

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN DE CAMBIO DE MÉTODOS DE PRODUCCIÓN

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de
Venezuela para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo
Por el Br. Marcos A. Corro T.

Caracas, Mayo de 2002

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN DE CAMBIO DE MÉTODOS DE PRODUCCIÓN

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Wladimiro Kowalchuk

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Orlando Urribarrí

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de
Venezuela para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo
Por el Br. Marcos A. Corro T.

Caracas, Mayo de 2002

Marcos A., Corro T.

METODOLOGÍA DE EVALUACIÓN DE CAMBIO DE MÉTODOS DE PRODUCCIÓN

Tutor Académico: Prof. Wladimiro Kowalchuk. Tutor Industrial: Ing. Orlando Urribarrí. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año 2002, 168 pp.

Palabras Claves: Metodología, métodos de producción, esquemas de producción.

Resumen. El presente trabajo consiste en desarrollar una metodología de evaluación de los posibles esquemas de producción de un campo, estableciendo los factores y escenarios que deben ser considerados, que apunten a la mayor producción con el mejor aprovechamiento de los recursos invertidos en el proceso de producción. El trabajo quedó estructurado de la forma siguiente. En el Capítulo 1, se describen los estudios previos así como la fundamentación teórica, definiciones básicas requeridas para comprender los cálculos y procedimientos realizados en las diferentes fases de la metodología. En el Capítulo 2 se plantea y delimita el problema así como se plasman el objetivo general y específicos. En el Capítulo 3 se plantea la metodología de trabajo, la cual establece los lineamientos a seguir, técnicas y herramientas utilizadas para llevar a cabo los objetivos así como la metodología y manejo de la información. Esta metodología fue dividida en nueve fases, que incluyen: Recopilación de información, selección de correlaciones, construcción de curvas de rendimiento de inyección de gas, selección de pozos candidatos a cambio de métodos y determinación de curvas de producción en función del gas inyectado. Y finalmente en el Capítulo 4 se discuten los resultados obtenidos al aplicar la metodología planteada a la parcela A 185 de la Segregación Rosa Mediano, obteniéndose resultados de la comparación de diferentes esquemas de producción del campo, incluyendo los cambios de métodos establecidos. Entre los resultados obtenidos uno de los más resaltantes es que no se está usando de la manera más eficiente el método de producción actual.

AGRADECIMIENTOS

Quiero agradecer a las personas que me han ayudado a realizar y culminar este trabajo:

Al Ing. Orlando Urribarrí por darme la oportunidad de realizar este trabajo, orientarme y brindarme todo el apoyo necesario.

Al profesor Wladimiro Kowalchuk, por su orientación, dedicación y apoyo técnico.

A la Ing. Noemí Vargas, su apoyo y motivación fueron clave en el éxito de este trabajo.

A Patricia flores, Roxana de Moreno y Esperanza Linarez, por haber estado siempre dispuestas a colaborar y a solucionar cualquier eventualidad.

Al personal de producción y yacimiento de la Unidad de Explotación la Salina: Héctor Mata, Leovaldo Faría, Gloria Rademaker, Yossiri Nava, María Hernández, por su gran apoyo y colaboración en el suministro de información.

Al Prof. Víctor Escalona por darme la orientación en el campo de producción y prestarme siempre apoyo bibliográfico.

A mis amigos Carlos Lovera, David Castro y Ramón Hernández por acompañarme siempre y darme ánimos para culminar.

ÍNDICE

	Pág.
LISTA DE TABLAS.....	i
LISTA DE FIGURAS.....	ii
INTRODUCCIÓN.....	iv
1. MARCO TEÓRICO	
1.1. ANÁLISIS NODAL.....	1
1.2. COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA.....	4
1.2.1. Determinación del comportamiento de afluencia.....	6
1.2.2. Índice de Productividad.....	8
1.3. CURVA DE DEMANDA DE LOS FLUIDOS (TPR).....	9
1.3.1. Flujo multifásico en tuberías.....	11
1.3.2. Parámetros que intervienen en el análisis de flujo multifásico.....	12
1.3.2.1. Patrones de flujo.....	12
1.3.2.1.1. Patrones de flujo en tubería verical.....	12
1.3.2.1.2. Patrones de flujo en tubería horizontal.....	16
1.3.2.2. Factor de Entrampamiento o “Holdup” (HL).....	18
1.3.2.3. Factor de entrampamiento sin deslizamiento.....	20
1.3.2.4. Densidad.....	20
1.3.2.5. Velocidad.....	23
1.3.2.6. Viscosidad.....	23
1.3.2.7. Tensión superficial.....	24
1.3.3. Cálculo de las propiedades de los fluidos.....	25
1.3.4. Cálculo de perfil de temperatura.....	26
1.3.5. Correlaciones de flujo multifásico.....	28
2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	35
2.1. DELIMITACIÓN DEL ÀREA DE ESTUDIO.....	35
2.2. OBJETIVOS.....	37
2.2.1. Objetivo General.....	37
2.2.2. Objetivos Específicos.....	37

3. METODOLOGÍA	
3.1. RECOPIACIÓN DE DATOS DE PRODUCCIÓN.....	38
3.1.1. Datos de producción.....	38
3.1.2. Problemas de producción.....	39
3.2. PRIMERA SELECCIÓN.....	40
3.3. RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN DE POZOS RESLECCIONADOS	41
3.3.1. Datos mecánicos	41
3.3.2. Presión estática y temperatura.....	42
3.3.3. Análisis PVT.....	43
3.3.4. Registros dinámicos de presión y temperatura.....	43
3.4. SELECCIÓN DE CORRELACIONES	44
3.4.1. Selección de correlaciones para propiedades de los fluidos.....	44
3.4.2. Modelos de temperatura.....	47
3.4.3. Selección de correlación para el cálculo de gradiente de presión.....	48
3.5. CONSTRUCCIÓN DE CURVAS IPR.....	50
3.6. CONSTRUCCIÓN DE CURVA DE RENDIMIENTO DE LAG.....	53
3.7. SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS A CMLA.....	55
3.8. DETERMINACIÓN DE MÉTODOS FACTIBLES.....	57
3.9. CURVAS DE PRODUCCIÓN Vs. CONSUMO DE GAS.....	59
4. RESULTADOS	
4.1. RECOPIACIÓN DE DATOS DE PRODUCCIÓN.....	61
4.1.1. Datos de producción.....	61
4.1.2. Problemas de producción.....	61
4.2. PRIMERA SELECCIÓN.....	63
4.3. RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN DE POZOS RESLECCIONADOS	64
4.3.1. Datos mecánicos	64
4.3.2. Presión estática y temperatura.....	66
4.3.3. Análisis PVT.....	72
4.3.4. Registros dinámicos de presión y temperatura.....	72
4.4. SELECCIÓN DE CORRELACIONES	73
4.4.1. Selección de correlaciones para propiedades de los fluidos.....	73

4.4.2. Modelos de temperatura.....	74
4.4.3. Selección de correlación para el cálculo de gradiente de presión.....	74
4.5. CONSTRUCCIÓN DE CURVAS IPR.....	75
4.6. CONSTRUCCIÓN DE CURVA DE RENDIMIENTO DE LAG.....	78
4.7. SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS A CMLA.....	79
4.8. DETERMINACIÓN DE MÉTODOS FACTIBLES.....	80
4.9. CURVAS DE PRODUCCIÓN Vs. CONSUMO DE GAS.....	85
CONCLUSIONES.....	93
RECOMENDACIONES.....	94
BIBLIOGRAFÍA.....	95
NOMENCLATURA	97
ANEXOS	
A. GRÁFICAS DE PRODUCCIÓN OFM	
B. COMPARACIÓN DE CORRELACIONES PVT	
C. COMPARACIÓN DE CORRELACIONES DE FLUJO	
D. COMPARACIÓN DE CURVAS IPR	
E. CURVAS DE RENDIMIENTO DE LAG	
F. DESVENTAJAS DE APLICACIÓN DE DIFERENTES MÉTODOS DE PRODUCCIÓN OBTENIDAS DEL SEDLA	

LISTA DE FIGURAS

	Pág
Figura 1.1. Curvas de oferta y demanda de los fluidos.....	9
Figura 1.2. Curva rendimiento de lag a partir de análisis sensibilidad a RGL.....	10
Figura 1.3. Esquema de regímenes de flujo vertical.....	15
Figura 1.4. Esquema de regímenes de flujo horizontal.....	17
Figura 3.1. Ejemplo de gráficas de producción obtenidas de OFM.....	39
Figura 3.2. Ventana de datos completación de WELLFLO.....	41
Figura 3.3. Ventana de datos de LAG de WELLFLO.....	42
Figura 3.4. Ventana de entrada de datos de producción en WELLFLO.....	44
Figura 3.5. Ventana de ajuste (Match) de correlaciones PVT de WELLFLO.....	46
Figura 3.6. Ejemplo de comparación de correlaciones PVT de WELLFLO.....	46
Figura 3.7. Ventana “Pressurer Drop” de WELLFLO.....	49
Figura 3.8. Curvas de presión obtenidas por correlaciones de flujo.....	50
Figura 3.9. Módulo parámetros del yacimiento de WELLFLO.....	52
Figura 3.10. Ejemplo de curvas IPR generadas con diferentes correlaciones.....	53
Figura 3.11. Módulo “punto de operación” de WELLFLO.....	54
Figura 3.12. Ejemplo de curva de rendimiento del LAG en WELLFLO.....	54
Figura 3.13. Diferenciales de producción.....	56
Figura 3.14. Esquema del procedimiento de segunda selección.....	56
Figura 3.15. Ejemplo de resultados obtenidos en SEDLA.....	59
Figura 4.1. Presión vs. Producción acumulada yacimiento B7X-38.....	67
Figura 4.2. Mapa isópaco estructural del yacimiento B7X -38.....	68
Figura 4.3. Presión vs. Producción acumulada yacimiento B9X-08.....	69
Figura 4.4. Presión vs. Producción acumulada yacimiento Laguna 33.....	70
Figura 4.5. Mapa isópaco estructural del yacimiento Laguna 33.....	71
Figura 4.6. Eficiencia de inyección para diferentes escenarios de producción.....	92

LISTA DE TABLAS

	Pág
TABLA 2.1. Propiedades y caracteísticas de la segregación rosa mediano.....	36
TABLA 4.1. Datos de producción agrupados por yacimiento.....	62
TABLA 4.2. Pozos arenados.....	63
TABLA 4.3. Pozos seleccionados en la primera evaluación.....	64
TABLA 4.4. Datos de completación recopilados.....	64
TABLA 4.5. Datos de línea de superficie.....	65
TABLA 4. 6. Presión estática y temperatura de fondo.....	66
TABLA 4.7. Pozos con registros de presión y temperatura fluyente.....	73
TABLA 4.8. Correlación de flujo ajustada	74
TABLA 4.9. Pruebas de producción del pozo LL 823.....	75
TABLA 4.10. Pruebas de producción del pozo LL 3595.....	76
TABLA 4.11. Pruebas de producción del pozo TJ 1175.....	76
TABLA 4.12. Pruebas de producción del pozo TJ 1217.....	76
TABLA 4.13. Resultados de las curvas IPR.....	77
TABLA 4.14. Resultados de las curvas de rendimiento de LAG.....	78
TABLA4.15. Selección de pozos con oportunidad y a CMLA.....	79
TABLA 4.16. Datos cuantitativos de producción para SEDLA.....	72
TABLA 4.17. Datos cuantitativos de yacimiento para SEDLA.....	72
TABLA 4.18. Datos cuantitativos mecánicos para SEDLA.....	76
TABLA 4.19. Resultados SEDLA pozo LL 823.....	78
TABLA 4.20. Resultados SEDLA pozo LL 1187.....	78
TABLA 4.21. Resultados SEDLA pozo LL 3431.....	79
TABLA 4.22. Resultados SEDLA pozo LL 35 95.....	79
TABLA 4.23. Eficiencia de inyección de gas esquema actual.....	86
TABLA 4.24. Eficiencia de inyección de gas para todos los pozos a máxima producción en LAG.....	87
TABLA 4.25. Eficiencia de inyección de gas produciendo todos los pozos a su	

máximo rendimiento.....	88
TABLA 4.26. Eficiencia de inyección de gas esquema pozos con CMLA y resto maximizados en LAG	89
TABLA 4.27. Eficiencia de inyección de gas esquema pozos con CMLA y maximizando los pozos con oportunidad en LAG.....	90
TABLA 4.28. Eficiencia de inyección de gas esquema pozos con CMLA y resto produciendo al máximo rendimiento.....	91

INTRODUCCIÓN

Desde muchos años la economía del país ha dependido de la producción petrolera, por lo que esta ha tratado de obtener el mejor aprovechamiento de sus yacimientos de la forma más rentable posible y una de las formas de lograrlo ha sido mediante la optimización de los procesos de producción. Por este motivo se hace necesario estudiar la posibilidad de aplicar métodos de levantamiento artificial, que permita la maximización de la producción minimizando los costos. De esta manera el objetivo del presente trabajo es investigar y desarrollar una metodología de evaluación de posibles esquemas de producción y a través de ella tratar de establecer los factores que deben ser considerados. Generando lecciones aprendidas, conclusiones y recomendaciones que apunten a un mejor aprovechamiento de los recursos invertidos en el proceso de producción de la industria petrolera nacional. El estudio fue desarrollado en cada capítulo de la siguiente forma.

En el Capítulo 1 se describen los estudios previos así como la fundamentación teórica y definiciones básicas. En el Capítulo 2 se plantea y delimita el problema así como se plasman el objetivo general y los objetivos específicos. En el Capítulo 4 se plantea la metodología de trabajo, la cual establece los lineamientos a seguir, técnicas y herramientas utilizadas para llevar a cabo los objetivos así como la metodología y manejo de la información requerida. Y finalmente el Capítulo 5 donde se discute y analiza toda la data recopilada y los resultados obtenidos al aplicar la metodología planteada en la parcela 185 del Campo Rosa Mediano. Con el fin de utilizarlos como guías y referencias, antes de realizar este trabajo se hizo una breve investigación de trabajos relacionados con cambios de métodos de producción, la cual se presenta a continuación.

Kermit Brown^[1] 1980, fue el primero en plantear una planificación para una comparación de sistemas de levantamiento artificial. Este plantea en su trabajo **"ARTICIAL LIFT METHODS"** que la planificación previa a la escogencia de un sistema de levantamiento artificial es muy importante y debe comenzarse aún antes de perforar el pozo o grupo de pozos. En su trabajo, Brown, describe los factores que afectan la selección de un método, los problemas que afectan a los diversos métodos de levantamiento y su efecto en la

selección. Finalmente resume en una tabla las ventajas y desventajas de cada uno de los sistemas de levantamiento.

Neely Buford^[2], en su trabajo "**SELECTION OF ARTIFICIAL LIFT METHOD**", incorpora otros factores que deben ser considerados en una selección de método de levantamiento artificial. Lo primero que este autor plantea es que un diseño de instalación eficiente de levantamiento artificial se obtiene combinando la capacidad del método y la productividad del pozo, esto determina lo que se puede producir aplicando un determinado método de producción. Se debe considerar también las características de los fluidos, porque esto influye en la eficiencia y en la vida útil de los equipos. Otro factor que es de gran importancia es el tiempo de desarrollo de yacimiento, se debe diseñar los equipos de tal manera que se garantice la eficiencia de estos durante el tiempo de desarrollo del yacimiento, evitando la necesidad de cambios de equipos o de métodos en periodos cortos de tiempo, lo cual a su vez reduce los costos de mantenimiento. Buford, también menciona en su trabajo las fortalezas y limitaciones de cada método, la aplicabilidad y productividad de para condiciones dadas del pozo y del yacimiento.

Joe Clegg, S. Bucaram y N. Hein^[3], desarrollaron 3 tablas de atributos de capacidad basados en experiencias en métodos convencionales, sujetos a cambios por nuevas tecnologías o nuevas experiencias. En este trabajo se extienden las comparaciones de Brown extendiendo significativamente el número de atributos para la selección del método de levantamiento artificial. 31 diferentes atributos de diseño y operación son dados para nuevas comparaciones, cada atributo normalmente afecta los costos de producción o tasa de producción. El trabajo presentado por estos autores consta de tres tablas que resumen los diferentes atributos: La tabla 1 presenta 10 diferentes atributos para consideraciones generales y de diseño, la tabla 2 presenta 9 atributos agrupados bajo consideraciones normales de operación y la tabla 3 contiene 12 problemas especiales que se pueden presentar al instalar un método. Según estos autores, la buena selección del método usualmente es basada en opiniones firmes de expertos y recomiendan la consideración de los 31 atributos propuestos por ellos, aunque hay otros factores que son determinantes en la selección como la localización y completación del pozo.

1. MARCO TEÓRICO

En este capítulo se hace una revisión bibliográfica de los tópicos de ingeniería de producción, necesarios para comprender los procedimientos y cálculos realizados en este trabajo. En resumen los puntos tratados son los relacionados con el procedimiento de análisis nodal, lo cual implica la construcción de las curvas de oferta y demanda de los fluidos.

1.1. ANÁLISIS NODAL

El análisis nodal es un procedimiento que permite relacionar las distintas pérdidas de presión de un sistema a partir de un estudio de puntos estratégicos con la finalidad de optimizar el funcionamiento del mismo.

El análisis nodal de sistemas de producción, tiene como objetivo principal combinar los distintos componentes de un pozo de hidrocarburos, con la finalidad de predecir la tasa de flujo óptima del pozo, además de permitir la adecuada selección de los distintos componentes del sistema.

La aplicación del análisis nodal al sistema completo del pozo, se realiza desde el límite del yacimiento, luego se toman en consideración, las perforaciones, las completaciones y las sartsas de tubería ascendentes. Este análisis incluye cualquier tipo de restricciones, válvulas de seguridad, líneas de flujo y separador.

El estudio de sistemas mediante análisis nodal generalmente se encuentra dividido en tres secciones o componentes:

- Flujo a través del medio poroso.
- Flujo a través del conducto vertical o tubería de producción.
- Flujo a través de la tubería horizontal o línea de flujo.

Con el propósito de estudiar sistemas de producción donde varían las condiciones de operación, en sistemas de análisis nodal se colocan nodos para segmentar la porción definida por diferentes ecuaciones o correlaciones. Para aplicar análisis nodal se deben

interrelacionar las distintas pérdidas de presión. En este análisis la habilidad del pozo para producir fluidos, se combina con la habilidad del sistema de tuberías para manejar estos fluidos.

En un sistema de análisis nodal, los nodos se escogen en posiciones que se consideren funcionales, esto es cuando a través del nodo existe una caída de presión diferencial y la respuesta de presión o tasa de flujo puede ser representada mediante alguna función matemática o física.

En el sistema de producción se supone que no existe discontinuidad en la presión a través de la solución nodal. Sin embargo, en un sistema completo de producción, generalmente existe por lo menos un punto o nodo donde esta suposición no es cierta. Cuando existe una presión diferencial a través de un nodo, ese nodo es denominado nodo funcional, ya que la relación entre la presión y la tasa de flujo puede representada por alguna función física o matemática. Un nodo funcional es aquel donde existe una pérdida de presión.

En un pozo existen dos posiciones a través de las cuales las presiones no son función directa de la tasa de flujo. Estas son la presión en el yacimiento y la presión del separador, por esta razón, cualquier solución de ensayo y error del sistema de producción debe corresponder al nodo yacimiento o separador como nodo solución. Una vez que el nodo solución es seleccionado, las caídas o aumento de presión desde el punto de partida o inicio son adicionados hasta que el nodo solución es alcanzado.

Para evaluar efectivamente un sistema de producción completo, deben ser considerados todos los componentes del pozo. Comenzando desde la presión estática del yacimiento y finalizando en la presión del separador. Esto incluye el flujo a través del medio poroso, a través de las perforaciones, completaciones, tuberías ascendente y flujos en las líneas horizontales hasta llegar al separador, pasado por válvulas de seguridad, estranguladores y otros accesorios presentes en la completación.

Una vez seleccionado el nodo solución y al converger las perdidas de presión sobre ese punto, desde ambas direcciones. Los nodos pueden ser efectivamente seleccionados para mostrar mejor el efecto de ciertas variables. Las correlacione de flujo multifasico

apropiadas y las ecuaciones de restricciones deben ser incorporadas para encontrar la solución. Se puede realizar un efectivo análisis de un pozo, haciendo los cambios recomendados o planificados apropiadamente en un nuevo pozo a partir de un análisis nodal.

En un sistema de análisis nodal una posición puede ser la del fondo del pozo, esto es una profundidad correspondiente al centro del intervalo perforado. Para determinar la tasa de flujo de equilibrio a esta posición, el sistema completo se divide en dos segmentos: El yacimiento y el sistema completo de tuberías hasta el separador.

Si se elige la posición en el separador, resulta muy fácil observar el efecto de la presión del separador sobre la tasa de flujo. Con la presión de fondo fluyente calculada a partir de las condiciones de yacimiento se calcula presión de cabezal utilizando las correlaciones de flujo vertical, para luego calcular la presión al final de la línea de producción o entrada del separador para cada una de las tasas de producción supuestas permitiendo comparar la presión del separador disponible con las previamente calculadas. Permitiendo así establecer una relación entre presión del separador calculada y la tasa de producción para luego comparar con la presión de separación disponible. Esta relación se basa en técnicas de extrapolación para observar el valor de tasa de producción correspondiente a la presión de separación disponible, a partir del estudio del comportamiento de producción de cada pozo para diferentes tasas de flujo.

En sistemas de LAG continuo, se obtiene una curva de eflujo para cada relación gas líquido de inyección. La relación gas líquido de formación debe ser usada para calcular la caída de presión por debajo de la válvula y la relación gas líquido total, es decir la de formación más la de inyección, debe ser usada sobre la válvula. Como la relación gas líquido es considerable, el incremento de la caída de presión debido a la fricción provocará una reducción en la presión hidrostática en la tubería de producción sobre la válvula. El volumen requerido de gas a inyectar se calcula a partir de los resultados obtenidos del sistema de análisis nodal aplicado.

1.2. COMPORTAMIENTO DE AFLUENCIA^[4]

Existen varios factores que controlan el flujo de fluidos de la formación al pozo, estos factores son los que definen el comportamiento de influjo o afluencia. Tal como se establece en la ley de Darcy, para flujo cilíndrico e incompresible:

$$q = \frac{7.08Kh(P_e - P_{wf})}{\mu\beta L \ln(r_e / r_w)} \quad \text{Ec. 1}$$

donde:

q = Tasa de flujo en barriles por día a condiciones de yacimiento

K = permeabilidad en Darcy

μ = Viscosidad en Centipoises (Cp)

β = Factor volumétrico de formación

h = Espesor de la arena productora (pie)

r_e = Radio de drenaje del pozo (pies)

r_w = Radio del pozo (pies)

P_e = Presión estática de fondo (lpc)

P_{wf} = Presión de fondo fluyente (lpc)

La relación existente entre las presiones de fondo fluyente y sus correspondientes tasas de producción recibe el nombre de “Relación de comportamiento de afluencia” (IPR); y representa la habilidad que tiene un yacimiento para entregar fluidos al pozo.

Generalmente esta relación se representa mediante un gráfico de P_{wf} contra q_L , donde q_L es la producción neta de líquidos:

$$q_L = q_o + q_w \quad \text{Ec. 2}$$

expresando las tasa de producción de petróleo y agua en términos de la ley de Darcy, se tiene:

$$q_L = \frac{7.08Kh}{L \ln(r_e / r_w)} \left[\frac{K_{ro}}{\mu_o \beta_o} + \frac{K_{rw}}{\mu_w \beta_w} \right] (P_e - P_{wf}) \quad \text{Ec. 3}$$

De donde:

$$P_{wf} = P_e - \frac{\ln(r_e / r_w) q_L}{\left[\frac{K_{ro}}{\mu_o \beta_o} + \frac{K_{rw}}{\mu_w \beta_w} \right] K h} \quad \text{Ec. 4}$$

Es importante aclarar que la expresión $\left[\frac{K_{ro}}{\mu_o \beta_o} + \frac{K_{rw}}{\mu_w \beta_w} \right]$ es un valor promedio para una determinada distribución de presión y saturación de fluidos en el área de drenaje. Esta expresión gobierna prácticamente la relación entre P_{wf} y q_L .

Cuando P_{wf} es mayor que la presión de burbujeo (P_b) un aumento de β_o , ocasionado por una disminución de presión, tiende a compensarse con la correspondiente disminución de μ_o . Si a esto se le añade el hecho de que μ_w y β_w varían someramente con presión y que K_{ro} y K_{rw} dependen sólo de la distribución de fluidos en ese momento, se puede concluir que cuando $P_{wf} > P_b$ la IPR tendrá un comportamiento lineal.

La IPR tendrá un comportamiento no lineal cuando la P_{wf} sea menor que la presión de burbujeo, debido a que desde el instante en que el gas se comienza a liberar del petróleo comienza a ocupar parte del volumen poroso de la roca, por lo tanto la permeabilidad relativa al petróleo disminuye considerablemente aumentando la permeabilidad relativa al gas, esto hace que la movilidad de la fase gas sea mayor que la movilidad de la fase líquida disminuyendo la capacidad del yacimiento para entregar líquidos al pozo.

Existen otros factores que afectan el comportamiento de afluencia que no están incluidos en las expresiones matemáticas anteriormente expuestas, tales como:

- Turbulencias existentes en las cercanías del pozo. Ocasionadas por la brusca reducción del área expuesta a flujo en dicha zona.
- Deposición de asfaltenos y parafinas en las cercanías del pozo.
- Conificación de agua y / o gas, originada generalmente en yacimientos de alta permeabilidad de dirección vertical.
- Compactación de las arenas, lo cual afecta directamente la permeabilidad.

1.2.1. Determinación empírica de la curva de comportamiento de afluencia

Para la determinación de la IPR de un pozo es necesario conocer la presión estática promedio y la presión de burbujeo del crudo, así mediante la comparación de dichas presiones se podrá determinar el comportamiento lineal o no de la IPR.

Caso lineal

Para casos donde la presión de fondo fluyente del pozo se mantiene por encima de la presión de burbujeo. La construcción de la curva es sencilla ya que sólo se requiere conocer la presión estática promedio del pozo y una prueba de flujo.

Caso no lineal

Este caso se presenta en cualquier tipo de mecanismo de empuje donde la presión de fondo fluyente esté por debajo de la presión de burbujeo. Resulta evidente que en este caso se necesita no menos de tres pruebas de flujo que abarquen un rango de tasas de flujo para tratar de bosquejar la IPR, rango que difícilmente se obtendría en la práctica.

Wéller^[5], desarrolló una serie de ecuaciones para determinar la distribución de presión y saturación de petróleo desde los bordes del área drenada hasta el pozo en yacimientos que producen por gas en solución considerando flujo simultáneo de gas y petróleo. Estas ecuaciones podrían ser utilizadas para predicciones teóricas de la curva de comportamiento de afluencia en diferentes estados de agotamiento del yacimiento, es decir, para diferentes valores de producción acumulada expresada como una fracción del petróleo original en sitio (N_p/N). Las premisas de las ecuaciones presentadas por Weller son las siguientes:

- Yacimiento circular, cerrado con un pozo en el centro.
- Medio poroso uniforme, isotrópico con saturación de agua constante en todos los puntos.
- Efectos de gravedad despreciables.
- Compresibilidad del agua y de la roca despreciables.
- Composición y equilibrio de las fases (petróleo-gas) constantes.
- Misma presión existente en la fase del petróleo y en la de gas.
- La tasa de saturación de petróleo es la misma en todos los puntos en un instante dado.

Modelo de Vogel^[6]

Vogel, presentó un modelo empírico basado en los resultados de las simulaciones de Wéller, construyendo una curva con parámetros adimensionales que se aplica a diferentes condiciones de campo diferentes. Vogel graficó los cocientes de P_{wf} / P_e Vs $q_o / q_{o\max}$, observando que las formas de las curvas adimensionales eran las mismas para los diferentes estados de agotamiento. Esto le permitió construir una curva de referencia que pudiera ser aplicada a todos los yacimientos que producen por debajo de la presión de burbujeo y cuyo mecanismo de empuje es el gas en solución.

La curva de referencia construida por Vogel tiene la siguiente ecuación:

$$\frac{q_o}{q_{o\max}} = 1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_e} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_e} \right)^2 \quad \text{Ec.5}$$

Modelo de Fetkovich^[7]

Fetkovich, partiendo de la ecuación básica de flujo en estado estable desarrollada por Evinger y Muskat y bajo una serie de artificios y suposiciones llegó a la conclusión de que el comportamiento de afluencia de pozos productores de yacimientos de gas o de petróleo puede determinarse mediante la siguiente expresión.

$$q = C(P_e^2 - P_{wf}^2)^n \quad \text{Ec. 6}$$

donde:

q_o = Tasa de petróleo

P_e = Presión estática en el fondo del pozo

P_{wf} = Presión de fondo fluyente

C = Coeficiente de flujo

n = Exponente que depende de las características del pozo

Luego, basado en datos recolectados en 40 pozos, Fetkovich encontró que el exponente “n” debería estar entre 0.568 y 1. Una gráfica $(P_e^2 - P_{wf}^2)$ versus q_b en coordenadas log-log resulta en una línea recta con pendiente igual a $1/n$.

Existen otros modelos empíricos para determinar el comportamiento de afluencia con datos de campo, que no son tratados en este trabajo debido a que el simulador utilizado para construir curvas para pozos productores de petróleo, trabaja sólo con los modelos lineal Vogel y Fetkovich.

1.2.2. Índice de Productividad

El índice de productividad es la relación entre la tasa de producción y el diferencial de presión disponible para el flujo. Representa la tangente del ángulo de la secante de la curva IPR entre los puntos de presión estática P_e y presión de fondo fluyente de interés.

$$IP = \frac{Q_o}{(P_e - P_{wf})} \quad \text{Ec. 7}$$

Es importante tener presente, que la curva de comportamiento de afluencia representa la habilidad del yacimiento para entregar fluidos a un determinado pozo en un momento dado de su vida productiva.

El índice de productividad calculado en el punto donde la presión de fondo es igual a la presión estática se convierte en la derivada de la curva IPR evaluada en este punto. Este índice de productividad es denominado en este trabajo como máximo índice de productividad (IP_{max}). Este parámetro es útil porque mediante él se puede predecir el comportamiento de la producción e implementar el método de levantamiento más adecuado, además permite detectar si hay problemas que no son del pozo, esto ocurre cuando hay un buen índice y la producción es baja. Si la curva IPR es descrita por el modelo lineal porque el fluido en el pozo no ha alcanzado su punto de saturación, el índice de productividad es constante para todos los puntos de la IPR. Si se trata de un pozo donde el fluido ya ha pasado su punto de saturación y la curva IPR es determinada por el método Vogel el máximo índice de productividad se obtendría derivando la ecuación de Vogel con respecto a la presión de fondo fluyente evaluada en $P_{wf} = P_e$, resultando la siguiente ecuación.

$$IP_{max} = 1.8 \frac{q_{max}}{P_e} \quad \text{Ec. 8}$$

1.3. CURVA DE DEMANDA DE LOS FLUIDOS (TPR)

Para predecir la habilidad que tiene un pozo, junto con sus líneas de flujo superficiales de extraer fluidos del yacimiento, es necesario construir las curvas de oferta y demanda del pozo. Cada punto de la curva de demanda representa la presión de fondo que el pozo necesita del yacimiento, para poder llevar los fluidos desde el fondo hasta el separador, para una tasa dada de producción. Para encontrar los puntos que permitan trazar esta curva es necesario calcular las presiones a lo largo de todo el sistema de producción.

El cálculo de presiones a través del sistema de producción desde el fondo del pozo hasta el separador, se realiza a través de correlaciones de flujo multifásico. Se determina la presión de cabezal, con correlaciones de flujo horizontal a partir de la presión del separador. Con la presión de cabezal y las correlaciones de flujo vertical, se calcula la presión de fondo fluyente para diferentes tasas de producción, de esta forma se construye la curva de demanda. La intersección entre las curvas de afluencia y efluencia de un pozo determinan su punto de operación, es decir, establecen el equilibrio entre la oferta del yacimiento y la demanda del sistema de producción, ver **FIGURA 1.1**.

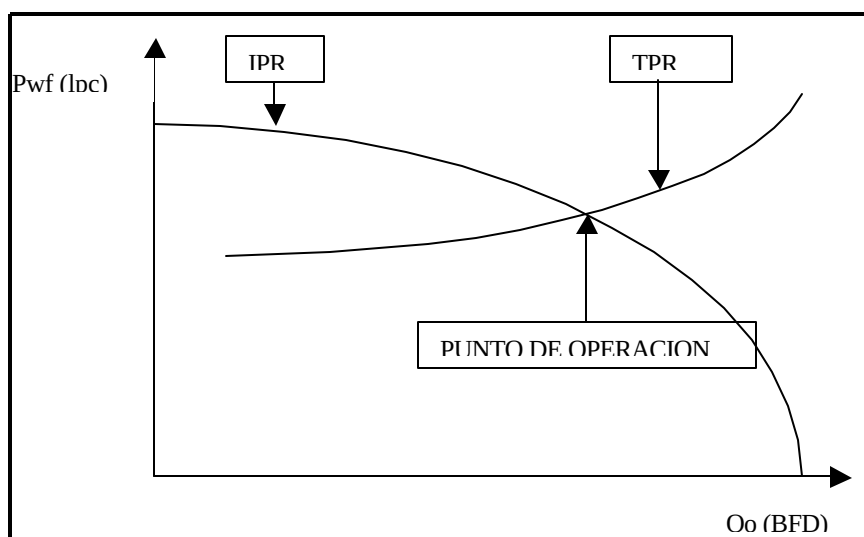


FIGURA 1.1. CURVAS DE OFERTA Y DEMANDA DE LOS FLUIDOS

La curva de demanda de un pozo depende de una gran cantidad de factores, entre los cuales destacan tasa de producción Q_L , porcentaje de agua y sedimentos (AyS), propiedades de los fluidos, relación gas-líquido (RGL), diámetro y rugosidad de la tubería.

Realizando análisis de sensibilidad de las distintas variables asociadas, es posible determinar las condiciones óptimas de operación, entre ellas el diámetro de la tubería. Una sensibilidad muy útil para pozos produciendo por inyección continua de gas, es la correspondiente a RGL, a partir de la cual se desarrolla la curva de rendimiento de la inyección, Q_L versus Q_{gi} . Esta curva de rendimiento permite determinar la cantidad de gas óptima requerida para maximizar la tasa de producción de fluidos. En la **FIGURA 1.2** se observa que aumentando la relación gas líquido, aumentando la tasa de inyección, aumenta el punto de equilibrio hasta un punto donde comienza a disminuir, este punto corresponde a la tasa máxima de producción de líquido en LAG continuo.

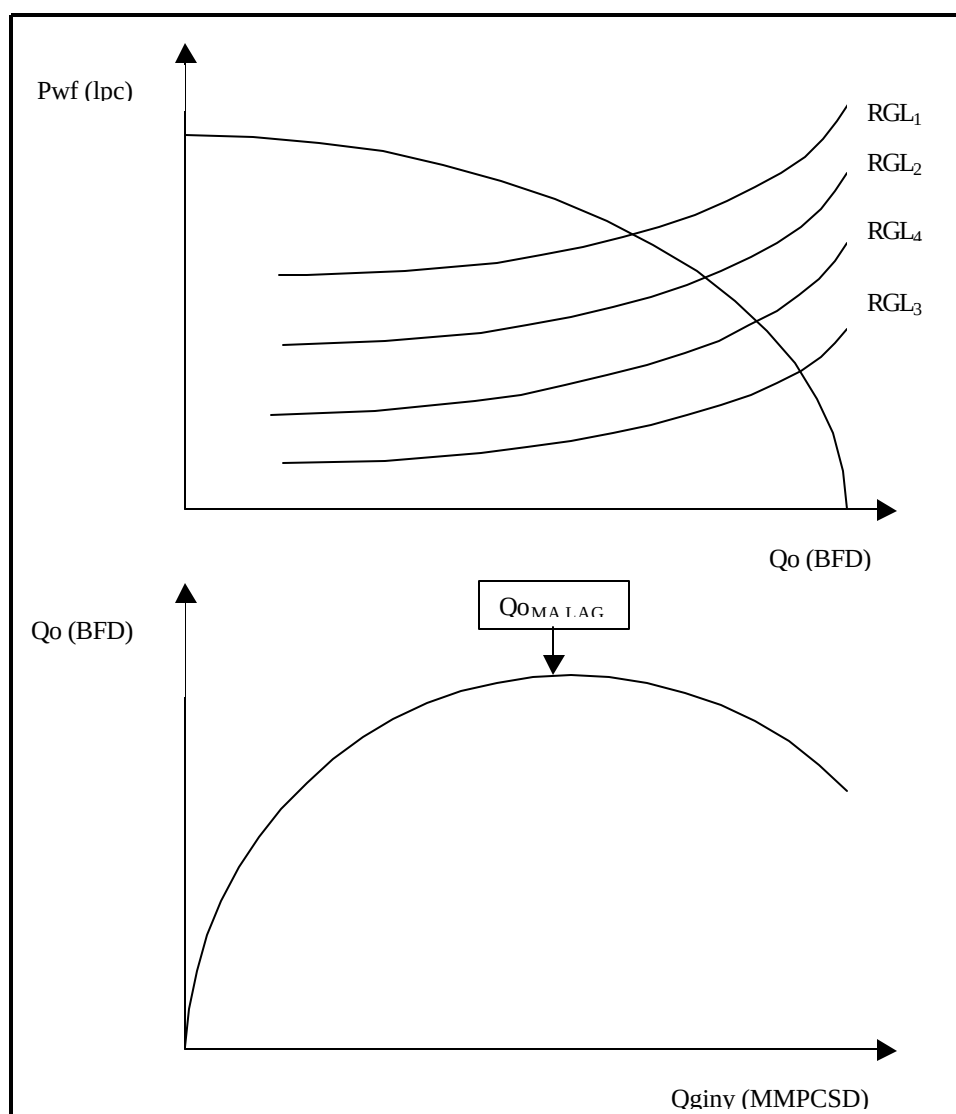


FIGURA 1.2. CURVA RENDIMIENTO DE LAG . ANÁLISIS SENSIBILIDAD A RGL^[8]

1.3.1. Flujo multifásico en tuberías^[1]

El flujo multifásico es el movimiento del gas libre y el líquido, el gas puede estar mezclado, en forma homogénea con el líquido o formando un oleaje, donde el gas empuja el líquido desde atrás o encima de él, provocando en algunos casos, crestas en la superficie del líquido. Puede darse el caso en el cual el líquido y el gas se mueven en forma paralela, a la misma velocidad y sin perturbación relevante sobre la interfase gas / líquido. Cuando el fluido se desplaza desde el yacimiento hacia la superficie se pierde energía tanto en el flujo vertical, como en el horizontal, esta energía la posee el fluido mientras se mantiene confinado en el yacimiento.

Los estudios realizados sobre el comportamiento del flujo multifásico en tuberías verticales tienen como objetivo principal, predecir el gradiente de presión a través de la tubería de producción. A través de dichos estudios, se han desarrollado correlaciones mediante técnicas de laboratorio y/o datos de campo, las cuales poseen sus limitaciones al ser aplicadas a condiciones diferentes a las que fueron deducidas.

En pozos que producen a bajas tasas, la diferencia entre las velocidades a las cuales fluyen las fases líquida y gaseosa es significativa. Este fenómeno se conoce como deslizamiento ("slippage") de fases. Por otro lado, las fases gaseosa y líquida no conforman una mezcla homogénea, dando origen a configuraciones geométricas complicadas, denominadas patrones de flujo. La existencia del deslizamiento y patrones de flujo introducen complicaciones en el análisis de flujo multifásico y requieren que se desarrollen nuevos conceptos y metodologías para la obtención del gradiente de presión. Se han desarrollado principalmente dos maneras de atacar el problema de flujo multifásico no homogéneo: las correlaciones empíricas y los modelos mecanísticos.

El cálculo de un perfil de presión para flujo multifásico en tuberías involucra la integración de la ecuación diferencial de energía

$$\frac{\Delta P}{\Delta Z} = \frac{1}{144} \left(\frac{grSenq}{g_c} + \frac{fmrV^2}{2g_c * d} + \frac{r\Delta v^2}{2g_c \Delta Z} \right) \quad \text{Ec. 9}$$

Donde:

$$\frac{grSenq}{g_c} = \left(\frac{\Delta P}{\Delta Z} \right)_{elev.} : \text{Gradiente de presión por elevación.}$$

$$\frac{fmrV^2}{2g_c * d} = \left(\frac{\Delta P}{\Delta Z} \right)_{FRICC.} : \text{Gradiente de presión por fricción.}$$

$$\frac{r\Delta v^2}{2g_c \Delta Z} = \left(\frac{\Delta P}{\Delta Z} \right)_{aceler.} : \text{Gradiente de presión por aceleración}$$

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta Z} \right) : \text{Gradiente de presión total.}$$

1.3.2. Parámetros que intervienen en el análisis de flujo multifásico^[1]

1.3.2.1. Patrones de flujo

Cuando dos o más fluidos fluyen simultáneamente por una tubería, se presentan diferentes tipos de patrones de flujo. Por patrones de flujo se entiende la distribución de una fase con respecto a otra a lo largo de la tubería.

1.3.2.1.1. Patrones de flujo en tubería vertical

El flujo multifásico vertical a lo largo de la tubería de producción, puede ser tratado como una serie sucesiva de cambios de estado: liberación de gas, expansión de gas y reducción del volumen de líquido. A continuación se describen los diferentes patrones de flujo que ocurren a través de la tubería de producción, en la **FIGURA 1.1** se puede observar un dibujo esquemático de estos regímenes.

Flujo Monofásico

Se refiere al de una sola fase, líquido sin gas libre. La presión en la tubería es aún mayor que la presión de burbujeo.

Flujo Burbuja.

Este tipo de régimen de flujo, tiene lugar debido al agotamiento de presión en la tubería de producción, lo que causa la formación de burbujas de gas, las cuales se dispersan en el líquido (fase continua), siendo la distribución aproximadamente homogénea a través de la sección transversal de la tubería. La reducción en la densidad del fluido, da como resultado un aumento en la velocidad, con lo cual la fricción asume más importancia. La fuerza de flotación de las burbujas causa una diferencia entre la velocidad del gas (que sube a diferentes velocidades dependiendo del diámetro de la burbuja) y la velocidad del líquido (que sube a una velocidad más o menos constante), produciendo un aumento en la densidad aparente del fluido, basada en la relación gas-líquido medida en la superficie. El gas permanece menos tiempo en la tubería que el líquido y excepto por su densidad, tiene muy poco efecto sobre el gradiente de presión.

Flujo Tapón

Dicho régimen de flujo comienza cuando las burbujas de gas aumentan de tamaño y se vuelven más numerosas, por lo que las burbujas más grandes se deslizan hacia arriba a mayor velocidad que las pequeñas, arrastrando a las mismas. Puede llegarse a una etapa en la cual, estas burbujas son del diámetro de la tubería de producción, y el régimen de flujo al llegar a ser tal, que los tapones de líquido que contienen pequeñas burbujas de gas están separados entre sí por bolsas de gas, que ocupan toda la sección transversal de la tubería de producción, excepto por una película de líquido que se mueve relativamente despacio a lo largo de la pared de la tubería. Estas condiciones se conocen como flujo por tapones o baches. La velocidad del gas es siempre mayor que la del líquido, esta diferencia de velocidades origina no sólo pérdidas de presión por fricción contra la pared de la tubería, sino también una cantidad de líquido retenido en la tubería, que afectará notablemente la densidad de la mezcla fluyente.

Flujo Anular

El flujo anular se produce cuando las burbujas de gas pueden expandirse y atravesar los tapones de líquido más viscosos, originando que el gas forme una fase continua cerca del centro de la tubería, llevando hacia arriba pequeñas gotas de líquido en ella y a lo largo de la tubería se produce una película de líquido que se mueve hacia arriba.

Flujo Espuma

Si el líquido tiene tensión interfacial alta, las burbujas no se unen, en su lugar, el gas y el líquido se combinan para formar una espuma perdurable, cuando esto ocurre, el fluido es muy ligero, no hay diferencia entre las velocidades del líquido y del gas, pero la fricción es muy grande. Cuando se trata de crudos con menos de 14 °API, o emulsiones con más de 90% de agua, la espuma que se forma causa problemas de producción, separación y medición.

Flujo Neblina

Finalmente, a medida que la velocidad del gas continua aumentando (a causa de la reducción de presión), se produce una inversión en el medio continuo. El gas pasa a ser el medio continuo, y el flujo pasa a una condición de neblina, es decir, el líquido fluye en forma de pequeñas gotas suspendidas en una fase gaseosa continua, por lo que no se considera deslizamiento entre fases. La mezcla es muy liviana, pero existe una diferencia entre el gas y el líquido. La fricción no tiene importancia en este tipo de flujo.

En este régimen se observa una película de líquido que cubre la pared interna de la tubería, por lo que algunos autores lo llaman régimen de “Anular-Neblina”. Esta película facilita el avance del gas afectando la rugosidad efectiva de la tubería. El efecto del líquido no se toma en cuenta en los cálculos de las pérdidas de energía por fricción y en general la fase gaseosa es la que gobierna la caída de presión total a lo largo de la tubería.

Las correlaciones empíricas para el cálculo de las propiedades de los fluidos, requeridas para la determinación de las densidades y velocidades, fueron originalmente publicadas en forma gráfica, sin embargo otros investigadores han obtenido estas correlaciones en forma de ecuaciones. Esto facilita en gran medida el cálculo de gradientes de presión con el uso de computadores.

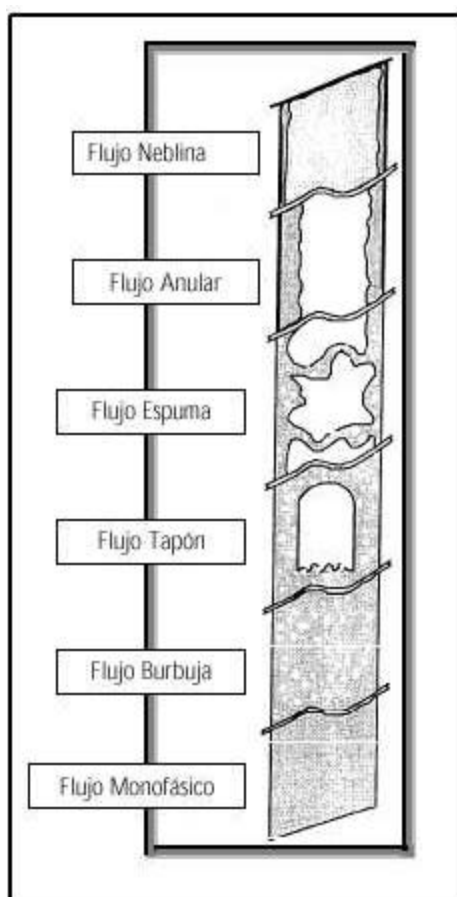


FIGURA 1.3. ESQUEMA DE REGÍMENES DE FLUJO VERTICAL

1.3.2.1.2. Patrones de flujo en tubería horizontal

Los patrones de flujo que pueden existir en una tubería horizontal son los siguientes:

Flujo segregado

Flujo estratificado: En este tipo de patrón de flujo las fases se encuentran segregadas con una interfase bien definida. La interfase gas líquido es lisa y el gas se distribuye en la parte superior de la tubería. Los caudales de gas y líquido son muy bajos.

Flujo estratificado ondulado: En este tipo de patrón de flujo la presencia de ondas en la interfase se debe al aumento en la velocidad de la fase gaseosa. La velocidad del gas es mayor que la del líquido. El gas fluye en el tope de la tubería y el líquido en el fondo.

Flujo anular: En este régimen de flujo existe una película delgada de líquido alrededor de las paredes de la tubería y el gas fluye a alta velocidad en el centro de la tubería. El espesor de la película de líquido es mayor hacia el fondo que hacia el tope.

Flujo intermitente

Flujo tapón de líquido: En este tipo de régimen de flujo se evidencia flujo alternado de paquetes de gas y tapones de líquido. La burbuja de gas viaja más rápido que el tapón de líquido, lo cual ocasiona que la película de líquido se devuelva.

Flujo tapón de gas: En este tipo de flujo se unen las burbujas de gas formando burbujas de mayor tamaño, el líquido aún es la fase continua y las burbujas de gas se van uniendo en el tope de la tubería. El líquido tiene mayor velocidad que el gas.

Flujo disperso

Flujo burbuja: El líquido constituye la fase continua. El gas se encuentra disperso en forma de burbujas discretas. A medida que aumenta la velocidad la dispersión se torna uniforme.

Flujo neblina: En este régimen de flujo el líquido constituye la fase continua. El gas se encuentra en forma de burbujas dispersas. La velocidad del líquido en este régimen

de flujo es mayor que en flujo burbuja, por lo tanto, las burbujas de gas suspendidas en el líquido son de mayor tamaño y el sistema es más homogéneo.

En la **FIGURA 1.4**, se ilustran los patrones de flujo que pueden existir en una tubería horizontal.



FIGURA 1.3. ESQUEMA DE REGÍMENES DE FLUJO HORIZONTAL

1.3.2.2. Factor de Entrampamiento o “Holdup” (HL)

Este fenómeno describe el hecho de que la fracción volumétrica in-situ de la fase más densa será mayor que la fracción volumétrica de entrada de dicha fase para un determinado momento, es decir, que la fase más densa esta siendo "retenida" en la tubería comparada con la fase más ligera.

El factor de entrampamiento líquido o “Holdup”, se define como la fracción del volumen de la tubería ocupado por líquido.

$$H_l = \frac{\text{Volumen de Líquido En Un Elemento de Tubería}}{\text{Volumen Del Elemento De Tubería}} \quad \text{Ec. 10}$$

La importancia de este factor radica en que influye directamente en la determinación de las propiedades de la mezcla tales como la densidad, velocidad real del gas y del líquido, viscosidad efectiva y transferencia de calor. Existen casos donde este factor de entrampamiento es variable, debido a la ocurrencia de flujo inestable, como por ejemplo cuando se produce: flujo tapón (“Slug”), el cual puede causar que su valor cambie periódicamente, y en estos casos se debe tomar un valor promedio en el tiempo. La obtención del valor del factor de entrampamiento del líquido es compleja, por lo que debe hacerse por medio de correlaciones empíricas, debido a que el mismo es función de ciertas variables tales como: propiedades del gas y del líquido, patrones de flujo, diámetro e inclinación de la tubería.

Otra medida del fenómeno de "holdup" que se utiliza comúnmente en la interpretación de registros de producción es la "velocidad de escurrimiento" (V_s). Este parámetro esta definido como la diferencia entre las velocidades promedio de las dos fases:

$$V_s = \bar{V}_g - \bar{V}_l \quad \text{Ec. 11}$$

La velocidad de escurrimiento no es una propiedad independiente del holdup, pero es otra forma de representar el mismo. Con el objeto de relacionar el holdup con la velocidad de escurrimiento, se definen las velocidades superficiales del gas (V_{sg}) y del líquido (V_{sl}):

$$V_{sg} = \frac{q_g}{A_T} \quad \text{Ec.12}$$

$$V_{sl} = \frac{q_l}{A_T} \quad \text{Ec.13}$$

$$A_T = A_l + A_g \quad \text{Ec.14}$$

Donde:

V_{sg} : Velocidad superficial del gas, pie/seg.

A_l : Area ocupada por el líquido, pie².

A_g : Area ocupada por el gas, pie².

A_T : Area transversal de la tubería, pie².

V_{SL} : Velocidad superficial del líquido, pie/seg.

La velocidad superficial será igual a la velocidad promedio de la fase si ésta ocupara totalmente la tubería (flujo monofásico). En flujo bifásico, la velocidad superficial no es un parámetro medible físicamente, pero se calcula con fines prácticos.

Las velocidades promedio, V_g y V_l se relacionan con las velocidades superficiales y el holdup con las siguientes ecuaciones:

$$\bar{V}_g = \frac{V_{sg}}{H_g} \quad \text{Ec. 15}$$

$$\bar{V}_l = \frac{V_{sl}}{H_l} \quad \text{Ec. 16}$$

1.3.2.3. Factor de entrapamiento sin deslizamiento (“no-slip liquid holdup”), (I_l)

Es la relación del volumen de líquido en un elemento de tubería, el cual considera que el gas y el líquido viajan a la misma velocidad (sin deslizamiento), dividido por el volumen del elemento de tubería. Puede ser determinado directamente al conocerse las tasas de flujo en sitio de gas y líquido, por medio de la expresión:

$$I_l = \frac{q_l}{q_l + q_g} \quad \text{Ec. 17}$$

Donde:

I_l : Factor de entrapamiento líquido sin deslizamiento, adim.

q_l : La suma de las tasas de agua y petróleo en sitio.

q_g :Tasa de gas en sitio.

Similarmente, el factor de entrapamiento del gas sin deslizamiento o fracción vacía I_g se puede calcular sustituyendo q_g por q_l y viceversa.

1.3.2.4. Densidad

El calculo de la densidad de un sistema multifásico requiere conocer las fracciones de líquidos y gas. Tres ecuaciones para el cálculo de las ecuaciones de flujo multifásico son usadas:

$$r = r_L \cdot H_L + r_g \cdot H_g \quad \text{Ec. 18}$$

$$r = r_L \cdot I_L + r_g \cdot I_g \quad \text{Ec. 19}$$

$$r = \frac{r_L \cdot I_L^2}{H_L} + \frac{r_g \cdot I_L^2}{H_g} \quad \text{Ec. 20}$$

La primera ecuación, es decir, la ecuación 18 es empleada generalmente para calcular el gradiente de presión debido a los cambios de elevación, tomando en cuenta el deslizamiento de las fases. Algunas correlaciones se fundamentan en una de la suposición de que no existe deslizamiento entre las fases, en estos casos es usada la ecuación número 19. La ecuación 20 es empleada por varios investigadores. En general estas ecuaciones

representan las diversas formas para calcular la densidad promedio de una mezcla multifásica. En las expresiones anteriores se encuentran relacionadas las densidades del líquido y del gas las cuales se calculan a continuación.

Densidad del gas

La densidad del gas es calculada a partir de la ley de los gases, colocando esta en función de la temperatura y de la presión de la siguiente manera.

$$r_g = \frac{28,97 \cdot P \cdot l_g}{Z \cdot T \cdot R} \quad \text{Ecuación 21}$$

Donde :
R: Constantes de los gases
 ρ_g : Densidad del gas, lbm/ft³
P: presión del gas, 1pca
T: temperatura , °R
Z: factor de compresibilidad del gas, adimensional
 ρ_g : gravedad específica del gas.

Densidad del petróleo

En el calculo de la densidad del petróleo en sitio el efecto del gas disuelto en el petróleo tiene que ser tomado en consideración, así la densidad del petróleo es calculada de la siguiente forma:

$$r_0 = \frac{350,4 \cdot \rho_0 + 0,0764 \cdot \rho_g \cdot R_s}{5,615 \cdot B_0} \quad \text{Ec. 22}$$

Donde:
 r_0 : Densidad del petróleo, **lbm** / f_t^3
 ρ_0 : Gravedad especifica del petróleo
 ρ_g : Gravedad especifica
 R_s : Relación gas líquido en solución, f_t^3 /Bbl

B_0 : Factor volumétrico de formación, V/V

Densidad del agua

La densidad del agua en sitio depende de la cantidad de sólidos disueltos que ella tenga, la temperatura y la cantidad de gas que pueda estar disuelto en el agua. Esta densidad puede ser calculada mediante correlaciones.

Densidad del líquido

La densidad total del líquido debe ser calculada tomando en consideración las densidades del petróleo y del agua. Si se asume que no existe deslizamiento entre el petróleo y el agua se deben tomar en consideración la tasa de flujo del petróleo y del agua.

$$r_L = r_o \cdot f_o + r_w \cdot f_w \quad \text{Ec. 23}$$

$$f_o = \frac{q_o}{q_o + q_w} = \frac{q'_o \cdot B_0}{q'_o \cdot B_0 + q'_w \cdot B_w} = \frac{1}{1 + \text{WOR} \cdot \left(\frac{B_w}{B_0} \right)} \quad \text{Ec. 24}$$

$$f_w = 1 - f_o \quad \text{Ec. 25}$$

Donde:

f_o : Flujo fraccional de petróleo en sitio.

f_w : Flujo fraccional de agua en sitio.

q_o : Tasa de petróleo a condiciones de yacimiento, BY/D

q_w : Tasa de agua a condiciones de yacimiento, BY/D

q'_o : Tasa de petróleo a condiciones de superficie, BN/D.

q'_w : Tasa de agua a condiciones de superficie, BN/D.

Bo: Factor de merma de l petróleo, BY/BN.

Bw: Factor de compresibilidad del agua, BY/BN.

1.3.2.5. Velocidad

Muchas correlaciones de flujo multifásico están basada en una variable llamada velocidad superficial. La velocidad superficial de un fluido se define como la velocidad que presentaría si la fase fluyera sola a través de toda la sección transversal de la tubería.

Velocidad superficial del gas (v_{sg}):

$$v_{sg} = \frac{Q_g}{A} \quad \text{Ec. 26}$$

Donde:

A: Área de la tubería (f_t^2)

Vsg: Velocidad superficial del gas (f_t/sg)

Qg: Tasa de gas.

