



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

**PROPUESTA DE REACTIVACIÓN DE LOS POZOS INACTIVOS DEL
CAMPO SOTO ESTE, ÁREA MAYOR DE OFICINA (A.M.O) DEL
DISTRITO ANACO, ESTADO ANZOÁTEGUI.**

**REALIZADO POR:
JUAN CARLOS GUILARTE MORENO**

**Trabajo De Grado Presentado Como Requisito Parcial Para Optar
Al Título De:**

INGENIERO DE PETRÓLEO

Maturín, Marzo 2010



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

**PROPUESTA DE REACTIVACIÓN DE LOS POZOS INACTIVOS DEL
CAMPO SOTO ESTE, ÁREA MAYOR DE OFICINA (A.M.O) DEL
DISTRITO ANACO, ESTADO ANZOÁTEGUI.**

REALIZADO POR:

**JUAN CARLOS GUILARTE MORENO
C.I.: 16.995.495**

REVISADO POR:

Ing. Miguel Flores
Asesor Académico

Ing. Daniel Segnini
Asesor Industrial

Ing. Robert Alfonzo
Co-Asesor Industrial

Maturín, Marzo de 2010



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

**PROPUESTA DE REACTIVACIÓN DE LOS POZOS INACTIVOS DEL
CAMPO SOTO ESTE, ÁREA MAYOR DE OFICINA (A.M.O) DEL
DISTRITO ANACO, ESTADO ANZOÁTEGUI.**

REALIZADO POR:

JUAN CARLOS GUILARTE MORENO

C.I.: 16.995.495

APROBADO POR:

Ing. Miguel Flores

Asesor Académico

Ing. Alicia Da Silva

Jurado Principal

Ing. Martha Espinoza

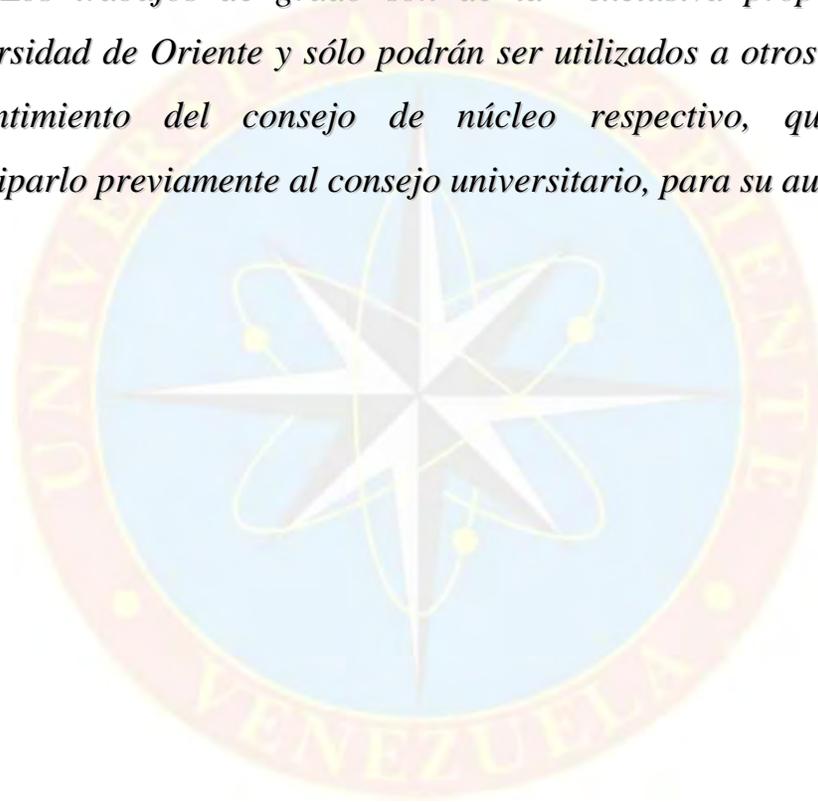
Jurado Principal

Maturín, Marzo de 2010

RESOLUCIÓN

De acuerdo al artículo 41 del reglamento de trabajos de grado de la Universidad de Oriente:

“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, quien deberá participarlo previamente al consejo universitario, para su autorización”



DEDICATORIA

A DIOS Todopoderoso, por haberme concedido el milagro de la vida y la fortaleza necesaria para enfrentar y superar las dificultades presentes en mi camino, brindarme salud y valor durante las diferentes situaciones presentadas y así poder alcanzar satisfactoriamente mis metas.

A Mi Madre, Rosa Moreno la persona mas importante en mi vida, mujer ejemplar que llena de alegría cada persona que tiene la dicha de conocerla; que con su bondad y apoyo me ha ayudado toda mi vida. ¡Este logro es tuyo! ¡Te quiero mucho madre!. Madre tu carácter, cariño y tu amor para conmigo y cada uno de mis hermanos, nos ha permitido ser quienes somos ahora, gracias por ser como eres.

A Mi Hermano, Rafael Guilarte quien es mi mayor ejemplo a seguir por su constancia, perseverancia, sentido de superación y sobre todo su apoyo incondicional en todos los momentos de mi vida.

A Mi Hermano, Carlos Moreno quien con su espíritu luchador y guerrero me ha demostrado que el trabajo duro logra abrir muchos caminos en nuestras vidas. Espero que este triunfo te sirva de ejemplo para alcanzar tus metas.

A Mi Amor, Yamilet Cardozo cuyas palabras de aliento y ayuda me han hecho fuerte en los momentos más difíciles de mi carrera y cuyo ejemplo de perseverancia me han dado ánimos para seguir adelante a pesar de los obstáculos. Te Amo.

A la Memoria de un amigo, el ingeniero Héctor Rodríguez siempre llevare tu legado y tu orientación el cual me supiste dar al comienzo de mi carrera, hermano físicamente ya no estas pero espiritualmente seguirás siempre con nosotros.

Juan C. Guilarte M.

AGRADECIMIENTO

A Dios por estar siempre a mi lado y no dejarme desmayar, permitiéndome realizar este logro tan importante para mí y mis seres queridos.

A mi madre, por su constante apoyo en el transcurso de mis estudios y enseñarme el valor de la educación, la humildad y la honestidad. Mil gracias mamá.

A mis hermanos, por estar siempre pendiente de mí y nunca abandonarme en ningún momento de mi vida. Junto a mi madre son los seres más importantes en mi vida.

A mi familia que de una u otra forma siempre han estado presentes en cada paso de mi vida y sé que este logro los llena de alegría.

A la Universidad de Oriente, en especial a la Escuela de Ingeniería de Petróleo y a los profesores que me impartieron sus conocimientos, por darme la oportunidad de formarme como profesional. Siempre me sentiré identificado con mi Gran Escuela!

A la Gerencia de Yacimientos del Distrito Gas Anaco por abrirme sus puertas y permitirme desarrollar este trabajo, en especial a: Daniel Segnini, Robert Alfonzo, Jhonles Morales, Emma León, Raúl Marín, Alexandrino Nogueira, Osluinia Vásquez, Richard Domínguez, Hernán Machado, Eugenio González, Gabriel Pereira, Hugo Pérez, José Ortiz, Rafael Guerra, Rubén González, Patricia Rojas y a todos aquellos que además de profesionales se portaron como amigos incondicionales, aportando su granito de arena para llevar a feliz termino este proyecto, en especial al Sr. Calos Campos de PDVSA EyP Maturín por su importante e invaluable apoyo.!

A mi asesor académico Ing. Miguel Flores, por asumir el difícil compromiso de brindarme su tiempo, consejos, orientación y valiosa ayuda que permitieron culminar con éxito nuestro trabajo.

A la Familia Cardozo-Moya que en todo momento me brindaron su cariño y apoyo incondicional, Sra. Yudit y Sr. Nestor gracias por hacerme sentir uno más de su familia, nunca olvidaré todo lo que han hecho por mí, Dios los bendiga. Estén seguros que siempre estarán en mi corazón. De igual forma a Yenny Cardozo por sus consejos y constante ayuda en el desarrollo de mi tesis. Estaré en deuda eternamente con Dios por permitirme haber formado parte de esta hermosa familia.

A mi vieja Maigualida, mil gracias por todo tu apoyo y colaboración sin ti no fuera logrado esta meta, eres un ser admirable sigue luchando que la vida y Dios te premiara por tu gran fortaleza.

A todos mis compañeros de estudio, especialmente a Oriana Aveiro, Yamilet Cardozo, Ysaura Aguilera y Rodolfo Oronoz por cada uno de los días de clase compartido y por ser un grupo de estudio incondicional.

A mis grandes amigos de siempre, Marisela Núñez, José Martínez, José Nicolás Mariño, Freddy Marshall, Guillermo Morgado, Nelson Jiménez, José Villar, Félix Rodríguez, Francisco López, Jesús Cequea, Ericka Rodríguez, Astrid Torrealba, Lucina Prado, Alvin Rodríguez, Nelson Moran, Ingrid Brito y a todas aquellas personas que creyeron en mí, este logro es para ustedes. Unas gracias especiales a mi gente de C.E.P.U.D.O. por enseñarme que con el verdadero trabajo en equipo se supera cualquier dificultad y que la base del éxito es la planificación.

Finalmente, quiero agradecerle a mi mejor amiga y compañera, Yamilet Cardoza. Porque eres de esa clase de personas que todo lo comprenden y das lo mejor

de ti mismas sin esperar nada a cambio... porque supiste escucharme y brindarme tu ayuda cuando más lo necesite... porque te has ganado todo mi cariño, admiración y respeto. TE AMO.

Juan C. Guilarte M.



ÍNDICE GENERAL

RESOLUCIÓN	iv
DEDICATORIA	v
AGRADECIMIENTO	vi
ÍNDICE GENERAL	ix
LISTA DE FIGURAS	xii
LISTA DE GRÁFICAS	xiii
LISTA DE TABLAS	xiv
LISTA DE ABREVIATURAS	xvi
RESUMEN	xviii
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	3
EL PROBLEMA	3
1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA.....	3
1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN.....	4
1.2.1 Objetivo General.....	4
1.2.2 Objetivos Específicos.....	4
1.3 DELIMITACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN.....	5
1.4 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN.....	5
CAPÍTULO II	7
MARCO TEÓRICO	7
2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN.....	7
2.2 ASPECTOS GEOLÓGICOS Y GEOGRÁFICOS DEL ÁREA OBJETO DE ESTUDIO.....	8
2.2.1 Área Mayor de Oficina.....	8
2.2.2 Estratigrafía del Área Mayor de Oficina (A.M.O).....	9
2.2.3 Campo Soto Este.....	10
2.2.3.1 Ubicación geográfica.....	10
2.3 BASES TEÓRICAS.....	11
2.3.1 Yacimientos de hidrocarburos.....	11
ANZOÁTEGUI	11
2.3.1.1 Clasificación de los yacimientos basándose en los hidrocarburos que contienen.....	12
2.3.1.2 Clasificación de los yacimientos de acuerdo a la configuración del tipo de trampa.....	12
2.3.1.3 Clasificación de los yacimientos de acuerdo a los mecanismos de producción.....	13
2.3.2 Reservas de hidrocarburos.....	15
2.3.2.1 Técnicas para la estimación de reservas.....	16
2.3.2.2 Métodos basados en el análisis del comportamiento de yacimiento ...	19

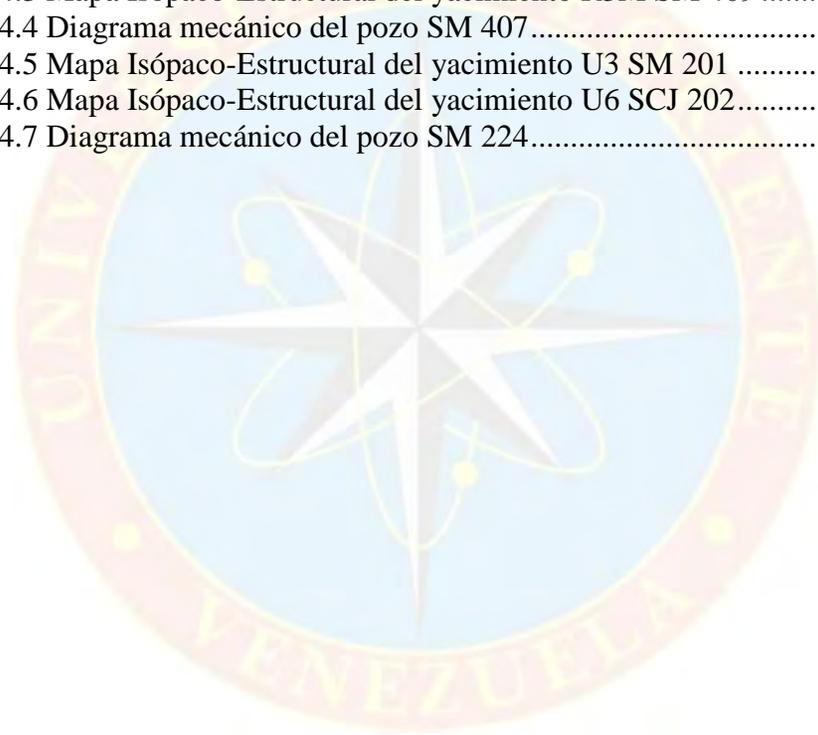
2.3.2.3 Métodos probabilísticos.....	21
2.3.3 Análisis nodal del sistema de producción.....	21
2.3.3.1 Aplicaciones funcionales del análisis nodal.	25
2.3.4 Índice de productividad (J).....	26
2.3.5 Reactivación de pozos	27
2.3.5.1 Rehabilitación de pozos.....	27
2.3.5.2 Reacondicionamiento de pozos	28
2.3.6 Categoría de los pozos.....	29
2.3.7 Nomenclaturas de los pozos inactivos.....	30
2.3.8 Evaluación económica.....	30
2.3.9 Indicadores económicos	31
2.4 CONCEPTOS BÁSICOS:.....	33
CAPÍTULO III.....	36
MARCO METODOLÓGICO	36
3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN.....	36
3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN	36
3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA	37
3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO	37
3.4.1 Análisis del comportamiento de presión – producción de los yacimientos seleccionados.	37
3.4.2 Cálculo de las reservas asociadas a los yacimientos seleccionados mediante el método volumétrico.....	40
3.4.3 Determinación del potencial aportado por los pozos mediante análisis nodal.....	42
3.4.4 Propuesta de un plan de reactivación de los pozos tomando en cuenta el tipo de trabajo seleccionado.	43
3.4.5 Elaboración de un análisis económico para llevar a cabo los trabajos de reactivación de los pozos.....	43
3.5 INSTRUMENTOS Y TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN DE DATOS.....	44
3.5.1 Oil Field Manager (OFM)	45
3.5.2 Centinela.....	46
3.5.3 Pipesim 2007	46
3.5.3 SEEplus	47
3.6 RECURSOS	47
3.6.1 Humanos.....	47
3.6.2 Materiales	48
3.6.3 Económicos	48
CAPÍTULO IV	49
ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS.....	49
4.1 ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN – PRODUCCIÓN DE LOS YACIMIENTOS SELECCIONADOS	49
4.1.1 Identificación de los yacimientos y pozos inactivos del campo soto este.....	49

4.1.2 Jerarquización y selección de los yacimientos con reservas remanentes mayores 5 MMMPCN de gas	51
4.1.3 Identificación de los pozos que se encuentran inactivos en los yacimientos seleccionados y las causas de inactividad.....	52
4.1.4 Análisis del comportamiento de producción de los yacimientos en estudios.....	55
4.1.5 Análisis del comportamiento de presiones de los yacimientos en estudio	60
4.2 CÁLCULO DE LAS RESERVAS ASOCIADAS A LOS YACIMIENTOS SELECCIONADOS MEDIANTE EL MÉTODO VOLUMÉTRICO	63
4.2.1 Cálculo del POES, GOES y GCOES	63
4.3 DETERMINACIÓN DEL POTENCIAL APORTADO POR LOS POZOS MEDIANTE ANÁLISIS NODAL	68
4.3.1 Selección de los pozos que presentaron condiciones favorables para ser reactivados desde el punto de vista de yacimiento, producción y mecánico	68
4.3.2 Caso 1: Pozos candidatos para reactivación	69
4.3.2.1 Pozos para trabajos mayores (RA/RC).....	70
4.3.2.2 Pozos para trabajos menores (Servicio).....	73
4.3.3 Caso 2: Pozos candidatos para abandono	74
4.3.4 Caso 3: Pozos que no generaron una propuesta atractiva en los yacimientos seleccionadas por diferentes razones	76
4.3.4.1 Pozos invadidos por agua	77
4.3.4.2 Pozos cerca del CAPO (Contacto Agua-Petróleo Original)	79
4.3.4.3 Pozos con complejidades mecánicas	80
4.3.5 Determinación de la capacidad productiva mediante análisis nodal a los pozos seleccionados para ser reactivados.....	82
4.4 PROPUESTA DE UN PLAN DE REACTIVACIÓN DE LOS POZOS TOMANDO EN CUENTA EL TIPO DE TRABAJO SELECCIONADO.....	86
4.4.1 Pozos seleccionados para trabajos menores	87
4.4.2 Pozos seleccionados para trabajos mayores	89
4.5 EVALUACIÓN ECONÓMICA	91
CONCLUSIONES.....	94
RECOMENDACIONES.....	96
BIBLIOGRAFÍA.....	97
APÉNDICES.....	99

LISTA DE FIGURAS

pág

Figura 2.1 Columna estratigráfica de las formaciones regionales	10
Figura 2.2 Ubicación del campo Soto Este	11
Figura 2.3 Sistema de producción de hidrocarburos	22
Figura 2.4 Presión nodal en función del caudal de producción	24
Figura 4.1 Diagrama mecánico del pozo SM 414.....	71
Figura 4.2 Mapa Isopaco-Estructural del yacimiento S3M,S SM 411	72
Figura 4.3 Mapa Isopaco-Estructural del yacimiento R3M SM 409	72
Figura 4.4 Diagrama mecánico del pozo SM 407.....	75
Figura 4.5 Mapa Isópaco-Estructural del yacimiento U3 SM 201	78
Figura 4.6 Mapa Isópaco-Estructural del yacimiento U6 SCJ 202.....	79
Figura 4.7 Diagrama mecánico del pozo SM 224.....	81



LISTA DE GRÁFICAS

Gráfica 4.1 Identificación y clasificación de los yacimientos inactivos del campo Soto Este.	49
Gráfica 4.2 Distribución de los pozos asociados a los yacimientos inactivos del campo Soto Este.	50
Gráfica 4.3 Distribución de los condiciones de los yacimientos inactivos asociados a los pozos del área operacional del campo Soto Este.....	54
Gráfica 4.4 Comportamiento de producción del yacimiento U1M SM 203	57
Gráfica 4.5 Comportamiento de %AyS de los yacimiento seleccionados.....	59
Gráfica 4.6 Comportamiento de presión vs petróleo acumulado del yacimiento U2 SM 207.....	61
Gráfica 4.7 Comportamiento de presión vs tiempo del yacimiento U2 SM 207	61
Gráfica 4.8 Reservas recuperables vs producción acumulada de petróleo de los yacimientos seleccionados	67
Gráfica 4.9 Reservas recuperables vs producción acumulada de gas de los yacimientos seleccionados	68
Gráfica 4.10 Resultado del análisis de los pozos estudiados.	69
Gráfica 4.11 Resultado del análisis de los pozos candidatos para reactivación.....	70
Gráfica 4.12 Resultado del análisis de los pozos que no generaron una propuesta atractiva en los yacimientos seleccionados.....	77
Gráfica 4.13 Estimación de la tasa de producción de gas del pozo SM 249 en el yacimiento L4M SM 220 en función al daño y el diámetro del reductor.....	84
Gráfica 4.14 Estimación de la tasa de producción de petróleo del pozo SM 249 en el yacimiento L4M SM 220 en función al daño y el diámetro del reductor.....	85
Gráfica 4.15 Resultado de los pozos seleccionados para ser reactivados mediante trabajos menores.	87

LISTA DE TABLAS

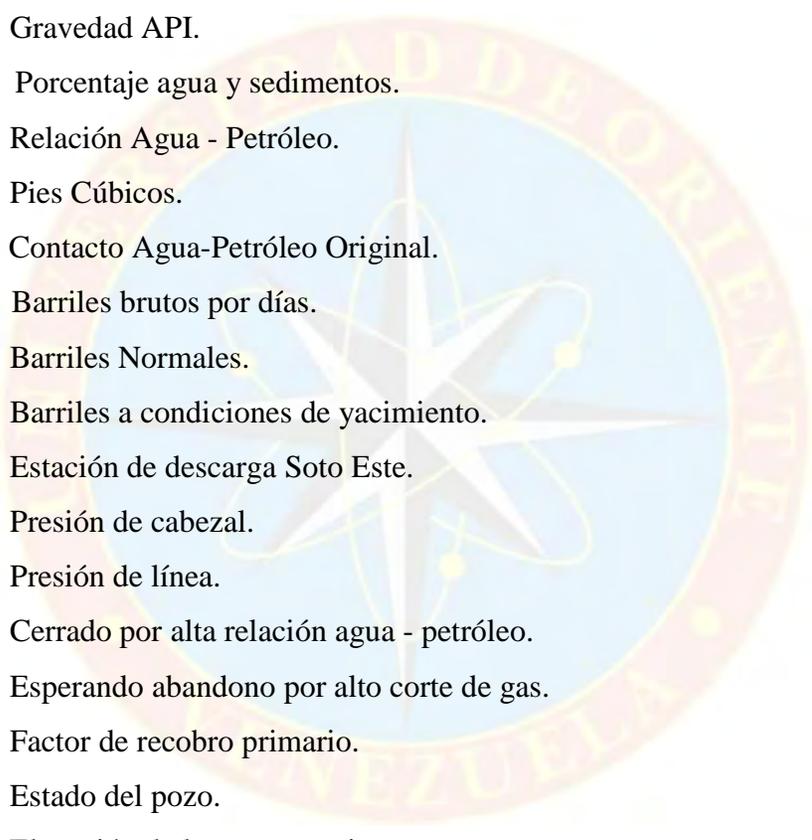
Tabla 2.1 Caracterización de fluidos de yacimientos basándose en la información de pruebas de producción y análisis cromatográficos.....	12
Tabla 2.2 Categoría de pozos.....	29
Tabla 2.3 Estados de pozos.....	30
Tabla 4.1 Jerarquización de los yacimientos inactivos del campo Soto Este según las reservas remanentes de gas.....	51
Tabla 4.2 Pozos asociados a los yacimientos seleccionadas.....	52
Tabla 4.2 Continuación. Pozos asociados a los yacimientos seleccionadas.....	53
Tabla 4.3 Prueba inicial de producción del yacimiento U1M SM 203.....	56
Tabla 4.4 Producción acumulada de petróleo, gas y agua de los yacimientos seleccionados.....	58
Tabla 4.5 Resultados del análisis de la historia de presión de los yacimientos.....	62
Tabla 4.6 Datos básicas de los yacimientos seleccionados para el cálculo del POES, GOES y GCOES.....	63
Tabla 4.7 Resultados obtenidos de los cálculos de las reservas de petróleo a través del método volumétrico.....	64
Tabla 4.8 Resultados obtenidos de los cálculos de las reservas de gas a través del método volumétrico.....	65
Tabla 4.9 Resultados obtenidos de los cálculos de las reservas de condensado a través del método volumétrico.....	66
Tabla 4.10 Resultados obtenidos de los cálculos de las reservas de gas condensado a través del método volumétrico.....	66
Tabla 4.11 Pozos candidatos a ser reactivados mediante trabajos mayores (RA/RC).....	73
Tabla 4.12 Pozos candidatos a ser reactivados mediante trabajos menores (Servicio).....	74
Tabla 4.13 Pozos candidatos para abandono.....	76
Tabla 4.14 Pozos invadidos por agua.....	78
Tabla 4.15 Pozos cerca del CAPO (Contacto Agua-Petróleo Original).....	80
Tabla 4.16 Pozos con complejidades mecánicas.....	82
Tabla 4.17 Última prueba representativa de producción del pozo SM 249 (05 de Marzo de 1997).....	83
Tabla 4.18 Resultados del análisis nodal del pozo SM 249.....	84
Tabla 4.19 Potencial de producción del campo Soto Este.....	86
Tabla 4.20 Resultado de las propuestas hechas para los pozos seleccionados para trabajos menores asociados a la producción esperada según el análisis nodal.....	89

Tabla 4.21 Resultado de las propuestas hechas para los pozos seleccionados para trabajos mayores asociado a la producción esperada según el análisis nodal. 90

Tabla 4.22 Evaluación económica de de los trabajos propuestos. 93



LISTA DE ABREVIATURAS



YAC	Yacimiento.
RED	Reductor.
Ra/Rc	Reacondicionamiento Permanente.
EZ	Aislado selectivamente.
°API	Gravedad API.
%AyS	Porcentaje agua y sedimentos.
RAP	Relación Agua - Petróleo.
PC	Pies Cúbicos.
CAPO	Contacto Agua-Petróleo Original.
BBPD	Barriles brutos por días.
BN	Barriles Normales.
BY	Barriles a condiciones de yacimiento.
SO	Estación de descarga Soto Este.
Pcab	Presión de cabezal.
PI	Presión de línea.
EW	Cerrado por alta relación agua - petróleo.
EG	Esperando abandono por alto corte de gas.
FRp	Factor de recobro primario.
EDO	Estado del pozo.
EMR	Elevación de la mesa rotaria.
ET	Elevación del terreno.
REV	Revestidor.
VGL	Válvulas de gas lift.
AMO	Área Mayor de Oficina.
EMP	Empacaduras.
PERM	Permanente.

PRONG Tapón.

HBD Hoja básica de datos de yacimiento.





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

RESUMEN

“PROPUESTA DE REACTIVACIÓN DE LOS POZOS INACTIVOS DEL CAMPO SOTO ESTE, ÁREA MAYOR DE OFICINA (A.M.O) DEL DISTRITO ANACO, ESTADO ANZOÁTEGUP”

Realizado por:
Br. Juan C. Guilarte M.
C.I.: 16.995.495
Marzo 2010

Asesores:
Ing. Miguel Flores
Ing. Daniel Segnini
Ing. Robert Alfonzo

Durante la vida productiva de un pozo son múltiples las condiciones que sugieren el cierre del mismo, bien sea por problemas comunes asociados a la naturaleza misma de la producción de hidrocarburos, ante nuevas necesidades de producción ó cambios en los horizontes económicos del momento. Con el objetivo de puntualizar sobre la base de la operatividad de los pozos desincorporados de producción del campo Soto Este en el Distrito Anaco, se planteó realizar un estudio con el objetivo de generar una propuesta de reactivación para los pozos asociados en aquellos yacimientos con reservas remanentes mayores a 5 MMMPCN de gas con la finalidad de incrementar el potencial de producción del campo, para la cual fue necesario analizar el comportamiento de producción haciendo uso del programa OFM, el cual permitió generar graficas de producción en función del tiempo, se evaluó de igual forma el grado de agotamiento de la energía de los yacimientos seleccionados; a su vez se verificó los diagramas mecánicos de los pozos y se construyó una ficha técnica con la información básica de dichos pozos, para luego proceder a chequear y actualizar los estados de los pozos en los mapas Isópacos-Estructurales, se calcularon las reservas remanentes asociadas mediante el método volumétrico permitiendo certificar y validar la información suministrada por el libro de reservas 2007. El análisis realizado de los condiciones de los pozos en los yacimientos seleccionados permitió seleccionar 18 pozos candidatos a ser reactivados, para lo cual se procedió a estimar el potencial mediante análisis nodal, logrando proponer un plan de reactivación acorde a las prioridades y necesidades requeridas para cada caso. Finalmente se elaboró un análisis económico que permitió la sensibilización de los planes de explotación de los recursos encontrados en cada yacimiento, obteniendo un incremento del 68,42% del potencial de gas producido en el campo, asociado a una inversión de 44.250 MBs obteniéndose una tasa interna de retorno mayor al 30%.

INTRODUCCIÓN

Desde la creación de la industria petrolera hasta la actualidad, Venezuela por ser un país rico en hidrocarburos ha basado su economía en el negocio del petróleo y sus derivados a través del trabajo realizado por Petróleos de Venezuela y sus filiales. En el oriente de Venezuela la división PDVSA GAS cuenta con un área operacional de gran importancia para el desarrollo del país, el Área Mayor de Oficina; ubicado en el Distrito Anaco, como centro operacional, ha adquirido un gran interés en el ámbito nacional en virtud a sus altos volúmenes de gas condensado y asociado, constituyéndose como el eje principal de la política de expansión de producción y comercialización de crudos livianos y gas natural.

La industria está en la constante búsqueda de nuevas alternativas que permita obtener el mayor provecho de sus yacimientos de manera rentable. Durante la vida productiva de un pozo asociado a un yacimiento existen diversas razones por las cuales este disminuye la producción de hidrocarburos, entre las que destacan altos volúmenes producidos de agua y/o gas, daño a la permeabilidad del yacimiento ocasionado por las operaciones de perforación, deposición de parafinas y/o asfáltenos, entre otras, lo que trae como consecuencia disminución de la productividad del campo afectando negativamente la economía de la empresa, la cual deja de percibir recursos económicos y se generan gastos asociados para restablecer la producción del campo.

El campo Soto Este ubicado en el oriente del país, posee 308 yacimientos de las cuales 298 yacimientos se encuentran inactivos con 87 pozos asociados, este estudio estuvo enfocado en los pozos que se encontraron categoría 3 para generar un conjunto de propuestas de trabajos para la reactivación basándose en la evaluación de las condiciones actuales de los pozos, del yacimiento, de las reservas, de las facilidades

de superficies y el objetivo fundamental fue determinar las causas de inactividad y analizar la forma más factible para retornarlos a producción con la finalidad de incremental el potencial productivo del campo.



CAPÍTULO I

EL PROBLEMA

1.1 PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

La industria petrolera venezolana tiene la responsabilidad de generar recursos indispensables para el progreso del país, por lo tanto, es necesaria la búsqueda constante de información y nuevas alternativas que garanticen la efectividad de los procesos de explotación de hidrocarburos. Por esta razón, la empresa PDVSA GAS en la actualidad define planes de desarrollo e implementación de nuevas tecnologías para optimizar las operaciones, buscando mayor eficiencia, lo que se traduce en disminución de costos y aumento de la rentabilidad de los procesos. La Gerencia de Yacimientos, del Distrito Anaco, es la responsable de la producción del Área Mayor de Oficina (A.M.O), donde convergen una serie de campos, los cuales son gerenciados a través de la combinación de control operacional y la definición de los planes de explotación para cada uno de los campos asociados a esta área.

En la búsqueda de nuevas oportunidades para la optimización del potencial productivo de los campos pertenecientes al Área Mayor de Oficina, específicamente el campo Soto Este, ha surgido la propuesta de realizar una serie de estudios de ingeniería en los yacimientos que comprenden dicho campo, que se encuentran inactivos, con la finalidad de incorporar a producción nuevamente los pozos cerrados ubicados en estos yacimientos que en su mayoría las causas de cierre son por altos cortes de agua, alta relaciones gas-petróleo o por haber sido perforados en zonas donde los resultados obtenidos no fueron los esperados, ocasionando de esta manera un agotamiento acelerado de la energía del yacimiento en el intento de recuperar los hidrocarburos presentes en el mismo.

En la actualidad el campo Soto Este, cuenta con 298 yacimientos inactivos representando el 96.75 % de todo el campo con 75.307.791 BN y 367.298.116 MPCN de reservas remanentes de petróleo y gas respectivamente, los cuales son atravesados por 87 pozos asociados a estos yacimientos.

El alto porcentaje de pozos inactivos impide una mayor recuperación de las reservas probadas y probables del campo, ocasionando una disminución de la productividad del área. Con la finalidad de lograr un incremento en el recobro de las reservas y un aumento en la producción del campo, el Distrito Anaco requiere evaluar la factibilidad técnica operacional y económica para la reactivación de los pozos en los yacimientos que tengan mayores reservas remanentes que garanticen la rentabilidad de los trabajos a realizarse a dichos pozos.

1.2 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN

1.2.1 Objetivo General

- ✓ Proponer trabajos de reactivación de los pozos inactivos del campo Soto Este, Área Mayor de Oficina (A.M.O) del Distrito Anaco, Estado Anzoátegui.

1.2.2 Objetivos Específicos

- ✓ Analizar el comportamiento de presión – producción de los yacimientos seleccionados.
- ✓ Calcular las reservas asociadas a los yacimientos seleccionados mediante el Método Volumétrico.

- √ Determinar el potencial aportado por los pozos mediante análisis nodal.
- √ Proponer un plan de reactivación de pozos tomando en cuenta prioridades inmediatas.
- √ Elaborar un análisis económico para la reactivación de los pozos.

1.3 DELIMITACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

El presente estudio está enmarcado dentro de los siguientes límites que proyectan el alcance del mismo:

1. El estudio se aplicó a los yacimientos y pozos inactivos categoría 3 pertenecientes al Campo Soto Este, Área Mayor de Oficina, Distrito Anaco.
2. El estudio abarcó un análisis del comportamiento productivo de los yacimientos del campo Soto Este mayores a 5 MMMPCN de gas de reservas remanentes.
3. La validez y confiabilidad de la información necesaria para la evaluación, serán determinantes para la exactitud de los resultados del estudio.

1.4 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN

El objetivo principal que se persiguió con el estudio de los pozos inactivos, fue aumentar la producción de petróleo y gas del Distrito Anaco, y en este caso específico del Campo Soto Este, además de la obtención de beneficios técnicos y económicos.

Dicho trabajo también permitió la recopilación, actualización y unificación de información geológica, de producción y operacional de los pozos en los yacimientos estudiados, permitiendo desarrollar trabajos futuros para garantizar el mejor

aprovechamiento de las reservas remanentes del campo, lográndose identificar las causas de cierre temporal de los pozos y poder decidir sobre las acciones correctivas y así detectar los pozos candidatos a ser reactivados y se pudo proponer estrategias a futuro para incorporarlos a producción.

Desde el punto de vista económico al aumentar la producción de petróleo y gas, la empresa percibirá mayor retorno de capital monetario y reducirá los activos improductivos de dicha empresa. Al analizar cada pozo individualmente, a nivel de yacimiento, condiciones mecánicas y superficie se agregara valor a la gestión de producción, a través de la detección de oportunidades de reactivación que minimice el numero de pozos inactivos y faciliten futuras decisiones que impulsen el crecimiento económico y sustentable de la empresa, en pro de optimizar las condiciones de capacidad de operatividad y funcionamiento.

Por otro lado, mediante este estudio se estableció una matriz de datos que permitió decidir sobre el abandono definitivo de aquellos pozos que no constituyeron una propuesta real y factible de ser reactivados y así poder liberar el flujo de impuestos pagados por pozos perforado en el área operacional de PDVSA GAS.

Además de reducir la cantidad de pozos improductivos de la empresa, mediante esta investigación la división PDVSA GAS pudo puntualizar y decidir sobre la base de los factores ambientales que genera el gran número de pozos inactivos que en la actualidad cuenta el campo Soto Este y poder tomar las acciones necesarias para establecer planes y estrategias de saneamiento y conservación ambiental para reacondicionar las áreas afectadas por los pozos desincorporados de la producción. Es por esta razón que PDVSA GAS tomando en consideración este estudio le servirá como punto de partida para desarrollar planes de abandonos que estén orientados a eliminar pozos improductivos que puedan generan problemas ambientales a futuros y costos asociados.

CAPÍTULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 ANTECEDENTES DE LA INVESTIGACIÓN

El problema de pozos inactivos es característico de las áreas tradicionales de la explotación petrolera y ha sido estudiado en numerosas oportunidades y ampliamente tratado por diferentes autores de la literatura petrolera. Algunos de los estudios realizados sobre la materia fueron presentados por:

VIÑA, C. (2002) Presentó ante la Universidad de Oriente, Núcleo de Monagas el trabajo de grado titulado: “Factibilidad para la incorporación a producción de los pozos inactivos que convergen a la Estación de Descarga Oficina 20, campo Oveja”. Entre sus conclusiones más importantes fueron, de la clasificación realizada se obtuvo que el 36,8% (7 pozos) resultaron como candidatos a reactivación, el mismo porcentaje se clasificaron como pozos para abandonarlos de manera oficial, un 10,6% para ser reactivados como productores de gas natural, con reservas asociadas de 13.866 MMMPCG, y un 15% que se necesitan estudios más detallados de yacimientos para definir su funcionabilidad, y los pozos propuestos para reactivación en la producción de petróleo incrementarían en 756 BPND el caudal manejando por la estación de Descarga OED-20 en el campo Oveja.

AMAYA, R. (2002) Presentó ante la Universidad de Oriente, Núcleo Monagas el trabajo de grado titulado “Factibilidad para la incorporación a producción de los pozos inactivos que convergen a la Estación Oficina 16, campo Oveja Distrito San

Tomé”. Algunas de sus conclusiones más importantes fueron: la revisión de 36 pozos inactivos, permitió identificar: 16 con potencial para reactivación como productores

de petróleo, 11 candidatos para abandono oficial, 4 prospectos como suplidores de gas y 5 que ameritan otros estudios de yacimientos. El yacimiento OG-503 arena I2L3 presentó las mejores características para la reactivación de pozos.

OLIVIERI, M. (2002) Presentó ante la Universidad de Oriente, Núcleo de Monagas el trabajo de grado titulado: “Propuestas de explotación para pozos inactivos de los yacimientos Jobo-01 y Morichal-02 del campo Jobo en la U.E.P.E. del Distrito San Tomé”. Y entre sus conclusiones más importante destacan, se propuso el abandono de 3 pozos y la reactivación de 21 pozos en el yacimiento Morichal-01 y el abandono de 6 pozos y la reactivación de 3 pozos en el yacimiento Jobo-01. De los pozos a reactivar se espera una producción adicional de 5080 BNPD en el yacimiento Morichal-01 y de 600 BNPD en el yacimiento Jobo-01. Luego de analizar el comportamiento de los pozos se notó que después de cierres de producción prolongados no es beneficioso producir el pozo a altas tasas, debido a los problemas de conificación y canalización que prevalecen en los yacimientos estudiados.

2.2 ASPECTOS GEOLÓGICOS Y GEOGRÁFICOS DEL ÁREA OBJETO DE ESTUDIO

2.2.1 Área Mayor de Oficina

El Área Mayor de Oficina (A.M.O) se encuentra ubicada en el flanco Sur de la Cuenca Oriental de Venezuela. La estructura es de tipo homoclinal con suave buzamiento al Norte, seccionado por tres sistemas de fallas normales. El más notable de éstos sistemas tiene rumbo Noreste-Suroeste, destacándose por su extensión regional las fallas de Guara Leona y Merey ambas buzando al Norte. La falla de

Guara Leona puede ser trazada por 60 km y su desplazamiento vertical alcanza hasta 1400 pie en el Campo Leona. Sigue en importancia un sistema de rumbo Noroeste-Sureste, el cual es más notable en la región Suroeste del Área Mayor de Oficina, destacándose de éste sistema la falla de Matapalo con una extensión de 30 km aproximadamente.

Las principales formaciones productoras del Área Mayor de Oficina en orden estratigráfico son Merecure y Oficina. La primera en sentido restringido de formación y la segunda en todo sentido. El Área Mayor de Oficina se caracteriza por ser sedimentada en ambientes progresivamente transgresivos sobre el flanco Sur de la cuenca. La sedimentación del área, tanto en la formación Merecure como Oficina, sugiere ambientes de Llanura Deltaico con extensas zonas pantanosas tranquilas con abundante vegetación, intercalaciones de agua salobre. La unidad productora por excelencia es la formación Oficina, sigue en ese orden Merecure y por último las arenas básicas de la formación Freites que son productoras en el campo Melones, operacionalmente el Área Mayor de Oficina está integrada por los campos Soto-Mapire, La Ceibita, Zapatos, Mata-R y Aguasay con 250 pozos productores activos; la cual cuenta con una infraestructura para manejar y procesar 400 MMPCND, con un potencial de extracción de líquidos de 9.0 MBNPD.

2.2.2 Estratigrafía del Área Mayor de Oficina (A.M.O)

La estratigrafía local que enmarca el Área Mayor de Oficina, está constituida por basamientos cristalinos de edad Precámbrico hasta el Cuaternario. Los sedimentos más antiguos pertenecen a la formación Hato Viejo de edad Paleozoico Medio, la cual descansa discordantemente sobre el basamento cristalino. En orden estratigráfico ascendente se encuentra la formación Naricual de edad Paleozoico Medio y posteriormente el grupo Temblador de edad Cretáceo Superior, constituido por las formaciones Canoa y Tigre. El grupo Temblador descansa discordantemente

sobre la formación Carrizal e infrayace transicionalmente a la formación Merecure de edad Oligoceno. Ésta última infrayace transicionalmente a la formación Oficina de edad Mioceno Inferior a medio, la cual a su vez está en contacto transicional con la formación Freites suprayacente de edad Mioceno Medio Superior. La columna finaliza con las formaciones Las Piedras y Mesa de edad Plioceno y Pleistoceno respectivamente, constituyendo el relleno final de la cuenca. (Figura 2.1)

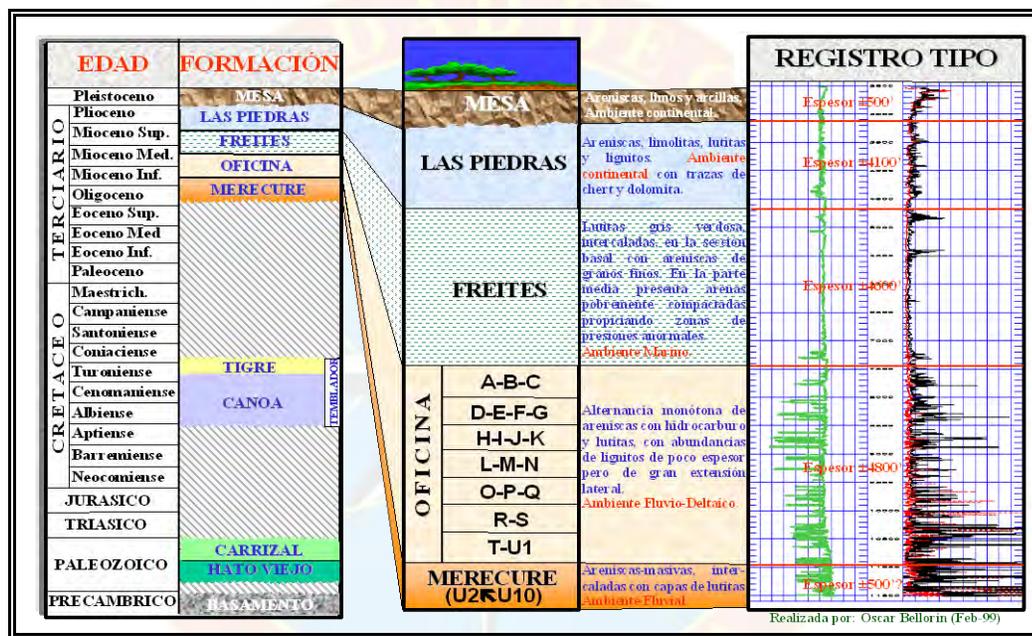


Figura 2.1 Columna estratigráfica de las formaciones regionales

(Fuente: Bellorín 1999)

2.2.3 Campo Soto Este

2.2.3.1 Ubicación geográfica

El campo Soto Este, está localizado en el Municipio Freites a 40 km² aproximadamente al sur-este de la ciudad de Anaco, con extensión aproximada de 121 Km² perteneciente al cuadrante Soto-Mapiri, el cual limita al norte con el

cuadrángulo de San Joaquín al Sur con el cuadrángulo de Chimire-Boca y al Este con el cuadrángulo de Zeta. Presenta como campos vecinos La Ceibita y junto a los campos Mapiri, Mata R, Zapatos, Aguasay y Carisito constituyen el Área Mayor de Oficina, la cual a su vez forma parte de la Sub-Cuenca Maturín en la Cuenca Oriental de Venezuela. En la Figura 2.2 se puede observar con más detalle la ubicación geográfica del campo en estudio.

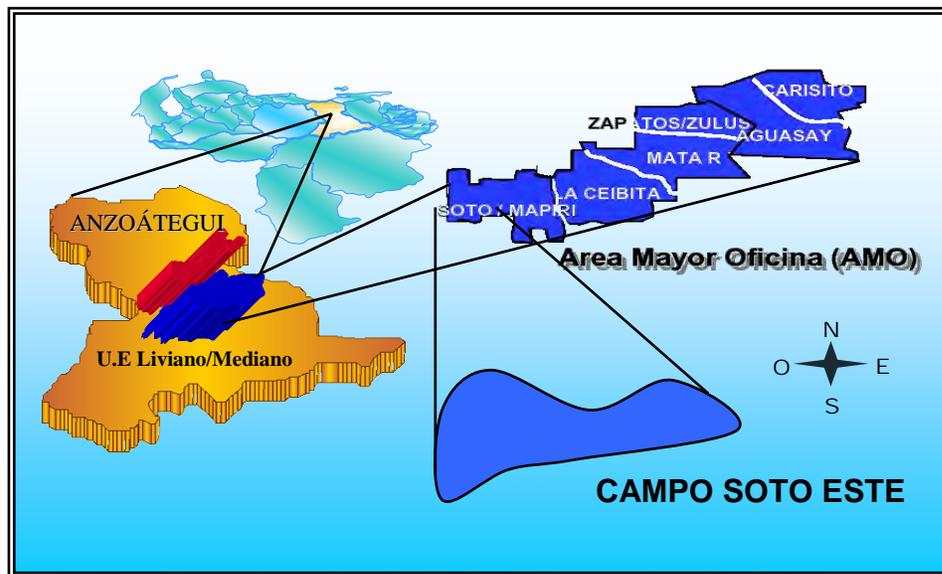


Figura 2.2 Ubicación del campo Soto Este
(Fuente: PDVSA GAS)

2.3 BASES TEÓRICAS

2.3.1 Yacimientos de hidrocarburos

Con respecto al petróleo o al gas natural, se refiere a una acumulación de hidrocarburos en el subsuelo que puede estar en estado gaseoso, líquido o estratificado en diferentes fases. Normalmente se encuentra confinado en rocas porosas y permeables.

2.3.1.1 Clasificación de los yacimientos basándose en los hidrocarburos que contienen

Los parámetros que se consideran de utilidad en esta clasificación pueden dividirse en dos grupos: aquellos que se miden en el campo durante las pruebas de producción que permite conocer parámetros tales como: presión, temperatura, relación gas-petróleo (o condensado) gravedad API y color del líquido de tanque (Tabla 2.1) y aquellos que se obtienen en el laboratorio usando muestras representativas del yacimiento y simulando el comportamiento de los fluidos durante el agotamiento de presión.

Tabla 2.1 Caracterización de fluidos de yacimientos basándose en la información de pruebas de producción y análisis cromatográficos.

	RGP (PCN/BN)	API°	C7+ (%)	C1 (%)	COLOR
GAS SECO	>100.000	-	<0.7%	>90%	-
GAS HÚMEDO	>15.000	<70°	<4%	<90%	INCOLORO
GAS CONDENSADO	>3.200	>40°	<12,5%	>60%	AMARILLO CLARO
PETRÓLEO VOLÁTIL	>1.750	>40°	>12,5%	<60%	AMARILLO OSCURO
PETRÓLEO NEGRO	<1.750	<45°	>20%	<50%	NEGRO-VERDE

2.3.1.2 Clasificación de los yacimientos de acuerdo a la configuración del tipo de trampa

- **Trampas Estratigráficas:** Es el resultado de un proceso de concentración y de repetidas erosiones de sedimentos depositados previamente o de cambios posteriores a la deposición.

- **Trampas Estructurales:** Son las trampas más comunes, que surgen como consecuencia directa de las deformaciones producidas por fuerzas subterráneas en los estratos de rocas sedimentarias.
- **Combinación de trampas Estratigráficas y Estructurales:** Son aquellas originadas por una combinación de pliegues y/o fallas donde la estructura y las características estratigráficas favorecen en igual forma el control de acumulación, migración y retención del petróleo y gas.

2.3.1.3 Clasificación de los yacimientos de acuerdo a los mecanismos de producción

- **Desplazamiento por expansión de los fluidos:** ocurre en yacimientos subsaturados, en los cuales el gas en solución no se libera hasta que la presión del yacimiento decline por debajo de la presión de burbujeo. Mientras ocurre esta reducción, y si no existe en el yacimiento otro mecanismo de impulsión, la producción será debida a la expansión del petróleo líquido.
- **Desplazamiento por gas en solución:** Es el mecanismo que generalmente contribuye a la producción de la mayoría de los yacimientos. Ocurre cuando los fluidos del yacimiento se encuentran en una sola fase o en dos fases uniformemente distribuidas; a medida que se produce dicho yacimiento se genera una disminución de presión, la cual origina una expansión de los fluidos liberándose los hidrocarburos livianos disueltos en el petróleo y ocupando el lugar del fluido producido.
- **Desplazamiento por capa de gas:** Ocurre en yacimientos saturados, cuyos fluidos (petróleo y gas) no están uniformemente distribuidos y la presión

inicialmente es menor a la presión de burbujeo, teniéndose una capa o casquete de gas. Bajo estas condiciones existirá una capa de gas sobre la zona de petróleo, la cual se expandirá desplazando el petróleo hacia los pozos productores.

- **Desplazamiento hidráulico:** Se produce cuando la disminución de la presión del yacimiento origina la expansión de un acuífero adyacente al mismo. La efectividad de este desplazamiento depende del tamaño del acuífero, la permeabilidad de la roca del yacimiento y del factor de recobro que puede estar entre 40% y 80%.
- **Desplazamiento por segregación gravitacional:** Este mecanismo es característico en los yacimientos que presentan alto grado de buzamiento o gran espesor. En este caso los componentes livianos de los hidrocarburos se irán separando de la fase líquida y una gran parte de ellos migrarán, debido a su gravedad, a la parte alta de la estructura formando así una capa de gas. Durante su formación la capa de gas desplazará hidrocarburo líquido hacia los pozos y simultáneamente, ejercerán una presión sobre la zona de petróleo.
- **Desplazamiento por compactación de la roca:** Ocurre debido a la disminución del volumen poroso del yacimiento a consecuencia del peso de las rocas suprayacentes, creando un diferencial de presión entre la presión a la cual se encuentran sometidos los fluidos dentro de los poros de la formación y la presión ejercida por el peso de las rocas suprayacentes.
- **Desplazamiento combinado:** este mecanismo está presente cuando dos o más mecanismos predominan durante la producción de los fluidos del yacimiento. Los mecanismos de producción pueden estar activos en forma secuencial, siendo importante su determinación para la optimización de la explotación del yacimiento.

2.3.2 Reservas de hidrocarburos

Son volúmenes de hidrocarburos presentes en los yacimientos que pueden ser recuperados por técnicas tradicionales o recobro primario. El concepto puede ampliarse cuando se piensa en inducir energía al yacimiento o cambios físico-químicos a la matriz de la roca y la reología de los fluidos obteniéndose una recuperación adicional de los hidrocarburos presentes originalmente en el yacimiento, en consecuencia, el concepto de reservas constituye tan sólo la parte recuperable y explotable de los recursos petroleros en un tiempo determinado.

Las reservas de hidrocarburos se clasifican de acuerdo con el grado de certidumbre que se tenga, basándose en información de ingeniería que permite establecer el nivel de confiabilidad que garantiza que la acumulación de hidrocarburos es de carácter comercial, de acuerdo a este criterio se tienen los siguientes tipos de reservas:

- **Reservas Probadas:** Se consideran como reservas probadas el volumen de hidrocarburos contenidos en los yacimientos, en los cuales hayan sido cuantificadas mediante pruebas de producción, según la información geológica y de ingeniería de yacimiento disponible, la cual pueden ser estimadas con una certeza razonable de ser producidas comercialmente. Las áreas consideradas como probadas incluyen: áreas delineadas por perforaciones y definidas por los contactos entre los fluidos, y por las porciones sin perforar del yacimiento que indican razonablemente la existencia de reservas comercialmente explotable.
- **Reservas Probables:** Son aquellos volúmenes de hidrocarburos, contenidos en áreas donde la información geológica y de ingeniería, desde el punto de vista de su recuperación, poseen un grado menor de certeza comparada con el de las reservas probadas. Las reservas probables incluyen aquellas que son anticipadas

a producción, aquellas que aparecen en los registros pero por falta de datos de núcleo o pruebas definitivas que certifique su existencia real son catalogadas como probables.

- **Reservas Posibles:** Son los volúmenes estimados de hidrocarburos asociados a acumulaciones conocidas, donde la información geológica y de ingeniería indican un grado de certeza de por lo menos 10% que se podrían recuperar bajo las condiciones operacionales, económicas y contractuales que lo permitan. En otras palabras, se clasifican como reservas posibles los volúmenes que no califiquen como reservas probables debido a que la información geológica y de ingeniería tiene menor grado de certeza.

2.3.2.1 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)**

$$POES = \frac{7758 * \text{Área} * h * \emptyset * (1 - S_{wi})}{\beta_{oi}} (BN) \quad \text{Ec.2.1}$$

Donde:

A: Área del yacimiento (acres).

h: Espesor de arena neta petrolífera (pie).

\emptyset : 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)

$$GOES = POES * R_{si} \text{ (PCN)}$$

E.c.2.2

Donde:

R_{si}: Solubilidad inicial de gas (PCN/BN).

POES: Petróleo original en sitio (BN).

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

$$GOES = \frac{43560 * V * \emptyset * S_{gi}}{\beta_{gi}}$$

E.c.2.3

Donde:

S_{gi}: Saturación de gas inicial.

β_{gi}: Factor volumétrico del gas inicial (PCY/PCN).

d.) Gas Condensado original en sitio (GCOES)

$$GCOES = \frac{43560 * e * A * \emptyset * S_{gic}}{\beta_{gic}}$$

E.c.2.4

Donde:

S_{gic}: Saturación de gas condensado inicial.

β_{gic} : Factor volumétrico del gas condensado inicial (PCY/PCN).

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

A: Área del yacimiento (acres).

43560: Factor de conversión que permite obtener el GCOES en pies cúbicos normales de gas.

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

$$GSOES = GCOES * fg \quad E.c.2.5$$

Donde:

fg : Fracción de gas seco en el gas condensado.

GCOES: Gas Condensado original en sitio (PCN).

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

$$COES = \frac{GCOES}{R_{gci}} \quad E.c.2.6$$

Donde:

R_{gci} : Relación gas-condensado inicial (PCN/BN).

GCOES: Gas Condensado original en sitio (PCN).

2.3.2.2 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.

2.3.2.3 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.

2.3.3 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 límite 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. Como resultado de este

análisis se obtiene generalmente un incremento en la producción y el mejoramiento de la eficiencia de flujo cuando se trata de un pozo productor, pero cuando se trata de un pozo nuevo, permite definir el diámetro óptimo de las tuberías de producción, del estrangulador, y línea de descarga por el cual debe fluir dicho pozo, así como predecir su comportamiento de flujo (aporte de hidrocarburos) y presión para diferentes condiciones de operación. En la figura 2.3 se muestra los componentes básicos de un sistema de producción característico de un pozo de petróleo.

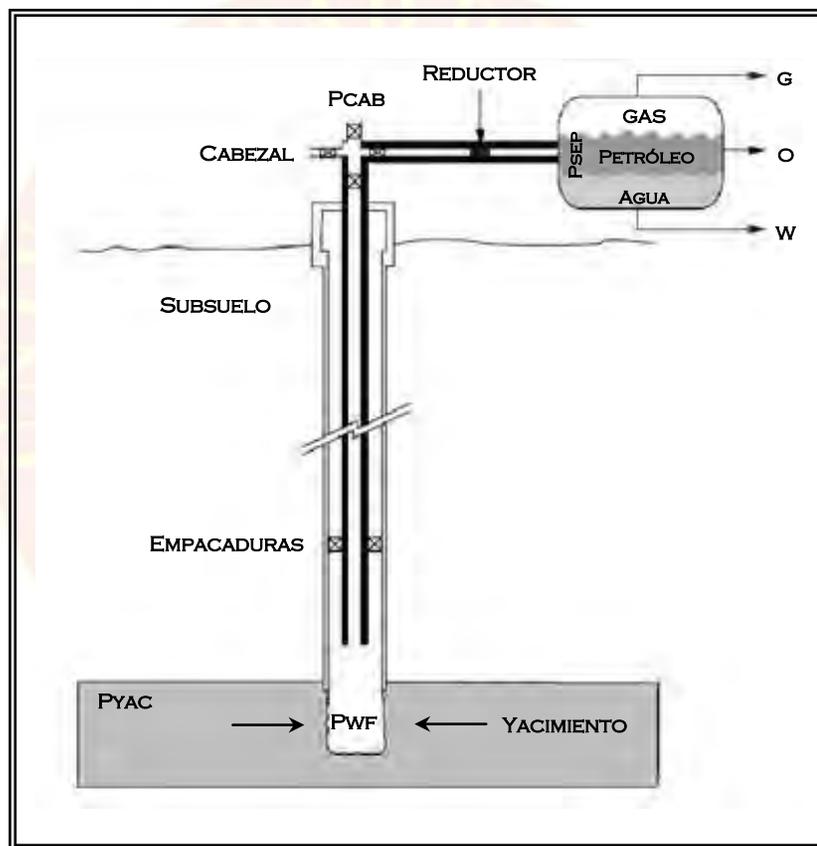


Figura 2.3 Sistema de producción de hidrocarburos
(Fuente: archivo PDVSA GAS)

El análisis nodal consiste de un nodo y dos sub-sistemas hidráulicos: aguas arriba y aguas abajo. Estos dos sub-sistemas pueden estar formados por uno o más

componentes, en todo caso, siempre se calcula la presión del extremo en donde se desconozca, denominado presión del nodo, para diferentes caudales.

Los posibles componentes de un análisis nodal para un pozo de petróleo o gas pueden ser: el yacimiento, la cara de las perforaciones, la tubería vertical, el cabezal, la línea de flujo y el separador. El nodo puede estar ubicado en el yacimiento justo antes de las perforaciones, en el fondo del pozo, en el cabezal o en el separador. La ubicación del nodo obedece al análisis de sensibilidad que se desee realizar, por ejemplo si se desea estudiar el efecto del diámetro del estrangulador en la producción del pozo, el nodo se puede ubicar en el cabezal. Partiendo del criterio anterior, entonces se pueden tener los siguientes planteamientos de solución del sistema:

- **Solución en el Fondo del pozo:** al posicionar el nodo en este punto, se obtendrá el caudal de producción óptimo del sistema y la presión de fondo fluyente del pozo para las condiciones establecidas. Por ejemplo, si el nodo está en el fondo del pozo:

$$\text{Presión de llegada al nodo: } P_{wf} (\text{oferta}) = P_{ws} - \Delta P_y - \Delta P_c$$

$$\text{Presión de salida del nodo: } P_{wf} (\text{demanda}) = P_{sep} + \Delta P_l + \Delta P_p$$

- **Solución en el tope del pozo:** en este punto se pueden visualizar los efectos de un cambio en las instalaciones de superficie como líneas de flujo, diámetro de tubería de producción, etc. En este caso la caída de presión en los dos subsistemas se distribuirá de la siguiente manera:

$$\text{Presión de llegada al nodo: } P_{wh} (\text{oferta}) = P_{ws} - \Delta p_y - \Delta p_c - \Delta P_p$$

$$\text{Presión de salida del nodo: } P_{wh} (\text{demanda}) = P_{sep} + \Delta P_l$$

- **Solución en el separador:** esta localización facilita la observación de los cambios en la producción del pozo por efecto de una variación en la presión de separación.

Para el nodo seleccionado se tendrá una distribución de caudales con presión nodal, y esta a su vez será en función del nodo solución escogido, es decir, si el nodo solución es el cabezal, la presión nodal será el valor de presión de cabezal. Si el nodo solución, es el fondo, la presión nodal será la presión de fondo fluente del pozo (figura 2.4)

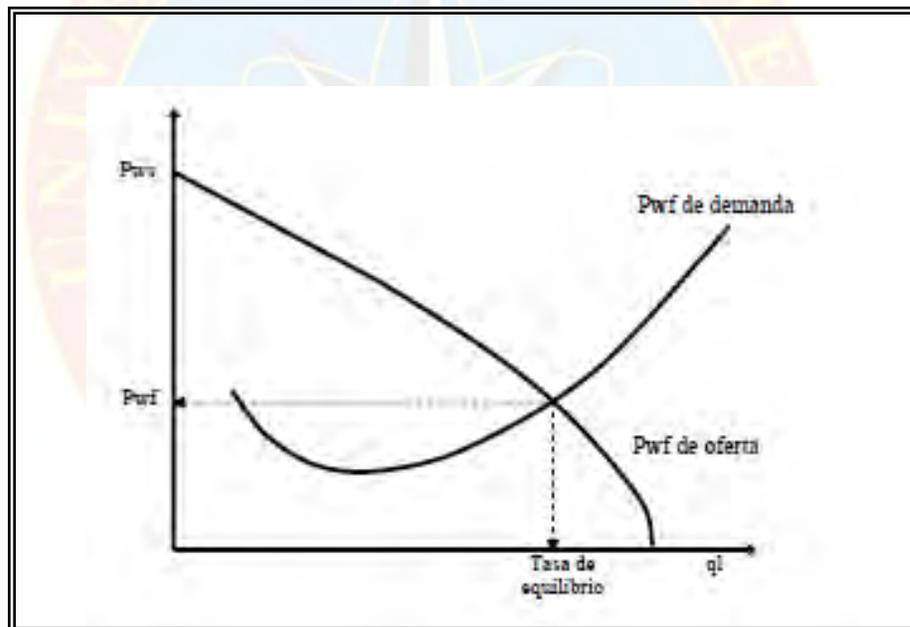


Figura 2.4 Presión nodal en función del caudal de producción
(Fuente: Archivo PDVSA GAS)

Al realizar un análisis nodal, se debe tener en cuenta que sólo existirá para el nodo, una presión y una tasa de flujo; el flujo entrando al nodo es igual al flujo saliendo del nodo (balance de masa). En fin, la selección del nodo depende del efecto

del componente a estudiar, pero los resultados serán idénticos para cualquier punto nodal escogido.

2.3.3.1 Aplicaciones funcionales del análisis nodal.

El sistema de análisis nodal, puede ser usado para estudiar muchos problemas de pozos productores de petróleo y gas. El proceso puede ser aplicado tanto para pozos que fluyen naturalmente como para aquellos que fluyen a través de métodos de producción artificial. De forma general mediante esta técnica, es posible obtener una solución matemática de la interacción de los elementos antes mencionados, en este sentido se puede describir que los objetivos del análisis nodal son:

1. Determinar la tasa de flujo a la que un pozo de petróleo o gas puede producir considerando la geometría del pozo y las limitaciones de completación.
2. Determinar bajo cuales condiciones de flujo un pozo puede producir o no.
3. Seleccionar el tiempo más económico para la instalación de un sistema óptimo de levantamiento artificial.
4. Optimizar el sistema de producción con la finalidad de obtener la tasa de flujo más económica.
5. Chequear los componentes en el sistema de producción de un pozo para determinar si existen restricciones innecesarias.
6. Permitir el reconocimiento rápido de cuales variables permiten el incremento de la producción.

2.3.4 Índice de productividad (J)

El índice de productividad (J) es una medida del potencial del pozo o de capacidad para producir los fluidos del yacimiento, constituye uno de los parámetros más importantes utilizado para analizar el comportamiento de afluencia a los pozos productores. De forma general se puede definir el índice de productividad (J) como la relación existente entre la tasa de producción (q_o) y el diferencial entre la presión del yacimiento y la presión fluyente en el fondo del pozo ($P_{ws} - P_{wf}$). Es decir que permite evaluar el volumen de fluido producido, por unidad de caída de presión entre el yacimiento y el pozo y viene dado por la siguiente ecuación:

$$J = \frac{Q_o}{P_y - P_{wf}} \quad \text{Ec.2.7}$$

Donde:

J: Índice de productividad (BNPD/LPC).

q_o : Tasa de petróleo (BNPD).

P_y : Presión de Yacimiento (Lpc).

P_{wf} : Presión de fondo fluyente (Lpc).

Como se puede apreciar el índice de productividad es la razón de la rata de producción, en barriles fiscales por día a la presión diferencial ($P_y - P_{wf}$) en el punto medio del intervalo productor, sin embargo; el índice de productividad varía con respecto al tiempo. Esto se debe a que la presión en el yacimiento disminuye conforme a la explotación del mismo, lo cual se traduce en un incremento en la saturación de gas y en un incremento en la resistencia a fluir del crudo. Para una caída constante de presión, el IP también dependerá del mecanismo de empuje del yacimiento. Es importante distinguir entre bajas tasa de producción y bajo índice de productividad. Las bajas tasas de producción de un pozo, puede ser causada por

efectos en el sistema de levantamiento o en el diseño de tubería, mientras que el índice de productividad de un pozo hay que analizarlo, comparándolo con los pozos vecinos completados en el mismo yacimiento. Al conocer el índice de productividad se puede inferir de forma esquematizada la capacidad de producción del yacimiento. Tal como lo tabula la siguiente escala de valores del índice de productividad en bpd/lpc:

1. Baja productividad: $J < 0,5$
2. Productividad media: $0,5 < J < 1,0$
3. Alta Productividad : $1,0 < J < 2,0$
4. Excelente productividad: $2,0 < J$

2.3.5 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.

