

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ESTUDIO DE POZOS INACTIVOS DEL ÁREA BACHAQUERO INTERCAMPOS (PARCELAS AGUA 317 y AGUA 325)

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de
Venezuela para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo
Por los Brs. Quijada G., Rafael A.,
Vásquez C., Jorge L.

Caracas, Febrero 2002

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

ESTUDIO DE POZOS INACTIVOS DEL ÁREA BACHAQUERO INTERCAMPOS (PARCELAS AGUA 317 y AGUA 325)

TUTOR ACADÉMICO: Prof. Norberto Bueno

TUTOR INDUSTRIAL: Ing. Ramiro Trebolle

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de
Venezuela para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo
Por los Brs. Quijada G., Rafael A.,
Vásquez C. Jorge L.

Caracas, Febrero 2002

ÍNDICE

	Página
AGRADECIMIENTOS	I
RESUMEN	II
ÍNDICE DE TABLAS	III
ÍNDICE DE FIGURAS	V
INTRODUCCIÓN	X
CAPITULO 1: MARCO TEÓRICO	1
1.1. Tipos de trabajos en pozos.....	1
1.1.1. Completación.....	1
1.1.1.1. Tipos de completación.....	1
1.1.2. Reparación o servicio.....	7
1.1.3. Rehabilitación o Reacondicionamiento.....	7
1.1.3.1. Cementación forzada o secundaria.....	8
1.1.3.2. Empaque con grava.....	10
1.1.3.3. Forzamiento arena petróleo.....	18
1.1.3.4. Cañoneo y recañoneo de zonas productoras.....	20
1.1.4. Abandono.....	23
1.2. Problemas de producción de los pozos.....	24
1.2.1. Tasa de producción limitada.....	24
1.2.1.1. Restricciones de flujo en las vecindades del hoyo.....	24
1.2.1.2. Restricciones de flujo a nivel de pozo.....	30
1.2.1.3. Restricciones de flujo a nivel del yacimiento.....	31
1.2.2. Producción de arena.....	34
1.2.3. Alta producción de agua.....	35
1.2.3.1. Adedamiento.....	36
1.2.3.2. Conificación del agua.....	38

	Página
1.2.3.3. Canalización del agua.....	39
1.2.4. Alta producción de gas.....	39
1.2.5. Fallas mecánicas en los pozos.....	42
1.3. Descripción de registros petrofísicos.....	46
1.3.1. Perfil eléctrico convencional.....	46
1.3.2. Curva de potencial espontáneo.....	47
1.3.3. Perfil de rayos gamma.....	48
1.3.4. Curvas de resistividad.....	49
1.3.5. Registro de cementación (CBL/VDL/CCL).....	51
1.3.6. Herramienta de medición de saturaciones (RST).....	52
1.4. Métodos de producción.....	54
1.4.1. Flujo natural.....	54
1.4.1.1. Compresibilidad de la roca y de los fluidos.....	54
1.4.1.2. Salida del gas en solución.....	55
1.4.1.3. Empuje por capa de gas.....	55
1.4.1.4. Gravedad y segregación gravitacional.....	56
1.4.1.5. Empuje por agua.....	57
1.4.2. Levantamiento artificial.....	60
1.4.2.1. Levantamiento artificial por gas.....	60
CAPITULO 2: DESARROLLO DEL ESTUDIO.....	64
2.1. Descripción del Área.....	64
2.1.1. Información general del área de estudio.....	64
2.1.2. Estructura y estratigrafía	65
2.1.3. Descripción de los yacimientos del área de estudio.....	67

	Página
2.2. Metodología.....	72
2.2.1. Adquisición y validación de información.....	72
2.2.2. Evaluación del área y calculo de reservas para los yacimientos y pozos de interés.....	73
2.2.3. Selección y análisis de los pozos.....	77
2.2.4. Análisis económico de los trabajos de rehabilitación.....	79
2.3. Pozo Modelo.....	84
2.3.1. Datos del pozo.....	84
2.3.2. Trabajos realizados al pozo.....	84
2.3.3. Análisis de los pozos vecinos.....	90
2.3.4. Recomendaciones.....	92
 CAPITULO 3: ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	 93
 CONCLUSIONES.....	 102
 RECOMENDACIONES.....	 104
 BIBLIOGRAFÍA.....	 105
 NOMENCLATURA.....	 107
 APÉNDICES.....	 109
Apéndice 1: Análisis y evaluación de los yacimientos.....	109
Apéndice 2: Análisis de reservas.....	119
Apéndice 3: Resumen de los pozos.....	131
Apéndice 4: OFM.....	183

	Página
ANEXOS	187
Anexo 1: Historia de producción de los pozos completados en el yacimiento Bachaquero Superior 57.....	187
Anexo 2: Secciones estratigráficas	203
Anexo 3: Mapas isópacos de las parcelas Agua 317 y Agua 325.....	204
Anexo 4: Relación Estado Operacional - Estado Oficial.....	205

Quijada G. Rafael A.

Vásquez C., Jorge L.

**ESTUDIO DE POZOS INACTIVOS DEL ÁREA
BACHAQUERO INTERCAMPOS
(PARCELAS AGUA 317 y AGUA 325)**

**Tutor Académico: Prof. Norberto Bueno. Tutor Industrial: Ing. Ramiro Trebolle.
Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de Ingeniería de Petróleo. Año
2002, 207 p.**

Palabras Claves: Pozos Inactivos, Rehabilitación, Reactivación

Resumen: El objetivo del trabajo especial de grado fue el de crear un portafolio de oportunidades de pozos inactivos de **P.D.V.S.A**, para su posible reparación y reactivación en el área de Bachaquero Intercampos ubicado en el campo Bachaquero Lago, específicamente las parcelas Agua-317 y Agua-325.

Ambas parcelas están divididas geográficamente entre el convenio operativo China National Petroleum Corporation (**C.N.P.C**) y **Petróleos De Venezuela Sociedad Anónima (P.D.V.S.A)**, siendo estas parcelas de especial interés debido a la existencia de yacimientos asociados entre ambas empresas.

Se estudiaron los cinco (5) yacimientos mas desarrollados del área de estudio para determinar cual de estos generaría mayor valor agregado a la empresa mediante el incremento de su producción de hidrocarburos con la reactivación de pozos, determinándose así que el yacimiento **Bachaquero Superior 57** es el mejor candidato.

Los problemas de pozos mas frecuentes encontrados en ambas parcelas fueron la producción de altos cortes de agua debido a un proceso de inyección de agua (siendo esta la principal causa del abandono de pozos en ambas parcelas), la producción de arena y fallas mecánicas en las completaciones de los pozos. De un total de treinta (30) pozos inactivos estudiados dieciocho (18) son candidatos a reactivar y doce (12) a abandonar.

LISTA DE TABLAS

Tabla No. 1.	Tamaños de grava mas comunes.
Tabla No. 2.	Resumen de reservas por yacimiento.
Tabla No. 3.	Resumen de producción de las parcelas.
Tabla No. 4.	Reservas remanentes de las parcelas.
Tabla No. 5.	Últimos valores de producción del pozo AB-1284.
Tabla No. 6.	Reservas remanentes recuperables de las parcelas.
Tabla No. 7.	Reservas remanentes recuperables por los por los pozos activos e inactivos a reactivar.
Tabla No. 8.	Volumen de agua inyectada y volumen de agua reportada.
Tabla No. 9.	Valor presente neto y tasa interna de retorno de las operaciones de rehabilitación de cada pozo.
Tabla No. 10.	Reservas a ser extraídas por los pozos a reactivar.
Tabla No. 11.	Reservas a ser extraídas por los pozos existentes de las parcelas de estudio
Tabla No. 12.	Últimos valores de producción pozo AB-321.
Tabla No. 13.	Últimos valores de producción pozo AB-645.
Tabla No. 14.	Últimos valores de producción pozo AB-1245.
Tabla No. 15.	Últimos valores de producción pozo AB-1248.
Tabla No. 16.	Últimos valores de producción pozo AB-1250.
Tabla No. 17.	Últimos valores de producción pozo AB-1252.
Tabla No. 18.	Últimos valores de producción pozo AB-1282.
Tabla No. 19.	Últimos valores de producción pozo AB-1284.
Tabla No. 20.	Últimos valores de producción pozo AB-1288.
Tabla No. 21.	Últimos valores de producción pozo AB-1290.
Tabla No. 22.	Últimos valores de producción pozo AB-1914.
Tabla No. 23.	Últimos valores de producción pozo AB-1916.
Tabla No. 24.	Últimos valores de producción pozo AB-2010.
Tabla No. 25.	Últimos valores de producción pozo AB-2249.
Tabla No. 26.	Últimos valores de producción pozo AB-222.

Tabla No. 27.	Últimos valores de producción pozo AB-253.
Tabla No. 28.	Últimos valores de producción pozo AB-390.
Tabla No. 29.	Últimos valores de producción pozo AB-889.
Tabla No. 30.	Últimos valores de producción pozo AB-1198.
Tabla No. 31.	Últimos valores de producción pozo AB-1216.
Tabla No. 32.	Últimos valores de producción pozo AB-1240.
Tabla No. 33.	Últimos valores de producción pozo AB-1261.
Tabla No. 34.	Últimos valores de producción pozo AB-1264.
Tabla No. 35.	Últimos valores de producción pozo AB-1292.
Tabla No. 36.	Últimos valores de producción pozo AB-1794.
Tabla No. 37.	Últimos valores de producción pozo AB-1883.
Tabla No. 38.	Últimos valores de producción pozo AB-1967.
Tabla No. 39.	Últimos valores de producción pozo AB-1990.
Tabla No. 40.	Relación del Estado Operacional – Estado MEM.

LISTA DE FIGURAS

- Figura No. 1. Completación vertical sencilla.**
- Figura No. 2. Completación sencilla selectiva.**
- Figura No. 3. Completación sencilla a hoyo abierto.**
- Figura No. 4. Completación sencilla con tubería ranurada.**
- Figura No. 5. Completación sencilla con empaque con grava.**
- Figura No. 6. Completación doble con doble sarta.**
- Figura No. 7. Completación triple con triple sarta.**
- Figura No. 8. Distribución típica de análisis de arena.**
- Figura No. 9. Empaque con grava a hoyo abierto.**
- Figura No. 10. Empaque con grava dentro del revestidor.**
- Figura No. 11. Vista frontal y seccionada de un forro pre-empacado.**
- Figura No. 12. Caída de presión en un pozo sin daño.**
- Figura No. 13. Caída de presión en un pozo con daño.**
- Figura No. 14. Mapa de burbuja de la producción actual y la capacidad.**
- Figura No. 15. Presión vs factor de recobro para diferentes métodos de producción**
- Figura No. 16. Distribución de los fluidos en un yacimiento.**
- Figura No. 17. Adedamiento del agua.**
- Figura No. 18. Conificación del agua,**
- Figura No. 19. Diagrama causa efecto de la producción de agua.**
- Figura No. 20. RGP instantánea vs factor de recobro.**
- Figura No. 21. Diagrama causa efecto de la producción de gas.**
- Figura No. 22. Diagrama causa efecto de los problemas mecánicos.**
- Figura No. 23. Registro eléctrico SP, GR y resistividad.**
- Figura No. 24. Registro de cementación (CBL/VDL).**
- Figura No. 25. Registro de saturaciones (RST).**
- Figura No. 26. Salida del gas en solución**
- Figura No. 27. Empuje por capa de gas.**
- Figura No. 28. Segregación gravitacional.**

Figura No. 29.	Empuje por acuífero.
Figura No. 30.	Levantamiento artificial por gas continuo.
Figura No. 31.	Levantamiento artificial por gas intermitente.
Figura No. 32.	Ubicación del área Bachaquero Intercampos.
Figura No. 33.	Acuñamiento de los yacimientos en el área Bachaquero Intercampos.
Figura No. 34.	Columna estratigráfica del área Bachaquero Intercampos.
Figura No. 35.	Ubicación de las parcelas agua 317 y agua 325.
Figura No. 36.	Resumen de la metodología.
Figura No. 37.	Diagrama mecánico actual del pozo AB-1284.
Figura No. 38.	Registro de completación del pozo AB-1284.
Figura No. 39.	Sección estratigráfica del pozo AB-1284.
Figura No. 40.	Diagrama mecánico propuesto del pozo AB-1284.
Figura No. 41.	Proceso de migración.
Figura No. 42.	Inyección de agua y producción de petróleo vs tiempo.
Figura No. 43.	Posición del frente de agua en la parcela agua 317.
Figura No. 44.	Posición del frente de agua en la parcela agua 325.
Figura No. 45.	Correlación estratigráfica que corta la falla sellante.
Figura No. 46.	Historia de producción del yacimiento BASUP 57.
Figura No. 47.	Historia de producción del yacimiento BAMED 61.
Figura No. 48.	Historia de producción del yacimiento BAINF 59.
Figura No. 49.	Historia de producción del yacimiento LAGNA 14.
Figura No. 50.	Historia de producción del yacimiento LGINF 13.
Figura No. 51.	Presión vs petróleo producido en la parcela 317.
Figura No. 52.	Presión vs petróleo producido en la parcela 325.
Figura No. 53.	Etapa 1 del balance de materiales en la parcela 317.
Figura No. 54.	Etapa 1 del balance de materiales en la parcela 317.
Figura No. 55.	Relación gas-petróleo acumulado vs petróleo producido.
Figura No. 56.	Etapa 2 del balance de materiales en la parcela 317.
Figura No. 57.	Etapa 2 del balance de materiales en la parcela 325.
Figura No. 58.	Etapa 3 del balance de materiales en la parcela 317.

Figura No. 59.	Etapa 3 del balance de materiales en la parcela 325.
Figura No. 60.	Diagrama mecánico propuesto del pozo AB-321.
Figura No. 61.	Diagrama mecánico actual del pozo AB-645.
Figura No. 62.	Diagrama mecánico propuesto del pozo AB-645.
Figura No. 63.	Diagrama mecánico actual del pozo AB-1236.
Figura No. 64.	Diagrama mecánico propuesto del pozo AB-1236.
Figura No. 65.	Diagrama mecánico propuesto del pozo AB-1241.
Figura No. 66.	Diagrama mecánico actual del pozo AB-1245.
Figura No. 67.	Diagrama mecánico propuesto del pozo AB-1245.
Figura No. 68.	Diagrama mecánico actual del pozo AB-1248.
Figura No. 69.	Diagrama mecánico propuesto del pozo AB-1248 .
Figura No. 70.	Diagrama mecánico actual del pozo AB-1250.
Figura No. 71.	Diagrama mecánico propuesto del pozo AB-1250.
Figura No. 72.	Diagrama mecánico actual del pozo AB-1252.
Figura No. 73.	Diagrama mecánico propuesto del pozo AB-1252.
Figura No. 74.	Diagrama mecánico actual del pozo AB-1282.
Figura No. 75.	Diagrama mecánico propuesto del pozo AB-1282.
Figura No. 76.	Diagrama mecánico actual del pozo AB-1284.
Figura No. 77.	Diagrama mecánico propuesto del pozo AB-1284.
Figura No. 78.	Diagrama mecánico actual del pozo AB-1288.
Figura No. 79.	Diagrama mecánico propuesto del pozo AB-1288 .
Figura No. 80.	Diagrama mecánico actual del pozo AB-1290.
Figura No. 81.	Diagrama mecánico propuesto del pozo AB-1290.
Figura No. 82.	Diagrama mecánico actual del pozo AB-1914.
Figura No. 83.	Diagrama mecánico propuesto del pozo AB-1914.
Figura No. 84.	Diagrama mecánico actual del pozo AB-1916.
Figura No. 85.	Diagrama mecánico propuesto del pozo AB-1916.
Figura No. 86.	Diagrama mecánico actual del pozo AB-2010.
Figura No. 87.	Diagrama mecánico propuesto del pozo AB-2010.
Figura No. 88.	Diagrama mecánico actual del pozo AB-222.
Figura No. 89.	Diagrama mecánico actual del pozo AB-253.

Figura No. 90.	Diagrama mecánico propuesto del pozo AB-253.
Figura No. 91.	Diagrama mecánico actual del pozo AB-390.
Figura No. 92.	Diagrama mecánico actual del pozo AB-889 .
Figura No. 93.	Diagrama mecánico propuesto del pozo AB-889 .
Figura No. 94.	Diagrama mecánico actual del pozo AB-1198.
Figura No. 95.	Diagrama mecánico propuesto del pozo AB-1198.
Figura No. 96.	Diagrama mecánico actual del pozo AB-1216.
Figura No. 97.	Diagrama mecánico propuesto del pozo AB-1216.
Figura No. 98.	Diagrama mecánico actual del pozo AB-1240.
Figura No. 99.	Diagrama mecánico propuesto del pozo AB-1240.
Figura No. 100.	Diagrama mecánico actual del pozo AB-1261.
Figura No. 101.	Diagrama mecánico propuesto del pozo AB-1261.
Figura No. 102.	Diagrama mecánico actual del pozo AB-1264.
Figura No. 103.	Diagrama mecánico propuesto del pozo AB-1264.
Figura No. 104.	Diagrama mecánico actual del pozo AB-1292.
Figura No. 105.	Diagrama mecánico propuesto del pozo AB-1292.
Figura No. 106.	Diagrama mecánico actual del pozo AB-1794.
Figura No. 107.	Diagrama mecánico propuesto del pozo AB-1794.
Figura No. 108.	Diagrama mecánico actual del pozo AB-1883.
Figura No. 109.	Diagrama mecánico propuesto del pozo AB-1883.
Figura No. 110.	Diagrama mecánico actual del pozo AB-1967.
Figura No. 111.	Diagrama mecánico actual del pozo AB-1990.
Figura No. 112.	Diagrama mecánico propuesto del pozo AB-1990.
Figura No. 113.	Historia de producción yacimiento BASUP 57 pozo AB-321.
Figura No. 114.	Historia de producción yacimiento BASUP 57 pozo AB-645.
Figura No. 115.	Historia de producción yacimiento BASUP 57 pozo AB-671.
Figura No. 116.	Historia de producción yacimiento BASUP 57 pozo AB-857.
Figura No. 117.	Historia de producción yacimiento BASUP 57 pozo AB-1219.
Figura No. 118.	Historia de producción yacimiento BASUP 57 pozo AB-1245.
Figura No. 119.	Historia de producción yacimiento BASUP 57 pozo AB-1246.
Figura No. 120.	Historia de producción yacimiento BASUP 57 pozo AB-1248.

- Figura No. 121.** Historia de producción yacimiento BASUP 57 pozo AB-1250.
- Figura No. 122.** Historia de producción yacimiento BASUP 57 pozo AB-1252.
- Figura No. 123.** Historia de producción yacimiento BASUP 57 pozo AB-1288.
- Figura No. 124.** Historia de producción yacimiento BASUP 57 pozo AB-1290.
- Figura No. 125.** Historia de producción yacimiento BASUP 57 pozo AB-1834.
- Figura No. 126.** Historia de producción yacimiento BASUP 57 pozo AB-2049.
- Figura No. 127.** Historia de producción yacimiento BASUP 57 pozo AB-2441.
- Figura No. 128.** Historia de producción yacimiento BASUP 57 pozo AB-2444.
- Figura No. 129.** Historia de inyección yacimiento BASUP 57 pozo AB-1241.
- Figura No. 130.** Historia de producción yacimiento BASUP 57 pozo AB-390.
- Figura No. 131.** Historia de producción yacimiento BASUP 57 pozo AB-889-1.
- Figura No. 132.** Historia de producción yacimiento BASUP 57 pozo AB-889-2.
- Figura No. 133.** Historia de producción yacimiento BASUP 57 pozo AB-1148.
- Figura No. 134.** Historia de producción yacimiento BASUP 57 pozo AB-1198.
- Figura No. 135.** Historia de producción yacimiento BASUP 57 pozo AB-1216.
- Figura No. 136.** Historia de producción yacimiento BASUP 57 pozo AB-1261.
- Figura No. 137.** Historia de producción yacimiento BASUP 57 pozo AB-1262.
- Figura No. 138.** Historia de producción yacimiento BASUP 57 pozo AB-1292.
- Figura No. 139.** Historia de producción yacimiento BASUP 57 pozo AB-1990.
- Figura No. 140.** Historia de producción yacimiento BASUP 57 pozo AB-2137.
- Figura No. 141.** Historia de inyección yacimiento BASUP 57 pozo AB-217.
- Figura No. 142.** Historia de inyección yacimiento BASUP 57 pozo AB-1240.
- Figura No. 143.** Sección estratigráfica pozos AB 253–AB 1930.
- Figura No. 144.** Sección estratigráfica pozos AB 1261–AB 1198.
- Figura No. 145.** Mapa isópaco parcela agua 317.
- Figura No. 146.** Mapa isópaco parcela agua 325.

INTRODUCCIÓN

Durante la vida productiva de los pozos de petróleo ocurren diferentes situaciones que reducen su capacidad de producción, tales como: arenamiento, producción excesiva de agua y/o gas, fallas mecánicas, etc., que obligan en un momento determinado a clasificarlos como **no económicos** y cerrarlos a fin de someterlos a prácticas de reparación y/o rehabilitación, para restaurar la producción de crudo.

De igual manera, cuando se requiere el incremento de la producción de un área determinada sin la posibilidad del aumento de la tasa de petróleo de los pozos activos existentes o mediante la perforación de pozos nuevos, se opta por la reactivación de los pozos inactivos existentes en el área.

Los tipos más frecuentes de reparaciones a los pozos son: instalación o cambio del forro ranurado y empaque con grava para controlar la producción de arena, exclusión de intervalos productores de agua o gas, reparación del revestidor de producción, recompletación o cambio de la zona productora, etc.

En el siguiente trabajo especial de grado, realizado en la Gerencia de Convenios Operativos de PDVSA, se estudiaron los pozos inactivos de las parcelas Agua-317 y Agua-325, pertenecientes al área Bachaquero-Intercampos, del campo Bachaquero Lago. Las parcelas anteriormente nombradas, geográficamente se encuentran divididas por el límite que separa el área otorgada en Convenio Operativo a la compañía China National Petroleum Corporation (CNPC) y el área de Intercampo perteneciente a PDVSA.

Los yacimientos que pertenecen a la formación Lagunillas específicamente en los miembros Bachaquero, Laguna y Lagunillas Inferior son compartidos por ambas áreas. Por esta causa, estas parcelas son de especial interés, y su elección para su estudio obedeció a la necesidad de incrementar la producción de la zona perteneciente a PDVSA mediante la reactivación de los pozos inactivos, de manera de aprovechar el alto potencial de

producción, que se infiere o evidencia por la alta productividad de los pozos que se encuentran en el área del Convenio.

Las reservas remanentes para cada uno de los yacimientos, así como las historias de producción de los pozos que se encuentran en la zona del convenio, indica que uno de los yacimientos mas importantes para seguir con su desarrollo debido a su alto potencial de producción es Bachaquero Superior 57.

Los objetivos de este trabajo son los siguientes:

OBJETIVO GENERAL

Creación de un portafolio de oportunidades de pozos inactivos para su posible reparación y reactivación en el área de Bachaquero Intercampo perteneciente a PDVSA, específicamente en las parcelas agua-317 y agua-325.

OBJETIVOS ESPECIFICOS

- ↪ Selección de los pozos candidatos a reparar por medio de estudio convencional de yacimiento.
- ↪ Determinar la condición mecánica y causas por las cuales se encuentran inactivos de manera de determinar su vida productiva.
- ↪ Realizar un análisis económico de las reparaciones a realizar a fin de determinar sus costos asociados y seleccionar los pozos de acuerdo al criterio técnico económico establecido como lineamiento corporativo.
- ↪ Establecer una metodología de trabajo para la evaluar pozos inactivos.

1.1. TIPOS DE TRABAJO EN POZOS ¹

Luego de que un pozo ha sido perforado y cementado en su totalidad a la máxima profundidad requerida en el momento de su diseño, este requerirá de ciertos trabajos, unos obligatorios y otros dependiendo de las condiciones del pozo en un momento dado, que se tendrán que realizar para optimizar el desempeño del pozo. Entre los diferentes tipos de trabajos en pozos tenemos:

1.1.1. Completación

Es el conjunto de operaciones que se realizan en un pozo luego de finalizar la corrida y cementación del revestimiento de producción. Incluye la corrida de la sarta de producción, el cañoneo de los intervalos productores, equipo de control de arena, trabajo de estimulación si es requerida, etc. Entre los tipos de pozos que existen tenemos los productores y los inyectores, en donde ambos a su vez se dividen en activos e inactivos.

1.1.1.1. Tipos de completación

Existen varios tipos de completación de pozos. Cada tipo es seleccionado para responder a condiciones mecánicas y geológicas impuestas por la naturaleza del yacimiento. Sin embargo, siempre debe tenerse presente que la completación mientras menos complicada mejor, ya que durante la vida productiva del pozo, sin duda, se requerirá volver al hoyo para trabajos de limpieza o reacondicionamientos menores o mayores. Además, es muy importante el aspecto económico de la completación elegida ya que cada una de estas tiene asociada un mantenimiento posterior para mantener el pozo activo.

La elección de la completación debe ajustarse al tipo y a la mecánica del flujo, del yacimiento al pozo y del fondo del pozo a la superficie, como también al tipo de crudo.

Si el yacimiento tiene suficiente presión para transportar el petróleo hasta la superficie, al pozo se le cataloga como de flujo natural, pero si la presión es solamente suficiente para que el petróleo llegue nada más que hasta cierto nivel en el pozo, entonces se deberá

producir por métodos de levantamiento artificial tal como bombeo mecánico o hidráulico, levantamiento artificial por gas etc.

1.1.1.1.1. Completación vertical sencilla

La completación sencilla contempla, generalmente, la selección de un solo horizonte productor para que descargue el petróleo hacia el pozo. Sin embargo, existen varias modalidades de completación sencilla.

La completación sencilla clásica, con el revestidor cementado hasta la profundidad total del hoyo, consiste en que el revestidor sea cañoneado a bala o por proyectil a chorro, para abrir tantos orificios (perforaciones) de determinado diámetro para establecer el flujo del yacimiento hacia el pozo. El diámetro de la herramienta de cañoneo, que puede ser de 83 a 121 milímetros y diámetros intermedios, se escoge de acuerdo al diámetro del revestidor, que generalmente puede ser de 127 a 178 milímetros y diámetros intermedios convencionales. El diámetro del proyectil comúnmente es de 6 a 19 milímetros, con incrementos convencionales para diámetros intermedios deseados que pueden ser de 9,5; 12,7 y 15,9 milímetros.

Como el fluido de perforación es generalmente utilizado para controlar la presión de las formaciones, se decidirá si será utilizado durante el cañoneo en su estado actual o si se opta por dosificarlo con aditivos específicos o cambiarlo totalmente por un fluido especial, pues, durante el cañoneo y las tareas subsecuentes, el pozo debe estar controlado por el fluido, por tanto, esta etapa de completación puede tornarse crítica.

Luego de cañoneado el intervalo o los intervalos seleccionados, se procede a extraer el cañón del pozo para comenzar después a meter la tubería de producción. Para el caso básico de completación sencilla (**Figura 1**), la tubería de producción lleva en su parte inferior una empacadura adecuada que se asienta contra la pared del revestidor. La parte superior de la sarta se cuelga del cabezal del pozo y del cabezal sale la tubería de flujo que lleva el

petróleo hasta el múltiple de la instalación de separadores donde se separa el gas, el petróleo y el agua.

De aquí en adelante, en la estación de flujo y almacenamiento, se procede al manejo de estos tres fluidos de acuerdo a sus características.

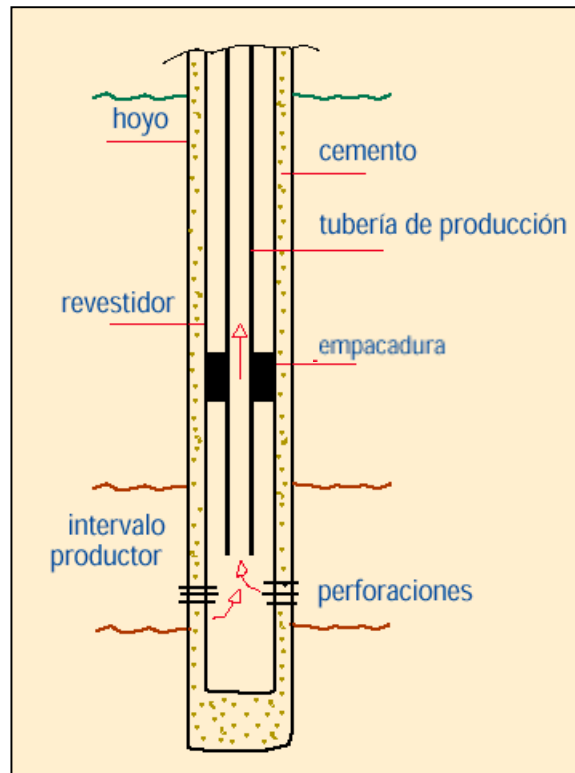


Figura 1: Completación vertical sencilla

En el cabezal del pozo se instalan dispositivos, tales como un manómetro para verificar la presión del flujo del pozo, un estrangulador (fijo o graduable) para regular el flujo del pozo y las válvulas para cerrar el pozo y tener acceso al espacio anular en caso necesario.

Otra versión de completación sencilla, permite que selectivamente pueda ponerse en producción determinado intervalo (**Figura 2**). Para esto se requiere adaptar a la sarta de producción las empacaduras requeridas y las válvulas especiales enfrente de cada intervalo para permitir que el petróleo fluya del intervalo deseado y los otros dos estratos se mantengan sin producir. Por las características petrofísicas de la roca, especialmente en el caso de caliza o dolomita, la completación sencilla puede realizarse a hoyo abierto

(Figura 3), o sea que el revestidor se cementa más arriba del intervalo productor. Luego se puede estimular o fracturar el intervalo productor.

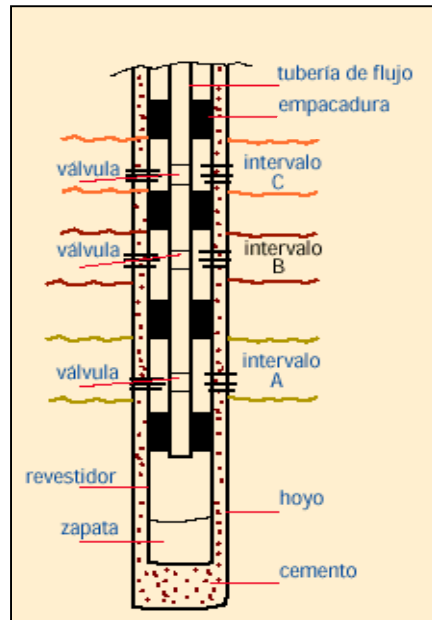


Figura 2:
Completación sencilla selectiva

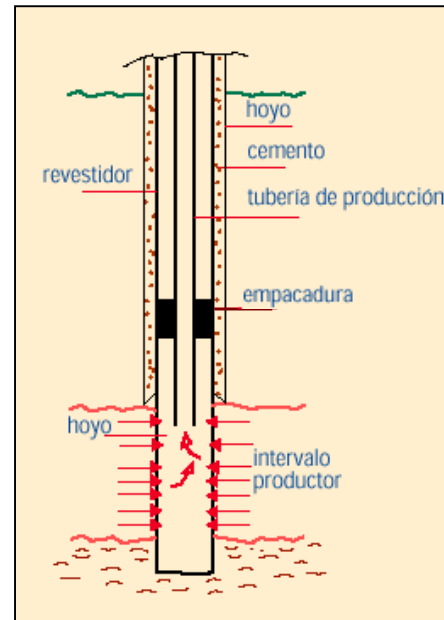


Figura 3:
Completación sencilla a hoyo abierto

Algunas veces se puede optar por revestir el intervalo productor utilizando un revestidor corto o tubería ranurada (Figura 4), que cuelga del revestidor de producción.

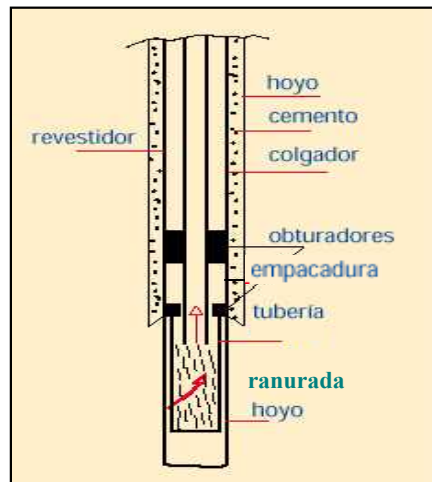


Figura 4:
Completación sencilla con tubería ranurada

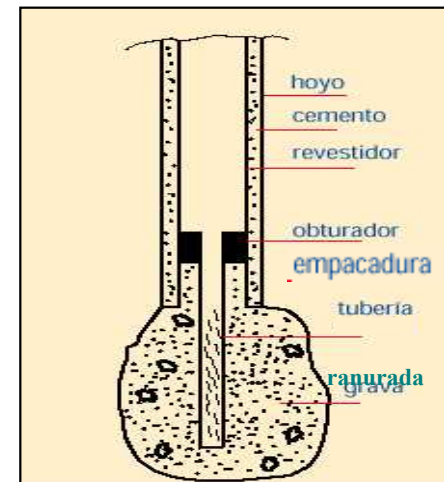


Figura 5:
Completación sencilla con empaque de grava

Otra opción de completación para contener arenas muy deleznales, que se emplea mucho en pozos que producen por bombeo mecánico, es la de empacar el intervalo productor con grava de diámetro escogido (**Figura 5**), de manera que los granos sueltos de arena, impulsados por el flujo, al escurrirse por la grava se traben, formando así una restricción firme y estable que evita que la arena fluya hacia el pozo.

El empaque puede lograrse colgando una tubería ranurada especial, previamente empacada o con una tubería ranurada por medio de la cual, antes de colgarla, se rellena el espacio anular con la grava escogida.

1.1.1.1.2. Completación vertical doble

Cuándo es necesario producir independientemente dos yacimientos por un mismo pozo, se recurre a la completación doble (**Figura 6**). Generalmente se opta por instalar dos tuberías de producción (sarta corta y sarta larga) para que los fluidos de cada intervalo fluyan por una tubería sin tener que utilizar el espacio anular para uno u otro intervalo.

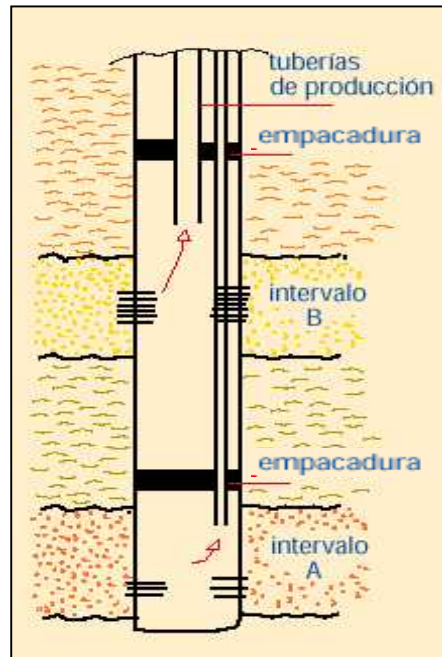


Figura 6: Completación doble con doble sarta

1.1.1.1.3. Completación vertical triple

Cuando se requiere la producción vertical independiente de tres estratos se opta por la completación triple (**Figura 7**). La selección del ensamblaje de las tuberías de producción depende, naturalmente, de las condiciones de flujo natural de cada yacimiento. Generalmente puede decidirse por la inserción de tres sargas de producción una para cada uno de los yacimientos.

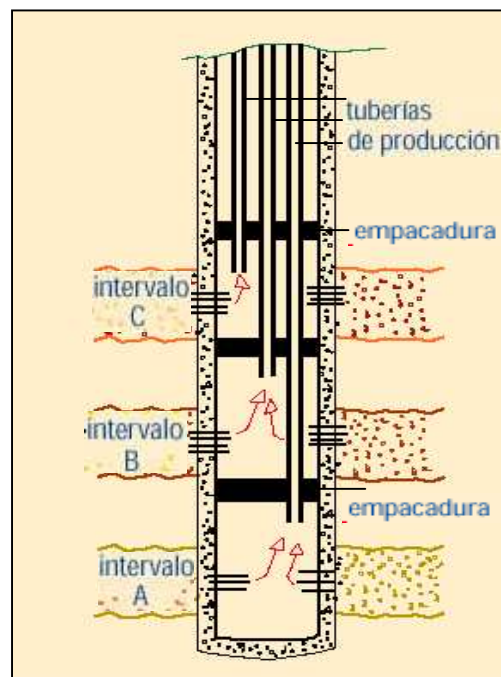


Figura 7: Completación triple con triple sarga

1.1.1.1.4. Otras modalidades de completación

Las completaciones mencionadas anteriormente corresponden a los pozos que producen mediante flujo natural. Para pozos que desde el mismo comienzo de su vida productiva no puedan fluir por flujo natural, se recurre entonces a la completación por bombeo mecánico, bombeo hidráulico, levantamiento artificial por gas o bombeo mecánico asociado con inyección de vapor, según las características del yacimiento e intervalos seleccionados para producir.

1.1.2. Reparación o Servicio ¹⁴:

Es todo trabajo que se realiza al pozo con la finalidad de restaurar las condiciones de producción e incrementar la tasa de producción o inyección que este posee, y que no involucra acciones en la zona productora. Estos trabajos comprenden el reemplazo, reparación e instalación de equipos de superficie o subsuelo y que puede involucrar cambios en el método de producción del pozo, pero no agregan volúmenes adicionales a las reservas.

La reparación de un pozo sin duda alguna involucra una amplia gama de trabajos, pero el mayor riesgo, sin embargo, está asociado con los aspectos mecánicos de la reparación, los cuales incluyen la habilidad para completar exitosamente las reparaciones requeridas dentro del presupuesto estimado y devolver el pozo a su nivel anterior de producción. Por ejemplo, un cambio en el método de producción como lo es convertir un pozo que produce por flujo natural a producir por levantamiento artificial por gas, por bombeo electrosumergible, o por cualquier otro método de levantamiento artificial, donde se requiere la instalación y reemplazo de las válvulas de gas lift o la instalación de las bombas, la limpieza del hoyo, etc., es considerado como un servicio al pozo. De igual manera, el cambio de válvulas de gas lift, el reemplazo de una bomba dañada o la reparación de un agujero en el revestidor es considerado como una reparación.

1.1.3. Rehabilitación o Reacondicionamiento ¹⁴:

Es todo trabajo que se le realiza a un pozo con la finalidad de restaurar o incrementar la tasa de producción o inyección y que involucra cambios o alteraciones en la zona productora. Se divide a su vez en trabajos de producción y trabajos de desarrollo.

Los trabajos de producción son todas aquellas modificaciones que se le realizan al pozo para restaurar su productividad o inyectividad mediante la realización de mejoras a un intervalo previamente cañoneado, en cambio los trabajos de desarrollo son operaciones de

recompletación que se realizan en otro yacimiento que nunca ha sido cañoneado, cuando la producción de la zona completada actualmente no es económicamente rentable.

El principal propósito de los trabajos de producción además de lo antes expuesto, puede incluir incrementos en las reservas del yacimiento productor actual o la reducción significativa de los gastos de operación para incrementar las reservas recuperables. Estos trabajos comprenden el agregar perforaciones adicionales a yacimientos ya completados, trabajos de estimulación como lo son el forzamiento de arena para la retención de finos o fracturamiento hidráulico para aumentar la permeabilidad de la roca, cementación forzada para aislar zonas de gas o agua, acidificación, etc.

Generalmente, mayor grado de incertidumbre esta asociado con los trabajos de producción que con los trabajos de reparación y/o servicio debido al riesgo que se tiene en el desarrollo de las reservas además del riesgo mecánico asociado a una completación exitosa de la operación dentro de los costos estimados especificados.

Los trabajos de desarrollo, a diferencia de los trabajos de producción, son operaciones del pozo emprendidas para desarrollar las reservas en un yacimiento en el cual nunca se ha completado.

Por lo general este tipo de trabajos poseen el mas alto grado de incertidumbre debido a que, adicionalmente a los riesgos asociados en los trabajos de reparación y/o servicio, existe alto riesgo de que las reservas no sean desarrolladas al llevarse a cabo los trabajos de reacondicionamiento.

Un resumen de los trabajos de rehabilitación mas comunes se da a continuación:

1.1.3.1 Cementación Forzada⁴

Las cementaciones secundarias o forzadas se definen como el proceso de bombear una lechada de cemento bajo presión, forzándola contra la formación porosa, tanto en las

perforaciones del revestidor o directamente al hoyo abierto. Su objetivo es llenar todas las perforaciones o canales detrás del revestidor de manera de obtener un sello entre el revestidor y la formación. Para alcanzar este objetivo se requiere solo de una relativamente pequeña cantidad de volumen de cemento, la cual debe ser colocada en el lugar preciso dentro del pozo.

Cuando la lechada es forzada contra una formación permeable, las partículas sólidas pierden filtrado en la cara de la formación de tal manera que la fase acuosa que entra en la matriz de la formación, forma una torta que ocupara los espacios porosos, creando un sello impermeable. El proceso comprende la aplicación de presión hidráulica para forzar cemento en un orificio abierto o a través de perforaciones en el revestidor, para corregir ciertas anomalías.

Entre las razones por las cuales se hace una cementación forzada tenemos las siguientes:

- Eliminar la intrusión de agua de las zonas adyacentes, desde arriba, desde abajo o entre zonas productoras de petróleo, por medio de su canalización detrás del revestidor, así como reducir la relación gas-petróleo asilando zonas de gas de los intervalos petrolíferos adyacentes.
- Reparar una filtración causada por corrosión o partidura del revestidor.
- Corregir cementación primaria defectuosa que falló debido a la canalización del cemento a través del revoque o una altura de cemento en el anular insuficiente.
- Abandonar una zona no productora o agotada.
- Taponar uno o más intervalos de una zona de inyección múltiple, de tal forma de hacer una inyección directa en los intervalos seleccionados.
- Sellar zonas de pérdida de circulación o zonas ladronas.

La cementación forzada se puede clasificar de dos maneras:

1.1.3.1.1. A baja presión

Esta técnica involucra la colocación del cemento sobre los intervalos perforados y la aplicación de suficiente presión como para formar un revoque filtrante de cemento deshidratado en las perforaciones y en los canales o fracturas que puedan estar abiertas a las perforaciones.

En este caso se utiliza poco cemento. La presión de tratamiento de fondo es menor que la presión de fractura de la formación. Se utiliza cuando se ha utilizado un fluido limpio como agua salada (en vez de lodo de perforación) como fluido de completación. El cemento llena las perforaciones y cualquier canal detrás del revestidor, donde luego se deshidrata.

1.1.3.1.2. A alta presión

Esta técnica involucra fracturar la formación y bombear una lechada de cemento dentro de la fractura hasta que se alcanza una presión determinada en superficie. Requiere mayor volumen de cemento y se utiliza una empaadura para proteger el revestidor de las altas presiones que se generan. La presión de tratamiento de fondo es mayor que la presión de fractura de la formación. Se realiza cuando se utiliza un lodo de perforación como fluido de completación.

1.1.3.2. Empaque con grava ¹³

El empaque con grava es uno de los métodos mecánicos más utilizados para el control de arena. Involucra la colocación de dispositivos mecánicos tales como un tamiz o forro ranurado en el pozo así como grava de un tamaño adecuado alrededor del tamiz. Su objetivo principal es el de permitir el paso del petróleo a través de la grava y a su vez retener la arena de la formación proveniente de la corriente de flujo de manera de tener una producción libre de arena.

En la mayoría de los empaques con grava, sin embargo, una cantidad determinada de sólidos es producida que en su mayoría consisten de partículas muy finas o sólidos intersticiales que pueden pasar a través del empaque con grava. Una buena colocación del empaque con grava produce un buen rendimiento en cuanto a su duración a través de la vida productiva y a la productividad del pozo.

El problema básico radica en cómo controlar la arena de la formación sin una excesiva reducción en la productividad del pozo.

Los parámetros básicos de diseño incluyen:

- El tamaño óptimo de la grava con respecto al tamaño de la arena de la formación.
- Ancho óptimo de las ranuras del tamiz para retener la grava o, si no se utiliza grava, retener la arena de la formación.
- Una eficaz técnica de colocación, tan herméticamente como sea posible, sosteniéndola entonces en su lugar por el tiempo de vida del pozo, lo cual es es, quizás, lo más importante, y lo más difícil.

Antes de realizar una completación con empaque con grava se deben considerar los siguiente parámetros:

1.1.3.2.1. Análisis del tamaño de la arena de la formación

El primer paso para el control de arena consiste en tomar muestras representativas de los granos de la formación. La distribución del tamaño de los granos de arena a menudo varía a lo largo de un cuerpo de arena en particular y ciertamente de una formación a otra. Así, para conocer que tipo de arenas son las mas representativas es necesario tomar un número considerable de muestras.

La **figura 8** muestra una distribución típica de análisis de arena. Un tamaño de arena de percentil diez se define como el punto en la balanza de la distribución donde 10% por el peso de la arena, es de tamaño más grande y 90% de tamaño más pequeño.

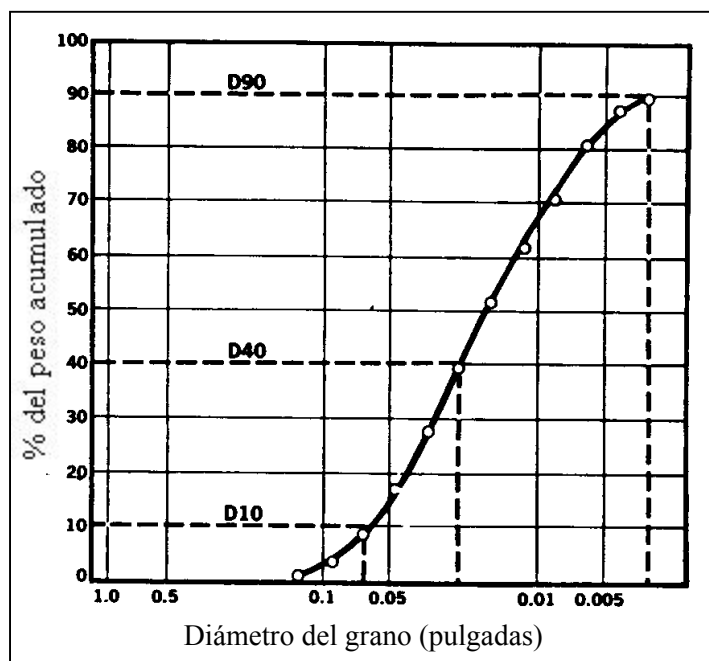


Figura 8: Distribución típica de análisis de arena

1.1.3.2.2. Tamaño de las ranuras del tamiz

Idealmente, las ranuras deben ser tan anchas como sea posible para retener los granos de arena pero sin restringir el flujo de los fluidos. Debido a que toda la grava debe estar herméticamente empaçada y ser retenida, el ancho de las ranuras del tamiz para un empaque con grava debe de ser la mitad del tamaño de la grava más pequeña.

Las ranuras no deben ser más anchas que el 70% del diámetro de la grava más pequeña para impedir la producción de la grava. Teóricamente, un ancho de ranura mayor que el 70% del tamaño de la grava más pequeña, retendría la grava. Sin embargo, las tolerancias de manufactura de los tamices pueden variar, los tamaños de la grava pueden no ser exactos y el tamiz puede haberse dañado durante la completación o erosionada durante la producción.

Debido a que la capacidad de flujo del tamiz o forro ranurado es alta, un tamaño de las ranuras no mayor al 70% del tamaño de la grava más pequeña, no restringirá la productividad y asegurará que la grava permanezca por fuera del tamiz.

1.1.3.2.3. Selección de la grava

El tamaño de la grava, al igual que la arena de fractura, a menudo se especifica en términos de la designación “Malla U.S.A.”, Tabla 1.

Tabla 1: Tamaños de grava más comunes

Tamaño de la grava (pulgadas)	Tamaño Malla U.S.A	Diámetro (Pulgadas)
06 x 0.017	100	12
08 x 0.017	70	13
10 x 0.017	60	14
17 x 0.033	40	25
23 x 0.047	30	35
33 x 0.066	20	50
39 x 0.066	18	53
33 x 0.079	20	56
47 x 0.079	16	63
66 x 0.094	2	80
79 x 0.132	0	06

Probablemente, una mejor designación sería en milésimas de pulgada para estar en correspondencia con la norma americana estándar para el tamaño de las ranuras.

1.1.3.2.4. Fluidos a utilizar en el empaque con grava

Una de las consideraciones más importantes en el empaque con grava es la atención apropiada a los fluidos a utilizar.

Los fluidos de baja viscosidad proporcionan una colocación de grava más firme, y presentan pocos problemas de daño a la formación. El agua salada, petróleo crudo, y diesel son satisfactorios para la colocación de la grava, siempre y cuando:

- Se preparen a la medida para minimizar problemas de arcilla.
- Estén limpios o filtrados a través de filtros de dos micras, o los sólidos que no son de grava sean degradables con ácido o aceite.

Donde se exigen pesos superiores a 11 lb/gal para mantener las presiones de la formación, la densidad del fluido también es un problema. El costo de los fluidos y las complicaciones aumentan significativamente.

Los fluidos viscosos a base de agua permiten altas concentraciones de grava (15 lbs/gal de líquido o 9 lbs/gal de lodos). Así, la grava se coloca más rápidamente y con menos pérdida de fluido hacia la formación. Algunas pruebas de laboratorio muestran que la viscosidad del fluido conductor minimiza la segregación de la grava por gravedad en la colocación y por ello minimiza las taponaduras de las ranuras del forro con los finos de grava que se desarrollan durante el proceso de colocación. Otra ventaja es que ese ácido, HCl, o autogenerador HF, puede incorporarse para remover de la empaadura los materiales solubles en ácidos.

Los fluidos de alta viscosidad están perdiendo popularidad actualmente por el problema de taponaduras en los poros o daños a la formación por los productores de viscosidad.

1.1.3.2.5. Empaque con grava a hoyo abierto

En empaques con grava a hoyo abierto no hay un revestidor entre el empaque con grava y la formación (**Figura 9**). Este tipo de completaciones tiene la más alta productividad con respecto a todas las demás completaciones de empaque con grava y es sobresaliente solo en completaciones a hoyo abierto.

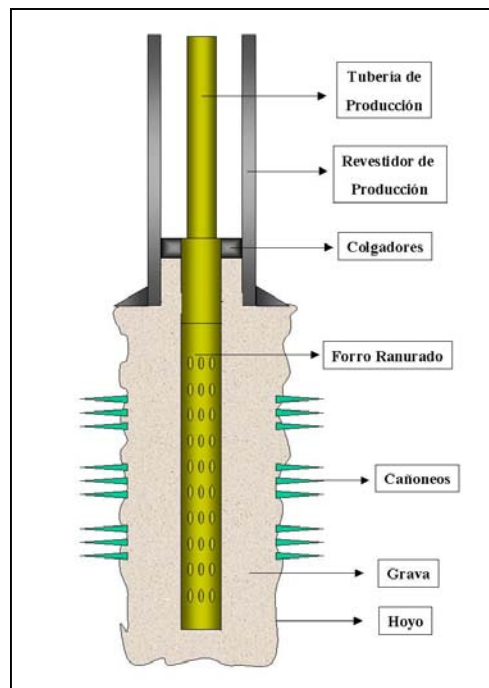


Figura 9: Empaque con grava a hoyo abierto

Una de las principales desventajas del empaque con grava a hoyo abierto es la dificultad que se presenta para excluir fluidos extraños como el gas o el agua en la cara de la formación lo cual eventualmente puede representar un problema. Una segunda limitación es que no todas las formaciones están físicamente estructuradas para acomodar este tipo de completaciones, causando inestabilidad del hoyo.

El empaque con grava a hoyo abierto es la técnica mecánica preferida para el control de arena en pozos de alta productividad. Es más efectivo en completaciones de larga duración en donde la estabilidad del hoyo o la producción de gas o agua no presentara un problema.

La sección de hoyo abierto debe ser ampliada de 4" a 6" sobre el diámetro del revestidor para proporcionar el espesor de grava necesario, y para remover los sólidos de perforación y el revoque del lodo de la cara del hoyo abierto. Los fluidos de ampliación, deben limpiarse a medida que progresa la operación. Ellos deben construir un revoque filtrante que pueda ser fácilmente removido.

1.1.3.2.6. Empaque con grava dentro del revestidor

El empaque con grava a hoyo entubado o dentro del revestidor consiste en un tamiz o forro ranurado empacado con grava dentro del revestidor perforado (**Figura 10**).

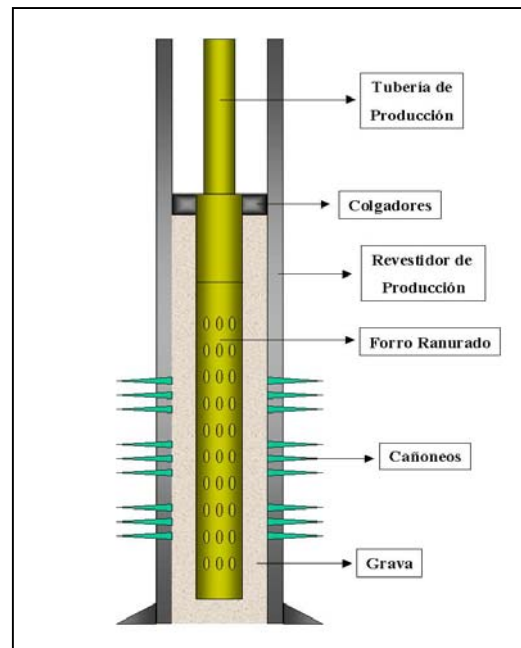


Figura 10: Empaque con grava dentro del revestidor

Este tipo de completaciones con empaque con grava es ampliamente el más usado en pozos de gas y de petróleo debido a que inicialmente los operadores no siempre están seguros si el pozo producirá o no arena de la formación luego de que el revestidor es cañoneado.

Una de las desventajas del empaque con grava dentro del revestidor es que no es tan conveniente para altas tasas de flujo como lo sería a hoyo abierto y es más difícil de manejar correctamente.

El área cruzada a través de las perforaciones en este tipo de empaque con grava representa solo un ligero porcentaje del área expuesta en completaciones a hoyo abierto, aun en densidades de perforación altamente extremas (tal como 24 tiros por pie). Por lo tanto, es importante que toda las perforaciones y las regiones fuera de ellas contenga grava de la más

alta permeabilidad que controle la arena de la formación de una manera efectiva y que no afecte la productividad del pozo.

El empaque con grava por fuera de las perforaciones es comúnmente referido como pre-empaque pero no debe ser confundido con forro pre-empacado. El pre-empaque es importante para alcanzar, alta productividad y completaciones con larga vida de duración.

1.1.3.1.7. Forros pre-empacados

La tecnología de la grava sintética y los tamices de envoltura de alambre fueron combinados para producir los tamices pre-empacados. Estos tamices son fabricados llenando el espacio anular entre dos tamices concéntricos de envoltura de alambre con un tamaño apropiado de grava sintética. El empaque con grava es de hecho colocado y consolidado en superficie y luego es bajado y colocado dentro del pozo. Por consiguiente las incertidumbre en la colocación de la grava pueden ser despreciadas.

Por otro lado, debido a que los tamices pre-empacados deben contener grava, algunas versiones del diseño tienen un espesor del anular importante, lo cual debe ser considerado en términos del tamaño de la tubería de revestimiento y del diámetro de las herramientas que pueden ser corridas.

Mientras que estos dispositivos han demostrado excelentes capacidades para el control de arena, sus habilidades para mantener una productividad sostenida cuando es usado como el único medio para el control de arena han sido decepcionantes.

El problema parece ser que ellos son mucho mas fácilmente taponados con los finos de la formación que los tamices de envoltura de alambre, ya que los tamices pre-empacados tienen un grado menos de libertad que los forros de envoltura de alambre desde el punto de vista de permitir a las partículas fluir por su estructura porosa.

Un factor contribuyente puede ser que la arena de la formación migra al anular alrededor del forro, lo llena completamente y también llena las perforaciones, por lo cual la pérdida de productividad es inevitable. El mismo resultado ha sido sospechado en pozos donde solo un forro ranurado o tamiz a sido usado para controlar la arena de la formación. En esta situación sin embargo, no se ha observado que el taponamiento ocurra tan rápido como en los tamices pre-empacados. Como consecuencia de todo esto, la vida de completación de los tamices pre-empacados se encuentra limitada a pozos de baja productividad.

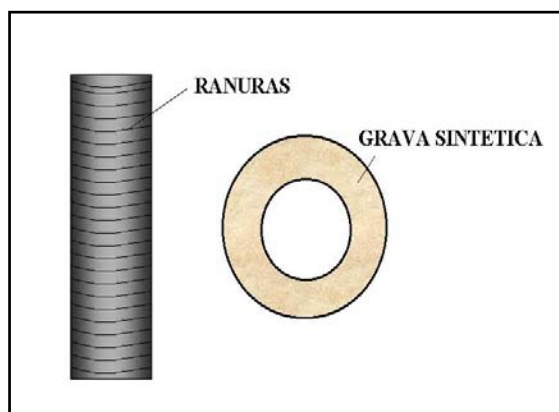


Figura 11: Vista frontal y seccionada de un forro pre-empacado

1.1.3.3. Forzamiento arena petróleo⁶

Esta técnica es usada en pozos que generan gran cantidad de finos, los cuales son muy difíciles de controlar con el empaque con grava. También es usado en pozos que realizan inyección alternada de vapor, utilizando como material de soporte bauxita sintetizada, la cual es usada para evitar la degradación o disolución por efectos de temperatura.

La técnica del forzamiento de arena petróleo (FAP) es muy parecida a la de fracturamiento hidráulico, con la diferencia de que las presiones en el FAP son menores, por tratar formaciones someras y con permeabilidad bastante altas en comparación con las calizas tratadas en un trabajo de fractura, otra diferencia es que el FAP penetra la formación en forma horizontal mientras que las fracturas lo hacen en forma vertical.

El FAP además de ser un método de estimulación, reduce considerablemente las posibilidades de arenamiento del pozo. La técnica consiste en forzar grandes volúmenes de grava a altas presiones a través de las perforaciones y así formar un filtro de alta permeabilidad en un radio de aproximadamente de 3 a 5 pies.

Generalmente, el tratamiento va acompañado de un empaque con grava y en algunos casos se hace de forma simultánea.

En formaciones con alto contenido de finos, se acostumbra a diseñar la grava de forzamiento para controlar la arena de formación y la del empaque para controlar los finos.

La forma operacional de esta técnica se enumera de la siguiente manera:

- 1- Presurizar el espacio anular de acuerdo a la presión de estallido del revestidor y presión de bombeo esperado, con el fin de ayudar a que la empaadura no se desasiente.
- 2- Bombear por la tubería de producción petróleo limpio o gel con demulsificante, hasta romper y después estabilizar la presión de formación.
- 3- Bombear el material de soporte (grava o bauxita), empezando con una concentración baja de material de soporte, dependiendo de la presión de la formación. El bombeo se hace selectivo utilizando pelotas de polietileno. El número de esas pelotas está dado por la densidad de tiros por pie al revestidor y por el comportamiento del bombeo. Al conseguir la presión final, se detiene el bombeo.
- 4- Se desplaza con petróleo o gel limpio el material de soporte en la tubería y se cierra el pozo hasta que la presión se difunda (presión de cabezal cero lpc).
- 5- Se desasienta la empaadura, se chequea fondo por arena y se saca la sarta.

1.1.3.4. Cañoneo y recañoneo de zonas productoras¹⁰

El objetivo del cañoneo es la obtención de un flujo efectivo entre el hoyo del pozo y cualquier yacimiento donde el operador desee lo siguiente:

- Evaluar intervalos productores.
- Optimizar la producción y el recobro.
- Optimizar la inyección.
- Aislar (por cementación forzada) algunas zonas.

Para una planificación apropiada es necesario examinar cuidadosamente:

- El ambiente en el cual se llevara a cabo el cañoneo.
- Los recursos disponibles para realizar el trabajo.
- Los objetivos de la completación o el reacondicionamiento (donde el cañoneo es solamente un aparte).
- Los atributos y restricciones del equipo de cañoneo disponible.

Para el logro de los objetivos principales es necesario que las perforaciones penetren el revestidor y la capa de cemento para alcanzar la formación contentiva de hidrocarburos. Las perforaciones deben ser de diámetro y penetración uniforme. El cañoneo no debe dañar el revestidor o la capa de cemento.

Un mal cañoneo puede ocasionar:

- Perforaciones irregulares.

- Diámetro inadecuado de la perforación.
- Penetración pobre.
- Falta de penetración (no hay formación de perforaciones).

1.1.3.4.1. Control de la profundidad

La importancia de un buen control de profundidad como un recurso importante en operaciones de cañoneo no puede enfatizarse suficientemente. Las medidas correctivas para eliminar problemas causados por el cañoneo fuera de la zona son muy costosas. Desafortunadamente tales problemas son difíciles de analizar después de suceder y siempre se ofrecen otras razones para explicar el comportamiento deficiente del pozo.

