

UNIVERSIDAD NACIONAL DE INGENIERÍA
FACULTAD DE INGENIERÍA DE PETRÓLEO,
GAS NATURAL Y PETROQUÍMICA



TESIS

**“DESARROLLO DE UN PROCESO DE SELECCIÓN DE
RESERVORIOS Y POZOS PARA DISPONER EL AGUA Y GAS DE
PRODUCCIÓN EN CAMPOS MADUROS DE PETRÓLEO”**

**PARA OBTENER EL TÍTULO PROFESIONAL DE:
INGENIERO DE PETRÓLEO Y GAS NATURAL**

**ELABORADO POR:
DANIEL ANTONIO ALARCÓN VIGIL**

**ASESOR:
MSC. VICTOR ALEXEI HUERTA QUIÑONES**

**LIMA - PERÚ
2020**

DEDICATORIA

Esta tesis se la dedico a mis padres: Pompeyo Alarcón y Luz Vigil por todo su apoyo y amor a lo largo de mi vida. Sin ustedes este logro no hubiese sido posible.

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a la Universidad Nacional de Ingeniería por brindarme los conocimientos y herramientas para desarrollar esta Tesis, a la empresa Graña y Montero Petrolera por permitirme usar la información desarrollada, a mis compañeros de trabajo del Área Técnica de GMP por encaminarme profesionalmente y a mi asesor por guiarme en el desarrollo de este proyecto.

SUMARIO

Los Lotes de la cuenca Talara, están constituidos por reservorios de gas en solución, son campos maduros que iniciaron su producción antes de la década de 1910 y que en la actualidad representan más del 40 % de la producción de petróleo del Perú.

La principal problemática de estos campos es la disposición del agua de formación y del gas asociado que trae el petróleo.

El agua solía recolectada en baterías, drenada a pozas API y llevada a pozas de evaporación. Sin embargo, de acuerdo al Artículo 50 del DS 023-2018 el uso de pozas de evaporación al aire libre ya no está permitido, por lo que se requiere de una alternativa para su disposición final.

Por otro lado, en la cuenca Talara hay campos donde el gas no se vende debido a la falta de rentabilidad en los proyectos de monetización del mismo, por lo que el gas producido se debe disponer de manera amigable con el medio ambiente, es decir evitar el venteo y/o quemado.

Una solución para la disposición de agua y gas, es convertir pozos activos o temporalmente abandonados (ATA) en pozos disposal. Sin embargo, hace falta un proceso para seleccionar zonas depletadas que puedan almacenar estos fluidos.

Es así que el objetivo del proyecto es proponer una metodología técnica para la selección de reservorios, a través de balance de materiales, para determinar bloques estructurales con formaciones de baja energía que permita disponer el agua y gas producido, además identificar pozos candidatos ubicados en las mejores tendencias productivas de las arenas seleccionadas, localizados cerca de las baterías de producción, libres de edificaciones y/o pendientes pronunciadas; e identificar unidades de flujo a partir de datos de coronas para determinar la garganta poral de las arenas.

El presente trabajo demuestra la importancia del análisis de reservorios en la selección de pozos disposal de agua y gas, además muestra una aplicación práctica en el Lote III de la cuenca Talara.

ABSTRACT

The Talara basin blocks contain solution gas drive reservoirs, they are mature fields that began production before the 1900s and currently represent more than 40% of Peru's oil production.

The main problem in these fields is the disposal of formation water and associated gas that oil brings.

The water used to be collected in tanks, drained to API pools and taken to evaporation pools. However, the Article 50 of Supreme Decree 023-2018 forbids the use of evaporation pools in the open air, so an alternative is required for their final disposal.

On the other hand, there are fields where gas is not sold due to the lack of profitability in its monetization projects, so the produced gas must be disposed in an environmentally friendly way, avoiding venting and / or burning.

One solution for the disposal of water and gas is to convert active or temporarily abandoned wells (ATA) into disposal wells. However, a process is required to select depleted areas that can store these fluids.

Thus, the objective of the project is to propose a technical methodology for the selection of reservoirs, through material balance to determine structural blocks with low-energy formations. In addition to identifying candidate wells located in the better productive trends of the selected sands, located near the production batteries, free of buildings and / or steep slopes; and identify flow units from core data to determine the poral throat of the sands.

This work demonstrates the importance of reservoir analysis in the selection of water and gas disposal wells, and shows a practical application at the Block III in the Talara basin.

ÍNDICE

DEDICATORIA	ii
AGRADECIMIENTOS	iii
SUMARIO	iv
ABSTRACT	v
ÍNDICE	vi
Capítulo I. Introducción	12
1.1. Planteamiento del Problema.....	12
1.1.1. Problemática	12
1.1.2. Formulación del Problema	12
1.1.3. Justificación de la Investigación	13
1.2. Hipótesis.....	13
1.3. Objetivos.....	14
Capítulo II. Marco teórico	16
2.1. Antecedentes Referenciales.....	16
2.1.1. Internacional	16
2.1.2. Nacional	17
2.2. Bases teóricas	18
2.2.1. Análisis de PVT.....	18
2.2.2. Balance de materiales	22
2.2.3. Efecto de saturación de gas libre.....	25
2.2.4. Volumen de llenado y tiempo de llenado	27
2.2.5. Identificación de unidades de flujo y tamaño de garganta poral	28
Capítulo III. Metodología de la Investigación.....	31
3.1. Tipo de investigación.....	31
3.2. Población y muestra	31
3.3. Instrumentos de recolección de datos	31
3.4. Explicación de la metodología propuesta	31
Capítulo IV. Ubicación Geográfica y Contexto Histórico de Desarrollo del Campo	33
Capítulo V. Flujo de trabajo	36
5.1. Flujo de trabajo.....	36
5.2. Selección preliminar de zonas depletadas	38
5.3. Caracterización Estática	40
5.3.1. Geología Estratigráfica.....	40
5.3.2. Geología Estructural y Petrofísica.....	42

5.3.3. Unidades Hidráulicas de Flujo	49
5.3.4. Radio de garganta poral y grado en el filtrado de agua de inyección	52
5.4. Caracterización dinámica	54
5.4.1. Historia de producción	54
5.4.2. Modelo de fluidos	56
5.4.3. Modelo de presión	60
5.4.4. Ajuste de permeabilidades Relativas	61
5.4.5. Balance de Materiales	63
Capítulo VI. Selección de áreas para inyección.	68
6.1. Volumen de Llenado.....	68
6.2. Facilidades en superficie.	68
6.3. Priorización de las áreas.	69
Capítulo VII. Selección de pozos para conversión a disposal.....	70
7.1. Integridad de tubería de revestimiento y estado del cemento	70
7.2. Prueba de inyectividad	72
7.3. Diagrama de completación.....	73
Capítulo VIII. Historia de Inyección	75
8. 1. Inyección de Agua	75
8.1.1. Presión actual	76
8. 2. Inyección de Gas.....	76
8.2.1. Presión actual	78
Capítulo IX. Pronóstico de inyección	80
9. 1. Estimación de la presión de inyección.....	80
9. 2. Pronóstico de agua y gas a disponer	80
9. 3. Determinación del tiempo de llenado	81
Capítulo X. Evaluación económica	85
10.1. Ingresos.....	85
10.2. Inversión (CAPEX)	87
10.3. Gastos Operativos (OPEX).....	87
10.4. Flujo de caja	88
Capítulo XI. Análisis de Resultados.....	91
Capítulo XII. Conclusiones y Recomendaciones	93
Capítulo XIII. Bibliografía	95
ANEXO A. INFORMACIÓN DE PRUEBAS DE PRESIÓN	97

