sensibilidades realizadas a diferentes profundidades de referencia, las diferencias en el cálculo entre el Excel y Prosper, y la comparativa entre la curva multicapa y la curva realizada con el método de Vogel corregido por el corte de agua (o Composite) que resulta de simplificar el reservorio multicapa en una única capa.

Introducción

Las siguientes experiencias se ubican en el yacimiento Los Perales pertenecientes a la UESC (Unidad Económica de Santa Cruz) dentro de la UNAS (Unidad de Negocio Argentina Sur). Todo ello ubicado dentro la Cuenca del Golfo San Jorge como muestra la siguiente imagen:

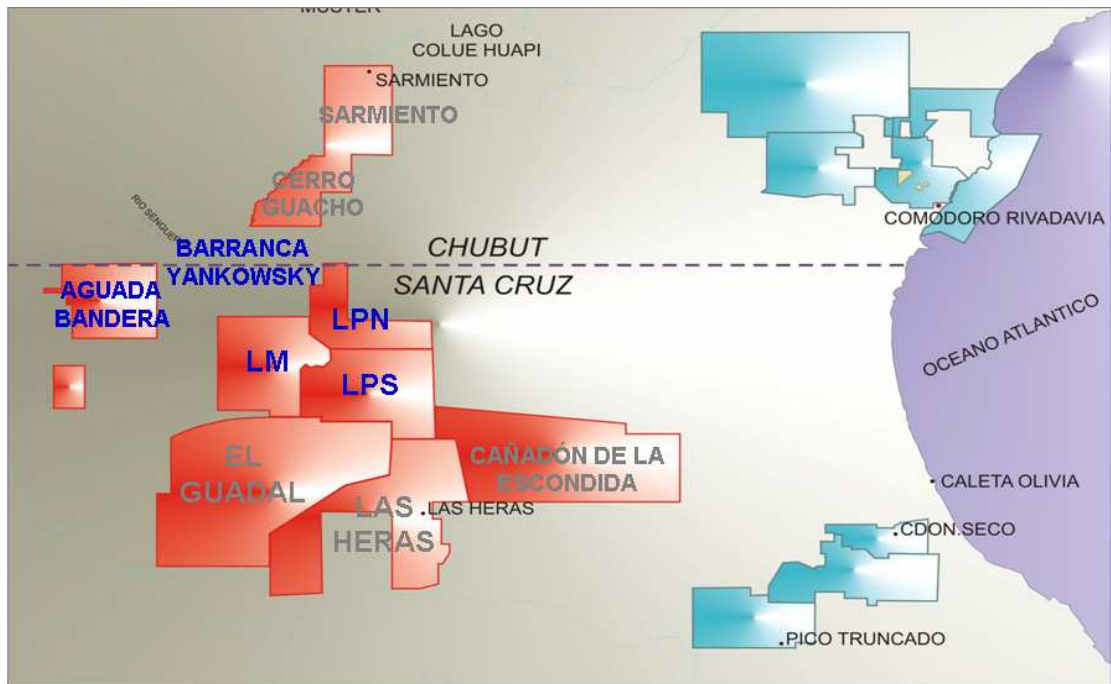


Figura 1: Mapa de ubicación Yacimiento Los Perales

Este yacimiento cuenta con una extensión de unos 1200 Km² con el primer pozo productivo perforado en el año 1976. Cuenta con un total de 1603 pozos de petróleo en extracción efectiva arrojando una producción de 3251 m³/d de petróleo. El yacimiento tiene 238 inyectores activos con una inyección promedio mensual 17500 m³/d. El sistema de extracción mayoritario es el de Bombeo Mecánico alcanzando el 85% y seguido por las Cavidades Progresivas con un 10%.

Se trata de un reservorio multicapa ubicado principalmente en la Formación Bajo Barreal. Nos encontramos con capas productoras que van desde los 500 mts hasta los 2000 mts aproximadamente con una variación de espesores de entre 1,5 y 7 mts. Este yacimiento cuenta con capas productivas de baja productividad con un petróleo de unos 21 °API.

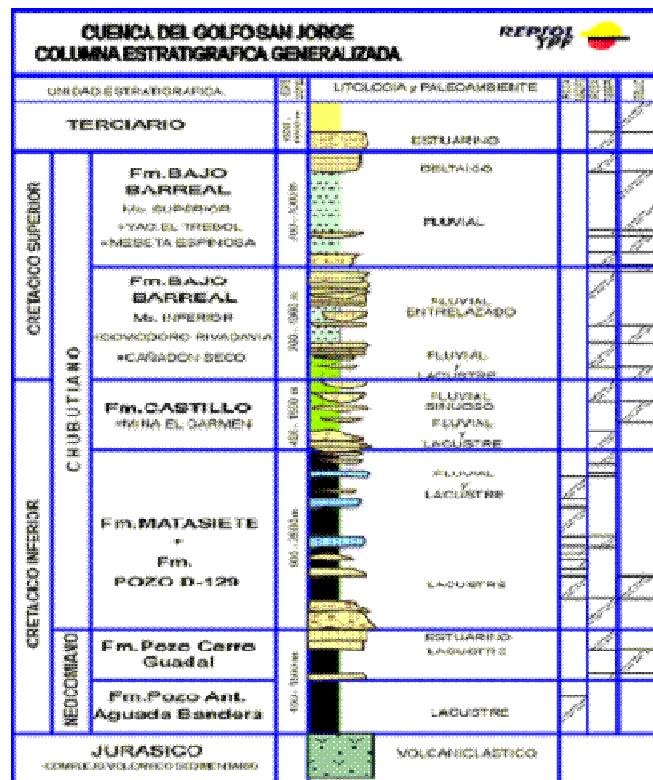


Figura 2: Columna Estratigráfica de la C.G.S.J. (Cuenca del Golfo San Jorge)

De esto se puede determinar que las capas son muy similares por lo que se puede considerar que estas capas mantienen el mismo Índice de Productividad Pre-fractura.

En cuanto a la capa 1205.5/16.5 el ensayo no fue estabilizado ya que se estuvo pistoneando al mayor régimen posible (3750 lts/hr) durante 10 hrs. con devolución de agua de inyección. Por lo que para determinar el índice de productividad se utiliza un estudio estadístico realizado con los pozos nuevos 2007 y 2008 de los índices de productividad pre y post fractura; y el volumen de fluido a producir estimado por correlaciones geológicas.

La siguiente imagen muestra los datos que se tomaron de los ensayos de terminación:

Fecha ensayo	Tope [m]	Base [m]	Vol. [lt/h]	Nivel din. [m]	Oil density [Kg/m ³]	Salinity [gr/l]	VC %	Pest [Kg/cm ²]	Espesor [m]	Gas Gravity
22-sep-08										
capa1	1138.5	1141.5	650	908.0	0.95	5	100	115.7	3.0	0.6
capa2	1180.5	1182	510	1003.0	0.95	5	100	120.0	1.5	0.6
capa3	1192	1193.5	300	1000.0	0.8	3.5	14	108.9	1.5	0.6
capa4	1205.5	1216.5	2700	500.0	0.8	4	20	96.7	11.0	0.6
capa5	1356.5	1358.5	240	1263.0	0.95	3.8	80	130.8	2.0	0.6
capa6	1420.5	1423	1040	1257.0	0.7	4	20	132.34	2.5	0.6
capa7	1434	1439	584	1235.0	0.95	9	100	145.7	5.0	0.6
capa8										
capa10										
capa11										
capa12										
capa13										
capa14										
capa15										

Figura 5. Datos del Ensayo de Terminación

Se utiliza una hoja de cálculo para optimizar los tiempos de recopilación de datos, análisis de sensibilidades y carga automática al PROSPER de ahí que algunos resultados se presenten en este formato.

A partir de estos datos de cada capa se pueden representar la curva IPR a de cada capa a la profundidad media de cada capa en términos de presión o de niveles como muestran las siguientes figuras:

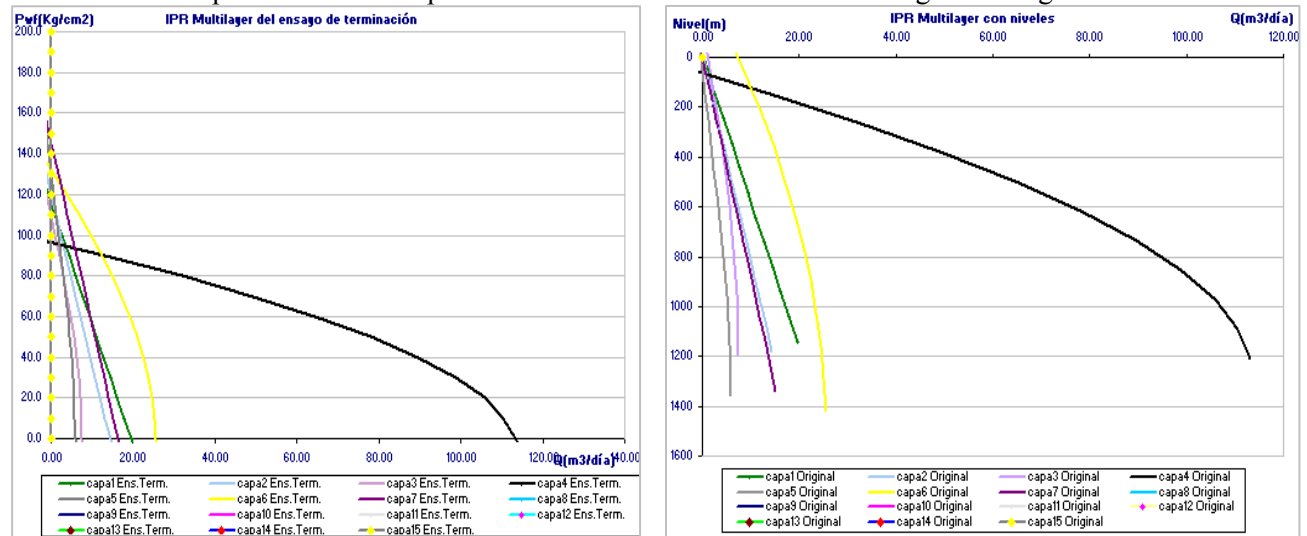


Figura 6. Curvas IPR de cada capa a profundidad media de cada una de ellas en presión y nivel

Se utiliza como profundidad de referencia la profundidad media de la capa más profunda, esto es, 1436.5 mts corrigiéndose cada una de las IPR anteriores a esta profundidad:

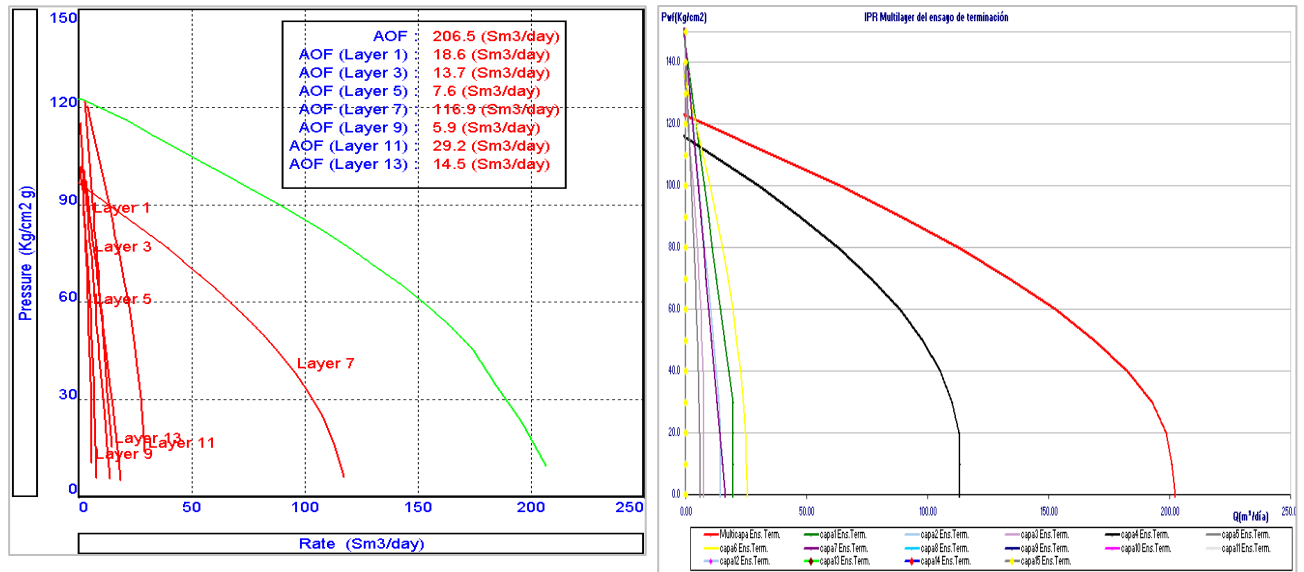


Figura 7. Curva IPR Multicapa en PROSPER y Excel de Ensayos de Terminación

Como se puede observar que el resultado de la Pest* resultante del promedio ponderado de los índices de productividad de cada capa respecto a las presiones estáticas es igual en ambas aplicaciones y existe un pequeño desvío en el AOF debido principalmente a que PROSPER utiliza únicamente un PVT machado con los datos de la correlación de Fariña; y las aproximaciones a las características de las otras capas son diferentes a las que se obtendría si se machearan estas también.

