



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA**

**PROPUESTA TÉCNICO-ECONÓMICA DE TRABAJOS DE
REACONDICIONAMIENTO PERMANENTE A LOS POZOS ASOCIADOS A
LA UNIDAD DE EXPLOTACIÓN LU, CAMPO ORITUPANO A, UNIDAD
ORITUPANO-LEONA**

**REALIZADO POR:
GUSTAVO ADOLFO QUINTERO SÁNCHEZ**

**Trabajo Especial De Grado Presentado Como Requisito Parcial Para
Optar Al Título De:
INGENIERO DE PETRÓLEO**

MATURÍN, MAYO DE 2013



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA**

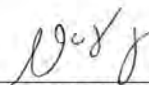
**PROPUESTA TÉCNICO-ECONÓMICA DE TRABAJOS DE
REACONDICIONAMIENTO PERMANENTE A LOS POZOS ASOCIADOS A
LA UNIDAD DE EXPLOTACIÓN LU, CAMPO ORITUPANO A, UNIDAD
ORITUPANO-LEONA**

**REALIZADO POR:
GUSTAVO ADOLFO QUINTERO SÁNCHEZ
C.I.: 20.311.136**

REVISADO POR:



ING. ALICIA DA SILVA
Asesor Académico



ING. NAILYNETH BORJAS
Asesor Industrial

MATURÍN, JUNIO DE 2013

ACTA DE APROBACION




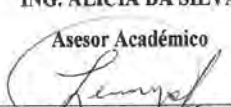
UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA

PROPUESTA TÉCNICO-ECONÓMICA DE TRABAJOS DE
REACONDICIONAMIENTO PERMANENTE A LOS POZOS ASOCIADOS A
LA UNIDAD DE EXPLOTACIÓN LU, CAMPO ORITUPANO A, UNIDAD
ORITUPANO-LEONA

REALIZADO POR:
GUSTAVO ADOLFO QUINTERO SÁNCHEZ
C.I.: 20.311.136

APROBADO POR:



ING. ALICIA DA SILVA
Asesor Académico


ING. LENNYS FERNÁNDEZ
Jurado Principal



ING. NAILYNETH BORJAS
Asesor Industrial


ING. MSC. RUBÉN VEGA
Jurado Principal

MATURÍN, JUNIO DE 2013

RESOLUCIÓN

De acuerdo al artículo 41 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

Quiero dedicarle este trabajo a **DIOS** primeramente, por darme sabiduría en los momentos que la necesite, por darme valor para continuar cuando los obstáculos que iban apareciendo en mi camino aparentaban ser imposibles de vencer, por guiar mis pasos en la dirección correcta, permitiéndome alcanzar esta meta. “Quien a Dios tiene, nada le falta, sólo Dios basta”

A los pilares fundamentales de mi vida, mi madre **MAGDA SÁNCHEZ** y mi padre **GUSTAVO QUINTERO**, a quienes amo inmensamente, este logro es para ustedes, por haberme inculcado valores que sólo en la familia se pueden conseguir, porque son muchos los sacrificios que han hecho para que mi camino no se vea interrumpido, estoy seguro de que se sentirán felices y orgullosos al ver que todos sus esfuerzos valieron la pena.

A mis abuelas **MARGARITA** y **BEATRIZ**, y a mi abuelo **GUILLERMO**, que con cada una de sus palabras llenas de sentimiento y orgullo me impulsaban en el camino, y porque sé que esperaban con mucha ilusión ver culminada esta etapa de mi vida.

A mi tía-madrina **RAIZA QUINTERO**, por darme muchísimo amor en vida, y porque estoy convencido que desde el cielo me protege, te dedico este logro tía, tu orgullo allá arriba será mi satisfacción acá abajo.

AGRADECIMIENTOS

Le agradezco a DIOS primeramente, por darme salud, sabiduría y fortaleza a lo largo del camino.

A MAMÁ y mi PAPÁ, ya que es por ellos que he podido llegar a donde estoy y ser lo que hoy en día soy, les doy gracias por todo el amor que me han dado, porque sé que muchas veces sacrifican hasta su propio bienestar por asegurar el mío, estoy orgulloso de ser su hijo, no puedo ser parte de una mejor familia.

A TODA MI FAMILIA, ya que cada uno de ellos contribuyó de una u otra forma en mi formación personal y profesional.

A la familia BALZA GERARDINO, por ofrecerme un hogar durante mi tiempo de pasantías, tratándome como un hijo o un hermano más, estaré siempre agradecido con ustedes.

A todos los ingenieros y geólogos que integran la gerencia técnica de la empresa mixta PETRORITUPANO S.A., en especial a los ingenieros Nailyneth Borjas, Daniela Luces, Desiree López y Juan Larreal, quienes dispusieron gran parte de su tiempo para asesorarme durante la realización de este trabajo, compartiendo conmigo sus conocimientos y experiencias, y porque con ellos pase momentos muy agradables que siempre recordaré, así como también a los ingenieros Asdrúbal Melchor, María Vargas, Manuel M. y Luis Malavé, y los geólogos Freddy Vera y José Marrón, quienes me brindaron su apoyo en todo momento y respondieron a mis inquietudes, siempre con mucha amabilidad y buena disposición. Por otra parte, agradezco a las licenciadas Joglaydis y Jogleydis Girart, quienes también forman

parte del equipo PETRORITUPANO, porque en ellas encontré a un par de amigas con las que pude contar durante mi estadía en el tigre.

A la UNIVERSIDAD DE ORIENTE NÚCLEO-MONAGAS, por haberme abierto las puertas y ser mi casa de estudio por estos años, permitirme formarme como profesional y haberme regalado vivencias que jamás olvidaré.

A TODOS LOS PROFESORES de la Universidad de Oriente Núcleo-Monagas, por darme las herramientas necesarias para ser un buen profesional. Especialmente a la profesora ALICIA DA SILVA, quien aparte de haberme impartido sus conocimientos en una materia tan importante como lo es “Explotación de Crudos Pesados”, me brindó su asesoría para la ejecución de este trabajo de grado.

A mis AMIGOS Manuel Pereira, Ana Ybarra, Krysthal Cesin, Vianela Salazar, Eduardo Guzmán, Nicolás Díaz, Morelis Da Silva, Jessica Cova, Kelly Hernández, Cesar Campos, Luis Maestre, Angelo Caramia, José Fernández, Luis Balza, José Maneiro, Luis Cabrera, Eleyne Gómez y todos aquellos cuyos nombres paso por alto en este momento, porque ustedes me han enseñado que los amigos son mucho más valiosos de lo que imaginamos, porque sólo los amigos son capaces de dar apoyo, de enseñar, de pelear pero también de abrazar, de compartir alegrías y tristezas, son ustedes los que junto a mis padres hacen feliz mi día a día, en ustedes me apoyé cada vez que lo necesité y encontré muchas veces el impulso que necesitaba para seguir en el camino correcto. No me cansaré de agradecer a Dios por colocar a personas tan especiales en mi camino, y le pido que no deje de hacerlo.

ÍNDICE

ACTA DE APROBACION	iii
RESOLUCIÓN.....	iv
DEDICATORIA.....	v
AGRADECIMIENTOS	vi
LISTA DE FIGURAS	x
LISTA DE GRÁFICAS	xi
LISTA DE TABLAS	xii
RESUMEN.....	xiii
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I.....	2
EL PROBLEMA	2
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	2
1.2 OBJETIVO DE LA INVESTIGACIÓN	3
1.2.1 Objetivo General.....	3
1.2.2 Objetivos Específicos	3
1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN	3
CAPÍTULO II	5
MARCO TEÓRICO	5
2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN	5
2.2 DESCRIPCIÓN DEL ÁREA DE ESTUDIO.....	6
2.2.1 Ubicación del campo Oritupano A perteneciente a la unidad Oritupano Leona.	6
2.2.2 División de la unidad Oritupano Leona.....	7
2.2.3 Características de los Yacimientos	7
2.2.4 Historia de Producción del Campo en Estudio.....	8
2.3 BASES TEÓRICAS	10
2.3.1 Estrategia de Explotación	10
2.3.1.1 Producción por Monocapa.....	10
2.3.1.2 Producción por Unidades de Flujo	10
2.3.2 Pasos a seguir para realizar el reacondicionamiento de pozos	12
2.3.3 Cartografía Geológica	13
2.3.3.1 Mapa Estructural.....	14
2.3.3.2 Contornos Estructurales.....	14
2.3.3.3 Mapa Isópaco.....	15
2.3.4 Perfiles de Pozos.....	15
2.3.4.1 Perfil de Potencial Espontáneo (SP).....	16
2.3.4.2 Perfil de Rayos Gamma Natural (GR).....	16
2.3.4.3 Registros Convencionales de Resistividad	17
2.3.4.4 Perfil Sónico	18
2.3.4.5 Registro de Densidad.....	18

2.3.4.6 Registro de Neutrón.....	19
2.3.5 Caracterización Petrofísica.....	19
2.3.6 Discretización de Producción.....	19
2.3.6.1 Método de Capacidad de Flujo.....	19
2.4 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS.....	21
CAPÍTULO III.....	22
MARCO METODOLÓGICO.....	22
3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN.....	22
3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN.....	22
3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA.....	23
3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO.....	23
3.4.1 Validación de la distribución de los fluidos en los yacimientos asociados a la unidad de explotación LU.....	23
3.4.2 Análisis del comportamiento de producción de los pozos pertenecientes a la unidad de explotación LU.....	24
3.4.3 Análisis de los trabajos de RA/RC recientes (2006-2011), en pozos con resultados de producción no exitosos.....	25
3.4.4 Establecimiento de las propuestas para los trabajos de reacondicionamiento en la unidad de explotación LU.....	26
3.4.5 Determinación de la rentabilidad económica de las propuestas planteadas.....	27
3.5 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS.....	27
3.6 RECURSOS.....	28
CAPÍTULO IV.....	29
ANÁLISIS DE RESULTADOS.....	29
4.1 VALIDACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN DE LOS FLUIDOS EN LOS YACIMIENTOS ASOCIADOS A LA UNIDAD DE EXPLOTACIÓN LU.....	29
4.2 ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS PERTENECIENTES A LA UNIDAD DE EXPLOTACIÓN LU.....	39
4.3 ANÁLISIS DE LOS TRABAJOS DE RA/RC RECIENTES (2006-2011), EN POZOS CON RESULTADOS DE PRODUCCIÓN NO EXITOSOS.....	53
4.4 ESTABLECIMIENTO DE LAS PROPUESTAS PARA LOS TRABAJOS DE REACONDICIONAMIENTO EN LA UNIDAD DE EXPLOTACIÓN LU..	61
4.5 DETERMINACIÓN DE LA RENTABILIDAD ECONÓMICA DE LA PROPUESTA PLANTEADA.....	67
CAPÍTULO V.....	70
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	70
5.1 CONCLUSIONES.....	70
5.2 RECOMENDACIONES.....	71
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	72
APÉNDICES.....	73
HOJA DE METADATOS.....	147

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1 Ubicación Geográfica del campo Oritupano A.....	6
Figura 4.1 Sección del Registro TVD Pozo ORM-167 ST, Arena L1U, L	30
Figura 4.2 Sección de Mapa Isópaco-Estructural (Arena M2,3)	62
Figura 4.3 Sección de Registro Eléctrico pozo ORM-195 (Arena M2,3)	62
Figura 4.4 Sección de Mapa Isópaco-Estructural (Arena R1,3).....	63
Figura 4.5 Sección de Registro Eléctrico pozo ORM-195 (Arena R1,3)	63
Figura 4.6 Sección de Mapa Isópaco-Estructural (Arena U1).....	64
Figura 4.7 Sección de Registro Eléctrico pozo ORM-195 (Arena U1)	64
Figura 4.8 Diagrama Mecánico Actual del Pozo ORM-195	65
Figura 4.9 Diagrama Mecánico Propuesto del Pozo ORM-195	66
Figura 4.10 Costos de Operación Pozo ORM-195.....	67



LISTA DE GRÁFICAS

Gráfico 2.1 Producción de Petróleo campo Oritupano A vs. unidad de explotación LU	9
Gráfica 4.1 Producción Vs. Tiempo – Pozos Activos, Campo Oritupano A	41
Gráfica 4.2 Pozo Tipo de la Unidad de Explotación LU	43
Gráfica 4.3 Pronóstico de Producción Bruta – Pozo Tipo RA/RC	53
Gráfica 4.4 Pronóstico de Producción Neta – Pozo Tipo RA/RC	54
Gráfica 4.5 Pronóstico de Producción Bruta – Pozo Tipo Perforación	54
Gráfica 4.6 Pronóstico de Producción Neta – Pozo Tipo Perforación	55



LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1 Cálculo de la fracción de capacidad de flujo por yacimiento	20
Tabla 4.1 Pozos Perforados Campo Oritupano A (2006-2012).....	29
Tabla 4.2 Profundidad del Contacto Agua-Petróleo, Arenas L2L, L3, M1 y P2,3	32
Tabla 4.3 Pozos Marcadores del Contacto Agua-Petróleo, Arena N1,2	33
Tabla 4.4 Pozos Marcadores del contacto Agua-Petróleo, Arena R1,3	34
Tabla 4.5 Avance del Contacto Agua-Petróleo, Arena R4U, L.....	35
Tabla 4.6 Pozos Marcadores del contacto Agua-Petróleo, Arena R4U, L, Yacimiento R4U, L ORM 126	35
Tabla 4.7 Variación de la Profundidad del Contacto Agua-Petróleo, en las Arenas Pertencientes a la Unidad de Explotación LU	38
Tabla 4.8 Categoría Centinela, Pozos Completados en la Unidad de Explotación LU.....	40
Tabla 4.9 Selección Por Producción	41
Tabla 4.10 Resultado de Cálculos Petrofísicos (Pozo ORM-142)	46
Tabla 4.11 Clasificación de la Permeabilidad	46
Tabla 4.12 Espesor de Arena Cañoneado (Pozo ORM-142)	47
Tabla 4.13 Discretización de Producción Por Arena (Pozo ORM-142)	48
Tabla 4.14 Producción Acumulada Por Arena	52
Tabla 4.15 Resultados del Pronóstico de Producción del Proyecto de Investigación Vs. Resultados del Plan de Desarrollo Original y 2012 Petroritupano.....	55
Tabla 4.16 Resultados del Pronóstico de Producción del Proyecto de Investigación Vs. Resultados del Plan de Desarrollo Original y 2012 Petroritupano.....	56
Tabla 4.17 Datos de Producción de Pozos con Trabajos de RA/RC	57



**UNIVERSIDAD DE ORIENTE.
NÚCLEO DE MONAGAS.
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO.
MATURÍN/MONAGAS/VENEZUELA.**

**PROPUESTA TÉCNICO-ECONÓMICA DE TRABAJOS DE
REACONDICIONAMIENTO PERMANENTE A LOS POZOS ASOCIADOS A LA
UNIDAD DE EXPLOTACIÓN LU, CAMPO ORITUPANO A, UNIDAD
ORITUPANO-LEONA**

RESUMEN

La empresa mixta Petroritupano realizó entre los años 2006 y 2012 un total de 9 trabajos de reacondicionamiento permanente (RA/RC), que tuvieron como objetivo

Autor: Gustavo Adolfo Quintero Sánchez Asesor Industrial Ing. Nailyneth Borjas

C.I. 20.311.136 Asesor Académico Ing. Alicia Da Silva

las arenas pertenecientes a la unidad de explotación LU, estos trabajos no resultaron exitosos en su mayoría, por no cumplir con los pronósticos de producción propuestos. Sin embargo, según el plan de negocios de la empresa, aún restan ocho (8) trabajos de reacondicionamiento por realizar hasta el año 2025, por ende, se desarrolló el presente trabajo de investigación, cuyo objetivo principal fue proponer pozos para RA/RC, de manera de cumplir con el número de trabajos requeridos por la empresa y, por otra parte identificar y analizar las posibles causas del fallo de los resultados obtenidos en los trabajos ya realizados, para de esta manera mitigarlas en las propuestas planteadas, apuntando al éxito de las mismas. Para esto, se cumplieron una serie de etapas que van desde la validación de la distribución de los fluidos, hasta establecer la propuesta técnica del trabajo de RA/RC y su posterior análisis económico, con lo que se logró definir el avance del acuífero y la capacidad de aporte de cada yacimiento de la unidad, que a su vez cuenta con 1,43 MMbbls como reservas remanentes, estableciendo la prospectividad de cada uno de ellos. Adicionalmente, luego del estudio de las condiciones estructurales y mecánicas de cada pozo, se estableció una sola propuesta de RA/RC que resultó ser económicamente rentable.

INTRODUCCIÓN

La industria petrolera venezolana posee una amplia gama de estrategias de explotación que han permitido colocar la producción de crudo en los niveles que hoy en día se observan, sin embargo, de acuerdo a la situación actual de los campos maduros a nivel nacional, la industria se ha visto impulsada a implementar nuevas alternativas que permitan recuperar dichas reservas en una forma eficiente, rentable y sustentable.

La perforación de pozos dirigidos y horizontales, esquemas de producción en unidades de Explotación, caudales de producción mayores a los 2000 BPD en pozos con alta relación agua-petróleo (RAP) y trabajos de reacondicionamiento y recompletación (RA/RC), son algunas de las estrategias que la empresa mixta PETRORITUPANO aplica en el campo Oritupano A de la unidad Oritupano-Leona, con la finalidad principal de maximizar la producción del campo y por ende optimizar el desempeño del área.

Con el fin de contribuir al desarrollo del objetivo principal de la empresa se presenta la siguiente investigación, en la cual se pretende plantear propuestas de reacondicionamiento permanente a los pozos de la unidad de explotación LU del área antes mencionada basándose en el análisis detallado de las condiciones actuales, estratigráficas, estructurales y mecánicas de cada uno de los pozos que son objeto de estudio para obtener de éstos la mayor información posible y procurar el éxito de las propuestas planteadas.

CAPÍTULO I

EL PROBLEMA

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El estudio se desarrolló en la empresa mixta PETRORITUPANO S.A., cuyo principal objetivo es explotar los hidrocarburos existentes en la unidad Oritupano-Leona. Dentro de la estructura organizacional de la empresa se encuentra la Gerencia Técnica en la que labora el equipo de desarrollo de yacimientos, encargados del seguimiento diario de producción de los pozos, la búsqueda y propuesta de los trabajos de reacondicionamiento permanentes y servicio a pozos.

Entre los años 2006 y 2011, en el campo Oritupano A se realizaron veinticinco (25) trabajos de RA/RC, de los cuales doce (12) se llevaron a cabo con objetivo las arenas de la UH EF, siete (7) en la UE LU y seis (6) en Resto. Según el Informe de resultados del plan de negocios de la empresa mixta Petroritupano S.A. de Abril de 2012, los siete (7) trabajos de RA/RC realizados específicamente en la UE LU no fueron exitosos por no cumplir con los pronósticos de producción y estimados de acumulado de reservas previstos con el análisis de los pozos tipo. Adicionalmente, en esta revisión del Plan de Negocios, se tiene previsto realizar hasta el año 2025, diez (10) trabajos de RA/RC con objetivo principal las arenas de la UE LU, y restando los dos (2) realizados en el año 2012, aún falta la ejecución de 8 trabajos de RA/RC.

En base a los resultados de producción obtenidos y en vista de la cantidad de trabajos propuestos a realizar en la UE LU previstos en el Plan de Negocios de la empresa, se tuvo la necesidad de estudiar las condiciones actuales de producción de cada pozo y evaluar la factibilidad de llevar a cabo esos trabajos de RA/RC. Para esto, se cumplió con una serie de etapas que van desde la validación de la distribución de los fluidos, hasta establecer las posibles alternativas de intervención con taladro, para luego presentar un análisis técnico-económico que justifique la propuesta.

1.2 OBJETIVO DE LA INVESTIGACIÓN

1.2.1 Objetivo General

Proponer los trabajos de reacondicionamiento permanente a los pozos asociados a la unidad de explotación LU, campo Oritupano A, unidad Oritupano-Leona.

1.2.2 Objetivos Específicos

- Validar la distribución de los fluidos en los yacimientos asociados a la unidad de explotación LU.
- Analizar el comportamiento de producción de los pozos pertenecientes a la unidad de explotación LU.
- Analizar los trabajos de RA/RC recientes (2006-2011), en pozos con resultados de producción no exitosos.
- Establecer las propuestas para los trabajos de reacondicionamiento en la unidad de explotación LU.
- Determinar la rentabilidad económica de las propuestas planteadas.

1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

La empresa mixta PETRORITUPANO S.A. en su ajuste anual del Plan de Negocios, obtuvo para finales del año 2011 una disminución del 25,2% de las reservas totales del Plan de Negocios Original del campo Oritupano A, lo que se debe a la variación negativa de las reservas en los proyectos de Producción Básica, UH EF, UE LU y RESTO en 24,2%, 31,9%, 16,6% y 38,5%, respectivamente. La variación negativa es consecuencia de los resultados de producción de los trabajos de perforación y RA/RC realizados en el período 2006-2011, los cuales presentaron tasas netas iniciales por debajo del potencial esperado y la declinación anual efectiva

fue mayor al pronóstico realizado. Como actividad restante para el período 2012 – 2025, se consideran realizar 26 trabajos de RA/RC, 10 de estos para el proyecto UE LU, 2 de los cuales ya fueron realizados en el año 2012, quedando 8 por realizar.

De allí surge la necesidad de estudiar la aplicabilidad y viabilidad de los trabajos de RA/RC en los pozos que integran el Proyecto UE LU, siendo de vital importancia el análisis de los factores que acarrear la baja producción de los pozos recientes y el poco éxito de los proyectos de reacondicionamiento y recompletación aplicados con anterioridad en el periodo 2006-2011.

El propósito fundamental de esta investigación fue generar propuestas que apunten al mejoramiento de los resultados de los trabajos de RA/RC, señalando los pozos que posean mejores posibilidades de éxito al aplicar los trabajos que restan en el futuro, y de igual manera se analizarán las posibles causas del comportamiento de producción deficiente de los pozos recientes, para así, plantear posibles mejoras que contribuyan con el buen desempeño de la producción.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

Entre los estudios analizados por el autor, realizados con anterioridad y que guardan relación con el tema de estudio de la presente investigación, resaltan los siguientes:

FERNÁNDEZ, J. (2009) “Discretización de la producción acumulada por estrato en los pozos productores de la unidad hidráulica EF del campo Oritupano A, unidad Oritupano-Leona” El autor llevó a cabo la investigación citada con el fin de determinar la adecuada elección de un método que permitiera cuantificar la producción de la unidad hidráulica EF ubicada en el campo Oritupano A, lograr una mejor caracterización estática y dinámica las arenas productoras y la discretización de la producción acumulada por arenas en la unidad hidráulica EF. Concluyó con este estudio que el método aplicable a la zona, por sus condiciones, es el método de KxH, con el que luego obtuvo la producción acumulada de cada arena de la unidad hidráulica.

PDVSA-PETRORITUPANO. (2012) “Plan de negocios 2012-2025, revisión técnica-económica al cierre de diciembre de 2012 campo Oritupano – Leona, PDVSA-PETRORITUPANO” Este trabajo se realizó con el objetivo de presentar la revisión técnica–económica del Plan de Negocios del Área Oritupano Leona para el período 2012–2025. El plan propuesto tuvo por objeto continuar el desarrollo primario del área inicial, intensificando las labores de perforación de pozos productores, trabajos de reacondicionamiento, recompletación de pozos (RA/RC) y cambios de zona, todo esto apuntando a incrementar y optimizar la producción del Área Oritupano Leona. El documento incluyó un resumen general de los antecedentes

2.2.2 División de la unidad Oritupano Leona

La unidad Oritupano Leona está dividida en cinco campos: Oritupano A, Oritupano B, Oritupano C, Oritupano D y Leona. Al noreste se ubica Oritupano D, caracterizado por pocos pozos y producción de crudo liviano.

Al este se encuentra Oritupano B, con alta producción de gas asociado. Es el encargado de suplir de combustible a Oritupano A. Al Nor-Este de este campo se encuentra el área 600-700.

Al centro se localiza Oritupano C. Este a su vez se divide en Oritupano C convencional y campos menores. Dentro de los campos menores se encuentran: Junta, Junta Norte, Bote, ADM-101X, área ORI-166 y ORI-209, éstos tres últimos descubiertos por la empresa Pérez Companc. La producción es de crudo pesado a mediano y en algunos de los campos menores se producen altas tasas de gas.

Al suroeste se encuentra Leona, con producción de crudo mediano-pesado y bajo corte de agua. Las arenas son de menor espesor que en Oritupano. En este campo se encuentra: Leona Central, Leona Este, Leona Oeste, Adobe, Lestes, Libro, Lobo, Lustró y Pelayo. (CANELÓN, 2006).

2.2.3 Características de los Yacimientos

Las principales acumulaciones de hidrocarburos del campo Oritupano A de la unidad Oritupano Leona se encuentran en la formación Oficina, particularmente en la sección media e inferior, presentan un entrapamiento estructural y estratigráfico, controlado por la presencia de fallas normales antitéticas.

Con el modelo geológico estructural apoyado en la interpretación sísmica 3D adquirida en el área Oritupano, se determinó en marzo del año 1998 que la falla

ubicada al sur continua hacia el este del campo y se constató con la perforación de pozos de avanzada hacia esa zona.

Las acumulaciones más importantes se encuentran entrampadas en el bloque levantado de la falla. Las arenas productoras corresponden a areniscas cuarzosas de excelentes propiedades petrofísicas, con espesores variables entre 3 y 70 pies de arena neta permeable, depositadas en ambientes Fluvio-Deltaicos. La columna estratigráfica la componen fundamentalmente una sucesión de areniscas y lutitas, funcionando estas últimas como roca sello.

También se determinaron fallas normales de rechazos entre 25 y 40 pies ubicadas en la parte baja de la estructura, las cuales son las responsables de la comunicación entre arenas separadas por cuellos lutíticos menores a 45 pies. Esto se debe a que no estarían en contacto paquetes de arenas separadas por sellos de lutitas mayores a los rechazos de las fallas secundarias.

Los yacimientos correspondientes a la Sección Inferior de la formación Oficina entre las arenas L y U han presentado una excelente continuidad lateral y propiedades petrofísicas. (PDVSA-PETRORITUPANO, 2012)

2.2.4 Historia de Producción del Campo en Estudio

La unidad de explotación LU inició su actividad en enero de 1999 con la producción del pozo ORM-13, seguidamente para el año 2000, en el mes de marzo, fue completado el pozo ORM-134 y los meses siguientes del mismo año se completaron los pozos ORM-137 y ORM-138 (Abril 2000), ORM-140 (Mayo 2000), ORM-141 y ORM-142 (Junio 2000). Estos pozos presentaron valores promedios iniciales de 450 BNPD y cortes de agua menores al 10%.

Con el empleo de la unidad de explotación se completó una mayor sección de arena por pozo permitiendo que la productividad y, por ende, la recuperación de petróleo se incrementara.

Para noviembre del año 2000 se aumentó el número de pozos perforados, la producción de petróleo por pozo se mantuvo entre 800 BBPD, 600-500 BNPD y los cortes de agua promedio alrededor de 30%. Para diciembre de 2011 la unidad de explotación contó con una producción acumulada de 28,76 MMBbbls de petróleo, 118,45 MMBbbls de agua y 7,70 MMMPC de gas. El corte de agua promedio fue de 91%.

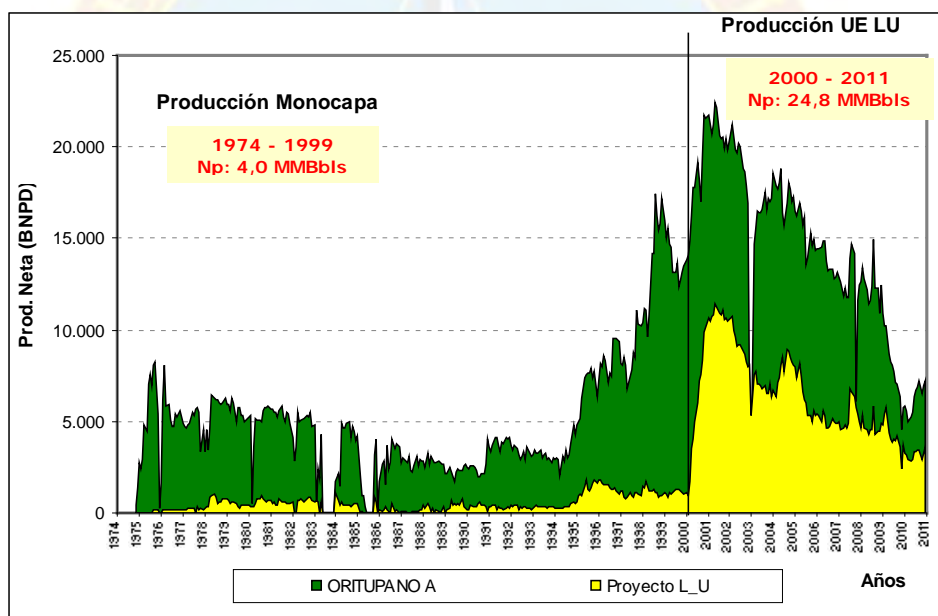


Gráfico 2.1 Producción de Petróleo campo Oritupano A vs. unidad de explotación LU

Fuente: **Plan de Negocios 2012-2015 campo Oritupano-Leona**

Los pozos perforados durante los años 2006 – 2011 con historia de producción en la unidad de explotación LU presentan tasas iniciales en el orden de los 300 BNPD y mostraron una declinación anual efectiva de 35% similar al resto de los pozos

completados en esta unidad de explotación, por lo cual fue utilizada para extrapolar la producción del proyecto hasta el año 2025.

A continuación se muestra en la figura 2.3, la producción de la unidad de explotación LU con respecto a los volúmenes totales de petróleo del campo Oritupano A, donde se refleja la importancia de su contribución neta.

En la unidad de explotación LU se producen crudos entre 10 y 14 °API aproximadamente. (PDVSA-PETRORITUPANO, 2012).

2.3 BASES TEÓRICAS

2.3.1 Estrategia de Explotación

Es la forma de extracción de fluidos de un yacimiento, entre los cuales se tienen diferentes modalidades de producción que se muestran a continuación:

2.3.1.1 Producción por Monocapa

Consiste en el drenaje individual de los yacimientos de un campo petrolífero; siendo este, el esquema de explotación tradicional.

2.3.1.2 Producción por Unidades de Flujo

Las unidades de flujo constituyen una estrategia de explotación que permite la producción de varias arenas a la vez, garantizando un mayor recobro de petróleo, y una importante reducción en los gastos e inversiones que acarrear los frecuentes cambios de zona con taladros de RA/RC o de reparaciones menores cuando se alcanza el límite económico en un pozo en explotación monocapa. Esta estrategia puede tener dos modalidades:

- **Unidades hidráulicas:** Esta modalidad es válida para una serie de arenas que

fueron interconectadas por eventos geológicos, por lo que los fluidos de todas se encuentran en gradiente de presión. Estos eventos geológicos pueden ser de dos tipos: estructurales, por medio de fallas de ajuste con escaso salto que comunican arenas sucesivas. Estratigráficos, los ejemplos pueden ser muchos siendo común los canales apilados y canales que erosionan barras.

- **Unidades de Explotación:** Serie de arenas que se explotan en conjunto, aún cuando no se encuentran interconectadas; sin embargo, presentan fluidos compatibles y presiones estáticas semejantes que evitan el flujo cruzado entre ellas. Bajo este esquema de explotación la presión de fondo fluyente siempre debe ser menor a la presión estática de todas las arenas involucradas. La justificación es de este tipo de explotación es fundamentalmente económica.

Esta estrategia de explotación permitirá a su vez obtener niveles de fluidos tales que garanticen un alto rendimiento de los sistemas de extracción, por lo que la productividad y por ende la recuperación de petróleo, al tener completada mayor sección de arena por pozo, sería mayor. (CANELÓN, 2006).

2.3.2 Reacondicionamiento de Pozos

El reacondicionamiento y recompletación se refieren a todos aquellos trabajos que se realizan a los pozos activos o inactivos, cuyo objetivo principal es mejorar las condiciones productivas de los mismos (producción de hidrocarburos e inyección de fluidos).

Es importante mencionar que este reacondicionamiento trae consigo numerosos estudios y evaluaciones que resultan ser muy costosas y de una manera u otra afectan la rentabilidad económica.

- Por consiguiente, es necesario preparar programas cronológicos de operaciones

que describen la selección y la ejecución apropiada de diversas tareas, ajustadas a una secuencia técnica y seguridad requeridas para evitar accidentes. El reacondicionamiento propuesto puede ser sencillo o complejo, según las condiciones y estado físico del pozo y el contenido del programa a seguir. Todas estas actividades antes mencionadas se pueden realizar con o sin taladro. Esto depende de si el trabajo necesita el manejo de la tubería o si solo se necesita hacer uso de una guaya fina, cabe destacar que un reacondicionamiento sencillo puede tornarse complicado por imprevisiones. (PÉREZ, 2009).

2.3.2 Pasos a seguir para realizar el reacondicionamiento de pozos

- Estudio detallado y cuidadoso del archivo del pozo, para apreciar y dilucidar sobre aspectos:
 - Geológicos.
 - Perforación original.
 - Terminación original.
 - Trabajos posteriores de limpieza, estimulación o reacondicionamiento.
 - Estado físico actual y disposición de las sartas en el pozo.
- Proposición y detalles del programa de reacondicionamiento y/o cambio de estado del pozo, que deben incluir: nuevos objetivos, razones técnicas y económicas que apoyan el programa.
- Detalles de las operaciones: Tipo de equipo requerido, tiempo de las operaciones, inversiones y/o costos, estado físico y condiciones mecánicas de las instalaciones dentro del pozo, tipo y características de los fluidos requeridos para la limpieza, reacondicionamiento o perforación, control del pozo, extracción de sartas y otros aditamentos del hoyo, circulación del fluido y

limpieza, recañoneos, inyección de fluidos, forzamiento de arena cementación forzada, taponamientos, corte y extracción de revestidor, abandono de la parte inferior del hoyo original, desportillar el revestidor, perforación direccional, registros, núcleos, cementación, pruebas y conclusión de las operaciones.

- Solicitudes previas de permisos ante los organismos gubernamentales, y participaciones, reseñas, notas o informes posteriores sobre el resultado de las operaciones.

Los trabajos, mencionados anteriormente, modifican las condiciones del:

- **Pozo:** entre estas actividades se encuentran el cañoneo, control de arena, gas y agua, apertura o cierre de arenas, perforación de ventanas horizontales o verticales, profundización, lavado de perforaciones, cambios de método de producción, conversión de productor a inyector y viceversa.
- **Yacimiento:** entre estas actividades se encuentran las estimulaciones con inyección alternada de vapor, acidificación de zonas, bombeo de químicos, fracturamiento y recañoneo. (PÉREZ, 2009).

2.3.3 Cartografía Geológica

Un mapa es una proyección de líneas y superficies sobre un plano horizontal; la representación de las diferentes características geológicas se hace mediante los denominados mapas geológicos, los cuales se definen de una manera muy general como un mapa cualquiera que muestra la distribución de las rocas y la forma o distribución de las estructuras geológicas, bien sean de la superficie o del subsuelo.

El mapa es uno de los productos finales de la interpretación geológica, presentando la información de manera clara, nítida y confiable. El propósito de la elaboración de mapas del subsuelo en la geología del petróleo es el hallazgo de trampas que contengan yacimientos comerciales de hidrocarburos. Dado el dinamismo de la información que se obtiene del subsuelo, los mapas deben ser continuamente modificados y actualizados.

Los mapas más utilizados en geología de yacimientos petrolíferos son el mapa estructural y el mapa isópaco, pero además se utilizan el mapa de facies, el mapa de plano de fallas, los mapas de isopropiedades petrofísicas, los mapas de propiedades geoquímicas y geofísicos, entre otros, que complementan con su información el modelo geológico establecido. (FERNÁNDEZ, 2009).

2.3.3.1 Mapa Estructural

Es la proyección en el plano horizontal del tope o la base de un cuerpo de arena o nivel estratigráfico de interés. Este tipo de mapa muestra la relación espacial del nivel estratigráfico mapeado y en él se indica la distribución de los fluidos dentro del yacimiento. (FERNÁNDEZ, 2009).

2.3.3.2 Contornos Estructurales

Son líneas o curvas de igual profundidad, referidas al nivel del mar, del tope del cuerpo de arena. De su trazado e interpretación es posible deducir la orientación geográfica del estrato mapeado (rumbo), la inclinación o magnitud (buzamiento) medido en un plano vertical, normal al rumbo, la morfología de las estructuras (pliegues, anticlinales, homoclinales entre otros) y el desplazamiento de las fallas. (FERNÁNDEZ, 2009).

2.3.3.3 Mapa Isópaco

También llamado de espesores, es una representación cartográfica de las variaciones en espesor de cuerpos, unidades estratigráficas o entidades en el subsuelo. La construcción del mapa isópaco se realiza trazando contornos de igual espesor por medio de líneas discontinuas.

Estos mapas muestran de una manera sencilla la distribución tridimensional de una unidad geológica en particular. (FERNÁNDEZ, 2009).

Los mapas de espesores se clasifican en tres clases:

- Mapas isópacos de arena neta total
- Mapas isópacos de arena neta
- Mapas isópacos de arena neta petrolífera

2.3.4 Perfiles de Pozos

Las formaciones geológicas suelen clasificarse según su composición química o sus características litológicas como son la densidad, textura, color, dureza, fósiles que contenga, etc., siendo esencial obtener muestras de la roca para visualizar estas características. En los perfiles de pozo, las formaciones se distinguen por sus propiedades eléctricas como: resistividad eléctrica, potenciales electro-químicos, velocidad del sonido, radioactividad natural, captación nuclear de neutrones, dispersión de rayos gamma, temperatura, entre otros.

Dichas mediciones se realizan por medio de instrumentos sensibles que se introducen en el pozo, por lo que no es necesario obtener muestras de rocas, pues las mediciones se hacen “in situ”. Los perfiles de pozo son registros continuos de las características eléctricas, sónicas y radioactivas de las formaciones, a lo largo del pozo, para así poder llegar a una determinación de los posibles horizontes productores de petróleo o gas.

Las principales propiedades físicas necesarias para evaluar un reservorio son su porosidad, litología, saturación de hidrocarburos, espesores y permeabilidad, los cuales pueden ser fácilmente determinados a través de los registros de pozos. A continuación se presenta una breve descripción de cada uno de los perfiles de pozo de mayor importancia para la industria petrolera. (FERNÁNDEZ, 2009).

2.3.4.1 Perfil de Potencial Espontáneo (SP)

Esta curva es una medida de las corrientes eléctricas que se producen dentro de un pozo debido al contacto entre diversos fluidos con salinidades diferentes. Representa la actividad iónica debido a la diferencia de concentración de NaCl entre el lodo y las capas. (FERNÁNDEZ, 2009).

2.3.4.2 Perfil de Rayos Gamma Natural (GR)

Este es uno de los perfiles más utilizados en la industria y tiene principalmente dos aplicaciones importantes: control de profundidad y correlación de pozos, así como la estimación del contenido de arcilla en las formaciones.

Mide de manera continua la radioactividad natural de las formaciones y fue utilizado por primera vez en 1.939, como técnica para determinar la litología de los pozos entubados que nunca antes habían sido registrados. Este tipo de registro tiene

grandes aplicaciones en las tareas de correlación, determinación del contenido de arcillas de la formación y análisis mineralógico.

El perfil del GR puede correrse en hoyos abiertos o entubados, ya sean vacíos o llenos de fluido de cualquier tipo.

La curva de rayos gamma se presenta en la primera pista del perfil con el incremento de la radioactividad hacia la derecha, asemejando a la curva del Sp, cuya deflexión hacia la derecha señala la presencia de lutitas.

Los rayos gamma son radiaciones naturales emitidas espontáneamente por algunos elementos radioactivos como el uranio, el potasio y el torio que están presentes en las formaciones. Las lutitas son las que contienen la mayor concentración de sales radioactivas y por lo general, son mucho más radioactivas que las arenas, calizas y dolomitas; sin embargo, existen algunas excepciones. (FERNÁNDEZ, 2009).

Entre los factores que afectan la lectura del perfil GR se pueden mencionar:

- El tipo de detector (Cámara de Ionización, Contador Geiger-Mueller, Detectores de Centelleo)
- La velocidad de perfilaje
- La degradación parcial por la densidad y la composición química
- Diámetro del hoyo y excentricidad
- Revestimiento y cemento que reducen la radioactividad en 30%

2.3.4.3 Registros Convencionales de Resistividad

Una de las propiedades más importantes de una formación es la medida de la resistividad. Dicha medida en conjunción con la porosidad y resistividad del agua se usan en los cálculos de saturación en agua, y en consecuencia, en la saturación en hidrocarburos. En los perfiles de resistividad se envían corrientes a las formaciones a través de electrodos y se miden los potenciales eléctricos, la medición de dichos potenciales permite determinar las resistividades. (FERNÁNDEZ, 2009).

2.3.4.4 Perfil Sónico

Este perfil es un registro de la profundidad contra Δt (tiempo de tránsito), es decir, el tiempo requerido por una onda compresora de sonido para recorrer un pie de formación. Δt es el valor recíproco de la velocidad de una onda compresora de sonido, dicho tiempo de tránsito en una formación, depende de su litología y porosidad.

En el caso de formaciones limpias y consolidadas con pequeños poros distribuidos uniformemente, existe una relación lineal entre la porosidad y el tiempo de tránsito. Los carbonatos por presentar porosidad secundaria debida a cavernas o fracturas, arrojan valores en el registro sónico que tienden a ser muy bajos. Mientras que en las arenas no compactadas: la relación entre porosidad y tiempo de tránsito se mantendrá aproximadamente lineal, pero debe hacerse ciertas correcciones debido a que los valores de porosidad dan demasiados altos. (FERNÁNDEZ, 2009).

2.3.4.5 Registro de Densidad

La herramienta de densidad percibe la densidad de formación al medir la atenuación de rayos gamma entre una fuente y un detector. La densidad de la

formación es una función de la densidad de la matriz, porosidad y densidad de los fluidos de los poros (agua salada, dulce o hidrocarburo). (FERNÁNDEZ, 2009).

2.3.4.6 Registro de Neutrón

Responde a la cantidad de hidrógeno presente en la formación, siendo fácil distinguir entre las litologías presentes debido a que las arcillas presentan alta porosidad neutrónica o lo que es lo mismo alto contenido de hidrogeno. (FERNÁNDEZ, 2009).

2.3.5 Caracterización Petrofísica

Es la especialidad de caracterizar las propiedades físicas y texturales de las rocas mediante la integración del entorno geológico, perfiles de pozos, análisis de muestras de rocas y sus fluidos e historias de producción. En la evaluación de formaciones cuantificar las propiedades físicas de las rocas es de fundamental importancia, ya que con ellos se puede estimar cuan prospectiva es una unidad sedimentaria. Estos parámetros básicos son: resistividad del agua de la formación, porosidad, saturación de agua, permeabilidad, temperatura de la formación y contenido de arcillas de los depósitos. (FERNÁNDEZ, 2009).

2.3.6 Discretización de Producción

Consiste en dividir la producción total de una unidad de explotación, calculando el aporte real de cada una de las arenas que integran dicha unidad.

2.3.6.1 Método de Capacidad de Flujo

El método de capacidad de flujo está basado en las propiedades de las rocas; por lo tanto, las propiedades energéticas de los yacimientos en producción no deben variar considerablemente en el período de tiempo a analizar. Principalmente, puede ser aplicado si no varían: la presión, la viscosidad y la gravedad API de los yacimientos. Además, los mimos se deben encontrar en gradiente de presión. Toma en cuenta la capacidad de la roca para permitir el flujo de un fluido (permeabilidad) y el espesor cañoneado de arena. Se calcula Kxh por cada capa y el cálculo de la permeabilidad se puede realizar mediante ensayos o mediante la data de registros de pozos realizados en las arenas de interés.

Una de las desventajas de este método es que solo se basa en las propiedades de las rocas, es decir no toma en cuenta la diferencia entre los fluidos ni las declinaciones de cada capa.

El método consiste en obtener las fracciones de capacidad de flujo (Khi), que aportan cada yacimiento completado y puesto en producción en el pozo, para luego multiplicar las fracciones por la producción total acumulada del pozo (N_p pozo), en un período de tiempo determinado, como lo ilustra la Tabla 2.1. (FERNÁNDEZ, 2009).

Tabla 2.1 Cálculo de la fracción de capacidad de flujo por yacimiento

Yacimiento	K (mD)	h (Pies)	K hi (mD-Pies)	Fracción de Khi (Adimensional)
1	K1	h1	K1 h1	$K1h1 / \sum Khi$
2	K2	h2	K2 h2	$K2h2 / \sum Khi$
3	K3	h3	K3 h3	$K3h3 / \sum Khi$
⋮	⋮	⋮	⋮	⋮
n	Kn	hn	Kn hn	$Knhn / \sum Khi$
			$\sum Khi$	

Fuente: Fernández, J. (2009)

Donde:

K: permeabilidad absoluta de la arenisca productora (mD)

h: Espesor cañoneado de la arenisca (Pies)

2.4 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS

- **Acuífero:** Son acumulaciones de agua presente en las rocas que pudieran o no estar conectadas al yacimiento. (FERNÁNDEZ, p. 24)
- **Arena:** Son sedimentos formados principalmente por cuarzo, se denominan según el tamaño de grano que la compone, de mayor a menor, en grava, arena gruesa, arena media, arena fina y muy fina. Se convierte en arenisca por consolidación. (FERNÁNDEZ, p. 22)
- **Contacto agua-petróleo:** Es el nivel que determina el límite natural buzamiento abajo en un yacimiento, y de donde se pasa transicionalmente de un fluido a otro. El contacto define la profundidad máxima de la acumulación, que generalmente es una superficie horizontal detectada directamente en los registros eléctricos. (FERNÁNDEZ, p. 23)
- **Yacimiento de hidrocarburo:** Es aquella parte de la trampa subterránea que por sus características estructurales o estratigráficas contiene petróleo, gas o ambos como un solo sistema hidráulico conectado. Estas acumulaciones se presentan en las partes más porosas y permeables de los estratos, siendo principalmente: arenas, areniscas, calizas y dolomitas con aberturas intergranulares o con espacios porosos, debido a diaclasas, fracturas y efectos de soluciones. (FERNÁNDEZ, p. 23)

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

De acuerdo con Arias (2006), “el nivel de investigación se refiere al grado de profundidad con que se aborda un objeto o fenómeno. Aquí se indicará si se trata de una investigación exploratoria, descriptiva o explicativa” (p. 32). El mismo autor define la investigación explicativa como aquella que “se encarga de buscar el porqué de los hechos mediante el establecimiento de relaciones causa-efecto” (p. 33). El presente trabajo puede enmarcarse dentro del tipo de investigación antes mencionado, es decir, de tipo explicativa, considerando que el propósito principal del investigador radicó en encontrar las causas o los por qué del mal funcionamiento de los trabajos de RA/RC realizados con anterioridad en el campo, determinar cuáles son las variables que delimitan las propuestas actuales y obtener la relación que existe entre estos dos escenarios.

3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

El diseño de investigación se refiere a dónde y cuándo se recopila la información, así como a la amplitud de la información recopilada. Según la estrategia empleada por el investigador, la investigación puede tener un diseño documental, de campo o experimental. Según Arias (2006): “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: impresas, audiovisuales” (p. 27)

Considerando esto, el presente trabajo pudo ubicarse dentro de una investigación documental, ya que la estrategia que cumple el investigador se basa en

recolectar información a través de las carpetas de pozos, archivos y pruebas de campos suministradas por la empresa, así como también de trabajos previos relacionados con la investigación.

3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA

Según Arias (2006), “la población o universo se refiere al conjunto para el cual serán válidas las conclusiones que se obtengan, es decir, a los elementos o unidades (personas, instituciones o cosas) involucradas en la investigación” (p. 35)

La población objeto de estudio en la presente investigación está representada por 51 pozos, activos e inactivos, asociados a la unidad de explotación LU del campo Oritupano A, unidad Oritupano-Leona.

Como la población en estudio es de suma importancia para lograr los objetivos planteados, se utilizó el principio de muestra total.

3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO

Para cumplir con los objetivos planteados en la elaboración de propuestas de Reacondicionamiento Permanente en la unidad de explotación LU, campo Oritupano A, unidad Oritupano-Leona, se llevará a cabo la siguiente metodología, de acuerdo a los objetivos específicos.

