



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

**PROPUESTA DE NUEVAS OPORTUNIDADES DE DESARROLLO QUE
INCREMENTEN EL RECOBRO DE LAS RESERVAS DEL YACIMIENTO
LJA TP-1 DEL CAMPO TROPICAL**

**REALIZADO POR:
RACHEL ANALIESSE RIVERO JIMÉNEZ**

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

MATURÍN, FEBRERO DE 2025

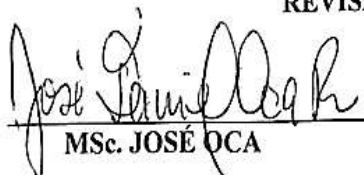


UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN/MONAGAS/VENEZUELA

**PROPUESTA DE NUEVAS OPORTUNIDADES DE DESARROLLO QUE
INCREMENTEN EL RECOBRO DE LAS RESERVAS DEL YACIMIENTO
LJA TP-1 DEL CAMPO TROPICAL**

REALIZADO POR:
RACHEL ANALIESSE RIVERO JIMÉNEZ
C.I.: 26.833.098

REVISADO POR:


MSc. JOSÉ OCA
Asesor Académico


MSc. AIMÉ BASTARDO
Asesor Industrial

MATURÍN, FEBRERO DE 2025



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

PROPUESTA DE NUEVAS OPORTUNIDADES DE DESARROLLO QUE
INCREMENTEN EL RECOBRO DE LAS RESERVAS DEL YACIMIENTO
LJA TP-1 DEL CAMPO TROPICAL

REALIZADO POR:
RACHEL ANALIESSE RIVERO JIMÉNEZ
C.I.: 26.833.098

APROBADO POR:


MSc. JOSÉ OCA

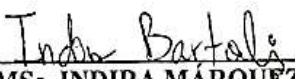
Asesor Académico


MSc. AIMÉ BASTARDO

Asesor Industrial


MSc. ANA YELITZA HERNÁNDEZ

Jurado Principal


MSc. INDIRA MÁRQUEZ

Jurado Principal

MATURÍN, FEBRERO DE 2025



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS

ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
SUB-COMISIÓN DE TRABAJO DE GRADO

ACTA DE EVALUACIÓN DEL TRABAJO DE GRADO

CTG-EICA-IP-2025

MODALIDAD: PASANTÍA DE GRADO

ACTA N° 000003158-00031-02-2025

En Maturín, siendo las 12.00 pm del día 19 de febrero del 2025 reunidos en la Sala "Luz Marina Ruiz", Campus: Guaritos del Núcleo de Monagas de la Universidad de Oriente, los miembros del jurado profesores: MSc. José Oca (Asesor Académico), Ing. Indira Márquez (Jurado), MSc. Ana Hernández (Jurado). A fin de cumplir con el requisito parcial exigido por el Reglamento de Trabajo de Grado vigente para obtener el Título de Ingeniero de Petróleo, se procedió a la presentación del Trabajo de Grado, titulado PROPUESTA DE NUEVAS OPORTUNIDADES DE DESARROLLO QUE INCREMENTEN EL RECOBRO DE LAS RESERVAS DEL YACIMIENTO LJA TP-1 DEL CAMPO TROPICAL. Por el Bachiller RACHEL ANALIESSE RIVERO JIMÉNEZ, C.I. 26 833 098. El jurado, luego de la discusión del mismo acuerdan calificarlo como:

Aprobado con Mención Publicación

Rachel Rivero

Br. Rachel Analiesse Rivero Jiménez
C.I. 26 833 098

José Daniel Oca

Prof. MSc. José Oca
C.I. 17 463 904
Asesor Académico

Ana Hernández

Profa. MSc. Ana Hernández
C.I. 13 915 352

Jurado



Sub-Comisión de Trabajo de Grado

Indira Bartoli

Profa. Ing. Indira Márquez
C.I. 18 272 148

Jurado

Prof. Ing. Jesús Otálola
C.I. 14 940 176

Jefe de Departamento



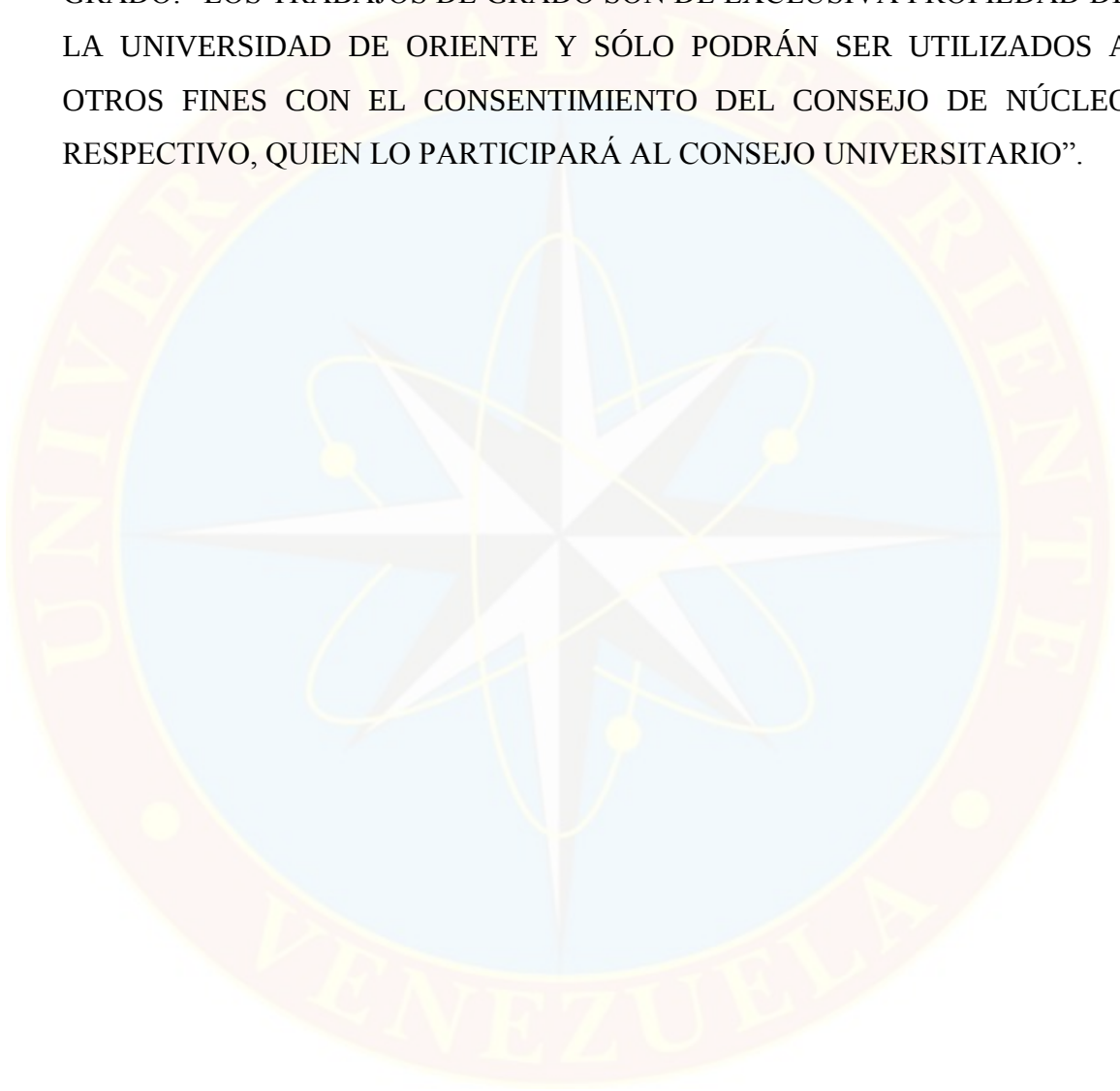
Según establecido en resolución de Consejo Universitario N° 034/2009 de fecha 11/06/2009 y Artículo 13 Literal J del Reglamento de Trabajo de Grado de la Universidad de Oriente. NOTA: Para que esta acta tenga validez debe ser asentada en la hoja N° 412 del 15° libro de Actas de Trabajo de Grado del Departamento de Ingeniería de Petróleo, EICA de la Universidad de Oriente y estar debidamente firmada por el (los) asesor (es) y miembros del jurado.

DEL PUEBLO VENIMOS / HACIA EL PUEBLO VAMOS

Av. Universidad, Campus Los Guaritos, Maturín Estado Monagas Apartado Postal N° 6201.
Teléfono 0291-3004010 <http://www.monagas.udo.edu.ve/>

RESOLUCIÓN

DE ACUERDO AL ARTÍCULO 44 DEL REGLAMENTO DE TRABAJOS DE GRADO: “LOS TRABAJOS DE GRADO SON DE EXCLUSIVA PROPIEDAD DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE Y SÓLO PODRÁN SER UTILIZADOS A OTROS FINES CON EL CONSENTIMIENTO DEL CONSEJO DE NÚCLEO RESPECTIVO, QUIEN LO PARTICIPARÁ AL CONSEJO UNIVERSITARIO”.



DEDICATORIA

A Dios todopoderoso, por darme la resiliencia y fortaleza para subir cada peldaño de esta escalera.

A mi abuelita, *María Camacho de Rivero* por ser un ejemplo de fortaleza y perseverancia que siempre me ha acompañado hasta el día de hoy.

¡A mis padres, Richard Rivero y Raquel Jiménez de Rivero papito y mamita lo logramos...!



AGRADECIMIENTOS

A mi Dios omnipotente, por ser tan bueno conmigo y ayudarme a conseguir la solución a cada problema que se presentaba.

¡A mis amados padres, por el amor y el apoyo incondicional a lo largo de todo este proceso, los amo con todo mi corazón!

A David Vera, por todo el apoyo emocional en todo este proceso y recordarme siempre que si puedo.

A mis queridos amigos y futuros colegas, Diana, Víctor y Tomas por su amistad sincera y sus valiosos aportes a mi investigación.

A Cesar Elías, mi amigo el mexicano, por ser parte importante en el desarrollo de este proyecto.

¡A mi Tutor académico José Daniel Oca, por su dedicación y compromiso en este proyecto, Gracias mi profe mejor tutor académico que usted no pude haber tenido...!

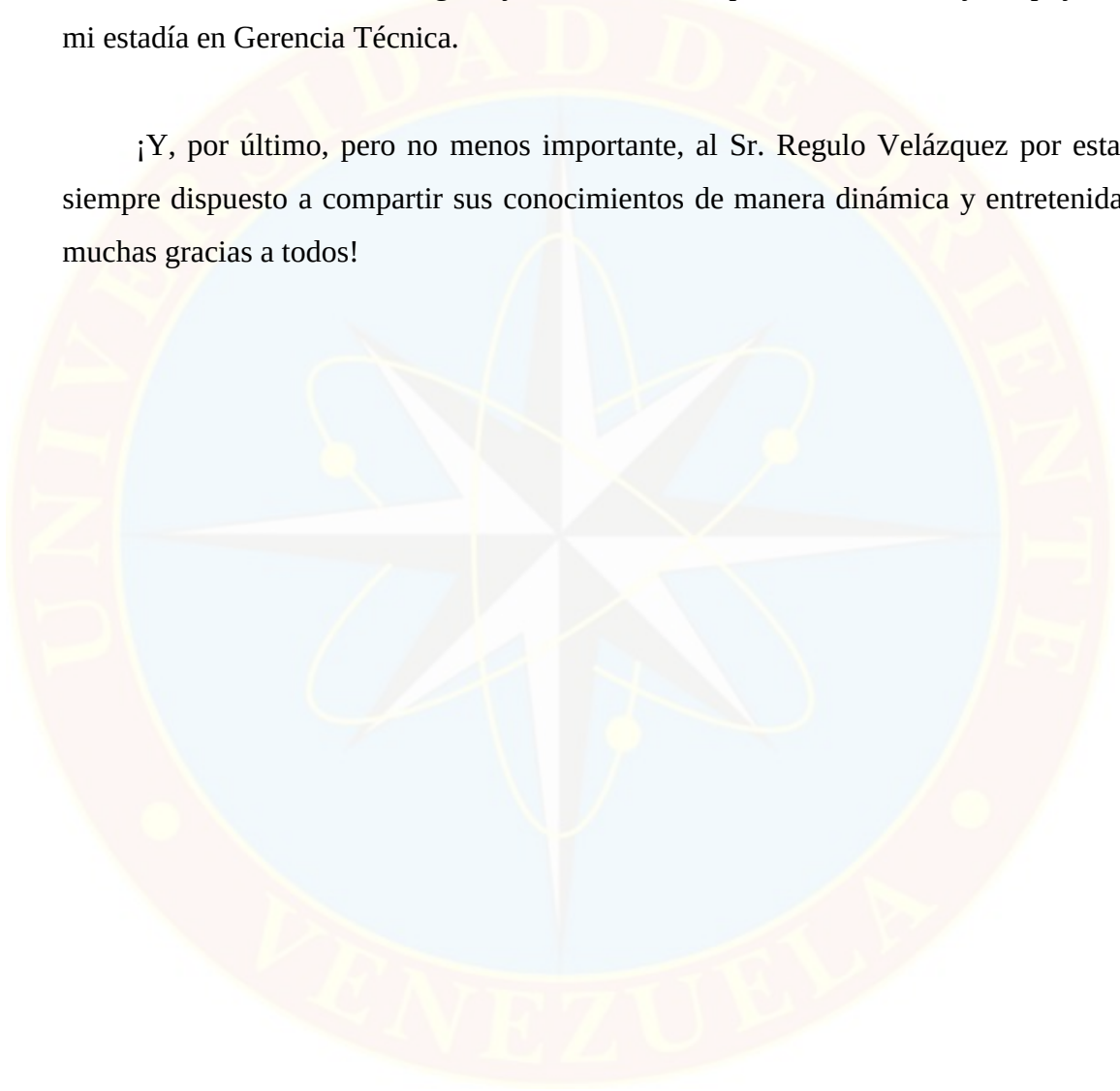
A mi tutora industrial Aimé Bastardo, por el aporte de sus conocimientos que tienen un valor incuantificable y porque no solo fuiste mi tutora sino mi madre industrial.

A todo el equipo de Yacimientos por aportar cada uno un granito de arena que hizo posible el desarrollo de este trabajo.

A el Sr. José Sánchez, por el aporte de sus valiosos conocimientos para el desarrollo de esta investigación.

A las Sras. María Rodríguez y Esther Rondón, por todo el cariño y el apoyo en mi estadía en Gerencia Técnica.

¡Y, por último, pero no menos importante, al Sr. Regulo Velázquez por estar siempre dispuesto a compartir sus conocimientos de manera dinámica y entretenida, muchas gracias a todos!



ÍNDICE GENERAL

	Pág.
RESOLUCIÓN.....	v
DEDICATORIA.....	vi
AGRADECIMIENTOS.....	vii
ÍNDICE GENERAL.....	ix
ÍNDICE DE FIGURAS.....	xii
ÍNDICE DE GRÁFICOS.....	xiii
ÍNDICE DE TABLAS.....	xiv
NOMENCLATURA.....	xv
RESUMEN.....	xvi
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO I.....	3
EL PROBLEMA.....	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.....	4
1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN.....	5
CAPÍTULO II.....	6
MARCO TEÓRICO.....	6
2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN.....	6
2.2 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO TROPICAL.....	8
2.2.1 Ubicación geográfica del campo.....	8
2.2.2 Estratigrafía del campo.....	9
2.2.3 Estructura del Campo.....	10
2.2.4 Antecedentes históricos del yacimiento LJA TP-1.....	10
2.3 BASES TEÓRICAS.....	11
2.3.1 Parámetros que permiten la evaluación de formaciones.....	11
2.3.2 Perfiles de pozos.....	13
2.3.3 Curvas de declinación de producción.....	14
2.3.4 Método de Reyes-Vargas.....	17
2.3.5 Radio de drenaje.....	18
2.3.6 Método Volumétrico.....	19
2.4 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS.....	19
CAPÍTULO III.....	21
MARCO METODOLÓGICO.....	21
3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN.....	21
3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN.....	21
3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA.....	22
3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO.....	22

3.4.1 Estudio de las propiedades de la formación del yacimiento LJA TP-1	23
3.4.2 Análisis del estado energético del yacimiento en estudio considerando el comportamiento de producción de los pozos existentes.	23
3.4.3 Determinación de los radios de drenaje con base a las reservas desarrolladas para cada pozo.	24
3.4.4 Propuesta de nuevos puntos de drenaje en el yacimiento LJA TP-1 del campo Tropical.	25
3.5 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS	26
3.5.1 Técnicas	26
3.5.2 Instrumentos	26
3.6 RECURSOS	27
3.6.1 Recursos humanos	27
3.6.2 Recursos materiales y tecnológicos	27
3.6.3 Recursos económicos.	27
CAPÍTULO IV	28
ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS	28
4.1 ESTUDIO DE LAS PROPIEDADES DE LA FORMACIÓN DEL YACIMIENTO LJA TP-1.	28
4.1.1 Revisión de las propiedades de la formación	28
4.1.2 Revisión de las características de los pozos	32
4.1.3 Revisión de las propiedades del fluido	33
4.1.4 Correlación entre pozos pertenecientes al Yacimiento LJA TP-1	33
4.2 ANÁLISIS DEL ESTADO ENERGÉTICO DEL YACIMIENTO LJA TP-1 TOMANDO EN CUENTA EL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS EXISTENTES.	41
4.2.1 Revisión del histórico de Presión	41
4.2.2 Revisión del histórico de Producción	45
4.2.3 Ajuste de curvas tipo para obtención de variables adimensionales	51
4.2.4 Análisis del comportamiento de productividad de los pozos	68
4.3 DETERMINACIÓN DE LOS RADIOS DE DRENAJE DE LOS POZOS CON BASE A LAS RESERVAS DESARROLLADAS PARA CADA POZO.	69
4.3.1 Cálculo del área y el factor de forma de drenaje	70
4.3.2 Identificación de zonas no drenadas	80
4.4 PROPUESTA DE NUEVOS PUNTOS DE DRENAJE EN EL YACIMIENTO LJA TP-1 DEL CAMPO TROPICAL A TRAVÉS DEL ESTUDIO DEL RADIO DE DRENAJE.	82
4.4.1 Identificación de nuevas oportunidades de desarrollo.	82
CAPÍTULO V	85
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	85
5.1 CONCLUSIONES	85
5.2 RECOMENDACIONES	86
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	87

APÉNDICES.....	89
HOJAS METADATOS.....	111



ÍNDICE DE FIGURAS

	Pág.
Figura 2. 1 Ubicación Geográfica del Campo Tropical	8
Figura 2. 2 Columna Estratigráfica del Campo Tropical	9
Figura 2. 3 Lineamiento estructural al norte de Monagas.....	10
Figura 4. 1 Elaboración de correlaciones entre pozos.....	34
Figura 4. 2 Correlación entre pozos con dirección SW-NE a nivel de la formación San Juan.....	35
Figura 4. 3 Registro del Pozo TP-1X.....	38
Figura 4. 4 Registro del Pozo TP-2XST	39
Figura 4. 5 Registro del Pozo TP-3XST	40
Figura 4. 6 Zonas de interés del Yacimiento LJA TP-1.....	41
Figura 4. 7 Tipos de Régimen de flujos observados en el yacimiento.....	42
Figura 4. 8 Comportamiento de Producción del TP-2XST.....	55
Figura 4. 9 Mapa de Burbujas de los pozos del Yacimiento LJA TP-1.....	80
Figura 4. 10 Identificación de zonas no drenadas del Yacimiento LJA TP-1.....	81
Figura 4. 11 Nuevas propuestas de puntos de drenaje en el Yacimiento LJA TP-1 ...	84

ÍNDICE DE GRÁFICOS

	Pág.
Gráfico 4. 1 Presión vs. Tiempo del TP-1X.....	42
Gráfico 4. 2 Presión vs. Tiempo del TP-2XST	43
Gráfico 4. 3 Presión vs. Tiempo del TP-3XST	43
Gráfico 4. 4 Presión vs. Tiempo del TP-4.....	44
Gráfico 4. 5 Presión vs. Tiempo del TP-5ST	44
Gráfico 4.6 Histórico de producción del TP-1X	46
Gráfico 4.7 Histórico de producción del TP-2XST	47
Gráfico 4. 8 Histórico de producción del TP-3XST	48
Gráfico 4. 9 Histórico de producción del TP-4	49
Gráfico 4. 10 Histórico de producción del TP-5ST	50
Gráfico 4. 11 Histórico de producción del TP-7	51
Gráfico 4. 12 Primer ajuste de curvas del TP-1X	53
Gráfico 4. 13 Primer ajuste por el modelo armónico del TP-1X	54
Gráfico 4. 14 Primer ajuste de curvas del TP-2XST.....	54
Gráfico 4. 15 Primer ajuste de curvas del TP-3XST.....	55
Gráfico 4. 16 Primer ajuste por el modelo armónico del TP-3XST	56
Gráfico 4. 17 Primer ajuste de curvas del TP-4	57
Gráfico 4. 18 Primer ajuste por el modelo armónico del TP-4	57
Gráfico 4. 19 Primer ajuste de curvas del TP-5ST.....	58
Gráfico 4. 20 Primer ajuste por el modelo armónico del TP-5ST	59
Gráfico 4. 21 Primer ajuste de curvas del TP-7	59
Gráfico 4. 22 Primer ajuste por el modelo armónico del TP-7	60
Gráfico 4. 23 Segundo ajuste del TP-1X	62
Gráfico 4. 24 Segundo ajuste del TP-2XST.....	63
Gráfico 4. 25 Segundo ajuste del TP-3XST	64
Gráfico 4. 26 Segundo ajuste de curvas del TP-4	65
Gráfico 4. 27 Segundo ajuste de curvas del TP-5ST	66
Gráfico 4. 28 Segundo ajuste de curvas del TP-7	66
Gráfico 4. 29 Presión vs Producción acumulada del Yacimiento LJA TP-1	68

ÍNDICE DE TABLAS

	Pág.
Tabla 4. 1 Propiedades de la Formación del pozo TP-1X.....	28
Tabla 4. 2 Propiedades de la Formación del pozo TP-2XST	29
Tabla 4. 3 Propiedades de la Formación del pozo TP-4	29
Tabla 4. 4 Propiedades de la Formación del pozo TP-5ST.....	30
Tabla 4. 5 Propiedades de la Formación del pozo TP-3XST	30
Tabla 4. 6 Propiedades de la Formación del pozo TP-7	31
Tabla 4. 7 Promedio ponderado de las propiedades de la Formación por pozo.....	32
Tabla 4. 8 Radio del hoyo para cada pozo	32
Tabla 4. 9 Viscosidades para cada pozo.....	33
Tabla 4. 10 Propiedades de la Arena 1.....	36
Tabla 4. 11 Propiedades de la Arena 2.....	37
Tabla 4. 12 Propiedades de la Arena 3.....	37
Tabla 4. 13 Presión Inicial y Presión de fondo fluyente de cada uno de los pozos	45
Tabla 4. 14 Tasa de producción de petróleo y Tiempo de cada Pozo.....	45
Tabla 4. 15 Variables adimensionales obtenidas del primer ajuste de curvas de Gentry-Arps.....	61
Tabla 4. 16 Variables adimensionales obtenidas del segundo ajuste de curvas de Gentry-Arps.....	67
Tabla 4. 17 Índice de Productividad de los pozos del Yacimiento LJA TP-1	69
Tabla 4. 18 Variables para el cálculo del área de drenaje.....	70
Tabla 4. 19 Áreas de drenaje de los pozos en estudio.....	71
Tabla 4. 20 Variables para el cálculo del factor de forma C_A	72
Tabla 4. 21 Factor de forma C_A de los pozos en estudio	72
Tabla 4. 22 Radios de drenaje obtenidos del primer ajuste de curvas	73
Tabla 4. 23 Nuevas variables para el cálculo del área de drenaje	74
Tabla 4. 24 Nuevas áreas de drenaje	74
Tabla 4. 25 Nuevas variables para el cálculo del factor de forma C_A	75
Tabla 4. 26 Nuevo factor de forma C_A de los pozos en estudio.....	75
Tabla 4. 27 Radios de drenaje obtenidos del segundo ajuste de curvas.....	76
Tabla 4. 28 Datos para cálculo de radios drenados	77
Tabla 4. 29 Radios drenados de los pozos en estudio	78
Tabla 4. 30 Radios de drenaje de las Ecuaciones de Gonzalo Rojas y Madrid M.....	78
Tabla 4. 31 Comparación de los radios de drenaje en pies obtenidos por diferentes metodologías	79
Tabla 4. 32 Cálculos para el mapa de burbujas.....	81
Tabla 4. 33 Coordenadas de propuestas de nuevos puntos de drenaje.....	83

NOMENCLATURA



API	American Petroleum Institute
BN	Barriles normales
BPD	Barriles por día
BY	Barriles a condiciones de Yacimiento
Gp	Gas Producido
K	Permeabilidad, Md
LPC	Libras por pulgadas cuadradas
MD	Profundidad medida
MM	1 Millón
PCN	Pies cúbico normales
Pi	Presión inicial
Prof.	Profundidad
POES	Petróleo Original en Sitio
Pwf	Presión de fondo fluyente
Pyac	Presión de yacimiento
Qg	Tasa de gas
Qo	Tasa de petróleo
RGP	Relación Gas-Petróleo
Sw	Saturación de agua
TVD	Profundidad vertical verdadera
TVDSS	Profundidad vertical respecto al nivel del mar



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

**PROPUESTA DE NUEVAS OPORTUNIDADES DE DESARROLLO QUE
INCREMENTEN EL RECOBRO DE LAS RESERVAS DEL YACIMIENTO
LJA TP-1 DEL CAMPO TROPICAL**

AUTOR

Rachel Analiesse Rivero Jiménez
CI:26.833.098
Febrero, 2025

Asesor Académico:

MSc. José Oca

Asesor Industrial:

MSc. Aimé Bastardo

RESUMEN

En esta investigación, se realizó una revisión de los modelos estáticos y dinámicos para determinar las propiedades de la formación del yacimiento LJA TP-1 mediante las correlaciones entre pozos generadas con el programa Petrel, seguidamente, se hizo un estudio de análisis del nivel energético del yacimiento empleando una metodología de análisis de curvas tipo, de la cual se obtuvo las variables adimensionales $(qDd)_a$ y $(tDd)_a$ para el cálculo de área y forma de drenaje, lo que permitió evaluar de manera comparativa la metodología de curvas tipo desarrollada con otra metodología convencional con base a los cálculos volumétricos para la determinación de los radios de drenaje de los pozos productores que permitieron crear un mapa de burbujas para la identificación de zonas no drenadas, obteniendo como resultado que el estudio petrofísico y la determinación de los radios de drenaje coinciden que la zona prospectiva para la localización de nuevos puntos de drenaje se encuentra en las adyacencias del pozo TP-4 y el pozo TP-1X donde la porosidades alcanza valores de 7,8% a 8,1% y la permeabilidad de 2,69 mD a 2,8 mD.

Palabras clave: curvas tipo, variables adimensionales, radios de drenaje, mapas de burbuja, zonas no drenadas.

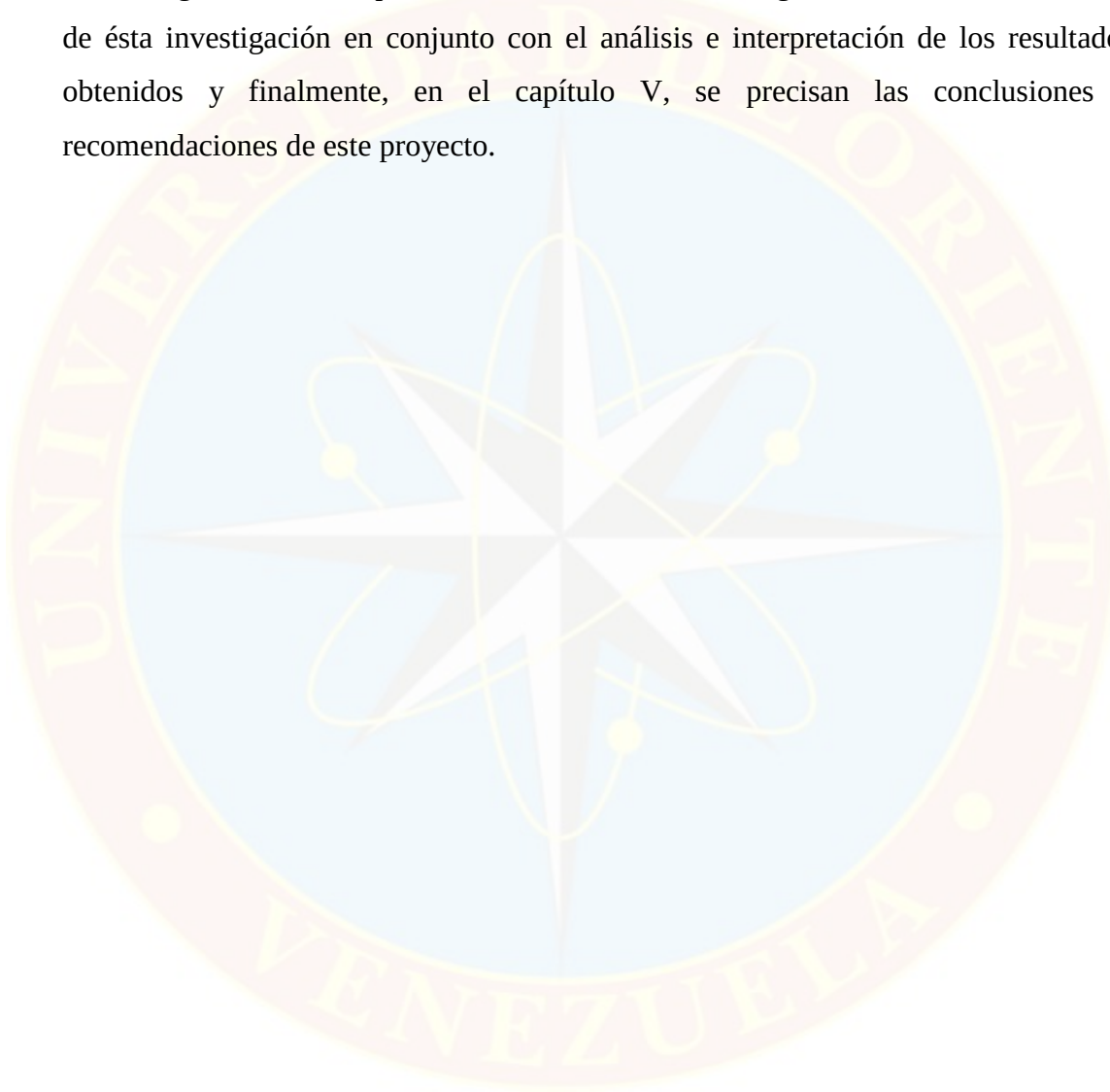
INTRODUCCIÓN

El principal ingreso que sustenta la economía del país, está estrechamente relacionado con la industria petrolera, por tal motivo es de gran importancia dedicar tiempo al estudio y análisis de los yacimientos de petróleo para incrementar la producción de los mismos. Esta investigación planteó enfocarse en el estudio del yacimiento LJA TP-1 ubicado en el campo Tropical. El yacimiento en estudio comprende las formaciones Areo, Los Jabillos, Caratas, Vidoño, San Juan y San Antonio, se caracteriza por ser un yacimiento de variación composicional del fluido con profundidad. Este yacimiento comenzó su producción para el año 1998 con el pozo TP1-X que producía condensado 41 °API en la formación San Juan y San Antonio a una profundidad de 13.000 y 14.000 pies. Actualmente cuenta con un total de 6 pozos productores y uno abandonado. Para diciembre del año 2013 la producción era de 30.132 MBN de petróleo y 171.212 MMPCN de gas (PDVSA-PETROQUIRIQUIRE S. A. 2012).

En este sentido, esta investigación tuvo como objetivo proponer nuevas oportunidades de desarrollo que incrementen el recobro de las reservas del yacimiento LJA TP1, para tal fin se analizaron las propiedades petrofísicas asociadas a los pozos existentes para ser asignadas a las nuevas localizaciones, así como también el comportamiento de producción con la finalidad de analizar el estado energético del yacimiento. De igual manera se evaluaron los radios de drenaje para precisar la ubicación de las áreas no drenadas que puedan ser prospectivas para ubicar nuevas localizaciones.

El presente estudio, está conformado por los siguientes capítulos, el capítulo I que está referido a las razones que llevaron a iniciar esta investigación así como también los objetivos que se buscaban alcanzar , el capítulo II en donde se especifica la ubicación

geográfica del yacimiento en estudio así como también las bases teóricas y los antecedentes que sustentan la investigación, el capítulo III en donde se especificó el procedimiento metodológico, así como los instrumentos y técnicas que se utilizaron en la investigación, en el capítulo IV se detalla la metodología utilizada en el desarrollo de ésta investigación en conjunto con el análisis e interpretación de los resultados obtenidos y finalmente, en el capítulo V, se precisan las conclusiones y recomendaciones de este proyecto.