A continuación se realiza un análisis de sensibilidades con la profundidad de referencia a 1400, 1350, 1300 y 1250 mts:

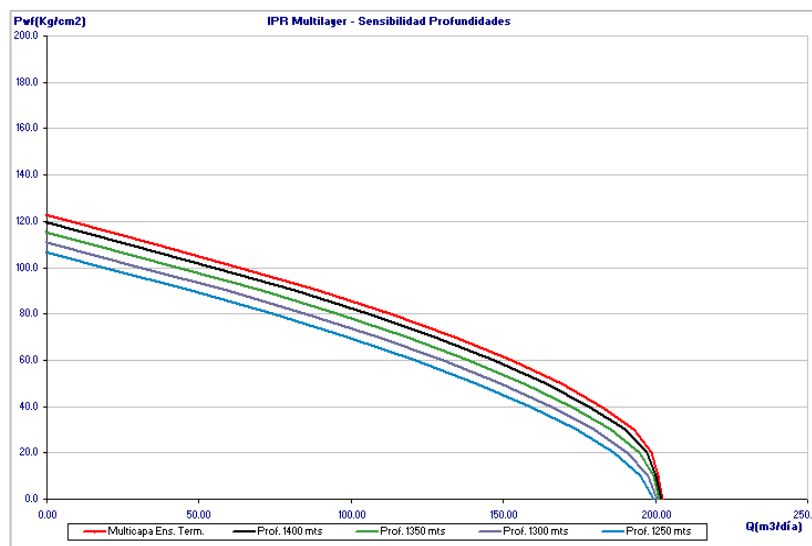


Figura 8. Análisis de sensibilidad de la profundidad de referencia

Como resultado de esta sensibilidad se observa que por encima de 1300 mts no se ve afectada la producción bruta del pozo por lo que se justificaría la colocación del sistema de bombeo a esta profundidad si no existen otras razones de tipo extractivo que lo hagan inviable. Esto lleva consigo un ahorro de cañería 2 7/8" por la optimización de la profundidad del sistema de bombeo así como una menor exigencia del sistema.

El siguiente paso fue ajustar la curva IPR multicapa a los valores de enganche en dos situaciones: la primera cuando aún no se tienen datos de producción y se tiene que diseñar el sistema de levantamiento artificial; y cuando se tienen ya datos de caudal y presión después de la terminación del pozo.

- Sin datos de producción: para este ajuste se utiliza un valor promedio del área de 0,3. El IP (índice de productividad) de la curva IPR del Ensayo de Terminación fue de $2.8541 \text{ m}^3/\text{d}/\text{Kg}/\text{cm}^2$ por lo que la curva resultante del ajuste tendrá un valor de $0.8562 \text{ m}^3/\text{d}/\text{Kg}/\text{cm}^2$. Cabe destacar que en la hoja de cálculo este proceso de ajuste así como su traspaso a PROSPER es automático. El resultado que se obtiene es de un AOF

de 61.4 m³/d con una diferencia del 1.1% con respecto al Excel. Pero lo más importante es que los valores de enganche que se obtuvieron fueron mucho menores a los que se esperaban con el valor promedio del Área de 0,3. Hecho que muestra que no siempre es conveniente aplicar este valor. Las siguientes imágenes muestran la no coincidencia de estos valores post-terminación:

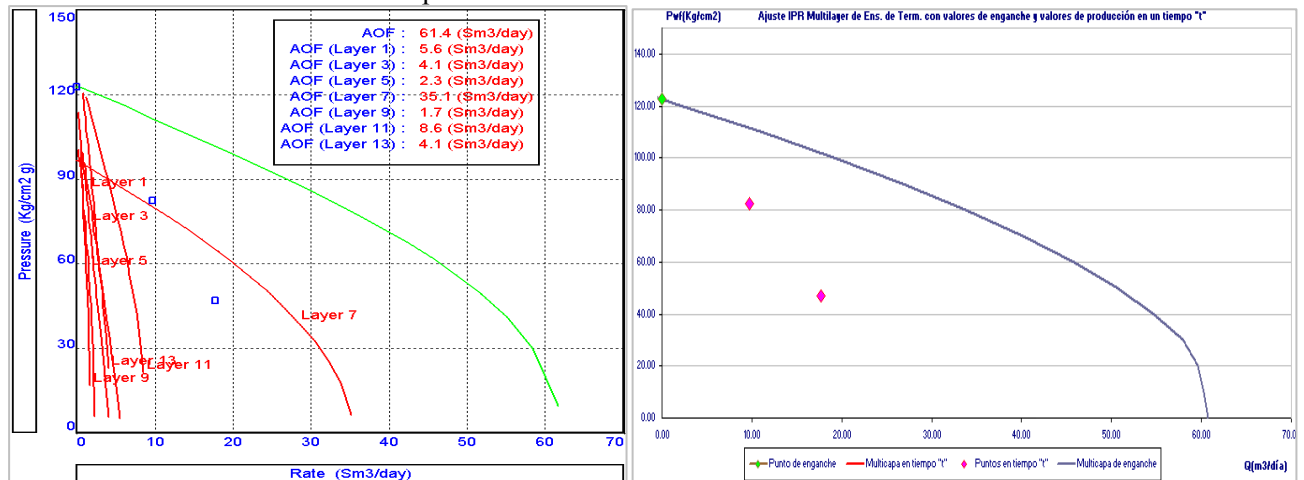
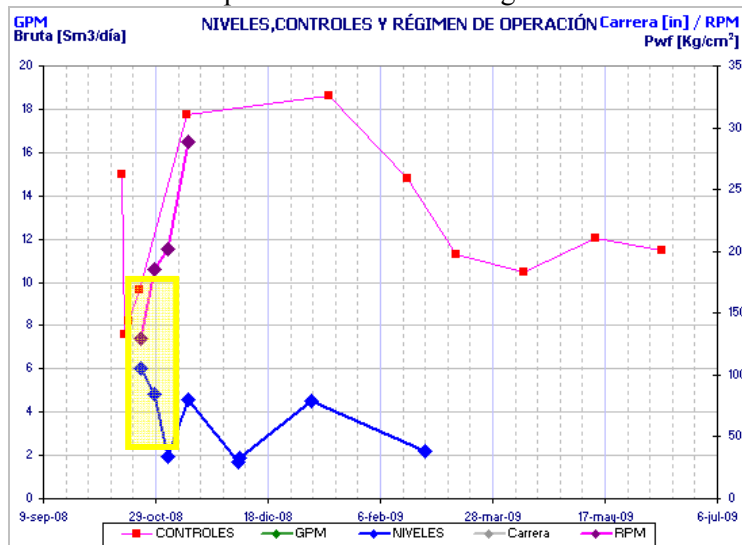


Figura 9. Curva IPR Multicapa en PROSPER y Excel ajustada a un 0,3 sobre el IP

- Con datos de producción:

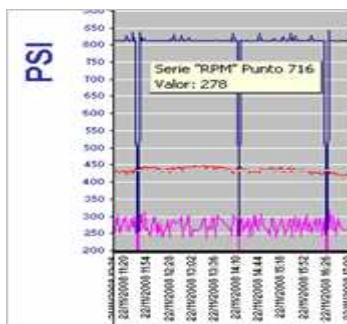
La siguiente figura muestra la evolución de controles y niveles de este pozo. Cabe destacar que para el cálculo de la presión de fluencia se utilizarán los datos del sensor ya que se consideran más precisos que los realizados por medición de sonolog.



Pozo		Actualizar Gráfico									
Criterio		Profundidad de referencia									
		CONTROLES			NIVELES						
Fecha	Bruta	GOR	Sel	Fecha	Nivel	Pcsg	Tipo	Pwf	Tipo	Sel	
14-oct-08	15.0	71.4		22-oct-08	436	7.0	Correg.	101.62	D		
15-oct-08	7.6	308.4		28-oct-08	684	9.3	Correg.	82.39	D		
17-oct-08	8.2	1056.9		3-nov-08	1207	11.6	Correg.	33.36	D		
22-oct-08	9.7	128.7		12-nov-08	736	11.6	Correg.	77.92	D		
12-nov-08	17.7	54.5	qeng	4-dic-08	1226	9.0	Correg.	28.92	E		
14-ene-09	18.6	80.5		5-dic-08	1198	10.0	Correg.	32.57	E		
18-feb-09	14.8	117.7		6-ene-09	731	10.2	Correg.	76.90	D		
12-mar-09	11.3	171.1		25-feb-09	1122	7.2	Correg.	36.87	D		
11-abr-09	10.5	230.2		12-mar-09	1195	7.2		30.02			
13-may-09	12.1	240.5									
11-jun-09	11.5	222.5		22-nov-09	1063	11.6		46.90		peng	

Figura 10. Histórico de controles, niveles y régimen de extracción.

Del sensor se tienen los valores del primer régimen estabilizado el 22 de noviembre de 2008 llegándose a obtener los siguientes valores:



- Densidad de oil = 0.938 Kg/m³
- Corte de Agua = 10%
- Caudal = 17.7 m³/d
- Pwf (presión de fluencia) = 46.9 Kg/cm²
- GOR: se utiliza el que viene por PVT de Fariña ya que coincide con el valor medido en campo a esa fecha 53.44 Sm³/Sm³ (en campo se midió 54.5 Sm³/Sm³)
- Régimen extractivo = 278 rpm
- WHP = 12 Kg/cm²
- Eficiencia = 64%

Figura 11. Datos de sensor de fondo 22/11/08

Además se tiene otro régimen estabilizado el 22 de octubre pero sin datos del sensor por no encontrarse conectada la línea eléctrica a esa fecha; por lo que este punto se utilizará para ver su macheo en la curva resultante.

Los datos de este punto son 9.7 m³/d de caudal y una presión de fluencia de 82 Kg/cm². La presión en cabeza es de 12 Kg/cm², un régimen extractivo de 130 rpm y una eficiencia del 75%.

Se realiza el ajuste automático mediante métodos iterativos llegándose a obtener la siguiente curva IPR:

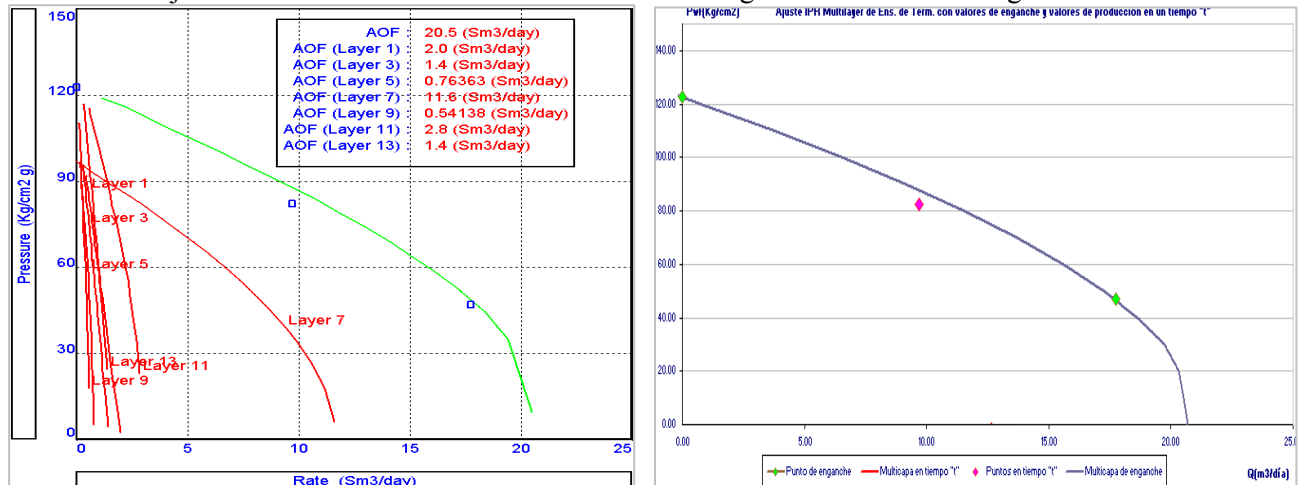


Figura 12. Curva IPR Multicapa en PROSPER y Excel ajustada a los valores de enganche del pozo

Se observa que el primer punto del sensor ajusta muy bien y el segundo punto está muy cercano a la curva por lo que se puede determinar que se realizó un buen macheo. El índice de productividad resultante es de 0.2918 m³/d/Kg/cm²; y el valor por el cual se hubiera tenido que multiplicar el IP de la curva IPR de los ensayos de terminación es de 0,1, bastante inferior al 0,3 promedio de la zona.

También se observa que existe muy poca diferencia entre la hoja de cálculo y PROSPER en la forma y en el AOF, siendo ésta de un 0.9 % sobre el AOF.

