UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA

PROPUESTA DE NUEVOS PUNTOS DE DRENAJE MEDIANTE LA CARACTERIZACIÓN DINÁMICA DEL YACIMIENTO LPICA-01 DEL CAMPO JUSEPÍN, EDO. MONAGAS

REALIZADO POR:
JHOSELIN THAIS PÉREZ MOREY

Trabajo Especial de Grado Presentado como Requisito Parcial para Optar al Título de:
INGENIERO DE PETRÓLEO

MATURÍN, FEBRERO 2020

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA

PROPUESTA DE NUEVOS PUNTOS DE DRENAJE MEDIANTE LA CARACTERIZACIÓN DINÁMICA DEL YACIMIENTO LPICA-01 DEL CAMPO JUSEPÍN, EDO. MONAGAS

REALIZADO POR:
JHOSELIN THAIS PÉREZ MOREY
C.I.: 23.917.135

REVISADO POR:

ING. MIGUEL FLORES
Asesor Académico

ING. ROSELIS MAITA
Asesor Industrial

MATURÍN, FEBRERO 2020

UNIVERSIDAD DE ORIENTE

NÚCLEO DE MONAGAS

ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO

MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA

PROPUESTA DE NUEVOS PUNTOS DE DRENAJE MEDIANTE LA CARACTERIZACIÓN DINÁMICA DEL YACIMIENTO LPICA-01 DEL CAMPO JUSEPÍN, EDO. MONAGAS

REALIZADO POR:

JHOSELIN THAIS PÉREZ MOREY

C.I.: 23.917.135

APROBADO POR:

ING. MIGUEL FLORES

Asesor Académico

ING. INDIRA MÁRQUEZ

Jurado Principal

ING. AIBEL YDROGO

Jurado Principal

MATURÍN, FEBRERO 2020

RESOLUCIÓN

De acuerdo al Artículo 41 del reglamento de Trabajos de Grado: “Los Trabajos de Grado son de exclusiva propiedad de la Universidad, y solo podrán ser utilizados a otros fines, con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quien deberá participarlo previamente al Consejo Universitario, para su autorización”

DEDICATORIA

A mi madre,
mi guía, amiga, modelo y
ejemplo de vida.
A ti, que me has dado todo
permitiéndome llegar a donde estoy.
Te amo, mamá

AGRADECIMIENTOS

A Dios todopoderoso por brindarme la fortaleza y sabiduría para lograr mis objetivos y alcanzar uno de mis sueños.

A mis padres, Marbellys Morey y Carlos Pérez, por su amor, su guía y por todos los sacrificios que hicieron para darme las herramientas y las oportunidades de crecer como persona y profesional.

A mi hermana Karla Pérez, mi compañera de vida, por estar siempre presente y darme su apoyo en cada etapa de nuestras vidas.

A mi segunda madre, mi tia Degly Morey, por su apoyo incondicional, por estar conmigo en cada momento de mi vida y por todos sus consejos y enseñanzas.

A mi abuela Mixima Yendys, por todo el amor y dedicación que me ha brindado como ninguna otra persona.

A mis asesores: Ing. Roselis Maita e Ing. Miguel Flores quienes con paciencia y sabiduría me guiaron a través de este proceso y por cada uno de sus consejos y recomendaciones para cumplir este logro.

A Julian Garcia, que desde el primer día ha estado a mi lado impulsándome a superarme y perseguir mis metas. Por todo tu amor, comprensión y apoyo, te lo agradezco

A la Universidad de Oriente la casa más alta, por ser la sede de todo el conocimiento adquirido.

A todo el personal de la UDO Núcleo Monagas, en especial a los profesores que a través de sus valiosos conocimientos me permitieron crecer día a día y desarrollarme como profesional

A PDVSA E&P Oriente por la oportunidad que me brindó de realizar mi trabajo de grado dentro de la empresa.

Al personal de la Gerencia de Yacimientos por brindarme su apoyo en especial al equipo de Desarrollo de Yacimientos Jusepín, por la oportunidad de trabajar a su lado y de aprender de ustedes.

A mis familiares, por todo su apoyo, consejos y oraciones que me han hecho ser mejor persona y me han permitido cumplir mis sueños y metas.

A mis amigos y compañeros de la UDO, con quienes compartí momentos y experiencias gratificantes y significativas en todos estos años, gracias a ustedes esta experiencia resulto inolvidable.

Agradezco finalmente, a todas aquellas personas que de alguna u otra forma aportaron su granito de arena para ayudarme a convertir este sueño en un objetivo cumplido.

INDICE GENERAL

RESOLUCIÓN ..... **iv**
DEDICATORIA ..... **v**
AGRADECIMIENTOS ..... **vi**
INDICE GENERAL ..... **viii**
INDICE DE FIGURAS ..... **xii**
INDICE DE GRAFICAS ..... **xiv**
INDICE DE TABLAS ..... **xv**
RESUMEN ..... **xvii**
INTRODUCCIÓN **1**
CAPÍTULO I **3**
EL PROBLEMA Y SUS GENERALIDADES **3**
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA 3
1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN 4
1.2.1 Objetivo General 4
1.2.2 Objetivos Específicos 5
1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN 5
CAPÍTULO II **6**
MARCO TEÓRICO **6**
2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN 6
2.2 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO 7
2.2.1 Ubicación del área de estudio 7
2.2.2 Estratigrafía del Campo Jusepín 8
2.2.2.1 Formación Carapita 9
2.2.2.2 Formación La Pica 10
2.2.2.3 Formación Las Piedras 12
2.2.3 Geología Estructural del Campo Jusepín 12
2.2.4 Yacimiento LPICA-01 13
2.3 BASES TEÓRICAS 14
2.3.1 Yacimiento 14
2.3.2 Clasificación de los yacimientos de hidrocarburos 15
2.3.3 Clasificación de yacimientos según el criterio geológico 16
2.3.3.1 Trampas estructurales 16
2.3.3.2 Trampas estratigráficas 17
2.3.3.3 Trampas mixtas 18
2.3.4 Clasificación de yacimientos según diagrama de fases de presión y temperatura 18
2.3.5 Clasificación de yacimientos según el tipo de hidrocarburos 19
2.3.5.1 Yacimiento de petróleo 19
2.3.5.2 Yacimientos de gas 20

2.3.6 Clasificación de los yacimientos según el tipo de empuje 21
2.3.7 Métodos de estimación de reservas 25
2.3.7.1 Método volumétrico 26
2.3.7.2 Balance de materiales 27
2.3.7.3 Curvas de declinación de producción 27
2.3.8 Ecuación de Balance de Materiales (EBM) 28
2.3.8.1 Suposiciones básicas de la ecuación de balance de materiales 29
2.3.8.2 Limitaciones y fuentes de error en la aplicación de la EBM 30
2.3.9 Caracterización Dinámica de Yacimientos 33
2.4 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS 33
CAPÍTULO III 35
MARCO METODOLÓGICO 35
3.1 NIVEL DE INVESTIGACIÓN 35
3.2 DISEÑO DE INVESTIGACIÓN 35
3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA 36
3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO 36
3.4.1 Revisión del modelo estático del yacimiento LPICA-01 del Campo Jusepín 36
3.4.2 Validación de la consistencia y representatividad del PVT existente en el yacimiento LPICA-01 38
3.4.3 Análisis del comportamiento de presión y producción del yacimiento. 41
3.4.4 Determinación de las reservas iniciales y remanentes del yacimiento, a través del método de balance de materiales 42
3.4.5 Propuesta de posibles puntos de drenaje o pozos candidatos a rehabilitación con base en la caracterización dinámica del yacimiento LPICA-01. 46
3.5 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS 47
3.5.1 Técnicas 47
3.5.2 Instrumentos y herramientas 48
3.6 Recursos 49
3.6.1 Recursos Humanos: 49
3.6.2 Recursos Materiales 49
3.6.3 Recursos Financieros 49
CAPÍTULO IV 50
ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS 50
4.1 REVISIÓN DEL MODELO ESTÁTICO DEL YACIMIENTO LPICA-01 DEL CAMPO JUSEPÍN 50
4.1.1 Continuidad lateral de la Formación La Pica 50
4.1.2 Aspectos Estructurales 51
4.1.3 Análisis Petrofísico 53

4.1.4 Cálculo de las reservas del yacimiento LPICA-01 por el método volumétrico 53
4.2 VALIDACIÓN DE LA CONSISTENCIA Y REPRESENTATIVIDAD DEL PVT EXISTENTE EN EL YACIMIENTO LPICA-01 55
4.2.1 Representatividad de la muestra 55
4.2.2 Validación de la consistencia de los resultados 56
4.2.3 Resultados del análisis PVT 58
4.3 ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN Y PRESIÓN DEL YACIMIENTO. 59
4.3.1 Análisis de producción del yacimiento LPICA-01 59
4.3.1.1 Etapa de desarrollo 61
4.3.1.2 Etapa de producción 61
4.3.1.3 Etapa de madurez 61
4.3.1.4 Etapa de agotamiento 62
4.3.2 Declinación de producción del yacimiento LPICA-01 63
4.3.3 Comportamiento de producción por área 64
4.3.4 Comportamiento de producción por arena 66
4.3.5 Inyección de Gas en el yacimiento LPICA-01 68
4.3.6 Análisis del comportamiento de presión del yacimiento LPICA-01 69
4.3.6.1 Agotamiento Energético del yacimiento LPICA-01 73
4.3.6.2 Comportamiento de presión por área 74
4.3.6.3 Comportamiento de presión por arena 75
4.3.6.4 Estado actual del yacimiento LPICA-01 75
4.4 DETERMINACIÓN DE LAS RESERVAS INICIALES Y REMANENTES DEL YACIMIENTO, A TRAVÉS DEL MÉTODO DE BALANCE DE MATERIALES. 81
4.4.1 Factor de recobro del yacimiento LPICA-01 84
4.4.2 Cálculo de las reservas presentes en el yacimiento LPICA-01 85
4.4.3 Indicadores de Recobro 86
4.5 PROPUESTA DE POSIBLES PUNTOS DE DRENAJE O POZOS CANDIDATOS A REHABILITACIÓN CON BASE EN LA CARACTERIZACIÓN DINÁMICA DEL YACIMIENTO LPICA-01. 86
4.5.1 Ubicación de áreas prospectivas en el Yacimiento LPICA-01 87
4.5.2 Nuevas localizaciones 88
4.5.2.1 LOC – 01 89
4.5.2.2 LOC – 02 90
4.5.2.3 LOC – 03 91
4.5.3 Pozos candidatos a rehabilitación 92
4.5.3.1 Pozo J-2 94
4.5.3.2 Pozo J-76 96
4.5.3.3 Pozo J-161 98

4.5.3.4 Pozo J-166 100
4.5.3.5 Pozo J- 238 102
4.5.3.6 Pozo J-254 104
4.5.3.7 Pozo J-256 106
4.5.3.8 Pozo J-413 108
4.5.3.9 Pozo J-470 112
4.5.3.10 Pozo J-468 113
4.5.3.11 Pozo J-477 115
4.5.3.12 Pozo J-479 116
4.5.3.13 Pozo J-498 118
4.5.3.14 Pozo FN-7 119
4.5.4 Pozos Propuestos para la Reactivación del Yacimiento LPICA-01 121
4.5.4.1 Nuevas áreas a drenar 123
4.5.4.2 Captura de información y reapertura a producción: 123
CAPÍTULO V 124
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES 124
5.1 CONCLUSIONES 124
5.2 RECOMENDACIONES 125
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS 126
APÉNDICES 128
HOJAS METADATOS 174

INDICE DE FIGURAS

Figura 2.1 Ubicación Geográfica del Campo Jusepín 8
Figura 2.2 Columna estratigráfica del Campo Jusepín. 9
Figura 2.3 Zonas bioestratigráficas de la Formación La Pica. 11
Figura 2.4 Esquema estructural del Campo Jusepín 13
Figura 2.5 Mapa Oficial del Yacimiento LPICA-01 14
Figura 2.6 Yacimiento de hidrocarburos 15
Figura 2.7 Petróleo entrampado en una estructura anticlinal y una falla respectivamente. 17
Figura 2.8 Trampa estratigráfica, petroleo entrampado en lentes de arenas formados por dos areniscas rodeados de lutitas. 17
Figura 2.9 Petróleo acumulado por: a) Falla inclinada sellada por un esquisto de barro colgante, b) anticlinal fallado..... 18
Figura 2.10 Clasificación de yacimientos según diagrama de fases de presión y temperatura. 19
Figura 2.11 Yacimiento con empuje por agua. 21
Figura 2.12 Yacimiento con empuje por gas en solución..... 22
Figura 2.13 Yacimiento con empuje por capa de gas 23
Figura 2.14 Yacimiento con drenaje por gravedad 24
Figura 2.15 Comportamiento de la presión contra el factor de recobro de cada uno de los mecanismos de producción..... 25
Figura 4.1 Secciones estratigráficas del Yacimiento LPICA-01, a) Sección en dirección NO – SE b) Sección en dirección SO – NE. Fuente: PDVSA (2018)..... 50
Figura 4.2 Modelo estructural 3D de la Formación La Pica 51
Figura 4.3 Secciones Estructurales a) Sección con dirección SO-NE b) Sección de dirección NO-SE. 52
Figura 4.4 Mapa de distribución por área del Yacimiento LPICA-01..... 64
Figura 4.5 Mapa de presiones del yacimiento entre 1938 y 1944..... 71
Figura 4.6 Mapa de presiones del yacimiento entre 1944 y 1950..... 71
Figura 4.7 Mapa de presiones del yacimiento entre 1951 y 1959 indicando los puntos donde se evidencia el efecto de la inyección de gas..... 72
Figura 4.8 Mapa de presiones del yacimiento entre 1980 y 1985..... 73
Figura 4.9 Mapa de distribución de presiones actuales del yacimiento 76
Figura 4.10 Mapa de presiones de abandono con la localización de los puntos de presiones actuales..... 80
Figura 4.11 Mapa estructural del área donde se ubican los pozos J-413 y J-485 81
Figura 4.12 Cotejo de presión hasta el cierre de 1986 82

Figura 4.13 Cotejo de presión y producción por el método analítico 82
Figura 4.14 Balance de Materiales por el Método Gráfico de Campbell 83
Figura 4.15 Mecanismos de producción existente en el yacimiento 83
Figura 4.16 Mapa con localización del área prospectiva en el yacimiento 88
Figura 4.17 Ubicación de nuevas localizaciones 89
Figura 4.18 Mapa con localización de pozos candidatos a reactivar por rehabilitación 94
Figura 4.19 Sección estratigráfica y producción de pozos vecinos del pozo J-2 96
Figura 4.20 Sección estratigráfica y producción de pozos vecinos al pozo J-76 98
Figura 4.21 Sección estratigráfica y producción de pozos vecinos al pozo J-161 100
Figura 4.22 Sección estratigráfica y producción de pozos vecinos al pozo J-166 102
Figura 4.23 Sección estratigráfica y producción de pozos vecinos al pozo J-238 104
Figura 4.24 Sección estratigráfica y producción de pozos vecinos al pozo J-254 106
Figura 4.25 Sección estratigráfica y producción de pozos vecinos al pozo J-256 108
Figura 4.26 Sección estratigráfica A y producción de pozos vecinos al pozo J-413..... 111
Figura 4.27 Sección estratigráfica B y producción de pozos vecinos al pozo J-413..... 111
Figura 4.29 Sección estratigráfica y producción de pozos vecinos al pozo J-468 114
Figura 4.30 Sección estratigráfica y producción de pozos vecinos al pozo J-477 116
Figura 4.31 Sección estratigráfica A y producción de pozos vecinos al pozo J-479..... 117
Figura 4.32 Sección estratigráfica B y producción de pozos vecinos al pozo J-479..... 118
Figura 4.33 Sección estratigráfica B y producción de pozos vecinos al pozo J-498..... 119
Figura 4.34 Sección estratigráfica y producción de pozos vecinos al pozo FN-7 121

INDICE DE GRAFICAS

Gráfico 4.1 Reservas del Yacimiento LPICA-01 55
Gráfico 4.2 Prueba de linealidad de la Función Y corregida 57
Gráfico 4.3 Distribución de pozos completados en el Yacimiento LPICA-01 59
Gráfico 4.4 Etapas de producción del Yacimiento LPICA-01 60
Gráfico 4.5 Histórico de producción del Yacimiento LPICA-01 60
Gráfico 4.6 Declinación del Yacimiento LPICA-01 63
Gráfico 4.7 Volumen de petróleo acumulado por área 66
Gráfico 4.8 Tasa de producción por arena 67
Gráfico 4.9 Volumen de petróleo acumulado por arena 67
Gráfico 4.10 Tasa de inyección de gas en el yacimiento entre 1983 y 2002 68
Gráfico 4.11 Histórico de presión del Yacimiento LPICA-01 70
Gráfico 4.12 Agotamiento energético del yacimiento 73
Gráfico 4.13 Comportamiento de presión por área del yacimiento 74
Gráfico 4.14 Comportamiento de presión por arena 75
Gráfico 4.15 Comportamiento de presión de pozos cercanos al pozo J-485 77
Gráfico 4.16 Comportamiento de presión de pozos cercanos al pozo J-495 78
Gráfico 4.17 Comportamiento de presión de pozos cercanos al pozo J-413 79
Gráfico 4.18 Eficiencia de recobro del yacimiento LPICA-01 84
Gráfico 4.19 Comparación de las reservas oficiales con las calculadas por la EBM 85
Gráfico 4.20 Producción de pozos cercanos a la LOC-01 90
Gráfico 4.21 Producción de pozos cercanos a la LOC-02 91
Gráfico 4.22 Producción de pozos cercanos a la LOC-03 91
Gráfico 4.23 Producción del pozo J-2 95
Gráfico 4.24 Producción pozo J-76 97
Gráfico 4.25 Producción del pozo J-161 99
Gráfico 4.26 Producción del pozo J-166 101
Gráfico 4.27 Producción del pozo J-238 103
Gráfico 4.28 Producción del pozo J-254 105
Gráfico 4.29 Producción del pozo J-256 107
Gráfico 4.30 Producción del pozo J-413 110

INDICE DE TABLAS

Tabla 2.1 Clasificación de los Yacimientos 15
Tabla 2.1 Clasificación de los Yacimientos (Continuación) 16
Tabla 2.2 Diferentes tipos de fluidos, adaptada de Patel et al. 20
Tabla 3.1 Datos básicos del Yacimiento LPICA-01 43
Tabla 3.2 Propiedades de la roca del Yacimiento LPICA-01 44
Tabla 4.1 Propiedades petrofísicas oficiales del Yacimiento LPICA-01 53
Tabla 4.2 Datos utilizados para el cálculo del POES y GOES volumétrico 53
Tabla 4.3 Reservas Oficiales del Yacimiento LPICA-01 54
Tabla 4.4 Datos del informe PVT y producción del pozo J-296 56
Tabla 4.5 Valor corregido de la presión de burbujeo de la prueba 57
Tabla 4.6 Prueba de densidad del PVT del yacimiento 57
Tabla 4.7 Prueba de desigualdad del PVT del yacimiento 58
Tabla 4.8 Resultados del análisis PVT del pozo J-296 58
Tabla 4.9 Volúmenes de gas inyectados en el yacimiento entre 1983 y 2002 69
Tabla 4.10 Capturas de presión actuales del Yacimiento LPICA-01 76
Tabla 4.11 Estimación del factor de recobro actual del yacimiento 84
Tabla 4.12 Reservas del yacimiento LPICA-01 estimadas a partir de balance de materiales. 85
Tabla 4.13 Porcentaje de recobro del yacimiento LPICA-01 86
Tabla 4.14 Pozos candidatos a reactivar por rehabilitación en el yacimiento 92
Tabla 4.15 Producción del pozo J-2 95
Tabla 4.16 Propiedades petrofísicas de los intervalos cañoneados del pozo J-76 96
Tabla 4.17 Producción del pozo J-76 97
Tabla 4.18 Propiedades petrofísicas de los intervalos cañoneados del pozo J-161 98
Tabla 4.19 Producción del pozo J-161 99
Tabla 4.20 Propiedades petrofísicas de los intervalos cañoneados del pozo J-166 101
Tabla 4.21 Producción del pozo J-166 101
Tabla 4.22 Propiedades petrofísicas de los intervalos cañoneados del pozo J-238 103
Tabla 4.23 Producción del pozo J-238 103
Tabla 4.24 Propiedades petrofísicas de los intervalos cañoneados del pozo J-254 104
Tabla 4.25 Producción del pozo J-254 105

Tabla 4.26 Propiedades petrofísicas de los intervalos cañoneados del pozo J-256..... 107
Tabla 4.27 Producción del pozo J-256..... 107
Tabla 4.28 Propiedades petrofísicas de los intervalos cañoneados del pozo J-413..... 109
Tabla 4.29 Producción del pozo J-413..... 109
Tabla 4.30 Propiedades petrofísicas de los intervalos cañoneados del pozo J-470..... 112
Tabla 4.31 Producción del pozo J-470..... 112
Tabla 4.32 Propiedades petrofísicas de las arenas de la Fm La Pica del pozo J-468..... 114
Tabla 4.33 Propiedades petrofísicas de las arenas de la Fm La Pica del pozo J-477..... 115
Tabla 4.34 Propiedades petrofísicas de las arenas de la Fm La Pica del pozo J-479..... 117
Tabla 4.35 Propiedades petrofísicas de las arenas de la Fm La Pica del pozo J-498..... 119
Tabla 4.36 Propiedades petrofísicas de las arenas de la Fm La Pica del pozo FN-7..... 120
Tabla 4.37 Trabajos a realizar en pozos propuestos 122

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA

PROPUESTA DE NUEVOS PUNTOS DE DRENAJE MEDIANTE LA CARACTERIZACIÓN DINÁMICA DEL YACIMIENTO LPICA-01 DEL CAMPO JUSEPÍN, EDO. MONAGAS

Autor:

Jhoselin Thais Pérez Morey

C.I.: 23.917.135

Asesores:

Ing. Miguel Flores

Ing. Roselis Maita

Febrero, 2020

RESUMEN

El yacimiento LPICA-01 perteneciente al Campo Jusepín se encuentra inactivo desde 1986 por agotamiento energético, sin embargo, en la actualidad se está visualizando la reactivación del mismo basado en una posible represurización en el yacimiento luego de 32 años cerrado; por lo tanto, se requiere de la caracterización dinámica del yacimiento con el objetivo de describir su estado actual. Para tal fin se realizó la revisión del modelo estático con el propósito de definir los elementos geológicos presentes y revisión de las reservas oficiales, las cuales corresponden a un POES 1.035 MMBN con unas reservas remanentes de 17,7 MMBN. Luego se validó la representatividad y consistencia del PVT existente para constatar que dichos resultados representan el comportamiento de los fluidos en el yacimiento. Se realizaron diferentes gráficos y mapas para el análisis de producción y presión del yacimiento con el fin de describir el comportamiento y estado energético actual del mismo y por consiguiente cuantificar reservas por medio de balance de materiales resultando un POES de 1074,35 MMBN con un aumento de las reservas remanentes a 35,59 MMBN. Con base a la caracterización realizada se seleccionaron los pozos a reactivar en el yacimiento y se propuso el área más prospectiva para la implantación de proyectos futuros que permitan drenar las reservas del yacimiento.

Palabras Claves: Caracterización dinámica, Yacimiento LPICA-01, puntos de drenaje.

INTRODUCCIÓN

El yacimiento LPICA-01 perteneciente a la formación La Pica del Campo Jusepín, fue descubierto en 1938 por la empresa Standard Oil Company of Venezuela y está ubicado en la subcuenca de Maturín al noroeste de Venezuela. Siendo el único yacimiento de dicha formación, en el Campo Jusepín, comenzó su producción oficialmente en febrero del año 1939. A partir del año 1951, a causa de la explotación del yacimiento, la cual dependía de la energía natural del mismo y sin un proceso de recuperación secundaria que compensara la extracción de los fluidos presentes en él, experimentó una rápida declinación de presión y un aumento de la relación gas – petróleo producido (RGP) y corte de agua que afectaron la productividad de los pozos, lo que llevó al cierre del yacimiento en 1986 con una presión alrededor de 600 Lpc. Actualmente se están realizando estudios y análisis técnicos del yacimiento LPICA-01 visualizando una posible reactivación del mismo, ya que después de 32 años inactivo y basados en capturas de información reciente, se reportaron presiones que oscilan entre 806 y 2037 Lpc. El yacimiento LPICA-01 en conjunto con el yacimiento CRPCHL J-130 conforman los yacimientos someros del Campo Jusepín.

La optimización de la explotación de hidrocarburos en un campo tiene como objetivo maximizar la recuperación de crudo de los yacimientos en las diferentes etapas como son la recuperación primaria, secundaria y mejorada. A medida que se avanza en la vida productiva de un yacimiento es necesario disponer de información actualizada y detallada del mismo con el fin de poder diagnosticar su estado actual y ejecutar el mejor plan de explotación donde se obtenga mayor recobro de las reservas existentes

Parte de la información vital para la descripción de un yacimiento es la caracterización dinámica, en la cual se evalúa el comportamiento de producción y presión que ha presentado el yacimiento y, con base a esto, poder predecir el comportamiento que tendrá bajo los distintos escenarios de explotación y su rentabilidad económica.

Esta investigación tiene como finalidad establecer por medio de la caracterización dinámica el estado actual del yacimiento LPICA-01 y poder cuantificar las reservas iniciales, reservas remanentes y factor de recobro primario; proponiendo de esta forma los posibles pozos candidatos a perforar o rehabilitar con el objetivo de maximizar el recobro en el yacimiento

.

CAPÍTULO I
EL PROBLEMA Y SUS GENERALIDADES

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Actualmente la industria petrolera está en la búsqueda de nuevas oportunidades que permitan el incremento de la producción de hidrocarburos. En conformidad con este hecho, se visualizó al yacimiento LPICA-01, perteneciente al Campo Jusepín, como posible prospecto para su reactivación a producción. Este yacimiento se encuentra inactivo desde hace 32 años y es candidato a reactivar debido a que el fluido que contiene es un crudo liviano entre los 31 y 35° API.

El yacimiento LPICA-01 inició su producción en el año 1938 y a lo largo de toda su historia productiva se completaron un total de 447 pozos, cuya producción promedio estuvo en un rango de 200 a 400 BNPD por pozo. En los siguientes 20 años, luego de su descubrimiento, el yacimiento presentó una rápida caída de presión que impactó significativamente en la productividad de los pozos del área. El yacimiento LPICA-01 cerró su producción en el año 1986, hasta entonces siendo explotado por agotamiento natural, acumulando un total de 168,5 MMBN y con un factor de recobro primario de 18%, quedando un total de reservas remanentes de 17,77 MMBN de un POES de 1.035 MMBN.

Por tal motivo se planteó la oportunidad de realizar este estudio a través de una caracterización dinámica del yacimiento LPICA-01, en el cual es importante destacar que una de las hipótesis a considerar es que existió una represurización en el yacimiento, ya que las últimas presiones al cierre de

producción del yacimiento oscilan entre 600 y 700 Lpc y en la actualidad las presiones tomadas a nivel de yacimiento se encuentran entre 800 y 2000 Lpc, lo cual es muy beneficioso energéticamente para el mismo. Esta caracterización dinámica será un instrumento que permitirá una mayor confiabilidad en la toma de decisiones con respecto a planes de explotación para la recuperación de las reservas del yacimiento.

En tal sentido, la finalidad de realizar una caracterización dinámica al yacimiento LPICA-01 se presenta por la necesidad de establecer una descripción detallada del comportamiento actual del yacimiento y, como resultado de esto, poder determinar mediante balance de materiales el POES y GOES, las reservas remanentes y el factor de recobro que serán base para la toma de decisiones de estrategias y planes de explotación para la reactivación del yacimiento y que serán implementadas de acuerdo a la realidad que presenta el mismo obteniendo una mayor recuperación de las reservas del área de forma eficiente y rentable.

1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.2.1 Objetivo General

Proponer nuevos puntos de drenaje mediante la caracterización dinámica del yacimiento LPICA-01 perteneciente al Campo Jusepín del Estado Monagas.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Revisar el modelo estático del yacimiento LPICA-01 del Campo Jusepín.
- Validar la consistencia y representatividad del PVT existente en el yacimiento LPICA-01.
- Analizar el comportamiento de producción y presión del yacimiento.
- Determinar las reservas iniciales y remanentes del yacimiento, a través del método de balance de materiales.
- Proponer posibles puntos de drenaje o pozos candidatos a rehabilitación con base en la caracterización dinámica del yacimiento LPICA-01.

1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

En la producción de hidrocarburos es necesaria la descripción detallada del comportamiento del yacimiento y cuantificación de sus reservas recuperables, con el fin de tener una base para poder desarrollar un plan de explotación óptimo del área en cuestión. Es por tal motivo que en la búsqueda de incrementar la producción del campo el equipo técnico de Desarrollo de Yacimientos Jusepín consideró la oportunidad de reactivar a producción el yacimiento LPICA-01; visualizando para tal fin posibles pozos candidatos a perforar o rehabilitar para la recuperación de los hidrocarburos que aún se encuentran en el yacimiento; por lo tanto es indispensable la realización de la caracterización dinámica del yacimiento con el objetivo de definir las áreas más prospectivas y obtener mejores estimados de las reservas recuperables del yacimiento y en consecuencia poder establecer las mejores estrategias para su explotación y posterior reinicio de producción.

CAPÍTULO II
MARCO TEÓRICO

2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

Piñero, A. (2007), realizó un trabajo de grado titulado **"Caracterización Dinámica del Yacimiento Nodosaria 15-C del Campo Jusepín Norte del Estado Monagas".** El objetivo principal de este estudio fue el de la caracterización del yacimiento Nodosaria 15-C, el cual no contaba con información completa para tal fin y fue necesario actualizar el modelo geológico y realizar una caracterización de fluidos para integrarlo a la historia de producción y presión y con base a esto, poder evaluar su comportamiento, con la finalidad de recomendar estrategias y políticas de explotación que permitan una mayor recuperación de las reservas remanentes. La investigación fue realizada mediante una metodología de tipo descriptivo y con un diseño de campo que permitió el cálculo de las presiones y reservas del yacimiento concluyendo que el mismo es candidato para un proyecto de reactivación factible a sus condiciones actuales.

El trabajo de grado, citado previamente, sirvió como guía principal del presente estudio, ya que, en el mismo, se aplicó una metodología en la cual se interpretaron y analizaron los factores estáticos y dinámicos que rigen el comportamiento de un yacimiento, la cual fue considerada para el desarrollo y cumplimiento de los objetivos de esta investigación

Marín, R. (2003), realizó un trabajo de grado titulado **"Caracterización Dinámica del Yacimiento Jobo-01, Área asignada a**

Petroudo". Esta investigación tuvo como principal objetivo caracterizar dinámicamente el yacimiento Jobo-01 asignado a Petroudo S.A, validando el PVT existente, caracterizando los fluidos presentes en el yacimiento y determinando la declinación, energética y reservas del yacimiento con la finalidad de evaluar cuales pozos son candidatos a reacondicionamiento y recompletación (RA/RC). Este estudio se realizó bajo la metodología de investigación descriptiva con un diseño de campo. En cuanto a los resultados obtenidos, se determinó el POES, reservas recuperables, reservas remanentes y mecanismo de producción, mediante la técnica de balance de materiales de manera satisfactoria, concluyéndose que 5 pozos del área son candidatos para la aplicación de RA/RC para drenar las reservas remanentes presentes en el yacimiento.

En esta investigación se realizó una descripción detallada del Marco Teórico que se utilizó para la ejecución de la misma, por lo que fue considerada como referencia para el desarrollo de los fundamentos teóricos del presente estudio, que fueron base para la caracterización dinámica y la utilización del balance de materiales para el cálculo de las reservas del yacimiento LPICA-01.

2.2 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO

2.2.1 Ubicación del área de estudio

El Campo Jusepín se encuentra ubicado en la Subcuenca de Maturín, al noreste de Venezuela, a 30 Km. al suroeste de la ciudad de Maturín en el Edo. Monagas. Este limita al norte con los Campos Cotoperí, Chaguaramal y Orocual, al sur con los Campos Muri, El Furrial y Corozo; al este el Campo Boquerón y al oeste con Travi y Mulata. El Campo Jusepín está conformado

por 8 yacimientos divididos en dos grupos conocidos como Jusepín Somero y Jusepín Profundo. En el Campo Jusepín Somero se encuentran los yacimientos LPICA-01 y CRPCHPL J-130. Fuente: PDVSA (2018).

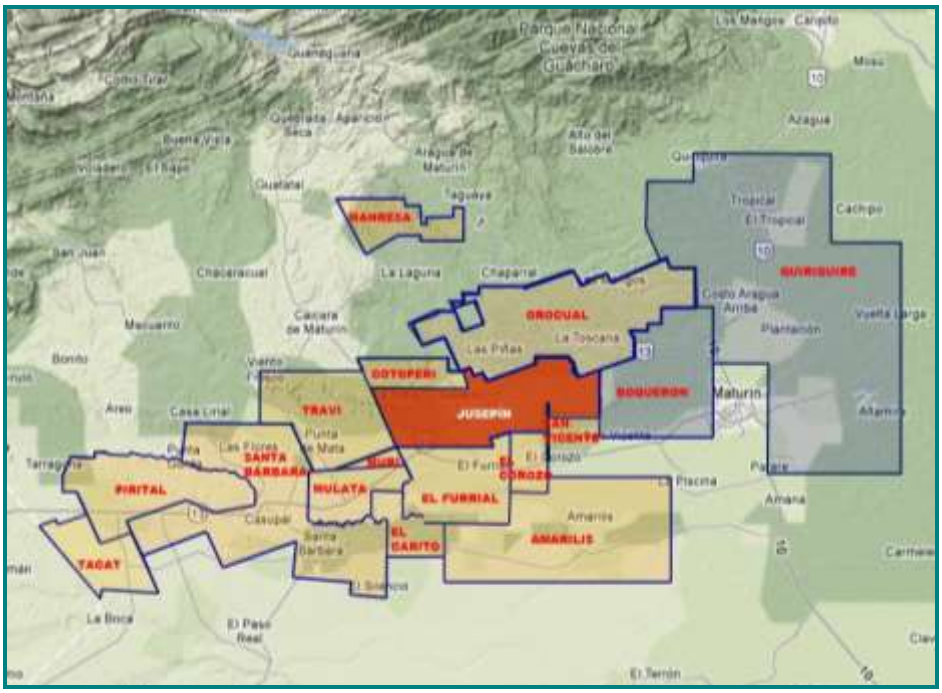


Figura 2.1 Ubicación Geográfica del Campo Jusepín
Fuente: PDVSA (2018) p. 15.

2.2.2 Estratigrafía del Campo Jusepín

La columna estratigráfica generalizada del Campo Jusepín está formada por sedimentos que van desde una edad cretácica hasta el Plio-Pleistoceno con un espesor promedio de 17.000 pies. Está representada cronológicamente en forma ascendente, de las formaciones más viejas a las más jóvenes, por las formaciones San Antonio, San Juan, Vidoño, Caratas, Merecure, Carapita, La Pica, Las Piedras y Mesa. Fuente: PDVSA (2018).

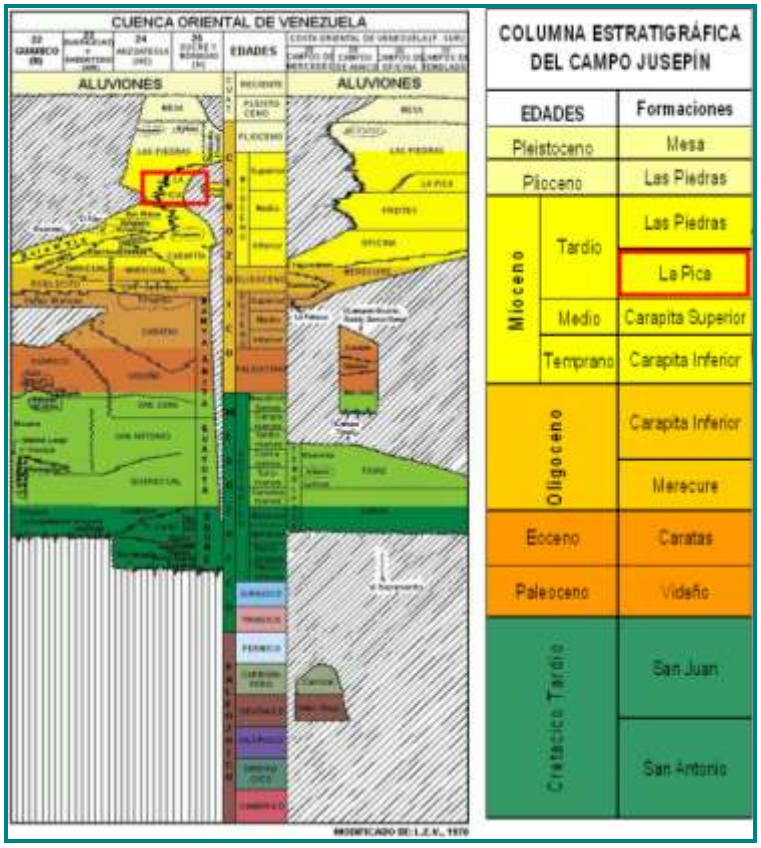


Figura 2.2 Columna estratigráfica del Campo Jusepín.
Fuente: PDVSA (2018) p. 21.

2.2.2.1 Formación Carapita

La Formación Carapita, del Oligoceno Superior al Mioceno Tardío, es la formación productora más antigua del área, está compuesta predominantemente por lutitas marinas ricas en foraminíferos. Sin embargo, la formación contiene desarrollos de arenas turbidíticas lenticulares cuya presencia predominante se encuentra en el área de Jusepín y es conocido como Miembro Chapapotal o arenas Nodosaria 15. En la parte superior la Formación Carapita presenta características de sedimentación regresiva e incluye facies marinas de aguas llanas, localmente estas facies contienen arenas gruesas y persistentes que posiblemente fueron más extensas antes

de ser erosionadas en el periodo Pre-La Pica, durante el cual la Formación Carapita sufrió fuerte erosión, por lo que no se conoce una sección completa de la misma. Fuente: PDVSA (2002).

2.2.2.2 Formación La Pica

La Formación La Pica data desde el Mioceno Medio hasta el Mioceno Tardío; el tope de la Formación no tiene bien definida la edad, sin embargo, se ha llevado convencionalmente hasta la base del Plioceno. La Formación La Pica yace por debajo de la Formación Las Piedras y suprayace sobre la Formación Carapita. Fuente: PDVSA (2018).

El contenido faunal y la litología de La Pica indican que los sedimentos fueron depositados en un ambiente marino somero cercano a la costa, en un sistema complejo de transgresiones y regresiones; debido a estas condiciones la Formación La Pica presenta un espesor variable. En el flanco norte de la cuenca, a lo largo del límite septentrional de los Campos de Santa Bárbara y Jusepín, presenta una fuerte discordancia angular sobre la superficie erosionada de la Formación Carapita desapareciendo en esa dirección, sin embargo, al centro de la cuenca esta relación se hace concordante y lateralmente equivalente, encontrándose los mayores espesores de la Formación La Pica y hacia el sur dicho espesor va disminuyendo gradualmente hasta interdigitarse con la parte superior de la Formación Freites. Fuente: PDVSA (2018).

Litológicamente está constituida por una alternancia de lutitas y areniscas arcillosas. Las lutitas son blandas a medianamente duras, oscuras, limolíticas, micáceas y ligníticas. Las areniscas, escasamente consolidadas y friables, son de grano fino a muy fino intercaladas con limo y arcilla. La

Formación La Pica se divide en 4 unidades: Frondicularia, Textularia, Sigmoilina y Cassidulina (Figura 2.3). Fuente: PDVSA (2002).

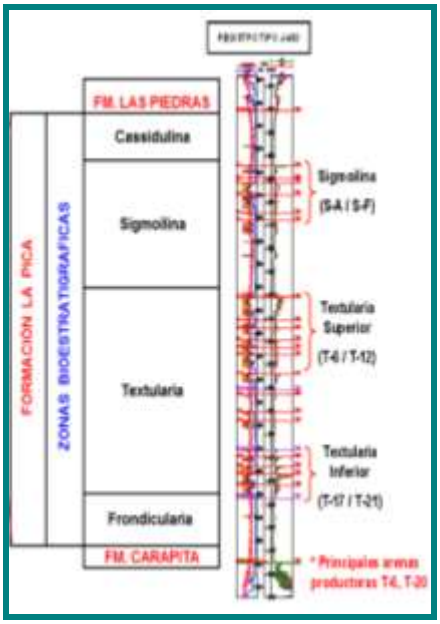


Figura 2.3 Zonas bioestratigráficas de la Formación La Pica. Fuente: PDVSA (2018) p. 23.

- Zona Cassidulina: suprayace a Sigmoilina; es arcillosa, con pocas intercalaciones de areniscas laminadas de grano fino y no contiene hidrocarburos.
- Zona Sigmoilina: suprayace a Textularia ha sido subdividida en siete subunidades, S-S que se refiere a la lutita del tope y S-A hasta S-F para cada uno de los intervalos arenosos. Está constituida por lutitas moderadamente duras, seguidas por intercalaciones de arenas petrolíferas con lutitas blandas.
- Zona Textularia: está constituida por arenas friables de grano muy fino, intercaladas con lutitas y ha sido subdividida en tres estratos o arenas; superior, medio e inferior. La Textularia Superior comprende los intervalos T-1 hasta T-12, la Textularia Medio está constituida por los

intervalos T-13 a T-16 y finalmente, la Textularia Inferior que incluye los intervalos T-17 a T-21. Los intervalos T-1 a T-5 casi no contienen hidrocarburos, excepto la parte Norte-Noreste del campo, por lo que las principales arenas productoras están ubicadas en el intervalo de la T-6 a la T-20.

- Zona Frondicularia: cubre discordantemente la Formación Carapita y está constituida, principalmente, por lutitas de color oscuro y lutitas grises, con algunas arenas de grano muy fino y limolitas.

2.2.2.3 Formación Las Piedras

La formación las Piedras, de edad Mioceno Tardío al Plioceno, es de origen continental, depositada en ambiente de aguas salobres y presenta una granulometría más fina que la Formación (Fm) La Mesa; predominan las arenas de grano fino a medio intercaladas con limo, lutitas y capas de lignitos, productora en el Campo Orocual, es transicional hacia el este con la Fm. Quiriquire. Fuente: PDVSA (2002).

2.2.3 Geología Estructural del Campo Jusepín

El Campo Jusepín está ubicado en la provincia piemontina de la Serranía del Interior. Este campo se encuentra a su vez limitado por fallas de carácter regional, como son las fallas de San Francisco y Urica, ambas con aproximadamente el mismo rumbo NO-SE y las fallas inversas de Anaco al norte y el corrimiento Pirital al sur con rumbo paralelo. La estructura corresponde a un monoclinal con buzamientos elevados de 45º a 60º en sentido sureste, complicado por dos pliegues anticlinales: el anticlinal de Muri y el anticlinal de Jusepín que tiene cierres estructurales dentro del mismo

campo. Asociado a estos dos pliegues está el sinclinal de Jusepín, en el cual está ubicado el yacimiento CRPCHPL J-130. Fuente: PDVSA (2002).

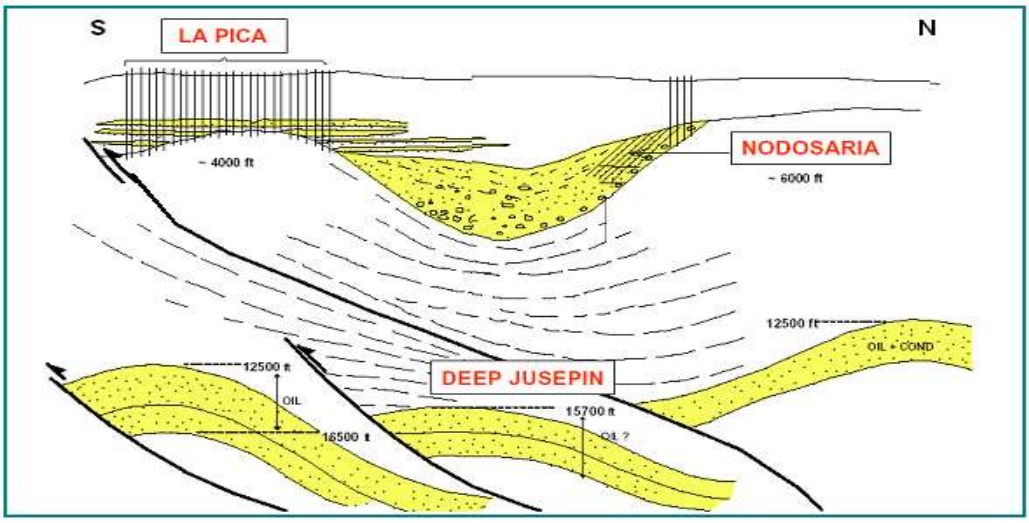


Figura 2.4 Esquema estructural del Campo Jusepín
Fuente: PDVSA (2017) p.20.

2.2.4 Yacimiento LPICA-01

Las arenas del miembro Textularia de la Fm. La Pica conforman el yacimiento de capas múltiples conocido como LPICA-01, localizadas a una profundidad entre los 3.000 y 5.200 pbnm. De acuerdo al libro de reservas de PDVSA 2017, el yacimiento tiene un espesor de 68 pies, posee una porosidad de 26,8%, una permeabilidad de 27 mD y presenta un crudo liviano de 31,5° API. La presión inicial es de 2.600 lpc con una presión de saturación de 2.280 lpc y al presente manifiesta presiones entre 800 – 2037 lpc. El mecanismo de producción predominante fue expansión de la roca y los fluidos. En la actualidad el yacimiento se encuentra inactivo, sin embargo, es candidato a proyectos de reactivación para drenar las reservas que aún se encuentran en él.

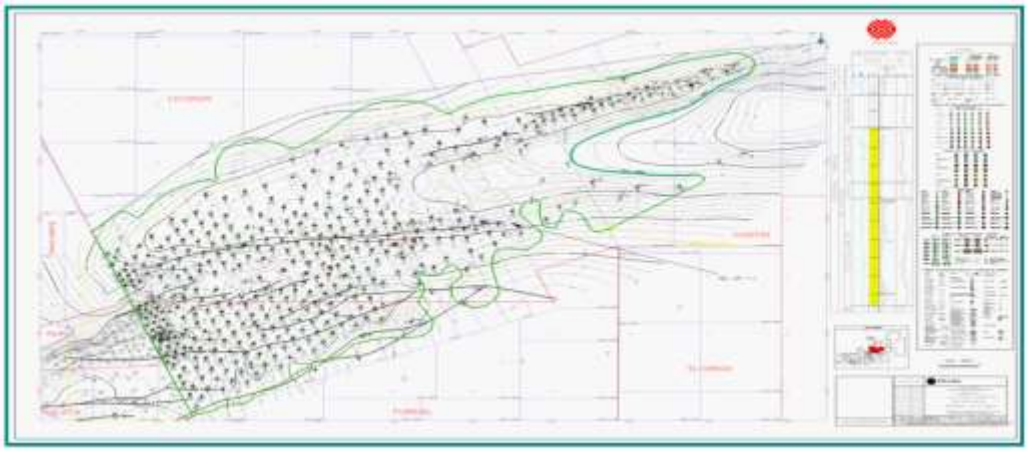


Figura 2.5 Mapa Oficial del Yacimiento LPICA-01
Fuente: PDVSA (2018) p. 94.

2.3 BASES TEÓRICAS

2.3.1 Yacimiento

"Se entiende por yacimiento a una unidad geológica de volumen limitado, porosa y permeable, capaz de contener hidrocarburos líquidos y gaseosos." (CIED, 1998, p. 01).

De acuerdo a Paris, M. (2009):

> Los yacimientos de hidrocarburos son trampas subterráneas compuestas por una roca porosa y permeable que puede almacenar cantidades comerciales de petróleo y gas dentro de sus espacios porosos, en forma semejante como el agua empapa a una esponja. (p. 27).

De acuerdo a lo previamente expuesto, se entiende por yacimiento a una unidad geológica subterránea que posee ciertas características, como porosidad y permeabilidad, y que bajo ciertas condiciones que lo limitan, permiten almacenar volúmenes de hidrocarburos líquidos y gaseosos.

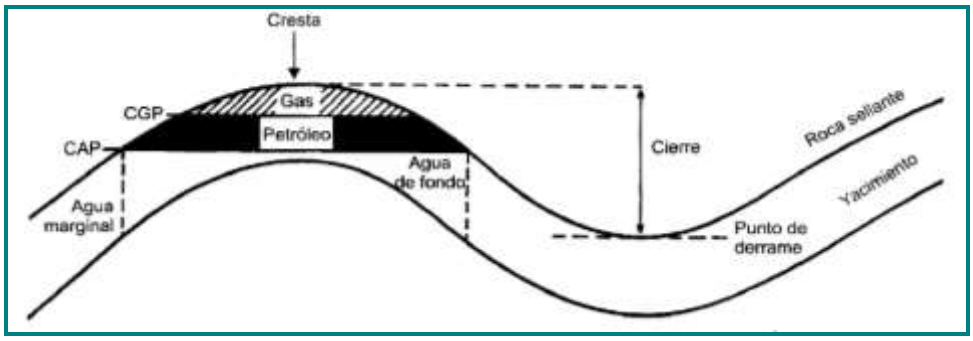


Figura 2.6 Yacimiento de hidrocarburos
Fuente: Paris, M. (2009) p. 27.

2.3.2 Clasificación de los yacimientos de hidrocarburos

Los yacimientos por naturaleza son diferentes entre sí, y por ende existen diversos criterios que se consideran para clasificarlos. Entre las clasificaciones más usuales están: según el criterio geológico, el diagrama de fases, el tipo de fluido y el mecanismo de producción.

Según Paris, M. (2009), los yacimientos se clasifican en

Tabla 2.1 Clasificación de los Yacimientos

Criterio	Tipo de yacimiento
Configuración de las trampas geológicas	Trampas estructurales
	Trampas estratigráficas
	Trampas mixtas
Diagrama de fases de presión y temperatura	Yacimientos de gas o de una sola fase gaseosa
	Yacimientos de punto de rocío o de condensado retrógrado
	Yacimientos de punto de burbujeo, subsaturados o de gas disuelto
	Yacimientos con capa de gas o saturados

Tabla 2.2 Clasificación de los Yacimientos (Continuación)

Tipo de hidrocarburo	Yacimiento de petróleo	Petróleo crudo de baja merma o petróleo negro
		Petróleo crudo de alta merma o petróleo volátil
	Yacimiento de gas	Gas condensado o retrógrado
		Gas húmedo
		Gas seco
Tipo de empuje	Yacimientos con empuje por agua	
	Yacimientos con empuje por gas en solución	
	Yacimiento con empuje por capa de gas	
	Yacimientos con expansión de la roca y de los fluidos	
	Yacimientos con drenaje por gravedad	

2.3.3 Clasificación de yacimientos según el criterio geológico

Paris, M. (2009) afirma que utiliza la estructura y características de los estratos que entrampan a los hidrocarburos como el criterio más sencillo para la clasificación de yacimientos.

