UNIVERSIDAD DE ORIENTE

NÚCLEO DE MONAGAS

ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO

MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA

PROPUESTA DE TÉCNICAS DE REACTIVACIÓN DE LOS POZOS DE LOS YACIMIENTOS SOMEROS EN LA ESTRUCTURA DE COLAPSO DEL CAMPO OROCUAL

REALIZADO POR:

ELIEZER JOSÉ LARA COLON

JOSISVE DEL VALLE RODRÍGUEZ RODRÍGUEZ

Trabajo Especial de Grado Presentado ante la Universidad de Oriente como Requisito Parcial para Optar al Título de:

INGENIERO DE PETRÓLEO

MATURÍN, OCTUBRE DE 2020.

UNIVERSIDAD DE ORIENTE

NÚCLEO DE MONAGAS

ESCUELA DE INGENIERÍA Y CIENCIAS APLICADAS

DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO

MATURÍN / MONAGAS / VENEZUELA

PROPUESTA DE TÉCNICAS DE REACTIVACIÓN DE LOS POZOS DE LOS YACIMIENTOS SOMEROS EN LA ESTRUCTURA DE COLAPSO DEL CAMPO OROCUAL

REALIZADO POR:

ELIEZER JOSÉ LARA COLON C.I: 13 911 757

JOSISVE DEL VALLE RODRÍGUEZ RODRÍGUEZ C.I: 20 422 386

APROBADO POR:

ING. MILAGROS SUCRE
Asesor Académico

ING. HENRY MARTINEZ LARA
Jurado Principal

ING. MARTHA ESPINOZA
Jurado Principal

ING. HORTENSIA CALZADILLA
Jurado Principal

MATURÍN, OCTUBRE DE 2020.

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS

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

ACTA DE EVALUACIÓN DEL TRABAJO DE GRADO

CTG-EICA-IP-2020

MODALIDAD: CURSOS ESPECIALES DE GRADO

ACTA N°000002721-00005-03-2020

En Maturín, siendo las 10 am del día 22 de octubre del 2020 reunidos en la Sala "Dr. Luis Manuel Peñalver", Campus: Los Guaritos del Núcleo de Monagas de la Universidad de Oriente, los miembros del jurado profesores: Ing. Milagros Sucre (Asesor Académico), Ing. Hortensia Calzadilla (Jurado), Ing. Martha Espinoza (Jurado), Ing. Henry Martínez Lara (Jurado). A fin de cumplir con el requisito parcial exigido por el Reglamento de Trabajo de Grado vigente para obtener el Título de **Ingeniero de Petróleo,** se procedió a la presentación de la Monografía de Investigación, titulada: PROPUESTA DE TÉCNICAS DE REACTIVACIÓN DE LOS POZOS DE LOS YACIMIENTOS SOMEROS EN LA ESTRUCTURA DE COLAPSO DEL CAMPO OROCUAL. Por el Bachiller: ELIEZER JOSE LARA COLON C.I. 13.911.757. El jurado, luego de la discusión del mismo acuerdan calificarlo como: APROBADO POR UNANIMIDAD.

Br. Eliezer José Lara Colón
C.I. 13.911.757

Prof. Ing. Milagros Sucre
C.I.:4.183.842
Asesor Académico

Prof. Ing. Hortensia Calzadilla
C.I.:11.781.853
Jurado

Prof. Ing. Martha Espinoza
C.I.: 8.365.94
Jurado

Prof. Ing. Henry Martínez Lara
C.I.:8.359.836
Jurado

Prof. Ing. Jesús Otahole
C.I.:14.940.176
Sub-Comisión de Trabajo de Grado

Prof. Ing. Miguel Flores
C.I.:10.467.516
Jefe de Departamento

Según establecido en resolución de Consejo Universitario N° 034/2009 de fecha 11/06/2009 y Artículo 13 Literal J del Reglamento de Trabajo de Grado de la Universidad de Oriente. *NOTA: Para que esta acta tenga validez debe ser asentada en la hoja N°- 267 del 14° libro de Actas de Trabajos de Grado del Departamento de Ingeniería de Petróleo, EICA de la Universidad de Oriente y estar debidamente firmada por el (los) asesor (es) y miembros del jurado.

DEL PUEBLO VENIMOS / HACIA EL PUEBLO VAMOS

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS

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

ACTA DE EVALUACIÓN DEL TRABAJO DE GRADO

CTG-EICA-IP-2020

MODALIDAD: CURSOS ESPECIALES DE GRADO

ACTA N°000002722-00006-03-2020

En Maturín, siendo las 10 am del día 22 de octubre del 2020 reunidos en la Sala "Dr. Luis Manuel Peñalver", Campus: Los Guaritos del Núcleo de Monagas de la Universidad de Oriente, los miembros del jurado profesores: Ing. Milagros Sucre (Asesor Académico), Ing. Hortensia Calzadilla (Jurado), Ing. Martha Espinoza (Jurado), Ing. Henry Martínez Lara (Jurado). A fin de cumplir con el requisito parcial exigido por el Reglamento de Trabajo de Grado vigente para obtener el Título de **Ingeniero de Petróleo,** se procedió a la presentación de la Monografía de Investigación, titulada: PROPUESTA DE TÉCNICAS DE REACTIVACIÓN DE LOS POZOS DE LOS YACIMIENTOS SOMEROS EN LA ESTRUCTURA DE COLAPSO DEL CAMPO OROCUAL. Por la Bachiller: JOSISVE DEL VALLE RODRIGUEZ RODRIGUEZ C.I. 20.422.386. El jurado, luego de la discusión del mismo acuerdan calificarlo como:
APROBADO POR UNANIMIDAD.

Br. Josisve Del Valle Rodríguez Rodríguez
C.I.: 20.422.386

Prof. Ing. Milagros Sucre
C.I.:4.183.842
Asesor Académico

Prof. Ing. Hortensia Calzadilla
C.I.:11.781.853
Jurado

Prof. Ing. Martha Espinoza
C.I.: 8.369.941
Jurado

Prof. Ing. Henry Martínez Lara
C.I.:8.359.836
Jurado

Prof. Ing. Jesús Urbina
C.I.: 14.940.175
Sub-Comisión de Trabajo de Grado

Prof. Ing. Miguel Flores
C.I.:10.467.516
Jefe de Departamento

Según establecido en resolución de Consejo Universitario N° 034/2009 de fecha 11/06/2009 y Artículo 13 Literal J del Reglamento de Trabajo de Grado de la Universidad de Oriente. *NOTA: Para que esta acta tenga validez debe ser asentada en la hoja N°- 268 del 14° libro de Actas de Trabajos de Grado del Departamento de Ingeniería de Petróleo, EICA de la Universidad de Oriente y estar debidamente firmada por el (los) asesor (es) y miembros del jurado.

DEL PUEBLO VENIMOS / HACIA EL PUEBLO VAMOS

RESOLUCIÓN

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

DEDICATORIA

Indudablemente que a nuestro Dios todo poderoso en primer lugar por haberme dado la paciencia de esperar y vencer las calamidades durante ese largo trayecto, por brindarme salud, vida y la fuerza necesaria para levantarme ante cada tropiezo. A mi querida madre María Felicia por su incondicional apoyo, su desbocado amor y paciencia después de tanto tiempo en el logro de esta meta tan anhelada. A mis hermanos Elias, Eglis, Evellis, Elis, Elizabeth y especialmente a mi hermano Teodoro ” Chicho” por su apoyo incondicional y paciencia en pro de este gran logro, gracias hermanos¡. Dedico este trabajo también a mi querida tía Doris por su gran atención, apoyo amor y cariño, sin duda alguna una pieza fundamental en todo esto, de igual manera a mis queridos primos Julio, Keyla, José Manuel “Cheo” y Jaime Morao. A los profesores de la universidad de Oriente Cesar Rivero por sus palabras de estimulo, sus buenos consejos, y quien me dijera un tiempo atrás que deseaba verme hecho un ingeniero y que yo sí podía, y que no desfalleciera en el intento. Al profesor Alexis Lezama Acuña, gran amigo y casi un hermano, muchas gracias a ti por ese gran apoyo y por tus palabras de aliento, por tus insistentes consejos a que me mantuviera firme en esa batalla por ese título, alentándome a no desistir en mi empeño y abandonar la lucha, hermano hoy te digo que tu apoyo fue fundamental, tu empuje y entusiasmo me motivaron a seguir adelante. De igual manera dedico este trabajo a quienes ya no están presentes en este plano terrenal y que por razones de la vida han partido al reencuentro con nuestro Señor Jesucristo y el Padre Celestial, mi abuelo, mi padre y mi querida y recordada gran amiga Ana Celia Benavidez con quien compartí gratos momentos y quien fuera de gran apoyo en los momentos difíciles de la vida, Dios te tenga en su santa gloria entrañable gran amiga. Por último quiero hacer extensiva esta dedicatoria a mi actual compañera de vida Mariela Calzadilla quien con su comprensión, amor y bondad ha sabido encaminarme por el sendero del bien de la mano de nuestro Señor Jesucristo, Gracias por estar siempre presente.

Eliezer Lara

DEDICATORIA

Principalmente les dedico este trabajo a mis padres, José Rodríguez y Silvia de Rodríguez por ser personas pilares y ejemplares en mi formación y educación, sé, que sin ustedes no sería quien hoy soy. A mis hermanos Carlos por tu apoyo infinito, a Joel, Rubens y Héctor. A mi esposo Pedro Cabrera por tu amor y paciencia bebe.

Seguidamente y sin dejar atrás, a mis familiares, entre ellos a mis abuelitos Joaquín Rodríguez y Felipa de Rodríguez por su amor incondicional, y a los que me acompañan fuera del plano terrenal Casto Rodríguez y Juana Moreno. A mis tías Alicia, Adelaida, Marisol, Maigualida, Miriam, Moraima y mis tíos Carlos, José y Rodolfo por estar presente de alguna u otra manera en este camino. A mis primos Daniel, Davismar, Kamila, Anastasia, Argenis, Paola, Sergio, María, Samuel por disfrutar de divertidos y buenos momentos mis niños. A mi sobrino y sobrinas y tíos, tías, primos y primas que no hacen vida conmigo pero que están pendientes de mí. A mi suegra Zobeida Nuñez por su absoluto cariño.

A mis amigos, compañeros y profesores que estuvieron en este camino, por experiencias y enseñanzas compartidas. Y por último y no menos importante a mi dios y mi virgencita del valle por mantenerme con esperanza y fe ante todo.

Josisve Rodríguez

AGRADECIMIENTOS

A mi Dios nuevamente por darme la vida, a nuestro señor Jesucristo nuestro salvador, a mi querida madre María Felicia por todo su apoyo, valores y buenos consejos y a mi muy querida tia Doris que ha sido como una madre más, brindándome sus atenciones, cariño y afecto, a mis hermanos Elias, Eglis, Elizabeth , Evellis , Elis y Chicho por todo su apoyo, por todo su cariño, a mi asesora Milagros Sucre, a los profesores de las áreas de grado Hortensia Calzadilla, Henry Martínez, Martha Espinoza, a todos los profesores que me enseñaron a lo largo de mi carrera al personal administrativo, al personal obrero de la universidad, a todos mis compañeros de estudios, a mis compañeros de las Áreas de grado, a mi adorable compañerita de la monografía Josisve Rodríguez, y a todas aquellas personas que me ayudaron en todo mi recorrido universitario .

Eliezer Lara

AGRADECIMIENTOS

Agradezco infinitamente a Dios por derramar salud en mí y darme fuerzas necesarias para no rendirme en los momentos que creía difíciles, a la virgen del valle y doctor José Gregorio Hernández por interceder.

A mis padres, quienes me han enseñado los mejores valores en esta vida, gracias por sus consejos y hasta por los regaños, por su gran amor y comprensión, gracias Papi y gracias Mami también por darme el impulso para seguir. A mi hermano Carlos gracias por todo tu apoyo y tolerancia en este camino, por estar siempre y acompañarme en todo momento, has sido un soporte fundamental para cumplir esta meta. Agradecer a mis tías en especial a Alicia, Adelaida y Marisol por su apoyo incondicional, por su cariño y por sus palabras de aliento. A mis abuelitos gracias por compartir enseñanzas de vida y darme su cariño. A mis niños por demostrarme su afecto, disfrutar de sus ocurrencias y sonreír ante todo.

A mi compañero de vida, gracias por estar presente en las situaciones buenas y no tan buenas de este recorrido, por soportarme, por darme ánimos y creer en mí, por tu amor y cariño bebe.

A la casa más alta la universidad de oriente y su personal; a mi asesora Milagros Sucre, a los profesores Hortensia Calzadilla, Martha Espinoza y Henry Martínez y a aquellos que me forjaron a lo largo de mi carrera. A mis compañeros de estudios, en especial a los de las Áreas de grado, y sobre todo a mi buen compañero de presentación Eliezer Lara y a todos aquellos que formaron parte de alguna manera para lograr este objetivo.

Josisve Rodríguez

INDICE GENERAL

RESOLUCIÓN ..... **v**
DEDICATORIA ..... **vi**
AGRADECIMIENTOS ..... **viii**
INDICE GENERAL ..... **x**
LISTA DE FIGURAS ..... **xii**
LISTA DE TABLA ..... **xiii**
RESUMEN ..... **xiv**
INTRODUCCIÓN **1**
CAPÍTULO I **2**
EL PROBLEMA Y SUS GENERALIDADES **2**
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA 2
1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN 4
1.2.1 Objetivo general 4
1.2.2 Objetivos específicos 4
1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN 4
CAPITULO II **7**
MARCO TEÓRICO **7**
2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN 7
2.2 BASES TEÓRICAS 8
2.2.1 Ubicación geográfica del campo Orocual 8
2.2.2 Descripción del campo Orocual 9
2.2.3 Descripción de la formación Las Piedras 10
2.2.4 Descripción de la estructura de Colapso 12
2.2.5 Reacondicionamiento de pozos 13
2.2.5.1 Tareas para reacondicionamiento de pozos 14
2.2.6 Registro de pozos 16
2.2.6.1 Perfil de rayos gamma (Gr) 16
2.2.6.2 Registro de resistividad 16
2.2.6.3 Registro de densidad 16
2.2.6.4 Registro de neutrón 17
2.2.7 Técnicas para la estimación de reservas 17
2.2.7.1 Métodos basados en el análisis del comportamiento de yacimiento 20
2.2.7.2 Métodos probabilísticos 21
2.2.8 Análisis nodal del sistema de producción 22
2.2.9 Pozos abandonados y esperando abandono 22
2.2.10 Pozos reinyectores 23
2.2.11 Pozos inactivos 23
2.2.12 Reactivación de pozos 24

2.2.13 Trabajos que se realizan para la reactivación de pozos inactivos 25
2.2.14 Rehabilitación de pozos 26
2.3 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS 26
2.4 METODOLOGÍA EMPLEADA 28
2.4.1 Descripción de las características geológicas y de yacimientos del área de estudio 28
2.4.2 Establecimiento de los esquemas de reactivación de los pozos en estudio utilizando el simulador Wellflo 29
2.4.3 Propuestas de mejores técnicas de reactivación a través de una evaluación económica 30
CAPÍTULO III 32
ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS 32
3.1 DESCRIPCIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS Y DE YACIMIENTOS DEL ÁREA DE ESTUDIO 32
3.1.1 Identificación de los pozos en la base de datos Openwords 32
3.1.2 Identificación de la sísmica del campo 33
3.1.3 Elaboración de matriz de datos 33
3.1.4 Selección de pozos 35
3.1.5 Recopilación de información de pozos seleccionados 36
3.1.6 Evaluación de registros de Pozos 37
3.1.7 Mallado de la zona de colapso. 37
3.1.7.1 Sección estratigráfica Línea 1 38
3.2 ESTABLECIMIENTO DE LOS ESQUEMAS DE REACTIVACIÓN DE LOS POZOS EN ESTUDIO UTILIZANDO EL SIMULADOR WELLFLO. 40
3.3 PROPUESTAS DE MEJORES TÉCNICAS DE REACTIVACIÓN A TRAVÉS DE UNA EVALUACIÓN ECONÓMICA. 49
CONCLUSIONES 53
RECOMENDACIONES 54
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS 55
ANEXOS 57
HOJAS METADATOS 67

LISTA DE FIGURAS

Figura 2.1: Ubicación geográfica del campo Orocual 9
Figura 2.2: Diagrama esquemático del manejo de la producción de crudo del Campo. 10
Figura 2.3: Columna estratigráfica del Campo Orocual – Somero. 12
Figura 2.4: Visión 3D de las diferentes estructuras presentes en la 13
Figura 3.1: Vista del área de estudio en el programa OpenWords. 32
Figura 3.2: Vista de Registro Eléctrico Pozo ORS-07. 37
Figura 3.3: Mallado de la zona de colapso del campo Orocual. 38
Figura 3.4: Sección estratigráfica Línea 1. 38
Figura 3.5: Vista de pantalla principal del programa WELLFLO v 3.8. 40
Figura 3.6: Vista de pantalla de la ventana de Parámetros de la arena. 41
Figura 3.7: Vista de la ventana de los Parámetros de fluidos. 41
Figura 3.8: Inflow/Outflow Curves para el pozo ORS-7 2018. 42
Figura 3.9. Ventana de inicio del Hysys versión 3.2. 43
Figura 3.10. Construcción de la lista de componentes. 44
Figura 3.11. Selección de equipos y líneas de entrada y salida. 45
Figura 3.12. Conexión de líneas con los equipos. 45
Figura 3.13. Proceso completado y definido. 46
Figura 3.14. Tabla de resultados de las corrientes. 47
Figura 3.15. Envolvente de fases obtenida para una corriente de gas. 48
Figura 3.17: Vista de programa SEE 6.0, ventana de pozo individual. 50
Figura 3.18: Programa SEE 6.0, Indicadores económicos pozo ORS-07. 51

LISTA DE TABLA

Tabla 3.1: Levantamientos sísmicos del Campo Orocual Somero. 33
Tabla 3.2: Pozos asociados a condiciones establecidas. 34
Tabla 3.3: Pozos seleccionados con condiciones establecidas..... 35
Tabla 3.4: Pozos con técnicas a realizar..... 49
Tabla 3.5: Pozos seleccionados con resultado de indicadores económicos. 52

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
NÚCLEO DE MONAGAS
DEPARTAMENTO DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO
COMISION DE TRABAJO DE GRADO
MATURIN / MONAGAS / VENEZUELA

PROPUESTA DE TÉCNICAS DE REACTIVACIÓN DE LOS POZOS DE LOS YACIMIENTOS SOMEROS EN LA ESTRUCTURA DE COLAPSO DEL CAMPO OROCUAL

Autores:
Josisve Del Valle Rodríguez Rodríguez
C.I: 20 422 386
Eliezer José Lara Colon
C.I: 13 911 757

Asesor académico:
Ing. Milagros Sucre

RESUMEN

El objetivo de esta investigación fue proponer técnicas de reactivación de pozos someros en la estructura de colapso del campo Orocual. Para ello, se acudió a la revisión bibliográfica de tesis y ensayos realizados por otros autores, a fin de encontrar planes estratégicos donde los procesos de reactivación de pozos se lleven a cabo de manera en conjunto y tomando en cuenta la heterogeneidad presentada en campos donde coexisten la diversidad de crudos, así como la aplicación de diluyentes como técnica de recuperación mejorada para la recuperación de crudos pesados, mediante el estudio también se detalla como optimizar la producción de crudo mediante la evaluación económica tomando en cuenta ciertos parámetros operacionales a nivel de yacimiento, haciendo uso de herramientas computacionales como WELLFLO y HYSYS para estudiar el proceso de producción y la eficiencia en base a la productividad de cada pozo potencialmente recuperable en términos de rentabilidad.