3.4.1 Validación de la distribución de los fluidos en los yacimientos asociados a la unidad de explotación LU

En esta primera fase se actualizó la profundidad del contacto agua-petróleo actual (CAPA) de cada uno de los yacimientos pertenecientes a la unidad de explotación LU y se trazó en cada uno de sus mapas isópaco-estructurales la línea de

contorno del CAPA para así definir cuál fue el avance del acuífero en el yacimiento y ubicar la zona de petróleo remanente del mismo.

Para esto, se seleccionaron los pozos perforados desde el año 2006 hasta la actualidad, se recopilaron los registros de resistividad y densidad neutrón de este grupo de pozos para lograr identificar en cada arena la presencia del contacto agua-petróleo y su profundidad (TVDss), en caso de existir, esto último indicado por la curva de resistividad en los registros antes mencionados. En los casos donde no se logró visualizar bien definido un contacto agua-petróleo y/o marcado en dichos registros, se procedió a determinar el avance del agua por pruebas de producción de los pozos completados en las arenas pertenecientes a la unidad de explotación estudiada, de donde se obtuvo el corte de agua de cada pozo para la fecha en la que se realizó la actualización. En el caso de los yacimientos poco drenados, donde el avance del agua no fue notorio y donde no hubo perforación de pozos recientes, se mantuvo la profundidad del contacto de agua-petróleo original (CAPO).

Se realizó una tabla comparativa entre las profundidades de los yacimientos cañoneados por pozo y la profundidad del contacto agua-petróleo definido, evaluando de esta manera, los yacimientos que han sido invadidos por el agua.

3.4.2 Análisis del comportamiento de producción de los pozos pertenecientes a la unidad de explotación LU

Luego de determinar la profundidad del CAP, se revisó la categoría en la base de datos Centinela de los 51 pozos productores en conjunto de la unidad de explotación LU, seleccionando aquellos con categorías entre 1 y 3, y descartando los pozos con categorías 5 y 9. Posteriormente, se procedió a analizar el comportamiento de producción de cada pozo perteneciente a dicha unidad, mediante los históricos de producción cargados en la base de datos OFM (Oil Field Manager) Petroritupano

2012, fueron seleccionados como posibles candidatos a trabajos de reacondicionamiento permanente, los pozos con producciones menores a los 100 BNPD, por encontrarse por debajo del promedio de producción obtenido para el año 2012, el cual fue de 117 BNPD, mientras que los pozos con más de 100 BNPD fueron descartados, ya que poseen tasas mayores a este mismo promedio, lo que resulta favorable para la empresa.

Seguidamente, se determinó el porcentaje de producción o aporte de cada yacimiento perteneciente a la UE LU, en este sentido se calcularon los datos necesarios para emplear el método de Capacidad de Flujo (Kxh), que según estudios anteriores es el único aplicable a las condiciones de producción que presenta esta unidad de explotación, descartando los siguientes métodos: Pistoneo Durante Terminación/Reparación, Curva de Declinación, Método de Curvas IPR, Curva Ttipo Fetkovich, Análisis Geoquímico, Perfil PLT (Producción Logging Tool) (Fernández, 2009), de donde también se extrajeron las formulas necesarias para el cálculo de cada uno de los parámetros petrofísicos que fueron utilizados, estas últimas pueden visualizarse en el apéndice D. Estos datos fueron: permeabilidad absoluta del yacimiento, obtenida de registros de pozos y espesor total de arena cañoneada visto en los diagramas mecánicos de cada pozo.

Al obtener el aporte de cada yacimiento, determinando su producción acumulada, se hizo una diferencia con respecto a las reservas originales de los mismos logrando así cuantificar el petróleo remanente de cada uno de ellos.

3.4.3 Análisis de los trabajos de RA/RC recientes (2006-2011), en pozos con resultados de producción no exitosos

Posterior a las fases antes descritas, se realizó un pozo “tipo” que marcó la tendencia que se espera para un pozo con trabajo de reacondicionamiento permanente

en las arenas de la unidad en estudio, tomando en cuenta los datos de producción de aquellos pozos trabajados en el periodo de tiempo comprendido entre los años 2006-2011, cuyos resultados en su mayoría no fueron los esperados, de esta forma se visualizó la realidad actual del campo.

Seguidamente se procedió a analizar con detalle cada uno de los trabajos de RA/RC aplicados a los pozos de la unidad de explotación LU entre los años 2006-2011, que no arrojaron resultados positivos, de acuerdo al pozo tipo elaborado, estableciendo las posibles causas de los problemas presentados, haciendo énfasis en los aspectos negativos que contribuyeron al fracaso de dichas intervenciones, para así evitar involucrarlos y/o mitigarlos en las operaciones futuras, de tal manera de apuntar al éxito, para lo cual también se plantearon soluciones que permitan mejorar la calidad y, por ende, la efectividad esperada. Todo esto se logró mediante la revisión de la data cargada en la intranet de la empresa, donde se encuentra una memoria de los trabajos realizados del año 2006 hasta la actualidad o en su defecto, se buscó la información en la carpeta física con la que cuenta cada pozo en el archivo de la empresa.

3.4.4 Establecimiento de las propuestas para los trabajos de reacondicionamiento en la unidad de explotación LU

Basado en los resultados obtenidos en las fases anteriores y el estudio a detalle de las condiciones de cada yacimiento y de la situación actual de cada pozo prospecto y sus pozos vecinos, se planteó el trabajo de RA/RC, de acuerdo a características estratigráficas de las arenas, registros, mapas, etc.

Una vez analizadas estas características del pozo en cuestión, se realizó el estudio y cotejo con los pozos vecinos cuyas producciones estén asociadas a las arenas y yacimientos de la unidad de explotación en estudio, las reservas acumuladas,

el incremento del corte de agua, tiempos productivos, espesores cañoneados, completación mecánica y el método extractivo, entre otros parámetros que garantizarán el éxito del trabajo a realizar.

3.4.5 Determinación de la rentabilidad económica de las propuestas planteadas

Una vez definido y analizado el pozo candidato para trabajo de reacondicionamiento permanente, se procedió a realizar un informe técnico cuyo contenido abarcó toda la información referida al pozo en candidato, desde su perforación hasta la última fecha de producción. Para la realización del mismo, se hizo necesaria la utilización de técnicas e instrumentos que aseguraron la completa definición del trabajo a realizar, incluyendo los costos y tiempos asociados, para demostrar la factibilidad económica del mismo.

3.5 TÉCNICAS E INSTRUMENTOS DE RECOLECCIÓN DE DATOS

Las técnicas que se utilizaron para la obtención de la data requerida en el desarrollo del proyecto de investigación fueron las siguientes:

- **Análisis Documental:** fue empleado para la compilación de la información de carácter técnica referida a los aspectos teóricos a desarrollar en el contenido de la investigación, basándose en la documentación bibliográfica.
- **Análisis de Contenido:** se utilizó para recaudar información puntualizada (datos y características) que se localizan dentro del contenido de informes, carpetas y reportes generados, tanto de actividades operacionales, como de bases de datos electrónicas.

- **Entrevista con el personal:** permitió obtener impresiones, experiencias, conocimientos de los ingenieros de yacimiento, geólogos y personal capacitado, para así responder a ciertas inquietudes que se presenten durante la investigación.

3.6 RECURSOS

Para hacer posible la realización de este proyecto de investigación, se dispuso de los siguientes recursos:

- **Recursos Humanos:** Para el desarrollo del trabajo de investigación se contó con la ayuda y colaboración del personal profesional que labora en la empresa Mixta PETRORITUPANO (ingenieros, geólogos, técnicos, etc.), necesarios para el desarrollo de la investigación, además del apoyo académico prestado por los profesores de la Universidad de Oriente, Núcleo de Monagas.
- **Recursos Bibliográficos:** Para llevar a cabo el estudio se contó con el apoyo bibliográfico necesario relacionado con el tema en estudio. Se utilizarán las carpetas de pozos, libros de reservas, informes técnicos y sumario mensual de producción pertenecientes a la empresa Mixta.
- **Recursos tecnológicos:** La empresa proporcionó apoyo tecnológico mediante el suministro de un computador personal provisto con Windows XP y Office 97, además del acceso a internet, a la base de datos Centinela, OFM, Autodesk DWG Viewer y la Intranet de la empresa.

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE RESULTADOS

4.1 VALIDACIÓN DE LA DISTRIBUCIÓN DE LOS FLUIDOS EN LOS YACIMIENTOS ASOCIADOS A LA UNIDAD DE EXPLOTACIÓN LU

Revisado y analizados los registros de rayos gamma y resistividad de los 28 pozos perforados en el campo Oritupano A desde el año 2006 hasta la actualidad (tabla 4.1), se logró definir la profundidad actual del contacto agua-petróleo en cada uno de los yacimientos que conforman las 14 arenas pertenecientes a la unidad de explotación LU del campo mencionado anteriormente.

Tabla 4.1 Pozos Perforados Campo Oritupano A (2006-2012)

AÑO	POZO	TIPO
2006	ORM-179	Horizontal
	ORM-180	Horizontal
	ORM-181	Dirigido
	ORM-182	Dirigido
	ORM-184	Horizontal
2007	ORM-185	Dirigido
	ORM-186	Dirigido
	ORM-187	Dirigido
	ORM-188	Horizontal
	ORM-189	Horizontal
2008	ORM-190	Dirigido
	ORM-191	Horizontal
	ORM-192	Horizontal
	ORM-193	Dirigido
	ORM-194	Dirigido
	ORM-195	Dirigido
	ORM-196	Dirigido
	ORM-197	Dirigido
2009	ORM-198	Dirigido
	ORM-202	Dirigido
	ORM-203	Dirigido
2010	ORM-204	Horizontal
	ORM-205	Dirigido
	ORM-208	Dirigido
	ORM-209	Dirigido
2011	ORM-210	Dirigido
	ORM-212	Dirigido
2012	ORM-213	Horizontal

Los mapas isópaco-estructurales actualizados de cada una de las arenas estudiadas pueden ser apreciados en el apéndice B.

La arena L1U, L está conformada por dos yacimientos oficiales, L1U, L ORM-59 y L1U, L ORM 54, cuyos contactos agua-petróleo originales están ubicados a 6375 y 6115 pie de profundidad respectivamente. Para el primer yacimiento el CAP fue definido a -6065 pies, por el pozo ORM-167 ST, lo que indicó un avance de 310 pies del acuífero asociado con respecto a su posición inicial. Sin embargo, para el yacimiento L1U, L ORM 54, se mantuvo el contacto a la profundidad original, por ser una zona poco drenada, sin pozos nuevos perforados que evidencien el avance del agua.

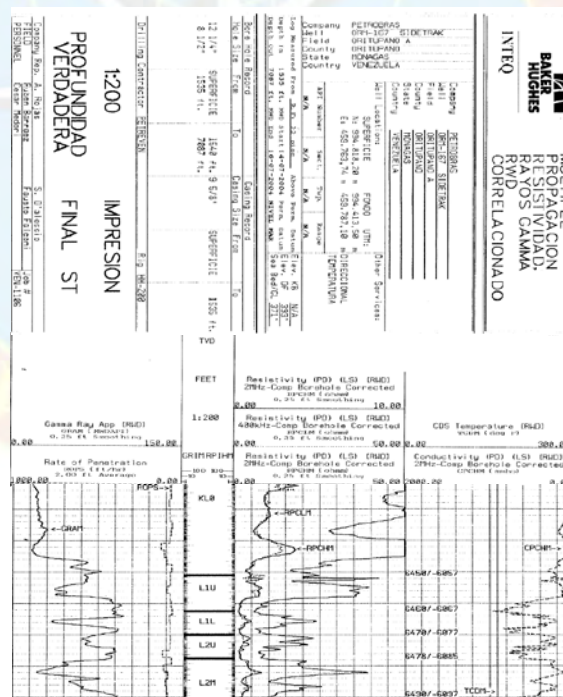


Figura 4.1 Sección del Registro TVD Pozo ORM-167 ST, Arena L1U, L

La figura 4.1 representa una sección del registro TVD de resistividad y rayos gamma, corrido en el pozo ORM-167 ST, por el cual fue definido el CAPA del

yacimiento L1U, L ORM-59, se aprecia que la curva de resistividad arroja valores menores a 5 ohm.m desde la base hasta el tope del lente inferior de la arena L1U, L, correlacionada en este caso como L1U, el lente superior, y L1L el lente inferior de la arena en cuestión. Según parámetros de corte del campo, si el fluido presenta valores de resistividad menores a 5 Ohm.m es considerado como agua, de lo contrario, el fluido es considerado hidrocarburo. (PDVSA-PETRORITUPANO, 2012)

Para el caso de la arena L2M, el contacto agua-petróleo del yacimiento L2M ORM 56 se encontraba originalmente a una profundidad de 6358 pie, luego de hacer la revisión de los registros de pozos, se definió el contacto actual del yacimiento, dividiendo este en dos zonas por su amplia extensión, cada una de ellas con contactos a profundidades diferentes. En la primera zona o “lado Este” el contacto fue marcado a una profundidad de 6030 pie definido por el pozo ORM-208, que reflejó la presencia de un claro contacto en el registro, variando 328 pies con respecto a la profundidad inicial, mientras que en el “lado Oeste” el contacto fue trazado a -6090 pie, posicionándose 268 pie por encima del contacto original, siendo el ORM-193 el pozo referencia para definir el CAPA ya que, al igual que el ORM-208 mostró presencia de contacto en el registro.

Los yacimientos L2L ORM 43, L3 ORM 33 y M1 ORM 40 pertenecientes a las arenas L2L, L3 y M1 respectivamente, además de los yacimientos P2,3 ORM-40, P2-R1 ORM-25, P2,3 ORM-161 y P2-R1 ORM-163 que forman parte de la arena P2,3, por ser yacimientos poco drenados, sin producción considerable de fluidos que causen un avance notorio del acuífero mantuvieron la posición del contacto a su profundidad original, como se muestra en la tabla 4.2. Adicionalmente la arena L3 tiene poca continuidad lateral hacia el lado este del yacimiento, por lo que no se pudo definir una variación de profundidad del contacto vista por registro.

La validación de la distribución de los fluidos en el yacimiento M2,3 ORM 36 se realizó siguiendo la misma metodología aplicada para el yacimiento L2M ORM 56, que por su amplia extensión fue dividido en dos zonas, en éste caso, para el “lado Este” del yacimiento el contacto agua-petróleo se definió a una profundidad de 6156 pie, mientras que, para el “lado Oeste” fue marcado el contacto a -6248 pie, variando 244 y 152 pie respectivamente, con respecto a su posición original. En el caso de esta arena, por no existir contactos reflejados en los registros eléctricos de los pozos perforados recientemente, el CAPA fue definido por producción de fluidos en ambos lados del yacimiento, luego de un estudio detallado de los pozos activos e inactivos completados en la misma.

Tabla 4.2 Profundidad del Contacto Agua-Petróleo, Arenas L2L, L3, M1 y P2,3

Arena	Yacimiento	Profundidad del contacto (pbnm)
L2L	L2L ORM 43	6380
L3	L3 ORM 33	6425
M1	M1 ORM 40	6331
P2,3	P2,3 ORM 40	6436
	P2-R1 ORM 25	6522
	P2,3 ORM 161	6320
	P2-R1 ORM 163	6348

El yacimiento N1,2 ORM 60 de la arena N1,2, se caracteriza por mostrar a nivel de registros eléctricos, contactos de agua marcados en 9 de los 28 pozos perforados durante los últimos 6 años. En la tabla 4.3 se hace una descripción más detallada, especificando nombre del pozo, año de perforación, ubicación y profundidad del contacto.

Se definió el contacto agua-petróleo actual en el yacimiento N1,2 ORM 60 a dos profundidades diferentes, una para el lado Este y una para el Oeste. Para el primer caso (lado este del yacimiento), se tomaron como referencia los pozos ORM-208 y ORM-213, perforados en los años 2010 y 2012 respectivamente, quienes mostraron el contacto a 6167 pie de profundidad, variando 320 pie con relación al contacto original (-6487 pie), mientras que para la zona Oeste del yacimiento el contacto fue definido a -6236 pie por el pozo ORM-210, perforado en el año 2010, por lo que la variación de profundidad en este caso fue de 251 pie con respecto al CAPO.

Tabla 4.3 Pozos Marcadores del Contacto Agua-Petróleo, Arena N1,2

Nombre del Pozo	Año de Perforación	Yacimiento	Ubicación	Profundidad del Contacto (pbnm)
ORM-193	2008	N1,2 ORM 60	Oeste	6220
ORM-197	2008	N1,2 ORM 60	Oeste	6266
ORM-203	2009	N1,2 ORM 60	Este	6163
ORM-204	2009	N1,2 ORM 60	Oeste	6250
ORM-205	2010	N1,2 ORM 60	Este	6290
ORM-208	2010	N1,2 ORM 60	Este	6167
ORM-209	2010	N1,2 ORM 60	Este	6111
ORM-210	2010	N1,2 ORM 60	Oeste	6236
ORM-213	2012	N1,2 ORM 60	Este	6167

En la arena O1, yacimiento O1 ORM 37 el contacto agua-petróleo original se encuentra a -6430 pie, debido a que el contacto actual no fue visualizado por registros de pozos nuevos, se procedió a definirlo por producción acumulada de los pozos completados en el yacimiento, en la base del pozo ORM-43 a -6389 pie. La variación en la profundidad del contacto es de 41 pie con respecto a su posición original.

Por su amplia extensión lateral el yacimiento R1,3 ORM 73 perteneciente a la arena R1,3, fue dividido en dos zonas (lado Este y lado Oeste). Para el caso del lado Este, el contacto actual fue definido a -6243 pie, profundidad a la cual aparece el

contacto en el pozo ORM-213 (Ver tabla 4.4), perforado en el año 2012, notándose un avance del contacto de 157 pie.

Para el lado Oeste del yacimiento R1,3 ORM 73 el contacto fue definido por producción de fluidos a -6340 pie, el avance del contacto fue de 10 pie aproximadamente.

Tabla 4.4 Pozos Marcadores del contacto Agua-Petróleo, Arena R1,3

Nombre del Pozo	Año de Perforación	Yacimiento	Ubicación	Profundidad del Contacto (pbnm)
ORM-186	2007	R 1,3 ORM 73	Este	6361
ORM-196	2008	R 1,3 ORM 73	Este	6301
ORM-203	2009	R 1,3 ORM 73	Este	6236
ORM-213	2012	R 1,3 ORM 73	Este	6243

El yacimiento R1,3 ORM 35 que también forma parte de la arena R1,3, presenta un CAPA definido por producción, en este caso de los pozos ORM-35, ORM-43 y ORM-174 a una profundidad aproximada de 6450 pie. Originalmente el contacto agua petróleo para este yacimiento se encontraba a una profundidad de 6581, por lo que el avance del agua fue de aproximadamente 131 pie.

La arena R4U, L tiene asociados 4 yacimientos, cada uno de ellos con contactos a profundidades diferentes. Según lo descrito en la tabla 4.5, el yacimiento que presentó mayor avance del agua fue el R4U, L ORM 94 con 120 pie de diferencia comparando la profundidad original del contacto con la profundidad definida para la actualidad. El avance fue definido por el pozo ORM-196, perforado en el año 2008, que mostró en registro una resistividad menor a 5 ohm.m en todo el intervalo perteneciente a la arena R4U, L.

Tabla 4.5 Avance del Contacto Agua-Petróleo, Arena R4U, L

Arena	Yacimiento	Profundidad CAPO (pbnm)	Profundidad CAPA (pbnm)	Avance
R4U, L	R4U, L ORM 32	6580	6500	80
	R4U, L ORM 28	6530	6530	0
	R4U, L ORM 94	6460	6340	120
	R4U, L ORM 126	6349	6292	57

En el caso del yacimiento R4U, L ORM 32 el contacto fue definido por producción a una profundidad de 6500 pie, mientras que para el R4U, L ORM 28 fue mantenido el CAPO por no existir pozos productores en esta zona ni pozos que mostraran contacto en registro.

El CAPA en el yacimiento R4U, L ORM 126 fue trazado a -6290 pie, por el pozo ORM-212, perforado en el año 2011, que como se describe en la tabla 4.6 refleja presencia de contacto al igual que los pozos ORM-205 y ORM-208.

Tabla 4.6 Pozos Marcadores del contacto Agua-Petróleo, Arena R4U, L, Yacimiento R4U, L ORM 126

Nombre del Pozo	Año de Perforación	Yacimiento	Profundidad del Contacto (pbnm)
ORM-205	2010	R4U, L ORM 126	6220
ORM-208	2010	R4U, L ORM 126	6276
ORM-212	2011	R4U, L ORM 126	6290

El modelo isópaco-estructural del yacimiento S3 ORM 27, perteneciente a la arena S3, no muestra contacto de agua original, el mismo está delimitado por un límite arbitrario, por ende, se realizó una reinterpretación del yacimiento. Por no contar con pozos buzamiento abajo con presencia del contacto para determina la profundidad del CAPO, se aplicó la regla del doble espesor, que consiste en doblar el espesor de la arena del pozo con petróleo mas bajo en la estructura para trazar a esa

profundidad un contacto estimado. Se trazó el contacto agua-petróleo original del yacimiento a una profundidad de 6720 pie, adicionalmente se sustituyó el límite arbitrario del lado oeste del yacimiento por una degradación de la arena representada en el mapa como límite de roca, esto último sujeto a cambio por resultado de perforaciones futuras de existir.

Para el yacimiento T ORM 25 en su zona este, el contacto agua-petróleo fue definido por el pozo ORM-210, perforado en el año 2010, en cuyos registros eléctricos se evidencia la presencia de agua en esta arena a una profundidad de 6485 pie, mientras que para la zona oeste de este mismo yacimiento, el CAPA fue definido a 6367 pies de profundidad, tomando como pozo indicador el ORM-208, pozo perforado en el año 2010. El contacto en esta arena avanzó 109 y 227 pie respectivamente con respecto a su profundidad original.

La profundidad del contacto agua petróleo actual en el yacimiento U1 ORM 62 resultó ser igual a la profundidad del CAPO. Para el yacimiento U1 ORM 46 el contacto fue marcado a -6500 pie, profundidad leída del registro del pozo ORM-204, que mostró presencia del contacto en la arena U1, para esta zona el avance del agua fue de 90 pie ya que el contacto originalmente se encontraba a -6590 pie de profundidad.

Para los yacimientos U1 ORM 117 y U1 ORM 187, pertenecientes a esta misma arena, el contacto se encuentra actualmente a profundidades de -6417 y -6530 pie respectivamente, dichos contactos fueron definidos por los pozos ORM-213 y ORM-187, siguiendo el orden anterior.

A continuación se muestra en la tabla 4.7 la profundidad del contacto original y la profundidad del contacto actual de cada uno de los yacimientos cuya distribución de fluidos fue validada por medio de registros eléctricos, cuyas imágenes se

encuentran en el apéndice A, adicionalmente se observan los pies de diferencia en la profundidad de estos contactos. Con los resultados asentados en esta tabla, se hace notorio que en los yacimientos L1U, L ORM 59, L2M ORM 56, M2,3 ORM 36 E, N1,2 ORM 60 y T ORM 25, el avance del agua ha sido mayor a 200 pies. Considerando entonces que el contacto agua-petróleo actual de estos yacimientos está posicionado muy cerca de su falla estructural, los mismos dejan de ser prospectivos para su explotación futura, ya que los pozos tienen altas posibilidades de iniciar su producción con cortes de agua mayores a 90%, lo que no resulta rentable. Caso contrario sucede en los yacimientos L1U, L ORM 54, L2L ORM 43, M1 ORM 40, P2,3 ORM 40, P2-R1 ORM 25, P2,3 ORM 161, P2,3 ORM 163, donde el CAPA resultó ser igual al CAPO, lo que quiere decir que el agua se encuentra en su posición original, debido a que son yacimientos con pocas reservas drenadas por su poca extensión, bajos espesores, variando estos de 5 a 12 pie en la mayoría de los casos y poca continuidad lateral, por consiguiente resultan prospectivos para trabajos de perforación, siempre y cuando sean sometidos a un estudio integrado de yacimientos más detallado.

Tabla 4.7 Variación de la Profundidad del Contacto Agua-Petróleo, en las Arenas Pertenecientes a la Unidad de Explotación LU

Arena	Yacimiento	Profundidad CAPO (pbmm)	Profundidad CAPA 2012 (pbmm)	Variación al CAPO (pbmm)
L1U, L	L1U, L ORM 59	6375	6065	310
	L1U, L ORM 54	6115	6115	0
L2M	L2M ORM 56 E	6358	6030	328
	L2M ORM 56 O	6358	6090	268
L2L	L2L ORM 43	6380	6380	0
L3	L3 ORM 33	6425	6425	0
M1	M1 ORM 40	6331	6331	0
M2,3	M2,3 ORM 36 E	6400	6156	244
	M2,3 ORM 36 O	6400	6248	152
N1,2	N1,2 ORM 43	6430	6430	0
	N1,2 ORM 60 E	6487	6167	320
	N1,2 ORM 60 O	6487	6236	251

Continuación Tabla 4.7 Variación de la Profundidad del Contacto Agua-Petróleo, en las Arenas Pertencientes a la Unidad de Explotación LU

Arena	Yacimiento	Profundidad CAPO (pbmm)	Profundidad CAPA 2012 (pbmm)	Variación al CAPO (pbmm)
O1	O1 ARM 37	6430	6389	41
P2,3	P2,3 ORM 40	6436	6436	0
	P2-R1 ORM 25	6522	6522	0
	P2,3 ORM 161	6320	6320	0
	P2-R1 ORM 163	6348	6348	0
R1,3	R1,3 ORM 35	6581	6450	131
	R1,3 ORM 73 E	6400	6243	157
	R1,3 ORM 73 O	6400	6390	10
R4U, L	R4U, L ORM 32	6580	6500	80
	R4U, L ORM 28	6530	6500	30
	R4U, L ORM 94	6460	6340	120
	R4U, L ORM 126	6349	6292	57
S3	S3 ORM 27	-	6720	-
T	T ORM 25 E	6594	6367	227
	T ORM 25 O	6594	6485	109
U1	U1 ORM 62	6672	6672	0
	U1 ORM 46	6590	6500	90
	U1 ORM 117	6568	6417	151
	U1 ORM 187	6578	6530	48

En el apéndice C se muestra el resultado del análisis comparativo entre la profundidad del tope y la base de las arenas cañoneadas en los pozos categoría 1, 2 y 3, con respecto a la profundidad del contacto agua-petróleo actual de los yacimientos asociados a cada una de las arenas de estos pozos. Se observa con esta comparación que existen pozos que aun cuentan con arenas posicionadas estructuralmente por encima del contacto, sin embargo, la mayoría de estos se encuentran activos, con producciones mayores a los 100 BNPD, por lo que no se les realizará trabajos de reacondicionamiento permanente, exceptuando los pozos ORM-143, ORM-147,

ORM-152, ORM-158, ORM-161, ORM-193 y ORM-195, que son pozos inactivos, los cuales muestran un máximo de 3 arenas por encima del contacto, para los 5 primeros pozos mencionados con anterioridad, luego de un estudio detallado de los sus registros eléctricos, se llegó a la conclusión de que no poseen arenas prospectivas remanentes y que los cañoneos realizados en las arenas que ya han producido, no tienen posibilidad de ser optimizados, por ende, dichos pozos no resultarían ser candidatos a trabajos de reacondicionamiento futuros, sin embargo estos pozos ORM-143, ORM-152 y ORO-161 podrían ser reactivados, drenando las reservas de petróleo de las arenas que aun se encuentran por encima del contacto agua-petróleo.

El único pozo que en esta primera fase resultó tener prospectividad para trabajo de reacondicionamiento es el pozo ORM-195, ya que de acuerdo a los contactos agua-petróleo actuales, aun se encuentra ubicada en zona de petróleo en dos de las 3 arenas cañoneadas, en este caso las arenas M2,3 y R1,3, por lo que resulta ser un candidato considerable para aplicar trabajo de RA/RC en estas dos arenas de la unidad en estudio, con la premisa de que el mismo producirá con alto RAP, de acuerdo al estado de saturación de agua de los yacimientos que serán cañoneados.

4.2 ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE PRODUCCIÓN DE LOS POZOS PERTENECIENTES A LA UNIDAD DE EXPLOTACIÓN LU

4.2.1 Comportamiento de Producción

En el área perteneciente al campo Oritupano A, han sido perforados 158 pozos, de este grupo, un total de 51 producen en conjunto de las arenas que van desde la L hasta la U, bajo el esquema de unidad de explotación. Se realizó la evaluación del comportamiento de estos 51 pozos, de acuerdo a la producción neta prolifera, el corte de agua y la categoría actual de cada uno de ellos, seleccionando los posibles candidatos a trabajos de reacondicionamiento.

De acuerdo a la base de datos Centinela, de donde se obtuvo la categoría actual de cada pozo, un total de 25 se encuentran operativos con categoría 1 y el resto están actualmente inactivos, variando de categoría entre 2 y 9 como se observa en la tabla 4.8.

Tabla 4.8 Categoría Centinela, Pozos Completados en la Unidad de Explotación

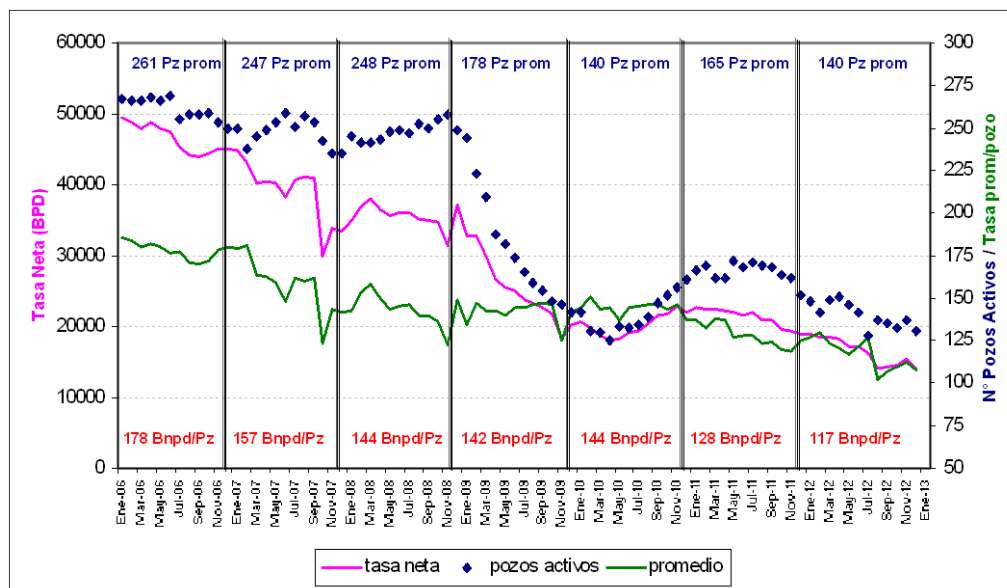
LU

Estado	Categoría	N° Pozos
Activos	1	25
Cerrados con producción inmediata	2	6
Cerrados por Razones econ.	3	8
Espera de abandono	5	11
Inyectores	8	0
Abandonados	9	1
	total pozos	51

Como se muestra en la gráfica 4.1, para el año 2012, la producción neta promedio por pozo fue de 117 BPD, por ende, para efectos de esta investigación, resultaron seleccionados los pozos con producciones netas menores a 100 barriles de petróleo por día, éste último, es un valor aproximado al resultado arrojado en la gráfica antes mencionada, tomando en consideración que pozos con tasas cercanas o mayores a los 100 BNPD, son considerados buenos productores y no requieren de trabajos de reacondicionamiento permanente.

El corte de agua no fue determinante en la selección, ya que, el esquema de explotación del campo se basa en producir con alto caudal bruto para obtener una producción neta considerable, estos valores de corte de agua generalmente resultan

superiores a 90%.



Gráfica 4.1 Producción Vs. Tiempo – Pozos Activos, Campo Oritupano A

De los 25 pozos que se encuentran activos actualmente, 7 resultaron seleccionados como posibles candidatos a trabajos futuros de RA/RC, siendo estos los mencionados a continuación: ORM-165, ORM-167, ORM-190, ORM-202, ORM-203, ORM-208 Y ORM-212, el resto de ellos fueron descartados, por tener producciones netas mayores a 100 BPPD. (Ver tabla 4.9)

Tabla 4.9 Selección Por Producción

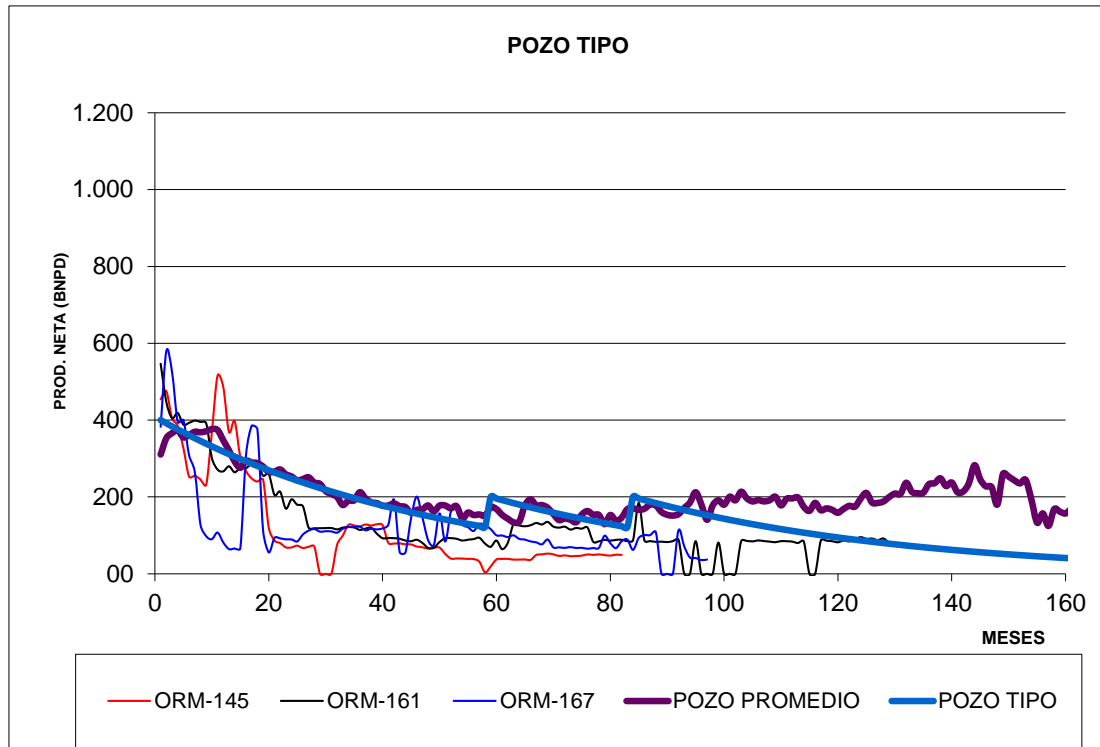
POZO	ESTADO	YACIMIENTO (LU)	CATEGORÍA	INICIO PRODUCCIÓN	FECHA	Qb (BFPD)	Qo (BPPD)	%AyS	Np en LU (Mbls)
ORM-163	ACTIVO	L2M ORM 56	1	01-09-01	01-09-12	2.068	208	90	551,5
		M2,3 ORM 36							
		M4							
		N1,2 ORM 60							
		P2-R1 ORM 163							
		R1,3 ORM 73							
		R4U,L ORM 126							
T ORM 25									
ORM-165	ACTIVO	U1 ORM 117	1	01-06-04	01-09-12	300	35	88	221,5
		L2M ORM 56							
		M2,3 ORM 36							
		N1,2 ORM 60							
		T ORM 25							

En la tabla anterior se muestran las condiciones de producción de 2 de los pozos activos, uno de ellos descartado y el otro seleccionado como posible candidato a RA/RC. El pozo que resultó descartado tiene un corte de agua de 90% pero mantiene una producción neta de 208 BPPD, que resulta alta comparada con el promedio del campo, lo que es productivo para la empresa, mientras que el pozo seleccionado produce también con alto corte de agua (88%) pero con una producción neta de 35 BPPD, valor cercano al límite económico fijado en el plan de desarrollo de la empresa.

Para el caso de los 26 pozos restantes que se encuentran inactivos para el momento, se tomaron en cuenta sólo aquellos de categoría 2 y 3, quedando automáticamente descartados los pozos con categorías 5 y 9, ya que son pozos sin arenas prospectivas o con problemas mecánicos considerados para abandono oficial o ya abandonados. Del grupo de pozos inactivos, fueron seleccionados los siguientes: ORM-118, ORM-143, ORM-145, ORM-147, ORM-152, ORM-158, ORM-161, ORM-168, ORM-187, ORM- 193, ORM-195, ORM-197.

En el apéndice D se pueden apreciar las condiciones de producción de cada uno de los pozos en estudio, incluyendo la selección y descarte de los mismos.

Luego de realizar la selección de los pozos, se graficó el pozo promedio y el pozo tipo de la unidad de explotación LU. El ORM-145, ORM-161 y ORM-167, representados en la gráfica 4.2, al igual que el resto de los pozos seleccionados anteriormente según sus condiciones de producción, resultaron estar por debajo de la tendencia definida por el pozo tipo, lo que significa que no cumplen realmente con la producción neta esperada para un pozo de la unidad, por tanto la selección anterior resultó ser efectiva.



Gráfica 4.2 Pozo Tipo de la Unidad de Explotación LU

A continuación se presenta un resumen de la revisión posterior de cada uno de los pozos seleccionados, donde se evaluaron los registros eléctricos y mapas isópaco-estructurales para definir la prospectividad de cada pozo, tanto en arenas de la UE LU, como en arenas superiores.

Los pozos ORM-118, ORM-145, ORM-152, ORM-161, ORM-165, ORM-168, ORM-187, ORM-193, ORM-197 y ORM-202, por ser pozos bajos estructuralmente o estar ubicados a pocos pies del contacto agua-petróleo, y presentar además baja resistividad según registros eléctricos en las arenas superiores a la UE LU, resultaron sin posibilidad futura de reacondicionamiento permanente, al igual que el pozo ORM-203 que a pesar de reflejar buena resistividad en las arenas superiores específicamente de la UH EF, fue descartado luego del estudio de sus pozos vecinos, debido a que pozos recientemente perforados reflejaron la presencia

de agua en estas arenas. Es importante resaltar que en 3 de los pozos del grupo mencionado anteriormente, las arenas de la UE LU ya fueron aisladas, siendo estos cañoneados en otros intervalos, estos 3 pozos son los siguientes, ORM-118, ORM-145 y ORM-202.

En el caso de los pozos ORM-158, ORM-190, ORM-208 y ORM-212 si se encontró prospectividad en intervalos superiores, cada uno de ellos será descrito de manera individual.

ORM-158: Pozo inactivo de categoría 3, ubicado en zona de agua en arenas de la unidad de explotación LU, según mapa. El pozo está posicionado estructuralmente lejos del contacto agua-petróleo en arenas de la UH EF, en las que también muestra buena resistividad en registros eléctricos, por lo que resultan prospectivas las arenas E2, E3, F4 y F8 como objetivos principales para trabajo de reacondicionamiento permanente.

ORM-190: Activo en las arenas de LU, con arenas remanentes, específicamente: A8, A9, E2, E3 y H1,2 que muestran alta resistividad en registro, sin embargo el pozo requiere un ensayo individual de las arenas completadas de la UE LU, por lo que no puede ser intervenido hasta tanto no sea realizado dicho ensayo.

ORM-208: Actualmente se encuentra activo, este pozo tiene prospectividad en A8, ya que muestra buena resistividad en registro y buena posición estructural según mapas. En arenas de la unidad hidráulica EF el pozo también muestra condiciones favorables a nivel de registro y mapas para un posible RA/RC, específicamente en: E2, F1,3, F4 y F5,6.

ORM-212: Pozo activo, en el que se observa buena resistividad en las siguientes arenas: E2, F4 e I3L, las dos primeras forman parte de la UH EF, y la

última de ellas se produce de manera individual, a nivel de mapas el pozo se encuentra bien posicionado en la estructura, alejándose del contacto de agua en las arenas mencionadas, por ende resultan ser prospectivas para trabajos de RA/RC futuros.

En resumen, según la posición estructural y resultado de registros eléctricos de todos los pozos seleccionados exceptuando el ORM-195, las arenas de la unidad de explotación LU no son prospectivas para trabajos futuros de reacondicionamiento permanentes, ya que dichos pozos se encuentran en su mayoría en zona de agua, según mapas isópaco-estructurales actualizados de las arenas que conforman la unidad, y de no ser así, muestran en registros valores bajos de resistividad evidenciando presencia de agua en estas arenas.

El pozo ORM-195 muestra buena resistividad en dos de las arenas en las que se encuentra cañoneado actualmente, por lo que se revisó la posibilidad de optimizar los cañoneos actuales, esperando mejorar la producción del mismo, de lo que se obtuvo que, el número de pies cañoneados en las arenas M2,3 y R1,3 pueden ser incrementados. Resultando entonces hasta esta fase de la revisión ser un buen candidato para trabajo de reacondicionamiento permanente.

4.2.2 Discretización de Producción por Arena

Para realizar la discretización de la producción, mediante el método de capacidad de flujo fue necesario determinar las propiedades de las rocas, tales como arcillosidad, volumen poroso, saturación de agua y permeabilidad, estos parámetros fueron calculados de forma individual para cada arena cañoneada, en los 51 pozos productores de la unidad de explotación en estudio.

La tabla 4.10 muestra los resultados obtenidos en el pozo ORM-142 que contaba con todos los registros eléctricos necesarios, de donde se obtuvieron los datos mínimos requeridos para llevar a cabo los cálculos petrofísicos.

Tabla 4.10 Datos Petrofísicos (Pozo ORM-142)

Pozo	Arenas En Produccion	Vsh (%)	Porosidad	Rt (ohm.m)	Sw (%)	K (Md)
ORM-142	L1U, L	2%	20%	8	72%	472
	L2M	6%	27%	30	25%	1609
	M2,3	10%	23%	41	26%	828
		3%	22%	29	35%	681
	N1,2	2%	21%	26	38%	574
	R1,3	6%	23%	100	18%	804
		5%	22%	16	40%	623
		0%	26%	60	21%	1231
	T	3%	22%	110	20%	650
	U1	3%	22%	275	15%	650

Tabla 4.11 Clasificación de la Permeabilidad

Clasificación De La Permeabilidad "K" (Md)
K<15 Pobre
15≤K≤50 Moderada
50≤K≤250 Buena
250≤K≤1000 Muy Buena
K>1000 Excelente

Fuente: Trabajo de Grado (2009) “Discretización de la producción acumulada por estrato en los pozos productores de la unidad hidráulica EF del campo Oritupano A, unidad Oritupano-Leona”

Es importante mencionar que la permeabilidad calculada en los yacimientos estudiados es excelente, según la clasificación mostrada en la tabla 4.11. Sin

embargo, se pudo demostrar que en la zona Oeste de los mismos el valor de permeabilidad es menor al calculado en la zona Este, encontrándose el primero por el orden de 1150 Md, mientras que para el lado Este, el promedio fue de 1570 Md, los valores obtenidos de cada una de las propiedades petrofísicas y de discretización de fluidos se encuentran en el apéndice E.

Adicionalmente se calcularon los espesores de arena cañoneada por pozo, en profundidad MD, estos espesores resultaron ser variables, como se puede observar en la tabla 4.12, donde también se hace notorio el hecho de que algunas arenas fueron cañoneadas en varios intervalos.

Tabla 4.12 Espesor de Arena Cañoneado (Pozo ORM-142)

POZO	CAMPO	YACIMIENTO	ARENAS CAÑONEADAS	TOPE DEL CAÑONEO MD (pbnm)	BASE DEL CAÑONEO MD (pbnm)	ESPESOR CAÑONEADO (pies)
ORM-142	ORITUPANO A	L1U, L	L1U, L	6434	6440	6
		L2M ORM 56	L2M	6448	6456	8
		M2,3 ORM 36	M2,3	6502	6524	22
				6540	6550	10
		N1,2 ORM 60	N1,2	6566	6572	6
		R1,3 ORM 73	R1,3	6636	6660	24
				6675	6682	7
				6688	6702	14
		T ORM 25	T	6824	6840	16
U1 ORM 117	U1	6860	6870	10		

En la tabla 4.13 presentada a continuación, se muestran los resultados de la discretización de producción, tomando como referencia el pozo ORM-142, siendo la R1,3, la arena con mayor porcentaje de petróleo producido con 40%, para acumular un total de 473 Mbls, mientras que con un 3% y un total de 33 Mbls acumulados fue en este caso la arena L1U, L la de menor aporte. Los resultados mostrados en esta tabla indican que, el acumulado de producción de cada arena es proporcional a su capacidad de flujo.

Tabla 4.13 Discretización de Producción Por Arena (Pozo ORM-142)

Pozo	Arenas en Producción	Espesor Cañoneado (Ft)	Permeabilidad (Md)	Kxh	TOTAL	% Producido	Produccion Neta Acumulada (Mbls)	Prod. Neta Acumulada Por Arena (Mbls)
ORM-142	L1U, L	6	858	2833,5	101970,8	3%	1180,1	32,8
	L2M	8	2921	12868,7		13%		148,9
	M2,3	22	1504	18217,6		18%		210,8
		10	1236	6805,6		7%		78,8
	N1,2	6	1042	3441,9		3%		39,8
	R1,3	24	1461	19304,8		19%		223,4
		7	1131	4360,6		4%		50,5
		14	2236	17234,4		17%		199,5
	T	16	1181	10402,2		10%		120,4
	U1	10	1181	6501,4		6%		75,2

De acuerdo a los resultados obtenidos, la R1,3 ha sido la arena con mayor aporte de petróleo, con un total de 5,77 MMbbls aproximadamente, seguida de las arenas L2M, U1 y M2,3 con 5,29, 4,39, 4,21 MMbbls de petróleo respectivamente, mientras que la arena con menor producción acumulada resultó ser la S4, con tan sólo 351 barriles aproximados.

Como se menciona a lo largo de este trabajo, los niveles estructurales pertenecientes a la unidad de explotación en estudio, pueden estar asociados a diferentes yacimientos, por lo que se calculó el acumulado de producción correspondiente a cada uno de éstos. Los yacimientos N1,2 ORM 60, R1,3 ORM 73 y T ORM 25 resultaron tener reservas remanentes negativas, en este caso de -619, -279 y -753 Mbls respectivamente, lo que quiere decir que su producción fue mayor a las reservas recuperables asociadas a estos yacimientos en el libro oficial de reservas, donde fue subestimado el valor real de las mismas, por ende estas reservas deben ser recalculadas, de manera que se cuantifiquen las reservas reales de cada uno de ellos y eliminar valores de reservas negativas en los libros oficiales.

Los yacimientos L3 ORM 33, M1 ORM 40, P2,3 ORM 40, R4U, L ORM 28 y S3 ORM 27, a pesar de ser prospectivos según lo descrito en la primera fase de este trabajo de investigación, debido a que en la mayoría de ellos el contacto agua-petróleo se mantiene posicionado estructuralmente a su profundidad original, resultaron con reservas cercanas o menores a 300 Mbls, luego de realizar la discretización de producción, adicionalmente el porcentaje de aporte total de petróleo de cada uno de ellos, en la mayoría de los pozos donde han sido cañoneados, es menor al 10 %.

Con respecto a M2,3 ORM 36, U1 ORM 46 y U1 ORM 117, son yacimientos que aún poseen reservas remanentes cercanas o mayores al millón de barriles de petróleo, sin embargo, estos yacimientos han sido cañoneados en la mayoría de los pozos que producen en conjunto de las arenas de la UE LU, por su gran capacidad de aporte de fluidos, por lo que en los mapas isópaco estructurales mostrados en el apéndice B, al cual se hace referencia con anterioridad, se pueden observar un gran número de pozos activos, que se encuentran drenando dichas reservas actualmente.

Los yacimientos R4U, L ORM 28, P2,3 ORM 40, L3 ORM 33, S3 ORM 27, M1 ORM 40, P2-R1 ORM 25, a pesar de ser prospectivos según lo descrito en la primera fase de este trabajo de investigación, debido a que en la mayoría de ellos el contacto agua-petróleo se mantiene posicionado estructuralmente a su profundidad original, luego de realizar la discretización de producción resultaron con reservas cercanas o menores a 300 Mbls, básicamente por ser yacimientos de limitada extensión y poco desarrollo de espesor de arena, por lo que se consideran poco prospectivos.