2.3.3.1 Trampas estructurales

Las trampas estructurales se forman por procesos posteriores a la depositación de los sedimentos, tales como fallas, pliegues, y fracturas. Entre las trampas estructurales más comunes para la acumulación de hidrocarburos, están: los anticlinales, las fallas y los domos salinos. (Paris, M. 2009).

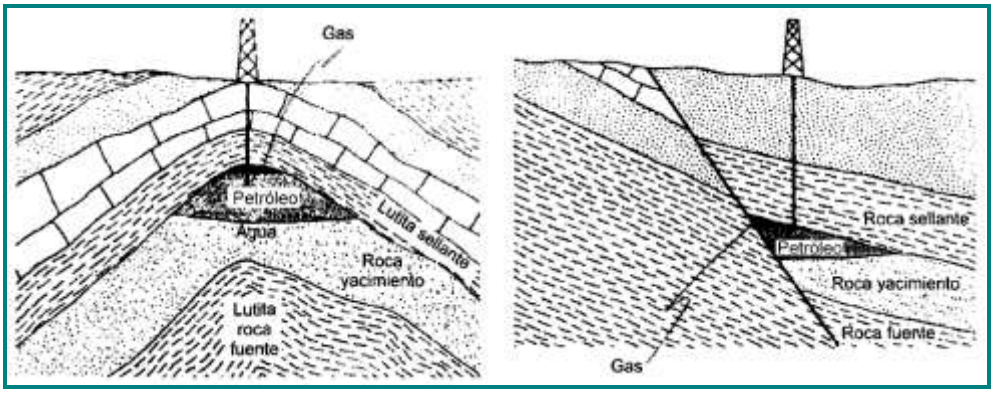


Figura 2.7 Petróleo entrampado en una estructura anticlinal y una falla respectivamente.
Fuente: Paris, M. (2009)

2.3.3.2 Trampas estratigráficas

Estas trampas se originan principalmente por un cambio litológico de la roca yacimiento, causando una pérdida de permeabilidad y porosidad. Estas trampas están relacionadas con el ambiente de deposición y el sitio que ocupan en la cuenca. Este tipo de trampas requiere de sellos a los lados y en el fondo de la roca yacimiento para evitar la migración de los hidrocarburos. (Paris, M. 2009).

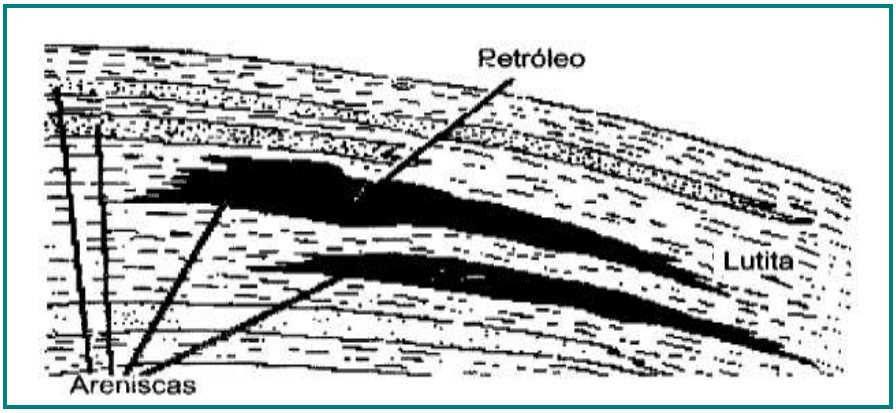


Figura 2.8 Trampa estratigráfica, petroleo entrampado en lentes de arenas formados por dos areniscas rodeados de lutitas.
Fuente: Paris, M. (2009)

2.3.3.3 Trampas mixtas

Son aquellos yacimientos que presentan la combinación de dos o más trampas estructurales y estratigráficas. Esto ocurre cuando existen cambios tanto tectónicos como litológicos en la roca yacimiento. (Paris, M. 2009).

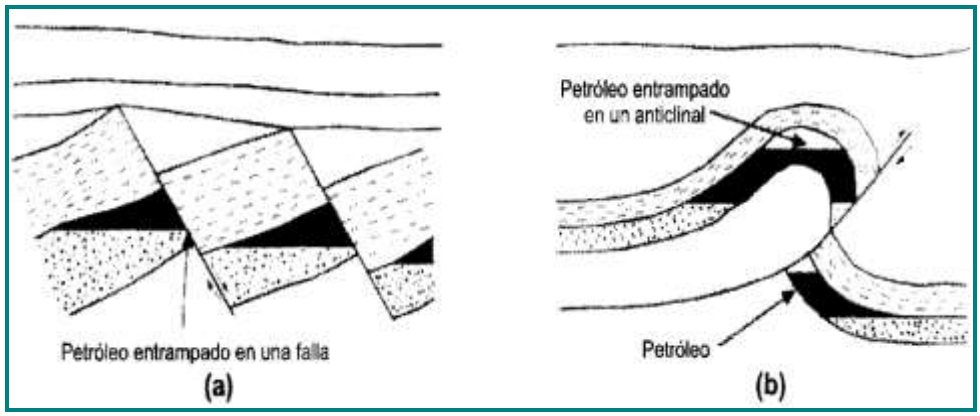


Figura 2.9 Petróleo acumulado por: a) Falla inclinada sellada por un esquisto de barro colgante, b) anticlinal fallado.
Fuente: Paris, M. (2009)

2.3.4 Clasificación de yacimientos según diagrama de fases de presión y temperatura

Según Paris, M. (2009) de acuerdo con el diagrama de fases de presión y temperatura los yacimientos se clasifican en cuatro categorías:

- Yacimientos de gas o de una sola fase gaseosa (A): si la temperatura del yacimiento es mayor que la temperatura cricondentérmica de la mezcla de hidrocarburos.
- Yacimientos de puntos de rocío o de condensado retrógrado (B): si la temperatura del yacimiento es mayor a la temperatura crítica y menor que la temperatura cricondentérmica.

- Yacimientos de punto de burbujeo, subsaturados o de gas disuelto (C): si la temperatura del yacimiento es menor a la temperatura critica de la mezcla de hidrocarburos.
- Yacimientos con capa de gas o saturados (D): si la mezcla de hidrocarburos se encuentra dentro de la envolvente en la región de dos fases.

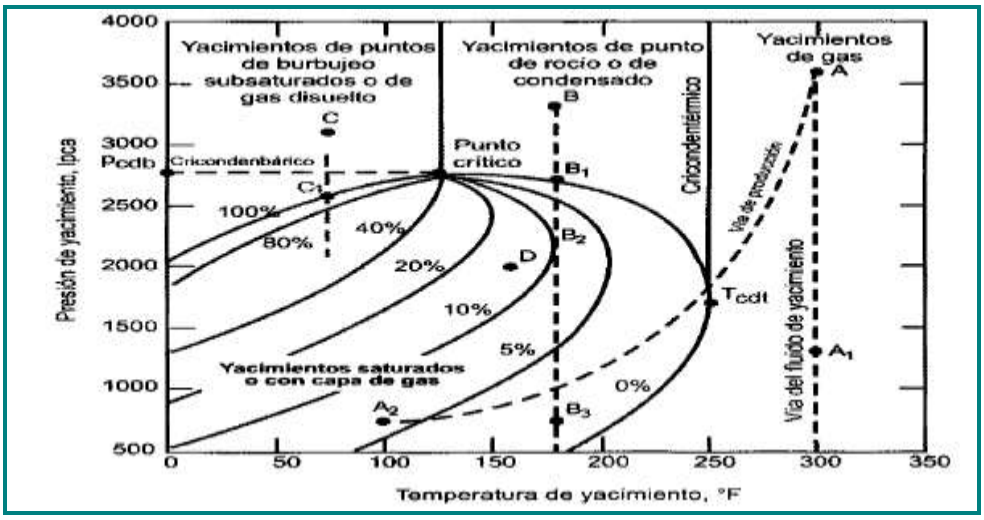


Figura 2.10 Clasificación de yacimientos según diagrama de fases de presión y temperatura.
Fuente: Paris, M (2009)

2.3.5 Clasificación de yacimientos según el tipo de hidrocarburos

2.3.5.1 Yacimiento de petróleo

Se conoce como aquellos que contienen hidrocarburos en estado líquido en el yacimiento, estos a su vez se subdividen en dos tipos: petróleo de baja merma o petróleo negro y petróleo de alta merma o volátil. (Paris, M. 2009).

2.3.5.2 Yacimientos de gas

Es un yacimiento cuya mezcla de hidrocarburos se encuentra en estado gaseoso. Se subdividen en gas condensado o retrógrado, gas húmedo y gas seco. (Paris, M. 2009).

En relación a esta clasificación Paris, M. (2009) afirma que para denominar los diferentes tipos de yacimientos según el tipo de fluido es necesario establecer los límites entre ellos y por esta razón se utiliza la relación gas-petróleo producido y la gravedad del petróleo a condiciones de tanque para delimitar cada uno de los yacimientos de petróleo y de gas. En la siguiente Tabla se muestran los yacimientos de petróleo y gas en conjunto con los parámetros antes mencionados.

Tabla 2.2 Diferentes tipos de fluidos, adaptada de Patel et al.

Tipo de fluido	Color del líq. en el tanque	Grados API	RGP	Fase en el yacimiento	Bob	%molar de $C7^{+}$
Bitumen	Negro oscuro, visc > 10.000 cps	< 10	No gas	Líquido	< 1,05	> 45
Petróleo pesado	Negro oscuro	10 - 25	< 100	Líquido - Pb	< 1,2	> 35
Petróleo Negro	Negro oscuro	30 - 40	100 - 2500	Líquido - Pb	< 2,0	> 20
Petróleo Volátil	Colores varios	40 - 50	> 3.000	Líquido - Pb	> 2,0	20 – 12,5
Gas condensado	Apenas coloreado	50 - 70	3.000 – 10.000	Gas - Pb	0	< 12,5
Gas húmedo	Incoloro	60 – 70	> 100.000	Gas	0	< 4
Gas Seco	Sin líquido	Sin líquido	100.000	Gas	0	< 0,7

Fuente: Paris, M. (2009)

Donde:

RGP: es la relación gas – petróleo en PCN/BN.

Fase en el yacimiento: líquido sin punto de burbujeo, Liquido con punto de burbujeo (Pb), gas con punto de rocío frente al cambio de fase (Pd), Gas sin cambio de fases frente a cambios de temperatura, Gas seco no hay cambio de fases a temperatura de yacimiento o de superficie.

Bob: es el factor volumétrico al punto de burbujeo.

2.3.6 Clasificación de los yacimientos según el tipo de empuje

Según Paris, M. (2009) la cantidad de hidrocarburos que puede ser desplazada por la energía natural asociada al yacimiento varía con el tipo de yacimiento. Por esta razón los yacimientos se clasifican en cinco amplias categorías según la principal fuente de energía:

- **Yacimiento con empuje por agua:** tiene una conexión hidráulica entre él y una roca porosa y saturada de agua, denominada acuífero, que puede estar por debajo de todo el yacimiento o en parte de él.

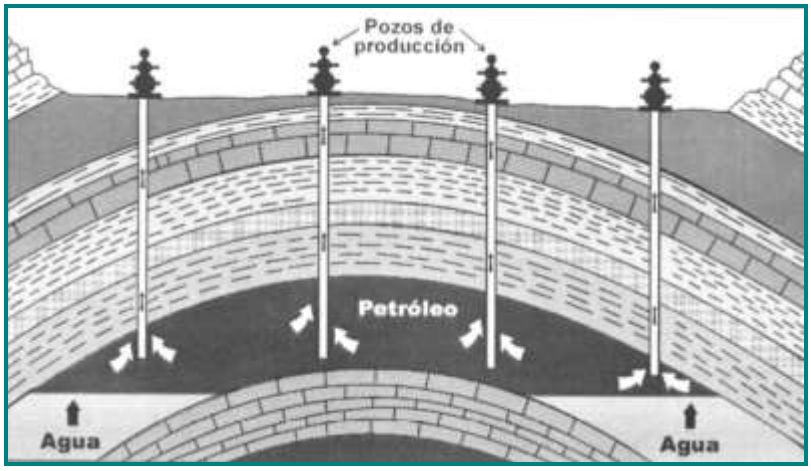


Figura 2.11 Yacimiento con empuje por agua.
Fuente: Paris, M (2009)

- **Yacimiento con empuje por gas en solución:** el petróleo crudo bajo ciertas condiciones de presión y temperatura en los yacimientos pueden contener grandes cantidades de gas disuelto. Cuando la presión disminuye debido a la extracción de fluidos, el gas se desprende, se expande y desplaza el petróleo hacia los pozos productores.

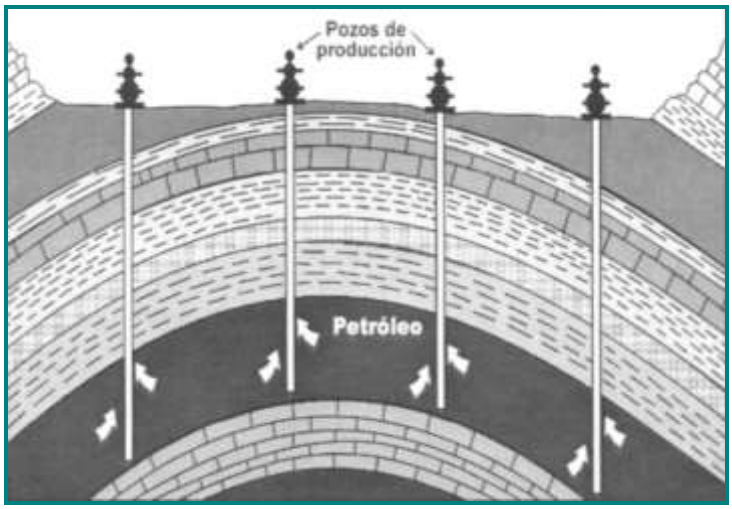


Figura 2.12 Yacimiento con empuje por gas en solución
Fuente: Paris, M (2009)

- **Yacimiento con empuje por capa de gas:** cuando un yacimiento tiene una capa de gas muy grande, debe de existir una gran cantidad de energía almacenada en forma de gas comprimido que provoca la expansión de la capa a medida que los fluidos se extraen, de modo el que el petróleo se desplaza por el empuje ayudado por el drenaje por gravedad.

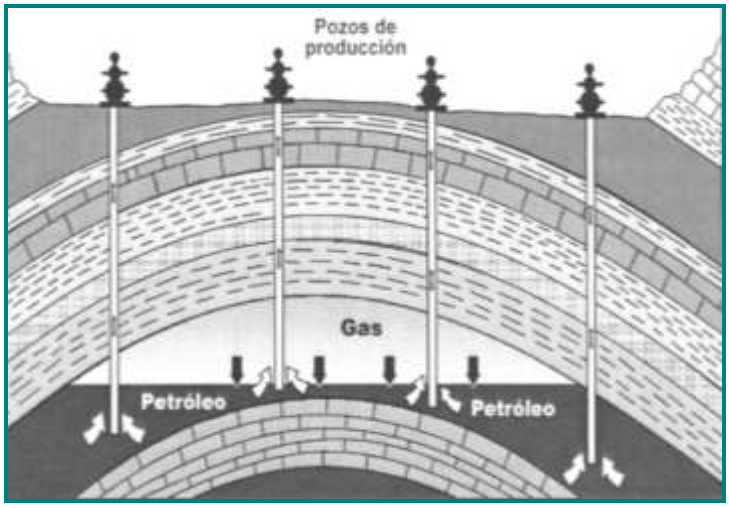


Figura 2.13 Yacimiento con empuje por capa de gas
Fuente: Paris, M (2009)

- **Yacimientos con expansión de la roca y de los fluidos:** cuando un yacimiento es altamente subsaturado, mucha de la energía del yacimiento se almacena por la compresibilidad de la roca y de los fluidos y, como consecuencia, la presión declina rápidamente a medida que se extraen los fluidos hasta que se alcanza la presión de burbujeo.
- **Yacimiento con drenaje por gravedad:** este puede ser un método primario de producción en yacimientos de gran espesor que tienen una buena comunicación vertical y en los que tienen un marcado buzamiento. Este método es lento porque el gas debe migrar a la parte más alta de la estructura o el tope de la formación para llenar el espacio inicialmente ocupado por el petróleo y crear una capa secundaria de gas.

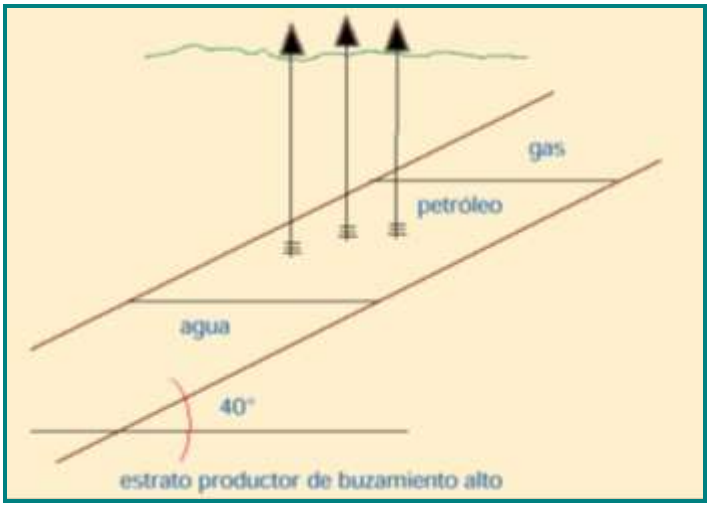


Figura 2.14 Yacimiento con drenaje por gravedad
Fuente: Rivera, J (2004)

En relación a este tipo de yacimientos, Paria, M (2009) expresa lo siguiente:

> En la mayoría de los yacimientos se presenta más de un tipo de empuje durante su vida productiva, bien sea de forma alternada o simultánea, en ambos casos se dice que el yacimiento produce por empuje combinado. (p. 48).

En la figura 2.15 se muestran las curvas correspondientes a la presión versus factor recobro para los diferentes tipos de empuje. Notándose que el empuje por agua es el mecanismo con el cual se obtiene mayor recobro y mantenimiento de la presión en el yacimiento, al contrario que el mecanismo por expansión de la roca y los fluidos, del cual se obtiene menor recobro y una caída rápida de presión.

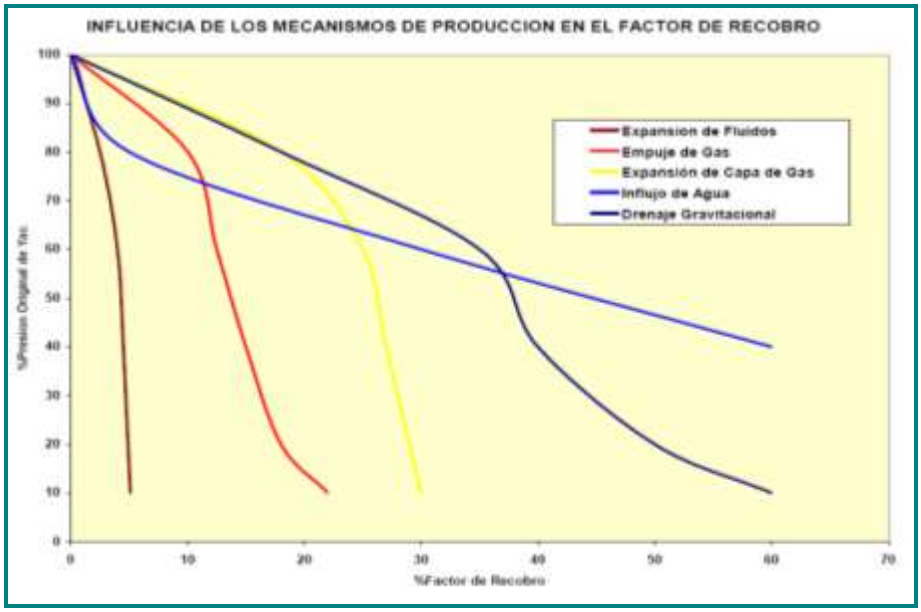


Figura 2.15 Comportamiento de la presión contra el factor de recobro de cada uno de los mecanismos de producción.
Fuente: Halliburton (s.f.)

2.3.7 Métodos de estimación de reservas

Una de las funciones principales del ingeniero de yacimientos es el de la estimación de los volúmenes iniciales y capaces de ser producidos de los hidrocarburos presentes en el yacimiento. Esto representa uno de los parámetros base para la caracterización de un yacimiento al igual que el factor de recobro inicial para el diseño de planes de explotación que permitan la recuperación rentable y eficiente de los hidrocarburos presentes en el área. De igual forma si se adiciona la historia de producción a las características físicas del yacimiento se logra una estimación más precisa del agotamiento del yacimiento, la eficiencia de los mecanismos de producción y predicciones a futuro de su comportamiento.

2.3.7.1 Método volumétrico

En relación a este método de estimación de reservas el CIED (1997) establece lo siguiente:

> El método volumétrico permite la estimación del petróleo original en sitio (POES) a partir de la determinación del volumen de roca que conforma al yacimiento la capacidad de almacenamiento de la roca y la fracción de hidrocarburos presentes en los poros de dicha roca. Debido a que estos parámetros son determinados a partir de la información obtenida de los pozos del yacimiento, ya que estos representan solo una pequeña parte del mismo, los promedios obtenidos presentan una cierta dosis de incertidumbre. Esta es la razón por la cual hablamos de estimación de reservas. A continuación de muestra la ecuación del método volumétrico, (p. 17):

$$POES = 7758 \frac{Vr.\phi.(1 - Swc)}{Boi} \qquad (2.1)$$

Donde:

Vr :Volumen de roca, acres.pies.

Ø: Porosidad promedio, fracción.

Swc: Saturación promedio de agua connata, fracción.

Boi: Factor volumétrico del petróleo a la presión inicial, BY/BN.

El factor de 7758 permite obtener el valor del POES en barriles normales de petróleo (BN).

Según esto, se puede resumir, que el método volumétrico estima los hidrocarburos originales en sitio con base al volumen de la roca del yacimiento, la porosidad de la roca, la saturación de fluidos y el factor volumétrico de los fluidos presentes; considerando que estos son valores promedios y en consecuencia el estimado esta enlazado a cierto grado de incertidumbre.

2.3.7.2 Balance de materiales

Sobre el balance de materiales Paris, M. (2009), establece que:

> El concepto de balance de materiales se asocia en ingeniería de yacimientos con el equilibrio volumétrico que existe en el yacimiento entre los fluidos que originalmente contiene y los que quedan en él, después de haber producido una determinada cantidad de petróleo debido a una declinación de la presión. Generalmente la producción de petróleo origina la entrada de fluidos provenientes de una capa de gas o de un acuífero, de la expansión de los fluidos inicialmente presentes en el yacimiento y de la expansión de la roca, los cuales pasan a ocupar el espacio poroso dejado por el petróleo. (p. 459).

En resumidas cuentas, es una técnica de gran utilidad para la ingeniería de yacimientos, pues permite interpretar y predecir el comportamiento del yacimiento con base a las características del mismo y datos de producción, con la finalidad de calcular los hidrocarburos originales en sitio, la existencia y tamaño de una capa de gas y acuífero, predecir el comportamiento actual y futuro de la presión y recobro final del yacimiento.

2.3.7.3 Curvas de declinación de producción

El CIED (1997), acerca de las curvas de declinación señala lo siguiente.

> Las curvas de declinación de producción representan un método dinámico para la estimación de las reservas recuperables de un yacimiento. Su característica dinámica proviene del hecho de que utiliza la historia de producción de los fluidos, concretamente de petróleo, por pozo o por yacimiento, para la estimación de sus reservas recuperables. La aplicación de este método parte de que existe suficiente historia de producción como para establecer una tendencia de comportamiento y, entonces, la predicción del yacimiento se hace a partir de la extrapolación de dicha tendencia. (p. 2-1).

Dicho de otro modo, las curvas de declinación es un método de estimación de reservas donde el ingeniero de yacimientos representa en un papel semilog la tasa de producción en función al tiempo, establece una tendencia y la extrapola con la finalidad de predecir el comportamiento de producción a futuro. Esta es una técnica que requiere de datos de producción por lo cual no es utilizada en los primeros años de explotación del yacimiento, sino cuando el mismo ya tiene un histórico representativo del comportamiento de producción.

2.3.8 Ecuación de Balance de Materiales (EBM)

En referencia a la EBM Manucci, J. (2010) estable lo siguiente:

> La producción de petróleo y gas de un yacimiento es una operación donde se aplica la "Ley de la Conservación de la Masa". En su forma más simple y haciéndolo en forma volumétrica (volúmenes medidos a las mismas condiciones de presión y temperatura), aunque no es estrictamente necesario, la ecuación de balance de materiales (EBM) para los fluidos de un yacimiento, puede escribirse en la forma siguiente, (p. 2-2)

(Volumen inicial en un yacimiento) = (Volumen remanente en el yacimiento) + (Volumen removido del yacimiento).

La ecuación general de balance de materiales se escribe de acuerdo a la Ecuación 2.2:

$$N(Bt - Bti) + \frac{mNBti}{Bgi}(Bg - Bgi) + (1 + m)NBti\left(\frac{CwSwi + Cf}{1 + Swi}\right)\Delta P + We = Np[Bt + (Rp - Rsi)Bg] + WpBw \quad (2.2)$$

Esta ecuación permite al ingeniero de yacimientos determinar:

- POES Y GOES
- Tamaño de la capa de gas
- Presencia, tipo y tamaño de acuífero
- Comportamiento de presión conociendo la historia de producción.
- Profundidades de los contactos agua – petróleo, gas – petróleo, gas – agua.
- Comportamiento futuro del yacimiento.

2.3.8.1 Suposiciones básicas de la ecuación de balance de materiales

En referencia a las suposiciones de la EBM Mannucci, J. (2010) establece lo siguiente:

- Yacimiento con un volumen poroso constante (cero dimensional) y todos los cálculos se efectúan a una profundidad predeterminada, que en muchos casos coincide con el datum o plano de referencia.
  - Si se considera un yacimiento de gas, el espacio poroso se encuentra ocupado por gas y agua connata.
  - Si se considera un yacimiento no saturado, el espacio poroso se encuentra ocupado por petróleo y agua connata.
  - Si se considera un yacimiento con capa de gas, estará ocupado por petróleo, agua connata y gas libre. Posterior al comienzo de la producción del yacimiento, parte del volumen poroso, considerado constante, puede estar ocupado por agua de invasión, caso en el cual ocurre un empuje hidráulico activo.

- El petróleo y gas existente (excluyendo el gas de la capa de gas) se encuentran siempre en equilibrio a la temperatura y presión existente en el yacimiento.
- Los datos PVT disponibles o estimados simulan el comportamiento dentro del yacimiento y relacionan la producción superficial al vaciamiento del yacimiento.
- La expansión del agua connata y de la roca del yacimiento generalmente se supone despreciable.
- No existe flujo de fluidos de una región a otra dentro del yacimiento.
- No se considera el factor geométrico del yacimiento, ya que resulta casi imposible determinar la distribución de los fluidos en la estructura o en los pozos.
- En general, para yacimientos de gas y petróleo, se considera el factor volumétrico del agua (Bw=1,0) igual a uno y la razón gas disuelto en agua (Rsw=0) como cero.
- La temperatura del yacimiento se considera constante, es decir, comportamiento isotérmico.

2.3.8.2 Limitaciones y fuentes de error en la aplicación de la EBM

En la aplicación de la EBM las supociones que se hacen son en sí mismas restricciones. Essenfield y Barberii plantean varias situaciones posibles en las cuales no se cumplen los supuestos utilizados en la derivación de la EBM, esto se debe principalmente a que la suposición de equilibrio total e instantáneo entre las fases es bastante ideal y generalmente no ocurre.

- **Supersaturación de hidrocarburos líquidos:** existen ciertos casos en los que al caer la presión en un yacimiento que contiene crudo saturado, el gas de solución es liberado, pero en un volumen inferior al pronosticado al análisis PVT, efectuado bajo condiciones de equilibrio, es decir, se encuentra supersaturado con gas. Este efecto causa que la presión del yacimiento sea más baja de lo que sería si el equilibrio se hubiera alcanzado.
- **Selección inadecuada de PVT:** al usar la EBM es fundamental seleccionar un análisis PVT que a diferentes presiones represente apropiadamente, en su totalidad, la secuencia de fenómenos que actúan en la producción de los fluidos, desde el yacimiento, pasando por el pozo hasta el separador.
- **Presión promedio de yacimiento:** debido a la naturaleza cero dimensional de la EBM y recordando la suposición del equilibrio total e instantáneo, el yacimiento se comporta como un tanque ubicado en un "volumen de control". De allí la suposición que todos los hidrocarburos, para un momento dado, se encuentran a la misma presión. Se debe tener en cuenta que las presiones utilizadas en la EBM deben ser representativas del sistema, y cuando sea factible debe utilizarse una ponderación volumétrica de las presiones medidas.
- **Medición de fluidos producidos:** una de las principales fuentes de error en la aplicación de la EBM son los valores erróneos de la producción de fluidos. Se sabe que para yacimientos con crudo subsaturado, con errores de medición, los estimados de N y We son muy altos.
- **Acuíferos y descensos leves de presión:** cuando el acuífero es muy activo o la capa de gas es muy grande, los cambios de presión a través del yacimiento son muy leves. Esta situación acarrea dificultades en la

aplicación de la EBM, principalmente debido a que las diferencias de las propiedades PVT no son significativas y también influye la precisión con que se hayan medido en el laboratorio los parámetros Bo, Rs y Bg.

- **Estimados de m:** la EBM supone que todo el gas libre del yacimiento se encuentra en la capa de gas y que todo el petróleo en la zona de petróleo. Sin embargo, en algunas oportunidades ocurre que existe saturación de petróleo en la capa de gas y saturación de gas en la zona de petróleo. En esos casos, el valor de m debe ser calculado utilizando todo el gas libre y todo el petróleo en estado líquido, independientemente donde se encuentren.
- **Petróleo activo:** existen casos en los cuales los descensos de presión causados por la producción e inyección de fluidos no afectan la totalidad de hidrocarburos contenidos en el yacimiento. Esto ocurre bajo diferentes circunstancias: cuando el yacimiento es muy grande y ha habido poca producción; cuando en el yacimiento existen zonas con bajas permeabilidad las cuales no han sido afectadas por los descensos de presión que hay en aquellas zonas más permeables; etc. En estas situaciones existen dos valores de N; petróleo activo (N activo) y petróleo inactivo (N inactivo). Se puede notar que la suma del petróleo activo y el inactivo conforman el petróleo total en sitio (N). Se sabe que el petróleo original en sitio no cambia, pero si lo hace la relación del volumen activo al inactivo con el tiempo, más aun, el volumen de petróleo activo crece con el tiempo mientras el volumen del petróleo inactivo disminuye con el tiempo, hasta llegar al punto que todo el petróleo activo es igual al petróleo original en sitio. Para estas situaciones, los resultados de los cálculos con la EBM generan valores de N que corresponden al volumen de petróleo activo y no al petróleo original en sitio, y por esta razón, a medida que transcurre el tiempo y

se repite el cálculo, el valor de N aumenta debido a que representa el volumen de petróleo activo.

2.3.9 Caracterización Dinámica de Yacimientos

En relación a la caracterización dinámica de yacimientos, Bobadilla, G. (2012), establece lo siguiente:

> Se puede definir como el proceso mediante el cual se identifican y evalúan los elementos que afectan la explotación de un yacimiento a través del análisis de variables que indican el comportamiento del sistema, tales como presión, temperatura, flujo y trazadores entre otros elementos. (p. 01).

En el mismo contexto, la caracterización dinámica de un yacimiento consiste en la identificación y evaluación de todos aquellos elementos que afectan el desplazamiento de los fluidos en el yacimiento tales como presión, temperatura, tipo de fluidos que, en conjunto con el análisis de las características petrofísicas y factores geológicos, estructurales y estratigráficos, permite obtener un modelo representativo del comportamiento dinámico del yacimiento.

2.4 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS

Campo: “Área geográfica en la que un número de pozos de petróleo y gas producen de una misma reserva probada”. (PEMEX, s.f., p. 12).

Factor de recobro (FR): “Es la relación, expresada en porcentaje, que existe entre el hidrocarburo que puede ser recuperado de un yacimiento y el

hidrocarburo original existente en el mismo yacimiento". (CIED, 1997, p. 27).

Hidrocarburos: "son una serie de compuestos orgánicos que consisten exclusivamente de carbono e hidrógeno**,** que tienen la habilidad de formar largas y continuas cadenas que originan diferentes compuestos". (Paris, M., 2009, p 01).

Petróleo original en sitio (POES): "volumen inicial u original de petróleo existente en las acumulaciones naturales". (Halliburton, s.f., p. 34).

Gas original en sitio (GOES): "volumen inicial de gas presente en el yacimiento". (Craft y Hawkins, s.f., p. 23).

Reservas: "volúmenes de petróleo crudo, condensado, gas natural y líquidos del gas natural que se pueden recuperar comercialmente de acumulaciones conocidas, desde una fecha determinada en adelante". (MENPET, 2005, p. 05).

Reservas remanentes: "volumen de hidrocarburos medido a condiciones atmosféricas, que queda por producirse económicamente de un yacimiento a determinada fecha, con las técnicas de explotación aplicables". (PEMEX, s.f., p. 19).

CAPÍTULO III
MARCO METODOLÓGICO

3.1 NIVEL DE INVESTIGACIÓN

El grado de profundidad de la investigación realizada es del tipo descriptiva, que según Fidias Arias (2012) “Consiste en la caracterización de un hecho, fenómeno, individuo o grupo con el fin de establecer su estructura o comportamiento.” (p. 24).

Este estudio permitió describir el estado actual del yacimiento LPICA-01 y analizar el comportamiento de presión y producción del mismo con el objetivo de determinar sus reservas actuales y, con base a esta evaluación, se establecieron los mejores escenarios de explotación para la recuperación de dichas reservas.

3.2 DISEÑO DE INVESTIGACIÓN

De acuerdo a Fidias Arias (2012) el diseño de la investigación corresponde a la estrategia que el investigador usará para solventar el problema.

La estrategia o táctica a implementada es la investigación documental, que según Fidias Arias (2012):

> Es un proceso basado en la búsqueda, recuperación, análisis, crítica e interpretación de datos secundarios, es decir, los obtenidos y registrados por otros investigadores en fuentes documentales: impresas, audiovisuales o electrónicas. (p. 27):

En la investigación se obtuvo la información de fuentes secundarias como estudios e informes del área de interés; además, se accedió a los servidores que manejan la información del campo y se entrevistó a los trabajadores de la empresa para ampliar la información necesaria para la realización del estudio.

3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA

La población de estudio se refiere, según Fidias Arias (2012) a: “Un conjunto finito o infinito de elementos con características comunes para los cuales serán extensivas las conclusiones de la investigación. Ésta queda delimitada por el problema y por los objetivos del estudio” (p. 81). En este caso la población estuvo conformada por el Yacimiento LPICA-01 perteneciente al Campo Jusepín.

De acuerdo a Fidias Arias (2012): “La muestra es un subconjunto representativo y finito que se extrae de la población accesible” (Pág. 83). En este estudio la muestra estuvo conformada por el mismo yacimiento.

3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO

3.4.1 Revisión del modelo estático del yacimiento LPICA-01 del Campo Jusepín

Inicialmente se procedió a revisar y analizar los últimos estudios, interpretaciones y actualizaciones realizadas previamente por el equipo técnico de Desarrollo de Yacimientos Jusepín referente al modelo estático del yacimiento LPICA-01, con el objetivo de obtener los datos geológicos del mismo, como el ambiente de sedimentación, la estratigrafía, litología,

orientación y geometría de los elementos estructurales (fallas, pliegues), límites del yacimiento, propiedades petrofísicas, entre otros. Igualmente se revisaron las secciones estratigráficas y estructurales realizadas del yacimiento con el fin de evaluar la continuidad y desarrollo de las arenas a lo largo de su extensión.

Las propiedades petrofísicas fueron tomadas del libro de Reservas de PDVSA 2017 que está sometida ante el Ministerio del Poder Popular de Petróleo. El cálculo del POES por el método volumétrico fue realizado de acuerdo a la Ecuación 2.1. Al igual que las propiedades petrofísicas los demás datos para el cálculo el POES, como el volumen y el espesor, fueron considerados del Libro de Reservas de PDVSA 2017.

En el caso del GOES, ya que el yacimiento es inicialmente subsaturado, se utilizó el valor de POES calculado previamente y la relación gas petróleo original de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$GOES = POES * Rsi \tag{3.1}$$

Para el cálculo de las reservas recuperables y remanentes se utilizaron las siguientes ecuaciones:

$$ResRec = POES * Fr \tag{3.2}$$

$$ResRem = ResRec - Np \tag{3.3}$$

3.4.2 Validación de la consistencia y representatividad del PVT existente en el yacimiento LPICA-01

En esta etapa se procedió a la validación del análisis del PVT existente en el yacimiento, que por algún motivo o evento pueden alterar su validez y representatividad de los fluidos que en él se encuentran. Para tal validación se determinó la representatividad de las muestras y la consistencia de los resultados de las pruebas de laboratorio.

Determinar la representatividad de las muestras de un PVT es el primer paso para la validación del mismo; en ésta se comprueba si los experimentos de laboratorio representan adecuadamente el comportamiento de los fluidos y las condiciones existentes en el yacimiento. Para determinar la representatividad de la muestra del yacimiento LPICA-01 se evaluaron las siguientes condiciones:

- La presión del yacimiento sea mayor a la presión de saturación, ambas en unidades manométricas.
- La temperatura de la prueba debe ser igual a la temperatura del yacimiento.
- La relación gas petróleo de las pruebas iniciales de producción sea aproximadamente igual a la medida durante el muestreo del pozo, es decir, que la RGP se mantuviera estable.

Posterior comprobar la representatividad de la muestra, se procedió al chequeo de la consistencia de los resultados de las pruebas de laboratorio por medio de las siguientes pruebas:

- Prueba de linealidad de la función Y: para validar la prueba se tomó del PVT los valores de presión (en unidades absolutas) y volumen relativo, calculando la función Y con la siguiente ecuación:

$$\text{Función}Y = \frac{Pb - Pi}{Pi(Vr - 1)} \tag{3.4}$$

Luego esta función Y se graficó contra la presión con el objetivo de obtener una línea recta cuando el crudo tiene poca cantidad de componentes no hidrocarburos y las mediciones en el laboratorio fueron hechas con precisión. Para la corrección de la función Y, se realizó lo siguiente:

Se eliminaron los puntos que se salen de la tendencia, debido a que los datos de volumen relativo presentan anomalías cuando éste se encuentra por debajo de la presión de burbujeo y bajas presiones, de acuerdo al cumplimiento de la siguiente condición:

$$0{,}9 > P/Pb > 0{,}3 \tag{3.5}$$

Se graficó la función Y vs presión con los valores que cumplieron con la condición establecida y se realizó una regresión lineal (Y=mx+b), es decir, se determinó la ecuación que mejor se ajusta los datos.

Luego se igualó la regresión con la ecuación de la Función Y con el fin de despejar la presión de burbujeo, aplicando la ecuación final para cada etapa de agotamiento (Ecuación 3.6).

$$Pb = (mPi + b).Pi.(Vr - 1) \tag{3.6}$$

Se determinó la presión de burbujeo promedio, descartando los valores que están fuera de la tendencia. Por último, se calculó los volúmenes de acuerdo a la siguiente ecuación:

$$Vr = \frac{Pb - Pi}{FunciónY \times Pi} + 1 \qquad (3.7)$$

Se calculó la función Y y se graficó con la presión verificando que se obtenga una línea recta una vez realizada la corrección.

- Prueba de densidad: la densidad del petróleo saturado con gas a la presión de burbujeo, de la prueba de liberación diferencial, debe ser igual o con un margen de error no mayor al 5%, a la calculada a partir de los datos de la prueba de los separadores.
- Prueba de balance de materiales: consiste en chequear si la Rs experimental de la prueba de liberación diferencial es igual o con un margen de error no mayor al 5% a la Rs calculada por el Balance de Materiales. Sin embargo, la misma no fue realizada, debido a que en el informe del PVT no se reportaron los valores de la densidad del crudo, por lo cual no es posible calcular la masa del petróleo para cada etapa de agotamiento.
- Prueba de desigualdad: con la finalidad de determinar la consistencia de los cambios de volúmenes de líquido y gas se debe cumplir la siguiente restricción:

$$\frac{\Delta Bod}{\Delta P} < Bg\left(\frac{\Delta Rsd}{\Delta P}\right) \qquad 3.8)$$

Para la validación se utilizaron las presiones a las cuales se realizó la prueba de liberación diferencial (en unidades manométricas), así como los valores obtenidos de factor volumétrico del petróleo y del gas, y la relación gas disuelto en petróleo. Para cada punto de presión se calculó cada uno de los parámetros de la condición, utilizando las siguientes ecuaciones:

$$\frac{\Delta Bod}{\Delta P} = \frac{Bo_i - Bo_{i+1}}{P_i - P_{i+1}} \tag{3.9}$$

$$Bg\left(\frac{\Delta Rsd}{\Delta P}\right) = \frac{Bg_{i+1}}{5{,}615} * \frac{Rs_i - Rs_{i+1}}{P_i - P_{i+1}} \tag{3.10}$$

3.4.3 Análisis del comportamiento de presión y producción del yacimiento.

Esta etapa consistió en el estudio a detalle del comportamiento de presión y producción del yacimiento, elaborando diferentes gráficas por medio de la herramienta OFM, de las variables que afectan directamente el comportamiento de producción de los pozos como son: la tasa de producción de petróleo, gas y agua, corte de agua y RGP. Estos parámetros fueron estudiados en las diferentes áreas del yacimiento, así como en las arenas donde fueron completados los pozos, con el fin de determinar las áreas más drenadas y cuáles arenas fueron más prospectivas.

La delimitación de las áreas se realizó de acuerdo a los siguientes criterios:

- Distribución y desarrollo de las arenas, las cuales presentan espesores variables como consecuencia del sistema complejo en el cual se depositaron las mismas.
- Configuración de las completaciones de los pozos, las cuales están directamente relacionadas con el criterio anterior.

En el caso del análisis de presión del yacimiento, la finalidad fue evaluar el comportamiento del histórico de presión con base al estudio de gráficas y mapas de presiones realizados (en unidades manométricas), los cuales mostraron la distribución de las mismas en un periodo determinado, para luego comparar con las presiones obtenidas en capturas realizadas en los últimos 10 años.

Debido a que en el yacimiento se encuentran completados 447 pozos, sólo se estudió el comportamiento de presión y producción de los pozos de los cuales se tienen información reciente de presión con el objetivo de evaluar la influencia que tuvieron estos parámetros con los datos que se tienen en la actualidad.

3.4.4 Determinación de las reservas iniciales y remanentes del yacimiento, a través del método de balance de materiales.

En esta etapa para determinar las reservas iniciales y remanentes del yacimiento, se utilizó el método de balance de materiales; para ello se integraron los datos de presión, producción, propiedades de la roca y los fluidos con el objetivo de realizar el cotejo dinámico del yacimiento y con base a estas condiciones establecidas, calcular el POES, definir el mecanismo de producción predominante y validar el POES volumétrico.

Se utilizó el programa MBAL, el cual es un software que se fundamenta en el principio de conservación de la masa y de la energía y utiliza como base la ecuación de balance de materiales.

En el estudio se consideró el Yacimiento LIPCA-01 como un tanque de límites conocidos con el fin definir los mecanismos de producción, el factor de recobro, POES y el comportamiento de las presiones con la producción.

La aplicación del software MBAL se dividió en 2 etapas principales:

1) Datos de entrada:

En esta sección se definieron los parámetros relacionados con el yacimiento, los cuales están incluidos en la ecuación de balance de materiales, estos son:

a. Datos básicos del yacimiento: en la Tabla 3.1 se muestra los datos básicos que fueron ingresados.

Tabla 3.1 Datos básicos del Yacimiento LPICA-01

Parámetro	Valor
Presión Inicial (lpc)	2700
Temperatura del yacimiento (°F)	120
Porosidad	0,27
Saturación de agua connata	0,46
Compresibilidad del agua	Se usó correlación
Capa de gas inicial	0
POES Volumétrico	1035 MMBN
Comienzo de Producción	30/11/1938

b. Propiedades de la roca:

Tabla 3.2 Propiedades de la roca del Yacimiento LPICA-01

Parámetro	Valor
Compresibilidad de la roca (Lpc^{-1})	3e-5

c. Método para la caracterización de acuíferos asociados: El yacimiento no posee un acuífero activo asociado.

d. Histórico de presión-producción: esta data se cargó en intervalos de tiempo mensuales, obtenida de la herramienta OFM.

e. Datos PVT del yacimiento: el programa MBAL requiere de la carga de diversos datos PVT, que describan las propiedades del fluido para predecir apropiadamente los cambios de saturación y presión en el yacimiento. Los datos PVT cargados fueron los validados del análisis PVT del yacimiento LPICA-01 usando el pozo J-296 para el muestreo.

2) Cotejo Histórico:

Luego de tener la información cargada, se procedió a realizar el cotejo de la historia de presión y producción con su debido ajuste, con el objetivo de que el cotejo reproduzca el comportamiento de producción y presión del yacimiento y de esta manera poder realizar el cálculo del POES. El cálculo se desarrolla a través de los siguientes métodos:

a. Método analítico: el cual utiliza la regresión no lineal para encontrar automáticamente el mejor ajuste matemático a un modelo dado y de acuerdo a esto calcular el POES.

b. Método gráfico: es utilizado para validar el cotejo realizado por el método analítico.

c. Gráfica de energía: con esta gráfica se determinó la influencia de cada uno de los mecanismos de producción existente en el yacimiento y cuál de ellos es el predominante.

Luego de realizado el cálculo del POES, se procedió a determinar el factor de recobro, reservas recuperables, reservas remanentes del yacimiento y los indicadores de recobro, con la finalidad de determinar qué tan eficiente ha sido la explotación del yacimiento. Las reservas se calcularon aplicando las ecuaciones 3.2 y 3.3.

El factor de recobro fue estimado utilizando la gráfica de las curvas de presión vs factor de recobro de los diferentes mecanismos de producción, en la cual se calcularon los siguientes parámetros:

$$\frac{P}{Pi} x100 \tag{3.11}$$

$$\frac{Np}{N} x100 \tag{3.12}$$

Una vez obtenida la curva, se estableció una línea de tendencia, con el fin de determinar la ecuación de la misma e igualarla a cero obteniéndose el valor exacto de la eficiencia de recobro del yacimiento con base a su histórico de producción.

Para los indicadores de recobro se utilizó la siguiente ecuación:

Petróleo Recuperado (REC):

$$REC = \left(\frac{Np}{Res.Rec} \right) * 100 \qquad (3.13)$$

Donde:

Np: Volumen acumulado de petróleo (BN).

Res.Rec: Reservas Recuperables (BN).

3.4.5 Propuesta de posibles puntos de drenaje o pozos candidatos a rehabilitación con base en la caracterización dinámica del yacimiento LPICA-01.

En esta etapa se realizaron las propuestas de los puntos de drenaje o pozos a rehabilitar para drenar las reservas remanentes del yacimiento LPICA-01, previamente calculadas, según a la información recopilada y al cumplimiento de las etapas anteriores.

Se visualizó el área más prospectiva de acuerdo a la integración del modelo estático y dinámico que se realizó en el yacimiento suplementado por la elaboración de mapas de producción, con la finalidad de proponer un área para la perforación de nuevos pozos para la recuperación de las reservas remanentes del yacimiento.

Las nuevas localizaciones fueron determinadas de acuerdo al área visualizada, considerando la producción y las ultimas presiones de los pozos cercanos a las localizaciones propuestas.

Por otro lado, se identificó los pozos factibles a rehabilitación, considerando los activos presentes en el campo de acuerdo a los siguientes parámetros:

- Pozo con cabezal.
- Ubicado en zona estratégica para instalación de múltiples y sistema de bombeo.
- Apto para reacondicionamiento.

Para su diagnóstico se estudió las condiciones mecánicas, estado actual, localización, comportamiento de producción, causa de inactividad y problemáticas asociadas. Toda esta información permitió establecer las actividades orientadas a la reactivación del yacimiento como son:

- Nuevas áreas a drenar: ubicadas en el área prospectiva del yacimiento identificada previamente y considerando zonas cercanas a aquellos pozos que presentaron altas tasas de producción, pero que sus condiciones actuales limitan su reactivación.
- Capturas de información y rehabilitaciones: en aquellos pozos que presentaron buenas tasas de producción en zonas prospectivas y que fueron cerrados debido a problemas mecánicos que requirieren reparaciones menores o por condiciones desfavorables al momento de su completación.

3.5 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS

3.5.1 Técnicas

- **Análisis documental y bibliográfico:** está asociada a la revisión y estudio de textos, trabajos de grado, informes y toda aquella información de carácter técnico referentes al contexto teórico del

proyecto, así como datos e información relevante para la ejecución del mismo**.**

- **Entrevistas:** de acuerdo a Arias, F (2012) con respecto a esta técnica, expresa lo siguiente:

> Es una técnica basada en un diálogo o conversación “cara a cara”. Entre el entrevistador y el entrevistado acerca de un tema previamente determinado, de tal manera que el entrevistador pueda obtener información requerida (p.73).

De acuerdo a la cita anterior esta técnica está referida a las reuniones y encuentros que se realizaron con las personas capacitadas en La Gerencia de Yacimientos que aporten información necesaria para la ejecución del estudio.

3.5.2 Instrumentos y herramientas

- **MBAL:** es una herramienta técnica utilizada para el estudio del yacimiento y su comportamiento. Esta permite al ingeniero definir los límites del yacimiento, mecanismos de producción y volúmenes de hidrocarburos. MBAL se utiliza para modelar los efectos dinámicos del yacimiento previo a la construcción de un modelo de simulador numérico.
- **Oil Field Manager (OFM):** es una herramienta que permite visualizar y analizar datos de producción, petrofísica y propiedades de los fluidos del yacimiento por medio de la construcción de gráficos. Es utilizada para el análisis de pozos y campos, programas de optimización, administración de reservas y planes de desarrollo.

3.6 RECURSOS

3.6.1 Recursos Humanos:

Según Fidias Arias (2012) “estos recursos son los asistentes de la investigación, encuestadores o cualquier otro personal de apoyo” (p. 112). Esta investigación estuvo apoyada por el personal que labora en el ESEM PDVSA E&P Producción de Oriente, tales como Ingenieros de Petróleo, Ingenieros de Yacimientos, Geólogos, Geofísicos, profesionales y trabajadores afines al área de estudio, al igual que asesores académicos e industriales que aportaran información necesaria para el cumplimiento de los objetivos planteados.

3.6.2 Recursos Materiales

Según Fidias Arias (2012) “Estos recursos son equipos de computación, accesorios, material de oficina” (p. 112). Entre los recursos materiales que se utilizaron para la realización de la investigación se contó con lo siguiente: computadoras, impresoras, fotocopiadoras, escáneres, material bibliográfico, informes técnicos y archivos de la empresa.