Palabras claves: Pozos, Reacondicionamiento, Geología, simulación, Wellflo.

INTRODUCCIÓN

Venezuela posee como principal actividad económica la producción y exportación de hidrocarburo, la cual es manejada por la empresa del estado PDVSA, siendo considerado el país con las reservas de crudo más grandes del mundo. La División Furrial está comprendida por tres grandes campos que son Furrial, Jusepín y Orocual, siendo este último uno de los que presenta pozos asociados a yacimientos con reservas remanentes reflejadas en el libro de reservas de la empresa, atractivas económicamente y que pueden ser recuperadas.

El campo Orocual fue descubierto en la década de los 50 por la empresa Shell, pasando luego a formar parte de la empresa nacional, los pozos pertenecientes a esta zona no fueron explotados en su totalidad, debido a que fueron explorando nuevas extensiones más al nor-este de la cuenca oriental y dejando por ende en un estado de inactividad a los pozos pertenecientes al campo Orocual, debido a ciertos daños en las formaciones o por algún problema mecánico presentado, estimándose así seguidamente volúmenes de hidrocarburos que no han podido ser extraídos pero que pueden ser aprovechables a futuro, los mismos pueden recuperarse con la reactivación de pozos la cual consiste en drenar tales reservas, aplicando trabajos a la zona de interés, con el fin de mejorar las condiciones actuales de ésta y optimizar la producción.

El presente trabajo de investigación consistirá en la revisión de la carpeta de los pozos, siendo como características principales la vida productiva, reservas remanentes, registros y condiciones actuales con el fin de realizar la evaluación de aquellos pozos que cuenten con valores de reservas remanentes que sean rentables económicamente y con ello proponer técnicas de reactivación adecuadas a cada pozo del campo.

CAPÍTULO I
EL PROBLEMA Y SUS GENERALIDADES

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

Los yacimientos petrolíferos luego de producir de forma natural con frecuencia son sometidos a cambios de método de producción o en algunos casos se implementan métodos de inyección de gas, agua entre otros, sin embargo, con el pasar de su vida productiva sufren declinación de producción o problemas operacionales en donde se considera cerrar o abandonar el pozo. Un pozo puede pasar un largo período expuesto a estas consideraciones, quedando posteriormente inactivo.

Sin embargo, en los yacimientos se determinan reservas remanentes, es decir volúmenes recuperables de petróleo crudo, gas natural, condensado natural, que aún no han sido extraídos del yacimiento para el momento cuando se hace la estimación (M.P.P.E.P, 2006). Su extracción, es posible a través de la reactivación o rehabilitación de pozos la cual consiste en un conjunto de actividades que se ejecutan en pozos de petróleo, gas o inyectores, con la finalidad de restablecer o mejorar su capacidad de producción-inyección, y/o aumentar su potencial (PDVSA, 2018).

La reactivación de pozos es una técnica implementada por las empresas petroleras para explotar nuevamente los yacimientos, ya sea para maximizar la producción de crudo o cumplir con demandas requeridas en un tiempo determinado. En este sentido, la empresa del estado venezolano, Petróleos de Venezuela S.A (PDVSA), cuenta con campos petrolíferos en los cuales se hace necesaria la reactivación y el incremento de la producción, uno de estos, es el campo Orocual, perteneciente a la zona norte de la cuenca petrolífera de Venezuela; el cual posee

yacimientos con reservas de crudo de interés que pueden ser consideradas para su explotación, y así poder contribuir con la oferta de la empresa.

El campo Orocual Somero fue descubierto en abril de 1933 con la perforación del pozo ORS-1, el cual se completó en la parte inferior de la Formación Las Piedras como productor de crudo pesado de 13° API. No obstante, la producción comercial comenzó con el pozo ORS-7, perforado en el año 1953 (PDVSA, 2011). Este campo comprende una estructura de colapso (Hoyo de Orocual), presente prácticamente en el centro del campo y un diapiro al suroeste (PDVSA, 2011).

De acuerdo a la Gerencia de Estudios Integrados, los pozos presentes en la estructura de colapso se encuentran actualmente inactivos o abandonados. Según el Portafolio de Oportunidades Orocual 2017-2036, estos pozos cuentan con yacimientos de crudos con gravedades API que van de 12° a 30° y con reservas remanentes aproximadas entre 100 Mbl y mayores a 1 MMbl.

Por tal motivo, se propone el presente trabajo de investigación como una alternativa para proponer técnicas de reactivación que permitan drenar las reservas de crudo de los yacimientos someros de la estructura de colapso del campo, tomando en cuenta aspectos importantes de los yacimientos como: eventos operacionales, capturas de información a los cuales fueron sometidos, producción, entre otros, que permitan inferir el motivo de su inactividad o de su abandono, para luego someter esta información a un proceso de simulación y con ello observar que método de recuperación puede ser aplicado a cada pozo previamente seleccionado; con este proceso posteriormente se podrá seleccionar un escenario rentable para una pronta reactivación y con ello optimizar la producción del campo.

1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.2.1 Objetivo general

Proponer técnicas de reactivación de los pozos correspondientes a los yacimientos someros de la estructura de colapso del campo Orocual.

1.2.2 Objetivos específicos

- Describir las características geológicas y de producción de los yacimientos del área de estudio.
- Establecer los esquemas de reactivación de los pozos en estudio utilizando el simulador Wellflo.
- Proponer las mejores técnicas de reactivación a través de una evaluación económica.

1.3 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

Petróleos de Venezuela S.A (PDVSA), en la actualidad ha estado realizando planes de reactivación de producción de aquellos pozos que se encuentran inactivos, con la finalidad de mantener en funcionamiento las refinerías nacionales y consolidar la exportación de crudo, una de las zonas candidatas en el país para llevar a cabo este proyecto es el oriente, en donde la División Furrial cuenta con campos atractivos para poner en marcha este tipo de proyecto.

Bajo este contexto la Unidad de Producción Orocual (UPO) entra dentro del plan antes mencionado, ya que en su Portafolio de Oportunidades (PDO) muestra yacimientos someros de crudo mediano con activos disponibles, pero debido a

condiciones operacionales se encuentran inactivos, por ende se hace estratégico proponer técnicas que permitan reactivar los yacimientos de la Formación Las Piedras. Resultados satisfactorios de la implementación de una propuesta de reactivación, optimizarán la producción de crudo en la estructura de colapso del campo, fortaleciendo la mezcla de hidrocarburo necesaria para ser exportada y con ello el crecimiento de la industria petrolera nacional. Los valores de reservas remanentes de los pozos de la estructura de colapso del campo están en un rango aproximado de 72.241 MMBl según el Libro de Reserva 2017-2026, para ello se estudiarán aquellos pozos con mejor oportunidad de desarrollo de explotación

CAPITULO II
MARCO TEÓRICO

2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

Vaca, A. (2016), realizó una investigación titulada: "Estudio para la Reactivación de Pozos Inactivos que Presentan Problemas Mecánicos en el Campo Alfa". Consistió en la selección de pozos idóneos para ser rehabilitados entre todos los pozos inactivos existentes en el Campo Alfa, Para lo cual se realizó un análisis del historial de producción, historial de reacondicionamiento, estado mecánico, reservas remanentes de las arenas productoras y estudio de nuevas oportunidades a cada uno de los pozos. Además, planteó el tipo de reacondicionamiento a realizarse en los pozos idóneos para su reapertura e incremento de la producción de petróleo, con el fin de realizar trabajos de reacondicionamiento de pozos que sean económicamente rentables.

El autor concluyó mediante un estudio económico en base a costos de los diferentes implementos utilizados, que para determinar la factibilidad del trabajo de reacondicionamiento, con el fin de poder intervenir los pozos era necesario la selección de pozos con un alto potencial de producción, debido a que mediante el reacondicionamiento de los mismos, ayudan a reincorporar la producción de una forma eficaz, con el fin de tener una vida productiva por más tiempo en los pozos económicamente rentables. Éste estudio fundamenta la investigación llevada a cabo permitiendo inferir en esquemas de selección de pozos inactivos, así como el tipo de reacondicionamiento adecuado a pozos inactivos en base a estudios económicos de rentabilidad.

Guillarte, J. (2010), realizó un trabajo de grado titulado: "Propuesta de reactivación de los pozos inactivos del Campo Soto este del Área Mayor de Oficina (A.M.O) del Distrito Anaco estado Anzoátegui**".** Esta investigación propuso un plan para la reactivación de los pozos inactivos del campo, tomando como base aquellos pozos asociados a yacimientos con reservas remanentes mayores a 5 MMMPCN de gas para así aumentar el potencial de producción del campo, con el programa OFM permitió visualizar el comportamiento de producción, que permitió generar gráficas de producción con el tiempo, se construyó una ficha técnica, también se estimaron reservas con el uso del método volumétrico, validando así los datos suministrados por el libro de reservas 2007. Como conclusión se seleccionaron (18 pozos) a ser reactivados, se estimó el potencial mediante un análisis nodal y con ello proponer un plan para la reactivación de los mismos de manera prioritaria para cada caso, también se elaboró un análisis económico permitiendo la sensibilización de los planes de explotación de los recursos encontrados en cada yacimiento. Concluyeron que de llevarse a cabo la propuesta se podría incrementar en un 68,42% el potencial de gas producido en el campo, asociado a una inversión de 44.250MBs obteniéndose una tasa interna de retorno mayor al 30%.

La investigación es tomada en cuenta como referencia para el uso de los indicadores económicos de la industria que permitirá la selección del escenario que sea más rentable económicamente.

2.2 BASES TEÓRICAS

2.2.1 Ubicación geográfica del campo Orocual

El campo Orocual se encuentra localizado aproximadamente a 20 km. al noroeste de la ciudad de Maturín, en el Distrito Piar del Estado Monagas, dentro de la Sub-Cuenca de Maturín, y está limitado al noreste por el campo Quiriquire y al

suroeste por el campo Jusepín (Ver Figura 3.1). Este campo tiene una extensión aproximada de 230 km^2. (Gerencia de Estudios de Yacimientos, 2011)**.**

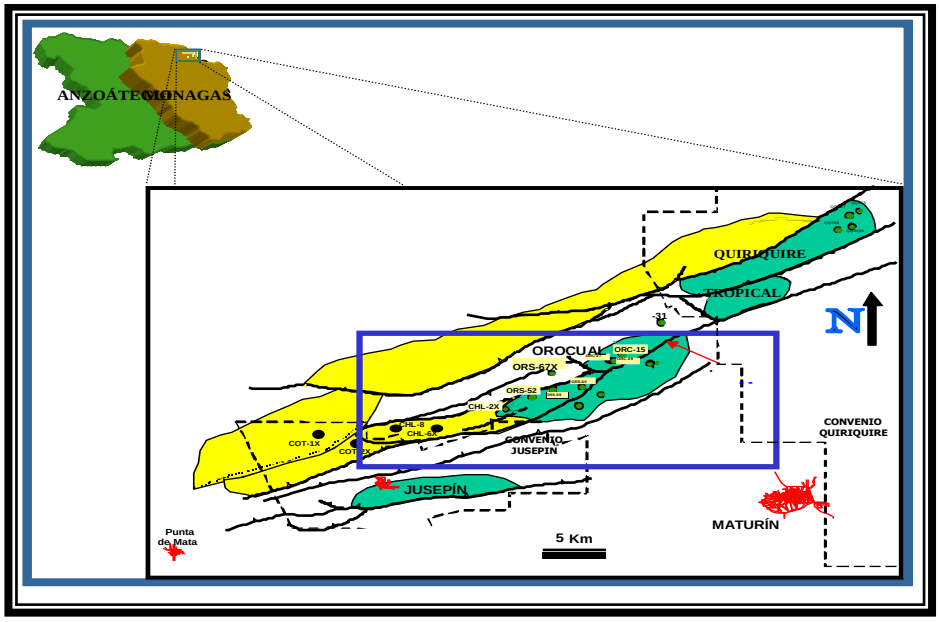


Figura 2.1: Ubicación geográfica del campo Orocual
Fuente: Gerencia de Estudios de Yacimientos (2011).

2.2.2 Descripción del campo Orocual

Fue descubierto en el año 1933 por la empresa SHELL, con la perforación del pozo ORS-1, el cual probó crudo de 13 °API. Los yacimientos están compuesto por segregaciones mediano/pesado, livianos y condensados, con un área total de 228 km^2 y un área explotada de 160 km^2. La producción del campo es procesada a través de 4 Estaciones de Flujo: EF-ORC- 01, EF-ORC-02, EF-ORC-03 y EF-ORC-04, en las cuales se llevan a cabo los procesos de separación Crudo/Gas a niveles de 1200 lpc, 500 lpc y 60 lpc, estabilización de corrientes de flujos y almacenamiento de crudo. (Figura 3.2).

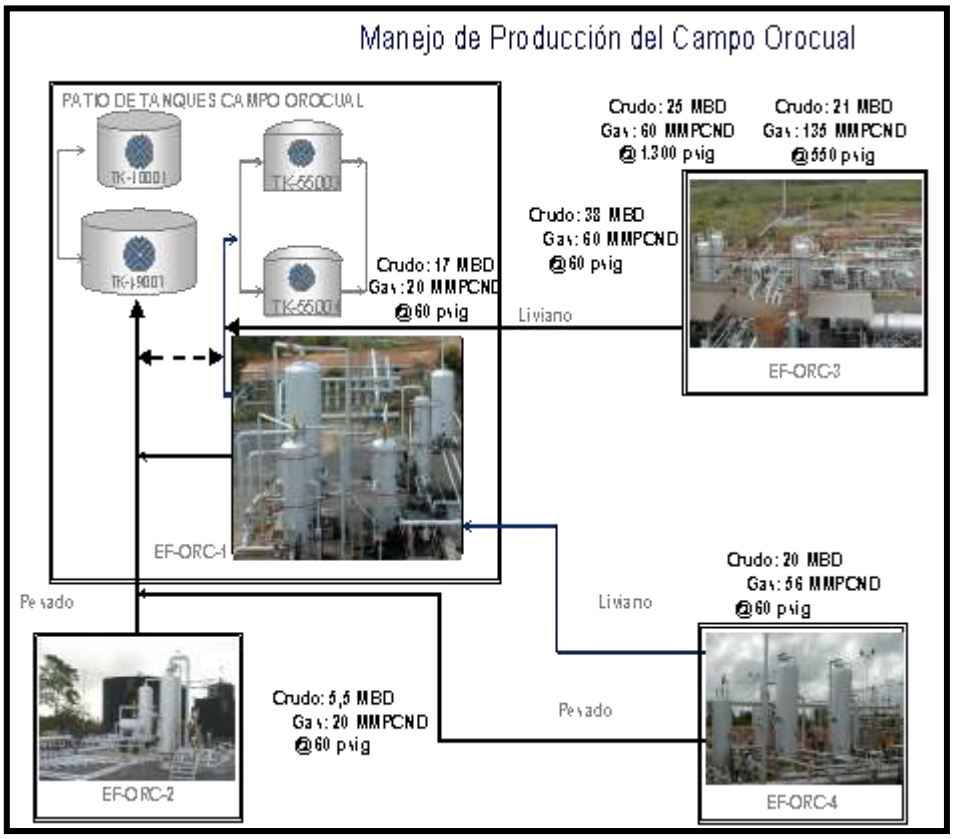


Figura 2.2: Diagrama esquemático del manejo de la producción de crudo del Campo.
Fuente: PDVSA, 2005.

2.2.3 Descripción de la formación Las Piedras

La formación Las Piedras se depositó durante el Mioceno Tardío y el Plioceno en un ambiente continental, (Fluvial), y transicional, (Deltaico). Está cubierta probablemente en forma discordante por una serie de abanicos fluviales coalescentes, que distribuyeron los sedimentos provenientes de la erosión de la Serranía del Interior Oriental en proceso de levantamiento, denominados Formación Mesa. Esta constituida en su parte superior por arcillas y arcillitas calcáreas de color claro a gris verdoso, intercaladas con areniscas cuarzosas de grano medio con matriz calcárea y glauconita, moderadamente consolidadas con algunas capas de lignitos (Léxico

Estratigráfico de Venezuela, 1970). Esta formación se considera discordante sobre la Formación Carapita.

El afloramiento de la Formación Las Piedras está evidenciado en la porción septentrional de los estados Anzoátegui y Monagas. En el subsuelo se extiende al este hasta Pedernales, territorio Delta Amacuro y Golfo de Paria. Hacia el sur, llega a las cercanías del río Orinoco en la faja petrolífera.

La sección tipo de la formación tiene 1.005 m de espesor, el cual aumenta hacia el eje de la subcuenca de Maturín, hasta un máximo probable de 1370 m. Hacia los flancos de la cuenca, el espesor disminuye aproximadamente a la mitad.

En la localidad tipo, la Formación Las Piedras consiste de areniscas micáceas, friables, de grano fino y colores gris claro a gris verdoso, interlaminada con lutitas gris a verdoso, arcillas sideríticas grises, lutitas ligníticas y lignitos (Hedberg, 1950).

Las arenas de la Formación Las Piedras son productoras de petróleo pesado en los campos de Orocual, Manresa y Pirital, en el norte del estado Monagas.

En el Campo Orocual, dentro de la estructura de colapso las arenas son productoras de petróleo liviano, mediano y pesado; fuera de ésta estructura las arenas son productoras de petróleo pesado.

A continuación se describen los rasgos litológicos y paleontológicos más importantes de la Formación Las Piedras en el campo Orocual y haciendo referencia directa a las arenas basales por ser las más productoras del campo y las de interés para las nuevas localizaciones ver Fig. 3.3.

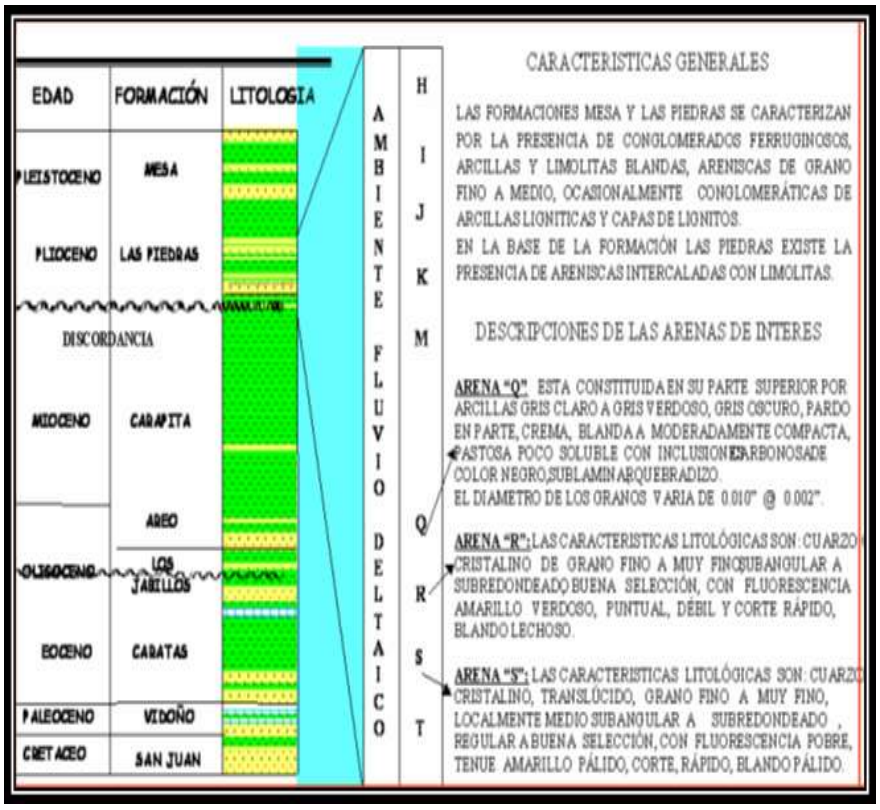


Figura 2.3: Columna estratigráfica del Campo Orocual – Somero.
Fuente: PDVSA, 2017.

