

**EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCTIVIDAD DE POZOS
DE PETRÓLEO CON BASE EN LA COMPARACIÓN DE RESULTADOS DE
CURVAS IPR CALCULADAS CON DATOS DE PRODUCCIÓN Y
TRANSIENTES.**

DIEGO ARMANDO RODRIGUEZ REYNA

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
MAESTRIA EN INGENIERÍA DE PETRÓLEOS Y GAS
BUCARAMANGA
AÑO
2018**

**EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCTIVIDAD DE
POZOS DE PETRÓLEO CON BASE EN LA COMPARACIÓN DE RESULTADOS
DE CURVAS IPR CALCULADAS CON DATOS DE PRODUCCIÓN Y
TRANSIENTES**

DIEGO ARMANDO RODRIGUEZ REYNA

**TRABAJO DE GRADO PARA OPTAR EL TÍTULO DE MAGISTER EN
INGENIERÍA DE PETRÓLEOS Y GAS.**

DIRECTOR

**Dra. MAIKA GAMBUS ORDAZ,
PhD. Ingeniería de Petróleos**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FÍSICOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2018

AGRADECIMIENTOS

Quiero resaltar el apoyo de Mansarovar Energy Colombia Ltda ya que toda la fuente de información fue suministrada por ellos y que gracias a esto se puede publicar este trabajo. Las gráficas y tablas han sido creadas por el autor y la información contenida en ellas suministrada por la empresa.

TABLA DE CONTENIDO

	Pág.
INTRODUCCIÓN	12
1.OBJETIVOS.....	14
1.1 OBJETIVO GENERAL	14
1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	14
2. MARCO DE REFERENCIA	15
2.1 ANTECEDENTES INVESTIGATIVOS	15
2.2 ANTECEDENTES CAMPO VELASQUEZ	17
3. CONSTRUCCION DE CURVAS IPR.....	20
3.1 CONSTRUCCION DE CURVAS IPR CON DATOS DE PRODUCCION.	20
3.2 CONTRUCCIÓN DE CURVAS IPR CON DATOS DE TRANSIENTES.....	30
4. DIFERENCIAS ENTRE LAS CURVAS IPR CALCULADAS POR MÉTODOS DE PRODUCCIÓN Y POR TRANSIENTES.	44
5. EVALUACION TÉCNICA DE LAS DIFERENCIAS DE CÁLCULO DE LAS CURVAS IPR.....	46
6. CONCLUSIONES	52
7. RECOMENDACIONES.....	53
BIBLIOGRAFÍA.....	54

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Parámetros petrofísicos de Campo Velásquez.....	19
Tabla 2. Zonas abiertas a producción V-301.....	22
Tabla 3. Intervenciones del medio poroso en el pozo V-301.....	23
Tabla 4. Zonas abiertas a producción pozo V-282.....	25
Tabla 5. Intervenciones del medio poroso en el pozo V-282.....	27
Tabla 6. Resultados del análisis de presiones transientes del pozo V-301.....	34
Tabla 7. Resultados del análisis de presiones transientes del pozo V-282.....	39
Tabla 8. Resultados finales de IP y AOF de los pozos V-301 y V-282.....	44

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Ubicación geográfica de Campo Velásquez.....	18
Figura 2. Mapa estructural Campo Velásquez ubicación pozos en estudio.....	20
Figura 3. Estado mecánico pozo V-301.....	21
Figura 4. Grafica de producción de fluido y crudo del pozo V-301.....	22
Figura 5. Comportamiento de niveles y presiones dinámicos del pozo V-301.....	23
Figura 6. Curva IPR del pozo V-301.....	24
Figura 7. Estado mecánico pozo V-282.....	26
Figura 8. Grafica de producción de fluido y crudo del pozo V-282.....	27
Figura 9. Comportamiento de niveles y presiones dinámicos del pozo V-282.....	28
Figura 10. Curva IPR del pozo V-282.....	29
Figura 11. Histórico de datos de presión tomados desde el pozo monitor V-061.....	30
Figura 12. Gráfico de Horner presiones estáticas del pozo V-301.....	33
Figura 13. Grafico MDH presiones estáticas del pozo V-301.....	33
Figura 14. Grafico presiones estáticas del pozo respecto al tiempo pozo V-301.....	34
Figura 15. Curva IPR con datos de pruebas de transientes en el pozo V-301.....	35
Figura 16. Gráfico de Horner presiones estáticas del pozo V-282.....	37
Figura 17. Grafico MDH presiones estáticas del pozo V-282.....	38

Figura 18. Grafico presiones estáticas del pozo respecto al tiempo pozo V-282.....	38
Figura 19. Curva IPR con datos de pruebas de transientes en el pozo V-282.....	39
Figura 20. Comparación de IPR de las zonas abiertas a flujo del pozo V-282.....	40
Figura 21. Resultados del potencial productivo por zonas del pozo V-282.....	41
Figura 22. Comparación de presiones de yacimiento al datum de Guaduas (-6500)	42
Figura 23 Comparación de curvas IPR del pozo V-301.....	43
Figura 24 Comparación de curvas IPR del pozo V-282.....	44
Figura 25 Comparación de curvas IPR del pozo V-301 y tasas de extracción altas.....	46
Figura 26 Comparación de curvas IPR del pozo V-282 y tasas de extracción altas.....	46
Figura 27. Curva IPR del pozo V-301 con software especializado.....	47
Figura 28. Curva IPR del pozo V-282 con software especializado.....	48
Figura 29. Curva IPR probabilística del pozo V-282.....	49
Figura 30. Curva IPR probabilística del pozo V-301.....	50

RESUMEN EN ESPAÑOL

TITULO: EVALUACIÓN DEL COMPORTAMIENTO DE LA PRODUCTIVIDAD DE POZOS DE PETRÓLEO CON BASE EN LA COMPARACIÓN DE RESULTADOS DE CURVAS IPR CALCULADAS CON DATOS DE PRODUCCIÓN Y TRANSIENTES.*

AUTORES: DIEGO ARMANDO RODRIGUEZ REYNA**

PALABRAS CLAVES: IPR, PRODUCCION, TRANSIENTES, BUILD UP, POZO.

La crisis petrolera del 2014 originó un gran proceso de innovación y propuestas de corto plazo y rápida implementación. Todas las compañías internacionales y nacionales redujeron sus costos en operaciones y muchas detuvieron las campañas de perforación, lo cual condujo a que los profesionales en ingeniería de petróleos optimizaran sus procesos para incrementar la producción básica de los campos. La actual investigación surge como consecuencia de este proceso y propone el mejoramiento de la productividad de los pozos a partir del cálculo y calibración de las curvas de comportamiento de producción (*Inflow Performance Relationships* o IPR).

Normalmente, cuando se toman datos de presión en campo marginales se escoge un pozo monitor que tenga abierta la zona productora para el análisis, estos datos de presión son un indicativo de la presión de yacimiento en una zona específica, sin embargo, la heterogeneidad de los yacimientos del Valle Medio del Magdalena (VMM) hace que las mediciones de la presión del yacimiento en cada pozo tengan diferencias en los valores obtenidos. Como aporte de esta propuesta se presenta una metodología que permite: a) mitigar el tema de la heterogeneidad realizando la medición de presión directamente en el pozo y construir las curvas IPR a partir de datos de producción y datos de pruebas de transientes, b) establecer las diferencias entre las curvas calculadas mediante el uso de ambas técnicas, y c) evaluar el impacto de estas diferencias. Al construir las curvas IPR con datos tomados de maneras diferentes, ayuda a: reducir la incertidumbre en los cálculos de IPR que se tienen, pronosticar adecuadamente la producción de los pozos, cuantificar la conductividad hidráulica (Kh) de las zonas productoras, generar los planes de optimización de producción de forma apropiada y pronosticar el comportamiento del medio poroso de manera acertada antes de una optimización. Con este trabajo se concluye que la mejor opción para calibrar el sistema de presiones del sistema de producción y yacimiento es construir la IPR con pruebas transientes ya que son mediciones directas en el pozo mitigando la incertidumbre del medio.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Maika Gambus Ordaz, PhD. Ingeniería de Petróleos.

RESUMEN EN INGLÉS

TITULO: OIL-WELL PRODUCTIVITY EVALUATION BASE ON IPR CURVES COMPARISON BETWEEN PRODUCTION DATA AND WELL TESTING TRANSIENT DATA.*

AUTORES: DIEGO ARMANDO RODRIGUEZ REYNA**

PALABRAS CLAVES: IPR, PRODUCTION, TRANSIENTS, BUILD UP, WELL.

During the oil crisis 2014 a great process of innovation and short-term proposals and rapid implementation was moved. All the international and national companies reduced their costs in operations and many stopped the drilling campaigns which led to the professionals in petroleum engineering optimizing their processes to increase the basic production of the fields. The current research arises from this innovation to propose ideas for immediate implementation and serves to improve the productivity of the wells based on the calculation and calibration of the IPR of the wells through transient tests.

Normally, when marginal field pressure data are taken, a monitor well is selected that has the production zone open for analysis. These pressure data are indicative of the reservoir pressure in a specific area, however, the heterogeneity of the The Middle Magdalena Valley (VMM) deposits mean that the reservoir pressure measurements in each well have differences in the values obtained. As a contribution of this proposal, a methodology is presented that allows: a) Mitigate the heterogeneity issue by measuring the pressure directly in the well and building the IPR curves from production data and transient test data. B) Establish the differences between the curves calculated by using both techniques; and c) Assess the impact of these differences. By constructing the IPR curves with data taken in different ways, it helps to: reduce the uncertainty in the IPR calculations that have been made, adequately forecast the production of the wells, quantify the hydraulic conductivity (Kh) of the producing areas, generate the Properly optimize production and forecast the behavior of the porous medium in an accurate manner before optimization. This work concludes that the best option to calibrate the pressure system of the production system and reservoir is to build the IPR with transient tests since they are direct pressure measurements in the well mitigating the uncertainty of the environment.

* Master Thesis

** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos. Director: Maika Gambus Ordaz, PhD. Ingeniería de Petróleos.

INTRODUCCIÓN

Los pozos de petróleo son optimizados siguiendo las tendencias de curvas de comportamiento de producción (Inflow Performance Relationships, IPR, por sus siglas en inglés), también llamadas curvas de oferta, por medio de una dispersión histórica de puntos y asumiendo una presión de yacimiento medida desde un pozo monitor lejano. Actualmente la IPR y la máxima producción potencialmente posible del pozo (*Absolute Open-hole Fluid*, AOF, por sus siglas en inglés) a una presión de fondo fluyendo atmosférica, tiene un alto grado de incertidumbre lo cual afecta el potencial y la productividad de los pozos, el cálculo de reservas recuperables y los planes de optimización. Así mismo, los pozos presentan una tendencia variable de IPR y AOF en el tiempo asociada a la incertidumbre de la presión de yacimiento y al daño de formación. La tendencia real del comportamiento en las curvas IPR solo es visible y solo es posible calibrarla cuando se modifica la extracción del pozo y en la mayoría de los casos no concuerda con la primera estimación por lo tanto no es posible predecir un comportamiento preciso del medio poroso.

Lo anterior, se debe a la alta incertidumbre que se tiene sobre los datos de la presión de yacimiento, el daño de formación y las características petrofísicas de las formaciones, por lo tanto, en las curvas IPR de cada pozo se estima una presión de yacimiento con tendencias en promedios de dispersión de puntos de producción históricos y no se usan datos petrofísicos. De la misma forma, las optimizaciones de los pozos se están realizando con base en tendencias prácticas: 1) el índice de productividad de los pozos (IP) es tomado en función únicamente del caudal y una diferencia de presión; 2) se están evaluando los potenciales de los pozos y los planes de optimización por medio de una IPR y 3) un AOF que necesita ser calibrado.

Esta situación puede originar que el daño de formación estimado en los pozos sea inadecuado y que pronostique erróneamente el comportamiento de flujo de un pozo, además de perder oportunidades de optimización por dejar pozos fuera de los planes de incremento de producción al interpretar que estos tengan menor potencial del que se estima.

Al finalizar el desarrollo de este trabajo se establecerán los efectos que tiene la evaluación de la productividad de un pozo de petróleo convencional, si la estimación de la curva IPR se realiza a partir de pruebas transientes o con datos de producción. Las pruebas y análisis de presiones de pozo nos facilitan cuantificar características petrofísicas de la roca. En lo particular, por medio de una prueba de restauración de presión se determina y calibra la presión de yacimiento de la zona donde el pozo está ubicado. Las IPR con pruebas de producción solo consideran un caudal y un diferencial de presión que incluye la presión de fondo fluyendo y una presión estática de yacimiento tomada en un pozo monitor mientras que con el análisis de presiones podemos calcular la IPR con datos petrofísicos, pruebas PVT y un diferencial de presión que incluye la presión de fondo fluyendo y una presión estática medida directamente en el pozo.

1. OBJETIVOS

1.1 OBJETIVO GENERAL

- Evaluar el comportamiento de la productividad de pozos de petróleo con base en la comparación de resultados de curvas IPR calculada con datos de producción y transientes.

1.2 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Construir las curvas IPR de pozos de petróleo a partir de datos de producción y datos de pruebas de transientes, para determinar el comportamiento de producción del medio poroso.
- Establecer diferencias entre las curvas IPR calculadas por métodos de producción y por métodos de pruebas de transientes, para verificar las desviaciones del comportamiento del medio poroso cambiando el método de cálculo.
- Evaluar técnicamente el impacto que conlleva estas diferencias de cálculo de las curvas IPR, para reconocer el mejor estimado del comportamiento del medio poroso.

2. MARCO DE REFERENCIA

2.1 ANTECEDENTES INVESTIGATIVOS

Por más de 60 años las pruebas de presión y las curvas IPR han sido consideradas como un proceso netamente físico y matemático en el cual se miden las presiones de fondo de un pozo con sus respectivos caudales y se analizan estos resultados para determinar propiedades del medio poroso y la dinámica de producción del mismo.

Como primera medida, una parte fundamental de desarrollo del trabajo son los métodos de consecución de datos de presiones dinámicas y estáticas en un pozo petrolero donde Podio et al. (2001, 2007 y 2008) demostraron la forma de tomar los datos de presiones en los pozos a partir de mediciones acústicas. Por otro lado, existe un segundo método, que proponen Burgstaller et al. (2011), para tomar los mismos datos de presiones estáticas a partir de señales y mediciones eléctricas con un equipo conectado al anular del pozo. Estos métodos de adquisición de datos de presión son vitales para este trabajo ya que los métodos de medición son diferentes, pero buscan el mismo fin. La consecución de estos es el cimiento de esta investigación.

Dake (2001) y Arciniegas et al. (1983) describen los métodos de cálculo a través de medios porosos e indican que la ley fundamental del movimiento de fluido en estos es la ley de Darcy. Ahmed (2012), Matthew (1967), Dake (2001) y Earlougher (1977) describen la expresión matemática desarrollada por Darcy en 1856, en donde afirma que la velocidad de un fluido homogéneo en un medio poroso es proporcional al gradiente de presión, e inversamente proporcional a la viscosidad del fluido. Los autores referidos incluyen la determinación de la producción a un tiempo futuro a través de métodos analíticos. Por ejemplo, Fetkovich (1980), usa curvas tipo con las cuales obtiene a una presión de fondo

fluyendo constante la declinación de producción en dos periodos pseudo-estables. El concepto de Índice de productividad fue desarrollado por Vogel (1978) como un indicador para determinar la capacidad de producción de un pozo. Para el caso del análisis de las presiones estáticas, Dake (2001), Craft (1991) Escobar (2000) y Ahmed (2011) recopilaron una gran información y el detalle sobre pruebas de presión y el análisis de pruebas de restauración de presión (Build-Up) y pruebas de abatimiento de presión (Drawdown). Los referidos autores parten de la ecuación de difusividad y resuelven la ecuación de diferencial para diferentes situaciones presentadas en la vida productiva de un pozo de petróleo.