Para la colocación en sitio de un cañón en hoyo revestido, es necesario correlacionar un perfil de hoyo abierto con un perfil de hoyo revestido. Un perfil radioactivo (gamma ray/neutrón) tomado en conjunto con un localizador de cuellos (CCL) sirve para relacionar la posición de intervalos productores con la profundidad de los cuellos del revestidor.

La profundidad correcta de los cuellos se usa para colocar el cañón a la profundidad apropiada instalando un CCL encima del cañón. La profundidad de los cuellos medida en la corrida con el cañón se ajusta a la profundidad del perfil y se coloca el cañón en la posición apropiada.

1.1.3.4.2. Proceso de selección del cañoneo

Antes de seleccionar una técnica de perforación se deben comprender completamente los objetivos. Esto incluyen el conocimiento del ambiente de presión del pozo, si el pozo debe ser estimulado y como, si la formación tiene tendencia a producir arena, si es una completación original o un reacondicionamiento y si el pozo se va a usar como productor o inyector.

1.1.3.4.3. Recañoneo (reacondicionamiento)

En general hay tres razones para recañonear:

- Cementación forzada.
- Cañoneo de reparación.
- Después de una estimulación de entrada limitada.

En cañoneos de reparación el objetivo es mejorar la productividad de las perforaciones o su inyektividad. Dos ejemplos clásicos son el recañoneo cuando:

- 1) Las perforaciones están tapadas con costras, parafinas, asfaltenos, etc.
- 2) La penetración de las perforaciones es deficiente como sucede en pozos viejos.

En cualquiera de los tres casos nombrados anteriormente, la densidad del cañoneo, el ángulo de la fase y la selección del cañón deben seguir el mismo procedimiento como si fueran nuevas perforaciones para producción o inyección. Sin embargo se debe tomar en consideración la edad y al condición probable del revestidor incluyendo la densidad de las perforaciones existentes. El revestidor en algunos pozos viejos puede ser relativamente frágil.

A menudo los pozos con altos volúmenes de producción requieren perforaciones adicionales después de una estimulación de entrada limitada. La baja densidad del cañoneo crea un tipo de pseudodaño que puede ser remediado con cañoneo adicional.

Lo anterior sugiere que consideraciones específicas estén envueltas en alcanzar el flujo máximo en las perforaciones. Primero que todo debe tomarse las medidas para evitar daño a la formación causados por lodos de perforación, filtrados de cemento o fluidos de

completación. Asimismo se deben usar cañones que no solamente tengan buena penetración sino que también posean buenas características de limpieza.

En operaciones de completación las condiciones deben propiciar la efectividad de todo el sistema cañoneado, es decir, producir una densidad efectiva de perforaciones. Básicamente los objetivos son:

- Maximizar la productividad o inyectabilidad del pozo.
- Alcanzar un drenaje más eficiente en formaciones estratificadas.
- Distribuir el flujo de fluidos entre las perforaciones para reducir el daño mecánico causado por altas velocidades y reducir la tendencia a producir arena en formaciones poco consolidadas.

Debido a lo irreversible del cañoneo, esta operación debe planificarse y ejecutarse con mucho cuidado.

1.1.4. Abandono

Son trabajos que se realizan a un pozo para terminar con su vida activa, bien sea de producción o de inyección, debido al agotamiento de las reservas, problemas mecánicos o causas especiales.

Este tipo de trabajo consiste en la cementación de todos los espacios anulares y de las perforaciones abiertas en determinados intervalos, así como la colocación de tapones en el revestimiento principal los cuales pueden ser de cemento o de hierro. En operaciones lacustres se procede a la remoción de los pilotes y del conductor.

1.2. PROBLEMAS DE PRODUCCION DE LOS POZOS ¹²

1.2.1. Tasa de producción limitada

Los problemas de bajas tasas de producción en los pozos pueden resultar de varios factores, a nivel de yacimiento o del mismo pozo, los cuales alteran el normal desempeño de la producción en el sistema pozo-yacimiento. Estos factores son:

- Taponamiento de hoyo.
- Daño de la formación.
- Taponamiento de las perforaciones por asfaltenos o parafinas.
- Bloqueos de la adyacencia del pozo por emulsiones o agua.
- Partículas finas.
- Inadecuado sistema de levantamiento.
- Yacimientos de baja permeabilidad.
- Yacimientos de baja presión.
- Alta viscosidad del petróleo.

1.2.1.1. Restricciones de flujo en la vecindad de hoyo

Los pozos productores de hidrocarburos que poseen restricciones de flujo tales como comunicación entre revestimientos o empaaduras, taponamiento en las perforaciones o daño en la formación, presentan menores potenciales de producción, los cuales no son

representativos de la zona completada. Por lo tanto removiendo total o parcialmente estas restricciones de flujo la producción de hidrocarburos se incrementara.

Los trabajos realizados al pozo para la eliminación del daño son normalmente muy provechosos, por esto un mayor esfuerzo en el monitoreo del pozo debe llevarse a cabo para identificar pozos o yacimientos con daños significativos.

Estos daños pueden ser identificados mediante pruebas realizadas a pozos productores, restauraciones de presión y abatimiento de presión, comparaciones con pozos vecinos, y por análisis de curvas de declinación. Los registros eléctricos son de mucha utilidad para determinar cuales son las zonas productoras de un pozo dañado y cuales no lo son, aparte de los volúmenes de petróleo extraídos y remanentes de cada una de las zonas completadas.

El siguiente procedimiento puede ser utilizado para el monitoreo de los pozos problema¹:

- Si la tasa de producción mensual ha declinado mas de 10 porciento de la declinación normal, se debe realizar otra prueba inmediatamente.
- Comparar con curvas de declinación de pozos adyacentes buscando declinaciones anormales. Si el numero de pozos en el área tienen una declinación significativa es posible que se trate de problemas del yacimiento en cuestión.
- Chequear el pozo en busca de problemas mecánicos, especialmente en pozos con levantamiento artificial.
- Chequear el hoyo por posibles filtraciones o comunicaciones entre empacaduras y/o revestidores.
- Considerar el uso de registros de producción y/o mediciones de presión para confirmar la existencia de daño

- Chequear cambios en las presiones de respaldo y/o en procedimientos operacionales.
- Si el daño es confirmado, tomar la acción correctiva.

Se debe tener cautela en prácticas de estimulación si se tienen cerca de las perforaciones el Contacto de Agua Petróleo (CAP) o el Contacto de Gas Petróleo (CGP), ya que una mala práctica podría ocasionar la invasión tanto del gas como del agua hacia las mismas.

Las **figuras 12 y 13** muestran la caída de presión en un pozo sin daño en comparación a un pozo con daño considerable en la formación.

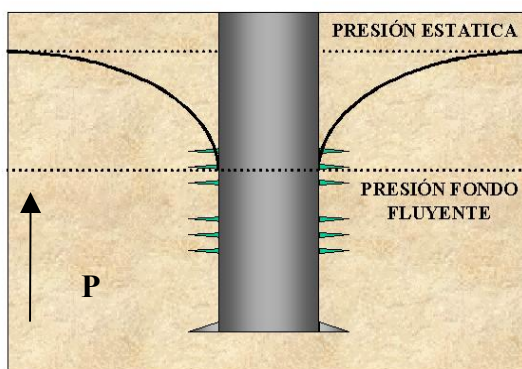


Figura 12: Caída de presión en un pozo sin daño

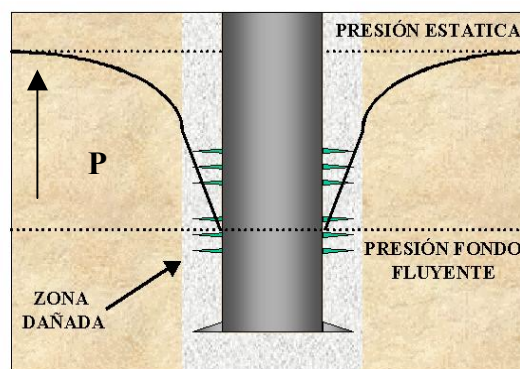


Figura 13: Caída de presión en un pozo con daño

El cálculo del daño de la formación utilizando análisis de restauración y abatimiento de presión generalmente es llevado a cabo antes de realizar un trabajo de estimulación o de rehabilitación para confirmar la existencia de daño. Estos análisis generan mejores resultados cuando el pozo analizado es el único en su zona y consta con poca producción inicial.

Un buen método para localizar pozos con daños en la formación es realizando mapas de burbujas de la producción de petróleo actual, en un mapa de contorno de la capacidad ($K \cdot h$), donde (K) es la permeabilidad de la zona y (h) el espesor de la misma. Esto lo podemos observar en la **Figura 14**.

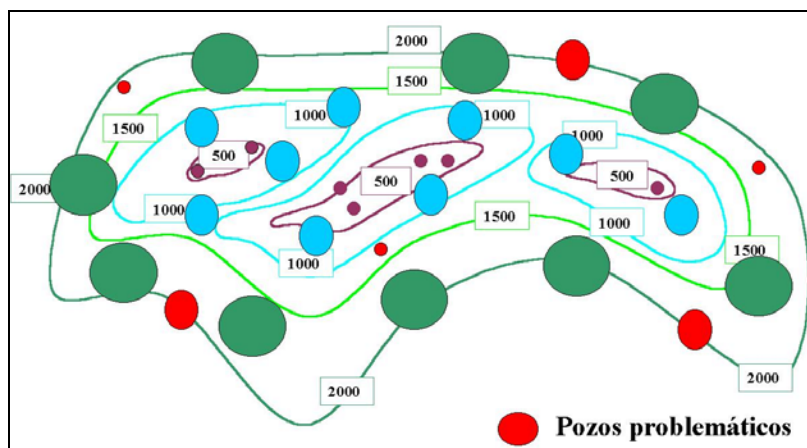


Figura 14: Mapa de burbujas de la producción actual y la capacidad (K*h)

1.2.1.1.1. Taponamiento del hoyo

Las restricciones de flujo por taponamiento del hoyo más comunes se deben a finos de la formación, los cuales pueden provocar una reducción drástica en la producción. Para chequear la fuente de la producción de finos en pozos fluyentes y/o con gas lift se utiliza una unidad de guaya, siempre y cuando la tubería de producción este abierta. Donde este el fino a través de la formación, la unidad de tubería continua (coiled tubing) puede ser usada para limpiarla.

Las escamas inorgánicas en el hoyo del pozo y las perforaciones son un problema común, que fácilmente puede reducir la tasa de producción. El primer paso para la solución del problema es el de determinar el tipo escama. Dependiendo de los resultados, existen varios tratamientos químicos y mecánicos que pueden ser utilizados para limpiar el hoyo y/o las perforaciones.

1.2.1.1.2. Restricciones en las perforaciones

Bajas tasas de producción pueden ser causadas por taponamiento de las perforaciones o un mal diseño de las perforaciones. En areniscas, normalmente para obtener valores mínimos de daño son requeridas cuatro perforaciones multi-espaciadas de $\frac{1}{2}$ pulgada por pie que penetren la formación más de seis pulgadas¹.

En pozos de alta tasa de gas, se requieren de mas disparos por pie o perforaciones con un diámetro mayor para evitar el flujo turbulento del gas.

Las perforaciones taponadas son un problema muy común. Durante la completación de un pozo se debe trabajar con mucha cautela para asegurarse que las perforaciones queden abiertas y sin restricciones. Se debe evitar la pérdida de agua con alto contenido de sólidos hacia las perforaciones la cual puede taponar los poros de la formación y las perforaciones.

En zonas carbonáticas, un simple trabajo de acidificación limpiará las perforaciones en la mayoría de los casos. En areniscas, un tratamiento de ácido clorhídrico podría ser benéfico. Sin embargo, el procedimiento más simple para intervalos cortos es el de recañonear. En algunas áreas, puede ser provechoso el lavado de las perforaciones para activar la formación. En pocos casos, podría ser benéfico fracturar la formación, la cual limpiaría las perforaciones y pasaría a través del daño cerca del pozo.

1.2.1.1.3. Daño de formación

El daño de formación puede ser definido como cualquier reducción en la productividad o inyektividad del pozo debido a taponamiento de las perforaciones, taponamiento de los poros de la formación cercanos al hoyo, o de fracturas en comunicación con el hoyo del pozo. El problema está en determinar el grado del daño en el pozo, la causa del daño, y finalmente, realizar recomendaciones para eliminar o reducir el mismo.

1.2.1.1.4. Taponamiento por asfaltenos o parafinas.

La cera en la tubería de producción, revestimiento, o el hoyo puede ser removida, mediante vapor, un solvente, agua o petróleo caliente. El método preferido para remover la cera (parafinas o asfaltenos) del hoyo o de la formación es el de forzar un solvente eficaz en la formación (a una baja tasa y baja presión de inyección), seguido de 24 horas de cierre para remover parafinas y de 72 horas para remover asfaltenos¹.

Normalmente, petróleo o agua caliente no será utilizado para remover cera de las perforaciones, hoyo o de la formación, debido a que una parte de la cera puede enfriarse lo suficiente como para solidificarse y taponar la formación. Las ceras depositadas en los poros de la formación son usualmente no solubles en yacimientos de petróleo.

La deposición de asfaltenos puede ocurrir en los espacios porosos de la formación y son usualmente asociados con factores desestabilizadores los cuales mantienen a los asfaltenos en suspensión. Los factores desestabilizadores son contacto con ácido, Dióxido de Carbono (CO₂) o solventes alifáticos. El análisis de la composición química del crudo puede identificar situaciones potencialmente desfavorables tanto como para parafinas como para asfaltenos.

1.2.1.1.5. Bloqueos por emulsiones o agua

El daño ocasionado por bloqueo por emulsiones o agua pueden ser aliviados con la inyección de surfactantes. Muchos de los bloqueos por agua son auto-correctivos con un periodo de tiempo de semanas o meses. Sin embargo, los bloqueos por emulsiones en areniscas de baja presión y baja permeabilidad pueden ser permanentes.

De llegar a existir un bloqueo por emulsiones, la permeabilidad promedio determinada por pruebas de inyectividad será mayor a la determinada por pruebas de producción. Este efecto de válvula check proporciona una manera confiable de predecir bloqueo por emulsiones. Incrementos y decrementos en las tasas de producción no cambiarán apreciablemente el porcentaje de agua un pozo bloqueado por emulsión.

Para pozos completados en areniscas, un tratamiento de ácido-surfactante (HF-HCl) es conveniente para remover daños por emulsión. Para daños en matrices de carbonatos, la recomendación usual es un tratamiento de acidificación.

El bloqueo por agua tiene un efecto temporal de cambiar la permeabilidad relativa a favor del agua así como la movilidad del fluido. Bajo estas condiciones, la producción de

petróleo disminuirá, y el porcentaje de agua aumentará. El bloqueo por agua es generalmente causado al circular o matar el pozo con agua. El agua invade los espacios porosos incrementando la saturación de agua y la permeabilidad relativa al agua.

Los porcentajes de agua usualmente declinan con el tiempo mientras el pozo es producido y la saturación de agua alrededor del hoyo disminuye. El bloqueo por agua puede ser prevenido por adición de surfactantes al agua utilizada en las operaciones de rehabilitación, matar el pozo, u operaciones de circulación del pozo.

1.2.1.1.6. Partículas finas

Las partículas finas tienden a moverse con la fase mojante del yacimiento; con una saturación de agua baja (baja permeabilidad relativa al agua) el movimiento del agua es lento (menor que la velocidad crítica) y las partículas transportadas por el agua no formarán taponamiento.

Después de unos tratamientos al pozo, por ejemplo, una acidificación, donde la saturación de agua alrededor del pozo es alta, las partículas finas transportadas por el agua, pueden ser un problema si el pozo es limpiado con altas tasas de circulación. Donde es esperado un taponamiento de la formación por partículas finas, aplicar un tratamiento a la matriz tal como acidificación o inyectando un fluido no dañino para mover las partículas lejos del hoyo, será suficiente en la mayoría de los casos.

1.2.1.2. Restricciones de flujo a nivel del pozo

1.2.1.2.1. Inadecuado sistema de levantamiento y/o diseño de completación

El mal diseño del levantamiento artificial y/o completación genera un aumento de la presión dentro de la tubería de producción, limita el drenaje de la zona completada y reduce la tasa de producción.

1.2.1.3. Restricciones de flujo a nivel del yacimiento

1.2.1.3.1. Yacimientos de baja permeabilidad

La baja permeabilidad puede ser característica de todo el yacimiento o de solo un área específica del mismo. Si la baja permeabilidad a sido probada como la causa de bajas tasas de producción en un yacimiento en particular, deberá ser considerada junto con otras posibles causas de baja productividad.

En yacimientos de baja permeabilidad comúnmente la productividad del pozo declina rápidamente mientras los fluidos cercanos al hoyo son producidos. Si la información petrofísica y de yacimientos disponible no prueba baja permeabilidad del yacimiento, pruebas de producción y restauraciones de presión podrán ayudar a diferenciar si se trata de baja permeabilidad o existencia de daño en la formación.

Para que una restauración de presión o un abatimiento de presión sea una herramienta válida para el diagnostico del problema, es usualmente necesario determinar que todas las zonas porosas seleccionadas para la producción están realmente en comunicación con el pozo. Medidores de flujo, trazadores radioactivos, etc., son utilizados para determinar la comunicación formación-hoyo para cada intervalo.

Muchos yacimientos de baja permeabilidad han sido fracturados hidráulicamente satisfactoriamente. El fracturamiento hidráulico se puede aplicar tanto en yacimientos de petróleo como de gas. Fracturar acidificando es una alternativa para yacimientos de carbonatos.

La acidificación matricial para yacimientos de baja permeabilidad que no estén dañados puede proporcionar solo un pequeño incremento en la productividad. Aumentos significativos de la permeabilidad requieren grandes volúmenes de ácido haciendo la operación antieconómica.

1.2.1.3.2. Yacimientos de baja presión

La historia de presión de un yacimiento debe ser documentada por mediciones periódicas de subsuelo. El próximo paso es considerar el mecanismo de producción predominante en un yacimiento en particular y como este mecanismo está asociado con el problema real o aparente del pozo que está siendo investigado. La **figura 15** muestra la típica historia de presión-producción primaria para varios mecanismos de producción.

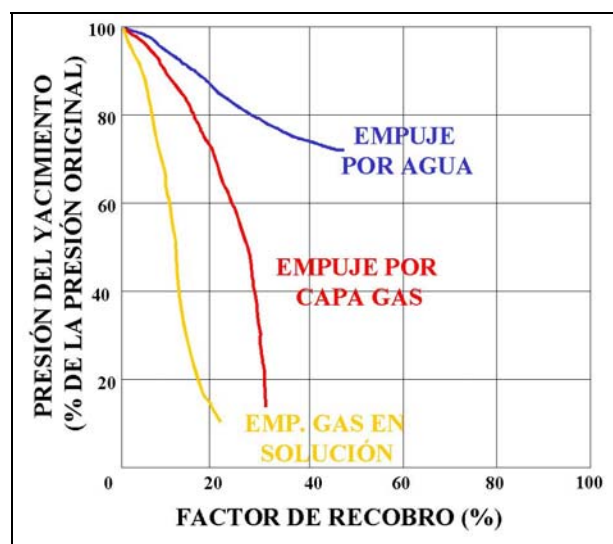


Figura 15: Presión vs factor de recobro para diferentes métodos de producción

Antes de considerar la rehabilitación de pozos en yacimientos con presiones bajas o parcialmente agotadas, se debe planificar un levantamiento artificial efectivo. El mantenimiento de la presión o un programa de recobro mejorado es usualmente el mejor procedimiento de largo alcance para incrementar las tasas de producción y el recobro de gas o de petróleo.

Si una rehabilitación es requerida, se debe considerar la realización de tratamientos para remover o reducir cualquier daño causado a la formación. Este problema es muy serio en yacimientos con presiones agotadas ya que se dispone de menor presión para remover los sólidos dañinos, fluidos, y emulsiones de los poros de formación o fracturas.

1.2.1.3.3. Alta viscosidad del petróleo

La tasa de producción es inversamente proporcional a la viscosidad del petróleo, tal y como se muestra en la ley de Darcy representada por la **ecuación 1**, por lo tanto al producirse un aumento de la viscosidad disminuye la tasa de producción. Se puede esperar un aumento de la viscosidad del petróleo al explotarse un yacimiento cuyo mecanismo de producción sea empuje por gas en solución, ya que al liberarse el gas del petróleo debido a una disminución de la presión aumenta su viscosidad.

$$Q = \frac{7,08 * 10^{-3} * K * A * H * \Delta P}{\mu * Bo * Ln\left(\frac{Re}{Rw}\right)} \dots\dots\dots \mathbf{Ecuación 1}$$

Donde:

Q: Tasa de petróleo [BNPD]

K: Permeabilidad [mD]

A: Área [Acres]

H: Espesor [Pies]

ΔP: Diferencial de presión entre la presión estática (Pe) y presión de fondo fluyente (Pwf) [Lpc]

μ: Viscosidad [cP]

Bo: Factor volumétrico del petróleo [BY/BN]

Re: Radio de drenaje [Pies]

Rw: Radio del pozo [Pies]

1.2.2. Producción de arena

La producción de arena es uno de los problemas más antiguos de los campos petroleros. Por lo general esta asociado a formaciones arcillosas de la edad Cenozoica, pero en algunas áreas los problemas de arena pueden ser encontrados a profundidades de 12000 pies o más.

Las prácticas de completación del pozo son una consideración crítica en zonas con tendencias a la producción de arena. Por lo general los problemas de arena son creados por prácticas de completación no adecuadas. Cuando las perforaciones se encuentran taponadas, se incrementan la velocidad de flujo y la caída de presión a través de las perforaciones que están abiertas, en algunos casos recañonear el intervalo es suficiente para resolver el problema de arenamiento.

Algunas formaciones, como las arenas poco consolidadas, producen junto con los hidrocarburos, pequeñas partículas de arenas o sedimento que por efecto de la gravedad se depositan en el fondo del pozo llegando a obstruir el intervalo abierto, generando tapones dentro de la tubería de producción y revestimiento, disminuyendo el flujo de forma gradual hasta la paralización de la producción.

Definición de control de arena

Considerando el control de arena o control de sólidos de la formación, es necesario diferenciar entre los granos provenientes de las paredes de la estructura y los sólidos finos asociados con los fluidos de formación los cuales no son parte de la estructura mecánica de la formación. Siempre será probable el producir algunos finos. Esto es, de hecho, benéfico puesto que si los finos se mueven, y si no se producen, ellos, junto con otros finos moviéndose detrás, pueden eventualmente bloquear los canales de flujo y disminuir la permeabilidad de la formación, por lo cual es mejor producirlos que dejarlos en el hoyo.

Así, la definición de control de arena se entiende como control de los granos provenientes de las paredes de la estructura.

De las prácticas de producción se ha sugerido lo siguiente:

Todos los sólidos que se produzcan y que sean menores que el 90 percentil de las arenas de la formación son probablemente arenas intersticiales.

Los sólidos producidos entre el 90 y 75 percentil probablemente representan algunos de los mas pequeños granos provenientes de las paredes de la formación.

Los sólidos producidos entre 75 y 50 percentil ciertamente representan los granos provenientes de las paredes de la estructura.

1.2.3. Alta producción de agua

Los problemas de producción de agua pueden resultar debido a:

- Un mecanismo de producción por empuje de agua (acuífero activo), agravado por conificación del agua o adedamiento.
- Fuentes extrañas, incluyendo huecos en el revestidor o fallas en la cementación.
- Fracturamiento o acidificación en zonas adyacentes de agua o cerca del contacto agua-petróleo (CAP).

Los registros de temperaturas del fondo del pozo incluyendo el intervalo productor, corridos antes de un fracturamiento hidráulico o fracturamiento con ácido y corrido horas después, darán una pista de si la producción de agua subsiguiente es debido a fallas en la cementación primaria, fracturamiento, huecos en el revestidor o intrusión de agua.

La intrusión de agua es normal en un yacimiento con un mecanismo de producción de acuífero activo. En la **figura 16**, se muestra la distribución de los fluidos que encontramos en yacimientos de petróleo con acuífero asociado al variar la saturación de agua.

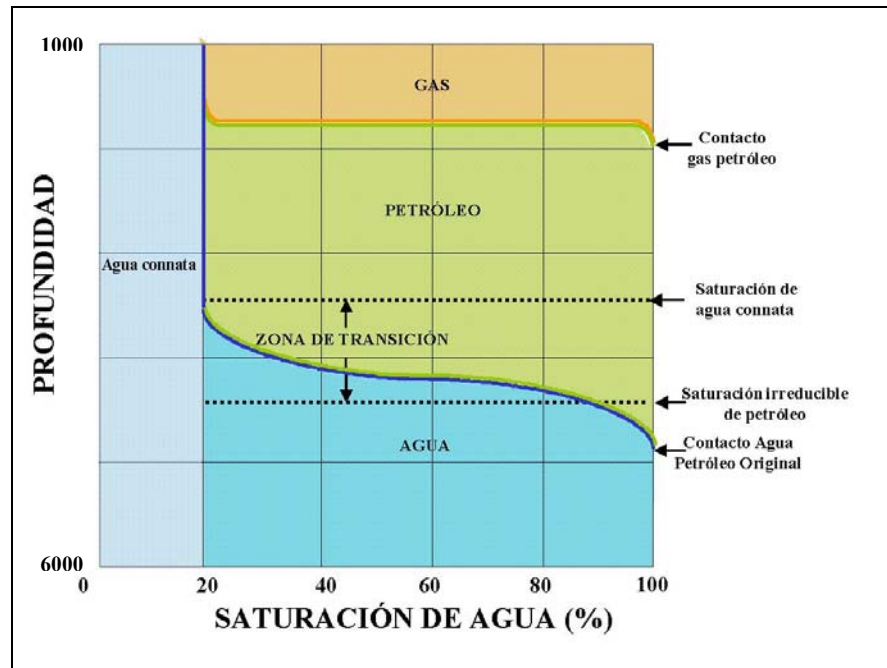


Figura 16: Distribución de los fluidos en un yacimiento

En la gráfica anterior se pueden observar 3 zonas, las cuales son:

- A) Contacto Agua Petróleo Original (CAPO): profundidad por debajo de la cual no se encuentra petróleo y la saturación de agua es de un 100 %.
- B) Zona de transición: intervalo en el cual encontramos una disminución de la saturación de petróleo con el aumento de la profundidad, hasta llegar a un punto en el cual la saturación de petróleo se hace irreducible.
- C) Zona de agua connata: intervalo en el cual no se encuentran saturaciones de agua mayores que la saturación de agua connata.

1.2.3.1. Adedamiento

Este es definido como un movimiento irregular del frente de agua en un yacimiento con acuífero asociado, el cual se acentúa en las zonas más permeables del yacimiento alrededor de las completaciones. Es normalmente dependiente del tiempo de producción o

acumulados de producción. La localización de las zonas productoras de agua puede ser difícil. Si se quiere realizar un trabajo exitoso donde se controle la producción de agua, se necesita un conocimiento geológico detallado de la estratificación de la zona, la localización y extensión de barreras de permeabilidad donde ocurra flujo cruzado entre lentes estratificados permeables.

La interpretación de la intrusión de agua en yacimientos con permeabilidades estratificadas o lenticulares es complicada. El adedamiento es ilustrado en la **figura 17**. Existe diferenciación a través de las zonas de alta permeabilidad. Estas zonas usualmente son invadidas primero por el agua.

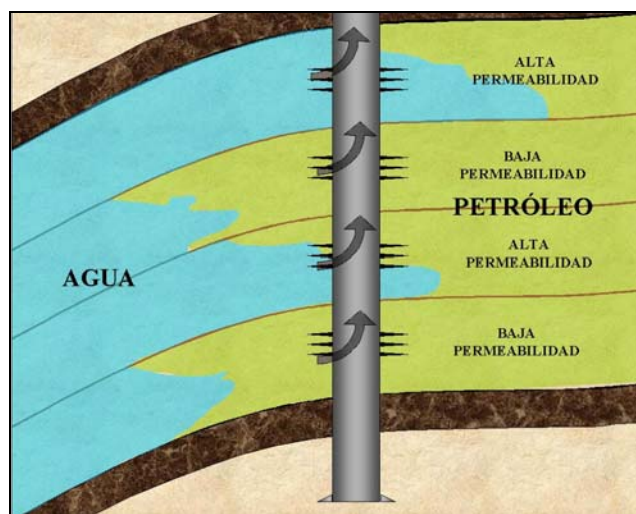


Figura 17: Adedamiento del agua

En zonas estratificadas, una rápida irrupción del frente de agua no trae como consecuencia un inmediato abandono de la zona, ya que grandes volúmenes de agua pueden ser producidos antes de que el petróleo y el gas sean agotados de las zonas adyacentes.

En yacimientos de areniscas marinas poco profundas con permeabilidad horizontal continua o en gran parte de toda la estructura, solo será necesario producir cada zona selectivamente con completaciones en el tope de la estructura para asegurar el máximo recobro de petróleo, siempre y cuando no exista capa de gas.

Para estos tipos de yacimientos, se presentan varias alternativas para completar los pozos, dándose el caso de completaciones con selectividad de producción para cada lente o estrato, lo cual da flexibilidad de maniobra y reduce los costos al momento de elegir los objetivos de producción, pero complica las operaciones de completación de pozos.

Otra manera de completación podría ser en forma sencilla en una zona, lo cual facilita el drenaje homogéneo de cada lente, pero con mayores costos operacionales.

1.2.3.2. Conificación del agua

La conificación en yacimientos de petróleo o gas es definida como el movimiento preferencial vertical del agua en una formación productora, debido a un diferencial de presión en el yacimiento. La **figura 18** muestra la conificación en un yacimiento de petróleo.

La conificación de agua o gas no puede cruzar barreras de permeabilidad vertical, a menos que estas contengan fracturas abiertas naturales o inducidas. Para que la comunicación vertical entre fracturas se pueda dar, estas deben ser sostenidas por fuerzas tectónicas, depositaciones secundarias o material utilizado en fracturaciones hidráulicas. La conificación puede ser muy severa en sistemas de arrecifes, y en otros yacimientos con permeabilidades verticales excelentes. La conificación puede ser agravada por altas tasas de vaciamiento.

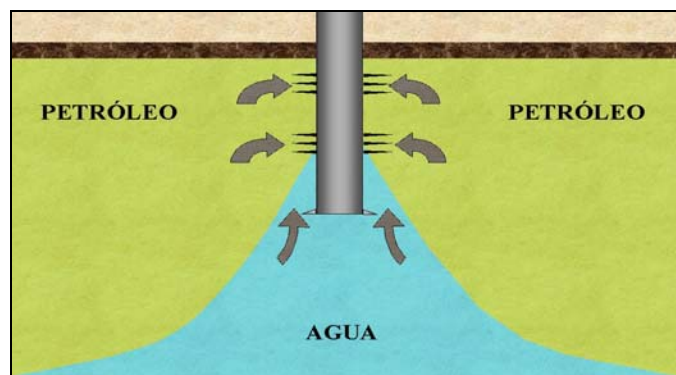


Figura 18: Conificación del agua

La eliminación del cono de agua requiere reducir la tasa de producción o del cierre temporal del pozo para reducir por un tiempo la entrada de agua las perforaciones.

1.2.3.3. Canalización del agua

El movimiento vertical del agua por falla de la cementación primaria muchas veces es interpretado como conificación del agua. Si la conificación es el problema, un incremento en la tasa de producción sobre la tasa crítica usualmente provocara un aumento del agua producida y un cierre del pozo provocara un descenso del corte de agua cuando el pozo es puesto de nuevo en producción.

El siguiente diagrama (Figura 19) ilustra el comportamiento causa efecto de la alta producción de agua en los pozos:

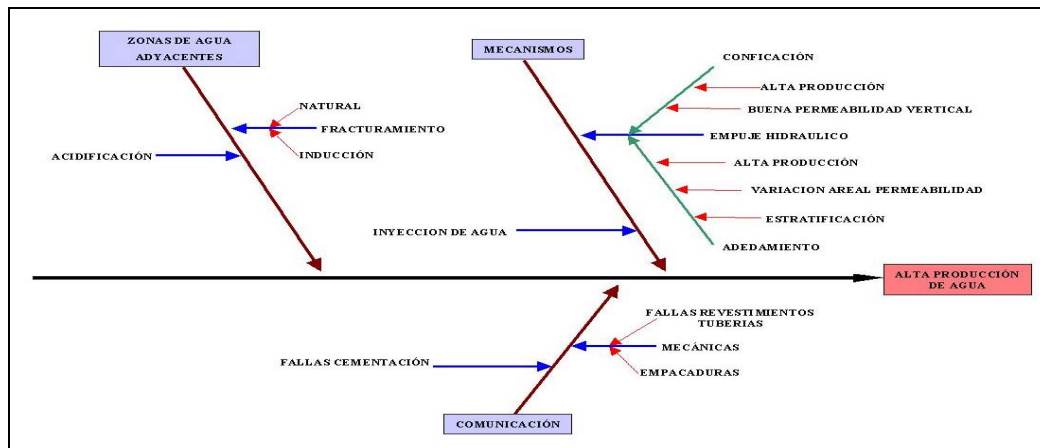


Figura 19: Diagrama causa efecto de la producción de agua³

1.2.4. Alta producción de gas

Las fuentes primarias de gas en un pozo de petróleo son: gas en solución, capas de gas primarias o secundarias y flujos de gas de zonas o yacimientos interconectados a la zona de petróleo. El comportamiento típico de la Relación Gas Petróleo (RGP) correspondiente a los mecanismos de producción para cualquier yacimiento en particular debe ser considerado en el análisis de los problemas de producción en los pozos. En la figura 20 se

muestra el comportamiento característico de la relación gas petróleo para varios mecanismos de producción.

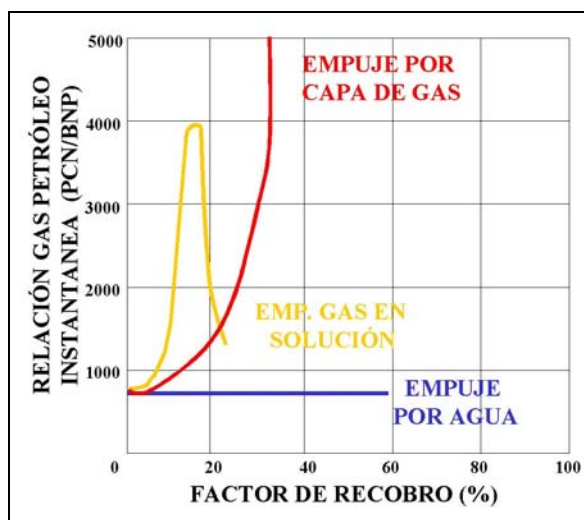


Figura 20: Relación gas petróleo instantánea vs factor de recobro

En un yacimiento con empuje por gas en solución, la caída de presión por vaciamiento genera un aumento en la saturación de gas dentro del yacimiento. Cuando este gas es liberado del petróleo, el gas fluye hacia el pozo y hacia la parte alta de la estructura, de esta forma el gas tiende a ser el fluido movable dominante en el yacimiento.

Si no existen barreras de flujo vertical en un yacimiento con capa de gas asociada, una declinación de la presión permitirá la expansión de la capa de gas, de esta forma si altos diferenciales de presión existen en el pozo, la conificación de gas puede ocurrir en pozos con permeabilidades verticales continuas sin que ocurra una apreciable declinación de la presión del yacimiento.

En yacimientos estratificados, un adedamiento prematuro del gas puede ocurrir con un alto diferencial de presión en el pozo, con el gas fluyendo por las zonas de mayor permeabilidad. El adedamiento prevalece más en yacimientos con variaciones de permeabilidad apreciables.

El flujo de gas de zonas por encima o por debajo de la zona de petróleo se debe a huecos en el revestimiento, trabajos de cementación deficientes y fracturas naturales o inducidas en comunicación con zonas de gas.

En yacimientos estratificados o en yacimientos lenticulares, las zonas de producción de gas pueden ser evitadas. El pozo puede ser recompletado normalmente en zonas más profundas con relaciones gas petróleo menores. En yacimientos de petróleo con presiones parcialmente agotadas las zonas de producción de gas pueden ser las zonas de mayor permeabilidad y no necesariamente las zonas más grandes del pozo.

Si el flujo de gas se debe a canalización detrás del revestidor, el canal puede ser taponado con trabajos de cementación forzada.

Los perfiles de producción son el método usual para localizar intervalos con producción de gas apreciable.

Cuando una alta relación gas petróleo es debida a un adedamiento del gas en yacimientos estratificados, es más práctico producir con altas tasas y devolver el gas al yacimiento inyectándolo en pozos más arriba en la estructura.

Si un yacimiento tiene una capa inicial de gas asociada, uno de los propósitos del gas devuelto es prevenir la contracción de la capa de gas y el movimiento del petróleo hacia las zonas de gas. Si el petróleo invade la zona de la capa primaria de gas, una porción del petróleo invasor será irrecuperable. Si el yacimiento tiene una gran capa de gas, se debe producir de solo los pozos que se encuentran en los puntos más bajos de la estructura con menores relación gas petróleo en orden de reducir la producción de gas y de mantener la energía del yacimiento.

Si la producción de gas de un yacimiento de petróleo no disminuye el recobro de petróleo, el objetivo entonces será realizar el uso económicamente óptimo del exceso de gas producido.

Si el problema es conificación de gas, y no existen barreras verticales de permeabilidad efectivas, la mejor práctica es la de recompletar el pozo tan bajo en la estructura como sea posible, si esto no remedia el problema, la operación usual es reducir las tasas de producción, el pozo puede ser cerrado por unas cuantas semanas o meses para permitir la contracción del cono de gas, entonces el pozo producirá con menor relación gas petróleo, incrementando las tasas de producción gradualmente se logra determinar cual es la tasa máxima de producción de dicho pozo sin formar conificación de gas.

Si el problema es la expansión de la capa de gas en la zona de petróleo debido a una reducción de la presión del yacimiento, agua u otros líquidos inyectados en partes bajas de la estructura puede detener la expansión del gas reduciendo las necesidades de rehabilitación para eliminar el mismo. Sin embargo en los yacimientos con alta permeabilidad relativa al agua puede ser mas rentable usar la expansión de la capa de gas como mecanismo de recobro primario.

En la **figura 21** se muestra un diagrama causa efecto de la alta producción de gas:

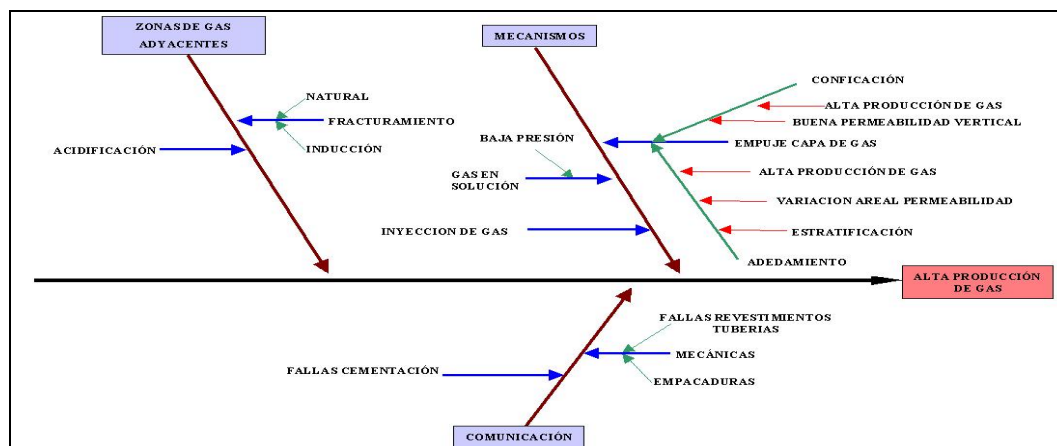


Figura 21: Diagrama causa efecto de la producción de gas ³

1.2.5. Fallas mecánicas en los pozos

Un numero de diferentes tipos de fallas mecánicas pueden causar pérdida en las tasas de producción y/o incremento en los costos operativos en los pozos. Algunos de los problemas mas frecuentes y sus efectos son:

- Fallas en la cementación primaria: Esta situación puede causar comunicación de la zona productora con otras zonas, que contengan gas o agua. Esto se debe al desplazamiento parcial del fluido de perforación por el cemento durante la cementación primaria lo que ocasiona que el cemento se canalice por el espacio anular, dejando un espacio ocupado por el fluido de perforación (no desplazado) que permite la comunicación con dichas zonas indeseables.
- Filtraciones en revestimientos, tuberías y empacaduras: Las fallas en las tuberías de revestimiento se presentan por desprendimientos, roturas o colapsos. Las causas que los originan son la fatiga o desgaste del acero, efectos de corrosión, esfuerzos excesivos de las formaciones sobre las tuberías, motivados por sus características plásticas.

Las fallas de las empacaduras, pueden darse por un mal anclaje o por una mala fabricación de las mismas. Para el caso de las empacaduras permanentes, las unidades de sello son las que ajustan al interior de la empacadura y pueden llegar a fallar por corrosión.

- Equipos de levantamiento artificial: Estas fallas vienen dadas debido a un mal diseño del levantamiento artificial, malos asentamientos o averías de las válvulas, trayendo como consecuencia que el potencial de producción del pozo disminuya.
- Comunicación por completaciones múltiples: Estas pueden ser detectadas por pruebas de filtración de empacaduras, por cambios abruptos en las características de producción, u observando igual presión de cierre en dos o más zonas completadas.

Los huecos en el revestimiento y comunicaciones detrás del revestimiento son los problemas más comunes.

En localización de huecos en el revestimiento el análisis de agua es de ayuda para diferenciar entre fallas en el revestimiento y el normal avance del agua dentro del yacimiento.

Registros de temperatura y ruido, y otros perfiles de producción son de gran ayuda para localizar fallas en el revestimiento. La localización exacta de los huecos en el revestimiento se logra utilizando empaaduras o combinaciones de puentes y empaaduras.

Si el pozo debe ser matado y la tubería de producción sacada del hoyo, siempre deben ser dadas consideraciones para realizar cualquier cambio en el arreglo mecánico del pozo o los equipos de la completación para optimizar las operaciones futuras, rehabilitaciones y mantenimiento del pozo.

El fondo de la tubería de producción debe ser localizado cerca de las zonas de producción actuales o futuras en pozos productores por flujo natural o por levantamiento artificial por gas. La tubería de producción debe contar con niples que no disminuyan en gran cantidad el diámetro interno de la misma, para facilitar correr herramientas por dentro de la tubería de producción hasta el fondo del hoyo.

Otros factores también deben ser considerados relacionando futuras operaciones de rehabilitación por la tubería de producción para asegurar que la misma no se encuentre dañada por excesivo peso en la empaadura.

Asentando niples y en las conexiones de tubería tendremos suficiente diámetro interno para permitir el uso de dispositivos como cañones de perforación, medidores de flujo, y otras herramientas que pueden ser corridas a través de estos niples sin ninguna dificultad. El asentamiento de niples de apertura completa es preferido, especialmente en tuberías de diámetro pequeño.

Para pozos productores de petróleo que requieran de la instalación de levantamiento artificial por gas, las válvulas de gas lift deben ser instaladas en la tubería del pozo, estas pueden ser instaladas a un mínimo costo mediante operaciones de guaya.

En la **figura 22** se muestra un diagrama causa efecto de los problemas mecánicos:

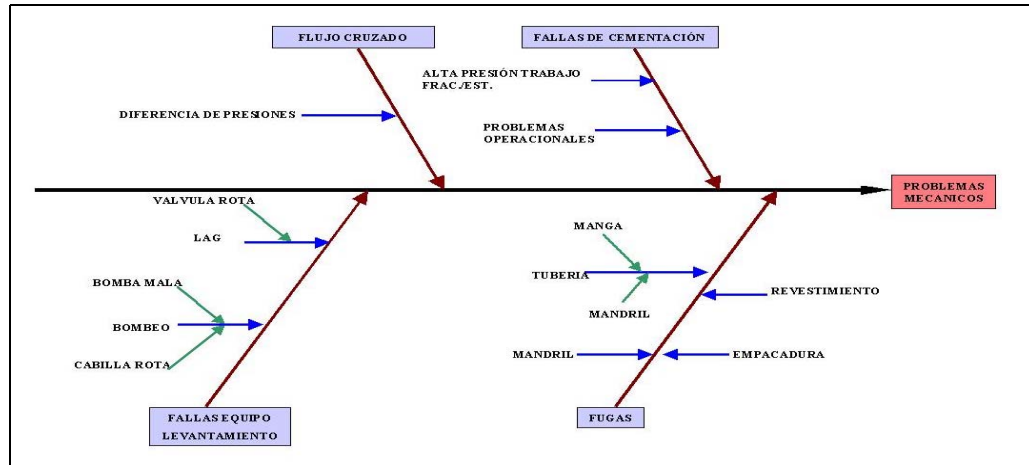


Figura 22: Diagrama causa efecto de los problemas mecánicos ³

1.3. DESCRIPCION DE REGISTROS PETROFISICOS

Actualmente es posible medir una gran cantidad de parámetros del sistema roca fluido que incluyen, entre otros: la resistividad, densidad, tiempo de tránsito, potencial espontáneo, radioactividad natural y el contenido de hidrógeno de la roca. La interpretación de registros es el proceso por el cual dichos parámetros mensurables se traducen a los parámetros petrofísicos deseados tales como son: porosidad, saturación de hidrocarburos, permeabilidad, litología, etc.

El propósito de las diferentes herramientas de registro de pozos es proporcionar mediciones de las que sea posible obtener o inferir las características petrofísicas de las rocas de yacimiento.

1.3.1. Perfil eléctrico convencional ⁹:

Este perfil, en su presentación más común, esta compuesto de:

- Curva Normal Larga (LN).
- Curva Normal Corta (SN).
- Curva del Potencial Espontáneo (SP).

Las curvas normales son medidas hechas por dispositivos de diferentes espaciamientos, una larga y una corta, la separación de los electrodos determina cual es larga y cual es corta. La medición de resistividad con mayor penetración dentro de la formación pertenece a la curva larga y la de menor penetración a la curva corta, los espaciamientos más comunes son de 16" para la corta y 64" para la larga.

El perfil eléctrico convencional esta fuera de usos desde los años sesenta, ya que la curva lateral y las normales tenían muchas limitaciones y requieren de muchos procesos de corrección para determinar la resistividad verdadera de la formación (R_t) y la resistividad de la zona lavada (R_{xo}). Sin embargo debido a que el mayor desarrollo de nuestros campos data de los años setenta, estas curvas revisten una importancia dentro de los estudios petrofísicos que se llevan a cabo actualmente ya que es imposible encontrar en Venezuela campos en los cuales estas herramientas hayan sido utilizadas y en algunos casos sean la única fuente de información petrofísica del mismo. Por otro lado la curva de SP sigue proporcionando todavía muchas aplicaciones importantes, aun se corre acompañado de otras curvas de los dispositivos actuales.

1.3.2. Curva de potencial espontáneo (SP) ⁹

Esta curva es un registro que mide la diferencia entre el potencial eléctrico de un electrodo móvil en el pozo y el potencial eléctrico de un electrodo fijo en la superficie. Por lo general, frente a las lutitas, la curva del potencial espontáneo SP define una línea mas o menos recta en el registro, la cual se denomina "línea base de lutitas".

Frente a las formaciones permeables, la curva registra desviaciones (deflecciones) de dicha línea base, las cuales, en los estratos de suficiente espesor, tienden a alcanzar una deflección esencialmente constante que se ha dado en llamar una "línea de arenas".

Factores que afectan a la curva:

- El espesor de la capa.
- La arcillosidad de la formación.
- La resistividad de la formación.

- La profundidad de la invasión.

Aplicaciones de la curva de SP:

- Identificación de zonas permeables y porosas.
- Determinación del valor de R_w .
- Determinación de la arcillosidad de la formación.
- Correlación de las unidades litológicas.

1.3.3. Perfil de Rayos Gamma (GR) ⁹

El perfil de rayos gamma que mide de manera continua la radioactividad natural de las formaciones, fue utilizado por primera vez en 1939 por Well Surveys Inc. Como técnica para determinar la litología de los pozos entubados que nunca antes habían sido registrados. Esta novedad constituyó un gran aporte para la industria petrolera y para las correlaciones del subsuelo, puesto que dicho dispositivo hacia posible volver a examinar los antiguos pozos entubados y determinar los topes y las bases de las formaciones para las cuales no existía este tipo de información.

Desde el comienzo, el perfil de rayos gamma se empleaba principalmente como un perfilaje cualitativo de lutitas. Los rayos gamma son emitidos espontáneamente por algunos elementos radiactivos, siendo el Uranio, el Potasio y el Torio, los más comunes. Son los rayos de estos elementos los que se detectan al correrse este tipo de registro.

Las lutitas son las que contienen la mayor concentración de sales radioactivas y por lo general, son mucho más radioactivas que las arenas, calizas y anhidritas. Sin embargo, existen algunas dolomitas radiactivas que contienen cantidades significativas de uranio, así

como algunas arenas que son radioactivas. Las formaciones productivas, como el granito aluvial que se encuentra en Texas, Nuevo México y Oklahoma, son igualmente fuentes de cantidades importantes de radiación natural.

1.3.4. Curvas de Resistividad ⁹

Este tipo de registros nos ayuda en combinación con los registros SP y Gamma Ray, a identificar el tipo de fluido que se encuentra en la formación. Por lo general el comportamiento de las curvas de resistividad para el petróleo es mucho mayor que para el agua, pero para poder identificar exactamente el tipo de fluido, se deben realizar correcciones por espesor de arena, arcillosidad de la arena, etc., los cuales son parámetros que influyen en el comportamiento del registro.

Entre los diferentes tipos de registros de resistividad tenemos los siguientes:

1.3.4.1. Lateroperfil

La curva lateral es la presentación de las mediciones hecha por un dispositivo lateral que esta compuesta de cuatro electrodos. El principio de su funcionamiento es que envía una corriente entre A y B, al mismo tiempo se mide la diferencia de potencial a la resistividad del medio que rodea al dispositivo como consecuencia, las mediciones continuas de este dispositivo pueden presentarse en una curva continua de resistividad.

Utilizan una serie de electrodos múltiples para hacer que la corriente se desplace lateralmente a través del lodo hasta la formación. Las ventajas que se obtienen son: capacidad para operar en lodos salados, excelente definición de la capa, ideal para capas finas.

Hay dos tipos básicos de lateroperfiles, uno de ellos es el sistema de 3 electrodos comúnmente denominados “Guard log” o LL3 y el otro es el sistema de 7 hasta 9

electrodos, denominados LL7, LL8, LLD y LLS. Ambos sistemas operan sobre la base de un mismo principio, en estos registros el LLD se encarga del radio de investigación profunda y el LLS el de radio somero.

Condiciones favorables para el Lateroperfil:

- Pozos perforados con lodos salinos.
- Formación con altas resistividades donde el inducción pierde su precisión (>200Q-m).
- Formaciones de capas delgadas de 10 pies o menor.

La siguiente figura muestra un registro de completación en la cual se pueden apreciar las curvas de potencial espontaneo (SP), gamma ray y de resistividad profunda y somera (LLD y LLS).

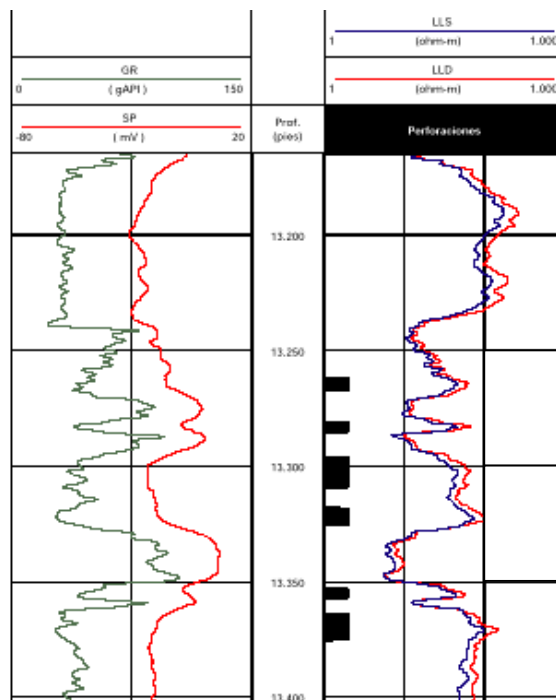


Figura 23: Registro eléctrico SP, GR y resistividad ⁷

1.3.4. Registro de cementación (CBL/VDL/CCL)

El perfil de la cementación (CBL) es un registro continuo de la primera onda de sonido que llega al receptor a través de la tubería. La amplitud de la primera onda que llega al receptor varía según las condiciones de cementación de la tubería: es máxima en presencia de tubería libre y es mínima frente a una tubería perfectamente cementada.

Juntamente con el CBL se registra la densidad variable de ondas (VDL). Esta es una presentación cualitativa del tren completo de ondas que llega hasta a un receptor ubicado a 5 pies del transmisor. El grado de oscuridad de la onda registrada aumenta con la amplitud de la onda positiva y la parte negativa es registrada en tono claro. Se utiliza el receptor lejano (5 pies) para poder discriminarlo mejor entre ondas de tubería y ondas de formación. Generalmente la velocidad del sonido en la formación es menor que en la tubería, y al utilizar un mayor espaciamiento se permite una mejor separación entre ambos trenes de onda. El VDL es muy útil para confirmar la interpretación del CBL y para reconocer condiciones inusuales en las cuales la interpretación del CBL es difícil o imposible, por ejemplo cuando:

- La primer onda que llega al receptor de 3 pies proviene de la formación y no de la cañería, lo que ocurre cuando la velocidad del sonido en la formación es mayor que en la cañería.
- Existe un microanillo entre la cañería y el cemento (el CBL no es muy bueno en estos casos).
- Existe un contacto pobre entre el cemento y la formación.

En general se debe recordar:

- Señales fuertes de cañería implican mala adherencia del cemento a la cañería.

- Señales débiles de formación indican mala adherencia cemento-formación o mucha atenuación en la formación.

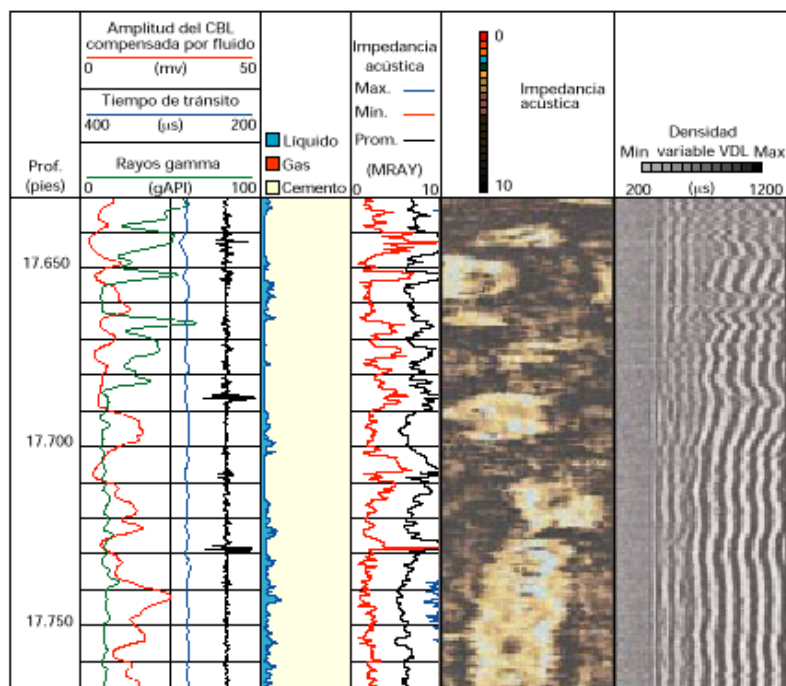


Figura 24: Registro de cementación (CBL/VDL) ⁷

Simultáneamente a los perfiles antes descritos se corre un localizador de juntas (CCL), el cual nos permite identificar exactamente en donde se encuentran las uniones entre tuberías para que en el momento de cañonear, los cañones se coloquen exactamente frente a los intervalos que se desea perforar y así evitar perforar las zonas donde se unen las tuberías.

1.3.5. Herramienta de medición de saturaciones (RST) ⁷

Determinar las saturaciones de hidrocarburo y de agua detrás del revestidor juega un gran papel en el manejo de un yacimiento. Las mediciones de saturación a través del tiempo son útiles para rastrear el agotamiento de un yacimiento, lo que permite planear trabajos de reacondicionamiento y de recuperación mejorada, y diagnosticar problemas de producción tales como el influjo de agua e irrupción del agua de inyección.

Los métodos tradicionales para evaluar la saturación de fluidos tales como la medición del tiempo de decaimiento termal y la medición del carbón-oxígeno están limitados a la alta salinidad y a pozos no entubados respectivamente.

El RST (Reservoir Saturacion Tool), o herramienta de medición de saturaciones supera estas limitaciones combinando ambos métodos en una herramienta lo suficientemente delgada como para entrar dentro de la tubería de producción. Esta herramienta elimina la necesidad de matar el pozo y de sacar la tubería de producción. Esto ahorra dinero, impide la reinvasión de intervalos perforados y permite al pozo ser observado bajo condiciones operativas. Además provee una medición de la fracción de petróleo del hoyo aun en pozos horizontales.

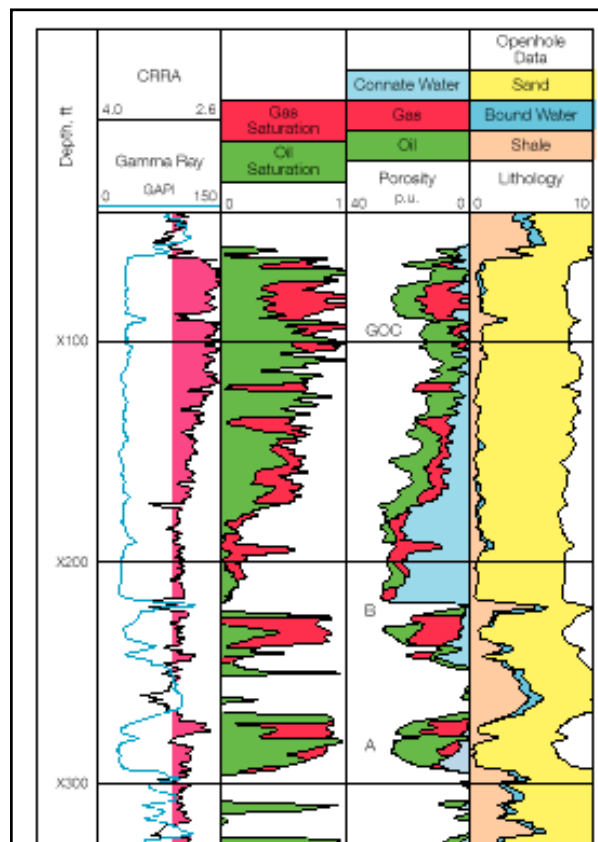


Figura 25: Registro de saturaciones (RST) ⁷

1.4. MÉTODOS DE PRODUCCIÓN

Para tener un sistema productor de hidrocarburos es necesario e indispensable la presencia de estos en cantidades comerciales. Sin embargo, la sola presencia de ellos no es suficiente, es también indispensable que el sistema cuente con energía suficiente para que estos hidrocarburos puedan ser producidos.

De acuerdo a la energía con que se cuente para explotar el yacimiento se definen los siguientes métodos de producción:

1.4.1. Flujo Natural ¹

Cuando el yacimiento posee la suficiente energía como para levantar la columna de fluido que se encuentra en el interior del pozo y llevarla al menos hasta la boca del pozo sin necesidad de usar ningún equipo adicional de levantamiento artificial, se dice que el pozo produce por flujo natural.

Entre los diferentes mecanismos por los cuales puede producir un pozo de forma natural tenemos:

1.4.1.1. Compresibilidad de la roca y de los fluidos contenidos en ella

La roca al igual que los fluidos contenidos en ella, se encuentra sometida a una gran presión externa la cual empieza a disminuir al momento que empieza la producción de petróleo. Cuando la presión interna del fluidos contenido en los poros de una roca de yacimiento, sometida a una presión externa constante (sobrecarga de los sedimentos) se reduce, el volumen total de la roca disminuye mientras que el volumen del material sólido de la roca, por ejemplo los granos de arena en una arenisca, aumenta. Esta expansión ocasiona una ligera disminución en la porosidad de la roca provocando la salida del fluido contenido en ella.

Este es un mecanismo importante en la producción de yacimientos subsaturados sin empuje de una fuente externa como lo puede ser un acuífero.

1.4.1.2. Salida del gas en solución

Una vez cruzado el punto de burbujeo, cualquier disminución de presión permite que se libere el gas en solución. El gas ocupa ahora el poro que antes ocupaba el petróleo, obligando a la fase líquida a desalojarlo, ya que ambas no pueden coexistir en el mismo poro. Ver **figura 26**.

