

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

**OPTIMIZACIÓN DEL ESQUEMA DE INYECCIÓN DE GAS EN EL
YACIMIENTO MER MUC 1. UNIDAD CARITO, PDVSA DIVISIÓN PUNTA
DE MATA**

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela
Por el Br. Griman S., Victor D.,
Para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo

Caracas, noviembre 2018

TRABAJO ESPECIAL DE GRADO

OPTIMIZACIÓN DEL ESQUEMA DE INYECCIÓN DE GAS EN EL YACIMIENTO MER MUC 1. UNIDAD CARITO, PDVSA DIVISIÓN PUNTA DE MATA

TUTOR ACADÉMICO:

Ing. Eliana Alvarado.

TUTOR INDUSTRIAL:

Ing. Wanda Colmenares

Presentado ante la Ilustre
Universidad Central de Venezuela

Por el Br. Griman S., Victor D.,

Para optar al Título
de Ingeniero de Petróleo

Caracas, noviembre 2018

DEDICATORIA

Le dedico este trabajo de investigación a mi madre Carmen Sanchez que sin duda alguna es mi luz en la oscuridad, mi guía espiritual y mi guía hacia el éxito de los objetivos que me pueda plantear.

A mi abuela Chepa por quererme tanto y ser para mí la mujer que veo como mi segunda madre, quien con esfuerzo se dedicó a criarme y le dedico todo mi esfuerzo y logro.

A mi abuelito Sotero que en el cielo me cuida y que estuvo conmigo desarrollándome como profesional, como me hubiera gustado verte en mi graduación, pero estarás conmigo siempre.

A mis amigos, por esas amistades que siempre tienden a distraernos pero siempre está un apoyo para lograr el trabajo.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco primeramente a Dios y mi madre que son quienes me guían para lograr todo.

A la Universidad Central de Venezuela por enseñarme y ser mi alma mater. A la Profesora Eliana Alvarado por su paciencia, ayuda en verificar cada aspecto de este trabajo.

Te agradezco tanto madre por vivir conmigo el desarrollo de esta tesis y lograr que pudiera ejecutar con tanto empeño y entusiasmo, la culminación de esta etapa.

Agradezco a mis familiares que me apoyaron en el logro de esta etapa de mi vida.

Agradezco muchísimo a la Ing. Wanda Colmenares que sin su colaboración no se lograría el desarrollo de todo el estudio realizado.

Agradezco al Ministerio del Poder Popular de Petróleo en la campaña, a la Dirección Regional Maturin por brindarme colaboración junto con la empresa PDVSA División Punta de Mata para el desarrollo de este trabajo.

Agradezco a la Ing. Carmen Betancourt por su gran ayuda y sin duda alguna significó para mí una gran persona y un Ing. a seguir.

Agradezco a todos los trabajadores del ESUE, en la Gerencia de Yacimientos en Campo Rojo, PDVSA División Punta de Mata, en especial a los Ingenieros Julio Miranda, Julio Alvarez, Soraya, Samantha, Dermin, Felipe, Edinson, Milagros Salazar, Razzak, Juana y Roberto Alvarez.

Agradezco a los trabajadores de la Gerencia de Estudios Integrados en el ESEM, quienes me ayudaron con el último tramo del desarrollo de esta tesis, en especial a Jhony Chacon, Jose Guarique, Joaquin Bello.

GRIMAN S., VICTOR D.

**OPTIMIZACIÓN DEL ESQUEMA DE INYECCIÓN DE GAS EN EL
YACIMIENTO MER MUC 1. UNIDAD CARITO, PDVSA DIVISIÓN PUNTA
DE MATA**

**Tutor Académico: Prof. Eliana Alvarado. Tutor Industrial: Ing. Wanda
Colmenares. Tesis. Caracas, U.C.V. Facultad de Ingeniería. Escuela de
Ingeniería de Petróleo. Año 2018, 160 p.**

Palabras clave: Yacimientos Petrolíferos, Inyección De Gas, Yacimiento MER MUC 1,
WellCat Software, WellFlo Software, Petrel Software, ECLIPSE 300 Software

Resumen: La inyección de gas del yacimiento MER MUC 1 se inició en 1996 y presentó un esquema de inyección de mantenimiento de presión del yacimiento en 7500 lpc. El progreso de producción del yacimiento ha logrado cambiar los parámetros y condiciones del mismo, a tal nivel que la presión del yacimiento se encuentra a niveles por debajo de los 4300 lpc, implicando que está cercano a la presión de abandono (3500 lpc), esto a causa del factor volumétrico de reemplazo (FVR) que es la relación (en porcentaje) de la producción y la inyección de gas a condiciones de yacimiento, este cociente debería tener un valor óptimo de 100% y actualmente se encuentra en 20%; al no poder realizar la igualdad del cociente, trae como consecuencia pérdidas de reservas a nivel de yacimientos. Por esta razón, se planteó una redistribución de los volúmenes de inyección de gas actuales para lograr drenar la mayor cantidad de reservas remanentes encontradas aún en el yacimiento. Para esto se evaluó zonas prospectivas del yacimiento MER MUC 1, con el fin de distribuir de una manera eficiente la inyección de gas. El resultado fue proponer el cambio del pozo MUC 13 de productor a inyector, lo cual fue soportado por medio de evaluaciones de parámetros de integridad y tasa de inyección realizadas con WellCat y WellFlo. Se logró simular por medio de PETREL y Eclipse 300 escenarios de predicción de la inyección de gas con un caso base (condiciones actuales), teniendo como premisa que el pozo MUC 13 inyete 40 MMPCND proveniente de las macollas 2 y 3, resultado un ganancial de 7,5 MMBN, un aumento de FVR al 100% en 1 año y aumento de 0,45% el Factor de Recobro.

ÍNDICE GENERAL

DEDICATORIA	i
AGRADECIMIENTOS	ii
RESUMEN.....	iii
LISTA DE FIGURAS	viii
LISTA DE TABLAS	xii
INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I.....	3
PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA	3
OBJETIVOS.....	4
Objetivo General.....	4
Objetivos Específicos:	4
JUSTIFICACIÓN.....	4
ALCANCE	5
LIMITACIONES.....	5
CAPITULO II	6
MARCO TEÓRICO.....	6
2.1 Antecedentes de la investigación.....	6
2.2 Fundamentos Teóricos	8
Campos Maduros	8
Importancia de los Campos Maduros.....	10
Máximo aprovechamiento de los campos petroleros maduros	10
Disminución de la Producción	11
Recuperación del Petróleo.....	12

Análisis de campos y/o pozos inactivos.....	13
Yacimiento.....	13
Unidades de flujo	14
Principales mecanismos de recuperación de producción.....	15
Recuperación Primaria	15
Gas en solución	15
Empuje por agua.....	15
Capa de gas.....	15
Por segregación gravitacional.....	16
Por compactación	16
Recuperación mejorada de Petróleo.....	16
Inyección de gas	18
Esquemas de inyección de gas.....	20
Inyección interna.....	20
Inyección externa.....	22
Arreglo de pozos.....	23
Mecanismo de desplazamiento por inyección de gas	25
Efecto de la variación de las tasas de inyección sobre el recobro del petróleo	26
Yacimientos candidatos para inyección o energía suplementaria	26
Generalidades sobre el Gas Natural.....	27
Propiedades del Gas Natural	28
Usos como gas para inyección.....	32
Razones de las fallas en los procesos de inyección de gas	34

Heterogeneidad del Yacimiento	34
Razón de movilidad.....	35
Segregación gravitacional en yacimientos horizontales.....	35
Efectos de restauración de flúidos	36
Factor volumétrico de reemplazo	36
Eficiencia de barrido vertical.....	37
Altas relaciones Gas-Petróleo.....	37
Optimización en Campos Maduros	38
2.3 Descripción general del campo	40
Ubicación del campo	40
Características Regionales:	40
Características del campo:	41
CAPÍTULO III	44
MARCO METODOLÓGICO.....	44
3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN.....	44
3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN.....	45
3.3 POBLACIÓN y MUESTRA.....	45
3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO	49
CAPÍTULO IV.....	59
ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS.....	59
4.1. Describir el modelo estático y dinámico del yacimiento MER MUC 1.....	59
4.1.1. Modelo Estático	59
4.1.2. Modelo Dinámico.....	72

4.2.	Analizar el comportamiento histórico de los volúmenes de gas incorporados mediante alta presión en el yacimiento MER MUC 1.....	77
4.2.1.	Descripción de características de la Planta de Inyección de Gas a Alta Presión (PIGAP I).....	77
4.2.2.	Descripción de los pozos inyectores:	78
4.2.3.	Análisis del comportamiento histórico de los volúmenes de gas incorporados mediante alta presión en el yacimiento MER MUC 1	90
4.3.	Determinar el efecto de las variaciones de las tasas de inyección sobre el recobro del petróleo.....	93
4.3.1.	Comportamiento de presión:	93
4.3.2.	Comportamiento de Producción:.....	95
4.3.3.	Determinar el efecto de las variaciones de las tasas de inyección sobre el recobro del petróleo.	98
4.4.	Proponer una optimización del esquema de inyección de gas en el yacimiento MER MUC 1.	101
	CONCLUSIONES	117
	RECOMENDACIONES	119
	BIBLIOGRAFÍA	122
	APÉNDICES.....	124

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Porcentaje de producción de un campo maduro	9
Figura 2. Unidades de flujo del Campo Carito-Mulata	14
Figura 3. Definición de Procesos de Recuperación de Petróleo	18
Figura 4. Selección de diferentes patrones de 5 pozos para inyección de gas de forma dispersa	21
Figura 5. Inyección de gas externa	22
Figura 6. Diferentes tipos de arreglo de pozos	24
Figura 7. Arreglos irregulares (según Rose y Col)	25
Figura 8. Comportamiento de un determinado volumen de gas a temperatura constante, bajo presiones diferentes	28
Figura 9. Proceso de inyección y extracción del gas en un yacimiento	34
Figura 10. Ubicación del Campo El Carito-Mulata	40
Figura 11. Mapa Regional del Campo Mulata	41
Figura 12. Columna estratigráfica esquemática, sistemas encadenados y facies sedimentarias, sección estructural	42
Figura 13. Sección estructural y distribución de fluidos en el yacimiento MER MUC 1	43
Figura 14. Homologación de la nomenclatura estratigráfica de los yacimientos del Campo Mulata	46
Figura 15. Yacimientos del Campo Mulata agrupados en áreas	47
Figura 16. Área Central en Yacimiento MER MUC 1, Campo Carito-Mulata. Población de estudio	48
Figura 17. Área Central en Yacimiento MER MUC 1, Campo Carito-Mulata, divididos por bloques. Muestra de estudio	49
Figura 18. Datos para análisis de movimiento e integridad de tubería	57
Figura 19. Datos para el análisis nodal	58
Figura 20. Mallado para la simulación	58
Figura 21. Esquema secuencial de la Formación Merecure	60

Figura 22. Columna estratigráfica del campo El Carito-Mulata	61
Figura 23. Límites Estructurales de la Unidad de Explotación El Carito con Áreas Vecinas	62
Figura 24. Sección sísmica (Inline 1990) interpretada mostrando los corrimientos principales de la zona Central	63
Figura 25. Vista 3D representando el marco de fallas principales en el área, conformado por corrimientos, retrocorrimientos y fallas normales con componente de transurrencia	64
Figura 26. Histogramas de distribución de tipo de calidad de roca para los yacimientos del campo Carito-Mulata	65
Figura 27. Gráfico de tipos de roca de Winland para los yacimientos del campo Carito-Mulata	66
Figura 28. Correlación núcleo-perfil pozo MUC-96	68
Figura 29. Esquemático de la columna de fluidos	71
Figura 30. Malla Geoestadística Refinada Modelo Unificado	73
Figura 31. Malla Geoestadística Refinada (Inferior Izquierda) y Malla Escala de Simulación Modelo 100x100x10 Unificado (Superior derecha)	73
Figura 32. Curvas de permeabilidad relativa	75
Figura 33. Cotejo de producción, inyección, presión del yacimiento MER MUC 1	76
Figura 34. Esquema de las Macollas de PIGAP-1	78
Figura 35. Pozos Inyectores completados en el yacimiento MER MUC 1	78
Figura 36. Sección estructural NE-SO del pozo inyector MUC 53	80
Figura 37. Radio de invasión del pozo MUC 53	81
Figura 38. Comportamiento histórico del pozo inyector MUC 53	82
Figura 39. Distribución de la inyección de gas en porcentaje en cada pozo inyector	90
Figura 40. Comportamiento histórico de inyección de gas en el yacimiento MER MUC 1	91
Figura 41. Factor Volumétrico de Reemplazo histórico yacimiento MER MUC 1	93
Figura 42. Registro de presión pozo MUC-1E, yacimiento MER MUC 1	94

Figura 43. Agotamiento energético en el área central del yacimiento MER MUC 1	
Presión VS Np	95
Figura 44. Comportamiento de producción en base a los pozos activos	96
Figura 45. Declinación de la producción del yacimiento MER MUC 1	97
Figura 46. Comportamiento Histórico de producción de petróleo, gas y agua en el	
área central del yacimiento MER MUC 1	98
Figura 47. Comparación entre producción de petróleo y la Inyección de Gas	100
Figura 48. Comparación entre el Factor de Recobro y la Inyección de Gas	101
Figura 49. Mapas de distribución areal de las propiedades petrofísicas (ANP,	
Permeabilidad, Saturación de agua y Porosidad) del yacimiento MER	
MUC-1	102
Figura 50. Mapa isobárico del yacimiento MER MUC 1	103
Figura 51. Mapa de prospectividad de producción de petróleo y RGP	104
Figura 52. Comparación de mapas de POES y Reservas Remanentes	104
Figura 53. Zonas prospectivas para aumento de producción	105
Figura 54. Sección estructural O-E del pozo candidato MUC 13	107
Figura 55. Sección estructural N-S del pozo candidato MUC 13	107
Figura 56. Sección estratigráfica O-E del pozo candidato MUC-13	108
Figura 57. Sección estratigráfica N-S del pozo candidato MUC-13	108
Figura 58. Comportamiento de producción del pozo candidato MUC-13	109
Figura 59. Diagrama mecánico de pozo MUC 13	110
Figura 60. Análisis nodal del pozo candidato MUC-13 como inyector de gas	111
Figura 61. Condiciones de cargas durante la inyección del pozo MUC 13. Factores de	
límite de diseño	111
Figura 62. Condiciones de cargas durante la inyección del pozo MUC 13.	
Movimiento de tubería	112
Figura 63. Estrategia de redistribución de la inyección de la macolla 2 y 3 al pozo	
MUC 13	113
Figura 64. Modelo de Simulación. Pozos de primera línea de cara al frente de	
inyección	114

Figura 65. Comparación del caso de predicción y el caso optimizado	115
Figura 66. Comparación del caso de predicción y el caso optimizado	115
Figura 67. Comparación del FVR del caso de predicción y el caso optimizado	116

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Propiedades de los componentes del gas natural	31
Tabla 2. Contaminantes del Gas Natural	31
Tabla 3. Ejemplo de caracterización de pozos candidatos	57
Tabla 4. Distribución de núcleos utilizados en el desarrollo del modelo Petrofísico	65
Tabla 5. Promedios de propiedades Petrofísicas por Yacimiento	67
Tabla 6. Intervalos perforados del pozo MUC 53	79
Tabla 7. Comparación entre pozos candidatos a convertirse en pozo inyector	106
Tabla 8. Resultado de simulación de movimiento de tubería	112

INTRODUCCIÓN

Anualmente la demanda del petróleo y sus derivados han aumentado exponencialmente, donde la OPEP estima su incremento en 1,7% comparado al año pasado ^[16] y es allí donde entra el reto mundial de extraer la mayor cantidad de petróleo posible para poder abastecer los requerimientos. Esto lleva consigo un aumento de producción de distintos yacimientos, que para lograrlo causan que se reduzcan los niveles de energía natural aportada por el mecanismo de producción predominante y se recurre a la energía suplementaria para no perder esa energía que ayuda la extracción del petróleo, inyectándose fluidos como gas o agua para mantener o aumentar la presión en el yacimiento.

Es por ello que se ejecutan de nuevos proyectos para aquellos campos con amplio conocimiento acerca de sus condiciones y características, es decir, los campos maduros, realizando así una optimización con los recursos o facilidades de superficie que se tenga en el campo en desarrollo. He allí donde parte una esencial importancia en los campos maduros, ya que con los pozos cerrados, instalaciones, etc., se logra aumentar producción de petróleo.

Según el Informe de progreso del proyecto de recuperación secundaria aplicado en el yacimiento con denominación común MUC-1 campos El Carito-Mulata (2018), el campo Carito-Mulata, cuenta con un petróleo original en situ (POES) de 1.686 MMBLS, un gas original en situ (GOES) de 2445,56 MMMPCN y con el fin de drenar las reservas remanentes del yacimiento, éste se encuentra sometido a un esquema de explotación por inyección de gas iniciado en febrero de 1996, para el mantenimiento de una presión promedio en el yacimiento de 7.500 lpc e incrementar el factor de recobro. En el año 2008, se sometió ante el Ministerio del Poder Popular para el Petróleo, la revisión del Plan de Explotación del yacimiento MUC-1, Campo Carito-Mulata. Este plan se fundamentó en el Estudio Integrado

2003-2005, donde se propone acelerar las reservas recuperadas del yacimiento MUC-1, a través de la perforación de 23 nuevas localizaciones productoras para un total de 79 pozos productores y 12 pozos inyectoras (2 pozos nuevos) con el objeto de alcanzar un factor de recobro del 59% para el año 2047, incrementando el volumen de inyección de gas para el año 2012 a 900 MMPCND para mantener un factor volumétrico de reemplazo de 100%, es decir, que la tasa de inyección de gas sea igual a la tasa de fluidos producidos, manteniendo la presión y que el vaciamiento sea efectivo.

El siguiente Trabajo Especial de Grado se basará en una optimización del campo maduro Carito-Mulata, en el yacimiento MER MUC 1, basado en el esquema de inyección de gas sometido ante el Ministerio del Poder Popular para el Petróleo en 2008, el cual se utilizará las facilidades de superficie como es un pozo cerrado por motivos operacionales, que permitirá una redistribución del esquema de inyección de gas hacia zona prospectiva. Con el objeto de drenar las reservas remanentes de una manera más efectiva, aumentando el factor de recobro.

CAPÍTULO I

PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA

El yacimiento MER MUC 1 fue descubierto en 1988, teniendo actualmente 20 años de producción de petróleo liviano y gas condensado, bajo la operación de PDVSA División Punta de Mata. Esta producción inicia con la primera etapa, donde tuvo una presión inicial de 11000 lpc, agotándose su mecanismo de empuje natural (expansión de la roca y fluidos) y una segunda etapa desde 1996 donde se implementa una energía suplementaria desde 1996 con la inyección de gas para mantener la presión del yacimiento en 7500 lpc.

Esta energía suplementaria fue evaluada para una proyección de 40 años (2008-2048) (Informe PDE Carito-Mulata, Plan de Explotación del yacimiento, PDVSA 2008.), donde el esquema de inyección de gas del Plan de Explotación 2008 se empleó con condiciones del yacimiento simuladas a futuro, tomando en consideración el aumento de localizaciones y de producción, luego de 10 años de producción las condiciones del yacimiento cambiaron drásticamente, dando como resultado que el plateau de producción no se mantuviera en los niveles similares al reproducido a un futuro del Plan de Explotación. Como las producciones en los pozos no fueron las esperadas y las condiciones del yacimiento no fueron similares a las estimadas hace 10 años, se concluyó que el esquema de inyección de gas presenta problemas en su planteamiento, por lo cual se debe actualizar las nuevas condiciones del yacimiento.

Con base a ello, surge la siguiente pregunta: ¿Cómo se puede optimizar el esquema de inyección de gas del yacimiento MER MUC 1. Unidad Carito, PDVSA División Punta de Mata?

OBJETIVOS

Objetivo General

- Proponer una optimización del esquema de inyección de gas en el yacimiento MER MUC 1 Unidad Carito, PDVSA División Punta de Mata, con el fin de drenar las reservas remanentes de una manera más efectiva, aumentando así el factor de recobro.

Objetivos Específicos:

- Revisar bibliografías acerca de la inyección de gas como energía suplementaria.
- Describir el modelo estático y dinámico del yacimiento MER MUC 1.
- Analizar el comportamiento histórico de los volúmenes de gas incorporados mediante alta presión en el yacimiento MER MUC 1.
- Determinar el efecto de las variaciones de las tasas de inyección sobre el recobro del petróleo.
- Proponer una optimización del esquema de inyección de gas en el yacimiento MER MUC 1.

JUSTIFICACIÓN

La gerencia de yacimientos de PDVSA División Punta de Mata al notar que existe una reducción acelerada en la producción del petróleo comparada con la ejecución del Plan de Explotación 2008, necesita cotejar en qué está fallando la ejecución del estudio. El trabajo de investigación proporcionará al Ministerio del Poder Popular del Petróleo y PDVSA, un pronóstico de las condiciones actuales comparadas a las estimadas, lo que permitirá plantear optimización del esquema actual de inyección, donde se pueda drenar con mayor eficiencia los volúmenes de reservas remanentes que están por extraerse.

ALCANCE

Este trabajo de investigación abarca la optimización del esquema de inyección de gas sólo en el área central del yacimiento MER MUC 1 ya que posee la mayor cantidad de pozos inyectoros, siendo un trabajo que la operadora PDVSA desea realizar actualmente. Esta optimización parte de una evaluación comparativa entre la condición actual del yacimiento y lo expuesto en el Plan de Explotación 2008 para lograr así que se pueda determinar las posibles fallas del mismo y la mejor manera de drenar el petróleo remanente de manera eficiente.

LIMITACIONES

Como parte del desarrollo del trabajo de investigación se tiene limitación por parte del manejo del aumento del volumen de gas inyectado donde por condiciones económicas y factibilidad de la operadora PDVSA posee restricciones en aumentar las tasas de inyección de gas por limitaciones en superficie, limitando así el estudio de la redistribución de la inyección de gas en variación de la tasa del flujo de inyección de gas.

CAPITULO II

MARCO TEÓRICO

Para fundamentar teóricamente el estudio acerca de la optimización de inyección de gas en un campo maduro, se mostrarán conceptos generales acerca de lo que contemplan los campos maduros, sus características, así como también acerca de la inyección de gas y su uso como recuperación secundaria, su efecto en el recobro del petróleo.

2.1 Antecedentes de la investigación

Soto, M. (2006) en su trabajo titulado “Evaluación del comportamiento histórico de producción de los proyectos de recuperación suplementaria aplicados en los yacimientos de la Jurisdicción Maturín”, determinó el comportamiento histórico de producción de cada proyecto de recuperación suplementaria con el fin de verificar si se está cumpliendo lo aprobado por el Ministerio del Poder Popular de Petróleo en cada Memoria Descriptiva, es decir se realizó una comparación entre el comportamiento real y lo propuesto originalmente en cada proyecto. Pudiéndose definir los factores que han conllevado a las desviaciones de los parámetros establecidos, así como la elaboración de estrategias para el control y seguimiento de todos los proyectos con la finalidad de contribuir a inspeccionar de manera eficiente la explotación de las reservas de cada yacimiento. Concluyéndose que el 50% de los proyectos son afectados por la inestabilidad en la tasa de inyección y problemas operacionales a nivel de instalaciones, constituyendo los principales factores que perturban la producción de hidrocarburos en el área de estudio.

Gil, G. (2012) en su trabajo titulado “Evaluación del proyecto de Inyección de Agua del Yacimiento Cre Fuc-1 del Campo El Furrrial”, evaluó el comportamiento del proyecto de inyección de agua debido a que el objetivo de inyección planificado no se

había logrado cumplir, además del abandono de 7 pozos que limitaba el recobro de reservas propuesto en el plan de explotación oficial. Para esta evaluación realizó el cálculo de porcentaje de declinación de producción anual efectivo a través de la aplicación OFM, determinó a través del método de curvas de declinación de producción que la recuperación de petróleo al año 2031 y calculó el volumen de inyección de agua a la condición actual requerido para minimizar la declinación energética del yacimiento, logrando proponer una optimización del plan de explotación con uso de métodos empíricos. Dicha optimización se basó en la determinación del volumen de inyección de agua que debía tener el yacimiento para minimizar la declinación energética del yacimiento, recuperando 208,6 MMBN.

Raudy, M. (2011) en su trabajo titulado “Alternativas Para la optimización de la producción de petróleo en los yacimientos P2-5 y P2-6, sometidos a procesos de inyección de gas, campo pedernales”, analizó el efecto de la inyección de gas en el área PCA del campo Pedernales que desde 1995 implementó un programa de inyección de gas debido a las altas de RGP con la finalidad de mantener la presión y almacenar gas para proyectos futuros. Este análisis fue a través de la revisión del modelo geológico, análisis de datos de producción, presión e inyección, para generar propuestas que permitieron optimizar la producción de petróleo y disminuir la tasa de gas. Con ello logró definir que la inyección de gas no ha logrado el mantenimiento de presión esperado y no siendo efectiva desde aproximadamente 7 años anterior al estudio, siendo recirculado la mayor parte del gas inyectado, presentándose alrededor de 75% sólo en el yacimiento P2-5. Donde concluyó con plantear estudios para el cierre de zonas productoras de gas en los pozos de alto corte de este fluido, así como perforar intervalos prospectivos y aumentar la densidad de cañón en intervalos productores abiertos que permita mejorara el recobro de petróleo del área y reducir gastos por regalías de gas.

2.2 Fundamentos Teóricos

Campos Maduros ^[1, 2,3]

Un campo maduro se define como aquél que ha producido un volumen considerable respecto a la reserva contenida en él. Algunos de los síntomas de envejecimiento de un campo son: la declinación de la presión, compactación del yacimiento, subsidencia, incremento en el flujo fraccional de agua, producción de arena, entre otros.

La extracción de petróleo en campos maduros conlleva grandes dificultades como el lidiar con el envejecimiento de las instalaciones y decidir sobre la asignación de inversiones para desarrollar reservas nuevas. Obviamente el aspecto económico es el que rige la explotación de estos campos.

El término campo maduro, no tiene una única definición ya que existe una gran variedad de criterios empleados a nivel mundial para categorizar a un campo como maduro. Estos pueden ser tanto técnicos, como económicos. Muchos consideran a un campo como maduro, cuando este ha sobrepasado su pico de producción y ha declinado a más del 50 % de su tasa más alta (figura 1), también aquellos campos que han producido más del 50 % de sus reservas probadas y probables o que llevan produciendo por algún período de tiempo no menor a los 10 años. De igual manera, se puede considerar que un campo ha entrado en la etapa de madurez cuando al comparar su producción con el número de pozos perforados se ve que el incremento en el número de pozos perforados no refleja un incremento en la producción; es decir, la derivada de la producción con respecto al número de pozos perforados es una constante. Basándose en criterios económicos, se denomina como campos maduros a aquellos cuyos yacimientos han caído por debajo del límite económico de rentabilidad, luego de transcurridos los períodos de recuperación primaria y secundaria y que requieren de un proceso de reinversión.

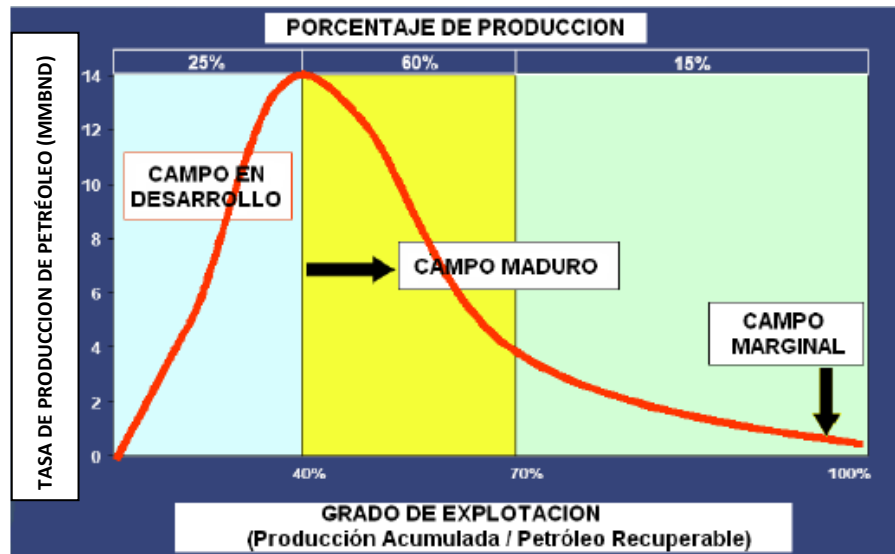


Figura 1. Porcentaje de producción de un campo maduro. (Fuente: Alta, 2006).

Existen varias características comunes a todos los campos maduros:

- Infraestructura existente. Antigüedad de las instalaciones.
- Información e interpretaciones disponibles.
- Tiempo de producción no menor a 10 años.
- Producción acumulada igual o mayor al 50 % de sus reservas probadas.
- El empleo de uno o varios tipos de levantamiento artificial.
- Muchos pozos inactivos y pozos activos con problemas para producir.

A pesar de existir varios criterios para definir a un campo como maduro, no se puede generalizar, ya que por un lado existen campos relativamente jóvenes que presentan problemas tanto en superficie como en subsuelo y por otro lado existen campos que llevan produciendo por más de 20 años sin presentar mayores problemas y sin llegar a producir el 50 % de sus reservas. En definitiva, se debe realizar un análisis caso por caso previo a definir a un campo como maduro.

Importancia de los Campos Maduros ^[2]

Los factores de recuperación de petróleo varían considerablemente entre las diferentes regiones del mundo y entre los diferentes yacimientos, oscilando entre menos del 5 % a más del 60 %. Una estimación razonable del factor de recuperación promedio actual a través de mecanismos de recuperación primaria y secundaria es de aproximadamente un 35 %. Una de las principales ventajas que presentan los campos maduros sobre los nuevos descubrimientos es que se tratan de recursos conocidos, en locaciones ya estudiadas. Al poseer reservas ya conocidas y definidas como probadas y probables, se puede tratar de incrementarlas con un riesgo relativamente bajo, pues es más fácil incrementar dichas reservas donde ya se ha explotado antes, que explorar y desarrollar un nuevo campo.

Por más modestos que sean los incrementos en las reservas, si se considera el tamaño y la cantidad de los campos maduros, estos incrementos pueden llegar a ser muy substanciales. Por ejemplo, el mejoramiento de la recuperación en yacimientos ya conocidos, incrementando el factor de recuperación mundial en tan solo un 1 % implicaría la incorporación de alrededor de 10 mil millones de barriles de petróleo al volumen de reservas mundiales.

Máximo aprovechamiento de los campos petroleros maduros ^[4]

Alrededor de un 70 % del petróleo producido en la actualidad proviene de campos de más de 30 años de longevidad, lo que centra el interés de la industria precisamente frente a los campos petroleros maduros.. Los medios para el logro de ese modesto objetivo deben incluir el incremento de los factores de recuperación de los campos maduros cuya producción se encuentra en declinación, también conocidos como campos marginales. Se trata de recursos conocidos situados en localizaciones conocidas; a menudo, lo único que se necesita para explotar el potencial de recursos

es la aplicación de tecnologías conocidas en forma oportuna y metódica. Además, se están desarrollando nuevas tecnologías para maximizar estas reservas.

La geología y las propiedades de los fluidos inciden en la recuperación final en cada yacimiento y estas propiedades son difíciles de modificar salvo en la zona vecina al pozo. No obstante, el correcto manejo de los campos petroleros puede mejorar el factor de recuperación mediante el abordaje de las condiciones existentes en la zona vecina al pozo y del yacimiento en conjunto. Por ejemplo, Equinor incrementó el factor de recuperación final del campo Statfjord de 49 % en 1986 a casi 66 % en el año 2000, y tiene expectativas de lograr una recuperación del 68 %. Durante el mismo período, el factor de recuperación del campo Gullfaks perteneciente a la compañía, aumentó de 46 % a 54 %, con una expectativa futura del 62 %. Equinor atribuye estas mejoras a la efectividad del manejo de recursos y a la aplicación de tecnología.

Disminución de la Producción ^[5]

La disminución de la producción de los campos en proceso de maduración reavivó el interés en las técnicas de recuperación asistida en muchos lugares del mundo. Las compañías operadoras saben dónde se encuentra las fuentes atractivamente grandes de petróleo adicional, y tienen certeza en la estimación de su volumen. Este recurso, es el petróleo, que permanece en los yacimientos una vez que los métodos tradicionales de recuperación, tales como los procesos de producción primaria e inyección de fluidos, alcanzan sus límites económicos.

El porcentaje de petróleo original remanente varía entre un campo y otro, pero varios estudios realizados convergen que aproximadamente dos tercios del petróleo original en sitio (POES) permanecía después de agotados los métodos de recuperación tradicional, es decir, primaria y secundaria. En todo el mundo, el

número de campos maduros seguirá creciendo y cada año más campos excederán su pico de producción. El petróleo pasado por alto puede ser localizado con herramientas avanzadas de adquisición de registros, evaluaciones sísmicas 4D en tiempo real, tecnologías de generación de imágenes entre pozos, métodos de geomodelado tridimensional y otros sistemas expertos de última generación.

Recuperación del Petróleo ^[5]

Los factores de recuperación de petróleo varían considerablemente entre las diferentes regiones del mundo y entre los principales yacimientos, oscilando entre el 5 % a más del 80 %, dependiendo del tipo de hidrocarburo producido. Una estimación razonable del factor de recuperación del petróleo promedio es de aproximadamente un 37 %. La geología y las propiedades de los fluidos inciden en la recuperación final de cada yacimiento y estas propiedades son difíciles de modificar salvo con la aplicación de tecnologías mejoradas de recuperación del petróleo. No obstante, el metódico manejo de los campos petroleros puede mejorar el factor de recuperación mediante la atención a la infraestructura y condiciones existentes en los pozos y principalmente del yacimiento en conjunto.

Los campos maduros presentan habitualmente crecientes cortes de agua, a raíz tanto de la intrusión del acuífero natural en las zonas productivas como de los programas de inyección de agua. La industria petrolera produce un volumen mucho mayor de agua que de petróleo a nivel mundial y este volumen de agua debe ser tratado y manejado adecuadamente. En consecuencia, la producción de agua también afecta notablemente a los costos de levantamiento, es decir, el costo de extracción.

Transcurridos varios años de producción, los yacimientos de gas y petróleo, exhiben distribuciones complejas de fluidos y presiones de los yacimientos. Uno de los principales desafíos con que se enfrentan los operadores de campos maduros es la

comprensión de la distribución y el flujo de fluidos existentes dentro de un yacimiento. Así también, las cuencas tradicionales y maduras plantean grandes desafíos tecnológicos. Los operadores deben manejar la declinación de la producción en el corto plazo, aumentando al mismo tiempo los factores de recuperación proyectados en el largo plazo. Aun así, muchos campos petroleros ubicados en áreas maduras están siendo operados utilizando la tecnología implementada durante la etapa de desarrollo original del campo.

Análisis de campos y/o pozos inactivos ^[2]

Para el análisis de campo se realizan revisiones geológicas, estructurales, petrofísicas, sedimentológicas y de ingeniería de yacimientos e incorporación de información nueva, para definir mejor la caracterización de la acumulación, disminuir el riesgo operacional e incrementar el porcentaje de éxito esperado en los trabajos a recomendar. Entre los trabajos que normalmente se recomiendan, se encuentran: Abandono de pozos, desvío de pozos existentes, rehabilitación y reacondicionamiento de pozos (RA/RC), reparaciones, multilaterales, localizaciones, etc. Otro de los productos del análisis de campos maduros, es la certificación de reservas, cifra necesaria para decidir la factibilidad de trabajos de rehabilitación y reacondicionamiento y/o pozos nuevos; así como la prospectividad de un yacimiento y/o campo.

Yacimiento ^[6,7]

Es el ente o unidad física limitada, subterránea, conectada hidráulicamente, capaz de contener fluidos.

Las acumulaciones de gas y petróleo ocurren en trampas subterráneas formadas por características estructurales, estratigráficas o ambas. Por fortuna, estas acumulaciones se presentan en las partes más porosas y permeables de los estratos. Un yacimiento es aquella parte de una trampa que contiene petróleo, gas o ambos

como un solo sistema hidráulico conectado, en concreto se define como un conjunto de estratos con las mismas capacidades de almacenamiento.

Unidades de flujo ^[8]

Se definen como unidades hidráulicas a las arenas con comunicación de fluidos vertical u horizontal, que, por ende, poseen características similares en los tipos de fluidos, sus declinaciones de presión y sus comportamientos de producción y se habla de unidades de explotación cuando no se determina comunicación hidráulica entre las arenas que conforman el yacimiento, pero se establece compatibilidad en los fluidos, en los comportamientos de presión y producción. En ambos casos el objetivo es optimizar la explotación de los yacimientos, en busca de aumentar el factor de recobro final y por lo tanto aumentar la rentabilidad de los proyectos.

PERIODO	ÉPOCA	FORMACIÓN	AREA CENTRAL		
			YAC 2001 ELIMINADO	YAC 2010 ELIMINADO	YAC 2012 CREADO
TERCIARIO	OLIGOCENO	FM. MERECLURE	NAR-1	NAR MUC 1	MER MUC 1
			NAR-2		
			NAR-3		
			NAR-4		
			NAR-5		
CRETACICO	PALEOCENO	FM. VIDÓRIO		CRE MUC 1	SUN MUC 1
	MAESTRICIENSE	FM. SAN ANTONIO	KP		
	CAMPANENSE	MAESTRICIENSE	FM. SAN ANTONIO		KB,C
					KD,E
					KF
					SAT MUC 1

Figura 2. Unidades de flujo del Campo Carito-Mulata (Fuente: Informe Revisión de Reservas Carito, 2016)

Principales mecanismos de recuperación de producción ^[9]

Para lograr tener una explotación del yacimiento efectiva, se debe tener en cuenta que la energía del yacimiento se va reduciendo con respecto al tiempo y con ello se debe evaluar su mecanismo de recuperación ya sea primario o secundario:

Recuperación Primaria ^[9]

Resulta del desplazamiento por la energía natural existente del yacimiento.

Gas en solución ^[9]

El primer mecanismo de empuje primario es por gas en solución. Cuando la presión del yacimiento está por encima de la presión de burbuja, permite que el gas que esté disuelto en el petróleo se expanda, por lo que a medida que la presión vaya declinando se producirá una expansión del petróleo con el gas disuelto, lo que provocará que el fluido sea empujado hacia los pozos productores.

Empuje por agua ^[9]

Este mecanismo se produce cuando la presión del yacimiento empieza a declinar, lo que crea un diferencial de presión por el contacto agua petróleo, esto permite que el acuífero invada al yacimiento de petróleo, ocasionando una intrusión de agua, lo cual ayuda a mantener la presión del yacimiento y hace un desplazamiento inmisible del petróleo en la parte invadida.

Capa de gas ^[9]

El empuje producto por la capa de gas, se debe a una declinación de la presión, la cual origina la expansión de la capa de gas. Este tipo de mecanismo se da en algunos yacimientos donde la presión inicial del yacimiento es igual o menor a la presión de burbuja, por lo tanto, el gas en el yacimiento no sólo se encuentra disuelto en él, sino que hay una capa de gas inicial.

Por segregación gravitacional ^[9]

Este mecanismo se da cuando el gas libre se mueve hacia el tope del yacimiento a medida que se produce el petróleo. El petróleo se va a la base del yacimiento debido a la permeabilidad vertical, la cual debe ser alta y así permite que las fuerzas gravitacionales sean mayores a las fuerzas viscosas dentro del yacimiento.

Por compactación ^[9]

La expulsión de líquido o gas del yacimiento, causa una reducción en la presión de los fluidos dentro de los poros, y consecuentemente un incremento en la presión de los granos. Este incremento de presión entre los granos causará que el yacimiento se compacte y esto, a su vez, conduce a una subsidencia en la superficie del terreno. El factor que regula el grado de compactación es la compresibilidad de los poros (Cf). Todos los yacimientos conllevan un elemento del empuje por compactación, que resulta del agotamiento de la presión.

Recuperación mejorada de Petróleo ^[10, 11]

“Improved oil recovery” (IOR) es un término amplio que se refiere a cualquier proceso diseñado para incrementar el factor de recuperación o de recobro (FR), complementando los procesos naturales de recuperación del yacimiento (recuperación primaria).

Según el Sistema de Gestión de Recursos Petrolíferos (PRMS), 2016 : "Recuperación mejorada es el petróleo adicional obtenido de los yacimientos más allá de la recuperación primaria, al suplementar el desempeño natural del yacimiento. Esto incluye inyección de agua y/o gas, procesos de recuperación secundaria o terciaria, y cualquier otro medio de suplementar los procesos naturales de recuperación del yacimiento". Esta definición se refiere principalmente a lo que solía

denominarse recuperación secundaria y recuperación terciaria y se aplica a los yacimientos convencionales y no convencionales. Por lo general se considera que “Enhanced oil Recovery” (EOR), solo incluye procesos de recuperación terciaria. Esto se ilustra en la figura 3.

Algunos ejemplos de procesos IOR incluyen:

- Inyección de agua (para mantenimiento de presión y barrido del petróleo)
- Inyección de gas inmiscible (gas seco, dióxido de carbono, nitrógeno, inyección alterna con agua)
- Inundaciones miscibles (dióxido de carbono, nitrógeno, hidrocarburo, disolvente)
- Redistribución de fluidos en las inmediaciones del pozo (cuando se aplica a los inyectores con el fin de modificar y mejorar los perfiles de inyección)
- Procesos químicos
- Recuperación térmica
- Estimulación de pozos
- Procesos de naturaleza Microbiana (MEOR)

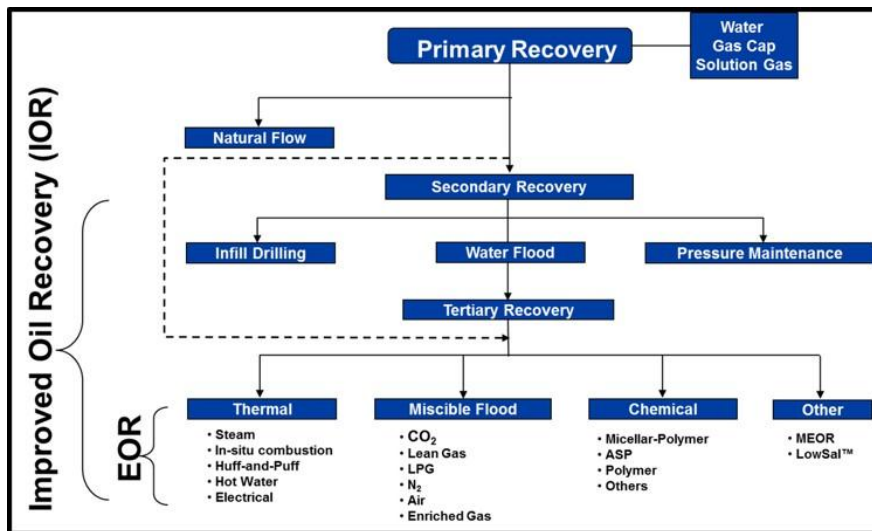


Figura 3. Definición de Procesos de Recuperación de Petróleo (Fuente: Weghom et. al. 2013)

Más que simplemente "cualquier práctica después de la recuperación primaria", IOR significa la aplicación secuencial y estratégica de la combinación sistemática de procesos de recuperación para maximizar la vida económica y el factor de recuperación de los yacimientos de petróleo. Esta secuencia de procesos y tecnologías de recuperación debe integrarse en el plan de desarrollo del campo, el cual representa la implementación de estrategias orientadas a alcanzar la máxima recuperación rentable del campo petrolero. Hay pocas publicaciones con descripciones sobre el significado de los planes de desarrollo de campos desde la perspectiva del IOR.

Inyección de gas ^[12]

La inyección de gas es el proceso de inyección de fluido más antiguo. El propósito de usar el gas es para mantener la presión y restaurar la producción de los pozos. Las primeras inyecciones de gas se hicieron para aumentar inmediatamente la productividad del pozo y fueron catalogados como proyectos de mantenimiento de

presión, últimamente se ha usado la inyección de gas para mejorar el factor de recobro por lo que es considerado un método de recuperación mejorada.

Como técnica de recobro mejorado la inyección de algún fluido además de aumentar la energía del yacimiento desplaza el petróleo hacia los pozos productores. El éxito de este método depende principalmente de dos cosas, la forma en cómo el fluido inyectado desplaza al petróleo (eficiencia de desplazamiento) y el volumen del yacimiento con el cual el fluido inyectado haga contacto (eficiencia de barrido).

Generalmente el gas por ser el fluido de mayor movilidad en el yacimiento genera un menor recobro que otros fluidos como el agua. De igual forma tiene ventajas económicas debido a que tiene un bajo costo y es de fácil inyección, siempre y cuando se cuente con los volúmenes necesarios y un compresor que los pueda manejar. Por esta razón la inyección de gas se mantiene como el método de recobro secundario preferido en algunas circunstancias (Combs et. al, 1971).

La inyección de gas puede ser un proceso de desplazamiento miscible o inmisible. Las características del petróleo y el gas a ciertas condiciones de temperatura y presión de la inyección determinan cual será el tipo de proceso. El gas puede ser inyectado en el yacimiento para mantener la presión (inyección de gas dispersa o interna) o inyectar en un banco de gas para barrer el petróleo hasta los productores (inyección en capa de gas).

Cálculos teóricos hechos por Muskat (1946) muestran que el recobro aumenta junto al mantenimiento de la presión, particularmente en casos donde se tiene petróleo con alto factor volumétrico. En esos cálculos algunas propiedades físicas no son tomadas en cuenta.

El principal problema que se tiene al inyectar gas es su alta movilidad con respecto al fluido desplazado y la amplia variación de la permeabilidad. Se necesita

mayor control y cuidado al momento de realizar una inyección de gas en comparación a una inyección de agua.

El efecto de la permeabilidad del yacimiento interfiere en la eficiencia de barrido, esto puede ser evaluado satisfactoriamente por una prueba piloto, obteniendo de la misma el volumen de gas requerido, una vez hecho esto se puede diseñar el sistema de inyección, es decir el compresor y estimar el número de pozos requeridos para dicha inyección.

Esquemas de inyección de gas ^[12]

- Usar la inyección en arreglos de cinco, siete y nueve pozos en yacimientos con poco buzamiento y cierto grado de heterogeneidad, pues han resultados más beneficiosos que los arreglos en línea.
- Utilizar arreglos en línea en yacimientos inclinados, pues permiten lograr un buen control del frente de barrido.
- Usar un arreglo de siete pozos invertido, si la movilidad del fluido desplazante es mayor que la del petróleo.

En la práctica, la selección del tipo de arreglo depende de la distribución geométrica de los pozos existentes y, finalmente, de los análisis económicos de los planes de explotación, los cuales se realizan con modelos analíticos o numéricos de los yacimientos.

Inyección interna ^[12]

En este proceso se refiere a la inyección de gas dentro de la zona de petróleo. Se aplica, por lo general, en yacimientos con empuje por gas en solución, sin capa de gas inicial y donde no hay tendencia a desarrollarse una capa de gas secundaria. El gas inyectado fluye radialmente desde los pozos inyectoros y empuja el petróleo a los pozos productores.

Características:

- Se aplica en yacimientos homogéneos, con poco buzamiento y relativamente delgados.
- Generalmente, se requiere un número elevado de puntos de inyección; los pozos de inyección se colocan formando cierto arreglo geométrico con el fin de distribuir el gas inyectado a través de la zona productiva del yacimiento como se muestra en la figura 4. La selección de dichos pozos y el tipo de arreglo depende de la configuración del yacimiento con respecto a la estructura, al número y a la posición de los pozos existentes, de la continuidad de la arena y de las variaciones de porosidad y permeabilidad.
- La permeabilidad efectiva del gas debe ser preferiblemente baja.