A continuación se realiza el cruce IPR/VLP con datos de viscosidad introducidos y macheados con las correlaciones existentes en PROSPER. Estos datos de viscosidad son:

30°C = 635 Cp

40°C = 420 Cp

50°C = 279 Cp

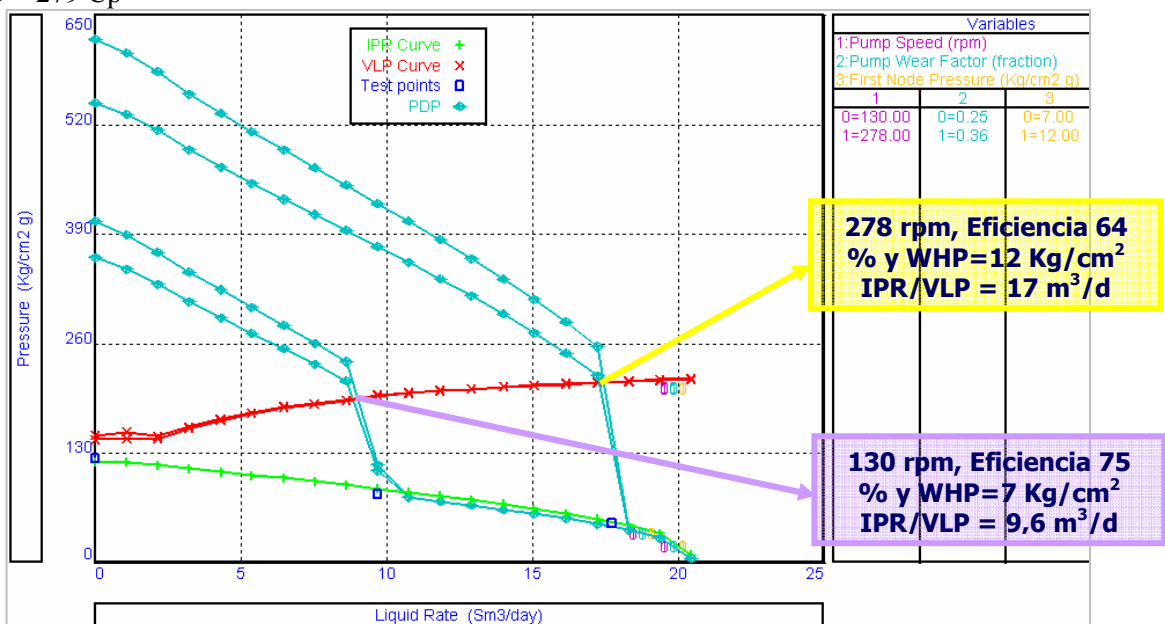
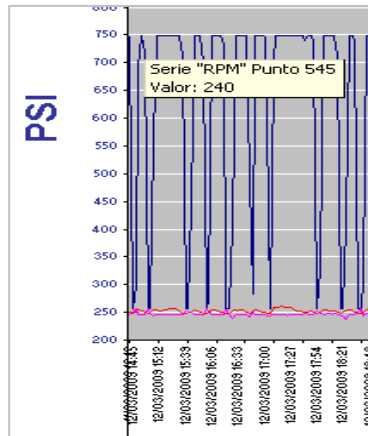


Figura 13. Análisis nodal IPR/VLP

Se puede ver que los resultados machean bastante bien con el régimen extractivo en ambos puntos.

Posteriormente en el tiempo se tiene otro régimen de extracción fruto de la declinación natural del pozo. Ante la imposibilidad de poder realizar ensayos de cada capa pasado un tiempo “t” y poder determinar los nuevos valores de presiones estáticas e índices de productividad, se realizó un ajuste de la curva anterior a los nuevos valores de producción manteniendo el IP constante, esto es, omitiendo el daño por la imposibilidad de medirlo y por considerarse que predomina el efecto de la fractura. Otra consideración para poder realizar esta declinación es que el pozo se encuentra en régimen máximo de extracción, por lo que todas tienen la misma contrapresión y de ahí que las capas declinen mismos valores de presión estática. Los nuevos valores de producción del 12 de marzo son:



- Densidad de oil = 0.928 Kg/m³
- Corte de Agua = 55%
- Caudal = 11.3 – 10.9 m³/d
- Pwf (presión de fluencia) = 30.8 Kg/cm² (resulta de sumar las 250 psi de presión diferencial del sensor más la presión de casing de 103 psi más la diferencia entre la profundidad del sensor y la capa de referencia de 85 psi)
- GOR: 170 Sm³/Sm³
- Régimen extractivo = 240 rpm
- WHP = 7 Kg/cm²
- Eficiencia = 45-52%

Figura 14. Datos de sensor 12/03/09
La curva resultante declinada es:

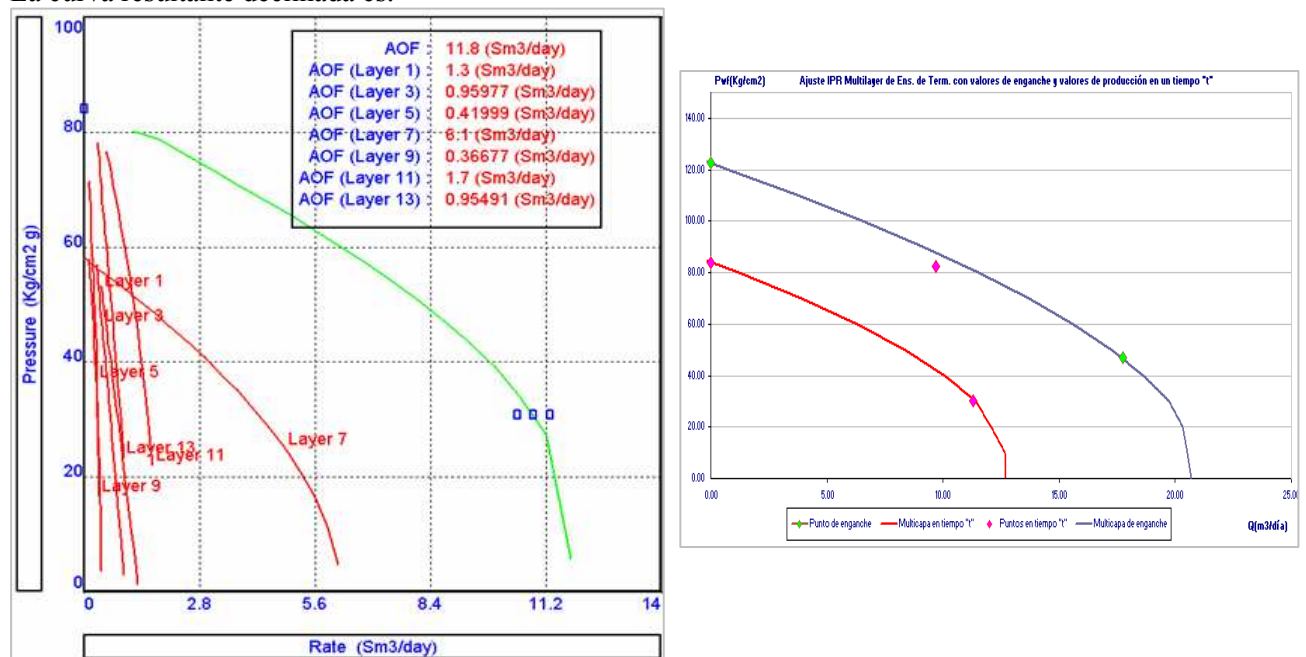


Figura 15. Curva IPR Multicapa en PROSPER y Excel pasado un tiempo “t” de producción. Se observan pocas diferencias entre PROSPER y Excel y un buen macheo de los puntos. El valor resultante de la Presión estática es de 84 Kg/cm²

Para poder determinar si se comete un gran error en suponer una declinación con IP constante y caídas de presiones iguales en las capas se estudia el build-up que se tiene el 14 de febrero muy cercano a la fecha del 12 de marzo. El régimen de presión de fluencia entre el 14 de febrero y el 12 de marzo se mantuvo igual por lo que se cree ser representativo del pozo.

Para el estudio de este build-up se utiliza la herramienta “Saphir” y se estudian los datos con dos modelos distintos: Pozo fracturado y Pozo con límite una falla.

Se elige el modelo de una falla ya que se sabe por geología la existencia de una falla a unos 170-200 mts aproximadamente del pozo como muestra la siguiente figura:

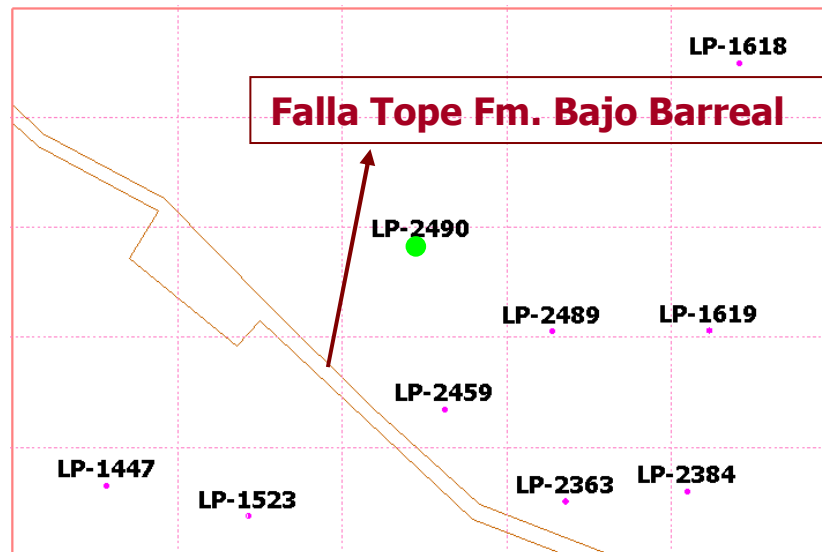
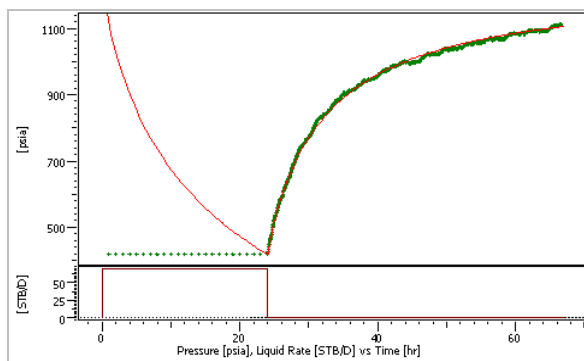
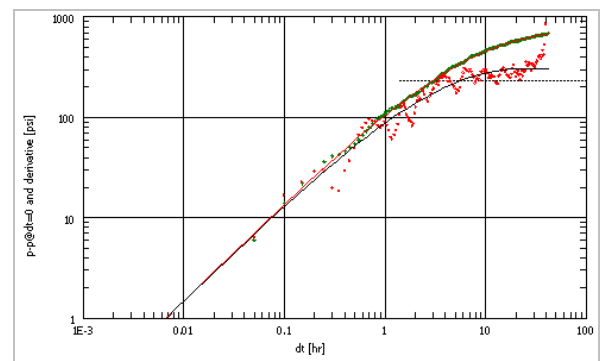


Figura 16. Mapa del pozo.

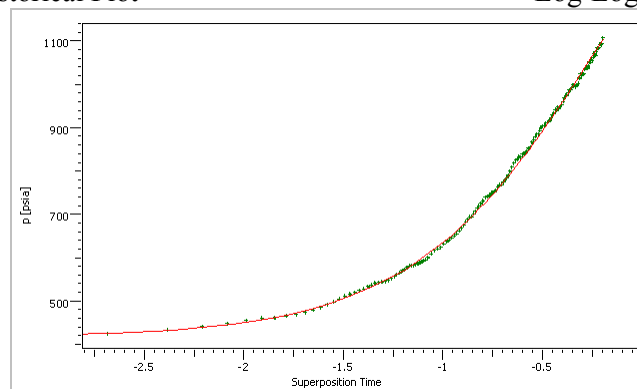
- Caso Pozo fracturado: las siguientes figuras muestran los macheos realizados así como los resultados obtenidos:



Historical Plot



Log-Log Plot



Semi-Log Plot

Figura 17. Macheo realizado con Saphir

Pressure build-up #1		Model Parameters	
Rate	0 STB/D	Well & Wellbore parameters (Tested well)	
Rate change	69.1879 STB/D	C	0.0173 bbl/psi
P@dt=0	419 psia	Skin	0
Pi	1228.41 psia	Geometrical Skin	-3.99
Smoothing	0.1	Xf	27.6 ft
Selected Model		Fc	77200 md.ft
Model Option	Standard Model	Reservoir & Boundary parameters	
Well	Fracture - Finite conductivity	Pi	1228.41 psia
Reservoir	Homogeneous	k.h	20.9 md.ft
Boundary	Infinite	k	0.374 md
Main Model Parameters		Derived & Secondary Parameters	
TMatch	0.215 [hr]-1	Rinv	148 ft
PMatch	0.00214 [psia]-1	Test. Vol.	7.67882E-4 bcf
C	0.0173 bbl/psi	Delta P (Total Skin)	-1868.66 psi
Total Skin	-3.99	Delta P Ratio (Total Skin)	-2.72204 Fraction
k.h, total	20.9 md.ft		
k, average	0.374 md		
Pi	1228.41 psia		