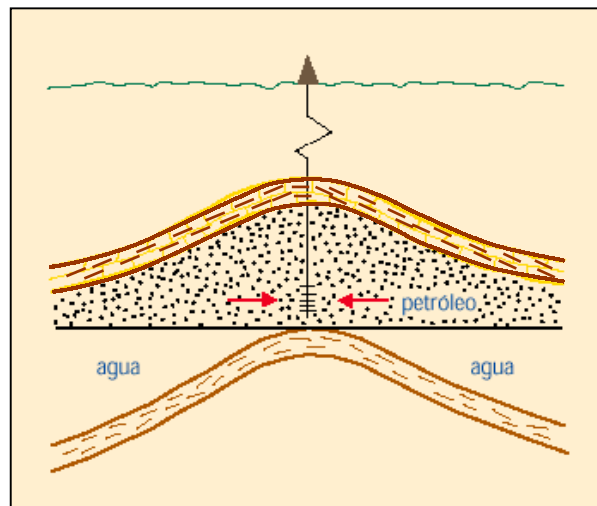


Figura 26: Salida del gas en solución

1.4.1.3. Empuje por capa de gas

Ocurre en yacimiento saturados que tienen una capa de gas inicial o donde se ha formado una capa de gas secundaria al segregarse el gas que ha salido en solución hacia la parte alta de la estructura.

Cuando existe una capa de gas inicial en contacto íntimo con la zona de petróleo y el petróleo está en condición saturada, la energía proporcionada por la expansión del líquido es mínima. La energía acumulada en el gas disuelto es adicionada por la existente en la capa de gas, y no es raro que las recuperaciones en yacimientos con capa de gas inicial

sean mayores que en aquellos yacimientos sin capa de gas iniciales o inicialmente subsaturados considerando las demás condiciones iguales.

En yacimientos con empujes por capa de gas, a medida que la producción avanza y la presión del yacimiento disminuye, la expansión de la capa de gas desplaza el petróleo hacia las perforaciones. Este fenómeno se observa por el aumento de las razones gas-petróleo en los pozos localizados sucesivamente mas abajo en la estructura conforme se va drenando el petróleo. Al mismo tiempo, debido a su expansión, la capa de gas retarda la disminución de presión y la liberación del gas en solución dentro de la zona de petróleo, mejorando en esta forma la recuperación por reducción en la razón gas-petróleo de producción de los pozos. Ver **figura 27**.

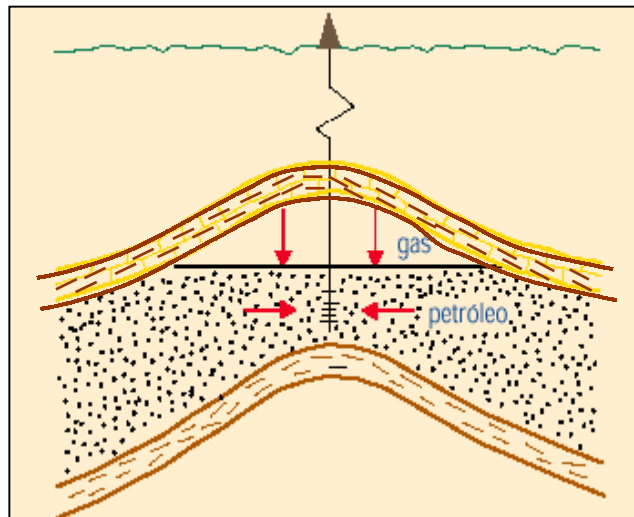


Figura 27: Empuje por capa de gas

1.4.1.4. Gravedad y segregación gravitacional

Los fluidos que ocupan el medio poroso tienen diferentes densidades, esto implica que los mismos se distribuyen de acuerdo a sus densidades (situación de equilibrio). Cuando se comienza a producir, ya no hay equilibrio y habrá situaciones de claro desbalance de fuerzas. Por ejemplo, se puede cruzar burbujeo en una parte estructuralmente baja y se formará una fase continua de gas libre en esa región del yacimiento.

Esta es una situación inestable ya que las diferencias entre las densidades (o gravedades específicas) entre el gas y el petróleo harán que el gas tienda a desplazarse hacia arriba, y en consecuencia desplazará el petróleo dando origen así al mecanismo de producción por segregación gravitacional (**Figura 28**). Con suficiente tiempo este es uno de los mecanismos de desplazamiento más eficientes que existen.

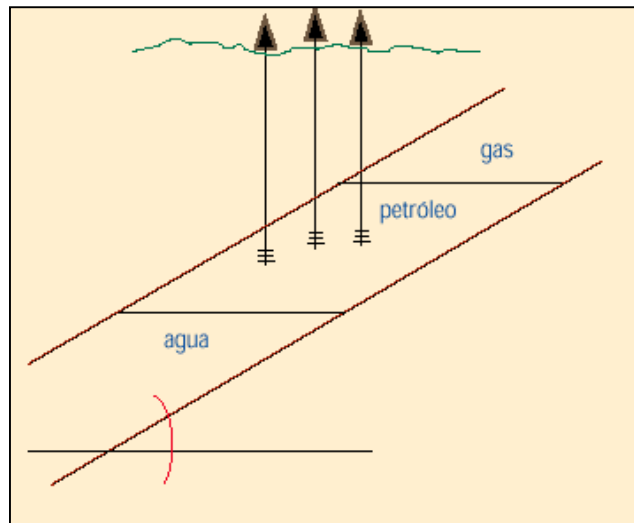


Figura 28: Segregación gravitacional

1.4.1.5. Empuje por agua

Muchos yacimientos saturados o subsaturados se encuentran limitados parcial o totalmente por rocas saturadas con agua denominadas acuíferos. Los acuíferos pueden ser muy grandes en comparación con el yacimiento adyacente, caso en el cual se consideran de extensión infinita, bajo todo punto de vista práctico. También pueden ser tan pequeños que su efecto sobre el comportamiento del yacimiento puede considerarse insignificante. El propio acuífero puede estar totalmente limitado por una roca impermeable, de manera que el acuífero y el yacimiento forman juntos una unidad volumétrica o cerrada.

Por otra parte el yacimiento puede aflorar en uno o más lugares donde puede reabastecerse de aguas superficiales. Por último pueden existir acuíferos prácticamente horizontales con el yacimiento adyacente, o, inclusive en el caso del borde de cuencas estructurales, puede

encontrarse por encima del yacimiento y suministrar un tipo de flujo artesiano de agua al yacimiento.

Una caída de presión en el yacimiento hace que el acuífero reaccione para contrarrestar o retardar la declinación en la presión, suministrando una invasión o intrusión de agua que puede ocurrir debido a:

- a) Expansión de agua.
- b) Expansiones de otras acumulaciones de hidrocarburos conocidas o ignoradas en el acuífero.
- c) Compresibilidad de la roca del acuífero.
- d) Flujo artesiano, donde el acuífero se eleva por encima del yacimiento, aflore o no, y bien si el afloramiento es reabastecido por aguas superficiales o no.

Desde el punto de vista analítico, el acuífero puede considerarse una unidad independiente que suministra agua al yacimiento debido a las variaciones con tiempo de la presión en el límite, es decir, la presión promedio en el contacto petróleo-agua o gas-agua. La presión en el límite, por lo general, es mas alta que la presión promedio del yacimiento, sin embargo, algunos casos no presentan diferencia alguna entre las dos, y la presión promedio del yacimiento se emplea como la presión promedio en el límite.

El empuje hidrostático es un término empleado para designar el mecanismo que incluye el movimiento de agua hacia un yacimiento a medida que se produce gas y petróleo. La intrusión de agua en un yacimiento puede provenir de un acuífero lateral o un acuífero de fondo, la última indica que debajo del petróleo se halla una zona acuífera de suficiente espesor que permite el movimiento del agua en forma esencialmente vertical. La fuente de agua más común en un empuje hidrostático es el resultado de la dilatación de la misma y la compresibilidad de la roca en el acuífero.

El agua del acuífero es un fluido compresible que se ha acumulado a presión y es capaz de aportar al yacimiento de hidrocarburos (por expansión), parte de esa energía al reducirse la presión en la interfase petróleo-agua.

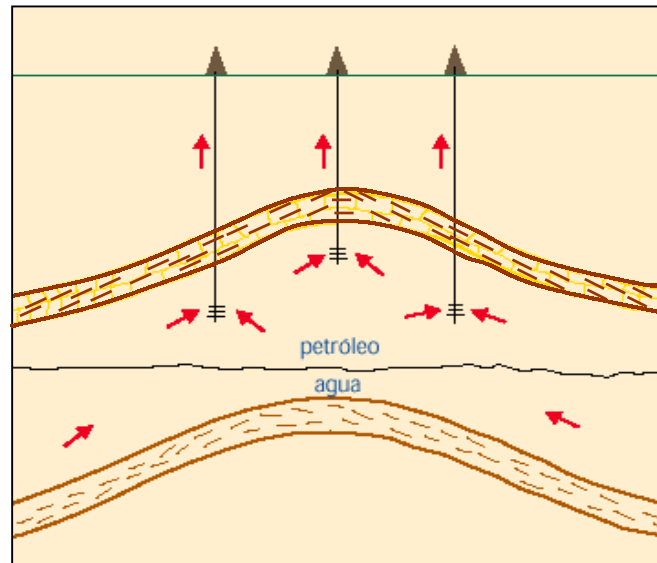


Figura 29: Empuje por acuífero

Las características importantes de un proceso de recuperación por empuje hidrostático son:

- El volumen del yacimiento se reduce constantemente debido a la intrusión de agua. Dicha intrusión es una fuente de energía adicional a la energía de expansión del líquido por encima del punto de burbujeo y a las energías acumuladas en el gas en solución y en el gas libre o capa de gas.
- La presión de fondo está ligada a la razón de intrusión de agua a tasa de vaciamiento del yacimiento. Cuando la tasa de vaciamiento del yacimiento excede en una cantidad mínima la intrusión, se presenta solo una pequeña disminución en la presión. Cuando la tasa de vaciamiento del yacimiento excede considerablemente la intrusión, se acentúa la disminución en la presión, aproximándose a la de yacimientos con empuje por capa de gas o con empuje por gas en solución, según el caso.

- Para empujes hidrostáticos laterales, la migración regional se acentúa en dirección de las partes mas altas de la estructura.
- A medida que la intrusión de agua continua en los empujes hidrostáticos laterales y de fondo, aumenta el volumen de agua producida y eventualmente todos los pozos producirán agua.

1.4.2. Levantamiento Artificial ⁵

1.4.2.1 Levantamiento Artificial por Gas (LAG)

Cuando el yacimiento no posee la suficiente presión como para levantar la columna de fluido que se encuentra en el interior del pozo y llevarla hasta la boca del pozo, se necesita la ayuda de equipos adicionales que artificialmente ayuden a producir el fluido que se encuentra en el yacimiento.

El LAG o "Gas Lift" es un método de levantamiento artificial en el que se hace inyectar gas al pozo de forma continua o intermitente, con el fin de lograr una reducción del gradiente natural de flujo del líquido de producción dentro del pozo, y de esta manera reducir el componente hidrostático del diferencial de presión desde el fondo hasta el cabezal del pozo. El propósito es el llevar los fluidos hasta la superficie a cierta deseada presión de cabezal mientras se mantiene la presión de fondo fluyente a un valor suficientemente pequeño para proveer buena fuerza de influjo desde el yacimiento.

Dentro del diseño se deben tener en cuenta otras dos consideraciones: Primero, grandes cantidades de gas de inyección dentro del pozo pueden afectar las facilidades de separación en superficie. Segundo, existe un limite en la relación gas líquido (RGL) por encima de la cual la diferencia de presión dentro del pozo empezara a incrementarse debido a la reducción de la presión hidrostática que será compensada por el incremento en la presión de fricción.

La posición de las válvulas y su cantidad es el objetivo de la optimización de la hidráulica de pozo. Para el **LAG continuo** (Ver **figura 30**), una “válvula operadora” deberá usarse para inyectar la cantidad apropiada de gas a una deseada presión de la tubería de producción en el punto de inyección. Otras válvulas pueden ser colocadas por debajo del punto de inyección y podrán ponerse en funcionamiento durante la vida del pozo cuando la presión del yacimiento decline o si la relación petróleo-agua aumenta.

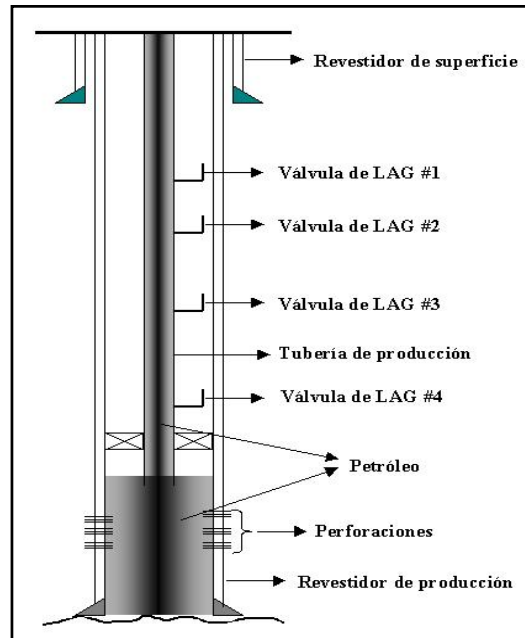


Figura 30: Levantamiento artificial por gas continuo

Para el **LAG intermitente** (Ver **figura 31**), pueden ser empleados tanto un punto simple de inyección como múltiples puntos. Primero se debe acumular un tapón de líquido por encima de la última válvula. Después esta válvula se abre, desplazando el tapón de líquido hacia arriba. La válvula continúa abierta hasta que el tapón llega a la superficie, entonces se cierra. El ciclo se repite de nuevo de la acumulación de un nuevo tapón de líquido en el fondo del pozo.

Para múltiples puntos de inyección, la válvula del fondo abre como se describió anteriormente, pero a medida que el líquido se desplaza hacia la superficie, las válvulas que se encuentran por debajo de la columna se abren sucesivamente. Todas las válvulas se

cierran cuando el tapón llega a la superficie. La operación de las válvulas de LAG intermitente puede realizarse mediante un dispositivo cronometrado o dependiendo de la presión en cada punto. Asimismo las válvulas pueden abrir o cerrar basado en la presión del revestidor o de la tubería de producción. También existen válvulas basadas en operación según el nivel de fluido de producción.

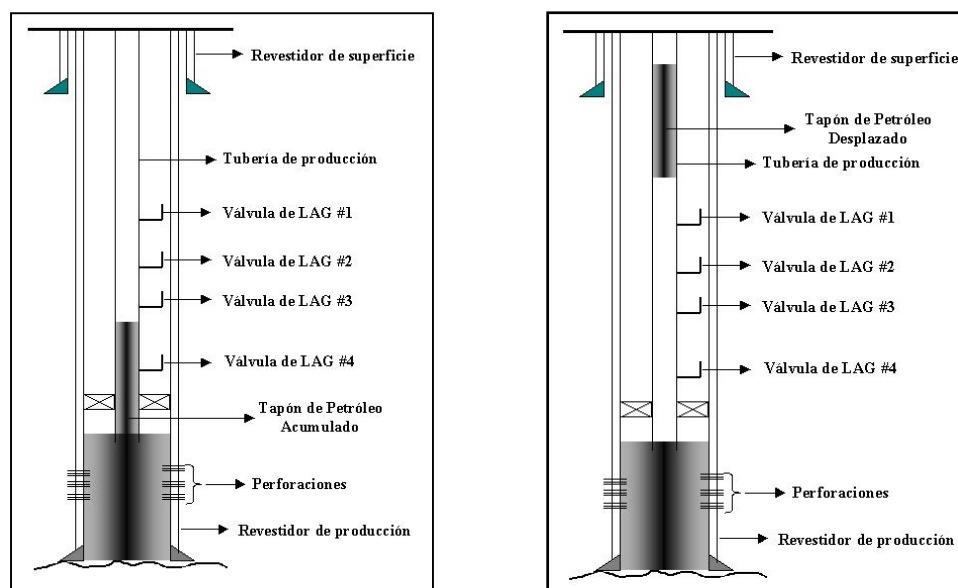


Figura 31: Levantamiento artificial por gas intermitente

1.4.2.1.1. Principales Características del Método de LAG

- Es el método de levantamiento artificial mas parecido al flujo natural.
- Requiere la inyección de gas a alta presión.
- En **LAGC** el gas se mezcla con el crudo para aligerar la columna, permitiendo la reducción de la densidad de la misma, incrementando la energía para elevarse hasta la superficie.
- En **LAGI** el gas de inyección se inyecta de manera cíclica. El gas empuja la columna de fluido produciendo el crudo en forma de tapones de líquido.

Ventajas

- Puede manejar grandes volúmenes de sólidos con problemas mínimos.
- Maneja grandes volúmenes de líquido en pozos con altos índices de productividad (hasta 50000 bnpd).
- Da flexibilidad de conversión de **LAG**Continuo a **LAG**Intermitente.
- Se pueden recuperar las válvulas con equipos de guaya fina.
- Las completaciones desviadas no presentan problemas.
- Aplicable a instalaciones costa afuera.
- Mínima supervisión y mantenimiento.

Desventajas

- Es necesario disponer de una fuente de gas confiable.
- Dificultad para levantar emulsiones y fluidos viscosos.
- No es económico la instalación de un compresor en campos pequeños.
- El método tiene tendencia a la formación de hidratos y a la congelación de la línea del gas.
- No puede producir eficientemente en pozos profundos hasta presión de abandono.

2.1. DESCRIPCIÓN DEL ÁREA ²

2.1.1. Información general de área de estudio

El área de estudio fue **Bachaquero-Intercampos**, el cual se encuentra ubicado dentro del Campo Bachaquero Lago. Sus límites son al noroeste con el área convenio otorgado a la compañía CHINA NATIONAL PETROLEUM CORPORATION (CNPC), al este con el área Bachaquero-02 y al sur con el área Bachaquero suroeste (**Figura 32**).

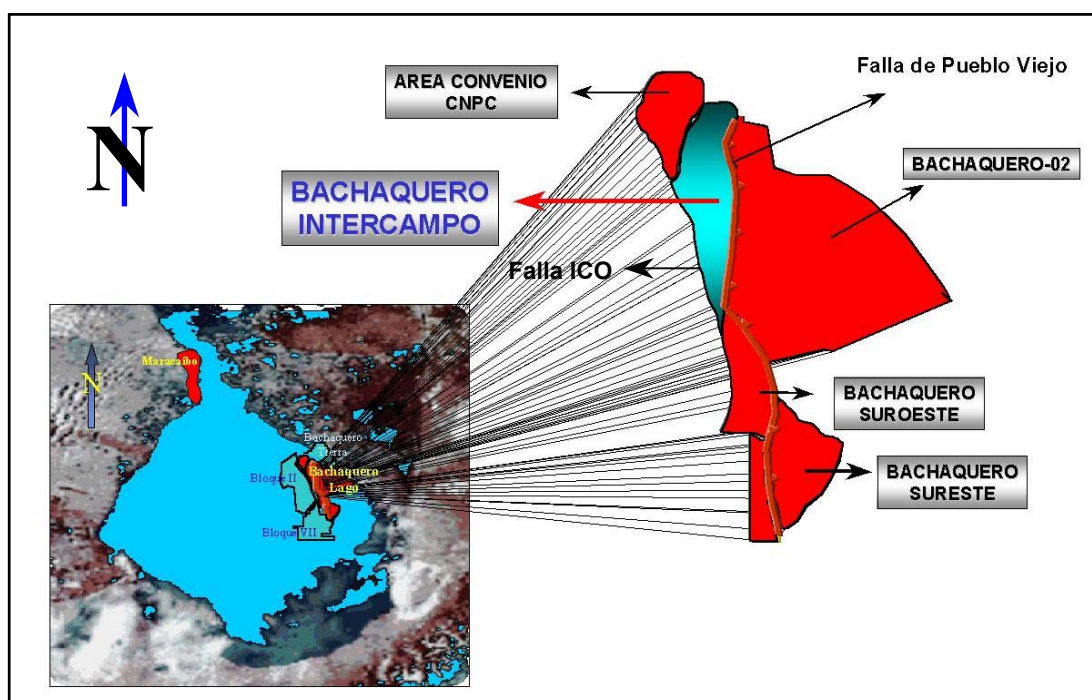


Figura 32: Ubicación del área Bachaquero-Intercampos

Por otro lado el Campo Bachaquero Lago se encuentra ubicado en la costa oriental del Lago de Maracaibo, limita al Norte con el Campo Bachaquero Tierra, al Sur con el Bloque VII y hacia el Oeste con el Bloque III. En este campo encontramos dos fallas inversas mayores de dirección aproximadamente norte-sur: la falla de Pueblo viejo al este y la falla de Intercampo Oeste (ICO), al Oeste.

2.1.2. Estructura y estratigrafía

El origen de la estructura del área de estudio se debe a la inversión de la falla de Pueblo Viejo que constituye su límite al Este. La estructura que se ubica en la parte deprimida Oeste de la falla, se presenta como un monoclinal alargado en sentido norte-sur con un fuerte buzamiento, del orden de los 30° hacia el Oeste.

Como se puede observar en la **figura 33**, los yacimientos presentan un acuñamiento hacia la parte oriental del área, trayendo como consecuencia una disminución progresiva de la extensión areal de los yacimientos BAMED 61 hasta LGINF 13.

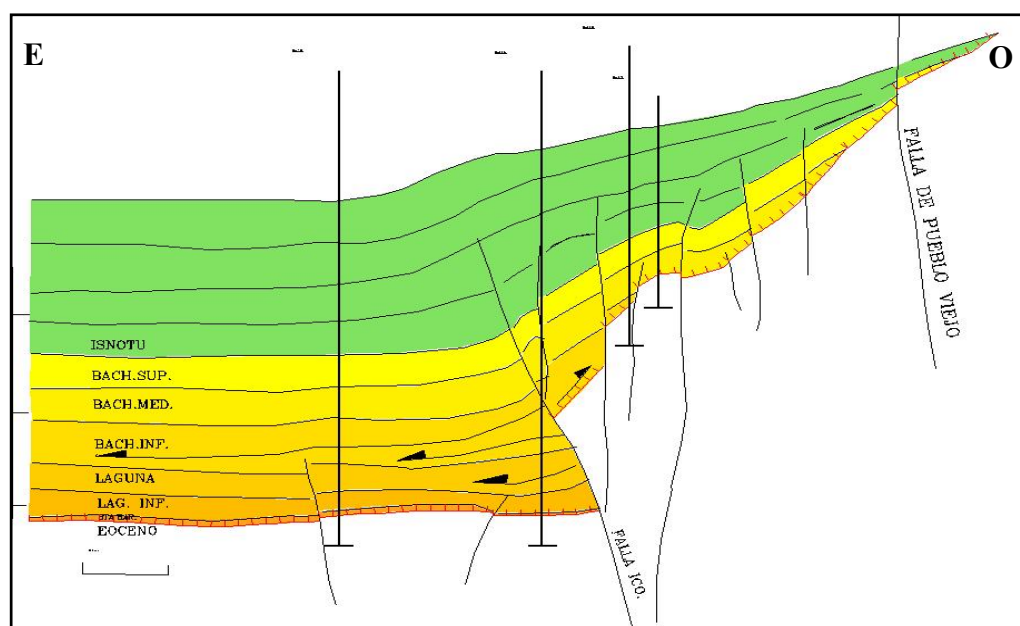


Figura 33: Acuñamiento de los yacimientos en el área Bachaquero-Intercampos

Los principales yacimientos desarrollados en esta área por los pozos allí completados y que participan en gran parte de la producción del área son: Bachaquero Superior 57 (BASUP 57), Bachaquero Medio 61 (BAMED 61), Bachaquero Inferior 59 (BAINF 59), Laguna 14 (LAGNA 14) y Lagunillas Inferior 13 (LGINF 13), los cuales se muestran en la **figura 34**:

EDAD	FORMAC.	MIEMBRO	YACIMIENTO
MIOCENO	LAGUNILLAS	ISNOTU	ISNOTU 09
		BACHAQUERO	BASUP 57 LENTE 1
			BASUP 57 LENTE 2
			BAMED 61
			BAINF 59
		LAGUNA	LAGNA 14
LAGUNILLAS INFERIOR	LGINF 13		

Figura 34: Columna estratigráfica del área Bachaquero-Intercampos

Dentro del área de estudio se concentro el análisis de los pozos inactivos básicamente en las parcelas agua 317 y agua 325, las cuales y como se muestran en la **figura 35**, se encuentran adyacentes al área del convenio.

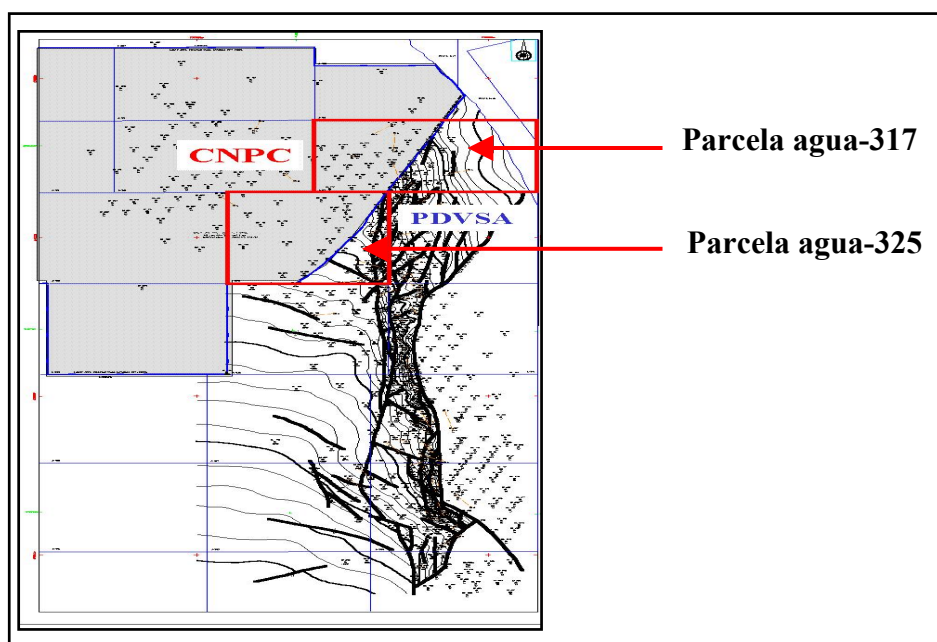


Figura 35: Ubicación de las parcelas agua-317 y agua-325

2.1.3. Descripción de los yacimientos del área de estudio

2.1.3.1. Yacimientos Bachaquero Superior:

Espesor de Arena Neta Petrolífera: El umbral de resistividad para la diferenciación petróleo-agua se ubicó entre 7 y 10 Ohm en promedio.

El mapa de ANP muestra el mejor desarrollo de este parámetro en la zona norte a lo largo de la falla de ICO, donde llega a sobrepasar los 200', zona de las parcelas agua 317, agua 324 y agua 325.

Porosidad: Las áreas de mejor porosidad se encuentran cerca de las zonas con mejor desarrollo de arena, es decir, al pie de la zona de fallas ICO y Pueblo Viejo. Los promedios de porosidad muestran rangos de valores elevados, los cuales a menudo llegan hasta el 30% principalmente a lo largo de la zona fallada, o en la zona mas al norte.

Saturación de agua: Saturaciones de agua irreducible del orden de 20-25% caracterizan las zonas de mejor porosidad (parcelas agua 317 y 325).

Volumen de petróleo: este yacimiento posee un P.O.E.S. igual a **476,26 MMBNP**, con un factor de recobro de **47,34%** y unas reservas recuperables de **225,46 MMBNP**.

2.1.3.2. Yacimiento Bachaquero Medio 61

Extensión: este yacimiento se encuentra en casi toda el área de Intercampos. A diferencia del yacimiento Bachaquero Superior 57, este yacimiento tiende a desaparecer en la parte más nor-oriental, cerca de la falla de Pueblo Viejo esencialmente por erosión. Desaparece al este de los pozos AB-1288, AB-1219 y AB-321 en la parcela agua 317.

Espesor de Arena Neta Petrolífera: Se basó en los mismos umbrales de resistividad que para los yacimientos analizados anteriormente. La acumulación de petróleo esta centrada en el accidente de ICO, donde los espesores llegan a superar los 300'. En la zona norte

(parcelas aguas 317 y 324) el yacimiento desaparece por erosión y arcillización. Hacia el oeste se reduce debido al acercamiento del contacto petróleo-agua.

Porosidad: Suele sobrepasar en unos sectores el 30% de promedio, especialmente en el pie de la falla de Pueblo Viejo.

Saturación de agua: Las saturaciones de agua muestran sus mejores valores a lo largo de ICO y al pie de la falla de Pueblo Viejo, por ser estos lugares el sitio de mejor desarrollo de abanicos y canales. Los valores promedio de este parámetro se encuentran en el orden de un 30 %.

Volumen de petróleo: este yacimiento posee un P.O.E.S. igual a **354,80 MMBNP**, con un factor de recobro de **56,30%** y unas reservas recuperables de **181,00 MMBNP**.

2.1.3.3. Yacimiento Bachaquero Inferior 59

Extensión : Este yacimiento, que se encuentra completado en una gran mayoría de pozos, su extensión hacia la parte nor-oriental de la zona esta mucho mas reducida por erosiones entre las fallas de Pueblo Viejo y de ICO en las parcelas agua 317 y 324. Es la mas gruesa de los yacimientos que conforman la formación Lagunillas.

Espesor de Arena Neta Petrolífera: Los resultados del mapeo de este parámetro y utilizando los mismos umbrales que se utilizaron en los yacimientos anteriores, muestran una concentración de este valor a lo largo de ICO donde el espesor de ANP llega a los 250' y a veces sobrepasa los 300'.

Porosidad: Las porosidades promedios del yacimiento sobrepasan a menudo el 30%, pero puede bajar a menos de 20% por efecto de arcillización. Esta porosidad muestra sus mejores valores en los pozos AB- 1834 (parcela agua 386) y AB-1635 (parcela agua 317) con 32 % y 31 % respectivamente.

Saturación de agua: Las saturaciones originales de agua muestran valores comprendidos entre 25 y 45%.

Volumen de petróleo: este yacimiento posee un P.O.E.S. igual a **289,16 MMBNP**, con un factor de recobro de **59,03%** y unas reservas recuperables de **170,69 MMBNP**.

2.1.3.4. Yacimiento Laguna 14

Extensión: Este yacimiento se diferencia mucho de los anteriores ya que desaparece en una gran parte (aprox. 2,585 Km²) por erosión en su parte norte al este de la falla ICO. Este yacimiento esta compuesto por lo general de dos tipos de cuerpos arenosos, separados por niveles arcillosos continuos cuyas propiedades petrofísicas y esencialmente la saturación de agua irreducible, son bastante distintas. Así, dentro de la zona de petróleo, es decir por encima del contacto petróleo-agua, las arenas superiores muestran una saturación de agua irreducible muy elevada, del orden del 80-90% para porosidades del mismo orden que las arenas basales, lo que nos permitió inferir que estas arenas eran seguramente limolitas.

Espesor de Arena Neta Petrolífera: La extensión de la zona petrolífera a este nivel se diferencia mucho de las precedentes. El sello del yacimiento Laguna 14 siendo más continuo e importante que los sellos de los yacimientos del Miembro Bachaquero, individualiza otro sistema petrolero, así su extensión abarca hasta la zona de Laguna 10, aunque entre este yacimiento pareciera que, por razones sedimentológicas, exista un límite petrofísico al límite de las parcelas 316-317 con orientación suroeste-noreste.

El espesor de ANP llega a 188' en el pozo AB-818 y a 175' en el pozo AB-1190. En general los valores mas elevados están en el orden de los 150' a lo largo de ICO. En el área de Laguna 14 el máximo de espesor esta evidenciado en el pozo AB-697 con 143'.

Porosidad: Se evidencian dos tipos de arenas: arenas finas a medias que poseen buenas características petrofísicas y arenas muy finas, tipo limolíticas que se caracterizan por una arcillosidad mas elevada y una saturación irreducible de agua también elevada.

Desde un punto de vista de la porosidad, las arenas de este yacimiento poseen características inferiores a las precedentes por ser más limolíticas y presentar en parte un leve indicio de compactación en comparación con las demás.

Así, la porosidad promedio de toda el yacimiento se ubica en 21,90%, mientras la porosidad promedio del yacimiento Lagunillas Inferior 13 el cual se encuentra subyacente llega a 24,4% y la porosidad de los yacimientos del Miembro Bachaquero ascienden a 25,4%. Desde un punto de vista areal, los mejores valores se ubican a lo largo de ICO en las zonas de facies de barra donde llegan a superar el 25%.

Saturación de agua: En relación con el tamaño de los poros, la distribución de la saturación de agua irreducible muestra un desarrollo controlado por los fenómenos sedimentológicos que prevalecieron al momento del depósito, los efectos diagenéticos son menores. Se encuentran valores entre 20 y 40%.

Volumen de petróleo: este yacimiento posee un P.O.E.S. igual a **378,86 MMBNP**, con un factor de recobro de **47,69%** y unas reservas recuperables de **199,15 MMBNP**.

2.1.3.5. Yacimiento Lagunillas Inferior 13

Extensión: se extiende en la casi totalidad del campo, al Oeste de la falla de Pueblo Viejo con excepción de la zona Norte (parcelas agua 317,324 y 341) donde desaparece por erosión.

Espesor Arena Neta Petrolífera: El espesor de arena neta petrolífera muestra su mejor desarrollo a lo largo de la falla ICO y al pie de Pueblo Viejo donde puede llegar hasta más de 175'. En esta franja de 300 metros de ancho y de unos 7 kms. de largo, el espesor promedio asciende a 125'.

Porosidad: Las porosidades del yacimiento muestran una distribución entre 22% y 25%. En general las porosidades en este yacimiento son mejores que para el yacimiento anterior (yacimiento Laguna 14).

Saturación de agua: Las saturaciones de agua iniciales muestran valores comprendidos entre 20% y 40%.

Volumen de petróleo: este yacimiento posee un P.O.E.S. igual a **277,17 MMBNP**, con un factor de recobro de **52,63%** y unas reservas recuperables de **225,46 MMBNP**.

2.2. METODOLOGIA

Entre los diferente aspectos que se tomaron en consideración tenemos:

2.2.1. Adquisición y validación de la información

El resultado de un estudio de rehabilitación de pozos depende entre otras cosas de la cantidad y de la calidad de la información técnica que se adquiera y que permita el buen desarrollo del mismo.

Entre la información básica adquirida para la realización de este estudio se encuentran:

- Estudios geológicos.
 - Mapas isópacos y estructurales.
 - Secciones estructurales y estratigráficas.
- Evaluación petrofísica.
- Registros de completación (registros eléctricos).
- Historias de producción de los yacimientos en estudio y de los pozos del área.
- Información de reservas de los yacimientos en estudio.
- Mapas isobáricos y de frentes de agua.
- Historias y diagramas mecánicos de los pozos inactivos.
- Costos de los trabajos de rehabilitación.

2.2.2. Evaluación del área y cálculo de reservas para los yacimientos y pozos de interés

2.2.2.1. Identificación de los yacimientos prospectos

Como primer paso se identificaron los yacimientos con mayor actividad de producción en el área encontrándose, según la columna estratigráfica y nombrados en orden descendente lo siguiente: Bachaquero Superior 57, Bachaquero Medio 61, Bachaquero Inferior 59, Laguna 14 y Lagunillas Inferior 13. Del lado del convenio operativo a pesar de ser los mismos cinco yacimientos se nombran de la siguiente forma: Bachaquero Superior 53, Bachaquero Medio 78, Bachaquero Inferior 60, Laguna 10 y Lagunillas Inferior 11.

Seguidamente se realizó una revisión de las reservas de los yacimientos antes nombrados del lado de PDVSA de manera de conocer el estado de agotamiento que cada uno de ellos posee obteniéndose los siguientes resultados:

Tabla 2: Resumen de reservas por yacimiento

YACIMIENTO	P.O.E.S. (MMBNP)	Factor de Recobro Final (%)	Reservas Recuperables Totales (MMBNP)	Producción Acumulada (MMBNP)	Reservas Remanentes (MMBNP)
BASUP 57	476,26	47,34	225,46	134,86	90,60
BAMED 61	354,80	56,30	199,150	143,72	55,43
BAINF 59	289,16	59,30	170,69	128,57	42,13
LAGNA 14	378,76	47,69	181,00	142,57	38,44
LGINF 13	277,17	52,63	145,87	143,89	1,99

Luego se analizó cada uno de los yacimientos en la zona de las parcelas de estudio mediante los datos de producción y de inyección de los pozos existentes tanto activos como inactivos, con lo cual se determinó que los yacimientos que presentan mayor riesgo de alta producción de agua son Bachaquero Medio 61, Bachaquero inferior 59, Laguna 14 y Lagunillas 13.

Otro factor importante analizado fue la extensión areal de los yacimientos. Como bien se explicó en la Descripción del Campo en el capítulo 2, los yacimientos presentan un acuñaamiento en la parte nor-oriental de la zona de estudio lo que reduce, particularmente en la parcela 317, la extensión areal de los yacimientos inferiores con respecto a los que se encuentran más arriba en la columna estratigráfica.

Esto trae como consecuencia que muchos de los pozos que se encuentran en la parcela 317 no puedan penetrar los yacimientos inferiores.

Tomando en cuenta los valores de reservas remanentes (**Tabla 2**), la baja producción de agua y por tener la mayor la extensión areal, se concluyó que el yacimiento Bachaquero Superior 57 es el más importante para el estudio de reactivación de pozos, aunado además a las altas tasas de petróleo reportadas por los pozos activos completados en Bachaquero Superior pero del lado del Convenio, lo cual evidencia su alto potencial de producción, por lo cual las evaluaciones subsecuentes como balance de materiales, análisis de declinación, etc., serán realizados únicamente para este yacimiento.

2.2.2.2. Balance de Materiales y Análisis de declinación

Como la zona de estudio se limitó a las parcelas agua 317 y 325, se realizó un balance de materiales en esa zona para el yacimiento Bachaquero Superior 57 con el propósito de determinar el volumen de reservas remanentes que le corresponden a las parcelas antes nombradas así como el impacto que ha tenido la inyección de agua en la producción de petróleo de los pozos ubicados en esa zona.

Como parte del balance de materiales se realizó una planimetría, la cual y junto con la ayuda de los mapas isópacos y con los datos PVT se obtuvo el P.O.E.S. aproximado de las parcelas de estudio (**Tabla 3**).

Con la ayuda de gráficos de presión vs petróleo acumulado, se dividió el proceso de balance de materiales en tres etapas que comprenden antes y después de alcanzar la presión

de burbujeo y comenzado el proceso de inyección (Apéndice 2).

De los cálculos realizados con el balance de materiales se obtuvo como resultado la existencia de un proceso de migración de petróleo de **4 barriles migrados por cada barril producido** hacia las adyacencias de las parcelas. Esto trae como consecuencia la existencia de un mayor drenaje, lo cual disminuye considerablemente las reservas remanentes recuperables de petróleo de las mismas, las cuales se listan a continuación:

Tabla 3: Resumen de producción de las parcelas

Parcela	Petróleo producido (MMBNP)	Petróleo Migrado (MMBNP)	Reservas remanentes recuperables (MMBNP)
317	5,26	22,08	22,09
325	4,39	18,43	11,58

Posteriormente se realizó el análisis de declinación de la producción de los pozos activos de ambas parcelas, estimándose sus reservas remanentes hasta alcanzar un límite económico establecido por la Corporación de 10 bnpd. Se asumió una declinación exponencial en donde la ecuación utilizada para la variación de la tasa de petróleo fue la siguiente:

$$Q = Q_0 * e^{-at} \dots\dots\dots \text{Ecuación 2}$$

Donde:

Q: Tasa de petróleo [BNPD]

Q₀: tasa inicial de petróleo [BNPD]

a: Factor de declinación

t: tiempo [años]

El factor de declinación utilizado fue el del yacimiento, el cual tiene un valor de 12 %. Al mismo tiempo, el cálculo de las reservas remanente se realizó mediante la siguiente ecuación la cual resulta desarrollando la integral de la ecuación anterior:

$$Np = \left(-\frac{Qoi * 365}{0,12} \right) * \left(e^{\left(\frac{-0,12 * t}{365} \right)} - 1 \right) \dots\dots\dots \text{Ecuación 3}$$

Donde:

Np: Reservas remanentes o petróleo que se espera acumular [MBNP].

Qoi: tasa inicial de petróleo [BNPD].

t: tiempo [días]

El valor de reservas remanentes recuperables de cada parcela (**tabla 3**) se distribuyó a cada una de las celdas de la planimetría según el volumen poroso de cada una de ellas (distribución ponderada). Luego a cada celda se le restó el valor de las reservas a ser recuperadas por los pozos activos ubicados en ellas. El valor resultante de cada celda fue dividido entre el numero de pozos inactivos candidatos a ser reactivados ubicados dentro del perímetro de la celda obteniendo así las “reservas extraíbles por cada pozo inactivo”.

Tabla 4: Reservas remanentes de las parcelas

Parcela	Reservas remanentes recuperables (MMBNP)	Reservas remanentes recuperables por los pozos activos (MMBNP)	Reservas remanentes extraíbles por los pozos inactivos (MMBNP)	Reservas remanentes no extraíbles (MMBNP)
317	22,09	1,22	11,04	9,83
325	11,58	0,29	9,13	2,15

Adicionalmente, de los cálculos de balance de materiales se obtuvo una diferencia considerable entre el valor de agua inyectada reportada y el calculado, encontrándose que los volúmenes de agua reportados eran menores que los volúmenes de agua calculados.

Seguidamente y basándonos en el volumen de agua inyectada calculados con el análisis de balance de materiales, asumiendo un avance uniformemente radial del agua inyectada y según los valores de corte de agua de los pozos, se construyó un mapa de frente de agua.

2.2.3. Selección y análisis de los pozos

Posterior al balance de materiales, se realizó una primera selección de los pozos, en donde las condiciones actuales del yacimiento (saturación de fluidos y potencial de la zona) permitió seleccionar pozos candidatos para abandono. La mayor parte de esos pozos se encuentran ubicados en zonas con alta saturación de agua por efecto o influencia de un pozo inyector cercano. Esto permitió descartar 3 pozos en la parcela agua 317 y 10 pozos en la parcela agua 325 debido a esta causa.

Toda esta información permitió conocer la configuración mecánica del pozo, los trabajos realizados tanto de reparación como de rehabilitación, intervalos petrolíferos con posibilidades de ser cañoneados, problemas más comunes presentados por el pozo, potencial de producción de la zona, último intervalo abierto a producción, etc.

Como resultado de esta preselección resultaron candidatos a ser rehabilitados 12 pozos en la parcela 317 y 6 pozos en la parcela 325.

Con la ayuda de la información obtenida de la carpeta de pozo y para programar cualquier trabajo de reactivación, se construyó el diagrama mecánico actual de cada uno de los pozos, de manera de tener una referencia más rápida acerca de los intervalos cañoneados abiertos así como los que se encuentran cementados en sus perforaciones.

Adicionalmente, el diagrama mecánico permitió ubicar elementos o piezas mecánicas colocadas en el pozo en el pasado, tales como tapones de hierro o de cemento, válvulas de gas lift, forro ranurado, herramientas atascadas y algo muy importante como lo es la profundidad de un revestidor colapsado en aquellos pozos que lo posean.

Luego de construido el diagrama mecánico, se procedió a revisar el registro de completación del pozo o registro eléctrico de manera de corroborar que las profundidades indicadas de los intervalos cañoneados coincidan con arenas petrolíferas, en línea con las interpretaciones realizadas de los comportamientos de las curvas de resistividad y de gamma ray.

Seguidamente, se procedió a la evaluación en cada pozo de las arenas petrolíferas en ese yacimiento, encontrándonos dos tipos de casos:

- Caso 1: en aquellos pozos preseleccionados que anteriormente habían sido completados en BASUP 57, se realizó una nueva revisión de sus historias de completación, lo cual junto con sus historias de producción, permitió conocer las causas del cierre del pozo y evaluar las posibilidades de recañonear intervalos anteriormente abiertos a producción así como la apertura de nuevos intervalos petrolíferos.
- Caso 2: en aquellos pozos que nunca habían sido completados en el yacimiento BASUP 57 se realizó un análisis de las curvas del registro de completación y adicionalmente correlaciones con los pozos adyacentes completados en este yacimiento de manera de identificar intervalos petrolíferos prospectos a ser cañoneados.

Para ambos casos se estableció el espesor de arena neta petrolífera y con apoyo de los registros petrofísicos y secciones estratigráficas se determinó la continuidad de las arenas. Asimismo se estimó el potencial de producción utilizando como referencia la productividad de los pozos activos o inactivos completados en el mismo yacimiento adyacente al pozo que se estuviese estudiando. Lo ideal sería realizar la comparación con los pozos que

actualmente se encuentren activos, pero esto no siempre es posible por lo cual también se puede utilizar los pozos que han sido cerrados más recientemente.

Los parámetros básicos de producción que se analizan del pozos que se esta estudiando y de los pozos vecinos son: La tasa promedio mensual de petróleo, el corte de agua, la relación gas petróleo y los acumulados de petróleo, agua y gas.

Finalmente, en base a todos los análisis y evaluaciones realizadas a los pozos, se procedió a construir el diagrama mecánico propuesto conforme a la recomendación de rehabilitación y a dar las recomendaciones pertinentes para cada uno de los pozos candidatos a ser rehabilitados.

2.2.4. Análisis económico de los trabajos de rehabilitación

Finalmente y con el objetivo de establecer la rentabilidad de los trabajos de rehabilitación se realizó un análisis económico para cada uno de los pozos inactivos a ser reactivados.

Los parámetros involucrados en este análisis fueron:

- °API del crudo a ser producido.
- Espesor de arena a ser cañoneado.
- Herramientas a ser instaladas en el fondo del pozo.
- Registros a ser corridos en el fondo del pozo.
- Método de producción a ser utilizado.
- Tasa inicial de petróleo.

- Factor de declinación de la producción.

Se calculó el flujo de caja o flujo efectivo para cada pozo en forma anual comenzando a partir año 2002.

El flujo de caja viene dado para cada año por la siguiente ecuación:

$$\mathbf{F.C. = Ingresos - Egresos.....Ecuación 4}$$

$$Ingresos = \Delta Np \times P.V. \times t.....Ecuación 5$$

$$Egresos = (G.O + REG. + INV. + 10\% PDVSA + ISLR).....Ecuación 6$$

$$G.O = \Delta Np \times P.G.Ecuación 7$$

$$REG. = Ingresos \times 30\%Ecuación 8$$

$$10\% PDVSA = 10\% \times (Ingresos - G.O - REG. - DEPREC.).....Ecuación 9$$

$$ISLR = 50\% \times [Ingresos - (G.O + REG. + DEPREC. + INV. + 10\% PDVSA)].. Ecuación 10$$

$$DEPREC. = F.D. \times \Delta Np.....Ecuación 11$$

$$F.D. = \frac{INV.}{Reserv. Des.}.....Ecuación 12$$

Donde:

F.C. = Flujo de caja [MM\$].

ΔNp = Petróleo acumulado en cada año [MMBNPD].

$P.V.$ = Precio de venta del petróleo [\$/bbl].

t = tiempo de cada año [días].

$G.O$ = Gastos operativos [MM\$]

$REG.$ = Regalía [MM\$].

$INV.$ = Inversiones [MM\$].

$I.S.L.R.$ = Impuesto sobre la renta [MM\$]

$P.G.$ = Precio de generación de un barril de petróleo [\$/bbl].

$DEPREC.$ = Depreciación [MM\$].

$F.D.$ = Factor de depreciación [MM\$/bbl].

$Reserv. Des.$ = Reservas desarrollables por el pozo [MMBNP].

Se debe acotar que en la **ecuación 6**, el parámetro de inversión (INV.) solo se utiliza para el primer año, ya que es un gasto que se hace una sola vez, por lo cual para los trimestres subsiguientes, este valor no va incluido como parte de los egresos para el cálculo del flujo de caja.

La rentabilidad de los trabajos de rehabilitación finalmente fue establecida mediante el cálculo del valor presente neto utilizando una tasa de descuento del 10% y para un horizonte económico de 20 años.

La ecuación utilizada fue la siguiente:

$$VPN = \sum_{i=0}^N \frac{(F.C)_i}{(1+T.D)^i} \dots\dots\dots \text{Ecuación 13}$$

Donde:

$F.C_i$ = Flujo de caja de cada año [MM\$].

$T.D.$ = Tasa de descuento [%].

VPN = Valor presente neto [MM\$].

Del análisis económico realizado, se obtuvo como resultado los 18 pozos candidatos a ser reactivados resultaron ser rentables, como se puede apreciar en los valores del valor presente neto, los cuales resultaron ser mayor a cero utilizando los parámetros anteriormente descritos, y cuyos detalles se encontrarán en el capítulo 3 de análisis de resultados.

Finalmente se presenta un resumen de la metodología desarrollada y aplicada en este estudio. Como se puede observar en el diagrama de flujo, luego de la evaluación económica vienen una serie de pasos que no fueron realizados en este trabajo pues no era su alcance final, ya que estos pasos adicionales conforman la parte operacional o práctica del proceso, sin embargo se consideró pertinente nombrarlos e incluirlos como parte del proceso global del estudio de pozos inactivos de manera de que el lector tenga conocimiento de los pasos adicionales que se deben seguir para culminar el proceso completo, incluyendo la reactivación del pozo como tal y su posterior evaluación luego de su reactivación.

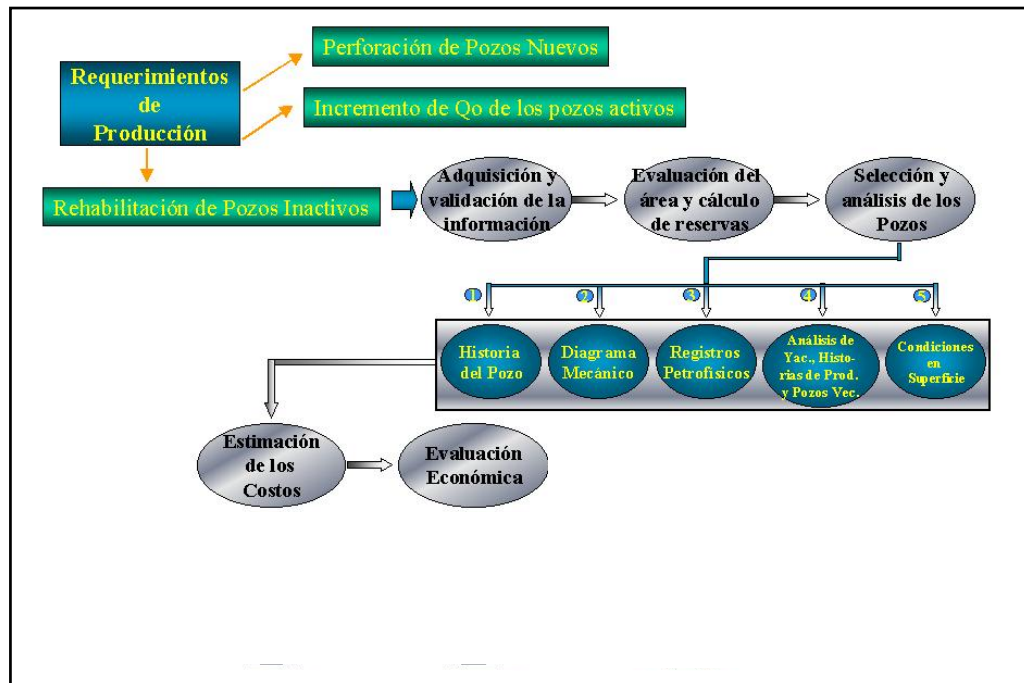


Figura 36: Resumen de la metodología

2.3. POZO MODELO

La metodología aplicada en este trabajo para el estudio de pozos inactivos en el aspecto mecánico luego de haber realizado los estudios de yacimiento correspondientes se muestra a continuación considerando el pozo AB-1284 para rehabilitación.

2.3.1. Datos del pozo

Pozo: AB-1284

Campo: Bachaquero Lago.

Area: Bachaquero-Intercampos.

Parcela: Agua-317.

Una vez realizado el estudio del área y que se tienen identificadas las zonas y los yacimientos que poseen buen potencial de producción, se procede al análisis de la historia del pozo de manera de conocer los trabajos realizados a lo largo de toda su vida productiva, los yacimientos completados y sobre todo conocer y construir en caso de que no exista, su diagrama mecánico actual.

2.3.2. Trabajos realizados al pozo

Completación original, Mayo de 1974:

Completado en el yacimiento **LGINF 13** cañoneándose a 4 hpp los intervalos **6037'-6076'** selectivo. Se realizó forzamiento arena petróleo, se empacó forro ranurado de 3-1/2" (0.030") y se instaló equipo de LAG. **Prueba (04/05/1974):** 219 BNPD, 2274 ^{PCN}/_{BNP}, 0,5 %AyS, 0,1 %de arena, estrangulador de 1/2" y 180 lpc en la tubería de producción.

Trabajo #1, Diciembre de 1977:

Se recuperó forro ranurado de 3-1/2" (0.030"). Se cañoneó el intervalo **6027'-6037'**, y luego se recañoneo el intervalo **6037'-6042'**. Se realizó forzamiento arena petróleo, empacándose un forro ranurado de 3-1/2" (0.030"). Se reinstaló equipo de levantamiento artificial por gas. **Prueba (15/12/1977):** 166 BNPD, 892 ^{PCN}/_{BNP}, 20,0 %AyS, 0,0 %de arena, estrangulador de 3/8" y 380 lpc en la tubería de producción.

Trabajo #2, Febrero de 1980:

Para controlar la producción de agua se aisló el intervalo de **6072'-6076'** con un retenedor de cemento a **6060'**. Se realizó forzamiento arena petróleo y luego se reinstaló equipo de levantamiento artificial por gas. **Prueba (24/04/1980):** 132 BNPD, 917 ^{PCN}/_{BNP}, 28,0 %AyS, 0,0 %de arena, estrangulador de 1/2" y 100 lpc en la tubería de producción.

Trabajo #3, Marzo de 1983:

Se fresó retenedor a **6060'**. Se realizó forzamiento arena petróleo al intervalo **6027'-6076'** selectivo. Se empacó un forro ranurado de 3-1/2" (0.030") frente al intervalo abierto, se reinstaló equipo de levantamiento artificial por gas. **Prueba (11/01/1984):** 233 BNPD, 1086 ^{PCN}/_{BNP}, 3,0 %AyS, 0,0 %de arena, estrangulador de 2-3/8" y 140 lpc en la tubería de producción.

Trabajo #4, Agosto de 1986:

Se recompletó en el yacimiento **LAGNA 14**, cañoneándose el intervalo **5818'-5885'** selectivo. Se realizó forzamiento arena petróleo al intervalo abierto, se empacó forro ranurado de 3-1/2" (0.030") y se reinstaló equipo de levantamiento artificial por gas. No hay prueba registrada. El pozo no produjo en este intervalo

Trabajo #5, Marzo de 1987:

Se recuperó el forro ranurado y se abrió adicionalmente el intervalo **5680'-5770'** selectivo. Luego se recañoneó el intervalo **5875'-5885'**. Posteriormente se realizó forzamiento arena petróleo al intervalo abierto. Se empacó forro ranurado de 3-1/2" (0.030") y se reinstaló equipo de levantamiento artificial por gas. **Prueba (11/06/1987):** 95 BNPD, 3389 ^{PCN}/_{BNP}, 26,0 %AyS, 0,0 %de arena, estrangulador de 3/8" y 100 lpc en la tubería de producción.

Trabajo #6, Agosto de 1988:

Se abrió adicionalmente el intervalo **5660'-5677'** selectivo. Se realizó forzamiento arena petróleo al intervalo **5660'-5770'** selectivo. Se asentó forro ranurado de 3-1/2" (0.020") y se reinstaló equipo de levantamiento artificial por gas. **Prueba (16/12/1988):** 100 BNPD, 930 ^{PCN}/_{BNP}, 6,0 %AyS, 0,0 %de arena, estrangulador de 1" y 100 lpc en la tubería de producción.

Trabajo #7, Mayo de 1989:

Se recuperó el forro ranurado. Bombeo surfactante (225 Bls. de petróleo con 23 gls. de Visco-3631). Se empacó forro ranurado de 3-1/2" (0.020") fibra de vidrio y se reinstaló equipo de levantamiento artificial por gas. **Prueba (01/07/1989):** 149 BNPD, 2805 ^{PCN}/_{BNP}, 18,0% AyS, 0,0% de arena, estrangulador de 1" y 100 lpc en la tubería de producción.

Trabajo #8, Octubre de 1989:

Se recuperó forro ranurado de 3-1/2" (0.020"). Empacó forro ranurado de 3-1/2" (0.020") y reinstaló el equipo de levantamiento artificial por gas. **Prueba (30/10/1989):** 76 BNPD, 921 ^{PCN}/_{BNP}, 42,0 %AyS, 0,0 %de arena, estrangulador de 3/8" y 100 lpc en la tubería de producción.

Trabajo #9, Octubre de 1990:

Se recompletó en el yacimiento **BAINF 59**, colocando tapón puente a **5350'** y cañoneando el intervalo **5230'-5306'** selectivo. Empacó forro ranurado de 3-1/2" (0.030") cambió tubería de 3-1/2" por 2-3/8" y se reinstaló equipo de levantamiento artificial por gas. **Prueba (31/10/1990):** 289 BNPD, 567 ^{PCN}/_{BNP}, 0,0 %AyS, 0,0 %de arena, estrangulador de 3/8" y 240 lpc en la tubería de producción.

En la siguiente tabla se muestra un resumen de los últimos valores de producción para los yacimientos completados:

Tabla 5: Ultimos valores de producción del pozo AB-1284

Completación	Ult. Fecha de Prod.	Qo (BNPD)	AyS	RGP (^{PCN} / _{BNP})	Np (MBNP)	Yacimiento	Ultimo Edo MEM
1	31/08/00	8	0,25	1724	318	BAINF 59	EM
2	31/10/90	5	0,90	600	57	LAGNA 14	EC
3	31/08/86	44	0,90	402	489	LGINF 13	EC

El conocimiento de los trabajos realizados al pozo permitió construir el diagrama mecánico actual del pozo el cual se muestra en la siguiente figura:

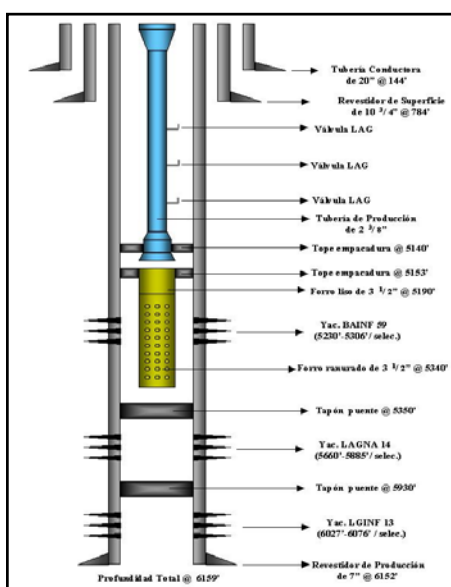


Figura 37: Diagrama mecánico actual del pozo AB-1284

Conjuntamente con diagrama mecánico, el registro de completación permitió verificar la ubicación de los intervalos cañoneados y a su vez proponer futuras perforaciones en el yacimiento BASUP 57.