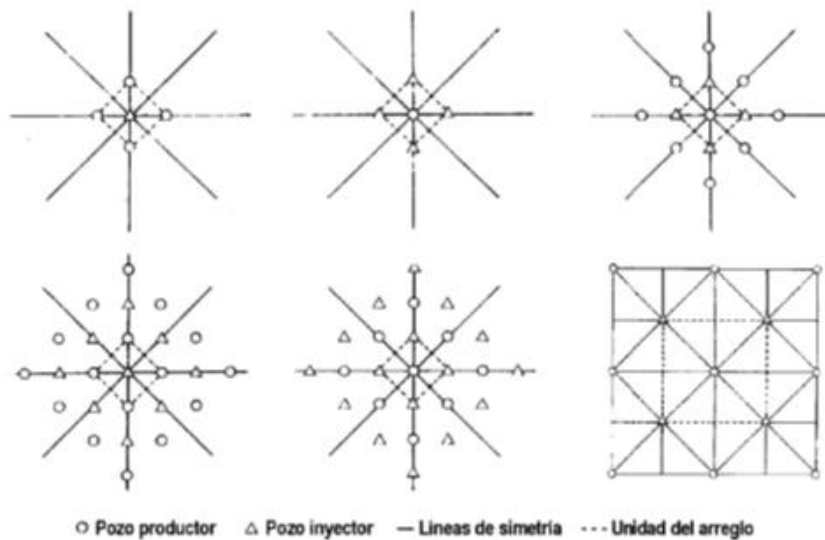


Figura 4. Selección de diferentes patrones de 5 pozos para inyección de gas dispersa (Fuente: De Ferrer, 2001)

Ventajas:

- Es posible orientar el gas inyectado hacia las zonas más apropiadas.
- La cantidad de gas inyectado puede optimarse mediante el control de la producción e inyección de gas.

Desventajas:

- Generalmente, la eficiencia del recobro mejora muy poco o nada como consecuencia de la posición estructural o drenaje por gravedad.
- La eficiencia de barrido areal es inferior a la que se logra en operaciones de inyección externa.
- Los canales de gas formados por alta velocidad de flujo originan que la eficiencia de recobro sea inferior a lo que se logra por la inyección externa.
- La cantidad de pozos de inyección requeridos aumenta los costos operacionales y de producción.

Inyección externa ^[12]

Se refiere a la inyección de gas en la cresta de la estructura donde se encuentra la capa de gas, bien sea primaria o secundaria (figura 5). Por lo general, se lleva a cabo en el yacimiento donde ocurre segregación debido a influencia de las fuerzas de gravedad.

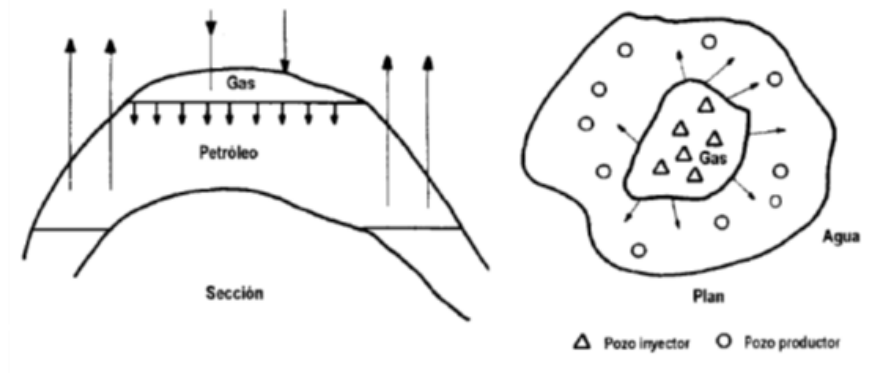


Figura 5. Inyección de gas externa (Fuente: Latil, 1980)

Características:

- Se usa en yacimiento de alto relieve estructural, para permitir que la capa de gas desplace el petróleo.

- Se aplica en yacimientos con altas permeabilidades verticales; >200 mD.
- Los pozos de inyección se colocan de manera que se logre una buena distribución areal del gas inyectado, a fin de obtener mayores beneficios del drenaje por gravedad; la cantidad de pozos requeridos para un determinado yacimiento depende de la inyectividad y de los puntos de inyección que se requieran.

Ventajas:

- La eficiencia de barrido areal en ese tipo de inyección es superior.
- Los beneficios obtenidos del drenaje por gravedad son mayores.
- El factor de conformación o eficiencia de barrido vertical es generalmente mayor.

Desventajas:

- Requiere buena permeabilidad vertical del yacimiento.
- Es necesario controlar la producción de gas libre de la zona de petróleo.
- Las intercalaciones de lutitas, así como las barreras, son inconvenientes para la inyección de gas externa.

Arreglo de pozos ^[12]

Muchos de los campos viejos que luego han sido sometidos a invasión para la recuperación secundaria, se desarrollaron inicialmente mediante un espaciado irregular de los pozos, pero una mejor comprensión del comportamiento de los yacimientos ha traído como consecuencia el uso de arreglos y espaciados uniformes en los pozos perforados durante el desarrollo del yacimiento. Esto significa que el momento de planificar el proceso de recuperación secundaria, el campo estará desarrollado sobre la base de un arreglo regular donde los pozos inyectoros y

productores forman figuras geométricas conocidas y muy variadas que se ilustran en la figura 6.

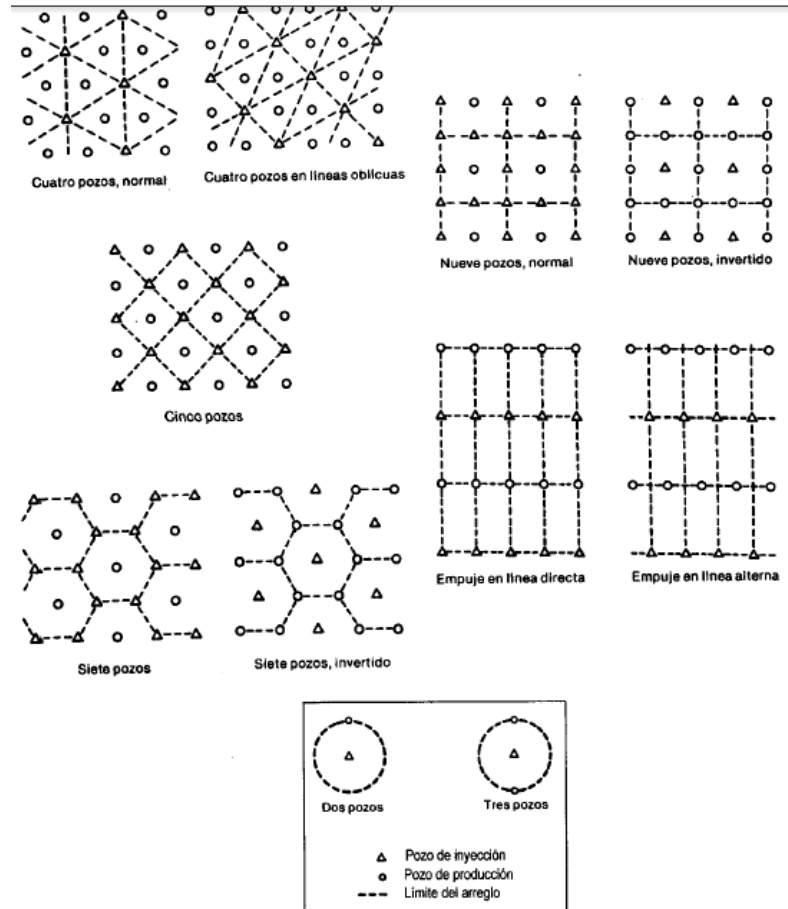


Figura 6. Diferentes tipos de arreglo de pozos (Fuente: De Ferrer, 2001)

Los factores que más influyen en la selección del tipo de arreglo son: la forma original en que ha producido el yacimiento, la permeabilidad del yacimiento, la viscosidad de los fluidos, la razón de movilidad, la razón pozos inyectoras y productores, la estructura del yacimiento y las características geológicas del mismo; por ello, algunas veces también se utilizan arreglos irregulares en los yacimientos como el que se presenta en la figura 7.

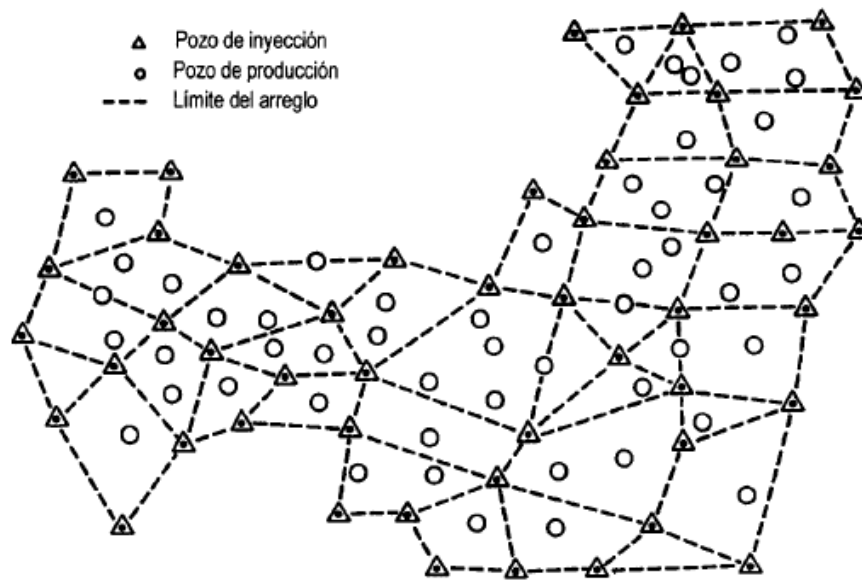


Figura 7. Arreglos irregulares (según Rose y Col) (Fuente: De Ferrer, 2001)

Mecanismo de desplazamiento por inyección de gas^[12]

- Aumento de la energía del yacimiento: el gas inyectado aumenta la energía del yacimiento, efecto transitorio que dura solo un corto tiempo, lo cual puede ser el principal efecto cuando los periodos de inyección de gas son cortos.
- Eliminación de depósitos sólidos: la tasa de flujo de petróleo aumenta al eliminar, del pozo inyector o de las zonas adyacentes del yacimiento, los depósitos sólidos de hidrocarburos, como los asfáltenos. Hay que tener en cuenta, sin embargo, que el flujo de petróleo se reducirá como consecuencia del aumento de la saturación de gas.
- Vaporización: en algunos casos este mecanismo puede ser el causante de que se produzcan cantidades adicionales de petróleo por recuperación secundaria; una porción del petróleo contactado por el gas seco inyectado se vaporiza y se mueve hacia los pozos productores en la fase de vapor.

Efecto de la variación de las tasas de inyección sobre el recobro del petróleo^[12]

Según De Ferrer (2001), el gas inyectado se disuelve en el petróleo y reduce su viscosidad y, por lo tanto, la resistencia al flujo cerca del pozo de inyección también se reduce. De esta manera, se forma un banco de petróleo de menor viscosidad alrededor del pozo. Solo se requieren reducciones moderadas para lograr los beneficios de este mecanismo, pero, para que esto ocurra, la eficiencia del contacto del gas inyectado y el petróleo debe ser buena.

Al variar las tasas de inyección el banco de petróleo de menor viscosidad se reduce, haciendo que el cambio de viscosidad produzca que la resistencia al flujo aumente, reduciendo la producción del mismo.

Elkins y Cooke (1949), notaron que el volumen de gas inyectado en asociación con el cambio de viscosidad del petróleo y su factor volumétrico son los principales factores determinantes en el recobro que se va a obtener. Para obtener el máximo beneficio del cambio de las propiedades físicas del petróleo se debe lograr que el gas contacte la mayor cantidad de petróleo posible.

Yacimientos candidatos para inyección o energía suplementaria^[12]

- Yacimientos que tengan capa de gas; debido a que al inyectar gas en la capa se mantiene alta la presión de la zona de petróleo entonces la permeabilidad relativa al petróleo se mantiene alta y se produce mayor cantidad de petróleo y con una mayor tasa (Prats et. al., 1973).
- Yacimientos con buena permeabilidad vertical y buzamiento; resultan con buen recobro por inyección de gas debido a la segregación gravitacional (Blackwell, 1971).

- Yacimientos que contienen petróleo volátil; la vaporización de los componentes livianos del petróleo resulta en una alta eficiencia de recobro (Jacoby Cook et al., 1967) el gas rico generado por el contacto del gas seco con el petróleo volátil al ser producido contribuye con la producción de petróleo. El factor de recobro es sustancialmente mayor al predicho por el método convencional de completa inmiscibilidad. El cual no considera la vaporización y el equilibrio entre la fase del petróleo y el gas inyectado (Cook et al., 1967).

Generalidades sobre el Gas Natural ^[13]

El gas natural es una fuente de energía no renovable formada por una mezcla de gases que se encuentran en yacimientos de petróleo, de gas asociado, de gas no-asociado, de gas condensado o en depósitos de carbón. Como fuentes adicionales de este recurso natural, se están investigando los yacimientos de hidratos de metano que, según estimaciones, pueden suponer una reserva energética muy superiores a las actuales de gas natural.

Algunos de los gases que forman parte del gas natural extraído se separan de la mezcla porque no tienen capacidad energética (N_2 o CO_2) o porque pueden depositarse en las tuberías usadas para su distribución, debido a su bajo punto de ebullición. El propano, butano e hidrocarburos más pesados son extraídos, puesto que su presencia puede causar accidentes durante la combustión del gas natural. El vapor de agua también se elimina por estos motivos y porque a temperaturas cercanas a la temperatura ambiente y presiones altas forma hidratos de metano que pueden obstruir los gasoductos.

Propiedades del Gas Natural^[13]

Relaciones P-V-T. La magnitud de estas relaciones sirven para planificar la cadena de operaciones referentes a la producción, separación, tratamiento, acondicionamiento, manejo, distribución, procesos ulteriores, mediciones, y rendimiento de gases y/o líquidos o sólidos comerciales (Barberii, 1998).

Presión-volumen. Las observaciones de Robert Boyle en 1662, en sus experimentos con aire, mediante la relación presión-volumen, lo condujeron a enunciar: “El producto de la presión por el volumen específico de un gas a temperatura constante, es constante”. (figura 8). De allí:

$$P_1V_1 = P_2V_2 \text{ (a temperatura constante)}$$

Ecuación 1

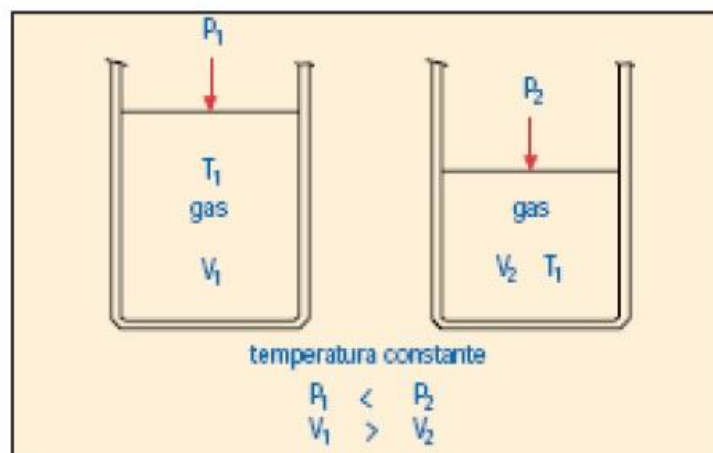


Figura 8. Comportamiento de un determinado volumen de gas a temperatura constante, bajo presiones diferentes (Fuente: Barberii, 1998)

Temperatura-volumen. Años después de establecida la relación $PV = \text{constante}$ (a temperatura constante), los investigadores Charles y Gay-Lussac en 1803 independientemente llegaron a la conclusión: “El volumen de una masa de gas dada a presión constante, varía directamente en relación a su temperatura absoluta”. De la

relación T-V se desprende que aumentar o disminuir la temperatura a una masa de gas, a presión constante, aumenta o disminuye su volumen. De allí:

$$V_2/V_1 = T_2/T_1 \quad \text{Ecuación 2}$$

La compresibilidad de los gases. El físico Van Der Waals, estudió la atracción molecular y el tamaño de las moléculas de los gases e introdujo el factor de corrección, para que en su forma final la ecuación general de los gases reales quedase así:

$$PV = ZnRT \quad \text{Ecuación 3}$$

Poder calorífico del gas natural. El poder calorífico del gas se considera para determinar su calidad como combustible y, por ende, su precio. La caloría es una de las varias unidades térmicas empleadas en los procesos industriales. Representa la cantidad de calor requerida, a una atmósfera de presión, para aumentar la temperatura de un gramo de agua a un grado centígrado, específicamente de 15 °C a 16 °C.

En el sistema angloamericano se le llama Unidad Térmica Británica (BTU) y se define como la cantidad de calor requerida para aumentar la temperatura de 1 libra (453,592 gramos) de agua a un grado Fahrenheit hasta la temperatura de su máxima densidad que es 39,2 °F.

Existen dos tipos de poder caloríficos los cuales son:

a.- Poder calorífico Inferior (PCI) o Poder Calorífico Neto: Se denomina así al poder calorífico cuando el agua resultante de la combustión se supone en estado de vapor con los demás productos de la combustión.

b.- Poder Calorífico Superior (PCS) o Poder Calorífico Bruto: Se denomina así al poder calorífico cuando el agua resultante de la combustión se supone líquida (condensada) en los productos de combustión.

Viscosidad del gas natural. La viscosidad del gas natural es expresión de su resistencia al flujo y tiene aplicaciones importantes en la producción, procesos de

acondicionamiento y mercadeo. Debido a los incrementos de temperatura a que puede ser sometido el gas natural, su viscosidad tiende a aumentar como resultado del incremento de la actividad molecular, si se mantiene a bajas presiones.

Punto de rocío del gas natural. El punto de rocío de hidrocarburo es la temperatura a la cual los hidrocarburos comienzan a condensarse cuando el gas natural es enfriado a presión constante y en consecuencia deja de ser totalmente gaseoso. El punto de rocío del gas natural, es un parámetro importante, debido a que su monitoreo permitirá un control sobre la red de suministro, desde productores hasta consumidores finales, pasando por empresas transportadoras y distribuidoras, para evitar la condensación de líquidos, los cuales dificultarían el manejo y procesamiento del gas natural.

Los diferentes hidrocarburos que forman el gas natural pueden ser identificados, a través de un análisis cromatográfico, conociendo sus propiedades físicas (peso, temperatura de ebullición, presión de vaporización, entre otras). En función de su contenido en componentes pesados, el gas es considerado como rico (tres o más galones de hidrocarburos extraíbles por Mil pie cúbico) o pobre (menos de dos galón de hidrocarburo extraíble por Mil pie cúbico), en la tabla 1, se detallan dichas propiedades encontradas en cada componente del gas natural:

Tabla 1. Propiedades de los componentes del gas natural (Fuente: Nelo, 2010)

Hidrocarburo	Formula molecular	Peso molecular (g/mol)	Densidad (Kg/m3)	Temperatura de fusión (°C)
Metano	CH ₄	16,043	Gas	-182
Etano	C ₂ H ₆	30,070	Gas	-183
Propano	C ₃ H ₈	44,097	Gas	-190
Butano	C ₄ H ₁₀	58,123	Gas	-138
Pentano	C ₅ H ₁₂	72,150	0,63	-130
Hexano	C ₆ H ₁₄	86,170	0,66	-95
Heptano	C ₇ H ₁₆	100,204	0,68	-91
Octano	C ₈ H ₁₈	114,231	0,70	-57
Nonano	C ₉ H ₂₀	128,258	0,72	-52
Decano	C ₁₀ H ₂₂	142,285	0,73	-30
Undecano	C₁₁H₂₄	156,000	0,74	-25

El gas natural es una mezcla de hidrocarburos ligeros compuesto principalmente de metano, etano, propano, butanos y pentanos. Otros componentes tales como el CO₂, el helio, el sulfuro de hidrógeno y el N₂ se encuentran también en el gas natural como agentes contaminantes, tal como se detalla en la tabla 2.

Tabla 2. Contaminantes del Gas Natural (Fuente: Nelo, 2010)

Componentes	Formula molecular
Sulfuro de Hidrógeno	H ₂ S
Monóxido de Carbono	CO
Dióxido de Carbono	CO ₂
Sulfuro de Carbonilo	COS
Disulfuro de Carbono	CS ₂
Mercaptanos	RSH
Nitrógeno	N ₂
Agua	H ₂ O
Oxígeno	O ₂
Mercurio	Hg

El gas natural comercializable se compone casi exclusivamente de metano y de etano, excluyendo las impurezas que, como la humedad, deben ser removidas. En cualquier caso, el gas natural debe ser tratado con el fin de eliminar el vapor de agua, ya que cuando el agua está en forma líquida y en presencia de sulfuro de hidrógeno (H_2S), forma ácidos que corroen las instalaciones, de igual forma se deben remover los sólidos y los otros contaminantes; y separarlo de ciertos hidrocarburos cuyo valor es más elevado como producto separado que como producto mezclado.

Usos como gas para inyección ^[14]

La inyección de gas natural fue el primer método sugerido para mejorar el recobro de petróleo y se usó inicialmente a comienzos del año 1900, con fines de mantenimiento de presión.

El almacenamiento de gas consiste en inyectar gas natural en un campo maduro o semi-agotado, donde parte del gas colchón puede ser el gas no recuperado de la fase de producción. Este tipo de almacenamiento tiene la ventaja de que necesita menos exploración ya que existe un conocimiento previo del yacimiento y se conoce la estanqueidad de la cobertera, además de poder utilizar los pozos ya existentes. La capacidad de almacenamiento suele ser bastante menor a la inicial del campo.

En este tipo de yacimientos, su estanqueidad hasta la presión inicial del campo está contrastada por la existencia de acumulaciones de hidrocarburos. Además, la fase de exploración y el periodo de producción del yacimiento permite conocer el comportamiento y propiedades del almacenamiento.

El gas natural es inyectado por los pozos de operación en los poros donde originariamente había hidrocarburos y en los que es segura el almacenamiento del gas comprimido. Es extraído por los mismos pozos. Se necesita compresión para la inyección de gas y a veces tras la extracción para su suministro al mercado.

Los ciclos de almacenamiento oscilan entre las presiones de operación máxima y mínima, y equivalen al volumen de gas útil. Para que se mantenga la presión mínima es necesario mantener siempre un volumen fijo de gas dentro del yacimiento, lo que se denomina gas colchón, que normalmente representa la mitad del volumen máximo de gas en el almacén.

Las instalaciones de un almacenamiento subterráneo de gas están conectadas a la red de una compañía de distribución de gas mediante una tubería subterránea por donde el gas fluye desde y hacia las instalaciones. El gas inyectado primero pasa por un filtro, si es necesario, donde se separa el material sólido y los líquidos del gas. Luego, el gas fluye por un medidor volumétrico calibrado para medir la cantidad de gas. Antes de que el gas se inyecte en el yacimiento, la presión debe aumentar mediante un compresor de motor o turbina de gas. Después, el gas es enfriado para disipar el calor generado durante el proceso de compresión. Finalmente, el gas es alimentado en los pozos a altas presiones y luego inyectado en la formación almacén.

El proceso de extracción de gas almacenado en el yacimiento se realiza por los mismos pozos en los que se inyecta. El gas absorbe agua mientras permanece en el yacimiento. Esta agua tiene que ser eliminada para prevenir la corrosión o bloqueo de las redes de conexión debido a la formación de hidratos de gas. En un primer paso, las gotas libres de agua se separan del gas y se inyectan en un pozo de agua. Después, el gas se precalienta para asegurar la no formación de hidratos de gas en la planta procesadora después de que la presión del gas se haya reducido a la presión de la red. Luego, el gas se deshidrata en una planta de absorción de glicol. Gracias a la naturaleza higroscópica del glicol, éste absorbe el vapor de agua contenido en el gas. En este punto, el gas está en el mismo estado en el que llegó a las instalaciones de almacenamiento. Finalmente, tras pasar el gas por un medidor volumétrico calibrado, es devuelto a la compañía distribuidora de gas. El proceso de extracción descrito depende de si la presión del yacimiento es lo suficientemente alta para ser introducido a la red de gas. Si éste no es el caso, como cuando ocurre en el periodo final de la extracción, se utilizan compresores para elevar la presión.

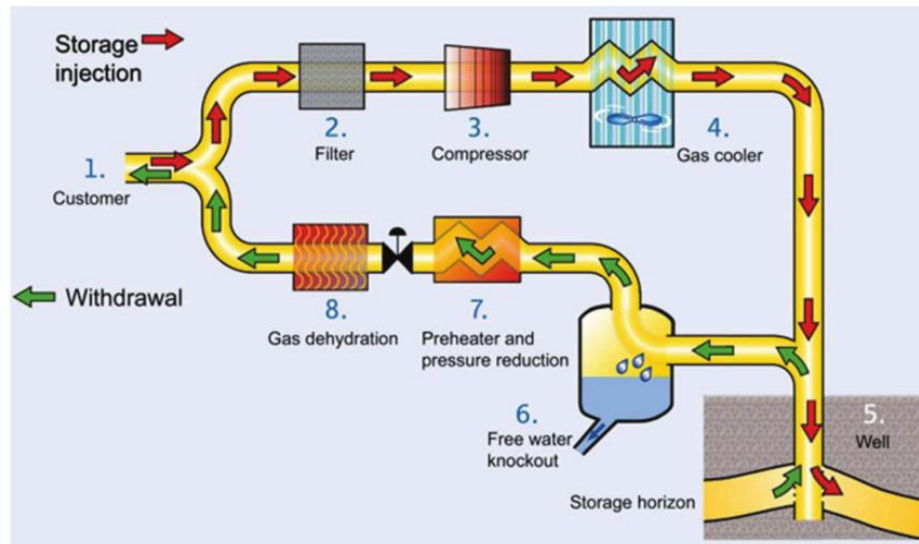


Figura 9. Proceso de inyección y extracción del gas en un yacimiento (Fuente: Morales, 2012)

Razones de las fallas en los procesos de inyección de gas ^[14]

Heterogeneidad del Yacimiento ^[14]

Posiblemente, la principal causa por la cual fallan muchos procesos de recuperación, se debe al desconocimiento de las heterogeneidades del yacimiento, antes de iniciar el proyecto de inyección. Las heterogeneidades más comunes son:

- Variaciones areales y verticales de la permeabilidad.
- Lenticularidad de las arenas.
- Fracturas naturales o inducidas.

Cuando el yacimiento presenta alto grado de heterogeneidad, es preferible realizar estimulación en los pozos, en vez de someterlo a un proceso de desplazamiento pozo a pozo. Sin embargo, si la heterogeneidad es limitada, se puede intentar inyección selectiva en las arenas continuas y de mejor desarrollo.

Razón de movilidad ^[14]

Cuando la movilidad del fluido desplazante (gas), es mayor a la de fluido desplazado (petróleo), la razón de movilidad es desfavorable, debido a que se produce:

- Inestabilidad viscosa del frente de invasión.
- Temprana irrupción del fluido de inyección en los pozos productores.
- Baja eficiencia de barrido.

Para evitar la inestabilidad viscosa en los proyectos de inyección, se recomienda tener en cuenta los siguientes límites de viscosidad del petróleo:

- Gas: $\mu_o < 20-30$ cPs.

Existen diferentes alternativas para mejorar las razones de movilidad en proyectos de inyección de gas. Las más comunes son:

- Inyección de soluciones de polímeros.
- Inyección de dióxido de carbono.
- Inyección de tapones alternados de agua y gas.

Segregación gravitacional en yacimientos horizontales ^[14]

En estos yacimientos el agua inyectada tiende a ocupar la base de la arena y el gas el tope, el problema es mayor en el caso de inyección de gas. En yacimientos horizontales, esta segregación produce baja eficiencia de barrido vertical. Siendo soluciones parciales a este problema, la inyección y producción selectiva y la perforación interespaciada.

Efectos de restauración de fluidos ^[14]

El espacio ocupado por el gas en zonas no barridas por gas, se restaura con petróleo durante la invasión, y de esta manera el banco de petróleo es disminuido o disipado. Estas porciones no barridas, pueden ser lentes de baja permeabilidad o zonas sin drenaje adecuado. Las condiciones necesarias para que ocurra la restauración, a tal punto que disminuya el recobro significativo de petróleo son:

- Que haya una saturación de gas libre previa a la inyección de gas.
- Que el yacimiento sea heterogéneo o que exista una porción grande del yacimiento sin drenaje detrás de la última fila de pozos productores.

Factor volumétrico de reemplazo ^[14]

El factor volumétrico de reemplazo, es la relación que existe entre el volumen de fluidos inyectados con respecto al volumen de fluidos producidos en un mismo período de tiempo. Este parámetro influye directamente sobre la presión estática, puesto que si se mantiene por encima de uno ($FVR > 1$), genera presurización del yacimiento y por debajo de uno ($FVR < 1$), indica que la presión no se está manteniendo, debido a que mayor es la cantidad de fluidos producidos y por lo tanto se acelera el vaciamiento del yacimiento.

Se puede calcular por medio de la siguiente ecuación:

$$FVR = \frac{Q_{giny} + Q_{winy}}{Q_{op} + Q_{gp} + Q_{wp}} \quad \text{Ecuación 4}$$

Donde:

Q_{giny} = Tasa de inyección de gas (BY)

Q_{winy} = Tasa de inyección de agua (BY)

Q_{op} = Tasa de producción de petróleo (BY)

Q_{gp} = Tasa de producción de gas (BY)

Q_{wp} = Tasa de producción de agua (BY)

Eficiencia de barrido vertical ^[12]

A causa, principalmente de la heterogeneidad del yacimiento, solo una fracción del área vertical del yacimiento es contactada por el fluido desplazante. Esta fracción, referida al área vertical total del yacimiento, se denomina eficiencia de barrido vertical.

Se puede calcular por medio de la siguiente ecuación:

$$E_v = \frac{\sum R_{inv} * h}{R_{invMax} * \sum h} * 100 \quad \text{Ecuación 5}$$

Donde:

R_{inv} = Radio de invasión asociado a cada intervalo cañoneado (pies)

h = Espesor de cada intervalo cañoneado (pies)

R_{invmax} = Radio de invasión del intervalo de máxima longitud (pies)

Altas relaciones Gas-Petróleo ^[14]

Las elevadas relaciones gas-petróleo que se presentan luego que ocurre la irrupción del gas de inyección, no genera tantos problemas como las relaciones agua-petróleo. Al contrario, la presencia de gas en los pozos, gasifica la columna de petróleo y puede lograr que el pozo produzca naturalmente. Si después de la irrupción del gas, la presión de inyección se mantiene, la presión de fondo fluyente de los pozos productores aumenta, debido a la menor caída de presión a través de los canales de gas, formados entre los pozos inyectoros y productores; esto beneficia el levantamiento de la columna de petróleo.

Optimización en Campos Maduros ^[15]

Existen varias opciones para aumentar la producción y por ende la recuperación de hidrocarburos, cada una con diferentes costos, grado de dificultad y tiempo de respuesta. Entre las principales alternativas están:

- Mejorar el conocimiento del yacimiento: empleando técnicas como sísmica y perfilaje de pozos se puede tener una mejor idea de las características de la formación, por ejemplo, la presencia de heterogeneidades como la presencia de fallas, capas con diferentes permeabilidades, entre otros. También, al tenerse una historia de producción y presiones se puede refinar el cálculo de las reservas originales de hidrocarburos usando balance de materiales, que además permite corroborar los mecanismos de producción asociados al yacimiento e identificar la presencia de acuíferos.
- Perforar más pozos: al hacerse una revisión de datos geológicos y de producción se puede mejorar la descripción del yacimiento y así recomendar nuevos pozos en áreas antes ignoradas. Los nuevos pozos pueden incluso perforarse horizontalmente o con multilaterales para drenar mejor el yacimiento y llegar hasta zonas aisladas
- Ejecutar proyectos de recuperación o terciarias: en esta categoría se encuentran procesos como la inyección de fluidos (gas, agua, vapor y CO₂), de polímeros y la combustión in/situ, entre otras.
- Mejorar la productividad de los pozos existentes: con el paso del tiempo la producción de cada pozo se puede ver disminuida por problemas mecánicos, depositación de escamas o parafinas, daño o *skin* en perforaciones y alrededores el pozo y por disminución en la eficiencia de métodos de

levantamiento artificial por daños de equipos o aumento en la producción de gas o de agua.

- Instalar sistemas de levantamiento artificial: los principales métodos ayudan a mejorar la producción de dos formas suministrando una energía extra en el fondo del pozo (por ejemplo, bombas electrosumergibles o disminuyendo la densidad del fluido a producir, por ejemplo, con inyección de gas, haciendo que una presión de fondo baja sea aún económica y operativamente apta para la producción.
- Revisión del sistema de tuberías y equipos de superficies: las cuales pueden estar restringiendo la producción si no están bien diseñadas para los cambios que puedan presentarse.

2.3 Descripción general del campo ^[17]

Ubicación del campo

El Campo Carito-Mulata se encuentra ubicado al oriente de Venezuela, específicamente al norte del estado Monagas el cual es operado por la empresa PDVSA Oriente, en la División Punta de Mata.

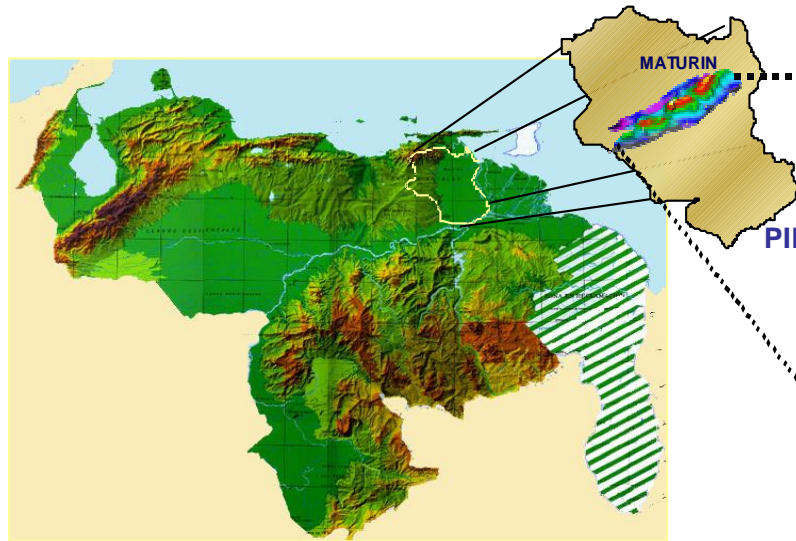


Figura 10. Ubicación del Campo El Carito-Mulata (Fuente: PDVSA. Estado actual Yacimientos El Carito-Mulata Sep. 2014)

Características Regionales:

El campo Carito-Mulata se encuentra ubicado en el Norte de Monagas, a 40 Km. al Oeste de la ciudad de Maturín, posee un área aproximada de 17,7 Km². Está delimitado al Norte por los campos Travi y Muri, al Este por el Campo El Furrrial y al Oeste por Campos Pirital y Santa Bárbara.

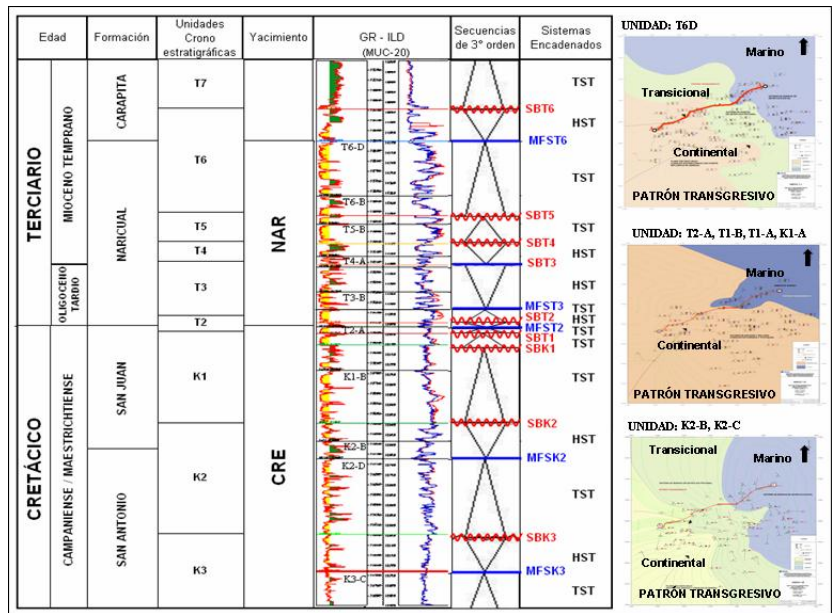


Figura 12. Columna estratigráfica esquemática, sistemas encadenados y facies sedimentarias, sección estructural (Fuente: PDVSA. Revisión del Plan de Explotación de los Yacimientos NAR MUC-1 y CRE MUC-1. Campo Mulata, 2011)

La interpretación estructural se basa en información de pozos y sísmica 3D. La estructura geológica se caracteriza por ser un anticlinal asimétrico de rumbo preferencial en su rampa frontal NE-SO, cruzado por un sistema de fallas de gran complejidad. Las fallas normales e inversas varían entre 70 Pies y 1800 pies de salto vertical, donde algunas de ellas constituyen límites de yacimientos.

Los fluidos de los yacimientos se caracterizan por una columna de aproximadamente 4.000 pies de espesor que muestra variación de composición con profundidad, que va desde una zona de gas condensado en el tope del anticlinal hasta una zona de crudo negro en la base subsaturados, presentando un contacto gas-petróleo a la profundidad de -14040' TVDSS.

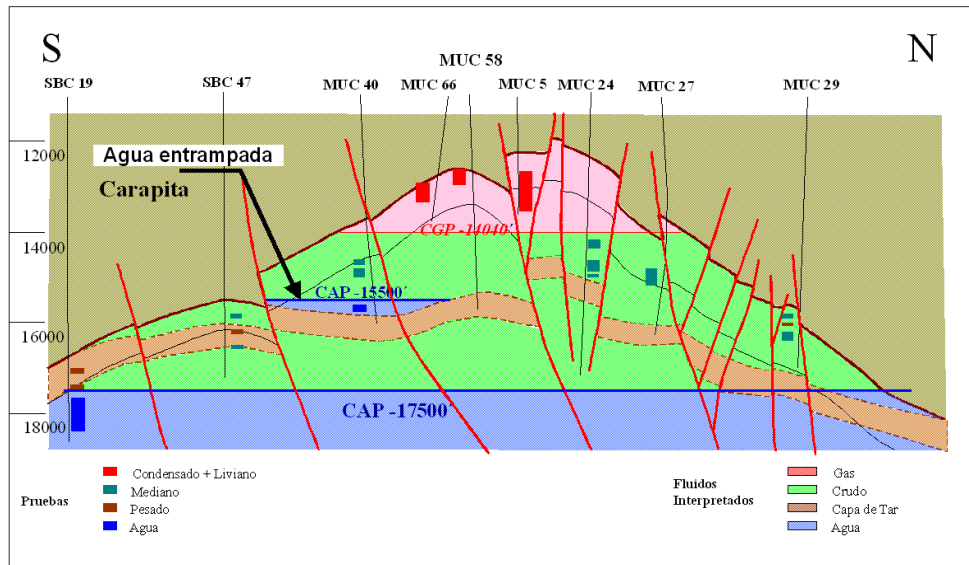


Figura 13. Sección estructural y distribución de fluidos en el yacimiento MER MUC 1
(Fuente: Estudio Geología-Yacimiento campo Carito-Mulata, 2008)

CAPÍTULO III

MARCO METODOLÓGICO

En este capítulo se dan a conocer los procedimientos metodológicos aplicados para la realización de este trabajo de investigación, tales como: tipo y diseño de la investigación, procedimiento de cada uno de los objetivos para lograr plantear una optimización del esquema de inyección de gas en el yacimiento MER MUC 1, Unidad de Explotación Carito.

3.1 TIPO DE INVESTIGACIÓN

La investigación que se llevará a cabo en este trabajo es de tipo explicativa, pues se trabajará con información detallada de los históricos de producción, inyección y presión del yacimiento MER MUC 1, sometido a un proyecto de recuperación suplementaria por inyección de gas. Al respecto, “La investigación explicativa se encarga de buscar el porqué de los hechos mediante el establecimiento de relaciones causa-efecto” Arias (2005). Así como también de tipo descriptiva ya que “consiste en la caracterización de un hecho, fenómeno, individuo o grupo, con el fin de establecer su estructura o comportamiento. Mide de forma independiente las variables, y aun cuando no se formulen hipótesis, aparecerán enunciadas en los objetivos de investigación” (Arias, 2005). Y logrando proponer una optimización del esquema de inyección de gas descrito en el Plan de Explotación sometido ante el Ministerio del Poder Popular para el Petróleo.

3.2 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

Según Arias (2005), la investigación de campo “Consiste en la recolección de datos directamente de la realidad y el momento en donde ocurren los hechos, sin manipular, alterar o controlar variable alguna.”. Con esta definición se tiene que se formula un diseño de investigación documental y de campo, logrando tener directamente datos como, distribución de presiones en el yacimiento, historia de producción e inyección por pozos; así como informes técnicos, hojas de cálculos, gráficas, accesibilidad a los programas que contienen datos del yacimiento MER MUC 1, es decir, la obtención de datos directamente en la Gerencia de Yacimientos PDVSA División Punta de Mata, en el estado Monagas.

3.3 POBLACIÓN y MUESTRA

Según el Informe de progreso del proyecto de recuperación secundaria aplicado en el yacimiento con denominación común MUC-1 Campos El Carito-Mulata y estado actual de los yacimientos con denominación común SBC-10 del Campo Santa Barbara (2018) se realizó en el año 2009 la revisión de las reservas de los campos Mulata, Muri y Santa Bárbara en el que se observó una comunicación vertical que permitió fusionar, como unidades hidráulicas independientes, los yacimientos presentes en las formaciones del Oligoceno y Cretáceo. Posteriormente, como requerimiento realizado por el Ministerio del Poder Popular de Petróleo en fecha 15 de abril de 2011, se realizó la homologación de la nomenclatura estratigráfica de los yacimientos de los campos Santa Bárbara, El Carito y Mulata

EDAD		Carrillo, 2003		Secuencia	2009	2011
TERCIARIO	MIOCENO TEMPRANO	T 7	T 7 - B	CARAPITA	CARAPITA	CARAPITA
			T 7 - A			
		T 6	T 6 - E			
			T 6 - E1			
			T 6 - D			
			T 6 - C			
			T 6 - C1			
	T 5	T 6 - C2				
		T 6 - B				
		T 6 - A				
	T 4	T 5 - C				
		T 5 - B				
	OLIGOCENO TARDIO	T 3	T 5 - A	NAR-1	NAR MUC 1	MER MUC 1
			T 4 - B			
		T 4 - A				
T 3 - C						
T 3 - C1						
T 2	T 3 - C2					
	T 3 - B					
	T 3 - A					
EOCENO / PALEOCENO	T 1	T 2 - B	NAR-2	NAR MUC 1	MER MUC 1	
		T 2 - A				
CRETACEO	MASTRICHTENSE / CAMPANENSE	K 1	T 1 - B	NAR-3	NAR MUC 1	MER MUC 1
			K 1 - A			
			K 1 - B			
	K 2	K 1 - C	NAR-4	NAR-4	NAR MUC 1	MER MUC 1
		K 2 - A				
		K 2 - B				
		K 2 - C				
K 2 - D	K 2	NAR-5	NAR-5	NAR MUC 1	MER MUC 1	
						K 2 - D
				KP	CRE MUC 1	SJN MUC 1
				KB		

Figura 14. Homologación de la nomenclatura estratigráfica de los yacimientos del Campo Mulata (Fuente: PDVSA, 2018)

Motivado a la complejidad del análisis, los yacimientos serán agrupados en áreas a partir de las cuales al especificar alguna de ellas, queda sobre entendido que se refiere a los yacimientos pertenecientes a dicha área, así los yacimientos MER MUC 1, SJN MUC 1 y SAT MUC 1 (Condensado y Liviano) son agrupados en el ÁREA CENTRAL.

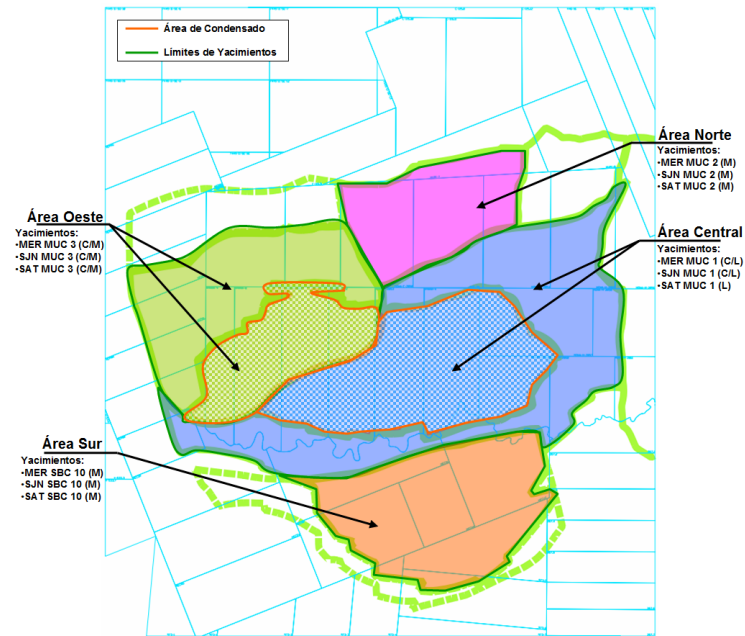


Figura 15. Yacimientos del Campo Mulata agrupados en áreas (Fuente: PDVSA, 2017)

Población:

Según Arias, F. (2006) señala que la población “es un conjunto de finito o infinito de elementos con características comunes para las cuales serán extensivas las conclusiones de la investigación”, con esto la población de interés estuvo representada por el Área Central en el yacimiento MER MUC 1 del Campo Mulata quien posee un total de 113 pozos entre los que se encuentran los pozos activos, inactivos, abandonados e inyectores (todas las categorías).

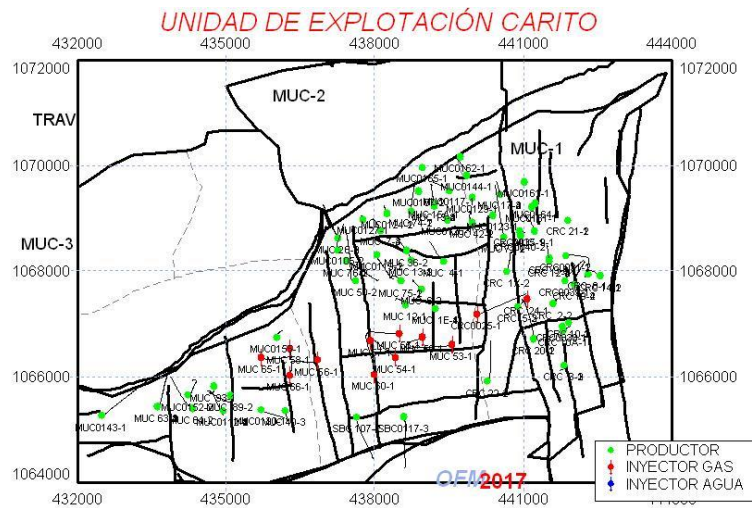


Figura 16. Área Central en Yacimiento MER MUC 1, Campo Carito-Mulata. Población de estudio (Fuente: OFM, 2018)

Muestra:

Arias, F (2006) establece que la muestra “es un subconjunto representativo y finito que se extrae de la población”. Para esta investigación, la muestra representativa estuvo conformada por sesenta y seis (66) completaciones de los cuales se compone de treinta y uno (31) pozos completados categoría 1, once (11) pozos completados categoría 3 o pozos inactivos en reacondicionamiento mayores, doce (12) pozos completados categoría 5 o pozos en proceso de abandono y doce (12) pozos categoría 8 o pozos inyectores. Esta área se dividió en tres (3) bloques: Oeste, Central y Este para que se pueda estudiar de manera independiente cada uno de los bloques con sus propiedades.