CAPÍTULO I

EL PROBLEMA

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La Organización de Países Exportadores de Petróleo (OPEP), para el año 2018 reportó un consumo diario a nivel global de 98,82 millones de barriles de petróleo, sin embargo, según las proyecciones mensuales de la OPEP el consumo mundial medio diario será de 104,5 millones de barriles por día (MBPD) en 2024 y de 106,3 MBD en 2025 (BBC News Mundo 2019) lo que se traduce como un aumento en la demanda a nivel global, por tal motivo cobra importancia el aumento de la producción de petróleo para cumplir con la creciente demanda. A nivel nacional, los informes técnicos de Petróleos de Venezuela, S.A (PDVSA) para el año 2021 reflejaron datos donde se observó un descenso en la producción de petróleo nacional ubicándose en 650.000 barriles diarios, es decir, un 70% menos que en 2017 (PDVSA, 2023).

Según el perfil de producción de Petroquiriquire 2006-2024, la producción no ha escapado de esta realidad, reflejando una disminución notable ubicándose para el año 2006 en 13,3 MBD de petróleo y 4,8 MBD cierre 2023 (PDVSA-PETROQUIRIQUIRE S.A, s,f) por lo tanto se evalúan propuestas de nuevos puntos de drenaje que de alguna forma permitan aumentar esta producción.

Uno de los principales yacimientos productores de la EM Petroquiriquire, es el yacimiento LJA TP-1, el cual se encuentra ubicado en el campo Tropical localizado en la parte central del bloque Quiriquire, a unos 16 km de la ciudad de Maturín. El modelo energético del yacimiento en estudio definió un comportamiento típico de un yacimiento con variación composicional en profundidad, donde en la zona más alta se encuentra el gas condensado y a medida que se profundiza se encuentra una zona de

crudo pesado y una de crudo extrapesado más hacia la base. El yacimiento en estudio cuenta con un modelo estático basado en sísmica 3D, sedimentología, petrofísica, el cual se considera representativo, sin embargo, existe bajo número de pozos perforados que limitan el recobro de las reservas.

Es importante resaltar que el modelo dinámico no se ha actualizado con captura de información de presiones transitorias en los pozos existentes por lo que cobra importancia el uso de técnicas que consideran los datos de producción como herramienta para la identificación de oportunidades de desarrollo en el yacimiento, motivado a esto se busca actualizar el estudio realizado a las zonas prospectivas para la ubicación de nuevas localizaciones, basándose en la evaluación del comportamiento de producción del yacimiento en estudio.

1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.2.1 Objetivo general

Proponer nuevas oportunidades de desarrollo que incrementen el recobro de las reservas en el yacimiento LJA TP-1 del campo Tropical.

1.2.2 Objetivos específicos

- Estudiar las propiedades de la formación del yacimiento LJA TP-1.
- Analizar el estado energético del yacimiento en estudio considerando el comportamiento de producción de los pozos existentes.
- Determinar los radios de drenaje con base a las reservas desarrolladas para cada pozo.

- Proponer nuevos puntos de drenaje en el yacimiento LJA TP-1 del campo Tropical.

1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

Uno de los objetivos principales de la ingeniería de yacimientos, es obtener el mayor número de datos posibles y eso se logra a través de técnicas y herramientas que faciliten tomar decisiones en conjunto con la aplicación del conocimiento de ingeniería y de esta manera incrementar la producción del yacimiento, por tal motivo fue necesario desarrollar una propuesta que permita identificar nuevos puntos de drenaje y aumentar la producción del yacimiento LJA TP-1. El yacimiento LJA TP-1 del campo Tropical contaba inicialmente con un POES de 289.070 MBN. Para el año 2011 como resultado de un estudio integrado se estimaron unas reservas recuperables primarias de 105.222 MBN, unas reservas remanentes de 100.303 MBN y una producción acumulada de 4.919 MBN. Para recuperar estas reservas, son necesarios nuevos puntos de drenaje que fueron propuestos para incrementar la producción del yacimiento en estudio.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN;Error! Marcador no definido.

Reyes, M. & Vargas, J. (2009). Con su trabajo de grado titulado: Métodos para el cálculo del área de drene, basaron su estudio en la revisión de todos los métodos y técnicas de análisis más relevantes desarrolladas para la determinación del área de drene de un pozo, el factor de forma y su aplicación en el análisis de la declinación del gasto de pozos que producen a presión constante, lo que permitió identificar nuevos factores de forma, C_A , los cuales pueden ser de varios sistemas diferentes y no solo rectangulares cerrados, de igual manera se determinó el final del comportamiento infinito y el inicio del periodo pseudo estacionario para cada forma de drene. Adicional a esto, los métodos por curva tipo y de declinación exponencial presentados, demostraron ser muy eficaces debido a que determinan un área de drene similar entre ellos, además de que permiten conocer la forma aproximada del área y la localización del pozo dentro de ella, conociendo su factor de forma C_A .

Este estudio permitió evaluar y analizar cada uno de los métodos propuestos para el cálculo del área de drene, así como también la metodología desarrollada por el análisis de curvas tipo para la determinación del área y la forma de drenaje.

Angarita, M. (2014). Con su trabajo de grado titulado: Caracterización dinámica del Yacimiento LJA TPM0001 del campo Tropical, estado Monagas, mediante el análisis de pruebas de presión por métodos numéricos, realizó un análisis de un total de 20 pruebas de presión correspondientes a 5 pozos del campo, a través de simulaciones realizadas en el software especializado Saphir v4.10.05, en donde se obtuvieron condiciones poco representativas de las imperantes del yacimiento, ello

atribuido a limitaciones del software empleado, las cuales reducen la validez de los resultados.

Este trabajo permitió conocer la metodología empleada para la recopilación, búsqueda y análisis de la información disponible perteneciente a los pozos del yacimiento en estudio.

Elías, C & Nieto, C. (2018). En su trabajo de grado titulado: Desarrollo de una herramienta de cómputo para el análisis de datos de producción a través de modelos de flujo y declinación, plantearon como objetivo principal desarrollar una herramienta de cómputo que es capaz de leer un histórico de producción con datos de entrada de tiempo, presión, gastos de flujo y gastos de flujo acumulado. Estos investigadores emplearon una serie de curvas que, posteriormente, puedan ser ajustadas con alguno de los modelos revisados en este trabajo (Arps, Fetkovich, Blasingame, Agarwal–Gardner, NPI y Transitoria) y así obtener parámetros importantes para la industria. El resultado más relevante de ésta investigación fue determinar que los modelos desarrollados pueden usarse para realizar un ajuste sistematizado en yacimientos de gas y petróleo, en términos de la presión o de la pseudo-presión, lo que implica una ventaja en el análisis del comportamiento de estas variables según las condiciones de interés.

Este estudio permitió conocer e implementar la metodología para realizar el ajuste de curvas tipos para diferentes métodos según las condiciones actuales de los pozos del yacimiento en estudio.

Madrid, M. (2021). En su artículo científico titulado: Determinación del radio de drenaje, tuvo como objetivo principal estimar los radios de drenaje basados en cálculos volumétricos sin incorporar la compresibilidad de los fluidos en el yacimiento, éste investigador, además, creó un mapa de burbujas con esta ecuación para identificar zonas no drenadas. El resultado más resaltante de esta investigación fue el desarrollo

de un programa en Visual Basic para correrlo en Excel, que permitiera realizar los cálculos de radio de drenaje vs. tiempo.

Este estudio permitió conocer e implementar la metodología para el cálculo del radio de drenaje basados en los cálculos volumétricos.

2.2 DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO TROPICAL

2.2.1 Ubicación geográfica del campo

Geográficamente este campo se encuentra localizado en la parte central del Bloque Quiriquire, entre los campos Quiriquire al norte y San Luis al sur, a unos 16 km al Norte de la ciudad de Maturín.



Figura 2. 1 Ubicación Geográfica del Campo Tropical
Fuente: (PDVSA-PETROQUIRIQUIRE S. A. 2012).

2.2.2 Estratigrafía del campo

El ambiente depositacional del campo Tropical se define como una plataforma marina Somera, esto está basado en: Las facies analizadas tanto en los núcleos del Campo Tropical, los campos vecinos Quiriquire y Orocuai, así como en los afloramientos e igualmente el análisis de los ripios de perforación de los pozos.

La columna estratigráfica penetrada por los pozos del campo Tropical incluye sedimentos de edades que varían desde el Plioceno hasta el Cretáceo Superior, y está representada por las formaciones Mesa, Las Piedras (eqv. Quiriquire), Carapita, Areo, Los Jabillos, Caratas, Vidoño, San Juan y San Antonio. (Sometimiento de Reservas del Campo Tropical 2012).

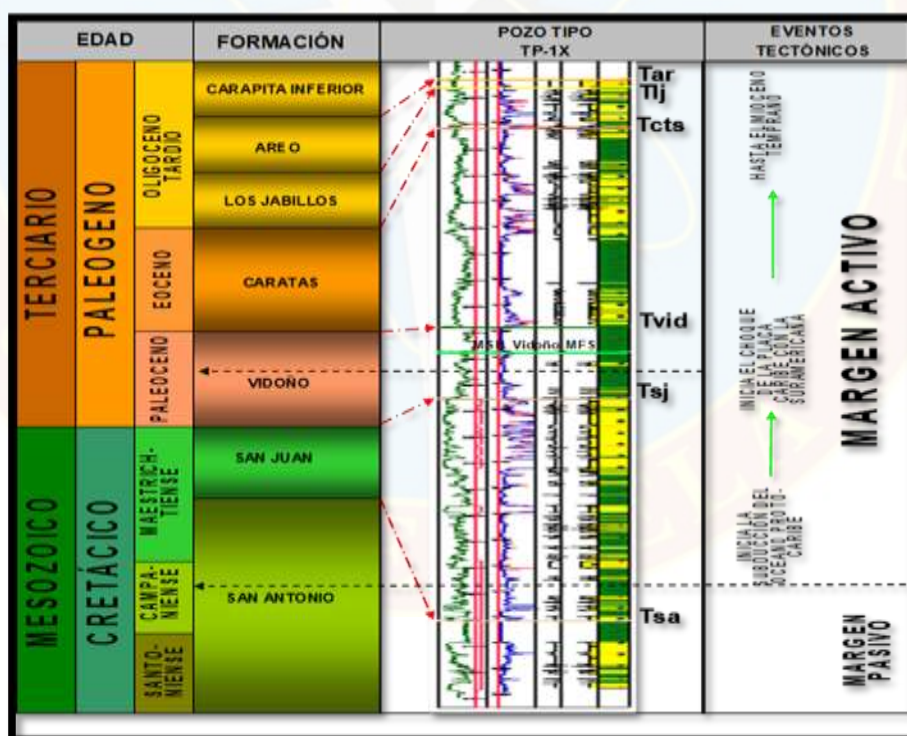


Figura 2. 2 Columna Estratigráfica del Campo Tropical

Fuente: (PDVSA-PETROQUIRIQUIRE S. A. 2012).

2.2.3 Estructura del Campo

Según el Modelo Estructural de 2011; la estructura geológica del Campo Tropical es producto del sistema compresivo generado por el empuje de la Placa Caribe contra la Placa sudamericana lo que dio origen a sucesivos corrimientos que cabalgan hacia el sur formando a su vez una serie de anticlinales de orientación SO-NE, característicos en el norte de Monagas (Figura 2.3).

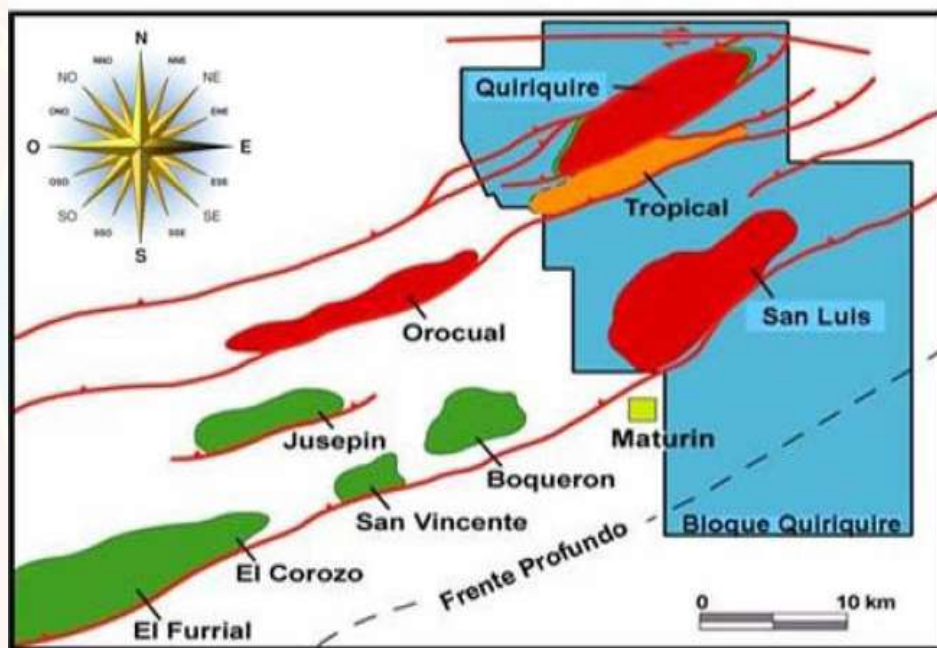


Figura 2. 1 Lineamiento estructural al norte de Monagas

Fuente: (PDVSA-PETROQUIRIQUIRE S. A. 2012).

2.2.4 Antecedentes históricos del yacimiento LJA TP-1

El yacimiento LJA-TPM0001 comprende las formaciones Áreo, Los Jabillos, Caratas, Vidoño, San Juan y San Antonio, es considerado naturalmente fracturado con un sistema de doble porosidad y saturado a la presión de rocío, se caracteriza por ser

un yacimiento de variación composicional del fluido con profundidad que abarca una zona de gas condensado, petróleo volátil y petróleo negro (mediano, pesado y extrapesado), posee un área de 72 Km².

Fundamentándose en el libro de reservas, al cierre del año 2011 tiene un POES de 266,09 MMBN y un GOES de 584,39 MMMPCN, con un factor de recobro primario para el crudo mediano de 4 % y condensado de 40,6 % y para el gas asociado al petróleo mediano de 4% y asociado al condensado de 54%, obteniendo unas reservas recuperables primarias de líquido de 29,39 MMBN y 154,43 MMMPCN de gas asociado.

La explotación del campo Tropical inicia en septiembre de 1.998 con la perforación del pozo TP-1X el cual evaluó la formación San Juan (13.154 - 13.596) pies y la formación San Antonio (13.721 - 14.285) pies. Actualmente cuenta con un total de 5 pozos productores y dos abandonados. A Diciembre de 2.011 la producción es de 24,26 MMBPD de petróleo y 152,82 MMMPCN de gas. (Sometimiento de Reservas del Campo Tropical 2012).

2.3 BASES TEÓRICAS

2.3.1 Parámetros que permiten la evaluación de formaciones

Saturación de fluidos: La saturación es el porcentaje de un fluido ocupado en el espacio poroso, y está definido como:

$$S_{fluido} = \frac{V_f}{V_p} * 100\% \quad (Ec. 2.1)$$

S fluido= Porcentaje de fluido que satura el espacio poroso

Vf= Volumen del fluido dentro del espacio poroso

Vp= Volumen Poroso

Si consideramos que básicamente el volumen poroso de una roca que contiene hidrocarburos, está saturado con petróleo, gas y agua se tiene que:

$$S_w + S_o + S_g = 1 \quad (\text{Ec. 2.2})$$

S_w = Saturación de agua

S_o = Saturación de petróleo

S_g = Saturación de gas

Porosidad (ϕ): La porosidad es la fracción del volumen bruto total de la roca que constituyen los espacios no sólidos, y está definido por:

$$\phi = \frac{V_b - V_m}{V_b} * 100\% \quad (\text{Ec. 2.3})$$

ϕ = Porosidad absoluta

V_b = Volumen Bruto

V_m = Volumen Matriz

Siendo el volumen poroso (V_p), la diferencia entre el volumen bruto y el de la matriz ($V_b - V_m$). La porosidad generalmente se expresa en porcentaje. (Manual Halliburton, 2002).

Permeabilidad (K): Es la medida de la facilidad con que una roca permite que los fluidos se muevan dentro del volumen poroso interconectado.

La unidad básica de permeabilidad se llama Darcy, en honor a Henry Darcy, quien estudió por primera vez en 1856 la filtración de agua en un medio poroso. (Mannucci, J. 1995).

Compresibilidad: La compresibilidad es el cambio en volumen por cambio unitario en la presión. Las compresibilidades más importantes en conocer son:

- Compresibilidad en la Matriz
- Compresibilidad de los Poros
- Compresibilidad Total
- Compresibilidad Efectiva

2.3.2 Perfiles de pozos

Perfiles de pozos: Los perfiles de pozos son registros geofísicos que se obtienen al terminar la etapa de perforación de un pozo. Por medio de los diferentes registros de pozo y de las combinaciones de estos, es posible inferir las características petrofísicas de las rocas que componen el yacimiento, como su litología, contenido de arcillas porosidad y fluidos presentes en los poros y lograr una correlación entre los diferentes pozos. Entre estos perfiles se destacan el diámetro del trépano (Bit Size), el registro de Caliper (CALI), el gamma ray (GR), el potencial espontáneo (SP), los registros de resistividad (ILS-ILM-ILD) y los perfiles neutrón (NPHI), densidad (RHOB) y sísmico (DTCO) (Schlumberger, 1990).

Entre las principales características que se pueden valorar a partir de los registros de pozo se tienen la resistividad, nivel de saturación de agua, grado de consolidación, porosidad, litología, etc. De otro lado, la correlación de registros entre pozos consiste en establecer comparaciones entre los patrones de comportamiento de las curvas en los registros para un punto o zona específica en el hueco registrado con el fin de establecer la continuidad, espesor, y movimientos estructurales de las diferentes formaciones de interés a lo largo y ancho de la estructura en exploración y explotación (Dienes, 1974; Ruiz, 1996; Valle y Pérez, 1976). Las curvas más utilizadas en los procesos de

correlación entre pozos y la generación de secciones estructurales son los registros de rayos gamma y microresistividad.

Interpretación cualitativa de perfiles: La interpretación cualitativa de los perfiles de pozo consiste en inferir una localización aproximada de los posibles paquetes de arenas, a partir del análisis de las curvas en los registros. Por ejemplo, la integración de los perfiles neutrón y densidad, se utiliza para identificar posibles niveles de gas o arcillas dentro de un yacimiento. Para ello, se grafican estos perfiles en una misma pista, con escalas compatibles, así, en presencia de gas, el perfil neutrón leerá valores de porosidad menores a los reales, resultando una curva desplazada hacia la derecha, mientras que el perfil de densidad leerá valores de porosidad mayores a los reales, por lo que la curva se desplazará hacia la izquierda. Por el contrario, en presencia de arcillas, el comportamiento de curvas es inverso comparado con el caso del gas, desplazándose hacia la izquierda la curva del perfil neutrón y hacia la derecha la curva del perfil de densidad. (Schlumberger, 1990).

2.3.3 Curvas de declinación de producción

Las curvas de declinación de producción representan un método dinámico para la estimación de 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 del 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 del inicio de dicha tendencia. En general, se busca un tipo de gráfico donde la tendencia se presente en forma lineal para facilitar su extrapolación. Este procedimiento lleva implícito una suposición básica: “Todos los factores que han afectado al yacimiento en el pasado, lo seguirán afectando en el futuro”. (PDVSA, CIED. 1997)

El análisis de curvas de declinación ha sido uno de los métodos más ampliamente usado para predecir la producción futura de campo de gas y petróleo desde que Arps lo presentó en 1945. Es un método alternativo cuando no se puede aplicar Balance de Materiales (BM) ni simulación numérica por falta de información de presiones y/o propiedades del yacimiento y fluidos. (Rojas, G. 2003).

Curvas Tipo para un modelo de flujo

Las curvas tipo son representaciones gráficas de soluciones teóricas de las ecuaciones de flujo (Agarwal et al, 1970). El método consiste en encontrar, dentro de una familia de curvas, la curva teórica que mejor coteje con la respuesta real que se obtiene durante la prueba de producción. Este cotejo se realiza en forma gráfica, superponiendo la data real con la curva teórica. (Araujo, E. Aguaje, C. Gali, J. Rivas, M. 2015)

En un principio, tanto Fetkovich como Arps consideraron una presión de fondo fluyente constante (p_{wf}) para analizar la producción del sistema sin cambios en las propiedades PVT de los fluidos. Fue hasta las investigaciones de Blasingame (1993) que hizo uso de pseudos-parámetros (pseudos-tiempo y pseudos-presión) para acoplar las variaciones de los parámetros PVT y desarrollar curvas tipos para analizar el gasto. Asimismo, utilizaron el gasto integral y la producción acumulada, en las formas sugeridas por Gentry (1972) y McCray (1990), para mejorar el ajuste e interpretar los modelos.

Los estudios de Arps (1944) fueron los pioneros en el ámbito del análisis de curvas de declinación, y se mantienen como los más usados en la industria. Para su desarrollo el autor reunió información de trabajos previos y presentó una técnica para el análisis de la producción y su extrapolación. Como resultado, Arps identificó tres

tipos de declinación: (1) Exponencial, (2) Armónica, (3) Hiperbólica; a las que ajustó aproximaciones empíricas simples y funcionales.

Curvas Tipo de Gentry-Arps (adimensionales)

Gentry (1972) hizo uso de parámetros adimensionales para el tiempo, la producción acumulada y el gasto en las ecuaciones previas de Arps y en gráficas semilogarítmicas definió las curvas de producción q_{Da} contra t_{Da} y q_{Dd} contra N_{pDd} .

Existen diversos tipos de declinación en función del exponente b mostrados a continuación:

Exponencial ($b=0$):

$$q = q_i e^{-Dt} \quad \text{Ec. 4.1}$$

Hiperbólica ($0 < b < 1$):

$$q = \frac{q_i}{(1+bDt)^{1/b}} \quad \text{Ec. 4.2}$$

Armónica ($b=1$):

$$q = \frac{q_i}{1+Dt} \quad \text{Ec. 4.3}$$

Por lo que cualquier curva de datos que coteje sobre las curvas teóricas con valores de $b = 0,1; 0,2; 0,3; 0,4; 0,5; 0,6; 0,7; 0,8$ y $0,9$ estaría ajustando por el modelo Hiperbólico.

Los modelos de Arps consideran los siguientes puntos:

- La presión de fondo fluyendo, P_{wf} , es constante
- Yacimiento homogéneo
- Fronteras cerradas
- Estado dominado por las fronteras (Estacionario o pseudo estacionario)

No obstante, es aplicado indistintamente para analizar comportamientos de manera práctica. El modelo exponencial, es considerado como el modelo típico de declinación para yacimientos convencionales (Vanoye, L. 2018).

Blasingame

Mientras los métodos de Arps y Fetkovich están basados asumiendo una p_{wf} constante y se basan en los datos de la tasa de flujo principalmente sin tomar en cuenta los cambios PVT del sistema, Blasingame adopta la tasa de flujo a una presión normalizada $q/\Delta p$ el pseudo tiempo de balance de materia tomando en cuenta los cambios en la p_{wf} y en las propiedades PVT del gas que cambian conforme a la presión en el yacimiento. El método de análisis y las curvas tipo funcionan para un pozo centrado en un yacimiento homogéneo circular cerrado. (Márquez, A. 2019).

2.3.4 Método de Reyes-Vargas

Se enfoca en desarrollar una metodología para el cálculo del área de drene, utilizando datos de producción como una alternativa a los métodos convencionales de pruebas de presión, considerando como base el flujo en el pozo a gasto estabilizado antes de realizar la prueba de presión. El método propone analizar el gasto transitorio de un pozo que produce a presión constante. Se basa en la teoría de fuente instantánea,

la cual se utiliza en problemas de flujo en medios porosos e implica extracción repentina de fluidos en la fuente, lo cual causa un disturbio en la presión del pozo. (García, A. Ramírez, C. Verduzco, F. 2022).

2.3.5 Radio de drenaje

El radio de drene de un pozo productor de petróleo se define como el radio máximo estimado en una formación productora, la cual, al explotarse ha experimentado cambios de presión debido a la extracción de los hidrocarburos. En la mayoría de los casos se estima que existe flujo radial desde el yacimiento hasta el pozo. Cuando se estiman los radios de drene durante las pruebas de presión tomadas en régimen transitorio, también es común referirse a este concepto como radio de investigación.

Por lo general, el radio de drene se calcula en una formación productora en la cual se ha afectado la presión durante el período de flujo de una prueba de presión en régimen transitorio. El valor estimado del radio de drene en un yacimiento, está estrictamente relacionado con el volumen de hidrocarburos producido por cada pozo, el cual comúnmente depende de las propiedades petrofísicas de cada pozo tal como permeabilidad, espesor neto, porosidad, saturación de agua, posición estructural etc. Generalmente los pozos ubicados en zonas con muy buenas propiedades petrofísicas tendrán gastos de petróleo y producciones acumuladas altas comparadas con los pozos ubicados en zonas con propiedades petrofísicas reducidas; esto tiene como consecuencia que los pozos con gastos más altos de producción tendrán mayores radios de drene comparados con los pozos que tienen gastos bajos. (García, A. Ramírez, C. Verduzco, F. 2022).

2.3.6 Método Volumétrico

Se utiliza para calcular el Hidrocarburo Original en Sitio (POES, GOES y COES) con base en el modelo geológico que geométricamente describe el yacimiento y a las propiedades de las rocas y de los fluidos.

El método volumétrico es el adoptado por el Ministerio de Energía y Petróleo como método oficial para el cálculo de las reservas. Estos cálculos pueden estar apoyados por cualquier otro método. (Ministerio del Poder Popular para el Petróleo y Minería, 2005).

2.4 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS

Factor de Recobro: El Factor de Recobro representa la fracción del volumen de hidrocarburos originales en sitio que puede extraerse (o que ha sido extraído) de un yacimiento. (Rojas, G. 2003, p.191).

Flujo No Estable: El flujo no estable (frecuentemente llamado flujo transitorio) es definido como una condición de flujo de fluido al cual el ritmo de cambio de presión con respecto al tiempo en cualquier punto del yacimiento no es cero o constante. (Ahmed, T. 2004, p.1/3)

Flujo Pseudo estable: Cuando la presión a diferentes puntos en el reservorio disminuye linealmente como una función de tiempo, es decir, a un ritmo de declinación constante. (Ahmed, T. 2004, p.1/3)

Petrofísica: El estudio de las propiedades de las rocas y su relación con los fluidos que contienen en estado estático se denomina petrofísica. (“Manual Halliburton”, 2002, p.6).

Petróleo Original en Sitio: El petróleo original en sitio (POES) es el volumen inicial u original de petróleo existente en las acumulaciones naturales. (“Manual Halliburton”, 2002, p.34).

Reservas Probadas: Las Reservas Probadas son los volúmenes de hidrocarburos estimados con razonable certeza y recuperables de yacimientos conocidos, de acuerdo con la información geológica y de ingeniería disponible y bajo condiciones operacionales, económicas y de regulaciones gubernamentales prevalecientes. (Ministerio del Poder Popular para el Petróleo y Minería. 2005, p.5).

Variación Composicional: Las variaciones composicionales en los yacimientos se debe principalmente a las fuerzas de gravedad y a los cambios de temperatura con profundidad. Dicha variación va desde gas condensado en el tope hasta crudo liviano o volátil en la base de la arena. (Rojas, G. 2003, p.41).

Yacimiento de Hidrocarburos: Se entiende por yacimiento una unidad geológica de volumen limitado, poroso y permeable que contiene hidrocarburos en estado líquido y/o gaseoso. Los cinco ingredientes básicos que deben estar presentes para tener un yacimiento de hidrocarburos son: (1) fuente, (2) Camino migratorio, (3) Trampa, (4) Almacenaje/porosidad, (5) Transmisibilidad/Permeabilidad. (Escobar, F. 2004, p.13).

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

Apoyado en Arias (2012), define que:

La investigación descriptiva consiste en la caracterización de un hecho, fenómeno, individuo o grupo, con el fin de establecer su estructura o comportamiento. Los resultados de este tipo de investigación se ubican en un nivel intermedio en cuanto a la profundidad de los conocimientos se refiere (p. 24).

De acuerdo a la definición de Arias, se deduce que ésta investigación, la cual, estuvo enfocada en proponer nuevas oportunidades de desarrollo en el yacimiento LJA TP-1, es de tipo descriptiva, debido a que estudió las características del mismo, en concreto las propiedades de la formación tales como la porosidad, la permeabilidad, compresibilidad, saturación de agua en conjunto con el análisis detallado del comportamiento de producción de los pozos, lo que permitió conocer el comportamiento estático y dinámico y en este sentido, desarrollar una metodología de análisis que determinó los radios de drenaje y las zonas no drenadas dentro del yacimiento.

3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

El diseño de la investigación, constituye el procedimiento general que se llevó a cabo para conseguir las diferentes respuestas a las primordiales incógnitas que fundamentan el estudio. De acuerdo a los procedimientos y técnicas que se aplicaron, se estableció un estudio documental, puesto que la información necesaria para el

proceso de los mismos, se obtuvo mediante la búsqueda, recuperación, lectura y análisis de informes técnicos con datos recolectados en campo.

Arias (2006) expresa que “La investigación documental 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.” (p.28).

3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA

Arias (2006), define población como “Un conjunto finito o infinito de elementos con características comunes para los cuales serán extensivas las conclusiones de la investigación”. Para este estudio la población estuvo representada por los 6 pozos productores en el yacimiento LJA TP-1 del Campo Tropical. Por otro lado, Arias (2006) explica que la muestra “es un subconjunto representativo y finito que se extrae de la población accesible” (p.83). En este estudio, la muestra es la misma que la población en general, es decir, estuvo representada por los 6 pozos productores que conforman el yacimiento LJA TP-1, que posteriormente se fue caracterizando de acuerdo a las propiedades petrofísicas, el comportamiento de producción y los radios de drenaje, para realizar la respectiva propuesta de nuevas oportunidades de desarrollo que incrementen las reservas de yacimiento en estudio.

3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO

A continuación, se muestra el procedimiento metodológico, en el cual se logró el cumplimiento de los objetivos planteados en esta investigación.

3.4.1 Estudio de las propiedades de la formación del yacimiento LJA TP-1

Para el logro de este objetivo se aplicó la metodología de Angarita, M. (2014), la cual, consistió en la búsqueda y recopilación de la información disponible en la base de datos de PDVSA PETROQUIRUIRE S.A y los registros pertenecientes a los pozos del yacimiento LJA TP-1.

La etapa previa al análisis se basó en la ubicación y recopilación de los datos requeridos para dicha actividad; entre los principales parámetros se encuentran: propiedades de la formación (compresibilidad, porosidad, permeabilidad, saturación y espesor) y características del fluido como la viscosidad. Posteriormente, a través del programa Interactive Petrophysics (IP), se visualizaron los registros de los pozos, y con el programa petrel, se realizó una correlación entre pozos para identificar las zonas favorecidas por las propiedades de la formación en el yacimiento en estudio.

3.4.2 Análisis del estado energético del yacimiento en estudio considerando el comportamiento de producción de los pozos existentes.

Para el desarrollo de este objetivo, se evaluó el régimen de flujo presente en cada uno de los pozos, considerando las curvas tipo de Gentry- Arps para un régimen de flujo pseudoestable, y las curvas tipo de Blasingame para un régimen de flujo Transitorio, por consiguiente; se evaluaron dos modelos de ajustes de curvas tipo, para el primer cotejo se empleó la metodología de Elías, C. & Nieto, C. (2018) los cuales desarrollaron un modelo de Excel que contiene modelos de curvas desde Arps, Blasingame, Fetkovich, Agarwal-Gardner, NPI y Transitoria, a través de este modelo se realizó el primer ajuste de la curva tipo con la curva de datos de tasa de crudo vs. Tiempo en meses, con la finalidad de obtener las variables adimensionales $(qDd)_a$ y $(tDd)_a$. Adicional a esto, se realizó el segundo ajuste de curvas a través de un modelo de Excel que contiene la curva teórica de Gentry- Arps sobreponiéndola sobre la curva

de datos de tasa vs tiempo, para obtener nuevas variables adimensionales $(qDd)_a$ y $(tDd)_a$ y finalmente para evaluar el índice de productividad de los pozos productores se procedió a la revisión de los informes técnicos e históricos de presiones de cada uno de ellos, lo que permitió obtener la presión de yacimiento y la presión al datum que fue tomada como presión de fondo fluyente para calcular J con la Ec. 3.1 y de esa manera evaluar la alta o baja productividad de los mismos.

$$J = \frac{Q_o}{(P_y - P_{wf})} \quad (Ec\ 3.1)$$

3.4.3 Determinación de los radios de drenaje con base a las reservas desarrolladas para cada pozo.

Según Reyes (2009), si la porosidad y la permeabilidad del yacimiento son conocidas, se puede conocer información acerca de la forma y tamaño del área de drene, y la localización del pozo dentro de ella. A partir de los datos de porosidad de la formación, permeabilidad absoluta, comprensibilidad total y espesor del yacimiento, que fueron obtenidos de los datos geológicos y petrofísicos de los pozos en conjunto con las presiones iniciales y presión de fondo fluyente de cada uno de los pozos que se consideraron, adicional a las variables adimensionales obtenidas de la metodología de análisis de curvas tipo se calculó el área y el factor de forma de drenaje con las Ec 3.2 y la Ec 3.3. lo que permitió calcular los radios de drenaje para cada pozo.