Velocidad superficial del líquido (v_{sL}):

$$v_{sL} = \frac{Q_1}{A} \quad \text{Ec. 27}$$

Donde: Q1 : tasa de producción de líquido.

Velocidad de la mezcla:

$$v_m = v_{sL} + v_{sg} \quad \text{Ec. 28}$$

1.3.2.6. Viscosidad

En general, la viscosidad de un fluido es una medida de la fricción interna o resistencia que ofrecen sus moléculas a fluir (moverse), la viscosidad de la mezcla se utiliza para determinar algunos números adimensionales como el número de Reynolds que son parámetros de las correlaciones y puede ser calculada mediante varios modelos.

Viscosidad del gas: La viscosidad de los gases es estimada empleando correlaciones empíricas tal como la de Carr et al entre otras cosas estudiadas posteriormente.

Viscosidad del Petróleo: Para determinar la viscosidad del petróleo se utilizan correlaciones, que dependen de la temperatura y peso molecular o gravedad específica del crudo.

Viscosidad del líquido: La viscosidad de la mezcla de agua y petróleo se calcula haciendo uso de la siguiente expresión:

$$m_l = m_o \cdot f_o + m_w \cdot f_w \quad \text{Ec. 29}$$

Viscosidad de la mezcla:

$$m_m = m_l \cdot l_l + m_g \cdot l_g \quad \text{Ec. 30}$$

1.3.2.7. Tensión superficial

La tensión interfacial entre el petróleo y el gas resulta de la atracción que se establece entre las moléculas del gas con las moléculas de gas y de las de gas con las moléculas de líquido y viceversa, creando así una región común entre las fases o interfases debido a la presencia de las fuerzas de atracción no balanceadas entre las moléculas. Este desbalance de fuerzas entre los fluidos produce la fuerza interfacial.

La tensión interfacial entre el petróleo y el gas depende de la gravedad específica del petróleo, de la solubilidad y la temperatura del gas, así como también de otras variables. Cuando la fase líquida contiene agua y petróleo, el mismo factor de mojabilidad o de tendencia del fluido para adherirse a la roca es utilizado para calcular la densidad y la viscosidad.

$$s_l = s_o \cdot f_o + s_w \cdot f_w \quad \text{Ec. 31}$$

Donde:

s_o : Tensión superficial del petróleo.

s_w : Tensión superficial del agua.

1.3.3. Cálculo de las propiedades de los fluidos^[9]

La ecuación general del gradiente de presión, necesita que todos los términos de la misma sean evaluados a las condiciones in-situ. Es decir, durante el cálculo del perfil de presión, el gradiente de presión debe ser calculado en varios puntos a lo largo de la tubería, a la presión y temperatura existentes en dicho punto. Además, es necesario evaluar varias propiedades del fluido in-situ y velocidades para calcular patrones de flujo, factor de fricción y fracción de líquido.

Las variables en la ecuación de gradiente son densidad del fluido, velocidad de la mezcla y el factor de fricción. El cálculo de estas variables para una mezcla gas líquido, requiere valores de componentes individuales a las condiciones de interés. La mezcla puede estar compuesta por gas petróleo y agua. Además, la evaluación del factor de fricción, usualmente requiere el valor de la viscosidad de los componentes a varias presiones y temperaturas.

Las propiedades de los fluidos se obtienen de un análisis de laboratorio de una muestra de fluido disponible. Frecuentemente, se realiza un análisis presión-volumen-temperatura (PVT), con los fluidos del yacimiento, para obtener datos necesarios para los cálculos de ingeniería de yacimiento. Desafortunadamente, estas pruebas se hacen usualmente a la temperatura de yacimiento, y por lo tanto, no son aplicables a los cálculos en un sistema de tubería donde la temperatura del fluido está en constante cambio.

Esta situación, hace necesario acudir a correlaciones empíricas de las propiedades de los fluidos, para el cálculo de los perfiles de presión, para tomar en cuenta los cambios de temperatura. Sin embargo, si se tienen valores medidos a cierta temperatura, se puede usar para desarrollar ciertas correlaciones para conseguir los valores a la temperatura deseada.

1.3.4. Cálculo de perfil de temperatura^[10]

Todas las correlaciones para calcular propiedades requieren de un valor de la temperatura del fluido. El perfil de temperatura fluyente de un pozo en un pozo de crudo o gas se asume usualmente que es lineal entre el cabezal y el fondo del pozo. También se asume un perfil lineal en la línea de flujo en superficie. La suposición lineal no introduce errores significativos si se dispone de un buen valor de temperatura en el cabezal del pozo.

Para mejores aproximaciones, el perfil real de temperatura a través de la tubería debería ser modelado por medio de un proceso iterativo que toma en cuenta la transferencia de calor hacia o desde los fluidos en movimiento. Para realizar los cálculos de transferencia de calor es necesario cambiar la ecuación de balance de energía a una ecuación de balance de calor. El perfil de temperatura es obtenido de manera simultánea con el perfil de presión.

El perfil de temperatura se puede determinar independientemente de la caída de presión si se conoce un coeficiente total promedio de transferencia de calor. Esta solución es por su puesto menos exacta, pero la cantidad de datos disponibles es insuficiente en muchos casos para realizar el proceso iterativo más preciso.

Ramey, presentó una correlación que permite obtener un perfil de temperatura sin necesidad de resolver la ecuación de energía iterativamente. Esta correlación determina el perfil de temperatura en función de la posición axial Z.

$$T_z = T_1 - G_T [Z - A(1 - \exp(-Z / A))] \quad \text{Ec. 32}$$

donde:

T_1 = temperatura de entrada del fluido ($Z = 0$)

T_z = temperatura en Z

G_T = gradiente geotérmico

A = distancia de relajamiento = $M C_p / \delta dU$

M = tasa de flujo másico

C_p = calor específico del fluido fluyente

d = diámetro interno de la tubería

U = coeficiente total de transferencia de calor

Z = distancia desde la entrada

Para la correlación anterior se asume que la temperatura del fluido y de los alrededores son iguales en la entrada de la tubería, lo cual sucede en pozos fluyentes donde T_1 es la temperatura del yacimiento.

Cuando el flujo es multifásico, las variables necesarias para determinar la distancia de relajamiento “A” son muy difíciles de determinar, especialmente el coeficiente total de transferencia de calor “U”. Shiu y Beggs desarrollaron un método empírico para estimar A, basado en perfiles de temperatura medidos en 270 pozos. Usando la temperatura medida T_z en varias distancias Z, se determinó un valor de A para cada prueba basado en la ecuación 1.13. Se desarrollo luego la siguiente ecuación para estimar A en función de la data que conoce usualmente:

$$A = C_1 M^{C_2} \rho_f^{C_3} d^{C_4} (API)^{C_5} \gamma_g^{C_6} \quad \text{Ec. 33}$$

Donde:

A = distancia de relajamiento

M = tasa de flujo másico total

$\tilde{n}_f$ = densidad del líquido (crudo y agua) a condiciones standard

d = diámetro interno de la tubería

API = densidad del crudo

$\tilde{a}_g$ = gravedad específica del gas

$C_1 = 0.0149$ $C_2 = 0.5253$

$C_3 = 2.9303$ $C_4 = 0.2904$

$C_5 = 0.2608$ $C_6 = 4.4146$

Para el cálculo de temperatura fluyente en líneas superficiales se asume usualmente que la temperatura de los alrededores “ T_s ” es constante y se modifica la Ec. 1.13 resultando

$$T_z = T_s + (T_1 - T_s) \exp(-Z / A) \quad \text{Ec.34}$$

1.3.5. Correlaciones de flujo multifásico ^[1, 10, 11]

En vista de lo complejo que resulta la determinación de las pérdidas de energía generada por los fluidos a su paso por la tubería de producción, desde los años 30 se vienen realizando estudios homogéneos, empíricos y mecanísticos para estimarlas, dando origen a las llamadas “Correlaciones de Flujo Vertical”. Estas correlaciones intentan estimar lo que ocurriría en una tubería de producción en términos de presión y a ciertas características en el fluido.

La construcción de un conjunto de curvas de gradiente para estudiar el comportamiento de los pozos de un determinado campo petrolero exige realizar un análisis comparativo de las diferentes correlaciones de flujo multifásico para luego seleccionar la que mejor describa el comportamiento del flujo vertical en el área. La evaluación de una correlación exige comparar los resultados obtenidos con ésta, con los arrojados por medidas tomadas en el campo (pruebas de flujo, registros de presión fluyente a lo largo del pozo, etc.). La correlación de flujo multifásico se considera aceptable cuando el error relativo de la presión de fondo fluyente calculada es menor o igual al 5%, sin embargo esta tolerancia puede variar dependiendo del caso, ya que no es lo mismo cometer un error de tal magnitud en un pozo de bajo índice de productividad que en uno altamente productivo.

Existen numerosas correlaciones para predecir los gradientes de presión durante el flujo multifásico en tuberías verticales. Estas correlaciones se clasifican de la siguiente manera: Correlaciones tipo A, las cuales consideran que no existe desplazamiento entre fases, y no establece regímenes de flujo, entre las cuales tenemos a Poettman y Carpenter, Baxaendell y Thomas, Fancher y Bronw, las Correlaciones tipo B, las cuales consideran que existe desplazamiento entre las fases pero no toma en cuenta los regímenes de flujo, dentro de esta categoría está la correlación de Hagedorn and Brown y las Correlaciones C, las cuales consideran que existen deslizamiento entre las fases y los regímenes de flujo, en esta se encuentra Dun and Ros, Orkiszewski, Azis y colaboradores, Chierici y colaboradores, Begs and Brill, Hagedorn and Brown modificada. La **TABLA 1.1** muestra un resumen comparativo de estas correlaciones.

TABLA 1.1. COMPARACIÓN DE CORRELACIONES DE FLUJO

Métodos Homogéneos 1952-1963	Correlaciones Empíricas Generalizadas 1963-1985	Modelos Mecanísticos 1980
-La tasa de flujo de los primeros pozos en producción fue muy alta fue muy alta al igual que el grado de turbulencia. -La mezcla se podía considerar casi homogénea con las fases moviéndose a la misma velocidad y con propiedades promedio. -No se consideraron los patrones de flujo. $\left. \frac{dp}{dz} \right _{tot} = \frac{r_m \cdot g \cdot \text{sen} q}{g_c}$ $+ \frac{f_m \cdot r_m \cdot u_m^2}{2 \cdot D \cdot g_c} + \frac{r_m \cdot u_m}{g_c} \cdot \frac{dU_m}{dz}$ r_m = masa total / volumen en sitio -Se ajusta empíricamente a los datos experimentales a través del factor de pérdidas de la mezcla fm. Poettmann y Carpenter. 1952. Baxendell y Thomas. 1961. Fancher y Brown. 1963.	-A medida que los pozos se agotan disminuye la tasa de flujo y el grado de turbulencia. Las fases tienden a fluir separadamente. -La mezcla no puede considerarse homogénea y existe una diferencia apreciable entre las velocidades de las fases (DESLIZAMIENTO). -Se toman en cuenta los patrones de flujo. $\left. \frac{dp}{dz} \right _{tot} = \frac{r_m \cdot g \cdot \text{sen} q}{g_c}$ $+ \frac{f_m \cdot r_m \cdot u_m^2}{2 \cdot D \cdot g_c} + \frac{r_m \cdot u_m}{g_c} \cdot \frac{dU_m}{dz}$ $r_m = r_f \cdot H_f + r_g \cdot (1 + H_f)$ -Se ajusta empíricamente a los datos experimentales a través del retraso del líquido, H_L y el factor de fricción de dos fases, f_{2f}. Duns y Ros. 1963. Hagedorn y Brown. 1965. Orkiszewski. 1967. Aziz y Govier. 1972. Begg y Brill. 1973. Gray. 1964. Chierici, et. al. 1974.	-Las correlaciones empíricas no modelan los complicados mecanismos de flujo multifásico. La exactitud no puede mejorarse a pesar de la gran cantidad de datos experimentales usados en su desarrollo. Error típico: $\pm 20\%$. -Los métodos mecánicos simulan los complicados mecanismos de flujo en función del patrón existente en sitio. Error típico: $\pm 10\%$. $\left. \frac{dp}{dz} \right _{tot} = \frac{r_m \cdot g \cdot \text{sen} q}{g_c}$ $+ \frac{f_m \cdot r_m \cdot u_m^2}{2 \cdot D \cdot g_c} + \frac{r_m \cdot u_m}{g_c} \cdot \frac{dU_m}{dz}$ $r_m = r_f \cdot H_f + r_g \cdot (1 + H_f)$ -Se ajusta con modelos mecánicos semiempíricos a los datos experimentales a través del retraso del líquido, H_L y el factor de fricción de dos fases, f_{2f}. Taitel, Bamea y Dukler. 1980. Bamea. 1987. Hasan y Kabir. 1988. Ansari et. al. 1994.

Para evaluar las correlaciones de flujo y determinar las caídas de presión a través de la tubería, es necesario disponer de la siguiente información:

- Relación gas líquido
- Gravedad específica del gas
- Factor volumétrico de formación a diferentes presiones
- Relación gas en solución a diferentes presiones
- Grados API del crudo
- Gravedad específica del agua producida
- Tasas de flujo de petróleo y agua
- Presión fluyente en superficie
- Temperatura de superficie y de fondo
- Profundidad
- Tasa de flujo de gas
- Angulo de inclinación de la tubería
- Tamaño de la tubería

En la mayoría de los casos no se dispone de toda esta información, por lo que se tiene que recurrir a suposiciones y uso correlaciones para su determinación. Por ejemplo, generalmente no se dispone de propiedades PVT a diferentes presiones y temperaturas por lo cual es necesario el uso de correlaciones para calcularlas. En el desarrollo de la metodología se indican las fuentes de estas variables y selección de correlaciones. A continuación se presenta una breve discusión de las correlaciones de empleadas para el cálculo de caídas de presión a través de la tubería.

Poettmann y Carpenter

Poettmann y Carpenter desarrollaron un método semi-empírico que utiliza la ecuación general de energía y datos de 49 pozos, 34 pozos produciendo por flujo natural y 15 pozos produciendo por levantamiento con gas, donde la pérdida de energía total se debe a las pérdidas por elevación y fricción, los fluidos se consideraron como una mezcla homogénea de petróleo, gas y agua para el cálculo de la densidad del fluido y de la velocidad de flujo. Esta correlación permite conocer las presiones de fondo con una buena aproximación

cuando la tasa de flujo es alta y la relación gas-líquido baja. Suposiciones de esta correlación:

- No se considera que existe deslizamiento entre las fases y no considera regímenes de flujo.
- Los efectos de viscosidad fueron asumidos como insignificantes, aunque el trabajo realizado por Ros y Hagedorn & Brown han mostrado que estos efectos viscosos para los crudos con viscosidades mayores que 6 cp ó 10 cp, son muy significativos.
- El término de aceleración en la ecuación general de la energía fue considerado insignificante. Si bien esto es cierto para muchos casos, el término es significativo para velocidades extremadamente altas y fue incluido en el factor de fricción.
- Las pérdidas por fricción se consideran promedias a lo largo de la tubería. Aunque el factor de pérdida de energía (o factor de pérdida de fricción) es asumido para un rango de valores por encima de la longitud de la tubería vertical, realmente fue encontrado por otros investigadores que estos varían desde el fondo hasta el tope del eductor.
- Aplicable a pozos con las siguientes características:
 - ✓ Diámetro de tubería: 2, 2,5 y 3 pulgadas.
 - ✓ Viscosidades líquidas < 10 cps.
 - ✓ Relación gas-líquido < 1500 PCN/BN.
 - ✓ Tasa de producción líquida > 400 BPD.

Fancher & Brown

Estos investigadores aplicaron la correlación de Poettmann y Carpenter a noventa y cuatro (94) pruebas de pozos experimentales considerando la relación gas líquido como parámetro adicional en el cálculo del factor de fricción. Esta correlación puede utilizarse con buenos resultados para:

- ✓ Tasas de producción líquida < 400 BPD.
- ✓ Diámetro de tubería mayores de 2" y menores de 2,5".
- ✓ Relación gas-líquido < 5000 PCN/BN.

Esta correlación es por lo tanto, un ajuste al método de Poettmann & Carpenter y es mas precisa para bajas tasas de flujo y grandes RGP. Dicha correlación no es recomendable para

diámetros menores que 2 3/8" y mayores que 2 7/8", además de no tomar en cuenta propiedades del fluido como tensión superficial y viscosidad. Durante su desarrollo, se obtuvo un parámetro de correlación adicional necesario para establecer una relación apropiada, dicho parámetro lo representa la relación gas-líquido.

Hay que considerar que el factor de fricción desarrollado (que incluye como parámetro la RGP) presenta un mayor efecto bajo las características de bajas tasa y altas RGP, y dado que la presente correlación no considera las viscosidades, la tensión superficial ni el deslizamiento entre las fases, la misma debe un alto porcentaje del gradiente de presión calculado, al factor de fricción, por lo cual bajo las condiciones antes mencionadas Fancher & Brown ofrece una buena aproximación.

Hagedorn and Brown:

En 1964 Hagedorn y Brown presentaron dos trabajos. En el primero se estudió el efecto de la viscosidad en tubería de 1¼" de diámetro y 1500 pies de longitud. Para ello utilizaron cuatro fluidos de diferentes viscosidades, cada uno de los cuales se probó a diferentes tuberías y relaciones gas-líquido.

En el segundo trabajo presentan una correlación general para el cálculo de gradiente de presión resultando una ecuación similar a la de Poettman y Carpenter. En el cálculo de la densidad de la mezcla se emplearon una aproximación de factor de entrapamiento de líquido cuando no existe deslizamiento entre las fases.

En conclusión los aspectos de dicha correlación son:

- a.- La ecuación de gradiente de presión es similar a la de Poettman y Carpenter, pero incluye el término energía cinética y considera que existe deslizamiento entre las fases.
- b.- No considera los regímenes de flujo.
- c.- El factor de fricción para flujo bifásico se calcula utilizando el diagrama de Moody.
- d.- La viscosidad líquida tiene un efecto importante en las pérdidas de presión que ocurre en flujo bifásico.
- e.- El factor de entrapamiento líquido o fracción del volumen de la tubería ocupado por líquido es función de cuatro números adimensionales, número de velocidad líquida, número de velocidad del gas, número diámetro de la tubería y número viscosidad líquida.

Begs and Brill:

En 1973 publicaron un esquema para calcular las caídas de presión que ocurren durante el flujo simultáneo de gas y líquido en tuberías verticales, horizontal e inclinadas. Dicha correlación se desarrollo usando mezcla de aire y agua fluyendo en tubería acrílica de 90 pies de longitud y de 1 a 1.5 pulgadas de diámetro interno. Los autores establecieron ecuaciones según los regímenes de flujo segregado, intermitente y distribuido para el cálculo del factor de entrapamiento líquido y definieron el factor de fricción bifásico independientemente de los regímenes de flujo.

Orkiszewski

Combinó el trabajo de Griffith para flujo burbuja, el de Griffith & Wallis para flujo tapón y el de Duns & Ros para flujo neblina. Desarrollo nuevas correlaciones para el cálculo de la densidad de la mezcla y el factor de fricción para el caso de flujo tapón utilizando un parámetro denominado coeficiente de distribución del líquido, el cual se correlacionó con el diámetro de la tubería, la velocidad superficial y la viscosidad líquida, usando los datos de Hagedorn & Brown, esta correlación fue respecto a dicho error de 10,8%. El autor concluye que su correlación resulta mejor que la de Duns & Ros y la de Hagedorn & Brown. Orkiszewski considera deslizamiento entre las fases y la existencia de cuatro regímenes de flujo (burbuja, tapón, anular, neblina).

Duns and Ros:

En 1961 Ros demostró que una correlación de gradiente de presión debe considerar el factor de entrapamiento líquido y la fricción en las paredes. Relacionó los efectos anteriores con parámetros adimensionales y por medio de un programa experimental de laboratorio, determinó tres regímenes de flujo, los cuales dividió en tres regiones: baja, media y alta presencia de gas. El factor de entrapamiento fue relacionado con la velocidad de deslizamiento del fluido, la cual es la diferencia promedio real entre las velocidades del gas y el líquido.

En 1963, Duns and Ros desarrollaron una correlación con base en datos de laboratorio obtenidos en tubos plásticos y observaron la influencia de los patrones de flujo en el comportamiento del mismo. Presentaron relaciones para calcular la densidad de la mezcla, factor de entrapamiento y factor de fricción de acuerdo con el régimen de flujo existente.

Determinaron la dependencia de los patrones de flujo con ciertos números adimensionales y derivaron una correlación para la velocidad de deslizamiento entre las fases.

Duckler y colaboradores.

Duckler presentó dos correlaciones para flujo multifásico horizontal. La primera no considera que existe deslizamiento entre las fases y supone flujo homogéneo, la segunda correlación considera que existe deslizamiento entre las fases. Ninguno de los casos toma en cuenta los regímenes de flujo.

Del trabajo desarrollo por Duckler y colaboradores la parte que ha tenido más aceptación es el mapa de patrones de flujo que ellos proponen, el cual es desarrollado mediante un modelo mecánico.

Modelos Mecánicos

Dentro del grupo de modelos mecánicos están las correlaciones de Taitel, Bamea y Dukler, Bamea, Hasan y Kabir, Ansari et. al. Estos modelos están basados en los mecanismos físicos, los cuales determinan la transición entre los distintos regímenes de flujo. Una vez que el mecanismo de transición límite es definido, puede desarrollarse un modelo o una expresión analítica. Dicho modelo incorpora el efecto de las variables, como: tasas de líquido y gas (parámetros operacionales), diámetro de tubería y ángulo de inclinación (parámetros geométricos) y las propiedades físicas de los fluidos, por lo tanto, la predicción de patrones de flujo bajo diferentes condiciones de flujo puede considerarse a otros caminos más fiables. Las correlaciones desarrolladas bajo el modelo mecánico consideran:

- ✓ La ocurrencia de los fenómenos físicos entre las fases.
- ✓ Existencia de resbalamiento entre fases.
- ✓ Las pérdidas por fricción, aceleración y elevación.
- ✓ Las características del flujo para todos los patrones de flujo.
- ✓ Ser utilizadas para cualquier diámetro y largas longitudes de tubería.
- ✓ Además, garantizan resultados confiables cuando el patrón de flujo es intermitente.

2. PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La problemática actual de aumento del consumo energético ha perjudicado las actividades relacionadas con la industria petrolera. Para solventar esta situación se hace necesario implementar métodos, prácticas y tecnologías que ayuden al mejor aprovechamiento de los recursos energéticos, combinado con la explotación racional y eficiente de las reservas de hidrocarburos.

Es por ello que se requiere de una metodología que permita evaluar proyectos de conversión de métodos de producción. Esta metodología esta enfocada al mejor aprovechamiento del recurso energético y a la determinación de métodos factibles que garanticen la mayor producción del campo que sé este evaluando.

2.1. DELIMITACIÓN DEL ÀREA DE ESTUDIO

La metodología de evaluación de cambio de métodos de producción es probada en la parcela **A 185** de la segregación Rosa Mediano. En este campo se requiere evaluar la factibilidad de cambios de métodos de producción, como una solución a la problemática actual de poca disponibilidad de gas de inyección. A continuación se hace una descripción de la segregación Rosa Mediano.

Esta segregación es producida en un área aproximada de 418 km² en los campos La Rosa, Punta Benítez, Tía Juana y parte del campo Lagunillas. El POES asociado es de 17.9 MMMBLS y cuenta con unas reservas remanentes de 1.07 MMMBLS. El promedio de producción promedio año es de 84 MBPD de crudo de 24 °API.

Cuenta con 91 yacimientos de edad geológica correspondiente al Mioceno, Eoceno y cretaceo, agrupados en 4 áreas de explotación: Mioceno Norte, Eoceno Oeste, Eoceno Norte y la Franja del Kilómetro. De los 91 yacimientos, 87 se encuentran produciendo bajo mecanismo de producción primaria, los otros 4 yacimientos están sometidos a recuperación secundaria mediante 6 proyectos de inyección de agua y 1 de inyección de gas. El principal mecanismo de estos yacimientos es el empuje por gas en solución,

sin embargo existen algunos yacimientos con empuje hidráulico. Un total de 1377 pozos que han penetrado estos yacimientos, de los cuales existen 877 como productores activos y 500 están inactivos por diversas causas. En la TABLA 2.1 se muestra las propiedades y características promedio por miembro productor de la segregación Rosa Mediano.

TABLA 2.1 PROPIEDADES Y CARACTERÍSTICAS PROMEDIO POR MIEMBRO PRODUCTOR DE LA SEGREGACIÓN ROSA MEDIANO.

PROPIEDADES / CARACTERÍSTICAS	MIOCENO: FORMACIONES BACH, LAGUNA, LAGUNILLAS, LA ROSA, ICOTEA.	EOCENO: FORMACIÓN MISOA; ARENAS B-X, C-X Y CRETACEO
Número de yacimientos	18	73
POES, MMBNP	9258	8642
Profundidad, pies	2700 – 4000	4000 – 6500
Espesor de ANP, pies	169	726
Porosidad (f), %	25 – 31	12 – 22
Permeabilidad (k), Md	350 – 1200	30 – 250
Presión yacimiento, lpca	350 – 800	600 – 1200
°API	17 – 24	26 – 30
Pozos activos	588	286
Pozos inactivos	389	86
Producción total, MBPPD	50	40
Producción promedio/pozo, BPPD	85	140
Reservas remanentes, MMBNP	644	433

El sistema de producción predominante en el campo es el gas lift. El proceso de levantamiento se realiza a través de 2 plantas de compresión con capacidad de compresión efectiva en el orden de los 700 MMPC.

En la División de Occidente de PDVSA Exploración y Producción se ha notado un aumento del consumo de gas comprimido. Esto ha generado que en el área Nor - Oriental de la red de gas ubicada en el Lago de Maracaibo, y que comprende la segregación Rosa Mediano, se establezca una condición de consumo y entrega de gas limitada. A los requerimientos de gas comprimido realizado por las Unidades de Explotación se unen los requerimientos de terceros (Refinerías, Comunidad, etc.), inyección a yacimientos y el propio combustible utilizado en las plantas de compresión.

Esta limitante afecta los planes de extracción de crudo debido a que el 95% de los pozos de la segregación producen por el método del gas lift.

Debido a esta situación la unidad anteponiéndose a la problemática decidió llevar a cabo, a través de un grupo multidisciplinario conformado por ingenieros en yacimientos, infraestructura, producción y de la alianza PDVSA-CENTRILIFT, un proyecto piloto para estudiar la adaptabilidad de método alternos de levantamiento en pozos pertenecientes a la segregación Rosa Mediano.

2.2. OBJETIVOS

2.2.1. Objetivo General

El objetivo principal de este trabajo es investigar, plantear y probar una metodología que permita evaluar los posibles esquemas de producción de un campo, bajo consideraciones técnicas y en función de la información disponible.

2.2.2 Objetivos Específicos

- Aplicar la metodología planteada en el campo Rosa Mediano.
- Evaluar factibles cambios de métodos de producción
- Determinar métodos de producción alternativos
- Estimar el impacto en la producción y el consumo de gas
- Generalizar la metodología para ser utilizada en otros campos.

3. METODOLOGÍA

En este capítulo se plantea a metodología seguida para evaluar y postular los pozos como candidatos a cambio de método. La metodología fue dividida en siete fases, las cuales se mencionan a continuación.

- I. Recopilación de información de producción
- II. Primera selección: Tomando en cuenta las condiciones producción.
- III. Recopilación de información de los pozos preseleccionados: Datos mecánicos, de fluidos y yacimientos.
- IV. Selección de correlaciones de propiedades de los fluidos y de flujo multifásico.
- V. Construcción de curvas IPR.
- VI. Construcción de curvas de rendimiento de LAG.
- VII. Selección de pozos candidatos a cambio de método.
- VIII. Determinación de métodos factibles.
- IX. Determinación de curvas de producción contra consumo de gas.

3.1. RECOPIACIÓN DE DATOS DE PRODUCCIÓN

Para evaluar el método actual y determinar factibles cambios se requiere recopilar la información de datos de producción, los cuales se especifican a continuación y se indican sus respectivas fuentes.

3.1.1. Datos de producción

Involucra la data básica de producción como relación gas petróleo, porcentaje de agua y sedimentos, presión de cabezal, tasa de producción de líquido, gravedad específica. Estos datos son obtenidos de las bases de datos OFM, Centinela y Aico. En la **FIGURA 3.1** se muestra un ejemplo de las gráficas de producción de un pozo generada en OFM.

3.1.2. Problemas de producción

Información de los problemas de producción que presenta el campo como arenamiento, parafinas, emulsiones. Esta información se puede obtener de la carpeta del pozo o consultando con custodios del yacimiento.

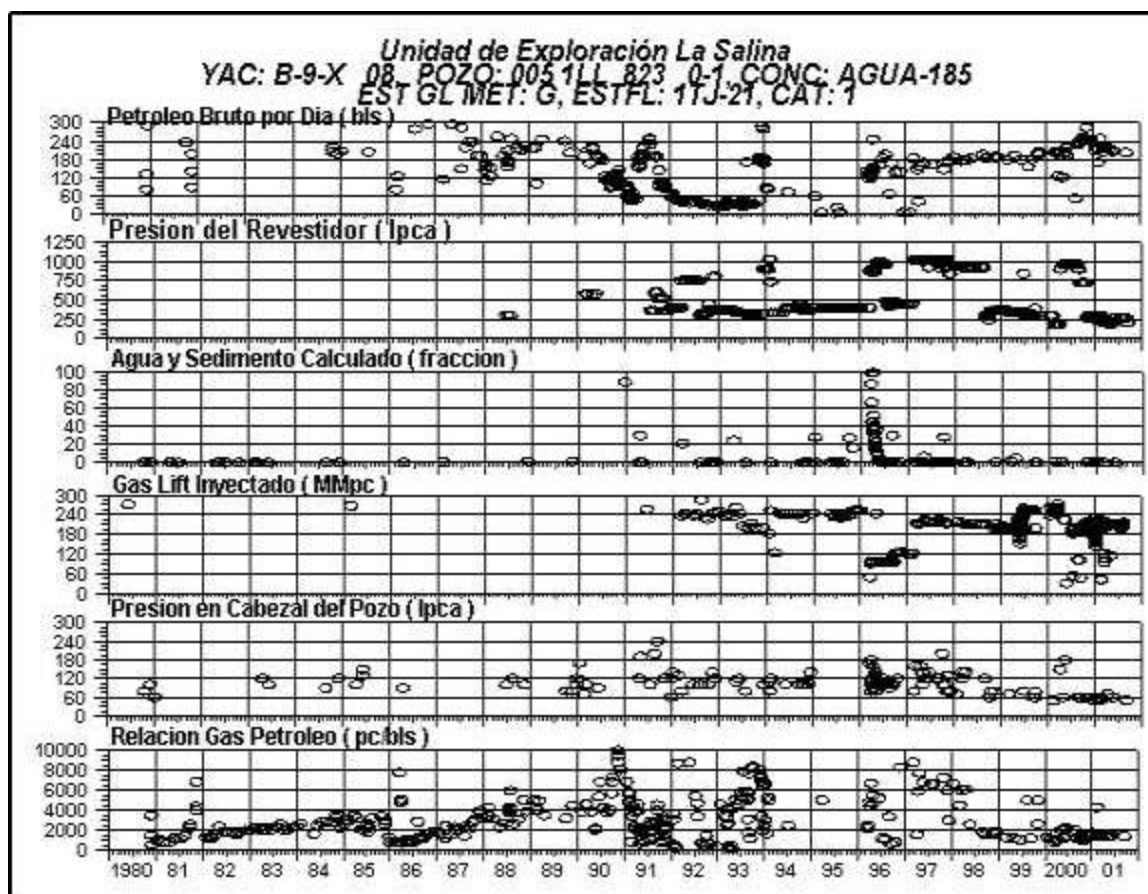


FIGURA 3.1. EJEMPLO DE GRÁFICAS DE PRODUCCIÓN OBTENIDAS DE OFM

3.2. PRIMERA SELECCIÓN

Con la información de producción de los pozos en estudios se procede a descartar los pozos a cambio de método por los siguientes problemas de producción.

- **Altas relación gas líquido:** Es una limitación para métodos por bombeo, por lo que se descartarían los pozos con RGL mayor de 1500 PCS/BN (valor establecido por la pericia en métodos de bombeo).
- **Alto porcentaje de agua:** Cuando el pozo presenta alto porcentaje de agua (mayor a 60%) con baja producción de petróleo neto y que se observe gráficamente aumento acelerado del porcentaje de agua
- **Problemas de arena:** Para esto se revisa en la carpeta el chequeo de fondo del pozo, donde se ve si el pozo está o no esta arenado. Si el pozo no contiene chequeo de fondo es porque no ha sido necesario efectuarle chequeo de fondo por presentar bajo contenido de sólidos en las pruebas.
- **Limitaciones físicas:** La ubicación geográfica del pozo también podría ser un factor limitante para la selección del método de producción. Por ejemplo para pozos que se encuentren en ambientes marinos o costa afuera, el método de bombeo mecánico es recomendable descartarlo, porque su instalación involucraría la construcción de plataformas que requieren de altas inversiones, esto sería una gran desventaja con respecto a otros métodos de bombeo que no requieren de esta plataforma.

3.3.1. Datos mecánicos

Para pozos que producen por LAG, se requiere de su completación los datos del diseño actual. Estos datos, como se ve en la **FIGURA 3.3**, son profundidad de colocación de las válvulas, temperatura a la profundidad de la válvula tomada de la prueba de presión y temperatura (si el modelo de temperatura es manual sino no se coloca ningún valor) presión de calibración en laboratorio, diámetro del asiento. También se introducen en esta ventana las condiciones de inyección como tasa de inyección, presión de inyección en el cabezal.

Well Equipment Data - CAC2.wfl

Equipment Data:

MD (ft)	OD (in)	Weight (lbs/ft)	ID (in)	Roughness (in)	Casing ID (in)	Temperature (degrees F)	Type	Name
3333.000	2.875	11.000	2.057	0.00120	4.787	60.000	Tubing	TUB1
3442.000	5.500	20.000	4.787	0.00120		60.000	Casing	Casing
3527.000	2.875	11.000	2.057	0.00120	4.787	60.000	Tubing	TUB2

Insert Row Delete Row Fill Down OK Cancel

41

MD (ft)	TVD (ft)	Temp (degrees F)	Manufacturer	Valve Model	Name	Status
2654.461	2637.073	145.062	None	1.5" IPO	GL Valve	Active
4755.824	4374.515	167.742	None	1.5" IPO	GL Valve	Active
6785.998	5841.945	187.922	None	1.5" IPO	GL Valve	Active
8436.102	7015.561	197.685	None	1.5" IPO	GL Valve	Active
9684.318	7901.243	204.340	None	1.5" IPO	GL Valve	Active
10500.955	8522.996	210.287	None	1.5" IPO	GL Valve	Active
11094.914	8972.996	214.742	None	1.5" IPO	GL Valve	Active
11668.873	9422.996	219.198	None	1.5" IPO	GL Valve	Active

Status	Port Size (64th in)	R = Apl/Ab	TRQ pressure (psia)
Active	24	0.1434	1000.0
Active	24	0.1434	1000.0
Active	24	0.1434	1000.0
Active	24	0.1434	1000.0
Active	24	0.1434	1000.0
Active	24	0.1434	1000.0
Active	24	0.1434	1000.0
Active	24	0.1434	1000.0

FIGURA 3.3. VENTANA DE DATOS DE LAG DE WELLFLO

3.3.2. Presión estática y temperatura

Para obtener la presión estática por pozo al nivel de las perforaciones se debe disponer del histórico de presión y de producción. Con esta información se construyen las curvas de declinación de la presión en función de la producción acumulada por pozo. Con la tendencia de presión versus producción acumulado se determina la presión estática actual al datum de medición. Luego el valor obtenido es llevado al nivel de las perforaciones con el gradiente medido del yacimiento.

Para pozos que no tengan histórico de presión se asume la misma tendencia del pozo más cercano con historia de presión, pertenecientes ambos al mismo yacimiento. Para esto se necesita de un mapa estructural del yacimiento. Luego se determina la presión estática actual con esta tendencia y el acumulado de producción.

La temperatura al nivel de las perforaciones se toma la de la última prueba presión estática o Build-up, asumiendo que la temperatura del yacimiento no varía considerablemente con el tiempo ni con producción. Para los pozos sin medición de presión estática se asume la

misma temperatura del pozo más cercano que si posea esta medición y que este en el mismo yacimiento, para lo cual se usa un mapa estructural del yacimiento.

3.3.3. Análisis PVT

Se requiere de análisis PVT de los yacimientos en estudios o de yacimientos vecinos pertenecientes al mismo campo al cual pertenecen los pozos que se están analizando para cambio de método. Esto con el fin de seleccionar las correlaciones que mejor describan el comportamiento de las propiedades de los fluidos con cambios de presión y temperatura. Esta selección se hace comparando los valores reales medidos de cada propiedad con los calculados por las correlaciones de Wellflo a las mismas condiciones de presión y temperatura a las que fueron medidos. Mas adelante se describe el procedimiento para seleccionar las correlaciones para determinar las propiedades PVT.

3.3.4. Registros dinámicos de presión y temperatura

Con el fin de seleccionar la correlación de flujo vertical, de las disponibles en Wellflo, por comparación de los resultados de estas con mediciones reales se requiere del último registro de presión y temperatura a condiciones dinámicas por pozo. Para un pozo que no se le haya realizado este tipo de registro se asume la misma correlación ajustada del pozo más cercano perteneciente al mismo yacimiento que si se le haya efectuado este tipo de registro. Si ninguno de los pozos del yacimiento tiene registros de presión y temperatura se asume el comportamiento de pozos de un yacimiento vecino con semejantes propiedades de producción y completación.

3.4. SELECCIÓN DE CORRELACIONES

Esta fase consiste en seleccionar las correlaciones, para cálculos de propiedades de los fluidos y caídas de presión, por comparación entre los datos medidos y los valores calculados por Wellflo mediante estas correlaciones.

3.4.1. Selección de correlaciones para propiedades de los fluidos (PVT)

Para seleccionar las correlaciones para las propiedades PVT del fluido es necesario primero cargar en Wellflo, mediante la ventana mostrada en la **FIGURA 3.4**, los siguientes datos de producción.

- **Gravedad específica de los fluidos producidos:** Estos son grados API del crudo, gravedad específica del gas y del agua.
- **Relación gas petróleo:** Este parámetro está disponible en todas las pruebas de producción y están cargados en las bases de datos Centinela y OFM. La relación gas petróleo que se introduce es RGP inicial de producción o el correspondiente a la prueba tomada para el análisis PVT.
- **Porcentaje de agua:** Igual que el anterior, esta disponible en todas las pruebas y se obtienen de las bases de datos Centinela y OFM. También se toma el valor correspondiente a la prueba para el análisis PVT. Es el valor de porcentaje de agua producido al inicio de producción del pozo que generalmente es cercano de cero.

FIGURA 3.4. VENTANA DE ENTRADA DE DATOS DE PRODUCCIÓN EN WELLFLO

Una vez introducidos los datos de producción se debe seleccionar, también en la ventana de la **FIGURA 3.4** las correlaciones para el cálculo de las propiedades PVT para los cambios de presión y temperatura que ocurren en la tubería de producción. Las correlaciones disponibles en Wellflo son las siguientes:

- Para presión de Burbujeo (P_b), Factor volumétrico de formación del petróleo ($\hat{\alpha}_o$), y Relación gas petróleo. Las correlaciones disponibles son: Laso, Lasarte, Standing, Vazquez – Beggs, Petrosky y Macary.
- Para la viscosidad del petróleo las correlaciones disponibles son: Beal – Chew et al; Beggs et al; ASTM – Chew et al; ASTM et al.
- Para la viscosidad del gas: Carr et al; Lee et al.

Es importante señalar que los análisis PVT son hechos a temperatura constante (a la temperatura del yacimiento), por lo que no se puede hacer el ajuste de las correlaciones por cambios de presión y temperatura sino sólo por cambios de presión. Pero se asume que no hay desviación considerable en los resultados de la correlación por efectos de temperatura y que las correlaciones se ajustan también a los cambios simultáneos de presión y temperatura. A continuación se describe el procedimiento a seguir para seleccionar las correlaciones PVT en Wellflo.

En la ventana de introducción de datos de producción (**FIGURA 3.4**) se selecciona la opción Match y se abre la ventana mostrada en la **FIGURA 3.5**. Esta ventana permite introducir valores medidos de propiedades PVT para diferentes presión y temperatura. Esto se hace en la parte superior derecha de la ventana, escogiendo primero la propiedad que se desea ajustar en la parte superior izquierda e introduciendo el valor de la relación gas petróleo para la prueba correspondiente al análisis PVT. Luego el programa calcula los valores de la propiedad para las mismas presiones y temperaturas de la prueba, con la correlación seleccionada en la ventana de introducción de datos de producción (**FIGURA 3.4**). Comparando los valores medidos y calculados se puede ver la aproximación de la correlación seleccionada. Regresando a la ventana de introducción de datos se puede cambiar la correlación para la propiedad que se está calculando volviendo a la ventana “Match” para hacer el cálculo, repitiendo hasta encontrar la correlación que de la mejor

aproximación. Finalmente el resultado obtenido es un gráfico que compara los valores (de cada propiedad) medidos con los calculados a las mismas presión y temperatura como el mostrado en la **FIGURA 3.6**.

Este procedimiento debe repetirse para cada prueba PVT, desde la introducción de los datos de producción hasta la selección de la correlación para cada propiedad.

The 'Match oil properties' dialog box is shown. It has a 'Match property' dropdown set to 'Bubble Pt Press.'. Below it, 'using correlation' is set to 'Glaso'. 'at produced GOR' is set to '500,000 SCF/STB'. There are 'Zero values ->' and 'Reset tuning' buttons. 'Tuning parameters' are set to '1.00000' and '0.00000'. 'Tuned Pb or Rs at std. conditions' has radio buttons for 'Anchored' (selected) and 'Free'. At the bottom are 'Match:' buttons: 'OK', 'Cancel', 'Calculate', 'Best fit', and 'Copy'.

FIGURA 3.5. VENTANA DE AJUSTE (MATCH) DE CORRELACIONES PVT EN WELLFLO

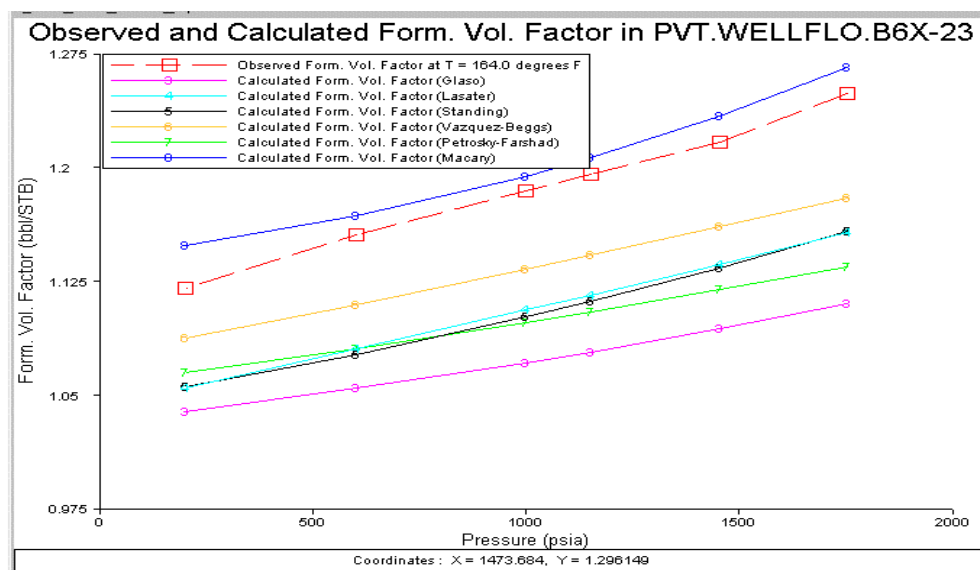


FIGURA 3.6. EJEMPLO DE COMPARACIÓN DE CORRELACIONES PVT DE WELLFLO

3.4.2. Modelos de temperatura^[12]

Consiste en indicarle al **sistema, a través de las ventanas “Pressure Drop” y “Punto de operación” FIGURAS 3.7 y 3.11** respectivamente, la forma de determinar los cambios de temperatura a lo largo de la tubería de producción, con los cuales determina las propiedades de los fluidos y el gradiente de presión a esas temperaturas. Los modelos de temperatura disponibles en wellflo son los que se describen a continuación.

Manual: Es un modelo simplista que consiste simplemente en indicarle (introducir) al sistema el valor de temperatura puntual en los diferentes nodos entre el cabezal y el fondo del pozo con lo que el sistema calcula por interpolación lineal la temperatura de interés en cada tramo de la tubería. Con estas temperaturas se determina internamente las propiedades de los fluidos, gradientes y las caídas de presión.

Calculado: Modela un perfil de temperaturas basado en el modelo simplista de transferencia de calor desarrollado por Ramey (ver capítulo 1). El modelo es usado con sus componentes básicos tomando en cuenta la desviación y los efectos externos de gradientes de temperatura. El modelo consiste en calcular un gradiente geotérmico constante entre las temperaturas del yacimiento y la superficie o del mar (dependiendo de donde se encuentre el cabezal del pozo).

Calibrado: Consiste básicamente en lo mismo que el modelo anterior, con la diferencia que la interpolación es hecha entre la temperatura del yacimiento y la temperatura medida del cabezal del pozo. Entonces, para este modelo se necesita de la medición de temperatura en el cabezal. Desde luego este modelo es más preciso que el anterior, pero si se dispone de toma de temperatura en el cabezal.

De acuerdo a lo discutido anteriormente el modelo de temperatura es seleccionado con base a la información de temperatura que se tenga. Si el pozo posee registro actual de presión y temperatura, el modelo seleccionado sería el manual. Si el pozo no posee este registro y si es factible medir su temperatura en el cabezal, entonces se escogería el modelo calibrado.

Si no es posible medir la temperatura en el cabezal del pozo se seleccionaría el modelo calculado introduciendo la temperatura de la superficie.

3.4.3. Selección de correlación para el cálculo de gradiente de presión

Consiste en seleccionar, mediante Wellflo, la correlación de flujo que mejor se ajuste a los datos reales medidos de presión fluyente. A continuación se explica el procedimiento a seguir (por pozo con registros) en el simulador wellflo para generar las curvas de presión y temperatura dinámica con diferentes correlaciones.

Lo primero que se debe hacer es introducir los datos de completación del pozo (**FIGURA 3.2**). Luego se introducen los datos del diseño y condiciones del método de levantamiento instalado en el pozo (**FIGURA 3.3**).

A continuación se introducen las propiedades de producción de los fluidos en la ventana mostrada en la **FIGURA 3.4**. También en esta ventana se deben escoger las correlaciones de las propiedades de los fluidos ($P_b, R_s, \hat{\alpha}_o, \hat{\iota}_o$) seleccionada de la forma explicada en la sección 3.2.2. Los datos de producción que se introducen son los correspondientes a pruebas tomadas para la fecha de la prueba de presión y temperatura, tomados de la base de datos centinela y OFM.

Finalmente se abre la ventana del módulo “**Pressure Drop**” ver **FIGURA 3.8**.

La información que debe cargarse en esta ventana es la siguiente:

1. Indicar Nodo superior: Cabezal
2. Presión de cabezal fluyente
3. Indicar Nodo inferior: Mitad de las perforaciones
4. Modelo de temperatura: Se selecciona uno de los tres modelos de la forma explicada en la sección 3.2.3.
5. Sensibilidad a la correlación de flujo vertical: Se escogen las correlaciones a comparar con los puntos reales medidos.
6. Tasa de producción

Las correlaciones de flujo multifásico disponibles por el simulador wellflo se describen en **CAPÍTULO 1** y se mencionan a continuación:

- Duns and Ros (std) y (mod)
- Beggs and Brill (std), (mod) y (no-slepp)
- Hagedorn and Brown (Std) y (Mod)
- Fancher and Brown
- Orkiszewski
- Dukler-Eaton- Flanigan
- EPS mechanistic.

Finalmente el resultado obtenido un gráfico como el mostrado en la **FIGURA 3.8**, en el cual se compara los puntos medidos de presión y temperatura con los calculados con las diferentes correlaciones de flujo multifásico vertical.

Nodal Analysis Control, Pressure Drop Mode - GASTEST.WFL

Calculation nodes
 Start node: **Outlet Node** Start node pressure: **200.000** psia
 Solution node: **Reservoir**

Temperature model
☐ Manual T seawater: **60.000** degrees F
☐ Calculated T atmosphere: **60.000** degrees F
☒ Calibrated T wellhead: **100.000** degrees F
☐ Coupled T outlet node: **85.000** degrees F
☐ Gas in Annulus Q gas: **3.000** MMSCF/day
☐ Gas to MD: T start node: **80.000** degrees F
 Relaxation distance factor: **1.000**

Gas flow rates (MMSCF/day)
 0.102 1.392
 0.287 1.576
 0.471 1.760
 0.655 1.945
 0.839 2.000
 1.023
 1.208

☐ Forced gas entry ☒ Use sensitivity 1
☐ Stability check ☒ Use sensitivity 2

Buttons: OK, Cancel, Calculate, Correlations..., Sensitivities..., Results...

FIGURA 3.7. VENTANA “PRESSURER DROP” DE WELLFLO

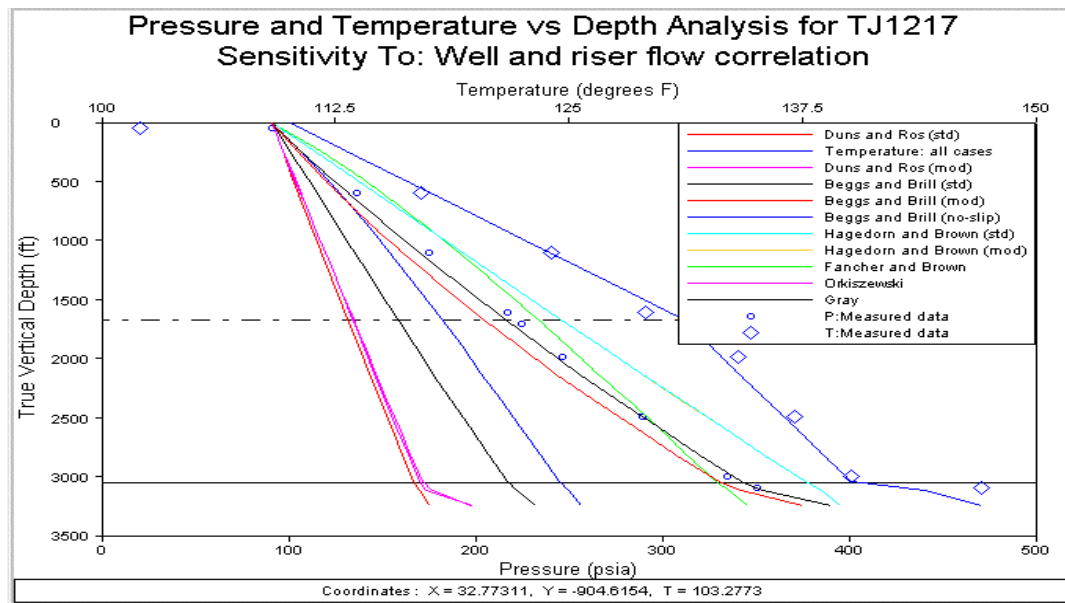


FIGURA 3.8. CURVAS DE PRESION OBTENIDAS POR CORRELACIONES DE FLUJO

3.5. CONSTRUCCIÓN DE CURVAS IPR

Para generar esta curva es necesario disponer de la presión estática al nivel de las perforaciones y por lo menos de tres pruebas de producción, las cuales deben incluir presión de fondo fluyente, para poder determinar la correlación que mejor se adapta al comportamiento de afluencia del pozo. Si las pruebas no incluyen presión de fondo, como en la mayoría de los casos, esta se debe determinar a partir de presión de cabezal, la cual si esta incluida en las pruebas de producción, y la correlación de flujo multifásico que mejor se ajuste al comportamiento real del pozo. A continuación se explica como determinar la presión de fondo fluyente.

Para determinar la presión de fondo, para pozos en gas lift o flujo natural, para diferentes pruebas de producción mediante el simulador Wellflo se debe abrir un archivo en el programa Wellflo y seguir el siguiente procedimiento dentro del mismo.

1. Cargar datos de completación del pozo (**FIGURA 3.2**).
2. Si el pozo produce por LAG introducir los datos requeridos del método y las condiciones del mismo, **FIGURA 3.3**.

3. Cargar datos de producción de la prueba y propiedades de los fluidos, mediante la ventana mostrada en la **FIGURA 3.4**. También se indica las correlaciones para propiedades de los fluidos seleccionadas de la forma indicada en la sección 3.2.2.
4. Ir a la ventana del “**Pressure Drop**” **FIGURA 3.7** y determinar la presión de fondo introduciendo primero la siguiente información:
 - a. Modelo de temperatura de acuerdo a la información disponible
 - b. Correlación de flujo multifásico vertical seleccionada para el pozo
 - c. Presión de cabezal y tasa de líquido de la prueba

Con esta información el simulador calcula la presión de fondo fluyente del pozo por prueba. Para calcular la presión de fondo para el resto de las pruebas se deben repetir los pasos 3, 4 y 5 actualizando los datos de producción y de inyección.

Teniendo la presión de fondo por prueba, bien sea medida directamente o determinada de la forma descrita anteriormente se procede a generar la curva de comportamiento de afluencia del pozo. Esto se hace con la ayuda del simulador wellflo en el módulo “**Parámetros del Yacimiento**”, **FIGURA 3.9**, donde se requiere la siguiente información:

- Profundidad de las perforaciones
- Presión estática al nivel de las perforaciones
- Temperatura al nivel de las perforaciones
- Dos pruebas de producción que incluyen tasa de producción y presión de fondo fluyente medidas o calculadas de las formas descrita anteriormente.
- Generar las curvas IPR seleccionando simultáneamente con los modelos IPR disponibles en Wellflo: Lineal, Vogel y Fetkovich. En la **FIGURA 3.10** se muestra un ejemplo de comparación de curvas IPR generadas en Wellflo y los puntos medidos.

Finalmente la curva IPR será la generada por el modelo que tenga mayor semejanza o aproximación a la tendencia real, que pase por los puntos de la prueba.

Si no se dispone de la información suficiente, como en la mayoría de los casos para seleccionar el comportamiento de afluencia del pozo se asumirá el resultado obtenido de pozos con información a pozos sin información del mismo yacimiento o cercanos. Por ejemplo si el modelo que mejor se ajusta, para un pozo con suficiente información, es el de Vogel, se asumirá este modelo para generar la curva de un pozo sin información perteneciente al mismo yacimiento al cual pertenece el primero.

FIGURA 3.9. MÓDULO PARÁMETROS DEL YACIMIENTO DE WELLFLO

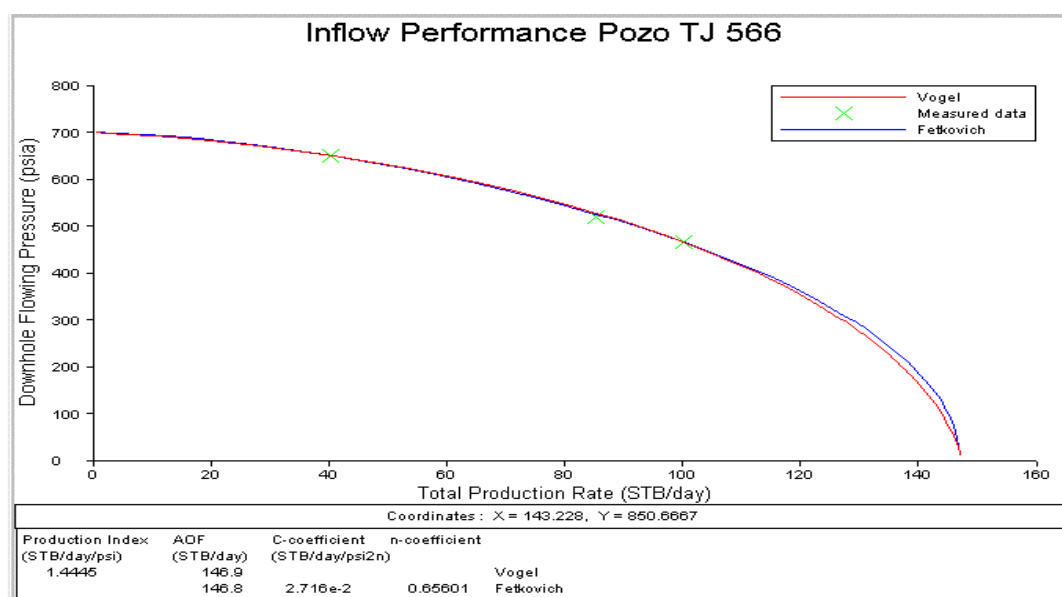


FIGURA 3.10. EJEMPLO DE CURVAS IPR GENERADAS CON DIFERENTES CORRELACIONES Y PUNTOS MEDIDOS

3.6. CONSTRUCCIÓN DE CURVA DE RENDIMIENTO DE LAG

Esta curva es una variante de curva de demanda (TPR) con sensibilidad a la relación gas líquido. La relación gas líquido varía con el cambio de la tasa de inyección de gas, luego graficando los diferentes puntos de operación contra las tasas de inyección se obtiene lo que se denomina curva de comportamiento del LAG. A continuación se explica el uso de Wellflo para determinar esta curva.