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2 - 1. Comportamiento de las propiedades PVT con la presión.....	18
Figura 2 - 2. Comportamiento de Rs con la presión y su relación con GOR.....	19
Figura 2 - 3. Comportamiento de Bo y Bg con la presión	21
Figura 2 - 4. Diagrama del balance volumétrico de un reservorio.....	23
Figura 2 - 5. Localización del gas en el medio poroso a la saturación residual.	26
Figura 2 - 6. Distribución de saturación al inicio de la inyección, cuando existe Sg.	27
Figura 2 - 7. Histograma de Log FZI.	29
Figura 2 - 8. Probabilidad normal de log FZI.....	29
Figura 2 - 9. RQI vs Porosidad normalizada.	30
Figura 2 - 10. Permeabilidad vs porosidad sobre Ec. Winland.	30
Figura 4 - 1. Historia de producción del Lote III.	33
Figura 4 - 2. Segregación de producción acumulada por formación del Lote III.	34
Figura 4 - 3. Ubicación geográfica del Lote III y de la zona C.....	35
Figura 5 - 1. Diagrama de flujo para la selección de zonas y pozos de disposición.	37
Figura 5 - 2. Mapa de burbujas de la producción acumulada por pozo sobre el mapa estructural de la formación Salina Mogollón.	39
Figura 5 - 3. Modelo depositacional del Grupo Salina.	41
Figura 5 - 4. Estratigrafía de la Formación Salina Mogollón.	41
Figura 5 - 5. Columna estratigráfica del Lote III.	42
Figura 5 - 6. Mapa estructural de la Zona I de la formación Salina Mogollón al tope de la arena 13.	43
Figura 5 - 7. Sección estructural A-A' de la Zona I.....	44
Figura 5 - 8. Sección estructural B-B' de la Zona I.....	44
Figura 5 - 9. Valores de Petrofísica en la Formación Salina Mogollón en el Bloque.	45
Figura 5 - 10. Mapa estructural de la Zona II de la formación Salina Mogollón al tope de la arena 13.	46
Figura 5 - 11. Sección estructural E-O de la Zona II.	46
Figura 5 - 12. Sección estructural N-S de la Zona II.	46
Figura 5 - 13. Mapa de espesor neto de la formación Salina Mogollón en el Bloque y valores de petrofísica.	47
Figura 5 - 14. Mapa estructural de la Zona III de la formación Salina Mogollón al tope de la arena 13.	48

Figura 5 - 15. Sección estructural A-A' de la Zona III.....	48
Figura 5 - 16. Sección estructural B - B' de la Zona III.....	48
Figura 5 - 17. Sección estructural C - C' de la Zona III.	49
Figura 5 - 18. Pozos con información de núcleos sobre el mapa estructural de la formación Salina Mogollón.....	50
Figura 5 - 19. Identificación de HFU en Salina Mogollón.....	51
Figura 5 - 20. Cálculo de FZI por unidad hidráulica de flujo.....	51
Figura 5 - 21. Identificación de HFU a través de presiones capilares.....	51
Figura 5 - 22. Superposición de RQI vs FZI de las dos metodologías.....	52
Figura 5 - 23. Rangos de radio de garganta poral con la Ecuación de Winland. 52	
Figura 5 - 24. Proceso de taponamiento por sólidos suspendidos.....	53
Figura 5 - 25. Mapa de producción acumulada de petróleo e historia de producción de la Fm. Salina Mogollón en la Zona I.	54
Figura 5 - 26. Mapa de producción acumulada de petróleo e historia de producción de la Fm. Salina Mogollón en la Zona II.	55
Figura 5 - 27. Mapa de producción acumulada de petróleo e historia de producción de la Fm. Salina Mogollón en la Zona III.	55
Figura 5 - 28. Determinación de la presión de burbuja y Función Y de la prueba de liberación instantánea (Flash) – Pozo A449.....	56
Figura 5 - 29. Valores de Rs y Bo del Pozo A449.....	56
Figura 5 - 30. Pozos con pruebas PVT tomadas en fondo sobre mapa estructural de formación Salina Mogollón.	57
Figura 5 - 31. Tendencia de presión inicial y temperatura del reservorio vs profundidad.....	57
Figura 5 - 32. Tendencia de Pb y Rs vs profundidad.....	58
Figura 5 - 33. Ajuste de Rs y Bo con los valores del análisis de PVT del pozo A449 para las tres zonas de análisis.	59
Figura 5 - 34. Ajuste de Bg y Bw para las tres zonas de análisis.....	59
Figura 5 - 35. Ajuste de viscosidad del petróleo y gas para las tres zonas de análisis. 59	
Figura 5 - 36. Esquemático que describe como llevar la presión de reservorio de una profundidad a la profundidad Datum.....	60
Figura 5 - 37. Curvas de permeabilidad relativa de la Fm. Salina Mogollón	62
Figura 5 - 38. Ajuste de las permeabilidades relativas con la ecuación de Corey. 63	
Figura 5 - 39. Mecanismos de empuje en el reservorio.	64
Figura 5 - 40. Gráfico de Campbell Zona I.....	65

Figura 5 - 41. Gráfico de Campbell Zona II.....	65
Figura 5 - 42. Gráfico de Campbell Zona III.....	66
Figura 5 - 43. Presión promedio de reservorio y saturación de gas en el reservorio del balance de materiales - Zona I, II y III.	67
Figura 6 - 1. Distancia desde el punto de bombeo y compresión a las zonas de estudio. 69	
Figura 7 - 1. Registro caliper pozo A449.....	71
Figura 7 - 2. Registro de cementación del pozo A607.	71
Figura 7 - 3. Prueba de inyectividad de agua en el pozo A209.....	72
Figura 7 - 4. Prueba de inyectividad de gas en los pozos B013 y B005.	73
Figura 7 - 5. Diagrama de completación del pozo disposal de agua A209.	74
Figura 8 - 1. Posición de los tres pozos de disposición de agua – Zona I.	75
Figura 8 - 2. Caudal y presión de inyección de agua – Zona I.....	76
Figura 8 - 3. Caudal y presión de inyección de agua – Zona I.....	76
Figura 8 - 4. Posición de los pozos de disposición de gas – Zona II.....	77
Figura 8 - 5. Caudal y presión de inyección de gas.	77
Figura 8 - 6. Presión de reservorio promedio y caudal de gas inyectado en el bloque. 78	
Figura 8 - 7. Prueba de presión Fall Off Test - Pozo B621.	79
Figura 8 - 8. Prueba de presión Build Up - Pozo B434.	79
Figura 9 - 1. Pronóstico disponible de agua y gas a Junio 2020.....	81
Figura 9 - 2. Saturación de gas y presión promedio del bloque (historia y pronóstico).82	
Figura 9 - 3. Caudal de inyección de agua y presión promedio del bloque (historia y pronóstico).....	82
Figura 9 - 4. Saturación de gas y presión promedio del bloque (historia y pronóstico).83	
Figura 9 - 5. Caudal de inyección de gas y presión promedio del bloque (historia y pronóstico).	83
Figura 10 - 1. Ingresos - Disposal de agua.	86
Figura 10 - 2. Ingresos - Disposal de gas.	86

ÍNDICE DE TABLAS

<i>Tabla 1. 1. Matriz de consistencia.....</i>	15
<i>Tabla 5. 1. Propiedades petrofísicas promedio de la Zona I.....</i>	44
<i>Tabla 5. 2. Valores promedio de petrofísica de la Zona II.....</i>	47
<i>Tabla 5. 3. Valores promedio de petrofísica de la Zona III.....</i>	47
<i>Tabla 5. 4. Resumen y Cálculo de POES.....</i>	49
<i>Tabla 5. 5. Información en las 3 zonas seleccionadas para el ajuste de PVT. .</i>	58
<i>Tabla 5. 6. End points y exponentes de la ecuación de Corey para el ajuste de las permeabilidades relativas.....</i>	63
<i>Tabla 6. 1. Volumen de llenado de las 3 zonas analizadas.....</i>	68
<i>Tabla 6. 2. Clasificación de las áreas seleccionadas.....</i>	69
<i>Tabla 8. 1. Pozos seleccionados para disposal – Zona I.....</i>	75
<i>Tabla 8. 2. Pozos seleccionados para disposal – Zona II.....</i>	77
<i>Tabla 10. 1. Inversión – Disposal de Agua.....</i>	87
<i>Tabla 10. 2. Inversión – Disposal de Gas.....</i>	87
<i>Tabla 10. 3. Evaluación económica – Disposal de Agua.....</i>	89
<i>Tabla 10. 4. Evaluación económica – Disposal de Gas.....</i>	90

Capítulo I. Introducción

1.1. Planteamiento del Problema

1.1.1. Problemática

Los campos de petróleo con reservorios volumétricos son gobernados por el mecanismo de impulsión de gas en solución, debido a esto su producción se caracteriza por ser: petróleo, como producto principal, gas asociado, que incrementa a medida que cae la presión del reservorio y agua de formación, que al no contar con un acuífero activo declina en la misma proporción que el petróleo. En los inicios de la industria de hidrocarburos, cuando no se tenía una gran conciencia ambiental, el agua se vertía en superficie sin ningún tratamiento y el gas se venteaba al aire. Sin embargo, gracias a las restricciones ambientales el agua debe reinyectarse en una formación subterránea que no tenga conexión con acuíferos de mantos superficiales, así como el gas para evitar su venteo y quemado.