Por otro lado, Matthew et al. (1967) y Crank (1979) muestran la solución del análisis de pruebas de presión, desarrollando la ecuación de difusividad para flujo radial y fluidos incompresibles, algo semejante ocurre con Earlougher et al. (1977) y Hosseinpour-Zonoozi et al. (2006), los cuales desarrollan formulaciones sobre las pruebas de presión de forma un poco más avanzadas. Una parte vital para mencionar en el desarrollo de este trabajo es la definición y el cálculo de las permeabilidades efectivas, parámetro petrofísico que debe ser cuidadosamente calculado ya que afecta directamente la solución del índice de productividad del pozo y por ende la curva IPR.

Perrine (1956) desarrolló ecuaciones para flujo multifásico y desarrolló un modelo para estimar las permeabilidades efectivas para cada fase; siendo este documento técnico parte fundamental para el desarrollo del trabajo. Miller et al. (1950) desarrolló un cálculo para calcular las permeabilidades efectivas y presión de yacimiento a partir de presiones de fondo y pruebas de restauración de presión (*Build Up*). Craft (1991) y Escobar (2000) presentaron los modelos de permeabilidades para zonas en paralelo y en serie de forma lineal y el promedio de permeabilidades de forma radial. Brock (1986) con su publicación sobre registros de hueco abierto nos da una luz sobre las gráficas cruzadas o *cross-plot*

y las relaciones que se puede utilizar para hallar las permeabilidades a partir de la porosidad y los registros eléctricos resistivos. Alzate-Espinosa et al. (2017) analizaron los cambios de permeabilidad y porosidad en medios porosos no consolidados y sus variaciones con el esfuerzo de confinamiento, ayudando a comprender que la relación de permeabilidad y porosidad se debe realizar con sumo cuidado.

Finalmente, Ahmed (2011) describió la forma correcta de analizar los diferentes casos de pruebas de presión transientes en pozos convencionales y verticales y Escobar et al. (2014) presentaron la solución para pozos horizontales. En definitiva, para el desarrollo de este estudio, se asumió un enfoque cualitativo, y se aplica una lógica deductiva de las leyes y teorías, a los datos. Toda la literatura anteriormente expuesta ayudó de manera directa o indirecta a la evaluación del impacto de la estimación de curvas IPR a partir de datos de producción y transientes, en la productividad de pozos de petróleo.

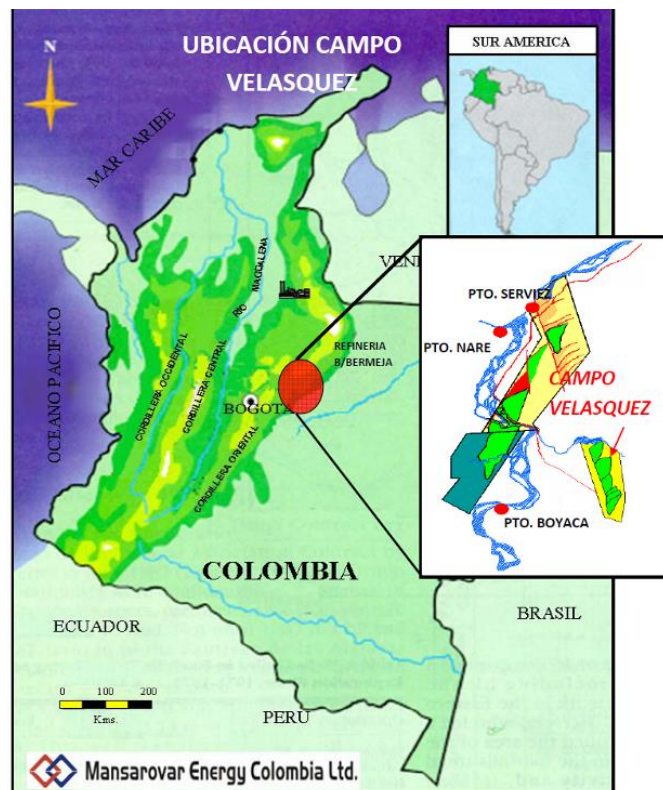
2.2 ANTECEDENTES CAMPO VELASQUEZ

Campo Velásquez está ubicado en Colombia, en la intersección geográfica que conforma los departamentos de Antioquia, Boyacá y Santander, en las inmediaciones de los municipios de Puerto Triunfo, Puerto Boyacá y Cimitarra, como se muestra en la Figura 1.

El Campo Velásquez ha extraído petróleo desde los años 40, comenzando su producción desde 1946 con el pozo Velásquez-1. El pozo se completó como productor de petróleo y descubridor del campo hasta una profundidad final de 8.455 pies. El Campo Velasquez alcanzó una producción aproximada de 30.000 barriles de petróleo por día (BOPD) como pico de producción de petróleo en agosto de 1959.

El campo tiene estimado un volumen de aceite original en sitio de 633.6 MSTB (Original Oil in Place, OOIP por sus siglas en inglés), con una producción acumulada hasta diciembre de 2017 de 192 MSTB, el aceite tiene una gravedad API entre 20 ° y 26 ° en estas formaciones y el agua tiene una alta concentración de sal (37.000 ppm Cl). Actualmente tiene un promedio diario de producción de 3200 BOPD, 27000 BWPD y 420 MSCF de gas, con 95 pozos activos a diciembre de 2017. La sección productora de petróleo en el Campo Velásquez se ha dividido convencionalmente en las formaciones Tune y Guaduas, que consisten en arenas fluviales y capas intercaladas de arcilla. La profundidad de la parte superior del basamento varía desde 6000 pies hasta 8500 pies en el extremo norte y sur del campo, respectivamente. Las zonas productoras originales tienen, en promedio, un espesor neto de unos 109 ft en la formación Tune y de 136 ft en la formación Guaduas.

Figura. 2. Ubicación geográfica de Campo Velásquez.



La acumulación de petróleo en el Campo Velásquez está controlada estructuralmente por fallas de sedimentos terciarios en una plataforma ígnea metamórfica según departamento de geología de Mansarovar Energy Colombia Ltda. El aceite se entrampó en una secuencia de múltiples arenas fluviales con diferentes contactos agua-aceite. El campo está dividido en varios bloques delimitados por la falla de Velásquez. Las formaciones Tune y Guaduas son heterogéneas y exhiben una variación en la permeabilidad, tanto vertical como lateral. La permeabilidad vertical de la formación Guaduas es aproximadamente la mitad de la permeabilidad horizontal, de acuerdo con la evaluación del análisis de núcleos. Los parámetros generales petrofísicos del Campo Velásquez para las formaciones productoras Guaduas y Tune se muestran en la Tabla 1, se determinan con base al análisis convencional de registros eléctricos y corazones.

Tabla. 1. Parámetros petrofísicos de campo Velásquez. (Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda)

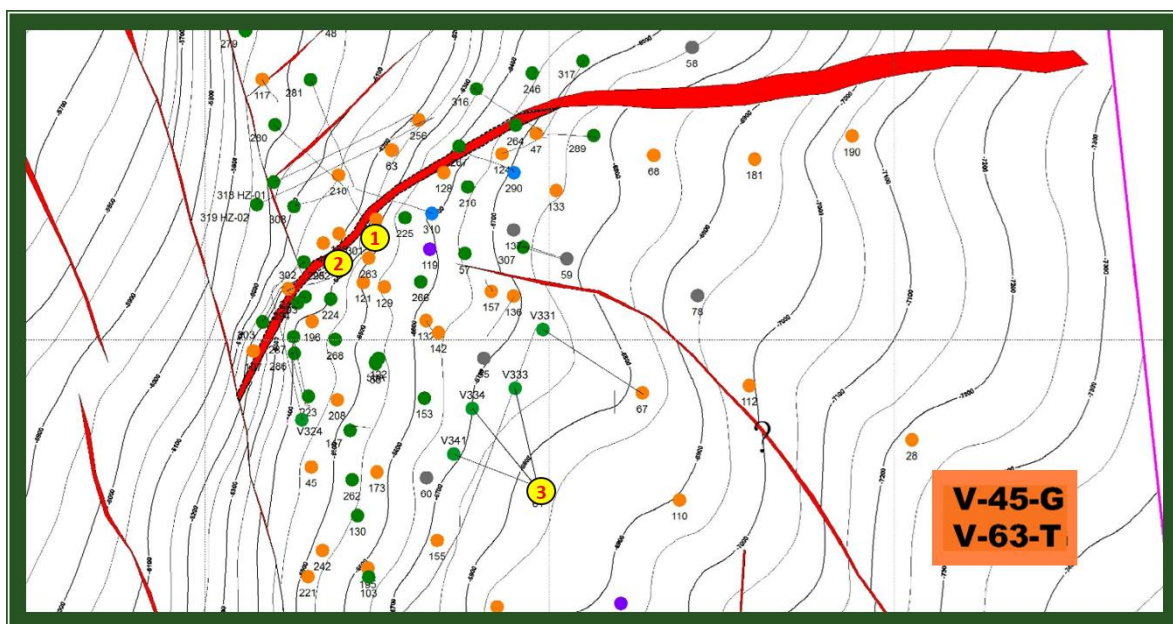
<i>Parámetros</i>	<i>Tune</i>	<i>Guaduas</i>
Área (acre)	1891	3824
Espesor Promedio (ft)	109	136
Cutt off	2.5	3
Porosidad (%)	24.5	19.7
Salinidad (ppm Cl)	37000	36000
Factor Volumétrico (Res/STB)	1.15	1.2
Permeabilidad (mD)	1565	720
Presión Inicial (PSI)	2100	3000
Presión de Saturación (PSI)	1800	1950
Rs inicial (scf/stb)	265	130
Saturación de agua inicial (%)	44	38
Gradiente de fractura (PSI/ft)	0.7	0.75
Datum Subsea (ft)	4300	6500
Gradiente temperatura (F/100ft)	2.5 @ 5500 ft	

3. CONSTRUCCION DE CURVAS IPR

3.1 CONSTRUCCION DE CURVAS IPR CON DATOS DE PRODUCCION.

Como primera medida se revisó la ubicación geográfica de fondo de los pozos. Se consideraron escoger pozos inicialmente que se encontraran relativamente cercanos uno al otro, en el mismo bloque o zona productiva y que tuvieran los datos completos para el desarrollo del trabajo. Se identificó que ambos pozos en estudio (V-282 y V-301) se encuentran relativamente muy cercanos uno al otro, en el mismo bloque (Bloque V-45-G) de campo Velásquez y tienen los datos completos. La ubicación geográfica de los pozos en fondo se puede visualizar en la Figura 2. El pozo 1 es el pozo V-301, el pozo 2 es el pozo V-282, están separados 125 metros en fondo y el pozo 3 es el V-061 que será el pozo para comparar los datos de presión ya que es un pozo monitor de presión del bloque.

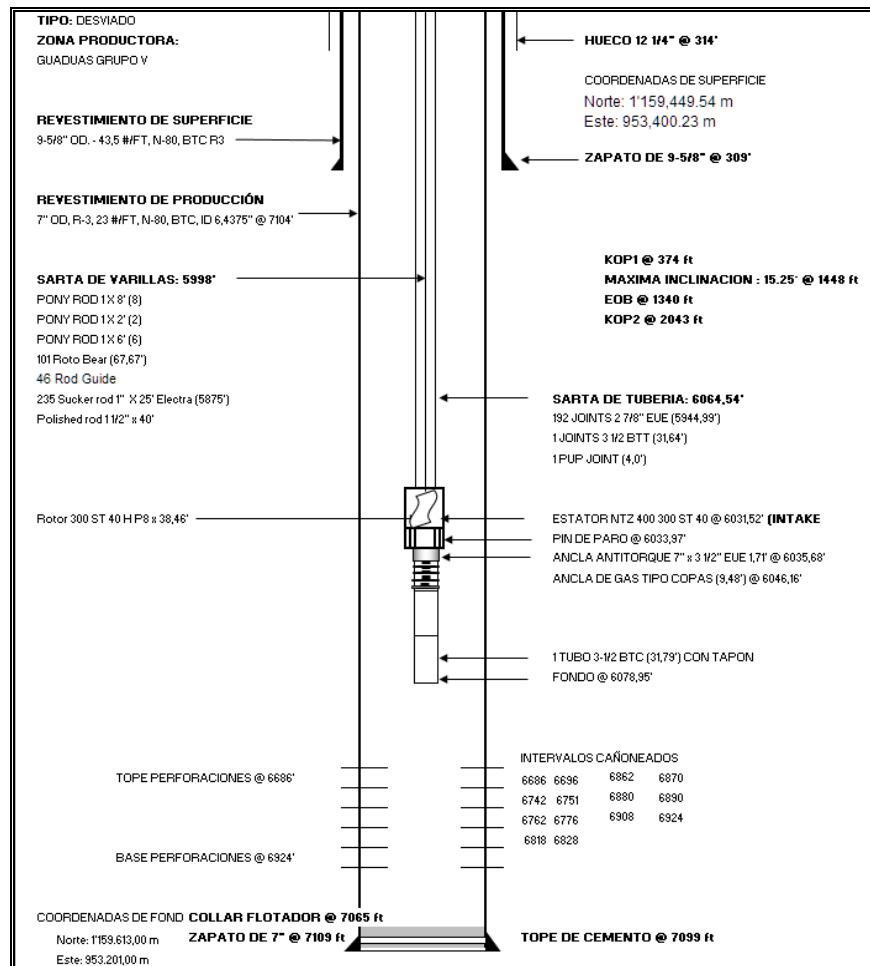
Figura. 2. Mapa estructural Campo Velásquez ubicación pozos en estudio. (Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda)



A continuación, y teniendo en cuenta la teoría de índices de productividad y curvas de oferta de fluidos en medios porosos de Darcy (1856), Vogel (1978), y Fetkovich (1980), se recopiló toda la información necesaria de los dos pozos V-301 y V-282 para realizar la construcción de las curvas IPR en su mejor aproximación con los datos de pruebas de producción y toma de niveles. Esta información es el estado mecánico del pozo, el historial de producción de fluidos y los niveles de pozo

Se inició con el pozo V-301. El estado mecánico del pozo V-301 se muestra en la Figura 3 donde se aprecia que el pozo está completado con un sistema de levantamiento artificial por cavidades progresivas.

Figura. 3. Estado mecánico pozo V-301. (Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda)



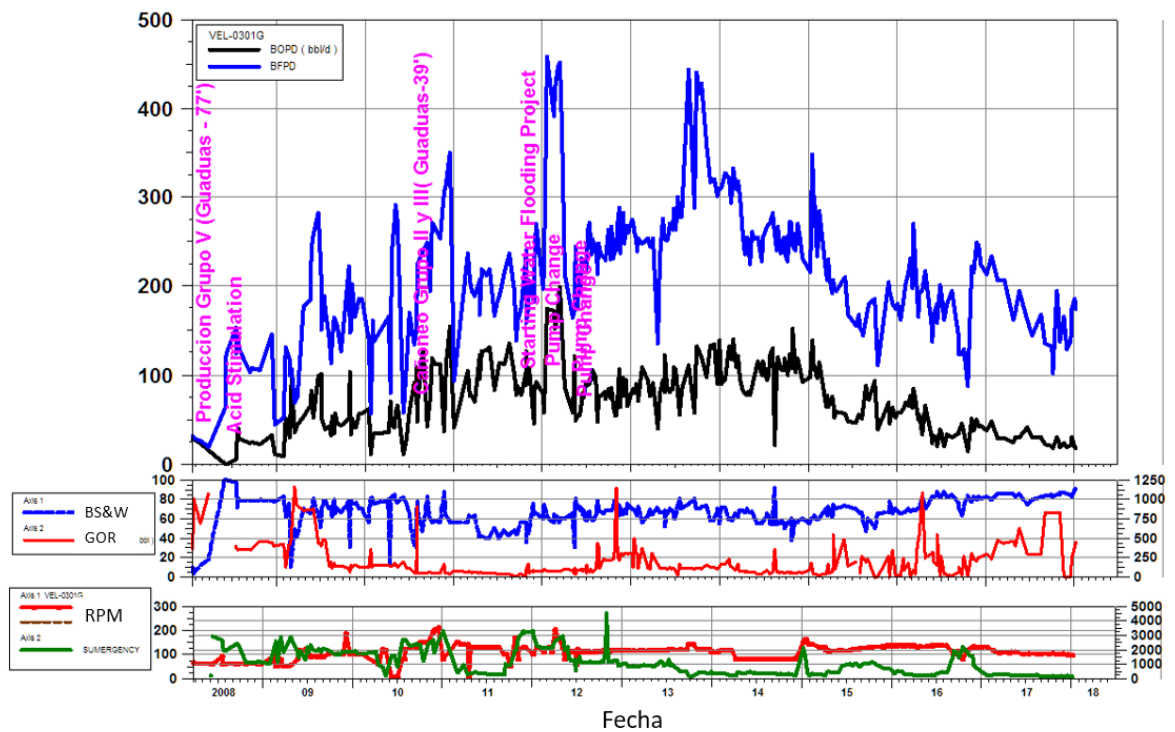
Las zonas abiertas corresponden a la formación GUADUAS del bloque V-45-G. En la Tabla 2 se puede observar los datos de las zonas abiertas a producción junto con el tope y base de los perforados.