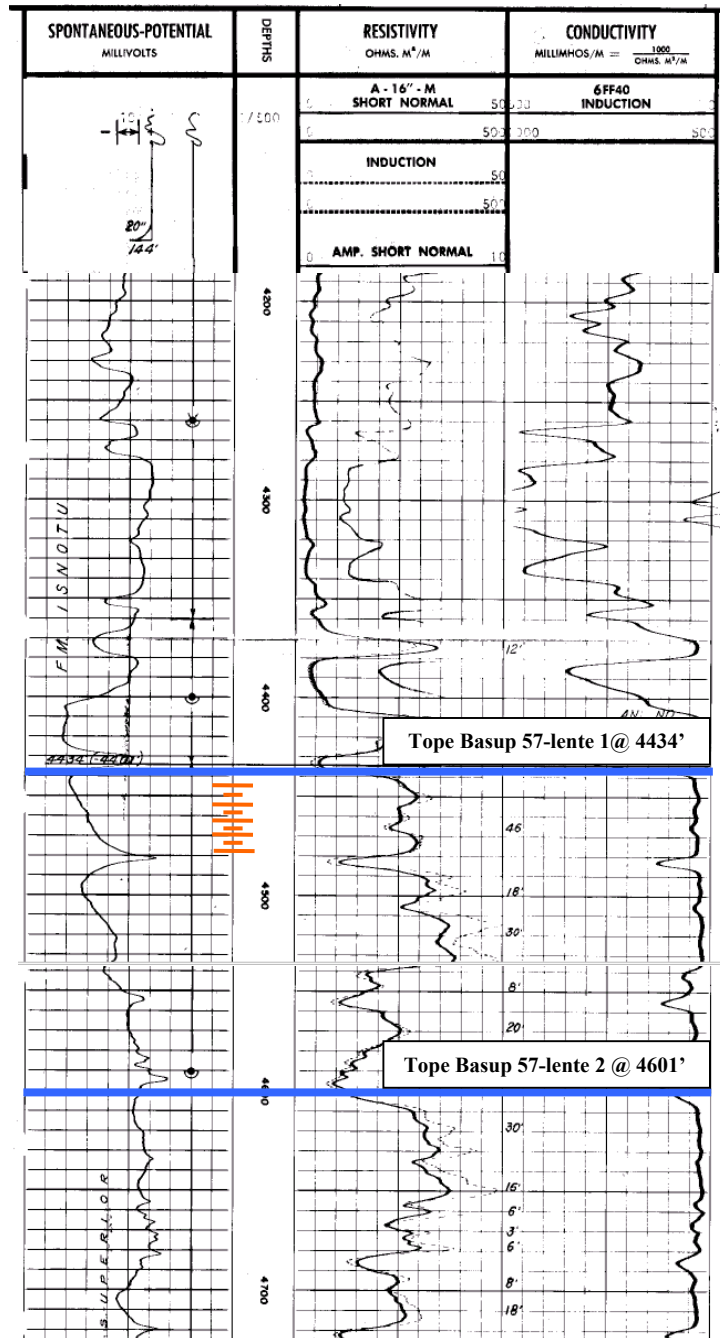


Figura 38: Registro de completación del pozo AB-1284

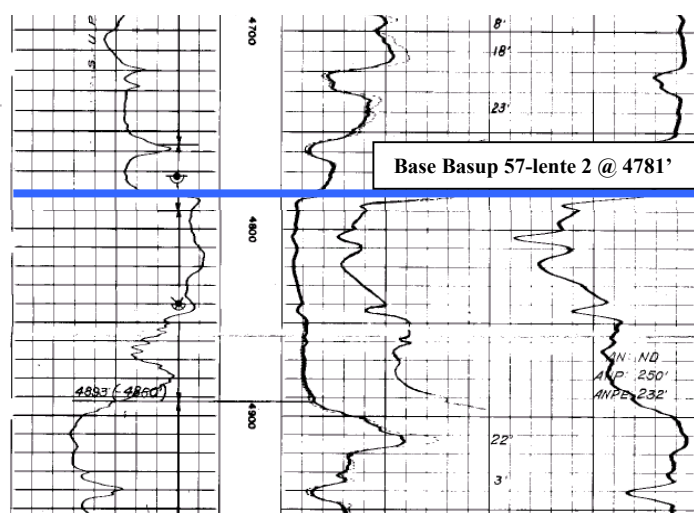


Figura 38: Registro de completación del pozo AB-1284

Seguidamente se verificó la compatibilidad pozo-subsuelo, es decir, que los intervalos que se perfilan como prospectos a ser completados, sean físicamente alcanzables a través del pozo, con lo cual no se encontró ningún tipo de obstáculo para los intervalos seleccionados.

Posteriormente se realizó un análisis del comportamiento de producción de los pozos vecinos activos, utilizando como apoyo secciones estratigráficas. La sección estratigráfica utilizada en este pozo es la siguiente:

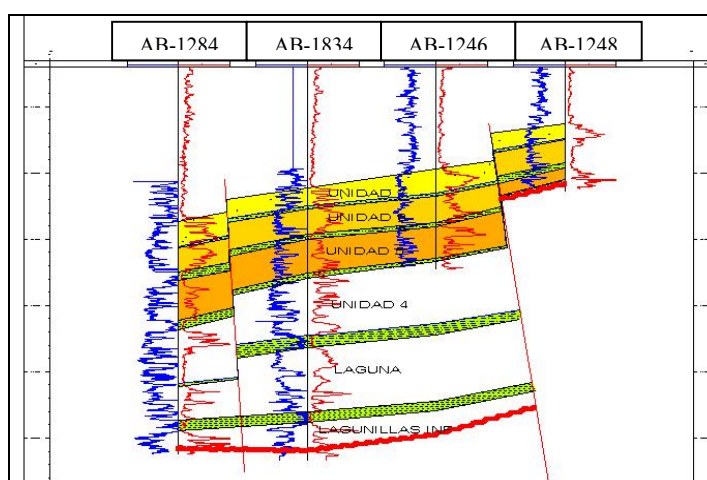


Figura 39: Sección estratigráfica del pozo AB-1284

2.3.3. Análisis de los pozos vecinos

Pozo AB-857:

Completado originalmente en el **yacimiento BAINF 59** en Septiembre de 1967. Tope de la estructura a **4903'**, ANP de **391'** y espaciamiento de 300 metros. Su historia de producción muestra un rápido ascenso del corte de agua hasta llegar a 60 % en su ultimo año de vida productiva, conjuntamente con una fuerte declinación en la tasa de petróleo hasta llegar a 50 BNPD. Fue cerrado por el alto corte de agua. Acumuló **493,48 MBNP, 93,29 MBNA y 169,02 MMPCN.**

En enero de 1972 fue completado en el **yacimiento BASUP 57**. Tope de la estructura a **4145'**, ANP de **298'**. Se observa un comportamiento de producción casi ininterrumpido con cortes de agua menores a 10 % durante sus primeros 20 años de producción hasta alcanzar actualmente un promedio de 30 % aprox., con una tasa de petróleo de 150 BNPD y con una RGP menor a los 1500 ^{PCN}/_{BNP}. Tiene un acumulado de **3 MMBNP, 138,99 MBNA y 12,2 MMMPCN.**

Actualmente se encuentra activo en el yacimiento BASUP 57 con una tasa de petróleo de **91 BNPD, 12,50% AyS y una RGP de 1321 ^{PCN}/_{BNP}.**

Pozo AB-1246:

Completado únicamente en el yacimiento BASUP 57. Tope de la estructura a **4200'** y ANP de **298'**. Se encuentra produciendo desde Julio de 1973 y de su historia de producción se observa que en sus últimos 10 años (1991-2001) presenta una tasa de petróleo de 50 BNPD en promedio con cortes de agua de aprox. 30% y con RGP de 1850 ^{PCN}/_{BNP}. Tiene un acumulado de **478,35 MBNP, 234,25 MBNA y 581,94 MMPCN.**

Actualmente se encuentra activo en el yacimiento BASUP 57 con una tasa de petróleo de **68 BNPD, 21,00% AyS y una RGP de 958 ^{PCN}/_{BNP}.**

Pozo AB-1834:

Completado como productor, originalmente en el **yacimiento LAGNA 14** en Junio de 1983. Tope de la estructura a **5349'**, ANP de **181'** y espaciamiento de 150 metros. Se mantuvo activo hasta Marzo de 1998, cuando presento un aumento progresivo del corte de agua hasta llegar a 100 % en 1995 con tasas de petróleo promedio menores a 50 BNPD. Fue cerrado por bajo potencial y elevados cortes de agua. Su producción acumulada es: **767,23 MBNP, 89,89 MBNA y 304,02 MMPCN.**

Recompletado como productor, en el **yacimiento BASUP 57** en Febrero de 2001. Tope de la estructura a **4100'**, ANP de **260'**. Se encuentra activo y produciendo con excelente potencial, ya que actualmente produce con una tasa de petróleo de **325 BNPD, 9.0% AyS, 335^{PCN}/_{BNP}**. Su producción acumulada es: **43,06 MBNP, 4,76 MBNA y 17,55 MMPCN.**

Pozo AB-1839:

Completado originalmente como productor en el **yacimiento LGINF 13** en Abril de 1984. Tope de la estructura a **5986'**, ANP de **34'** y espaciamiento de 270 metros. El pozo fue cerrado por altos cortes (mayor a 60 %) de agua en Julio de 1987, llegando en una oportunidad a tener casi 100 % de agua. Acumuló un total de **34,55 MBNP, 14,80 MBNA y 28,68 MMPCN.**

Recompletado en el **yacimiento LAGNA 14** en Julio de 1987. Tope de la estructura a **5617'**, ANP de **65'**. Se mantuvo activo hasta Noviembre de 1989, fue cerrado por bajo potencial aunque su historia de producción en su ultimo año productivo muestra valores de aprox. 90 BNPD con un corte de agua del 10 %. Su acumulado es de **58,62 MBNP, 3,78 MBNA y 43,67 MMPCN.**

Recompletado en el **yacimiento BASUP 57** en Diciembre de 1989. Tope de la estructura a **4359'**, ANP de **273'**. El pozo presenta un excelente potencial, con tasas alrededor de **300 BNPD** y cortes de agua menores de 20%, hasta la fecha a acumulado **556,37 MBNP,**

21,80 MBNA y 373,43 MMPCN. Actualmente se encuentra activo en el yacimiento **BASUP 57** con una tasa de petróleo de **294 BNPD**, **3,00% AyS**, y una **RGP de 334 PCN/BNP**

De los análisis realizados anteriormente a los pozos vecinos se puede apreciar que el yacimiento **BASUP 57** posee pozos con un potencial promedio de aproximadamente 100 BNPD y cortes de agua muy bajos que reducen el riesgo de producción de agua .

2.3.4. Recomendación

Cementar los intervalos cañoneados en BAINF 59, colocar un tapón puente a 5100' y recompletar en BASUP 57 cañoneando los intervalos **(4445'-4452')**, **(4470'-4478')**, **(4490'-4500')** y **(4510'-4535')**. Correr RST y dependiendo de los resultados que arroje el registro cañonear o no el intervalo **4610'-4680'** el cual se ve en el registro de completación como un zona potencialmente petrolífera. Bajar y asentar forro ranurado pre-empacado entre 4430' y 4550'. Reinstalar equipo de LAG. Se espera un productor de aproximadamente 350 BNPD.

En la siguiente figura se muestra el diagrama de completación propuesto del pozo:

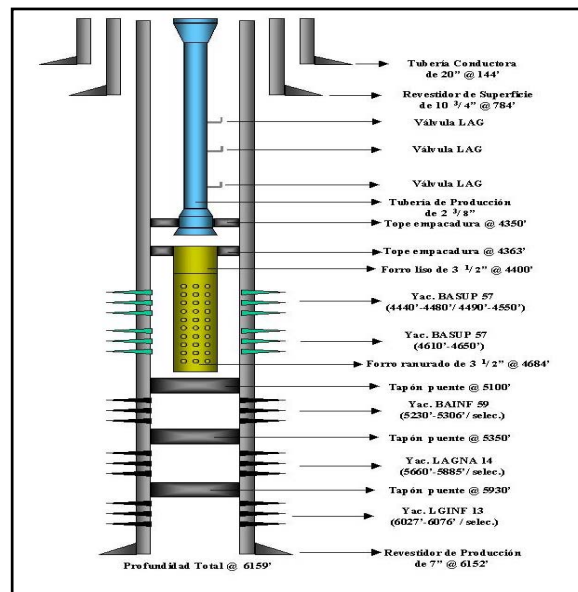


Figura 40: Diagrama mecánico propuesto del pozo AB-1284

ANALISIS DE RESULTADOS

El yacimiento BASUP 57 es el objetivo mas importante para la reactivación de pozos en el área de Bachaquero Intercampos, específicamente en las parcelas agua-317 y agua-325 en la zona de P.D.V.S.A.

Este yacimiento cuenta con un petróleo originalmente en sitio (P.O.E.S.) de 476,26 MMBNP y sus reservas recuperables totales son de 225,46 MMBNP tomando en cuenta un factor de recobro igual al 47%. Además tiene una producción acumulada de 134,86 MMBNP quedando unas reservas recuperables actuales alrededor de 90,60 MMBNP.

Las parcelas agua-317 y agua-325 cuentan con un petróleo originalmente en sitio (P.O.E.S.) en el yacimiento BASUP 57 de 178,34 MMBNP y un acumulado de producción igual a 9,65 MMBNP. A estas parcelas se les realizó un balance de materiales con el cual se determinó la existencia de un proceso de migración de hidrocarburos hacia las zonas adyacentes, tal y como se muestra en la siguiente figura:

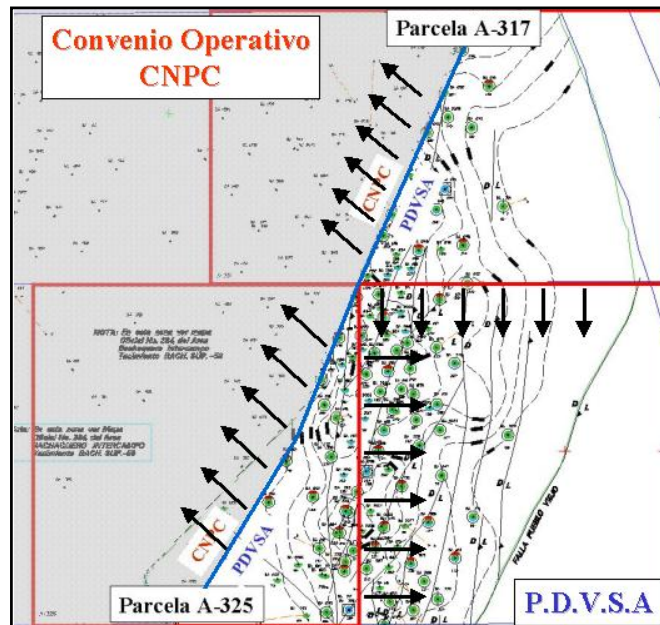


Figura 41: Proceso de migración

Esta migración mantiene una relación aproximada de 4 a 1 con respecto al barril de petróleo producido, es decir, que por cada barril de petróleo producido, migran 4 barriles de petróleo hacia las adyacencias de ambas parcelas. Esto trae como consecuencia la disminución considerable de las reservas remanentes recuperables de petróleo de las mismas, las cuales se listan en la siguiente tabla.

Tabla 6: Reservas remanentes recuperables por parcela

Parcela	P.O.E.S (MMBNP)	Petróleo producido (MMBNP)	Petróleo Migrado (MMBNP)	Factor de recobro actual (%)	Factor de recobro final (%)	Reservas remanentes recuperables (MMBNP)
317	105,16	5,26	22,08	26,0	47,0	22,09
325	73,18	4,39	18,43	31,0	47,0	11,58

De la tabla anterior podemos observar que existen cantidades considerables de petróleo remanente recuperable en ambas parcelas, lo cual apoya la proposición de la reactivación de pozos inactivos en las mismas.

Las reservas remanentes recuperables de petróleo en ambas parcelas se encuentran distribuidas de tal forma que teóricamente no se podría recuperar el 100% de estas con la distribución de pozos actualmente existentes, este fenómeno lo podemos observar en la siguiente tabla:

Tabla 7: Reservas remanentes recuperables por los pozos activos y pozos a reactivar

Parcela	Reservas remanentes recuperables totales (MMBNP)	Reservas remanentes extraíbles por los pozos existentes activos e inactivos (MMBNP)	Reservas remanentes no extraíbles (MMBNP)
317	22,09	12,26	9,83
325	11,58	9,43	2,15

De la tabla antes mostrada se puede observar que en la parcela Agua-325 con la distribución de los pozos activos y pozos a reactivar serían extraíbles (si el número de

pozos a ser reactivados son los suficientes y las condiciones de producción son las adecuadas) la mayor parte de las reservas remanentes recuperables existentes en la misma, aproximadamente un 81%, en cambio en la parcela Agua-317 la distribución de los pozos no genera un factor de recobro similar, siendo este de 56%.

Ambas parcelas han sido sometidas a métodos de recuperación secundaria utilizando inyección de agua, la cual mediante el análisis del balance de materiales se determinó que no generó mejoras en la recuperación de hidrocarburos, ya que no se produce un aumento de la producción de petróleo después de iniciado el proceso de inyección de agua como se puede apreciar en la siguiente figura:

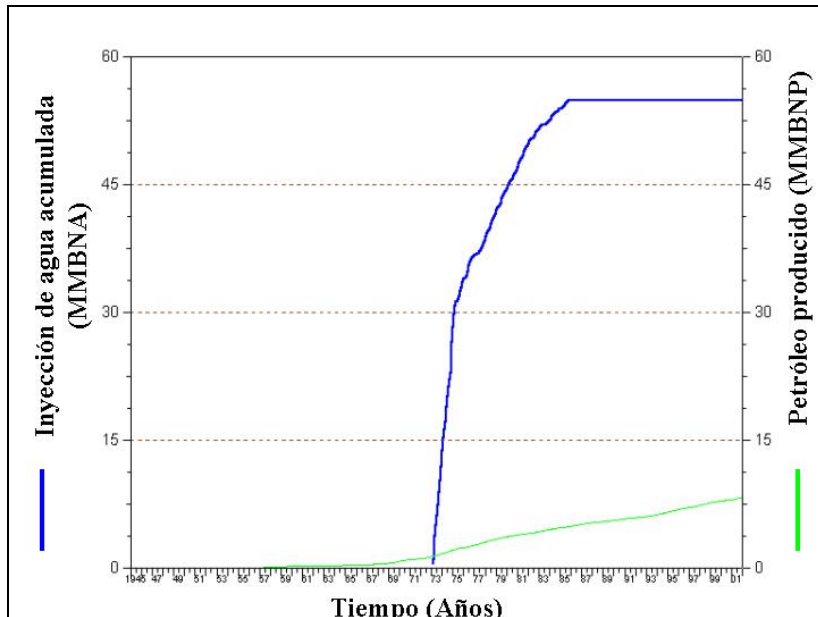


Figura 42: Inyección de agua y producción de petróleo vs tiempo

Podemos observar del gráfico anterior que los valores de agua inyectada reportada en las historias de producción son bastante elevados en comparación con el volumen de petróleo producido. Mediante el balance de materiales se logró determinar que el volumen de agua inyectada en ambas parcelas es menor que el volumen reportado en las historias de producción como podemos observar en la siguiente tabla:

Tabla 8: Volumen de agua inyectado y volumen de agua reportado

Parcela	Agua inyectada acumulada histórico (MMBNA)	Agua inyectada acumulada calculada (MMBNA)
317	27,3	14,57
325	40,23	21,17

De la tabla anterior se puede observar que los valores de agua inyectada reportados son mucho mayores a los calculados en el balance de materiales. Esta diferencia puede deberse a las siguientes causas:

- Presencia de un sistema de fallas no sellantes, las cuales permiten el paso de parte del agua inyectada hacia yacimientos inferiores.
- Reinterpretaciones geológicas en las cuales con la modificación de las profundidades de los topes y bases de cada uno de los yacimientos estudiados, se detectó que algunos pozos contenían intervalos cañoneados que en principio se pensaba que estaban asociados a BASUP 57 pero en realidad se encontraban compartidos con yacimientos inferiores tal como es el caso del pozo AB-1240.
- Fracturamiento de la formación al momento de la inyección.
- Malas mediciones de los volúmenes de agua inyectados.

A partir de los análisis de la historia de producción de los pozos adyacentes a los pozos inyectoros completados en el yacimiento BASUP 57 en la parcela agua-325, se observó que los cortes de agua de estos pozos aumentaron poco tiempo después de iniciado el proceso de inyección de agua, generando un radio de invasión del agua bastante grande, tal y como se muestra en la siguiente figura:

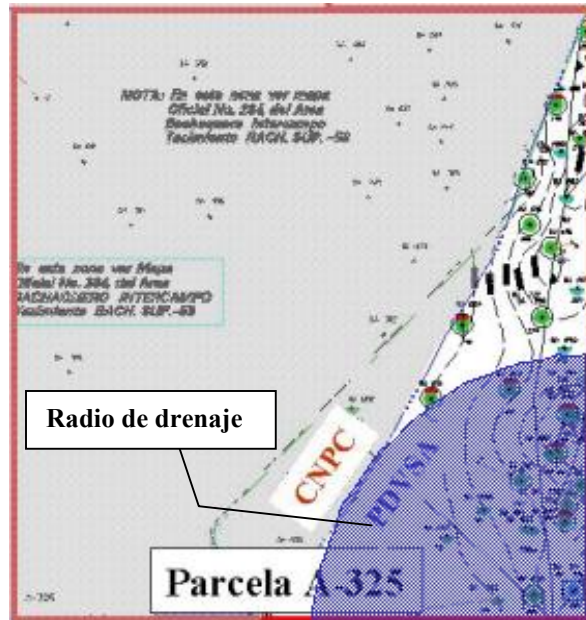


Figura 43: Posición del frente de agua en la parcela agua-325.

En la parcela agua-317 el efecto de la inyección de agua sobre los cortes de agua de los pozos adyacentes no es predominante debido a presencia de una falla sellante que separa a los pozos adyacentes del pozo inyector tal y como se muestra en la siguiente figura:

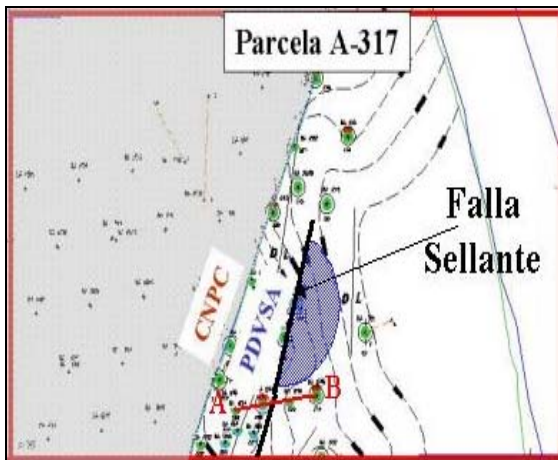


Figura 44: Posición del frente de agua en la parcela agua-317

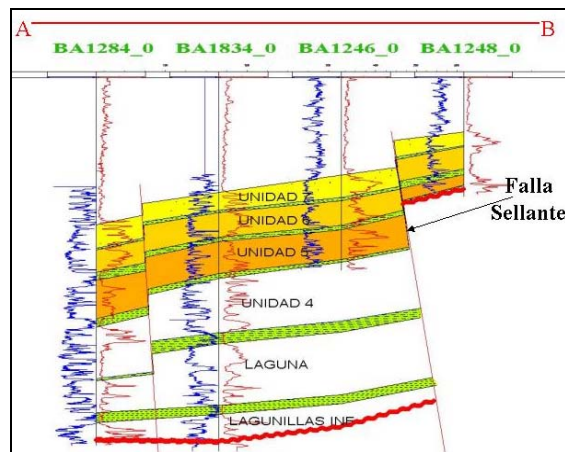


Figura 45: Correlación estratigráfica que corta la falla sellante

Posteriormente se realizó un análisis detallado de cada uno de los pozos contenidos en ambas parcelas obteniéndose la siguiente clasificación:

A. **Pozos a rehabilitar:** de los 30 pozos que se encuentran inactivos en las parcelas de estudio (agua 317 y agua 325), resultaron candidatos a ser rehabilitados **18 pozos**.

Entre las características que los hacen aptos para este tipo de trabajo tenemos:

- Poseen intervalos no completados con buen potencial de producción y buen ANP.
- Intervalos completados anteriormente y cerrados por razones económicas pero que actualmente resulta económico su reactivación debido a su potencial de producción y sin aparentes problemas de alta producción de agua o gas
- Los intervalos seleccionados no se encuentran aislados u obstaculizados por tapones de hierro o de cemento, por herramientas atascadas, por colapso del revestidor de producción, etc.

B. **Pozos para abandono:** de igual manera fueron seleccionados **12 pozos** para abandono de los 30 pozos productores que actualmente se encuentran inactivos. Las razones por las cuales se recomienda su abandono son las siguientes:

- Area del pozo altamente drenada
- El pozo posee severos problemas mecánicos tales como colapso del revestidor, herramientas atascadas, etc., cuya localización dentro del pozo impide llegar a yacimientos prospectos a completar que se encuentren por debajo de esos obstáculos, y que en consecuencia motiven a abandonar el pozo.
- Ubicación del pozo en una zona inundada con agua.

Posteriormente se realizó un análisis económico a los pozos inactivos candidatos a ser rehabilitados del cual se obtuvieron los siguientes resultados:

Tabla 9: Valor presente neto y tasa interna de retorno de las operaciones de rehabilitación de cada pozo

PARCELA AGUA 317				PARCELA AGUA 325			
Pozo	Tasa I. BNPD	VPN (MMS)	TIR (%)	Pozo	Tasa I. BNPD	VPN (MMS)	TIR (%)
AB-645	350	1,11	76	AB-1198	175	0,33	24
AB-1236	350	1,11	76	AB-1216	175	0,33	24
AB-1248	200	0,44	29	AB-1264	125	0,10	14
AB-1250	150	0,21	19	AB-1292	200	0,44	29
AB-1252	150	0,21	19	AB-1967	200	0,44	29
AB-1282	350	1,11	76	AB-1990	200	0,44	29
AB-1284	350	1,11	76				
AB-1288	120	0,079	13				
AB-1290	180	0,35	25				
AB-1914	350	1,11	76				
AB-1916	350	1,11	76				
AB-2010	350	1,11	76				
AB-2249	175	0,33	24				

La especificación de los trabajos que se le deben realizar a cada pozo se encuentra en el **apéndice 3**.

Seguidamente del análisis de declinación realizado a los pozos anteriores se obtuvieron los siguientes resultados:

Tabla 10: Reservas reales a ser extraídas por los pozos a reactivar

PARCELA AGUA 317			PARCELA AGUA 325		
Pozo	Tasa I. BNPD	Reservas a extraer (MMBNP)	Pozo	Tasa I. BNPD	Reservas a extraer (MMBNP)
AB-645	350	1,127	AB-1198	175	0,550

PARCELA AGUA 317			PARCELA AGUA 325		
Pozo	Tasa I.	Reservas a extraer	Pozo	Tasa I.	Reservas a extraer
AB-1236	350	1,127	AB-1216	175	0,550
AB-1248	200	0,629	AB-1264	150	0,465
AB-1250	150	0,465	AB-1292	200	0,633
AB-1252	150	0,465	AB-1967	200	0,633
AB-1282	350	1,127	AB-1990	200	0,633
AB-1284	350	1,127	TOTAL		3,464
AB-1290	180	0,563			
AB-1914	350	1,127			
AB-1916	350	1,127			
AB-2010	350	1,127			
AB-2249	175	0,55			
TOTAL		10,56			

De modo comparativo se analizaron las reservas remanentes extraíbles de cada parcelas y las reservas remanentes reales a ser recuperadas pozos inactivos:

Tabla 11: Reservas a ser extraídas por los pozos existentes de las parcelas de estudio estimadas mediante los pozos vecinos

Parcela	Reservas remanentes extraíbles por los pozos a reactivar (MMBNP)	Reservas reales a ser extraídas por los pozos a reactivar (MMBNP)
317	11,04	10,56
325	9,13	3,46

De la tabla anterior se puede decir lo siguiente:

En la parcela agua 317, la cantidad de petróleo real a ser extraído por los pozos a reactivar representa casi la totalidad (96%) de las reservas remanentes recuperables extraíbles calculadas por la planimetría. Esto es debido al alto potencial de producción de los pozos,

los cuales y como se observa en la tabla anterior presentan tasas iniciales de hasta 350 bnpd.

Por otro lado, en la parcela 325, la cantidad de petróleo real a ser extraído por los pozos a reactivar solo representa el 43% de las reservas remanentes recuperables extraíbles por dichos pozos. Esto se debe principalmente a que el potencial de producción de los 6 pozos candidatos a ser reactivados no es lo suficiente como para extraer una mayor cantidad de petróleo.

CONCLUSIONES

- El yacimiento BASUP 57 posee la mayor cantidad de reservas remanentes recuperables y el menor riesgo de producción de agua en las parcelas estudiadas.
- 18 pozos resultaron candidatos a ser reactivados en el yacimiento BASUP 57 de las parcelas agua 317 y agua 325.
- Existe un proceso de migración de petróleo de las parcelas estudiadas hacia sus adyacencias muy importante para el desarrollo del estudio debido a la reducción de las reservas remanentes de petróleo.
- Existe mayor cantidad de reservas recuperables en la parcela agua 317 que en la parcela agua 325.
- Se determinó que el agua inyectada real es sustancialmente menor que el valor reportado, con una diferencia de 31,79 MMBNA.
- El proceso de inyección de agua influyó negativamente en el desarrollo de producción de las parcelas estudiadas.
- Existe una falla sellante alrededor del pozo inyector AB-1241 en la parcela 317.
- Todos los pozos ubicados en las parcelas estudiadas poseen levantamiento artificial por gas como método de producción.
- Existe una mayor cantidad de pozos candidatos a reactivar en la parcela agua 317 (12) que en la parcela agua 325 (6).
- Existe buen potencial de producción en el área estudiada, siendo mayor en la parcela agua 317 que en la parcela agua 325.

- Las reservas reales a ser extraídas en la parcela agua 317 representan un 96% de sus reservas extraíbles mientras que en la parcelas agua 325 solo representan un 43%, lo cual determina que la parcela Agua-317 es la mas atractiva para rehabilitar pozos.
- A todos los pozos recomendados para ser reactivados se les realizará forzamiento arena petróleo y se les colocará forro pre-empacado.
- En los mapas oficiales existe un desfase hacia el este en la ubicación de los pozos así como una desactualización de su simbología.
- El análisis de los pozos vecinos es de mucha utilidad, sobre todo si el pozo ha estado inactivo por largo tiempo o si nunca ha tenido historia de producción que permita realizar un pronóstico adecuado de su comportamiento de producción al momento de ser reactivado.
- Los 18 pozos que resultaron candidatos a ser reactivados resultaron ser rentables.

RECOMENDACIONES

- Revisar los volúmenes de agua inyectada reportados en las historias de producción de las parcelas 317 y 325.
- Revisar las condiciones en superficie de cada uno de los pozos candidatos a ser reactivados.
- Evaluar las posibilidades de implantar bombeo electrosumergible como método de producción alternativo al levantamiento artificial en los pozos activos así como en los inactivos candidatos a ser reactivados.
- Realizar una prueba de interferencia en la parcela 317 de manera de verificar la existencia de la falla sellante que se encuentra al este del pozo inyector AB-1241.
- Actualizar la base de datos corporativa de carpeta de pozos.
- Evaluar las posibilidades de la perforación de pozos horizontales en las parcelas estudiadas.
- Corregir y actualizar los mapas oficiales de los yacimientos del área Bachaquero-Intercampos.
- Verificar que la carpeta del pozo se encuentre actualizada con respecto a la historia de producción del pozo, sobre todo con el último período productivo de manera de conocer los últimos intervalos abiertos y las causas por las cuales el pozo quedo inactivo.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

1. BARBERII, Efraín. **“El Pozo Ilustrado”**. Febrero de 1998.
2. BEICIP Franlab, Petroleum Consultants. **“Estudio Integrado Bachaquero Intercampos, parte II, Modelo estático”**. Diciembre 1997.
3. CIED. **“Completación y Reacondicionamiento de Pozos”**. Caracas, Mayo 1997.
4. CORPOVEN. **“Curso de Ingeniería de Producción, Modulo II”**. Puerto La Cruz, Febrero 1990.
5. GUILLEN, Armando. Guía de Ingeniería de Producción I sobre Levantamiento Artificial por Gas.
6. GOMEZ, Hector y Rafael García. **“Rehabilitación de Pozos Inactivos en el Campo Mene Grande”**. Trabajo Especial de Grado. Mayo 1999. Págs. 16, 42-44, Apéndice B.
7. OIL Field Review. **“Saturation Monitoring with the RST Reservoir Saturation Tool”**. Enero 1994.
8. POZO, Federico. **“Manejos de datos de presiones a través de la herramienta Oil Field Manager (OFM) para la optimización del monitoreo y control de yacimientos en los estudios integrados”**. Noviembre 2000.
9. QUIJADA, Rafael. **“Evaluación petrofísica de los bloques MM-09, MM-10, NN-09 y NN-10 del Campo UCV”**. Noviembre 2000.
10. SALAZAR, Napoleón. **“Evaluación de Varios Aspectos de la Completación y el Reacondicionamiento de Pozos en Base a un Enfoque de Sistemas”**. Trabajo de ascenso. Junio 1984.

11. SCHLUMBERGER. **“WEC Venezuela - Evaluación de Pozos”**. 1997.
12. THOMAS, Allen y Alan P. Roberts. **“Production Operations”**. Oil and Gas Consultants International, Inc. Tulsa, USA 1978.
13. W.L., Penberthy Jr y C.M. Shaughnessy: **“Sand Control”**. SPE Series on Special Topics Volume 1. Texas 1992.
14. WIGGINS, Michael and Xu Zhang, **“Using PC’s and Montecarlo Simulation to Assess Risk in Workover Evaluations”** en: SPE. Junio 1994

NOMENCLATURA

AyS	Agua y sedimentos.
ANP	Arena neta petrolífera.
BAINF 59	Bachaquero Inferior 59.
BAMED 61	Bachaquero Medio 61.
BASUP 57	Bachaquero Superior 57.
Bg	Factor volumétrico del gas.
Bnpd	Barriles normales por día.
BPM	Barriles por minuto.
BNA	Barriles Normales de Agua.
BNP	Barriles Normales de Petróleo.
Bo	Factor volumétrico del petróleo.
BY	Barriles de yacimiento.
CAPO	Contacto Agua-Petróleo Original.
Cf	Compresibilidad de la Formación.
Co	Compresibilidad del petróleo.
Cw	Compresibilidad del agua.
Gp	Gas acumulado.
GR	Gamma Ray.
H	Espesor
Hpp	Huecos por pie.
K	Permeabilidad.
LAG	Levantamiento Artificial por Gas.
LAGC	Levantamiento Artificial por Gas Continuo.
LAG I	Levantamiento Artificial por Gas Intermitente.
LAGNA 14	Laguna 14.
LGINF 13	Lagunillas Inferior 13.
Lpc	Libras por pulgada cuadrada.
M	Miles.
MEM	Ministerio de Energía y Minas.

MM	Millones.
Mts	Metros.
Np	Petróleo acumulado.
Pb	Presión de burbujeo.
PCN	Pies cúbicos normales.
POES	Petróleo Original en Sitio.
Qo	Tasa de petróleo.
RGP	Relación Gas-Petróleo.
RST	Reservoir Saturation Tool.
So	Saturación de petróleo.
SP	Potencial Espontáneo.
Sw	Saturación de agua.
TIR	Tasa interna de retorno.
VPN	Valor Presente Neto.
Wp	Agua acumulada.
Wp iny	Agua acumulada de Inyección.

ANALISIS Y EVALUACION DE LOS YACIMIENTOS

Tal y como lo indica la metodología desarrollada para el estudio de pozos inactivos, el primer paso a realizar es el análisis del área mediante el estudio de los yacimientos que lo conforman, de manera de determinar sus reservas remanentes y el potencial de cada uno de ellos, y así establecer un orden de prioridad adecuado para continuar con su desarrollo mediante la reactivación de los pozos inactivos. De igual manera esto nos permitirá conocer la influencia de la inyección de agua en la producción de los pozos.

Debido a que el objetivo de este trabajo es el estudio de los pozos inactivos de las **parcelas agua 317 y agua 325**, se hará mucho mas énfasis en ellas al momento de analizar los yacimientos por parcela.

Resumen de los yacimientos

Yacimiento Bachaquero Superior 57

De los 174 pozos completados, 55 se encuentran activos como productores de petróleo, 1 se encuentra activo como inyector de agua, 108 son productores inactivos y 10 son inyectores de agua inactivos.

Este yacimiento posee un P.O.E.S. de 476,64 MMBNP con un factor de recobro total de 47,34 % y unas reservas recuperables totales de 225,63 MMBNP de acuerdo al libro de reservas. Actualmente tiene un acumulado de petróleo de 134,86 MMBNP lo cual representa un factor de recobro del 28,31%. Posee un crudo de una gravedad API que oscila entre 14° y 23° y unas reservas remanentes de 90,60 MMBNP

Las actividades de producción comenzaron a principios de 1951, y se puede observar (**Figura 46**) que en sus primeros 18 años, el yacimiento presentó cortes de agua menores al 5 %; luego a partir de 1968 el corte de agua aumentó progresivamente al mismo tiempo que

el número de pozos activos de 6 a 41 pozos, y de igual forma sucede con la tasa de petróleo la cual aumenta de 10000 bnpd a 50000 bnpd aproximadamente.

En el año de 1972 se comenzó un fuerte proceso de inyección de agua el cual y como se aprecia en el gráfico, empezó a tener efecto sobre la producción a partir de 1975 cuando se produjo una gran atenuación en la declinación de la tasa de petróleo.

Este proceso de inyección de agua trajo como consecuencia adicional aumentos progresivos del corte de agua en diferentes períodos de tiempo, siendo el último de estos desde 1996 hasta la fecha actual (Julio 2001) en donde se produjo un aumento desde 20 % hasta 45 % aproximadamente. El yacimiento actualmente posee un acumulado de agua de inyección de 213,40 MMBNA. Con respecto a los valores de RGP, en toda la vida productiva del yacimiento no se registraron períodos con valores sostenidos superiores a los 1600 $^{PCN}/_{BNP}$.

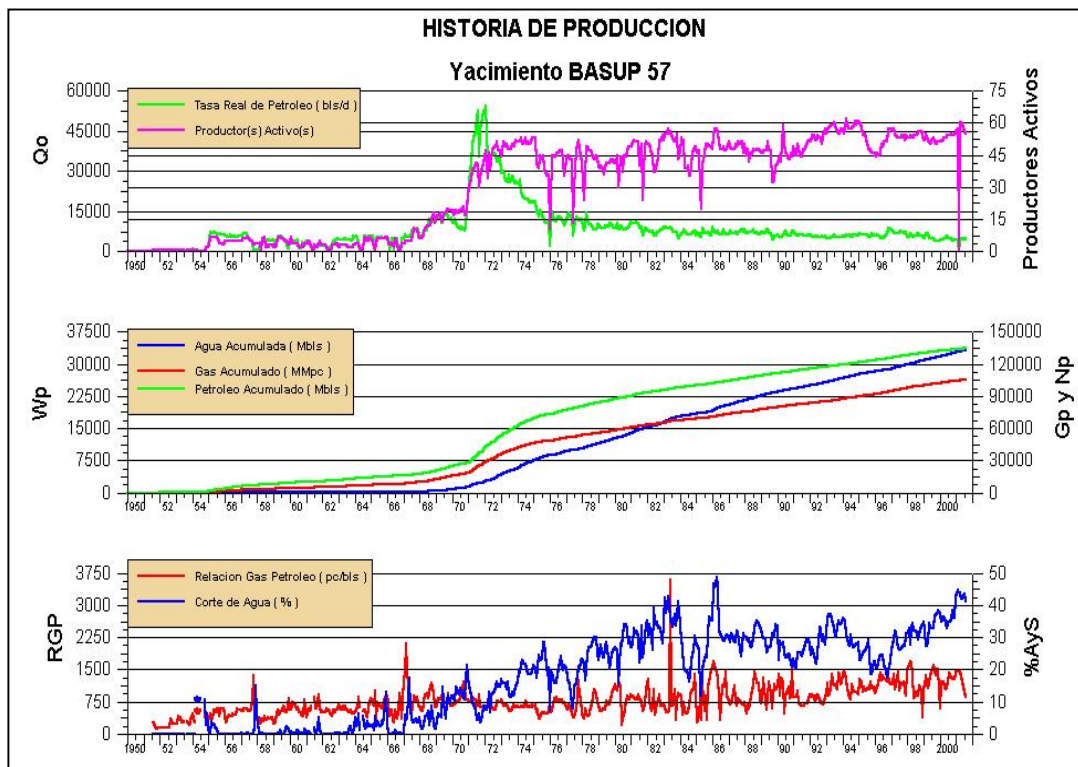


Figura 46: Historia de producción del yacimiento BASUP 57

Debido a que este yacimiento tiene la mayor cantidad de reservas remanentes recuperables así como bajos cortes de agua registrados por sus pozos activos, hacen que sea muy buen prospecto a considerar al momento de seleccionar los intervalos a ser completados en los pozos inactivos.

Analizando las parcelas de interés tenemos lo siguiente:

La parcela 317 posee actualmente 9 pozos activos de los 18 que se encuentran completados, los cuales producen entre 40 y 270 bnpd con cortes de agua que no superan el 25% en el peor de los casos, generando una tasa total de la parcela de aproximadamente 4000 bnpd, con un corte de agua menor al 15% y con RGP menores a los 2000 $\frac{PCN}{BNP}$.

Adicionalmente posee un pozo inyector (AB-1241) el cual se encuentra ubicado su zona central. Comenzó su inyección a partir de 1973 hasta 1975. Luego hubo un segundo período de inyección desde 1977 hasta 1981. El pozo posee un acumulado de 27,30 MMBNA inyectados.

A pesar de la gran cantidad de agua inyectada que se reporta para este yacimiento, los pozos activos que se encuentran en las adyacencias del pozo inyector tanto buzamiento arriba como buzamiento abajo no poseen altos cortes de agua, lo cual hace pensar lo siguiente:

Existe una barrera de permeabilidad o una falla que evita el paso del agua hacia el lado izquierdo de la falla (buzamiento abajo), por lo cual los pozos activos que se encuentran en ese lado tales como el AB-857, AB-1246 y AB-1834 poseen muy bajos cortes de agua (10 y 23 %).

Adicionalmente los pozos que se encuentran del lado derecho de la falla (buzamiento arriba) que es donde se encuentra el pozo inyector también poseen bajos cortes de agua (0,0-3,0%). Entre los pozos activos se encuentran el AB-1219, AB-2049, AB-2441 y AB-2444 los cuales se encuentran 560, 120, 500 y 230 pies buzamiento arriba

respectivamente, lo cual nos hace pensar que sus bajos cortes de agua se debe principalmente a que el frente de agua no llegado al nivel estructural en donde se encuentran estos pozos, pero que eventualmente y a medida que se incremente la producción de petróleo el agua invadirá la zona de producción de esos pozos.

La parcela 325, la cual limita con la parcela 317 al suroeste, posee actualmente solo 2 pozos activos de los 14 que allí se encuentran completados y que producen entre 20 y 35 bnpd. De su comportamiento de producción se observa que a lo largo de su vida productiva no se presentaron cortes de agua menores a 35% hasta 1996 en donde se registró un aumento progresivo del corte de agua de 10% hasta 50% aproximadamente, con el consecuente descenso de la tasa de petróleo de 750 a 50 bnpd actualmente.

Posee dos pozos inyectores, el **AB-1240** el cual comenzó el proceso de inyección en 1972 hasta 1985, acumulando un total de 27,25 MMBNA inyectados y el **AB-217**, el cual comenzó su inyección en 1989 y finalizó a finales de 1999, acumulando un total de 12,73 MMBNA inyectados.

De lo antes expuesto se concluye que el yacimiento BASUP 57 en las parcelas agua 317 y agua 325 no poseen alto riesgo de producción de agua, lo cual aunado al análisis de reservas, se perfila como excelente zona para recompletar los pozos que actualmente se encuentran inactivos, previa evaluación de los registros petrofísicos que a su vez identifiquen intervalos petrolíferos en este yacimiento en cada uno de los pozos.

Yacimiento Bachaquero Medio 61

A diferencia del yacimiento Bachaquero Superior 57, este yacimiento tiende a desaparecer en la parte mas nor-oriental, cerca de la falla de Pueblo Viejo, por erosión.

De los 136 pozos que aquí se encuentran completados, 27 se encuentran activos como productores de petróleo, 103 son inactivos productores de petróleo y 6 son inyectores de agua inactivos.

Este yacimiento posee un P.O.E.S. de 354,80 MMBNP con un factor de recobro total de 56,13% y unas reservas recuperables totales de 199,15 MMBNP. Actualmente tiene un acumulado de petróleo de 143,18 MMBNP lo cual representa un factor de recobro del 41%. Posee un crudo con una gravedad API que oscila entre 15° y 22°.

Las actividades de producción comenzaron en el año de 1950, y se observa (**Figura 47**) que en sus primeros 11 años de producción, el número de pozos activos varia entre 1 y 3. Pero es a partir de 1962 que empieza un aumento muy rápido en el número de pozos activos hasta alcanzar en 1970 un máximo de 48 pozos, lo cual generó a su vez un aumento drástico en la tasa de petróleo desde 7500 bnpd hasta valores superiores a 50000 bnpd sin reflejarse aumentos significativos en el corte de agua el cual se mantuvo en ese período por debajo del 17%.

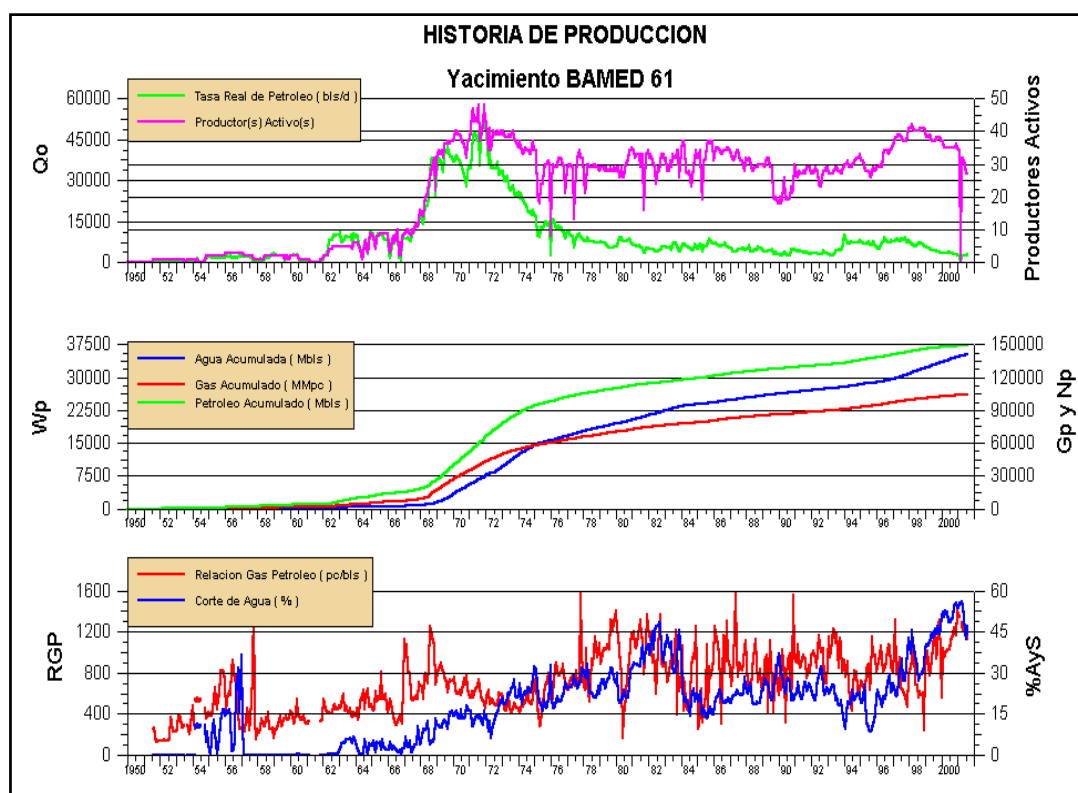


Figura 47: Historia de producción del yacimiento BAMED 61

Posteriormente se observa una drástica caída en la tasa de petróleo conjuntamente con un aumento progresivo del corte de agua y un número de pozos activos en promedio de aprox. 30 pozos. Actualmente el yacimiento posee un corte de agua de 47% con una tasa de petróleo de 2900 bnpd.

La RGP del yacimiento en toda su vida productiva ha ido aumentando muy lentamente no sobrepasando en promedio en los últimos 5 años de producción los 1000 ^{PCN}/_{BNP}.

En el año de 1972 comenzó un proceso de inyección de agua en donde se inyectaron un total de 179,22 MMBNA. Esto afectó negativamente al yacimiento ya que se puede observar en su historia de producción que justo en el año en que comienza la inyección se produce una drástica caída de la tasa de petróleo junto con un aumento del corte de agua.

Analizando las parcelas de interés tenemos lo siguiente:

La parcela agua 317 posee 6 pozos completados de los cuales solo el pozo AB-2196 se encuentra activo con una tasa de petróleo de 85 bnpd y un corte de agua de 87%. Adicionalmente posee un pozo inyector, el AB-1236, el cual posee un acumulado de agua inyectada de 20,94 MMBNA.

La parcela 325 posee 7 pozos completados de los cuales solo 3 se encuentran activos (pozos AB-232, AB-1014 y AB-2112), con una tasa de petróleo en promedio de 62 bnpd y con corte de agua en promedio de aprox. 38%. De su comportamiento de producción se pudo observar que entre 1995 y el 2001 la parcela experimento cortes de agua superiores al 60%, lo cual hacen que sea una zona con altos riesgos de producción de agua.

En líneas generales ambas parcelas poseen un alto riesgo de producción de agua por lo cual no sería lo más acertado recomendar este yacimiento para ser recompletado por los pozos inactivos candidatos a ser reactivados.

Yacimiento Bachaquero Inferior 59

Cuenta con 95 pozos completados, de los cuales 28 pozos se encuentran como productores activos y 65 inactivos. No posee pozos inyectores activos, solo 2 inactivos.

Sus actividades de producción comenzaron en Mayo de 1952, y hasta la fecha actual cuenta con un acumulado de producción de 128,56 MMBNP, 44,83 MMBNA y 78,50 MMMPCN y un acumulado de inyección de 25,74 MMBNA. El factor de recobro actual es de 44% de un factor de recobro esperado de 59% indicado en el libro de reservas.

Durante la mayor parte de su vida productiva, tuvo un corte de agua promedio entre 35 y 40%, pero a partir del año 1994 ocurrió un incremento del corte de agua por encima de 70% junto con el número de pozos activos a 26 (**Figura 48**). La RGP del yacimiento se ubica actualmente en aprox. $800^{PCN}/BNP$.

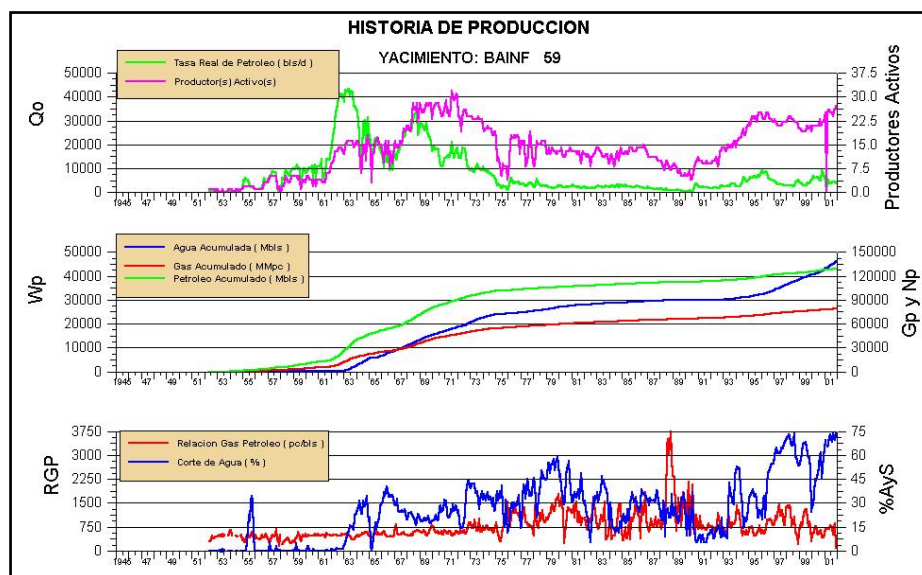


Figura 48: Historia de producción del yacimiento BAINF 59

La parcela 317 cuenta con un excelente desarrollo de arena neta petrolífera, alcanzando hasta 300 pies de espesor en la zona norte. Esta parcela posee 7 pozos completados de los cuales solo se encuentra activo el pozo AB-2051.

Del análisis del comportamiento de producción de los pozos completados ubicados en esta parcela se puede observar que existen problemas de producción por altos cortes de agua.

La parcela agua 325 posee 2 pozos completados, el AB-1014 y el AB-1264, siendo este último un inyector de agua con un acumulado de inyección de 7,71 MMBNA. Esta parcela tiene un desarrollo pobre de arena neta petrolífera hacia su límite oeste con el convenio de CNPC. Los registros petrofísicos de los pozos que atraviesan este yacimiento muestran alta saturación de agua.

En líneas generales, las parcelas anteriormente analizadas no representan ser buenos prospectos para la realización de un proceso de rehabilitación de pozos debido al alto riesgo que presenta la alta producción de agua.

Yacimiento Laguna 14

Cuenta con 173 pozos completados, de los cuales 39 pozos se encuentran activos como productores y 3 se encuentran como inyectores activos.

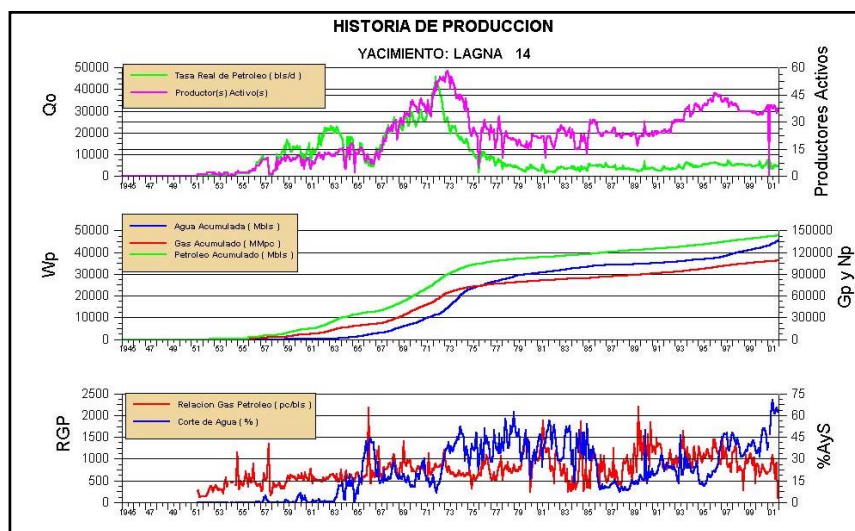


Figura 49: Historia de producción del yacimiento LAGNA 14

Sus actividades de producción comenzaron en Julio de 1951, y hasta la fecha actual cuenta con un acumulado de producción de 142,56 MMBNP, 44,34 MMBNA, 108,18 MMMPCN y un acumulado de inyección de 217,83 MMBNA.

El período de mayor actividad en el yacimiento estuvo comprendida entre el año de 1966 y 1972 donde se alcanzó el mayor nivel de producción de petróleo con 45580 bnpd con un total de 52 pozos activos para una tasa promedio por pozo de 877 bnpd.

El corte de agua se ha mantenido en promedio entre 35 y 45 %, mostrando un repunte en los últimos 2 años para ubicarse por encima de 60 %.

En la parcela 317 se tienen 4 pozos completados de los cuales 2 se encuentran como productores activos con una tasa promedio de 67 bnpd y un corte de agua promedio de 45%. Existe una alta saturación de agua y un alto drenaje del yacimiento en esta parcela, el cual es evidenciado por el comportamiento de producción de los 4 pozos completados.

La parcela 325 cuenta con 5 pozos completados, de los cuales 1 se encuentra activo con una producción de 67 bnpd con 40% AyS. A partir del análisis del comportamiento de producción de los pozos completados en esta parcela se puede decir que existe una alta saturación de agua en la zona, trayendo como consecuencia pozos con alta producción de agua y reducciones significativas en la producción de petróleo, siendo esta la causa principal del cierre de los mismos.

De lo antes expuesto se puede decir que este yacimiento a pesar de que posee reservas remanentes que podrían resultar explotables, existe además una alta saturación de agua que resulta un gran inconveniente para la explotación de este yacimiento de manera rentable.

Yacimiento Lagunillas Inferior 13

Cuenta con 147 pozos completados de los cuales 34 se encuentran activos como productores y 1 se encuentra activo como inyector de agua.

Las actividades de producción en ese yacimiento empezaron en diciembre de 1945 y hasta la fecha (Julio 2001) el yacimiento tiene un acumulado de producción de 143,89 MMBNP, 47,94 MBNA y 111,70 MMMPCN y un acumulado de inyección de 258,13 MMBNA.

Tiene un P.O.E.S. de 277,17 MMBNP, el factor de recobro actual es de 51,91% de un valor esperado de 52,63 %. Posee unas reservas remanentes recuperables de 1,99 MMBNP.

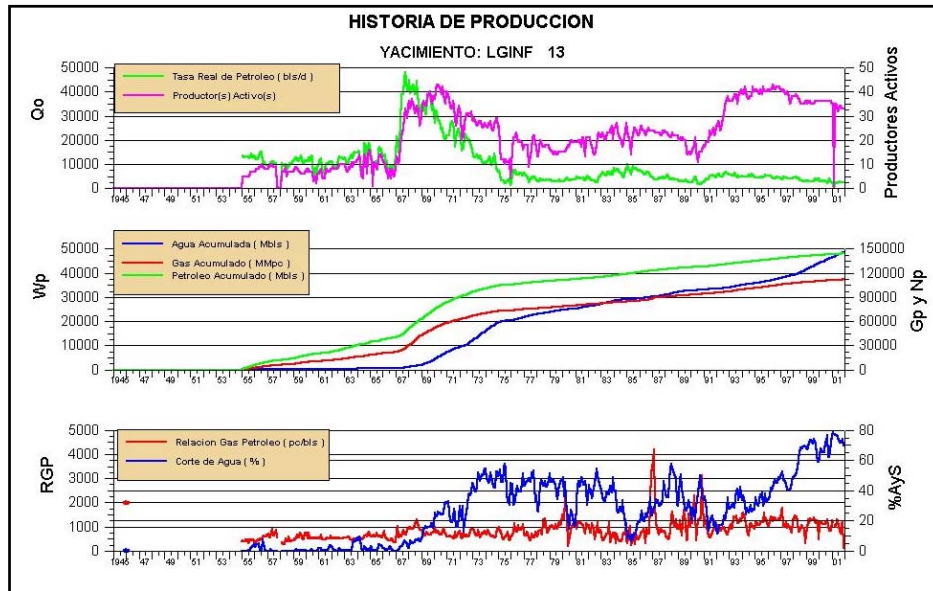


Figura 50: Historia de producción del yacimiento LGINF 13

Esta cantidad de reservas remanentes distribuidas a través de todo el yacimiento reflejan un alto grado de agotamiento lo que impide que el proceso de reactivación de pozos inactivos resulte muy poco atractivo en ese horizonte. Adicionalmente se debe tomar en cuenta que en las parcelas de estudio (317 y 325) la mayoría de los pozos que allí estuvieron completados fueron cerrados por alta producción de agua y recompletados en otros yacimientos.

Por lo antes expuesto, este yacimiento se descarta totalmente como posible prospecto para ser desarrollado por la reactivación de los pozos inactivos.

ANÁLISIS DE RESERVAS

Balance de Materiales

El balance de materiales nos permite conocer el petróleo originalmente en sitio (**P.O.E.S.**) de las parcelas de estudio, para aplicar este método es necesario conocer la historia de presiones de las parcelas, datos de producción y análisis PVT de los fluidos del yacimiento, con los cuales se puede predecir el petróleo recuperable a largo plazo.

El petróleo originalmente en sitio se obtuvo a partir de una planimetría realizada a las dos parcelas, generando una malla comprendida por celdas generalmente cuadradas, las cuales poseían aristas de 3 centímetros de longitud equivalentes a 300 mts en una escala 1:10000, las ecuaciones utilizadas para obtener el área cada tipo de celdas se muestran a continuación:

Celda Cuadrada:
$$A = \frac{L^2}{4046.873} \dots\dots\dots(\text{Ecuación 14})$$

Donde:

A: área [acres].

L: Lado del cuadrado [metros].

Celda triangular:
$$A = 1.23552 * 10^{-4} * B * L \dots\dots\dots(\text{Ecuación 15})$$

Donde:

A: área [acres].

B: Base del triángulo [metros].

L: Altura del triángulo [metros].

*Celda combinada: $A = 1.23552 * 10^{-4} * L * (2 * B_1 + B_2)$ (Ecuación 16)

Donde:

A: área [acres].

L: Altura del triángulo o rectángulo [metros].

B₁: Base del rectángulo [metros].

B₂: Base del triángulo [metros].

*La celda combinada se encuentra formada por una sección triangular y una sección rectangular.

A partir del cálculo del área de cada celda se procedió a calcular el petróleo originalmente en sitio de cada una de estas con ayuda de los mapas isópacos, utilizando la siguiente ecuación:

$$V = \frac{7758 * A * H * \phi * (1 - S_w)}{Boi}$$
Ecuación 17

Donde:

V: Petróleo originalmente en sitio de la celda [BNP].

A: Área de la celda [acre].

H: Espesor promedio de arena neta petrolífera de la celda obtenido del mapa isópaco [pies].

ϕ : Porosidad promedio del yacimiento [fracción].

S_w : Saturación de agua inicial del yacimiento [fracción].

B_{oi} : Factor volumétrico inicial del petróleo [BY/BN].

Una vez calculado el petróleo originalmente en sitio para cada una de las celdas se procede a calcular el petróleo originalmente en sitio de cada parcela mediante la siguiente fórmula.

$$N_{PARCELA} = \sum V_{CELDA}$$

Donde:

$N_{PARCELA}$: Petróleo originalmente en sitio de la parcela [BNP].

V_{CELDA} = Petróleo originalmente en sitio de la celda. [BNP].