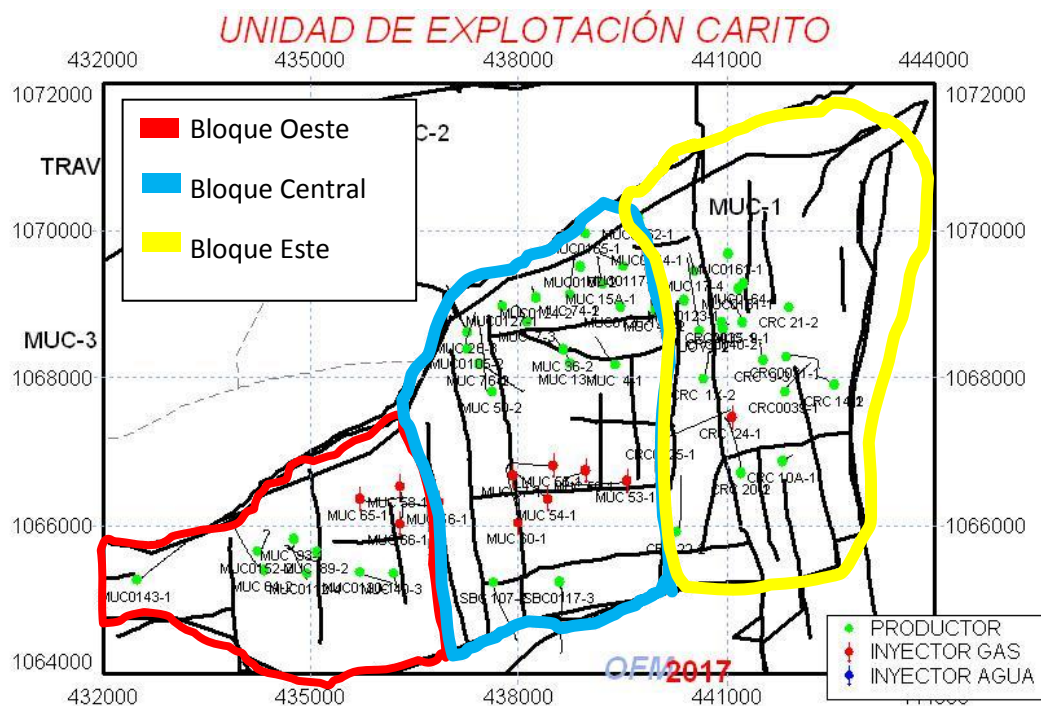


Figura 17. Área Central en Yacimiento MER MUC 1, Campo Carito-Mulata, divididos por bloques. Muestra de estudio (Fuente: OFM, 2018)

3.4 PROCEDIMIENTO METODOLÓGICO

Para lograr el desarrollo del objetivo general de trabajo de investigación, a cada uno de los objetivos propuestos se realizó la siguiente metodología:

1. Describir el modelo estático y dinámico del yacimiento MER MUC 1

Para el logro de este objetivo se realizó una investigación de tipo documental en donde se consiguió información directa acerca del modelo estático y dinámico del Campo Carito-Mulata en el yacimiento MER MUC 1 partiendo de informe, mapas, análisis realizados por ingenieros de yacimientos de PDVSA en los Estudios Integrado 2003–2005.

Con esto se obtuvo información acerca de la descripción litológica, sedimentológica, estructurales y ambiente sedimentario del área de interés que permitió conocer cómo es el comportamiento y características de la formación Merecure para realizar la inyección de gas de una manera eficiente en lapso de tiempo de 20 años (2018-2038) y permitió orientar el análisis del método de recuperación secundaria implementado en el yacimiento MER MUC 1, lográndolo entender de manera gráfica y analítica por medio de los estudios petrofísicos, geológicos realizados al Campo Carito-Mulata específicamente en el yacimiento MER MUC 1.

2. Analizar el comportamiento histórico de los volúmenes de gas incorporados mediante alta presión en el yacimiento MER MUC 1

2.1. Descripción de características de la Planta de Inyección de Gas a Alta Presión (PIGAP I):

Para el conocimiento de las características de la planta que inyecta el método de energía suplementaria en el yacimiento MER MUC 1, se recolectó información proveniente de trabajos especiales de grado, memorias descriptivas que contenían estudios sobre la planta de inyección.

Según Hurtado (1996), señala que las entrevistas no planificadas “Es aquella donde el entrevistador sólo actúa como un conductor de la situación, a fin de que el entrevistado se sienta motivado a manifestar libremente”. Esta técnica fue utilizada para conocer características de la planta y sobre los procesos que conlleva a generar la inyección a alta presión y las condiciones actuales en las que se encuentra, de manera que se realizó entrevistas a los ingenieros pertenecientes al complejo Muscar, donde se encuentra la Planta de Inyección de Gas a Alta Presión (PIGAP). Así como también se logró investigar bibliografías e informes referente a los sucesos ocurridos en el proceso de ejecución de la inyección de gas.

2.2. Descripción de los pozos inyectoros:

En esta fase se realizó una recolección de datos acerca de la ubicación del pozo por medio de la aplicación Oil Field Manager (OFM), así como también los diagramas mecánicos de los pozos inyectoros, en presentaciones realizadas por ingenieros de la Gerencia de Yacimientos PDVSA División Punta de Mata en donde se expresó información como la profundidad a la cual fue completado, unidades hidráulicas donde se inyecta el gas y la configuración a la que fue terminado el pozo.

2.3. Análisis del comportamiento histórico de los volúmenes de gas incorporados mediante alta presión en el yacimiento MER MUC 1:

Con el conocimiento de estos dos puntos, se realizó la búsqueda de los valores históricos de inyección como la tasa de inyección mensual y acumulada (Qiny), factor volumétrico de remplazo (FVR), correspondientes al cierre diario, desde el punto de inicio de inyección hasta la fecha actual mediante la base de datos de reportes de planta. Los datos obtenidos fueron cargados en una hoja de cálculo Excel, a través de la cual se realizó los gráficos de inyección de gas en función del tiempo bajo el programa Oil Field Manager (OFM), mostrando de esta manera el comportamiento de inyección del yacimiento, y resaltando los acontecimientos más importantes ocurridos.

3. Determinar el efecto de las variaciones de las tasas de inyección sobre el recobro del petróleo

Para determinar el efecto de las variaciones de las tasas de inyección en el recobro del petróleo, es necesario determinar el comportamiento de presión y producción.

3.1. Comportamiento de Presión:

Para la realización de esta fase, fueron recolectados todos los datos históricos de presión del yacimiento MER MUC 1, tomados de la base de datos de PDVSA los cuales fueron cargados en una hoja de cálculo Excel y se realizarán gráficos del

comportamiento de presión a partir de los valores revisados y validados, graficándose en función de la producción acumulada de petróleo (N_p), introduciéndose una ecuación lineal (ecuación 6) en los períodos de tiempos donde se observó tendencias con comportamientos característicos.

$$Y = Xm + b$$

Ecuación 6

Donde:

Y = Datos de presión (lpc)

X = Datos de producción acumulada de petróleo (MMBN)

m = Pérdida de presión de acuerdo a la producción (lpc/MMBN)

3.2. Comportamiento de Producción:

En esta fase, se procedió a la búsqueda de los datos históricos de producción de petróleo, gas y agua del yacimiento MER MUC 1, y se realizó la construcción de gráficos de los mismos en función del tiempo en la aplicación OFM, específicamente de las variables siguientes: tasa de petróleo (Q_o), petróleo acumulado (N_p), tasa de gas (Q_g), gas acumulado (G_p), relación gas petróleo (RGP), tasa de agua (Q_w), agua acumulada (W_p), a través de métodos gráficos de OFM.

Así como también se realizó un análisis del comportamiento de declinación energética y para la estimación de la declinación anual afectiva se empleó la herramienta OFM, utilizando la opción “FORESCAT” la cual aplica técnicas empíricas de análisis de declinación de producción. Para el cálculo se siguió un conjunto de premisas que se presentan a continuación para así obtener un buen desarrollo del método y mayor grado de exactitud en los resultados:

- Producción con declinación en un intervalo que presente una estabilidad mayor o igual a un año.

- Intervalo de tiempo representativo donde la cantidad de pozos activos sea constante.

De igual manera no se especifica en el programa el modelo de declinación (curva exponencial, armónica o hiperbólica) para realizar los cálculos, dejando que el programa realice el mejor ajuste que se acoplará a las condiciones de producción de los yacimientos.

- 3.3. Determinar el efecto de las variaciones de las tasas de inyección sobre el recobro del petróleo.

A través de la realización de gráficas en el Excel con base de datos extraídos de OFM, se integró a las variables de factor de recobro (Fr) con la tasa de inyección (Q_{iny}), se comparó y se determinó las variaciones que en estas gráficas se denotaron; así como también la comparación de las gráficas de (Q_o) con la (Q_{iny}), logrando detallar las variaciones que la inyección ejerce en la producción de petróleo.

4. Proponer una optimización del esquema de inyección de gas en el yacimiento MER MUC 1

- 4.1. Comparación de la ejecución del Plan de Explotación oficial 2008 en relación a la ejecución actual.

En primera instancia se procedió a recopilar y documentar toda información referente al Plan de Explotación y al esquema de inyección de gas realizado en el estudio que fue sometido ante el Ministerio del Poder Popular de Petróleo.

Para lograr el desarrollo de este objetivo se plantea la evaluación del comportamiento actual de producción, presión e inyección obtenidos anteriormente y compararlos con los esquemas de inyección descritos en el Plan de Explotación 2008.

4.2. Propuesta de optimización del esquema de inyección de gas en el Yacimiento MER MUC 1.

En primera fase se realizó la determinación de las zonas más idóneas, con las mejores condiciones de prospectividad, se realizó una búsqueda de aquellas zonas que presenten los mayores niveles de producción, reservas no drenadas, menor presión del yacimiento, así como mejores parámetros petrofísicos, para ello se procedió a elaborar un conjunto de mapas (mapas de celdas GRID por medio de OFM), con el objetivo de apreciar la distribución areal de estas características en los yacimientos.

Mapas Isobáricos

Se realizaron mapas isobáricos para el yacimiento MER MUC-1, elaborados a partir de los modelos de presión generados, empleando para ello OFM, dichos mapas permitieron observar la distribución de presión en el área del yacimiento.

Mapas Petrofísicos

A través de la herramienta OFM, se procedió a elaborar mapas de isopropiedades, como porosidad, saturación de agua, espesor de arena neta petrolífera y permeabilidad, y en este sentido visualizar las mejores y peores zonas desde el punto vista petrofísico. Estos mapas permitieron analizar de una manera general la distribución de las características petrofísicas en toda la extensión del yacimiento MER MUC-1.

Mapas de POES y reservas remanentes

Una de las cualidades más relevantes que se busca identificar en los yacimientos son aquellas zonas con niveles de reservas considerables. Para la determinación de estas regiones se procedió a elaborar mapas de reservas remanentes para así visualizar las zonas menos drenadas y con mayores reservas que se podrían recuperar. Realizándose los mapas de POES y posteriormente el mapa de reservas.

Para este procedimiento, se elaboraron estos mapas a partir de los mapas de propiedades petrofísicas, específicamente utilizando los parámetros porosidad, saturación de agua, permeabilidad y espesor de arena neta petrolífera, calculándose por medio del método volumétrico empleando la ecuación 7.

$$POES = \frac{7758 * A * h * \phi * (1 - S_{wi})}{B_{oi}} \text{ (BN)} \quad \text{Ecuación 7}$$

Donde:

7758 [BY/Acres*pies]

POES = Petróleo Original En Sitio, BN

A= Área,

h = Espesor de arena neta petrolífera promedio, pies

ϕ = Porosidad Promedio, fracción

S_{wi} = Saturación inicial de agua promedio, fracción

B_{oi} = Factor volumétrico inicial del petróleo, BY/BN

Con relación al B_{oi} , se calcula el POES utilizando el valor plasmado en el libro de reservas, 1,506 BY/BN, correspondiente al yacimiento MER MUC-1.

Para el área se procederá a delimitarla utilizando coordenadas UTM donde X y Y se encuentran representadas en metros, por lo tanto, el resultado de las áreas calculadas fue en m^2 y el factor de conversión cambia pues se requiere dividir este valor entre 4046,856, para obtener la siguiente fórmula la cual es la empleada en OFM:

$$POES = \frac{1.91704 * A * h * \phi * (1 - S_{wi})}{B_{oi}} \text{ (BN)} \quad \text{Ecuación 8}$$

Donde:

1,9704 [BY/ m^2 *pies]

A= Área, m² (variable calculada directamente por OFM en el mapa de celdas, correspondiente al área de reservas probadas de crudo para los yacimientos)

h = Espesor de Arena Neta Petrolífera promedio, pies (Variable obtenida a partir del mapa de Espesor de Arena Neta Petrolífera)

ϕ = Porosidad Promedio, fracción (variable obtenida a partir del mapa de porosidad)

Swi = Saturación Inicial de Agua promedio, fracción (variable obtenida a partir del mapa de saturación de agua).

Una vez graficado el POES, se procedió a graficar las reservas remanentes presente en los yacimientos, para este paso se hizo uso de las siguientes ecuaciones:

$$\text{Reservas Recuperables} = \text{POES} * \text{FR} \quad \text{Ecuación 9}$$

$$\text{Reservas. Remanentes} = \text{POES} * \text{FR} - \text{Np} \quad \text{Ecuación 10}$$

Donde:

FR = Factor de Recobro, fracción

Np = Producción acumulada de petróleo, BN

El factor de recobro puede ser estimado por medio de correlaciones establecidas provenientes de yacimientos con características similares.

En segunda fase, luego de obtener el área prospectiva, se logró realizar el estudio y búsqueda de pozo candidato para cambiar un pozo productor categoría 3 o 5 para ser pozo inyector. Para ello se obtuvo la ubicación de cada uno de los pozos y su comportamiento histórico de producción provenientes de gráficas y reportes en Excel con el fin de identificar un candidato que cumpliera con las siguientes condiciones:

Tabla 3. Ejemplo de caracterización de pozos candidatos.

		Características para pozo candidato					
Nombre del Pozo	Categoría	Cercanía a fuente	No afecta a Producción	Completado en Zona de Gas	Conexión lateral con pozos	Condiciones mecánicas resistentes	Ubicación en zona prospectiva

Para la verificación si el pozo cumple como inyector, primero se determinó la existencia de la comunicación lateral de las unidades de flujo de interés (MER MUC 1) y su interrelación de producción con pozos vecinos a través de la estructura, los intervalos cañoneados/completados, y los contactos de fluidos existentes, se generaron secciones estructurales en base al modelo del yacimiento MER MUC 1 con el programa OPENWORKS para lograr verificar la petrofísica y que el flujo de gas sea idóneo para la optimización.

Para lograr determinar que el pozo sea buen inyector se realizó una simulación con WellCat (figura 18) para conocer la integridad del pozo al ser inyectado, es decir conocer si tiene movimiento de tubería que limite el proceso de inyección, evaluando los efectos de ballooning, ley de Hooke, temperatura, todo esto bajo condiciones de factores de diseño.

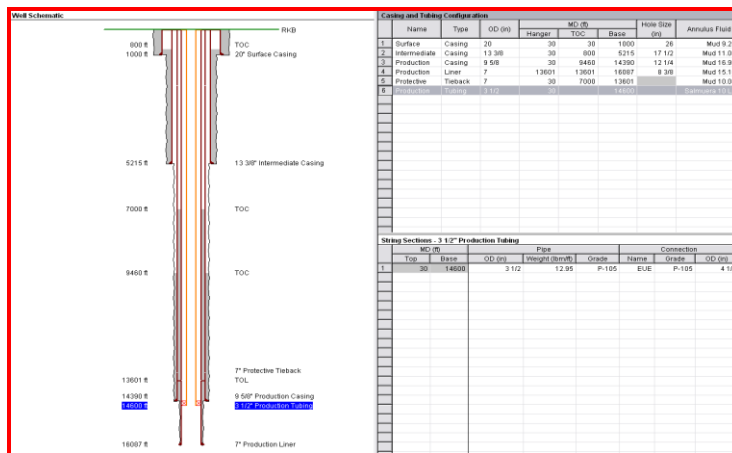


Figura 18. Datos para análisis de movimiento e integridad de tubería. (Fuente: WellCat, 2018).

Bajo el estudio de integridad del pozo candidato, se realizó un análisis nodal para conocer la tasa máxima de inyección a las condiciones de superficie (presión de inyección) y de tubería. Este estudio fue por medio del programa WellFlo (figura 19).

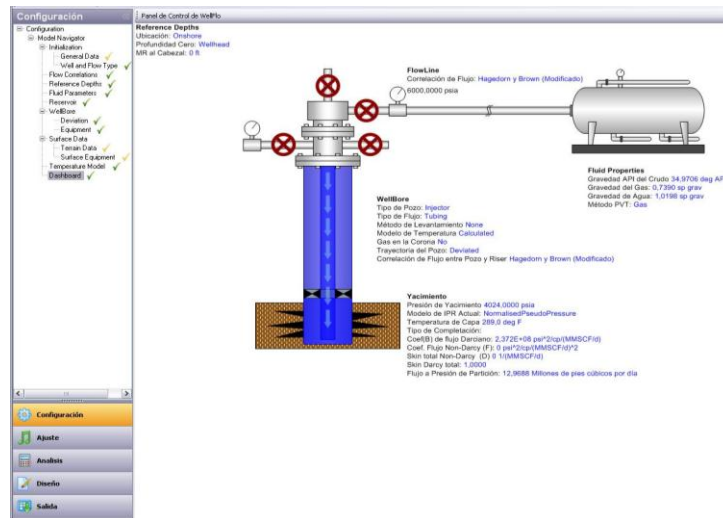


Figura 19. Datos para el análisis nodal (Fuente: WellFlo, 2018)

Finalmente, para determinar cómo se comporta el yacimiento con el caso optimizado, se realizará una simulación del modelo dinámico del yacimiento por medio del programa Petrel V.2014 (figura 20) y Eclipse 300 V.2014, donde se podrá comparar el caso base con el caso optimizado a una producción esperada de 20 años, detallando los valores que son afectados primordialmente para analizar los efectos que causan en el yacimiento este cambio de pozo productor a pozo inyector.

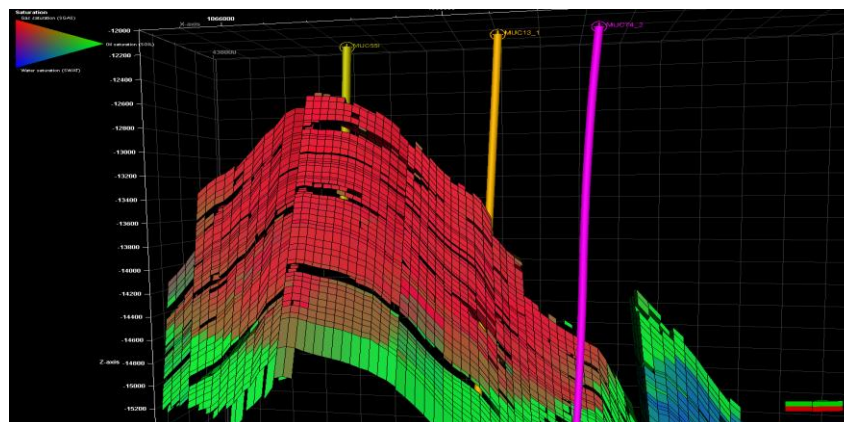


Figura 20. Mallado para la simulación (Fuente: Petrel, 2018)

CAPÍTULO IV

ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS

- 4.1. Describir el modelo estático y dinámico del yacimiento MER MUC 1.

4.1.1. Modelo Estático

4.1.1.1. Estratigrafía

El modelo estratigráfico describió que la columna estratigráfica está conformada por un total de 17000 pies de sedimentos que se extienden desde el Cretáceo hasta el Plio-Pleistoceno. La sección productora consiste en 3500 pies de sedimentos que van desde el Mioceno Inferior hasta el Cretáceo, representada de mayor a menor edad por las formaciones, Cretáceo Superior (San Antonio), Cretáceo Paleoceno (San Juan), Naricual (Merecure) y por último los sedimentos basales de la formación Carapita. En las formaciones de edad cretácica hacia el tope de la estructura se concentran las mejores arenas del yacimiento, con un paquete arenoso grueso, con una muy buena continuidad tanto horizontal como vertical, siendo el promedio de arena neta petrolífera (ANP) variable entre 800 pies y 1000 pies. Para la formación Merecure, en la sección intermedia se encuentran las mejores arenas del yacimiento con el espesor promedio de arena neta petrolífera (ANP) variable entre 100 y 500 pies.

Según Carrillo et al., (2003) se definen 23 parasecuencias para el Terciario y 15 parasecuencias para el Cretácico, de cual la formación Merecure está conformada desde la parasecuencia T2-A a T6-E1.

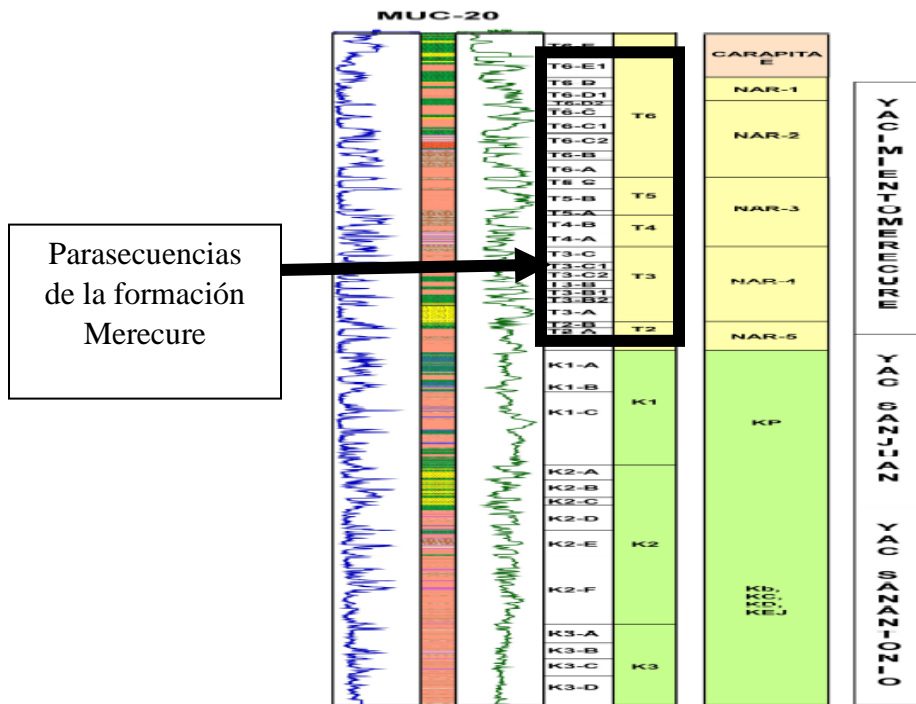


Figura 21. Columna estratigráfica del campo El Carito-Mulata (Fuente: Informe Revisión de Reservas de los campos El Carito-Mulata, 2016)

4.1.1.2. Sedimentología

Según el modelo Sedimentológico, describió que la Formación Merecure sedimentológicamente puede dividirse en tres importantes entidades de acuerdo a sus características sedimentarias y patrones generales de apilamiento (figura 22). En la formación merecure comprendida entre las parasecuencias T2-A a T6-E1, de base a tope, se encuentra en primer lugar una sección progradante con pulsos importantes de transgresión, la cual contiene las unidades T3 y T4, caracterizada por canales fluviales y estuarinos con alta influencia de mareas. Luego, sigue una sección intermedia con un predominio de patrones agradantes, representada por la T4 y parte T5, y en la que se concentran las mejores arenas del yacimiento. Al final se presenta una sección transgresiva (parte superior T6-B y T6- D) que concluye con la máxima transgresión marina (Base de la Formación Carapita) y representada hacia el suroeste por el desarrollo de sistemas de canales fluviales asociados a barras de anteplaya proximal y distal.

El espesor promedio total de la Formación Merecure es de unos 1.000 pies, siendo el espesor promedio de arena neta petrolífera (ANP) variable entre 100 y 500 pies, pudiendo llegar a 600 pies en el caso del panel Oeste ubicado en la zona más proximal de la fuente de sedimentos. De acuerdo a la descripción del análisis de estratigrafía secuencial, la Formación Merecure en el Campo Carito-Mulata están limitadas en la base por una sección condensada regional que representa el tope de la Formación San Juan de edad Cretácica y caracterizado por ser una superficie de máxima inundación marina (MFST2) correlacionable en todo el campo. Hacia el tope, la Formación Merecure está limitada por una superficie de máxima inundación (MFST6), la cual marca el comienzo de la sedimentación de las lutitas de la Formación Carapita de edad Mioceno.

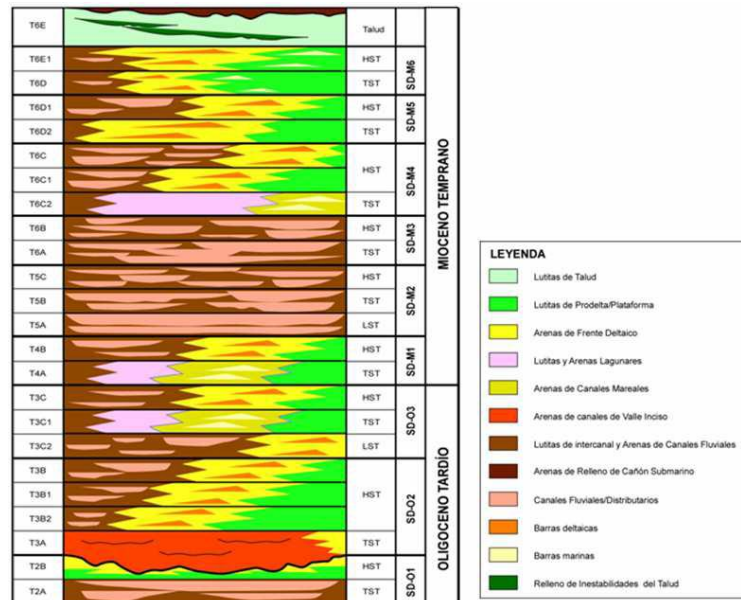


Figura 22. Esquema secuencial de la Formación Merecure (Fuente: Informe Revisión de Reservas de los campos El Carito-Mulata, 2016)

4.1.1.3. Estructura

En base a la descripción del modelo estructural, el yacimiento MER MUC 1 corresponde a un anticlinal asimétrico o pliegues asociados a cambios en la

orientación de la falla, producto de una falla inversa de bajo ángulo. Encontrándose lateralmente limitado por sillas estructurales formadas por fallas normales transversas que lo separan de las áreas vecinas de El Furrial y Santa Bárbara (Unidad de Explotación Pirital). La cresta del anticlinal de la U.E. Carito (figura 23) presenta imbricaciones en el flanco Norte, (área de Carito Oeste y Carito Norte) producto de un pulso tectónico más joven asociado al corrimiento de Pirital localizado mucho más al Norte. También el sur está segmentado por un retrocorrimiento de salto importante que separa la tradicionalmente conocida área Sur de Central.

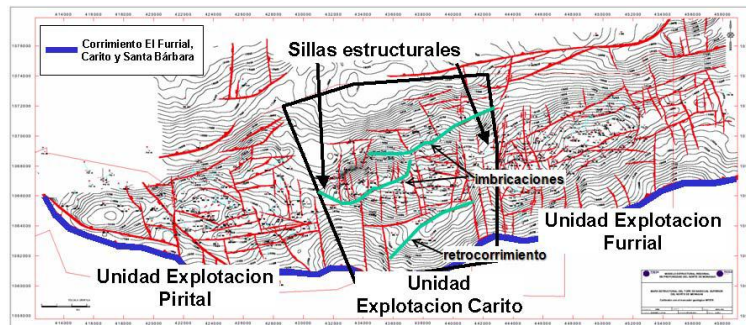


Figura 23. Límites Estructurales de la Unidad de Explotación El Carito con Áreas Vecinas (Fuente: Revisión del plan de explotación de los Yacimientos NAR MUC-1 y CRE MUC-1, 2011)

De acuerdo a un corte Norte – Sur sobre el área de estudio, en la Figura 24, fue posible reconocer el estilo estructural compresivo que define la estructura en el campo.

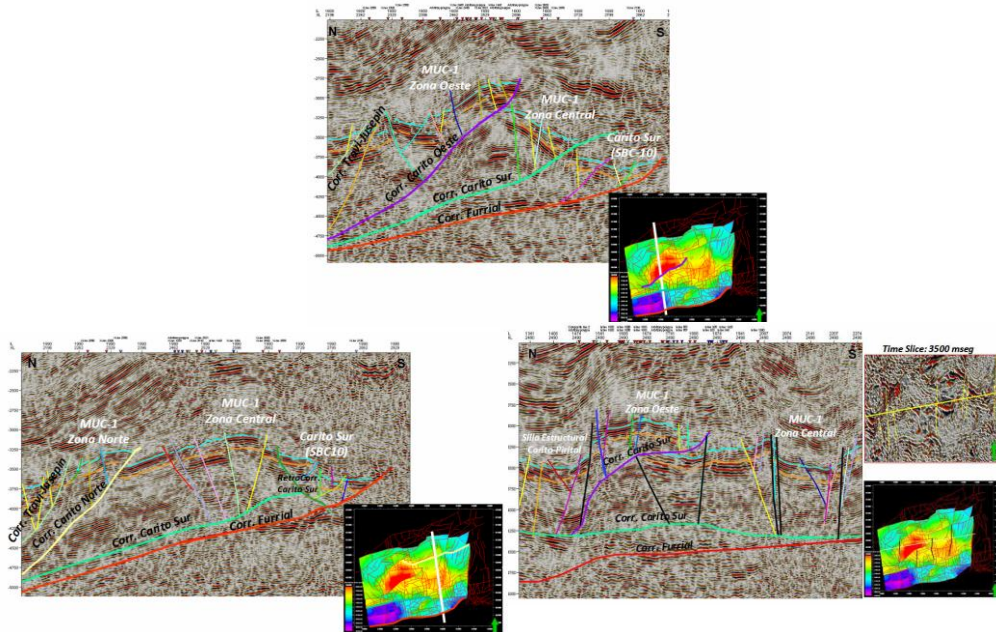


Figura 24. Sección sísmica (Inline 1990) interpretada mostrando los corrimientos principales de la zona Central (Fuente: Revisión del plan de explotación de los Yacimientos NAR MUC-1 y CRE MUC-1, 2011)

Dentro del área de los campos Mulata y El Carito se pudieron evidenciar los siguientes aspectos estructurales, considerando las características sísmicas y a través del cotejo entre las correlaciones y los datos sísmicos:

- 1) Corrimientos y Retrocorrimientos profundos, los cuales forman parte de un sistema principal de fallas inversas de bajo ángulo o corrimientos de rumbo entre E - O y NE - SW con buzamiento al Norte. Los principales corrimientos son los que limitan hacia el Campo El Furrial y dividen el área entre una zona Central, Oeste y Norte.
- 2) Fallas Normales e Inversas Secundarias, un sistema secundario de fallas normales e inversas de alto ángulo, de rumbo aproximado variable entre NE - SO y NO - SE con desplazamiento vertical entre 100 a 400 pies.

3) Fallas truncurrentes dextrales, con rumbos aproximados entre N10°O y N10°E. Este fallamiento se concentra mayoritariamente en las zonas de transferencia en la cresta de la estructura; así como, en las zonas limítrofes con los campos vecinos (sillas estructurales). El desplazamiento horizontal del eje axial de la estructura es menor (unos 500 metros) y el salto (desplazamiento vertical) puede alcanzar unos 800 a 1.000 pies dependiendo del área.

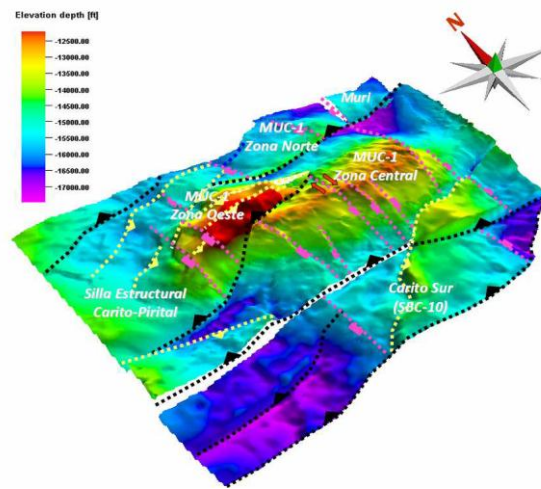


Figura 25. Vista 3D representando el marco de fallas principales en el área, conformado por corrimientos, retrocorrimientos y fallas normales con componente de transcurrancia (Fuente: Revisión del plan de explotación de los Yacimientos NAR MUC-1 y CRE MUC-1, 2011)

4.1.1.4. Petrofísica

En el modelo petrofísico del campo, describió que está soportada en 10.634,6 pies de núcleos y registros de 170 pozos perforados, lo cual permitió incorporar en la caracterización petrofísica, un análisis detallado de las complejas variaciones en la geometría de los poros y de los radios de las gargantas de los poros, elementos claves en la descripción de los yacimientos, junto a las fuerzas capilares y la humectabilidad de la roca, ya que controlan la distribución inicial y residual de los fluidos y el flujo de los mismos a través de la formación.

Para el desarrollo de este modelo en los yacimientos de los campos estudiados, se utilizaron pozos que disponen de análisis convencionales de núcleo, muestras de presiones capilares, estudio sedimentológico y registros de evaluación, permitiendo desarrollar modelos para extender a los pozos sin núcleos y lograr una estimación confiable de las propiedades de la roca - reservorio. En la tabla 4, se muestra la distribución areal y verticalmente de núcleos del campo.

Tabla 4. Distribución de los núcleos utilizados en el desarrollo del modelo Petrofísico (Fuente: Revisión del plan de explotación de los Yacimientos NAR MUC-1 y CRE MUC-1, 2011)

AREA	PIES DE NUCLEO	
	NARICUAL	SAN JUAN / SAN ANTONIO
CENTRAL	4.577,1	461,5
OESTE	2.993	166

La figura 26 contiene los histogramas realizados con los datos de núcleo según las unidades que conforma el yacimiento, mostrándose las facies petrofísicas predominantes. Los resultados para el área Central, formación Naricual (actual Merecure) indican que la facie macroporosa presenta el mayor porcentaje con un 48,75%.

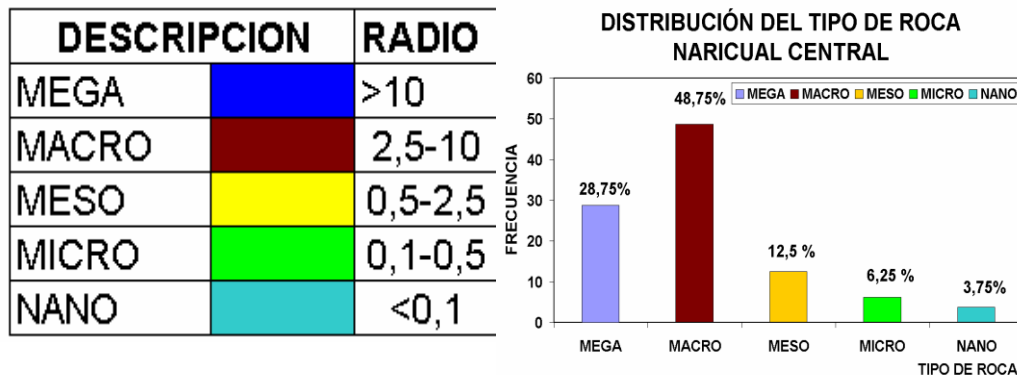


Figura 26. Histogramas de distribución de tipo de calidad de roca para los yacimientos del campo Carito-Mulata (Fuente: Revisión del plan de explotación de los Yacimientos NAR MUC-1 y CRE MUC-1, 2011)

Según este modelo, la figura 27 corresponde a los gráficos de Winland que permitieron determinar la calidad de roca predominante basados en los resultados obtenidos de la evaluación de los de núcleos, específicamente análisis de muestras de presiones capilares. En este gráfico se puede observar la distribución de puntos limitados por líneas constantes para diferentes radios de gargantas de poros, las cuales permitieron definir el tipo de roca para las unidades de flujo evaluadas. Los resultados del gráfico de Winland para el área de estudio indica que la principal distribución corresponde a las calidades de roca megaporosa y macroporosa en el yacimiento MER MUC 1 (NAR MUC 1).

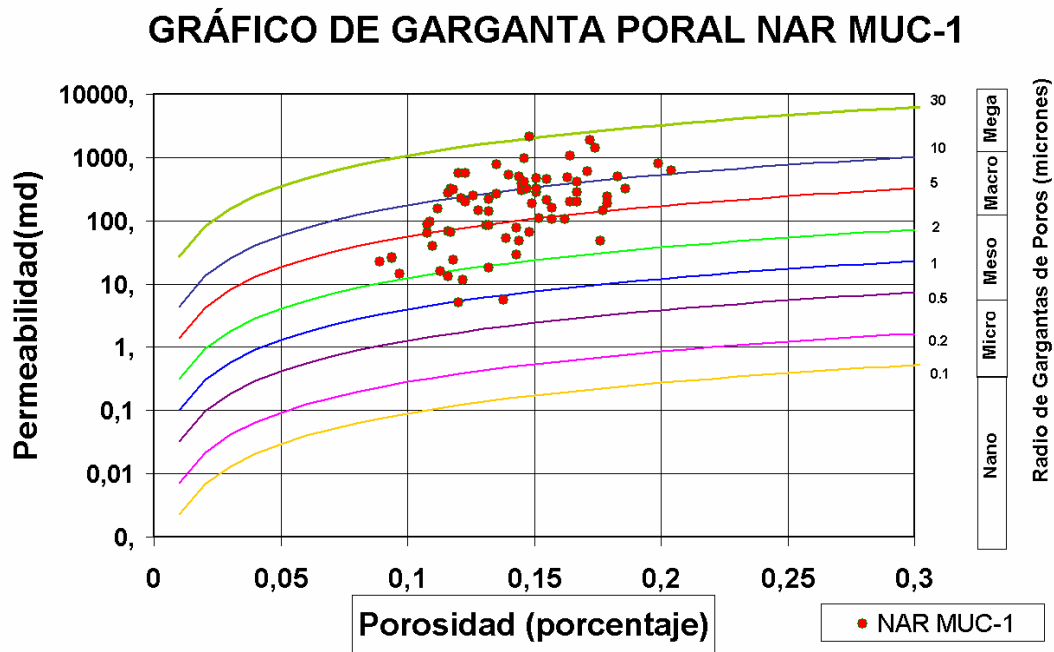


Figura 27. Gráfico de tipos de roca de Winland para los yacimientos del campo Carito-Mulata (Fuente: Revisión del plan de explotación de los Yacimientos NAR MUC-1 y CRE MUC-1, 2011)

La tabla 5 muestra los promedios aritméticos de las variables petrofísicas para cada uno de los yacimientos.

Tabla 5. Promedios de propiedades Petrofísicas por Yacimiento (Fuente: Revisión del plan de explotación de los Yacimientos NAR MUC-1 y CRE MUC-1, 2011)

ÁREA	YACIMIENTO	Porosidad (%)	Saturación de agua (%)	Volumen de arcilla (%)
CENTRAL	NAR MUC 1C	12,40	16,9	9,6
	NAR MUC 1	11,20	17,3	9,1
	CRE MUC 1C	11,60	15,4	14,9
	CRE MUC 1	10,60	18,6	14,1

Para este cálculo se emplearon los parámetros de cortes o “*cutoff*” definidos en el modelo petrofísico. VSHC (volumen de arcillosidad de corte) = 35% Merecure, \emptyset (porosidad) = 7% SWC (saturación de agua de corte) = 50%. Los cuales representan las mínimas y máximas condiciones de estas propiedades de los intervalos productores en los yacimientos.

La figura 28 muestra en forma gráfica la correlación existente entre los datos de núcleos y las curvas de la evaluación petrofísica, en donde se aprecia que existe una correlación aceptable, lo cual indica que estas propiedades estimadas se encuentran en un rango equivalente al núcleo. Todo esto confirma y valida el procedimiento para el cálculo de porosidad y permeabilidad establecido por el modelo para estas propiedades.

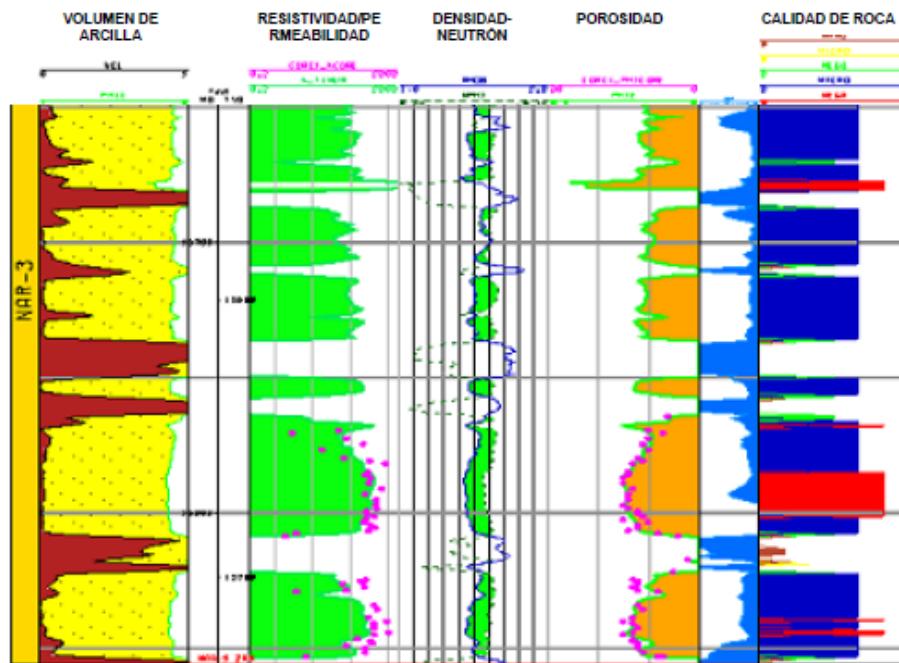


Figura 28. Correlación núcleo-perfil pozo MUC-96 (Fuente: Revisión del plan de explotación de los Yacimientos NAR MUC-1 y CRE MUC-1, 2011)

El modelo petrofísico realizado permite determinar las siguientes propiedades:

- Volumen de lutitas
- Porosidad
- Saturación de agua
- Permeabilidad.
- Calidad de Roca

El volumen de lutitas (V_{sh}) es obtenido del volumen de arcilla determinado por difracción de Rayos X, correlacionada con el volumen de lutita calculado, encontrándose que el modelo de arcillosidad Lineal es el que mejor coteja con los valores de núcleos. La ecuación es la siguiente:

$$VSH = (GR - GR_{cln}) / (GR_{shl} - GR_{cln})$$

Ecuación 11

Donde:

Vsh = Volumen de arcilla

GR = Gamma Ray.

GRclean = Gamma Ray limpia

GR = Gamma Ray de la arcilla.

La porosidad efectiva (\emptyset) es derivada a partir de las porosidades totales estimadas de los registros densidad-neutrón y corregida por volumen de arcilla, cuya expresión es definida a continuación:

$$\mathbf{PHID = (RhoM - RHOB) / (RhoM - RhoF)} \quad \text{Ecuación 12}$$

$$\mathbf{PHIT = (PHID + NPHI) / 2} \quad \text{Ecuación 13}$$

$$\mathbf{PHIE = PHIT * (1 - VSH)} \quad \text{Ecuación 14}$$

Donde:

RhoM = Densidad de la matriz obtenida del registro, g/cm³.

RhoF = Densidad del fluido en los poros de la roca, g/cm³.

PHIT = Porosidad Total

RHOB = Densidad total, g/cm³.

NPHI = Porosidad neutrón.

PHID = Porosidad densidad.

VSH = Volumen de arcilla

PHIE = Porosidad Efectiva

PHIT = Porosidad Total

La saturación de agua (S_w) es estimada utilizando el modelo Simandoux modificado, previo ajuste con la saturación derivada de las curvas de presión capilar sobre las muestras de los núcleos analizados. La ecuación de Simandoux modificado tiene la siguiente expresión:

$$SW_{\text{Simandoux}} = ((Ro/Rt + (Ro \cdot VSH / (2 \cdot Rsh))^2)^{0.5} - Ro \cdot VSH / (2 \cdot Rsh))^{2/n} \quad \text{Ecuación 15}$$

Donde:

Ro= Resistividad de la formación 100% saturada de agua, $Ro = a \cdot R_w / (\emptyset)^m$

Rw= Resistividad del agua de formación (ohmm)

\emptyset = porosidad efectiva

m= factor de cementación

Rt= Resistividad verdadera de la formación (ohmm)

VSH= volumen de arcilla

Rtsh= Resistividad de la arcilla (ohmm)

n= exponente de saturación

La permeabilidad (K) se determinó mediante la ecuación Timur, ésta fue ajustada adecuadamente en la constante, observándose una adecuada aproximación con los valores de núcleos. La ecuación establecida fue la siguiente:

$$K_{\text{Timur}} = 0.300 \cdot (\text{PHIE})^{4.4} / Sw^2 \quad \text{Ecuación 16}$$

La calidad de roca es calculada mediante el modelo la ecuación derivada por Pittman, la cual relaciona el tamaño poral para una saturación de agua equivalente al 45 %, con la permeabilidad y la porosidad, la cual está definida a partir de la siguiente expresión:

$$R45_{\text{Pitmann}} = 10^{(0.609 + 0.608 \cdot \text{Log}(K_{\text{Timur}}) - 0.974 \cdot \text{Log}(\text{PHIE} \cdot 100))} \quad \text{Ecuación 17}$$

Donde:

R45: Radio de garganta poral en micrones

4.1.1.5. Distribución de fluidos

Según el modelo de Distribución de Fluidos, el yacimiento MER MUC-1 presenta una columna de fluidos de aproximadamente 4.000 pies de espesor que muestra variación de composición con profundidad, que va desde una zona de gas condensado en el tope del anticlinal hasta una zona de crudo negro en la base, presentando un contacto gas-petróleo a la profundidad de -14.040' TVDSS. En la figura 29 se esquematiza esta distribución de fluidos. A la presión original de 11.200 al datum -14.040' TVDSS, estos yacimientos se definen como yacimientos subsaturados con capa de gas. El contenido de la columna de fluido en sentido descendente es, gas condensado, volátil, crudo liviano y mediano con una presión de rocío que varía desde 9.200 lpc hasta 7.000 lpc (zona de gas) y presión de burbuja que oscila entre 3.000 y 7.000 lpc (zona de crudo). En cambio hacia los flancos del anticlinal se observa un comportamiento de crudo negro subsaturado.

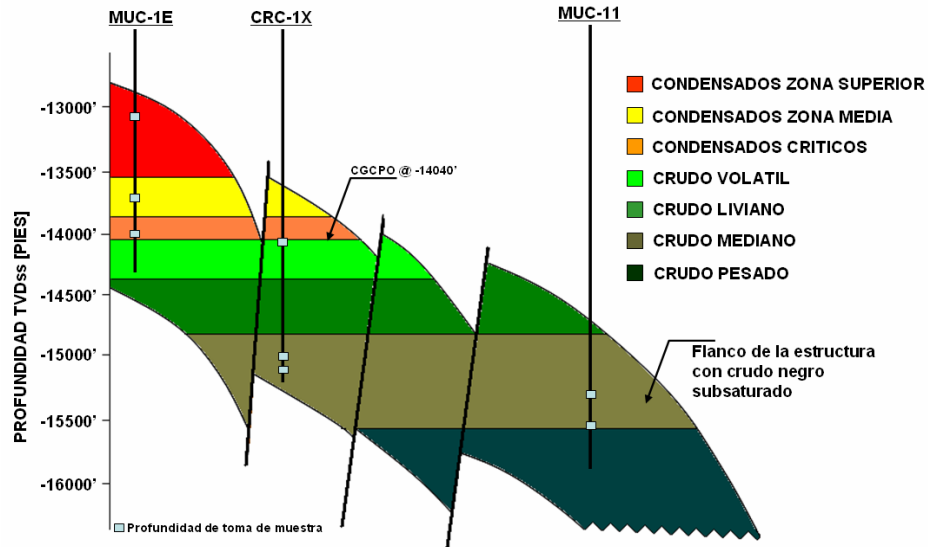


Figura 29. Esquemático de la columna de fluidos (Fuente: Estudio Geología-Yacimiento campo Carito-Mulata, 2008)

4.1.2. Modelo Dinámico

4.1.2.1. Geoestadística

El modelo Geoestadístico describe que fue representado el 79% del complejo sistema estructural con el modelado de 106 fallas con rumbos y buzamientos originales (90 planos de fallas normales y 16 inversas, incluyendo los 4 corrimientos mayores), a través de la técnica de pilares, y ajustadas a los marcadores de pozos. Así como también describe que para definir los límites superiores e inferiores del yacimiento fue modelada la arquitectura externa a partir de la superficie tope MFST6, considerada como referencia para generar 10 superficies estructurales infrayacentes a este (correspondientes a 10 unidades geoestadísticas) generadas a partir de mapas isocoros y ajustados a cada marcador por superficie, siempre con la premisa de respetar cada unidad definida en el modelo estratigráfico-sedimentológico.

Con relación al modelado de los cuerpos sedimentarios y propiedades petrofísicas fue considerado la variación lateral y vertical en tres dimensiones, así como las principales tendencias analizadas para cada unidad a través del estudio variográfico de los datos. Para ello fueron usados algoritmos de propagación avanzados tales como Simulación Gaussiana Truncada (SGT), usada para simular la línea de costa; Simulación Secuencial por Indicadores (SIS) empleado para modelar las litofacies y la relación arena-arcilla y por último la Simulación Secuencial Gaussiana (SGS) utilizada para modelar la porosidad y permeabilidad, los cual permitieron construir la primera malla geológica fina de alta resolución.