2.3.5.1 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:

- a) **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.
- b) **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.

2.3.5.2 Reacondicionamiento de pozos

Los trabajos de reacondicionamiento son aquellos realizados en pozos de petróleo, gas o de inyección, después de haber cumplido la perforación y completación inicial. Cuyo objetivo principal es mejorar las condiciones productivas de los mismos (producción de hidrocarburos e inyección de fluidos). Los trabajos de reacondicionamiento se clasifican de acuerdo a si se efectúan en el mismo yacimiento o si tiene como fin cambiar la zona productora.

- a) **Trabajos realizados en el mismo yacimiento:** Cambios de intervalos de completación existente mediante perforaciones con cañoneos o por otros medios, controlar producción de petróleo o gas; controlar problemas de producción de arena; profundizar, cambio de métodos de producción, desviar o perforar direccionalmente y completar en el mismo yacimiento.

b) Recompletación de nuevos yacimientos: Cambios del intervalo de completación a un yacimiento diferente; convertir un pozo abandonado, suspendido o de inyección en un pozo productor de petróleo o gas; desviar perforando direccionalmente o profundizar hacia un nuevo yacimiento.

2.3.6 Categoría de los pozos

Es una designación numérica que se le da a los pozos activos e inactivos para saber su estado actual de producción y las condiciones en que se encuentran desde el punto de vista de: yacimiento, pozo y superficie. Con este instrumento la industria petrolera tiene un panorama de la situación en que se encuentra un determinado pozo al momento de evaluarlo y puede de forma esquematizada jerarquizar la categoría de los pozos que referencia a un determinado campo o zona de explotación petrolera de manera rápida y organizada. La clasificación de los pozos en función de su categoría se puede observar en la tabla 2.2.

Tabla 2.2 Categoría de pozos.

Categoría 1	Pozos Activos.
Categoría 2	Pozos inactivos para producción inmediata.
Categoría 3	Pozos inactivos no disponibles para producción inmediata.
Categoría 5	No económicos actualmente.
Categoría 7	Pozos de gas.
Categoría 8	Pozos de inyección.
Categoría 9	Otros.

2.3.7 Nomenclaturas de los pozos inactivos

Dependiendo de las razones por las cuales los pozos dejan de estar activos, el ministerio de energía y petróleo los clasifica según un código que consta de dos letras, las cuales indican su estado y las razones operacionales, de superficie, de subsuelo, económicas, entre otras. Algunos ejemplos son los siguientes:

Tabla 2.3 Estados de pozos.

Categoría	Estado	Descripción
2	AE	Esperando equipo de superficie.
	AM	Esperando Reparaciones Menores.
	CG	Cerrado por paro de compresores.
3	WO	Reparación en progreso
	AR	Esperando reparación mayor con taladro.
	HA	Alta producción de agua.
9	AG	Abandonado por alta relación gas-petróleo.
	OW	Pozo de observación.
	SS	Pozo suspendido.

2.3.8 Evaluación económica

La evaluación económica de proyectos consiste en comparar los beneficios económicos asociados a una inversión a través de su correspondiente flujo de caja e indicadores de rentabilidad, tales como tasa interna de retorno, valor presente neto, etc. donde la decisión de inversión o gastos se tomará para aquellas opciones que tiendan a aumentar el valor en términos monetarios de la corporación o empresa. La evaluación de proyectos por medio de métodos matemáticos-financieros es una

herramienta de gran utilidad para la toma de decisiones por parte de los administradores financieros, ya que un análisis que se anticipe al futuro puede evitar posibles desviaciones y problemas en el largo plazo.

2.3.9 Indicadores económicos

Los indicadores económicos de la industria petrolera se definen como el conjunto de herramientas utilizadas para clarificar y definir, de forma más precisa, el impacto de la economía de un proyecto o actividad que desarrolle la empresa. Son medidas verificables de cambio o resultado, diseñadas para contar con un estándar contra el cual evaluar, estimar o demostrar el progreso de la empresa con respecto a metas establecidas, facilitan el reparto de insumos, produciendo productos y alcanzando objetivos.

a) Valor presente neto (VPN):

Es la sumatoria del valor presente de los flujos de caja del proyecto correspondiente a cada año del horizonte económico y se determina por medio de la siguiente ecuación:

$$VPN = \sum_{i=0}^n \left(\frac{FCi}{(1+TD)^i} \right) - I \quad \text{E.c. 2.8}$$

Donde:

VPN: Valor presente neto (BsF).

FCi: Flujo de caja en el año inicio (BsF).

TD: Tasa de descuento (Fracción).

I: Inversión (BsF).

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

VPN>0, entonces: ES RENTABLE.

VPN=0, entonces: MINIMA RENTABILIDAD.

VPN<0, entonces: NO ES RENTABLE.

b) Tasa interna de retorno (TIR):

Se denomina tasa interna de retorno (TIR) a la tasa de interés promedio que iguala el valor presente de un flujo de ingresos y gastos con la inversión inicial. Este indicador representa el interés compuesto promedio al cual se reinvierten los excedentes de tesorería de un proyecto, independientemente del costo del capital de la empresa. A este indicador se le conoce también como eficiencia marginal de inversión.

La TIR se utiliza cuando se desea obtener una indicación puntual del rendimiento del proyecto que permita compararlo con el rendimiento de otros proyectos o instrumentos financieros. Partiendo de la definición anterior y utilizando la formula 2.17 para el cálculo del valor presente neto tenemos:

$$VPN = \sum_{i=0}^n \left(\frac{FCi}{(1+TIR)^i} \right) - I = 0 \quad \text{E.c. 2.9}$$

Donde:

TIR: Tasa interna de retorno.

FCi: Flujo de caja en el año inicial (BsF).

Para que un proyecto pueda considerarse 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:

$TIR > TD$, entonces: ES RENTABLE.

$TIR = TD$, entonces: MINIMA RENTABILIDAD.

$TIR < TD$, entonces: NO ES RENTABLE.

2.4 CONCEPTOS BÁSICOS:

Abandono de un Pozo: Son aquellos trabajos que se ejecutan en un pozo para terminar con su vida activa, bien sea, de producción o de inyección, debido al agotamiento de las reservas, problemas mecánicos, o causas especiales. Este tipo de trabajo consiste en la cementación de todos los espacios anulares, y en la colocación de tapones de cemento en el revestidor principal y frente a la zona productora.

Datum: El datum o plano de referencia es la profundidad bajo el nivel del mar a la cual se refieren las condiciones promedios iniciales de presión del yacimiento, generalmente el plano de referencia usado es aquel plano horizontal que contiene el centro geométrico o centro de gravedad del yacimiento (Centroide).

Declinación energética: Es la declinación de la tasa de producción debido la agotamiento de la energía del yacimiento (caída de presión) y/o disminución de la permeabilidad relativa y saturación de hidrocarburos alrededor de los pozos. Esta variable esta relacionada al mecanismo de producción natural de los yacimientos y define en la mayoría de los casos el esquema de explotación de los mismos.

Horizonte económico: es el periodo de tiempo establecido para el cual se calculan los flujos de caja de una propuesta de inversión. Para determinarlo se rige por la vida útil de los activos, es decir, períodos estimados de servicio del equipo.

Presión de formación: la presión de formación es la presión a la cual están sometidos los fluidos dentro de los poros de la formación antes o después de la producción de los fluidos.

Pozos inactivos: Son aquellos pozos que se encuentran cerrados a producción por diversas causas. Los pozos inactivos pueden ser incorporados a no nuevamente al potencial dependiendo de la magnitud de las causas que motivó su cierre, entre las que se encuentran: producción de fluidos indeseables como agua y/o gas, problemas mecánicos, entres otros.

Pruebas de producción: son aquellas utilizadas para analizar el comportamiento de producción de un pozo. Con ellas se puede conocer parámetros como: barriles netos y barriles brutos conocidos, porcentaje de agua y sedimentos, relación gas/petróleo, últimos servicios realizados, entre otros.

Potencial de producción: Se define como la tasa máxima eficiente de una producción económica capaz de obtenerse con las instalaciones superficiales de los yacimientos, siempre y cuando se utilice satisfactoriamente menos del 98% del gas natural asociado y económicamente recolectable, cumpliéndose con las normas ambientales vigentes.

Reparación: se entiende como un trabajo que se realiza al pozo para corregir fallas mecánicas en el equipo de completación, controlar problemas de producción de arena mediante el uso de revestidores (camisas) tipo ranuradas o rejillas, empacaduras

con grava o consolidación en sitio, cambiar el revestidor ranurado para reempacar y corregir una mala producción.



CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

El tipo de investigación que se aplicó en este estudio fue de **Tipo Descriptiva**. *“El propósito es describir situaciones y eventos. Buscan especificar las propiedades importantes del fenómeno que sea sometido a análisis. Se selecciona una serie de cuestiones y se mide cada una de ellas independientemente, para así describir lo que se investiga. Miden los conceptos o variables a los que se refieren. Se centran en analizar con la mayor precisión posible.”* **Hernández Sampieri (2001)**.

De acuerdo a lo anteriormente expuesto, la investigación se adapta a las condiciones de dicha definición, ya que se describen las condiciones de los yacimientos y pozos inactivos del Campo Soto Este, para luego analizar e interpretar las variables que afectan el comportamiento productivo de los pozos del campo en estudio.

3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

El tipo de diseño establecido para desarrollar esta investigación es **No Experimental**. Según **Hernández Sampieri (2001)**, una investigación de tipo no experimental, *“Es la que se realiza sin manipular deliberadamente las variables; realizándose una observación de los fenómenos tal y como ocurrieron en la realidad para luego ser analizados”*. Considerando dicha definición, en esta investigación se realizó una descripción de los hechos, los cuales fueron analizados y de acuerdo con los efectos en las variables de interés en el estudio, se establecieron las conclusiones y recomendaciones.

3.3 POBLACIÓN Y MUESTRA

Según **Hernández Sampieri (2001)**, *“La población es el conjunto de todos los casos que concuerdan con una serie de especificaciones, podemos decir que la población es la totalidad del fenómeno a estudiar, en donde las unidades de población posee una característica común la cual estudia y da origen a los datos.”*.

La población de la presente investigación la constituyen los 87 pozos perforados en el área objeto de estudio, mientras que la muestra, estará representada por 53 pozos inactivos no disponibles a producción inmediata por diferentes causas, es decir, pozos de categoría 3 respectivamente, ubicados en los yacimientos pertenecientes al Campo Soto Este, Unidad de Explotación Liviano y Mediano, Distrito Anaco, Estado Anzoátegui.

3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO

Para llevar a cabo la siguiente investigación con el fin de alcanzar los objetivos planteados, se estableció un procedimiento metodológico que describe de manera detallada y ordenada las distintas operaciones a las cuales fueron sometidos los datos o información de interés, permitiendo llegar a las conclusiones con relación al problema del estudio planteado. De esta manera, se muestra a continuación las etapas que conformaron el procedimiento metodológico de esta investigación:

3.4.1 Análisis del comportamiento de presión – producción de los yacimientos seleccionados.

Para iniciar esta primera etapa de la investigación fue necesario seleccionar los yacimientos a los cuales se le realizaría el análisis del comportamiento de presión – producción, para la cual se procedió a la revisión del libro de reservas 2007, donde se

encuentra recopilada la información básica del campo en estudio tales como, gravedad °API de los crudos, propiedades petrofísicas promedio, POES oficial, presión original de los yacimientos, profundidad de referencia (Datum), área de los yacimientos estudiados, etc. Posteriormente, se realizó una revisión de los archivos existentes (carpeta de pozo), que contienen toda la información de la vida del pozo desde su propuesta de perforación hasta su abandono, según sea el caso para cada pozo por individual, todo lo concerniente a trabajos realizados, reparaciones, recañoneos, información geológica, cambio de zonas productoras, reentradas, problemas operacionales, métodos de levantamiento artificial utilizado durante la vida productiva, entre otros. Toda esta información fue corroborada mediante la revisión de los sumarios de producción por yacimiento, donde se presenta una información detallada de la producción mensual de cada pozo por yacimiento, estado actual de cada pozo, el método de producción aplicado, información de la última prueba realizada al pozo, la producción durante el mes, entre otras variables, permitiendo conocer los yacimientos y pozos del área estudiada que se encontraban inactivos teniendo como premisa la producción hasta el mes de diciembre de 2008.

Una vez recopilada toda la información necesaria acerca de la situación de los yacimientos y los estados actuales de los pozos, se procedió a jerarquizar todos los yacimientos inactivos presentes en el campo Soto Este, en función a la filosofía de explotación y producción del Distrito Anaco, que nos es mas que la extracción y comercialización de los recursos del gas natural y asociado, seleccionando aquellos yacimientos con reservas remanentes mayores a 5 MMMPCN de gas. Para lograr seleccionar los yacimientos que cumplieran con esta condición se construyó una matriz de selección tomando en consideración aspectos importantes tales como el tipo de crudo, gravedad API, energía actual, producción acumulada, etc.

Una vez seleccionados los yacimientos se identificaron los pozos asociados que fueron completados, interpretados o probados en los mismos, así como aquellos

donde los intervalos de los yacimientos en estudio se enfocaron cerrados temporalmente guardando especial atención en aquellos candidatos para una nueva completación. En el interés de identificar las causas de inactividad de los pozos se analizó toda la información recopilada desde su perforación hasta el último trabajo (Ra/Rc o servicio) realizado, incluyendo el diagrama mecánico actual, con ello se elaboró una historia de las arenas que han sido probadas, completadas y abandonadas en el pozo durante la vida productiva del mismo.

Finalmente se validó la información de producción de petróleo, gas y agua, para luego generar bajo el ambiente del programa Oil Field Manager (OFM) gráficas de producción acumulada de los fluidos versus tiempo que permitió analizar el comportamiento de la tasa real de petróleo (q_o) y petróleo acumulado (N_p), la tasa real de gas (q_g), el gas acumulado (G_p) y la relación de gas (RGP), agua acumulada (W_p) todo en función al tiempo durante la vida activa de cada uno de los yacimientos seleccionados y conjuntamente el comportamiento productivos de los pozos asociados a los mismos.

El análisis del comportamiento de la energía de los yacimientos seleccionados se realizó bajo la evaluación de las pruebas de presión (BHP-BHT estáticas) tomadas en los diferentes pozos de los yacimientos con la finalidad de construir una serie de tablas basadas en los puntos de presión encontrados los cuales fueron llevados al datum referencial de los yacimientos y con la información obtenida generar un conjunto de gráficas bajo el formato excel que permitieron estudiar el comportamiento de la presión en función al petróleo producido y el tiempo, en el caso de aquellos yacimientos que no poseían información de datos de presión se procedió a estimar la presión actual mediante la correlación establecida para el campo Soto Este, la cual se basa en la declinación de las reservas de petróleo, tipo de crudo y la profundidad del yacimiento.

A continuación se presenta la correlación tabulada para el campo que permite estimar presiones de yacimiento:

$$\% RR = \frac{NP(MBlS)}{RR(MBlS)} \quad \text{E.c. 3.1}$$

$$\% Py(Estimado) = \ell^{2.678 * \% RR} \quad \text{E.c. 3.2}$$

$$Pi = 0,433 * Pf \quad \text{E.c. 3.3}$$

$$Py(Estimado) = Pi * \% Py \quad \text{E.c. 3.4}$$

Donde:

%RR: Porcentaje reservas recuperadas (Fracción).

NP: Producción Acumulada (MBlS).

RR: Reservas recuperables de petróleo (MBlS).

%Py: Porcentaje de presión de yacimiento correlacionada (Lpc).

Py: Presión estimada de yacimiento (Lpc).

Pi: Presión Inicial de yacimiento (Lpc).

Pf: Profundidad del yacimiento (Pie).

3.4.2 Cálculo de las reservas asociadas a los yacimientos seleccionados mediante el método volumétrico.

Primeramente se actualizaron y validaron los mapas isópacos-estructurales de los yacimientos haciendo consistente la información suministrada por el libro de reservas y lo contenido en el programa SIGEMAP, se correlacionaron los espesores

de los yacimientos y se cálculo nuevamente el área y volumen de cada uno. De igual forma se revisaron las posiciones estructurales de los pozos en cada yacimiento, se actualizar la simbología de los mismos, se verificaron la cercanía de los pozos a los contactos agua-petróleo y se analizó los estados actuales de los pozos vecinos.

El cálculo del POES y el GOES se realizó mediante el método volumétrico, debido a la poca información de los yacimientos seleccionados para este estudio que permitiera aplicar otro método de estimación de reservas originales en sitio con éxito, para el cual fue necesario conocer las propiedades petrofísicas promedio, el factor volumétrico de formación del petróleo inicial, las propiedades del crudo, el espesor de la arena neta petrolífera y el área de drenaje de los yacimientos. Toda esta información fue suministrada por el departamento de reservas de la gerencia de yacimientos como una manera eficaz de validar las reservas oficiales reflejadas en el libro de reservas de PDVSA GAS versión 2007. Con el cálculo de las reservas originales de petróleo y gas se procedió a calcular las reservas remanentes asociando las reservas recuperables con la producción acumulada de cada yacimiento con el objetivo de establecer la existencia del volumen de crudo y gas en los yacimientos seleccionados que permitan decidir sobre la base de la reactivación los pozos asociados a esos yacimientos, o si es necesario abandonar las arenas definitivamente.

conjuntamente con el cálculo de las reservas se verificaron las condiciones mecánicas de los pozos, para detectar problemas mecánicos, tales como; colapso de tubería, rotura, partes de equipos y tubería dejadas en el fondo que impiden el flujo normal de los hidrocarburos a superficie, formaciones de escala alrededor del área de drenaje, etc. Como una manera de confinar toda esta información del pozo se construyó una ficha técnica para cada uno y así poder dejar un registro actualizado de las características actuales de cada pozo para trabajos a futuro y de esta manera ir seleccionando los candidatos a ser reactivados.

3.4.3 Determinación del potencial aportado por los pozos mediante análisis nodal.

En esta etapa de la investigación se calculó el potencial que aportarían los pozos seleccionados previamente con el resultado del análisis de las características de yacimiento, producción, reservas y condiciones mecánicas, generando una propuesta factible, mediante análisis nodal, se logró cuantificar la tasa inicial de fluidos a producir nuevamente por estos pozos desincorporados a producción asociado al tipo de trabajo seleccionado para cada caso en específico. De igual forma se calculó el incremento de potencial que sufriría el campo Soto Este con la incorporación de estos nuevos pozos realizando una sensibilización de los diferentes componentes del sistema de producción con la finalidad de lograra optimizar y maximizar la capacidad productiva de los pozos en estudio. Toda esta etapa se realizó mediante la herramienta computacional del simulador PIPESIM 2007.

Para ejecutar la simulación y con ello las diferentes sensibilidades de los parámetros de daño y reductor fue necesario realizar primeramente una revisión detalles de las características de los pozos, especificando en detalle la tubería con la cual el pozo quedó completado en el ultimo trabajo realizado. Cabe destacar que las profundidades medidas (MD) y verticalizadas (TVD), fueron tomadas de los registros de desviación del pozo (multishot). Las especificaciones de la línea de flujo (diámetros, longitud e inclinación), fue suministrada por el departamento de mantenimiento y construcción de pozos de PDVSA GAS.

Los resultados obtenidos del análisis del sistema producción de hidrocarburos de los pozos, permitieron definir la capacidad de producción de los pozos seleccionados a ser reactivados mediante los trabajos propuestos, para una determinada serie de condiciones, (variación del diámetro del reductor, diferentes valores de daño asociados a la cara de la arena, niveles de separación variados, entre

otros) lográndose observar que los cambios en cualquier parámetro afectan el comportamiento productivo del pozo y altera todas las condiciones del sistema, sin embargo esto permitió evaluar diferentes escenarios para cada pozo por individual tomando en consideración los escenarios planteados para la reactivación (recañoneos, cambio de intervalos perforados, limpiezas de la tubería de producción, etc) obteniendo una tasa de producción distinta según el escenario simulado.

3.4.4 Propuesta de un plan de reactivación de los pozos tomando en cuenta el tipo de trabajo seleccionado.

Una vez establecidos los pozos seleccionados para reactivación y asociado a los resultados obtenidos en el análisis nodal, se propuso elaborar un plan que permitiera reactivar el mayor número de pozos, describiendo el procedimiento operacional de la actividad seleccionada para retornar el pozo a producción, tomando en consideración prioridades inmediatas que incrementen la producción del campo, así como también se realizó la propuesta de abandono a aquellos pozos donde no se generó una propuesta factible desde el punto de vista técnico con el fin de evitar posibles problemas ambientales futuros que pudieran convertirse en costos asociados y disminuir pasivos improductivos de la empresa.

3.4.5 Elaboración de un análisis económico para llevar a cabo los trabajos de reactivación de los pozos.

En esta etapa de la investigación se analizaron los aspectos económicos involucrados en la reactivación de los pozos mediante la aplicación SEEPLUS. A partir de los perfiles de producción esperados que se obtuvieron para cada pozo, se estudio en un periodo de tiempo de pago no mayor a 2 años basado en los indicadores económicos del distrito, la cual asociado al costo operativo del barril proporcionó la

cantidad de dinero que se espera que aportará la producción en caso de reactivarse el pozo.

Adicionalmente se llevó a cabo el cálculo de la relación costo-beneficio a través del tiempo, para esto se considero el tipo de trabajo (mayores o menores) dependiendo de las condiciones del sistema yacimiento-pozo. Se utilizaron las variables más comunes del análisis financiero tales como: costos asociados a la inversión, regalía, paridad cambiaria, etc. Analizando la tasa interna de retorno, el valor presente neto, la eficiencia de la inversión y el tiempo de pago se determinó la rentabilidad para cada caso propuesto y finalmente para todo el proyecto.

3.5 INSTRUMENTOS Y TÉCNICAS DE RECOLECCIÓN DE DATOS

Las técnicas de recolección de datos son las distintas formas o maneras de obtener la información y los instrumentos son los medios materiales que se emplean para recoger y almacenar la información (**Arias, F; 1999, p.53**). Para cumplir con los objetivos planteados, se utilizaron técnicas y determinados instrumentos para la recopilación de información, descritos a continuación:

Revisión bibliográfica: A través de esta técnica se recopiló la información contenida en los textos, trabajos de investigación, revistas y documentos de la empresa que sustentaron la investigación. Así como la revisión de proyectos de reactivación de pozos realizados en el campo objeto de estudio o en campos pertenecientes al distrito.

Utilización de formatos: Esta técnica se basó en utilizar formatos elaborados para la recolección de información acerca de las arenas probadas, completadas y abandonadas durante los trabajos realizados a los pozos (fichas técnicas).

Entrevistas programadas: Se realizaron un conjunto de entrevistas con los ingenieros, técnicos y especialistas custodios de los pozos en el Área Mayor de Oficina, específicamente los pertenecientes al campo Soto Este, con la finalidad de obtener datos sobre los problemas más comunes de los pozos.

Observación directa: el objetivo principal para la utilización de esta técnica es la de tener una visión general y organizada sobre las actividades desarrolladas en el Área Mayor de Oficina y así diseñar un sistema de reactivación de pozos acorde con las instalaciones operacionales de manejo de petróleo y gas con que cuenta el distrito. La observación directa también permitió validar y actualizar información de los pozos en estudio, así como verificar las condiciones mecánicas de superficie (cabezal, líneas de flujo, accesos a la locación, estaciones de flujo, etc) y poder definir sobre la base de lo observado planes a futuro.

Entre los instrumentos que se utilizados para el desarrollo de esta investigación tenemos:

3.5.1 Oil Field Manager (OFM)

La herramienta computacional de monitoreo de yacimientos Oil Field Manager fue utilizado en esta investigación como un instrumento de suministro de información del comportamiento productivo de los yacimientos involucrado en el estudio durante su vida activa. Con Oil Field Manager se logró desarrollar un procedimiento eficiente para visualizar, relacionar y analizar datos de producción de los yacimientos de igual forma la aplicación permitió visualizar el comportamiento productivo de los pozos estudiados, pudiéndose observar variables como: petróleo acumulado, porcentaje de agua y sedimentos, petróleo neto por día, relación gas petróleo, entre otros, aspectos que fueron de suma importancia para la selección de los pozos candidatos para ser reactivados. Cabe destacar que OFM desarrolla un eficaz método para analizar datos

como un sistema integrado, esta aplicación provee un conjunto de herramientas para automatizar tareas, compartir datos y relacionar la información necesaria que permitirán monitoria y controlar los pozos de ser reactivados.

3.5.2 Centinela

El sistema conocido como Centinela (Centro de Información del Negocio Petrolero Lagoven) es un sistema visualizador de información petrolera confiable. Proporciona un seguimiento continuo de los parámetros operacionales de las instalaciones, así como también garantiza la reducción en tiempo para la toma de datos manuales y su posterior transcripción.

Con esta base de datos se actualizaron y se consultaron datos relacionados con las pruebas de producción de los pozos, se generaron balances e informes oficiales y operacionales sobre el comportamiento de producción de los pozos, instalaciones y equipos asociados a la gestión de producción. Para el desarrollo de esta investigación sólo fue utilizado el Módulo Centinela Pozo, el cual facilitó analizar como fue el control y seguimiento diario de los parámetros del comportamiento de producción de los pozos cuando estos estaban activos, permitiendo verificar los datos históricos de sus pruebas, historia de producción, trabajos realizados, estado actual de los pozos, su completaciones, sumario del pozo por categorías, entre otros.

3.5.3 Pipesim 2007

PIPESIM es un simulador que trabaja bajo ambiente Windows, para la optimización de sistemas de producción (pozos y redes) desarrollado por la empresa Schumberger, este paquete incluye 5 módulos. La aplicación utilizada en este estudio fue el modulo Well Performance Analysis (para optimizar pozos) por ser uno de las principales aplicaciones que permite hacer análisis desde el punto de vista

integral del sistema yacimiento-pozo-superficie. De igual forma constituye una herramienta fundamental para el diseño y optimización de los diferentes sistemas de producción. Todos los análisis nodales realizados a cada uno de los pozos con propuestas de reactivación fueron realizados con esta aplicación permitiendo estimar la tasa de producción asociadas a los trabajos a realizar, puntualizando sobre el nuevo potencial aportado por los pozos al momento de su reactivación.

3.5.3 SEEplus

El sistema de evaluaciones económicas (SEEplus) consiste en una hoja de cálculo que permite realizar el análisis de rentabilidad económica de proyectos de la industria petrolera el cual esta sujeto a las normas financieras de la misma. Esta requiere indicativos económicos, los cuales permiten unificar los diferentes flujos de dinero dentro del horizonte económico del proyecto, mediante la aplicación de una tasa de interés, la evaluaciones de los trabajos seleccionados para cada pozo en específico fue evaluado desde el punto de vista económico con esta herramienta.

3.6 RECURSOS

3.6.1 Humanos

Para realizar la presente investigación se contó con el apoyo del personal de la Gerencia de Yacimientos, Distrito Anaco de PDVSA GAS. Con la asesoría directa de Ingenieros de Yacimiento, Ingenieros de Producción, Geólogos y Técnicos asignados al Área Mayor de Oficina de la gerencia antes mencionada además de la colaboración de Ingenieros pertenecientes a la Gerencia de Operaciones de Datos y la Gerencia de Construcción y Mantenimientos de Pozos. De igual forma se contó con la orientación de los profesores de la Escuela de Ingeniería de Petróleo de la Universidad de Oriente, Núcleo de Monagas.

3.6.2 Materiales

Para el desarrollo de esta investigación se utilizaron herramientas y materiales tales como:

- Disponibilidad de oficina y equipo de computación con acceso a la red de la empresa.
- Equipos como escáner, impresora y fotocopidora.
- Paquetes computacionales tales como Windows XP, Office 2003; y aplicaciones de la empresa como Oil Field Manager (OFM®), SEEPLUS y Pipesim 2007
- Centinela y Carpeta SIMDE_WEB. Carpetas y registros eléctricos de pozos y material bibliográfico del área en estudio.

3.6.3 Económicos

Para el desarrollo de esta investigación todo lo referente a la parte económica fue financiado en su totalidad por la empresa PDVSA GAS, Distrito Anaco. Sustentada bajo el presupuesto anual de la Gerencia de Yacimiento.

CAPÍTULO IV

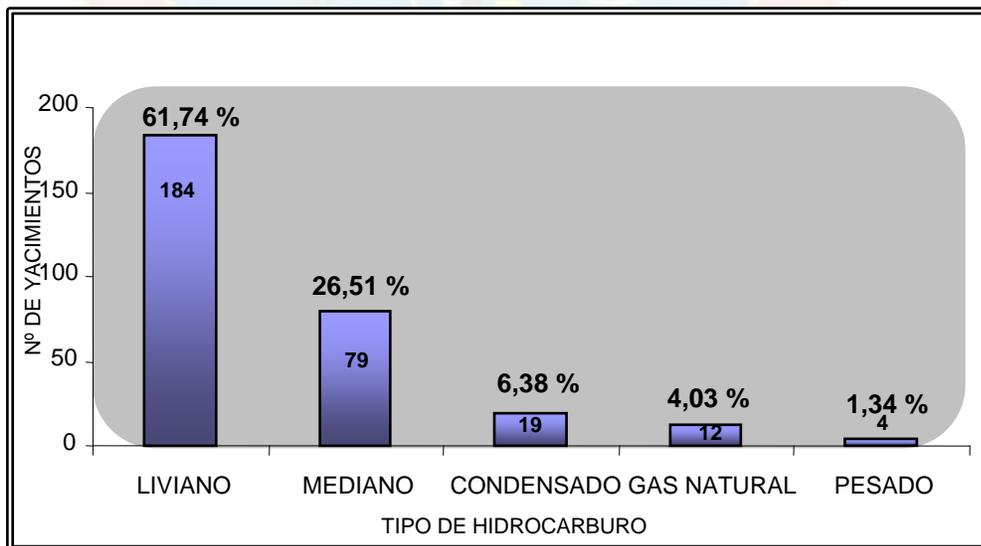
ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS

La discusión de los resultados de este trabajo se realizó de forma cronológica con relación a los objetivos específicos planteados. La validación de la información enmarcada dentro de los límites del problema planteado, por medio del desarrollo del presente estudio generó los análisis de resultados que se presentan seguidamente:

4.1 ANÁLISIS DEL COMPORTAMIENTO DE PRESIÓN – PRODUCCIÓN DE LOS YACIMIENTOS SELECCIONADOS

4.1.1 Identificación de los yacimientos y pozos inactivos del campo soto este

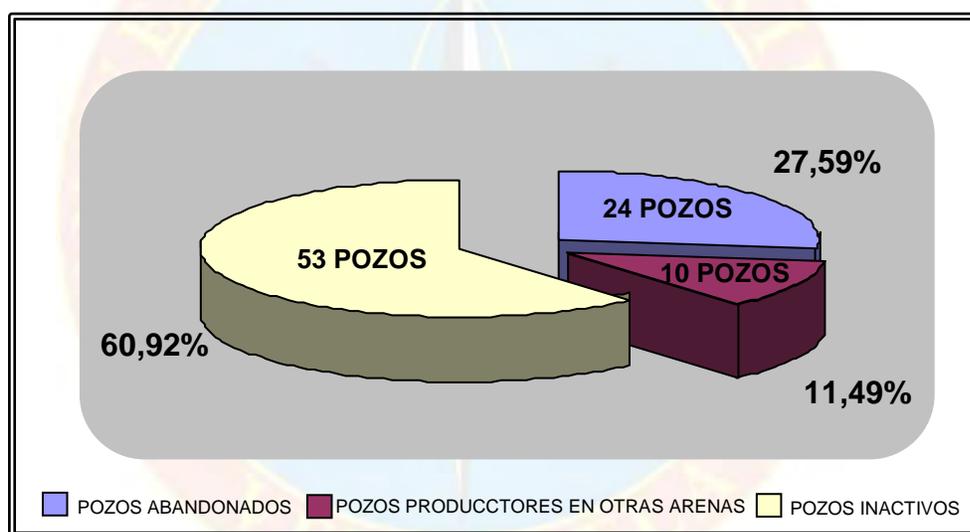
En el campo Soto Este se identificaron 298 yacimientos inactivos con reservas probadas los cuales se clasificaron según el tipo de fluido contenido (Gráfica 4.1) para cuantificar e identificar las características de estos yacimientos.



Gráfica 4.1 Identificación y clasificación de los yacimientos inactivos del campo Soto Este.

Se puede apreciar en el gráfico 4.1 que el mayor número de yacimientos desincorporados de producción son aquellos con fluidos de tipo liviano, específicamente 184 yacimientos representando el 61,74 % del total de las reservas que actualmente no se encuentran pozos activos que permita su drenaje efectivo o parcial. De igual forma le siguen 79 yacimientos de crudo mediano que equivalen el 25,51 %, 19 yacimientos de condensado que es igual al 6,38 %, 12 yacimientos de gas natural abarcando 4,03 % y 4 yacimientos de crudos pesado representado 1,34 %.

De igual forma se procedió a identificar los pozos asociados a los yacimientos inactivos, como se muestra a continuación en la gráfica 4.2:



Gráfica 4.2 Distribución de los pozos asociados a los yacimientos inactivos del campo Soto Este.

Del total de 87 pozos asociados a los yacimientos inactivos del campo objeto de estudio, se tiene que 53 pozos (60,92 %) se encuentran en estado de inactividad, 24 pozos (27,59 %) se encuentran abandonados y 10 pozos (11,49 %) se encuentra actualmente produciendo en yacimientos activos configurados como productores de gas no considerado en este estudio.

4.1.2 Jerarquización y selección de los yacimientos con reservas remanentes mayores 5 MMMPCN de gas

Una vez identificado los yacimientos inactivos y los pozos asociados a estos, se construyó una matriz de selección en función a la información extraída del libro de reserva de PDVSA GAS versión 2007, las carpetas de los pozos y los sumarios de producción. Resultando de la jerarquización 13 yacimientos con reservas remanentes mayores a 5 MMMPCN de gas, los cuales se muestran en la Tabla 4.1:

Tabla 4.1 Jerarquización de los yacimientos inactivos del campo Soto Este según las reservas remanentes de gas.

GAS					
Nº	YACIMIENTO	APIº	RESERVAS RECUPERABLES (MMMPCN)	PRODUCCION ACUMULADA (MMMPCN)	RESERVAS REMANENTE (MMMPCN)
1	U1M SM 203	37	20,984	2,803	18,180
2	U3 SM 201	29,9	26,607	9,271	17,336
3	J2L SM 404	42	18,392	4,278	14,114
4	U2L SM 407	42,3	18,882	5,278	13,604
5	O2M SM 201	40,7	15,365	4,676	10,689
6	U2U SM 201	38,9	17,638	8,000	9,638
7	U2 SM 207	31	19,737	13,065	6,672
8	S3M,S SM 411	55	8,586	2,199	6,387
9	L4M SM 220	39	6,598	0,294	6,304
10	S1U SM 417	53,5	7,081	1,420	5,661
11	U6 SCJ 202	27	6,782	1,404	5,378
12	R1L,S SM 422	38,1	5,250	0,222	5,028
13	R3M SM 409	35,9	5,096	0,095	5,001

Bajo la premisa de selección de 5 MMMPCN de gas se pudo trabajar con los yacimientos con mayores nivel de reservas remanentes de gas del campo Soto Este, ya que el objetivo principal de esta investigación fue lograr reactivar el mayor número de pozos inactivos asociados en aquellos yacimientos desincorporados de la

producción del campo con reservas que garanticen desde el punto de vista técnico y económico una propuesta factible de reactivación en los pozos.

4.1.3 Identificación de los pozos que se encuentran inactivos en los yacimientos seleccionados y las causas de inactividad

Luego de seleccionar los yacimientos se procedió a identificar los pozos completados inactivos en los mismos y su causa de inactividad, de igual forma los pozos donde los yacimientos de interés seleccionados para este estudio fueron abandonados en un determinado tiempo por diferentes causas guardando un determinado interés en aquellos con oportunidades de ser nuevamente cañoneados, con especial atención en yacimientos que fueron abandonados por alta relación gas petróleo.

Tabla 4.2 Pozos asociados a los yacimientos seleccionadas.

Nº	POZO	YACIMIENTO	ESTADO ACTUAL	MÉTODO DE PRODUCCIÓN	ULTIMO TRABAJO REALIZADO	ESTACIÓN DE FLUJO
1	SCJ201	U2	EZ	L.A.G	RA/RC	SO 05
2	SCJ202	U2-U6	ED	L.A.G	CHEQUEO MEC	SO 05
3	SCJ203	U2-U6	EW	L.A.G	CHEQUEO MEC	SO 05
4	SCJ206	U2	ED	F.N	RC. PERM	SO 05
5	SCJ207	U2-U6	EZ	L.A.G	CHEQUEO MEC	SO 05
6	SCJ209	U2	ED	F.N	RA/RC	SO 05
7	SCJ217	U2-U6	ED	L.A.G	CHEQUEO MEC	SO 05
8	SM 200	U2	EH	INYECTOR	SERVICIO	MA 15
9	SM 202	U3-U2U	AG	L.A.G	RC. PERM	SO 03
10	SM 203	U1M-U3-O2M	ED	L.A.G	CHEQUEO MEC	SO 03
11	SM 204	U3-U2U	CR	L.A.G	RC. PERM	SO 03
12	SM 205	U3-O2M	EZ	L.A.G	RA/RC	SO 03
13	SM 206	U3	EW	L.A.G	REPARACIÓN	SO 03
14	SM 209	U3-O2M	EW	L.A.G	RA/RC	SO 03
15	SM 210	O2M	EX	F.N	RC. PERM	SO 03
16	SM 211	U3-O2M	SS	INYECTOR	RC. PERM	SO 03
17	SM 216	O2M-U2U	EW	L.A.G	CHEQUEO MEC	SO 03
18	SM 224	U2	ED	L.A.G	CHEQUEO MEC	SO 03

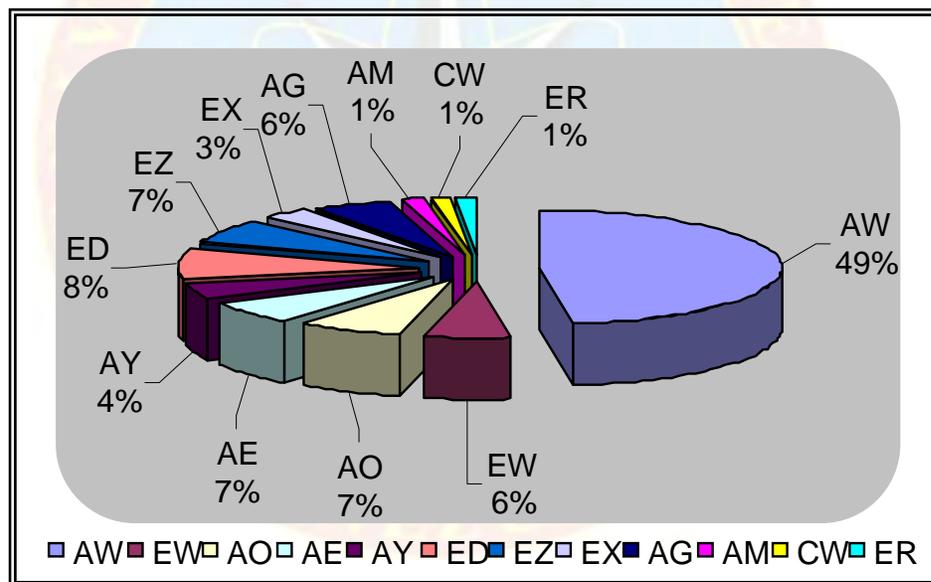
Tabla 4.2 Continuación. Pozos asociados a los yacimientos seleccionadas.

Nº	POZO	YACIMIENTO	ESTADO ACTUAL	MÉTODO DE PRODUCCIÓN	ULTIMO TRABAJO REALIZADO	ESTACIÓN DE FLUJO
19	SM 227	R3M	EW	F.N	CHEQUEO MEC	SO 05
20	SM 228	U2	EG	L.A.G	RA/RC	SO 05
21	SM 230	U3	EZ	L.A.G	RC. PERM	SO 05
22	SM 231	U1M-U3-U2U	EW	L.A.G	RC. PERM	SO 03
23	SM 233	U3-U2U	ED	L.A.G	CAMBIO ZONA	SO 03
24	SM 234	U1M-U3-U2U	EZ	L.A.G	CHEQUEO MEC	SO 03
25	SM 239	U3	EZ	L.A.G	CHEQUEO MEC	SO 03
26	SM 241	U2	EW	L.A.G	CHEQUEO MEC	SO 05
27	SM 242	U2	EW	F.N	CHEQUEO MEC	SO 05
28	SM 244	U6	EZ	L.A.G	CHEQUEO MEC	SO 05
29	SM 245	U3-U2U	EX	L.A.G	RC. PERM	SO 03
30	SM 249	U1M-L4M	EW	L.A.G	PRUB BHP-BHT	SO 05
31	SM 402	S3M,S	ES	L.A.G	CHEQUEO MEC	SO 07
32	SM 404	J2L	EX	F.N	SERVICIO	SO 07
33	SM 407	U2L	ER	F.N	RC. PERM	SO 05
34	SM 410	R3M	EW	F.N	CHEQUEO MEC	SO 07
35	SM 411	S3M,S	EW	L.A.G	RA/RC	SO 07
36	SM 414	S3M,S-R3M-U2L	EG	L.A.G	CHEQUEO MEC	SO 07
37	SM 417	S1U	EX	L.A.G	RC. PERM	SO 07
38	SM 418	U2L	EX	L.A.G	SERVICIO	SO 07
39	SM 621	J2L	EW	F.N	CHEQUEO MEC	SO 07

Anteriormente el Distrito Anaco enfocaba su producción en la explotación y comercialización del petróleo, siendo el gas un agente problemático de la producción de los pozos de crudo, conjuntamente con el agua, estos dos elementos eran causante de cierre de los mismo, con las nuevas políticas asumidas para la explotación de los yacimientos del área operacional del distrito basados en el progresivo interés del uso del gas como una fuente de energía limpia, el mismo pasa a convertirse en el objetivo principal de la empresa y se orientan todos los esfuerzos en incrementar el recobro de los recursos del gas que en algún momento fueron considerados no económica y de muy bajo interés para su explotación. En este sentido se consideraron aquellos pozos donde la condición de los yacimientos seleccionados en la jerarquización estuvieran

bajo el estatus de cerrados en los pozos con la particular característica de producir con alta relación gas petróleo, es decir, pozos donde el intervalo de los yacimientos se encontraron aislados por tapones de hierro o cementado, teniendo presente que la reactivación de estos pozos actualmente son considerado de gran importancia por las características de su producción (alta RGP) por la cual fueron cerrados.

En la grafica 4.3 se puede apreciar la distribución de las condiciones de los yacimientos seleccionados en cada uno de los pozos al cual están asociados, permitiéndose observar las diferentes causas de inactividad de los pozos en dichos yacimientos.



Gráfica 4.3 Distribución de los condiciones de los yacimientos inactivos asociados a los pozos del área operacional del campo Soto Este.

El 49% de las causas de cierre de los pozos en los yacimientos seleccionados se debe a la alta relación agua petróleo (AW), con estos pozos se procedió analizar el grado real de la intrusión del agua, para descartar pozos influenciados por agua producto de fallas mecánicas, mala cementación, roturas de revestidor o canalización.

De manera de garantizar que el agua sea producto del avance progresivo del contacto agua-petróleo de los yacimientos y no producto de otros yacimientos asociados a los problemas antes mencionados. De igual forma se visualizó mediante la verificación de las historias de los pozos que para la fecha comprendida entre julio de 1951 a enero 1975 cuando fueron cerrados la mayoría de los pozos no se contaba con un manejo eficiente del agua en el campo, debido a las instalaciones que se encontraban para ese momento, razón por la cual se pudo apreciar un alto porcentaje de pozos cerrados y en algunos casos abandonados con una tasa de producción de agua no significativa en función a la producción de crudo. Actualmente con la implementación de proyectos de recuperación secundaria basados en la inyección de agua, la puesta en marcha de proyectos de pozos depositores de agua y la ampliación de la capacidad operacional de manejo del agua en campo, el distrito logró tener un mayor control de los pozos que producen petróleo con altas tasas de agua y gas.

También se puede hacer mención que los pozos SM 201, SM 208, SM 416, SM 438 y SM 422 a pesar de estar asociados a yacimientos inactivos, los mismos se encontraron activos produciendo en yacimientos no considerados en este estudio, así que fueron descartados. Esto se debe que a pesar que estos pozos atravesaron los yacimientos de interés en este estudio pero actualmente los mismos se encontraron completado en yacimientos activos para la fecha límite establecida de producción que abarcaría el estudio.

4.1.4 Análisis del comportamiento de producción de los yacimientos en estudios

✓ YACIMIENTO U1M SM 203

El yacimiento U1M SM 203, fue descubierto con la perforación del pozo SM 203 en septiembre de 1951 cuando fue evaluado y caracterizado el mismo

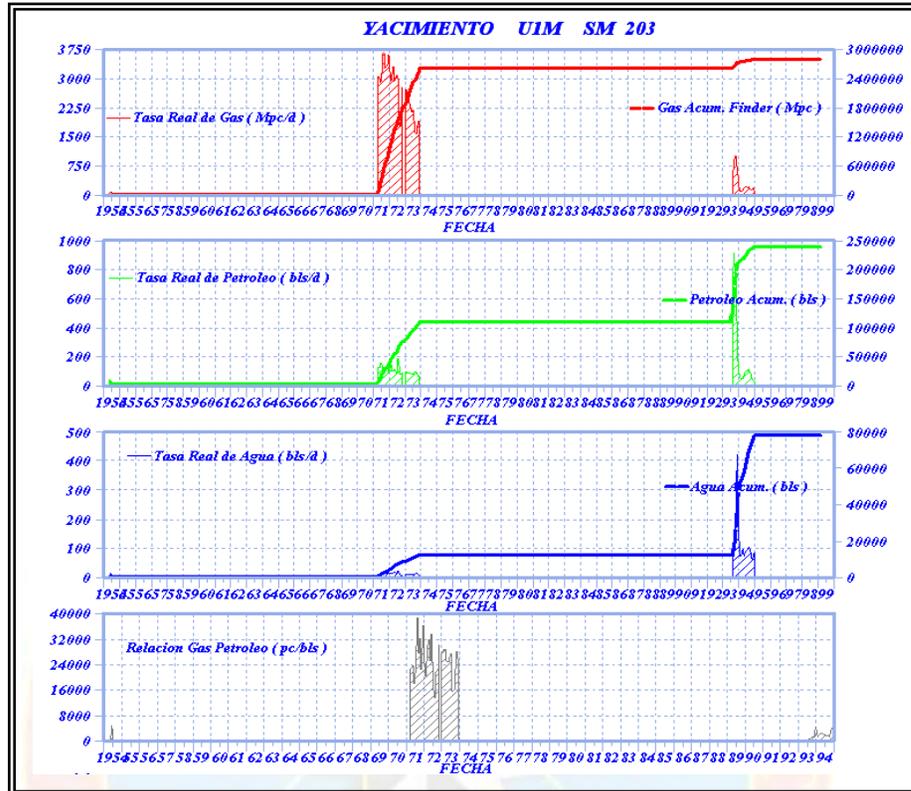
constituyéndose como una acumulación comercial de hidrocarburo contentivo de crudo liviano de 37° API con una porosidad de 30% y una saturación inicial de petróleo de 90%. No obstante inició su producción en diciembre de 1953 cuando fue completado originalmente el pozo SM 223, reportando una presión inicial de yacimiento de 4300 lpc.

En la tabla 4.3 se aprecia los resultados de la prueba inicial de producción mediante la cual fue aceptado el pozo:

Tabla 4.3 Prueba inicial de producción del yacimiento U1M SM 203

ARENA	INTERVALO	°API	RED	BNPD	RGP (PCN/BN)	%AyS	Pcab (Lpc)
U1M	10595pie 10599pie	37°	5/1plg	78	22670	7,0	1240

El yacimiento tiene una profundidad promedio de 10598 pie, 8 pie de espesor neto de hidrocarburos, 85 ohm de resistividad y 500 mD de permeabilidad absoluta. El mismo cuenta con 12 pozos de los cuales 3 son pozos completados, 2 abandonados oficialmente, 5 interpretados como contentivo de petróleo y 2 probados sin aporte de fluidos (seco). El comportamiento de producción del yacimiento U1M SM 203 (ver Grafico 4.3) refleja que no ha tenido una vida productiva óptima, ni continua debido las bajas tasas de crudo y problemas mecánicos provocados por la producción de finos y arenas que se depositan a nivel del fondo de los pozos.



Gráfica 4.4 Comportamiento de producción del yacimiento U1M SM 203

Se puede observar también que la producción de agua es insignificante, debido a que el yacimiento no está asociado a un acuífero activo, siendo el mecanismo de producción predominante el gas en solución. El yacimiento se encuentra inactivo desde 1994 cuando fue abandonada la arena en el pozo SM 231 la última prueba producción de este pozo refleja que se producían 38 barriles de crudo (30%) por 88 barriles de agua (70%) a pesar que esta cantidad de agua es manejable a nivel operacional para la fecha de cierre no se consideró atractivo desde el punto de vista económico por el poco porcentaje de crudo aportado.

El yacimiento U1M SM 203 hasta diciembre de 2008 posee un acumulado 240,496 MBN de petróleo; 2,803 MMMPCN de Gas y 78,044 MBN de Agua. Se

puede apreciar que la producción de agua del yacimiento sólo es el 24 % con respecto a la producción de petróleo acumulado en toda la vida productiva del yacimiento.

De la misma manera que se analizó el comportamiento de producción del yacimiento U1M SM 203 se realizó para el resto de los 12 yacimientos seleccionados (8 livianos, 2 medianos y 2 condensados) resaltando los aspectos más importante de la producción tales como el petróleo producido (NP), el gas producido (GP) y el agua producida (WP) haciendo referencia al números de pozos asociados, años de inactividad de los yacimientos, el tipo de crudo contenido y las diferentes causas que generaron el cierre de los pozos en estos yacimientos.

En la tabla 4.4 se observa la producción acumulada de petróleo, gas y agua de los yacimientos seleccionados, donde 9 yacimientos que representan el 69,23% del total de la selección hecha han producido menos de 1 MBN de petróleo y más de 1 MMMPCN de gas siendo el mecanismo de producción predominante el gas en solución y el empuje hidráulico, el análisis de las graficas generadas por el programa OFM permitió visualizar el comportamiento de producción tanto de los yacimientos como de los pozos en función al tiempo para posteriormente seleccionar los mejores puntos de drenajes (pozos) que obtuvieron un comportamiento óptimo.

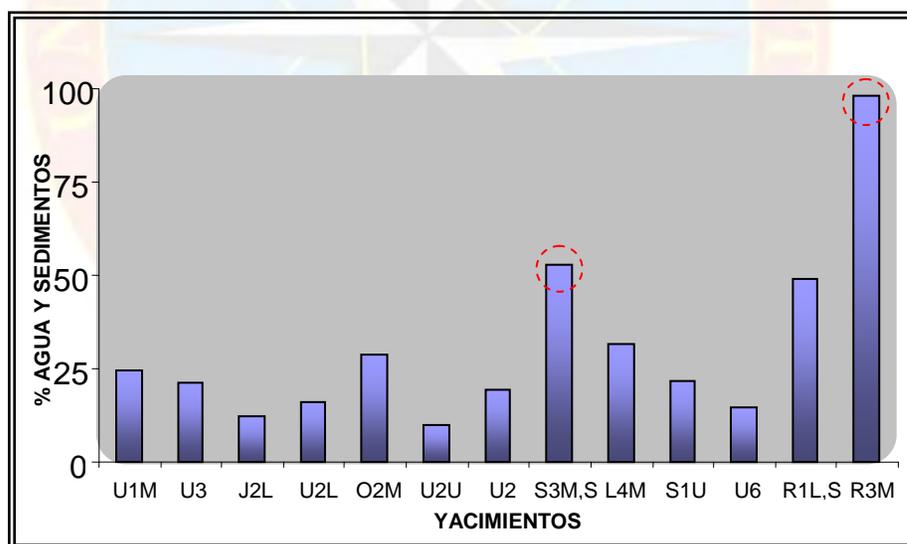
Tabla 4.4 Producción acumulada de petróleo, gas y agua de los yacimientos seleccionados.

YACIMIENTOS	NÚMERO DE POZOS	NP (BN)	GP (MPCN)	WP (BN)	MECANISMO DE PRODUCCIÓN
U1M SM 203	10	240.496	2.803.641	78.044	Gas en solución
U3 SM 201	20	9.991.289	9.270.742	2.688.303	Empuje hidráulico
J2L SM 404	3	388.490	4.277.702	54.004	Gas en solución
U2L SM 407	11	467.254	5.278.429	88.586	Empuje hidráulico
O2M SM 201	11	331.878	4.676.284	134.350	Empuje hidráulico
U2U SM 201	11	1.116.381	8.000.127	122.784	Empuje hidráulico
U2 SM 207	17	9.745.409	13.065.370	2.327.673	Empuje hidráulico

Continuación de la Tabla 4.4

S3M,S SM 411	8	89.937	2.198.843	101.586	Gas en solución
L4M SM 220	14	8.000	294.026	3.661	Gas en solución
S1U SM 417	1	35.587	1.420.333	9.952	Gas en solución
U6 SCJ 202	9	4.058.742	1.403.872	695.057	Gas en solución
R1L,S SM 422	1	7.830	222.092	7.556	Gas en solución
R3M SM 409	10	2.099	95.836	111.404	Gas en solución Capa de gas

El análisis del comportamiento de agua y sedimento (Ver grafica 4.5) refleja que los yacimientos S3M,S SM 411 y R3M SM 409 poseen un corte de agua por encima del 50% y en forma general el resto se perfilan por debajo de este valor, observándose que el campo esta asociado a una producción con un bajo corte de agua y sedimentos.



Gráfica 4.5 Comportamiento de %AyS de los yacimiento seleccionados.

4.1.5 Análisis del comportamiento de presiones de los yacimientos en estudio

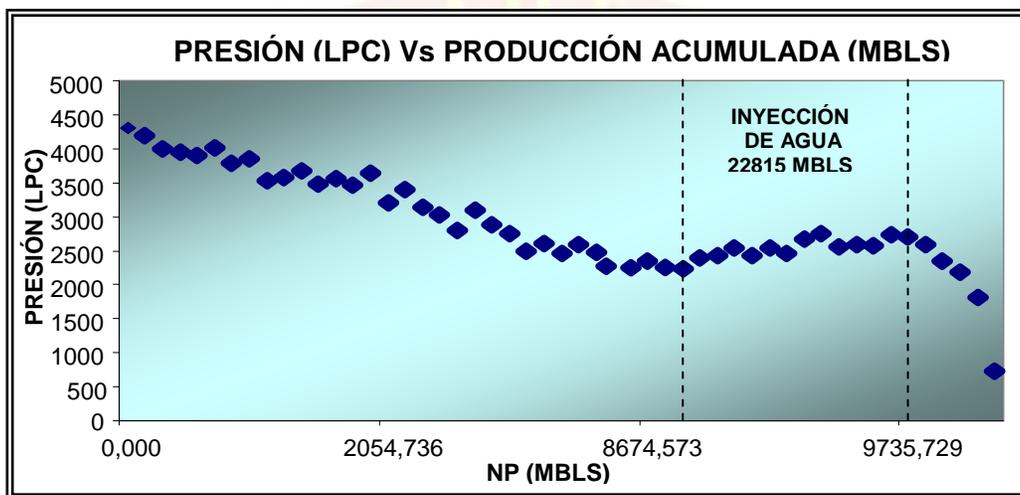
Para definir el comportamiento de presiones de los yacimientos en estudio, se utilizaron las medidas de presión estáticas disponibles, las cuales fueron verificadas y recalculadas a una profundidad de referencia (Datum) de cada yacimiento. De igual forma para aquellos yacimientos que no contaban con pruebas de presión realizadas se procedió a estimar la misma, mediante la correlación diseñada por el departamento de estudios integrados de PDVSA-GAS para el campo Soto Este, la cual está definida por la declinación de presión en función a la producción acumulada (Ecuación 3.4).

✓ YACIMIENTO U2 SM 207

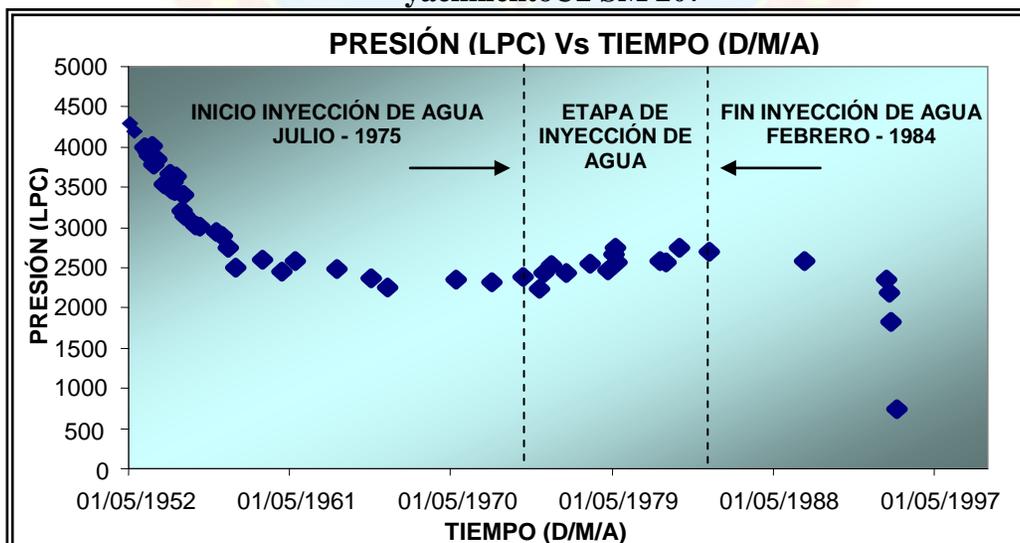
El histórico de presión de este yacimiento esta influenciado por un aporte adicional de energía producto de la inyección de agua al cual fue sometido en julio de 1975 hasta octubre de 1984 donde se inyectaron 22.815 MBLS de agua. Se conoce que la presión inicial del yacimiento fue de 4300 lpc y durante toda su vida productiva fue sometido a un proceso continuo de monitoreo de presión basado en pruebas de BHP-BHT.

Los gráficos 4.6 y 4.7 definen la tendencia promedio de las presiones medidas en el yacimiento. Como se aprecia en el grafico 4.6 que define el comportamiento de la presión versus la producción acumulada, se observa en primera instancia la declinación natural de la energía hasta la etapa que define el inicio de la inyección de agua donde se tiene un incremento y mantenimiento leve de la presión. Posterior a la inyección el yacimiento fue reactivado nuevamente sin ser sometido a inyección lo que generó que la presión disminuyera aceleradamente a medida que se producía los fluidos hasta alcanzar un valor actual de 735 lpc (BHP-BHT estática de fecha 15-abril-1995) siendo esta la última operación realizada en el yacimiento.

En el grafico 4.7 se observa que para febrero de 1990 cuando fue suspendido la inyección de agua al yacimiento la energía declinó de forma rápida y continua generando un efecto de desinifle. Cabe destacar que el yacimiento ha producido el 99% de sus reservas recuperables de petróleo y las últimas pruebas en los pozos reflejan altos cortes de agua evidenciándose que el frente de agua de inyección se encuentra bastante avanzado, razón por la cual el yacimiento no se considera atractivo para reactivar pozos en este intervalo.



Gráfica 4.6 Comportamiento de presión vs petróleo acumulado del yacimiento U2 SM 207



Gráfica 4.7 Comportamiento de presión vs tiempo del yacimiento U2 SM 207

El análisis del historial de presiones de los yacimientos permitió interpretar el comportamiento de los mismos en su vida productiva, observándose la declinación de la energía desde la presión inicial hasta la presión actual, asociándola a la producción acumulada y el tiempo. Cabe destacar que la definición del modelo de presiones para el estudio de reactivación de pozos en yacimientos inactivos es de vital importancia, ya que este permite cuantificar el nivel de energía de los yacimientos que a su vez refleja la capacidad real para producir los fluidos remanentes y adicionalmente constituye el punto de partida para diseñar diferentes escenarios de explotación en búsqueda de optimizar y garantizar el mayor recobro de los recursos encontrados en los yacimientos de forma natural. En la tabla 4.5 se muestra los resultados del análisis detallado de los yacimientos en estudio, resaltando la presión actual de cada uno y el tipo de prueba con que fue registrado el valor de presión. En forma general los yacimientos seleccionados presentaron un nivel de presión favorable para reactivar los pozos sin considerar suministro de energía artificial que ayude a drenar los fluidos, siendo el único yacimiento descartado el U2 SM 207 por presentar un bajo nivel que no garantiza que los fluidos sean drenados de forma natural por los pozos.

Tabla 4.5 Resultados del análisis de la historia de presión de los yacimientos.

N°	YACIMIENTOS	PRESIÓN INICIAL (LPC)	PRESENTA INYECCIÓN	N° DE PRUEBAS DE PRESIÓN	PRESIÓN ACTUAL (LPC)	TIPO DE PRUEBA
1	U1M SM 203	4000	NO	0	3278	ESTIMADA
2	U3 SM 201	4510	SI	62	4070	BHP-BHT
3	J2L SM 404	3600	NO	2	1190	BHP-BHT
4	U2L SM 407	4300	NO	15	2700	BHP-BHT
5	O2M SM 201	4000	NO	3	2771	BHP-BHT
6	U2U SM 201	4350	NO	0	1871	ESTIMADA
7	U2 SM 207	4300	SI	51	735	BHP-BHT
8	S3M,S SM 411	5100	NO	0	3609	ESTIMADA
9	L4M SM 220	3100	NO	3	2680	BHP-BHT
10	S1U SM 417	3800	NO	0	3182	ESTIMADA
11	U6 SCJ 202	4400	SI	64	3480	BHP-BHT
12	R1L,S SM 422	3800	NO	0	3745	ESTIMADA
13	R3M SM 409	3500	NO	0	3436	ESTIMADA

4.2 CÁLCULO DE LAS RESERVAS ASOCIADAS A LOS YACIMIENTOS SELECCIONADOS MEDIANTE EL MÉTODO VOLUMÉTRICO

4.2.1 Cálculo del POES, GOES y GCOES

El petróleo original en sitio (POES), el gas original en solución (GOES) y el gas condensado original en sitio (GCOES) para los yacimientos de condensados, se calculó para cada yacimiento por individual mediante el procedimiento metodológico mostrado en el capítulo III, basándose en las ecuaciones del Método Volumétrico que permite obtener el estimado de cada una de estas variables. Los datos básicos de los yacimientos seleccionados fueron tomados del libro de reservas de PDVSA-GAS. En la tabla 4.6 se muestran las propiedades básicas de los yacimientos en estudio.

Tabla 4.6 Datos básicas de los yacimientos seleccionados para el cálculo del POES, GOES y GCOES.

N°	YACIMIENTO	Ø %	AREA (Acres)	ESPESOR (Pie)	Soi %	Sgci %	βoi (BY/BN)	βgci (PCY/PCN)	FRp %
1	U1M SM 203	30	948	5,921	90	-	1,429	-	35
2	U3 SM 201	16	1532	30,647	82	-	1,770	-	46
3	J2L SM 404	30	271	7,011	80	-	1,538	-	20
4	U2L SM 407	18	725	28,392	80	-	1,754	-	30
5	O2M SM 201	22	898	16,057	80	-	1,538	-	18
6	U2U SM 201	20	889	15,306	80	-	1,667	-	35
7	U2 SM 207	15	1630	24,577	82	-	1,639	-	42
8	S3M,S SM 411	20	650	16,740	-	80	-	0,0053	26
9	L4M SM 220	39	955	11,640	80	-	1,538	-	17
10	S1U SM 417	20	337	16,273	-	80	-	0,0046	40
11	U6 SCJ 202	16	748	29,474	84	-	1,486	-	32
12	R1L,S SM 422	18	796	16,911	80	-	1,493	-	15
13	R3M SM 409	20	555	6,971	80	-	1,639	-	10

Los resultados mostrados representan los valores calculados de las reservas originales y remanentes de petróleo y gas las cuales se obtuvieron a partir de la determinación del volumen de roca que conforma el yacimiento, considerando un promedio ponderado del espesor que posee la arena por el área, la capacidad de almacenamiento de la roca calculada de acuerdo al tipo de roca donde se encuentra la acumulación y la fracción de hidrocarburo presentes en los poros de la roca, tomando en consideración que se tratan en su mayoría de yacimientos subsaturados que poseen en algunos casos contactos de agua y que para el área de Anaco los yacimientos se caracterizan por ser contentivos de gas condensado, crudos livianos y medianos con un factor de recobro promedio del 35%, siendo esta variable utilizada de igual forma para los cálculos. Los valores obtenidos fueron cotejados con los reportados en el libro de reserva de forma de certificar los reportados en dicho libro y garantizar que el volumen de reserva remanente era los tabulados para los yacimientos en estudio.