En la Formación Las Piedras estratigráficamente han sido identificados diez (10) cuerpos sedimentarios, los cuales, de base a tope se encuentran representados por las arenas T, S, R, Q, M, L, K, J, I y H (Figura 3.3).

2.2.4 Descripción de la estructura de Colapso

La estructura de colapso de Orocual está representada por un hoyo casi circular, con fallas concéntricas, escalonadas y muy verticales, con desplazamientos entre 100 pies y 1000 pies, generando una serie de compartimientos (ver figura 3.4). Dichos compartimientos se distinguen en muchos casos por el tipo de fluidos y las presiones originales. (PDVSA 2017).

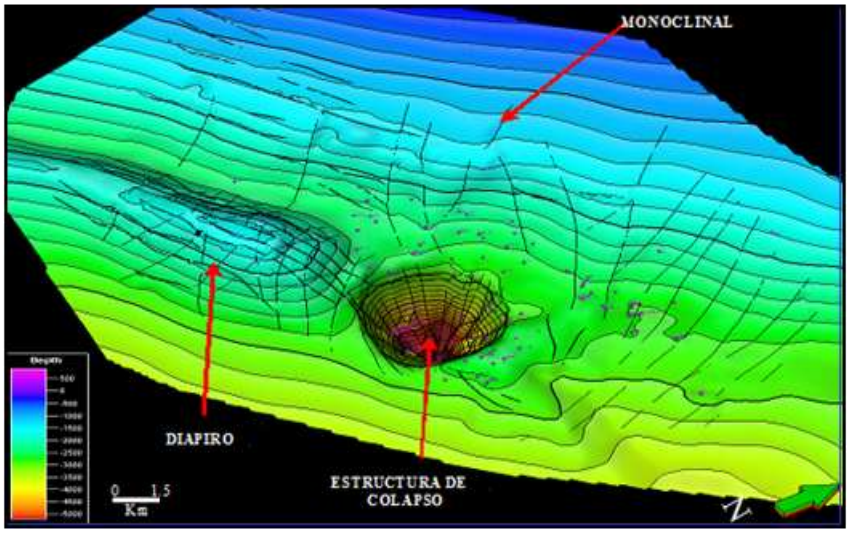


Figura 2.4: Visión 3D de las diferentes estructuras presentes en la Formación Las Piedras.
Fuente: PDVSA, 2017.

La estructura de Diapiro elongado, en dirección N60ºE; la define un anticlinal que se encuentra afectado por un sistema de fallas verticales principales de igual dirección. El mismo se considera como una zona principal de desplazamiento, que controló el ascenso de las arcillas de la formación Carapita, produciendo el anticlinal. Al haber movimiento de las arcillas de la Formación Carapita, esto originó una zona de debilidad, que colapsa al no soportar el peso de la sedimentación de la Formación Las Piedras, generando la estructura de colapso.

2.2.5 Reacondicionamiento de pozos

Las razones por las cuales se propone el reacondicionamiento de un pozo son muy variadas. Estas razones involucran aspectos operacionales que justifican la continua utilización del pozo en el campo y, por ende, las inversiones y/o costos requeridos. El reacondicionamiento es una tarea de mayores proporciones y alcances que el mantenimiento, la estimulación o limpieza corrientes. Puede exigir la

utilización de un equipo o taladro especial para reacondicionamiento o un taladro de perforación. (Bookaman y De Abreu, 1998).

2.2.5.1 Tareas para reacondicionamiento de pozos

Para realizar el reacondicionamiento de los pozos es necesario preparar programas cronológicos de operaciones que describen la selección y ejecución apropiadas de una variedad de 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. Sin embargo, un reacondicionamiento sencillo puede tornarse complicado por imprevisiones.

Entre la variedad de tareas que puede tener un programa de reacondicionamiento, sin que la lista que sigue sea exhaustiva, cabe mencionar las siguientes:

- Estudio minucioso 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 y otros aditamentos en el pozo.
- Proposición y detalles del programa de reacondicionamiento y/o cambio de estado del pozo, que deben incluir:
  - Nuevos objetivos y 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 (intervalos).
  - 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, de largo alcance, horizontal o inclinada.
  - Registros.
  - Núcleos.
  - Revestidores y cementación.
  - Pruebas.
  - 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.

2.2.6 Registro de pozos

El perfil o registro de un pozo es una representación gráfica de las características del subsuelo. Todo pozo cuenta al menos con un registro que permita identificar las formaciones atravesadas por la perforación, las condiciones del hoyo y los fluidos que contienen. (PDVSA, 1997). Los tipos de registros de pozos existentes son:

2.2.6.1 Perfil de rayos gamma (Gr)

Mide el nivel de la presencia natural de rayos gamma en las formaciones. Básicamente, la emisión de rayos gamma es producida por tres series radioactivas encontradas en la corteza terrestre, como lo son: series de Potasio (K40), de Uranio y de Thorio. Las arcillas y el carbón exhiben alta radiación de rayos gamma, sin embargo las arenas y carbonatos muestran baja radiación gamma.

2.2.6.2 Registro de resistividad

Con este registro se mide la resistividad de la formación, aplicando conceptos básicos de electricidad. La corriente puede circular únicamente a través del agua en la formación, por lo tanto la resistividad va a depender de la resistividad del agua de la formación, cantidad de agua y presencia de hidrocarburos en la formación y de la estructura de poro.

2.2.6.3 Registro de densidad

Mide la densidad total de la formación (incluyendo el fluido presente en el espacio poral) enviando un haz de rayos gamma de 662 Kev de energía y registrando la intensidad de la radiación gamma en los detectores.

2.2.6.4 Registro de neutrón

Este perfilaje mide la habilidad de la formación para atenuar el paso de neutrones a través de la misma. Esta medida se basa en el contenido de hidrógeno de la formación. En yacimientos limpios el hidrógeno puede representar presencia de agua o petróleo.

2.2.7 Técnicas para la estimación de reservas

Al descubrir un nuevo yacimiento, empiezan los procesos de perforación y producción del mismo con miras de obtener el mayor recobro de las reservas presentes de petróleo y gas que este presenta. Para esto, se implementan métodos de estudios a través de leyes físicas y matemáticas que permiten analizar y predecir el comportamiento del sistema bajo diferentes condiciones de operación, permitiendo pronosticar el recobro y determinar cual es el mejor método para producirlas. Estos métodos pueden ser clasificados en:

- **Analogía**

Es utilizado principalmente durante la etapa exploratoria cuando son descubiertos nuevos yacimientos de los cuales no se cuenta con información propia, por lo que es necesario estimar el volumen de petróleo original en sitio (P.O.E.S.) y la cantidad de reservas con el fin de determinar el potencial aproximado del yacimiento, para lo cual se utilizan la información que se tiene de los yacimientos vecinos que posean características similares en cuanto a tipo de crudo, gravedad API, presión y profundidad, la técnica se basa fundamentalmente en asociar los parámetros de yacimientos vecinos con el fin de estimar el comportamiento de nuevos yacimientos en áreas no conocidas donde la falta de información dificulta la cuantificación de las reservas de petróleo o gas según sea el caso.

- **Método volumétrico**

Este método es ampliamente utilizado en la industria para la estimación del P.O.E.S. y el gas original en sitio (G.O.E.S) para conocer las reservas presentes en el yacimiento. Para esto se debe determinar el volumen de roca que conforma el yacimiento, la capacidad de almacenamiento de la roca y la fracción de hidrocarburos presentes en los poros de dicha roca. Es decir; para calcular desde el punto de vista volumétrico, el volumen de petróleo que hay en el subsuelo, se necesita saber. Cuál es la porosidad, además saber cuál es el volumen de esa roca (volumen bruto) y el porcentaje de ese espacio, ocupado por hidrocarburo, en otras palabras, cuál es la saturación de petróleo. El método volumétrico se basa principalmente en las siguientes ecuaciones para el cálculo de las reservas originales de petróleo y gas contenidas en los yacimientos:

a) Petróleo original en sitio (POES)

$$POES = \frac{7758 * Área * h * Ø * (1 - Swi)}{\beta oi} (BN)$$

Ec.2.1

Donde:

A: Área del yacimiento (acres).

h: Espesor de arena neta petrolífera (pie).

Ø: Porosidad expresada como fracción del volumen total de roca.

Swi: Saturación de agua inicial en fracción del volumen poroso.

Boi: Factor Volumétrico inicial de petróleo en el yacimiento (BY/BN).

7.758: Factor de conversión que permite obtener el POES en barriles normales de petróleo.

b) Gas en solución original en sitio (GOES)

$$GOES = POES * Rsi\ (PCN) \qquad \textbf{Ec.2.2}$$

Donde:

Rsi: Solubilidad inicial de gas (PCN/BN).

POES: Petróleo original en sitio (BN).

c) Gas original en sitio de la capa de gas (GOES)

$$GOES = \frac{43560 * V * Ø * Sgi}{\beta gi} \qquad \text{Ec.2.3}$$

Donde:

Sgi: Saturación de gas inicial.

βgi: Factor volumétrico del gas inicial (PCY/PCN).

d) Gas Condensado original en sitio (GCOES)

$$GCOES = \frac{43560 * e * A * Ø * Sgic}{\beta gic} \qquad \text{Ec.2.4}$$

Donde:

Sgic: Saturación de gas condensado inicial.

βgic: Factor volumétrico del gas condensado inicial (PCY/PCN).

e: Espesor neto de la arena petrolífera (pie).

A: Área del yacimiento (acres).

e.) Gas seco original en sitio proveniente del gas condensado (GSOES)

$$GSOES = GCOES * fg \qquad \text{Ec.2.5}$$

Donde:

*f*g: Fracción de gas seco en el gas condensado.

GCOES: Gas Condensado original en sitio (PCN).

f.) Líquidos del Gas Condensado Original en Sitio (COES)

$$COES = \frac{GCOES}{Rgci} \qquad \text{Ec.2.6}$$

Donde:

Rgci: Relación gas-condensado inicial (PCN/BN). GCOES: Gas Condensado original en sitio (PCN).

2.2.7.1 Métodos basados en el análisis del comportamiento de yacimiento

- **Balance de materiales:** Para realizar estos cálculos es necesario contar con información precisa sobre la solubilidad del gas en el petróleo, el factor de merma del crudo en función de la presión y la temperatura y la compresibilidad del sistema total de los fluidos en el yacimiento. Permite realizar correcciones en las reservas si se presenta una estructura diferente a la original y conocer el comportamiento de los fluidos presentes en el yacimiento. La aplicación exitosa de este método requiere de información exacta de la presión promedio del yacimiento, datos confiables de producción de petróleo, gas y agua, además de análisis PVT de los fluidos existentes en el yacimiento a estudiar.

- **Declinación de producción:** Se realiza por medio de curvas de declinación utilizando la historia de producción de los fluidos específicamente del petróleo por pozo, las cuales al ser sumadas generan el valor para el yacimiento. Este procedimiento lleva implícito una suposición básica: "todos los factores que han afectado al yacimiento en el pasado, lo seguirán afectando en el futuro". Tiene la desventaja de ser afectado por los períodos análogos de producción como cambios en la productividad, completación de nuevos pozos, etc, por lo cual la historia de producción debe ser filtrada antes de realizar este proceso.
- **Estudio de simulación*:*** La simulación numérica es un método computarizado con el cual se estudia detalladamente el yacimiento, dividiéndolo en bloques o celdas considerando así heterogeneidades del mismo y predecir su comportamiento, por medio de la aplicación de ecuaciones fundamentales a cada uno de los bloques. Es un sistema ampliamente utilizado y recomendable para el análisis de pozos individuales o yacimientos. Los simuladores de yacimientos se basan en discretizaciones numéricas (en espacio y tiempo) de ecuaciones diferenciales parciales acopladas de flujo hidrotermal multifásico y multicomponente, así como de transporte de masa y calor.

2.2.7.2 Métodos probabilísticos

Para aplicar éste método, generalmente se usa el método de Monte Carlo, donde se obtendrá una función de distribución acumulada del valor del P.O.E.S y el G.O.E.S, la distribución fácilmente puede ser convertida, en una curva de frecuencia acumulativa que puede ser probada al azar. La repetida selección hecha al azar de valores y sus probabilidades de cada juego de variables independientes, conduce al cálculo de un número grande de estimaciones volumétricas. Para tal fin se debe realizar una distribución de probabilidad para cada uno de los parámetros involucrados en la ecuación del método volumétrico.

2.2.8 Análisis nodal del sistema de producción

El objetivo principal de la evaluación del sistema de producción bajo el concepto de análisis nodal, es el optimizar la producción de los fluidos producidos en el yacimiento de petróleo o gas, tal objetivo, se logra combinando cada uno de los componentes que conforman el sistema de producción, desde el limite exterior del yacimiento hasta la cara del intervalo de interés, considerando cualquier restricción que pueda existir y que tenga influencia sobre la producción del pozo. De igual forma el análisis nodal es utilizado para la optimización rutinaria de los pozos con levantamiento artificial por gas (L.A.G), permitiendo calcular del volumen óptimo de levantamiento.

El análisis nodal de un sistema de producción, realizado en forma sistemática, permite determinar el comportamiento actual y futuro de un pozo productor de hidrocarburos, consiste básicamente en dividir el sistema de producción en nodos de solución para calcular las caídas de presión, así como el gasto de los fluidos producidos, y de esta manera, poder determinar las curvas de comportamiento de afluencia y el potencial de producción de un yacimiento.

2.2.9 Pozos abandonados y esperando abandono

Estos pozos son aquellos que se han cerrado y abandonado porque luego de haberles hecho varios trabajos de W.O se ha determinado que no se puede producir de ellos. Las casusas son varias, entre ellas encontramos fallas mecánicas, altos BSW (pozos conificados), baja producción o agotamiento de reservas y pescados irrecuperables que impiden la producción de todas las arenas.

2.2.10 Pozos reinyectores

Para la reinyección de agua de formación son reacondicionados aquellos pozos que dejaron de ser económicamente productivos o que fueron abandonados por sufrir algún colapso cerca de los yacimientos.

2.2.11 Pozos inactivos

Se consideran pozos cerrados temporalmente a aquellos pozos que han alcanzado su límite económico o tuvieron problemas operacionales. Estos pozos serán reabiertos a producción cuando, producir de ellos sea económicamente rentable o se realice los trabajos de reacondicionamiento respectivos.

Los problemas presentes en los pozos para su cierre temporal se desarrollan en el transcurso del tiempo de operación del pozo que pueden ser causados por factores operacionales o naturales tales como:

Daño de Formación: Es la reducción de flujo natural de los fluidos de formación debido a la disminución de la permeabilidad original. Este daño puede ocurrir de manera natural o puede ser provocado artificialmente (Carrion, 2012).

Emulsiones agua-petróleo: Las emulsiones de petróleo y agua son un problema de producción común. Bajo ciertas condiciones el petróleo y el agua pueden formar emulsiones que no se separan en sus fases correspondientes hasta las facilidades de producción sin un tratamiento adecuado.

Entre los métodos para romper las emulsiones están tratamiento térmico, tratamiento químico y sus combinaciones. Dado que la composición química del

crudo varía de un campo a otro, la naturaleza de los productos químicos utilizados para romper las emulsiones también varía (Huilca, 2014).

Corrosión en pozos petroleros: La corrosión de los equipos es uno de los problemas más costosos en la industria del petróleo. Generalmente el agua salada producida conjuntamente con petróleo y presencia de cantidades de dióxido de carbono son causas directas de la corrosión.

Las medidas anticorrosivas incluyen la inyección de un inhibidor de corrosión química por el casing/tubing, o el uso de aleaciones especiales resistentes a la corrosión. Estos problemas presenta el desgaste de los equipos, conllevando daño y roturas.

Los pozos puede presentar causas irremediables para su reactivación por lo cual se procede a realizar trabajos para terminar con su vida activa, bien sea, de producción o capacidad de inyección, debido al agotamiento de las reservas, problemas mecánicos y daños de formación (Huilca, 2014).

Problemas mecánicos**:** Se tiene a los cambios de bombas, cambios de sistemas de levantamiento artificial, roturas en la tubería de revestimiento y control de problemas de producción de arena (incorporación de mallas) (Huilca, 2014).

2.2.12 Reactivación de pozos

La reactivación de un pozo catalogado como inactivo, son todas aquellas operaciones y actividades las cuales son necesarias realizar para mejorar o reparar las condiciones del pozo con la finalidad lograr restablecer el flujo de fluido desde el yacimiento hasta la superficie, por lo general la reactivación de un pozo desincorporado de producción en una zona de explotación petrolera puede llevarse a

cabo usando técnicas de rehabilitación y reacondicionamiento según la causa de cierre del mismo.

2.2.13 Trabajos que se realizan para la reactivación de pozos inactivos

Por medio del estudio del problema se pueda plantear diferentes trabajos en los pozos inactivos para poder intervenir en su reactivación.

- **Trabajos Mayores:** Se refiere a los trabajos que se realizan utilizando equipos de perforación / reparación.
- **Trabajos Menores**: Se refiere a los trabajos que se realizan con cualquier otro equipo diferente al de perforación / reparación, generalmente con unidades slick line, coiled tubing.
- **Reacondicionamiento con taladro:** Se pueden realizar trabajos en el pozo tales como: cambios del yacimiento, cambios de equipo de bombeo, fracturamientos hidráulicos, estimulaciones matriciales, limpieza mecánica del pozo, reparaciones de tubería de revestimientos, registros eléctricos en general. Se utiliza todo el equipo de control del taladro como BOP2 (Huilca, 2014).
- **Reacondicionamiento sin taladro**: Son aquellos trabajos adicionales que se realizan en el pozo mediante dispositivos mecánicos tales como shifting tool, pulling tool y coiled tubing que permiten la apertura o cierre de intervalos e incluso re-disparos de baja penetración. Generalmente se lo realiza con cabezal de producción instalado a través de Y-Tool3 (Huilca, 2014).
- **Estimulaciones:** Son aquellos trabajos efectuados al pozo con la finalidad de restaurar/aumentar la producción de hidrocarburos mediante el uso de algún dispositivo mecánico o mediante estímulo a la formación ocasionando un incremento en la permeabilidad efectiva de los fluidos que se producen o se inyectan. (Huilca, 2014).

2.2.14 Rehabilitación de pozos

Las operaciones de rehabilitación se conocen en la industria petrolera como aquellos trabajos que se realizan en los pozos con la finalidad de restablecer o mejorar la capacidad de producción, inyección o para aumentar su potencial. Entre las actividades de rehabilitación de pozos se pueden nombrar las siguientes:

- **Servicios a pozos:** son aquellas acciones correctivas en el estado mecánico de un pozo, necesarias para restablecer o mejorar las condiciones de producción del mismo. Que pueden ser ejecutadas en un corto periodo de tiempo, como lo son los cambios de bombas y cambios de tuberías. El objetivo principal es reemplazar piezas dañadas sin incrementar o disminuir las perforaciones, ni alterar las condiciones de flujo de la zona de producción.
- **Reparación a pozos:** son el conjunto de actividades que se realizan para restablecer o mejorar la capacidad de producción de un pozo mediante la corrección de fallas mecánicas del equipo de completación, generalmente se realiza con la finalidad de controlar problemas de producción de arena, tales actividades de reparación pueden ser empaques con grava, uso de camisas tipo ranuradas ó rejillas.