1. Abrir el mismo archivo de wellflo del pozo usado para determinar la presión de fondo por prueba.
2. Los datos de la completación y del gas lift se dejan igual.
3. Introducir los datos del yacimiento y el modelo IPR seleccionado, mediante el módulo **“Parámetros del Yacimiento”** (FIGURA 3.9).
4. Actualizar los datos de producción y propiedades de los fluidos para la fecha del estudio de cambio de método.
5. Abrir la ventana del módulo **“Punto de operación”** (FIGURA 3.11). El módulo **“Punto de operación”** permite construir la curva de demanda de los fluidos con análisis de sensibilidad en diferentes parámetros. En esta ventana se ingresa la siguiente información:
 - a. Nodo superior: Separador, Con su respectiva presión.
 - b. Nodo inferior: El yacimiento. Los datos del yacimiento ya están cargados en el módulo **“Parámetros del yacimiento”** en el cual se genera la curva IPR con estos datos y la correlación seleccionada.
 - c. Modelo de temperatura.
 - d. Correlación de flujo multifásico vertical
 - e. Parámetro a realizar análisis de sensibilidad: Tasa de inyección de gas.

Finalmente con la información suministrada en la ventana **“Punto de operación”** se genera la curva de rendimiento de LAG como la mostrada en la FIGURA 3.12.

Modal Analysis Control, Operating Point Mode - PB509.wfl

Calculation nodes

Top node: PM-7 Top node pressure: 115.000 psia

Bottom node: Layer 5

Solution node: Casing

Temperature model

☐ Manual T seawater: 90.000 degrees F

☒ Calculated T atmosphere: 85.000 degrees F

☐ Calibrated T wellhead: 100.000 degrees F

☐ Coupled T outlet node: 85.000 degrees F

☒ Gas in Annulus Q liq: 3000.000 STB/day

☐ Gas to MD: T top node: 80.000 degrees F

0 ft T bottom: 200.000 degrees F

Relaxation distance factor: 1.000

Liquid flow rates (STB/day)

7.528	102.375
21.077	115.924
34.627	129.474
48.176	143.024
61.726	
75.276	
88.825	

Auto-Range Edit Rates...

☐ Forced gas entry ☐ Use sensitivity 1

☐ Stability check ☐ Use sensitivity 2

☒ Iterate to exact operating point

OK Cancel Calculate

Correlations... Sensivities... Results...

FIGURA 3.11. MÓDULO “PUNTO DE OPERACIÓN” DE WELLFLO

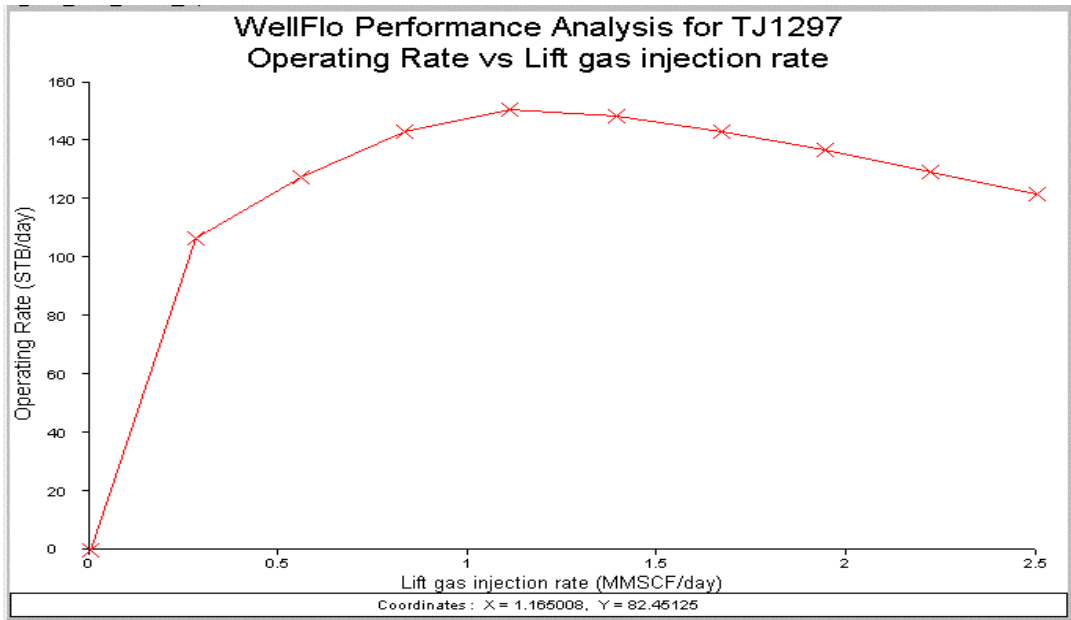


FIGURA 3.12. EJEMPLO DE CURVA DE RENDIMIENTO DEL LAG EN WELLFLO

3.7. SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS A CMLA

En este punto se determina la oportunidad de los pozos seleccionados en primera escogencia, tomando en consideración el incremento en producción disminuyendo la presión de fondo fluyente hasta el mínimo permisible para no alcanzar la tasa crítica, mediante un cambio de método o mejorando el actual. La tasa crítica es la tasa de producción de líquidos máxima a la que se debe llegar para que no ocurra en el pozo irrupción de capa de gas o agua y evitar el arenamiento en formaciones no consolidadas. En los campos desarrollados debería estar establecido por experiencia de campo un valor de fondo fluyente mínimo al que deben producir los pozos para no alcanzar la tasa crítica. El procedimiento para realizar la segunda de selección es el siguiente.

1. De las curvas IPR obtener el valor de tasa máxima posible de petróleo ($Q_{o\max}$ posible).
2. De las curvas de rendimiento del LAG obtener máxima tasa de producción en LAG ($Q_{o\max, LAG}$).
3. Determinar el diferencial entre tasa de producción máxima posible y actual (ΔQ_{o1}), y el diferencial entre la tasa máxima posible en LAG y la tasa actual (ΔQ_{o2}). En la **FIGURA 3.13**, se observa las tasas y diferenciales ploteados sobre la curva IPR.
4. Si ΔQ_{o1} es menor de 20 barriles, se descarta el pozo para cambio de método (se deja en el método actual). Si ΔQ_{o1} es mayor de 20 barriles se va al paso 5.
5. Si ΔQ_{o2} es menor de 10 quiere decir que con LAG se aproxima a la producción máxima posible, por lo tanto se deja el pozo produciendo a su tasa máxima en LAG. Si ΔQ_{o2} es mayor de 10 quiere decir que no se alcanza el máximo posible del pozo en LAG por lo que se decide cambiar el método de producción, con el fin de alcanzar la máxima producción permisible del pozo. En la **FIGURA 3.14** se muestra un diagrama de este procedimiento.

Es importante señalar que los 20 barriles de diferencia entre la tasa máxima y actual, se establecen basándose en el rango de variación promedio de las tasas de producción con respecto al tiempo (ver gráficas de producción **ANEXO A**). Este rango es indicativo de la tasa a que se puede llegar con la tasa de inyección actual. Se observa en las curvas de producción que la variación en los pozos es mayor a 20, pero se fija este valor para analizar una mayor cantidad de pozos.

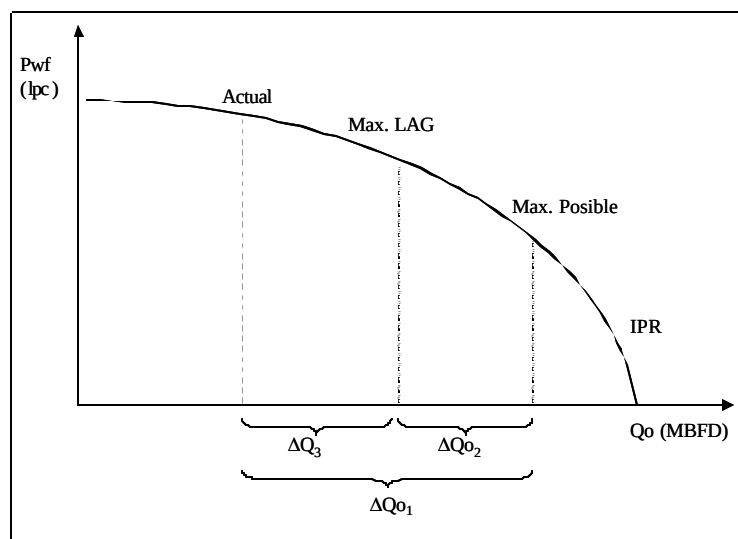


FIGURA 3.13. DIFERENCIALES DE PRODUCCIÓN

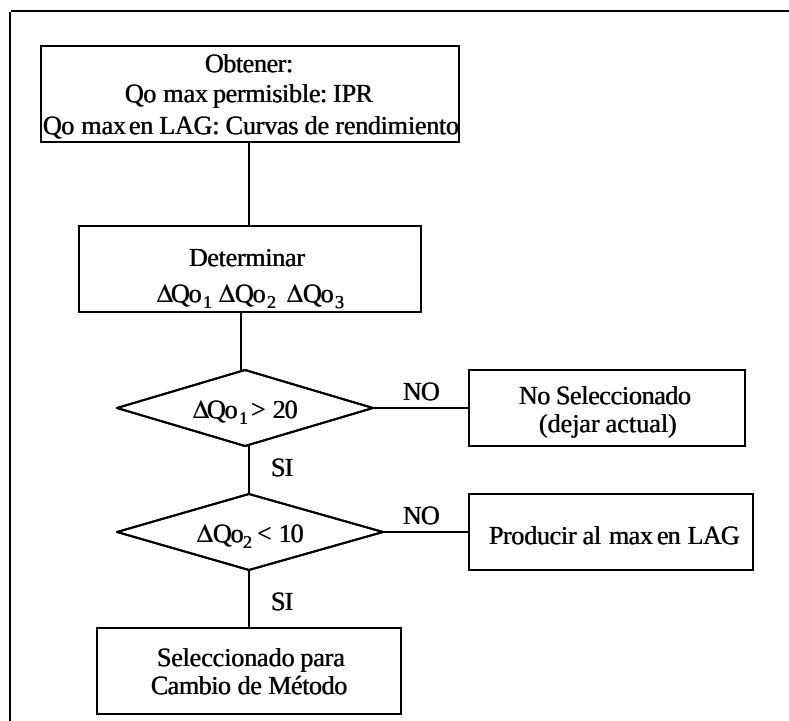


FIGURA 3.14. PROCEDIMIENTO PARA SEGUNDA SELECCIÓN

3.8. DETERMINACIÓN DE MÉTODOS FACTIBLES (SEDLA)^[13, 14]

Seleccionados los pozos candidatos a cambio de método de levantamiento artificial el siguiente paso es determinar de forma jerarquizada, con ayuda del Sistema Experto de Levantamiento Artificial (SEDLA), que métodos son factibles para las condiciones dadas de cada pozo y del yacimiento, tomando en cuenta sus fortalezas y desventajas de los métodos que se consideran aplicables luego del descarte inicial.

El sistema Experto de Levantamiento Artificial permite jerarquizar de acuerdo a la factibilidad técnica la aplicación de cada método de levantamiento artificial, según las condiciones del pozo en estudio y los requerimientos de producción. El sistema evalúa cada método por separado, considerando un conjunto de factores de carácter cualitativo, cuantitativo y de problemas de producción. Cada uno de estos factores tiene asociado un peso (por opiniones de expertos), que depende del rango en que se encuentre. Para cada método en particular, los factores antes mencionados son evaluados de acuerdo con los datos suministrados del pozo en estudio. Con el resultado de esta evaluación y con el peso de cada parámetro se le asigna una puntuación a cada método, siendo 100 el máximo valor posible, al mismo tiempo se van registrando las desventajas y advertencias que podrían afectar el desempeño del método o descartar su factibilidad técnica. La ventana de jerarquización permite al usuario seleccionar el conjunto de métodos más prometedor desde el punto de vista técnico.

Datos Cuantitativos:

Son aquellos que contienen información cuantificable del pozo, de los fluidos producidos y del yacimiento, estos son:

- Profundidad al tope de las perforaciones (pie)
- Temperatura al tope de las perforaciones (°F)
- Índice de Productividad (BPD/lpc): Se refiere al índice de productividad máximo del pozo ($P_{wf} = 0$).
- Relación gas-líquido de formación (PCN/BBL):
- Tasa de producción bruta deseada (BBPD).
- Corte de agua (%)
- Gravedad API del crudo (°API)

- Gravedad específica del gas
- Presión de inyección de gas en cabezal (lpc)
- Presión estática del yacimiento (lpc)
- Presión de Cabezal fluyente (lpc)
- Longitud y diámetro de la tubería de producción y línea de flujo.

Datos Cualitativos:

Contiene información adicional que es necesaria para caracterizar el pozo. Aquí se especifica si el pozo está ubicado en zona urbana, no urbana o costa afuera, si el volumen de gas disponible es limitado, ilimitado o no disponible. También se especifica la disponibilidad de energía eléctrica y la adaptabilidad de las fluctuaciones de voltaje a la declinación de la producción.

Problemas de producción

Aquí se agrupan los problemas de producción más comunes que a nivel de campo afectan la aplicación de los distintos métodos de levantamiento artificial. Estos problemas son: presencia de arena, aromáticos, corrosión, asfáltenos, emulsiones, escamas, parafinas, grado de desviación del pozo y formación de espumas. Para cada uno de los problemas debe indicarse el grado de severidad con un valor entre 0 y 5, donde 0 indica ausencia del problema y 5 indica que el problema es severo.

Filosofía del programa

Una vez que son ingresados al sistema los datos de entrada, los cuales son divididos en tres grupos de parámetros: cuantitativos, cualitativos y problemas de producción. Por método el sistema tiene asignado un peso a cada parámetro que depende del rango en que se encuentre y coeficiente (C_i) que es un valor variable entre cero y uno que representa la importancia del parámetro de acuerdo al grupo al que pertenezca y al método que se está evaluando. Luego la puntuación obtenida por método será la sumatoria del producto de los P_i por los C_i . De esta forma se obtiene un grupo jerarquizado de métodos factibles y desventajas de cada método para las condiciones de producción y de yacimiento de cada pozo. En la **FIGURA 3.15** se observa un ejemplo de la ventana de resultados de SEDLA.

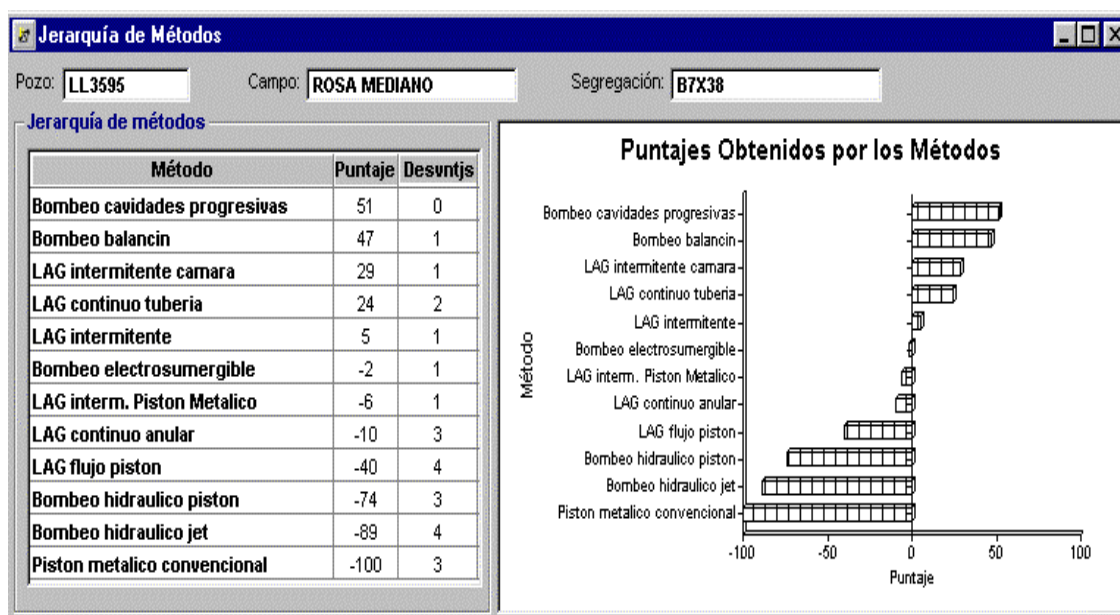


FIGURA 3.15. EJEMPLO DE RESULTADOS OBTENIDOS EN SEDLA

3.9. CONSTRUCCIÓN DE CURVAS DE PRODUCCIÓN Vs. CONSUMO DE GAS

Una vez que se han seleccionado los pozos candidatos a cambio de método de producción se procede a determinar las curvas de producción en función del consumo de gas, con el fin de establecer planes de ahorro en el consumo de gas y aumento de producción.

Esta curva consiste en la graficación de la producción acumulada en función del gas de inyección acumulado. El procedimiento en excel es el siguiente.

1. Se crea tabla con: Columna 1 nombre del pozo, columna 2 Q_o , columna 3 Q_g iny.
2. En la columna 4 se determina la relación Q_o/Q_g iny.
3. La tabla es jerarquizada de acuerdo a la relación Q_o/Q_g iny.
4. En la columna 5 se determina el petróleo acumulativo. En la columna 6 se determina el gas inyectado acumulativo.
5. Graficar Q_o acumulativo Vs Q_g iny acumulativo, ver **FIGURA 3.16**.

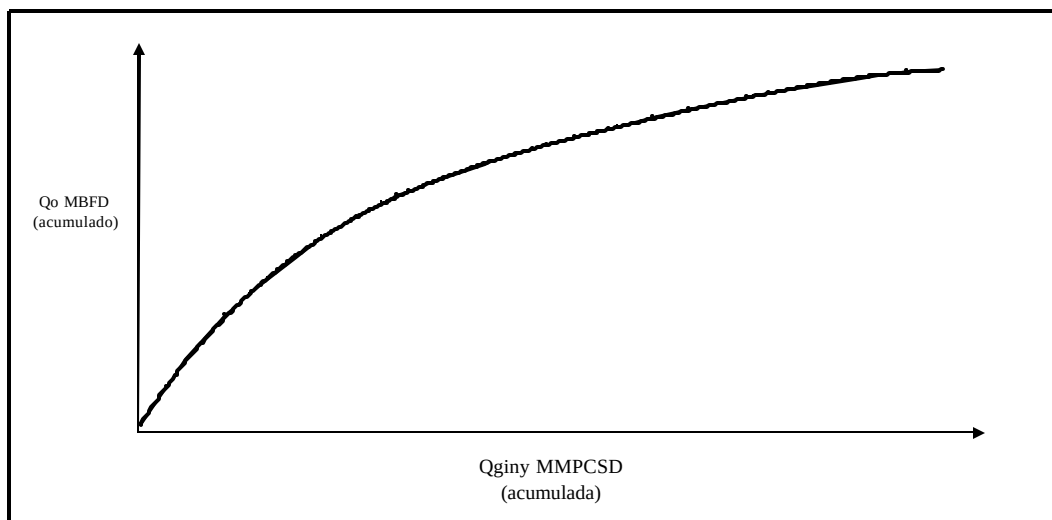


FIGURA 3.16. PRODUCCIÓN Vs. CONSUMO DE GAS

Una de las utilidades de esta gráfica es que permitir la determinación del punto donde deja de ser eficiente la inyección, de lo que se puede inferir cuales pozos pudieran dejar de ser producidos en LAG. También permite determinar la cantidad máxima de petróleo a producirse para un volumen de gas limitado. Entrando en la gráfica con el valor de tasa de gas disponible se determina la producción total, con este valor se va a la tabla donde están los pozos jerarquizados por relación de inyección, determinando cuales logran la producción total para la tasa disponible. El resto de los pozos podrían cerrarse con fines de ahorrar gas. Generando esta curva para diferentes escenarios, se infiere cual de estos es el recomendable para aumento producción y/o ahorro de gas. Los escenarios evaluados en este trabajo son:

- Pozos produciendo por método actual.
- Produciendo todos los pozos al máximo posible en LAG.
- Produciendo todos los pozos a su máximo rendimiento en LAG.
- Cambiando de método de pozos candidatos y resto produciendo al máximo posible en LAG.
- Cambiando de método los pozos candidatos, los que lleguen a máximo posible en LAG y dejando el método actual en pozos descartados en primera selección.
- CMLA y Máximo rendimiento en LAG

4. RESULTADOS

Aplicando la metodología planteada en el capítulo anterior a la parcela A 185 de la Segregación Rosa Mediano, se obtuvieron los siguientes resultados.

4.1. RECOPIACIÓN DE DATOS DE PRODUCCIÓN

4.1.1. Datos de Producción

En el **ANEXO A** se muestran las gráficas de producción obtenidas de OFM. En la **TABLA 4.1** se muestran los valores de cada parámetro de producción pertenecientes al tercer trimestre del año 2001 (fecha para la que se estudió el cambio de método). Estos datos como se ve en la **TABLA 4.1** fueron agrupados por yacimientos. En la **TABLA 4.1** también se especifica el método actual de producción del pozo.

4.1.2. Problemas de producción

De acuerdo a la información suministrada por los custodios de los yacimientos del campo no hay problemas de emulsiones, parafinas, asfaltenos, ni corrosión. En la **TABLA 4.2** se muestra la severidad (% arenado del intervalo productor) del problema para los pozos con arenamiento en la parcela estudiada. Estos porcentajes fueron obtenidos de los chequeos de fondo realizados a cada pozo, los cuales se hallan en las carpetas respectivas de cada pozo. El chequeo de fondo es realizado a los pozos que presenten alto contenido de sedimentos en los análisis de laboratorio.

TABLA 4.1. DATOS DE PRODUCCIÓN AGRUPADOS POR YACIMIENTO

POZO	YACIMIENTO	QL (BND)	Qginy (MPCSD)	°API	RGP (MPCS/BN)	AYS	RGL (MPCS/BN)	CHP (lpc)	THP (lpc)
LL 772	B-5-X 03	48	265	22	1100	1	1089	650	70
TJ1172	B-5-X 03	149	111	26	2021	2	1953	850	70
TJ1185	B-5-X 03	70	167	24	2681	2	2543	940	50
TJ1291	B-5-X 03	65	276	27	1844	0,4	1815	820	70
TJ1297	B-5-X 03	102	232	33	1812	0,1	1794	330	60
TJ 326	B-6-X 22	22	160	22	3700	9	3364	840	60
TJ 425	B-6-X 22	33	271	23	2091	0	2091	900	40
TJ 566	B-6-X 22	85	173	24	4900	1,8	4780	970	70
TJ 334	B-6-X 25	375	380	27	1600	80	320	1000	60
TJ 361	B-6-X 25	715	380	28	457	52	217	990	100
TJ 872	B-6-X 25	230	339	28	329	24	248	540	140
LL1187	B-7-X 38	470	504	30	300	1	297	620	80
LL3595	B-7-X 38	439	281	29	600	0,5	597	630	60
TJ1155	B-7-X 38	55	214	28	2019	1	1982	230	80
TJ1348	B-8-X 23	79	272	25	3244	0,1	3203	990	80
LL 823	B-9-X 08	210	209	29	1300	1	1287	270	60
LL3598	B-9-X 08	66	339	29	2200	2	2156	578	60
LL3452	LAGNA 22	60	263	28	1400	3	1358	330	60
TJ1225	LAGNA 22	777	230	27	2609	88	309	810	130
LL3423	LAGNA 33	190	240	27	2000	45	1111	700	60
LL3431	LAGNA 33	262	206	24	400	3	388	750	70
LL3433	LAGNA 33	175	199	22	2200	4	2112	893	60
LL3450	LAGNA 33	884	373	21	1011	90	101	600	60
LL3466	LAGNA 33	255	177	24	800	34	560	620	85
LL3642	LAGNA 33	51	191	22	2633	40	1550	650	80
TJ1175	LAGNA 33	65	320	26	1323	3	1262	940	70
TJ1217	LAGNA 33	246	182	21	1000	12	870	390	60
TJ1218	LAGNA 33	143	264	26	1257	26	923	930	60
TJ 868	LGINF 08	560	424	31	736	74	189	750	90
TJ1319	LGINF 08	289	307	26	891	10	792	630	60

ABLA 4.2. POZOS ARENADOS

POZO	%Arenado del Intervalo Perforado	Fecha del Chequeo de fondo
LL 3452	40	27/03/01
LL 3466	42	05/04/01

4.2. PRIMERA SELECCIÓN

De acuerdo a los problemas y condiciones de producción quedan descartados para cambio de métodos los siguientes pozos.

Por problemas de arenamiento quedan descartados los pozos **LL 3452** y **LL 3466** de los yacimientos **LAGNA 22** y **LAGNA 33**, respectivamente.

Se descartan para cambio de método los pozos pertenecientes al yacimiento **B6X 25 (LL 3472; TJ 334; TJ 361; TJ 872;)** por presentar altos cortes de agua y estar asociado el yacimiento a un acuífero activo, por lo que se predice el aumento acelerado de producción de agua para pozos actualmente con bajo porcentaje de agua. También son descartados por alta producción de agua los pozos: **TJ 1225** yacimiento **LAGNA 22**, **LL 3450** yacimiento **LAGNA 33**, **TJ 868** y **TJ 869** ambos del yacimiento **LGINF 08**.

También quedan descartados para cambio de método los pozos los pozos pertenecientes al yacimiento **B5X 03 (LL 772; TJ 1172; TJ 1185; TJ 1291; y TJ 1297)** por producir a altos valores de relación gas líquido. También se descartan por alta relación gas – líquido los pozos: **TJ 1155** yacimiento **B7X 38**; **TJ 1348** del yacimiento **B8X 23**; **LL 3598** yacimiento **B9X 08**; **LL 3433** y **LL 3642** del yacimiento

LAGNA 33. El descarte se debe a que de acuerdo a la práctica operacional no es factible desde el punto de vista técnico producir estos pozos por métodos de bombeo (RGL mayor a 1500).

Luego los pozos seleccionados para la segunda evaluación para cambio de método en se muestran en la **TABLA 4.3**.

TABLA 4.3. POZOS SELECCIONADOS EN LA PRIMERA EVALUACIÓN

POZO	YACIMIENTO	QL (BND)	Qginy (MPCSD)	°API	RGP (MPCS/BN)	AYS	RGL (MPCS/BN)	CHP (lpc)	THP (lpc)
LL1187	B-7-X 38	470	504	30	300	1	297	620	80
LL3595	B-7-X 38	439	281	29	600	0,5	597	630	60
LL 823	B-9-X 08	210	209	29	1300	1	1287	270	60
LL3423	LAGNA 33	190	240	27	2000	45	1111	700	60
LL3431	LAGNA 33	262	206	24	400	3	388	750	70
TJ1175	LAGNA 33	65	320	26	1323	3	1262	940	70
TJ1217	LAGNA 33	246	182	21	1000	12	870	390	60
TJ1218	LAGNA 33	143	264	26	1257	26	923	930	60
TJ1319	LGINF 08	289	307	26	891	10	792	630	60

4.3. RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN DE POZOS PRESELECCIONADOS

4.3.1. Datos mecánicos

En la carpeta del pozo se encuentra un registro donde están especificados los componentes del pozo: profundidad, diámetros, pesos, longitudes de la tubería, liner y revestidor y diseño de ponentes del sistema de levantamiento instalado en el pozo. Los datos de completación se muestran en la **TABLA 4.4** y en la **TABLA 4.5** los datos de la tubería de superficie.

TABLA 4.4. DATOS DE COMPLETACIÓN RECOPIADOS

POZO	YACIMIENTO	INTERVALO PERFORADO	CASIN		LINER			TUBING			Prof Válvula (pie)
			OD (PUL)	PESO (#/PIE)	PROF (PIE)	OD (PUL)	PESO (#/PIE)	PROF (PIE)	OD (PUL)	PESO (#/PIE)	
LL1187	B-7-X 38	4065 – 4185	7	23	NO	NO	NO	4024	3.5	9.3	3785
LL3595	B-7-X 38	4082 - 4182	7	23	4446	5	18	3905	2.875	6.5	3870
LL 823	B-9-X 08	4900 - 5074	7	23	NO	NO	NO	4800	3.5	9.3	4720
LL3423	LAGNA 33	3179 - 3393	5.5	17	3418	2.875	6.4	3084	2.375	4.7	3006
LL3431	LAGNA 33	2906 - 3394	5.5	17	3419	2.875	6.4	2790	2.375	4.7	2700
TJ1175	LAGNA 33	2820 - 2988	5.5	17	3016	2.875	6.5	2700	2.375	4.7	2622
TJ1217	LAGNA 33	3218 – 3316	5.5	17	3283	2.875	6.5	3110	2.875	6.5	3036
TJ1218	LAGNA 33	3300 - 3316	5.5	17	3554	2.875	6.4	3192	2.375	4.7	3121
TJ1319	LGINF 08	3240 - 3304	7	26	3336	3.5	9.3	3120	2.875	6.5	3048

TABLA 4.5. DATOS DE LA LÍNEA DE SUPERFICIE

POZO	Longitud (pie)	Diámetro externo (pul)
LL1187	5500	2
LL3595	6009	4
LL 823	3440	4
LL3423	5000	4
LL3431	8331	6
TJ1175	4200	4
TJ1217	4800	4
TJ1218	2500	6
TJ1319	2200	6

4.3.2. Presión estática y temperatura

Los valores de presión estática y temperatura, mostrados en la **TABLA 4.6**, se obtuvieron por pozo de las formas especificadas a continuación.

TABLA 4. 6. PRESIÓN ESTÁTICA Y TEMPERATURA DE FONDO

POZO	YACIMIENTO	Presión (lpc)	Temperatura (°F)
LL1187	B-7-X 38	360	160
LL3595	B-7-X 38	500	159
LL 823	B-9-X 08	945	170
LL3423	LAGNA 33	700	151
LL3431	LAGNA 33	795	151
TJ1175	LAGNA 33	705	150
TJ1217	LAGNA 33	825	150
TJ1218	LAGNA 33	850	150
TJ1319	LGINF 08	1236	151

Pozo TJ 1319: Se le realizó un Build-up el 6 de diciembre de 2000. La presión y temperatura de restauración fue de 1205 lpc y 146 °F, respectivamente a la profundidad de colocación del sensor. Luego fueron llevados estos valores a la mitad de las perforaciones para valores de 1236 lpc y 151 °F.

Pozo LL 1187: En la **FIGURA 4.1**, Presión Estática versus petróleo acumulado para los pozos del yacimiento **B7X-38** con mediciones de presión estática se observa que los pozos con mayor número de mediciones (8 cada uno) son **TJ 369** y **TJ 357**. Para estos pozos la mejor tendencia de **Pe Vs Np** es una curva potencial de la forma $Pe = 2792Np^{-0.14}$ y $Pe = 2944Np^{-0.18}$ respectivamente. Asumiendo también que el pozo **LL 1187** posee un comportamiento de forma potencial que pase por los dos puntos de presión medidos, se tiene la siguiente ecuación de presión en función del petróleo acumulado: $Pe = 2462Np^{-0.2}$. Evaluando esta ecuación para el acumulado del pozo ($Np = 2000$ MBLS) se obtiene una presión estática de 587 lpc a 4300 pie, que llevada a la mitad de las

perforaciones (4118 pies) con un gradiente promedio tomado de las mediciones de 0.34 lpc/pie da un valor de 525 lpc.

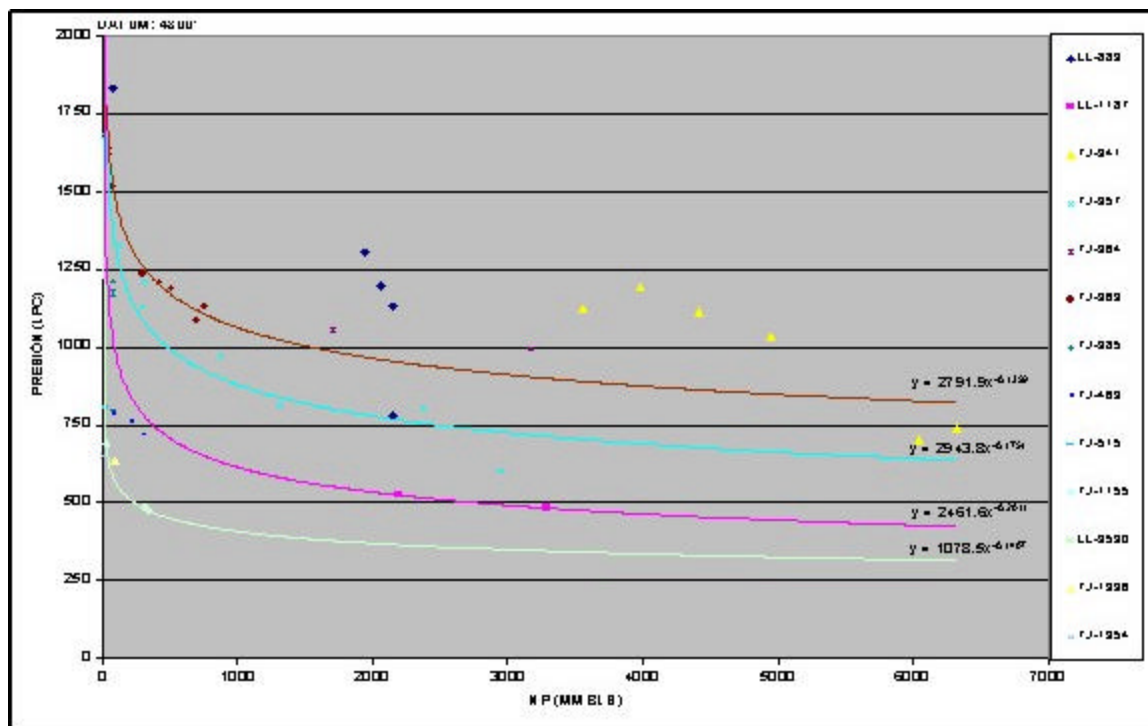


FIGURA 4.1. PRESIÓN Vs. PRODUCCIÓN ACUMULADA YACIMIENTO B7X-38

Pozo LL 3595: En este pozo no se han realizado mediciones de presión estática. Se asume la misma declinación de presión estática con producción acumulada de petróleo del pozo **LL 3530** por estar ambos pozos en la misma zona estructural (ver **FIGURA 4.1** del yacimiento **B7X - 38**). Este punto posee sólo una medición de presión estática. Se asume para este también (de acuerdo a la tendencia para los pozos **TJ 369** y **TJ 357**) tendencia potencial que pase por el punto medido, resultando la ecuación: $P_e = 1078N_p^{-0.14}$. Esta ecuación evaluada para el acumulado de 120 M barriles da como resultado una presión estática de 615 lpc a 4300 pies que llevada a la mitad de las perforaciones 4108 pie con el gradiente 0.34 lpc/pie da 550 lpc.

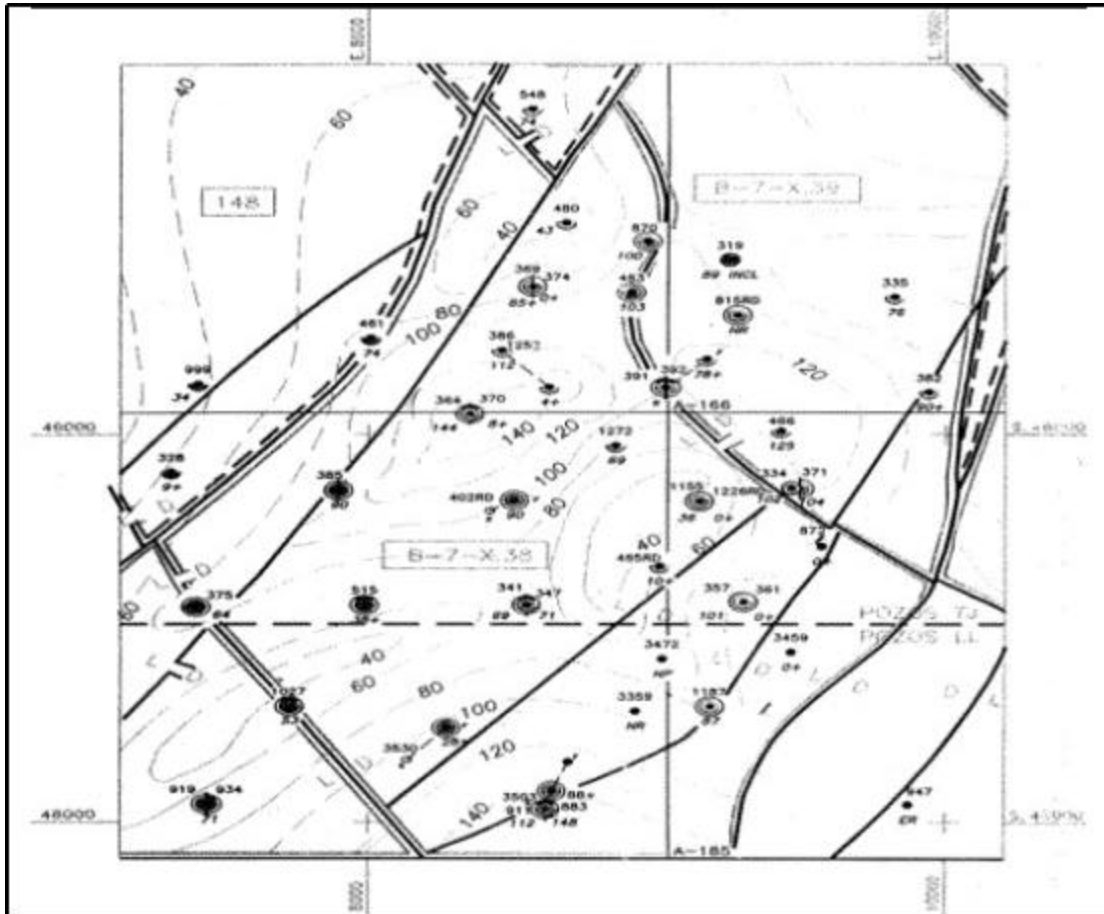


FIGURA 4.2. MAPA ISOPACO ESTRUCTURAL DEL YACIMIENTO B7X - 38

Pozo LL 823: Perteneció al yacimiento **B9X – 08**, en este yacimiento los pozos que tienen historia de presión son **LL 823** y **LL 947**. En el **FIGURA 4.3** presión versus producción acumulada por pozo se muestra la declinación del pozo **LL 823**. Para estos puntos la mejor curva que se adapta es una potencial de la forma $P_e = 15451N_p^{-0.19}$. Evaluando esta ecuación para el acumulado del pozo ($N_p = 2950683$ Bls) se obtiene un valor de presión estática de 975 lpc a 5000 pies, que llevado al nivel de las perforaciones (4984 pies) con un gradiente promedio medido para todos los pozos con medición de 0.34 lpc/pie da resultado de 970 lpc.

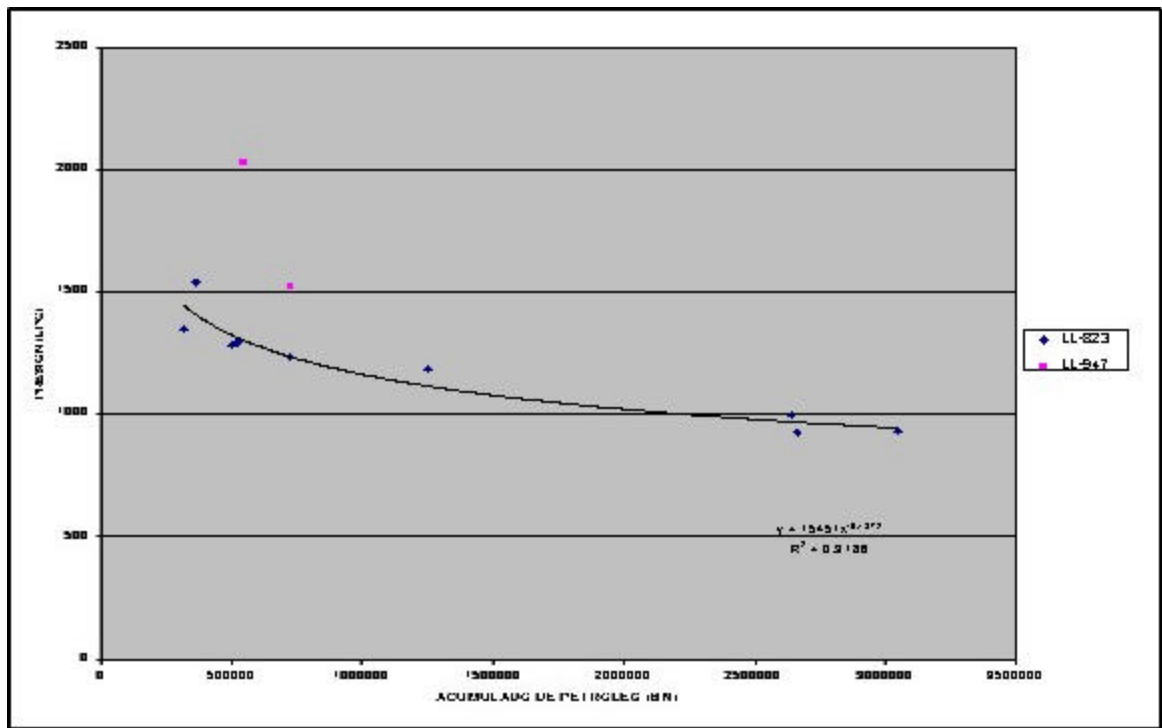


FIGURA 4.3. PRESIÓN Vs. PRODUCCIÓN ACUMULADA YACIMIENTO B9X-08

Pozo LL 3423: Del yacimiento LAGUNA 33. En el FIGURA 4.4 presión estática en función de producción acumulada por pozo se observa para el pozo TJ 640 y LL 3433 (con mayor número de mediciones) la mejor tendencia es una línea recta paralelas entre sí. De esta tendencia se infiere que la presión estática en el yacimiento se ha mantenido constante hasta la producción acumulada actual. Para el pozo LL 3423 con una sola medición, se asume también comportamiento de línea recta resultando paralela a las rectas descritas por los puntos correspondientes al TJ 640 y LL 3433. Gráficamente para el pozo LL 3423, se obtiene una presión estática de 920 lpc a un nivel de 3500 pies. Llevando el valor de presión al nivel de la mitad del intervalo perforado 3283 pies con un gradiente promedio de 0.36 lpc/pie da un resultado de 700 lpc.

Pozo TJ 1175: Posee una sola prueba de presión estática, pero se asume que su comportamiento de presión estática en función de la producción acumulada es una recta paralela a la tendencia de los puntos correspondientes a los pozos **TJ 640** y **LL3433** (**FIGURA 4.4**). Gráficamente con la tendencia asumida y para una producción se obtiene una presión estática 920 lpc correspondiente a un nivel de medición de 3500 pies. Esta presión llevada a la mitad de las perforaciones 2904 pies con el gradiente promedio 0.36 lpc/pie da un resultado de 705 lpc.

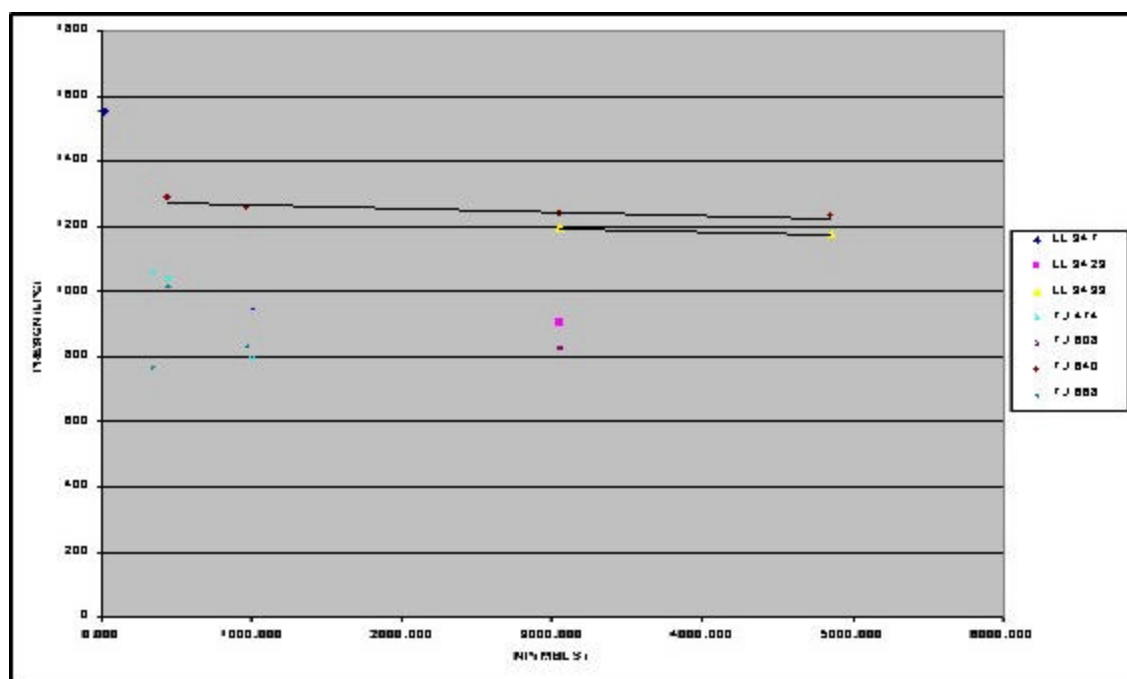


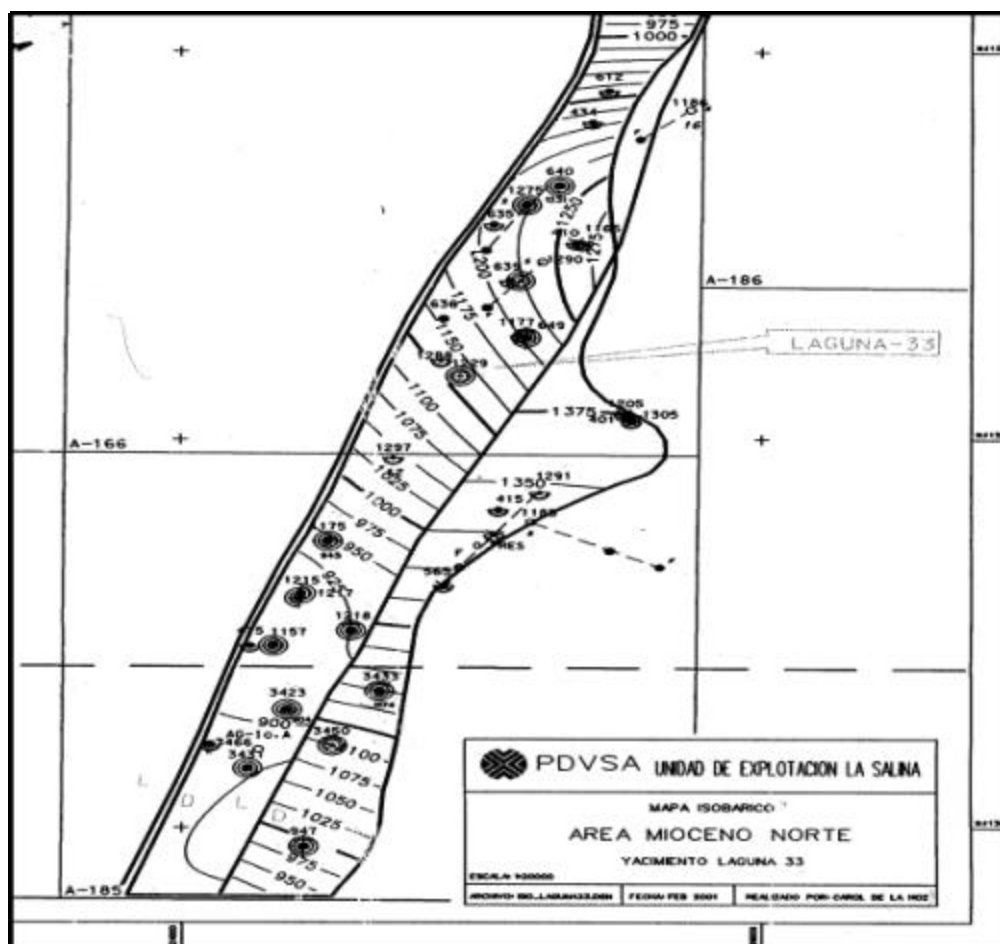
FIGURA 4.4. PRESIÓN Vs. PRODUCCIÓN ACUMULADA YACIMIENTO LAGUNA 33

Pozo LL 3431: Para este pozo se asume la misma línea tendencia de presión estática en función de la producción acumulada del pozo **LL 3431**, por cercanía según mapa estructura del yacimiento **LAGUNA 33** mostrado en la **FIGURA 4.5**. De esta recta y se obtiene una presión estática de 920 lpc a 3500 lpc, que llevada a la mitad de las perforaciones con un gradiente de presión de 0.36 lpc/pie da un resultado de 795 lpc.

Pozo TJ 1217: Este pozo no tiene medidas de presión estática, pero se toma la misma recta correspondiente al pozo **TJ 1175** por la cercanía entre ambos pozos observada en el mapa estructural del yacimiento **FIGURA 4.5**. De esta tendencia se obtiene una presión estática

de 920 lpc a un nivel de 3500 pie. Llevando esta presión al nivel de la mitad de las perforaciones con el gradiente de 0.36 lpc/pie se obtiene un resultado de 825 lpc.

Pozo TJ 1218: Por su cercanía, observada en el mapa de la **FIGURA 4.5**, al pozo **TJ 1175** se asume la misma línea de tendencia. De esta recta se determina gráficamente el valor de presión estática de 920 lpc para un nivel (Datum) de 3500 pies que llevada a 3308 pies (mitad de las perforaciones) con gradiente de 0.36 lpc/pie resulta 850 lpc.



4.3.3. Análisis PVT

Con el fin de seleccionar las correlaciones disponibles en Wellflo para determinar las propiedades PVT con variación de presión y temperatura a través de la tubería de producción, se requieren datos de análisis PVT para comparar estos valores con los determinados con las correlaciones. Para esto se dispone de tres análisis PVT de laboratorio realizados a muestras de fluidos de los yacimientos **B6X – 25**; **B6X – 23** y **B5X – 03**, pertenecientes al campo al cual pertenecen los pozos a seleccionar para cambio de método y además el **B5X – 03** pertenece a la parcela en la que se encuentran dichos pozos. Por lo que las correlaciones seleccionadas se usaran también para los yacimientos a los que pertenecen los pozos a seleccionar.

EL PVT de fluido del yacimiento **B6X – 25** se realizó con los siguientes datos: °API de 31.4; temperatura de 164 °F y relación gas petróleo de 805 PCS/BN. El PVT de fluido del yacimiento **B6X – 23**, se efectuó con los siguientes datos °API de 28.2, temperatura de 164 °F y relación gas petróleo de 408 PCS/BN. Y del yacimiento **B5X – 03**, se realizó con los datos: °API de 23.6, temperatura de 166 °F y relación gas petróleo de 805 PCS/BN.

4.3.4. Registros dinámicos de presión y temperatura

De los pozos seleccionados en la primera evaluación los que poseen registros fluyentes de presión y temperatura con su correspondiente fecha, se muestran en la **TABLA 4.7** estos registros son los últimos realizados a cada pozo. El pozo **LL 823** no posee registro de presión y temperatura fluyente pero la correlación que se usa para determinar la presión fluyente será la seleccionada para el pozo **LL 3598** por estar en la misma parcela y yacimiento.

TABLA 4.7. POZOS CON REGISTROS DE PRESIÓN Y TEMPERATURA FLUYENTE

Pozo	Fecha	QL (BN)	Qginy (MMPCSD)	°API	RGP (PCS/BN)	AYS	CHP (lpc)	THP (lpc)
LL 1187	16/03/98	330	250	30	1100	1	630	70
LL 3595	17/05/01	430	280	30	800	2	600	70
LL 3598	03/08/00	70	200	30	1500	3	450	60
LL 3423	21/01/98	300	220	27	1600	40	550	80
LL3431	17/05/01	260	250	24	900	6	650	60
TJ 1217	25/06/99	300	300	25	700	5	850	60
TJ 1319	06/12/00	370	320	26	1000	20	600	60

4.4. SELECCIÓN DE CORRELACIONES

4.4.1. Selección de correlaciones para propiedades de los fluidos (PVT)

Basado en procedimiento planteado en la sección 3.2.1 se seleccionó las correlaciones para las propiedades PVT para los yacimientos **B6X – 25**; **B6X – 23** y **B5X – 03**. Para las propiedades factor volumétrico de formación del petróleo se observa en las **FIGURAS B.1 a B.3** que para los tres yacimientos la correlación de Macary es la que mejor describe el comportamiento de $\hat{\alpha}_o$ con cambio de presión. Para la propiedad relación gas petróleo en solución en las **FIGURAS B.4 a B.6** se muestra que se puede usar cualquiera de las correlaciones de wellflo para determinar esta propiedad a diferentes valores de presión y temperatura. Para la viscosidad del petróleo Tomando en cuenta estos resultados y que wellflo no permite combinar las correlaciones de autores diferentes y diferentes propiedades, para las simulaciones se escoge la correlación de Macary para el cálculo interno del simulador de las propiedades (P_b , R_s y $\hat{\alpha}_o$).

Para seleccionar la correlación para la viscosidad del petróleo se hizo la comparación entre la tendencia de los valores medidos a diferentes presión y a la temperatura del yacimiento con los valores calculados por las correlaciones de Beal – Chew et al; Beggs et al. Las correlaciones ASTM – Chew et al; ASTM et al se descartan de este análisis que estas toman en cuenta la variación de la viscosidad solamente con temperatura, y no se dispone de esta información. En la **FIGURA B.7 a B.9** se aprecia que la correlación de Beggs et al

es la que mejor se ajusta al comportamiento real de la viscosidad del crudo con cambios de presión.

4.4.2. Selección del modelo de temperatura

Ya que se dispone de registros de presión y temperatura fluyente el modelo de temperatura a seleccionar en wellflo es el manual. Para esto se interpola de forma lineal la temperatura a las profundidades de interés entre las temperaturas medidas.

4.4.3. Selección de correlación para el cálculo de gradiente de presión

Siguiendo el procedimiento descrito en la sección 3.2.4 se seleccionó la correlación para los pozos con información de pruebas de presión y temperatura a condiciones dinámicas. Los resultados se muestran en las **FIGURAS del APÉNDICE C**. Las correlaciones seleccionadas por pozo se muestran en la **TABLA 4.8**.

TABLA 4.8. CORRELACIÓN AJUSTADA

Pozo	Correlación
LL 1187	Duns And Ros (std)
LL 3595	Duns And Ros (std)
LL 3598 (LL 823)	Beggs And Brill (std)
LL 3423	Beggs And Brill (std)
LL3431	Beggs And Brill (std)
TJ 1217	Beggs And Brill (std)
TJ 1319	Duns And Ros (std)

4.5. CONSTRUCCIÓN DE LA CURVA IPR

Antes de construir la curva IPR primero se hace una comparación de los modelos disponibles en Wellflo (Vogel y Fetkovich) con los datos de campo, para pozos que posean pruebas con variación amplia de tasas de producción, que permita determinar la tendencia de la curva (tasas vs. presión de fondo). Luego de revisar la base de datos OFM los pozos con información suficiente para comparar modelos IPR son **LL 823, LL3595, TJ 361, TJ 566, TJ 872, TJ 1155, TJ 1172, TJ 1217, TJ 1225**. A continuación se muestran las tablas de datos y los resultados de los pozos preseleccionados.

En la **TABLA 4.9** se muestran las pruebas de producción a diferentes tasa para el pozo **LL 823**, se puede apreciar en esta tabla que las pruebas son de los meses agosto y septiembre del año 2000. Para esta fecha el pozo tenía una producción acumulada de 2865570 Bls evaluando este valor en la ecuación $Pe = 15451Np^{-0.19}$ **FIGURA 4.4** y el acumulado actual de 2950683 BLS se obtienen los valores de presión de 975 lpc y 920 lpc, respectivamente. De este resultado se asume que entre las fechas de agosto de 2000 y la de septiembre de 2001 la presión estática no ha sufrido variación considerable con la producción del yacimiento, por lo tanto la curva IPR no ha cambiado en el transcurso de este tiempo.

TABLA 4.9. PRUEBAS DE PRODUCCIÓN DEL POZO LL 823

Fecha	Tasa de líquido	% AYS	RGP	Tasa de inyección	Presión De cabezal	Presión De inyección	Presión De fondo	Forma
06/09/00	227	2	1200	199	60	300	366	Calculada
13/08/00	48	2	1200	199	70	300	564	Calculada

En la **FIGURA D.1 APÉNDICE D** se observa las curvas IPR del pozo **LL 823** generada con los puntos de las pruebas de la **TABLA 4.9** y los modelos de Vogel y Fetkovich. Se muestra en esta figura que los modelos se adaptan al comportamiento real del pozo. Pero no se debe aplicar el modelo de Fetkovich ya que el coeficiente “n” 1.2 esta fuera del rango establecido por Fetkovich. En conclusión el modelo a utilizar es de Vogel, el cual se adapta mejor a los datos reales de producción.