Con la expresión siguiente se determina el área de drene:

$$A = \frac{(q)_a (t)_a}{\phi h c_t (p_i - p_{wf}) (qDd)_a (tDd)_a} \quad (Ec\ 3.2)$$

El factor de forma se calcula con la siguiente ecuación:

$$C_A = \frac{2.2458A}{r_w^2} \exp \left[- \frac{4\pi kh(p_i - p_{wf})(q_{Da})_a}{\mu(q)_a} \right] \quad (Ec 3.3)$$

Considerando las variables adimensionales obtenidas del primer y segundo modelo de ajuste, fue posible calcular dos radios de drenaje diferente para cada pozo implementando la metodología de análisis de curvas tipo, lo que permitió evaluar de manera comparativa los radios de drenajes obtenidos a través de esta metodología con un valor verdadero de radio de drenaje que se obtuvo por la metodología de Madrid, M. (2021) con la Ec. 3.4 que a su vez se comparó también con los resultados obtenidos de la Ec. 3.5 de Gonzalo Rojas y a través de estos resultados se elaboró un mapa de burbujas, que permitió visualizar los radios drenados en la actualidad y los radios de drenaje de los pozos, en conjunto con las zonas no drenadas dentro del Yacimiento LJA TP-1 del Campo Tropical.

Radio de Drenaje de Madrid M.

$$rev = \sqrt{\frac{43.560 Np Boi}{7758 \pi h \phi (1 - Swi - Sor)}} \quad (Ec 3.4)$$

Radio de Drenaje de Gonzalo Rojas

$$R = 0.3048 \sqrt{\frac{5.6115 Np Boa}{\pi \phi h Soi}} \quad (Ec 3.5)$$

3.4.4 Propuesta de nuevos puntos de drenaje en el yacimiento LJA TP-1 del campo Tropical.

Para la propuesta de los nuevos puntos de drenaje, se procedió a integrar y analizar toda la información de los pozos existentes. En base a las revisiones obtenidas

del primer objetivo, se estudió a través de las correlaciones entre pozos dónde se ven favorecidas las propiedades como la porosidad y la permeabilidad para la ubicación de nuevos puntos de drenaje dentro del yacimiento en estudio, que favorezcan la recuperación de las reservas, adicional a esto, el mapa de burbujas permitió identificar zonas no drenadas lo que permitió realizar las propuestas considerando también las zonas del yacimiento favorecidas por las propiedades de la formación.

3.5 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS

3.5.1 Técnicas

Arias, F. (2006) expresa: “Se entenderá por técnica, el procedimiento o forma particular de obtener datos o información”. (p.67). Según en esta definición, la técnica para la recolección de datos de esta investigación, se fundamentó en la revisión bibliográfica, informe técnico de sometimiento de reservas y data electrónica actual, entre otros correspondientes al yacimiento LJA TP-1 del Campo Tropical.

3.5.2 Instrumentos

Estuvo constituido por los diferentes equipos y sistemas integrados corporativos, utilizados para el análisis de la información, entre estos: Interactive Petrophysics, Petrel y Excel.

Interactive Petrophysics (IP): software para el análisis e interpretación de registros de pozos, ideal tanto para geólogos como petrofísicos. Está diseñado para ejecutarse en sistema operativo Windows y fue desarrollado empleando el framework de desarrollo.

Petrel: software utilizado para la exploración y producción de petróleo y gas. Permite la interpretación de datos sísmicos, correlación de pozos, modelado de yacimientos, simulación, cálculo de volúmenes, y diseño de estrategias de desarrollo.

Excel: es una hoja de cálculo que permite manipular datos numéricos y de texto, analizar información, generar reportes, etc.

3.6 RECURSOS

3.6.1 Recursos humanos

La ejecución del proyecto estuvo apoyada con la asistencia del personal calificado que labora en la empresa mixta PETROQUIRIQUIRE, de igual manera, con el apoyo y ayuda de los profesores de la Escuela de Ingeniería y Ciencias Aplicadas del núcleo de Monagas.

3.6.2 Recursos materiales y tecnológicos

Para el desarrollo de la investigación fue necesaria la utilización de material bibliográfico relacionados con el tema (libros, papers e informes técnicos), materiales de oficina en general, acceso directo a Internet y acceso a los diferentes sistemas corporativos (IP, entre otros.)

3.6.3 Recursos económicos

Durante el tiempo requerido todo aspecto económico necesario para el cumplimiento de los objetivos fueron solventados por el apoyo brindado de la empresa PETROQUIRIQUIRE.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1 ESTUDIO DE LAS PROPIEDADES DE LA FORMACIÓN DEL YACIMIENTO LJA TP-1.

Para el desarrollo de este objetivo se procedió a la revisión, búsqueda, recopilación y análisis de las propiedades de la formación de cada uno de los pozos existentes, adicionalmente se realizaron correlaciones entre pozos, con el fin de conocer las características del yacimiento en estudio, obtener parámetros para el cálculo del área y factor de forma de drenaje y asignar propiedades a las nuevas localizaciones, para tal fin se llevaron a cabo las siguientes etapas:

4.1.1 Revisión de las propiedades de la formación

Mediante la revisión de las fichas técnicas de los pozos existentes en la base de datos de PDVSA PETROQUIRIQUIRE S.A, se pudo obtener los parámetros que definen las propiedades de la formación San Juan perteneciente al yacimiento en estudio:

Tabla 4. 1 Propiedades de la Formación del pozo TP-1X

Formación	Intervalo	Tope (pies)	Base (pies)	Espesor (pies)	PHIE (%)	Swi (%)	K (mD)
San Juan	1	13.154	13.184	30	5,4	39,3	1,1
	2	13.188	13.195	7	4,3	57,3	0,6
	3	13.200	13.260	60	6,7	17,7	2,1
	4	13.270	13.285	15	6,4	22,6	1,7

Fuente: E.M Petroquiriquire (2023)

Para el TP-1X, se observó un espesor total de 112 pies, además de una porosidad que varía de 4,3% a 6,7% y una permeabilidad que va desde 0,6 mD a 2,1 mD en un total de 4 intervalos que van desde 13.154 pies hasta 13.285 pies. Encontrándose el intervalo 3 con mayores valores de porosidad y permeabilidad en todo el pozo.

Tabla 4. 2 Propiedades de la Formación del pozo TP-2XST

Formación	Tope (pies)	Base (pies)	Espesor (pies)	PHIE (%)	Sw (%)	K(mD)
Los Jabillos	13.796	13.806	10	8	39	1,6
	13.815	13.825	10	5	43	0,3
	13.791	13.796	5	9	38	2,1
	13.812	13.827	15	5	43	0,3
	13.868	13.878	10	5	41	0,6

Fuente: E.M Petroquiriquire (2024)

Para el TP-2XST, se observó que la formación productora es Los Jabillos, con un espesor de 50 pies en total distribuidos en 5 intervalos ubicados en profundidades que van de 13.796 pies hasta 13.878 pies, se observó además un rango de porosidad que va desde 5% a 9% y una permeabilidad de 0,3 mD hasta 2,1 mD. Ubicándose el intervalo 3 como el más poroso y el más permeable de todo el pozo.

Tabla 4. 3 Propiedades de la Formación del pozo TP-4

Formación	Tope (pies)	Base (pies)	Espesor (pies)	PHIE (%)	Sw (%)	K(mD)
San Juan	13.890	14.000	110	5,4	39,3	1,1
	14.030	14.080	50	4,3	57,3	0,6
	14.090	14.194	104	6,7	17,7	6,8
	14.340	14.375	35	6,4	22,6	1,5

Fuente: E.M Petroquiriquire (2023)

El TP-4, está constituido por 4 intervalos que van desde 13.890 pies hasta 14.375 pies, donde la porosidad alcanza valores de 4,3% a 6,7% y la permeabilidad varía en un rango de 0,6 mD hasta 6,8 mD, en un total de 299 pies en total. Siendo el intervalo 3 el más poroso y el más permeable de todo el pozo.

Tabla 4. 4 Propiedades de la Formación del pozo TP-5ST

Formación	Tope (pies)	Base (pies)	Espesor (pies)	PHIE (%)	Swi (%)	K(mD)
San Juan	14.434	14.522	88	6,8	22,43	2,19
	14.532	14.542	10	6,4	43,71	1,19
	14.552	14.563	11	7,6	19,81	3,04
	14.716	14.730	14	8,23	27,4	3,11
	14.886	14.903	17	6,03	41,25	0,79

Fuente: E.M Petroquiriquire (2020)

El TP-5ST, cuenta con un espesor total de 140 pies distribuidos en 5 intervalos que van desde 14.434 pies hasta 14.903 pies, se observó además una porosidad que varía de 6,03% a 8,23% y una permeabilidad que va de 0,79 mD hasta 3,11 mD. Encontrándose el intervalo 4 como el más poroso y el más permeable del pozo.

Tabla 4. 5 Propiedades de la Formación del pozo TP-3XST

Formación	Tope (pies)	Base (pies)	Espesor (pies)	PHIE (%)	Swi (%)	K(mD)
San Juan	14.831	14.840	9	9,9	42,6	3,1
	14.890	14.920	30	8,5	48,1	1,77
	14.926	14.943	17	8,6	35,8	2,53
	15.036	15.366	144	7,4	43,5	2

Fuente: E.M Petroquiriquire (2020)

El TP-3XST, está constituido por un espesor total de 170 pies, distribuidos en 4 intervalos que van desde 14.831 pies hasta 15.366 pies con una porosidad que varía desde 7,4% hasta 9,9% y una permeabilidad que va desde 1,77 mD hasta 3,1 mD. Siendo el intervalo 1 el más poroso y permeable de todo el pozo.

Tabla 4. 6 Propiedades de la Formación del pozo TP-7

Formación	Tope (pies)	Base (pies)	Espesor (pies)	PHIE (%)	Sw(%)	K(mD)
San Juan	14.392	14.421	29	9,2	23,1	7,41
	14.429	14.453	24	9,7	28,2	8,5
	14.460	14.470	10	6,8	13,5	4,07
	14.470	14.490	20	8,2	6,3	7,08
	14.490	14.526	36	7,1	44,6	3,1

Fuente: E.M Petroquirique (2022)

Para el TP-7, se observó en total de 119 pies, además de una porosidad que varía de 6,8% a 9,7% y una permeabilidad que varía de 3,1 mD a 8,5 mD en un total de 5 intervalos que van desde 14.392pies hasta 14.526 pies. Ubicándose el intervalo 2 como el más poroso y más permeable de todo el pozo.

A continuación, se muestran los promedios ponderados de cada propiedad en la Formación San Juan para cada pozo:

Tabla 4. 7 Promedio ponderado de las propiedades de la Formación por pozo

Pozo	Espesor (pies)	PHIE (%)	Sw (%)	K(mD)	Ct psi-1
TP-1X	112	5,7	34,225	1,375	$42,64 \cdot 10^{-06}$
TP-4	299	5,7	34,225	2,5	$4,41 \cdot 10^{-05}$
TP-5ST	140	7,012	30,92	2,064	$14,54 \cdot 10^{-6}$
TP-3XST	170	8,6	42,5	2,35	$11,97 \cdot 10^{-06}$
TP-7	119	8,2	23,14	6,032	$16,10 \cdot 10^{-06}$
TP-2XST	50	6,4	40,8	0,98	$7 \cdot 10^{-06}$

Fuente: Autor (2024)

Para calcular al área y el factor de forma de drenaje fue necesario establecer un promedio ponderado de las propiedades de la formación a excepción de la compresibilidad, sin embargo, para efectos de cálculos se tomará el espesor total por pozo.

4.1.2 Revisión de las características de los pozos

Para obtener el radio de los pozos del yacimiento en estudio se procedió a la revisión de los diagramas mecánicos de los mismos (ver Apéndice A) de los cuales se obtuvo la información reflejada en la tabla 4.8.

Tabla 4. 8 Radio del hoyo para cada pozo

Pozo	Diámetro externo (plg)	Libraje de la Tubería (lb/pie)	Diámetro Interno (plg)	Radio (plg)
TP-1X	7	38	5,920	2,96
TP-4	5	18	4,276	2,138
TP-5ST	7	32	6,094	3,047
TP-3XST	7	32	6,094	3,047
TP-7	4 1/2	15,2	3,826	1,913
TP-2XST	5	18	4,276	2,138

Fuente: Autor (2024)

De los diagramas mecánicos de los pozos, se obtuvo el diámetro externo y el libraje de la tubería lo que permitió conocer el diámetro interno de los pozos, facilitando el cálculo del radio de los mismos.

4.1.3 Revisión de las propiedades del fluido

Para obtener la viscosidad de los fluidos, se realizó la revisión de los informes técnicos proporcionados por la E.M Petroquiriquire, reflejando la información de la tabla 4.9

Tabla 4. 9 Viscosidades para cada pozo

Pozo	Tipo de Fluido	Viscosidad cP
TP-1X	Gas Condensado	0,0680
TP-4	Gas Condensado	0,0680
TP-5ST	Volátil y pesado	0,621
TP-3XST	Mediano y Pesado	0,621
TP-7	Mediano	0,621
TP-2XST	Gas Condensado	0,0680

Fuente: Autor (2024)

En el yacimiento LJA TP-1, se encuentran perforados 6 pozos, 3 de ellos productores de gas condensado inicialmente y los otros 3 productores de crudo en la actualidad, las viscosidades, los radios de los pozos y las propiedades de la formación son datos necesarios para el cálculo del radio de drenaje de cada uno de los pozos existentes.

4.1.4 Correlación entre pozos pertenecientes al Yacimiento LJA TP-1

Para trabajar en el programa Petrel, se cargó el proyecto Tropical en la opción Abrir proyecto (Open Project) ubicada en Archivo (File) en la barra de menú, luego

en Windows, se creó una ventana de trabajo que permitió cargar los pozos productores del yacimiento desde la carpeta Pozo (Wells) ubicada en la primera ventana de explorador de petrel, en esta misma carpeta al ser desplegada se encuentra la opción de Registros Globales de pozos (Global well logs), donde se seleccionaron los registros Gamma Ray (GR) y Resistividad (RD), posteriormente se procedió a simplificar la representación de la sección (flattenizar) a nivel de la Formación Vidoño como se observa en la figura 4.1.

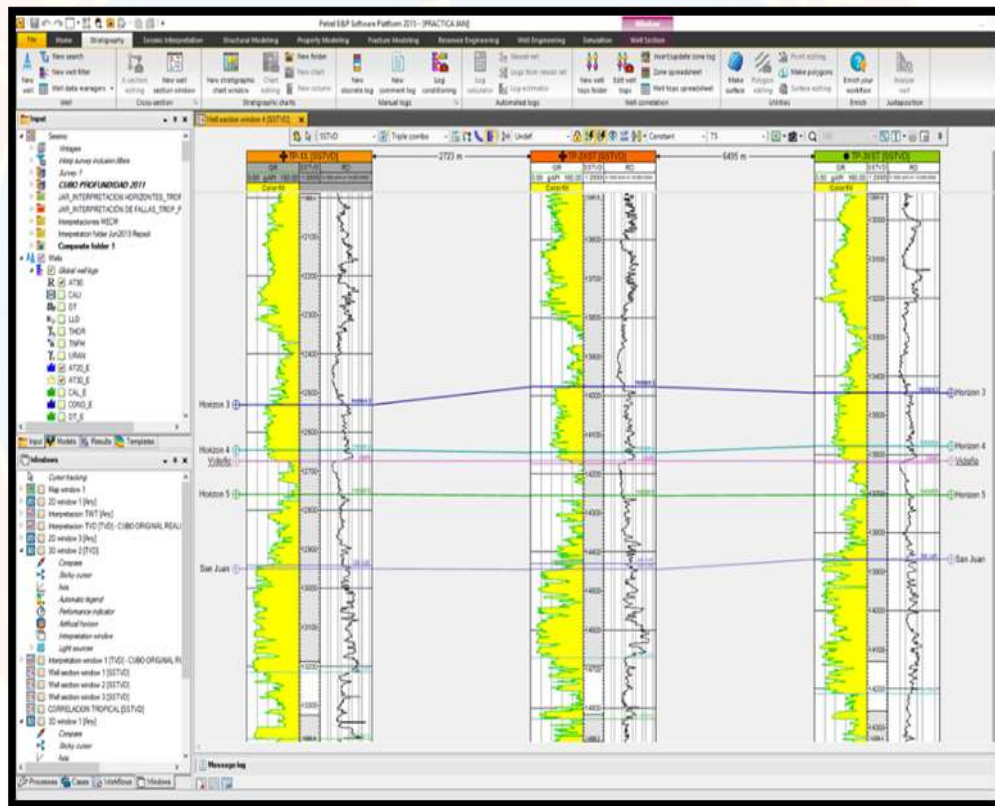


Figura 4. 1 Elaboración de correlaciones entre pozos

Fuente: Autor (2024)

En el registro físico del TP-5ST, se identificaron 3 patrones de arenas productoras que fueron tomadas como referencia para ser ubicadas en los otros pozos con la herramienta Fantasma (ghost) en el programa petrel. Para darle continuidad

lateral a la misma arena repetida en los diferentes pozos se eligió la opción nueva zona (new zona) en la carpeta Tope de los pozos (Wells tops) y se seleccionó el tope y la base de las arenas donde se repetían en los diferentes pozos como se ve reflejado en la figura 4.2

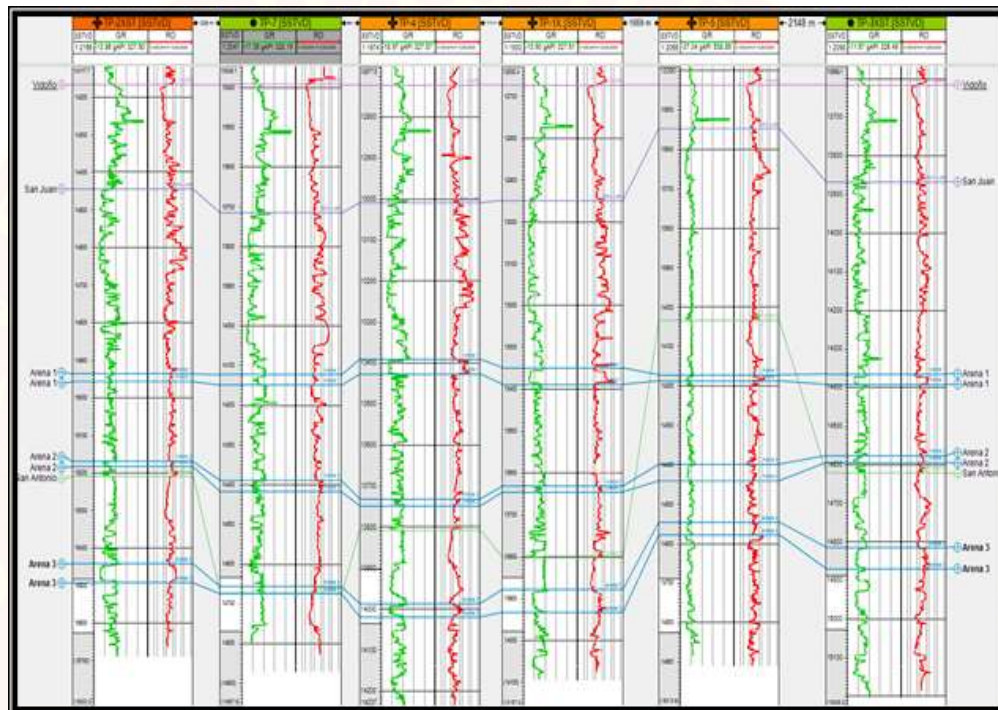


Figura 4. 2 Correlación entre pozos con dirección SW-NE a nivel de la formación San Juan

Fuente: Autor (2024)

En la figura 4.2, se observa una correlación de los pozos TP-2XST, TP-7, TP-4, TP-1X, TP-5ST y TP-3XST con dirección SW-NE, donde se observó la columna estratigráfica ascendente según su edad geológica que incluye formaciones que varían en edades desde el Plioceno hasta el Cretáceo tardío, se define como una plataforma marina somera con presencia de arenisca.

La Formación San Juan, corresponde a la formación de principal interés del yacimiento en estudio, para realizar estas correlaciones se flattenizó a nivel de la formación Vidoño y se evaluaron registros de Gamma Ray y Resistividad de estas formaciones, donde se observó el espesor de areniscas que varía de granos crecientes a decrecientes a nivel de toda la columna estratigráfica. En la Formación San Juan se visualizó presencia de arenas en la parte superior más que en la parte inferior a través de estas correlaciones donde se observa la secuencia lateral del campo Tropical. Partiendo de las correlaciones realizadas, se observaron tres patrones de arenas que mostraban continuidad lateral de facies en las formaciones San Juan y San Antonio. De acuerdo a las propiedades obtenidas en los informes técnicos y fichas de pozos, se definieron las propiedades por intervalos de las arenas observadas, reflejadas en la tabla 4.10, donde se evidencia la misma arena en los diferentes pozos, así como las propiedades de la formación en cada uno de ellos, observándose que en el TP-4 la misma tiene valores de porosidad y permeabilidad mayores de 8,1% y 2,8 mD.

Tabla 4. 10 Propiedades de la Arena 1

Pozo	Tope – Base (pies)	Porosidad %	Permeabilidad mD
TP-2XST	14.914 – 14.937	7,8	2,69
TP-7	14.124 – 14.158	7,8	2,69
TP- 4	13.390 – 13.431	8,1	2,8
TP -1X	13.360 – 13.385	7,8	2,69
TP-5ST	14.173 – 14.188	7,8	2,69
TP-3XST	14.368 – 14. 392	7,4	2

Fuente: Autor (2024)

En la tabla 4.11 se muestran las propiedades de la formación de la misma arena reflejada en todos los pozos, ubicando al TP-7 con valores de porosidad y permeabilidad mayores de 9,2% y 7,41 mD.

Tabla 4. 11 Propiedades de la Arena 2

Pozo	Tope – Base (pies)	Porosidad %	Permeabilidad mD
TP-2XST	15.168 - 15.182	7,8	2,69
TP-7	14.387-14.418	9,2	7,41
TP- 4	13.730-13.749	5,4	1,1
TP -1X	13.827-13.860	7,8	2,69
TP-5ST	14.400-14.439	6,8	2,19
TP-3XST	14.571-14.597	7,8	2,69

Fuente: Autor (2024)

En la tabla 4.12 se observan las propiedades de la misma arena en todos los pozos, encontrándose mayormente favorecidas las mismas en el TP-3XST con valores de 8,5% y 1,7 mD.

Tabla 4. 12 Propiedades de la Arena 3

Pozo	Tope – Base (pies)	Porosidad %	Permeabilidad mD
TP-2XST	15.469-15.584	7,8	2,69
TP-7	14.667-14.778	7,1	3,1
TP- 4	13.943-14.048	5,4	1,1
TP -1X	13.849-13.967	7,8	2,69
TP-5ST	14.515-14.600	7	2,14
TP-3XST	14.830-14.860	8,5	1,7

Fuente: Autor (2024)

Los topes de las arenas identificados anteriormente, se definieron por interpretación de las respuestas de los registros que mostraban una disminución del registro gamma ray y el aumento de las resistividades que constituyen principalmente un intervalo arenoso. Con una porosidad promedio de 7,8 % y una permeabilidad de 2,6 mD. Se determinaron tres arenas prospectivas correlacionadas a partir del TP-5ST en intervalos que van de 14.173 -14.188 pies, de 14.400 - 14.439 pies y 14.515 - 14.600

4.5 indica presencia de hidrocarburos que puede observarse también en el registro de densidad neutrón mediante un cruce de curvas indicando la existencia de un fluido.

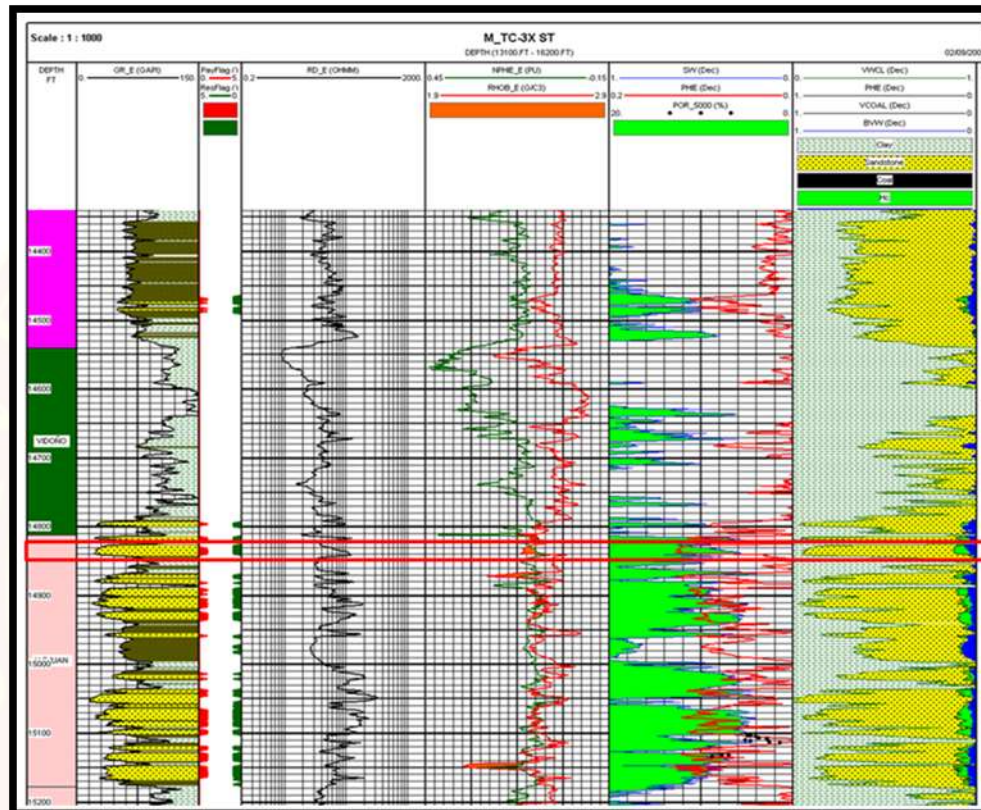


Figura 4. 5 Registro del Pozo TP-3XST
Fuente: E.M Petroquirique (2020)

En base a la información obtenida anteriormente de las correlaciones y registros de pozos, se pueden identificar zonas de interés en los alrededores de los pozos TP-2XST y TP-7, TP-4 y TP-1X, TP-5XST y TP-3XST como se observa en la figura 4.6 en la formación San Juan donde las arenas son altamente propicias para el almacenamiento y producción de hidrocarburos.

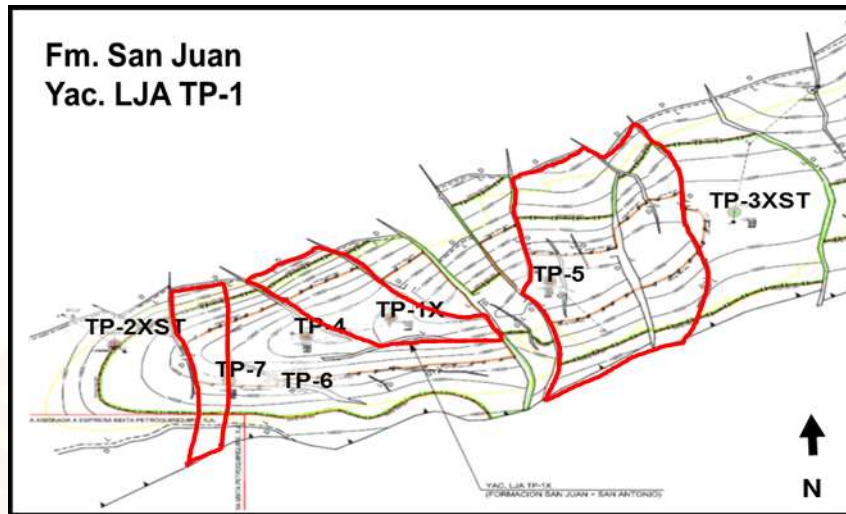


Figura 4. 6 Zonas de interés del Yacimiento LJA TP-1

Fuente: Autor (2024)

4.2 ANÁLISIS DEL ESTADO ENERGÉTICO DEL YACIMIENTO LJA TP-1 TOMANDO EN CUENTA EL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS EXISTENTES.

Con el análisis del comportamiento de producción, se obtuvieron las variables adimensionales necesarias para el cálculo del área y el factor de forma de drenaje, analizando cada uno de los pozos y en función de la información obtenida se evaluó el modelo de ajuste correspondiente a cada pozo.

4.2.1 Revisión del histórico de Presión

Con el gráfico de la presión al datum vs. Tiempo, se observó el régimen de flujo presente en cada pozo, lo que permitió evaluar el modelo representativo del ajuste de las curvas de declinación de producción, partiendo del ejemplo mostrado en la figura 4.7.

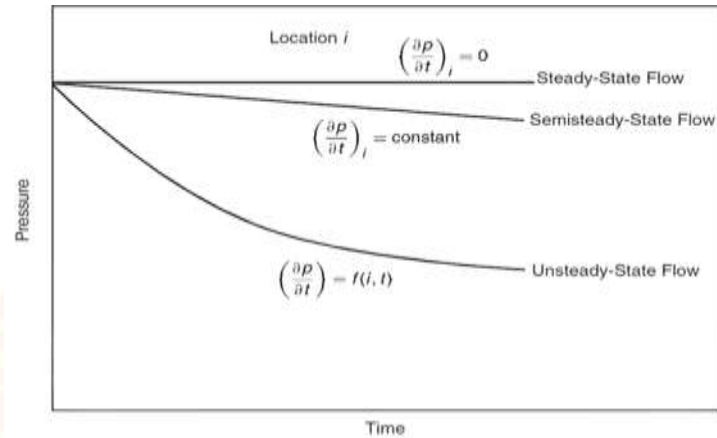


Figura 4. 1 Tipos de Régimen de flujos observados en el yacimiento

Fuente: Ahmed, T (2004)

En base a lo obtenido en los gráficos 4.1 y 4.2 se visualizó un régimen de flujo Transitorio con una Presión de fondo fluyente (P_{wf}) variable, este comportamiento indica que el ajuste de su curva de declinación de producción se ajusta al modelo planteado por Blasingame.

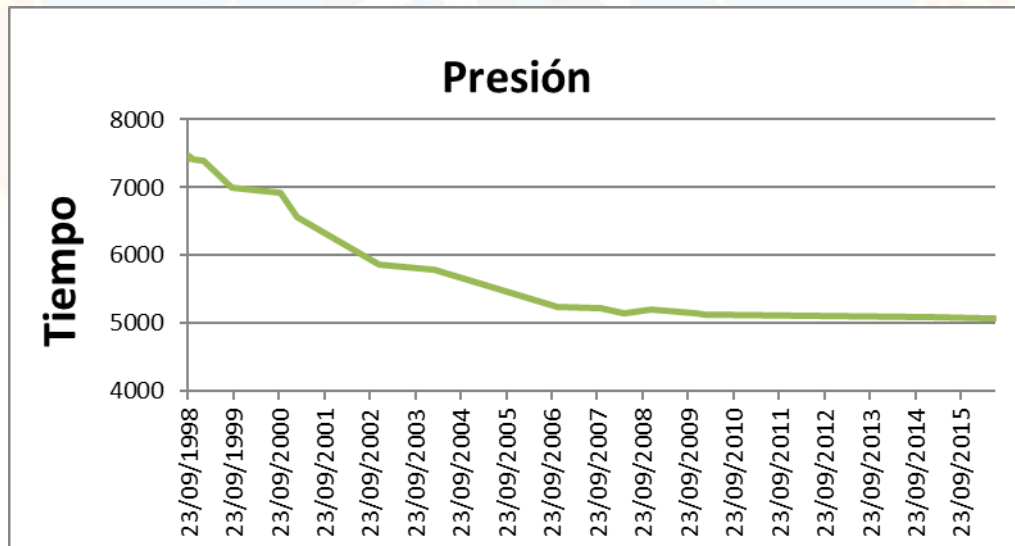


Gráfico 4. 1 Presión vs. Tiempo del TP-1X

Fuente: Autor (2024)

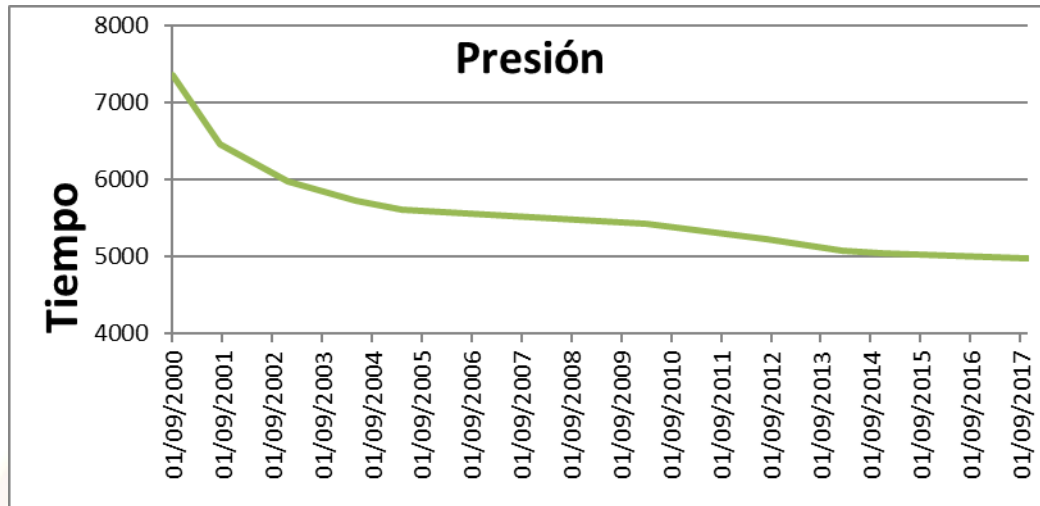


Gráfico 4. 2 Presión vs. Tiempo del TP-2XST

Fuente: Autor (2024)

Según lo obtenido en los gráficos 4.3, 4.4 y 4.5 se pudo apreciar un régimen de flujo pseudo estable con (P_{wf}) constante, este comportamiento indica que el ajuste de su curva de declinación de producción se ajusta al modelo planteado por Gentry – Arps.