Tabla 4.7 Resultados obtenidos de los cálculos de las reservas de petróleo a través del método volumétrico.

Nº	YACIMIENTO	PETROLEO (BN)				
		POES	Reservas Recuperables	NP	Reservas Remanentes	Recuperado %
1	U1M SM 203	8.227.818	2.879.736	240.496	2.639.240	8,35
2	U3 SM 201	26.999.584	12.419.808	9.991.250	2.428.558	80,45
3	J2L SM 404	2.300.138	460.027	293.463	166.564	63,79
4	U2L SM 407	13.110.422	3.933.126	467.370	3.465.756	11,88
5	O2M SM 201	12.801.087	2.304.195	331.879	1.972.316	14,40
6	U2U SM 201	10.132.057	3.546.219	1.117.577	2.428.642	31,51
7	U2 SM 207	23.323.429	9.795.840	9.745.407	50.433	99,49
8	L4M SM 220	17.494.614	2.974.084	8.000	2.966.084	0,27
9	U6 SCJ 202	15.469.308	4.950.178	4.058.742	891.436	82,00
10	R1L,S SM 422	10.072.442	1.510.866	8.079	1.502.787	0,53
11	R3M SM 409	2.930.075	293.007	2.099	290.908	0,72

Tabla 4.8 Resultados obtenidos de los cálculos de las reservas de gas a través del método volumétrico.

N°	YACIMIENTO	GAS(MPCN)					
		GOES	Reservas Recuperables	Gas Inyectado	GP	Reservas Remanentes	Recup %
1	U1M SM 203	24.683.454	20.980.935	0	2.803.641	18.177.294	13,36
2	U3 SM 201	34.829.463	26.609.709	5.411.000	14.681.742	17.338.967	55,17
3	J2L SM 404	23.001.380	18.401.104	0	3.042.421	15.358.683	16,53
4	U2L SM 407	23.598.759	18.879.007	0	5.278.429	13.600.578	27,96
5	O2M SM 201	19.201.630	15.361.304	0	4.676.284	10.685.020	30,44
6	U2U SM 201	20.264.114	17.629.779	0	8.000.127	9.629.652	45,38
7	U2 SM 207	24.956.069	19.715.295	0	13.065.370	6.540.054	66,27
8	L4M SM 220	8.292.447	6.633.957	0	294.026	6.339.931	4,43
9	U6 SCJ 202	11.292.594	6.775.556	2.138.000	3.541.872	5.371.684	52,27
10	R1L,S SM 422	7.655.055	5.251.367	0	222.092	5.029.275	4,23
11	R3M SM 409	3.223.082	2.481.773	0	95.836	5.000.508	3,86

Para los yacimientos S3M,S SM 411 y S1U SM 417 que constituyen acumulaciones comerciales de gas condensado se calculó de igual manera las reservas de gas condensado original en sitio y el volumen de condensado original en sitio esperado. En la tabla 4.9 y 4.10 se muestra los resultados respectivamente del COES y el GOES:

Tabla 4.9 Resultados obtenidos de los cálculos de las reservas de condensado a través del método volumétrico.

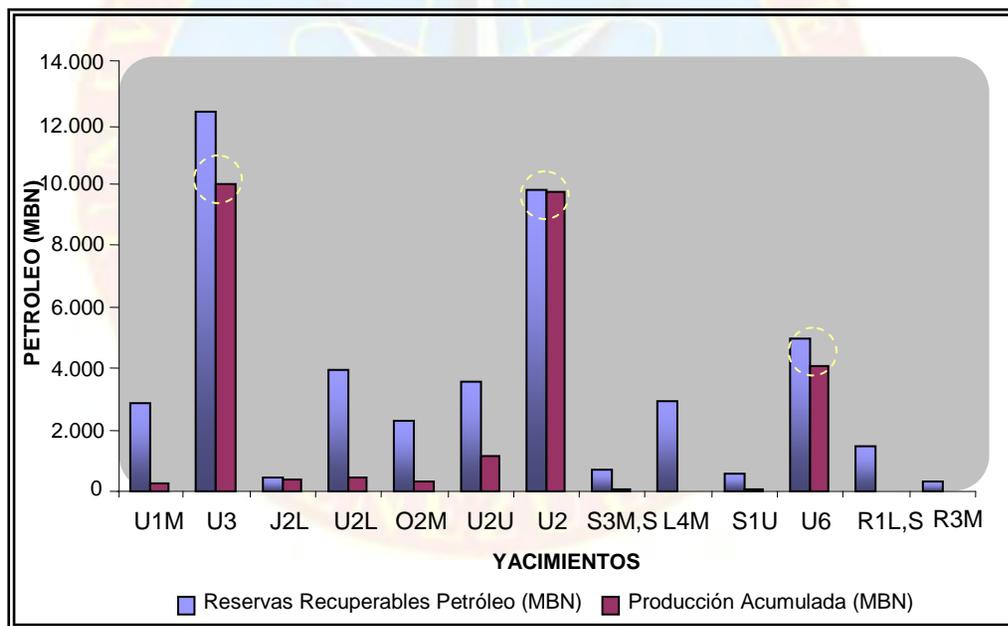
N°	YACIMIENTO	CONDENSADO (BN)				
		COES	Reservas Recuperables	NP	Reservas Remanentes	Recuperado %
1	S3M,S SM 411	2.679.535	696.679	90.254	606.422	12,95
2	S1U SM 417	1.356.567	542.527	35.587	506.940	6,56

Tabla 4.10 Resultados obtenidos de los cálculos de las reservas de gas condensado a través del método volumétrico.

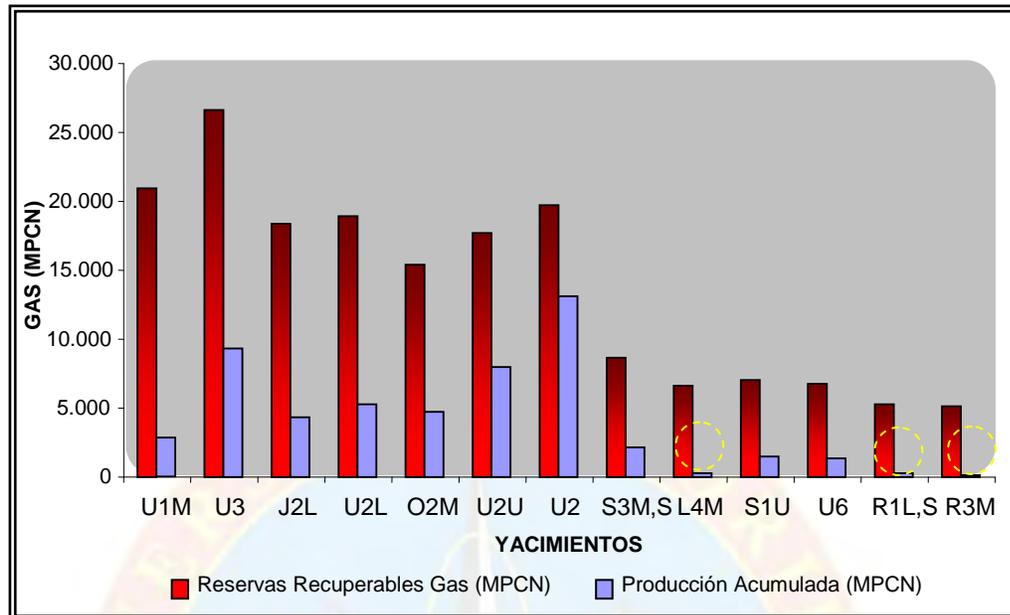
N°	YACIMIENTO	GAS(MPCN)				
		GCOES	Reservas Recuperables	GP	Reservas Remanentes	Recuperado %
1	S3M,S SM 411	14.308.720	8.585.232	2.198.843	6.386.389	25,61
2	S1U SM 417	8.307.445	7.061.328	1.420.333	5.640.095	20,11

El porcentaje de recuperación de los hidrocarburos presentes en los yacimientos también fue calculado con el objetivo de visualizar el grado de agotamiento de los yacimientos en cuanto a las reservas extraídas, lo cual permitió puntualizar sobre la base de aquellos yacimientos tales como: U3 SM 201, J2L SM 404, U2 SM 404 y U6 SCJ 202 que presentaron hasta la fecha de diciembre de 2008 más del 80% de las reservas recuperables de petróleo drenadas, sin embargo cuando fueron analizados en función a las reservas recuperables de gas solamente los yacimientos U3 SM 201 y U2 SM 207 tenían más del 50% de las reservas de gas extraídas. Dejando en evidencia que los yacimientos se encuentran parcialmente agotados en cuanto a petróleo; sin embargo con reservas de gas consideradas atractivas para reactivar estos yacimientos con los trabajos a los pozos.

Los yacimientos L4M SM 220, R1L,S SM 422 y R3M SM 409 todos contentivos de crudo medianos poseen un porcentaje de recuperación de reservas de petróleo menor al 1%, lo que permite inferir que los mismos no han sido drenados de forma efectiva desde su descubrimiento hasta la actualidad para aprovechar al máximo el potencial de sus reservas de crudo, en cuanto a las reservas recuperable de gas apenas se le han drenado a estos tres yacimientos el 5%. Observándose que los mismos se encuentra técnicamente vírgenes y representando los de menor actividad productiva entre todos los yacimientos seleccionados, es decir son los yacimientos con menor grado de agotamiento en función a las reservas extraíble de petróleo y gas del estudio.



Gráfica 4.8 Reservas recuperables vs producción acumulada de petróleo de los yacimientos seleccionados



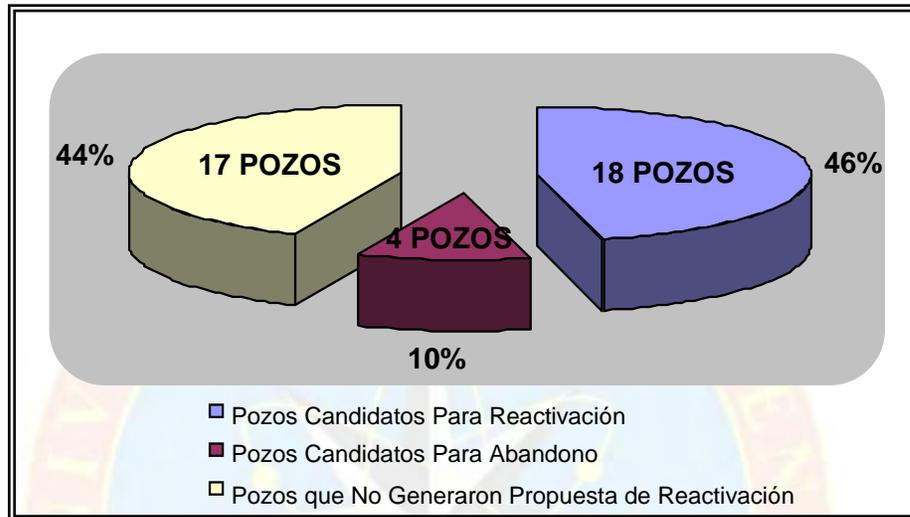
Gráfica 4.9 Reservas recuperables vs producción acumulada de gas de los yacimientos seleccionados

4.3 DETERMINACIÓN DEL POTENCIAL APORTADO POR LOS POZOS MEDIANTE ANÁLISIS NODAL

4.3.1 Selección de los pozos que presentaron condiciones favorables para ser reactivados desde el punto de vista de yacimiento, producción y mecánico

El estudio previamente de las condiciones de los pozos que involucró el análisis de los yacimientos en los cuáles se encontraron completados, interpretados o cerrado a nivel de intervalo, el estudio de las reservas asociadas a los mismos, los resultados de la interpretación del comportamiento de producción y la evaluación de las condiciones mecánicas permitió realizar la selección de los pozos candidatos a ser reactivados. Basados en la determinación de las causas por la cuales los pozos se encuentran actualmente inactivos generó que fuesen clasificados en tres casos:

- ✓ Caso 1: Pozos candidatos para reactivación.
- ✓ Caso 2: Pozos candidatos para abandono.
- ✓ Caso 3: Pozos que no generaron una propuesta atractiva en los yacimientos seleccionadas por diferentes razones.



Gráfica 4.10 Resultado del análisis de los pozos estudiados.

A continuación se muestra el análisis de un pozo para cada uno de los casos mencionados anteriormente.

4.3.2 Caso 1: Pozos candidatos para reactivación

Entre los pozos candidatos para la reactivación se encuentran dos modalidades:

- Pozos para trabajo mayores (RA/RC).
- Pozos para trabajo menores (Servicio).



Gráfica 4.11 Resultado del análisis de los pozos candidatos para reactivación.

4.3.2.1 Pozos para trabajos mayores (RA/RC)

➤ POZO SM 414

El pozo SM 414 se encuentra inactivo desde junio de 1992 cuando fue cerrado por alta relación gas petróleo en el yacimiento U2U SM 402 la última actividad realizada en el mismo fue un chequeo mecánico de fecha 02 de noviembre de 1992, donde se procedió a bajar cortador de 1 27/21 pulgadas y este no paso de 8269 pie se corrió camarita de impresión de 1 3/4 pulgada y no paso de 8296 pie retornando con impresión de escala y colapsamiento de tubería sin detectar nivel de fluidos, evidenciando que el pozo está obstruido producto del colapsamiento de la tubería y actualmente se encuentra esperando ser intervenido.

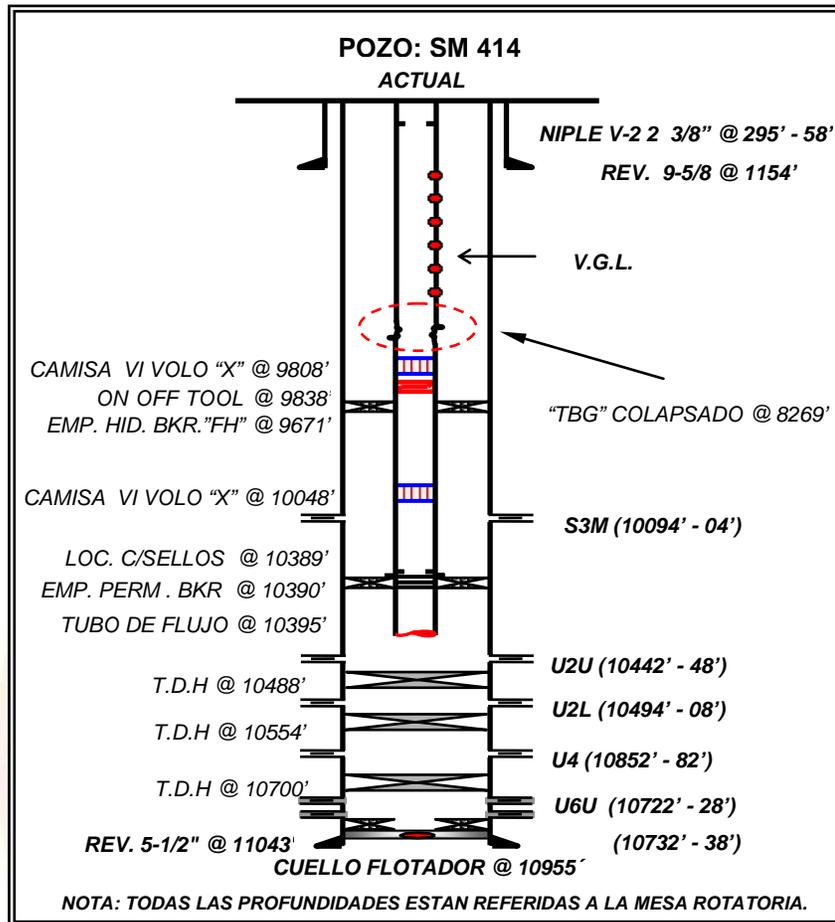


Figura 4.1 Diagrama mecánico del pozo SM 414

El análisis realizado al pozo en los yacimientos S3M,S SM 411 y R3M SM 409 que involucró, la evaluación de las condiciones mecánicas del mismo, el comportamiento de producción de los pozos vecinos, la posición estructural del pozo en el yacimiento, las condiciones de superficie, etc. Se logró observar que el pozo SM 414 se encuentra en una zona favorable para drenar las reservas del yacimiento S3M,S SM 411 ubicado en la parte mas alta de la estructura, el pozo vecino SM 416 fue cerrado por presentar alta RGP con una tasa de producción de 2,87 MMPCN de gas.

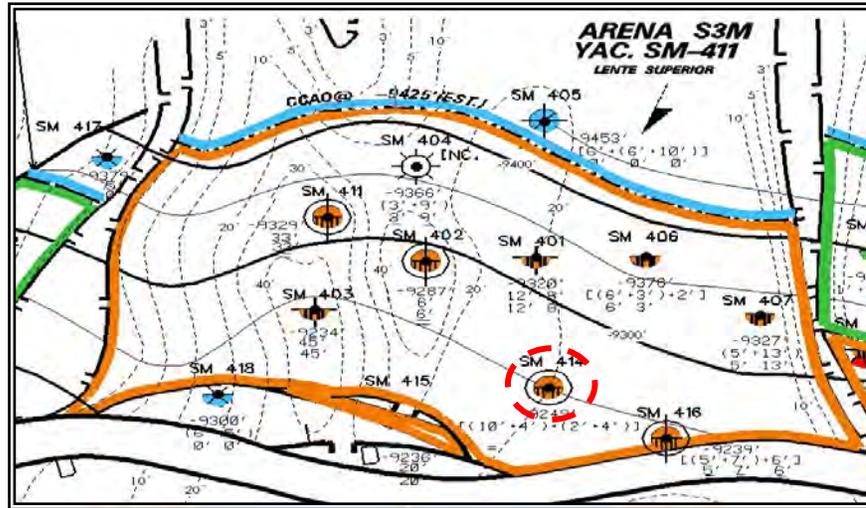


Figura 4.2 Mapa Isopaco-Estructural del yacimiento S3M,S SM 411

El yacimiento R3M SM 409 caracterizado como una acumulación de crudo liviano con una zona de gas seco es atravesado de igual forma por el pozo SM 414 ubicado en la parte más alta de la estructura con 6 pies de espesor neto, el pozo se encuentra interpretado como contentivo de gas seco en una área sin drenar del yacimiento, el pozo vecino SM 408 fue probado aportando 100% gas seco. El pozo se consideró atractivo para trabajar mediante RA/RC por las condiciones perfiladas de ambos yacimientos para lograr incorporarlo como productor de gas.

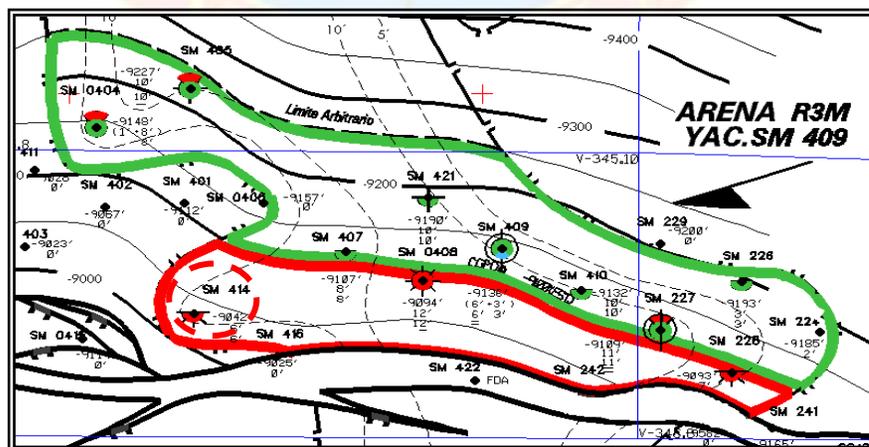


Figura 4.3 Mapa Isópaco-Estructural del yacimiento R3M SM 409

En la tabla 4.11 se observa de forma resumida los pozos candidatos a ser reactivados mediante trabajos mayores (RA/RC), en las arenas que generaron un propuesta factible de reactivación, de igual forma se aprecia los estados de cada una de las arenas en la configuración de la completación, donde la abreviatura PT significa que la arena que quedará produciendo y la EZ expresa que estarán aislada selectivamente.

Tabla 4.11 Pozos candidatos a ser reactivados mediante trabajos mayores (RA/RC)

Nº	POZO	ARENA	Reservas Remanentes de Gas (MMPCN)
1	SCJ 217	U6(PT)	327.243
2	SM 216	U2U(PT)-O2M(EZ)	765.913
3	SM 227	R3M(PT)	881.884
4	SM 228	R3M(PT)	788.486
5	SM 231	U2U(EZ)-U1M(EZ)-U3(PT)	529.195
6	SM 233	U2U(EZ)-U3-(PT)	862.168
7	SM 234	U2U(EZ)-U1M(EZ)-U3(PT)	422.305
8	SM 244	U6(PT)	566.789
9	SM 402	S3M,S(PT)	927.602
10	SM 404	R3M(EZ)-J2L(EZ)-S3M,S(PT)	920.513
11	SM 410	R3M(PT)	844.365
12	SM 414	R3M(EZ) -S3M,S(PT)	1.052.015
13	SM 418	U2L(PT)	857.802

4.3.2.2 Pozos para trabajos menores (Servicio)

➤ POZO SM 417

El pozo SM 417 fue desincorporado de producción en noviembre de 1984 cuando producía a una tasa diaria de 32 BN de petróleo y 1,876 MMPCN de gas con un corte de agua de 53,5% evidenciando una caída de la producción del pozo

promediada en 325 BND de petróleo y 3,147 MMPCN de gas lo cual generó su cierre parcial para ser intervenido y estudiado el sistema yacimiento-pozo-superficie, en la evaluación realizada al pozo mediante este estudio se logró visualizar que el mismo no poseía un chequeo mecánico desde el cierre realizado hace 25 años que refleje las condiciones del interior de la tubería y el estado de los equipos de subsuelo que permita definir el problema real al cual está asociado el pozo, de igual forma se pudo apreciar que el pozo no tiene trabajos de servicio realizados desde su perforación hasta la actualidad, se infiere que existen elementos no propios del pozo que impiden la conexión del yacimiento con la superficie para transportar los fluidos.

Todos los pozos fueron analizados por individual según al tipo de servicio de subsuelo o de superficie necesaria para su reactivación. En la tabla 4.12 se presentan los pozos candidatos a ser reactivados mediante trabajos menores:

Tabla 4.12 Pozos candidatos a ser reactivados mediante trabajos menores (Servicio)

Nº	POZO	ARENA	Reservas Remanentes de Gas (MMPCN)
1	SM 202	U3(PT)	447.434
2	SM 210	O2M(PT)	471.291
3	SM 249	L4M(PT)	672.061
4	SM 417	S1U(PT)	658.501
5	SM 621	J2L(PT)	587.410

4.3.3 Caso 2: Pozos candidatos para abandono

➤ **POZO SM 407**

Abandonar un pozo petrolífero es indeseable desde cualquier punto de vista, debido a que representa una pérdida económica para la empresa; sin embargo, en muchos casos es necesario hacerlo; porque puede representar riesgos y peligros para la zona donde se encuentra, tal es el caso del SM 407 que constituye un pozo de gas en una zona poblada. Por lo tanto, abandonar un pozo, además de ser el término de la vida productiva de éste, es una manera a evitar situaciones o problemas a futuros.

El pozo SM 407 posee un pescado a la profundidad de 3122 pie generado mediante los intentos de recuperar el equipo de completación en los trabajos de RA/RC número 4 hechos al pozo como parte de un plan piloto de mantenimiento, los restos de tubería dejados en el fondo del pozo impiden que el mismo sea trabajado (ver figurar 4.4) siendo considerado su abandono oficial por complejidad mecánica.

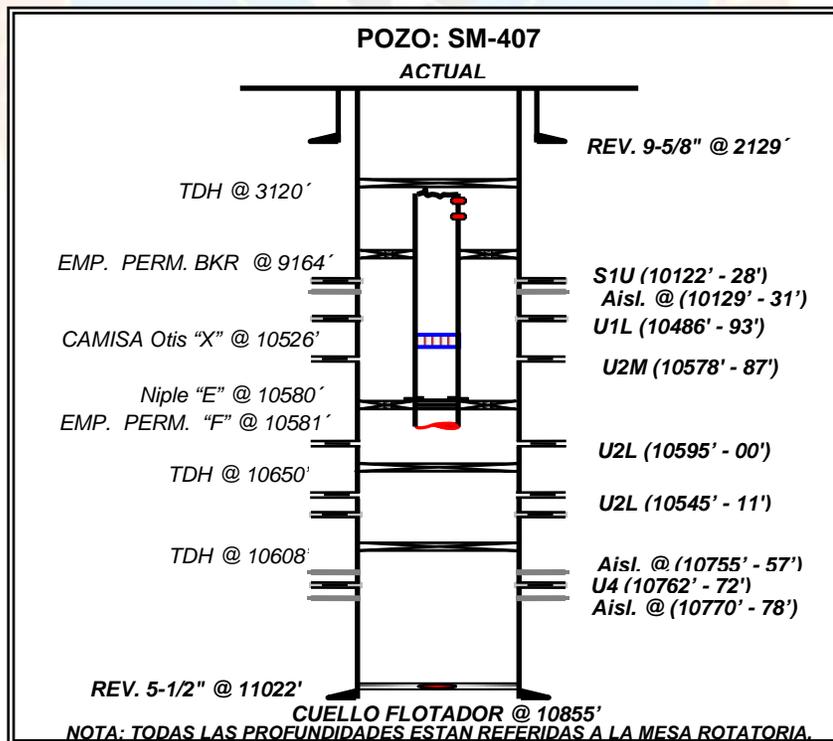


Figura 4.4 Diagrama mecánico del pozo SM 407

Basado en el análisis hecho a cada uno de los pozos considerando aspectos tales como complejidades mecánicas, terminación de prospectos remanentes que no garantice desde el punto de vista económica la continuación de la vida activa del pozo y eventos propios del pozo que sugiera su abandono. A continuación se presentan los pozos candidatos a ser abandonados oficialmente:

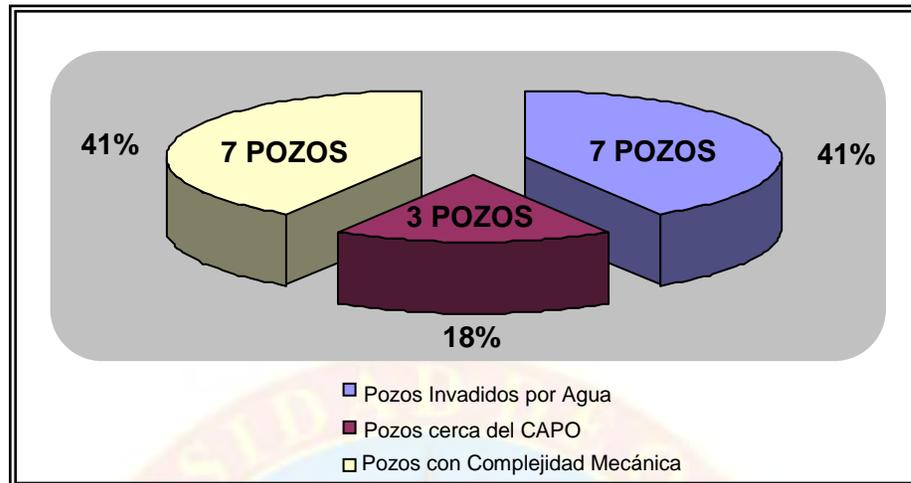
Tabla 4.13 Pozos candidatos para abandono.

N°	POZO	ARENA	CAUSAS DE ABANDONO
1	SM 200	U2(EH)	SIN PROSPECTO REMANENTE
2	SM 209	L2U(EW)	SIN PROSPECTO REMANENTE
3	SM 407	U2M(ER)	COMPLEJIDAD MECÁNICA
4	SCJ 206	U2(ED)	HUECO EN EL REVESTIDOR

4.3.4 Caso 3: Pozos que no generaron una propuesta atractiva en los yacimientos seleccionadas por diferentes razones

Entre los pozos sin propuesta de reactivación en los yacimientos seleccionados en este estudio se encuentran tres modalidades:

- Pozos Invadidos por agua.
- Pozos cerca del CAPO (Contacto Agua-Petróleo Original).
- Pozos con complejidades mecánicas.



Gráfica 4.12 Resultado del análisis de los pozos que no generaron una propuesta atractiva en los yacimientos seleccionados.

4.3.4.1 Pozos inadividos por agua

➤ POZO SM 205

El pozo SM 205 está asociado al yacimiento U3 SM 201 de la selección de este estudio, posterior al análisis realizado al mismo se observó que el pozo se encuentra en la estructura más baja del yacimiento a 10723 pie aproximadamente y posee 32 pie de arena neta petrolífera, los cuales han sido cañoneados en su totalidad a lo largo de los trabajos realizados al pozo, en la última evaluación realizada aportó 28 barriles de petróleo y 522 barriles de agua con una RGP igual a 1340 PCN/BN, los pozos vecinos SM 203, SM 211 y SM 214 buzamiento arriba del pozo SM 205 se encuentran todos abandonados bajo el estado AE (abandonados por razones económicas) por las altas tasas de agua reportadas. Cabe destacar que el pozo se encuentra a 102 pie buzamiento abajo del CAPO (Contacto Agua-Petróleo Original). El análisis del comportamiento de producción del pozo SM 205 en el yacimiento U3 SM 201 se observó que el mismo ha recuperado el 88,67% de las reservas recuperables de petróleo asociadas al pozo.

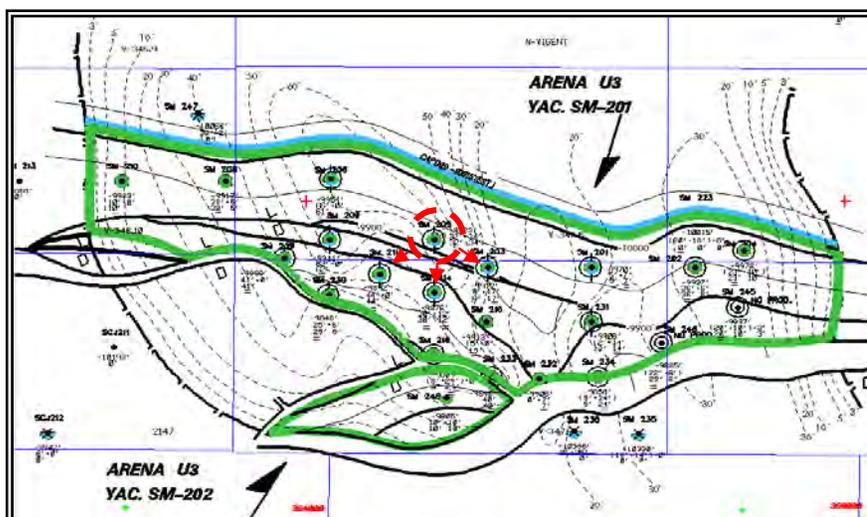


Figura 4.5 Mapa Isópaco-Estructural del yacimiento U3 SM 201

En la tabla 4.14 se muestra los pozos que fueron descartados para ser reactivados en los yacimientos seleccionados por estar invadidos por agua.

Tabla 4.14 Pozos invadidos por agua.

Nº	POZO	ARENA	Ultima Prueba %AyS
1	SCJ 201	U2(AW)	90
2	SCJ 202	U2(ED)	98
3	SM 205	U3(AW)	95
4	SM 211	U3(AW)	94
5	SM 239	U3(AW)	100
6	SM 242	U2(EZ)	99
7	SM 411	S3M,S(AW)	98

4.3.4.2 Pozos cerca del CAPO (Contacto Agua-Petróleo Original)

➤ POZO SCJ 203

El yacimiento U6 SCJ 202 es atravesado por el pozo SCJ 203 ubicado en la zona más baja de la estructura del yacimiento a 10818 pie cerca del contacto original agua-petróleo estimado a 10844 pie, tan sólo 29 pie buzamiento abajo del intervalo cañoneado del yacimiento U6 SCJ 202 en el pozo. La última prueba de producción realizada al pozo reportó que se producía 16 barriles de petróleo con un corte de agua del 95% y una RGP de 2944 PCN/BN reportando baja presión de cabezal. El pozo vecino SCJ 202 en la última evaluación aportó 100% agua generando que fuera cerrado el pozo en dicho yacimiento.

La cercanía del pozo SCJ 203 con el CAPO lo hace poco atractivo para su reactivación, partiendo del punto de vista que se desea explotar las reservas remanentes de gas, presentándose entonces las mejores opciones en aquellos pozos en la parte más superficial de la estructura del yacimiento y lo más lejos del CAPO.

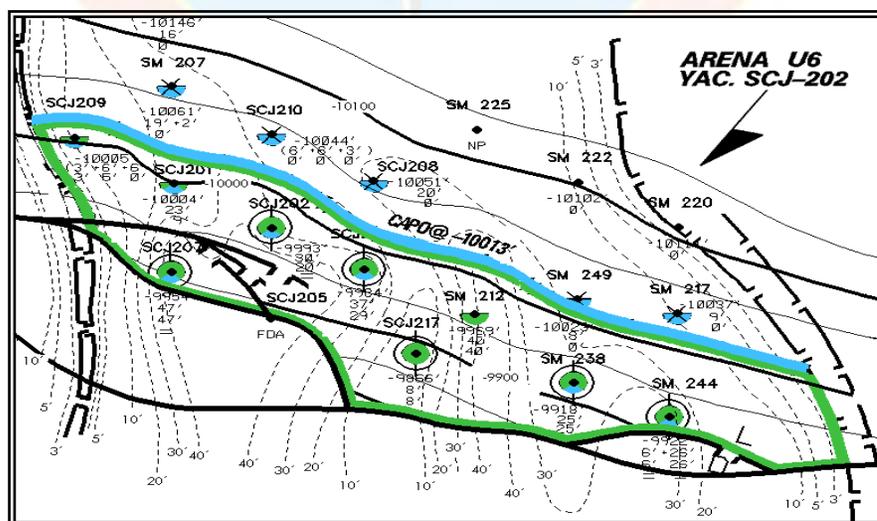


Figura 4.6 Mapa Isópaco-Estructural del yacimiento U6 SCJ 202

Partiendo del criterio operacional manejado en el campo de mantener un margen de 100 pie por encima del CAPO para evitar pozos con problemas a futuro de producción temprana e inesperada de agua se muestra a continuación en la tabla 4.15 los pozos descartados por su cercanía al CAPO en los yacimientos seleccionados.

Tabla 4.15 Pozos cerca del CAPO (Contacto Agua-Petróleo Original).

N°	POZO	ARENA	Cercanía al CAPO
1	SCJ 203	U6 (AW)	29 pie
2	SM 203	O2M (AW)	88 pie
3	SM 204	U3 (AW)	33 pie

4.3.4.3 Pozos con complejidades mecánicas

➤ POZO SM 224

El pozo SM 224 fue completado originalmente el 2 de noviembre de 1953 en los yacimientos S2U SM 226 y U2 SM 207 selectivamente produciendo por flujo natural, los trabajos realizados a este pozo tiene que ver con servicios y reparaciones que comprende el chequeo y limpieza del fondo del pozo por arenamiento y el reemplazo del equipo de producción. El pozo actualmente está completado en las arenas R4L,S y N1U y se encuentra inactivo desde abril de 1995 esperando ser intervenido para su reactivación. Durante los trabajos de reacondicionamiento permanente N° 1 donde el objetivo principal fue cementar y abandonar la arena U2 para evaluar nuevos prospectos, en las operaciones de recuperación del equipo de completación al intentar extraer el mismo parte de la tubería y empacaduras se quedaron en el fondo del pozo generándose un pescado a 10326 pie (20 pie por encima de la arena U2) impidiendo que el pozo fuese trabajado en ese intervalo por la

complejidad mecánica y económica que implica recuperar parte de los equipos dejados en el fondo.

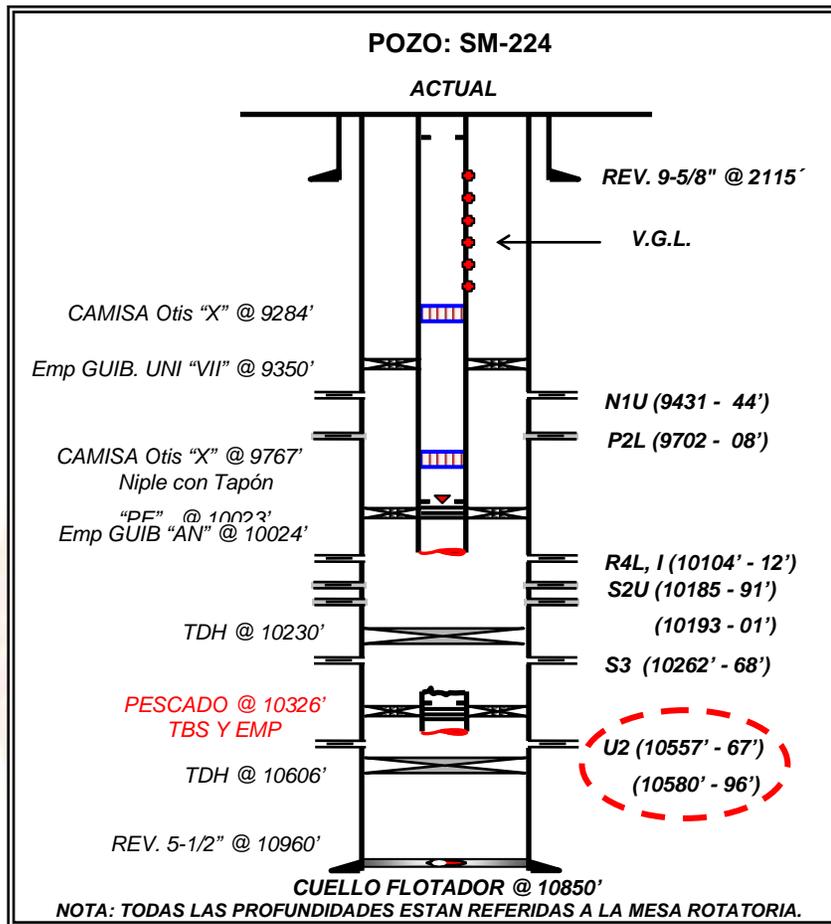


Figura 4.7 Diagrama mecánico del pozo SM 224

En la tabla 4.16 se muestra los pozos que no generaron una propuesta de reactivación por la complejidad mecánica presentada en los yacimientos de interés para este estudio.

Tabla 4.16 Pozos con complejidades mecánicas.

N°	POZO	ARENA	CONSIDERACIÓN
1	SCJ 207	U6(AE)	Pescado @ 10580 pie
2	SCJ 209	U2(AW)	Restos de empaaduras, cemento y TDH
3	SM 206	U3(AW)	4 Tapones CIBP
4	SM 224	U2(AW)	Pescado @ 10326 pie
5	SM 230	U3(AW)	Pescado @ 10520 pie
6	SM 241	U2(ER)	Tubería rota y atascada
7	SM 245	U3(AY)	Restos de empaaduras, cemento y TDH

4.3.5 Determinación de la capacidad productiva mediante análisis nodal a los pozos seleccionados para ser reactivados

Los pozos candidatos a reactivación se caracterizan en su mayoría por tener más de 15 años aproximadamente de inactividad por lo cual, no se le han tomado pruebas recientes de producción lo que genera que la base de datos de CENTINELA no posea pruebas actualizadas de los mismos, en este sentido para lograr estimar la tasa de producción de petróleo y gas para cada pozo por individual en los yacimientos seleccionados se procedió a tomar la última prueba más representativa realizada al pozo para la fecha del cierre para posteriormente ser cotejada con el simulador. Cabe destacar que por medio de los cotejos realizados a los pozos y estudios previos en el campo objeto de estudio en esta investigación el daño a la formación se estima en un valor referencial de 5 y 7. Sin embargo se conoce que el daño generado a la cara de la arena es un parámetro muy subjetivo y no existe un método preciso que logre determinar con exactitud dicho valor, sumado a la poca información existente de los pozos como pruebas de restauración de presión que permitan determinar un valor aproximado del daño, se procedió a realizar las sensibilidades con un rango de daño entre 5 y 7. El tamaño del reductor fue otro parámetro que se analizó para determinar

el mejor diámetro que optimiza el sistema de producción proporcionando las mejores tasas con la menor caída de presión posible.

Luego de realizar el cotejo se generó el gráfico de oferta y demanda para cada pozo, a continuación se muestra el análisis nodal realizado al pozo SM 249 en el yacimiento L4M SM 220 como referencia del trabajo realizado al resto de los pozos.

➤ POZO SM 249

El pozo SM 249 se encuentra actualmente bajo el estado EW en el yacimiento L4M SM 220 siendo el único punto de drenaje asociado al mismo completado en el intervalo superior de 9188 pie – 9197 pie aislado selectivamente por camisa de producción, en la tabla 4.17 se muestra los datos básicos de la última prueba de producción representativa del pozo:

Tabla 4.17 Última prueba representativa de producción del pozo SM 249 (05 de Marzo de 1997)

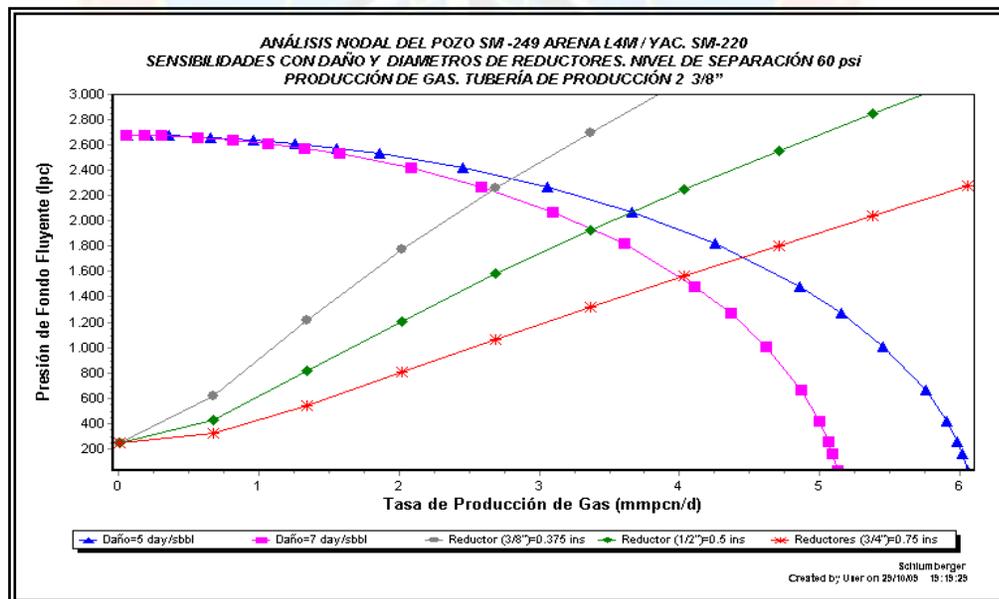
ARENA	INTERVALO	°API	RED	BNPD	RGP (PCN/BN)	%AyS	Pcab (Lpc)
L4M	9188pie 9197pie	39°	3/8plg	21	99999	40	480

Bajo las condiciones escogidas para realizar la sensibilidad de los pozos asumiendo los escenarios de las tasas aportadas de petróleo y gas para un tamaño de reductor igual a 3/8 pulgada, 1/2 pulgada y 3/4 pulgada se obtuvo para el pozo SM 249 como resultado una producción de 37 BNPD y 3,37 MMPCN de gas (resultado obtenido con reductor de 1/2 pulgada y referenciado a un daño de 7 ver figura 4.13 y 4.14) con una presión de cabezal de 854 lpc. En la tabla 4.18 se puede apreciar detalladamente los resultados de cada una de las variables analizadas:

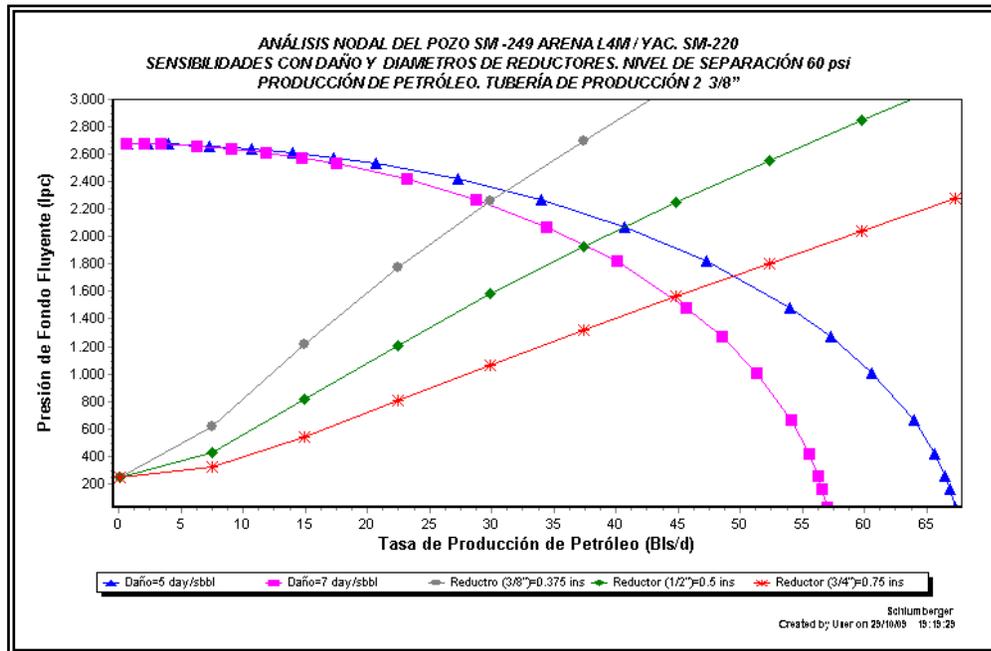
Tabla 4.18 Resultados del análisis nodal del pozo SM 249.

TUBERIA 2 3/8"	POZO: SM 249 YAC: L4M SM 220					
	3/8"		1/2"		3/4"	
DAÑO	5	7	5	7	5	7
Qo (BNPD)	30	29	40	37	49	44
Qg (MMPCN)	2,80	2,62	3,66	3,37	4,45	4,01
PWF (LPC)	2334	2246	2064	1944	1719	1546
Pcab(LPC)	1221	1169	915	859	514	469

De acuerdo a los resultados del análisis nodal se observó que el factor de daño no ejerce una fuerte influencia en las tasas de producción para este pozo, puesto que para valores de daño de 5 y 7 no aprecia considerables variaciones de las tasas. El pozo en su corta vida productiva ha producido con una alta RGP y bajas tasa de petróleo, tomando en consideración la tasa diaria de gas aportada y la posición estructural del pozo en el yacimiento este se perfila como un excelente productor de gas.



Gráfica 4.13 Estimación de la tasa de producción de gas del pozo SM 249 en el yacimiento L4M SM 220 en función al daño y el diámetro del reductor.



Gráfica 4.14 Estimación de la tasa de producción de petróleo del pozo SM 249 en el yacimiento L4M SM 220 en función al daño y el diámetro del reductor.

La variación del diámetro del reductor permitió observar de forma directa como influye este parámetro en la producción de los pozos seleccionados, en las graficas 4.13 y 4.14 de afluencia del pozo SM 249 se aprecia que al incluir una serie de reductores en la simulación provoca un aumento de la presión de cabezal (Pwh) y con ello un aumento de la presión de fondo fluyente (Pwf) del pozo disminuyendo el diferencial de presión a través del área de drenaje del yacimiento, en consecuencia, la tasa de producción del pozo será menor que la obtenida cuando producía sin reductor, mientras más pequeño es el orificio del reductor menor será la tasa de producción del pozo y mayor la presión en el cabezal de pozo.

En el apéndice C se muestra de forma detallada el conjunto de gráficas que reflejan el comportamiento de afluencia de cada uno de los pozos al cual se le realizó el análisis nodal con la finalidad de determinar su capacidad productiva y permitir plantear los diferentes escenarios de optimización del sistema de producción.

Para diciembre de 2008 en el campo Soto Este se reportó un potencial de producción de 1027 BNPD y 28,95 MMPCN de gas producto de la producción de 10 pozos activos. Para conocer el incremento de producción que sufriría el campo Soto Este con la reactivación de los pozos propuestos se procedió a evaluar el resultado de la simulación de las tasas esperadas y el potencial generado por los pozos activos hasta diciembre de 2008 como se aprecia en la tabla 4.19 que el factor de recuperación del gas se incrementa en un 68,42% por encima del potencial actual.

Tabla 4.19 Potencial de producción del campo Soto Este.

POTENCIAL	PETRÓLEO (BNPD)	GAS (MMPCN)	POZOS
Diciembre de 2008	1027	28,95	10 Activos
Estimado Simulación	1609	62,67	18 Reactivados

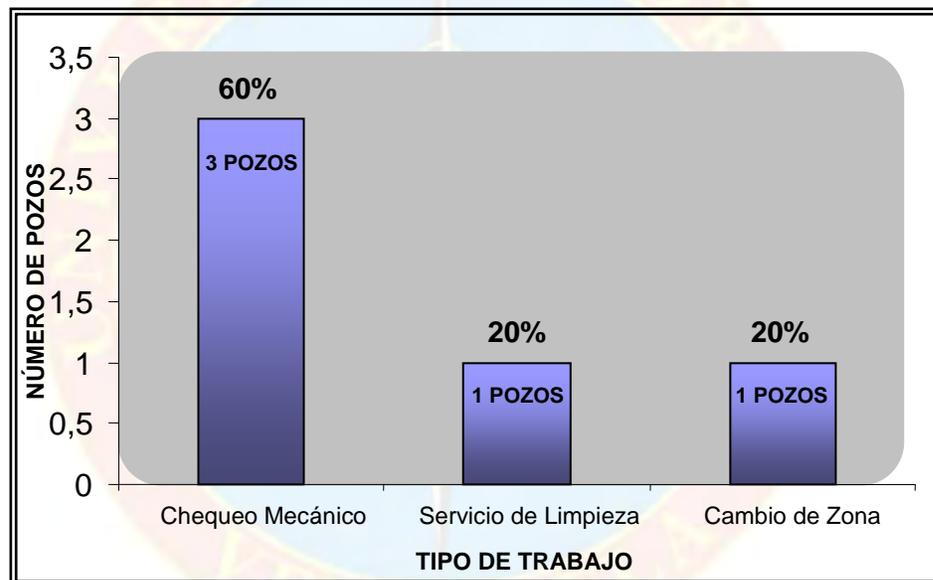
4.4 PROPUESTA DE UN PLAN DE REACTIVACIÓN DE LOS POZOS TOMANDO EN CUENTA EL TIPO DE TRABAJO SELECCIONADO

La planificación de la reactivación de los pozos inactivos del campo Soto Este se hizo en base a lograr el objetivo específico de aumentar la productividad y la rentabilidad de los yacimientos seleccionados. En otras palabras, se persiguió buscar nuevas oportunidades para la generación de mayor potencial de producción. En este sentido el tipo de trabajo, menor o mayor, fue seleccionado dependiendo a los problemas presentados en los pozos estudiados por individual, los cuales pueden estar localizados a nivel de pozo o en el yacimiento. Por esta razón luego de haber identificado las causas que generaron el cierre parcial de los pozos se procedió a presentar la mejor propuesta que permitiera continuar con la vida operativa de los pozos y poder incrementar la recuperación de los hidrocarburos presentes en los

yacimientos. A continuación se presentan la propuesta realizada para los pozos candidatos a ser reactivados:

4.4.1 Pozos seleccionados para trabajos menores

Entre los pozos seleccionados para ser reactivados mediante trabajos menores tenemos pozos para servicio de limpieza, chequeo mecánico y cambio de zona productora, en la grafica 4.15 se observa la distribución de los 5 pozos seleccionados para ser retornados a producción mediante trabajos menores:



Gráfica 4.15 Resultado de los pozos seleccionados para ser reactivados mediante trabajos menores.

En base a la propuesta generada se planteó un esquema operacional donde se describe de forma planificada las actividades requeridas para cada pozo en función al tipo de intervención que estos ameritaban al momento de ser estudiado con el objetivo de ser retornados a producción, a continuación se muestra de forma esquematizada y resumida la propuesta de reactivación hecha para el pozo SM 202 como manera de ejemplo, ya que bajo el mismo esquema metodológico fue realizado

para el resto de los 4 pozos candidatos para trabajos menores, permitiéndose ver las operaciones planteadas para la reactivación de los pozos la cual fueron realizadas bajo un esquema de trabajo optimizado tomando en consideración los estados actuales de los mismos.

➤ **Propuesta para reactivar el pozo SM 202**

Para la reactivación de este pozo se propone realizar las actividades de servicio que involucren chequeo mecánico y limpieza del mismo con la finalidad de inducir a producción el yacimiento U3 SM 201. Se recomienda trabajar con equipo de guaya fina para realizar un viaje de calibración con cortador 1 27/32 pulgadas por dentro de la tubería de producción de 2 3/8 pulgadas con el propósito de verificar sarta limpia e integridad de la tubería (se debe tomar en consideración que de resultar problemas con escala o parafinas, tomar las acciones necesarias para remover y corregir cualquier obstrucción en la tubería de producción). Posteriormente se recomienda chequear el nivel de fluido en el pozo y tomar muestra de mismo para realizar análisis de laboratorio que permitan determinar las propiedades actuales. Bajar llave selectiva y chequear camisas abiertas de circulación a 10662 pie y 10592 pie. La producción esperada de resultar satisfactoria la operación es de 87 BNPD y 4,29 MMPCN de gas.

En la tabla 4.20 muestra los resultados obtenidos del análisis de los pozos seleccionados basado en la mejor opción para retornarlos a la operatividad, toda esta selección y planteamiento de propuesta se elaboro asociando los resultados del análisis nodal que permitieron inferiría sobre base de la producción esperada bajo ciertas condiciones escogidas en este estudio.

Tabla 4.20 Resultado de las propuestas hechas para los pozos seleccionados para trabajos menores asociados a la producción esperada según el análisis nodal.

N°	POZO	PROPUESTA	RED (plg)	Pwf (lpc)	Pcab (lpc)	PRODUCCIÓN ESPERADA	
						BNPD	MMPCN
1	SM 202	CHEQUEO MECÁNICO	1/2	2938	1185	87	4,29
2	SM 210	CHEQUEO MECÁNICO	1/2	1731	717	91	2,63
3	SM 249	CAMBIO DE ZONA	1/2	1944	859	37	3,37
4	SM 417	SERVICIO DE LIMPIEZA	1/2	2063	1067	84	4,95
5	SM 621	CHEQUEO MECÁNICO	1/2	1493	632	23	2,31

4.4.2 Pozos seleccionados para trabajos mayores

Los pozos seleccionados para ser reactivados mediante trabajos mayores que ameritan ser intervenido con taladro se trabajo de igual forma con una propuesta desde el punto de vista operacional que comprende la descripción de las actividades operacionales necesarias para retornar a producción dichos pozos. Con el análisis hecho fueron escogidos 13 pozos para ser sometidos a reacondicionamiento y rehabilitación (RA/RC) siendo esta la opción más factible desde el punto de vista técnico para lograr los objetivos planteados de operatividad para cada pozo. A continuación se muestra la propuesta hecha para la reactivación del pozo SCJ 217 como modelo de las propuestas hechas al resto del conjunto de pozos seleccionados.

➤ **Propuesta para reactivar el pozo SM 228.**

Para la reactivación efectiva del pozo se propone realizar los trabajos de reacondicionamiento permanente N° 5 el cual consiste en bajar por dentro de la tubería de completación cañones de 1 11/16 pulgadas de alta penetración con una densidad de disparo de 6 tiros por pie a 60 grados fase, el yacimiento R3M SM 409 correspondiente al intervalo 9940 pie – 9948 pie. De igual forma la propuesta comprende también abandonar los yacimientos R3L SM 228 (9908 pie–9918 pie),

R2M SM 228 (9827 pie–9834 pie) y P2U SM 219 (9588 pie–9598 pie) con cemento para posteriormente realizar prueba de afluencia en la cara de las arenas cementadas para verificar integridad de los intervalos cementados. Para finalmente completar el pozo sencillo simple en el yacimiento R3M SM 409 con tubería de 2 3/8 pulgada bajo el mecanismo de producción flujo natural. Se recomienda evaluar el pozo por lo mínimo 3 horas chequeando presión de cabezal fluyendo y cerrado. Cabe destacar que el pozo no posee información reciente de trabajos de chequeo mecánico que definan el estado actual del equipo de completación, sobre la marcha de las operaciones de rehabilitación y reacondicionamiento se determinara la necesidad de recuperar empacaduras y otros elementos propios del equipo de completación sin conocer la profundidad a la cual están ubicados. La tabla 4.21 muestra de forma resumida el resultado de las propuestas hechas para el resto de los pozos seleccionados para ser reactivados mediante trabajos mayores conjuntamente con la producción esperada de resultar satisfactoria las actividades planteadas.

Tabla 4.21 Resultado de las propuestas hechas para los pozos seleccionados para trabajos mayores asociado a la producción esperada según el análisis nodal.

N°	POZO	PROPUESTA	RED (plg)	Pwf	Pcab	PRODUCCIÓN ESPERADA	
				(lpc)	(lpc)	BNPD	MMPCN
1	SCJ 217	RA/RC N° 2	1/2	2289	862	75	3,03
2	SM 216	RA/RC N° 5	1/2	1825	779	80	3,07
3	SM 227	RA/RC N° 2	1/2	2191	1110	110	4,37
4	SM 228	RA/RC N° 5	1/2	2398	1146	54	4,38
5	SM 231	RA/RC N° 5	1/2	1645	784	138	2,74
6	SM 233	RA/RC N° 4	1/2	2071	908	85	3,28
7	SM 234	RA/RC N° 9	1/2	1732	848	103	4,19
8	SM 244	RA/RC N° 6	1/2	2273	846	53	2,88
9	SM 402	RA/RC N° 5	1/2	2892	1576	87	6,94
10	SM 404	RA/RC N° 2	1/2	2450	1286	130	5,03
11	SM 410	RA/RC N° 3	1/2	1787	758	139	2,78
12	SM 414	RA/RC N° 2	1/2	2118	1130	76	4,54
13	SM 418	RA/RC N° 1	1/2	1971	772	157	2,77

4.5 EVALUACIÓN ECONÓMICA

Una vez realizada la propuesta de reactivación para cada uno de los pozos estudiados, se llevó a cabo la evaluación económica para determinar la rentabilidad de los trabajos planteados. Para esto se dispuso de la herramienta de evaluación económica SEEPLUS, permitiendo realizar la evaluación del proyecto enmarcado dentro de las normas financieras de la industria petrolera el cual cuenta con la facilidad de evaluar varias alternativas del proyecto bajo diferentes escenarios económicos, todos los datos cargados para realizar la simulación de los aspectos económicos de los pozos fueron discretizados en función a lo establecido al plan de negocios de PDVSA-GAS.

Las evaluaciones económicas de los trabajos propuestos se realizaron tomando como base las siguientes consideraciones:

- Tasa de Cambio: 2150 Bs/\$. (Referencia año 2009)
- Escenario de Precios “Plan de Negocios 2006 -2012 Cesta 26\$” (PDVSA 1993)
- Precios del Gas desde 0,75 hasta 1,03 \$/MMPCN.
- I.S.L.R: 34,0%.
- Regalía: 20,0% Gas y 30,0 Crudo.
- Inversión Aplicada al área operacional: SOTO – MAPIRI, año 2009.
- Tasa de Descuento: 12%.
- Año Base 2009.

- Indicadores Económicos: Tasa Interna de Retorno (TIR), Valor Presente Neto (VPN), Eficiencia de la Inversión (EI), Tiempo de pago.
- Herramienta Conceptual: SEE PLUS 6.0
- Potencial: Tasas iniciales de producción estimadas de acuerdo al análisis nodal.
- Declinación Estimada para el campo SOTO ESTE: 12 % Gas y 20% Crudo.
- Costos operaciones con taladro (reparaciones, RA/RC): 3000 MBs.
- Costos operaciones con unidad de guaya fina (servicios): 1100 MBs
- En la evaluación no se consideran las inversiones por adecuación o construcción de infraestructura para el manejo de la producción del pozo.
- Se contempla un horizonte económico de 5 años (2009 – 2014)
- El perfil de producción de la evaluación no toma en cuenta cambios en los planes de explotación de los yacimientos o mecanismos de daño que afecten la producción del pozo.

En función a cada una de las premisas consideradas se procedió a evaluar el trabajo propuesto a cada uno de los pozos por individual para visualizar la rentabilidad en el tiempo, para luego asociar el incremento del potencial que sufriría el campo SOTO ESTE en relación al número de pozos reactivados para finalmente analizar de forma global la factibilidad técnico-económica de todo el proyecto.

La tabla 4.22 resumen los valores de los indicadores económicos obtenidos para cada uno de los trabajos propuestos. La actividad generadora se refiere a la operación a la cual se acredita el beneficio en producción obtenido, partiendo del potencial inicial esperado del pozo con el diámetro de reductor de 1/2 pulgadas.

Tabla 4.22 Evaluación económica de de los trabajos propuestos.

Nº	Pozo	Yacimiento	Propuesta	Inversión MBs	VPN MBs	TIRm %	EI	TDP Años
1	SM 202	U3 SM 201	SERVICIO	1100	5468,4454	85,15	12,35	0,26
2	SM 210	O2M SM 201	SERVICIO	1100	3177,9116	69,04	7,83	0,32
3	SM 249	L4M SM 220	C. ZONA	850	1156,6065	43,79	3,49	0,76
4	SM 417	S1U SM 417	SERVICIO	1100	1503,7825	54,78	5,04	0,53
5	SM 621	J2L SM 404	SERVICIO	1100	635,3261	38,05	2,37	1,26
6	SCJ 217	U6 SCJ 202	RA/RC	3000	4230,1451	48,02	4,03	0,63
7	SM 216	U3 SM 201	RA/RC	3000	4017,3927	46,88	3,88	0,65
8	SM 227	R3M SM 409	RA/RC	3000	3438,1864	43,59	3,46	0,76
9	SM 228	R3M SM 409	RA/RC	3000	3265,5623	42,55	3,34	0,77
10	SM 231	U3 SM 201	RA/RC	3000	2774,7548	39,42	2,99	0,87
11	SM 233	U3 SM 201	RA/RC	3000	3124,9740	41,68	3,24	0,80
12	SM 234	U3 SM 201	RA/RC	3000	2063,2287	34,30	2,48	1,05
13	SM 244	U6 SCJ 202	RA/RC	3000	2795,6674	38,55	3,00	0,85
14	SM 402	S3M,S SM 411	RA/RC	3000	1647,0214	30,18	2,03	1,55
15	SM 404	S3M,S SM 411	RA/RC	3000	1735,2541	31,65	2,24	1,40
16	SM 410	R3M SM 409	RA/RC	3000	4588,9887	49,86	4,29	0,59
17	SM 414	S3M,S SM 411	RA/RC	3000	2054,0478	34,22	2,47	1,15
18	SM 418	U2L SM 407	RA/RC	3000	2954,7795	40,60	3,12	0,83

De acuerdo a los resultados obtenidos en la tabla 4.22 se aprecia que los indicadores económicos respaldan la rentabilidad de los trabajos, debido a que se obtuvo una tasa interna de retorno (TIR) $>15\%$, es decir que existe una recuperación adicional de la inversión (Inversión + Costo del capital + Ganancias), el valor presente neto es superior a cero lo que garantiza la rentabilidad del proyecto (VPN) >0 , una eficiencia de la inversión (EI) >1 y un tiempo de pago menor a 2 años.

CONCLUSIONES.

- El campo Soto Este posee 298 yacimientos inactivos representando el 96,75% del total de los yacimientos existente en el área con unas reservas recuperables de 75 MMBN de petróleo y 367 MMMPCN de gas, asociados a 87 pozos (54 inactivos, 24 abandonados y 10 productores de gas).
- De la clasificación y jerarquización realizada a los yacimientos inactivos del campo Soto Este se logró identificar 13 yacimientos con reservas remanentes mayores a 5 MMMPCN de gas, con un total de 39 pozos asociados del universo de 54 pozos inactivos que posee todo el campo.
- Los yacimientos L4M SM 220, R1L,S SM 422 y R3M SM 409 todos contentivos de crudo mediano poseen un porcentaje de recuperación de sus reservas de gas y petróleo menor al 5%, lo cuales se perfilaron con las condiciones más ideales de yacimiento para reactivar pozos.
- El resultado de la evaluación de los pozos generó la propuesta para reactivar 18 pozos, de las cuales 13 son mediante trabajos mayores (RA/RC) y 5 candidatos a trabajos menores (servicios de limpieza, chequeo mecánico y cambio de zona productora).
- Un 17,94% de los pozos del área objeto de estudio (7 pozos) presentaron problemas mecánicos que dificultan su reactivación en los yacimientos seleccionados, 10,25% fueron propuesto para abandono oficial (4 pozos), 7,69% no generaron una propuesta factible por su cercanía al contacto original agua petróleo (3 pozos) y el 17,69% fueron descartados de su reactivación por estar invadidos por agua (7 pozos).