Tabla. 2. Zonas abiertas a producción pozo V-301.

Pozo	Formación		Perforados		
	Formación	Sub-Unidad	Tope	Mid-Perf	Base
V-301	GUADUAS	GV	6686	6757	6828

La Figura 4 muestra el comportamiento de producción del pozo V-301 desde el 2008 hasta 2018. Se puede apreciar que ha tenido un pico de producción de fluido de 450 BFPD a finales de 2014 y un pico de producción de crudo de 150 BOPD a inicios del 2011.

Figura 4. Gráfica de producción de fluido y crudo del pozo V-301. (Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda)



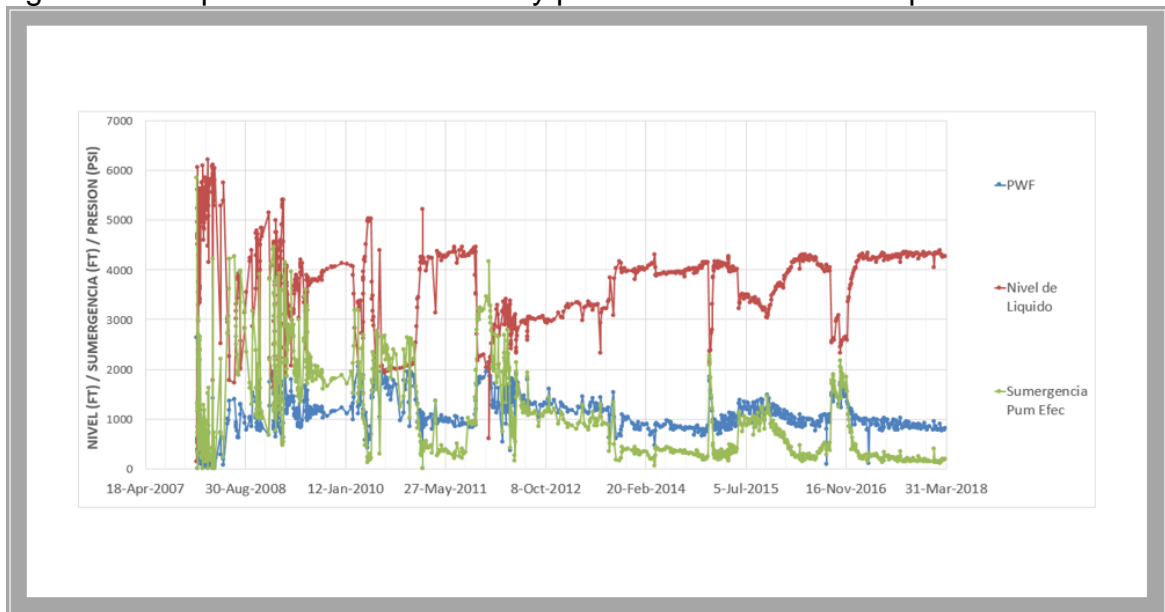
La línea verde de la Figura 4 muestra el comportamiento de la sumergencia del pozo en condiciones dinámicas, la sumergencia ha tenido valores máximos de 3000ft y se ha mantenido generalmente constante desde el 2013 en valores por debajo de 500ft. La Figura 5 muestra con más detalle el comportamiento de niveles y presión de fondo fluyendo (Pwf) del pozo V-301.

En la Tabla 3 se lista las principales intervenciones en el sistema yacimiento pozo con sus respectivas fechas de la misma manera como se muestra en la Figura 3.

Tabla 3. Intervenciones del medio poroso en el pozo V-301.

Intervenciones en el medio poroso	
Completamiento	31 Diciembre de 2007
Producción GV	17 Diciembre de 2007
Toma de Build up	30 Abril de 2008
Estimulación orgánica	02 Julio de 2008
Producción GII, GIII, y GV	30 Septiembre de 2017
Inicio de Waterflooding	11 Septiembre de 2011

Figura 5. Comportamiento de niveles y presiones dinámicas del pozo V-301.



Con la información recopilada, y teniendo en cuenta que el yacimiento se encuentra en estado de sub-saturación se construye la curva IPR del pozo con las ecuaciones (3.1) y (3.2).

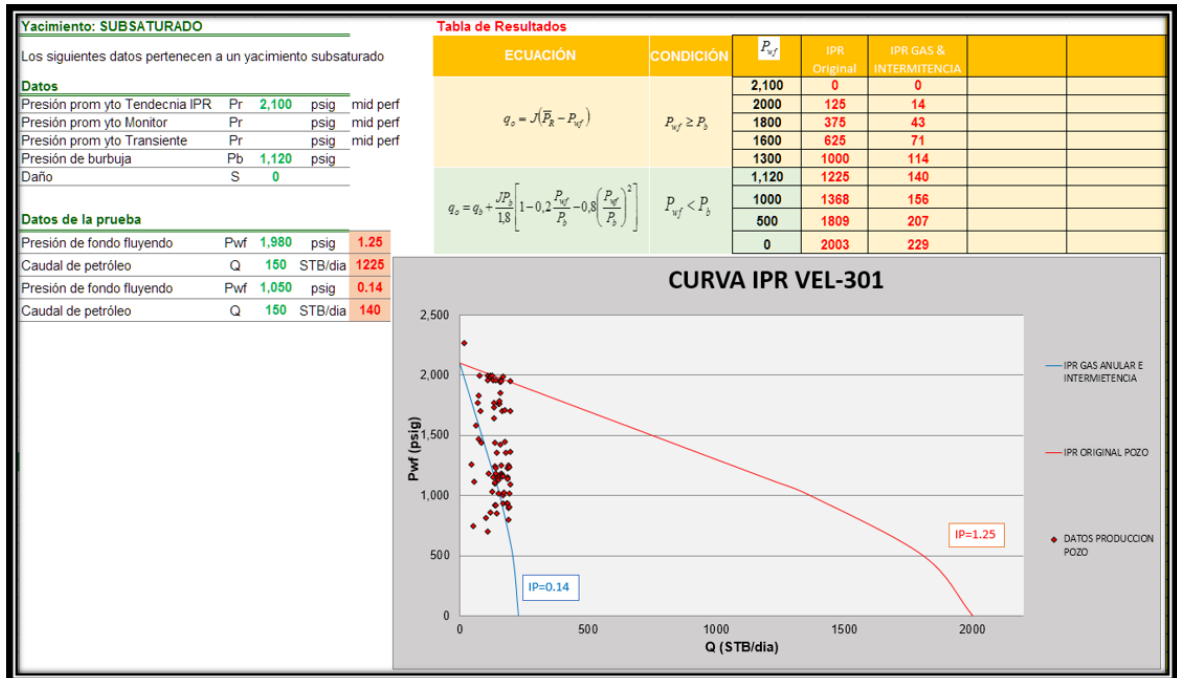
$$Q = \frac{0.00708Kh(P_{yto} - P_{wf})}{\mu B \ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} \quad (3.1)$$

Dónde:

$$Q = IP * (P_{yto} - P_{wf}) \quad (3.2)$$

En la Figura 6 se puede ver la curva IPR con los datos de producción y de presión de fondo fluyendo (P_{wf}) correspondientes a la fecha en que se tomó el BUILD UP.

Figura 6. Curva IPR del pozo V-301.



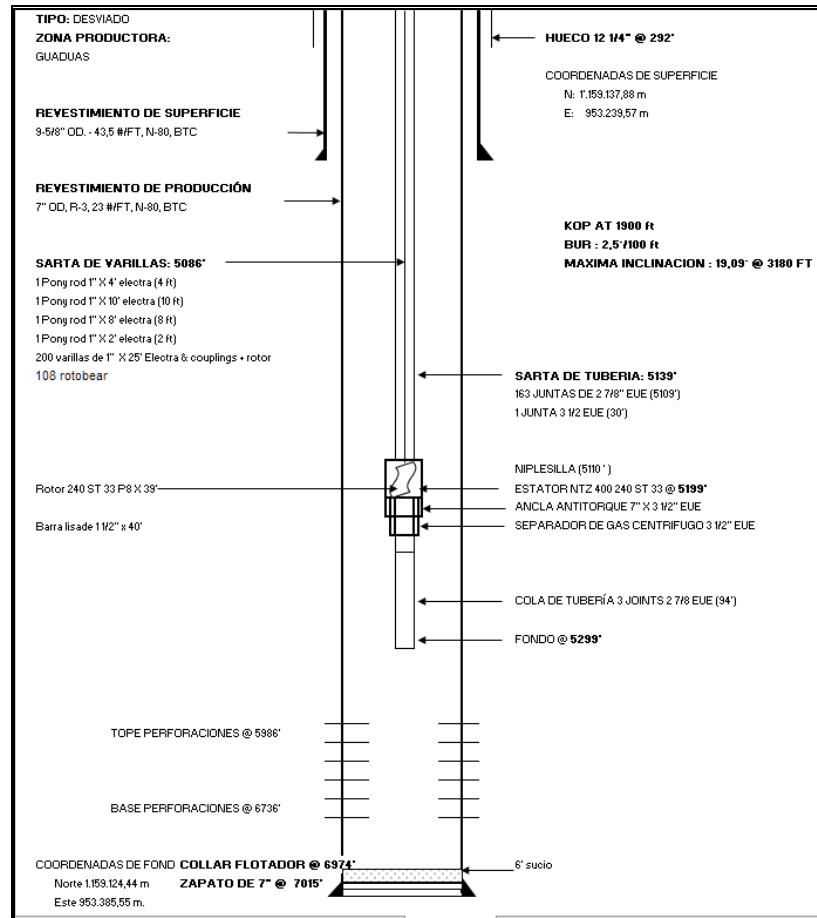
En la Figura 6 se observan dos curvas IPR con diferentes IP, la línea roja es la curva IPR construida siguiendo la tendencia de los datos de producción y presión de fondo fluyendo (Pwf) sin que estos sean afectados por la producción de gas de anular y la intermitencia del pozo, a simple vista se evidencia un daño en la formación, pero la curva de bajo IP (línea azul) se genera por la presencia de gas en el anular lo cual hace que la Pwf disminuya su valor, ya que el gas aliviana la columna efectiva de fluido, por lo tanto, se tiene dos curvas IPR una que es la original del pozo cuando no produce gas por el anular (curva roja) y la otra es la curva IPR afectada por la producción de gas de anulares (curva azul). Ambas curvas (línea azul y roja) se construyeron con la incertidumbre de la presión de yacimiento y siguiendo la tendencia de los puntos se alcanza una presión de yacimiento de 2100 PSI a profundidad media de perforados (6757 ft). Esta presión se estima sea la correcta ya que la tendencia sigue los puntos de producción. Por ende, el pozo oscila entre un IP de 1.25 y un AOF de 2003 BFPD y un IP de 0.14 y un AOF de 229 BFPD según su producción de gas por anular.

El estado mecánico del pozo V-282 se muestra en la Figura 7, donde se aprecia que el pozo esta completado con un sistema artificial por cavidades progresivas. Las zonas abiertas corresponden a la formación GUADUAS del bloque V-45-G (ver Tabla 4).

Tabla 4. Zonas abiertas a producción pozo V-282.

	Formación		Perforados		
Pozo	Formación	Sub-Unidad	Tope	Mid-Perf	Base
V-282	GUADUAS	GII, GIII, GIV, GV	5986	6361	6736

Figura 7. Estado mecánico pozo V-282. (Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda)



Desarrollando el mismo análisis que en el pozo V-301, la Figura 8 muestra el comportamiento de producción del pozo V-282 desde el 2008 hasta 2018. Se puede apreciar que tuvo un pico de producción de fluido de 400 BFPD a finales de 2013 y un pico de producción de crudo de 250 BOPD a inicios del 2007. Desde el pico de producción de crudo se observa una declinación de producción hasta mediados de 2010. A finales de 2013 se eleva el corte de agua debido a una canalización en la formación y se evidencian continuos eventos de depositación de orgánicos. En la Tabla 5 se listan las principales intervenciones en el sistema yacimiento/pozo con sus respectivas fechas.

Figura 8. Grafica de producción de fluido y crudo del pozo V-282. (Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda)

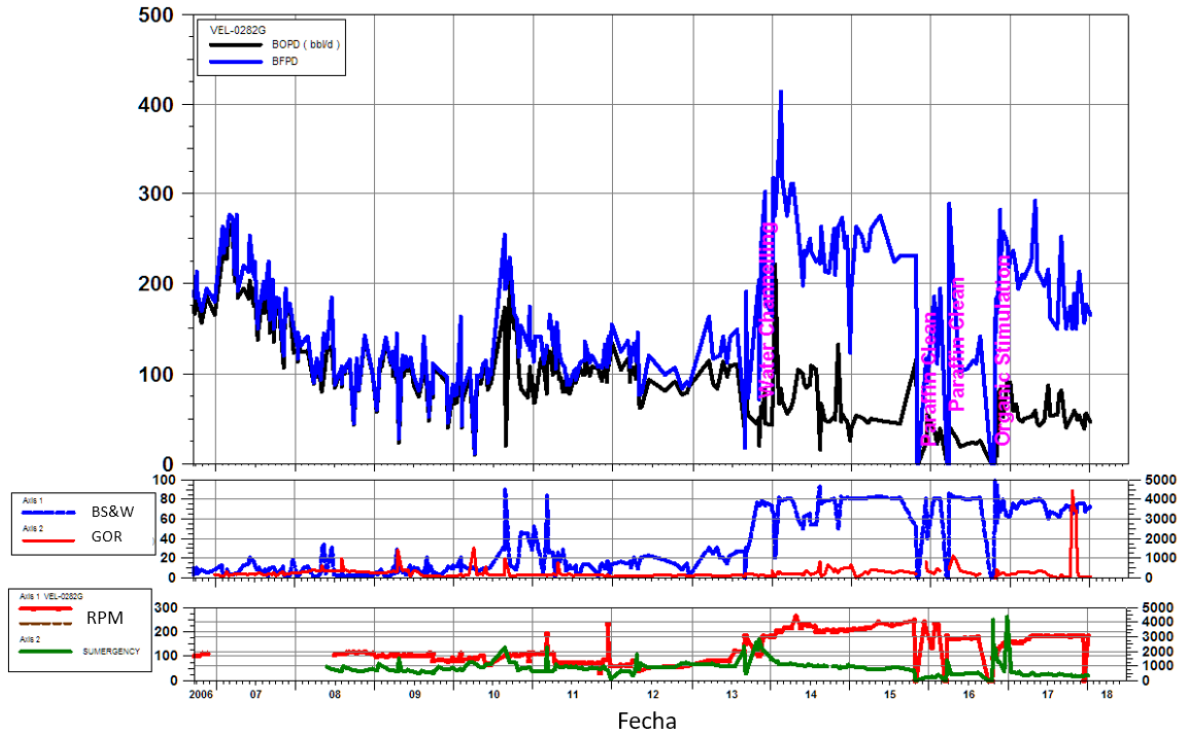
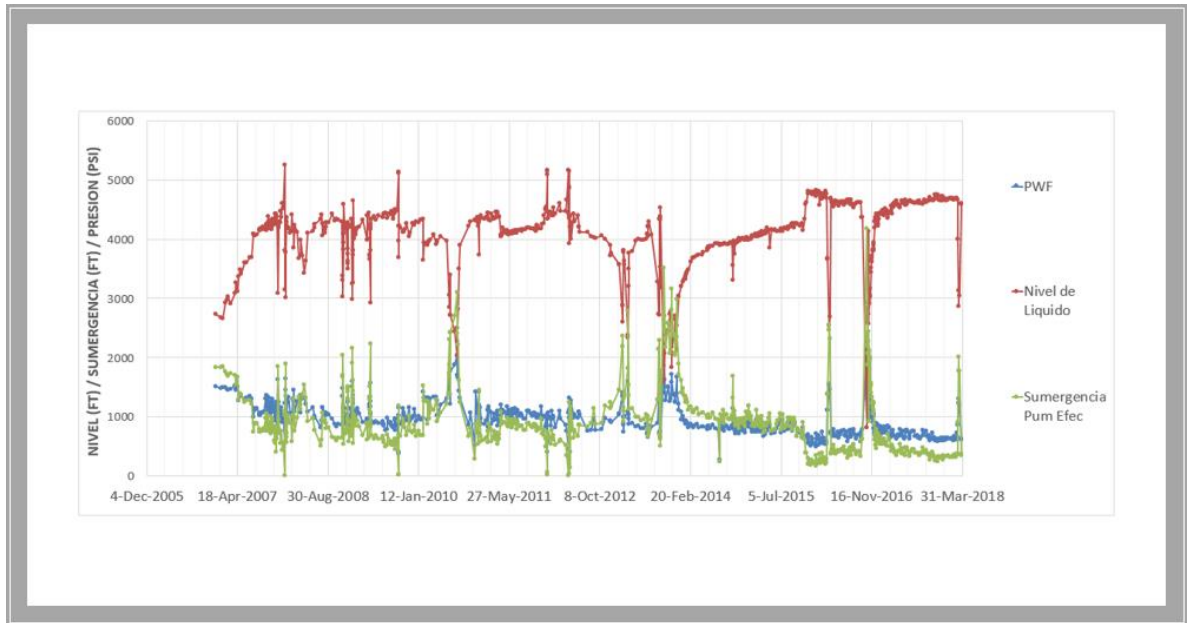


Tabla 5. Intervenciones del medio poroso en el pozo V-282.