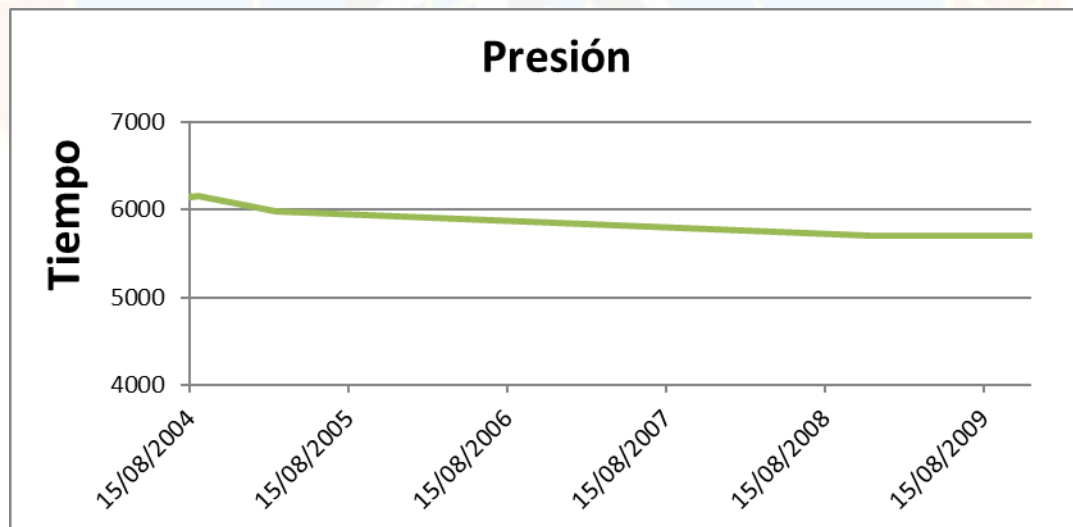


Gráfico 4. 3 Presión vs. Tiempo del TP-3XST

Fuente: Autor (2024)

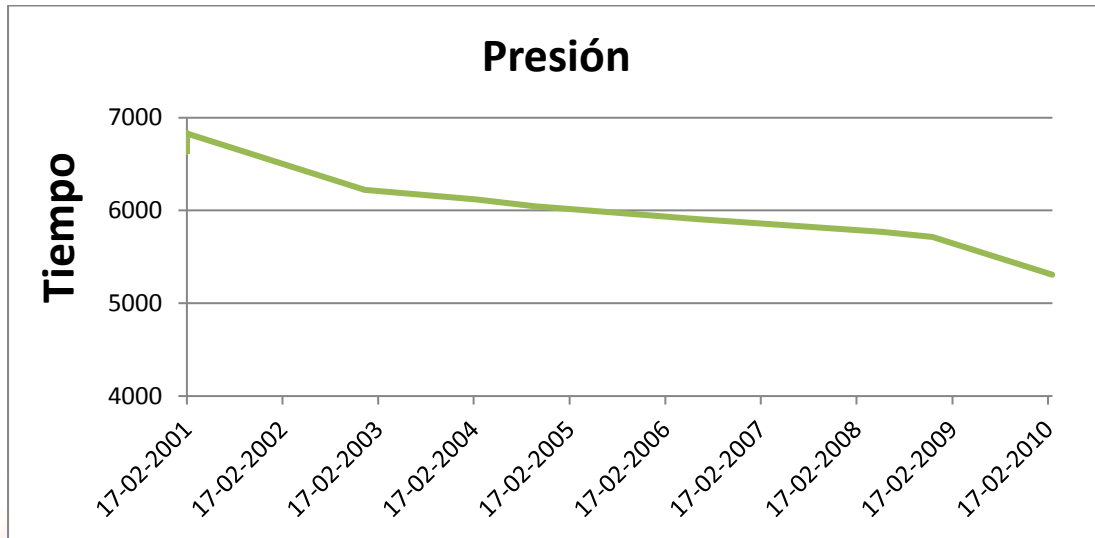


Gráfico 4. 4 Presión vs. Tiempo del TP-4
Fuente: Autor (2024)

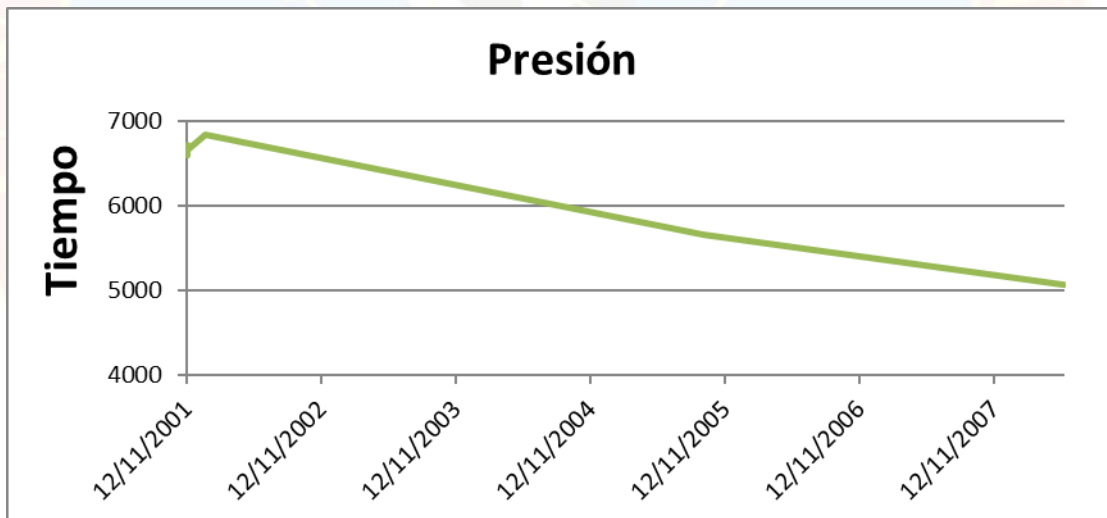


Gráfico 4. 5 Presión vs. Tiempo del TP-5ST
Fuente: Autor (2024)

Se realizó una revisión de los históricos de presiones que permitió conocer la presión inicial y la presión de fondo fluente de cada pozo, los datos obtenidos se encuentran reflejados en la Tabla 4.13.

Tabla 4. 13 Presión Inicial y Presión de fondo fluyente de cada uno de los pozos

Pozo	Presión Inicial	Presión de fondo fluyente
TP-1X	7421	2644
TP-2XST	7353	2832
TP-3XST	6155	4000
TP-4	6648	2918
TP-5	6686	3653
TP-7	5301	3290

Fuente: Autor (2024)

4.2.2 Revisión del histórico de Producción

Se procedió a realizar una revisión de los históricos de producción de cada uno de los pozos donde se observaron los trabajos realizados en los mismos a lo largo de su vida productiva, para elegir un periodo de producción constante en los últimos 5 años, donde se mantuviera un diámetro de reductor que permitiera mantener una tasa de producción constante que no reflejara una variación abrupta debido a trabajos realizados en los pozos, lo que permitió obtener las Tasa de producción de petróleo y el tiempo en meses necesarios para realizar el cotejo de curvas como se puede apreciar en la Tabla 4.14.

Tabla 4. 14 Tasa de producción de petróleo y Tiempo de cada Pozo

Pozo	Fecha	Tiempo en Meses	Tasa de Producción de petróleo BN/D
TP-1X	31-05-20	258	242,7
TP-2XST	30-06-23	278	344,10
TP-3XST	30-06-19	177	264,4
TP-4	30-05-20	229	135,70
TP-5ST	31-03-22	219	1042,7
TP-7	29-02-20	96	2744,5

Fuente: Autor (2024)

Los trabajos realizados en los pozos a lo largo de su vida productiva se encuentran reflejados en los siguientes gráficos:

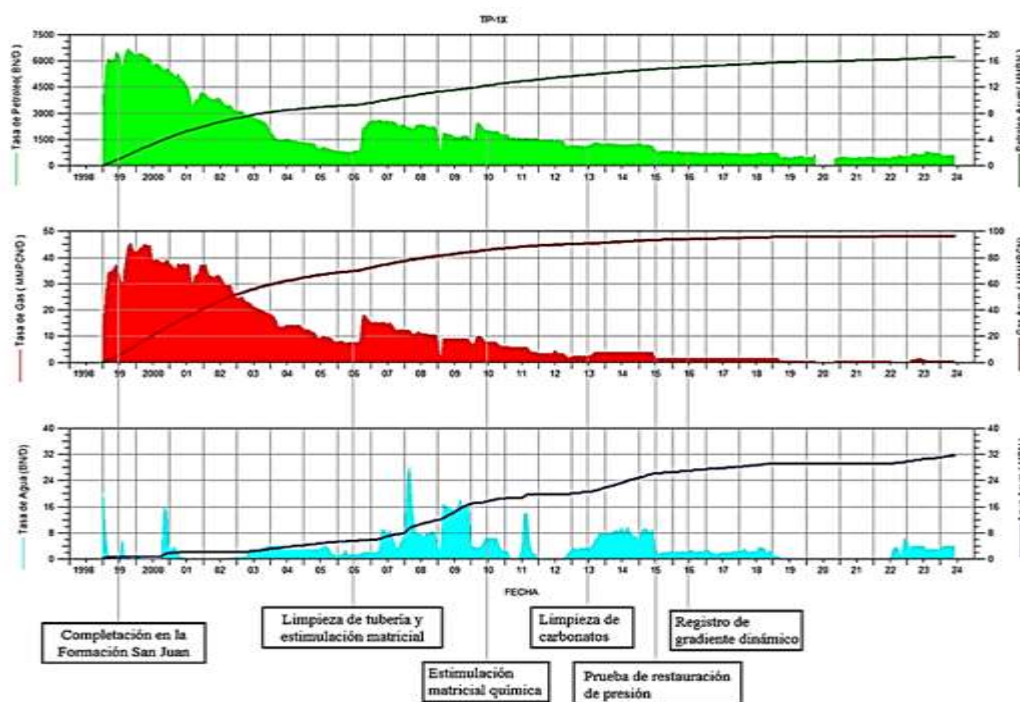


Gráfico 4.1 Histórico de producción del TP-1X

Fuente: E.M Petroquiriquire (2023)

En el gráfico 4.6 se observa el histórico de producción del TP-1X el cual refleja los periodos de producción producto de las intervenciones realizadas, específicamente la estimulación ejecutada en el año 2010 (dado que el trabajo efectuado en el año 2013 no fue evaluado) en donde se realizó una estimulación matricial química en los intervalos productores de la formación San Juan (13.154' - 13.596' sel.) con metanol al 39% y otros solventes como tratamiento principal con el propósito de revaporizar el condensado retrógrado ubicado en la vecindad del pozo. En líneas generales se observa que el pozo ha venido disminuyendo su aporte de gas, básicamente asociado al cambio en la composición del fluido por el efecto de expansión de la pierna de petróleo.

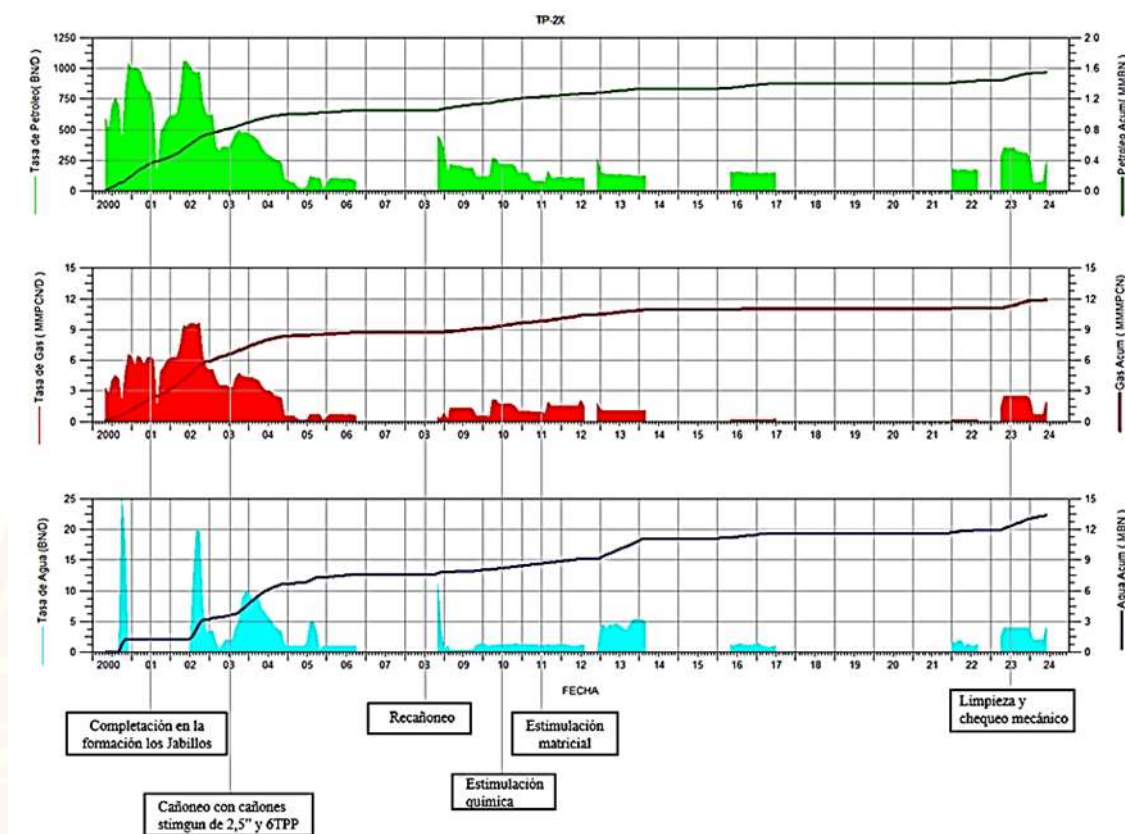


Gráfico 4.7 Histórico de producción del TP-2XST

Fuente: E.M Petroquiriquire (2024)

En el gráfico 4.7 se muestra el histórico de producción del TP-2XST el cual refleja los periodos de producción producto de las intervenciones realizadas, en donde se realizó recañoneo de 10' y adición de 20', ambos bajo balance. Con equipo de Coiled tubing de 2" se realizó estimulación matricial con mezcla para remover anillos de condensado y asfáltenos en la formación, utilizando el siguiente tratamiento químico: (Xileno 10%, Lark-105 10%, Lark-104 40%, Lark-102 10%, Butil 10% y Metanol 20%).

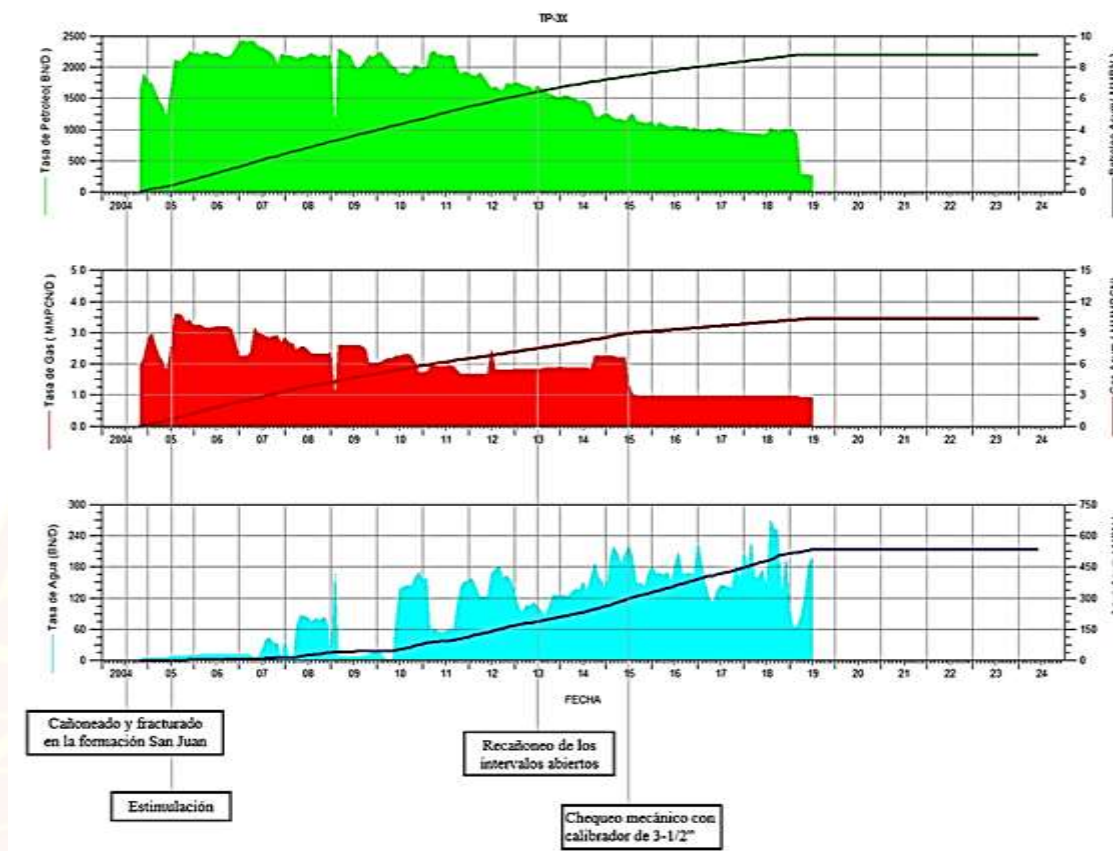


Gráfico 4. 2 Histórico de producción del TP-3XST

Fuente: E.M Petroquiriquire (2020)

En el gráfico 4.8 se refleja el histórico de producción del TP-3XST el cual muestra los periodos de producción producto de las intervenciones realizadas, en donde se realizó cañoneo de 57 pies efectivos asociado a los siguientes intervalos: 14.830' – 14.842', 14.890' – 14.919' y 14.925' – 14.941' con cañones 2-7/8" 6 TPP, 60° Fase alta penetración y bajo balance dinámico PJO (Power Jet Omega).

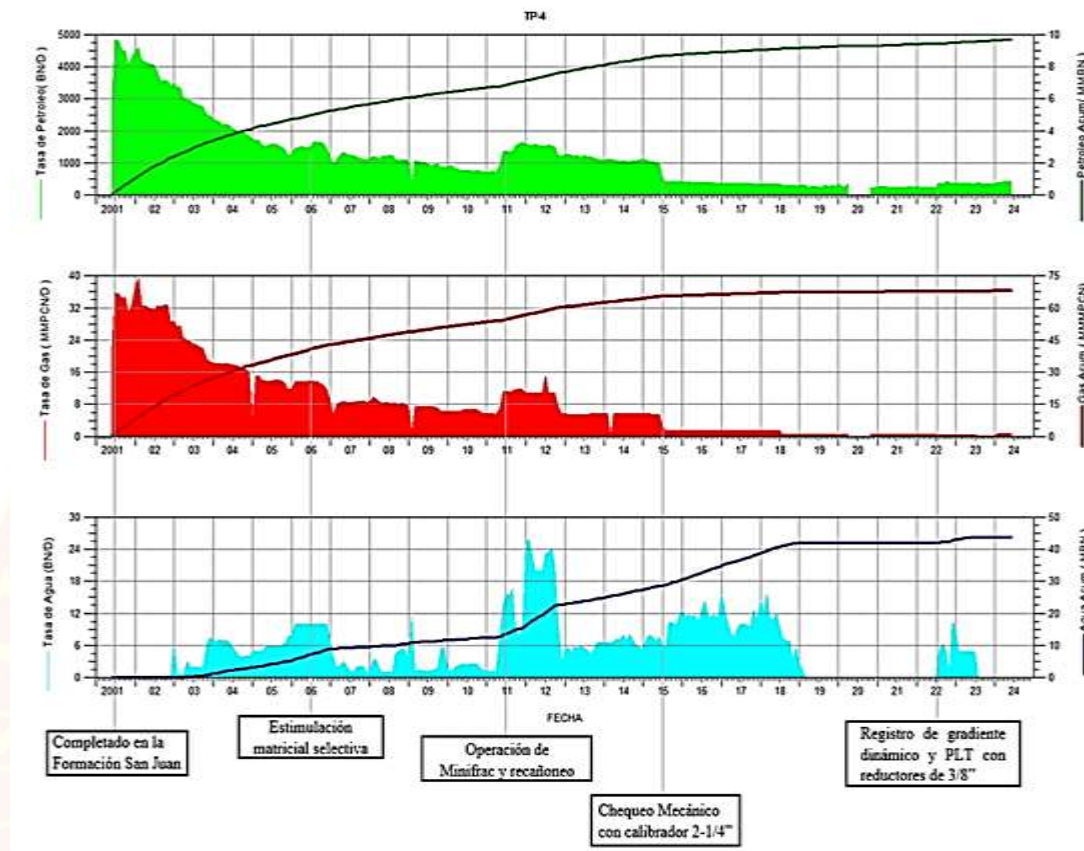


Gráfico 4.9 Histórico de producción del TP-4

Fuente: E.M Petroquiriquire (2023)

En el gráfico 4.9 se observa el histórico de producción del TP-4 el cual refleja los periodos de producción producto de las intervenciones realizadas, en donde se realizó la operación de Mini frac cuyo objetivo principal fue determinar el comportamiento de presión de tratamiento, presión por fricción, caudal de bombeo y propiedades del fluido de fractura (eficiencia), debido al comportamiento del pozo (presiones muy altas y enfriamiento no uniforme del intervalo) se decidió recañonear 30 pies correspondiente al intervalo 14.090' – 14.120' con cañones de alta penetración, 6 TPP, 60° fase y posteriormente se realizó la operación de fracturamiento hidráulico utilizando el fluido de fractura Medallion 4000 Ht y bauxita 20/40 como agente de soporte.

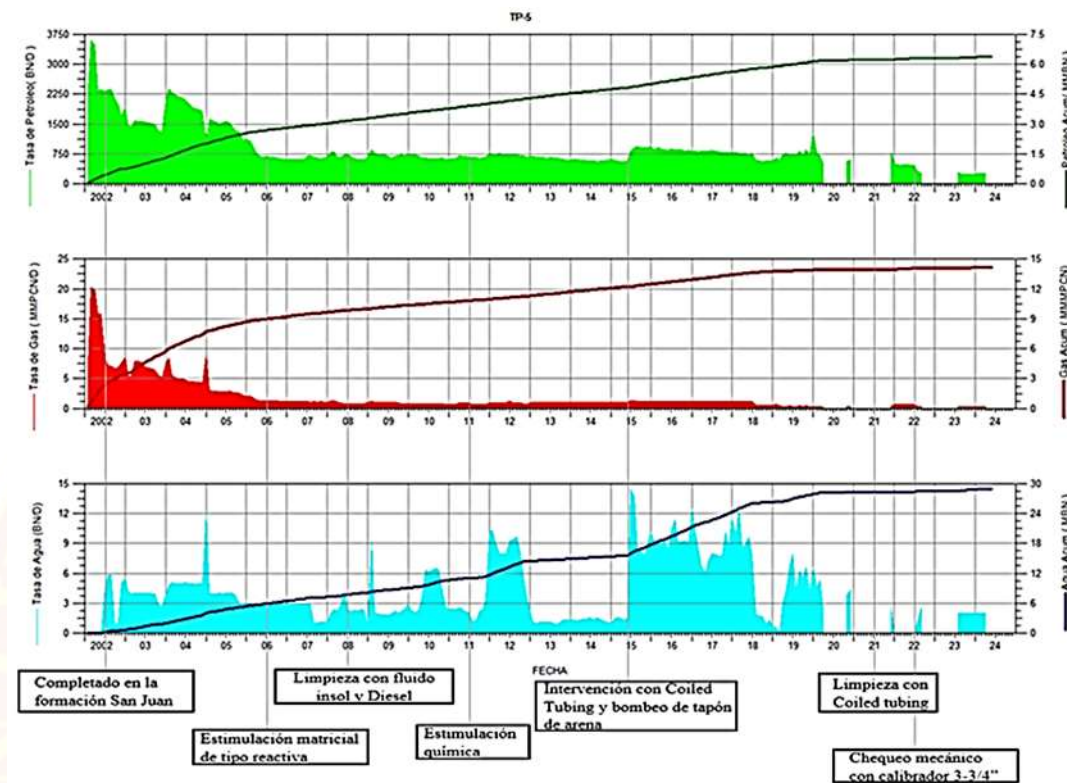


Gráfico 4. 10 Histórico de producción del TP-5ST

Fuente: E.M Petroquiriquire (2020)

En el gráfico 4.10 se muestra el histórico de producción del TP-5ST el cual refleja los periodos de producción producto de las intervenciones realizadas, en donde se realizó Mini frac, registro de fractura hidráulica y temperatura. El reajuste del plan de bombeo se realizó en función a 7 etapas de bauxita 20/40 mesh Carbo HSP, desde 1 lpg hasta 7 lpg de concentración. Durante el desarrollo de la tercera etapa (3 lpg), se observó un aumento en la presión de superficie, obligando a reducir “en caliente” un 50% el volumen de las etapas 6 y 7. Se pudo ejecutar un 77% del plan de bombeo que se tenía contemplado, esto provocó el aumento súbito de la presión en superficie hasta alcanzar las 11.350 lpc, ocasionando el disparo de la válvula relief.

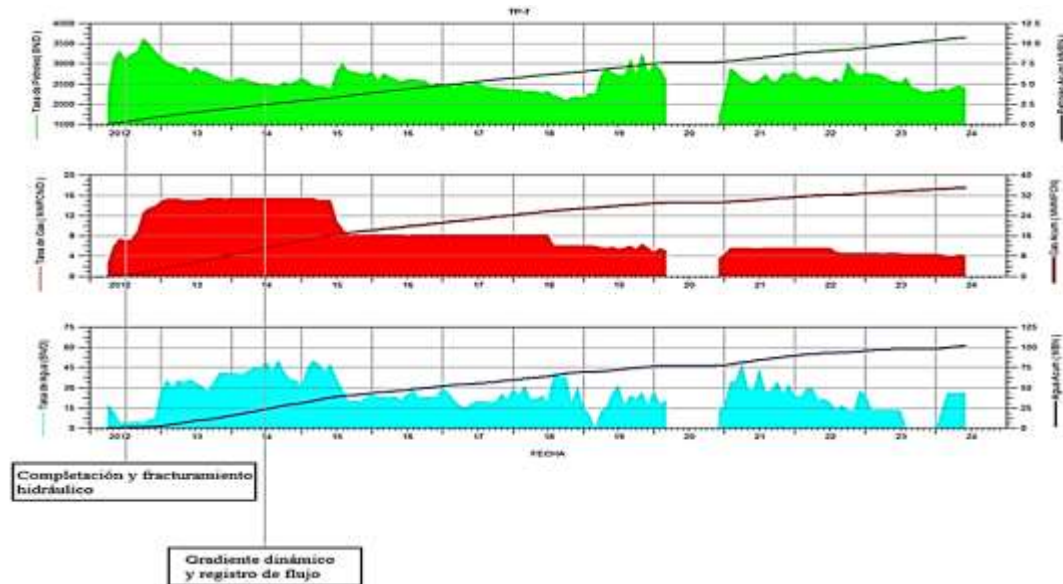


Gráfico 4. 11 Histórico de producción del TP-7

Fuente: E.M Petroquiriquire (2022)

En el gráfico 4.11 se refleja el histórico de producción del TP-7 el cual muestra los periodos de producción producto de las intervenciones realizadas, en donde Cia Weatherford realizó registro de flujo con reductor de $\frac{3}{4}$ " en el intervalo 14.380' – 15.307' a las velocidades de 30,60 y 90 ft/min.

4.2.3 Ajuste de curvas tipo para obtención de variables adimensionales

El modelo de Blasingame está desarrollado para poder distinguir el comportamiento del pozo en estado transitorio a tiempos tempranos. La metodología que incorpora el modelo de Blasingame tiene ciertas limitantes debido a que se maneja una sola fase, el yacimiento en estudio corresponde a gas condensado y crudo volátil, además de ser un modelo muy complejo que requiere incorporar métodos numéricos de prueba y error, por lo tanto, no es recomendable aplicarse a este tipo de yacimientos, ya que al calcularse el factor de forma de drenaje y tomar en cuenta solo una fase del yacimiento los resultados obtenidos tendrán un margen de error muy grande.

Otra de las limitaciones presentes en este modelo es que las variables son similares al tiempo de balance de materia, al estar en presencia de gas se necesitan usar variables de pseudo presión y pseudo tiempo para considerar los efectos de compresión y viscosidad del gas (ver apéndice B) lo que dificultaría la obtención de variables adimensionales necesarias para el cálculo del área y factor de forma de drenaje.

Inicialmente, se planteó realizar el ajuste de curvas tipo basándose en el régimen de flujo que se observó en cada pozo. Tomando en cuenta las consideraciones y limitaciones del modelo de Blasingame que expresan que el modelo se aplica en tiempos tempranos, mientras que el modelo de Gentry-Arps es aplicable a pozos con presión de fondo fluyente (pwf) constante, pero puede aplicarse donde se requiera el estudio, ajustando primeramente con un modelo exponencial, pero también es posible obtener un ajuste con el modelo armónico e hiperbólico. Con base a esto, se procedió a realizar dos tipos de cotejo de curvas con el modelo de Gentry-Arps para todos los pozos en estudio. En este primer ajuste se consiguió un cotejo de curvas con el modelo armónico lo que permitió obtener las variables adimensionales qDd y tDd para cada pozo donde se realizó el respectivo ajuste de curvas tipo.

Para el primer cotejo de curvas de producción se empleó un modelo de Excel que contiene modelos de curvas desde Arps, Blasingame, Fetkovich, Agarwal-Gardner, NPI y Transitoria, desarrollado por Elías Cesar A. y Nieto Carlos J. en su trabajo de grado titulado “Desarrollo de una herramienta de cómputo para el análisis de datos de producción a través de modelos de flujo y declinación” de la Universidad Nacional Autónoma de México. Este modelo base permitió cotejar las curvas de producción con las curvas tipo mediante el gráfico de la tasa de crudo versus el tiempo con lo que se consiguió obtener la Declinación de producción que al ser multiplicada por el tiempo dió como resultado el tiempo adimensional. Para obtener las tasas adimensionales se procedió a aplicar las ecuaciones 4.1, 4.2 y 4.3 en Excel para visualizar el modelo que

mejor ajustara y permitiera elegir las tasas adimensionales correspondientes al mismo (ver apéndice C).

En el gráfico 4.12 se puede apreciar los ajustes de curvas por los diferentes modelos de declinación de Gentry-Arps en el TP-1X, representándose en color rojo el modelo exponencial, el color anaranjado claro como el modelo hiperbólico y el color azul el modelo armónico.

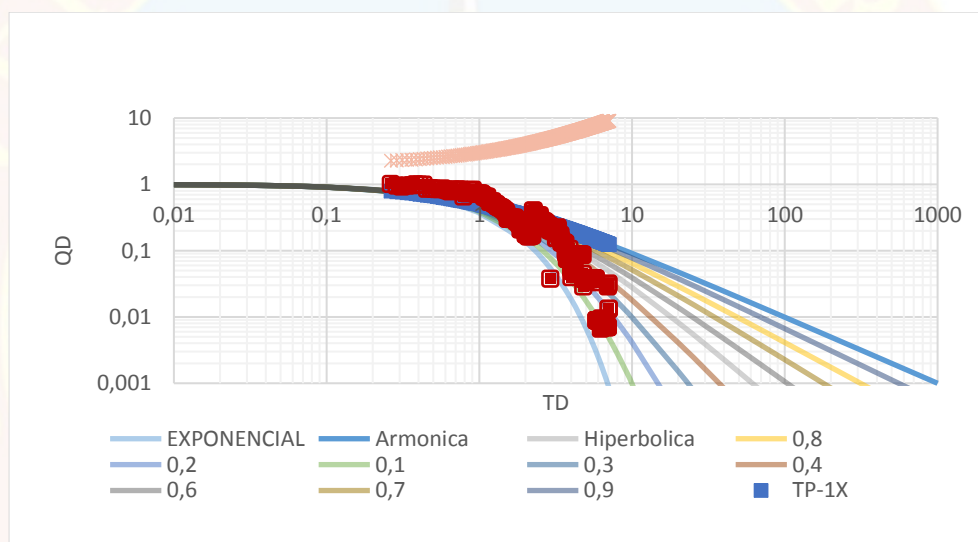


Gráfico 4. 12 Primer ajuste de curvas del TP-1X

Fuente: Autor (2024)

En el gráfico 4.13, se puede observar el ajuste de curvas del pozo TP-1X por el modelo armónico representado con el color azul, esto debido a una estimulación ejecutada en el año 2010, en el que se aprecian los cambios en el aporte de los intervalos cañoneados producto de las intervenciones realizadas, donde se observó que el pozo ha venido disminuyendo su aporte de gas en todos los intervalos registrados, básicamente asociado al cambio en la composición del fluido por el efecto de expansión de la pierna de petróleo.