- El yacimiento U2 SM 207 presentó el mayor porcentaje de declinación de producción con el 99,74% de las reservas de crudo recuperadas, razón por la cual no se generó ninguna propuesta de reactivación de los pozos asociados a este yacimiento producto del bajo nivel de energía y lo avanzado que se encuentra el frente agua.
- Con la reactivación de los 18 pozos propuestos se espera una producción de 1609 BNPD y 62,67 MMPCN de gas, incrementando el potencial de producción del campo Soto Este en un 68,42% en función a la producción de gas registrada para diciembre de 2008.
- El 85% de los pozos inactivos estudiados se encuentran desincorporados de producción desde hace 20 años, presentando mal estado las vías de accesos a las locaciones y poca información de las últimas actividades realizadas.
- La volumetría esperada con la reactivación de los 18 pozos usando un reductor de 1/2 pulgada y bajo un régimen de producción por flujo natural es de 62,67 MMMPCN de gas, asociado a una inversión total de todo el proyecto de 44.250 MBs con una eficiencia de inversión de 4,46.
- Para todas las propuestas de los pozos, los indicadores económicos respaldan la rentabilidad de las mismas en un horizonte económico de 5 años, haciendo factible el proyecto de reactivación de 18 pozos en función a la relación inversión y ganancias, teniendo presente que para todo el proyecto, la tasa interna de retorno modificado (TIRM) es igual 51,07% y la eficiencia de inversión (EI) es de 4,46%.

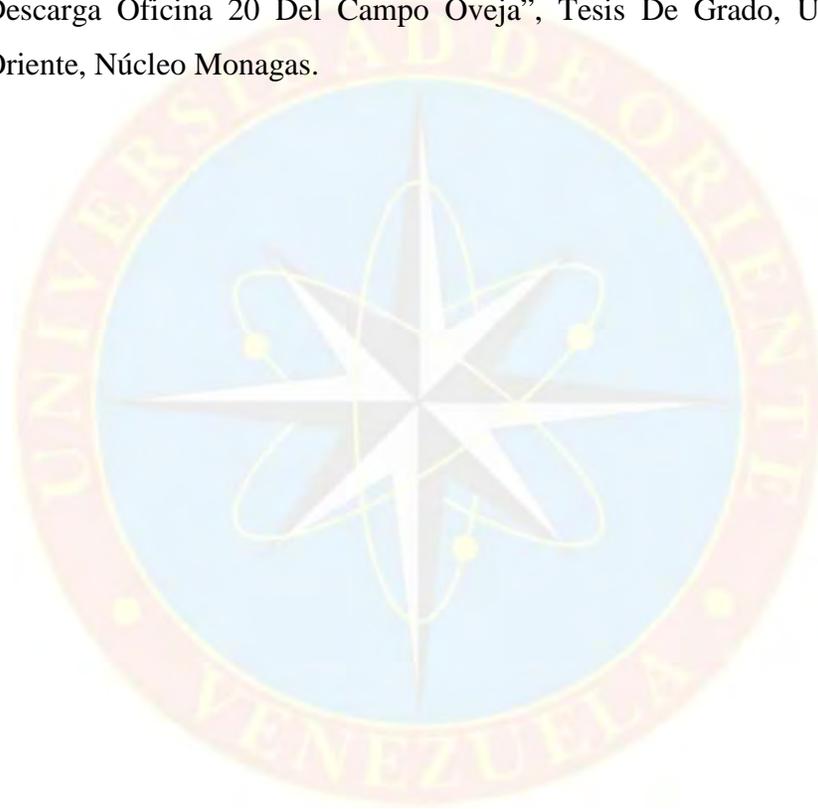
RECOMENDACIONES

- Establecer un plan de captura de información de presiones estáticas y pruebas de restauración de presión en diferentes puntos de los yacimientos en estudio, con el objetivo de monitorear el comportamiento de presión y estimar parámetros de permeabilidad, índice de productividad y daño asociado.
- Realizar pruebas periódicas de producción a los pozos con la finalidad de evaluar el comportamiento productivo, con el objetivo de conocer los estados reales que permitan diagnosticar las condiciones operativas de los mismos y sobre la base de la información obtenida poder optimizar los planes de explotación de los yacimientos.
- Actualizar los estados de los pozos en la base de datos de CENTINELA para mejorar el monitoreo de los mismo y poder evitar errores a la hora de realizar estudios con el programa OFM, así como también actualizar la información contenida en los libros de reservas del Distrito Anaco con la finalidad de hacerla consistente con los mapas Isopacos-Estructurales contenidos en el programa SIGEMAP.
- Evaluar el comportamiento productivo de los pozos como mínimo 3 horas garantizando un periodo de estabilización posterior a los trabajos realizados para luego chequear presión de cabezal en superficie fluyendo y cerrado con la finalidad de cotejar los resultados esperados por el análisis nodal y el comportamiento real de los pozos.
- Promover estudios similares a éste con la incorporación de pozos asociados a yacimientos con reservas remanentes menores a 5 MMMPCN de gas que permitan incrementar el potencial productivo del campo y reactivar mayor número de pozos.

BIBLIOGRAFÍA

- ✓ ARIAS, F. (1999). El proyecto de Investigación, Editorial Episteme, Tercera Edición, Caracas, Venezuela, pp 44 – 47
- ✓ AMAYA, R. (2002) “Factibilidad Para la Incorporación a Producción de los Pozos Inactivos que Convergen a la Estación Oficina 16, Campo Oveja Distrito San Tomé, Tesis De Grado, Universidad De Oriente, Núcleo Monagas.
- ✓ BELLORIN, CESAR. (1999). Estratigrafía Formacional regional, Estado Anzoátegui, Venezuela.
- ✓ HERNÁNDEZ, SAMPIERI. (2001). Metodología de la Investigación, Editorial McGraw-Hill, Segunda Edición, D.F, Mexico, pp 52 – 132
- ✓ MARTÍNEZ, R. (2000). Proyecto de Reactivación y Desarrollo del Campo Onda, Estado Monagas, Venezuela.
- ✓ OLIVIERI, M. (2002) “Propuesta De Explotación Para Los Pozos Inactivos De Los Yacimientos Jobo – 01 Y Morichal – 01 Del Campo Jobo En La U.E.P.E Del Distrito San Tomé, Tesis De Grado, Universidad De Oriente, Núcleo Monagas.
- ✓ PDVSA GAS (2006) “Ingeniería de Producción”. Nivel III, Archivo corporativo.
- ✓ ROJAS, G. (2005). “Ingeniería de Yacimientos de Gas Condensado”, Segunda edición, Puerto La Cruz –Venezuela.
- ✓ RODRÍGUEZ, J. (2007). “Ingeniería Básica de Yacimientos”. Puerto La Cruz. Venezuela.

- ✓ SCHLUMBERGER. (2000). Oil Field Manager. Workshop Training Manual, Geoquest, Houston, U.S.A. 350 pp.
- ✓ SCHLUMBERGER. (2004). Information Solutions, “Pipesim Suite”, Houston.
- ✓ VIÑA, C. (2002). “Factibilidad Para La Incorporación A Producción A Producción De Los Pozos Inactivos Que Convergen A La Estación De Descarga Oficina 20 Del Campo Oveja”, Tesis De Grado, Universidad De Oriente, Núcleo Monagas.





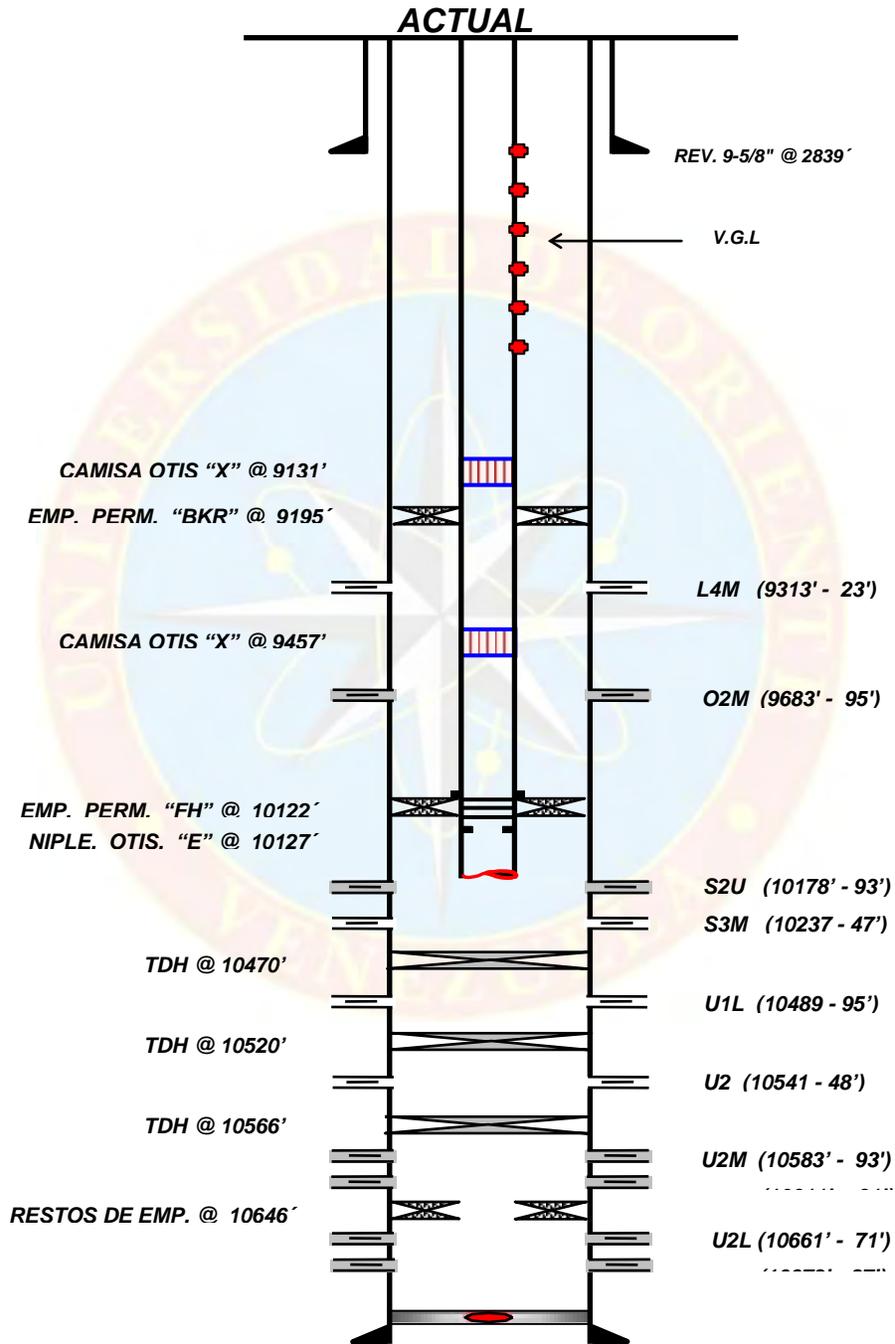
APÉNDICES



Apéndice A
Diagramas Mecánicos de los pozos

CAMPO: SOTO ESTE

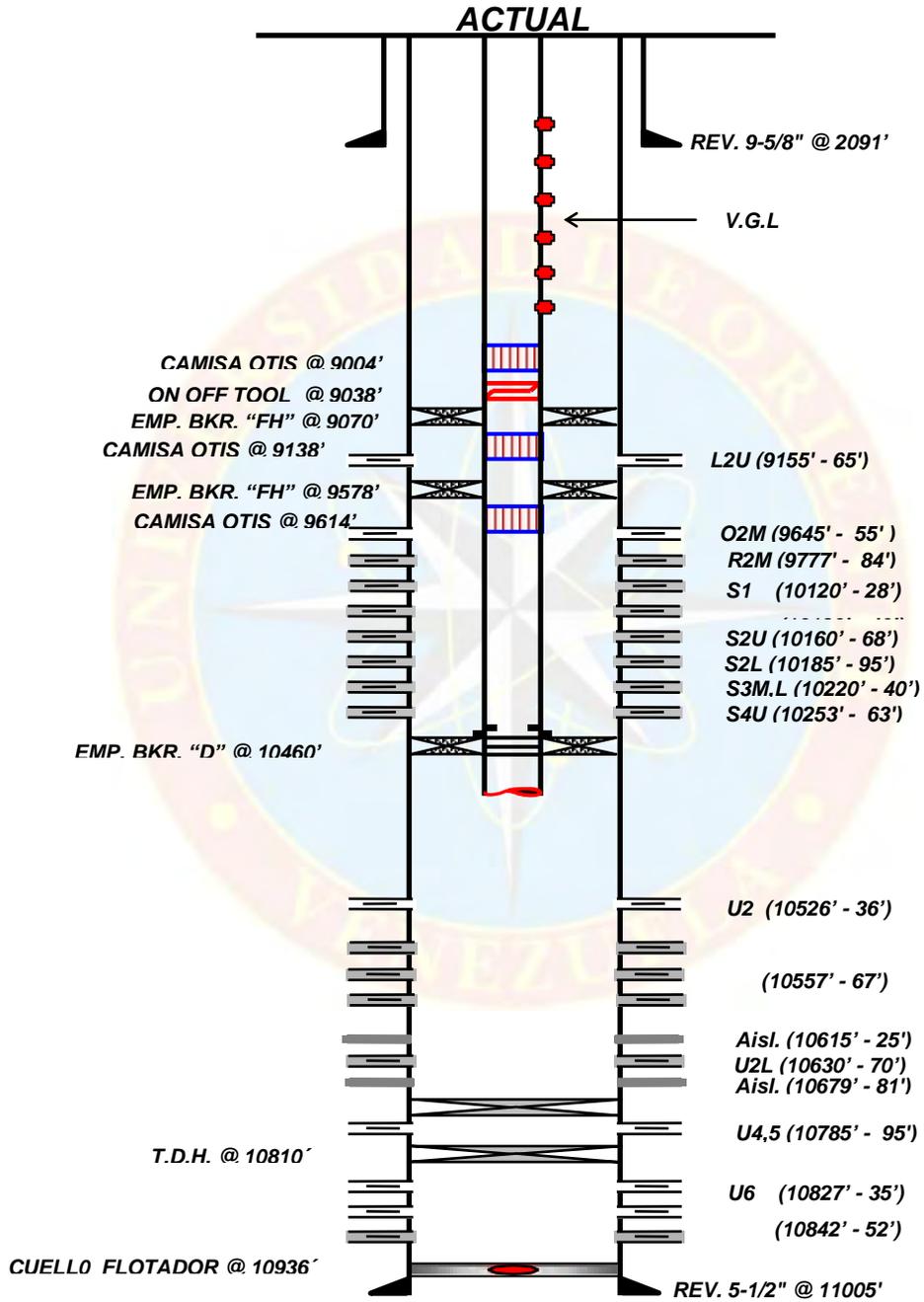
POZO: SCJ-201



NOTA: TODAS LAS PROFUNDIDADES ESTAN REFERIDAS A LA MESA ROTATORIA.

CAMPO: SOTO ESTE

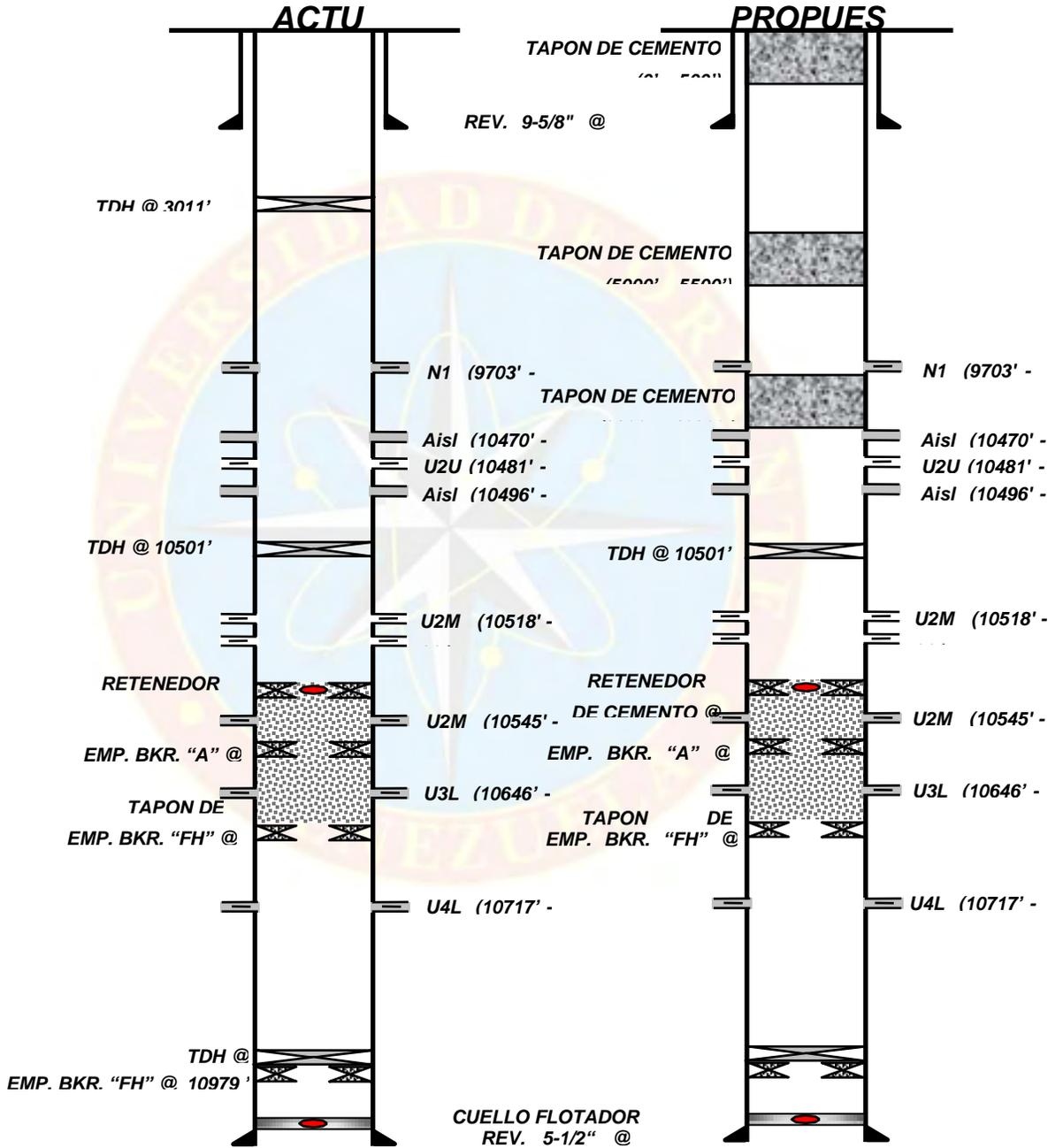
POZO: SCJ-202



NOTA: TODAS LAS PROFUNDIDADES ESTAN REFERIDAS A LA MESA ROTATORIA.

CAMPO: SOTO ESTE

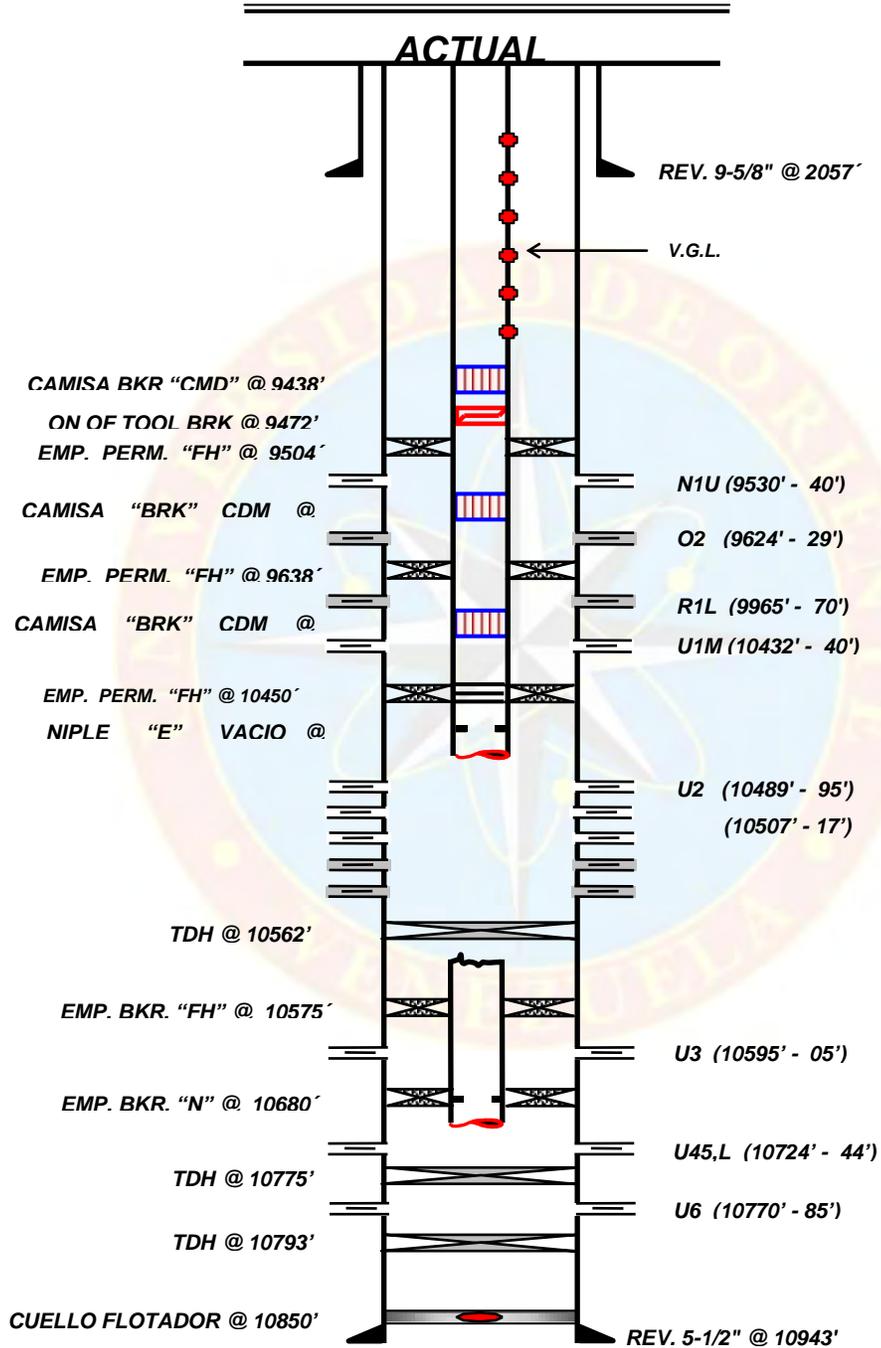
POZO: SCJ-206



NOTA: TODAS LAS PROFUNDIDADES ESTAN REFERIDAS A LA MESA

CAMPO: SOTO ESTE

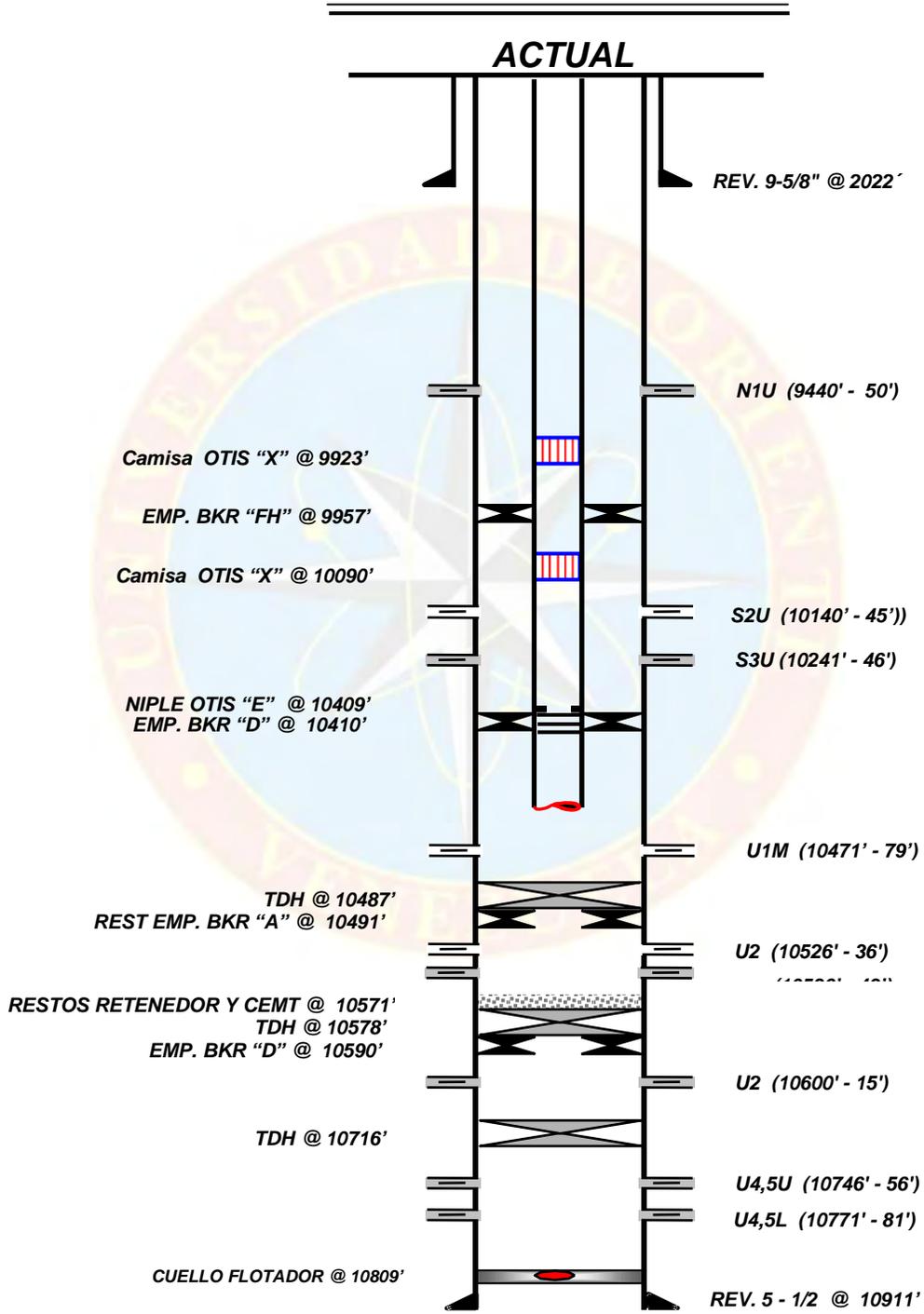
POZO: SCJ-207



NOTA: TODAS LAS PROFUNDIDADES ESTAN REFERIDAS A LA MESA ROTATORIA.

CAMPO: SOTO ESTE

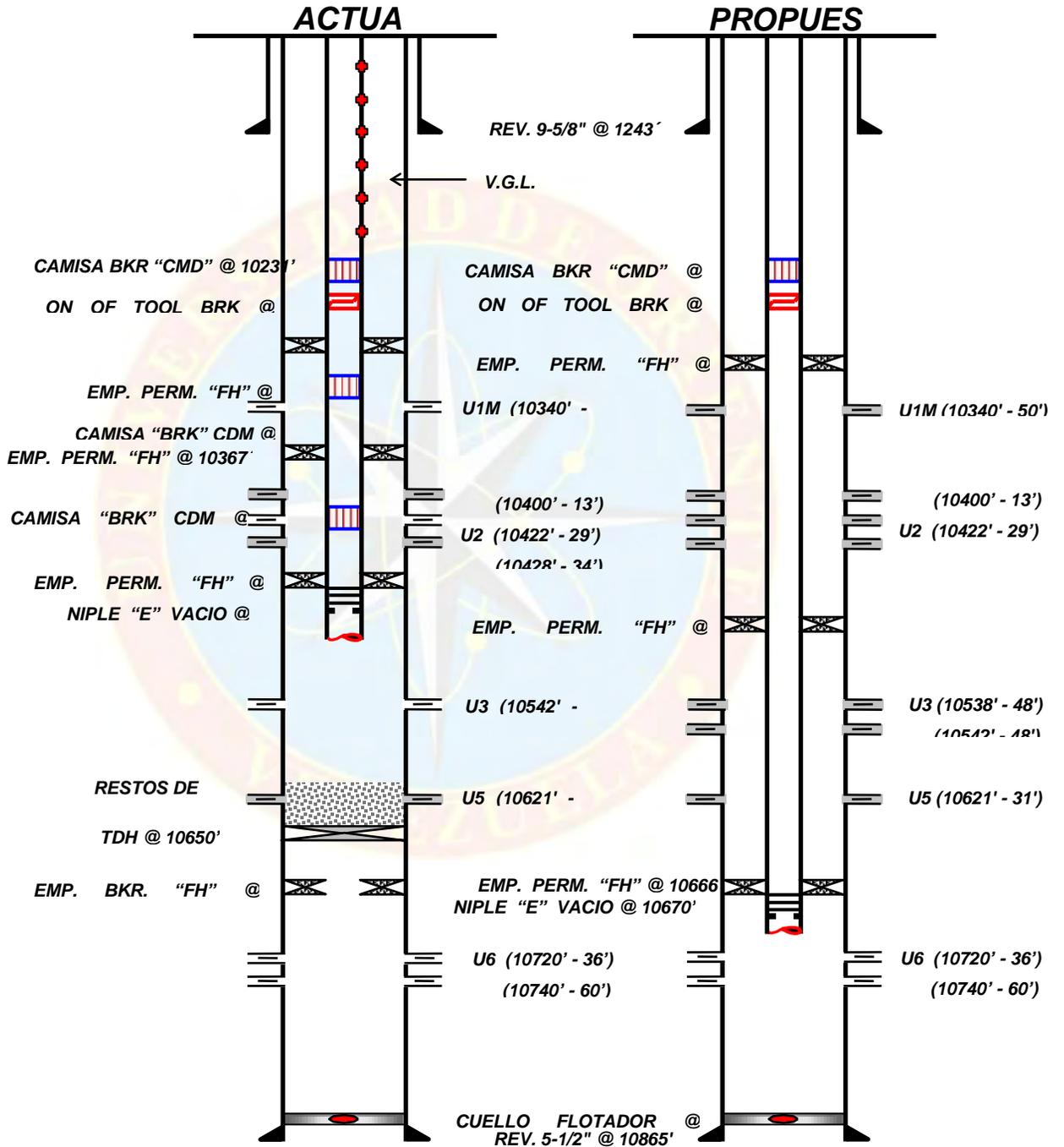
POZO: SCJ-209



NOTA: TODAS LAS PROFUNDIDADES ESTAN REFERIDAS A LA MESA ROTATORIA.

CAMPO: SOTO ESTE

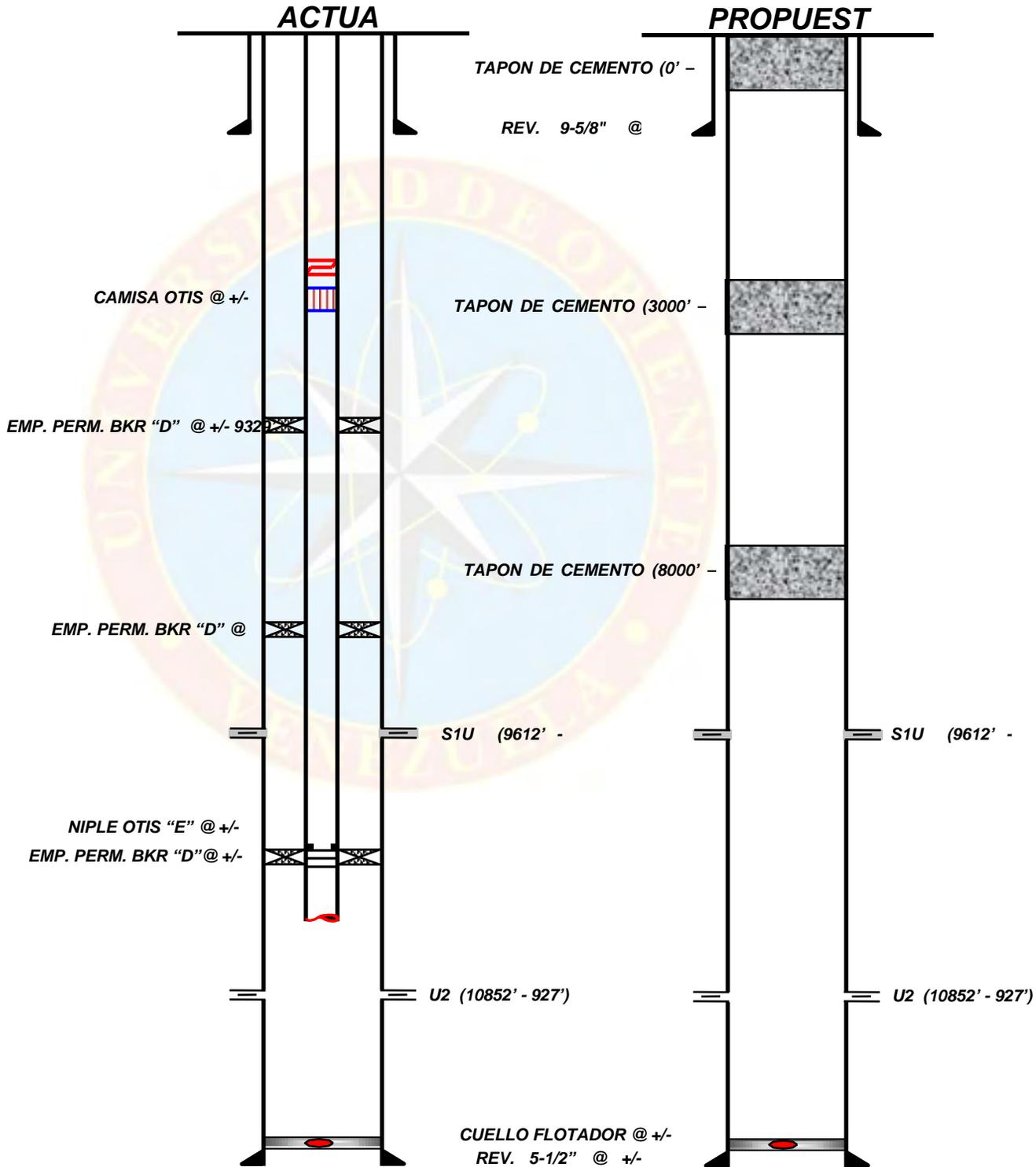
POZO: SCJ - 217



NOTA: TODAS LAS PROFUNDIDADES ESTAN REFERIDAS A LA

CAMPO: SOTO ESTE

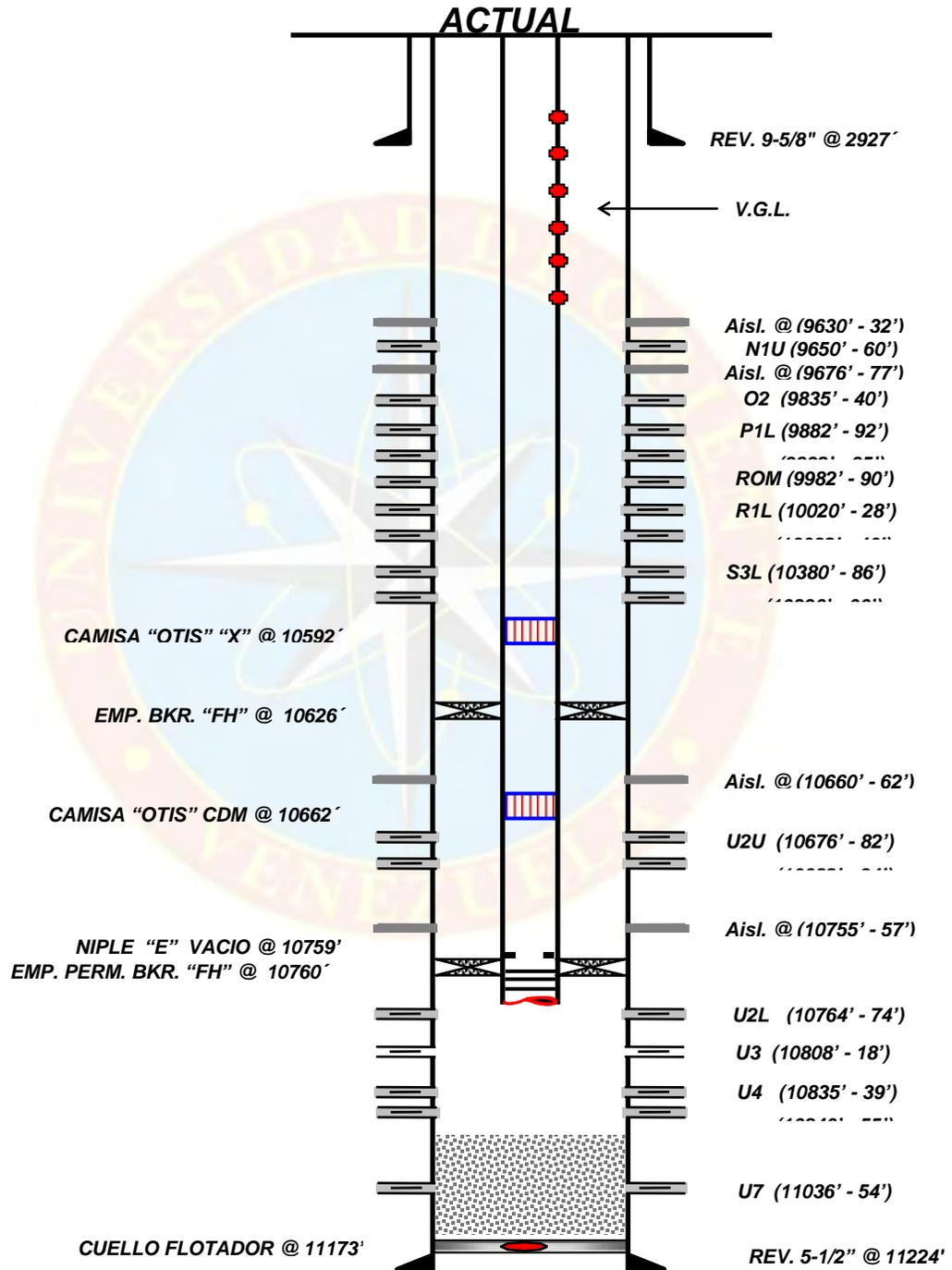
POZO: SM - 200



NOTA: TODAS LAS PROFUNDIDADES ESTAN REFERIDAS A LA MESA

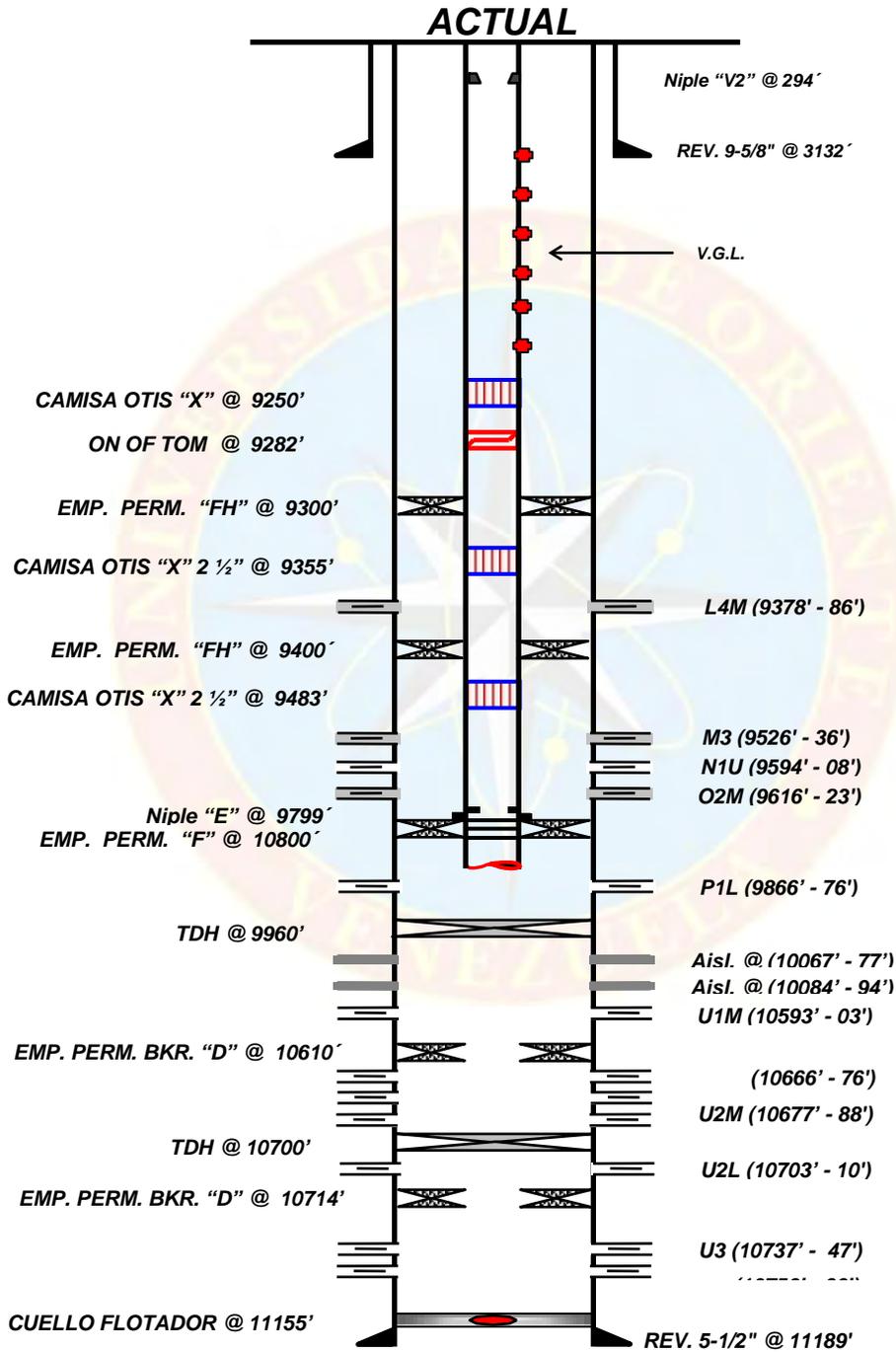
CAMPO: SOTO ESTE

POZO: SM-202



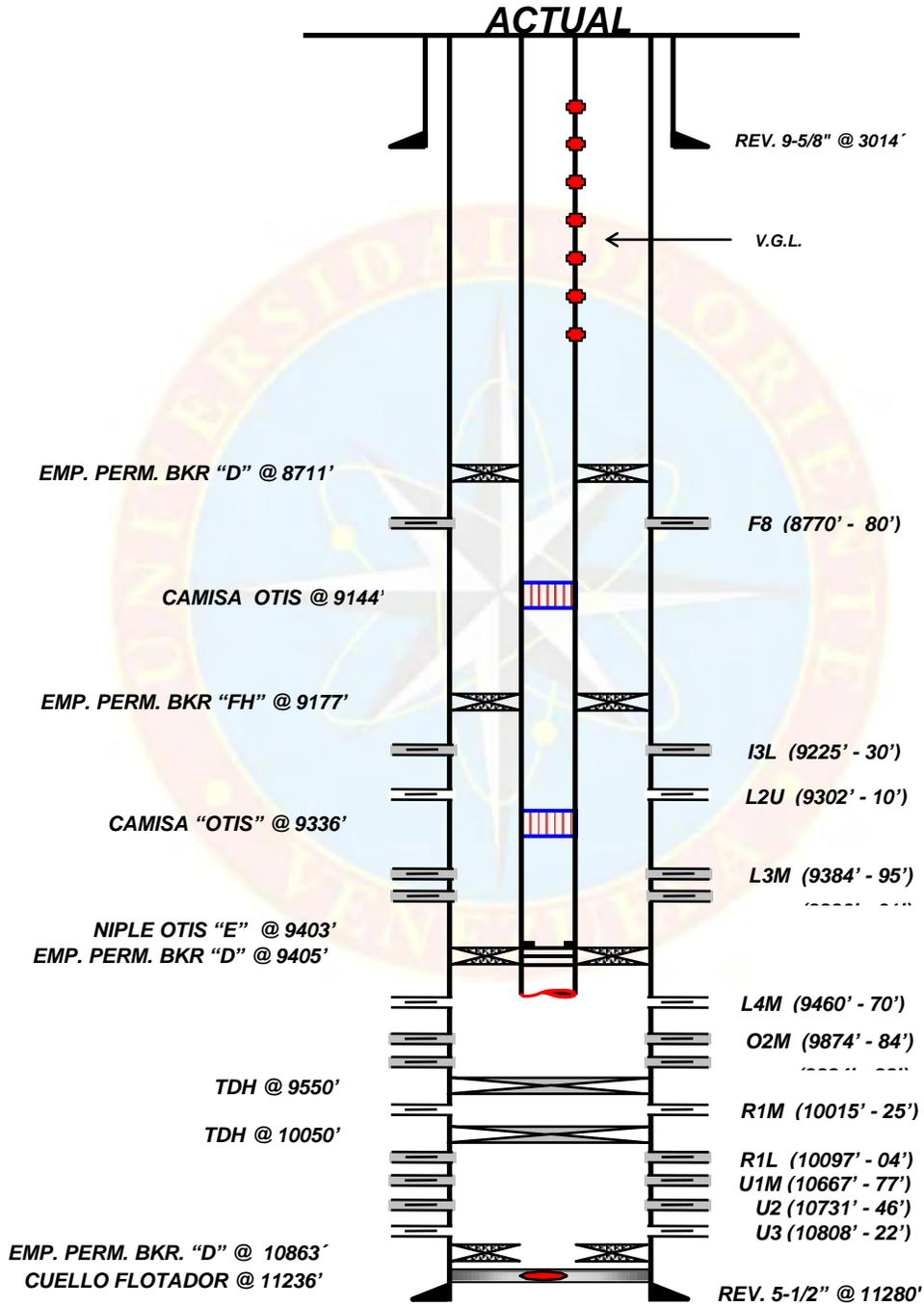
NOTA: TODAS LAS PROFUNDIDADES ESTAN REFERIDAS A LA MESA ROTATORIA.

**CAMPO: SOTO ESTE
POZO: SM-203
U. E. Y. A.M.O**



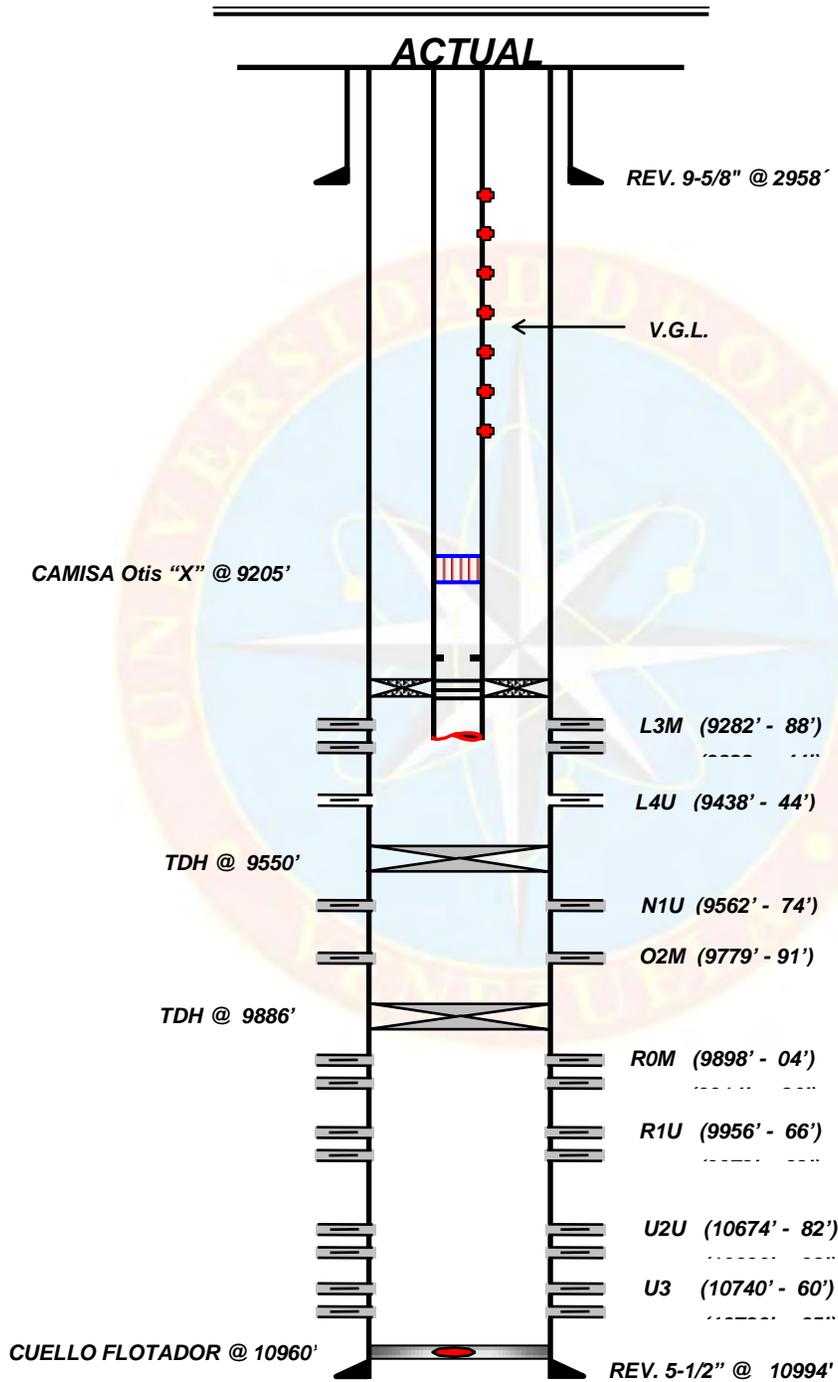
NOTA: TODAS LAS PROFUNDIDADES ESTAN REFERIDAS A LA MESA ROTATORIA.

CAMPO: SOTO ESTE
POZO: SM-204
U. E. Y. A. M. O



NOTA: TODAS LAS PROFUNDIDADES ESTAN REFERIDAS A LA MESA ROTATORIA.

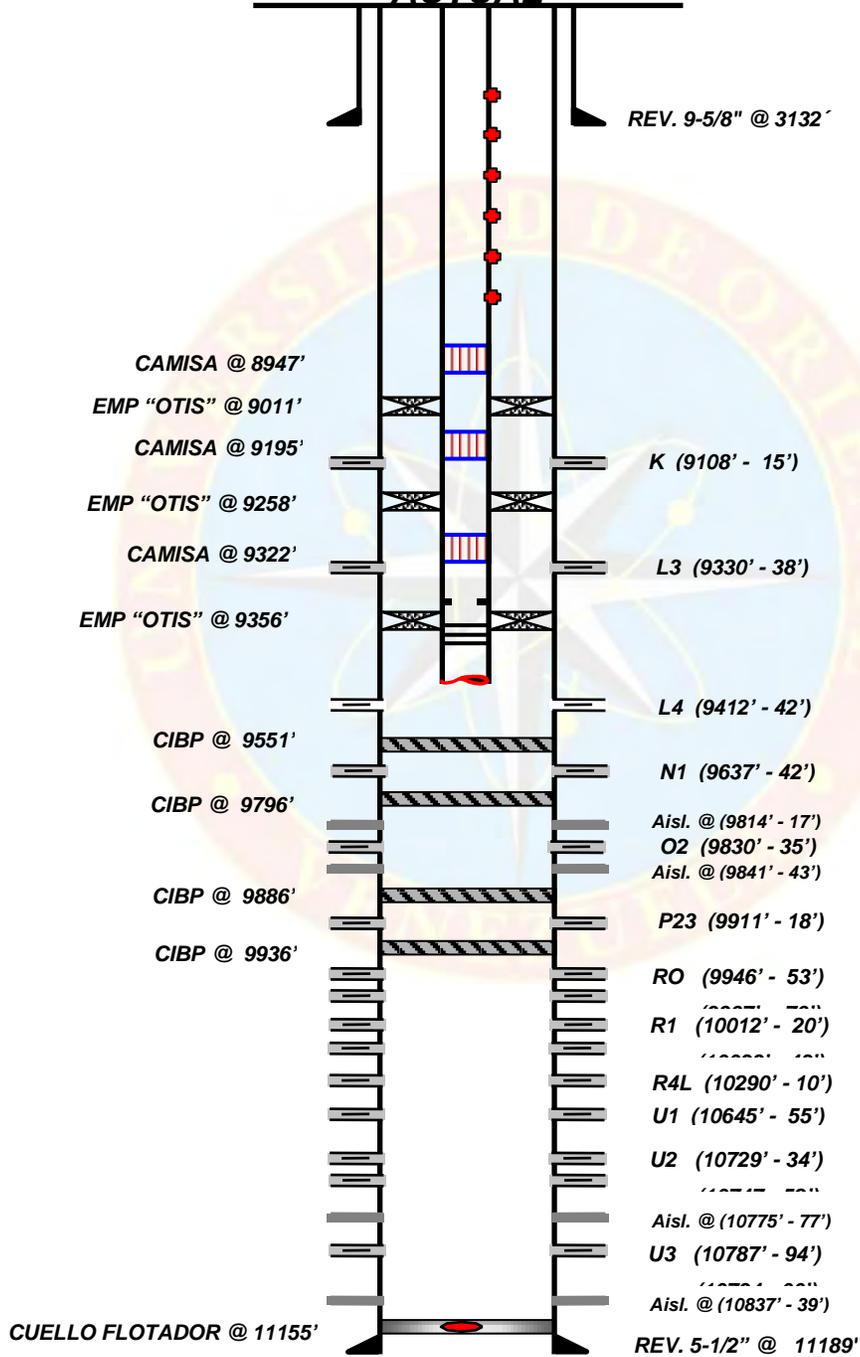
**CAMPO: SOTO ESTE
POZO: SM-205**



NOTA: TODAS LAS PROFUNDIDADES ESTAN REFERIDAS A LA MESA ROTATORIA.

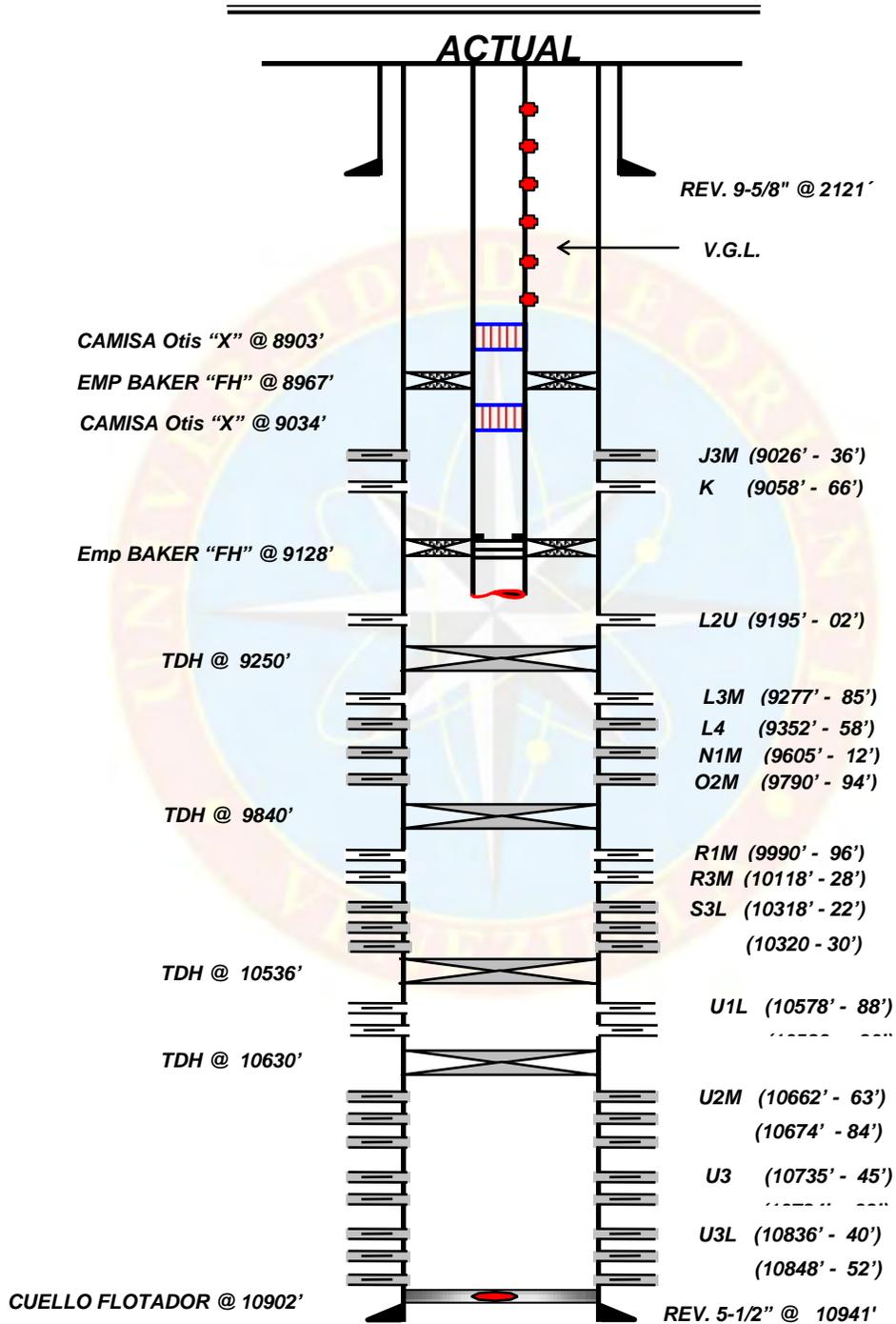
CAMPO: SOTO ESTE
POZO: SM-206
U F Y A M O

ACTUAL



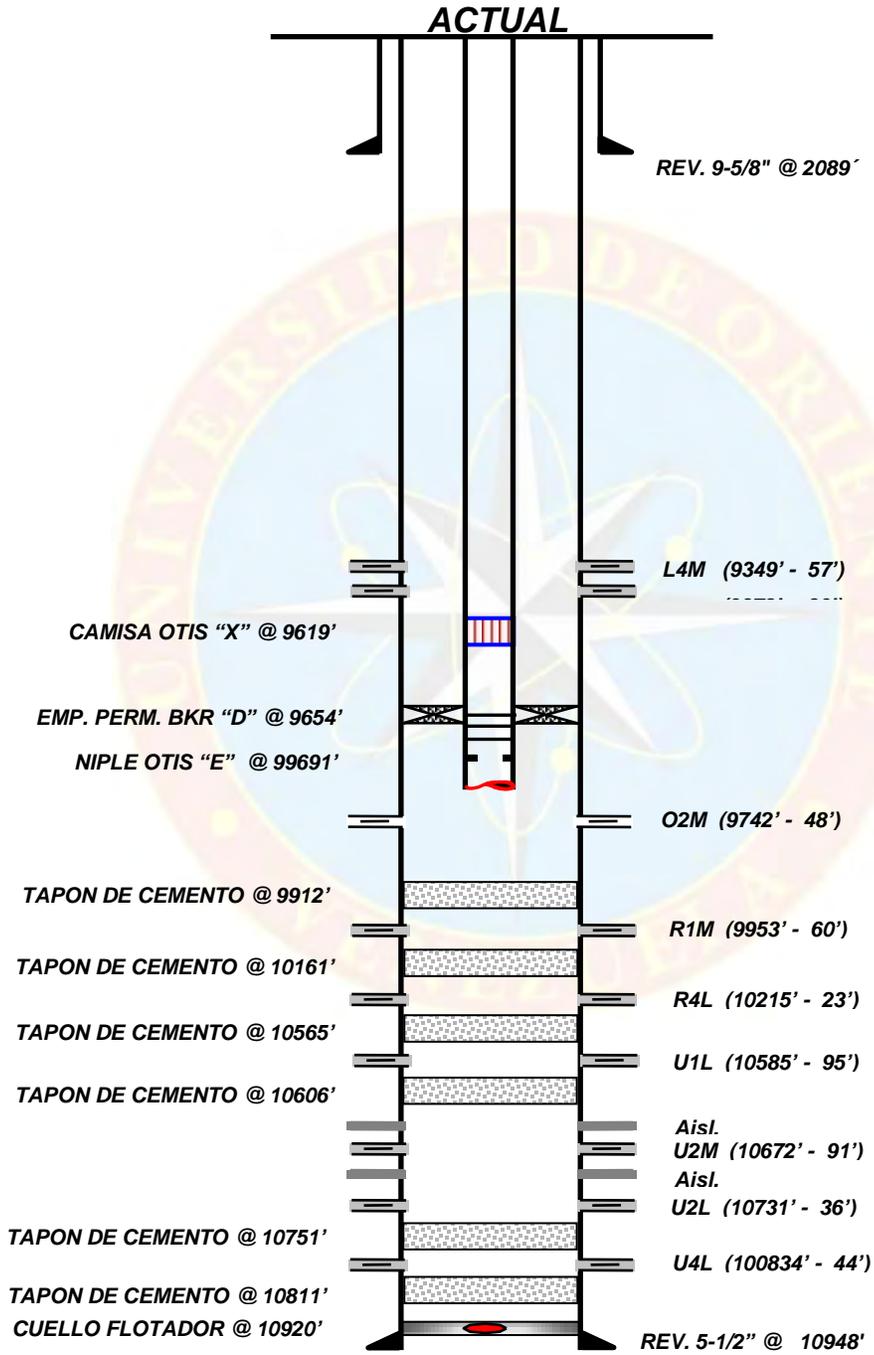
NOTA: TODAS LAS PROFUNDIDADES ESTAN REFERIDAS A LA MESA

CAMPO: SOTO ESTE
POZO: SM-209



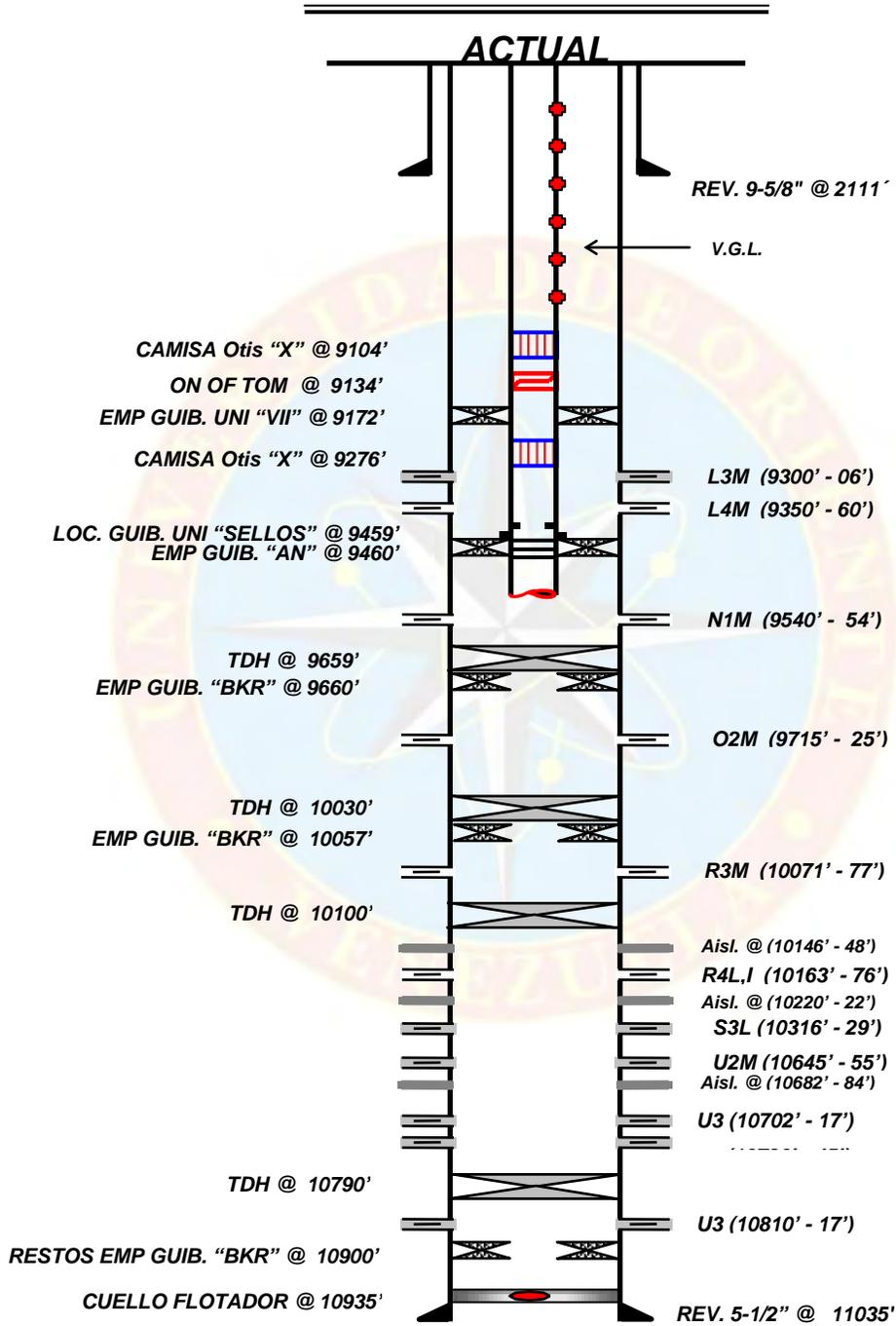
NOTA: TODAS LAS PROFUNDIDADES ESTAN REFERIDAS A LA MESA ROTATORIA.