Mediante la aplicación de estos algoritmos se representó la heterogeneidad de los yacimientos en un modelo de alta resolución de 43 millones de celdas con una resolución areal de 50 metros por 50 metros y vertical de 3 a 5 pies (figura 30). El producto final del Modelo Geoestadístico fue una malla fina poblada con la información estructural, petrofísica y sedimentológica.

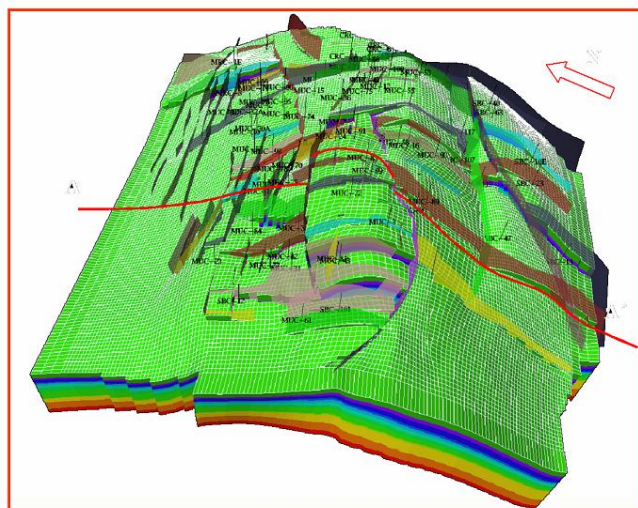


Figura 30. Malla Geoestadística Refinada Modelo Unificado (Fuente: Estudio Geología-Yacimiento campo Carito-Mulata, 2008)

Según lo descrito en este modelo, el mallado fino fue escalado a una malla de simulación con 1,1 millones de celdas, con una resolución areal de 100 metros por 100 metros y vertical de 10 metros (30 pies), figura 31. Con esta malla de simulación, se logró mantener la relación de los cuerpos de arena, así como su continuidad y conectividad, con lo cual es posible optimar la ubicación de pozos inyectores y productores además de poder describir mejor el comportamiento de los yacimientos.

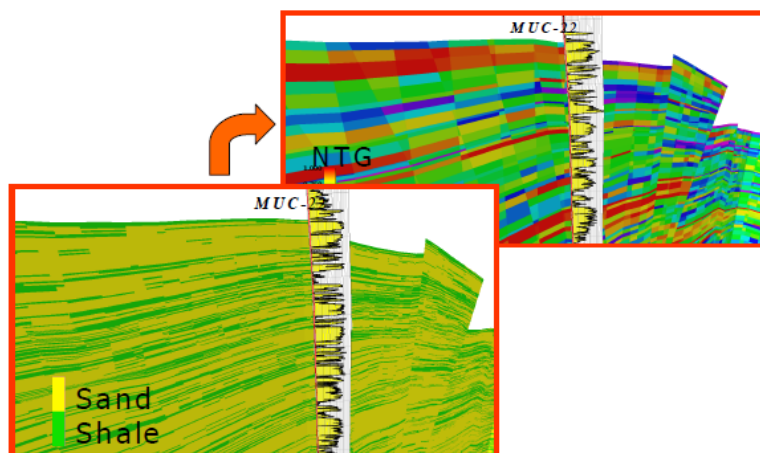


Figura 31. Malla Geoestadística Refinada (Inferior Izquierda) y Malla Escala de Simulación Modelo 100x100x10 Unificado (Superior derecha) (Fuente: Estudio Geología-Yacimiento campo Carito-Mulata, 2008)

4.1.2.2. Simulación numérica

Con base a lo descrito en el modelo de simulación numérica que integra al yacimiento MER MUC-1, este es el primer modelo unificado, desarrollado para el PID Carito con el fin de contar con una herramienta de visualización, predicción y análisis capaz de reproducir el desplazamiento de los fluidos en el sistema de fallas y buzamientos complejos. Esta herramienta de simulación considera la información de los diferentes trabajos de análisis generados en las ramas de Geología e ingeniería y la totalidad de los datos históricos de presión, producción e inyección validados para todos los pozos del campo Carito-Mulata. Finalmente el modelo cuenta con 145, 148 y 52 celdas en la dirección X, Y y Z respectivamente con una resolución de 100 m x 100 m x 50 pies y un total de 480.251 celdas activas.

- Ecuación de estado (EDE)

El modelo de simulación cuenta con una ecuación de estado de ocho (8) pseudocomponentes, basado en la Ecuación de Peng-Robinson, capaz de representar el comportamiento termodinámico de la compleja columna de fluidos de los yacimientos. Esta ecuación fue ajustada a la información PVT existente permitiendo la caracterización de la composición con profundidad de los fluidos de MER MUC-1. Por otra parte, para el ajuste de la viscosidad fue utilizada la correlación de Jossi-Stiel-Thodos.

- Curvas de permeabilidades relativas

Con base a la descripción del modelado, para el modelo de simulación numérico fueron construidos 9 grupos de curvas de permeabilidades relativas y presiones capilares basadas en la calidad de roca existente en los yacimientos. Esta calidad de roca fue definida a partir del radio de garganta de poro calculada anteriormente en el modelo petrofísico. Para la definición de las curvas de permeabilidad relativa se utilizó el Método de Style en el ajuste de las curvas experimentales y la metodología de Kjosavik y asociados, para la construcción de las curvas finales de permeabilidad relativa. La figura 32 muestra los 9 grupos de curvas.

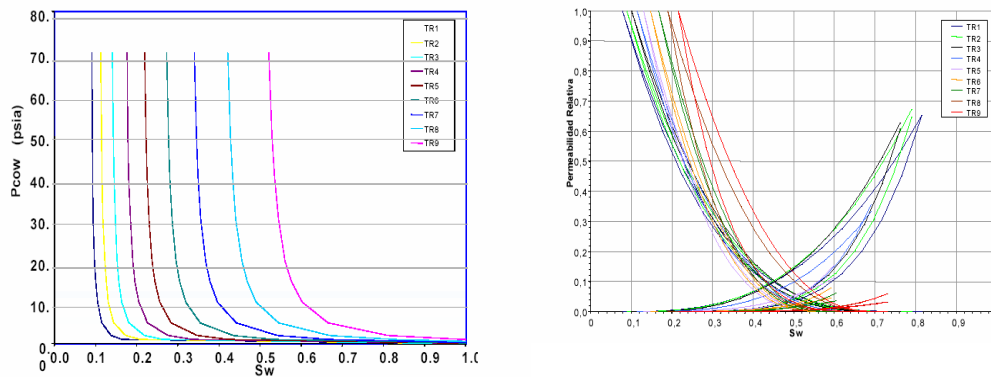


Figura 32. Curvas de permeabilidad relativa (Fuente: Revisión del plan de explotación de los Yacimientos NAR MUC-1 y CRE MUC-1, 2011)

Así como también describe que las curvas de presión capilar fueron construidas mediante la metodología de Brooks y Corey, y la Función J de Leverett para el modelaje de las curvas de presión capilar de drenaje y de Skjaeveland para las curvas de presión capilar de imbibición. Con estas curvas fue posible modelar procesos de inyección de gas inmiscibles en el modelo de simulación numérica.

- Cotejo histórico

El modelo de simulación fue actualizado con la información de eventos y volúmenes de producción e inyección de las sartas hasta abril de 2018. Para el cotejo histórico se consideró como punto de control la tasa de petróleo, y se realizó la variación de parámetros como transmisibilidad vertical y trasmisibilidad de fallas, con el fin a ajustar el modelo, logrando un 100% de cotejo global. Además, se realizó el cotejo para cada uno de los pozos alcanzándose un 86% de cotejo promedio. En las gráficas (figura 33) se muestra el comportamiento histórico. En el primer y segundo gráfico, se comparan las curvas de producción crudo, inyección de gas histórica y la simulada con un buen cotejo, mientras que, en el tercer gráfico se tiene el cotejo razonable de la producción de gas para la Gerencia Integrada de Yacimientos. El cuarto gráfico señala el comportamiento de la presión promedio del yacimiento, encontrándose diferencias menores al 10% entre la curva real y la simulada, lo que demuestra un alto grado de representatividad del modelo.

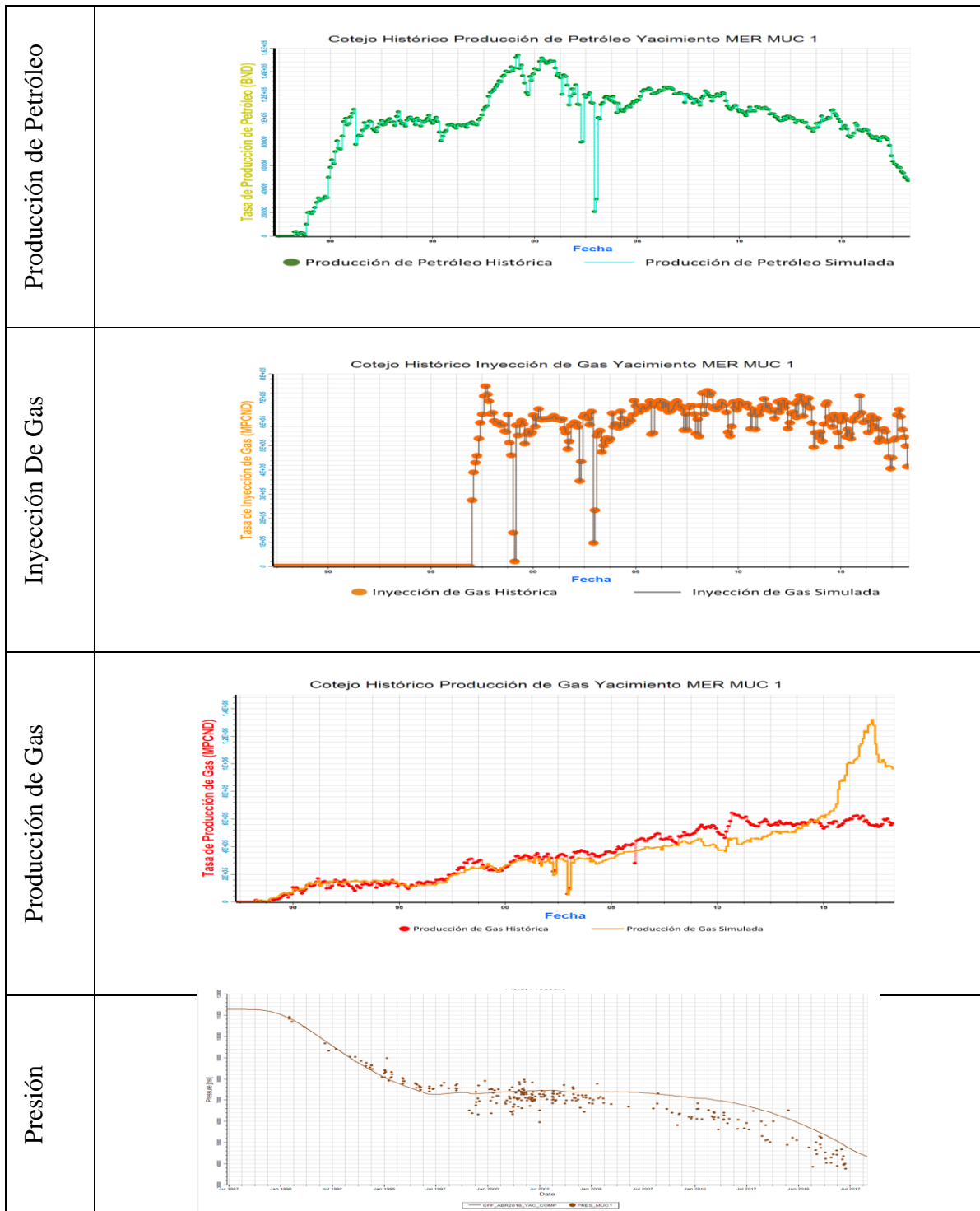


Figura 33. Cotejo de producción, inyección y presión del yacimiento MER MUC 1 (Fuente: Petrel, 2018)

4.2. Analizar el comportamiento histórico de los volúmenes de gas incorporados mediante alta presión en el yacimiento MER MUC 1.

4.2.1. Descripción de características de la Planta de Inyección de Gas a Alta Presión (PIGAP I):

La planta de inyección de gas a alta presión que es la encargada de la inyectar a la Formación Merecure se encuentra en el complejo operativo MUSCAR a 10 Km de la población de Punta de Mata, del cual se encarga de elevar el gas de producción de alta (1200 lpc) proveniente de la estación de flujo Muri, Musipan, COA Carito, COT y Santa Bárbara por medio de compresión, hasta 9000 lpc para ser inyectados por las diferentes macollas o pozos inyectoras del área operacional. La planta posee una capacidad de inyección de 920 MMPCND para el área central (MUC-1) y para el área oeste (MUC-3), de los cuales se compone de 5 turbinas compresoras.

El esquema de distribución de los pozos inyectoras es por medio de macollas de las cuales se ven directamente conectadas a la planta de inyección de gas a alta presión donde se distribuye la inyección de gas por medio de líneas conectadas, siendo las tasas de inyección variadas dependiendo del requerimiento del yacimiento en su proceso de recuperación secundaria. Para el yacimiento MER MUC 1, distribuido en 4 diferentes macollas, estando los pozos inyectoras en las macollas 1, 2, 3 y 6 con una capacidad de inyección de 544 MMPCND para las macollas correspondientes.

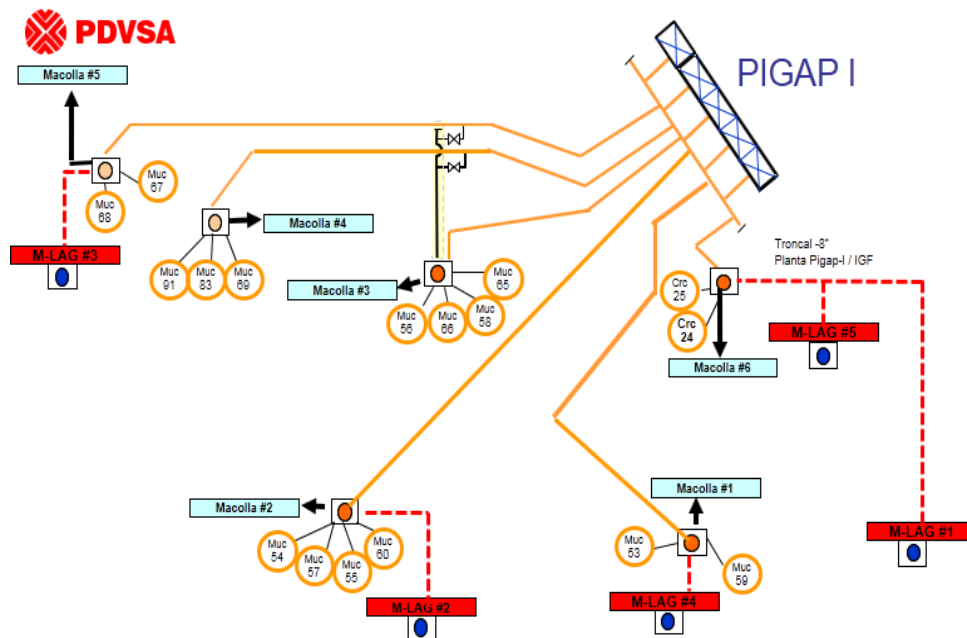


Figura 34. Esquema de las Macollas de PIGAP-1 (Fuente: PDVSA, 2016)

4.2.2. Descripción de los pozos inyectoros:

En la figura 35 se detalla la distribución de los pozos inyectoros en el área Carito Central, ubicados en la cresta del yacimiento.



Figura 35. Pozos inyectoros completados en el yacimiento MER MUC 1 (Fuente: OFM, 2018)

El pozo MUC 53 se encuentra ubicado en la macolla #1 (figura 34) el cual fue perforado en la parte este de la cresta de la estructura del anticlinal del yacimiento. Según el diagrama mecánico (Apéndice A1) este pozo fue terminado en 1995. La distribución de los intervalos perforados se visualiza en la tabla 6, donde el pozo MUC 53 posee un total de 169 pies perforados, distribuidos en 3 unidades de flujo (NAR 1, NAR 2 y NAR 3).

Tabla 6. Intervalos perforados del pozo MUC 53

NAR 1	13852'-13862' (10')	Total pies perforado: 169'
	13868'-13880' (12')	
	13910'-13940' (30')	
	13964'-13976' (12')	
NAR 2	14038'-14048' (10')	
	14058'-14072' (14')	
NAR 3	14190'-14218' (28')	
	14257'-14282' (25')	
	14370'-14398' (28')	

En la sección estructural de orientación NE-SO se observa al pozo MUC 53 cuyos intervalos ofensores de gas corresponde a las unidades de flujo NAR-1, NAR-2 y NAR-3, correspondiente al yacimiento MER MUC 1, donde se ve afectado el frente de inyección, por los distintos eventos geológicos estructurales, es decir, las fallas normales de +/- 400' y 100' de desplazamiento vertical respectivamente, que coloca en contacto la parte superior de la Formación Merecure del bloque deprimido (NAR-1, NAR-2, NAR-3) con la parte inferior en el bloque levantado en la Formación Merecure(NAR-3, NAR-4, NAR-5) y la parte superior de la Formación San Juan,

permitiendo que el gas de inyección se canalice, a través de estas unidades, hacia los pozos CRC-29, MUC-108, MUC-42, buzamiento abajo respectivamente.

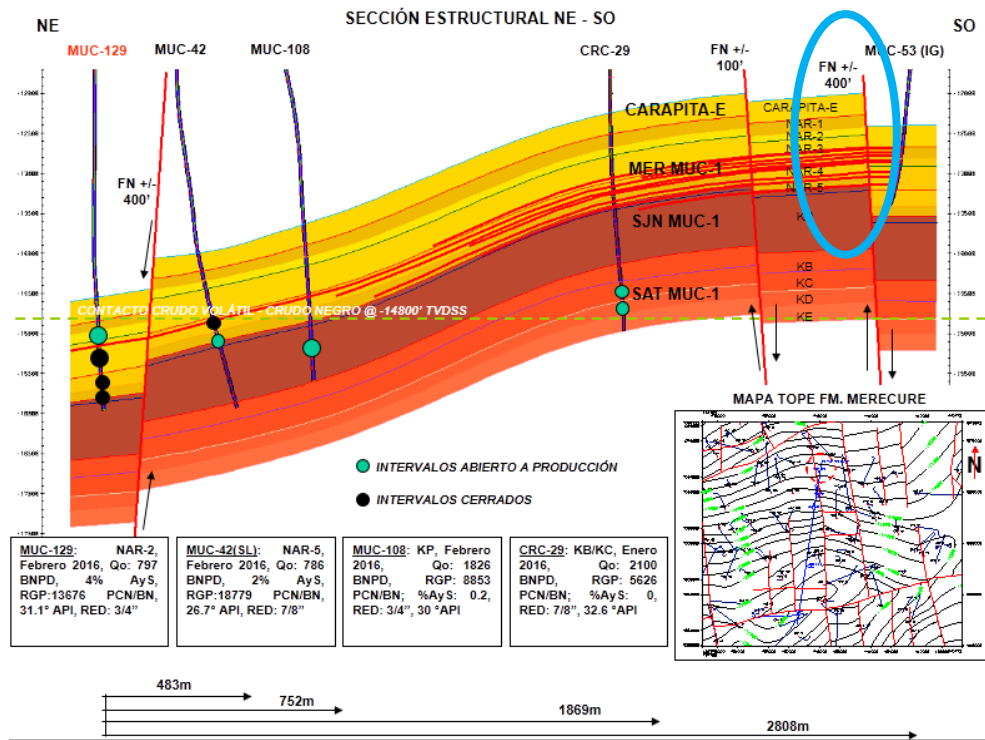


Figura 36. Sección estructural NE-SO del pozo inyector MUC 53 (Fuente: OPENWORKS, 2018)

El pozo MUC 53 posee comunicación lateral con los pozos productores de primera línea donde se aprovecha el gas de inyección con un radio de invasión mayor en la unidad de flujo NAR 1 como se muestra en la figura 37, donde el gas de inyección se ve distribuido en las unidades de flujo del yacimiento MER MUC 1 para que mantenga la presión del yacimiento y se produzca en las arenas inferiores, realizando así un efecto pistón que ejerce presión al yacimiento para drenar el petróleo por los pozos productores.

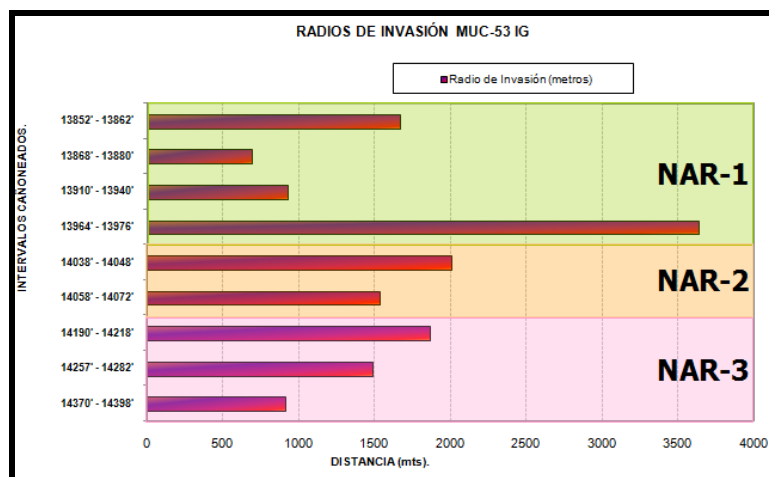


Figura 37. Radio de invasión del pozo MUC 53 (Fuente: PDVSA, 2018)

El pozo MUC 53 inició su inyección en febrero de 1997 con el propósito de mantener la presión del yacimiento MER MUC 1 en 7500 lpc para lograr compensar el fluido extraído del yacimiento por la presión del gas de inyección. Como se detalla en la Figura 38, se encuentran 3 tramos visibles del periodo de inyección de gas del pozo MUC 53. Al inicio, la compresión del gas de inyección llegó a un tope de 100 MMPCN de gas inyectados, de los cuales se logró estabilizar al pasar los meses hasta una presión de 75 MMPCN, pero el pozo inició un proceso donde se tuvo problemas con la inyección que significó una disminución de la inyección en 2003 hasta 23 MMPCN de gas inyectados, que al luego realizarle trabajo de limpieza y estimulación al pozo, se logró retomar la presión de inyección en valores de 60 MMPCN, al cual se le atribuye una producción asociada de 17.136 MBPD. Actualmente el pozo se encuentra inyectando 66,4 MMPCND.

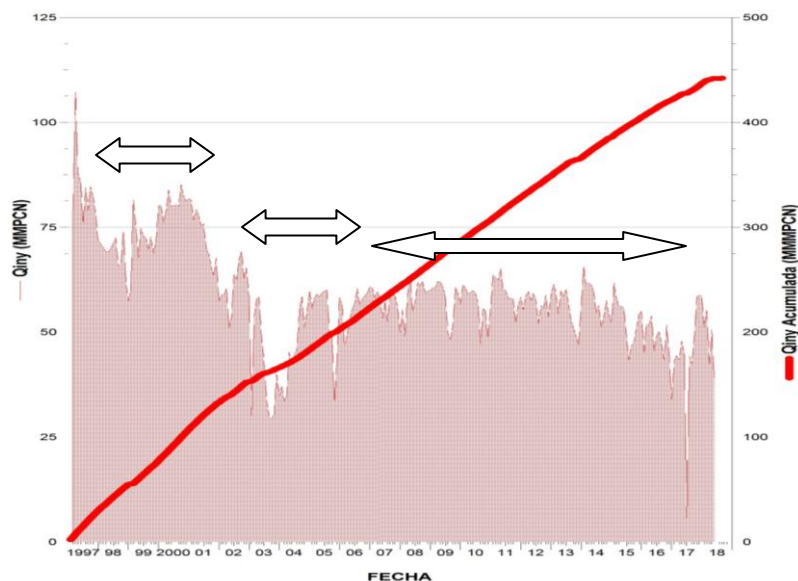


Figura 38. Comportamiento histórico del pozo inyector MUC 53 (Fuente: OFM, 2018)

A continuación, se muestra el resultado de la descripción de los pozos inyectores que incorpora volúmenes de gas al yacimiento MER MUC 1:

MUC 54

El pozo MUC 54 se encuentra ubicado en la Macolla #2 (Figura 34), del cual fue perforado en el área central de la cresta en el anticlinal del campo Mulata. Según su diagrama mecánico (Apéndice A2), el pozo inyecta por tres unidades de flujo (NAR 1, NAR 2 y NAR 3), teniendo un total de 202' perforados para inyección de gas.

En la sección estructural O-E (Apéndice B1) se detalló la existencia de fallas normales de +/- 240' y 200' respectivamente, en el cual coloca el proceso de inyección del pozo en el bloque levantado de la estructura, donde la inyección realiza barrido por las unidades de flujo del bloque deprimido por medio de las unidades de flujo yacimiento Carapita-E, NAR 1 y NAR 2, abarcando un radio de drenaje mayor a las 1200 mts (Apéndice B2) donde posee conexión lateral con pozos productores a distancias mayores a 500 mts según sus radios de invasión, el pozo MUC 54 inyecta a

mayor distancia a la unidad de flujo NAR 2, donde hace efecto en las arenas de la Formación Merecure en el área de drenaje en el bloque central de MUC 1.

A este pozo se le atribuye una producción asociada de 17.038 MBPD, del cual en el Apéndice B3 el proceso histórico de inyección muestra un indicio de aumento en los primeros años de inyección a partir del año 1999 hasta llegar a una tasa de 80 MMPCND, donde el pozo presentó una reducción progresiva para estabilizarse en un orden de 60 MMPCND y ejercer la presión necesaria para mantenimiento de presión en la cresta de la estructura. Actualmente el pozo el pozo inyecta a una tasa de 55 MMPCND.

MUC 55

Este pozo se encuentra ubicado en la Macolla #2 (Figura 34), del cual fue perforado en el área central de la cresta en el anticlinal del campo Mulata. Según su diagrama mecánico (Apéndice A3), el pozo inyecta por tres unidades de flujo (NAR 1, NAR 2y NAR 3), teniendo un total de 242 pies perforados para inyección de gas.

En base a la sección estructural S-N (Apéndice B4) se detalló que las arenas donde realiza inyección han ejercido un efecto en las unidades de flujo NAR 4 y NAR 5 donde el efecto piston ejercido por la inyección de gas, aumenta la producción de los pozos productores, con esto se detalló que los radios de drenaje (Apéndice B5) han abarcado más de 2000 mts en la unidad de flujo NAR 3 logrando realizar un efecto de barrido a la cual se le asocia una producción de 13.763 MBPD.

Con respecto al comportamiento histórico (Apéndice B6) se detalló una inyección de gas estable en el tiempo donde pasó de llegar a inyectar una cantidad de 80 MMPCND en el 2000 el cual se redujo y estabilizarse en 55 MMPCND, actualmente no se inyecta por medio de este pozo.

MUC 56

Este pozo se encuentra ubicado en la Macolla #3 (Figura 34), del cual fue perforado en el área oeste del bloque central de la cresta en el anticlinal del campo

Mulata. Según su diagrama mecánico (Apéndice A3), fue completado en el año 1996 y el pozo inyectora por tres unidades de flujo (NAR 1, NAR 2 y NAR 3), teniendo un total de 197 pies perforados para inyección de gas.

Según la sección estructural O-E (Apéndice B7) se detalló que el pozo tiene conexión con los pozos y permite la inclusión de la inyección de gas en las unidades de flujo correspondiente a la Formación Merecure ejerciendo efecto pistón en el yacimiento MER MUC 1. En base al radio de invasión (Apéndice B8) se evidenció que ha tenido un alcance de 2000 pies en la unidad de flujo NAR 2, donde ha realizado un barrido a la cual se le asocia una producción de 19.917 MBPD.

Al detallar el comportamiento histórico (Apéndice B9) se detalló que inició su proceso de inyección en el año 1997 del cual el pozo ha tenido inconvenientes en superficie para la inyección de gas donde varió su inyección hasta llegar a valores de 20 MMPCND, a partir del año 2001 se le realizó limpieza por obstrucción de asfaltenos, aumentando progresivamente la inyección de gas hasta llegar a 60 MMPCND pero en el año 2004 se tuvo que realizar una cementación forzada donde se detuvo la inyección. Partiendo de esto se aumentó la inyección hasta valores de 60 MMPCND y en el año 2016 por orden de Gerencia de Yacimientos, se cerró el pozo para transferir y redistribuir la inyección de gas hacia los pozos del campo Carito CRC 24 y CRC 25 con 30 MMPCND para cada uno. El pozo inyectó un acumulado de 300 MMMPCN.

MUC 57

Este pozo se encuentra ubicado en la Macolla #2 (Figura 34), del cual fue perforado en el área oeste del bloque central de la cresta en el anticlinal del campo Mulata. Fue completado en el año 1996 y el pozo inyectora por tres unidades de flujo (NAR 1, NAR 2 y NAR 3).

Con base a la sección estructural sentido N-S (Apéndice B10) se detalló que el pozo inyectora posee comunicación en dirección hacia el flanco de buzamiento, donde gracias a esto la inyección afecta a los pozos que se encuentran produciendo de las

unidades de flujo adyacentes a las unidades de flujo de inyección (Apéndice B11) donde posee un alcance de 1800 mts, logrando un aumento en la producción del petróleo en base al efecto de barrido de la inyección por medio de este pozo. Con esto se determina que se le atribuye una producción de 15.286 MBPD.

Con respecto al comportamiento histórico (Apéndice B12) se detalló que inició su inyección en 1997 donde tuvo una inyección promedio de 70 MMPCND hasta el año 2001 donde se redujo su capacidad por implementación de nuevos equipos en superficie, a partir del 2003 se detalló que la inyección tuvo valores constantes de 55 MMPCND. Actualmente inyecta al yacimiento MER MUC 1 una cantidad de 56 MMPCND.

MUC 58

Este pozo se encuentra ubicado en la Macolla #3 (Figura 34), del cual fue perforado en el bloque oeste de la cresta en el anticlinal del campo Mulata. Según el diagrama mecánico (Apéndice A5) se detalló que fue completado en el año 1996 y el pozo inyecta por tres unidades de flujo (NAR 1, NAR 2 y NAR 3), teniendo un total de 149 pies perforados para inyección de gas.

De acuerdo a la sección estructural en sentido SO-NE (Apéndice B13), se detalló que el pozo inyecta en sentido al flanco de buzamiento donde afecta a los pozos productores encontrados en el bloque oeste del área carito central (área de estudio). Con respecto al radio de invasión (Apéndice B14) se detalló que posee un radio de aproximadamente 2400 mts en la unidad de flujo NAR 1, logrando abarcar una gran extensión areal del flanco de inyección, atribuyéndole una producción de 23430 MBPD.

El comportamiento histórico del pozo MUC 58 (Apéndice B15) mostró un comportamiento de inyección estable en el tiempo donde no presentaba problemas en su proceso de inyección, manteniendo tasa alrededor de 50 MMPCND en el lapso de tiempo de 2004-2017. Actualmente el pozo no está inyectando.

MUC 59

Este pozo se encuentra ubicado en la Macolla #1 (Figura 34), del cual fue perforado en el área central del bloque central de la cresta en el anticlinal del campo Mulata. Según el diagrama mecánico (Apéndice A6) se detalló que fue completado en el año 1996 y el pozo inyecta por tres unidades de flujo (NAR 1, NAR 2 y NAR 3), teniendo un total de 171 pies perforados para inyección de gas.

En la sección estructural SE-NO (Apéndice B16) se detalló que el pozo en su inyección, ha realizado un barrido del petróleo encontrado en el yacimiento por medio de los radios de invasión (Apéndice B17) donde alcanzó un valor de 2250 mts en la unidad de flujo NAR 1 y también las unidades de flujo NAR 2 que superó los 2000 mts de invasión. Con esto se le atribuye a la inyección de este pozo una producción de 15.795 MBPD.

El comportamiento histórico de este pozo (Apéndice B18) se detalló que la inyección de gas desde el 1998 hasta el 2001 por medio de este pozo se mantuvo constante en valores de 75 MMPCND, a partir de esta fecha, se mantuvo en 55 MMPCND y actualmente se encuentra inyectando 60 MMPCND.

MUC 60

Este pozo se encuentra ubicado en la Macolla #2 (Figura 34), del cual fue perforado en el área sur del bloque central de la cresta en el anticlinal del campo Mulata. Según el diagrama mecánico (Apéndice A7) se detalló que fue completado en el año 1996 y el pozo inyecta por tres unidades de flujo (NAR 1, NAR 2 y NAR 3), teniendo un total de 265 pies perforados para inyección de gas.

En la sección estructural dirección O-E se detalla que la inyección de gas se desplaza por las unidades de flujo y afecta a los pozos productores cercanos en las unidades de flujo NAR 1, NAR 2 y NAR 3 realizando un barrido del petróleo hacia los pozos productores y a pesar de existir eventos geológicos, la inyección es recibida por el bloque deprimido en las unidades de flujo correspondientes. El radio de invasión (Apéndice B20) es de 1400 mts en la unidad de flujo NAR 1 y de 1300 mts

en la unidad de flujo NAR 2, a la cual se le atribuye una producción de petróleo de 21.396 MBPD gracias a la inyección gas por medio de este pozo.

De acuerdo al comportamiento histórico (Apéndice B21) se detalló que el pozo mostró un perfil constante de inyección de gas, pero a finales del año 1999 el pozo tuvo obstrucción por asfaltenos que fue limpiado y en el 2001 fue reactivado retomando una inyección progresiva hasta llegar a 50 MMPCND. Actualmente el pozo no se encuentra inyectando.

MUC 65

Este pozo se encuentra ubicado en la Macolla #3 (Figura 34), del cual fue perforado en el bloque oeste de la cresta en el anticlinal del campo Mulata. Según el diagrama mecánico (Apéndice A8) se detalló que fue completado en el año 1996 y el pozo inyecta por dos unidades de flujo (NAR 1 y NAR 2), teniendo un total de 146 pies perforados para inyección de gas.

Según la sección estructural en dirección NE-SO (Apéndice B22) se detalló que el pozo inyector MUC 65 posee conexión lateral en las unidades de flujo que inyecta, a pesar de existir un evento geológico con un salto de falla de 150', permite una inyección que ejerce la presión necesaria para que exista un efecto de pistón aprovechando que la estructura posee un buzamiento y así extender el radio de invasión. La invasión del gas por medio de este pozo (Apéndice B23) alcanzó valores mayores a los 2000 mts en las unidades de flujo que son inyectadas, NAR 1 y NAR 2, alcanzando una producción estimada gracias a la inyección de este pozo de 32.264 MBPD.

El comportamiento histórico de este pozo (Apéndice B24) mostró un comportamiento estable donde la inyección se mantuvo en el orden de los 60 MMPCND, actualmente este pozo no tiene inyección.

MUC 66

Este pozo se encuentra ubicado en la Macolla #3 (Figura 34), del cual fue perforado en el bloque oeste de la cresta en el anticlinal del campo Mulata. Según el diagrama mecánico (Apéndice A9) se detalló que fue completado en el año 1996 y el pozo inyecta por tres unidades de flujo (NAR 1, NAR 2 y NAR 3), teniendo un total de 102 pies perforados para inyección de gas.

Según la sección estructural en dirección N-S (Apéndice B25) se detalló que el pozo posee conexión lateral con las unidades de flujo que inyecta en el cual, al tener al encontrarse en la cima del anticlinal, ejerce la inyección hacia los dos flancos encontrados en el bloque oeste, logrando tener un radio de inyección (Apéndice B26) de 3500 mts en la unidad de flujo NAR 1, superando los valores de 2000 mts en la unidad de flujo NAR 2. En base a esto, se asume una producción asociada de 29.883 MBPD por medio de la inyección de este pozo.

El comportamiento histórico (Apéndice B27) reflejó que el pozo MUC 66 inyectaba entre 40 MMPCND y 50 MMPCND a lo largo de los años. Actualmente el pozo no tiene registro de inyección.

CRC 24

Este pozo se encuentra ubicado en la Macolla #6 (Figura 34), del cual fue perforado en el bloque este de la cresta en el anticlinal en el campo Carito. Según el diagrama mecánico (Apéndice A10) se detalló que fue completado en el año 2000 y el pozo inyecta por dos unidades de flujo (NAR 3 y NAR 4), teniendo un total de 228 pies perforados para inyección de gas.

En la sección estructural en dirección NO-SE, el pozo mostró que la inyección de gas llega a los pozos productores por medio de eventos geológicos con un salto de falla de 400' donde el gas de inyección llega a las unidades de flujo NAR 4 y NAR 5 y parte del tope del yacimiento SJN MUC 1 logrado así no solamente drenar las reservas de petróleo del yacimiento MER MUC 1 sino del yacimiento subyacente. El radio de invasión del pozo CRC 24 (Apéndice B29) mostró que la inyección por

medio de la unidad de flujo NAR 3 es de 1600 mts, logrando un efecto de barrido al cual se le asocia una producción de 16.876 MBPD

El comportamiento histórico del pozo CRC 24 (Apéndice B30) mostró que inició su inyección de gas a finales del año 2001, donde mantuvo una inyección promedio de 50 MMPCND hasta el año 2010 donde se le realizó limpieza y estimulación y se restableció la inyección hasta el año 2015. En este año se redistribuye 30 MMPCND del pozo MUC 56 hacia el pozo CRC 24 para llegar a un valor de inyección de 75 MMPCND. Actualmente el pozo está inyectando 72 MMPCND.

CRC 25

Se encuentra ubicado en la Macolla #6 (figura 34), del cual fue perforado en el bloque este de la cresta en el anticlinal en el campo Carito. Según el diagrama mecánico (Apéndice A11) se detalló que fue completado en el año 2000 y el pozo inyecta por tres unidades de flujo (NAR 3, NAR 4 y NAR 5), teniendo un total de 218 pies perforados para inyección de gas.

Según la sección estructural en sentido N-S (Apéndice B31) se muestra como la inyección de gas se transmite por la unidad de flujo en el campo Carito, donde a pesar de existir una falla geológica de 430', el paso de la inyección de gas se transmite por las unidades de flujo NAR 1, NAR 2 y NAR 3 en el bloque deprimido haciendo un efecto de barrido en las unidades de flujo superiores en el yacimiento MER MUC 1. Según el radio de invasión (Apéndice B32) el pozo ha inyectado gas a un radio de 2000 mts en la unidad de flujo NAR 3 y en la unidad de flujo NAR 4 ha tenido un radio de 1000' donde al pozo se le asocia una producción de 12.588 MBPD.

El comportamiento histórico de este pozo (Apéndice B33) muestra una tasa de inyección promedio constante desde su inicio de inyección en 2001 hasta inicios de 2011 donde se le realizó una limpieza con *coiled tubing* y retomó su valor de inyección hasta 45 MMPCND. En el año 2015 se redistribuye 30 MMPCND desde el

pozo MUC 56 para el pozo CRC 25 para llegar a una inyección de 75 MMPCND. Actualmente el pozo se encuentra inyectando 67 MMPCND.

4.2.3. Análisis del comportamiento histórico de los volúmenes de gas incorporados mediante alta presión en el yacimiento MER MUC 1:

El yacimiento MER MUC 1 posee 12 pozos inyectores y una inyección de gas en el yacimiento actual de 380 MMPCND proveniente de PIGAP 1, entre ellos se divide su inyección por medio de los tres bloques de tal manera que en el bloque central se inyecta 63% del valor de inyección antes mencionado, en el bloque oeste se inyecta 0% y el 37% en el bloque este del área central.

Pozo	Yacimiento	Unidad de Flujo	Bloque	Qiny (MMPCND)	% Porcentaje
MUC-53	MER MUC 1	NAR-1, 2, 3	CENTRAL	70	63
MUC-54	MER MUC 1	NAR-1, 2, 3	CENTRAL	55	
MUC-55	MER MUC 1	NAR-1, 3	CENTRAL	0	
MUC-57	MER MUC 1	NAR-1, 2, 3	CENTRAL	56	
MUC-59	MER MUC 1	NAR-1, 2, 3	CENTRAL	60	
MUC-60	MER MUC 1	NAR-1, 2, 3	CENTRAL	0	
SUB-TOTAL				241	
MUC-56	MER MUC 1	NAR-1, 2, 3	OESTE	0	0
MUC-58	MER MUC 1	NAR-1, 2, 3	OESTE	0	
MUC-65	MER MUC 1	NAR-1, 2	OESTE	0	
MUC-66	MER MUC 1	NAR-1, 2, 3	OESTE	0	
SUB-TOTAL				0	
CRC-24	MER MUC 1	NAR-3, 4	ESTE	72	37
CRC-25	MER MUC 1	NAR-3, 4, 5	ESTE	67	
SUB-TOTAL				139	
TOTAL Qiny				380	100

Figura 39. Distribución de la inyección de gas en porcentaje en cada pozo inyector

(Fuente: PDVSA, 2018)

La inyección de gas por medio de los 12 pozos anteriormente explicados ha permitido históricamente que el yacimiento estuviera bajo un método de recuperación secundaria de mantenimiento de presión y de efecto de barrido del petróleo, iniciado en febrero de 1997, luego mostró un estado de estabilización en 600 MMPCN hasta que en 2001 inició la incorporación de los pozos inyectores de gas en el campo Carito con los CRC 25 y CRC 24, donde se evidenció un proceso de reducción de la tasa de inyección y progresivamente se reestableció la tasa de inyección. En el periodo de

2002-2003 se notaron los eventos sucedidos en el país donde se dejaron de inyectar en el yacimiento 700 MMPCN por paradas de planta. En el lapso de tiempo 2004-2014 se mantuvo la inyección de gas en 650 MMPCND con la misma configuración, logrando incorporar al yacimiento volúmenes de gas que colabora con el proceso de recuperación secundaria. En el año 2014 existen fallas en las turbinas compresoras donde se le realizan mantenimiento, se reduce la inyección de gas a 570 MMPCND y se redistribuye la inyección de gas del pozo MUC 56 en 2015 donde se transfieren la totalidad de inyección hacia los pozos CRC 24 y CRC 25 con 30 MMPCND para cada uno. La reducción en la inyección de gas depende también de los pozos inyectoros activos y estos ameritan que se le realice chequeos mecánicos, pruebas ILT y limpieza y estimulación, donde en el tiempo no se realizaron a tiempo distintos trabajos que reducen la inyección de gas en el yacimiento MER MUC 1. Esto sucede a partir del año 2016, donde la inyección de gas se vio afectada por problemas sucedidos en los pozos inyectoros y problemas en facilidades de superficie en la planta de inyección de gas. Actualmente la planta de inyección se encuentra incorporando al yacimiento una cantidad de 380 MMPCND.

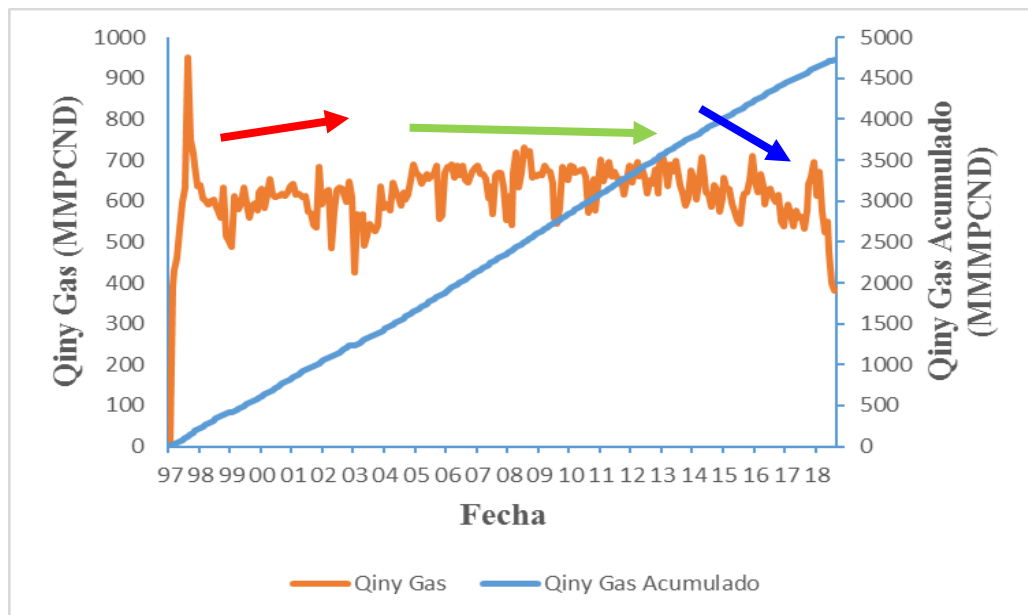


Figura 40. Comportamiento histórico de inyección de gas en el yacimiento MER MUC 1. (Fuente: OFM, 2018)

La Gerencia de Yacimientos, División Punta de Mata, realizó un estudio acerca de la inyección de gas y su distribución en el yacimiento MER MUC 1, donde el mantenimiento de presión ejerce un factor primordial para lograr estabilizar la presión y según el vaciamiento del yacimiento, todo lo que se produzca sea igual a todo el volumen de fluidos que se introduzca, para así lograr que la producción de petróleo no afecte la integridad del yacimiento.

Partiendo desde el inicio de la inyección, el FVR aumentó hasta llegar a un valor por encima del valor óptimo de 100% por consecuencia de los pocos pozos productores en el área y además del gran volumen de inyección de gas incorporados al yacimiento. Con el fin de mantener la presión del yacimiento, se obtuvo valores de FVR muy cercanos al 100% donde en este lapso de tiempo se perforaron nuevos pozos y la capacidad de inyección aumentó, para así compensar la mayor extracción de petróleo con un mayor volumen de gas inyectado. A partir del año 2008 la evaluación histórica del factor volumétrico de reemplazo mostró una tendencia a disminuir (figura 41), del cual resultó un incremento en la producción de fluido comparado con la reducción de la inyección de los volúmenes de gas incorporados. La producción de fluidos del yacimiento aumentó a partir del año 2010, en donde el requerimiento de inyección necesaria para lograr un FVR óptimo de 100% incrementaba a medida que la relación entre el fluido inyectado y el fluido extraído (vaciamiento) dejaba de ser igual, la tasa de inyección permaneció constante mientras que se aumentaba la producción del yacimiento, resultando que el valor de FVR disminuya en el tiempo. A medida que la producción de fluidos declinaba por diferentes factores, el requerimiento de inyección redujo su valor para lograr tasa óptima. En el año 2015 al disminuir la producción del yacimiento, el cociente de los valores inyectados y valores producidos aumentó, hasta que en 2017 se aumentó la inyección de gas al yacimiento y con ello el aumento del valor de FVR, a partir de febrero de 2018 la tasa de inyección de gas fue disminuyendo a su vez el valor de producción de fluidos hasta llegar a un valor de FVR de 20% actualmente.

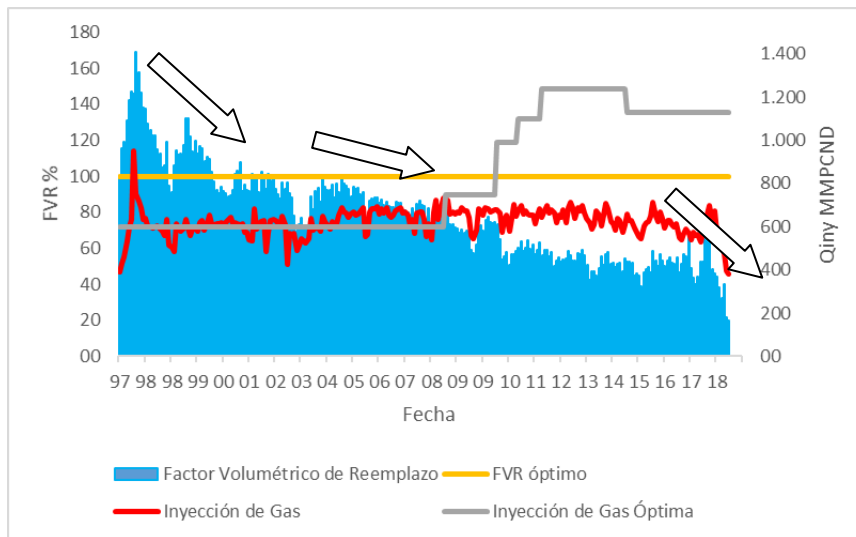


Figura 41. Factor Volumétrico de Reemplazo histórico yacimiento MER MUC 1

4.3. Determinar el efecto de las variaciones de las tasas de inyección sobre el recobro del petróleo.

4.3.1. Comportamiento de presión:

La presión inicial del yacimiento MER MUC 1 fue determinado partiendo del registro RFT tomado en el pozo descubridor MUC-1E (figura 42). Los resultados muestran una presión inicial de 11.197 lpc.