Los campos de la cuenca Talara, están constituidos por múltiples reservorios volumétricos, por lo que su principal problemática es disponer de acuerdo a ley y siguiendo las buenas prácticas de ingeniería el agua de formación y el gas asociado que no pueda ser monetizado.

Una solución viable y económica para resolver este problema es la reinyección de estos fluidos en pozos de disposición. Sin embargo, hace falta una metodología que permita seleccionar reservorios con alto grado de depletación y pozos candidatos a conversión, así como poder calcular el volumen y tiempo de llenado del reservorio seleccionado.

1.1.2. Formulación del Problema

Problema General

¿De qué manera la falta de un proceso para seleccionar el reservorio y pozos para disponer el agua y gas de producción en campos maduros de petróleo no permite disponer adecuadamente los fluidos producidos?

Problemas Específicos

¿En qué medida es factible utilizar la técnica de balance de materiales para determinar: zonas depletadas, volumen de llenado y tiempo de llenado?

¿Cómo se identificarán las unidades de flujo de las arenas a inyectar y cómo se calcula el diámetro de garganta poral y la relación tiene con el filtrado de agua a disponer?

1.1.3. Justificación de la Investigación

Los campos de la cuenca Talara cuentan con varias zonas con bloques depletados, cuyas presiones de reservorio se encuentran por debajo de la presión de burbuja. A estos niveles de presión hay un porcentaje del volumen poral del reservorio saturado con gas libre que antes estaba lleno del petróleo y agua producidos.

Teniendo en cuenta la necesidad de disponer el agua y gas asociado se ve una oportunidad de inyectar estos fluidos y almacenarlos en el espacio poral ocupado por el gas libre. Cabe resaltar que el volumen que se pueda inyectar dependerá del volumen de llenado, de la compresibilidad del fluido inyectado y de la presión máxima de inyección (presión de inyección de bombas y compresores).

La investigación podrá ser tomada como punto de partida para empresas operadoras de lotes petroleros de la cuenca Talara, como una alternativa económica para ubicar reservorios con buenas propiedades petrofísicas y que se encuentren depletadas para utilizarlos como bloques de almacenamiento para disponer el agua y gas de sus campos.

1.2. Hipótesis

1.2.1. Hipótesis General

El desarrollo de un proceso para seleccionar el reservorio y pozos para disponer el agua y gas de producción en campos maduros de petróleo nos permitirá disponer adecuadamente los fluidos producidos.

1.2.2. Hipótesis Específica

- Empleando la técnica de balance de materiales para determinar: zonas depletadas, volumen de llenado y tiempo de llenado nos permitirá la adecuada selección de un reservorio.
- Con los valores de FZI del análisis de cores y el cálculo de garganta poral utilizando la ecuación de Winland-Pittman identificaríamos las unidades de flujo de las arenas a inyectar.

1.3. Objetivos

1.3.1. Objetivo General

Desarrollar un proceso de selección de reservorios y pozos para disponer el agua y gas de producción en campos maduros de petróleo, considerando aquellos bloques que se encuentren depletados y pozos con estabilidad mecánica.

1.3.2. Objetivos Específicos

- Determinar la factibilidad de utilizar la técnica de balance de materiales para determinar: zonas depletadas, volumen de llenado y tiempo de llenado.
- Identificar las unidades de flujo de las arenas a inyectar y calcular su diámetro de garganta poral y la relación tiene con el filtrado de agua a disponer.

1.3.3. Matriz de consistencia

Tabla 1.1. Matriz de consistencia

PROBLEMA	OBJETIVOS	HIPÓTESIS
<p>Problema General</p> <p>¿De qué manera la falta de un proceso para seleccionar el reservorio y pozos para disponer el agua y gas de producción en campos maduros de petróleo no permite disponer adecuadamente los fluidos producidos?</p> <p>Problemas Específicos</p> <ul style="list-style-type: none"> - ¿En qué medida es factible utilizar la técnica de balance de materiales para determinar: zonas depletadas, volumen de llenado y tiempo de llenado? - ¿Cómo se identificarán las unidades de flujo de las arenas a inyectar y cómo se calcula el diámetro de garganta poral y la relación tiene con el filtrado de agua a disponer? 	<p>Objetivo General.</p> <p>Desarrollar un proceso de selección de reservorios y pozos para disponer el agua y gas de producción en campos maduros de petróleo, considerando aquellos bloques que se encuentren depletados y pozos con estabilidad mecánica.</p> <p>Objetivos Específicos</p> <ul style="list-style-type: none"> - Determinar la factibilidad de utilizar la técnica de balance de materiales para determinar: zonas depletadas, volumen de llenado y tiempo de llenado. - Identificar las unidades de flujo de las arenas a inyectar y calcular su diámetro de garganta poral y la relación tiene con el filtrado de agua a disponer. 	<p>Hipótesis General</p> <p>El desarrollo de un proceso para seleccionar el reservorio y pozos para disponer el agua y gas de producción en campos maduros de petróleo nos permitirá disponer adecuadamente los fluidos producidos.</p> <p>Hipótesis Específica</p> <ul style="list-style-type: none"> - Empleando la técnica de balance de materiales para determinar: zonas depletadas, volumen de llenado y tiempo de llenado nos permitirá la adecuada selección de un reservorio. - Con los valores de FZI del análisis de cores y el cálculo de garganta poral utilizando la ecuación de Winland-Pittman identificaríamos las unidades de flujo de las arenas a inyectar.

Fuente: Elaboración Propia

Capítulo II. Marco teórico

2.1. Antecedentes Referenciales

Las leyes peruanas referentes a la exploración y explotación de hidrocarburos están alineadas a la reducción del impacto ambiental que generan el agua de producción y el gas asociado que acompañan a la producción de petróleo, es así que el artículo 86 del DS-039-2014-EM¹ indica que la disposición final del agua de producción se efectuará por reinyección. Por otro lado el artículo 19 del DS-048-2009-EM² prohíbe el venteo de gas natural y el artículo 44 del Ley Orgánica de Hidrocarburos 26221³ que el gas natural que no sea utilizado en las operaciones puede ser comercializado y/o reinyectado al reservorio y para poder quemar el gas debe requerir aprobación del Ministerio de Energía y Minas.

2.1.1. Internacional

Sirilumpen M.⁴ escribe sobre la re-inyección de agua en pozos disposal del campo Erawan Field, en Tailandia. Proponen un procedimiento para seleccionar pozos depletados para su conversión a disposal de agua, teniendo en cuenta futuros planes de perforación y la capacidad de almacenamiento que pueda tener el pozo. Además, consideran la cercanía a las plantas de tratamiento y las reservas del pozo que se perderían al ser convertido a disposal. Finalmente hacen una comparación entre la re-inyección del agua de producción con el tratamiento químico de la misma, concluyendo que la mejor alternativa es la de utilizar pozos disposal ya que se elimina el agua por completo y no deja subproductos como lo hace el tratamiento químico.