**CAMPO: SOTO ESTE
 POZO: SM - 210
 U. E. Y. A. M. O**



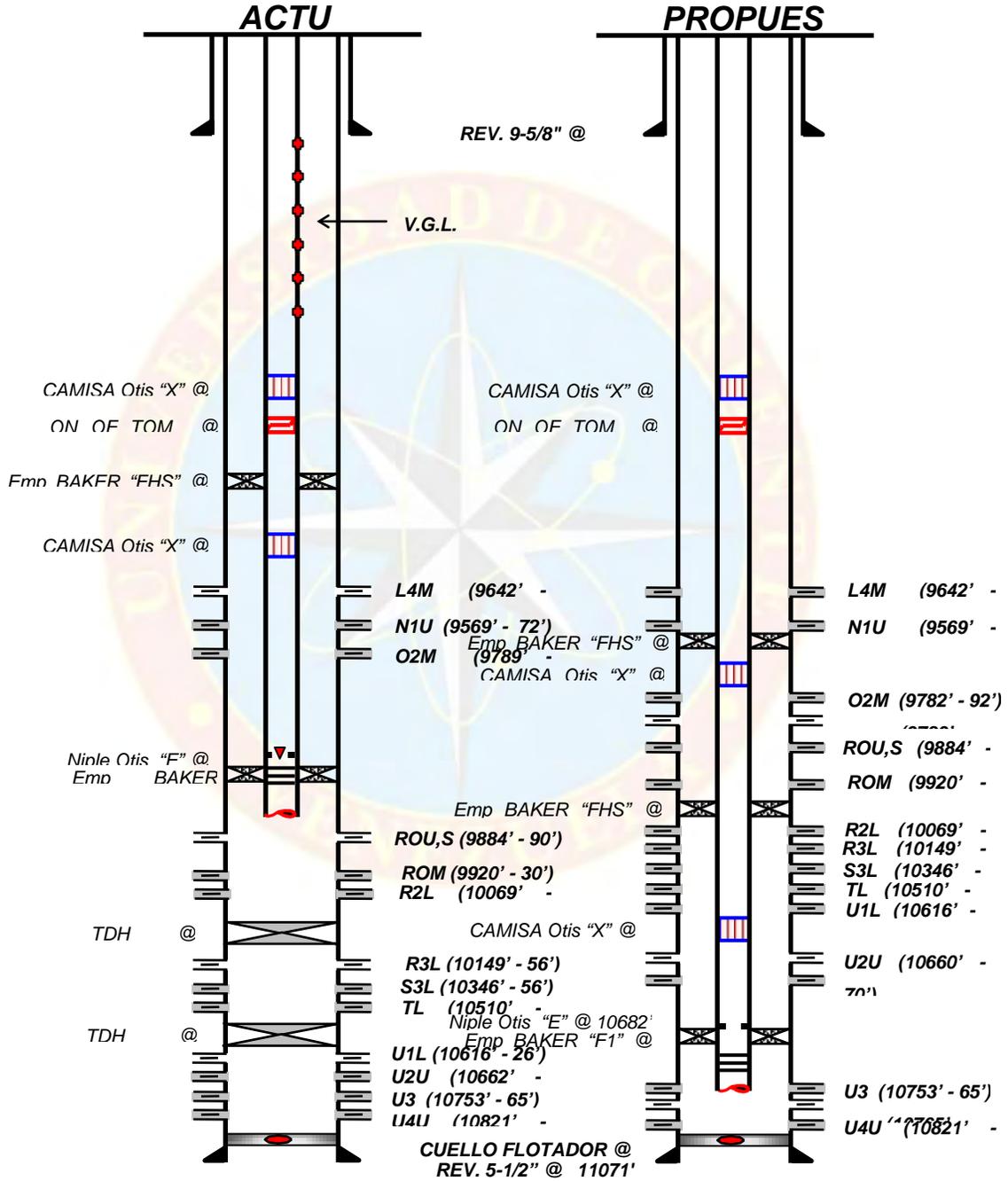
NOTA: TODAS LAS PROFUNDIDADES ESTAN REFERIDAS A LA MESA ROTATORIA.

**CAMPO: SOTO ESTE
POZO: SM-211**



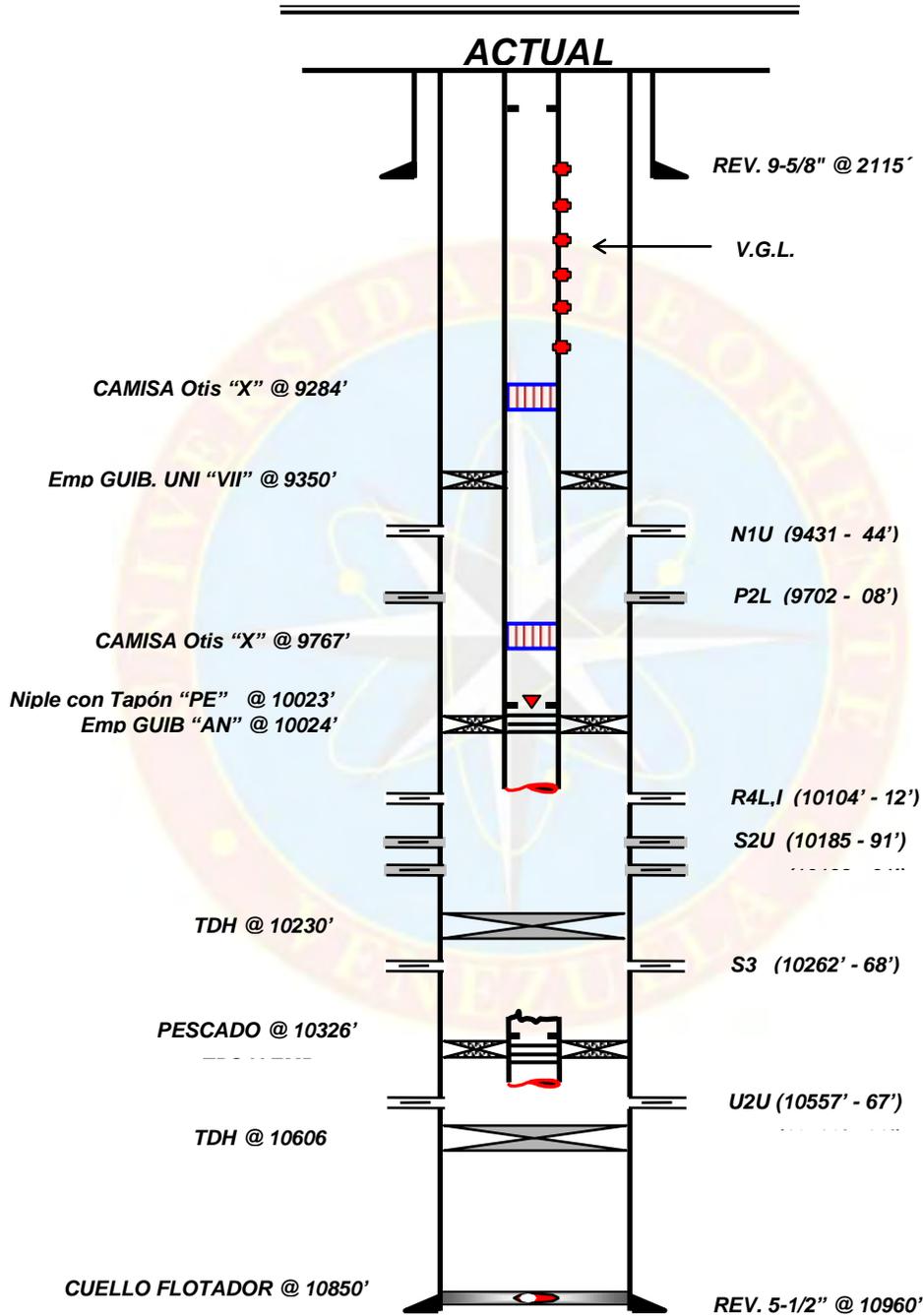
NOTA: TODAS LAS PROFUNDIDADES ESTAN REFERIDAS A LA MESA ROTATORIA.

CAMPO: MAPIRI ESTE
POZO: SM-216



NOTA: TODAS LAS PROFUNDIDADES ESTAN REFERIDAS

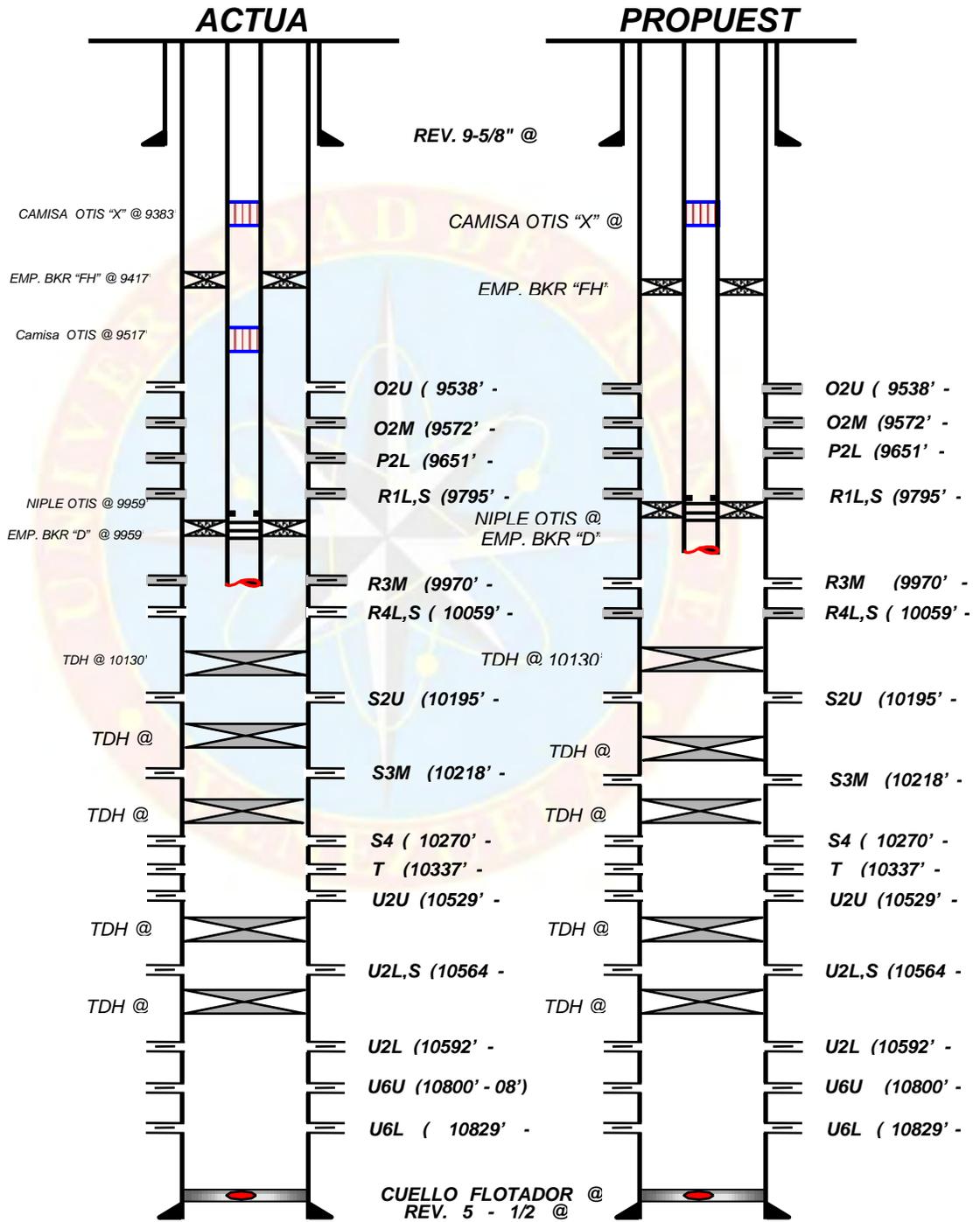
**CAMPO: SOTO ESTE
POZO: SM – 224**



NOTA: TODAS LAS PROFUNDIDADES ESTAN REFERIDAS A LA MESA ROTATORIA.

CAMPO: SOTO ESTE

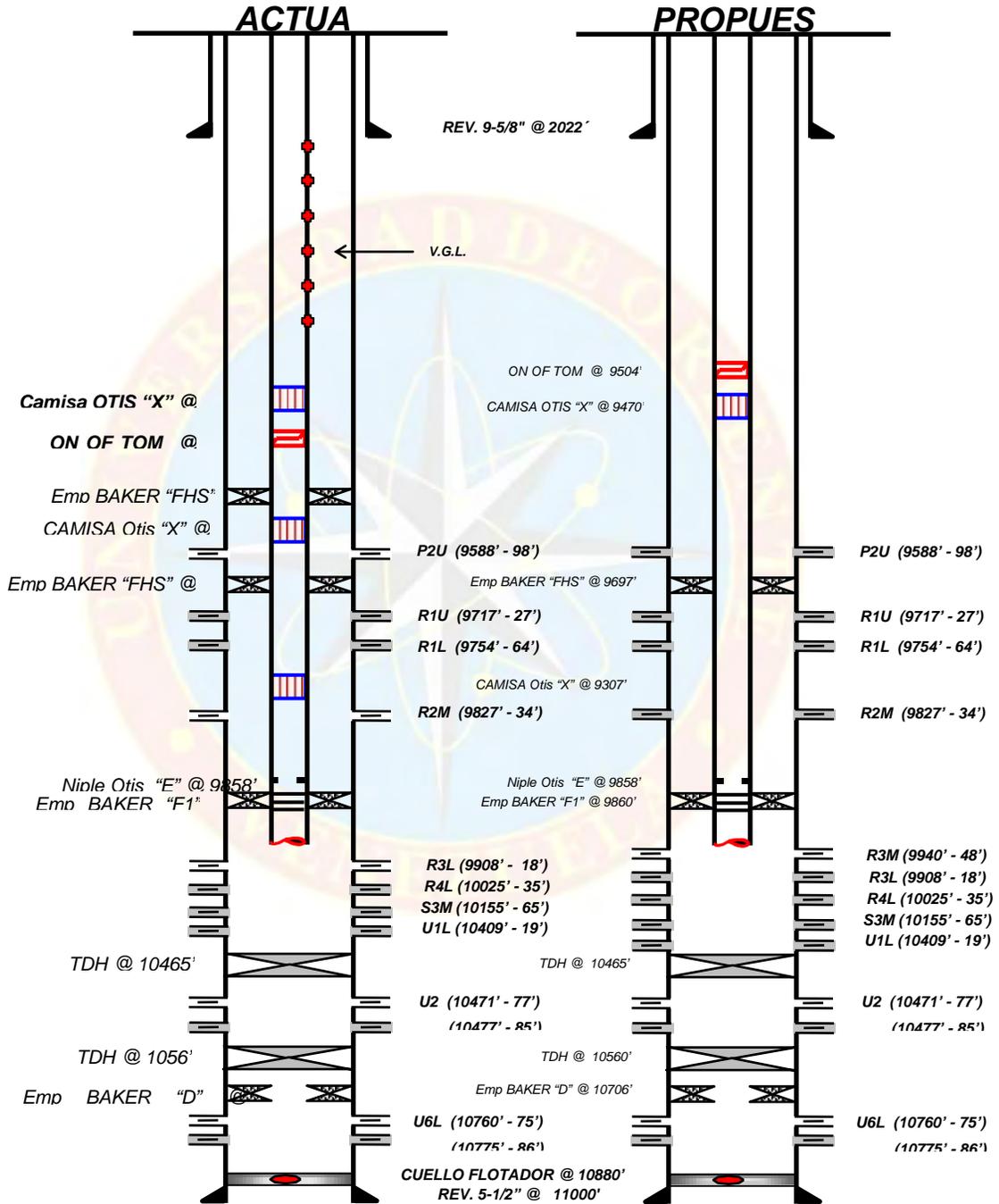
POZO: SM - 227



NOTA: TODAS LAS PROFUNDIDADES ESTAN REFERIDAS A LA

CAMPO: SOTO ESTE

POZO: SM - 228

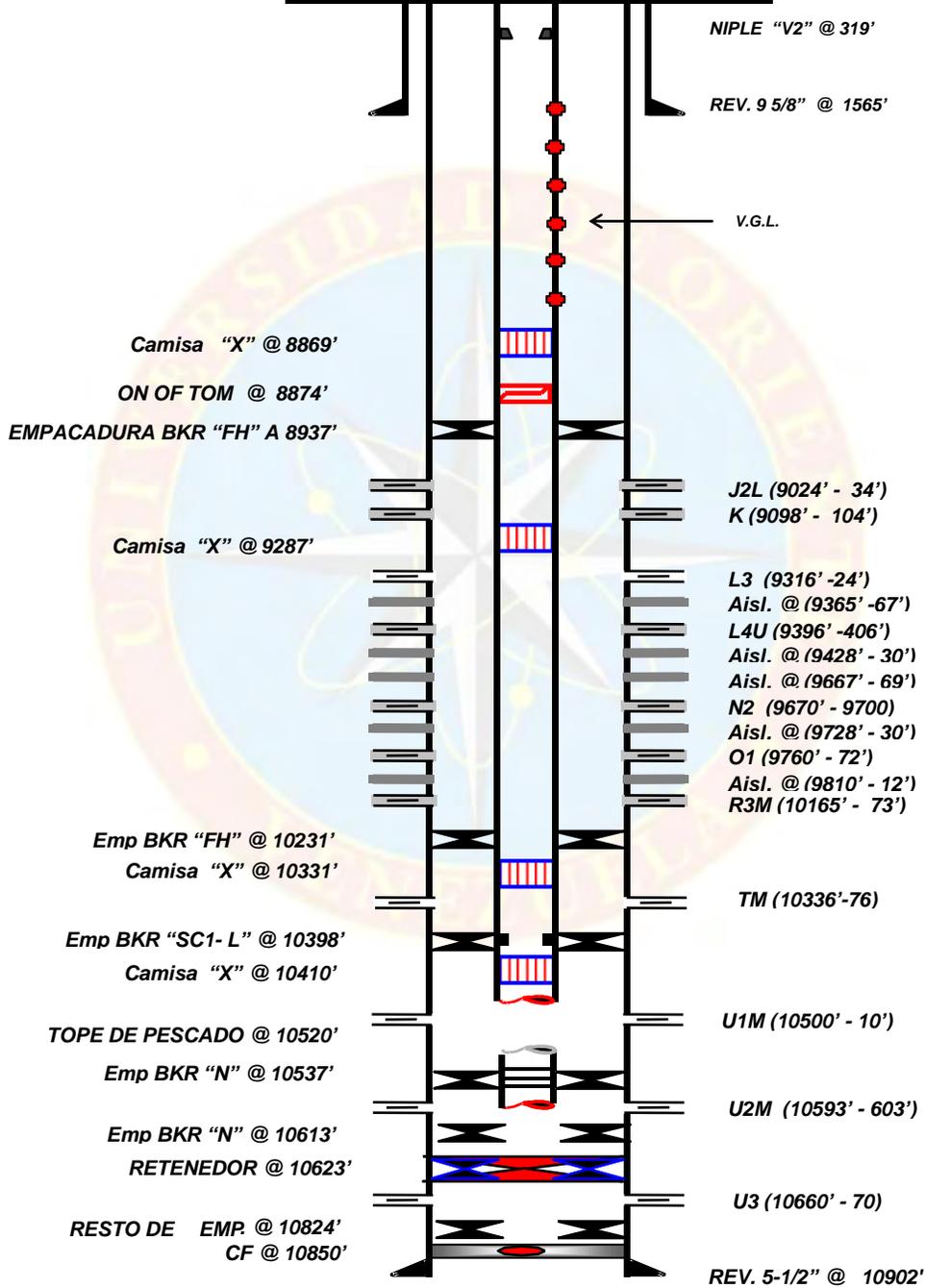


NOTA: TODAS LAS PROFUNDIDADES ESTAN REFERIDAS A LA

CAMPO: SOTO ESTE

POZO: SM - 230

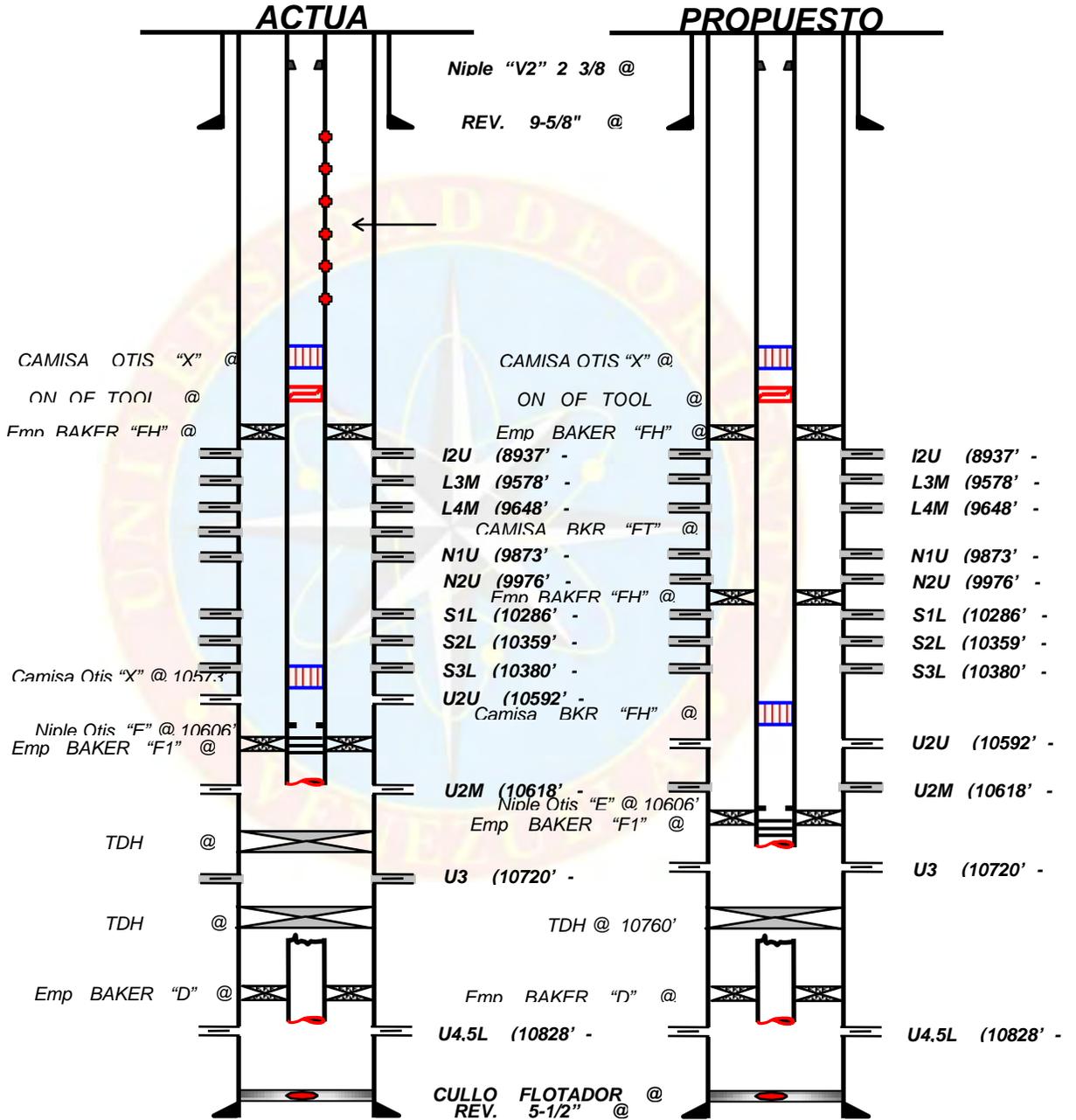
ACTUAL



NOTA: TODAS LAS PROFUNDIDADES ESTAN REFERIDAS A LA MESA ROTATORIA.

CAMPO: SOTO ESTE

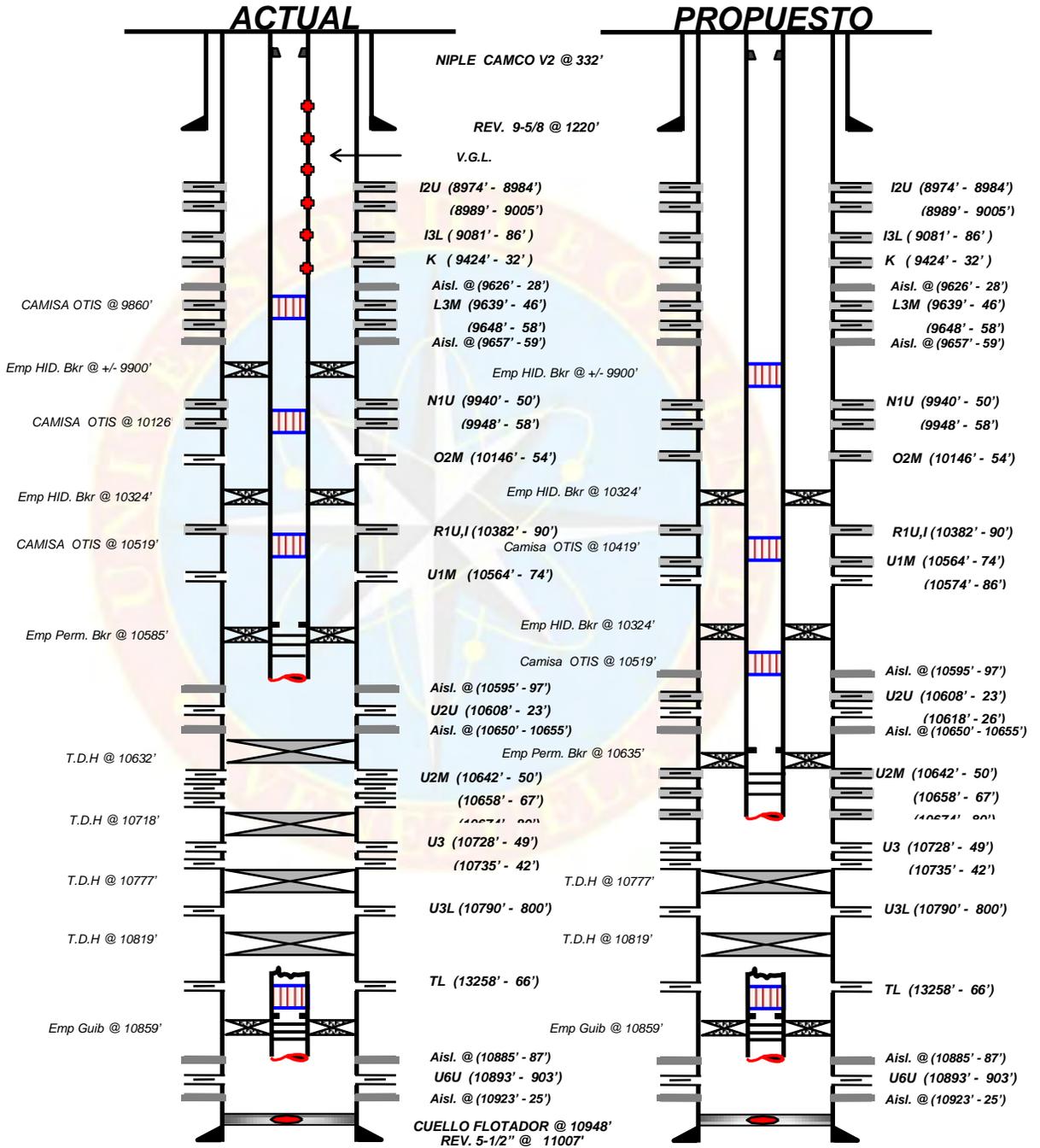
POZO: SM - 233



NOTA: TODAS LAS PROFUNDIDADES ESTAN REFERIDAS A LA MESA

CAMPO: SOTO ESTE

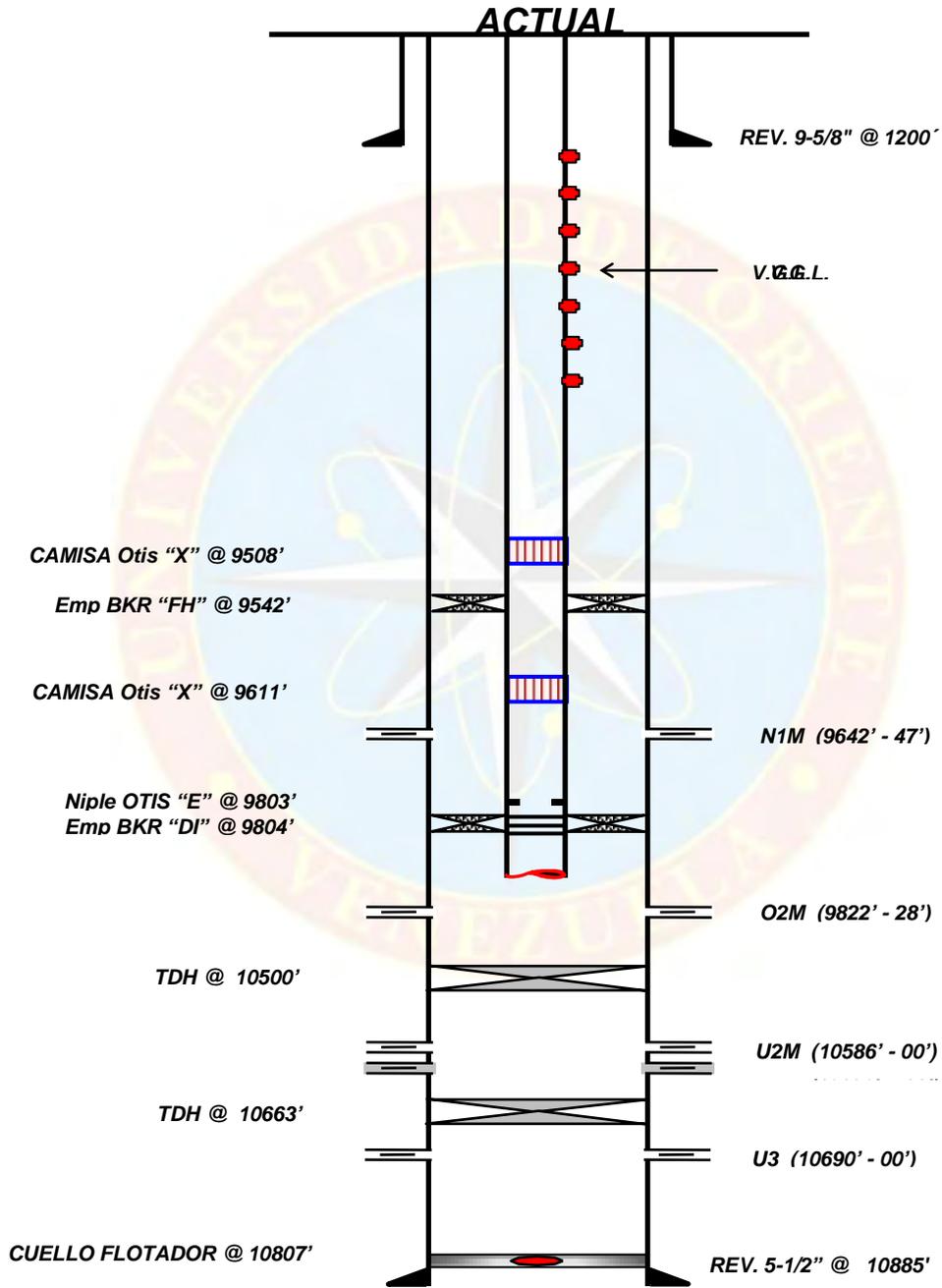
POZO: SM-234



NOTA: TODAS LAS PROFUNDIDADES ESTAN REFERIDAS A LA MESA

CAMPO: SOTO ESTE

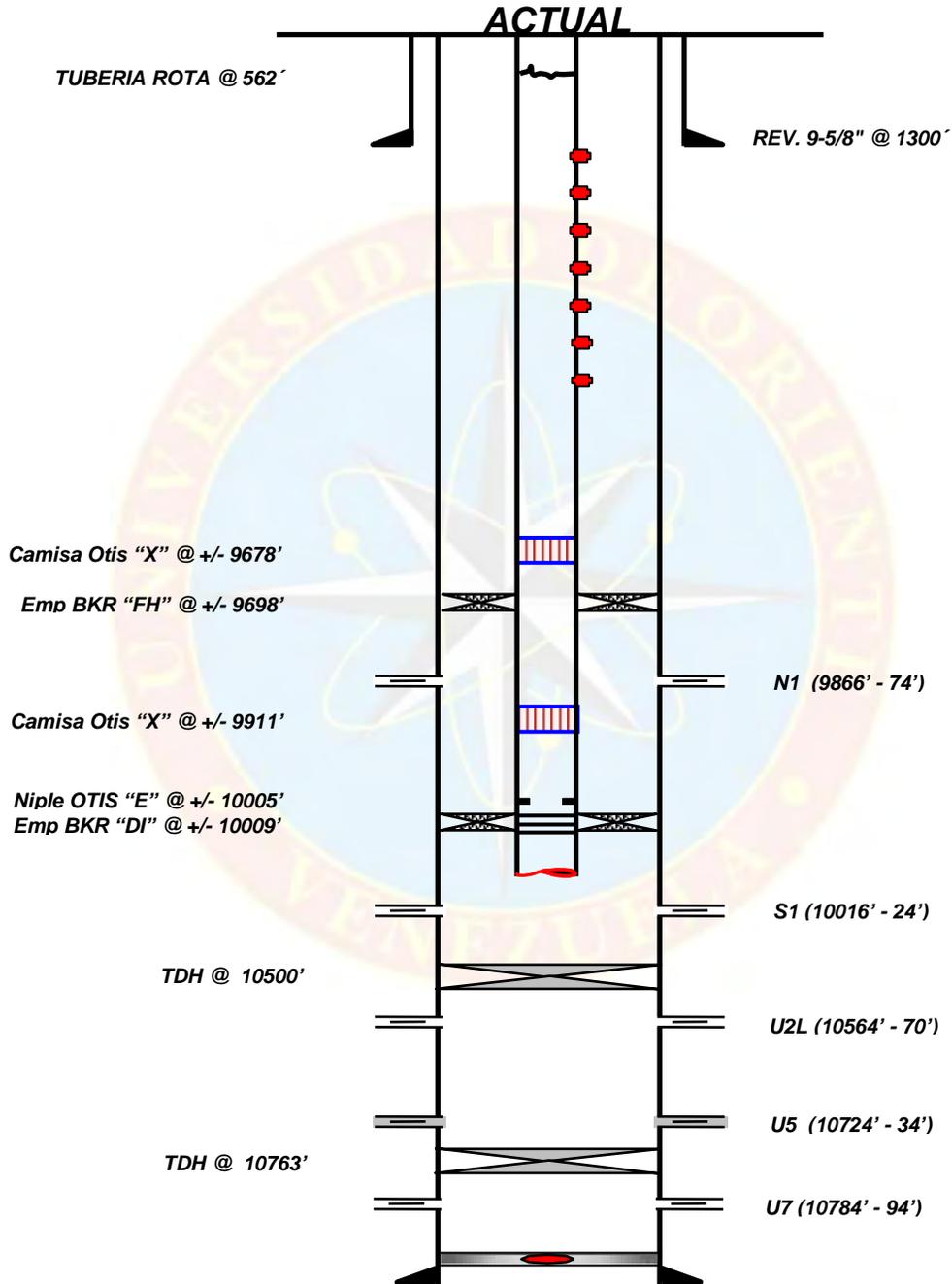
POZO: SM-239



NOTA: TODAS LAS PROFUNDIDADES ESTAN REFERIDAS A LA MESA ROTATORIA.

CAMPO: SOTO ESTE

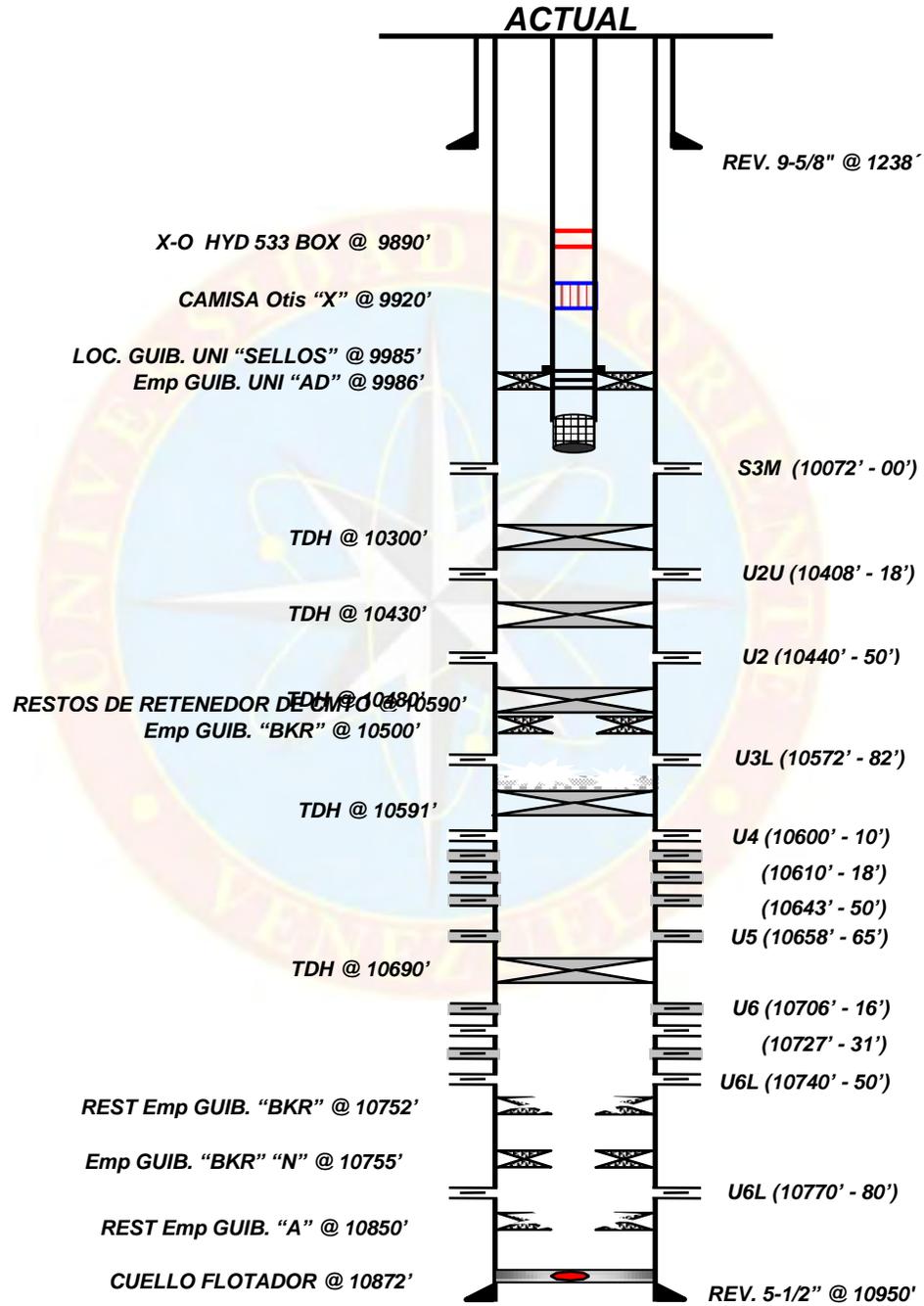
POZO: SM-241



NOTA: TODAS LAS PROFUNDIDADES ESTAN REFERIDAS A LA MESA ROTATORIA.

CAMPO: SOTO ESTE

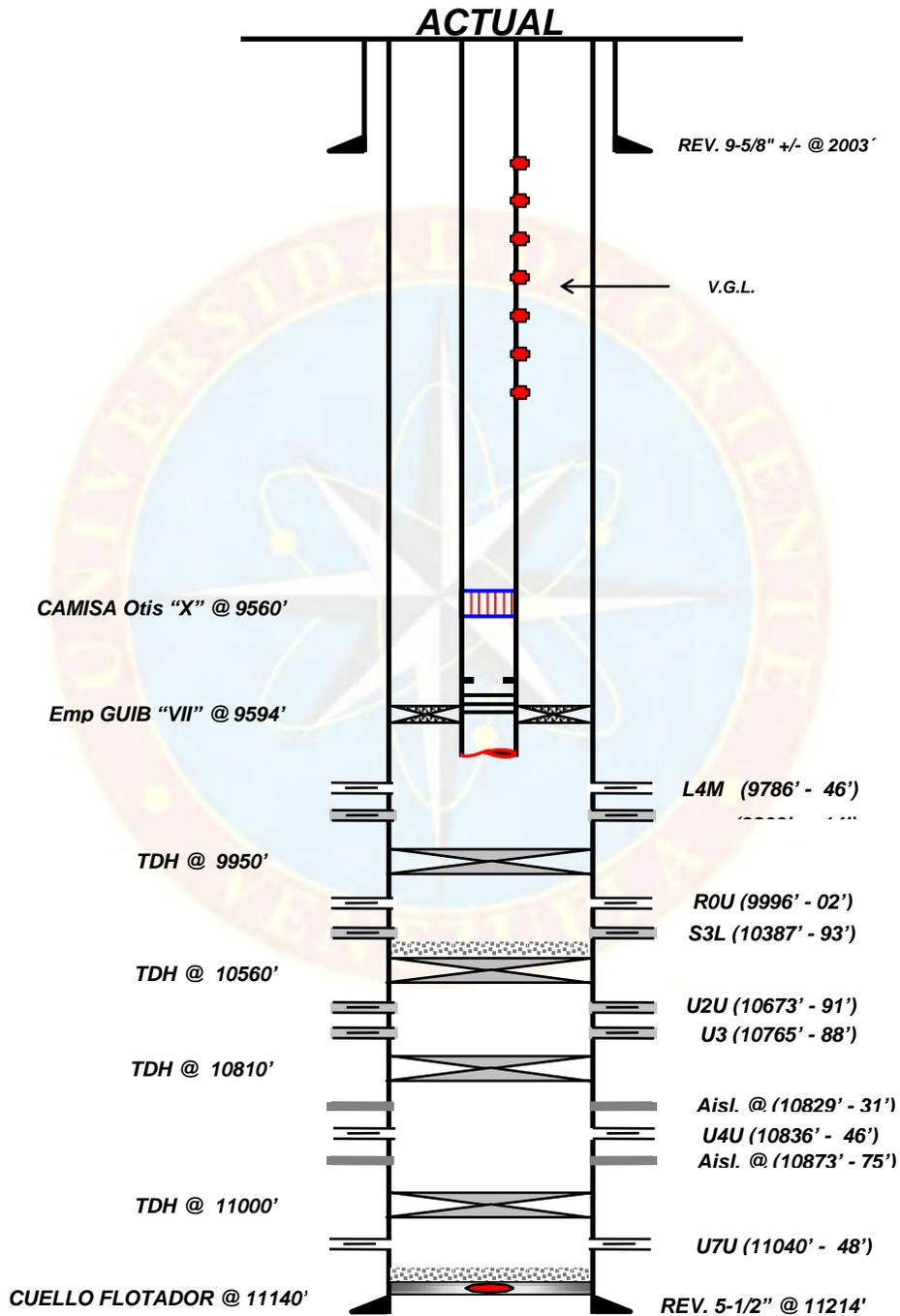
POZO: SM-242



NOTA: TODAS LAS PROFUNDIDADES ESTAN REFERIDAS A LA MESA ROTATORIA.

CAMPO: SOTO ESTE

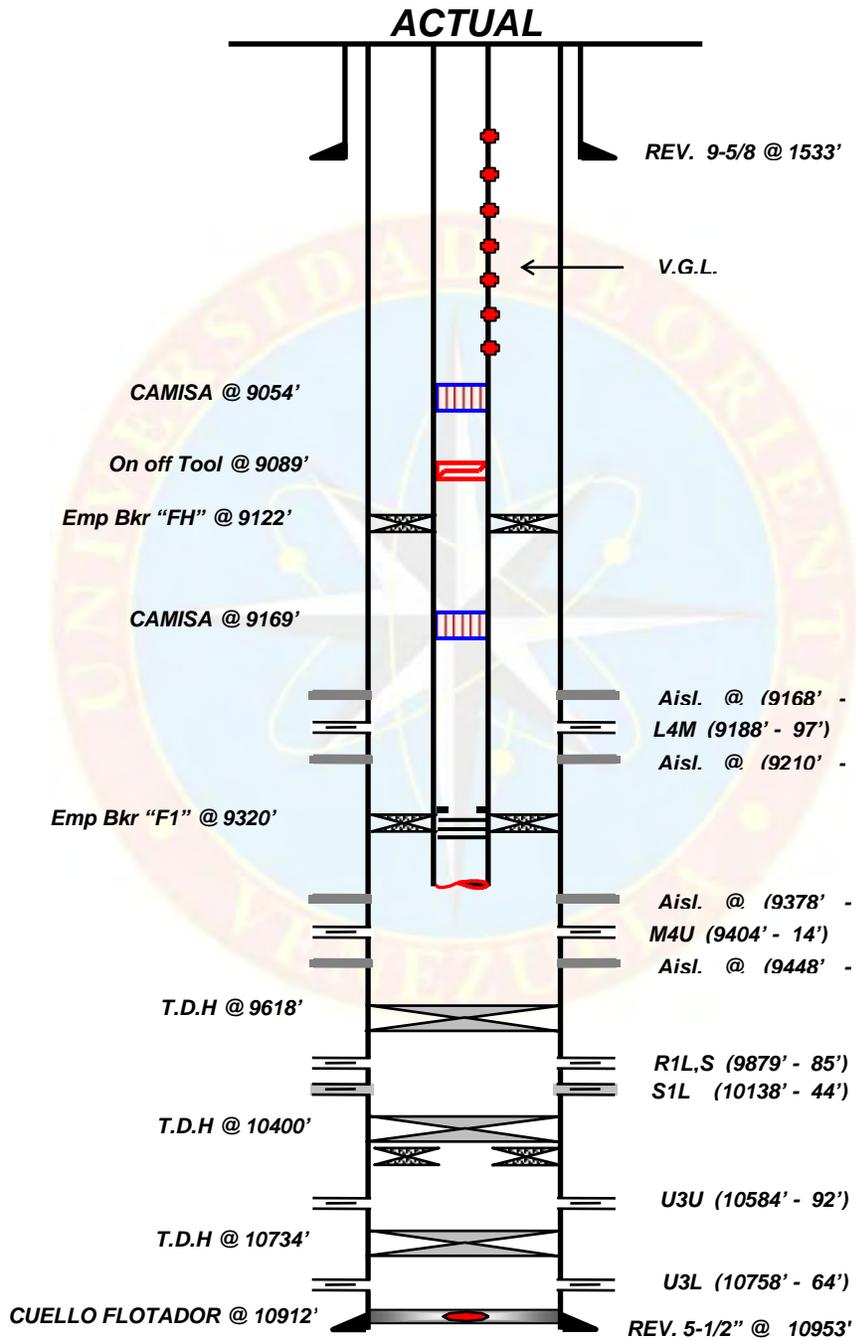
POZO: SM-245



NOTA: TODAS LAS PROFUNDIDADES ESTAN REFERIDAS A LA MESA ROTATORIA.

CAMPO: SOTO ESTE

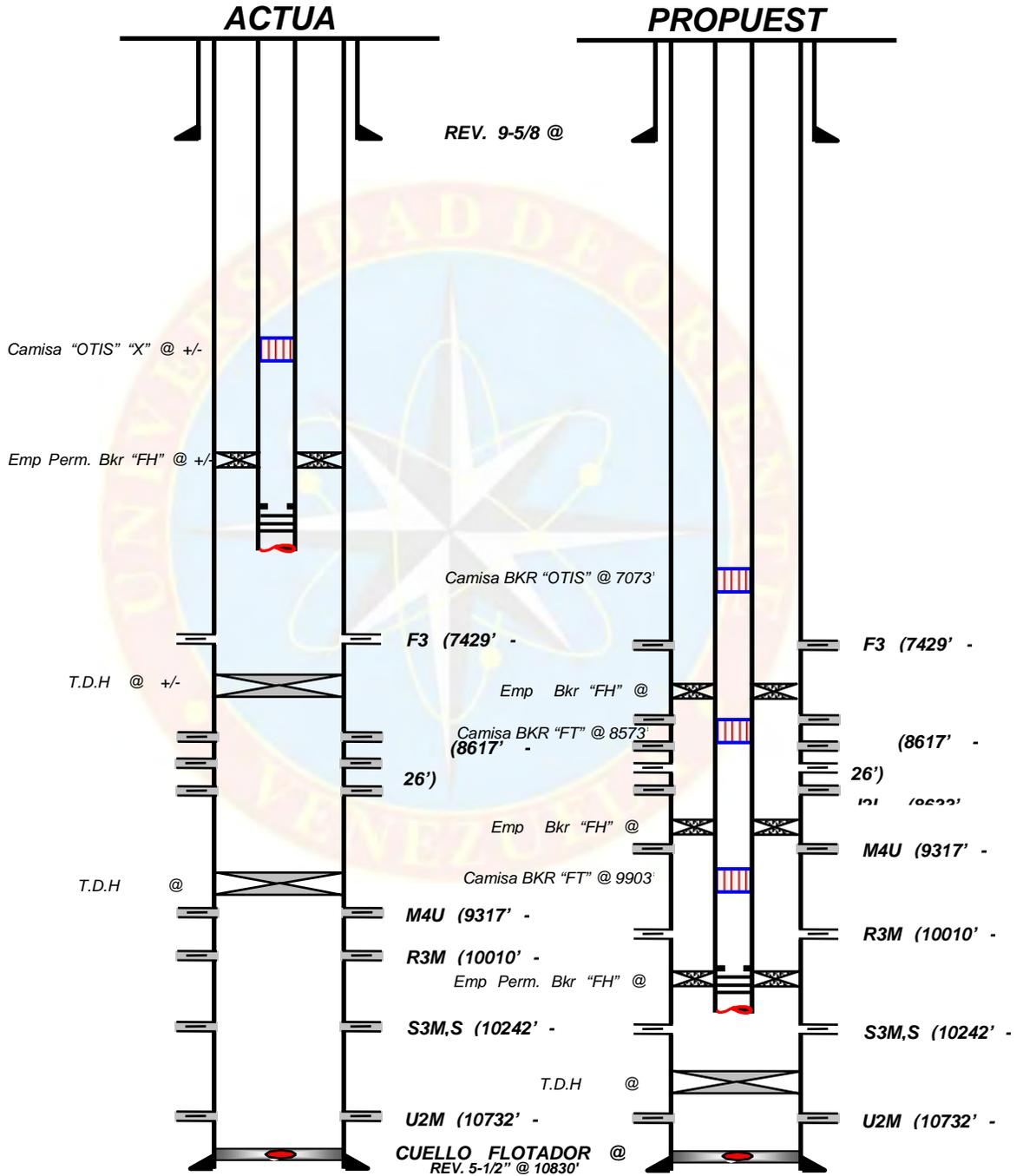
POZO: SM - 249



NOTA: TODAS LAS PROFUNDIDADES ESTAN REFERIDAS A LA MESA ROTATORIA

CAMPO: SOTO ESTE

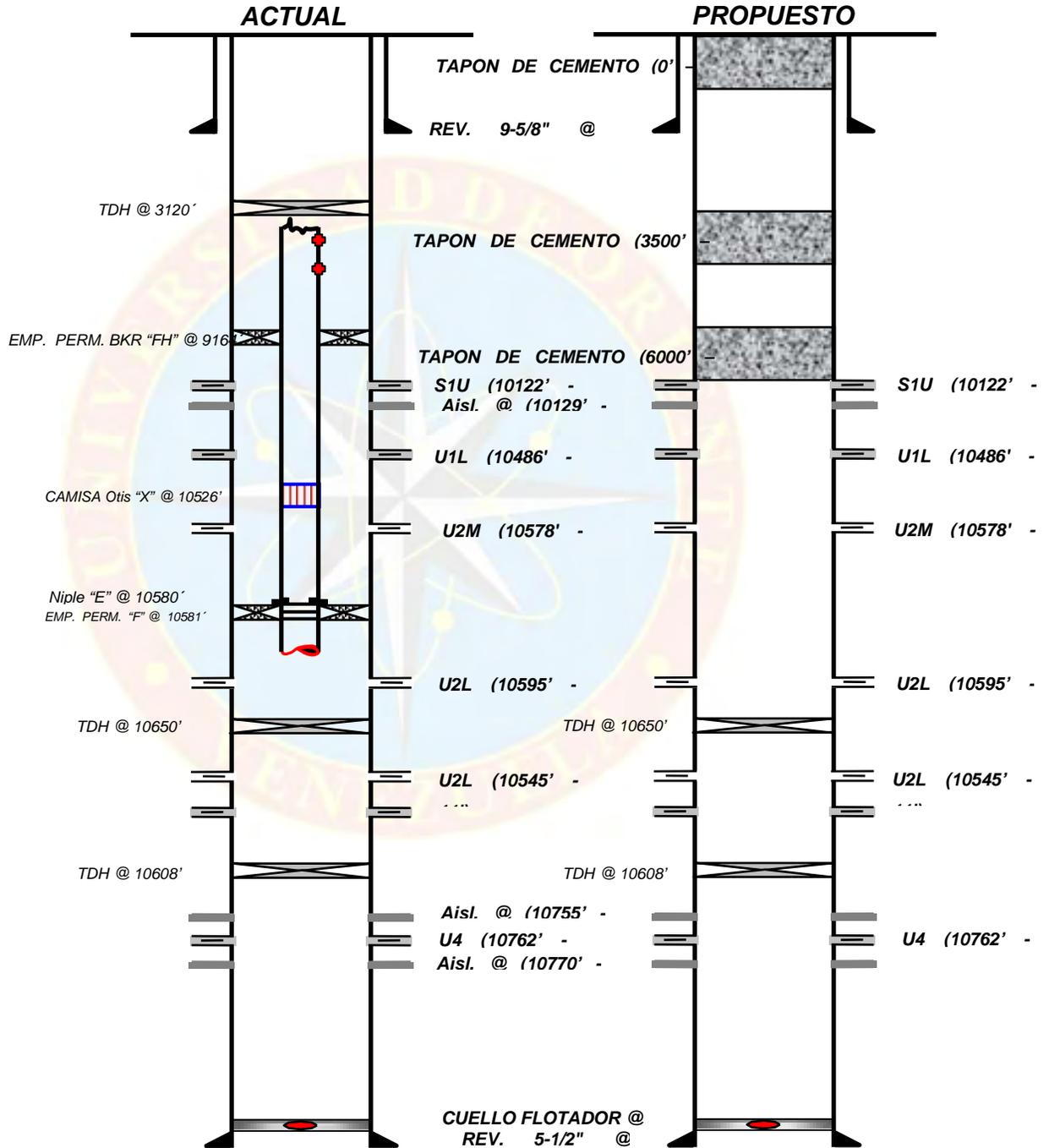
POZO: SM-404



NOTA: TODAS LAS PROFUNDIDADES ESTAN REFERIDAS A LA MESA

CAMPO: SOTO ESTE

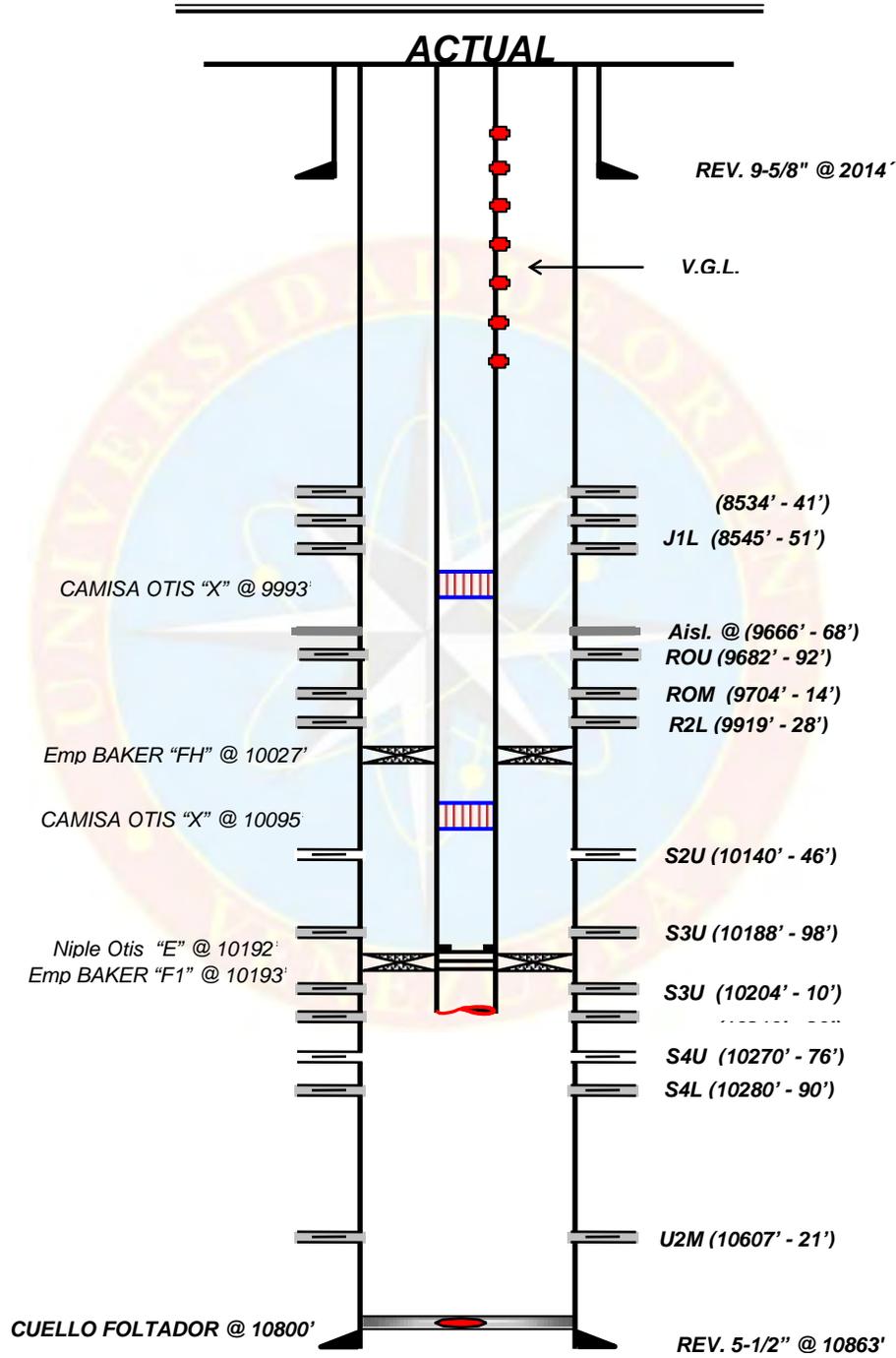
POZO: SM-407



NOTA: TODAS LAS PROFUNDIDADES ESTAN REFERIDAS A LA MESA

CAMPO: SOTO ESTE

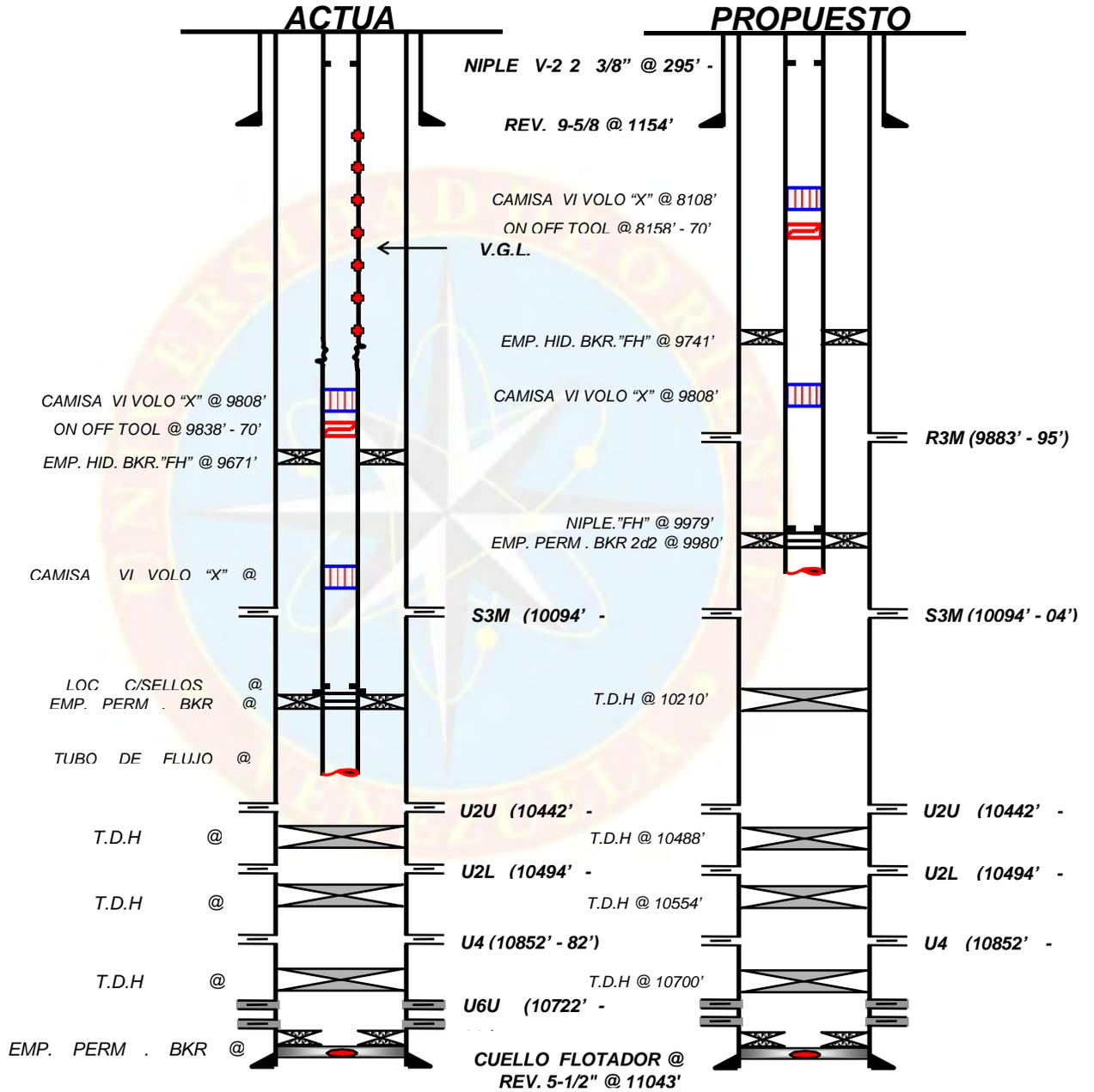
POZO: SM-411



NOTA: TODAS LAS PROFUNDIDADES ESTAN REFERIDAS A LA MESA ROTATORIA.