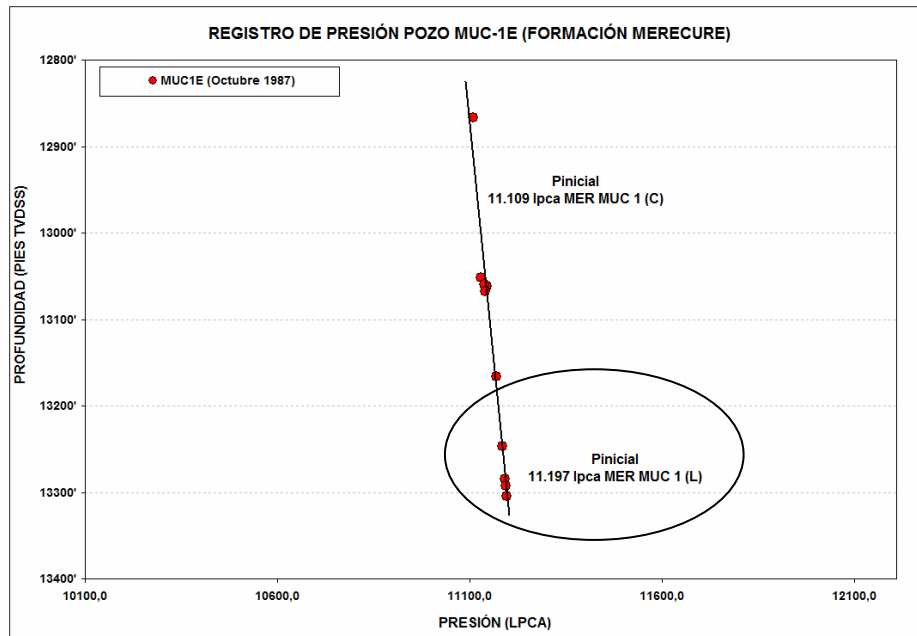


Figura 42. Registro de presión pozo MUC-1E, yacimiento MER MUC 1 (Fuente: PDVSA,2018)

En la figura 43, se muestra la historia de presión, donde en el período 1989-1996 el yacimiento se observó una declinación acelerada de la presión de aproximadamente 25 lpc/MMBbl motivado a la perforación de nuevos pozos y el aumento de producción en la etapa de agotamiento natural. Posteriormente, se mantiene la presión alrededor de 7500 lpc, en la cual el yacimiento presentó una presión promedio de 7360 lpc correspondiente al inicio de la inyección de gas, con un agotamiento de aproximadamente 2 lpc/MMBbl, producto del reemplazo de los volúmenes de gas inyectado. No obstante, en la siguiente etapa (2008-2018) se observa bajos valores de presión con un aumento del agotamiento energético alcanzando valores de 12 lpc/MMBls lo que se puede deber a bajos efectos del mantenimiento de presión, como consecuencia de bajos reemplazos del gas inyectado, así como del propio vaciamiento que ha sufrido el yacimiento. Para el yacimiento MER MUC 1, la presión mantiene un agotamiento constante donde su pendiente se inclina a medida que el yacimiento es explotado por medio de los pozos

productores, esto indica que los valores de presión toman una consideración importante donde determina el valor comercial de este yacimiento, acercándose a valores muy bajo de presión. Actualmente el yacimiento tiene una presión promedio de 4350 lpc.

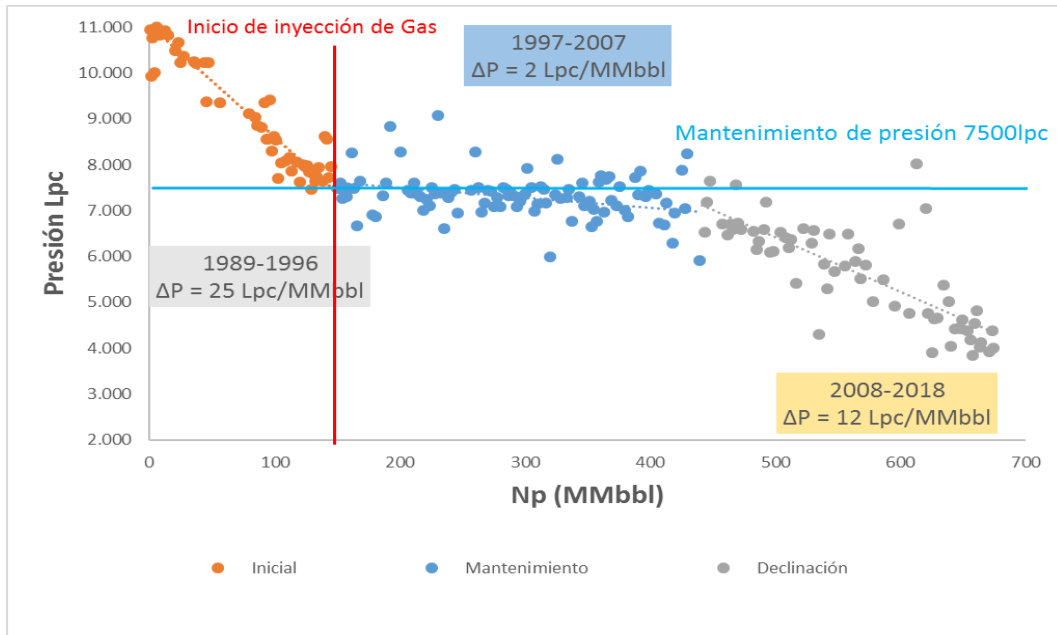


Figura 43. Agotamiento energético en el área central del yacimiento MER MUC 1 Presión VS Np

4.3.2. Comportamiento de Producción:

La figura 44, se observa que la producción aumentó proporcionalmente con el número de pozos perforados a partir del año 1997 hasta 2001 donde se redujo la cantidad de pozos productores activos por la ejecución de control de energía en el yacimiento. En el año 2005 inician nuevas perforaciones donde inicia un proceso de aumento de producción, logrando estabilizarla hasta el año 2013 que inició el método de recuperación de *Gas Lift* e incrementan el número de pozos logrando aumentar la producción al tener 25 pozos. Al notar una disminución de la producción a mediados del año 2014, se aumentó el número de pozos con inyección *Gas Lift* pero se redujo el número de pozos productores, disminuyendo la producción de petróleo a partir del

año 2017 y relacionado a esta, tanto la producción de petróleo, el número de pozos inyectoros de *Gas Lift* y los pozos productores activos se redujeron y actualmente se encuentran 31 pozos productores activos y 18 pozos inyectoros de Gas Lift.

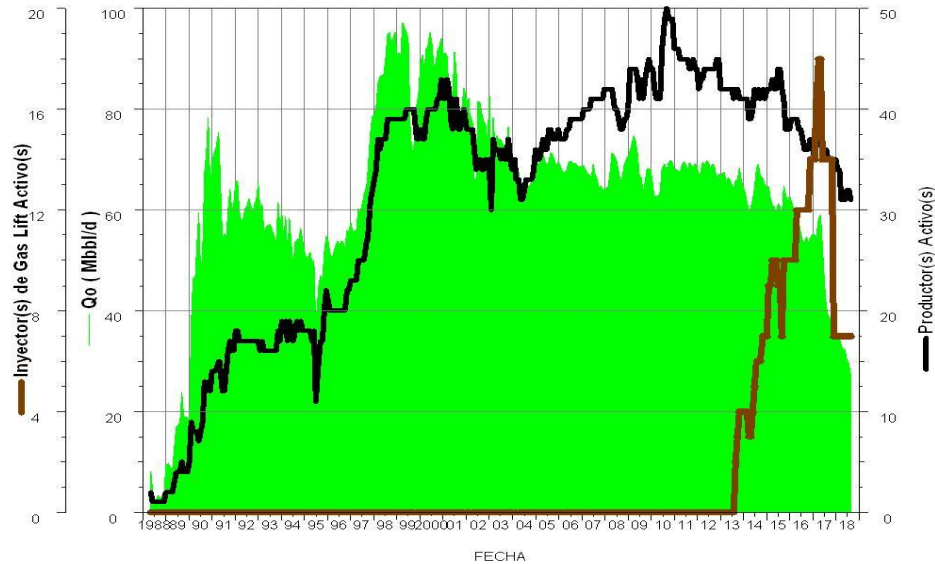


Figura 44. Comportamiento de producción en base a los pozos activos (Fuente: OFM, 2018)

Con base a la figura 45, mostró una clara tendencia a la disminución de las tasas de petróleo producidas, es por ello que el resultado de la declinación anual efectiva del yacimiento MER MUC 1 del 9% en el área Carito Central, tomando como periodo de tiempo 1999 – 2004 ya que presentaba una clara declinación estable por un lapso mayor a un año, sin entrada de pozos nuevos ni tampoco de pozos parados, calculada a través de OFM, ajustándose una declinación del tipo exponencial, siendo el tipo de declinación que más se ajusta al comportamiento del yacimiento. Este valor coincide con estipulado en el Libro de Reservas del Ministerio del Poder Popular de Petróleo.

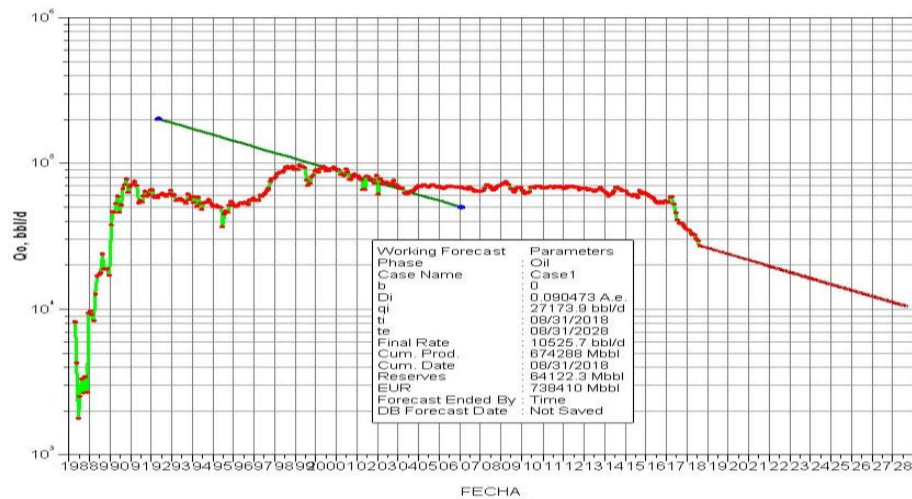


Figura 45. Declinación de la producción del yacimiento MER MUC 1 (Fuente: OFM, 2018)

En el comportamiento histórico de la producción de los fluidos encontrados en el yacimiento MER MUC 1, se detalló que se inició la producción en el año 1988 con la perforación y completación del pozo MUC-1E, con una tasa de crudo de 4,10 MBND y de 16,6 MMPCND de gas, alcanzando una producción máxima de crudo en el año 1990 con 6,74 MBND hasta que en 1991 inicia un proceso de agotamiento en el yacimiento y en 1996, inicia el proceso de recuperación secundaria, aumentando la producción a 92 MBND. La producción se reduce en los años 2002 y 2003 por el paro nacional donde se ocasiona el cierre de distintos pozos, partiendo de ello se restablece la producción y se mantiene por 13 años en valores de magnitud de 70 – 60 MBN. A partir del año 2016 se nota que la producción tiene un agotamiento muy pronunciado, sustentado en la falta de inyección de gas en el yacimiento y ocasionando que la producción de crudo amerite métodos de levantamiento artificial ya que la presión del yacimiento no tiene suficiente magnitud para que el flujo de petróleo llegue a superficie.

La producción actual del yacimiento MER MUC 1 tiene consecuencias negativas, donde la producción de petróleo disminuye muy rápidamente y la producción de gas aumenta, teniendo que la relación gas-petróleo aumente en su cociente. Con base al desarrollo de mantenimiento de presión por medio de la

inyección de gas, logró que el nivel de gas aumentara en el yacimiento dando como resultado que el contacto Gas-Petróleo descendiera y con ello aumentó la producción de gas. La Gerencia de Yacimiento empleó métodos de control de energía para los pozos con alta RGP, viendo la necesidad de cerrar la producción de los mismos, siendo una de las razones de la reducción de la cantidad de pozos activos productores, esto acarrea que la producción de petróleo se vea reducida.

La producción de agua aumentó con el tiempo ya que los pozos productores del yacimiento MER MUC 1, específicamente los ubicados en el campo Carito, se vieron influenciado por la inyección de agua del campo vecino Furrial, siendo una de las razones por la cual, en pozos productores del campo Carito (bloque Este del yacimiento MER MUC 1), presentaron conificación de agua en su producción y fueron cerrados, reduciendo la producción de petróleo.

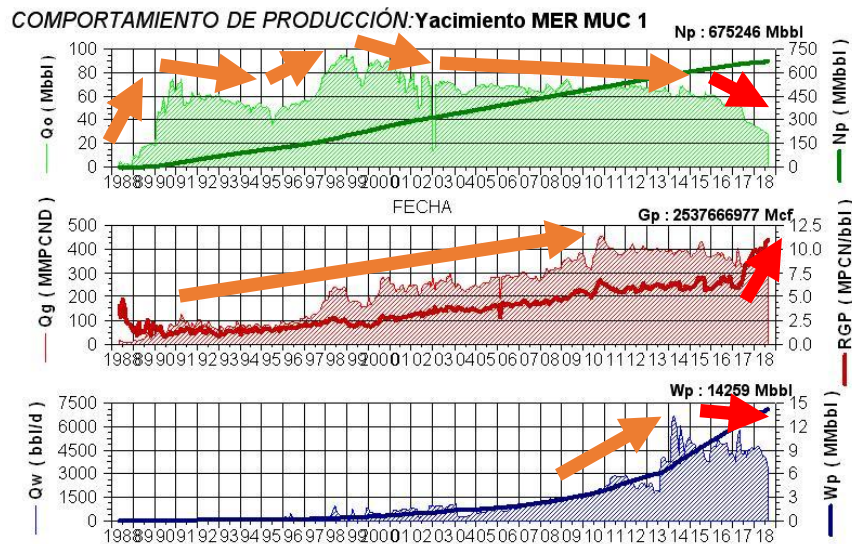


Figura 46. Comportamiento Histórico de producción de petróleo, gas y agua en el área central del yacimiento MER MUC 1 (Fuente: OFM, 2018)

4.3.3. Determinar el efecto de las variaciones de las tasas de inyección sobre el recobro del petróleo.

Al obtener el comportamiento de producción y de presiones, se evidenció eventos en la vida productiva del yacimiento, los cuales se consideraron importantes

para mostrar el motivo de un aumento o disminución en los niveles de producción por medio de la inyección de gas en el yacimiento.

La aplicación del método de recuperación secundaria de inyección de gas ha sometido al yacimiento a depender de los volúmenes de gas incorporados al yacimiento. Esta acción ha creado un frente de inyección que ejerce un desplazamiento de tipo pistón con fuga, donde se determinó que al disminuir las tasas de inyección causa directamente un efecto de mayor agotamiento en la presión al dejar de reemplazar los volúmenes de petróleo producido, causando que en el yacimiento agote su energía de manera pronta y se expanda la capa de gas generada por la inyección. Las variaciones de las tasas de inyección han creado un efecto irreversible en las reservas de petróleo, llevando al yacimiento MER MUC 1 a perder reservas remanentes por la pérdida de energía del yacimiento, dificultando la extracción del petróleo por medio de los pozos productores, en la figura 47 se notó a partir de 2014 al disminuir las tasas de inyección, el yacimiento disminuyó su producción. El mayor número de pozos productores aumentó el nivel de producción y el drenaje del yacimiento, esto, con ase al desarrollo del método de recuperación secundaria ameritaba un aumento en los volúmenes de inyección para disminuir los riesgos de agotamiento rápida de la presión.

Con base al comportamiento de presión anteriormente analizado, el yacimiento alcanzó valores de presión cercanos a la presión de abandono, (valor expresado en el libro de Reservas 2017 como 3500 lpc), a su vez ha generado que la Gerencia de Yacimiento emplee control de energía en los pozos productores debido al incremento de la relación petróleo y cambios en los gradientes de los fluidos, impactando negativamente en los pozos de levantamiento artificial por gas, su pérdida de productividad ha generado una disminución de los volúmenes de inyección para evitar recirculación del gas anular-tubería de producción.

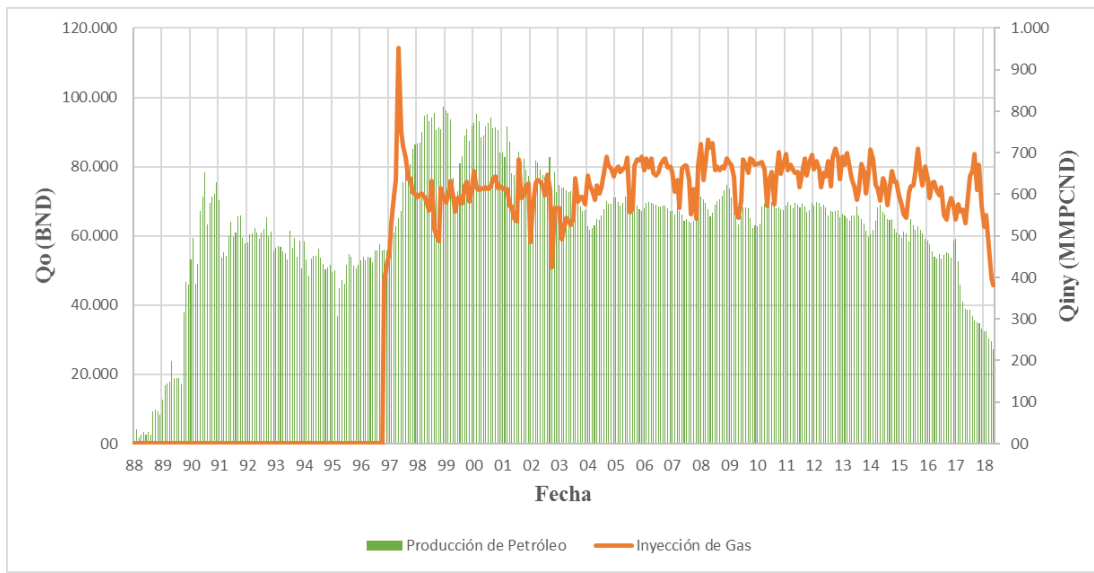


Figura 47. Comparación entre producción de petróleo y la inyección de gas

El factor de recobro de petróleo aumentó con la inyección de gas desde el punto de inicio de la implementación del método de recuperación secundaria pasando de ser 8% en su estado de agotamiento natural a convertirse en 40% gracias a la inyección de gas incorporado en el yacimiento MER MUC 1. La variación de las tasas de inyección de gas ha generado un cambio en el factor de recobro de manera que a medida que la inyección disminuyó, ya que en 2017 el aumento mensual es de 0,1% y actualmente se encuentra en 0,05%. Esto se debe a que a menor tasa de inyección, el yacimiento redujo su producción acumulada con base al POES.

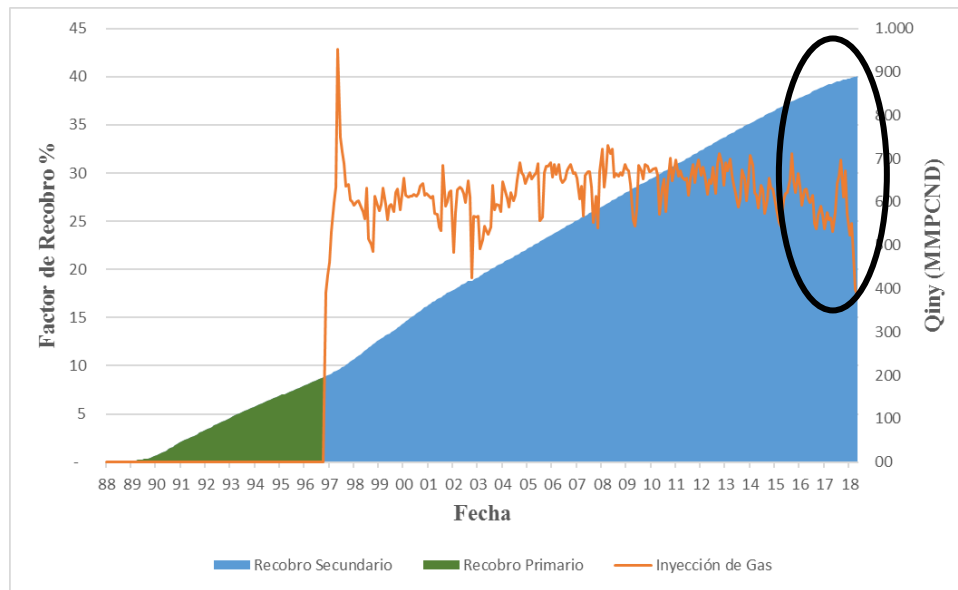


Figura 48. Comparación entre el Factor de Recobro y la Inyección de Gas

4.4. Proponer una optimización del esquema de inyección de gas en el yacimiento MER MUC 1.

El inicio de este objetivo partía de la comparación con respecto al plan de explotación 2008, sin embargo, este Plan de Explotación no se pudo obtener a tiempo debido a problemas por parte del compromiso del personal encargado de hacer entrega del soporte o apoyo para la realización del cuadro comparativo. Debida a esta situación se decidió comparar entre la evaluación de un caso actual y un caso optimizado realizado por este estudio.

Partiendo de los análisis de los objetivos anteriormente realizados, se mantiene la premisa de que el volumen de gas inyectado permanece constante y se planteó una redistribución de la inyección a posibles zonas prospectivas, cambiando un pozo productor a inyector que no afecte con la producción actual, con el fin de que transmita la inyección de gas a zonas para aumentar el factor de recobro.

Para ello se tomo como soporte los diferentes modelos estáticos anteriormente descritos y se analizó con los datos validados del yacimiento MER MUC 1 los mapas de isopropiedades, donde se terminó las zonas de mayor espesor de arena neta petrolífera, mayor permeabilidad, menor saturación de agua y mayor porosidad, mostradas en la figura 49.

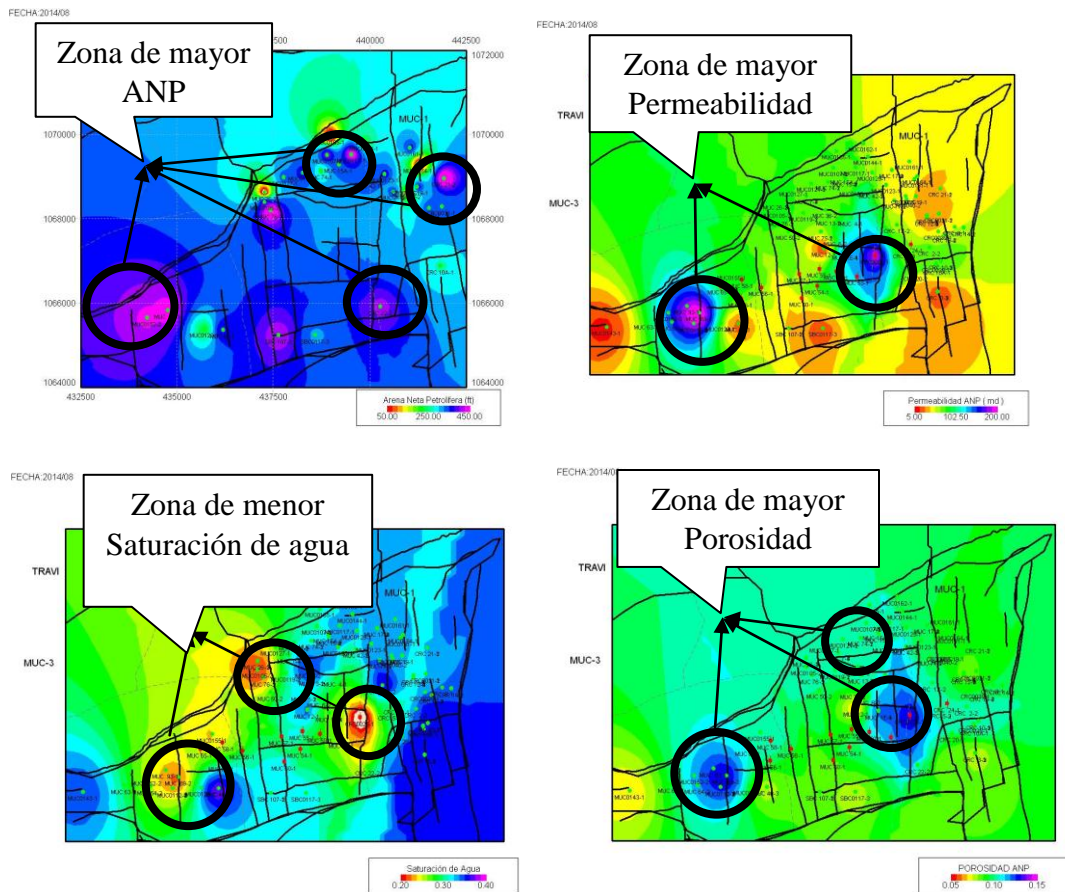


Figura 49. Mapas de distribución de las propiedades petrofísicas (ANP, Permeabilidad, Saturación de agua y Porosidad) del yacimiento MER MUC-1 (Fuente: OFM, 2018)

En la figura 50, se determinó las áreas de menor presión para el yacimiento MER MUC 1, en el cual el extremo izquierdo del bloque oeste y el norte del bloque central poseen los menores valores de presión. Con esto se analizó que estas áreas son las que ameritan aumento en la presión ejercida por inyección de gas, para así lograr

que el yacimiento mantenga, en esas áreas, una declinación menor a la que posee y puedan drenarse las reservas remanentes de manera más eficiente.

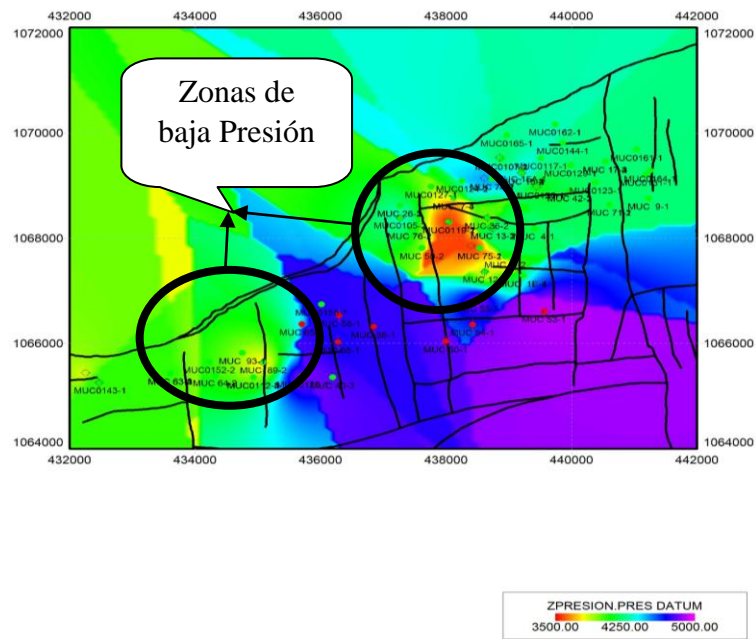


Figura 50. Mapa isobárico del yacimiento MER MUC 1 (Fuente: OFM, 2018)

Con base a la productividad del campo (figura 51), se determinó que las mayores tasas de los pozos productores se encuentran en la zona oeste del campo Mulata (tasas de 1300 BND), zona norte del bloque central del campo Mulata (tasas de 1500 BND) y el área sureste del campo Carito (tasas de 1200 BND), convirtiendo el área encerrada en el área de mayor prospectividad.

A través del gráfico de relación gas-petróleo, se detalló que el bloque este del área de estudio posee bajos valores de esta relación, significando que es el área que no ha visto el frente de inyección de gas y un área prospectiva a redistribución de inyección que ejerza un método de recuperación secundaria para drenar las reservas remanentes encontradas.

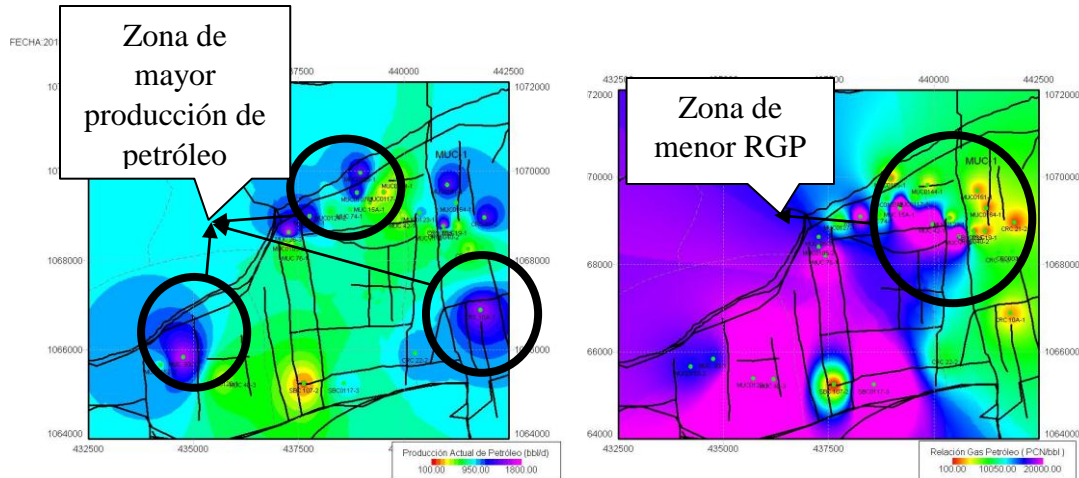


Figura 51. Mapa de prospectividad de producción de petróleo y RGP (Fuente: OFM, 2018)

El yacimiento MER MUC 1 en el campo Carito y Mulata según el libro de reservas, poseen un POES de 1686,6 MMBN, en donde el campo Mulata posee unas Reservas Recuperables de 105,9 MMBN y el campo Carito -88,7 MMBN, significando que el campo Carito ha producido más reservas que las estimadas. Esto se observa en la figura 52, donde la mayor cantidad de reservas remanentes se encuentra al norte del campo Carito y al oeste del Campo Mulata.

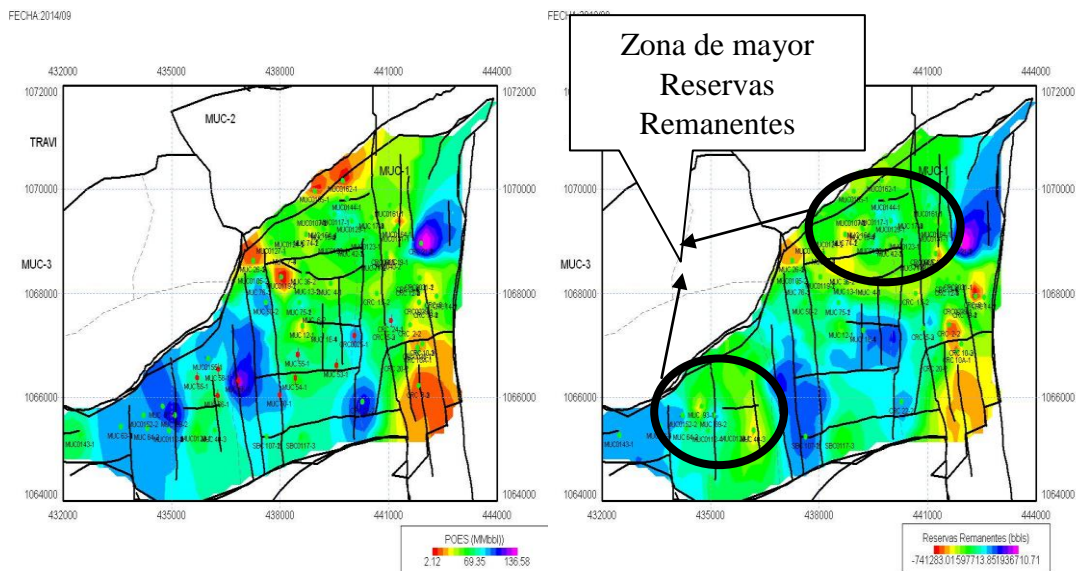


Figura 52. Comparación de mapas de POES y Reservas Remanentes (Fuente: OFM, 2018)

Con base al análisis de los mapas anteriormente descritos, se evidenciaron dos zonas prospectivas llamadas, Zona prospectiva A y Zona prospectiva B, donde se hace factible realizar la redistribución de inyección de gas, pero para determinar el área que tenga mayor radio de drenaje de fluidos, determinándose que el parámetro predominante era el número de pozos productores activos, donde la Zona prospectiva A, posee un total de 4 pozos productores activos y la Zona prospectiva B posee 12 pozos productores activos, siendo la Zona B la elegida para realizar la redistribución de la inyección de gas.

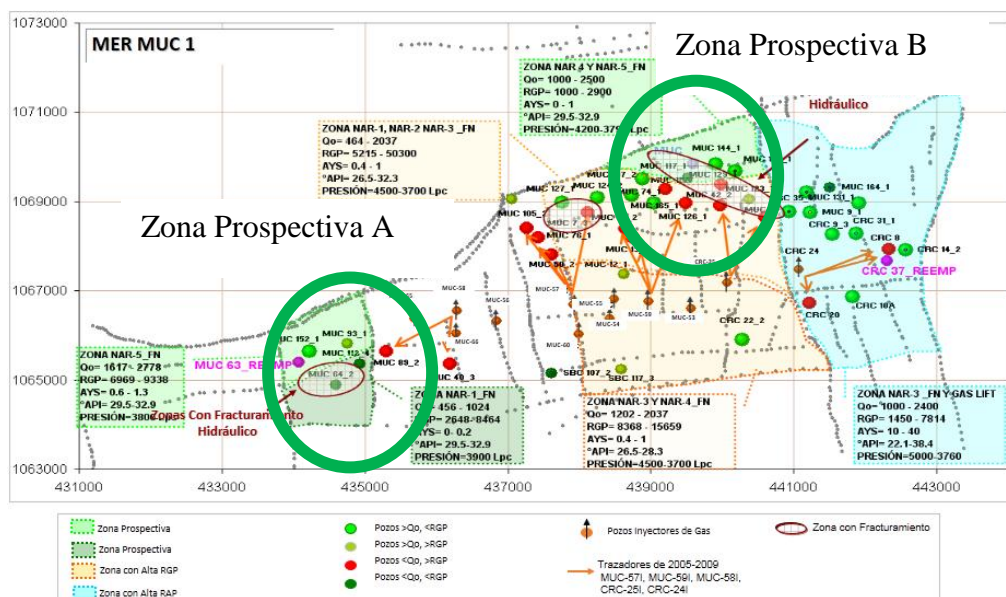


Figura 53. Zonas prospectivas para aumento de producción

Para implementar la redistribución de inyección de gas, se analizó el cambio de un pozo productor a un pozo inyector, para ello se evaluó los diferentes pozos inactivos en el área de estudio donde según la tabla 8, se realizó una discretización entre todos los pozos inactivos categoría 3 y categoría 5. Para ello se tomaron los siguientes factores: cercanía a fuente, no afecte la producción, completado en zona de gas, conexión lateral con pozos, condiciones mecánicas resistentes y ubicación en zona prospectiva, donde el estudio de secciones estructurales y diagramas mecánicos,

arrojó que el pozo MUC 13 es el candidato a cambiar de categoría y convertirse en pozo inyector de la zona prospectiva.

Tabla 7. Comparación entre pozos candidatos a convertirse en pozo inyector

		Características para pozo candidato					
Nombre del Pozo	Categoría	Cercanía a fuente	No afecta a Producción	Completado en Zona de Gas	Conexión lateral con pozos	Condiciones mecánicas resistentes	Ubicación en zona prospectiva
MUC 89	5						
MUC 76	5						
MUC 74SC	5						
MUC 7	5						
MUC 64	5						
MUC 50	3						
MUC 42	3						
MUC 4	5						
MUC 36	3						
MUC 17	5						
MUC 162	3						
MUC 143	3						
MUC 131	5						
MUC 13	3						
MUC 126	3						
MUC 112	3						
MUC 107	5						
CRC 39	5						
CRC 20	3						
CRC 1X-2	5						
CRC 14-2	3						
CRC 14-1	5						
			No Cumple			Cumple	

En las secciones estructurales sentido O-E y N-S realizadas en el pozo MUC 13, se detalló que existe comunicación con pozos productores cercanos. Al existir eventos geológicos cercanos al pozo se evidenció que posee un salto de falla de 90' el cual no representa una falla sellante y cabe acotar que el pozo MUC 13 se encuentra en el flanco con buzamiento, no habiendo limitante para el paso de fluido por medio de la estructura.

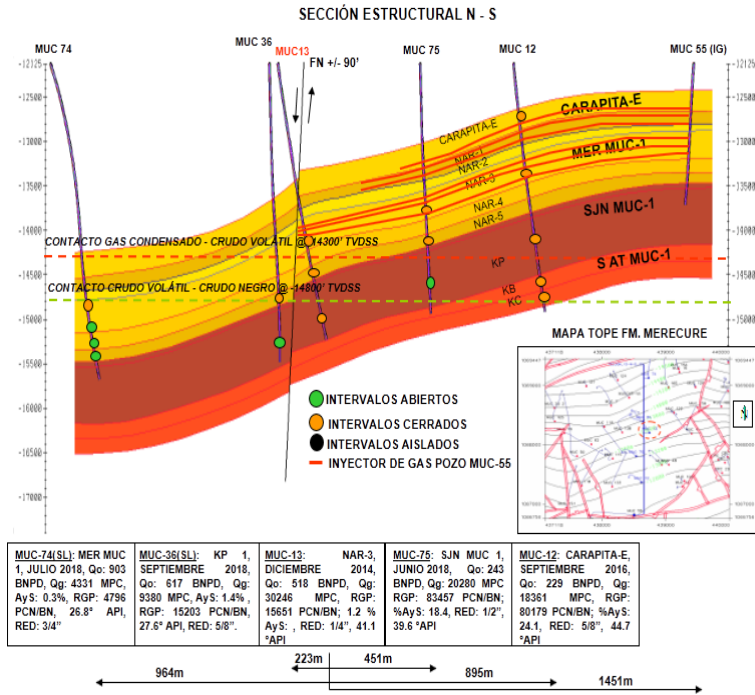


Figura 54. Sección estructural N-S del pozo candidato MUC 13 (Fuente: OPENWORKS, 2018)

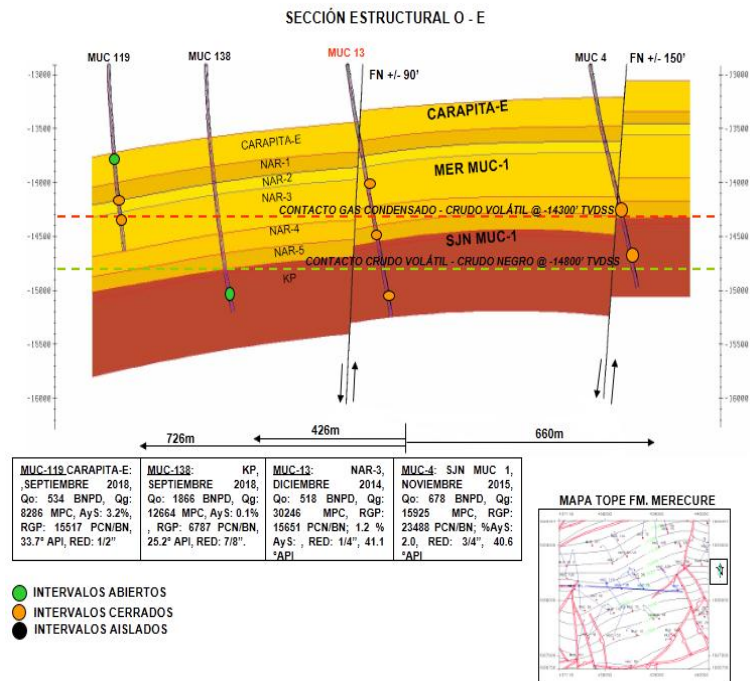


Figura 55. Sección estructural O-E del pozo candidato MUC 13 (Fuente: OPENWORKS, 2018)

En la sección estratigráfica, se notó que la unidad de flujo NAR 3 posee arenas con la capacidad de transmitir el paso de fluidos, teniendo continuidad lateral y no habiendo cambio de facies que generen un limitante para la inyección de gas e interrumpa el flujo de este fluido.

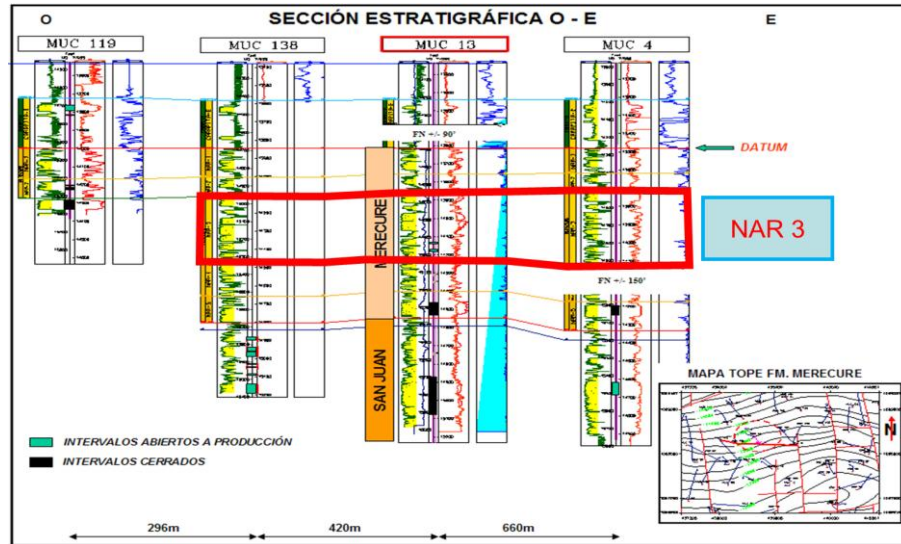


Figura 56. Sección estratigráfica O-E del pozo candidato MUC-13 (Fuente: OPENWORKS, 2018)

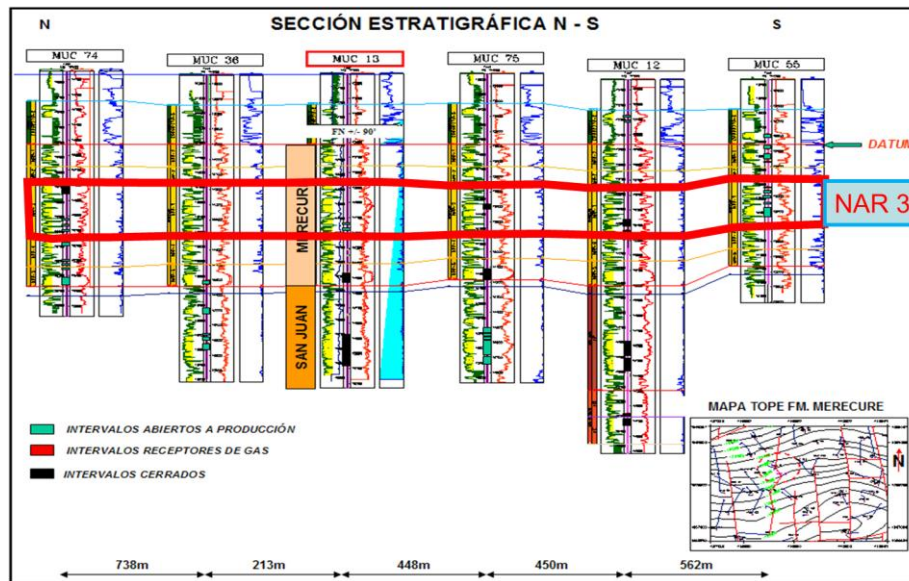


Figura 57. Sección estratigráfica N-S del pozo candidato MUC-13 (Fuente: OPENWORKS, 2018)

El pozo MUC 13 mostró un comportamiento de producción de petróleo muy alto, teniendo valores máximos de 4500 BND, donde se determinó que el pozo tiene muy buenas propiedades petrofísicas para que las arenas productoras puedan drenarse a tasas altas. En la producción de gas, el pozo MUC 13 mostró un aumento a lo largo de los años, para así ser cerrado en 2013 por alta RGP por ser alcanzado por el frente de inyección de los pozos inyectores en la cresta de la estructura.

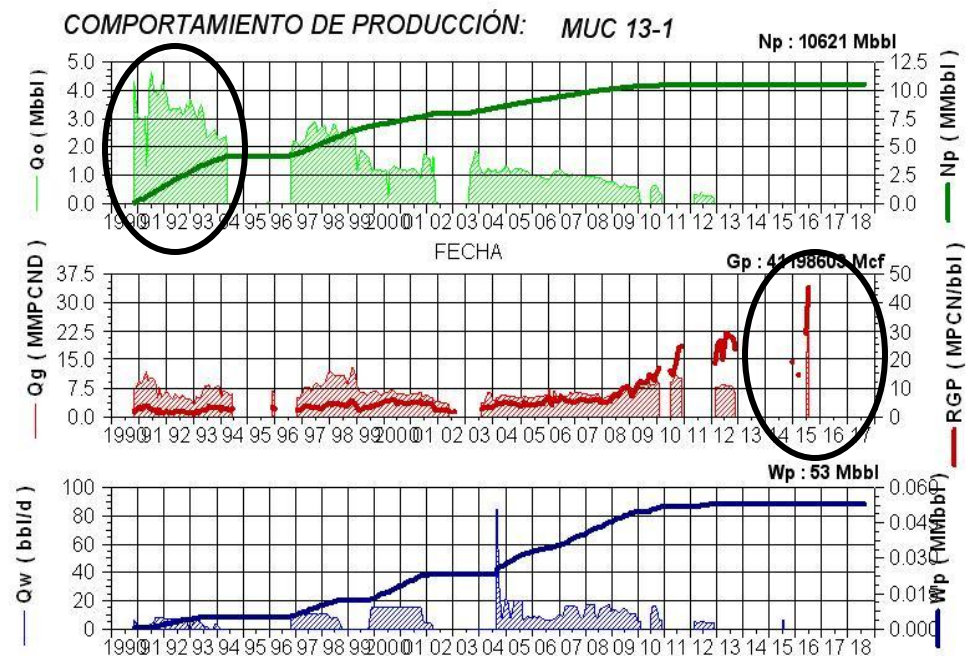


Figura 58. Comportamiento de producción del pozo candidato MUC-13 (Fuente: OFM, 2018)

Según el diagrama de pozo se notó que la inyección debía ser en la arena NAR 3 con 62' perforados, con una tubería de 3 1/2" de cual al ser completada en 1991 es resistente a presiones iniciales del yacimiento (11.000 lpc), cuya configuración posee dos bandas sellantes con una movilidad máxima de tubería de 18 pies.