Paris M.⁵ explica como calcular el volumen de llenado en un reservorio volumétrico depletado. Él considera que el volumen de petróleo producido proviene únicamente del mecanismo de gas en solución. El volumen disponible en el reservorio producto de la producción del bloque se llena de gas libre por la

¹ Ministerio de Energía y Minas (2014). D. S. N° 039-2014-EM. "Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos", Diario Oficial El Peruano.

² Ministerio de Energía y Minas (2009). DS-048-2009-EM, Diario Oficial El Peruano.

³ Congreso de la República (1993). "Ley N° 26221: Ley Orgánica que norma las actividades de Hidrocarburos en el territorio nacional", Diario Oficial el Peruano.

⁴ Sirilumpen M., Meyer J. (2002) Water ReInjection for Disposal in Erawan Field para International Conference on Health, Safety and Environment in Oil and Gas Exploration and Production. SPE 73857.

⁵ Paris M. (2001) Inyección De Agua Y Gas En Yacimientos Petrolíferos. Ediciones Astro Data S.A. Venezuela.

separación del gas disuelto del petróleo debido a la caída de la presión por debajo del punto de burbuja, cabe resaltar que esta asunción se hace para reservorios volumétricos de gas en solución, de los cuales se pueda desprestigiar empuje gravitacional e intrusión de agua.

Abdullah H. et al⁶ muestran una aplicación de identificación de unidades de flujo para un reservorio de carbonatos a través del uso del indicador de zona de flujo (FZI, por sus siglas en inglés), Winland⁷ muestra una ecuación empírica para calcular el radio de garganta poral en función de la porosidad y permeabilidad en muestras de carbonatos y Pittman⁸ modifica esta ecuación aplicándola en 196 coronas de arenisca logrando mejor ajuste. Esta metodología puede ser utilizada en la estimación de las gargantas porales de las unidades de flujo del reservorio al cual se inyecta agua, para determinar el grado de filtración mínimo necesario para evitar el taponamiento de las gargantas porales con las partículas que acarrea el agua de producción.

2.1.2. Nacional

Salirrosas⁹ presenta un trabajo técnico sobre la inyección de agua en un Lote de la cuenca Talara, propone un proyecto de recuperación secundaria por desplazamiento de agua considerando un suministro de 4000 BPD de agua de inyección a la presión de 3000 psi.

Prado¹⁰ plantea en su tesis una mejora en el sistema de inyección de agua de formación del Lote 31D, propone utilizar bombas horizontales para re-inyectar el agua en la formación Cuchabatay.

⁶ Abdullah H., Mahmood S. y Hamada G. (2018). Hydraulic flow units for reservoir characterization: A successful application on arab-d carbonate para IOP Conference Series: Materials Science and Engineering.

⁷ Winland, H. (1972), Oil Accumulation in Response to Pore Size Changes, Weyburn Field, Saskatchewan, Amoco Production Research Report.

⁸ Pittman, E. (1992), Relationship of Porosity and Permeability to Various parameters Derived From Mercury Injection—Capillary Pressure Curves for Sandstone. American Association of Petroleum Geologists Bull. 76 (2): 191-198.

⁹ Salirrosas Cueva, V. A. (1988). Evaluación de un proyecto de recuperación secundaria por inyección de agua.

¹⁰ Prado León, J. (2015). Mejoramiento del sistema de inyección de agua de formación en el campo agua caliente - Lote 31D.

Ramos¹¹ muestra en su artículo las dificultades técnicas que presenta la empresa operadora del Lote 95 en la inyección de agua a la formación Vivian, comenta sobre el incremento de del índice de inyectividad (relación entre presión y caudal de inyección) y propone la técnica de fracturamiento térmico para mejorar dicho índice y reducir la presión de reinyección incrementando el caudal de inyección.

2.2. Bases teóricas

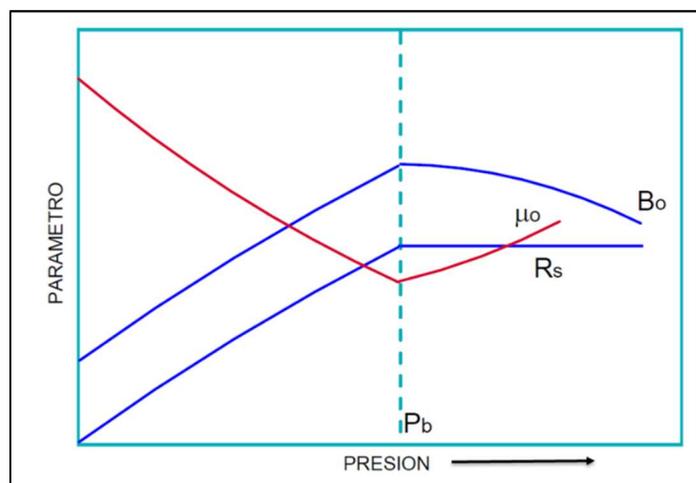
2.2.1. Análisis de PVT

Los fluidos de los reservorios de petróleo son mezclas de petróleo y gas a altas presiones y temperaturas, sus propiedades composicionales, volumétricas y el comportamiento de fase dependen directamente de ambas. Whitson C.¹²

Es así que a medida que el petróleo y el gas son producidos, la presión cae y las propiedades de los fluidos cambian. Como se observa en la **Figura 2 - 1**.

Debido a esta dependencia con la presión y temperatura, se desarrollan los estudios PVT, que están orientados a representar en el laboratorio el comportamiento de los fluidos al cambiar la presión del reservorio. Ruiz M.¹³

Figura 2 - 1. Comportamiento de las propiedades PVT con la presión.



Fuente: Escobar F.¹⁴

¹¹ Ramos J. y Oliva D. (2019), Incremento del índice de inyectividad aplicando la técnica del fracturamiento térmico inducido en la formación Vivian – Lote 95. Roundtable 2019 Talara, Perú.

¹² Whitson C. y Brulé M. (2000) "Phase Behavior". Chapter 2. Society of Petroleum Engineers Inc. Estados Unidos.

¹³ Ruiz M. (2007) "Establecimiento de proceso de validación y ajuste de parámetros PVT en el laboratorio". Universidad Nacional de Ingeniería.

¹⁴ Escobar F. (2007) Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos. Universidad Surcolombiana. Colombia.

Las muestras de PVT pueden ser tomadas de fondo o de separador (se recombinan conociendo el valor de R_s inicial). Las pruebas de laboratorio más utilizadas son Expansión Composicional Constante o Expansión Liberación Diferencial, y se validan utilizando la función “Y” y balance de masa con error < 5%.

Para el caso de Petróleo Negro o Black Oil, que es nuestro caso de estudio, a medida que la presión cae, el petróleo libera gas mediante un proceso continuo. Las principales Propiedades de PVT son:

Razón de solubilidad de gas en petróleo (R_s)

Esta propiedad representa la relación en volúmenes normales (de superficie) de gas que puede disolverse en un barril de petróleo, como se muestra en la siguiente ecuación.

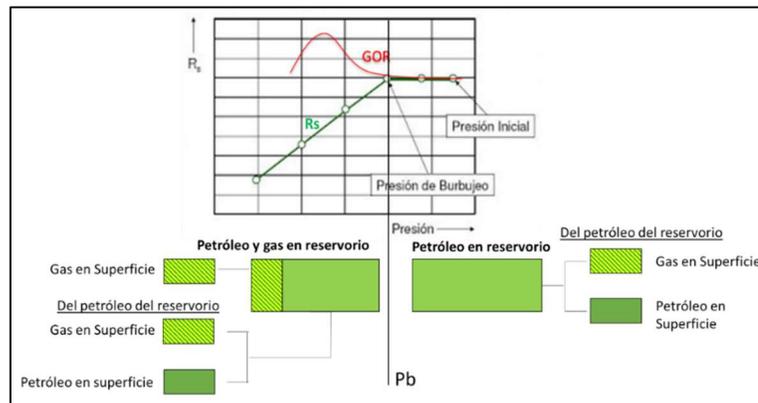
$$R_s = \frac{V_g}{V_o}, \quad \text{condiciones de superficie (sc)}$$

Cabe resaltar que esta relación puede medirse directamente en el pozo dividiendo caudales de gas y petróleo (es decir GOR), esto siempre que la presión este por encima de la presión de burbuja, a partir de este punto el crudo libera la primera burbuja de gas en el reservorio y el gas producido en superficie provendrá de la liberación del petróleo y del gas libre en el reservorio, como se muestra en la **Figura 2 - 2**.

$$\text{Si } P > P_b; R_s = GOR$$

$$\text{Si } P < P_b; R_s \neq GOR$$

Figura 2 - 2. Comportamiento de R_s con la presión y su relación con GOR.