2.3 DEFINICIÓN DE TÉRMINOS BÁSICOS

Daño de la formación: se puede definir como una disminución de la productividad o inyectividad de un pozo, por efectos de restricciones en la vecindad del pozo, en las perforaciones en el yacimiento o en la comunicación de las fractura con el pozo. (CIED 1997, p. 6-4).

Horizontes económicos: en la industria petrolera, el horizonte económico para proyectos de producción se determina por el menor tiempo entre el contrato de adjudicación de áreas petroleras, la producción de reservas existentes y la vida económica del proyecto. (Moix 2014, p.3-29).

Pozo abandonado: pozo de producción de petróleo crudo y/o gas natural que, por razones mecánicas o económicas, se suspende de manera permanente. La acción consiste en taponar el pozo y lograr la recuperación de ciertos materiales. (M.P.P.E.P 2006).

Pozo cerrado reactivable: es aquel pozo cerrado, temporalmente, por restricciones de mercado o por problemas operacionales, y reabierto a producción cuando mejore la demanda o se ejecuten los trabajos de reacondicionamiento respectivos. (M.P.P.E.P 2006).

Productividad: es una medida de la capacidad productiva de un pozo y se mide, en yacimientos subsaturados como la tasa entre la diferencia de las presiones de yacimiento y burbujeo, mientras que para yacimientos saturados existen relaciones más complejas que involucran además de los parámetros ya mencionados a la presión de fondo fluyente. (CIED, 1995, p.04).

Reservas: las reservas de hidrocarburos son los volúmenes de petróleo crudo, condensado, gas natural y líquidos del gas natural que se pueden recuperar comercialmente de acumulaciones conocidas, desde una fecha determinada en adelante. (Dirección General de Exploración, Reserva y Tierra, 2005).

Reservas remanentes: son la porción recuperables de reservas que no han sido extraídas hasta entonces, mediante la aplicación de los mejores métodos de producción. En la práctica son el resultado de restar el volumen extraído para la fecha

del volumen calculado como recuperable (Dirección General de Exploración, Reserva y Tierra, 2005).

Segregación: denominación de cada una de las corrientes de producción de petróleo crudo, mezclados según sus características físicas o de rendimiento de productos, o según áreas geográficas de conveniencias para el manejo o el mercadeo. (M.P.P.E.P 2006).

Simulación de Yacimientos: se define como el proceso de inferir el comportamiento real a partir del comportamiento de un modelo. Los modelos pueden ser físicos, tales como modelos a escala de laboratorio o matemáticos. (CIED, 2001, p.1-2).

Yacimiento: los yacimientos de hidrocarburos son trampas subterráneas compuestas por una roca porosa permeable que pueden almacenar cantidades comerciales de petróleo y gas dentro de sus espacios porosos (París, 2009).

2.4 METODOLOGÍA EMPLEADA

2.4.1 Descripción de las características geológicas y de yacimientos del área de estudio

En esta fase se procedió a visualizar la base de datos de Openwords y verificar los pozos perforados en la estructura de colapso del campo, con la finalidad de cuantificar los pozos presentes en la misma; seguidamente se revisaron los estudios sísmicos realizados en el área, cuya información fue suministrada por PDVSA Exploración Puerto la Cruz, posteriormente con la cantidad de pozos perforados y con ayuda del libro de reservas del año 2017-2036 se elaboró una matriz con los siguientes parámetros: pozo, yacimiento, reservas remanentes, °API y categoría.

A partir de la matriz elaborada se seleccionaron aquellos pozos que cuentan con yacimientos que arrojan valores de reservas remanentes mayores a un millón de barriles y que están en categoría 5 y 9, de acuerdo a lo establecido en mesas de trabajo con el personal de la sala de Orocual, debido a que con que este valor de reserva se tendrá mayor grado de aprovechamiento de las mismas con el tiempo.

Seguidamente para llegar al cumplimiento de este objetivo la información de la historia de los pozos fue recopilada tanto en el servidor DSN como en el archivo y en el ministerio correspondiente a la empresa, la visita a estos dos últimas oficinas se debió a que las fichas técnicas de los pozos a estudiar no contaban con suficiente información en el servidor y con ello realizar la actualización de las mismas y así garantizar la consistencia de los datos con respecto a las diferentes fuentes consultadas , todo esto sirvió de ayuda para poder administrar la información de los antecedentes de cada pozo y con ello tener una referencia más exacta para los estudios futuros.

Posteriormente con ayuda del personal de geología se procedió a revisar los registros físicos de los pozos seleccionados, dee igual forma con apoyo de uno de los geólogos encargados de la zona somera del campo se realizó un mallado en el área de estudio trazando líneas en sentido tanto suroeste-noreste como oeste-este con el fin de visualizar la continuidad lateral de las arenas del área de interés; las actividades antes descritas se realizaron con el propósito de generar estudios que garanticen la elaboración de futuras propuestas en zonas estratégicas para una posible perforación.

2.4.2 Establecimiento de los esquemas de reactivación de los pozos en estudio utilizando el simulador Wellflo

Para de el cumplimiento de esta fase se emplearon comparaciones mediante la simulación de yacimientos que permitieron analizar el comportamiento de los fluidos

en los pozos seleccionados en el primer objetivo, con el fin de inferir el desempeño de los pozos en un futuro. Para ello se contó con el apoyo del personal de Optimización de Yacimientos de Orocual, utilizando el programa WELLFLO, así mismo se realizaron comparaciones con resultados ya obtenidos por otros autores mediante simulaciones de procesos con el simulador HYSYS.

2.4.3 Propuestas de mejores técnicas de reactivación a través de una evaluación económica

El último objetivo tendrá como finalidad realizar una evaluación económica a cada pozo con las condiciones suministradas en el procedimiento anterior, para ello se realizaran cálculos mediante indicadores económicos de la industria petrolera que permitirán interpretar los resultados obtenidos, y así seleccionar aquellos que sean atractivos para ser considerados a realizarle los trabajos apropiados, los mayormente usados son:

Valor presente neto (VPN): ofrece información de monto del dinero a valor presente que rinde un negocio después de recuperar la inversión. Este indicador debe estar relacionado a una tasa de descuento determinada.

Si un proyecto arroja un VPN=0, significa que el proyecto rinde a una tasa de interés o retorno igual a la tasa de descuento y recupera totalmente la inversión. En consecuencia, el proyecto genera una ganancia equivalente a la tasa de descuento. La fórmula del VPN es la siguiente:

$$VPN_{td} = \frac{FC_0}{(1+td)^0} + \frac{FC_1}{(1+td)^1}\frac{FC_2}{(1+td)^2} + \cdots + \frac{FC_n}{(1+td)^n}$$

$$VPN_{td} = \sum_{n=0}^{1} \frac{FC_\tau}{(1+td)^\tau} \qquad \text{Ec.2.7}$$

Dónde:

VPN_{td}: valor presente neto a una tasa de descuento td

td: tasa de descuento

FC_t: flujo de caja del año corriente

t: año corriente

Para establecer el carácter vinculante de la inversión de un proyecto en la industria petrolera se tiene las siguientes premisas:

VPN > 0, entonces es rentable

VPN = 0, entonces: mínima rentabilidad

VPN < 0: entonces, no es rentable.

Tasa interna de retorno (TIR): ofrece información sobre el rendimiento económico del proyecto expresado en forma porcentual.

La TIR es el porcentaje o rendimiento económico que produce un VPN=0. La fórmula es la siguiente:

$$0 = \sum_{t=0}^{n} \frac{FC_t}{(1+TIR)^t} \qquad \text{Ecu (2.7)}$$

Para que un proyecto pueda considerase atractivo utilizando el método de la TIR, el resultado de este indicador debe superar la tasa mínima de redimiendo que tenga la empresa o exigencia para el proyecto. Tomando en consideración lo siguiente:

TIR>TD, entones: ES RENTABLE.

TIR=TD, entonces: MINIMA RENTABILIDAD.

TIR<TD, entonces: NO ES RENTABLE.

CAPÍTULO III
ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

3.1 DESCRIPCIÓN DE LAS CARACTERÍSTICAS GEOLÓGICAS Y DE YACIMIENTOS DEL ÁREA DE ESTUDIO

3.1.1 Identificación de los pozos en la base de datos Openwords

Con la herramienta de trabajo Openwords se pudo apreciar la ubicación geográfica y cantidad de pozos existente en la zona de colapso del campo Orocual.

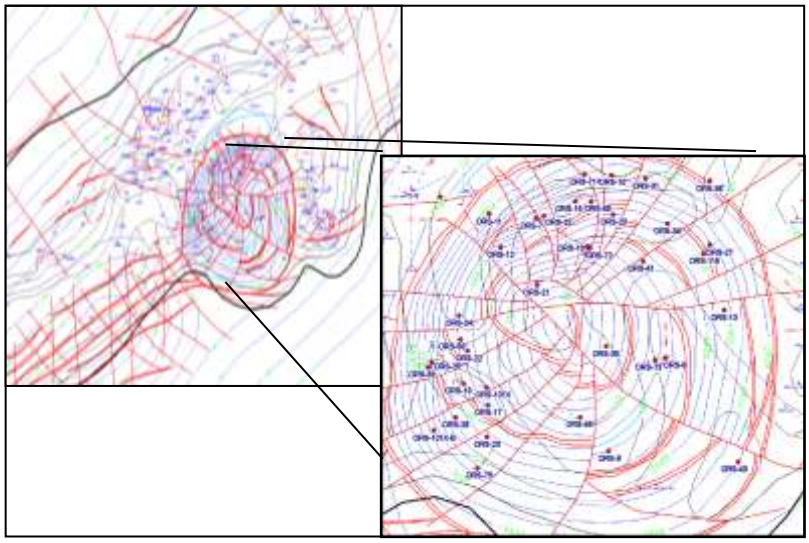


Figura 3.1: Vista del área de estudio en el programa OpenWords.
Fuente: PDVSA, 2018.

Teniéndose así 38 pozos perforados en total para la zona de colapso, donde 8 pozos corresponden al área profunda y 30 son de la zona somera del campo. En la figura 3.5 se puede apreciar que la mayoría de los pozos fueron perforados al norte y al oeste de la estructura.

3.1.2 Identificación de la sísmica del campo

La sísmica del Campo se pudo conocer con la ayuda del equipo de exploración de Puerto la Cruz quienes proporcionaron información de los levantamientos sísmicos que se registra para el campo.

Tabla 3.1: Levantamientos sísmicos del Campo Orocual Somero.

Levantamiento sísmico	Año	Empresa contratista	Empresa contratante	Estado de Ubicación	Cuenca	Survey code	Línea estructurada	Swaths estructurada solo para Levantamientos 3D
OROCUAL 89B	89	SISMOVEN	LAGOVEN	MONAGAS	ORIENTAL	ORC-89B-1	ORC-89B-XXXX	
OROCUAL 93B 3D	93	WESTERN	LAGOVEN	MONAGAS	ORIENTAL	ORC-93B-3D-1	ORC-93B-KK-XXXX	ORC-93B-3D-SW-KK

La tabla 3.1 muestra dos levantamientos sísmicos realizados para el campo por la empresa LAGOVEN, antes de esas fechas y en la actualidad la zona solo presentan estos levantamientos.

3.1.3 Elaboración de matriz de datos

Con la información de la cantidad de pozos presentes en la zona de colapso suministrada por el programa Openwords, y con ayuda de las carpetas de pozos y del libro de reservas permitió elaborar una matriz con datos de los pozos, como lo son yacimiento, reservas remanentes, API y categoría.

La tabla 3.2 permite apreciar que los pozos fueron perforados mayormente en las arenas S, K, Q y M del campo, estas arenas aun cuentan con reserva recuperables que pueden ser aprovechables, predominando un crudo mediano en la zona de colapso en el área somera y de igual forma resaltando las categorías 9 y 5 en casi toda el área.

Tabla 3.2: Pozos asociados a condiciones establecidas.

Pozos	Yacimiento	Reservas Remanentes (MMBLS)	°API	Categoría	Pozos	Yacimiento	Reservas Remanentes (MMBLS)	°API	Categoría
	LPDT-ORS12	2.039	33	9	ORS-31	LPDJ-ORS31	0.582	23	9
ORS-12	LPDL-ORS12	0.979	26			LPDS-ORS32	1.386	20	9
ORS-13	LPDK-ORS13	1.143	20	1	ORS-32	LPDQ-ORS32	1.605	28.2	
	LPDS-ORS16	2.676	18	9		LPDM-ORS32	0.319	29.4	
ORS-16	LPDK-ORS16	0.32	18			LPDL-ORS32	0.255	29	
	LPDJ-ORS16	0.228	23.6		ORS-34	LPDK-ORS34	2.714	19.7	1
	LPDI-ORS16	0.309	24		ORS-35	LPDS-ORS35	3.646	12	9
	LPDR-ORS17	0.415	26	9	ORS-36	LPDK-ORS36	19.287	12	5
ORS-17	LPDM-ORS17	0.67	17		ORS-41	LPDS-ORS41	2.188	14.5	1
	LPDL-ORS17	0.064	16		ORS-43	LPDS-ORS43	2.545	12	9
	LPDM-ORS18	0.779	23	9	ORS-69	LPDM-ORS69		22.9	5
ORS-18	LPDL-ORS18	0.825	31		ORS-71	LPDI-ORS71	0.026	20	9
	LPDK-ORS18	0.589	31		ORS-72	LPDI-ORS0072		20	9
	LPDR-ORS19	1.104	20	9	ORS-73	SJN-ORC 25		43.3	3
ORS-19	LPDM-ORS19	0.831	22.6		ORS-75	SJN-ORC 25		43.3	3
	LPDL-ORS19	0.173	29		ORS-73 ST	SJN-ORC 25		43.3	3
	LPDL-ORS20	0.177	25	9	ORS-101X	CRPS-ORS 101		23.7	1
ORS-20	LPDK-ORS20	0.397	25		ORS-101X-B	CRPS-ORS 101		23.7	1
	LPDJ-ORS20	0.182	24.7		ORS-116	LPDK ORS 27		20	1
ORS-21	LPDJ-ORS21	1.373	26	5	ORS-56	SJN ORS 52		38.3	9
ORS-22	LPDS ORS22	1.962	23	9	ORS-65	SJN ORS 52		33.7	1
	LPDM-ORS22	0.658	22.7		ORS-66	SJN ORC 25			9
	LPDS-ORS7	1.219	24		ORS-23	LPDM-ORS23	0.911	10.1	9
	LPDQ-ORS7	1.807	28	9		LPDI-ORS23	0.572	19.6	
ORS-7	LPDL-ORS7	0.317	20			LPDQ-ORS24	1.478	21	9
	LPDK-ORS7	0.238	23		ORS-24	LPDM-ORS24	1.296	30	
ORS-8				9		LPDL-ORS24	0.723	30	
ORS-9	LP-D3 16			9	ORS-25	LPDM-ORS25	1.224	23	9
	LPDK-ORS-10	0.764	22	9		LPDK-ORS25	0.265	27	
ORS-10	LPDJ-ORS10	0.182	24.7		ORS-27	LPDK-ORS27	1.302	22	5
	LPDI-ORS10	0.354	20.3			LPDR-ORS28	2.159	24.8	9
	LPDR-ORS11	0.967	20.9	9	ORS-28	LPDM-ORS28	0.334	23.5	
ORS-11	LPDM-ORS11	0.3	17			LPDK-ORS28	0.192	21	
	LPDK-ORS11	0.385	17		ORS-31	LPDK-ORS31	1.221	20	9

3.1.4 Selección de pozos

Para la selección de los pozos se tomó como prioridad aquellos con yacimientos que presentan valores de reservas remanentes mayores a 1 millón de barriles y que estén en categoría 5 y 9.

Tabla 3.3: Pozos seleccionados con condiciones establecidas.

Pozos	Yacimiento	Reservas Remanentes (MMBLS)	°API	Categoría
ORS-21	LPDJ-ORS21	1.373	26	5
ORS-22	LPDS-ORS22	1.962	23	9
ORS-23	LPDS-ORS23	2.243	20	5
ORS-24	LPDQ-ORS24	1.478	21	9
	LPDM-ORS24	1.296	30	
ORS-25	LPDM-ORS25	1.224	23	5
ORS-27	LPDK-ORS27	1.302	22	5
ORS-28	LPDR-ORS28	2.159	24.8	9
ORS-31	LPDK-ORS31	1.221	20	9
ORS-32	LPDS-ORS32	1.386	20	9
	LPDQ-ORS32	1.605	28.2	
ORS-35	LPDS-ORS35	3.646	12	9
ORS-36	LPDK-ORS36	19.287	12	5
ORS-43	LPDS-ORS43	2.545	12	9
ORS-7	LPDS-ORS7	1.219	24	9
	LPDQ-ORS7	1.807	28	
ORS-12	LPDT-ORS12	2.039	33	9

En la tabla 3.3 se aprecia que son 15 pozos los seleccionados para realizar los estudios necesarios, estos pozos se encuentran perforados en las arenas T, S, Q, R y J, donde 10 pozos se encuentran en categoría 9 y los 5 restantes en categoría 5.

3.1.5 Recopilación de información de pozos seleccionados.

Se realizó una previa revisión de las fichas técnicas de los 15 pozos en el servidor DSN de la sala de Orocual de la empresa, observándose que la mayoría de los pozos no contaban con información de su historia de producción cargada y completa; por lo tanto se recurrió a las oficinas de Archivo y del Ministerio de la empresa con el propósito de recopilar información adicional y así poder actualizar las fichas de los pozos.

Con la recopilación de la información de cada uno de los pozos y con acceso al programa CENTINELA permitió corroborar y con ello actualizar la información faltante para aquellos pozos que no contaban con datos cargados en el servidor. Esta investigación permitió conocer la cronología en que fueron perforados los pozos, su vida productiva y además algunos de los motivos por los cuales fueron abandonados.

Se empezó la perforación de la zona con el pozo ORS-07 en el año de 1953, atravesando 4 arenas y cerrado según por razones de seguridad, el pozo ORS-12 perforado en 1954 con 2 arenas atravesadas y cerrado por razones económicas, el pozo ORS-16 en 1956 atravesando 4 arenas y cerrado por razones de yacimiento, el pozo ORS-21 en 1956 completado en una sola arena su condición está en espera de abandono, pozo ORS-22 en 1957 completado en 2 arenas y cerrado por razones mecánicas , pozo ORS-23 en 1957 atravesó 3 arenas y su condición en espera de reacondicionamiento, pozo ORS-24 en 1957 atravesó 3 arenas y cerrado por razones económicas, pozo ORS-25 en 1957 atravesó 2 arenas y está en espera de abandono, ORS-27 en 1957 con una completación y está en espera de abandono, ORS-28 en 1957 atravesando 3 arenas y cerrado pozo completado en otro yacimiento, pozo ORS-31 en1969 con 2 completaciones y cerrado por seguridad, pozo ORS-32 en 1969 atravesando 4 arenas y cerrado por razones económicas, pozo ORS-35 en 1972 con una completación y cerrado por razones de yacimiento, pozo ORS-36 en 1972 con

una completación y pozo se encuentra esperando abandono, pozo ORS-43 en 1982 completado en una sola arena y cerrado debido a que es de bajo potencial.