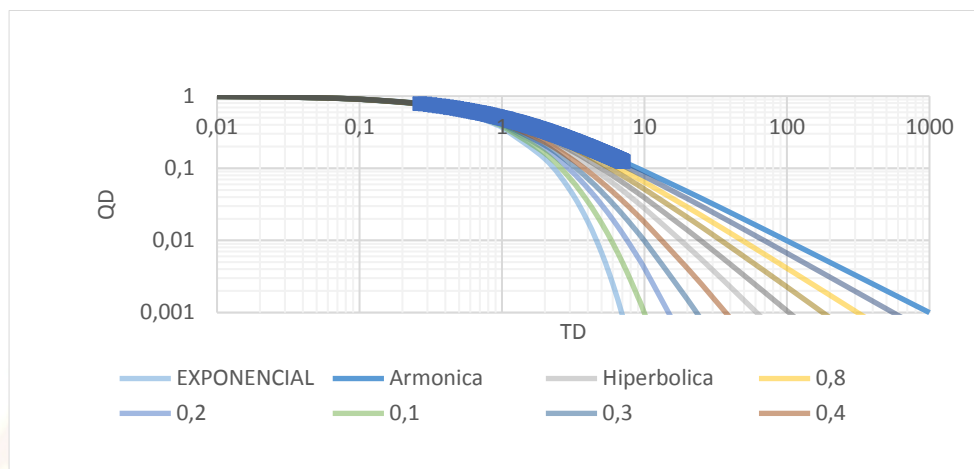


Gráfico 4. 13 Primer ajuste por el modelo armónico del TP-1X

Fuente: Autor (2024)

En el caso del TP-2XST no fue posible realizar el ajuste con ninguno de los modelos de Gentry-Arps, como se hace referencia en el gráfico 4.14.

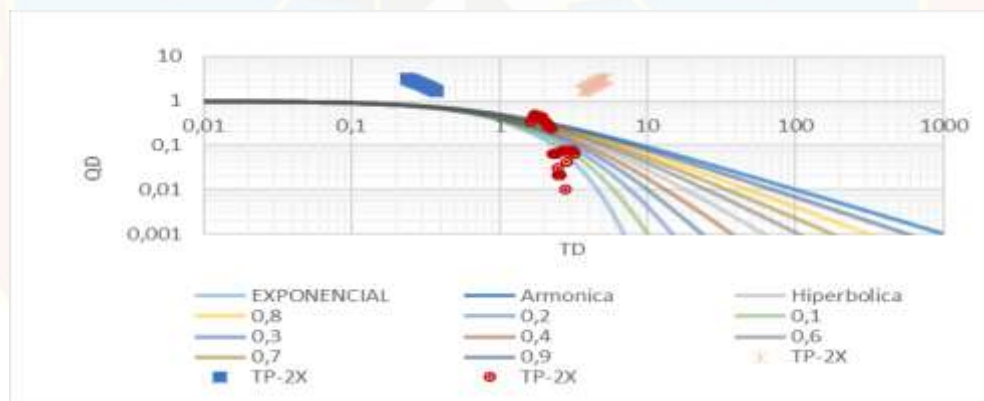


Gráfico 4. 14 Primer ajuste de curvas del TP-2XST

Fuente: Autor (2024)

Para el TP-2XST no fue posible realizar el ajuste de curvas con ninguno de los modelos propuestos, debido a que casi todos los perfiles de producción se superponen, excepto para este pozo, que, aunque mantiene por unos meses la misma tendencia, presentó diversos problemas mecánicos que aunado a un cierre por problemas de

precipitación de asfaltenos, no honra el comportamiento general de los pozos, (Ver figura 4.8) por lo tanto en el mismo no fue posible aplicar la metodología.

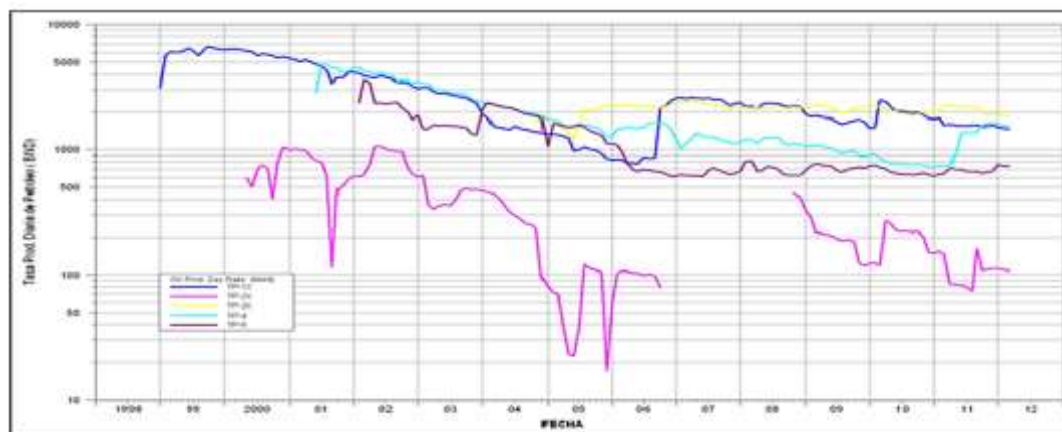


Figura 4. 8 Comportamiento de Producción del TP-2XST

Fuente: Sometimiento de Reservas del Campo Tropical 2012.

En el gráfico 4.15, se puede apreciar los ajustes de curvas por los diferentes modelos de declinación de Gentry-Arps en el TP-3XST, representándose en color rojo el modelo exponencial, el color anaranjado claro como el modelo hiperbólico y el color azul el modelo armónico.

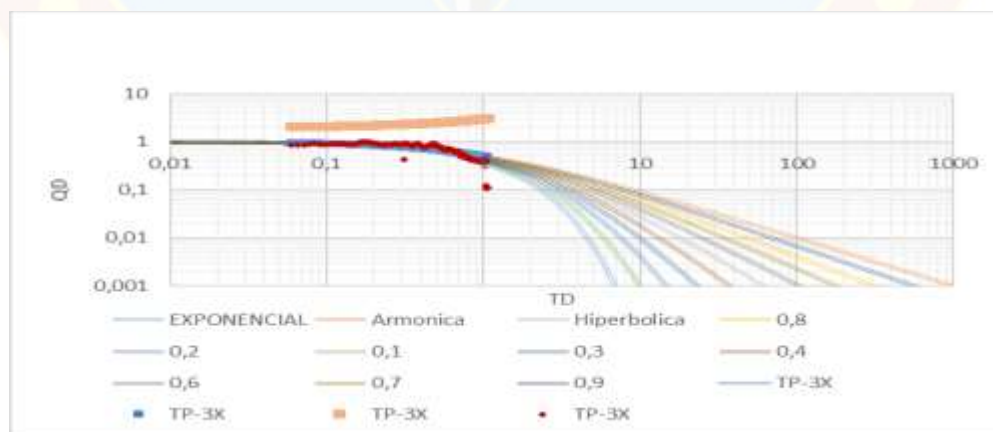


Gráfico 4. 15 Primer ajuste de curvas del TP-3XST

Fuente: Autor (2024)

En el gráfico 4.16 se puede observar el ajuste de curvas del pozo TP-3XST por el modelo armónico representado con el color azul, debido a la variación composicional presente en el yacimiento, adicional a esto, en las últimas evaluaciones realizadas en el año 2014 se observó un incremento de agua proveniente de los intervalos con mayor producción de petróleo que puede ser ocasionado presumiblemente por un acuífero de fondo que tiene mayor influencia hacia el compartimiento NE.

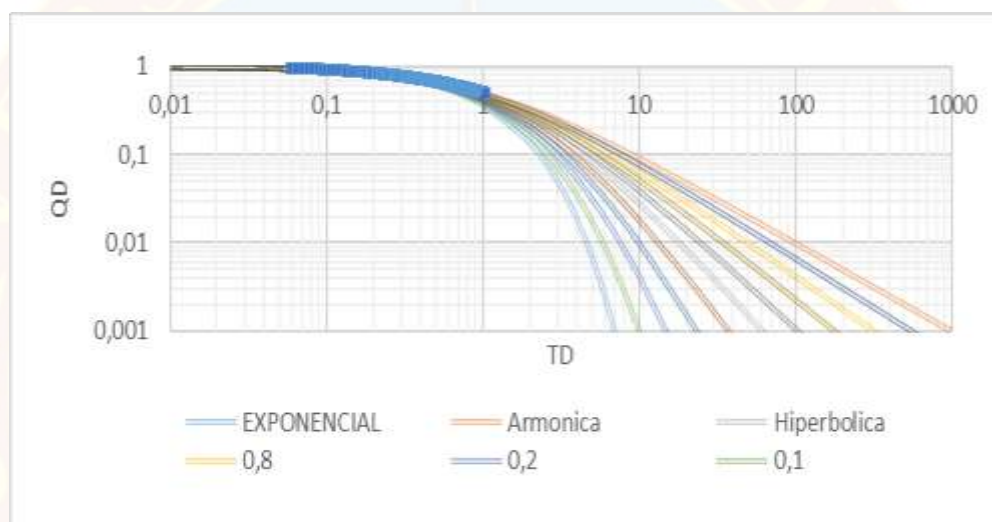


Gráfico 4. 16 Primer ajuste por el modelo armónico del TP-3XST
Fuente: Autor (2024)

En el gráfico 4.17 se puede apreciar los ajustes de curvas por los diferentes modelos de declinación de Gentry-Arps en el TP-4, representándose en color rojo el modelo exponencial, el color anaranjado claro como el modelo hiperbólico y el color azul el modelo armónico.

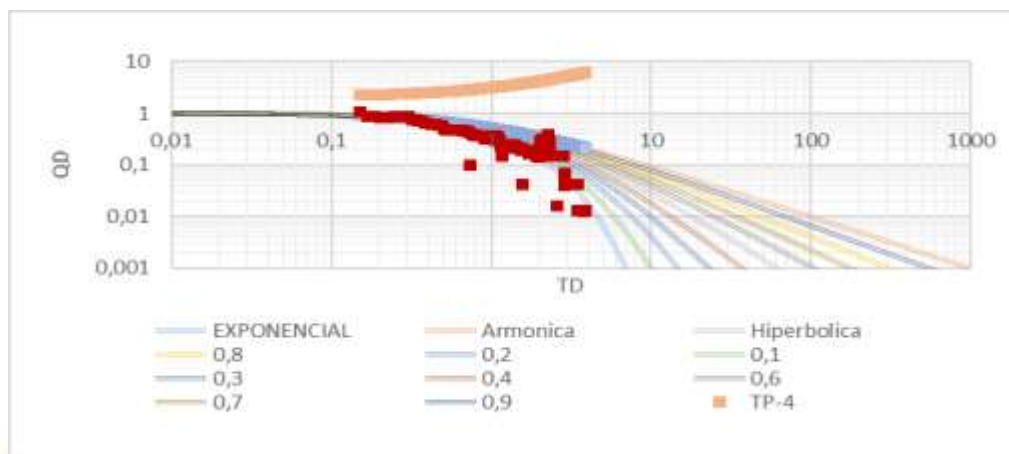


Gráfico 4. 17 Primer ajuste de curvas del TP-4

Fuente: Autor (2024)

En el gráfico 4.18 se puede observar el ajuste de curvas del pozo TP-4 por el modelo armónico representado con el color azul, esto debido a lo reflejado en la última captura de información realizada en junio 2015, donde se evidenció la disminución significativa del aporte del intervalo fracturado en el año 2011 (14090'-14194'), el cual se redujo desde 75% a 33%. Esta condición refleja que el efecto de la fractura se ha perdido, impactando significativamente la productividad del pozo y de acuerdo al monitoreo de los parámetros de superficie, este efecto ocurrió desde mediados del año 2012.

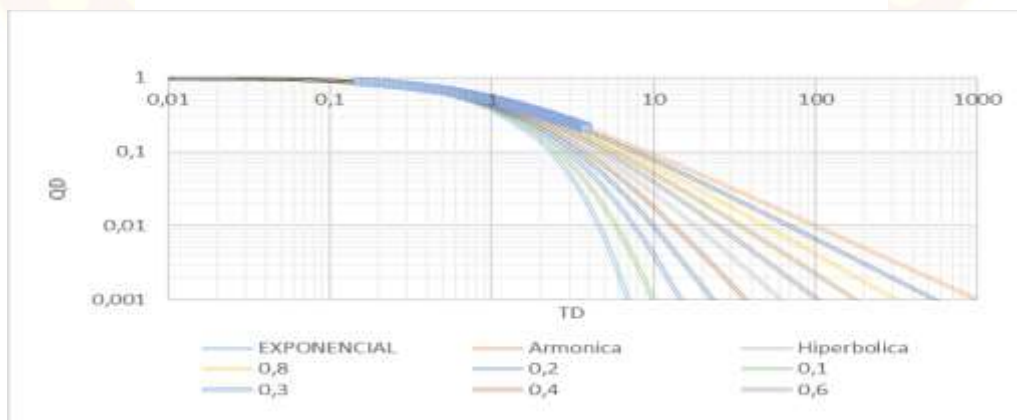


Gráfico 4. 18 Primer ajuste por el modelo armónico del TP-4

Fuente: Autor (2024)

En el gráfico 4.19 se puede apreciar los ajustes de curvas por los diferentes modelos de declinación de Gentry-Arps en el TP-5ST, representándose en color rojo el modelo exponencial, el color anaranjado claro como el modelo hiperbólico y el color azul el modelo armónico.

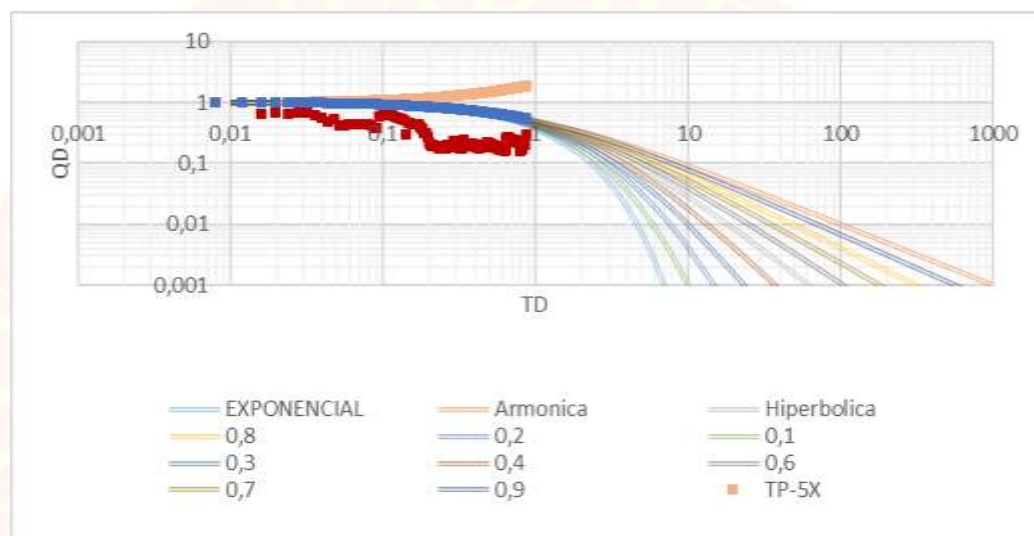


Gráfico 4. 19 Primer ajuste de curvas del TP-5ST

Fuente: Autor (2024)

En la figura 4.20 se puede observar el ajuste de curvas del pozo TP-5ST por el modelo armónico representado con el color azul, debido a que los datos obtenidos de las condiciones de superficie muestran que el pozo presenta condiciones de presión de cabezal mayores a las que presentaba antes del fracturamiento hidráulico realizado en el año 2015, sin embargo, las pruebas de producción indican una merma de aproximadamente 260 BND desde que fue realizado el trabajo.

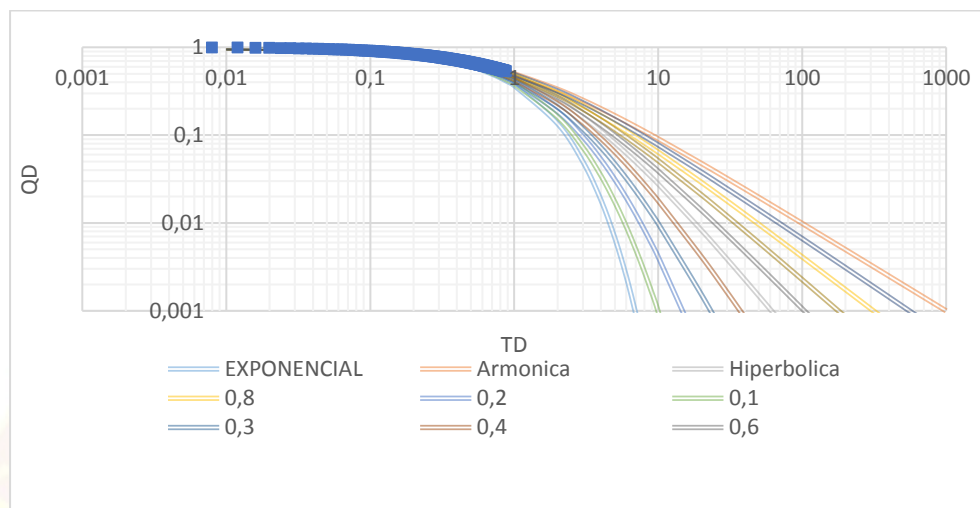


Gráfico 4. 20 Primer ajuste por el modelo armónico del TP-5ST
Fuente: Autor (2024)

En el gráfico 4.21 se puede apreciar los ajustes de curvas por los diferentes modelos de declinación de Gentry-Arps en el TP-7, representándose en color rojo el modelo exponencial, el color anaranjado claro como el modelo hiperbólico y el color azul el modelo armónico.

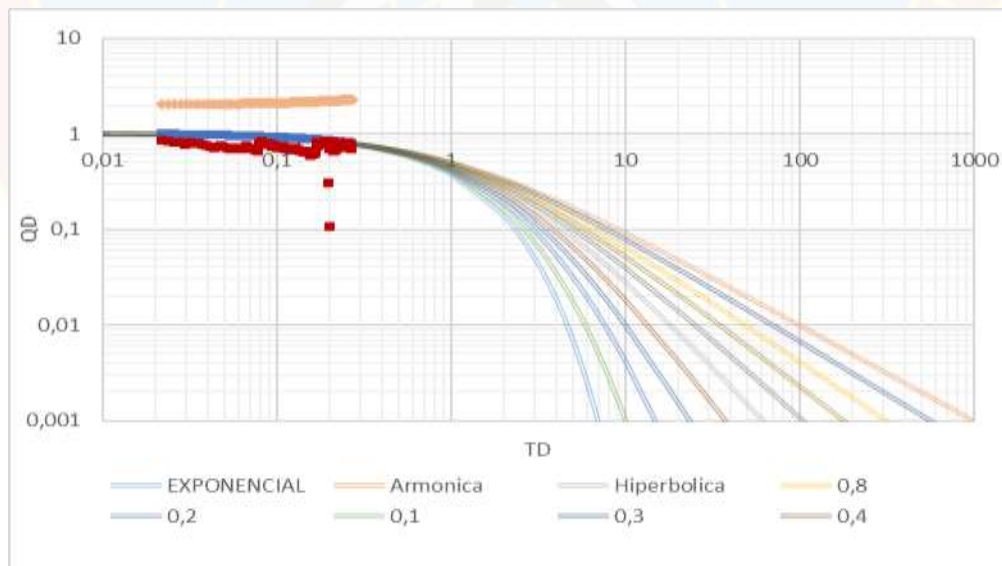


Gráfico 4. 21 Primer ajuste de curvas del TP-7
Fuente: Autor (2024)

En el gráfico 4.22 se puede observar el ajuste de curvas del pozo TP-7 por el modelo armónico representado con el color azul, según el último PLT (2014) indica que ese intervalo produce el 100% de petróleo (2833 BND) y el 96% del gas (10,9 MMPCD), en cuanto al agua, el 66% (19 BAD) proviene del intervalo superior (14429'-14453') lo cual es un valor insignificante dado el corte de agua del pozo (1%).

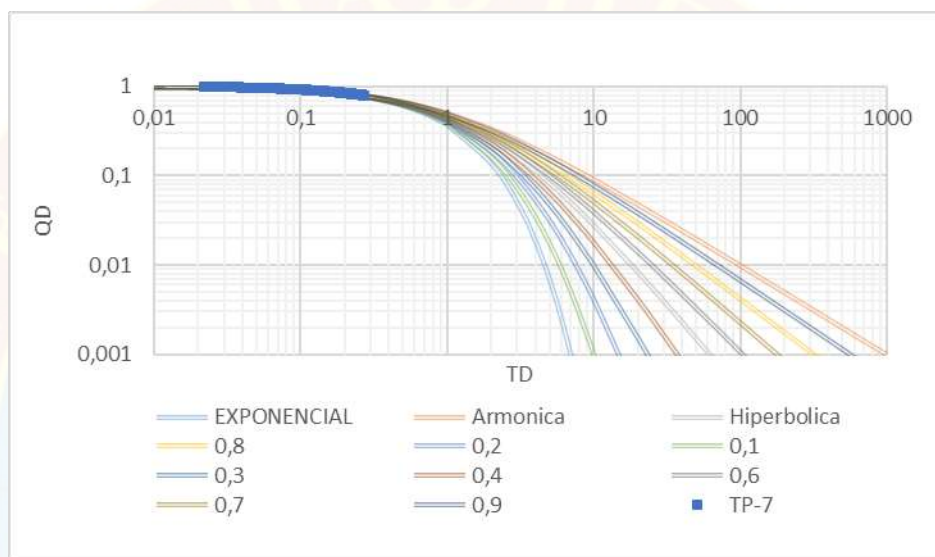


Gráfico 4. 22 Primer ajuste por el modelo armónico del TP-7
Fuente: Autor (2024)

Según el principio teórico, cada uno de los modelos de ajustes de Gentry-Arps son aplicables según las condiciones presentes en el yacimiento, el modelo armónico por el que ajustaron la mayoría de los pozos productores es aplicable a sistemas con mecanismos de producción eficientes o segregación gravitacional activa, condición que coincide con el comportamiento definido por el modelo energético del yacimiento en estudio, el cual mostró un yacimiento con variación composicional con profundidad.

La declinación armónica en un yacimiento está relacionada a la disminución gradual de la producción a lo largo del tiempo, esta declinación puede ser ocasionada

por un agotamiento de la presión que reduce la cantidad de crudo disponible para ser extraído.

El TP-1X al ser el primer pozo del Yacimiento LJA-TP1 abarca más ciclos de la escala logarítmica en función del tiempo, mientras que el TP-7 al ser el pozo más reciente abarca menos ciclos que los pozos anteriores.

En función de los resultados obtenidos, fue posible obtener las variables adimensionales necesarias para calcular el área y forma de drenaje de los pozos en estudio.

Tabla 4. 15 Variables adimensionales obtenidas del primer ajuste de curvas de Gentry-Arps

Pozo	Fecha	tDd	qDd
TP-1X	31-05-20	6,192	0,14
TP-3XST	30-06-19	1,062	0,4849661
TP-4	30-05-20	2,519	0,2841716
TP-5ST	31-03-22	0,876	0,53304904
TP-7	29-02-20	0,192	0,83892617

Fuente: Autor (2024)

Estas variables adimensionales fueron obtenidas mediante el ajuste de curvas tipo en una escala logarítmica de gasto, (q), contra tiempo, (t). Para realizar éste segundo cotejo de curvas se empleó también un modelo de Excel que contiene la curva teórica de Gentry-Arps y la curva de datos de tasa con respecto al tiempo superponiéndola horizontal y verticalmente hasta lograr el mejor ajuste y de esta manera obtener el régimen de flujo estable, el cual está representado por la constante de declinación b lo que permitió obtener nuevas variables adimensionales y evaluar de manera

comparativa los radios de drenaje obtenidos de ambos tipos de cotejos de curvas con un valor verdadero.

En el gráfico 4.23 se observó un comportamiento que permitió superponer las curvas tipo de Gentry – Arps, para así encontrar la curva que mejor coteje y obtener el valor de b que define el tipo de declinación.

Se puede observar en el gráfico 4.23 que gran parte de los puntos ajustaron en la curva teórica de Gentry – Arps, obteniéndose un valor de $b=0$, lo que corresponde con un modelo exponencial a diferencia del ajuste anterior realizado en el TP-1X donde se reflejó un tipo de declinación armónico, esto es posible ya que la producción disminuye a tasa constante en cada periodo de tiempo.

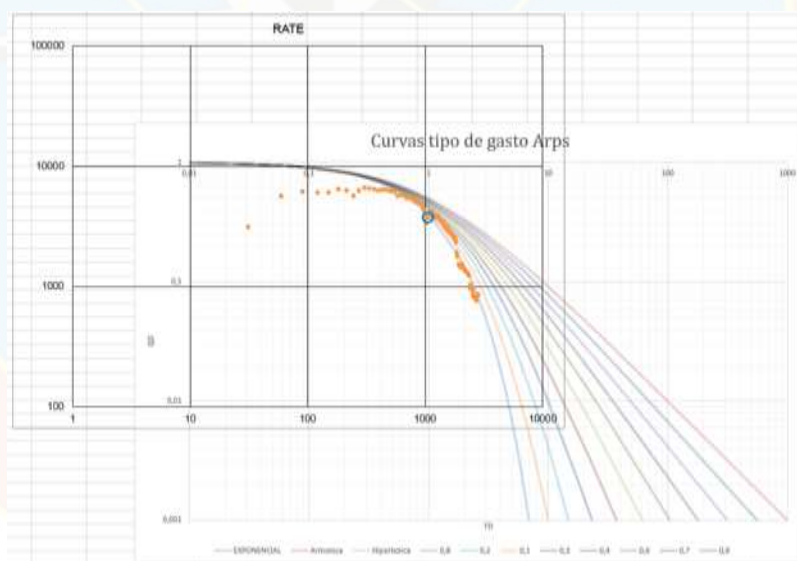


Gráfico 4. 23 Segundo ajuste del TP-1X

Fuente: Autor (2024)

En el gráfico 4.24 se observó un comportamiento que no permitió el ajuste a las curvas de Gentry-Arps, observándose que los puntos se encuentran dispersos a las

curvas teóricas, al igual que el primer ajuste de curvas realizado al TP-2XST no se logró determinar el tipo de declinación presente en el pozo, esto debido a que el comportamiento de producción de este pozo no honra el comportamiento general de los pozos debido a un cierre en el mismo por precipitación de asfáltenos.

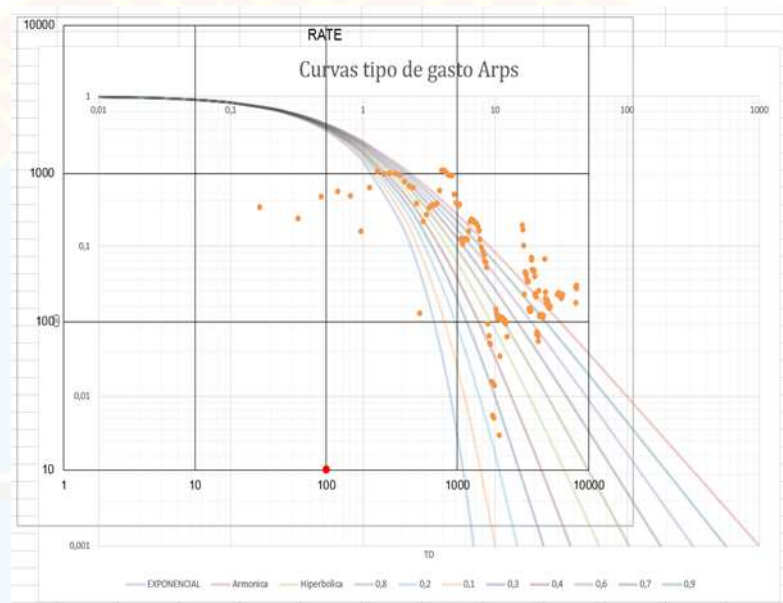


Gráfico 4. 24 Segundo ajuste del TP-2XST

Fuente: Autor (2024)

Se puede observar en el gráfico 4.25 que gran parte de los puntos ajustaron en la curva teórica de Gentry – Arps, obteniéndose un valor de $b=0$, lo que corresponde con un modelo exponencial a diferencia del ajuste anterior realizado en el TP-3XST donde se reflejó un tipo de declinación armónico, esto es posible debido a que la zona de gas condensado ejerce una influencia sobre la zona de petróleo, dependiendo de la profundidad (debido al cambio composicional); coincidiendo con el principio teórico que dice que la declinación exponencial se encuentra presente en yacimientos que producen por expansión de los fluidos.

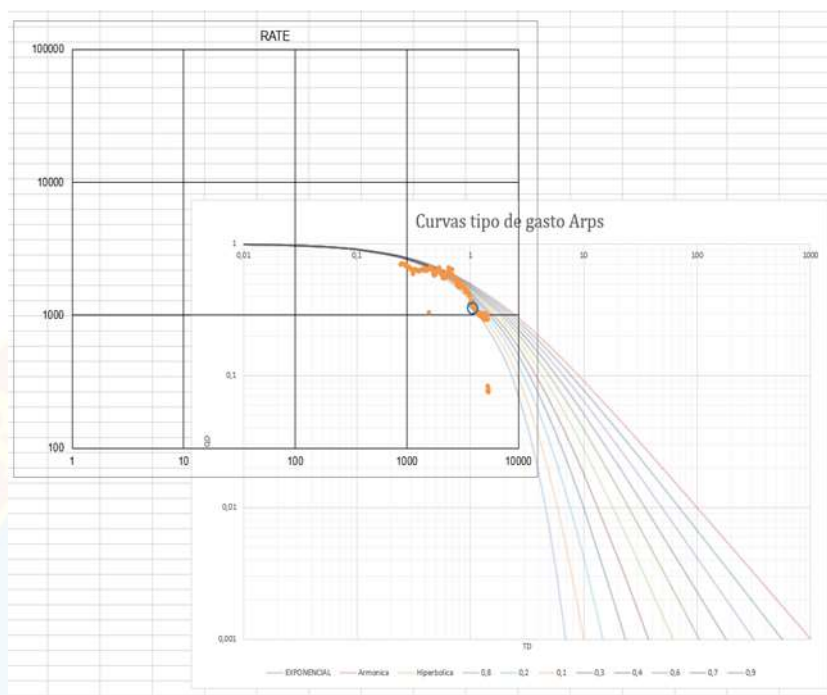


Gráfico 4. 25 Segundo ajuste del TP-3XST
Fuente: Autor (2024)

En el gráfico 4.26 se puede observar un comportamiento de producción que permitió el cotejo de las curvas de Gentry-Arps, para así obtener la curva teórica que mejor ajuste lo que permitió obtener el valor de b reflejando el tipo de declinación presente en el pozo.

Se pudo observar en el gráfico como los puntos se ajustaron a la curva teórica de Gentry – Arps, lo que permitió obtener el valor de la constante $b=0$ correspondiente al tipo de declinación exponencial a diferencia del ajuste anterior realizado en el TP-4 donde se reflejó un tipo de declinación armónico y exponencial simultáneamente, debido a la disminución constante de la tasa de producción en el pozo.

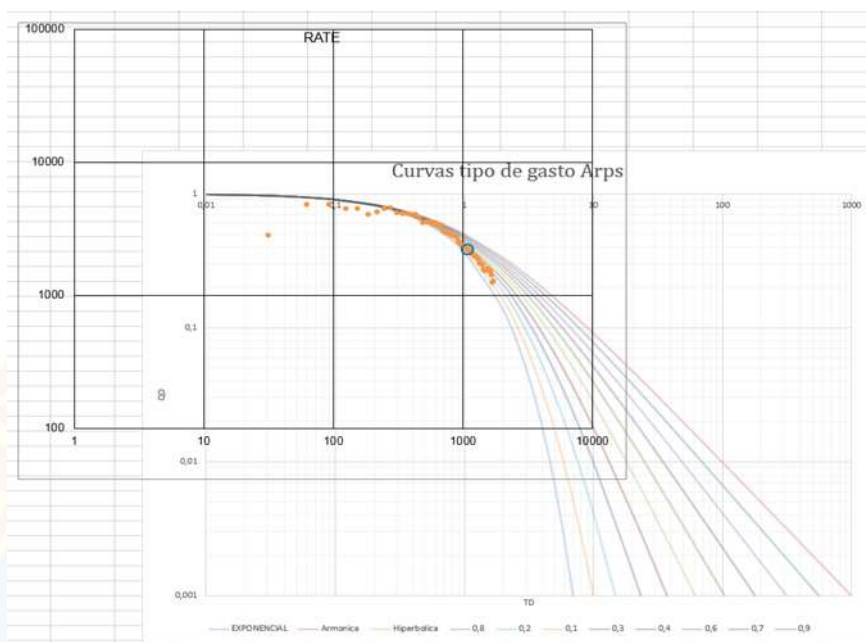


Gráfico 4. 5 Segundo ajuste de curvas del TP-4

Fuente: Autor (2024)

En el gráfico 4.27 se observó un comportamiento que permitió superponer las curvas tipo de Gentry – Arps, para así encontrar la curva que mejor coteje y obtener el valor de b que define el tipo de declinación.