CAMPO: SOTO ESTE

POZO: SM 414

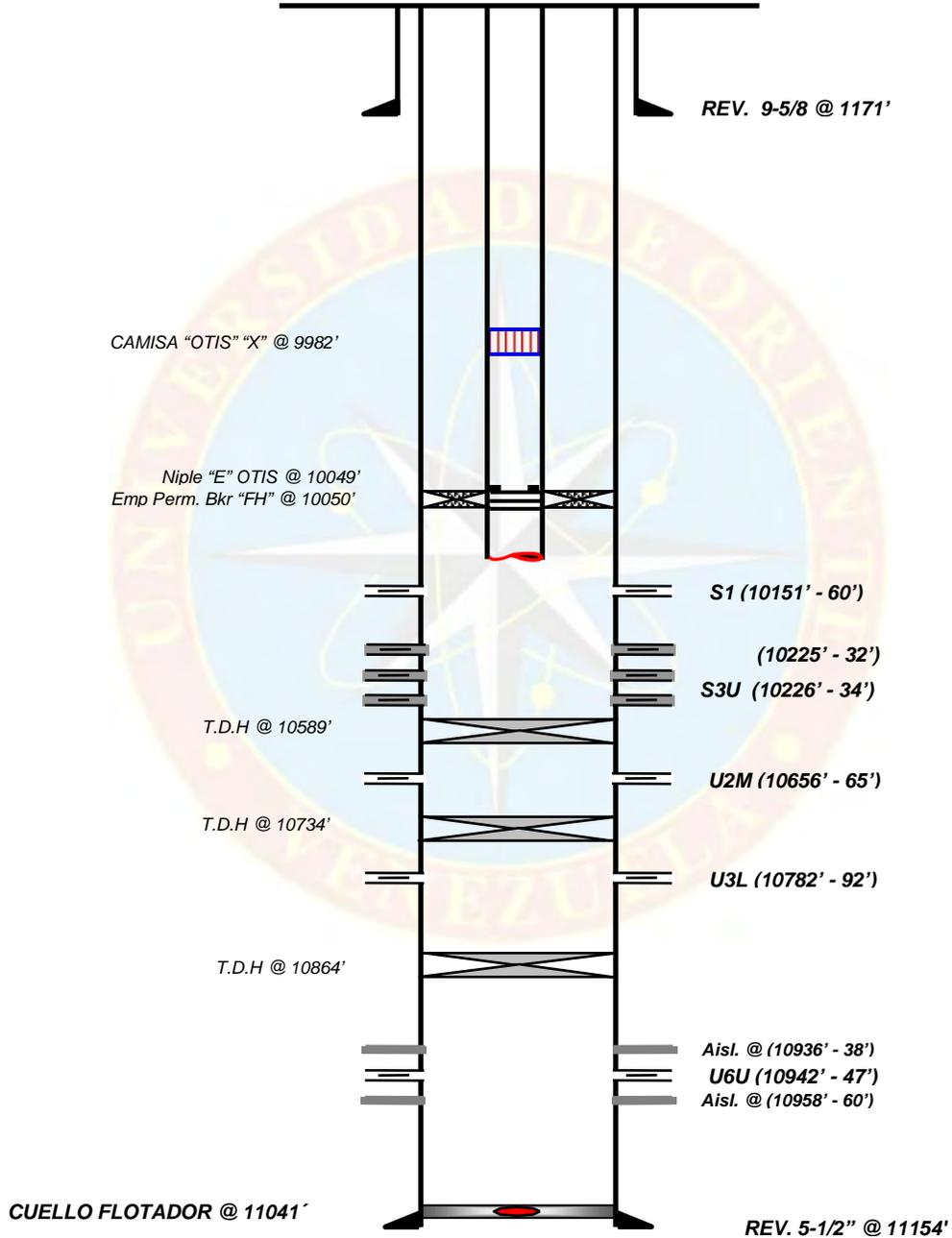


NOTA: TODAS LAS PROFUNDIDADES ESTAN REFERIDAS A LA MESA

CAMPO: SOTO ESTE

POZO: SM 417

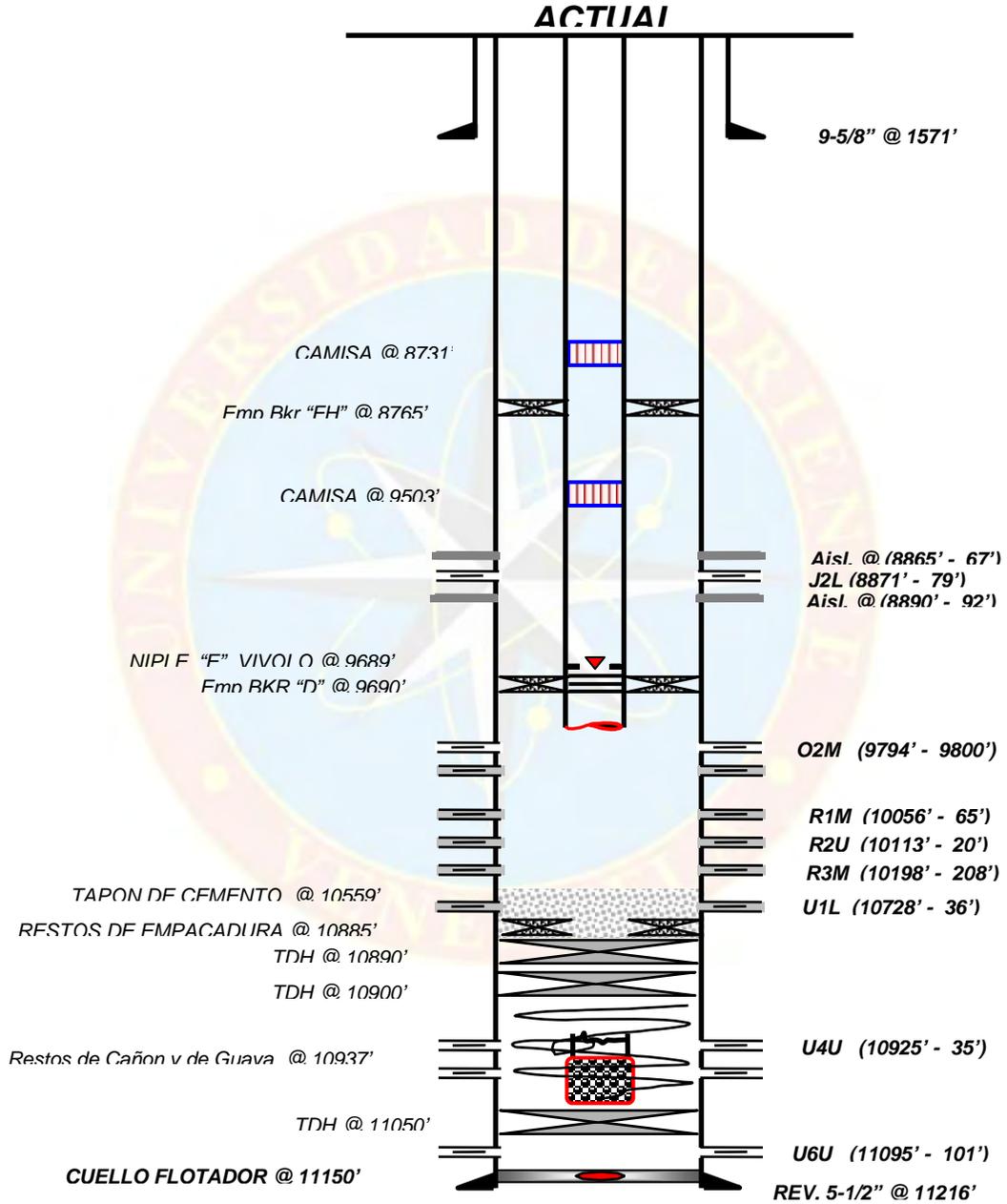
ACTUAL



NOTA: TODAS LAS PROFUNDIDADES ESTAN REFERIDAS A LA MESA ROTATORIA.

CAMPO: SOTO ESTE

POZO: SM-621



NOTA: TODAS LAS PROFUNDIDADES ESTAN REFERIDAS A LA MESA ROTATORIA.



Apéndice B
Sensibilidades del Análisis Nodal

**B.-RESULTADOS DE LAS SENSIBILIDADES DEL ANÁLISIS NODAL
VARIANDO EL TAMAÑO DEL REDUCTOR (3/8 PULGAS, 1/2 PULGADAS
Y 3/4 PULGADA) ESTIMANDO UN DAÑO DE 5 Y 7.**

Tabla B.1. Resultado de las Sensibilidades del análisis nodal del pozo SCJ 217

POZO	TUBERIA 2 3/8	SENSIBILIDADES						YACIMIENTO
		3/8"		1/2"		3/4"		
SCJ 217	REDUCTOR							U6 SCJ 202
	DAÑO	5	7	5	7	5	7	
	Qo (BNPD)	68	63	85	75	96	85	
	Qg (MMPCN)	2,72	2,54	3,37	3,03	3,86	3,42	
	Pwf (LPC)	2834	2693	2467	2289	2047	1885	
	Pcab(LPC)	1339	1240	962	862	500	448	

Tabla B.2. Resultado de las Sensibilidades del análisis nodal del pozo SM 202

POZO	TUBERIA 2 3/8	SENSIBILIDADES						YACIMIENTO
		3/8"		1/2"		3/4"		
SM 202	REDUCTOR							U3 SM 201
	DAÑO	5	7	5	7	5	7	
	Qo (BNPD)	74	70	95	87	109	98	
	Qg (MMPCN)	3,65	3,44	4,67	4,29	5,03	4,80	
	Pwf (LPC)	3516	3356	3134	2938	2796	2557	
	Pcab(LPC)	1750	1665	1282	1185	839	761	

Tabla B.3. Resultado de las Sensibilidades del análisis nodal del pozo SM 210

POZO	TUBERIA 2 3/8	SENSIBILIDADES						YACIMIENTO
		3/8"		1/2"		3/4"		
SM 210	REDUCTOR							O2M SM 201
	DAÑO	5	7	5	7	5	7	
	Qo (BNPD)	83	77	101	91	116	102	
	Qg (MMPCN)	2,40	2,21	2,94	2,63	3,35	2,95	
	Pwf (LPC)	2205	2084	1872	1731	1531	1394	
	Pcab(LPC)	1124	1053	796	717	446	405	

Tabla B.4. Resultado de las Sensibilidades del análisis nodal del pozo SM 216

POZO	TUBERIA 2 3/8	SENSIBILIDADES						YACIMIENTO
SM 216	REDUCTOR	3/8"		1/2"		3/4"		U3 SM 201
	DAÑO	5	7	5	7	5	7	
	Qo (BNPD)	79	72	90	80	93	83	
	Qg (MMPCN)	3,1	2,78	3,49	3,07	3,68	3,21	
	Pwf (LPC)	2569	2336	2052	1825	1677	1462	
	Pcab(LPC)	1351	1216	883	779	533	465	
	Qo (BNPD)	61	59	84	80	106	100	U2U SM 201
	Qg (MMPCN)	2,06	2,00	2,72	2,84	3,57	3,37	
	Pwf (LPC)	1779	1748	1693	1634	1593	1515	
	Pcab(LPC)	915	901	740	715	501	470	
	Qo (BNPD)	49	46	66	61	81	73	O2M SM 201
	Qg (MMPCN)	3,35	3,20	4,54	4,21	5,54	5,04	
	Pwf (LPC)	2488	2400	2226	2093	1914	1747	
	Pcab(LPC)	1440	1381	1132	1065	742	678	

Tabla B.5. Resultado de las Sensibilidades del análisis nodal del pozo SM 227

POZO	TUBERIA 2 3/8	SENSIBILIDADES						YACIMIENTO
SM 277	REDUCTOR	3/8"		1/2"		3/4"		R3M SM 409
	DAÑO	5	7	5	7	5	7	
	Qo (BNPD)	99	92	122	110	138	123	
	Qg (MMPCN)	3,94	3,61	4,84	4,37	5,44	4,83	
	Pwf (LPC)	2770	2620	2372	2191	2025	1849	
	Pcab(LPC)	1715	1601	1244	1110	691	613	

Tabla B.6. Resultado de las Sensibilidades del análisis nodal del pozo SM 228

POZO	TUBERIA 2 3/8	SENSIBILIDADES						YACIMIENTO
		3/8"		1/2"		3/4"		
SM 228	REDUCTOR							R3M SM 409
	DAÑO	5	7	5	7	5	7	
	Qo (BNPD)	47	44	59	54	68	61	
	Qg (MMPCN)	3,77	3,56	4,77	4,38	5,45	4,88	
	Pwf (LPC)	2905	2765	2574	2398	2274	2082	
	Pcab(LPC)	1705	1606	1229	1146	685	628	

Tabla B.7. Resultado de las Sensibilidades del análisis nodal del pozo SM 231

POZO	TUBERIA 2 3/8	SENSIBILIDADES						YACIMIENTO
		3/8"		1/2"		3/4"		
SM 231	REDUCTOR							U2U SM 201
	DAÑO	5	7	5	7	5	7	
	Qo (BNPD)	27	26	46	44	57	62	
	Qg (MMPCN)	1,10	1,02	1,83	1,75	2,48	2,30	
	Pwf (LPC)	1809	1787	1696	1645	1554	1482	
	Pcab(LPC)	1054	1037	807	784	526	504	
	Qo (BNPD)	130	121	157	142	173	155	U1M SM 203
	Qg (MMPCN)	2,96	2,74	3,58	3,23	3,94	3,50	
	Pwf (LPC)	2601	2443	2236	2049	1940	1762	
	Pcab(LPC)	1343	1249	958	864	647	578	
	Qo (BNPD)	128	117	153	138	170	150	U3 SM 201
	Qg (MMPCN)	2,56	2,35	3,04	2,74	2,39	2,99	
	Pwf (LPC)	3190	2993	2729	2526	2341	2126	
	Pcab(LPC)	1412	1296	969	871	600	533	

Tabla B.8. Resultado de las Sensibilidades del análisis nodal del pozo SM 233

POZO	TUBERIA 2 3/8	SENSIBILIDADES						YACIMIENTO
		3/8"		1/2"		3/4"		
SM 233	REDUCTOR							U3 SM 201
	DAÑO	5	7	5	7	5	7	
	Qo (BNPD)	84	76	96	85	100	88	
	Qg (MMPCN)	3,29	2,96	3,70	3,28	4,00	3,43	
	Pwf (LPC)	2766	2539	2311	2071	2040	1819	
	Pcab(LPC)	1425	1296	1013	908	754	675	
	Qo (BNPD)	30	29	42	40	53	50	U2U SM 201
	Qg (MMPCN)	1,77	1,60	2,35	2,24	2,94	2,80	
	Pwf (LPC)	1770	1737	1668	1609	1540	1454	
	Pcab(LPC)	784	770	634	609	434	412	

Tabla B.9. Resultado de las Sensibilidades del análisis nodal del pozo SM 234

POZO	TUBERIA 2 3/8	SENSIBILIDADES						YACIMIENTO
		3/8"		1/2"		3/4"		
SM 234	REDUCTOR							U2U SM 201
	DAÑO	5	7	5	7	5	7	
	Qo (BNPD)	16	15	28	27	38	36	
	Qg (MMPCN)	1,23	1,22	2,17	2,09	2,97	2,87	
	Pwf (LPC)	1834	1823	1762	1732	1673	1623	
	Pcab(LPC)	1096	1087	860	848	571	554	
	Qo (BNPD)	45	40	53	43	60	54	U1M SM 203
	Qg (MMPCN)	3,01	2,81	3,66	3,34	4,01	3,67	
	Pwf (LPC)	2542	2374	2162	1975	1870	1659	
	Pcab(LPC)	1436	1338	1006	908	626	568	
	Qo (BNPD)	96	89	114	103	127	112	U3 SM 201
	Qg (MMPCN)	3,91	3,60	4,64	4,19	5,55	4,33	
Pwf (LPC)	3141	2932	2566	2421	2261	2021		
Pcab(LPC)	1671	1554	1167	1037	718	650		

Tabla B.10. Resultado de las Sensibilidades del análisis nodal del pozo SM 244

POZO	TUBERIA 2 3/8	SENSIBILIDADES						YACIMIENTO
		3/8"		1/2"		3/4"		
SM 244	REDUCTOR							U6 SCJ 202
	DAÑO	5	7	5	7	5	7	
	Qo (BNPD)	48	45	59	53	68	61	
	Qg (MMPCN)	2,58	2,40	3,18	2,88	3,68	3,25	
	Pwf (LPC)	2834	2687	2451	2273	2016	1832	
	Pcab(LPC)	1308	1224	941	846	500	437	

Tabla B.11. Resultado de las Sensibilidades del análisis nodal del pozo SM 249

POZO	TUBERIA 2 3/8	SENSIBILIDADES						YACIMIENTO
		3/8"		1/2"		3/4"		
SM 249	REDUCTOR							L4M SM 220
	DAÑO	5	7	5	7	5	7	
	Qo (BNPD)	30	29	40	37	49	44	
	Qg (MMPCN)	2,80	2,62	3,66	3,37	4,45	4,01	
	Pwf (LPC)	2334	2246	2064	1944	1719	1546	
	Pcab(LPC)	1221	1169	915	859	514	469	

Tabla B.12. Resultado de las Sensibilidades del análisis nodal del pozo SM 402

POZO	TUBERIA 2 3/8	SENSIBILIDADES						YACIMIENTO
		3/8"		1/2"		3/4"		
SM 402	REDUCTOR							S3M,S SM 411
	DAÑO	5	7	5	7	5	7	
	Qo (BNPD)	67	65	92	87	114	105	
	Qg (MMPCN)	5,39	5,21	7,39	6,94	9,16	8,37	
	Pwf (LPC)	3311	3218	3050	2892	2724	2523	
	Pcab(LPC)	2153	2088	1674	1576	940	864	

Tabla B.13. Resultado de las Sensibilidades del análisis nodal del pozo SM 404

POZO	TUBERIA 2 3/8	SENSIBILIDADES						YACIMIENTO
		3/8"		1/2"		3/4"		
SM 404	REDUCTOR							R3M SM 409
	DAÑO	5	7	5	7	5	7	
	Qo (BNPD)	108	104	142	130	165	148	
	Qg (MMPCN)	4,19	4,09	5,48	5,03	6,36	5,73	
	Pwf (LPC)	2972	2838	2625	2450	2289	2103	
	Pcab(LPC)	1855	1762	1389	1286	794	722	
	Qo (BNPD)	27	26	38	37	52	48	J2L SM 404
	Qg (MMPCN)	2,14	2,01	3,04	2,91	4,10	3,78	
	Pwf (LPC)	1771	1734	1668	1604	1484	1390	
	Pcab(LPC)	954	934	784	748	481	448	
	Qo (BNPD)	61	60	85	81	108	100	S3M,S SM 411
	Qg (MMPCN)	5,67	5,49	7,92	7,51	9,99	9,22	
	Pwf (LPC)	3360	3273	3115	2968	2816	2615	
	Pcab(LPC)	2240	2180	1783	1696	1006	929	

Tabla B.14. Resultado de las Sensibilidades del análisis nodal del pozo SM 410

POZO	TUBERIA 2 3/8	SENSIBILIDADES						YACIMIENTO
		3/8"		1/2"		3/4"		
SM 410	REDUCTOR							R3M SM 409
	DAÑO	5	7	5	7	5	7	
	Qo (BNPD)	135	123	157	139	172	150	
	Qg (MMPCN)	2,72	2,45	3,15	2,78	3,44	3,00	
	Pwf (LPC)	2408	2222	1979	1787	1591	1404	
	Pcab(LPC)	1260	1141	851	758	473	411	

Tabla B.15. Resultado de las Sensibilidades del análisis nodal del pozo SM 414

POZO	TUBERIA 2 3/8	SENSIBILIDADES						YACIMIENTO
		3/8"		1/2"		3/4"		
SM 414	REDUCTOR	3/8"		1/2"		3/4"		R3M SM 409
	DAÑO	5	7	5	7	5	7	
	Qo (BNPD)	68	63	84	76	95	85	
	Qg (MMPCN)	4,10	3,81	5,11	4,54	5,69	5,06	
	Pwf (LPC)	2729	2568	2320	2118	1927	1725	
	Pcab(LPC)	1741	1627	1239	1130	680	608	
	Qo (BNPD)	54	53	75	71	94	87	S3M,S SM 411
	Qg (MMPCN)	5,48	5,34	7,53	7,13	9,49	8,77	
	Pwf (LPC)	2202	2006	1778	1593	1468	1310	
	Pcab(LPC)	1180	1065	761	668	359	326	

Tabla B.16. Resultado de las Sensibilidades del análisis nodal del pozo SM 417

POZO	TUBERIA 2 3/8	SENSIBILIDADES						YACIMIENTO
		3/8"		1/2"		3/4"		
SM 417	REDUCTOR	3/8"		1/2"		3/4"		S1U SM 417
	DAÑO	5	7	5	7	5	7	
	Qo (BNPD)	70	67	90	84	106	96	
	Qg (MMPCN)	4,15	3,97	5,36	4,95	6,25	5,64	
	Pwf (LPC)	2413	2327	2189	2063	1945	1787	
	Pcab(LPC)	1510	1454	1149	1067	624	572	

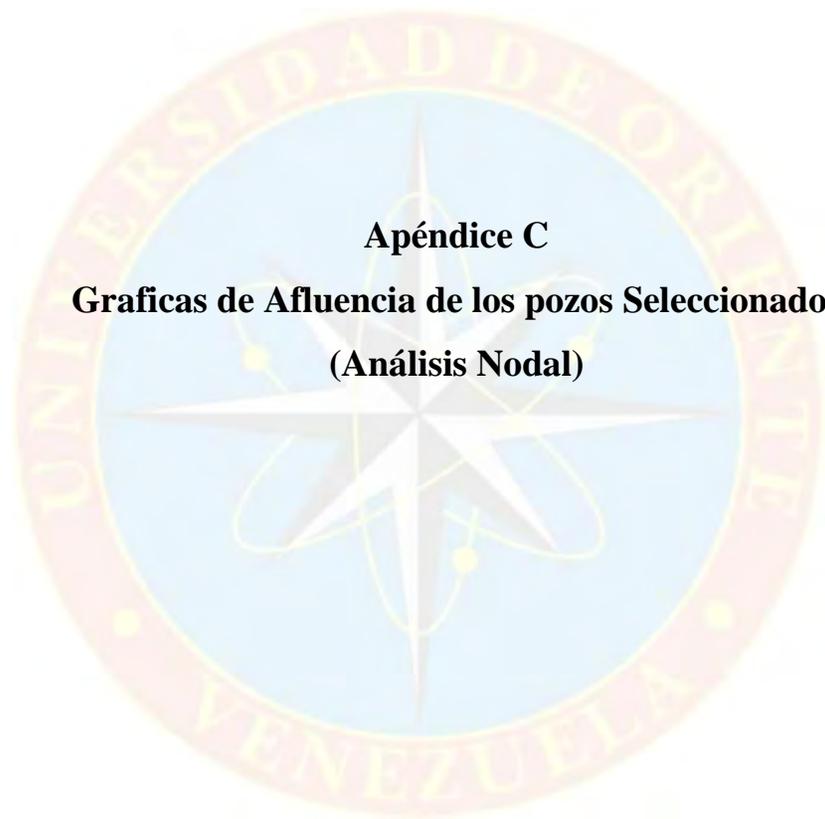
Tabla B.17. Resultado de las Sensibilidades del análisis nodal del pozo SM 418

POZO	TUBERIA 2 3/8	SENSIBILIDADES						YACIMIENTO
		3/8"		1/2"		3/4"		
SM 418	REDUCTOR	3/8"		1/2"		3/4"		U2L SM 407
	DAÑO	5	7	5	7	5	7	
	Qo (BNPD)	134	126	172	157	206	184	
	Qg (MMPCN)	2,34	2,20	3,02	2,77	3,61	3,23	
	PWF (LPC)	2343	2254	2096	1971	1784	1642	
	Pcab(LPC)	1124	1059	841	772	460	411	

Tabla B.18. Resultado de las Sensibilidades del análisis nodal del pozo SM 621

POZO	TUBERIA 2 3/8	SENSIBILIDADES						YACIMIENTO
		3/8"		1/2"		3/4"		
SM 621	REDUCTOR							J2L SM 404
	DAÑO	5	7	5	7	5	7	
	Qo (BNPD)	18	17	24	23	32	29	
	Qg (MMPCN)	1,79	1,77	2,47	2,31	3,21	2,92	
	Pwf (LPC)	1712	1665	1568	1493	1332	1232	
	Pcab(LPC)	843	818	673	632	398	357	



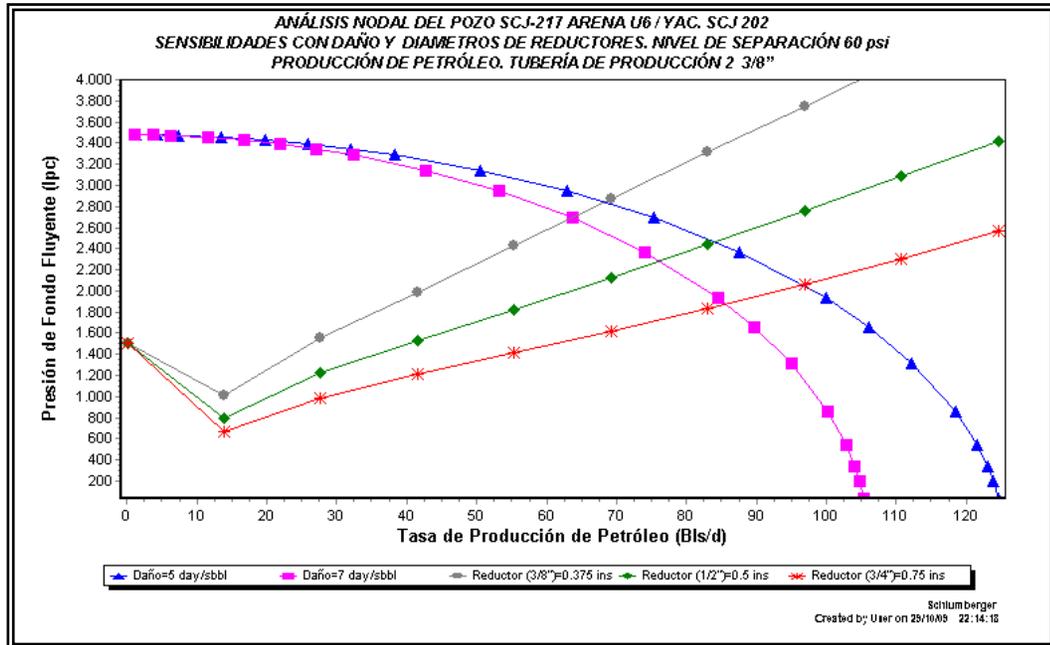


Apéndice C

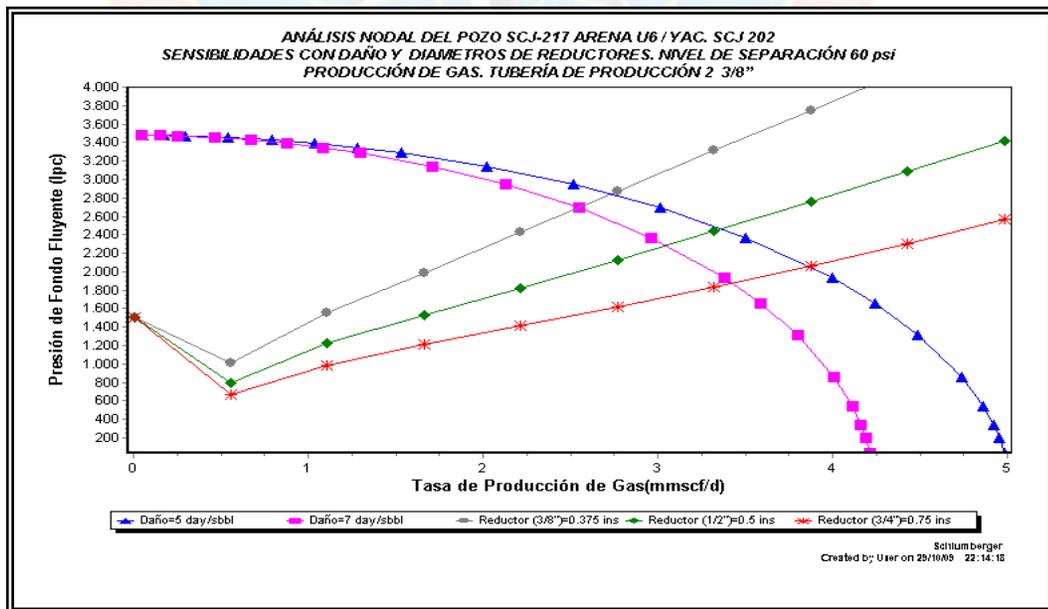
**Graficas de Afluencia de los pozos Seleccionados
(Análisis Nodal)**

C.-CURVAS DE AFLUENCIA DE LOS POZOS CANDIDATOS A REACTIVACIÓN.

C.1 POZO: SCJ 217

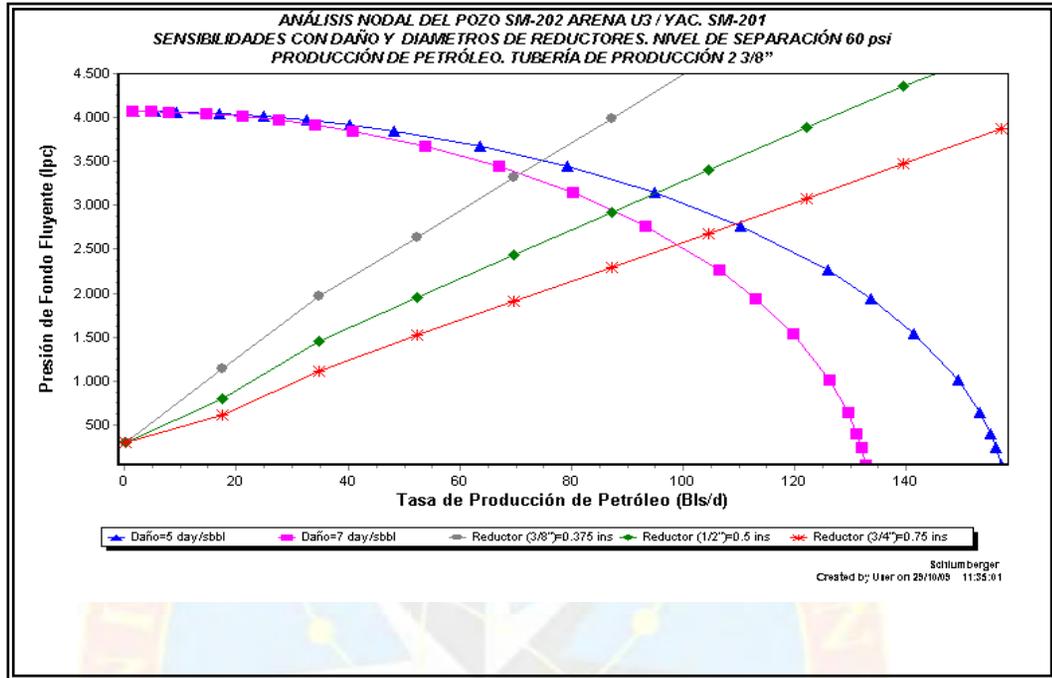


Gráfica C.1 Tasa estimada de producción de petróleo del yacimiento U6 SCJ 202.

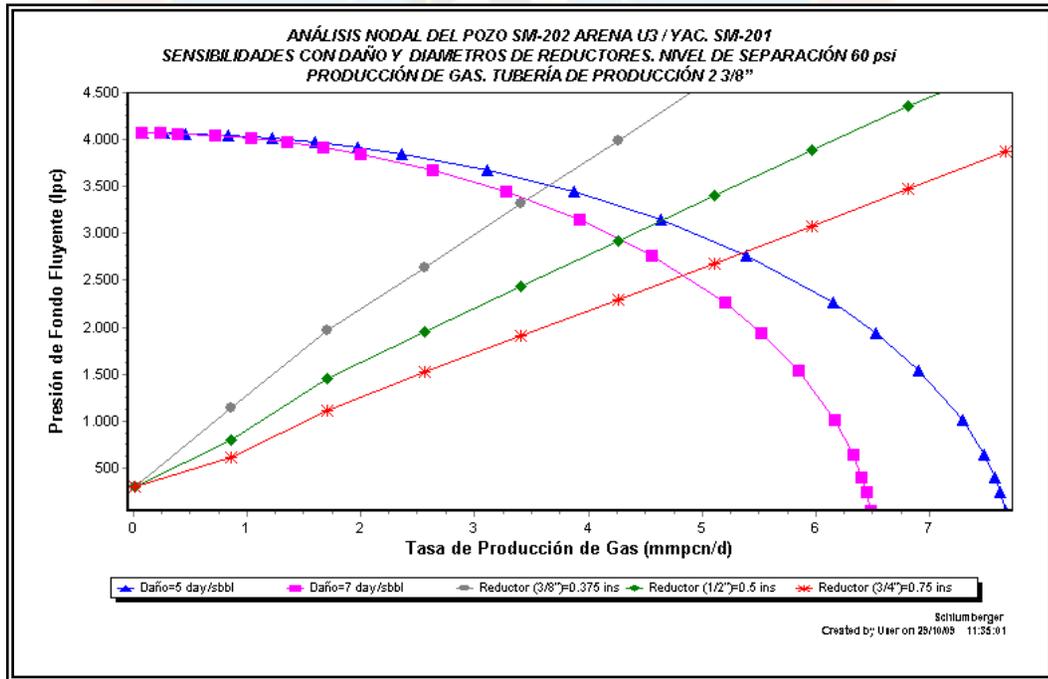


Gráfica C.2 Tasa estimada de producción de gas del yacimiento U6 SCJ 202.

C.2 POZO: SM 202

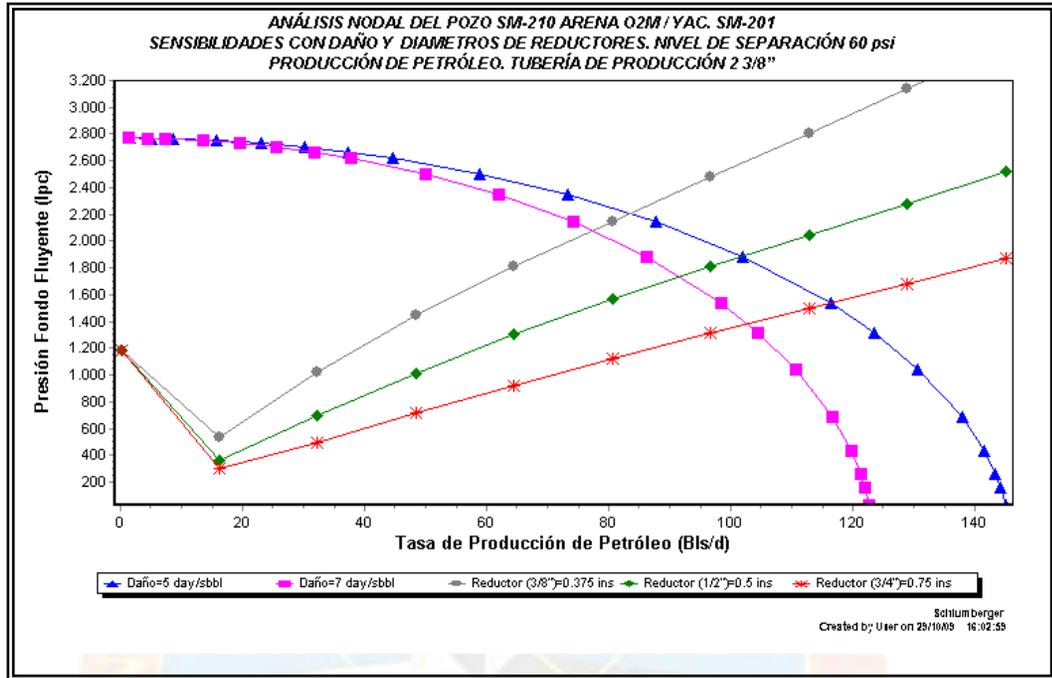


Gráfica C.3 Tasa estimada de producción de petróleo del yacimiento U3 SM 201.

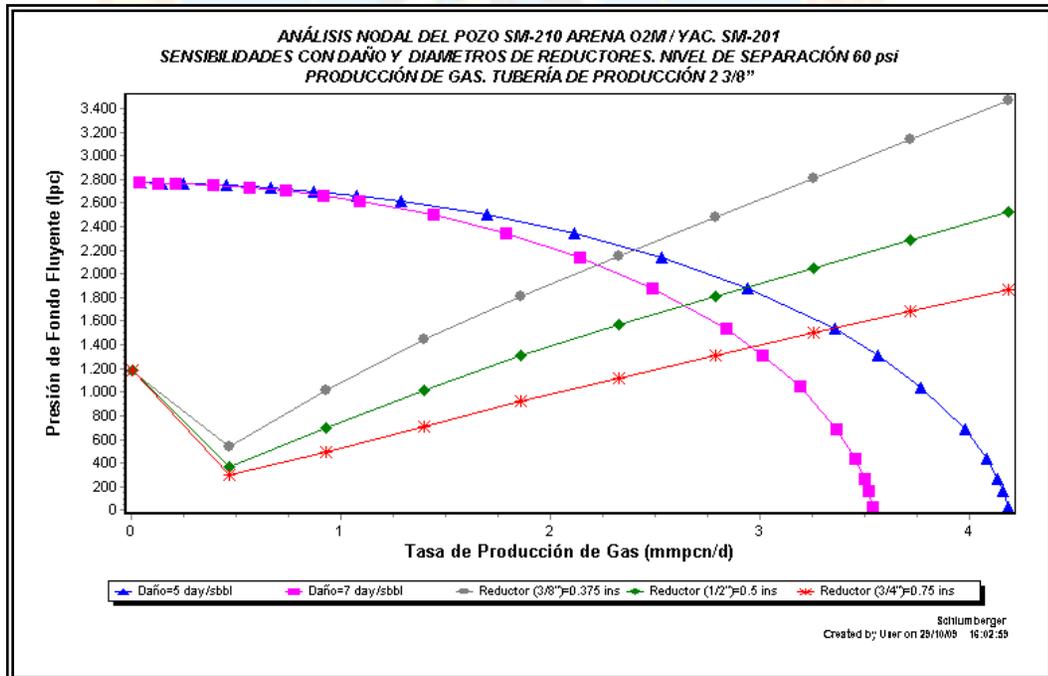


Gráfica C.4 Tasa estimada de producción de gas del yacimiento U3 SM 201.

C.3 POZO: SM 210

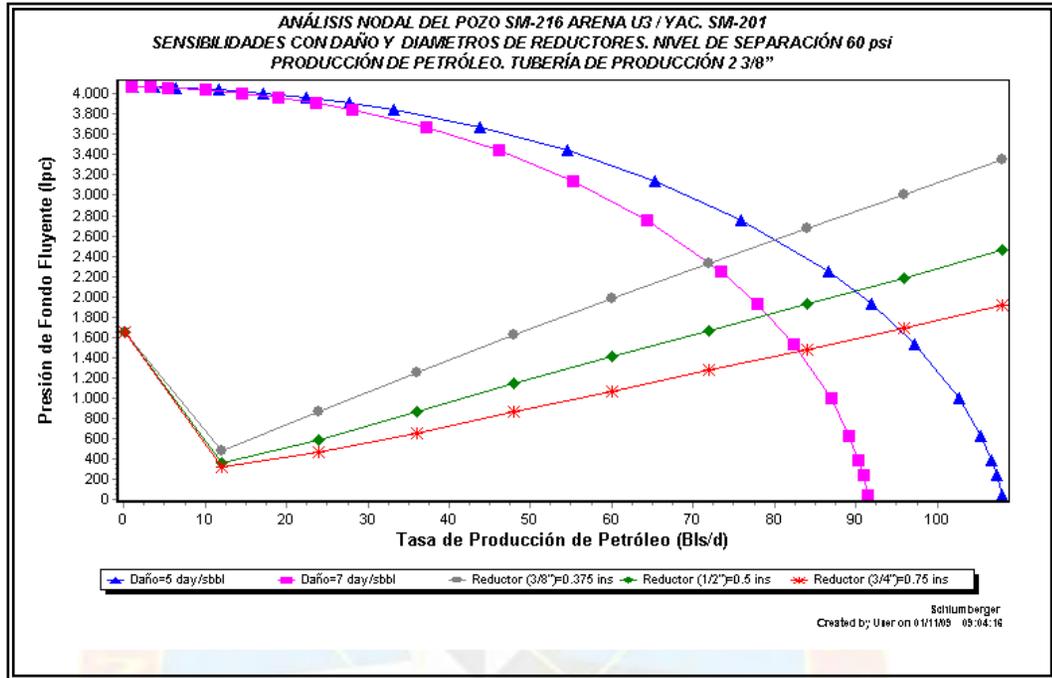


Gráfica C.5 Tasa estimada de producción de petróleo del yacimiento O2M SM 201.

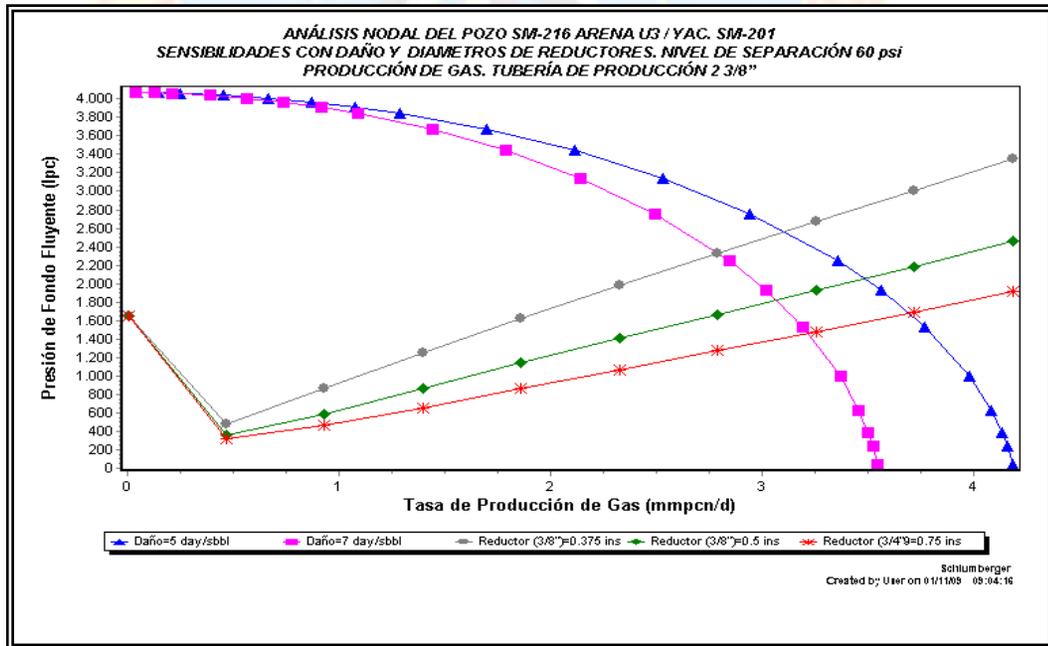


Gráfica C.6 Tasa estimada de producción de gas del yacimiento O2M SM 201.

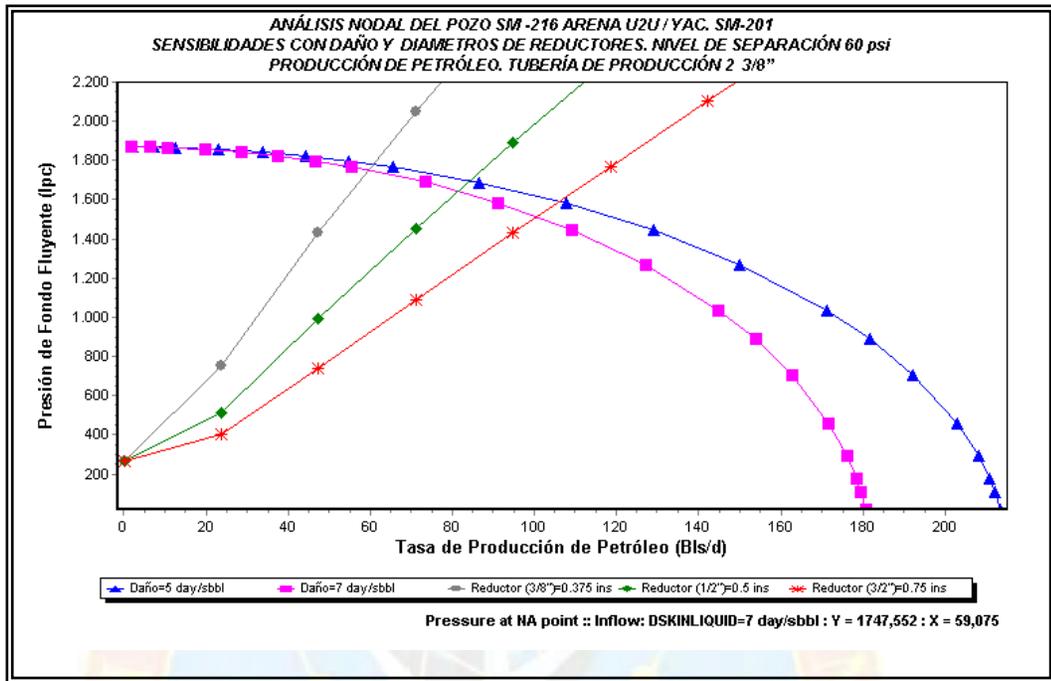
C.4 POZO: SM 216



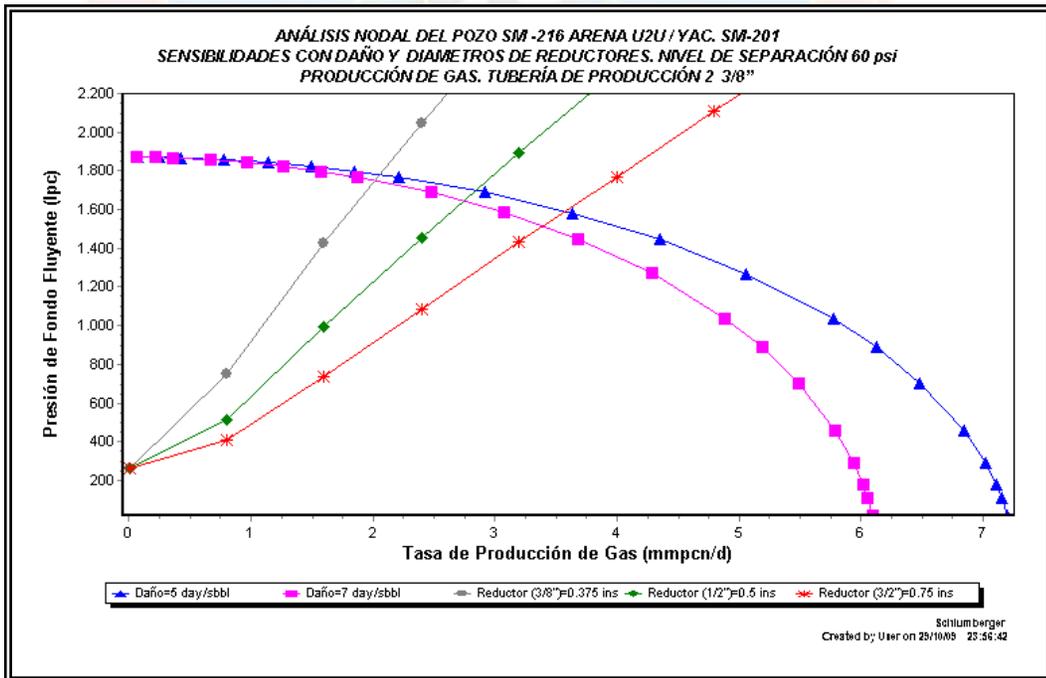
Gráfica C.7 Tasa estimada de producción de petróleo del yacimiento U3 SM 201.



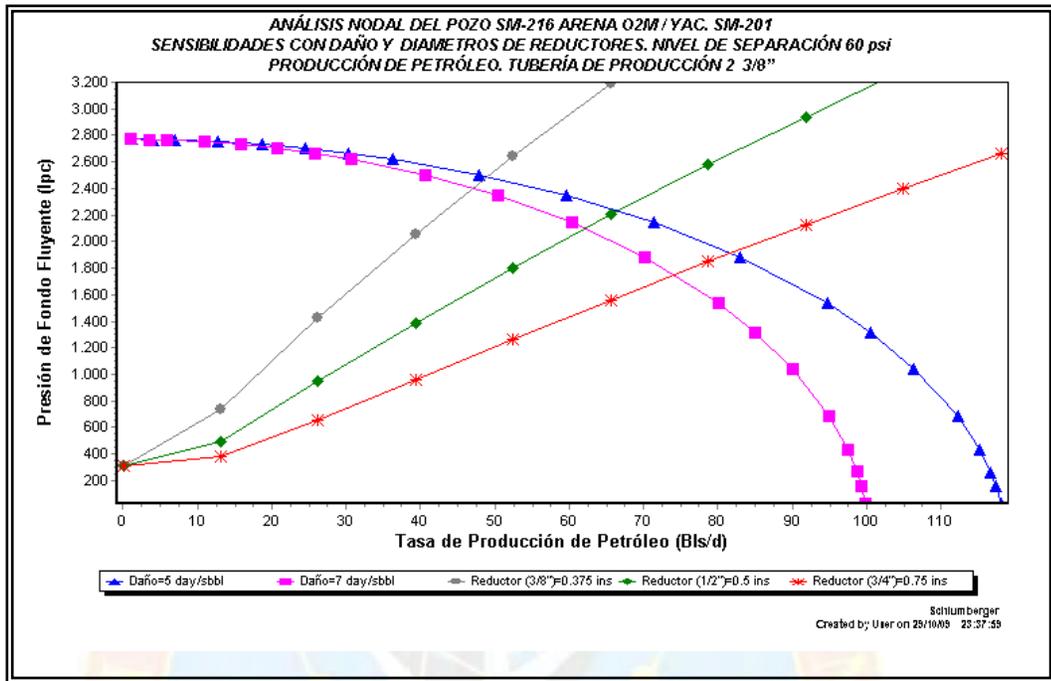
Gráfica C.8 Tasa estimada de producción de gas del yacimiento U3 SM 201.



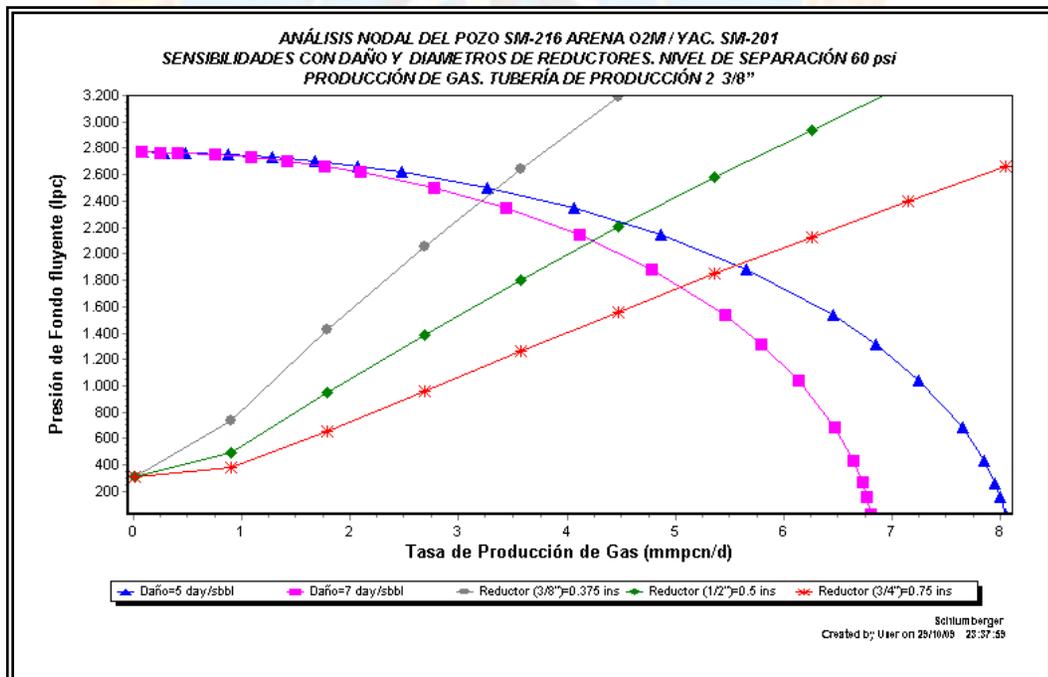
Gráfica C.9 Tasa estimada de producción de petróleo del yacimiento U2U SM 201.



Gráfica C.10 Tasa estimada de producción de gas del yacimiento U2U SM 201.

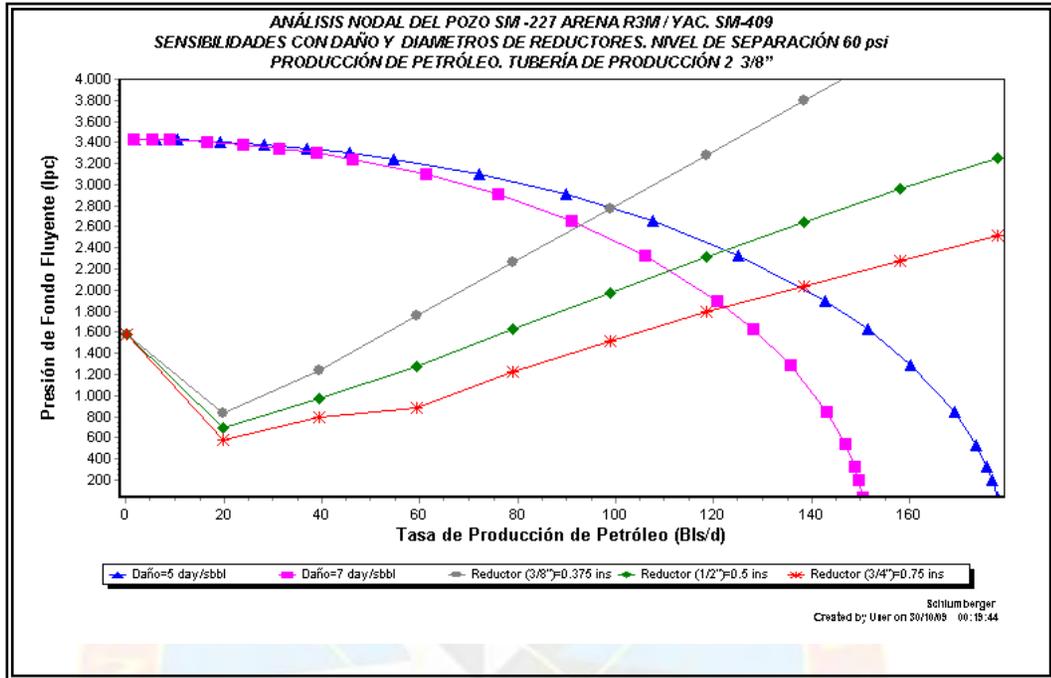


Gráfica C.11 Tasa estimada de producción de petróleo del yacimiento O2 M SM 201.

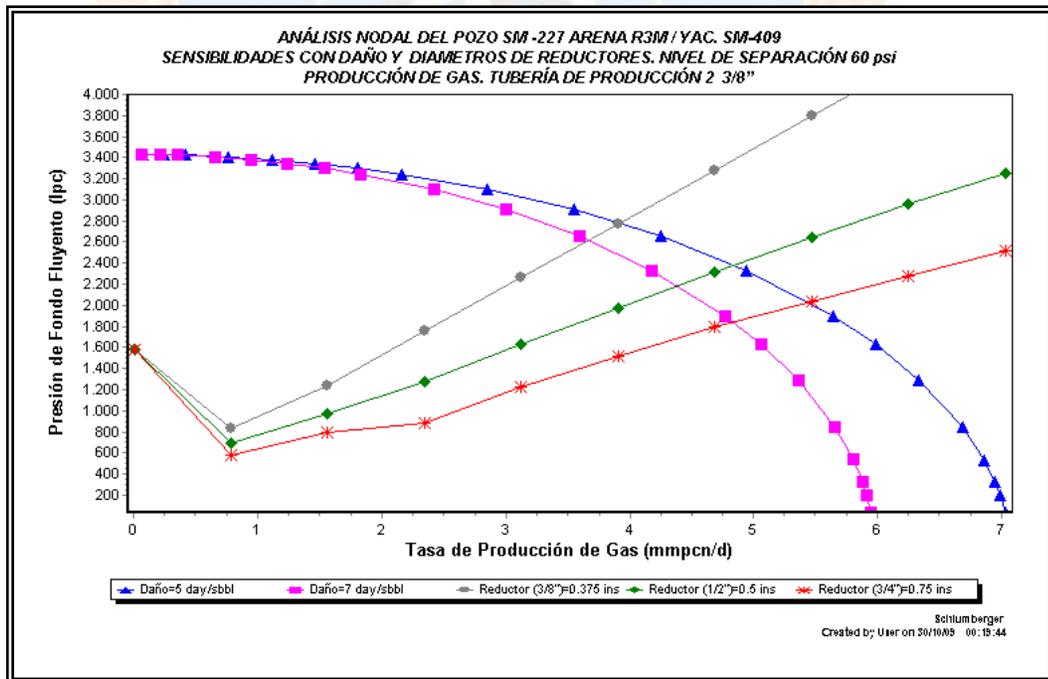


Gráfica C.12 Tasa estimada de producción de gas del yacimiento O2 M SM 201.

C.5 POZO: SM 227

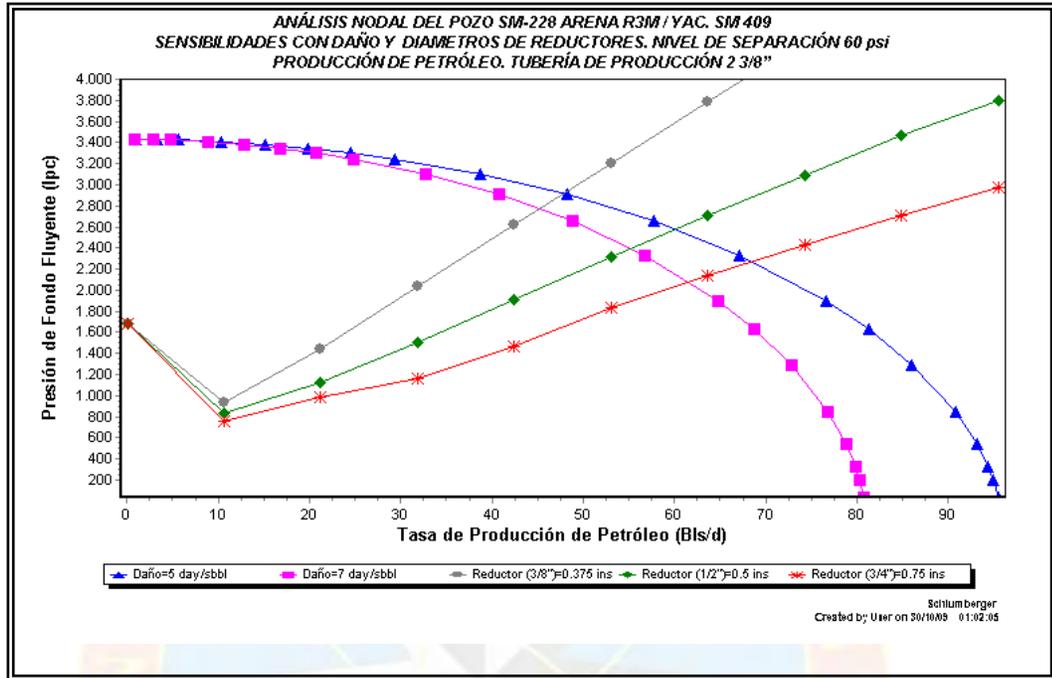


Gráfica C.13 Tasa estimada de producción de petróleo del yacimiento R3M SM 409

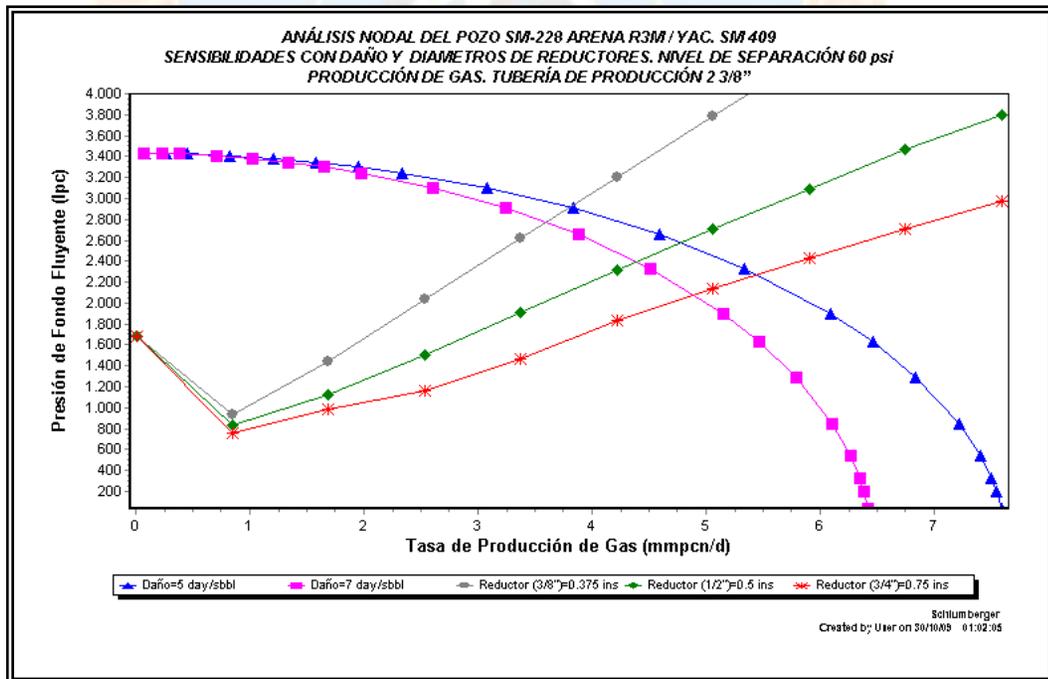


Gráfica C.14 Tasa estimada de producción de gas del yacimiento R3M SM 409.