TABLA 4.10. PRUEBAS DE PRODUCCIÓN DEL POZO LL 3595

Fecha	Tasa de líquido	% AYS	RGP	Tasa de inyección	Presión De cabezal	Presión De inyección	Presión De fondo	Fuente
17/11/01	330	1	800	330	90	840	390	Calculada
17/07/01	430	1	850	280	70	680	310	Medida
28/01/01	400	1	750	270	60	890	290	Calculada

Comparando las curvas IPR (**FIGURA D.2**) del pozo **LL 3595**, generadas por las correlaciones de Vogel y Fetkovich y las pruebas de la **TABLA 4.10**, se infiere que los dos modelos dan el mismo comportamiento, por lo tanto se selecciona cualquiera de las dos correlaciones para la evaluación del pozo. Para este pozo se puede usar el modelo de fetkovich ya que el coeficiente “n” esta en el rango establecido por Fetkovich (0.568 – 1).

TABLA 4.11. PRUEBAS DE PRODUCCIÓN DEL POZO TJ 1155

Fecha	Tasa de líquido	% AYS	RGP	Tasa de inyección	Presión De cabezal	Presión De inyección	Presión De fondo	Fuente
19/01/01	278	4	1080	213	230	230	280	Calculada
09/04/01	118	3	1000	195	280	280	474	Calculada
04/06/01	60	3	1300	215	280	280	560	Calculada

Para el pozo **TJ 1155** en la **FIGURA D.6**, se observa que los modelos de Vogel y Fetkovich, se ajustan a los datos reales de la **TABLA 4.11**, estando el exponente n dentro del rango.

TABLA 4.12. PRUEBAS DE PRODUCCIÓN DEL POZO TJ 1217

Fecha	Tasa de líquido	% AYS	RGP	Tasa de inyección	Presión De cabezal	Presión De inyección	Presión De fondo	Fuente
03/12/01	200	2	850	230	60	750	330	Calculada
09/10/01	170	14	1500	180	100	600	450	Calculada
09/08/01	250	12	1000	180	50	400	300	Calculada

En la **FIGURA D.8** se observa las curvas IPR del pozo **TJ 1217** generada con los puntos de las pruebas de la **TABLA 4.12** y los modelos de Vogel y Fetkovich. Se muestra en esta figura que ambos modelos se adaptan al comportamiento real del pozo. Pero el no se debe aplicar el modelo de Fetkovich ya que el coeficiente “n” 1.47 esta fuera del rango establecido por Fetkovich.

Basado en los resultados observados en las gráficas del **ANEXO D**, el comportamiento de afluencia de estos pozos puede ser modelado por los dos métodos comparados. De acuerdo a este resultado y en vista de no disponerse de suficiente información, para el resto de los pozos, para utilizar el modelo de Fetkovich, se selecciona el de Vogel para determinar la IPR de todos los pozos. Luego la información que extrae de estas curvas es la contenida en la **TABLA 4.13**. Estos resultados son solamente para los pozos preseleccionados.

TABLA 4.13. RESULTADOS DE LAS CURVAS IPR

POZO	Q_L actual (BN)	P_{wf} actual (lpc)	P_e (lpc)	Q_{max} (BF)	IP max
LL 823	210	404	970	324	0.60
LL1187	470	345	525	898	3.08
LL3423	190	280	820	227	0.50
LL3431	262	497	1040	363	0.63
LL3595	439	353	550	810	2.65
TJ1175	65	273	720	80	0.20
TJ1217	200	400	794	287	0.65
TJ1218	150	340	850	189	0.40
TJ1319	289	320	1210	324	0.48

Donde:

Columna 2: Tasa de producción actual tomada de la TABLA 4.1

Columna 3: Presión de fondo fluyente correspondiente a la prueba de producción actual, calculada en Wllflo.

Columna 4: Presión estática del pozo referida al nivel de la mitad del intervalo perforado.

Columna 5: Tasa máxima de producción del pozo obtenida de IPR generada

Columna 6: Columna 5: Máximo índice de productividad.

4.6. CONSTRUCCIÓN DE CURVA DE RENDIMIENTO DE LAG

Mediante el procedimiento descrito en la sección 3.6 se construyeron las curvas de rendimiento de LAG. Las curvas resultantes se muestran en el **ANEXO E** de las cuales se extraen los valores mostrados en la **TABLA 4.14**. En esta tabla se incluyen los resultados de todos los pozos (preseleccionados y no preseleccionados), esto con el fin de plantear escenarios de comparación que permitan evaluar los resultados obtenidos con el CMLA y el método actual.

TABLA 4.14. RESULTADOS DE LAS CURVAS DE RENDIMIENTO DE LAG

POZO	AYS	QL maxLAG	Qiny max	Qo max LAG
TJ1172	2	149	111	146.02
LL3595	0.5	470	500	467.65
TJ 361	52	710	380	340.8
LL1187	1	560	750	554.4
TJ1319	10	300	500	270
LL3466	34	270	330	178.2
LL 823	1	260	500	257.4
LL3431	3	280	540	271.6
TJ1217	12	270	650	237.6
TJ 872	24	240	500	182.4
TJ 566	1.8	95	300	93.29
TJ1155	1	55	214	54.45
TJ 868	74	575	650	149.5
LL3433	4	185	800	177.6
LL3452	3	60	263	58.2
TJ1175	3	65	320	63.05
LL3598	2	66	339	64.68
LL 772	1	48	265	47.52
TJ1225	88	820	550	98.4
TJ1218	26	148	650	109.52
LL3642	40	50	180	30
LL3423	45	200	680	110
TJ1185	2	100	700	98
TJ1297	0.1	150	1100	149.85
TJ 326	9	22	160	20.02
TJ 425	0	33	271	33
TJ 334	80	430	800	86
LL3450	90	1000	970	100
TJ1291	0.4	85	870	84.66
LL3472	98	1100	680	22

4.7. SEGUNDA SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS A CMLA

Con los modelos IPR seleccionados para cada pozo en la sección anterior se calculó la tasa de producción para la presión de fondo fluyente de 270 lpc (valor establecido en el campo para alcanzar tasa crítica). En la **TABLA 4.15** se muestran los resultados y el diferencial de producción entre la tasa correspondiente a 270 lpc de presión de fondo, calculada con el modelo IPR del pozo, y la producción actual.

TABLA 4.15. SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS A CMLA

POZO	Q_{L1} actual (BFD)	% AYS	Q_{L2} (Q_L @ 270 pc) (BFD)	$(Q_{L2} - Q_{L1})^*$ (1 - %AYS) ΔQ_{o1}	Q_{L3} $Q_{L \max LAG}$ (BFD)	$(Q_{L2} - Q_{L3})^*$ (1 - %AYS) Δq_{o2}
LL 823	210	1	286	75	260	26
LL1187	470	1	616	144	560	56
LL3423	190	45	192	1	200	4
LL3431	262	3	325	61	280	42
LL3595	439	0,5	574	135	470	104
TJ1175	65	3	65	0	65	0
TJ1217	200	12	241	36	240	1
TJ1218	150	26	162	9	148	9
TJ1319	289	10	297	7	300	3

Donde:

Columna 1: Nombre del pozo

Columna 2: Tasa de líquido actual en barriles fiscales (BFD)

Columna 3: Porcentaje de agua y sedimentos.

Columna 4: Máxima tasa de producción de líquidos, que se obtiene bajando la presión de fondo fluyente al mínimo permisible (270 lpc).

Columna 5: Diferencial de producción neto entre la tasa máxima permisible y la actual.

Columna 6: Máxima tasa de producción de líquido que se logra con inyección de gas (BFD).

Columna 7: Diferencia de barriles netos de petróleo entre la tasa máxima permisible y la máxima en LAG.

De acuerdo a lo establecido en la sección 3.7 y los resultados obtenidos en la **TABLA 4.15**, los pozos **LL 823; LL 1187; LL3431 y LL 3595** pueden ser seleccionados para cambio de método de producción que permitan alcanzar la máxima producción posible. El pozo **TJ 1217** no es seleccionado para cambio de método ya que se puede lograr su máxima producción en LAG.

4.8. DETERMINACIÓN DE MÉTODOS FACTIBLES (SEDLA)

Una vez seleccionados los pozos a cambio de método (**LL 823; LL 1187; LL3431 y LL 3595**) el siguiente punto es, mediante el sistema experto de levantamiento artificial (SEDLA) determinar un grupo métodos factibles de forma jerarquizada bajo las condiciones del pozo y del yacimiento. Antes de correr el SEDLA para cada pozo primero se organizan los datos cualitativos y cuantitativos de los pozos recabados y/o calculados en las secciones anteriores, requeridos para esta evaluación. En las **TABLA 4.16 a 4.18** se muestran los datos cuantitativos los cuales fueron divididos en tres grupos de producción, de yacimiento y mecánicos.

TABLA 4.16. DATOS CUANTITATIVOS DE PRODUCCIÓN PARA SEDLA

POZO	° API	%AYS	Q_{deseada}	Presió de inyección	RGP (PCS/BN)	Gravedad Del gas
LL 823	29	1	282	270	1300	0.65
LL 1187	30	1	616	620	300	0.65
LL 3431	24	3	325	750	400	0.65
LL 3595	30	0.5	574	630	600	0.65

Donde:

Columna 2: Gravedad °API de crudo producido, tomado de la base de datos centinela. Este valor es medido en laboratorio del campo.

Columna 3: Porcentaje de agua y sedimentos.

Columna 4: Tasa de líquido deseada (petróleo + agua) en barriles fiscales. Esta tasa es la máxima producción (evitando tasa crítica) del pozo.

Columna 5: Presión de inyección de gas medido en el cabezal del pozo (lpc). Este valor es tomado de la prueba cargada en la base de datos centinela y es un promedio de las mediciones hechas para la fecha actual.

Columna 6: Se refiere a la gravedad específica del gas del gas producido. Se tomó para todos los pozos la gravedad específica promedio del campo (0.65).

TABLA 4.17. DATOS CUANTITATIVOS DE YACIMIENTO PARA SEDLA

POZO	Prof (pie)	Pe (LPC)	T (°F)	IPmax
LL 823	4984	970	170	0.8
LL 1187	4118	525	160	3.1
LL 3431	3150	910	150	0.65
LL 3595	4108	550	160	2.65

Donde:

Columna 2: Profundidad de la mitad de intervalo perforado, tomado de la carpeta del pozo.

Columna 3: Presión estática del pozo referida al nivel de la mitad del intervalo perforado, tomado de la **TABLA 4.5**.

Columna 4: Temperatura del yacimiento al nivel de la mitad del intervalo perforado, tomada de la **TABLA 4.5**.

Columna 5: Máximo índice de productividad.

TABLA 4.18. DATOS CUANTITATIVOS MECÁNICOS PARA SEDLA

POZO	CASING		TUBING		LINEA DE FLUJO	
	LONG	OD	LONG	OD	LONG	OD
LL 823	4984	7	4800	3.5	3440	4
LL 1187	4118	7	4024	3.5	7000	4
LL 3431	3150	5.5	2790	2.375	8331	6
LL 3595	4108	7	3905	2.875	6000	4

Los datos cualitativos que se requieren son

- Ubicación del pozo: Zona no urbana
- Volumen de gas: Limitado, por el problema existente en el área.
- Fluctuaciones de voltaje: En esta área hay disponibilidad de electricidad por lo que son bajas las fluctuaciones de voltaje para adaptabilidad a la declinación de producción. Por lo tanto se colocó el valor de 1%.
- Problemas de producción: Estos pozos no presentan ninguno de los problemas de los cuales el SEDLA da como opción. Sin embargo como estos pozos en su completación contienen liner por estar en formaciones poco consolidadas y como mecanismo de control de arena, se coloca el valor de dos (en rango de cero a cinco) como puntaje para este problema y uno para los problemas restantes.

Con la información cuantitativa y cualitativa y basándose en su filosofía interna, explicada en la sección 3.6 el programa determina de forma jerarquizada un grupo de factibles métodos para estos pozos, con los cuales se obtiene la producción deseada bajo las condiciones dadas. En las **TABLAS 4.19 a 4.22** se muestran los resultados obtenidos en SEDLA para cada uno de los pozos. Las desventajas, a las que se refieren las tablas, de aplicación de cada método bajo las condiciones dadas se encuentran el **APÉNDICE F**.

En la **TABLA 4.19** se observa que los métodos de producción por LAG intermitente representan la primera alternativa para cambio de método para el pozo **LL 823**. Como segunda opción SEDLA recomienda el método de bombeo por cavidades progresivas con la desventaja de alto porcentaje de gas libre a la entrada de la bomba y la tercera opción se recomienda el método actual de pozo LAG continuo por tubería.

TABLA 4.19. RESULTADOS SEDLA POZO LL 823

MÉTODO	Puntaje	Desventajas
LAG. INT	68	0
BCP	52	1
LAG CONT. TUB	40	1
Pistón metálico convencional	36	0
LAG INT. Cámara	33	1
BM	30	2
LAG INT. Pistón metálico	26	1
LAG CONT. Anular	24	1
BES	-23	2
LAG flujo pistón	-67	5
BH flujo pistón	-83	3
BH jet	-90	4

En la **TABLA 4.20** se muestran los resultados obtenidos del SEDLA para el pozo **LL 1187**, en donde se sugiere el método bombeo por cavidades progresivas como primera opción, bombeo electrosumergible de segunda y como tercera alternativa el método de LAG intermitente.

TABLA 4.20. RESULTADOS SEDLA POZO LL 1187

MÉTODO	Puntaje	Desventajas
BCP	56	1
BM	55	0
BES	39	1
LAG INT. Cámara	29	1
LAG. INT	5	1
LAG CONT. TUB	4	1
LAG INT. Pistón metálico	-6	2
LAG CONT. Anular	-30	1
LAG flujo pistón	-37	3
BH pistón	-48	2
BH jet	-65	3
Pistón metálico convencional	-100	3

Para el pozo **LL 3431 (TABLA 4.21)** el **SEDLA**, sugiere como primera alternativa el método de bombeo por cavidades progresivas sin desventajas, en segundo lugar LAG intermitente y de tercero el método de bombeo electrosumergible con la desventaja de alto porcentaje de gas a la entrada de la bomba.

TABLA 4.21. RESULTADOS SEDLA POZO LL 3431

MÉTODO	Puntaje	Desventajas
BCP	57	0
BM	55	1
LAG. INT	47	1
LAG INT. Cámara	40	0
BES	33	1
LAG CONT. TUB	28	0
LAG INT. Pistón metálico	20	1
LAG CONT. Anular	3	1
LAG flujo pistón	-23	3
BH flujo pistón	-57	3
BH jet	-67	4
Pistón metálico convencional	-91	2

Para el pozo **LL 3595** el SEDLA (**TABLA 4.22**), propone como primera alternativa para cambio de método el bombeo por cavidades progresivas y de segundo lugar el método de LAG intermitente, descartando el bombeo electrosumergible por alto porcentaje de gas libre a la entrada de la bomba.

TABLA 4.22. RESULTADOS SEDLA POZO LL 35 95

MÉTODO	Puntaje	Desventajas
BCP	51	0
BM	47	1
LAG INT. Cámara	29	1
LAG CONT. TUB	24	2
LAG. INT	5	1
BES	-2	1
LAG INT. Pistón metálico	-6	1
LAG CONT. Anular	-10	3
LAG flujo pistón	-40	4
BH flujo pistón	-74	3
BH jet	-89	4
Pistón metálico convencional	-100	3

4.9. CURVAS DE PRODUCCIÓN Vs. CONSUMO DE GAS

Para determinar el impacto que traería el aplicar el cambio de método determinado se hace un análisis comparativo de la eficiencia de inyección, graficando la tasa acumulativa de producción contra la tasa de inyección acumulativa para los siguientes escenarios.

1. Esquema de producción actual. Los datos se encuentran en la **TABLA 4.23**.
2. Maximizando todos los pozos en LAG, **TABLA 4.24**.
3. Todos los pozos produciendo a su máximo rendimiento en LAG (máximo valor de Q_o/Q_g obtenido de la curva de rendimiento), **TABLA 4.25**.
4. Esquema que involucre el CMLA determinado y el resto de los pozos produciendo al máximo posible en LAG, **TABLA 4.26**
5. Cambiando de método a los pozos seleccionados y maximizando los pozos que tengan oportunidad de alcanzar el máximo permisible en LAG (TJ 1217) y dejando el resto de los pozos como producen actualmente. Los datos para generar la curva de eficiencia de inyección correspondiente a este escenario se encuentran en la **TABLA 4.27**.
6. Escenario que considere el CMLA determinado y resto de los pozos produciendo a su máximo rendimiento en LAG, **TABLA 4.28**.

Teniendo los datos requeridos por cada escenario se procede a generar la curva de eficiencia de inyección, siguiendo el procedimiento planteado en la sección 3.9. De estas curvas se determina cual de los escenarios es el más conveniente para planes de aumento de producción y/o ahorro de gas. A continuación se muestran las tablas de cada escenario, las cuales contienen los acumulados de producción y gas de inyección.

TABLA 4.23. EFICIENCIA DE INYECCIÓN DE GAS ESQUEMA ACTUAL

POZO	QL BND	Qginy MPCSD	AYS	Qo BND	Qo/Qginy BFD/MPCS	qo acumulado BND	qg acumulado MPCSD
LL3595	439	281	0.5	437	1.55	437	281
TJ1172	149	111	2	146	1.32	583	392
LL3431	262	206	3	254	1.23	837	598
TJ1217	246	182	12	216	1.19	1053	780
LL 823	210	209	1	208	0.99	1261	989
LL3466	255	177	34	168	0.95	1430	1166
LL1187	470	504	1	465	0.92	1895	1670
TJ1319	289	307	10	260	0.85	2155	1977
LL3433	175	199	4	168	0.84	2323	2176
TJ 872	230	339	24	175	0.52	2498	2515
TJ 566	85	173	1.8	83	0.48	2581	2688
TJ1297	102	232	0.1	102	0.44	2683	2920
LL3423	190	240	45	105	0.44	2788	3160
TJ1185	70	167	2	69	0.41	2856	3327
TJ1225	777	230	88	93	0.41	2950	3557
TJ1218	140	264	26	104	0.39	3053	3821
TJ 868	560	424	74	146	0.34	3199	4245
TJ1155	55	214	1	54	0.25	3253	4459
LL3450	884	373	90	88	0.24	3342	4832
TJ1291	65	276	0.4	65	0.23	3406	5108
TJ 361	715	1530	52	343	0.22	3750	6638
LL3452	60	263	3	58	0.22	3808	6901
TJ 334	375	380	80	75	0.20	3883	7281
TJ1175	65	320	3	63	0.20	3946	7601
LL3598	66	339	2	65	0.19	4010	7940
LL 772	48	265	1	48	0.18	4058	8205
LL3642	50	180	40	30	0.17	4088	8385
TJ 326	22	160	9	20	0.13	4108	8545
TJ 425	33	271	0	33	0.12	4141	8816
LL3472	1110	661	98	22	0.03	4163	9477

Donde,

Columna 2: Tasa de producción de líquidos actual

Columna 3: Tasa de inyección actual

Columna 4: Porcentaje de agua y sedimentos

Columna 5: Tasa de producción neta de petróleo

Columna 6: Relación entre tasa de inyección y producción neta

Columna 7: Tasa acumulativa de petróleo

Columna 8: Tasa acumulativa de gas de inyección

**TABLA 4.24. EFICIENCIA DE INYECCIÓN DE GAS PARA MÁXIMA PRODUCCIÓN EN LAG
DE TODOS LOS POZOS**

POZO	Q_L BND	Q_{giny} MPCSD	AYS	Q_o BND	Q_o/Q_{giny} BND/MPCS	q_o acumulado BND	q_g acumulado MPCSD
TJ1172	149	111	2	146	1.32	146	111
LL3595	470	500	0.5	468	0.94	614	611
LL1187	560	750	1	554	0.74	1168	1361
TJ1319	300	500	10	270	0.54	1438	1861
LL3466	270	330	34	178	0.54	1616	2191
LL 823	260	500	1	257	0.51	1874	2691
LL3431	280	540	3	272	0.50	2145	3231
TJ1217	270	650	12	238	0.37	2383	3881
TJ 872	240	500	24	182	0.36	2565	4381
TJ 566	95	300	1.8	93	0.31	2659	4681
TJ1155	55	214	1	54	0.25	2713	4895
TJ 868	575	650	74	150	0.23	2863	5545
TJ 361	715	1530	52	343	0.22	3206	7075
LL3433	185	800	4	178	0.22	3383	7875
LL3452	60	263	3	58	0.22	3442	8138
TJ1175	65	320	3	63	0.20	3505	8458
LL3598	66	339	2	65	0.19	3569	8797
LL 772	48	265	1	48	0.18	3617	9062
TJ1225	820	550	88	98	0.18	3715	9612
TJ1218	148	650	26	110	0.17	3825	10262
LL3642	50	180	40	30	0.17	3855	10442
LL3423	200	680	45	110	0.16	3965	11122
TJ1185	100	700	2	98	0.14	4063	11822
TJ1297	150	1100	0.1	150	0.14	4213	12922
TJ 326	22	160	9	20	0.13	4233	13082
TJ 425	33	271	0	33	0.12	4266	13353
TJ 334	430	800	80	86	0.11	4352	14153
LL3450	1000	970	90	100	0.10	4452	15123
TJ1291	85	870	0.4	85	0.10	4536	15993
LL3472	1100	680	98	22	0.03	4558	16673

Donde,

Columna 2: Tasa de producción de líquidos al punto de máxima producción en LAG.

Columna 3: Tasa de inyección correspondiente al punto de máxima producción en LAG

Columna 4: Porcentaje de agua y sedimentos

Columna 5: Tasa de máxima de producción neta de petróleo

Columna 6: Relación entre tasa de inyección y producción neta

Columna 7: Tasa acumulativa de petróleo

Columna 8: Tasa acumulativa de gas de inyección

**TABLA 4.25. EFICIENCIA DE INYECCIÓN DE GAS PRODUCIENDO TODOS LOS POZOS A
SU MÁXIMO RENDIMIENTO**

POZO	AYS	QL (BND)	Qg iny (MPCSD)	Qo. (BND)	Qo/Qg BND/MPCSD	Qo acum. (BND)	Qg acum. (BND)
LL3595	0.5	420	250	418	1.67	418	250
LL3466	34	240	100	158	1.58	576	350
TJ1172	2	149	111	146	1.32	722	461
LL3431	3	268	250	260	1.04	982	711
TJ1319	10	285	250	257	1.03	1239	961
LL1187	1	540	615	535	0.87	1773	1576
LL3433	4	175	199	168	0.84	1941	1775
TJ1217	12	210	240	185	0.77	2126	2015
LL3423	45	183	150	101	0.67	2227	2165
TJ 872	24	220	250	167	0.67	2394	2415
TJ 361	52	600	440	288	0.65	2682	2855
LL 823	1	255	450	252	0.56	2934	3305
LL3452	3	57	100	55	0.55	2990	3405
TJ 868	74	500	250	130	0.52	3120	3655
TJ1218	26	138	200	102	0.51	3222	3855
TJ 566	1.8	85	170	83	0.49	3305	4025
TJ1297	0.1	102	232	102	0.44	3407	4257
TJ1185	2	70	167	69	0.41	3476	4424
TJ1225	88	777	230	93	0.41	3569	4654
TJ1291	0.4	65	200	65	0.32	3634	4854
TJ 334	80	320	200	64	0.32	3698	5054
LL3450	90	850	300	85	0.28	3783	5354
TJ1155	1	55	200	54	0.27	3837	5554
LL3598	2	65	250	64	0.25	3901	5804
TJ1175	3	63	250	61	0.24	3962	6054
LL3642	40	50	160	30	0.19	3992	6214
LL 772	1	48	265	48	0.18	4040	6479
TJ 425	0	33	260	33	0.13	4073	6739
TJ 326	9	22	160	20	0.13	4093	6899
LL3472	98	875	200	18	0.09	4110	7099

Donde,

Columna 3: Tasa de producción de líquidos correspondiente al punto de mayor rendimiento

Columna 4: Tasa de inyección correspondiente al punto de mayor rendimiento en LAG

Columna 2: Porcentaje de agua y sedimentos

Columna 5: Tasa neta de petróleo

Columna 6: Relación entre tasa de inyección y producción neta (al mayor rendimiento)

Columna 7: Tasa acumulativa de petróleo

Columna 8: Tasa acumulativa de gas de inyección

**TABLA 4.26. EFICIENCIA DE INYECCIÓN DE GAS ESQUEMA POZOS CON CMLA Y
RESTO MAXIMIZADOS EN LAG**

POZO	Q _L BFD	Q _{giny} MPCSD	AYS	Q _o BFD	Q _o /Q _{giny} BFD/MPCS	q _o acumulado BFD	q _g acumulado MPCSD
LL3595	574	0	0.5	571		571	0
LL1187	616	0	1	610		1181	0
LL 823	286	0	1	283		1464	0
LL3431	325	0	3	315		1779	0
TJ1172	149	111	2	146	1.32	1925	111
TJ1319	300	500	10	270	0.54	2195	611
LL3466	270	330	34	178	0.54	2374	941
TJ1217	270	650	12	238	0.37	2611	1591
TJ 872	240	500	24	182	0.36	2794	2091
TJ 566	95	300	1.8	93	0.31	2887	2391
TJ1155	55	214	1	54	0.25	2941	2605
TJ 868	575	650	74	150	0.23	3091	3255
TJ 361	710	1530	52	341	0.22	3432	4785
LL3433	185	800	4	178	0.22	3609	5585
LL3452	60	263	3	58	0.22	3667	5848
TJ1175	65	320	3	63	0.20	3730	6168
LL3598	66	339	2	65	0.19	3795	6507
LL 772	48	265	1	48	0.18	3843	6772
TJ1225	820	550	88	98	0.18	3941	7322
TJ1218	148	650	26	110	0.17	4051	7972
LL3642	50	180	40	30	0.17	4081	8152
LL3423	200	680	45	110	0.16	4191	8832
TJ1185	100	700	2	98	0.14	4289	9532
TJ1297	150	1100	0.1	150	0.14	4438	10632
TJ 326	22	160	9	20	0.13	4458	10792
TJ 425	33	271	0	33	0.12	4491	11063
TJ 334	430	800	80	86	0.11	4577	11863
LL3450	1000	970	90	100	0.10	4677	12833
TJ1291	85	870	0.4	85	0.10	4762	13703
LL3472	1100	680	98	22	0.03	4784	14383

Donde,

Columna 2: Hasta fila 4 tasa de producción máxima permisible (pozos seleccionados).

Desde fila 5 máxima producción en LAG (pozos no seleccionados)

Columna 3: Desde fila 5 tasa de inyección correspondiente a la tasa máxima de producción en LAG.

**TABLA 4.27. EFICIENCIA DE INYECCIÓN DE GAS ESQUEMA POZOS CON CMLA Y
MAXIMIZANDO LOS POZOS CON OPORTUNIDAD EN LAG**

POZO	Q_L BND	Q_{giny} MPCSD	AYS	Q_o BFD	Q_o/Q_{giny} BND/MPCS	q_o acumulado BFD	q_g acumulado MPCSD
LL3595	574	0	0.5	571		571	0
LL3431	325	0	3	315		886	0
LL1187	616	0	1	610		1496	0
LL 823	286	0	1	283		1779	0
TJ1172	149	111	2	146	1.32	1925	111
LL3466	255	177	34	168	0.95	2094	288
TJ1319	289	307	10	260	0.85	2354	595
LL3433	175	199	4	168	0.84	2522	794
TJ 872	230	339	24	175	0.52	2697	1133
TJ 566	85	173	1.8	83	0.48	2780	1306
TJ1297	102	232	0.1	102	0.44	2882	1538
LL3423	190	240	45	105	0.44	2986	1778
TJ1185	70	167	2	69	0.41	3055	1945
TJ1225	777	230	88	93	0.41	3148	2175
TJ1218	140	264	26	104	0.39	3252	2439
TJ1217	270	650	12	238	0.37	3489	3089
TJ 868	560	424	74	146	0.34	3635	3513
TJ1155	55	214	1	54	0.25	3690	3727
LL3450	884	373	90	88	0.24	3778	4100
TJ1291	65	276	0.4	65	0.23	3843	4376
TJ 361	715	1530	52	343	0.22	4186	5906
LL3452	60	263	3	58	0.22	4244	6169
TJ 334	375	380	80	75	0.20	4319	6549
TJ1175	65	320	3	63	0.20	4382	6869
LL3598	66	339	2	65	0.19	4447	7208
LL 772	48	265	1	48	0.18	4494	7473
LL3642	50	180	40	30	0.17	4524	7653
TJ 326	22	160	9	20	0.13	4544	7813
TJ 425	33	271	0	33	0.12	4577	8084
LL3472	1110	661	98	22	0.03	4600	8745

Donde,

Columna 2: Hasta fila 4, tasa máxima permisible de producción de líquidos. Fila 5, tasa máxima permisible obtenida en LAG, para el pozo seleccionado alcanzar su máximo permisible en LAG. Desde fila 6 tasas de producción actual.

Columna 3: Fila 5, tasa de inyección correspondiente a la máxima producción en LAG. Desde fila 6, tasa de inyección actual.

**TABLA 4.28. EFICIENCIA DE INYECCIÓN DE GAS ESQUEMA POZOS CON CMLA Y
RESTO PRODUCIENDO AL MÁXIMO RENDIMIENTO**

POZO	AYS	QL (BND)	Qg iny (MPCSD)	Qo (BND)	Qo/Qg (BND/MPCSD)	Qo acum. (BND)	Qg acum. (MPCSD)
LL3595	0.5	574	0	571		571	0
LL3431	3	325	0	315		886	0
LL1187	1	616	0	610		1496	0
LL 823	1	286	0	283		1779	0
LL3466	34	240	100	158	1.58	1938	100
TJ1172	2	149	111	146	1.32	2084	211
TJ1319	10	285	250	257	1.03	2340	461
LL3433	4	175	199	168	0.84	2508	660
TJ1217	12	210	240	185	0.77	2693	900
LL3423	45	183	150	101	0.67	2794	1050
TJ 872	24	220	250	167	0.67	2961	1300
TJ 361	52	600	440	288	0.65	3249	1740
LL3452	3	57	100	55	0.55	3304	1840
TJ 868	74	500	250	130	0.52	3434	2090
TJ1218	26	138	200	102	0.51	3536	2290
TJ 566	1.8	85	170	83	0.49	3620	2460
TJ1297	0.1	102	232	102	0.44	3722	2692
TJ1185	2	70	167	69	0.41	3790	2859
TJ1225	88	777	230	93	0.41	3884	3089
TJ1291	0.4	65	200	65	0.32	3948	3289
TJ 334	80	320	200	64	0.32	4012	3489
LL3450	90	850	300	85	0.28	4097	3789
TJ1155	1	55	200	54	0.27	4152	3989
LL3598	2	65	250	64	0.25	4215	4239
TJ1175	3	63	250	61	0.24	4277	4489
LL3642	40	50	160	30	0.19	4307	4649
LL 772	1	48	265	48	0.18	4354	4914
TJ 425	0	33	260	33	0.13	4387	5174
TJ 326	9	22	160	20	0.13	4407	5334
LL3472	98	875	200	18	0.09	4425	5534

Donde,

Columna 3: Hasta fila 4, tasa máxima permisible de producción de líquidos.. Desde fila 5 tasa de producción de líquidos para el punto de máxima relación QL/Qg.

Columna 4: Desde fila 5, tasa de inyección correspondiente al punto de mayor rendimiento.

En la **TABLA 4.23**, eficiencia de inyección del esquema actual de producción, se observa que los pozos descartados en la primera selección son los que están en las últimas filas, esto significa que no están produciendo eficientemente en LAG continuo debido al problema de producción presente. Se puede observar mediante la **TABLA 4.23** y la **FIGURA 4.26**, que los pozos que están en los últimos renglones de la tabla y de la curva son los que tienen menor impacto en la producción total del campo debido con alta consumo de gas

En la **FIGURA 4.26** se muestra las curvas de eficiencia de inyección resultantes para los escenarios planteados, de las cuales se tienen las siguientes observaciones. Las curvas que involucran la producción de los pozos al máximo posible en LAG indican que se obtiene aumento en la producción total, pero para altos volúmenes de consumo de gas, lo cual no rentable. Ahora comparando el esquema actual con el esquema que involucra producir los pozos a su máximo rendimiento (mayor valor de relación Q_o/Q_{giny}), se observa que se obtienen mejores resultados de producción con menor consumo de gas. Este resultado también se observa para las curvas de los escenarios que consideran los cambios de métodos determinados, las cuales se desplazan en el eje vertical debido al incremento de producción con liberación de gas que se obtendría con el CMLA.

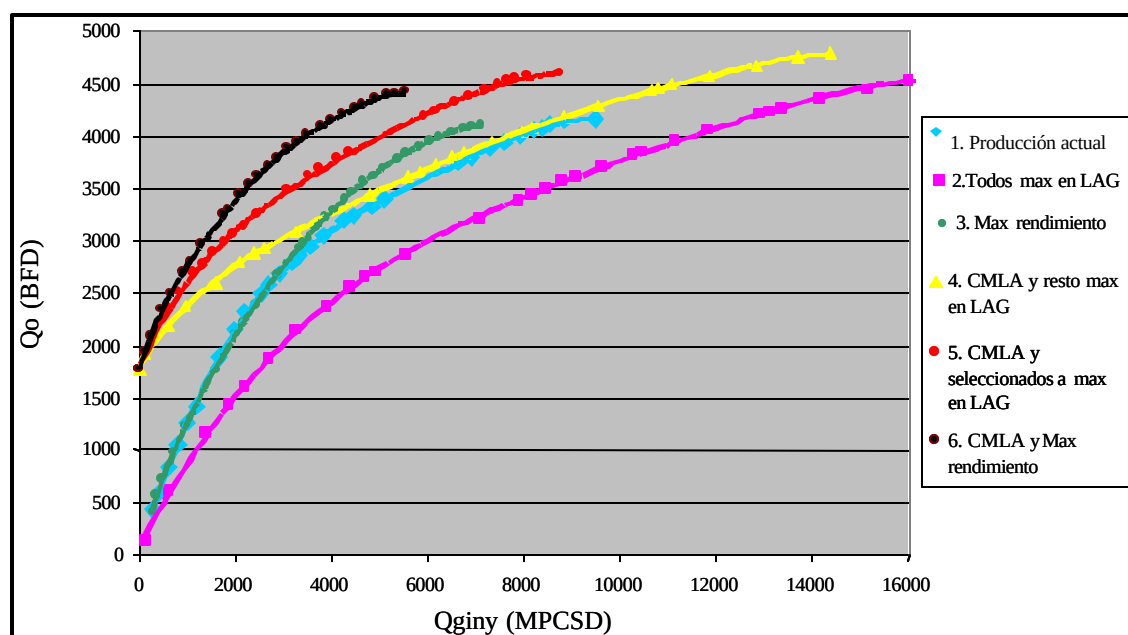


FIGURA 4.6. EFICIENCIA DE INYECCIÓN EN DIFERENTES ESCENARIOS DE PRODUCCIÓN

CONCLUSIONES

1. Se desarrollo una metodología para evaluar proyectos de cambio de métodos de producción, de pozos en levantamiento artificial por gas, de la cual se definen los factores y escenarios que deben ser considerados.
2. La jerarquización de pozos de acuerdo a la eficiencia de inyección garantiza la mayor producción del campo para una cantidad limitada de gas.
3. El problema de alta producción de gas de yacimiento representa un factor determinante en la selección de pozos para cambio de método de LAG a métodos por bombeo.
4. De los 30 pozos evaluados 4 resultaron candidatos a cambio de método resultando el método de bombeo por cavidades progresivas como la mejor alternativa para los pozos **LL823; LL1187; LL3431 y LL3595**.
5. No resulta eficiente la producción e LAG de pozos productores de altos porcentaje de agua.
6. En la segregación Rosa Mediano, no se están usando eficientemente los métodos de producción actual.
7. Llevando a cabo el cambio de método resultante para estos pozos se obtendría un aumento de producción de 500 BND y ahorro de gas de inyección de 10 MM PCSD, con lo cual se reduce el problema de demanda de gas existente en el área.

RECOMENDACIONES

1. Probar la metodología propuesta en las parcelas restantes del Campo Rosa Mediano y en otros campos distintos.
2. Realizar una investigación de extensión de la metodología desarrollada a pozos productores en métodos por bombeo.
3. Complementar la metodología propuesta con una fase de evaluación económica que permita decidir cual de los métodos alternos resultantes de la evaluación, es el más rentable.
4. Adquirir y mantener la cultura de toma constante de información de los pozos en las distintas áreas de producción.
5. Incorporar al SEDLA otros modelos para la determinación de la curva IPR.
6. Modificar el Wellflo, con la finalidad de que se pueda hacer combinaciones de las correlaciones de propiedades de los fluidos para diferentes autores.

BIBLIOGRAFÍA

1. Brown, Kermit. "The Tecnology of Artificial Lift Methods," Vol. 1, PPC Books, TULSA,1977.
2. Neely, Buford. "Selection of Artificial Lift Meted," paper SPE 10338, Octubre, 1981.
3. Clegg, Bucaran y Hein "Recommendations and Comparations for Artificial Lift Method Selection," paper SPE 24834, diciembre, 1993.
4. Centro Internacional de Educación y Desarrollo (CIED), "Diseño de Bombeo Electrosumergible," Curso, 1997.
5. Wéller, W. T., "Reservoir Performance During Two-Phase Flow," JPT, Febrero 1996.
6. Vogel, J. V., "Inflow Performance Relationship for Solution Gas Drive Wells". JPT. Enero 1968.
7. Fetkovich, M. J, "The Isochronal Testing of Oil Wells". Paper SPE 4529. Obtubre 1973.
8. Brown, Kermit. "The Tecnology of Artificial Lift Methods," Vol. 2a, PPC Books, TULSA,1980.
9. De Sa, Guillermo, "Validación de Algoritmos y Modelos para la Simulación del Comportamiento de Pozos con Sistemas de Levantamiento por Bombeo de Cavidades Progresivas Mediante el Programa BCPI," Trabajo Especial de Grado presentado ante la Ilustre Universidad Central de Venezuela, Caracas 1999, pp. 308.
10. Alarcón, Gabriel, "Flujo de dos fases," Universidad de Los Andes, Mérida, pp. 500.

11. Economides, M, Hill, A. y Ehlig Economides, C., “Petroleum Production Systems,” Prentice Hall Petroleum Engineering, Series. New Jersey, 1994, pp. 611.
12. Edinburgh Petroleum Services, “FLOSYSTEM USER DOCUMENTATION,” Manual Versión 3.6, Septiembre 1999.
13. PDVSA, INTEVEP, “SISTEMA EXPERTO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL,” Manual versión 3.01, Julio 2000.
14. Reyes, Yamila, “OPTIMIZACIÓN DEL SISTEMA EXPERTO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL,” Trabajo Especial de Grado presentado ante la ilustre universidad central de Venezuela, Caracas 1999, pp. 220.

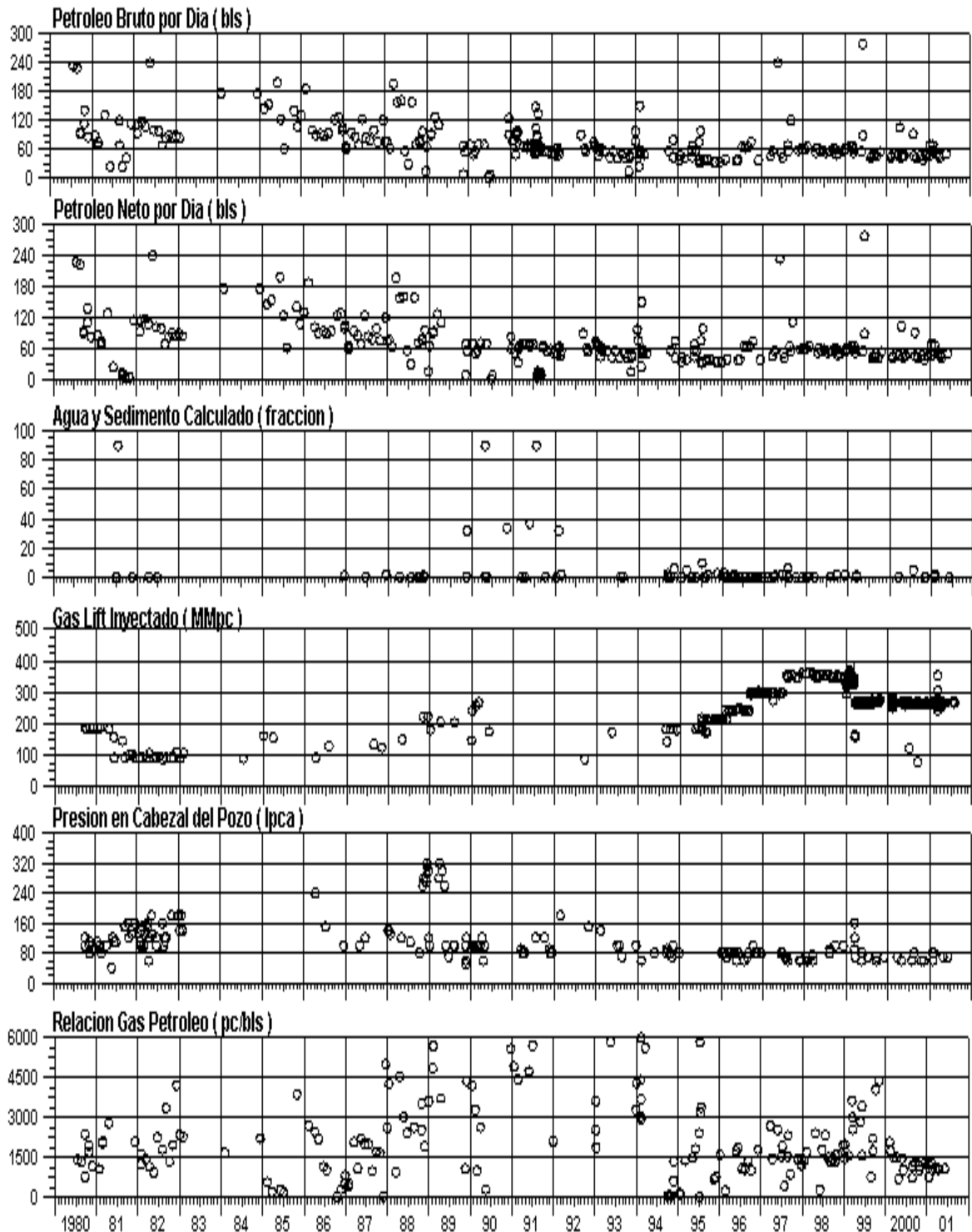
NOMENCLATURA

BBD:	Barriles brutos por día.
BND:	Barriles a condiciones normales por día
Bo:	Factor volumétrico del petróleo (Rb/Stb).
BCP:	Bombeo de cavidad progresiva.
BES:	Bombeo electrosumergible.
BM:	Bombeo mecánico.
BNPD:	Barriles netos por día.
CHP:	Presión de casing medida en el cabezal (lpc)
CMLA:	Cambio de método de levantamiento artificial
Cps:	Centipoise
H:	espesor de la arena productora (pie)
IPR:	Curva de comportamiento de afluencia
K:	Permeabilidad absoluta (Darcy)
Kro:	Permeabilidad relativa al petróleo
Krw:	Permeabilidad relativa al agua
LAG:	Levantamiento por gas artificial.
Lpc:	Unidad de medida de presión, libras por pulgadas cuadradas
MPCSD:	Tasa de gas en Miles de pié cúbicos estándar por día
Np :	Producción acumulada (BN)
OFM:	Oil Field Manager.
Pb:	Presión de burbujeo.
PCSG:	Pies cúbicos a condiciones normales de gas por día.
Pe:	Presión estática
Pwf:	Presión de fondo fluyente
POES:	Petróleo original en sitio
Pe:	Presión estática del pozo (psi).
Pwf:	Presión fluyente del pozo (psi).Ps
Qc:	Tasa crítica (Stb/d).

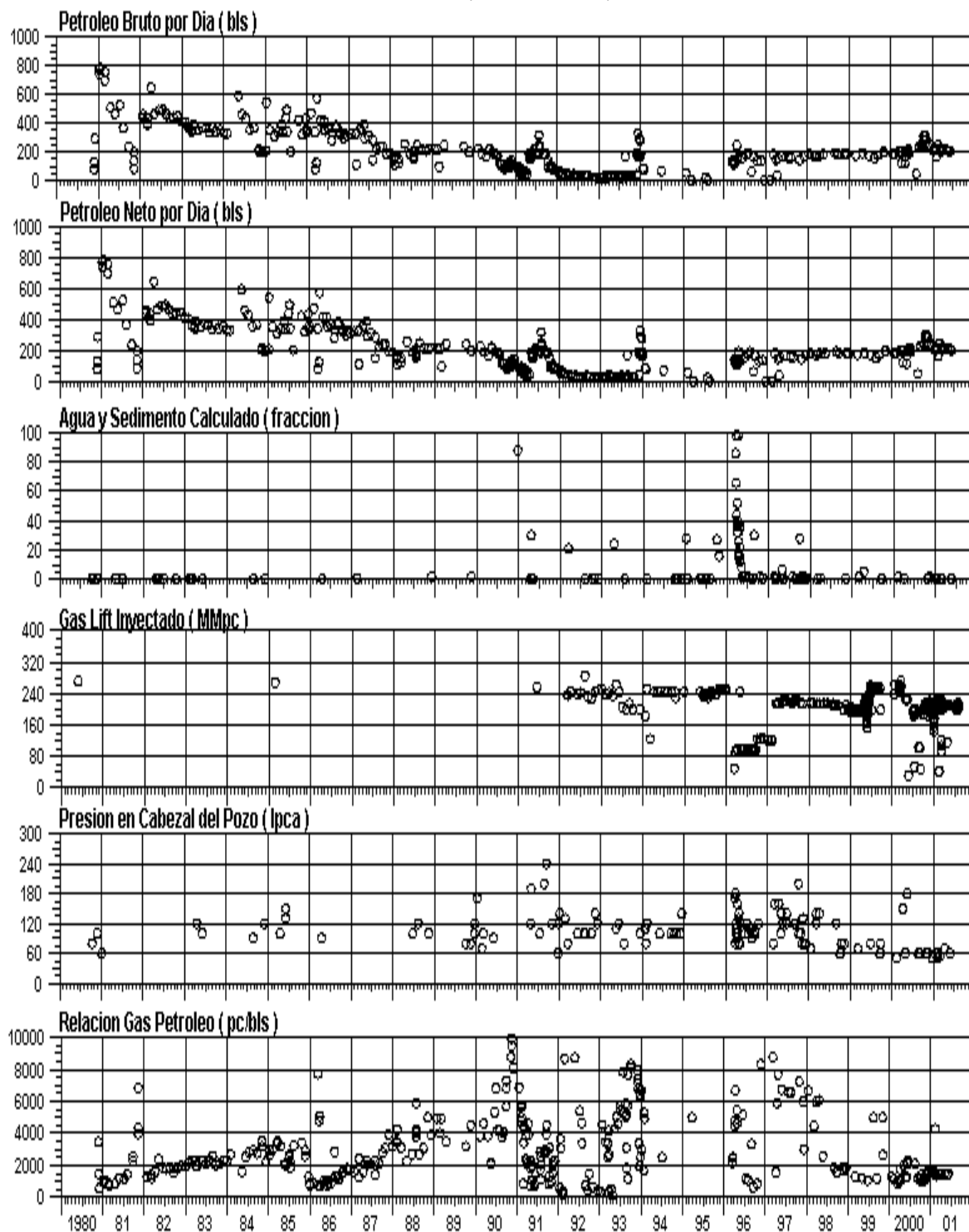
Qginy: Tasa de inyección de gas
Q_L : Tasa de producción de líquidos (BND)
Qo: Tasa de petróleo (BND).
Qmax: Tasa máxima (BFD)).
QmaxLAG: Tasa máxima de producción en LAG.
RGP: Relación gas petroleo.(PCS/BF)
RGL: Relación gas líquido .(PCS/BF)
SEDLA: Sistema Experto de Levantamiento Artificial
THP: Presión de cabezal fluyente (lpc)
TPR: Curva de demanda del pozo o comportamiento de efluencia
re: Radio de drenaje (pies)
reD: Radio adimensional.
rw: Radio del pozo (pies)
μo: Viscosidad del petróleo (cps).
ρw: Densidad del agua (gm/cc)
ρo: Densidad del petróleo (gm/cc)
γw: Gradiente de presión estático del agua (Lppc/pie)
γo: Gradiente de presión estático del petróleo (Lppc/pie)

A. GRÁFICAS DE PRODUCCIÓN OFM

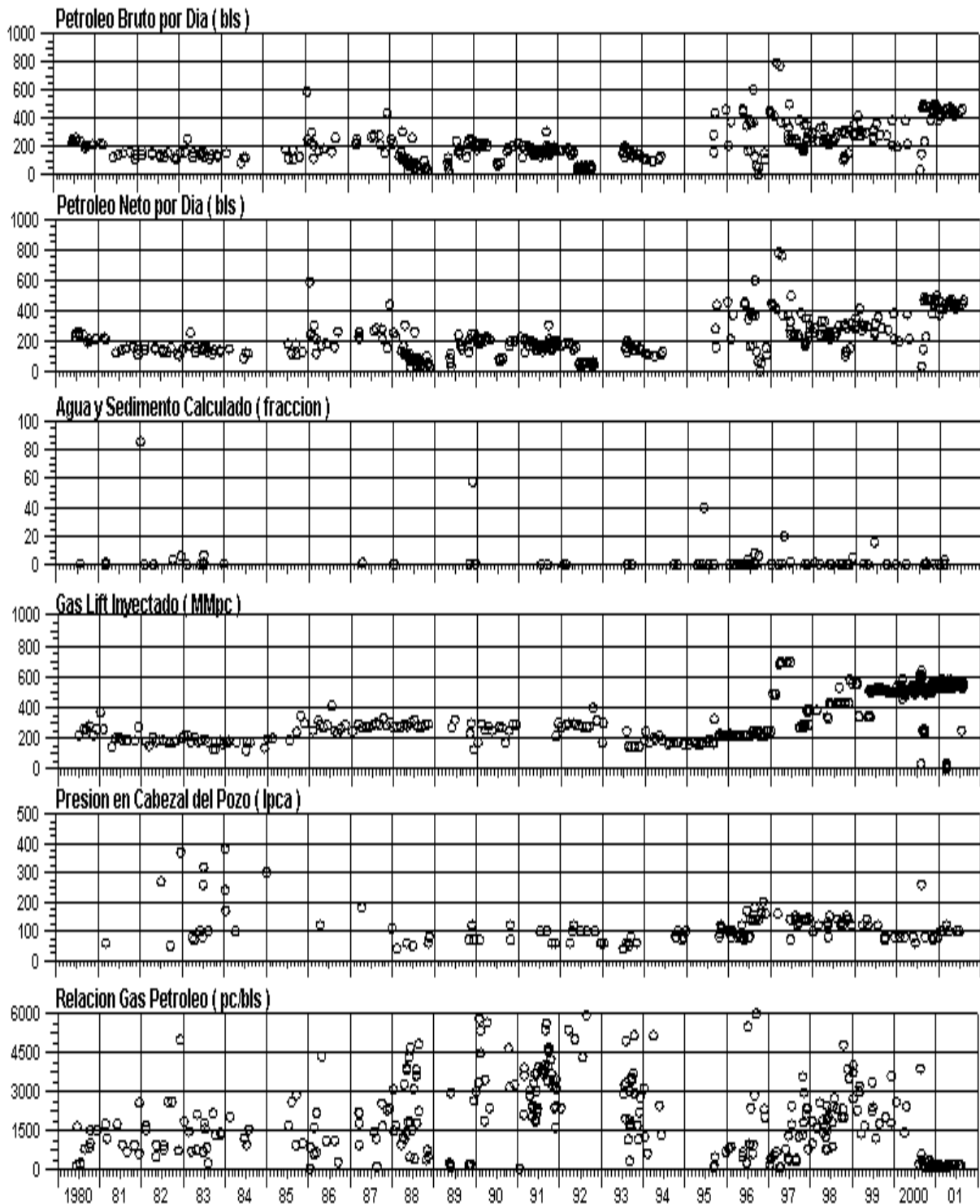
Unidad de Exploración La Salina
YAC: B-5-X 03, POZO: 0051LL 772 0-1, CONC: AGUA-185
EST GL MET: G, ESTFL: 1TJ-21, CAT: 1



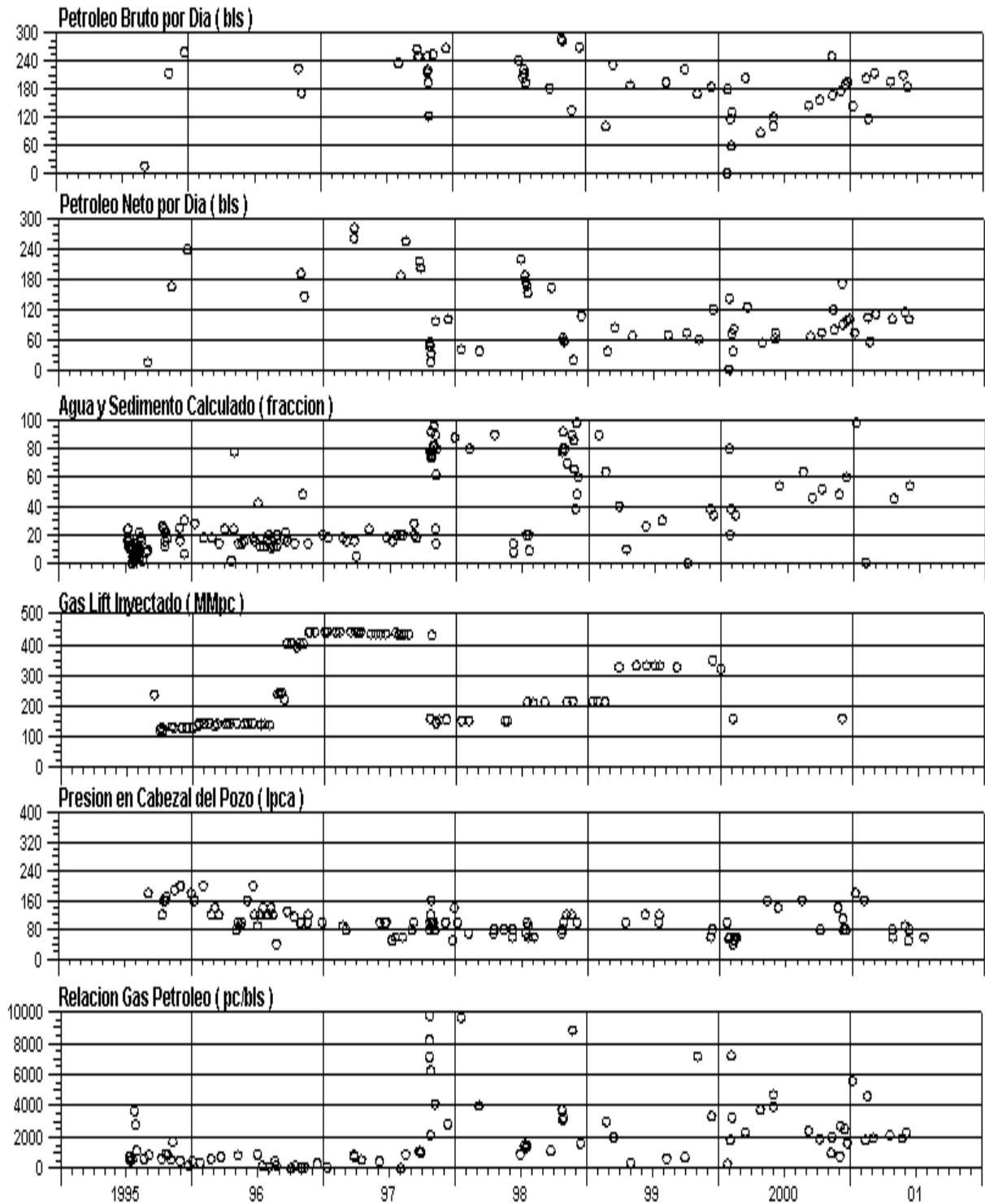
Unidad de Exploración La Salina
YAC: B-9-X 08, POZO: 005 1LL 823 0-1, CONC: AGUA-185
EST GL MET: G, ESTFL: 1TJ-21, CAT: 1