DIAGRAMA DE COMPLECIÓN ACTUAL

POZO: MUC-13 TALADRO-SF-110

CABEZAL:

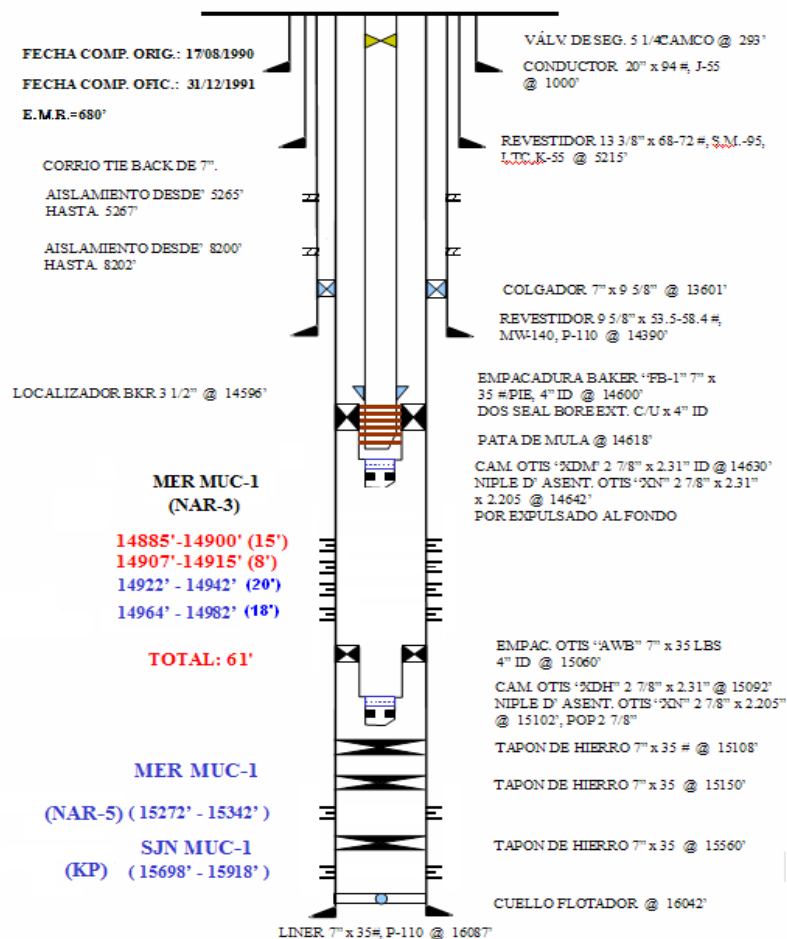


Figura 59. Diagrama mecánico de pozo MUC 13 (Fuente: PDVSA, 2018)

Para el análisis del pozo MUC 13 como inyector, se procedió a realizar análisis nodal con sensibilidades donde resultó que a una presión de inyección en superficie de 7000 lpc y a una presión de yacimiento promedio de 4350 lpc, puede incorporarse hasta 57,346 MMPCND

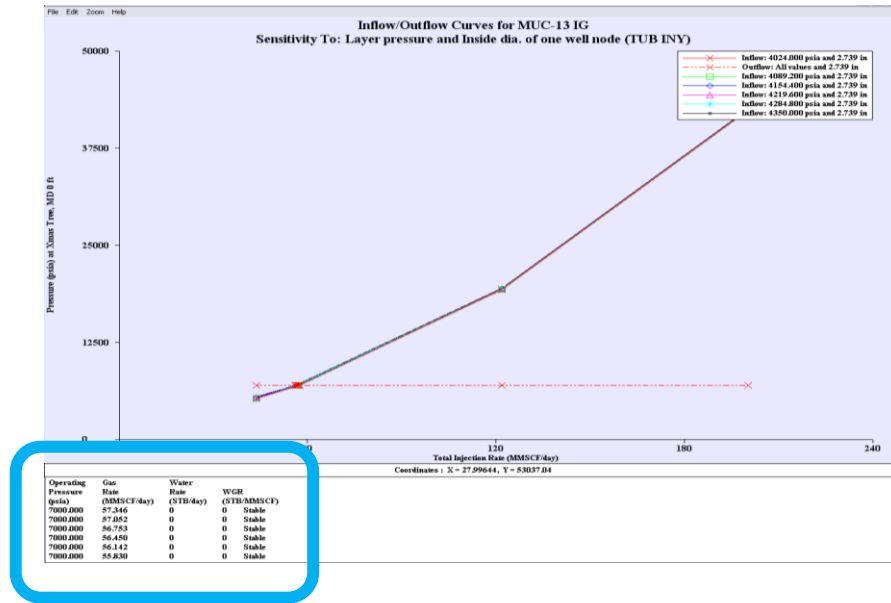


Figura 60. Análisis nodal del pozo candidato MUC-13 como inyector de gas (Fuente: WellFlo, 2018)

Con la evaluación de los factores límites de diseño por medio del programa WellCat, se determinó que la tubería se encuentra en rango aceptable y resiste la presión de colapso, estallido, tensión y compresión.

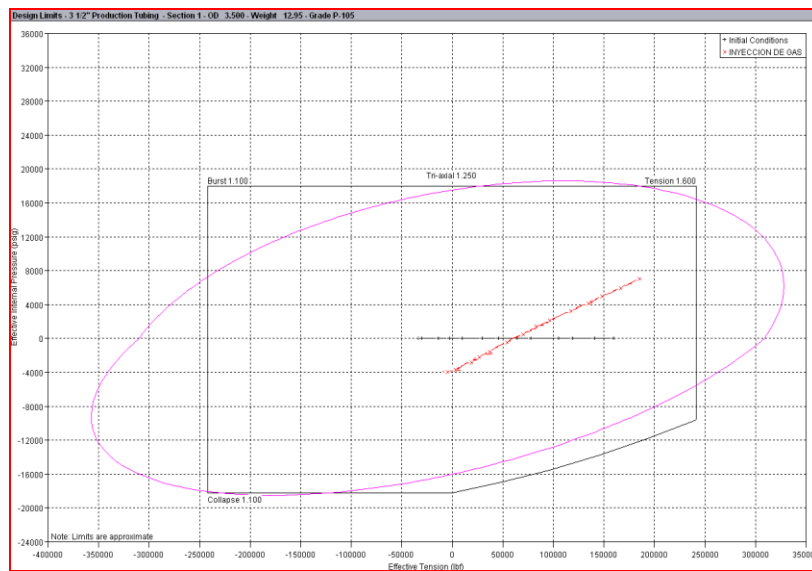


Figura 61. Condiciones de cargas durante la inyección del pozo MUC 13. Factores de límite de diseño (Fuente: WellCat, 2018)

Con respecto al estudio del movimiento de tubería, por medio del programa WellCat se evaluó los diferentes tipos de efectos al cual se ve afectado la tubería

Tabla 8. Resultado de simulación de movimiento de tubería

Tipo de movimiento	Longitud (ft)
Ley de Hooke	3,41
Pandeo	0
Ballooning	-0,79
Temperatura	-7,94
Total	-5,32

Con este resultado se determinó que la tubería resiste la inyección de gas sin tener un movimiento de tubería que salga de los límites de diseño, ya que el sello de la tubería tiene un límite de 18 pies de movimiento. El valor de -5,32' refleja un movimiento de tubería que acorta la longitud total de la tubería.

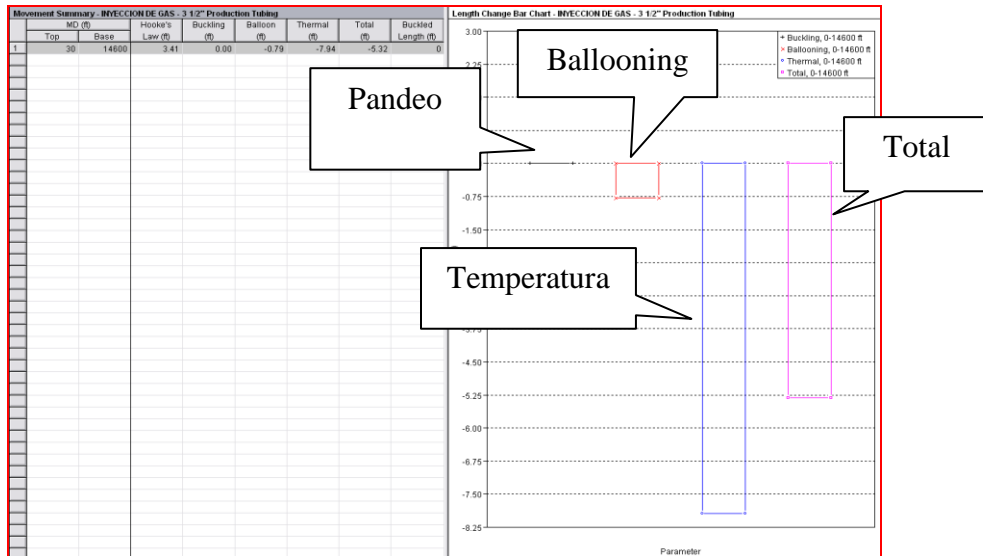


Figura 62. Condiciones de cargas durante la inyección del pozo MUC 13. Movimiento de tubería (Fuente: WellCat, 2018)

Para predecir el comportamiento a futuro se tomó como soporte los modelos dinámicos anteriormente descritos para diagnosticar la redistribución de la inyección de gas en el yacimiento, para ello se planteó que el pozo MUC 13 inyectara una cantidad de 40 MMPCND, manteniendo un volumen de inyección a partir del último año cotejado de 538,456 MMPCN (abril 2018). El volumen de inyección fue tomado de la macolla N° 2 y N°3 como se muestra en la figura 63.

Estrategia					
Volumen de gas a Redireccionar		40 MMPCND			
Extracción de la macolla N°3 con los pozos MUC 56, MUC 58, MUC 65 y MUC 66 (20MMPCND) y de la macolla N°2 con los pozos MUC 54, MUC 55, MUC 57 y MUC 60 (20MMPCND)					
Volumen de gas inyectado en Abril 2018		538		MMPCND	
Volumen de gas entre los pozos de la macolla N°3		158		MMPCND	
Pozo		Volumen actual Inyección	%	Volumen redistribuido	%
MUC 56		2	1	2	1
MUC 58		54	34	47	34
MUC 65		55	35	48	35
MUC 66		47	30	41	30
Total		158	100	138	100
Volumen de gas entre los pozos de la macolla N°2		147,18457		MMPCND	
Pozo		Volumen actual Inyección	%	Volumen redistribuido	%
MUC 54		16	11	14	11
MUC 55		23	16	20	16
MUC 57		53	36	46	36
MUC 60		55	37	47	37
Total		147	100	127	100

Figura 63. Estrategia de redistribución de la inyección de la macolla 2 y 3 al pozo MUC 13

En la figura 64, se hace énfasis en los pozos de primera línea que fueron afectados por la inyección de gas por el pozo MUC 13 en la simulación, siendo estos pozos los primeros en recibir el efecto de la inyección de gas.

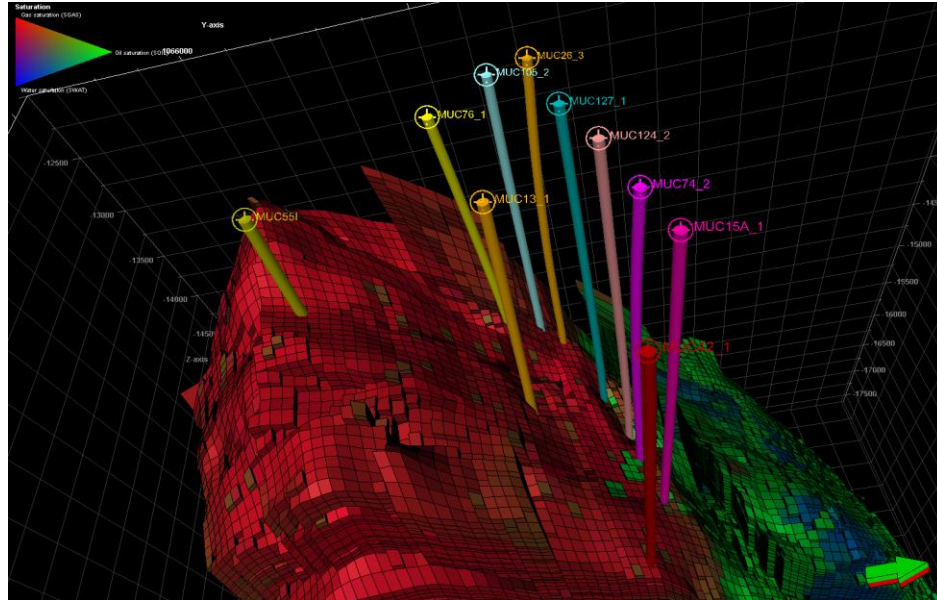


Figura 64. Modelo de Simulación. Pozos de primera línea de cara al frente de inyección
(Fuente: Petrel, 2018)

Luego del cálculo final de la simulación en un lapso de 20 años (2018-2038), partiendo de la premisa que se inició el proceso de redistribución en julio de 2019, se obtuvo un diferencial en la gráfica de N_p vs tiempo, donde se evidenció un ganancial de 7,5 MMBN, que en base al POES (1.686 MMBN) se aumentó un 0,45%, logrando así elevar la producción de petróleo y drenando las reservas remanentes del yacimiento MER MUC 1 partiendo del escenario creado (figura 65).

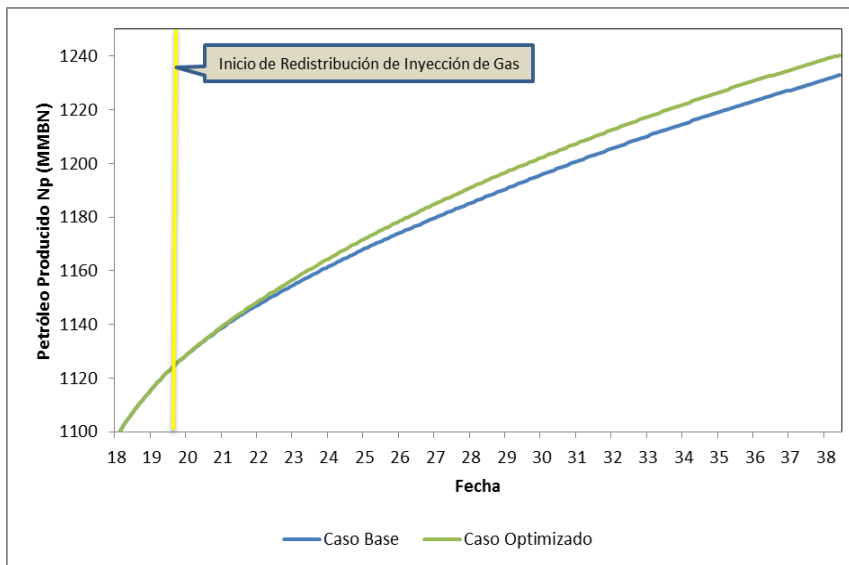


Figura 65. Comparación del caso de predicción y el caso optimizado. N_p vs t (Fuente: Eclipse 300, 2018)

Así como también se pudo apreciar una producción mayor de gas, donde caso optimizado superó en 104 MMMPCN al caso base o de predicción; esto debido a que la capa de gas descendió y los pozos productores perforados en las capas superiores, se cerraron por control de energía.

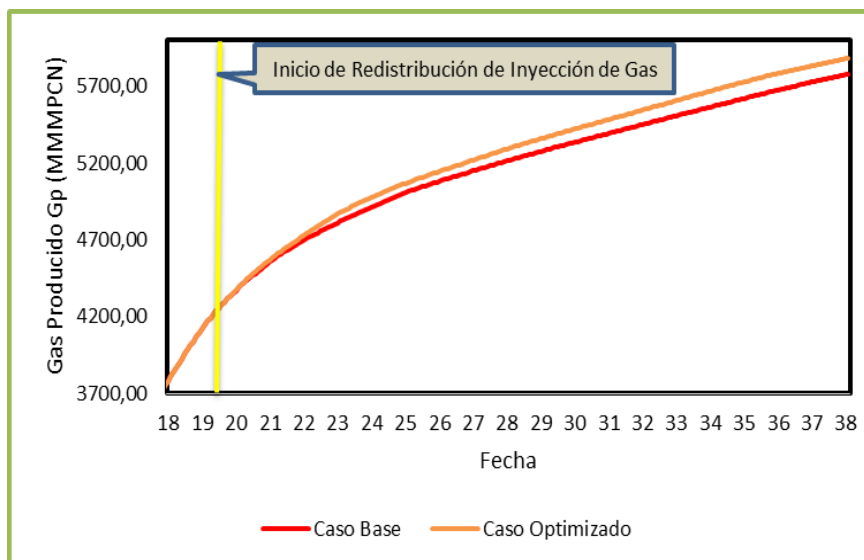


Figura 66. Comparación del caso de predicción y el caso optimizado G_p vs t (Fuente: Eclipse 300, 2018)

De acuerdo a la figura 67, el factor volumétrico de reemplazo mantuvo un alza en su valor a partir del inicio de la redistribución de la inyección de gas, logrando alcanzar el valor óptimo de 100 % en lapso de 1 año en diferencia del caso base que alcanza el valor óptimo en 5 años, logrando así aumentar la producción, donde los volúmenes de gas redistribuidos compensaron los fluidos extraídos del yacimiento.

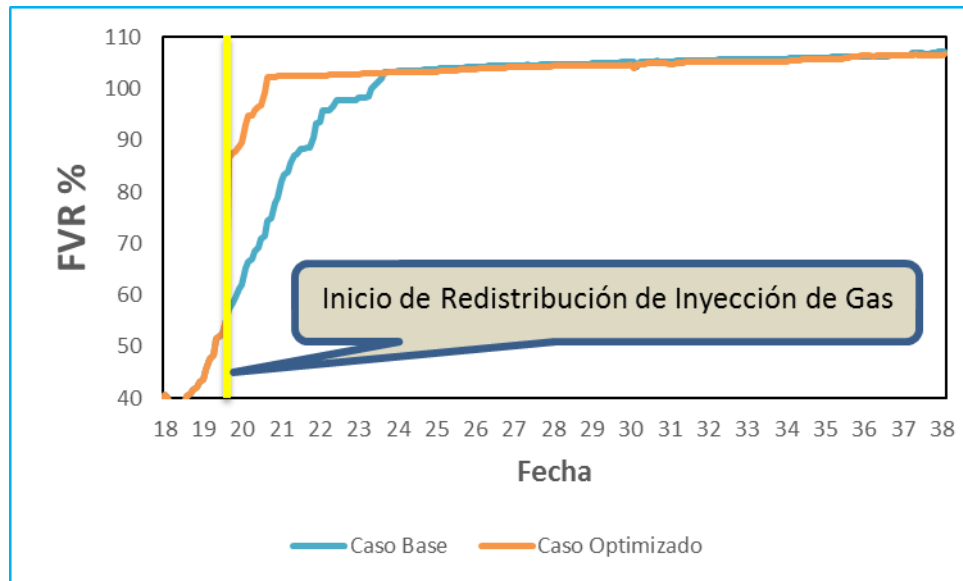


Figura 67. Comparación del FVR del caso de predicción y el caso optimizado (Fuente: Eclipse 300, 2018)

CONCLUSIONES

- Con base al modelo estructural, estratigráfico, petrofísico, la Formación Merecure se compone de arenas con alta capacidad de almacenamiento de fluido, que permite el flujo de fluidos por medio de las arenas con espesores de 100 y 500 pies y una distribución de fluidos composicional con capa de gas en la cresta de la estructura, ideal para aplicación del método de recuperación secundaria.
- De acuerdo al diagnóstico realizado del comportamiento histórico de los volúmenes de gas inyectados, se observó una disminución pronunciada de la inyección de 700 MMPCND en 2003 hasta 380 MMPCND en la actualidad. Esto se explica debido a diferentes problemas operacionales (falta en limpieza y chequeo mecánico, fallas en las turbinas), que afectaron directamente al Factor Volumétrico de Reemplazo hasta un valor actual de 20%, produciéndose una mayor cantidad de fluidos que lo que se inyecta.
- El yacimiento MER MUC 1 posee actualmente un agotamiento energético de 12 lpc/MMbbls, luego del proceso de mantenimiento de presión. Así como también la declinación energética de producción anual efectiva es de 9%.
- Al aumentar la capa de gas debido a la inyección de gas y la caída de presión, muchos de los pozos productores son cerrados por alta RGP, siendo la razón por la cual se han cerrado por control de energía.
- Con base a la comparación del factor de recobro con las tasas de inyección, se ve directamente afectado el factor de recobro por las variaciones de la tasa de inyección, disminuyendo la producción a medida que se disminuye la inyección de gas.
- Se determinó que la zona norte del bloque central y la zona oeste del bloque oeste, son prospectivas para proceso de redistribución de inyección de gas.

- Con base a la discretización realizada, el pozo MUC 13 posee características estructurales y condiciones mecánicas óptimas para ser cambiado a pozo inyector para redistribución de la inyección de gas hacia el norte del bloque central del campo Mulata. Su tasa de inyección máxima sería de 57 MMPCND, lo cual fue determinado por el programa WellFlo.
- Para la redistribución de la inyección de gas, se tomaron los volúmenes de gas (40 MMPCND) de las macollas 2 y 3. Con el proceso de optimización planteado para el año 2019, resultó un ganancial de 7,54 MMBN, un aumento de producción de gas de 104 MMMPCN y aumento favorable del FVR en un lapso de 20 años de producción, alzando su valor máximo de 100 % en 1 año, comparado con el caso base que alcanza su valor máximo de 100% en 5 años.

RECOMENDACIONES

- Realizar tomas de presión estáticas en los pozos para obtener la presión actual del yacimiento y actualizar el mapa de presiones del yacimiento.
- Realizar un nuevo proyecto de inyección de trazadores, a fin de verificar la dirección y canalización de la inyección de gas.
- Realizar revisiones de la integridad de la tubería del pozo inyector MUC 13, para evitar posibles corrosiones que limite el proceso de inyección.
- Realizar un estudio de reservas en el campo Carito a fin de conocer las reservas remanentes del área.
- Con base a la alta saturación de agua del campo Carito, plantear el método de inyección de agua proveniente del proyecto de inyección de agua en el campo Furrial.
- Realizar escenarios con diferentes sensibilidades de redistribución de la inyección de gas, considerando el suministro y disposición del mismo en otras áreas de extensión y bajo procesos alternados con agua.
- Realizar un análisis económico donde se determine los valores de CAPEX y OPEX, así como también el TIR y VPN que muestren la factibilidad económica de la aplicación de la redistribución de la inyección de gas en el yacimiento MER MUC 1.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- [1] BABADAGLI, T., et al., “Development of Marginal/Mature Oil Fields: A Case Study of the Sinclair Field”, Journal of Canadian Petroleum Technology, SPE-134227-PA, 2010.
- [2] Sandoval, J. “Metodología para la identificación de pozos con oportunidades de incremento de producción en campos maduros”. Universidad Central de Ecuador. Quito, Ecuador.(2013).
- [3] Informe de gestión anual PDVSA (2013). Nuevos Negocios de FPO Hugo Chávez Frías y campos maduros.
- [4] Ahmed, U. “Máximo aprovechamiento de los campos petroleros maduros” Land, Texas EUA. (2004)
- [5] Cabrera, N “Tendencia: prolongar la vida de los campos maduros” PhD Colegio de Ingenieros Petroleros, SIB
- [6] MANNUCCI, J. (1997). Caracterización física de yacimientos. Caracas, Venezuela.
- [7] Halliburton. Recopilación Técnica. Ingeniería de Yacimientos.
- [8] Moreira, G. (2003) “Metodología de Explotación de Yacimientos bajo el concepto de Unidades Hidráulicas. Caso: área Mata- zonas Zorro y Mata 3”. (Universidad Central de Venezuela). Caracas, Venezuela.
- [9] Alfonzo C., Mariafernanda y Caicedo C., Diana A. (2007) Simulación numérica del yacimiento U2M, L (SOC-5) del campo Socororo este, Edo Anzoátegui, Trabajo especial de grado. Universidad Central de Venezuela, Caracas.

[10] 2007: SPE/WPC/AAPG/SPEE Petroleum Resources Management System (PRMS)

[11] Alvarez, C. 2017. Gaffney, Cline & Associates. [página Web en línea]. Disponible en <http://gaffney-cline-focus.com/optimal-design-pilot-tests-spanish>.

[12] De Ferrer, Magdalena P. (2001). Inyección de agua y gas en yacimiento petrolíferos. Ediciones Astro data, S.A.

[13] Martins, M. (2011): Análisis Del Sistema De Separación De Alta Y Baja Presión Del Bloque V Lamar Del Lago De Maracaibo. Trabajo de Grado para optar por Magister Scientiarum En Ingeniería De Gas. Universidad del Zulia, Zulia.

[14] Morales, S. (2012): Recuperación secundaria en campos de petróleo y su conversión en almacenamiento subterráneo de gas natural. Proyecto fin de carrera. Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas.

[15] Gil, E. y Chamorro, A. (2009). Tecnicas Recomendadas Para el Aumento de la Producción en campos maduros. IHS INC. Disponible en www.oilproduction.net

[16] R. M. Sánchez, «elPeriódico,» 14 Mayo 2018. [En línea]. Disponible en: <https://www.elperiodico.com/es/economia/20180514/la-opec-eleva-la-prevision-de-demanda-de-petroleo-por-las-tensiones-geopoliticas-6818027>. [Último acceso: 10 Julio 2018].

[17] Informe PDE Carito-Mulata. Revisión del Plan de Explotacion de los Yacimientos NAR MUC-1 y CRE MUC-1.

BIBLIOGRAFÍA

Arias, F. 2006. El Proyecto de Investigación. Introducción a la metodología científica (5ta. Edición). Editorial Episteme. Caracas-Venezuela. 44-47.

Carpio, G., Sánchez, J., Vázquez, Y. y Zambrano, Z.: “Modelo Estratigráfico - Sedimentológico de los Campos El Carito-Mulata, Norte de Monagas”, Petróleos de Venezuela S.A. Puerto La Cruz, 2004. 40-100

García, A., Guarique, J., González, A. y Khan, K.: “Modelo de Simulación Numérica Unificado, Campos El Carito-Mulata”, Petróleos de Venezuela S.A. Puerto La Cruz, 2005. 20-150.

Informe de progreso del proyecto de recuperación secundaria aplicado en el yacimiento con denominación común MUC-1 campos El Carito-Mulata. 2018. 12-150.

Informe Oficial de Reservas. 2017. Ministerio del Poder Popular de Petróleo. Caracas, Venezuela.

Informe PDD Carito-Mulata, 2008. Estudio geología-yacimiento campo Mulata NAR 1 MUC 1, NAR 2 MUC 1, NAR 3 MUC 1, NAR 4 MUC 1, NAR 5 MUC 1, KP MUC 1, KB,C MUC 1, KD,E MUC 1, KF MUC. 6-115.

Informe PDE Carito-Mulata, 2008. Plan de Explotación del yacimiento MUC 1. 10-183

Manual del Usuario OFM. 2005. PDVSA Exploración y Producción Distrito Norte. Maturín, Venezuela.

Manual de Usuario Eclipse 300. Schlumberger. Maturín, Venezuela

Paris de Ferrer, M. 2001. Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos. Segunda Edición. Maracaibo, Venezuela. 77-92.

Soto, M. 2006. Evaluación del comportamiento histórico de producción de los proyectos de recuperación suplementaria aplicados en los yacimientos de la Jurisdicción Maturín. Trabajo de Grado, Universidad de Oriente, Maturín. 50-75.

Vélez, A. 2014. Cómo hacer y defender una tesis. Caracas, Venezuela: Grupo Impregráficas, C.A. 11-14.

APÉNDICES
APÉNDICE A

DIAGRAMAS DE POZOS
INYECTORES



DIAGRAMA MECÁNICO ACTUAL

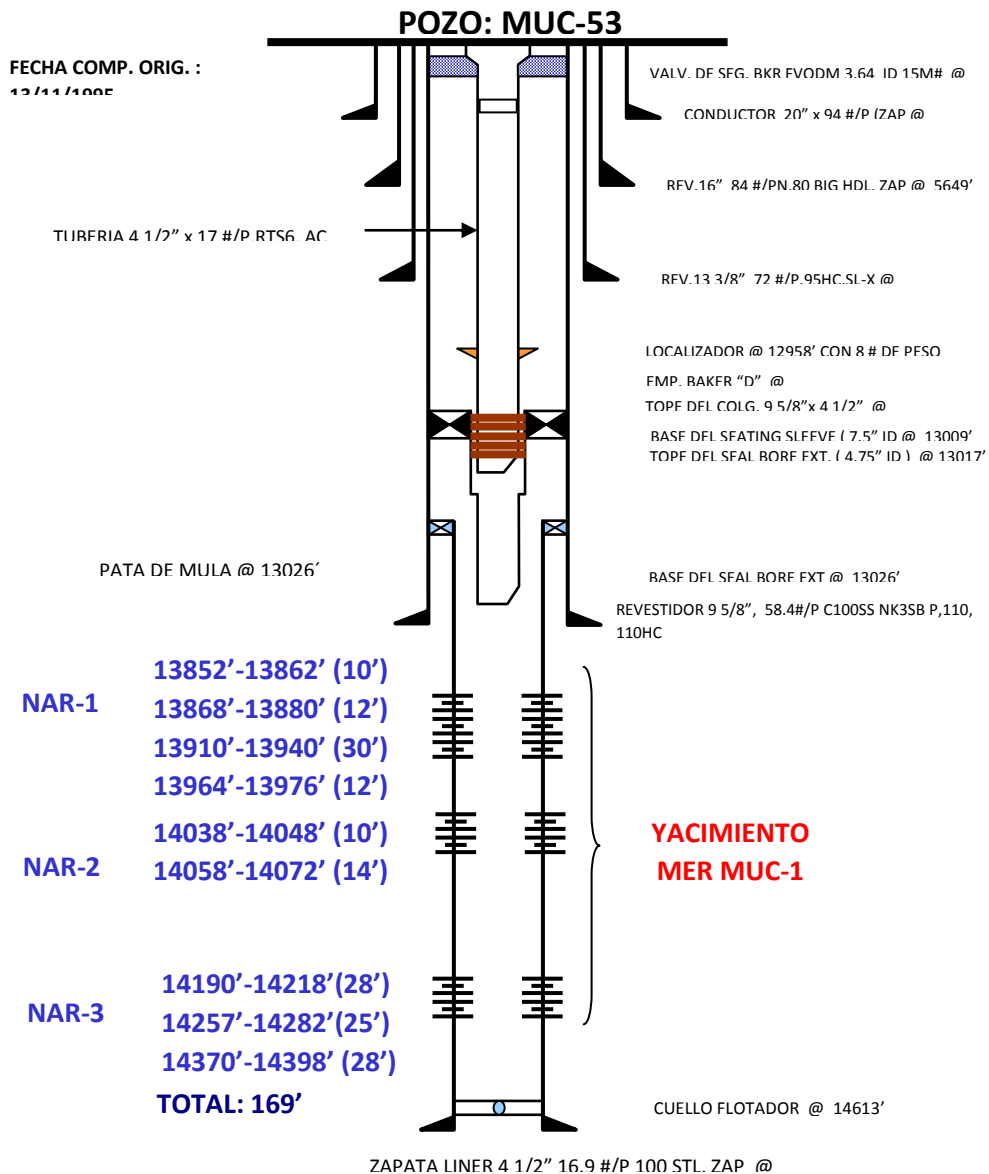
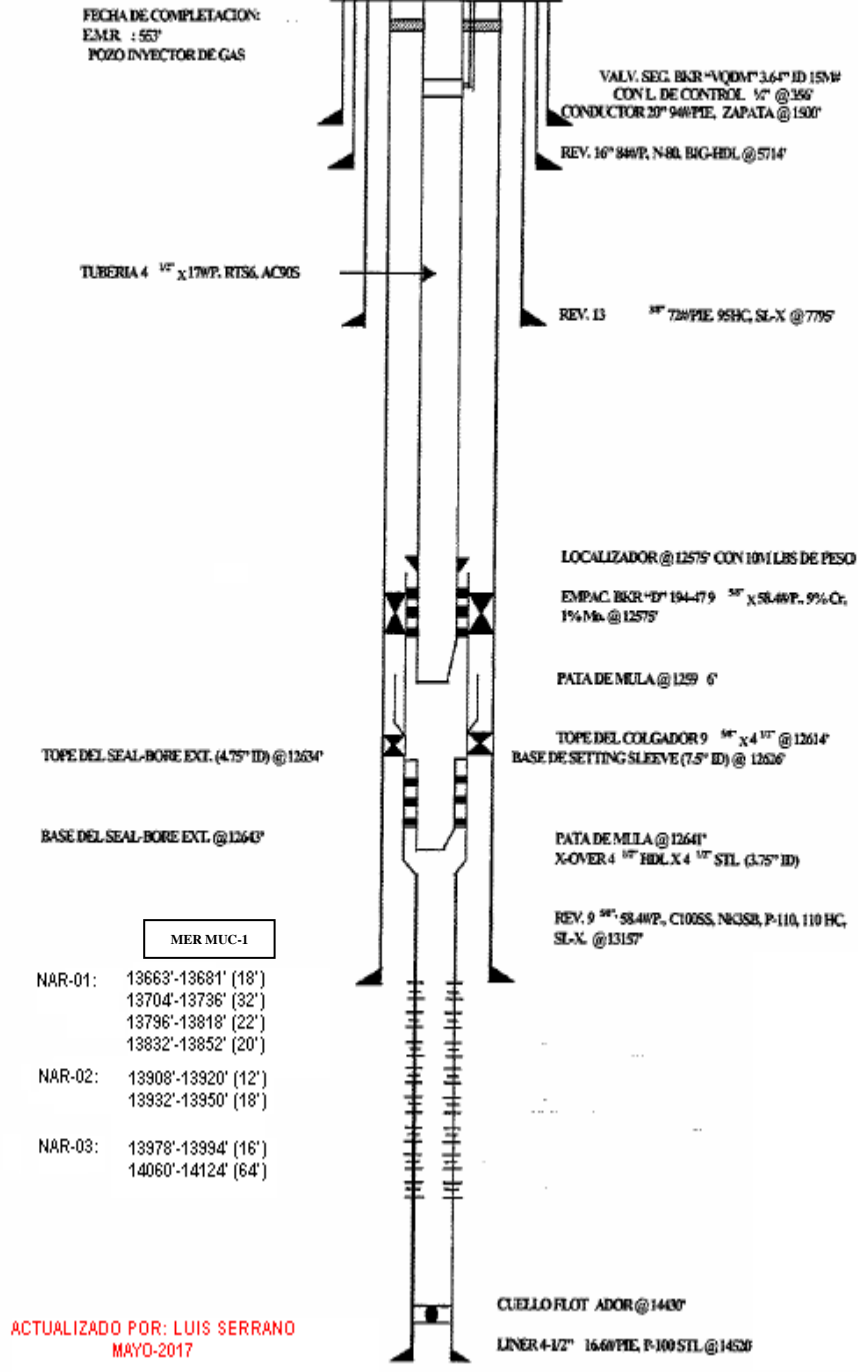


Figura A1. Diagrama mecánico del pozo inyector MUC 53 (Fuente: PDVSA, 2018)

MUC-54
DIAGRAMA DE POZO



ACTUALIZADO POR: LUIS SERRANO
MAYO-2017

Figura A2. Diagrama mecánico del pozo inyector MUC 54 (Fuente: PDVSA, 2018)



DIAGRAMA ACTUAL DE COMPLETACION

POZO: MUC-55 TALADRO: HP-83

CABEZAL: GRAY 4 1/2" 10M

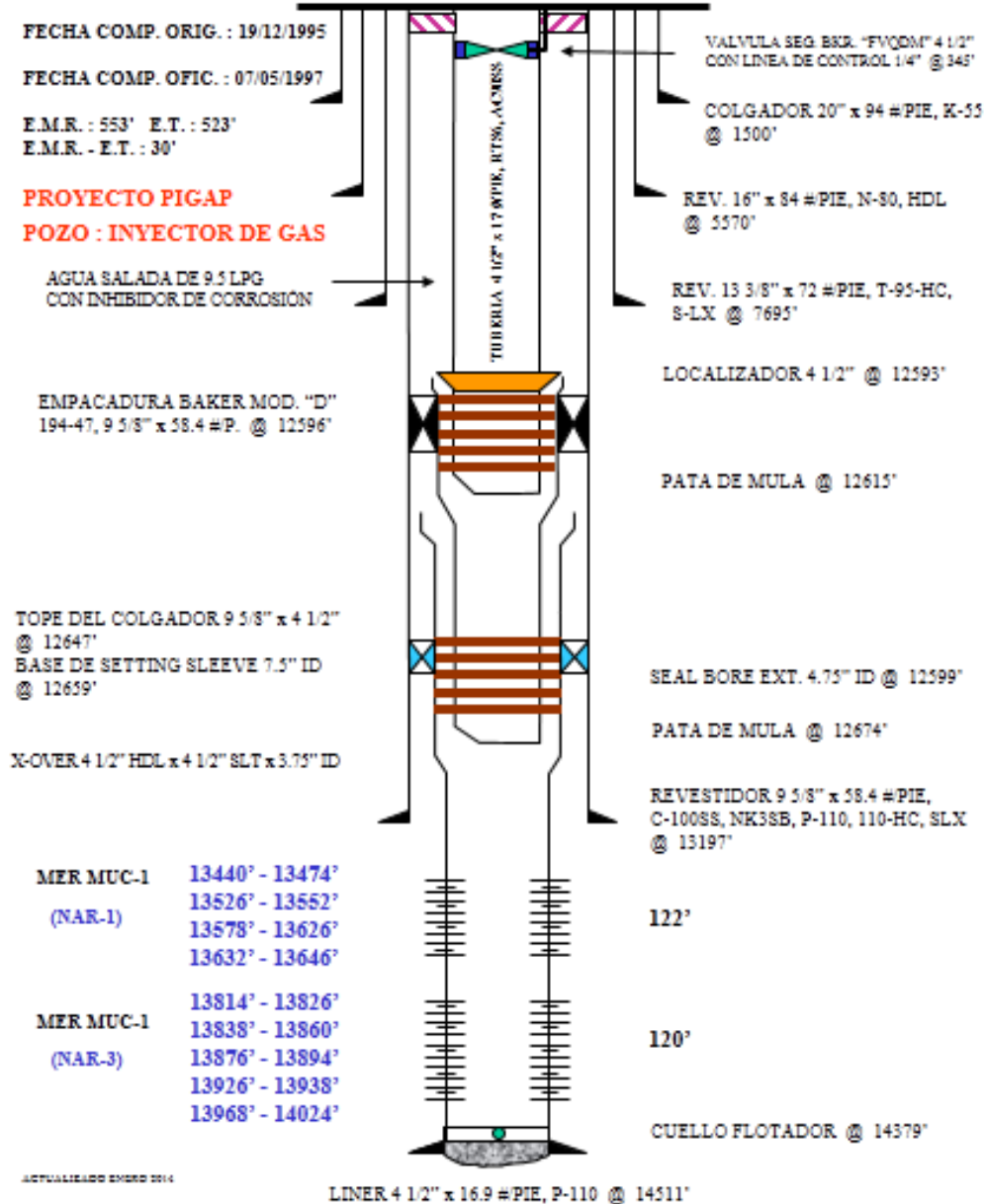


Figura A3. Diagrama mecánico del pozo inyector MUC 55 (Fuente: PDVSA, 2018)

MUC - 56 (RA/RC # 1)
DIAGRAMA DE POZO

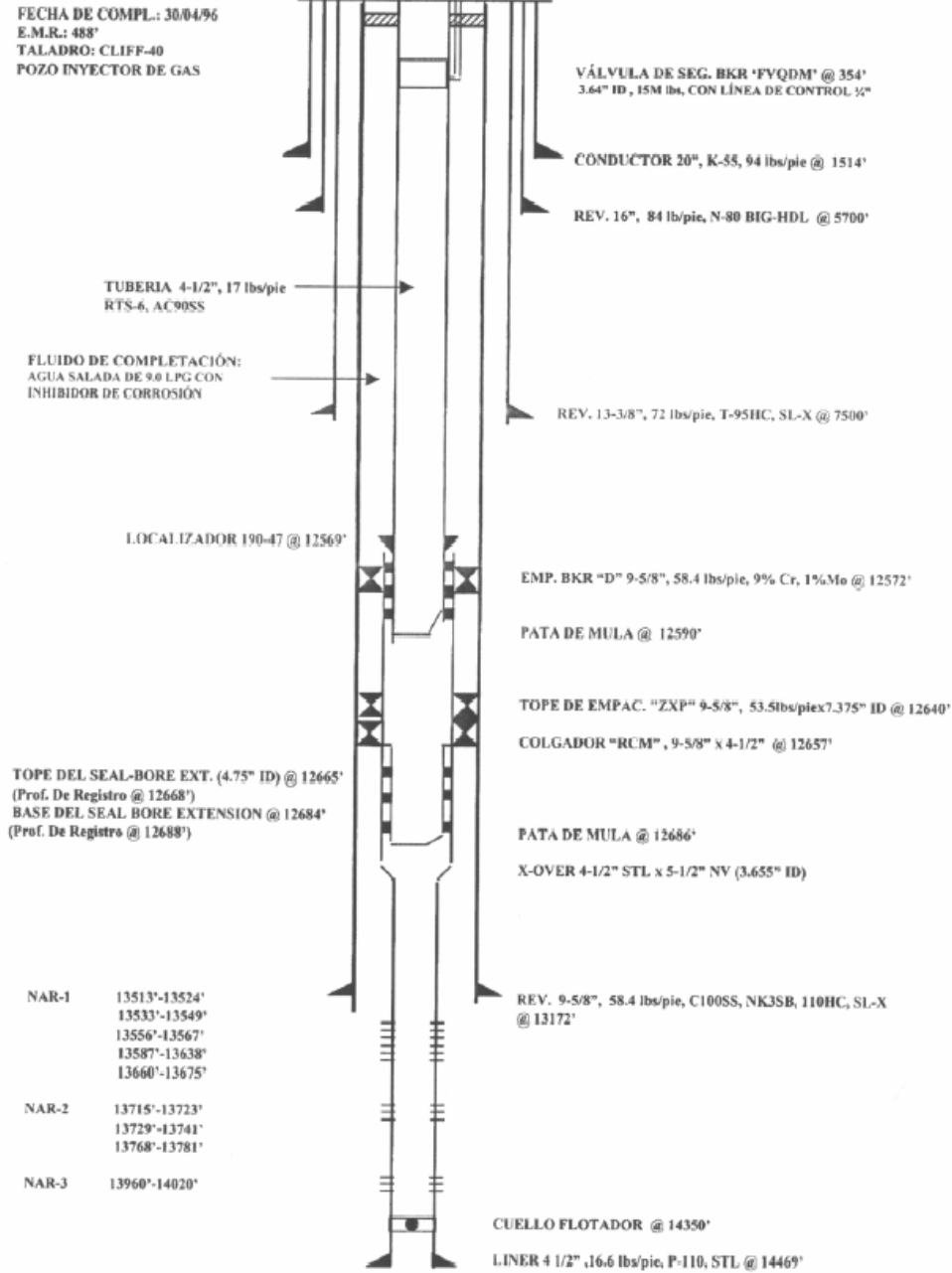


Figura A4. Diagrama mecánico del pozo inyector MUC 56 (Fuente: PDVSA, 2018)



**DIAGRAMA MECÁNICO ACTUAL
POZO: MUC-58 TALADRO: HP-82
CABEZAL: GRAY**

FECHA COMP. ORIG. : 17/04/1996

FECHA COMP. OFIC. : 11/09/1998

E.M.R. : 488'

PROYECTO PIGAP

POZO : INYECTOR DE GAS

NOTA: LAS PROFUNDIDADES DEL EQUIPO DE COMPLETACION ESTAN REFERIDAS AL REGISTRO CORRIDO EN EL POZO.