Luego se generó un gráfico a partir de los mapas isobáricos y la producción acumulada de la parcela donde se refleja el comportamiento de la presión en el tiempo, tal como se muestra en las siguientes figuras:

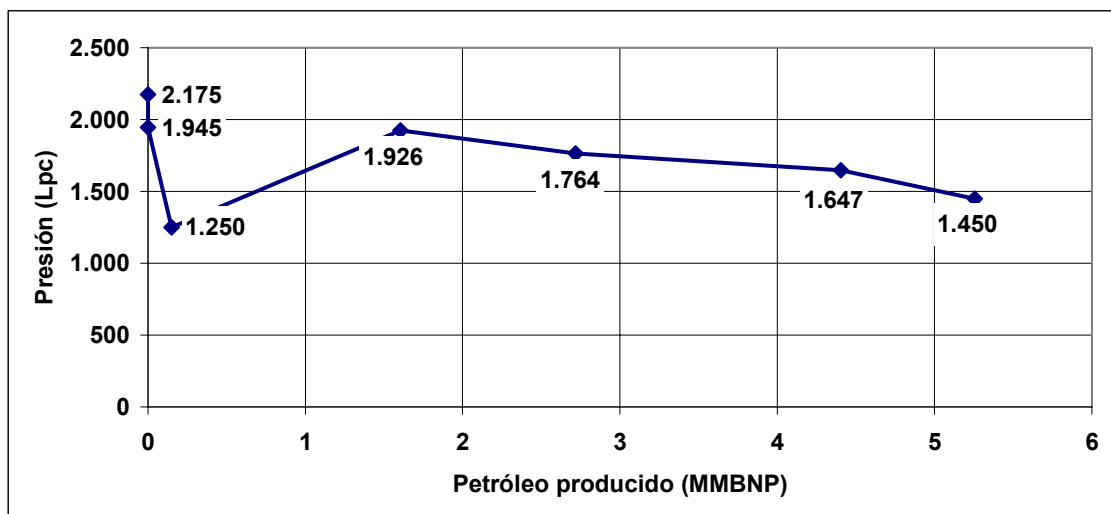


Figura 51: Presión vs Petróleo producido en la parcela agua-317

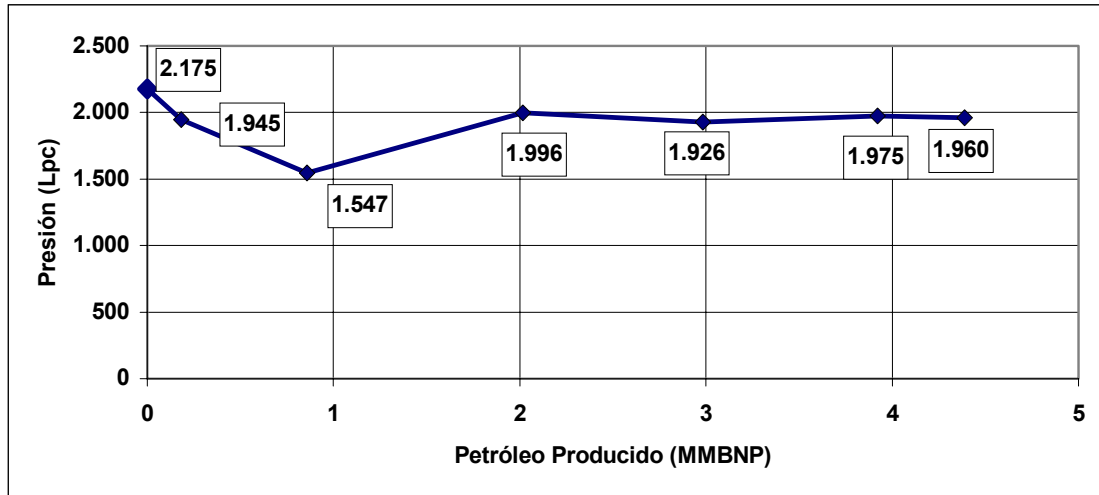


Figura 52: Presión vs Petrleo producido parcela agua-325

Como se puede apreciar en los gráficos anteriores la declinación de la presión en las parcelas no presenta un comportamiento uniforme, motivo por el cual se realizó el balance de materiales en 3 etapas, las cuales se explican con detalle a continuación:

Etapa 1:

Esta comprende entre la presión inicial de la parcela (la presión inicial del yacimiento) y la presión de burbujeo, el petróleo se encuentra en estado subsaturado y su único mecanismo de producción es por medio del gas en solución y la compresibilidad de la roca y los fluidos. Véase las figuras 53 y 54.

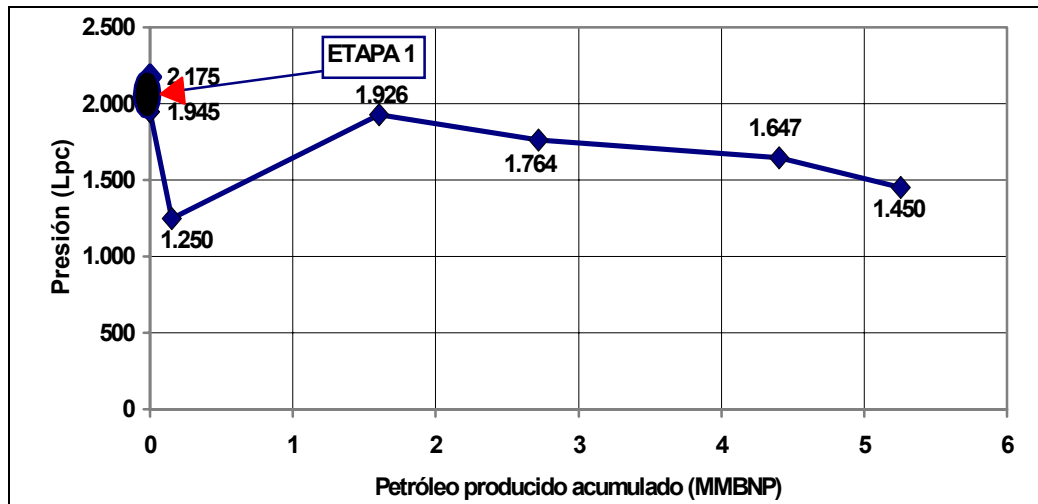


Figura 53: Etapa 1 del balance de materiales en la parcela agua-317

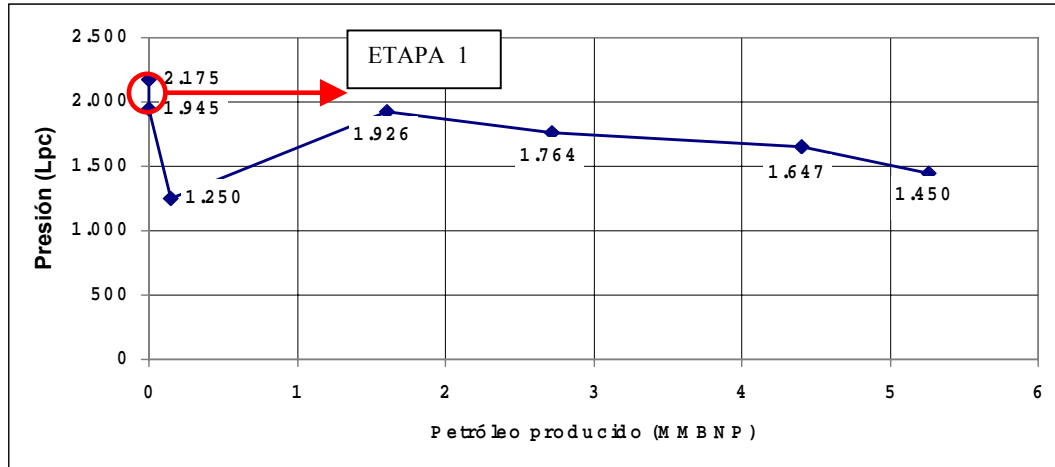


Figura 54: Etapa 1 del balance de materiales en la parcela agua-325

Se puede observar en la gráfica anterior que en la parcela agua-317 ocurre una disminución de la presión sin producción de hidrocarburos, lo cual es un posible indicio de la existencia de una migración de hidrocarburos de esta parcela hacia las zonas adyacentes. De manera de determinar la cantidad de hidrocarburo neto vaciado de cada parcela se utilizó la ecuación de balance de materiales tomando como incógnita la variable del petróleo producido, tal como se muestra en la siguiente ecuación:

$$NpBo + WpBw = NBoiCe\Delta P \dots\dots\dots(\text{Ecuación 18})$$

Donde:

Np: Petróleo neto vaciado [BNP].

Bo: Factor volumétrico del petróleo [BY/BNP].

Wp: Agua producida [BNA].

Bw: Factor volumétrico del agua [BY/BNA].

N: Petróleo originalmente en sitio [BNP].

Boi: Factor volumétrico inicial del petróleo [BY/BNP].

Ce: Compresibilidad efectiva [1/Lpc].

ΔP : Diferencial de presión [Lpc].

Una vez calculado el petróleo neto vaciado (petróleo migrado + petróleo producido) en la parcela agua-325 se observó que era mayor que el petróleo producido reportado, lo cual es un indicio de la existencia de un proceso de migración de hidrocarburos hacia las zonas adyacentes.

La migración de hidrocarburos obedece a una relación aproximada de 4 a 1 con respecto a un barril de petróleo producido reportado en las historias de producción.

El cálculo del petróleo neto vaciado no se pudo realizar en esta etapa para la parcela agua-317 ya que esta no cuenta con producción de hidrocarburos entre la presión inicial de la parcela y la presión de burbujeo de la misma.

Es importante señalar en esta etapa que el comportamiento de la relación gas petróleo acumulado (R_p) mostrado en la historia de producción de las parcelas, no es representativo del yacimiento, ya que no respeta el comportamiento de las propiedades PVT del crudo.

Este comportamiento de la relación gas petróleo acumulado (R_p) se le puede atribuir a efectos locales de pozos o a malas mediciones del gas producido, por lo tanto se modificó este comportamiento, y se aproximó a uno “ideal”, el cual permitiera obtener resultados más representativos del área, tal como se muestra en la siguiente figura:

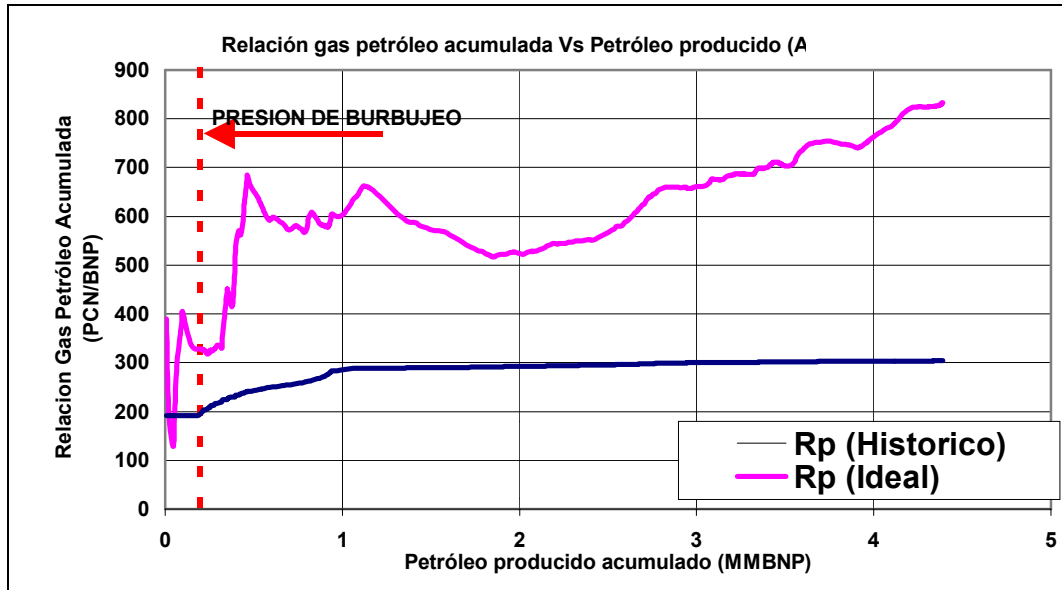


Figura 55: Relación gas petróleo acumulado vs Petróleo producido.

Etapa 2:

Esta comprendida entre la presión de burbujeo y la presión de la parcela al iniciarse el proceso de inyección, tal como se muestra en las siguientes figuras:

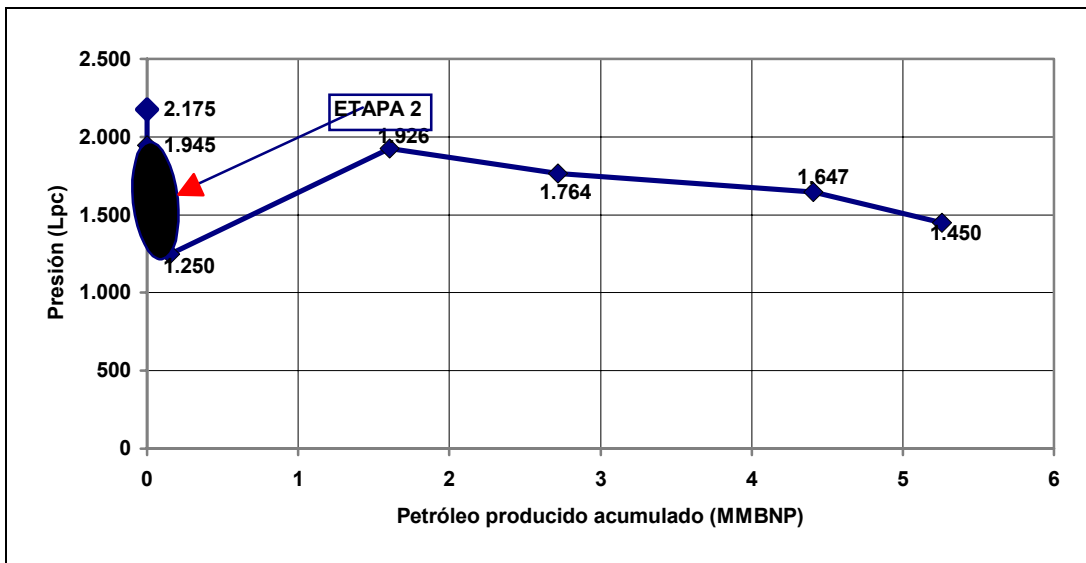


Figura 56: Etapa 2 balance de materiales en la parcela agua-317

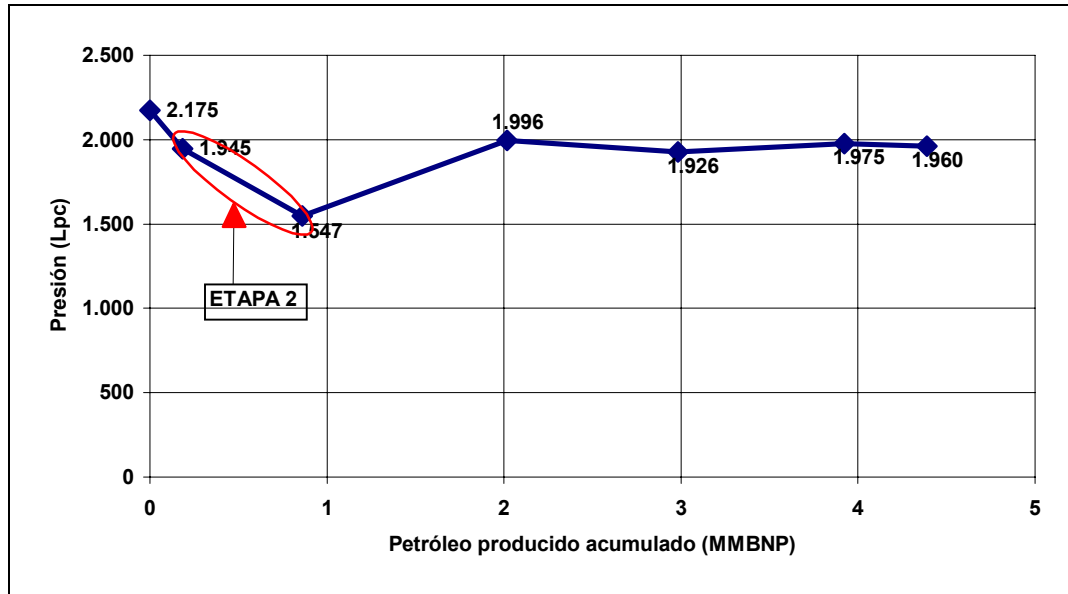


Figura 57: Etapa 2 balance de materiales en la parcela agua-325

De manera de poder representar el comportamiento del yacimiento mediante la ecuación de balance de materiales en esta etapa, se redefinen las condiciones del yacimiento, tomando como condiciones iniciales el estado en el cual se encuentra el yacimiento a presión de burbujeo, de forma que podamos modelar el yacimiento como si su condición inicial fuese saturado sin la presencia de capa inicial de gas.

En esta etapa se pudo corroborar la existencia de un proceso de migración de hidrocarburos de las parcelas agua-317 y agua-325 hacia las parcelas adyacentes, la cual obedece una relación aproximada de 4 a 1 con respecto al petróleo producido por dichas parcelas, es decir que por cada barril producido en cada parcela migran 4 barriles hacia las zonas adyacentes. Esto ocasiona un gran impacto en las reservas remanentes de petróleo para cada una de las parcelas debido a una disminución considerable de las mismas.

Para determinar el petróleo neto vaciado de cada parcela en esta etapa se utilizó la siguiente ecuación:

$$Np(Bo + Bg(Rp - Rs)) + WpBw = N(Bo - Boi + (Rsi - Rs)Bg).....Ecuación 19$$

Donde:

N_p : Petróleo producido [BNP].

B_o : Factor volumétrico del petróleo [BY/BNP].

B_g : Factor volumétrico del gas [PC/PCN].

R_p : Relación gas petróleo acumulada [PCN/BNP].

R_{si} : Relación gas petróleo inicial en solución [PCN/BNP].

R_s : Relación gas petróleo en solución [PCN/BNP].

W_p : Agua producida [BNA].

B_w : Factor volumétrico del agua [BY/BNA].

N : Petróleo originalmente en sitio [BNP].

B_{oi} : Factor volumétrico inicial del petróleo [BY/BNP].

Etapas 3:

Esta comprendida entre la presión al inicio de la inyección y la presión actual de cada parcela. En esta etapa se inicio un proceso de inyección de agua en ambas parcelas como mecanismo de recuperación secundario, el cual incrementó la presión del yacimiento en ambas parcela.

En la parcela agua-325 la inyección de agua fue mayor que en la parcela agua-317, trayendo como consecuencia una mayor invasión de agua del yacimiento BASUP 57 y una mayor presión actual, tal como se muestra en las siguientes figuras:

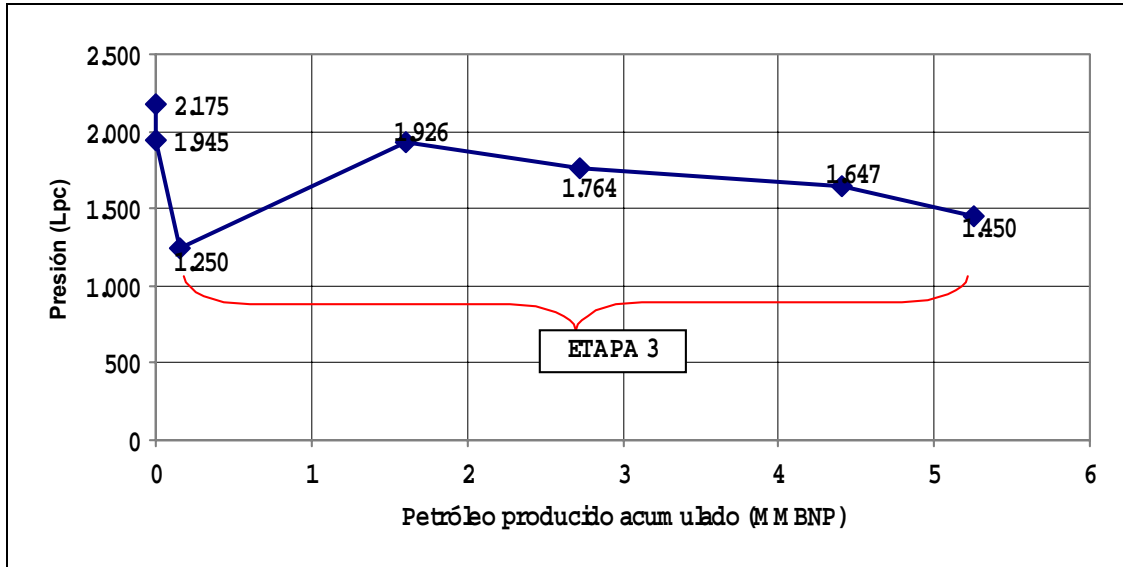


Figura 58: Etapa 3 balance de materiales parcela agua-317

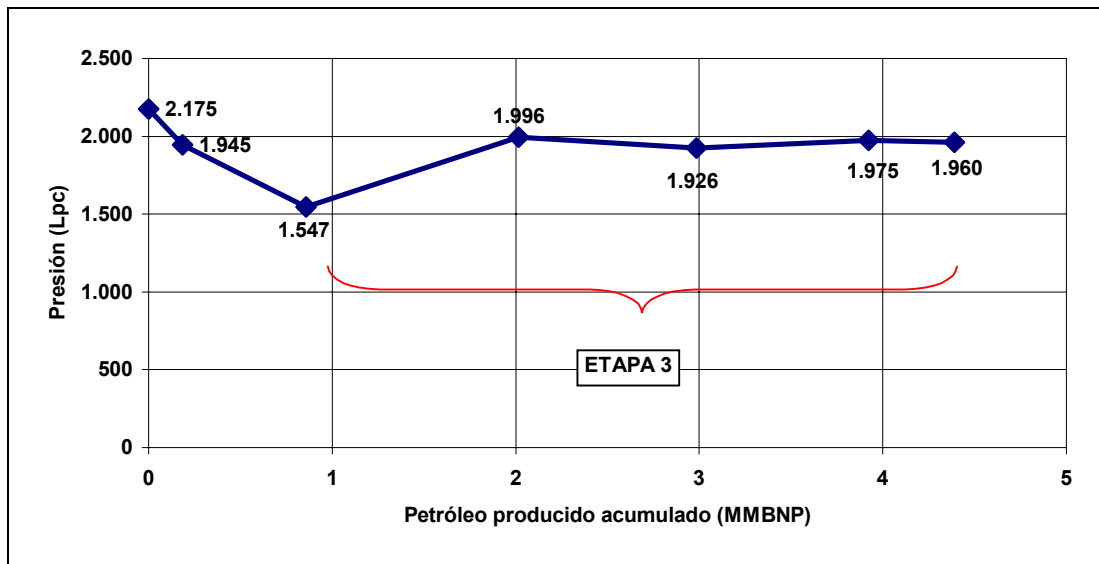


Figura 59: Etapa 3 balance de materiales parcela agua-325

Es importante destacar que para la ejecución de esta etapa se asumió que la migración de hidrocarburos mantenía su relación de 4 a 1 sostenido por la inyección de agua, de forma de

facilitar los cálculos y para disminuir las variables incógnitas en la ecuación de balance de materiales.

Para el desarrollo de esta etapa se redefine las condiciones iniciales del yacimiento, quedando con capa de gas como condición inicial. Se utilizo la siguiente fórmula para describir el comportamiento en esta etapa:

$$Np(Bo + Bg(Rp - Rs)) + WpBw + WinyBiny = NBoi \left[\frac{Bo - Boi + (Rsi - Rs)Bg}{Boi} + m \left(\frac{Bg}{Bgi} - 1 \right) + (1 + m) \left(\frac{CwSw + Cf}{1 - Swc} \Delta P \right) \right]$$

.....**Ecuación 20**

Donde:

Bgi: Factor volumétrico inicial del gas [PCN/BNP]

m: Volumen de la capa inicial de gas.

Cw: Compresibilidad del agua. [1/Lpc].

Cf: Compresibilidad de la formación [1/Lpc].

Winy: Agua inyectada acumulada [BNA].

Biny: Factor volumétrico del agua inyectada acumulada [BY/BNA].

El objetivo que persigue la tercera etapa del balance de materiales es el de comparar los volúmenes de agua inyectada reportada y los volúmenes de agua inyectada calculados. El yacimiento en esta etapa se encuentra en estado saturado con la presencia de una capa inicial de gas.

A partir de los resultados obtenidos en el balance de materiales para la etapa 3 podemos observar que el volumen de agua inyectado reportado en la historia de producción es mayor

que los calculados por el balance de materiales, tal y como se explicó en la sección análisis y discusión de resultados.

POZO AB-321

Se encuentra ubicado en la parcela 317. Fue completado originalmente el 22/09/55 en el yacimiento B-9 cañoneando el intervalo 3080'-3260' selectivo.

Se pudo observar en los mapas isópaco-estructurales que la ubicación del pozo solo permitió que este fuese completado en los yacimientos ISNOTU 09 y BASUP 57, ya que se sale de los límites de los yacimientos inferiores, desde BAMED 61 hasta LGINF 13. En la siguiente tabla se muestra los últimos valores de producción para los yacimientos completados:

Tabla 12: Ultimos valores de producción pozo AB-321

Completación	Ult. Fecha de Prod.	Qo (BNPD)	AyS (%)	RGP (PCN/BNP)	Np (MBNP)	Yacimiento	Ultimo Edo MEM
1	31/07/72	45	0,00	917	36,72	BASUP 57	EC
2	31/05/90	42	0,00	3441	26,96	ISNOT 09	EM

En el yacimiento BASUP 57, este pozo se encuentra dentro de una zona altamente saturada por agua, debido a la fuerte cantidad de agua inyectada por el pozo AB-1241, el cual se encuentra a un espaciamiento de 350 metros del pozo.

Debido a que el pozo estuvo activo hasta antes de la inyección, no se observa en su historia de producción del yacimiento BASUP 57 altos cortes de agua, pero existe alto riesgo de que si el pozo es completado en este yacimiento, eventualmente, si no es inmediatamente, produzca con altos valores de corte de agua, considerando que en esa zona se han inyectado mas de 15 MMBNA.

En cuanto al yacimiento ISNOTU 09, este no ha sido lo suficientemente desarrollado, y no se posee la suficiente información como para estudiar su potencial de producción, por lo cual sería muy riesgoso realizar recomendaciones de recompletación en este yacimiento.

Recomendación:

Abandonar el pozo ya que no posee intervalos prospectos a ser completados.

En las siguientes figuras se muestran el diagrama de completación del pozo:

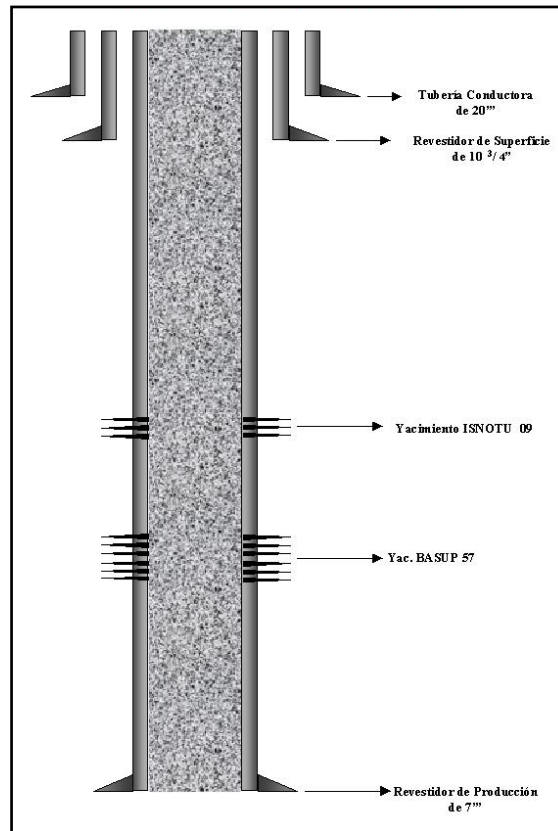


Figura 60: Diagrama mecánico propuesto

POZO AB-645

Se encuentra ubicado en la parcela 317. Fue completado originalmente el 15/4/64 en los yacimientos **BASUP 57** y **BAMED 61** cañoneando el intervalo 3890'- 4065' selectivo en BASUP 57 y el intervalo 4150'-4270' selectivo en el yacimiento BAMED 61.

Se pudo observar en los mapas isópaco-estructurales que la ubicación del pozo solo permitió que este fuese completado en los yacimientos BASUP 57 y BAMED 61, ya que se sale de los límites de los yacimientos inferiores, desde BAINF 59 hasta LGINF 13. En la siguiente tabla se muestra los últimos valores de producción para los yacimientos completados:

Tabla 13: Últimos valores de producción pozo AB-645

Completación	Ult. Fecha de Prod.	Qo (BNPD)	AyS (%)	RGP (^{PCN}/BNP)	Np (MBNP)	Yacimiento	Ultimo Edo MEM
1	30/11/95	31	38,00	1356	359,06	BASUP 57	EM
2	30/04/72	67	23,00	739	370,05	BAMED 61	EC

En el yacimiento BASUP 57, sus pozos vecinos activos mas cercanos en superficie y buzamiento abajo tales como el AB-857 (a 300 mts), AB-1834 (a 400 mts) y AB-1246 (a 300 mts), producen con tasas de petróleo que oscilan entre 54 y 324 bnpd y con cortes de agua que no superan el 21% en el peor de los casos. El espesor de arena neta petrolífera del pozo es de **280'**.

Este pozo se encuentra del lado izquierdo de la falla sellante, por lo cual quizás no se vea afectado por el agua inyectada por el pozo AB-1241, el cual se encuentra del lado derecho de la falla y a 220 metros aproximadamente del pozo.

Recomendación

Correr un RST. En el yacimiento BASUP 57 **recañonear** los intervalos **(3855'-3885'/selec.)**, **(3890'-3950'/selec.)** y **(3925'-3930')**, realizar forzamiento arena-

petróleo en el intervalo (3855'-3930'), bajar y asentar forro pre-empacado entre 3850' y 3940' y reinstalar equipo de LAG. Los intervalos propuestos están sujetos a cambios según los resultados que arroje el RST. Se espera un productor de aproximadamente 350 BNPD.

En las siguientes figuras se muestran los diagramas de completación del pozo:

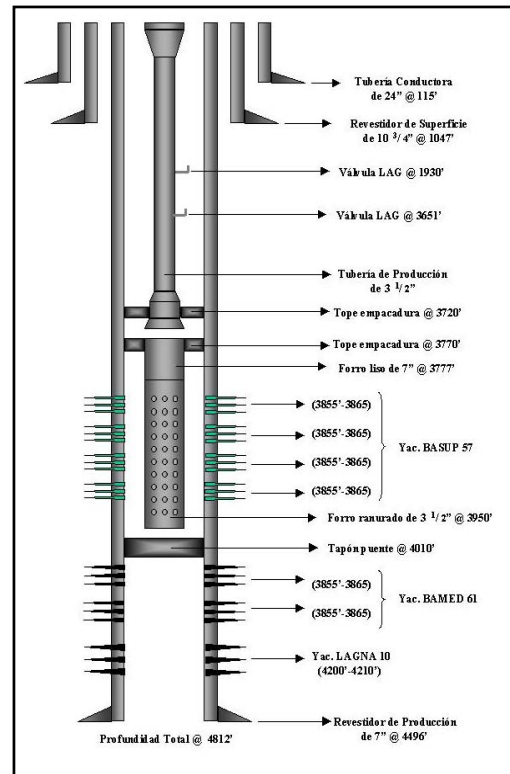
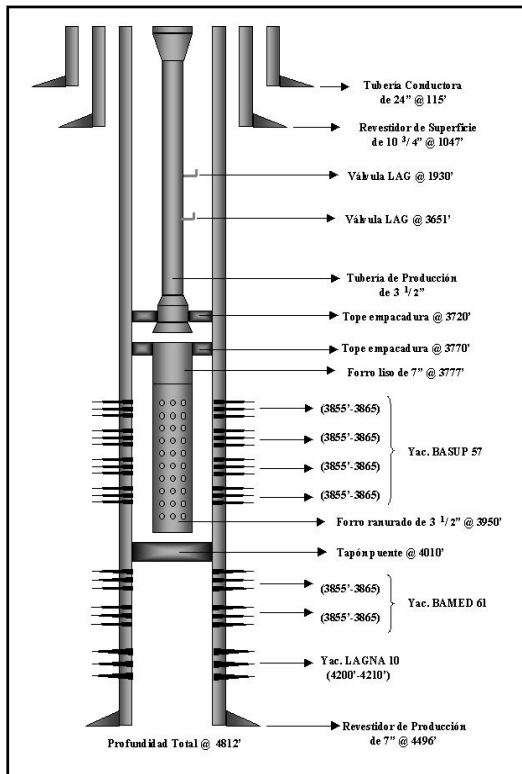


Figura 61: Diagrama mecánico actual

Figura 62: Diagrama mecánico propuesto

POZO AB-1236

Este pozo se encuentra en la parcela 317. Fue completado originalmente el 22/12/72 como inyector de agua en el yacimiento **BAMED 61** cañoneándose el intervalo 4170'-4350' selectivo. Hasta Julio de 1979 acumuló un total de agua de inyección de 20,94 MBNA.

La cantidad de petróleo remanente estimado para el pozo en el yacimiento BASUP 57 es de aproximadamente 1,11 MMBNP. Esta cantidad de petróleo remanente lo hace buen candidato para ser reactivado como pozo productor de petróleo. Adicionalmente de la historia del pozo no se observan problemas mecánicos de ningún tipo.

Entre sus pozos vecinos que se encuentran como productores activos en el yacimiento BASUP 57 tenemos al pozo AB-1246 el cual se encuentra buzamiento abajo y a un espaciamiento de 150 mts. La historia de producción de este pozo no refleja cortes de agua en promedio superiores al 30% aunque si se observa una RGP un poco alta, superando en algunos casos los 2500 ^{PCN}/_{BNP}. Actualmente produce con una tasa de 72 bnpd con 22% de corte de agua y 847 ^{PCN}/_{BNP}.

Otro pozo vecino que se encuentra activo como productor de petróleo es el pozo AB-1834 el cual también se encuentra buzamiento abajo y a un espaciamiento de 300 mts. De la historia de producción de este pozo se aprecia que en el poco tiempo que tiene produciendo de este yacimiento no ha presentado cortes de agua mayores al 11% y RGP mayores a 450 ^{PCN}/_{BNP}. Actualmente se encuentra produciendo con una tasa de 218 bnpd con 5% de corte de agua y 101 ^{PCN}/_{BNP}.

Del análisis realizado a los pozos vecinos activos se puede concluir que este pozo posee un muy buen potencial sin mucho riesgo de producción de agua, lo cual aunado a las reservas remanentes que posee lo hacen muy buen candidato para ser rehabilitado en este yacimiento. El espesor de arena neta petrolífera del pozo es de **163'**.

Recomendación

Cementar y aislar el intervalo cañoneado (4170'-4350') en el yac. BAMED 61 colocando un tapón de hierro a una profundidad de 4100'. **Recompletar** en el yac. BASUP 57 recañoneando los intervalos (3820'-3865'), (3870'-3940'/selec.) y (4030'-4070'/selec.). Bajar y asentar forro ranurado pre-empacado entre 3810' y 4080'. Reinstalar equipo de LAG. Se espera un productor de aproximadamente 350 BNPD.

En las siguientes figuras se muestran los diagramas de completación del pozo:

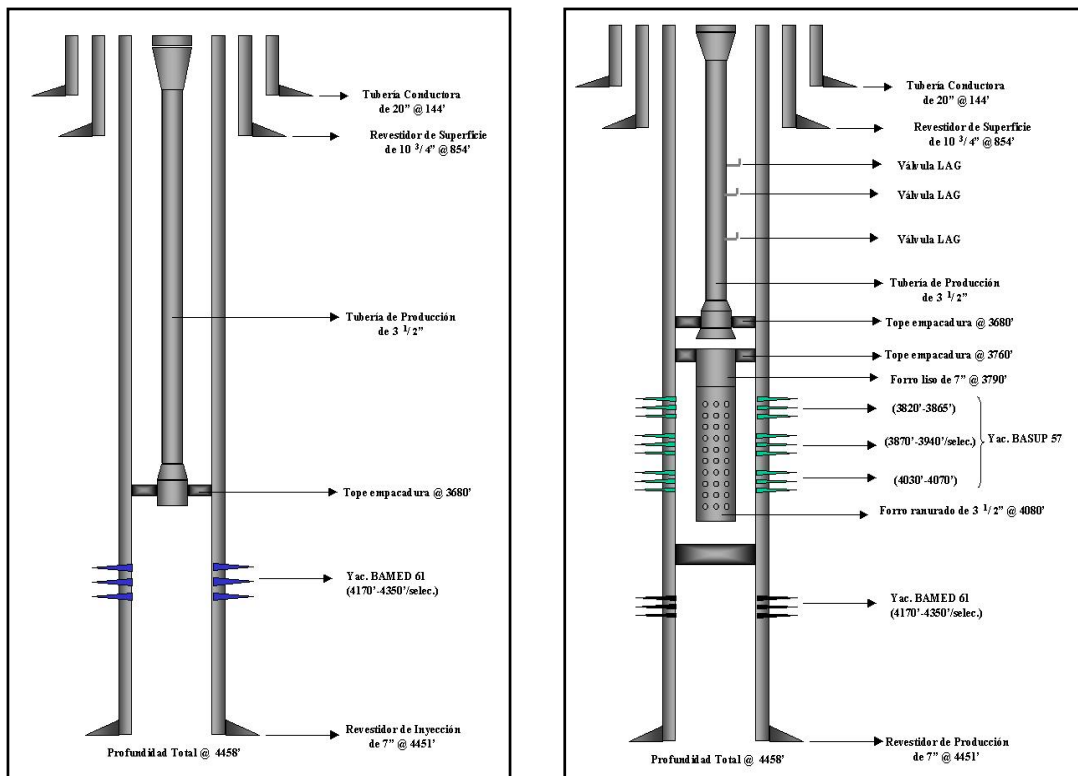


Figura 63: Diagrama mecánico actual Figura 64: Diagrama mecánico propuesto

POZO AB-1241

Este pozo fue completado originalmente el 28/12/72 como inyector de agua en el yacimiento **BASUP 57** cañoneando el intervalo 3835'-4065' selectivo. Hasta marzo de 1975 había inyectado 22,67 MMBNA. El 16/3/77 fue desviado por debajo de la zapata del revestidor de superficie hasta 4439' y se cemento revestimiento de 7". Para marzo de 1981 acumuló un total de agua de inyección de 27,30 MMBNA.

El solo hecho de este pozo de haber sido un fuerte inyector de agua en el yacimiento **BASUP 57**, ya es motivo para descartar la posibilidad de reactivar este pozo como productor en este yacimiento.

Recomendación

Abandono

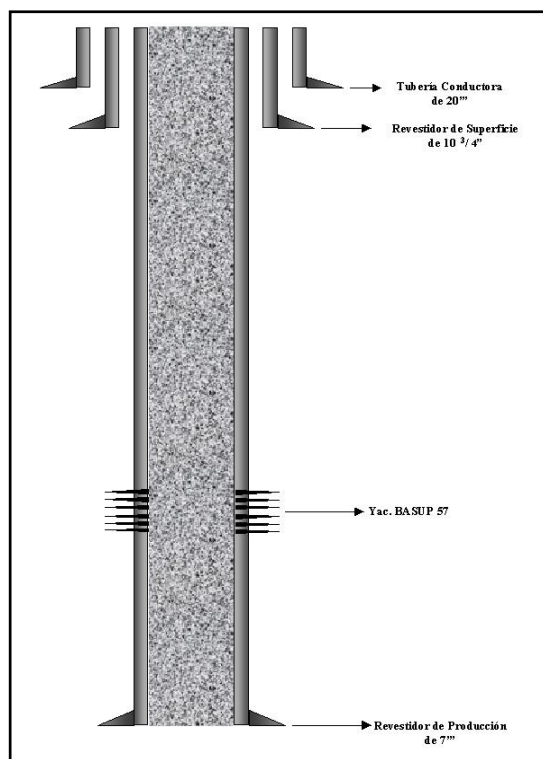


Figura 65: Diagrama mecánico propuesto

POZO AB-1245

Se encuentra ubicado en la parcela 317. Fue completado originalmente el 18/07/73 en el yacimiento **BASUP 57** cañoneando el intervalo 3495'-3520'.

Se pudo observar en los mapas isópaco-estructurales que la ubicación del pozo solo permitió que este fuese completado en el yacimiento **BASUP 57** y con posibilidad de ser completado en **BAMED 61**, ya que se sale de los límites de los yacimientos inferiores, desde **BAINF 59** hasta **LGINF 13**. En la siguiente tabla se muestra los últimos valores de producción para el yacimiento completado:

Tabla 14: Ultimos valores de producción pozo AB-1245

Completación	Ult. Fecha de Prod.	Qo (BNPD)	AyS (%)	RGP (^{PCN}/_{BNP})	Np (MBNP)	Yacimiento	Ultimo Edo MEM
1	31/05/90	1	0,00	0	139,89	BASUP 57	EE

A pesar de que este pozo se encuentra dentro de una zona con alta saturación de agua, de su historia de producción se observan cortes de agua muy bajos, que es consecuencia de sus cortos períodos de producción y el poco drenaje que existe en la zona, lo cual no permitió el avance del frente de agua causado por la inyección.

El pozo se encuentra ubicado en una zona muy riesgosa, y se estima que eventualmente o inmediatamente luego que comience la producción de este pozo, a causa del drenaje se producirá la irrupción del agua, debido y como se dijo anteriormente a que el pozo se encuentra en una zona que teóricamente se presume se encuentra inundada de agua.

Otro problema que posee el pozo y que se puede observar de su historia de producción, son los altos valores de RGP, los cuales sobrepasan los 8000 ^{PCN}/_{BNP} en algunos casos y que puede deberse a que el pozo se encuentra en una de las zonas más altas de la estructura.

Lo anteriormente expuesto aunado al bajo potencial que el pozo tuvo durante la mayor parte de su vida productiva con un promedio de 40 bnpd aproximadamente no lo hacen un buen candidato para ser rehabilitado en este yacimiento debido altos riesgos de problemas de agua y gas que puedan presentarse.

Recomendación

Abandonar el pozo debido a los riesgos de alta producción de agua

En las siguientes figuras se muestran los diagramas de completación del pozo:

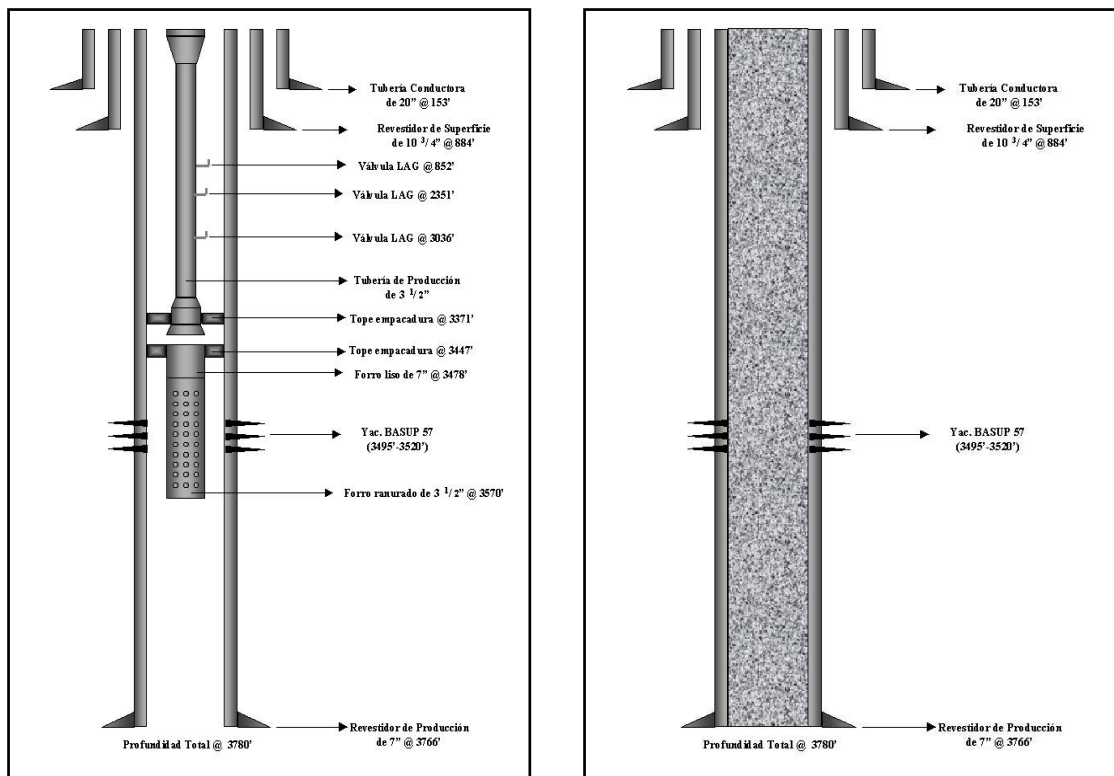


Figura 66: Diagrama mecánico actual Figura 67: Diagrama mecánico propuesto

POZO AB-1248

Se encuentra ubicado en la parcela 317. Fue completado originalmente el 12/09/73 en el yacimiento **BASUP 57** cañoneando el intervalo 3710'-3765'.

Se pudo observar en los mapas isópaco-estructurales que la ubicación del pozo solo permitió que este fuese completado en el yacimiento **BASUP 57** y con posibilidad de ser completado en **BAMED 61**, ya que se sale de los límites de los yacimientos inferiores, desde **BAINF 59** hasta **LGINF 13**. En la siguiente tabla se muestra los últimos valores de producción para el yacimiento completado:

Tabla 15: Ultimos valores de producción pozo AB-1248

Completación	Ult. Fecha de Prod.	Qo (BNPD)	AyS (%)	RGP (^{PCN}/BNP)	Np (MBNP)	Yacimiento	Ultimo Edo MEM
1	31/07/95	1	0,00	3154	43,88	BASUP 57	ER

De la historia de producción del pozo se puede observar que este posee actividades de producción muy escalonadas y por pocos períodos de tiempo. Se aprecia que en la mayoría de los períodos que permaneció abierto tuvo una tasa mayor a 60 bnpd y con cortes de agua menores a 10%, pero registrándose valores de RGP mayores a 4500 ^{PCN}/BNP lo cual puede ser consecuencia de una posible capa de gas libre en alguno de los intervalos cañoneados.

El pozo se encuentra cerca de una zona de alta saturación de agua debida a la inyección de agua por parte del pozo AB-1240. A pesar de que se corre el riesgo de alta producción de agua, las reservas remanente del pozo las cuales son de 693,89 MBNP justificarían un trabajo de rehabilitación en el yac. **BASUP 57**. El espesor de ANP del pozo es de **174'**.

Recomendación

Correr un registro de neutron-densidad de manera de identificar si existe volumen de gas libre en alguno de los intervalos a recañonear en el yac. **BASUP 57** así como un **RST**.

En caso de no existir un alto volumen de gas libre, **recañonear** únicamente los intervalos (3668'-3690') ya que existe un pescado cuyo tope se encuentra a 3719' y llega hasta 3790'. Los intervalos propuestos están sujetos a cambios según los resultados que arroje el RST.

Luego de identificadas las zonas de gas y de petróleo, realizar forzamiento arena petróleo, bajar y asentar forro pre-empacado entre 3650' y 3700' y reinstalar equipo de LAG. Se espera un productor de aproximadamente 200 BNPD.

En las siguientes figuras se muestran los diagramas de completación del pozo:

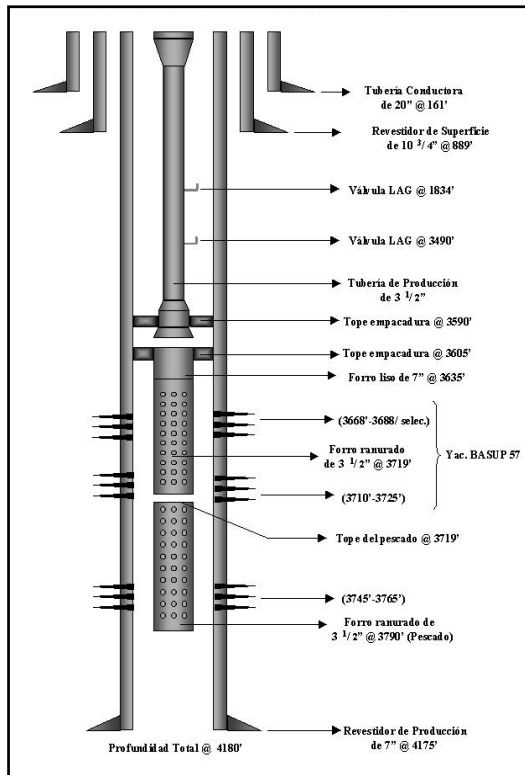


Figura 68: Diagrama mecánico actual

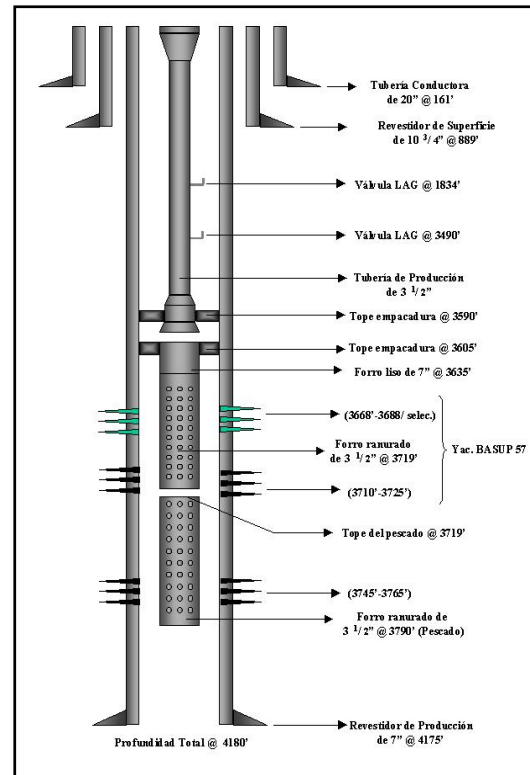


Figura 69: Diagrama mecánico propuesto

POZO AB-1250

Se encuentra ubicado en la parcela 317. Fue completado originalmente en el yacimiento **BAINF 59** el 30/07/73 cañoneando el intervalo 4694'-4935' selectivo.

En la siguiente tabla se muestra los últimos valores de producción para los yacimientos completados:

Tabla 16: Ultimos valores de producción pozo AB-1250

Completación	Ult. Fecha de Prod.	Qo (BNPD)	AyS (%)	RGP (PCN/BNP)	Np (MBNP)	Yacimiento	Edo MEM Actual
1	31/11/87	72	98,00	946	1431,96	BAINF 59	EC
2	30/11/92	38	0,00	2555	90,85	BASUP 57	EC

El pozo fue cerrado en el yacimiento BAINF 59 por alto corte de agua registrando en su ultima prueba de septiembre de 1987 un corte de agua del 98%.

El 31/12/87 fue completado en el yacimiento BASUP 57 cañoneando el intervalo 4060'-4300' selectivo. Su tope estructural en este yacimiento se encuentra a 4116' y posee un ANP de 205'. En este yacimiento no se reportaron cortes de agua mayores a 6%, sin embargo algunas pruebas detectaron una alta RGP. En diciembre de 1992 el hoyo original fue aislado con un tapón puente a 1500' ya que se quedó un pescado con tope a 4073' mientras se fresaba el forro ranurado.

Seguidamente el pozo fue desviado por debajo del revestimiento de producción y perforado hasta 7085', cañoneando el intervalo 6586'-6743' en el yacimiento B-2-X.71 pero sin dar resultados satisfactorios ya que el pozo registro cortes de agua de 98% en diferentes períodos de tiempo.

Debido a que el pozo mientras estuvo completado en el yacimiento BASUP 57 no presentó problemas relevantes de alto corte de agua o alto RGP, continua siendo un buen prospecto para seguir con el desarrollo de su producción, lo cual es sustentado por la tasa de

producción de los pozos activos vecinos en ese yacimiento las cuales oscilan entre 68 y 324 bnpd, aunado además a las reservas remanentes existentes en la zona.

Recomendación

Aislar con tapón puente a **6550'** el intervalo **6586'-6754'**. **Cañonear** los intervalos **(4060'-4120'/selec.)**, **(4140'-4168'/ selec.)**, **(4220'-4250'/selec.)** y **(4290'-4313'/selec.)**. Realizar forzamiento arena petróleo, bajar y asentar forro ranurado pre-empacado entre 4040' y 4320' y reinstalar equipo de LAG. Se espera un productor de aprox. 150 BNPD.

En las siguientes figuras se muestran los diagramas de completación del pozo:

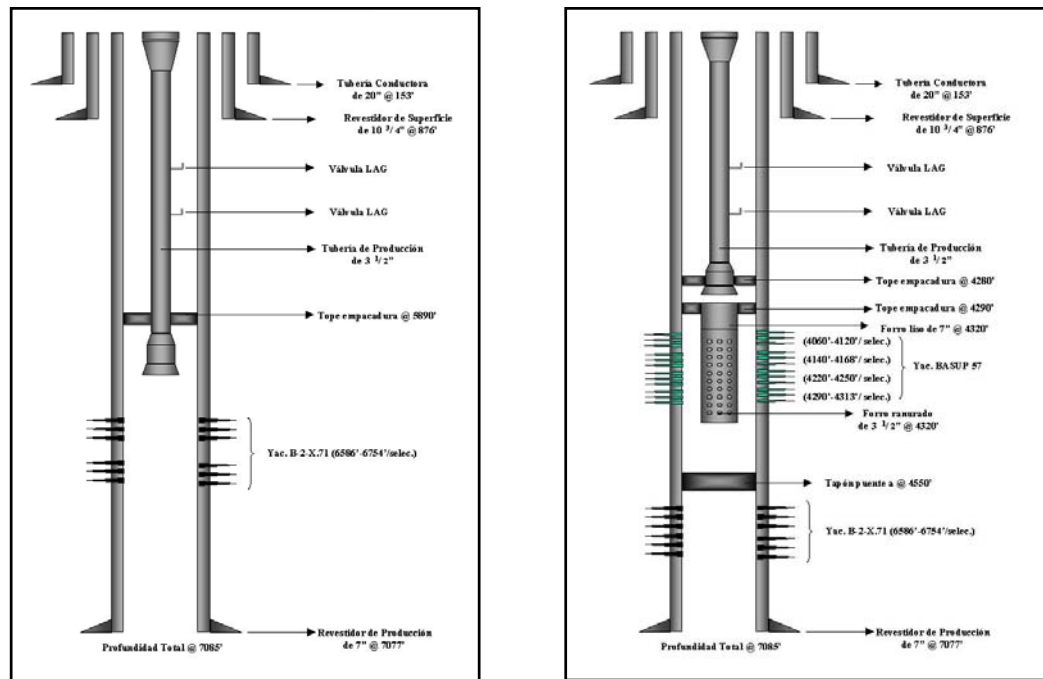


Figura 70: Diagrama mecánico actual Figura 71: Diagrama mecánico propuesto

POZO AB-1252

Se encuentra ubicado en la parcela 317. Fue completado originalmente el 07/11/73 en el yacimiento **BASUP 57** cañoneando el intervalo 3710'-3896' selectivo.

Según se pudo observar en los mapas isópaco-estructurales, la ubicación del pozo solo permitió que este fuese completado en los yacimientos BASUP 57 y con posibilidades de ser completado en BAMED 61, ya que se sale de los límites de los yacimientos inferiores, desde BAINF 59 hasta LGINF 13. En la siguiente tabla se muestra los últimos valores de producción para el yacimiento completado:

Tabla 17: Ultimos valores de producción pozo AB-1252

Completación	Ult. Fecha de Prod.	Qo (BNPD)	AyS (%)	RGP (^{PCN}/BNP)	Np (MBNP)	Yacimiento	Ultimo Edo MEM
1	31/01/99	62	3,20	2464	97,97	BASUP 57	ER

Los pozos vecinos que se encuentran activos tales como el AB-671A y el AB-1579 poseen una buena tasa de producción y bajos cortes de agua, 160 BNPD con 1% y 88 bnpd con 27% respectivamente. Debido a esto, se puede esperar que el pozo AB-1252 sea un buen productor de petróleo sin mucho problema de agua.

De la historia del pozo se pudo verificar que la producción de agua que refleja la historia de producción fue debido a arenas de agua que actualmente se encuentran aisladas, y que el motivo del cierre del pozo fue debido a su bajo potencial. El espesor de arena neta petrolífera del pozo es de **241'**.

Recomendación

En el yacimiento BASUP 57 abrir adicionalmente los intervalos **(3670'-3675')**, **(3690'-3700')** y **recañonar** los intervalos **(3645'-3655')**, **(3665'-3670')** y **(3675'-3690')**. Realizar forzamiento arena-petróleo al intervalo (3645'-3700'). Luego bajar y asentar forro

ranurado pre-empacado entre 3660' y 3700' y reinstalar equipo de LAG. Se espera un productor de aproximadamente 150 BNPD.

En las siguientes figuras se muestran los diagramas de completación del pozo:

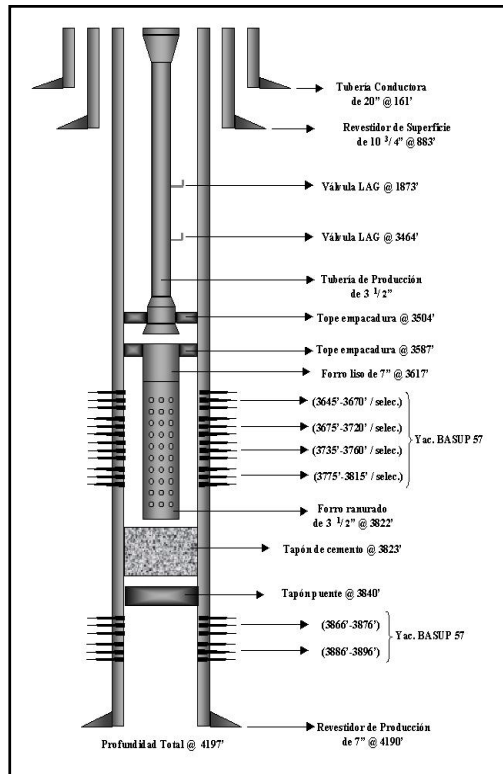


Figura 72: Diagrama mecánico actual

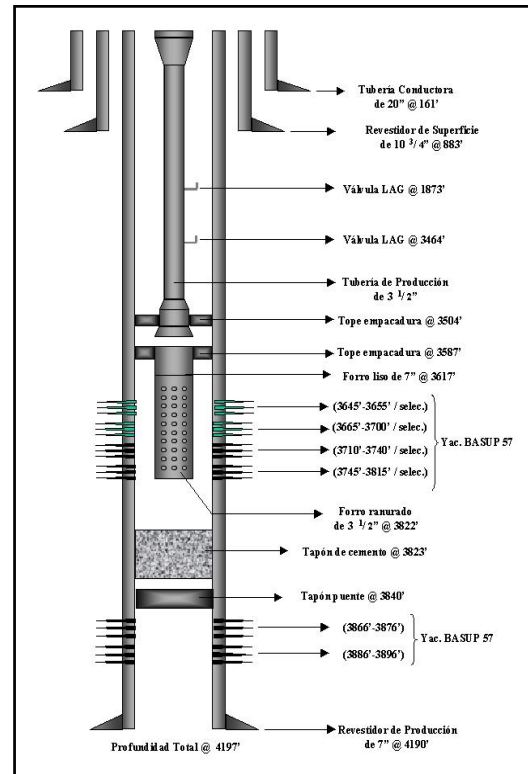


Figura 73: Diagrama mecánico propuesto

POZO AB-1282

Se encuentra ubicado en la parcela 317. Fue completado originalmente el 05/02/74 en el yacimiento **BASUP 57** cañoneando el intervalo 3670'-3765' selectivo.

Se pudo observar en los mapas isópaco-estructurales, que la ubicación del pozo solo permitió que este fuese completado en los yacimientos BASUP 57 y con posibilidades de ser completado en BAMED 61, ya que se sale de los límites de los yacimientos inferiores, desde BAINF 59 hasta LGINF 13. En la siguiente tabla se muestra los últimos valores de producción para el yacimiento completado:

Tabla 18: Ultimos valores de producción pozo AB-1282

Completación	Ult. Fecha de Prod.	Qo (BNPD)	AyS (%)	RGP (PCN/BNP)	Np (MBNP)	Yacimiento	Ultimo Edo MEM
1	31/08/75	182	0,90	548	11,81	ISNOT 09	ER

De la historia del pozo se pudo conocer que inicialmente fueron cañoneados los intervalos 3670'-3690' y 3750'-3765' correspondientes al yacimiento BASUP 57. Este yacimiento no pudo ser abierto a producción debido a que inicialmente se presentó una obstrucción en la tubería a 3540' y luego se encontró el revestidor de 7" partido a 3670', por lo cual posteriormente se optó por ser recompletado en el yacimiento ISNOTU 09 del cual estuvo produciendo desde mayo de 1975 hasta agosto de ese mismo año. El espesor de arena neta petrolífera del pozo es de **107'**.

Recomendación

De manera de alcanzar nuevamente el yac. BASUP 57 y desarrollar las reservas remanentes asociadas al pozo se recomienda el siguiente trabajo:

Realizar un **SIDETRACK** abriendo una ventana en el revestidor de producción a una profundidad de **3400'**, asentando el revestidor de producción del nuevo hoyo a **4200'**. En el

yacimiento BASUP 57 cañonear los intervalos (3670'-3690') y (3750'-3765'). Bajar y asentar forro ranurado pre-empacado entre 3660' y 3770' y reinstalar equipo de LAG. Se espera un productor de aproximadamente 350 BNPD.