Intervenciones en el medio poroso	
Completamiento	17 Septiembre de 2006
Producción GII, GIII, GIV y GV	17 Septiembre de 2006
Toma de Build up	30 Septiembre de 2008
Canalización Agua	15 Diciembre de 2013
Estimulación orgánica	11 Diciembre de 2006

La línea verde de la Figura 8 muestra el comportamiento de la sumergencia del pozo en condiciones dinámicas, mostrando valores máximos de 2000ft. La tendencia se ha mantenido constante desde el 2008 en valores por debajo de 1000ft. En la Figura 9 se puede observar con más detalle el comportamiento de niveles y presión de fondo fluyendo (P_{wf}) del pozo V-282.

Figura 9. Comportamiento de niveles y presiones dinámicas del pozo V-282.

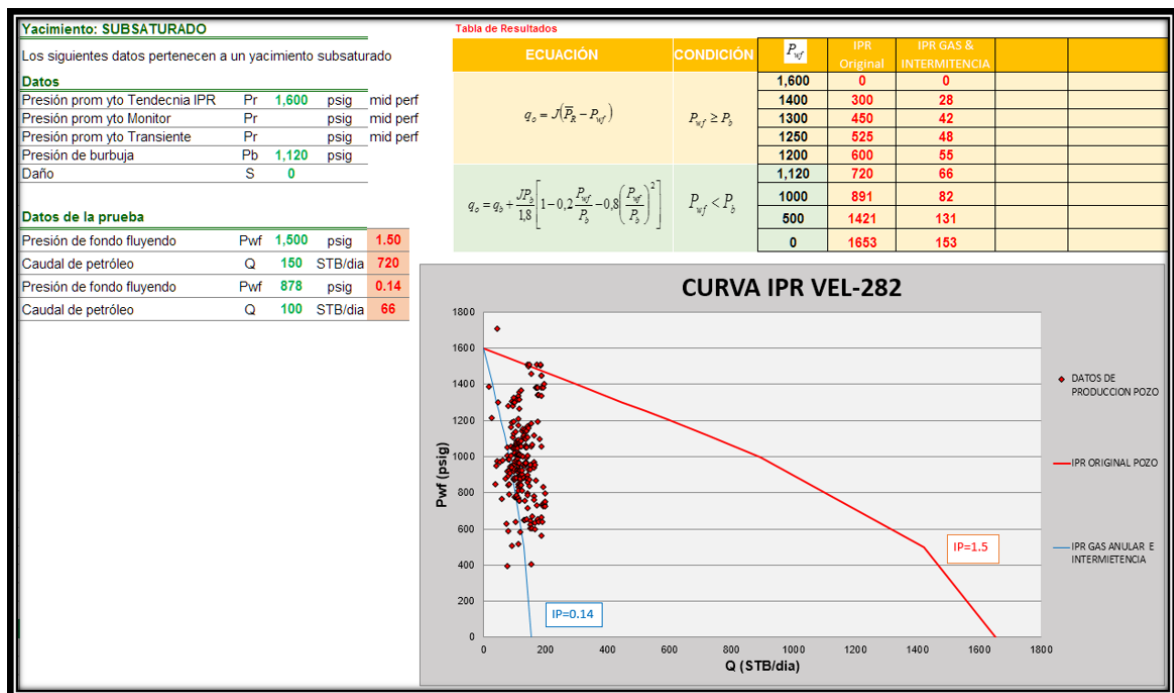


Teniendo en cuenta que el yacimiento se encuentra en estado de sub-saturación y siguiendo la teoría para flujo radial en régimen pseudo estable y asumiendo fluidos incompresibles se construye la curva IPR del pozo con las ecuaciones (3.1) y (3.2).

En la Figura 10 se observan dos curvas IPR con diferentes IP, la línea roja es la curva IPR construida siguiendo la tendencia de los datos de producción y presión de fondo fluyendo (P_{wf}) sin que estos sean afectados por la producción de gas del anular y la intermitencia del pozo. A simple vista se evidencia un daño en la formación, sin embargo, la curva de bajo IP (línea azul) se genera por la presencia de gas en el anular no por un daño de pozo, lo cual hace que la P_{wf} disminuya su valor. El gas aligera la columna efectiva de fluido, por lo tanto, se tienen dos curvas IPR una que es la original del pozo cuando no produce gas por el anular (línea roja) y la otra es la curva IPR afectada por la producción de gas de anulares (línea azul).

Las dos líneas se construyeron con la incertidumbre de la presión de yacimiento y siguiendo la tendencia de los puntos se halla una presión de yacimiento de 1600 PSI a profundidad media de perforados (6361 ft). Se concluye que la presión estimada es la correcta ya que la curva sigue la misma tendencia de los puntos de producción, por ende, el pozo oscila entre un IP de 1.5 y un AOF de 1663 BFPD y un IP de 0.14 y un AOF de 153 BFPD según su producción de gas por anular.

Figura 10. Curva IPR del pozo V-282.



3.2 CONTRUCCIÓN DE CURVAS IPR CON DATOS DE TRANSIENTES.

Para la construcción de las curvas IPR con datos de transientes se utilizaron dos pruebas de BUILD UP realizadas en los pozos V-281 y V-301 en el año 2008. Estos datos tomados con el Echometer fueron nuevamente interpretados con los métodos de HORNER y MDH teniendo en cuenta que el yacimiento está en estado de sub-saturación, con fluido incompresible, régimen de flujo transitorio y flujo radial. Para el caso del pozo V-301 solo existe una sub-unidad abierta que es GV en el caso del pozo V-282 tiene 4 Sub-unidades abiertas a producción por lo tanto es análisis será diferente.

Para iniciar la construcción de las curvas de IPR por método de transientes necesitamos la siguiente información:

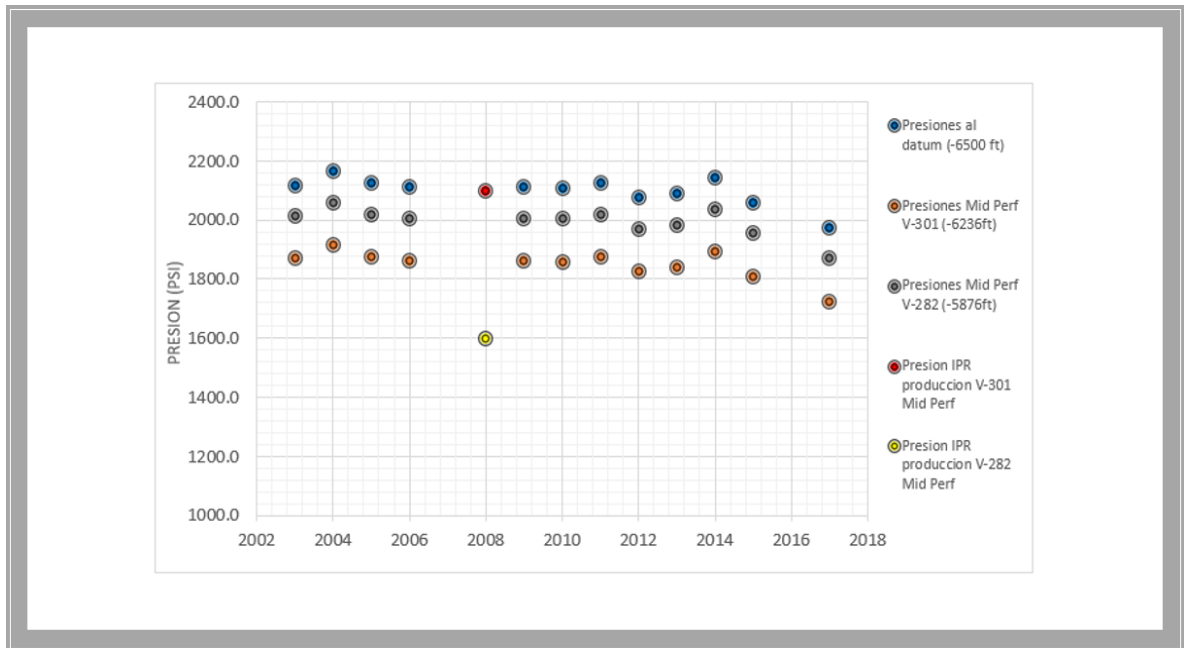
- Estado Mecánico del pozo
- Historial de producción y niveles de pozo
- Historial de presiones del bloque V-45-G
- Datos de la prueba de Build up.
- Datos petrofísicos de las zonas abiertas a producción.
- PVT de los fluidos.

La historia de presiones del bloque V-45-G se puede apreciar en la Figura 11, las presiones de yacimiento están graficadas de acuerdo a la profundidad del datum (-6500 ft) y a la profundidad de punto medio de perforados, para el pozo V-301 (6757 ft o -6236ft) y para el pozo V-282 (6361ft o -5876ft). Estos datos de presión fueron tomados del pozo monitor V-061 el cual monitorea el comportamiento de presión de todo el bloque.

Se llevó la presión del datum de los pozos V-282 y V-301 tomada en el pozo monitor al punto medio de perforados para poder comparar las presiones de

yacimiento calculadas con las tendencias de los puntos de pruebas de producción y presión de fondo fluyendo, tal como se ve en la Figura 11.

Figura 11. Histórico de datos de presión tomados desde el pozo monitor V-061.



Para los pozos V-301 y V-282 se realiza la prueba de ascenso de presión, PBU o BUILD UP, por el método de secuencia de tomas de nivel de fluido a través del anular y usando el software de “Pressure Transient” del equipo WELL ANALIZER de Echometer, el cual con base al dato del nivel de fluido calcula la presión del fondo a la profundidad del punto medio de perforados. El procedimiento que se llevó a cabo para la adquisición de información o secuencia de tomas de niveles de fluido en el pozo V-301 fue: período de Flujo: Tiempo de duración: 2 Horas y período de Cierre: Tiempo de duración: 737 horas (31 días)

Se tomaron niveles para realizar el ascenso de presión en la siguiente forma:

- Las primeras 2 horas: toma de nivel cada 2 minutos
- Sigüientes 3 horas: toma de nivel cada 3 minutos

- Siguietes 3 horas: toma de nivel cada 5 minutos
- Siguietes 3 horas: toma de nivel cada 10 minutos
- Siguietes 5 horas: toma de nivel cada 15 minutos
- Siguietes 5 horas: toma de nivel cada 30 minutos
- Siguietes 48 horas: toma de nivel cada 60 minutos
- Se completaron las 737 horas con toma de niveles cada 120 minutos

Datos Considerados: Se realizó prueba de ascenso de presión con los siguientes datos para el software de transiente en el equipo Echometer:

Datos de Producción:

Crudo: 19 BOPD
 Agua: 03 BWPD
 Gas: 19 MSCFD

Factores Volumétricos de formación:

Bo: 1.083 RB/STB
 Bw: 1.02 RB/STB
 Bg: 0.001 RB/STB

Datos del hueco:

Espesor neto: 43 ft
 Radio, wellbore: 0.71 ft
 Área de drenaje: 100 Acres

Propiedades del Yacimiento:

Porosidad: 0.18 Fracción
 Compresibilidad total: 85 x E-6 (psi-1)
 Profundidad Datum: -6500 ft

Viscosidades y Gravedad del crudo:

μ_o : 6.96 cp API: 24.1
 μ_w : 0.5 cp
 μ_g : 0.017 cp

Datos del pozo:

Diámetro externo tubería producción: 2-7/8 pulgadas
 Longitud promedio Junta de tubería producción: 31.3 ft
 Profundidad bomba de subsuelo: 6034 ft

Profundidad media de perforados:	6757 ft
Profundidad al DATUM:	-6500 ft
Tiempo de producción (Tp):	2160 horas

Los Gráficos de Horner y MDH que genera el software transient del equipo EChometer, determinan valores de $P^* = 2346$ psi al punto medio de perforados.

La Figura 12 muestra el gráfico de Horner relacionando la P^* vs. $\log((T_p + \Delta t) / \Delta t)$ y se visualiza la estabilización de la presión en los últimos datos.

La Figura 13 muestra la gráfica por el método Miller-Dyes-Hutchinson (MDH). El método MDH produce una misma gráfica semi-logarítmica que relaciona P^* vs $\log(\Delta t)$ con una línea recta de pendiente positiva la cual es idéntica a la obtenida con la gráfica de Horner, y también se puede observar el mismo comportamiento de estabilización de la presión de yacimiento.

En la Figura 14 se muestra de otra forma la estabilización de la presión estática de fondo y se corrobora el valor de P^* en 2346 PSI, calculada con el dato de la pendiente estabilizada.

Los análisis se realizaron por dos métodos de análisis de transientes Horner y MDH teniendo en cuenta la teoría descrita por Earlougher (1977), Escobar (2000), Dake (2001) y Ahmed (2012) entre otros autores. Los resultados del análisis de presiones para el pozo V-301 se evidencian en la Tabla 6.

Figura 12. Gráfico de Horner presiones estaticas del pozo V-301.