El caso del yacimiento L2M ORM 60, es un caso particular, ya que este aun cuenta con 2,9 MMBls aproximadamente de petróleo remanente según los resultados obtenidos en esta fase de la investigación, sin embargo, en los mapas isópaco-

estructurales actualizados, se puede apreciar que este yacimiento, no es prospectivo para trabajos futuros, por el gran avance que ha tenido el acuífero, lo que indica que posiblemente las reservas oficiales de este yacimiento estén sobreestimadas; adicionalmente, según un registro de prueba de presión realizado en uno de los últimos pozos perforados en el campo, el mismo tiene baja presión.

Existen yacimientos que poseen producción asociada, sin embargo no son oficiales, por ende no cuentan con datos cargados en el libro oficial de reservas, como es el caso de L1U, L ORM 54, M4, P1, P2,3 ORM 161, P2-R1 ORM 163, P2,3 ORM 125, R4U, L ORM 94, R4U, L ORM 126, S4 y U1 ORM 187. Debido a las condiciones mencionadas anteriormente, no se logró conocer el valor de reservas remanentes de estos yacimientos, por lo que se hace necesario el cálculo de las reservas originales asociadas a cada uno de ellos y su posterior sometimiento ante el Ministerio del Poder Popular de Petróleo y Minería por parte de la empresa mixta PETRORITUPANO S.A.

Con respecto a M2,3 ORM 36, R1,3 ORM 35, U1 ORM 46 y U1 ORM 117, son yacimientos que aun poseen reservas remanentes cercanas o mayores al millón de barriles de petróleo y son prospectivos a nivel de mapas, por lo que serían horizontes considerables para trabajos RA/RC, ya que adicionalmente son yacimientos con gran capacidad de aporte de fluidos, según los resultados obtenidos en la discretización de producción realizada, los mismos han sido cañoneados en la mayoría de los pozos que producen en conjunto de las arenas de la UE LU, por lo que en los mapas isópaco estructurales mostrados en el apéndice B, al cual se hace referencia con anterioridad, se pueden observar un gran número de pozos activos, que se encuentran drenando las reservas remanentes asociadas a estos yacimientos.

En relación al grupo de yacimientos conformados por O1 ORM 37, L2L ORM 43 y R4U, L ORM 32, se consideran poco prospectivos por tener bajos

espesores de arena neta, sin embargo cuentan con reservas remanentes superiores al millón de barriles, por lo que se propone hacer una revisión del modelo estático de cada uno de ellos, ya que al estar ubicados hacia la zona Oeste del campo, sus reservas podrían ser drenadas en monocapa o en conjunto, a bajas tasas de producción neta debido a su baja capacidad de flujo, tal como lo indica el cálculo de $K \times h$.

En la tabla 4.14 se presentan los resultados finales de la discretización de producción por arena y por yacimiento, adicionando los acumulados de producción de los pozos completados en monocapa a la obtenida con el estudio de los pozos completados en conjunto. Según los resultados obtenidos, un total de 29 MMBls de petróleo han sido drenados de los yacimientos asociados a la unidad de explotación LU.

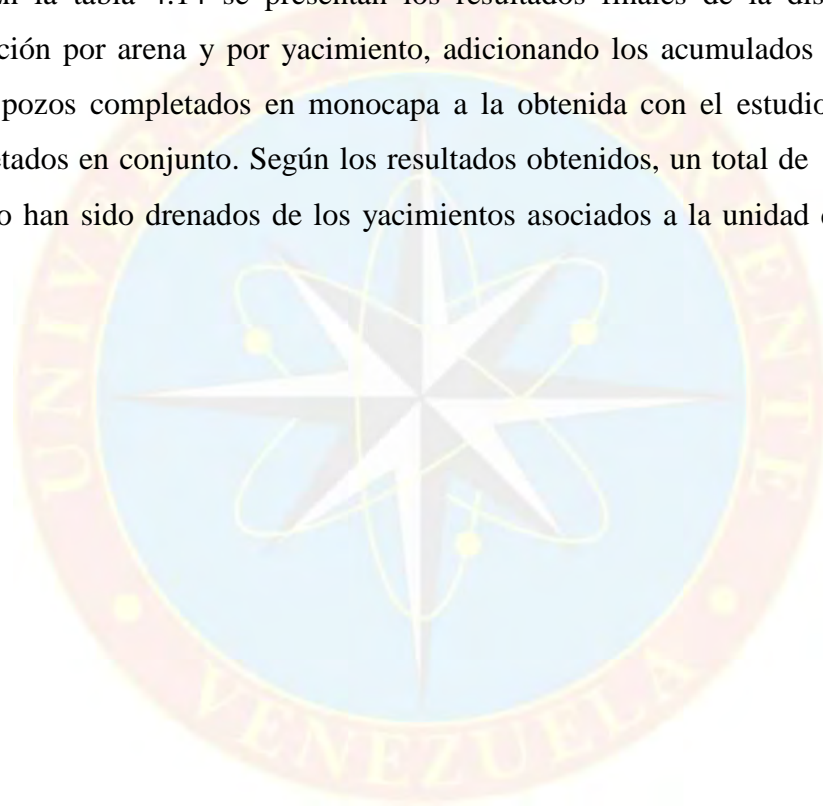
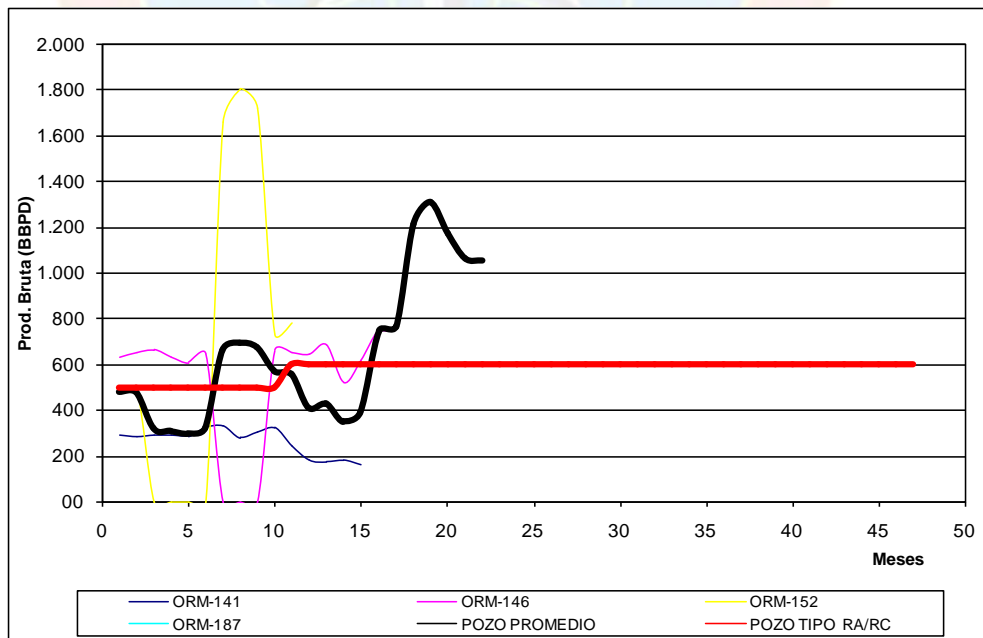


Tabla 4.14 Producción Acumulada Por Arena

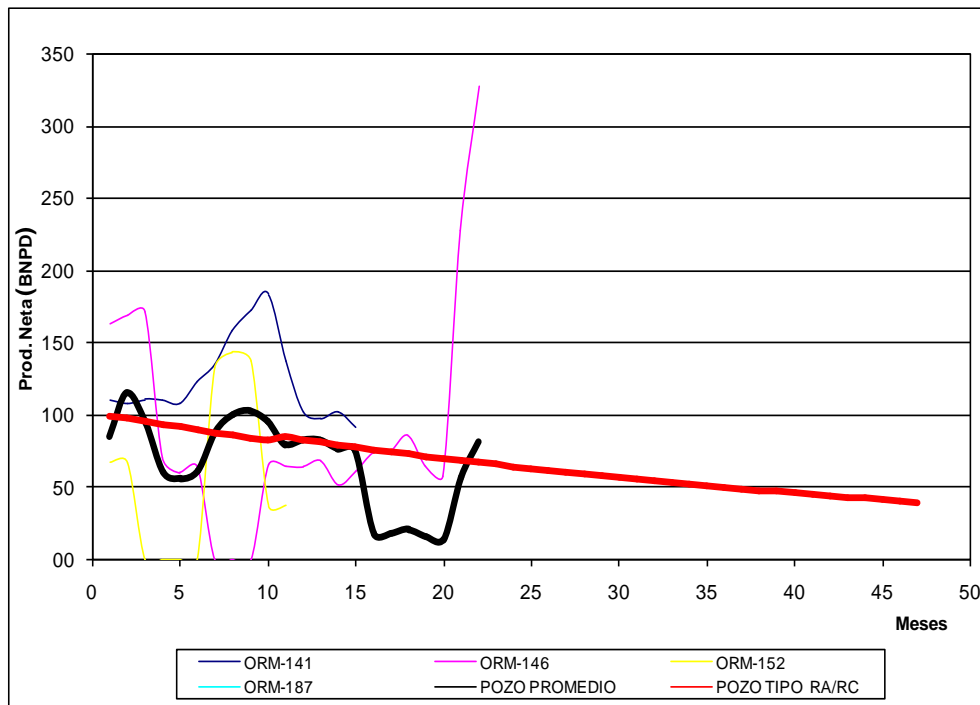
Arena	Np (MBbls)	Yacimiento	Np (MBbls)	Reservas Originales (MBbls)	Reservas Remanentes (MBbls)	Comentario
T	1,740081718	T ORM 25	1740	987	-753	Revisar modelo estático
N1,2	2,482543452	N1,2 ORM 60	2483	1864	-619	Sin prospectos remanentes
R1,3	5,775608536	R1,3 ORM 73	4951	4672	-279	Revisar modelo estático
R4U,L	0,764298455	R4U, L ORM 28	113	135	22	Pocas reservas remanentes
P2,3	0,643071019	P2,3 ORM 40	25	122	97	Pocas reservas remanentes
L3,4	0,986525307	L3 ORM 33	987	1172	185	Pocas reservas remanentes
S3	0,140301554	S3 ORM 27	140	351	211	Pocas reservas remanentes
M1	0,142288855	M1 ORM 40	142	455	313	Pocas reservas remanentes
P2,3	0,643071019	P2-R1 ORM 25	386	706	320	Pocas reservas remanentes
L1U,L	0,36916952	L1U, L ORM 59	313	763	450	Pocas reservas remanentes
R1,3	5,775608536	R1,3 ORM 35	825	1749	924	Prospectiva a nivel de mapas
M2,3	4,21093443	M2,3 ORM 36	4211	5157	946	Prospectiva a nivel de mapas
U1	4,388478932	U1 ORM 46	1815	2827	1.012	Prospectiva a nivel de mapas
U1	4,388478932	U1 ORM 117	2505	4077	1.572	Prospectiva a nivel de mapas
O1	0,236441803	O1 ORM 37	236	1559	1.322	Poco prospectiva por bajo espesores de arena neta. Revisar modelo estático
L2L	1,397041228	L2L ORM 43	1397	3370	1.973	Poco prospectiva por bajo espesores de arena neta. Revisar modelo estático
R4U,L	0,764298455	R4U, L ORM 32	310	2350	2.040	Poco prospectiva por bajo espesores de arena neta. Revisar modelo estático
L2M	5,285407366	L2M ORM 56	5285	8188	2.903	Baja Presión - Sin prospectividad a nivel de mapas
L1U,L	0,36916952	L1U, L ORM 54	57	sin datos oficiales	-	-
M4	0,448218439	M4	448	sin datos oficiales	-	-
P1	0,323132337	P1	323	sin datos oficiales	-	-
P2,3	0,643071019	P2,3 ORM 161	37	sin datos oficiales	-	-
P2,3	0,643071019	P2-R1 ORM 163	133	sin datos oficiales	-	-
P2,3	0,643071019	P2,3 ORM 125 (SERIE 100)	62	sin datos oficiales	-	-
R4U,L	0,764298455	R4U, L ORM 94	128	sin datos oficiales	-	-
R4U,L	0,764298455	R4U, L ORM 126	213	sin datos oficiales	-	-
S4	0,000350716	S4	0	sin datos oficiales	-	-
U1	4,388478932	U1 ORM 187	69	sin datos oficiales	-	-

4.3 ANÁLISIS DE LOS TRABAJOS DE RA/RC RECIENTES (2006-2011), EN POZOS CON RESULTADOS DE PRODUCCIÓN NO EXITOSOS

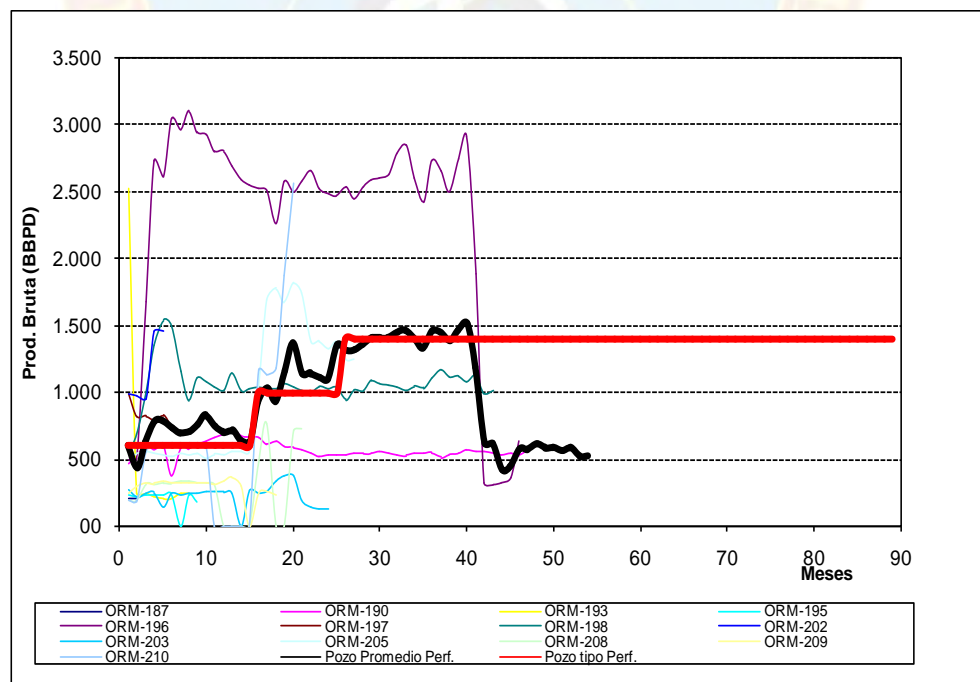
En vista de los resultados negativos obtenidos en los trabajos de perforación, al igual que en los trabajos de RA/RC realizados en el campo Oritupano A, a partir del año 2006, específicamente los orientados a las arenas pertenecientes a la unidad de explotación LU, se realizó un nuevo pozo tipo para la unidad, utilizando los datos de producción de los pozos trabajados en el periodo de tiempo comprendido entre los años 2006 y 2011, debido a que, de utilizar el pozo tipo elaborado para el Plan de Negocios Original, que incluye datos de producción de pozos más viejos, cuyos resultados superaron lo esperado, se estaría sobreestimando el comportamiento de producción de los pozos recientes. Con los pozos tipo tanto de perforación como de RA/RC (2006-2011) se definió la producción neta, bruta y el acumulado de producción de petróleo esperado para un pozo de la unidad en estudio, de acuerdo a la realidad actual del campo, como se puede observar en las gráficas 4.3, 4.4, 4.5 y 4.6.



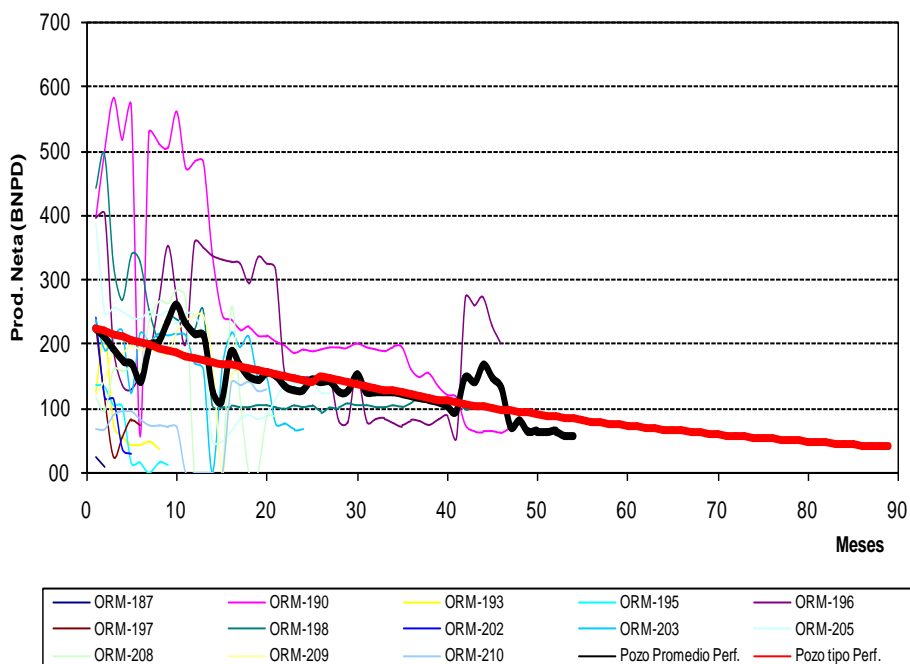
Gráfica 4.3 Pronóstico de Producción Bruta – Pozo Tipo RA/RC



Gráfica 4.4 Pronóstico de Producción Neta – Pozo Tipo RA/RC



Gráfica 4.5 Pronóstico de Producción Bruta – Pozo Tipo Perforación



Gráfica 4.6 Pronóstico de Producción Neta – Pozo Tipo Perforación

En el Plan de Desarrollo 2012 de la empresa se plantean pozos tipo de perforación y RA/RC (Apéndice F), al igual que se hace en esta investigación, reflejando discrepancias en ambos casos. En relación al pozo tipo de perforación la variación en los resultados no fue tan significativa en comparación a la variación entre los pozos tipo de RA/RC. (Ver tablas 4.15 y 4.16)

Tabla 4.15 Resultados del Pronóstico de Producción del Proyecto de Investigación Vs. Resultados del Plan de Desarrollo Original y 2012 Petroritupano

	Pozo Tipo Perforación			
	Bruta (BBPD)	Neta (BNPD)	%AyS	Np (MBIs)
Revisión Actual	600	225	63	300
Plan de Desarrollo 2012	600	300	50	329
Plan de Desarrollo Original	450	446	1	628

Tabla 4.16 Resultados del Pronóstico de Producción del Proyecto de Investigación Vs. Resultados del Plan de Desarrollo Original y 2012 Petroritupano

	Pozo Tipo RA/RC			
	Bruta (BBPD)	Neta (BNPD)	%AyS	Np (MBIs)
Revisión Actual	500	100	80	110
Plan de Desarrollo 2012	550	180	67	194
Plan de Desarrollo Original	250	248	1	519

Se puede notar que en caso del pozo tipo de RA/RC del Plan de Negocios de la empresa, se espera que los pozos trabajados inicien con una producción bruta de 550 BBPD, un porcentaje de agua y sedimentos de 67%, acumulando un total de 195 MBIs de petróleo, mientras que según los resultados obtenidos en esta investigación se espera una producción inicial por pozo de 500 BBPD, 80% AyS con una producción acumulada final de petróleo de 110 MBIs, aumentando un 13% aproximadamente del corte inicial de agua, que acarrea la disminución de un aproximado de 85 MBIs de petróleo, estos últimos resultados se ajustan de manera más eficiente al comportamiento actual del campo. La variación obtenida se debe al uso de diferentes pozos para efectos de realización de los cálculos y elaboración de las gráficas.

Con respecto al comportamiento de los pozos con trabajos de RA/RC recientes, según el Plan de Negocios, los cuatro (4) pozos trabajos presentaron resultados por debajo de lo estimado, un 0% de éxito, como se observa en la tabla 4.17. Tomando en cuenta el pozo tipo actualizado, tres (3) de los cuatro (4) se mantuvieron por debajo de la tendencia, lo que representa un 25% de éxito, siendo estos los mencionados a continuación: ORM-146, ORM-152 y ORM-187 de los cuales se hizo un estudio, analizando las causas de estos resultados.

Tabla 4.17 Datos de Producción de Pozos con Trabajos de RA/RC

Proyecto de RA/RC	Pozo	Fecha	Prod. Bruta Inicial (BBPD)	Prod. Neta Inicial (BNPD)	Np (MBbls)	Wp (MBbls)
ORIA- LU	ORM-187*	ago-08	500	0	0	6
	ORM-146	nov-10	629	164	24	138
	ORM-141	nov-10	292	111	18	24
	ORM-152	may-11	488	68	2	15
Promedio			477	86		
Producción Esperada			550	180		

ORM-146: El trabajo de RA/RC realizado en este pozo tuvo como objetivo cementar las arenas que se encontraban abiertas a producción originalmente (L2M, L3,4, M2,3, N1,2, R1,3, R4U, L, T y U1), y recañonear sólo las arenas L2M, M2,3 y N1,2 del grupo antes mencionado, la producción bruta que tiene el pozo posterior al trabajo realizado promedia 800 barriles aproximadamente, con una producción neta que no ha superado los 70 barriles, manteniendo un corte de agua de 95 %, notándose una disminución considerable con las tasas de producción que el pozo tenía antes de la intervención, este comportamiento posiblemente haya sido a causa del cierre de arenas con alto porcentaje de aporte, como R1,3, R4U, L, T y U que según los resultados obtenidos en la discretización de producción realizada, aportaban en conjunto un 60 % del petróleo total producido.

ORM-152: Pozo sin problemas a nivel de yacimientos, luego del trabajo de reacondicionamiento inició su producción con alto caudal bruto, y alto corte de agua, sin embargo su tasa neta fue mayor a 100 barriles de petróleo por día. Los problemas presentados en el pozo son a nivel de superficie, específicamente problemas de generación de energía para la bomba.

ORM-187: Según mapas isópaco-estructurales actualizados, el pozo se encuentra en zona de agua en las 3 arenas cañoneadas, siendo estas M2,3 y N1,2, y

R1,3, lo que justifica los resultados de las pruebas de producción realizadas al pozo el 28 de Mayo del año 2012, donde se mantuvo un corte de agua de 100%, luego del último trabajo de RA/RC. El agua producida no proviene de acuíferos de arenas superiores o inferiores, ya que el pozo posee buen cemento, descartando canalización detrás del revestidor.

Para visualizar de mejor manera el comportamiento del campo, adicional al análisis realizado a los pozos de RA/RC, se estudiaron también los pozos perforados en el periodo de tiempo que va desde el año 2006 al 2011, que hayan arrojado resultados negativos, determinando de igual manera las posibles causas de los mismos.

Del total de pozos perforados en el período estudiado, según el Plan de Negocios Original, dieciséis (16) de los veintiún (21) pozos presentaron resultados por debajo de lo estimado, un 24% de éxito. Tomando en cuenta el pozo tipo actualizado, seis (6) pozos aún presentaron tasas iniciales por debajo de lo esperado, tal como se muestra anteriormente en la gráfica 4.6, donde se puede observar que los ORM-187, ORM-193, ORM-195, ORM-208, ORM-209 y ORM-210 iniciaron su producción con tasas menores a la del pozo tipo, mientras que los pozos ORM-197, ORM-198, ORM-202, ORM-203, ORM-205, a pesar de tener inicialmente altas tasas producción se mantuvieron, posterior a su inicio, por debajo de la tendencia, a pesar de esto, un grupo de los pozos mencionados con anterioridad, producen más de 100 barriles netos actualmente o se mantienen muy cercanos a ese valor, por lo que no serán considerados para el estudio a detalle que se realizará a los pozos ORM-195, ORM-197, ORM-202, ORM-203 y ORM-208, con el que se pretendió identificar las posibles causas de los resultados no satisfactorios.

ORM-195: Pozo completado en las arenas M2,3, R1,3 y U1, esta última se encuentra 26 pies por debajo del contacto agua petróleo, según los mapas isópaco-

estructurales actualizados, es decir, se encuentra en la zona de agua, además la arena R1,3 según los registros de cemento del pozo, muestra problemas de cementación, lo que podría acarrear canalización detrás del revestidor, la producción de altos caudales de agua podría estar asociada a estas dos condiciones.

ORM-197: Inicialmente este pozo a nivel estructural se encontraba en la zona de petróleo en las arenas cañoneadas, reportando una producción de 227 BNPD, sin embargo por razones asociadas a su completación original, presentó problemas de arenamiento, conllevando esto a una posterior intervención, al momento del arranque, el pozo arrojó alto corte de agua, la posible causa de este comportamiento podría ser que por efecto de drenaje de la zona, debido a la producción de los pozos vecinos que continuaron operativos, el contacto agua-petróleo actual se ubicó a una profundidad menor, razón por la cual 3 de las 5 arenas cañoneadas quedaron en zona de agua.

ORM-202: Este pozo se encuentra ubicado estructuralmente cerca de rampa de agua, variando esta distancia entre 300 y 400 metros en fondo según la arena, de tal modo que el pozo se ve afectado por el avance lateral y frontal del agua, lo que causa la rápida irrupción de la misma.

ORM-203: Pozo con buenas propiedades petrofísicas en las arenas cañoneadas, presentó problemas de nivel de fluido por bajo aporte del yacimiento, esto podría deberse a que por tener bajo corte de agua inicialmente y ser un fluido de 12 °API, no contaba con la energía suficiente para moverse por sí mismo, razón por la cual, el aporte del yacimiento no aseguraba una buena sumergencia de la bomba que garantizara una producción estable. Al aumentar el corte de agua del pozo, el nivel del pozo también lo hizo. Actualmente el pozo tiene baja producción bruta por lo que se recomienda aplicar mejora extractiva.

ORM-208: Pozo con buena producción inicial, se detuvo por espera de bomba,

estuvo inactivo durante 4 meses, al momento de reiniciar su producción lo hizo con alto %AyS, al verse afectado por el avance del contacto agua-petróleo, debido al drenaje por producción de pozos vecinos, encontrándose para el momento de su reactivación en la zona de agua de las arenas completadas.

En general los resultados obtenidos en los trabajos realizados, que tienen como objetivo las arenas de la unidad de explotación LU desde el año 2006, no han sido satisfactorios. Los pozos de esta unidad presentan en casi todos los casos una rápida irrupción del agua, dicha característica puede ser atribuida al hecho de que posiblemente los yacimientos asociados a esta unidad que originalmente fueron hidrófilos, tengan en la actualidad una humectabilidad mixta de la roca, que a su vez tiene buenas propiedades petrofísicas, según los cálculos realizados en el objetivo 2 de esta investigación, ya que, “Es probable que el petróleo haya migrado hacia la zona originalmente mojable por agua y modifique desde allí la mojabilidad en las superficies de contacto. Durante la producción, el agua va ocupando el centro de los espacios porosos más grandes, pero sin entrar en contacto con el agua connata, dejando un intermedio de hidrocarburo adherido por la mojabilidad preferente hacia el petróleo. La permeabilidad relativa al petróleo (K_{ro}) disminuye rápidamente ya que los trayectos más permeables se inundan con agua”, sin embargo no se cuenta con una muestra de núcleo de roca reciente, con la que se pueda confirmar esta teoría. (NAVA, J. 2009)

El esquema de explotación del campo se basa en producir los pozos con altos caudales brutos, y alto corte de agua, para obtener una producción neta petrolífera considerable, sin embargo, es notable, según los datos de producción de algunos de los pozos nuevos, como es el caso, del pozo ORM-209, entre otros, que la tasa de producción bruta no supera los 300 barriles; esto puede deberse al hecho de que a partir del año 2006, el número de arenas cañoneadas por pozo ha sido menor con respecto a los años anteriores, obteniéndose menor aporte de fluidos. Esta condición

podría ser evaluada por pozo, planteándose mejoras extractivas de ser requeridas y aplicables para cada caso.

4.4 ESTABLECIMIENTO DE LAS PROPUESTAS PARA LOS TRABAJOS DE REACONDICIONAMIENTO EN LA UNIDAD DE EXPLOTACIÓN LU

Posterior al estudio detallado de yacimiento donde se evaluaron las condiciones de producción, características litológicas y estructurales, de 51 pozos completados en las arenas comprendidas desde la L1U, L hasta la U1, que pertenecen a la unidad de explotación LU, se determinó que el único pozo que muestra condiciones favorables para realizar un trabajo de reacondicionamiento permanente que tenga como objetivo las arenas de esta unidad es el ORM-195, optimizando los cañoneos de las tres (3) arenas completadas originalmente en el pozo. A continuación se presenta la propuesta técnica del trabajo que se plantea realizar en dicho pozo.

4.4.1 Objetivo de la Intervención: Se plantea cementar las arenas M2,3, R1,3 y U1. Recañonear las arenas M2,3, R1,3 y U1, optimizando los cañoneos y empacar en conjunto dichas arenas. Completar con equipo de bombeo electrosumergible, esperando una producción de 500 BBPD, 100 BPPD, 80% AyS

De las arenas propuestas para el trabajo de reacondicionamiento y recompletación se muestran a continuación los registros eléctricos y mapas isópaco-estructurales, en los que se observa claramente que el pozo se encuentra ubicado en una zona poco drenada del yacimiento, que a su vez cuenta con buenas propiedades petrofísicas, por ende, se puede evidenciar de forma gráfica la prospectividad técnica de cada una de ellas. (Ver figuras 4.2, 4.3, 4.4, 4.5, 4.6 y 4.7)

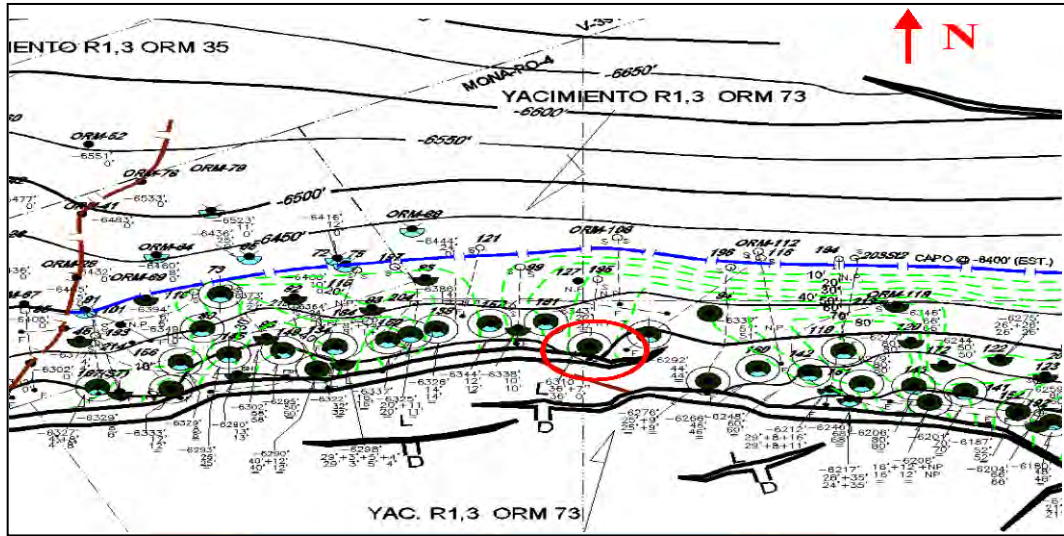


Figura 4.4 Sección de Mapa Isópaco-Estructural (Arena R1,3)

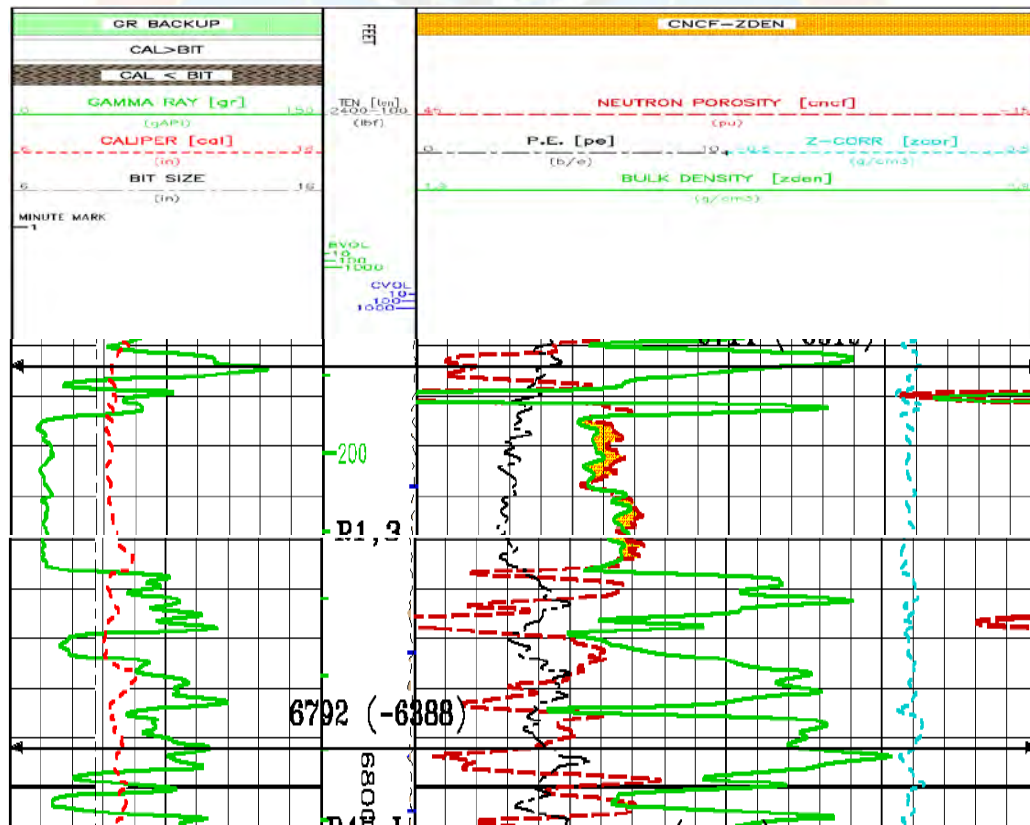


Figura 4.5 Sección de Registro Eléctrico pozo ORM-195 (Arena R1,3)

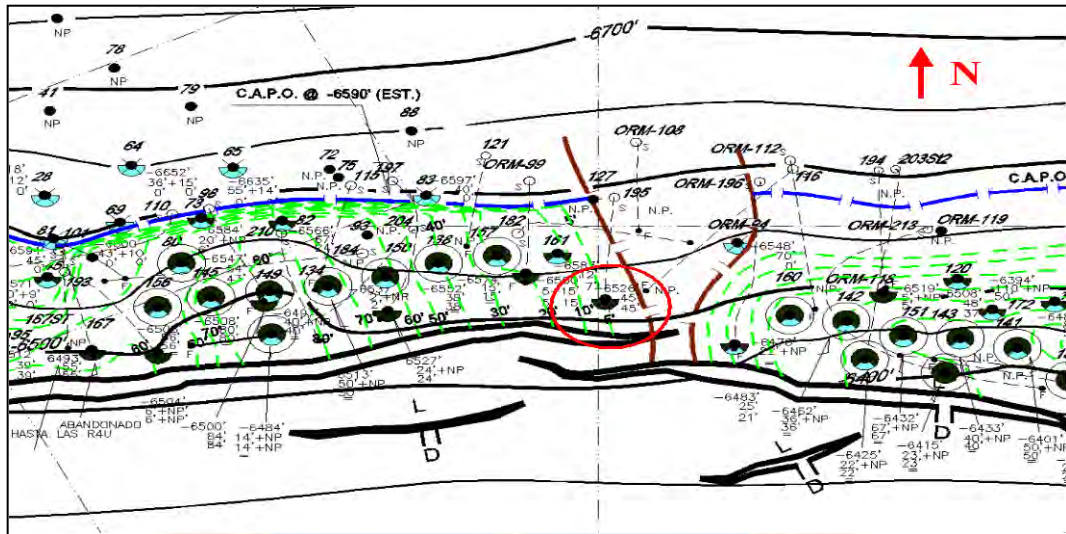


Figura 4.6 Sección de Mapa Isópaco-Estructural (Arena U1)

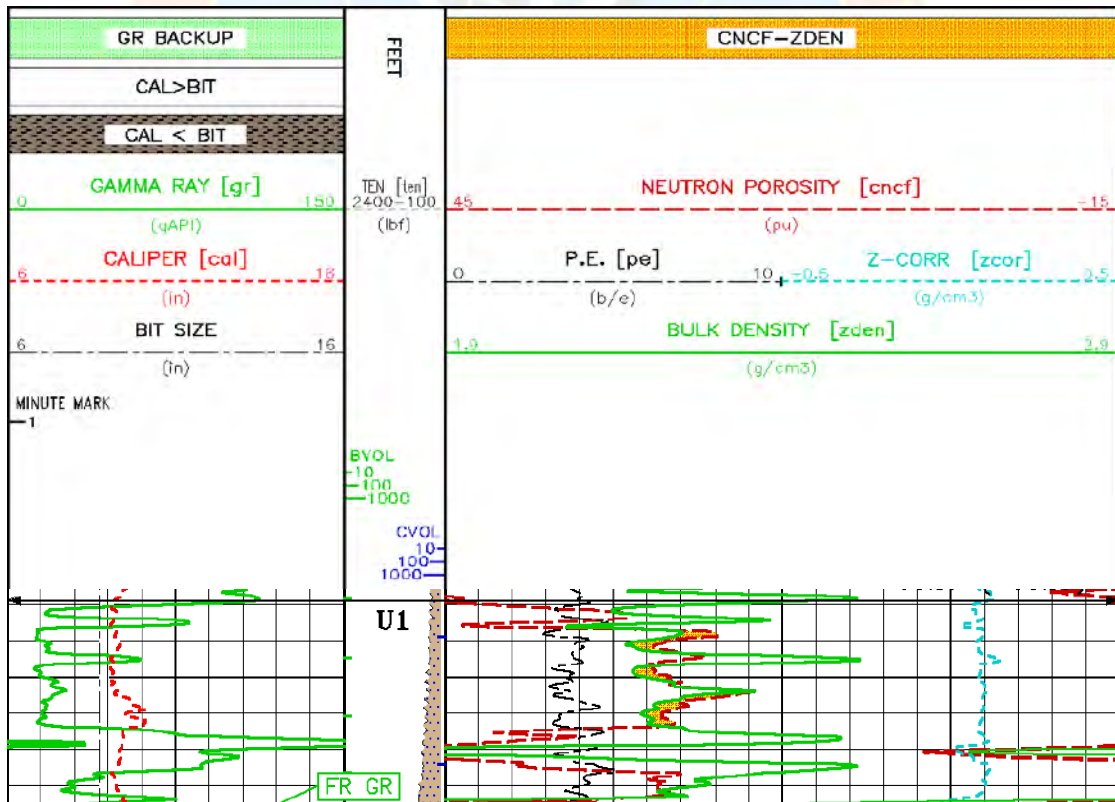


Figura 4.7 Sección de Registro Eléctrico pozo ORM-195 (Arena U1)

4.4.3 Diagramas Mecánicos: En las figuras 4.8 y 4.9 se muestran los diagramas de completación tanto actual como propuesto del pozo ORM-195. Se puede apreciar que el espesor de los cañoneos en la arena M2,3 y R1,3 fueron incrementados en 4 y 8 pies respectivamente, en el diagrama propuesto, mientras que para la arena U1 se mantuvo sólo el intervalo inferior del los cañoneos originales.

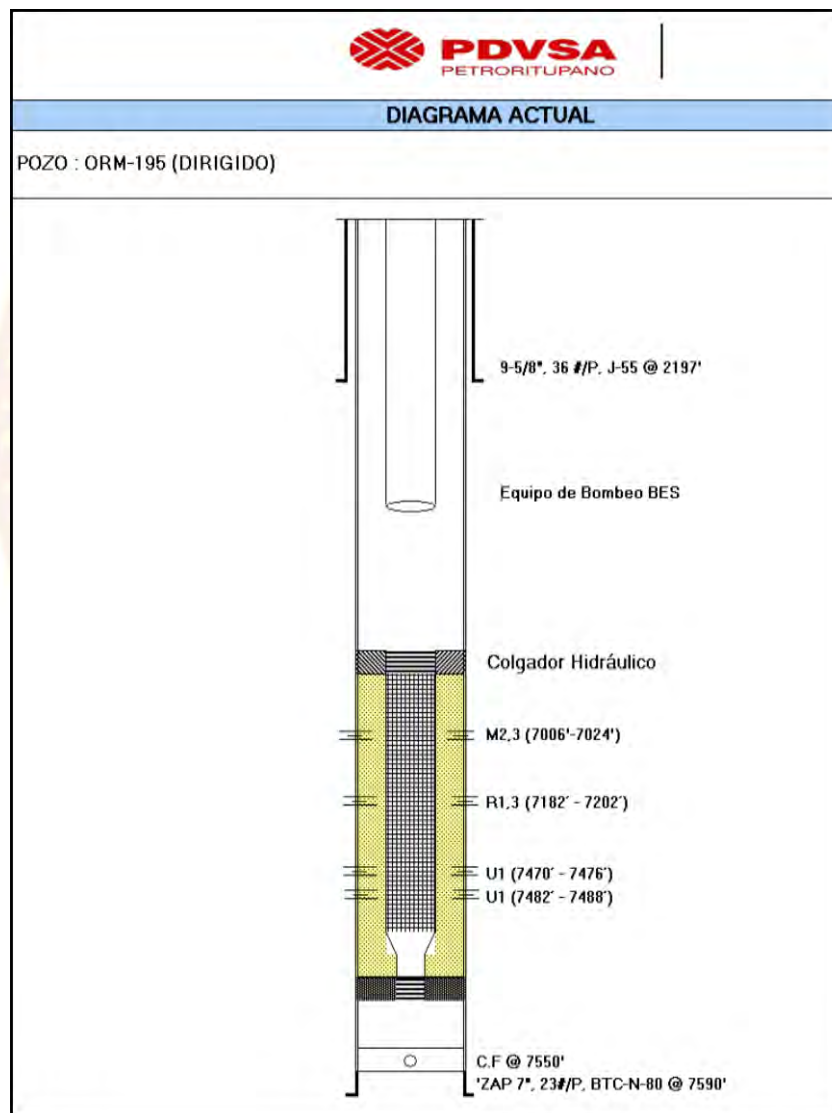


Figura 4.8 Diagrama Mecánico Actual del Pozo ORM-195

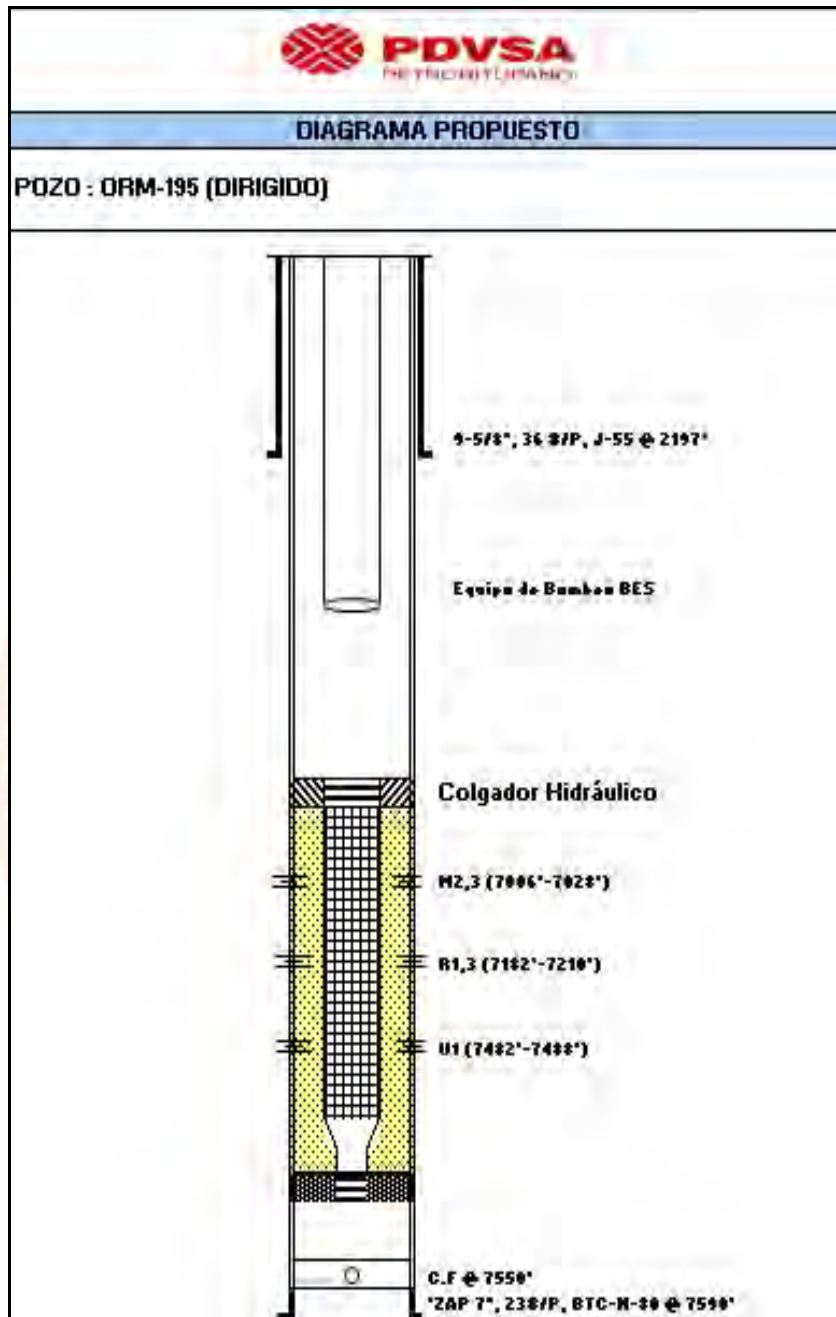


Figura 4.9 Diagrama Mecánico Propuesto del Pozo ORM-195

4.5 DETERMINACIÓN DE LA RENTABILIDAD ECONÓMICA DE LA PROPUESTA PLANTEADA

4.5.1 Costos Estimados

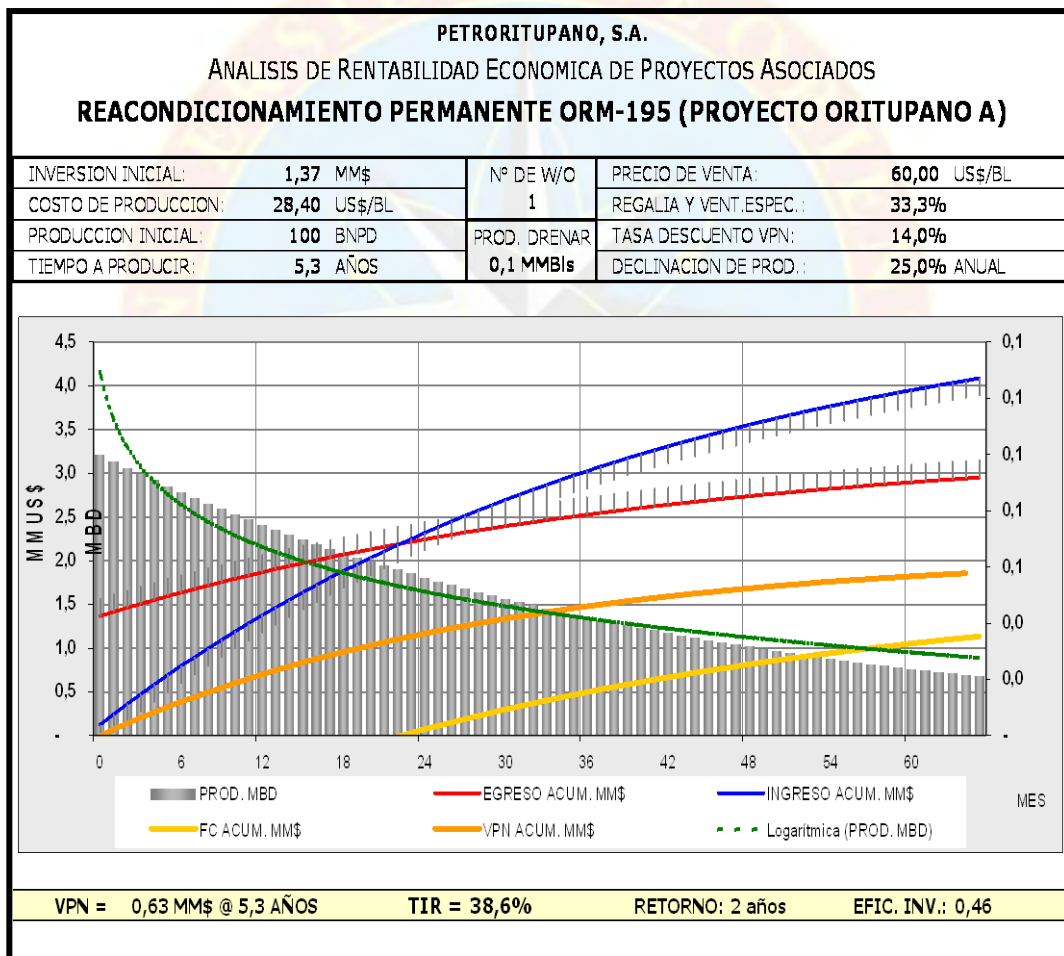
De acuerdo al estimado de costos realizado que incluye materiales y servicios, la intervención del pozo ORM-195 que consiste en cementar y recañonar las arenas que actualmente se encuentran completadas en este pozo, tendrá un costo total asociado de 1,37 MMUS\$ aproximadamente, como se muestra en la figura 4.10.