Fuente: Elaboración propia.

Factor Volumétrico de Formación (Bo, Bw y Bg)

El Factor Volumétrico de Formación (FVF) se define como la relación entre el volumen de una mezcla a una presión y temperatura específica (condiciones de reservorio) y el volumen de la fase del producto a condiciones estándar (condiciones de superficie).

$$B = \frac{V_{mezcla}(P, T)}{V_{producto}(P_{sc}, T_{sc})}$$

Por ejemplo, para el caso del FVF del petróleo, el volumen de la mezcla es el volumen de petróleo más el gas en solución en el reservorio requerido para producir un barril de petróleo medido a condiciones de superficie ($V_{producto}$). Es decir, si el B_o es igual 1.5, indica que se requiere de 1.5 barriles de petróleo del reservorio para producir 1 barril de petróleo en superficie.

$$B_o = \frac{V_o}{(V_o)_{sc}} > 1$$

El FVF del petróleo siempre será mayor a 1, debido a que el volumen de petróleo recuperado es menor al producido por el reservorio, ya que a medida que el petróleo es producido, este pasa de una presión de reservorio a la de superficie liberando gas (volumen) en el proceso.

El FVF depende directamente de la compresibilidad del fluido, conforme cae la presión desde la presión inicial a la presión de burbuja, la compresibilidad se reduce y el petróleo en el reservorio se expande proporcionalmente a este cambio.

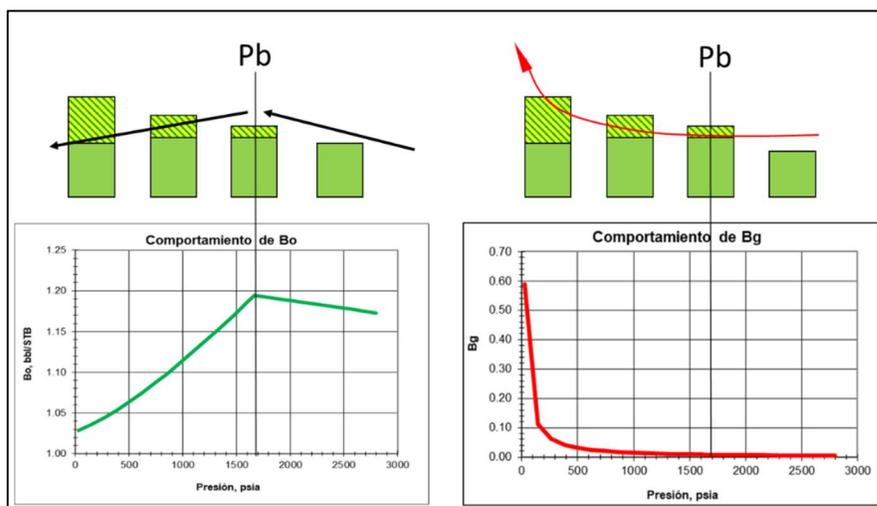
Por otro lado, para el caso del agua su FVF es muy cercano a 1, debido a la baja compresibilidad que esta presenta, es decir el volumen de agua a altas presiones y temperatura no presenta un gran cambio al llevarlo a condiciones de superficie.

$$B_w = \frac{V_w}{(V_w)_{sc}} \approx 1$$

Finalmente, el FVF del gas se caracteriza por un crecimiento exponencial inverso a la presión y este parámetro siempre es menor a 1 debido a que el gas en el reservorio se expande al ser producido y llevado a condiciones de superficie.

$$B_g = \frac{V_g}{(V_g)_{sc}} < 1$$

Figura 2 - 3. Comportamiento de Bo y Bg con la presión.



Fuente: Elaboración Propia.

Cabe resaltar que la bibliografía muestra correlaciones para calcular los parámetros PVT. Para la estimación del punto de burbuja, R_s , compresibilidad, B_o y viscosidad se utilizan correlaciones en función del R_{si} , temperatura del reservorio, densidad del petróleo y viscosidad muerta. Sin embargo, hay que recordar que estas son correlaciones que en el mejor de los casos dan aproximaciones a las propiedades, de ser posible se recomienda utilizar dichas correlaciones ajustadas con información real de pruebas de PVT.

Las correlaciones más utilizadas para el ajuste de PVT se muestran a continuación.

Correlaciones de Standing ¹⁵

Presión de burbuja

$$P_b = 18.2 \left(\left(\frac{R_s}{\gamma_g} \right)^{0.83} 10^{0.00091T - 0.012 \text{ API} - 1.4} \right)$$

Razón de solubilidad de gas en el petróleo (R_s)

$$R_s = \gamma_g \left(\frac{(0.055 * P + 1.4) 10^{0.0125 \text{ API}}}{10^{0.00091T}} \right)^{1.205}$$

Factor Volumétrico de Formación a presión de burbuja (B_o)

¹⁵ Standing, M.B. (1951) Oil-System Correlations, P.P. Handbook (ed.), McGraw-Hill Book Co. Inc.

$$B_{ob} = 0.9759 + (12 \times 10^{-5}) \left(R_s \left(\frac{\gamma_g}{\gamma_o} \right)^{0.5} + 1.25T \right)^{1.2}$$

Correlacion de Beal ¹⁶

Beal nos presenta una correlación para la viscosidad de petróleo muerto, viscosidad a la presión de burbuja y viscosidad al cambio de presión.

$$\mu_{oD} = -1 + 10 \left(T^{-1.163 \exp(6.9824 - 0.0465 \text{ API})} \right)$$

$$\mu_{ob} = A_1 (\mu_{oD})^{A_2}$$

Donde:

$$A_1 = 10.715 (R_s + 100)^{-0.515}$$

$$A_2 = 5.44 (R_s + 150)^{-0.338}$$

$$\frac{\mu_o - \mu_{ob}}{0.001(p - p_b)} = 0.024 \mu_{ob}^{1.6} + 0.038 \mu_{ob}^{0.56}$$

2.2.2. Balance de materiales

La ecuación de balance de materiales es una herramienta básica para interpretar y predecir el comportamiento de los reservorios en condiciones de equilibrio.

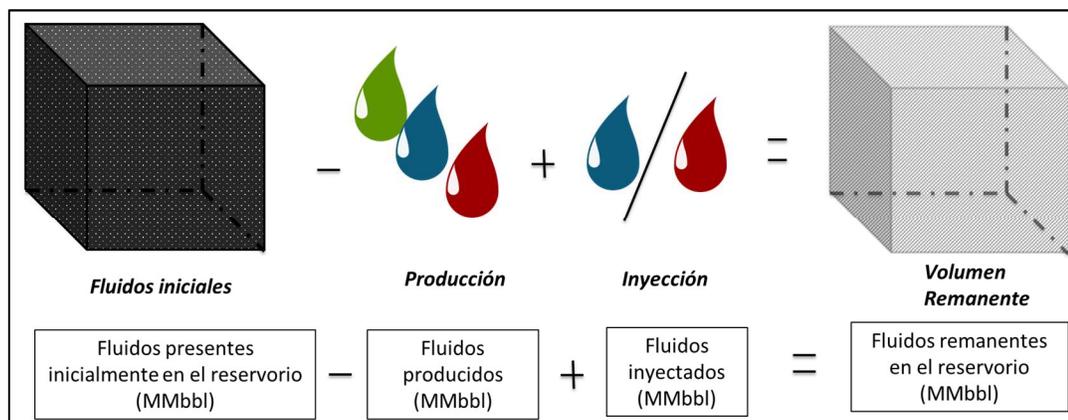
Con este análisis se puede estimar el Petróleo Original en el Sitio (POES) o el volumen contactado, si es que la cantidad de pozos no han logrado drenar toda la estructura, determinar el tipo de empuje, estimar la presencia, tipo y tamaño de un acuífero (utilizando las ecuaciones de Hvlana y Odeh, Drake y Shillitus), predecir el comportamiento de presión y de producción del reservorio, estimar la profundidad del contacto agua-petróleo (WOC, por sus siglas en ingles), entre otros.