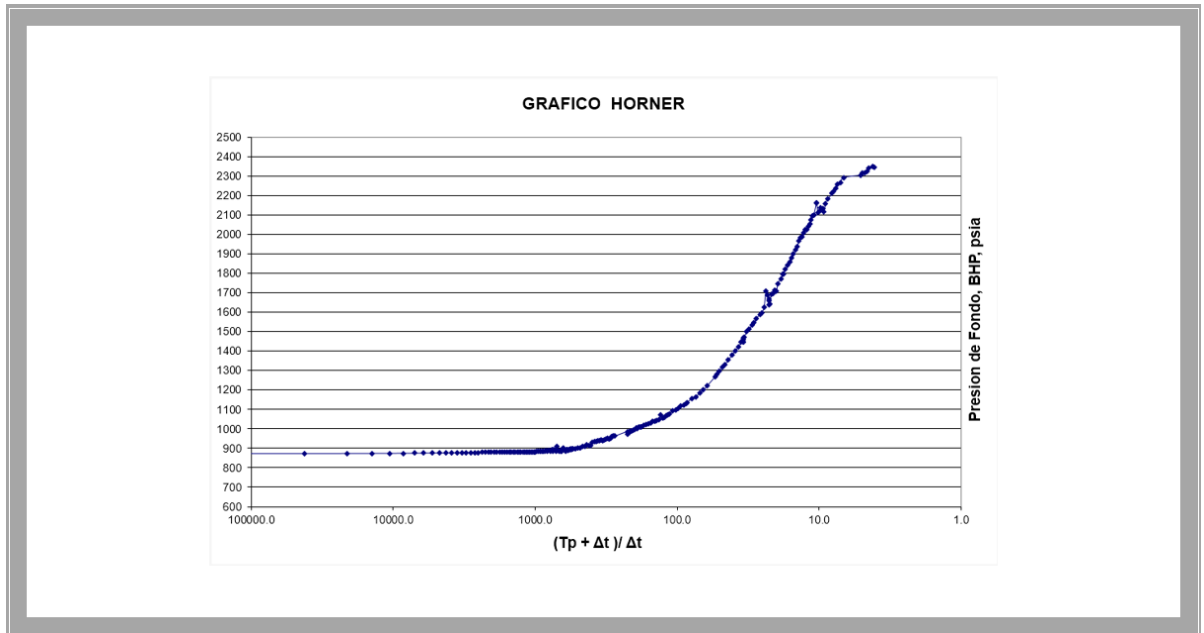


Figura 13. Grafico MDH presiones estaticas del pozo V-301.

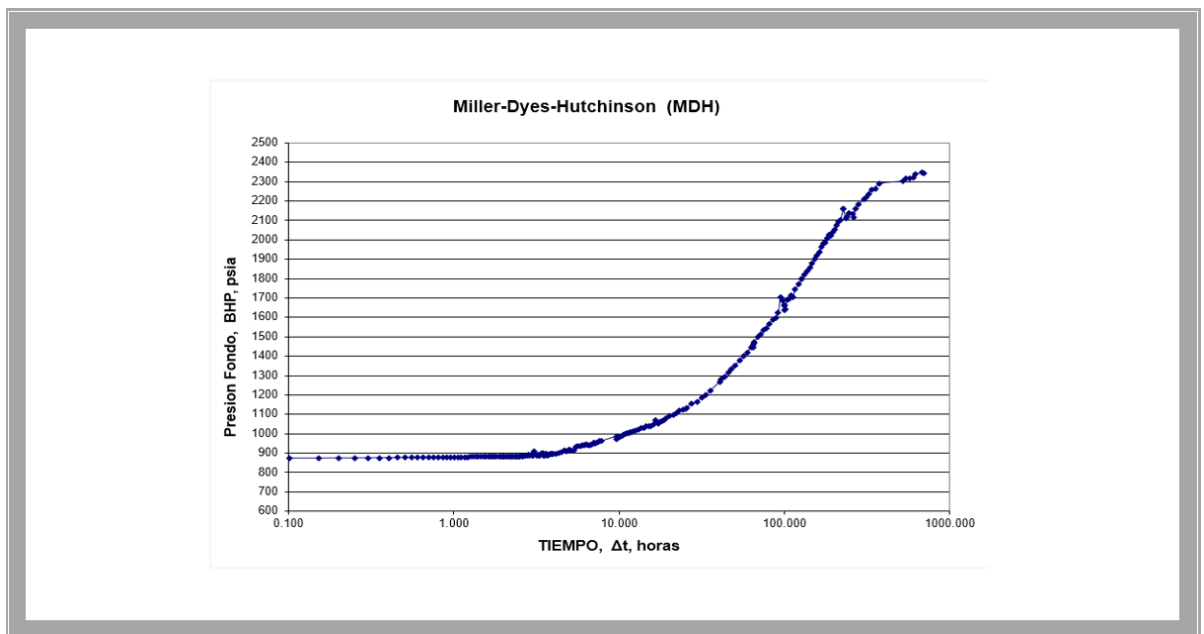


Figura 14. Grafico presiones estaticas del pozo respecto al tiempo pozo V-301.

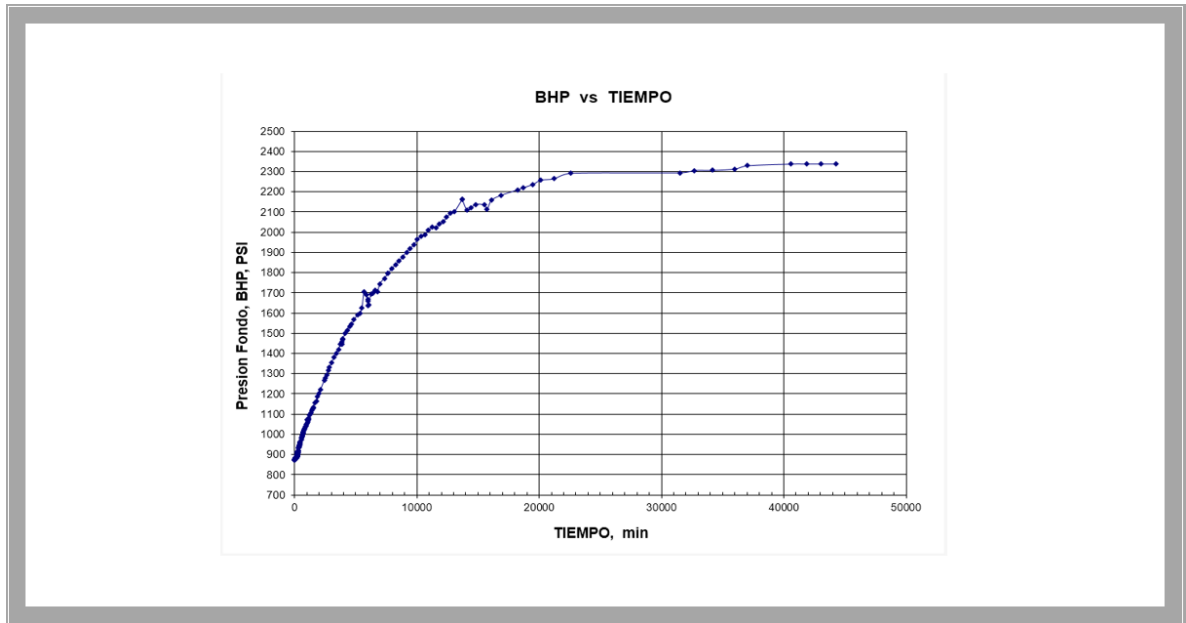
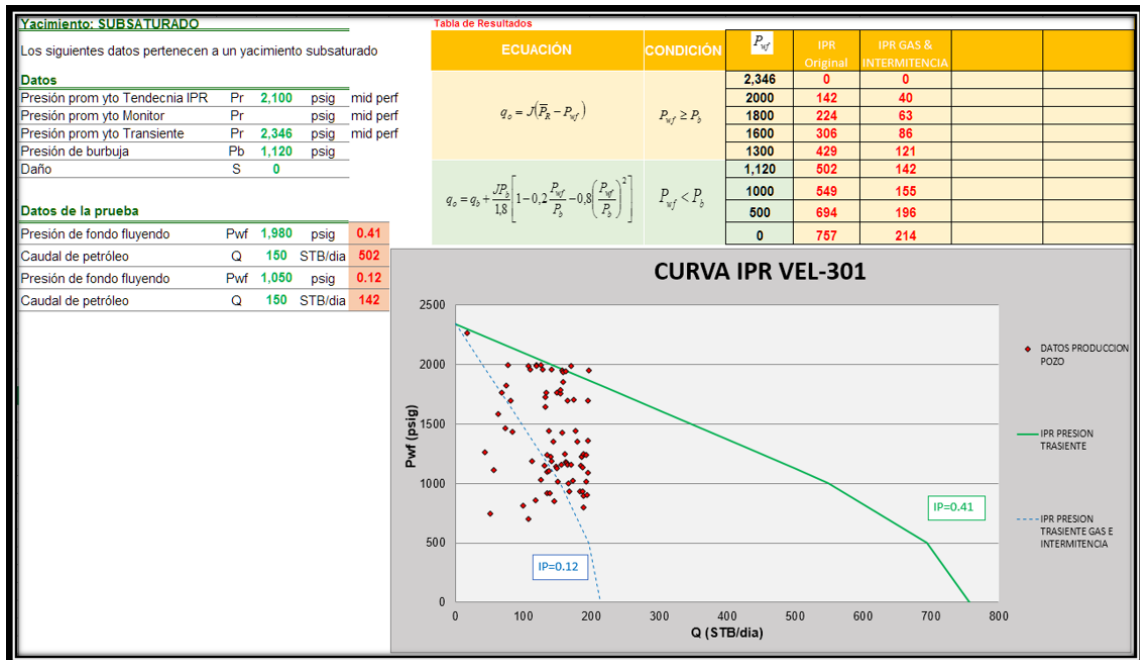


Tabla 6. Resultados del análisis de presiones transientes del pozo V-301.

RESULTS		
tp	2160	Horas
P*	2346	PSI
m	13,93	
Ko	38,9	Md
Kw	0,42	Md
Kg	0,08	Md
λt	11	md
KH	1693	md-ft
P*1hr	2216	PSI
Skin	108	
Área	93	Acres
IP del Pozo	0,41	BLS/PSI

Con los resultados del IP del pozo igual a 0.4 bls/psi calculada con los datos de transientes y la presión de yacimiento P^* se construye la nueva curva IPR como se muestra en la Figura 15. Se tuvo en cuenta el valor alto de skin calculado de 108. El pozo oscila entre un IP de 0.41 bls/psi y un AOF de 757 BFPD y un IP de 0.12 bls/psi y un AOF de 214 BFPD según su producción de gas por anular.

Figura 15. Curva IPR con datos de pruebas de transientes en el pozo V-301.



Bajo un procedimiento similar se llevó a cabo el análisis del pozo V-282. Para la adquisición de información o secuencia de tomas de niveles de fluido en este pozo se consideraron un período de Flujo: Tiempo de duración: 2 Horas y un período de Cierre: Tiempo de duración: 119 horas (5 días).

Se tomaron niveles para realizar el ascenso de presión en la siguiente forma:

- Las primeras 2 horas: toma de nivel cada 2 minutos
- Sigüientes 3 horas: toma de nivel cada 3 minutos
- Sigüientes 3 horas: toma de nivel cada 5 minutos
- Sigüientes 3 horas: toma de nivel cada 10 minutos

- Siguietes 5 horas: toma de nivel cada 15 minutos
- Siguietes 5 horas: toma de nivel cada 30 minutos
- Siguietes 48 horas: toma de nivel cada 60 minutos
- Se completaron las 119 horas con toma de niveles cada 120 minutos

Datos Considerados: Se realizó prueba de ascenso de presión con los siguientes datos para el software de transientes en el equipo Echometer:

Datos de Producción:

Crudo: 169 BOPD
 Agua: 21 BWPD
 Gas: 40 MSCFD

Factores Volumétricos de formación:

Bo: 1.39 RB/STB
 Bw: 1.02 RB/STB
 Bg: 0.0006 RB/STB

Datos del hueco:

Espesor neto: 189 pies
 Radio, wellbore: 0.71 pies
 Área de drenaje: 100 Acres

Propiedades del Yacimiento:

Porosidad: 0.21 Fracción
 Compresibilidad total: 85 x E-6 (psi-1)
 Profundidad Datum: -6500ft

Viscosidades y Gravedad del crudo:

μ_o : 8.12 cp API: 24.2
 μ_w : 0.4 cp
 μ_g : 0.017 cp

Datos del pozo:

Diámetro externo tubería producción: 2-7/8 pulgadas
 Longitud promedio Junta de tubería producción: 31.3 pies
 Profundidad bomba de subsuelo: 5201 pies
 Profundidad media de perforados: 6361 pies
 Profundidad al DATUM: -6500 pies
 Tiempo de producción (Tp): 13344 horas (556 días)

Los Gráficos de Horner y MDH son generados con el software transiente del equipo Echometer, y se determinan los valores de P^* , presión estática del yacimiento, factor skin y permeabilidades.

Como se puede observar en la Figura 16 el grafico de Horner que relaciona la P^* vs $\log((T_p + \Delta t) / \Delta t)$ y que genera el software del Echometer llegó a la sección de estabilización de la presión de fondo (BHP). Basándose en el Gráfico Horner completado y por extrapolación se obtiene un valor de presión estática del yacimiento de 1941 PSI al punto medio de perforados de 6361 pies. La Figura 17 muestra la gráfica por el método Miller-Dyes-Hutchinson (MDH), donde se muestra una gráfica semi-logarítmica que relaciona P^* vs $\log(\Delta t)$ con una línea recta de pendiente positiva la cual es idéntica a la obtenida con la gráfica de Horner, y también se puede observar el mismo comportamiento de estabilización de la presión de yacimiento. En la Figura 18 se muestra otra forma de estabilización de la presión estática de fondo y se corrobora el valor de P^* en 1941 PSI calculada con el dato de la pendiente estabilizada.

Figura 16. Gráfico de Horner presiones estáticas del pozo V-282.

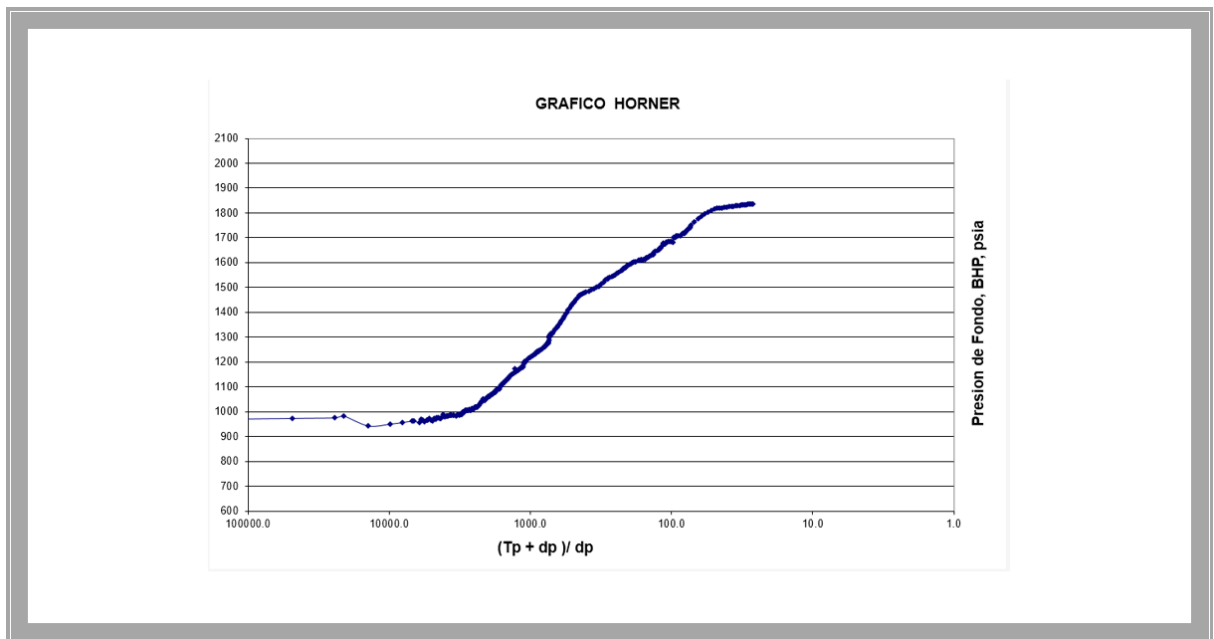


Figura 17. Grafico MDH presiones estáticas del pozo V-282.