3.6.3 Recursos Financieros

Según Fidias Arias (2012) “se indican a través de un presupuesto” (p. 112). En este estudio PDVSA Exploración y Producción División de Oriente, Distrito Furrial, estuvo a cargo del financiamiento económico de los gastos, que, por motivo de su realización, este estudio generó.

CAPÍTULO IV
ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1 REVISIÓN DEL MODELO ESTÁTICO DEL YACIMIENTO LPICA-01 DEL CAMPO JUSEPÍN

4.1.1 Continuidad lateral de la Formación La Pica

Con el fin de determinar la continuidad lateral de la Fm. La Pica en el Campo Jusepín se estudiaron las secciones estratigráficas realizadas; concluyéndose que existen buenos desarrollos de las arenas Textularia y Sigmoilina en el área, con reducción de espesor hacia el sureste del campo al nivel del miembro Sigmoilina, sin embargo, en el miembro Textularia su continuidad es más extensa a lo largo de dicha sección haciendo más espesa la lutitas de la Formación Carapita. (Figura 4.1.a).

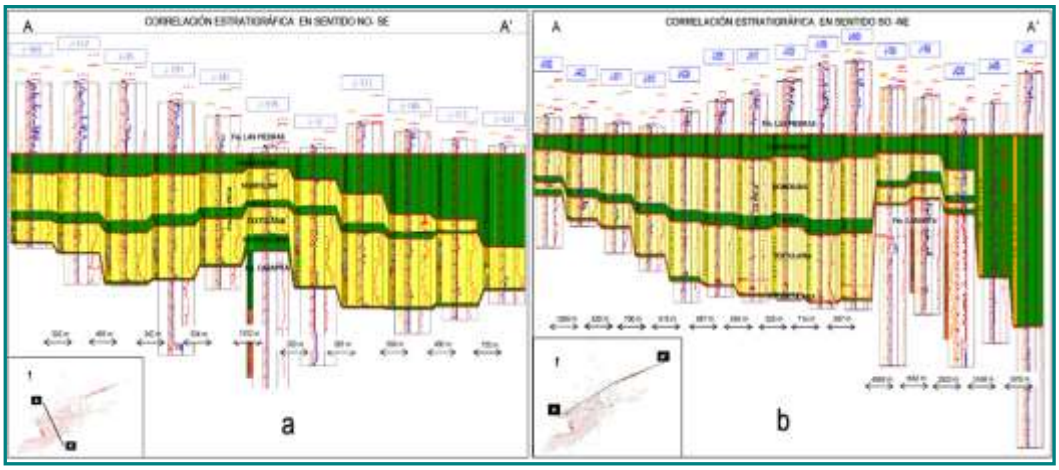


Figura 4.1 Secciones estratigráficas del Yacimiento LPICA-01, a) Sección en dirección NO – SE b) Sección en dirección SO – NE. Fuente: PDVSA (2018)

En la sección estratigráfica con dirección SO-NE, se observó una buena continuidad lateral y desarrollo de las arenas (Textularia y Sigmoilina) disminuyendo los espesores hacia el este y oeste del campo esto debido a posible acuñamiento de la estructura, siendo el miembro Textularia el que presenta menor desarrollo hacia los extremos de la sección (Figura 4.1.b).

4.1.2 Aspectos Estructurales

La estructura de la Formación La Pica, está definida como un pliegue Sinclinal con un eje axial de dirección SO-NE. La configuración de la cuenca está limitada hacia el Norte de Campo Jusepín por el alto estructural de Jusepín, hacia el sur por el alto estructural de Amarilis y hacia el Oeste por la deformación proveniente de las lutitas móviles de la Formación Carapita (Figura 4.2). El límite este no está defino por un evento estructural, sino que corresponde al contacto agua-petróleo estimado a 4360 pbnm.

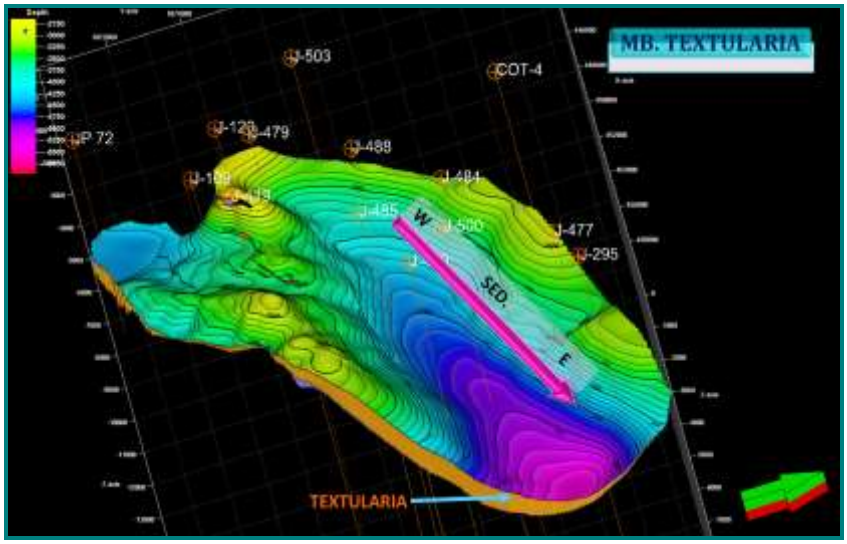


Figura 4.2 Modelo estructural 3D de la Formación La Pica
Fuente: Galindo (2016)

La Formación La Pica en el Campo Jusepín somero está plegada en sinclinales y anticlinales dispuestos escalonadamente. En la sección estructural con dirección SO-NE (Figura 4.3.a), se observó buzamientos suaves de +/-5° en las arenas de interés, apreciándose el pliegue del sinclinal asimétrico hacia el SO de la sección estructural mostrada la cual no atravesó ninguna falla, sólo se observa un cambio de buzamiento a nivel del pozo del J-235.

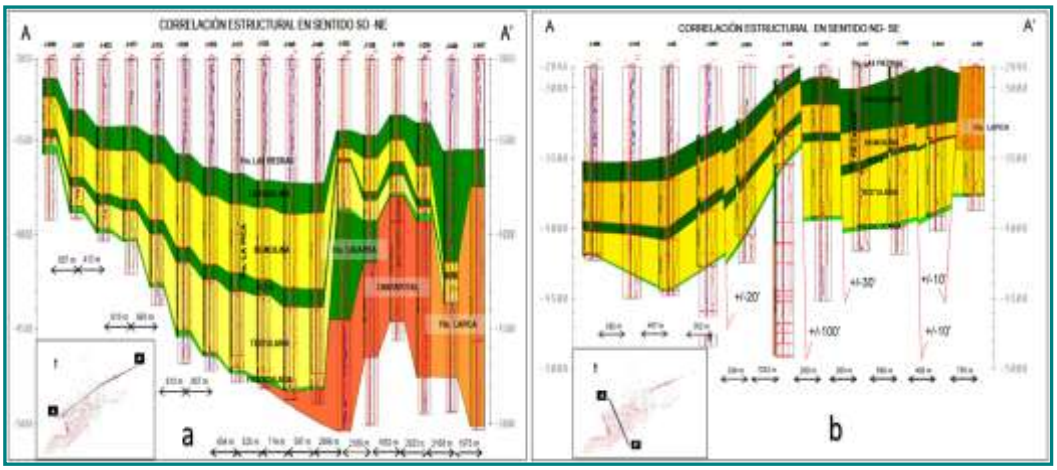


Figura 4.3 Secciones Estructurales a) Sección con dirección SO-NE b) Sección de dirección NO-SE.
Fuente: PDVSA (2018)

En la sección estructural de dirección NO-SE (Figura 4.3.b), se observó un conjunto de fallas normales (5 en total) donde presentan unos saltos que van desde +/-10 hasta los +/-100 pies de desplazamiento vertical con predominio de los buzamientos hacia SE donde la falla entre los pozos J-479 y J-51 presenta el mayor salto, es importante mencionar que las unidades de flujo están conectada con sus equivalentes estratigráficos entre los pozos con buen desarrollo de arenas y espesor para el área de estudio. Haciendo referencia a la explicación hecha, se puede inferir que no existen saltos de

fallas considerables que sellen la comunicación a través de las diferentes unidades de flujo a nivel de las arenas Textularia y Sigmoilina.

4.1.3 Análisis Petrofísico

La Formación La Pica, presenta desarrollo de areniscas arcillosas con intercalaciones de lutitas, depositadas en un ambiente marino somero. Las propiedades petrofísicas se tomaron de la información oficial que está sometida ante el MINPET de acuerdo al libro de reservas.

Tabla 4.1 Propiedades petrofísicas oficiales del Yacimiento LPICA-01

Espesor (h)	Porosidad (Ø)	Saturación de Petróleo (Soi)	Permeabilidad (k)
68 pies	26,8%	54,5%	27 md

4.1.4 Cálculo de las reservas del yacimiento LPICA-01 por el método volumétrico

El POES fue estimado utilizando la ecuación del método volumétrico (Ecuación 2.1) y para el GOES se utilizó la Ecuación 3.1; en la Tabla 4.2 se muestran los valores que fueron ingresados en las ecuaciones para los respectivos cálculos.

Tabla 4.2 Datos utilizados para el cálculo del POES y GOES volumétrico

Cálculo de las Reservas de Petróleo	
Volumen (acres.pies)	1.259.246
Porosidad (%)	26,8

Tabla 4.2 Datos utilizados para el cálculo del POES y GOES volumétrico (continuación)

Saturación Inicial de Petróleo (%)	54,5
Factor Volumétrico Inicial del Petróleo (BY/BN)	1,3793
Petróleo Producido Acumulado (MBN)	168.543
Factor de Recobro Primario (%)	18
Cálculo de las Reservas de Gas	
Relación Gas Petróleo Original (PCN/BN)	670
POES (MMBN)	1.035
Gas Producido Acumulado (MMPCN)	517.674
Factor de Recobro del Gas en Solución (%)	80,9

Las reservas iniciales y remanentes del yacimiento LPICA-01 se calcularon utilizando las ecuaciones 3.2 y 3.3. Estas se muestran resumidas en la Tabla 4.3, en la cual se puede observar que, con base en datos volumétricos y geológicos, el yacimiento cuenta con un POES de 1.035 MMBN y un GOES en solución de 693,5 MMMPCN de los cuales, de acuerdo al factor de recobro primario, actualmente posee unas reservas remanentes de 17.7 MMBN de petróleo y 140,7 MMPCN de gas.

Tabla 4.3 Reservas Oficiales del Yacimiento LPICA-01

POES (MMBN)	Reservas Recuperables (MBN)	Reservas Remanentes (MMBN)
1.035	186.318	17,7
GOES (MMMPCN)	**Reservas Recuperables (MMPCN)**	**Reservas Remanentes (MMPCN)**
693,5	561,1	140,7

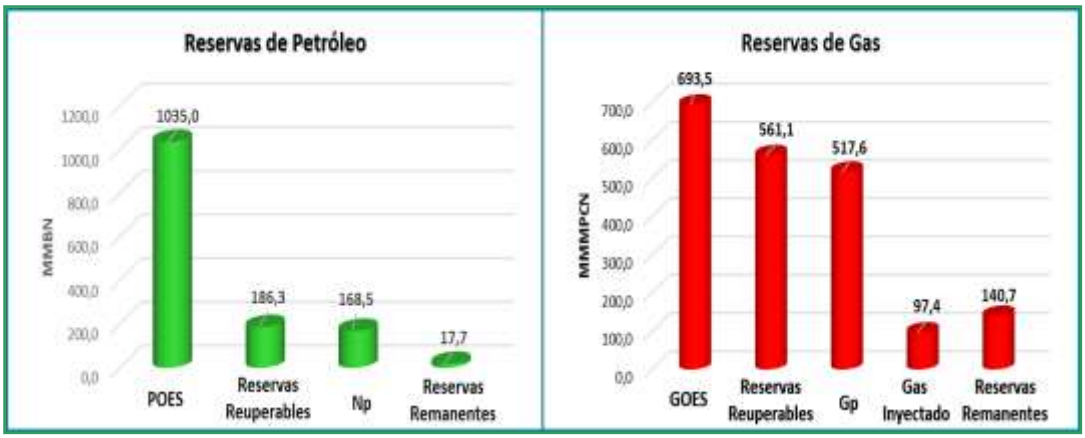


Gráfico 4.1 Reservas del Yacimiento LPICA-01

4.2 VALIDACIÓN DE LA CONSISTENCIA Y REPRESENTATIVIDAD DEL PVT EXISTENTE EN EL YACIMIENTO LPICA-01

En el yacimiento LPICA-01 se reportaron dos grupos de muestras de fluidos para análisis PVT, provenientes de los pozos J-157 y J-296. La muestra obtenida del pozo J-157 no es conveniente para el análisis PVT, debido a que la misma fue tomada a nivel de la Fm. Carapita en el yacimiento CRPCHL J-130, por lo cual no es representativo del yacimiento en estudio. En el pozo J-296, localizado en el área oeste del yacimiento, se obtuvo una muestra de fondo para su análisis en 1946 (Apéndice C).

4.2.1 Representatividad de la muestra

Este análisis PVT de la muestra de fluidos, fue revisado y validado con respecto a la representatividad de la misma, comparando los resultados reportados en el informe con respecto a los datos de producción al momento del muestreo y la prueba. De igual manera, se verificó que la muestra fue tomada en los primeros años de producción del yacimiento y que el mismo se encontraba aún en estado subsaturado. De acuerdo a los datos revisados en

el informe la presión de muestreo es mayor a la presión de burbujeo, la temperatura a la cual se realizó la prueba es igual a la del yacimiento y la RGP de la prueba comparada con la RGP obtenida en el pozo al momento del muestreo presenta una desviación de 0,001% (Tabla 4.4). Por lo cual, se afirma que los resultados obtenidos del análisis PVT son representativos del yacimiento.

Tabla 4.4 Datos del informe PVT y producción del pozo J-296

Datos PVT		Datos de Producción J-296	
Presión de muestreo (lpc)	2108	**Presión de burbujeo (lpc)**	2043
Temp. de la prueba (°F)	120	**Temp. del yacimiento (°F)**	120
Rsi de la prueba (PCN/BN)	584	**RGP al momento de la prueba (PCN/BN)**	583,5

4.2.2 Validación de la consistencia de los resultados

Al verificar la representatividad de la muestra, se validó la consistencia de los resultados obtenidos mediante el análisis y aplicación de la prueba de linealidad de la Función Y, la prueba de densidad, la prueba de balance de materiales y la prueba de desigualdad.

- Prueba de linealidad de la Función Y

Al realizar esta prueba se observó una dispersión en los valores cercanos al punto de burbujeo sugiriendo que la misma fue sobreestimada (Gráfico 4.2.a). Luego de la corrección se obtuvo la presión de burbujeo real del crudo en el yacimiento resultando una línea recta al graficar la Función Y con la presión (Gráfico 4.2.b); validándose así la presión de burbujeo.

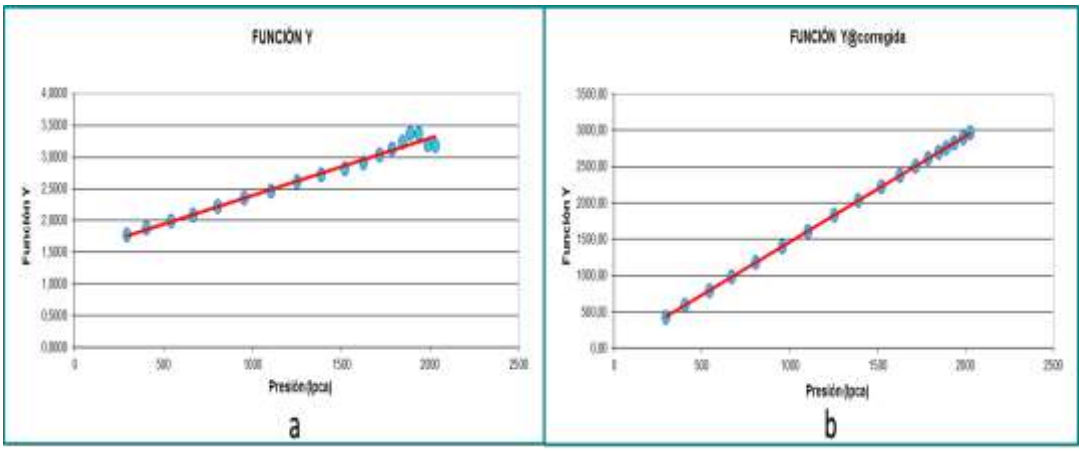


Gráfico 4.2 Prueba de linealidad de la Función Y corregida

La presión de burbujeo estimada en el laboratorio presento un error de 0,33% a la presión de burbujeo real del yacimiento.

Tabla 4.5 Valor corregido de la presión de burbujeo de la prueba

Pb Lab. (Lpc)	Pb Real. (Lpc)	Error %
2043	2036,3	0,33%

- Prueba de Densidad

Al comparar la densidad del crudo en el punto de burbujeo, calculada por datos de separadores, con la densidad del crudo en el punto de burbujeo obtenida en la prueba de liberación diferencial se observó que la diferencia entre ellas no fue mayor a 5% (Tabla 4.6), por lo cual se considera la prueba válida.

Tabla 4.6 Prueba de densidad del PVT del yacimiento

ρodb Lib. Dif (gr/cc)	ρofb Pr. Sep. (gr/cc)	Desv. %
0,8498	0,8864	4,30%

- Prueba de Desigualdad

La finalidad de esta prueba es verificar la consistencia de los cambios de volúmenes de líquido y gas. La prueba realizada es considerada válida debido a que cumple la desigualdad para cada valor de presión medido, lo que indica consistencia en los resultados (Tabla 4.7).

Tabla 4.7 Prueba de desigualdad del PVT del yacimiento

ΔBod/ΔP	Bg*ΔRsd/ΔP	ΔBod/ΔP < Bg*ΔRsd/ΔP
0,000099	0,000305	VERDADERO
0,000107	0,000363	VERDADERO
0,000093	0,000353	VERDADERO
0,000098	0,000472	VERDADERO
0,000098	0,000580	VERDADERO
0,000101	0,000741	VERDADERO
0,000095	0,000892	VERDADERO
0,000105	0,001439	VERDADERO
0,000171	0,003469	VERDADERO
0,009507	0,014698	VERDADERO

4.2.3 Resultados del análisis PVT

Una vez validada la representatividad y consistencia del análisis PVT realizado en el yacimiento, se reportan los resultados del mismo.

Tabla 4.8 Resultados del análisis PVT del pozo J-296

POZO	J-296
Temperatura de Yacimiento (°F)	120
Presión de Yacimiento (Lpca)	2247
Presión de Saturación (Lpca)	2051
RS (PCN/BN)	584
Bo (BY/BN)	1,3451
°API	34,4

4.3 ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN Y PRESIÓN DEL YACIMIENTO.

4.3.1 Análisis de producción del yacimiento LPICA-01

El yacimiento LPICA-01 fue explotado desde noviembre 1938 con la perforación del pozo J–1, con una producción inicial de 544 BND. Este yacimiento cuenta con un POES de 1.035 MMBN y un factor de recobro de 18%. En el yacimiento se completaron 447 pozos, divididos entre 430 productores y 17 inyectores (Gráfico 4.3), la tasa de producción promedio por pozo estuvo en el orden de 200 - 400 BND, con algunas excepciones por encima de estos valores.

Gráfico 4.3 Distribución de pozos completados en el Yacimiento LPICA-01

En términos generales el comportamiento de producción de este yacimiento puede ser dividido en cuatro etapas, estas son: desarrollo, producción, madurez y agotamiento (Gráfico 4.4)

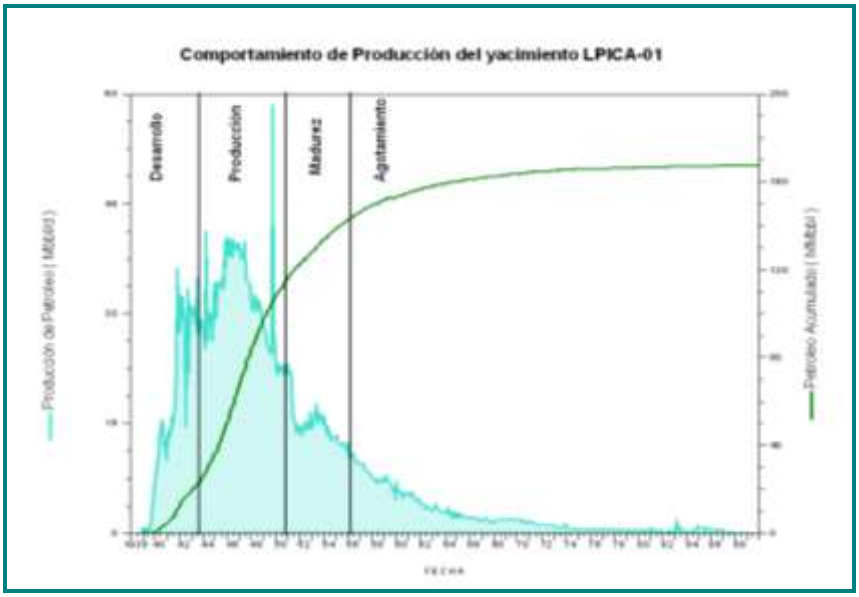


Gráfico 4.4 Etapas de producción del Yacimiento LPICA-01

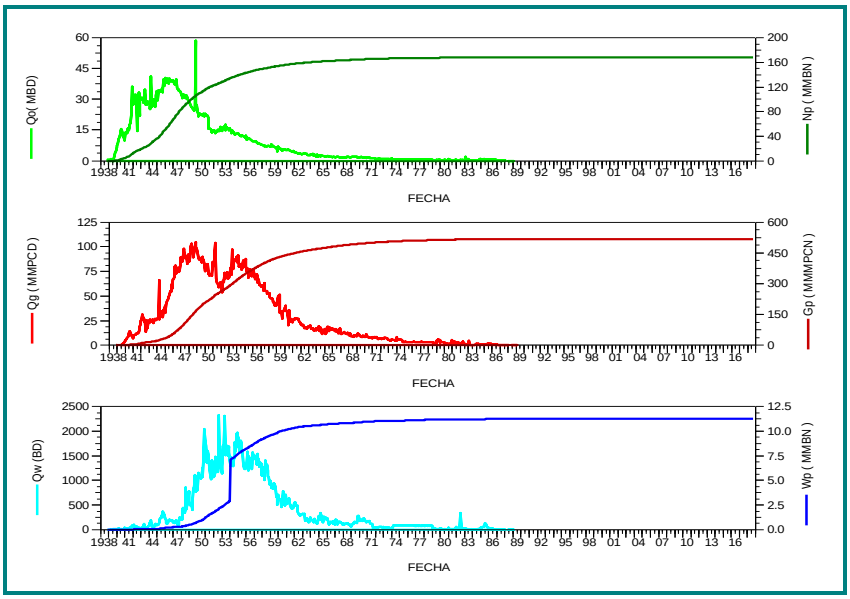


Gráfico 4.5 Histórico de producción del Yacimiento LPICA-01

4.3.1.1 Etapa de desarrollo

Esta etapa abarca los años desde su descubrimiento hasta mediados de 1943. En el año 1941 la producción de petróleo alcanza valores promedio de 29 MBND con 96 pozos completados y manteniéndose en ese rango. La tasa de gas aumenta a 20 MMPCND mientras que la producción de agua se mantiene por debajo de los 100 BND. En este periodo se acumuló un volumen de petróleo de 22,39 MMBN, siendo la zona central del yacimiento la más drenada, pues es en tal área donde se encuentran la mayoría de los pozos completados.

4.3.1.2 Etapa de producción

La etapa de producción comprende el lapso entre 1943 y finales de 1950. A principios de 1944 la producción alcanza los 41 MBND, gracias a la perforación de pozos nuevos. Para septiembre de 1949 la producción de petróleo alcanza su valor máximo de 59 MBND asociado a la producción de 324 pozos productores La tasa de gas aumenta a 80 MMPCND, al igual que la RGP a 3000 PCN/BN, producto de la liberación del gas en solución debido a que, en esta etapa, la presión de yacimiento disminuyó por debajo de la presión de burbujeo. A finales de 1949 la producción de petróleo comienza a disminuir, mientras que la tasa de gas se mantiene constante y la tasa de agua alcanza valores por encima de 1000 BND. En este periodo se obtuvo un acumulado de petróleo de 115 MMBN.

4.3.1.3 Etapa de madurez

Comprende los años entre 1951 a 1956, en el cual el yacimiento comienza una declinación constante de su producción, a causa de la

disminución de energía por la extracción de los fluidos, con una tasa de petróleo de 15 MBND. Sin embargo, la producción de petróleo presentó varios aumentos en los próximos años, pero estos fueron poco significativos. En este periodo la tasa de gas disminuye, sin embargó, la RGP aumentó a 6000 PCN/BN al igual que a producción de agua con un valor promedio de 1500 BND. El volumen acumulado de petróleo de 147 MMBN.

4.3.1.4 Etapa de agotamiento

Esta es la última etapa de la vida productiva del yacimiento; comprende los próximos 25 años en los cuales no existen cambios considerables más allá de una declinación continua de la producción. En los años entre 1979 y 1982 existieron meses donde la producción de petróleo fue mínima en comparación con la de gas, lo cual se traduce en un aumento significativo de la RGP.

El yacimiento LPICA-01 cerró su producción y se declaró como inactivo desde 1986. Al momento del cierre del yacimiento, el mismo logró acumular 168,5 MMBN de petróleo y 517,7 MMMPCN de gas, quedando un remanente de 17.775 MBN y 140,7 MMMPCN de petróleo y gas respectivamente.

En general, los pozos presentaron un comportamiento de rápida declinación de producción por efecto del incremento de la RGP y en algunos casos, alto corte de agua (>20%). Además de esto, de acuerdo al análisis del equipo Yacimientos Jusepín, existieron zonas con mayor incidencia de taponamientos por parafinas y arenamiento, que en otras; según la información de 67 pozos ubicados en el área septentrional, 61 pozos fueron intervenidos por taponamientos por parafina y arenamiento, mientras que en

otros casos los pozos presentaron fallas operacionales como colapsos y desprendimientos de tuberías y equipos.

4.3.2 Declinación de producción del yacimiento LPICA-01

Para el comportamiento de la declinación del yacimiento LPICA-01, se estudió el periodo desde 1947 a 1977, el cual es el periodo más estable en la historia del mismo, ya que, previo a este periodo, el yacimiento se encuentra en los primeros años de producción donde no existió declinación de la presión y luego de 1977 se observa una variación con respecto a los volúmenes producidos.

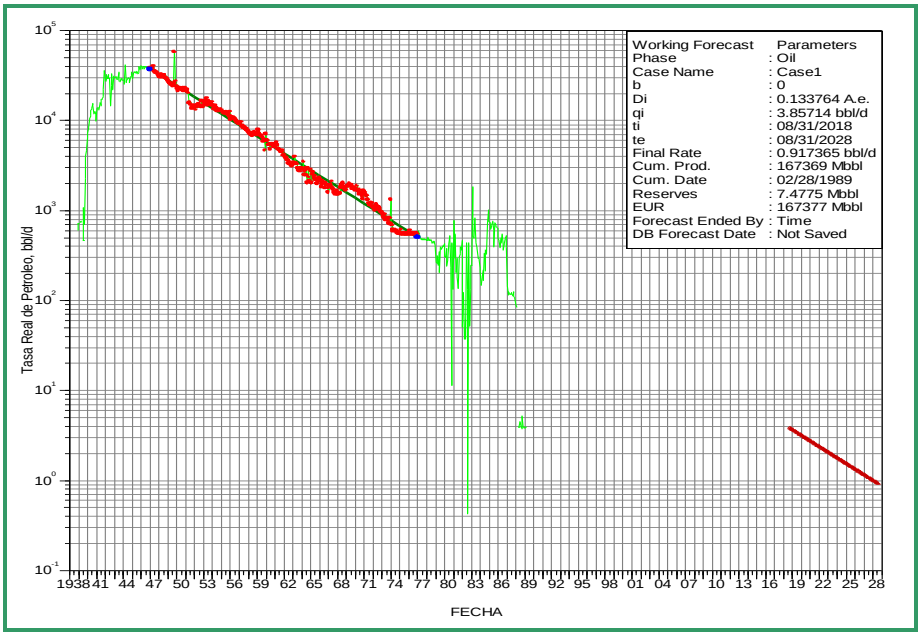


Gráfico 4.6 Declinación del Yacimiento LPICA-01

El petróleo acumulado en el periodo de 1947 a 1977 fue de 167,4 MMBN, presentando una declinación constante de 13,38% A.e

4.3.3 Comportamiento de producción por área

Debido a que el yacimiento LPICA-01 es muy extenso se dividió el yacimiento en 4 áreas, con el fin de estudiar y determinar aquellas zonas donde se alcanzó mayor producción y aquellas que por aspectos geológicos y/o problemas operacionales, fue menor el volumen extraído.

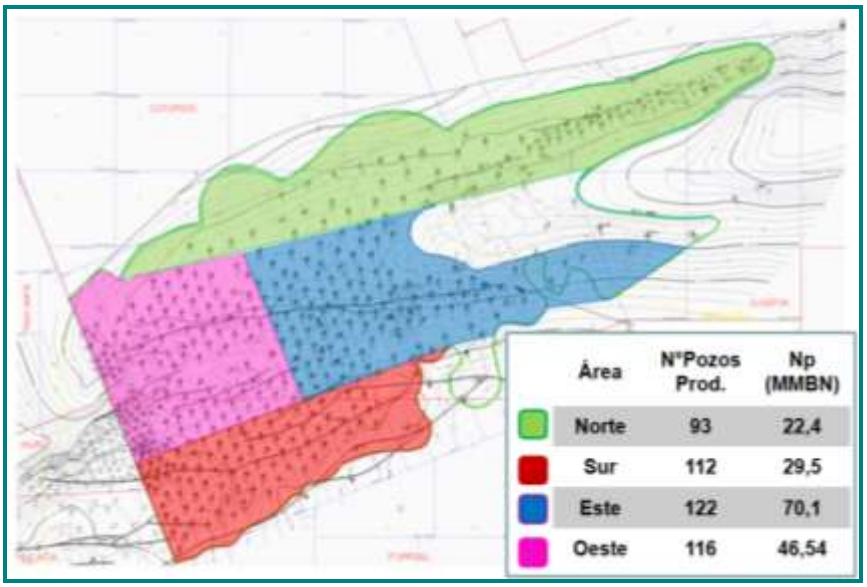


Figura 4.4 Mapa de distribución por área del Yacimiento LPICA-01

- **Área Norte**

El área norte del yacimiento se observó disminución de los espesores de las arenas, producto de la discordancia presente en la zona. En esta área se encuentran completados alrededor de 93 pozos productores, de los cuales se obtuvo un volumen acumulado de petróleo de 22,4 MMBN, por lo cual es el área con menor producción en todo el yacimiento. De igual manera, se reportaron valores de RGP entre los 5.000 y 6.000 PCN/BN y un corte de agua por debajo de 20% a lo largo de toda la producción.

- **Área Sur**

Se observó desarrollo de las arenas de Textularia, sin embargo, existe incertidumbre, puesto a que solo algunos pozos atravesaron estas arenas. Al igual que el área norte, fue una zona donde se obtuvo una producción baja acumulando 29,5 MMBN de petróleo asociado a 112 pozos productores completados, aproximadamente. Presentó alta RGP los últimos años de producción, por encima de los 10.000 PCN/BN y presentó mayor el corte de agua de todo el yacimiento manteniéndose en un rango entre 30 y 50%, en algunas ocasiones llegando a 90%.

- **Área Este**

En el área este del yacimiento existe buen desarrollo de las arenas en comparación al área norte, lo cual favoreció la producción de fluidos en ésta, acumulando un volumen de petróleo de 70,1 MMBN asociado a 122 pozos productores, siendo el área con mayor producción de todo el yacimiento. Presentó alto RGP, con un promedio de 6000 PCN/BN y en los últimos años de producción llego a estar por encima de 20 MPCN/BN, de igual manera el corte de agua aumentó en estos años hasta llegar a 50%.

- **Área Oeste**

Se observó disminución de los espesores de las arenas y aumento de éstas hacia el noreste. Se completaron 116 pozos productores acumulando un total de 46,54 MMBN de petróleo El comportamiento de la RGP es similar al del área este, aumentando de forma significativa cerca del cierre del yacimiento, convirtiéndola en el área con mayor producción de gas del

yacimiento. Sin embargo, el corte de agua fue mínimo, pocas veces sobrepasando el 10%.

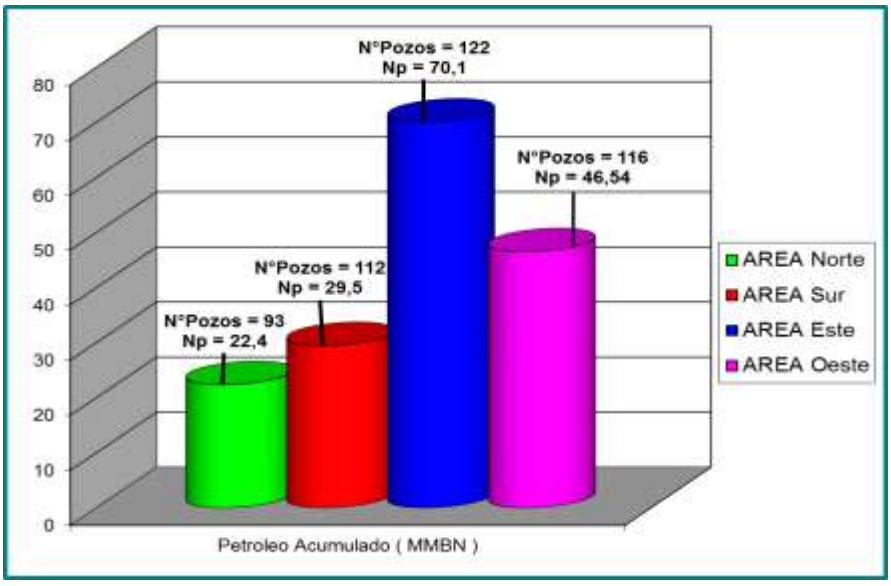


Gráfico 4.7 Volumen de petróleo acumulado por área

4.3.4 Comportamiento de producción por arena

Las principales arenas productoras del yacimiento LPICA-01, son las arenas T-6 y T-20 pertenecientes al miembro Textularia por ser las más prospectivas en el yacimiento, en las cuales se encuentran completados la mayoría de los pozos. Según el comportamiento que presenta el yacimiento, se observó que existen pozos que tuvieron menor producción acumulada que otros, lo cual está relacionado a la arena donde se completaron

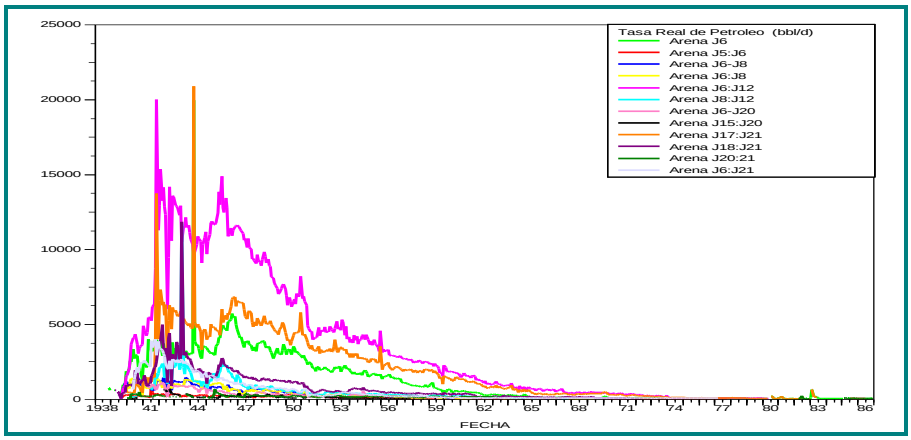


Gráfico 4.8 Tasa de producción por arena

Los pozos que presentaron mayor producción son los que se encuentran en las arenas T-6, T-6 a la T-12 (Textularia Superior) y T-17 a la T-21 (Textularia Inferior), en las cuales están completados más de 200 pozos, con un acumulado que va desde los 20 a los 53 MMBN, que corresponde a más del 50% de las reservas recuperadas hasta el cierre del yacimiento. Por otro lado, la producción en los demás pozos no excede de los 10 MMBN.

Gráfico 4.9 Volumen de petróleo acumulado por arena

4.3.5 Inyección de Gas en el yacimiento LPICA-01

Desde 1947 el yacimiento LPICA-01, bajo la autorización del Ministerio del Poder Popular de Petróleo, ha sido receptor de volúmenes de gas, como contingencia para almacenamiento del gas asociado al crudo de los Campos Orocual, Jusepín y Furrial, evitando su venteo a la atmósfera.

Según la información obtenida del servidor y los archivos de PDVSA, para tal fin fueron completados y reacondicionados 5 pozos con cortos periodos de inyección desde 1983 hasta el 2002; sin embargo, no se posee registro de otros pozos inyectores para antes de esta fecha. En un estudio realizado por la compañía TOTAL en el año 2007, se hace referencia a la inyección de gas en el yacimiento LPICA-01 entre 1947-1971, siendo la única evidencia de dicha inyección el aumento de presión que experimentaron varios pozos en algunas áreas del yacimiento, específicamente en el norte, sur y oeste del mismo, a partir de 1949 hasta 1959 cuando se tomaron las últimas capturas de presión hasta 20 años después que se reanudaron estas tomas de información.

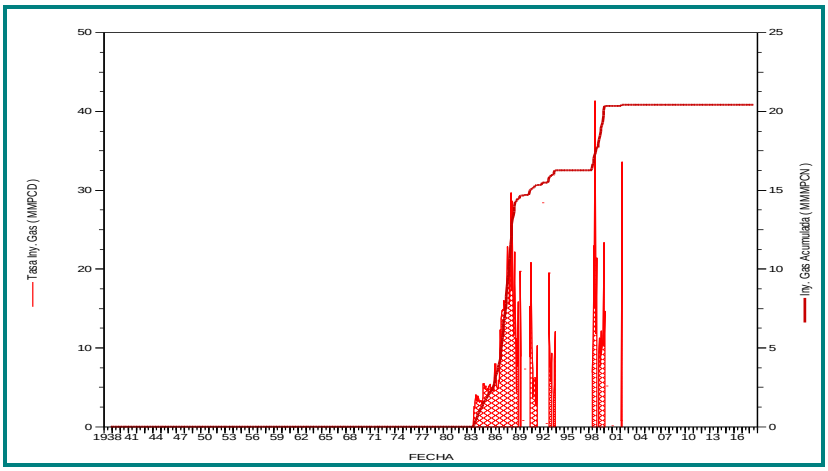


Gráfico 4.10 Tasa de inyección de gas en el yacimiento entre 1983 y 2002

Tabla 4.9 Volúmenes de gas inyectados en el yacimiento entre 1983 y 2002

Pozo	Periodo de Inyección	Volumen inyectado
J-27	1983 – 1990	6,5 MMMPCN
J-472	1987 – 1993	6,6 MMMPCN
	1998 – 2002	
J-473	1999 – 2000	5,8 MMMPCN
J-474	1999 – 2000	1,3 MMMPCN
J-475	1987 – 1988	271 MMPCN
	1990 – 1993	
	1998 – 2001	
Total inyectado de 1983 - 2002		**20,4 MMMPCN**

En el yacimiento se inyectaron un total de 97,4 MMMPCN desde 1947 hasta 2002. Cabe destacar, que la inyección no fue implementada como un método de recuperación secundaria, sino como almacenamiento de fluidos como medida de contingencia, sin embargo, a pesar que los volúmenes inyectados no siguieron un plan de mantenimiento de presión, estos causaron un aumento en la presión del área donde se localizan los pozos inyectores.

4.3.6 Análisis del comportamiento de presión del yacimiento LPICA-01

El yacimiento LPICA-01 inició su desarrollo con una presión de 2600 Lpc al datum de -3900 pbnm. El comportamiento de presión de este yacimiento está representado por una rápida declinación la cual es característica del mecanismo de producción predominante del mismo, expansión de la roca y los fluidos. De acuerdo a los antecedentes del campo en el año 1947 se implementó un proyecto de inyección de gas en el tope de la estructura afectando energéticamente algunos pozos; sin embargo, los

volúmenes inyectados no fueron suficientes para el mantenimiento de la presión en el yacimiento debido a que este no era su objetivo. Por tal motivo en el transcurso de 20 años de producción, la energía del yacimiento disminuyó hasta valores de 600 Lpc afectando el recobro de los hidrocarburos presentes en él.

Posterior al cierre del yacimiento en 1986, se registraron presiones entre 800 y 2000 Lpc indicando represurización en algunas zonas del yacimiento.

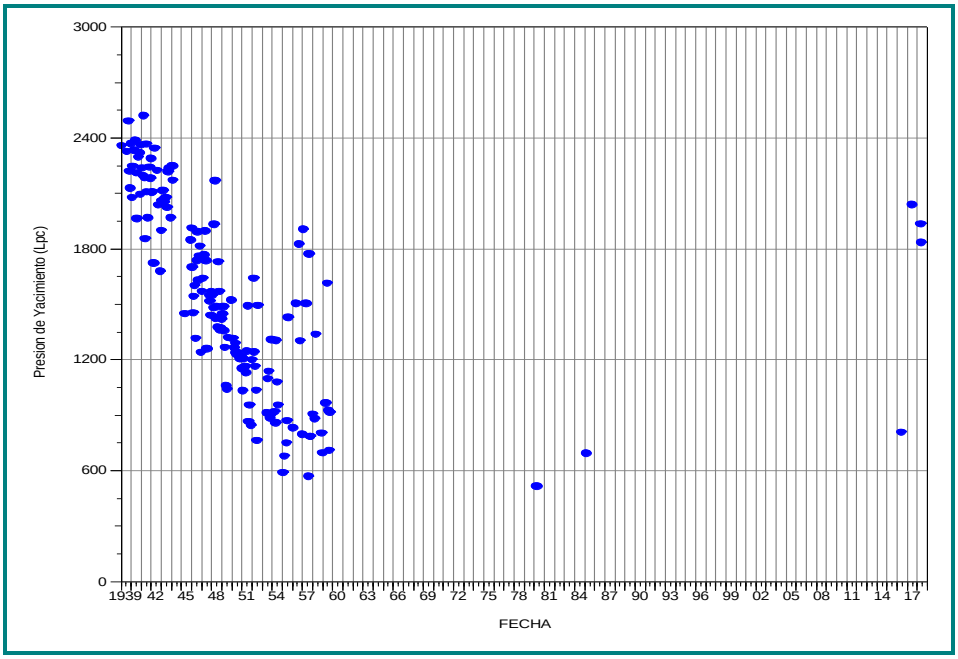


Gráfico 4.11 Histórico de presión del Yacimiento LPICA-01

En los primeros 5 años de explotación del yacimiento el rango de presiones se encuentra entre 1750 Lpc y 2300 Lpc; a pesar de esto, se observó, que existen pozos que presentan presiones desde 2400 a 2750 lpc, considerándose como las áreas con mayores presiones del yacimiento.

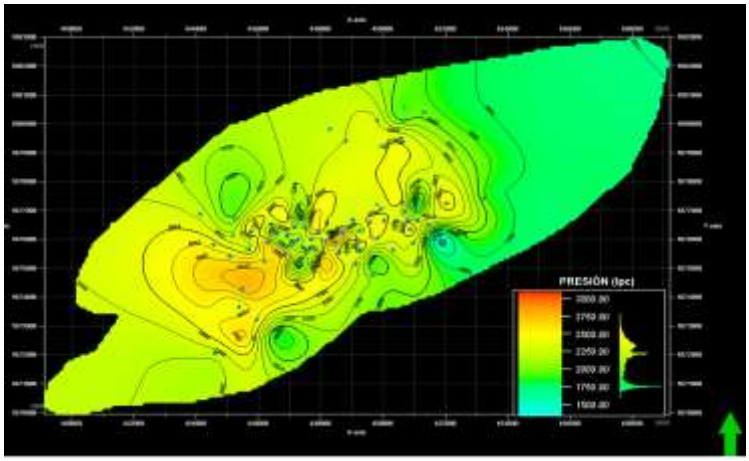


Figura 4.5 Mapa de presiones del yacimiento entre 1938 y 1944

Culminando la etapa de producción del yacimiento en 1950, presentó una rápida declinación de presión, a causa de la extracción de los fluidos presentes en él, la cual dependía de la energía natural del mismo sin ningún proceso de recuperación secundaria que la compensara. Las presiones se encuentran en un rango de 1200 y 2000 Lpc, existiendo pozos con presiones hasta de 2500 Lpc, ubicados en los límites del yacimiento y algunos por debajo de 1000 Lpc asociado al alto drenaje de dicha zona.

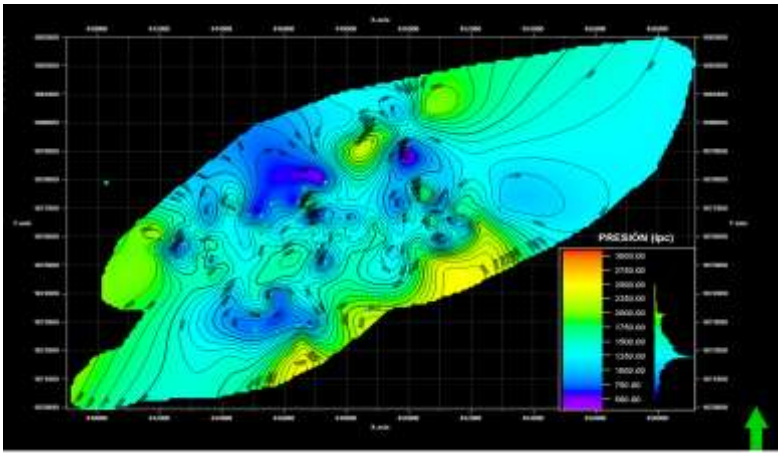


Figura 4.6 Mapa de presiones del yacimiento entre 1944 y 1950

Luego que el yacimiento entra en fase de declinación, las presiones se encuentran entre 500 Lpc y 2000 Lpc, considerándose el periodo entre 1951 y 1959. De acuerdo al mapa de presiones (Figura 4.6), se observan que los pozos con presiones de 500 Lpc se encuentran en su mayoría en la zona central del yacimiento con un volumen de hidrocarburos acumulado mayor a las zonas que presentan presiones entre 1500 a 2000 Lpc, las cuales fueron zonas poco drenadas o cuyas presiones se deben a la apertura de una arena en dichos pozos. Cabe destacar que el efecto de la inyección de gas que se implementó en el yacimiento desde 1947 se refleja en las presiones de algunos pozos con presiones mayores a los 2000 Lpc.

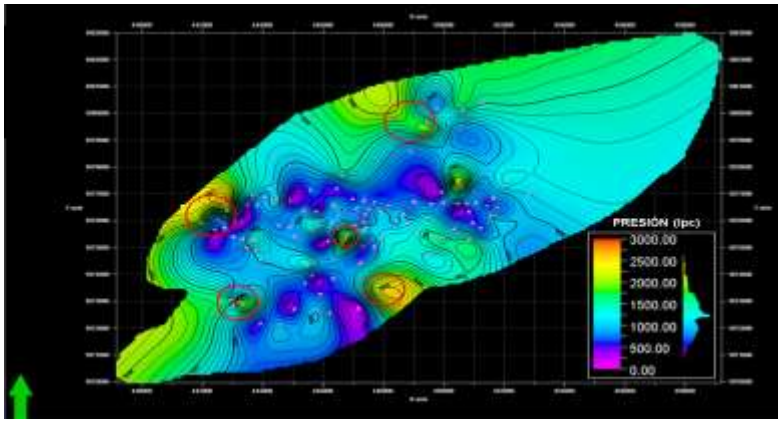


Figura 4.7 Mapa de presiones del yacimiento entre 1951 y 1959 indicando los puntos donde se evidencia el efecto de la inyección de gas

A partir de 1959 en el yacimiento no tomaron medidas de presión, debido al abandono de muchos pozos por baja productividad hasta 1980 y 1985, específicamente, cuando se tomaron capturas de información en los pocos pozos que aún estaban activos o tenían las condiciones para dichas pruebas, observándose que el yacimiento se encuentra con presiones entre 200 Lpc y 600 Lpc, con algunos pozos cercanos a los 1000 Lpc. El

yacimiento LPICA-01 cierra su producción oficialmente en el año 1986 con una presión de 600 Lpc.

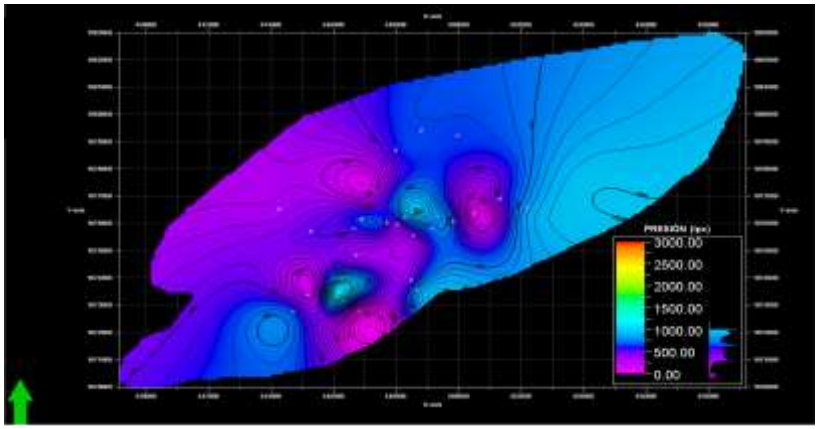


Figura 4.8 Mapa de presiones del yacimiento entre 1980 y 1985

4.3.6.1 Agotamiento Energético del yacimiento LPICA-01

El agotamiento energético está en el orden de 9,5 lpc por cada 1 MMBN extraído, considerado bajo, para el tiempo de producción del campo por la poca extracción, producto del cierre de pozos por taponamientos por parafinas, arenamiento, problemas mecánicos, alto RGP y aumento del corte de agua.

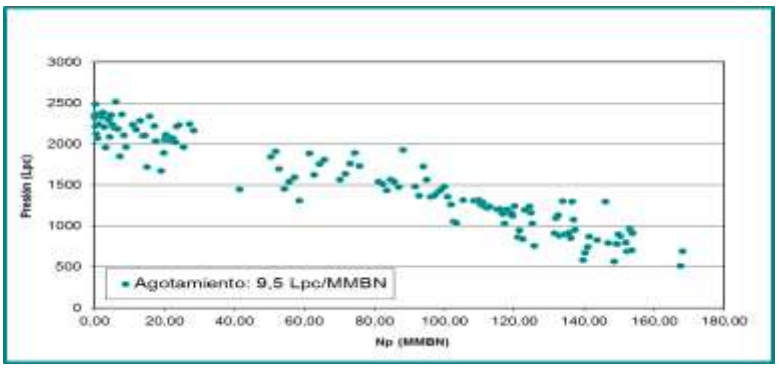


Gráfico 4.12 Agotamiento energético del yacimiento

4.3.6.2 Comportamiento de presión por área

Debido a que el yacimiento LPICA-01 posee una gran extensión areal, esto causa que la perdida de energía, asociada a la extracción de los fluidos y la inyección de gas por almacenamiento, no se evidencie de forma uniforme a lo largo de toda su extensión. Es por tal motivo que en la caída de presión fuera más acentuada en unas áreas más que en otras.