Para el análisis se requiere de la historia de producción del reservorio (se considera todos los pozos productores del bloque analizado), historial de presiones de reservorio corregidas al datum de análisis (generalmente punto medio del reservorio), datos de PVT y parámetros petrofísicos y estructurales (POES, Cf y Sw).

¹⁶ Beal, C.(1946) The Viscosity of Air, Water, Natural Gas, Crude Oil and Its Associated Gases at Oilfield Temperatures and Pressures, AIME (1946) 165, 94.

El análisis se basa en considerar al reservorio como un tanque homogéneo con propiedades uniformes de roca y fluido, al cual se le hace un balance volumétrico considerando el volumen inicial, volumen producido, fluidos inyectados, intrusión de agua y los cambios de volumen poral por expansión de capa de gas, expansión de agua connata y expansión de roca.

Figura 2 - 4. Diagrama del balance volumétrico de un reservorio



Fuente: Elaboración propia

La ecuación general de balance de materiales se demuestra de la siguiente manera:

Petróleo Inicial:

$$NBoi$$

Capa de gas inicial (para reservorios con $P_i < P_b$):

$$GBgi$$

Radio

$$m = \frac{GBgi}{NBoi}$$

Capa de gas inicial en función del petróleo inicial

$$GBgi = mNBoi$$

Petróleo remanente:

$$(N - N_p)Bo$$

Volumen poral ocupado por la capa de gas a una presión P:

$$G * Bg = \frac{GBgi}{Bgi} * Bg = \frac{mNBoi}{Bgi} * Bg$$

Volumen poral ocupado por una segunda capa de gas (liberación de gas del petróleo)

$$V.P. \text{ 2da capa de gas} = (NRsi - NpRp - (N - Np)Rs)Bg$$

Volumen poral por influjo de neto de agua

$$\text{Entrada neta de agua} = We - WpBw$$

Cambio de volumen poral por expansión de la roca y expansión del agua connata.

Volumen total de hidrocarburos es:

$$POES + GOES = NBoi + mNBoi = (V.P.)(1-Swi)$$

$$V.P. = \frac{NBoi(1+m)}{1-Swi}$$

De la ecuación de compresibilidad:

$$c = -\frac{1}{V} \frac{dV}{dP}$$

$$\Delta V = V.P. * c * \Delta p$$

$$\text{Expansión de agua connata} = (V.P.) * (Swi.Cw) * \Delta p$$

$$\text{Expansión de formación} = (V.P.) * Cf * \Delta p$$

Sumando ambas expansiones

$$= \frac{NBoi(1+m)}{1-Swi} (SwiCw + Cf) \Delta p$$

Volumen poral ocupado por el agua y gas inyectado

$$V.P. \text{ gas y agua inyectada} = Giny * Bginy + Winy * Biny$$

Haciendo el balance:

$$\mathbf{V.P. \text{ inicial (G+N) = V.P. actual (a una presión P)}}$$

V.P. actual (a una presión P) = V.P. petróleo remanente + V.P. por capa de gas + V.P. por gas libre (2da capa de gas) + V.P. influjo neto de agua + V.P. gas inyectado + V.P. agua inyectada + $\Delta V.P.$ por expansión agua connata + $\Delta V.P.$ por expansión de roca

Finalmente, la ecuación general de balance de materiales queda:

$$N = \frac{N_p B_o + (G_p - N_p R_s) B_g - (W_e - W_p B_w) - G_{inj} B_{g\ inj} - W_{inj} B_w}{(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s) B_g + m B_{oi} \left[\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right] + B_{oi} (1 + m) \left[\frac{S_{wi} C_w + C_f}{1 - S_{wi}} \right] \Delta P}$$

Donde:

V.P. : Volumen Poral (bbl)

N: POES (STB)

N_p: Producción acumulada (STB)

G: GOES (SCF)

m: Radio de volumen entre la capa de gas al volumen de petróleo inicial. (*m*=0 si es un reservorio bajo saturado $P_i > P_b$)

B_o: FVF petróleo

B_g: FVF gas

R_p: GOR histórico.

W_e: Influjo acumulado de agua (bbl)

W_p: Volumen acumulado de agua producida (STB)

B_w: FVF del agua (bbl/STB)

De acuerdo a las características del reservorio esta ecuación se puede simplificar, por ejemplo: a continuación, se muestra la solución de la EBM para un reservorio volumétrico, bajo saturado y sin inyección:

$$N = \frac{N_p [B_t + (R_p - R_{si}) B_g] + W_p B_w}{B_t - B_{ti} + \frac{B_{ti} (S_{wi} C_w + C_f)}{1 - S_{wi}} (P_i - P)}$$

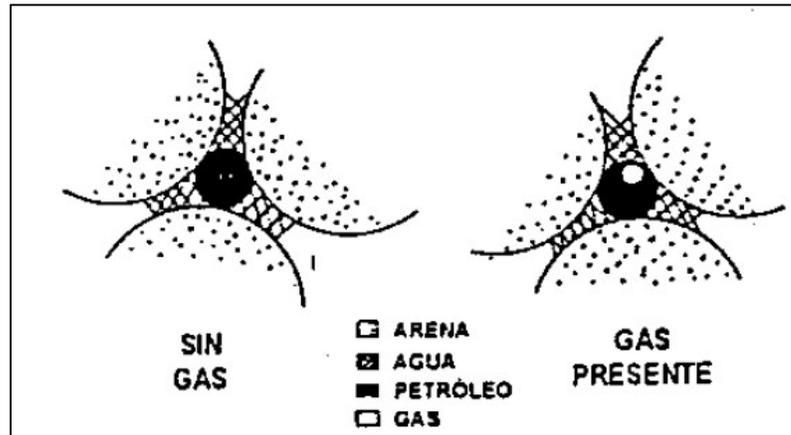
Donde:

$$B_t = B_o + (R_{si} - R_s) B_g$$

2.2.3. Efecto de saturación de gas libre.

Los bloques que se seleccionan deben ser reservorios depletados cuya presión se encuentre por debajo de la presión de burbuja, punto en el cual se libera gas del petróleo de manera continua generando una capa de gas libre dentro de la columna de petróleo.

Figura 2 - 5. Localización del gas en el medio poroso a la saturación residual.



Fuente: Holmgren y Morse¹⁷

Es importante tener en cuenta que el gas liberado del petróleo no se puede desplazar en el reservorio hasta que alcance la saturación crítica de gas, a partir de este punto de saturación todo gas adicional puede moverse en el medio poroso.