COMPLETACION, Materiales y Servicios				
Materiales Intangibles/ Servicios y Contratos:		Estimado Original:	Revision No.	Variacion:
Centro de Costo	Descripción	Dolares (\$)	Dolares (\$)	Dolares (\$)
	TALADRO + DTM	685.092		
	TUBING Y ACCESORIOS	7.311		
	SERVICIO DE EMPAQUE	36.127,91		
	EQUIPO DE EMPAQUE (COMPLETACIÓN SELECTIVA)	251.389		0,00
	HERRAMIENTAS DE ENSAYO	65371,2907		0,00
	LOCALIZACION	2.000,00		0,00
	ALQUILER DE HERRAMIENTAS	18.554,00		0,00
	SERVICIO DE CABLE (REGISTRO DE INTEGRIDAD DE REVESTIDOR)	0		0,00
	CEMENTACIÓN	56.713,02		
	SERVICIO DE PESCA (HERRAMIENTAS PARA VIAJES DE CALIBRE)	22.160,00		0,00
	SERVICIOS VARIOS	1.140		0,00
	VACCUM-MONTACARGAS	193.910		0,00
	OTROS	24.863,18		0,00
	GUAYA FINA	0		0,00
	SUPERVISIÓN/ASESORIA	9.993,00		
	SEGUIMIENTO DE PROYECTO	1.000,00		
	CONTROL AMBIENTAL	1.000,00		
	TARJETA DE COMISARIATO	3.500,00		
	SERVIDUMBRE	7000		0,00
	Total Materiales Intangibles Completación:	1.367.124,14	0,00	0,00

Figura 4.10 Costos de Operación Pozo ORM-195

4.5.2 Evaluación Económica

En la gráfica 4.7 se aprecian una serie de curvas que representan los indicadores económicos mediante los cuales se determinó la rentabilidad del trabajo propuesto, de igual manera, se puede visualizar la serie de datos de entrada requeridos para generar esta gráfica.



**Gráfica 4.7 Rentabilidad Económica de la Propuesta de RA/RC del Pozo
ORM-195**

En el pozo ORM-195 se espera una producción acumulada de 100 MBls de petróleo, con una Inversión estimada 1,37 MMUS\$, costos operativos de 28,40 US\$/Bl y un precio de venta de 60 US\$/Bl. Las reservas reportadas anteriormente equivalen a la producción asociada a la Unidad de Explotación LU, objetivo del trabajo, teniendo como límite un horizonte de 20 años, tiempo de vigencia del contrato suscrito por la empresa mixta. El valor presente neto (VPN) corresponde al valor de “hoy” de un determinado Flujo de Caja futuro de dinero, descontado a una tasa dada, incluyendo el egreso inicial. El VPN descontado al 12% de 0,63 MMUS\$ corresponde al valor presente del Flujo de Caja antes mencionado. Con respecto a la rentabilidad expresada en la Tasa Interna de Retorno, es la tasa de descuento a la cual el Valor Actual Neto del flujo de caja se hace cero. Para este caso el valor de TIR es de 38,6%. El tiempo de repago de 2 años, significa el tiempo de endeudamiento a causa de la ejecución de la actividad, o el tiempo en que el flujo de caja acumulado se hace cero.

Con lo antes descrito se deja claro que de arrojar los resultados esperados, el trabajo de reacondicionamiento permanente propuesto para el pozo ORM-195 sería económicamente rentable.

CAPÍTULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- En el campo Oritupano A, unidad de explotación LU, no existen objetivos remanentes para trabajos futuros de perforación y/o reacondicionamiento permanente.
- El yacimiento L2M ORM 56, mostró el mayor avance del acuífero, con una diferencia en la posición del contacto agua-petróleo actual de 328 pie, con respecto al contacto original.
- El yacimiento R1,3 ORM 73, en el 51% de los pozos estudiados resultó tener la mayor capacidad de aporte de fluidos entre todos los yacimientos asociados a la unidad de explotación LU, con un valor aproximado del 30% por pozo.
- La unidad de explotación LU, cuenta con reservas remanentes de 1,43 MMbls de petróleo aproximadamente.
- El aumento brusco del corte de agua es el causante de los trabajos fallidos de perforación y reacondicionamiento permanente.
- El ORM-195 es el único pozo propuesto para trabajo de RA/RC.
- El trabajo de reacondicionamiento permanente propuesto para el pozo ORM-195 es económicamente rentable, con una tasa interna de retorno de 38,6% y un tiempo de pago de la inversión de 2 años.

5.2 RECOMENDACIONES

- Elaborar mapas isópaco-estructurales de las arenas M4, P1 y S4
- Recalcular las reservas de petróleo de los yacimientos N1,2 ORM 60, R1,3 ORM 73 y T ORM 25, y someter posteriormente ante el Ministerio del Poder Popular de Energía y Minería.
- Tomar muestra de núcleo de los yacimientos asociados a la unidad de explotación LU y estudiar la humectabilidad actual de los mismos.
- Reactivar los pozos ORM-143, ORM-152 y ORM-161 que se encuentran completados en las arenas de la unidad de explotación LU.
- Analizar la factibilidad de realizar cambio de método de levantamiento o mejora extractiva a los pozos ORM-167 ST, ORM-193, ORM 203, ORM-209 y ORM-212.
- Continuar drenando las reservas remanentes de los yacimientos de la unidad de Explotación LU con los pozos operativos actualmente.
- No considerar trabajos futuros de perforación o reacondicionamiento permanente que tengan como objetivo principal las arenas de la unidad de explotación LU.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

ARIAS, F. (2006) **“EL PROYECTO DE INVESTIGACIÓN”** (5ª ed) Caracas: Episteme, C.A.

CANELÓN, L. (2006) **“FACTIBILIDAD TÉCNICO ECONÓMICA DE EXPLOTACIÓN DEL ÁREA 600/700 DE LA UNIDAD ORITUPANO LEONA”**. Trabajo de Grado. Universidad de oriente, Núcleo Monagas.

NAVA, J. (2009). Libro en línea. Consultado el 6 de Enero de 2013 en: [<http://ingenieria-de-yacimientos.lacomunidadpetrolera.com/2009/01/fundamentos-de-la-mojabilidad.html>]

FERNÁNDEZ, J. (2009) **“DISCRETIZACIÓN DE LA PRODUCCIÓN ACUMULADA POR ESTRATO DE LA UNIDAD HIDRÁULICA EF DEL CAMPO ORITUPANO”**. Trabajo de Grado. Universidad Nacional Experimental Politécnica de la Fuerza Armada, Núcleo Anzoátegui.

PDVSA-PETRORITUPANO. (2012) **“PLAN DE NEGOCIOS 2012-2025”** Trabajo interno aportado por la empresa.

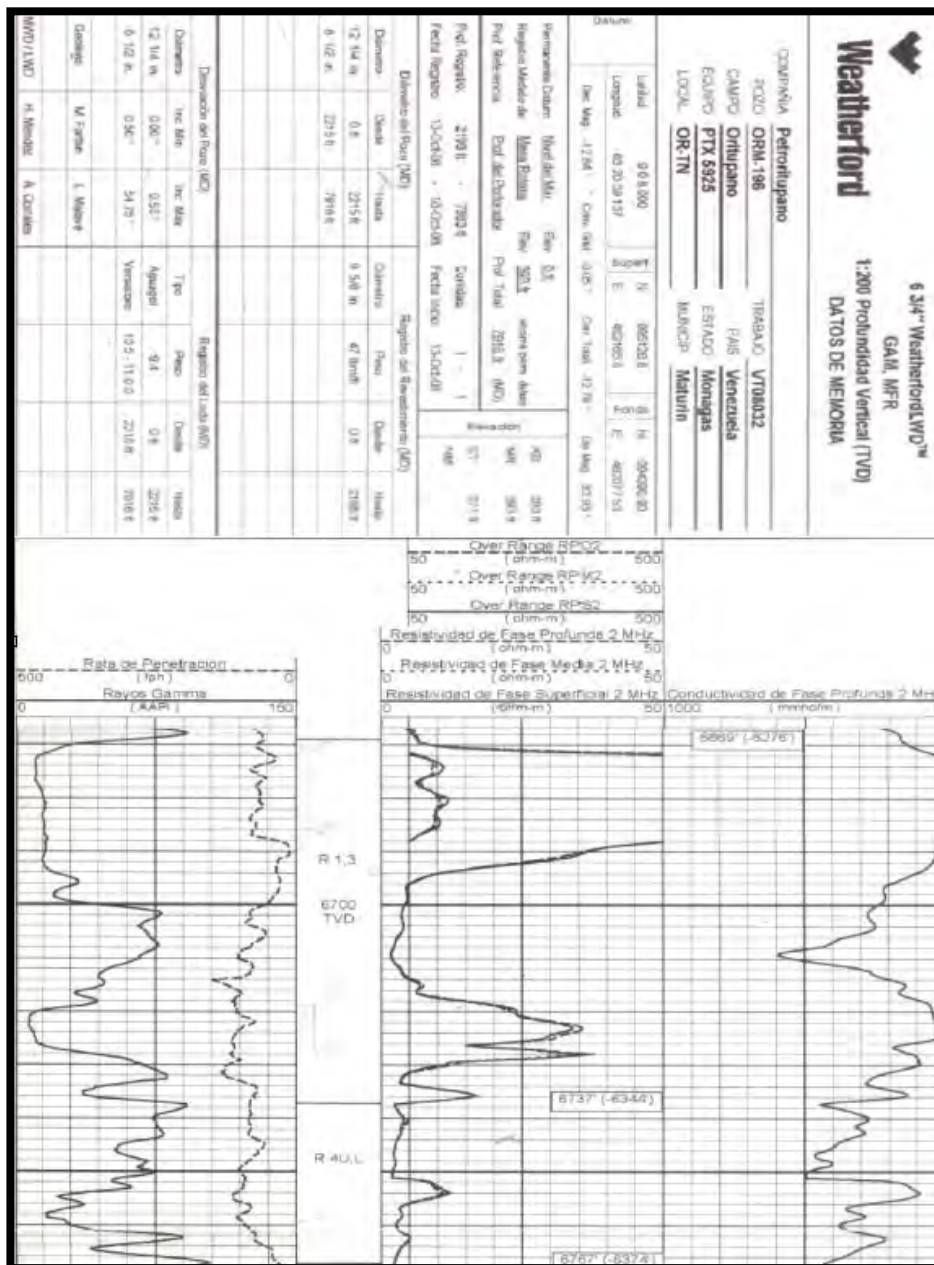
PÉREZ, R. (2009). Libro en línea. Consultado el 22 de septiembre de 2012 en: [<http://industriapetrolera.lacomunidadpetrolera.com/2009/05/reacondicionamiento-de-pozos-petroleros.html>]



APÉNDICES

Apéndice A

Registros Electricos



**Figura A.5 Segmento del Registro
TVD del Pozo ORM-196,
Arenas R1,3 y R4U, L.**

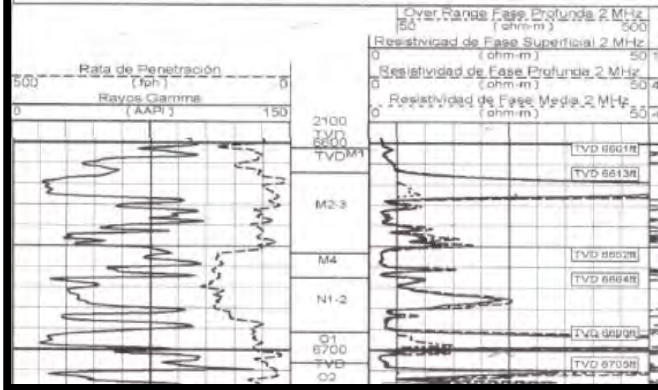


Figura A.6 Segmento del Registro TVD del Pozo ORM-197 ST, Arena N1,2.

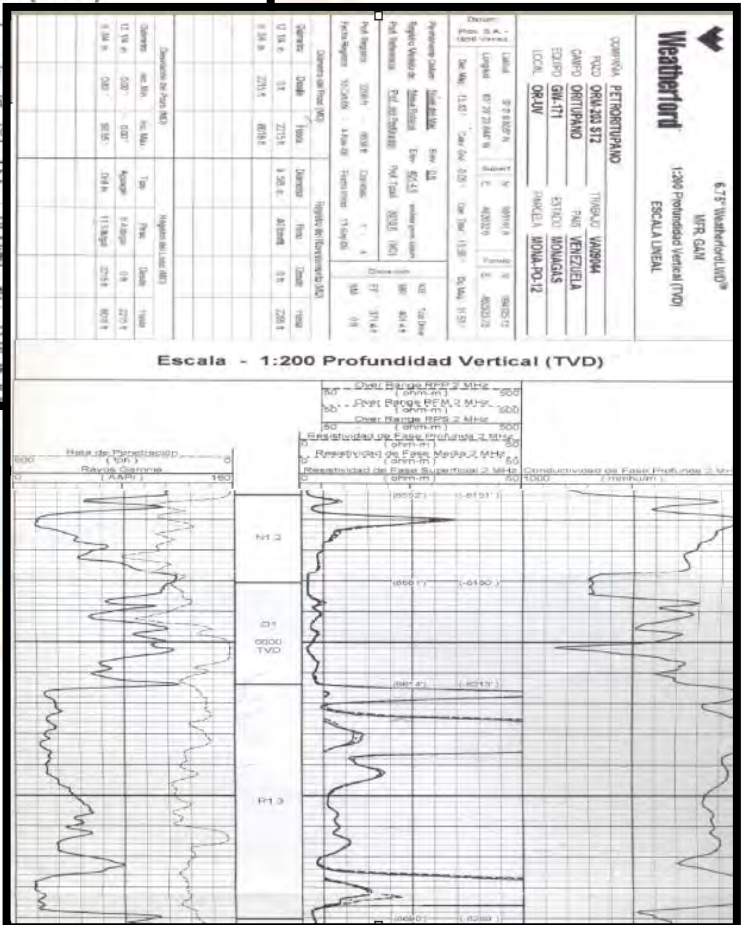


Figura A.7 Segmento del Registro TVD del Pozo ORM-203 ST, Arenas N1,2 y R1,3.

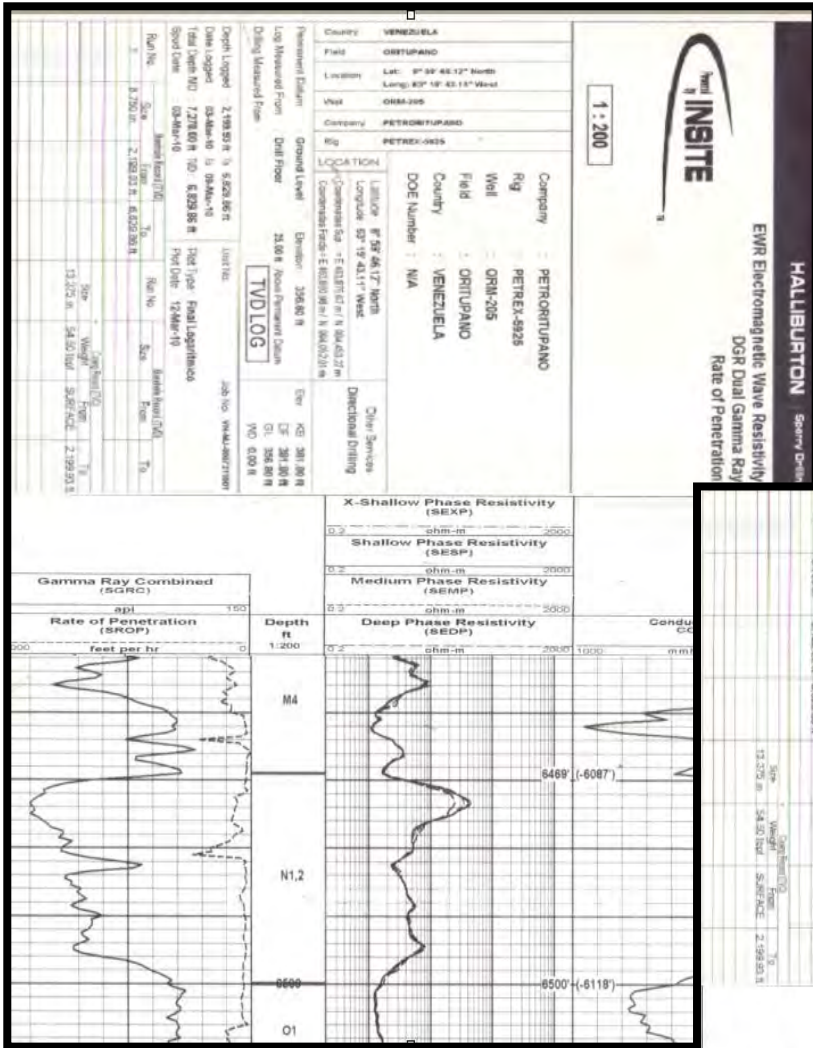


Figura A.10 Segmento del Registro TVD del Pozo ORM-205, Arena N1,2.

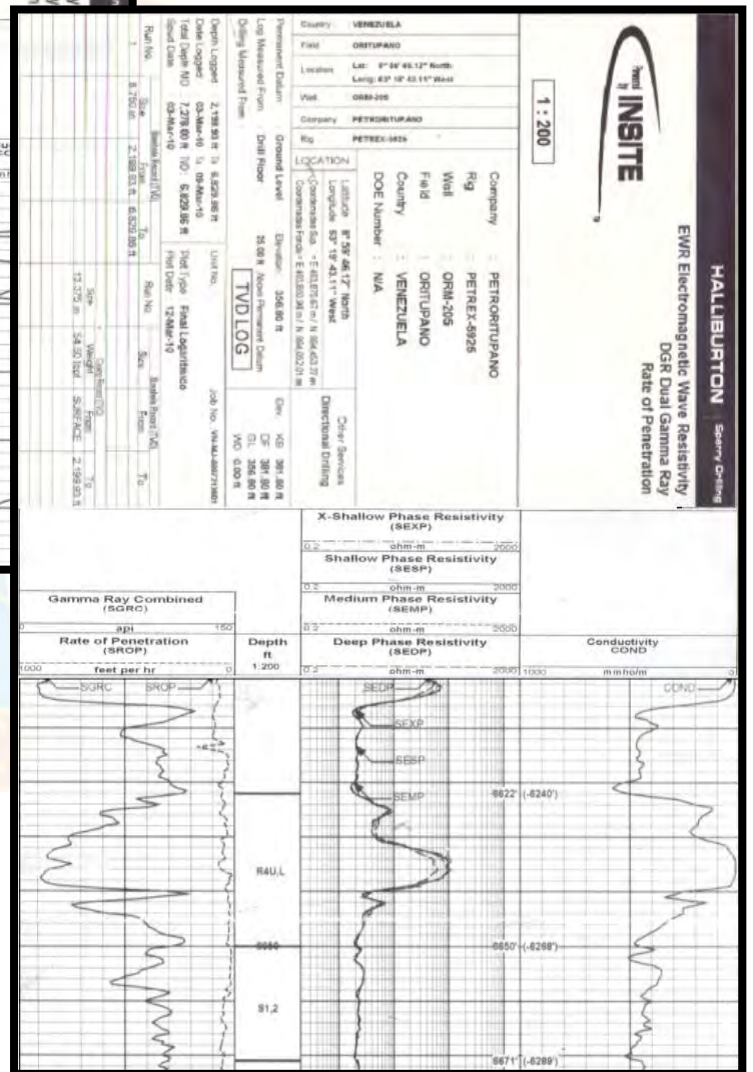


Figura A.11 Segmento del Registro TVD del Pozo ORM-205, Arena R4U, L.

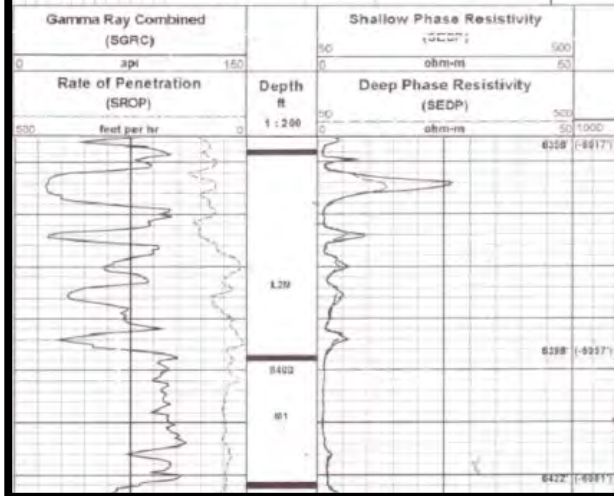
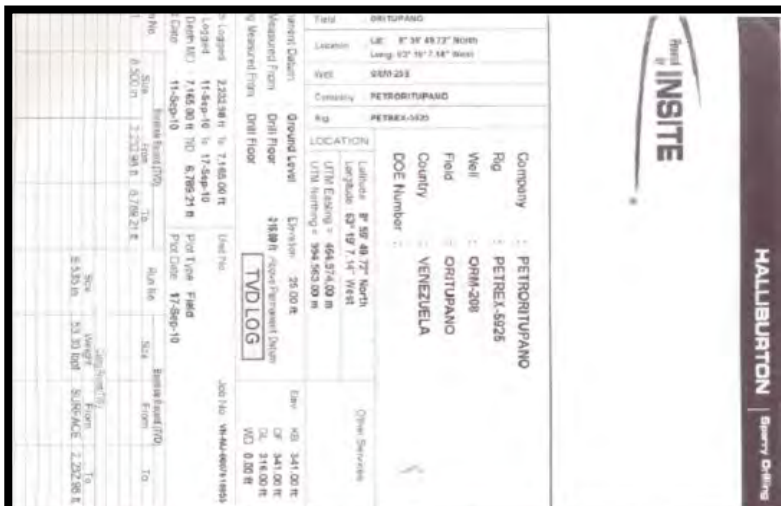


Figura A.12 Segmento del Registro TVD del Pozo ORM-208, Arena L2M.

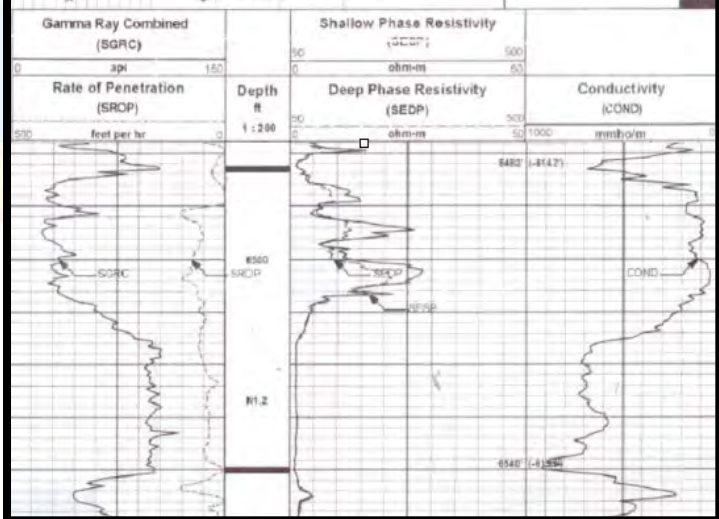
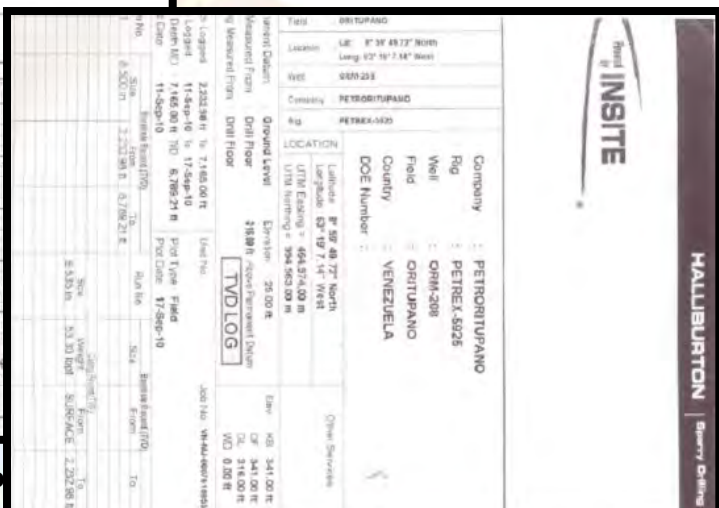


Figura A.13 Segmento del Registro TVD del Pozo ORM-208, Arena N1,2.

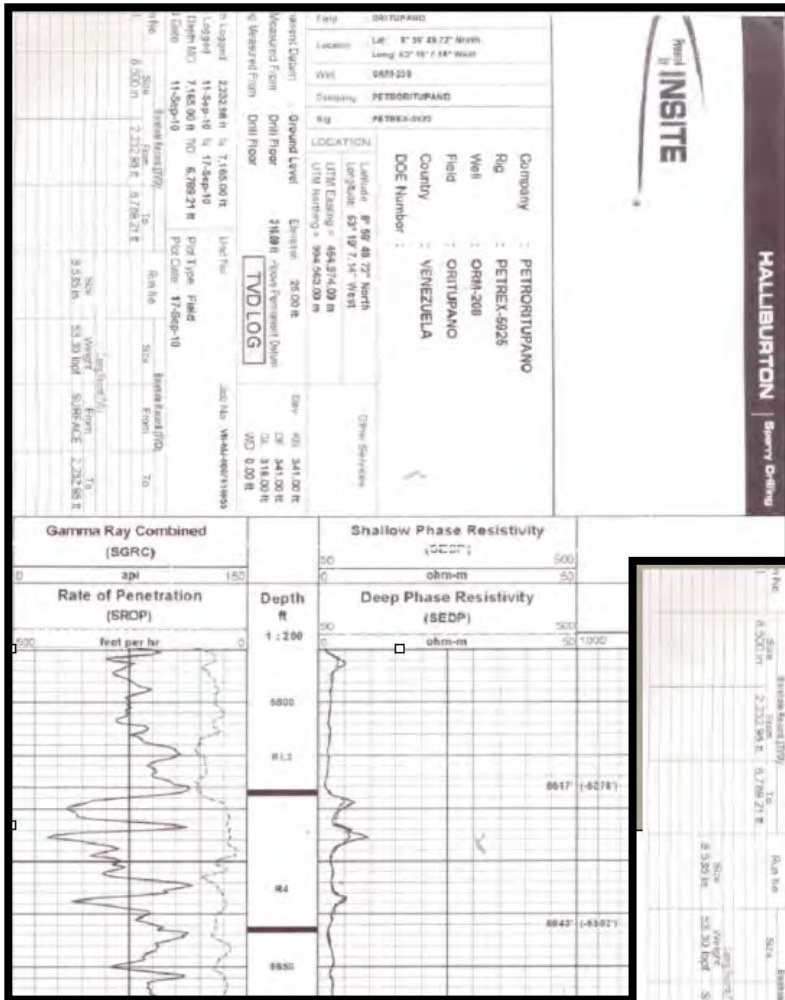


Figura A.14 Segmento del Registro TVD del Pozo ORM-208, Arena R4U, L.

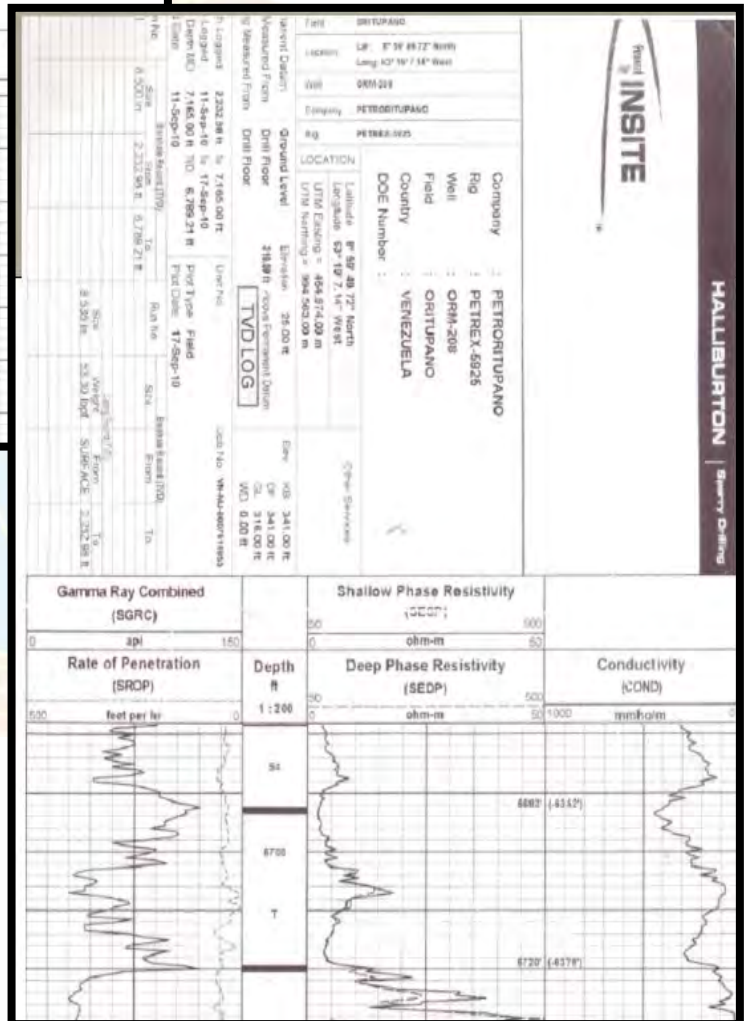


Figura A.15 Segmento del Registro TVD del Pozo ORM-208, Arena T.

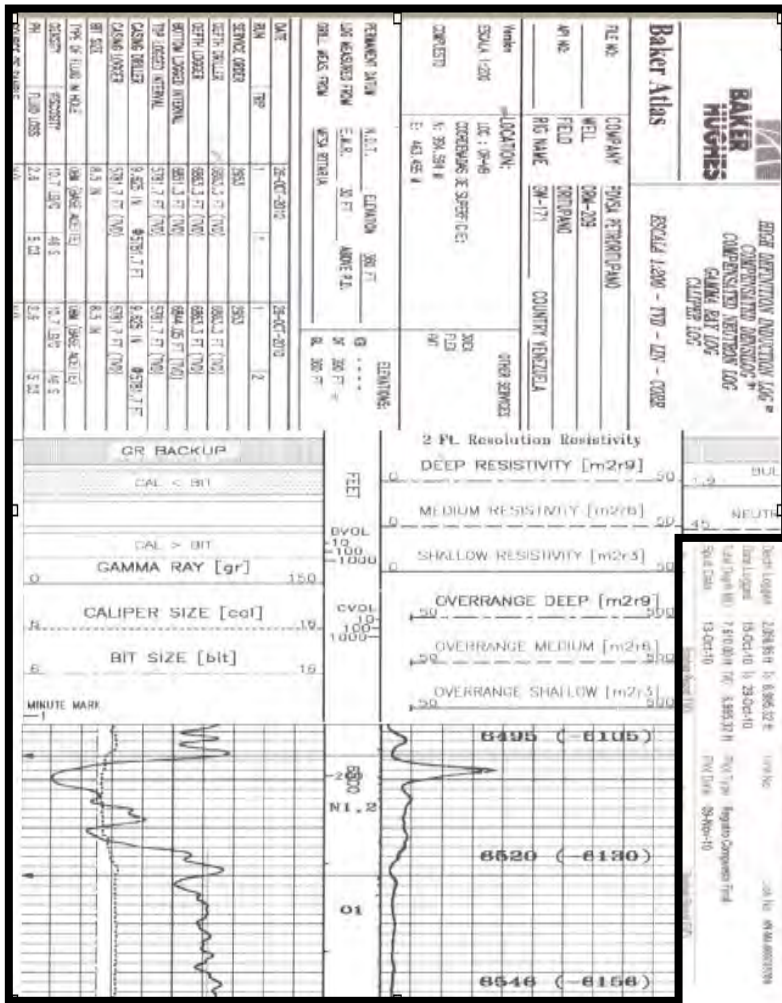


Figura A.16 Segmento del Registro TVD del Pozo ORM-209, Arena N1,2.

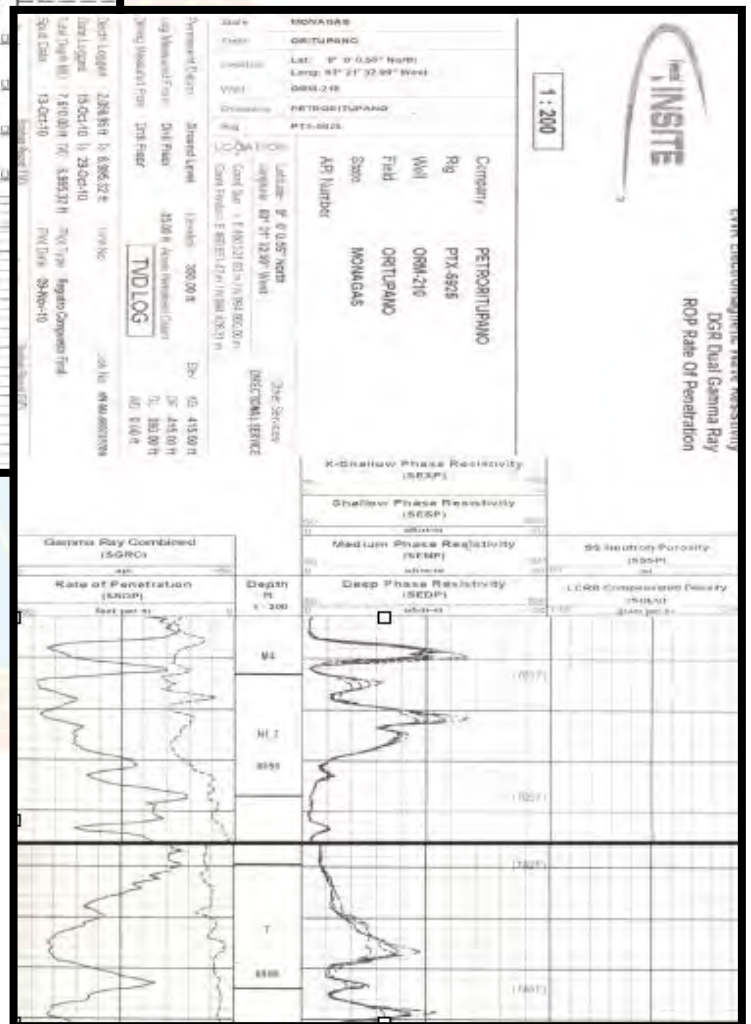
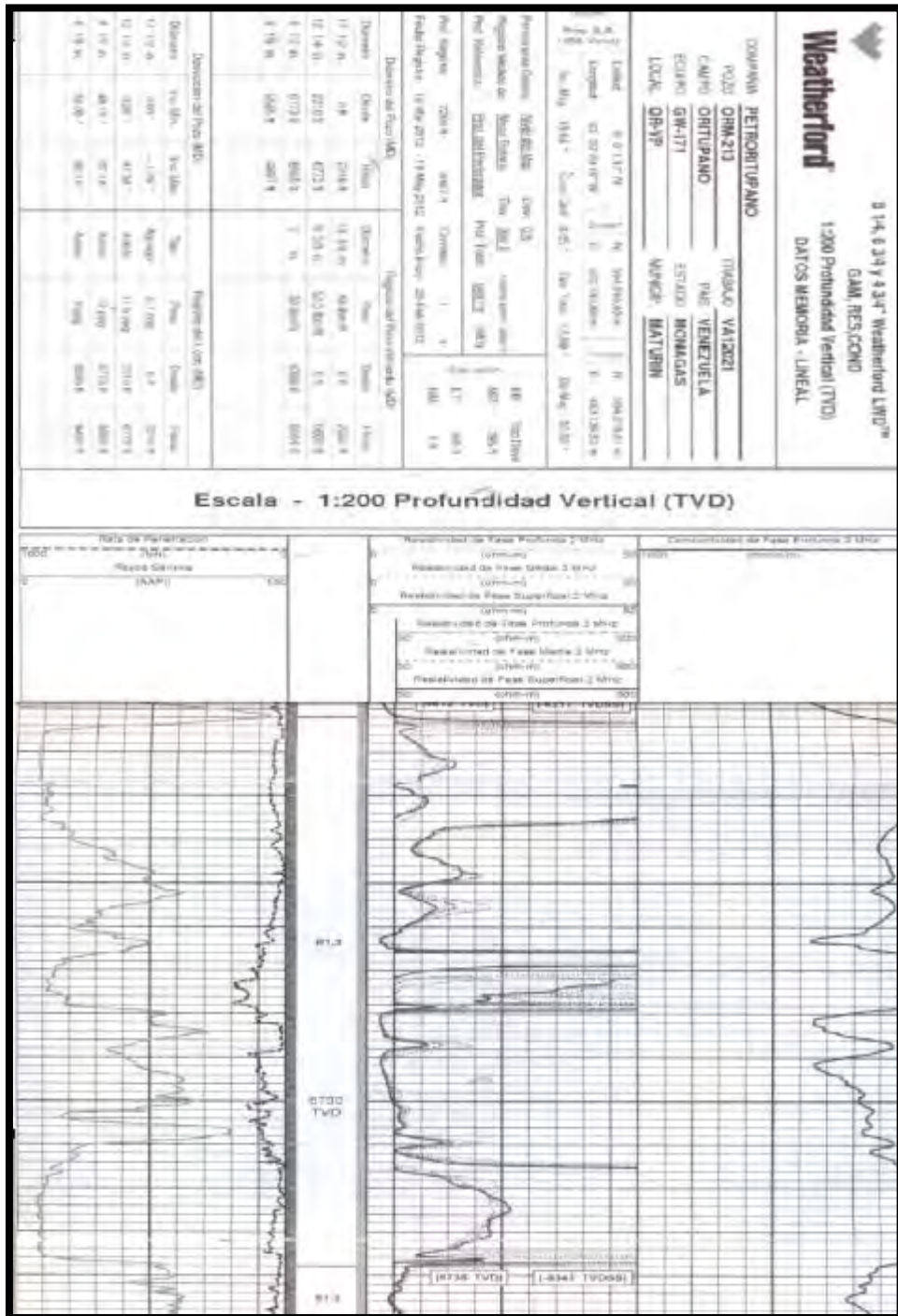


Figura A.17 Segmento del Registro TVD del Pozo ORM-210, Arenas N1,2 y T.



**Figura A.20 Segmento del Registro
 TVD del Pozo ORM-213,
 Arena R1,3.**



Apéndice B

Mapas Isópaco-Estructurales



Apéndice C

Contacto Agua-Petróleo Actualizado

Tabla C.1 Contacto Agua-Petróleo Actual

Pozo	Arenas en Producción	Tope	Base	CAPA
ORM-43	L3 ORM 33	-6269	-6286	-6425
	M1 ORM 40	-6309	-6323	-6331
	M2,3 ORM 36 O	-6336	-6346	-6248
	O1 ORM 37	-6377	-6403	-6389
	R1,3 ORM 35	-6462	-6502	-6450
	R1,3 ORM 35	-6462	-6502	-6450
	R4U, L ORM 32	-6502	-6559	-6500
	R4U, L ORM 32	-6502	-6559	-6500
ORM-81	L2M ORM 56 O	-6165	-6189	-6090
	L2L ORM 43	-6189	-6201	-6380
	M2,3 ORM 36 O	-6253	-6283	-6248
	N1,2 ORM 60 O	-6297	-6320	-6236
	N1,2 ORM 60 O	-6297	-6320	-6236
	O1 ORM 37	-6320	-6340	-6389
	P1	-6347	-6360	-
	P2-R1 ORM 25	-6375	-6395	-6522
ORM-118	L2M ORM 56 O	-6101	-6123	-6090
	M2,3 ORM 36 O	-6159	-6190	-6248
	N1,2 ORM 60 O	-6210	-6231	-6236
	R1,3 ORM 73 O	-6274	-6363	-6390
	R1,3 ORM 73 O	-6274	-6363	-6390
ORM-133	L2M ORM 56 E	-5981	-6001	-6030
	M2,3 ORM 36 E	-6049	-6097	-6089
	R1,3 ORM 73 E	-6177	-6247	-6243
	R1,3 ORM 73 E	-6177	-6247	-6243
	T ORM 25 E	-6349	-6387	-6367
	U1 ORM 117	-6387	-6427	-6417

Continuación de la Tabla C.1 Contacto Agua-Petróleo Actual

Pozo	Arenas en Producción	Tope	Base	CAPA
ORM-137	L2M ORM 56 E	-5993	-6031	-6030
	L2M ORM 56 E	-5993	-6031	-6030
	M2,3 ORM 36 E	-6056	-6113	-6089
	M2,3 ORM 36 E	-6056	-6113	-6089
	M2,3 ORM 36 E	-6056	-6113	-6089
	N1,2 ORM 60 E	-6113	-6144	-6167
	P2,3	-6163	-6184	-
	R1,3 ORM 73 E	-6185	-6235	-6243
	R4U,L ORM 126	-6265	-6289	-6292
	T ORM 25 E	-6352	-6378	-6367
U1 ORM 117	-6378	-6435	-6485	
ORM-138	L2M ORM 56 O	-6097	-6129	-6090
	M2,3 ORM 36 O	-6212	-6272	-6248
	M2,3 ORM 36 O	-6212	-6272	-6248
	N1,2 ORM 60 O	-6272	-6327	-6236
	R1,3 ORM 73 O	-6327	-6555	-6390
	R1,3 ORM 73 O	-6327	-6555	-6390
	U1 ORM 46	-6555	-6637	-6485
ORM-140	L2M ORM 56 E	-6023	-6068	-6030
	L2M ORM 56 E	-6023	-6068	-6030
	M2,3 ORM 36 E	-6093	-6146	-6089
	M2,3 ORM 36 E	-6093	-6146	-6089
	M2,3 ORM 36 E	-6093	-6146	-6089
	M4	-6146	-6161	-
	N1,2 ORM 60 E	-6161	-6223	-6167
	N1,2 ORM 60 E	-6161	-6223	-6167
	U1 ORM 117	-6428	-6518	-6417
ORM-141	L2M ORM 56 E	-6031	-6051	-6030
	L3 ORM 33	-6063	-6086	-6425
	M2,3 ORM 36 E	-6086	-6141	-6089
	M2,3 ORM 36 E	-6086	-6141	-6089
	R1,3 ORM 73 E	-6211	-6291	-6243
	R1,3 ORM 73 E	-6211	-6291	-6243
	R4U,L ORM 94	-6291	-6331	-6340
	T ORM 25 E	-6393	-6431	-6367
	T ORM 25 E	-6393	-6431	-6367
	U1 ORM 117	-6431	-6471	-6417

Continuación de la Tabla C.1 Contacto Agua-Petróleo Actual

Pozo	Arenas en Producción	Tope	Base	CAPA
ORM-142	L1U,L	-6035	-6064	-
	L2M ORM 56 E	-6064	-6078	-6030
	M2,3 ORM 36 E	-6118	-6181	-6089
	M2,3 ORM 36 E	-6118	-6181	-6089
	N1,2 ORM 60 E	-6181	-6205	-6167
	R1,3 ORM 73 E	-6248	-6322	-6243
	R1,3 ORM 73 E	-6248	-6322	-6243
	R1,3 ORM 73 E	-6248	-6322	-6243
	T ORM 25 E	-6428	-6465	-6367
	U1 ORM 117 E	-6465	-6500	-6485
ORM-143	L3 ORM 33	-6044	-6082	-6425
	M2,3 ORM 36 E	-6087	-6107	-6089
	M2,3 ORM 36 E	-6116	-6131	-6089
	N1,2 ORM 60 E	-6146	-6164	-6167
	R1,3 ORM 73 E	-6208	-6250	-6243
	R1,3 ORM 73 E	-6263	-6286	-6243
	R4U,L ORM 94	-6294	-6342	-6292
	T ORM 25 E	-6392	-6432	-6367
	U1 ORM 117	-6432	-6494	-6417
ORM-145	L3 ORM 33	-6125	-6168	-6425
	L3 ORM 33	-6125	-6168	-6425
	N1,2 ORM 60 O	-6207	-6238	-6236
	N1,2 ORM 60 O	-6207	-6238	-6236
	P2-R1 ORM 25	-6275	-6293	-6522
	R1,3 ORM 73 O	-6293	-6351	-6390
	R1,3 ORM 73 O	-6293	-6351	-6390
	R4U, L ORM 28	-6351	-6404	-6292
	U1 ORM 46	-6508	-6578	-6485
	U1 ORM 46	-6508	-6578	-6485
ORM-146	L2M ORM 56 E	-5982	-6007	-6030
	L2M ORM 56 E	-5982	-6007	-6030
	L3 ORM 33	-6007	-6031	-6425
	M2,3 ORM 36 E	-6031	-6092	-6089
	M2,3 ORM 36 E	-6031	-6092	-6089
	M2,3 ORM 36 E	-6031	-6092	-6089
	N1,2 ORM 60 E	-6102	-6134	-6167
	R1,3 ORM 73 E	-6174	-6251	-6243
	R1,3 ORM 73 E	-6174	-6251	-6243
	R1,3 ORM 73 E	-6174	-6251	-6243
	R4U,L ORM 126	-6251	-6276	-6292
	T ORM 25 E	-6339	-6379	-6367
	U1 ORM 117	-6379	-6479	-6417

Continuación de la Tabla C.1 Contacto Agua-Petróleo Actual

Pozo	Arenas en Producción	Tope	Base	CAPA
ORM-147	L2M ORM 56 E	-6037	-6042	-6030
	L2M ORM 56 E	-6049	-6055	-6030
	M2,3 ORM 36 E	-6094	-6144	-6089
	M2,3 ORM 36 E	-6094	-6144	-6089
	M2,3 ORM 36 E	-6094	-6144	-6089
	N1,2 ORM 60 E	-6151	-6155	-6167
	N1,2 ORM 60 E	-6161	-6175	-6167
	R1,3 ORM 73 E	-6262	-6292	-6243
	T ORM 25	-6374	-6409	-6367
U1 ORM 117	-6417	-6457	-6417	
ORM-148	L2M ORM 56 E	-5993	-6034	-6030
	M2,3 ORM 36 E	-6049	-6111	-6089
	M2,3 ORM 36 E	-6049	-6111	-6089
	N1,2 ORM 60 E	-6121	-6157	-6167
	P1	-6168	-6181	-
	R4U, L ORM 126	-6270	-6302	-6292
	T ORM 25 E	-6354	-6387	-6367
U1 ORM 117	-6387	-6460	-6417	
ORM-149	L2M ORM 56 O	-6084	-6095	-6090
	L3 ORM 33	-6137	-6175	-6425
	M2,3 ORM 36 O	-6188	-6226	-6248
	N1,2 ORM 60 O	-6226	-6245	-6236
	R1,3 ORM 73 O	-6295	-6366	-6390
	R1,3 ORM 73 O	-6295	-6366	-6390
	R4U,L	-6366	-6412	-
	S3 ORM 27	-6436	-6470	-6720
	U1 ORM 46	-6497	-6580	-6500
U1 ORM 46	-6497	-6580	-6500	
ORM-152	L1U,L	-5974	-6008	-
	L2M ORM 56 E	-6008	-6029	-6030
	L3 ORM 33	-6035	-6060	-6425
	M2,3 ORM 36 E	-6060	-6108	-6089
	M2,3 ORM 36 E	-6060	-6108	-6089
	M2,3 ORM 36 E	-6060	-6108	-6089
	N1,2 ORM 60 E	-6132	-6156	-6167
	R1,3 ORM 73 E	-6192	-6264	-6243
	R1,3 ORM 73 E	-6192	-6264	-6243
	T ORM 25 E	-6362	-6399	-6367
	T ORM 25 E	-6362	-6399	-6367
U1 ORM 117	-6399	-6461	-6417	