En correspondencia con lo antes mencionado, las áreas este y oeste del yacimiento, donde están asociadas la mayor recuperación de fluidos, presentan una declinación de presión uniforme y constante a lo largo del tiempo; sin embargo, las áreas norte y sur, mantienen una declinación de presión por encima a la tendencia anterior, registrándose capturas de información con una diferencia de hasta 1000 lpc a las otras áreas del yacimiento.

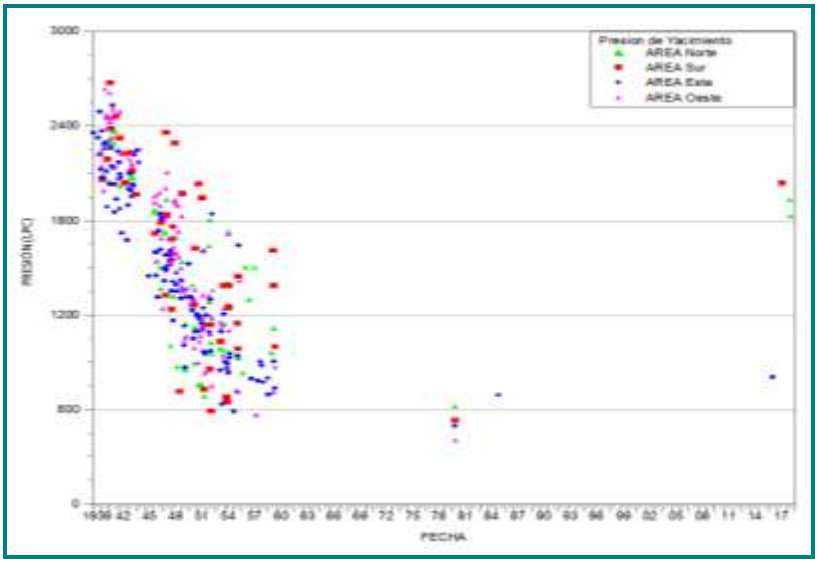


Gráfico 4.13 Comportamiento de presión por área del yacimiento

4.3.6.3 Comportamiento de presión por arena

De acuerdo al volumen de acumulado que se obtuvo de cada arena, los pozos completados en las arenas T-6, T-6 a T-12 y T-17 a T-21 presentan una mayor declinación de presión, ya que de estas arenas se extrajo un mayor volumen de fluidos por lo que su tendencia a presentar presiones bajas corresponde al drenado que experimentaron las mismas. De igual forma, se observa que las arenas que tuvieron poca producción son las que mantuvieron una tendencia alta en sus presiones, como la T-18 a la T-21 y la T-20 a la T-21.

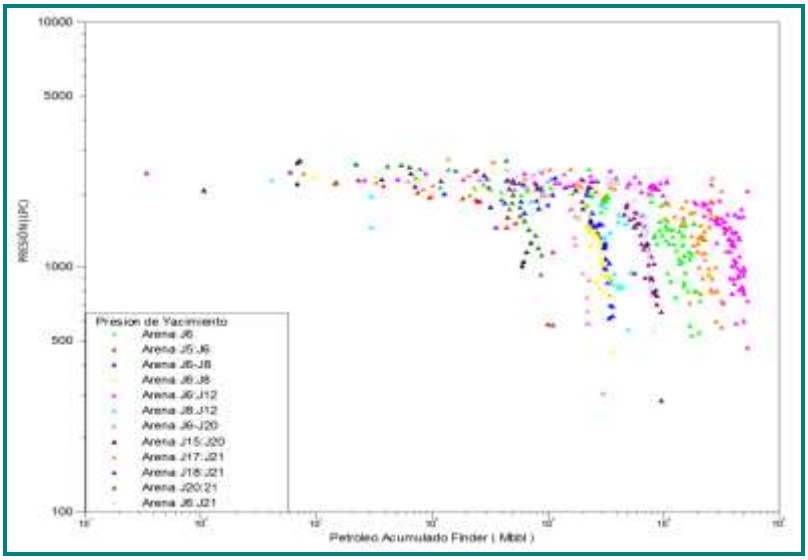


Gráfico 4.14 Comportamiento de presión por arena

4.3.6.4 Estado actual del yacimiento LPICA-01

En últimos años se ha estudiado la reactivación del yacimiento LPICA-01, por lo cual se hizo necesario de la captura de nueva información de presiones para evaluar el estado actual del mismo; para estos nuevos puntos

de presión se consideraron 4 pozos en el yacimiento obteniéndose las siguientes presiones:

Tabla 4.10 Capturas de presión actuales del Yacimiento LPICA-01

Pozo	Fecha	Prueba	Presión (Lpc)
J-495	23/08/08	RFT	1017
J-485	12/06/16	BHP-BHT	806
J-413	11/07/17	BHP-BHT	2037
J-256	15/05/18	BHP-BHT estático	1932
J256	22/06/18	BHP-BHT estático	1831

Los pozos J-495 y J-485 están localizados al este del yacimiento a una distancia uno del otro de 2,4 km; el pozo J-413 a 4,08 km al suroeste del pozo J-485 y el pozo J-256, ubicado al noreste, se encuentra a una distancia de 4,9 km del pozo J-495 y 5,8km del J-485 (Figura 4.11).

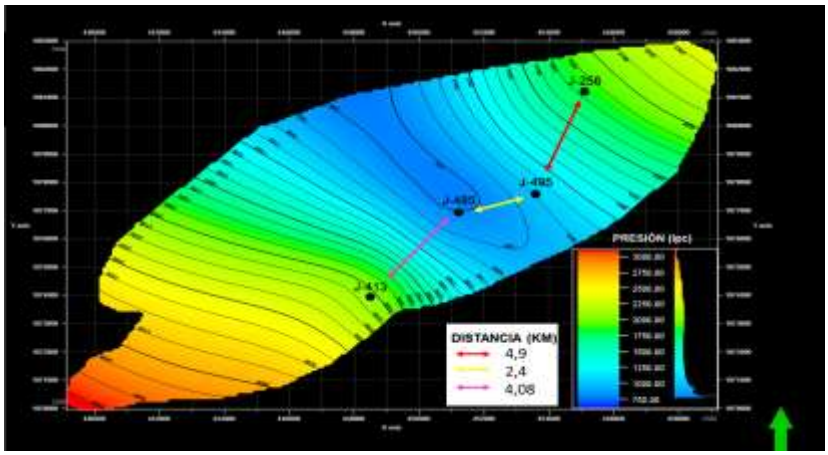


Figura 4.9 Mapa de distribución de presiones actuales del yacimiento

De acuerdo a los nuevos puntos de información, se observó que luego de 30 años de inactividad, las presiones del yacimiento aumentaron, sin embargo, la variación en cuanto a la magnitud de las mismas es muy alto, ya que las presiones van desde 800 a 2000 Lpc a un datum de 3900 pies.

Con base a la ubicación de los pozos, se observó que las medidas actuales de presión mantienen una correspondencia con el estudio previamente realizado en el mismo. En el caso de los pozos J-485 y J-495, ambos pozos profundos, los cuales son los puntos de presión más cercanos entre sí, se encuentran localizados en el área este del yacimiento, en donde existen los mejores desarrollos de arenas y acumulaciones de hidrocarburos. A pesar de no poseer información de presión a nivel del yacimiento, previo a las capturas recientes. Según el histórico de los pozos vecinos su baja presión actual está asociada al drenaje de dicha área.

Gráfico 4.15 Comportamiento de presión de pozos cercanos al pozo J-485

Gráfico 4.16 Comportamiento de presión de pozos cercanos al pozo J-495

Por otro lado, los pozos J-413 y J-256, localizados en los límites del yacimiento donde se observó menor desarrollo de las arenas; en el caso del J-256, fueron áreas poco drenadas y con cortos periodos de producción en comparación a la zona central del yacimiento.

Cabe destacar que en el transcurso de la vida productiva del yacimiento no se tuvo un control en cuanto a las tomas de información de los diferentes pozos, por lo cual dificultó el seguimiento del comportamiento de presión en áreas específicas del yacimiento. Tal es el caso del área norte del yacimiento, la cual no posee medidas de presión, además de las capturas recientes del pozo J-256, por lo cual no es posible determinar si la presión que presenta en la actualidad mantiene relación con su histórico, sin embargo, según la producción es posible concluir que la alta presión existente es resultado de la poca extracción de fluidos que se obtuvo de dicha área.

En relación al pozo J-413, estuvo abierto a producción por 5 meses en 1947, sin embargo, el mismo posee un histórico de presión hasta el cierre del yacimiento, el cual muestra una alta represurización desde 489 Lpc en el año 1980, hasta 2037 Lpc en la actualidad (Grafico 4.17).

Gráfico 4.17 Comportamiento de presión de pozos cercanos al pozo J-413

Debido a que en el área cercana al J-413, se inyectó gas para almacenamiento en los pozos J-27, J-472, J-473, J-474 y J-475, ubicados a una distancia de 2 km del mismo, se sugiere que esta represurización es el efecto que dicha inyección ha tenido en el pozo. En el mapa se muestra la localización de los pozos inyectores y los pozos J-413, J-485; además se evidencia el aumento de presión en estos pozos de estar a 400 Lpc a 2037 y 806 Lpc, respectivamente (Figura 4.12).

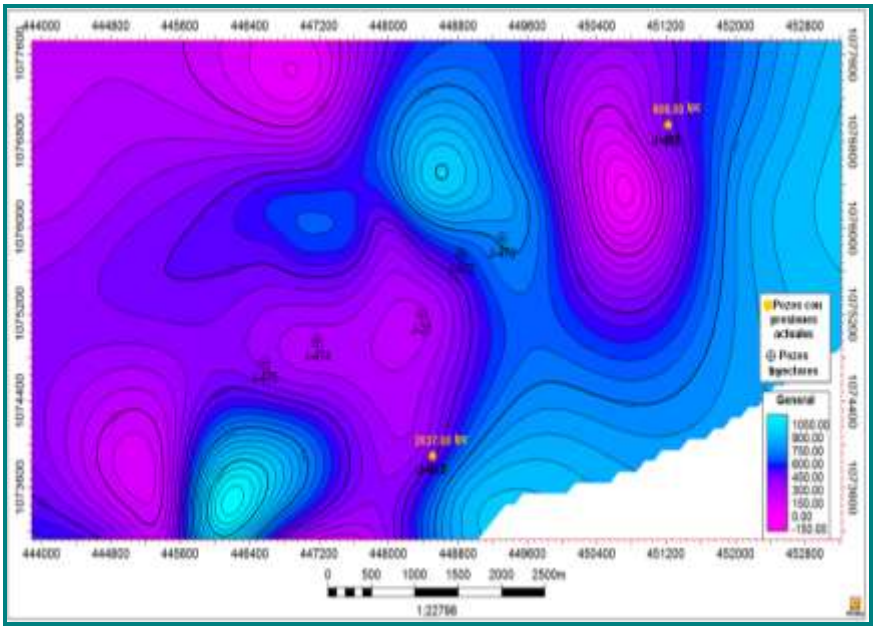


Figura 4.10 Mapa de presiones de abandono con la localización de los puntos de presiones actuales

A pesar de que el pozo J-485 se encuentra a 2 km del pozo inyector más cercano, este se encuentra a un nivel estructural más bajo que el pozo J-413 (Figura 4.13), por tal motivo, el efecto de la inyección de estos volúmenes de gas se evidencia de manera marcada en este último, considerando que desde el cierre del yacimiento hasta la actualidad, no ha existido producción de hidrocarburos y en él se haya presentado un reacomodo de fluidos de acuerdo a la configuración geológica presente y a posibles factores petrofísicos y sedimentológicos que impidan que se alcance un equilibrio energético a lo largo de la extensión del yacimiento.

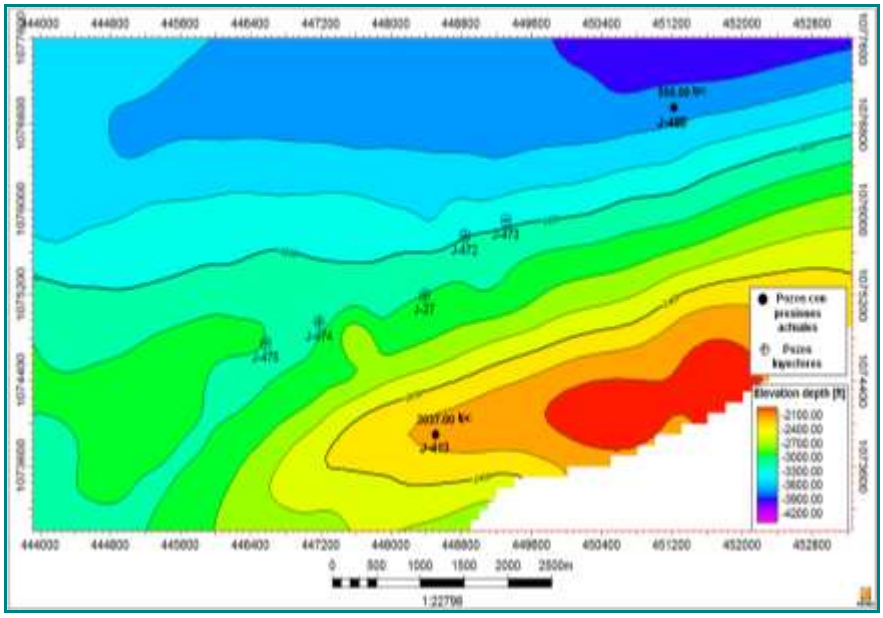


Figura 4.11 Mapa estructural del área donde se ubican los pozos J-413 y J-485

4.4 DETERMINACIÓN DE LAS RESERVAS INICIALES Y REMANENTES DEL YACIMIENTO, A TRAVÉS DEL MÉTODO DE BALANCE DE MATERIALES.

En la aplicación del balance de materiales se realizaron diversas corridas para que el cotejo fuera lo más similar a la historia de presión y producción. La corrida que mejor cotejó el comportamiento de presión y producción hasta el cierre del yacimiento en 1986 fue considerando un yacimiento subsaturado sin influjo de agua, sin capa de gas inicial e implementando inyección de gas de 1947 a 1971, luego reanudando la inyección de 1983 a 2002 según los registros de la misma. En la Figura 4.14 se muestra el gráfico correspondiente al cotejo de los datos históricos del yacimiento.

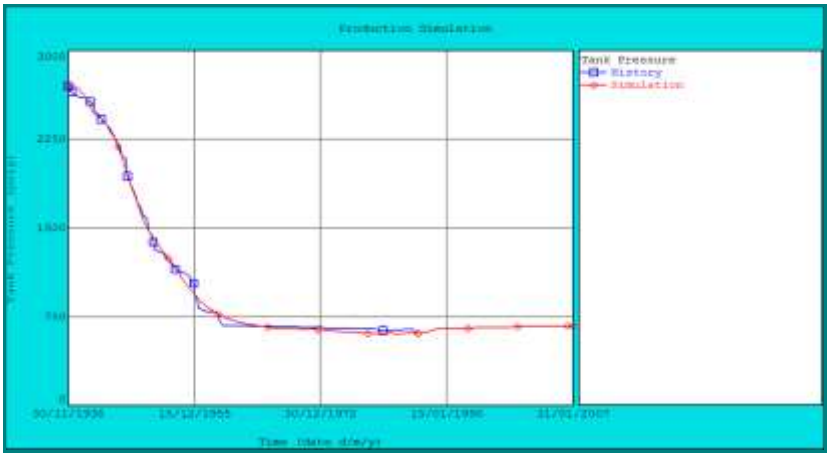


Figura 4.12 Cotejo de presión hasta el cierre de 1986

Se determinó el POES por balance de materiales utilizando el método analítico, aplicando regresión lineal para obtener el mejor ajuste matemático, obteniéndose un valor de 1074,35 MMBN (Figura 4.15), el cual es 0,04% mayor al POES oficial del yacimiento, calculado por el método volumétrico (1035 MMBN). De igual manera, con el fin de validar el cotejo realizado previamente, se procedió a escoger el método gráfico a utilizar, del cual el método grafico de Campbell (Figura 4.16) fue el que mejor ajustó al caso proporcionado.

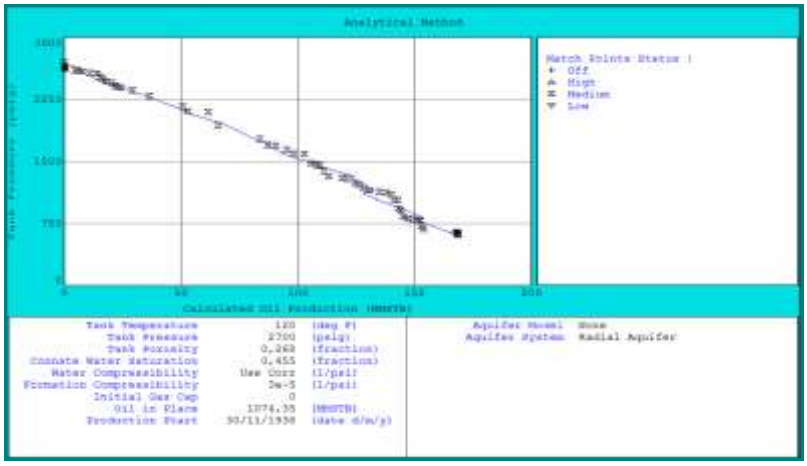


Figura 4.13 Cotejo de presión y producción por el método analítico

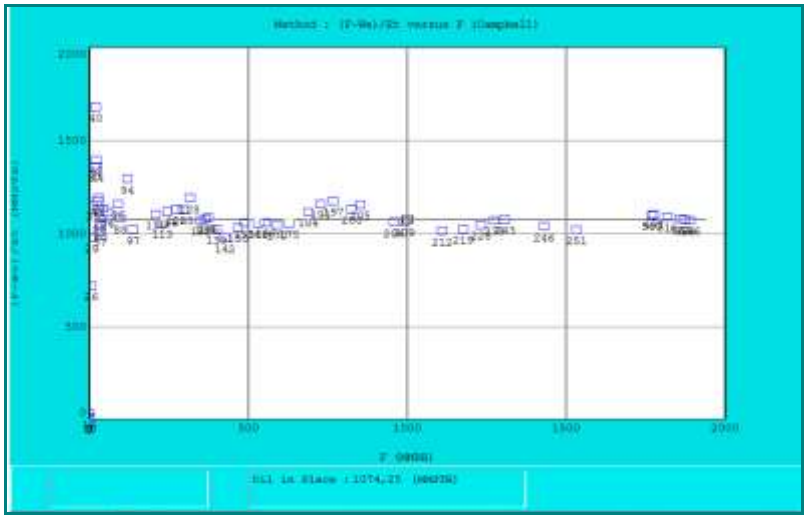


Figura 4.14 Balance de Materiales por el Método Gráfico de Campbell

De igual manera se determinó la influencia entre los mecanismos presentes en el yacimiento, observándose que el mecanismo predominante es la expansión de los fluidos con un 78%, en segundo lugar, con una influencia del 15% la inyección del gas y con menor ponderación la compresibilidad de la roca con un 7% (Figura 4.17).

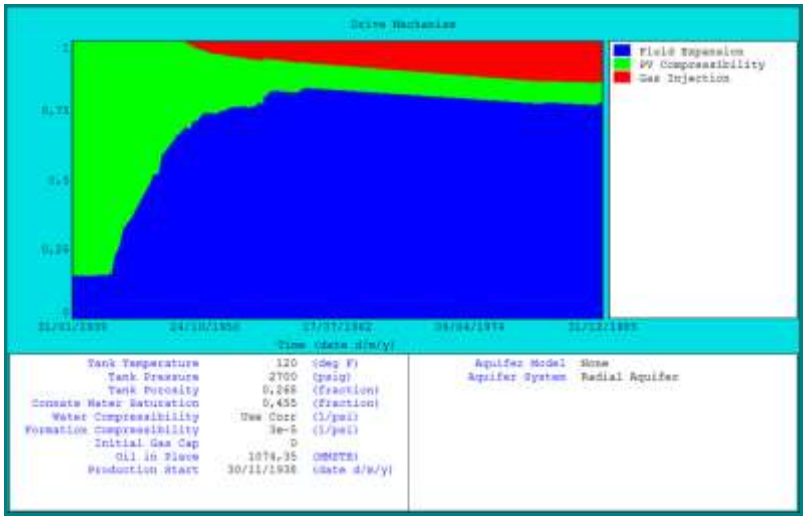


Figura 4.15 Mecanismos de producción existente en el yacimiento

4.4.1 Factor de recobro del yacimiento LPICA-01

En todo proyecto para la explotación de un yacimiento es de suma importancia el cálculo del factor de recobro, porque este relaciona el volumen de hidrocarburos que pueden ser recuperados de un volumen conocido. Debido a la disponibilidad del histórico de producción del yacimiento, se estimó el factor de recobro para ambos cotejos utilizando el gráfico de los mecanismos de producción (Gráfico 4.18)

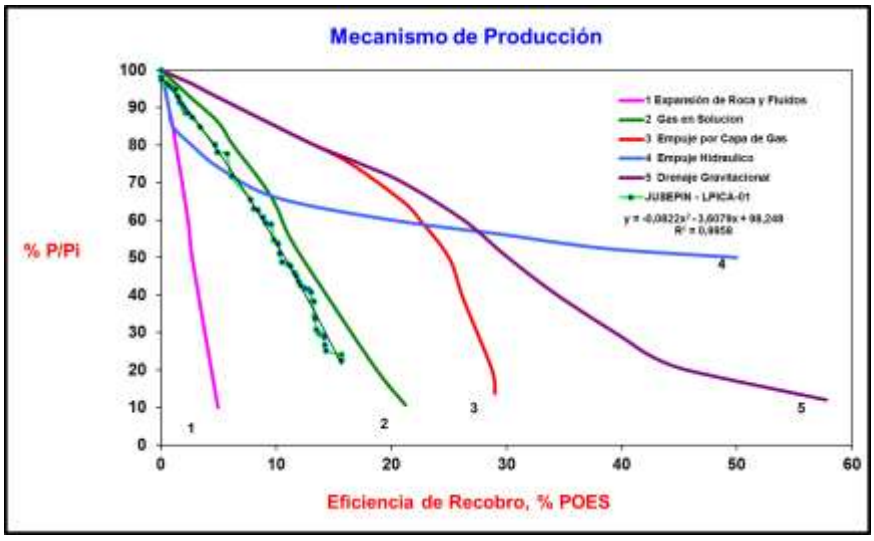


Gráfico 4.18 Eficiencia de recobro del yacimiento LPICA-01

Tabla 4.11 Estimación del factor de recobro actual del yacimiento

Coeficiente de determinación (R^2)	Ecuación del gráfico	Fr actual (%)
0,9958	$y = - 0,0822x^2 - 3,6079x + 98,248$	19

4.4.2 Cálculo de las reservas presentes en el yacimiento LPICA-01

De acuerdo al POES calculado previamente por la EBM, el volumen de petróleo acumulado y el factor de recobro, se calcularon las reservas recuperables y remanentes del yacimiento utilizando las ecuaciones 3.2 y 3.3.

Tabla 4.12 Reservas del yacimiento LPICA-01 estimadas a partir de balance de materiales.

	POES (MMBN)	Np (MMBN)	FR (%)	Reservas Recuperables (MMBN)	Reservas Remanentes (MMBN)
Reservas oficiales	1035	168,54	18	186,3	17,76
Reservas por EBM	1074,35	168,54	19	204,13	35,59

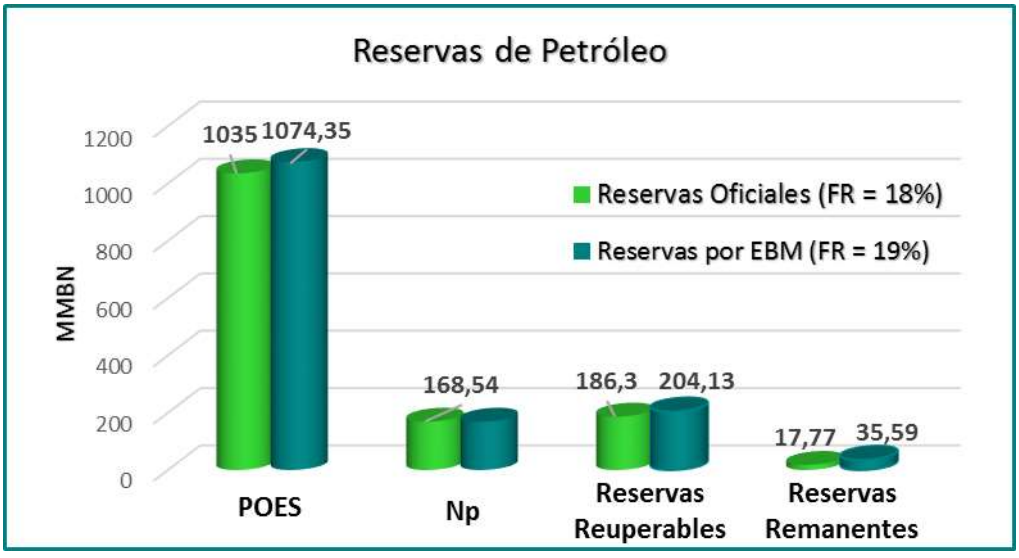


Gráfico 4.19 Comparación de las reservas oficiales con las calculadas por la EBM.

4.4.3 Indicadores de Recobro

Petróleo Recuperado (REC)

El porcentaje de recobro permite determinar la eficiencia que ha tenido la explotación del yacimiento. El recobro tanto de las reservas oficiales como las reservas calculadas por EBM se muestran en la Tabla, para su cálculo se utilizó la ecuación 3.13.

Tabla 4.13 Porcentaje de recobro del yacimiento LPICA-01

	Reservas Recuperables (MMBN)	Np (MMBN)	Recobro (%)
Reservas oficiales	186,3	168,54	90,47
Reservas por EBM	204,13	168,54	82,57

Como se aprecia en las Tablas anteriores, los volúmenes de petróleo en sitio presentan al yacimiento LPICA-01 como un potencial importante para ser tomado en cuenta dentro de un proyecto de reactivación, principalmente por las reservas oficiales que presenta el yacimiento y las obtenidas de la represurización luego de 32 años inactivo.

4.5 PROPUESTA DE POSIBLES PUNTOS DE DRENAJE O POZOS CANDIDATOS A REHABILITACIÓN CON BASE EN LA CARACTERIZACIÓN DINÁMICA DEL YACIMIENTO LPICA-01.

La finalidad de desarrollar un plan de explotación para la reactivación del yacimiento, a través de nuevos puntos de drenaje o pozos ya existentes

candidatos a rehabilitación, nace de la búsqueda de nuevas oportunidades para incrementar la producción y continuar con el desarrollo del Campo Jusepín.

Para establecer los mejores escenarios de explotación fue necesario de la visualización de las zonas más prospectivas para las nuevas localizaciones o rehabilitaciones, con las cuales se podrán drenar las reservas remanentes del yacimiento a partir de la integración del modelo estático del yacimiento con el análisis de producción y presión realizada previamente en el mismo, considerando a su vez los problemas operacionales asociados a la producción y disponibilidad mecánica de los pozos. Cabe destacar, que el proyecto que se tiene visualizado en el yacimiento contempla inicialmente la reactivación del mismo con la apertura a producción y captura de información en los pozos propuestos fortaleciendo los modelos estático y dinámico del mismo y con base a estos resultados, definir las estrategias que maximicen el recobro de reservas recuperables de hidrocarburos y contribuir en el alcance de los compromisos de producción de la División Furrial

4.5.1 Ubicación de áreas prospectivas en el Yacimiento LPICA-01

Una vez realizada la caracterización en el yacimiento se realizaron mapas de producción con la finalidad de determinar las zonas más drenadas por los pozos y a su vez observar la producción de petróleo, gas y agua en las diferentes áreas para tener indicios de las mejores zonas o aquellas no drenadas en el yacimiento. De acuerdo al análisis geológico y dinámico en cada área del yacimiento se determinó que el área septentrional, que abarca el área este y oeste del yacimiento, es la más prospectiva (Figura 4.18). En

esta área se ubican los pozos con buenas producciones, buenos desarrollos y distribución de las arenas y baja complejidad estructural.

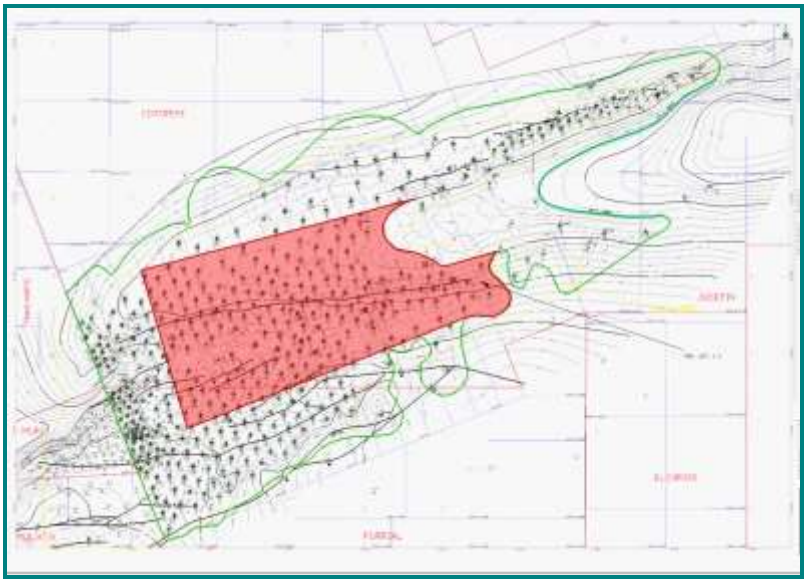


Figura 4.16 Mapa con localización del área prospectiva en el yacimiento

En el Apéndice E, se muestran los mapas de producción donde se observó que en el área central del yacimiento los pozos alcanzaron un acumulado de 500 - 1500 MBN y tasas de flujo entre 200 – 500 BND con algunas excepciones por encima de 800 BND. Las presiones de esta zona oscilan entre los 600 y 1000 lpc, sin embargo, cabe destacar, que se presume una posible represurización, por efecto de la inyección de gas, al oeste de esta área, favorecida por encontrarse en el tope de la estructura que conforma el yacimiento.

4.5.2 Nuevas localizaciones

Considerando el área prospectiva y el estudio de producción y presión de pozos vecinos como indicativo de que la zona es favorable para la

perforación de nuevos pozos, se propusieron tres nuevas localizaciones (Figura 4.19). El criterio predominante en la selección de estos nuevos puntos de drenaje, está asociado principalmente a que el yacimiento LPICA-01 presenta unas reservas remanentes de 35,59 MMBN.

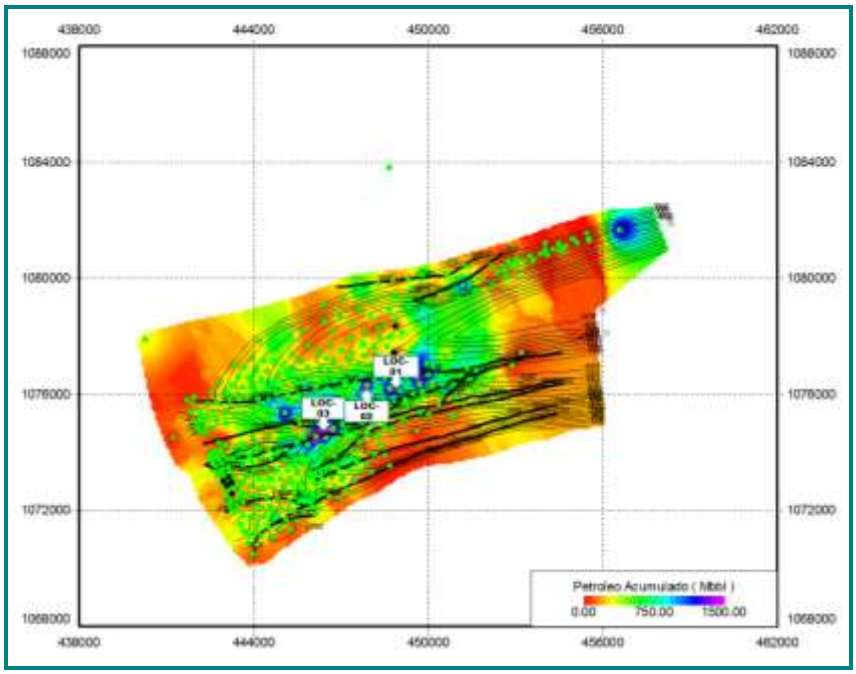


Figura 4.17 Ubicación de nuevas localizaciones

4.5.2.1 LOC – 01

Se propone la localización LOC – 01 en el yacimiento LPICA – 01, la cual se encuentra ubicada cerca de los pozos J-70, J-35, J-4 y J-84. Se elaboró un gráfico (Gráfico 4.20) para evaluar las tasas iniciales de producción y total de petróleo acumulado por pozo, se identificó que los pozos tuvieron una producción inicial promedio entre ellos de 500 - 1000 MBND y acumularon valores de hasta 1,79 MMBN de petróleo de un crudo de 33 °API; adicionalmente, los pozos presentaron bajos cortes de agua

(<10%) y RGP (<800 PCN/BN). De acuerdo a las últimas presiones registradas cerca de esta zona, cerca del cierre del yacimiento, muestran presiones entre 600 – 700 Lpc; por lo cual es una zona prospectiva para un nuevo punto de drenaje en el yacimiento.

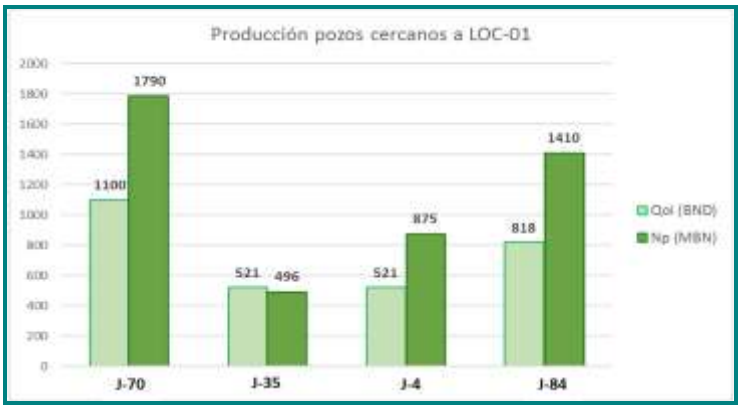


Gráfico 4.20 Producción de pozos cercanos a la LOC-01

4.5.2.2 LOC – 02

Se propone la localización LOC – 02 la cual se encuentra ubicada cerca de los pozos J-92, J-86, J-30 y J-20. De acuerdo al Gráfico 4.21 donde se evaluaron las tasas iniciales de producción y total de petróleo acumulado de los pozos cercanos a la LOC-02, tuvieron una producción inicial promedio entre 500 - 1000 BND y acumularon valores de hasta 1,75 MMBN de petróleo de un crudo entre 33 - 34 °API; adicionalmente, los pozos presentaron bajos corte de agua y RGP (<10% y 600 PCN/BN, respectivamente). De acuerdo a las últimas presiones registradas cerca de esta zona muestran presiones de 500 – 800 Lpc; considerándose esta zona prospectiva para ubicar un nuevo punto de drenaje en el yacimiento.

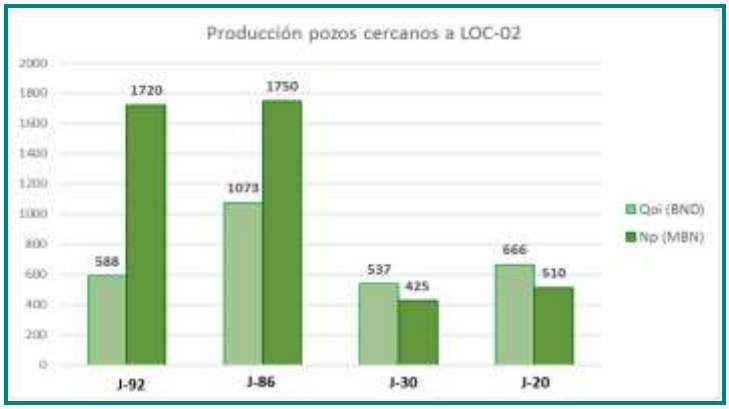


Gráfico 4.21 Producción de pozos cercanos a la LOC-02

4.5.2.3 LOC – 03

Se propone la localización LOC – 03 ubicada cerca de los pozos J-114, J-104 y J-363. De acuerdo a producción por pozo, se identificó que los pozos cercanos tuvieron una producción inicial promedio entre ellos de 1000 - 1400 BND y acumularon valores de hasta 1,89 MMBN de petróleo de un crudo de 32 °API; adicionalmente, los pozos presentaron corte de agua muy bajos (trazas) y RGP de 600 PCN/BN. las últimas presiones registradas cerca de esta zona están entre 450 – 1000 lpc. Por ende, representa una zona prospectiva para ubicar un nuevo punto de drenaje en el yacimiento.

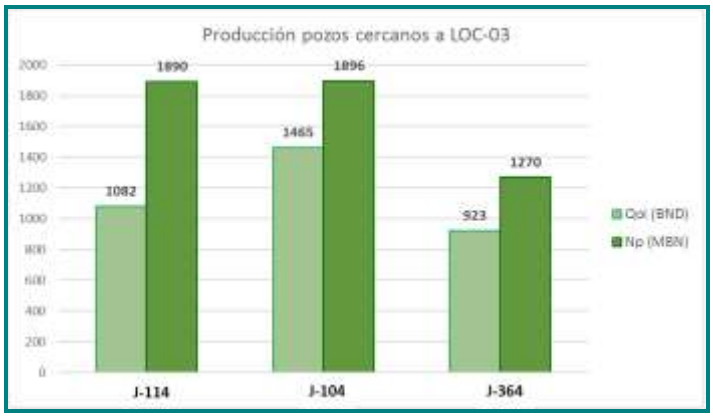


Gráfico 4.22 Producción de pozos cercanos a la LOC-03

4.5.3 Pozos candidatos a rehabilitación

Entre los posibles planes de reactivación se estudió la rehabilitación de pozos, con el fin de aprovechar los activos ya existentes en el área. En el yacimiento se encuentran completados 447 pozos divididos entre 430 productores y 17 inyectores; entre los productores, 351 pozos están oficialmente abandonados y 77 se encuentran inactivos, aún por espera de abandono, estos últimos fueron considerados en una reciente inspección de campo realizada por el equipo técnico de Desarrollo Jusepín, con el fin de observar las condiciones de superficie de los posibles pozos candidatos a reactivar. De acuerdo a lo antes mencionado, seleccionaron 14 pozos (Tabla 4.14) de los cuales se estudió sus condiciones mecánicas, detalles de la completación y estado actual de los mismos. De igual manera, se estudió los pozos vecinos a los candidatos a rehabilitar considerando su producción y problemas asociados como referencia para su potencial productor y las medidas que se tomaran para controlar las problemáticas existentes en la zona.

Tabla 4.14 Pozos candidatos a reactivar por rehabilitación en el yacimiento

POZO	CAT	ESTADO
J-2	5	Pozo esperando abandono
J-76	5	Pozo esperando abandono
J-161	5	Pozo esperando abandono, alta RGP
J-166	5	Pozo esperando abandono
J-238	5	Pozo esperando abandono, alta RGP
J-254	5	Pozo esperando abandono
J-256	5	Pozo esperando abandono

J-413	7	Pozo productor de gas cerrado
J-470	5	Pozo esperando abandono.
J-468	8	Pozo esperando abandono, inyector de agua en las arenas del miembro Chapapotal
J-477	2	Pozo productor de crudo inactivo en las arenas del miembro Chapapotal
J-479	5	Pozo exploratorio en el yacimiento MER J 479, esperando por abandono
J-498	5	Pozo esperando abandono, no fluyó en la Fm. Merecure
FN-7	5	Pozo exploratorio, esperando abandono

Dichos pozos se encuentran ubicados, en su mayoría, en el área norte del yacimiento, como lo son el J-161, J-166, J-254, J-256, J-468, y J-477, debido a que fueron completados tanto en las arenas Textularia como en el miembro Chapapotal de la Formación Carapita (yacimiento CRPCHL J-130) o exclusivamente en este último, puesto a que en esta área hubo poco desarrollo de las arenas del yacimiento LPICA-01, mientras que el miembro Chapapotal se encuentra favorecido en esta dirección. Los pozos J-238 y J-470 se encuentran al norte de la zona septentrional del yacimiento; el J-2, J-76 y J-498 al este del yacimiento, a un nivel estructural más bajo que los demás pozos; el J-413 al sur en un alto estructural y los pozos J-479 y FN-7, este último del Campo Furrial, están ubicado al oeste del yacimiento LPICA-01 (Figura 4.20). En el Apéndice F se muestran las fichas de los pozos seleccionados.

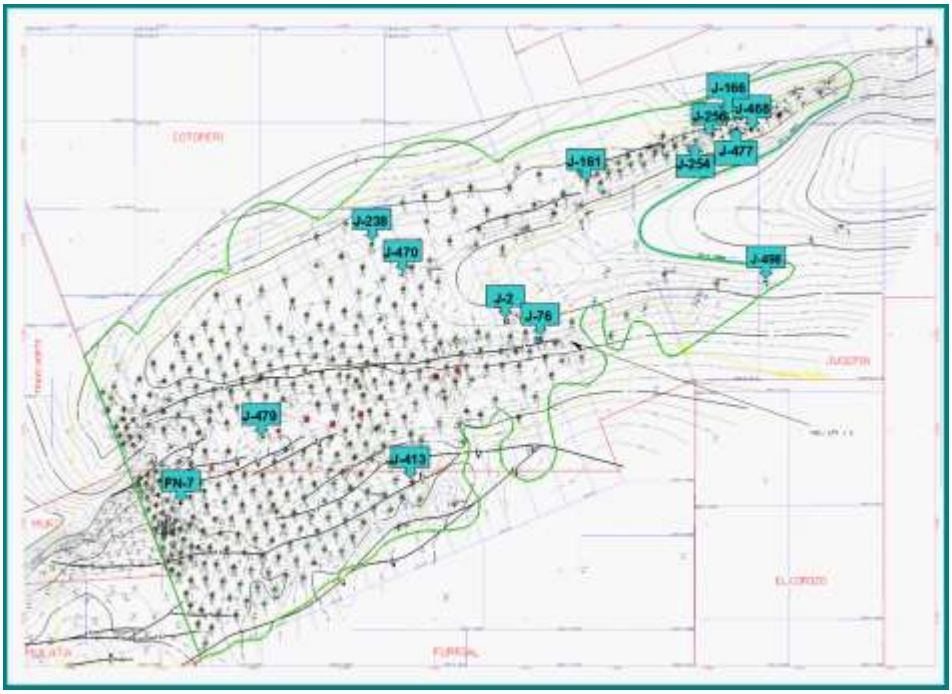


Figura 4.18 Mapa con localización de pozos candidatos a reactivar por rehabilitación

4.5.3.1 Pozo J-2

Es el segundo pozo completado en este Campo en el año 1939 en el yacimiento LPICA-01, estuvo abierto a producción hasta 1942. No existe ficha de este pozo ni otro reporte referente a los eventos de éste, además de su registro de completación. Este pozo se encuentra en espera de abandono desde agosto de 1947.

En la Tabla 4.15, se muestra la producción inicial del pozo J-2 y en el histórico de producción del pozo, se muestran las tasas promedio de 100 a 300 BND (Gráfico 4.23).

Tabla 4.15 Producción del pozo J-2

Producción Inicial				Producción Final			
Qo (BND)	RGP (PCN/BN)	% AyS	°API	Qo (BND)	RGP (PCN/BN)	% AyS	NP (MBN)
576	605	0,0	---	237	1606	0,1	165,9

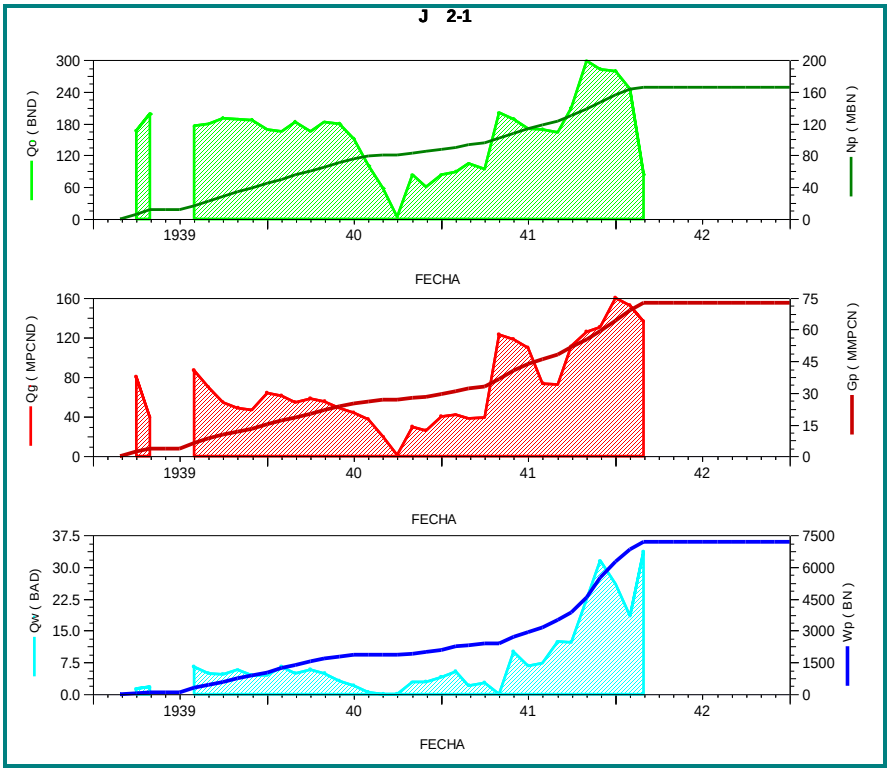


Gráfico 4.23 Producción del pozo J-2

La producción registrada en el pozo J-17 vecino al J-2 muestra una producción inicial de 700 BND, baja RGP y bajo corte de agua. Reportó problemas por taponamiento de parafinas y barro.

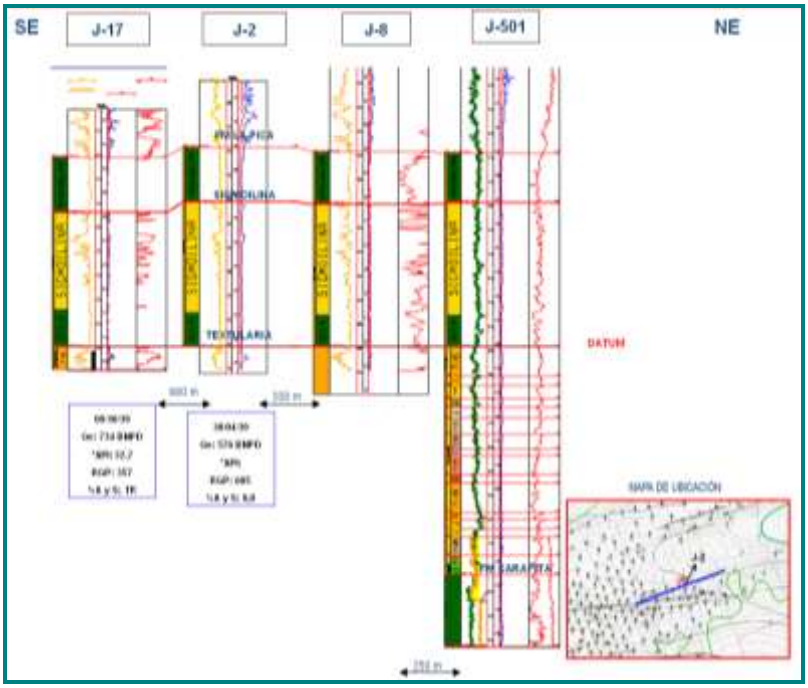


Figura 4.19 Sección estratigráfica y producción de pozos vecinos del pozo J-2

4.5.3.2 Pozo J-76

Este pozo fue completado en la Fm. La Pica en 1940 hasta 1971 cuando se cerró a producción y actualmente se encuentra esperando por abandono. Fue completado en las arenas T-6 y T-20. En la Tabla 4.16, se muestra las propiedades petrofísicas para el intervalo correspondiente a la arena T-6; sin embargo, no se tiene información del intervalo correspondiente a la arena T-20.

Tabla 4.16 Propiedades petrofísicas de los intervalos cañoneados del pozo J-76

Arena	Intervalo		He (pies)	Vsh (%)	PHI (%)	Sw (%)	K (md)	AN (pies)	ANP (pies)
T-6	4700	4760	60	48	13	36	9,04	32	32

Se registró una producción inicial de 447 BND con bajo RGP y corte de agua (Tabla 4.17). Presentó tasas promedio de 100 a 600 BND; se le instaló equipo gas lift y reportó problemas por producción de barro.

Tabla 4.17 Producción del pozo J-76

Producción Inicial				Producción Final			
Qo (BND)	RGP (PCN/BN)	% AyS	°API	Qo (BND)	RGP (PCN/BN)	% AyS	NP (MBN)
447	779	0,6	32	21	343	10	774

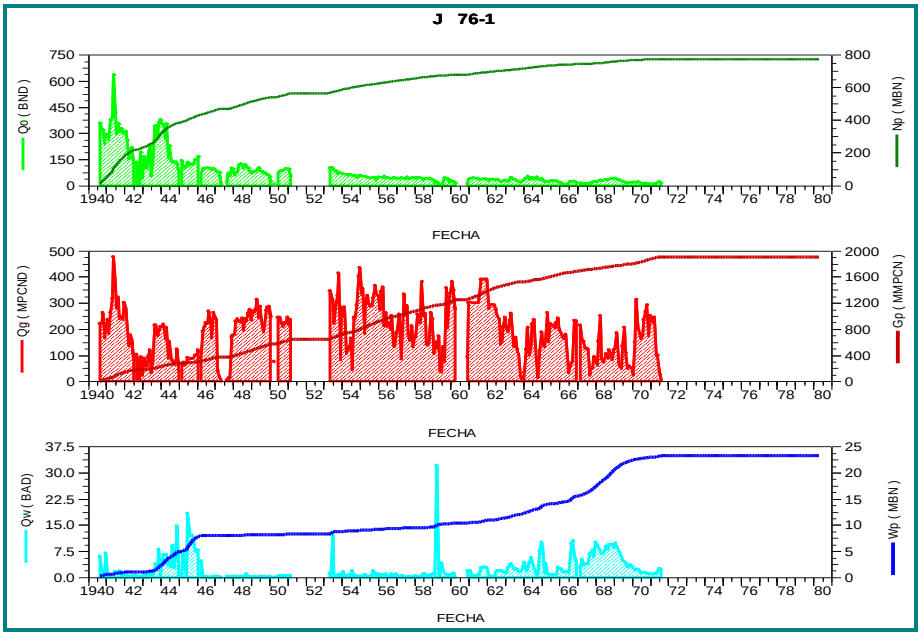


Gráfico 4.24 Producción pozo J-76

Según la información de los pozos cercanos la producción inicial estuvo marcada entre los 300 y 500 BND (Figura 4.22), con una producción acumulada de 700 MBN, a excepción de J-14 cuya producción acumulada fue menor. Entre las problemáticas asociadas a estos pozos destacan el taponamiento por barro y producción de gas con poco petróleo en la T-6.