La saturación promedio de petróleo al comienzo de la invasión se puede calcular por la siguiente ecuación de balance de materiales.

$$POES + GOES = NBoi + mNBoi = (V.P.)(1-Swi)$$

Considerando la $P_i > P_b$, $m = 0$

$$NBoi = (P.V.)(1-Swi)$$

Entonces la saturación de petróleo a una presión P será:

$$S_o = \frac{\text{Vol de petróleo en el reservorio}}{V.P.}$$

$$S_o = \frac{(N - N_p) \left(\frac{B_o}{B_{oi}}\right)}{V.P.}$$

$$S_o = \frac{(N - N_p) \left(\frac{B_o}{B_{oi}}\right)}{\frac{NBoi}{1 - Swi}}$$

$$S_o = \left(1 - \frac{N_p}{N}\right) \left(\frac{B_o}{B_{oi}}\right) (1 - S_{wi}) \dots (1)$$

Y la saturación de gas a una presión P:

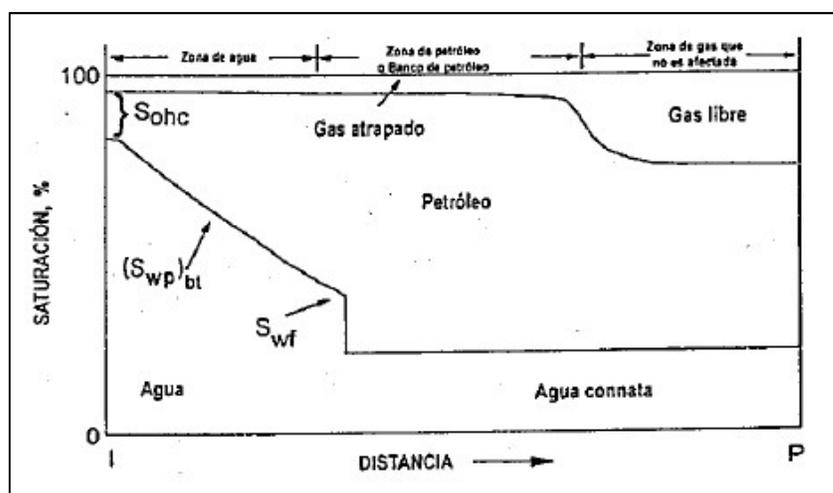
¹⁷ Holmgren C. y Morse R. (1951), Effect of free gas saturation on oil recovery by water flooding.

$$S_g = (1 - S_o - S_{wi}) \dots (2)$$

Esta ecuación solo considera el empuje por gas en solución y expansión de los fluidos, pero no el influjo de agua ni segregación gravitacional, estas consideraciones se pueden aceptar ya que en la cuenca de Talara los reservorios son volumétricos cuyo mecanismo principal de empuje es el de gas en solución. Creig¹⁸ presentó un modelo de distribución de fluidos como se observa en la **Figura 2. 6**, donde el agua inyectada ocupa el volumen de gas en el reservorio, haciendo que este se desplace por el frente del banco de petróleo, esto sucede debido a la razón de movilidad favorable entre el petróleo desplante y el gas desplazado.

Figura 2 - 6. Distribución de saturación al inicio de la inyección, cuando existe

S_g .



Fuente: Paris¹⁹

2.2.4. Volumen de llenado y tiempo de llenado

Utilizando las ecuaciones 1 y 2 se puede calcular la saturación de gas a una presión P.

$$S_o = \left(1 - \frac{N_p}{POES}\right) \left(\frac{B_o}{B_{oi}}\right) (1 - S_{wc}) \dots (1)$$

$$S_g = (1 - S_o - S_{wc}) \dots (2)$$

¹⁸ Craig, F.F.Jr. (1975) The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding.

¹⁹ Paris M (2001) Inyección De Agua Y Gas En Yacimientos Petroliferos. Ediciones Astro Data S.A. Venezuela.

La saturación de gas por el volumen poral del reservorio nos da el volumen lleno de gas en el reservorio, el cual será el volumen disponible para llenar, o volumen de llenado.

$$Vol. Llenado = V.P. * S_g$$

El tiempo de llenado se estima considerando el caudal de inyección y el fluido inyectado, como se muestra a continuación:

$$Tiempo de llenado (Agua) = \frac{Vol. Llenado}{Q_{inj_w} * B_w} \approx \frac{Vol. Llenado}{Q_{inj_w}}$$

$$Tiempo de llenado (Gas) = \frac{Vol. Llenado}{Q_{inj_g} * B_g}$$

2.2.5. Identificación de unidades de flujo y tamaño de garganta poral

Identificación de unidades de flujo

Ismail et al ²⁰ definen a una unidad de flujo como un volumen de roca que tiene propiedades similares como porosidad, permeabilidad, geometría de poro y características de sedimentación.

Para identificar las unidades de flujo de una formación inicialmente se deben calcular los parámetros que se muestran a continuación:

Índice de calidad de reservorio (RQI, por sus siglas en inglés) (μm)

$$RQI = 0.0314 \sqrt{\frac{K}{\phi_e}}$$

Porosidad normalizada

$$\phi_z = \left(\frac{\phi_e}{1 - \phi_e} \right)$$

Indicador de zona de flujo (FZI, por sus siglas en inglés) (μm)

$$FZI = \frac{RQI}{\phi_z}$$

Donde:

K = permeabilidad , ϕ_e = porosidad efectiva

²⁰ Ismail A. y Yasin Q. y Du Q. (2018), Application of Hydraulic Flow Unit for Pore Size Distribution Analysis in Highly Heterogeneous Sandstone Reservoir: A Case Study. Journal of the Japan Petroleum Institute.

Es importante resaltar que una unidad de flujo con valores altos de RQI y FZI es un indicador de mejor calidad de roca reservorio en términos de flujo a través del espacio poroso.

Se ordena la información de núcleos en función del FZI, de manera creciente.

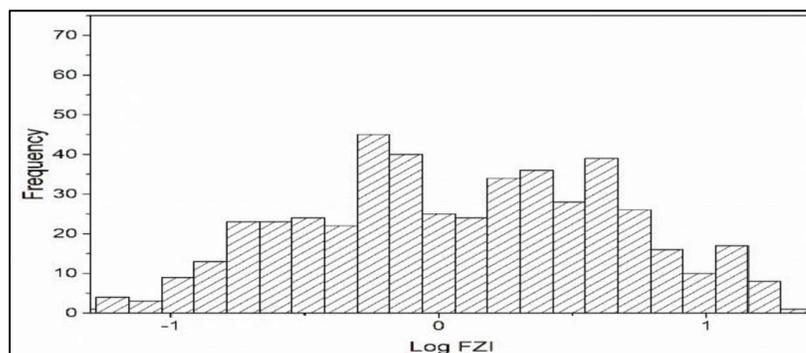
Hay tres formas de identificar las unidades de flujo, la primera usando un histograma con los valores del logaritmo de FZI (ver **Figura 2 - 7**), la segunda utilizando un método de análisis probabilístico donde se grafica el logaritmo de FZI vs la probabilidad (ver **Figura 2 - 8**) y la tercera utilizando el método de regresión de mínimos cuadrados de RQI y la porosidad normalizada ϕ_z .

La intersección con $\phi_z = 1$ en el gráfico de Log RQI vs Log ϕ_z , nos da el valor de FZI, ya que:

$$\text{Log FZI} = \text{Log RQI} - \text{Log } \phi_z$$

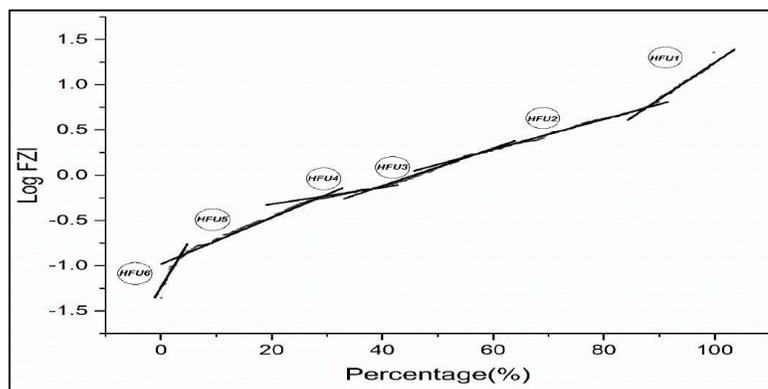
Entonces cuando $\phi_z = 1$, FZI = RQI. probabilidad (ver **Figura 2 - 9**).

Figura 2 - 7. Histograma de Log FZI.