Figura 18. Tabla de resultados caso Pozo fracturado

- Pozo con limite una falla. Se muestran los gráficos y resultados del programa “Saphir”

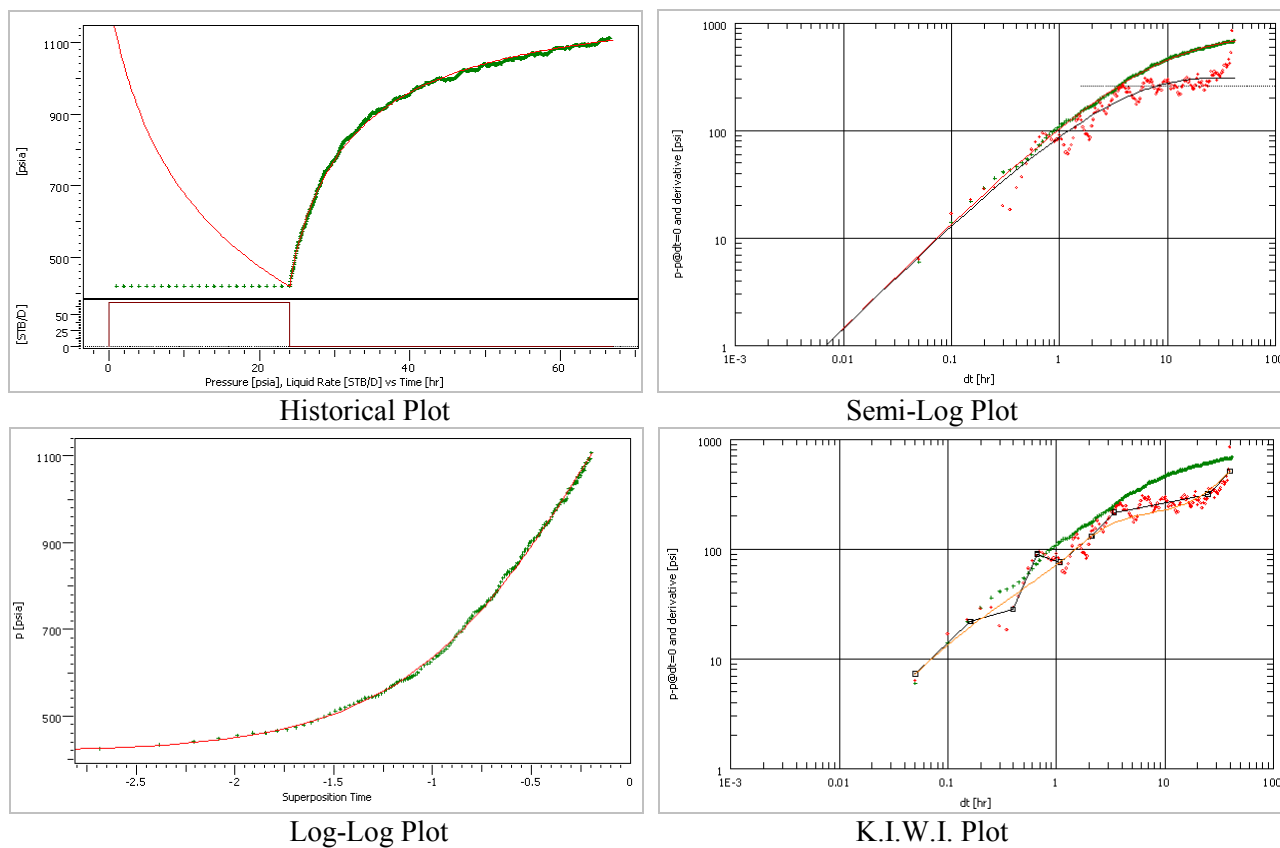


Figura 19. Macheo realizado con Saphir

Pressure build-up #1		Derived & Secondary Parameters	
Rate	0 STB/D	Delta P (Total Skin)	-2173.65 psi
Rate change	69.1879 STB/D	Delta P Ratio (Total Skin)	-3.16388 Fraction
P@dt=0	419 psia		
Pi	1236.22 psia		
Smoothing	0.1		
Selected Model			
Model Option	Standard Model		
Well	Vertical		
Reservoir	Homogeneous		
Boundary	One fault		
Main Model Parameters			
TMatch	0.313 [hr]-1		
PMatch	0.00192 [psia]-1		
C	0.0177 bbl/psi		
Total Skin	-4.17		
k,h, total	18.7 md.ft		
k, average	0.336 md		
Pi	1236.22 psia		
Model Parameters			
Well & Wellbore parameters (Tested well)			
C	0.0177 bbl/psi		
Skin	-4.17		
Reservoir & Boundary parameters			
Pi	1236.22 psia		
k,h	18.7 md.ft		
k	0.336 md		
L - No flow	492 ft		

Figura 20. Tabla de resultados para caso límite una falla

La siguiente tabla muestra la comparación de resultados entre los dos modelos:

	Caso Fracturado	Caso Límite una falla
C	0.0173 bbl/psi	0.0177 bbl/psi
K h	20.9 mD	18.7 mD
Skin	-3.99	-4.17
L	-	492 ft
Pi	1228.41	1236.22

Figura 21. Tabla resumen Build-Up

De estos se estudios cabe destacar:

- se consiguen valores de permeabilidad similares en ambos casos
- con el caso de límite una falla el build-up muestra comportamiento de pozo fracturado con un valor de Skin similar al del modelo fracturado.
- En el modelo de límite una falla se detecta a unos 150 mts
- Los valores de presión estática Pi son similares alcanzando un valor promedio de 1232 psia que son 86.6 Kg/cm².

Este estudio demuestra que la diferencia entre los 84 Kg/cm² de presión estática calculado por declinación constante del IP es bastante cercano y admisible a los 86.6 Kg/cm² resultante del build-up del pozo. El error es del 4.1%.

Para el cálculo de IPR/VLP se introducen datos de viscosidad de:

30°C = 257 Cp

40°C = 171 Cp

50°C = 114 Cp

La siguiente figura muestra el resultado del cruce:

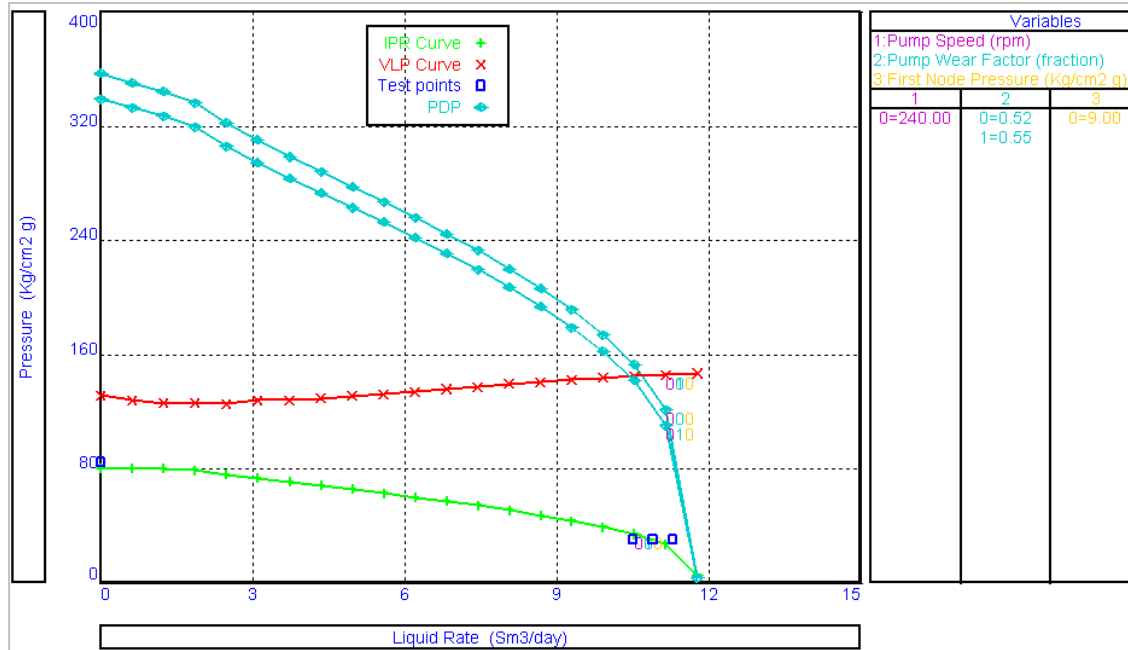


Figura 22. Análisis nodal IPR/VLP

Como se puede observar existe un buen macheo aunque debido a los pequeños valores de producción sea más difícil su ajuste.

A continuación se realiza una declinación de la producción del pozo para determinar cual será la curva pronóstico a una fecha determinada. Para ello se introducen los datos de declinación hiperbólica y exponencial como muestra la figura:

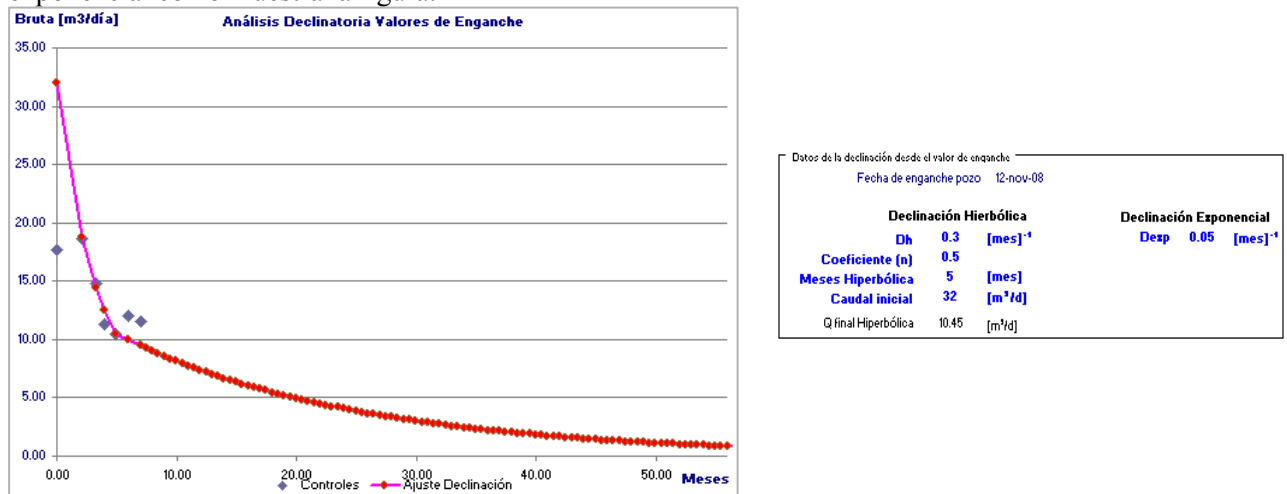


Figura 23. Declinación de producción del pozo.

En base a esta curva se elige una fecha pronóstico del 1 de Enero de 2010 para que se decline automáticamente la curva IPR anterior dando como resultado la siguiente figura:

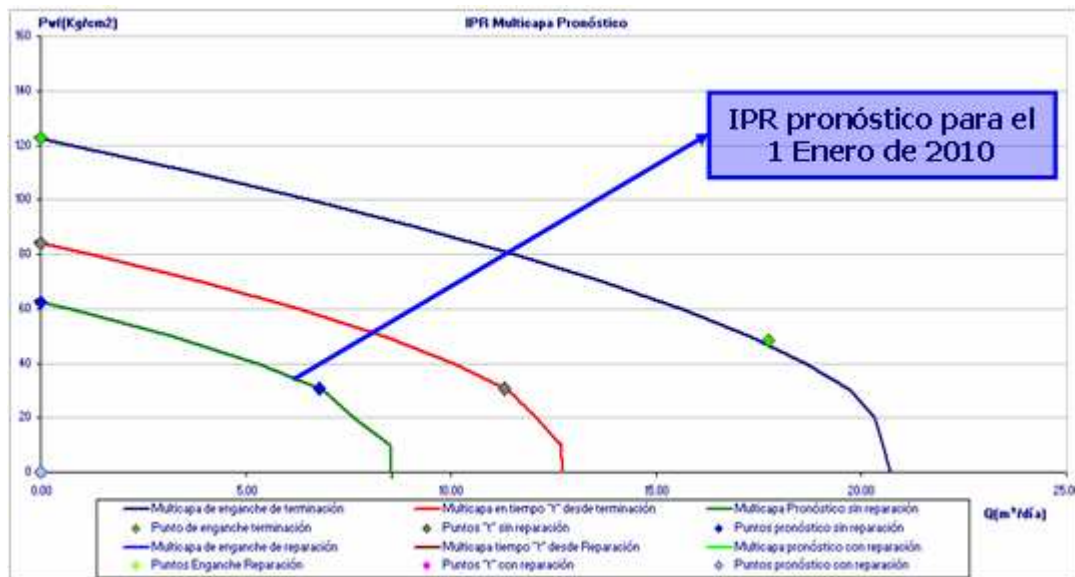


Figura 24. Curva IPR Excel pronóstico a 1 de Enero de 2010.