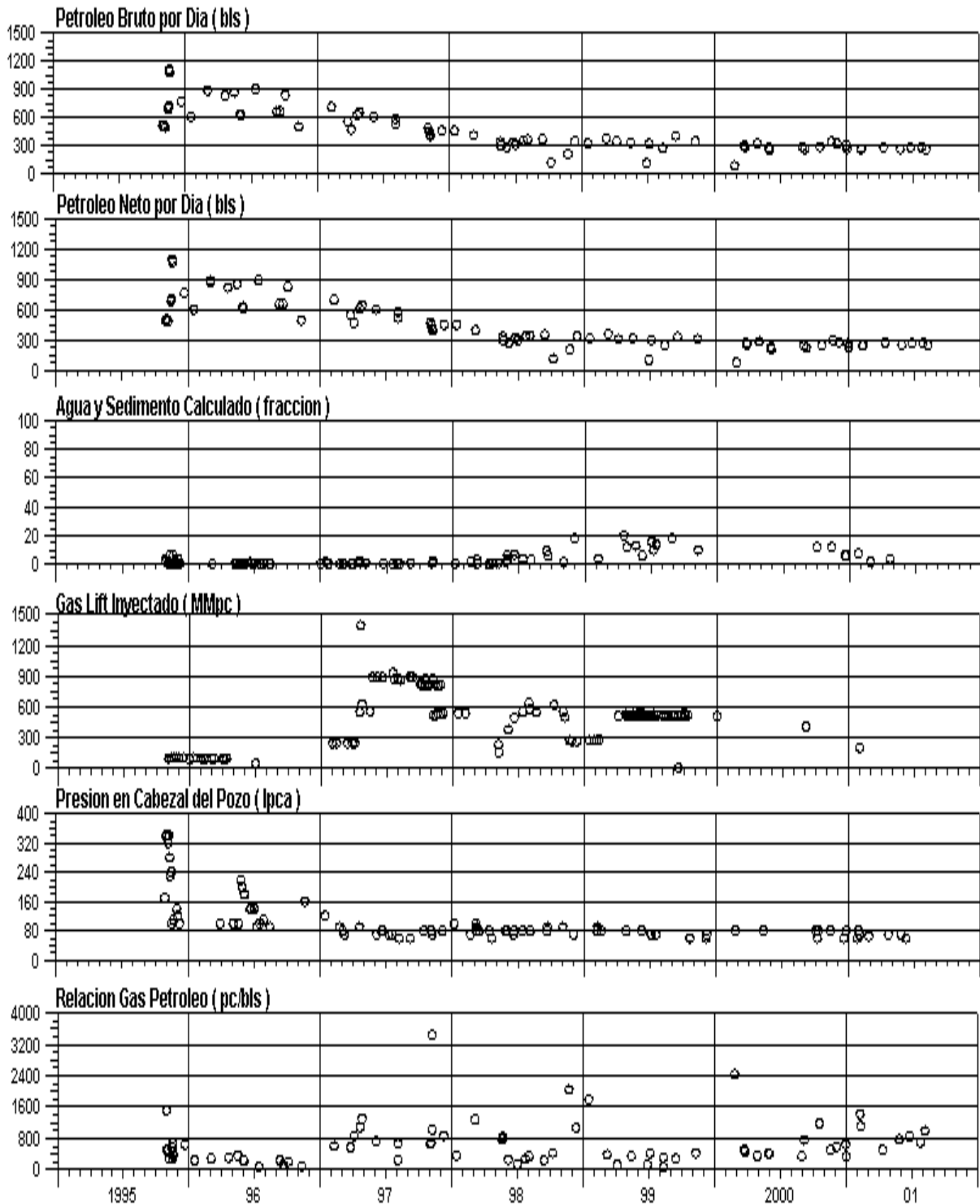
Unidad de Exploración La Salina
YAC: B-7-X 38, POZO: 0051LL 1187 0-3, CONC: AGUA-185
EST GL MET: G, ESTFL: 1TJ-22, CAT: 1



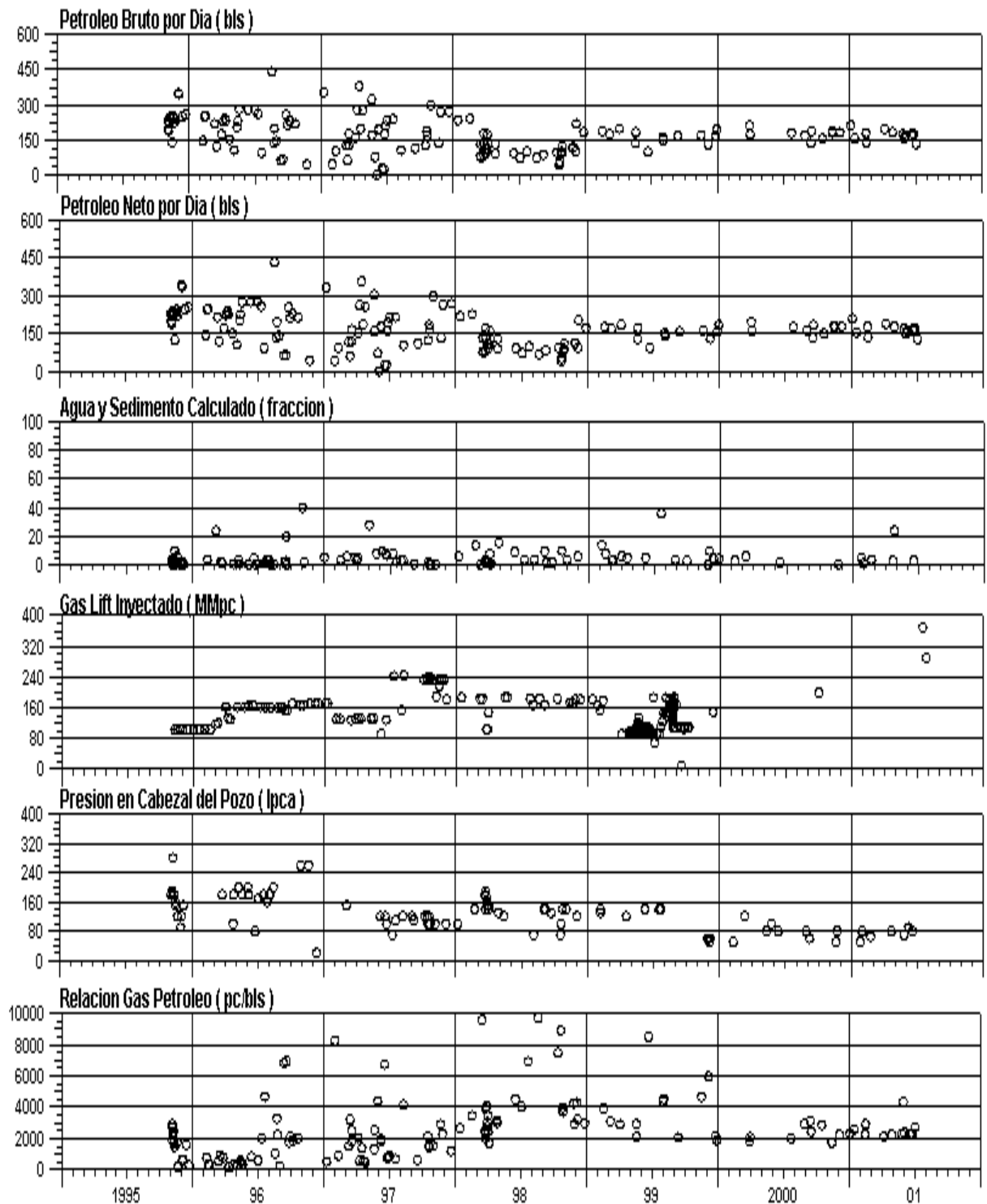
Unidad de Exploración La Salina
YAC: LAGNA 33, POZO: 005 1LL 3423 0-1, CONC: AGUA-185
EST GL MET: G, ESTFL: 1TJ-21, CAT: 1



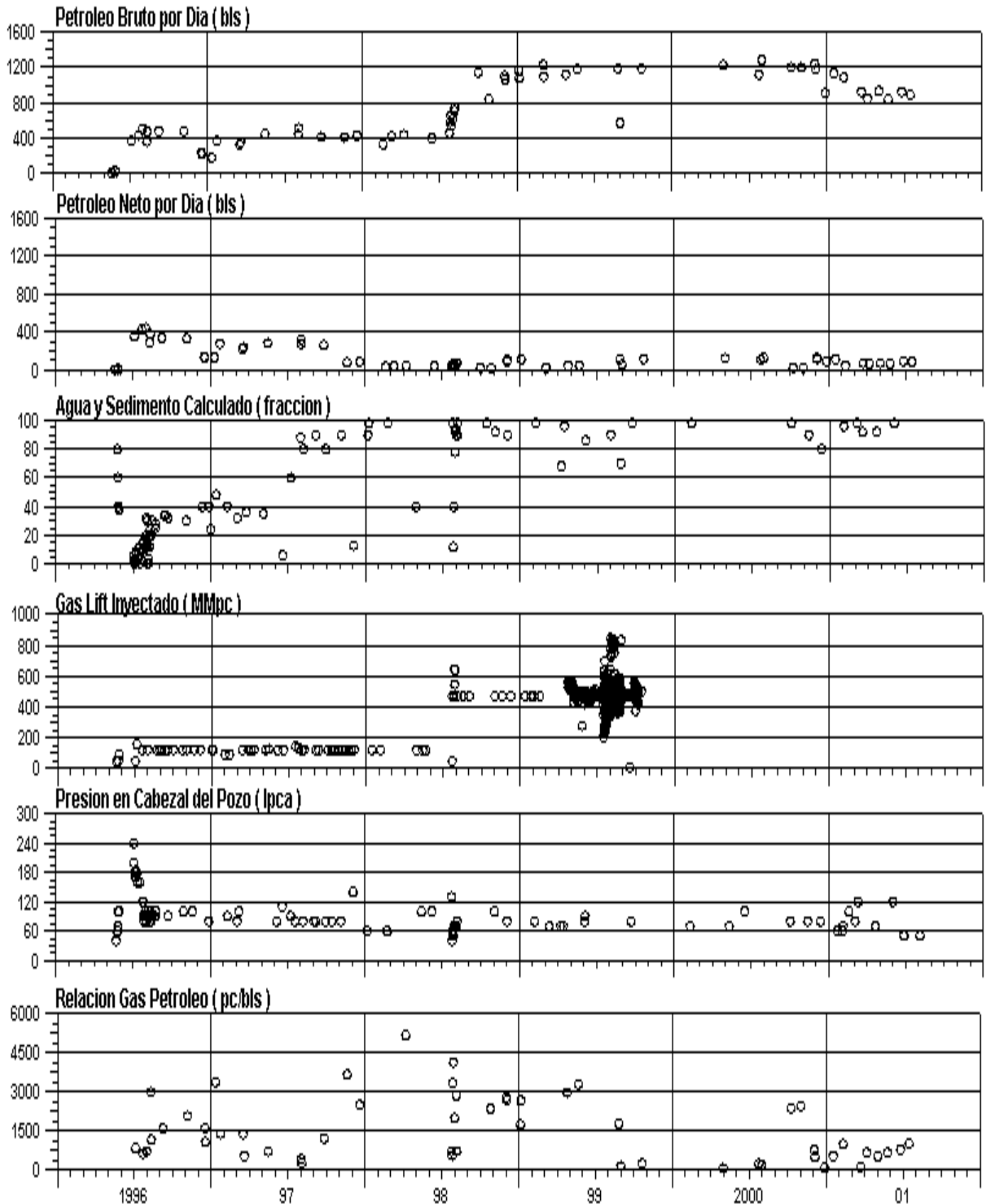
Unidad de Exploración La Salina
YAC: LAGNA 33, POZO: 005 1LL 3431 0-1, CONC: AGUA-185
EST GL MET: G, ESTFL: 1TJ-21, CAT: 1



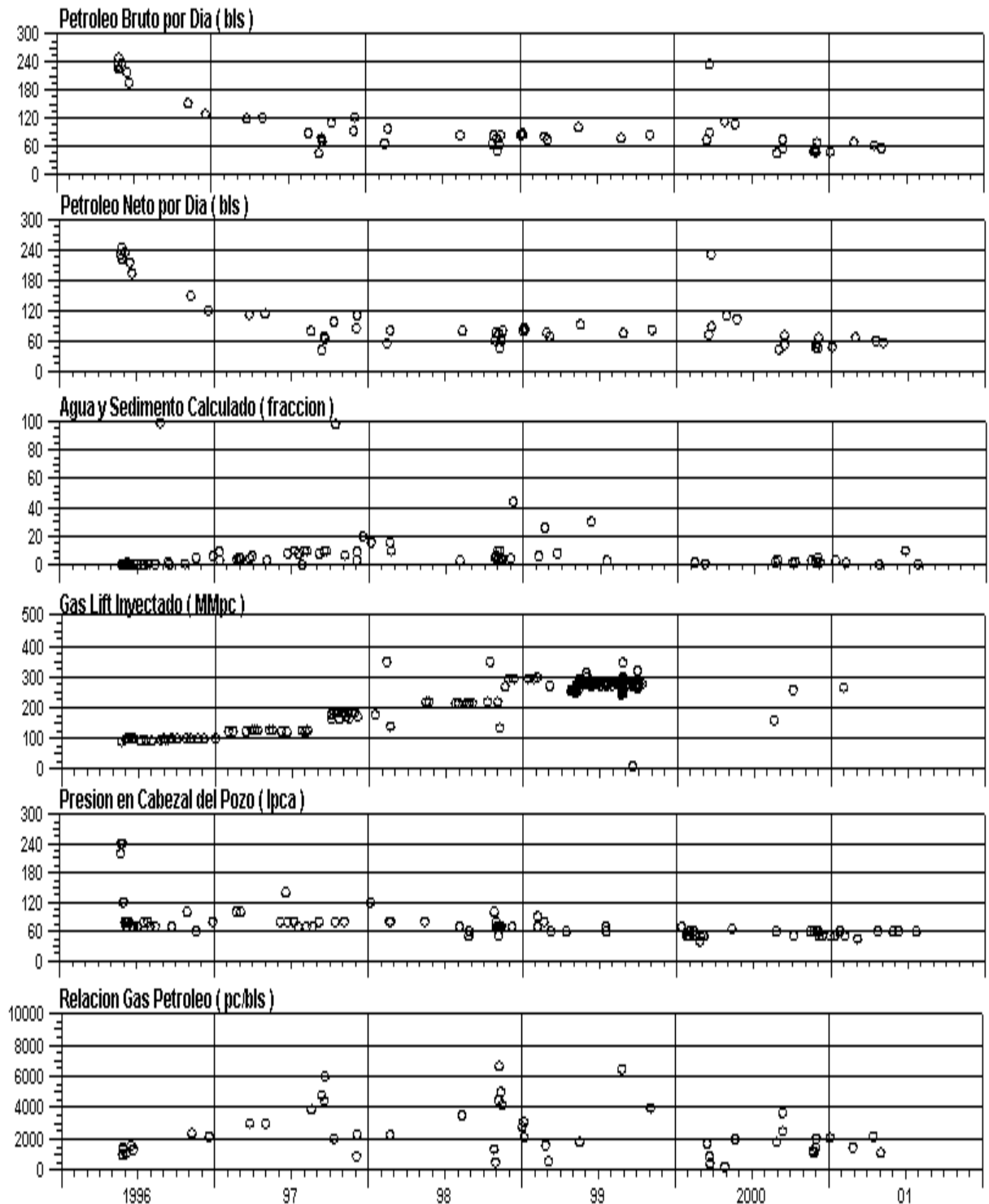
Unidad de Exploración La Salina
YAC: LAGNA 33, POZO: 005 1LL 3433 0-1, CONC: AGUA-185
EST GL MET: G, ESTFL: 1TJ-22, CAT: 1



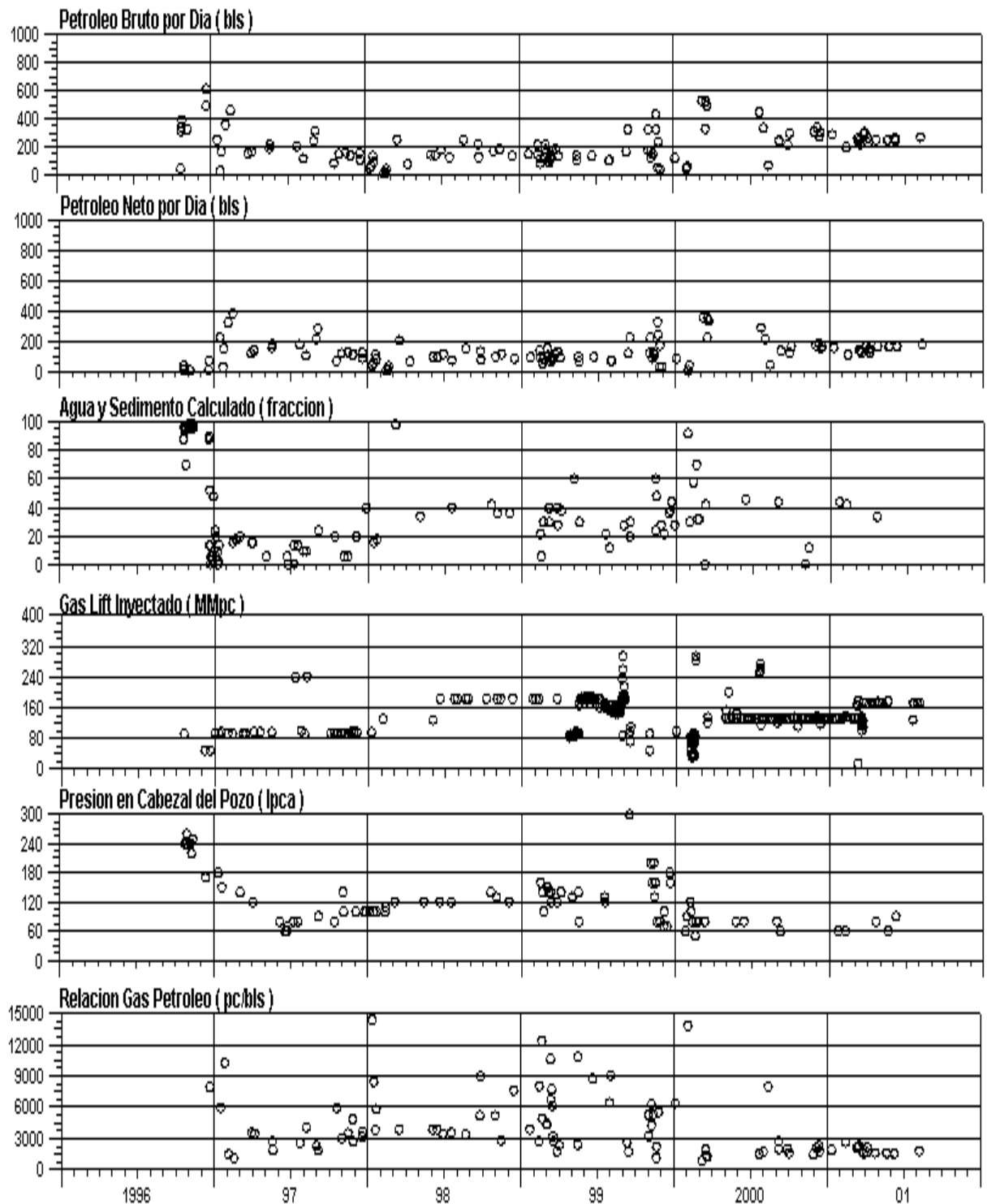
Unidad de Exploración La Salina
YAC: LAGNA 33, POZO: 005 1LL 3450 0-1, CONC: AGUA-185
EST GL MET: G, ESTFL: 1TJ-21, CAT: 1



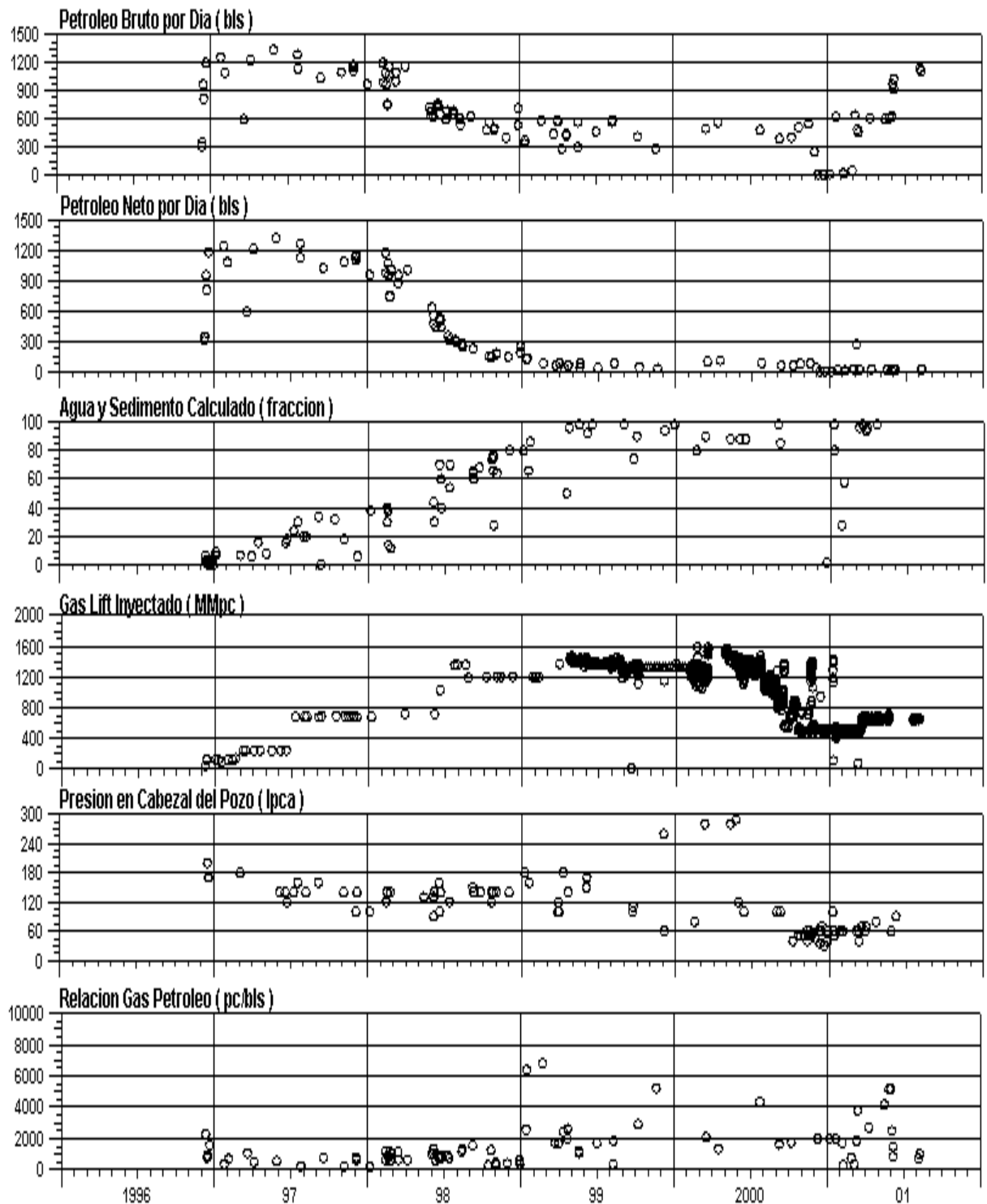
Unidad de Exploración La Salina
YAC: LAGNA 22, POZO: 005 1LL 3452 0-1, CONC: AGUA-185
EST GL MET: G, ESTFL: 1TJ-21, CAT: 1



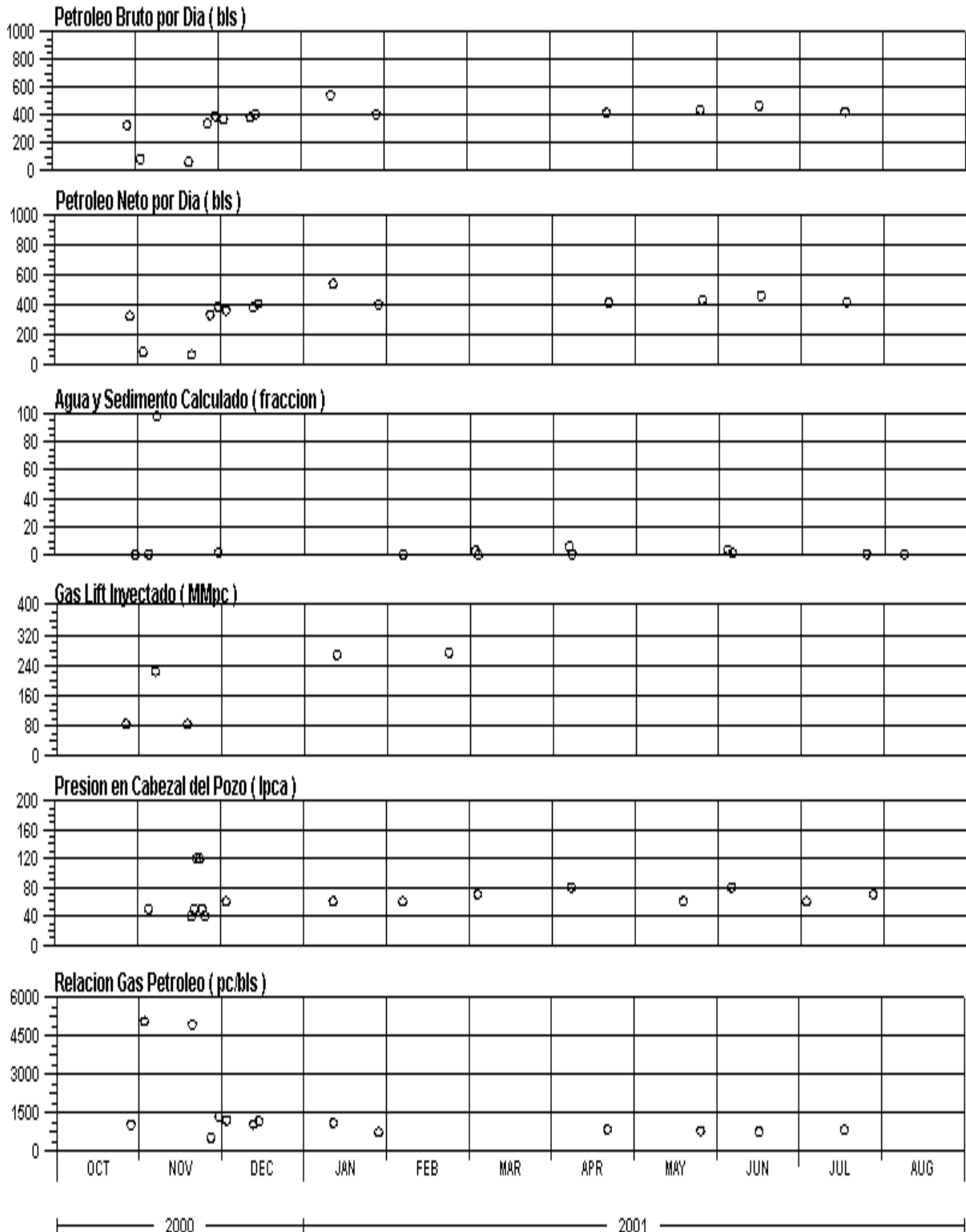
Unidad de Exploración La Salina
YAC: LAGNA 33, POZO: 005 1LL 3466 0-1, CONC: AGUA-185
EST GL MET: G, ESTFL: 1TJ-22, CAT: 1



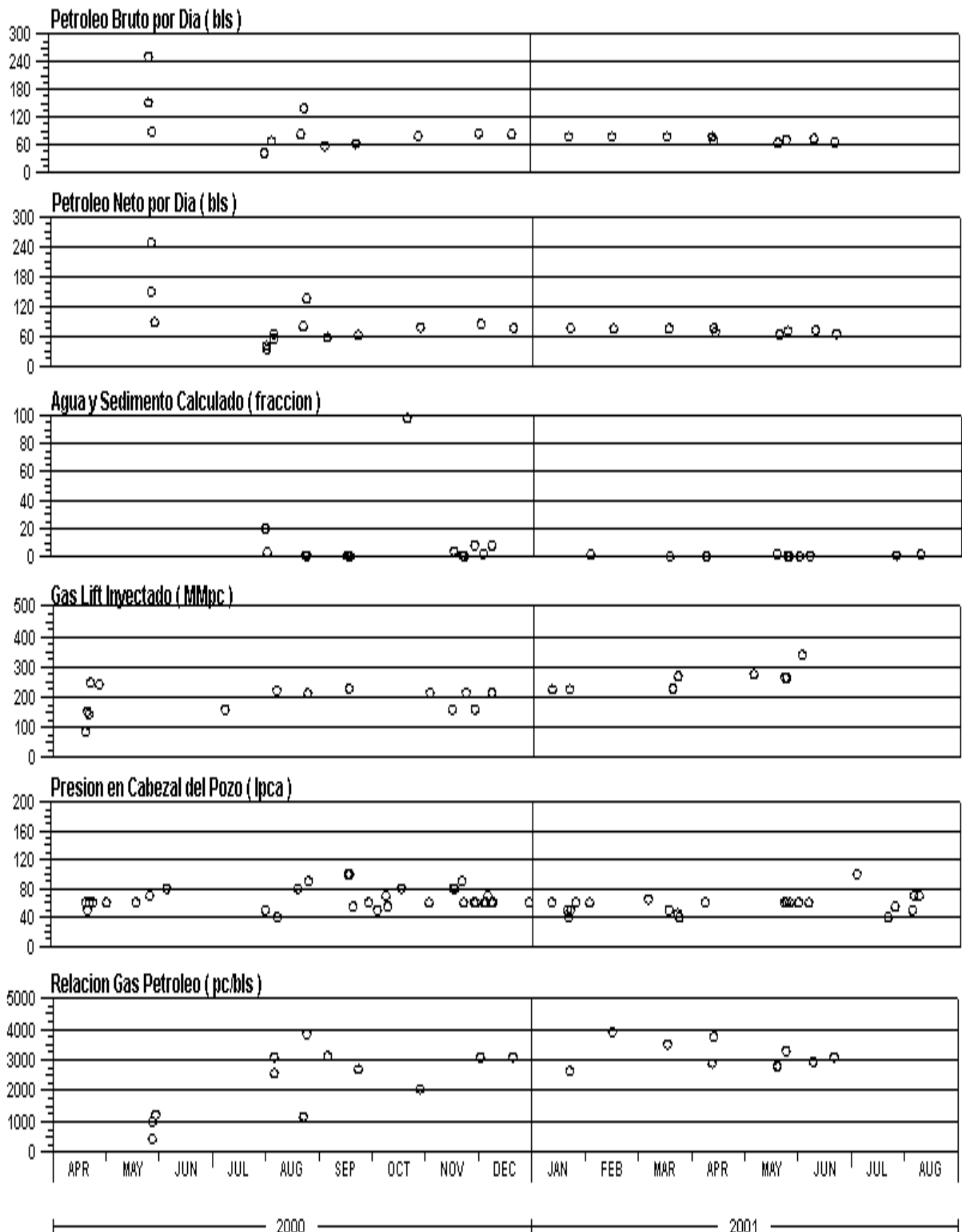
Unidad de Exploración La Salina
YAC: B-6-X 25, POZO: 005 1LL 3472 Y-1, CONC: AGUA-185
EST GL MET: G, ESTFL: 1TJ-22, CAT: 1



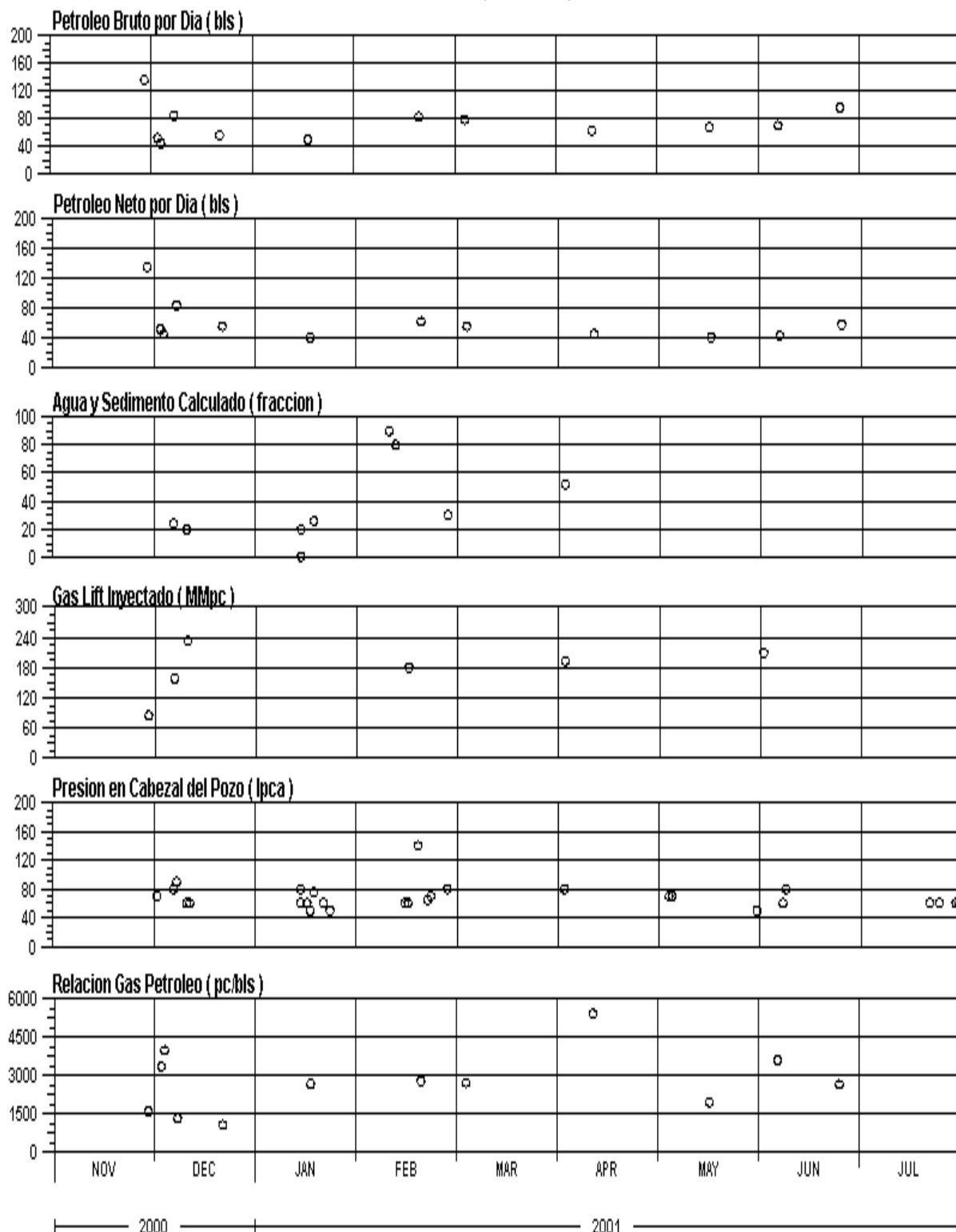
Unidad de Exploración La Salina
YAC: B-7-X 38, POZO: 0051LL 3595 0-2, CONC: AGUA-185
EST GL MET: G, ESTFL: 1TJ-22, CAT: 1



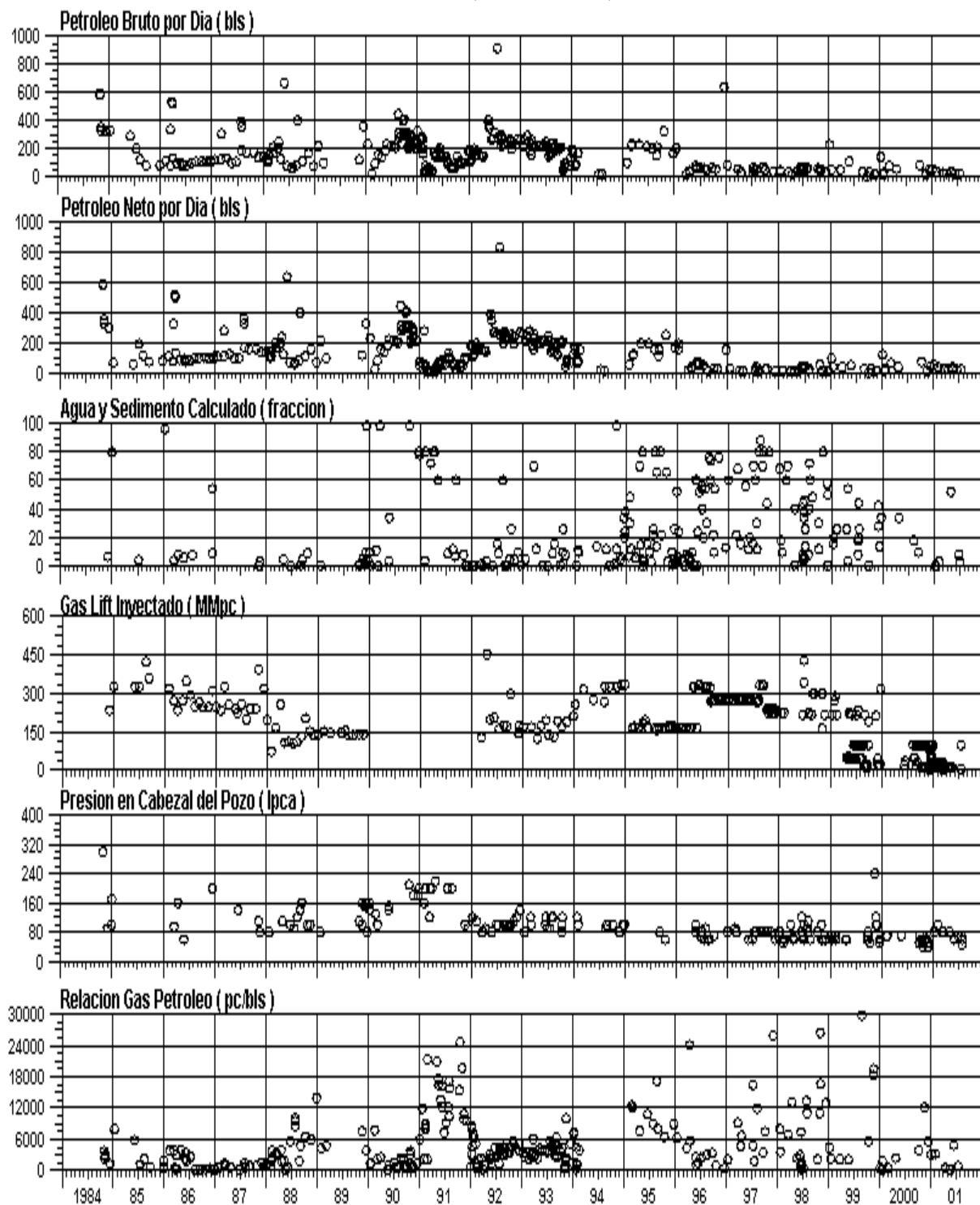
YAC: B-9-X 08, POZO: 005 1LL 3598 0-1, CONC: AGUA-185
EST GL MET: G, ESTFL: *, CAT: 1



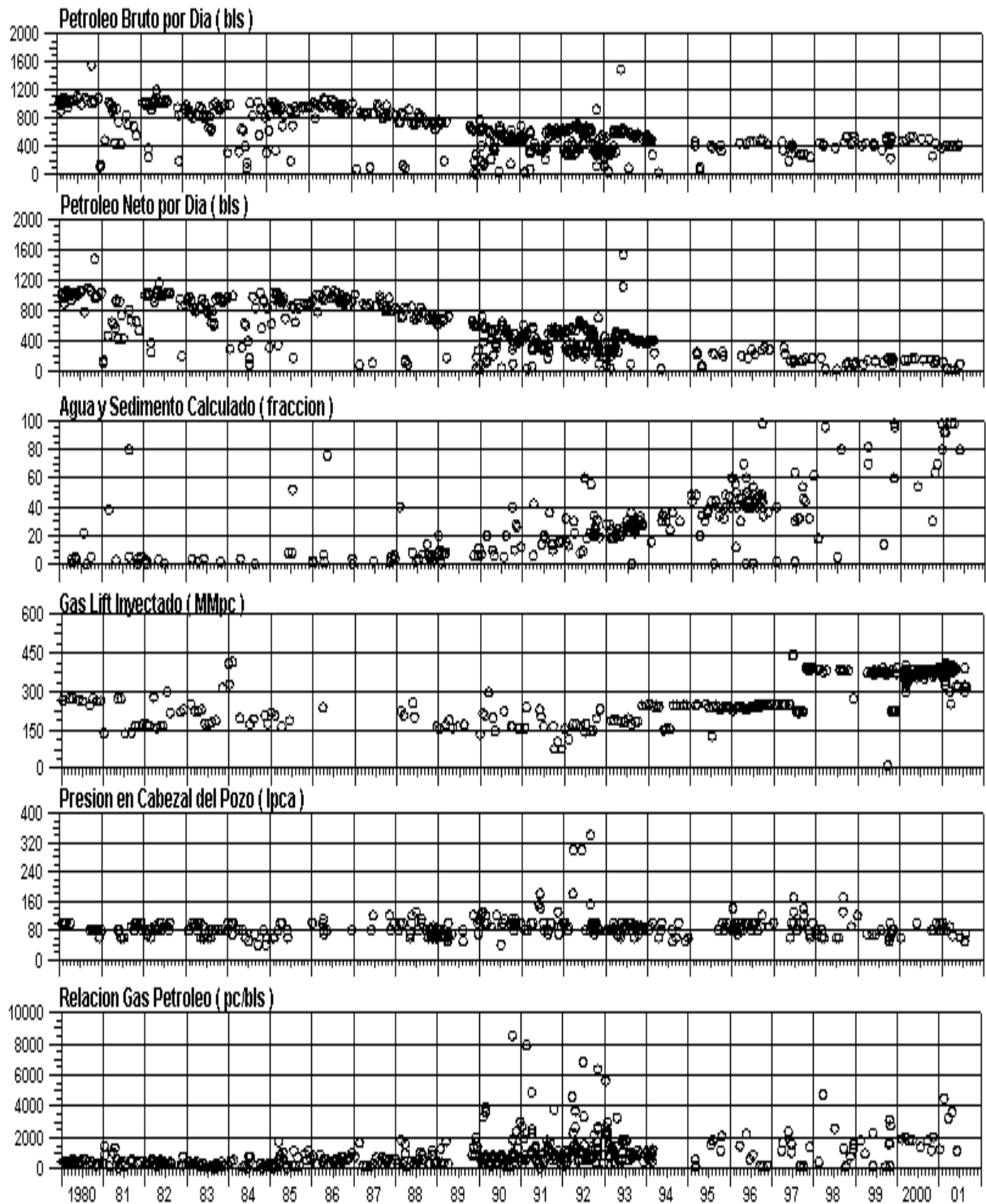
Unidad de Exploración La Salina
YAC: LAGNA 33, POZO: 005 1LL 3642 1-1, CONC: AGUA-185
EST GL MET: G, ESTFL: *, CAT: 1



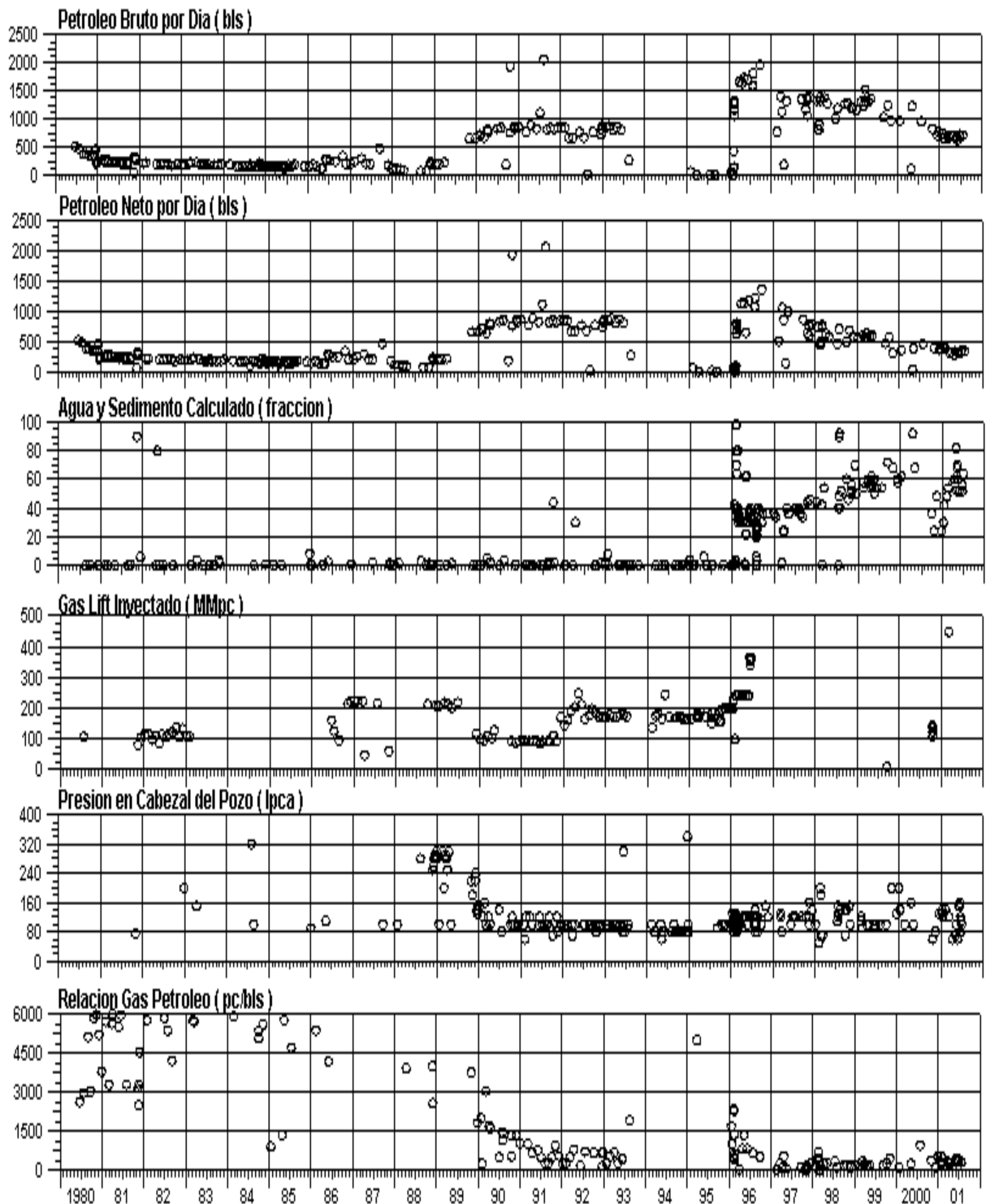
Unidad de Exploración La Salina
YAC: B-6-X 22, POZO: 005 1TJ 326 0-1, CONC: AGUA-185
EST GL MET: G, ESTFL: 1TJ-21, CAT: 1



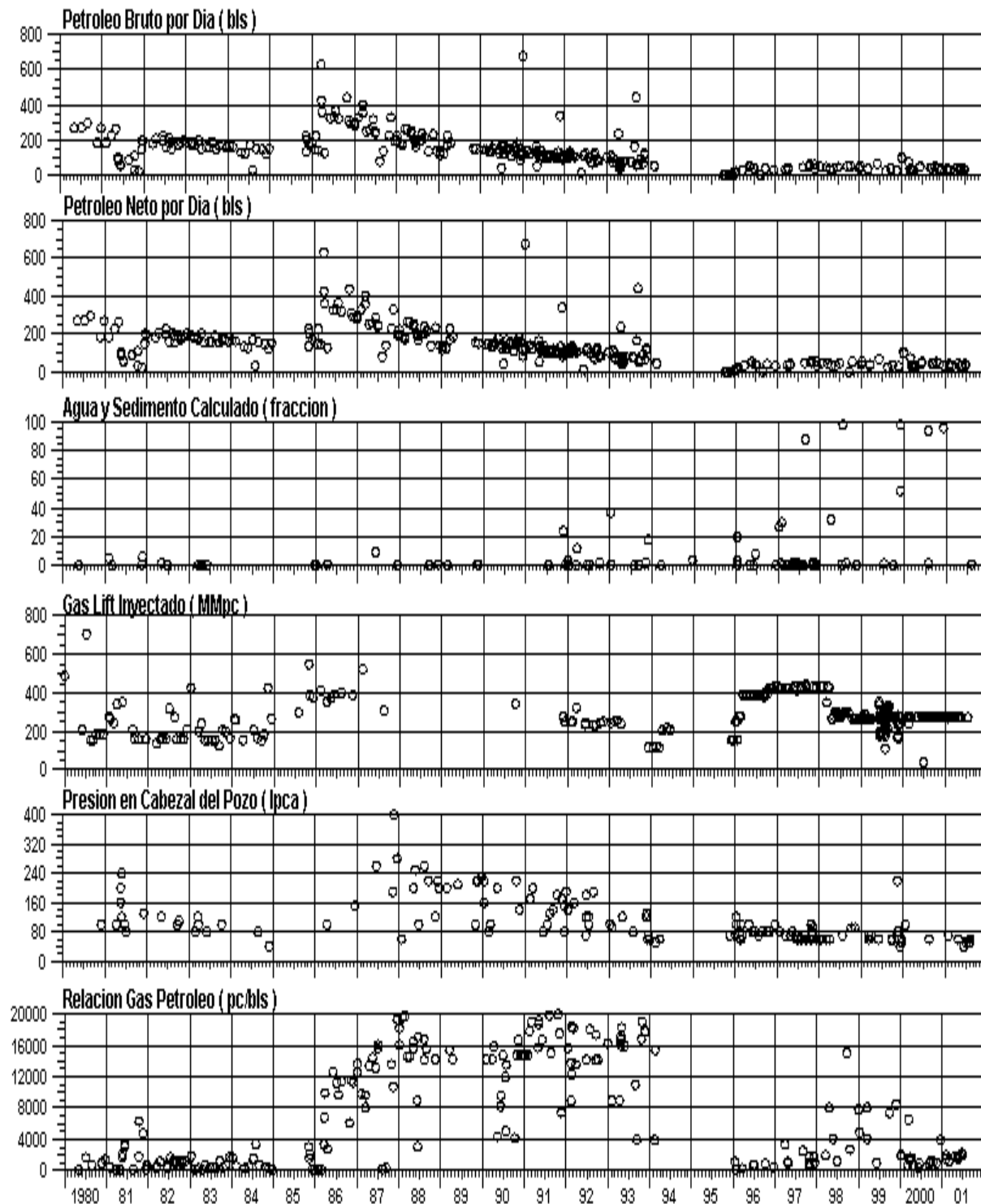
Unidad de Exploración La Salina
YAC: B-6-X 25, POZO: 005 1TJ 334 0-1, CONC: AGUA-185
EST GL MET: G, ESTFL: 1TJ-21, CAT: 1



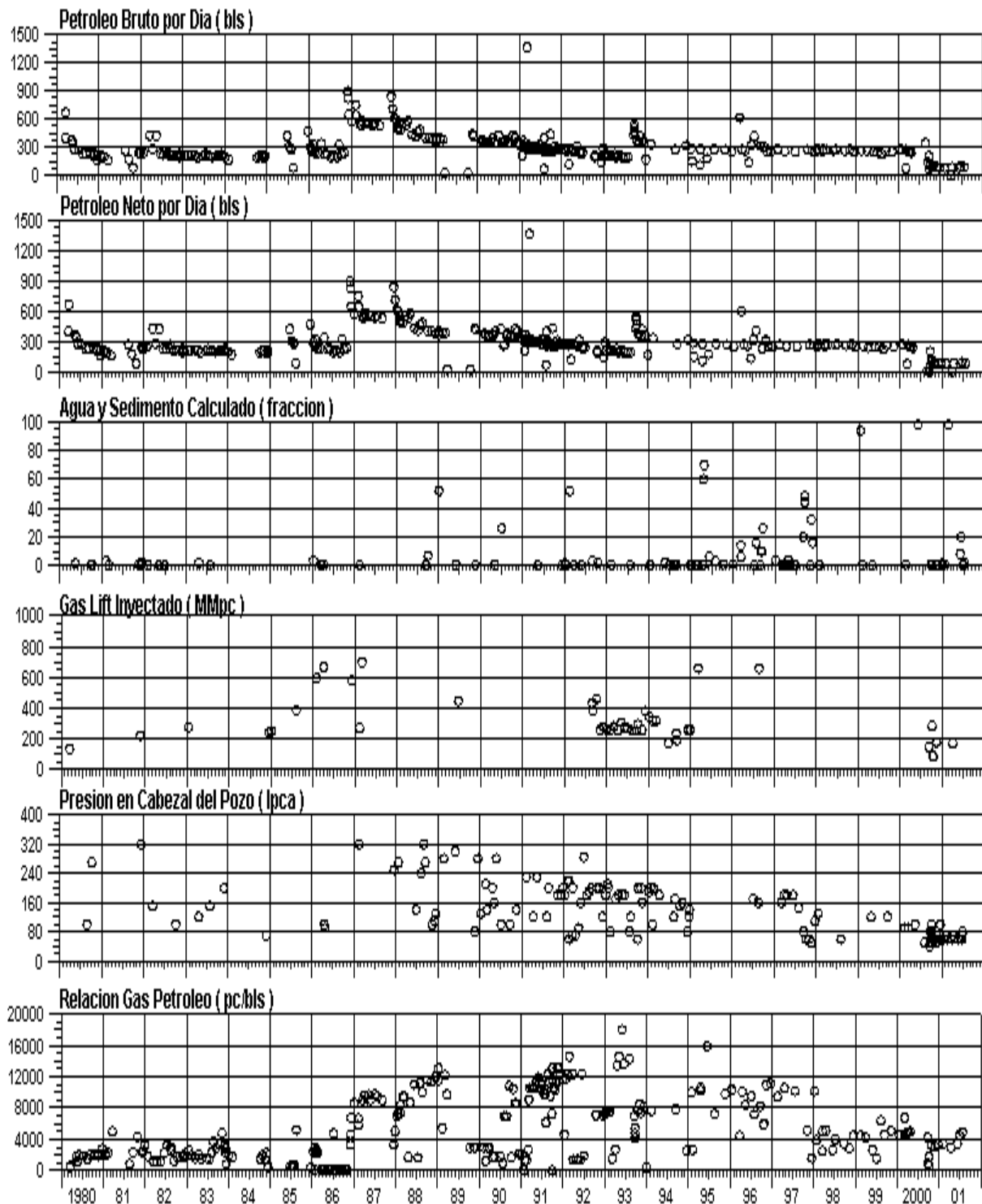
Unidad de Exploración La Salina
YAC: B-6-X 25, POZO: 005 1TJ 361 0-1, CONC: AGUA-185
EST GL MET: G, ESTFL: 1TJ-21, CAT: 1



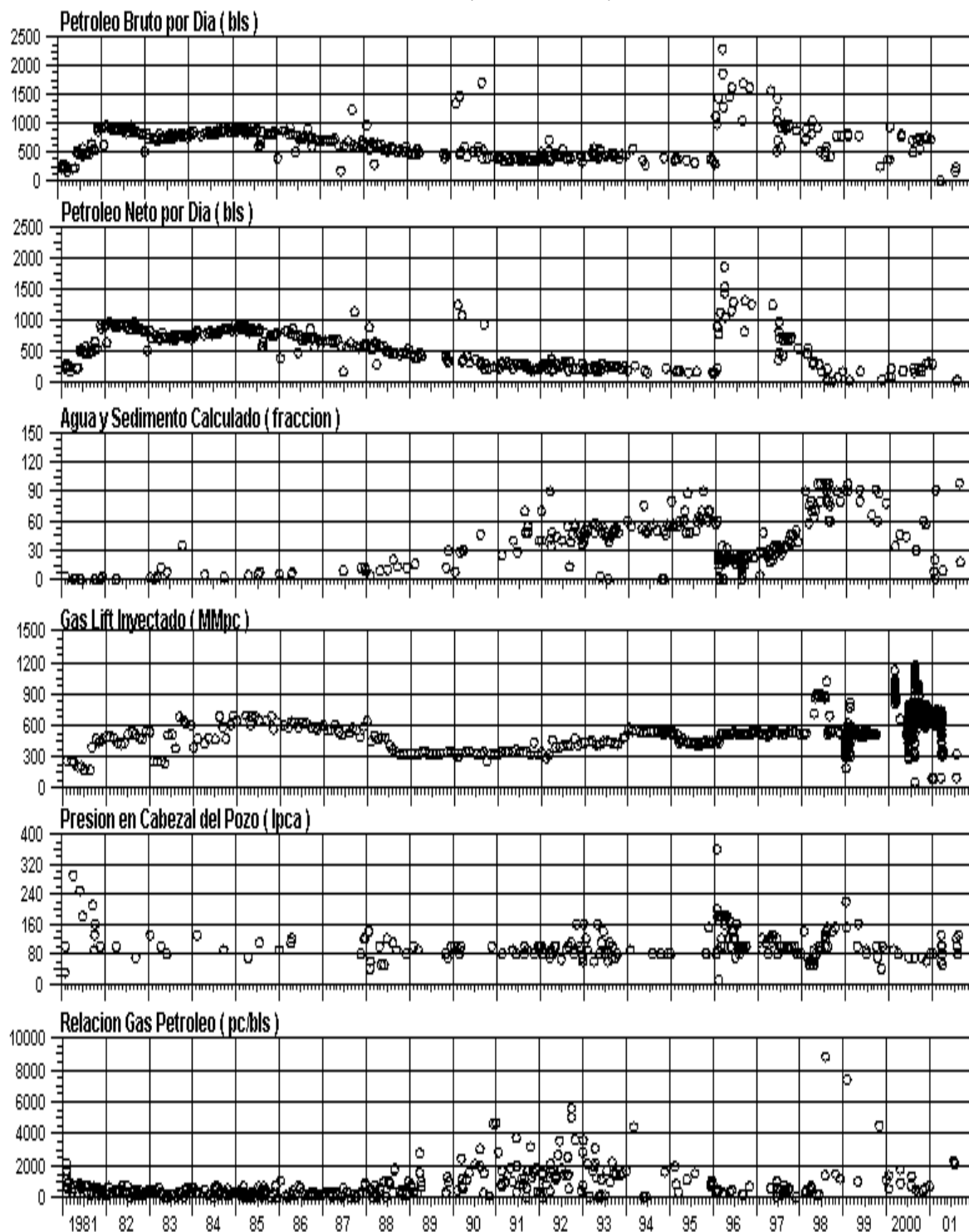
Unidad de Exploración La Salina
YAC: B-6-X 22, POZO: 0051TJ 425 0-1, CONC: AGUA-185
EST GL MET: G, ESTFL: *, CAT: 1