En las siguientes figuras se muestran los diagramas de completación del pozo:

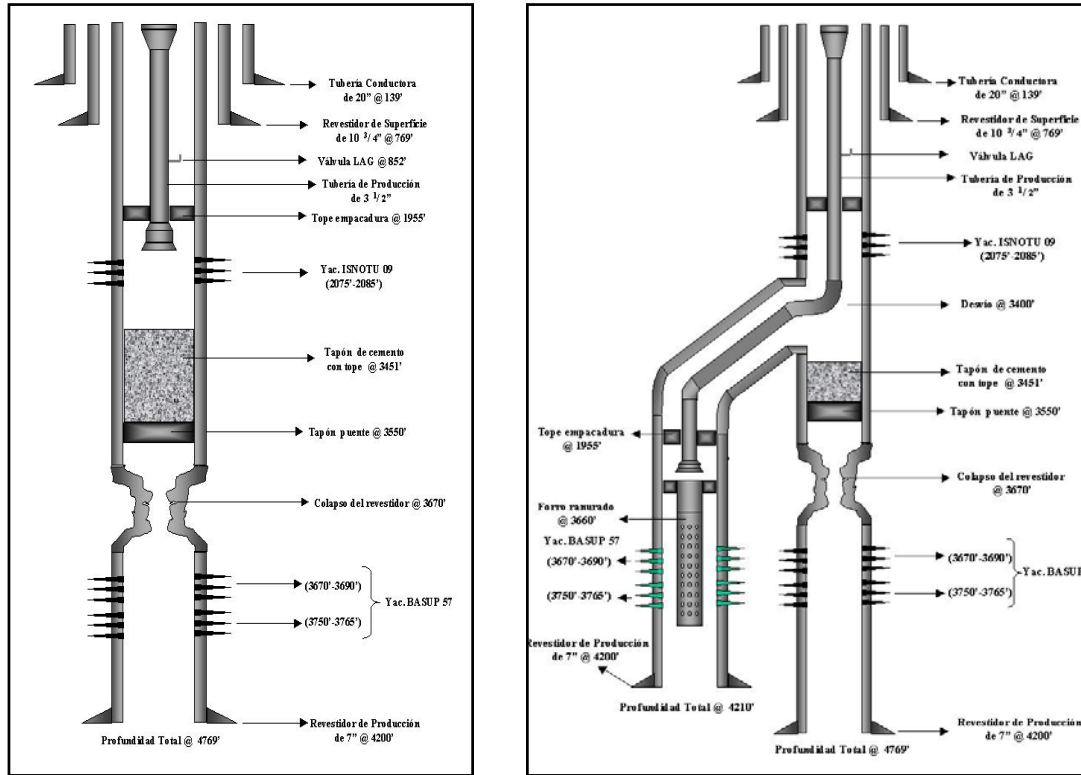


Figura 74: Diagrama mecánico actual Figura 75: Diagrama mecánico propuesto

POZO AB-1284

Se encuentra ubicado en la parcela 317. Fue completado originalmente el 01/10/74 en el yacimiento **LGINF 13** cañoneando el intervalo 6037'-6076' selectivo.

En la siguiente tabla se muestra los últimos valores de producción para los yacimientos completados:

Tabla 19: Ultimos valores de producción pozo AB-1284

Completación	Ult. Fecha de Prod.	Qo (BNPD)	AyS (%)	RGP ($\frac{PCN}{BNP}$)	Np (MBNP)	Yacimiento	Ultimo Edo MEM
1	31/08/00	8	25,50	1724	318,00	BAINF 59	EM
2	31/10/90	5	90,40	600	57,00	LAGNA 14	EC
3	31/08/86	44	90,00	402	489,00	LGINF 13	EC

Este pozo se encuentra ubicado muy cerca del límite con el área del convenio. Estructuralmente el tope del yacimiento BASUP 57 en este pozo se encuentra a 4373'.

Entre sus pozos vecinos que se encuentran como productores activos en el yacimiento BASUP 57 tenemos al pozo AB-1246 el cual se encuentra buzamiento arriba y a un espaciamiento de 300 mts. La historia de producción de este pozo no refleja cortes de agua en promedio superiores al 30% aunque si se observa una RGP un poco alta, superando en algunos casos los 2500 $\frac{PCN}{BNP}$. Actualmente produce con una tasa de 72 bnpd, con 22% de corte de agua y 847 $\frac{PCN}{BNP}$.

Otro pozo vecino que se encuentra activo como productor de petróleo es el pozo AB-1834 el cual también se encuentra buzamiento arriba y a un espaciamiento de 150 mts. De la historia de producción de este pozo se aprecia que en el poco tiempo que tiene produciendo de este yacimiento no ha presentado cortes de agua mayores al 11% y RGP mayores a 450 $\frac{PCN}{BNP}$. Actualmente se encuentra produciendo con una tasa de 218 bnpd con 5% de corte de agua y 101 $\frac{PCN}{BNP}$.

Del análisis realizado a los pozos vecinos activos se puede concluir que este pozo posee un muy buen potencial sin mucho riesgo de producción de agua, lo cual aunado a las reservas remanentes que posee lo hace un buen candidato para ser rehabilitado en este yacimiento. El espesor de arena neta petrolífera del pozo es de 336'.

Recomendación

Cementar los intervalos cañoneados en BAINF 59, colocar un tapón puente a 5100'. **Recompletar** en BASUP 57 cañoneando los intervalos (4445'-4452'), (4470'-4478'), (4490'-4500') y (4510'-4535'). Bajar y asentar forro ranurado pre-empacado entre 4430' y 4550'. Reinstalar equipo de LAG. Se espera un productor de aproximadamente 350 BNPD.

En las siguientes figuras se muestran los diagramas de completación del pozo:

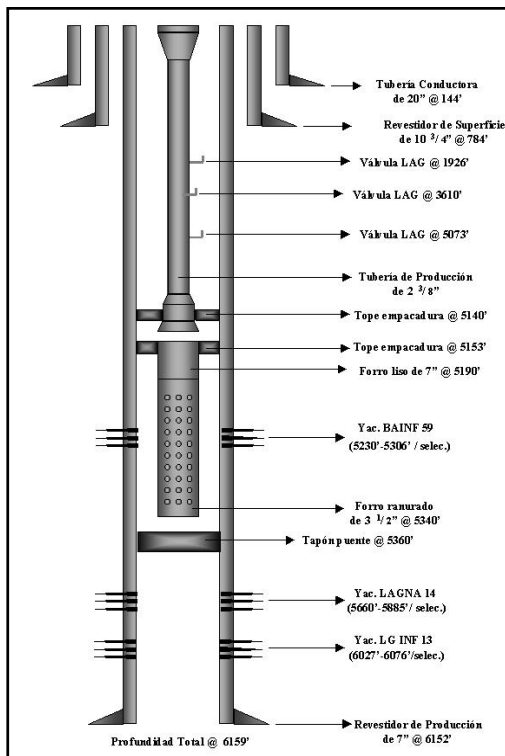


Figura 76: Diagrama mecánico actual

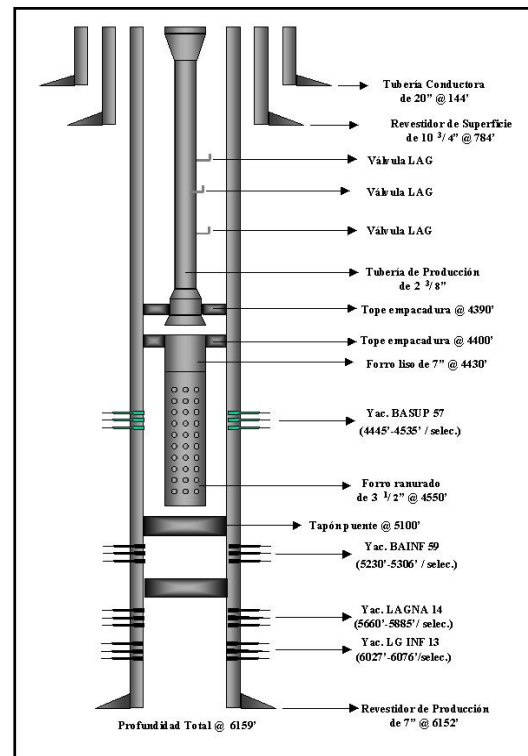


Figura 77: Diagrama mecánico propuesto

POZO AB-1288

Se encuentra ubicado en la parcela 317. Fue completado originalmente el 01/10/74 como productor sencillo del yacimiento **BASUP 57** cañoneando el intervalo 3400'-3560' selectivo.

Se pudo observar en los mapas isópaco-estructurales que la ubicación del pozo solo permitió que este fuese completado en el yacimiento BASUP 57, ya que se sale de los límites de los yacimientos inferiores, desde BAMED 61 hasta LGINF 13.

En la siguiente tabla se muestra los últimos valores de producción para el yacimiento completado:

Tabla 20: Ultimos valores de producción pozo AB-1288

Completación	Ult. Fecha de Prod.	Qo (BNPD)	AyS (%)	RGP (^{PCN}/_{BNP})	Np (MBNP)	Yacimiento	Ultimo Edo MEM
1	31/05/81	44	0,0	2124	100,89	BASUP 57	ER

En la mayoría de su vida productiva (1975–1981), presentó una tasa de aproximadamente 50 bnpd pero sin cortes de agua y con valores de RGP menores a 1500 ^{PCN}/_{BNP} hasta su ultimo año de producción (1979-1980) en donde se registraron valores superiores a los 2500 ^{PCN}/_{BNP}.

En enero de 1981 el pozo fue abierto, y en mayo de ese mismo año fue cerrado por su bajo potencial. A pesar de ello, el pozo posee unas reservas remanentes recuperables de aprox. 803,59 MBNP, lo cual genera un gran interés por su reactivación en el yac. BASUP 57. Adicionalmente sus pozos vecinos poseen buen potencial con aprox. 70 bnpd y cortes de agua menor a 3%. Tiene un excelente desarrollo de ANP con **236'** de espesor.

De la historia del pozo se pudo conocer que el pozo tiene el revestidor colapsado a **682'**.

Recomendación

Debido a que el daño en el revestidor de producción se encuentra por encima del la zapata del revestidor de superficie se recomienda **abandonar** este pozo en su totalidad, pero de manera de continuar con el desarrollo de la zona en el yacimiento se recomendaría la perforación de un pozo gemelo y seguir las siguientes sugerencias:

Para evitar la producción de gas recañonear los intervalos (3420'-4395') así como (3435'-3450'), (3470'-3480') y (3540'-3562').

Realizar forzamiento arena petróleo, asentar forro ranurado pre-empacado en el intervalo (3570'-4350') y reinstalar equipo de LAG. Se espera un productor de aproximadamente 120 BNPD.

En las siguientes figuras se muestran los diagramas de completación del pozo:

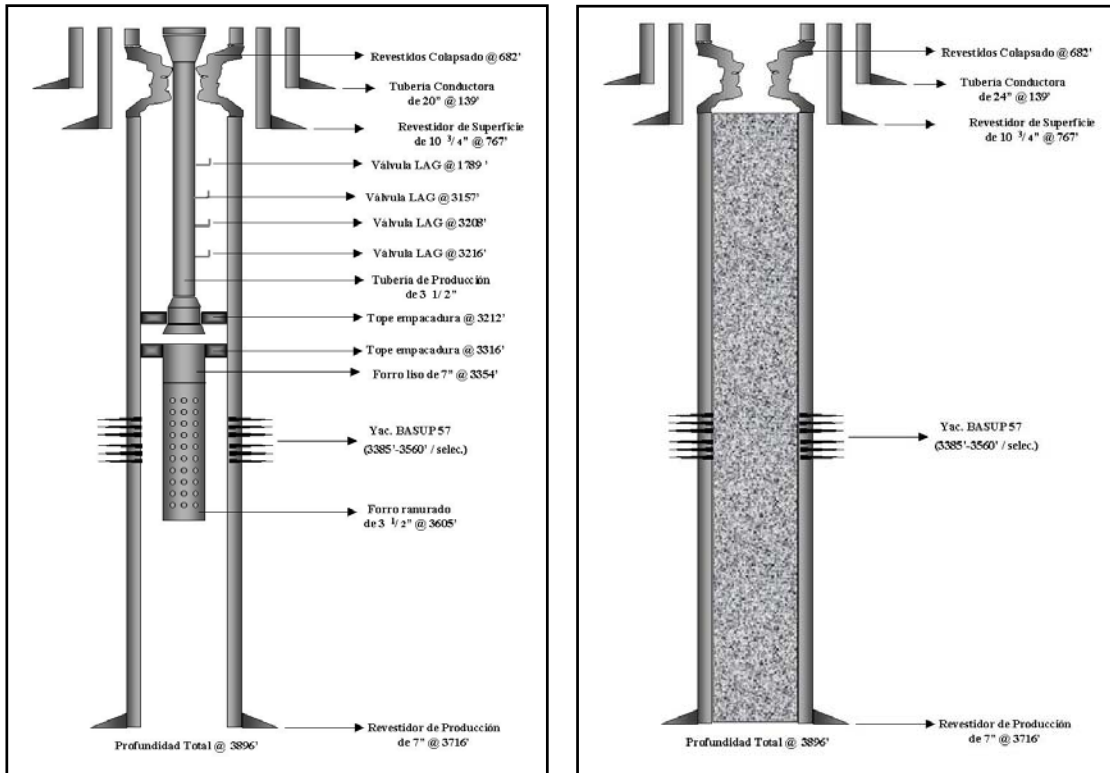


Figura 78: Diagrama mecánico actual Figura 79: Diagrama mecánico propuesto

POZO AB-1290

Se encuentra ubicado en la parcela 317. Fue completado originalmente en el yacimiento **BAMED 61** el 30/10/74 cañoneando el intervalo 4107'-4390' selectivo.

Se pudo observar en los mapas isópaco-estructurales que la ubicación del pozo solo permitió que este fuese completado en el yacimiento BASUP 57 y en BAMED 61, ya que se sale de los límites de los yacimientos inferiores, desde BAINF 61 hasta LGINF 13. En la siguiente tabla se muestra los últimos valores de producción para los yacimientos completados:

Tabla 21: Ultimos valores de producción pozo AB-1290

Completación	Ult. Fecha de Prod.	Qo (BNPD)	AyS (%)	RGP (PCN/BNP)	Np (MBNP)	Yacimiento	Ultimo Edo MEM
1	31/12/92	4	93,50	0	325,39	BAMED 61	EC
2	28/02/99	14	16,70	1375	64,23	BASUP 57	EM

Este pozo se encuentra ubicado muy cerca del límite con el área del convenio. Estructuralmente el tope del pozo en el yacimiento BASUP 57 se encuentra a 3778'.

La historia del pozo se encuentra desactualizada con respecto a su ultimo período de producción (1994-1999), desconociéndose el motivo por el cual el pozo fue cerrado cuando se encontraba produciendo del yacimiento BASUP 57, aunque de su comportamiento de producción se puede inferir que su cierre fue debido a su bajo potencial, el cual se observa entre 1997 y 1999.

Recomendación

Verificar estado mecánico actual. Si no posee revestidor colapsado por encima del yacimiento BASUP 57, correr RST, **recañonear** el intervalo **(3814'-3970'/selec.)**. Realizar forzamiento arena petróleo, bajar y asentar forro ranurado pre-empacado y reinstalar equipo de LAG. Se espera un productor de aproximadamente 180 BNPD.

En las siguientes figuras se muestran los diagramas de completación del pozo:

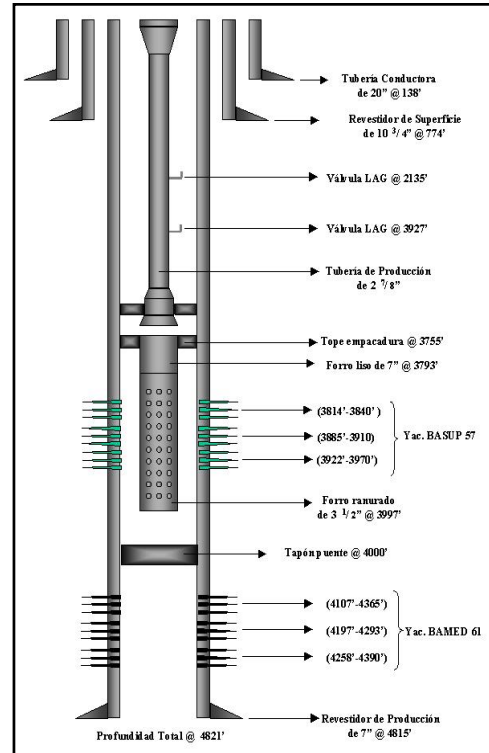
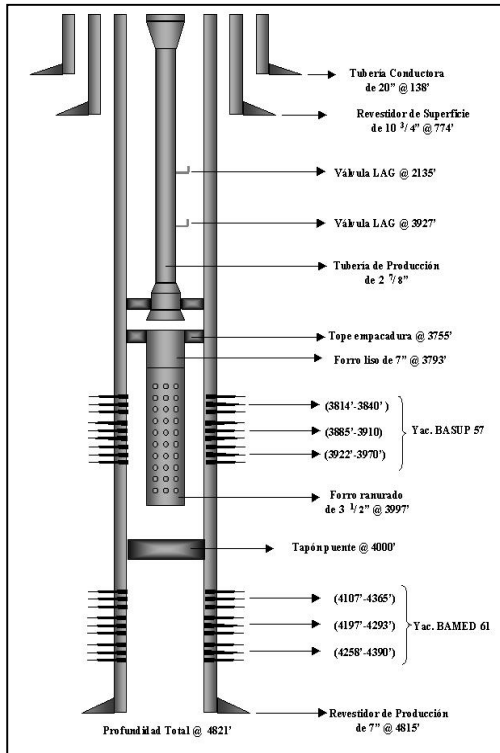


Figura 80: Diagrama mecánico actual

Figura 81: Diagrama mecánico propuesto

POZO AB-1914

Se encuentra ubicado en la parcela 317. Fue completado originalmente el 17/09/90 en el yacimiento **BAMED 61**, cañoneando el intervalo 4622'-4865' selectivo.

En la siguiente tabla se muestra los últimos valores de producción para los yacimientos completados:

Tabla 22: Ultimos valores de producción pozo AB-1914

Completación	Ult. Fecha de Prod.	Qo (BNPD)	AyS (%)	RGP (PCN/BNP)	Np (MBNP)	Yacimiento	Ultimo Edo MEM
1	31/08/96	45	47,00	3308	215,58	BAMED 61	EC
2	31/03/99	44	47,70	1769	204,64	BAINF 59	ER

Estructuralmente el tope del yacimiento BASUP 57 en este pozo se encuentra a 4062'.

El pozo AB-1834 es un pozo vecino que se encuentra activo como productor a solo 150 mts de distancia y 40' buzamiento abajo. De la historia de producción de este pozo se aprecia que en el poco tiempo que tiene produciendo de este yacimiento no ha presentado cortes de agua mayores al 11% y RGP mayores a 450 PCN/BNP. Actualmente se encuentra produciendo con una tasa de 218 bnpd, con 5% de corte de agua y 101 PCN/BNP.

Recomendación

Cementar los intervalos **(4622'-4865')** en BAMED 61 y **(4982'-5211')** en BAINF 59. Colocar tapón puente a **4600'**. Correr RST. **Recompletar** sencillo en el yac. BASUP 57, cañoneando los intervalos **(4110'-4115')**, **(4182'-4188')**, **(4285'-4305')** y **(4358'-4365')**, los cuales, por el comportamiento de las curvas del registro eléctrico, se perfilan como buenas zonas petrolíferas. Los intervalos propuestos están sujetos a cambios según los resultados que arroje el RST.

Realizar forzamiento arena petrolero, bajar y asentar forro ranurado pre-empacado y reinstalar equipo de LAG. Se espera un productor de aproximadamente 350 BNPD.

POZO AB-1916

Se encuentra ubicado en la parcela 317. Fue completado originalmente el 25/09/90 en el yacimiento **BAINF 59**, cañoneando el intervalo 4763'-5046' selectivo.

En la siguiente tabla se muestra los últimos valores de producción para el yacimiento completado:

Tabla 23: Ultimos valores de producción pozo AB-1916

Completación	Ult. Fecha de Prod.	Qo (BNPD)	AyS (%)	RGP (PCN/BNP)	Np (BNP)	Yacimiento	Ultimo Edo MEM
1	31/08/00	16	94,80	780	189,53	BAINF 59	EW

Estructuralmente el tope del yacimiento BASUP 57 en este pozo se encuentra a 4045'. Este pozo se encuentra ubicado entre dos fallas invertidas.

Su pozo vecino más cercano es el AB-1246 el cual se encuentra 52' buzamiento arriba y a un espaciamiento de 150 mts. Este pozo actualmente se encuentra activo con una tasa de petróleo de 72 bnpd, 22% AyS y 847^{PCN}/_{BNP}.

Recomendación

Cementar los intervalos cañoneados en BAINF 59, colocar un tapón puente a **4750'** y **recompletar** en BASUP 57 cañoneando los intervalos **(4175'-4182')** y **(4220'-4240')**. Realizar forzamiento arena-petróleo al intervalo (4175'-4240'), bajar y asentar forro ranurado pre-empacado entre 4160' y 4250', reinstalar equipo de LAG. Se espera un productor de aproximadamente 350 BNPD.

En las siguientes figuras se muestran los diagramas de completación del pozo:

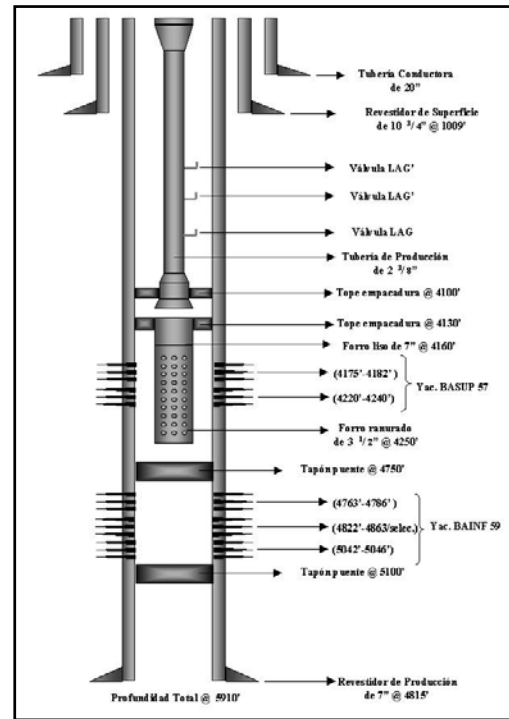
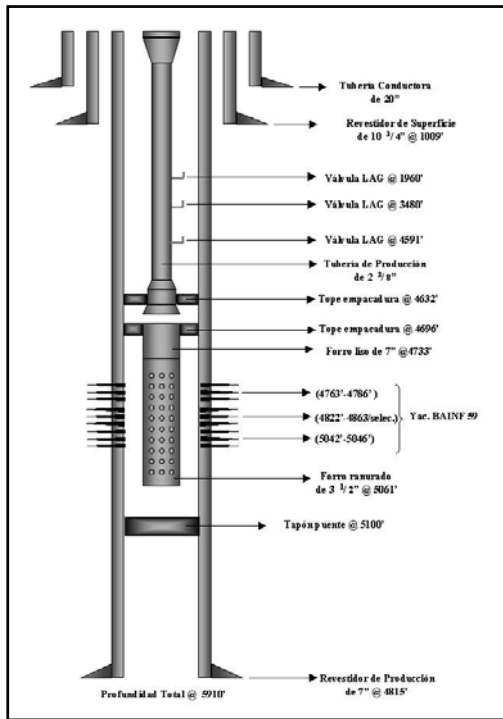


Figura 84: Diagrama mecánico actual Figura 85: Diagrama mecánico propuesto

POZO AB-2010

Se encuentra ubicado en la parcela 317. Fue completado originalmente el 21/08/92 como productor sencillo en el yacimiento **LGINF 13**, cañoneando el intervalo 6041'-6102' selectivo.

En la siguiente tabla se muestra los últimos valores de producción para los yacimientos completados:

Tabla 24: Últimos valores de producción pozo AB-2010

Completación	Ult. Fecha de Prod.	Qo (BNPD)	AyS (%)	RGP (PCN/BNP)	Np (MBNP)	Yacimiento	Ultimo Edo MEM
1	31/07/94	3	96,00	2409	30,01	LGINF 13	EC
2	31/08/99	9	0,0	2474	25,61	BAINF 59	EM

El pozo se mantuvo activo en LGINF 13 hasta Julio del 94 cuando fue cerrado por alto corte de agua de aprox. 95%. Luego en Junio de 1995 ser completado en el yacimiento BAINF 59 cañoneando los intervalos 5254'-5290' pero en agosto de 1999 fue cerrado por alto corte de agua.

En el yacimiento BASUP 57 el pozo se encuentra estructuralmente a 4465' y posee un ANP de 283'. Su pozo vecino mas cercano es el AB-1839 el cual se encuentra en la parcela agua 324 y a 95' buzamiento arriba, tiene una tasa de petróleo actual (Julio 2001) de 315 bnpd y un corte de agua de 3%.

Recomendación

Cementar los intervalos cañoneados en BAINF 59, colocar un tapón puente a **5240'** y **recompletar** en BASUP 57 cañoneando los intervalos **(4497'-4610'/selec.)** y **(4626'-4808'/selec.)**. Realizar forzamiento arena petrolero, bajar y asentar forro ranurado

pre-empacado y reinstalar equipo de LAG. Se espera un productor de aproximadamente 350 BNPD.

En las siguientes figuras se muestran los diagramas de completación del pozo:

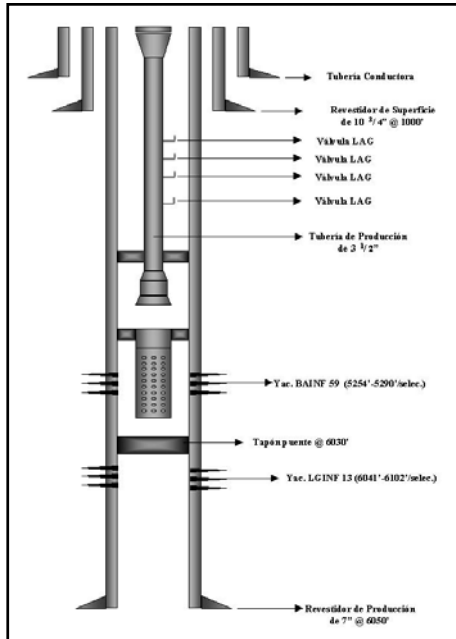


Figura 86: Diagrama mecánico actual

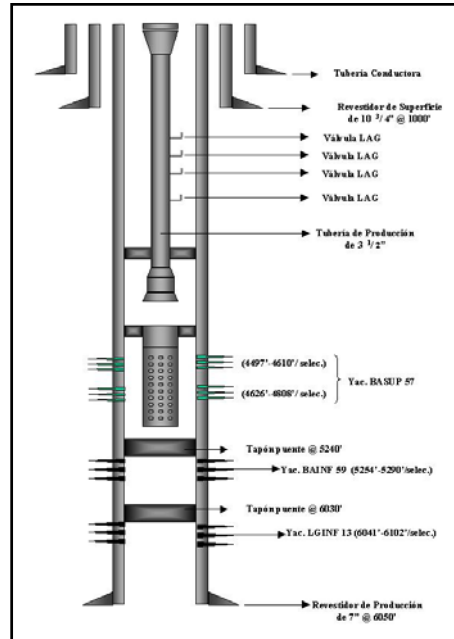


Figura 87: Diagrama mecánico propuesto

POZO AB-2249

Se encuentra ubicado en la parcela 317. Fue completado originalmente en el yacimiento **BAMED 61**. Este es un pozo horizontal cuyo cabezal se encuentra en la parcela 317 pero del lado del área convenio y tiene una longitud horizontal de aprox. 1640 pies hasta el lado de PDVSA.

En la siguiente tabla se muestra los últimos valores de producción para el yacimiento completado:

Tabla 25: Ultimos valores de producción pozo AB-2249

Completación	Ult. Fecha de Prod.	Qo (BNPD)	AyS (%)	RGP ($\frac{PCN}{BNP}$)	Np (MBNP)	Yacimiento	Ultimo Edo MEM
1	30/04/01	19	26,90%	1315	25,78	BAMED 61	EM

El pozo vecino mas cercano es el pozo AB-2049 el cual se encuentra produciendo actualmente (Julio 2001) con una tasa de petróleo de 166 bnpd, con un corte de agua de 1 % y con 1000 $\frac{PCN}{BNP}$ de RGP.

No se pudo realizar su diagrama mecánico ya que no se encontró la carpeta del pozo, lo que trajo como dificultad adicional el no poder conocer las causas de su cierre así como los trabajos realizados de manera de poder establecer las recomendaciones pertinentes para su reactivación. De igual manera se esperaría un productor de aprox. 175 BNPD suponiendo que no existan problemas mecánicos severos que impidan su reactivación, lo cual seria provechoso para el desarrollo de las reservas remanentes de la zona.

POZO AB-222

Se encuentra ubicado en la parcela 325, gemelo del pozo **AB-390**. Fue completado originalmente el 27/02/55 en el yacimiento.

En la siguiente tabla se muestra los últimos valores de producción para los yacimientos completados:

Tabla 26: Ultimos valores de producción pozo AB-222

Completación	Ult. Fecha de Producción.	Qo (BNPD)	AyS (%)	RGP (^{PCN} /BNP)	Np (MBNP)	Yacimiento	Ultimo Edo MEM
1	30/09/56	624	57,00	528	799,37	LGINF 13	EC
2	31/12/64	146	90,00	2162	1326,30	LAGNA 14	EC
3	30/06/87	25	54,00	1295	176,64	BAMED 61	EM

El pozo se encuentra abandonado desde el 20 de septiembre de 1988. En las siguientes figuras se muestra el diagrama mecánico del pozo:

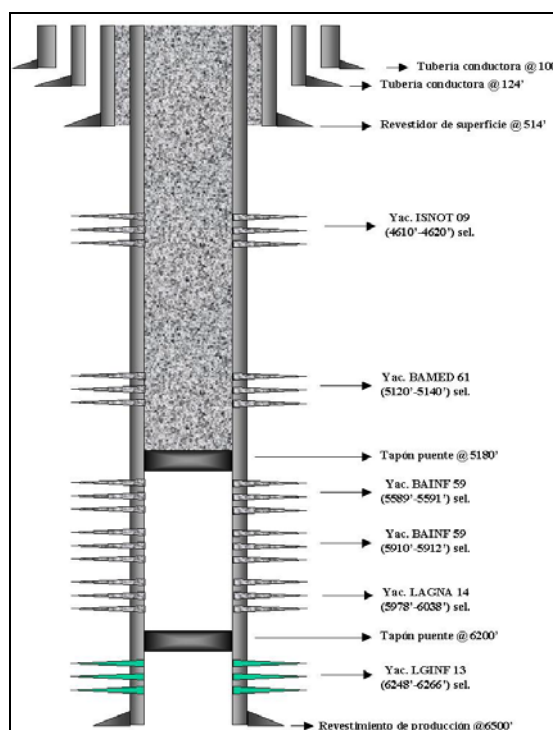


Figura 88: Diagrama mecánico actual

POZO AB-253

Se encuentra ubicado al sur de la parcela 325. Fue completado originalmente el 26/01/53 como productor sencillo en el yacimiento **LAGNA 14**.

En la siguiente tabla se muestra los últimos valores de producción para los yacimientos completados:

Tabla 27: Últimos valores de producción pozo AB-253

Completación	Ult. Fecha de Producción.	Qo (BNPD)	AyS (%)	RGP ($\frac{PCN}{BNP}$)	Np (MBNP)	Yacimiento	Ultimo Edo MEM
1	31/05/92	97	4,00	336	671,26	LGINF 13	ER
2	31/03/86	13	28,00	1732	2425,03	LAGNA 14	EC

El área adyacente al pozo en el yacimiento **BASUP 57** se encuentra barrida por el frente de agua proveniente de la inyección de agua realizada por el pozo vecino **AB-1240** el cual inyectó un total de 27,52 MMBNA y por el pozo **AB-217** el cual inyectó un total de 12,73 MMBNA.

Recomendación

Abandonar el pozo. En las siguientes figuras se muestran los diagramas mecánicos del pozo:

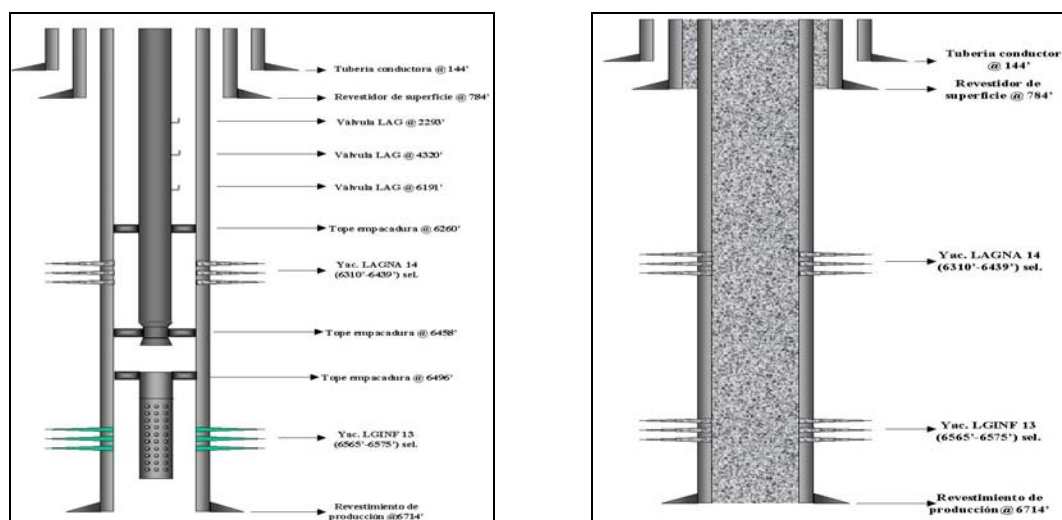


Figura 89: Diagrama mecánico actual Figura 90: Diagrama mecánico propuesto

POZO AB-390

Se encuentra ubicado en la parcela 325, gemelo del pozo **AB-222**. Fue completado originalmente el 30/12/71 en el yacimiento BASUP 57.

En la siguiente tabla se muestra los últimos valores de producción para el yacimiento completado:

Tabla 28: Últimos valores de producción pozo AB-390

Completación	Ult. Fecha de Producción.	Qo (BNPD)	AyS (%)	RGP (^{PCN} /BNP)	Np (MBNP)	Yacimiento	Ultimo Edo MEM
1	30/04/73	43	19,00	358	963,66	BASUP 57	AE

El pozo se encuentra abandonado desde el 14 de octubre de 1988. Su diagrama mecánico se presenta en la siguiente figura:

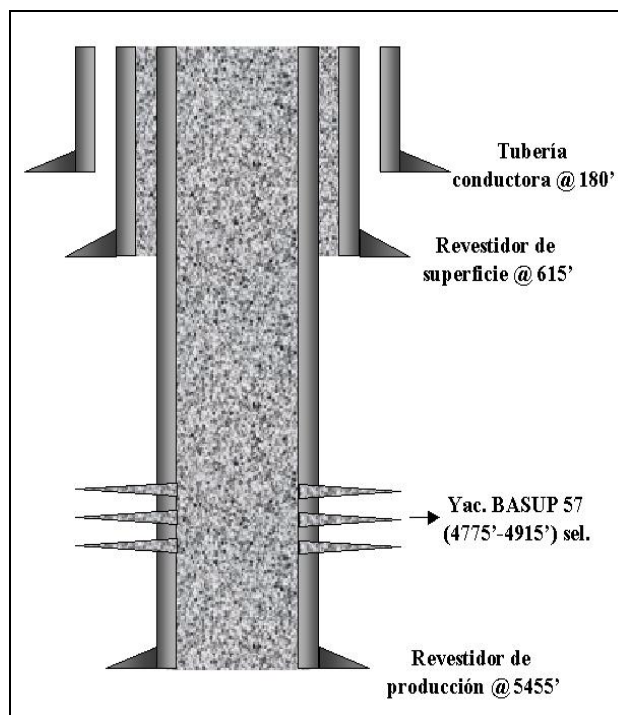


Figura 91: Diagrama mecánico actual

POZO AB-889^a

Se encuentra ubicado en la parcela 325, es gemelo del pozo **AB-1884** el cual se encuentra activo como productor en el yacimiento **LGINF 13**.

El pozo **AB-889A** fue completado originalmente el 16/11/67 como productor sencillo en el yacimiento **BAMED 61**. En la siguiente tabla se muestra los últimos valores de producción para los yacimientos completados:

Tabla 29: Últimos valores de producción pozo AB-889

Completación	Ult. Fecha de Producción.	Qo (BNPD)	AyS (%)	RGP (PCN/BNP)	Np (MBNP)	Yacimiento	Ultimo Edo MEM
1	31/03/89	43	36,00	177	2368,74	BAMED 61	EC
2	28/02/89	28	39,00	1392	85,32	BASUP 57	EC
A-1	31/08/97	24	0,00	89	30,64	BASUP 57	EC
A-2	31/12/99	19	98,00	1125	5994	ISNOT 09	CO

El 10 de junio de 1994 se le realizó un desvío al pozo por debajo del revestimiento de superficie, con un ángulo de inclinación menor de 6° en ese mismo punto y se perforó verticalmente hasta la profundidad total.

Los pozos vecinos completados en el yacimiento **BASUP 57** presentan elevados cortes de agua, lo cual evidencia la presencia de alta saturación de este fluido en la zona producto de la inyección de agua realizada por los pozos **AB-1240** y **AB-217** en la zona sur de la parcela 325.

Recomendación

Abandonar el pozo.

En las siguientes figuras se muestran los diagramas mecánicos del pozo:

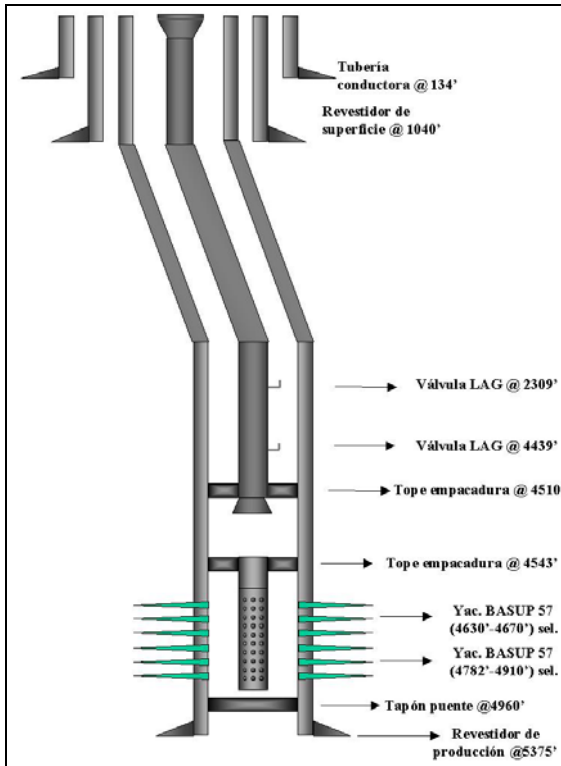


Figura 92: Diagrama mecánico actual

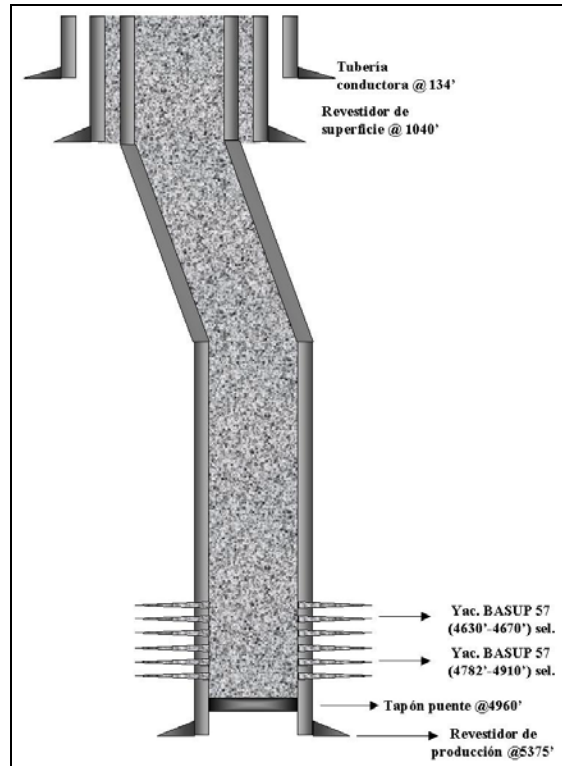


Figura 93: Diagrama mecánico propuesto

POZO AB-1198

Se encuentra ubicado al norte de la parcela 325, su profundidad total es de 6300', fue completado originalmente el 9/11/71 como productor sencillo en el yacimiento **LGINF 13**.

En la siguiente tabla se muestra los últimos valores de producción para los yacimientos completados:

Tabla 30: Ultimos valores de producción pozo AB-1198

Completación	Ult. Fecha de Producción.	Qo (BNPD)	AyS (%)	RGP (^{PCN}/BNP)	Np (BNP)	Yacimiento	Ultimo Edo MEM
1	30/11/89	108	69,00	20	851,23	LGINF 13	EC
2	31/05/95	13	0,00	2386	94,78	BASUP 57	ER

Atraviesa el yacimiento **BASUP 57** a una profundidad de 4700' y cuenta con un espesor de arena neta petrolífera de 190'.

Cuenta con dos pozos adyacentes activos completados buzamiento arriba en el yacimiento **BASUP 57**, los cuales son el pozo **AB-391** que produce 113 bnpd con 5% AyS separado por un espaciamiento de 300 mts y el pozo **AB-1839** que produce 315 BNPD con 3% AyS separado por un espaciamiento de 390 mts .

De la historia de producción del pozo en el yacimiento **BASUP 57** no se observan comportamientos anormales en los cortes de agua. El pozo no cuenta con su carpeta de pozo actualizada.

Recomendación

Verificar estado mecánico actual. Recuperar forro ranurado. Correr RST, CBL y VDL en yacimiento **BASUP 57**. **Recañonear** los intervalos **(4750'-4786'/selec.)**, **(4792'-4850'/selec.)** y abrir arenas adicionales cañoneando el intervalo **(4860'-4890')**, realizar completación sencilla con forro ranurado pre-empacado entre los intervalos

(4740'-4900'). Estos intervalos están sujetos a cambios dependiendo de la interpretación de los registros antes nombrados. Realizar forzamiento arena petróleo. Reinstalar equipo de gas lift. Se espera un productor de 175 BNPD.

En las siguientes figuras se muestran los diagramas mecánicos del pozo:

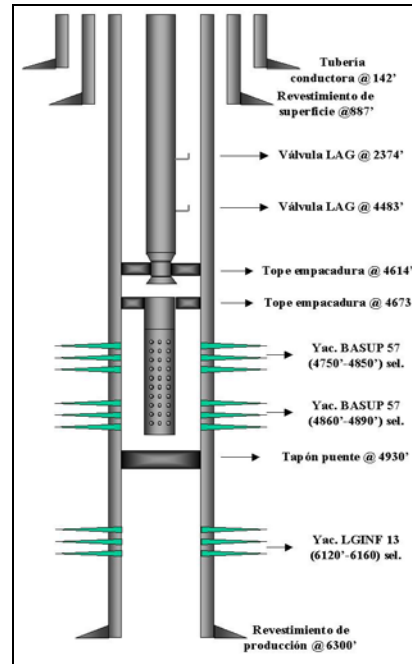
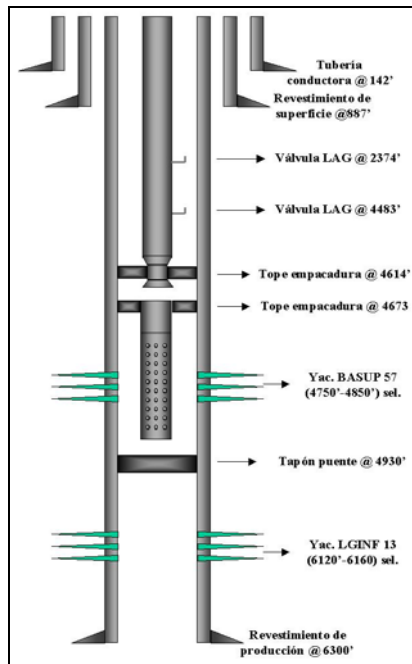


Figura 94: Diagrama mecánico actual Figura 95: Diagrama mecánico propuesto

POZO AB-1216

El pozo se encuentra ubicado en la zona norte de la parcela 325, fue completado originalmente el 3/04/72 como productor sencillo en el yacimiento **LGINF 13**.

En la siguiente tabla se muestra los últimos valores de producción para los yacimientos completados:

Tabla 31: Ultimos valores de producción pozo AB-1216

Completación	Ult. Fecha de Producción.	Qo (BNPD)	AyS (%)	RGP (^{PCN} /BNP)	Np (MBNP)	Yacimiento	Ultimo Edo MEM
1	31/08/75	397	60,00	0	601,29	LGINF 13	EC
2	30/11/82	34	59,90	59	260,26	LAGNA 14	EC
3	30/04/99	9	34,30	1364	206,96	BASUP 57	EM

Atraviesa el yacimiento **BASUP 57** a una profundidad de 4795' y cuenta con un espesor de arena neta petrolífera de 200'.

El pozo fue completado en el yacimiento **BASUP 57** el 10/11/82, y se encuentra inactivo en ese mismo yacimiento desde abril de 1999 debido a que no presento el potencial de producción esperado.

Cuenta con dos pozos adyacentes activos completados buzamiento arriba en el yacimiento **BASUP 57**, ubicados en la parcela 324, los cuales son el pozo **AB-391** que produce 113 bnpd con 5% AyS, separados por un espaciamiento de 350 mts y el pozo **AB-2013** que produce 146 BNPd con 35% AyS separados por un espaciamiento de 400 mts.

A partir de los pozos adyacentes se puede inferir que existe buen potencial en la zona. En la historia de producción del pozo en el yacimiento **BASUP 57** no se observan comportamientos anormales en el corte de agua.

Recomendación

Correr RST, CBL y VDL en el yacimiento **BASUP 57**. Recañonear los intervalos (4830'-4890'), (4912'-4940'/selec.) y (4990'-4995'). Estos intervalos están sujetos a cambios, dependen de la interpretación de los registros. Realizar forzamiento arena petróleo. Empacar forro ranurado pre-empacado frente al intervalo productor y reinstalar equipo de gas lift. Se espera un productor de 175 BNPD.

En las siguientes figuras se muestran los diagramas mecánicos del pozo:

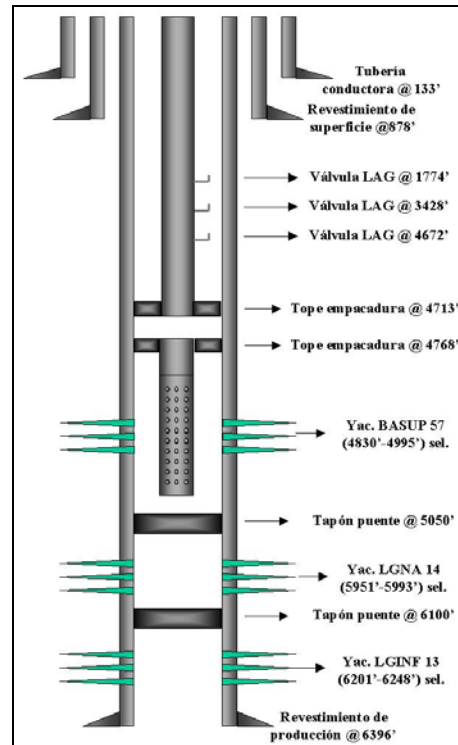
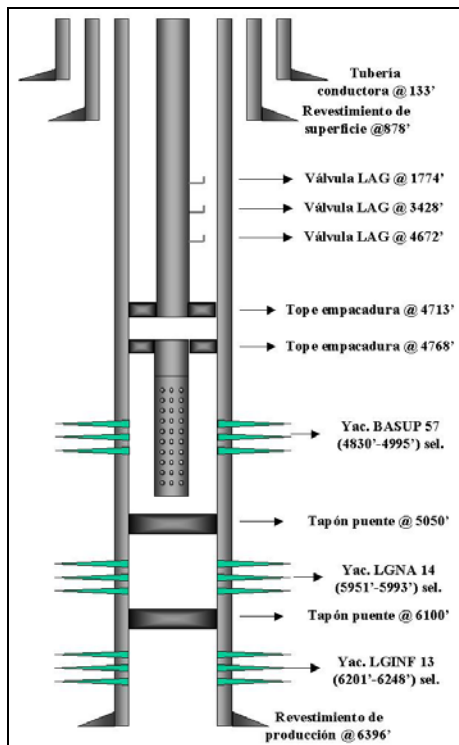


Figura 96: Diagrama mecánico actual Figura 97: Diagrama mecánico propuesto

POZO AB-1240

Se encuentra ubicado en la parcela 325, fue completado originalmente como inyector de agua en el yacimiento **BASUP 57** el 31/12/72. En la siguiente tabla se muestra el valor del agua inyectada para el yacimiento completado:

Tabla 32: Ultimos valores de producción pozo AB-1240

Completación	Ultima fecha de inyección	Acumulado de Inyec. (MMBNA)	Yacimiento	Ultimo Edo MEM
1	31/10/85	27,52	BASUP 57	CW

Recomendación

Debido a la gran cantidad de agua inyectada por este pozo se recomienda no continuar la inyección en el yacimiento **BASUP 57**, si no mas bien abandonar el pozo.

En las siguientes figuras se muestran los diagramas mecánicos del pozo:

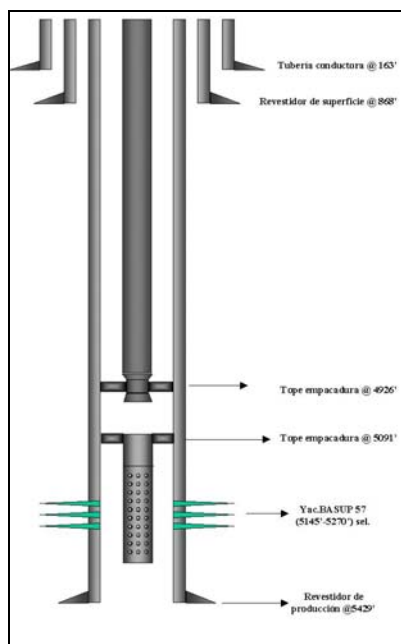


Figura 98: Diagrama mecánico actual.

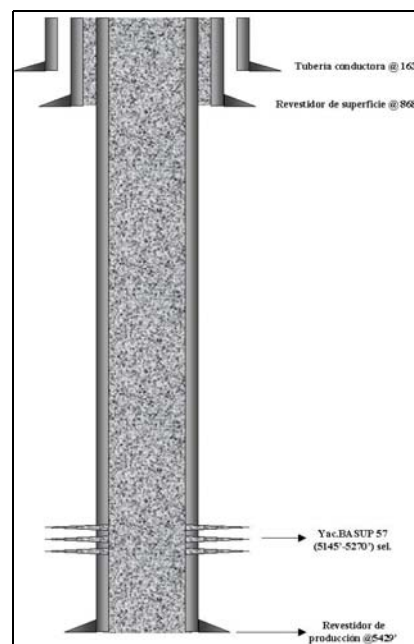


Figura 99: Diagrama mecánico propuesto.

POZO AB-1261

Se encuentra ubicado al sur de la parcela 325 y fue completado originalmente el 20/11/73 como productor en el yacimiento **LGINF 13**.

En la siguiente tabla se muestra los últimos valores de producción para los yacimientos completados:

Tabla 33: Ultimos valores de producción pozo AB-1261

Completación	Ult. Fecha de Producción.	Qo (BNPD)	AyS (%)	RGP (^{PCN}/BNP)	Np (MBNP)	Yacimiento	Ultimo Edo MEM
1	31/07/75	113	85,00	634	192,86	LGINF 13	EC
2	30/06/76	487	36,00	659	66,78	BAMED 61	EC
3	30/11/98	277	0,40	728	354,28	BASUP 57	ER

La vecindad del pozo en el yacimiento **BASUP 57** se encuentra barrida por el frente de agua proveniente del pozo inyector vecino **AB-1240** el cual inyectó un total de 27,52 MMBNA y el pozo **AB-217** el cual inyectó un total de 12,73 MMBNA.

Recomendación

Abandonar el pozo.

A continuación se muestran los diagramas mecánicos del pozo:

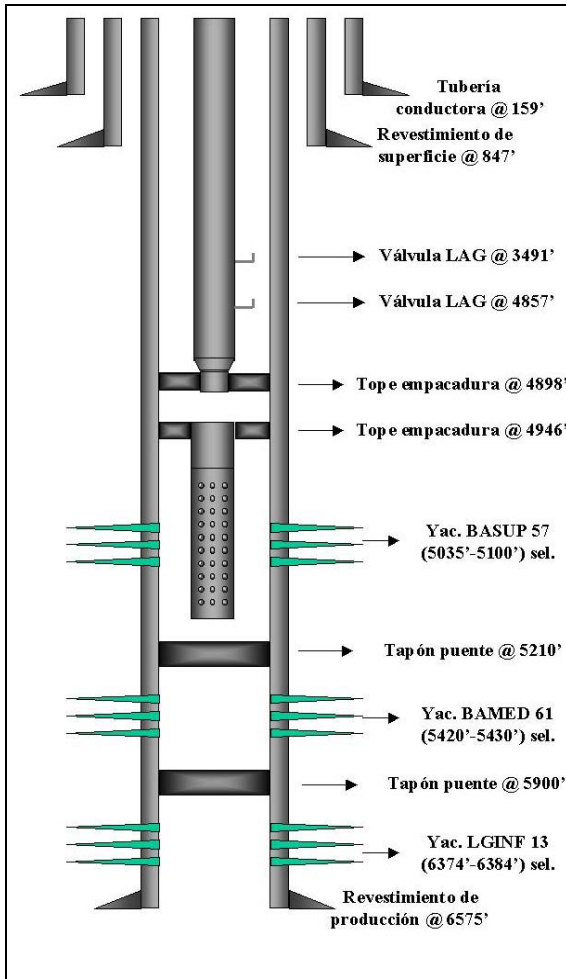


Figura 100: Diagrama mecánico actual

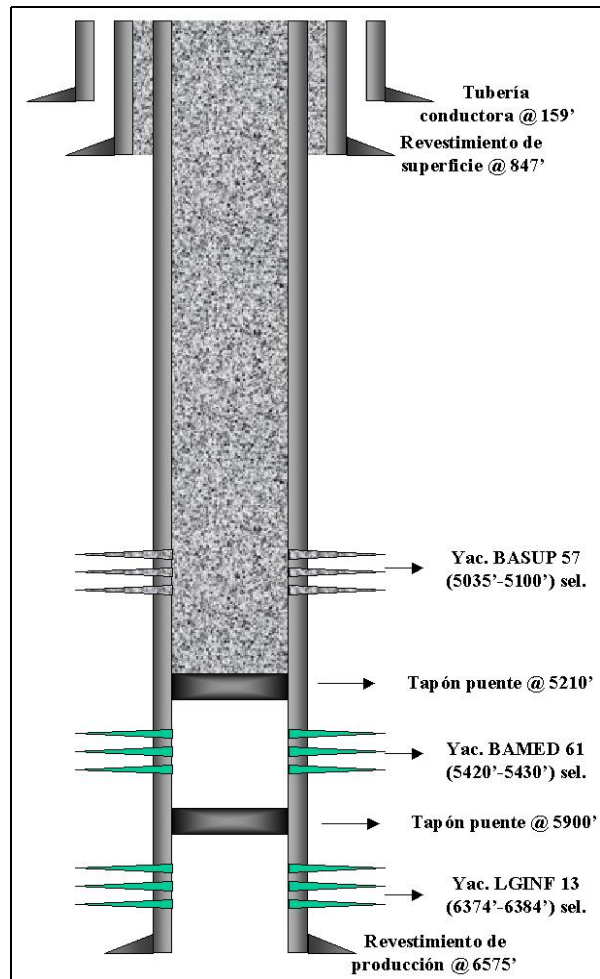


Figura 101: Diagrama mecánico propuesto

POZO AB-1264

El pozo se encuentra ubicado en la parcela 325, fue completado originalmente el 28/11/73 en el yacimiento **LGINF 13**.

En la siguiente tabla se muestra los últimos valores de producción para los yacimientos completados:

Tabla 34: Ultimos valores de producción pozo AB-1264

Completación	Ult. Fecha de Producción.	Qo (BNPD)	AyS (%)	RGP ($\frac{PCN}{BNP}$)	Np (MBNP)	Yacimiento	Ultimo Edo MEM
1	31/10/74	652	9,70	1580	108,38	LGINF 13	EC
2	31/10/80	19	51,90	2577	77,56	BASUP 57	EC
3*	30/09/90	-	-	-	7771	BAINF 59	CW

*Completado en este yacimiento como inyector de agua, el valor de Np corresponde al volumen de agua inyectada en barriles normales de agua (BNA).

El pozo atraviesa el yacimiento **BASUP 57** a una profundidad de 4932' y cuenta con un espesor de arena neta petrolífera de 70'. El pozo produjo con altos cortes de agua.

El pozo adyacente **AB-1262** se encuentra activo, produciendo 21 BNPD con 11% AyS.

La zona en la cual esta ubicada el pozo es de riesgo ya que existe la posibilidad que el frente de agua haya barrido el área, pero se tiene evidencia que los pozos adyacentes activos producen con bajos cortes de agua.

Recomendación

Existen dos posibilidades, que la zona adyacente al pozo se encuentre barrida por el frente de agua o que este se encuentre cerca del pozo, por lo tanto se recomienda:

Recuperar el forro ranurado. Correr RST, CBL y VDL, determinar si la zona esta inundada de agua, si la zona se encuentra inundada de agua abandonar el pozo, de no estarlo realizar los siguientes pasos:

Cementar los intervalos (5605'-5615'), (5632'-5648'), (5670'-5705'), (5730'-5750'), en el yacimiento **BAINF 59**. Colocar tapón puente a 5300'. **Recañonear** intervalo (4980'-5020'). Estos intervalos están sujetos a cambios, dependen de la interpretación de los registros. Realizar forzamiento arena petróleo. Empacar forro ranurado pre-empacado frente al intervalo productor y reinstalar equipo de gas lift. Se espera un productor de 125 BNPD.

En las siguientes figuras se muestran los diagramas mecánicos del pozo:

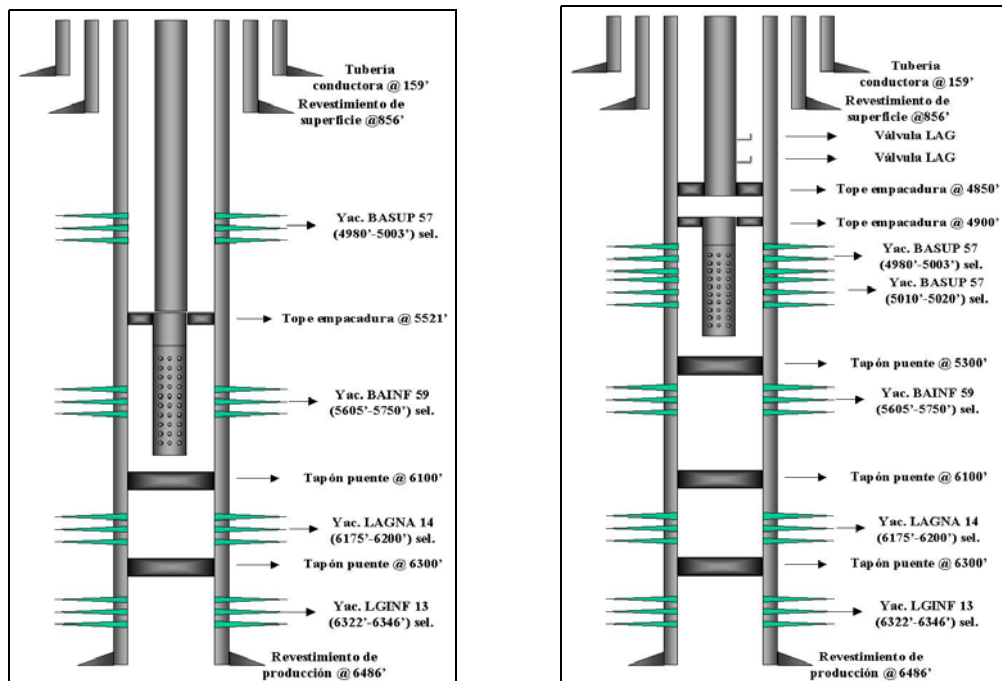


Figura 102: Diagrama mecánico actual Figura 103: Diagrama mecánico propuesto.