3.1.6 Evaluación de registros de Pozos

Se procedió a evaluar los registros en físico de los pozos seleccionados en su mayoría de tipo eléctricos, se estudiaron estos tipos de registros debido a que eran los que poseían mayor información de las arenas de los pozos.

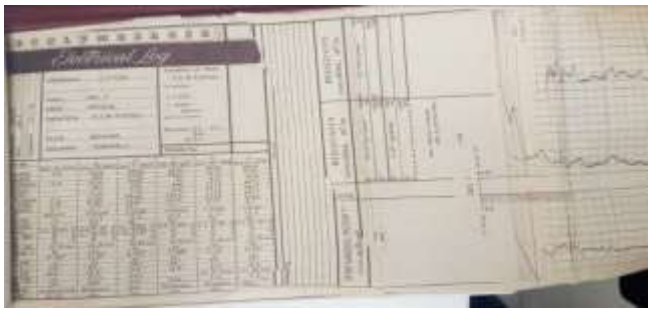


Figura 3.2: Vista de Registro Eléctrico Pozo ORS-07.
Fuente: PDVSA 2018.

Este estudio se realizó con ayuda de un geólogo de la sala de Orocual con el propósito de realizar revisión de la arenas de cada pozo y con ello verificar que las mismas si fueron perforadas según las fichas técnicas.

3.1.7 Mallado de la zona de colapso.

Se realizó una sección estratigráfica de la zona de colapso con la ayuda de los geólogos del área somera de Orocual, esta sección con líneas en sentido suroeste-noreste y oeste-este.

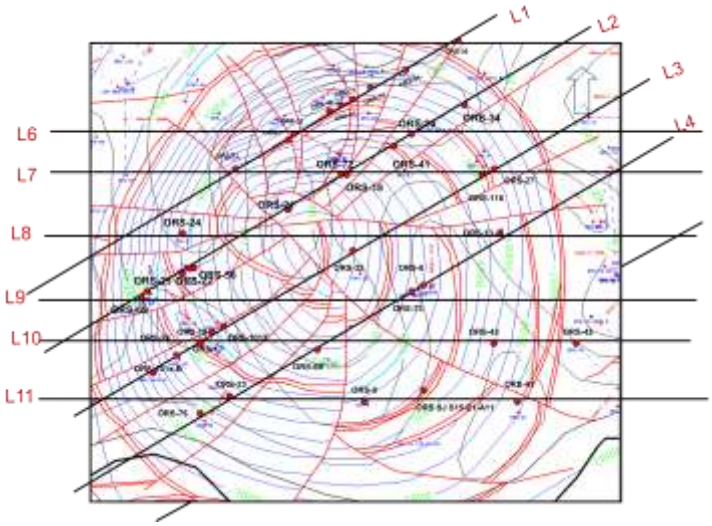


Figura 3.3: Mallado de la zona de colapso del campo Orocual.
Fuente: Openwords, PDVSA 2018.

3.1.7.1 Sección estratigráfica Línea 1

Figura 3.4: Sección estratigráfica Línea 1.
Fuente: Openwords, PDVSA 2018.

En la sección estratigráfica L1 (Figura 3.8) están presentes los pozos ORS-12, ORS-7, ORS-32, ORS-16, ORS-65, ORS-31.

- Los pozos que cuenta con reservas remanentes asociadas en los libros son los siguientes:
  - ORS-31: asociado a la arena K, con R.Rem= 1,221 MMBls y en la actualidad se encuentra abandonado, se puede observar que no presenta un buen desarrollo de la arena, ni continuidad lateral.
  - ORS-7 y ORS-32: asociados a la arena Q, con R.Rem= 1,807 y R.Rem= 1,605 MMBls respectivamente, y de categoría 9 ambos pozos, esta arena no presenta buen desarrollo.
  - ORS-7, ORS-32 Y ORS-16, asociados a la arena S, ORS-7 con R.Rem= 1,219 MMBls, ORS-32 con R.Rem=1,386 MMBls y ORS-16 con R.Rem= 2,676 MMBls, en donde el ORS-16 se encuentra inactivo mientras que los restantes categoría 9; se pudo interpretar que esta arena presenta buena continuidad lateral la cual se extiende de SW a NE y presenta un desarrollo considerable, a pesar de que en la zona de colapso se formaron grandes fallamientos debido a los esfuerzos estructurales.
  - ORS-12, asociado a la arena T, con R.Rem= 2.039 MMBls y estado abandonado, en esta línea se pudo observar que la arena no presenta un buen desarrollo.

Luego de realizar el estudio de la línea L1 se puede concluir que la arena S es la que presenta un mejor desarrollo y la cual es considerada para realizar propuestas de técnicas de recuperación de crudo.

3.2 ESTABLECIMIENTO DE LOS ESQUEMAS DE REACTIVACIÓN DE LOS POZOS EN ESTUDIO UTILIZANDO EL SIMULADOR WELLFLO.

Con el programa WELLFLO cuya función es la de analizar el comportamiento de los fluidos, manejado por los ingenieros del área de Optimización de Orocual, con ayuda de ellos se realizaron los nodales de los pozos seleccionados.

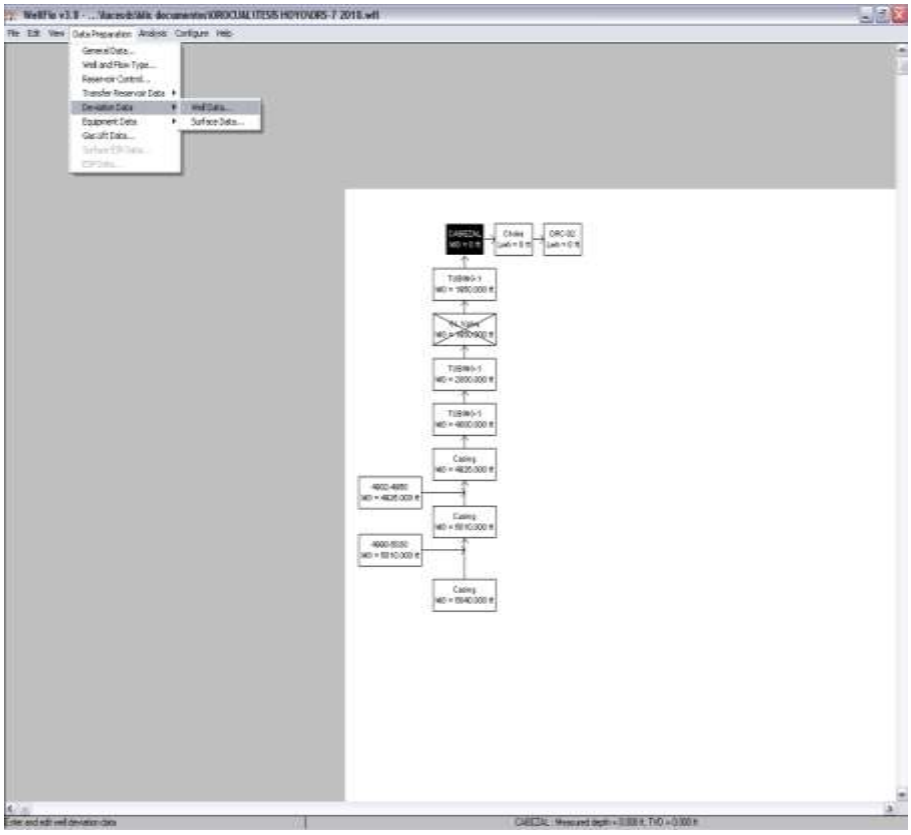


Figura 3.5: Vista de pantalla principal del programa WELLFLO v 3.8.

Una vez iniciado el programa se le fue asignando la profundidad del pozo, luego espesor de arenas, seguidamente parámetros de arena como lo es: presión, temperatura, permeabilidad efectiva y daño a la formación; parámetros de fluidos como la gravedad API y relación gas petróleo.

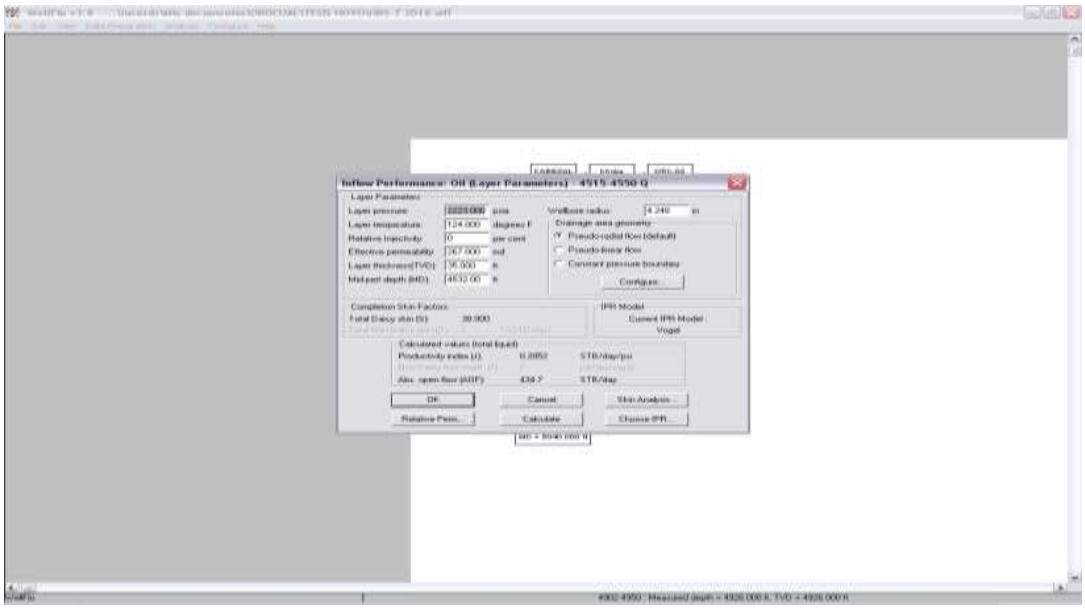


Figura 3.6: Vista de pantalla de la ventana de Parámetros de la arena.

En la figura 3.7 se muestran los parámetros importantes para el estudio del yacimiento como presión de poros, temperatura del yacimiento, permeabilidad efectiva, espesores de la arena, que permiten realizar cálculos como el índice de productividad.

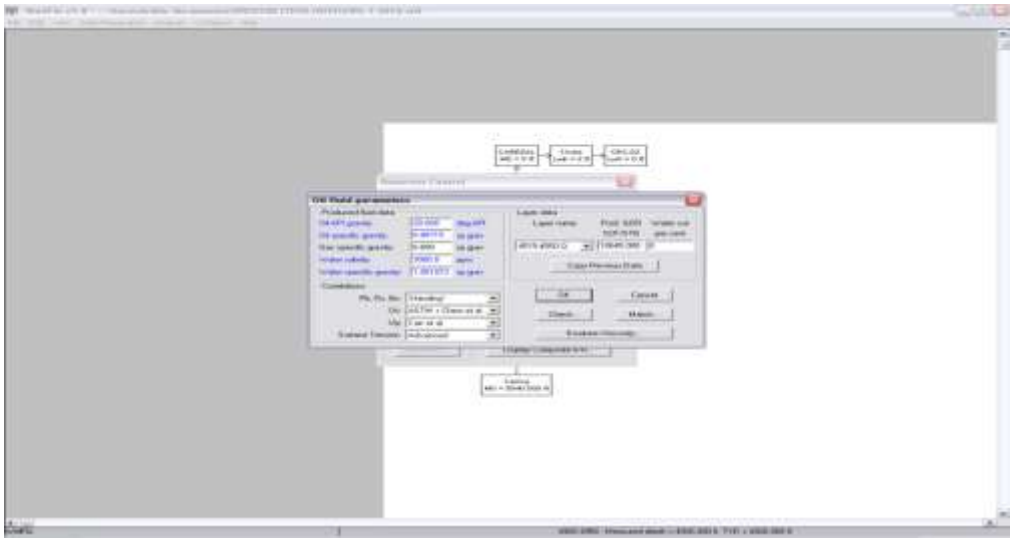


Figura 3.7: Vista de la ventana de los Parámetros de fluidos.

Posteriormente establecidos los parámetros en el sistema se procede a realizar el cálculo del análisis nodal y así la generación de curva de producción.

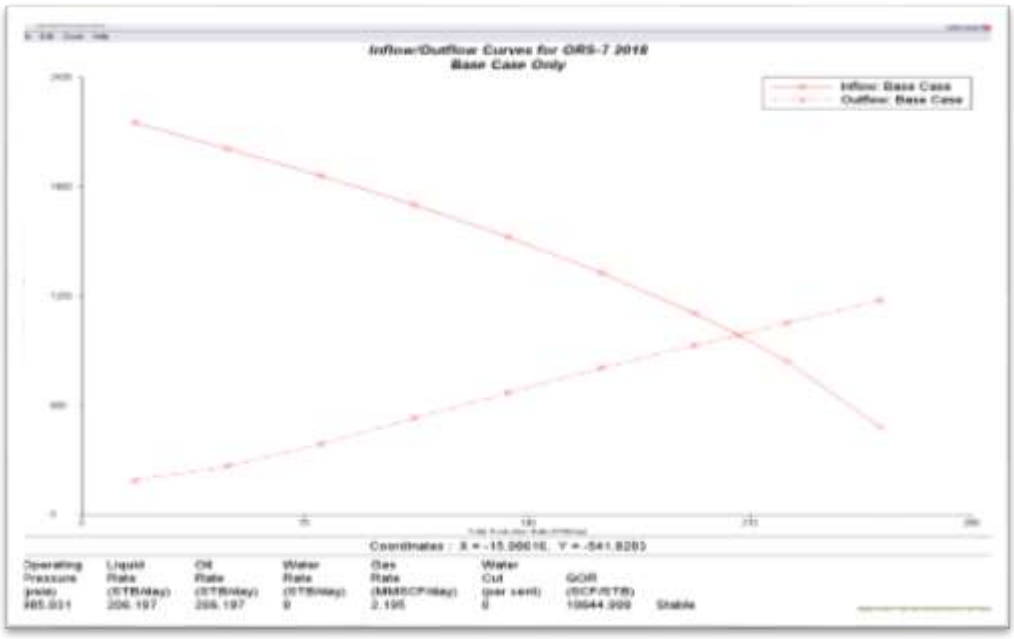


Figura 3.8: Inflow/Outflow Curves para el pozo ORS-7 2018.

En la figura 3.8 se visualiza las curvas de oferta y demanda caso base del pozo ORS-07, de igual forma se muestra la presión de operación en el cabezal, tasa de líquido, tasa de petróleo, tasa de agua, tasa de gas, corte de agua y relación gas-petróleo.

Luego de visualizar las curvas de oferta de demanda se procede a la comparación mediante la simulación de procesos mediante la herramienta HYSYS, cuya base de datos de entrada fue proporcionada y avalada por personal técnico e ingenieril de PDVSA.

La ventana inicial del simulador, permite abrir un archivo existente o iniciar un nuevo caso.

Figura 3.9. Ventana de inicio del Hysys versión 3.2.

El siguiente paso es la generación de las listas de componentes, para lo cual se siguió el siguiente procedimiento:

a. Al abrir un nuevo caso se despliega la ventana “simulation basis manager” en la pestaña “components”, en la que es posible agregar los componentes empleados en el proceso. En el caso del presente trabajo, todas las sustancias a utilizar son mezclas de compuestos puros y sus propiedades y características se encuentran en la base de datos del simulador. Cabe destacar que al definir cada corriente solo se coloca los componentes que se necesiten en cada una.

b. Para agregar componentes, se presiona el botón “add”, desplegando la ventana “component list view”, donde se introducen a partir de una lista de la base de datos que se presenta a la derecha de la ventana, tal como se muestra a continuación en la figura 3.10.

Figura 3.10. Construcción de la lista de componentes.

c. A continuación se procede a definir el paquete termodinámico que se utilizará para la simulación. Para esto se selecciona la etiqueta inferior "Fluid Pkgs" ubicada en la ventana "simulation basis manager". Se debe cliquear en el botón "add" y seleccionar de la lista desplegada el modelo a utilizar. En el caso específico del presente trabajo se seleccionó "Peng Robinson", debido a su amplio uso en los trabajos de simulación en sistemas de hidrocarburos, reportando resultados aceptables y reproduciendo adecuadamente las propiedades termodinámicas y el comportamiento de las fases.

Una vez establecida la lista de componentes y el modelo termodinámico se procede a entrar en el ambiente de simulación o "Simulation Environment" para construir el proceso a evaluar. Se debe verificar que el ambiente de simulación este en estado estacionario o "mode: steady state" (parte superior derecha) y que esté seleccionando el "solver active" (parte superior central, debajo de la etiqueta "help") para que el programa realice los cálculos a medida que se ingrese la información.

d. Los equipos se seleccionaran desde la paleta "case (main)", al igual que las corrientes o líneas de entrada y salida necesarias en cada equipo, que tendrán colores correspondientes para indicar el estado en que se encuentra el proceso respecto a lo que falta por definir. El color rojo y el azul claro indica que al

equipo o la corriente le faltan datos para estar completamente especificado, el color gris y el azul oscuro indican que el equipo está completamente especificado, en la parte inferior el Hysys indicará en texto los errores o las completaciones que se realicen, tal como se muestra en la figura 3.11.

Figura 3.11. Selección de equipos y líneas de entrada y salida.

e. Para conectar las líneas de alimentación y productos a los equipos, el tamaño y la ubicación deseada se selecciona en la ventana “PFD-case (main)” los botones correspondientes “attach mode, size mode, break connection, etc.” (parte superior izquierda). Nuevamente los equipos y las líneas indicarán mediante cambios de color su estado de completación, al igual que el Hysys indicará en la parte inferior a lo largo del proceso con texto el estado de la completación, como se observa en la figura 3.12.

Figura 3.12. Conexión de líneas con los equipos.

f. Se procedió a definir la composición del gas de alimentación, agua y crudo, así como las variables en las líneas necesarias. Se le da doble clic sobre la corriente que se quiera definir y se introducen los valores de las variables necesarias. Las condiciones y composición del resto de las líneas de la simulación son definidas a través de los cambios que se producen en los equipos del proceso, por ejemplo en una bomba la composición de la corriente se mantiene constante pero aumenta la presión y en un separador, las corrientes de salida de gas y líquido poseen composiciones diferentes a la corriente de entrada.

Una vez completado el proceso y definidas todas las variables necesarias en equipos y líneas, se procede a la construcción de las tablas de resultados de los datos que se hayan utilizado y figuras del proceso. En la figura 3.13 se observa la simulación completa, lista para realizar las distintas corridas y sensibilidades del proceso.