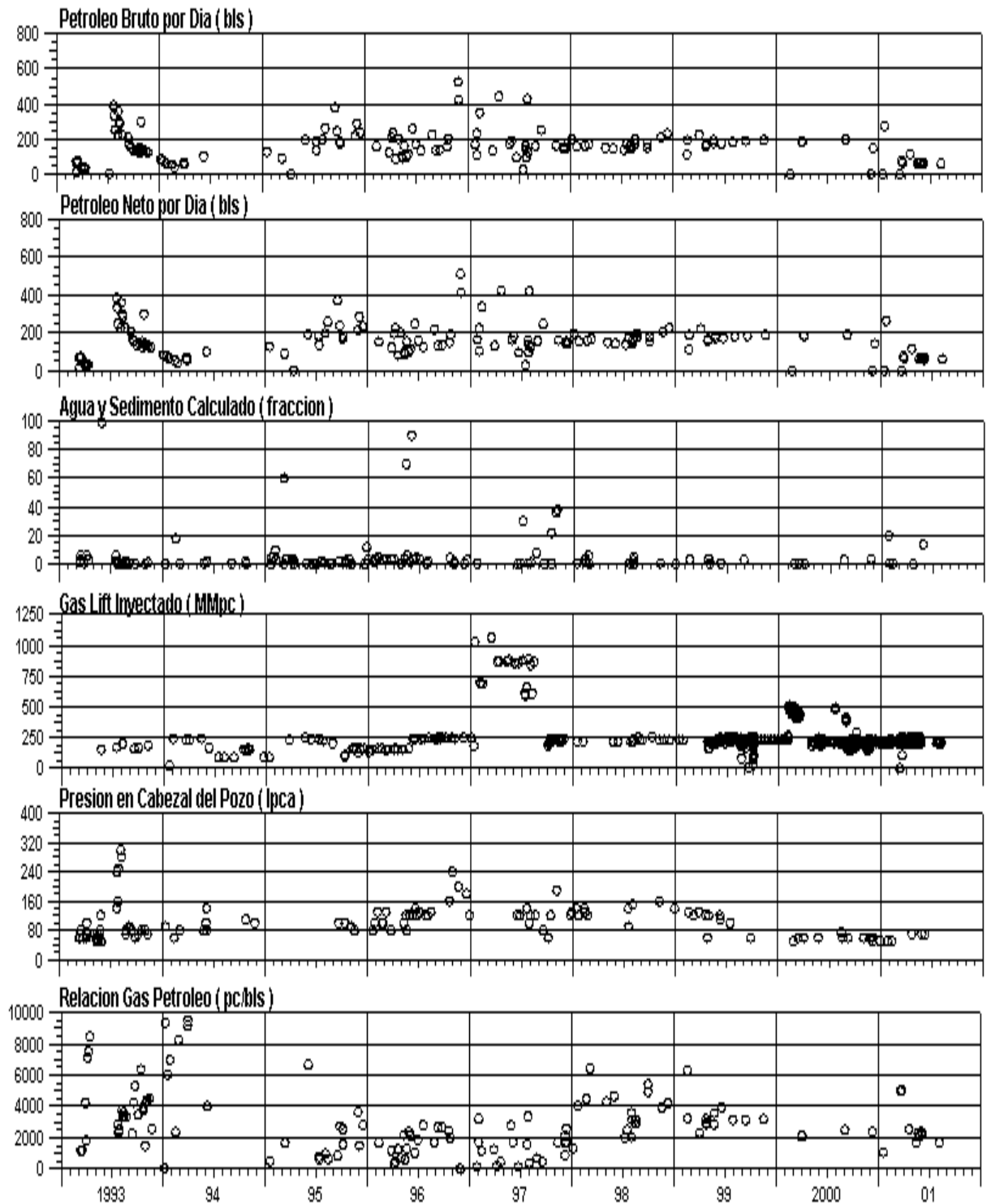
Unidad de Exploración La Salina
YAC: B-6-X 22, POZO: 005 1TJ 566 0-1, CONC: AGUA-185
EST GL MET: G, ESTFL: 1TJ-21, CAT: 1



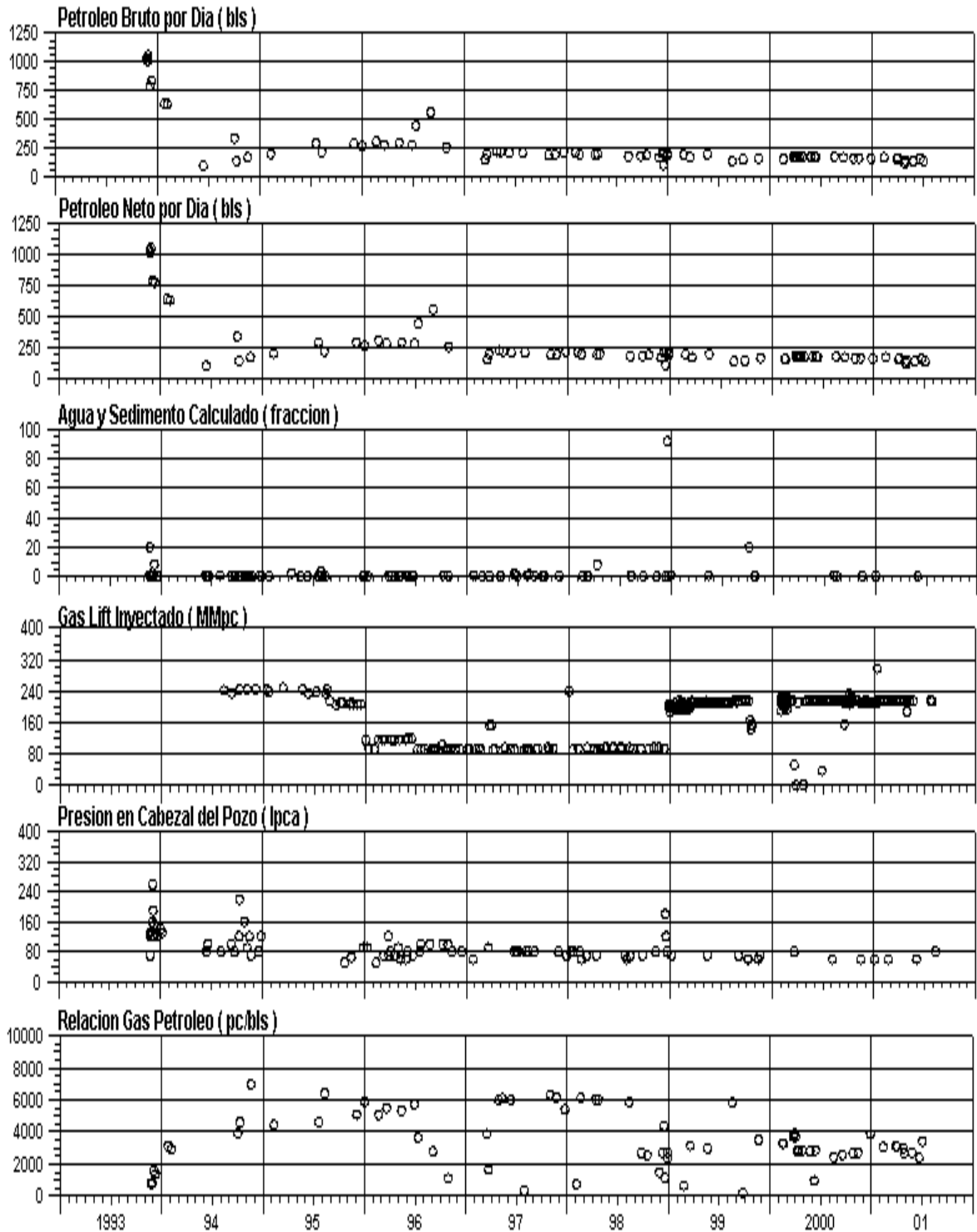
Unidad de Exploración La Salina
YAC: B-6-X 25, POZO: 005 1TJ 872 0-1, CONC: AGUA-185
EST GL MET: G, ESTFL: 1TJ-21, CAT: 1



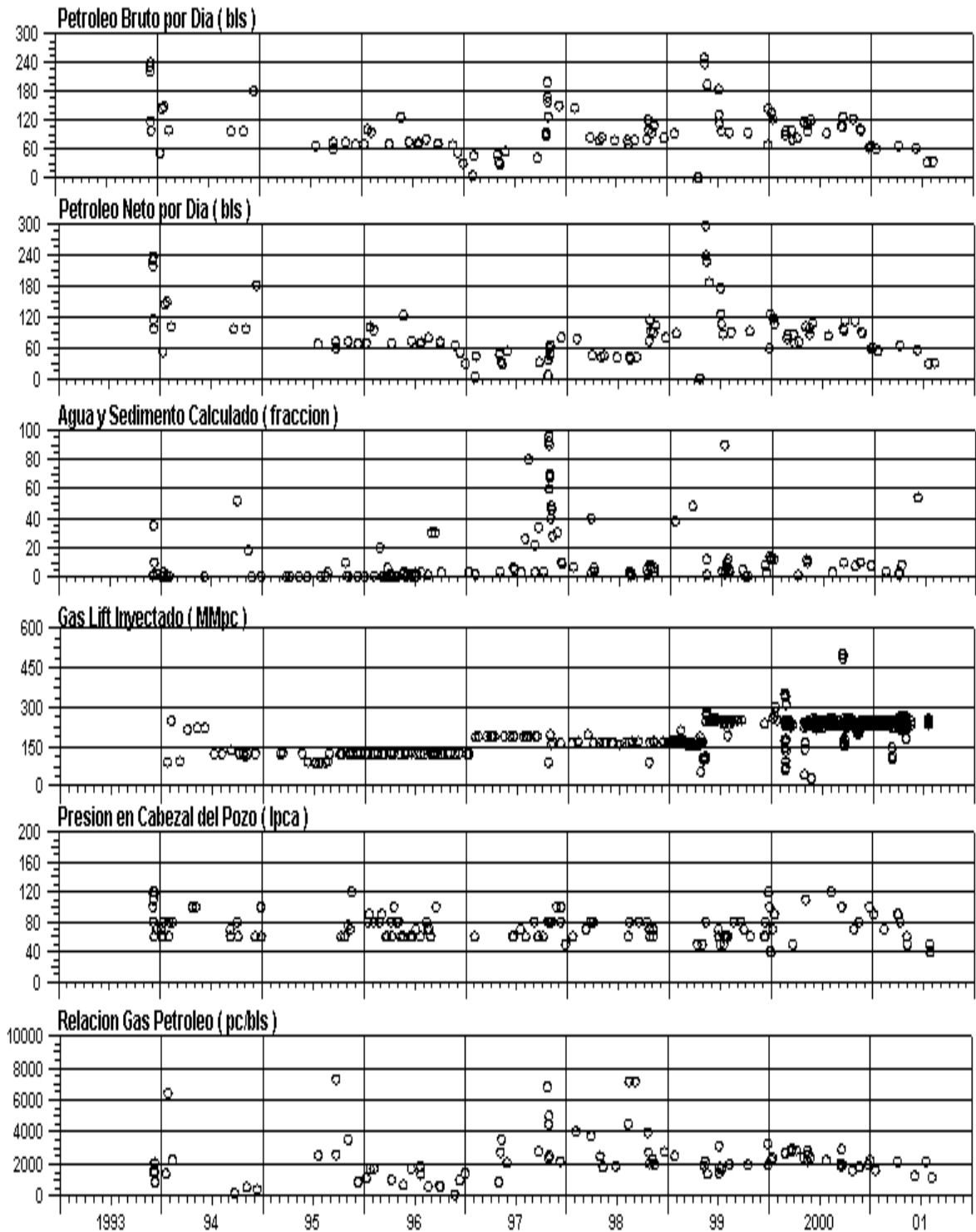
Unidad de Exploración La Salina
YAC: B-7-X 38, POZO: 005 1TJ 1155 0-1, CONC: AGUA-185
EST GL MET: G, ESTFL: 1TJ-22, CAT: 1



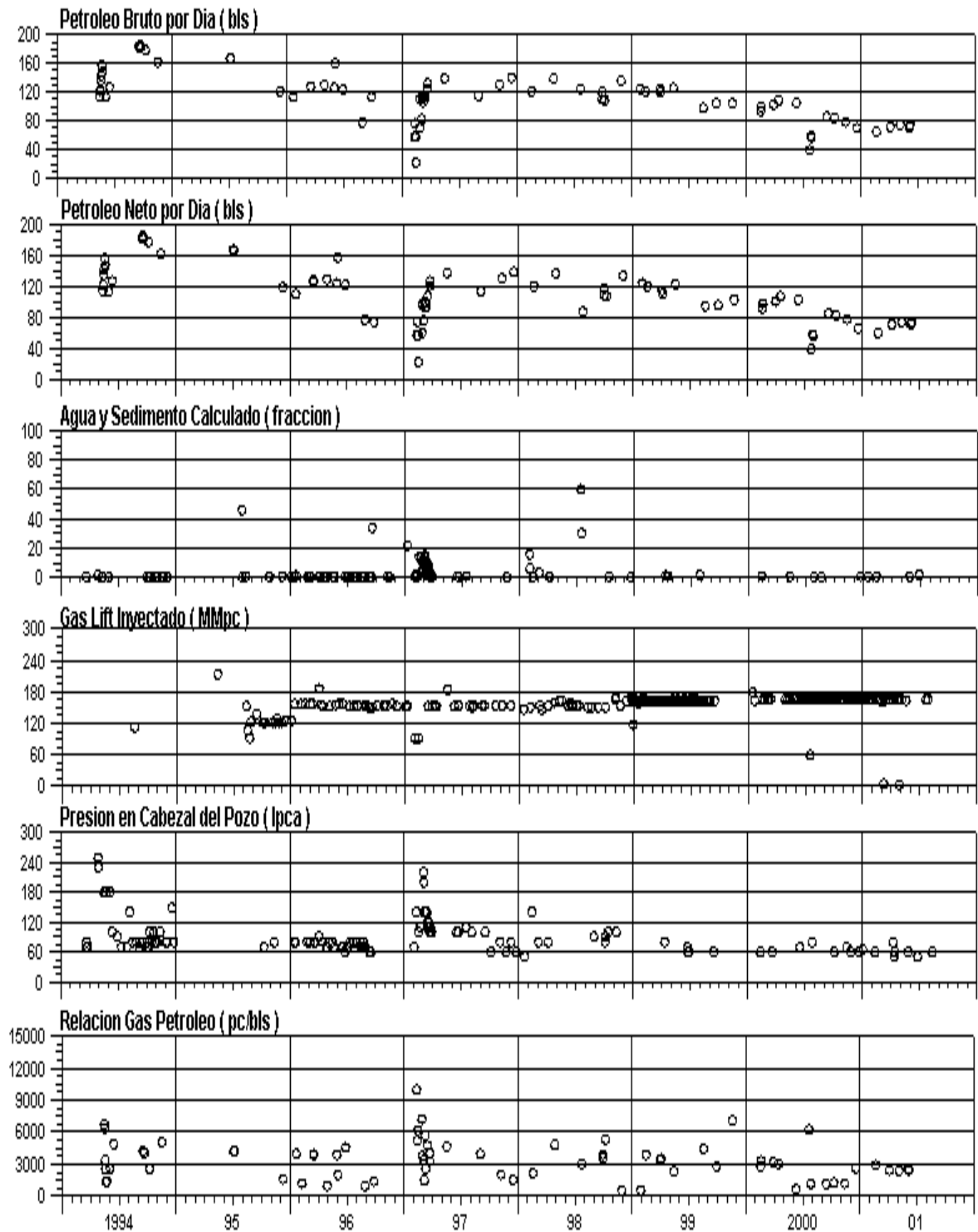
Unidad de Exploración La Salina
YAC: B-5-X 03, POZO: 005 1TJ1172 0-1, CONC: AGUA-185
EST GL MET: G, ESTFL: 1TJ-21, CAT: 1



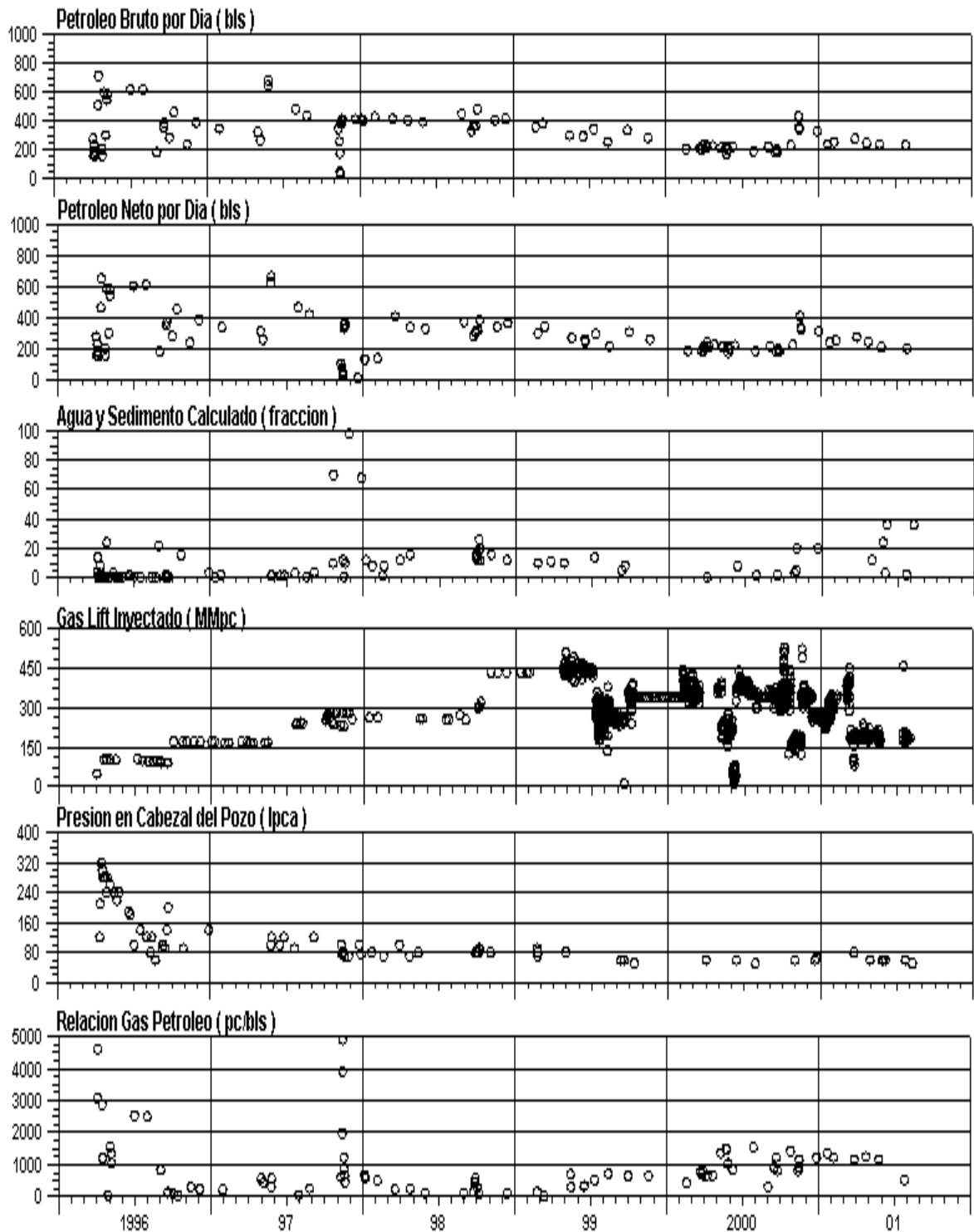
Unidad de Exploración La Salina
YAC: LAGNA 33, POZO: 005 1TJ 1175 0-1, CONC: AGUA-185
EST GL MET: G, ESTFL: 1TJ-21, CAT: 1



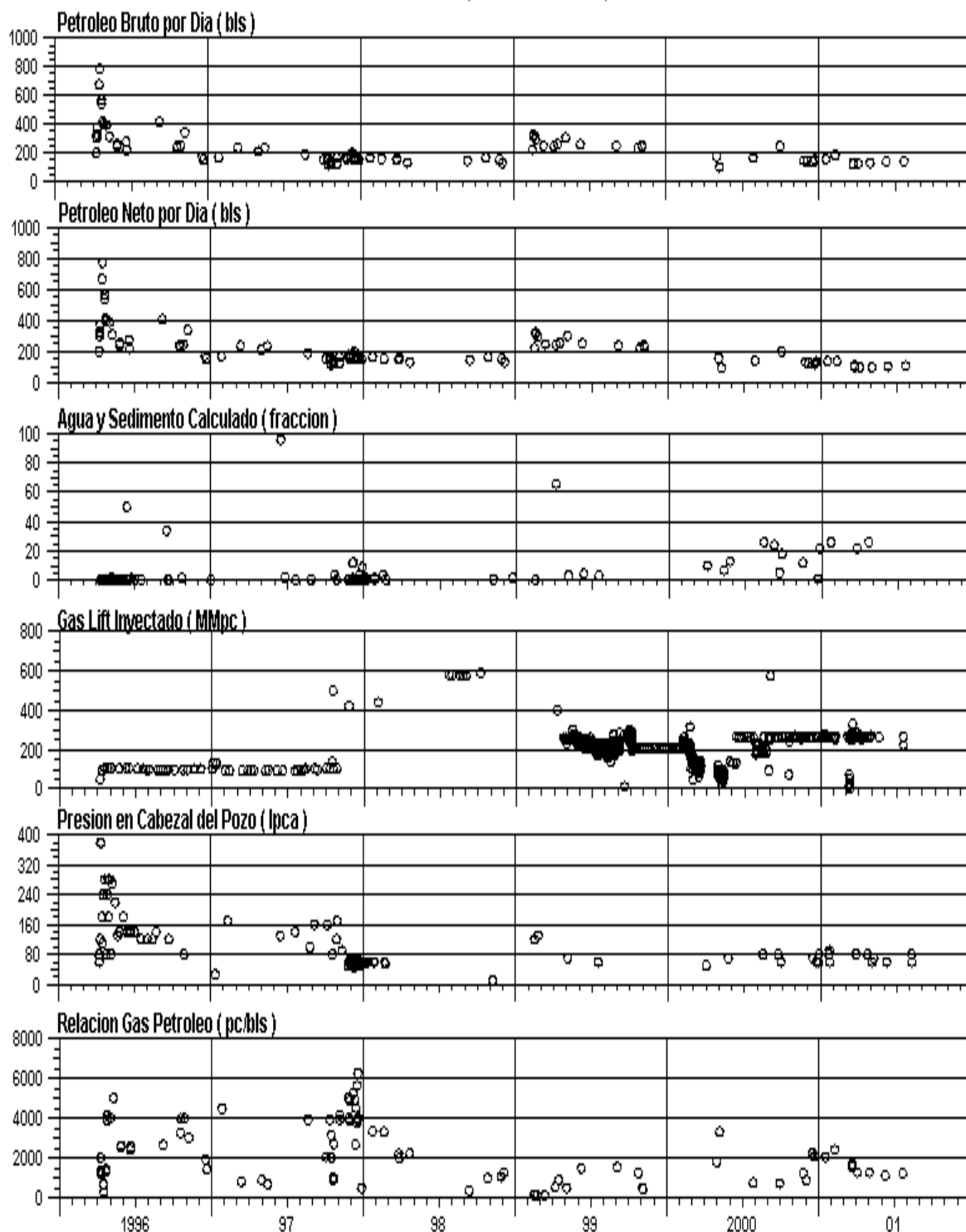
Unidad de Exploración La Salina
YAC: B-5-X 03, POZO: 005 1TJ 1185 Y-1, CONC: AGUA-185
EST GL MET: G, ESTFL: 1TJ-21, CAT: 1



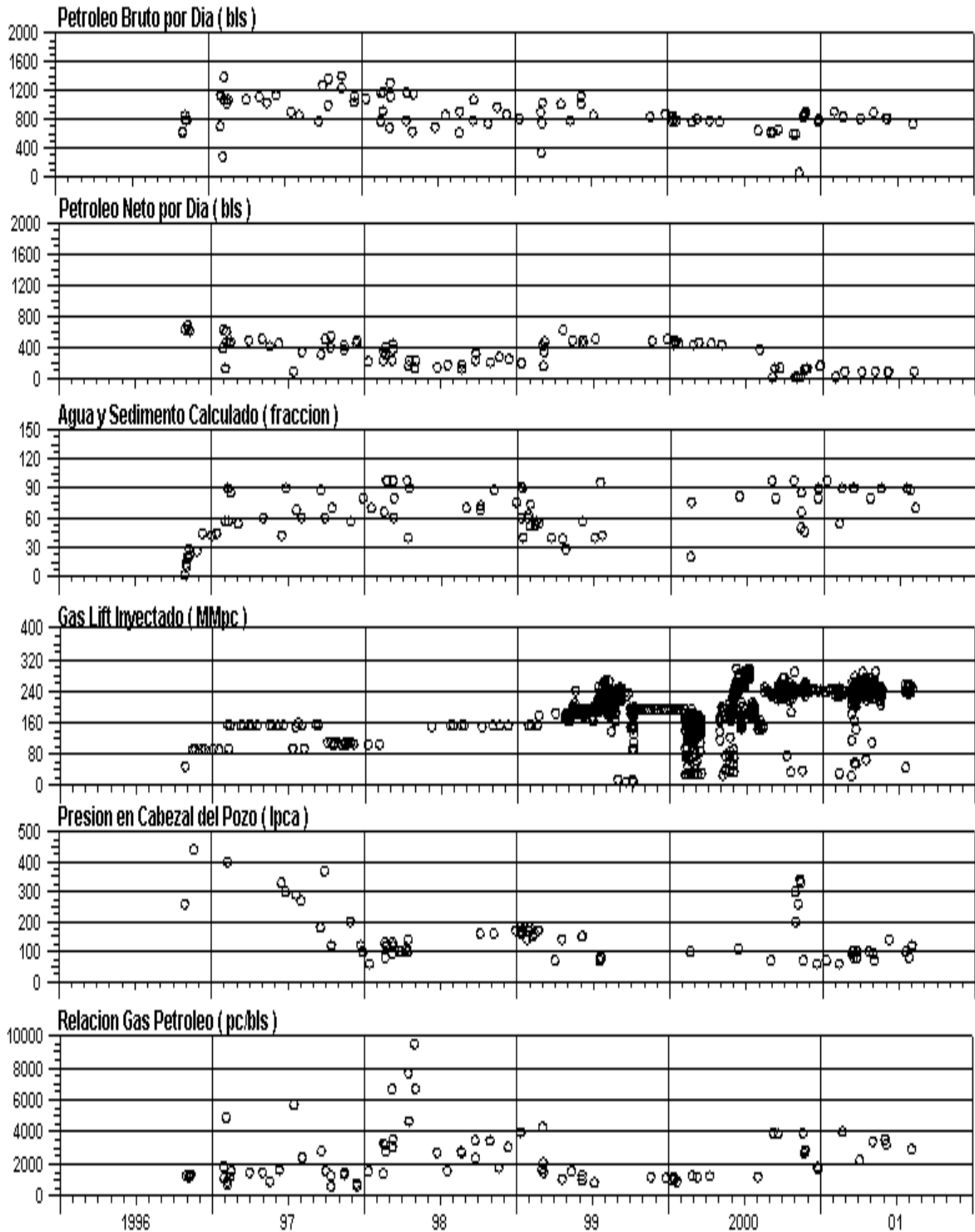
Unidad de Exploración La Salina
YAC: LAGNA 33, POZO: 005 1TJ 1217 0-1, CONC: AGUA-185
EST GL MET: G, ESTFL: 1TJ-21, CAT: 1



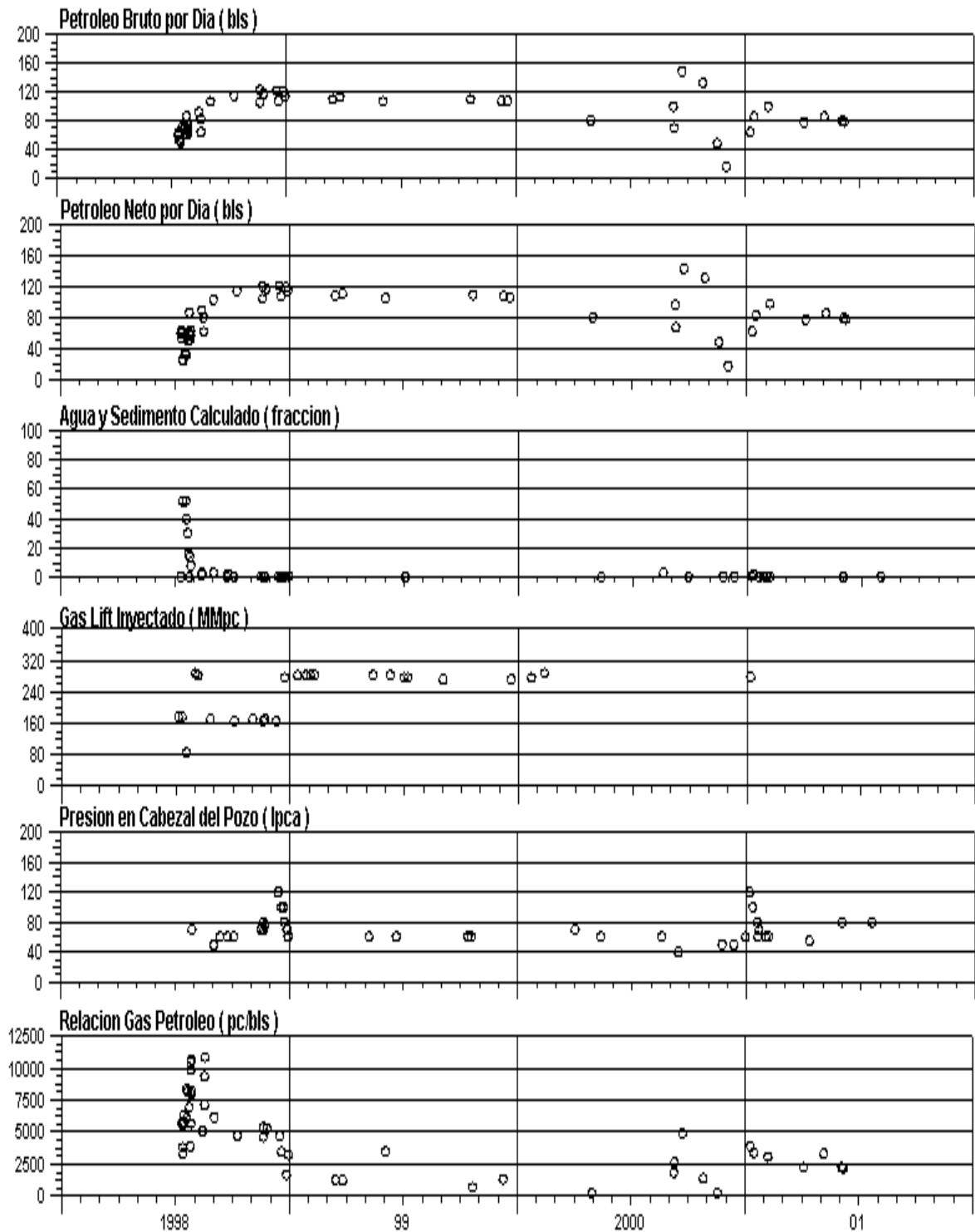
Unidad de Exploración La Salina
YAC: LAGNA 33, POZO: 005 1TJ 1218 0-1, CONC: AGUA-185
EST GL MET: G, ESTFL: 1TJ-21, CAT: 1



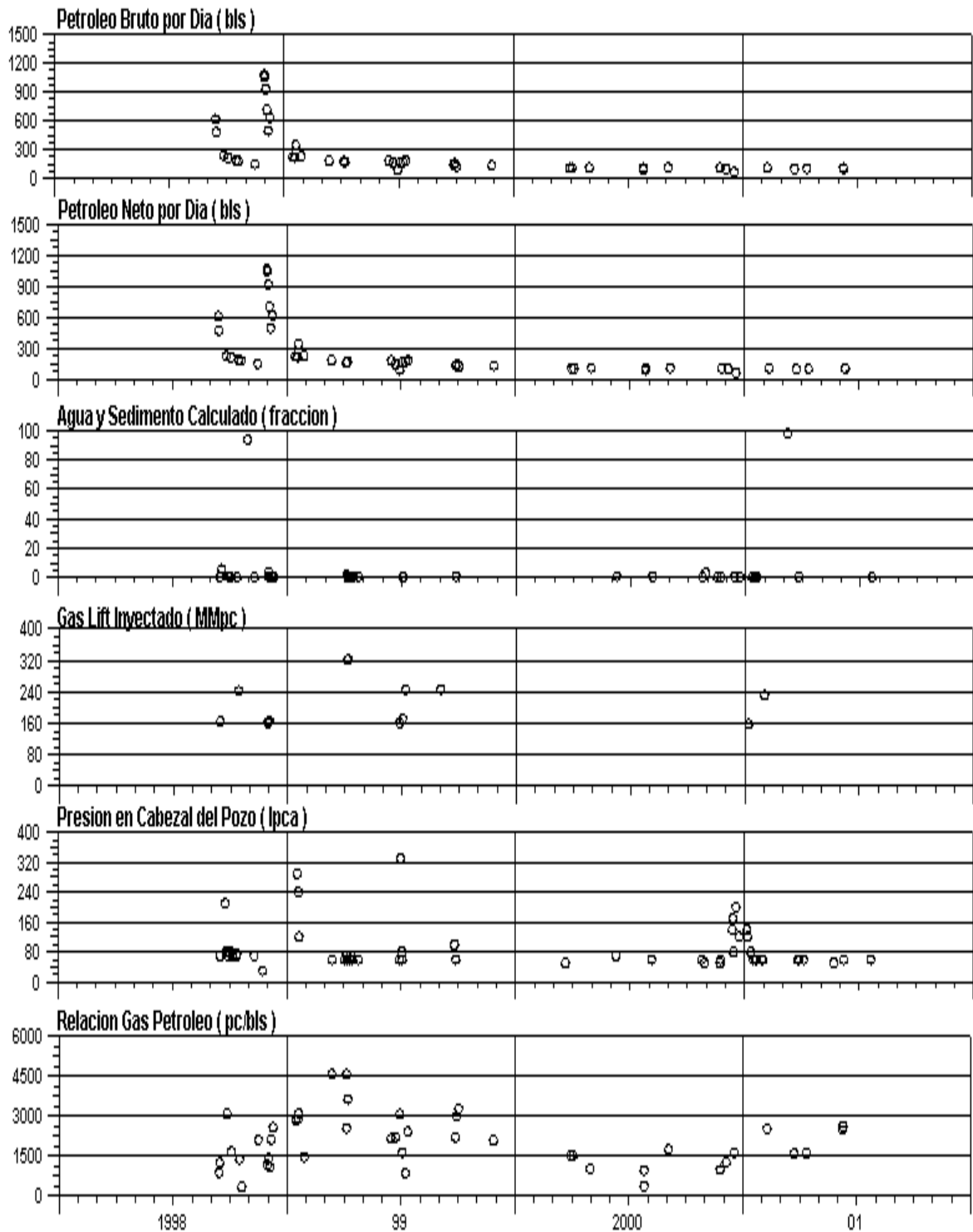
Unidad de Exploración La Salina
YAC: LAGNA 22, POZO: 005 1TJ 1225 0-1, CONC: AGUA-185
EST GL MET: G, ESTFL: 1TJ-21, CAT: 1



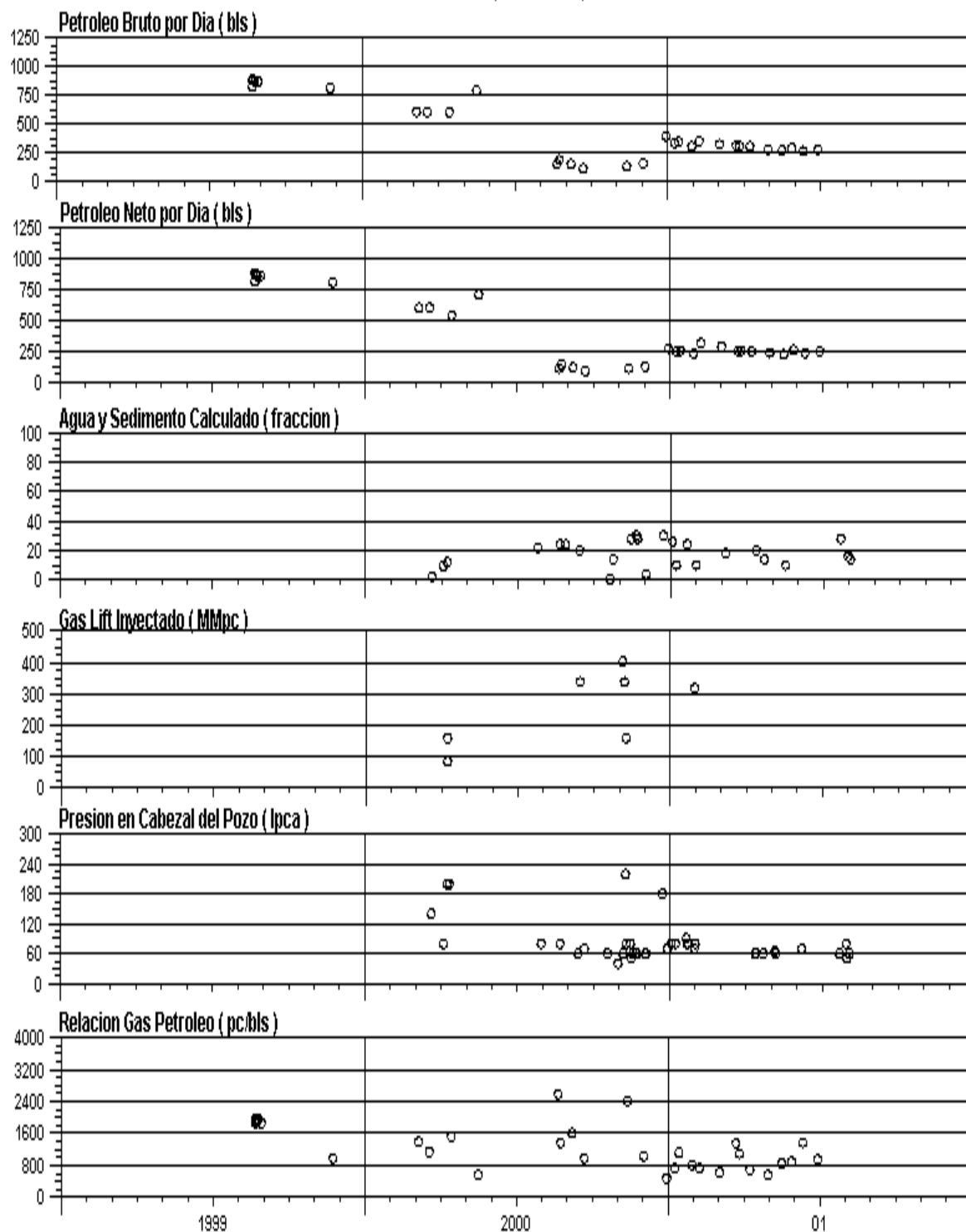
Unidad de Exploración La Salina
YAC: B-5-X 03, POZO: 005 1TJ 1291 Y-1, CONC: AGUA-185
EST GL MET: G, ESTFL: 1TJ-21, CAT: 1



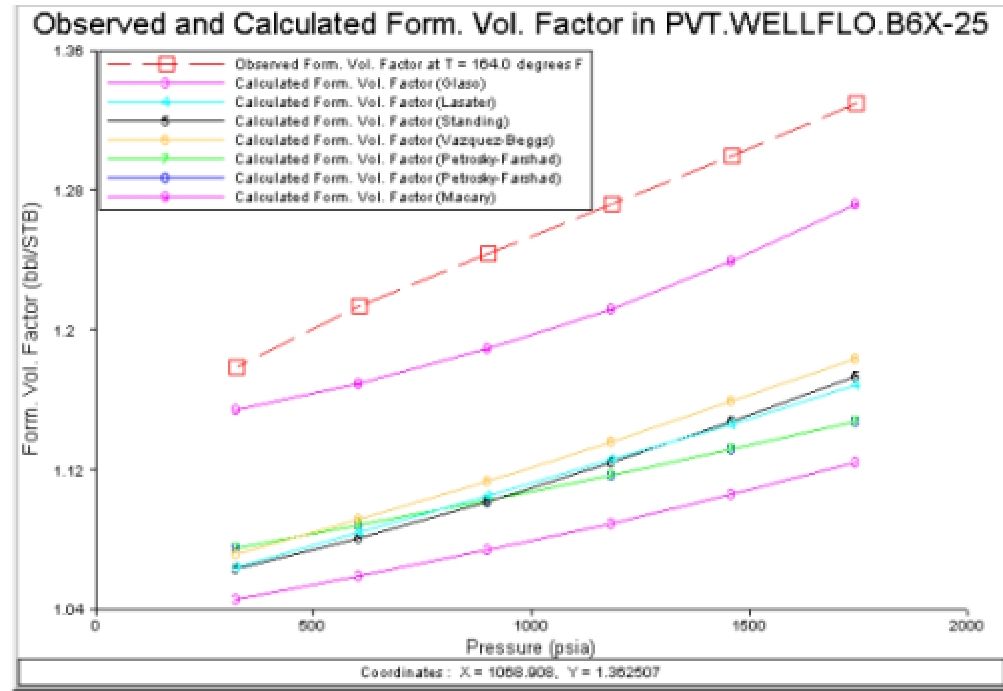
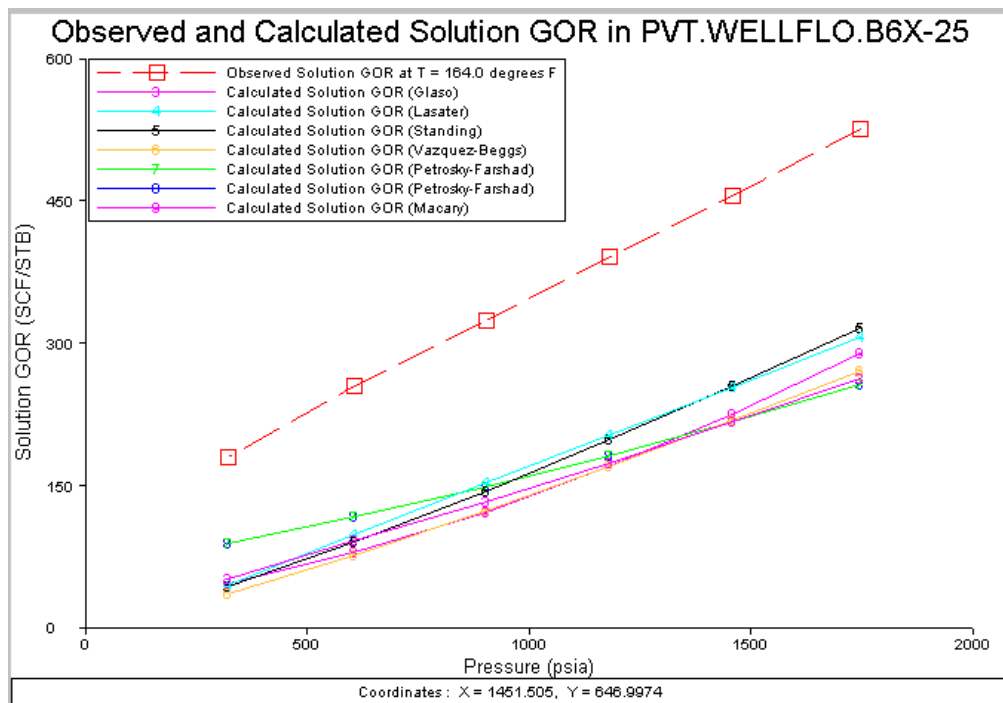
Unidad de Exploración La Salina
YAC: B-5-X 03, POZO: 005 1TJ 1297 0-1, CONC: AGUA-185
EST GL MET: G, ESTFL: 1TJ-21, CAT: 1

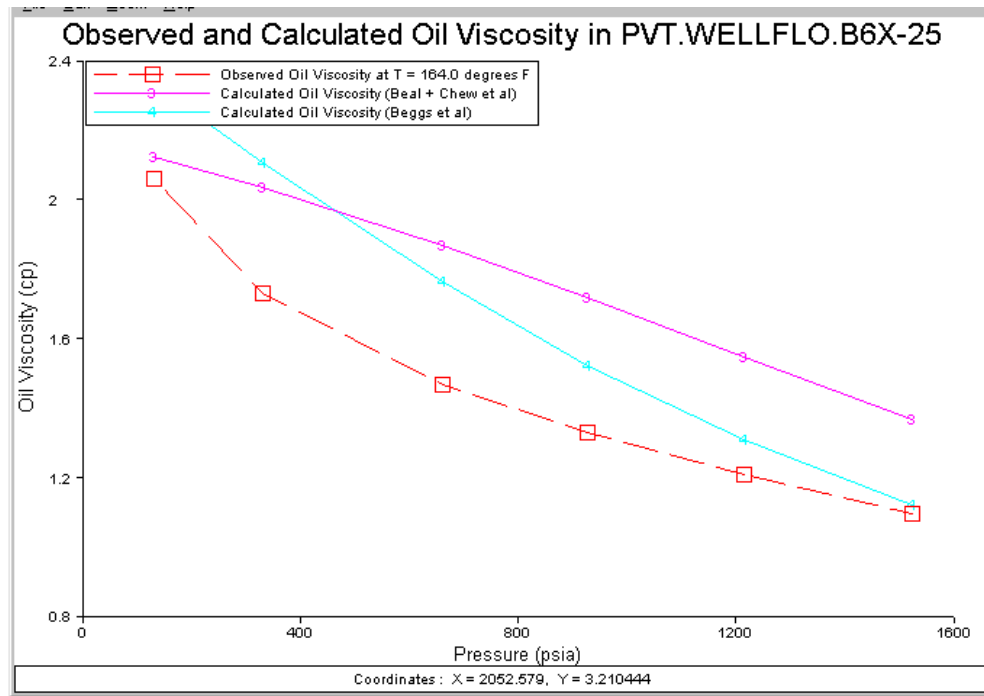
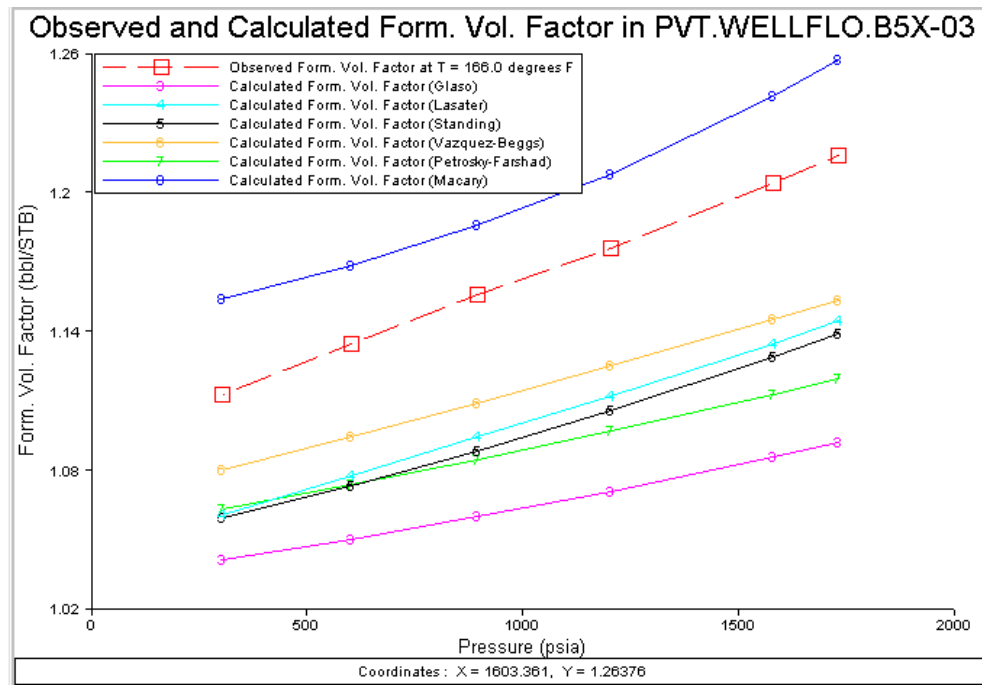


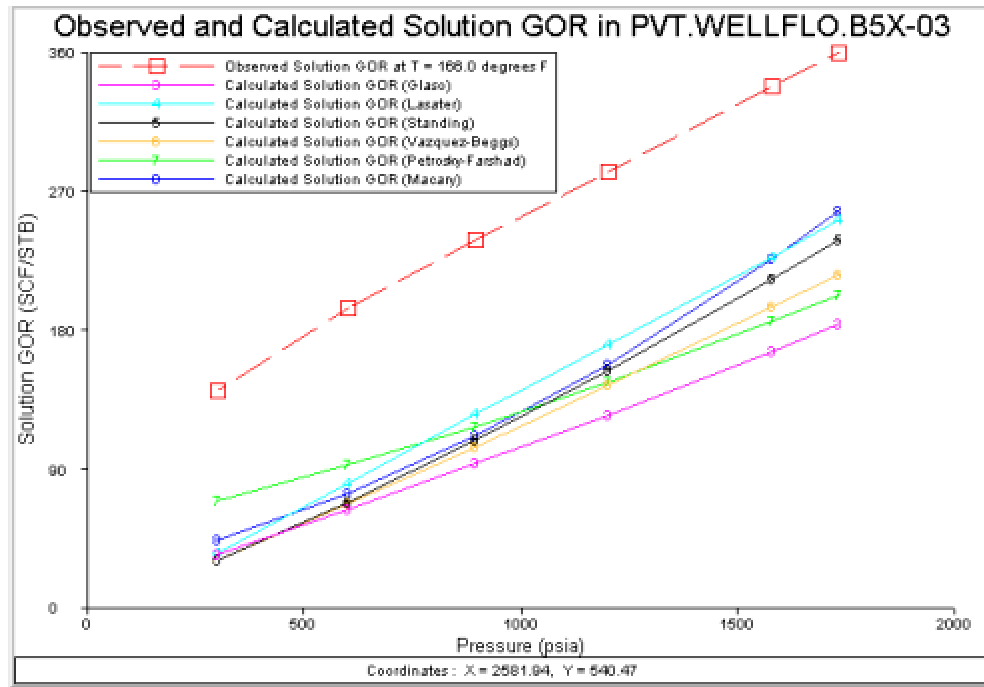
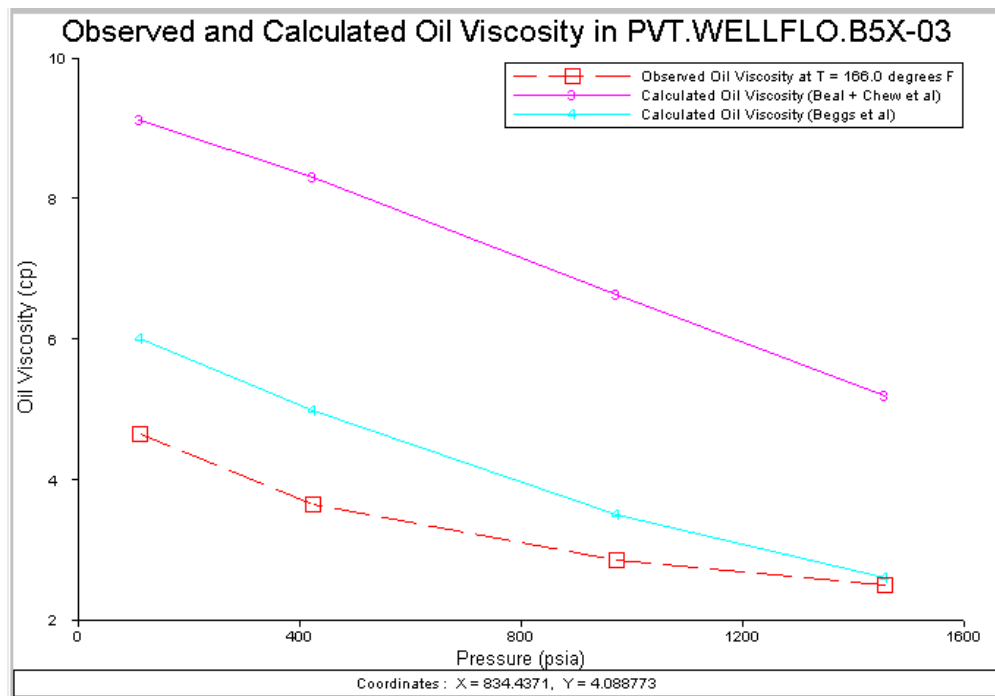
Unidad de Exploración La Salina
YAC: LGINF 08, POZO: 0051TJ1319 0-1, CONC: AGUA-185
EST GL MET: G, ESTFL: *, CAT: 1

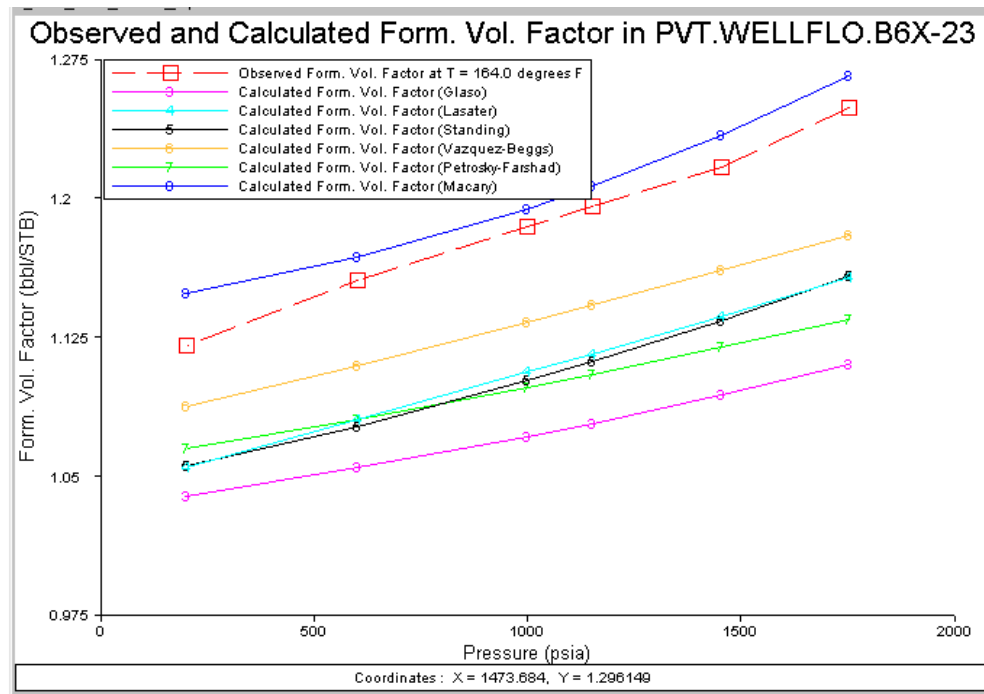
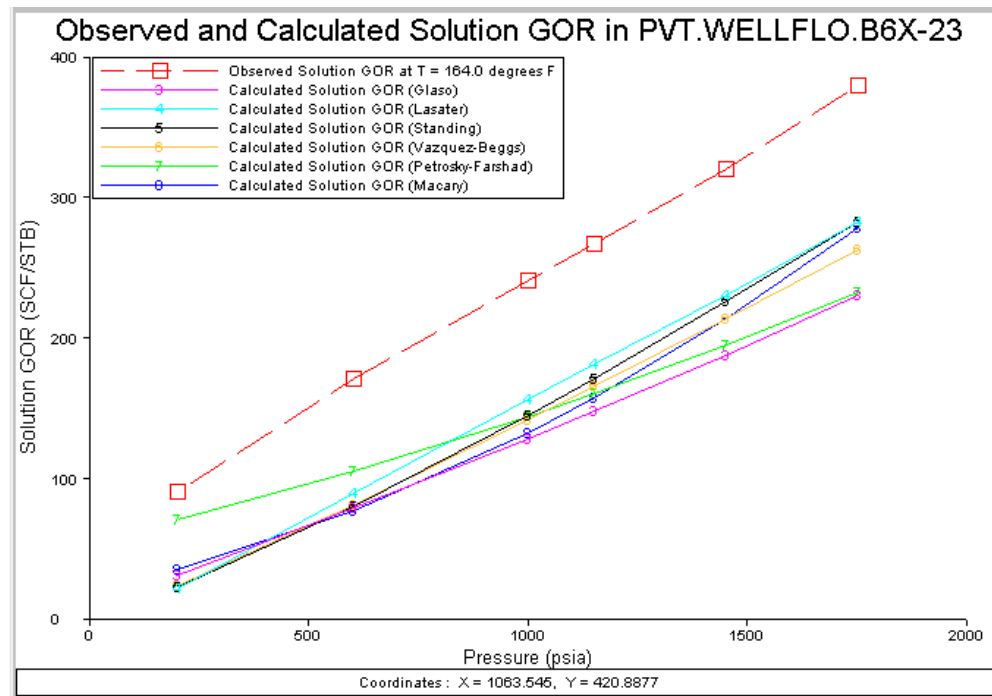