El resultado de este análisis puede llevar a la determinación o no de optimizar el modelo de bomba a bajar en siguientes intervenciones del pozo.

Por último se realiza la comparación con haber realizado la curva IPR considerando todas las capas como una única capa a la profundidad de referencia y viendo las diferencias en AOF encontradas.

En primer lugar se estudia la curva de enganche de pozo. Se realiza el ajuste con la curva IPR Composite o Vogel corregida con el corte de agua obteniéndose la siguiente imagen donde se observa diferencias en el AOF

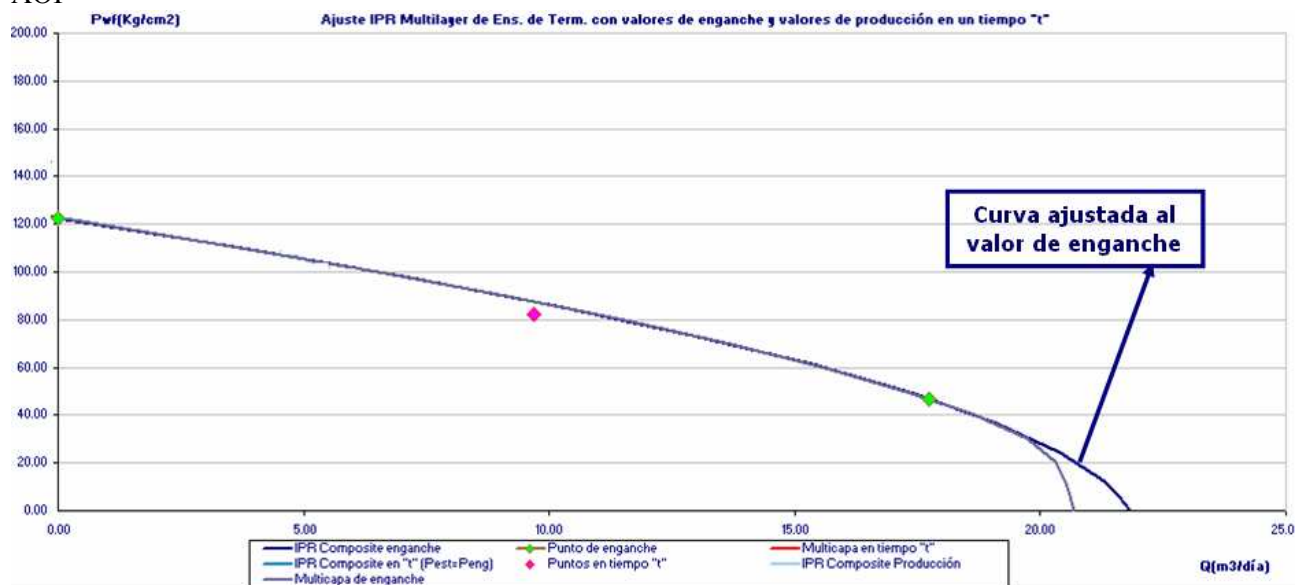


Figura 25. Comparación Multicapa vs Composite con valor de enganche.

La siguiente figura muestra la curva IPR Composite resultante de ajustar la curva multicapa al primer valor de caudal y presión de fluencia elevada observándose como aquí si que se hacen muy grandes las diferencias haciéndose necesario la obtención de más regimenes con valores de presiones de fluencia mucho menores:

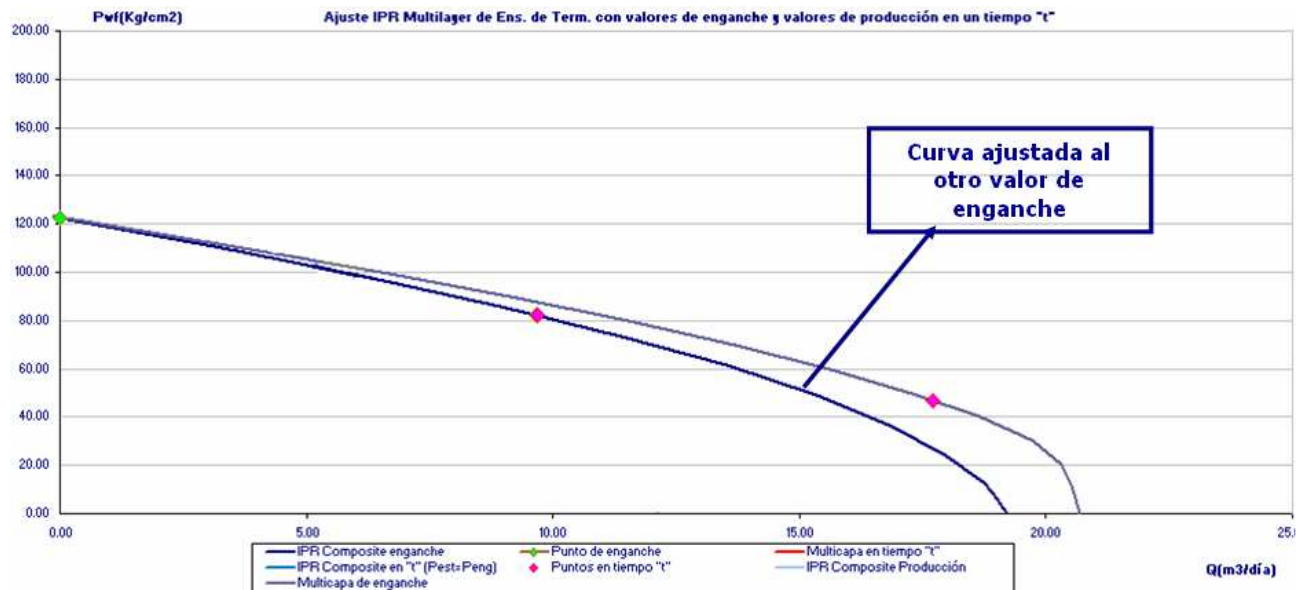


Figura 26. Comparación Multicapa vs Composite con otro valor de enganche.

Por último se realiza la curva IPR Composite resultante de unir los dos regimenes de extracción posterior al enganche del pozo, obteniéndose una curva muy parecida pero que obvia los efectos de tener capas con bajo aporte en las mayores profundidades, llevando esto consigo una sobreestimación del caudal máximo de afluencia del pozo:

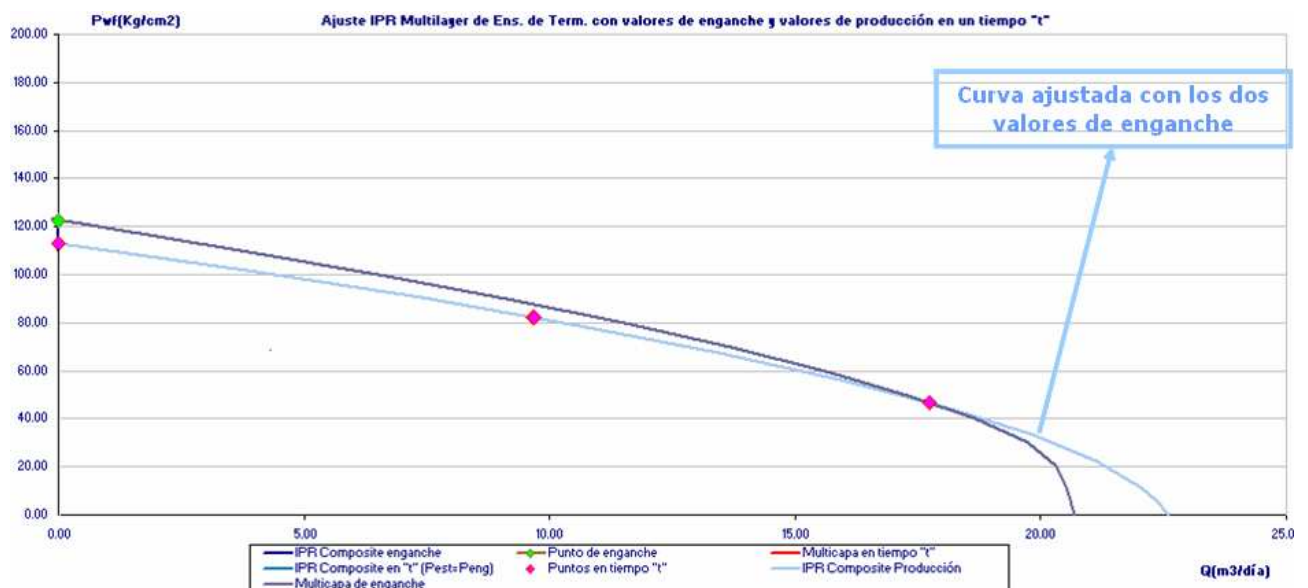


Figura 27. Comparación Multicapa vs Composite con dos valores de enganche.

La última comparación que se realiza es con el valor de caudal y presión pasado un tiempo “t” de producción, esto es, el valor de marzo. La siguiente figura muestra que debido a los bajos caudales y a la baja presión de fluencia, las diferencias son mínimas y se podría considerar de ahora en adelante el modelado del pozo como una única capa.

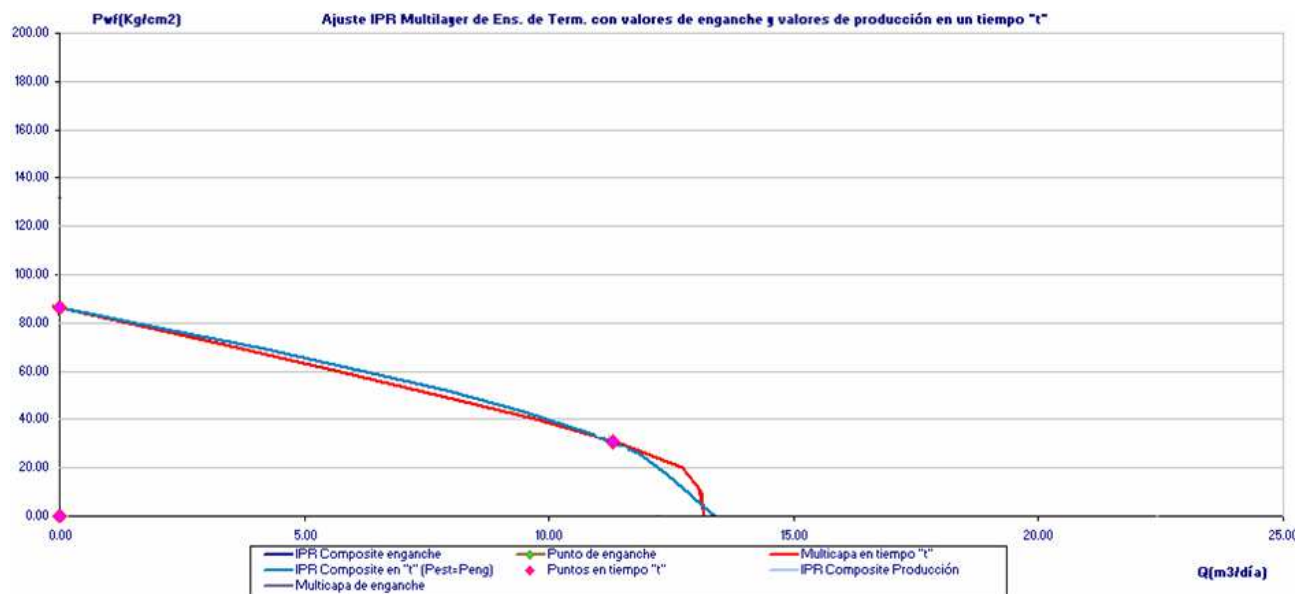


Figura 28. Comparación Multicapa vs Composite con valor en un tiempo "t"

Segundo ejemplo. LP-2376

Este pozo se encuentra en el distrito Los Perales Sur y pertenece al grupo de pozos nuevos 2006. A continuación se muestra el esquema del pozo y alguna de sus principales características:

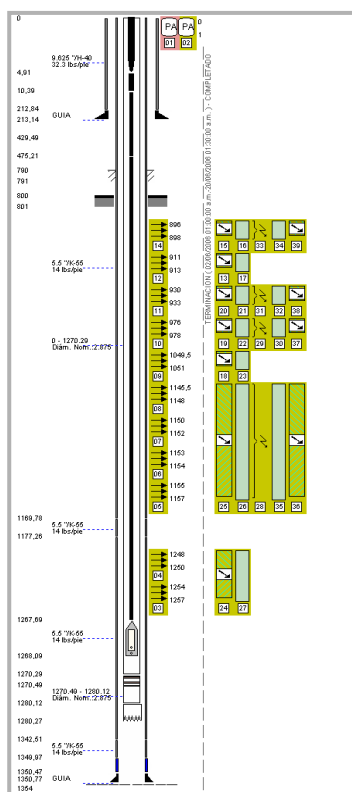


Figura 29. Esquema LP-2376

Fecha Perforación: 18 de mayo de 2006

Fecha Terminación: 20 de Junio de 2006

Fecha puesta en Producción: 27 de Junio de 2006

Distrito: LP Sur

Batería: LP-14

Modelo de bomba: 25-175-RHAC-20-4-2

Número de capas punzadas: 11

Número de fracturas: 4

Observaciones: Todas las capas fracturadas tuvieron ensayos pre-fractura y post-fractura