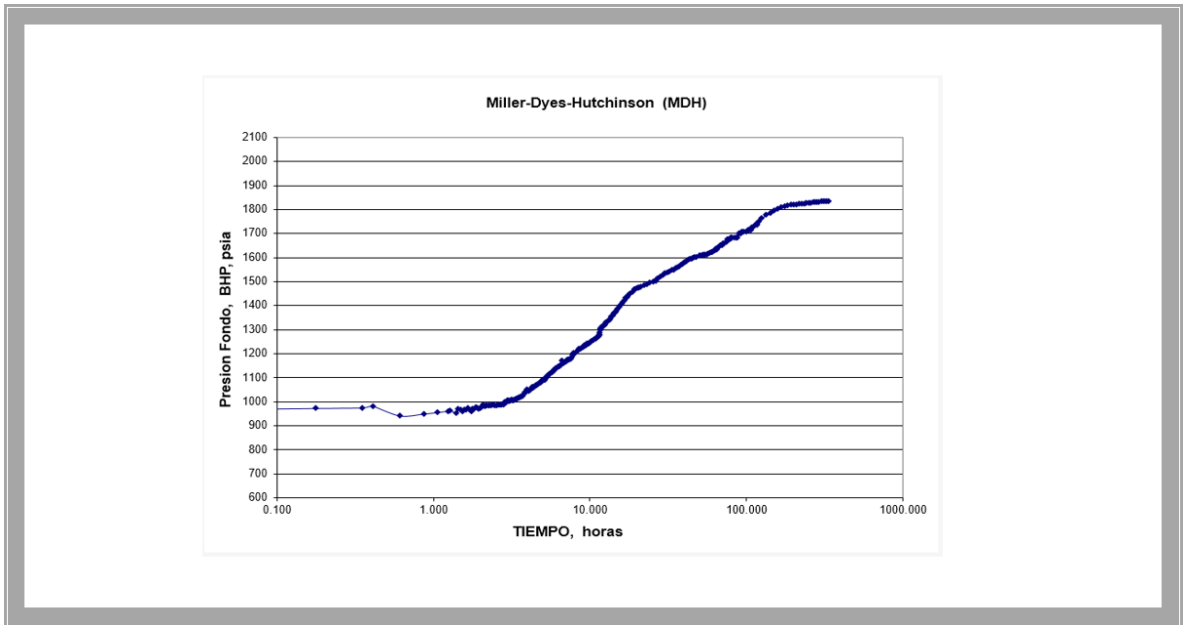
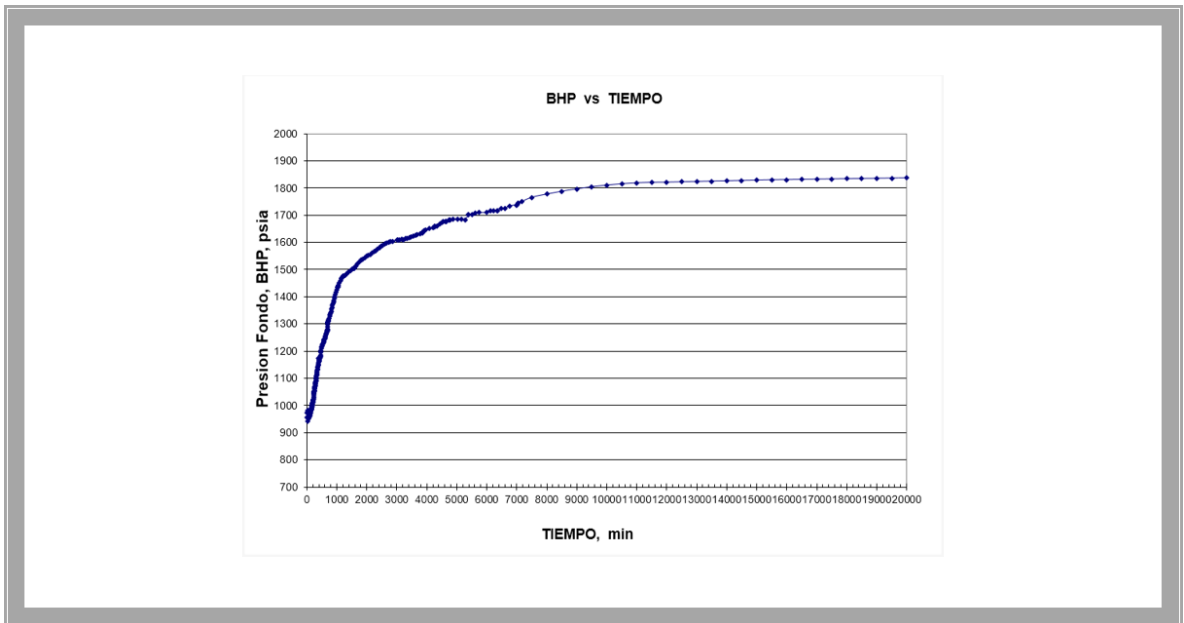


Figura 18. Grafico presiones estáticas del pozo respecto al tiempo pozo V-282.



Los resultados del análisis de presiones para el pozo V-282 se evidencian en la Tabla 7:

Tabla 7. Resultados del análisis de presiones transientes del pozo V-282.

RESULTS		
tp	13344	Horas
P*	1941	PSI
m	73,58	
Ko	22,3	Md
Kw	0,1	Md
Kg	0,00	Md
λt	3	md
KH	4235	md-ft
P*1hr	1854	PSI
Skin	11	
Área	141	Acres
IP del Pozo	0,4	BLS/PSI

Con los resultados del IP del pozo calculado con los datos de transientes y la presión de yacimiento P* se construye la nueva curva IPR promedio para todas las zonas de flujo abiertas como se muestra en la Figura 19. Se tuvo en cuenta el valor alto de skin calculado de 11. El pozo oscila entre un IP de 0.40 bls/psi y un AOF de 573 BFPD y un IP de 0.09 bls/psi y un AOF de 136 BFPD según su producción de gas por anular. Con las presiones de yacimiento obtenidas al punto medio de perforados y convertidas al datum se tiene un gradiente de presión de 0.35 psi/ft y se calculan las presiones de yacimiento para cada zona GII, GIII, GIV y GV. Considerando los valores promedios de Pwf y caudales de petróleo, se obtiene la IP de cada zona y la curva IPR máxima de cada zona como se ve a continuación en la Figura 20.

Figura 19. Curva IPR con datos de pruebas de transientes en el pozo V-282.

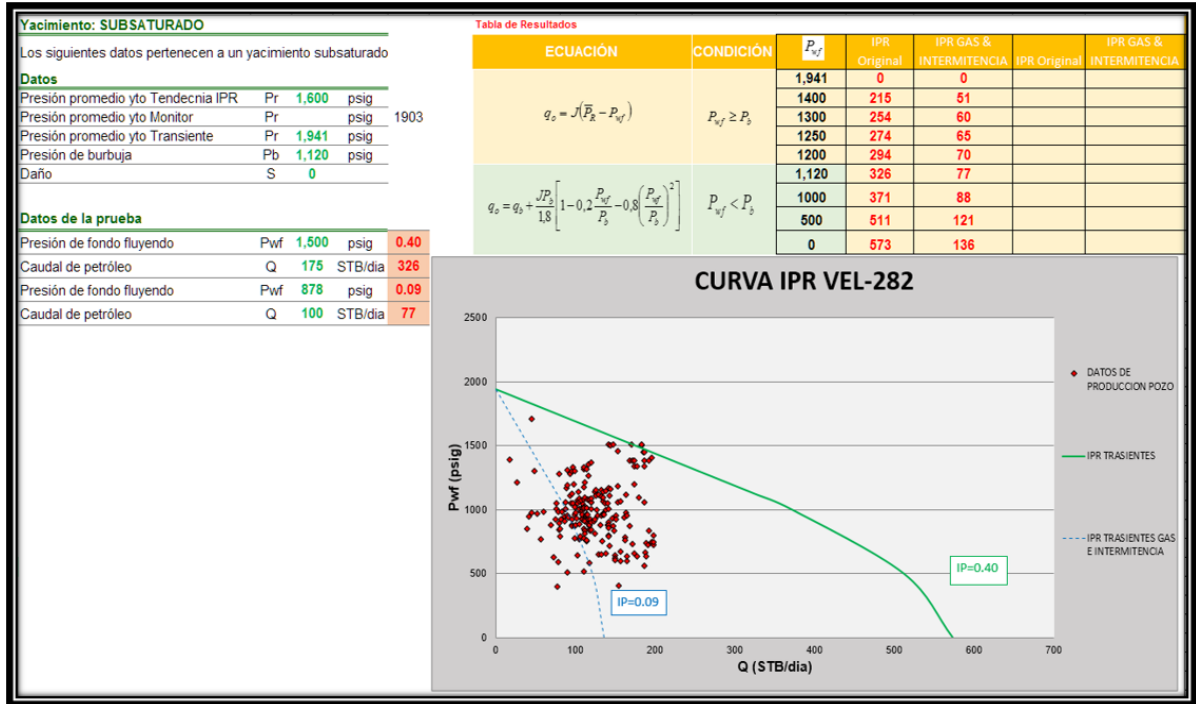
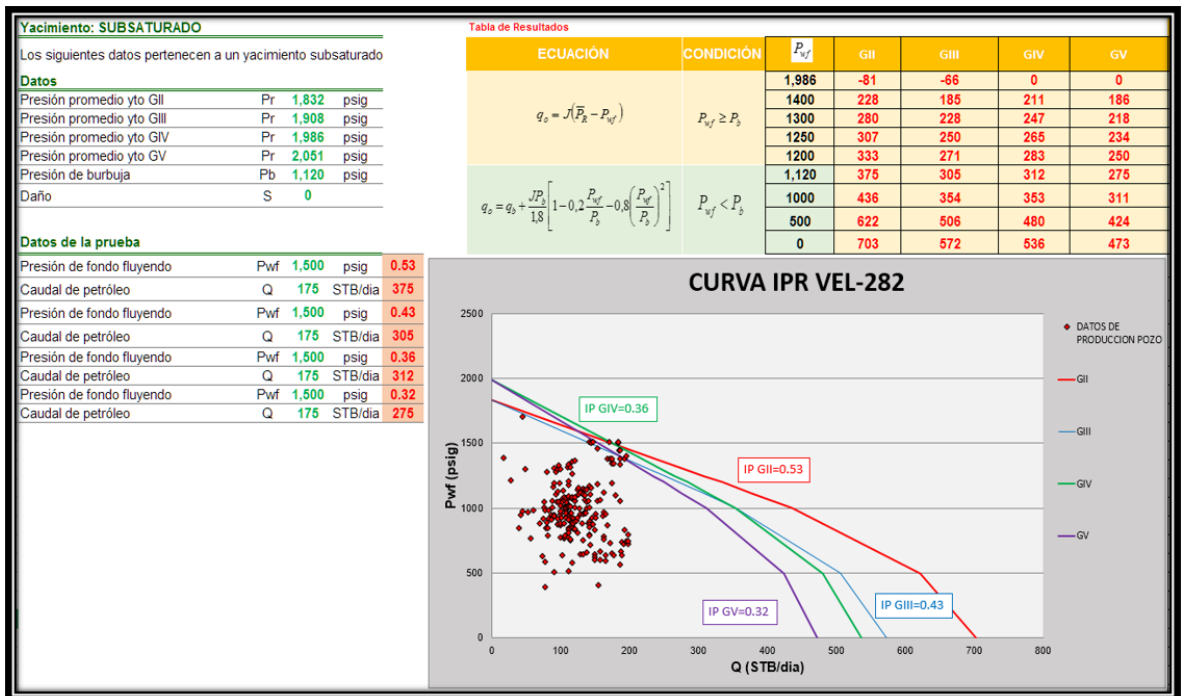
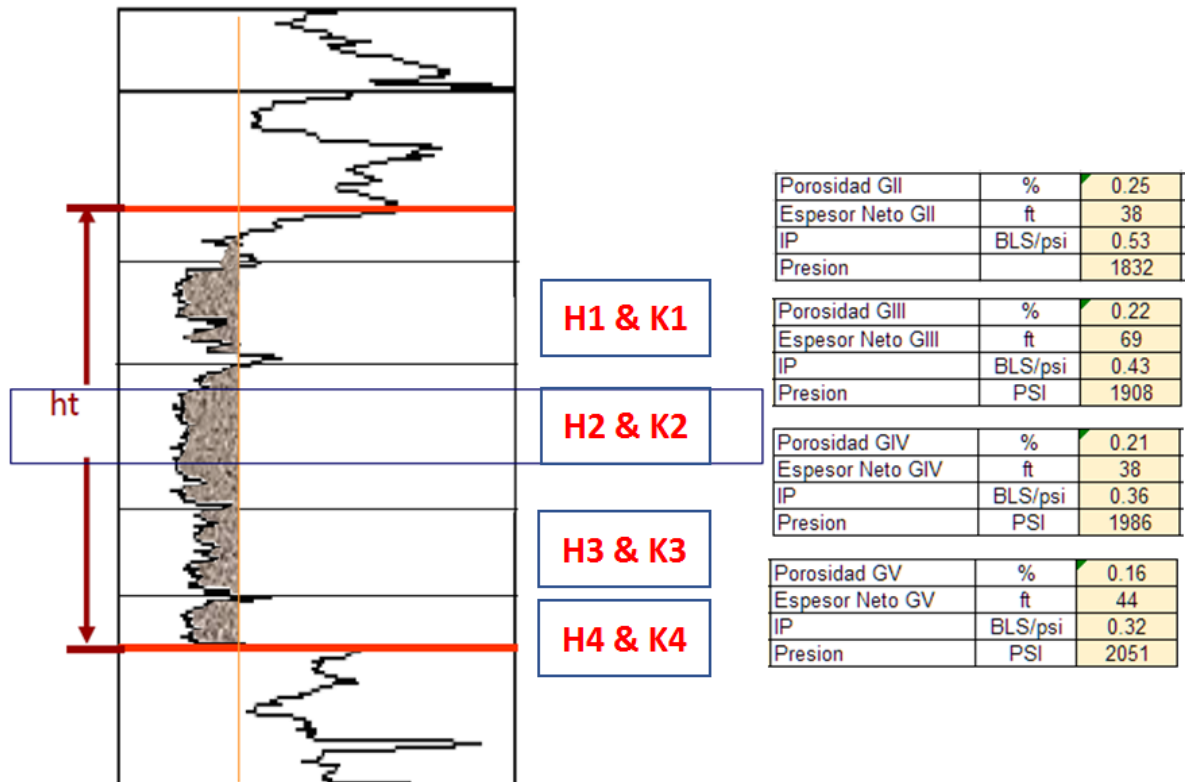


Figura 20. Comparación de IPR de las zonas abiertas a flujo del pozo V-282.



En este pozo V-282 se tienen abiertas a flujo, 4 sub-unidades de la formación Guaduas (GII, GIII, GIV, GV). Uniendo la interpretación petrofísica y los datos de la prueba de transientes se obtiene los resultados del potencial productivo por zonas después del análisis de formaciones múltiples como se muestra en la Figura 21 con el registro gamma ray.