PATA DE MULA § 12456'

COLGADOR "RCM" 9-5/8" x 7" (6"ID) § 12523'

PATA DE MULA § 12552'

**FECHA DE CAÑONEO:
ABRIL DEL 96**

ARENA NAR 1:

- 13256'-13291' (35')
- 13310'-13340' (30')
- 13349'-13359' (10')
- 13367'-13374' (7')
- 13380'-13402' (22')

ARENA NAR 2:

- 13447'-13465' (18')
- 13470'-13475' (5')

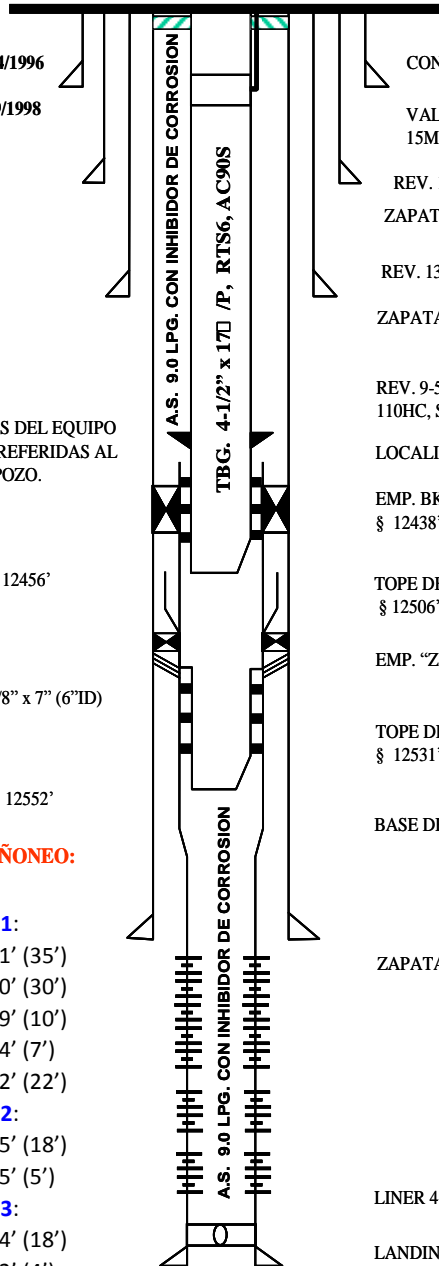
ARENA NAR 3:

- 13556'-13574' (18')
- 13598'-13602' (4')

YACIMIENTO
MERMUC-1

DI ACTUALIZACIÓN: 01/06/2015
DI

ZAPATA @ 14203'



COND. 20", K-55, 94#/P (ZAP. @ 1503')

VALV. DE SEG. BKR "FVQDM" 3.641D
15M CON L. DE CONTROL 1/4 § 339'

REV. 16" 84 #/P N-80, BIG-HDL
ZAPATA 16" § 5692'

REV. 13-3/8" 72#/P T-95HC, SL-X
ZAPATA 13-3/8" @ 7690'

REV. 9-5/8", 58.4 #/P C100SS, NK3SB;
110HC, SL-X

LOCALIZADOR 190-47 § 12434'

EMP. BKR "D" 9-5/8" 58.4 #/P, 9%Cr, 1%Mo
§ 12438'

TOPE DE EMP. 9-5/8" 53.5 # x 7.375" ID
§ 12506' PROF. POR REGISTRO § 12511'

EMP. "ZXP" 9-5/8" x 53.5 #

TOPE DEL SEAL BORE EXT.(4.75" ID)
§ 12531' PROF. POR REGISTRO § 12538'

BASE DEL SEAL BORE EXTEN. § 12550'
PROF. POR REGISTRO § 12557'

ZAPATA 9-5/8" § 13043'

LINER 4-1/2" 16.6 3/P, P-110 STL

LANDING COLLAR @ 14117'

Figura A5. Diagrama mecánico del pozo inyector MUC 58 (Fuente: PDVSA, 2018)

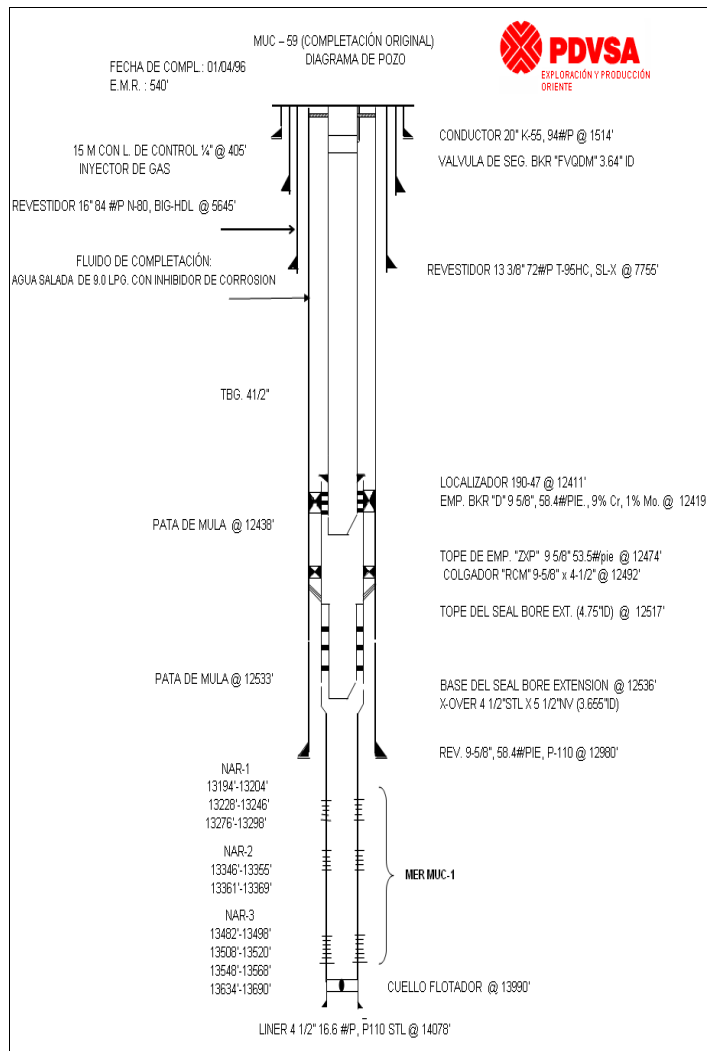


Figura A6. Diagrama mecánico del pozo inyector MUC 59 (Fuente: PDVSA, 2018)



**POZO: MUC-60 TALADRO: HP-83
CABEZAL: GRAY 5 1/2" 15M**

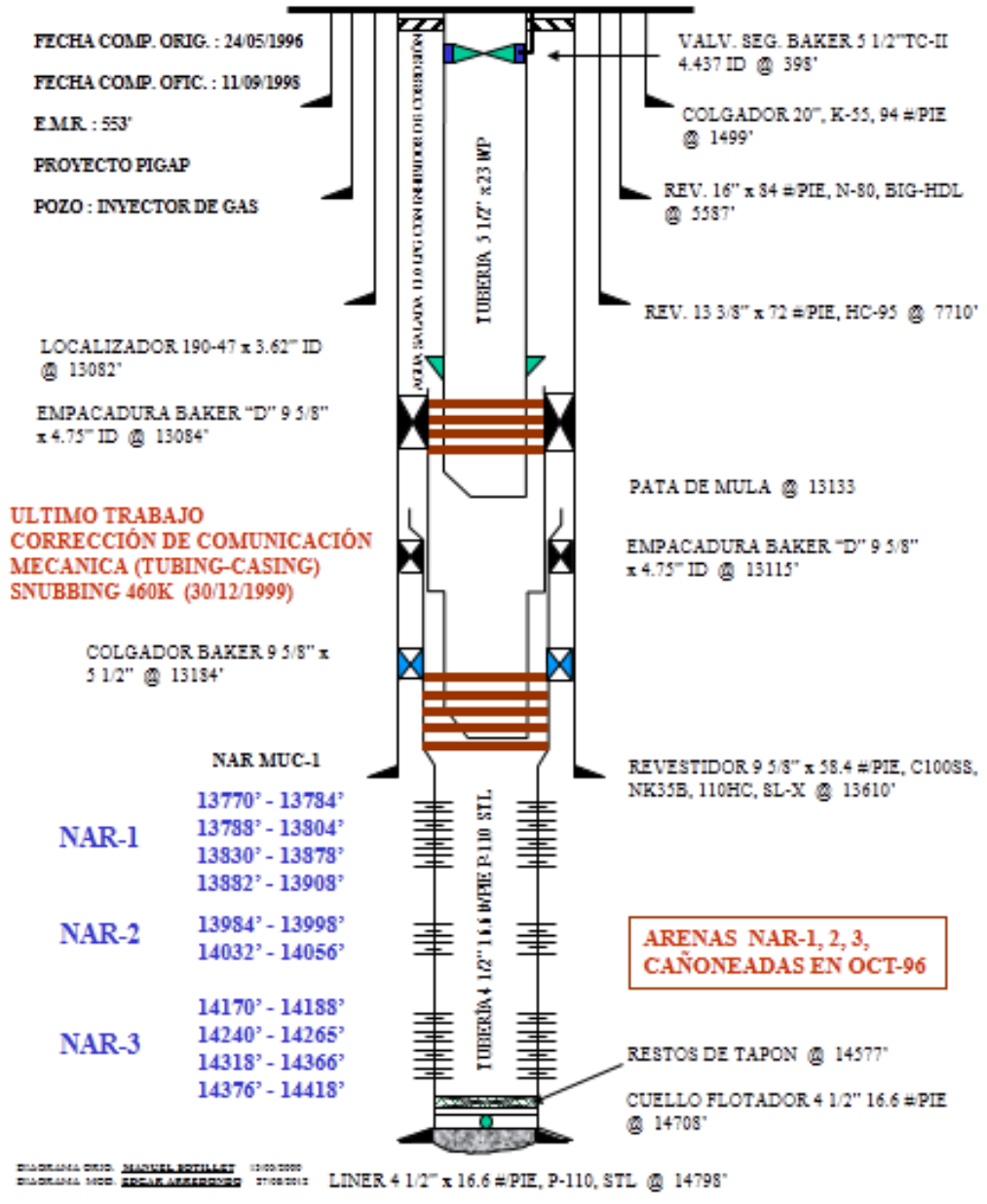


Figura A7. Diagrama mecánico del pozo inyector MUC 60 (Fuente: PDVSA, 2018)



DIAGRAMA MECÁNICO ACTUAL
POZO: MUC-65 TALADRO: HP-82
CABEZAL: GRAY

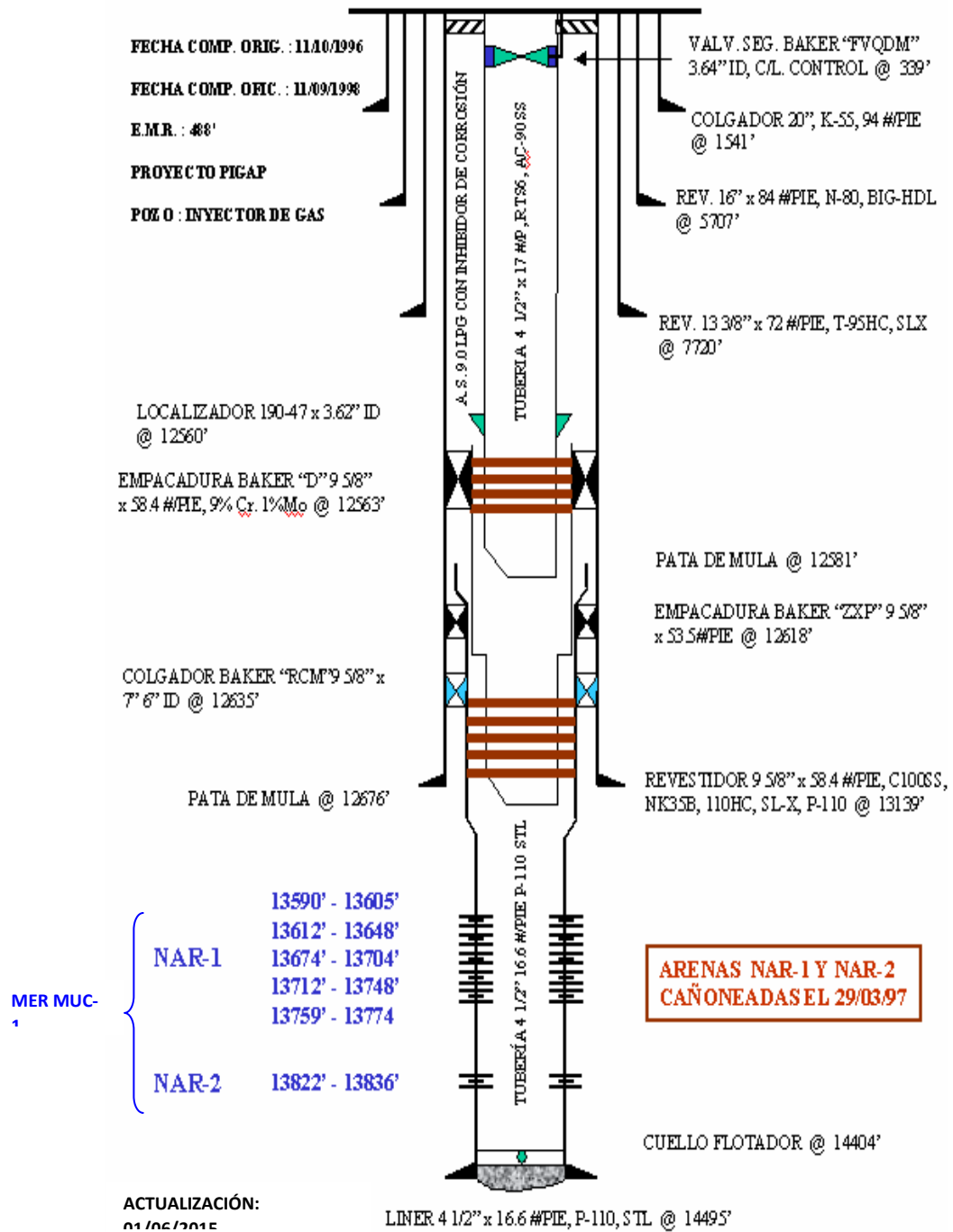


Figura A8. Diagrama mecánico del pozo inyector MUC 65 (Fuente: PDVSA, 2018)



PDVSA

DIAGRAMA MECÁNICO ACTUAL
POZO: MUC-66 TALADRO: CLIFF-40
CABEZAL: GRAY

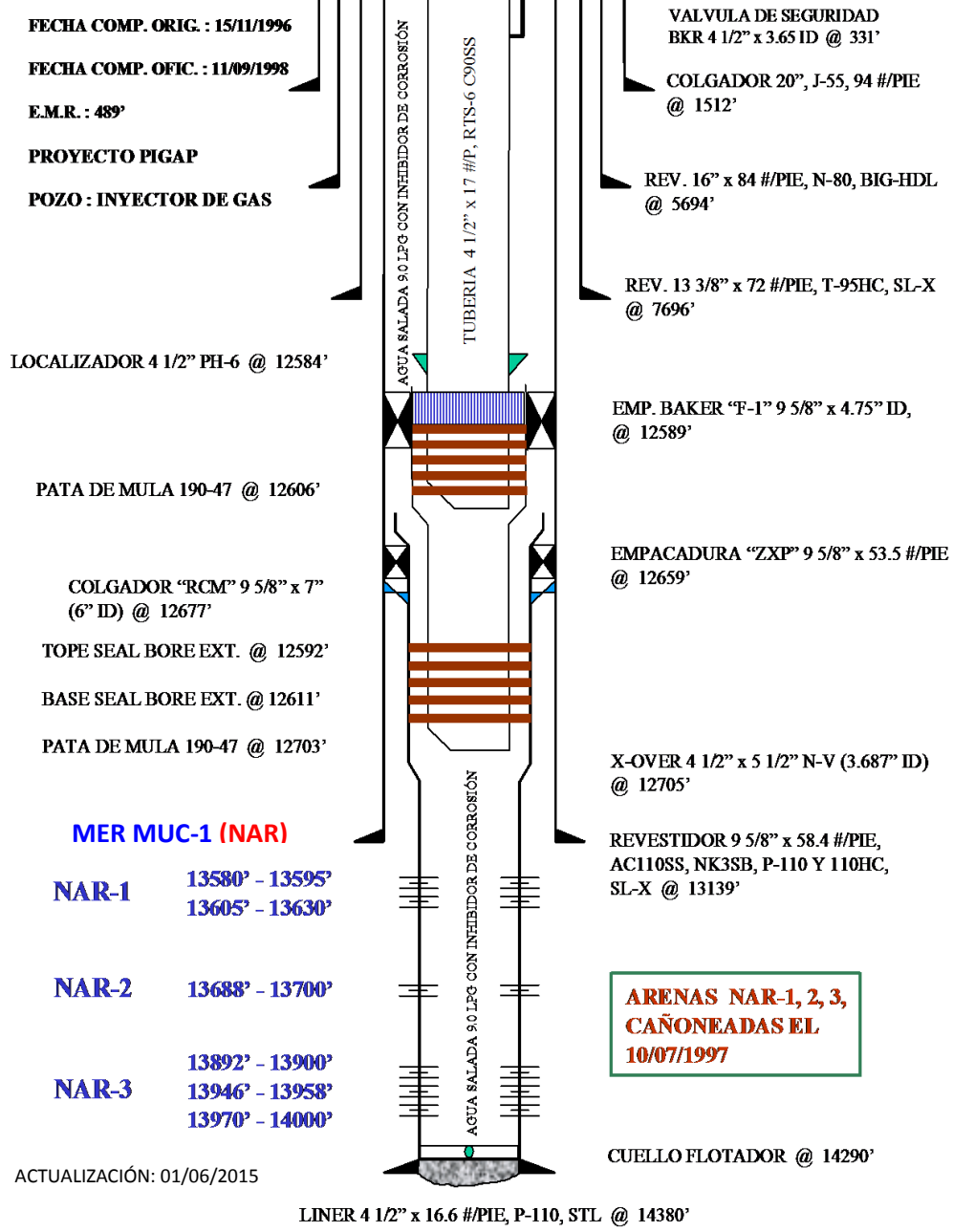


Figura A9. Diagrama mecánico del pozo inyector MUC 66 (Fuente: PDVSA, 2018)

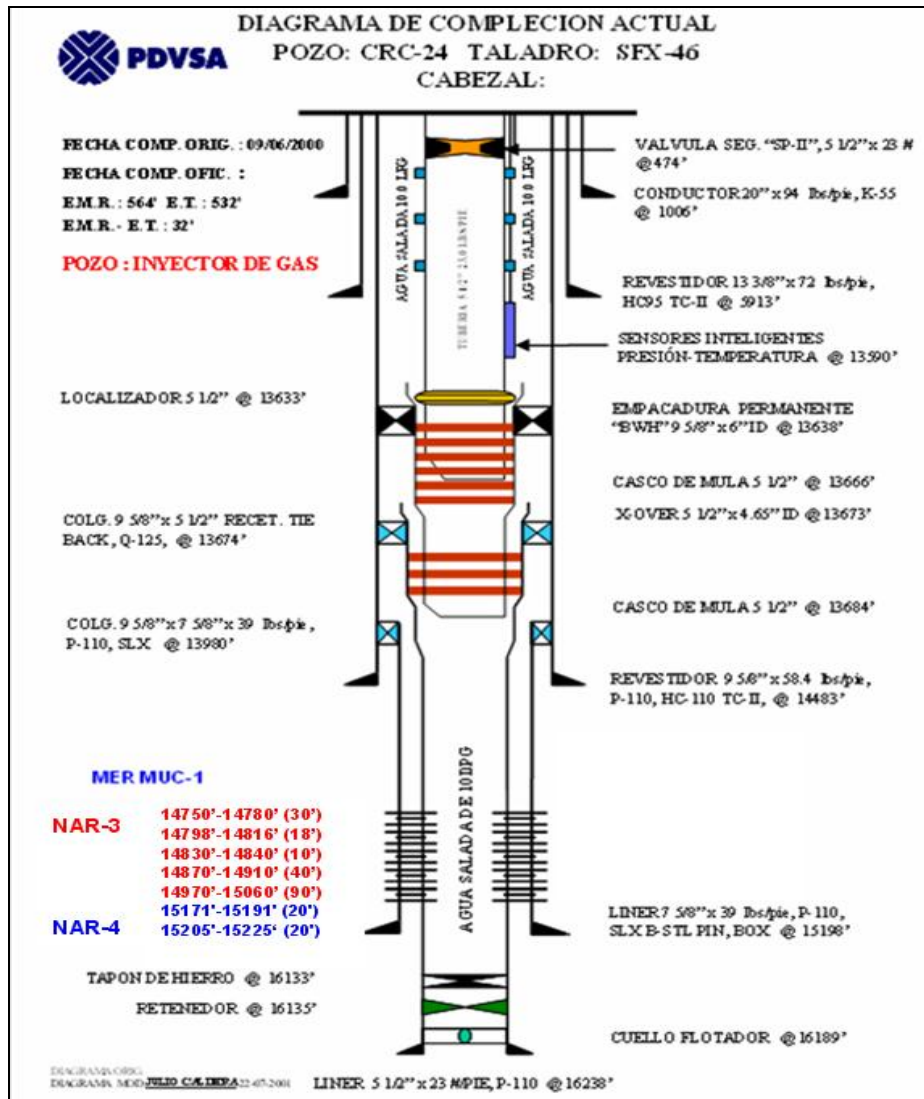


Figura A10. Diagrama mecánico del pozo inyector CRC-24 (Fuente: PDVSA, 2018)

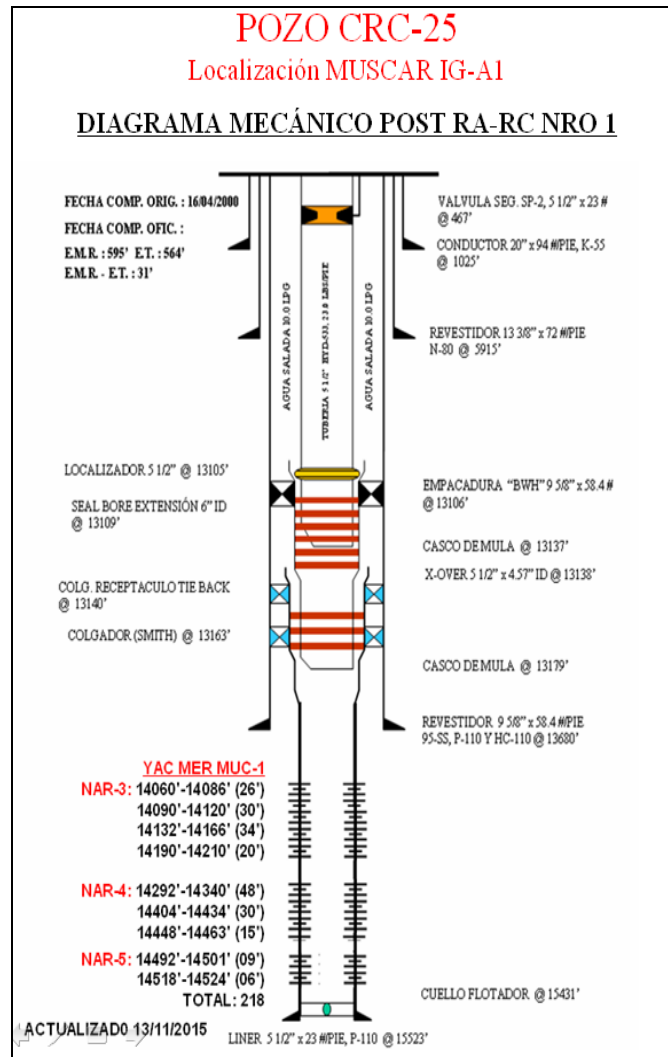


Figura A11. Diagrama mecánico del pozo inyector CRC 25 (Fuente: PDVSA, 2018)

APÉNDICE B

CARACTERÍSTICAS DE POZOS INYECTORES

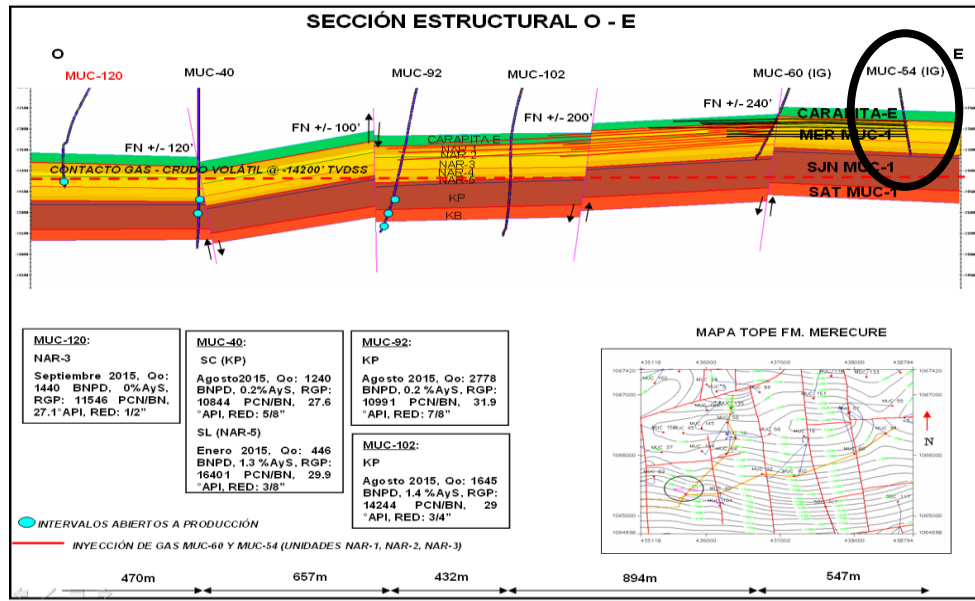


Figura B1. Sección estructural del pozo MUC 54 (Fuente: OPENWORKS, 2018)

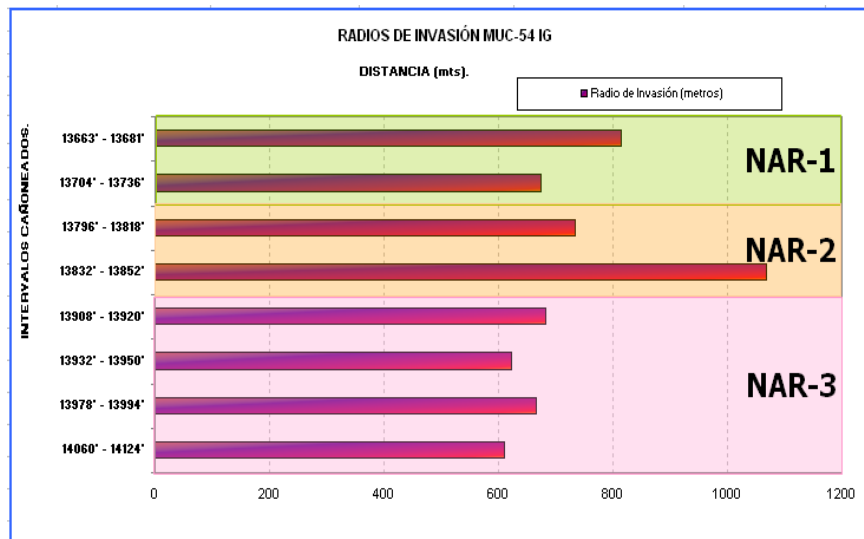


Figura B2. Radio de invasión del pozo MUC 54 (Fuente: PDVSA, 2018).

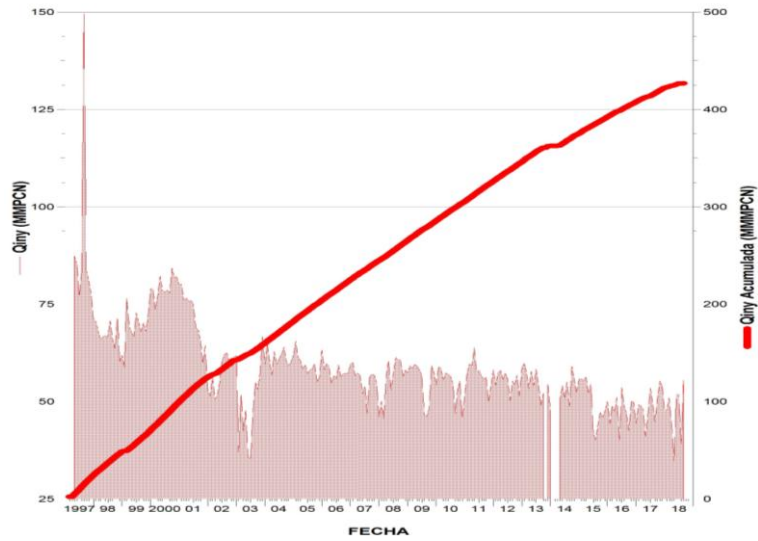


Figura B3. Comportamiento histórico del pozo inyector MUC 54 (Fuente: OFM, 2018)

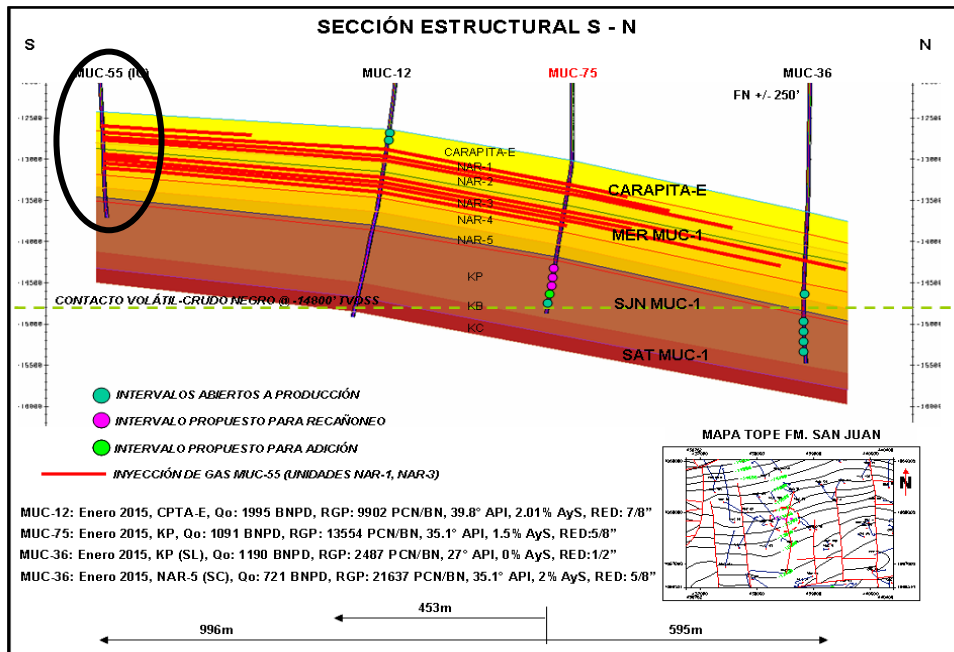


Figura B4. Sección estructural del pozo MUC 55 (Fuente: OPENWORKS, 2018)

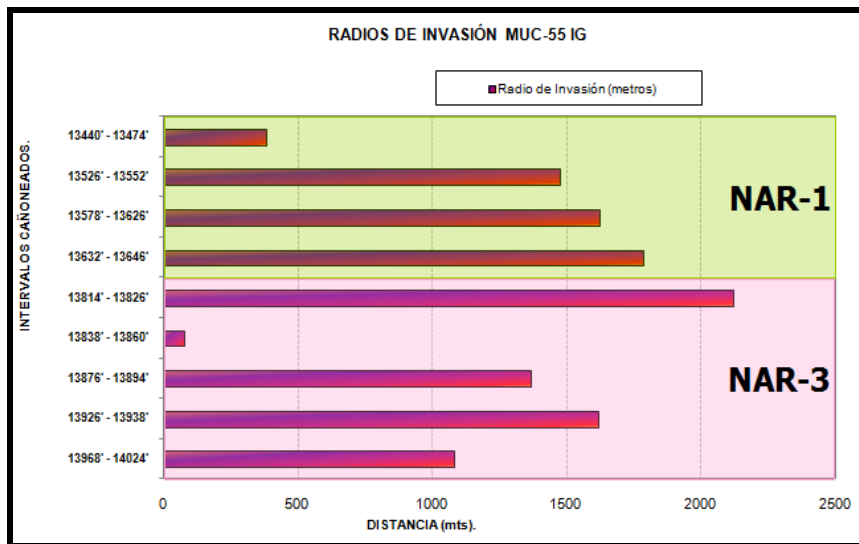


Figura B5. Radio de invasión del pozo MUC 55 (Fuente: PDVSA, 2018).

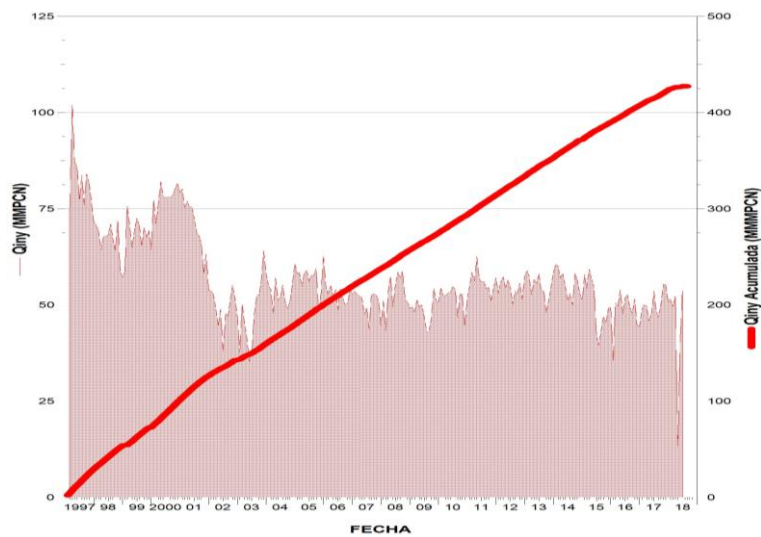


Figura B6. Comportamiento histórico del pozo inyector MUC 55 (Fuente: OFM, 2018)

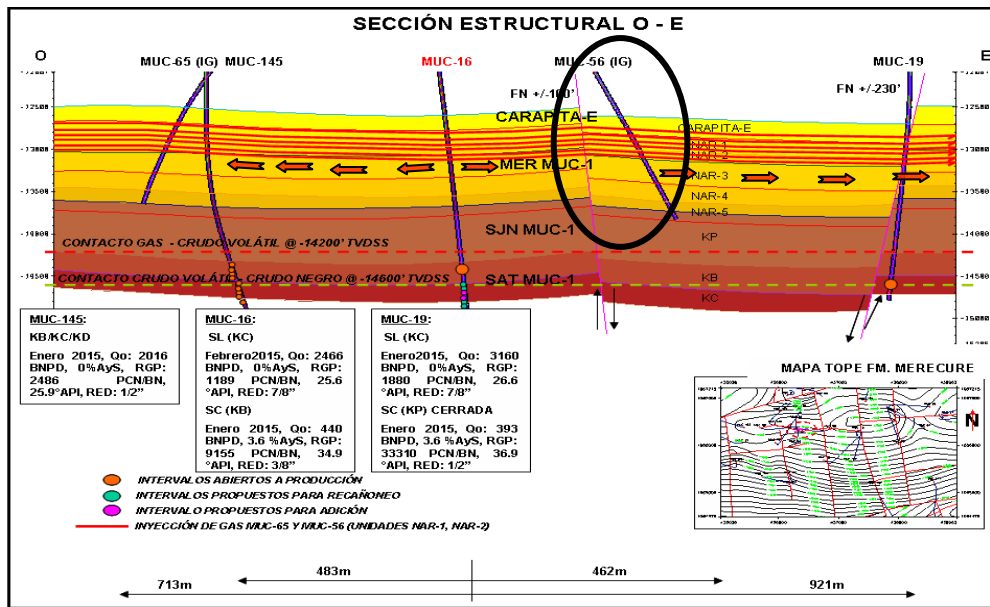


Figura B7. Sección estructural del pozo MUC 56 (Fuente: OPENWORKS, 2018)

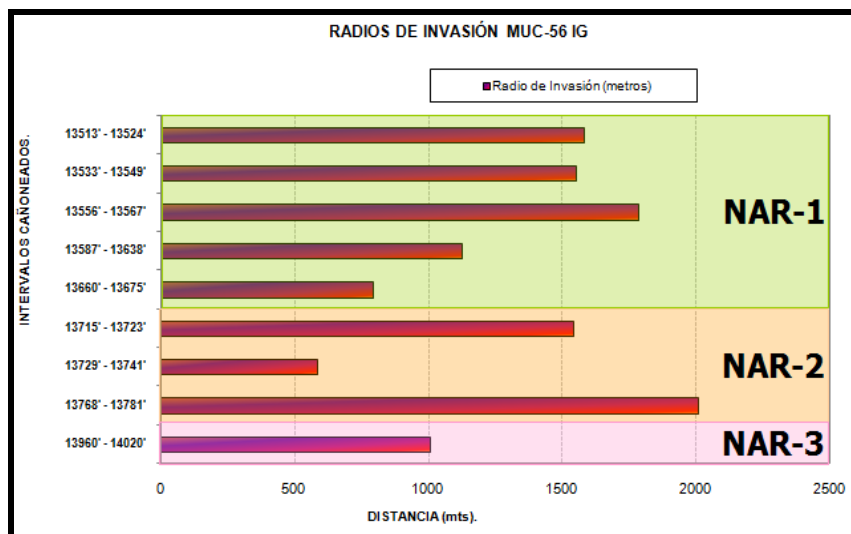


Figura B8. Radio de invasión del pozo MUC 56 (Fuente: PDVSA, 2018).

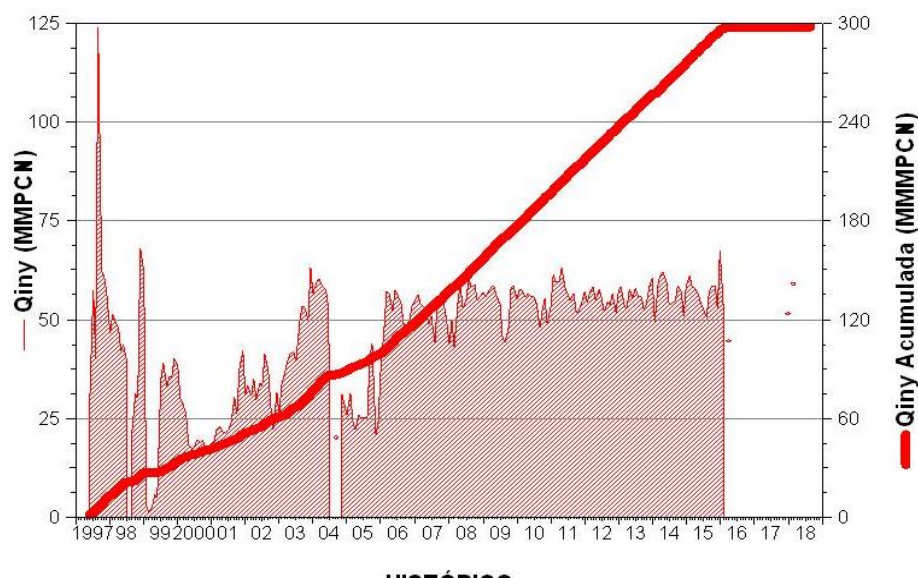


Figura B9. Comportamiento histórico del pozo inyector MUC 56 (Fuente: OFM, 2018)

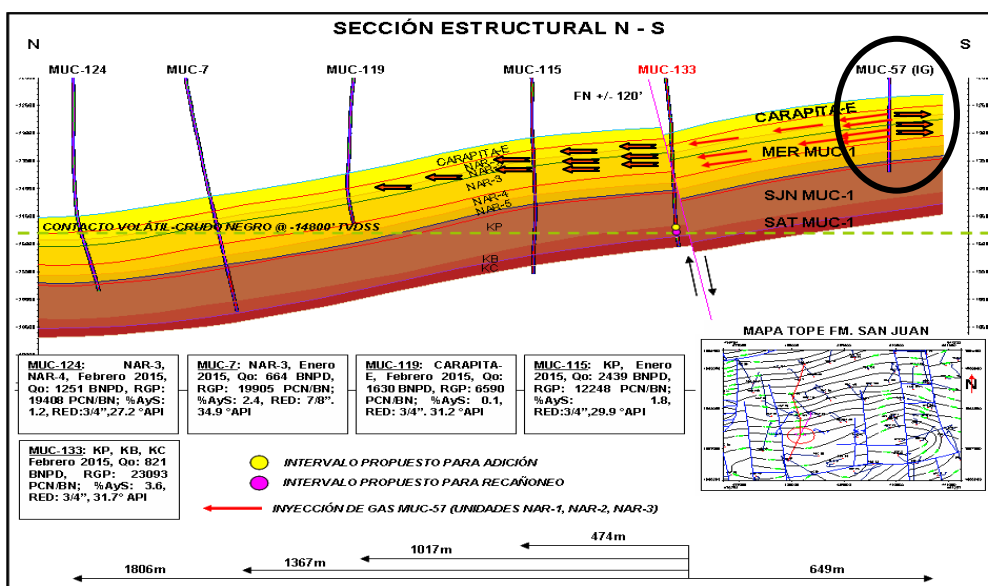


Figura B10. Sección estructural del pozo MUC 57 (Fuente: OPENWORKS, 2018)

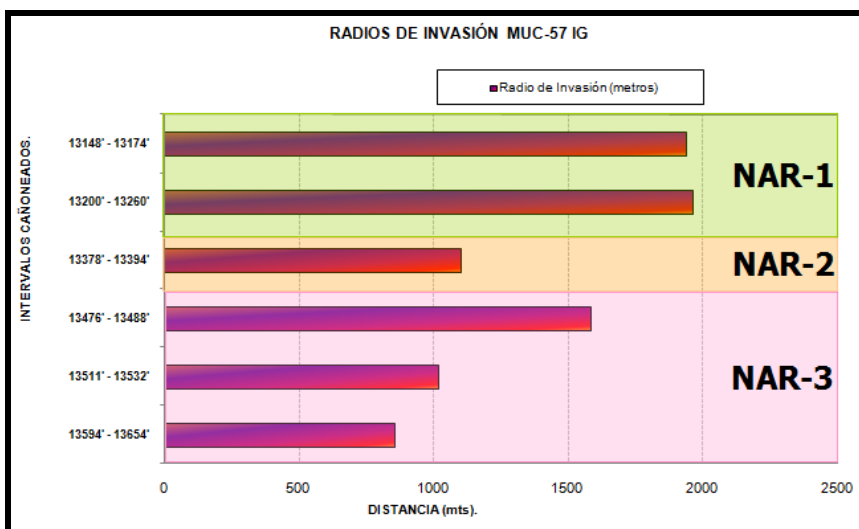


Figura B11. Radio de invasión del pozo MUC 57 (Fuente: PDVSA, 2018).

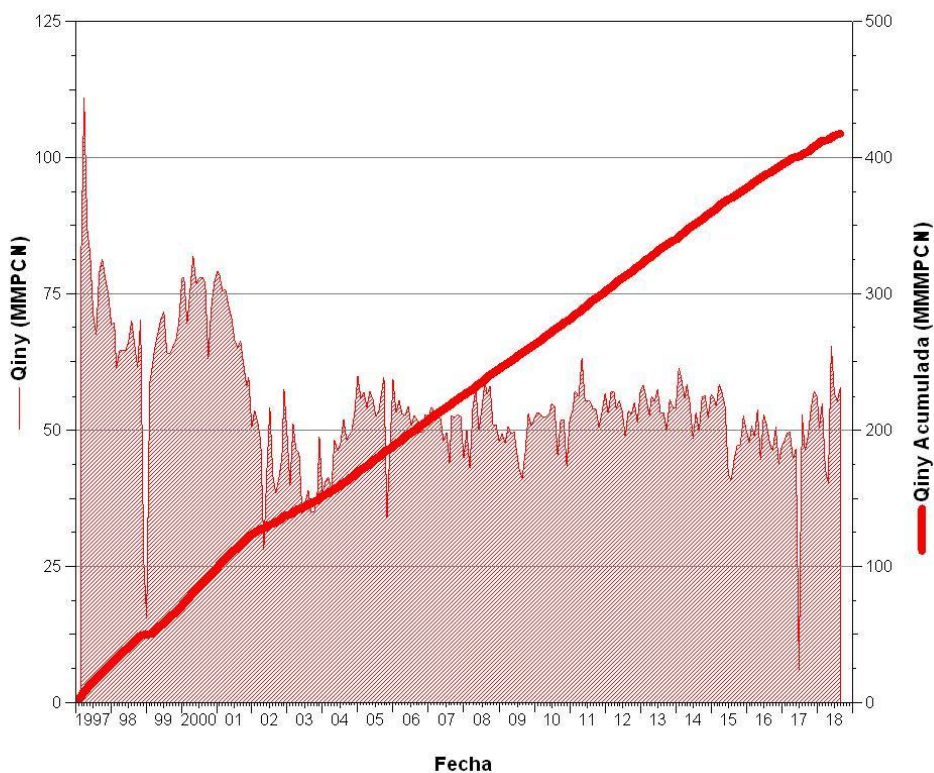


Figura B12. Comportamiento histórico del pozo inyector MUC 57 (Fuente: OFM, 2018)

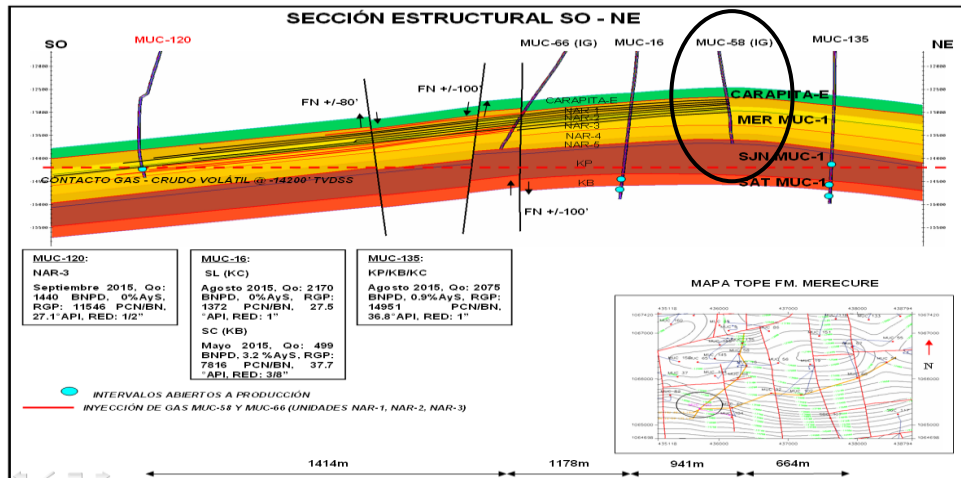


Figura B13. Sección estructural del pozo MUC 58 (Fuente: OPENWORKS, 2018)

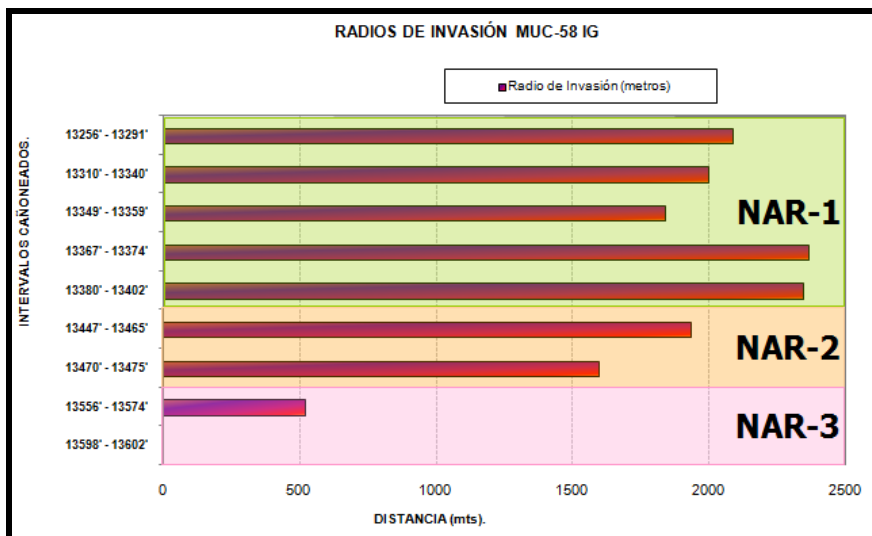


Figura B14. Radio de invasión del pozo MUC 58 (Fuente: PDVSA, 2018).

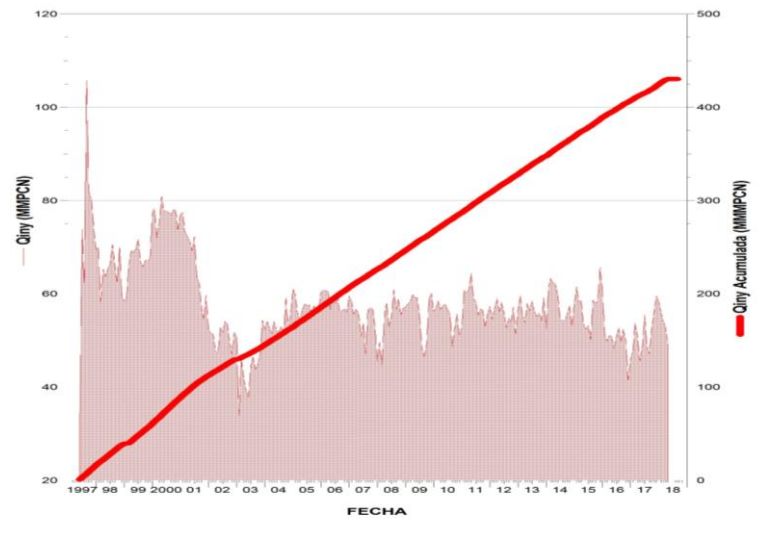


Figura B15. Comportamiento histórico del pozo inyector MUC 58 (Fuente: OFM, 2018)

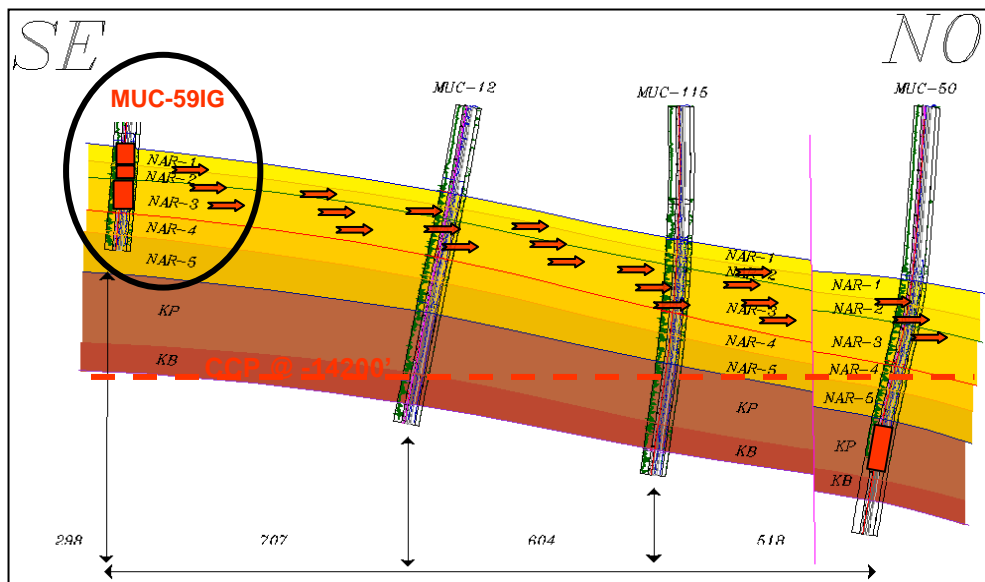


Figura B16. Sección estructural del pozo MUC 59 (Fuente: OPENWORKS, 2018)

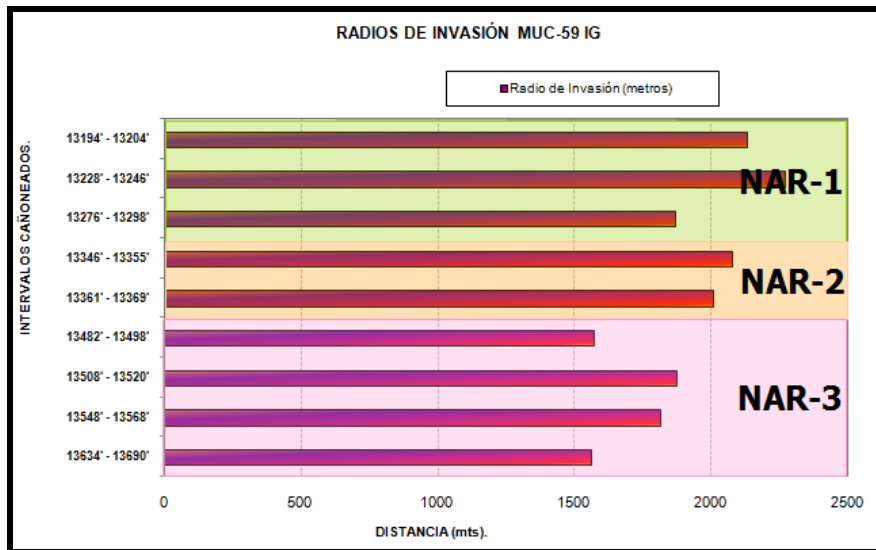


Figura B17. Radio de invasión del pozo MUC 59 (Fuente: PDVSA, 2018).