La siguiente tabla muestra los datos de cada uno de los últimos ensayos de cada capa:

DATOS DEL ENSAYO DE TERMINACIÓN										
Fecha ensayo	Tope	Base	Vol.	Nivel din.	Oil density	Salinity	WC	Pest	Espesor	Gas Gravity
22-sep-08	[m]	[m]	[lt/h]	[m]	[Kg/m ³]	[gr/l]	z	[Kg/cm ²]	[m]	
capa1	896	898	400	741.0	0.86	8.7	29.5	88.1	2.0	0.6
capa2	911	913	100	868.0	0.86	8.7	29	91.0	2.0	0.6
capa3	930	933	800	788.0	0.9	8.7	100	75.0	3.0	0.6
capa4	976	978	800	808.0	0.875	7.5	19.5	90.08	2.0	0.6
capa5	1049.5	1051	100	1003.0	0.9	8	100	102.25	1.5	0.6
capa6	1145.5	1157	3000	600.0	0.9	7.5	29	106.4	11.5	0.6
capa7	1248	1257	900	1089.0	0.9	9.3	100	106.8	9.0	0.6
capa8										
capa9										
capa10										
capa11										
capa12										
capa13										
capa14										
capa15										

Figura 30. Datos de ensayo de Terminación

Con estos valores se calcula la IPR multicapa a la profundidad media de cada capa obteniéndose las siguientes imágenes:

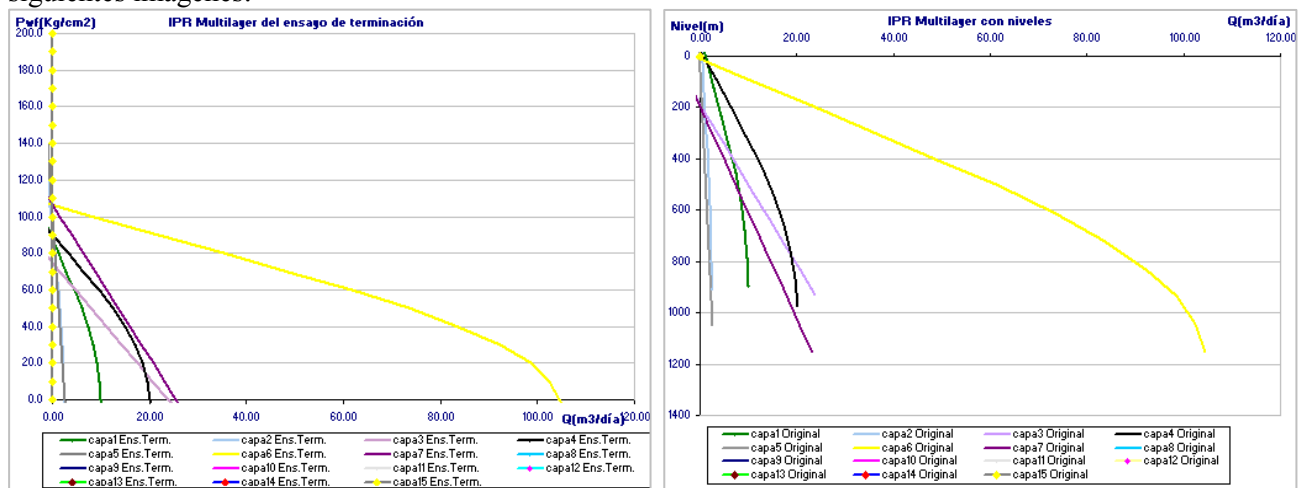


Figura 31. Curvas IPR de cada capa a su profundidad media en presión y nivel

Para el cálculo de la IPR multicapa se elige como profundidad de referencia la de la capa más profunda para ver todos los efectos obteniéndose un IP final de 2.4291 m³/d/Kg/cm²

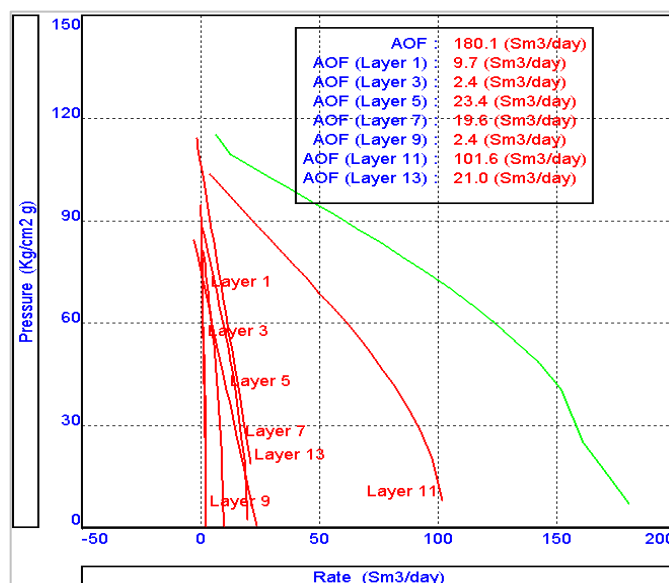


Figura 32. Curva IPR multicapa a profundidad de referencia

Se realiza un análisis de sensibilidad a la profundidad de referencia obteniéndose los siguientes valores:

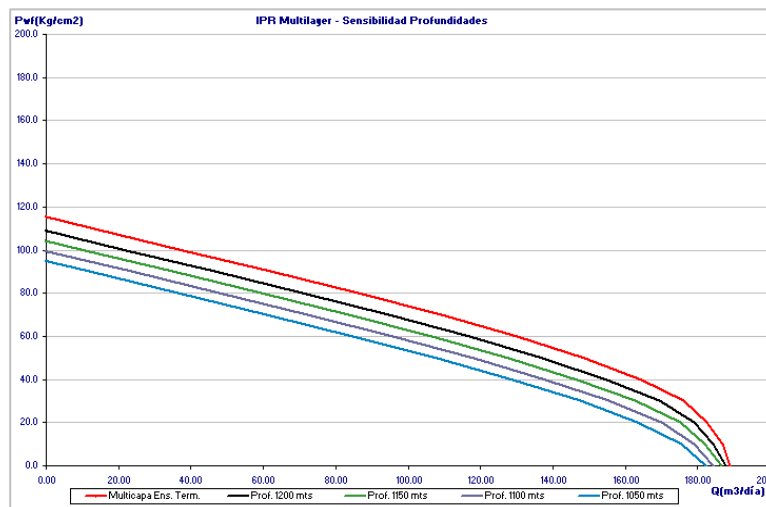


Figura 33. Análisis de sensibilidad a la profundidad de referencia

La tabla indica que el error que se comete en promedio es del 5% y existe poca diferencia en los valores de AOF por lo que se podría llegar a ahorrar metros de cañería subiendo la instalación de bombeo.

Profundidad [mts]	AOF Prosper [m ³ /d]	AOF Excel [m ³ /d]	Diferencia [%]
1267	180.1	188.96	4.9
1200	178.5	187.7	5.2
1150	177.5	186.5	5.1
1100	175.5	184.3	5
1050	173.2	182.1	5.1

Figura 34. Comparación de resultados

Se realiza el ajuste de la curva IPR multicapa igual que en el ejemplo anterior, sin tener datos de producción y una vez que ya se tienen los valores de enganche.

Para el caso de no tener datos de producción se elige el valor promedio de 0.3 del yacimiento obteniéndose un IP de 0.7287 m³/d/Kg/cm² y una figura como la siguiente:

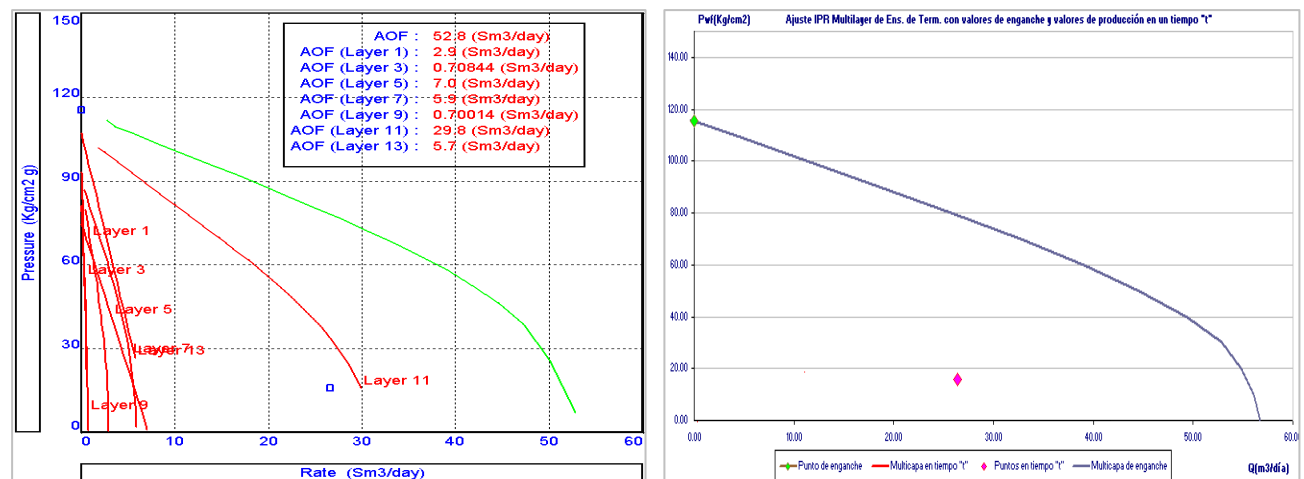


Figura 35. Curva IPR multicapa ajustada a valor promedio 0.3

En ambas se ve que el error cometido es pequeño y que el valor de enganche no se sitúa sobre la curva por lo que en este ejemplo también se está sobreestimando al elegir el valor de 0.3.

Para el caso en el que se cuenta con datos de producción se eligen los valores que mejor definen el enganche del pozo. La siguiente figura muestra un histórico de los controles y niveles del pozo y de los valores seleccionados:

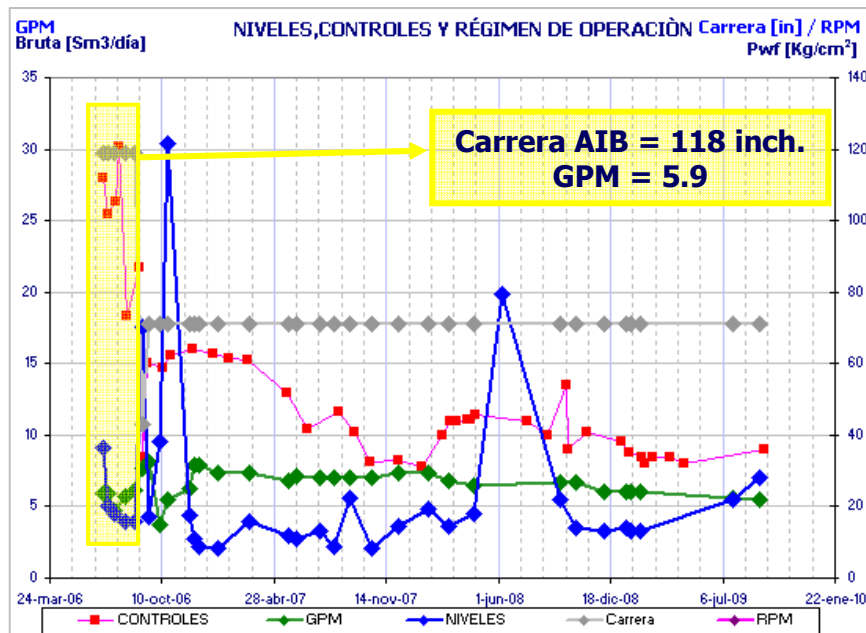


Figura 36. Histórico de controles, niveles y régimen

CONTROLES				NIVELES							RÉGIMEN			
Fecha	Bruta	GOR	Sel	Fecha	Nivel	Pcsg	Tipo	Pwf	Tipo	Sel	Fecha	GPM	Carrera	RPM
27-jun-06	28.0	40.6	qeng	27-jun-06	971	8.0	Correg	36.39	D		27-jun-06	5.9	119	
5-jul-06	25.4	48.0	qeng	4-jul-06	1128	7.0	Correg.	20.33	D	peng	4-jul-06	5.9	119	
19-jul-06	26.4	42.1	qeng	17-jul-06	1154	7.3	Correg.	18.11	D	peng	17-jul-06	4.7	119	
26-jul-06	30.2	40.4		4-ago-06	1186	8.0	Correg.	15.77	D		4-ago-06	5.7	119	
9-ago-06	18.3	65.5		23-ago-06	1207	10.2	Correg.	15.95	D		23-ago-06	6.1	119	
30-ago-06	21.7	45.1		4-sep-06	638	9.7	Correg.	70.02	D		4-sep-06	7.7	43	