C.6 POZO: SM 228

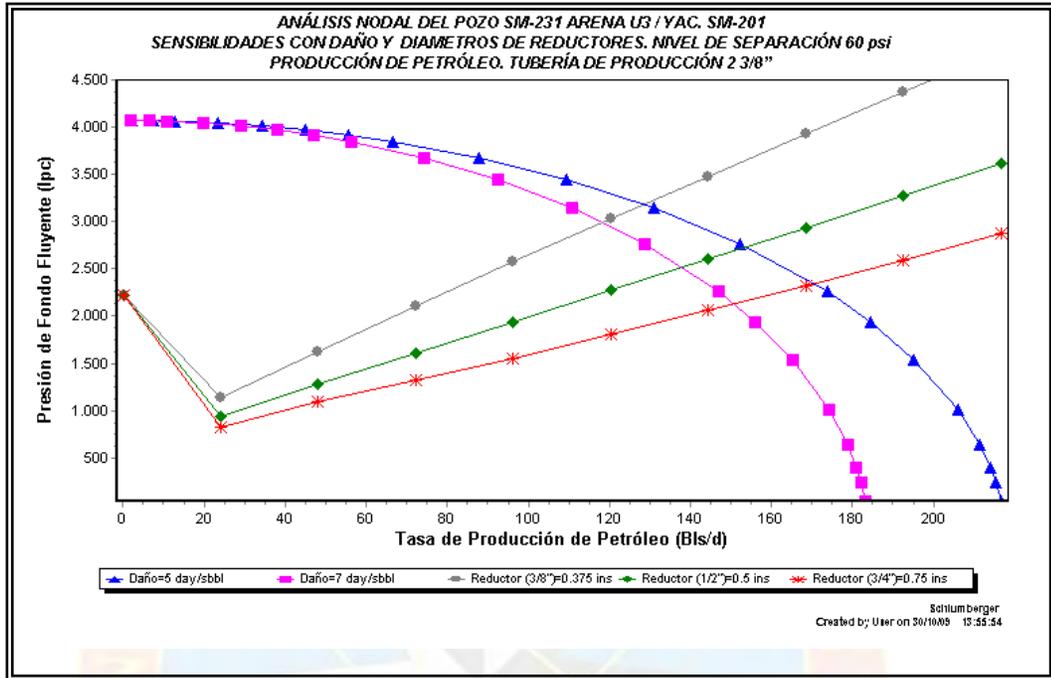


Gráfica C.15 Tasa estimada de producción de petróleo del yacimiento R3M SM 409

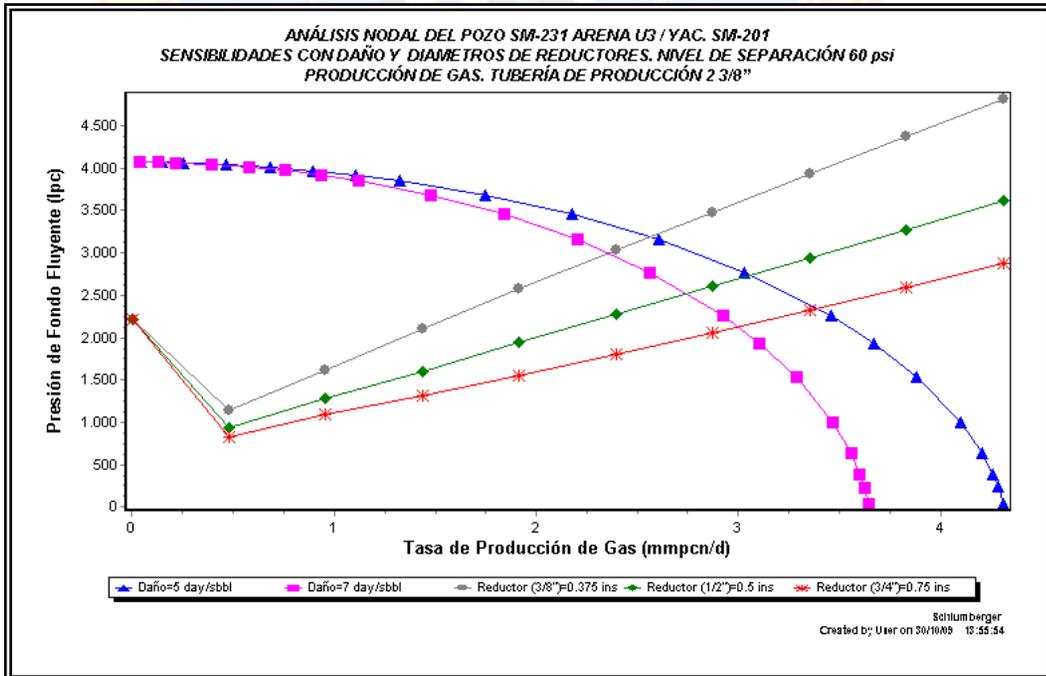


Gráfica C.16 Tasa estimada de producción de gas del yacimiento R3M SM 409

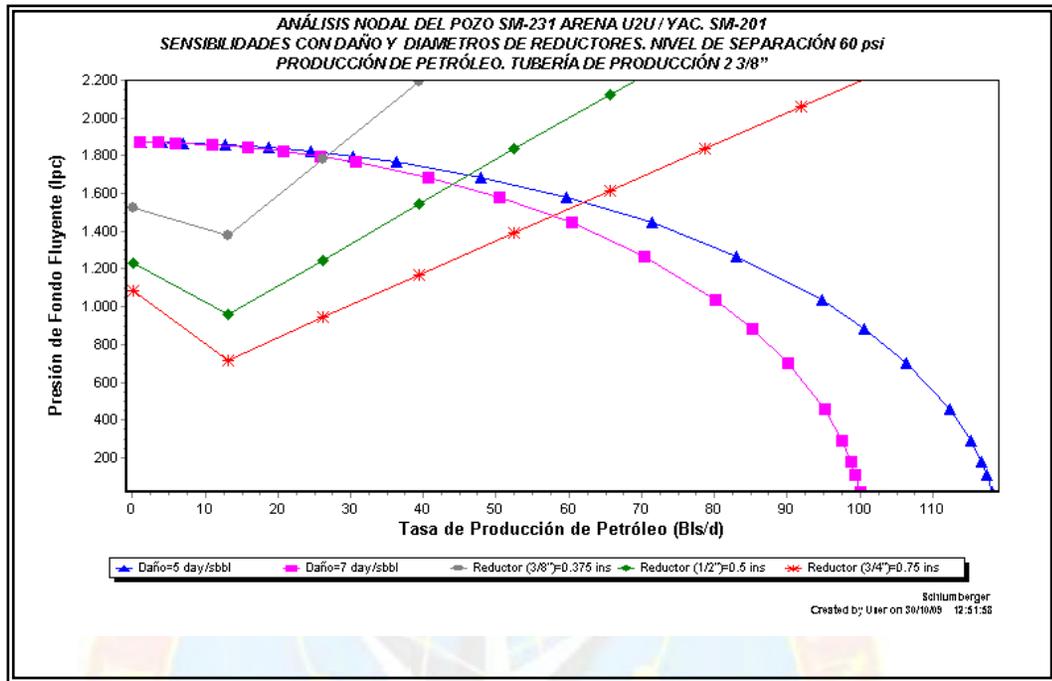
C.7 POZO: SM 231



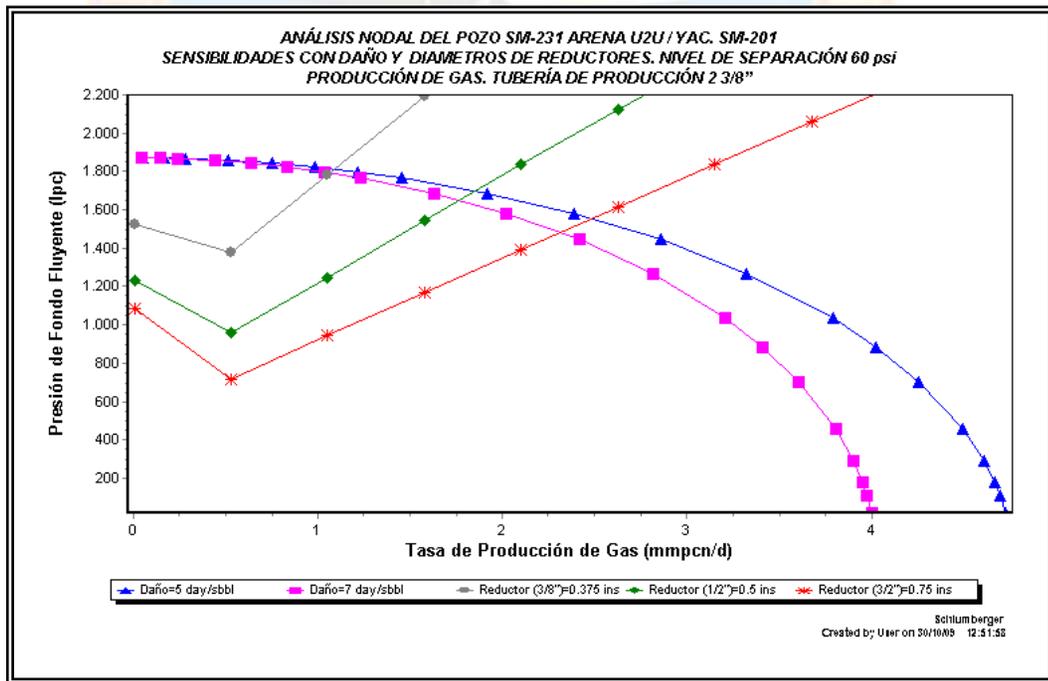
Gráfica C.17 Tasa estimada de producción de petróleo del yacimiento U3 SM 201



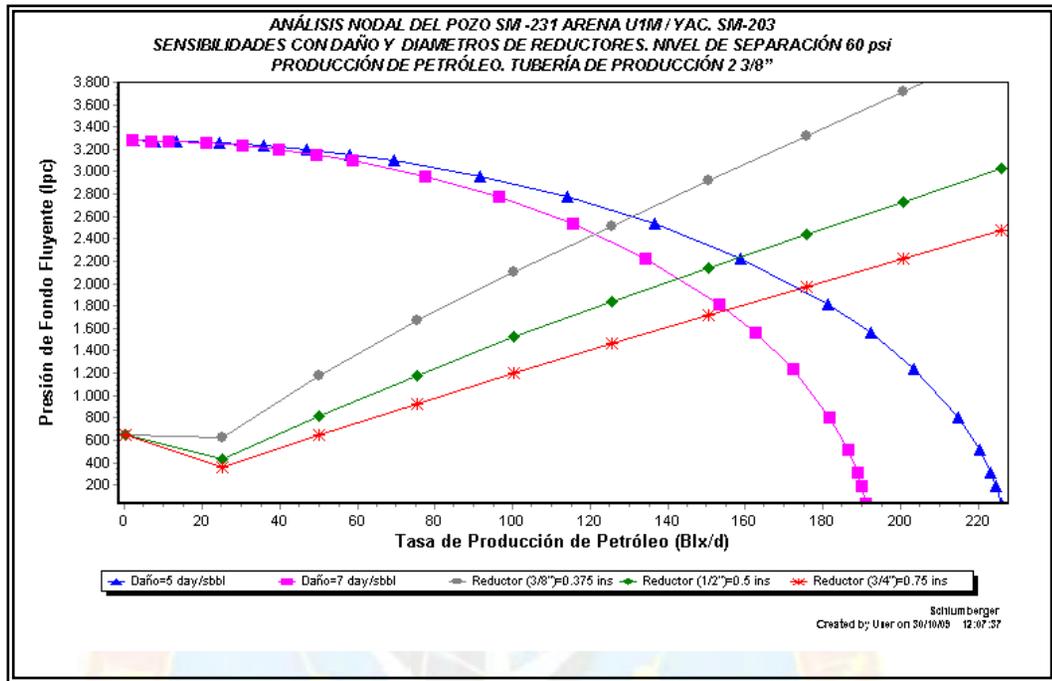
Gráfica C.18 Tasa estimada de producción de gas del yacimiento U3 SM 201



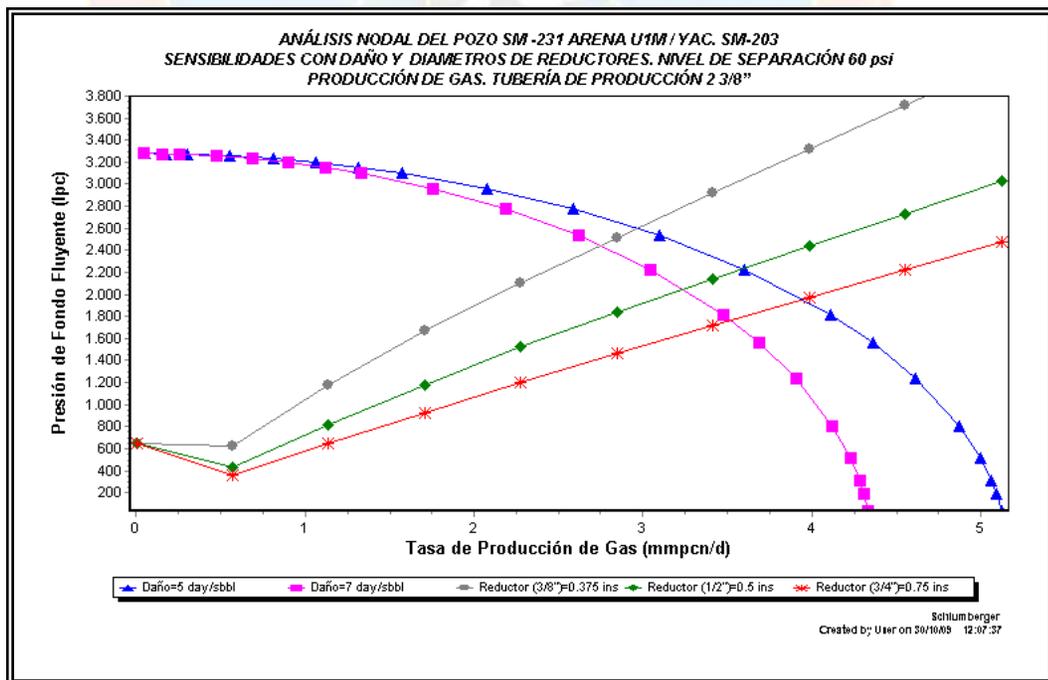
Gráfica C.19 Tasa estimada de producción de petróleo del yacimiento U2U SM 201



Gráfica C.20 Tasa estimada de producción de gas del yacimiento U2U SM 201

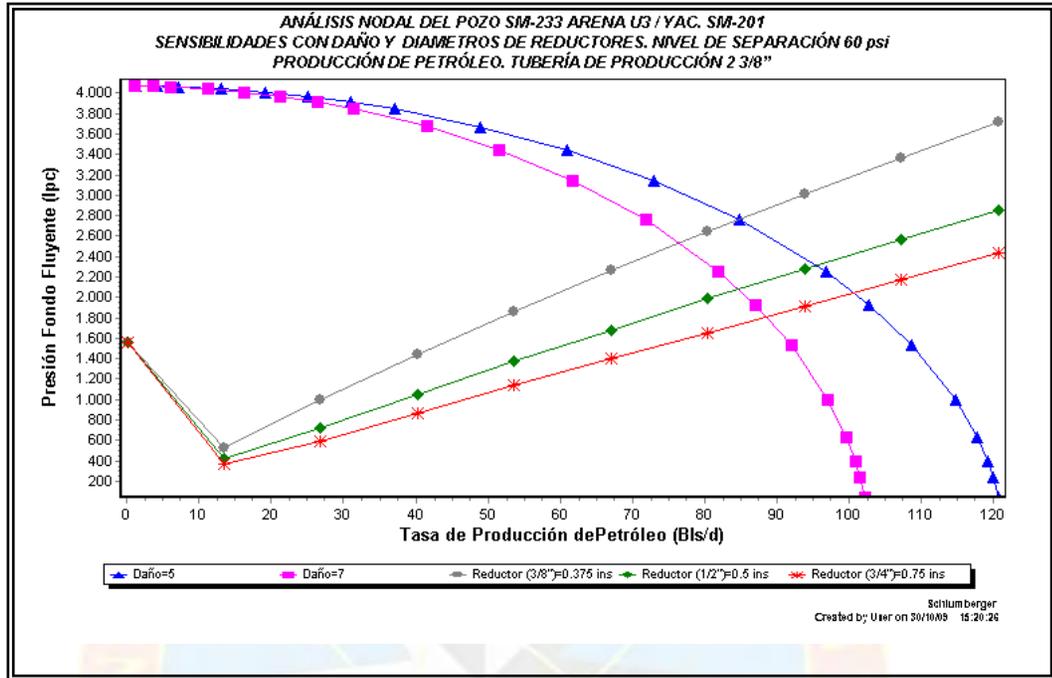


Gráfica C.21 Tasa estimada de producción de petróleo del yacimiento U1 SM 203

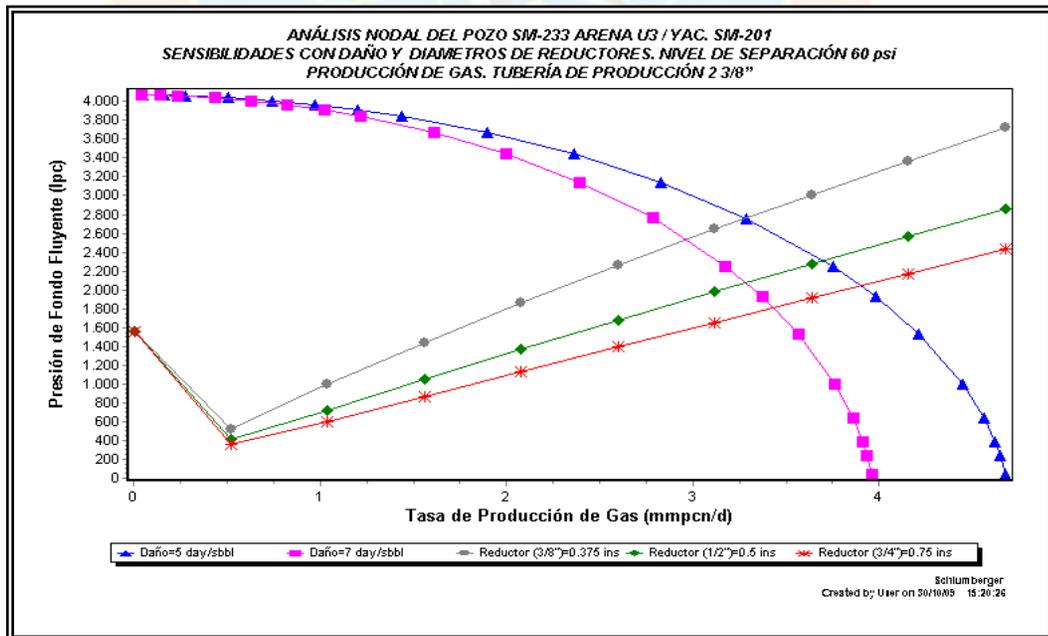


Gráfica C.22 Tasa estimada de producción de gas del yacimiento U1 SM 203

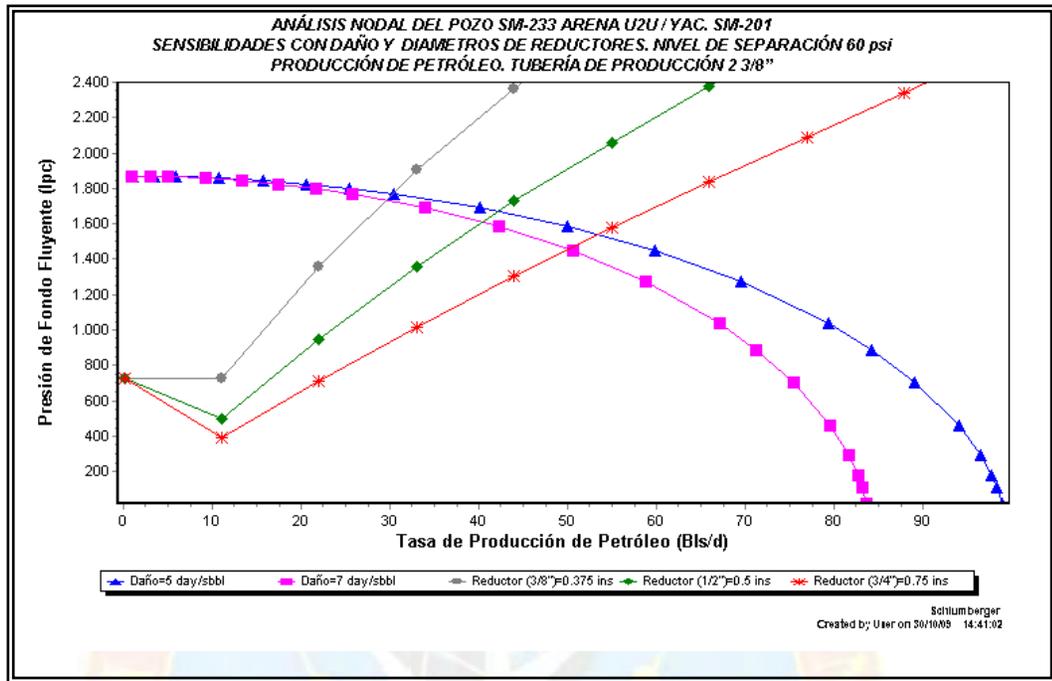
C.8 POZO: SM 233



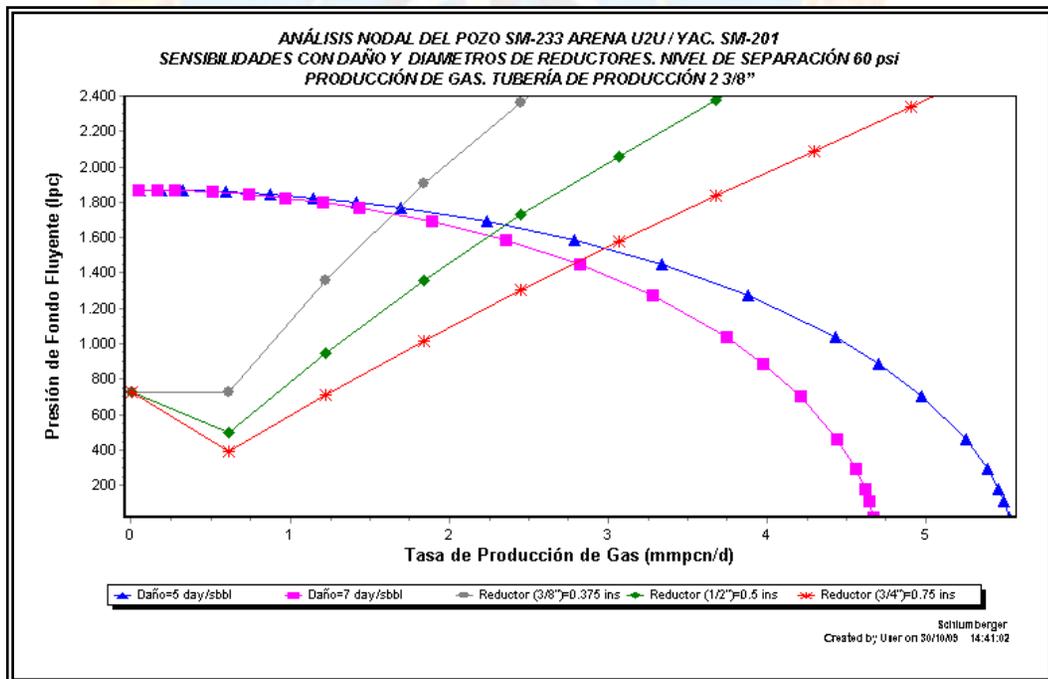
Gráfica C.23 Tasa estimada de producción de petróleo del yacimiento U3 SM 201



Gráfica C.24 Tasa estimada de producción de gas del yacimiento U3 SM 201

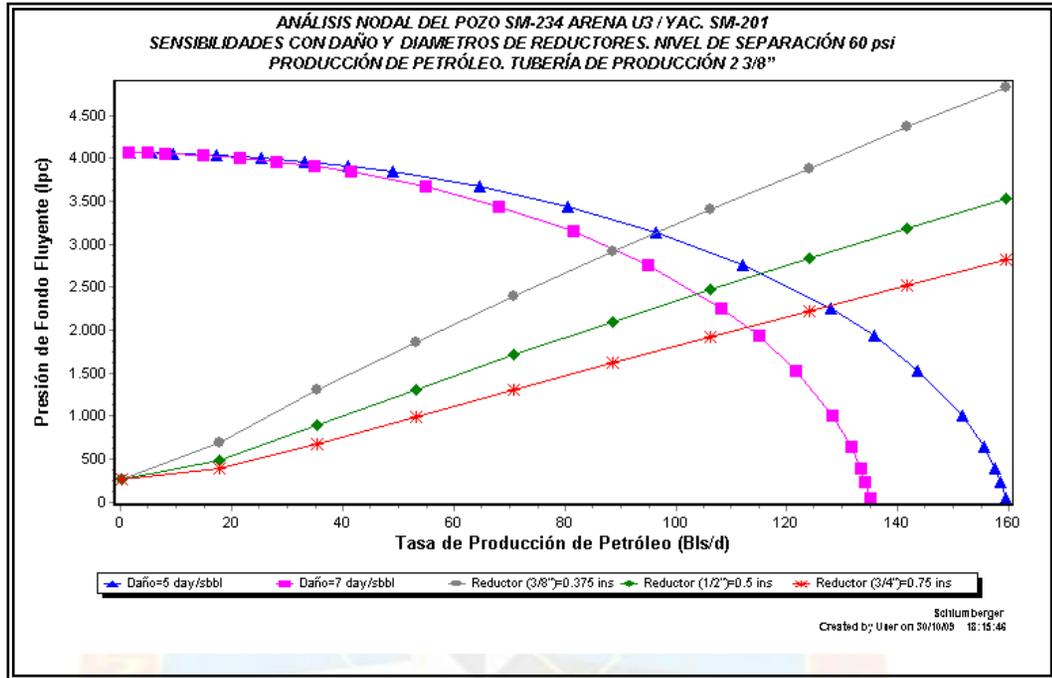


Gráfica C.25 Tasa estimada de producción de petróleo del yacimiento U2U SM 201

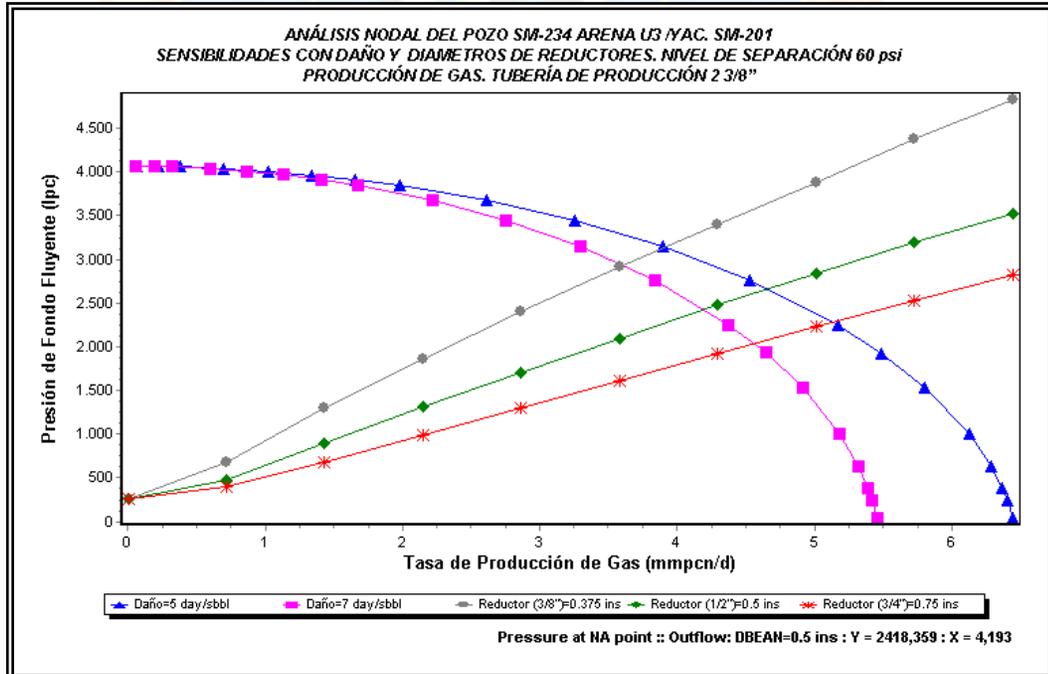


Gráfica C.26 Tasa estimada de producción de gas del yacimiento U2U SM 201

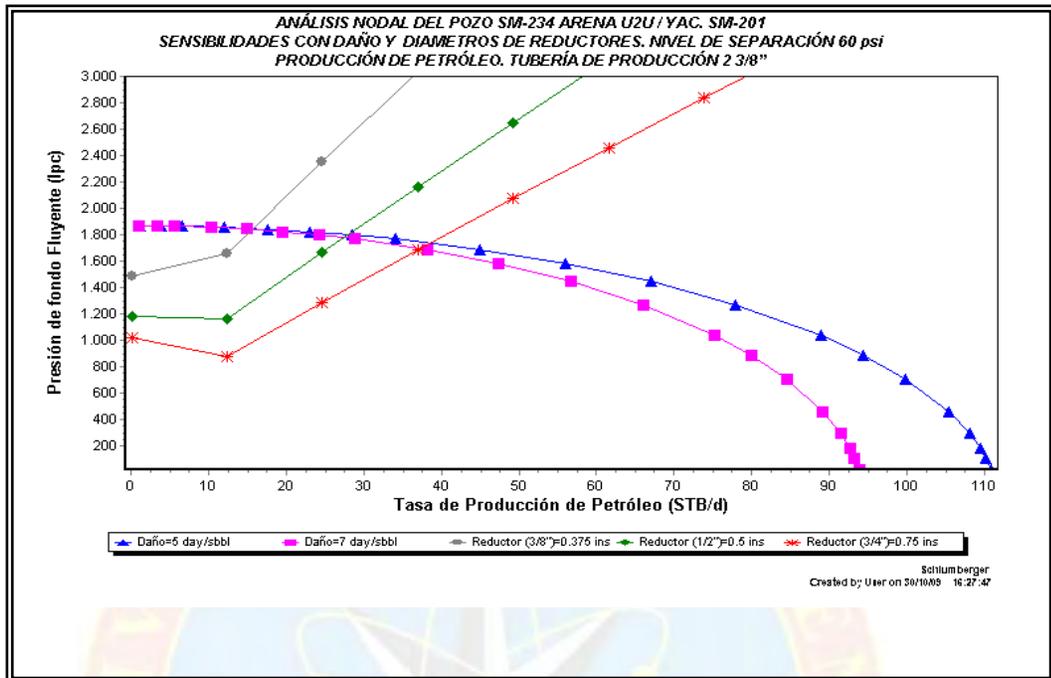
C.9 POZO: SM 234



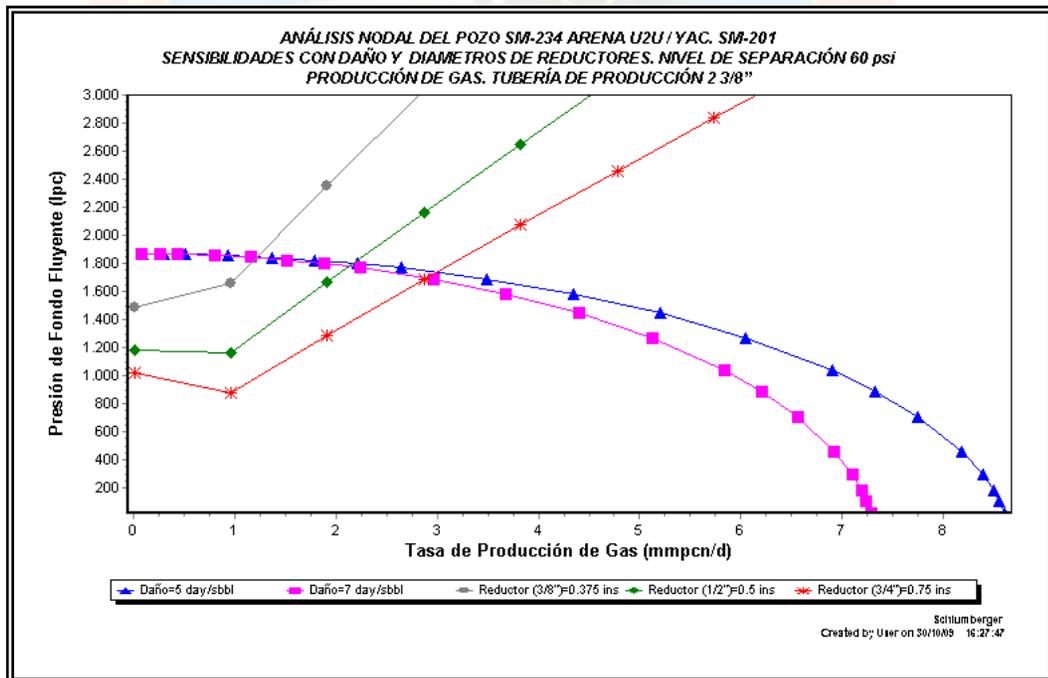
Gráfica C.27 Tasa estimada de producción de petróleo del yacimiento U3 SM 201



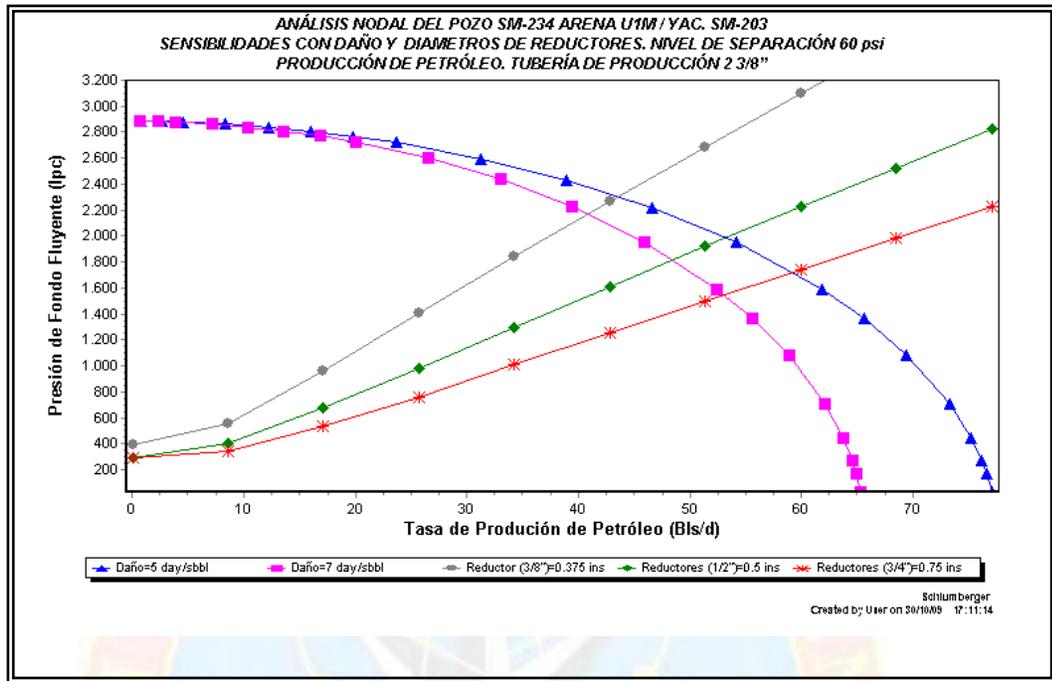
Gráfica C.28 Tasa estimada de producción de gas del yacimiento U3 SM 201



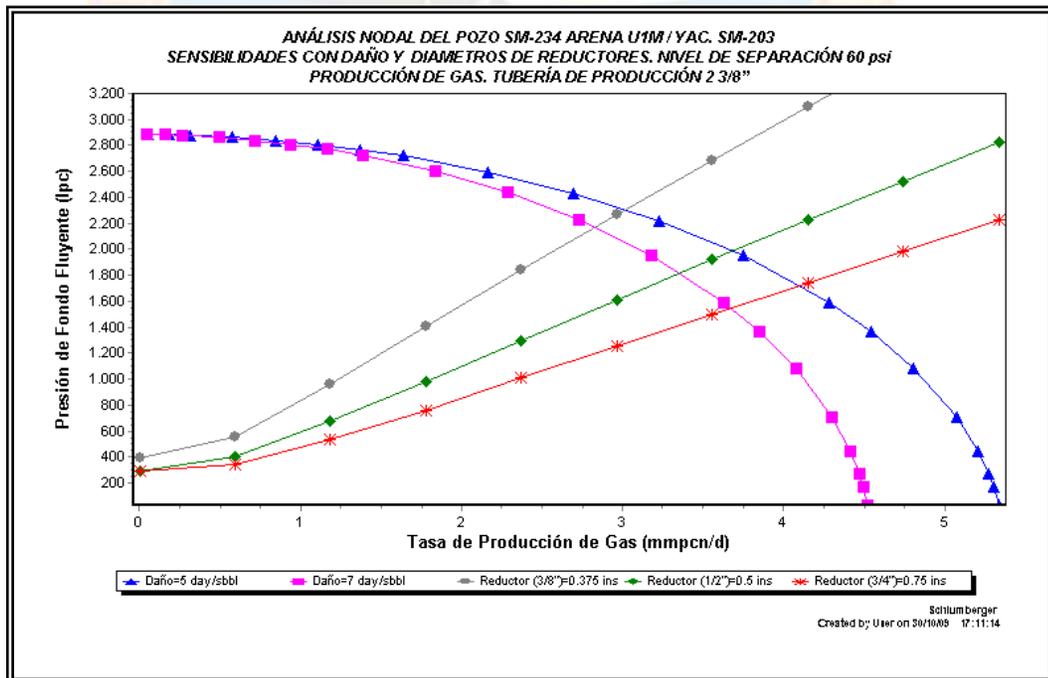
Gráfica C.29 Tasa estimada de producción de petróleo del yacimiento U2U SM 201



Gráfica C.30 Tasa estimada de producción de gas del yacimiento U2U SM 201

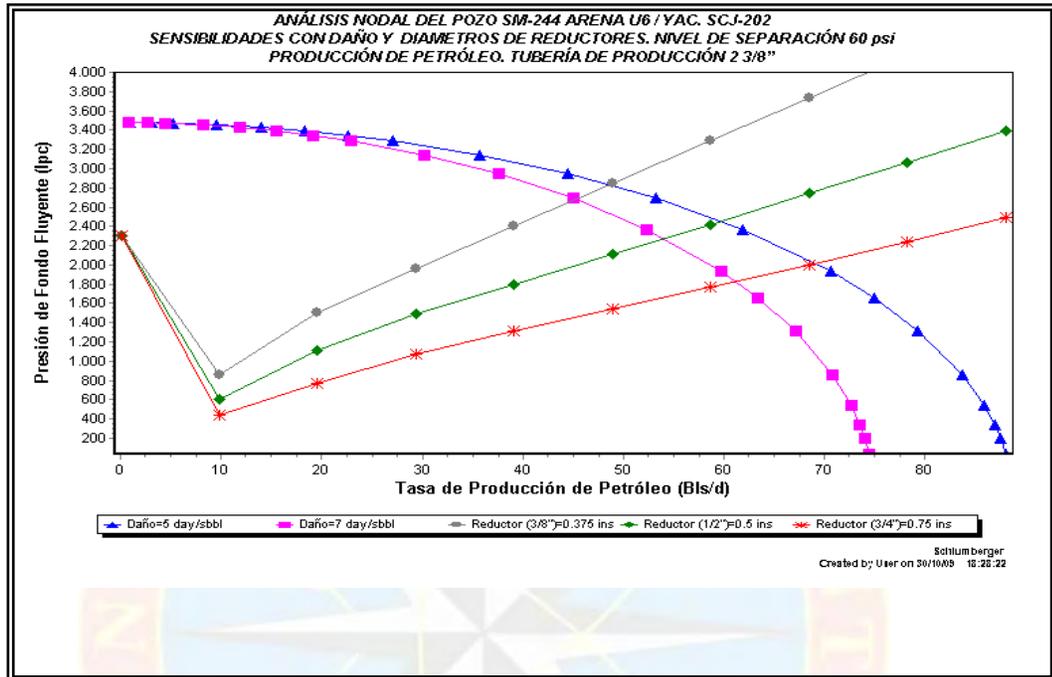


Gráfica C.31 Tasa estimada de producción de petróleo del yacimiento U1M SM 203

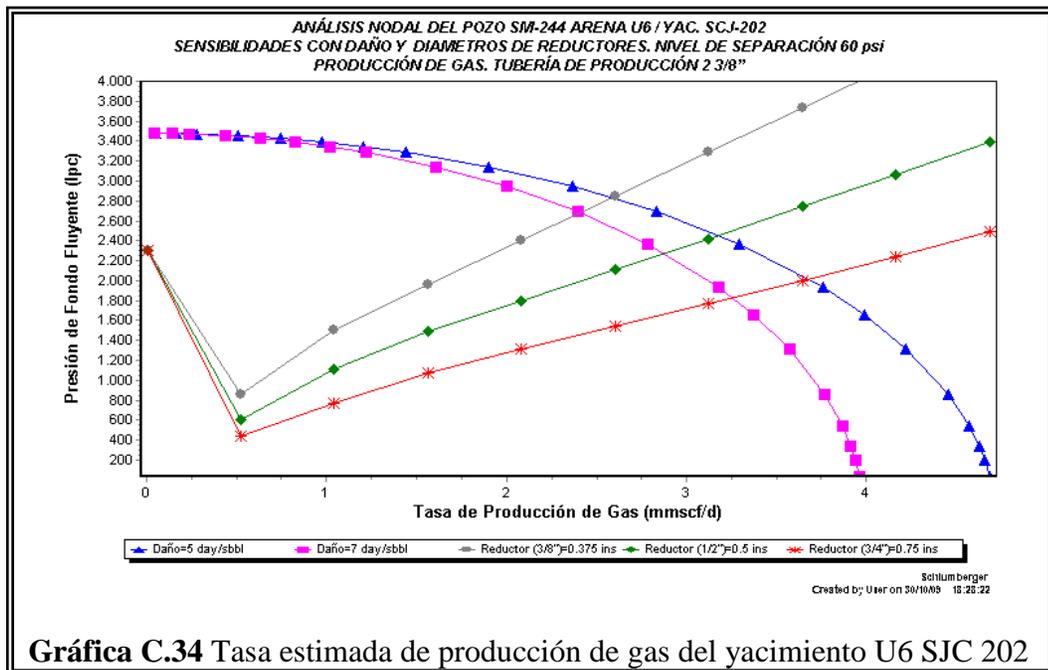


Gráfica C.32 Tasa estimada de producción de gas del yacimiento U1M SM 203

C.10 POZO: SM 244

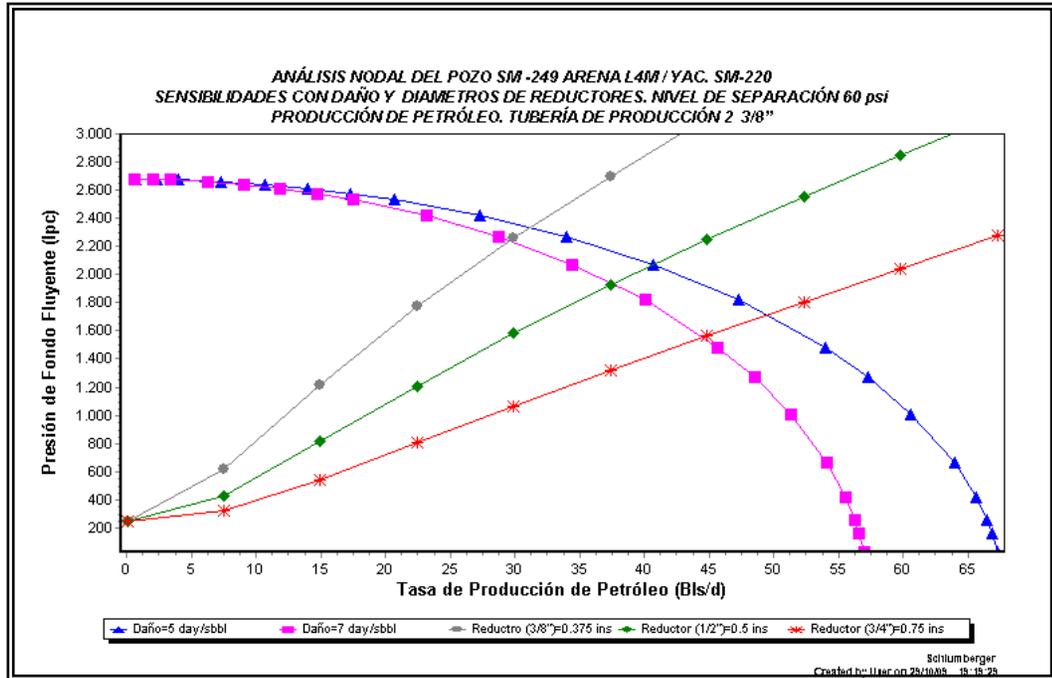


Gráfica C.33 Tasa estimada de producción de petróleo del yacimiento U6 SCJ 202

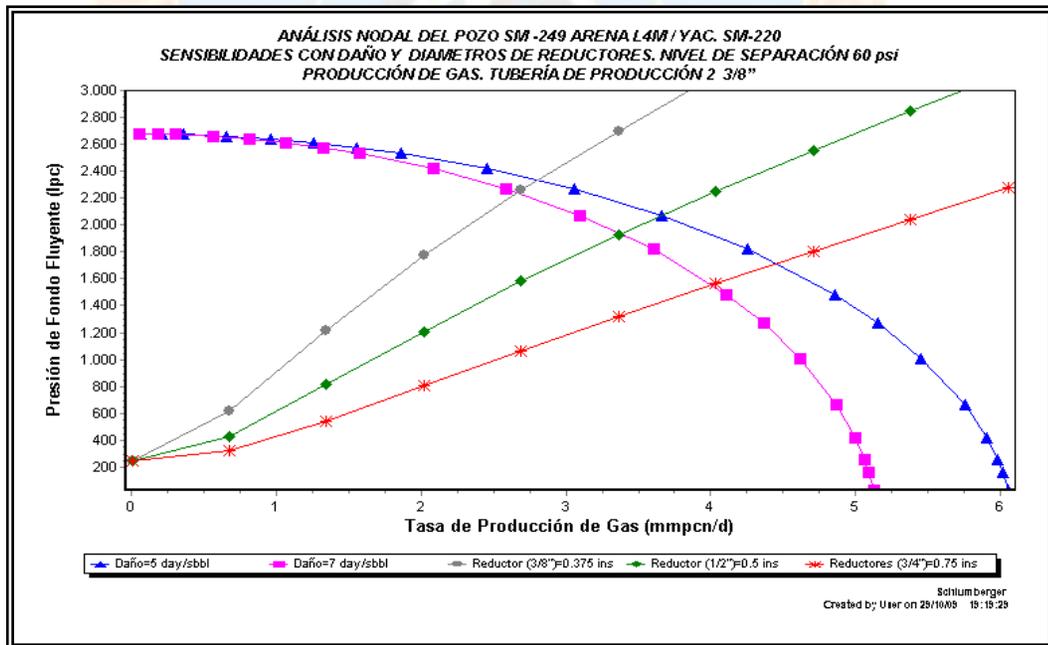


Gráfica C.34 Tasa estimada de producción de gas del yacimiento U6 SJC 202

C.11 POZO: SM 249

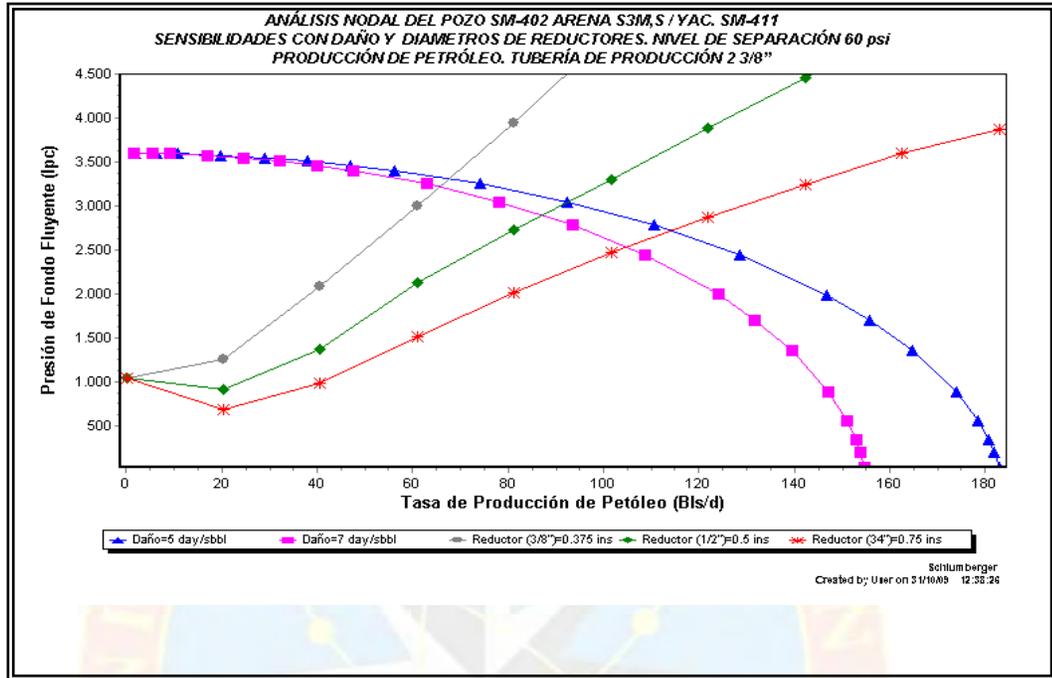


Gráfica C.35 Tasa estimada de producción de petróleo del yacimiento L4M SM 220

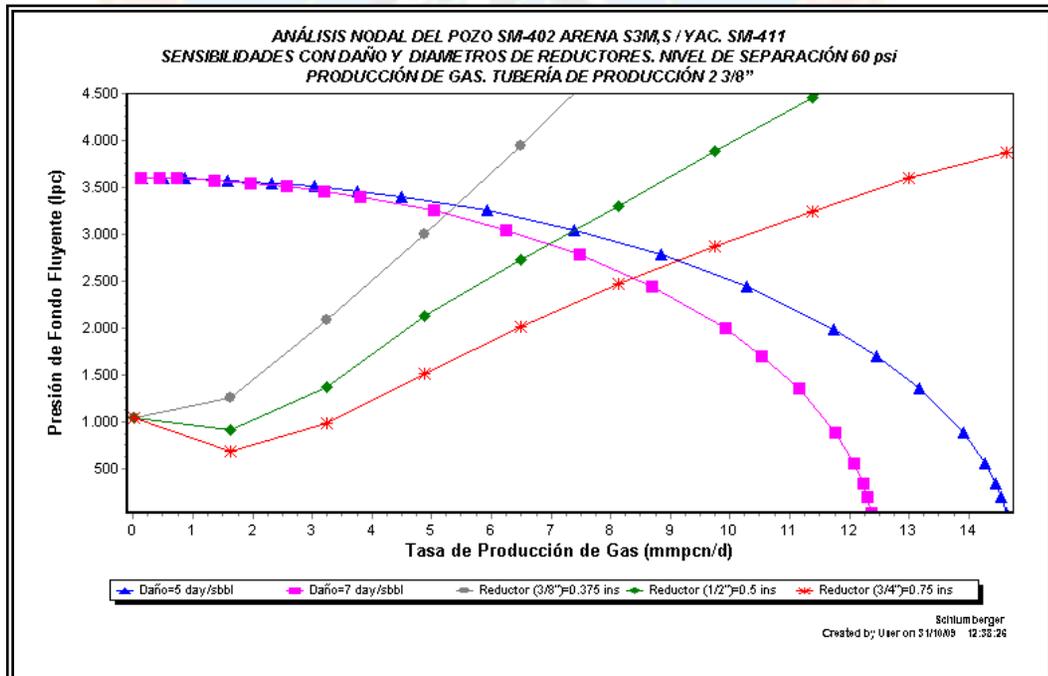


Gráfica C.36 Tasa estimada de producción de gas del yacimiento L4M SM 220

C.12 POZO: SM 402

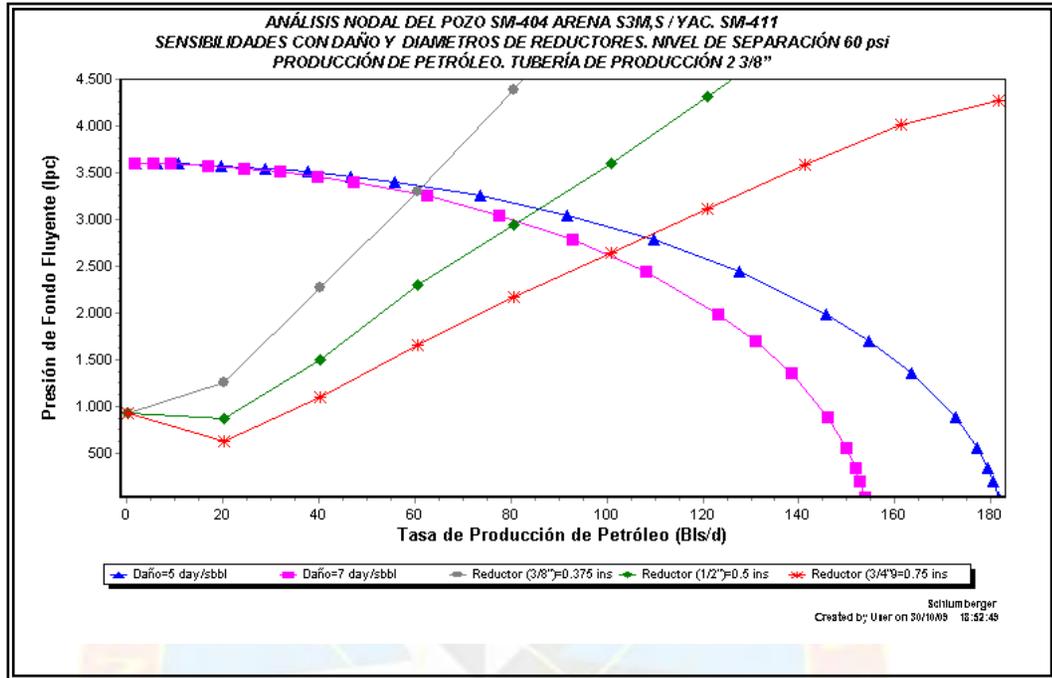


Gráfica C.37 Tasa estimada de producción de petróleo del yacimiento S3M, SM 411

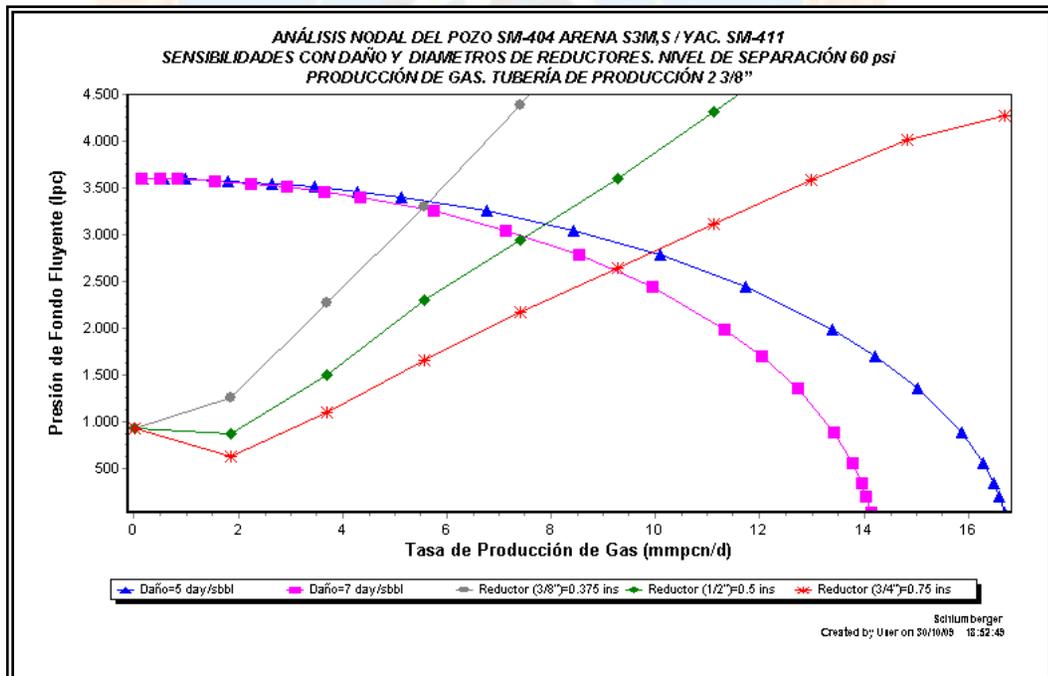


Gráfica C.38 Tasa estimada de producción de gas del yacimiento S3M, SM 411

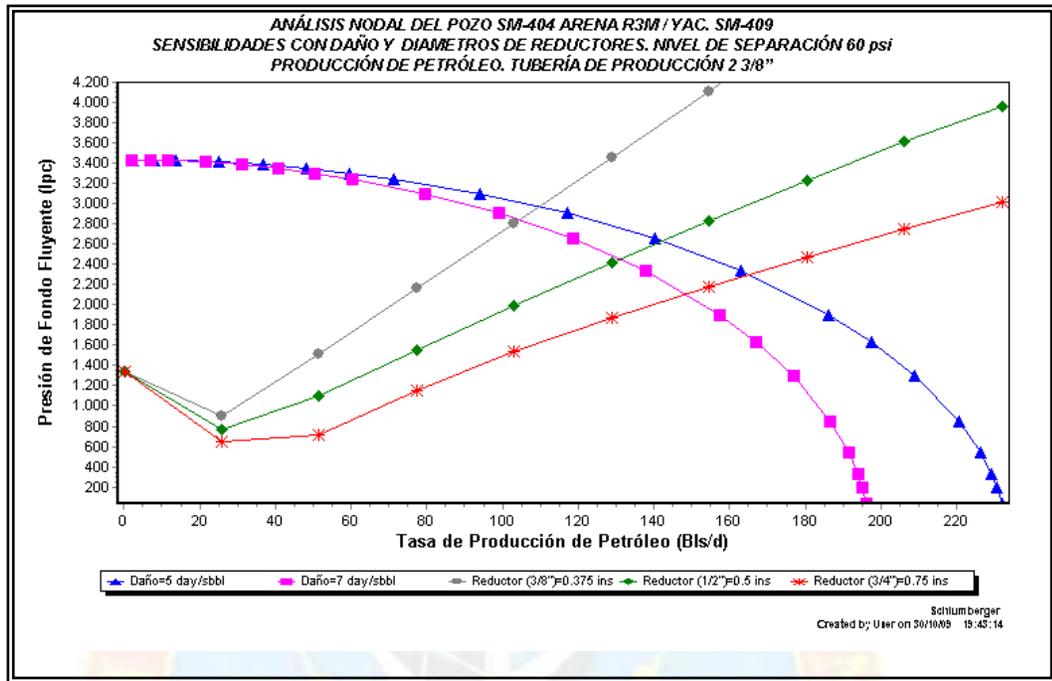
C.13 POZO: SM 404



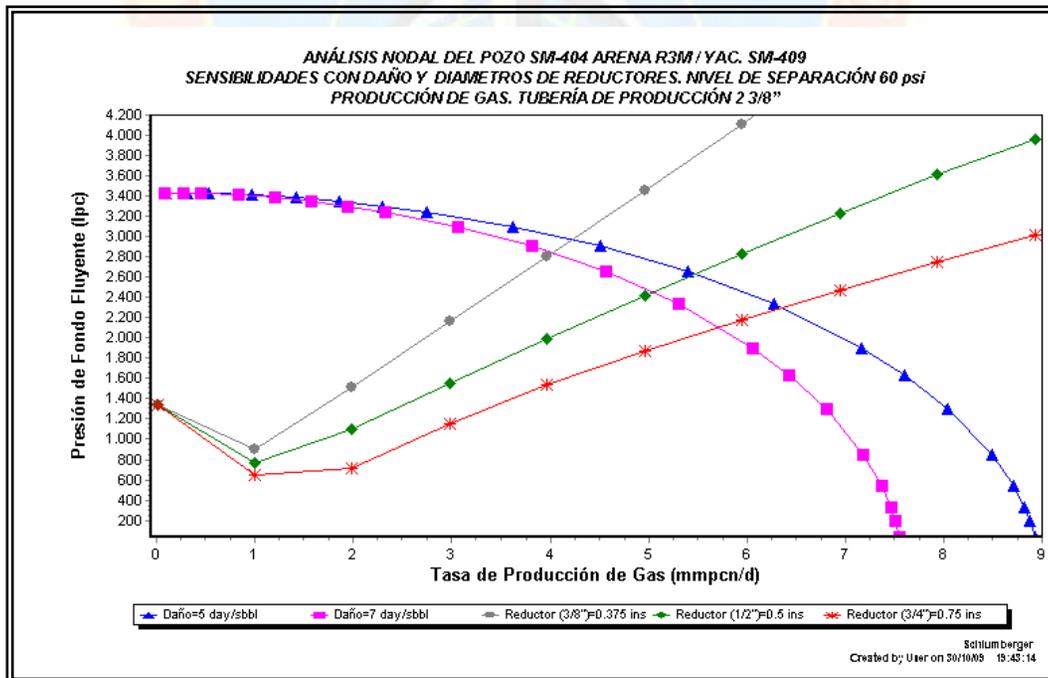
Gráfica C.39 Tasa estimada de producción de petróleo del yacimiento S3M, SM 411



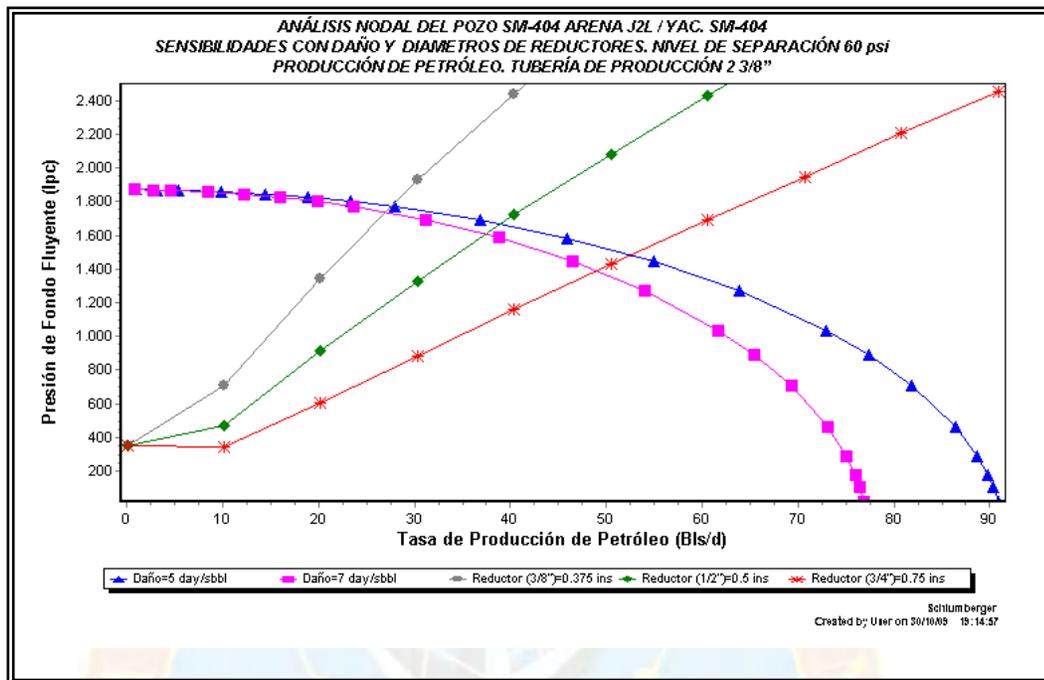
Gráfica C.40 Tasa estimada de producción de gas del yacimiento S3M, SM 411



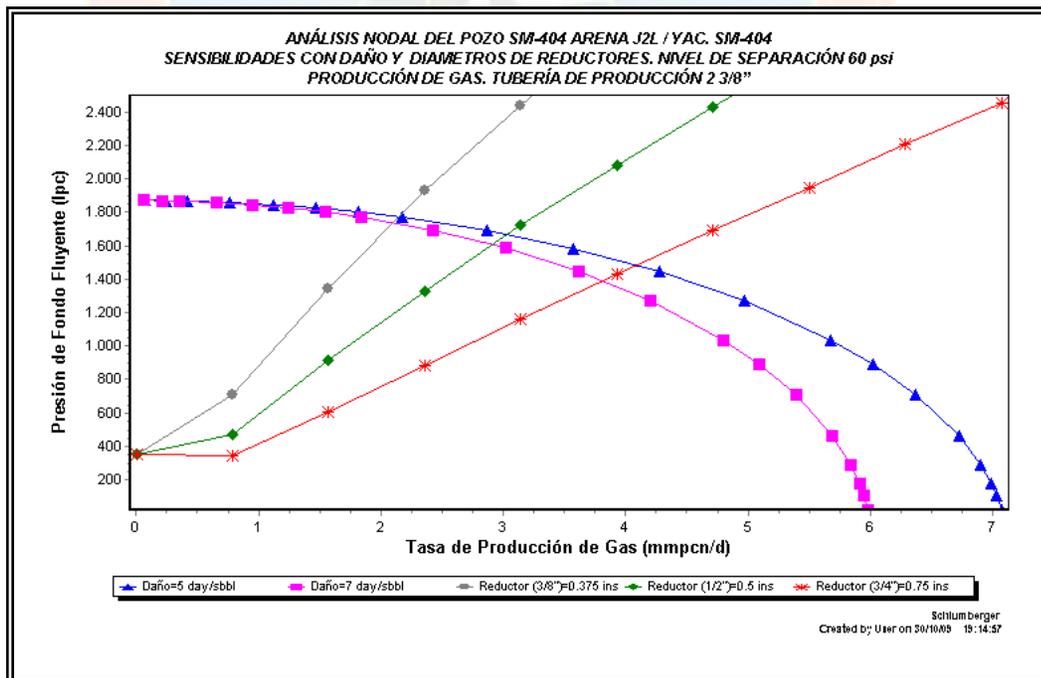
Gráfica C.41 Tasa estimada de producción de petróleo del yacimiento R3M SM 409