Se puede observar en el gráfico 4.27 que gran parte de los puntos ajustaron en la curva teórica de Gentry – Arps, obteniéndose un valor de $b=0$, lo que corresponde con un modelo exponencial a diferencia del ajuste anterior realizado en el TP-5ST donde se reflejó un tipo de declinación armónico, debido a la presencia de variación composicional en el yacimiento y la influencia que ejerce la zona de gas condensado sobre la zona de petróleo.

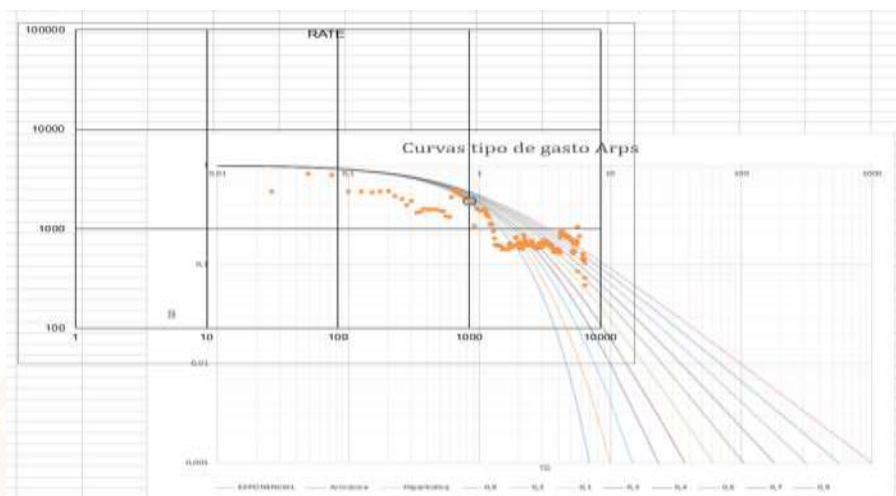


Gráfico 4. 6 Segundo ajuste de curvas del TP-5ST
Fuente: Autor (2024)

Se puede observar en el gráfico 4.28 que gran parte de los puntos ajustaron en la curva teórica de Gentry – Arps, obteniéndose un valor de $b=0$, lo que corresponde con un modelo exponencial a diferencia del ajuste anterior realizado en el TP-7 donde se reflejó un tipo de declinación armónico, debido a la disminución constante de la tasa de producción en el pozo.

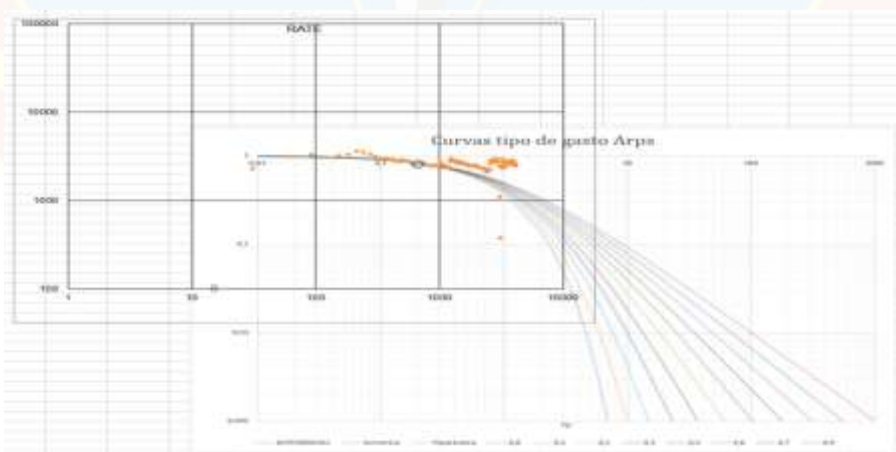


Gráfico 4. 28 Segundo ajuste de curvas del TP-7
Fuente: Autor (2024)

Tanto la declinación armónica como la exponencial son útiles para modelar la producción de un pozo, la aplicabilidad de ambos tipos de declinación va a depender de condiciones específicas del Yacimiento, si es un sistema que produce por expansión de los fluidos o declina su tasa de producción de forma constante está presente la declinación exponencial o si el sistema produce por segregación gravitacional es el caso de la declinación tipo armónica. Ambas condiciones se encuentran presentes en el Yacimiento LJA TP-1. Este estudio permitió obtener una visión más amplia de los mecanismos que afectan la producción en el yacimiento, así como también permitió evaluar de manera comparativa las variables adimensionales obtenidas en el primer y segundo ajuste de curvas, con la finalidad de obtener valores de radios de drenajes lo más ajustados posibles a los valores verdaderos aplicando ésta metodología de análisis de curvas tipo.

Para obtener las variables adimensionales de este segundo ajuste de curvas se eligió un punto de cotejo para leer en la curva de datos una tasa de crudo y un tiempo en días (que luego serían transformados en meses) y en la curva teórica una tasa y tiempo adimensional, los valores obtenidos se muestran en la tabla 4.16.

Tabla 4. 16 Variables adimensionales obtenidas del segundo ajuste de curvas de Gentry-Arps

Pozo	Fecha	tDd	qDd	t (Días)	Qo BND
TP-1X	31-08-01	0,9	0,350	1004	3375
TP-3XST	30-04-14	1,0	0,350	3894	1137,5
TP-4	30-04-04	1,10	0,390	1096	2209
TP-5ST	30-09-04	0,83	0,450	1004	1889,5
TP-7	31-12-13	0,20	0,800	671	2569,1

Fuente: Autor (2024)

4.2.4 Análisis del comportamiento de productividad de los pozos

Con la finalidad de conocer la productividad de los pozos se evaluó el índice J de los mismos, estableciendo una relación entre la tasa de producción, q_o , y el diferencial entre la presión del yacimiento y la presión fluyente en el fondo del pozo, $(P_{ws} - P_{wf})$.

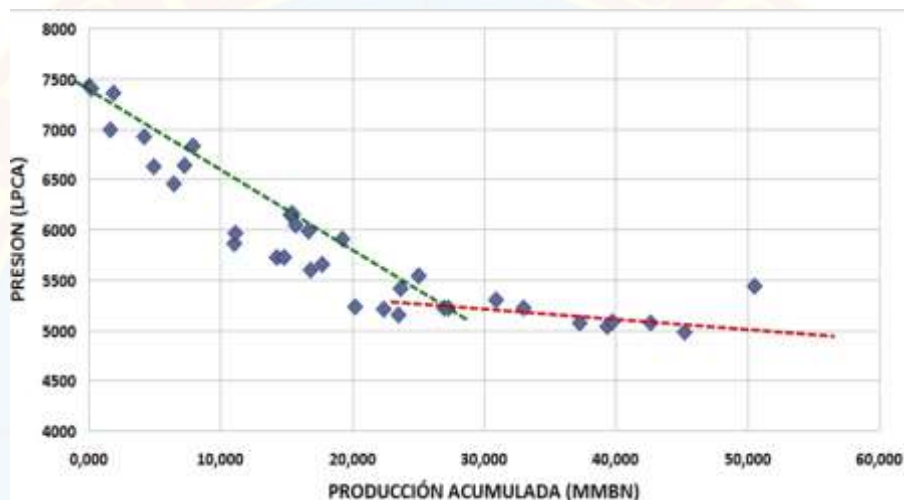


Gráfico 4. 29 Presión vs Producción acumulada del Yacimiento LJA TP-1
Fuente: E.M Petroquiriquire (2023)

Como puede observarse en la tabla 4.17 cinco de los seis pozos en estudio contemplan valores inferiores a 0,5 BPD/Lpc lo que ubica a los pozos según la escala típica de valores de índice de productividad (bpd/lpc) en pozos de baja productividad. Al producir los pozos 0,1 barriles por cada lpc, es indicativo que el pozo presenta baja productividad, esto debido a porosidades y permeabilidades deficientes que restringen el flujo de fluidos (porosidad de 2,6mD) y (permeabilidad de 7,8%) como también factores de daños y trabajos realizados en el pozo.

Tabla 4. 17 Índice de Productividad de los pozos del Yacimiento LJA TP-1

Pozo	Pwf	P yacimiento	Qo BN/D	J
TP-1X	5071	7445	840	0,35383319
TP-2XST	4978	7445	344,1	0,13948115
TP-3XST	5701	7445	264,4	0,1516055
TP-4	5308	7445	266	0,12447356
TP-5	5075	7445	268,9	0,11345992
TP-7	5303	7445	2465	1,15079365

Fuente: Autor (2024)

Los resultados obtenidos en la tabla 4.17 indican que la gran mayoría de los pozos productores tiene baja productividad, lo que significa que no están produciendo la cantidad de barriles de crudo esperada, lo que se refleja como un problema para la empresa, ya que puede resultar en pérdidas financieras, por lo tanto algunas posibles acciones que se pueden tomar incluyen la reevaluación de la geología y la ingeniería del pozo, el uso de técnicas de estimulación para aumentar la producción, o incluso la consideración de cerrar el pozo si no es económicamente viable.

4.3 DETERMINACIÓN DE LOS RADIOS DE DRENAJE DE LOS POZOS CON BASE A LAS RESERVAS DESARROLLADAS PARA CADA POZO.

Para determinar los radios de drenaje de cada pozo, se procedió a evaluar de manera comparativa los radios de drenaje obtenidos por la metodología de análisis de curvas tipo, utilizando las variables adimensionales de cada tipo de cotejo con un valor obtenido por la metodología de Madrid M. (2021), mediante una ecuación que permite calcular radio de drenaje con base en cálculos volumétricos y la ecuación de Gonzalo Rojas (2003) para determinar un valor verdadero tomando como referencia los radios drenados en la actualidad de cada pozo.

4.3.1 Cálculo del área y el factor de forma de drenaje

En base a la información obtenida en los objetivos desarrollados anteriormente se procedió al cálculo del área y del factor de forma de drenaje de los pozos en estudio del yacimiento LJA TP-1 del campo Tropical, implementando la metodología de análisis de curvas tipo, considerando las variables adimensionales obtenidas en el primer cotejo de curvas y empleando las ecuaciones 3.2 y 3.3, desarrollando las mismas para cada pozo (ver apéndice D).

Para obtener las variables para el cálculo del Área de drenaje reflejadas en la tabla 4.18, se procedió a integrar la información obtenida de la tabla 4.7 de la cual se tomó la porosidad ϕ , el espesor total por pozo y la compresibilidad C_t ; de la tabla 4.13 se obtuvieron las presiones iniciales p_i y presión de fondo fluyente p_{wf} ; de los datos reflejados en la tabla 4.14 se tomó el tiempo en meses y la tasas de producción en BND (para luego ser convertida en BPM y utilizarse para el cálculo del área en pie³/mes) y las variables adimensionales, tasa adimensional q_{Dd} y tiempo adimensional t_{Dd} mostradas en la tabla 4.15.

Tabla 4. 18 Variables para el cálculo del área de drenaje

Pozo	Qo (pies ³ /mes)	t (meses)	ϕ	h (pies)	Ct (psi-1)	Pi-Pwf (psi)	qDd	tDd
TP-1X	40.882,82	258	0,057	112	$42,64 \cdot 10^{-06}$	4777	0,140	6,192
TP-3XST	44.622,41	177	0,086	170	$11,97 \cdot 10^{-06}$	2155	0,485	1,062
TP-4	22.858,67	229	0,057	299	$4,41 \cdot 10^{-05}$	3730	0,284	2,519
TP-5ST	175.642,82	219	0,07012	140	$14,54 \cdot 10^{-6}$	3033	0,533	0,876
TP-7	462.311,03	96	0,082	119	$16,10 \cdot 10^{-06}$	2011	0,839	0,192

Fuente: Autor (2024)

Posteriormente para calcular el área de drenaje en cada uno de los pozos se procedió a aplicar la ecuación 3.2, sustituyendo los valores de la tabla 4.18, obteniendo los valores reflejados en la tabla 4.19.

Tabla 4. 19 Áreas de drenaje de los pozos en estudio

Pozo	Área (pies ²)
TP-1X	9.356.991
TP-3XST	40.663.199
TP-4	2.608.459
TP-5ST	190.281.459
TP-7	872.131.057

Fuente: Autor (2024)

Para obtener las variables para el cálculo del factor de forma reflejadas en la tabla 4.20, se procedió a integrar la información obtenida de la tabla 4.7 de la cual se tomó la permeabilidad k y el espesor total por pozo en pies (transformados a cm para el cálculo de C_A); de la tabla 4.8 se obtuvieron los radios de los pozos r_w en plg (transformados a pie para calcular C_A), las viscosidades de los fluidos fueron obtenidas de la tabla 4.9; de la tabla 4.13 se obtuvieron las presiones iniciales p_i y presión de fondo fluyente p_{wf} en psi (transformadas a atm para el cálculo de C_A); de los datos reflejados en la tabla 4.14 se tomaron las tasas de producción en BND (para luego ser convertida en BPM y utilizarse para el cálculo de C_A en cm^3/seg), las tasa adimensional q_{Dd} mostradas en la tabla 4.15 y las áreas obtenidas anteriormente, reflejadas en la tabla 4.19.

Tabla 4. 20 Variables para el cálculo del factor de forma C_A

Pozo	A (pie ²)	rw ² (pie)	k (Darcy)	h (cm)	Pi- pwf (atm)	(qDd)	U (cP)	(q)a (cm ³ /seg)
TP-1X	9.356.991	0,2467	0,001375	3.413,80	325,06	0,140	0,0680	446,6
TP-3XST	40.663.199	0,2539	0,00235	5.181,66	146,64	0,485	0,621	487,4
TP-4	2.608.459	0,1782	0,0025	9.113,63	253,81	0,284	0,0680	249,7
TP-5ST	190.281.459	0,2539	0,002064	4.267,2	206,38	0,533	0,621	1.918,5
TP-7	872.131.057	0,1594	0,006032	3.627,1	136,84	0,839	0,621	5.049,7

Fuente: Autor (2024)

Posteriormente para calcular el factor de forma C_A en cada uno de los pozos se procedió a aplicar la ecuación 3.3, sustituyendo los valores de la tabla 4.20, obteniendo los valores reflejados en la tabla 4.21.

Tabla 4. 21 Factor de forma C_A de los pozos en estudio

Pozo	Factor de Forma C_A
TP-1X	0,0000
TP-3XST	0,00
TP-4	0,00
TP-5ST	0,00
TP-7	10.48666,9

Fuente: Autor (2024)

El factor de forma de los pozos reflejados en la tabla 4.21 permitió conocer el sistema donde se encuentran los pozos (ver apéndice E) y con ese sistema observado fue posible encontrar la ecuación de radio de drenaje que permitió el cálculo de los mismos. (ver apéndice F), los radios de drenaje obtenidos se encuentran reflejados en la tabla 4.22.

Tabla 4. 22 Radios de drenaje obtenidos del primer ajuste de curvas

Pozo	Radio de Drenaje (pies)
TP-1X	12.455,9
TP-3XST	25.966,2
TP-4	65.76,6
TP-5ST	56.170,2
TP-7	120.253,8

Fuente: Autor (2024)

Como puede observarse en la tabla 4.22 los radios de drenajes obtenidos del primer ajuste de curvas utilizando la metodología de análisis de curvas tipo, expresan resultados muy elevados que no van en concordancia con las dimensiones reales del yacimiento, por lo tanto, se procedió a repetir los cálculos utilizando las variables adimensionales obtenidas en el segundo ajuste de curvas, en conjunto con la tasa en BND (para luego ser convertida en BPM y utilizarse para el cálculo del área en pie³/mes) y tiempo en días (transformados en meses para calcular el área de drenaje), mostradas en la tabla 4.16. Las variables para el cálculo de las nuevas áreas de drenaje, se encuentran reflejadas en la tabla 4.23.

Tabla 4. 23 Nuevas variables para el cálculo del área de drenaje

Pozo	Qo (pies3/mes)	t (meses)	Ø	h (pies)	Ct (psi-1)	Pi- Pwf (psi)	qDd	tDd
TP-1X	568.518,75	33,47	0,057	112	$42,64 \cdot 10^{-06}$	2350	0,350	0,900
TP-3XST	191.611,88	129,8	0,086	170	$11,97 \cdot 10^{-06}$	454	0,350	1,000
TP-4	372.106,05	37	0,057	299	$4,41 \cdot 10^{-05}$	1340	0,390	1,100
TP-5ST	318.286,28	33	0,07012	140	$14,54 \cdot 10^{-6}$	1611	0,450	0,830
TP-7	432.764,90	22	0,082	119	$16,10 \cdot 10^{-06}$	2034,5	0,800	0,200

Fuente: Autor (2024)

Posteriormente, para calcular las nuevas áreas de drenaje en cada uno de los pozos se procedió a aplicar la ecuación 3.2, sustituyendo los valores de la tabla 4.23, obteniendo los valores reflejados en la tabla 4.24.

Tabla 4. 24 Nuevas áreas de drenaje

Pozo	Área (pies ²)
TP-1X	94.430.440
TP-3XST	894.399.799
TP-4	31.460.794
TP-5ST	124.037.535
TP-7	189.301.320

Fuente: Autor (2024)

Para obtener nuevos valores del factor de forma de drenaje C_A , mostrados en la tabla 4.25, se procedió a tomar las tasas de producción en BND (para luego ser

convertida en BPM y utilizarse para el cálculo de C_A en cm^3/seg) y las tasas adimensionales qDd mostradas en la tabla 4.16, junto con las áreas obtenidas anteriormente, reflejadas en la tabla 4.24.

Tabla 4. 25 Nuevas variables para el cálculo del factor de forma C_A

Pozo	A (pie ²)	rw^2 (pie)	k (Darcy)	h (cm)	Pi-pwf (atm)	(qDd)	U (cP)	(q)a (cm ³ /seg)
TP-1X	94.430.440	0,2467	0,001375	3.413,80	159,9081	0,350	0,0680	6.210
TP-3XST	894.399.799	0,2539	0,00235	5.181,66	30,892884	0,350	0,621	2.093
TP-4	31.460.794	0,1782	0,0025	9.113,63	91,18164	0,390	0,0680	4.064
TP-5ST	124.037.535	0,2539	0,002064	4.267,2	109,622106	0,450	0,621	3.477
TP-7	189.301.320	0,1594	0,006032	3.627,1	138,439587	0,800	0,621	4.727

Fuente: Autor (2024)

Posteriormente para calcular el factor de forma C_A en cada uno de los pozos se procedió a aplicar la ecuación 3.2, sustituyendo los valores de la tabla 4.25, obteniendo los valores reflejados en la tabla 4.26.

Tabla 4. 26 Nuevo factor de forma C_A de los pozos en estudio

Pozo	Factor de Forma C_a
TP-1X	2.687.387,7
TP-3XST	8.724.251.712,4
TP-4	0,0
TP-5ST	203.989.689,0
TP-7	122.045,6

Fuente: Autor (2024)

Considerando que el rango de valores del factor de forma C_A que va desde 0 hasta 41, los resultados obtenidos anteriormente en la tabla 4.26 (a excepción del TP-4) no corresponden a ningún sistema que permita calcular el radio de drenaje de los pozos, por lo tanto, se tomó como referencia el sistema observado de los resultados reflejados en la tabla 4.21 para calcular así, nuevos radios de drenaje con las áreas obtenidas en la tabla 4.24, como puede observarse en la tabla 4.27.

Tabla 4. 27 Radios de drenaje obtenidos del segundo ajuste de curvas

Pozo	Radio de Drenaje (pies)
TP-1X	39.569,79283
TP-3XST	121.779,3399
TP-4	22.839,81643
TP-5ST	45.350,73533
TP-7	56.025,35154

Fuente: Autor (2024)

Considerando los radios de drenaje obtenidos del primer ajuste de curvas reflejados en la tabla 4.22 y los radios de drenaje obtenidos del segundo ajuste de curvas mostrados en la tabla 4.27, se pueden apreciar valores muy altos que no van en concordancia con las dimensiones reales del yacimiento, por lo que se concluye que la metodología de análisis de curvas tipo no es aplicable al Yacimiento en estudio, esto debido a que la metodología de análisis de curvas tipo presentada por Reyes-Vargas considera yacimientos que no exceden una tasa de producción de 2.000 bb/mes, como los yacimientos donde fue aplicada esta metodología ubicados en Oklahoma y Mississippi, eligiendo como punto de ajuste una tasa que no excedía los 600 bb/mes, mientras que el yacimiento en estudio contempla tasas de producción que varían desde 4.000 bb/mes hasta 82.000 bb/mes donde al aplicar la metodología de curvas tipo se obtuvieron valores de Áreas y radios de drenaje muy altos que no corresponden a las

dimensiones reales del yacimiento LJA TP-1 por lo que no fue posible la aplicación de esta metodología al estudio.

Por otro lado, para ubicar las nuevas localizaciones considerando el estudio de los radios de drenaje de los pozos, se procedió a calcular nuevamente los mismos, utilizando datos obtenidos de un informe técnico sobre los radios drenados de los pozos en estudio, como puede observarse en las tabla 4.28 y 4.29 e implementando la ecuación 3.4 de la metodología de Madrid, M. (2021) lo que permitió evaluar de manera comparativa los radios de drenajes obtenidos de esa metodología con los obtenidos de la ecuación 3.5 de Gonzalo Rojas y los obtenidos mediante la metodología de análisis de curvas tipo para determinar un valor verdadero que permitió construir el mapa de burbujas e identificar las zonas no drenadas.

Tabla 4. 28 Datos para cálculo de radios drenados

Pozo	Fecha	Ø (%)	h (pies)	P. actual (LPC)	Boi (by/bn)	Qo ultima	Qo pozo/ Qoyac	POES afectado (MMBN)	Bo (by/bn)	Bw (by/bn)	Swi (%)
TP-1X	30/04/23	9,6	254	5200	1,39	840	0,175	81,16	1,436	1,02	21,7
TP-2XST	30/04/23	10	40	5200	1,48	354	0,074	34,20	1,53	1,02	14,5
TP-3XST	30/04/23	8	171	5200	1,4	280	0,058	27,05	1,435	1,02	45
TP-4	30/04/23	8	299	5200	1,39	397	0,083	38,36	1,436	1,02	30
TP-5ST	30/04/23	8	162	5200	1,48	275	0,057	26,57	1,53	1,02	30
TP-7	30/04/23	10	99	5200	1,48	2646	0,552	255,65	1,53	1,02	25

Fuente: E.M Petroquiriquire (2023)

Tabla 4. 29 Radios drenados de los pozos en estudio

Pozo	FECHA	1- (NP/N)	Bo/Bo i	So (%)	NP (MMBN)	GP (MMMPC N)	WP (MBN)	NP+WP (MMBN)	$\pi \cdot \phi \cdot h \cdot S$ o	r (pies)	r (mts)
TP-1X	30/04/23	0,798	1,0331	0,645	16,404	96,124	29,674	16433674	49,44	690,2	210,4
TP-2X	30/04/23	0,957	1,0338	0,845	1,486	11,322	12,27	1498270	10,62	462,6	141,0
TP-3X	30/04/23	0,674	1,025	0,380	8,815	10,332	532,43	9347430	16,33	880,0	268,2
TP-4	30/04/23	0,750	1,0331	0,542	9,583	67,711	43,77	9626770	40,77	581,0	177,1
TP-5	30/04/23	0,764	1,0338	0,553	6,279	14,054	27,96	6306960	22,50	653,4	199,2
TP-7	30/04/23	0,961	1,0338	0,745	9,974	33,673	94,835	10068835	23,17	811,5	247,3

Fuente: E.M Petroquiriquire (2023)

Sustituyendo en la Ec. 3.4 de Madrid M. y la Ec 3.5 de Gonzalo Rojas, los valores reflejados en las tablas 4.28 y 4.29, se obtuvieron nuevos radios de drenajes reflejados en la tabla 4.30.

Tabla 4. 30 Radios de drenaje de las Ecuaciones de Gonzalo Rojas y Madrid M.

Pozo	Radio de drenaje (pie)		Radio de drenaje (m)	
	Gonzalo Rojas	Madrid M.	Gonzalo Rojas	Madrid M.
TP-1X	4983,778792	1467,032924	1.519,055776	447,151635
TP-2X	3340,038717	1077,404548	1.018,043801	328,392906
TP-3X	6354,000679	1718,106655	1.936,699407	523,678908
TP-4	4194,962287	1197,048025	1.278,624505	364,860238
TP-5	4717,879117	1358,436455	1.438,009555	414,051431
TP-7	5859,191305	1894,431715	1.785,881510	577,422787

Fuente: Autor (2024)

Los resultados reflejados en la tabla 4.30 fueron comparados con los resultados obtenidos en los cotejos de curvas tipo para determinar un valor verdadero tomando como referencia los radios drenados por los pozos en la actualidad, como puede observarse en la tabla 4.31.

Tabla 4. 31 Comparación de los radios de drenaje en pies obtenidos por diferentes metodologías

Pozos	Curvas Tipo Reyes-Vargas		Gonzalo Rojas	Madrid M.	Radio Drenados
	Primer Cotejo	Segundo Cotejo			
TP-1X	12.455,9	39.569,79283	4.983,778792	1.467,032924	690,25
TP-2X	-	-	3.340,038717	1.077,404548	462,59
TP-3X	25.966,2	121.779,3399	6.354,000679	1.718,106655	880,02
TP-4	65.76,6	22.839,81643	4.194,962287	1.197,048025	581,00
TP-5	56.170,2	45.350,73533	4.717,879117	1.358,436455	653,42
TP-7	120.253,8	56.025,35154	5.859,191305	1.894,431715	811,49

Fuente: Autor (2024)

Evaluando los radios de drenaje reflejados en la tabla 4.31 se eligió como valor verdadero los radios de drenaje obtenidos por la ecuación de Madrid M. debido a que los resultados obtenidos a través de esta metodología fueron menores en comparación con las otras metodologías empleadas, además de tener en cuenta el criterio que considera los radios drenados por los pozos en la actualidad, donde se estima que los mismos han drenado aproximadamente la mitad de su radio de drenaje, lo que permitió construir el mapa de burbujas para la identificación de zonas no drenadas.

4.3.2 Identificación de zonas no drenadas

Mediante el uso de un programa desarrollado en Visual Basic por Madrid M. en su artículo científico Determinación del radio de drenaje (2021), se procedió a crear un mapa de burbuja que permitió recrear los radios de drenaje de los pozos en estudio e identificar las zonas no drenadas del yacimiento LJA TP-1 obteniéndose los siguientes resultados:

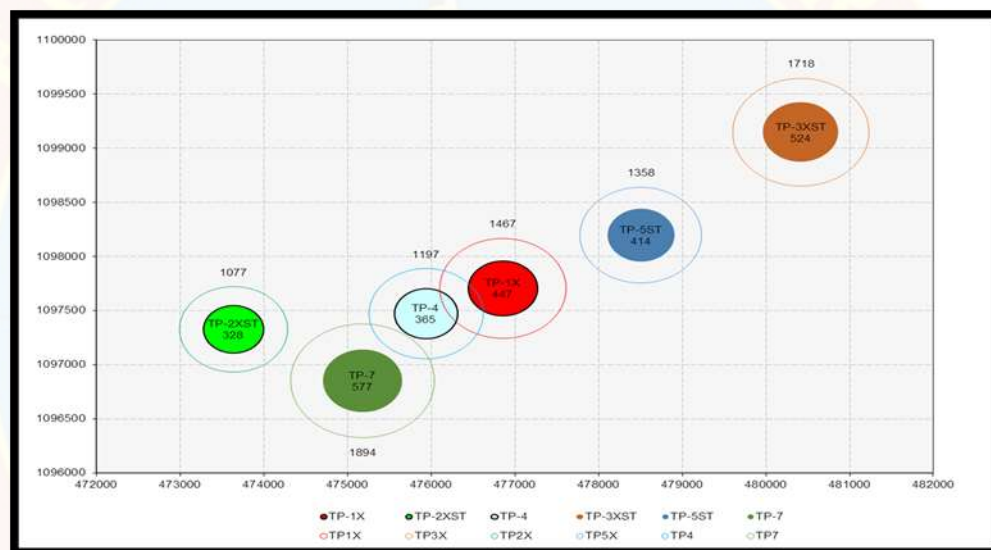


Figura 4. 9 Mapa de Burbujas de los pozos del Yacimiento LJA TP-1

Fuente: Autor (2024)

La figura 4.9 refleja los 6 pozos productores del Yacimiento LJA TP-1 con sus coordenadas de fondo al tope de la formación San Juan y el radio de drenaje de cada uno de ellos expresados en metros en la parte interna de la circunferencia y en pies en la parte externa de la misma, con base a los cálculos realizados en una hoja de Excel como se ve reflejado en la tabla 4.32.

Tabla 4. 32 Cálculos para el mapa de burbujas

Well	DATE	x	y	Np	Prod-Type	*Boi	*H	*Phi	*Sw	*Sor	R_Drain [ft]	R_Drain [metres]
TP-1X	30/04/2023	476808	1097641	926035	Forecast	1.24	242	0.24	0.48	0.35	1467	447
TP-2XST	30/04/2023	473456	1097744	576938	Forecast	1.24	183	0.19	0.43	0.35	1077	328
TP-3XST	30/04/2023	480574	1100058	585938	Forecast	1.24	76	0.21	0.43	0.35	1718	524
TP-4	30/04/2023	476846	1097625	545938	Forecast	1.24	100	0.2	0.42	0.35	1197	365
TP-5ST	30/04/2023	479075	1097532	1222800	Forecast	1.24	242	0.24	0.53	0.35	1358	414
TP-7	30/04/2023	474961	1096934	867093	Forecast	1.24	183	0.19	0.47	0.35	1894	577

Fuente: Autor (2024)

La representación de los radios de drenaje mostrados en la figura 4.9 permitió identificar zonas no drenadas como se observa en la figura 4.10.

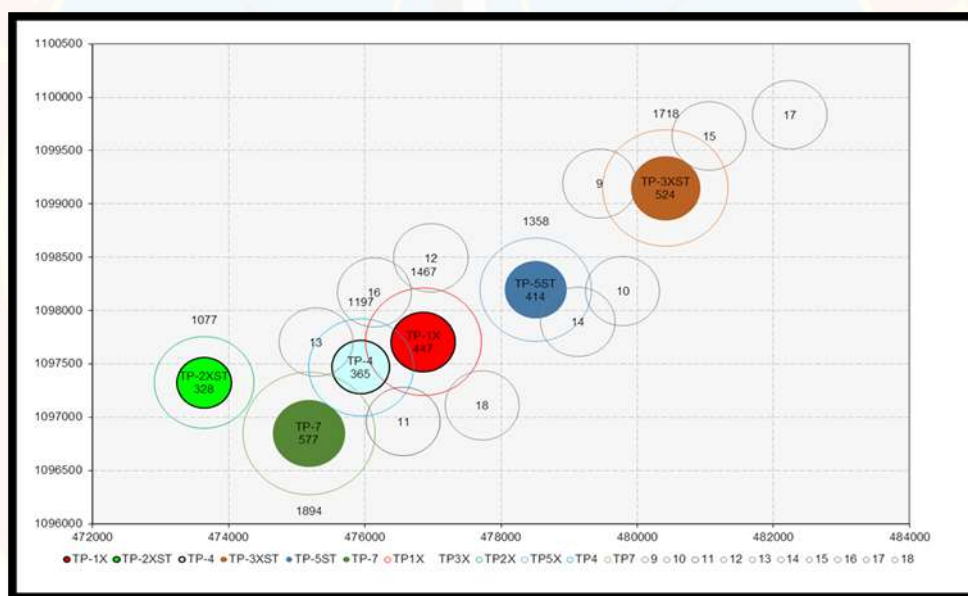


Figura 4. 10 Identificación de zonas no drenadas del Yacimiento LJA TP-1

Fuente: Autor (2024)

4.4 PROPUESTA DE NUEVOS PUNTOS DE DRENAJE EN EL YACIMIENTO LJA TP-1 DEL CAMPO TROPICAL A TRAVÉS DEL ESTUDIO DEL RADIO DE DRENAJE.

En base a los radios de drenaje obtenidos en el objetivo anterior, fue posible la construcción del mapa de burbujas que permitió identificar zonas no drenadas y precisar nuevas oportunidades de desarrollo en el yacimiento LJA TP-1 del campo Tropical.

4.4.1 Identificación de nuevas oportunidades de desarrollo

Tomando en cuenta el estudio de las propiedades de la formación del yacimiento LJA TP-1 y la determinación de los radios de drenaje de los pozos, se consideró que la zona prospectiva para la ubicación de nuevas localizaciones se encuentra en las adyacencias del TP-4 y TP-1X debido a que esta zona es favorecida desde el punto de vista petrofísico según el estudio realizado con las correlaciones entre pozos, de igual manera la identificación de estas nuevas localizaciones fue posible gracias a la visualización de zonas no drenadas observadas en el mapa de burbuja construido con los radios de drenaje de los pozos pertenecientes al yacimiento en estudio.

Este estudio permitió proponer nuevas oportunidades de desarrollo considerando los radios de drenaje de los pozos y las propiedades de la formación del yacimiento LJA TP-1, donde fue posible identificar las propuestas de los pozos 9, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 16, 17 y 18, sin embargo, al momento de perforar estos nuevos puntos de drenajes es importante tomar en cuenta una serie de consideraciones las cuales se enumeran a continuación:

1. La distancia entre pozos establecida por el Ministerio, la cual no debe exceder 1,2 km.

2. Las condiciones geológicas presentes en el yacimiento como fallas, pliegues, domos salinos y límites de roca.
3. El estudio de detección de agua que permita estimar el avance del frente de agua en el yacimiento LJA TP-1 en las cercanías del TP-3XST.
4. El estado energético del yacimiento como fuente de energía potencial del sistema.