Figura 37. Puntos seleccionados

El régimen seleccionado tiene un Corte de agua del 10% con una densidad de petróleo de 0.936 Kg/cm³ y un GOR de 43 Sm³/Sm³ y se corrobora las presiones de fluencia con los dinamómetros en esas fechas:

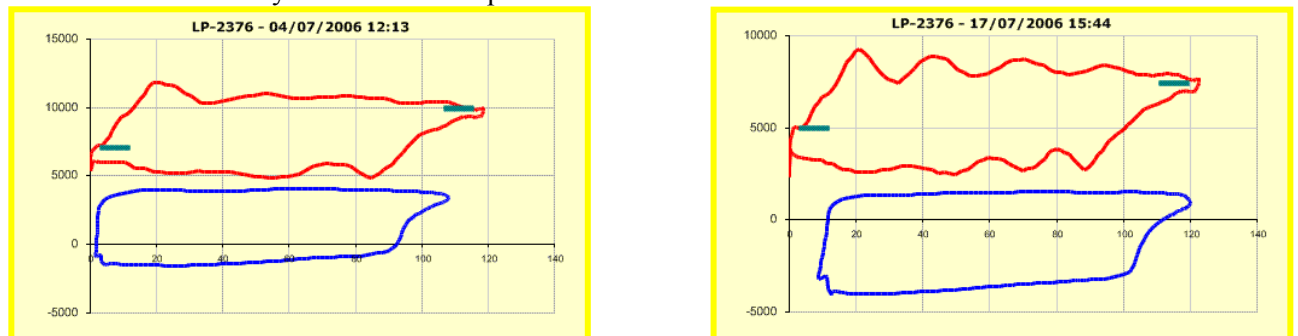


Figura 38. Dinamómetros de puntos seleccionados

La curva IPR resultante del ajuste muestra un IP de 0.3529 m³/d/Kg/cm² lo que sería lo mismo que aplicar un valor de 0.14 en vez del 0.3 promedio del yacimiento y un buen macheo del punto promedio de los caudales y presiones.

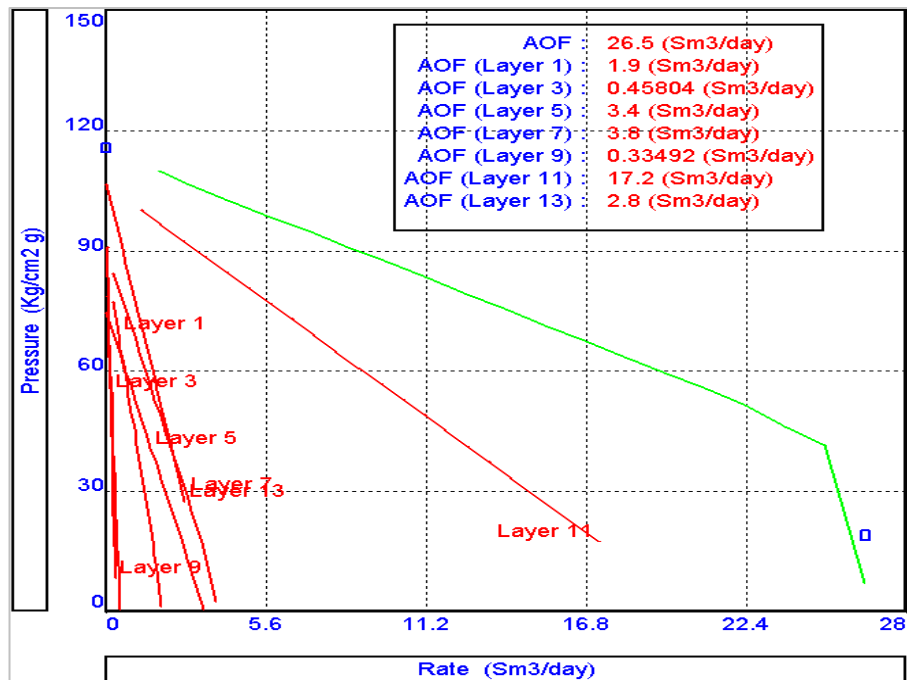


Figura 39. Curva IPR ajustada a valores de enganche de pozo

Para completar el análisis nodal del pozo se realiza el cruce IPR/VLP obteniéndose la siguiente figura:

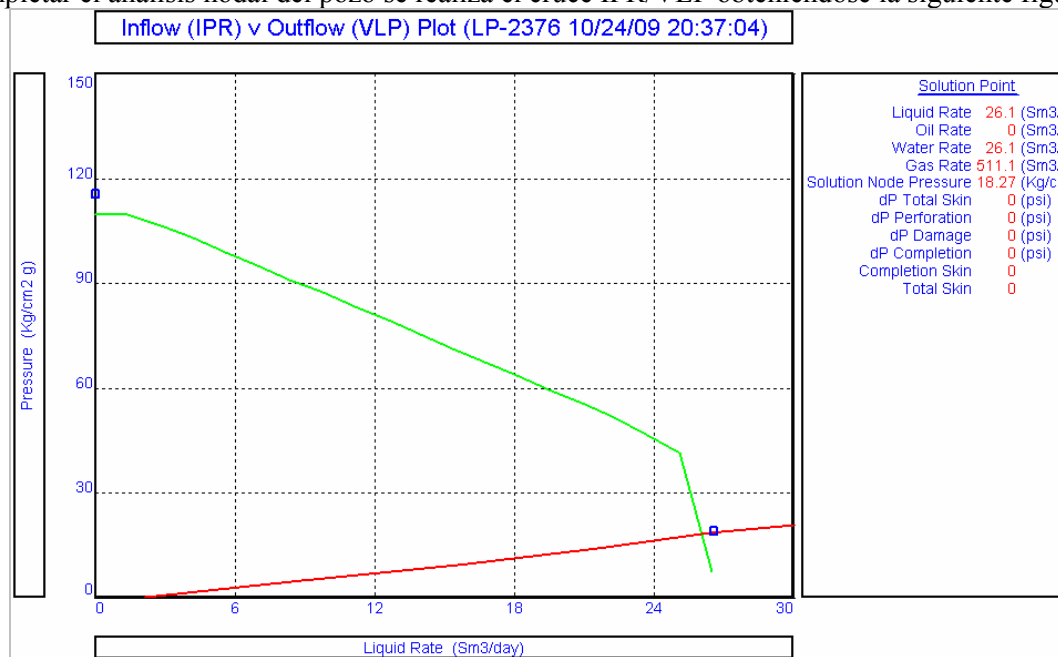


Figura 40. Análisis nodal IPR/VLP

A continuación se realiza el mismo estudio pero pasado un tiempo “t” buscándose regímenes estabilizados donde se encuentran puntos con las mismas características, con un corte de agua del 32%, una densidad de petróleo de 0.95 Kg/cm³ y un GOR del cual no se tiene medición por lo que se conserva el anterior.

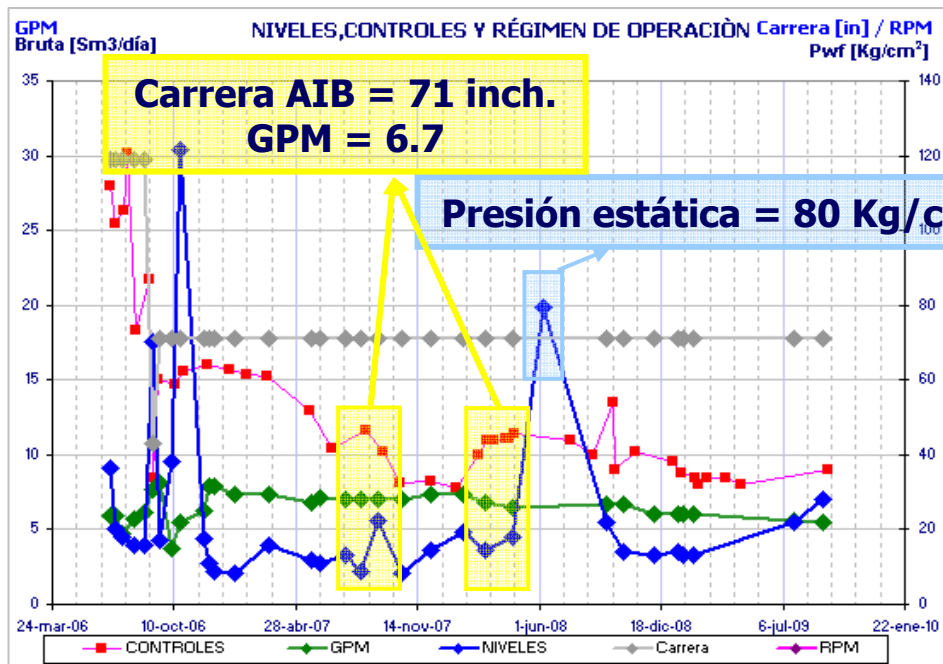


Figura 41. Selección de puntos en un tiempo “t”

Estos puntos seleccionados se corroboran con la información proveniente de los dinamómetros en esas fechas:

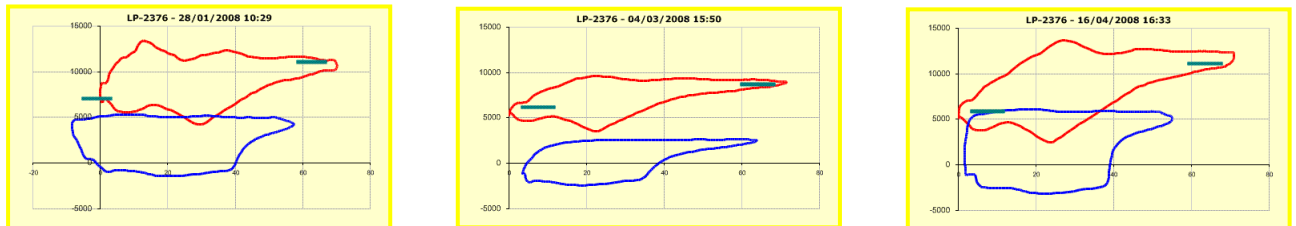


Figura 42. Dinamómetros de puntos seleccionados

La curva resultante de realizar una declinación con IP constante muestra un buen macheo de todos los puntos con el error que se puede cometer por los bajos caudales e índices de productividad que estamos usando:

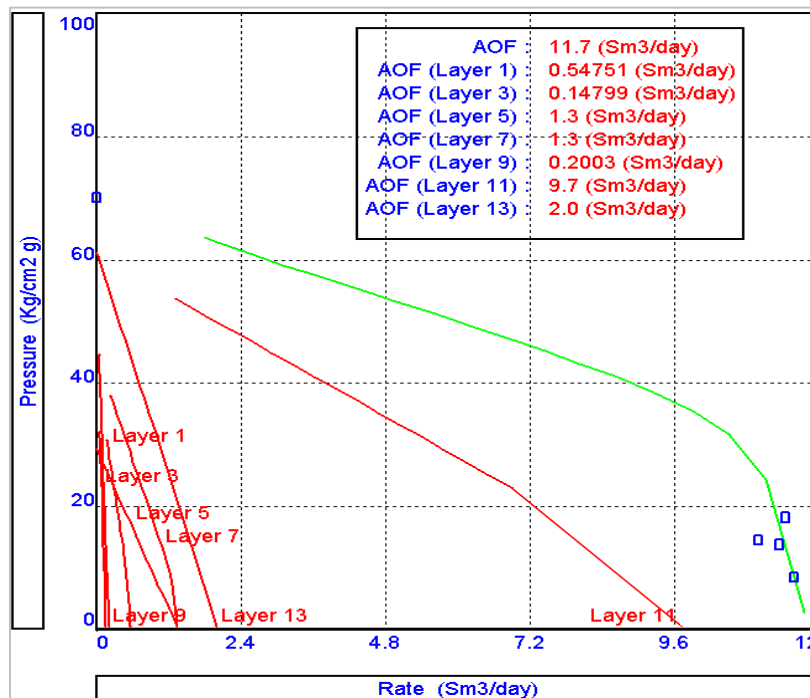


Figura 43. IPR multicapa en un tiempo “t”

Se puede observar que el valor de la presión estática que resulta es de 72 Kg/cm² y se tiene que existe un nivel estático en esas fechas que arroja un valor de presión de 80 Kg/cm² obteniéndose una pequeña diferencia.