Continuación de la Tabla C.1 Contacto Agua-Petróleo Actual

Pozo	Arenas en Producción	Tope	Base	CAPA
ORM-154	L2M ORM 56 E	-6046	-6106	-6030
	L2M ORM 56 E	-6046	-6106	-6030
	M2,3 ORM 36 E	-6126	-6176	-6089
	M2,3 ORM 36 E	-6126	-6176	-6089
	M4	-6176	-6208	-
	N1,2 ORM 60 E	-6208	-6270	-6167
	R1,3 ORM 73 E	-6310	-6356	-6243
	T ORM 25 E	-6446	-6488	-6367
	U1 ORM 117	-6488	-6556	-6417
ORM-155	L2M ORM 56 E	-6002	-5672	-6030
	L2M ORM 56 E	-6002	-5672	-6030
	M2,3 ORM 36 E	-6043	-6096	-6089
	M2,3 ORM 36 E	-6043	-6096	-6089
	N1,2 ORM 60 E	-6110	-6140	-6167
	R1,3 ORM 73 E	-6184	-6274	-6243
	R1,3 ORM 73 E	-6184	-6274	-6243
	R1,3 ORM 73 E	-6184	-6274	-6243
	R4U, L ORM 126	-6274	-6300	-6292
	U1 ORM 117	-6376	-6464	-6417
	U1 ORM 117	-6376	-6464	-6417
U1 ORM 117	-6376	-6464	-6417	
ORM-157	L2M ORM 56 E	-6118	-6146	-6030
	L3 ORM 33	-6193	-6230	-6425
	M2,3 ORM 36 E	-6230	-6292	-6089
	N1,2 ORM 60 E	-6292	-6318	-6167
	R1,3 ORM 73 E	-6344	-6406	-6243
	U1 ORM 46	-6574	-6620	-6500
ORM-158	L2M ORM 56 E	-6028	-6033	-6030
	L2M ORM 56 E	-6044	-6053	-6030
	M2,3 ORM 36 E	-6077	-6105	-6089
	M2,3 ORM 36 E	-6107	-6113	-6089
	M2,3 ORM 36 E	-6115	-6121	-6089
	M2,3 ORM 36 E	-6131	-6137	-6089
	N1,2 ORM 60 E	-6151	-6174	-6167
	N1,2 ORM 60 E	-6151	-6174	-6167
	R1,3 ORM 73 E	-6218	-6251	-6243
	R1,3 ORM 73 E	-6255	-6265	-6243
	R1,3 ORM 73 E	-6270	-6275	-6243
	R4U,L ORM 94	-6286	-6308	-6340
	T ORM 25 E	-6386	-6420	-6367
	U1 ORM 117	-6420	-6509	-6417

Continuación de la Tabla C.1 Contacto Agua-Petróleo Actual

Pozo	Arenas en Producción	Tope	Base	CAPA
ORM-161	L2M ORM 56 O	-6122	-6140	-6090
	L2L ORM 43	-6140	-6171	-6380
	L3 ORM 33	-6192	-6247	-6425
	M2,3 ORM 36 O	-6247	-6251	-6248
	M2,3 ORM 36 O	-6270	-6284	-6248
	N1,2 ORM 60 O	-6294	-6305	-6236
	P2,3 ORM 161	-6320	-6342	-6320
	R1,3 ORM 73 O	-6342	-6416	-6390
	R1,3 ORM 73 O	-6342	-6416	-6390
	R1,3 ORM 73 O	-6342	-6416	-6390
	R4U,L	-6416	-6463	-
ORM-163	L2M ORM 56 E	-6056	-6096	-6030
	M2,3 ORM 36 E	-6114	-6166	-6089
	M2,3 ORM 36 E	-6114	-6166	-6089
	M4	-6166	-6190	-
	N1,2 ORM 60 E	-6190	-6264	-6167
	N1,2 ORM 60 E	-6190	-6264	-6167
	P2-R1 ORM 163	-6264	-6306	-6348
	R1,3 ORM 73 E	-6306	-6348	-6243
	R4U,L ORM 126	-6348	-6380	-6292
	T ORM 25 E	-6446	-6484	-6367
	T ORM 25 E	-6446	-6484	-6367
U1 ORM 117	-6484	-6556	-6417	
ORM-165	L2M ORM 56 E	-6079	-6125	-6030
	M2,3 ORM 36 E	-6143	-6195	-6089
	N1,2 ORM 60 E	-6203	-6244	-6167
	T ORM 25 E	-6440	-6480	-6367
ORM-167	M1 ORM 40	-6153	-6169	-6331
	M2,3 ORM 36 O	-6169	-6217	-6248
	M4	-6217	-6227	-
	N1,2 ORM 60 O	-6227	-6267	-6236
	N1,2 ORM 60 O	-6227	-6267	-6236
	O1 ORM 37	-6267	-6295	-6389
	O1 ORM 37	-6267	-6295	-6389
	P1	-6305	-6315	-
	P1	-6305	-6315	-
	P2-R1 ORM 25	-6315	-6327	-6522
	R1,3 ORM 73 O	-6337	-6374	-6390
	R1,3 ORM 73 O	-6337	-6374	-6390
	R4U,L ORM 28	-6374	-6397	-6500
S3 ORM 27	-6450	-6432	-6720	
U1 ORM 46	-6460	-6495	-6500	

Continuación de la Tabla C.1 Contacto Agua-Petróleo Actual

Pozo	Arenas en Producción	Tope	Base	CAPA
ORM-168	L1U,L ORM 59	-6067	-6091	-6065
	N1,2 ORM 60 O	-6213	-6229	-6236
	N1,2 ORM 60 O	-6213	-6229	-6236
	O1 ORM 37	-6229	-6255	-6389
	P1	-6268	-6282	-
	P2-R1 ORM 25	-6282	-6304	-6522
	U1 ORM 46	-6506	-6579	-6500
ORM-187	M2,3 ORM 36 E	-6151	-6193	-6089
	M2,3 ORM 36 E	-6151	-6193	-6089
	M2,3 ORM 36 E	-6151	-6193	-6089
	M2,3 ORM 36 E	-6151	-6193	-6089
	N1,2 ORM 60 E	-6200	-6240	-6167
	N1,2 ORM 60 E	-6200	-6240	-6167
	N1,2 ORM 60 E	-6200	-6240	-6167
	R1,3 ORM 73 E	-6307	-6397	-6243
	R1,3 ORM 73 E	-6307	-6397	-6243
	R1,3 ORM 73 E	-6307	-6397	-6243
U1 ORM 117	-6495	-6538	-6417	
ORM-190	L2M ORM 56 E	-6141	-6182	-6030
	L2M ORM 56 E	-6141	-6182	-6030
	M2,3 ORM 36 E	-6226	-6260	-6089
	N1,2 ORM 60 E	-6265	-6308	-6167
	N1,2 ORM 60 E	-6265	-6308	-6167
	R1,3 ORM 73 E	-6362	-6410	-6243
	R4U,L	-6410	-6448	-
	U1 ORM 117	-6540	-6585	-6417
ORM-193	M1 ORM 40	-6144	-6160	-6331
	M2,3 ORM 36 O	-6160	-6209	-6248
	M2,3 ORM 36 O	-6160	-6209	-6248
	N1,2 ORM 60 O	-6213	-6243	-6236
	R1,3 ORM 73 O	-6347	-6355	-6390
	R1,3 ORM 73 O	-6359	-6363	-6390
	R4U,L ORM 28	-6380	-6420	-6500
ORM-195	M2,3 ORM 36 O	-6185	-6244	-6248
	R1,3 ORM 73 O	-6310	-6388	-6390
	U1 ORM 46	-6525	-6967	-6500
	U1 ORM 46	-6525	-6563	-6500

Continuación de la Tabla C.1 Contacto Agua-Petróleo Actual

Pozo	Arenas en Producción	Tope	Base	CAPA
ORM-196	L1U, L ORM 54	-6060	-6089	-6115
	L1U, L ORM 54	-6060	-6089	-6115
	L2M ORM 56 O	-6100	-6112	-6090
	M2,3 ORM 36 O	-6150	-6204	-6248
	M2,3 ORM 36 O	-6150	-6204	-6248
	R1,3 ORM 73 O	-6276	-6344	-6390
	R1,3 ORM 73 O	-6276	-6344	-6390
	T ORM 25 O	-6444	-6483	-6485
	U1 ORM 117	-6483	-6525	-6417
ORM-197	L2M ORM 56 O	-6123	-6139	-6090
	M2,3 ORM 36 O	-6189	-6237	-6248
	N1,2 ORM 60 O	-6249	-6275	-6236
	O1 ORM 37	-6275	-6290	-6389
	R1,3 ORM 73 O	-6325	-6375	-6390
	U1 ORM 46	-6527	-6578	-6500
ORM-198	L2M ORM 56 E	-6139	-6180	-6030
	N1,2 ORM 60 E	-6262	-6307	-6167
	R1,3 ORM 73 E	-6362	-6406	-6243
	R4U, L	-6406	-6448	-
	U1 ORM 117	-6545	-6582	-6417
	U1 ORM 117	-6545	-6582	-6417
ORM-202	L2M ORM 56 E	-6120	-6137	-6030
	M2,3 ORM 36 E	-6176	-6225	-6089
	M2,3 ORM 36 E	-6176	-6225	-6089
	N1,2 ORM 60 E	-6229	-6266	-6167
	R1,3 ORM 73 E	-6314	-6368	-6243
	U1 ORM 187	-6496	-6538	-6530
ORM-203	L2M ORM 56 E	-6045	-6066	-6030
	M2,3 ORM 36 E	-6090	-6146	-6089
	M2,3 ORM 36 E	-6090	-6146	-6089
	R1,3 ORM 73 E	-6213	-6289	-6243
	R1,3 ORM 73 E	-6213	-6289	-6243
	T ORM 25 E	-6389	-6420	-6367
	U1 ORM 117	-6420	-6481	-6417

Continuación de la Tabla C.1 Contacto Agua-Petróleo Actual

Pozo	Arenas en Producción	Tope	Base	CAPA
ORM-205	L2M ORM 56 E	-5987	-6009	-6030
	M2,3 ORM 36 E	-6031	-6066	-6089
	M2,3 ORM 36 E	-6031	-6066	-6089
	R1,3 ORM 73 E	-6153	-6241	-6243
	R1,3 ORM 73 E	-6153	-6241	-6243
	T ORM 25 E	-6328	-6346	-6367
	U1 ORM 117	-6346	-6398	-6417
ORM-208	M2,3 ORM 36 E	-6081	-6129	-6089
	M2,3 ORM 36 E	-6081	-6129	-6089
	N1,2 ORM 60 E	-6142	-6199	-6167
	N1,2 ORM 60 E	-6142	-6199	-6167
	U1 ORM 117	-6379	-6429	-6417
ORM-209	R1,3 ORM 73 E	-6171	-6254	-6243
	R1,3 ORM 73 E	-6171	-6254	-6243
	T ORM 25 E	-6340	-6371	-6367
	U1 ORM 117	-6371	-6433	-6417
ORM-210	M2,3 ORM 36 O	-6180	-6205	-6248
	R1,3 ORM 73 O	-6290	-6364	-6390
ORM-212	L2M ORM 56 E	-6025	-6071	-6030
	M2,3 ORM 36 E	-6086	-6144	-6089
	M2,3 ORM 36 E	-6086	-6144	-6089
	M2,3 ORM 36 E	-6086	-6144	-6089
	R1,3 ORM 73 E	-6235	-6281	-6243
	T ORM 25 E	-6354	-6384	-6367
	U1 ORM 117	-6384	-6434	-6417

LEYENDA	
Sobre CAPA	
Bajo CAPA	



Apéndice D

Selección por Producción

Tabla D.1 Selección por Producción – Pozos Activos

ACTIVOS									
POZO	ESTADO	YACIMIENTO (LU)	CATEGORÍA	FECHA	INICIO PRODUCCIÓN	Qb (BFPD)	Qo (BPPD)	%AyS	Np en LU (Mbls)
ORM-43	ACTIVO	L2L ORM 43	1	01-09-12	01-09-04	420	100	77	269,1
		L3 ORM 33							
		M1 ORM 40							
		M2,3 ORM 36							
		O1 ORM 37							
		R1,3 ORM 35							
R4U,L ORM 32									
ORM-81	ACTIVO	L2M ORM 56	1	01-09-12	01-11-03	353	130	63	596,7
		L2L ORM 43							
		M2,3 ORM 36							
		N1,2 ORM 60							
		O1 ORM 37							
		P1							
P2-R1 ORM-25									
ORM-133	ACTIVO	L2M ORM 56	1	01-09-12	01-01-99	2.522	151	94	1301,8
		M2,3 ORM 36							
		R1,3 ORM 73							
		T ORM 25							
		U1 ORM 117							
ORM-137	ACTIVO	L2M ORM 56	1	01-09-12	01-04-00	836	150	82	1274,5
		L2M ORM 56							
		M2,3 ORM 36							
		N1,2 ORM 60							
		P2,3							
		R1,3 ORM 73							
		R4U,L ORM 126							
		T ORM 25							
U1 ORM 117									
ORM-138	ACTIVO	L2M ORM 56	1	01-09-12	01-04-00	5.647	113	98	824,2
		M2,3 ORM 36							
		N1,2 ORM 60							
		R1,3 ORM 73							
		U1 ORM 46							
ORM-140	ACTIVO	L2M ORM 56	1	01-09-12	01-05-00	2.203	286	87	1308,3
		M2,3 ORM 36							
		M4							
		N1,2 ORM 60							
		U1 ORM 117							

Continuación Tabla D.1 Selección por Producción – Pozos Activos

POZO	ESTADO	YACIMIENTO (LU)	CATEGORÍA	FECHA	INICIO PRODUCCIÓN	Qb (BFPD)	Qo (BPPD)	%AyS	Np en LU (Mbls)
ORM-142	ACTIVO	L1U, L	1	01-09-12	01-06-00	3.336	267	92	1156,8
		L2M ORM 56							
		M2,3 ORM 36							
		N1,2 ORM 60							
		R1,3 ORM 73							
		T ORM 25							
U1 ORM 117									
ORM-146	ACTIVO	L2M ORM 56	1	01-09-12	01-08-00	1.055	327	69	563,5
		L3 ORM 33							
		M2,3 ORM 36							
		N1,2 ORM 60							
		R1,3 ORM 73							
		R4U,L ORM 126							
T ORM 25									
U1 ORM 117									
ORM-148	ACTIVO	L2M ORM 56	1	01-09-12	01-10-00	2.327	209	91	1056,8
		M2,3 ORM 36							
		N1,2 ORM 60							
		P1							
		R4U, L ORM 126							
		T ORM 25							
U1 ORM 117									
ORM-149	ACTIVO	L2M ORM 56	1	01-09-12	01-10-00	312	237	24	451,5
		N1,2 ORM 60							
		R1,3 ORM 73							
		U1 ORM 46							
ORM-154	ACTIVO	L2M ORM 56	1	01-09-12	01-03-01	1.533	283	82	701,2
		M2,3 ORM 36							
		M4							
		N1,2 ORM 60							
		R1,3 ORM 73							
		T ORM 25							
U1 ORM 117									
ORM-155	ACTIVO	L2M ORM 56	1	01-09-12	01-08-01	1.176	223	81	521
		M2,3 ORM 36							
		N1,2 ORM 60							
		R1,3 ORM 73							
		R4U, L ORM 126							
U1 ORM 117									

Continuación Tabla D.1 Selección por Producción – Pozos Activos

POZO	ESTADO	YACIMIENTO (LU)	CATEGORÍA	FECHA	INICIO PRODUCCIÓN	Qb (BFPD)	Qo (BPPD)	%AyS	Np en LU (MbIs)
ORM-157	ACTIVO	L2M ORM 56	1	01-09-12	01-04-01	2.508	100	96	626,8
		L3 ORM 33							
		M2,3 ORM 36							
		N1,2 ORM 60							
		R1,3 ORM 73							
U1 ORM 46									
ORM-163	ACTIVO	L2M ORM 56	1	01-09-12	01-09-01	2.068	208	90	551,5
		M2,3 ORM 36							
		M4							
		N1,2 ORM 60							
		P2-R1 ORM 163							
		R1,3 ORM 73							
R4U,L ORM 126									
T ORM 25									
U1 ORM 117									
ORM-165	ACTIVO	L2M ORM 56	1	01-09-12	01-06-04	300	35	88	221,5
		M2,3 ORM 36							
		N1,2 ORM 60							
		T ORM 25							
ORM-167	ACTIVO	M1 ORM 40	1	01-09-12	01-08-04	139	37	73	315,6
		M2,3 ORM 36							
		N1,2 ORM 60							
		O1 ORM 37							
		P1							
		P2-R1 ORM 25							
		R1,3 ORM 73							
		R4U,L ORM 28							
		S3 ORM 27							
U1 ORM 46									
ORM-190	ACTIVO	L2M ORM 56 E	1	01-09-12	01-03-08	531	58	89	320,3
		M2,3 ORM 36							
		N1,2 ORM 60							
		R1,3 ORM 73							
		R4U, L							
U1 ORM 117									

Continuación Tabla D.1 Selección por Producción – Pozos Activos

POZO	ESTADO	YACIMIENTO (LU)	CATEGORÍA	FECHA	INICIO PRODUCCIÓN	Qb (BFPD)	Qo (BPPD)	%AyS	Np en LU (Mbls)
ORM-196	ACTIVO	L1U, L ORM 54	1	01-09-12	01-11-08	633	202	68	175
		L2M ORM 56							
		M2,3 ORM 36							
		R1,3 ORM 73							
		T ORM 25							
ORM-198	ACTIVO	U1 ORM 117	1	01-09-12	01-02-09	1.014	101	90	159,4
		L2M ORM 56							
		N1,2 ORM 60							
		R1,3 ORM 73							
		R4U, L							
ORM-202	ACTIVO	U1 ORM 117	1	01-09-12	01-10-09	473	80	83	7,4
		L2M ORM 56							
		M2,3 ORM 36							
		N1,2 ORM 60							
		R1,3 ORM 73							
ORM-203	ACTIVO	U1 ORM 187	1	01-09-12	01-09-10	128	69	46	71,8
		L2M ORM 56							
		M2,3 ORM 36							
		R1,3 ORM 73							
		T ORM 25							
ORM-205	ACTIVO	U1 ORM 117	1	01-09-12	01-06-10	1.248	125	90	115,6
		L2M ORM 56							
		M2,3 ORM 36							
		R1,3 ORM 73							
		T ORM 25							
ORM-208	ACTIVO	U1 ORM 117	1	01-09-12	01-12-10	730	88	88	59,2
		M2,3 ORM 36							
		N1,2 ORM 60							
ORM-210	ACTIVO	U1 ORM 117	1	01-09-12	01-01-11	2.570	128	95	20,7
		M2,3 ORM 36							
		R1,3 ORM 73							
ORM-212	ACTIVO	L2M ORM 56	1	01-09-12	01-06-12	234	70	70	4,6
		M2,3 ORM 36							
		R1,3 ORM 73							
		T ORM 25							
		U1 ORM 117							

	N° Pozos
Seleccionados	19
Descartados	32

Celda	Leyenda
	BAJA PRODUCCION NETA >100 Bis
	BUENA PRODUCCION NETA >100 Bis

Celda	Leyenda
	CORTE DE AGUA <70%
	CORTE DE AGUA >70%

Tabla D.2 Selección por Producción – Pozos Inactivos

INACTIVOS									
POZO	ESTADO	YACIMIENTO (LU)	CATEGORÍA	FECHA	INICIO PRODUCCIÓN	Qb (BFPD)	Qo (BPPD)	%AyS	Np en LU (Mbls)
ORM-37	INACTIVO	M1 ORM 40	5	01-07-05	01-10-01	169	129	23	391,2
		M2,3 ORM 36							
		N1,2 ORM 60							
		O1 ORM 37							
		P1							
		P2-R1 ORM 25							
		R1,3 ORM 35							
R4U,L ORM 32									
ORM-40	INACTIVO	L1U, L ORM 59	5	01-08-10	01-01-04	78	54	30	485,8
		L3 ORM 33							
		M1 ORM 40							
		M2,3 ORM 36							
		M4							
		P2-R1 ORM 40							
		R1,3 ORM 35							
R4U,L ORM 32									
ORM-76	INACTIVO	S3 ORM 27	5	01-03-10	01-03-04	61	16	74	383,1
		L3 ORM 33							
		M2,3 ORM 36							
		N1,2 ORM 60							
ORM-116	INACTIVO	O1 ORM 37	5	01-09-10	01-10-03	2352	24	99	266,2
		S3 ORM 27							
		L1U, L ORM 54							
		L2M ORM 56							
		M2,3 ORM 36							
		N1,2 ORM 60							
ORM-118	INACTIVO	O1 ORM 37	3	01-06-06	01-11-03	166	11	94	5,2
		R1,3 ORM 73							
		L2M ORM 56							
		M2,3 ORM 36							
ORM-134	INACTIVO	N1,2 ORM 60	5	01-05-09	01-03-00	693	0	100	1374,5
		R1,3 ORM 73							
		M2,3 ORM 36							
		L2L ORM 43							
		U1 ORM 46							

Continuación Tabla D.2 Selección por Producción – Pozos Inactivos

POZO	ESTADO	YACIMIENTO (LU)	CATEGORÍA	FECHA	INICIO PRODUCCIÓN	Qb (BFPD)	Qo (BPPD)	%AyS	Np en LU (Mbls)
ORM-141	INACTIVO	L2M ORM 56	2	01-05-12	01-06-00	171	98	43	699,7
		L3 ORM 33							
		M2,3 ORM 36							
		R1,3 ORM 73							
		R4U,L ORM 94							
		T ORM 25							
ORM-143	INACTIVO	U1 ORM 117	3	01-04-06	01-07-00	3.760	73	98	650,6
		L3 ORM 33							
		M2,3 ORM 36							
		N1,2 ORM 60							
		R1,3 ORM 73							
		R4U,L ORM 94							
ORM-144	INACTIVO	T ORM 25	5	01-03-10	01-08-00	4468	223	95	981,4
		U1 ORM 117							
		L1U, L							
		L2M ORM 56							
		M2,3 ORM 36							
		N1,2 ORM 60							
ORM-145	INACTIVO	P1	2	01-07-05	01-08-00	1.232	49	96	286,8
		R1,3 ORM 73							
		T ORM 25							
		P2,R1 ORM-25							
		R4L ORM-28							
		N1,2 ORM 60							
ORM-147	INACTIVO	U1 ORM 46	3	01-07-04	01-09-00	3.655	97	97	564,6
		R1,3 ORM 73							
		T ORM 25							
		U1 ORM 117							
		L2M ORM 56							
		M2,3 ORM 36							
ORM-150	INACTIVO	N1,2 ORM 60	5	01-04-09	01-10-00	1317	92	93	648,6
		R1,3 ORM 73							
		U1 ORM 46							
		L3,4							
		M2,3 ORM 36							
		L2M ORM 56							
ORM-151	INACTIVO	N1,2 ORM 60	9	01-09-04	01-11-00	1.075	40	96	166,9
		R1,3 ORM 73							
		R4U,L ORM 94							
		T ORM 25							
		U1 ORM 117							
		L2M ORM 56							

Continuación Tabla D.2 Selección por Producción – Pozos Inactivos

POZO	ESTADO	YACIMIENTO (LU)	CATEGORÍA	FECHA	INICIO PRODUCCIÓN	Qb (BFPD)	Qo (BPPD)	%AyS	Np en LU (Mbls)
ORM-152	INACTIVO	L1U, L	2	01-05-12	01-11-00	778	38	95	577,7
		L2M ORM 56							
		L3 ORM 33							
		M2,3 ORM 36							
		N1,2 ORM 60							
		R1,3 ORM 73							
		T ORM 25							
U1 ORM 117									
ORM-153	INACTIVO	L2M ORM 56	5	01-02-06	01-11-00	65	02	96	257,2
		L2L							
		M2,3 ORM 36							
		N1,2 ORM 60							
		R1,3 ORM 73							
		R4U,L ORM 126							
		S3							
S4									
ORM-156	INACTIVO	M2,3 ORM 36	5	01-09-07	01-04-01	4.022	40	99	384,1
		N1,2 ORM 60							
		R1,3 ORM 73							
		R4U,L ORM 28							
		T ORM 25							
		U1 ORM 46							
ORM-158	INACTIVO	L2M ORM 56	3	01-02-09	01-05-01	229	59	74	360,3
		M2,3 ORM 36							
		N1,2 ORM 60							
		R1,3 ORM 73							
		R4U,L ORM 94							
		T ORM 25							
		U1 ORM 117							
ORM-160	INACTIVO	L2M ORM 56	5	01-10-04	01-07-01	2.195	21	99	263,8
		M2,3 ORM 36							
		N1,2 ORM 60							
		R1,3 ORM 73							
		R4U,L ORM 94							
		T ORM 25							
U1 ORM 117									
ORM-161	INACTIVO	L2M ORM 56	2	01-05-12	01-08-01	1.763	87	95	439,0
		L2L ORM 43							
		L3 ORM 33							
		M2,3 ORM-36							
		N1,2 ORM-60							
		P2,3 ORM-161							
		R1,3 ORM 73							
R4U, L									

Continuación Tabla D.2 Selección por Producción – Pozos Inactivos

POZO	ESTADO	YACIMIENTO (LU)	CATEGORÍA	FECHA	INICIO PRODUCCIÓN	Qb (BFPD)	Qo (BPPD)	%AyS	Np en LU (Mbls)
ORM-162	INACTIVO	L2M ORM 56	5	01-03-09	01-09-01	128	15	89	324
		M2,3 ORM 36							
		N1,2 ORM 60							
		P2-R1 ORM 163							
		R1,3 ORM 73							
ORM-168	INACTIVO	L1U, L ORM 59	3	01-03-08	01-08-04	1.466	308	79	278
		N1,2 ORM 60							
		O1 ORM 37							
		P1							
		P2,R1 ORM 25							
ORM-187	INACTIVO	U1 ORM 46	3	01-05-08	01-04-08	202	09	95	0,4
M2,3 ORM 36									
N1,2 ORM 60									
R1,3 ORM 73									
U1 ORM 117									
ORM-193	INACTIVO	M1 ORM 40	3	01-03-09	01-08-08	247	37	85	14
		M2,3 ORM 36							
		N1,2 ORM 60							
		R1,3 ORM 73							
		R4U,L ORM 28							
ORM-195	INACTIVO	M2,3 ORM 36	3	01-06-09	01-10-08	178	12	94	9,1
		R1,3 ORM 73							
		U1 ORM 46							
ORM-197	INACTIVO	L2M ORM 56	2	01-05-12	01-04-09	791	57	93	6,6
		M2,3 ORM 36							
		N1,2 ORM 60							
		O1 ORM 37							
		R1,3 ORM 73							
		U1 ORM 46							
ORM-209	INACTIVO	R1,3 ORM 73	2	01-05-12	01-02-11	250,9	150,8	40	61,2
		T ORM 25							
		U1 ORM 117							

	N° Pozos
Seleccionados	19
Descartados	32

Celda	Leyenda
	BAJA PRODUCCIÓN NETA >100 Bls
	BUENA PRODUCCION NETA >100 Bls

Celda	Leyenda
	CORTE DE AGUA <70%
	CORTE DE AGUA >70%



Apéndice E

Discretización de Producción

Se elaboró una de base de datos el programa Excel del paquete Microsoft Office, donde fueron vaciados los datos de cada uno de los pozos estudiados que contara con el juego de registros mínimos necesarios (Rayos Gamma, Resistividad, Densidad y Porosidad) para realizar los cálculos petrofísicos requeridos.

Obtención de datos de permeabilidad y espesores de arena en pozos productores de la unidad de explotación LU del campo Oritupano A.

La obtención de los datos se realizó de diversas maneras una de ellas fue mediante la revisión de los informes de cada pozo productor y la revisión de los diagramas mecánicos para la obtención del espesor cañoneado de cada arena por pozo. Para la obtención de la permeabilidad por arena, fue necesaria la utilización de una serie de fórmulas que se adaptan a las condiciones del campo, dichas formulas fueron extraídas de trabajos de investigación antes realizados. (FERNÁNDEZ, 2009).

Para llegar a valor de permeabilidad se llevaron a cabo necesariamente el cálculo de otros parámetros petrofísicos como lo son:

- Arcillosidad

$$IGR = (GR - GR_{Min}) / (Gr_{Max} - Gr_{Min}) \quad \text{Ec. E.1}$$

Donde:

Gr: Lectura de Gr para cada Arena producida, (UAPI).

Gr_{Max} : Lectura Máxima leída de Gr en común de todas las arenas, (UAPI).

Gr_{Min}: Lectura Minina leída de Gr en común de todas las arenas, (UAPI).

Determinación de modelo de arcillosidad (Vsh): teniendo todos los valores de I_{vsh} para todos los pozos se procedió a determinar el modelo de arcillosidad. Para ello fue necesario aplicar la ecuación que se presentan a continuación:

Modelo de Clavier Modificado por Acosta y Rosales

$$Vsh = \left[0.8813 * (1.7 - (3.38 - (I_{sh} + 0.7)^2)^{\frac{1}{2}} \right]^{0.9047} \quad \text{Ec. E.2}$$

Donde:

V_{sh} : Volumen de arcilla (%).

I_{sh} : Índice de arcillosidad (adimensional).

- Porosidad Efectiva

Se determinó a partir del modelo densidad-neutrón para los pozos que contaban con estos perfiles. En este caso se utilizaron las ecuaciones E.3, E.4, E.5.

$$\phi_D = \phi_A - (Vsh * \phi_L) \quad \text{Ec. E.3}$$

Donde:

ϕ_D : Porosidad efectiva de la arena en función de la densidad (%)

ϕ_A : Lectura del registro de densidad en la arena (%)

Vsh: Volumen de arcilla (%)

ϕ_L : Lectura del registro de densidad en las lutitas (%)

$$\phi_N = \phi_A - (Vsh * \phi_L) \quad \text{Ec. E.4}$$

Donde:

ϕ_N : Porosidad efectiva de la arena en función del neutrón (%)

ϕ_A : Lectura del registro del neutrón en la arena (%)

V_{sh} : Volumen de arcilla (%)

ϕ_L : Lectura del registro neutrón en las lutitas (%)

Luego de calcular las porosidades efectivas según cada tipo de registro se aplicó la media geométrica para obtener un valor promedio entre ambas porosidades.

$$\phi_{Ep} = \left(\frac{\phi_D^2 - \phi_N^2}{2} \right)^{1/2}$$

Ec. E.5

Donde:

ϕ_{Ep} : Porosidad efectiva promedio (%).

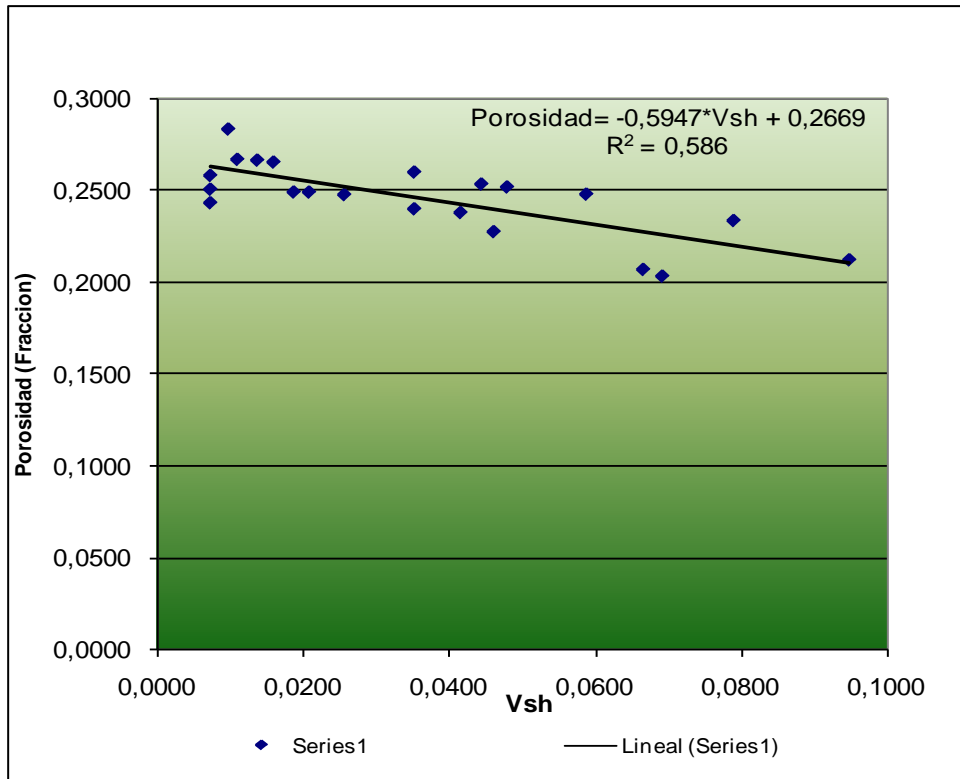
ϕ_D : Porosidad efectiva de la arena en función de la densidad (%).

ϕ_N : Porosidad efectiva de la arena en función del neutrón (%).

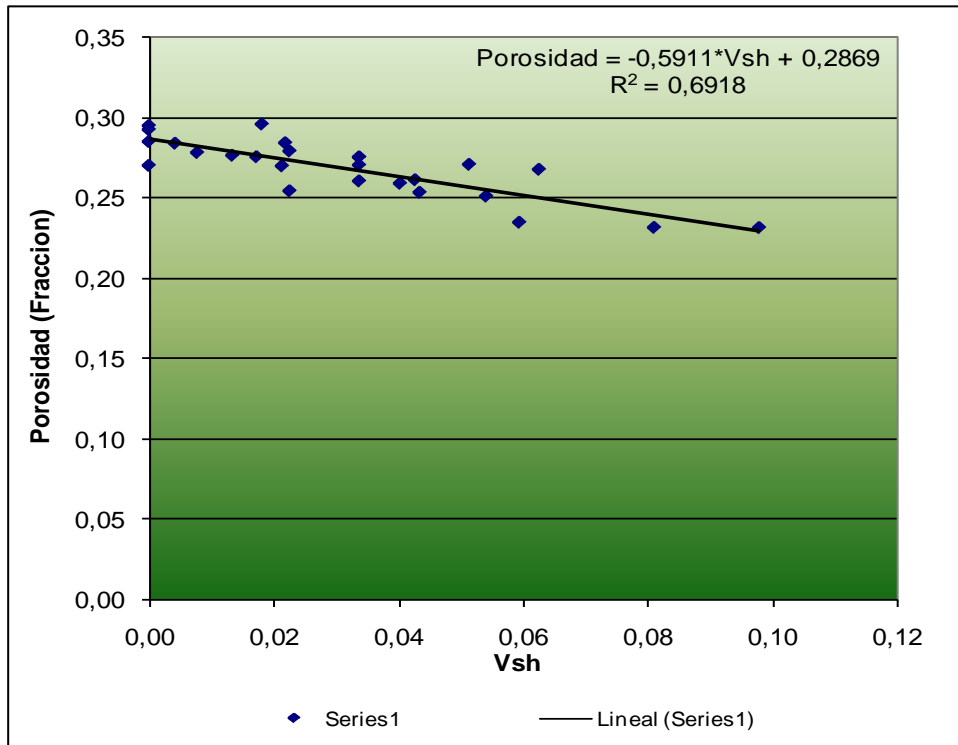
- Calculo de la Porosidad Sintética

Debido a la ausencia de registros de Densidad-Neutrón en algunos pozos de la población en estudio, se realizó un gráfico de interrelación de las áreas Este y Oeste del campo, generado a través de regresión lineal por el método de los mínimos cuadrados y se obtuvo un modelo de la porosidad efectiva como función de la

arcillosidad, que contando con el 100% de datos de Arcillosidad permitió obtener valores de porosidad. (Ver gráficas E.1 y E.2)



Gráfica E.1 Porosidad Efectiva en Función de la Arcillosidad (AreaOeste)



Gráfica E.2 Porosidad Efectiva en Función de la Arcillosidad (AreaEste)

- Saturación de Agua (S_w)

Para el cálculo de la saturación de agua se utilizó el modelo de Simandoux Modificado. (Ec. E.6)

$$S_w = \left[\left(\frac{a * R_w * (1 - V_{sh})}{\phi_e^m * R_t} \right) + \left(\frac{a * R_w * V_{sh} * (1 - V_{sh})}{2 * \phi_e^m * R_{sh}} \right)^2 \right]^{1/n} - \left[\frac{a * R_w * V_{sh} * (1 - V_{sh})}{2 * \phi_e^m * R_{sh}} \right] \quad \text{Ec. E.6}$$

Donde:

S_w : Saturación de agua (fracción).

V_{sh} : Arcillosidad (fracción).

a : Coeficiente de tortuosidad (adimensional).

m : Exponente de cementación (adimensional).

n : Exponente de saturación (adimensional).

R_W : Resistividad del agua de la formación (ohm.m).

R_t : resistividad de la arena de interés (ohm.m).

R_{sh} : Resistividad de la lutita representativa de la formación (ohm.m).

ϕ_e : Porosidad efectiva (fracción).

- Coeficiente de tortuosidad (a) y exponente de cementación (m)

En la tabla E.1, se describen los valores de “ a ” y “ m ” en función de la arcillosidad, que se ajustan a la formación oficina. (FERNÁNDEZ, 2009).

Tabla E.1 Valores de “ a ” y “ m ” según valores de Arcillosidad

V_{sh}	a	m
<5	1	2
5-15	1.45	1.54
> 15	1.63	1.33

- Resistividad del agua

Para la determinación de resistividad del agua, es necesario conocer la temperatura de la arena a la cual se desea calcular la misma, adicionalmente, para estimar la temperatura de la formación se debe primeramente estimar la profundidad promedio de la arena utilizando la ecuación E.7.

$$Pp = \frac{Ta + Ba}{2}$$

Ec. E.7

Donde:

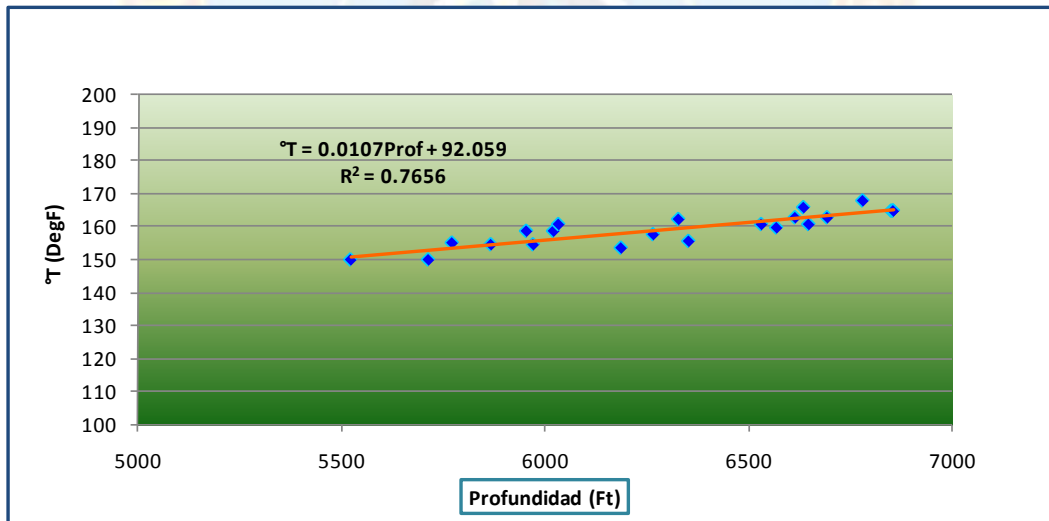
Pp: Profundidad promedio de la arena (pies).

Ta: Tope de la arena en TVD (pies).

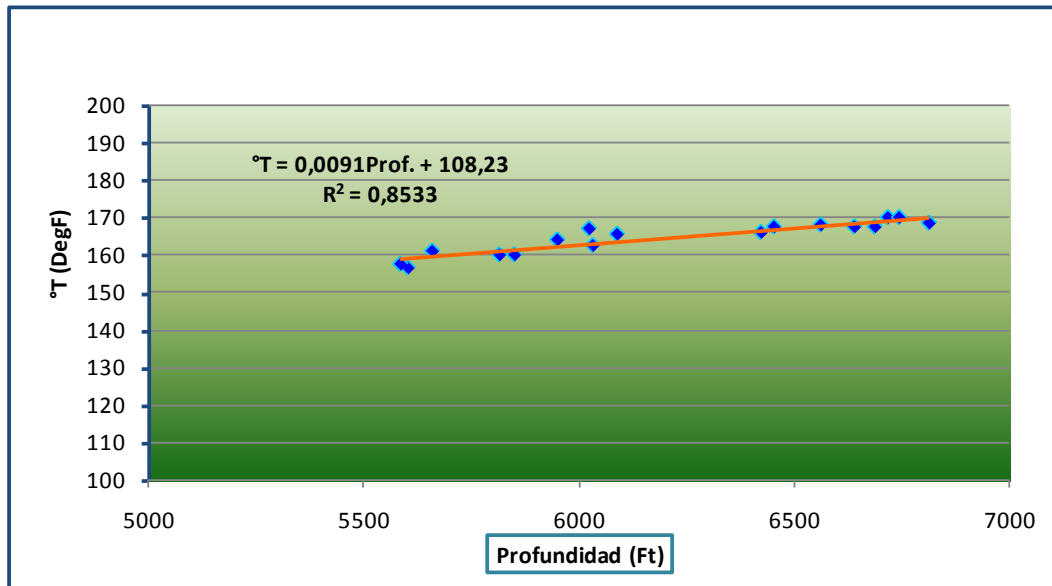
Ba: Base de la arena TVD (pies).

- Gradiente geotérmico

Primeramente se dividió el campo Oritupano-A (Ori-A) en área Oeste y Este, Para ambas áreas se adquirieron valores de temperatura a distintas profundidades verticales (TVD). Luego se realizaron las gráficas de interrelación de la profundidad Vs. temperatura a partir de las lecturas de los registros de presión y temperatura de todo el campo, estableciéndose luego mediante una regresión lineal, un gradiente de temperatura para las áreas Este y Oeste del campo. (Ver gráficas E.3 y E.4)



Gráfica E.3 Gradiente Geotérmico Lado Este Campo Ori-A



Gráfica E.4 Gradiente Geotérmico Lado Oeste Campo Ori-A

En definitiva según los resultados de esas gráficas el valor del gradiente geotérmico para el Lado Este es de 0,0107°F/ft y para el Lado Oeste es de 0,0091 °F/ft.

Posterior a esto se aplicó la ecuación E.8 para el cálculo de la temperatura inicial de la arena en cada pozo.

$$T_i = T_s + P_p * GG$$

Ec. E.8

Donde:

T_i: Temperatura inicial de yacimiento (°F).

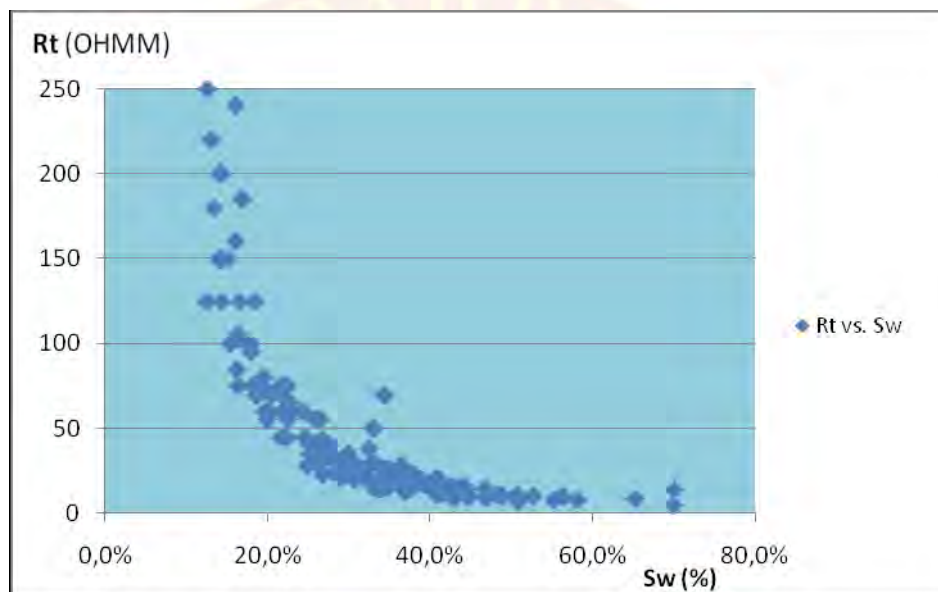
T_s: Temperatura de superficie (°F).

P_p: Profundidad promedio de yacimiento (pies).

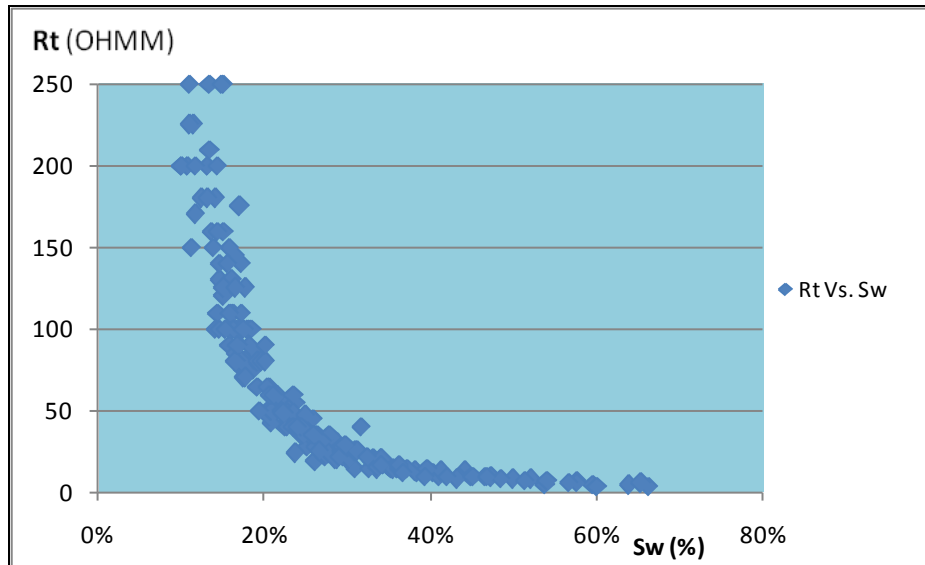
GG: Gradiente geotérmico (°F/pies).

- Saturación de agua irreducible (S_{wir})

Para determinar la S_{wir} se elaboraron graficas de saturación de agua (según los Modelos de Saturación) Vs Resistividad para el lado Oeste y Este del yacimiento, el valor asintótico de la función proyectado al eje de las ordenadas determinó el valor de la saturación irreducible de agua. (Ver gráficas E.5 y E.6).



Gráfica E.5 Resistividad Total Vs. Saturación De Agua (Lado Oeste)



Gráfica E.6 Resistividad Total Vs. Saturación De Agua (Lado Este)

- Permeabilidad

Para determinar la permeabilidad, se utilizó la ecuación de Coates (ecuación E.9), que depende principalmente de la porosidad, la saturación de agua irreducible y un coeficiente que varía según las condiciones del campo en estudio. El coeficiente que propone el modelo original tiene un valor de 10, sin embargo los estudios realizados en el Campo Oritupano han determinado que utilizando un coeficiente de 9.5 se obtienen valores de permeabilidad absoluta más certeros en los yacimientos del campo. (FERNÁNDEZ, 2009).

$$K = (C * \phi)^4 * \left[\frac{\phi(1 - Sw_{ir})}{\phi - \phi(1 - Sw_{ir})} \right]^2 \quad \text{Ec. E.9}$$

Donde:

K: Permeabilidad absoluta (md).

Ø: Porosidad efectiva (fracción).

Sw_{ir}: Saturación de agua irreducible (fracción).

C: 9.5 Coeficiente calculado para el Campo Oritupano, Adimensional.