En el yacimiento se pueden perforar n cantidad de pozos considerando el distanciamiento establecido por el Ministerio y el estudio de radios de drenaje reflejado en esta investigación, sin embargo, es importante considerar su estado energético y de ser necesario implementar un proyecto de inyección de gas para el sostenimiento de la presión del mismo que garantice una óptima producción de las reservas presentes en el yacimiento en estudio.

A través del mapa de burbujas fue posible obtener las coordenadas de fondo al Tope de la formación San Juan de los nuevos puntos de drenaje, los cuales se ven reflejadas en la tabla 4.33.

Tabla 4. 32 Coordenadas de propuestas de nuevos puntos de drenaje

Propuestas	Este (m)	Norte (n)
9	479450	1099191
10	479783	1098183
11	476563	1096962
12	476970	1098495
13	475281	1097706
14	479127	1097894
15	481055	1099638
16	476136	1098172
17	482240	1099837
18	477721	1097113

Fuente: Autor (2024)

En la figura 4.11 se puede observar la ubicación según sus coordenadas de las propuestas de los nuevos puntos de drenaje en el yacimiento LJA TP-1. Ubicándose los pozos 13 y 11 en las adyacencias del TP-4, los pozos 16, 12 y 18 en las cercanías del TP-1X, los pozos 14 y 10 cercanos al TP-5ST y los pozos 9, 15 y 17 en los alrededores del TP-3XST.

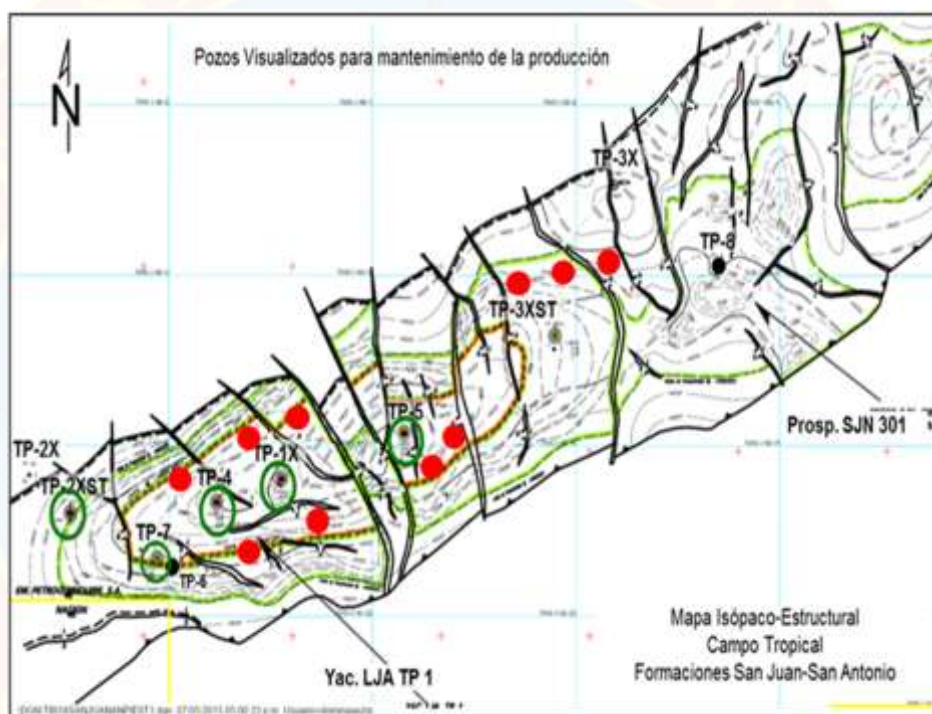


Figura 4. 11 Nuevas propuestas de puntos de drenaje en el Yacimiento LJA TP-1
Fuente: Autor (2024)

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- El yacimiento LJA TP-1X es productor principalmente de la Formación San Juan, la cual contempla valores de porosidad promedio de 7,8 % y permeabilidad de 2,6 mD aproximadamente.
- Las propiedades en este yacimiento se ven favorecidas en las zonas adyacentes al TP-2XST y TP-7 mostrando porosidades que van desde 7,8% a 9,2% y permeabilidades de 2,69 mD y 7,41 mD y en las adyacencias del TP-4 y TP-1X con porosidades que de 7,8% a 8,1% y permeabilidades de 2,69 mD a 2,8 mD.
- El modelo de Blasingame aplica únicamente a yacimientos de una sola fase.
- El modelo de Gentry-Arps permitió el ajuste de curvas de producción de la mayoría de los pozos tanto por una declinación armónica como exponencial.
- En el TP-2XST no fue posible aplicar la metodología de análisis de curvas tipo.
- De los 6 pozos en estudio 5 poseen un índice de productividad menor al 0,5, entrando en la clasificación de pozos de baja productividad.
- A metodología de Reyes-Vargas no aplica a yacimientos con tasas de producción mensual mayores a 2000 bbls/mes.
- La metodología de Madrid M, permitió el cálculo de los radios de drenaje de los pozos en estudio, permitiendo así la creación del mapa de burbujas para identificar las zonas no drenadas.
- Las determinaciones de los radios de drenaje demostraron que la zona prospectiva para la ubicación de nuevos pozos está en las adyacencias de los pozos TP-4, TP-1X y TP-5ST, lo que sugiere la propuesta de nuevas localizaciones que no interferirían con los radios de drenaje de los pozos ya existentes.

- El estudio petrofísico y la determinación de los radios de drenaje, coinciden que la zona prospectiva para la localización de nuevos puntos de drenaje se encuentra en las adyacencias del pozo TP-4 y el pozo TP-1X.

5.2 RECOMENDACIONES

- Tomar nuevas muestras de núcleo que permitan obtener más información geológica de las rocas y de los sedimentos, de manera que aporte mayor información sobre los datos de porosidad, permeabilidad y compresibilidad de los intervalos de interés.
- Actualizar el modelo petrofísico del año 2011, que incluye los modelos de porosidad y de permeabilidad a nivel de la formación San Juan y San Antonio.
- Realizar pruebas de presión para el TP-7, para obtener presiones de fondo fluyente, y facilitar el análisis del comportamiento de presión para este pozo.
- Realizar un estudio de detección de agua, con el fin de estimar el avance del frente de agua en el yacimiento LJA TP-1 en las cercanías del TP-3XST.
- Evaluar el nivel energético del Yacimiento como fuente de energía potencial del sistema.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Angarita, M. (2014). Caracterización dinámica del Yacimiento LJA TPM0001 del campo Tropical, estado Monagas, mediante el análisis de pruebas de presión por métodos numéricos.
- Ahmed, T (2004). Reservoir Engineering. Handbook. Third Edition.
- ARIAS, F. (2006). El Proyecto de Investigación (6ª ed) Episteme, C.A. Caracas, Venezuela.
- Araujo, E. Aguaje, C. Gali, J. Rivas, M. (2015). Análisis de pruebas de presión. <http://unellezpruebasdepresiones.blogspot.com/p/pruebas-build.html>
- BBC News Mundo, (2019). Cuáles son los países con mayores reservas de petróleo y por qué esto no siempre es señal de riqueza.
- Elías, C & Nieto, C. (2018). Desarrollo de una herramienta de cómputo para el análisis de datos de producción a través de modelos de flujo y declinación.
- E. M Petroquiriquire, (2023). Ficha Técnica de los pozos; Histórico de Presiones Tropical y San Luis; Histórico de Producción Tropical por pozo.
- Energy Glossary (2024). grado de la tubería de revestimiento. https://glossary.slb.com/es/terms/c/casing_grade
- Escobar, F. (2004). Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Editorial Universidad Surcolombiana. Colombia.
- García, A. Ramírez, C. Verduzco, F. (2022). Evaluación de los métodos para estimar el radio de drene en yacimientos maduros de aceite.
- González, I. & Rodríguez, Y. (2022). Análisis de métodos determinístico y probabilístico en el cálculo del volumen de hidrocarburos de un campo a desarrollar.
- Ham, J. Paredes, J. Pérez, R. Navedo, V. Rivas, E. Aguilera, L. (2021). Modelo estocástico del yacimiento. <https://energyandcommerce.com.mx/modelado-estocastico-de-yacimiento/>

- Madrid, M. (2021). Determinación del radio de drenaje. <https://portaldelpetroleo.com/determinacion-del-radio-de-drenaje/>
- Mannucci, J. (1995). Caracterización Física de los yacimientos. Tecnopetrol de Venezuela. Maracaibo, Venezuela.
- Manual Halliburton (2002). Recopilación Técnica de Ingeniería de Yacimientos.
- Márquez, A. (2019). Uso de modelos basados en el tiempo de balance de materia para el análisis de datos de producción con una herramienta de cómputo.
- Ministerio del Poder Popular para el Petróleo y Minería. (2005). Definiciones y normas de las reservas de hidrocarburos.
- Mussi, D. (2024). Modelo estático de la formación lajas (Jurásico medio) en el yacimiento Aguada Toledo - Sierra Barrosa, provincia de Neuquén, Argentina. Trabajo de grado de la Universidad de Río negro.
- PDVSA, CIED. (1997). Caracterización Energética de los yacimientos.
- PDVSA, (2023). Producción de petróleo en Venezuela de 2008 a 2021.
- PDVSA-PETROQUIRIQUIRE S. A. (2012). Sometimiento de Reservas del campo Tropical. Informe técnico aportado por la empresa.
- PDVSA-PETROQUIRIQUIRES.A. Perfil de producción de Petroquiriquire 2006-2014.
- Reyes, G. Vargas, J. (2009). Métodos para el cálculo del área de drenaje. Trabajo de grado de la Universidad Nacional Autónoma de México.
- Rodríguez, N. (2011). Evaluación Técnico-Económica para la reactivación de pozos inactivos y/o perforación de nuevos puntos de drenaje, Área VI, Yacimiento QQ, Campo Quiriquire.
- Rojas, G. (2003). Ingeniería de yacimientos de gas condensado. Puerto La Cruz, Venezuela.



APÉNDICES

APÉNDICE A

Diagrama de completación de los pozos

DIAGRAMA DE COMPLETACION ACTUAL

POZO: TP-1X

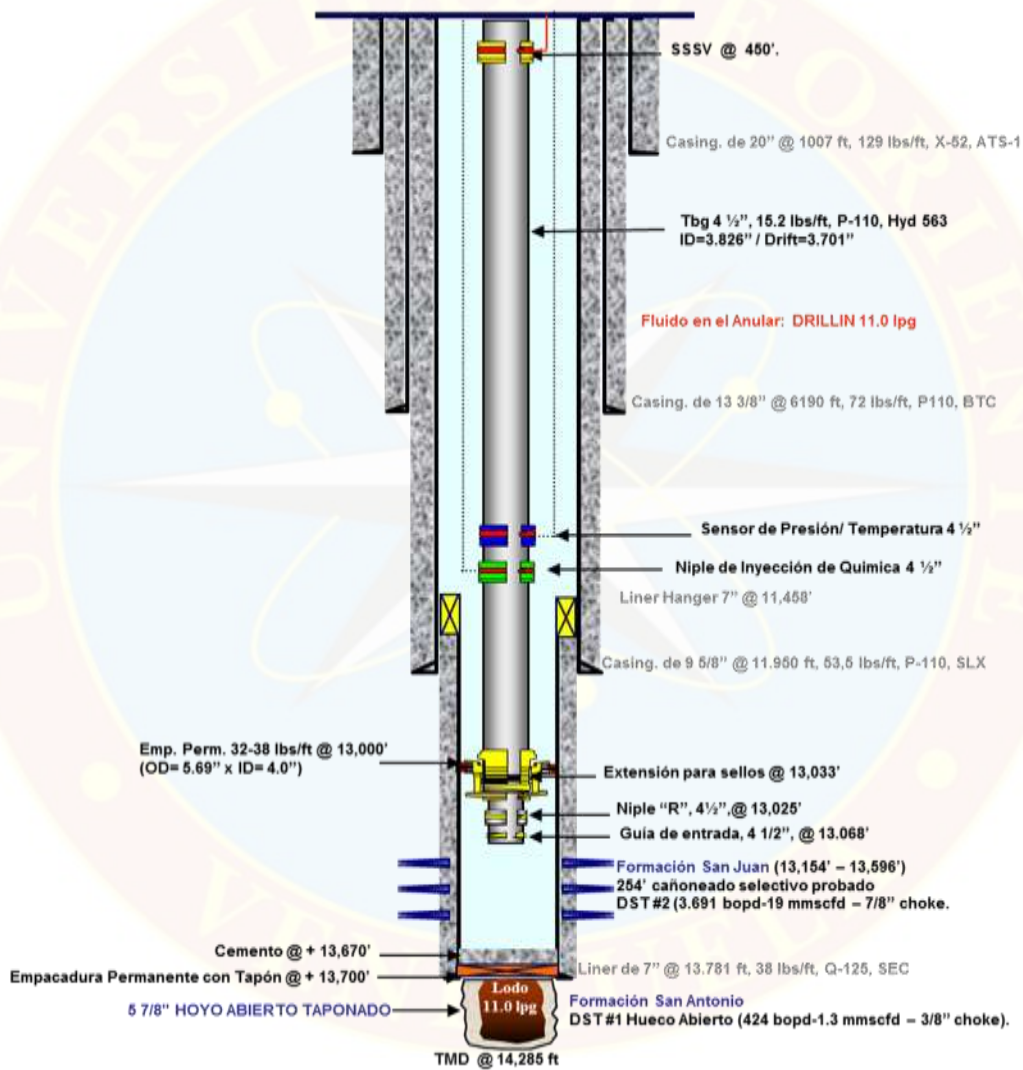


Figura A.1 Diagrama Mecánico. Pozo TP-1X

Fuente: E.M Petroquirquire (2023)

DIAGRAMA DE COMPLETACION ACTUAL POZO: TP-2XST

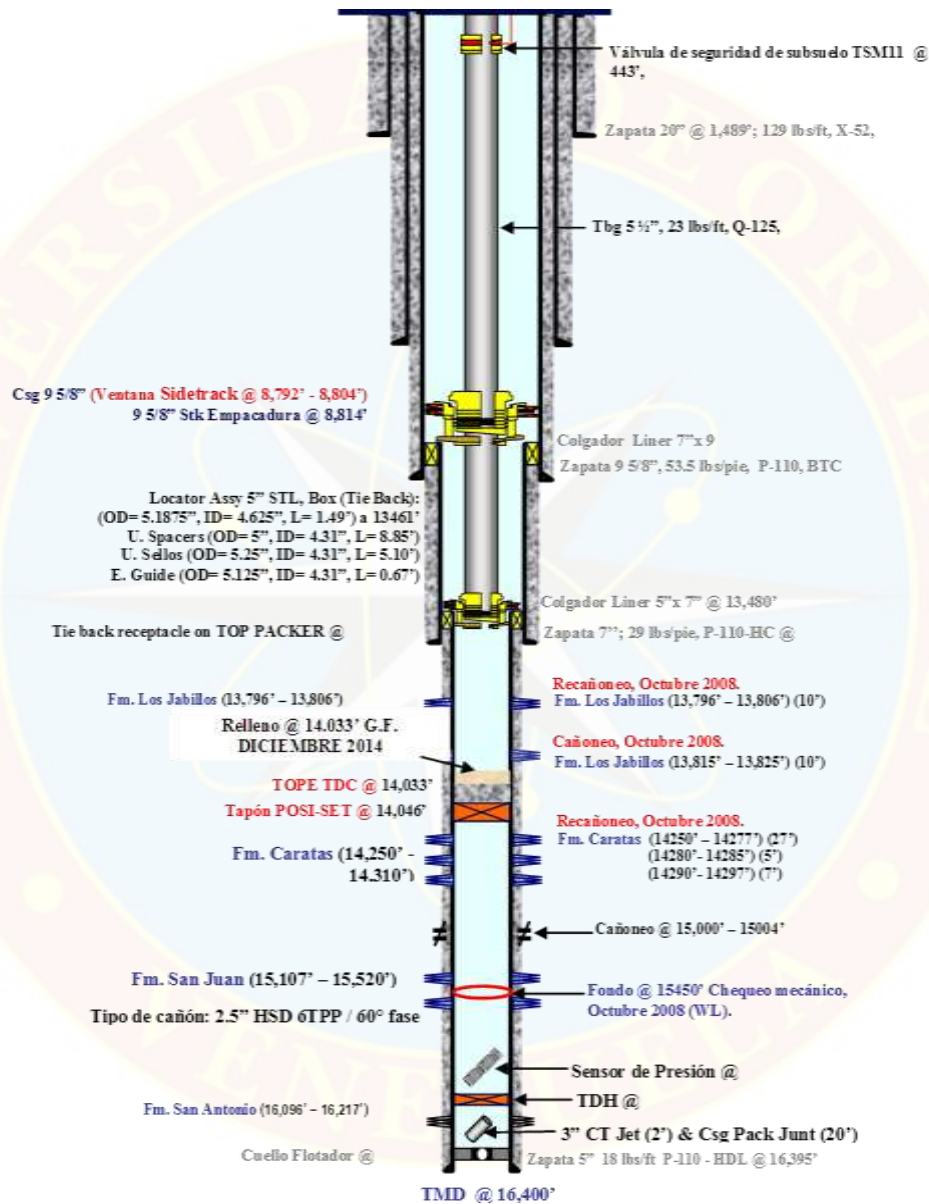


Figura A.2 Diagrama Mecánico. Pozo TP-2XST

Fuente: E.M Petroquiriquire (2023)

DIAGRAMA DE COMPLETACION ACTUAL

POZO: TP-3XST

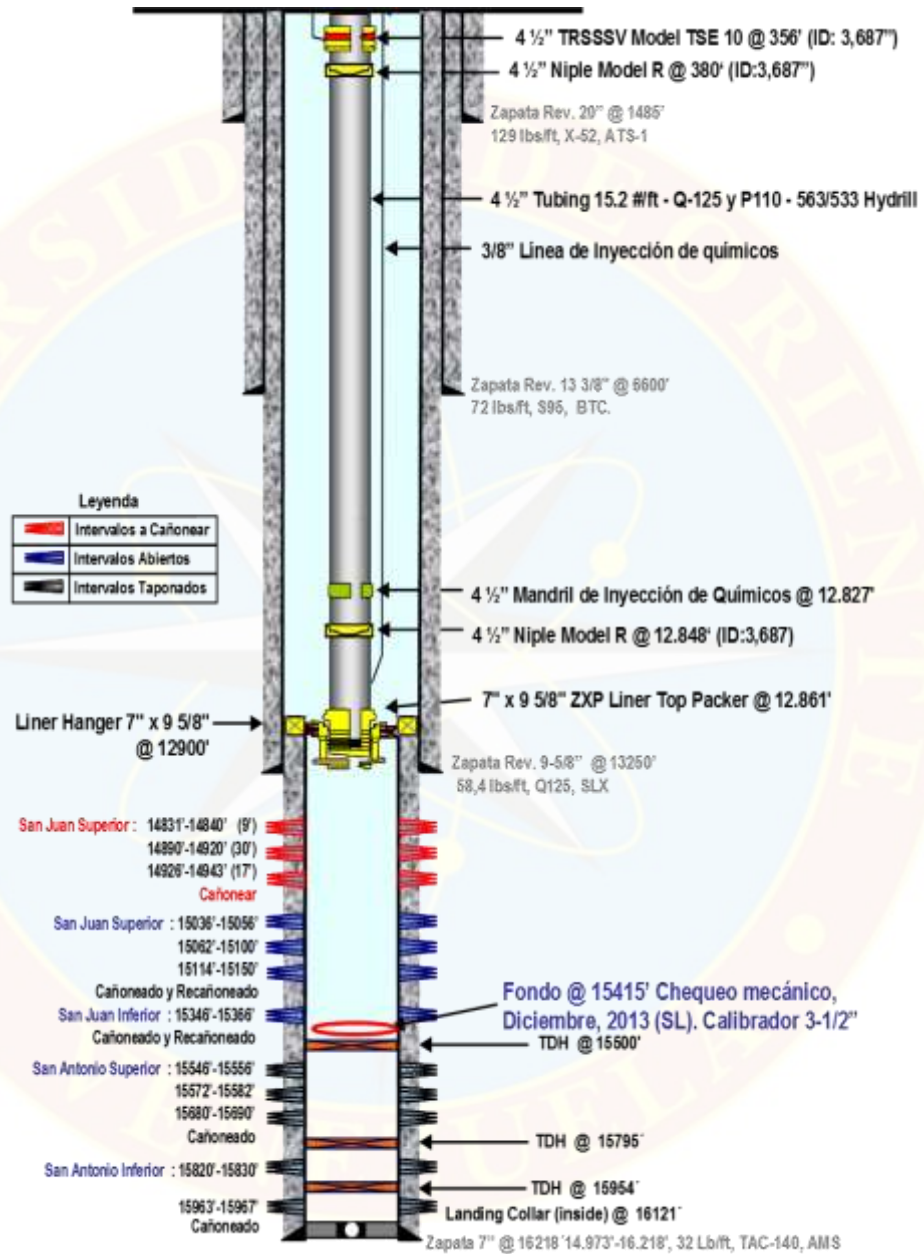


Figura A.3 Diagrama Mecánico. Pozo TP-3XST

Fuente: E.M Petroquiriquire (2023)

DIAGRAMA DE COMPLETACION ACTUAL

POZO: TP-4

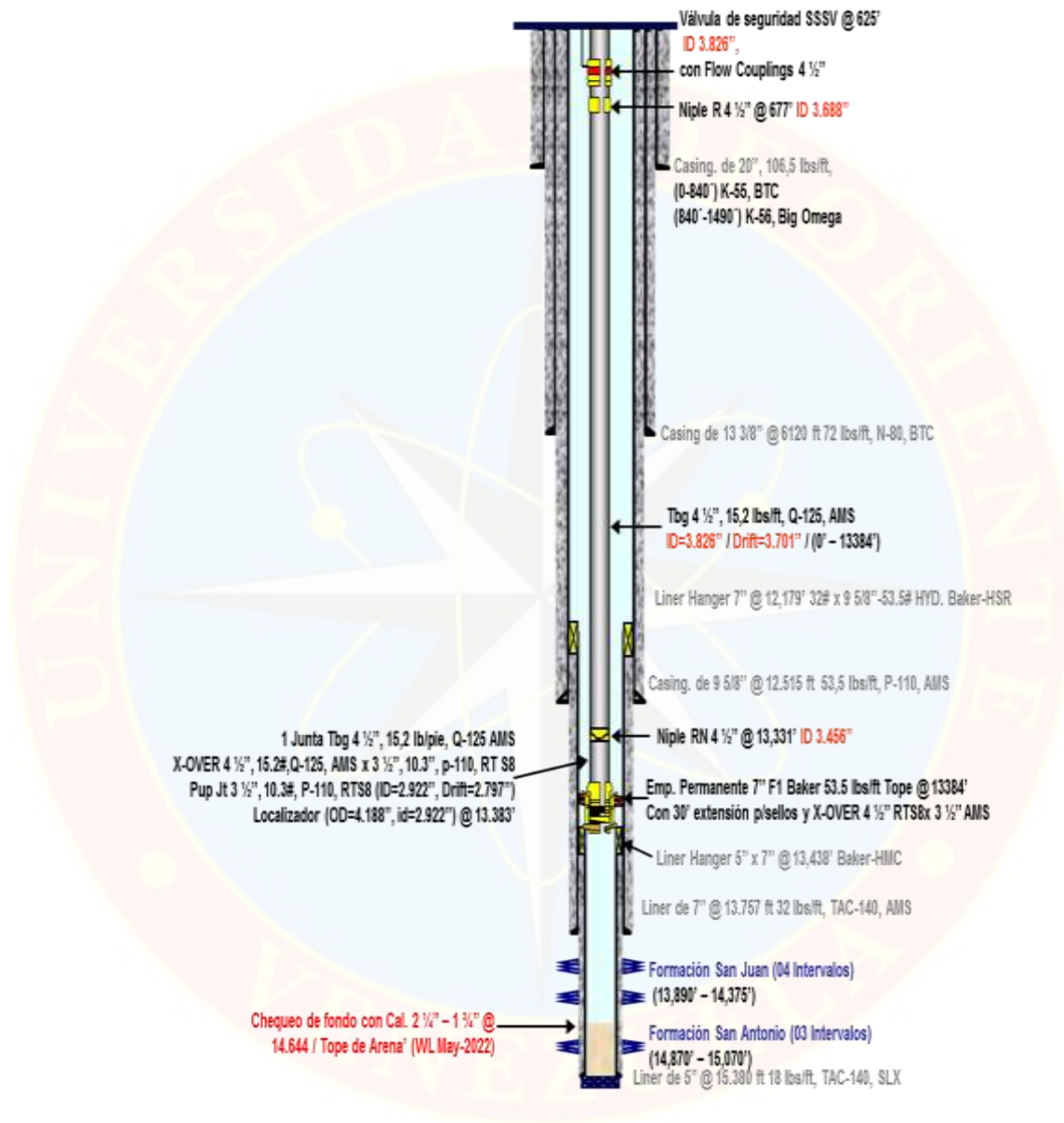


Figura A.4 Diagrama Mecánico. Pozo TP-4

Fuente: E.M Petroquiriquire (2023)

DIAGRAMA DE COMPLETACION ACTUAL

POZO: TP-5ST

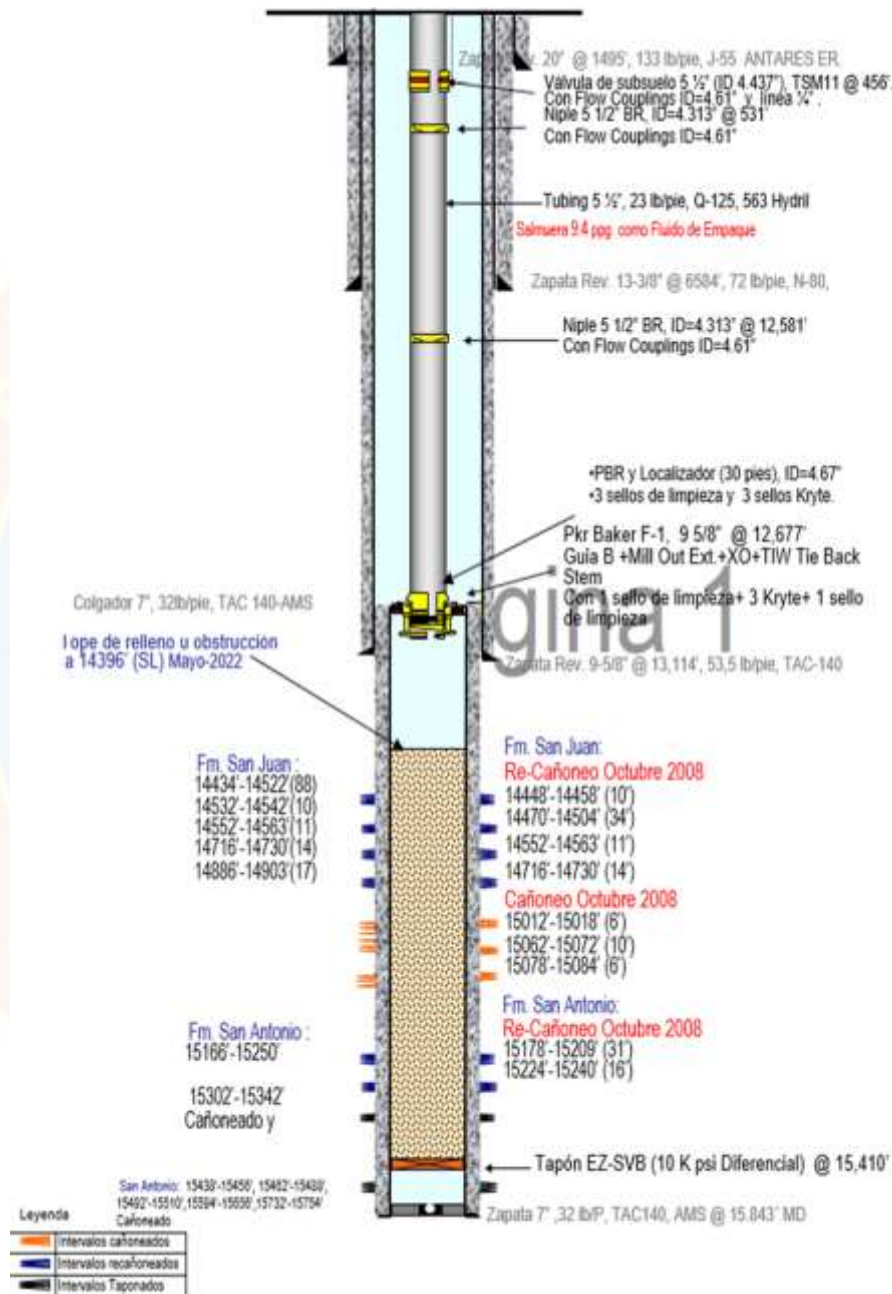


Figura A.5 Diagrama Mecánico. Pozo TP-5ST

Fuente: E.M Petroquiriquire (2023)

DIAGRAMA DE COMPLETACION ACTUAL

POZO: TP-7

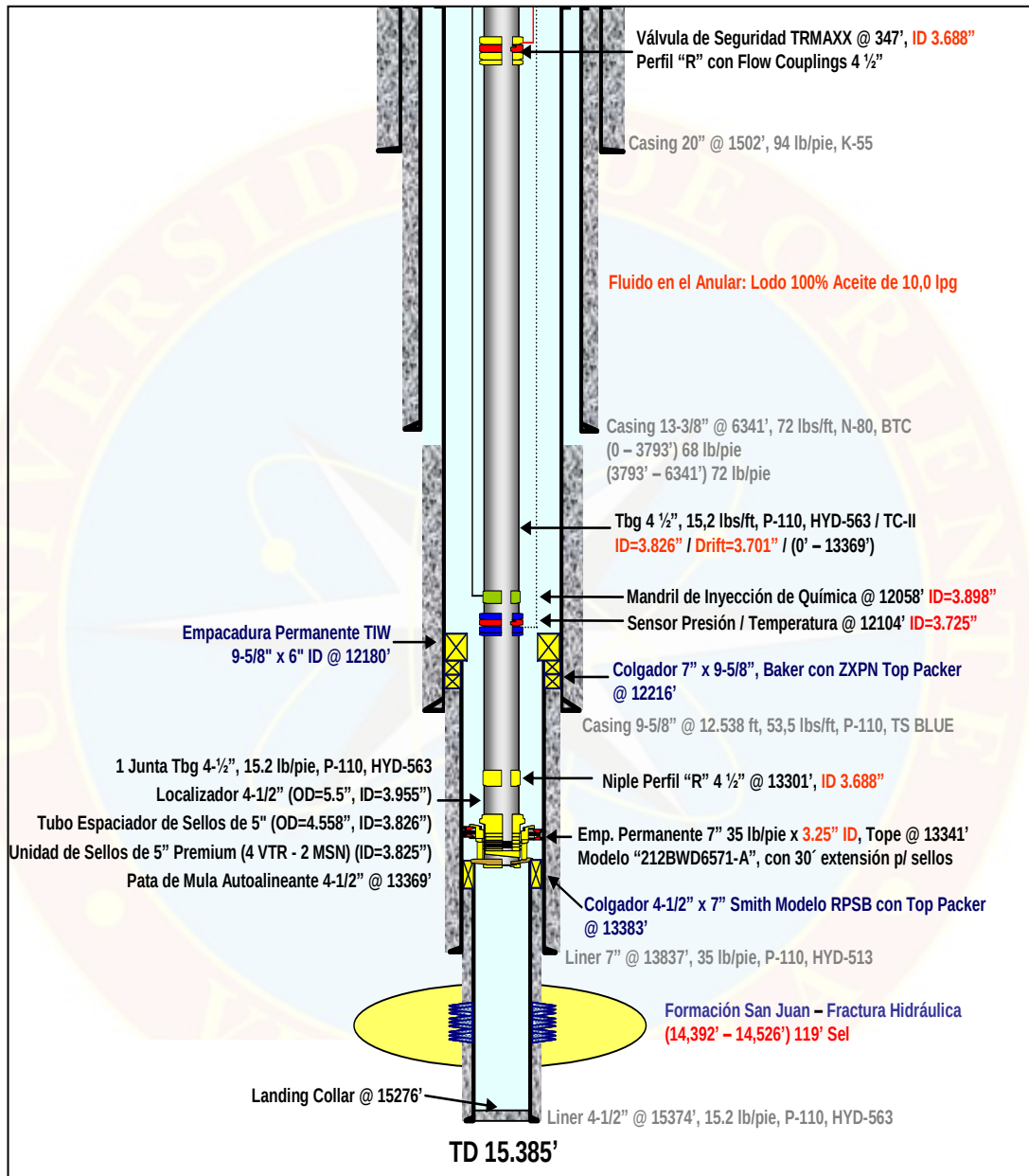


Figura A.6 Diagrama Mecánico. Pozo TP-7

Fuente: E.M Petroquiriquire (2023)