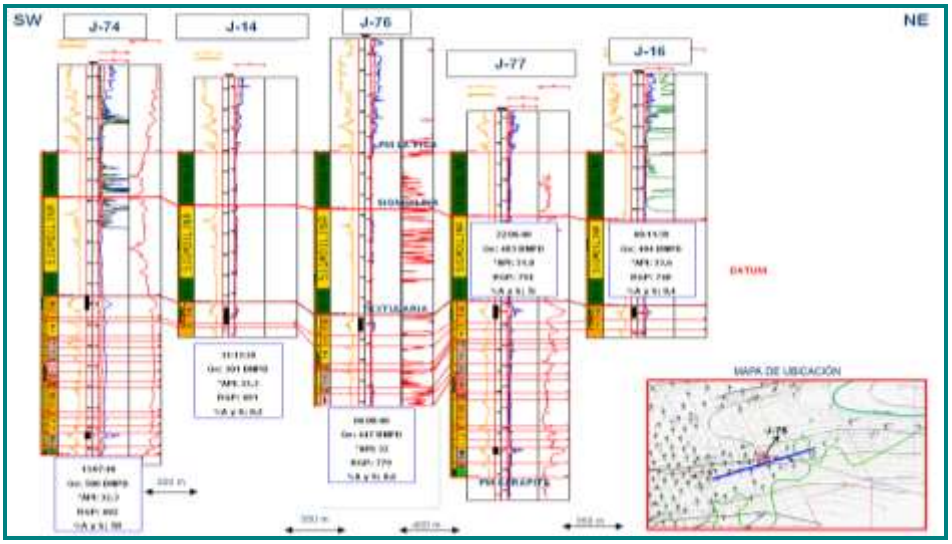


Figura 4.20 Sección estratigráfica y producción de pozos vecinos al pozo J-76

4.5.3.3 Pozo J-161

El pozo J-161 con una completación original doble en las Formaciones La Pica y Carapita desde 1944 hasta 1953 cuando quedó inactivo por revestidor dañado y actualmente se encuentra en espera por abandono. Este pozo estaba completado en las arenas T-6, T-8, T-9 y T-11. En la Tabla 4.18, se muestran las propiedades petrofísicas para cada uno de los intervalos de interés.

Tabla 4.18 Propiedades petrofísicas de los intervalos cañoneados del pozo J-161

Arena	Intervalo		He (pies)	Vsh (%)	PHI (%)	Sw (%)	K (md)	AN (pies)	ANP (pies)
T-6	4400	4421	21	39	15	69	55,11	17	17
T-8	4443	4448	5	76	5	100	0,59	2	2
T-9	4460	4472	12	73	6	97	0,89	4	4
T-11	4480	4498	18	54	11	91	14,80	11	11

Para este pozo se registraron los siguientes datos de producción (Tabla 4.19):

Tabla 4.19 Producción del pozo J-161

Producción Inicial				Producción Final			
Qo (BND)	RGP (PCN/BN)	% AyS	°API	Qo (BND)	RGP (PCN/BN)	% AyS	NP (MBN)
257	1097	0,2	33,1	75	6720	0	122

Según la información del pozo se desvió el pozo en la completación original por tubería pegada. En 1948 la arena T-6 fue probada y fluyó gas, sin embargo, completaron en las arenas originales y se dejó en producción. Las arenas T-6, T-8, T-9 y T-11 fueron cerradas en 1949 por alto RGP para luego ser reabiertas en 1952; también fue necesario de la instalación de equipo gas lift. Entre las problemáticas operacionales asociadas a este pozo se tienen la alta RGP (>6000 PCN/BN) y producción de barro. En la última prueba realizada en este pozo en 1953 se reportó una presión de 930 lpc.

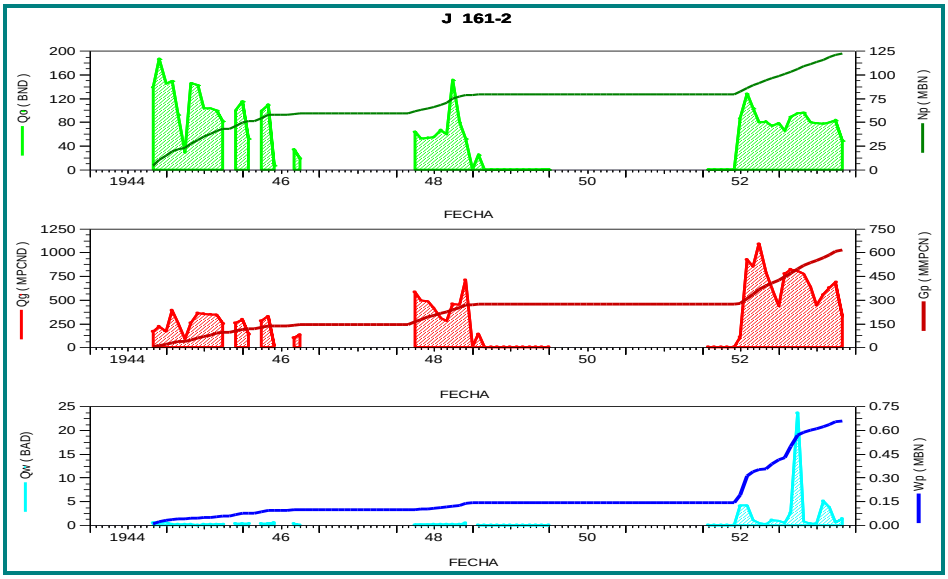


Gráfico 4.25 Producción del pozo J-161

La producción registrada en los pozos vecinos al J-161 muestra tasas entre los 200 y 300 BND, baja RGP (1000 PCN/BN) y bajo corte de agua (<10%) (Figura 4.23). Entre los problemas operaciones destacan la producción y taponamiento por barro.

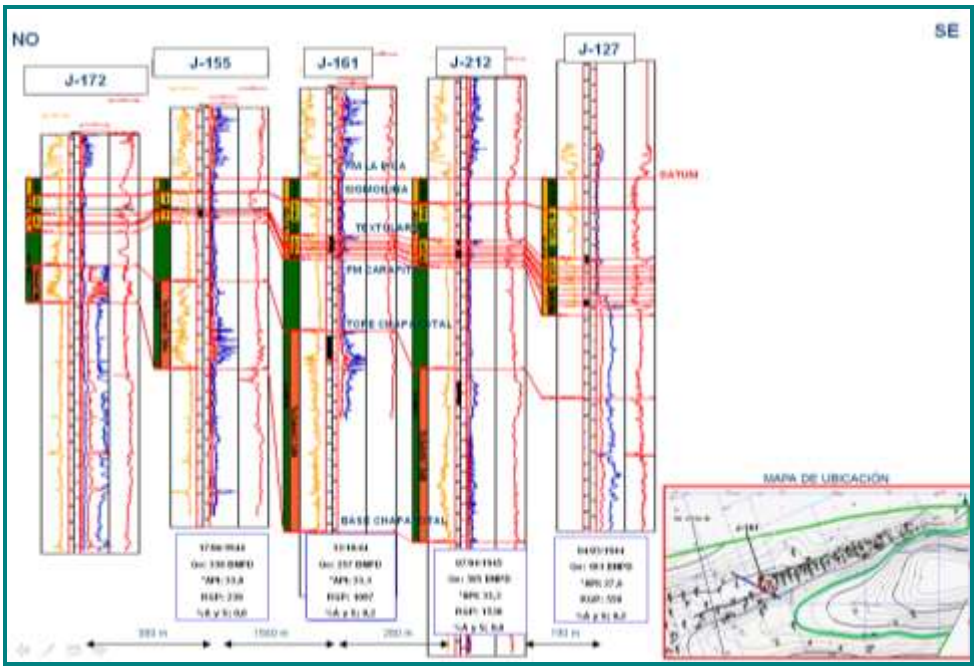


Figura 4.21 Sección estratigráfica y producción de pozos vecinos al pozo J-161

4.5.3.4 Pozo J-166

Completado originalmente en la Formación Carapita en 1944, debido a su baja productividad fue cerrado para luego en 1984 abrir a producción las arenas T-6 y T-9 del yacimiento LPICA-01. En la actualidad se encuentra abandonado por baja productividad en los últimos años de producción. En la Tabla 4.20, se muestran las propiedades petrofísicas del intervalo correspondido entre las arenas T-6 y T-9.

Tabla 4.20 Propiedades petrofísicas de los intervalos cañoneados del pozo J-166

Arena	Intervalo		He (pies)	Vsh (%)	PHI (%)	Sw (%)	K (md)	AN (pies)	ANP (pies)
T-6,T-9	4133	4193	60	28	18	87	49,85	21	21

En los dos años de producción de estas arenas tuvo un acumulado de 3 MBN (Tabla 4.21), alcanzando una tasa máxima de producción de 12 BND (grafico 4.26).

Tabla 4.21 Producción del pozo J-166

Producción Inicial				Producción Final			
Qo (BND)	RGP (PCN/BN)	% AyS	°API	Qo (BND)	RGP (PCN/BN)	% AyS	NP (MBN)
13	1570	0,0	32,4	5	1410	0,0	3

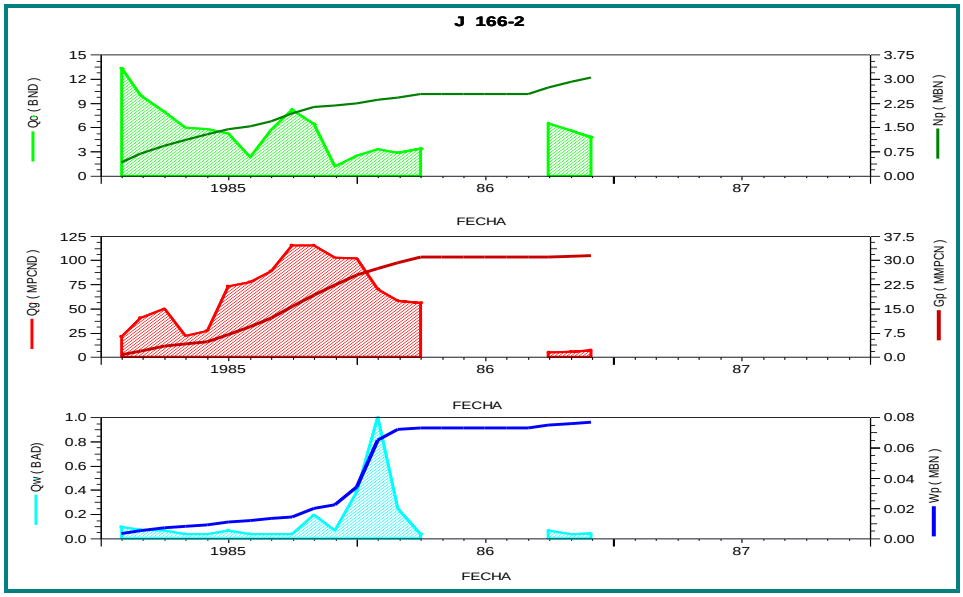


Gráfico 4.26 Producción del pozo J-166

Entre los pozos vecinos sólo el J-253 fue explotado a nivel del yacimiento de interés, el cual mostró una producción inicial de 35 BND para luego bajar a 1 BND que se mantuvo durante 4 años hasta su cierre presentando problemas por producción de barro; también se observó que las arenas Textularia están poco desarrolladas en esta zona.

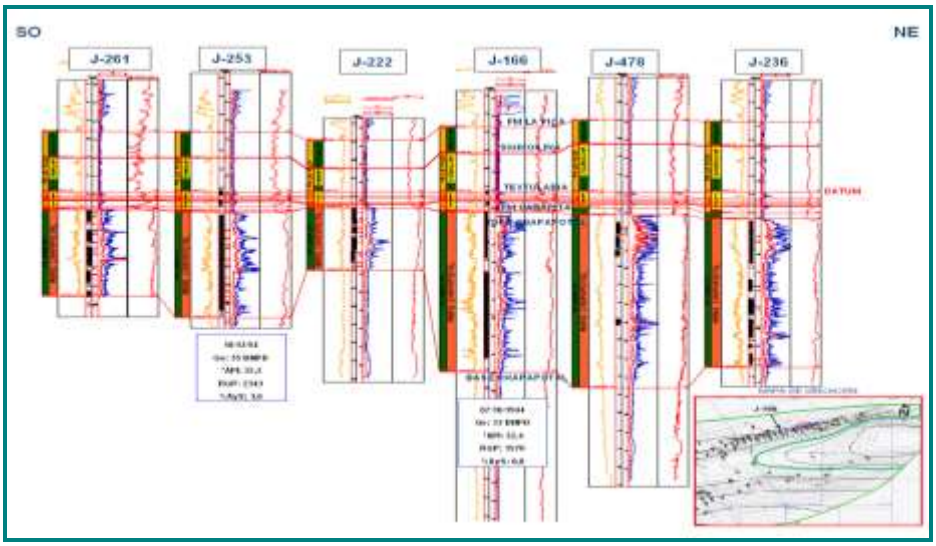


Figura 4.22 Sección estratigráfica y producción de pozos vecinos al pozo J-166

4.5.3.5 Pozo J- 238

Este pozo fue completado en la Fm. La Pica en 1945 en las arenas T-6, T-8 y T-9. Desde marzo de 1951 está esperando por abandono. En la Tabla 4.22, se muestran las propiedades petrofísicas de los intervalos correspondientes a las arenas T-6 y T-8; no se tiene información de la arena T-9.

Tabla 4.22 Propiedades petrofísicas de los intervalos cañoneados del pozo J-238

Arena	Intervalo		He (pies)	Vsh (%)	PHI (%)	Sw (%)	K (md)	AN (pies)	ANP (pies)
T-6	4600	4635	35	39	15	72	17,98	22	22
T-8	4653	4667	14	61	10	99	0,89	2	2

Registró una producción inicial de 247 BND (Tabla 4.23); presentó problemas por producción de barro y limo. En noviembre de 1948 en una limpieza se encontró el revestidor malo (4632 pies) y se colocó retenedor por encima de la T-8. El pozo fue cerrado en 1951 por alta RGP (proveniente de la arena T-6), desde entonces se encuentra esperando por abandono.

Tabla 4.23 Producción del pozo J-238

Producción Inicial				Producción Final			
Qo (BND)	RGP (PCN/BN)	% AyS	°API	Qo (BND)	RGP (PCN/BN)	% AyS	NP (MBN)
247	1109	0,1	32,8	31	7806	---	129,9

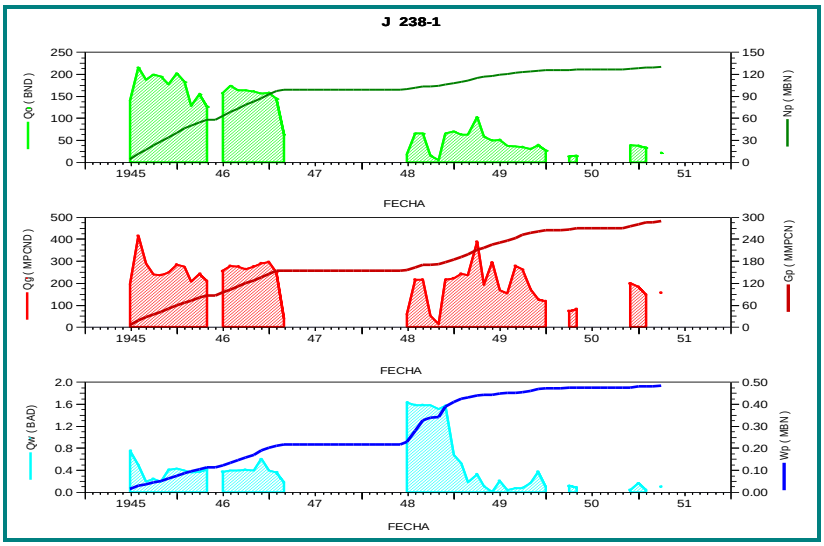


Gráfico 4.27 Producción del pozo J-238

De acuerdo a la información de los pozos cercanos, la producción inicial estuvo entre los 200 y 400 BND (Figura 4.25). En los pozos J-260 y J-284 se aisló la arena T-8 y base de la T-6, respectivamente, por producción de agua.

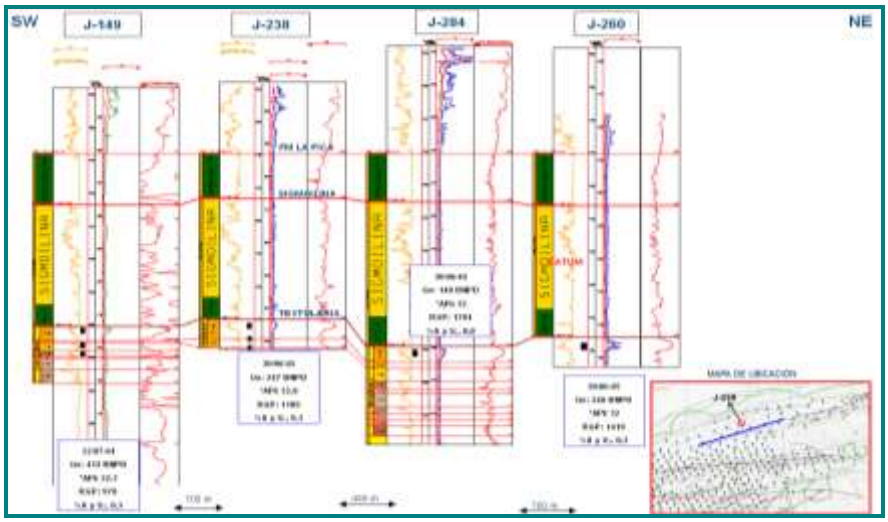


Figura 4.23 Sección estratigráfica y producción de pozos vecinos al pozo J-238

4.5.3.6 Pozo J-254

Este pozo se completó originalmente en la Fm. Carapita para luego en 1979 abrir a producción la arena T-6 de la Fm. La Pica. El pozo quedó inactivo por presentar problemas a nivel de superficie (válvulas dobladas) y actualmente, se encuentra en espera por abandono.

Tabla 4.24 Propiedades petrofísicas de los intervalos cañoneados del pozo J-254

Arena	Intervalo		He (pies)	Vsh (%)	PHI (%)	Sw (%)	K (md)	AN (pies)	ANP (pies)
T-6	4513	4530	17	51	12	65	4,19	17	17

Se registró una producción inicial de 13 BND con alto RGP.

Tabla 4.25 Producción del pozo J-254

Producción Inicial				Producción Final			
Qo (BND)	RGP (PCN/BN)	% AyS	°API	Qo (BND)	RGP (PCN/BN)	% AyS	NP (MBN)
13	5167	0,0	30	51	978	0,0	45

Presenta una producción promedio de 20 a 40 BND

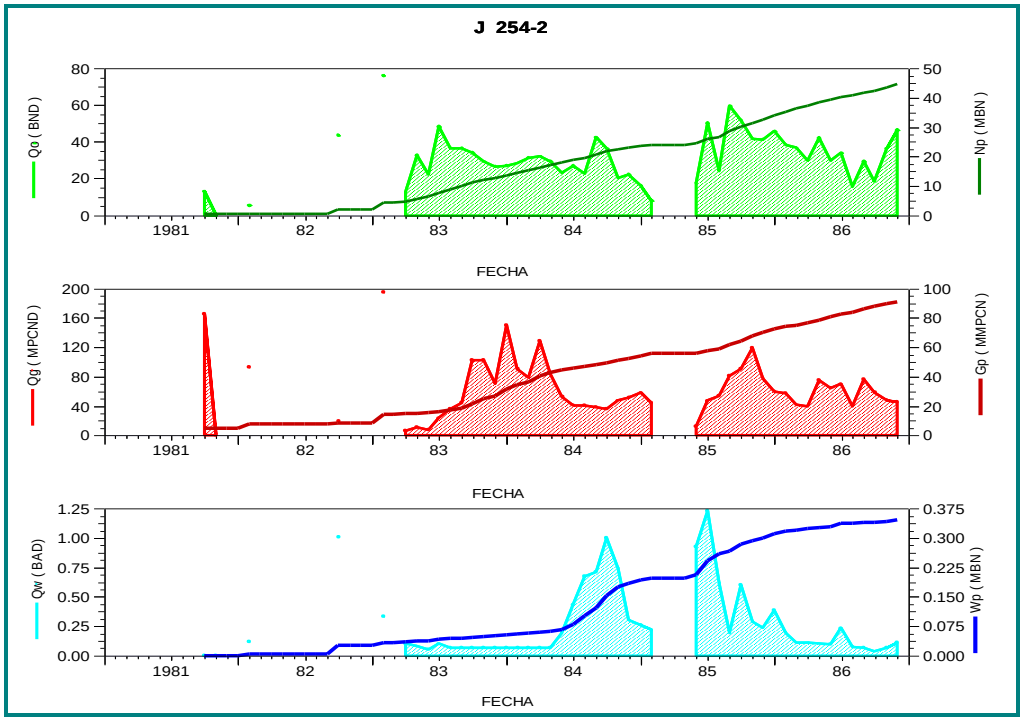


Gráfico 4.28 Producción del pozo J-254

Según la información de producción de los pozos cercanos la producción inicial estuvo marcada entre los 100 y 300 BND (Figura 4.26), esto debido a que los pozos fueron completados en las arenas T-6 y/o T-20, siendo esta última donde se obtuvo mayor aporte. Entre las problemáticas asociadas a estos pozos destaca el taponamiento por parafina, originando daño a la formación.

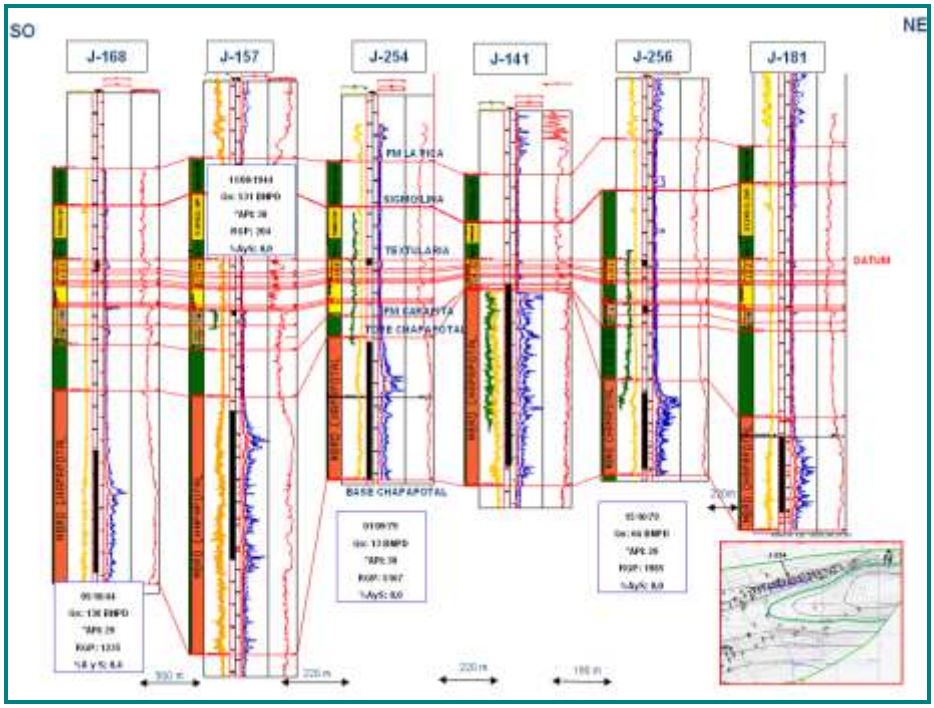


Figura 4.24 Sección estratigráfica y producción de pozos vecinos al pozo J-254

4.5.3.7 Pozo J-256

Este pozo fue completado originalmente en la Fm. Carapita en 1945 hasta 1979 que se abandonó este intervalo por alta RGP y corte de agua (50 MPCN/BN y 40%, respectivamente) y se completó a nivel de la T-6. Luego en 1984 se cañoneo la arena T-20, ambas arenas quedaron abiertas a producción hasta el cierre del yacimiento. El pozo se encuentra abandonado desde 1997 por baja prospectividad.

En la Tabla 4.26, se muestran las propiedades petrofísicas del intervalo correspondiente de la arena T-6; sin embargo, no se tiene información del intervalo correspondiente a la arena T-20.

Tabla 4.26 Propiedades petrofísicas de los intervalos cañoneados del pozo J-256

Arena	Intervalo		He (pies)	Vsh (%)	PHI (%)	Sw (%)	K (md)	AN (pies)	ANP (pies)
T-6	4532	4550	18	54	12	69	4,05	10	10

Este pozo tuvo una producción inicial de 66 BND (Tabla 4.27)

Tabla 4.27 Producción del pozo J-256

Producción Inicial				Producción Final			
Qo (BND)	RGP (PCN/BN)	% AyS	°API	Qo (BND)	RGP (PCN/BN)	% AyS	NP (MBN)
66	1985	0,0	33	108	2037	1,8	64

Presenta una producción promedio de 25 a 70 BND. Estuvo abierto a producción la arena T-6 hasta 1984, cuando fue aislada y se cañoneo la arena T-20, dejando en producción. LAGOVEN realizó programa de abandono en 1997. En 2010 se realizó limpieza y chequeo mecánico; el pozo se encuentra cerrado, debido a que no presentó aporte de fluido y. presenta actualmente una presión de 1831 lpc a un datum de 3900 pbnm.

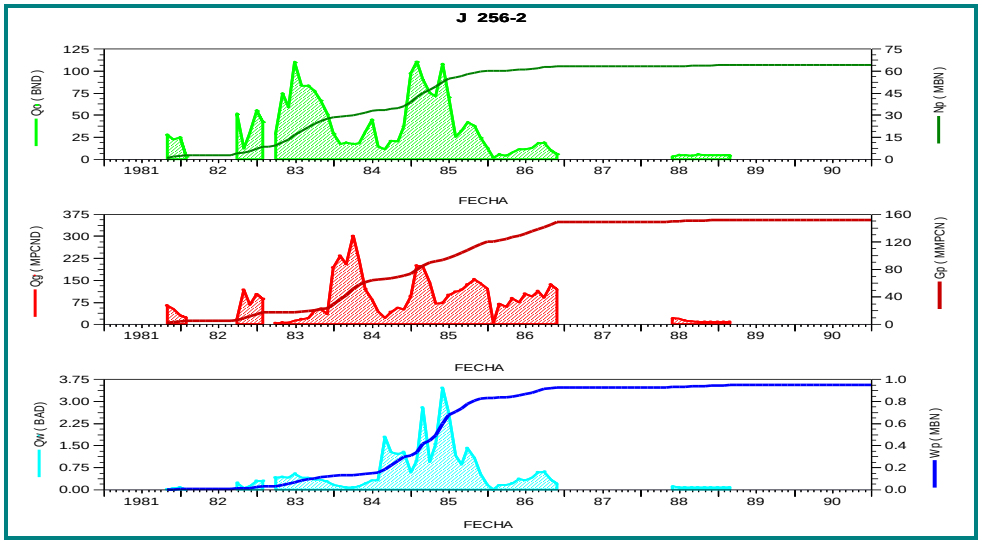


Gráfico 4.29 Producción del pozo J-256

La producción registrada en los pozos vecinos muestra una tasa inicial de 500 BND y baja RGP. Entre los problemas asociados presentaron taponamiento por parafina.

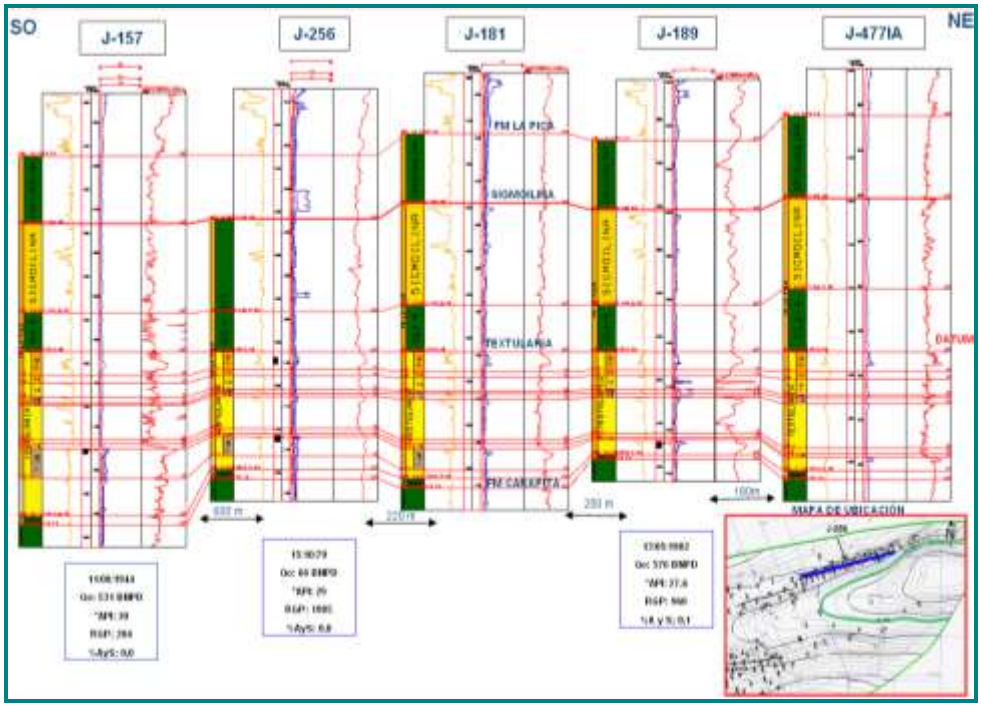


Figura 4.25 Sección estratigráfica y producción de pozos vecinos al pozo J-256

4.5.3.8 Pozo J-413

Completado originalmente en la Formación La Pica desde 1947 en las arenas T-6, T-8 a T-11, T-17, T-19 y T-20. La arena T-15 fue probada, pero fluyó solo gas y la base de la arena T-20 dio 2% de agua salada. En la Tabla 4.28, se muestra las propiedades petrofísicas de los intervalos perforados, sin embargo, no se encontró información de la arena T-11.

Tabla 4.28 Propiedades petrofísicas de los intervalos cañoneados del pozo J-413

Arena	Intervalo		He (pies)	Vsh (%)	PHI (%)	Sw (%)	K (md)	AN (pies)	ANP (pies)
T-6	3307	3326	19	52	12	44	6,73	15	3
T-8	3346	3355	9	61	10	87	0,77	3	3
T-9	3372	3383	11	81	3	100	0,09	0	0
T-10	3387	3408	21	58	11	63	2,6	9	9
T-15	3455	3458	3	92	1	100	0	0	0
T-17	3533	3540	7	87	1	100	0,004	0	0
T-19	3576	3590	14	20	20	62	84,42	13	13
T-20	3591	3594	3	59	11	80	1,16	1	1
	3307	3326	19	52	12	44	6,73	15	15

La prueba inicial de producción indicó una tasa de 140 BND.

Tabla 4.29 Producción del pozo J-413

Producción Inicial				Producción Final			
Qo (BND)	RGP (PCN/BN)	% AyS	°API	Qo (BND)	RGP (PCN/BN)	% AyS	NP (MBN)
140	1979	0,1	28	71	2159	0,46	28

Produjo durante 5 meses debido a que en 1948 en una limpieza encontraron empacadura atascada. Quedó pescado a 3394 pies y el revestidor dañado en 3344 y 3352 pies. Se cañoneó en el tope de la T-6, pero produjo arena fina. Actualmente, presenta una presión de 2037 lpc a un datum de 3900 pbnm.

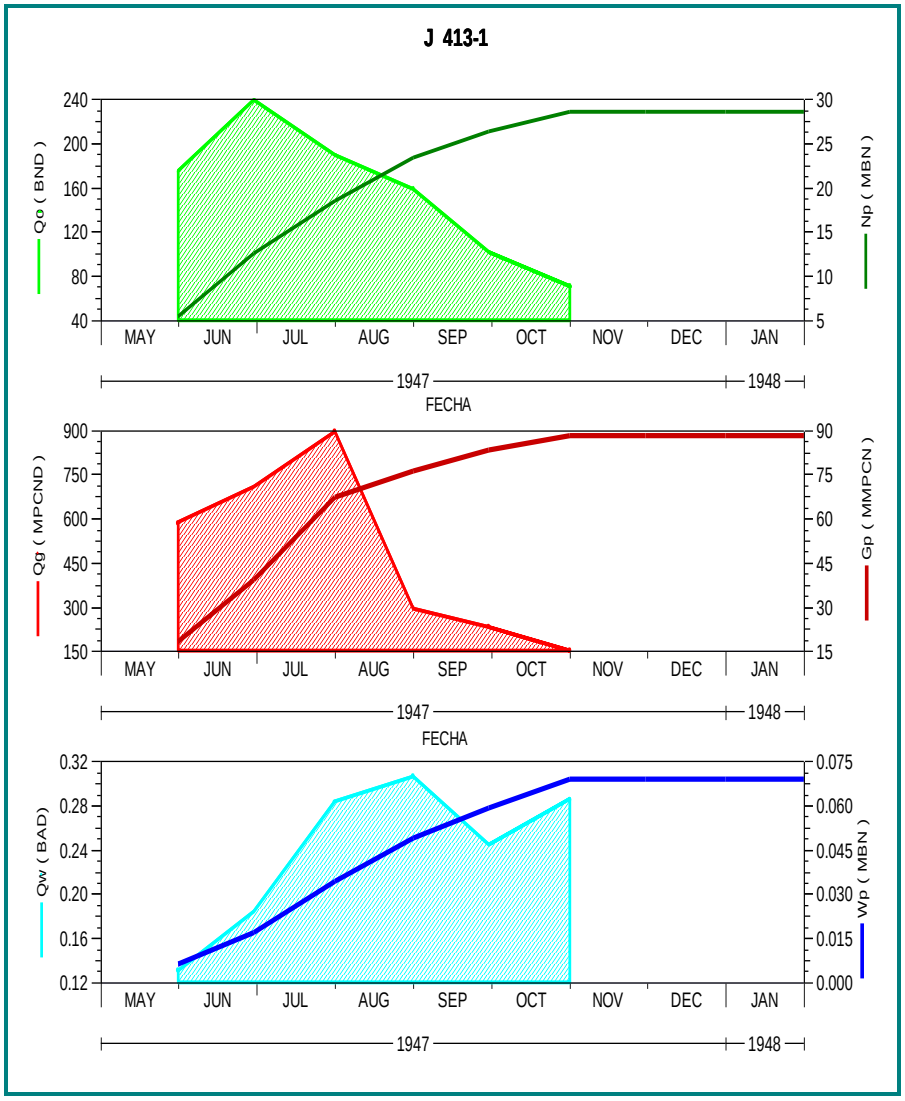


Gráfico 4.30 Producción del pozo J-413

Según la información de los pozos vecinos, se muestran buenas tasas de flujo, entre 200 y 300 BND, con bajo RGP y bajo corte de agua. Sin embargo, se evidencia problema por taponamiento de parafinas en todos los pozos y en algunos de ellos producción de barro, al igual que en varios pozos en la T-6 fluyó sólo gas.

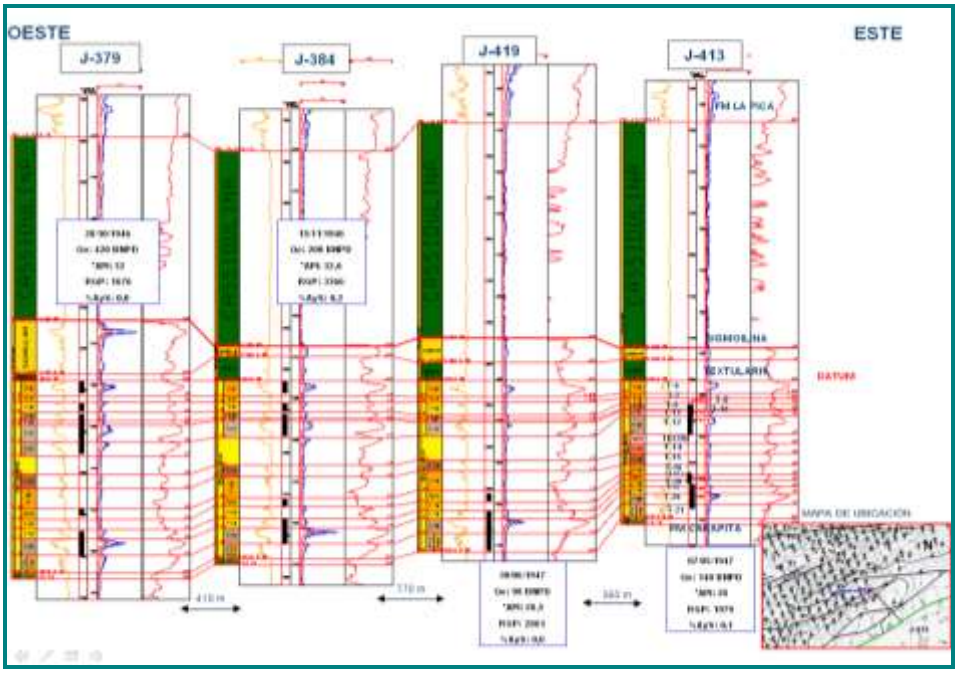


Figura 4.26 Sección estratigráfica A y producción de pozos vecinos al pozo J-413

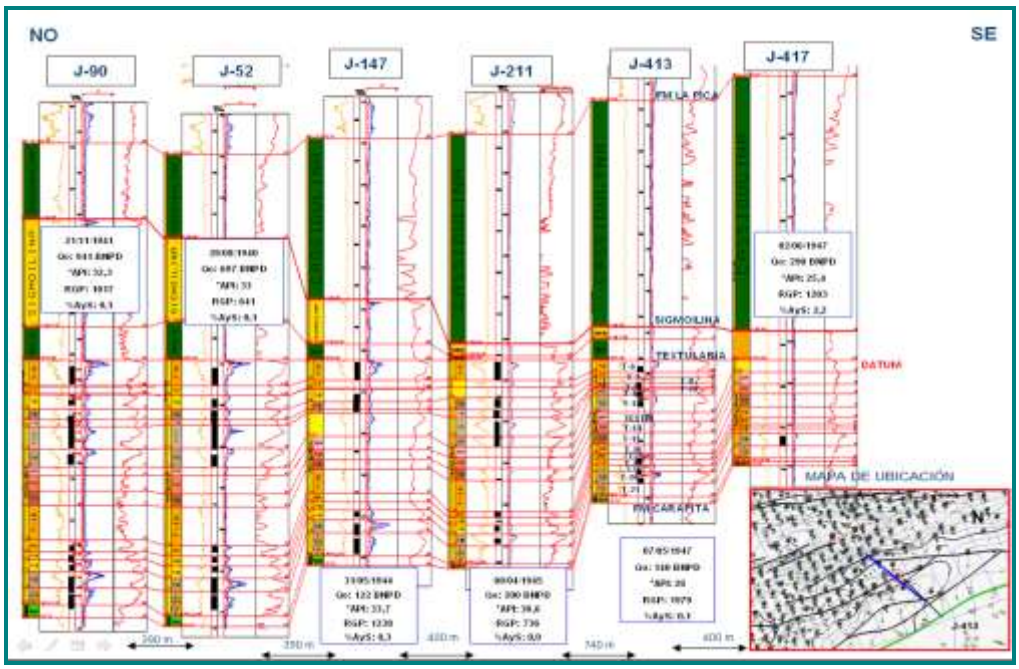


Figura 4.27 Sección estratigráfica B y producción de pozos vecinos al pozo J-413

4.5.3.9 Pozo J-470

Este pozo se encuentra completado en el yacimiento LPICA-01 desde 1984 en las arenas T-20 y T-21. El pozo quedó inactivo desde noviembre del mismo año.

En la Tabla 4.30, se muestran las propiedades petrofísicas de los intervalos correspondientes a las arenas T-20 y T-21.

Tabla 4.30 Propiedades petrofísicas de los intervalos cañoneados del pozo J-470

Arena	Intervalo		He (pies)	Vsh (%)	PHI (%)	Sw (%)	K (md)	AN (pies)	ANP (pies)
T-20	5386	5394	8	55	12	69	4,48	5	5
T-21	5402	5406	4	65	9	100	0,73	1	1

Se registró una producción inicial de 80 BND y se instalaron válvulas gas lift, sin embargo, no hubo resultados positivos. Por otro lado, según estudios realizados se sospecha de posible bloqueo de las perforaciones por parafina.

Tabla 4.31 Producción del pozo J-470

Producción Inicial				Producción Final			
Qo (BND)	RGP (PCN/BN)	% AyS	°API	Qo (BND)	RGP (PCN/BN)	% AyS	NP (MBN)
80	1418	0,0	30	---	---	---	0,273

Según la información de producción de los pozos vecinos, se obtuvieron buenas tasas, entre 200 y 300 BND, con bajo RGP y corte de agua. Estos pozos presentaron problemas por taponamiento de parafinas y producción de barro. Por otro lado, se observó que en todos los pozos la base de la arena T-6 presentó entrada de agua.

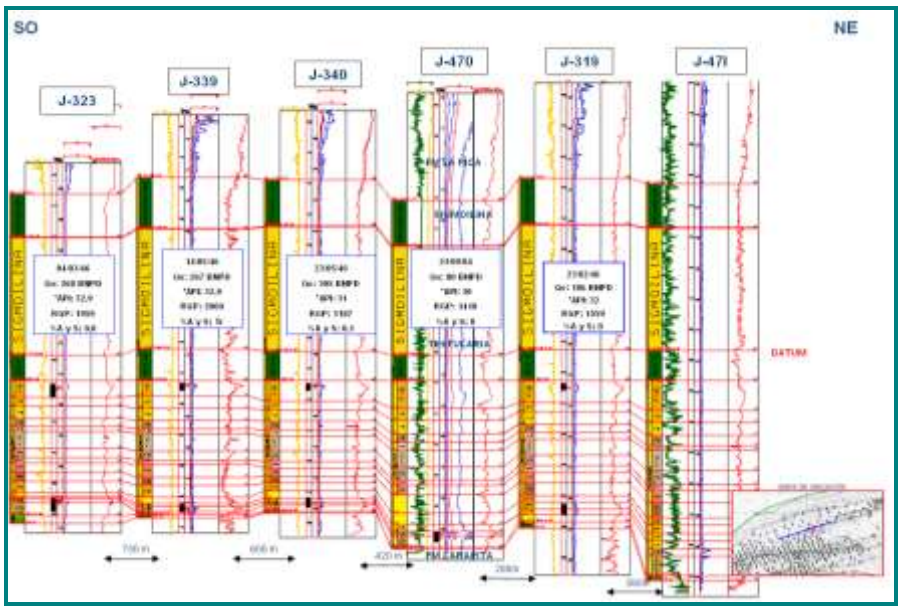


Figura 4.28 Sección estratigráfica y producción de pozos vecinos al pozo J-470

Cabe destacar que el pozo J-470 fue abandonado por no poseer zonas prospectivas adicionales para su explotación y por representar un riesgo desde el punto de vista ambiental, debido a problemas de colapso de revestimiento que podría ocasionar daños en el subsuelo.

4.5.3.10 Pozo J-468

Completado en la Fm. Carapita como inyector de agua en 1982 como reemplazo del pozo J-153. Actualmente se encuentra en espera por abandono y es candidato para reacondicionamiento a nivel de las arenas de Textularia de la Formación La Pica.

Se observó poco desarrollo de las arenas Textularia en este pozo y las propiedades petrofísicas a nivel de la Formación La Pica muestran una ANP presente de 87 (Tabla 4.32).

Tabla 4.32 Propiedades petrofísicas de las arenas de la Fm La Pica del pozo J-468

Arena	Intervalo		He (pies)	Vsh (%)	PHI (%)	Sw (%)	K (md)	AN (pies)	ANP (pies)
Sigmoilina	4407	4824	417	44	14	95	6,17	37	0
Textularia	4824	5790	966	56	11	80	3,23	87	87

La producción registrada en los pozos vecinos al J-468, que se encuentran completados a nivel del yacimiento LPICA-01, muestra una producción inicial entre los 60 y 100 BND, bajo RGP y corte de agua. Dichos pozos se encuentran completados en las arenas T-6 y T-20 con crudos de 30 a 33 °API

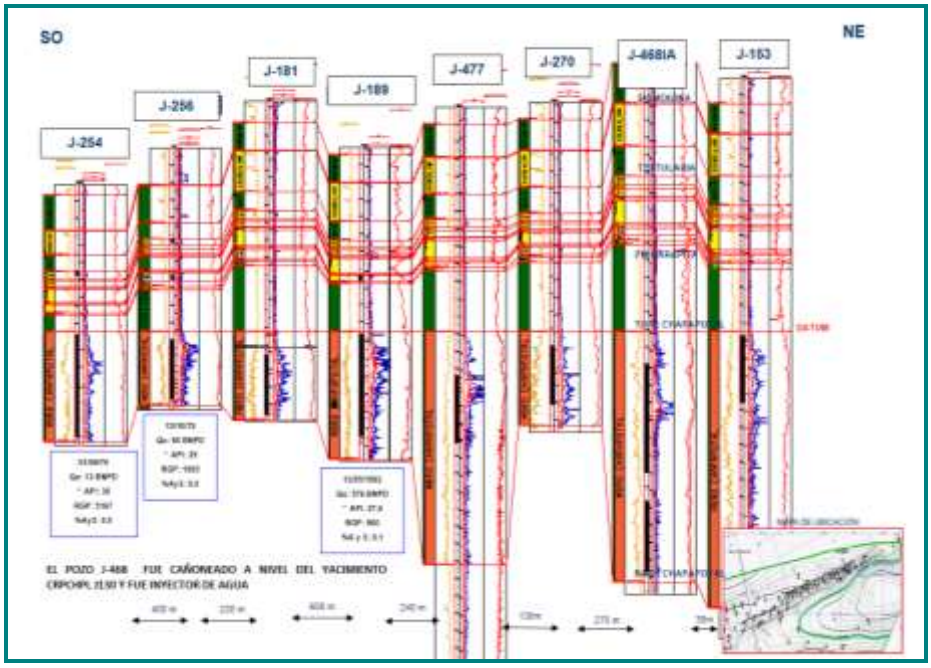


Figura 4.29 Sección estratigráfica y producción de pozos vecinos al pozo J-468

4.5.3.11 Pozo J-477

Completado originalmente como pozo inyector de agua en las arenas de la Formación Carapita desde 1996 hasta 2017 cuando pasa oficialmente de inyector a productor de crudo y se le realiza reacondicionamiento permanente. Actualmente, el pozo se encuentra inactivo y es candidato para su reactivación tanto a nivel de la Fm. La Pica como en la Fm. Carapita.

Se observó poco desarrollo de las arenas Textularia en este pozo y de acuerdo a las propiedades petrofísicas a nivel de la Formación La Pica, se observó que la ANP presente es igual a 183 pies en Textularia (Tabla 4.33).

Tabla 4.33 Propiedades petrofísicas de las arenas de la Fm La Pica del pozo J-477

Arena	Intervalo		He (pies)	Vsh (%)	PHI (%)	Sw (%)	K (md)	AN (pies)	ANP (pies)
Sigmoilina	4294	4645	351	45,85	13,75	80,82	6,04	45	0
Textularia	4645	4944	653	52,87	12,05	73,18	3,63	183	183

Los pozos vecinos al J-477 completados a nivel de estas arenas, específicamente en la T-6 y T-20, muestran una producción inicial de 500 BND, bajo RGP y bajo corte de agua, con un crudo entre 28 y 30 °API. Estos pozos presentaron problemas por taponamiento por parafina.

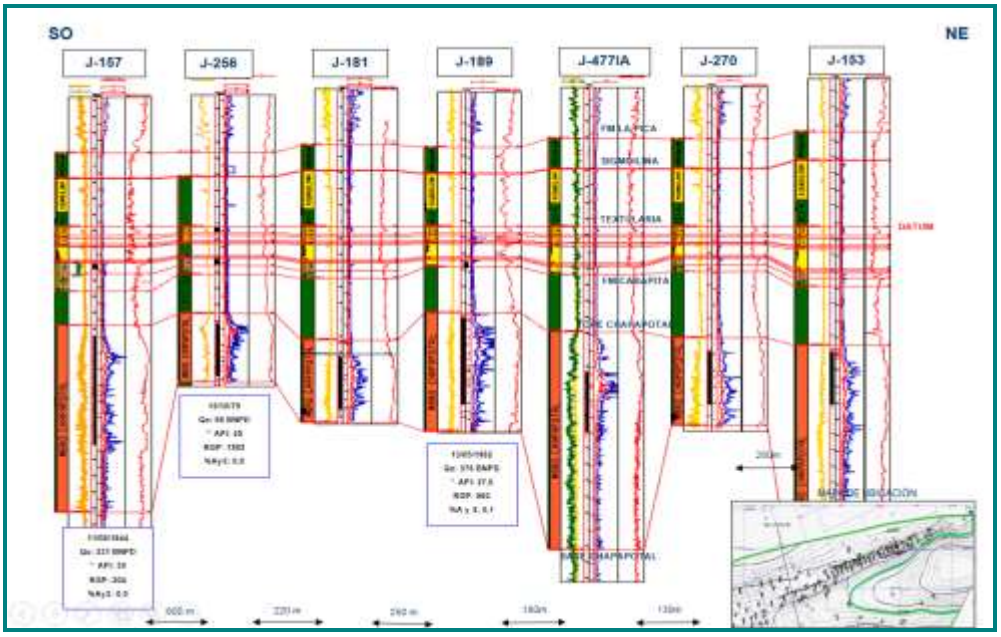


Figura 4.30 Sección estratigráfica y producción de pozos vecinos al pozo J-477

4.5.3.12 Pozo J-479

Este pozo fue completado como exploratorio en el yacimiento MER J-479, se encuentra cerrado desde noviembre de 2016 por bajo aporte de fluido. Actualmente, está esperando por abandono (desde 2017) y es candidato para reactivar a nivel de la Fm. La Pica. Se observó desarrollo de las arenas Textularia en este pozo y de acuerdo a las propiedades petrofísicas a nivel de la Formación La Pica, se observó oportunidades tanto en las arenas Textularia como en Sigmoilina. En la Tabla 4.34, se proponen los intervalos visualizados con sus propiedades petrofísicas.