Gráfica C.42 Tasa estimada de producción de gas del yacimiento R3M SM 409

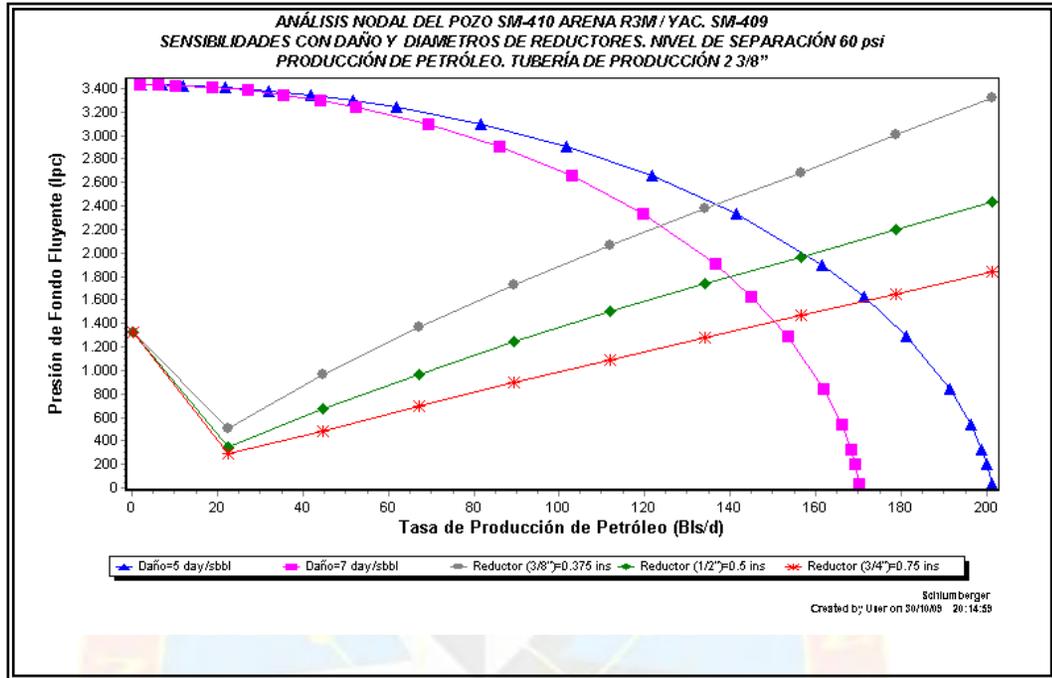


Gráfica C.43 Tasa estimada de producción de petróleo del yacimiento J2L SM 404

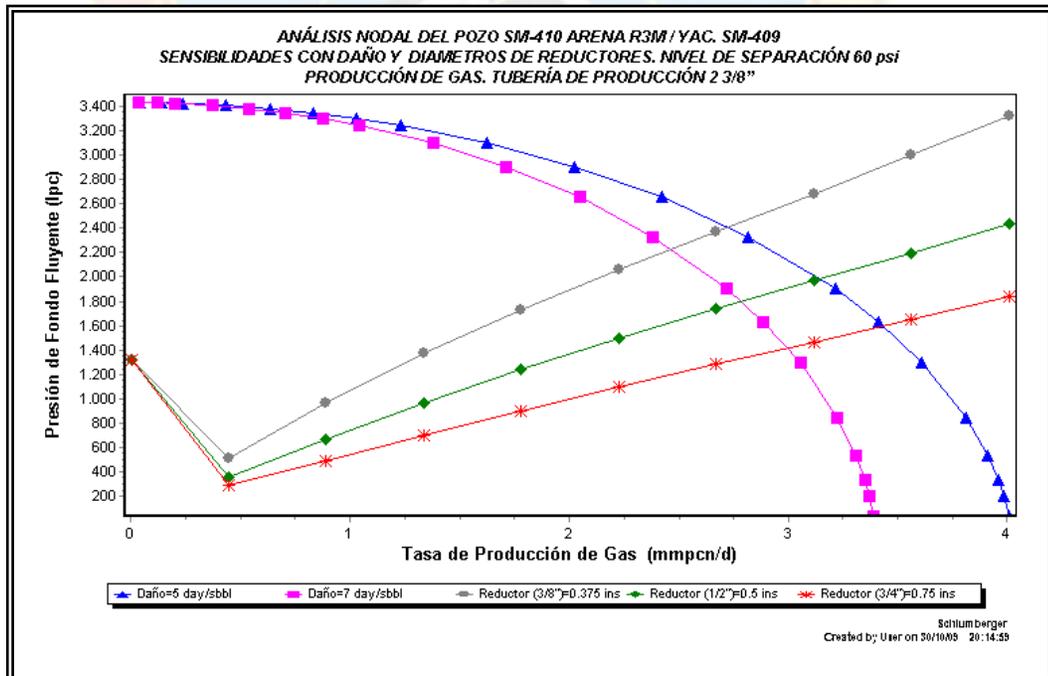


Gráfica C.44 Tasa estimada de producción de gas del yacimiento J2L SM 404

C.14 POZO: SM 410

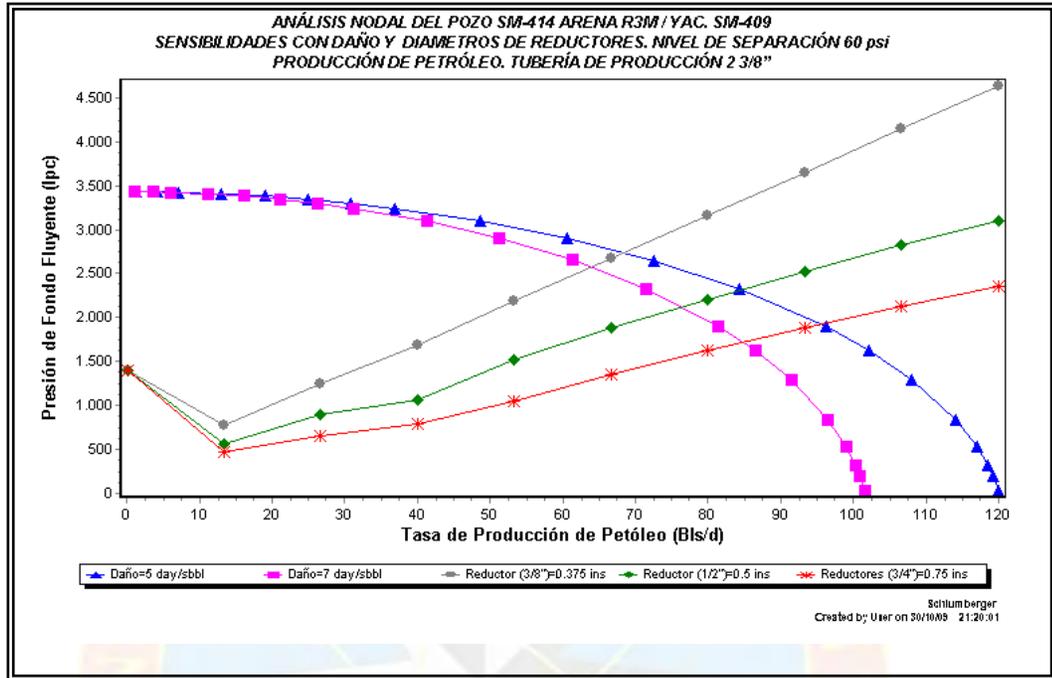


Gráfica C.45 Tasa estimada de producción de petróleo del yacimiento R3M SM 409

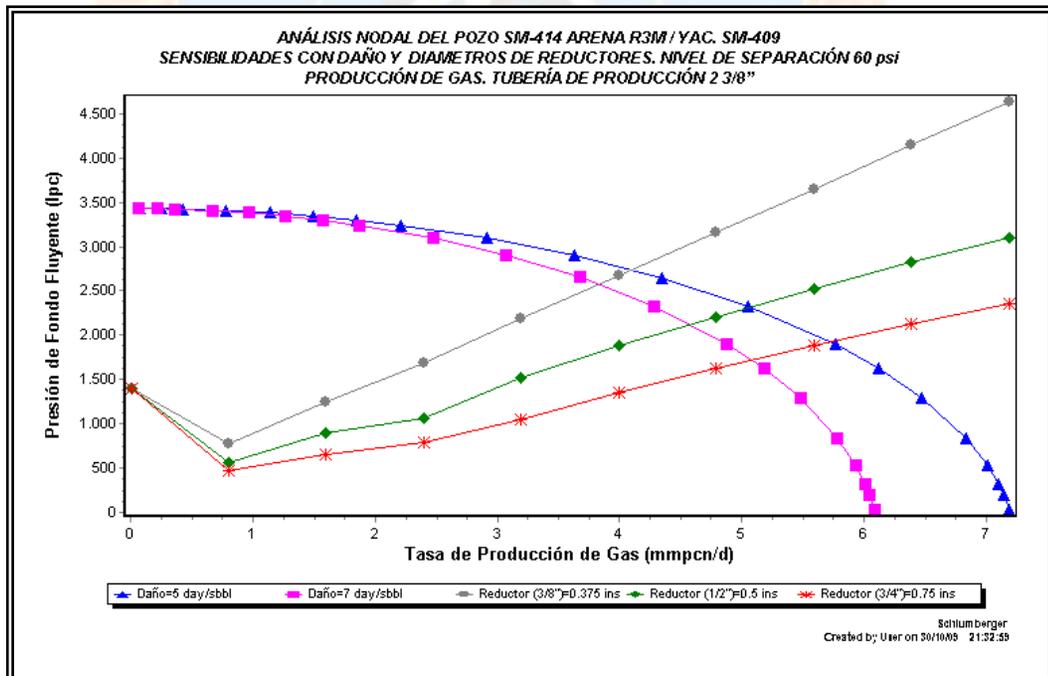


Gráfica C.46 Tasa estimada de producción de gas del yacimiento R3M SM 409

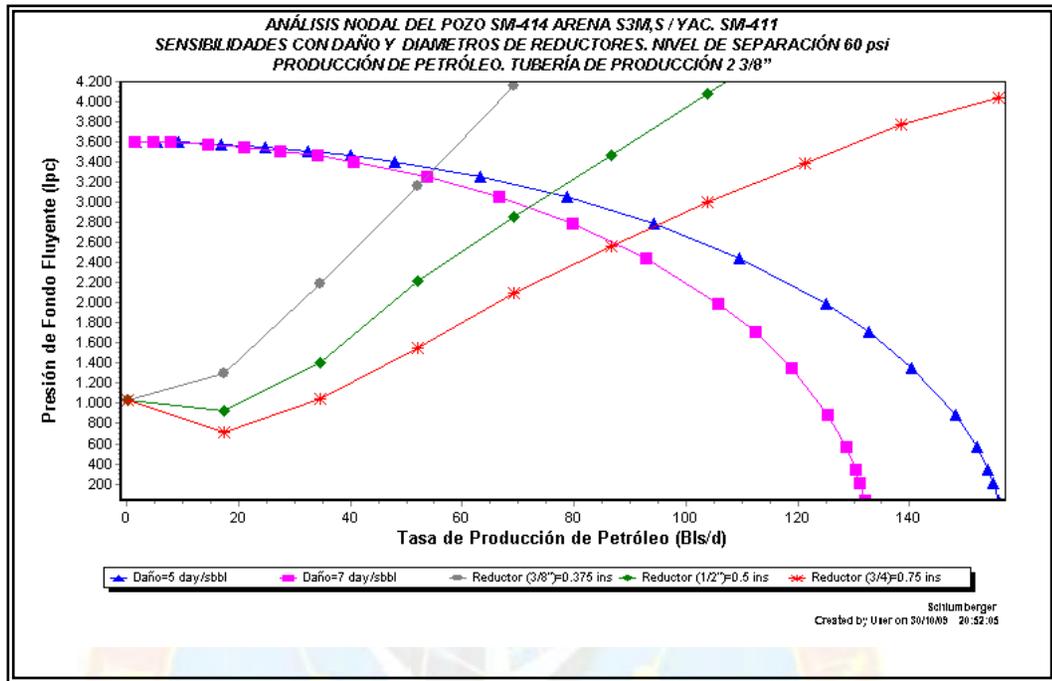
C.15 POZO: SM 414



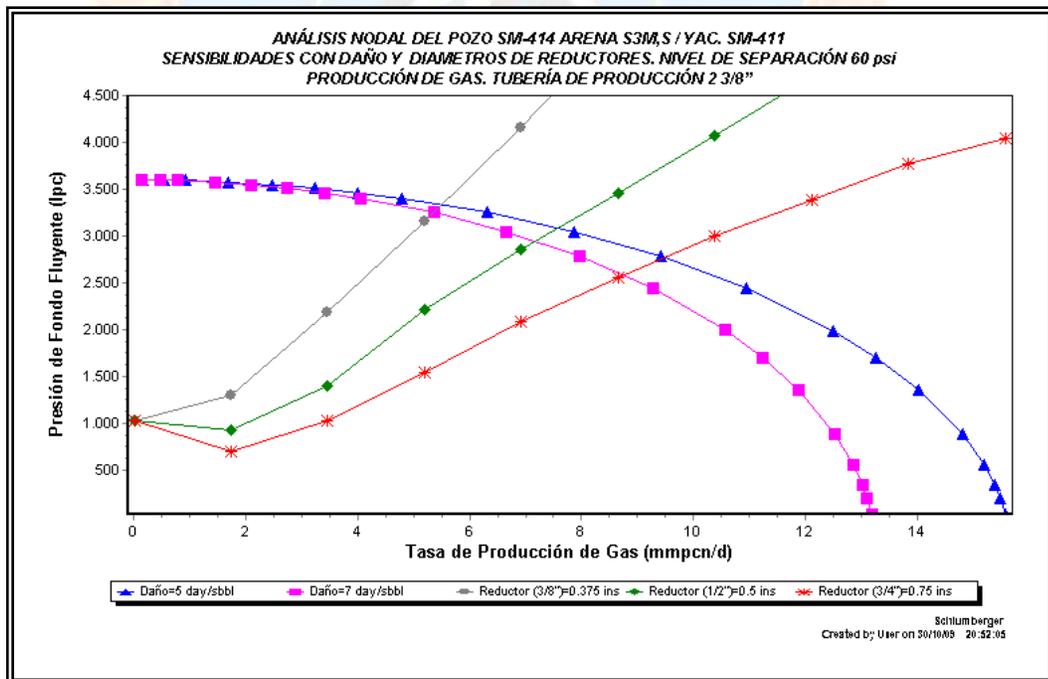
Gráfica C.47 Tasa estimada de producción de petróleo del yacimiento R3M SM 409



Gráfica C.48 Tasa estimada de producción de gas del yacimiento R3M SM 409

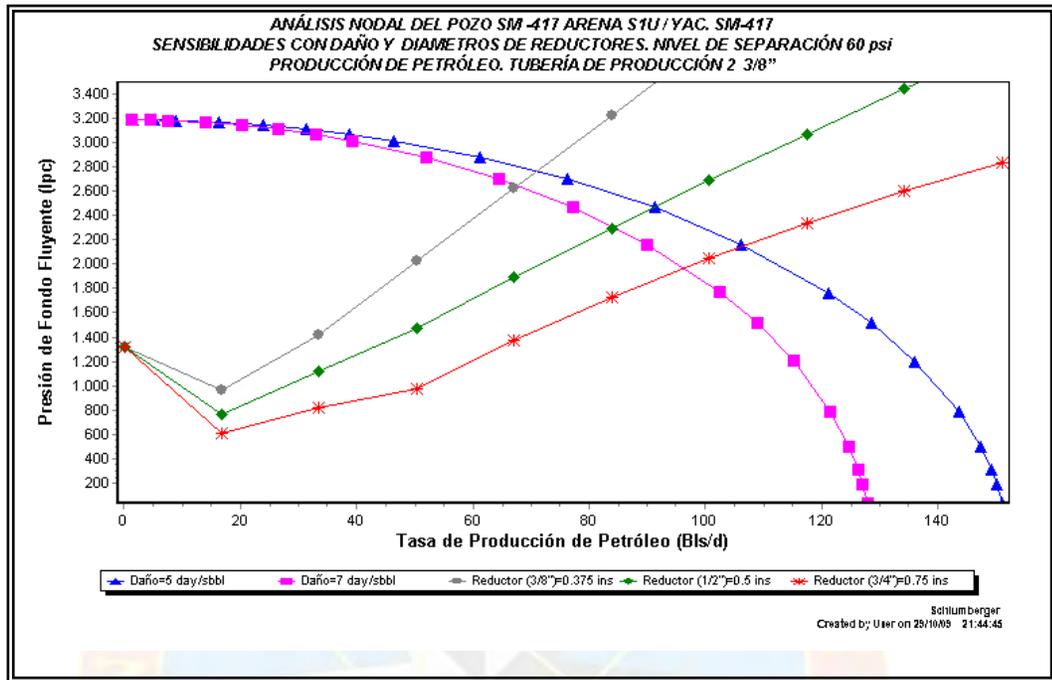


Gráfica C.49 Tasa estimada de producción de petróleo del yacimiento S3M SM 411

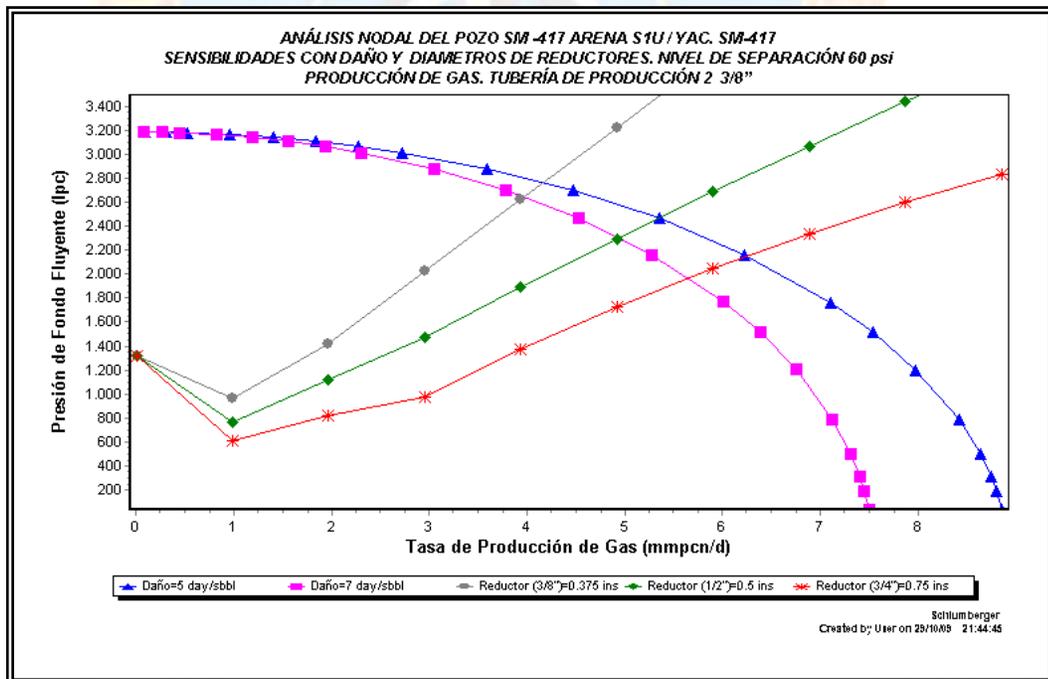


Gráfica C.50 Tasa estimada de producción de gas del yacimiento S3M SM 411

C.16 POZO: SM 417

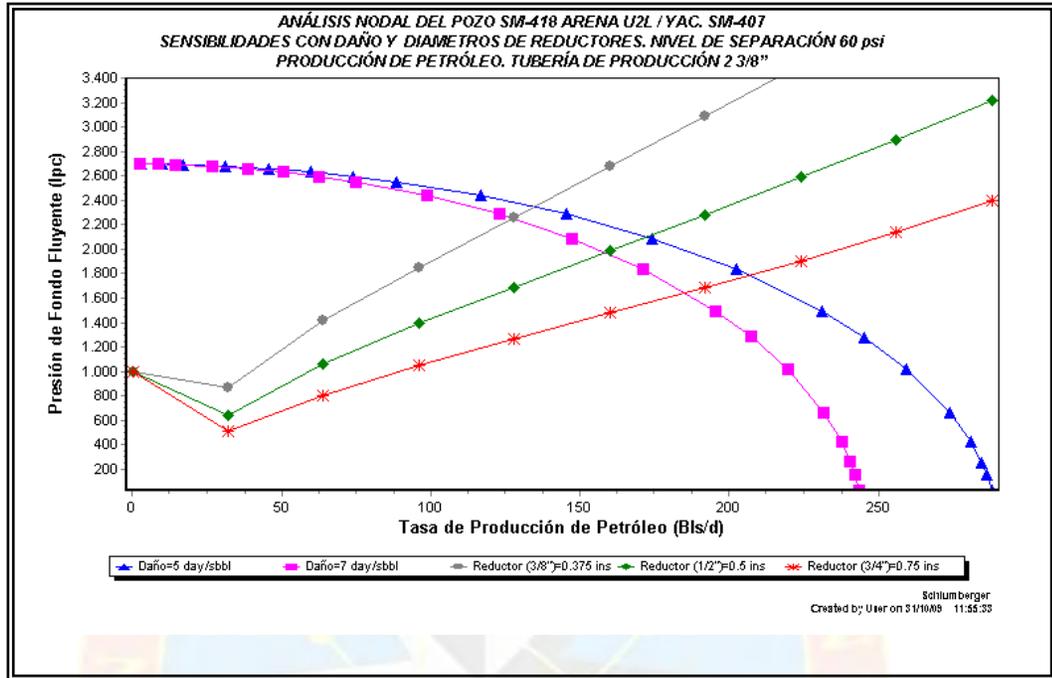


Gráfica C.51 Tasa estimada de producción de petróleo del yacimiento S1U SM 417

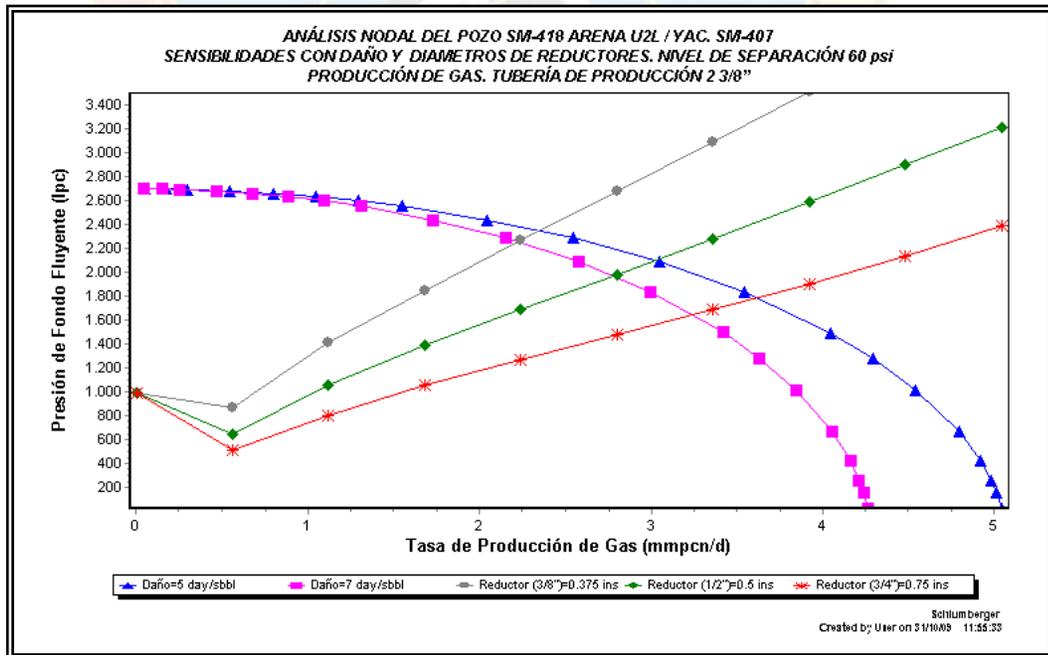


Gráfica C.52 Tasa estimada de producción de gas del yacimiento S1U SM 417

C.17 POZO: SM 418

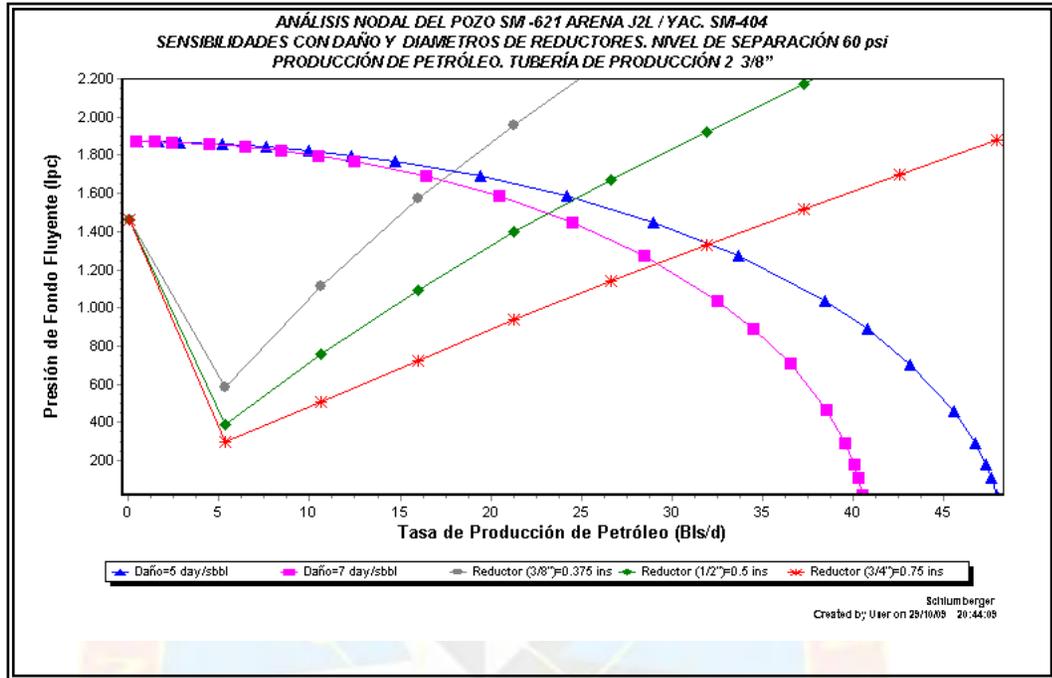


Gráfica C.53 Tasa estimada de producción de petróleo del yacimiento U2L SM 407

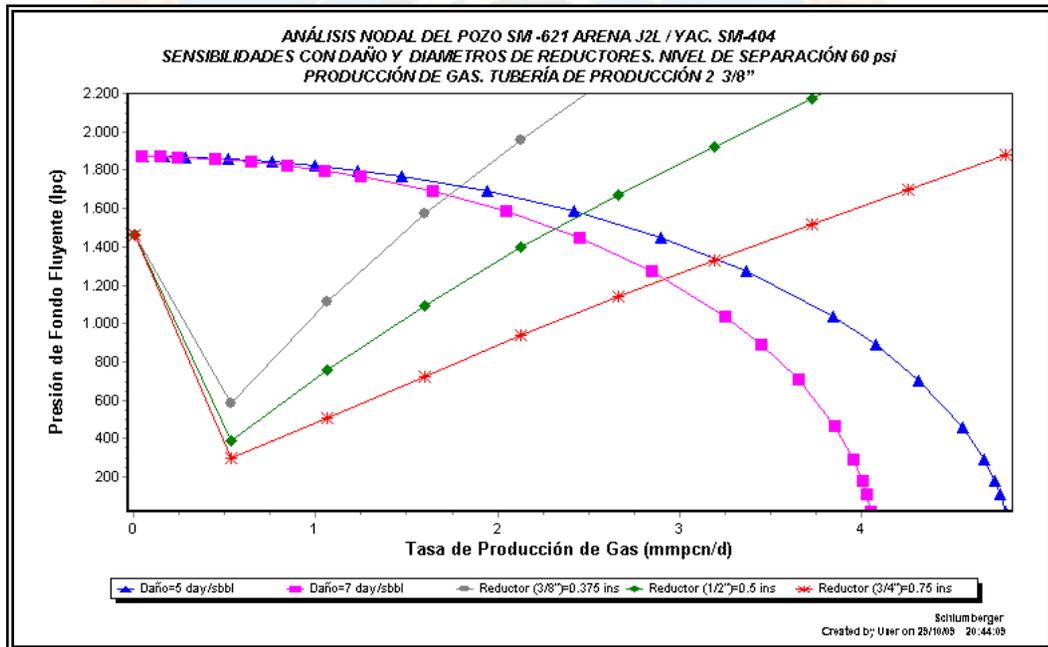


Gráfica C.54 Tasa estimada de producción de gas del yacimiento U2L SM 407

C.18 POZO: SM 621



Gráfica C.55 Tasa estimada de producción de petróleo del yacimiento J2L SM 404



Gráfica C.56 Tasa estimada de producción de gas del yacimiento J2L SM 404

Apéndice D

Mapas Isópacos-Estructurales de los yacimientos estudiados

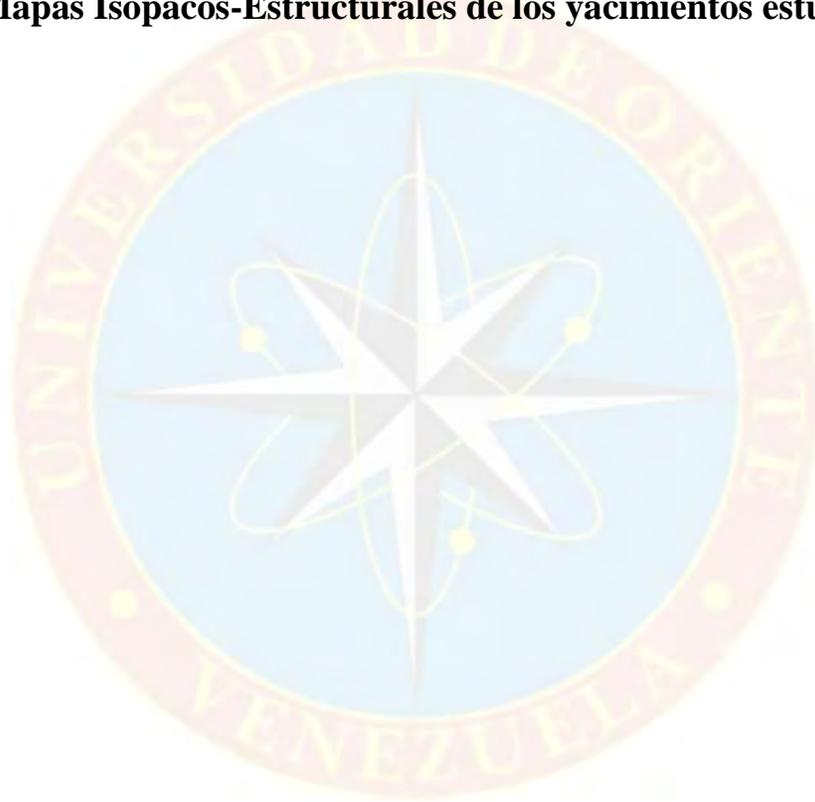


Figura D.1 Mapa Isópacos-Estructural Yacimiento U1M SM 203

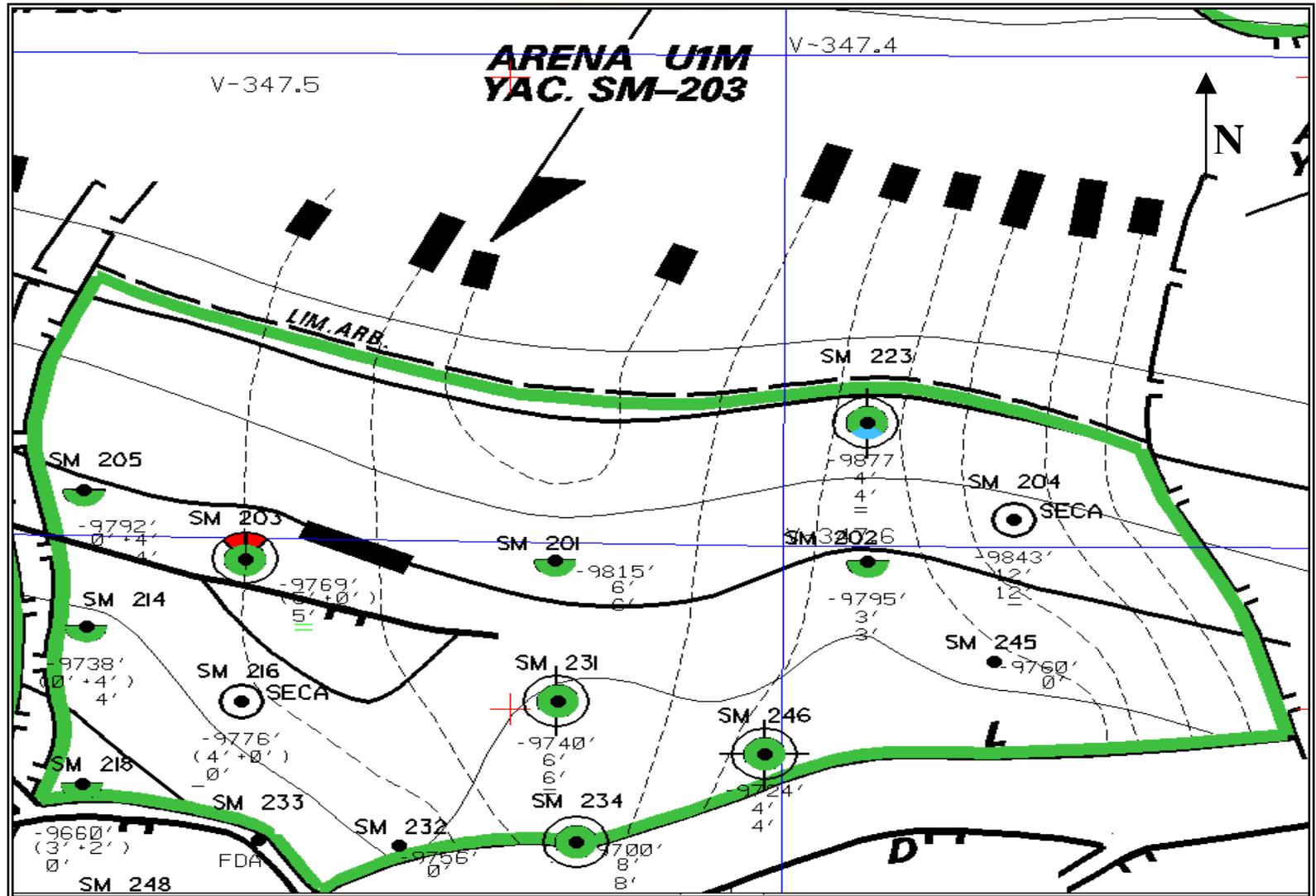


Figura D.2 Mapa Isópacos-Estructural Yacimiento U3 SM 201

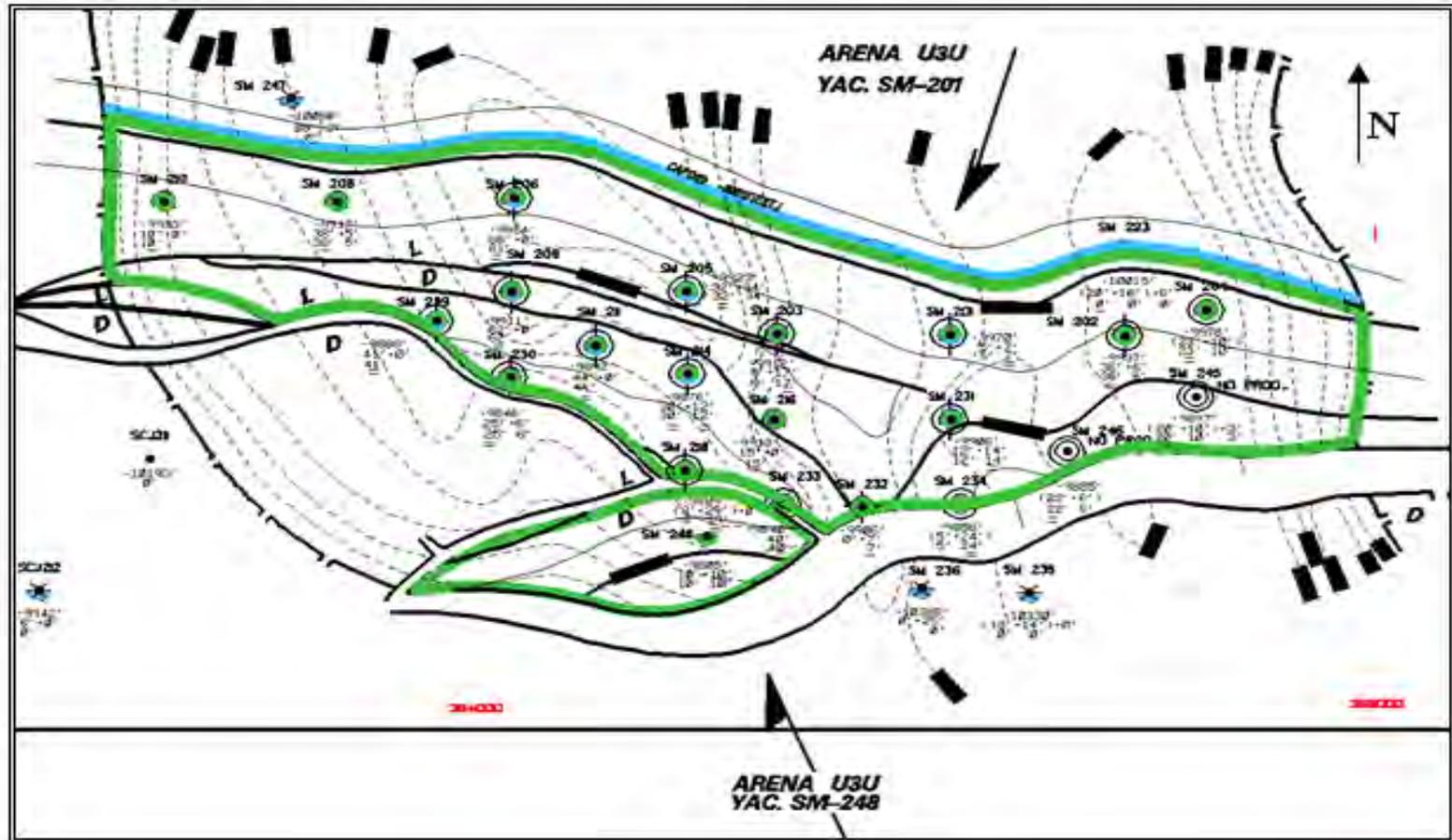


Figura D.3 Mapa Isópacos-Estructural Yacimiento J2L SM 404

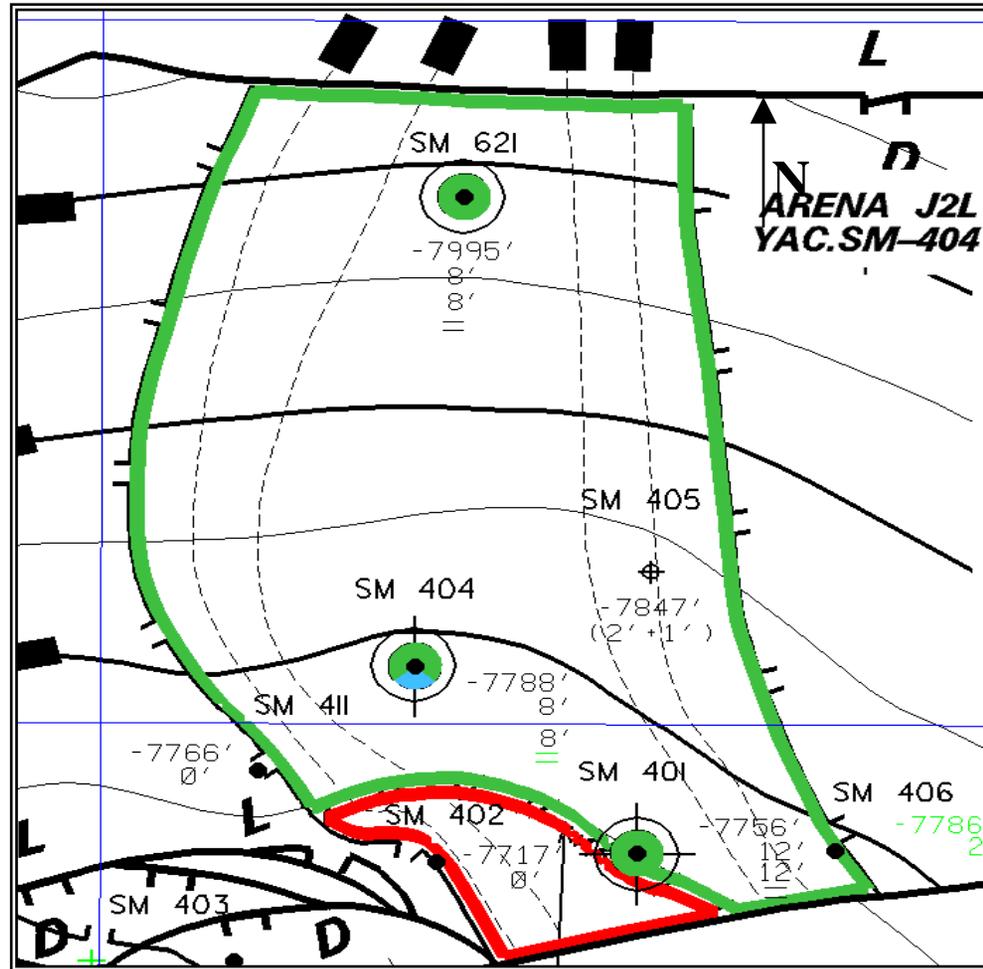


Figura D.4 Mapa Isópacos-Estructural Yacimiento U2L SM 407

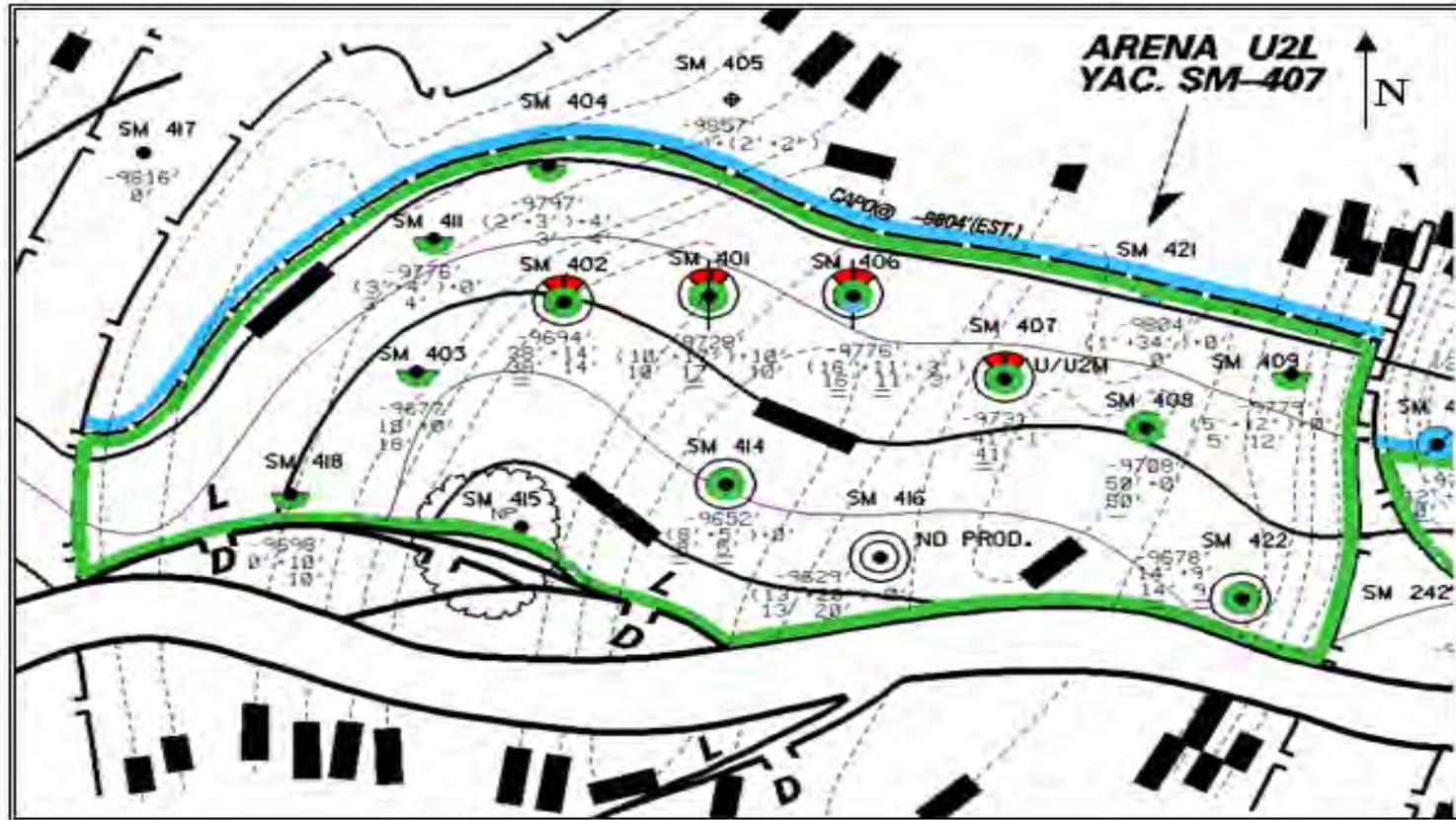


Figura D.5 Mapa Isópacos-Estructural Yacimiento O2M SM 401

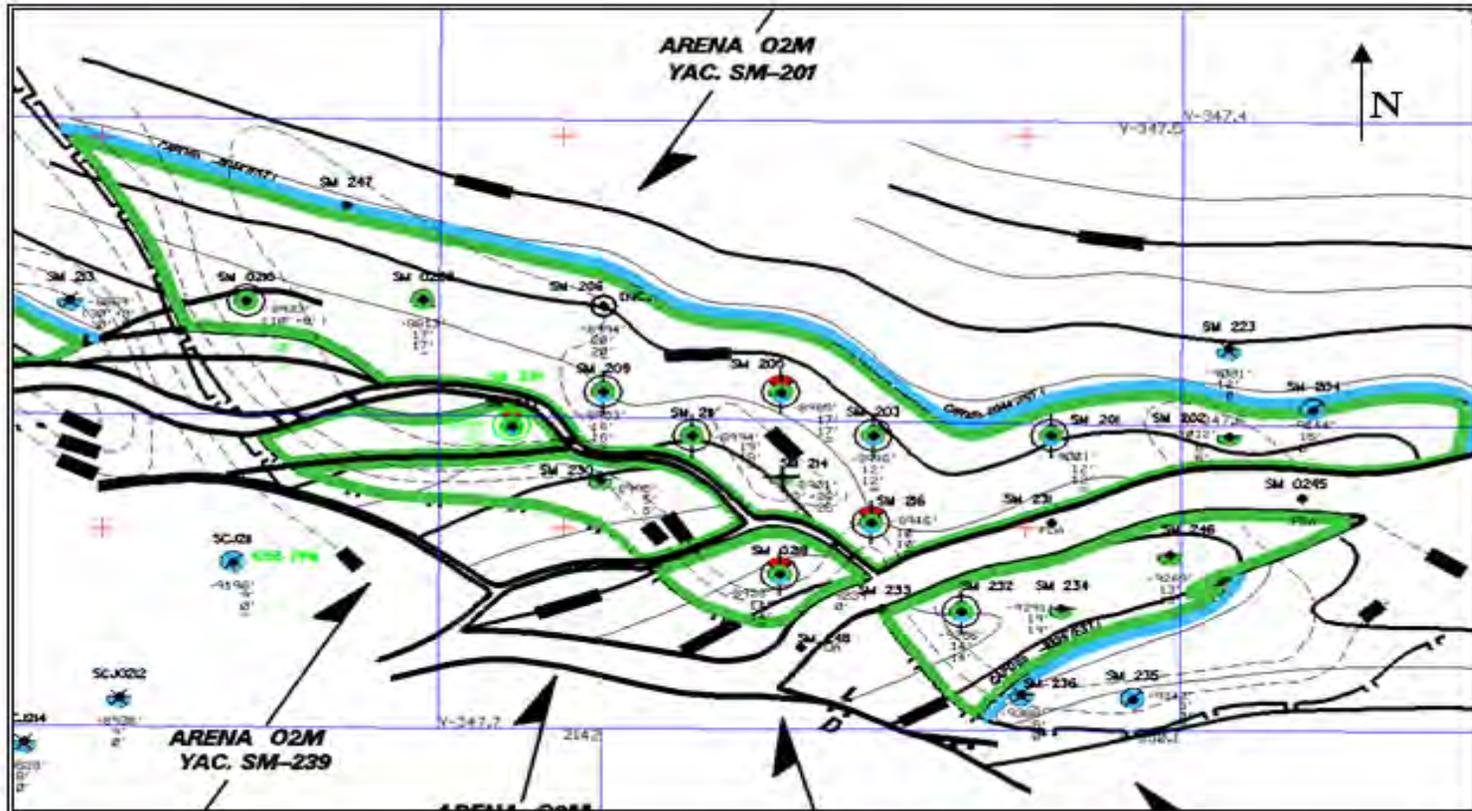


Figura D.6 Mapa Isópacos-Estructural Yacimiento U2U SM 201

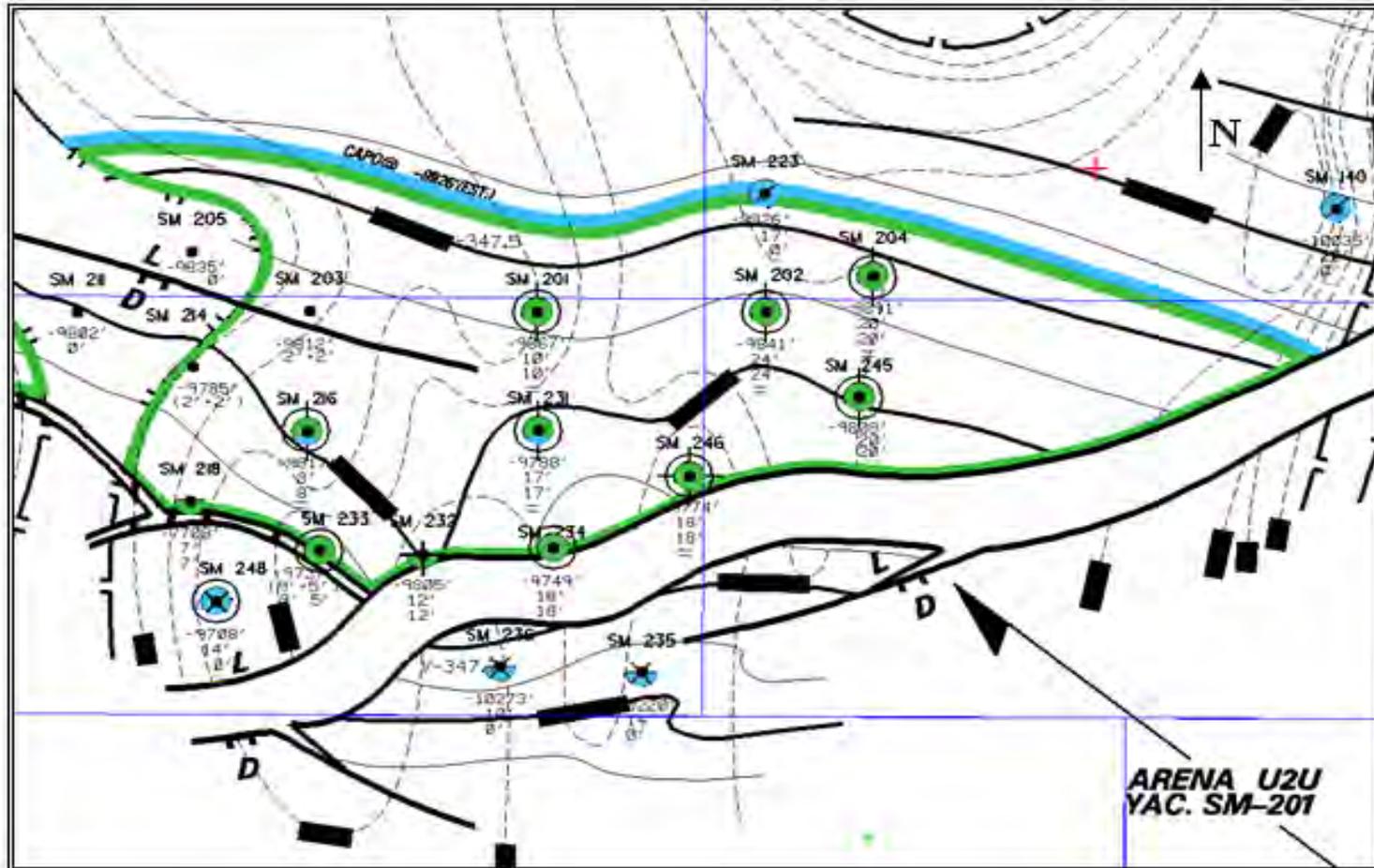


Figura D.7 Mapa Isópacos-Estructural Yacimiento U2 SM 207

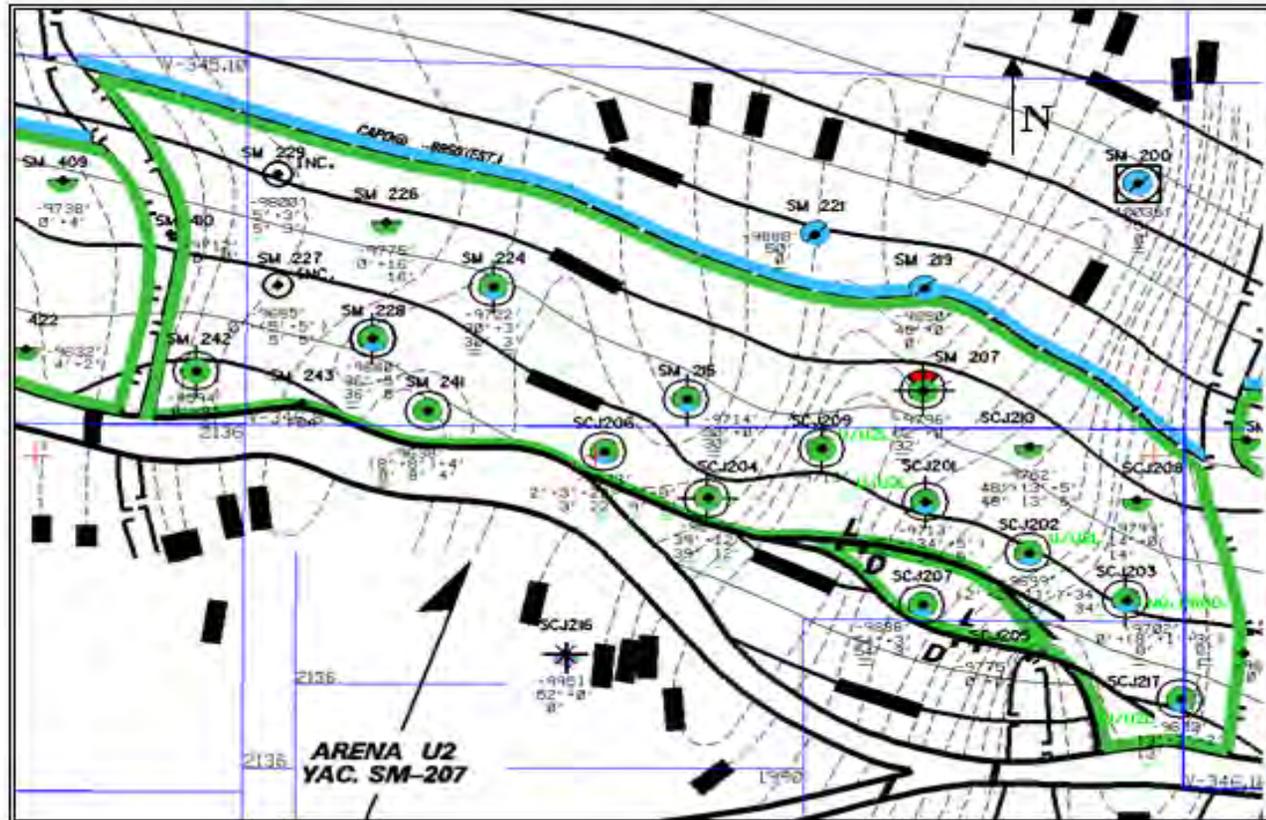


Figura D.8 Mapa Isópacos-Estructural Yacimiento S3M,S SM 411

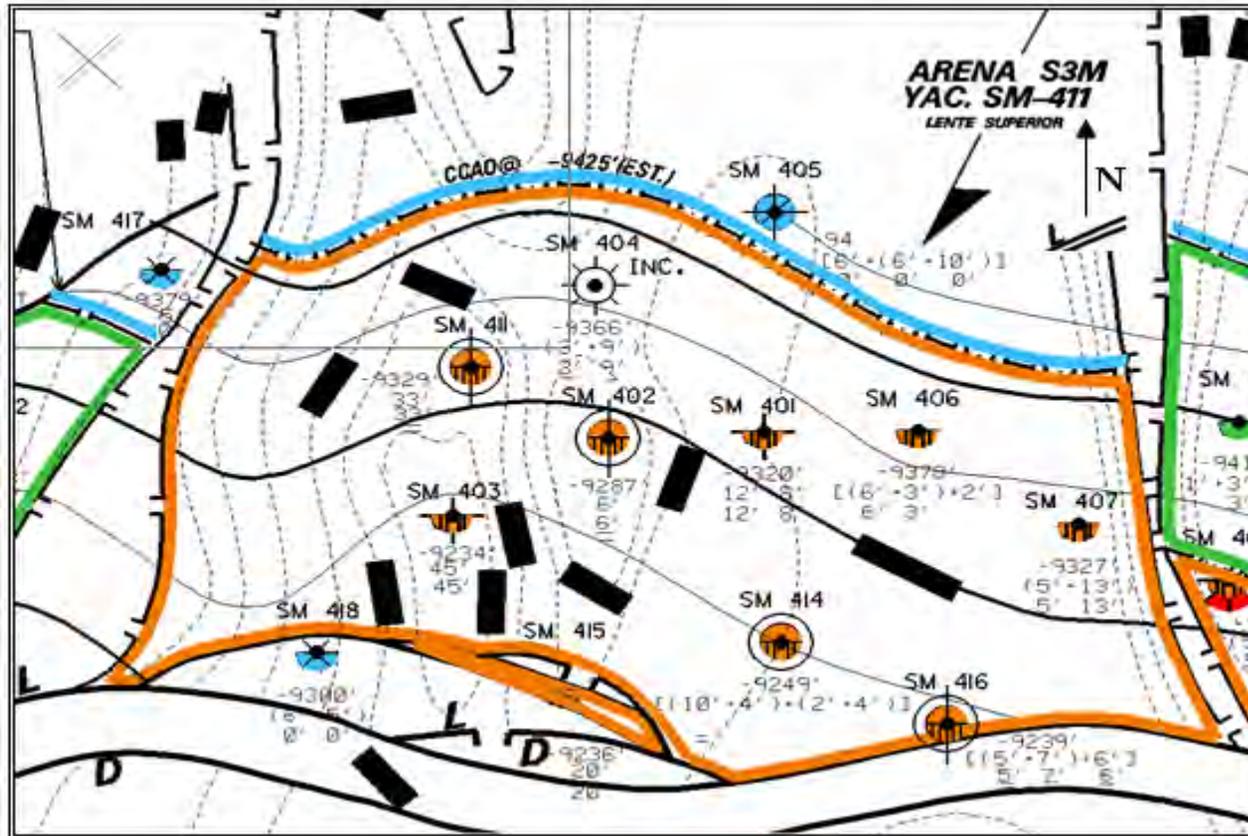


Figura D.9 Mapa Isópacos-Estructural Yacimiento L4M SM 220

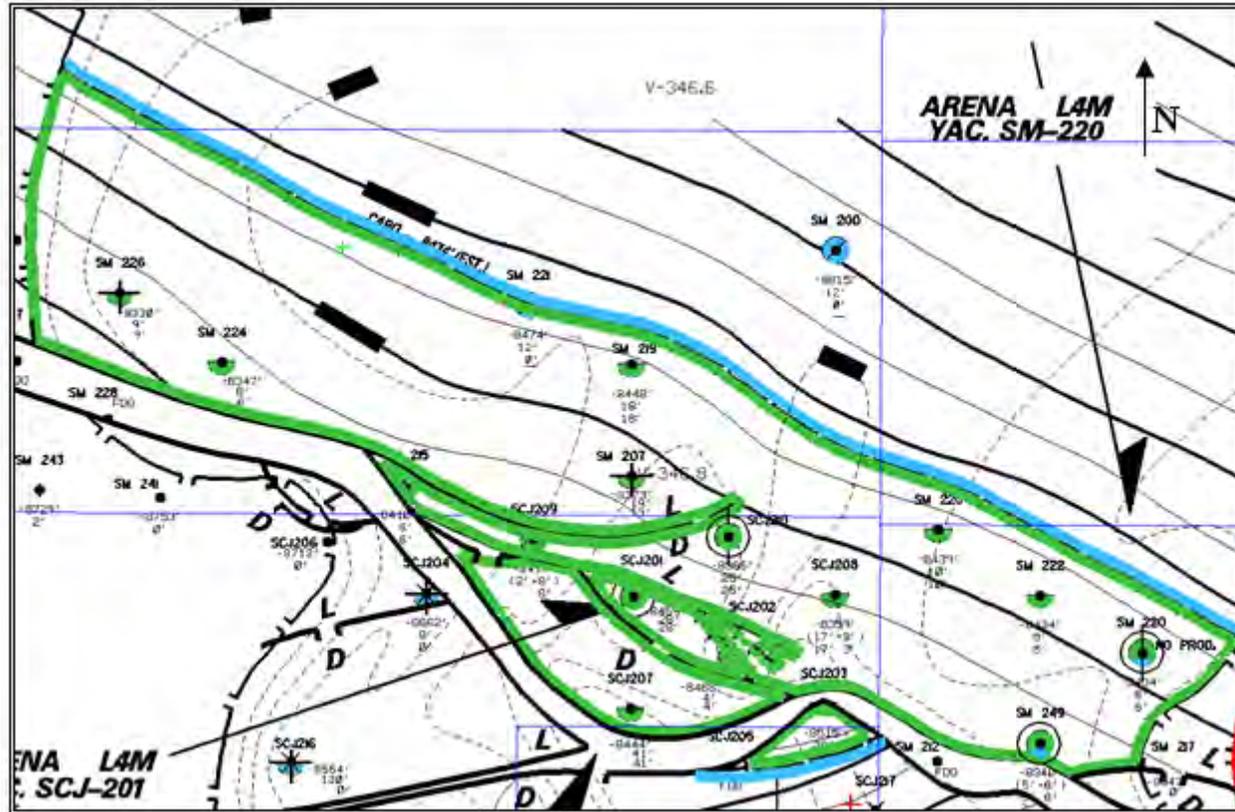


Figura D.11 Mapa Isópacos-Estructural Yacimiento U6 SCJ 202

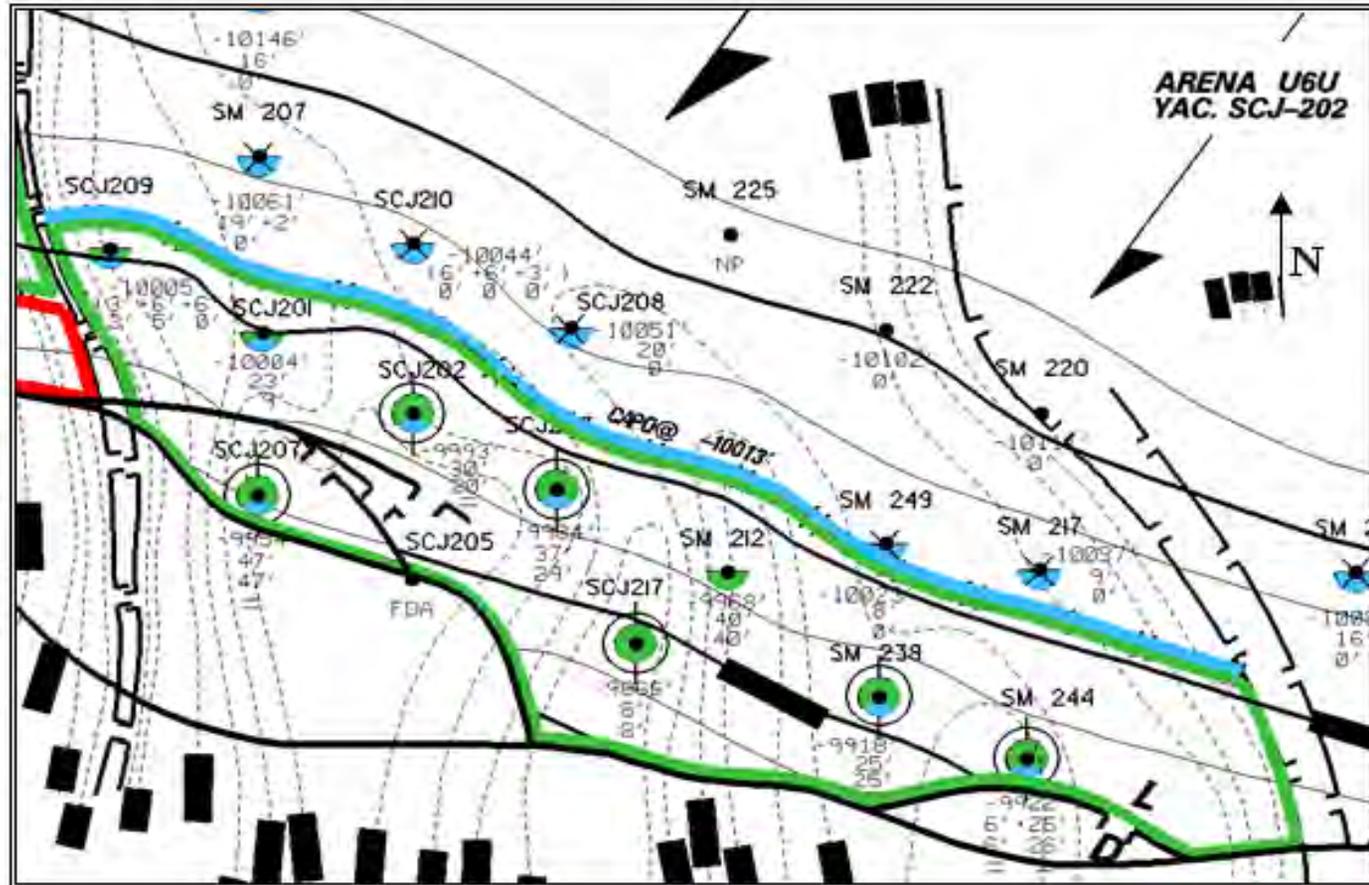


Figura D.12 Mapa Isópacos-Estructural Yacimiento R1L,S SM 409