APÉNDICE B

Fórmulas del modelo de Blasingame

Variables adimensionales del modelo Blasingame

$$qDd = \frac{\ln reD - \frac{1}{2}}{L^{-1} [\bar{p}D]} \quad (Ec. B.1)$$

$$\bar{p}D = \frac{1}{S\sqrt{\beta S}} \left[\frac{\frac{K1(reD\sqrt{\beta S})}{I1(reD\sqrt{\beta S})} - \frac{K0(\sqrt{\beta S})}{I0(\sqrt{\beta S})}}{\frac{K1(\sqrt{\beta S})}{I0(\sqrt{\beta S})} + \frac{I1(\sqrt{\beta S})}{I0(\sqrt{\beta S})} \frac{K1(reD\sqrt{\beta S})}{I1(reD\sqrt{\beta S})}} \right] \quad (Ec. B.2)$$

$$tcDd = \frac{QpDd}{qDd} = \frac{1}{qDd} = \int_0^{tDd} qDd(t) dt \quad (Ec. B.3)$$

$$QpDd = \int_0^{tDd} qDd(t) dt \quad (Ec. B.4)$$

$$reD = re/r_w \quad (Ec. B.5)$$

APÉNDICE C

Variables adimensionales

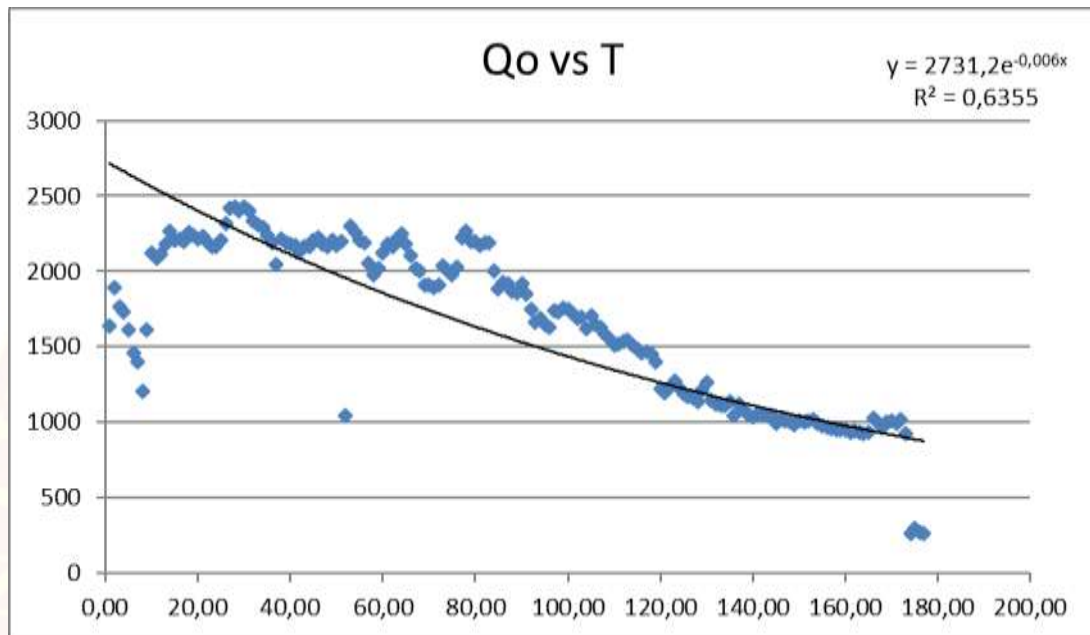


Gráfico C.3 Tasa de Crudo vs. Tiempo del TP-3XST

Fuente: Autor (2024)

Tabla C.3 Obtención de variables adimensionales del TP-3XST

Fuente: Autor (2024)

2430,3

0,006

0,5

Fecha	DIAS	Qo (BN/D)	tDd	qDd Exp	qDd Arm	qDd Hip
31/10/2004	1,00	1633,8	0,006	0,67226268	0,99403579	2,006
30/11/2004	2,00	1896,6	0,012	0,78039748	0,98814229	2,012
31/12/2004	3,00	1762,4	0,018	0,72517796	0,98231827	2,018
31/01/2005	4,00	1735,3	0,024	0,71402707	0,9765625	2,024
28/02/2005	5,00	1615,7	0,03	0,66481504	0,97087379	2,03
31/03/2005	6,00	1461,5	0,036	0,60136609	0,96525097	2,036
30/04/2005	7,00	1397,2	0,042	0,57490845	0,9596929	2,042
31/05/2005	8,00	1207,6	0,048	0,49689339	0,95419847	2,048
30/06/2005	9,00	1615,8	0,054	0,66485619	0,9487666	2,054
31/07/2005	10,00	2120,7	0,06	0,87260832	0,94339623	2,06
31/08/2005	11,00	2088,1	0,066	0,85919434	0,9380863	2,066
30/09/2005	12,00	2109,1	0,072	0,86783525	0,93283582	2,072
31/10/2005	13,00	2177,1	0,078	0,89581533	0,92764378	2,078
30/11/2005	14,00	2263,8	0,084	0,93148994	0,92250923	2,084
31/12/2005	15,00	2210,3	0,09	0,9094762	0,91743119	2,09
31/01/2006	16,00	2219,4	0,096	0,91322059	0,91240876	2,096
28/02/2006	17,00	2201,4	0,102	0,9058141	0,90744102	2,102
31/03/2006	18,00	2258,2	0,108	0,9291857	0,90252708	2,108
30/04/2006	19,00	2237,1	0,114	0,92050364	0,89766607	2,114
31/05/2006	20,00	2217	0,12	0,91223306	0,89285714	2,12
30/06/2006	21,00	2235,8	0,126	0,91996873	0,88809947	2,126
31/07/2006	22,00	2195,5	0,132	0,90338641	0,88339223	2,132
31/08/2006	23,00	2163,5	0,138	0,89021931	0,87873462	2,138
30/09/2006	24,00	2165,8	0,144	0,8911657	0,87412587	2,144
31/10/2006	25,00	2209,3	0,15	0,90906472	0,86956522	2,15

30/11/2006	26,00	2316,5	0,156	0,95317451	0,8650519	2,156
31/12/2006	27,00	2415,4	0,162	0,99386907	0,8605852	2,162
31/01/2007	28,00	2430,3	0,168	1	0,85616438	2,168
28/02/2007	29,00	2400,5	0,174	0,98773814	0,85178876	2,174
31/03/2007	30,00	2426,2	0,18	0,99831297	0,84745763	2,18
30/04/2007	31,00	2406	0,186	0,99000123	0,84317032	2,186
31/05/2007	32,00	2338,3	0,192	0,96214459	0,83892617	2,192
30/06/2007	33,00	2308,2	0,198	0,94975929	0,83472454	2,198
31/07/2007	34,00	2289,4	0,204	0,94202362	0,83056478	2,204
31/08/2007	35,00	2243,8	0,21	0,9232605	0,82644628	2,21
30/09/2007	36,00	2193,6	0,216	0,90260462	0,82236842	2,216
31/10/2007	37,00	2046,2	0,222	0,84195367	0,81833061	2,222
30/11/2007	38,00	2216,3	0,228	0,91194503	0,81433225	2,228
31/12/2007	39,00	2191,7	0,234	0,90182282	0,81037277	2,234
31/01/2008	40,00	2184,9	0,24	0,89902481	0,80645161	2,24
29/02/2008	41,00	2172,4	0,246	0,89388141	0,80256822	2,246
31/03/2008	42,00	2133,2	0,252	0,87775172	0,79872204	2,252
30/04/2008	43,00	2167,1	0,258	0,89170061	0,79491256	2,258
31/05/2008	44,00	2167,8	0,264	0,89198864	0,79113924	2,264
30/06/2008	45,00	2206,1	0,27	0,90774801	0,78740157	2,27
31/07/2008	46,00	2223,4	0,276	0,91486648	0,78369906	2,276
31/08/2008	47,00	2184,1	0,282	0,89869563	0,7800312	2,282
30/09/2008	48,00	2161,2	0,288	0,88927293	0,77639752	2,288
31/10/2008	49,00	2205,2	0,294	0,90737769	0,77279753	2,294
30/11/2008	50,00	2169,4	0,3	0,892647	0,76923077	2,3
31/12/2008	51,00	2200,3	0,306	0,90536148	0,76569678	2,306
31/01/2009	52,00	1041,5	0,312	0,42854792	0,76219512	2,312
28/02/2009	53,00	2302	0,318	0,94720816	0,75872534	2,318

31/03/2009	54,00	2257,7	0,324	0,92897996	0,75528701	2,324
30/04/2009	55,00	2206,8	0,33	0,90803604	0,7518797	2,33
31/05/2009	56,00	2190,3	0,336	0,90124676	0,74850299	2,336
30/06/2009	57,00	2054,3	0,342	0,84528659	0,74515648	2,342
31/07/2009	58,00	1979,4	0,348	0,81446735	0,74183976	2,348
31/08/2009	59,00	2021,1	0,354	0,83162573	0,73855244	2,354
30/09/2009	60,00	2118,9	0,36	0,87186767	0,73529412	2,36
31/10/2009	61,00	2184,4	0,366	0,89881908	0,73206442	2,366
30/11/2009	62,00	2160,3	0,372	0,8889026	0,72886297	2,372
31/12/2009	63,00	2217,2	0,378	0,91231535	0,7256894	2,378
31/01/2010	64,00	2253,4	0,384	0,92721063	0,72254335	2,384
28/02/2010	65,00	2177,6	0,39	0,89602107	0,71942446	2,39
31/03/2010	66,00	2107,3	0,396	0,8670946	0,71633238	2,396
30/04/2010	67,00	2017,1	0,402	0,82997984	0,71326676	2,402
31/05/2010	68,00	2006,7	0,408	0,82570053	0,71022727	2,408
30/06/2010	69,00	1906,7	0,414	0,78455335	0,70721358	2,414
31/07/2010	70,00	1909,2	0,42	0,78558203	0,70422535	2,42
31/08/2010	71,00	1891	0,426	0,77809324	0,70126227	2,426
30/09/2010	72,00	1913,2	0,432	0,78722791	0,69832402	2,432
31/10/2010	73,00	2035,5	0,438	0,83755092	0,69541029	2,438
30/11/2010	74,00	1999,8	0,444	0,82286138	0,69252078	2,444
31/12/2010	75,00	1979,7	0,45	0,81459079	0,68965517	2,45
31/01/2011	76,00	2031,8	0,456	0,83602847	0,68681319	2,456
28/02/2011	77,00	2220	0,462	0,91346747	0,68399453	2,462
31/03/2011	78,00	2265,5	0,468	0,93218944	0,68119891	2,468
30/04/2011	79,00	2198,8	0,474	0,90474427	0,67842605	2,474
31/05/2011	80,00	2202	0,48	0,90606098	0,67567568	2,48
30/06/2011	81,00	2175	0,486	0,89495124	0,67294751	2,486

31/07/2011	82,00	2186,1	0,492	0,89951858	0,67024129	2,492
31/08/2011	83,00	2192,9	0,498	0,90231659	0,66755674	2,498
30/09/2011	84,00	2001,9	0,504	0,82372547	0,66489362	2,504
31/10/2011	85,00	1887	0,51	0,77644735	0,66225166	2,51
30/11/2011	86,00	1924,3	0,516	0,79179525	0,65963061	2,516
31/12/2011	87,00	1919,1	0,522	0,7896556	0,65703022	2,522
31/01/2012	88,00	1870,7	0,528	0,76974036	0,65445026	2,528
29/02/2012	89,00	1861,9	0,534	0,76611941	0,65189048	2,534
31/03/2012	90,00	1919	0,54	0,78961445	0,64935065	2,54
30/04/2012	91,00	1850	0,546	0,76122289	0,64683053	2,546
31/05/2012	92,00	1750	0,552	0,72007571	0,6443299	2,552
30/06/2012	93,00	1663,9	0,558	0,68464799	0,64184852	2,558
31/07/2012	94,00	1685,8	0,564	0,69365922	0,63938619	2,564
31/08/2012	95,00	1644,3	0,57	0,67658314	0,63694268	2,57
30/09/2012	96,00	1627,4	0,576	0,66962926	0,63451777	2,576
31/10/2012	97,00	1738,5	0,582	0,71534378	0,63211125	2,582
30/11/2012	98,00	1730,3	0,588	0,71196972	0,62972292	2,588
31/12/2012	99,00	1754,7	0,594	0,72200963	0,62735257	2,594
31/01/2013	100,00	1748,3	0,6	0,71937621	0,625	2,6
28/02/2013	101,00	1719	0,606	0,70732008	0,62266501	2,606
31/03/2013	102,00	1686	0,612	0,69374151	0,62034739	2,612
30/04/2013	103,00	1697,3	0,618	0,69839115	0,61804697	2,618
31/05/2013	104,00	1624	0,624	0,66823026	0,61576355	2,624
30/06/2013	105,00	1704,7	0,63	0,70143604	0,61349693	2,63
31/07/2013	106,00	1648,4	0,636	0,67827017	0,61124694	2,636
31/08/2013	107,00	1632,2	0,642	0,67160433	0,6090134	2,642
30/09/2013	108,00	1583,8	0,648	0,65168909	0,60679612	2,648
31/10/2013	109,00	1555,4	0,654	0,64000329	0,60459492	2,654

30/11/2013	110,00	1514,5	0,66	0,62317409	0,60240964	2,66
31/12/2013	111,00	1520,1	0,666	0,62547834	0,6002401	2,666
31/01/2014	112,00	1539	0,672	0,63325515	0,59808612	2,672
28/02/2014	113,00	1544,7	0,678	0,63560054	0,59594756	2,678
31/03/2014	114,00	1510,1	0,684	0,62136362	0,59382423	2,684
30/04/2014	115,00	1488,5	0,69	0,61247583	0,59171598	2,69
31/05/2014	116,00	1456,2	0,696	0,59918529	0,58962264	2,696
30/06/2014	117,00	1466,7	0,702	0,60350574	0,58754407	2,702
31/07/2014	118,00	1447,2	0,708	0,59548204	0,58548009	2,708
31/08/2014	119,00	1397,5	0,714	0,57503189	0,58343057	2,714
30/09/2014	120,00	1218,1	0,72	0,50121384	0,58139535	2,72
31/10/2014	121,00	1194,3	0,726	0,49142081	0,57937428	2,726
30/11/2014	122,00	1229,5	0,732	0,50590462	0,57736721	2,732
31/12/2014	123,00	1274,5	0,738	0,52442085	0,57537399	2,738
31/01/2015	124,00	1229,8	0,744	0,50602806	0,5733945	2,744
28/02/2015	125,00	1184,9	0,75	0,48755298	0,57142857	2,75
31/03/2015	126,00	1174,4	0,756	0,48323252	0,56947608	2,756
30/04/2015	127,00	1165,7	0,762	0,47965272	0,56753689	2,762
31/05/2015	128,00	1137,5	0,768	0,46804921	0,56561086	2,768
30/06/2015	129,00	1211,5	0,774	0,49849813	0,56369786	2,774
31/07/2015	130,00	1262,8	0,78	0,51960663	0,56179775	2,78
31/08/2015	131,00	1141,3	0,786	0,46961281	0,55991041	2,786
30/09/2015	132,00	1124,2	0,792	0,46257664	0,55803571	2,792
31/10/2015	133,00	1109,6	0,798	0,45656915	0,55617353	2,798
30/11/2015	134,00	1107,8	0,804	0,4558285	0,55432373	2,804
31/12/2015	135,00	1133,0	0,81	0,46619759	0,55248619	2,81
31/01/2016	136,00	1041,5	0,816	0,42854792	0,55066079	2,816
29/02/2016	137,00	1116,8	0,822	0,45953175	0,54884742	2,822

31/03/2016	138,00	1081,3	0,828	0,44492449	0,54704595	2,828
30/04/2016	139,00	1055,6	0,834	0,43434967	0,54525627	2,834
31/05/2016	140,00	1032,1	0,84	0,42468008	0,54347826	2,84
30/06/2016	141,00	1056,3	0,846	0,4346377	0,54171181	2,846
31/07/2016	142,00	1054,3	0,852	0,43381476	0,5399568	2,852
31/08/2016	143,00	1044,6	0,858	0,42982348	0,53821313	2,858
30/09/2016	144,00	1041,5	0,864	0,42854792	0,53648069	2,864
31/10/2016	145,00	996,7	0,87	0,41011398	0,53475936	2,87
30/11/2016	146,00	1016,3	0,876	0,41817883	0,53304904	2,876
31/12/2016	147,00	1010,5	0,882	0,41579229	0,53134963	2,882
31/01/2017	148,00	998,8	0,888	0,41097807	0,52966102	2,888
28/02/2017	149,00	981,5	0,894	0,40385961	0,5279831	2,894
31/03/2017	150,00	1007,5	0,9	0,41455787	0,52631579	2,9
30/04/2017	151,00	998,2	0,906	0,41073119	0,52465897	2,906
31/05/2017	152,00	1006,1	0,912	0,41398181	0,52301255	2,912
30/06/2017	153,00	1021,5	0,918	0,42031848	0,52137643	2,918
31/07/2017	154,00	995,3	0,924	0,4095338	0,51975052	2,924
31/08/2017	155,00	978,3	0,93	0,4025429	0,51813472	2,93
30/09/2017	156,00	966,1	0,936	0,39752294	0,51652893	2,936
31/10/2017	157,00	960,5	0,942	0,3952187	0,51493306	2,942
30/11/2017	158,00	954,2	0,948	0,39262642	0,51334702	2,948
31/12/2017	159,00	952,8	0,954	0,39205036	0,51177073	2,954
31/01/2018	160,00	952,9	0,96	0,39209151	0,51020408	2,96
28/02/2018	161,00	933,0	0,966	0,38390322	0,508647	2,966
31/03/2018	162,00	938,8	0,972	0,38628976	0,50709939	2,972
30/04/2018	163,00	930,8	0,978	0,38299798	0,50556117	2,978
31/05/2018	164,00	922,9	0,984	0,37974736	0,50403226	2,984
30/06/2018	165,00	934,2	0,99	0,38439699	0,50251256	2,99

31/07/2018	166,00	1023,9	0,996	0,42130601	0,501002	2,996
31/08/2018	167,00	997,0	1,002	0,41023742	0,4995005	3,002
30/09/2018	168,00	966,6	1,008	0,39772868	0,49800797	3,008
31/10/2018	169,00	999,2	1,014	0,41114266	0,49652433	3,014
30/11/2018	170,00	1007,0	1,02	0,41435214	0,4950495	3,02
31/12/2018	171,00	994,3	1,026	0,40912645	0,49358342	3,026
31/01/2019	172,00	1014,6	1,032	0,41747932	0,49212598	3,032
28/02/2019	173,00	924,4	1,038	0,38036456	0,49067713	3,038
31/03/2019	174,00	266,5	1,044	0,10965724	0,48923679	3,044
30/04/2019	175,00	293,6	1,05	0,12080813	0,48780488	3,05
31/05/2019	176,00	273,8	1,056	0,11266099	0,48638132	3,056
30/06/2019	177,00	264,9	1,062	0,10899889	0,48496605	3,062
31/07/2019	178,00		1,068	0	0,48355899	3,068
31/08/2019	179,00		1,074	0	0,48216008	3,074
30/09/2019	180,00		1,08	0	0,48076923	3,08
31/10/2019	181,00		1,086	0	0,47938639	3,086
30/11/2019	182,00		1,092	0	0,47801147	3,092
31/12/2019	183,00		1,098	0	0,47664442	3,098
31/01/2020	184,00		1,104	0	0,47528517	3,104
29/02/2020	185,00		1,11	0	0,47393365	3,11
31/03/2020	186,00		1,116	0	0,47258979	3,116
30/04/2020	187,00		1,122	0	0,47125353	3,122
31/05/2020	188,00		1,128	0	0,46992481	3,128
30/06/2020	189,00		1,134	0	0,46860356	3,134
31/07/2020	190,00		1,14	0	0,46728972	3,14
31/08/2020	191,00		1,146	0	0,46598322	3,146
30/09/2020	192,00		1,152	0	0,46468401	3,152
31/10/2020	193,00		1,158	0	0,46339203	3,158

30/11/2020	194,00		1,164	0	0,46210721	3,164
31/12/2020	195,00		1,17	0	0,46082949	3,17
31/01/2021	196,00		1,176	0	0,45955882	3,176
28/02/2021	197,00		1,182	0	0,45829514	3,182
31/03/2021	198,00		1,188	0	0,45703839	3,188
30/04/2021	199,00		1,194	0	0,45578851	3,194
31/05/2021	200,00		1,2	0	0,45454545	3,2
30/06/2021	201,00		1,206	0	0,45330916	3,206
31/07/2021	202,00		1,212	0	0,45207957	3,212
31/08/2021	203,00		1,218	0	0,45085663	3,218
30/09/2021	204,00		1,224	0	0,44964029	3,224
31/10/2021	205,00		1,23	0	0,44843049	3,23
30/11/2021	206,00		1,236	0	0,44722719	3,236
31/12/2021	207,00		1,242	0	0,44603033	3,242
31/01/2022	208,00		1,248	0	0,44483986	3,248
28/02/2022	197,00		1,182	0	0,45829514	3,182
31/03/2022	198,00		1,188	0	0,45703839	3,188
30/04/2022	199,00		1,194	0	0,45578851	3,194
31/05/2022	200,00		1,2	0	0,45454545	3,2
30/06/2022	201,00		1,206	0	0,45330916	3,206
31/07/2022	202,00		1,212	0	0,45207957	3,212
31/08/2022	203,00		1,218	0	0,45085663	3,218
30/09/2022	204,00		1,224	0	0,44964029	3,224
31/10/2022	205,00		1,23	0	0,44843049	3,23
30/11/2022	206,00		1,236	0	0,44722719	3,236
31/12/2022	207,00		1,242	0	0,44603033	3,242
31/01/2023	208,00		1,248	0	0,44483986	3,248

APÉNDICE D

Ecuaciones desarrolladas de A y CA

TP-1X

$$A = \frac{40.882,82 \frac{\text{pie}^3}{\text{mes}} * 258 \text{ meses}}{0,057 * 112 \text{ pies} * 42,64 * 10^{-06} \text{ psi}^{-1} * 4777 \text{ psi} * 0,140 * 6,192}$$

(Ec D.1)

$$C_A = \frac{2.2458 * 9.356.991}{(0,2467 \text{ pies})^2} \exp \left[- \frac{4\pi * 0,001375 \text{ Darcy} * 3413,80 \text{ cm} * 325,06 \text{ atm} * 0,140}{0,0680 \text{ cP} * 446,6 \text{ cm}^3/\text{seg}} \right]$$

(Ec D.2)

TP-3XST

$$A = \frac{44.622,41 \frac{\text{pie}^3}{\text{mes}} * 177 \text{ meses}}{0,086 * 170 \text{ pies} * 11,97 * 10^{-06} \text{ psi}^{-1} * 2155 \text{ psi} * 0,485 * 1,062}$$

(Ec D.3)

$$C_A = \frac{2.2458 * 40.663.199}{(0,2539 \text{ pies})^2} \exp \left[- \frac{4\pi * 0,00235 \text{ Darcy} * 5181,66 \text{ cm} * 146,64 \text{ atm} * 0,485}{0,621 \text{ cP} * 487,4 \text{ cm}^3/\text{seg}} \right]$$

Ec D.4)

TP-4

$$A = \frac{22.858,67 \frac{\text{pie}^3}{\text{mes}} * 229 \text{ meses}}{0,057 * 299 \text{ pies} * 4,41 \times 10^{-5} \text{ psi}^{-1} * 3730 * 0,284 * 2,519}$$

(Ec D.5)

$$C_A = \frac{2.2458 * 2.608.459}{(0,1782 \text{ pies})^2} \exp \left[- \frac{4\pi * 0,0025 \text{ Darcy} * 9.113,63 \text{ cm} * 253,81 \text{ atm} * 0,284}{0,0680 \text{ cP} * 249,7 \text{ cm}^3/\text{seg}} \right]$$

(Ec D.6)

TP-5ST

$$A = \frac{175.642,82 \frac{\text{pie}^3}{\text{mes}} * 219 \text{ meses}}{0,07012 * 140 \text{ pies} * 14,54 \times 10^{-6} \text{ psi}^{-1} * 3033 \text{ psi} * 0,533 * 0,876}$$

(Ec D.7)

$$C_A = \frac{2.2458 * 190.281.459}{(0,2539 \text{ pies})^2} \exp \left[- \frac{4\pi * 0,002064 \text{ Darcy} * 3474,7 \text{ cm} * 206,38 \text{ atm} * 0,533}{0,621 \text{ cP} * 1.918,5 \text{ cm}^3/\text{seg}} \right]$$

(Ec D.8)

TP-7

$$A = \frac{462.311,03 \frac{\text{pie}^3}{\text{mes}} * 96 \text{ meses}}{0,082 * 119 \text{ pies} * 16,10 * 10^{-6} \text{ psi}^{-1} * 2011 \text{ psi} * 0,839 * 0,192}$$

(Ec D.9)

$$C_A = \frac{2.2458 * 872.131.057}{(0,1594 \text{ pies})^2} \exp \left[- \frac{4\pi * 0,006032 \text{ Darcy} * 725,4328 \text{ cm} * 136,84 \text{ atm} * 0,839}{0,621 \text{ cP} * 5.049,7 \text{ cm}^3/\text{seg}} \right]$$

(Ec D.10)

APÉNDICE E

Factores de forma para varias áreas de drenaje con un pozo

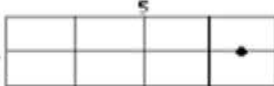
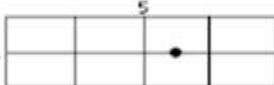
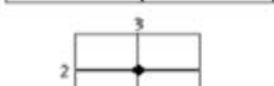
YACIMIENTOS CERRADOS	CA	FIN DEL PERIODO INFINITO (tda) eia Exacto para tda <	INICIO DEL PERIODO PSEUDOESTACIONARIO (tda)ps: Exacto para tda >			
		5.00%	0.20%	1.00%	5.00%	
	0.0464	0.0140	3.20	2.40	1.60	
	0.0232	0.0050	3.20	2.40	1.60	
	0.0003	0.0140	3.50	2.70	1.80	
	0.8841	0.0140	2.60	1.80	0.91	
	0.0000	0.0170	2.70	2.00	1.40	
	0.0051	0.1400	3.40	2.50	1.70	
	0.2371	0.0020	0.88	0.68	0.47	
	2.0192	0.0100	0.88	0.68	0.47	
	27.6393	0.0460	0.27	0.21	0.15	

Figura E.1 Factores de forma para varias áreas de drenaje con un pozo

Fuente: Reyes, M. & Vargas, J. (2009)

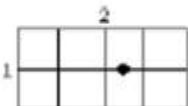
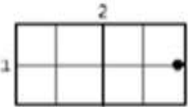
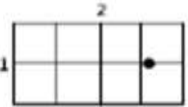
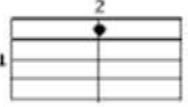
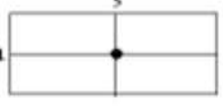
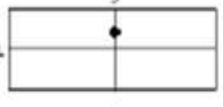
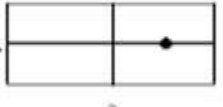
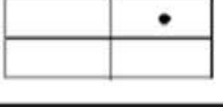
YACIMIENTOS CERRADOS	C_A	FIN DEL PERIODO INFINITO (t_{da}) eia Exacto para $t_{da} <$	INICIO DEL PERIODO PSEUDOESTACIONARIO (t_{da}) _{ps} Exacto para $t_{da} >$		
		5.00%	0.20%	1.00%	5.00%
	14.7263	0.0340	1.10	0.69	0.37
	0.1109	0.0030	1.40	1.10	0.74
	1.8371	0.0230	1.50	1.00	0.68
	3.1572	0.0030	0.39	0.30	0.22
	18.5990	0.0240	0.36	0.28	0.20
	11.4959	0.0230	0.53	0.41	0.29
	5.7456	0.0070	0.53	0.41	0.29
	1.0861	0.0230	1.90	1.50	0.92
	0.5334	0.0070	1.90	1.50	0.92

Figura E.2 Continuación de Factores de forma para varias áreas de drene con un pozo

Fuente: Reyes, M. & Vargas, J. (2009)

APÉNDICE F

Factores “X” de Mathews & Russel

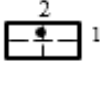
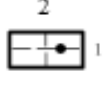
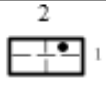
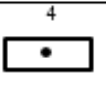
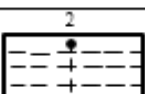
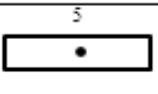
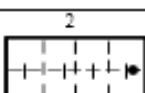
Sistema	X	Sistema	X
	$\frac{r_e}{r_w}$		$\frac{0.966 A^{1/2}}{r_w}$
	$\frac{0.571 A^{1/2}}{r_w}$		$\frac{1.44 A^{1/2}}{r_w}$
	$\frac{0.565 A^{1/2}}{r_w}$		$\frac{2.206 A^{1/2}}{r_w}$
	$\frac{0.604 A^{1/2}}{r_w}$		$\frac{1.925 A^{1/2}}{r_w}$
	$\frac{0.61 A^{1/2}}{r_w}$		$\frac{6.59 A^{1/2}}{r_w}$
	$\frac{0.678 A^{1/2}}{r_w}$		$\frac{9.36 A^{1/2}}{r_w}$
	$\frac{0.668 A^{1/2}}{r_w}$		$\frac{1.724 A^{1/2}}{r_w}$
	$\frac{1.368 A^{1/2}}{r_w}$		$\frac{1.794 A^{1/2}}{r_w}$
	$\frac{2.066 A^{1/2}}{r_w}$		$\frac{4.072 A^{1/2}}{r_w}$
	$\frac{0.884 A^{1/2}}{r_w}$		$\frac{9.523 A^{1/2}}{r_w}$
	$\frac{1.485 A^{1/2}}{r_w}$		$\frac{10.135 A^{1/2}}{r_w}$

Figura F.1 Sistemas con Ecuaciones para el cálculo de Radio de drenaje

Fuente: E.M Petroquiriquire (2023)

HOJAS METADATOS

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

Título	Propuesta de nuevas oportunidades de desarrollo que incrementen el recobro de las reservas del yacimiento LJA TP-1 del Campo Tropical
---------------	--

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

Autor(es)

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
Rivero Jiménez Rachel	ORCID	C.I. 26833098
Analiessa	e-mail	Riverorachel07@gmail.com

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 ORCID (Open Researcher and Contributor ID) 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:

curvas tipo
variables adimensionales
radios de drenaje
zonas no drenadas
pasantía

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

Líneas y sub-líneas 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):

En esta investigación, se realizó una revisión de los modelos estáticos y dinámicos para determinar las propiedades de la formación del yacimiento LJA TP-1 mediante las correlaciones entre pozos generadas con el programa Petrel, seguidamente, se hizo un estudio de análisis del nivel energético del yacimiento empleando una metodología de análisis de curvas tipo, de la cual se obtuvo las variables adimensionales $(qDd)_a$ y $(tDd)_a$ para el cálculo de área y forma de drenaje, lo que permitió evaluar de manera comparativa la metodología de curvas tipo desarrollada con otra metodología convencional con base a los cálculos volumétricos para la determinación de los radios de drenaje de los pozos productores que permitieron crear un mapa de burbujas para la identificación de zonas no drenadas, obteniendo como resultado que el estudio petrofísico y la determinación de los radios de drenaje coinciden que la zona prospectiva para la localización de nuevos puntos de drenaje se encuentra en las adyacencias del pozo TP-4 y el pozo TP-1X donde la porosidades alcanza valores de 7,8% a 8,1% y la permeabilidad de 2,69 mD a 2,8 mD.

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

Contribuidores:

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail			
Prof. José D. Oca	ROL	CA ☐	AS ☐	TU ☒ JU ☐
	ORCID	17.463.904		
	e-mail	joca.udomonagas@gmail.com		
Prof. Aimé Bastardo	ROL	CA ☐	AS ☐	TU ☒ JU ☐
	ORCID	14508762		
	e-mail	aimebm@yahoo.com		
Prof. Ana Y. Hernandez V.	ROL	CA ☐	AS ☐	TU ☐ JU ☒
	ORCID	C.I. 13915353		
	e-mail	anayelitzahernandezveliz@gmail.com		
Prof. Indira Marquez	ROL	CA ☐	AS ☐	TU ☐ JU ☒
	ORCID	C.I. 18272148		
	e-mail	imarquez.udomonagas@gmail.com		

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 ORCID (Open Researcher and Contributor ID), 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
2025	02	19

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 usando 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
NMOPTG_RJRA2025

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: el campo se encuentra localizado en la parte central del Bloque Quiriquire, entre los campos Quiriquire al norte y San Luis al sur, a unos 16 km al Norte de la ciudad de Maturín.

Temporal: 2024-2025

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

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



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
CONSEJO UNIVERSITARIO
RECTORADO

CUN°0935

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 N° 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.

Cordialmente,

JUAN A. BOLANOS CUNDELO
Secretario



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

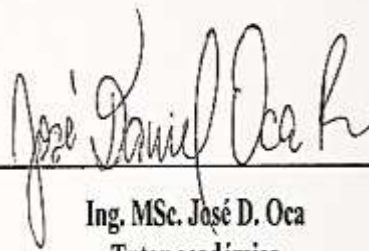
Derechos:

Artículo 41 del REGLAMENTO DE TRABAJO DE PREGRADO (vigente a partir del II Semestre 2009, según comunicado CU-034-2009): “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.”



Rachel Analiesse Rivero Jiménez

Autor



Ing. MSc. José D. Oca
Tutor académico