Tabla 4.34 Propiedades petrofísicas de las arenas de la Fm La Pica del pozo J-479

Arena	Intervalo		He (pies)	Vsh (%)	PHI (%)	Sw (%)	K (md)	AN (pies)	ANP (pies)
Sigmoilina	3463	3467	4	55	11	54	5,93	4	4
	3504	3516	12	46	14	42	9,85	12	12
Textularia	3752	3768	16	58	11	57	6,18	7	7
	3778	3796	18	49	13	35	13,27	15	15
	3886	3922	36	55	12	56	7,07	5	5

Los pozos vecinos al J-479 completados a nivel de estas arenas, específicamente en la T-6, T-8 a T-12 y T-18 a T-21, muestran una producción inicial de 200 - 400 BND, bajo corte de agua y alta RGP en el pozo J-33 por influencia de inyección de gas del pozo J-41. Registran un crudo entre 32 y 34 °API. Se asume posible represurización en el área por efecto de inyección de gas proveniente de los pozos J-41 y J-33, de los cuales según la información en sus carpetas fueron convertidos a inyectores de gas, pero no se tiene registro de la misma.

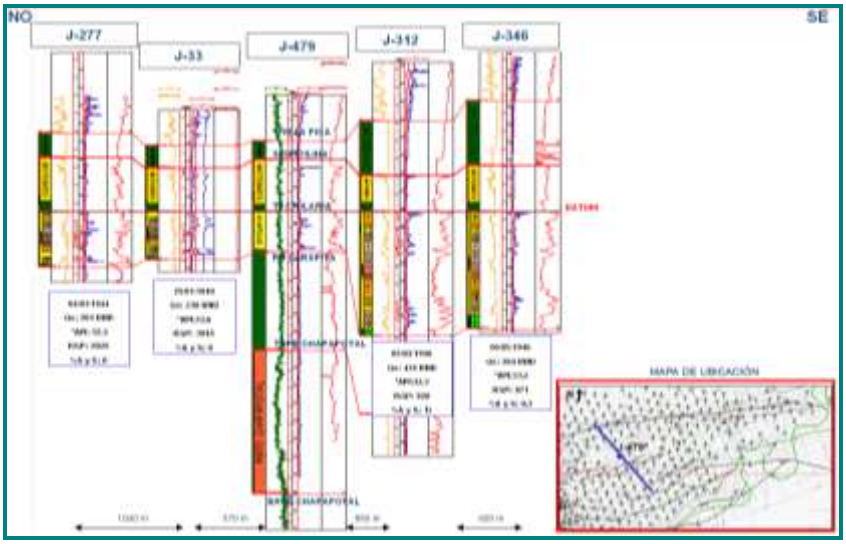


Figura 4.31 Sección estratigráfica A y producción de pozos vecinos al pozo J-479

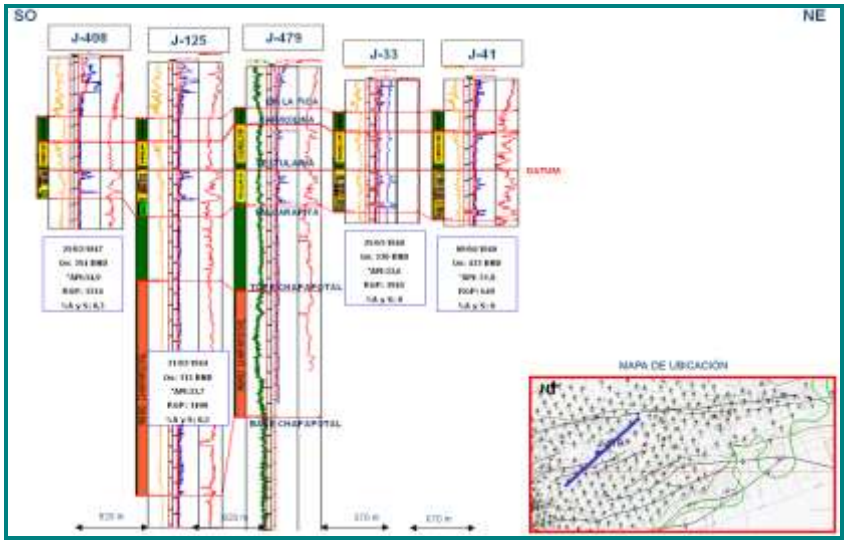


Figura 4.32 Sección estratigráfica B y producción de pozos vecinos al pozo J-479

4.5.3.13 Pozo J-498

Con el fin de aprovechar el activo del pozo J-498, se propuso la evaluación de las arenas del Miembro Chapapotal de la Fm. Carapita y las arenas de la Fm. La Pica, para verificar la existencia de crudo liviano y/o Condensado y gas a niveles someros en el área.

En el pozo J-498 se observó en la Formación La Pica buen desarrollo de las arenas Textularia y Sigmoilina, sin embargo, en esta área el pozo J-128 fue completado como pozo exploratorio, encontrando las arenas saturadas de agua, lo cual según el análisis de registros convencionales ocurre en el J-498 por estar ambos localizados cerca del CAPO. Por otro lado, se observó la posible presencia de hidrocarburos a nivel de las arenas de Sigmoilina, de acuerdo al análisis realizado por equipo de Desarrollo de Yacimientos Jusepín de los registros convencionales y especiales realizados en el pozo. En la Tabla 4.35, se muestran las propiedades petrofísicas donde

se observó que la ANP en Textularia es igual a cero mientras que en Sigmoilina hay 37 pies de ANP.

Tabla 4.35 Propiedades petrofísicas de las arenas de la Fm La Pica del pozo J-498

Arena	Intervalo		He (pies)	Vsh (%)	PHI (%)	Sw (%)	K (md)	AN (pies)	ANP (pies)
Sigmoilina	4692	5148	456	51,86	12,31	89,4	2,44	37	37
Textularia	5148	5862	998	55,57	11,41	96,74	1,21	132	0

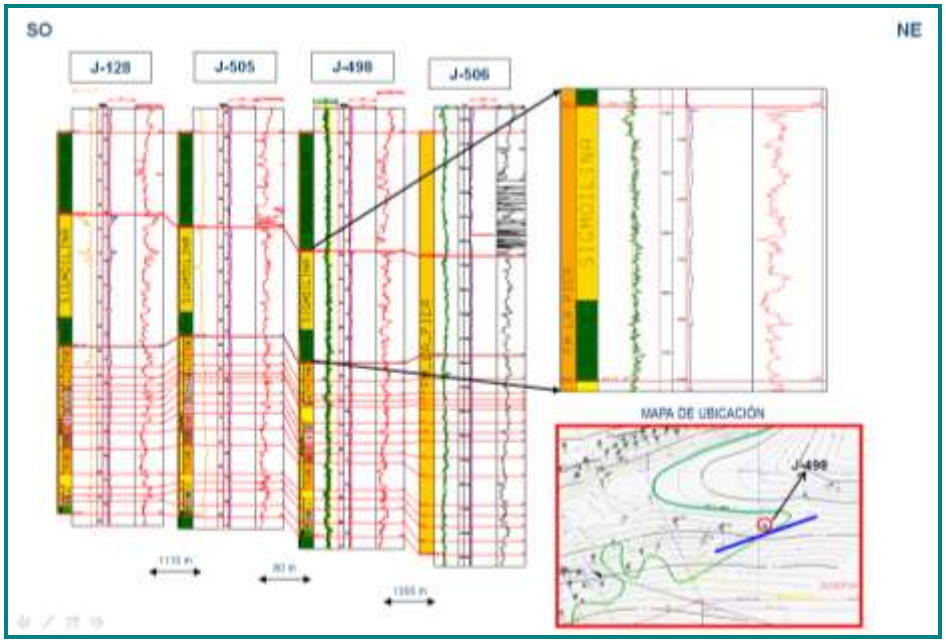


Figura 4.33 Sección estratigráfica B y producción de pozos vecinos al pozo J-498

4.5.3.14 Pozo FN-7

Este pozo fue completado originalmente en el Campo Furrial como pozo exploratorio en 1992 en la Fm. Merecure, sin embargo, fue abandonado por no fluir en los intervalos propuestos y por probar agua en la Fm. Carapita.

Este pozo se encuentra ubicado al suroeste del yacimiento LPICA-01 y actualmente, es apto para reacondicionamiento, por tal motivo, con el fin de aprovechar el activo, es candidato para la reactivación del yacimiento.

Según la información de los pozos cercanos al pozo FN-7 a nivel de las arenas Textularia y de las secciones realizadas en los mismos, se observó buen desarrollo de las arenas en el FN-7 y de acuerdo a las propiedades petrofísicas se observó que la ANP presente es igual a 229 pies en Textularia (Tabla 4.36).

Tabla 4.36 Propiedades petrofísicas de las arenas de la Fm La Pica del pozo FN-7

Arena	Intervalo		He (pies)	Vsh (%)	PHI (%)	Sw (%)	K (md)	AN (pies)	ANP (pies)
Sigmoilina	4194	4473	279	49	13	88	18,27	50	0
Textularia	4473	5113	842	54	12	85	6,14	229	229

De acuerdo a los registros de producción de los pozos cercanos, las tasas de flujo se encuentran entre los 200 y 300 BND con bajo RGP y corte de agua para un crudo de 31 a 33°API. Estos pozos fueron completados en las arenas T-6 a T-11, mientras que en la T-20 y T-21 se registró producción de agua y en algunos casos por debajo de la T-11. Estos pozos presentaron problemas por taponamiento por parafina y alto RGP para los últimos años de producción.

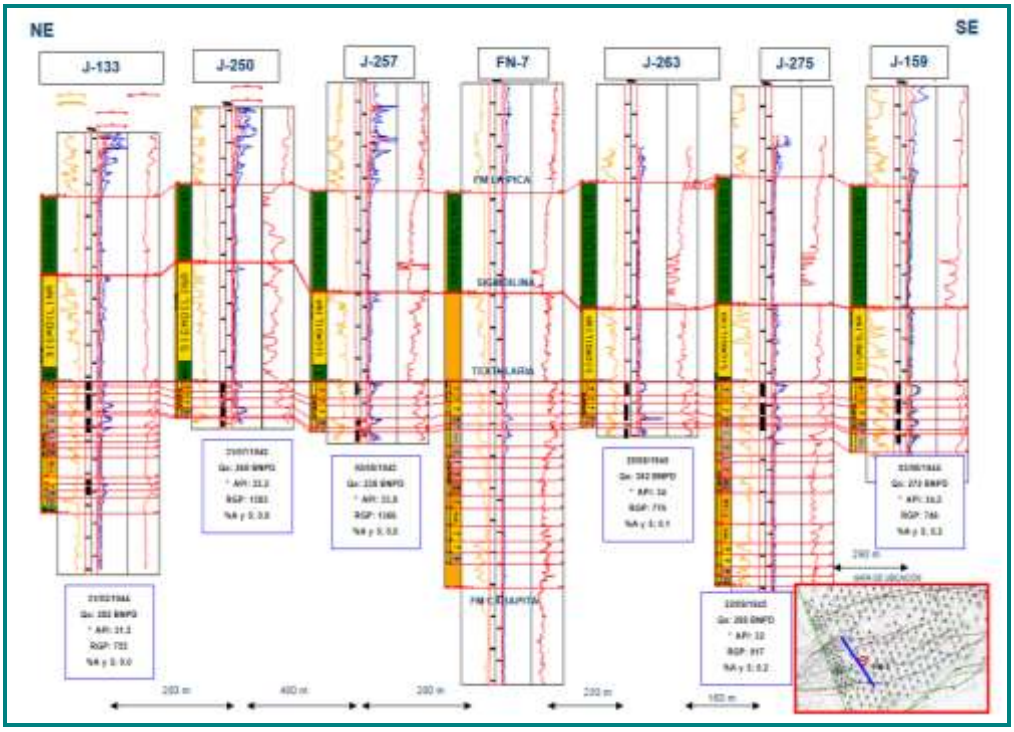


Figura 4.34 Sección estratigráfica y producción de pozos vecinos al pozo FN-7

4.5.4 Pozos Propuestos para la Reactivación del Yacimiento LPICA-01

Una vez determinados los nuevos puntos de drenaje y evaluadas las condiciones mecánicas de los pozos candidatos, sus propiedades petrofísicas y comportamiento de producción, se establecieron las actividades a realizar en los pozos propuestos para la reactivación del yacimiento LPICA-01. En el cuadro se muestra los pozos propuestos, así como los trabajos a realizar en los mismos.

Tabla 4.37 Trabajos a realizar en pozos propuestos

POZO	TRABAJO	COMENTARIO
LOC - 01	Perforación	• Realizar estudio geológico de la zona a perforar. • Estimar el potencial inicial de las nuevas localizaciones de acuerdo a las condiciones presentes. • Se recomienda nueva localización (LOC – 04) cercana al pozo J-2, el cual presenta buenas tasas de flujo y está ubicado en una zona prospectiva.
LOC - 02		
LOC - 03		
LOC - 04		
J-76	Captura de información y Ra/Rc	• Realizar inspección de condiciones de superficie. • Realizar chequeo mecánico y BHP-BHT; si el pozo fluye tomar muestra de fluido para su análisis químico. • Dependiendo de los resultados reaperturar pozo a producción. • Se recomienda evaluar Miembro Sigmoilina en los pozos J-479 y J-498, en el caso de este último dependiendo de los resultados obtenidos en la evaluación del Miembro Chapapotal.
J-161		
J-238		
J-256		
J-413		
J-477		
J-479		
FN-7		
J-498		

4.5.4.1 Nuevas áreas a drenar

Como plan a largo plazo se propuso el estudio de 4 nuevas localizaciones. La LOC – 01, LOC - 2 y LOC – 03 ubicadas en el área prospectiva del yacimiento y la LOC – 04 cercana al pozo J-2, el cual se ubica en una zona prospectiva y con buenas tasas de flujo.

4.5.4.2 Captura de información y reapertura a producción*:*

De acuerdo al análisis de las condiciones mecánicas y de superficie de los pozos candidatos se proponen 9 pozos para captura de información. En primer lugar, realizar chequeo mecánico a cada uno ya que son pozos antiguos y se encuentran inactivos desde hace más de 40 años; de acuerdo a los resultados de este último realizar pruebas BHP-BHT para evaluar el estado energético que presenta el yacimiento en los diferentes puntos y así fortalecer el modelo dinámico de acuerdo a las condiciones actuales; aunado a esto si en los trabajos realizados el pozo fluye realizar toma de fluidos para su debido análisis químico.

Con base a los resultados obtenidos de las capturas de información, se deben realizar los debidos trabajos de Ra/Rc en los pozos para abrir a producción. También se proponen los pozos J-479 y J-498 para la evaluación del Miembro Sigmoilina como objetivo secundario.

CAPÍTULO V
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- Las arenas del Miembro Textularia presentan espesores variables, se evidencia continuidad de las mismas a lo largo de toda la extensión del yacimiento.
- El POES oficial del yacimiento es de 1.035 MMBN con unas reservas remanentes de 17,77 MMBN.
- El análisis PVT del pozo J-296 es representativo del yacimiento LPICA-01 y los resultados fueron consistentes.
- Las áreas este y oeste del yacimiento fueron las más drenadas.
- De acuerdo a la captura de información reciente existió represurización en algunas zonas como consecuencia de la inyección de gas que se implementó.
- Se determinó un POES por balance de materiales de 1074 MMBN, aumentando las reservas remanentes a 35,59 MMBN.
- El mecanismo de producción predominante fue el de expansión de la roca y los fluidos.
- Para la reactivación del yacimiento se proponen 9 pozos para captura de información y rehabilitación, para su reapertura a producción, y 4 nuevas localizaciones.
- El área más prospectiva para la rehabilitación y perforación de nuevos pozos está ubicada en la parte septentrional del yacimiento.

5.2 RECOMENDACIONES

- Actualizar el modelo petrofísico y sedimentológico con el fin de fortalecer la caracterización del yacimiento.
- Reactivar el yacimiento con base a la propuesta realizada con el propósito de drenar las reservas remanentes existentes.
- Realizar captura de información en nuevas localizaciones y pozos a reactivar por medio del perfilaje de registros convencionales y especiales, cortes de núcleo, toma fluidos, registros BHP-BHT y registros PLT.
- Realizar análisis nodal a los pozos propuestos a reaperturar a producción para estimar el potencial inicial del mismo en base a las condiciones presentes.
- Considerar el área propuesta como prospectiva para ubicación de nuevas localizaciones y proyectos futuros.
- Evaluar el miembro Sigmoilina con el fin de verificar la presencia de crudo liviano para futuros planes de desarrollo como nueva oportunidad de incrementar la producción en el Distrito Furrial.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Arias, F. (2012). El Proyecto de Investigación Introducción a la metodología científica. Caracas: Episteme, C.A.

Bobadilla, G. (2012). Conceptos Básicos de Caraterización Dinámica de Yacimientos. Trabajo de Grado, Universidad Nacional Autónoma de México. México D.F.

Centro Internacional de Educación y Desarrollo filial de Petróleos de Venezuela, S.A. (1997). Caracterización Energetica de Yacimientos (Segunda Versión ed.). Zulia.

Centro Internacional de Educacion y Desarrollo filial de Petroleos de Venezuela, S.A. (1998). Ingenieria de Yacimientos Nivel I. Zulia.

Craft, B., & Hawkins, M. (s.f.). Ingenieria Aplicada de Yacimientos Petrolíferos. Madrid: Tecnos, S.A.

Essenfeld, M., & Barberii, E. (2001). Yacimientos de Hidrocaburos. Caracas: FONCIED.

Estudios Integrados de Yacimientos, Division Furrial. (2017). Oportunidad de Reactivación del Yacimiento LPICA-01 del Campo Jusepín mediante Recuperacion Secundaria. Maturín: PDVSA E&P, Distrito Furrial.

Geologia de Yacimiento Unidad de Explotacion Furrial. (2000). Abandono Pozo J-256. Evaluación de pozos candidatos a abandono en el Campo Jusepín. Maturín: PDVSA E&p, Distrito Furrial.

Gerencia de Estudios Integrados Oriente. (2011). Inventario de Información del Proyecto La Pica y Nodosaria 15, El Campo Jusepín Somero. Maturín: PDVSA E&P, Distrito Furrial.

Halliburton. (s.f.). Recopilacion Técnica Ingenieria de Yacimientos.

Mannucci, J. (2010). Caracterización Energética de Yacimientos. Maracaibo: Mannyron Consultores, C.A.

Marín, R. (2003). Caracterizacion Dinámica del Yacimiento Jobo-01, Área asignada a PETROUDO. Trabajo de Grado, Universidad de Oriente. Maturín.

Ministerio de Energía y Petróleo. (2005). Definiciones y normas de las reservas de hidrocarburos. Caracas.

Paris, M. (2009). Fundamentos de la Ingenieria de Yacimientos. Maracaibo: Astro Data S.A.

Petróleos de Venezuela, C.A. (2002). Solicitud de abandono del pozo J-470, Campo Jusepín. Maturín: PDVSA E&P, Distrito Furrial.

Petroleos Mexicanos. (2010). Términos usados en la Industria Petrolera. Mexico: Base de Datos Institucional.

Piñero, A. (2007). Caracterización Dinámica del Yacimiento NODOSARIA 15-C del Campo Jusepín Norte del Estado Monagas. Trabajo de Grado, Instituto Universitario Politécnico "Santiago Mariño". Cabimas.

Gerencia de Reservas. (2018). Revisión de reservas de petróleo y gas del yacimiento LPICA-01 de la Formación La Pica, Campo Jusepín. Maturín: Estudios Integrados PDVSA.

Rivera, J. (2004). Práctica de Ingeniería de Yacimientos Petrolíferos. Anzoátegui.

APÉNDICES

APÉNDICE A

DATOS BÁSICOS DEL YACIMIENTO LPICA-01

DB-2

CAMPO : JUSEPIN
YACIMIENTO: LPICA 01
COD. YAC: 22800001
TIPO DE RESERVA: PROBADAS
FECHA DE SOMETIMIENTO: 16/07/2018
CARTA DE SOMETIMIENTO: RES-ORI-18-25

PDVSA PETROLEO

JURISDICCION: MATURIN

TIPO DE CAMBIO: REVISION

RESERVAS PROBADAS DE PETROLEO Y GAS ASOCIADO

DATOS BASICOS		DESCUBRIMIENTO	EXTENSION	REVISION		YAC. A OFICIALIZAR	UNIDADES
				Oficial	Cambio		
1. GRAVEDAD API				31,5		31,5	
2. GRAVEDAD ESPECIFICA DEL PETROLEO	γo			0,868		0,868	
3. GRAVEDAD ESPECIFICA DEL GAS	γg			0,919		0,919	
4. POROSIDAD	ϕ			26,8		26,8	%
5. SATURACION DE PETROLEO	Soi			54,5		54,5	%
6. SATURACION DEL GAS	Sgi						%
7. FACTOR DE MERMA DEL PETROLEO	1/βoi			0,725		0,725	BN/BY
8. FACTOR VOLUMETRICO DEL PETROLEO AL ABAND.	βoa			1,0664		1,0664	BY/BN
9. FACTOR VOLUMETRICO DEL GAS INICIAL	βgi						PCY/PCN
10. AREA ZONA DE PETROLEO	Ao			17.044	5.699	22.743	acres
11. VOLUMEN ORIGINAL ZONA DE PETROLEO	Vo			1.158.568	100.688	1.259.246	acres-ples
12. AREA ZONA DE CAPA DE GAS	Ag						acres
13. VOLUMEN ZONA DE CAPA DE GAS	Vg						acres-ples
14. RELACION GAS PETROLEO ORIGINAL	Rsi			670		670	PCN/BN
15. RELACION GAS PETROLEO AL ABANDONO	Rsa			94		94	PCN/BN
16. PRESION ORIGINAL	Pi			2.600		2.600	lppc
17. PROFUNDIDAD DEL PLANO DE REFERENCIA				4.000		4.000	pbnm
18. PRESION DE BURBUJEO	Pb			2.280		2.280	lppc
19. PRESION DE ABANDONO	Pa			400		400	lppc
20. PETROLEO POR UNIDAD DE VOLUMEN	7.758ϕ *Soi* (1/βoi)			822		822	BN/acres-ples
21. GAS POR UNIDAD DE VOLUMEN	43,560*ϕ*Sgi *(1/βgi)						MPCN/acres-ples
22. VISCOSIDAD DEL PETROLEO (@ CY)	μo			0,900		0,900	cP
23. VISCOSIDAD DEL GAS (@ CY)	μg						cP
24. TEMPERATURA DEL YACIMIENTO	Ty			156		156	°F
25. PERMEABILIDAD ABSOLUTA	k			27,0		27,0	mD
26. MECANISMO DE PRODUCCION				GS		GS	
RESERVAS DE PETROLEO							
27. PETROLEO ORIGINAL EN SITIO (POES)	(11*20)/1.000			952.335	82.765	1.035.100	MBN
28. FACTOR DE RECOBRO PRIMARIO	FRp			18,0		18,0	%
29. RESER. RECUP. TOTALES POR UNID. DE VOL.	20*(28+31)/100			148		148	BN/acres-ples
30. RESERVAS RECUPERABLES PRIMARIAS	(27*28)/100			171.420	14.898	186.318	MBN
31. FACTOR DE RECOBRO SECUNDARIO	FRs						%
32. RESERVAS RECUPERABLES SUPLEMENTARIAS	(27*31)/100			0			MBN
33. RESERVAS RECUPERABLES TOTALES	30+32			171.420	14.898	186.318	MBN
34. PRODUCCION ACUMULADA	Np			168.543		168.543	MBN
35. RESERVAS REMANENTES	33-34			2.877	14.898	17.775	MBN
RESERVAS DE GAS ASOCIADO							
36. GAS ORIGINAL EN SITIO EN SOLUCION (GOES)	(14*27) /1000			638.064	55.453	693.517	MMPCN
37. FACTOR DEL RECOBRO DEL GAS EN SOLUCION	FRgs			80,9		80,9	%
38. RESERVAS RECUPERABLES DEL GAS EN SOLUCION	(36*37)/100			516.194	44.861	561.055	MMPCN
39. GAS ORIG. EN SITIO CAPA DE GAS (GOES)	(13*21)/1000						MMPCN
40. FACTOR DE RECOBRO CAPA DE GAS	Frgc						%
41. RESERVAS RECUPERABLES CAPA DE GAS	(39*40)/100						MMPCN
42. RESERVAS TOTALES DE GAS	38+41			516.194	44.861	561.055	MMPCN
43. GAS INYECTADO	Gi			97368		97.368	MMPCN
44. PRODUCCION ACUMULADA DEL GAS	Gp			517.674		517.674	MMPCN
45. RESERVAS REMANENTES DE GAS	(42+43-44)			95.888	44.861	140.749	MMPCN

ING. DE YACIMIENTO/CIV

ING. DE RESERVAS/CIV

Figura A.1 Hoja de datos básicos del Yacimiento LPICA-01

APÉNDICE B

SECCIONES ESTRATIGRÁFICAS Y ESTRUCTURALES DEL YACIMIENTO LPICA-01

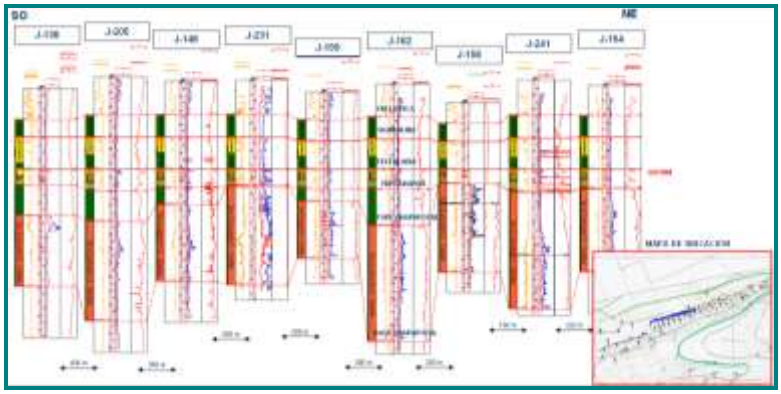


Figura B.1 Sección estratigráfica en el área norte del yacimiento en dirección SO - NE

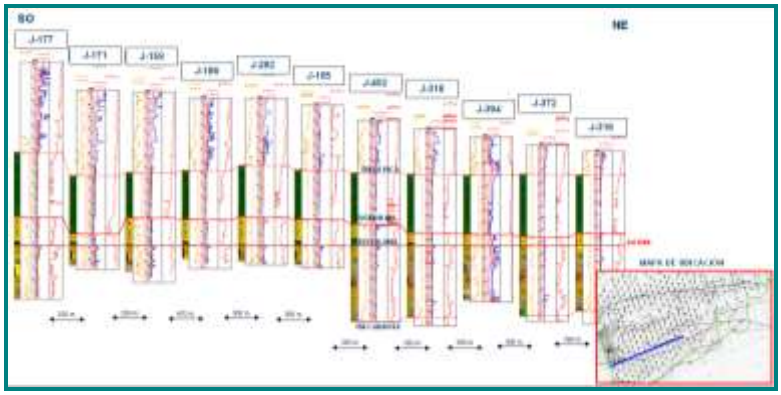


Figura B.2 Sección estratigráfica en el área sur del yacimiento en dirección SO – NE

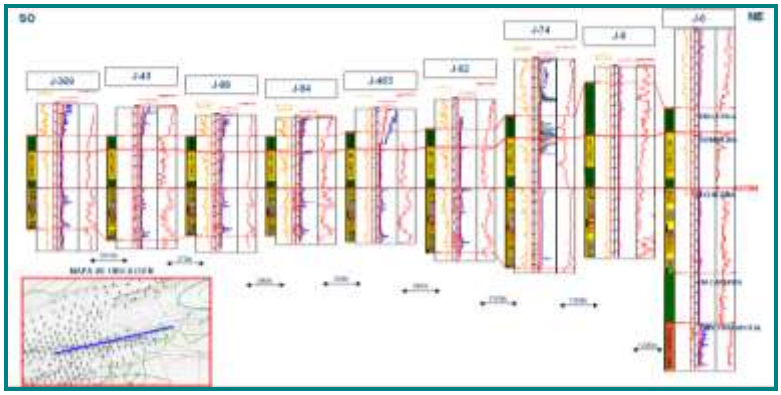


Figura B.3 Sección estratigráfica en el área este del yacimiento en dirección SO – NE

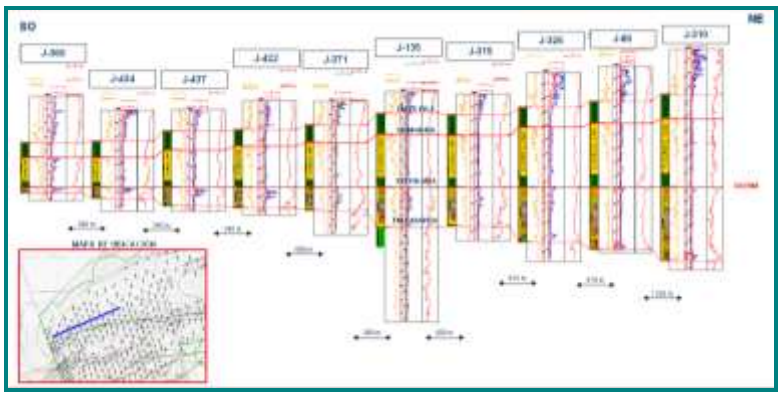


Figura B.4 Sección estratigráfica en el área oeste del yacimiento en dirección SO – NE

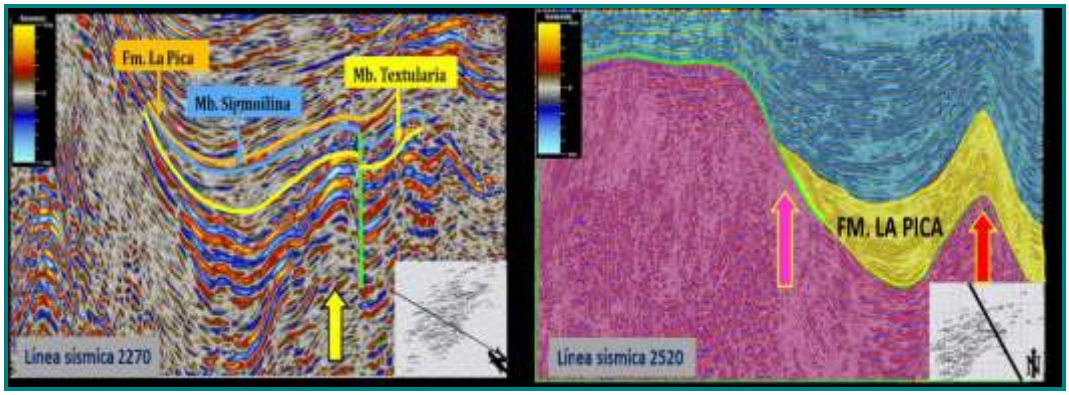


Figura B.5 Rasgos estructurales en la Fm. La Pica. a) presencia de lutitas móviles. b) alto estructural de Jusepín (flecha rosada), alto estructural de Amarilis (Flecha roja).

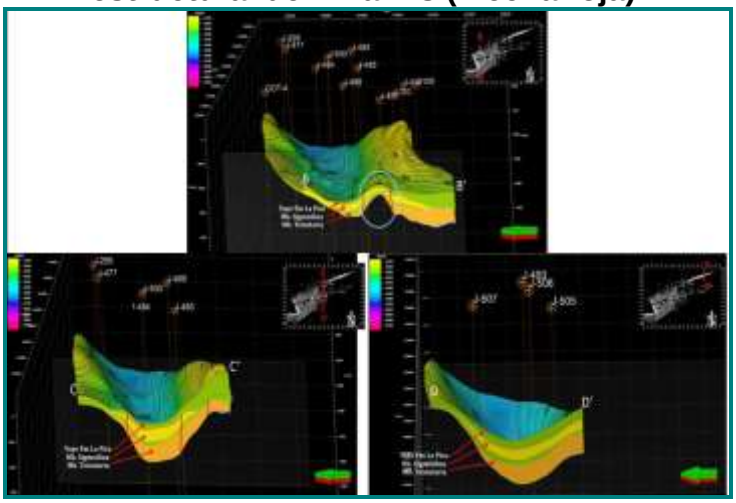


Figura B.6 Cortes estructurales en el Campo Jusepín

APÉNDICE C

REPORTE PVT DEL POZO J-296 Y TABLAS DE CÁLCULOS DE LA REPRESENTATIVAD DE LA MUESTRA Y CONSISTENCIA DE RESULTADOS

PEL-1108 SUPPLEMENT
RE: Lab. BRS - 102

Petroleum Engineering Laboratory
Caripito August 5, 1946

J-296

BOTTOM HOLE SAMPLE ANALYSIS

JUSEPIN - J-296

SANDS J-5-8-9-11-12

To obtain further substantiation that the characteristics of the bottom-hole fluid of J-296 (as reported in PEL-1108) are the true characteristics of the fluid now existing in the formation, a bottom-hole sample was obtained August 3, 1946, under further reduced well flow rates. The well had been put on a 1/32" choke July 23, 1946; the flowing bottom-hole pressure at 4310', the sampling depth, was 2145 psi on August 2, 1946. The saturation pressure of the bottom-hole sample was 1874 psi at 832 F., which is a very close check to the previously reported pressure of 1870 psi at 812 F.

Work By Govier.

C. B. Sprague

Distribution: Production Dept., Caracas (2)
F. G. Bautista
M. R. Pitman, Jusepín (2)
M. W. Haas (2)
Geological Dept., Caracas (2)
P. E. Laboratory (5)
Central Files (2)

012108

Figura C.1 Reporte PVT pozo J-296 pág. 1

J-296

PEL - 1108
Re: Lab. BHS-102

Petroleum Engineering Laboratory
Caripito July 3, 1946

BOTTOM HOLE SAMPLE ANALYSIS

Juscpin J-296
Sands J-6-8-9-11-12

A. SAMPLING

To evaluate the proper method of obtaining bottom-hole samples of Juscpin wells in which the normal producing bottom-hole pressure differential is of the order of 200 psi and the rate of pressure build-up is very slow, three samples were obtained under varying bottom-hole conditions. A chronological history of conditions prevailing in the period encompassing the three samplings is as follows:

DATE	TIME	
May 12	--- A	Well flowing on 3/32" choke.
May 21	9:00 AM	Flowing BHP 1974 psi, 3/32" choke.
	10:00 AM	Obtained Sample Nº 1. Saturation pressure 1977 psi @ 120ºF (extrapolated from data @ 126ºF)
May 25	9:00 AM	Well shut in.
May 27	5:00 PM	Shut in BHP - 2121 psi.
June 3	9:00 AM	Well opened on 3/32" choke.
June 6	9:00 AM	Well shut in, pressure bomb run in hole.
	1:00 PM	Pressure bomb pulled.
	2:00 PM	Obtained sample Nº 2. Saturation pressure 2037 psi @ 120ºF. Extrapolated shut-in BHP 2123 psi @ 2:00 PM.
June 14	1:00 PM	Static BHP - 2199 psi.
	3:00 PM	Well opened on 1/16" choke
June 19	10:00 AM	Flowing BHP, 1/16" choke, 2108 psi.
June 20	11:00 AM	Obtained sample Nº 3. Saturation pressure 2043 psi @ 120ºF.

(Note: All pressures and samples taken at 4310')

B. RESULTS

Sampling results indicate that under normal flow on a 3/32" choke -

(1) the well is not yet producing gas in excess of the amount in solution at the existing flowing bottom-hole pressure;

(2) some 20-25 cu. ft. gas per barrel of stock-tank oil are being retained in the reservoir as the equilibrium saturation is approached;

(3) the well, producing about 65 BOPD, should soon show an increasing gas-oil ratio.

At flow rates of 25 BOPD the well is, at the moment, producing undersaturated fluid.

The data derived from analysis of sample Nº 3 are presented in the usual manner. On Figs. 1 and 2, the corresponding data obtained from

C12109

16

Figura C.2 Reporte PVT pozo J-296 pág. 2

analysis of sample Nº 2 are presented for an interesting comparison. The data from the two samples show a considerable amount of similarity, the greatest difference being in the differential liberation shrinkage, which determination is subject to the largest amount of experimental error.

If prolonged well shut-downs are to be avoided in future Jusepin sampling, the comparison afforded by samples 2 and 3 seems to offer a safe compromise method of sampling, provided such factors as producing history, relation of sampling depth to sand top and to perforated interval, etc., are equivalent. If the well must be shut in to obtain the true static pressure, a subsequent flowing sample during production through a 1/16" choke seems to be indicated.

C. BOTTOM HOLE SAMPLE ANALYSIS

WELL: J-296 POOL: Jusepin
SAND: J-6-8-9-11-12 SAND TOP: 4265' (-3945')
SAMPLING DATE: May 21-June 20, 1946
SAMPLING DEPTH: 4310' (-3990')
PERFORATIONS: 4265-4340' (-3945' to -4020')
SAMPLER: Porco

D. SAMPLING CONDITIONS

Well flowing on 1/16" choke. (Sample Nº 3)	
Shut-in BHP @ Sampling Depth (196 hours)	2199 psi
Flowing BHP @ Sampling Depth (1/16" choke)	2108 psi
Flowing BHP @ Sand Top (1/16" choke)	2093 psi
Temperature @ Sampling Depth	120ºF
Original BHP @ Sampling Depth (Feb. 26, 1946)	2247 psi

E. PRODUCTION TESTS

Date:	March 22, 1946	May 18, 1945	June 19, 1946
Duration, hours:	24	24	24
Choke size:	3/16"	3/32"	1/16"
Oil, BPD	208	62	30
GOR	683 /	484 /	--
% BS&W	Trace	0.1	0.1
API Gravity	33.7	34.6	33.9
Test separator, psig	70	70	70
Test separator, Temperature, ºF	95	95	95

/ Approximate only; meter setting included 1/4" orifice in 4" line.

012110

Figura C.3 Reporte PVT pozo J-296 pág. 3

SUMMARY OF BOTTOM HOLE SAMPLE ANALYSIS

I. SATURATION PRESSURES

Temp. °F	Pressure, psig
81	1870
100	1940
120	2043

II. COMPRESSIBILITY OF SATURATED OIL AT 120 °F

Pressure Range, psig	Compressibility, Vol./Vol. @ Reservoir P&T/psi.
5012-4527	0.7525×10^{-5}
4527-2667	0.8793×10^{-5}
2667-2107	1.1827×10^{-5}
2107-2043	1.4787×10^{-5}

III. THERMAL EXPANSION OF SATURATED OIL AT 5012 PSIG

Temperature, °F	Vol./Vol. @ 5012 psig, 85 °F
85	1.0000
100	1.0132
120	1.0246

IV. FLASH GAS LIBERATION AND SHRINKAGE DATA

STAGE	PRESSURE, PSIG	TEMP °F	LIBERATED GOR Ft^3/Bbl.S.T.Oil @ 60 °F	Vol./Vol. of S.T. Oil @ 60 °F	LIBERATED GAS SPEC. GRAV. (Air = 1)
-	2043	120	---	1.3644	---
1	70	95	583	1.0938	0.8141
2	0	88-1/2	43	1.0109	1.3934
-	0	60	---	1.0000	---

API Gravity of Residual Oil: 34.4 @ 60 °F.

012111

Figura C.4 Reporte PVT pozo J-296 pág. 4

PRL - 1108 - 4 - July 3, 1946

V. DIFFERENTIAL LIBERATION AND PRESSURE - VOLUME DATA @ 120 ºF

Press Psig	Press-Vol Relationship V Oil & Gas @ P,120º/V @ 2043 Lbs., 120º	Differential Liberation at 120 ºF GOR, Ft3/Bbl. Residual Oil @ 60ºF Liberated	In Solution	Relative Oil Volume V@P,120/V@0,60	Liberated Gas SP.GR. (Air = 1)
5012	0.9724			1.3080	
4527	0.9761			1.3130	
7992	0.9804			1.3187	
3527	0.9849			1.3248	
2980	0.9899			1.3315	
2657	0.9924			1.3349	
2487	0.9942			1.3373	
2337	0.9959			1.3396	
2199	0.9980			1.3424	
2107	0.9991			1.3439	
2047	0.9999			1.3450	
2043	1.0000	0	584	1.3451	
2014	1.0045				
1972	1.0112				
1922	1.0185	44	540	1.3198	0.6673
1892					
1875	1.0264				
1832	1.0353				
1772	1.0485				
1700	1.0658	93	491	1.3000	0.6510
1692					
1612	1.0908				
1507	1.1248	144	440	1.2787	0.6478
1492					
1374	1.1765	187	397	1.2600	---
1292					
1239	1.2457	236	348	1.2405	0.6533
1092					
1090	1.3497				
942	1.4880	286	298	1.2209	0.6577
892					
792	1.6971	338	246	1.2004	0.6820
689					
654	1.9932				
529	2.3946	385	199	1.1813	0.7107
489					
389	3.1779	438	146	1.1604	0.7704
289					
279	4.3801	502	82	1.1313	0.9579
119		584	0	1.0275	1.2589
0, 120º				1.0000	---
0, 60º					

API Gravity of Residual Oil: 35.0º @ 60 ºF.

Work by J. P. Govier

Distribution: Prod. Dept, Caracas (2)
F. G. Baptista
M. R. Fitman, Jusepin (2)
M. W. Hans (2)
Geol. Lab., Caracas (2)
P. E. Lab., (5)
Central Files (2)

C. B. Sprague

012112

Figura C.5 Reporte PVT pozo J-296 pág. 5

REPRESENTATIVIDAD DE LA MUESTRA

Presión del muestreo

P muestra (lpc)	P muestra (lpc)	Pm>Pb
2108	2043	VERDADERO

Relación Gas - Petróleo

Rs producción (PC/bbl)	Rs lab (pc/bbl)	Desv. %
583,5	584	0,0857

Prueba de condiciones de recombinación

Temperatura de la prueba	120	Tyac. = Tpr	VERDADERO
Temperatura del	120		

Figura C.6 Determinación de la representatividad de la muestra

CONSISTENCIA DE LOS RESULTADOS DE LAS PRUEBAS DE LABORATORIO

PRUEBA DE LINEALIDAD DE LA FUNCIÓN Y

Pb (lpcm)	2043		
Pb (lpca)	2057,7		
PRESIÓN (lpcm)	VOL. Relativo	PRESIÓN (Lpca)	FUNCIÓN Y
279	4,3801	294	1,7769
389	3,1779	404	1,8812
529	2,3946	544	1,9967
654	1,9932	669	2,0914
792	1,6971	807	2,2246
942	1,4880	957	2,3583
1090	1,3497	1105	2,4669
1239	1,2457	1254	2,6101
1374	1,1765	1389	2,7294
1507	1,1248	1522	2,8224
1612	1,0908	1627	2,9180
1700	1,0658	1715	3,0400
1772	1,0485	1787	3,1273
1832	1,0353	1847	3,2368
1875	1,0264	1890	3,3675
1922	1,0185	1937	3,3772
1972	1,0112	1987	3,1909
2014	1,0045	2029	3,1766

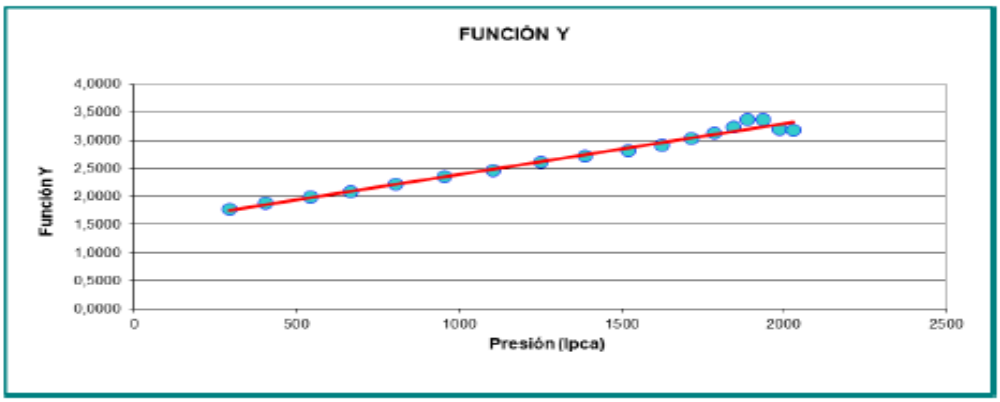
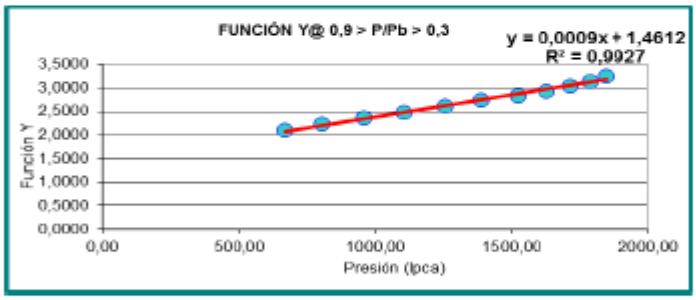


Figura C.7 Determinación de la consistencia de los resultados de las pruebas de laboratorio Pág. 1

Corrección de la Función Y

P/Pb	Presión@ 0,9 > P/Pb > 0,3	Pb@corregida	Pbcorr@prom	VOL. Relativo	FuncionY@ corregida
0,1427	NO	2006,69	2051,0	1,0139	429,16
0,1962	NO	2007,86	Pbcorr (lpc)	1,0069	589,89
0,2642	NO	2022,68	2036,3	1,0035	794,46
0,3250	668,70	2038,87	%Error	1,0021	977,11
0,3920	806,70	2036,69	0,33	1,0013	1178,75
0,4649	956,70	2040,88		1,0008	1397,93
0,5369	1104,70	2053,27		1,0005	1614,19
0,6093	1253,70	2051,36		1,0003	1831,91
0,6749	1388,70	2053,19		1,0002	2029,17
0,7395	1521,70	2059,28		1,0002	2223,51
0,7905	1626,70	2058,77		1,0001	2376,93
0,8333	1714,70	2053,68		1,0001	2505,52
0,8683	1786,70	2052,66		1,0001	2610,73
0,8975	1846,70	2050,30		1,0000	2698,40
0,9184	NO	2047,44		1,0000	2761,23
0,9412	NO	2051,50		1,0000	2829,91
0,9655	NO	2059,00		1,0000	2902,97
0,9859	NO	2058,71		1,0000	2964,34



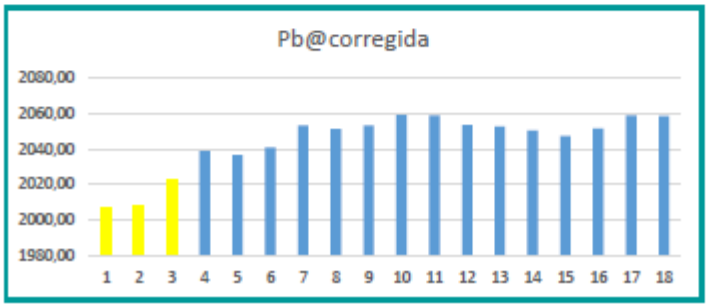
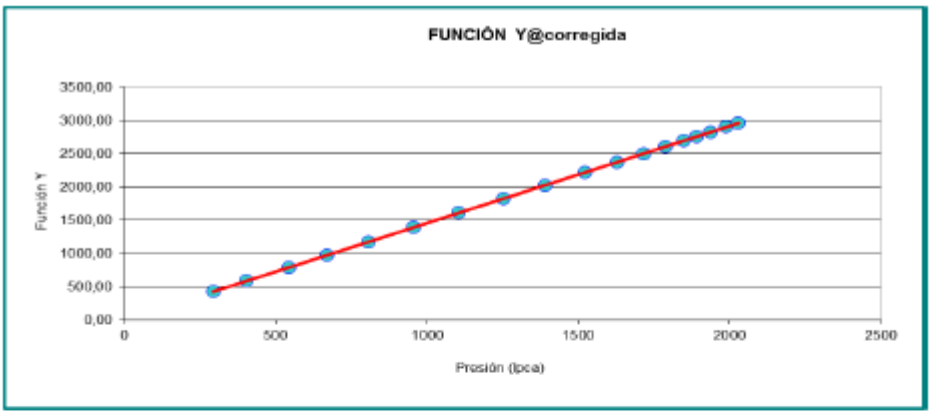


Figura C.8 Determinación de la consistencia de los resultados de las pruebas de laboratorio Pág. 2



PRUEBA DE DENSIDAD

podb (gr/cc)	0,8498
Yg sep	0,8141
Yg tan	1,3934
ρw (Lbm/BN)	350
Rs sep (PCN/BN)	583
Rs tan (PCN/BN)	43
Bofb (BY/BN)	1,0938

pofb (Lb/BY)	podb (gr/cc)	pofb (gr/cc)	Desv. %
310,2241	0,8498	0,8864	4,30%

PRUEBA DE DESIGUALDAD

Presión (lpcm)	Bo Lab (BY/BN)	Bg (PCY / PCN)	Rs Lab (PCN/BN)	ΔBod/ΔP	Bg*ΔRsd/ ΔP	ΔBod/ΔP < Bg*ΔRsd/ΔP
1892	1,320	0,006997	540	0,000099	0,000305	VERDADERO
1692	1,300	0,00799	491	0,000107	0,000363	VERDADERO
1492	1,279	0,00921	440	0,000093	0,000353	VERDADERO
1292	1,260	0,01081	397	0,000098	0,000472	VERDADERO
1092	1,241	0,01303	348	0,000098	0,000580	VERDADERO
892	1,221	0,01625	298	0,000101	0,000741	VERDADERO
689	1,200	0,02131	246	0,000095	0,000892	VERDADERO
489	1,181	0,03049	199	0,000105	0,001439	VERDADERO
289	1,160	0,05174	146	0,000171	0,003469	VERDADERO
119	1,131	0,11977	82	0,009507	0,014698	VERDADERO

Figura C.9 Determinación de la consistencia de los resultados de las pruebas de laboratorio Pág. 3