POZO AB-1292

El pozo se encuentra ubicado en la parcela 325, fue completado originalmente el 17/06/74 como productor sencillo en el yacimiento **BASUP 57**

En la siguiente tabla se muestra los últimos valores de producción para los yacimientos completados:

Tabla 35: Ultimos valores de producción pozo AB-1292

Completación	Ult. Fecha de Producción.	Qo (BNPD)	AyS (%)	RGP (^{PCN} /BNP)	Np (MBNP)	Yacimiento	Ultimo Edo MEM
1	31/12/86	37	30,00	48	172,98	BASUP 57	EC
2	31/01/90	18	0,00	21000	6,27	BAMED 61	EC

El pozo **AB-391** es adyacente al pozo **AB-1292**, se encuentra activo y se encuentra produciendo 113 bnpd con 5% AyS, separados por una distancia de 300 mts.

De la historia de producción del pozo en el yacimiento **BASUP 57** podemos observar que no produjo con elevados cortes de agua y con tasas alrededor de los 50 bnpd.

La carpeta del pozo no especifica la profundidad a la cual se encuentran las válvulas de gas lift.

Recomendación

Chequear profundidad de las válvulas de gas lift. Recuperar forro ranurado. **Cementar** intervalos (5170'-5190'), (5230'-5240'). Colocar tapón puente a 5100'. **Cañonear** intervalos (4875'-4885'), (4900'-4960'). Realizar forzamiento arena petróleo. Empacar forro ranurado pre-empacado frente al intervalo productor y reinstalar equipo de gas lift. Se espera productor de 200 BNPD.

En las siguientes figuras se muestran los diagramas mecánicos del pozo:

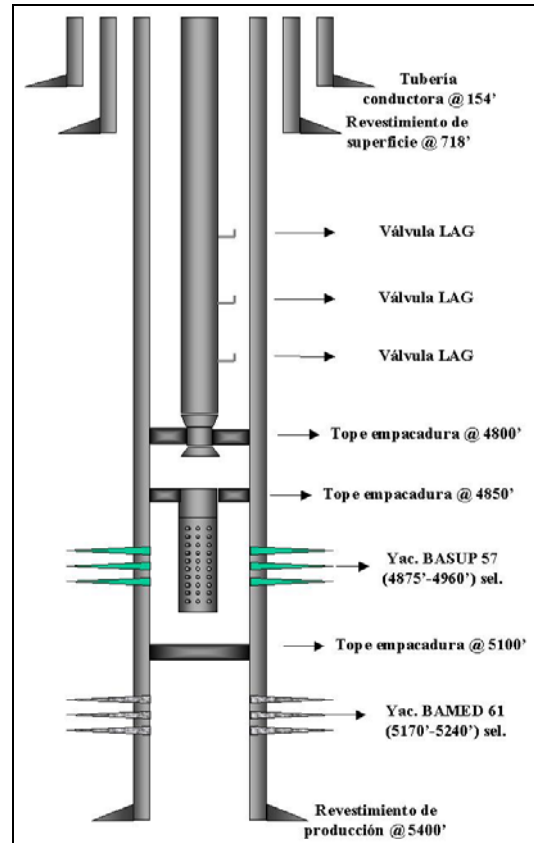
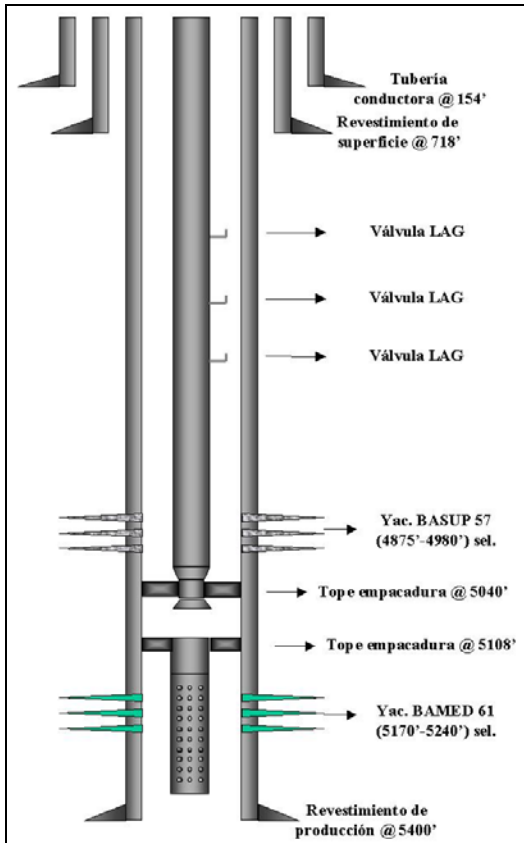


Figura 104: Diagrama mecánico actual Figura 105: Diagrama mecánico propuesto

POZO AB-1794

El pozo se encuentra ubicado en la parcela 325 y fue completado originalmente el 29/01/88 en el yacimiento . Es gemelo del pozo **AB-1249** el cual consta de dos completaciones inactivas en los yacimientos **BASUP 57** y **ISNOT 09**. En la siguiente tabla se muestra los últimos valores de producción para los yacimientos completados:

Tabla 36: Ultimos valores de producción pozo AB-1794

Completación	Ult. Fecha de Producción.	Qo (BNPD)	AyS (%)	RGP ($\frac{PCN}{BNP}$)	Np (MBNP)	Yacimiento	Ultimo Edo MEM
1	31/07/90	14	25,00	19.936	222,56	LAGNA 14	EC
2	30/11/92	14	24,00	11.767	7165	LGINF 13	EC
3	31/12/95	2	80,00	1.167	25,54	BASUP 57	EW

Analizando el comportamiento del corte de agua presentado por el pozo **AB-1794** y por su gemelo en el yacimiento **BASUP 57**, se puede inferir que la zona adyacente a ambos pozos en este yacimiento ha sido barrida por el frente de agua propiciado por la inyección de este fluido realizada buzamiento abajo por los pozos **AB-1240** y **AB-217**.

Recomendación

Abandonar el pozo. En las siguientes figuras se muestran los diagramas mecánicos del pozo:

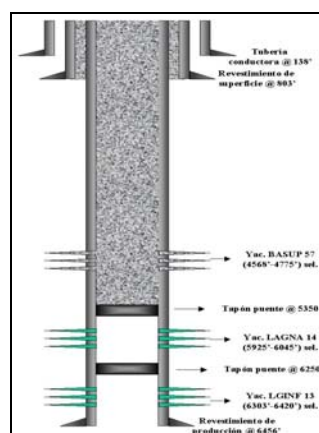
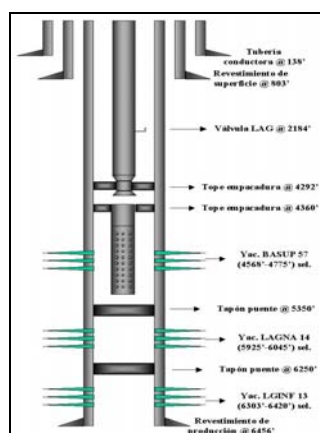


Figura 106: Diagrama mecánico actual Figura 107: Diagrama mecánico propuesto

POZO AB-1883

Se encuentra ubicado en la parcela 325, es gemelo del pozo **AB-1014**, el cual estuvo completado en el yacimiento **BAINF 59**, y actualmente se encuentra activo como productor en el yacimiento **BAMED 61**. El pozo **AB-1883** fue completado originalmente el 29/12/84 como productor sencillo en el yacimiento **LGINF 13**. En la siguiente tabla se muestra los últimos valores de producción para el yacimiento completado:

Tabla 37: Ultimos valores de producción pozo AB-1883

Completación	Ult. Fecha de Producción.	Qo (BNPD)	AyS (%)	RGP (PCN/BNP)	Np (MBNP)	Yacimiento	Ultimo Edo MEM
1	30/09/95	61	34,00	2300	328,79	LGINF 13	ER

Los pozos vecinos **AB-1240** y **AB-217** inyectaron en el yacimiento **BASUP 57** un total de 40,25 MMBNA, por lo tanto esta área del yacimiento se encuentra barrida por el frente de agua producto de la inyección.

Recomendación

Abandonar el pozo. Seguidamente se muestran los diagramas mecánicos del pozo:

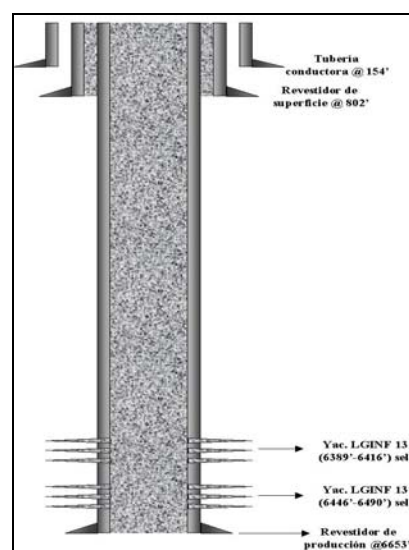
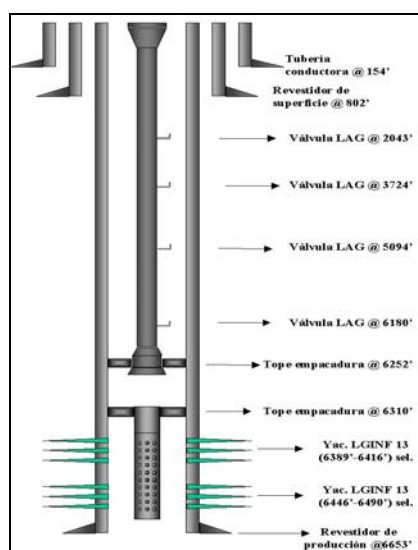


Figura 108: Diagrama mecánico actual Figura 109: Diagrama mecánico propuesto

POZO AB-1967

El pozo se encuentra ubicado en la parcela 325, fue completado originalmente el 12/12/91 como productor sencillo en el yacimiento **LGINF 13**.

En la siguiente tabla se muestra los últimos valores de producción para el yacimiento completado:

Tabla 38: Últimos valores de producción pozo AB-1967

Completación	Ult. Fecha de Producción.	Qo (BNPD)	AyS (%)	RGP (^{PCN} /BNP)	Np (MBNP)	Yacimiento	Ultimo Edo MEM
1	31/05/95	20	24,00	121	55,83	LGINF 13	ER

Cuenta con dos pozos adyacentes activos completados buzamiento arriba en el yacimiento **BASUP 57**, estos son el pozo **AB-2013**, el cual produce 146 BNPD con 35% AyS, separado por una espaciamento de 275 mts y el pozo **AB-391** el cual produce 113 bnpd con 5% AyS separados por una espaciamento de 150 mts.

Existe una obstrucción en el pozo (pescado), la cual no se ve reflejada en la historia del pozo.

Recomendación

Verificar profundidad del pescado. Sacar pescado. Colocar tapón puente a 6100'. Cañonear intervalos (4540'-4580'), (4610'-4710'). Realizar forzamiento arena petróleo. Empacar forro ranurado pre-empacado frente al intervalo productor y reinstalar equipo de gas lift. Se espera productor de 200 BNPD.

En la siguiente figura se muestra el diagrama mecánico propuesto.

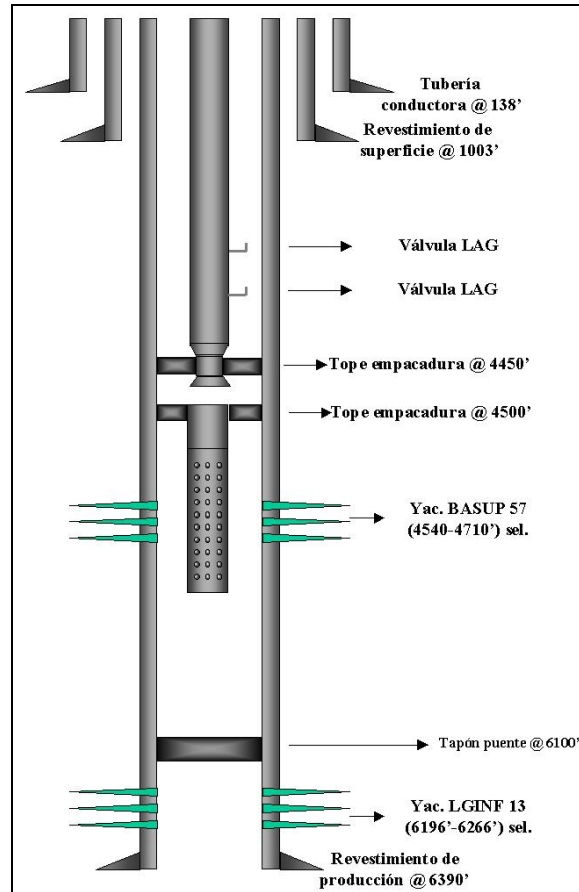


Figura 110: Diagrama mecánico propuesto.

POZO AB-1990

El pozo se encuentra ubicado en la parcela 325, fue completado originalmente el 25/04/92 como productor sencillo en el yacimiento **LGINF 13**.

En la siguiente tabla se muestra los últimos valores de producción para los yacimientos completados:

Tabla 39: Últimos valores de producción pozo AB-1990

Completación	Ult. Fecha de Producción.	Qo (BNPD)	AyS (%)	RGP (^{PCN} /BNP)	Np (MBNP)	Yacimiento	Ultimo Edo MEM
1	30/06/98	9	89,60	1961	106,91	LGINF 13	EC
2	30/04/01	3	72,70	1500	74,35	BASUP 57	EM

Cuenta con dos pozos adyacentes activos completados buzamiento arriba en el yacimiento **BASUP 57**, los cuales son el pozo **AB-391** que produce 113 bnpd con 5% AyS separado por un espaciamiento de 180 mts y el pozo **AB-1839** que produce 315 bnpd con 3% AyS separado por un espaciamiento de 530 mts.

Recomendación

Recuperar forro ranurado. Cañonear intervalos **4695'-4790'**. Realizar forzamiento arena petróleo. Empacar forro ranurado pre-empacado frente al intervalo productor y reinstalar equipo de gas lift. Se espera productor de 200 BNPD.

En las siguientes figuras se muestra los diagramas mecánicos del pozo:

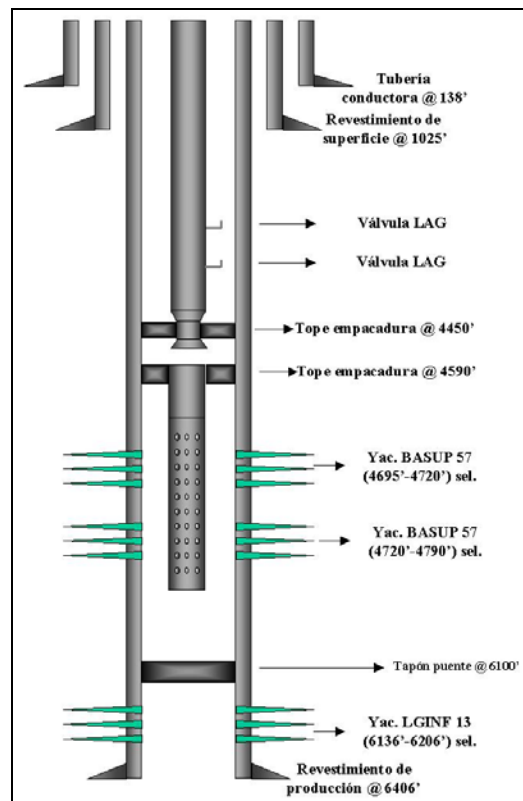
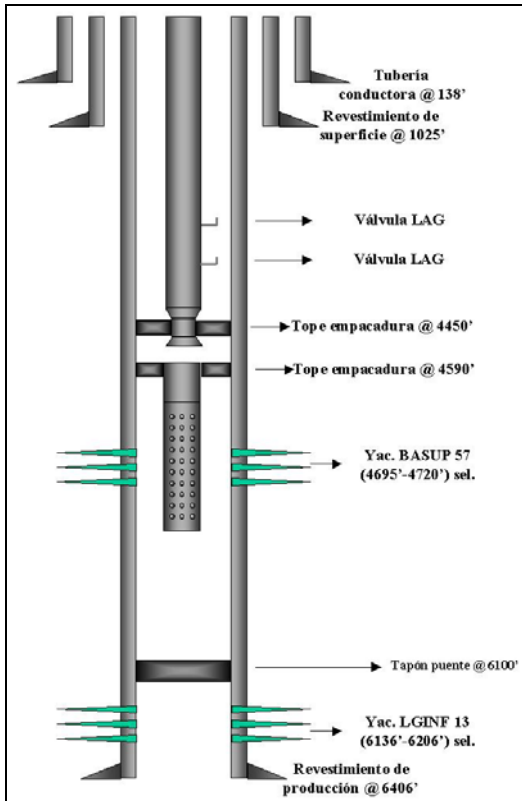


Figura 111: Diagrama mecánico actual Figura 112: Diagrama mecánico propuesto.

OIL FIELD MANAGER ⁸

La herramienta Oil Field Manager (OFM), mantenida por Schlumberger, se utiliza en la industria petrolera para estudiar y monitorear los yacimientos. Es una aplicación que permite elaborar un método eficiente para observar el comportamiento de los yacimientos, basándose en sus datos de producción, pruebas y muestras. Toda esta información la manipula la herramienta a través de un grupo de tablas, que el usuario define a su conveniencia.

Adicionalmente permite visualizar, relacionar y analizar grandes volúmenes de datos de pozos y de parámetros de yacimientos. OFM tiene todas las capacidades que se esperan de un visualizador de datos de primera línea. Además, funciona como un sistema para automatizar las herramientas, compartir datos y relacionar la información necesaria. Entre los usos que se le pueden dar a OFM están:

- Análisis de pozos y campos.
- Programas y operaciones de optimización del campo
- Administración de reservas
- Apoyo a planes de desarrollo
- Apoyo a programas de mantenimiento
- Apoyo a la administración de flujos de caja
- Apoyo a Balances de Materiales

Con OFM se pueden identificar tendencias, anomalías y pronosticar producción, con una amplia gama de tipos de datos que dependen del tiempo (mensual, diaria y esporádica), de

la profundidad (registros de pozos y diagramas de completación), datos estáticos (coordenadas, datos generales para los pozos, datos de producción, geológicos, etc.) y datos financieros que incluyen ganancias y costos de las operaciones.

Toda esa información se maneja en OFM mediante un grupo de tablas que contienen los datos correspondientes. Además, permite crear variables calculadas, las cuales son el resultado de operaciones sobre los datos de entrada o sobre otras variables calculadas, creadas previamente.

Las tablas más importantes que posee la aplicación OFM son:

- La Tabla Maestra Tipo Estático, contiene toda la información básica de los pozos, incluyendo sus coordenadas
- La Tabla de Sort de Tipo Estático, contiene toda la información que permitirá seleccionar, filtrar y agrupar información por diferentes categorías
- La Tabla de Producción de Tipo Mensual, con la información de producción mensual de los pozos
- La Tabla de Pruebas de Tipo Sporadic, con la información de pruebas y muestras diarias de los pozos

La importancia de utilizar esta tecnología o forma de crear Bases de Datos para Estudios es que los datos son extraídos de la base de datos corporativa del Ambiente Integrado de EPM, lo cual ayuda a manejar la calidad del dato almacenado en él.

Entre los diferentes Módulos que posee la herramienta de OFM se listan y describen los siguientes:

Reportes

Este formato se utiliza para inspeccionar y evaluar en reportes impresos los valores de las variables seleccionadas. Se pueden incluir en un reporte variables calculadas, provenientes de una tabla, obtenidas de una gráfica, así como operaciones entre variables. Es muy útil para la verificación de la data y de resultados de variables calculadas.

Mapa de burbuja (Bubble Map)

Es un formato visual que se usa para estudios al nivel de los pozos, con el cual se pueden analizar una o varias variables simultáneamente, las cuales pueden ser de cualquier tipo. Una característica de este módulo es que permite hacer los estudios sobre el mapa de la zona del proyecto; también permite observar la evolución de las variables en el tiempo mediante una animación o de manera puntual.

Mapa de mallado (Grid Map)

Es una herramienta cuantitativa y analítica que ayuda a identificar tendencias y anomalías de datos “cartografiados” en un proyecto. La función principal de este formato visual es la de permitir realizar estudios a nivel del yacimiento con respecto a una variable. Al igual que el mapa de burbuja, este formato opera sobre el mapa de la zona del proyecto y permite monitorear los yacimientos en función del tiempo, mediante una animación o puntualmente.

Gráfica (Plot)

Es un formato para visualizar el comportamiento de una variable respecto a otras, mediante trazos de líneas o puntos, de manera individual para cada pozo o para cualquier grupo de pozos. Se puede utilizar una variable para el eje de las abscisas y hasta seis para el eje de las ordenadas, además de realizar varias gráficas a la vez.

Análisis de curvas de declinación (DCA)

El Programa OFM suministra herramientas de análisis de curvas de declinación que permite analizar predecir y planificar el rendimiento del pozo. Esta tarea se realiza, por lo general, sobre los datos obtenidos en una completación o en un grupo de pozos. Asimismo, se puede efectuar una predicción de declinación de grupos de pozos. La predicción de la declinación es el resultado de la aplicación de técnicas de ajuste de curvas teóricas a los datos de producción histórica.