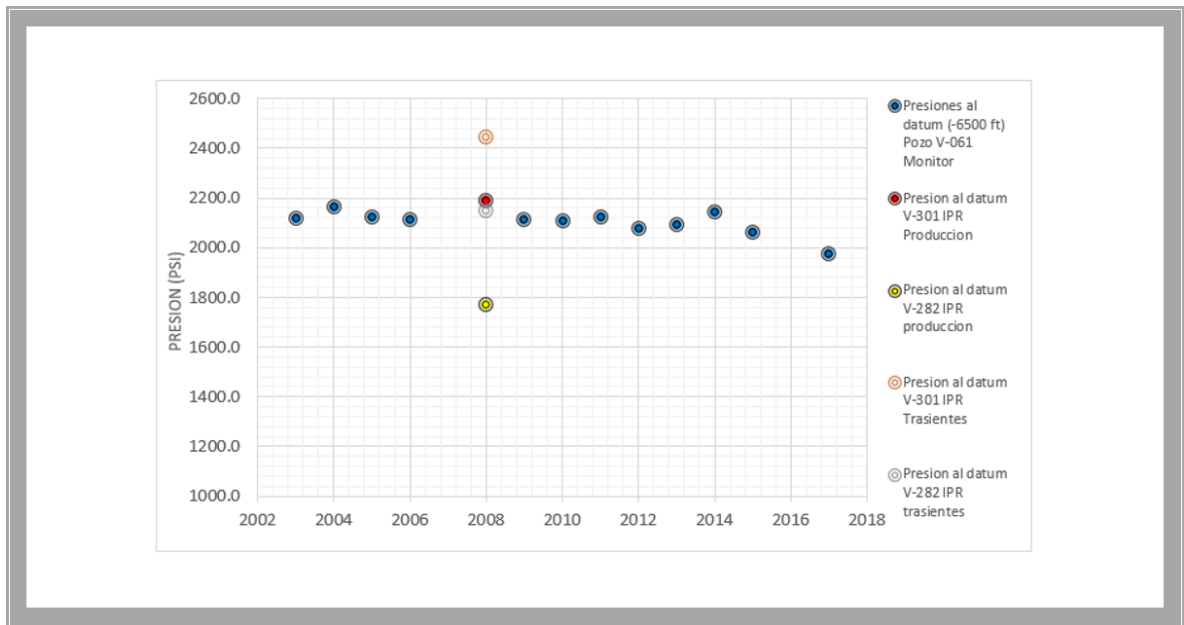
Figura 21. Resultados del potencial productivo por zonas discriminadas por gamma ray del pozo V-282. (Fuente: Mansarovar Energy Colombia Ltda)



En la figura 22 se identifican las diferencias de presiones de yacimiento al datum (-6500) calculadas con tendencia de IPR de producción y las calculadas con las pruebas de transientes en los pozos V-301 y V-282. En la figura se puede identificar que el pozo V-282 ajusta muy bien a la tendencia de las presiones del

monitor con la presión calculada con transientes, caso contrario en el pozo V-301 la presión que ajusta con el histórico de presiones es la que se halla con la tendencia de puntos en la IPR de producción, el dato calculado con la prueba de transientes está muy elevado posiblemente a la heterogeneidad que presenta el bloque V-45-G.

Figura 22. Comparación de presiones de yacimiento al datum de Guaduas (-6500).



4. DIFERENCIAS ENTRE LAS CURVAS IPR CALCULADAS POR MÉTODOS DE PRODUCCIÓN Y POR TRANSIENTES.

Para el desarrollo de este capítulo se consideran las dos curvas IPR calculadas tanto con datos de producción y datos de pruebas de transientes. Se establecen las diferencias en los resultados y se comparan con los periodos de producción del mismo periodo de tiempo, para revisar cual es la tendencia que mejor se ajusta a la realidad. El comportamiento que tiene las diferentes tendencias en las curvas IPR calculadas con datos de producción como en transientes se debe a la incertidumbre en la presión de yacimiento ya que con las pruebas de transientes se evalúa el wellbore de forma directa y se espera que el dato sea más confiable. En las Figuras 23 y 24 se observan las diferentes curvas IPR de los pozos V-301 y V-282 calculadas con las tendencias de datos de producción (Curva Roja), calculada con tendencias de transientes (Curva verde) y las IPR cuando el pozo produce con alto contenido de gas por anular (Curvas Azules).

Figura 23. Comparación de curvas IPR del pozo V-301.

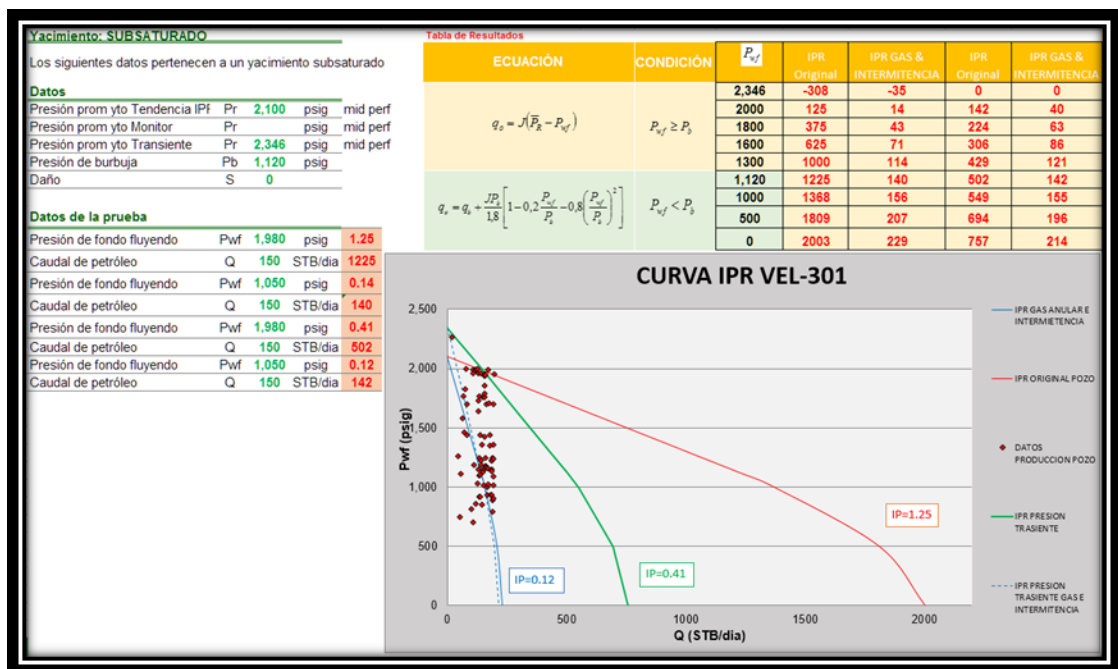
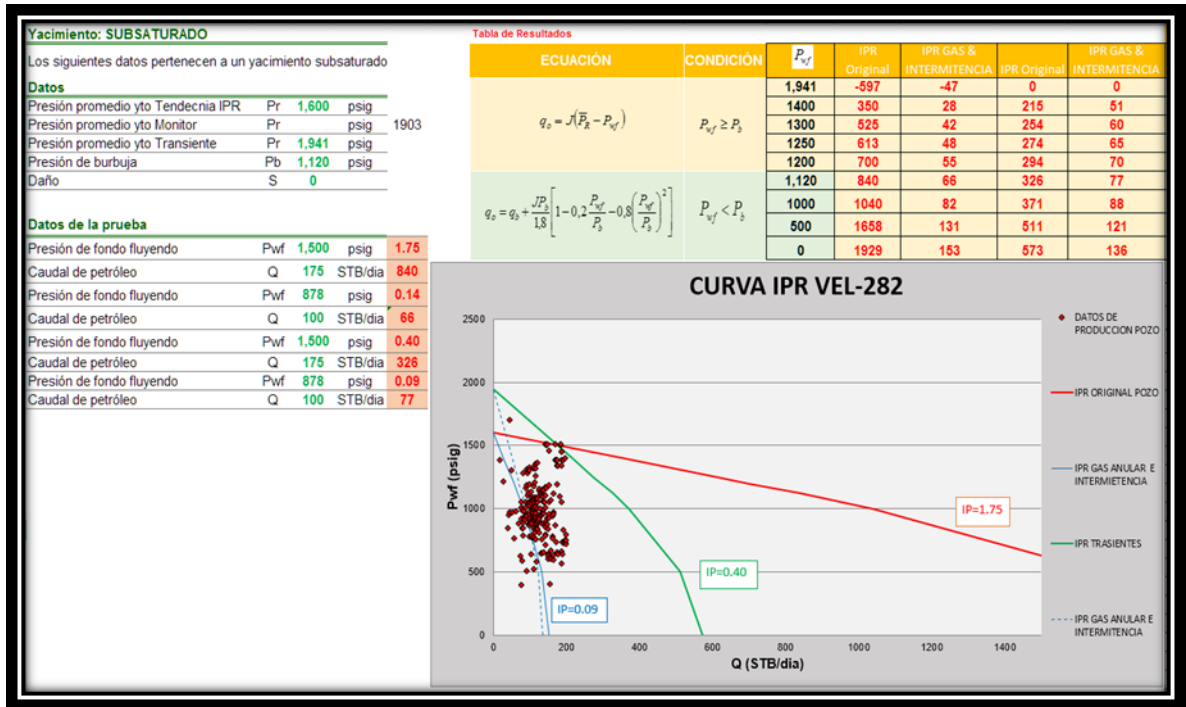


Figura 24. Comparación de curvas IPR del pozo V-282.



En la siguiente tabla se ven los resultados de IP y AOF con los dos métodos de cálculo. Se puede observar que con el método de transientes los resultados son mucho más conservadores, ya que arroja valores de IP y AOF 68% menores a los calculados con la tendencia de datos de producción. Estos datos se pueden ver en la Tabla 8 a continuación:

Tabla 8. Resultados finales de IP y AOF de los pozos V-301 y V-282.

V-301				V-282			
Produccion		Transientes		Produccion		Transientes	
IP	AOF	IP	AOF	IP	AOF	IP	AOF
1,25	2003	0,41	757	1,75	1929	0,4	573

5. EVALUACION TÉCNICA DE LAS DIFERENCIAS DE CÁLCULO DE LAS CURVAS IPR.

Superponiendo en una misma grafica las dos curvas IPR (transientes y producción), se calcularon las diferencias entre ellas y se entró a evaluar técnicamente el impacto que conlleva los resultados de los diferentes métodos de cálculo. En primera medida, la evaluación técnica consta de comparar los AOF, las IP y la tendencia de las curvas con datos de producción a una tasa de extracción más alta, con el fin de revisar si mantiene la tendencia de las curvas construidas.

Seguidamente, se construyen las curvas IPR de los pozos con un software especializado con el fin de comparar los tres resultados (transiente – producción y software especializado, la idea de utilizar el software especializado es con el fin de comparar los resultados con las ecuaciones de IPR discriminadas junto con las ecuaciones determinísticas o empíricas que el software especializado trae programado, El software trae programado tomar más variables en el sistema de yacimiento-pozo que la forma discriminada no las tiene en cuenta, este proceso es con el fin de calibrar y corroborar los cálculos discriminados. Con los tres resultados, finalmente se construyen tres curvas IPR que definen los percentiles probabilísticos P10, P50 y P90 que representan de la forma más propicia el comportamiento del medio poroso de cada pozo.

Se puede observar en las Figuras 25 y 26, la comparación de las tendencias de las curvas IPR calculadas con datos de pozo a tasas de extracción más alta que fueron obtenidos aumentando la extracción del pozo (puntos verdes) y los datos históricos con tasas bajas antes del aumento de extracción del pozo (puntos rojos). Se evidencia que no sobrepasan el límite de la curva IPR calculada con transientes, haciendo este método de cálculo más confiable para la construcción de una curva IPR.

Las desviaciones de las tendencias de estas dos curvas determinan el impacto en las optimizaciones y los potenciales de los pozos. Inicialmente se creía que los pozos tenían un alto IP con potencial para ser optimizados de forma inmediata, sin embargo, el análisis de presiones con transientes nos indica que los pozos presentan daño en formación y que el potencial de los mismos son 70% menos de lo estimado con las tendencias de puntos de producción. El impacto técnico que implica la calibración de estas curvas IPR apunta a recalcular las reservas recuperables disponibles para esta zona, al tener los pozos con daño y potencialmente bajos en productividad.

Figura 25. Comparación de curvas IPR del pozo V-301 y tasas de extracción altas.

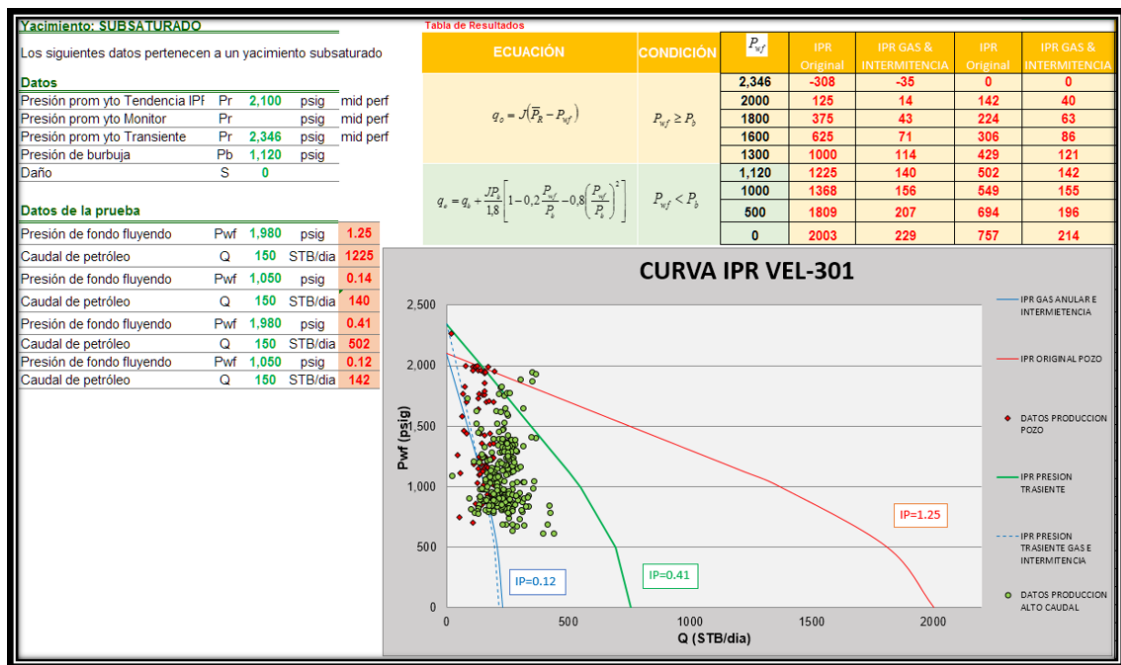
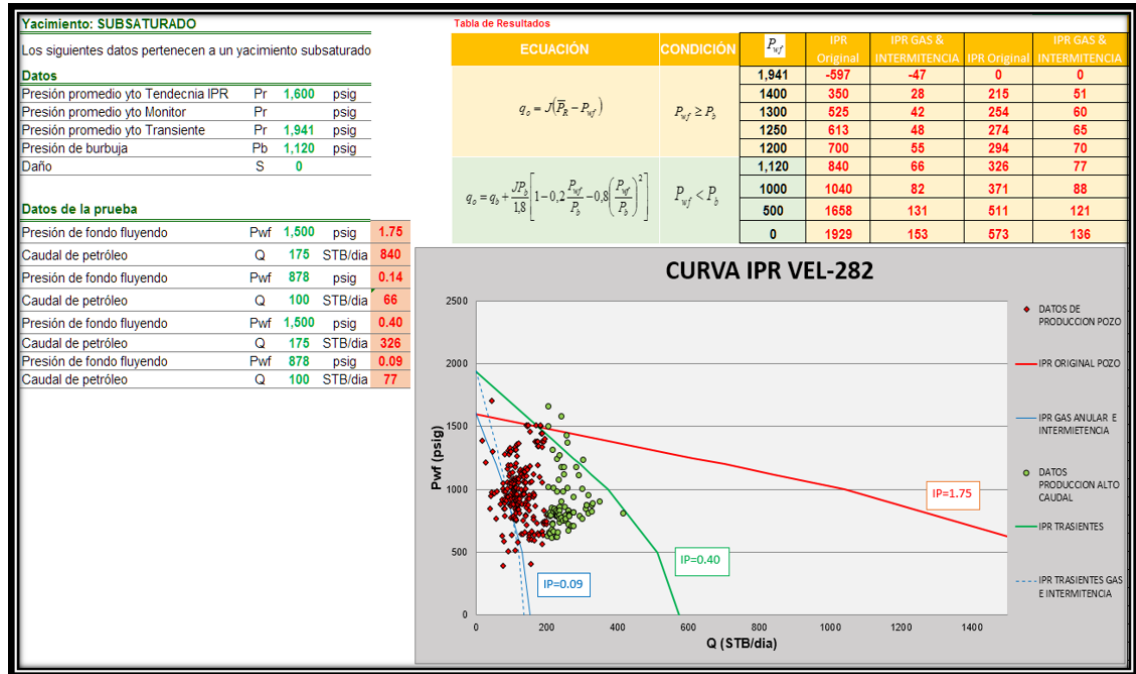


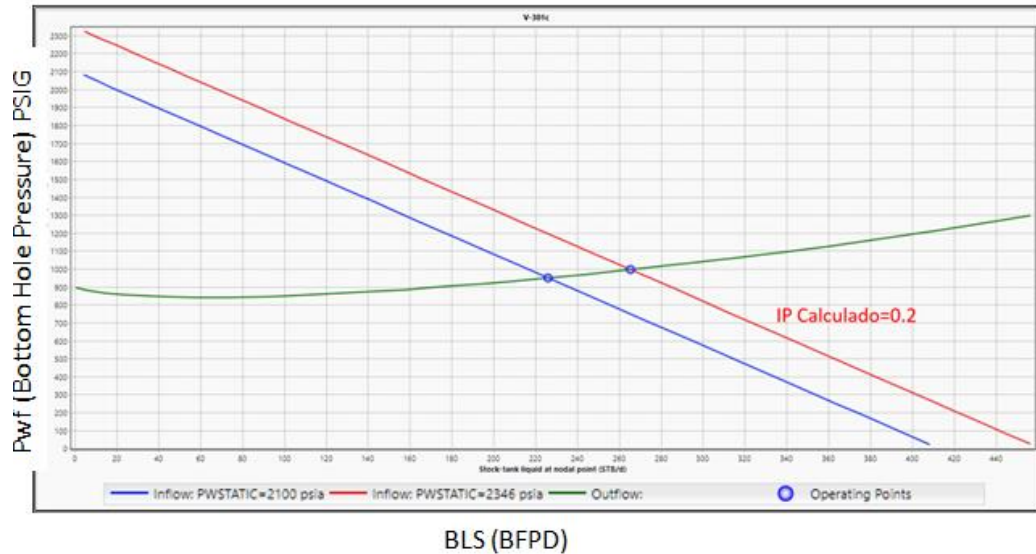
Figura 26. Comparación de curvas IPR del pozo V-282 y tasas de extracción altas.