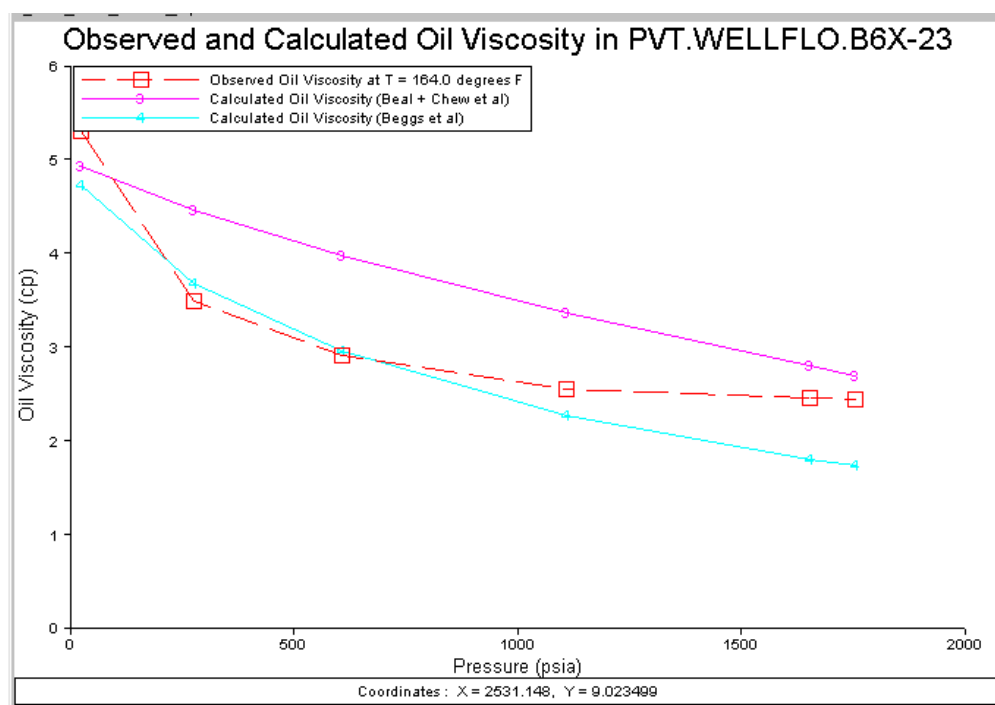
B. COMPARACIÓN DE CORRELACIONES PVT

FIGURA B.1. COMPARACIÓN DE CORRELACIONES PARA β_o YACIMIENTO B-6X-25FIGURA B.2. COMPARACIÓN DE CORRELACIONES PARA R_s . YACIMIENTO B-6X-25

FIGURA B.3. COMPARACIÓN DE CORRELACIONES PARA μ_o YACIMIENTO B-6X-25FIGURA B.4. COMPARACIÓN DE CORRELACIONES PARA β_o YACIMIENTO B-5X-03

FIGURA B.5. COMPARACIÓN DE CORRELACIONES PARA R_s . YACIMIENTO B-5X-03FIGURA B.6. COMPARACIÓN DE CORRELACIONES PARA μ_o YACIMIENTO B-5X-03

FIGURA B.7. COMPARACIÓN DE CORRELACIONES PARA β_o YACIMIENTO B-6X-23FIGURA B.8. COMPARACIÓN DE CORRELACIONES PARA R_s . YACIMIENTO B-6X-23