Tabla E.1 Cálculo de Profundidad Promedio, Arcillosidad, Porosidad Efectiva y Sintetica

Pozo	Arenas en Producción	Tope	Base	Prof. Promedio	Calculo de Vsh					Calculo De Porosidad Efectiva						Porosidad	
					GR Minimo	GR Maximo	GR	IGR	Vsh	φD	φDsh	φDc	φn	φNsh	φNc	Porosidad	Sintética
ORM-37	M1	6681	6733	6707	12	132	25	0,10833333	0,05731	0,27	0,12	0,26312319				26,3%	25,3%
	M2,3	6491	6513	6502	12	132	17	0,04166667	0,02298267	0,26	0,12	0,25724208				25,7%	27,3%
	M4	6549	6580	6564,5	12	132	20	0,06666667	0,03582048	0,3	0,12	0,29570154				29,6%	26,6%
	N1,2	6600	6621	6610,5	12	132	18	0,05	0,02727283	0,25	0,12	0,24627226				24,7%	27,1%
	O1	6664	6753	6708,5	12	132	21	0,075	0,04009442	0,25	0,12	0,24518867				24,5%	26,3%
	P1	6664	6753	6708,5	12	132	23	0,09166667	0,0486699	0,24	0,12	0,23415961				23,4%	25,8%
	P2,3	6371	6391	6381	12	132	35	0,19166667	0,10200829	0,21	0,12	0,19775901				19,8%	22,7%
	R1,3	6812	6860	6836	12	132	32	0,16666667	0,08828526	0,3	0,12	0,28940577				28,9%	23,5%
	R4U,L	6567	6637	6602	12	132	22	0,08333333	0,04437615	0,27	0,12	0,26467486				26,5%	26,1%
	6567	6637	6602	12	132	20	0,06666667	0,03582048	0,25	0,12	0,24570154				24,6%	26,6%	
ORM-40	L1U, L	6706	6744	6725	18	135	22	0,03418803	0,01910951	0,24	0,19	0,23636919				23,6%	27,6%
	L3	6744	6784	6764	18	135	25	0,05982906	0,03231574	0,27	0,19	0,26386001				26,4%	26,8%
	M1	6460	6474	6467	18	135	28	0,08547009	0,04547581	0,27	0,19	0,2613596				26,1%	26,0%
	M2,3	6474	6512	6493	18	135	35	0,14529915	0,0767817	0,29	0,19	0,27541148				27,5%	24,2%
	M4	6562	6597	6579,5	18	135	40	0,18803419	0,0999957	0,3	0,19	0,28100082				28,1%	22,8%
	P2,3	6597	6619	6608	18	135	45	0,23076923	0,12410187	0,24	0,19	0,21642065				21,6%	21,4%
	R1,3	6679	6735	6707	18	135	67	0,41880342	0,2433656	0,26	0,19	0,21376054				21,4%	14,3%
		6679	6735	6707	18	135	25	0,05982906	0,03231574	0,28	0,19	0,27386001				27,4%	26,8%
	R4U, L	6870	6930	6900	18	135	29	0,09401709	0,04988363	0,24	0,19	0,23052211				23,1%	25,7%
	S3	6870	6930	6900	18	135	31	0,11111111	0,05875384	0,22	0,19	0,20883677				20,9%	25,2%
ORM-43	L3	6370	6395	6382,5	10	75	27	0,26153846	0,14207412	0,28	0,15	0,25868888				25,9%	20,3%
	M1	6420	6477	6448,5	10	75	24	0,21538462	0,11531335	0,295	0,15	0,2777703				27,8%	21,9%
	M2,3	6420	6477	6448,5	10	75	31	0,32307692	0,17972318	0,19	0,15	0,16304152				16,3%	18,1%
	O1	6420	6477	6448,5	10	75	30	0,30769231	0,17008713	0,27	0,15	0,24448693				24,4%	18,6%
	R1,3	6477	6508	6492,5	10	75	35	0,38461538	0,21987397	0,25	0,15	0,2170189				21,7%	15,7%
		6508	6590	6549	10	75	24	0,21538462	0,11531335	0,31	0,15	0,292703				29,3%	21,9%
	R4U, L	6590	6672	6631	10	75	35	0,38461538	0,21987397	0,28	0,15	0,2470189				24,7%	15,7%
	6672	6757	6714,5	10	75	29	0,29230769	0,1606031	0,24	0,15	0,21590954				21,6%	19,2%	
ORM-76	L3	6507	6539	6523	20	110	25	0,05555556	0,03012449	0,3	0,15	0,29548133	0,29	0,48	0,27554025	28,6%	26,9%
	M2,3	6622	6682	6652	20	110	23	0,03333333	0,01866485	0,26	0,15	0,25720027	0,25	0,48	0,24104087	24,9%	27,6%
	N1,2	6622	6682	6652	20	110	27	0,07777778	0,04152057	0,32	0,15	0,31377191	0,3	0,48	0,28007013	29,7%	26,2%
	O1	6682	6737	6709,5	20	110	30	0,11111111	0,05875384	0,25	0,1	0,24412462	0,28	0,48	0,25179816	24,8%	25,2%
	S3	6737	6965	6851	20	110	27	0,07777778	0,04152057	0,26	0,1	0,25584794	0,24	0,48	0,22007013	23,8%	26,2%
ORM-81	L2M	6712	6940	6826	18	125	25	0,06542056	0,03518174	0,28	0,12	0,27577819	0,26	0,45	0,24416822	26%	27%
	L2L	6940	7022	6981	18	125	20	0,01869159	0,01093882	0,28	0,12	0,27868734	0,26	0,45	0,25507753	26,7%	28,0%
	M2,3	6409	6454	6431,5	18	125	22	0,03738318	0,02076778	0,27	0,12	0,26750787	0,24	0,45	0,2306545	24,9%	27,5%
	N1,2	6409	6454	6431,5	18	125	25	0,06542056	0,03518174	0,3	0,12	0,29577819	0,27	0,45	0,25416822	27,5%	26,6%
		6479	6532	6505,5	18	125	23	0,04672897	0,02559116	0,26	0,12	0,25692906	0,25	0,45	0,23848398	24,8%	27,2%
	O1	6479	6532	6505,5	18	125	36	0,1682243	0,08913171	0,27	0,12	0,2593042	0,3	0,45	0,25989073	26%	23%
	P1	6479	6532	6505,5	18	125	25	0,06542056	0,03518174	0,26	0,12	0,25577819	0,24	0,45	0,22416822	24%	27%
	P2,3	6532	6547	6539,5	18	125	42	0,22429907	0,12039017	0,29	0,12	0,27555318	0,31	0,45	0,25582442	26,6%	21,6%

Continuación Tabla E.1 Cálculo de Profundidad Promedio, Arcillosidad, Porosidad Efectiva y Sintética

Pozo	Arenas en Producción	Tope	Base	Prof. Promedio	Calculo de Vsh					Calculo De Porosidad Efectiva						Porosidad	
					GR Minimo	GR Maximo	GR	IGR	Vsh	φD	φDsh	φDc	φn	φNsh	φNc	Porosidad	Sintética
ORM-116	L1U, L	6599	6620	6609,5	5	132	16	0,08661417	0,04606496	0,23	0,09	0,22585415	0,25	0,45	0,22927077	22,8%	26,0%
	L2M	6663	6752	6707,5	5	132	43	0,2992126	0,16484118	0,3	0,09	0,28516429	0,35	0,45	0,27582147	28,0%	18,9%
	M2,3	6663	6752	6707,5	5	132	23	0,14173228	0,07488022	0,29	0,09	0,28326078	0,32	0,45	0,2863039	28,5%	24,3%
	N1,2	6370	6390	6380	5	132	18	0,1023622	0,0542039	0,24	0,09	0,23512165	0,33	0,45	0,30560824	27,0%	25,5%
		6811	6859	6835	5	132	15	0,07874016	0,04201491	0,24	0,09	0,23621866	0,33	0,45	0,31109329	27,4%	26,2%
	6566	6636	6601	5	132	30	0,19685039	0,1048917	0,25	0,09	0,24055975	0,34	0,45	0,29279873	26,7%	22,5%	
ORM-118	L2M	6731	6769	6750	18	170	27	0,05921053	0,03199865	0,16	0,1	0,15680013	0,213	0,43	0,19924058	17,8%	26,8%
	M2,3	6769	6809	6789	18	170	40	0,14473684	0,0764816	0,28	0,1	0,27235184	0,32	0,43	0,28711291	28%	24%
	N1,2	6485	6499	6492	18	170	19	0,00657895	0,00421444	0,29	0,1	0,28957856	0,28	0,43	0,27818779	28,4%	28,4%
	R1,3	6499	6537	6518	18	170	28	0,06578947	0,03537083	0,3	0,1	0,29646292	0,29	0,43	0,27479054	28,6%	26,6%
		6587	6622	6604,5	18	170	24	0,03947368	0,02184977	0,3	0,1	0,29781502	0,28	0,43	0,2706046	28,4%	27,4%
ORM-133	L2M	6613	6635	6624	15	140	15	0	0	0,29	0,09	0,29	0,28	0,45	0,28	28,5%	28,7%
	M2,3	6422	6470	6446	15	140	32	0,136	0,07183502	0,28	0,09	0,27353485	0,31	0,45	0,27767424	27,6%	24,4%
	R1,3	6695	6751	6723	15	140	28	0,104	0,05505396	0,31	0,09	0,30504514	0,305	0,45	0,28022572	29,3%	25,4%
		6886	6946	6916	15	140	25	0,08	0,04266223	0,275	0,09	0,2711604	0,27	0,45	0,250802	26,1%	26,2%
	T	6886	6946	6916	15	140	30	0,12	0,06340092	0,3	0,09	0,29429392	0,28	0,45	0,25146959	27,3%	24,9%
	U1	6366	6379	6372,5	15	140	18	0,024	0,01376953								27,9%
ORM-134	L2M	6410	6435	6422,5	13	135	24	0,09016393	0,04789457	0,24	0,09	0,23568949	0,28	0,25	0,26802636	25,2%	25,9%
	L2L	6460	6517	6488,5	13	135	16	0,02459016	0,01408173	0,18	0,09	0,17873264	0,15	0,25	0,14647957	16,3%	27,9%
	M2,3	6460	6517	6488,5	13	135	13	0	0	0,26	0,09	0,26	0,22	0,25	0,22	24%	29%
	N1,2	6460	6517	6488,5	13	135	29	0,13114754	0,06926717	0,26	0,09	0,25376595	0,3	0,25	0,28268321	27%	25%
	R1,3	6517	6548	6532,5	13	135	15	0,01639344	0,00969783	0,3	0,09	0,2991272	0,27	0,25	0,26757554	28,3%	28,1%
		6548	6630	6589	13	135	25	0,09836066	0,05213006	0,3	0,09	0,29530829	0,28	0,25	0,26696748	28%	26%
	U1	6630	6712	6671	13	135	17	0,03278689	0,0183803	0,29	0,09	0,28834577	0,27	0,25	0,26540492	27,7%	27,6%
6712		6797	6754,5	13	135	20	0,05737705	0,03105863	0,29	0,09	0,28720472	0,27	0,25	0,26223534	27,5%	26,9%	
ORM-137	L2M	6758	6396	6577	15	123	15	0	0	0,275	0,11	0,275				27,5%	28,7%
	L2M	6358	6892	6625	15	123	20	0,0462963	0,02536852	0,28	0,11	0,27720946				27,7%	27,2%
		6461	6493	6477	15	123	28	0,12037037	0,06359512	0,29	0,11	0,28300454				28,3%	24,9%
	M2,3	6576	6636	6606	15	123	25	0,09259259	0,04914789	0,28	0,11	0,27459373				27,5%	25,8%
		6576	6636	6606	15	123	20	0,0462963	0,02536852	0,27	0,11	0,26720946				26,7%	27,2%
	N1,2	6636	6691	6663,5	15	123	40	0,23148148	0,12451186	0,27	0,11	0,2563037				25,6%	21,3%
	P2,3	6528	6549	6538,5	15	123	78	0,58333333	0,37034092	0,32	0,11	0,2792625				27,9%	6,8%
	R1,3	6550	6600	6575	15	123	25	0,09259259	0,04914789	0,27	0,11	0,26459373				26,5%	25,8%
	R4U, L	6630	6654	6642	15	123	35	0,18518519	0,09842173	0,25	0,11	0,23917361				23,9%	22,9%
	T	6717	6743	6730	15	123	16	0,00925926	0,00575298	0,27	0,11	0,26936717				26,9%	28,3%
	U1	6743	6800	6771,5	15	123	21	0,05555556	0,03012449	0,3	0,11	0,29668631				29,7%	26,9%
ORM-138	L2M	6498	6551	6524,5	14	135	15	0,00826446	0,00518692	0,3	0,12	0,29937757				29,9%	28,4%
	M2,3	6498	6551	6524,5	14	135	25	0,09090909	0,04827897	0,28	0,12	0,27420652				27,4%	25,8%
		6498	6551	6524,5	14	135	34	0,16528926	0,08753766	0,27	0,12	0,25949548				25,9%	23,5%
	N1,2	6551	6566	6558,5	14	135	23	0,07438017	0,03977632	0,26	0,12	0,25522684				25,5%	26,3%
		6566	6628	6597	14	135	25	0,09090909	0,04827897	0,3	0,12	0,29420652				29,4%	25,8%
	R1,3	6566	6628	6597	14	135	30	0,1322314	0,06983996	0,27	0,12	0,26161921				26,2%	24,6%
U1	6833	6923	6878	14	135	25	0,09090909	0,04827897	0,28	0,12	0,27420652				27,4%	25,8%	

Continuación Tabla E.1 Calculo de Profundidad Promedio, Arcillosidad, Porosidad Efectiva y Sintetica

Pozo	Arenas en Producción	Tope	Base	Prof. Promedio	Calculo de Vsh					Calculo De Porosidad Efectiva						Porosidad		
					GR Mínimo	GR Máximo	GR	IGR	Vsh	φD	φDsh	φDc	φn	φNsh	φNc	Porosidad	Sintética	
ORM-140	L2M	333	333	333	12	145	20	0,06015038	0,03248045	0,29	0,08	0,28740156					28,7%	26,8%
		6543	6560	6551,5	12	145	14	0,01503759	0,0089601	0,31	0,08	0,30928319					30,9%	28,2%
	M2,3	6560	6586	6573	12	145	38	0,19548872	0,10413298	0,25	0,08	0,24166936					24,2%	22,5%
		6586	6598	6592	12	145	17	0,03759398	0,02087699	0,27	0,08	0,26832984					26,8%	27,5%
		6598	6618	6608	12	145	15	0,02255639	0,01300394	0,26	0,08	0,25895968					25,9%	27,9%
	M4	6618	6639	6628,5	12	145	18	0,04511278	0,02475925	0,27	0,08	0,26801926					26,8%	27,2%
		6648	6673	6660,5	12	145	30	0,13533835	0,07148435	0,26	0,08	0,25428125					25,4%	24,5%
	N1,2	6673	6693	6683	12	145	23	0,08270677	0,04405384	0,31	0,08	0,30647569					30,6%	26,1%
6703		6743	6723	12	145	15	0,02255639	0,01300394	0,28	0,08	0,27895968					27,9%	27,9%	
ORM-141	L2M	6790	6830	10205	12	135	15	0,02439024	0,01397602	0,3	0,12	0,29832288					29,8%	27,9%
	L3,4	6790	6830	10205	12	135	17	0,04065041	0,02245792	0,31	0,12	0,30730505					30,7%	27,4%
	M2,3	6553	6568	9837	12	135	27	0,12195122	0,06442454	0,27	0,12	0,26226906					26,2%	24,9%
		6605	6619	9914,5	12	135	17	0,04065041	0,02245792	0,29	0,12	0,28730505					28,7%	27,4%
	R1,3	6643	6658	9972	12	135	20	0,06504065	0,03498701	0,32	0,12	0,31580156					31,6%	26,6%
		6658	6683	9999,5	12	135	22	0,08130081	0,04333086	0,27	0,12	0,2648003					26,5%	26,1%
	R4U, L	6683	6698	10032	12	135	23	0,08943089	0,04751653	0,28	0,12	0,27429802					27,4%	25,9%
		6773	6791	10168,5	12	135	14	0,01626016	0,00962551	0,29	0,12	0,28884494					28,9%	28,1%
	T	6773	6811	10178,5	12	135	14	0,01626016	0,00962551	0,29	0,12	0,28884494					28,9%	28,1%
U1	6802	6843	10223,5	12	135	16	0,03252033	0,01824142	0,28	0,12	0,27781103					27,8%	27,6%	
ORM-142	L1U, L	6418	6447	6432,5	10	135	15	0,04	0,02212186	0,15	0,1	0,14778781	0,26	0,29	0,25358466	20,1%	27,4%	
	L2M	6447	6461	6454	10	135	25	0,12	0,06340092	0,31	0,1	0,30365991	0,26	0,29	0,24161373	27,3%	24,9%	
	M2,3	6916	6932	6924	10	135	33	0,184	0,09776812	0,28	0,1	0,27022319	0,22	0,29	0,19164725	23%	23%	
		6632	6652	6642	10	135	16	0,048	0,0262449	0,27	0,1	0,26737551	0,18	0,29	0,17238898	22%	27%	
	N1,2	6652	6669	6660,5	10	135	15	0,04	0,02212186	0,27	0,1	0,26778781	0,16	0,29	0,15358466	21,1%	27,4%	
		6692	6706	6699	10	135	23	0,104	0,05505396	0,29	0,1	0,2844946	0,19	0,29	0,17403435	23%	25%	
	R1,3	6719	6729	6724	10	135	22	0,096	0,05090859	0,27	0,1	0,26490914	0,18	0,29	0,16523651	21,5%	25,7%	
		6760	6786	6773	10	135	10	0	0	0,3	0,1	0,3	0,21	0,29	0,21	25,5%	28,7%	
	T	6845	6885	6865	10	135	16	0,048	0,0262449	0,285	0,1	0,28237551	0,16	0,29	0,15238898	21,7%	27,1%	
	U1	6845	6885	6865	10	135	16	0,048	0,0262449	0,285	0,1	0,28237551	0,16	0,29	0,15238898	21,7%	27,1%	
ORM-143	L3	6879	6936	6907,5	25	128	27	0,01941748	0,01132862	0,31	0,08	0,30909371				30,9%	28,0%	
	M2,3	6879	6936	6907,5	25	128	32	0,06796117	0,03648408	0,295	0,08	0,29208127					29,2%	26,5%
		6684	6714	6699	25	128	25	0	0	0,285	0,08	0,285					28,5%	28,7%
	N1,2	6714	6729	6721,5	25	128	27	0,01941748	0,01132862	0,26	0,08	0,25909371					25,9%	28,0%
	R1,3	6647	6661	6654	25	128	30	0,04854369	0,02652443	0,3	0,08	0,29787805					29,8%	27,1%
		6692	6708	6700	25	128	28	0,02912621	0,01646825	0,28	0,08	0,27868254					27,9%	27,7%
	R4U, L	6727	6747	6737	25	128	40	0,14563107	0,07695891	0,22	0,08	0,21384329					21,4%	24,1%
T	6747	6767	6757	25	128	37	0,11650485	0,06157058	0,3	0,08	0,29507435					29,5%	25,1%	
U1	6947	6962	6954,5	25	128	29	0,03883495	0,0215194	0,28	0,08	0,27827845					27,8%	27,4%	
ORM-144	L1U, L	6535	6559	6547	14	120	45	0,29245283	0,16069187	0,21	0,13	0,18911006					18,9%	19,2%
	L2M	6559	6571	6565	14	120	18	0,03773585	0,02095047	0,3	0,13	0,29727644					29,7%	27,5%
	M2,3	6623	6653	6638	14	120	35	0,19811321	0,10559618	0,27	0,13	0,2562725					25,6%	22,4%
		6667	6690	6678,5	14	120	30	0,1509434	0,07980133	0,3	0,13	0,28962583					25,0%	24,0%
		6667	6690	6678,5	14	120	22	0,0754717	0,04033653	0,29	0,13	0,28475625					24,5%	26,3%
	N1,2	6610	6710	6660	14	120	18	0,03773585	0,02095047	0,26	0,13	0,24962583					25,0%	27,5%
		6610	6730	6670	14	120	43	0,27358491	0,14926015	0,25	0,13	0,24475625					24,5%	19,9%
	P1	6745	6765	6755	14	120	25	0,10377358	0,0549364	0,31	0,13	0,30285827					30,3%	25,4%
	R1,3	6447	6476	6461,5	14	120	44	0,28301887	0,15494871	0,27	0,13	0,24985667					25,0%	19,5%
	T	6486	6495	6490,5	14	120	25	0,10377358	0,0549364	0,27	0,13	0,26285827					26,3%	25,4%

Continuación Tabla E.1 Calculo de Profundidad Promedio, Arcillosidad, Porosidad Efectiva y Sintetica

Pozo	Arenas en Producción	Tope	Base	Prof. Promedio	Calculo de Vsh					Calculo De Porosidad Efectiva						Porosidad			
					GR Minimo	GR Maximo	GR	IGR	Vsh	φD	φDsh	φDc	φn	φNsh	φNc	Porosidad	Sintética		
ORM-150	L2M	6505	6521	6513	13	150	17	0,02919708	0,01650537	0,29	0,12	0,28801936				28,8%	27,7%		
	L3,4	6551	6607	6579	13	150	17	0,02919708	0,01650537	0,3	0,12	0,29801936				29,8%	27,7%		
	M2,3	404	404	404	13	150	23	0,0729927	0,0390644	0,25	0,12	0,24531227				24,5%	26,4%		
		404	404	404	13	150	40	0,19708029	0,10501989	0,27	0,12	0,25739761				25,7%	22,5%		
	N1,2	404	404	404	13	150	17	0,02919708	0,01650537	0,27	0,12	0,26801936				26,8%	27,7%		
		6614	6631	6622,5	13	150	15	0,01459854	0,00872021	0,285	0,12	0,28395357				28,4%	28,2%		
	R1,3	6631	6657	6644	13	150	25	0,08759124	0,0465683	0,27	0,12	0,2644118				26,4%	25,9%		
U1	6657	6669	6663	13	150	22	0,06569343	0,0353216		0,12							26,6%		
ORM-151	L2M	6646	6666	6656	13	120	22	0,08411215	0,04477687	0,28	0,09	0,27597008				27,6%	26,0%		
	M2,3	6666	6687	6676,5	13	120	40	0,25233645	0,13664248	0,3	0,09	0,28770218				28,8%	20,6%		
		6696	6721	6708,5	13	120	17	0,03738318	0,02076778	0,27	0,09	0,2681309				26,8%	27,5%		
	N1,2	6721	6741	6731	13	120	15	0,01869159	0,01093882	0,29	0,09	0,28901551				28,9%	28,0%		
		6751	6791	6771	13	120	32	0,17757009	0,0942339	0,32	0,09	0,31151895				31,2%	23,1%		
	R1,3	6791	6831	6811	13	120	21	0,07476636	0,03997451	0,29	0,09	0,28640229				28,6%	26,3%		
		6791	6831	6811	13	120	23	0,09345794	0,04959478	0,3	0,09	0,29553647				29,6%	25,8%		
	R4U, L	6554	6569	6561,5	13	120	20	0,06542056	0,03518174	0,3	0,09	0,29683364				29,7%	26,6%		
T	6606	6620	6613	13	120	34	0,19626168	0,10456356	0,26	0,09	0,25058928				25,1%	22,5%			
U1	6644	6659	6651,5	13	120	36	0,21495327	0,11506878	0,29	0,09	0,27964381				28,0%	21,9%			
ORM-152	L1U, L	6356	6682	6519	13	119	18	0,04716981	0,02581795	0,28	0,1	0,27741821				27,7%	27,2%		
	L2M	6682	6697	6689,5	13	119	30	0,16037736	0,08487864	0,29	0,1	0,28151214				28,2%	23,7%		
	L3,4	6772	6790	6781	13	119	35	0,20754717	0,11088472	0,3	0,1	0,28891153				28,9%	22,1%		
		6801	6842	6821,5	13	119	20	0,06603774	0,03549809	0,3	0,1	0,29645019				29,6%	26,6%		
	M2,3	6801	6842	6821,5	13	119	22	0,08490566	0,04518526	0,27	0,1	0,26548147				26,5%	26,0%		
		6842	6892	6867	13	119	21	0,0754717	0,04033653	0,28	0,1	0,27596635				27,6%	26,3%		
	N1,2	6912	6928	6920	13	119	23	0,09433962	0,05005028	0,27	0,1	0,26499497				26,5%	25,7%		
		6628	6648	6638	13	119	26	0,12264151	0,06478698	0,3	0,1	0,2935213				29,4%	24,9%		
	R1,3	6648	6665	6656,5	13	119	23	0,09433962	0,05005028	0,275	0,1	0,26999497				27,0%	25,7%		
		6688	6702	6695	13	119	13	0	0	0,29	0,1	0,29				29,0%	28,7%		
	T	6741	6778	6759,5	13	119	13	0	0	0,29	0,1	0,29				29,0%	28,7%		
U1	6715	6725	6720	13	119	35	0,20754717	0,11088472	0,27	0,1	0,25891153				25,9%	22,1%			
ORM-153	L2M	6702	6728	6715	13	84	13	0	0									28,7%	
	L2L	6787	6827	6807	13	84	38	0,35211268	0,19833887									17,0%	
	M2,3	6787	6827	6807	13	84	18	0,07042254	0,03774611									26,5%	
		6827	6884	6855,5	13	84	19	0,08450704	0,04498009										26,0%
	N1,2	6827	6884	6855,5	13	84	24	0,15492958	0,08194199										23,8%
	R1,3	6632	6662	6647	13	84	28	0,21126761	0,11298297										22,0%
	R4U, L	6662	6677	6669,5	13	84	34	0,29577465	0,16272729										19,1%
	S3	6595	6609	6602	13	84	42	0,4084507	0,236158										14,7%
S4	6640	6656	6648	13	84	52	0,54929577	0,3419696										8,5%	
ORM-154	L2M	6675	6695	6685	22	125	22	0	0	0,29	0,09	0,29						29,0%	28,7%
		6695	6715	6705	22	125	30	0,0776699	0,04146517	0,3	0,09	0,29626813						29,6%	26,2%
	M2,3	6895	6910	6902,5	22	125	30	0,0776699	0,04146517	0,3	0,09	0,29626813						29,6%	26,2%
		6490	6514	6502	22	125	35	0,12621359	0,06666524	0,3	0,09	0,29400013						29,4%	24,7%
	M4	6514	6526	6520	22	125	30	0,0776699	0,04146517	0,27	0,09	0,26626813						26,6%	26,2%
	N1,2	6578	6608	6593	22	125	43	0,2038835	0,10882549	0,28	0,09	0,27020571						27,0%	22,3%
	R1,3	6622	6645	6633,5	22	125	40	0,17475728	0,09269401	0,3	0,09	0,29165754						29,2%	23,2%
	T	6622	6645	6633,5	22	125	37	0,14563107	0,07695891	0,26	0,09	0,2530737						25,3%	24,1%
	U1	6645	6665	6655	22	125	29	0,06796117	0,03648408	0,28	0,09	0,27671643						27,7%	26,5%

Continuación Tabla E.1 Calculo de Profundidad Promedio, Arcillosidad, Porosidad Efectiva y Sintetica

Pozo	Arenas en Producción	Tope	Base	Prof. Promedio	Calculo de Vsh					Calculo De Porosidad Efectiva						Porosidad	
					GR Minimo	GR Maximo	GR	IGR	Vsh	φD	φDsh	φDc	φn	φNsh	φNc	Porosidad	Sintética
ORM-155	L2M	6375	6045	6210	13	120	15	0,01869159	0,01093882	0,29	0,09	0,28901551				28,9%	28,0%
		6375	6045	6210	13	120	13	0	0	0,3	0,09	0,3				30,0%	28,7%
	M2,3	6416	6469	6442,5	13	120	33	0,18691589	0,09937741	0,28	0,09	0,27105603				27,1%	22,8%
		373	373	373	13	120	16	0,02803738	0,01589731	0,31	0,09	0,30856924				30,9%	27,8%
	N1,2	373	373	373	13	120	15	0,01869159	0,01093882	0,27	0,09	0,26901551				26,9%	28,0%
		373	373	373	13	120	14	0,00934579	0,00580198	0,3	0,09	0,29947782				29,9%	28,3%
	R1,3	6583	6600	6591,5	13	120	35	0,20560748	0,10979362	0,3	0,09	0,29011857				29,0%	22,2%
		6600	6626	6613	13	120	43	0,28037383	0,15334832	0,27	0,09	0,25619865				25,6%	19,6%
	R4U,L	6626	6638	6632	13	120	28	0,14018692	0,07405798	0,28	0,09	0,27333478				27,3%	24,3%
		6638	6837	6737,5	13	120	20	0,06542056	0,03518174	0,28	0,09	0,27683364				27,7%	26,6%
U1	6658	6837	6747,5	13	120	29	0,14953271	0,07904538	0,28	0,09	0,27288592				27,3%	24,0%	
	6688	6837	6762,5	13	120	15	0,01869159	0,01093882	0,28	0,09	0,27901551				27,9%	28,0%	
ORM-156	L4	6732	6752	6742	13	135	17	0,03278689	0,0183803	0,29	0,08	0,28852958				28,9%	27,6%
		6762	6802	6782	13	135	25	0,09836066	0,05213006	0,27	0,08	0,26582959				26,6%	25,6%
	M2,3	6802	6842	6822	13	135	15	0,01639344	0,00969783	0,28	0,08	0,27922417				27,9%	28,1%
		6802	6842	6822	13	135	14	0,00819672	0,00514818	0,28	0,08	0,27958815				28,0%	28,4%
	N1,2	6565	6580	6572,5	13	135	19	0,04918033	0,02685166	0,27	0,08	0,26785187				26,8%	27,1%
		6617	6631	6624	13	135	14	0,00819672	0,00514818	0,29	0,08	0,28958815				29,0%	28,4%
	R1,3	6655	6670	6662,5	13	135	16	0,02459016	0,01408173	0,3	0,08	0,29887346				29,9%	27,9%
		6670	6695	6682,5	13	135	25	0,09836066	0,05213006	0,27	0,08	0,26582959				26,6%	25,6%
	R4U, L	6695	6710	6702,5	13	135	30	0,13934426	0,07361004	0,23	0,08	0,2241112				22,4%	24,3%
		6785	6803	6794	13	135	35	0,18032787	0,0957473	0,3	0,08	0,29234022				29,2%	23,0%
	T	6814	6855	6834,5	13	135	27	0,1147541	0,06065527	0,25	0,08	0,24514758				24,5%	25,1%
		6814	6855	6834,5	13	135	17	0,03278689	0,0183803	0,26	0,08	0,25852958				25,9%	27,6%
	U1	6814	6855	6834,5	13	135	17	0,03278689	0,0183803	0,28	0,08	0,27852958				27,9%	27,6%
6814		6855	6834,5	13	135	17	0,03278689	0,0183803	0,28	0,08	0,27852958				27,9%	27,6%	
ORM-157	L2M	6355	6366	6360,5	36	168	40	0,03030303	0,01708412	0,27	0,09	0,26846243				26,8%	27,7%
	L4	6366	6395	6380,5	36	168	45	0,06818182	0,0365972	0,3	0,09	0,29670625				29,7%	26,5%
	M2,3	6415	6470	6442,5	36	168	39	0,02272727	0,01309471	0,24	0,09	0,23882148				23,9%	27,9%
	N1,2	6672	6689	6680,5	36	168	43	0,0530303	0,02882884	0,26	0,09	0,2574054				25,7%	27,0%
	R1,3	6712	6726	6719	36	168	39	0,02272727	0,01309471	0,25	0,09	0,24882148				24,9%	27,9%
	U1	6739	6749	6744	36	168	48	0,09090909	0,04827897	0,27	0,09	0,26565489				26,6%	25,8%
ORM-158	L2M	6752	6778	6765	14	112	46	0,32653061	0,18190771	0,27	0,1	0,25180923	0,325	0,43	0,24677969	24,9%	17,9%
		6837	6877	6857	14	112	14	0	0	0,3	0,1	0,3	0,29	0,43	0,29	29,5%	28,7%
	M2,3	6837	6877	6857	14	112	27	0,13265306	0,07006291	0,27	0,1	0,26299371	0,3	0,43	0,26987295	26,6%	24,5%
		6877	6934	6905,5	14	112	22	0,08163265	0,04350148	0,3	0,1	0,29564985	0,32	0,43	0,30129437	30%	26%
		6877	6934	6905,5	14	112	17	0,03061224	0,01724574	0,29	0,1	0,28827543	0,27	0,43	0,26258433	28%	28%
		6682	6712	6697	14	112	29	0,15306122	0,0809378	0,225	0,1	0,21690622	0,28	0,43	0,24519675	23,1%	23,9%
	N1,2	6712	6727	6719,5	14	112	14	0	0	0,25	0,1	0,25	0,29	0,43	0,29	27%	29%
		6645	6659	6652	14	112	37	0,23469388	0,12636449	0,25	0,1	0,23736355	0,31	0,43	0,25566327	25%	21%
	R1,3	6690	6706	6698	14	112	27	0,13265306	0,07006291	0,29	0,1	0,28299371	0,32	0,43	0,28987295	28,6%	24,5%
		6725	6745	6735	14	112	26	0,12244898	0,06468588	0,3	0,1	0,29353141	0,32	0,43	0,29218507	29,3%	24,9%
	R4U, L	6745	6765	6755	14	112	18	0,04081633	0,02254362	0,29	0,1	0,28774564	0,28	0,43	0,27030624	27,9%	27,4%
		6945	6960	6952,5	14	112	24	0,10204082	0,05403718	0,26	0,1	0,25459628	0,27	0,43	0,24676401	25,1%	25,5%
	T	6540	6564	6552	14	112	18	0,04081633	0,02254362	0,28	0,1	0,27774564	0,24	0,43	0,23030624	25%	27%
U1	6564	6576	6570	14	112	25	0,1122449	0,05934516	0,26	0,1	0,25406548	0,24	0,43	0,21448158	23%	25%	
ORM-160	L2M	6638	6668	6653	12	159	24	0,08163265	0,04350148	0,33	0,11	0,32521484				32,5%	26,1%
	M2,3	6682	6705	6693,5	12	159	27	0,10204082	0,054037	0,26	0,11	0,25405591				25,4%	25,5%
	N1,2	6682	6705	6693,5	12	159	21	0,06122449	0,03303102	0,29	0,11	0,28636659				28,6%	26,7%
	R1,3	6705	6725	6715	12	159	19	0,04761905	0,026049	0,29	0,11	0,28713461				28,7%	27,2%
		6732	6745	6738,5	12	159	17	0,03401361	0,0190188	0,28	0,11	0,27790793				27,8%	27,6%
	R4U, L	6760	6780	6770	12	159	21	0,06122449	0,03303102	0,29	0,11	0,28636659				28,6%	26,7%
		6462	6491	6476,5	12	159	23	0,07482993	0,04000714	0,28	0,11	0,27559921				27,6%	26,3%
	U1	6501	6510	6505,5	12	159	18	0,04081633	0,02254362	0,27	0,11	0,2675202				26,8%	27,4%

Continuación Tabla E.1 Calculo de Profundidad Promedio, Arcillosidad, Porosidad Efectiva y Sintetica

Pozo	Arenas en Producción	Tope	Base	Prof. Promedio	Calculo de Vsh					Calculo De Porosidad Efectiva						Porosidad	
					GR Minimo	GR Maximo	GR	IGR	Vsh	φD	φDsh	φDc	φn	φNsh	φNc	Porosidad	Sintética
ORM-168	L1U, L	6464	6488	6476	7	90	7	0	0								28,7%
	N1,2	6610	6626	6618	7	90	8	0,01204819	0,00731566								28,3%
	O1	6610	6626	6618	7	90	8	0,01204819	0,00731566								28,3%
	P1	6626	6652	6639	7	90	12	0,06024096	0,03252688								26,8%
	P2,3	6665	6679	6672	7	90	17	0,12048193	0,06365362								24,9%
	U1	6679	6701	6690	7	90	33	0,31325301	0,17355227								18,4%
		6903	6976	6939,5	7	90	11	0,04819277	0,02634402								27,1%
ORM-187	M2,3	6481	6523	6502	14	110	30	0,16666667	0,08828526	0,27	0,13	0,25852292	0,32	0,45	0,28027163	26,9%	23,5%
		6481	6523	6502	14	110	30	0,16666667	0,08828526	0,27	0,13	0,25852292	0,32	0,45	0,28027163	26,9%	23,5%
		6481	6523	6502	14	110	20	0,0625	0,0336848	0,27	0,13	0,26562098	0,29	0,45	0,27484184	27%	26,7%
		6481	6523	6502	14	110	20	0,0625	0,0336848	0,29	0,13	0,28562098	0,28	0,45	0,26484184	27,5%	26,7%
	N1,2	6530	6570	6550	14	110	37	0,23958333	0,12919533	0,27	0,13	0,25320461	0,31	0,45	0,2518621	25,3%	21,1%
		6530	6570	6550	14	110	20	0,0625	0,0336848	0,29	0,13	0,28562098	0,28	0,45	0,26484184	27,5%	26,7%
		6530	6570	6550	14	110	38	0,25	0,13527116	0,29	0,13	0,27241475	0,33	0,45	0,26912798	27,1%	20,7%
		6637	6727	6682	14	110	20	0,0625	0,0336848	0,28	0,13	0,27562098	0,26	0,45	0,24484184	26%	26,7%
	R1,3	6637	6727	6682	14	110	20	0,0625	0,0336848	0,28	0,13	0,27562098	0,26	0,45	0,24484184	26%	26,7%
		6637	6727	6682	14	110	20	0,0625	0,0336848	0,28	0,13	0,27562098	0,26	0,45	0,24484184	26%	26,7%
	U1	6825	6868	6846,5	14	110	34	0,20833333	0,1113275	0,29	0,13	0,27552743	0,3	0,45	0,24990263	26,3%	22,1%
	ORM-190	L2M	6581	6593	6587	15	131	27	0,10344828	0,05476752							
M2,3		6593	6613	6603	15	131	17	0,01724138	0,01015701								28,1%
M2,3		6613	6634	6623,5	15	131	25	0,0862069	0,04585521								26,0%
N1,2		6643	6668	6655,5	15	131	27	0,10344828	0,05476752								25,5%
N1,2		6668	6688	6678	15	131	15	0	0								28,7%
R1,3		6698	6738	6718	15	131	23	0,06896552	0,036999								26,5%
R4U, L		6738	6778	6758	15	131	19	0,03448276	0,01926272								27,6%
U1	6738	6778	6758	15	131	25	0,0862069	0,04585521								26,0%	
ORM-193	M1	6556	6571	6563,5	15	99	16	0,01190476	0,00723604	0,26	0,07	0,25949348	0,23	0,41	0,22703322	24,3%	28,3%
	M2,3	6608	6622	6615	15	99	22	0,08333333	0,04437615	0,2	0,07	0,19689367	0,19	0,41	0,17180578	18%	26%
		6646	6661	6653,5	15	99	22	0,08333333	0,04437615	0,21	0,07	0,20689367	0,24	0,41	0,22180578	21%	26%
	N1,2	6661	6686	6673,5	15	99	49	0,4047619	0,23360979	0,08	0,07	0,06364731	0,19	0,41	0,09421998	7,9%	14,9%
	R1,3	6686	6701	6693,5	15	99	23	0,0952381	0,05051465	0,23	0,07	0,22646397	0,21	0,41	0,18928999	21%	26%
		6776	6794	6785	15	99	30	0,17857143	0,09478299	0,25	0,07	0,24336519	0,22	0,41	0,18113897	21,2%	23,1%
R4U, L	6805	6846	6825,5	15	99	26	0,13095238	0,06916408	0,24	0,07	0,23515851	0,2	0,41	0,17164273	20%	25%	
ORM-195	M2,3	6826	6867	6846,5	15	99	22	0,08333333	0,04437615	0,26	0,09	0,25600615	0,27	0,43	0,25091826	25,3%	26,1%
	R1,3	6867	6917	6892	15	99	16	0,01190476	0,00723604	0,27	0,09	0,26934876	0,25	0,43	0,2468885	26%	28%
	U1	6937	6953	6945	15	99	16	0,01190476	0,00723604	0,265	0,09	0,26434876	0,24	0,43	0,2368885	25,1%	28,3%
	U1	6653	6967	6810	15	99	17	0,02380952	0,01366867	0,28	0,09	0,27876982	0,26	0,43	0,25412247	27%	28%
ORM-196	L1U,L	6662	6679	6670,5	10	90	26	0,2	0,10665025								22,4%
		6702	6716	6709	10	90	17	0,0875	0,04652129								25,9%
	L2M	6729	6739	6734	10	90	22	0,15	0,07929569								24,0%
		6770	6796	6783	10	90	25	0,1875	0,09970028								22,8%
	M2,3	6855	6895	6875	10	90	14	0,050	0,02727283								27,1%
		6855	6895	6875	10	90	15	0,0625	0,0336848								26,7%
	R1,3	6895	6952	6923,5	10	90	10	0	0								28,7%
		6895	6952	6923,5	10	90	15	0,0625	0,0336848								26,7%
	T	6876	6918	6897	10	90	45	0,4375	0,2565956								13,5%
	U1	6876	6918	6897	10	90	45	0,4375	0,2565956								13,5%
ORM-197	L2M	6722	6752	6737	15	108	18	0,03225806	0,01810473			0,28		0,32	30,0%	27,6%	
	M2,3	6752	6767	6759,5	15	108	20	0,05376344	0,02920508			0,3		0,34	32,0%	27,0%	
	N1,2	6685	6699	6692	15	108	37	0,23655914	0,12744284			0,27		0,34	30,5%	21,2%	
	O1	6730	6746	6738	15	108	19	0,04301075	0,02367608			0,27		0,32	29,5%	27,3%	
	R1,3	6765	6785	6775	15	108	18	0,03225806	0,01810473			0,31		0,34	32,5%	27,6%	
	U1	6785	6993	6889	15	108	33	0,19354839	0,10305343			0,3		0,25	27,5%	22,6%	

Tabla E.2 Cálculo de Saturación de Agua, Temperatura de la Arena, Resistividad, Permeabilidad y K*h

Pozo	Calculo de Saturacion De Agua				Calculo De Permeabilidad											
	Lado	A	m	Ggt	Temperatura de la arena		Calculo de Rw @ °T Arena		Saturacion de Agua			Calculo De Permeabilidad			h	K*h
					°T Arena (°F)	Rw @ 75°F	Rw @ °T Arena	Rt	Rsh	Sw	C	Swirr	K			
ORM-37	oeste	1,45	1,54	0,01518	175,32	0,186	0,083527	20	2	32,2%	9,5	0,162	1218	4	4873,92	
	oeste	1,00	2	0,01518	175,64	0,186	0,083378	38	2	27,5%	9,5	0,162	1113	6	6678,84	
	oeste	1,00	2	0,01518	175,93	0,186	0,083246	23	2	30,4%	9,5	0,162	1944	4	7774,20	
	oeste	1,00	2	0,01518	176,17	0,186	0,083136	35	2	29,7%	9,5	0,162	942	6	5651,99	
	oeste	1,00	2	0,01518	176,49	0,186	0,082994	29	2	32,7%	9,5	0,162	919	3	2756,16	
	oeste	1,00	2	0,01518	176,97	0,186	0,082775	23	2	38,0%	9,5	0,162	764	12	9170,88	
	oeste	1,45	1,54	0,01518	177,31	0,186	0,082621	26	2	34,9%	9,5	0,162	389	12	4665,60	
	oeste	1,45	1,54	0,01518	177,92	0,186	0,082350	15	2	34,0%	9,5	0,162	1783	13	23182,15	
	oeste	1,00	2	0,01518	178,53	0,186	0,082080	15	2	41,4%	9,5	0,162	1247	14	17464,67	
ORM-40	oeste	1,00	2	0,01518	174,24	0,186	0,084025	15	2	46,7%	9,5	0,162	793	5	3967,48	
	oeste	1,00	2	0,01518	175,02	0,186	0,083663	11	2	48,5%	9,5	0,162	1232	8	9857,48	
	oeste	1,00	2	0,01518	175,61	0,186	0,083395	15	2	41,9%	9,5	0,162	1186	8	9489,11	
	oeste	1,45	1,54	0,01518	175,91	0,186	0,083257	11	2	40,9%	9,5	0,162	1463	6	8775,28	
	oeste	1,45	1,54	0,01518	176,21	0,186	0,083118	13	2	36,9%	9,5	0,162	1585	8	12679,49	
	oeste	1,45	1,54	0,01518	177,60	0,186	0,082492	17	2	39,1%	9,5	0,162	558	8	4461,35	
	oeste	1,65	1,33	0,01518	178,22	0,186	0,082218	14	2	37,3%	9,5	0,162	531	6	3184,51	
	oeste	1,00	2	0,01518	178,22	0,186	0,082218	37	2	26,2%	9,5	0,162	1430	16	22877,90	
	oeste	1,00	2	0,01518	178,91	0,186	0,081912	20	2	41,1%	9,5	0,162	718	12	8614,17	
ORM-43	oeste	1,45	1,54	0,01518	179,71	0,186	0,081559	15	2	43,7%	9,5	0,162	484	8	3868,12	
	oeste	1,45	1,54	0,01518	175,82	0,186	0,083298	32	1,8	26,9%	9,5	0,162	1138	10	11383,94	
	oeste	1,45	1,54	0,01518	176,40	0,186	0,083032	29	1,8	26,5%	9,5	0,162	1512	6	9071,00	
	oeste	1,65	1,33	0,01518	176,78	0,186	0,082861	8	1,8	58,1%	9,5	0,162	180	2	359,26	
	oeste	1,65	1,33	0,01518	177,53	0,186	0,082526	15	1,8	34,6%	9,5	0,162	908	12	10898,97	
	oeste	1,65	1,33	0,01518	178,92	0,186	0,081906	7	1,8	50,8%	9,5	0,162	564	3	1691,58	
	oeste	1,45	1,54	0,01518	178,92	0,186	0,081906	21	1,8	29,0%	9,5	0,162	1866	4	7463,63	
	oeste	1,65	1,33	0,01518	179,66	0,186	0,081582	15	1,8	33,8%	9,5	0,162	946	29	27447,35	
	oeste	1,65	1,33	0,01518	179,66	0,186	0,081582	10	1,8	44,8%	9,5	0,162	552	10	5524,19	
ORM-76	oeste	1,00	2	0,01518	176,52	0,186	0,082977	300	1	13,4%	9,5	0,162	1689	8	13513,31	
	oeste	1,00	2	0,01518	177,22	0,186	0,082662	65	1	22,7%	9,5	0,162	979	7	6853,59	
	oeste	1,00	2	0,01518	177,78	0,186	0,082411	35	1	25,8%	9,5	0,162	1976	2	3951,62	
	oeste	1,45	1,54	0,01518	178,09	0,186	0,082275	20	1	34,2%	9,5	0,162	961	4	3843,95	
	oeste	1,00	2	0,01518	181,09	0,186	0,080962	55	1	26,4%	9,5	0,162	815	10	8150,62	
ORM-81	oeste	1,00	2	0,01518	174,63	0,186	0,083845	200	2	14,4%	9,5	0,162	1161	14	16256,39	
	oeste	1,00	2	0,01518	174,90	0,186	0,083719	22,5	2	34,0%	9,5	0,162	1290	4	5158,48	
	oeste	1,00	2	0,01518	176,01	0,186	0,083212	40	2	27,6%	9,5	0,162	978	8	7827,72	
	oeste	1,00	2	0,01518	176,62	0,186	0,082933	15	2	40,0%	9,5	0,162	1453	5	7266,30	
	oeste	1,00	2	0,01518	176,62	0,186	0,082933	25	2	34,7%	9,5	0,162	957	4	3828,17	
	oeste	1,45	1,54	0,01518	176,95	0,186	0,082785	15	2	36,8%	9,5	0,162	1154	9	10390,25	
	oeste	1,00	2	0,01518	177,31	0,186	0,082625	25	2	35,8%	9,5	0,162	843	8	6744,08	
	oeste	1,45	1,54	0,01518	177,78	0,186	0,082411	35	2	25,2%	9,5	0,162	1267	9	11400,32	

Continuación Tabla E.2 Cálculo de Saturación de Agua, Temperatura de la Arena, Resistividad, Permeabilidad y K*h