Otro método de evaluación técnica es corroborar con un software especializado en análisis nodal para determinar la validez de las curvas IPR construidas con transientes.

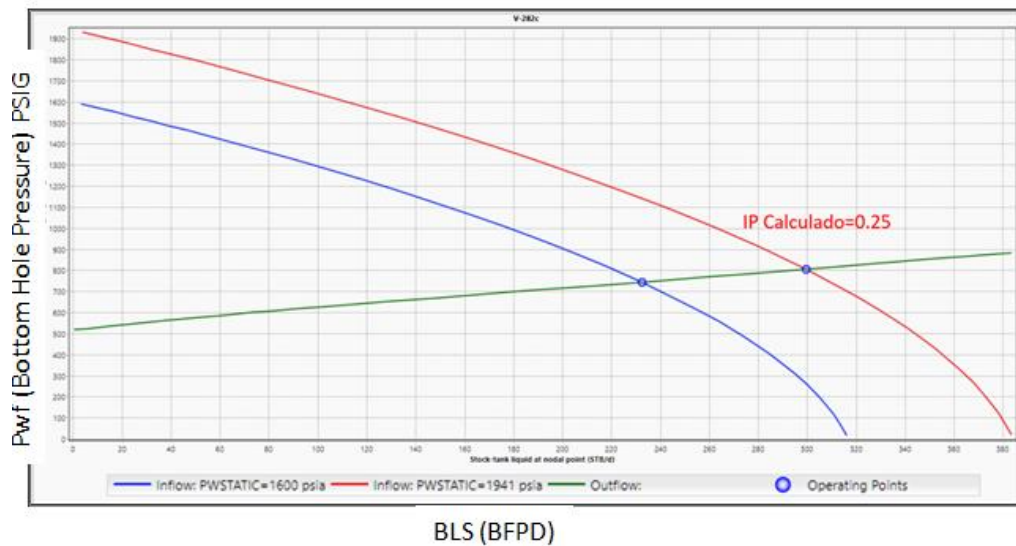
Para el caso del V-301 se verifica que la curva IPR construida con los datos del pozo en el software especializado (curva roja) a la presión calibrada con la prueba de restauración de presión (2346psi), es la media entre las curvas IPR construida por el método de transientes y la curva de producción de gas. La IP calculada con el software especializado es de IP=0.2 bls/psi como se puede observar en la Figura 27.

Figura 27. Curva IPR del pozo V-301 con software especializado.



Situación similar sucede para el caso del pozo V-282, donde se observa que la IPR construida con los datos del pozo en el software especializado, es la media entre las dos curvas IPR construidas por el método de trasientes. La IP calculada con el software especializado es de $IP=0.25$ bls/psi como se puede observar en la Figura 28.

Figura 28. Curva IPR del pozo V-282 con software especializado.



Así mismo se observa que en los dos pozos la curva IPR construida con la presión de tendencia con datos de producción, está muy desfasada con respecto a la calculada con el software especializado. Por ejemplo, en el pozo V-301, se puede apreciar que la curva IPR con presión de 2100 psi es muy diferente a la curva IPR calculada con datos de producción, el AOF con el software especializado es de 410 BFPD mientras que el AOF de la curva IPR por métodos de producción es de 2000 BOPD.

Se puede concluir que la curva IPR por tendencias de producción es una curva que no modela el comportamiento del sistema yacimiento- pozo mientras que la curva IPR calculada por medio de transientes es una curva mejor ajustada y que se acerca mucho más al comportamiento real del medio poroso. De esta forma se comprueba que las curvas IPR calculadas con transientes son un poco optimistas con respecto a la data real pero son mucho más ajustadas que las calculadas con datos de producción.

Finalmente se construyen las curvas IPR del pozo definitivas en donde se muestra un abanico probabilístico donde se resaltan las probabilidades P10, P50 y P90 con el fin de determinar el mejor estimado del comportamiento del medio poroso. La probabilidad de ocurrencia del 10% (P10) se toma como el caso más pesimista y dentro de nuestros análisis se encuentra la curva con producción de gas en el anular, la curva P50, corresponde a la media o probabilidad del 50%. Este valor se determinó como la curva representada por el software especializado, el cual modela la media del histórico de datos de producción y presión de fondo fluyendo.

La probabilidad de ocurrencia del 90% (P90) es la curva más optimista y está construida a partir de las pruebas transientes. Esta curva representa el tope de IPR y el máximo potencial del pozo que puede alcanzar en el tiempo del análisis.

Las figuras 29 y 30 muestran en definitiva el modelamiento de curvas IPR y el comportamiento mejor estimado del medio poroso para los dos pozos en estudio.

Figura 29. Curva IPR probabilística del pozo V-282.

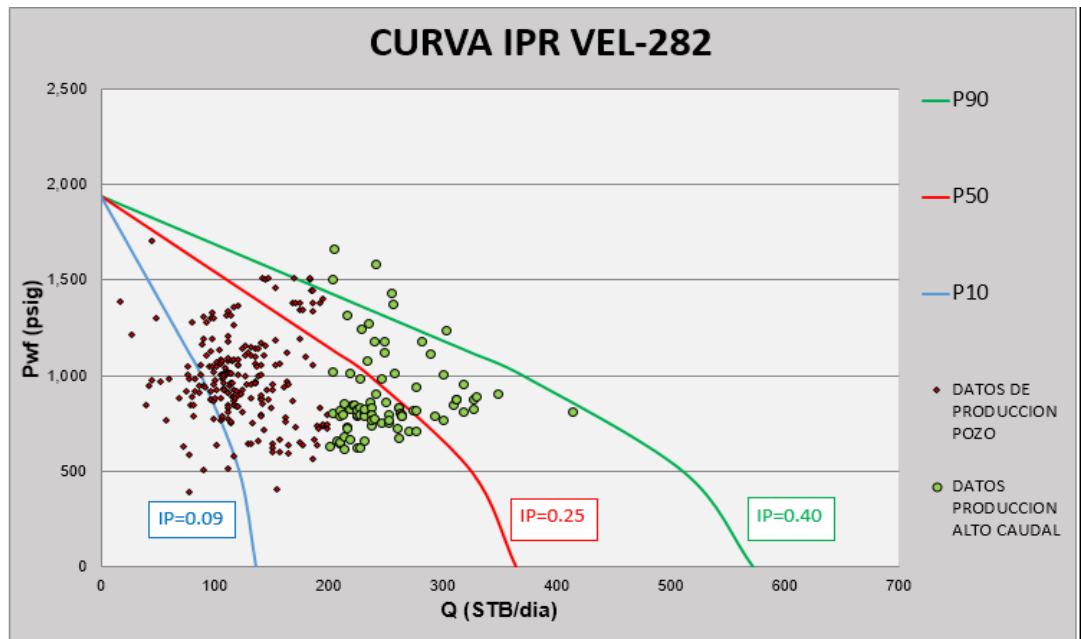
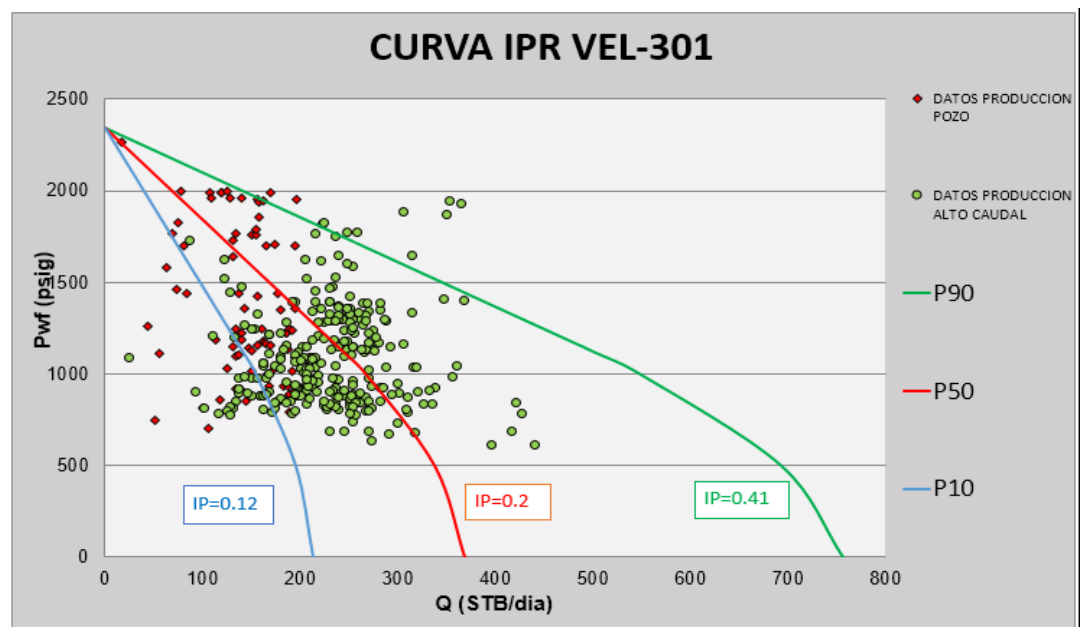


Figura 30. Curva IPR probabilística del pozo V-301.



6. CONCLUSIONES

- El trabajo muestra que las curvas IPR deben ser calculadas con la presión estática muy bien calibrada y no generar tendencias con puntos de pruebas de producción.
- Los cálculos realizados con las pruebas de transientes son mucho más ajustados a la realidad de operación del pozo que los cálculos realizado por tendencias de pruebas de producción.
- El análisis de presiones con transientes nos indica que los pozos presentan daño en formación y que el potencial de los mismos es 70% menos de lo estimado con tendencias de puntos de producción.
- La curva IPR por tendencias de producción es una curva que no modela el comportamiento del sistema yacimiento-pozo mientras que la curva IPR calculada por medio de transientes es una curva mejor ajustada al comportamiento real del sistema yacimiento-pozo por tener mediciones directas de presión en el pozo.
- Se pudo calcular las IPR por sub-unidad y se observó que las unidades superiores GII y GIII son las que potencialmente tienen mayor aporte en el pozo V-282.
- Se calibró la IPR de los pozos con un abanico probabilístico de IPR teniendo en cuenta que la curva más pesimista corresponde al comportamiento del medio poroso cuando hay producción de gas por anular considerable, la IPR media o P50 calculada por el software especializado y la curva P90 calculada por la prueba de trasiente.
- Cabe aclarar que estas curvas IPR son en un tiempo específico y que las variaciones de las curvas dependen de la extracción del pozo y deben ser calibradas nuevamente en un periodo de tiempo considerable.

7. RECOMENDACIONES

- Realizar este mismo ejercicio para todos los demás pozos con el fin de tener una correlación de corrección de IPR para cualquier condición de flujo en Campo Velásquez.
- Realizar nuevamente este ejercicio en un periodo de un año con los mismos pozos con el fin de establecer diferencias y calcular una correlación que sea variable en el tiempo.

BIBLIOGRAFÍA

AHMED, Tarek. 1. y MEEHAN, Nathan. Advanced reservoir management and engineering. Gulf Professional; Amsterdam: Elsevier, 2012.

AHMED, Tarek., y MCKINNEY, P. Advanced reservoir engineering. Elsevier. 2011

ALDANA ROMANA, Leonardo de Jesus, NOY ROBLES, Carlos Ivan., CABARCAS SIMANCAS, Manuel. y PÉREZ ANGULO, Julio. d. Desarrollo de una herramienta-
software para el cálculo de IPR en pozos verticales y horizontales de crudo y gas
[recurso electrónico]. Bucaramanga: UIS, 2014.

BECKER, D., MCCOY, J., & PODIO, A. L. Best practices for pressure transient tests using surface based measurements in proceedings of the annual southwestern petroleum short course (Vol. 54, p. 74). Southwestern Petroleum Short Course Association; 1999.

BROCK, J. Applied open-hole log analysis. Petro-Media, Tyler, TX. 1986

BURGSTALLER, C. New Approaches of Using Fluid Level Data for Production Optimization and Reservoir Engineering Applications. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/180159-MS 2016, May 30

CORDERO ESPINOSA, E. S. Metodología para la identificación de daños de formación basados en análisis de producción, presión y datos de laboratorio del Campo Colibrí. 2013

CRAFT, B. Craft., HAWKINS, M. F., y TERRY, R. E. Applied petroleum reservoir engineering. Upper Saddle River, NJ.: Prentice Hall, c1991.

CRANK, J. The mathematics of diffusion. Oxford university press. 1979

DAKE, L. P. Fundamentals of Reservoir Engineering., 1978. United States of America: Elsevier. 1983

DAKE, L. P. The practice of reservoir engineering (revised edition) (Vol. 36). Elsevier. 2001

EARLOUGHER, R. C. Advances in well test analysis (pp. 5-17). New York, NY, USA: Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME. 1977

ESCOBAR, Fredy. Fundamentos de ingeniería de yacimientos. Universidad Surcolombiana. 2000

HOSSEINPOUR-ZONOOZI, N., Ilk, D., y BLASINGAME, T. A. The Pressure Derivative Revisited--Improved Formulations and Applications. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/103204-MS 2006, January 1

HOUZE, O., & VITURAT, D., et al. Dynamic flow analysis. KAPPA-2008.

MATTHEWS, C. S., y RUSSELL, D. G. Pressure buildup and flow tests in wells (Vol. 1). Dallas, TX: Society of petroleum engineers of AIME. 1967

MILLER, C. C., DYES, A. B., y HUTCHINSON, C. A. The Estimation of Permeability and Reservoir Pressure from Bottom Hole Pressure Build-Up

Characteristics. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/950091-G 1950, April 1

PERRINE, R. L. Analysis of pressure-buildup curves. In Drilling and Production Practice. American Petroleum Institute. 1956, January

PODIO, A. L., MCCOY, J. N., BECKER, D., ROWLAN, L., y DRAKE, B. Total well management II. In SPE Production and Operations Symposium. Society of Petroleum Engineers. 2001, January

ROWLAN, O. L., BECKER, D. I. E. T. E. R., MCCOY, J. N., & PODIO, A. L. (2008, January). Pressure Transient Testing Using Surface Based Measurements. In Canadian International Petroleum Conference. Petroleum Society of Canada.

SAM, G., BURGSTALLER, C., KAESTENBAUER, M., y CHEVELCHA, E. Fully Automated Fluid Level Measurement Tool. Society of Petroleum Engineers. doi:10.2118/145434-MS. 2011, January 1