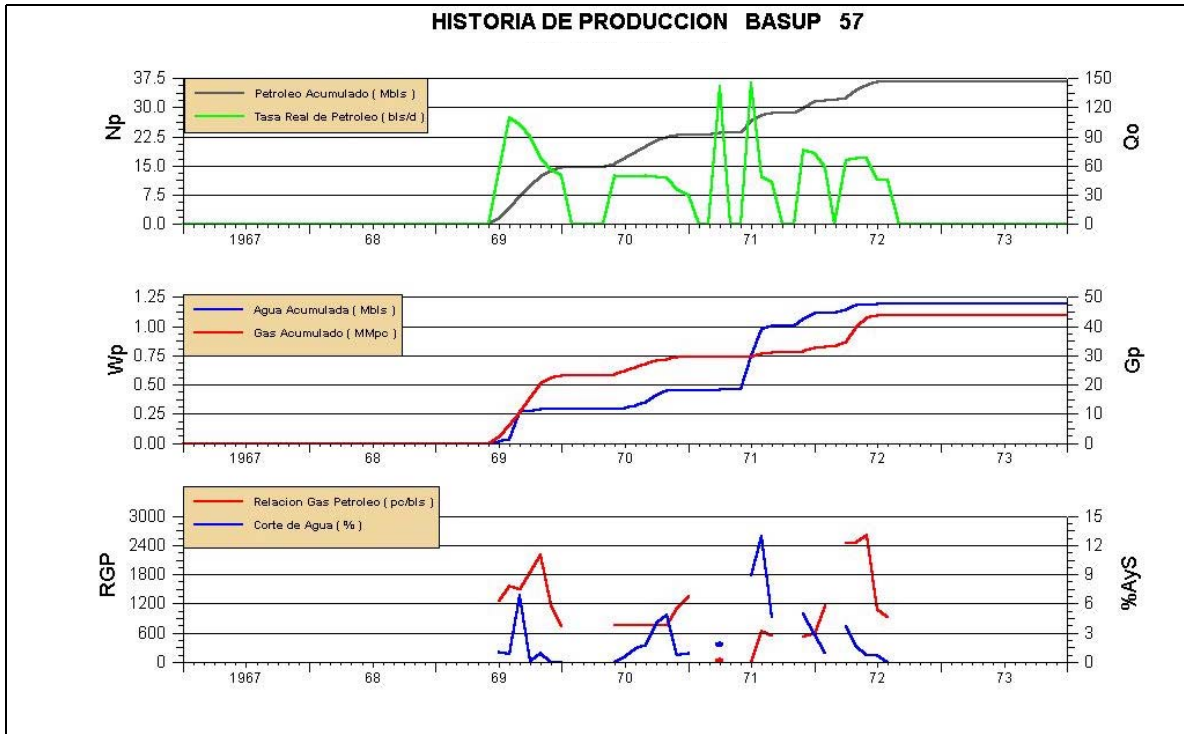


Figura 113: Historia de producción yacimiento BASUP 57 pozo AB-321

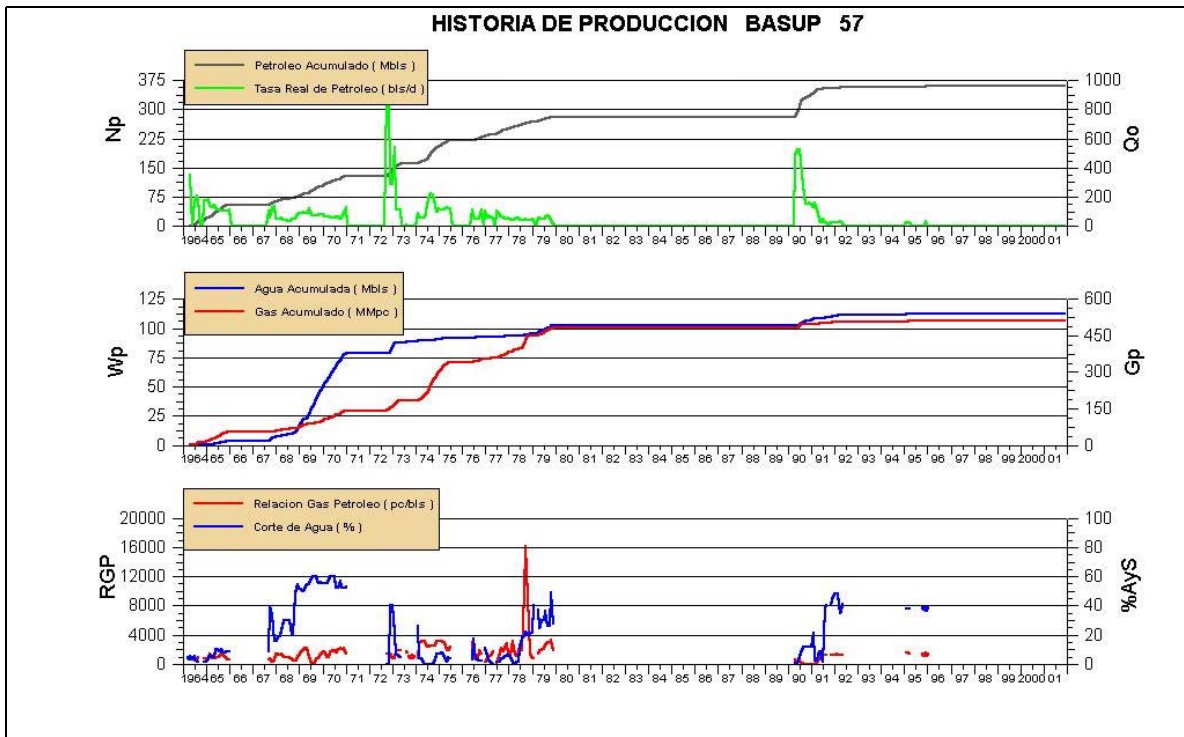


Figura 114: Historia de producción yacimiento BASUP 57 pozo AB-645

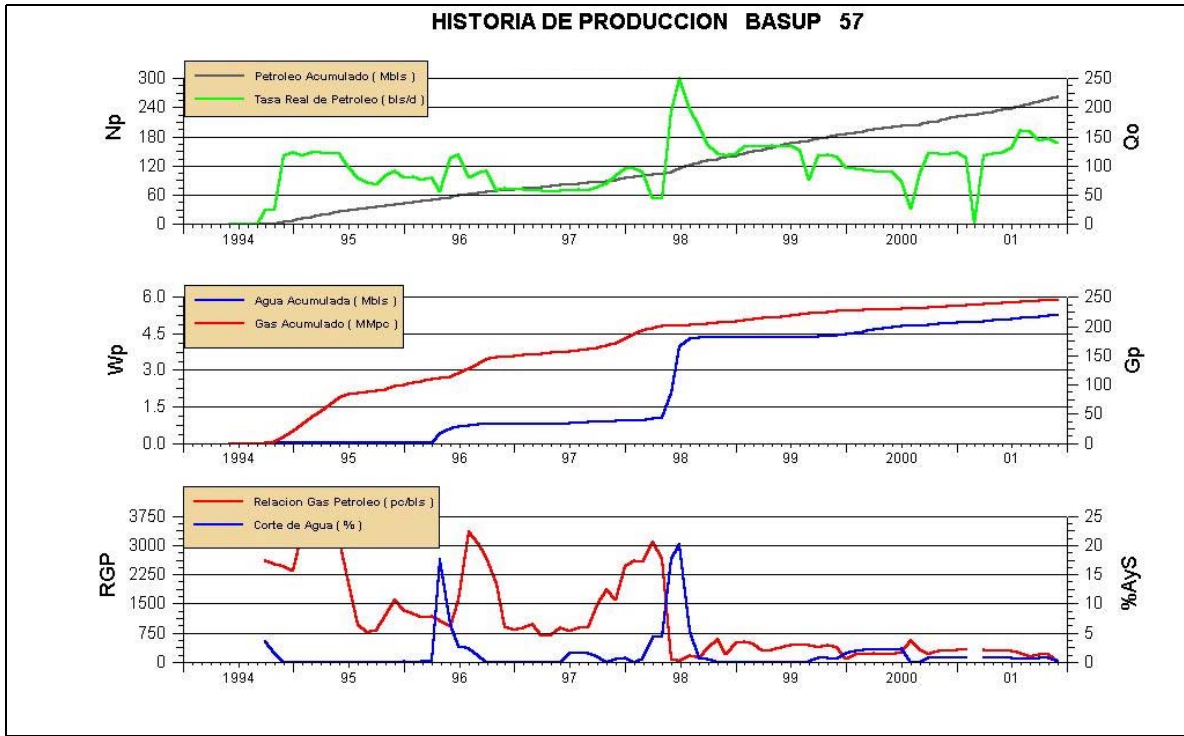


Figura 115: Historia de producción yacimiento BASUP 57 pozo AB-671

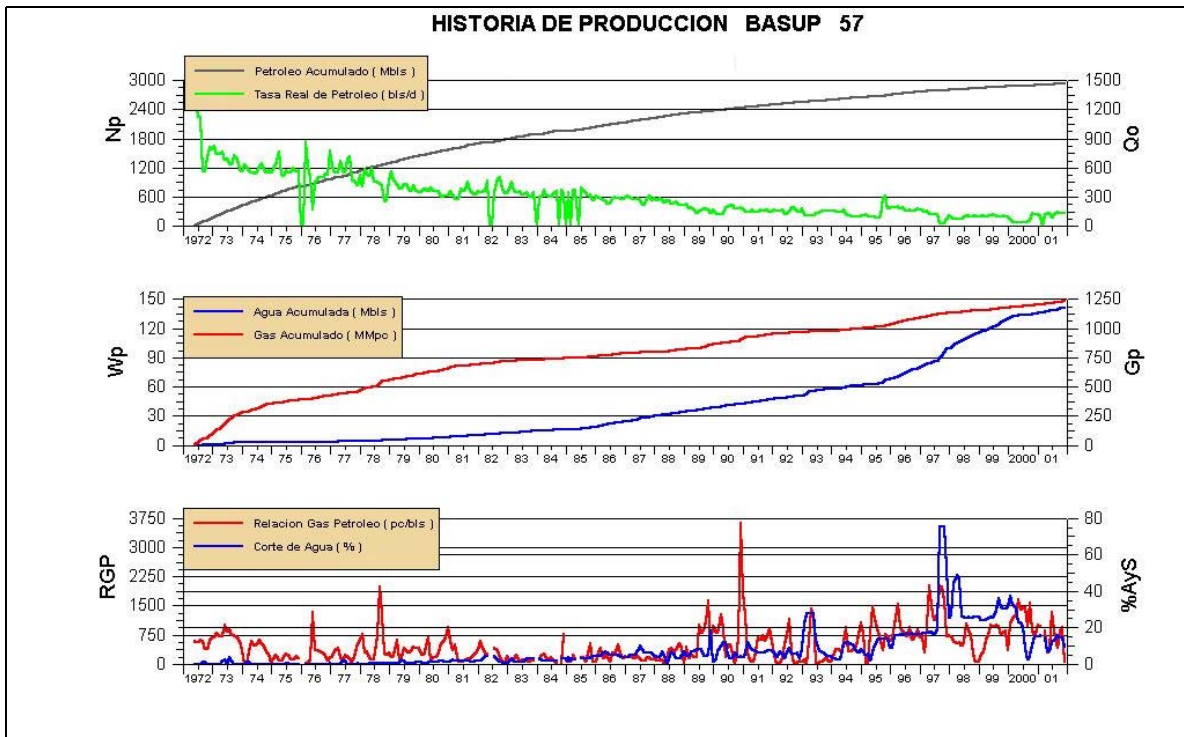


Figura 116: Historia de producción yacimiento BASUP 57 pozo AB-857

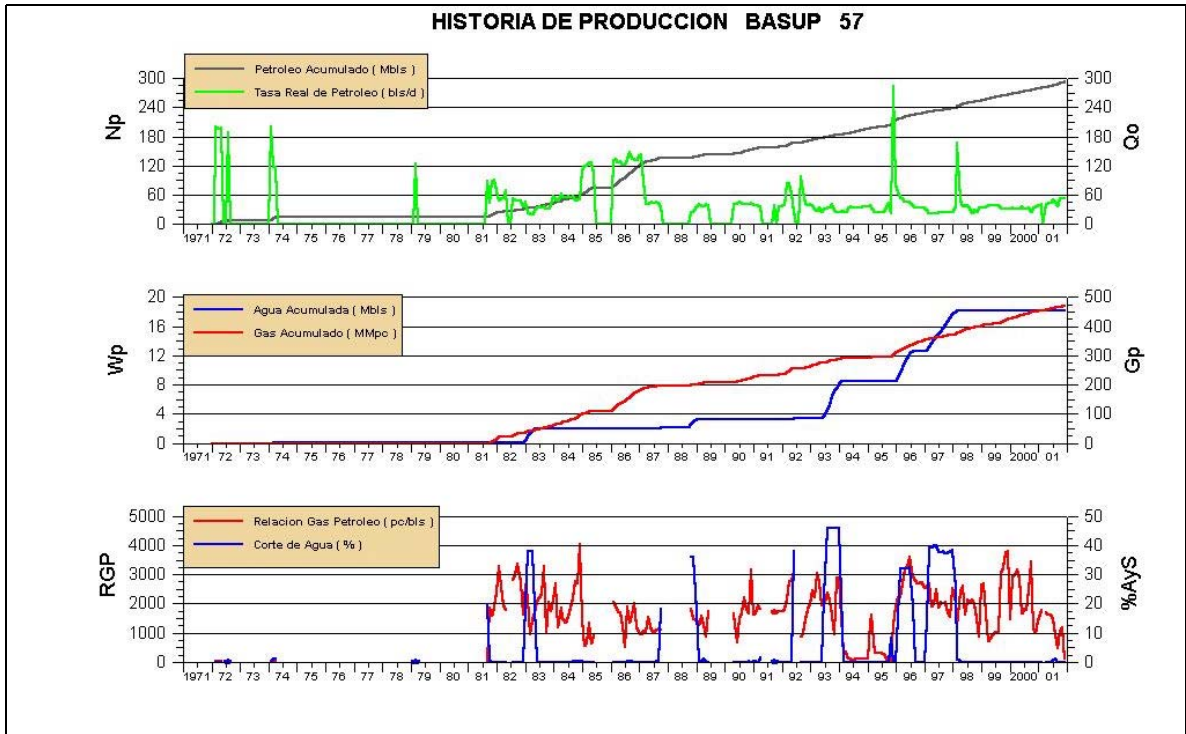


Figura 117: Historia de producción yacimiento BASUP 57 pozo AB-1219

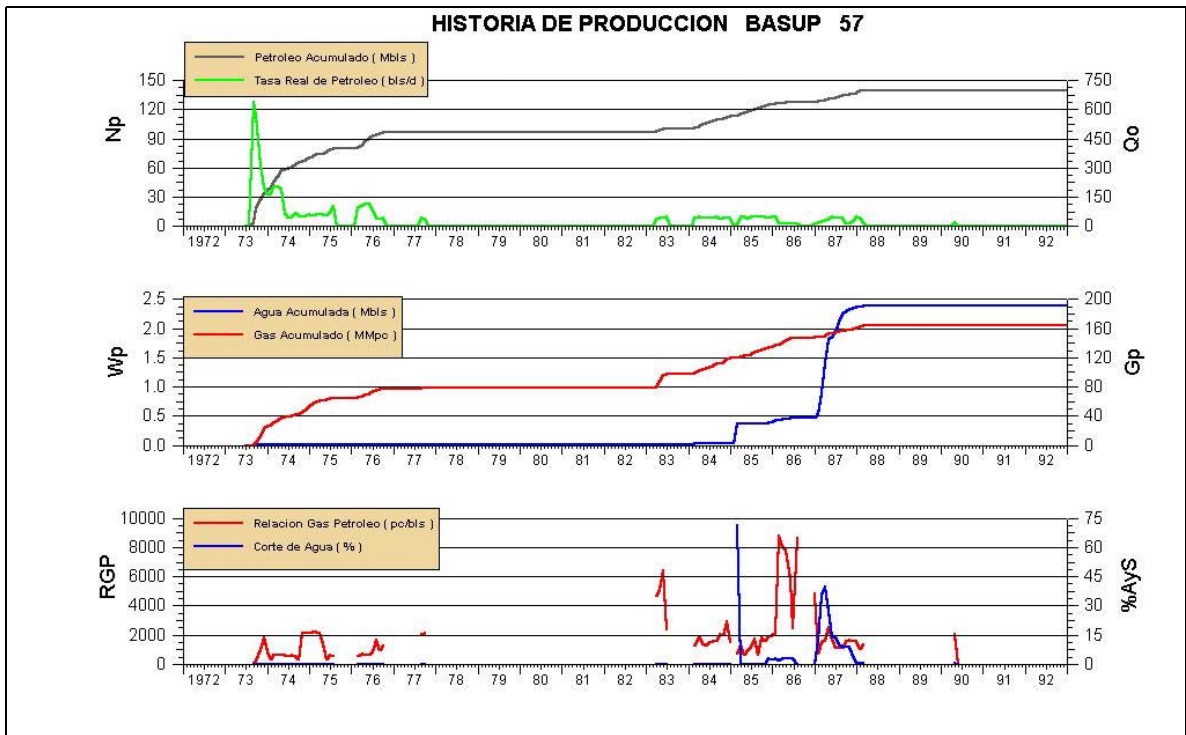


Figura 118: Historia de producción yacimiento BASUP 57 pozo AB-1245

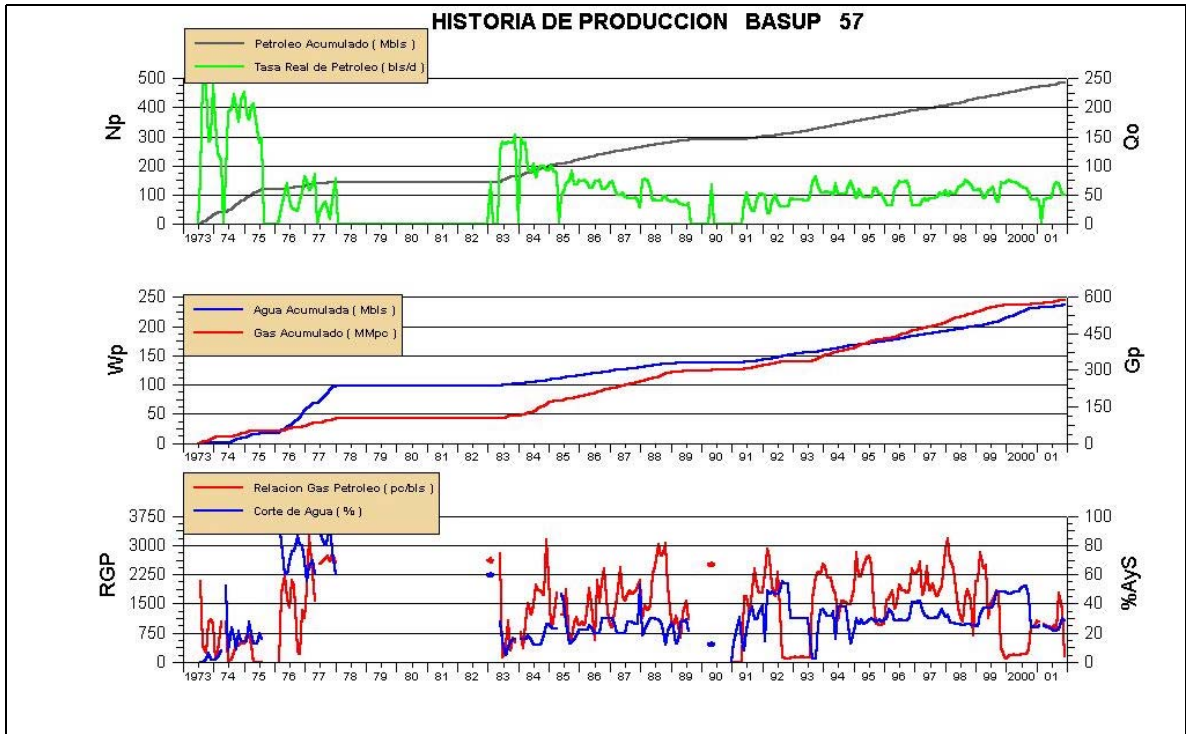


Figura 119: Historia de producción yacimiento BASUP 57 pozo AB-1246

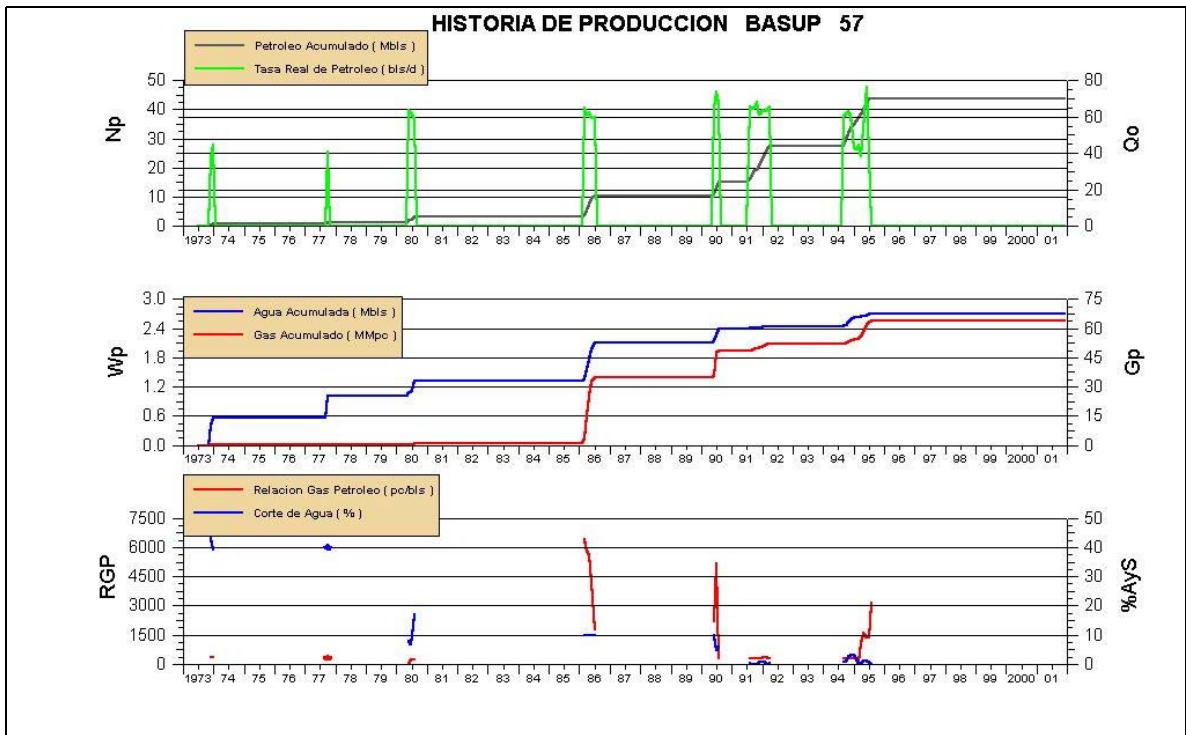


Figura 120: Historia de producción yacimiento BASUP 57 pozo AB-1248

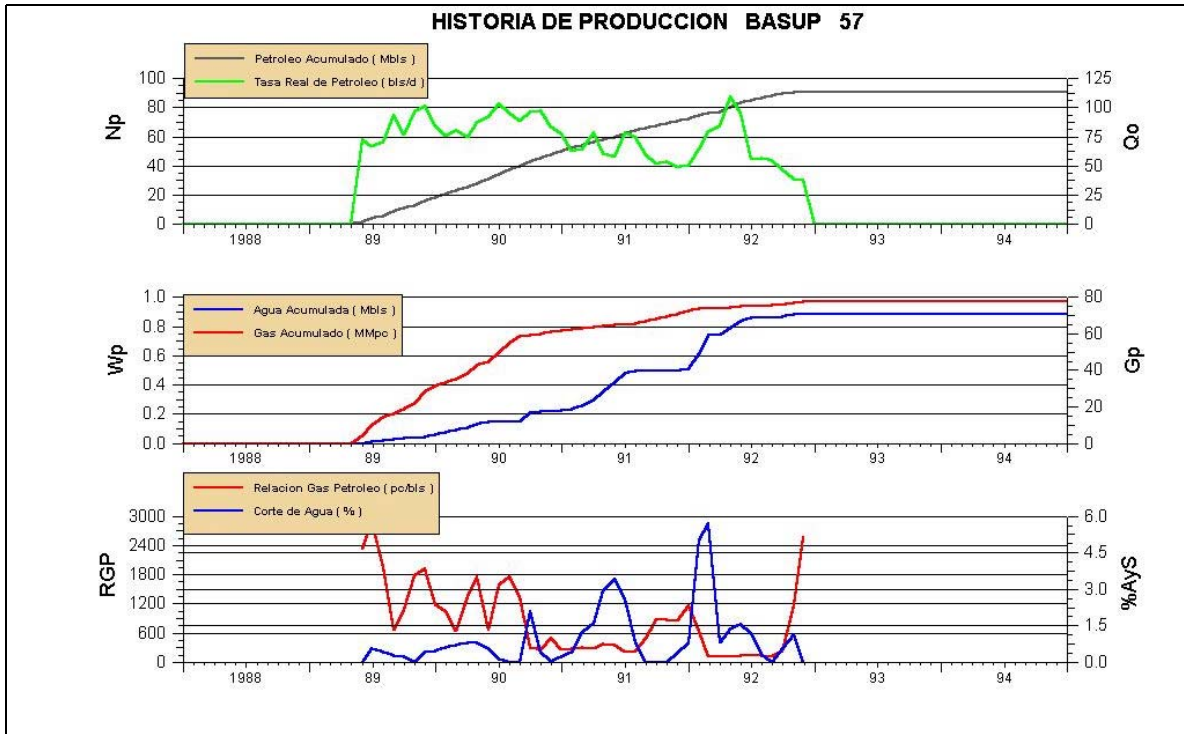


Figura 121: Historia de producción yacimiento BASUP 57 pozo AB-1250

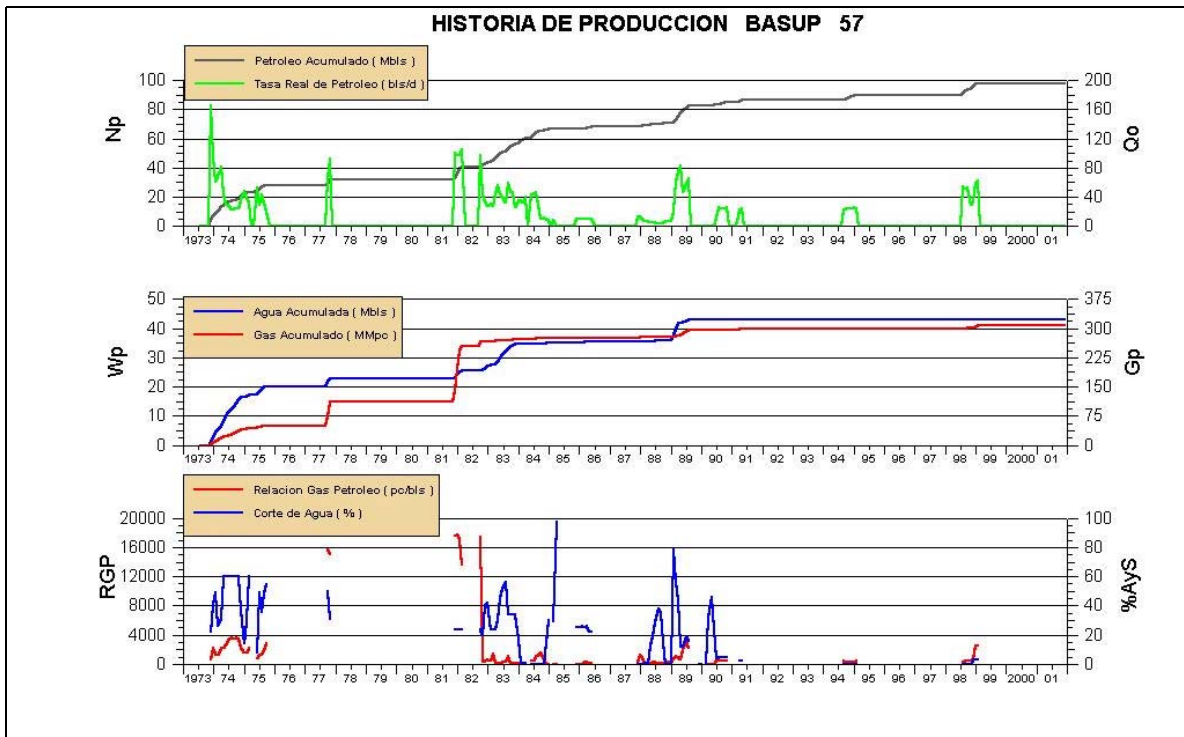


Figura 122: Historia de producción yacimiento BASUP 57 pozo AB-1252

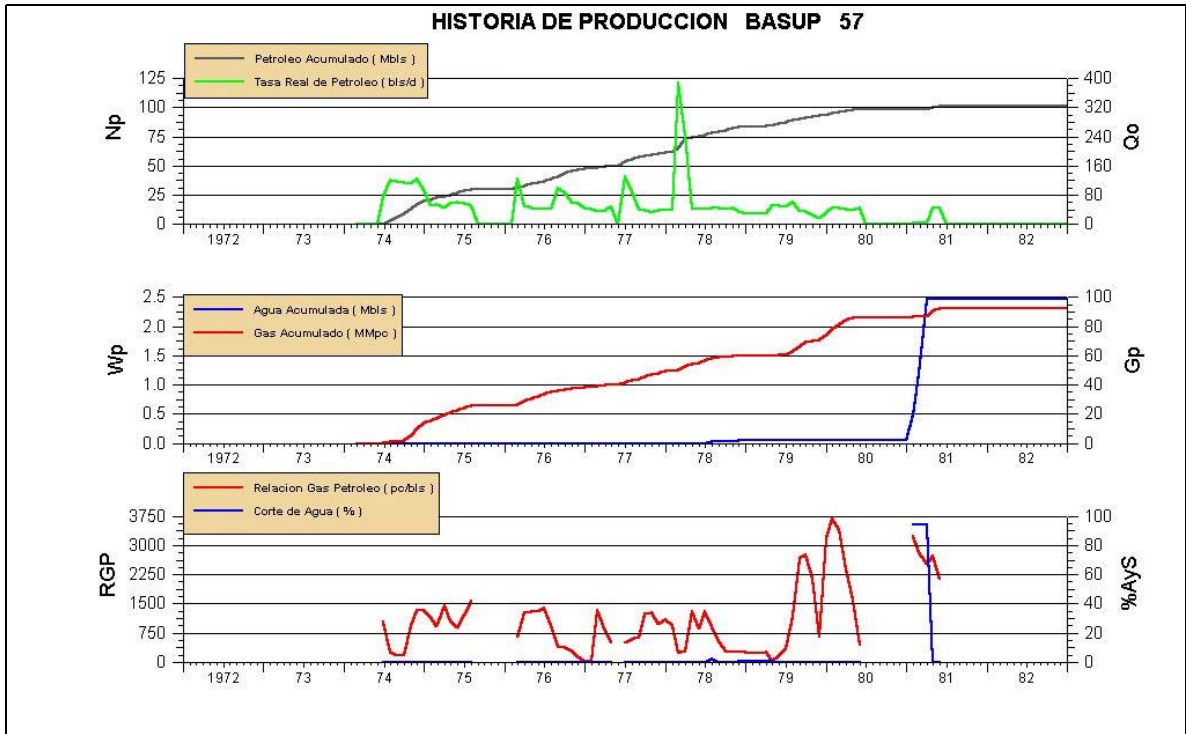


Figura 123: Historia de producción yacimiento BASUP 57 pozo AB-1288

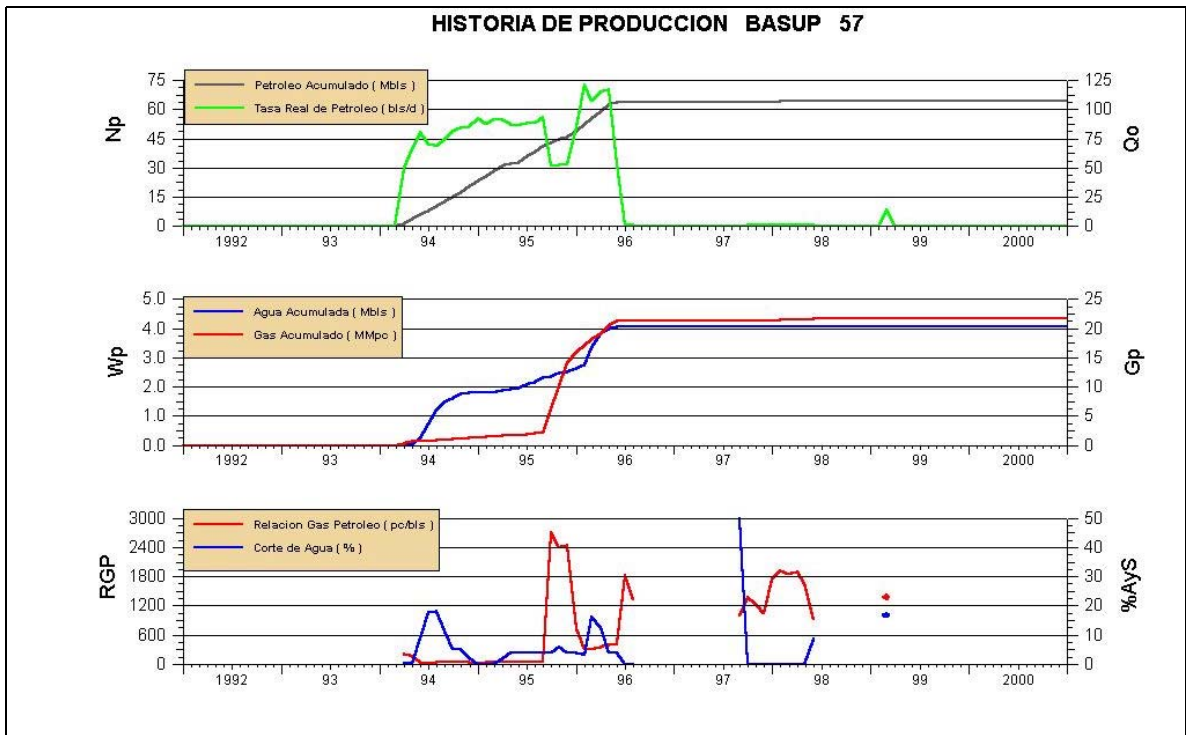


Figura 124: Historia de producción yacimiento BASUP 57 pozo AB-1290

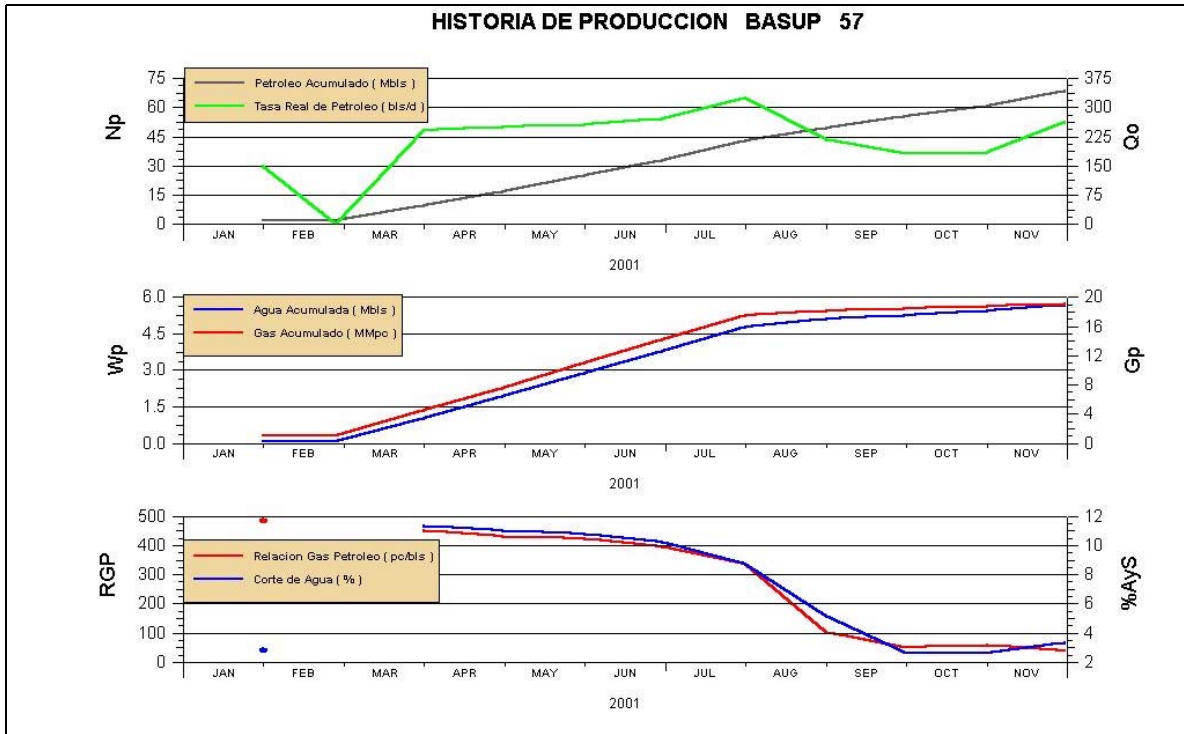


Figura 125: Historia de producción yacimiento BASUP 57 pozo AB-1834

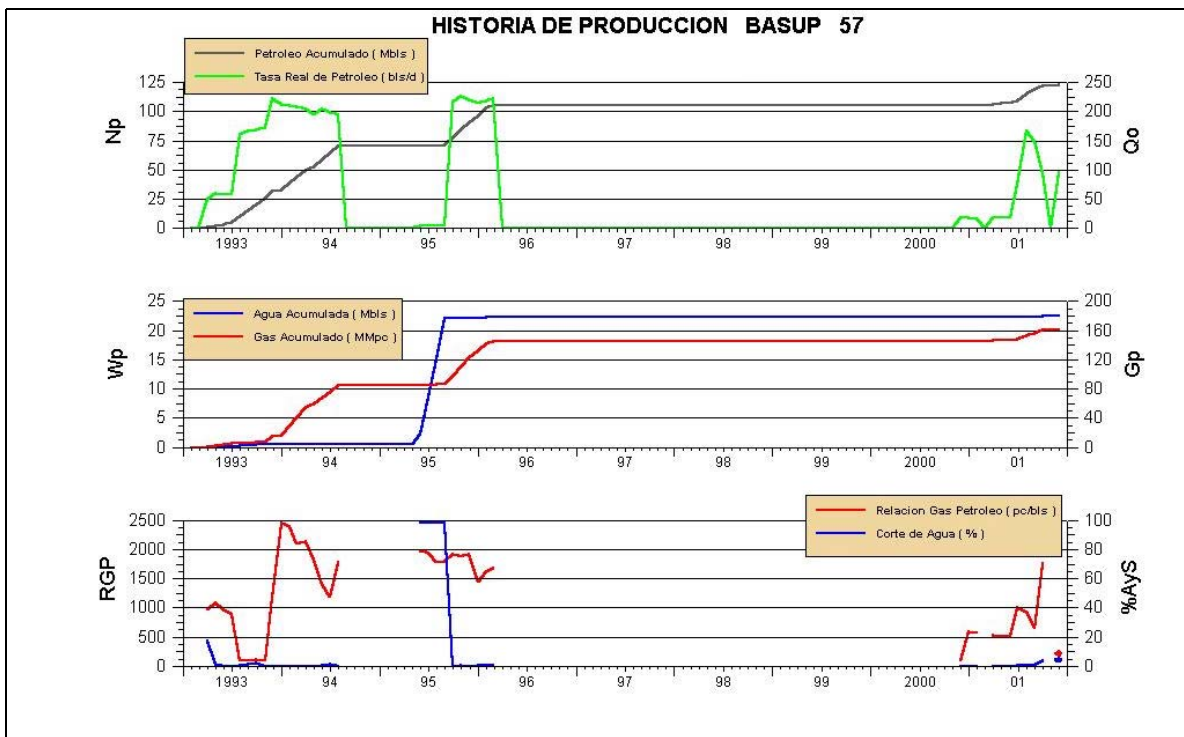


Figura 126: Historia de producción yacimiento BASUP 57 pozo AB-2049

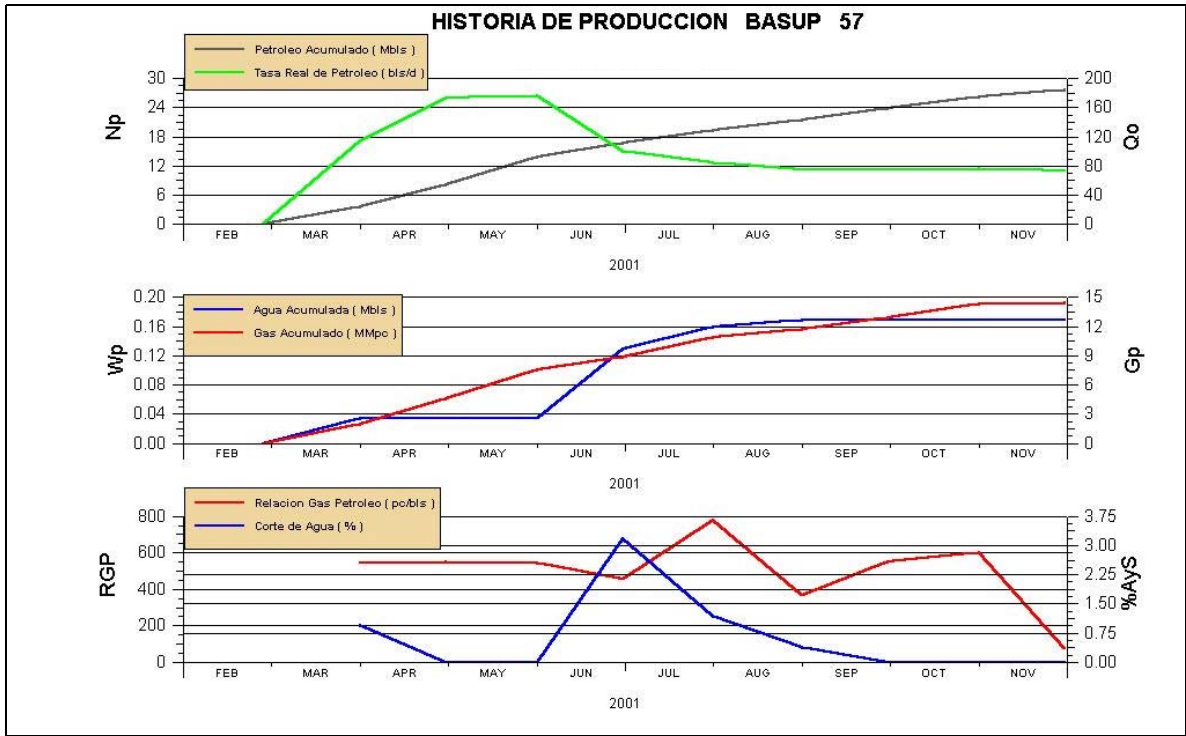


Figura 127: Historia de producción yacimiento BASUP 57 pozo AB-2441

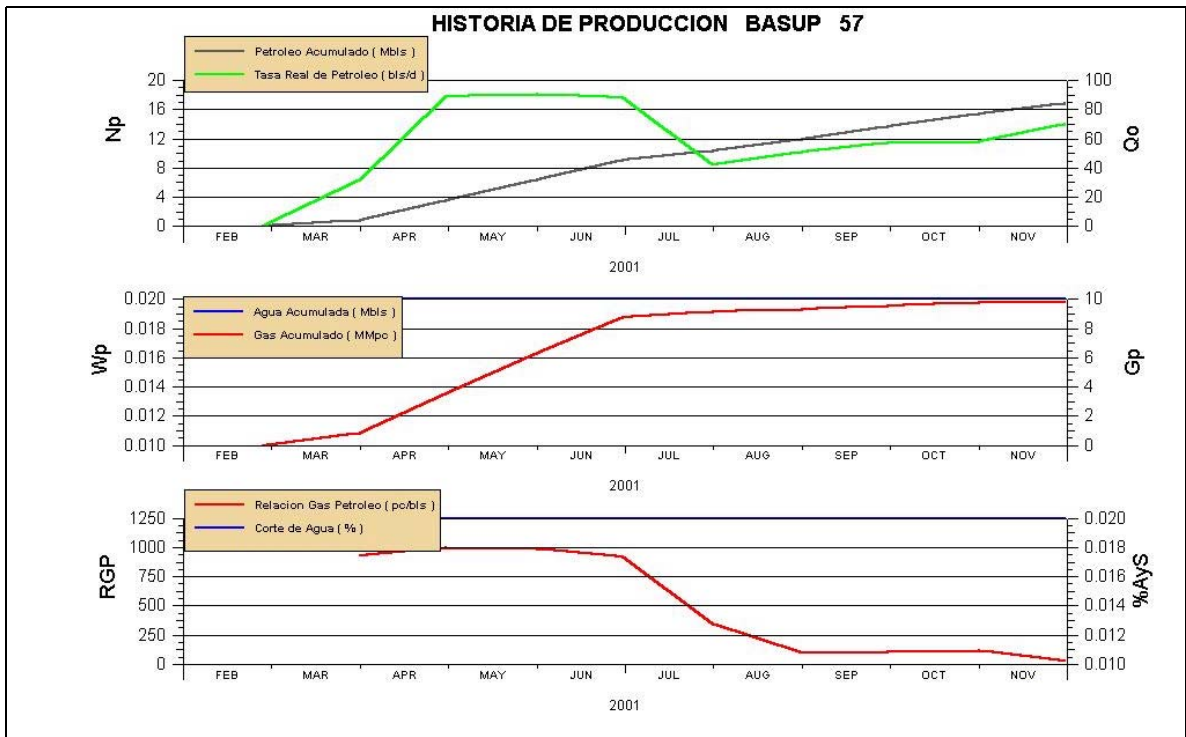


Figura 128: Historia de producción yacimiento BASUP 57 pozo AB-2444

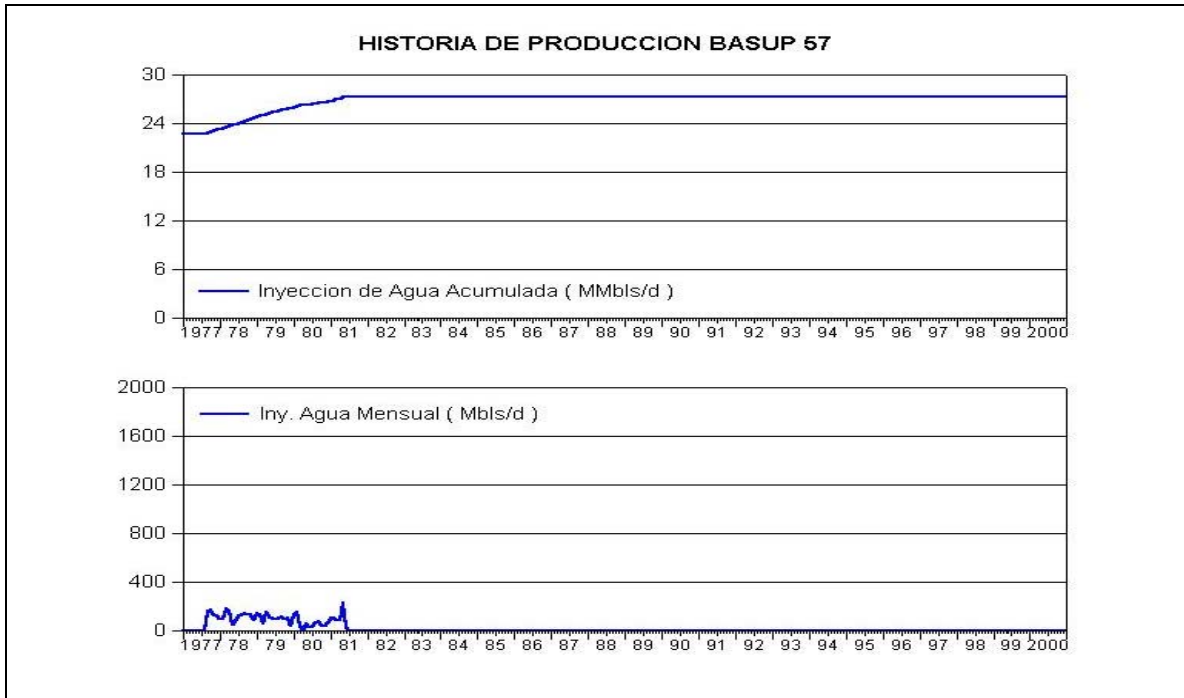


Figura 129: Historia de inyección yacimiento BASUP 57 pozo AB-1241

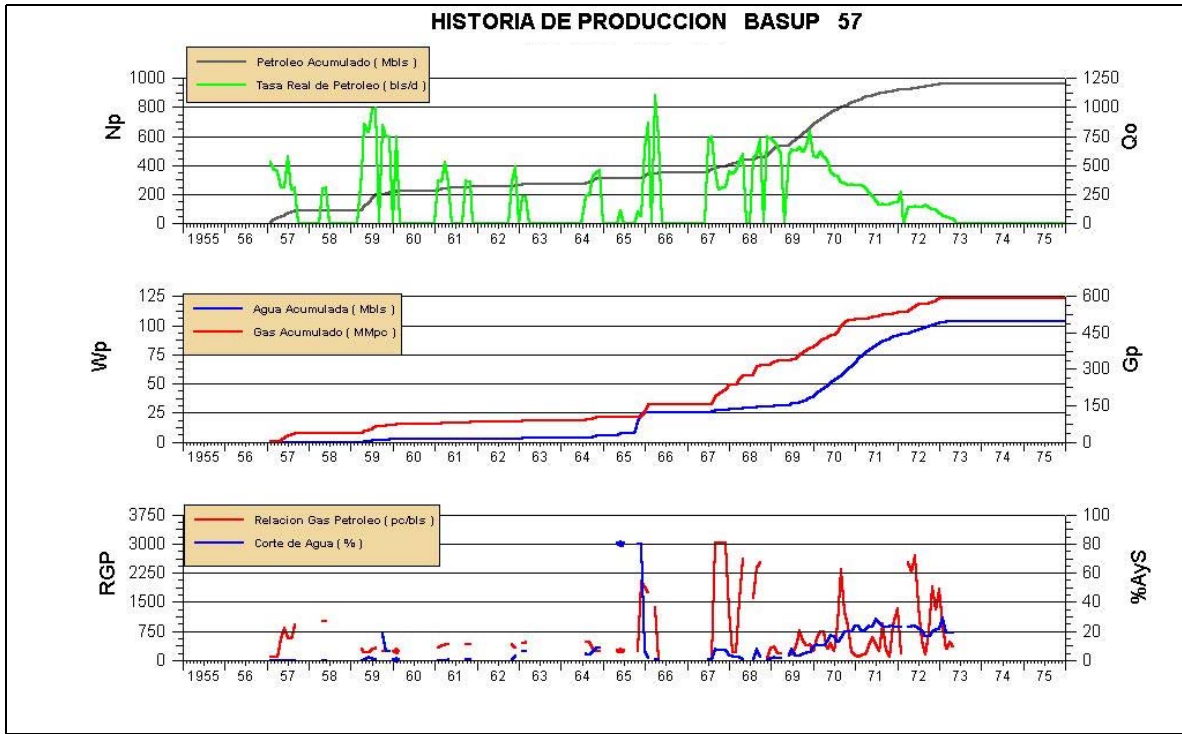


Figura 130: Historia de producción yacimiento BASUP 57 pozo AB-390

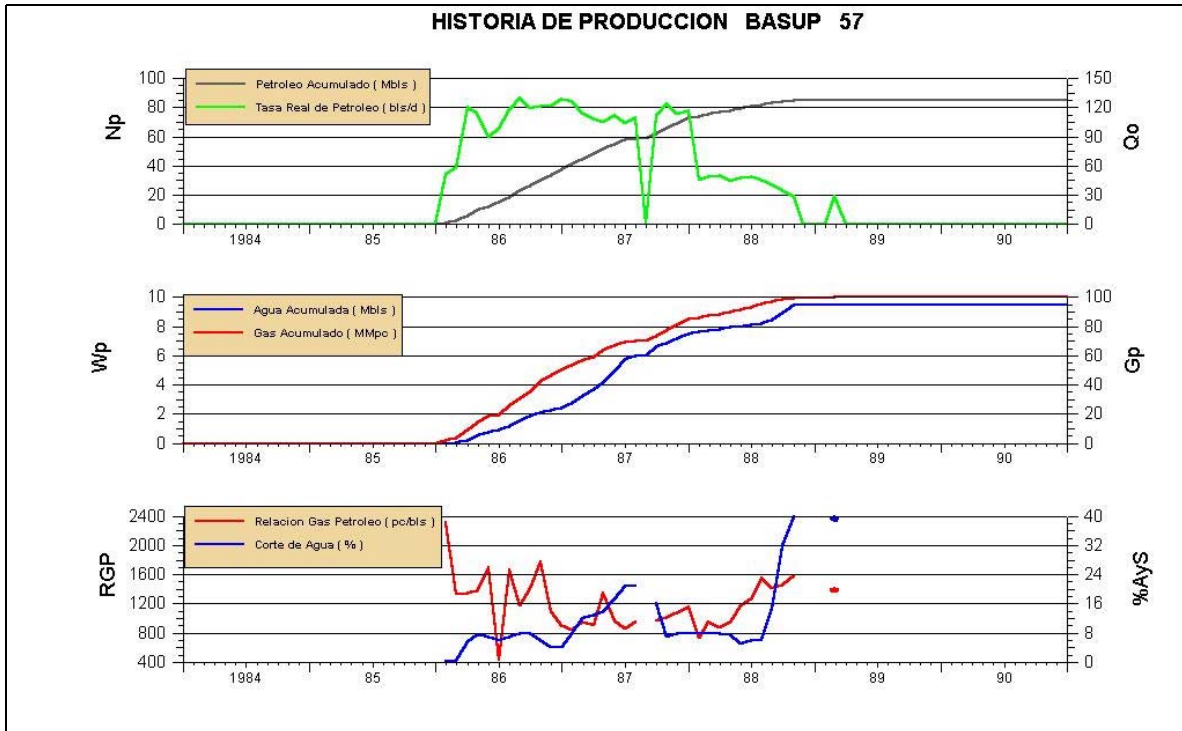


Figura 131: Historia de producción yacimiento BASUP 57 pozo AB-889-1

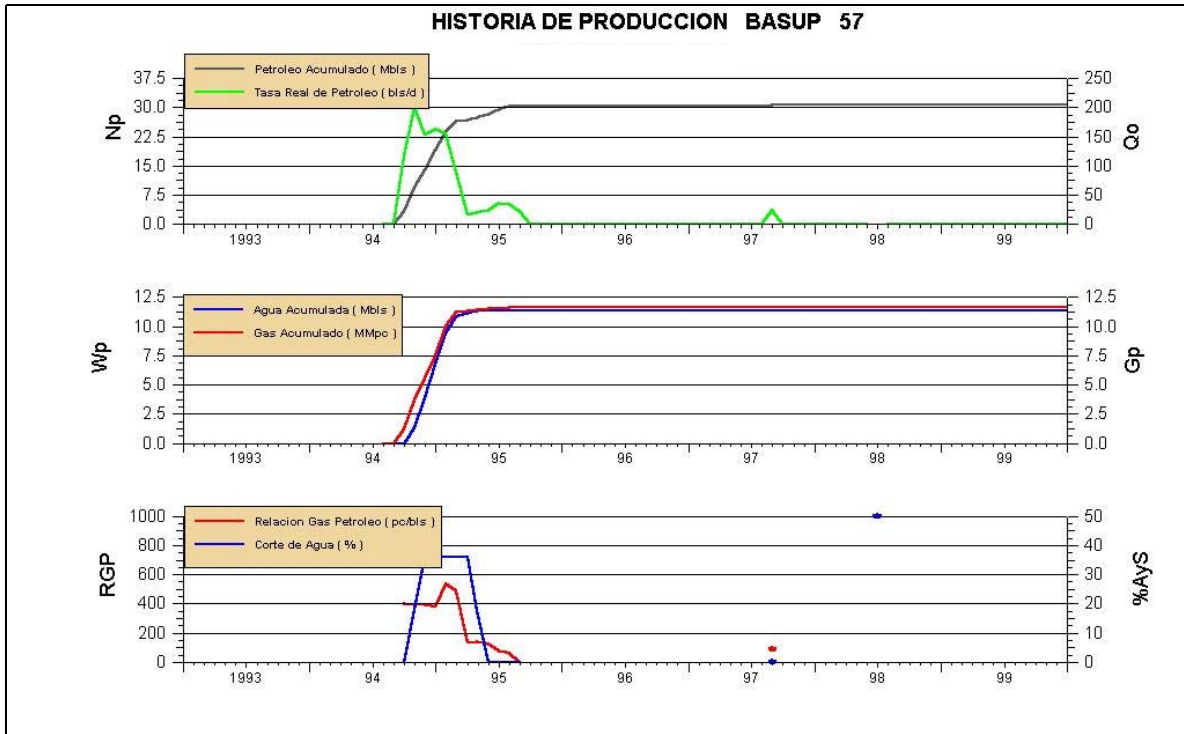


Figura 132: Historia de producción yacimiento BASUP 57 pozo AB-889-2

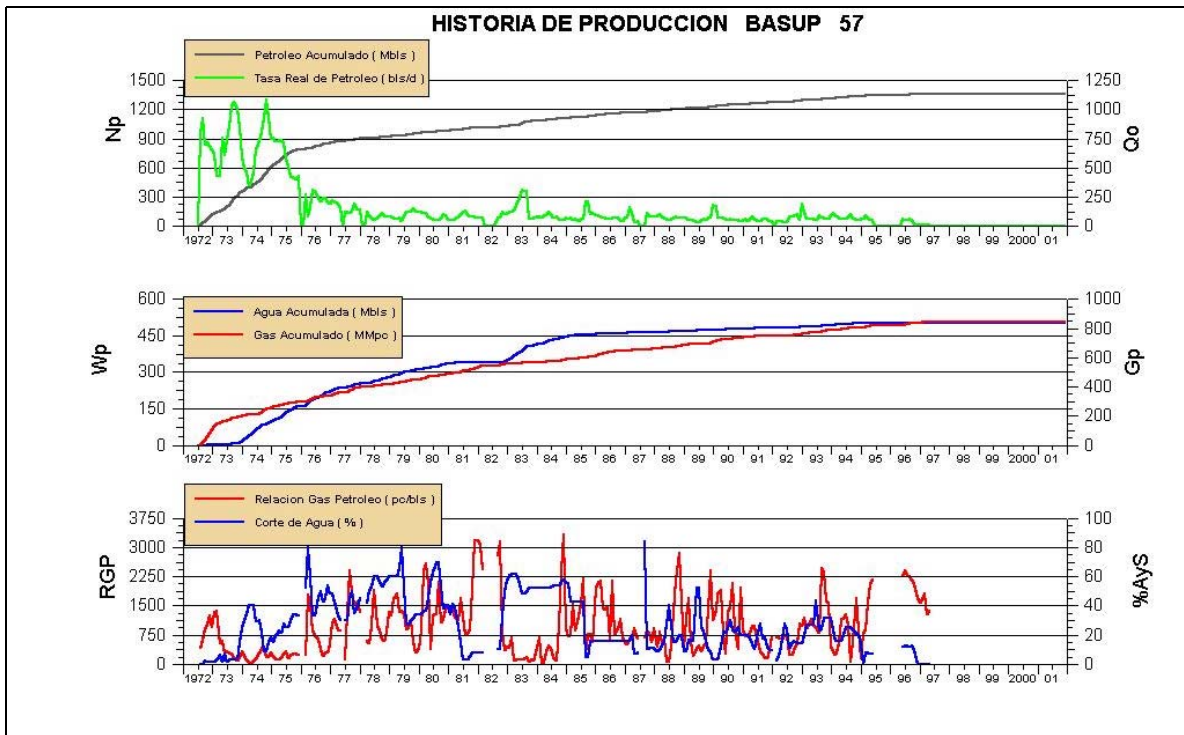


Figura 133: Historia de producción yacimiento BASUP 57 pozo AB-1148

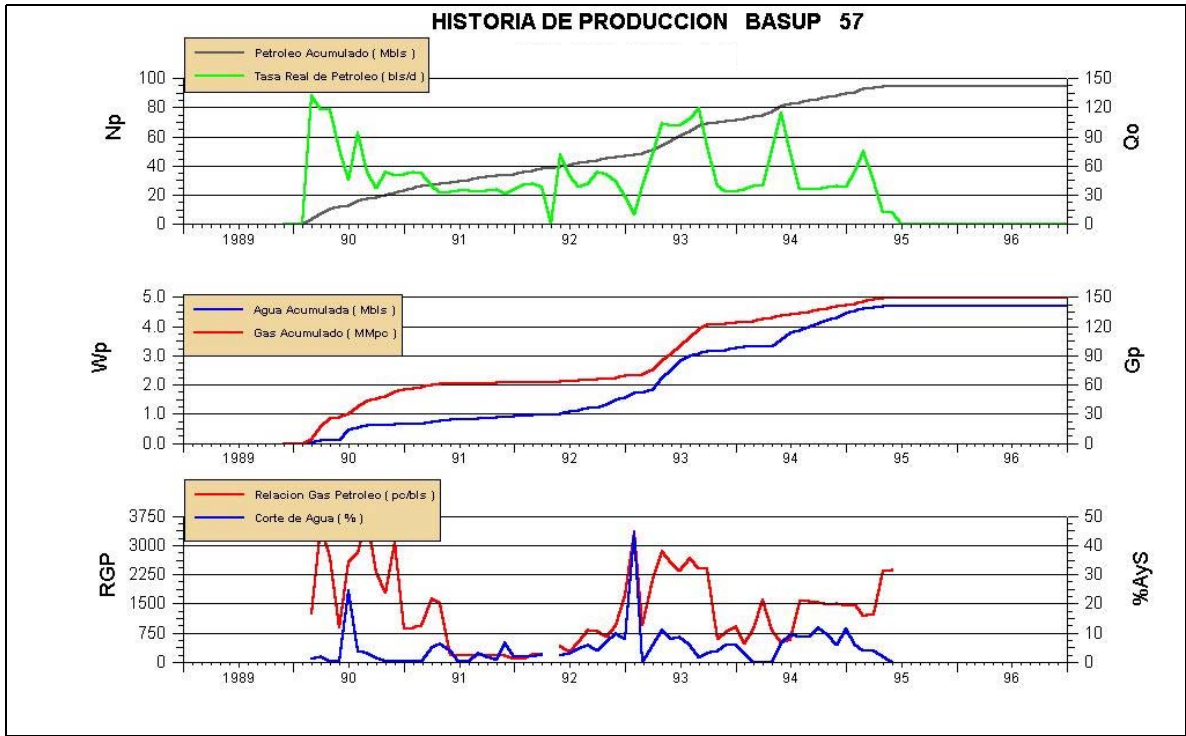


Figura 134: Historia de producción yacimiento BASUP 57 pozo AB-1198

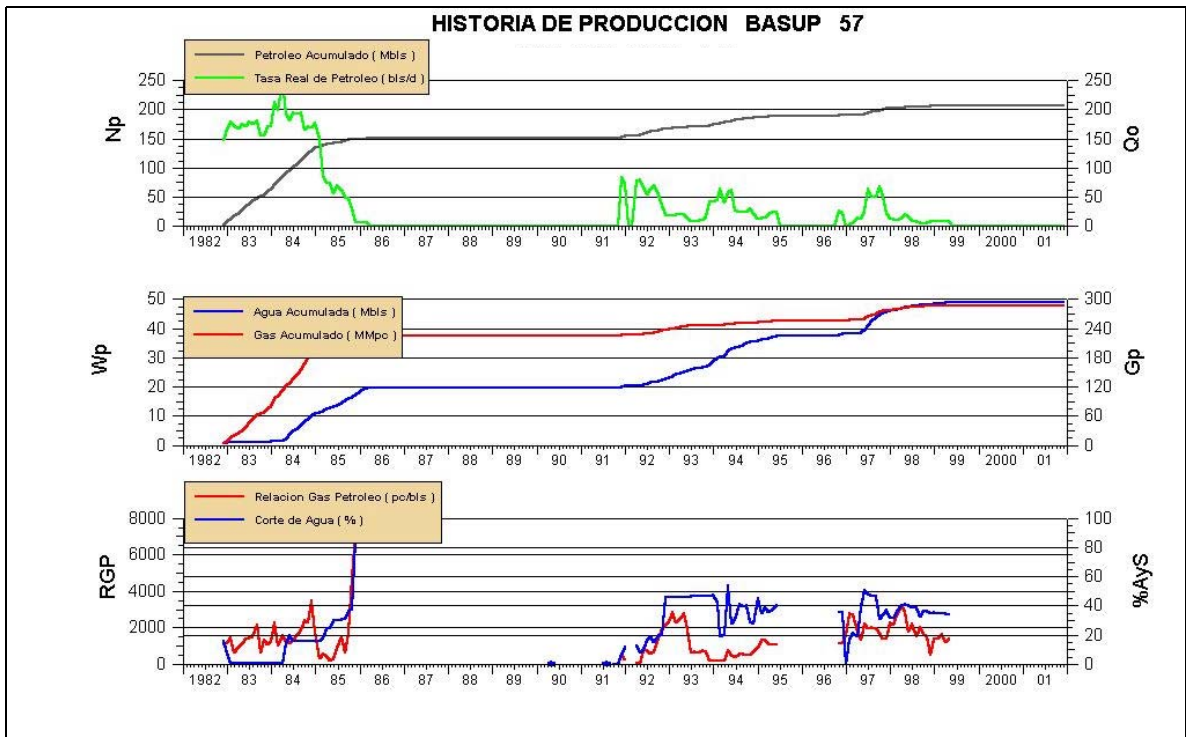


Figura 135: Historia de producción yacimiento BASUP 57 pozo AB-1216

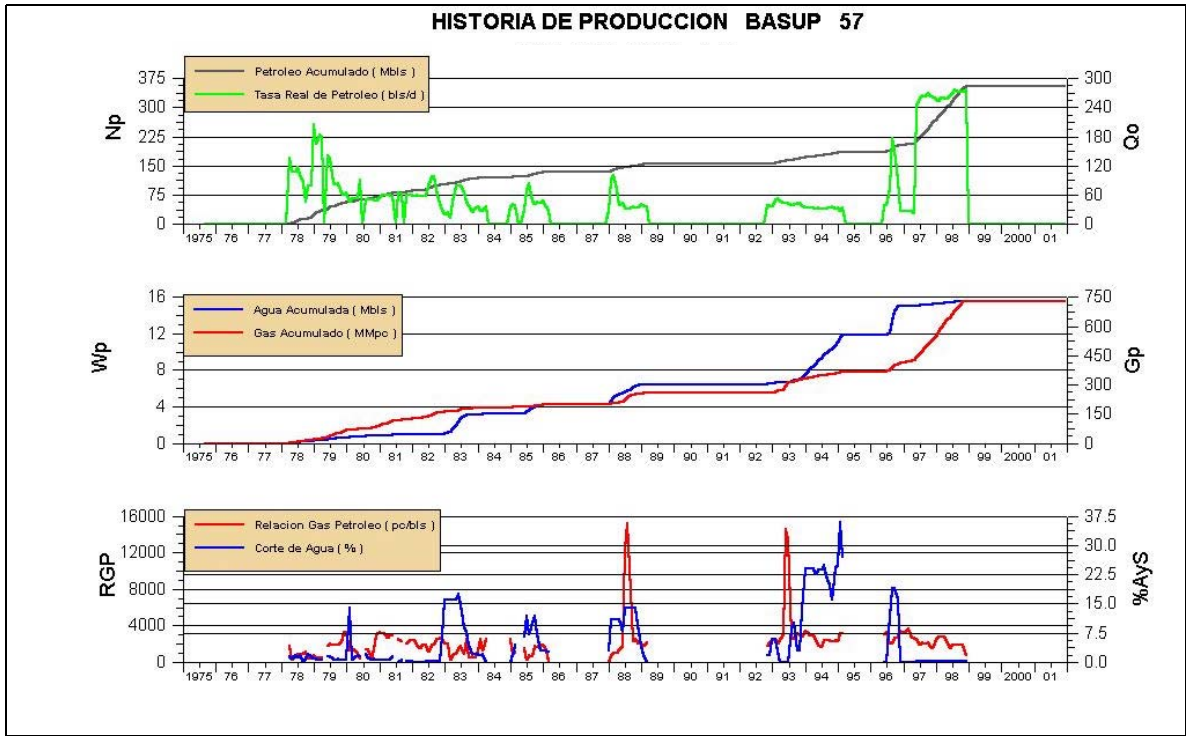


Figura 136: Historia de producción yacimiento BASUP 57 pozo AB-1261

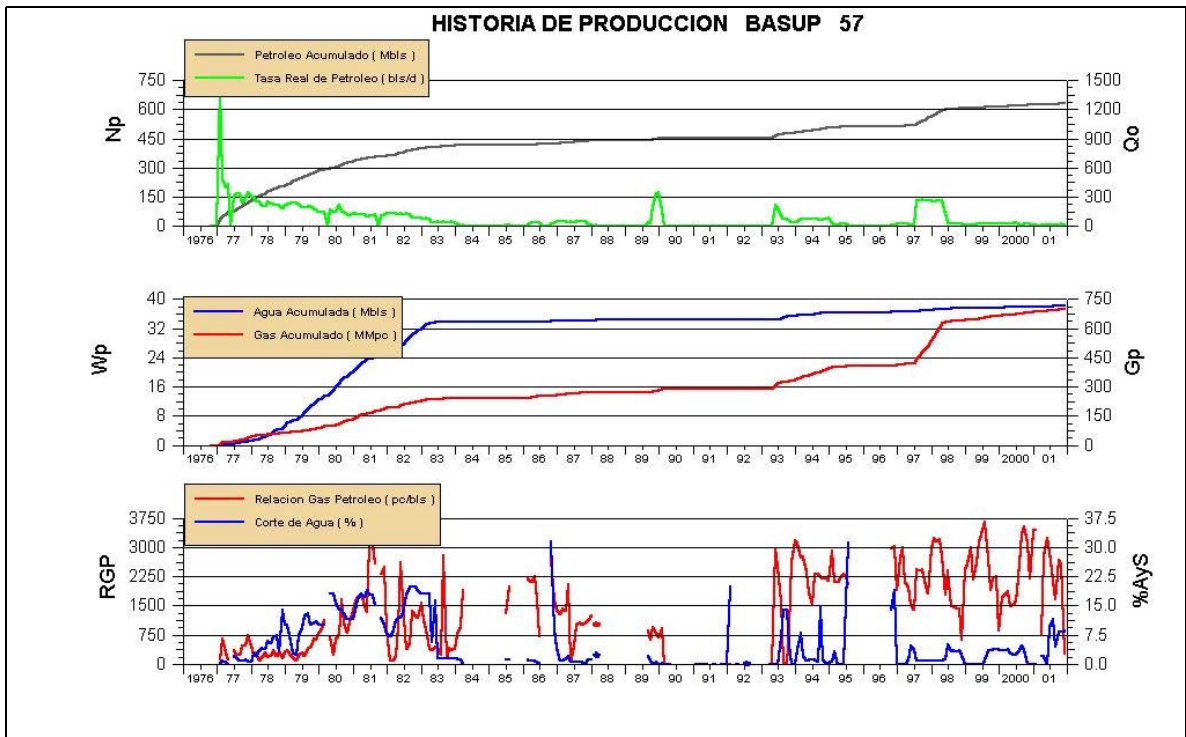


Figura 137: Historia de producción yacimiento BASUP 57 pozo AB-1262

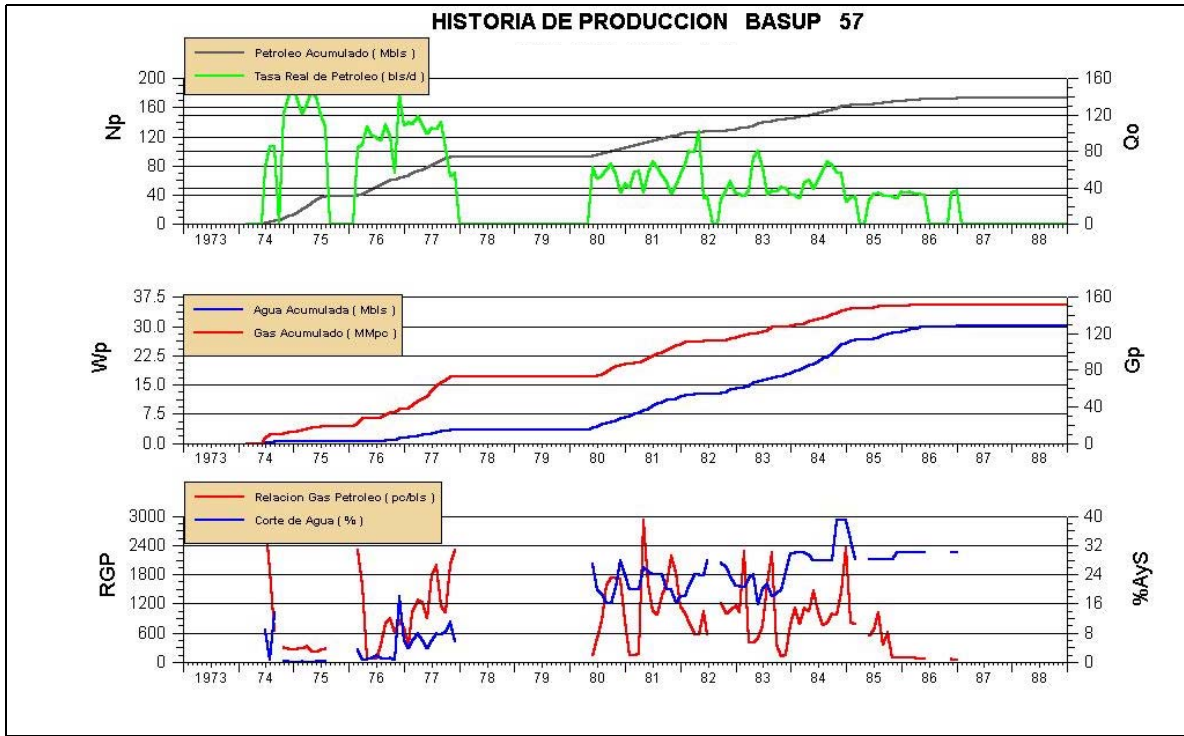


Figura 138: Historia de producción yacimiento BASUP 57 pozo AB-1292

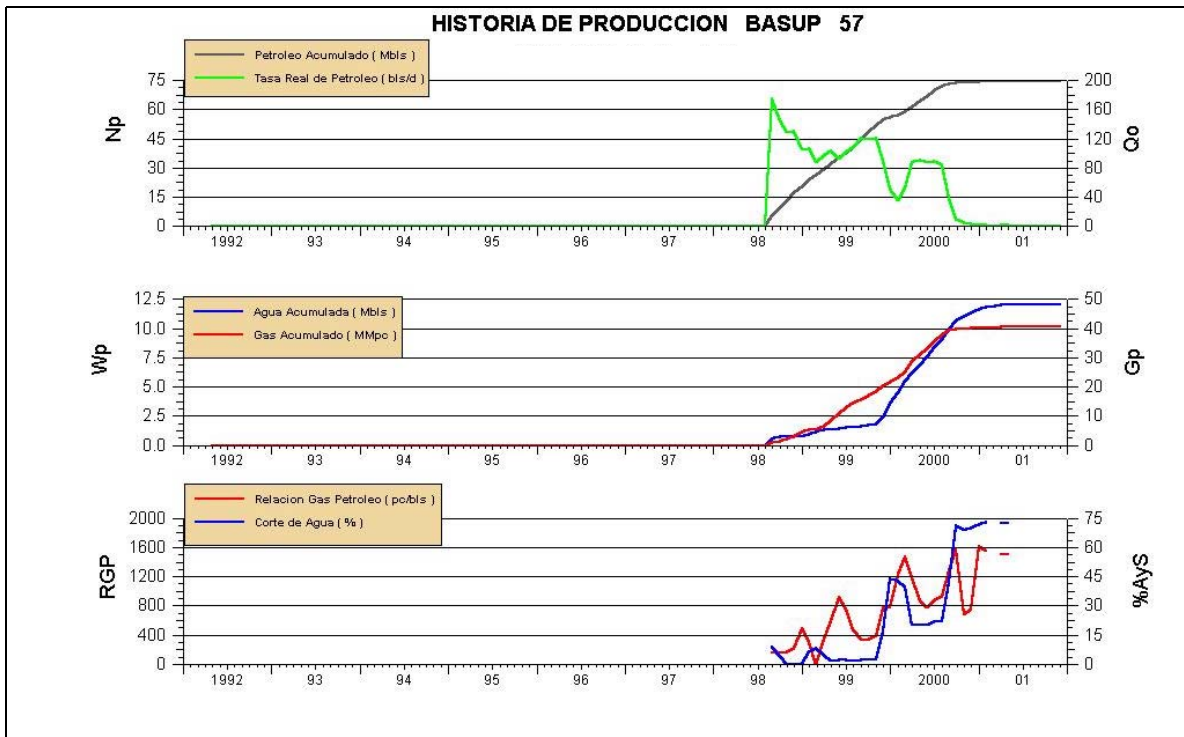


Figura 139: Historia de producción yacimiento BASUP 57 pozo AB-1990

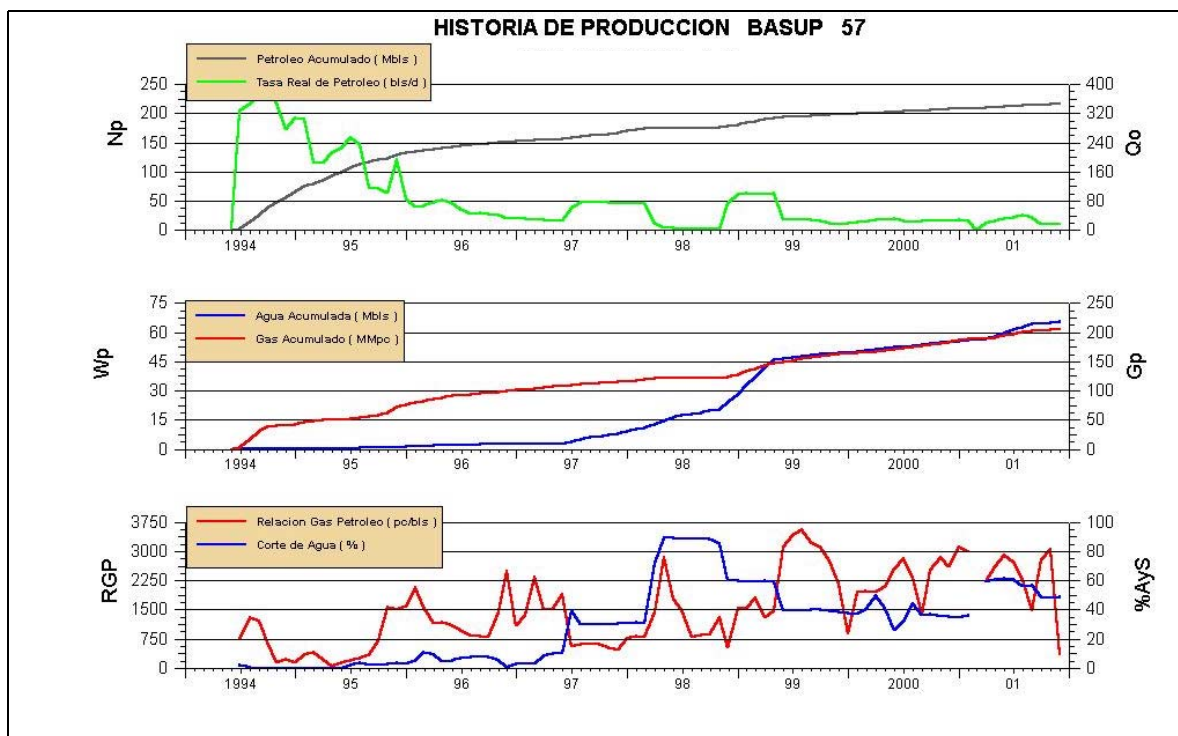


Figura 140: Historia de producción yacimiento BASUP 57 pozo AB-2137

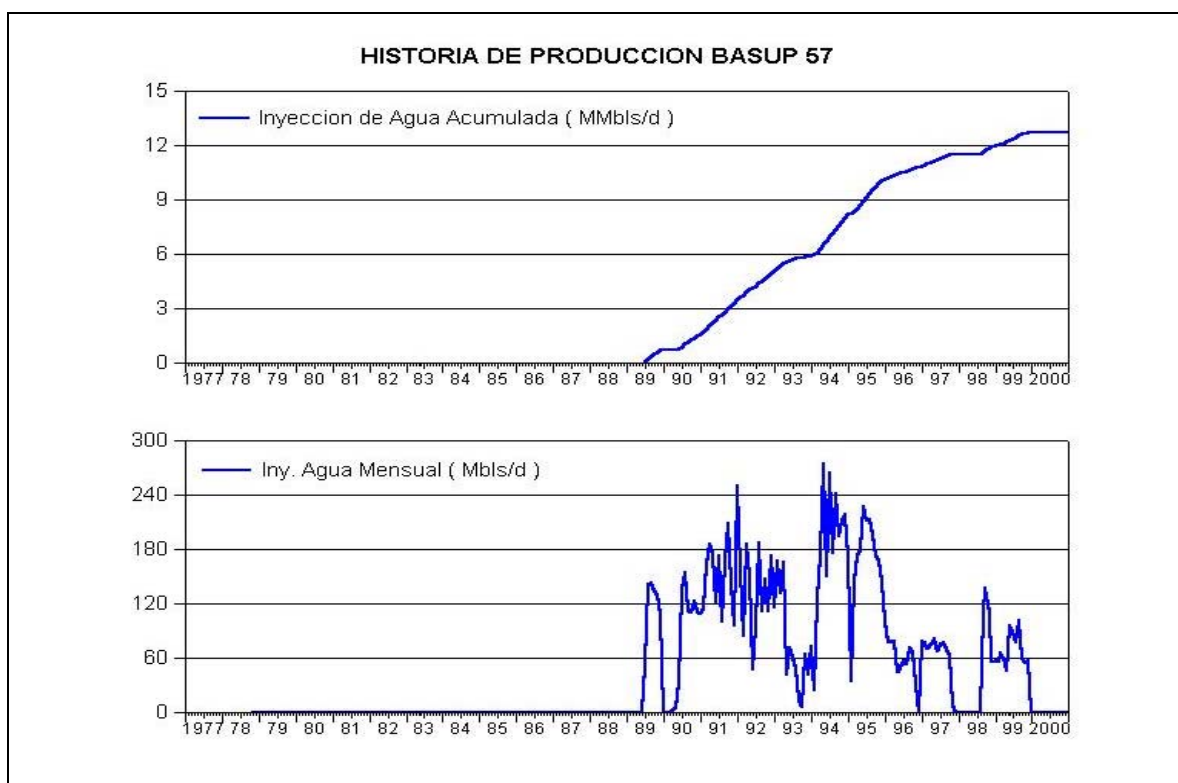


Figura 141: Historia de inyección yacimiento BASUP 57 pozo AB-217

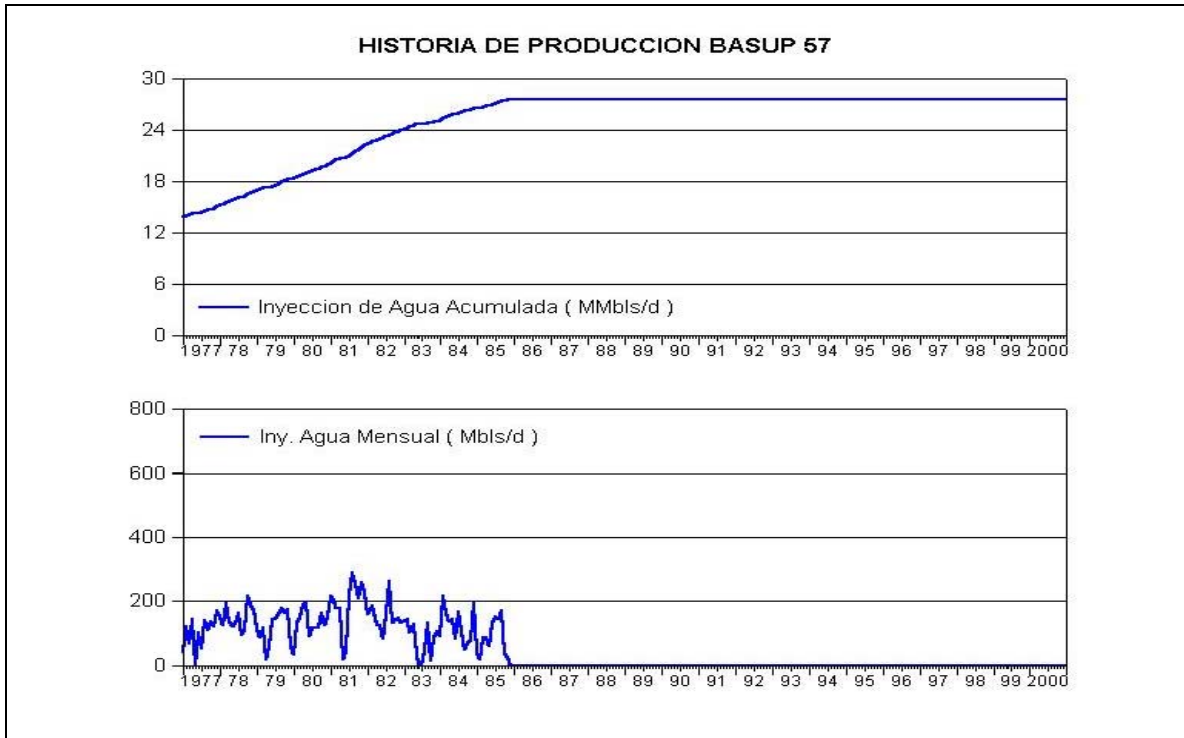


Figura 142: Historia de inyección yacimiento BASUP 57 pozo AB-1240

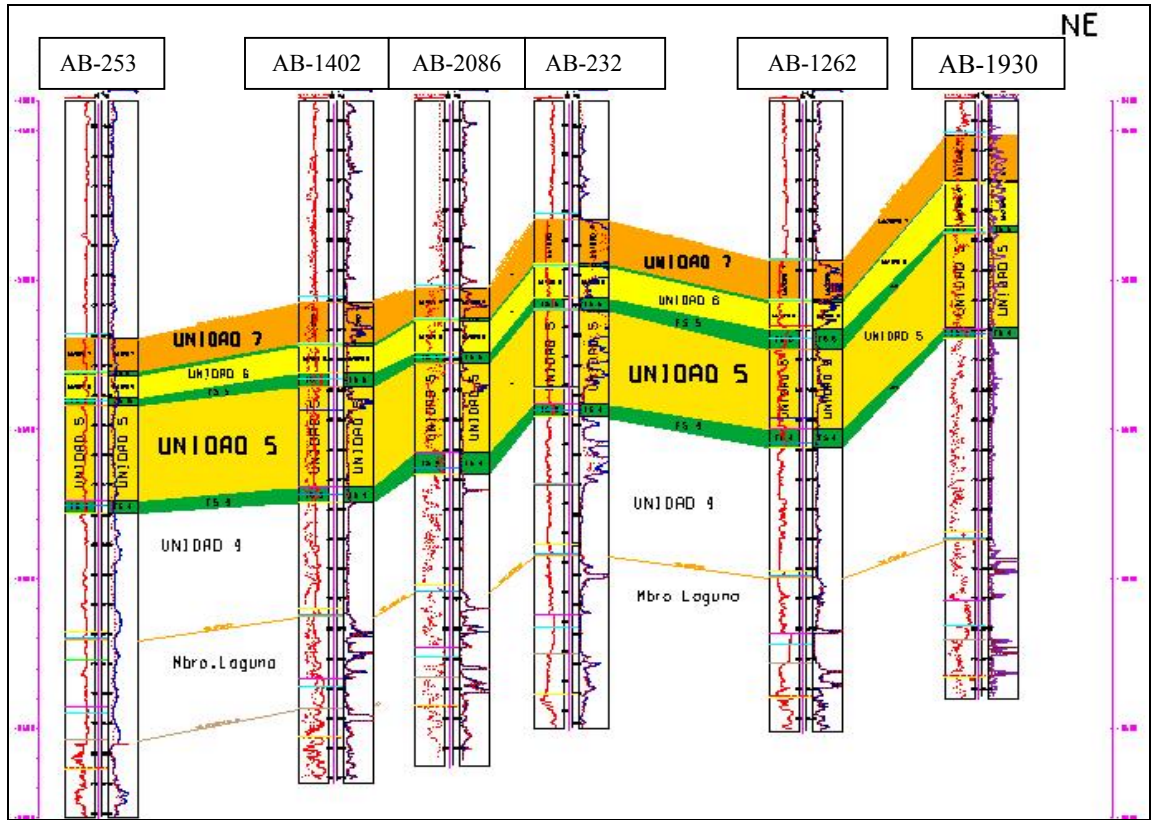


Figura 143: Sección estratigráfica pozos AB 253–AB 1930

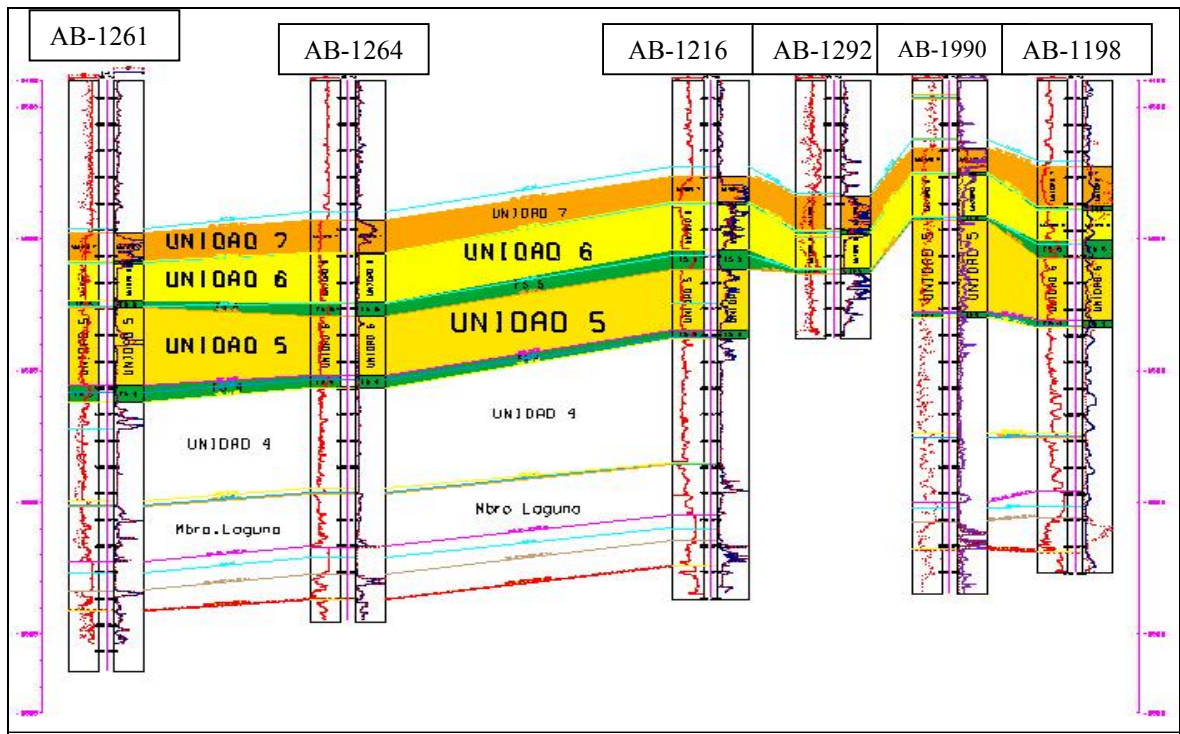


Figura 144: Sección estratigráfica pozos AB 1261–AB 1198

Tabla 40: Relación del Estado Operacional – Estado MEM

ESTADO OPERACIONAL	ESTADO MEM	DESCRIPCION
A1	AE	ABNDO. RAZONES ECONOMICAS
A2	AM	ABAND. RAZONES MECANICAS
A3	AW	ABAND. ALTA REL. AGUA PETROLEO
AA	EA	ESPERANDO ABANDONO
AB	PT	POZO PRODUCTOR DE GAS ABIERTO
AC	AM	ABANDONADO POR RAZONES ECONOM.
AD	AE	POZO ABANDONADO
AE	ES	ESP. INSTALACION DE SUPERFICIE
AG	AG	ABNDO.ALTA REL. GAS PETROLEO
AK	CE	ESPERANDO INICIACION DE FLUJO
AL	EL	ESPERANDO LEVANTAMIENTO ARTIF.
AM	CR	ESPERANDO REPAR. MENORES
AO	AO	ABANDONADO POR OTRAS CAUSAS
AR	ER	ESP. REPAR. MAYOR DE SUBSUELO
AS	EM	ESP.REPAR.MENORES DE SUBSUELO
AU	AU	ABANDONADO UNIFICADO
AV	EV	ESPERA INY. ALTERNA DE VAPOR
AW	ER	REPAR. C/TALADRO-ALTO RIESGO
AY	AY	ABNDO.POR RAZONES YACIMIENTO
BC	PC	BOMB. CABILLAS C/UND.CENTRAL
BD	PD	BOMB.CABILLAS C/UND.DIESEL
BH	PS	BOMB.CABILL.C/CABZ.HIDRAU.SUP.
BT	PT	FLUY.POR TUBERIA DE PRODUCCION
CA	CV	INYECTOR ALTERNO VAPOR CERRADO
CC	CC	CERRADO POR CONTROL INTERNO
CE	CE	CERRADO ESP. ESTIMULACION
CF	CF	POZO INY. FLUIDO PERF. CERRADO
CG	CG	INYECTOR DE GAS CERRADO
CH	EH	CERRADO ORDEN DEL M.E.M
CI	CI	PRODUCTOR DE GAS CERRADO
CJ	CJ	CERRADO INYECTOR DE AIRE
CK	HG	ESPERANDO INYECCION DE GAS
CL	CO	INYECTOR DE HIDROCARB. CERRADO
CM	PP	FLUY. BAJO CONTROL DEL MEM
CO	TS	LIMPIEZA EN PROGRESO
CV	CV	INYCT VAPOR DE AGUA CERRADO
CW	CW	INYECTOR DE AGUA CERRADO
CY	CY	TEMP.POR EST. DE YACIMIENTO
DA	DA	DEVUELTO ABANDONADO
DG	PT	DILUGAS
DI	DI	DEVUELTO INYECTANDO
DK	PR	BOMBEO BES CON DILUENTE
DP	DP	DEVUELTO PRODUCTOR PETROLEO
DT	PC	BOMBEO TORNILLO CON DILUENTE
DW	DW	DEVUELTO PRODUCTOR AGUA
EA	EV	ESPERA INY ALTERNA VAPOR

Tabla 40: Relación del Estado Operacional – Estado MEM (continuación)

ESTADO OPERACIONAL	ESTADO MEM	DESCRIPCION
EC	EC	ESPERANDO RECOMPLETACION
ED	ED	ENCONTRADO INACTIVO(DEAD)
EE	EE	CERRADO POR RAZONES ECONOM.
EG	EG	CERRADO POR ALTA RGP
EI	EI	ESPERANDO INSTAL. DE SUPERF.
EL	EL	ESP. INSTALACION DE SUBSUELO
EO	EO	CERRADO X OTRAS CAUSAS MAYORES
ES	ES	ESP. REPARACION DE SUPERFICIE
ET	ET	ESP. SISTEMA DE TRATAMIENTO
EV	EV	ESPERANDO INY.ALTERNA DE VAPOR
EW	EW	ESPERANDO INYECCION DE AGUA
EX	EX	CERRADO POR INVESTIGACION
EZ	EZ	AISLADA SELECT.MANGA O EQUIPO
FA	PA	FLUYENDO POR EL ANULAR
FC	CA	FALTA CAP.ALMACENAMIENTO TEMP.
FJ	CO	FALLA TEMP. SIST. ELECT. PDVSA
FK	CO	FALLA TEMP. SIST. ELECT CADELA
FS	CG	FALLA TEMP.SIST.REC./COMP GAS
GA	EE	GAS DE ARENA POCA PROF AGOTA
GD	DG	DEVUELTO PRODUCTOR DE GAS
GG	CM	POZO PRODUCTOR DE GAS CERRADO
GL	PT	LEVANTAMIENTO POR GAS
GO	EG	CONTROL RELAC. GAS/PETROLEO
GS	PT	GAS SUPERFICIAL
HA	HA	ESPERANDO INY. AIRE
HG	EG	RELACION ALTA DE GAS/PETROLEO
HO	HO	ESPERANDO INYEC.OTRO FLUIDO
HV	HV	ESPERANDO INYECCION DE VAPOR
HW	EW	RELACION ALTA DE AGUA/PETROLEO
IA	IV	INYECCION ALTERNA DE VAPOR
IC	CG	POZO INYECTOR DE GAS INACTIVO
ID	IW	POZO INY. DE AGUA DISPONIBLE
IE	IA	POZO ZONA INYECT. VAPOR C/A
IF	IF	POZO INY. FLUIDO PERF. ACTIVO
IG	IG	POZO INYECTOR DE GAS ABIERTO
IH	IA	POZO ZONA INYECTOR DE AIRE
IL	IO	POZO INYECTOR HIDROCARB. ABIER
IN	IG	POZO INYECTOR DE GAS ACTIVO
IO	IO	POZO INYECTANDO OTRO FLUIDO
IP	IO	POZO INY. VAPOR CONT. CERRADO
IT	CO	OTRAS CAUSAS (INTERRUPCION)
IV	IV	POZO INYECTOR DE VAPOR ACTIVO
IW	IW	POZO INYECTOR DE AGUA ABIERTO
LC	CO	POZO INY. HIDROCARB. CERRADO
ND	PT	POZ FLUYE NATURAL CON INY. DIL
NF	PT	FLUJO NATURAL
NW	SS	POZO NUEVO

Tabla 40: Relación del Estado Operacional – Estado MEM (continuación)

ESTADO OPERACIONAL	ESTADO MEM	DESCRIPCION
OC	CO	CERR.POR OTRAS CAUSAS(MENOR)
OF	CF	INYECT. OTROS FLUIDOS CERRADO
OS	CS	OTROS SERVICIO
OW	CY	POZO OBSERV.DE TEMP Y PRS
PA	EC	PENDIENTE POR APROBACION
PB	PB	FLUYENDO CON EQUIPO DE BOMBEO
PC	PR	BOMBEO CENTRIF/ELECTROSUMERG.
PD	PD	BOMBEO CON DILUENTE
PE	PE	BOMB.CABILLAS C/UND.ELECTRICA
PG	PG	BOMB.CABILLAS C/UND. GAS
PH	PH	BOMBEO HIDRAULICO
PI	PI	FLUYENDO EN FORMA INTERMITENTE
PK	PR	BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE
PN	PN	FLUY.C/BOMBAS INST.-VER PBN
PP	PE	BOMBEO MECANICO
PS	CY	MED. PRESION DEL YACIMIENTO
PT	PE	BOMBA TORNILLO
RC	EC	RECOMPLETA EN OTRO YACIMIENTO
RE	EC	EVALUACION DE ING EXPLOTACION
RN	DA	RENUNCIADO
SA	SA	ABNDO S/TUBERIA REVESTIMIENTO
SC	SC	COMPLETADO
SD	SS	POZO SUSPENDIDO
SG	PT	POZO PRODUC GAS POCA PROFUND
SP	SP	PERFORANDO
SR	CM	SOBRANTE A LOS REQUERIMIENTOS
ST	ST	ABNDO C/TUBERIA REVESTIMIENTO
TD	EO	DIFERIDOS TEMPORALMENTE
TP	TP	TRABAJ.(PROFUNDIZANDO EL POZO)
UE	EE	EQUIPO SUPERF. ANTIECONOMOCO
UG	EE	ALT CONTEN.DE GAS-ANTIECONOMIC
UL	EE	LEV. ARTIF. ANTI-ECONOMICO
UR	EE	ALTA REL. GAS/PETROLEO ANTIECO
UW	EE	ALT CONT. AGUA-ANTIECONOMICO
VC	CV	INY. VAPOR DE AGUA CERRADO
VE	IO	PZO INY. VAPOR CONT DISPONIBLE
VI	IV	POZO EN INY. ALTERNO DE VAPOR
WC	WC	POZO DE AGUA CERRADOT
WO	TR	TRABAJO DE WORK OVER
WP	WP	POZO DE AGUA EN PROD. ACTIVO
WR	TS	TRABAJO CON TALADRO CABILLERO
ZC	ZC	HIPOTETI.DE CONDENS.(CERRADO)
ZN	ZN	HIPOTETI.DE CONDENS.(PRODUC.)