APÉNDICE D

GRÁFICAS Y MAPAS DE PRODUCIÓN Y PRESIÓN DEL YACIMIENTO LPICA-01

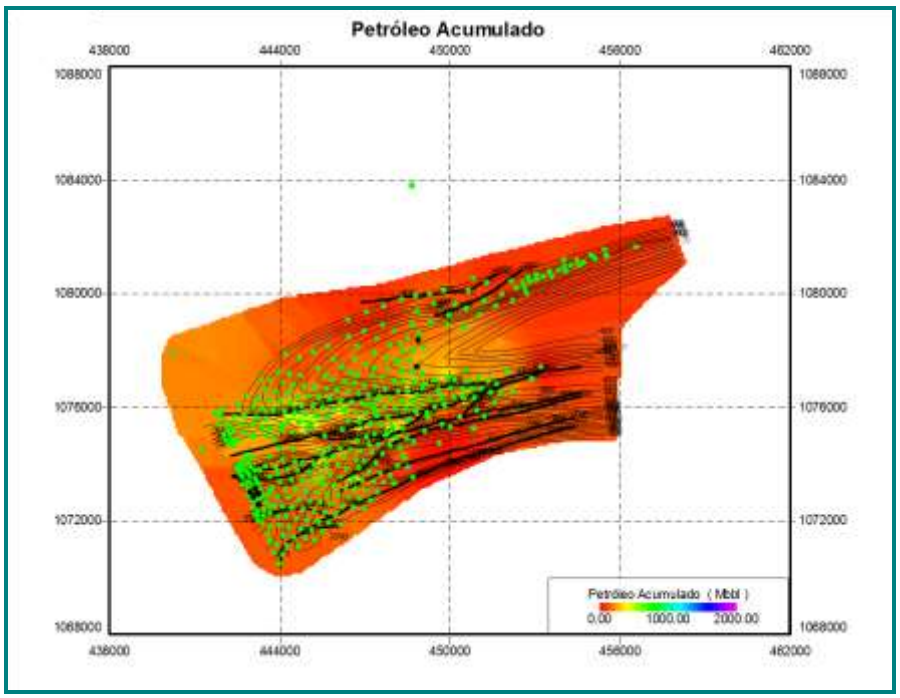


Figura D.1 Mapa de petróleo acumulado hasta 1943

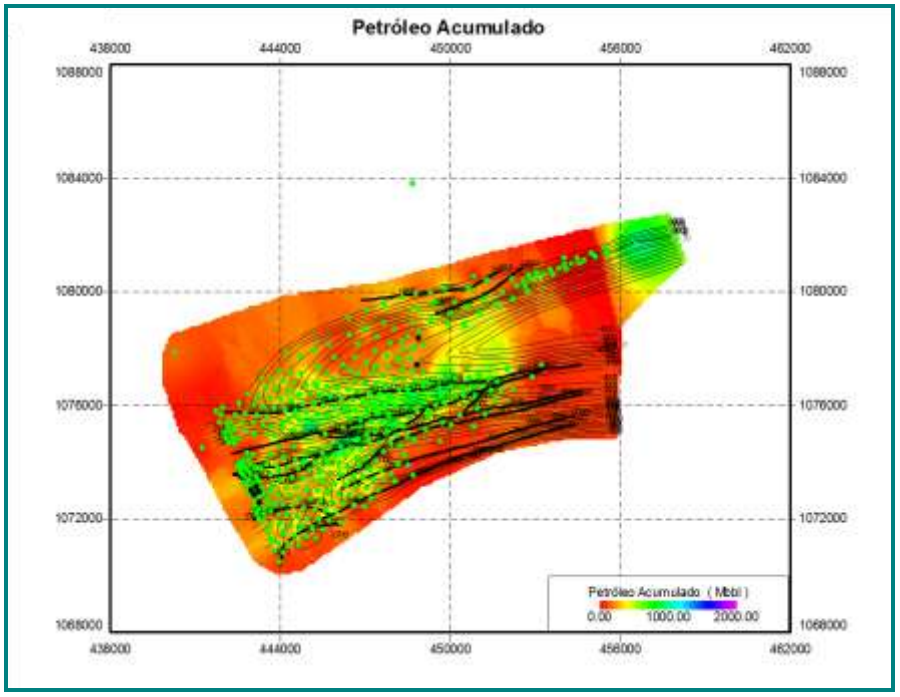


Figura D.2 Mapa de petróleo acumulado hasta 1950

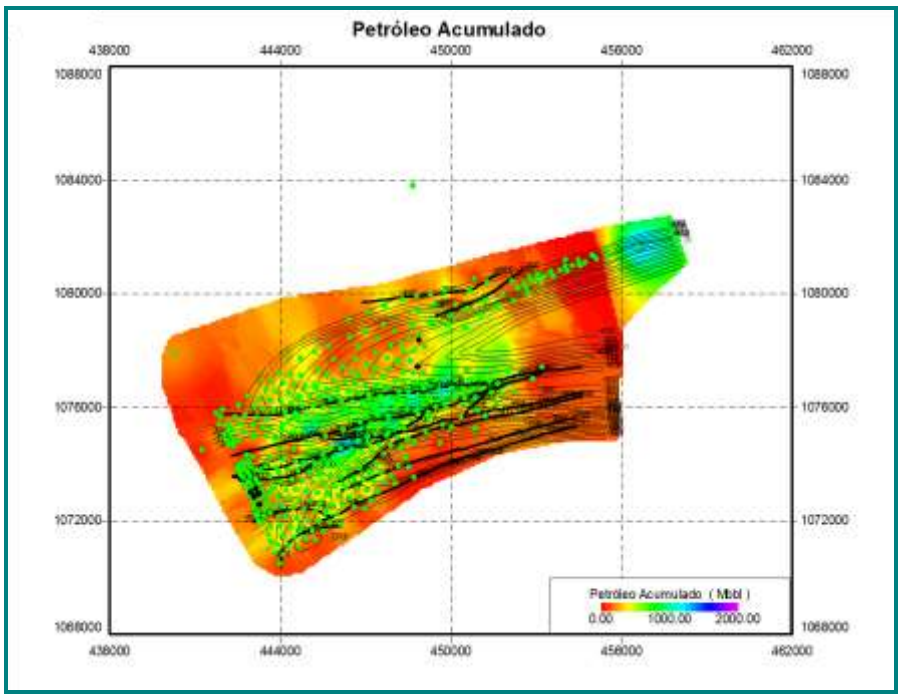


Figura D.3 Mapa de petróleo acumulado hasta 1956

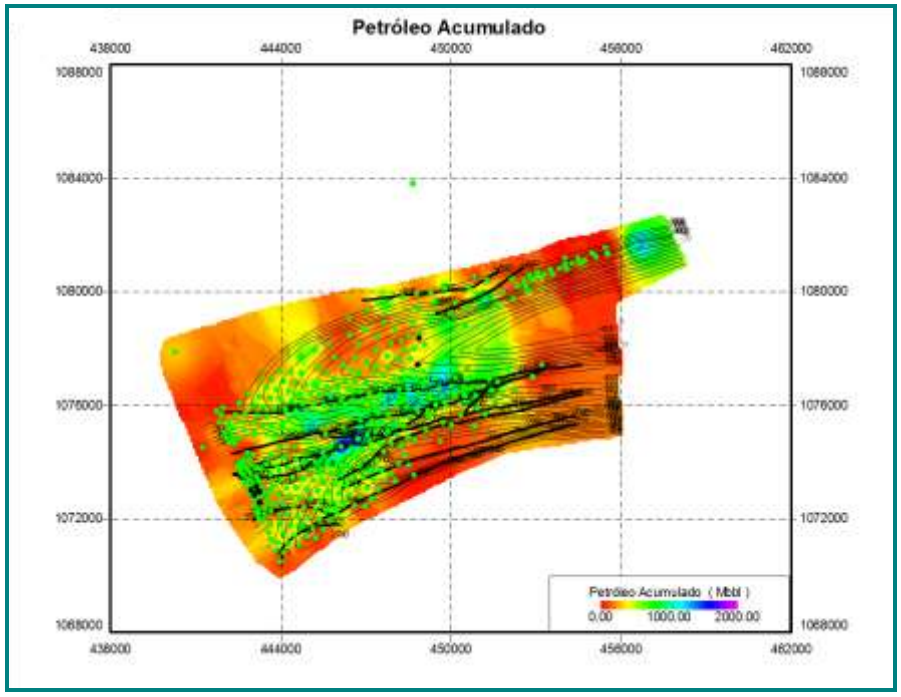


Figura D.4 Mapa de petróleo acumulado hasta 1986

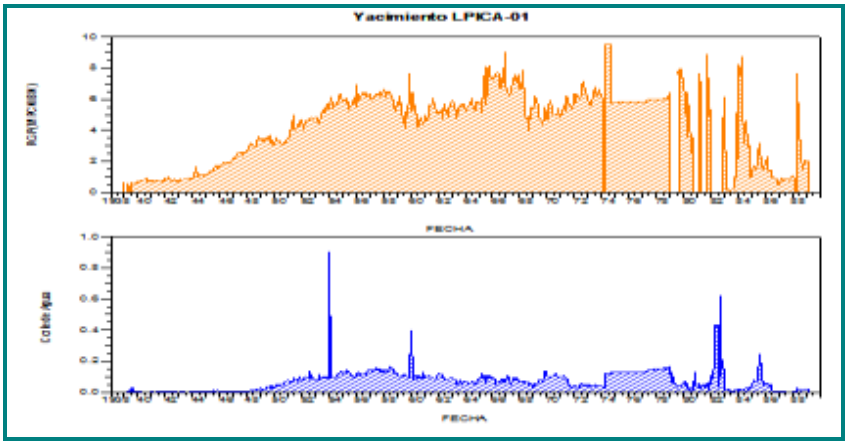


Figura D.5 Gráfico de RGP y corte de agua del Yacimiento LPICA-01

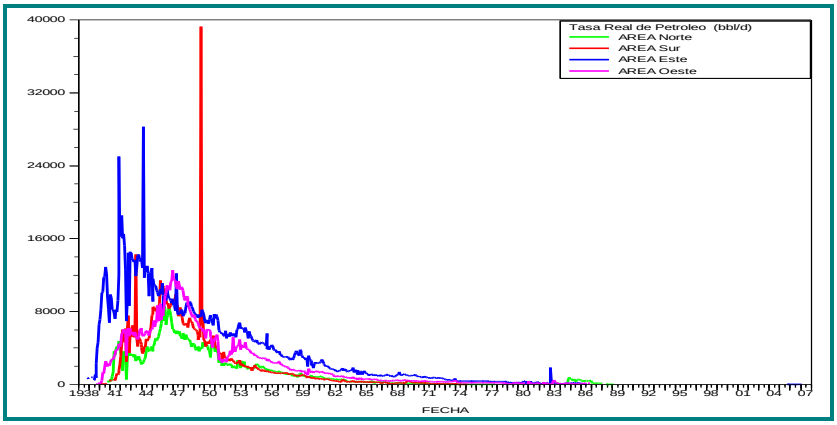


Figura D.6 Tasa de petróleo por área del yacimiento

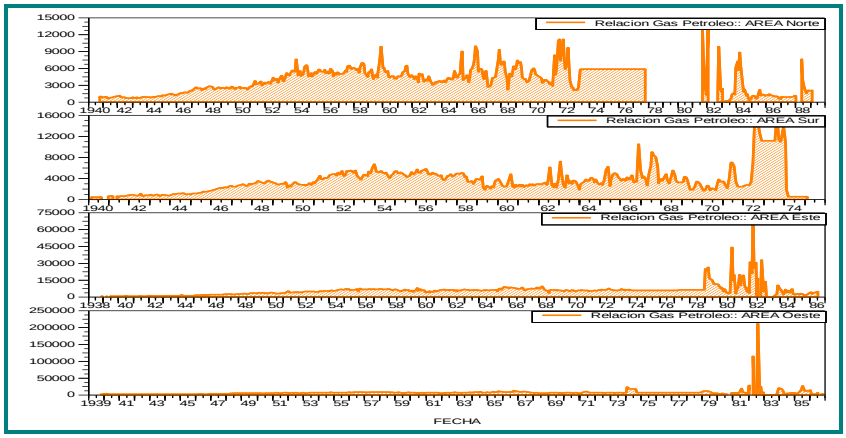


Figura D.7 Relación Gas-Petróleo por área del yacimiento

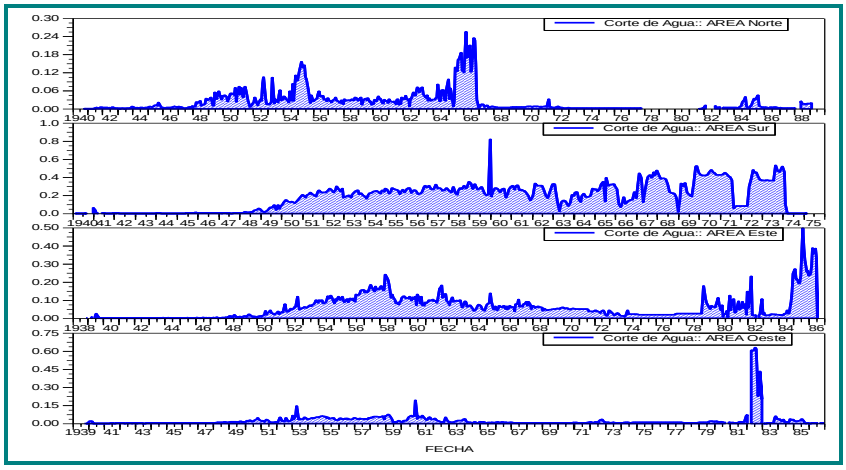


Figura D.8 Corte de agua por área del yacimiento

APÉNDICE E

MAPAS DE PRODUCCIÓN CON LOCALIZACION DE ÁREA PROSPECTIVA

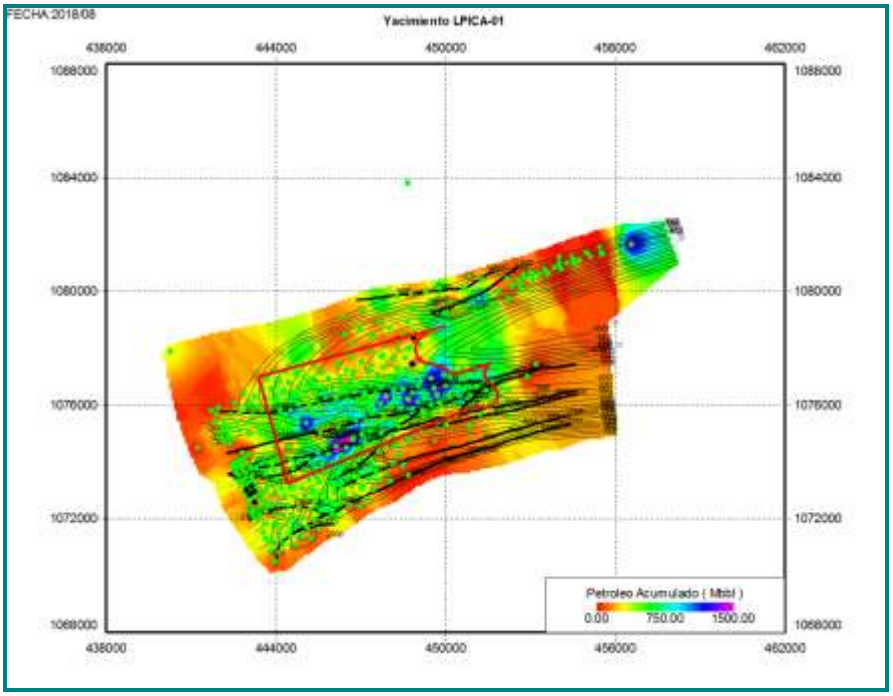


Figura E.1 Mapa de petróleo acumulado con área delimitada como prospectiva

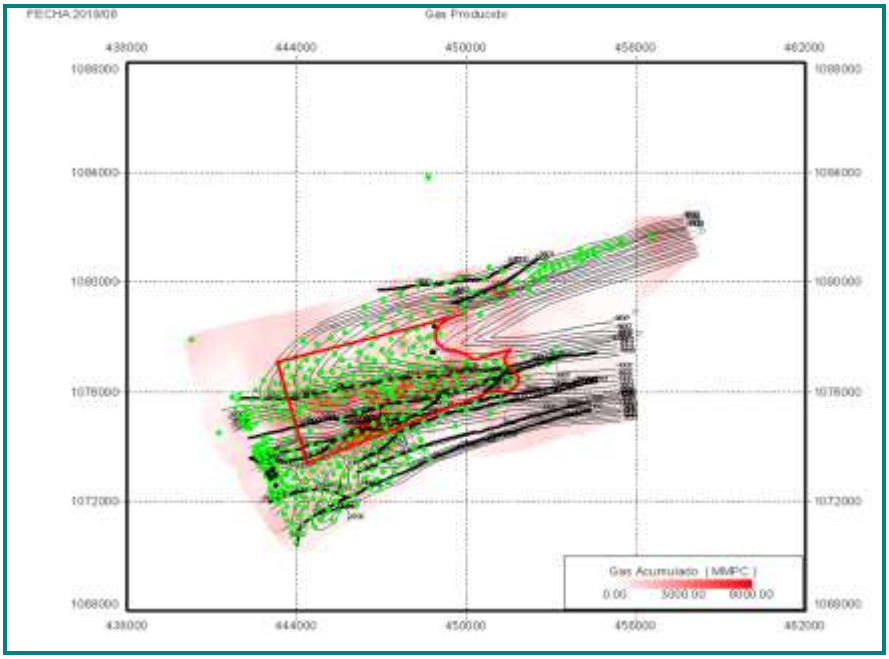


Figura E.2 Mapa de gas acumulado con área delimitada como prospectiva

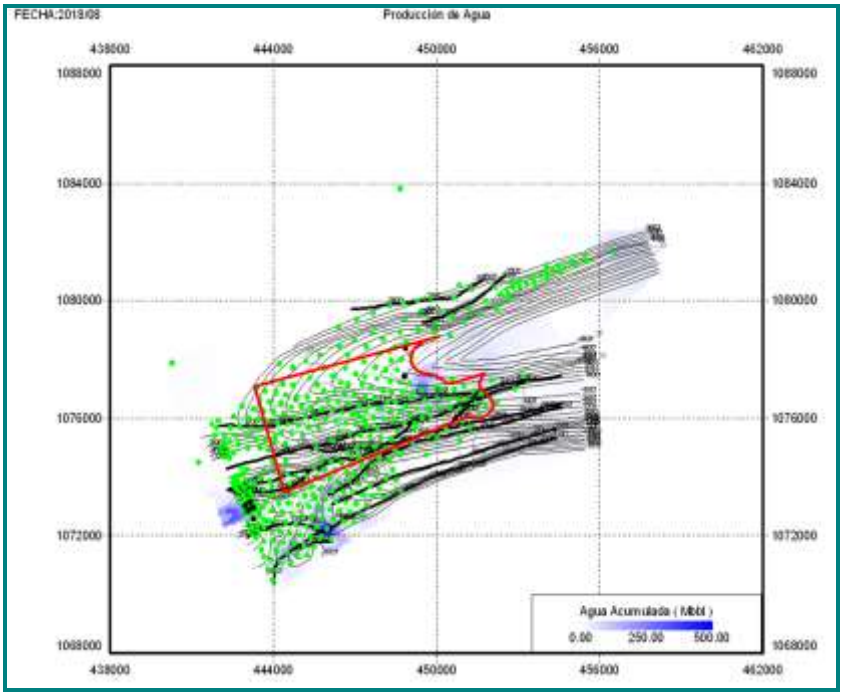


Figura E.3 Mapa de agua acumulado con área delimitada como prospectiva

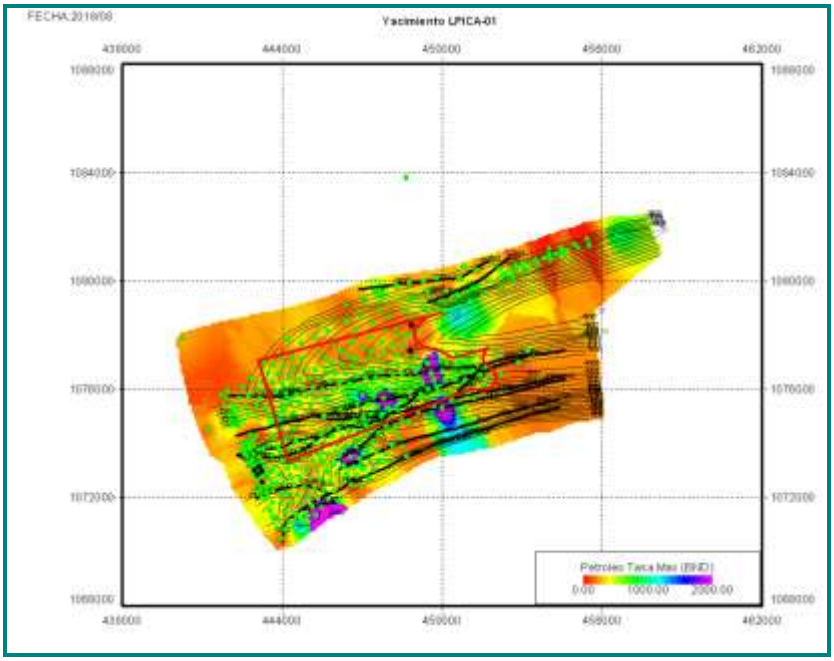


Figura E.4 Mapa de tasa máximas de petróleo con área delimitada como prospectiva

APÉNDICE F

FICHAS Y REPORTES OPERACIONALES DE POZOS CANDIDATOS A REHABILITACIÓN

POZO J-76

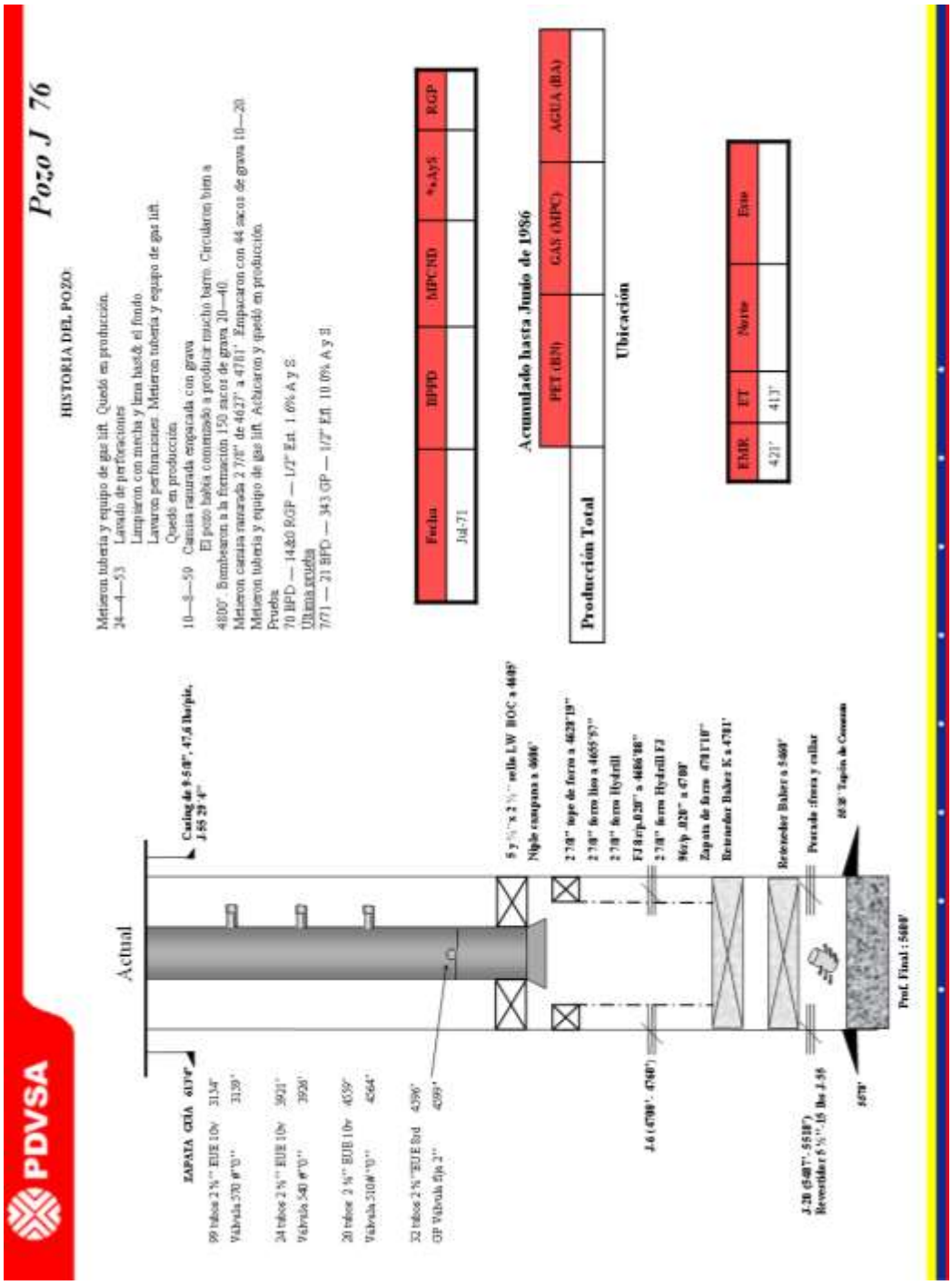


Figura F.1 Ficha Técnica del pozo J-76

POZO J-161

CRONOLOGICO OPERACIONAL

J-161
Jusepín
524-3
CS-4, CW-4 — HR/CT: 7'
N – 202.333,80
E – 172,104,75

13-10-44 — Completación original doble

Casing: J-6, 8, 9 y 11
Tubing: Nodasaria-15
Durante la perforación se atascó la tubería y fué necesario desviar a 2700' hasta 5345'. Dejaron en el hueco original 120 tubos de perforación -4 1/2", 3 collares y mecha. Previo a la completación final se efectuaron las siguientes pruebas y operaciones:
- Probaron los intervalos 5167'-73' y 5181'-86' (N-15). Produjo petróleo limpio.
- Completaron doble en las arenas J-6, 8, 9 y 11 (C) y N-15 (T).

Producción inicial:
Casing: 257 BPD – 1097 RGP – 3/16" Est. 0.2 AyS
Tubing: 113 BPD – 1027 RGP – 3/16" Est. 0.1 AyS

22-12-48 — Conversión a sencillo — 007409

El revestidor producía con ARGP. Durante este trabajo encontraron dificultades de 5080'-5160'. Dejaron en el hueco mecha y 2" de tubería. Tope: 5170'. Probaron la arena J-6 con doble sello y fluyó gas. Prueba considerada no satisfactoria.
Reperforaron la arena J-8, N-15 e intervalo superior

Figura F.2 Reporte operacional del pozo J-161 pág.1

de N-15. Completaron como productor sencillo en las arenas originales. Achicado, y arenó hasta la línea al muro. Lavaron, achicaron y quedó en producción.

14-6-49 — Aislamiento por gas

El pozo continuó produciendo con ARGP. Aislaron con sello las arenas J-6, 8, 9 y 11. Achicaron y quedó en producción.

27-7-49 — Achicado

Produciendo barro. Quedó en producción.

24-8-49 — Achicado

Fluyendo por cabezadas, barro, agua y petróleo.

20-6-52 — Instalación de gas lift

En este trabajo volvieron a poner en producción las arenas J-6, 8, 9 y 11.
El informe de perforación es confuso.
a) Dejaron el sello Lane Wells a 4594' y retenedor DC a 4556' (Aisla N-15).
b) Colocaron sello a 4332' y retenedor a 4594'. (?)
Quedó en producción por gas lift.

15-11-53 — Limpieza — 007410

La mecha 4 5/8" pegó a 4411'. Pasaron rotando y lavaron hasta 4487'. Cantidad considerable de barro. La mecha 3 7/8 no pasó de 4487'. Corrieron tubería y equipo de gas lift. Quedó en producción.

Ultima prueba

10/53 – 75 BPD – 6720 RGP

Figura F.3 Reporte operacional del pozo J-161 pág.2

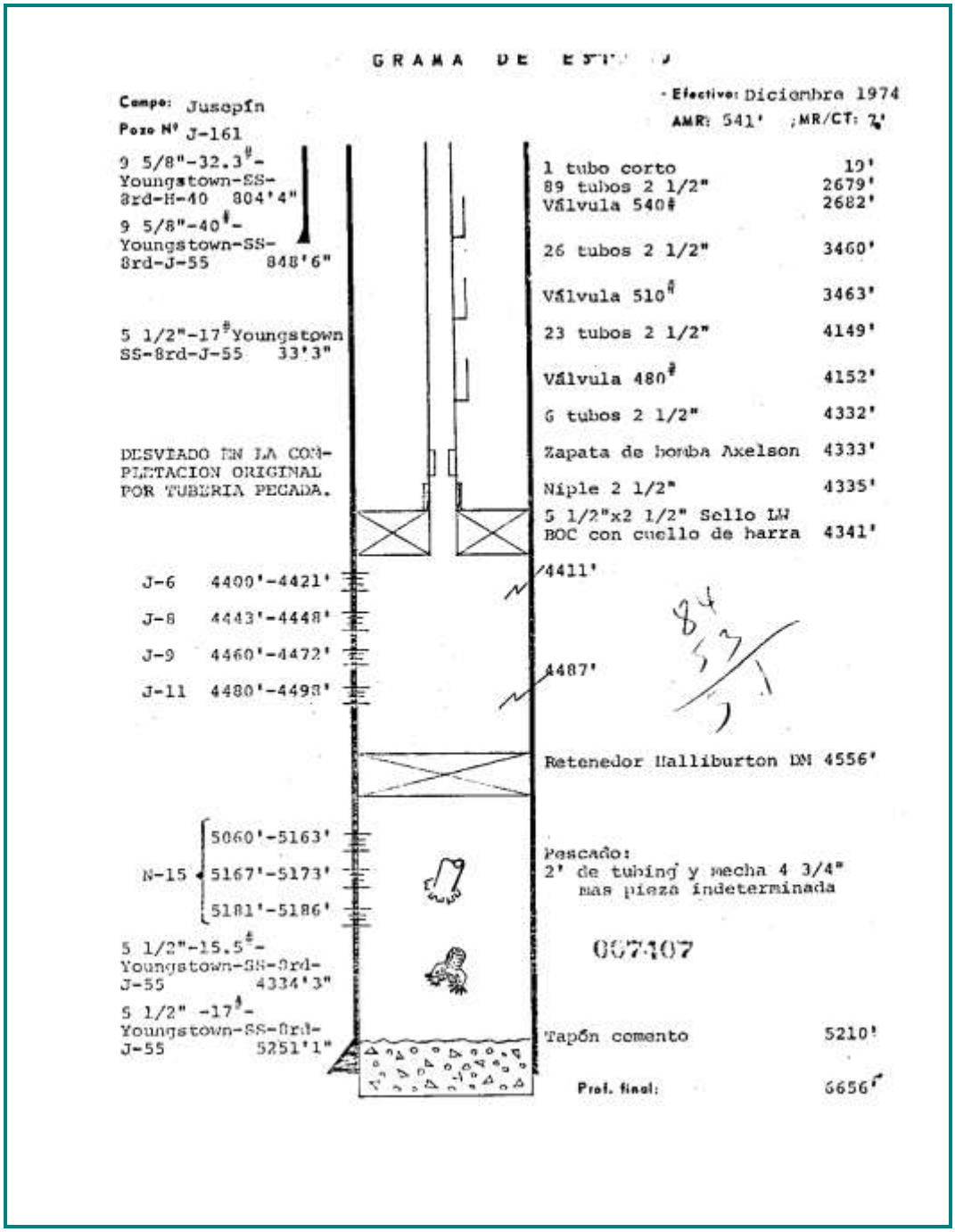


Figura F.4 Diagrama Mecánico del pozo J-161

POZO J-166

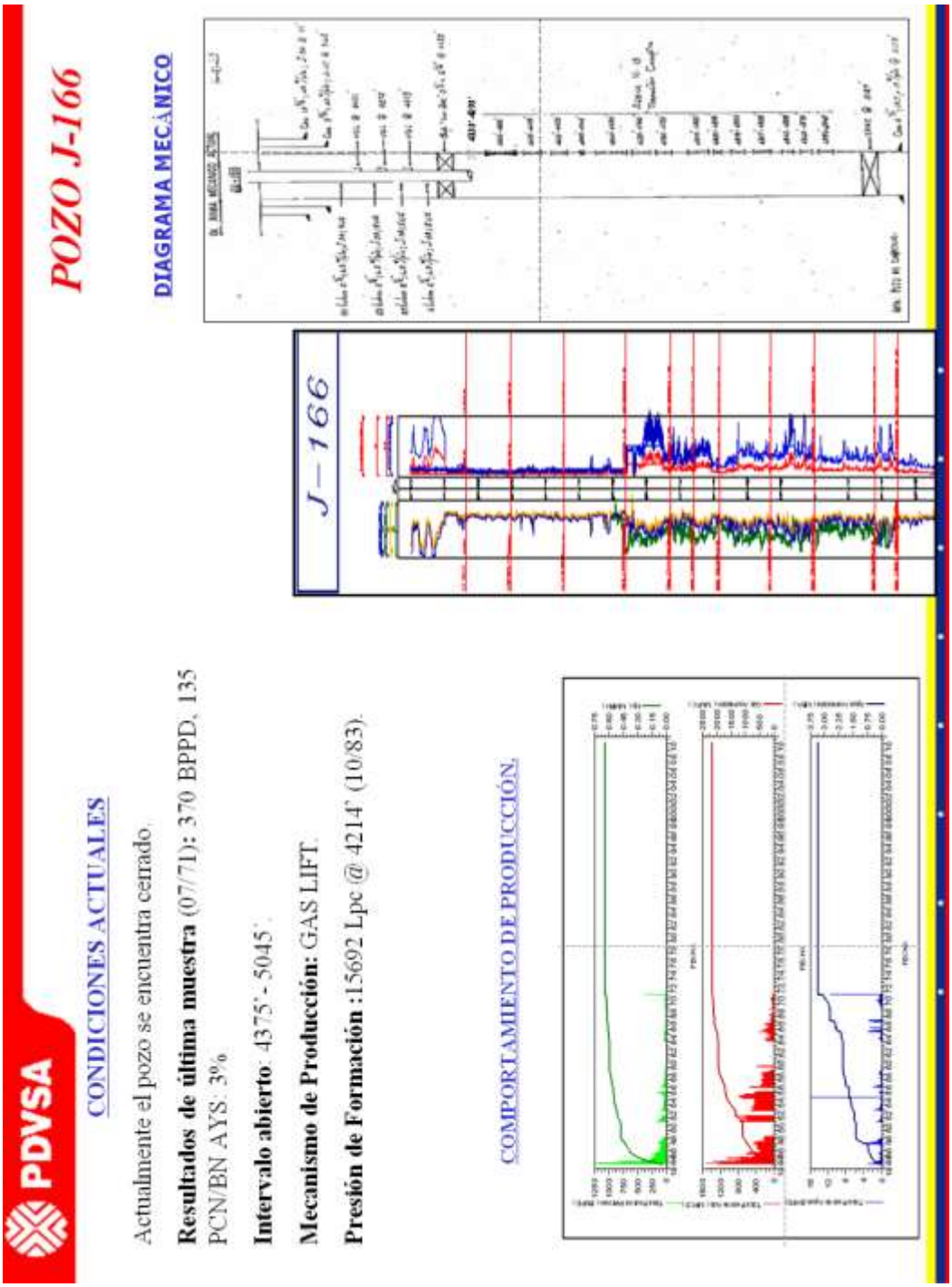


Figura F.5 Ficha Técnica del pozo J-166 pág. 1

PDVSA

POZO J-166

ANTECEDENTES

✓**Octubre 1944:** Fue perforado y completado como productor doble en la arena Nodosaria-15; intervalos (4375'-4405'), (4415'-4495'), (4540'-4542'), (4560'-4690'), (4695'-4740'), (4750'-4795'), (4810'-4820'), (4830'-4838'), (4878'-4900'), (4907'-4928'), (4942'-4958'), (4963'-4973'), (4980'-5045'). La producción inicial fue la siguiente: Qo= 812 BNPD, RGP= 544 PCN/BN, % AyS= 2. En esta completación forzó cemento en el intervalo 4540'-4542' para aislar la misma.

✓**Mayo 1951:** El pozo estaba AR-GP (esperando por reparación mayor de subsuelo); se le consideró buen prospecto para correr GR y para identificar arenas de gas en el área N-E de Jusepín. Limpiaron arena hasta el fondo. Corrieron GR. Se colocó retenedor a 4353'. Se cementó las perforaciones de 4240'-4353'. Perforó cemento y empujaron el retenedor hasta el fondo. Metieron tubería, achicaron y quedó en producción.

✓**Febrero 1955:** Pozo achicado. Cortaron parafinas.

✓**Noviembre 1956:** Limpiaron arena por debajo de las perforaciones. Cortaron parafina del revestidor. Se completó con equipo de Gas Lift mediante una terminación sencilla. Quedó en producción.

✓**Julio 1971:** Debido a su baja productividad el pozo ha permanecido cerrado desde esta fecha, con las siguientes producciones: 370 BPPD, 135 PCN/BN y 3% AyS.

✓**Agosto 1984:** Se hizo un trabajo de reacondicionamiento donde se abrieron las arenas J-6 y J-9 de Textularia (intervalos 4133'-4193').

Figura F.6 Ficha Técnica del pozo J-166 pág. 2

POZO J-238

Figura F.7 Reporte operacional del pozo J-238 pág. 1

Figura F.8 Reporte operacional del pozo J-238 pág. 2

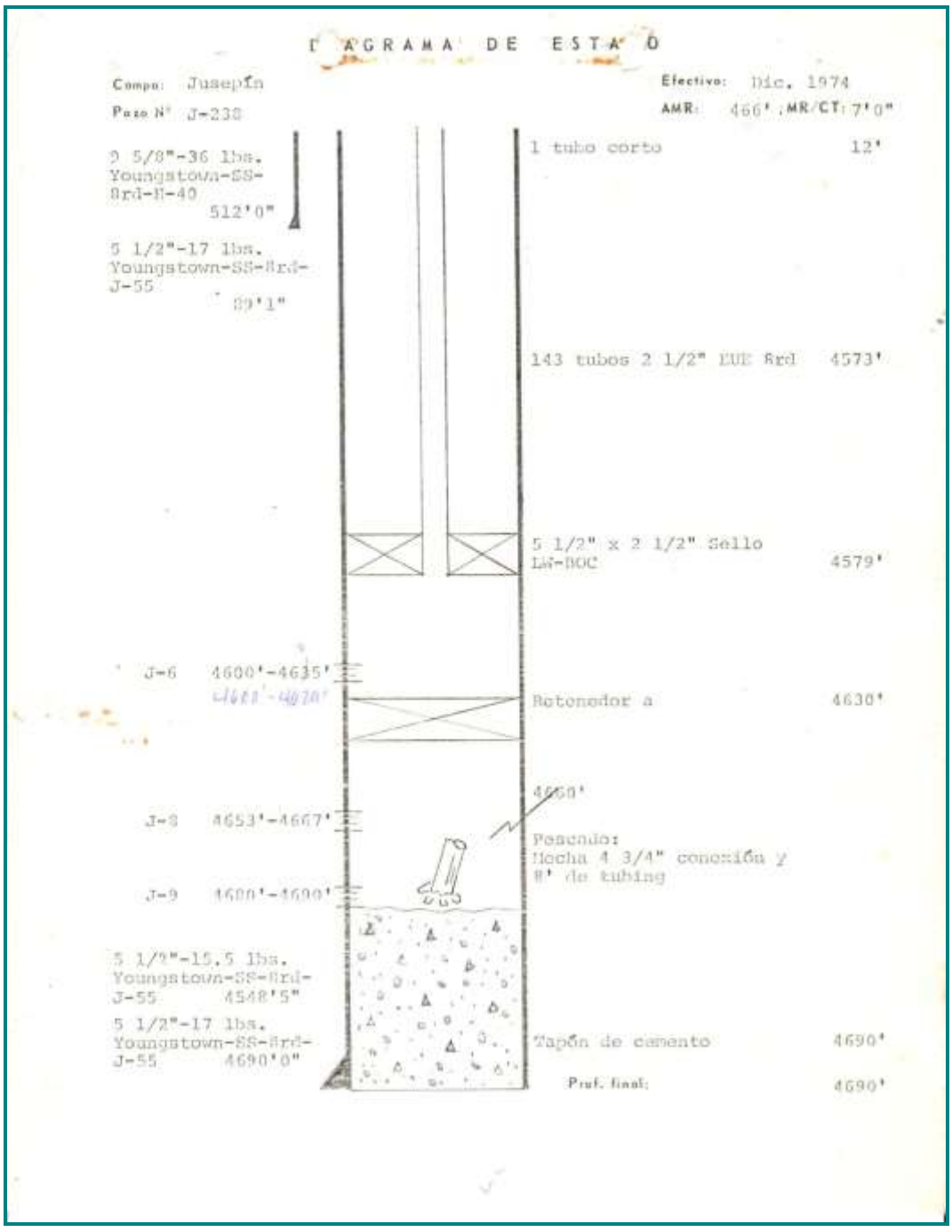


Figura F.9 Diagrama Mecánico del pozo J-238

PDVSA

POZO J-254

CONDICIONES ACTUALES

Las válvulas en superficie están dobladas por tal motivo hasta la fecha no se ha podido monitorear las condiciones de superficie.

Resultados de última muestra (08-12-79): °API: 29; AYS: 4%
Intervalo abierto: 4515'- 4530'.

Mecanismo de Producción: GAS LIFT, mediante flujo Intermitente.

Presentó problemas por presencia de parafinas.

Presión de Formación :1534 Lpc @ 4513 (08-12-79)

Temperatura de fondo: 150°F.

PROPIEDADES PETROFÍSICAS

TOPE	BASE	ESPESOR	POROSIDAD (V/V)	VSHL (V/V)	PERMEABILIDAD (md)
4513	4530	17	0,190	0,400	104,410

COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN

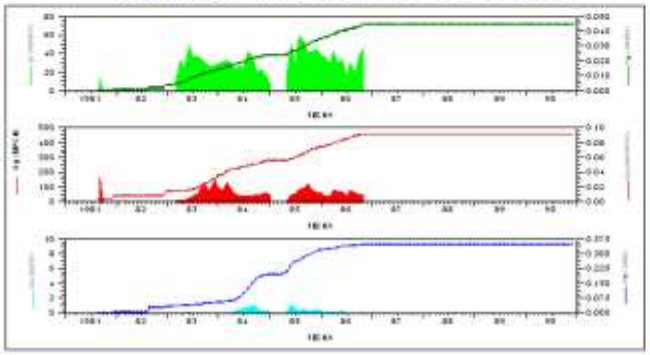
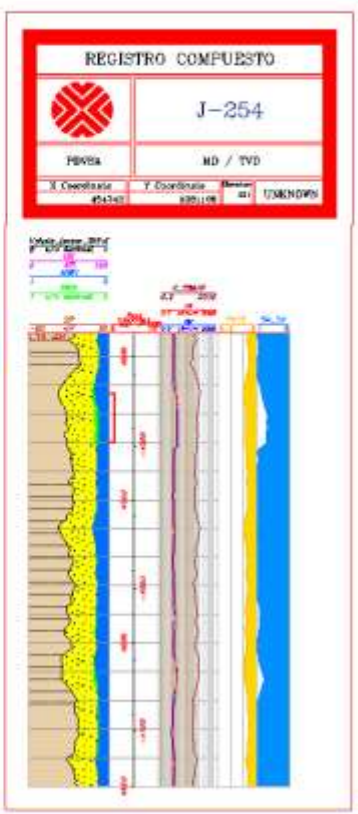


DIAGRAMA MECÁNICO



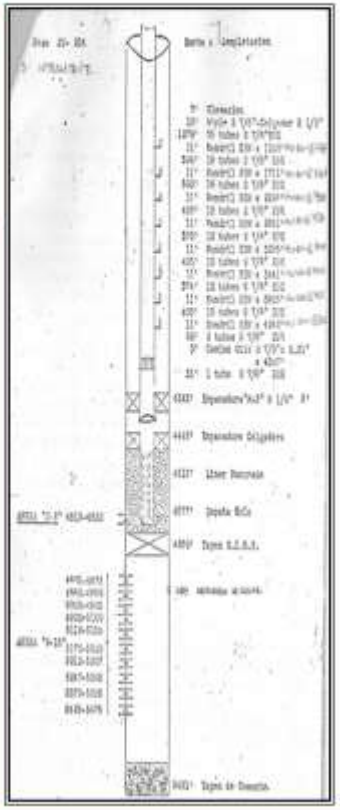


Figura F.10 Ficha Técnica del pozo J-254 pág. 1

POZO J-254

PDVSA

POZO J-254

ANTECEDENTES

✓**Agosto 1945:** Fue perforado y completado en las arenas Nodosaria-16, intervalos (4865'-4873'), (4880'-4886'), (4900'-4905'), (4920'-5100'), (5110'-5155'), (5170'-5200'), (5210'-5227'), (5247'-5345'), (5370'-5395'), (5405'-5475'). De la prueba oficial con Red=1/4" se tienen lo siguientes resultados Q_O = 449 BNPD, RGP= 8444PCN/BN, %AyS= 0,2

✓**Octubre 1950:** Se instalo equipo de bombeo mecánico

✓**Abril 1953:** Fue cambiado el método de producción de bombeo mecánico a levantamiento artificial por gas

✓**Diciembre 1957:** Se limpió arena muy dura desde 5040' hasta 5492', actividad llevada acabo con un taladro

✓**Junio 1959:** Se limpio 359' de arena y se lavaron las perforaciones con taladro

✓**Agosto 1969:** La tasa de producción era de Q_O = 16 BNPD, con una RGP= 1559 PCN/BN y %AyS= 4,8, tomándose en cuenta esta condición se verifica el estado mecánico del pozo, observándose abundante arena en el fondo del mismo

Figura F.11 Ficha Técnica del pozo J-254 pág. 2

PDVSA

POZO J-254

ANTECEDENTES

✓**Septiembre 1979:** Se detectó revestidor dañado, por lo cual se asentó tapon TDH a 4580', se decidio cañonear intervalo 4513'-4530' correspondiente a la arena J-6 del Miembro Textularia, Yacimiento La Pica 01, y se mantuvo el pozo con equipo de levantamiento artificial por gas

✓**Desde 1980:** El pozo quedó inactivo por presentar problemas a nivel de superficie (válvulas dobladas), razón por la cual hasta la fecha no se ha podido monitorear sus condiciones

✓**Diciembre 2007:** el pozo se encuentra en espera de abandono.

Figura F.12 Ficha Técnica del pozo J-254 pág. 3

POZO J-256

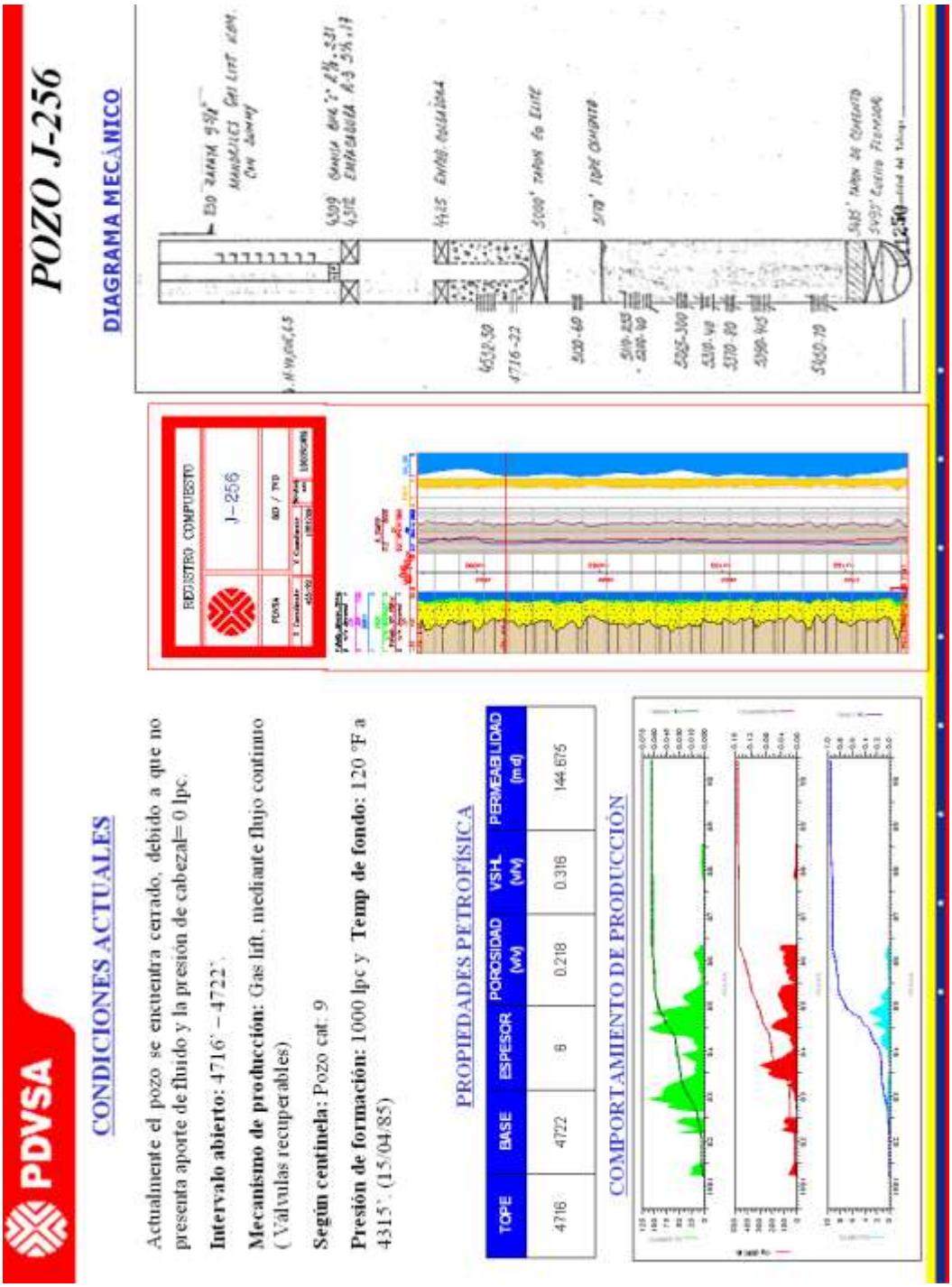
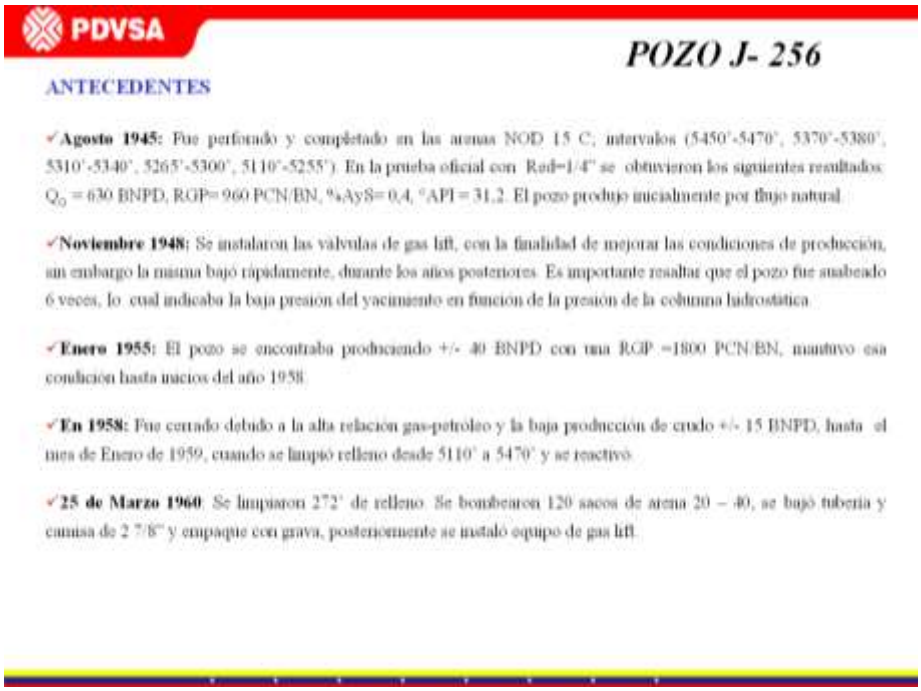


Figura F.13 Ficha Técnica del pozo J-256 pág. 1



PDVSA

POZO J- 256

ANTECEDENTES

✓**Agosto 1945:** Fue perforado y completado en las arenas NOD 15 C, intervalos (5450'-5470', 5370'-5380', 5310'-5340', 5265'-5300', 5110'-5255'). En la prueba oficial con Red=1/4" se obtuvieron los siguientes resultados: Q_O = 630 BNPD, RGP= 960 PCN/BN, %AyS= 0,4, °API = 31,2. El pozo produjo inicialmente por flujo natural.