Pozo	Calculo de Saturacion De Agua				Calculo de Permeabilidad										
	Lado	A	m	Ggt	Temperatura de la arena		Calculo de Rw @ °T Arena		Saturacion de Agua			Calculo De Permeabilidad			
					°T Arena (°F)	Rw @ 75°F	Rw @ °T Arena	Rt	Rsh	Sw	C	Swirr	K	h	K*h
ORM-116	oeste	1,00	2	0,01518	173,37	0,186	0,084428	21	2	40,8%	9,5	0,162	682	7	4771,798964
	oeste	1,65	1,33	0,01518	173,81	0,186	0,084222	28	2	24,9%	9,5	0,162	1574	6	9441,048879
	oeste	1,45	1,54	0,01518	174,66	0,186	0,083828	45	2	21,5%	9,5	0,162	1672	30	50159,71777
	oeste	1,45	1,54	0,01518	175,64	0,186	0,083381		2		9,5	0,162	1358	5	6791,303681
	oeste	1,00	2	0,01518	175,99	0,186	0,083218		2		9,5	0,162	1426	8	11404,89638
	oeste	1,45	1,54	0,01518	175,99	0,186	0,083218		2		9,5	0,162	1286	8	10285,57172
ORM-118	este	1,00	2	0,01518	173,58	0,172	0,077985	500	1	18,2%	9,5	0,153	292	10	2924,059673
	este	1,45	1,54	0,01518	174,53	0,172	0,077577	100	1	18,3%	9,5	0,153	1783	18	32088,6176
	este	1,00	2	0,01518	175,23	0,172	0,077279	43	1	22,5%	9,5	0,153	1891	6	11345,33751
	este	1,00	2	0,01518	176,71	0,172	0,076652	350	1	13,2%	9,5	0,153	1938	21	40693,23776
	este	1,00	2	0,01518	176,71	0,172	0,076652	500	1	10,9%	9,5	0,153	1900	10	18996,07273
ORM-133	este	1,00	2	0,01518	171,61	0,172	0,078847	260	2	9,0%	9,5	0,153	1921	16	30733,14373
	este	1,45	1,54	0,01518	172,85	0,172	0,078301	75	2	17,7%	9,5	0,153	1680	10	16797,82568
	este	1,45	1,54	0,01518	174,96	0,172	0,077392	110	2	14,5%	9,5	0,153	2135	18	38431,53189
	este	1,00	2	0,01518	174,96	0,172	0,077392	85	2	18,9%	9,5	0,153	1351	16	21610,48048
	este	1,45	1,54	0,01518	177,33	0,172	0,076396	200	2	13,2%	9,5	0,153	1614	24	38745,09996
	este	1,00	2	0,01518	177,92	0,172	0,076151	325	2	9,7%	9,5	0,153	1758	25	43951,58771
ORM-134	oeste	1,00	2	0,01518	173,88	0,186	0,084190	10	1,8	52,7%	9,5	0,162	1023	8	8182,651877
	oeste	1,00	2	0,01518	174,28	0,186	0,084007	14	1,8	70,0%	9,5	0,162	178	6	1066,302089
	oeste	1,00	2	0,01518	175,59	0,186	0,083402	430	1,8	8,7%	9,5	0,162	843	16	13494,18199
	oeste	1,45	1,54	0,01518	176,02	0,186	0,083205	18	1,8	33,3%	9,5	0,162	1316	14	18420,60767
	oeste	1,00	2	0,01518	177,53	0,186	0,082526	125	1,8	14,3%	9,5	0,162	1639	19	31134,1114
	oeste	1,45	1,54	0,01518	177,53	0,186	0,082526	20	1,8	30,7%	9,5	0,162	1588	12	19056,37885
	oeste	1,00	2	0,01518	180,46	0,186	0,081235	130	1,8	14,8%	9,5	0,162	1494	8	11951,12419
	oeste	1,00	2	0,01518	180,46	0,186	0,081235	25	1,8	31,4%	9,5	0,162	1448	10	14479,14569
ORM-137	este	1,00	2	0,01518	171,80	0,172	0,078760	90	2	15,9%	9,5	0,153	1665	6	9990,554425
	este	1,00	2	0,01518	171,80	0,172	0,078760	300	2	11,0%	9,5	0,153	1719	20	34385,05847
	este	1,45	1,54	0,01518	172,90	0,172	0,078278	85	2	16,4%	9,5	0,153	1868	15	28013,82537
	este	1,00	2	0,01518	172,90	0,172	0,078278	50	2	22,3%	9,5	0,153	1655	11	18208,02038
	este	1,00	2	0,01518	172,90	0,172	0,078278	35	2	26,5%	9,5	0,153	1484	6	8905,660864
	este	1,45	1,54	0,01518	173,57	0,172	0,077988	15	2	35,4%	9,5	0,153	1256	25	31409,93555
	este	1,65	1,33	0,01518	174,25	0,172	0,077694	19	2	26,3%	9,5	0,153	1771	7	12395,27258
	este	1,00	2	0,01518	174,81	0,172	0,077457	53	2	22,6%	9,5	0,153	1427	21	29967,12432
	este	1,45	1,54	0,01518	175,83	0,172	0,077025	43	2	24,2%	9,5	0,153	953	13	12385,22648
	este	1,00	2	0,01518	177,16	0,172	0,076466	80	2	17,4%	9,5	0,153	1533	10	15328,02623
ORM-138	oeste	1,00	2	0,01518	177,79	0,172	0,076205	180	2	12,3%	9,5	0,153	2256	26	58650,3922
	oeste	1,00	2	0,01518	173,93	0,186	0,084169	23	2,5	30,0%	9,5	0,162	2042	6	12252,08205
	oeste	1,00	2	0,01518	175,89	0,186	0,083267	38	2,5	25,8%	9,5	0,162	1437	16	22993,90474
	oeste	1,45	1,54	0,01518	175,89	0,186	0,083267	9	2,5	46,8%	9,5	0,162	1153	12	13831,90679
	oeste	1,00	2	0,01518	176,76	0,186	0,082871	18	2,5	39,3%	9,5	0,162	1079	8	8629,328199
	oeste	1,00	2	0,01518	178,91	0,186	0,081912	70	2,5	18,6%	9,5	0,162	1905	14	26663,60352
	oeste	1,45	1,54	0,01518	178,91	0,186	0,081912	10	2,5	44,6%	9,5	0,162	1191	10	11908,58334
	oeste	1,00	2	0,01518	181,26	0,186	0,080887	29	2,5	29,2%	9,5	0,162	1437	18	25868,14283

Continuación Tabla E.2 Cálculo de Saturación de Agua, Temperatura de la Arena, Resistividad, Permeabilidad y

K*h

Pozo	Calculo de Saturacion De Agua				Temperatura de la arena		Calculo de Rw @ *T Arena		Saturacion de Agua			Calculo De Permeabilidad			h	K'h
	Lado	A	m	Ggt	*T Arena (°F)	Rw @ 75°F	Rw @ *T Arena	Rt	Rsh	Sw	C	Swirr	K			
ORM-140	este	1,00	2	0,01518	171,82563	0,172	0,078750191	9	1,7	47,4%	9,5	0,1182	3607,32567	5	18036,6283	
	este	1,00	2	0,01518	171,82563	0,172	0,078750191	20	1,7	30,0%	9,5	0,1182	4837,86912	6	29027,2147	
	este	1,45	1,54	0,01518	172,94895	0,172	0,078257969	8	1,7	49,8%	9,5	0,1182	1803,49615	6	10820,9769	
	este	1,00	2	0,01518	172,94895	0,172	0,078257969	75	1,7	18,8%	9,5	0,1182	2740,97286	17	46596,5386	
	este	1,00	2	0,01518	172,94895	0,172	0,078257969	100	1,7	16,8%	9,5	0,1182	2377,70227	12	28532,4272	
	este	1,00	2	0,01518	173,46507	0,172	0,07803387	7	1,7	57,6%	9,5	0,1182	2728,30459	6	16369,8276	
	este	1,45	1,54	0,01518	174,0495	0,172	0,077781655	12	1,7	40,3%	9,5	0,1182	2210,47805	26	57472,4293	
	este	1,00	2	0,01518	174,0495	0,172	0,077781655	12	1,7	38,5%	9,5	0,1182	4664,58468	6	27987,5081	
	este	1,00	2	0,01518	178,31508	0,172	0,075989053	375	1,7	9,4%	9,5	0,1182	3201,80306	22	70439,6674	
ORM-141	este	1,00	2	0,01518	221,13027	0,172	0,061713134	27	2	26,8%	9,5	0,1182	4187,69534	7	29313,8674	
	este	1,00	2	0,01518	221,88168	0,172	0,061510329	5	2	59,6%	9,5	0,1182	4715,28153	8	37722,2522	
	este	1,45	1,54	0,01518	222,64827	0,172	0,061304795	22	2	29,6%	9,5	0,1182	2501,59528	16	40025,5245	
	este	1,00	2	0,01518	222,64827	0,172	0,061304795	25	2	28,8%	9,5	0,1182	3602,48248	10	36024,8248	
	este	1,00	2	0,01518	225,68427	0,172	0,060504115	170	2	11,7%	9,5	0,1182	5258,79111	17	89399,4488	
	este	1,00	2	0,01518	225,68427	0,172	0,060504115	30	2	28,6%	9,5	0,1182	2599,57714	25	64989,4284	
	este	1,00	2	0,01518	227,20227	0,172	0,060111568	8	2	52,1%	9,5	0,1182	2993,08815	6	17958,5289	
	este	1,00	2	0,01518	229,50963	0,172	0,059524556	200	2	10,7%	9,5	0,1182	3680,33957	18	66246,1123	
	este	1,00	2	0,01518	229,50963	0,172	0,059524556	200	2	10,7%	9,5	0,1182	3680,33957	22	80967,4706	
ORM-142	este	1,00	2	0,01518	230,39007	0,172	0,059303575	500	2	8,5%	9,5	0,1182	3149,39239	15	47240,8859	
	este	1,00	2	0,01518	172,64535	0,172	0,078390394	8	1,7	71,9%	9,5	0,1182	857,628512	6	5145,77107	
	este	1,45	1,54	0,01518	172,97172	0,172	0,078248055	30	1,7	25,4%	9,5	0,1182	2921,23757	8	23369,9006	
	este	1,45	1,54	0,01518	174,16335	0,172	0,077732712	41	1,7	25,6%	9,5	0,1182	1503,79803	22	33083,5567	
	este	1,00	2	0,01518	174,16335	0,172	0,077732712	29	1,7	35,1%	9,5	0,1182	1235,9175	10	12359,175	
	este	1,00	2	0,01518	174,82368	0,172	0,077450052	26	1,7	38,5%	9,5	0,1182	1041,77401	6	6250,64404	
	este	1,45	1,54	0,01518	176,22024	0,172	0,076858963	100	1,7	18,2%	9,5	0,1182	1460,75009	24	35058,0021	
	este	1,45	1,54	0,01518	176,22024	0,172	0,076858963	16	1,7	40,1%	9,5	0,1182	1131,28234	7	7918,97635	
	este	1,00	2	0,01518	176,22024	0,172	0,076858963	60	1,7	21,0%	9,5	0,1182	2235,57664	14	31298,073	
ORM-143	este	1,00	2	0,01518	178,67181	0,172	0,075842875	110	1,7	19,8%	9,5	0,1182	1180,66071	16	18890,5713	
	este	1,00	2	0,01518	179,21829	0,172	0,07562003	275	1,7	14,6%	9,5	0,1182	1180,66071	10	11806,6071	
	este	1,00	2	0,01518	172,7592	0,172	0,078340682	25	1,8	26,9%	9,5	0,1182	4826,0244	6	28956,1464	
	este	1,00	2	0,01518	173,4423	0,172	0,07804373	35	1,8	24,5%	9,5	0,1182	3848,07648	20	76961,5297	
	este	1,00	2	0,01518	173,4423	0,172	0,07804373	70	1,8	17,4%	9,5	0,1182	3488,25545	15	52323,8317	
	este	1,00	2	0,01518	174,14817	0,172	0,077739234	13	1,8	44,2%	9,5	0,1182	2382,62845	6	14295,7707	
	este	1,00	2	0,01518	175,59786	0,172	0,077121265	225	1,8	11,5%	9,5	0,1182	4162,77392	42	174836,505	
	este	1,00	2	0,01518	175,59786	0,172	0,077121265	100	1,8	15,8%	9,5	0,1182	3189,09813	23	73349,257	
	este	1,45	1,54	0,01518	176,6301	0,172	0,076687199	55	1,8	23,8%	9,5	0,1182	1105,63385	16	17690,1415	
ORM-144	este	1,45	1,54	0,01518	178,05702	0,172	0,076095151	100	1,8	15,3%	9,5	0,1182	4008,24906	16	64131,9849	
	este	1,00	2	0,01518	178,8312	0,172	0,075777743	500	1,8	9,5%	9,5	0,1182	3170,64142	22	69754,1113	
	este	1,65	1,33	0,01518	171,50685	0,172	0,078891006	10	1	46,6%	9,5	0,1182	676,218956	7	4733,53269	
	este	1,00	2	0,01518	171,87876	0,172	0,078726771	130	1	14,5%	9,5	0,1182	4129,24645	20	82584,9291	
	este	1,45	1,54	0,01518	172,71366	0,172	0,078360559	4	1	66,2%	9,5	0,1182	2280,53553	13	29646,9619	
	este	1,45	1,54	0,01518	172,71366	0,172	0,078360559	22	1	18,4%	9,5	0,1182	2052,99036	6	12317,9421	
	este	1,00	2	0,01518	172,71366	0,172	0,078360559	100	1	82,0%	9,5	0,1182	1897,42233	14	26563,9127	
	este	1,00	2	0,01518	174,66429	0,172	0,077518092	150	1	35,5%	9,5	0,1182	2052,99036	12	24635,8843	
	este	1,45	1,54	0,01518	174,66429	0,172	0,077518092	4	1	28,2%	9,5	0,1182	1897,42233	15	28461,335	
este	1,45	1,54	0,01518	174,44418	0,172	0,077612249	22	1	27,5%	9,5	0,1182	4448,22327	12	53738,6792		
este	1,65	1,33	0,01518	175,17282	0,172	0,077301429	33	1	26,1%	9,5	0,1182	2060,59487	48	98908,554		
este	1,45	1,54	0,01518	177,64716	0,172	0,07626427	100	1	18,0%	9,5	0,1182	2524,15144	47	118635,118		

Continuación Tabla E.2 Cálculo de Saturación de Agua, Temperatura de la Arena, Resistividad, Permeabilidad y

K*h

Pozo	Calculo de Saturacion De Agua				Temperatura de la arena		Calculo de Rw @ °T Arena		Saturacion de Agua			Calculo De Permeabilidad			h	K*h
	Lado	A	m	Ggt	°T Arena (°F)	Rw @ 75°F	Rw @ °T Arena	Rt	Rsh	Sw	C	Swirr	K			
ORM-145	oeste	1,00	2	0,01518	174,42	0,186	0,083940	75	1,5	18,1%	9,5	0,162	1553	7	10869,64776	
	oeste	1,00	2	0,01518	174,42	0,186	0,083940	20	1,5	36,0%	9,5	0,162	1286	5	6428,771201	
	oeste	1,00	2	0,01518	175,37	0,186	0,083503	14	1,5	44,3%	9,5	0,162	1134	3	3402,666706	
	oeste	1,45	1,54	0,01518	175,37	0,186	0,083503	75	1,5	19,0%	9,5	0,162	1252	18	22534,78656	
	oeste	1,45	1,54	0,01518	176,51	0,186	0,082984	15	1,5	33,2%	9,5	0,162	2146	5	10727,7311	
	oeste	1,00	2	0,01518	177,09	0,186	0,082724	125	1,5	16,5%	9,5	0,162	1299	22	28586,66823	
	oeste	1,45	1,54	0,01518	177,09	0,186	0,082724	18	1,5	34,8%	9,5	0,162	1073	8	8586,679328	
	oeste	1,45	1,54	0,01518	177,93	0,186	0,082346	25	1,5	28,5%	9,5	0,162	1437	12	17242,02535	
	oeste	1,00	2	0,01518	180,44	0,186	0,081241	150	1,5	13,9%	9,5	0,162	1751	20	35022,76281	
oeste	1,00	2	0,01518	180,44	0,186	0,081241	220	1,5	13,1%	9,5	0,162	1313	12	15758,44361		
ORM-146	este	1,00	2	0,01518	171,64	0,172	0,078831	80	1,5	17,6%	9,5	0,153	1718	6	10308,99295	
	este	1,00	2	0,01518	171,64	0,172	0,078831	80	1,5	17,6%	9,5	0,153	1718	12	20617,98591	
	este	1,00	2	0,01518	172,02	0,172	0,078667	42,5	1,5	23,8%	9,5	0,153	1645	6	9871,908951	
	este	1,45	1,54	0,01518	172,66	0,172	0,078384	17	1,5	34,3%	9,5	0,153	1260	8	10078,1499	
	este	1,45	1,54	0,01518	172,66	0,172	0,078384	17	1,5	34,3%	9,5	0,153	1260	10	12597,68738	
	este	1,00	2	0,01518	172,66	0,172	0,078384	140	1,5	14,5%	9,5	0,153	1645	22	36196,99949	
	este	1,00	2	0,01518	173,52	0,172	0,078011	60	1,5	21,6%	9,5	0,153	1443	12	17316,58016	
	este	1,45	1,54	0,01518	174,95	0,172	0,077395	50	1,5	21,6%	9,5	0,153	1260	12	15117,22486	
	este	1,45	1,54	0,01518	174,95	0,172	0,077395	50	1,5	21,6%	9,5	0,153	1260	14	17636,76233	
	este	1,00	2	0,01518	174,95	0,172	0,077395	75	1,5	17,7%	9,5	0,153	1795	22	39484,38857	
	este	1,00	2	0,01518	175,73	0,172	0,077067	30	1,5	27,2%	9,5	0,153	1795	7	12563,21454	
este	1,00	2	0,01518	177,18	0,172	0,076459	500	1,5	7,7%	9,5	0,153	1877	24	45040,87466		
este	1,00	2	0,01518	178,24	0,172	0,076020	500	1,5	7,6%	9,5	0,153	1877	38	71314,7182		
ORM-147	este	1,00	2	0,01518	172,05	0,172	0,078653	30	1	28,3%	9,5	0,153	1530	6	9177,273838	
	este	1,00	2	0,01518	172,05	0,172	0,078653	23	1	29,0%	9,5	0,153	2507	6	15041,68427	
	este	1,45	1,54	0,01518	173,15	0,172	0,078169	47	1	20,8%	9,5	0,153	2174	4	8697,124072	
	este	1,45	1,54	0,01518	173,15	0,172	0,078169	125	1	17,7%	9,5	0,153	1578	13	20512,46837	
	este	1,45	1,54	0,01518	173,15	0,172	0,078169	100	1	18,1%	9,5	0,153	1400	12	16795,3794	
	este	1,00	2	0,01518	174,06	0,172	0,077775	16	1	35,1%	9,5	0,153	2213	4	8852,033858	
	este	1,45	1,54	0,01518	174,06	0,172	0,077775	15	1	36,0%	9,5	0,153	1358	14	19009,35995	
	este	1,45	1,54	0,01518	175,55	0,172	0,077141	10	1	40,9%	9,5	0,153	1876	10	18757,91425	
	este	1,00	2	0,01518	177,29	0,172	0,076412	500	1	11,8%	9,5	0,153	1484	18	26719,16434	
	este	1,00	2	0,01518	177,92	0,172	0,076151	500	1	10,7%	9,5	0,153	2272	30	68157,12083	
ORM-148	este	1,00	2	0,01518	171,63	0,172	0,078837	65	1	20,5%	9,5	0,153	1943	20	38862,16965	
	este	1,00	2	0,01518	172,64	0,172	0,078394	140	1	17,3%	9,5	0,153	1674	18	30135,86055	
	este	1,45	1,54	0,01518	172,64	0,172	0,078394	28	1	25,3%	9,5	0,153	2203	12	26433,07529	
	este	1,45	1,54	0,01518	173,53	0,172	0,078004	13	1	38,1%	9,5	0,153	1317	22	28971,74231	
	este	1,00	2	0,01518	174,07	0,172	0,077772	24	1	28,7%	9,5	0,153	2298	8	18382,37103	
	este	1,45	1,54	0,01518	175,76	0,172	0,077051	10	1	45,0%	9,5	0,153	924	11	10165,26857	
	este	1,00	2	0,01518	177,05	0,172	0,076513	160	1	15,2%	9,5	0,153	1718	15	25770,79218	
este	1,00	2	0,01518	177,85	0,172	0,076180	300	1	11,8%	9,5	0,153	2284	35	79938,44551		
ORM-149	oeste	1,00	2	0,01518	173,60	0,186	0,084322	15,5	1,5	42,3%	9,5	0,162	1123	10	11234,73328	
	oeste	1,00	2	0,01518	174,61	0,186	0,083852	55	1,5	25,8%	9,5	0,162	825	10	8250,733769	
	oeste	1,00	2	0,01518	175,39	0,186	0,083496	150	1,5	15,1%	9,5	0,162	1123	11	12358,20661	
	oeste	1,45	1,54	0,01518	175,82	0,186	0,083298	70	1,5	21,6%	9,5	0,162	717	18	12898,09844	
	oeste	1,00	2	0,01518	177,26	0,186	0,082645	250	1,5	12,5%	9,5	0,162	1123	40	44938,93312	
	oeste	1,00	2	0,01518	177,26	0,186	0,082645	30	1,5	33,2%	9,5	0,162	825	7	5775,513638	
	oeste	1,00	2	0,01518	178,15	0,186	0,082248	22	1,5	38,2%	9,5	0,162	825	8	6600,587015	
	oeste	1,45	1,54	0,01518	179,12	0,186	0,081819	19,5	1,5	38,1%	9,5	0,162	499	6	2996,469876	
	oeste	1,00	2	0,01518	180,42	0,186	0,081251	125	1,5	18,5%	9,5	0,162	903	34	30708,30116	
	oeste	1,00	2	0,01518	180,42	0,186	0,081251	100	1,5	17,3%	9,5	0,162	1174	8	9388,189093	

Continuación Tabla E.2 Cálculo de Saturación de Agua, Temperatura de la Arena, Resistividad, Permeabilidad y K*h

Pozo	Calculo de Saturacion De Agua				Temperatura de la arena		Calculo de Rw @ *T Arena		Saturacion de Agua			Calculo De Permeabilidad			h	K*h
	Lado	A	m	Ggt	*T Arena (°F)	Rw @ 75°F	Rw @ *T Arena	Rt	Rsh	Sw	C	Swirr	K			
	ORM-150	oeste	1,00	2	0,01518	173,87	0,186	0,084198	16	1,3	37,3%	9,5	0,162	1749		
	oeste	1,00	2	0,01518	174,87	0,186	0,083733	12	1,3	41,5%	9,5	0,162	2005	8	16041,66662	
	oeste	1,00	2	0,01518	175,83	0,186	0,083291	60	1,3	24,4%	9,5	0,162	921	12	11046,88812	
	oeste	1,45	1,54	0,01518	175,83	0,186	0,083291	15	1,3	37,1%	9,5	0,162	1116	10	11158,34209	
	oeste	1,00	2	0,01518	176,46	0,186	0,083005	26	1,3	31,7%	9,5	0,162	1312	18	23611,23774	
	oeste	1,00	2	0,01518	177,65	0,186	0,082468	14	1,3	40,5%	9,5	0,162	1653	7	11568,28587	
	oeste	1,00	2	0,01518	177,65	0,186	0,082468	16	1,3	40,3%	9,5	0,162	1243	11	13667,76977	
	oeste	1,00	2	0,01518	180,67	0,186	0,081143		1,3		9,5	0,162	929	20	18586,8181	
ORM-151	este	1,00	2	0,01518	172,74	0,172	0,078351	50	2	22,2%	9,5	0,153	1689	12	20264,54334	
	este	1,45	1,54	0,01518	174,00	0,172	0,077801	20	2	28,7%	9,5	0,153	1995	14	27925,96528	
	este	1,00	2	0,01518	174,00	0,172	0,077801	100	2	16,5%	9,5	0,153	1505	18	27087,41318	
	este	1,00	2	0,01518	174,76	0,172	0,077479	19	2	32,9%	9,5	0,153	2031	5	10156,9226	
	este	1,45	1,54	0,01518	176,14	0,172	0,076891	15	2	31,0%	9,5	0,153	2742	6	16451,16622	
	este	1,00	2	0,01518	176,14	0,172	0,076891	120	2	15,2%	9,5	0,153	1959	20	39178,11435	
	este	1,00	2	0,01518	176,14	0,172	0,076891	80	2	17,3%	9,5	0,153	2221	35	77735,59649	
	este	1,00	2	0,01518	177,29	0,172	0,076412	50	2	20,5%	9,5	0,153	2260	20	45205,3725	
	este	1,45	1,54	0,01518	178,63	0,172	0,075862	16	2	35,2%	9,5	0,153	1148	18	20664,74357	
	este	1,45	1,54	0,01518	179,17	0,172	0,075639	470	2	13,2%	9,5	0,153	1780	13	23145,77673	
ORM-152	este	1,00	2	0,01518	171,72	0,172	0,078797	13	0,7	41,3%	9,5	0,153	1724	4	6897,749007	
	este	1,45	1,54	0,01518	172,11	0,172	0,078623	28	0,7	27,5%	9,5	0,153	1829	9	16456,54113	
	este	1,45	1,54	0,01518	172,55	0,172	0,078430	4	0,7	60,1%	9,5	0,153	2028	7	14199,23973	
	este	1,00	2	0,01518	173,11	0,172	0,078189	80	0,7	19,1%	9,5	0,153	2249	16	35977,79029	
	este	1,00	2	0,01518	173,11	0,172	0,078189	45	0,7	25,9%	9,5	0,153	1446	10	14462,53584	
	este	1,00	2	0,01518	173,11	0,172	0,078189	20	0,7	34,1%	9,5	0,153	1689	7	11820,3436	
	este	1,45	1,54	0,01518	174,02	0,172	0,077795	15	0,7	36,0%	9,5	0,153	1436	10	14356,81485	
	este	1,45	1,54	0,01518	175,29	0,172	0,077250	100	0,7	18,6%	9,5	0,153	2161	27	58348,51762	
	este	1,45	1,54	0,01518	175,29	0,172	0,077250	48	0,7	22,8%	9,5	0,153	1547	30	46414,27013	
	este	1,00	2	0,01518	177,61	0,172	0,076280	200	0,7	10,1%	9,5	0,153	2059	18	37065,6876	
	este	1,00	2	0,01518	177,61	0,172	0,076280	200	0,7	10,1%	9,5	0,153	2059	23	47361,71193	
	este	1,45	1,54	0,01518	178,36	0,172	0,075970	500	0,7	19,4%	9,5	0,153	1308	28	36632,88726	
ORM-153	este	1,00	2	0,01518	172,08	0,172	0,078640				9,5	0,153	1973	10	19725,57889	
	este	1,65	1,33	0,01518	172,41	0,172	0,078493				9,5	0,153	241	12	2894,849915	
	este	1,00	2	0,01518	173,47	0,172	0,078034				9,5	0,153	1427	46	65636,85484	
	este	1,00	2	0,01518	173,47	0,172	0,078034				9,5	0,153	1337	10	13368,60595	
	este	1,45	1,54	0,01518	174,66	0,172	0,077521				9,5	0,153	941	54	50838,56655	
	este	1,45	1,54	0,01518	176,13	0,172	0,076897				9,5	0,153	683	6	4100,751046	
	este	1,65	1,33	0,01518	176,71	0,172	0,076652				9,5	0,153	385	20	7702,801536	
	este	1,65	1,33	0,01518	177,48	0,172	0,076333				9,5	0,153	137	6	822,5313252	
	este	1,65	1,33	0,01518	177,84	0,172	0,076183				9,5	0,153	15	15	225,4233318	
ORM-154	este	1,00	2	0,01518	172,17	0,172	0,078600	40	2	22,6%	9,5	0,153	2059	6	20592,04866	
	este	1,00	2	0,01518	172,17	0,172	0,078600	10	2	43,5%	9,5	0,153	2243	4	26917,11955	
	este	1,00	2	0,01518	173,31	0,172	0,078103	40	2	22,7%	9,5	0,153	2243	6	103182,2916	
	este	1,45	1,54	0,01518	173,31	0,172	0,078103	20	2	28,6%	9,5	0,153	2175	6	21751,92247	
	este	1,00	2	0,01518	173,93	0,172	0,077834	60	2	21,2%	9,5	0,153	1463	12	79027,47538	
	este	1,45	1,54	0,01518	174,64	0,172	0,077528	20	2	30,2%	9,5	0,153	1552	24	9311,86939	
	este	1,45	1,54	0,01518	176,07	0,172	0,076923	14	2	33,6%	9,5	0,153	2107	12	42133,7768	
	este	1,45	1,54	0,01518	178,10	0,172	0,076076	30	2	26,6%	9,5	0,153	1194	4	7165,505887	
	este	1,00	2	0,01518	178,94	0,172	0,075734	200	2	13,1%	9,5	0,153	1707	12	25605,81625	

Continuación Tabla E.2 Cálculo de Saturación de Agua, Temperatura de la Arena, Resistividad, Permeabilidad y K*h

Pozo	Calculo de Saturacion De Agua				Temperatura de la arena		Calculo de Rw @ *T Arena		Saturacion de Agua			Calculo De Permeabilidad			h	K*h
	Lado	A	m	Ggt	*T Arena (*F)	Rw @ 75°F	Rw @ *T Arena	Rt	Rsh	Sw	C	Swirr	K			
ORM-155	este	1,00	2	0,01518	169,27	0,172	0,079894	17	1,7	34,7%	9,5	0,153	2031	4	8125,538083	
	este	1,00	2	0,01518	169,27	0,172	0,079894	150	1,7	11,3%	9,5	0,153	2358	20	47165,29758	
	este	1,45	1,54	0,01518	172,80	0,172	0,078324	27	1,7	26,8%	9,5	0,153	1572	16	25145,70766	
	este	1,00	2	0,01518	172,80	0,172	0,078324	43	1,7	20,9%	9,5	0,153	2639	6	15836,86986	
	este	1,00	2	0,01518	173,64	0,172	0,077958	15	1,7	39,7%	9,5	0,153	1525	6	9148,882872	
	este	1,00	2	0,01518	175,22	0,172	0,077282	46	1,7	20,6%	9,5	0,153	2342	8	18735,10866	
	este	1,45	1,54	0,01518	175,22	0,172	0,077282	15	1,7	32,6%	9,5	0,153	2063	14	28876,04688	
	este	1,65	1,33	0,01518	175,22	0,172	0,077282	8	1,7	43,2%	9,5	0,153	1254	5	6271,694911	
	este	1,45	1,54	0,01518	176,10	0,172	0,076910	14	1,7	35,5%	9,5	0,153	1625	6	9750,758861	
	este	1,00	2	0,01518	178,12	0,172	0,076070	110	1,7	16,2%	9,5	0,153	1710	36	61558,1473	
	este	1,45	1,54	0,01518	178,12	0,172	0,076070	50	1,7	20,9%	9,5	0,153	1614	8	12915,8216	
este	1,00	2	0,01518	178,12	0,172	0,076070	225	1,7	11,0%	9,5	0,153	1764	10	17644,96988		
ORM-156	oeste	1,00	2	0,01518	174,78	0,186	0,083775	60	1,5	20,0%	9,5	0,162	1762	7	12332,21255	
	oeste	1,45	1,54	0,01518	174,78	0,186	0,083775	15	1,5	36,7%	9,5	0,162	1269	4	5077,558345	
	oeste	1,00	2	0,01518	175,28	0,186	0,083545	60	1,5	20,3%	9,5	0,162	1545	4	6180,927677	
	oeste	1,00	2	0,01518	175,28	0,186	0,083545	70	1,5	18,7%	9,5	0,162	1553	10	15533,04599	
	oeste	1,00	2	0,01518	175,80	0,186	0,083308	30	1,5	29,7%	9,5	0,162	1308	5	6542,298163	
	oeste	1,00	2	0,01518	175,80	0,186	0,083308	45	1,5	22,4%	9,5	0,162	1788	2	3575,483094	
	oeste	1,00	2	0,01518	175,80	0,186	0,083308	55	1,5	20,0%	9,5	0,162	2028	6	12169,76741	
	oeste	1,45	1,54	0,01518	177,28	0,186	0,082635	15	1,5	36,7%	9,5	0,162	1269	4	5077,558345	
	oeste	1,45	1,54	0,01518	177,89	0,186	0,082363	5	1,5	69,9%	9,5	0,162	641	4	2565,049941	
	oeste	1,45	1,54	0,01518	177,89	0,186	0,082363	15	1,5	33,9%	9,5	0,162	1857	5	9283,37455	
	oeste	1,45	1,54	0,01518	179,45	0,186	0,081672	55	1,5	22,5%	9,5	0,162	918	9	8262,93915	
	oeste	1,00	2	0,01518	180,29	0,186	0,081307	100	1,5	17,9%	9,5	0,162	1136	19	21576,25905	
	oeste	1,00	2	0,01518	180,29	0,186	0,081307	105	1,5	16,3%	9,5	0,162	1530	13	19888,8758	
ORM-157	oeste	1,00	2	0,01518	171,55	0,186	0,085291	42	2	26,2%	9,5	0,162	1104	12	13253,71188	
	oeste	1,00	2	0,01518	171,86	0,186	0,085146	75	2	21,6%	9,5	0,162	918	10	9179,255668	
	oeste	1,00	2	0,01518	172,80	0,186	0,084699	100	2	17,3%	9,5	0,162	1146	10	11458,70585	
	oeste	1,00	2	0,01518	176,83	0,186	0,082840	43	2	26,8%	9,5	0,162	989	8	7912,828595	
	oeste	1,00	2	0,01518	177,89	0,186	0,082363	70	2	20,3%	9,5	0,162	1146	8	9166,964683	
	oeste	1,00	2	0,01518	181,32	0,186	0,080861	75	2	22,4%	9,5	0,162	818	10	8182,099351	
ORM-158	este	1,65	1,33	0,01518	172,46	0,172	0,078473	5	1,5	53,8%	9,5	0,153	1124	5	5622,481822	
	este	1,00	2	0,01518	172,46	0,172	0,078473	100	1,5	14,1%	9,5	0,153	2205	14	30869,07841	
	este	1,45	1,54	0,01518	173,41	0,172	0,078057	130	1,5	16,1%	9,5	0,153	1467	28	41078,99409	
	este	1,00	2	0,01518	173,41	0,172	0,078057	50	1,5	20,9%	9,5	0,153	2311	6	13863,53017	
	este	1,00	2	0,01518	173,41	0,172	0,078057	90	1,5	16,9%	9,5	0,153	1676	6	10053,16975	
	este	1,45	1,54	0,01518	173,41	0,172	0,078057	6,5	1,5	57,6%	9,5	0,153	830	6	4978,446648	
	este	1,00	2	0,01518	174,24	0,172	0,077700	42	1,5	23,7%	9,5	0,153	1547	8	12378,0607	
	este	1,45	1,54	0,01518	174,24	0,172	0,077700	4,5	1,5	63,8%	9,5	0,153	1075	4	4300,606886	
	este	1,45	1,54	0,01518	175,55	0,172	0,077141	250	1,5	13,5%	9,5	0,153	1960	33	64671,91278	
	este	1,45	1,54	0,01518	175,55	0,172	0,077141	70	1,5	17,7%	9,5	0,153	2142	10	21415,95138	
	este	1,00	2	0,01518	175,55	0,172	0,077141	20	1,5	33,2%	9,5	0,153	1765	5	8823,804725	
	este	1,45	1,54	0,01518	176,28	0,172	0,076833	19	1,5	33,1%	9,5	0,153	1150	6	6898,244416	
	este	1,00	2	0,01518	177,89	0,172	0,076164	500	1,5	10,9%	9,5	0,153	1212	25	30308,17887	
	este	1,45	1,54	0,01518	178,82	0,172	0,075781	80	1,5	19,7%	9,5	0,153	877	33	28941,05842	
ORM-160	este	1,00	2	0,01518	173,57	0,172	0,077988	23	1	27,3%	9,5	0,153	3257	4	13027,13647	
	este	1,45	1,54	0,01518	174,67	0,172	0,077515	6	1	56,6%	9,5	0,153	1213	6	7277,396276	
	este	1,00	2	0,01518	175,35	0,172	0,077224	15	1	37,3%	9,5	0,153	1958	4	7831,716032	
	este	1,00	2	0,01518	176,51	0,172	0,076738	210	1	13,5%	9,5	0,153	1979	44	87076,79028	
	este	1,00	2	0,01518	176,51	0,172	0,076738	34	1	26,2%	9,5	0,153	1737	8	13893,16908	
	este	1,00	2	0,01518	177,27	0,172	0,076422	10	1	45,2%	9,5	0,153	1958	4	7831,716032	
	este	1,00	2	0,01518	178,96	0,172	0,075725	48	1	23,5%	9,5	0,153	1680	16	26874,44165	
	este	1,00	2	0,01518	179,67	0,172	0,075435	265	1	13,1%	9,5	0,153	1491	48	71577,27053	

Continuación Tabla E.2 Cálculo de Saturación de Agua, Temperatura de la Arena, Resistividad, Permeabilidad y K*h

Pozo	Calculo de Saturacion De Agua				Temperatura de la arena		Calculo de Rw @ *T Arena		Saturacion de Agua			Calculo De Permeabilidad			h	K*h
	Lado	A	m	Ggt	*T Arena (*F)	Rw @ 75°F	Rw @ *T Arena	Rt	Rsh	Sw	C	Swirr	K			
ORM-161	oeste	1,45	1,54	0,01518	174,16	0,186	0,084063	9	2	43,0%	9,5	0,162	1870	4	7481,94511	
	oeste	1,00	2	0,01518	174,53	0,186	0,083891	10	2	56,3%	9,5	0,162	791	3	2374,4316	
	oeste	1,00	2	0,01518	175,50	0,186	0,083444	60	2	19,8%	9,5	0,162	1967	21	41303,06343	
	oeste	1,00	2	0,01518	176,27	0,186	0,083091	32	2	28,4%	9,5	0,162	1334	8	10673,4695	
	oeste	1,45	1,54	0,01518	176,27	0,186	0,083091	14	2	42,5%	9,5	0,162	602	14	8421,988939	
	oeste	1,45	1,54	0,01518	176,71	0,186	0,082891	18	2	33,6%	9,5	0,162	1172	5	5858,425499	
	oeste	1,00	2	0,01518	177,08	0,186	0,082727	45	2	24,6%	9,5	0,162	1298	10	12978,84008	
	oeste	1,45	1,54	0,01518	177,92	0,186	0,082350	15	2	37,7%	9,5	0,162	1083	4	4332,389308	
	oeste	1,00	2	0,01518	177,92	0,186	0,082350	80	2	19,5%	9,5	0,162	1127	22	24793,69568	
	oeste	1,45	1,54	0,01518	177,92	0,186	0,082350	60	2	21,7%	9,5	0,162	885	38	33616,24255	
oeste	1,00	2	0,01518	178,84	0,186	0,081942	9	2	65,1%	9,5	0,162	582	3	1747,122976		
ORM-162	este	1,45	1,54	0,01518	173,14	0,172	0,078175	7	1,5	51,4%	9,5	0,153	1217	4	4868,230143	
	este	1,45	1,54	0,01518	175,49	0,172	0,077166	10	1,5	39,3%	9,5	0,153	2227	8	17814,0128	
	este	1,00	2	0,01518	176,45	0,172	0,076763	50	1,5	22,0%	9,5	0,153	1743	13	22662,76105	
	este	1,45	1,54	0,01518	176,45	0,172	0,076763	15	1,5	36,2%	9,5	0,153	1238	6	7428,959707	
	este	1,45	1,54	0,01518	176,45	0,172	0,076763	24	1,5	27,8%	9,5	0,153	1691	6	10148,82239	
	este	1,00	2	0,01518	177,27	0,172	0,076422	24	1,5	23,7%	9,5	0,153	4848	11	53327,86119	
	este	1,45	1,54	0,01518	178,36	0,172	0,075970	10	1,5	41,9%	9,5	0,153	1388	4	5551,609893	
	este	1,00	2	0,01518	178,36	0,172	0,075970	40	1,5	24,2%	9,5	0,153	1743	22	38352,36485	
	este	1,00	2	0,01518	178,36	0,172	0,075970	110	1,5	16,0%	9,5	0,153	1521	12	18257,77934	
	este	1,00	2	0,01518	172,15	0,172	0,078607	16	2,5	36,1%	9,5	0,153	1973	4	7890,231554	
ORM-163	este	1,45	1,54	0,01518	173,12	0,172	0,078182	65	2,5	19,2%	9,5	0,153	1151	28	32215,76689	
	este	1,00	2	0,01518	173,12	0,172	0,078182	30	2,5	28,8%	9,5	0,153	1406	12	16868,09	
	este	1,00	2	0,01518	173,70	0,172	0,077932	25	2,5	29,3%	9,5	0,153	1870	12	22434,14595	
	este	1,45	1,54	0,01518	174,44	0,172	0,077612	100	2,5	17,3%	9,5	0,153	980	18	17637,82655	
	este	1,45	1,54	0,01518	174,44	0,172	0,077612	28	2,5	29,4%	9,5	0,153	777	10	7774,457835	
	este	1,00	2	0,01518	175,32	0,172	0,077237	35	2,5	26,1%	9,5	0,153	1547	6	9280,828354	
	este	1,45	1,54	0,01518	175,96	0,172	0,076968	18	2,5	33,9%	9,5	0,153	1092	8	8734,423806	
	este	1,45	1,54	0,01518	176,52	0,172	0,076732	8,5	2,5	48,5%	9,5	0,153	1092	5	5459,014879	
	este	1,45	1,54	0,01518	178,06	0,172	0,076095	7	2,5	54,1%	9,5	0,153	980	5	4899,396264	
	este	1,45	1,54	0,01518	178,06	0,172	0,076095	5,5	2,5	65,4%	9,5	0,153	563	4	2250,523361	
ORM-165	este	1,00	2	0,01518	178,89	0,172	0,075753	305	2,5	8,9%	9,5	0,153	1870	6	11217,07298	
	este	1,00	2	0,01518	172,79	0,172	0,078327	200	2,5	11,6%	9,5	0,153	1716	10	17159,74582	
	este	1,65	1,33	0,01518	173,81	0,172	0,077886	35	2,5	27,9%	9,5	0,153	335	23	7698,665307	
	este	1,45	1,54	0,01518	174,63	0,172	0,077531	28	2,5	29,6%	9,5	0,153	748	25	18704,98047	
ORM-167	oeste	1,00	2	0,01518	178,22	0,172	0,076026	60	2,5	20,9%	9,5	0,153	1439	11	15825,26889	
	oeste	1,00	2	0,01518	174,49	0,186	0,083908	185	1,4	16,9%	9,5	0,162	893	14	12502,63633	
	oeste	1,45	1,54	0,01518	174,98	0,186	0,083684	10	1,4	48,9%	9,5	0,162	759	4	3036,622714	
	oeste	1,00	2	0,01518	175,42	0,186	0,083482	21	1,4	37,5%	9,5	0,162	991	7	6937,230708	
	oeste	1,00	2	0,01518	175,80	0,186	0,083308	15	1,4	43,2%	9,5	0,162	1098	12	13172,06351	
	oeste	1,65	1,33	0,01518	175,80	0,186	0,083308	19	1,4	40,7%	9,5	0,162	146	20	2920,360419	
	oeste	1,00	2	0,01518	176,31	0,186	0,083074	16	1,4	42,7%	9,5	0,162	991	4	3964,131833	
	oeste	1,65	1,33	0,01518	176,31	0,186	0,083074	19	1,4	39,1%	9,5	0,162	215	7	1503,921018	
	oeste	1,00	2	0,01518	176,75	0,186	0,082874	16	1,4	44,1%	9,5	0,162	847	6	5080,682229	
	oeste	1,65	1,33	0,01518	176,75	0,186	0,082874	28	1,4	36,5%	9,5	0,162	105	12	1260,591036	
	oeste	1,00	2	0,01518	176,92	0,186	0,082799	25	1,4	35,9%	9,5	0,162	847	4	3387,121486	
	oeste	1,45	1,54	0,01518	177,44	0,186	0,082564	11	1,4	50,6%	9,5	0,162	406	7	2844,688822	
	oeste	1,45	1,54	0,01518	177,44	0,186	0,082564	8	1,4	55,2%	9,5	0,162	678	5	3388,087039	
	oeste	1,45	1,54	0,01518	177,90	0,186	0,082360	20	1,4	35,4%	9,5	0,162	759	6	4554,934072	
	oeste	1,00	2	0,01518	178,74	0,186	0,081986				9,5	0,162	893	10	8930,454519	
oeste	1,00	2	0,01518	179,29	0,186	0,081742				9,5	0,162	1217	45	54774,00374		

Continuación Tabla E.2 Cálculo de Saturación de Agua, Temperatura de la Arena, Resistividad, Permeabilidad y K*h

Pozo	Cálculo de Saturación De Agua				Temperatura de la arena		Cálculo de Rw @ *T Arena		Saturación de Agua			Cálculo De Permeabilidad			h	K*h
	Lado	A	m	Ggt	*T Arena (*F)	Rw @ 75°F	Rw @ *T Arena	Rt	Rsh	Sw	C	Swirr	K			
ORM-168	oeste	1,00	2	0,01518	173,31	0,186	0,084460	42	1	24,9%	9,5	0,162	1290	8	10319,67204	
	oeste	1,00	2	0,01518	175,46	0,186	0,083461	19	1	37,7%	9,5	0,162	1208	4	4831,540149	
	oeste	1,00	2	0,01518	175,46	0,186	0,083461	19	1	37,7%	9,5	0,162	1208	5	6039,425186	
	oeste	1,00	2	0,01518	175,78	0,186	0,083315	20	1	38,9%	9,5	0,162	955	6	5728,336738	
	oeste	1,45	1,54	0,01518	176,28	0,186	0,083087	19	1	36,9%	9,5	0,162	700	5	3498,133234	
	oeste	1,65	1,33	0,01518	176,55	0,186	0,082964	18	1	40,6%	9,5	0,162	182	4	729,9849391	
	oeste	1,00	2	0,01518	180,34	0,186	0,081284	500	1	13,3%	9,5	0,162	1013	11	11139,93089	
ORM-187	este	1,45	1,54	0,01518	173,70	0,172	0,077932	16	2	33,5%	9,5	0,153	1533	10	15334,87929	
	este	1,45	1,54	0,01518	173,70	0,172	0,077932	16	2	33,5%	9,5	0,153	1533	12	18401,85514	
	este	1,00	2	0,01518	173,70	0,172	0,077932	20	2	34,1%	9,5	0,153	1553	4	6210,27534	
	este	1,00	2	0,01518	173,70	0,172	0,077932	17	2	36,2%	9,5	0,153	1671	6	10024,22453	
	este	1,45	1,54	0,01518	174,43	0,172	0,077619	33	2	25,9%	9,5	0,153	1184	20	23681,6827	
	este	1,00	2	0,01518	174,43	0,172	0,077619	48	2	22,4%	9,5	0,153	1671	8	13365,63271	
	este	1,45	1,54	0,01518	174,43	0,172	0,077619	12,5	2	36,7%	9,5	0,153	1565	20	31300,29857	
	este	1,00	2	0,01518	176,43	0,172	0,076770	60	2	21,5%	9,5	0,153	1335	20	26704,00557	
	este	1,00	2	0,01518	176,43	0,172	0,076770	60	2	21,5%	9,5	0,153	1335	20	26704,00557	
	este	1,00	2	0,01518	176,43	0,172	0,076770	90	2	18,2%	9,5	0,153	1335	30	40056,00835	
	este	1,45	1,54	0,01518	178,93	0,172	0,075737	100	2	17,5%	9,5	0,153	1387	8	11095,25283	
ORM-190	este	1,45	1,54	0,01518	173,51	0,172	0,078014	38	1,5	24,3%	9,5	0,153	1222	6	7331,514596	
	este	1,00	2	0,01518	173,51	0,172	0,078014	40	1,5	23,6%	9,5	0,153	1813	4	7250,216228	
	este	1,00	2	0,01518	174,75	0,172	0,077482	80	1,5	20,0%	9,5	0,153	1326	16	21220,25615	
	este	1,45	1,54	0,01518	175,41	0,172	0,077202	38	1,5	24,3%	9,5	0,153	1222	6	7331,514596	
	este	1,00	2	0,01518	175,41	0,172	0,077202	380	1,5	7,4%	9,5	0,153	1973	24	47341,38933	
	este	1,00	2	0,01518	176,92	0,172	0,076567	110	1,5	17,2%	9,5	0,153	1436	24	34474,51988	
	este	1,00	2	0,01518	177,57	0,172	0,076296	160	1,5	13,6%	9,5	0,153	1678	17	28518,71372	
	este	1,00	2	0,01518	179,60	0,172	0,075466	145	1,5	16,6%	9,5	0,153	1326	16	21220,25615	
ORM-193	oeste	1,00	2	0,01518	174,20	0,186	0,084042	35	4	29,9%	9,5	0,162	890	8	7121,612514	
	oeste	1,00	2	0,01518	174,69	0,186	0,083814	50	4	33,0%	9,5	0,162	294	5	1467,9849	
	oeste	1,00	2	0,01518	174,69	0,186	0,083814	38	4	32,4%	9,5	0,162	537	7	3756,396014	
	oeste	1,65	1,33	0,01518	175,35	0,186	0,083510	70	4	34,4%	9,5	0,162	10	4	39,47210925	
	oeste	1,45	1,54	0,01518	177,24	0,186	0,082652	200	4	14,2%	9,5	0,162	475	14	6645,552653	
	oeste	1,45	1,54	0,01518	177,24	0,186	0,082652	30	4	30,6%	9,5	0,162	516	4	2063,713686	
	oeste	1,45	1,54	0,01518	177,97	0,186	0,082330	160	4	16,0%	9,5	0,162	435	13	5656,321187	
ORM-195	oeste	1,00	2	0,01518	175,47	0,186	0,083458	60	2	23,1%	9,5	0,162	1049	18	18884,56253	
	oeste	1,00	2	0,01518	177,51	0,186	0,082533	150	2	14,2%	9,5	0,162	1128	20	22567,78918	
	oeste	1,00	2	0,01518	183,54	0,186	0,079919	95	2	18,0%	9,5	0,162	1003	6	6017,086736	
	oeste	1,00	2	0,01518	180,47	0,186	0,081228	75	2	19,2%	9,5	0,162	1281	6	7687,243286	
ORM-196	este	1,45	1,54	0,01518	173,18	0,172	0,078159	90	2	20,1%	9,5	0,153	731	6	4386,896202	
	este	1,00	2	0,01518	173,18	0,172	0,078159	150	2	15,8%	9,5	0,153	1318	6	7909,466231	
	este	1,45	1,54	0,01518	173,65	0,172	0,077952	40	2	24,6%	9,5	0,153	966	8	7731,209781	
	este	1,45	1,54	0,01518	174,73	0,172	0,077489	25	2	31,0%	9,5	0,153	786	20	15726,3075	
	este	1,00	2	0,01518	174,73	0,172	0,077489	125	2	15,2%	9,5	0,153	1565	12	18782,30598	
	este	1,00	2	0,01518	176,75	0,172	0,076636	100	2	17,0%	9,5	0,153	1479	18	26628,88591	
	este	1,00	2	0,01518	176,75	0,172	0,076636	35	2	24,4%	9,5	0,153	1973	10	19725,57889	
	este	1,00	2	0,01518	179,08	0,172	0,075676	160	2	14,4%	9,5	0,153	1479	34	50299,00673	
	este	1,65	1,33	0,01518	179,70	0,172	0,075426	40	2	31,6%	9,5	0,153	97	8	11835,06041	
ORM-197	oeste	1,00	2	0,01518	174,37	0,186	0,083965	85	2,4	16,2%	9,5	0,162	2059	10	20590,48765	
	oeste	1,00	2	0,01518	175,61	0,186	0,083392	75	2,4	16,3%	9,5	0,162	2666	15	39982,76145	
	oeste	1,45	1,54	0,01518	176,36	0,186	0,083053	23	2,4	26,7%	9,5	0,162	2200	12	26397,46465	
	oeste	1,00	2	0,01518	176,67	0,186	0,082912	100	2,4	15,5%	9,5	0,162	1925	12	23102,07149	
	oeste	1,00	2	0,01518	177,69	0,186	0,082451	125	2,4	12,6%	9,5	0,162	2836	26	73737,49935	
	oeste	1,45	1,54	0,01518	180,77	0,186	0,081100	300	2,4	13,3%	9,5	0,162	1454	20	29076,51714	