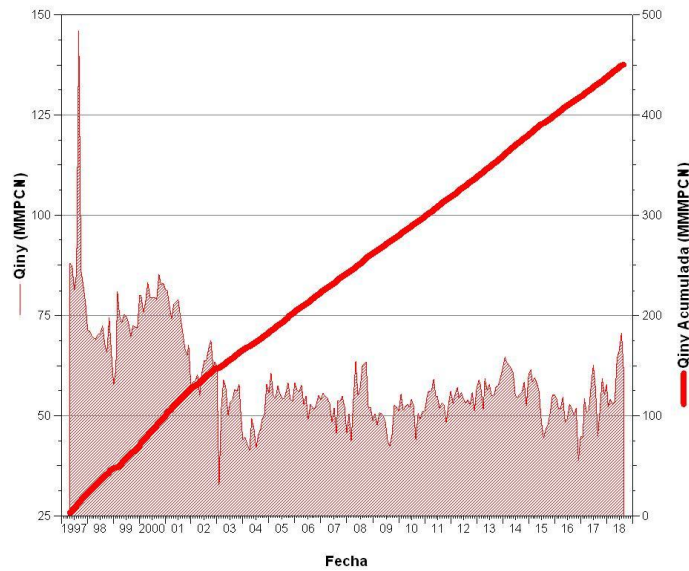


Figura B18. Comportamiento histórico del pozo inyector MUC 59 (Fuente: OFM, 2018)

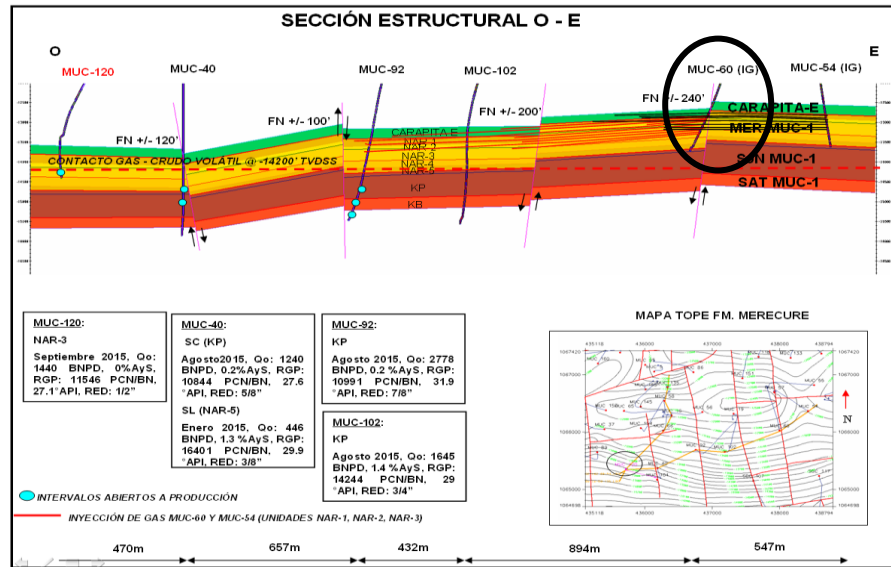


Figura B19. Sección estructural del pozo MUC 60 (Fuente: OPENWORKS, 2018)

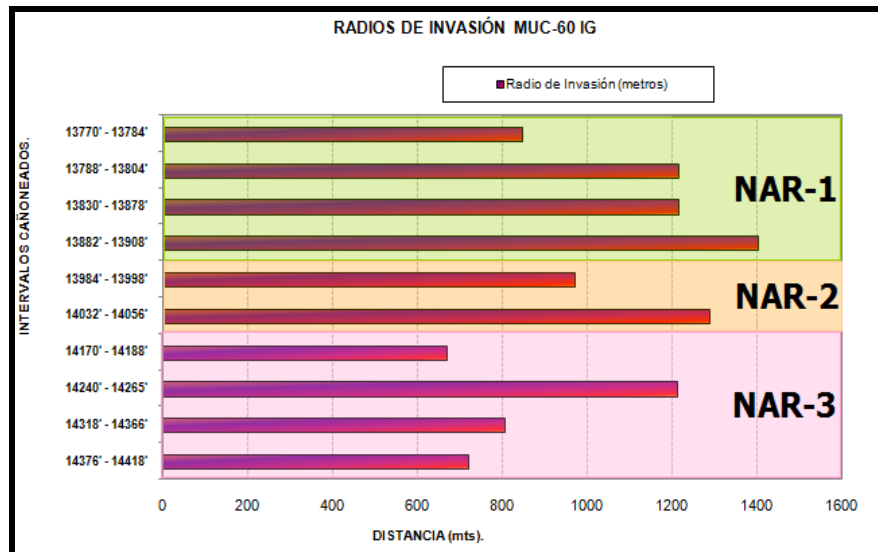


Figura B20. Radio de invasión del pozo MUC 60 (Fuente: PDVSA, 2018).

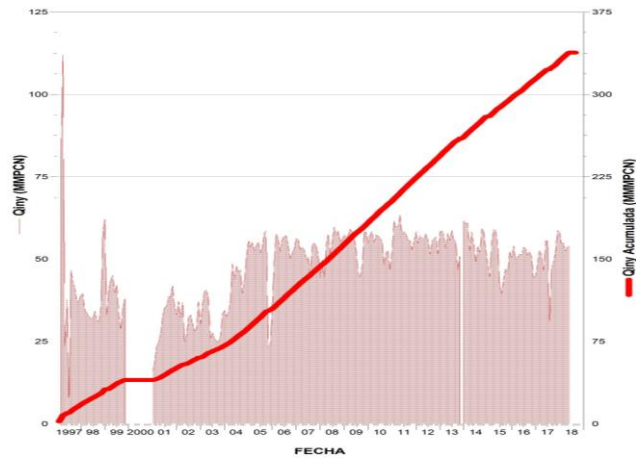


Figura B21. Comportamiento histórico del pozo inyector MUC 60 (Fuente: OFM, 2018).

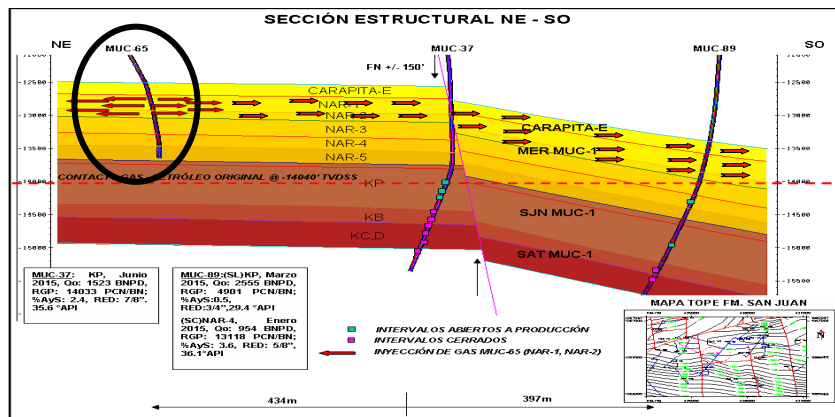


Figura B22. Sección estructural del pozo MUC 65 (Fuente: OPENWORKS, 2018)

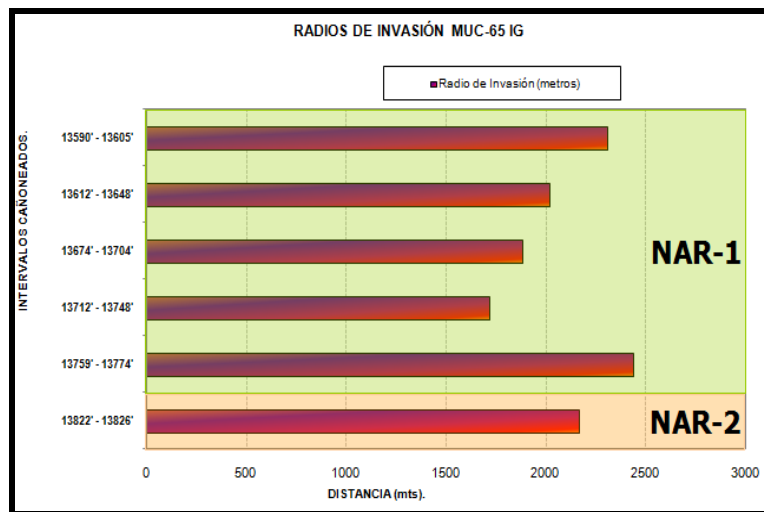


Figura B23. Radio de invasión del pozo MUC 65 (Fuente: PDVSA, 2018).

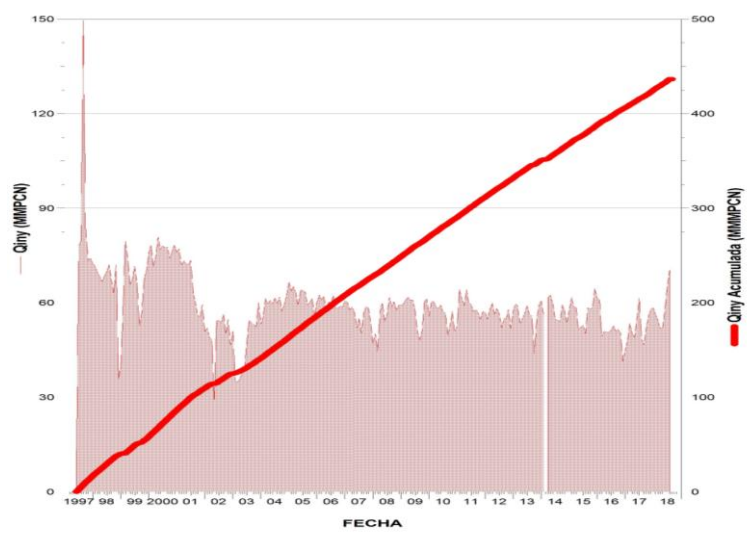


Figura B24. Comportamiento histórico del pozo inyector MUC 65 (Fuente: OFM, 2018)

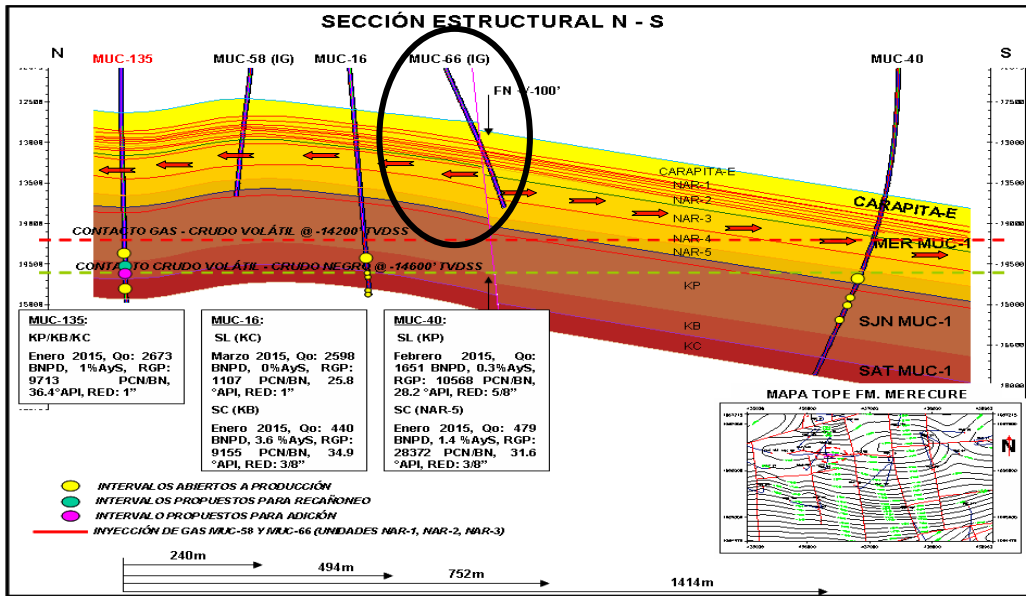


Figura B25. Sección estructural del pozo MUC 66 (Fuente: OPENWORKS, 2018)

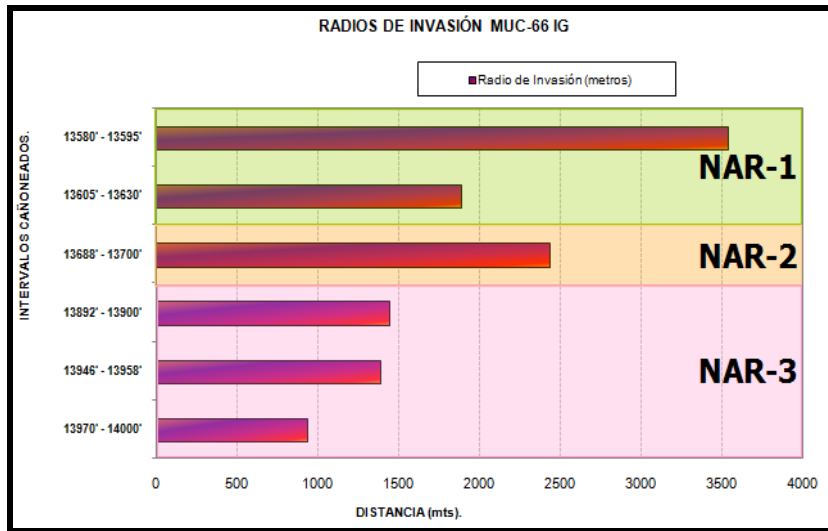


Figura B26. Radio de invasión del pozo MUC 66 (Fuente: PDVSA, 2018).

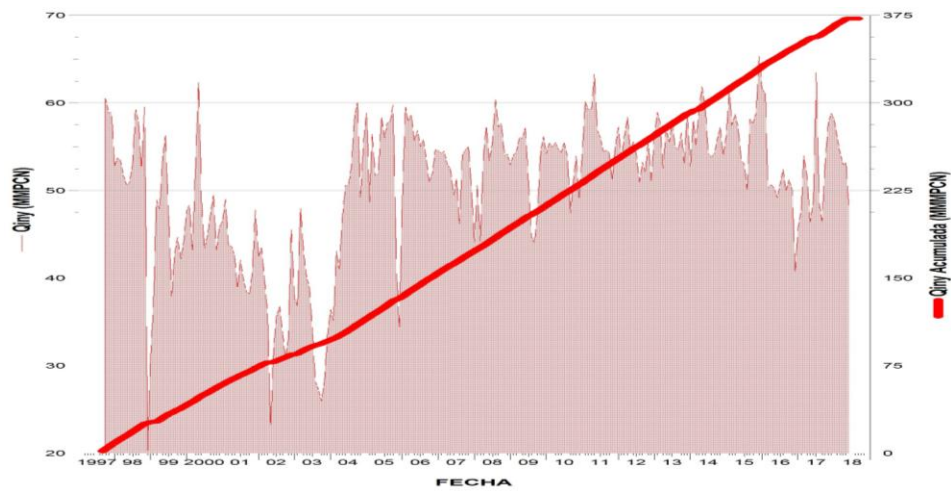


Figura B27. Comportamiento histórico del pozo inyector MUC 66 (Fuente: OFM, 2018)

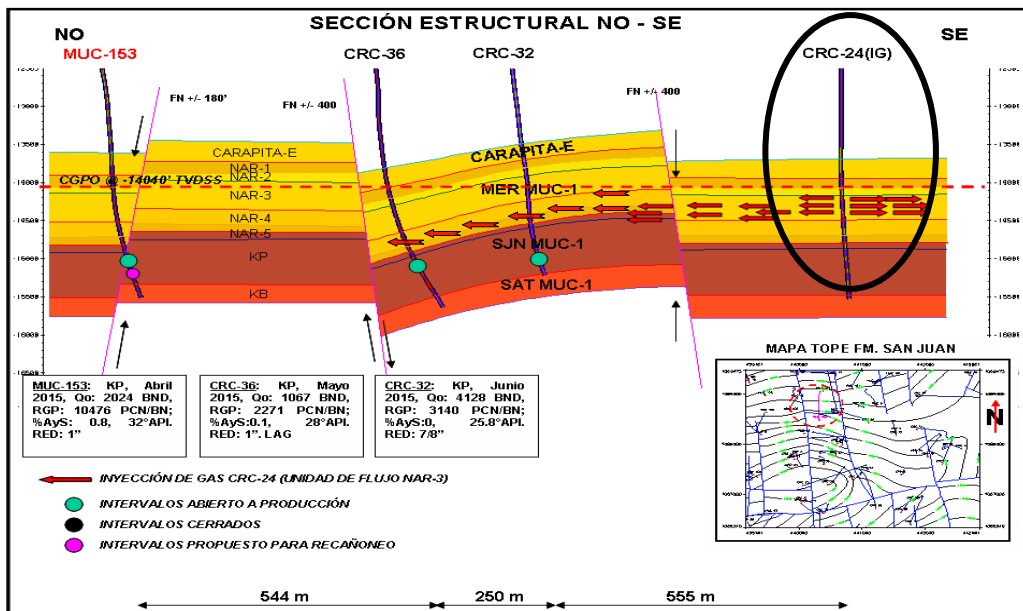


Figura B28. Sección estructural del pozo CRC 24 (Fuente: OPENWORKS, 2018)

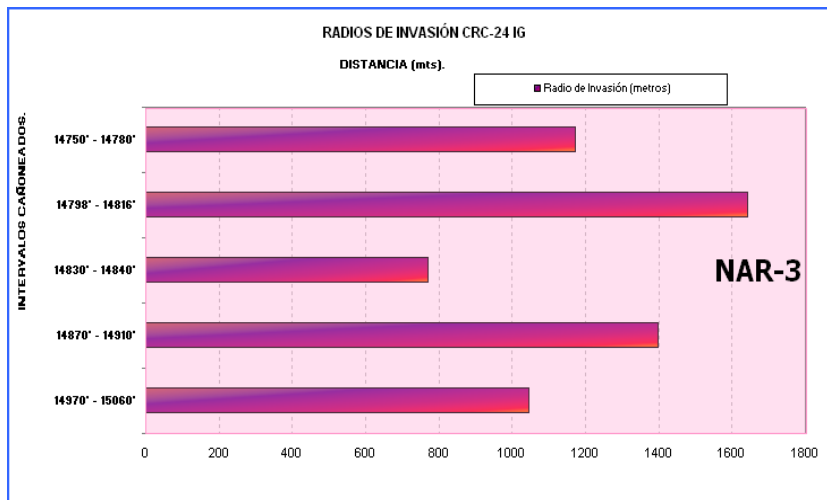


Figura B29. Radio de invasión del pozo CRC 24 (Fuente: PDVSA, 2018).

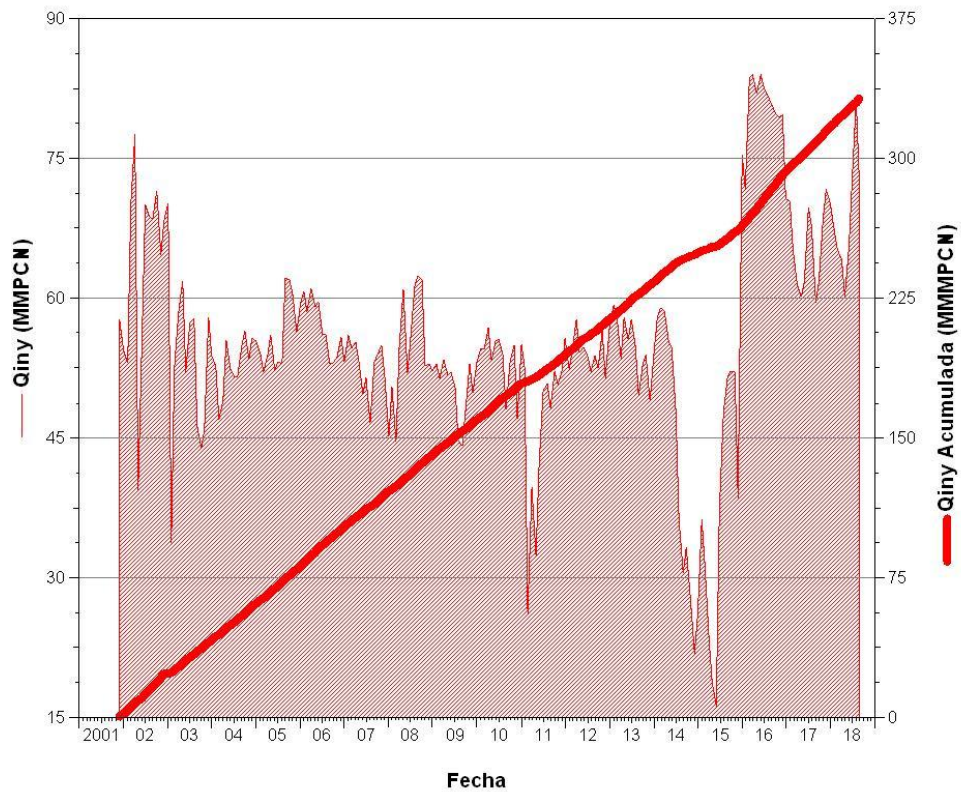


Figura B30. Comportamiento histórico del pozo inyector CRC 24 (Fuente: OFM, 2018)

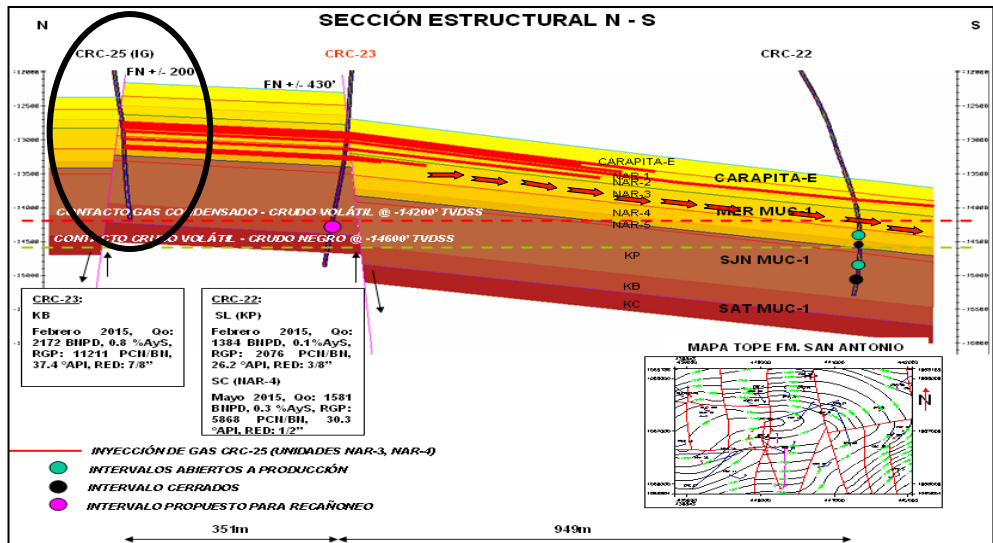


Figura B31. Sección estructural del pozo CRC 25 (Fuente: OPENWORKS, 2018)

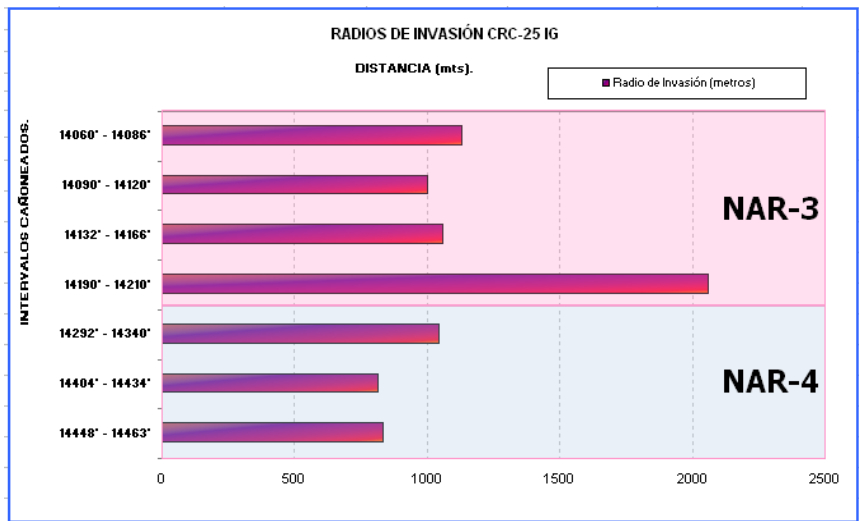


Figura B32. Radio de invasión del pozo CRC 25 (Fuente: PDVSA, 2018)

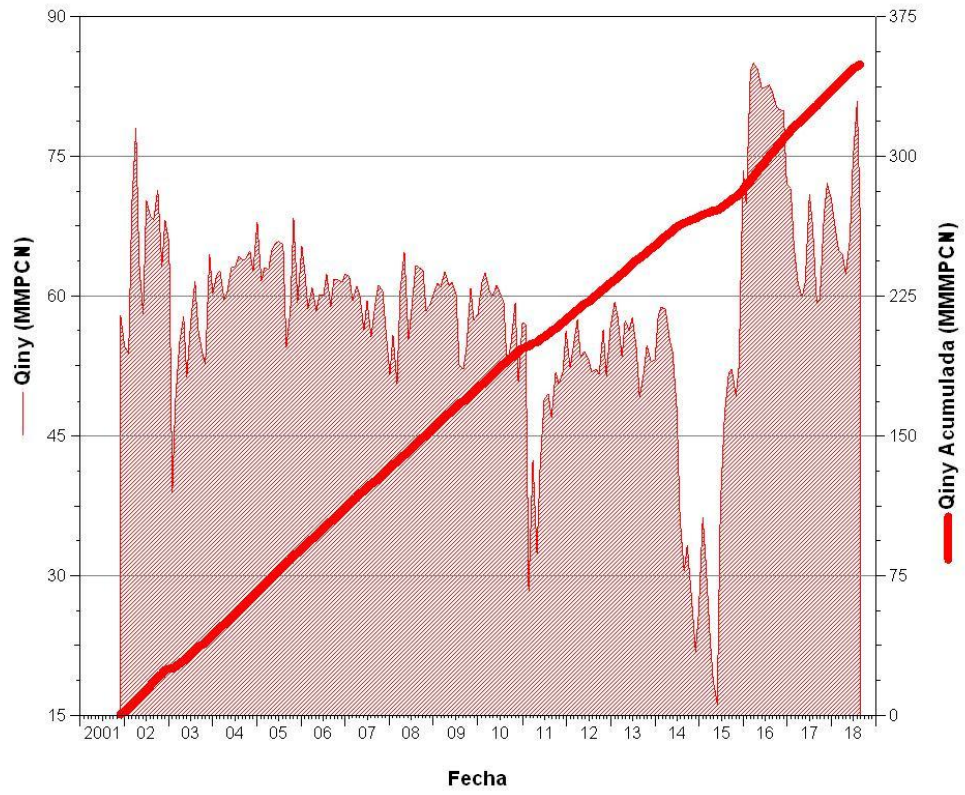


Figura B33. Comportamiento histórico del pozo inyector CRC 25 (Fuente: OFM, 2018)

APÉNDICE C

**HISTÓRICO DE PRODUCCIÓN E INYECCIÓN DE GAS DEL
YACIMIENTO MER MUC 1.**

HISTÓRICO DE PRESIÓN DEL YACIMIENTO MER MUC 1

Fecha	Qo (BND)	Qg (MMPCND)	Qw (BND)	Qiny (MMPCND)
04/30/1988	8.199	19	05	-
05/31/1988	4.268	12	01	-
06/30/1988	1.781	08		-
07/31/1988	2.517	10		-
08/31/1988	3.318	08		-
09/30/1988	2.666	06		-
10/31/1988	3.441	07		-
11/30/1988	2.684	05		-
12/31/1988	9.393	13		-
01/31/1989	9.721	17		-
02/28/1989	9.207	08		-
03/31/1989	8.332	19	32	-
04/30/1989	12.709	15	52	-
05/31/1989	16.887	22	27	-
06/30/1989	17.295	22	01	-
07/31/1989	17.783	27	00	-
08/31/1989	23.891	50	00	-
09/30/1989	18.849	29	12	-
10/31/1989	18.985	17	12	-
11/30/1989	18.835	40	12	-
12/31/1989	17.085	32	12	-
01/31/1990	37.865	68	04	-
02/28/1990	46.560	69	00	-
03/31/1990	46.034	84	00	-
04/30/1990	53.108	65	11	-
05/31/1990	59.488	56	10	-
06/30/1990	46.193	38	17	-
07/31/1990	51.784	49	55	-
08/31/1990	67.270	78	63	-
09/30/1990	71.351	88	63	-
10/31/1990	78.291	77	49	-
11/30/1990	63.188	71	16	-
12/31/1990	69.438	82	00	-
01/31/1991	71.252	83	00	-
02/28/1991	72.190	103	00	-
03/31/1991	75.497	126	00	-
04/30/1991	70.353	110	00	-

Fecha	Qo (BND)	Qg (MMPCND)	Qw (BND)	Qiny (MMPCND)
05/31/1991	53.568	83	75	-
06/30/1991	55.326	95	74	-
07/31/1991	54.200	86	43	-
08/31/1991	59.995	67	31	-
09/30/1991	64.197	92	44	-
10/31/1991	59.697	68	68	-
11/30/1991	60.953	77	80	-
12/31/1991	65.582	99	83	-
01/31/1992	65.810	104	125	-
02/29/1992	59.486	101	115	-
03/31/1992	57.925	71	104	-
04/30/1992	58.092	86	101	-
05/31/1992	60.390	70	109	-
06/30/1992	60.645	98	116	-
07/31/1992	62.283	82	118	-
08/31/1992	60.977	73	117	-
09/30/1992	59.151	67	108	-
10/31/1992	61.064	63	99	-
11/30/1992	62.050	62	73	-
12/31/1992	65.445	53	87	-
01/31/1993	59.905	78	80	-
02/28/1993	61.275	68	64	-
03/31/1993	55.424	56	45	-
04/30/1993	56.478	67	41	-
05/31/1993	57.062	78	42	-
06/30/1993	56.935	75	63	-
07/31/1993	55.574	74	59	-
08/31/1993	54.872	68	46	-
09/30/1993	53.279	72	56	-
10/31/1993	61.536	97	59	-
11/30/1993	56.555	87	56	-
12/31/1993	59.309	63	48	-
01/31/1994	53.861	80	49	-
02/28/1994	58.746	83	47	-
03/31/1994	50.698	68	28	-
04/30/1994	58.393	75	42	-
05/31/1994	53.224	82	48	-

Fecha	Qo (BND)	Qg (MMPCND)	Qw (BND)	Qiny (MMPCND)
06/30/1994	48.505	73	31	-
07/31/1994	53.514	71	31	-
08/31/1994	54.086	82	14	-
09/30/1994	54.098	87	42	-
10/31/1994	56.346	81	38	-
11/30/1994	53.820	72	39	-
12/31/1994	51.846	63	30	-
01/31/1995	50.337	78	28	-
02/28/1995	50.960	82	21	-
03/31/1995	51.575	82	13	-
04/30/1995	49.659	76	11	-
05/31/1995	50.019	77	14	-
06/30/1995	36.818	49	06	-
07/31/1995	44.829	64	24	-
08/31/1995	47.087	81	22	-
09/30/1995	46.217	73	18	-
10/31/1995	51.703	77	40	-
11/30/1995	54.791	101	86	-
12/31/1995	53.859	94	194	-
01/31/1996	51.380	87	255	-
02/29/1996	50.489	82	186	-
03/31/1996	51.555	85	125	-
04/30/1996	53.013	89	431	-
05/31/1996	53.865	95	272	-
06/30/1996	52.974	91	97	-
07/31/1996	53.892	93	69	-
08/31/1996	53.608	90	36	-
09/30/1996	52.355	92	29	-
10/31/1996	55.900	110	66	-
11/30/1996	55.693	109	62	-
12/31/1996	57.634	110	87	-
01/31/1997	55.642	118	62	-
02/28/1997	55.957	109	41	392
03/31/1997	55.820	109	49	432
04/30/1997	60.234	120	68	461
05/31/1997	59.491	130	67	532
06/30/1997	60.937	129	72	598

Fecha	Qo (BND)	Qg (MMPCND)	Qw (BND)	Qiny (MMPCND)
07/31/1997	62.857	128	61	633
08/31/1997	65.056	137	55	952
09/30/1997	67.287	140	256	750
10/31/1997	75.402	168	286	716
11/30/1997	78.581	182	124	688
12/31/1997	78.645	186	166	636
01/31/1998	80.649	184	156	640
02/28/1998	85.133	224	202	605
03/31/1998	86.479	222	341	600
04/30/1998	86.661	238	642	593
05/31/1998	86.921	239	938	600
06/30/1998	90.080	236	685	602
07/31/1998	94.766	228	415	593
08/31/1998	95.292	233	320	577
09/30/1998	93.045	231	233	560
10/31/1998	94.091	242	261	632
11/30/1998	95.376	240	217	515
12/31/1998	90.626	203	72	503
01/31/1999	91.235	179	43	486
02/28/1999	90.739	174	35	614
03/31/1999	97.180	183	731	593
04/30/1999	96.131	180	326	580
05/31/1999	95.353	180	328	594
06/30/1999	93.621	177	329	633
07/31/1999	76.754	176	333	594
08/31/1999	70.578	155	190	559
09/30/1999	72.894	159	180	590
10/31/1999	80.892	157	452	593
11/30/1999	83.049	159	804	578
12/31/1999	89.015	199	716	621
01/31/2000	90.805	167	457	630
02/29/2000	87.366	173	498	582
03/31/2000	91.963	185	474	617
04/30/2000	92.557	197	489	655
05/31/2000	95.230	207	487	614
06/30/2000	93.132	223	495	611
07/31/2000	88.520	273	385	614

Fecha	Qo (BND)	Qg (MMPCND)	Qw (BND)	Qiny (MMPCND)
08/31/2000	89.066	285	303	613
09/30/2000	91.522	273	326	617
10/31/2000	92.523	277	331	614
11/30/2000	94.071	285	334	620
12/31/2000	91.009	255	317	636
01/31/2001	91.209	256	446	643
02/28/2001	90.490	250	643	616
03/31/2001	84.049	218	690	620
04/30/2001	84.161	227	601	615
05/31/2001	82.780	228	601	610
06/30/2001	91.475	243	654	614
07/31/2001	87.118	252	709	573
08/31/2001	77.971	223	715	572
09/30/2001	77.558	221	726	541
10/31/2001	80.526	239	679	534
11/30/2001	84.228	253	762	625
12/31/2001	81.329	244	805	536
01/31/2002	82.287	251	805	546
02/28/2002	79.211	248	743	552
03/31/2002	77.390	246	705	548
04/30/2002	66.059	208	199	421
05/31/2002	66.316	216	227	517
06/30/2002	81.674	240	288	557
07/31/2002	81.261	253	403	566
08/31/2002	79.103	256	417	562
09/30/2002	77.637	251	456	548
10/31/2002	76.932	265	977	535
11/30/2002	73.033	241	950	580
12/31/2002	82.698	279	927	544
01/31/2003	61.524	230	910	387
02/28/2003	78.421	262	926	519
03/31/2003	72.623	257	926	511
04/30/2003	74.799	272	926	509
05/31/2003	73.942	271	927	441
06/30/2003	74.006	264	764	456
07/31/2003	73.211	261	819	483
08/31/2003	72.517	284	887	478

Fecha	Qo (BND)	Qg (MMPCND)	Qw (BND)	Qiny (MMPCND)
09/30/2003	72.825	283	942	472
10/31/2003	76.575	298	1.040	489
11/30/2003	71.109	262	989	573
12/31/2003	70.244	253	936	522
01/31/2004	68.475	236	1.102	532
02/29/2004	67.073	256	225	530
03/31/2004	67.524	247	224	517
04/30/2004	62.654	235	224	586
05/31/2004	61.627	229	241	560
06/30/2004	62.239	220	226	545
07/31/2004	63.149	229	220	524
08/31/2004	64.729	231	296	558
09/30/2004	64.637	238	252	538
10/31/2004	65.888	245	361	550
11/30/2004	67.748	247	610	589
12/31/2004	69.985	250	686	622
01/31/2005	69.257	244	456	607
02/28/2005	69.178	239	437	599
03/31/2005	71.198	245	497	580
04/30/2005	71.202	256	563	594
05/31/2005	69.730	258	545	602
06/30/2005	68.794	257	528	587
07/31/2005	69.606	257	673	595
08/31/2005	71.429	271	680	613
09/30/2005	71.047	282	890	629
10/31/2005	69.826	282	582	487
11/30/2005	68.774	280	593	506
12/31/2005	69.590	280	976	603
01/31/2006	68.846	285	900	621
02/28/2006	67.816	189	717	624
03/31/2006	67.309	289	578	630
04/30/2006	68.035	283	593	599
05/31/2006	69.483	288	585	625
06/30/2006	69.726	295	588	604
07/31/2006	69.446	289	724	625
08/31/2006	69.188	279	744	594
09/30/2006	69.131	282	776	583

Fecha	Qo (BND)	Qg (MMPCND)	Qw (BND)	Qiny (MMPCND)
10/31/2006	68.595	291	743	592
11/30/2006	68.609	285	741	610
12/31/2006	68.624	290	804	619
01/31/2007	68.820	295	828	625
02/28/2007	67.942	302	918	605
03/31/2007	67.202	306	998	606
04/30/2007	67.139	303	1.009	595
05/31/2007	66.207	291	1.009	550
06/30/2007	69.104	280	1.004	576
07/31/2007	67.110	276	1.026	512
08/31/2007	66.271	276	1.044	603
09/30/2007	64.383	275	1.097	608
10/31/2007	64.839	291	1.056	609
11/30/2007	64.128	271	1.111	577
12/31/2007	63.938	267	1.118	501
01/31/2008	64.449	282	1.084	557
02/29/2008	64.734	287	1.067	490
03/31/2008	67.620	310	1.047	608
04/30/2008	71.322	322	1.060	656
05/31/2008	70.582	301	1.269	579
06/30/2008	69.625	313	1.426	612
07/31/2008	67.635	312	1.370	668
08/31/2008	65.639	318	1.265	649
09/30/2008	66.655	325	1.188	660
10/31/2008	68.952	319	1.231	600
11/30/2008	70.016	319	1.317	607
12/31/2008	70.639	322	1.450	599
01/31/2009	71.695	349	1.198	606
02/28/2009	73.222	356	1.268	601
03/31/2009	74.728	360	1.379	623
04/30/2009	73.603	368	1.329	614
05/31/2009	71.153	356	1.357	611
06/30/2009	66.693	351	1.328	581
07/31/2009	66.441	355	1.400	506
08/31/2009	63.251	356	1.487	492
09/30/2009	65.640	360	1.531	529
10/31/2009	68.176	384	1.523	623

Fecha	Qo (BND)	Qg (MMPCND)	Qw (BND)	Qiny (MMPCND)
11/30/2009	68.277	387	1.398	615
12/31/2009	67.972	380	1.424	594
01/31/2010	65.146	367	1.476	626
02/28/2010	62.280	330	1.475	620
03/31/2010	62.925	325	1.616	610
04/30/2010	62.675	320	1.593	613
05/31/2010	63.604	313	1.675	615
06/30/2010	68.406	371	1.724	617
07/31/2010	69.189	386	1.886	602
08/31/2010	67.853	415	1.865	520
09/30/2010	69.391	451	1.982	578
10/31/2010	69.897	454	2.053	594
11/30/2010	69.422	458	1.961	526
12/31/2010	68.016	445	2.016	583
01/31/2011	68.120	433	2.158	645
02/28/2011	67.785	419	2.263	621
03/31/2011	67.392	403	2.360	629
04/30/2011	68.866	402	2.763	665
05/31/2011	69.664	410	2.824	618
06/30/2011	69.111	391	2.871	623
07/31/2011	67.865	392	2.823	608
08/31/2011	69.502	377	2.798	605
09/30/2011	68.974	376	2.782	603
10/31/2011	68.245	376	2.799	566
11/30/2011	69.278	385	2.838	600
12/31/2011	68.549	389	2.854	629
01/31/2012	66.946	394	2.811	593
02/29/2012	67.399	402	2.524	623
03/31/2012	69.629	406	2.341	639
04/30/2012	68.722	427	2.497	608
05/31/2012	69.692	406	2.204	626
06/30/2012	69.565	385	2.059	608
07/31/2012	68.465	385	2.030	566
08/31/2012	69.106	397	2.340	599
09/30/2012	68.321	403	2.406	592
10/31/2012	65.846	417	2.351	623
11/30/2012	67.198	403	2.409	569

Fecha	Qo (BND)	Qg (MMPCND)	Qw (BND)	Qiny (MMPCND)
12/31/2012	66.843	403	2.115	632
01/31/2013	67.232	395	2.180	652
02/28/2013	67.464	394	2.388	631
03/31/2013	65.444	397	2.355	584
04/30/2013	66.451	406	1.752	633
05/31/2013	65.919	402	1.890	615
06/30/2013	65.053	407	1.914	642
07/31/2013	64.211	395	1.873	607
08/31/2013	65.951	391	3.837	590
09/30/2013	65.988	404	4.047	567
10/31/2013	68.435	399	4.008	533
11/30/2013	65.903	395	3.778	555
12/31/2013	64.767	391	3.741	621
01/31/2014	63.566	403	3.777	596
02/28/2014	61.582	396	6.139	543
03/31/2014	59.634	376	6.710	593
04/30/2014	60.380	388	6.558	652
05/31/2014	61.823	388	5.828	631
06/30/2014	64.438	403	4.196	574
07/31/2014	68.126	401	6.056	579
08/31/2014	69.116	391	5.326	555
09/30/2014	66.890	396	4.283	605
10/31/2014	66.249	402	4.719	600
11/30/2014	64.966	388	5.147	551
12/31/2014	64.588	378	5.386	581
01/31/2015	64.733	369	4.927	620
02/28/2015	61.983	379	4.896	600
03/31/2015	61.005	386	4.811	606
04/30/2015	60.470	396	4.543	577
05/31/2015	59.386	415	4.385	557
06/30/2015	61.213	425	4.811	515
07/31/2015	60.717	434	4.741	497
08/31/2015	58.395	409	4.205	554
09/30/2015	64.915	380	3.946	568
10/31/2015	63.041	370	3.776	573
11/30/2015	61.800	370	3.810	598
12/31/2015	62.826	363	4.449	637

Fecha	Qo (BND)	Qg (MMPCND)	Qw (BND)	Qiny (MMPCND)
01/31/2016	61.703	373	4.677	578
02/29/2016	60.677	377	4.724	537
03/31/2016	59.114	375	4.665	581
04/30/2016	58.673	388	5.225	553
05/31/2016	57.528	370	4.920	510
06/30/2016	55.471	390	4.896	546
07/31/2016	53.876	382	4.874	548
08/31/2016	53.417	361	4.909	526
09/30/2016	54.747	356	4.937	518
10/31/2016	53.374	367	4.140	536
11/30/2016	54.426	370	4.241	470
12/31/2016	55.324	347	4.355	466
01/31/2017	54.940	338	4.050	498
02/28/2017	53.788	322	3.795	526
03/31/2017	58.523	407	5.354	507
04/30/2017	59.075	363	5.767	479
05/31/2017	52.686	334	4.307	514
06/30/2017	45.821	322	4.201	487
07/31/2017	40.894	339	4.483	496
08/31/2017	38.990	326	4.044	472
09/30/2017	38.520	326	4.555	517
10/31/2017	38.526	346	4.476	574
11/30/2017	36.958	349	4.665	587
12/31/2017	35.627	355	4.540	626
01/31/2018	34.887	350	4.610	544
02/28/2018	34.726	350	4.726	607
03/31/2018	33.143	319	4.650	508
04/30/2018	32.314	323	4.525	461
05/31/2018	32.308	320	4.105	484
06/30/2018	30.288	320	4.032	401
07/31/2018	29.451	317	3.992	317
08/31/2018	27.174	301	3.281	313

Histórico de Presión Yacimiento MER MUC 1

Fecha	Presión (lpc)
10/31/1987	11.361
01/31/1988	11.352
02/29/1988	11.646
03/31/1988	11.199
10/31/1988	11.196
12/31/1988	10.938
01/31/1989	11.351
02/28/1989	11.228
03/31/1989	9.938
05/31/1989	10.765
07/31/1989	10.020
10/31/1989	11.000
11/30/1989	11.148
01/31/1990	10.821
04/30/1990	10.927
05/31/1990	11.010
06/30/1990	10.817
09/30/1990	10.479
10/31/1990	10.658
11/30/1990	10.231
12/31/1990	10.367
04/30/1991	10.250
05/31/1991	10.211
09/30/1991	10.224
10/31/1991	9.371
11/30/1991	10.235
04/30/1992	9.357
05/31/1993	9.115
08/31/1993	9.027
09/30/1993	8.864
11/30/1993	8.808

Fecha	Presión (lpc)
12/31/1993	9.345
01/31/1994	8.554
02/28/1994	8.564
03/31/1994	9.420
04/30/1994	8.293
05/31/1994	8.619
06/30/1994	8.543
07/31/1994	7.704
09/30/1994	8.048
11/30/1994	8.079
01/31/1995	8.154
02/28/1995	8.047
05/31/1995	8.057
07/31/1995	7.620
09/30/1995	8.001
10/31/1995	7.957
11/30/1995	7.983
12/31/1995	7.849
01/31/1996	7.460
02/29/1996	7.804
03/31/1996	7.635
04/30/1996	7.740
05/31/1996	7.946
07/31/1996	7.645
08/31/1996	8.627
09/30/1996	8.556
10/31/1996	7.740
11/30/1996	7.948
02/28/1997	7.492
03/31/1997	7.596
04/30/1997	7.386

Fecha	Presión (lpc)
05/31/1997	7.431
06/30/1997	7.308
07/31/1997	7.475
08/31/1997	8.262
09/30/1997	7.478
10/31/1997	6.676
11/30/1997	7.650
03/31/1998	6.915
04/30/1998	6.876
06/30/1998	7.334
07/31/1998	7.607
08/31/1998	8.832
10/31/1998	11.311
11/30/1998	8.287
01/31/1999	7.448
02/28/1999	7.759
03/31/1999	7.603
04/30/1999	7.371
05/31/1999	7.301
06/30/1999	7.011
07/31/1999	7.245
08/31/1999	7.100
09/30/1999	7.513
10/31/1999	7.376
11/30/1999	9.079
12/31/1999	7.379
01/31/2000	6.618
02/29/2000	7.278
03/31/2000	7.408
04/30/2000	7.458
05/31/2000	6.949

Fecha	Presión (lpc)
09/30/2000	7.588
10/31/2000	8.285
11/30/2000	7.501
12/31/2000	6.964
01/31/2001	7.157
02/28/2001	7.450
03/31/2001	7.779
04/30/2001	7.094
05/31/2001	7.282
06/30/2001	7.092
07/31/2001	7.508
08/31/2001	7.468
09/30/2001	7.323
10/31/2001	7.382
11/30/2001	7.248
12/31/2001	7.083
01/31/2002	7.210
02/28/2002	7.311
03/31/2002	7.374
04/30/2002	7.923
06/30/2002	7.513
07/31/2002	7.392
08/31/2002	7.155
09/30/2002	7.518
10/31/2002	7.440
11/30/2002	7.166
02/28/2003	5.987
03/31/2003	071
04/30/2003	7.341
05/31/2003	8.121
06/30/2003	7.276
08/31/2003	7.288
09/30/2003	7.471
10/31/2003	6.771
01/31/2004	7.299
02/29/2004	7.613
03/31/2004	7.100

Fecha	Presión (lpc)
04/30/2004	7.162
05/31/2004	7.210
06/30/2004	6.642
07/31/2004	7.029
08/31/2004	6.778
09/30/2004	7.630
10/31/2004	7.760
11/30/2004	6.962
12/31/2004	7.683
01/31/2005	7.736
02/28/2005	7.219
04/30/2005	7.101
05/31/2005	7.529
07/31/2005	6.998
08/31/2005	6.866
11/30/2005	7.729
01/31/2006	7.870
03/31/2006	7.301
04/30/2006	7.443
07/31/2006	7.359
08/31/2006	6.736
10/31/2006	6.698
11/30/2006	7.176
01/31/2007	6.300
02/28/2007	6.952
05/31/2007	7.881
06/30/2007	7.044
07/31/2007	8.231
12/31/2007	5.917
02/29/2008	6.531
03/31/2008	7.177
04/30/2008	7.642
09/30/2008	6.705
11/30/2008	6.464
12/31/2008	6.704
01/31/2009	6.589

Fecha	Presión (lpc)
02/28/2009	7.561
03/31/2009	6.727
04/30/2009	6.584
09/30/2009	6.541
10/31/2009	6.144
11/30/2009	6.322
01/31/2010	6.581
02/28/2010	7.196
04/30/2010	6.094
05/31/2010	6.109
08/31/2010	6.533
10/31/2010	6.407
11/30/2010	6.198
12/31/2010	6.361
02/28/2011	5.415
05/31/2011	6.612
08/31/2011	6.285
09/30/2011	6.562
11/30/2011	4.301
01/31/2012	5.838
02/29/2012	5.302
03/31/2012	6.489
05/31/2012	5.674
09/30/2012	5.799
10/31/2012	6.489
01/31/2013	5.903
02/28/2013	6.170
03/31/2013	5.524
05/31/2013	5.819
08/31/2013	5.018
12/31/2013	5.505
05/31/2014	4.917
07/31/2014	6.719
11/30/2014	4.754
02/28/2015	8.027
06/30/2015	7.044
07/31/2015	4.770

Fecha	Presión (lpc)
09/30/2015	3.913
11/30/2015	4.665
01/31/2016	5.383
02/29/2016	5.372
04/30/2016	5.013
05/31/2016	4.040

07/31/2016	4.430
09/30/2016	4.448
10/31/2016	4.429
11/30/2016	4.629
01/31/2017	4.379
03/31/2017	4.181
04/30/2017	3.840
05/31/2017	4.542

06/30/2017	4.820
08/31/2017	4.016
09/30/2017	4.114
03/31/2018	3.927
06/30/2018	4.379
07/31/2018	4.014