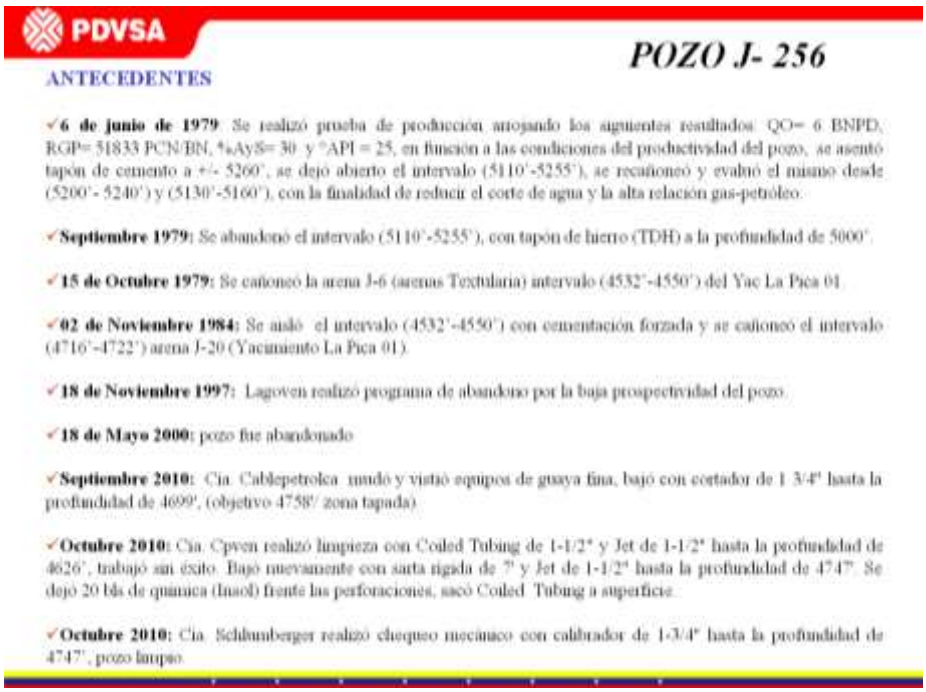
✓**Noviembre 1948:** Se instalaron las válvulas de gas lift, con la finalidad de mejorar las condiciones de producción, sin embargo la misma bajó rápidamente, durante los años posteriores. Es importante resaltar que el pozo fue snubeado 6 veces, lo cual indicaba la baja presión del yacimiento en función de la presión de la columna hidrostática.

✓**Enero 1955:** El pozo se encontraba produciendo +/- 40 BNPD con una RGP =1800 PCN/BN, mantuvo esa condición hasta inicios del año 1958.

✓**En 1958:** Fue cerrado debido a la alta relación gas-petróleo y la baja producción de crudo +/- 15 BNPD, hasta el mes de Enero de 1959, cuando se limpió relleno desde 5110' a 5470' y se reactivó.

✓**25 de Marzo 1960**. Se limpiaron 272' de relleno. Se bombearon 120 sacos de arena 20 – 40, se bajó tubería y camisa de 2 7/8" y empaque con grava, posteriormente se instaló equipo de gas lift.

Figura F.14 Ficha Técnica del pozo J-256 pág. 2



PDVSA

POZO J- 256

ANTECEDENTES

✓**6 de junio de 1979**. Se realizó prueba de producción arrojando los siguientes resultados: QO= 6 BNPD, RGP= 51833 PCN/BN, %AyS= 30 y °API = 25, en función a las condiciones del productividad del pozo, se asentó tapón de cemento a +/- 5260', se dejó abierto el intervalo (5110'-5255'), se recañoneó y evaluó el mismo desde (5200'- 5240') y (5130'-5160'), con la finalidad de reducir el corte de agua y la alta relación gas-petróleo.

✓**Septiembre 1979:** Se abandonó el intervalo (5110'-5255'), con tapón de hierro (TDH) a la profundidad de 5000'.

✓**15 de Octubre 1979:** Se cañoneó la arena J-6 (arenas Textularia) intervalo (4532'-4550') del Yac La Paca 01.

✓**02 de Noviembre 1984:** Se aisló el intervalo (4532'-4550') con cementación forzada y se cañoneó el intervalo (4716'-4722') arena J-20 (Yacimiento La Paca 01).

✓**18 de Noviembre 1997:** Lagoven realizó programa de abandono por la baja prospectividad del pozo.

✓**18 de Mayo 2000:** pozo fue abandonado.

✓**Septiembre 2010:** Cia. Cablepetrolca izudo y vistió equipos de guaya fina, bajó con cortador de 1 3/4" hasta la profundidad de 4699', (objetivo 4758' zona tapada).

✓**Octubre 2010:** Cia. Cpven realizó limpieza con Coiled Tubing de 1-1/2" y Jet de 1-1/2" hasta la profundidad de 4626', trabajo sin éxito. Bajó nuevamente con sarta rígida de 7" y Jet de 1-1/2" hasta la profundidad de 4747'. Se dejó 20 bls de química (Inasol) frente las perforaciones, sacó Coiled Tubing a superficie.

✓**Octubre 2010:** Cia. Schlumberger realizó chequeo mecánico con calibrador de 1-3/4" hasta la profundidad de 4747', pozo limpio.

Figura F.15 Ficha Técnica del pozo J-256 pág. 3

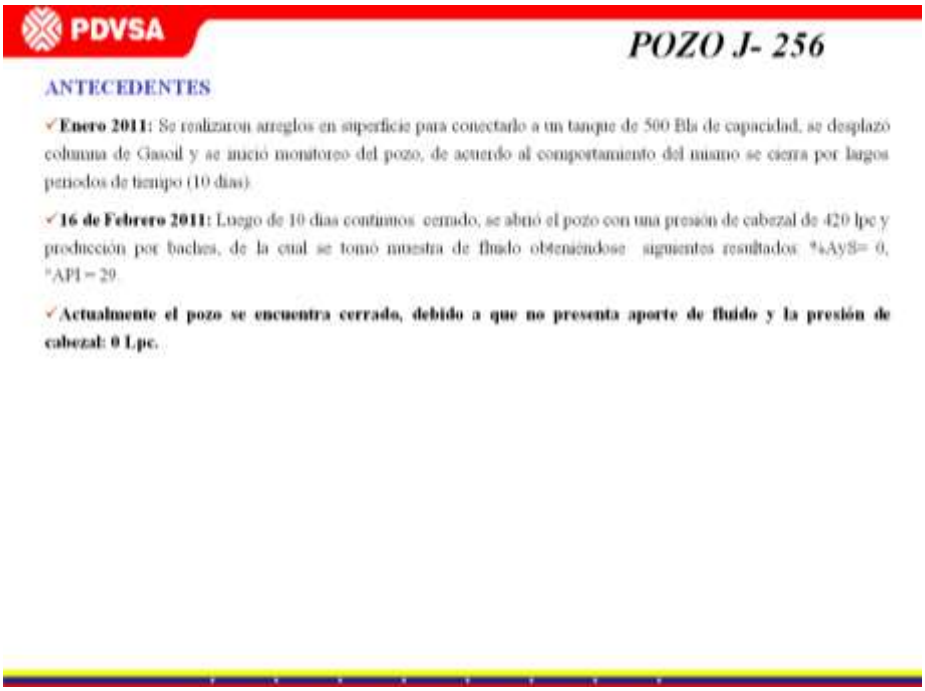


Figura F.16 Ficha Técnica del pozo J-256 pág. 4

POZO J-413

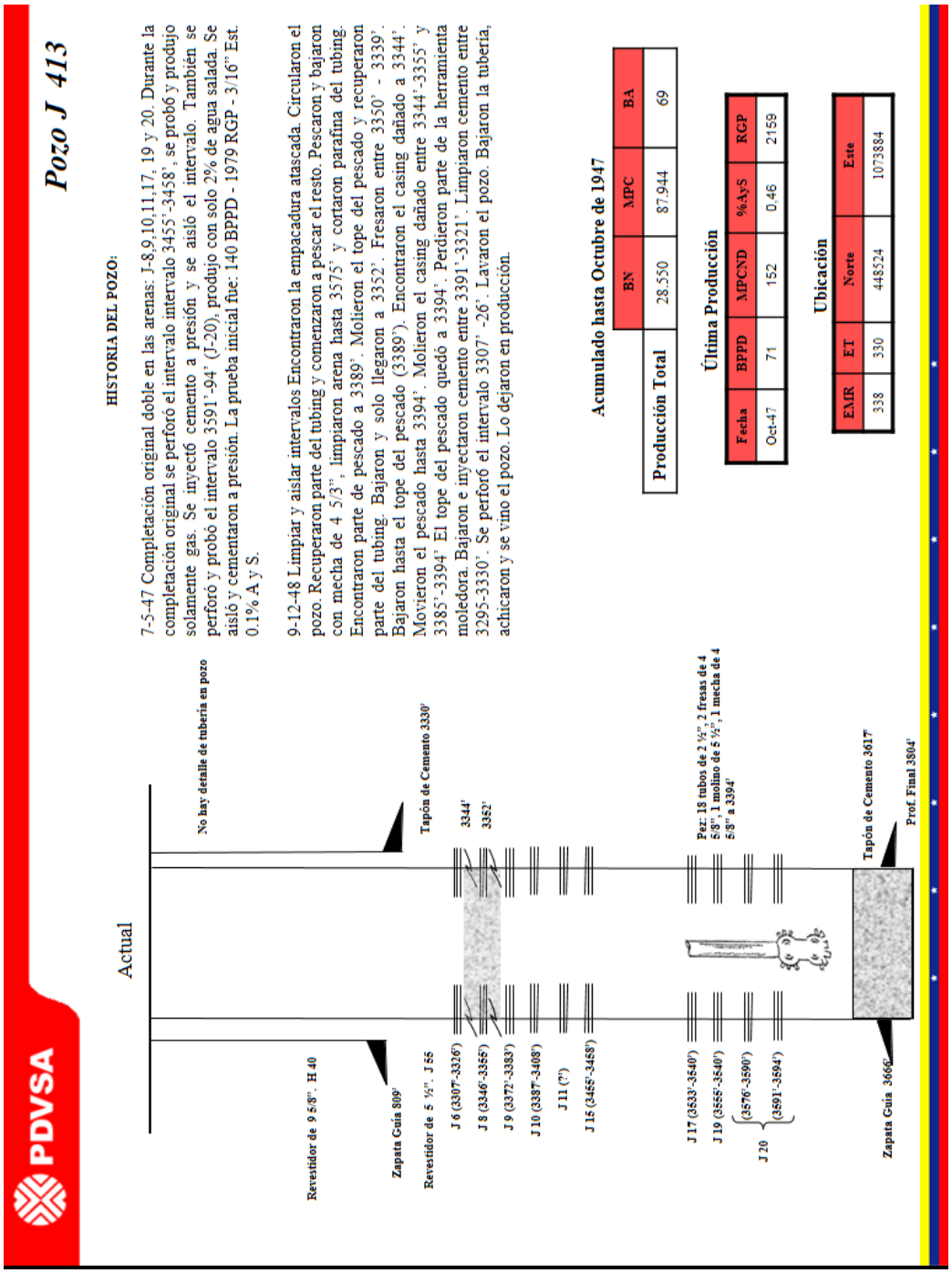


Figura F.17 Ficha Técnica del pozo J-413

POZO J-470

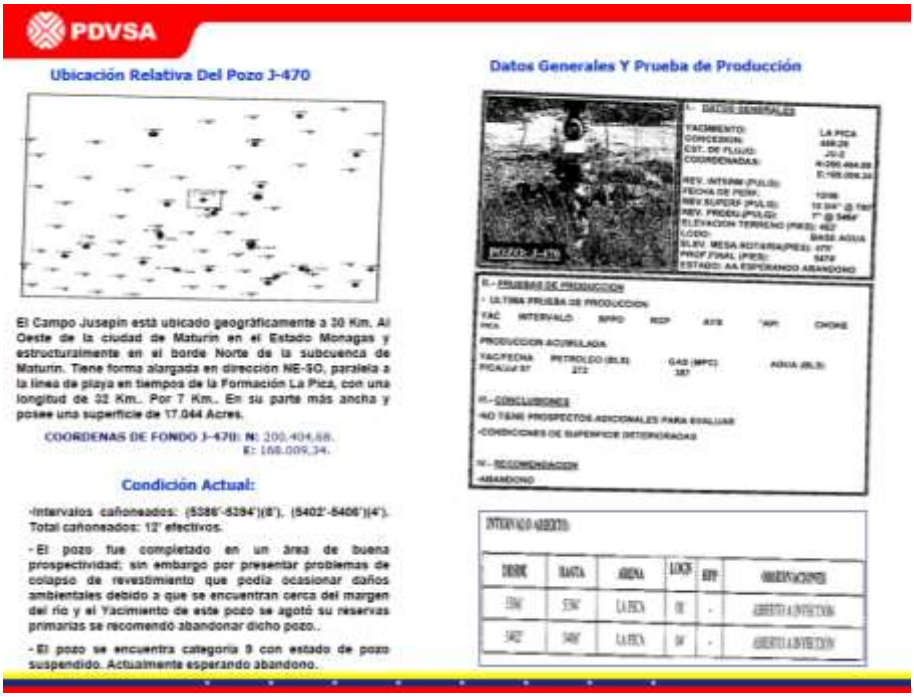


Figura F.18 Ficha Técnica del pozo J-470 pág.1

Figura F.19 Ficha Técnica del pozo J-470 pág.2

Diagrama Mecánico Actual

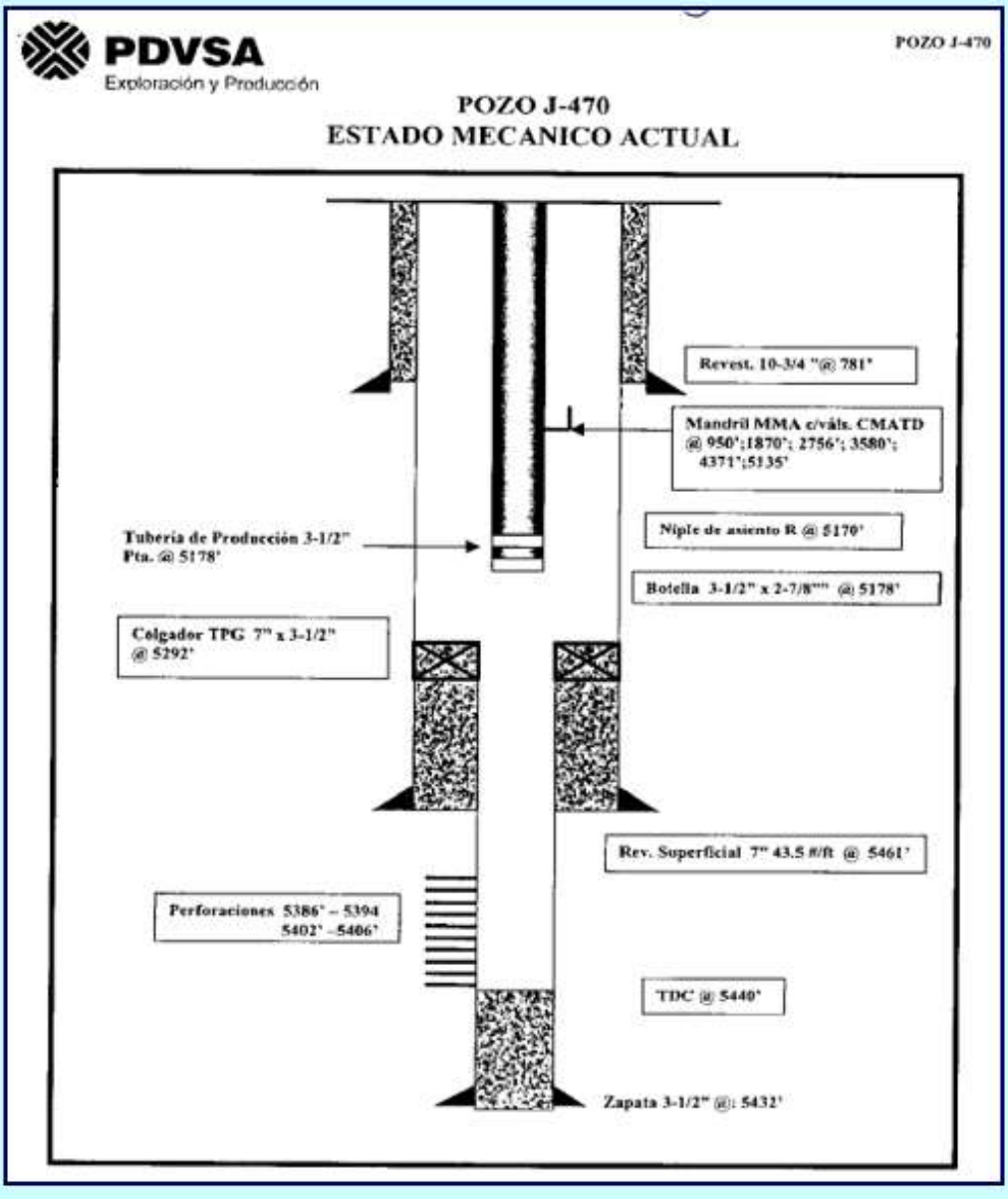


Figura F.20 Diagrama Mecánico del pozo J-470

POZO J-468

CRONOLOGICO OPERACIONAL

J-468
Jusepín
524-6 MR/CT: 10'
J-153 (off)
N - 203.450,44
E - 175.849,58

Completación original - Inyector de agua

Pozo perforado para inyección de agua en reemplazo del J-153, el cual se descartó por su proximidad a la línea principal de distribución eléctrica y al hecho de tener el revestidor dañado cerca del tope de N-15.

Perforaron selectivamente el intervalo 5895'-6507'
Inyectaron

22-6-64 Reperforaron con balas de 6297'-6507' y perforaron la zona inferior de N-15 -6671'-7103' selectivamente.
Completaron como inyector de agua doble.

Figura F.21 Reporte operacional del pozo J-468 pág. 1

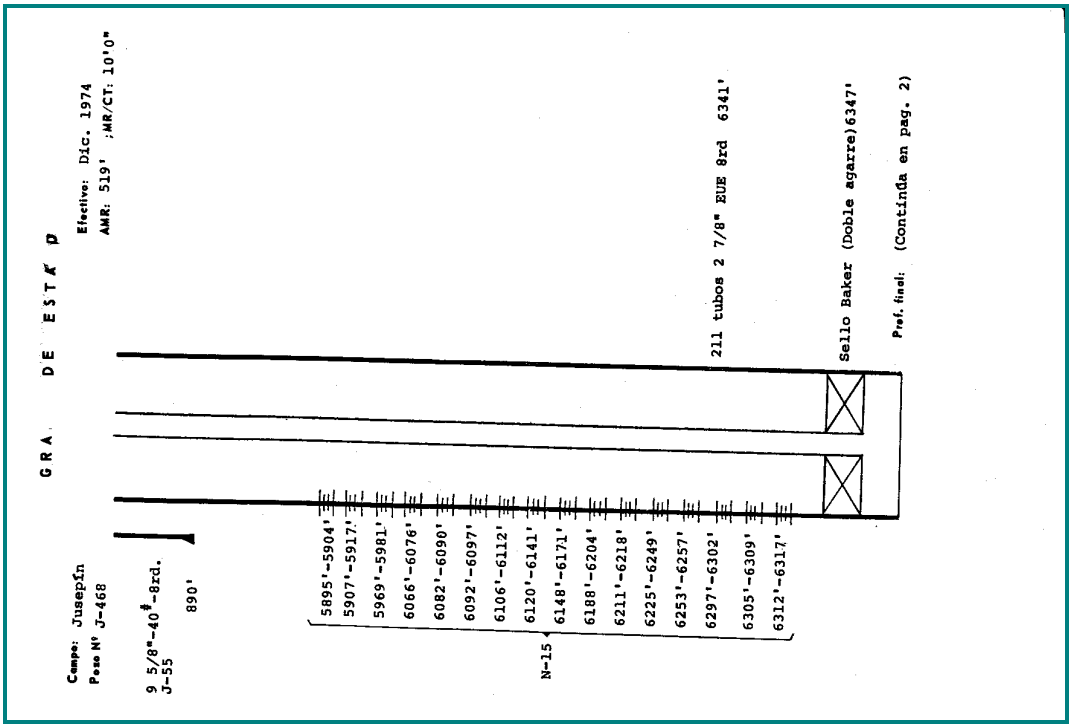


Figura F.22 Diagrama Mecánico del pozo J-468 pág. 1

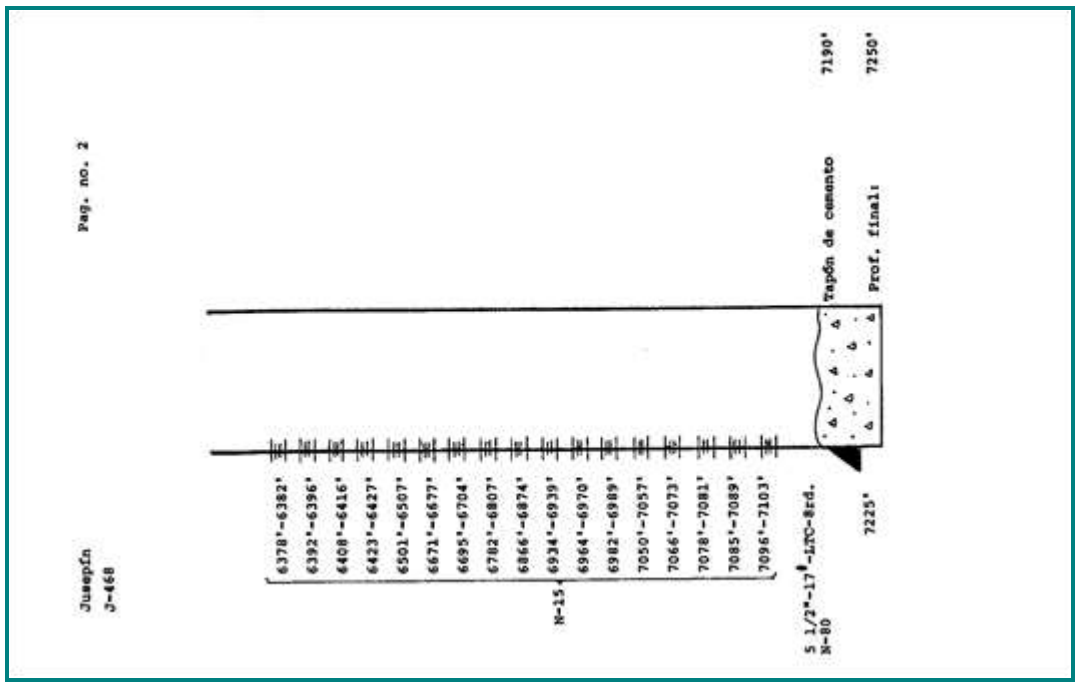
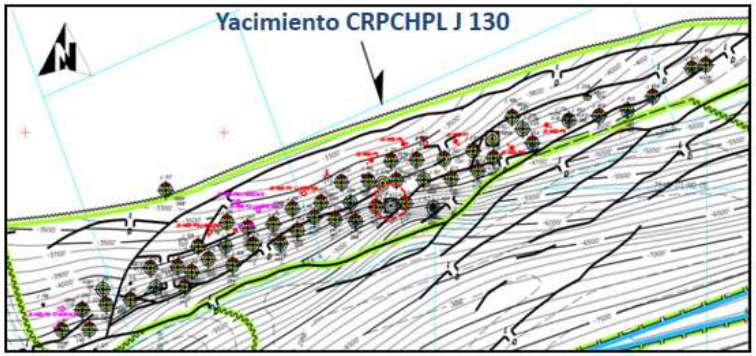


Figura F.23 Diagrama Mecánico del pozo J-468 pág. 2

PDVSA

Pozo J-477



Condición Actual:

Pozo productor de crudo (FN). Categoría 2. Cerrado por igualar presiones.

Últimos trabajos realizados:

- 18/06/2017 Realizó recañoneo del intervalo perforado: 5534'-5562' (28') con cañones 2-1/8' expuestos.
- 24/06/2017 Realizó prueba inyectividad con 5 bls ultramix 13/87 + 30 bls de gasoil, alcanzando máxima presión de bombeo de 1200 lpc.
- 27/06/2017 Realizó chequeo mecánico con calibrador 2" apoyo 3624', sacó a superficie, bajó toma muestra hasta 5.578', sacó y bajó bloque de impresión 2" apoyando a la misma profundidad.
- 28/06/2017 Ralizó registro BHP - BHT con última parada @ 5500' x 24 horas.

Diagrama Mecánico Actual

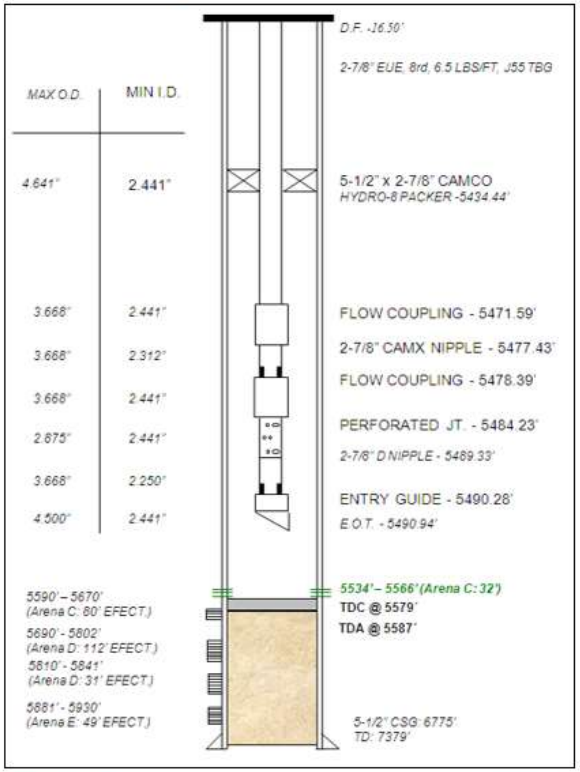


Figura F.24 Ficha Técnica del pozo J-477

POZO J-477

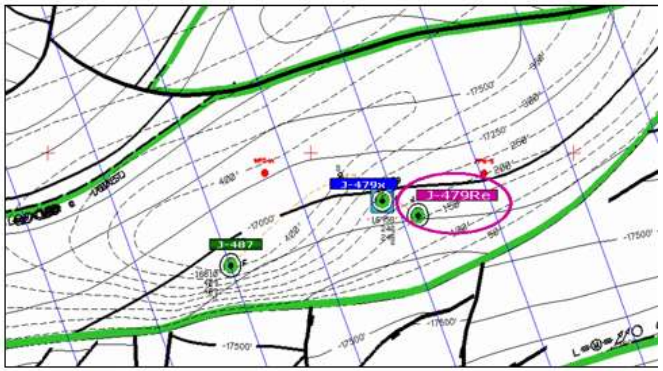
PDVSA

UBICACIÓN

El Pozo J-479 esta ubicado en la cresta de la estructura anticlinal del panel Oeste del Campo Jusepín, específicamente en fondo, cercano al pozo productor J-487, y separado 1458 metros a nivel del tope de la Formación Naricual Miembro Superior

Intervalos cañoneados

Unidad	Tope	Base	He	ANP	Phi	Sw	Vsh	K	AN	Phi	Vsh	K
A1	17704	17722	18	18	8.8	19.2	6.62	76	18	8.8	6.62	76
	17736	17751	15	15	7.9	19.1	3.01	92	15	7.9	3.01	92
	17765	17774	9	9	5.6	30.0	5.16	19	9	5.6	5.34	19
	17779	17811	32	32	6.7	20.3	1.62	63	32	6.6	1.68	62
A2	17818	17824	6	6	7.9	20.5	3.85	74	6	7.9	3.85	74
	17830	17833	3	2	4.8	32.7	7.94	6	2	4.8	7.94	6
	17840	17844	4	4	6.7	33.2	8.75	10	4	6.6	9.46	10
	17861	17866	5	4	4.8	34.3	6.15	7	5	4.6	6.29	6
	17878	17881	3	3	7.2	25.7	9.52	15	3	7.2	9.52	15
	17887	17894	7	7	10.2	24.0	6.60	377	7	10	6.91	370
B	17915	17921	6	3	7.6	38.2	4.74	23	6	6.9	6.36	15
	17934	17948	14	13	8.0	23.7	6.94	82	14	7.8	6.83	77
	17957	17973	16	16	9.1	19.6	4.03	205	16	9.1	4.03	205
	18012	18017	5	5	7.5	28.4	6.58	22	5	7.4	6.93	22
	18034	18069	35	35	8.7	19.0	3.71	82	35	8.7	3.71	82
C	18120	18131	11	10	8.7	23.7	4.67	81	11	8.7	5.11	77
	18171	18183	12	12	8.1	18.6	3.21	101	12	8.1	3.21	101
	18192	18210	18	18	6.4	24.3	4.02	39	18	6.4	4.18	38
	18217	18238	21	4	5.9	39.0	9.34	6	19	6.2	12.9	4
	18267	18271	4	3	5.1	33.0	5.34	8	4	4.8	6.36	7
	18278	18281	3	3	7.9	27.8	7.94	27	3	7.1	9.42	22
	18285	18289	4	4	8.5	20.1	4.80	53	4	8.6	4.80	53
	18315	18332	17	17	8.5	23.2	1.28	116	17	8.5	1.31	112
	18354	18376	22	22	8.3	18.7	1.27	142	22	8.3	1.27	142
	18389	18393	4	4	7.3	26.7	2.96	42	4	7.3	2.96	42
D	18406	18417	11	4	5.3	30.8	12.9	3	5	4.8	13.1	2



Condición del pozo:

- Pozo completado originalmente como exploratorio en el yacimiento MER J 479.
- Se encuentra cerrado desde el 11/08/16 por bajo aporte de fluido, actualmente en Cat-5 desde el 27/04/17 (esperando abandono).
- 03/12/14: Se realizó cambio de método de producción FN a LAG modalidad de TP @ 11602'. Generación: 2,0 MBNPD.
- Pozo con colapso a 17245' y problemas de arenamiento, con presencia de asfalteno según ultimo chequeo mecánico realizado **18/06/2019**, realizó CM con calib 3" hasta 17247' apoyando 147' por encima de los perforados (Obj. 18484' C.F).
- **Plan:** limpieza químico mecánica y la adición de (18') en los intervalos 17607'-17611' (4'), 17620'-17628' (8'), 17675'-17679' (4'), 17684'-17686' (2') arena "A0" con cañones de 2-7/8" alta penetración.
- Actualmente realizando limpieza con CT.

POZO	FECHA	Reductor (pulg)	Qt (BBPD)	Qo (BNPD)	Qw (BAPD)	Qg (MPCD)	RGP (PCN/BN)	%AyS	°API (°F)	Pcab (Lpc)	Pín (Lpc)	Tlín (°F)
J-479	28/07/2016	7/8	418	395	23	191	484	0,2	28,4	250	170	110

Figura F.25 Ficha Técnica del pozo J-479

POZO J-479

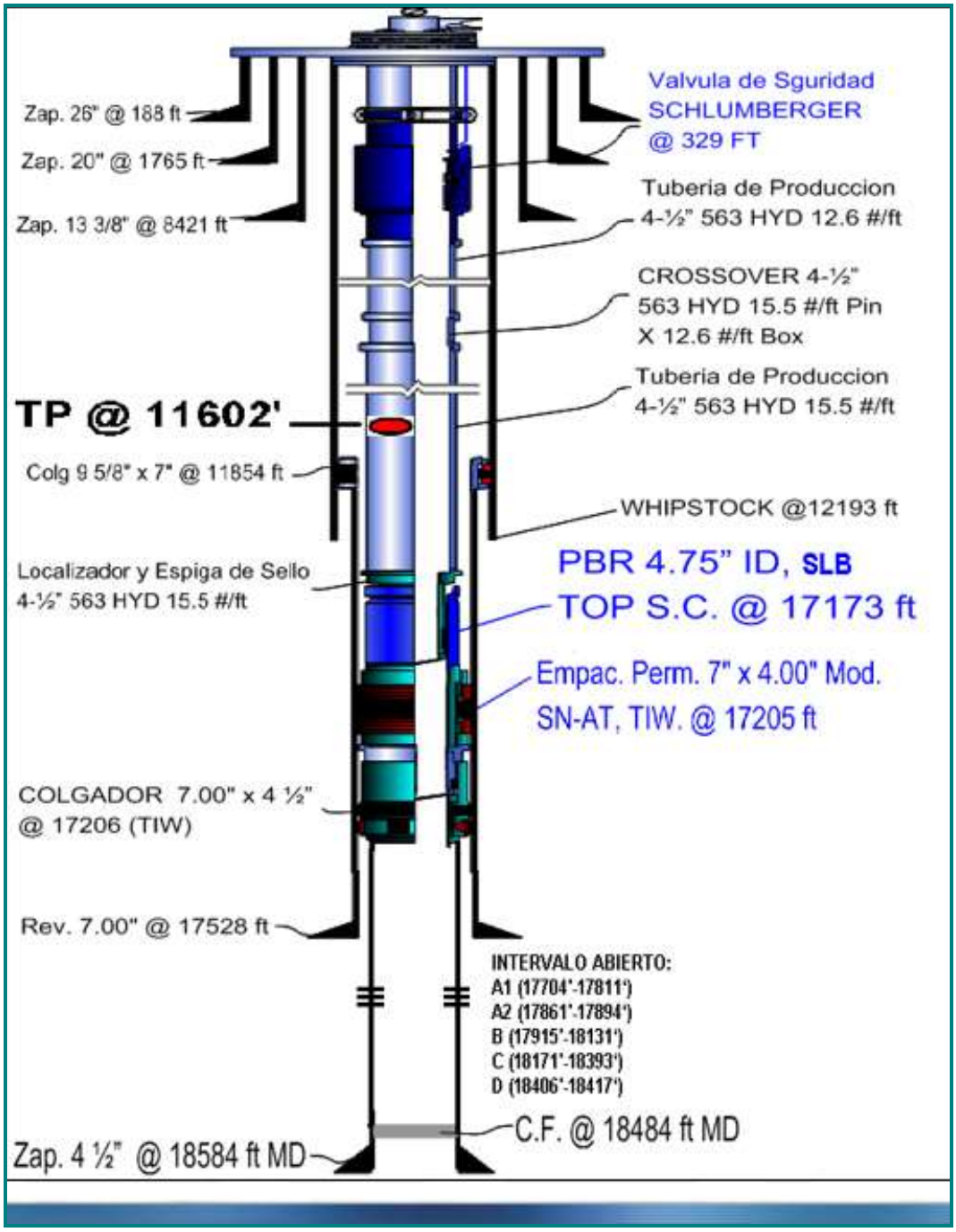


Figura F.26 Diagrama Mecánico del pozo J-479

POZO J-498

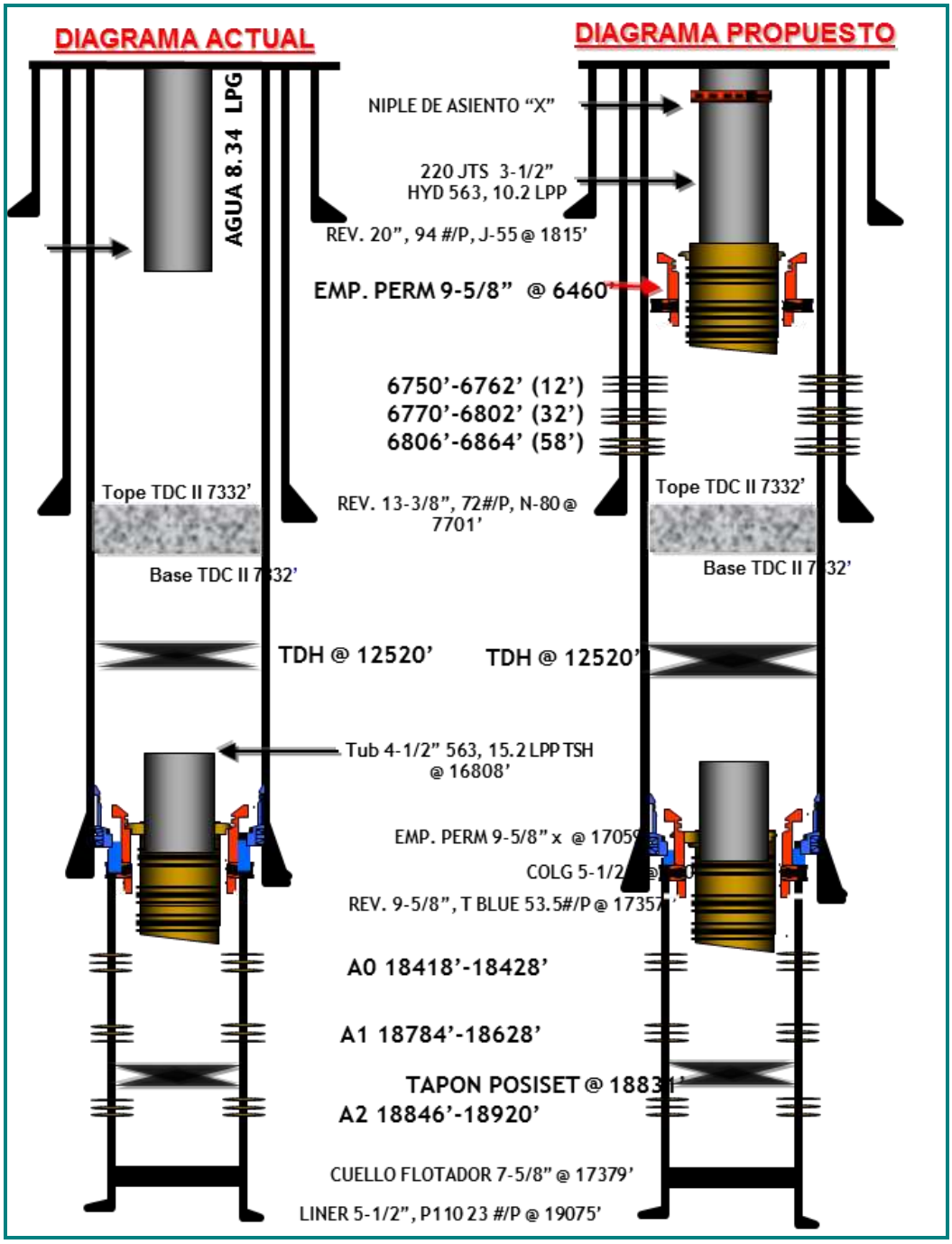


Figura F.27 Diagrama Mecánico del pozo J-498

POZO FN-7

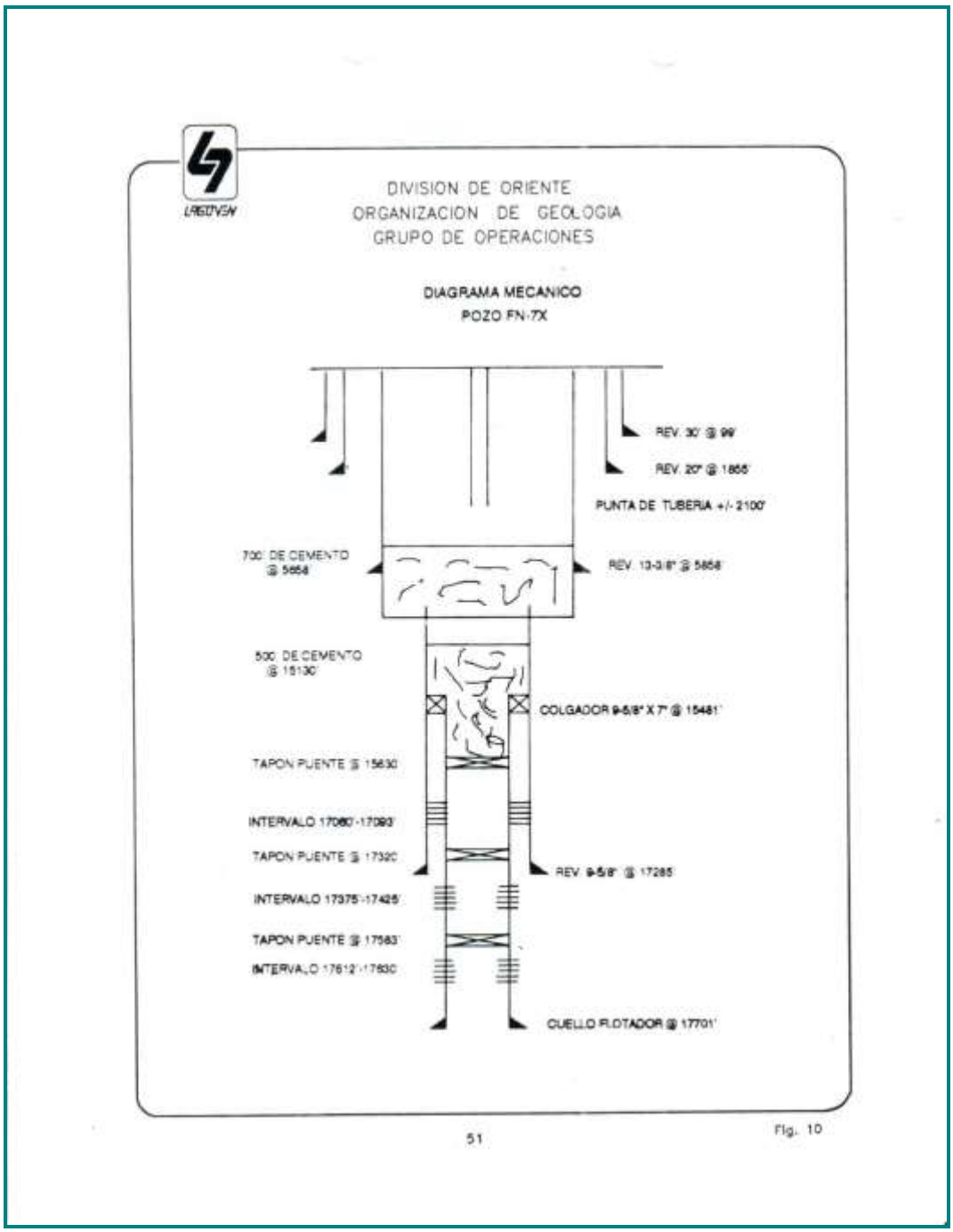


Figura F.28 Diagrama Mecánico del pozo FN-7

HOJAS METADATOS

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 1/6

Título	**Propuesta de nuevos puntos de drenaje mediante la caracterización dinámica del yacimiento lpica-01 del campo jusepín, edo. Monagas**

El Título es requerido. El subtítulo o título alternativo es opcional.

Autor(es)

Apellidos y Nombres	**Código CVLAC / e-mail**	
Pérez Morey, Jhoselin Thais	**CVLAC**	**C.I:** 23.917.135
	e-mail	jhoselinperezm@gmail.com
	CVLAC	**C.I:**
	e-mail	

Se requiere por lo menos los apellidos y nombres de un autor. El formato para escribir los apellidos y nombres es: “Apellido1 InicialApellido2., Nombre1 InicialNombre2”. Si el autor esta registrado en el sistema CVLAC, se anota el código respectivo (para ciudadanos venezolanos dicho código coincide con el numero de la Cedula de Identidad). El campo e-mail es completamente opcional y depende de la voluntad de los autores.

Palabras o frases claves:

caracterización dinámica, yacimiento lpica-01, puntos de drenaje
tesis de grado

El representante de la subcomisión de tesis solicitará a los miembros del jurado la lista de las palabras claves. Deben indicarse por lo menos cuatro (4) palabras clave.

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 2/6

Líneas y sublíneas de investigación:

Área	**Sub-área**
Tecnología y Ciencias Aplicadas	Ingeniería de Petróleo

Debe indicarse por lo menos una línea o área de investigación y por cada área por lo menos un subárea. El representante de la subcomisión solicitará esta información a los miembros del jurado.

Resumen (Abstract):

El yacimiento LPICA-01 perteneciente al Campo Jusepín se encuentra inactivo desde 1986 por agotamiento energético, sin embargo, en la actualidad se está visualizando la reactivación del mismo basado en una posible represurización en el yacimiento luego de 32 años cerrado; por lo tanto, se requiere de la caracterización dinámica del yacimiento con el objetivo de describir su estado actual. Para tal fin se realizó la revisión del modelo estático con el propósito de definir los elementos geológicos presentes y revisión de las reservas oficiales, las cuales corresponden a un POES 1.035 MMBN con unas reservas remanentes de 17,7 MMBN. Luego se validó la representatividad y consistencia del PVT existente para constatar que dichos resultados representan el comportamiento de los fluidos en el yacimiento. Se realizaron diferentes gráficos y mapas para el análisis de producción y presión del yacimiento con el fin de describir el comportamiento y estado energético actual del mismo y por consiguiente cuantificar reservas por medio de balance de materiales resultando un POES de 1074,35 MMBN con un aumento de las reservas remanentes a 35,59 MMBN. Con base a la caracterización realizada se seleccionaron los pozos a reactivar en el yacimiento y se propuso el área más prospectiva para la implantación de proyectos futuros que permitan drenar las reservas del yacimiento.

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 3/6

Contribuidores:

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
Ing. Miguel Flores	**ROL**	CA ☐ AS ■ TU ☐ JU ☐
	CVLAC	**C.I.** 10.467.516
	e-mail	mffloresr@gmail.com
Ing. Aibel Ydrogo	**ROL**	**CA** ☐ **AS** ☐ **TU** ☐ **JU** ■
	CVLAC	**C.I.** 18.820.522
	e-mail	aibel020506@gmail.com
Ing. Indira Márquez	**ROL**	**CA** ☐ **AS** ☐ **TU** ☐ **JU** ■
	CVLAC	**C.I** 18.272.148
	e-mail	imarquez@udo.edu.ve

Se requiere por lo menos los apellidos y nombres del tutor y los otros dos (2) jurados. El formato para escribir los apellidos y nombres es: “Apellido1 InicialApellido2., Nombre1 InicialNombre2”. Si el autor esta registrado en el sistema CVLAC, se anota el código respectivo (para ciudadanos venezolanos dicho código coincide con el numero de la Cedula de Identidad).. La codificación del Rol es: CA = Coautor, AS = Asesor, TU = Tutor, JU = Jurado.

Fecha de discusión y aprobación:

Año	Mes	Día
2020	02	05

Fecha en formato ISO (AAAA-MM-DD). Ej: 2005-03-18. El dato fecha es requerido.

Lenguaje: spa Requerido. Lenguaje del texto discutido y aprobado, codificado usuando ISO 639-2. El código para español o castellano es spa. El código para ingles en. Si el lenguaje se especifica, se asume que es el inglés (en).

Hoja de Metadatos para Tesis y Trabajos de Ascenso - 4/6

Archivo(s):

Nombre de archivo
NMOTTG_PMJT2020

Caracteres permitidos en los nombres de los archivos: **A B C D E F G H I J K L M N O P Q R S T U V W X Y Z a b c d e f g h i j k l m n o p q r s t u v w x y z 0 1 2 3 4 5 6 7 8 9 _ - .**

Alcance:

Espacial: LPICA-01 del campo jusepín, edo. Monagas. Venezuela
Temporal: intemporal

Título o Grado asociado con el trabajo:

Ingeniero de Petróleo

Dato requerido. Ejemplo: Licenciado en Matemáticas, Magister Scientiarium en Biología Pesquera, Profesor Asociado, Administrativo III, etc

Nivel Asociado con el trabajo: Ingeniería

Dato requerido. Ejs: Licenciatura, Magister, Doctorado, Post-doctorado, etc.

Área de Estudio:

Tecnología y Ciencias Aplicadas

Usualmente es el nombre del programa o departamento.

Institución(es) que garantiza(n) el Título o grado:

Universidad de Oriente Núcleo Monagas

Si como producto de convenciones, otras instituciones además de la Universidad de Oriente, avalan el título o grado obtenido, el nombre de estas instituciones debe incluirse aquí.

Hoja de metadatos para tesis y trabajos de Ascenso- 5/6

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
CONSEJO UNIVERSITARIO
RECTORADO

CU Nº 0975

Cumaná, 04 AGO 2009

Ciudadano
Prof. JESÚS MARTÍNEZ YÉPEZ
Vicerrector Académico
Universidad de Oriente
Su Despacho

Estimado Profesor Martínez:

Cumplo en notificarle que el Consejo Universitario, en Reunión Ordinaria celebrada en Centro de Convenciones de Cantaura, los días 28 y 29 de julio de 2009, conoció el punto de agenda **"SOLICITUD DE AUTORIZACIÓN PARA PUBLICAR TODA LA PRODUCCIÓN INTELECTUAL DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE EN EL REPOSITORIO INSTITUCIONAL DE LA UDO, SEGÚN VRAC Nº 696/2009"**.

Leído el oficio SIBI – 139/2009 de fecha 09-07-2009, suscrita por el Dr. Abul K. Bashirullah, Director de Bibliotecas, este Cuerpo Colegiado decidió, por unanimidad, autorizar la publicación de toda la producción intelectual de la Universidad de Oriente en el Repositorio en cuestión.

Comunicación que hago a usted a los fines consiguientes.

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
SISTEMA DE BIBLIOTECA
RECIBIDO POR
FECHA 5/8/09 HORA 5:30

Cordialmente,

JUAN A. BOLAÑOS CURIEL
Secretario

REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA
UNIVERSIDAD DE ORIENTE
SECRETARÍA
CONSEJO UNIVERSITARIO

C.C. Rectora, Vicerrectora Administrativa, Decanos de los Núcleos, Coordinador General de Administración, Director de Personal, Dirección de Finanzas, Dirección de Presupuesto, Contraloría Interna, Consultoría Jurídica, Director de Bibliotecas, Dirección de Publicaciones, Dirección de Computación, Coordinación de Teleinformática, Coordinación General de Postgrado.

JABC/YOC/maruja

Hoja de metadatos para tesis y trabajos de Ascenso- 6/6

De acuerdo al Artículo 41 del reglamento de Trabajos de Grado:

Los Trabajos de Grado son de la exclusiva propiedad de la Universidad de Oriente, y sólo podrán ser utilizados a otros fines con el consentimiento del Consejo de Núcleo respectivo, quién deberá participarlo previamente al Consejo Universitario, para su autorización.

Jhoselin Pérez

Jhoselin Pérez

Autora

Ing. Miguel Flores

Asesor