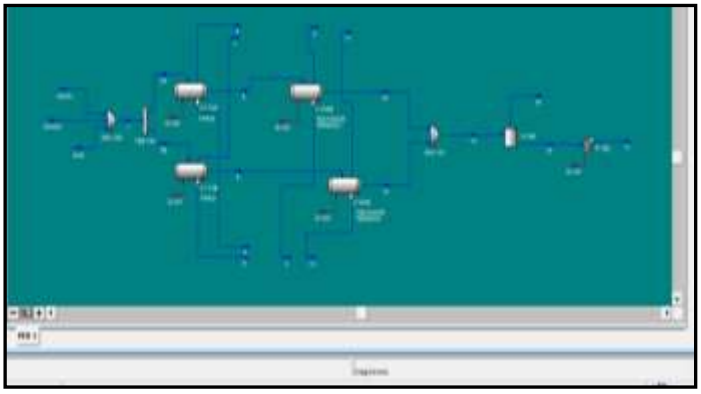


Figura 3.13. Proceso completado y definido.

g. Una vez definidos todos los equipos y líneas con las variables necesarias, se procedió a extraer los datos para el análisis de la simulación, entrando en la etiqueta superior “tools\workbook” donde se encontraran un resumen de las variables involucradas calculadas por Hysys (en color negro) y las definidas por el usuario (en color azul), como se muestra en la figura 3.14.

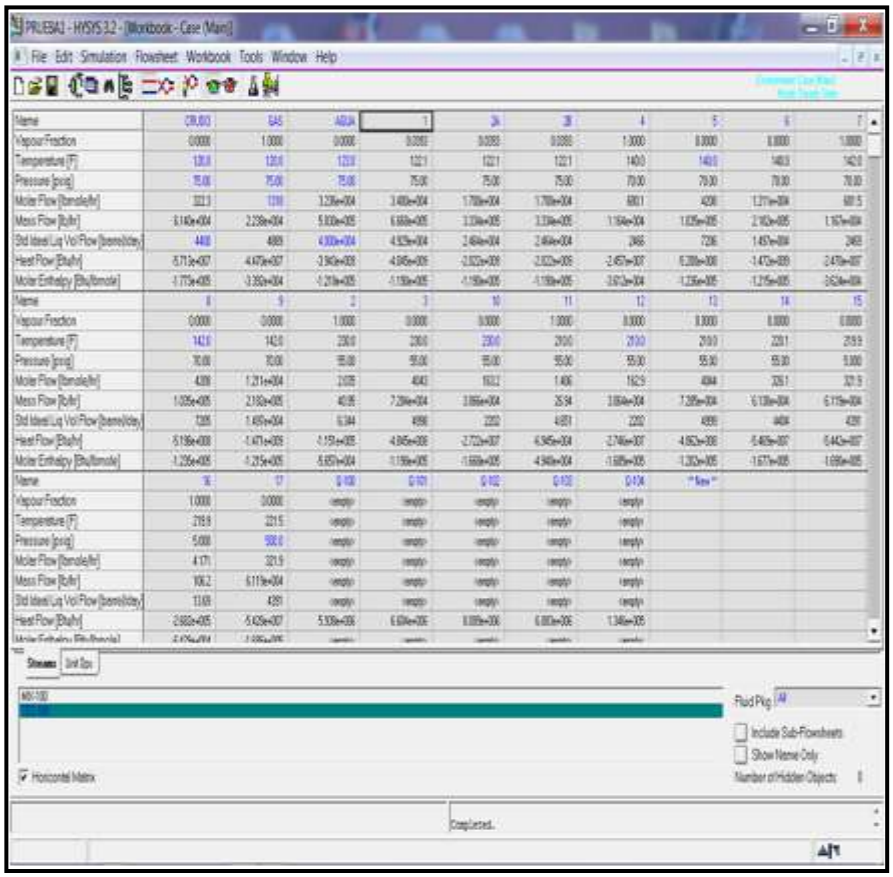


Figura 3.14. Tabla de resultados de las corrientes.

De igual manera se pueden obtener graficas del comportamiento termodinámico de las corrientes. Si se desea, por ejemplo, obtener la envolvente de fases del gas deshidratado se entra en la etiqueta superior “tools\utilities” y se abrirá la ventana “available utilities”, donde se podrá seleccionar “envelope utility”.

Luego se especifica la corriente que corresponde al gas deshidratado en el botón “select process stream”, y en la pestaña “performance” se puede apreciar la Gráfico mencionada, e incluso puede seleccionarse diferentes tipos como P-V (Presión-Vapor), P-h (Presión-Entalpía), T-S (Temperatura-Entropía), entre otras. A continuación en la figura 3.15 se muestra en ejemplo de una curva P-T (Presión-Temperatura):

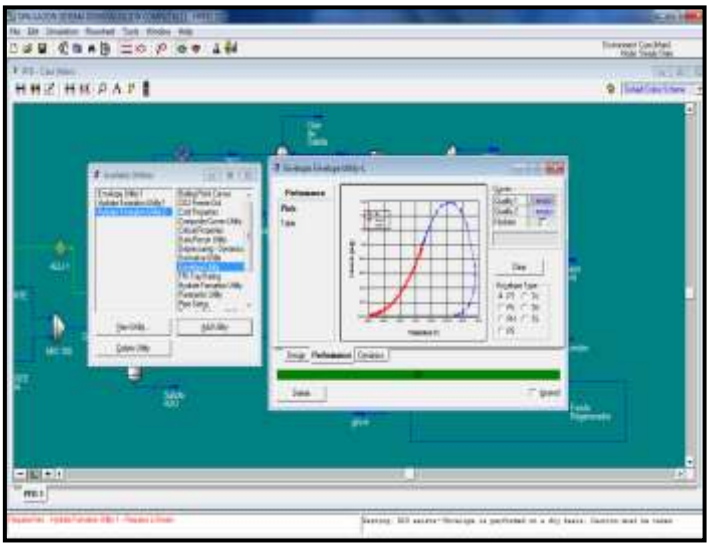


Figura 3.15. Envolvente de fases obtenida para una corriente de gas.

Al comparar las simulaciones efectuadas, se pudo interpretar que los pozos en estudio pueden fluir en especial aquellas fracciones más pesadas que no han podido ser recuperadas las cuales son el objeto de este estudio, sabiendo que el crudo pesado puede ser influenciado por la zona estratégica donde se encuentre el pozo, es de resaltar que no solo las propiedades a nivel de yacimiento como temperatura y presión juegan papel importante, sino también la ubicación de los pozos en la estructura de colapso, es por ello que quedó evidenciado la posibilidad de poder reactivar y reacondicionar los pozos según simulaciones planteadas.

Donde solo doce pozos cumplieron con los estándares establecidos quedando por fuera de esta investigación el pozo ORS-12, ORS-27 ya que tiene un reemplazo y el pozo ORS-28. Estableciéndose así que los trabajos a realizar son perforación, reactivación y reacondicionamiento de pozos, en la tabla 3.4 se visualizan los pozos con las técnicas que requieren.

Tabla 3.4: Pozos con técnicas a realizar

Pozos	Yacimiento	R. REM (MMBLS)	°API	Categoría	Método de Producción por Yacimiento	Propuesta
ORS-7	LPDS-ORS 7	1,219	24	9	FN	Perforación de un nuevo pozo
	LPDQ-ORS 7	1,807	28	9	FN	
ORS-16	LPDS-ORS 16	2,676	18		BOMBEO	Perforación de un pozo
ORS-21	LPDJ-ORS 21	1,373	26	5	FN	Reactivación del pozo
ORS-22	LPDS-ORS 22	1,962	23	9	FN	Perforación de un pozo
ORS-23	LPDS-ORS 23	2,243	20	5	BOMBEO	Reacondicionamiento de pozo
ORS-24	LPDQ-ORS 24	1,478	21	9	FN	Perforación de un pozo
	LPDM-ORS 24	1,296	30		FN	
ORS-25	LPDM-ORS 25	1,224	23	5	FN	Reactivación del pozo
ORS-31	LPDK-ORS 31	1,221	20	9	FN	Perforación de un pozo
ORS-32	LPDS-ORS 32	1,386	20	9	GL	Perforación de un pozo
	LPDQ-ORS 32	1,605	28,2		FN	
ORS-35	LPDS-ORS 35	3,646	12	9	BOMBEO	Perforación de un pozo
ORS-36	LPDK-ORS 36	19,287	12	5	BOMBEO	Reactivación de pozo
ORS-43	LPDS-ORS 43	2,545	12	9	BOMBEO	Perforación de un pozo

3.3 PROPUESTAS DE MEJORES TÉCNICAS DE REACTIVACIÓN A TRAVÉS DE UNA EVALUACIÓN ECONÓMICA.

Con el programa SEE 6.0 usado en la empresa PDVSA para realizar las evaluaciones económicas de los pozos manejado por los ingenieros de la gerencia de yacimientos se realizó el análisis correspondiente a cada pozo seleccionado.

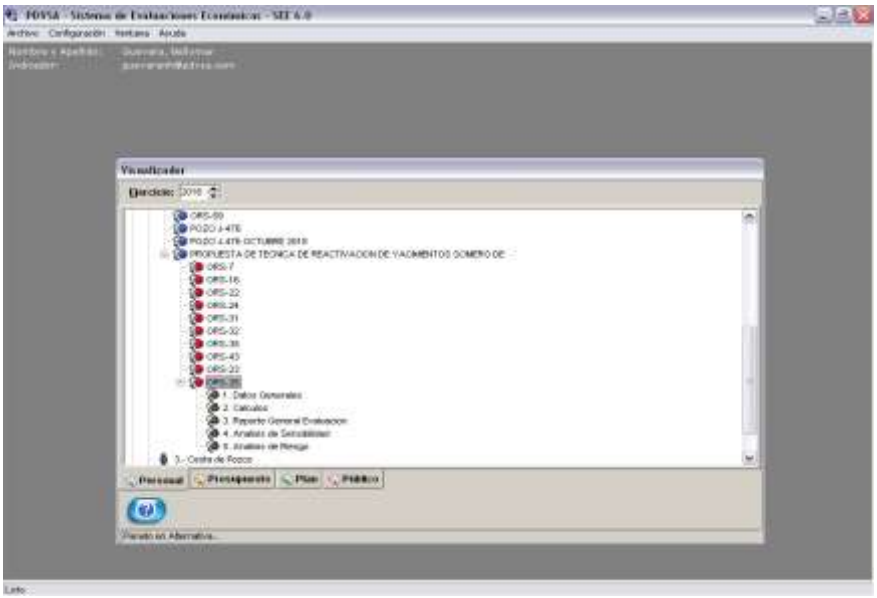


Figura 3.16: Programa SEE 6.0.

Al programa se le es cargado datos como API de la formación, relación gas petróleo, una posible fecha de comienzo, días de taladro que generalmente son 45, costos de la actividad a realizar en este caso son perforación, cambio de bomba y limpieza del pozo (los costos varían según cada trabajo).

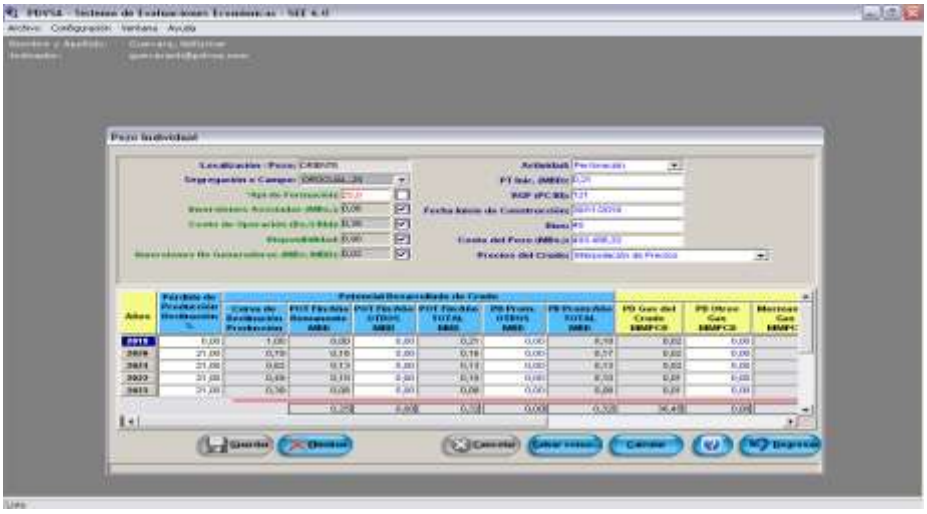


Figura 3.17: Vista de programa SEE 6.0, ventana de pozo individual.

Luego de suministrar la información se procede a generar un flujo de caja, que proporciona indicadores económicos como lo es el VPN, TIR y EI.

Indicadores Económicos

Proyecto: PROPUESTA DE TECNICA DE REACTIVACION DE YACIMIENTOS SOMERO DE LA ESTRUCTURA
Alternativa: ORS-7
Año Inicio: **2019** Año Base: **2018**
Año a Someter: **2018** Cantidad de Años: **20 Años**

Nivel de Evaluación	Proyecto	Pdvsa	Nación	
Resultados Económicos COSTO TOTAL				
Flujo Neto Descontado (VPN)	1.637,60	1.637,60	9.217,83	M$
Tasa Interna de Retorno (TIR)	20,02	20,02	92,83	%
Tasa Interna de Retorno Modificada (TIRM)	11,40	11,40	17,37	%
Eficiencia de la Inversión Tradicional (EI)	1,23	1,23	2,29	$/$
Tiempo de Pago Dinámico (TPd)	5,31	5,31	1,98	AÑOS

Figura 3.18: Programa SEE 6.0, Indicadores económicos pozo ORS-07.

En la figura 3.18, se visualizan los valores de los indicadores económicos para el pozo ORS-07, estos parámetros económicos poseen una condición para que el proyecto sea lo más óptimo posible, se tiene que: VPN >0, TIR>15, EI>0, si los valores obtenidos cumple estas condiciones entonces la técnica seleccionada para este pozo en específico que es la perforación de un nuevo pozo al NE de la estructura es factible para ser aplicado.

En la tabla 3.5 se muestran los pozos con los resultados de los indicadores económicos obtenidos con el programa en el cual de los doce (12) pozos solo seis (6) cumplieron con los paramentaros establecidos en la empresa para realizar trabajos propuestos, donde cuatro (4) pozos podrán ser perforados y dos (2) serán reactivados.

Tabla 3.5: Pozos seleccionados con resultado de indicadores económicos.

POZO	VPN (M $)	TIR (%)	TIEMPO DE PAGO DINAMICO
ORS-07	1.637,60	20,02	5,31
ORS-16	-595,25	6,67	0
ORS-22	7.796,02	73,66	2,25
ORS-24	-840,62	5,35	0
ORS-31	1.633,60	19,88	5,36
ORS-32	-837,83	5,37	0
ORS-35	3.232,17	23,94	5,25
ORS-43	-2421,97		0
ORS-23	1.236,98	16,72	6,42
ORS-25	526,38	13,5	7,05
ORS-21	-806,56		0
ORS-36	105,63		0

CONCLUSIONES

- En la zona se establece dos levantamientos sísmicos, entre los años 1989 y 1993, antes de esas fechas se presumen que las perforaciones fueron realizadas sin exploración previa, debido a que los menes eran predominantes en la zona.
- Las reservas remanentes totales para la estructura se encuentra en un rango de 70.656 MMBls; donde 50.468 MMBls le corresponde a los 15 pozos seleccionados en la investigación.
- Al indagar con ingenieros expertos en la zona de Oriente se cree que el abandono de los pozos del área de estudio se debió a que en la parte Norte de Orocual como lo es Furrial eran apreciablemente más rentable.
- Los registros evaluados de los pozos seleccionados fueron de tipo eléctrico, debido a la época de los pozos, no contaban con herramientas tecnológicas para realizar otro tipo de corrida.
- En la zona de colapso debido a los grandes bloques fallados existente solo es aplicable la sección estratigráfica para corroborar la continuidad lateral de las arenas y si es posibles perforaciones futuras dirigidas a una dirección establecida.
- Los crudos pesados presentes en la estructura de colapso resultan ser económicamente rentables extraerlos de acuerdo a simulaciones planteadas.
- Con la evaluación económica permite establecer de manera confiable económicamente si los pozos seleccionados pueden ser factibles para la realización de técnicas de perforación y reactivación de pozos.

RECOMENDACIONES

- Es necesario realizar trabajos de sísmica y evaluaciones de los pozos individuales de las arenas que presentan valores atractivos de reservas recuperables.
- Digitalizar la información de los pozos de la estructura de colapso, para que sea de fácil acceso y la obtención de información optimización el tiempo de recopilación de información, ya que tienen años guardados en las oficinas acumulan polvo que a futuro es dañino a la salud.
- Abandonar los pozos de la zona de colapso que son de baja capacidad económica de manera definitiva y realizar recuperación de materiales de completación que sean aprovechables en otras áreas futuras a perforar.
- A pesar de la complejidad de la zona realizar un plan de explotación en conjunto con el área fuera de la zona de colapso.
- Establecer planes de capturas de información de presiones estáticas de los yacimientos de los pozos de estudio con resultados favorables, con el objetivo de monitorear el comportamiento y realizar estimaciones de índice de productividad y daños a la formación.
- Implementar métodos de recuperación mejorada de crudo para recuperar crudos pesados que han sido dejado entrampados a nivel de la estructura de colapso.
- Realizar pruebas de producción a los pozos con el fin de evaluar la productividad, y con ello conocer los estados actuales de operatividad de los pozos.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

Arias, F. (2006). El Proyecto de Investigación**.** Introducción a la Metodología Científica. Editorial: EPISTEME, Caracas, Venezuela.

Bookaman y De Abreu. (1998). El pozo Ilustrado. Editorial: FONCIED, Caracas, Venezuela.

Dirección General de Exploración, Reserva y Tierra. (2005). Definiciones y Normas de las Reservas de Hidrocarburos. Ministerio del Poder Popular para la Energía y Petróleo.

Figuera (2007). Análisis de alternativas eficaces para la reactivación de pozos inactivos del Campo Santa Ana, área mayor Anaco, estado Anzoátegui. [Documento en línea]. Consultado el 29 de enero de 2018. Disponible en: http://saber.ucv.ve/bitstream/123456789/2696/1/Tesis.pdf.

Gerencia de Estudios de Yacimientos. (2011).Modelo sismoestratigráfico y revisión del Modelo Estructural de las arenas inferiores de la Formación Las Piedras, campo Orocual.

Guillarte, J. (2010)**.** Propuesta de reactivación de los pozos inactivos del Campo Soto este del Área Mayor de Oficina (A.M.O) del Distrito Anaco estado Anzoátegui. [Documento en línea]. Consultado el 29 de enero de 2018. Disponible en: http://ri2.bib.udo.edu.ve/bitstream/123456789/1944/2/622.3382_G932f.pdf.

Henríquez, L. (2009). Generación de un plan de desarrollo para la explotación de las reservas remanentes de los yacimientos inactivos de los campos Arecuna y Bare del Distrito Múcura.[Documento en línea]. Consultado el 30 de abril de 2018. Disponible en: http://ri2.bib.udo.edu.ve/handle/123456789/866?mode=full.

Huilca, F. (2014). Definiciones en la industria petrolera. (A. Vaca, Entrevistador).

Ministerio del Poder Popular para la Energía y el Petróleo (2006). Petróleo y otros datos estadísticos. (49ªed).

Moix, R (2014). Economía de Proyectos Petroleros. Editorial: HIPERGRAPH. Bogotá, Colombia

Paris, M. (2001). Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. (2ª ed.). Maracaibo: Astro Data.

Paris, M. (2009). Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Maracaibo: Astro Data.

PDVSA CIED. (1997). Registro de Pozos.

PDVSA CIED (2001).Simulación de Yacimientos de Petróleos Negros.

PDVSA CIED (1995). Geología de Producción.

PDVSA (2005).Memoria Descriptiva de la Masificación de la Inyección Alternada de Vapor en las Arenas Q, R y S de la Formación Las Piedras del Campo Orocual.