Continuación Tabla E.2 Cálculo de Saturación de Agua, Temperatura de la Arena, Resistividad, Permeabilidad y

K*h

Pozo	Calculo de Saturacion De Agua				Calculo de Permeabilidad										
	Lado	A	m	Ggt	Temperatura de la arena		Calculo de Rw @ °T Arena		Saturacion de Agua			Calculo De Permeabilidad			
					°T Arena (°F)	Rw @ 75°F	Rw @ °T Arena	Rt	Rsh	Sw	C	Swirr	K	h	K*h
ORM-198	este	1,45	1,54	0,01518	173,51	0,172	0,078014	28	2,5	26,1%	9,5	0,153	1491	7	10435,22335
	este	1,00	2	0,01518	175,41	0,172	0,077202	480	2,5	6,5%	9,5	0,153	2131	34	72458,60407
	este	1,00	2	0,01518	176,92	0,172	0,076567	100	2,5	16,2%	9,5	0,153	1757	27	47450,07525
	este	1,00	2	0,01518	177,57	0,172	0,076296	100	2,5	14,7%	9,5	0,153	2233	18	40192,03589
	este	1,45	1,54	0,01518	179,64	0,172	0,075448	100	2,5	15,2%	9,5	0,153	1562	8	12494,63566
	este	1,00	2	0,01518	179,64	0,172	0,075448	180	2,5	14,1%	9,5	0,153	1305	14	18266,52125
ORM-202	este	1,45	1,54	0,01518	173,18	0,172	0,078159	47	1,3	24,9%	9,5	0,153	840	8	6720,140233
	este	1,45	1,54	0,01518	174,27	0,172	0,077687	25	1,3	31,3%	9,5	0,153	840	6	5040,105175
	este	1,45	1,54	0,01518	174,27	0,172	0,077687	60	1,3	20,9%	9,5	0,153	1184	18	21318,03956
	este	1,45	1,54	0,01518	174,98	0,172	0,077382	65	1,3	20,3%	9,5	0,153	1184	12	14212,02638
	este	1,00	2	0,01518	176,40	0,172	0,076783	180	1,3	13,2%	9,5	0,153	1689	22	37156,97093
	este	1,45	1,54	0,01518	179,07	0,172	0,075679	250	1,3	15,0%	9,5	0,153	1122	26	29169,76067
ORM-203	este	1,45	1,54	0,01518	173,01	0,172	0,078232	100	1,4	17,6%	9,5	0,153	1198	14	16772,5179
	este	1,45	1,54	0,01518	173,96	0,172	0,077821	32	1,4	26,9%	9,5	0,153	1077	16	17231,13694
	este	1,45	1,54	0,01518	173,96	0,172	0,077821	22	1,4	32,4%	9,5	0,153	910	6	5459,055007
	este	1,45	1,54	0,01518	175,98	0,172	0,076961	60	1,4	20,6%	9,5	0,153	1198	5	5990,184963
	este	1,45	1,54	0,01518	175,98	0,172	0,076961	125	1,4	16,5%	9,5	0,153	1198	14	16772,5179
	este	1,00	2	0,01518	178,31	0,172	0,075992	250	1,4	14,8%	9,5	0,153	1327	22	29203,21219
ORM-205	este	1,00	2	0,01518	179,01	0,172	0,075707	250	1,4	11,0%	9,5	0,153	1778	16	28446,43304
	este	1,00	2	0,01518	171,83	0,172	0,078747	80	2,3	16,6%	9,5	0,153	1871	20	37428,29246
	este	1,45	1,54	0,01518	172,60	0,172	0,078410	35	2,3	24,6%	9,5	0,153	1224	8	9792,119161
	este	1,00	2	0,01518	172,60	0,172	0,078410	90	2,3	16,8%	9,5	0,153	1628	8	13022,18859
	este	1,45	1,54	0,01518	174,85	0,172	0,077437	10	2,3	46,8%	9,5	0,153	795	24	19081,44588
	este	1,45	1,54	0,01518	174,85	0,172	0,077437	40	2,3	24,5%	9,5	0,153	943	35	33001,97871
ORM-208	este	1,00	2	0,01518	176,98	0,172	0,076541	40	2,3	23,9%	9,5	0,153	1704	8	13635,15732
	este	1,00	2	0,01518	177,51	0,172	0,076321	60	2,3	21,1%	9,5	0,153	1416	14	19817,38228
	este	1,00	2	0,01518	172,85	0,172	0,078301	110	1	15,7%	9,5	0,153	1697	12	20368,05244
	este	1,00	2	0,01518	172,85	0,172	0,078301	60	1	23,6%	9,5	0,153	1194	12	14330,32072
	este	1,00	2	0,01518	173,84	0,172	0,077870	17	1	34,0%	9,5	0,153	2246	5	11228,07485
	este	1,45	1,54	0,01518	173,84	0,172	0,077870	22	1	29,0%	9,5	0,153	1868	5	9340,284085
ORM-209	este	1,45	1,54	0,01518	177,39	0,172	0,076371	175	1	17,1%	9,5	0,153	1502	43	64604,03232
	este	1,45	1,54	0,01518	175,23	0,172	0,077279	50	2,1	19,4%	9,5	0,153	2148	25	53695,92449
	este	1,45	1,54	0,01518	175,23	0,172	0,077279	25	2,1	26,5%	9,5	0,153	1869	49	91598,3416
	este	1,00	2	0,01518	177,40	0,172	0,076368	150	2,1	13,8%	9,5	0,153	1540	28	43110,81042
	este	1,00	2	0,01518	178,10	0,172	0,076076	300	2,1	9,4%	9,5	0,153	1741	40	69622,23308
	oeste	1,00	2	0,01518	175,30	0,186	0,083534	180	2	13,3%	9,5	0,162	1261	17	21437,16278
ORM-212	oeste	1,00	2	0,01518	177,34	0,186	0,082608	270	2	12,3%	9,5	0,162	1067	40	42690,37084
	este	1,00	2	0,01518	172,41	0,172	0,078493	500	1,5	9,5%	9,5	0,153	1711	6	10268,8273
	este	1,00	2	0,01518	176,23	0,172	0,076856	29	1,5	29,8%	9,5	0,153	1365	5	6826,142053
	este	1,45	1,54	0,01518	176,23	0,172	0,076856	140	1,5	15,5%	9,5	0,153	1242	10	12423,45434
	este	1,00	2	0,01518	176,23	0,172	0,076856	35	1,5	26,0%	9,5	0,153	1637	13	21278,23043
	este	1,45	1,54	0,01518	175,60	0,172	0,077121	200	1,5	14,3%	9,5	0,153	1242	10	12423,45434
	este	1,00	2	0,01518	177,28	0,172	0,076415	500	1,5	9,4%	9,5	0,153	1711	27	46209,72287
	este	1,00	2	0,01518	177,89	0,172	0,076164	500	1,5	9,4%	9,5	0,153	1711	52	88996,5033

**Tabla E.3 Discretización de
Producción**

Pozo	Arenas en Produccion	Kxh	TOTAL	% Producido	Produccion Neta Acumulada (MBbls)	Prod. Neta Acumulada Por Arena (MBbls)
ORM-37	M1	4873,9	89629,86076	5,4%	391,2	21,27
	M2,3	6678,8		7,5%		29,15
	M4	7774,2		8,7%		33,93
	N1,2	5652,0		6,3%		24,67
	O1	2756,2		3,1%		12,03
	P1	9170,9		10,2%		40,03
	P2,3	4665,6		5,2%		20,36
	R1,3	23182,1		25,9%		101,18
	R4U,L	17464,7		19,5%		76,23
	R4U,L	7411,4	8,3%	32,35		
ORM-40	L1U,L	3967,5	87774,88627	4,5%	485,8	21,96
	L3,4	9857,5		11,2%		54,56
	M1	9489,1		10,8%		52,52
	M2,3	8775,3		10,0%		48,57
	M4	12679,5		14,4%		70,18
	P2,3	4461,4		5,1%		24,69
	R1,3	3184,5		3,6%		17,63
	R1,3	22877,9		26,1%		126,62
	R4U,L	8614,2		9,8%		47,68
	S3	3868,1	4,4%	21,41		
ORM-43	L3,4	11383,9	73839,92376	15,4%	273,3	42,13
	M1	9071,0		12,3%		33,57
	M2,3	359,3		0,5%		1,33
	O1	10899,0		14,8%		40,34
	R1,3	1691,6		2,3%		6,26
	R1,3	7463,6		10,1%		27,62
	R4U,L	27447,3		37,2%		101,59
	R4U,L	5524,2	7,5%	20,45		
ORM-76	L3,4	13513,3	36313,08492	37,2%	383,1	142,56
	M2,3	6853,6		18,9%		72,30
	N1,2	3951,6		10,9%		41,69
	O1	3844,0		10,6%		40,55
	S3	8150,6		22,4%		85,99
ORM-81	L2M	16256,4	68871,69996	23,6%	600,1	141,65
	L2L	5158,5		7,5%		44,95
	M2,3	7827,7		11,4%		68,21
	N1,2	7266,3		10,6%		63,31
	N1,2	3828,2		5,6%		33,36
	O1	10390,2		15,1%		90,53
	P1	6744,1		9,8%		58,76
	P2,3	11400,3		16,6%		99,33
ORM-116	L1U,L	4771,8	92854,33739	5,1%	266,1	13,67
	L2M	9441,0		10,2%		27,06
	M2,3	50159,7		54,0%		143,75
	N1,2	6791,3		7,3%		19,46
	N1,2	11404,9		12,3%		32,68
	N1,2	10285,6		11,1%		29,48
ORM-118	L2M	2924,1	106047,3253	2,8%	5,2	0,14
	M2,3	32088,6		30,3%		1,57
	N1,2	11345,3		10,7%		0,56
	R1,3	40693,2		38,4%		2,00
	R1,3	18996,1		17,9%		0,93
ORM-133	L2M	30733,1	190269,6694	16,2%	1315,1	212,42
	M2,3	16797,8		8,8%		116,10
	R1,3	38431,5		20,2%		265,63
	R1,3	21610,5		11,4%		149,37
	T	38745,1		20,4%		267,80
	U1	43951,6		23,1%		303,78

Continuación Tabla E.3 Discretización de Producción

Pozo	Arenas en Producción	Kxh	TOTAL	% Producido	Produccion Neta Acumulada (MBbls)	Prod. Neta Acumulada Por Arena (MBbls)				
ORM-134	L2M	8182,7	117784,504	6,9%	890,1	61,84				
	L2L	1066,3		0,9%		8,06				
	M2,3	13494,2		11,5%		101,98				
	N1,2	18420,6		15,6%		139,20				
	R1,3	31134,1		26,4%		235,28				
	R1,3	19056,4		16,2%		144,01				
	U1	11951,1		10,1%		90,31				
	U1	14479,1	12,3%	109,42						
ORM-137	L2M	9990,6	259639,097	3,8%	1264,5	48,66	Segundo Periodo		Total	
	L2M	34385,1		13,2%		167,46	5%	1,14	49,80	
	M2,3	28013,8		10,8%		136,43	17%	3,93	171,40	
	M2,3	18208,0		7,0%		88,68	14%	3,21	139,64	
	M2,3	8905,7		3,4%		43,37	9%	2,08	90,76	
	N1,2	31409,9		12,1%		152,97	4%	1,02	44,39	
	P2,3	12395,3		4,8%		60,37	16%	3,59	156,57	
	R1,3	29967,1		11,5%		145,95	6%	1,42	61,79	
	R4U,L	12385,2		4,8%		60,32	15%	3,43	149,38	
	T	15328,0		5,9%		74,65	6%	1,42	61,74	
	U1	58650,4		22,6%		285,64	8%	1,75	76,40	
	ORM-138	L2M		12252,1		122147,551	10,0%	828,5	83,10	
M2,3		22993,9	18,8%	155,96						
M2,3		13831,9	11,3%	93,82						
N1,2		8629,3	7,1%	58,53						
R1,3		26663,6	21,8%	180,85						
R1,3		11908,6	9,7%	80,77						
U1		25868,1	21,2%	175,46						
ORM-140	L2M	9931,9	168105,396	5,9%	1333,8	78,80				
	L2M	15983,9		9,5%		126,82				
	M2,3	5958,6		3,5%		47,28				
	M2,3	25658,6		15,3%		203,58				
	M2,3	15711,5		9,3%		124,66				
	M4	9014,1		5,4%		71,52				
	N1,2	31647,4		18,8%		251,10				
	N1,2	15411,4		9,2%		122,28				
	U1	38787,9		23,1%		307,75				
ORM-141	L2M	16141,8	195065,172	8,3%	662,8	54,85	Segundo Periodo			
	L3,4	20771,9		10,6%		70,58	85706,83598	40,3		
	M2,3	22040,2		11,3%		74,89				
	M2,3	19837,2		10,2%		67,40				
	R1,3	49228,2								
	R1,3	35786,7		18,3%		121,60			57%	23,1474496
	R4U,L	9888,9		5,1%		33,60				
	T	36478,7								
	T	44585,1		22,9%		151,49	43%	17,1525504		
	U1	26013,4		13,3%		88,39				

Continuación Tabla E.3 Discretización de Producción

Pozo	Arenas en Producción	Kxh	TOTAL	% Producido	Producción Neta Acumulada (MBbls)	Prod. Neta Acumulada Por Arena (MBbls)	Segundo Periodo			
ORM-142	L1U,L	2833,5	101970,793	2,8%	1180,1	32,79	35504,36771	50,9	21,6724531	14,4483021
	L2M	12868,7		12,6%		148,93				
	M2,3	18217,6		17,9%		210,83				
	M2,3	6805,6		6,7%		78,76				
	N1,2	3441,9		3,4%		39,83				
	R1,3	19304,8		18,9%		223,41				
	R1,3	4360,6		4,3%		50,47				
	R1,3	17234,4		16,9%		199,45				
	T	10402,2		10,2%		120,38				
	U1	6501,4		6,4%		75,24				
ORM-143	L3,4	15944,8	315138,832	5,1%	650,6	32,92	35504,36771	50,9	21,6724531	14,4483021
	M2,3	42379,2		13,4%		87,49				
	M2,3	28812,3		9,1%		59,48				
	N1,2	7872,0		2,5%		16,25				
	R1,3	96274,4		30,5%		198,76				
	R1,3	40390,1		12,8%		83,38				
	R4U,L	9741,1		3,1%		20,11				
	T	35314,5		11,2%		72,91				
U1	38410,4	12,2%	79,30							
ORM-144	L1U,L	2606,5	264240,554	1,0%	981,4	9,68	35504,36771	50,9	21,6724531	14,4483021
	L2M	45475,7		17,2%		168,90				
	M2,3	16325,2		6,2%		60,63				
	M2,3	6782,9		2,6%		25,19				
	M2,3	14627,5		5,5%		54,33				
	N1,2	13565,8		5,1%		50,38				
	N1,2	15672,3		5,9%		58,21				
	P1	29393,2		11,1%		109,17				
	R1,3	54464,4		20,6%		202,28				
	T	65326,9		24,7%		242,63				
ORM-145	L3,4	10869,6	159160,183	6,8%	286,8	19,59	35504,36771	50,9	21,6724531	14,4483021
	L3,4	6428,8		4,0%		11,58				
	N1,2	3402,7		2,1%		6,13				
	N1,2	22534,8		14,2%		40,61				
	P2,3	10727,7		6,7%		19,33				
	R1,3	28586,7		18,0%		51,51				
	R1,3	8586,7		5,4%		15,47				
	R4U,L	17242,0		10,8%		31,07				
	U1	35022,8		22,0%		63,11				
U1	15758,4	9,9%	28,40							
ORM-146	L2M	10309,0	282641,12	7,3%	530,2	38,68	35504,36771	50,9	21,6724531	14,4483021
	L2M	20618,0		3,5%		18,52				
	L3,4	9871,9		4,5%		23,63				
	M2,3	10078,1		12,8%		67,90				
	M2,3	12597,7		6,1%		32,48				
	M2,3	36197,0		6,2%		33,08				
	N1,2	17316,6		14,0%		74,07				
	R1,3	15117,2		4,4%		23,57				
	R1,3	17636,8		15,9%		84,49				
	R1,3	39484,4		25,2%		133,78				
	R4U,L	12563,2								
	T	45040,9								
	U1	71314,7								

Continuación Tabla E.3 Discretización de Producción

Pozo	Arenas en Produccion	Kxh	TOTAL	% Producido	Produccion Neta Acumulada (MBbls)	Prod. Neta Acumulada Por Arena (MBbls)
ORM-153	L2M	19725,6	165315,963	11,9%	257,2	30,69
	L2L	2894,8		1,8%		4,50
	M2,3	65636,9		39,7%		102,12
	M2,3	13368,6		8,1%		20,80
	N1,2	50838,6		30,8%		79,10
	R1,3	4100,8		2,5%		6,38
	R4U,L	7702,8		4,7%		11,98
	S3	822,5		0,5%		1,28
	S4	225,4		0,1%		0,35
ORM-154	L2M	20592,0	335687,826	6,1%	715,5	43,89
	L2M	26917,1		8,0%		57,37
	M2,3	103182,3		30,7%		219,93
	M2,3	21751,9		6,5%		46,36
	M4	79027,5		23,5%		168,44
	N1,2	9311,9		2,8%		19,85
	R1,3	42133,8		12,6%		89,81
	T	7165,5		2,1%		15,27
U1	25605,8	7,6%	54,58			
ORM-155	L2M	8125,5	261174,844	3,1%	560	17,42
	L2M	47165,3		18,1%		101,13
	M2,3	25145,7		9,6%		53,92
	M2,3	15836,9		6,1%		33,96
	N1,2	9148,9		3,5%		19,62
	R1,3	18735,1		7,2%		40,17
	R1,3	28876,0		11,1%		61,91
	R1,3	6271,7		2,4%		13,45
	R4U,L	9750,8		3,7%		20,91
	U1	61558,1		23,6%		131,99
U1	12915,8	4,9%	27,69			
U1	17645,0	6,8%	37,83			
ORM-156	L3,4	12332,2	128065,35	9,6%	384,1	36,99
	L3,4	5077,6		4,0%		15,23
	M2,3	6180,9		4,8%		18,54
	M2,3	15533,0		12,1%		46,59
	N1,2	6542,3		5,1%		19,62
	N1,2	3575,5		2,8%		10,72
	N1,2	12169,8		9,5%		36,50
	R1,3	5077,6		4,0%		15,23
	R4U,L	2565,0		2,0%		7,69
	R4U,L	9283,4		7,2%		27,84
	T	8262,9		6,5%		24,78
	U1	21576,3		16,8%		64,71
U1	19888,9	15,5%	59,65			
ORM-157	L2M	13253,7	59153,566	22,4%	634,5	142,16
	L3,4	9179,3		15,5%		98,46
	M2,3	11458,7		19,4%		122,91
	N1,2	7912,8		13,4%		84,88
	R1,3	9167,0		15,5%		98,33
	U1	8182,1		13,8%		87,76
ORM-158	L2M	5622,5	284203,519	2,0%	360,3	7,13
	L2M	30869,1		10,9%		39,13
	M2,3	41079,0		14,5%		52,08
	M2,3	13863,5		4,9%		17,58
	M2,3	10053,2		3,5%		12,74
	M2,3	4978,4		1,8%		6,31
	N1,2	12378,1		4,4%		15,69
	N1,2	4300,6		1,5%		5,45
	R1,3	64671,9		22,8%		81,99
	R1,3	21416,0		7,5%		27,15
	R1,3	8823,8		3,1%		11,19
	R4U,L	6898,2		2,4%		8,75
	T	30308,2		10,7%		38,42
	U1	28941,1		10,2%		36,69

Continuación Tabla E.3 Discretización de Producción

Pozo	Arenas en Produccion	Kxh	TOTAL	% Producido	Produccion Neta Acumulada (MBbls)	Prod. Neta Acumulada Por Arena (MBbls)
ORM-160	L2M	13027,1	235389,636	5,5%	263,8	14,60
	M2,3	7277,4		3,1%		8,16
	N1,2	7831,7		3,3%		8,78
	R1,3	87076,8		37,0%		97,59
	R1,3	13893,2		5,9%		15,57
	R4U,L	7831,7		3,3%		8,78
	T	26874,4		11,4%		30,12
	U1	71577,3		30,4%		80,22
ORM-161	L2M	7481,9	153581,615	4,9%	441,9	21,53
	L2L	2374,4		1,5%		6,83
	L3,4	41303,1		26,9%		118,84
	M2,3	10673,5		6,9%		30,71
	M2,3	8422,0		5,5%		24,23
	N1,2	5858,4		3,8%		16,86
	P2,3	12978,8		8,5%		37,34
	R1,3	4332,4		2,8%		12,47
	R1,3	24793,7		16,1%		71,34
	R1,3	33616,2		21,9%		96,72
R4U,L	1747,1	1,1%	5,03			
ORM-162	L2M	4868,2	178412,401	2,7%	324	8,84
	M2,3	17814,0		10,0%		32,35
	N1,2	22662,8		12,7%		41,16
	N1,2	7429,0		4,2%		13,49
	N1,2	10148,8		5,7%		18,43
	P2,3	53327,9		29,9%		96,84
	R1,3	5551,6		3,1%		10,08
	R1,3	38352,4		21,5%		69,65
R1,3	18257,8	10,2%	33,16			
ORM-163	L2M	7890,2	146661,778	5,4%	567,6	30,54
	M2,3	32215,8		22,0%		124,68
	M2,3	16868,1		11,5%		65,28
	M4	22434,1		15,3%		86,82
	N1,2	17637,8		12,0%		68,26
	N1,2	7774,5		5,3%		30,09
	P2,3	9280,8		6,3%		35,92
	R1,3	8734,4		6,0%		33,80
	R4U,L	5459,0		3,7%		21,13
	T	4899,4		3,3%		18,96
	T	2250,5		1,5%		8,71
U1	11217,1	7,6%	43,41			
ORM-165	L2M	17159,7	59388,6605	28,9%	221,5	64,00
	M2,3	7698,7		13,0%		28,71
	N1,2	18705,0		31,5%		69,76
	T	15825,3		26,6%		59,02
ORM-167	M1	12502,6	128257,529	9,7%	320,3	31,22
	M2,3	3036,6		2,4%		7,58
	M4	6937,2		5,4%		17,32
	N1,2	13172,1		10,3%		32,89
	N1,2	2920,4		2,3%		7,29
	O1	3964,1		3,1%		9,90
	O1	1503,9		1,2%		3,76
	P1	5080,7		4,0%		12,69
	P1	1260,6		1,0%		3,15
	P2,3	3387,1		2,6%		8,46
	R1,3	2844,7		2,2%		7,10
	R1,3	3388,1		2,6%		8,46
	R4U,L	4554,9		3,6%		11,38
	S3	8930,5		7,0%		22,30
U1	54774,0	42,7%	136,79			

Continuación Tabla E.3 Discretización de Producción

Pozo	Arenas en Producción	Kxh	TOTAL	% Producido	Produccion Neta Acumulada (MBbls)	Prod. Neta Acumulada Por Arena (MBbls)				
ORM-168	L1U,L	10319,7	42287,0232	5,5%	263,8	14,60				
	N1,2	4831,5		3,1%		8,16				
	N1,2	6039,4		3,3%		8,78				
	O1	5728,3		37,0%		97,59				
	P1	3498,1		5,9%		15,57				
	P2,3	730,0		3,3%		8,78				
U1	11139,9	11,4%			30,12					
ORM-187	M2,3	15334,9	127417,595							
	M2,3	18401,9		4,9%		21,53				
	M2,3	6210,3		1,5%		6,83				
	M2,3	10024,2		26,9%		118,84				
	N1,2	23681,7		6,9%		30,71				
	N1,2	13365,6								
	N1,2	31300,3		3,8%		16,86				
	R1,3	26704,0								
	R1,3	26704,0		2,8%		12,47				
	R1,3	40056,0								
U1	11095,3	21,9%	96,72							
ORM-190	L2M	7331,5	174688,381	1,1%		5,03				
	L2M	7250,2		2,7%		8,84				
	M2,3	21220,3		10,0%		32,35				
	N1,2	7331,5		12,7%		41,16				
	N1,2	47341,4		4,2%		13,49				
	R1,3	34474,5		5,7%		18,43				
	R4U,L	28518,7		29,9%		96,84				
	U1	21220,3		3,1%		10,08				
ORM-193	M1	7121,6	26751,0531	21,5%		69,65				
	M2,3	1468,0		10,2%		33,16				
	M2,3	3756,4		5,4%		30,54				
	N1,2	39,5		22,0%		124,68				
	R1,3	6645,6		11,5%		65,28				
	R1,3	2063,7		15,3%		86,82				
	R4U,L	5656,3		12,0%		68,26				
ORM-195	M2,3	18884,6	55156,6817	5,3%		30,09				
	R1,3	22567,8		6,3%		35,92				
	U1	6017,1		6,0%		33,80				
	U1	7687,2		3,7%		21,13				
ORM-196	L1U,L	4386,9	163024,718	3,3%		18,96				
	L1U,L	7909,5		1,5%		8,71				
	L2M	7731,2		7,6%		43,41				
	M2,3	15726,3		28,9%		64,00				
	M2,3	18782,3		13,0%		28,71				
	R1,3	26628,9		31,5%		69,76				
	R1,3	19725,6		26,6%		59,02				
	T	50299,0		9,7%		31,22				
	U1	11835,1		2,4%		7,58				
	ORM-197	L2M		20590,5		212886,802	5,4%		17,32	
M2,3		39982,8	10,3%	32,89						
N1,2		26397,5	2,3%	7,29						
O1		23102,1	3,1%	9,90						
R1,3		73737,5	1,2%	3,76						
U1		29076,5	4,0%	12,69						
						Segundo Periodo				Total
						131391,9955	27,4%	12,2	3,34060716	70,5031456

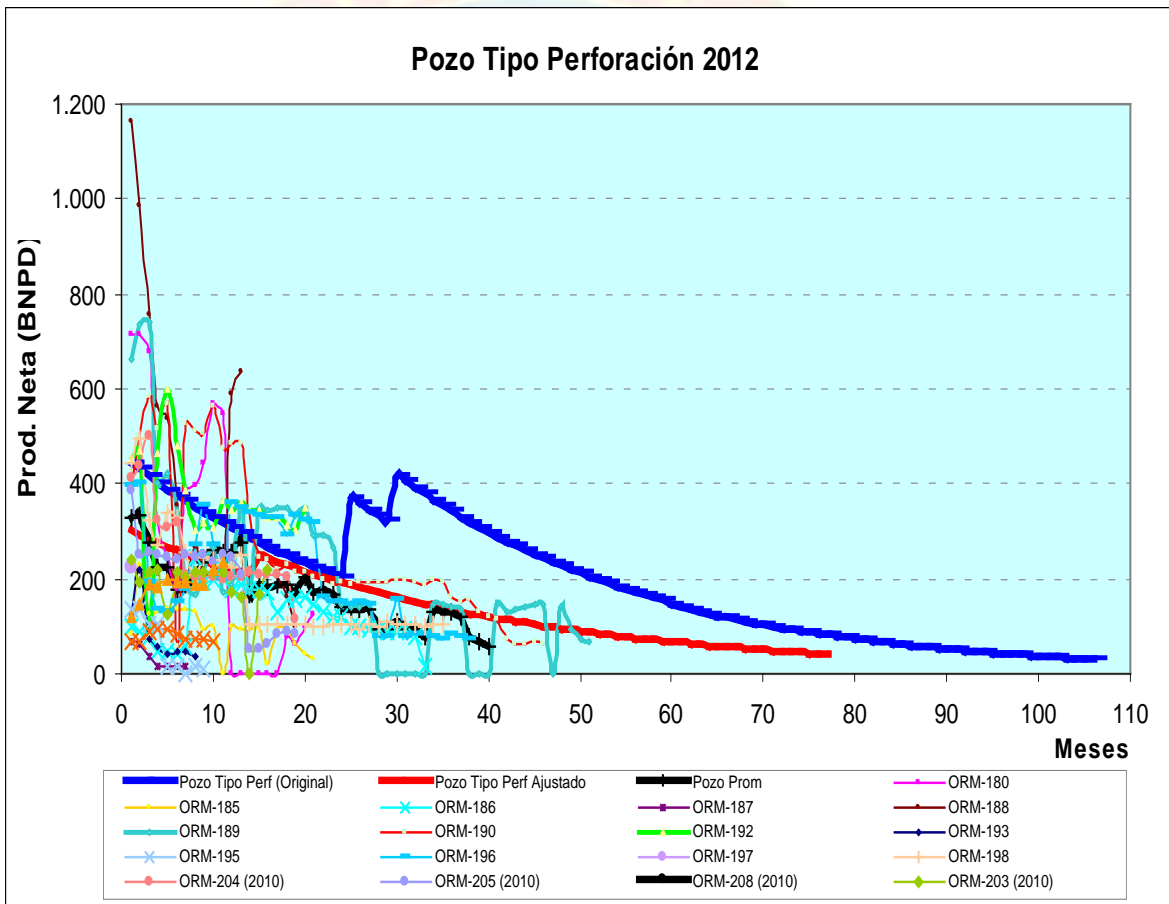
Continuación Tabla E.3 Discretización de Producción

Pozo	Arenas en Producción	Kxh	TOTAL	% Producido	Produccion Neta Acumulada (MBbls)	Prod. Neta Acumulada Por Arena (MBbls)
ORM-198	L2M	10435,2	201297,095	5,2%	176,1	9,13
	N1,2	72458,6		36,0%		63,39
	R1,3	47450,1		23,6%		41,51
	R4U,L	40192,0		20,0%		35,16
	U1	12494,6		6,2%		10,93
	U1	18266,5		9,1%		15,98
ORM-202	L2M	6720,1	113617,043	5,9%	7,4	0,44
	M2,3	5040,1		4,4%		0,33
	M2,3	21318,0		18,8%		1,39
	N1,2	14212,0		12,5%		0,93
	R1,3	37157,0		32,7%		2,42
	U1	29169,8		25,7%		1,90
ORM-203	L2M	16772,5	119875,058	14,0%	82,7	11,57
	M2,3	17231,1		14,4%		11,89
	M2,3	5459,1		4,6%		3,77
	R1,3	5990,2		5,0%		4,13
	R1,3	16772,5		14,0%		11,57
	T	29203,2		24,4%		20,15
	U1	28446,4		23,7%		19,62
ORM-205	L2M	37428,3	145778,564	25,7%	136,3	34,99
	M2,3	9792,1		6,7%		9,16
	M2,3	13022,2		8,9%		12,18
	R1,3	19081,4		13,1%		17,84
	R1,3	33002,0		22,6%		30,86
	T	13635,2		9,4%		12,75
	U1	19817,4		13,6%		18,53
ORM-208	M2,3	20368,1	119870,764	17,0%	63,5	10,79
	M2,3	14330,3		12,0%		7,59
	N1,2	11228,1		9,4%		5,95
	N1,2	9340,3		7,8%		4,95
	U1	64604,0		53,9%		34,22
ORM-209	R1,3	53695,9	258027,31	21%	69,9	14,55
	R1,3	91598,3		35%		24,81
	T	43110,8		17%		11,68
	U1	69622,2		27%		18,86
ORM-210	M2,3	21437,2	64127,5336	33,4%	36,7	12,27
	R1,3	42690,4		66,6%		24,43
ORM-212	L2M	10268,8	198426,335	5%	10,6	0,55
	M2,3	6826,1		3%		0,36
	M2,3	12423,5		6%		0,66
	M2,3	21278,2		11%		1,14
	R1,3	12423,5		6%		0,66
	T	46209,7		23%		2,47
	U1	88996,5		45%		4,75



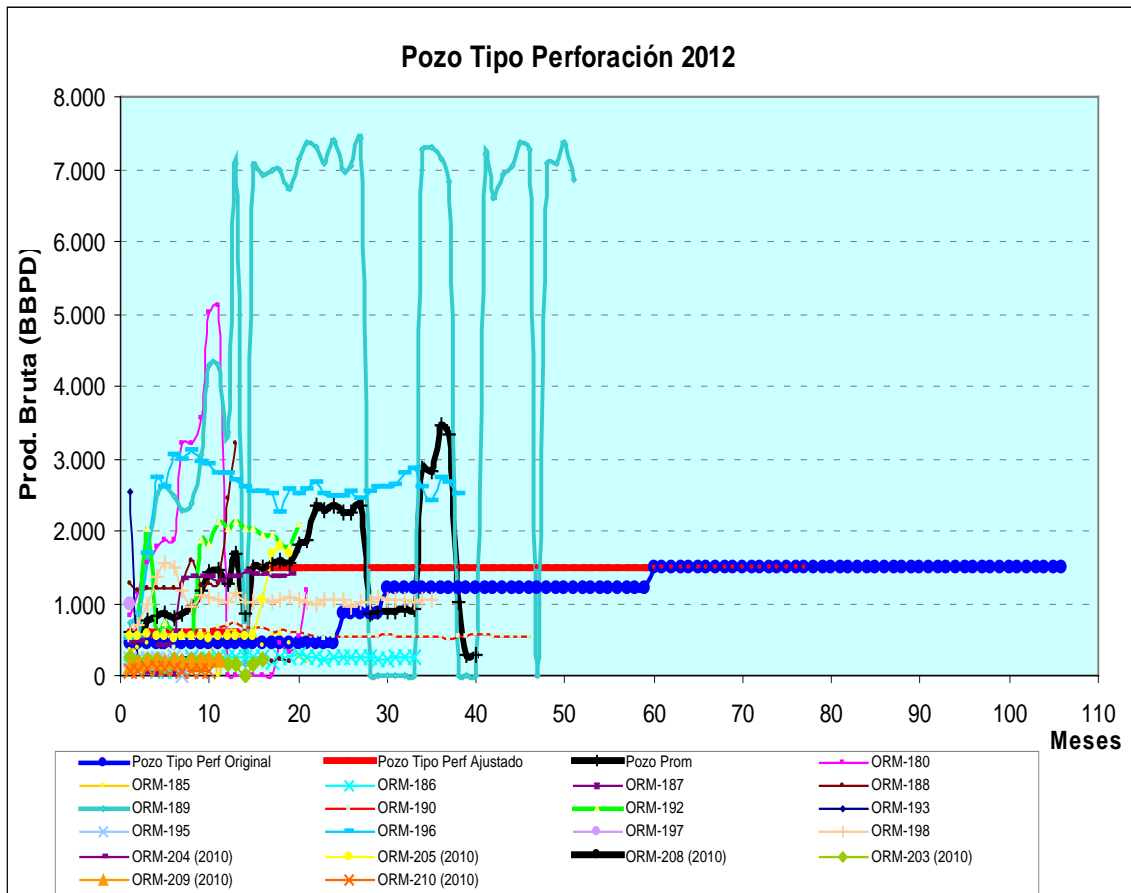
Apéndice F

Pronósticos de Producción



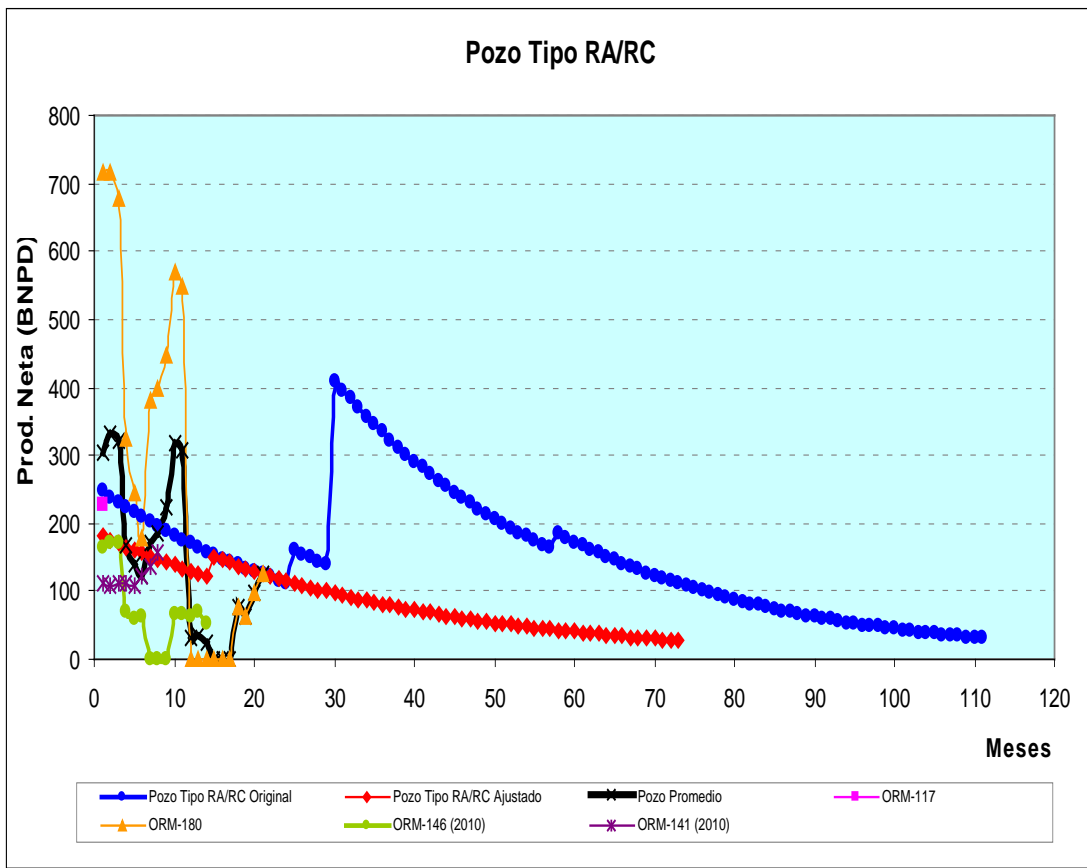
Gráfica F.1 Pronóstico de Producción Neta- Pozo Tipo RA/RC Original y Ajustado 2012

Fuente: Plan de Negocios 2012-2025 Campo Oritupano-Leona



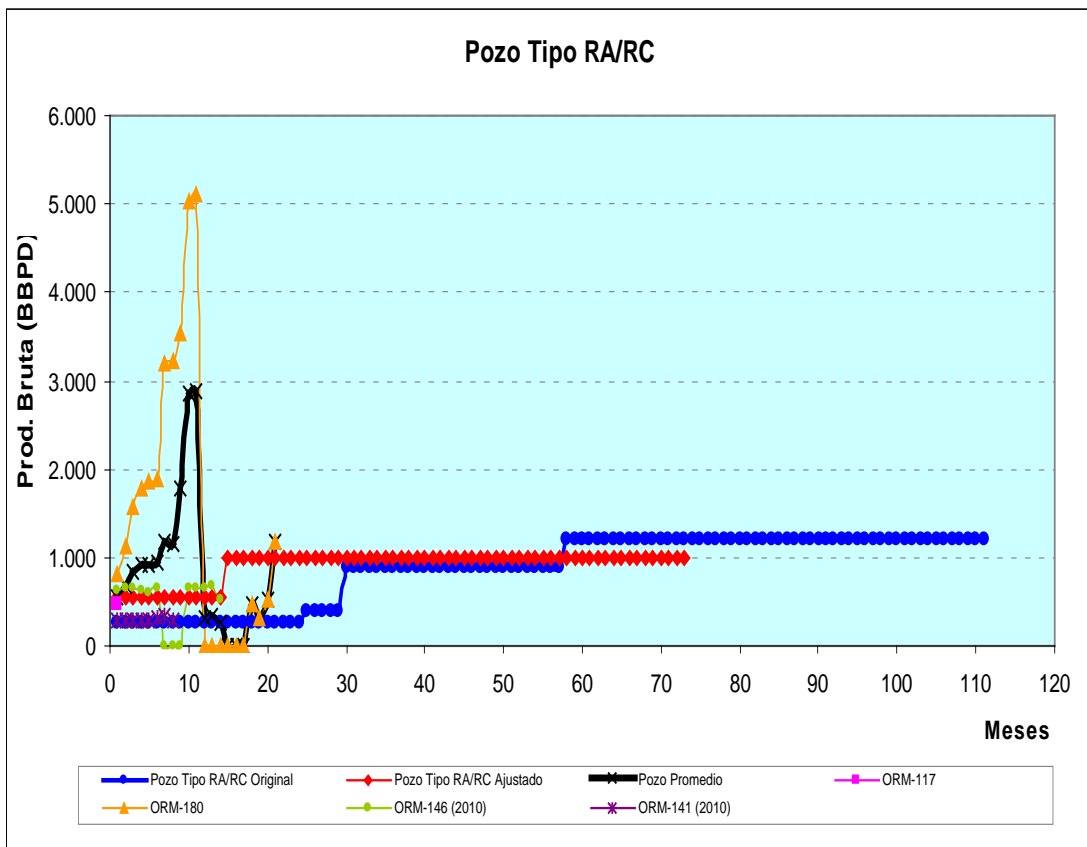
Gráfica F.2 Pronóstico de Producción Bruta- Pozo Tipo RA/RC Original y Ajustado 2012

Fuente: Plan de Negocios 2012-2025 Campo Oritupano-Leona



Gráfica F.3 Pronóstico de Producción Neta- Pozo Tipo RA/RC Original y Ajustado 2012

Fuente: Plan de Negocios 2012-2025 Campo Oritupano-Leona



Gráfica F.4 Pronóstico de Producción Bruta- Pozo Tipo RA/RC Original y Ajustado 2012

Fuente: Plan de Negocios 2012-2025 Campo Oritupano-Leona

HOJA DE METADATOS

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

Título	PROPUESTA TÉCNICO-ECONÓMICA DE TRABAJOS DE RECONDICIONAMIENTO PERMANENTE A LOS POZOS ASOCIADOS A LA UNIDAD DE EXPLOTACIÓN LU, CAMPO ORITUPANO A, UNIDAD ORITUPANO-LEONA
Subtítulo	

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

Autor(es)

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
Quintero Sánchez, Gustavo Adolfo	CVLAC	C.I: 20311136
	e-mail	Gustavoquintero.92@gmail.com
	e-mail	

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

Palabras o frases claves:
Reacondicionamiento Permanente de Pozos
Unidad de Explotación
Propuesta Técnico-Económica

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

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

Líneas y sublíneas de investigación:

Área	Sub-área
Tecnología y Ciencias Aplicadas	Ingeniería de Petróleo

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

Resumen (Abstract):

las arenas pertenecientes a la unidad de explotación LU, estos trabajos no resultaron exitosos en su mayoría, por no cumplir con los pronósticos de producción propuestos. Sin embargo, según el plan de negocios de la empresa, aún restan ocho (8) trabajos de reacondicionamiento por realizar hasta el año 2025, por ende, se desarrolló el presente trabajo de investigación, cuyo objetivo principal fue proponer pozos para RA/RC, de manera de cumplir con el número de trabajos requeridos por la empresa y, por otra parte identificar y analizar las posibles causas del fallo de los resultados obtenidos en los trabajos ya realizados, para de esta manera mitigarlas en las propuestas planteadas, apuntando al éxito de las mismas. Para esto, se cumplieron una serie de etapas que van desde la validación de la distribución de los fluidos, hasta establecer la propuesta técnica del trabajo de RA/RC y su posterior análisis económico, con lo que se logró definir el avance del acuífero y la capacidad de aporte de cada yacimiento de la unidad, que a su vez cuenta con 1,43 MMbbls como reservas remanentes, estableciendo la prospectividad de cada uno de ellos. Adicionalmente, luego del estudio de las condiciones estructurales y mecánicas de cada pozo, se estableció una sola propuesta de RA/RC que resultó ser económicamente rentable.

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

Contribuidores:

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
Prof. Da Silva, Alicia	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input checked="" type="checkbox"/> JU <input type="checkbox"/>
	CVLAC	C.I. 8348931
	e-mail	sasilvaa@monagas.udo.edu.ve
	e-mail	
Prof. Vega, Ruben	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	C.I: 10100632
	e-mail	rvegas@udo.edu.ve
	e-mail	
Prof. Fernández, Lennys	ROL	CA <input type="checkbox"/> AS <input type="checkbox"/> TU <input type="checkbox"/> JU <input checked="" type="checkbox"/>
	CVLAC	C.I: 12185481
	e-mail	alofernandez@udo.edu.ve
	e-mail	

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

Fecha de discusión y aprobación:

Año	Mes	Día
2013	06	11

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
TESIS_QUINTERO_GUSTAVO

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: _____ (opcional)

Temporal: _____ (opcional)

Título o Grado asociado con el trabajo:

Ingeniero de Petróleo

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

Nivel Asociado con el trabajo: _____ Ingeniería

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

Área de Estudio:

Tecnología y Ciencias Aplicadas

Usualmente es el nombre del programa o departamento.

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

Universidad de Oriente Núcleo Monagas

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

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



UNIVERSIDAD DE ORIENTE
CONSEJO UNIVERSITARIO
RECTORADO

CUN°0975

Cumaná, 04 AGO 2009

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

Estimado Profesor Martínez:

Cumplo en notificarle que el Consejo Universitario, en Reunión Ordinaria celebrada en Centro de Convenciones de Cantaura, los días 28 y 29 de julio de 2009, conoció el punto de agenda **"SOLICITUD DE AUTORIZACIÓN PARA PUBLICAR TODA LA PRODUCCIÓN INTELECTUAL DE LA UNIVERSIDAD DE ORIENTE EN EL REPOSITORIO INSTITUCIONAL DE LA UDO, SEGÚN VRAC 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 CUNVELO
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/YGC/manja

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"



QUINTERO S., GUSTAVO A.
C.I: 20.311.136
AUTOR



ING. ALICIA DA SILVA
TUTOR