El análisis nodal muestra que se comete un mínimo error como muestra la figura:

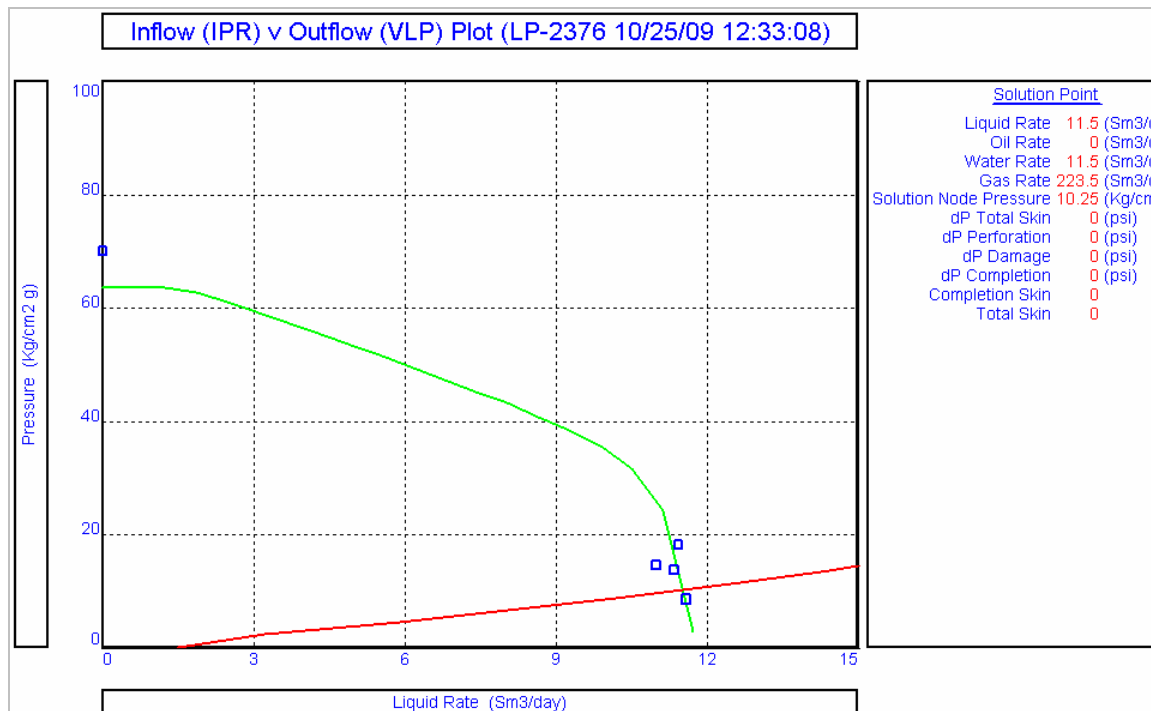


Figura 44. Análisis nodal IPR/VLP

Una vez macheado bien las curvas ajustamos los datos de producción para obtener la curva de declinación del pozo:

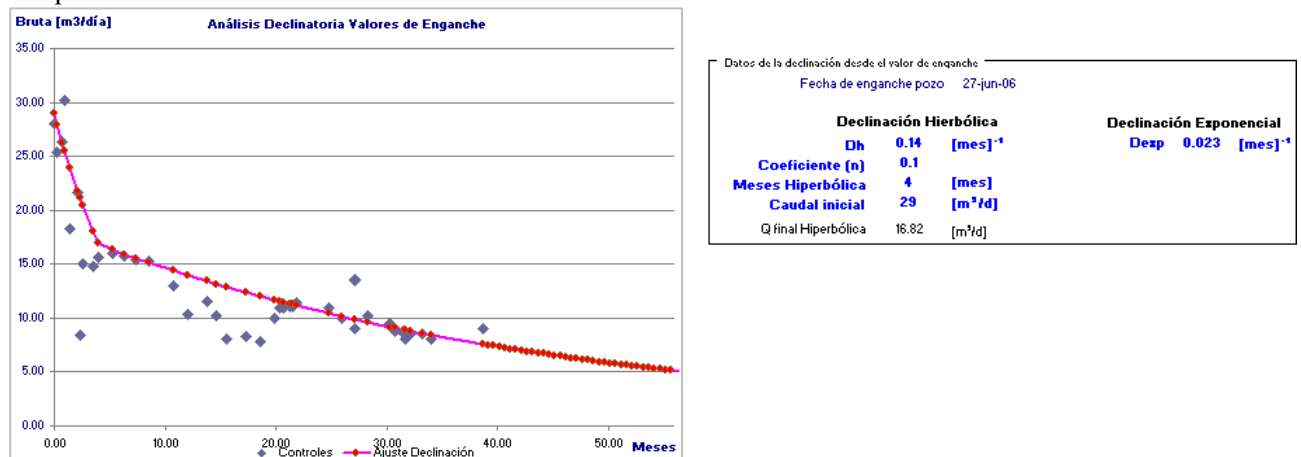


Figura 45. Declinación de producción de pozo

Con estos valores se decide calcular la curva pronóstico el 31 de Diciembre de 2009 obteniéndose la siguiente figura:

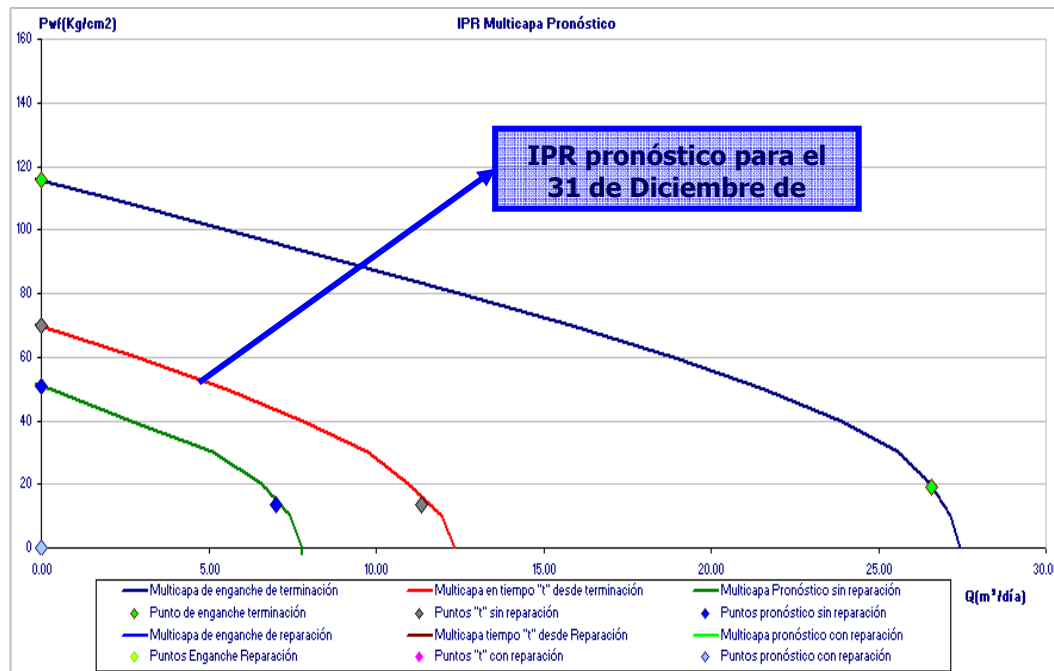


Figura 46. Curva IPR futura o pronóstico

Por último se realiza la comparación entre la IPR multicapa y la IPR Composite. Para los valores de enganche se tiene que no existen grandes diferencias por ser las presiones de fluencia muy bajas y tener capas con gran aporte en la parte más profundas del pozo como muestra la figura:

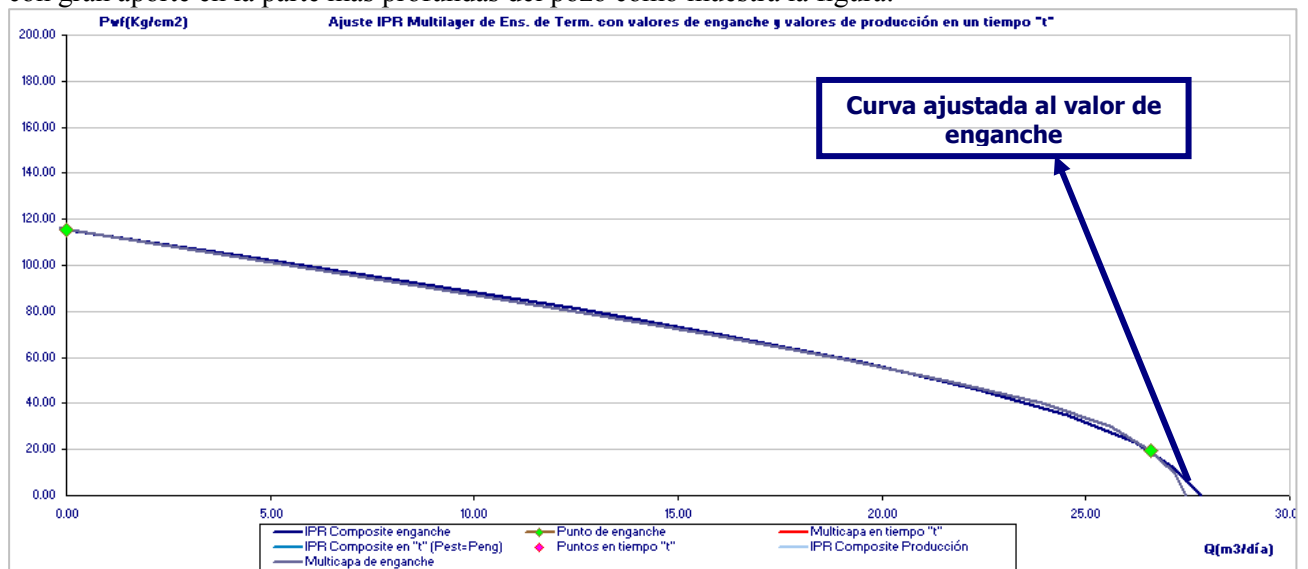


Figura 47. Comparación Multicapa vs Composite con el valor de enganche

Para el caso de la curva IPR pasado un tiempo "t" se tiene que al igual que en la anterior, también se tienen pequeñas diferencias, incluso al elegir el valor de presión estática medida del sonolog en vez del calculado.

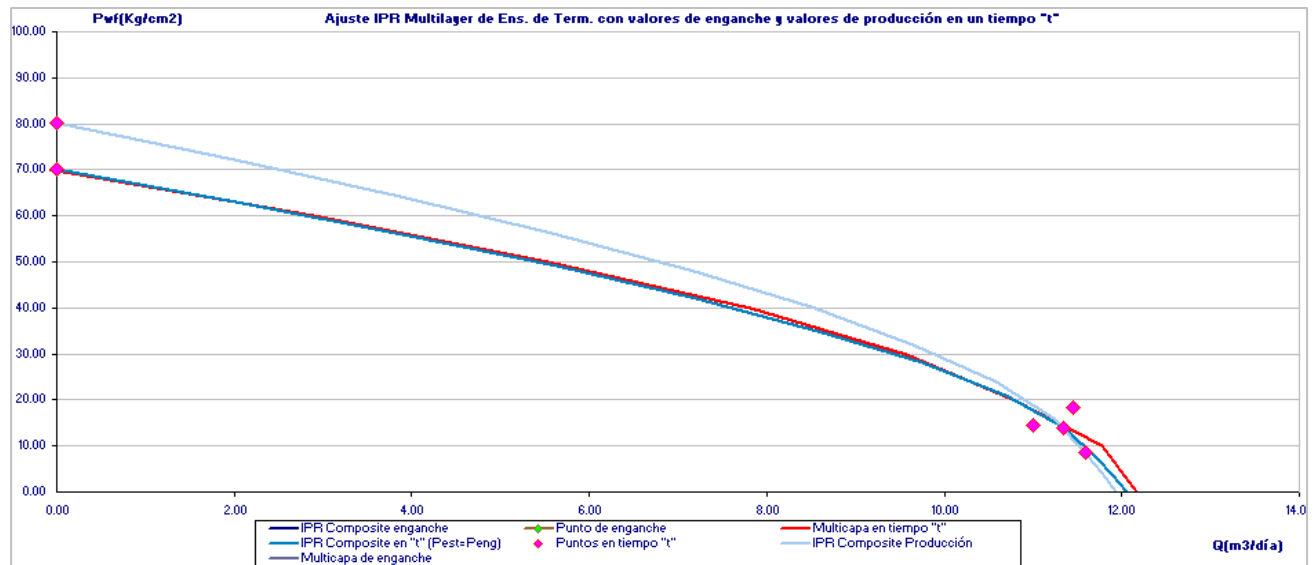


Figura 48. Comparación Multicapa vs Composite en un tiempo “t”

Conclusiones

- Es importante realizar IPR Multicapa en los pozos nuevos para determinar la profundidad del sistema de extracción, la profundidad de referencia de la IPR y los caudales máximos de extracción. Esto permite evaluar la mejor profundidad del sistema de extracción y una menor exigencia en los sistemas de bombeo artificial.
- Es necesario tener una gran cantidad y calidad de datos así como el estudio de los mismos para poder determinar el mejor comportamiento de la curva de afluencia del pozo.
- Es necesario realizar niveles estáticos estabilizados para machear con las curvas IPR multicapa pasado un tiempo de su terminación así como su uso para poder identificar un posible daño del pozo.
- Es importante incluir el estudio de la declinación del pozo para poder tomar mejores decisiones de optimización en la extracción del pozo.
- Es conveniente el uso de IPR Composite pasado un tiempo de producción donde las presiones de fluencia son bajas.

Bibliografía

Kermit Brown Vol.4, The technology of Artificial Lift Systems
 Beggs and Brill, Production Optimization using Nodal Analysis