PDVSA (2011). Modelo sismoestratigráfico y revisión del Modelo Estructural de las arenas inferiores de la Formación Las Piedras, campo Orocual**.**

PDVSA (2018). Instrucción para Seguimiento Operacional Durante los Trabajos De Cañoneo, Recañoneo y Adición.

Vaca, A. (2016). Estudio para la Reactivación de Pozos Inactivos que Presentan Problemas Mecánicos en el Campo Alfa.

ANEXOS

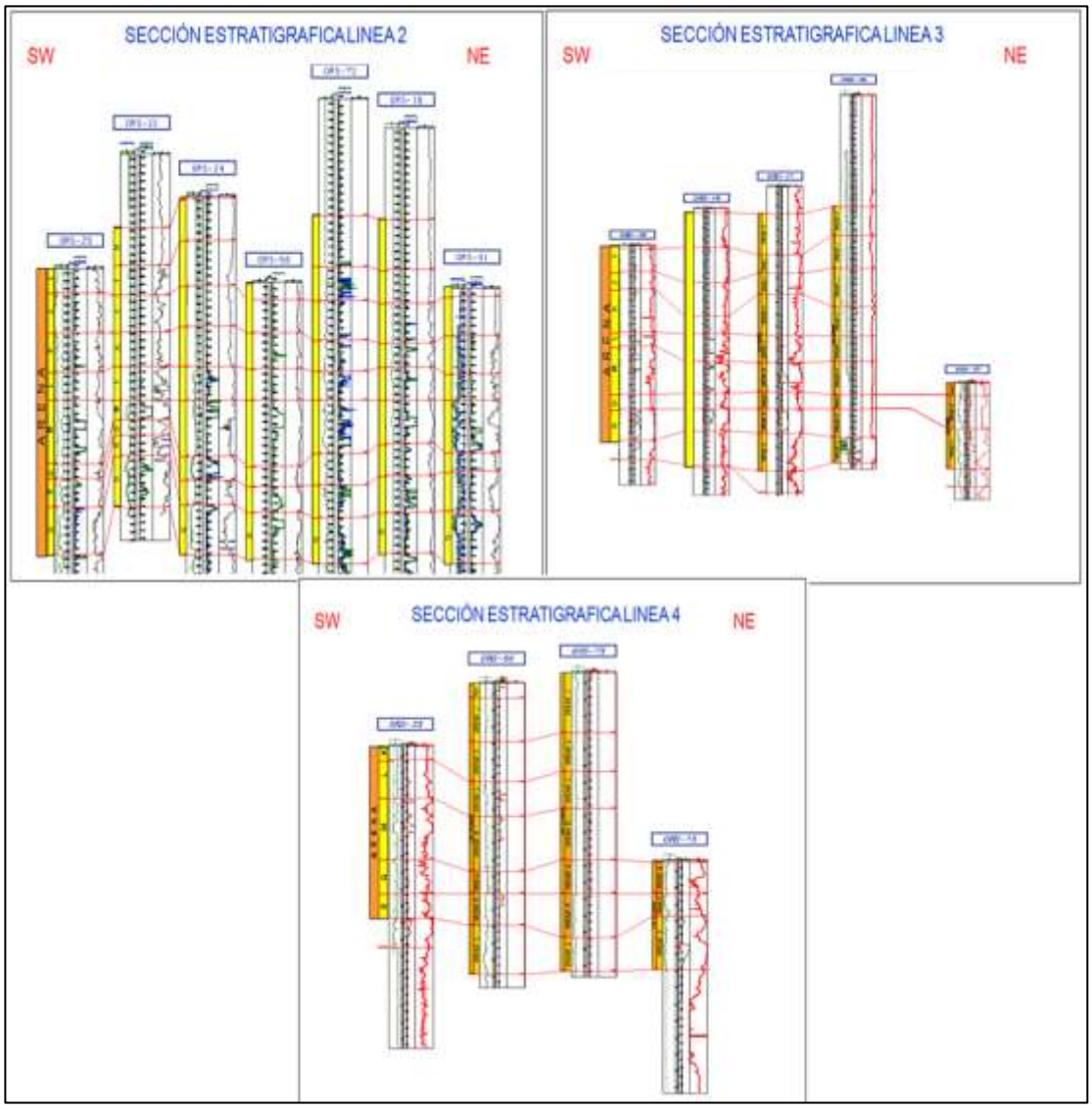


Fig. A.1: Secciones estratigráficas de las líneas 2,3y 4

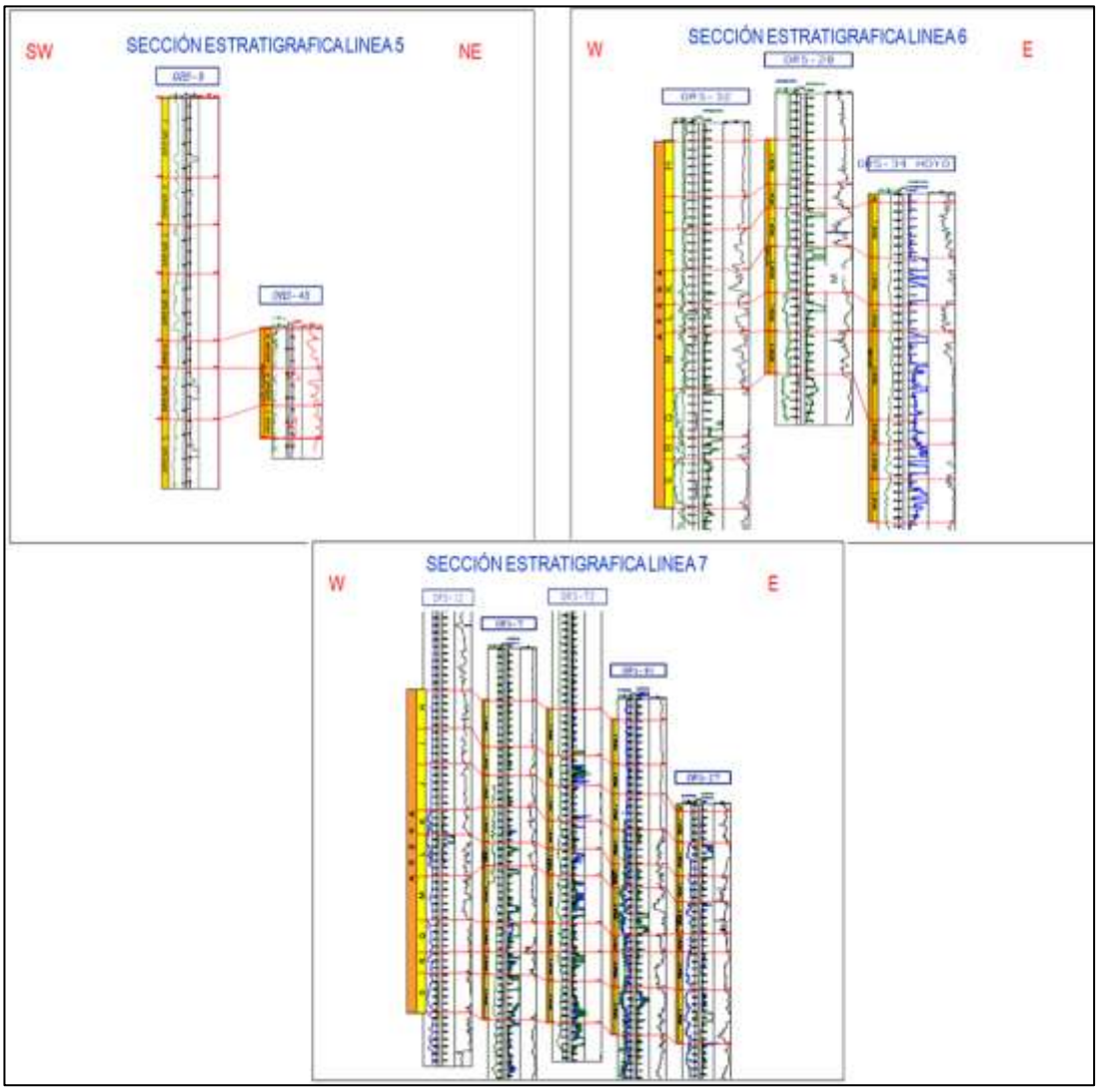


Fig. A.2: Secciones estratigráficas de las líneas 5,6y 7

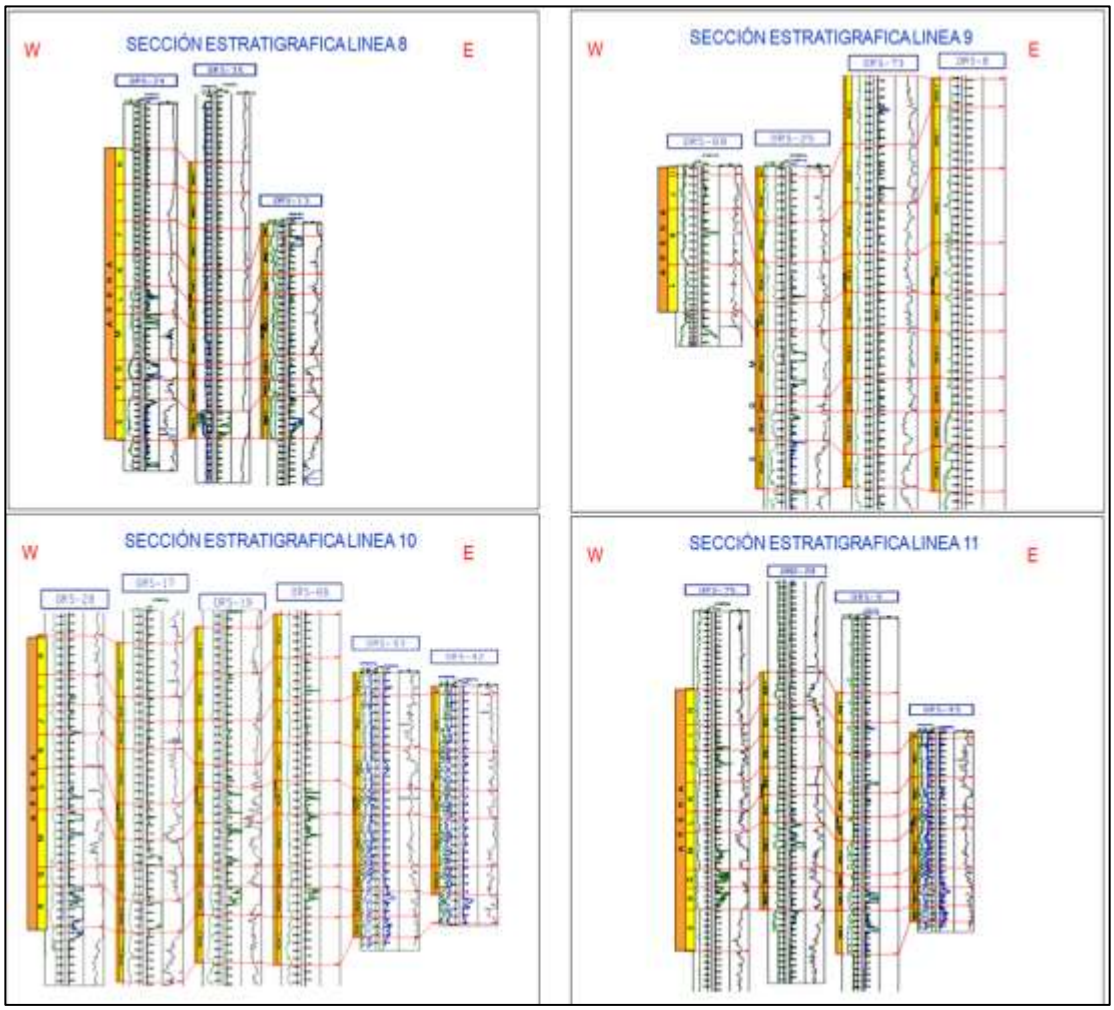


Fig. A.3: Secciones estratigráficas de las líneas 8, 9,1 0y 11

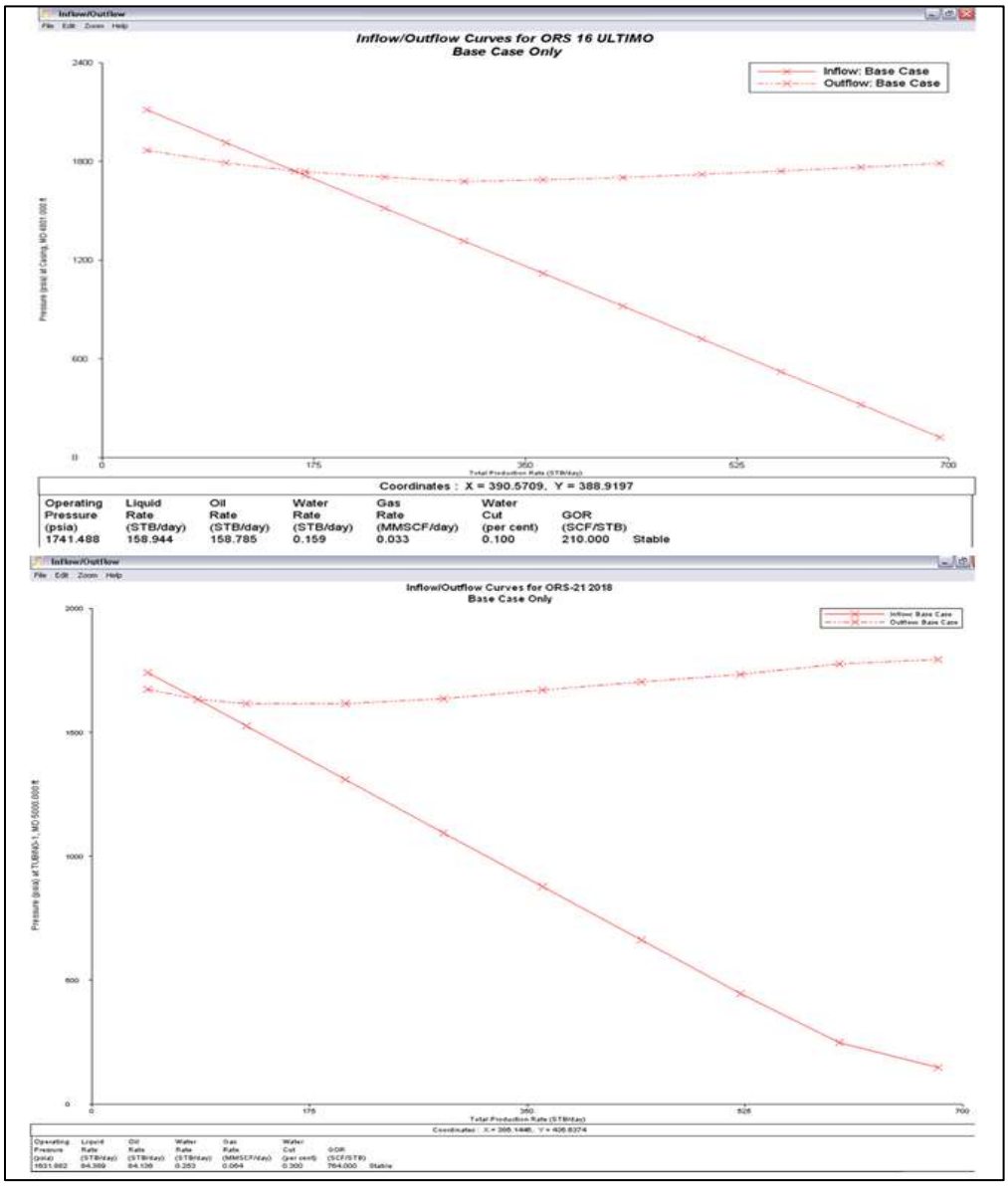


Fig. A.4: Curvas de oferta y demanda de los pozos ORS-16 y ORS-21

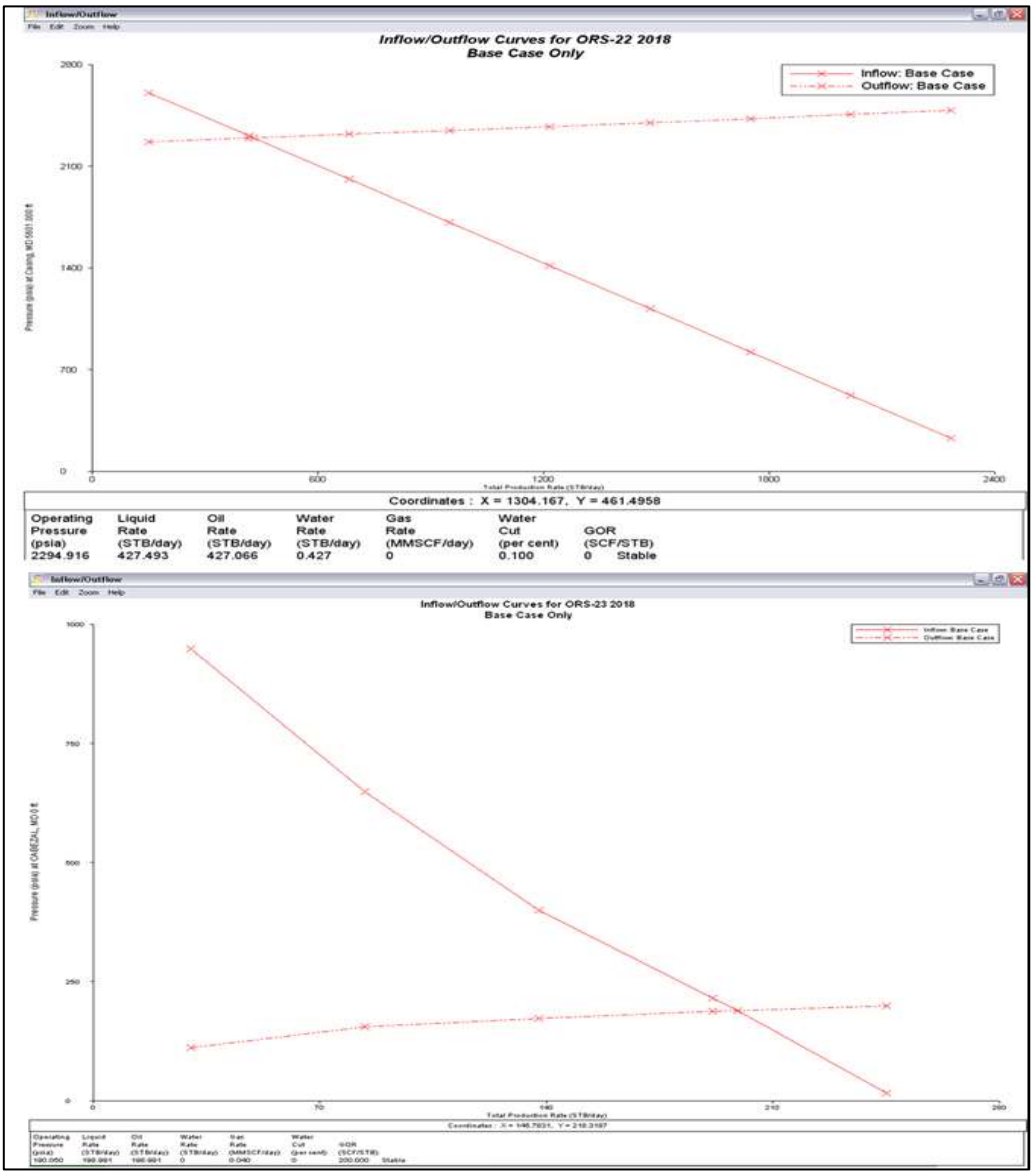


Fig. A.5: Curvas de oferta y demanda de los pozos ORS-22 y ORS-23

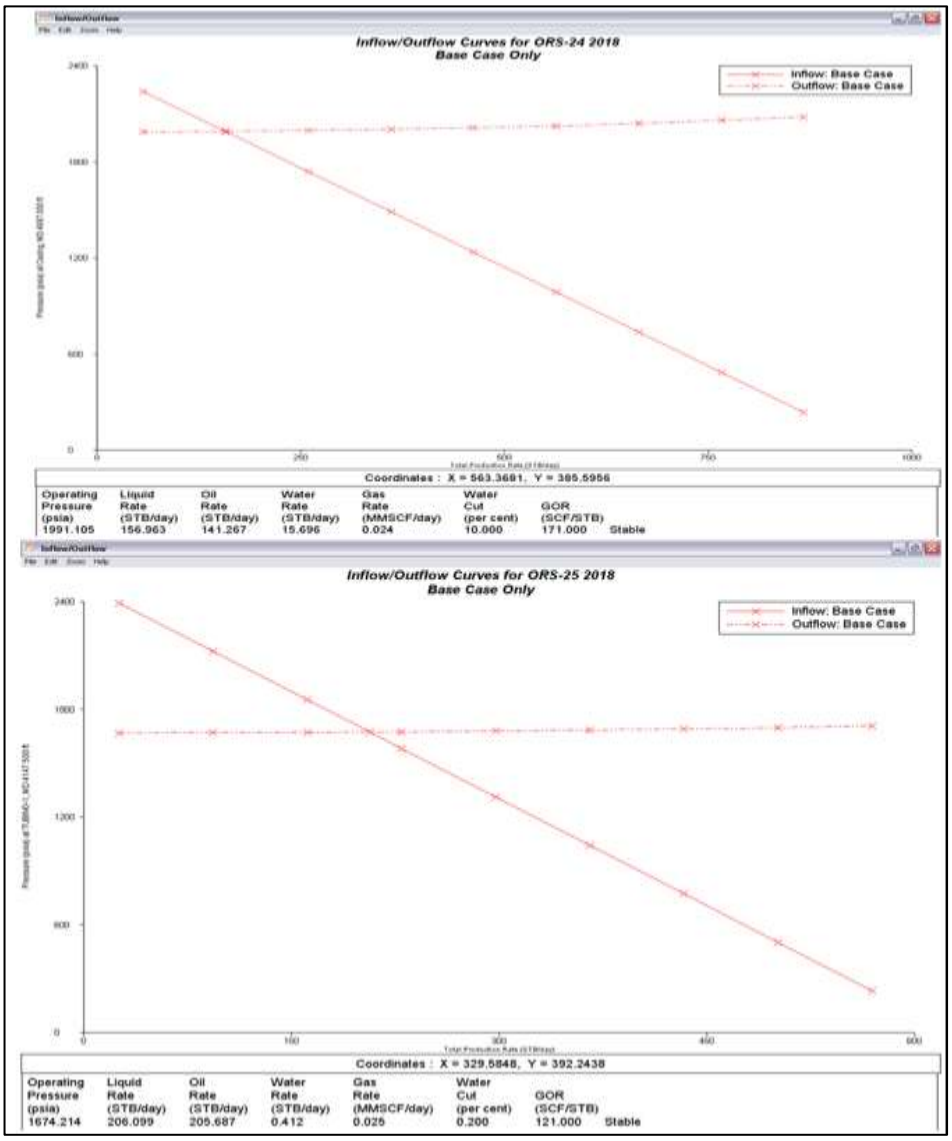


Fig. A.6: Curvas de oferta y demanda de los pozos ORS-24 y ORS-25

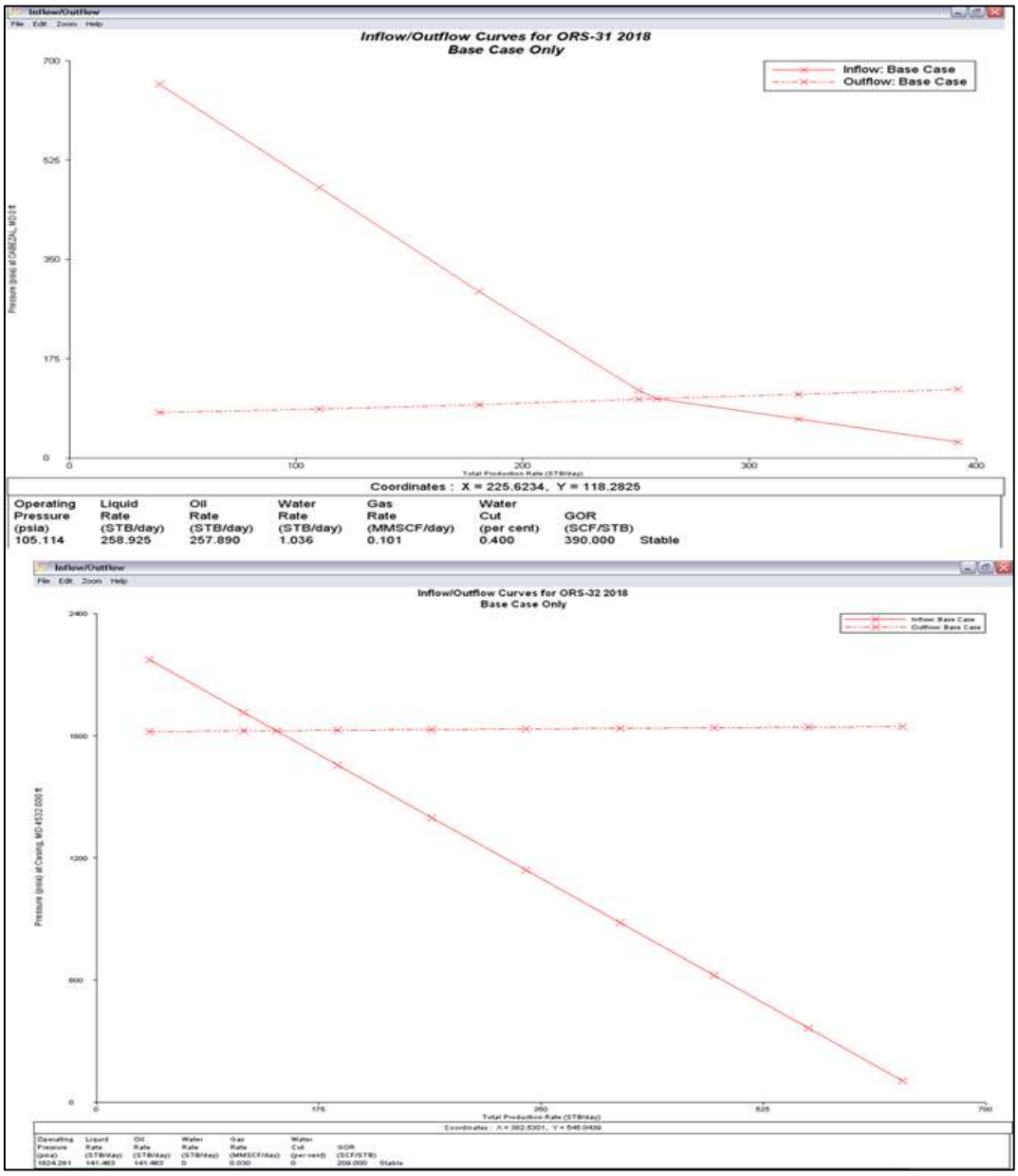


Fig. A.7: Curvas de oferta y demanda de los pozos ORS-31 y ORS-32

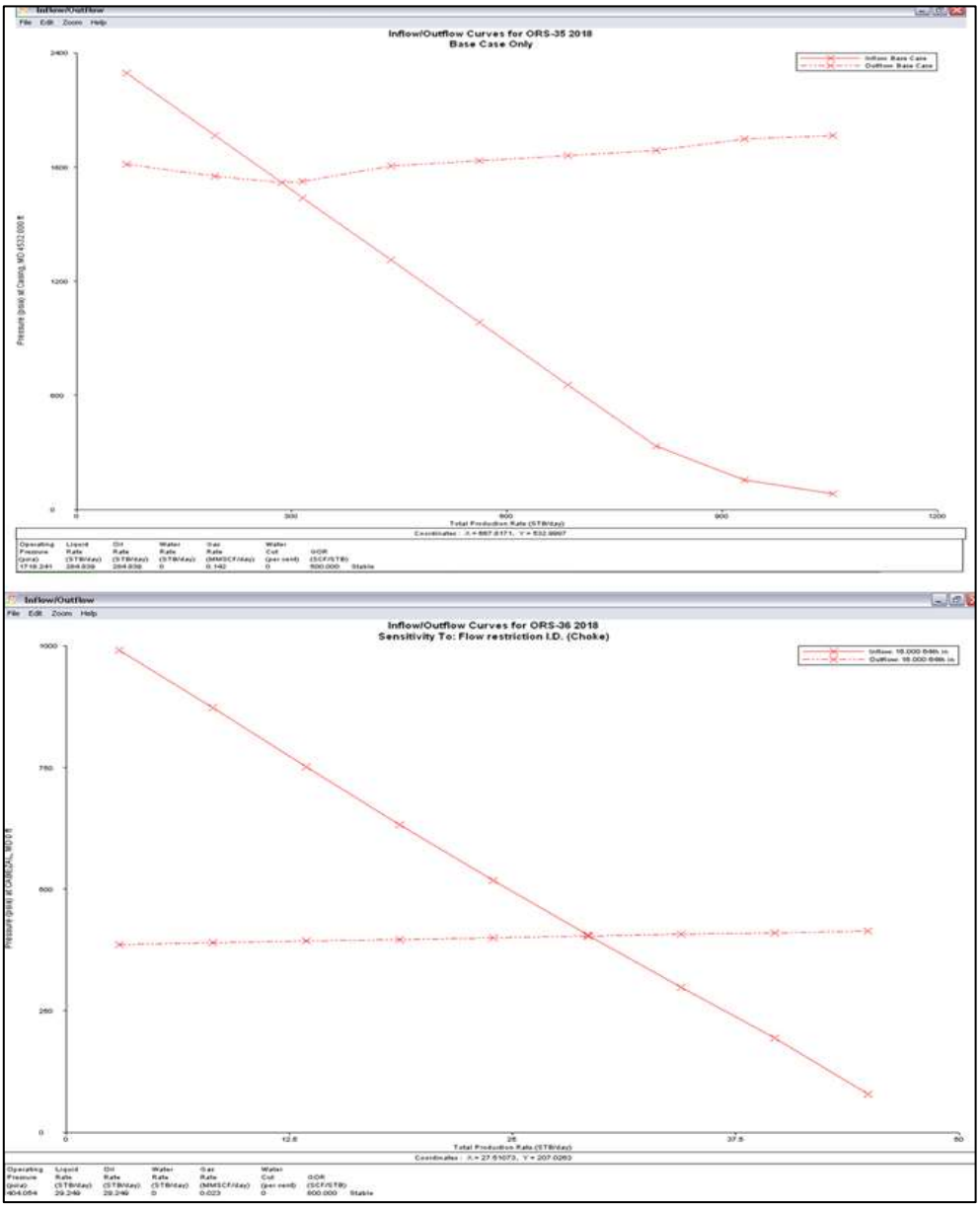


Fig. A.8: Curvas de oferta y demanda de los pozos ORS-35 y ORS-36

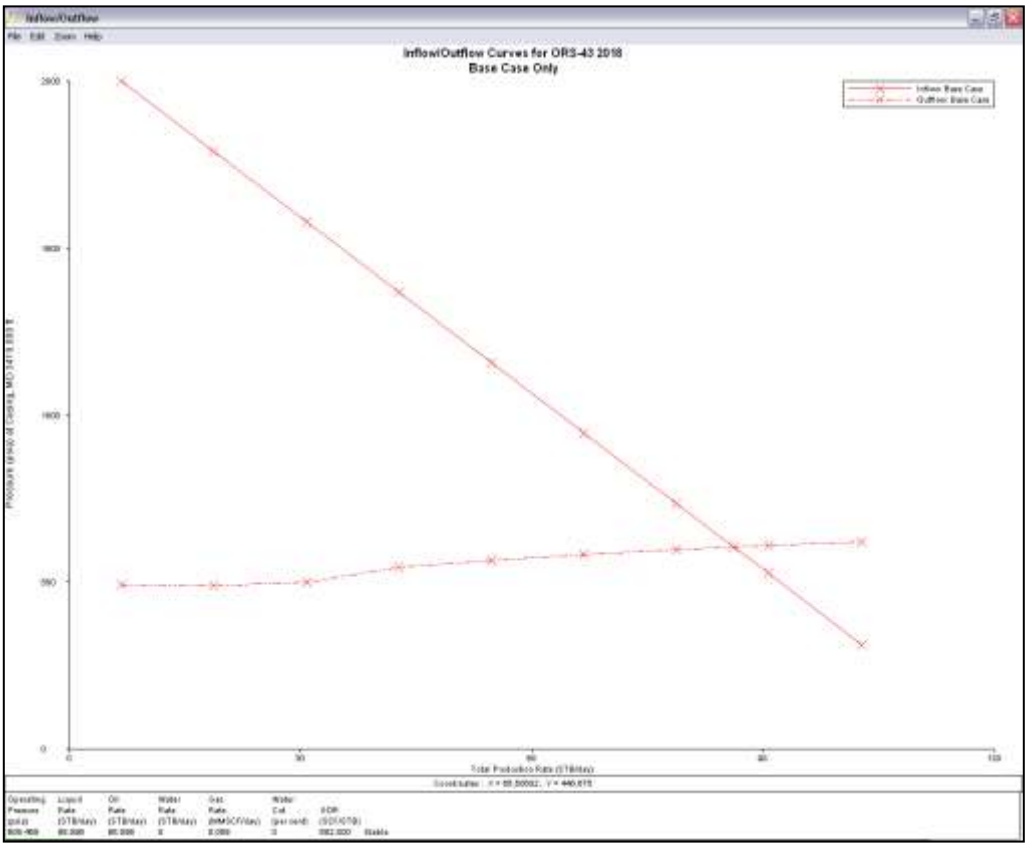


Fig. A.9: Curvas de oferta y demanda del pozo ORS-43.

HOJAS METADATOS

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

Título	**Propuesta de técnicas de reactivación de los pozos de los yacimientos someros en la estructura de colapso del campo orocual**

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

Autor(es)

Apellidos y Nombres	**Código CVLAC / e-mail**	
Lara Colón, Eliezer José	**CVLAC**	**C.I:** 13.911.757
	e-mail	eliezerjlara@gmail.com
Rodríguez Rodríguez, Josisve Del Valle	**CVLAC**	**C.I:**20.422.386
	e-mail	rjosisve@gmail.com

Se requiere por lo menos los apellidos y nombres de un autor. El formato para escribir los apellidos y nombres es: "Apellido1 InicialApellido2., Nombre1 InicialNombre2". Si el autor esta registrado en el sistema 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:

pozos.
reacondicionamiento
geología
simulación
wellflo
cursos especial de grado

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

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

Líneas y sublíneas de investigación:

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

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

Resumen (Abstract):

La Imagen Corporativa de una organización se refiere a la imagen que una empresa ha adquirido entre el público, es un elemento definitivo de diferenciación y posicionamiento. En tal sentido la presente investigación tiene por título" Estudio de la Imagen Corporativa del Departamento de Gerencia de Recursos Humanos de la Escuela de Ciencias Sociales y Administrativas Udo Núcleo de Monagas" para el estudio se manejó una investigación de campo con un nivel descriptivo. Se analizaron variables operacionales mediante unos objetivos específicos. Se estudiaron varios ítems como el logo, slogan, valores, historia del departamento, fortalezas, debilidades, amenazas, y oportunidades del mismo. Para poder cubrir los objetivos se aplicó como instrumento un cuestionario a la población objeto de estudio conformada por cuarenta y un (41) profesores más 1 administrativo de la