FIGURA B.9. COMPARACIÓN DE CORRELACIONES PARA μ_o YACIMIENTO B-6X-23

C. COMPARACIÓN DE CORRELACIONES DE FLUJO

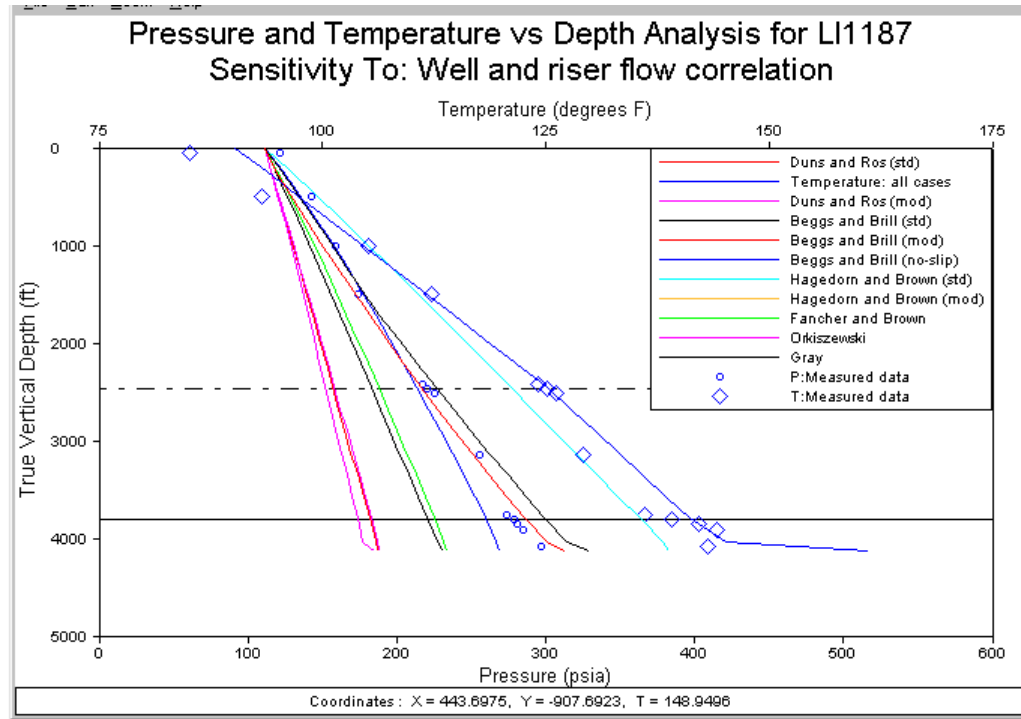


FIGURA C.1. SELECCIÓN DE CORRELACIÓN DE FLUJO POZO LL 1187

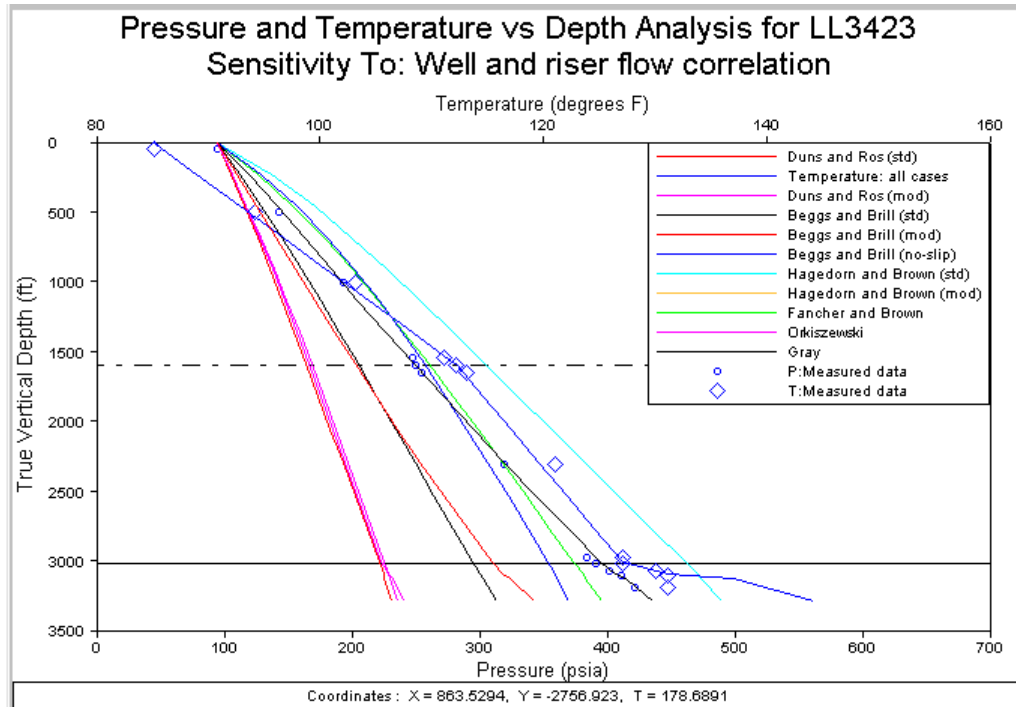


FIGURA C.2. SELECCIÓN DE CORRELACIÓN DE FLUJO POZO LL 3423

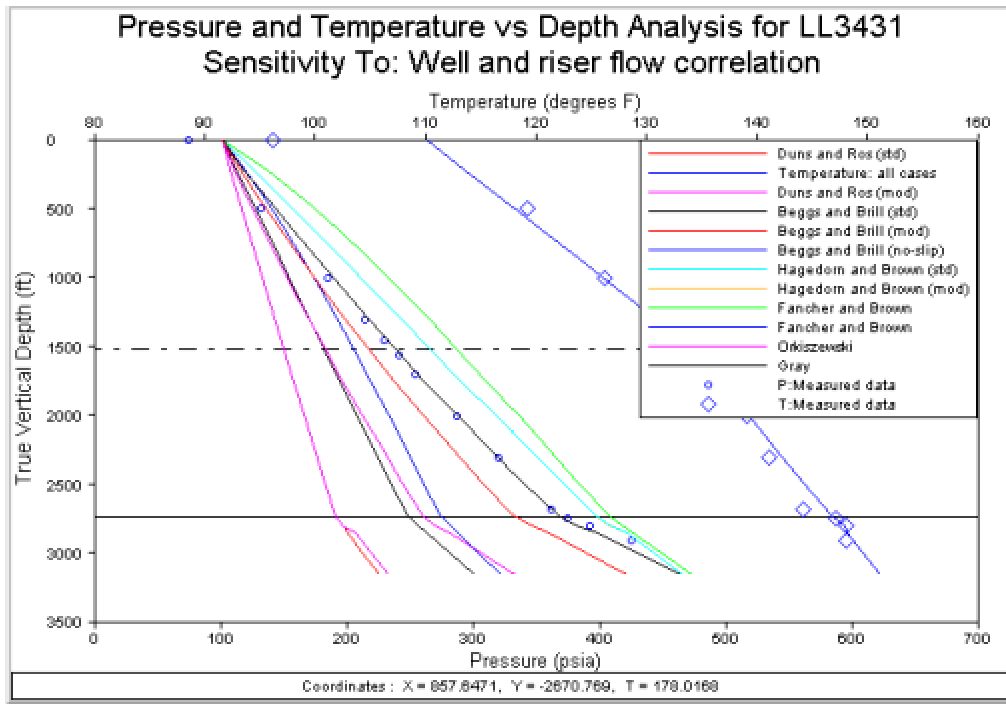


FIGURA C.3. SELECCIÓN DE CORRELACIÓN DE FLUJO POZO LL 3431

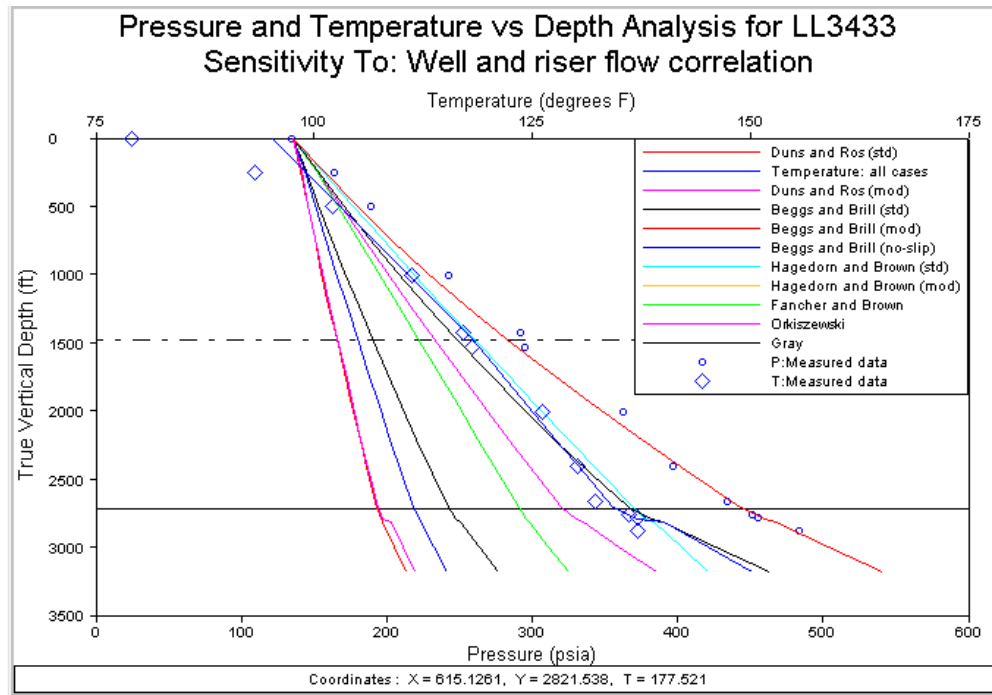


FIGURA C.4. SELECCIÓN DE CORRELACIÓN DE FLUJO POZO LL 3433

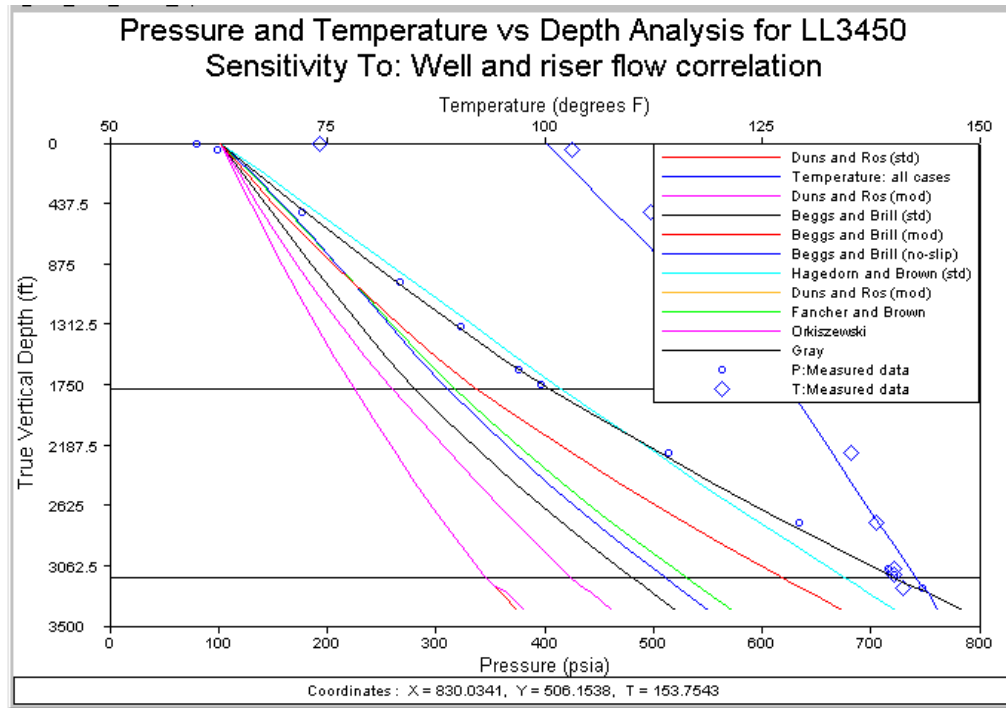


FIGURA C.5. SELECCIÓN DE CORRELACIÓN DE FLUJO POZO LL 3450

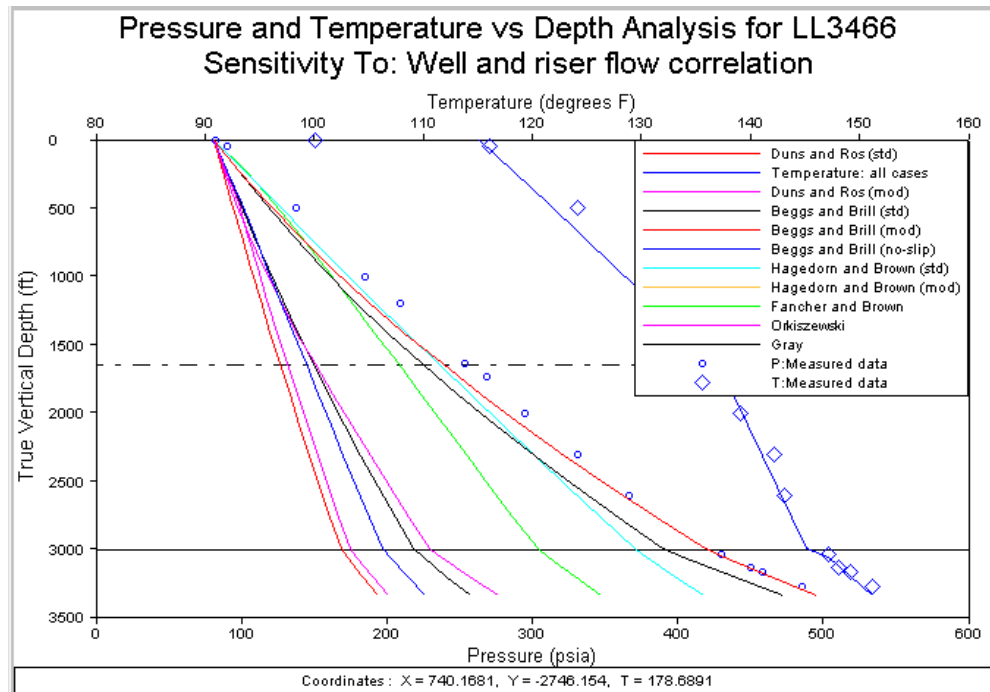


FIGURA C.6. SELECCIÓN DE CORRELACIÓN DE FLUJO POZO LL 3466

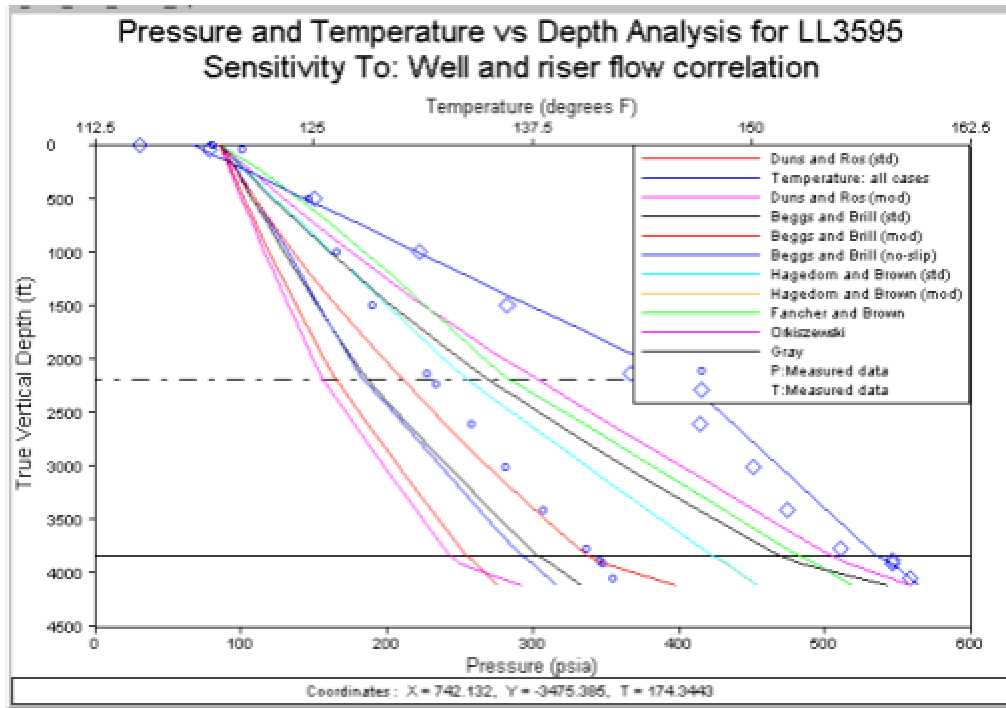


FIGURA C.7. SELECCIÓN DE CORRELACIÓN DE FLUJO POZO LL 3595

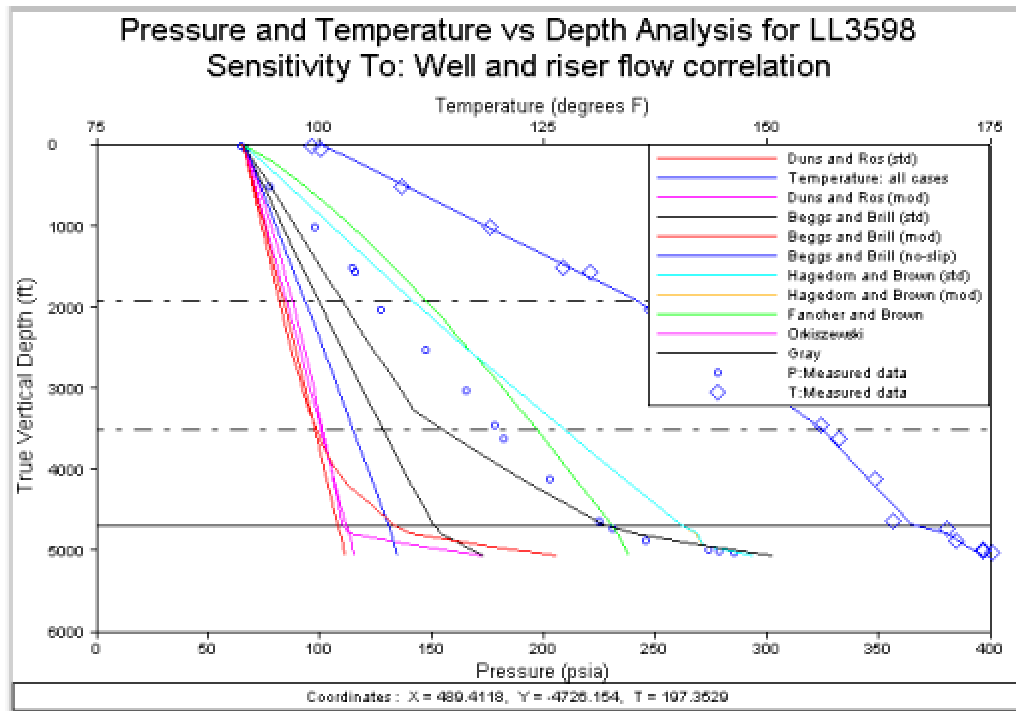


FIGURA C.8. SELECCIÓN DE CORRELACIÓN DE FLUJO POZO LL 3598

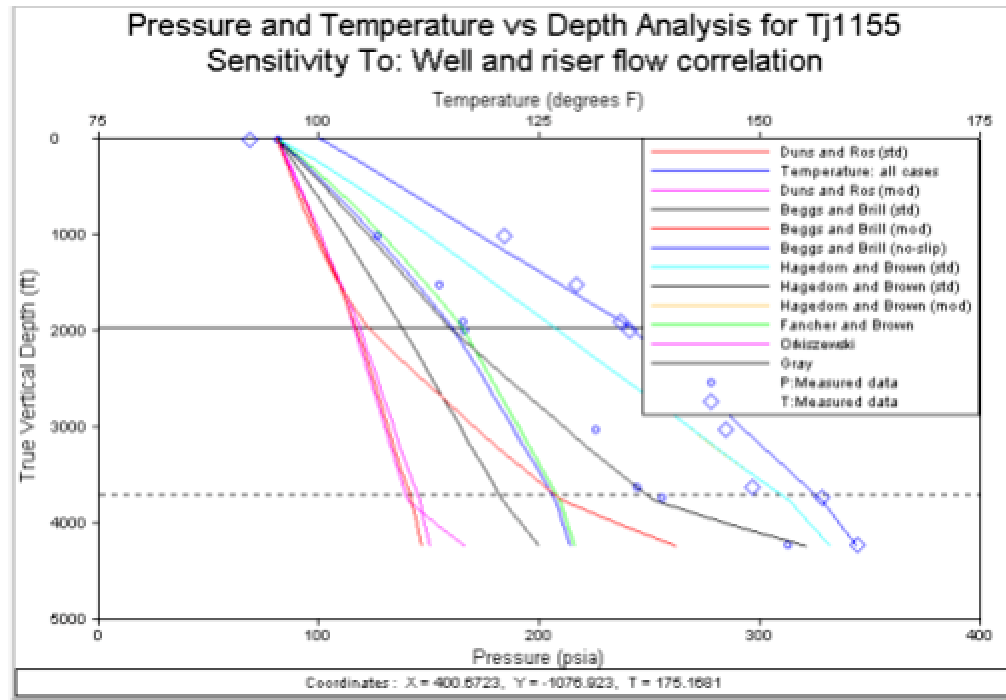


FIGURA C.9. SELECCIÓN DE CORRELACIÓN DE FLUJO POZO TJ 1155

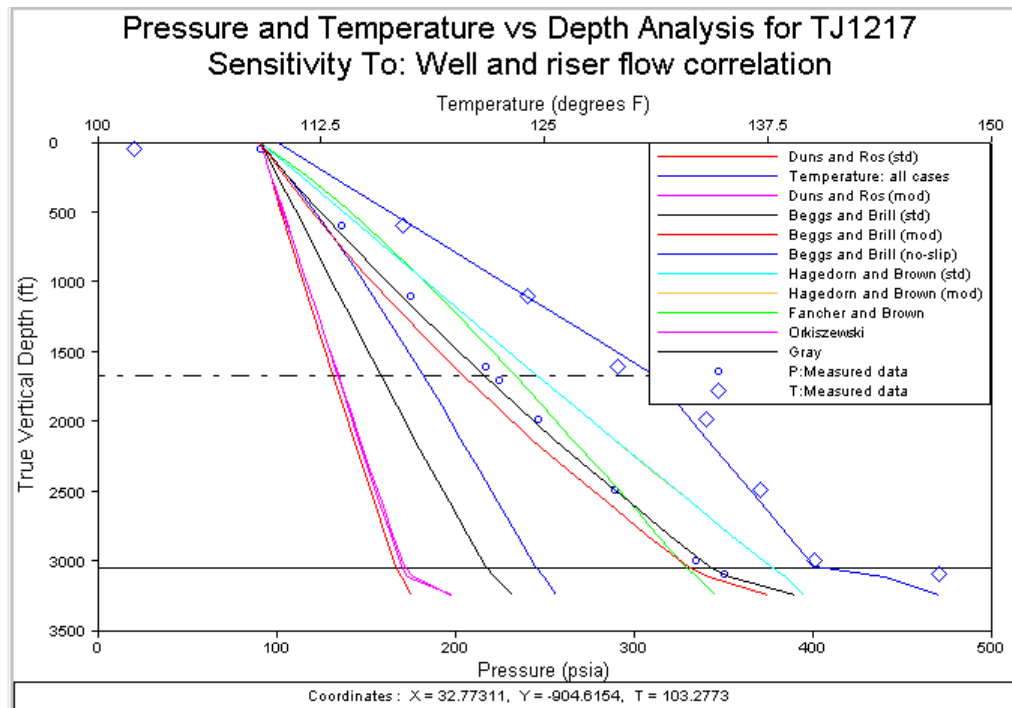


FIGURA C.10. SELECCIÓN DE CORRELACIÓN DE FLUJO POZO TJ 1217

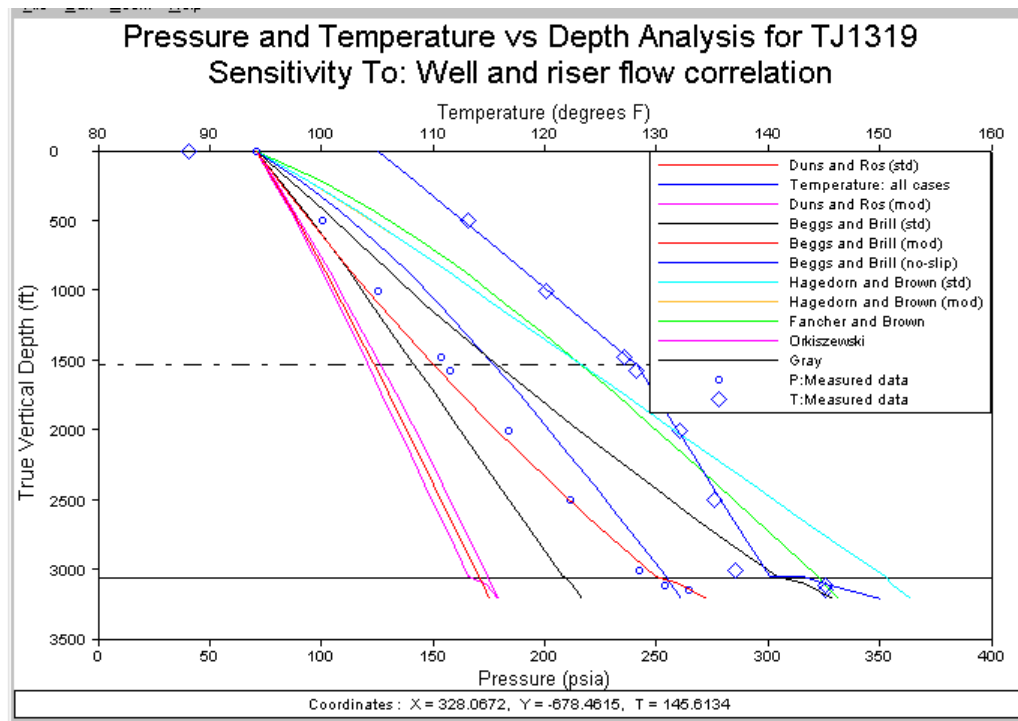


FIGURA C.11. SELECCIÓN DE CORRELACIÓN DE FLUJO POZO TJ 1319

D. COMPARACIÓN DE CURVAS IPR

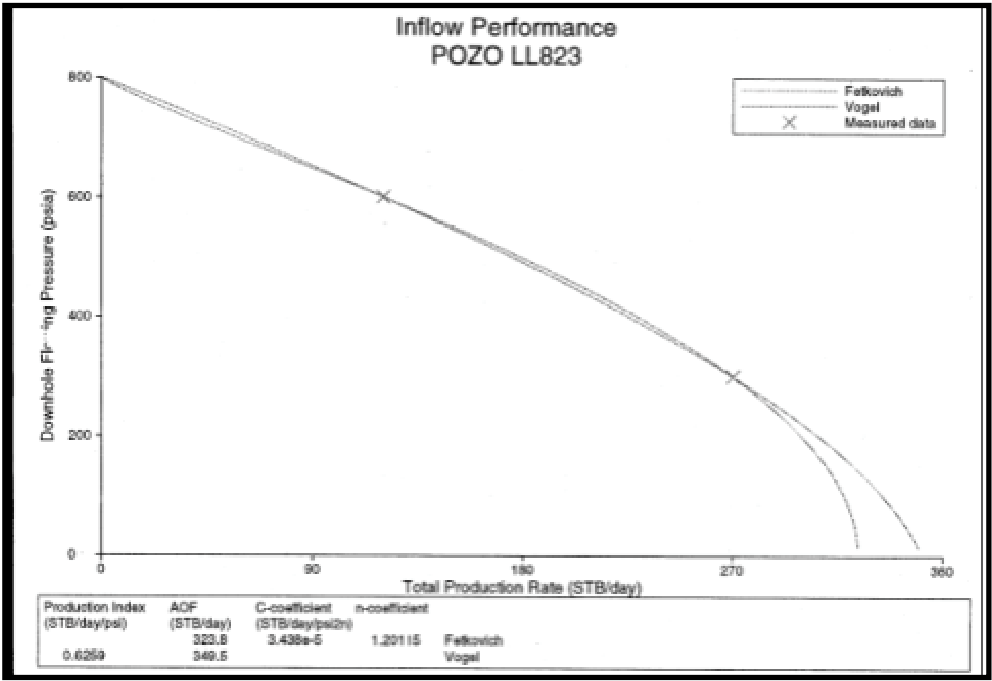


FIGURA D.1. COMPARACIÓN DE MODELOS IPR POZO LL823

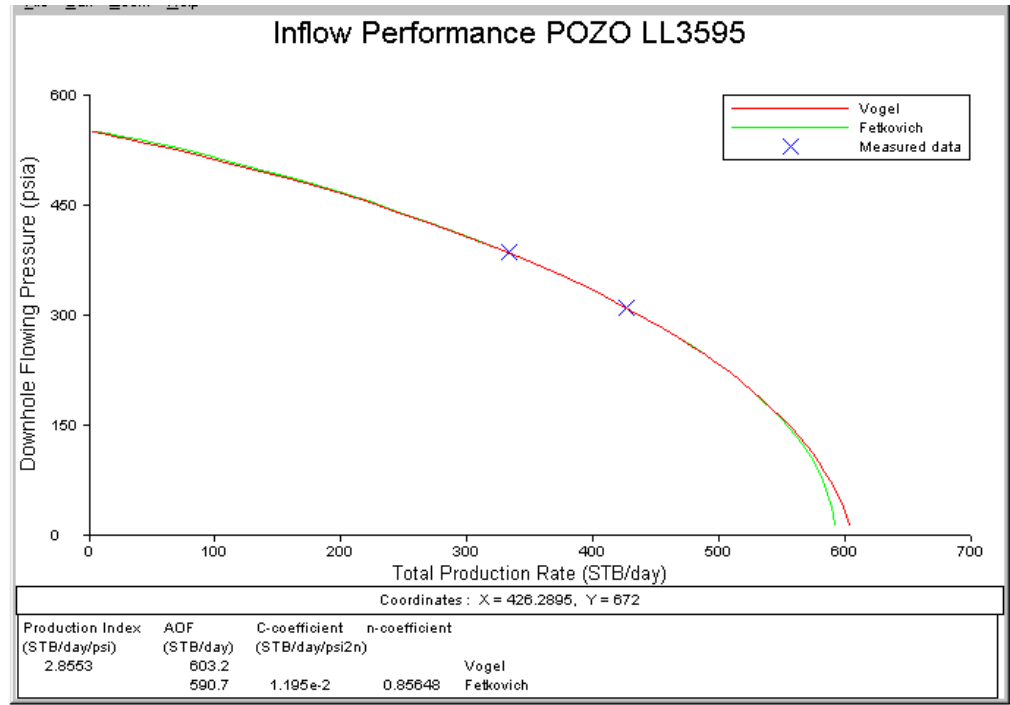


FIGURA D.2. COMPARACIÓN DE MODELOS IPR POZO LL3595

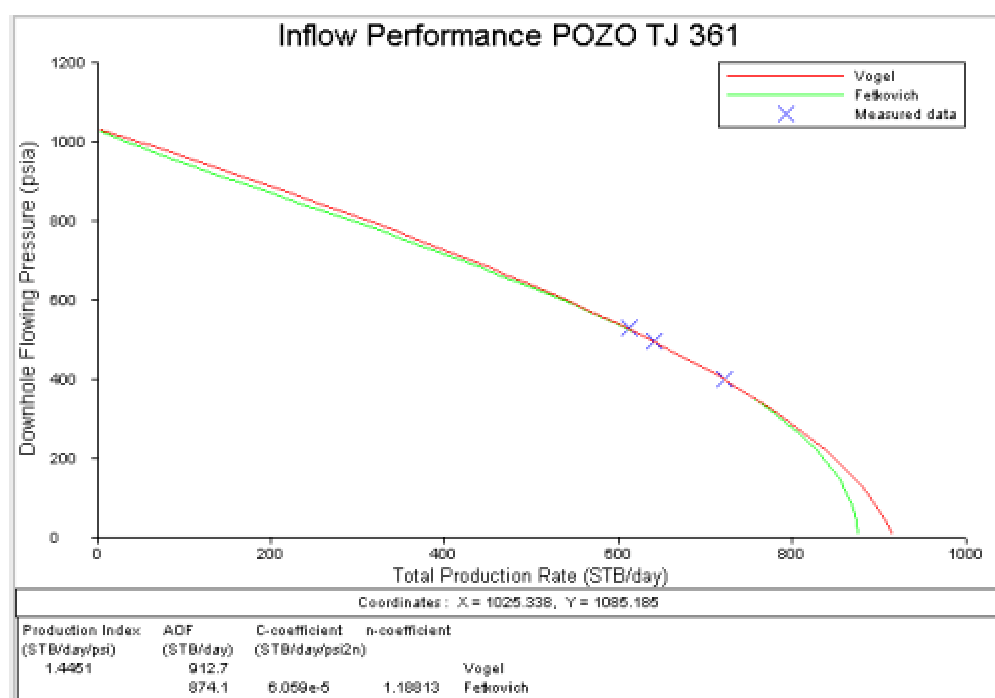


FIGURA D.3. COMPARACIÓN DE MODELOS IPR POZO TJ TJ 361

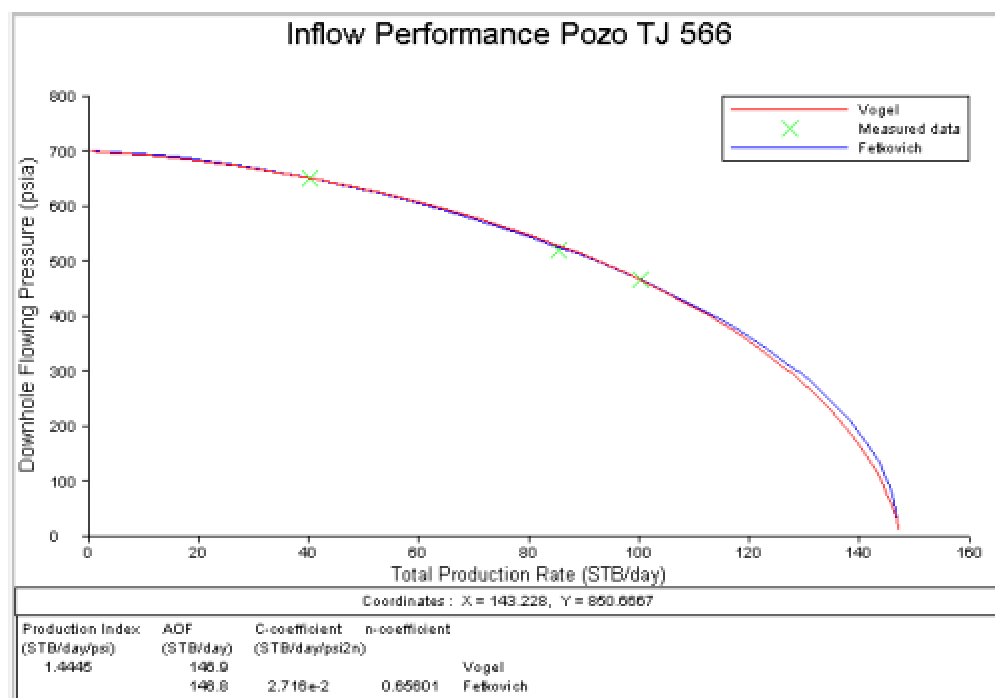


FIGURA D.4. COMPARACIÓN DE MODELOS IPR POZO TJ 566

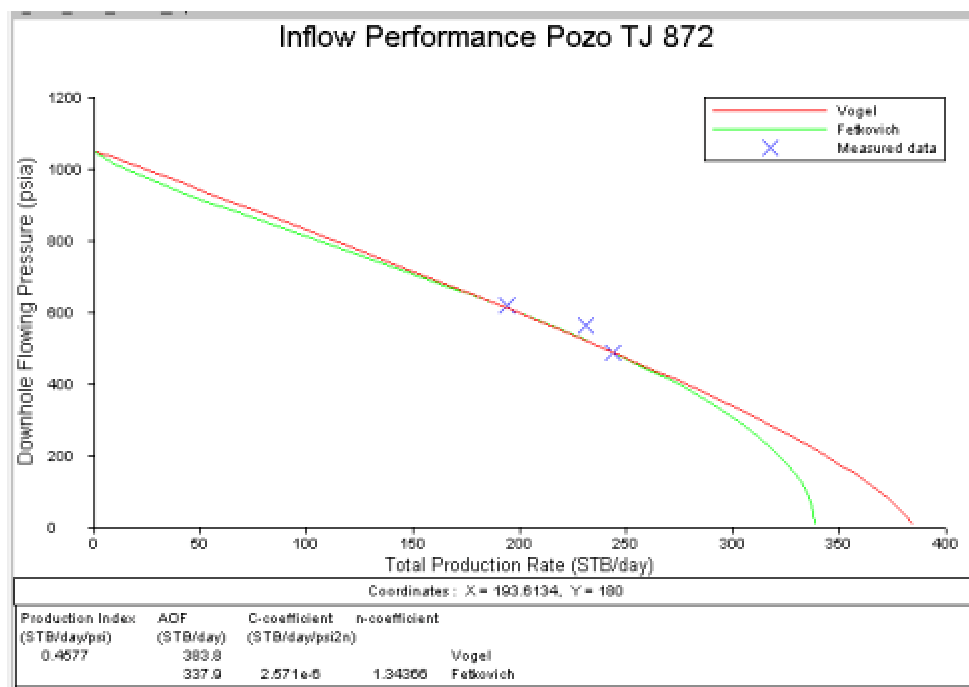


FIGURA D.5. COMPARACIÓN DE MODELOS IPR POZO TJ TJ 872

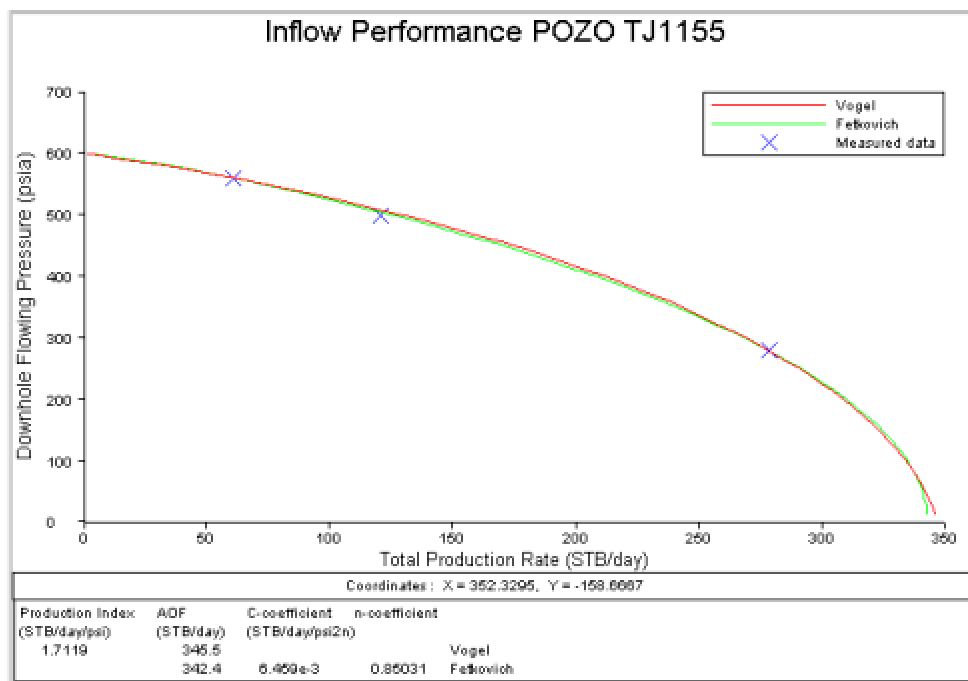


FIGURA D.6. COMPARACIÓN DE MODELOS IPR POZO TJ 1155

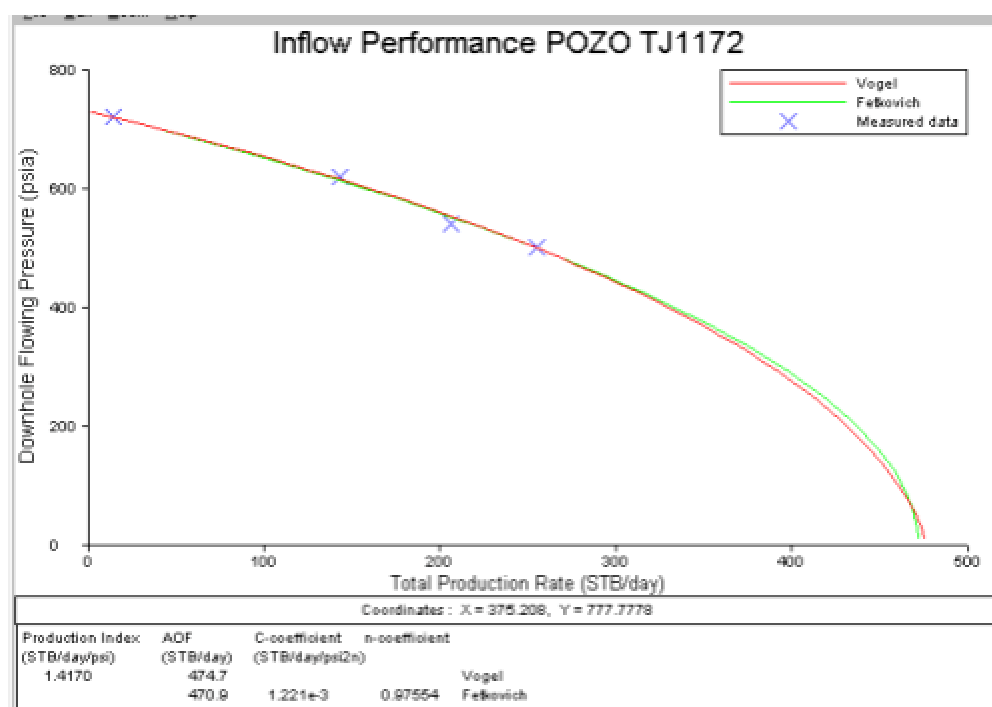


FIGURA D.7. COMPARACIÓN DE MODELOS IPR POZO TJ 1172

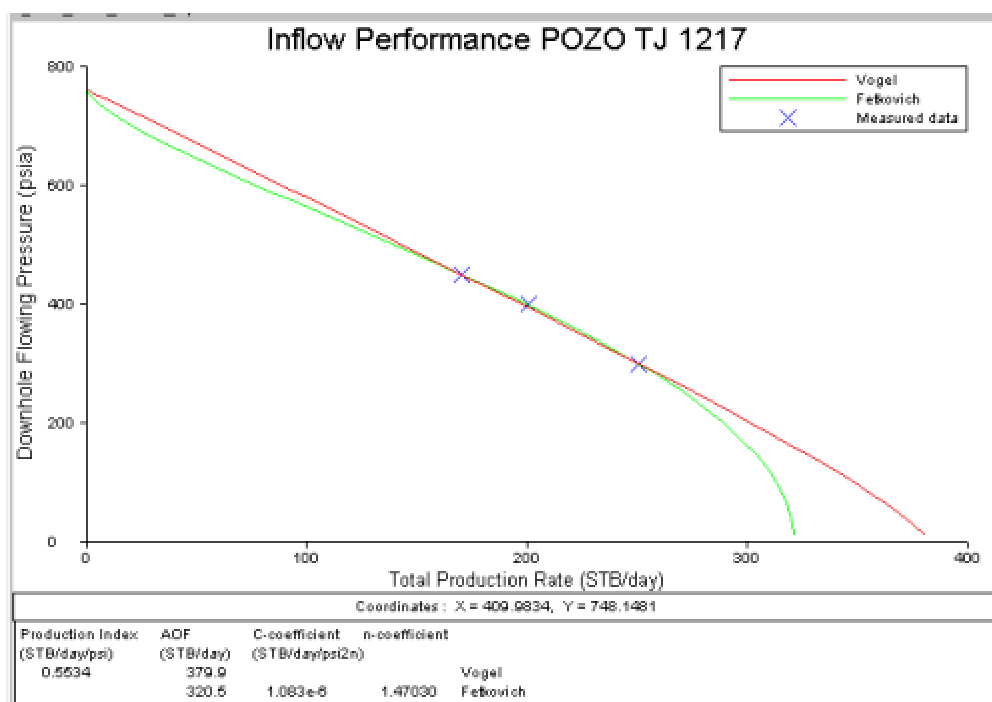


FIGURA D.8. COMPARACIÓN DE MODELOS IPR POZO TJ 1217

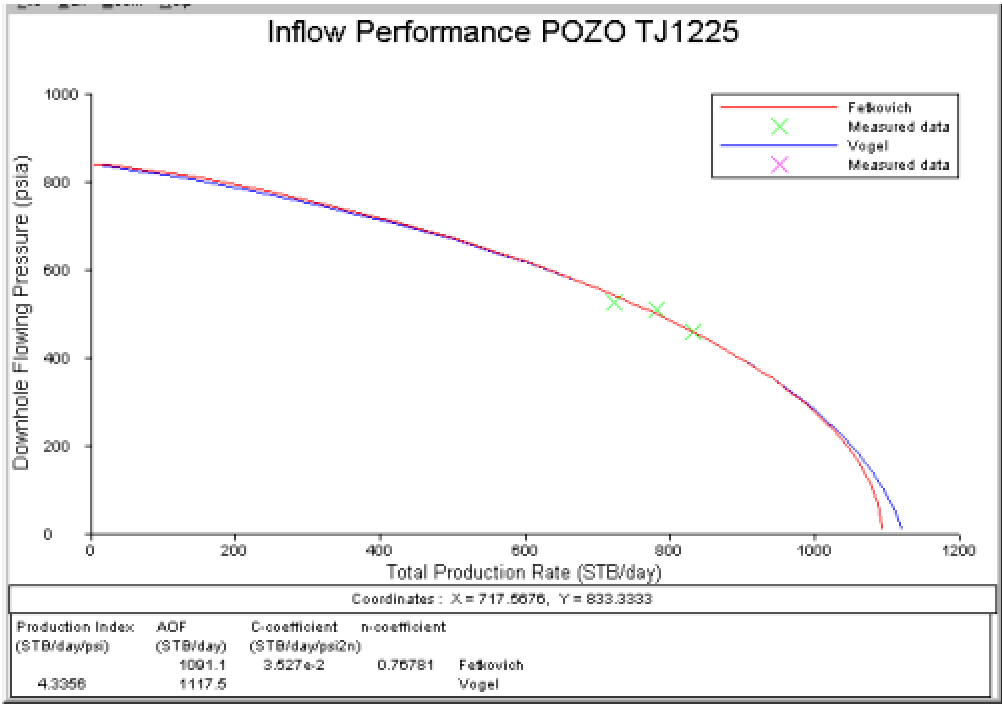


FIGURA D.9. COMPARACIÓN DE MODELOS IPR POZO TJ 1225

E. CURVAS DE RENDIMIENTO DE LAG

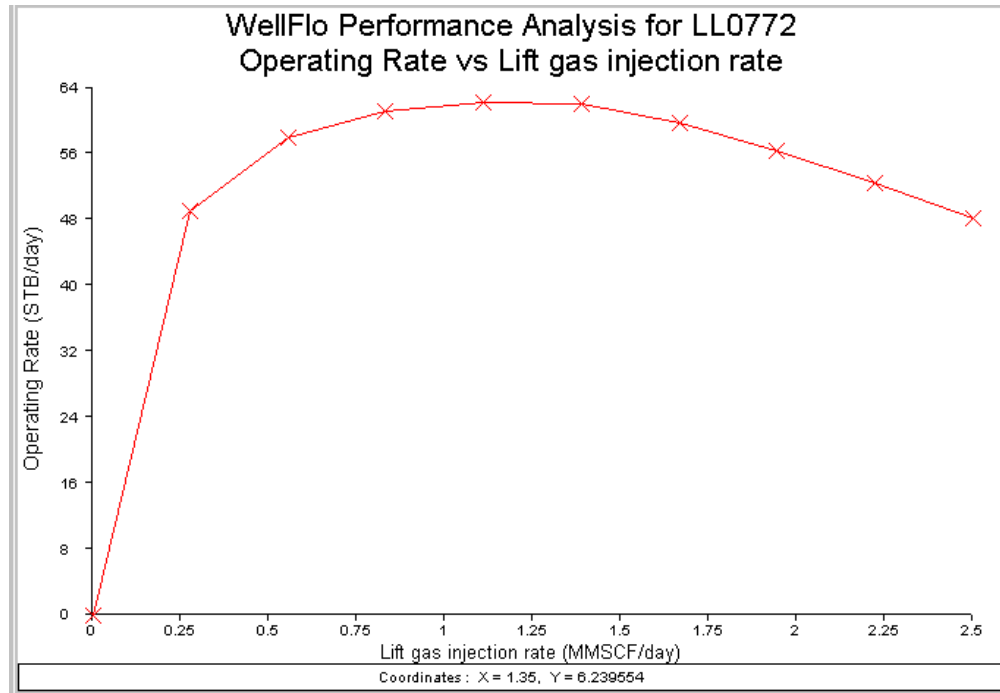


FIGURA E.1. CURVA DE RENDIMIENTO DE LAG POZO LL 772

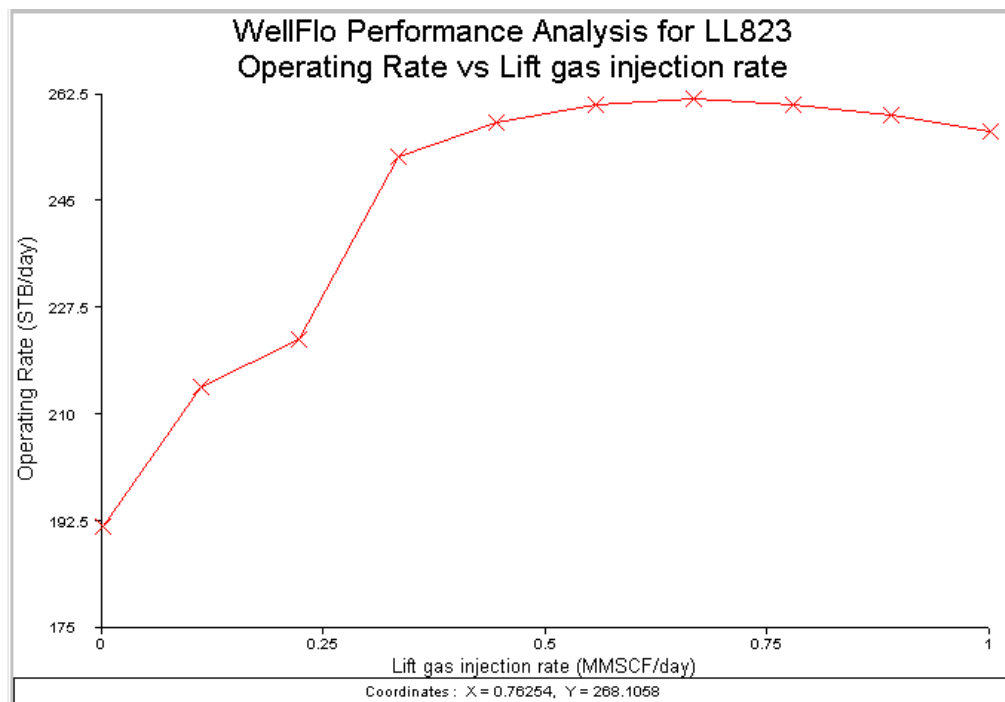


FIGURA E.2. CURVA DE RENDIMIENTO DE LAG POZO LL 823

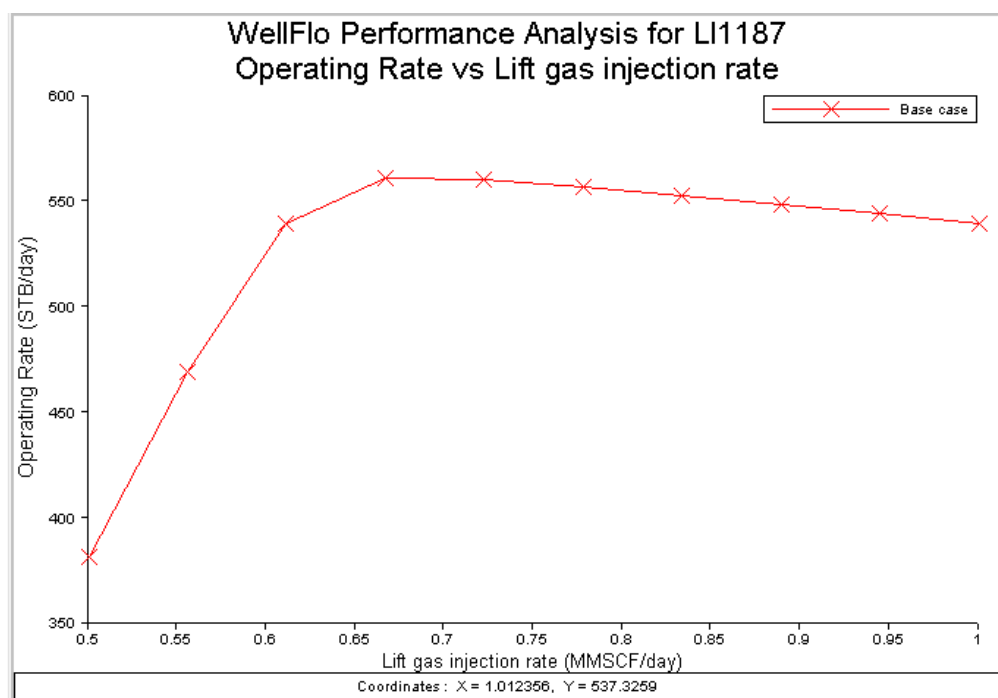


FIGURA E.3. CURVA DE RENDIMIENTO DE LAG POZO LL 1187

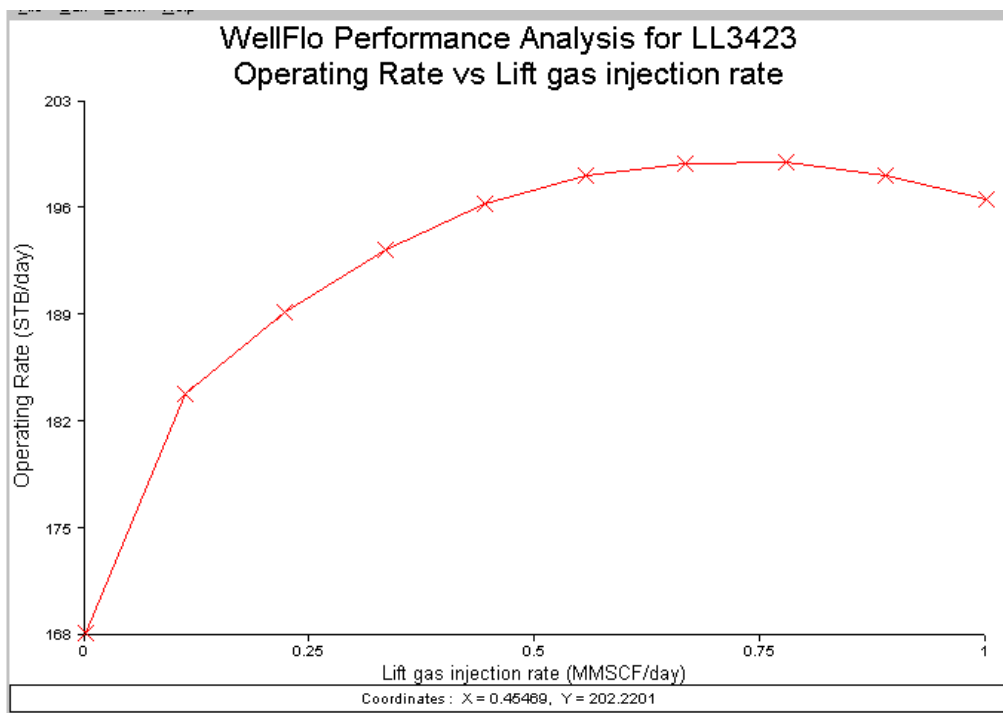


FIGURA E.4. CURVA DE RENDIMIENTO DE LAG POZO LL 3423

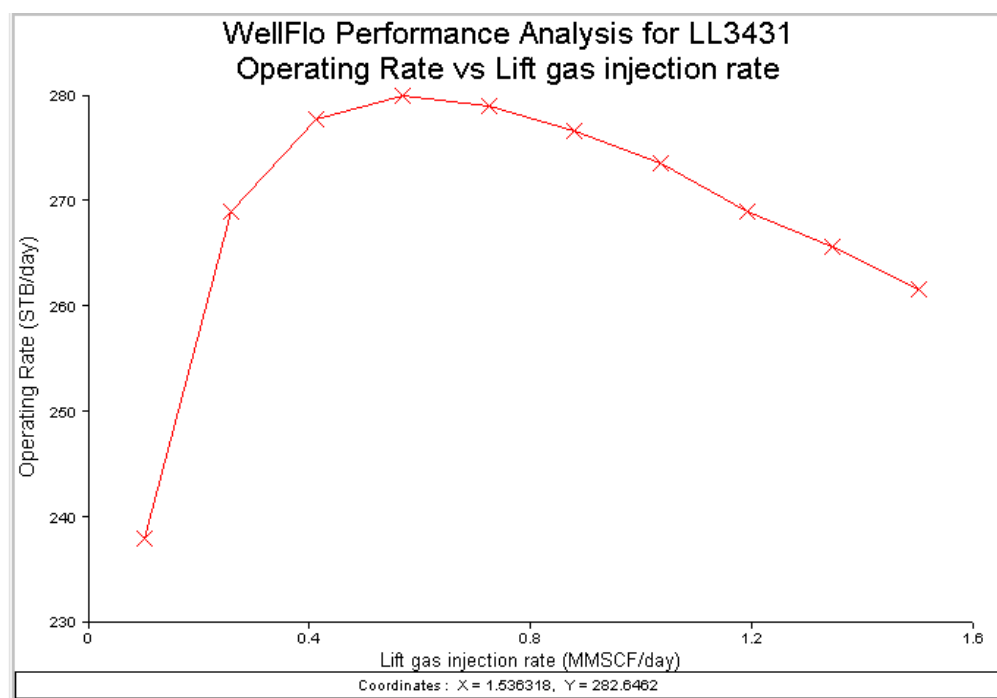


FIGURA E.5. CURVA DE RENDIMIENTO DE LAG POZO LL 3431

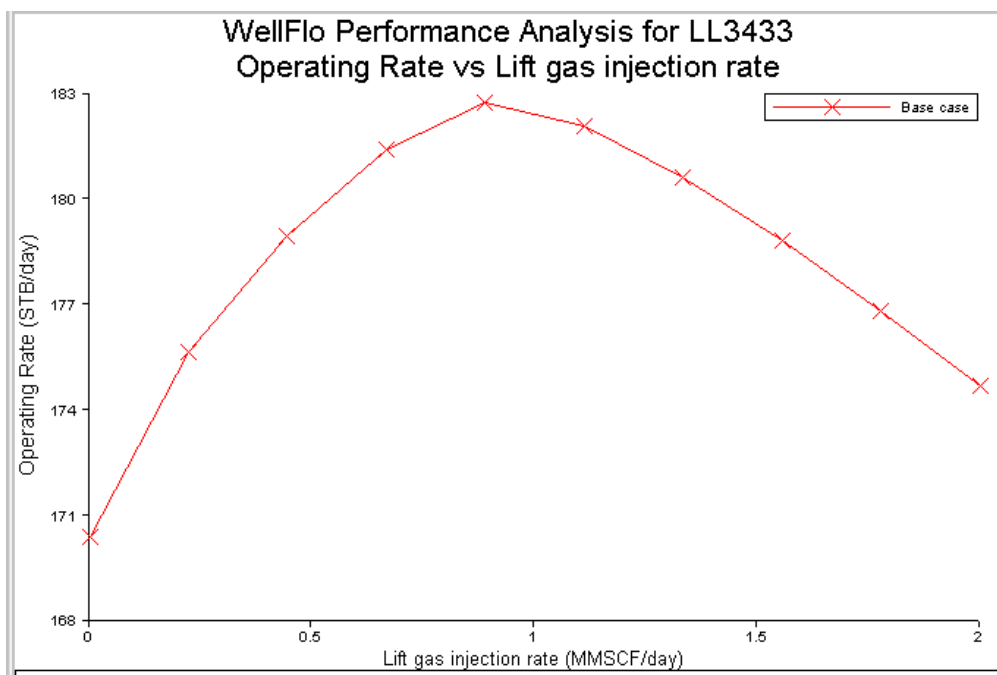


FIGURA E.6. CURVA DE RENDIMIENTO DE LAG POZO LL 3433

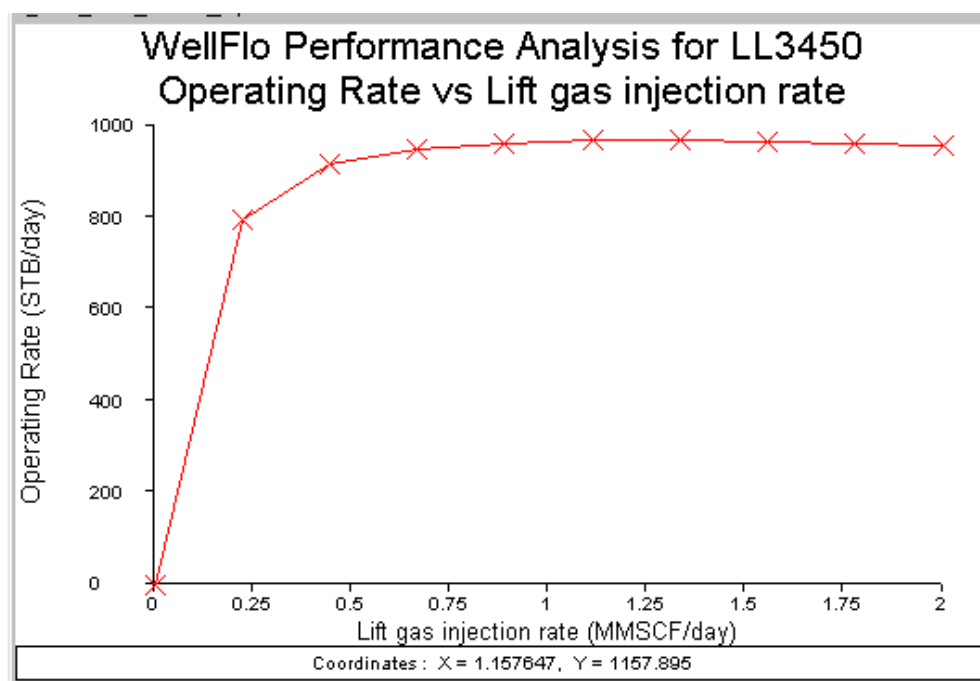


FIGURA E.7. CURVA DE RENDIMIENTO DE LAG POZO LL 3450

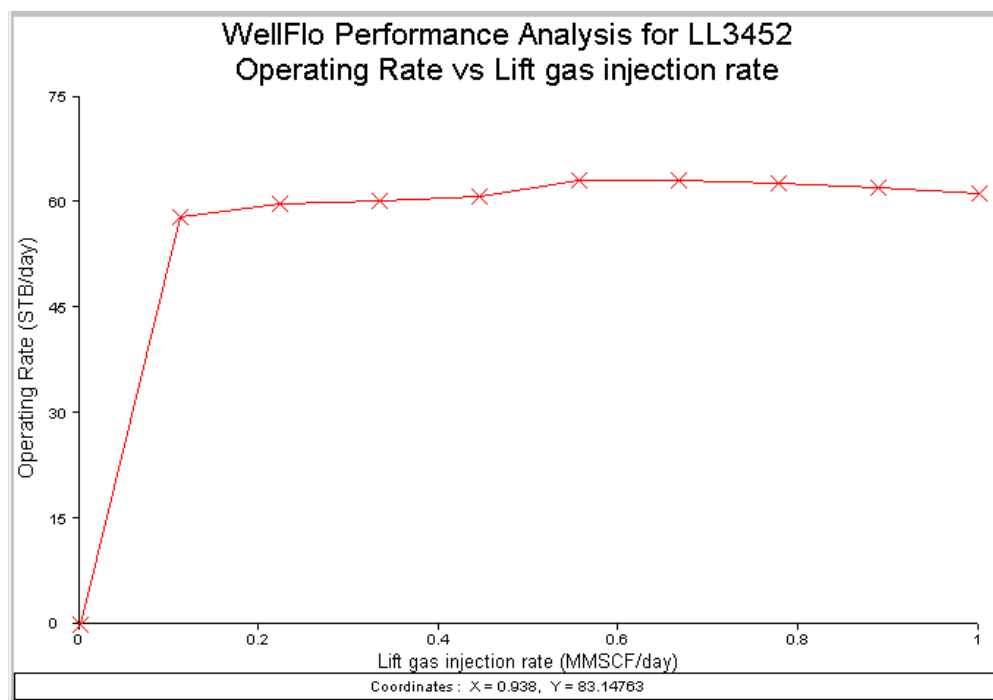


FIGURA E.8. CURVA DE RENDIMIENTO DE LAG POZO LL 3452

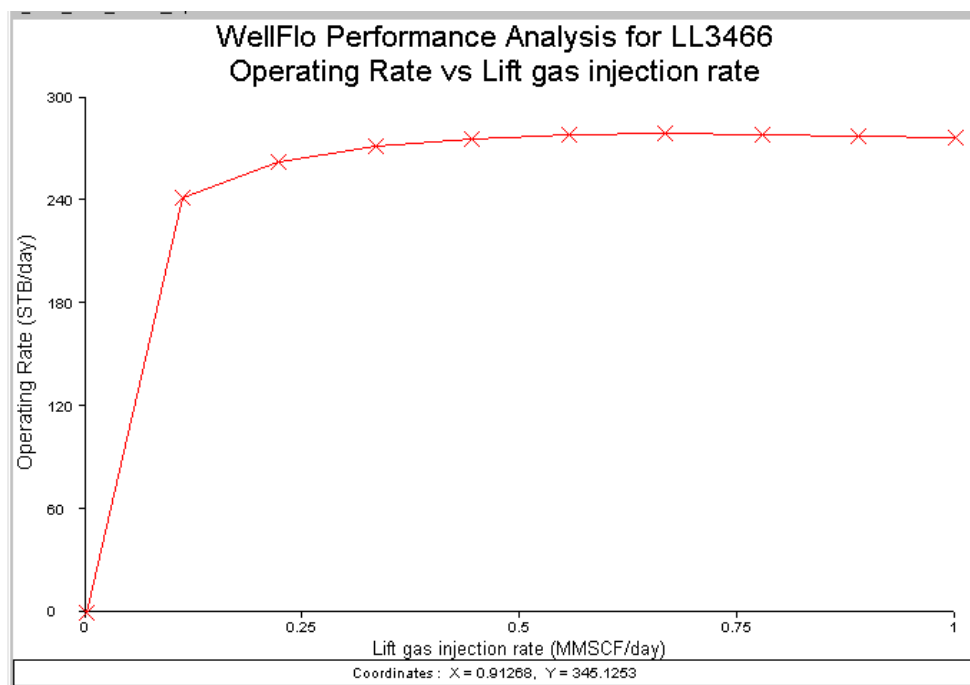


FIGURA E.9. CURVA DE RENDIMIENTO DE LAG POZO LL 3466

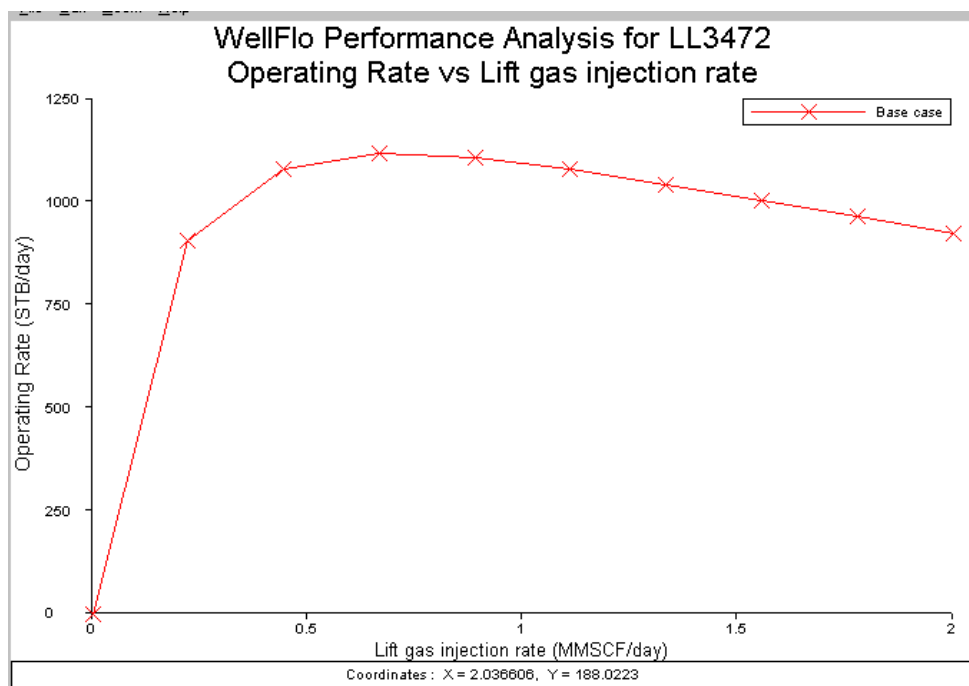


FIGURA E.10. CURVA DE RENDIMIENTO DE LAG POZO LL 3472

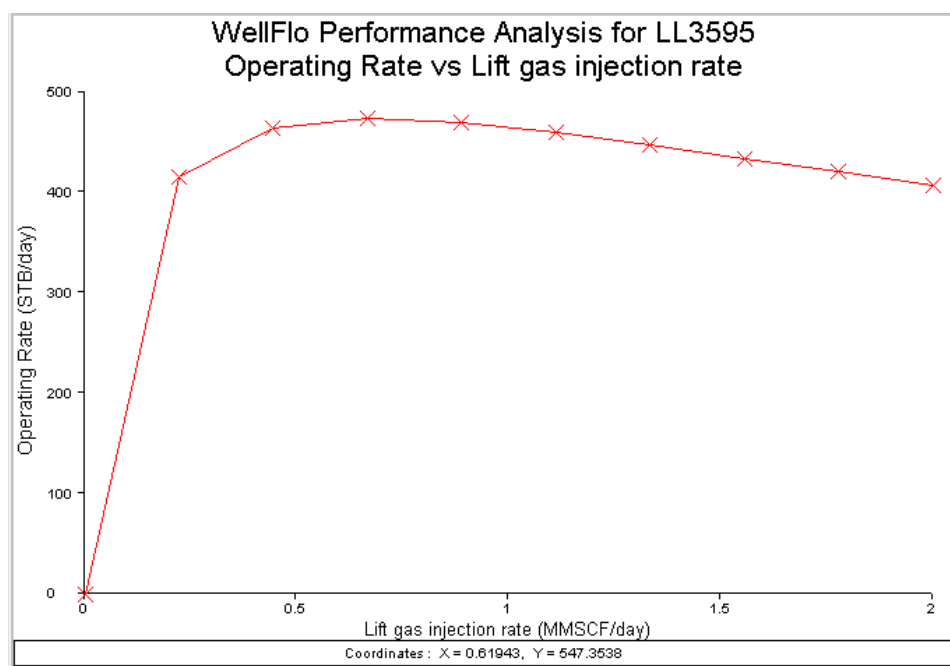


FIGURA E.11. CURVA DE RENDIMIENTO DE LAG POZO LL 3595

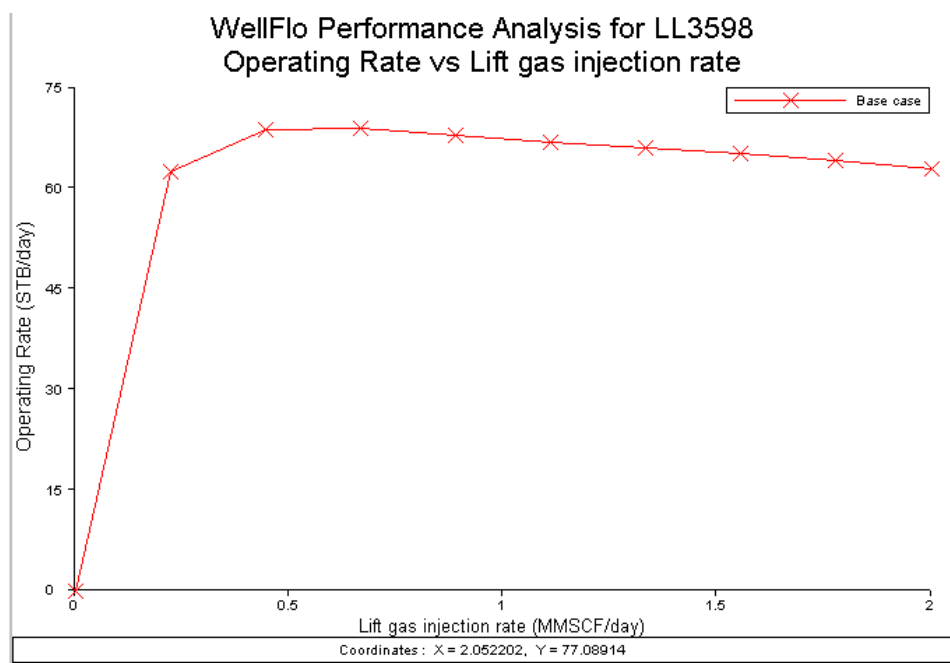


FIGURA E.12. CURVA DE RENDIMIENTO DE LAG POZO LL 3598

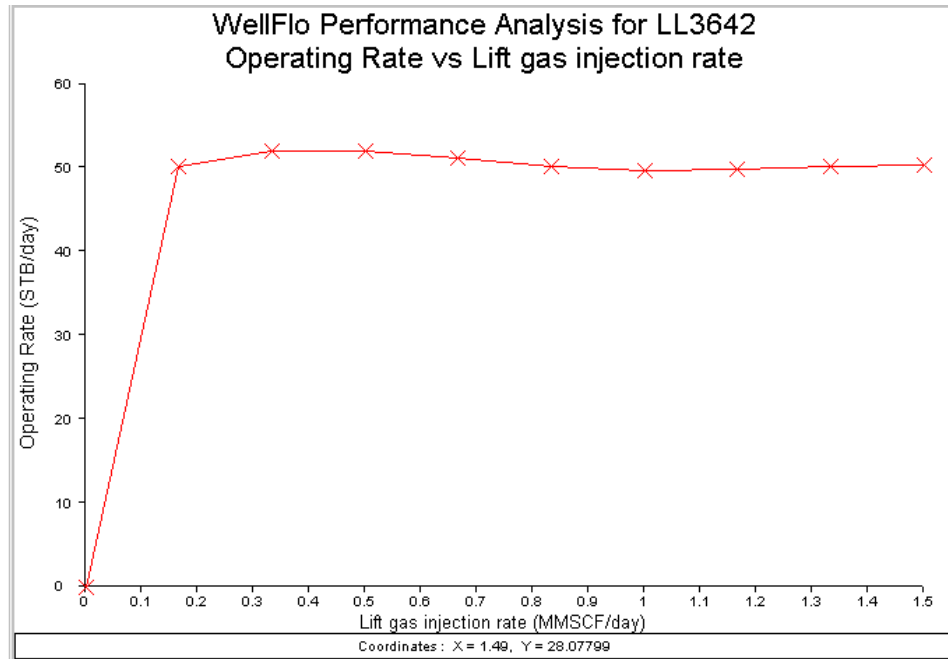


FIGURA E.13. CURVA DE RENDIMIENTO DE LAG POZO LL 3642

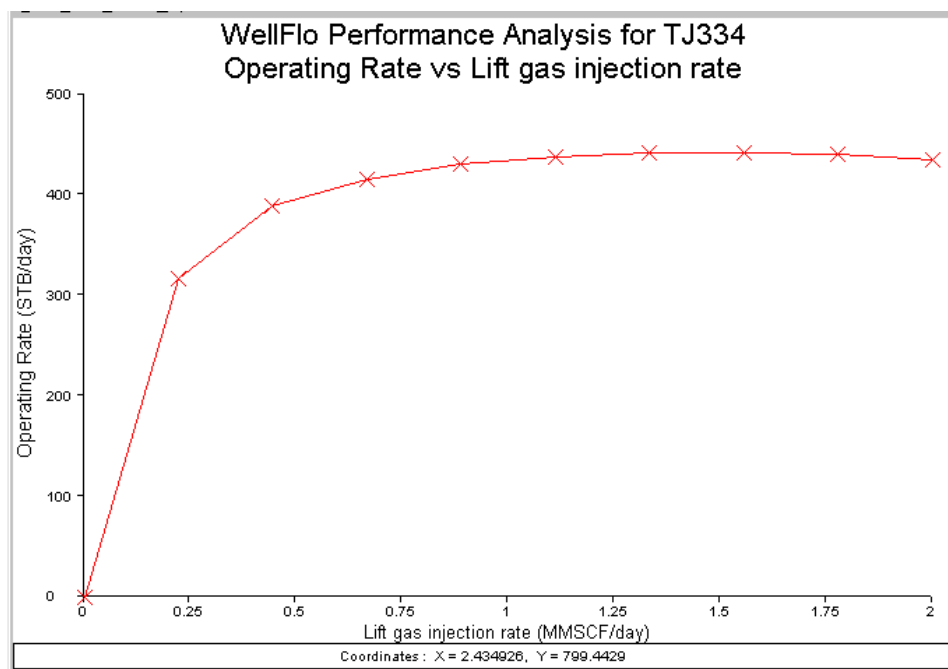


FIGURA E.14. CURVA DE RENDIMIENTO DE LAG POZO TJ 334

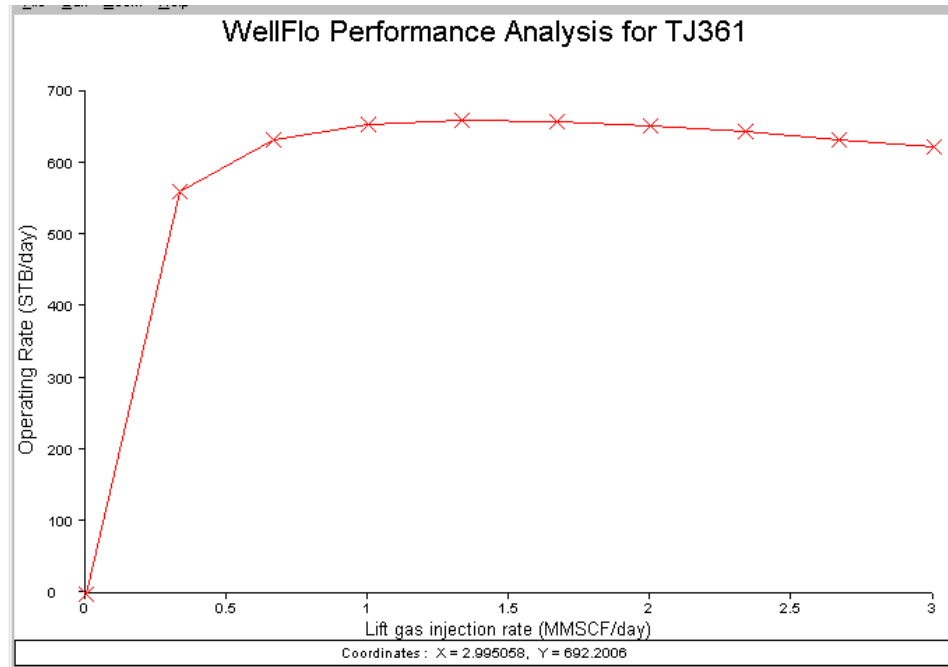


FIGURA E.15. CURVA DE RENDIMIENTO DE LAG POZO TJ 361

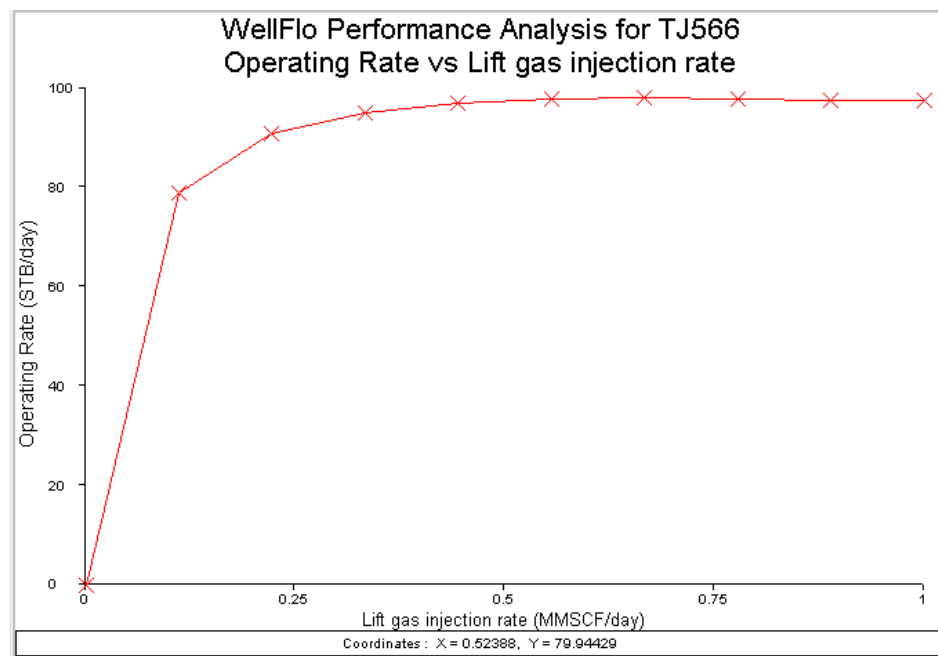


FIGURA E.16. CURVA DE RENDIMIENTO DE LAG POZO TJ 566

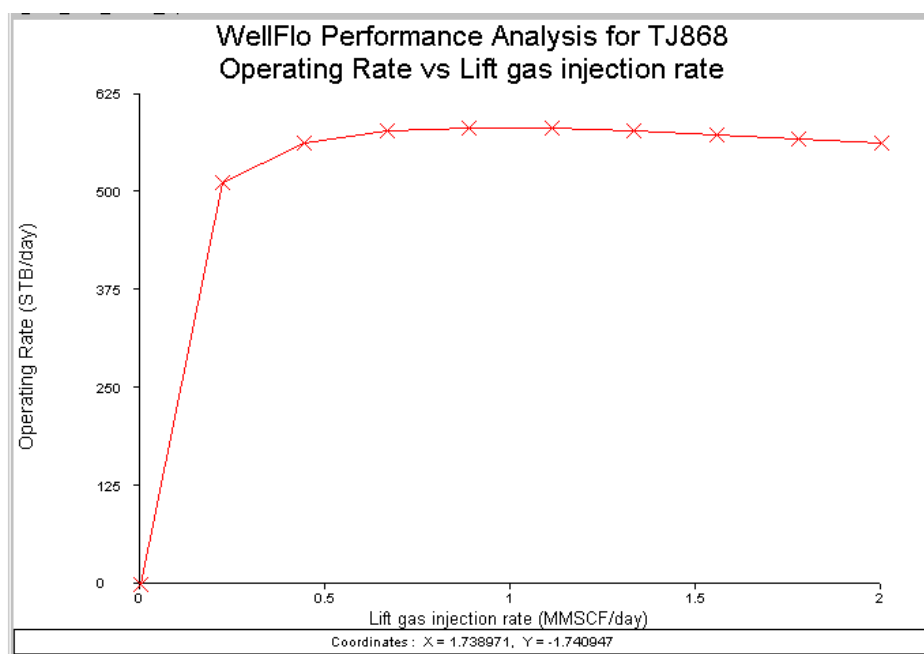


FIGURA E.17. CURVA DE RENDIMIENTO DE LAG POZO TJ 868

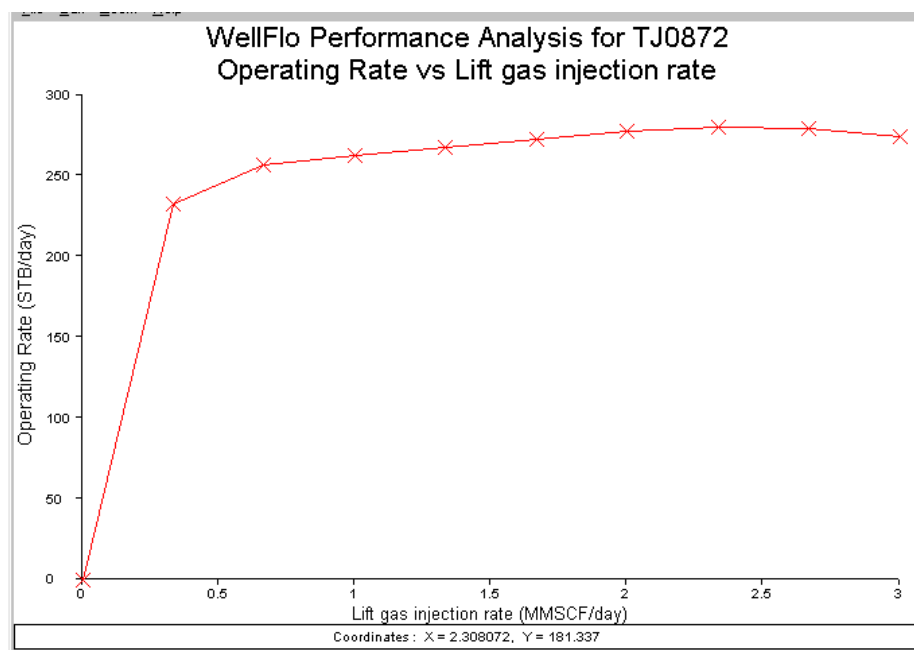


FIGURA E.18. CURVA DE RENDIMIENTO DE LAG POZO TJ 872

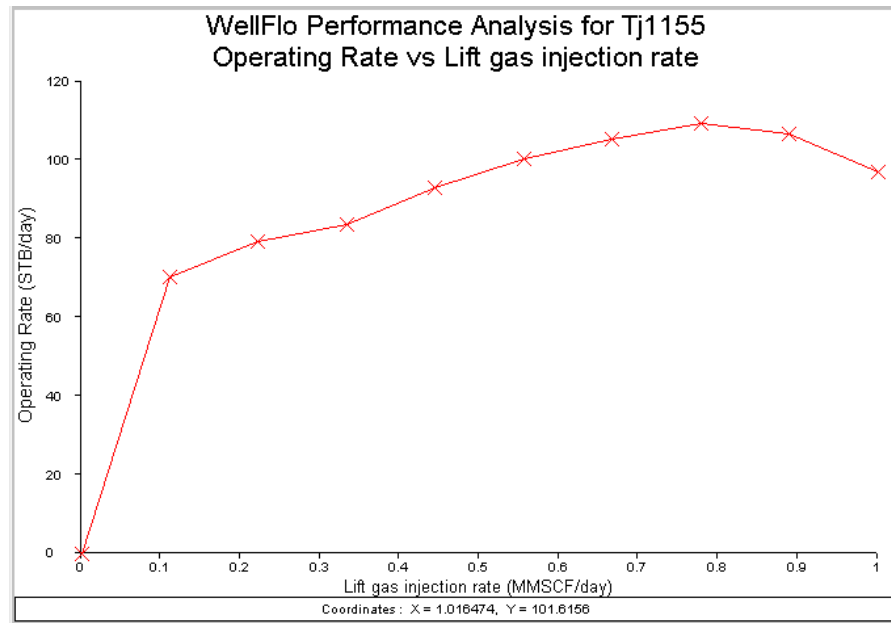


FIGURA E.19. CURVA DE RENDIMIENTO DE LAG POZO TJ 1155

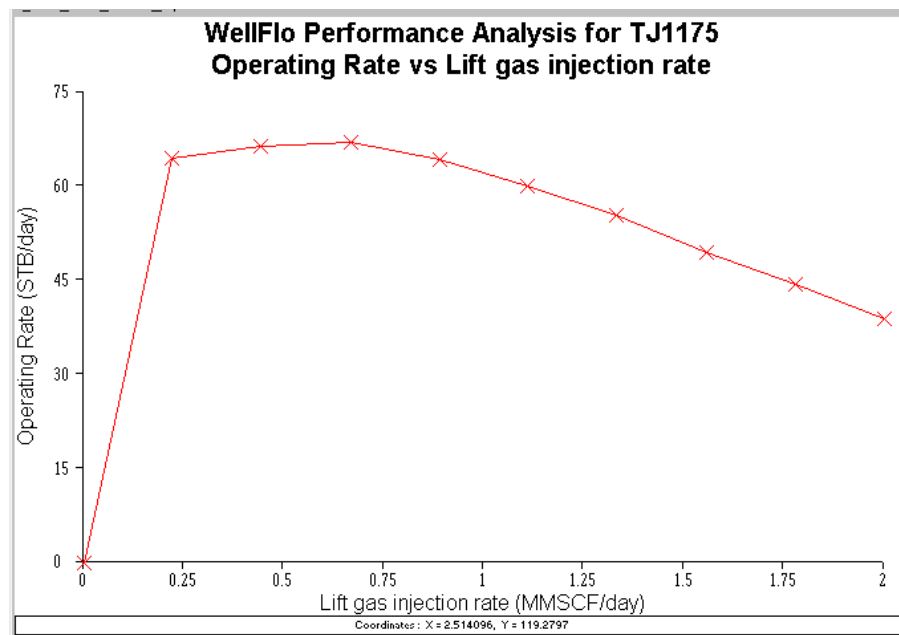


FIGURA E.20. CURVA DE RENDIMIENTO DE LAG POZO TJ 1175

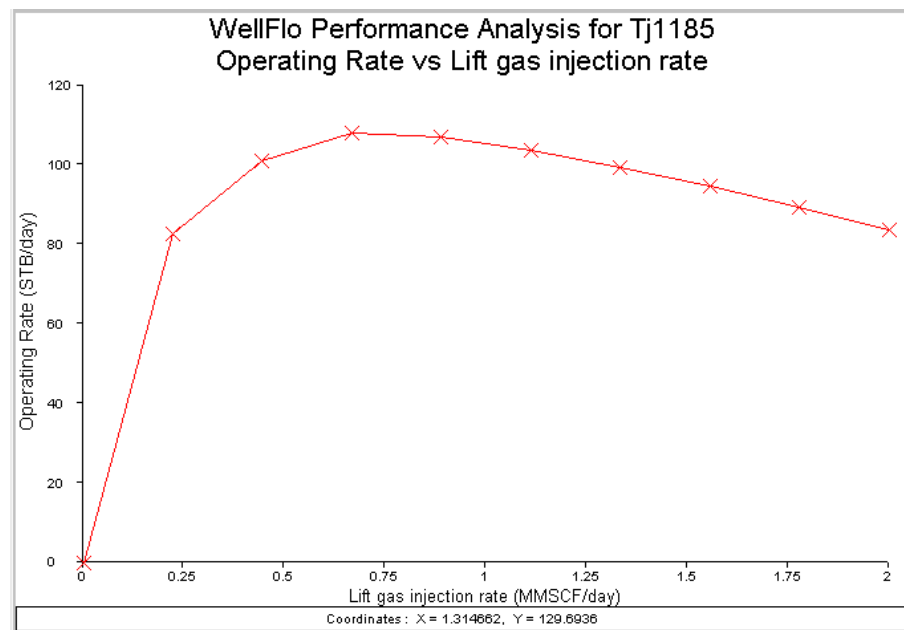


FIGURA E.21. CURVA DE RENDIMIENTO DE LAG POZO TJ 1185

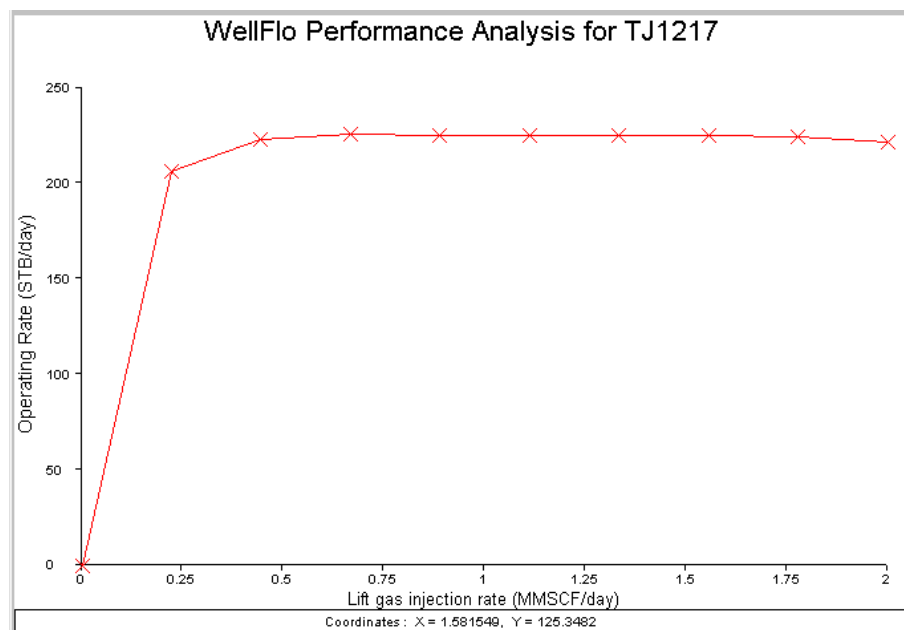


FIGURA E.22. CURVA DE RENDIMIENTO DE LAG POZO TJ 1217

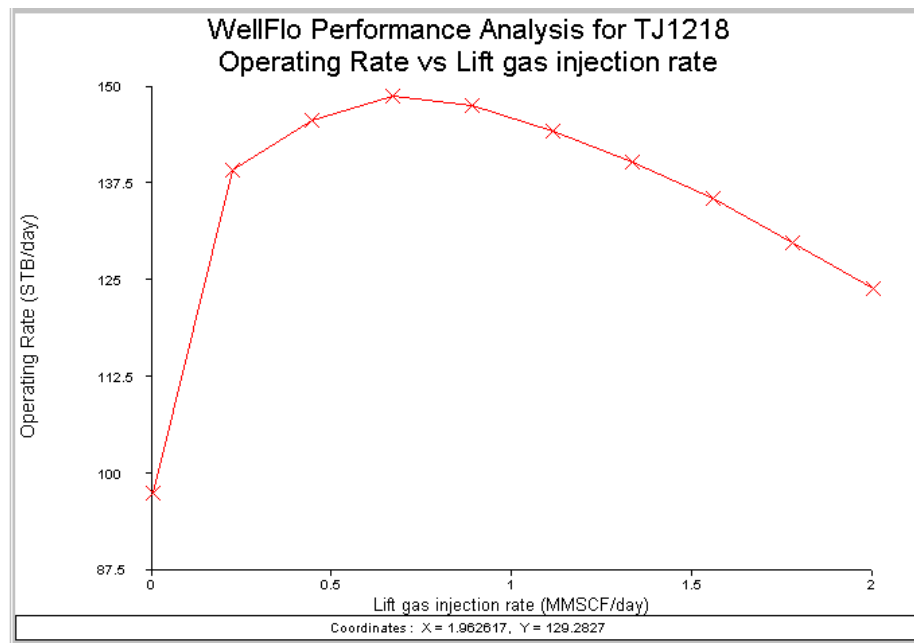


FIGURA E.23. CURVA DE RENDIMIENTO DE LAG POZO TJ 1218

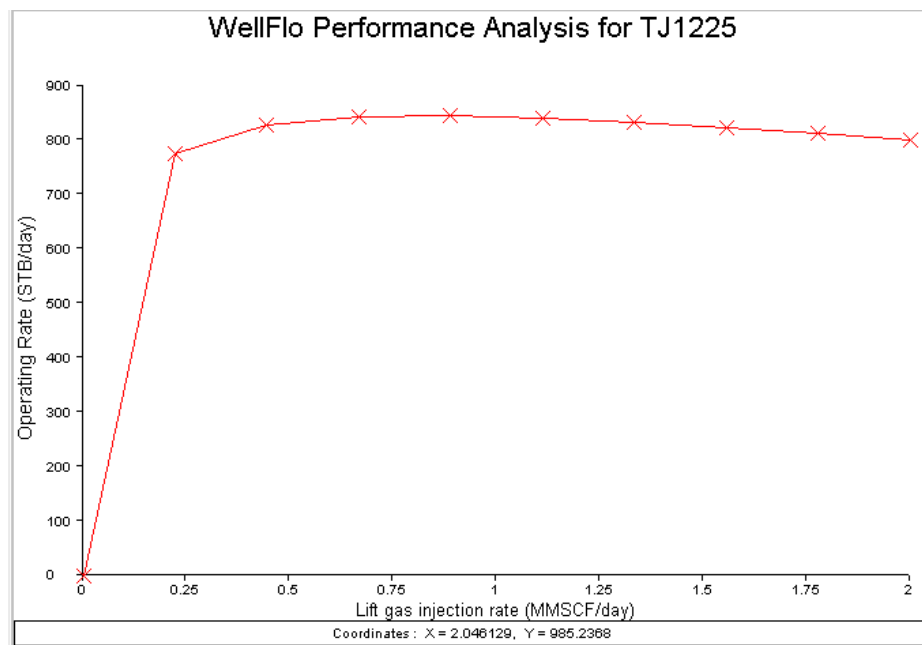


FIGURA E.24. CURVA DE RENDIMIENTO DE LAG POZO TJ 1225

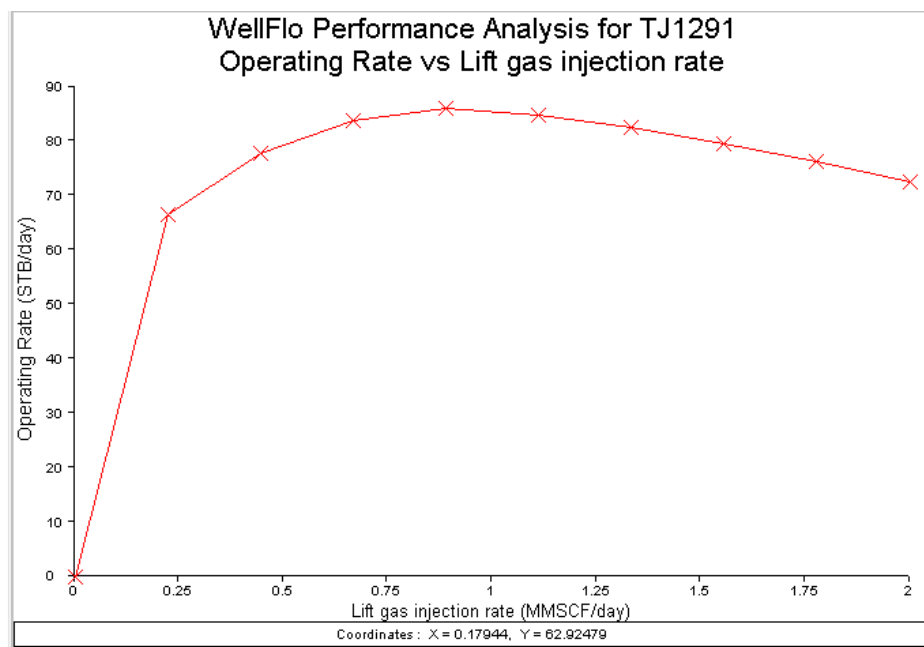


FIGURA E.25. CURVA DE RENDIMIENTO DE LAG POZO TJ 1291

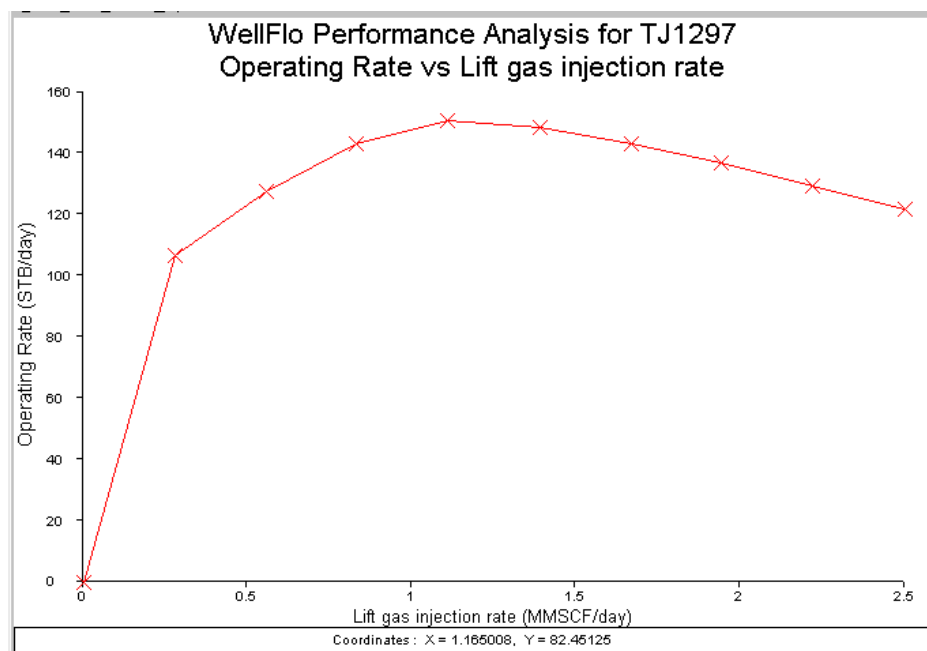


FIGURA E.26. CURVA DE RENDIMIENTO DE LAG POZO TJ 1297

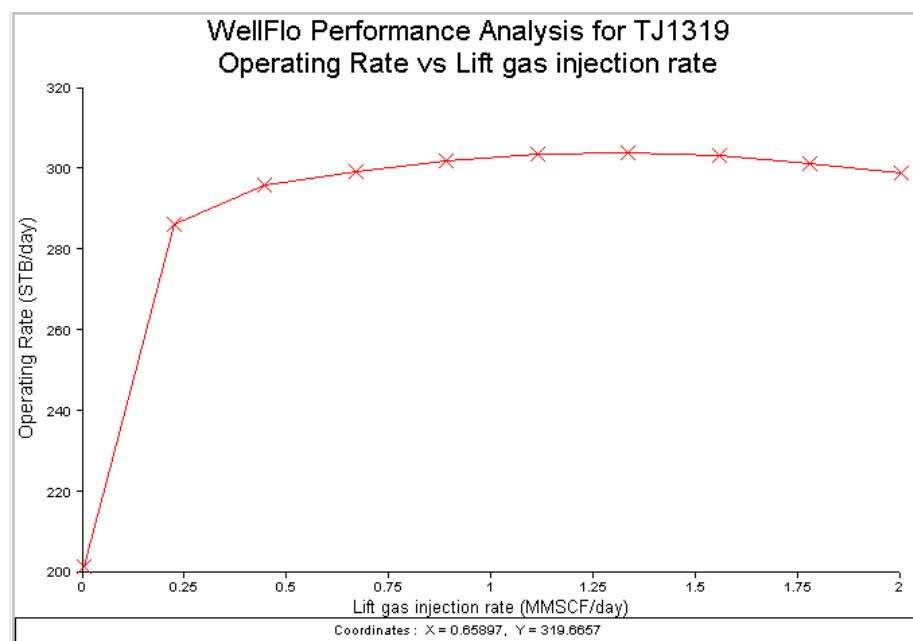


FIGURA E.27. CURVA DE RENDIMIENTO DE LAG POZO TJ 319

**F. DESVENTAJAS DE APLICACIÓN DE
DIFERENTES MÉTODOS DE RODUCCIÓN
OBTENIDAS DEL SEDLA**

Bombeo cavidades progresivas:

- 1.- El porcentaje de gas libre a la entrada de la bomba de aproximadamente 82,0000000000000000

1.- Para la tasa de producción deseada el área de flujo es muy grande, se puede producir cabe

1.- El índice de productividad es bajo, lo cual puede originar tiempos de ciclo muy largos

- 1.- La relación gas-líquido de formación es muy alta para este tipo de levantamiento
- 2.- En costa afuera, este método presenta riesgos operacionales, además de la limitación del

1.- Las ventajas del uso del pistón metálico para LAG intermitente, se obtienen a mayores pro

1.- La tasa de producción es muy baja para ser producida por este método de levantamiento. Se sensibiliza

2.- El porcentaje de gas libre a la entrada de la bomba de aproximadamente 73.00000000000000%

- 1.- El índice de productividad es bajo, lo cual puede originar tiempos de formación de columna
- 2.- La gravedad API puede traer problemas operacionales en este método
- 3.- La relación gas-líquido de formación es alta, lo cual puede dificultar la formación de fl
- 4.- La presión estática del yacimiento es baja, por lo cual el tiempo de formación de la columna
- 5.- Es necesario un técnico especialista para la instalación de este método

- 1.- La relación gas libre a la entrada de la bomba es muy alta para este método de levantamiento
- 2.- El diámetro del revestidor es muy pequeño, se producen problemas por alta fricción
- 3.- El método requiere suficiente área de instalación y presenta riesgos operacionales.

- 1.- El diámetro del revestidor es muy pequeño, se producen altas pérdidas por fricción
- 2.- La relación gas libre a la entrada de la bomba es muy alta para este tipo de levantamiento de la bomba
- 3.- El método requiere suficiente área de instalación y presenta riesgos operacionales.
- 4.- Es necesario un técnico especialista para la instalación de este método

Bombeo balancin:

Bombeo electrosomergible:

LAG intermitente camera:

LAG intermitente:

LAG continuo tuberia:

LAG interm. Piston Metalico:

LAG continuo anular:

3.- La tasa de producción es muy baja para ser producida por este método de levantamiento. { sensibilidad

LAG flujo piston:

3.- Es necesario un tecnico especialista para la instalacion de este metodo

Bombeo hidraulico piston:

2.- El método requiere suficiente área de instalación y presenta riesgos operacionales.

Bombeo hidraulico jet:

3.- Es necesario un técnico especialista para la instalación de este método

Piston metalico convencional:

3.- El índice de productividad es suficientemente alto como para intentar producir el pozo 1 levantamiento

DESVENTAJAS:

Bombeo balancin:

- 1.- En costa afuera, este método presenta riesgos operacionales, además de la limitación del

LAG intermitente:

- 1.- La tasa de producción es suficientemente alta como para intentar producirla utilizando c

Bombeo electrosumergible:

- 1.- El porcentaje de gas libre a la entrada de la bomba de aproximadamente 50,0000000000000000

LAG interm. Piston Metalico:

- 1.- La tasa de producción es suficientemente alta como para intentar producirla utilizando c

LAG continuo anular:

- 1.- La tasa de producción es muy baja para ser producida por este método de levantamiento. s
sensibilidad

LAG flujo piston:

- 1.- La gravedad API puede traer problemas operacionales en este método
- 2.- La presión estática del yacimiento es baja, por lo cual el tiempo de formación de la col
- 3.- Es necesario un tecnico especialista para la instalacion de este metodo

Bombeo hidraulico piston:

- 1.- La relación gas libre a la entrada de la bomba es muy alta para este método de levantami
- 2.- El diámetro del revestidor es muy pequeño, se producen problemas por alta fricción
- 3.- El método requiere suficiente área de instalación y presenta riesgos operacionales.

Bombeo hidráulico jet:

- 1.- El diámetro del revestidor es muy pequeño, se producen altas pérdidas por fricción
- 2.- La relación gas libre a la entrada de la bomba es muy alta para este tipo de levantamier
eficiencia de la bomba
- 3.- El método requiere suficiente área de instalación y presenta riesgos operacionales.
- 4.- Es necesario un técnico especialista para la instalación de este método

Piston metalico convencional:

- 1.- La relación gas líquido de formación es muy baja para este método
- 2.- La tasa de producción es suficientemente alta como para intentar producirla utilizando c

DESVENTAJAS:

Bombeo balancín:

- 1.- En costa afuera, este método presenta riesgos operacionales, además de la limitación del

LAG intermitente cámara:

- 1.- La tasa de producción es suficientemente alta como para intentar producirla utilizando c

LAG continuo tubería:

- 1.- El aporte de fluidos de la formación es escaso para justificar una inyección continua de
- 2.- La presión estática del yacimiento es baja, el aporte de fluidos de la formación puede s

LAG intermitente:

- 1.- La tasa de producción es suficientemente alta como para intentar producirla utilizando c

Bombeo electrosumergible:

- 1.- El porcentaje de gas libre a la entrada de la bomba de aproximadamente 68,00000000000000

LAG interm. Pistón Metálico:

- 1.- La tasa de producción es suficientemente alta como para intentar producirla utilizando c

LAG continuo anular:

- 1.- El aporte de fluidos de la formación es escaso para justificar una inyección continua de
 - 2.- La presión de yacimiento es muy baja para esa profundidad
 - 3.- La tasa de producción es muy baja para ser producida por este método de levantamiento. S
- sensibilidad

LAG flujo pistón:

- 1.- La gravedad API puede traer problemas operacionales en este método
- 2.- La relación gas-líquido de formación es alta, lo cual puede dificultar la formación de f
- 3.- La presión estática del yacimiento es baja, por lo cual el tiempo de formación de la col
- 4.- Es necesario un técnico especialista para la instalación de este método

Bombeo hidráulico pistón:

- 1.- La relación gas libre a la entrada de la bomba es muy alta para este método de levantam
- 2.- El diámetro del revestidor es muy pequeño, se producen problemas por alta fricción
- 3.- El método requiere suficiente área de instalación y presenta riesgos operacionales.

Bombeo hidráulico jet:

- 1.- El diámetro del revestidor es muy pequeño, se producen altas pérdidas por fricción
 - 2.- La relación gas libre a la entrada de la bomba es muy alta para este tipo de levantamier
- eficiencia de la bomba
- 3.- El método requiere suficiente área de instalación y presenta riesgos operacionales.
 - 4.- Es necesario un técnico especialista para la instalación de este método

Pistón metálico convencional:

- 1.- La relación gas líquido de formación es muy baja para este método
 - 2.- La tasa de producción es suficientemente alta como para intentar producirla utilizando c
 - 3.- El índice de productividad es suficientemente alto como para intentar producir el pozo u
- levantamiento