especialidad de Gerencia de Recursos Humanos. Se pudo evidenciar que el personal tiene conocimiento sobre el logo, visión, misión, valores del departamento, pero desconocen el creador del slogan de la Udo; de igual forma no identifican cuales son las fortalezas, debilidades, amenazas y oportunidades del mismo. Finalmente se hicieron una serie de recomendaciones, con la finalidad de mejorar las variables que ameriten y así poder obtener un mejoramiento continuo de la imagen corporativa dentro del Departamento De Gerencia De Recursos Humanos.

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

Contribuidores:

Apellidos y Nombres	Código CVLAC / e-mail	
Ing. Sucre Milagros	ROL	CA ☐ AS ■ TU ☐ JU ☐
	CVLAC	C.I.4.183.842
	e-mail	milagrossucre@gmail.com
Ing. Espinoza Martha	ROL	CA ☐ AS ☐ TU ☐ JU ■
	CVLAC	C.I. 8.369.941
	e-mail	martharel10@gmail.com
Ing. Calzadilla Hortensia	ROL	CA ☐ AS ☐ TU ☐ JU ■
	CVLAC	C.I.11.781.853
	e-mail	hortensiacarolina@gmail.com
Ing. Martinez L., Henry	ROL	CA ☐ AS ☐ TU ☐ JU ■
	CVLAC	C.I.8.359.836
	e-mail	henryudo@gmail.com

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

Fecha de discusión y aprobación:

Año	**Mes**	**Día**
2020	10	22

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

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

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

Archivo(s):

Nombre de archivo
NMOCTG_LCEJ2020

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: inespacial
Temporal: intemporal

Título o Grado asociado con el trabajo: Ingeniero de Petróleo

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

Nivel Asociado con el trabajo: Ingeniería

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

Área de Estudio:

Tecnología y Ciencias Aplicadas

Usualmente es el nombre del programa o departamento.

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

Universidad de Oriente Núcleo Monagas

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

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

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
CONSEJO UNIVERSITARIO
RECTORADO

CU Nº 0975

Cumaná, 04 AGO 2009

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

Estimado Profesor Martínez:

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

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

Comunicación que hago a usted a los fines consiguientes.

UNIVERSIDAD DE ORIENTE
SISTEMA DE BIBLIOTECA
RECIBIDO POR
FECHA 5/8/09 HORA 5:20 PM

Cordialmente,

JUAN A. BOLAÑOS CURIEL
Secretario

REPÚBLICA BOLIVARIANA DE VENEZUELA
UNIVERSIDAD DE ORIENTE
SECRETARÍA
CONSEJO UNIVERSITARIO

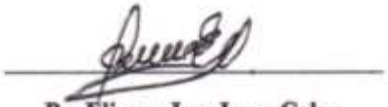
C.C. Rectora, Vicerrectora Administrativa, Decanos de los Núcleos, Coordinador General de Administración, Director de Personal, Dirección de Finanzas, Dirección de Presupuesto, Contraloría Interna, Consultoría Jurídica, Director de Bibliotecas, Dirección de Publicaciones, Dirección de Computación, Coordinación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

JABC/YOC/maruja

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

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

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

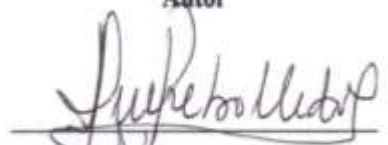


Br. Eliezer Jose Lara Colon

Autor

Br. Josisve Del Valle Rodríguez Rodríguez

Autor



Ing. Milagros Sucre

Asesor