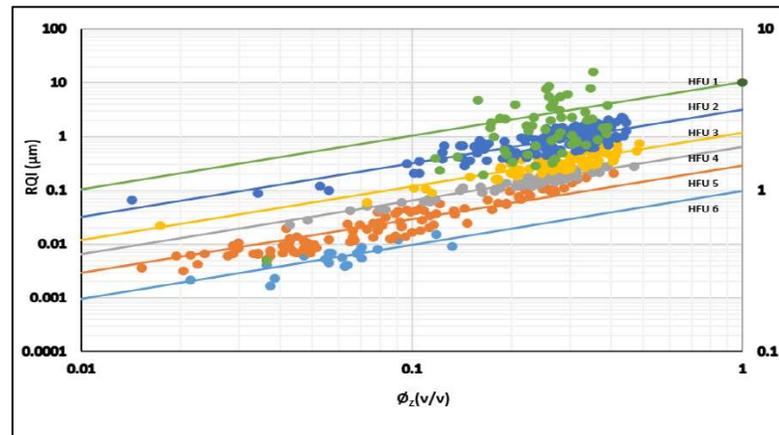
Fuente: Abdulelah H. et al⁶.

Figura 2 - 8. Probabilidad normal de log FZI.



Fuente: Abdulelah H. et al⁶.

Figura 2 - 9. RQI vs Porosidad normalizada.



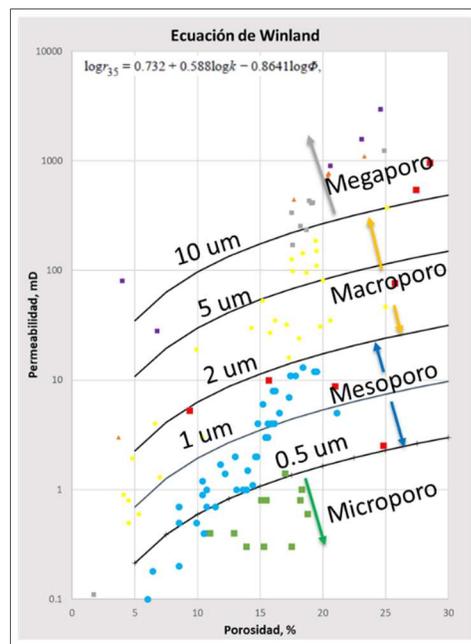
Fuente: Abdulelah H. et al⁶.

Winland propuso una correlación empírica basado en la porosidad, permeabilidad y radio de garganta de poro obtenida de un test de invasión de mercurio.

$$\log r_{35} = 0.732 + 0.588 \log K_{air} - 0.864 \log \phi$$

Graficando los valores de permeabilidad y porosidad de los núcleos en los gráficos generados por las ecuaciones de Winland se determinan el rango de garganta poral por unidad de flujo.

Figura 2 - 10. Permeabilidad vs porosidad sobre Ec. Winland.



Fuente: Elaboración propia.

Capítulo III. Metodología de la Investigación

3.1. Tipo de investigación

Se propone una investigación de tipo experimental y aplicada, la cual se basa en generar una metodología de reservorios para seleccionar pozos disposal de agua y gas en campos maduros de petróleo. Esto a través de la técnica de balance de materiales, para determinar: zonas depletadas, volumen de llenado y tiempo de llenado, y del cálculo del diámetro de garganta poral.

3.2. Población y muestra

- Población: “Campos Petroleros del Perú”
- Muestra: Pozos disposal de agua y gas del Lote en estudio.

3.3. Instrumentos de recolección de datos

Para la investigación se utilizará:

- Información de cores de la zona.
- Historia de inyección de pozos inyectores.
- Las propiedades estáticas y dinámicas de pozos vecinos, información de porosidad, permeabilidades, saturaciones, PVT y composición de fluidos.
- Se preparará un modelo de balance de materiales y se calculará los diámetros de garganta de poro por unidad de flujo.

3.4. Explicación de la metodología propuesta

Esta investigación propone un método el cual consiste en seleccionar una formación de buenas características petrofísicas e identificar zonas de alta producción acumulada utilizando mapas de burbuja. Aquellas zonas que hayan acumulado mayor producción son indicadores de tener baja presión.

Se debe definir estructuralmente al reservorio que contiene a los pozos con alta producción y calcular su POES, además generar un modelo de fluido basado en análisis de PVT o correlaciones empíricas amarradas con la gravedad API y/o viscosidad muerta. Además, con información de presiones históricas de reservorio del bloque se aplica la técnica de balance de materiales para definir la presión promedio actual del reservorio y la saturación de gas libre en el mismo.

Por otro lado, se deben identificar las unidades de flujo con sus respectivos radios de garganta poral, a través del indicador de zonas de flujo (FZI) y las ecuaciones de Windland-Pittman, para determinar el grado de filtrado que se requiere y evitar el taponamiento de los poros.

Como caso de estudio se analiza la disposición de agua y gas en la Zona C del Lote III, que inició en el año 2019, por lo que se mostrará el análisis previo a la inyección y los resultados de la inyección.

Capítulo IV. Ubicación Geográfica y Contexto Histórico de Desarrollo del Campo

Se utilizará como zona de estudio la zona “C” del Lote III, este Lote está ubicado en la Región Noroeste del Perú, en el Departamento de Piura y en las provincias de Talara y Paita, dentro de la cuenca Talara.

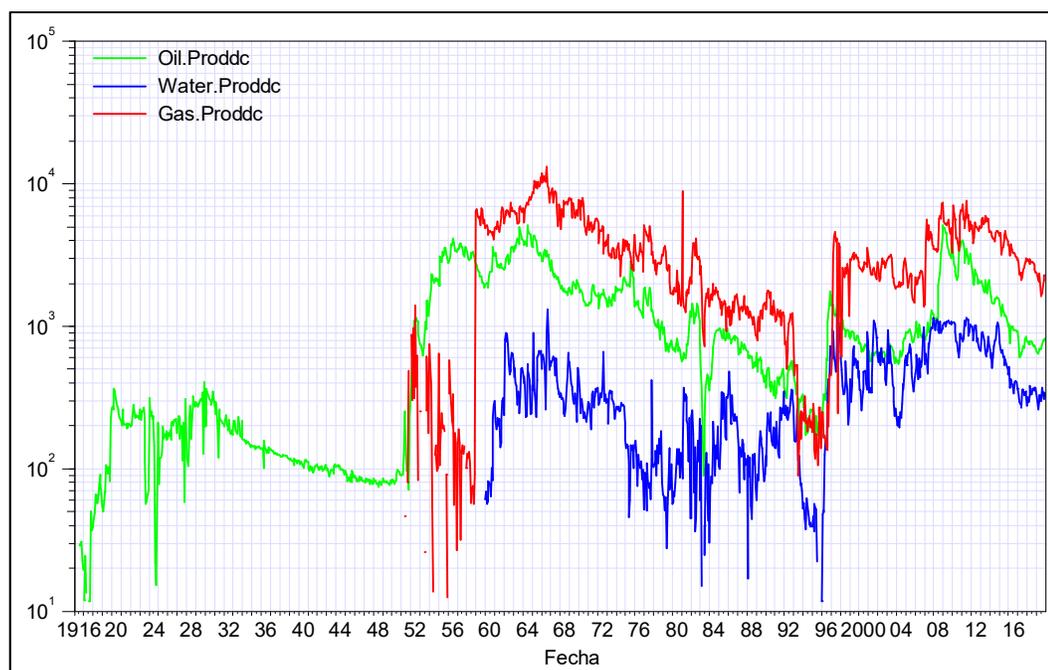
El Lote III está dividido en 3 zonas:

- Zonas Exploratorias “A”: Yacimientos: Boca y La Brea y “B”: Yacimiento: Lagunitos.
- Zona de Desarrollo “C”: Yacimientos: Mirador, Mirador Sur, Portachuelo, Portachuelo Oeste y San Luis.

Este campo inició la producción en el año 1916 en la zona “A”, a partir de entonces hasta el año 1930 el Lote produjo únicamente de esta zona.

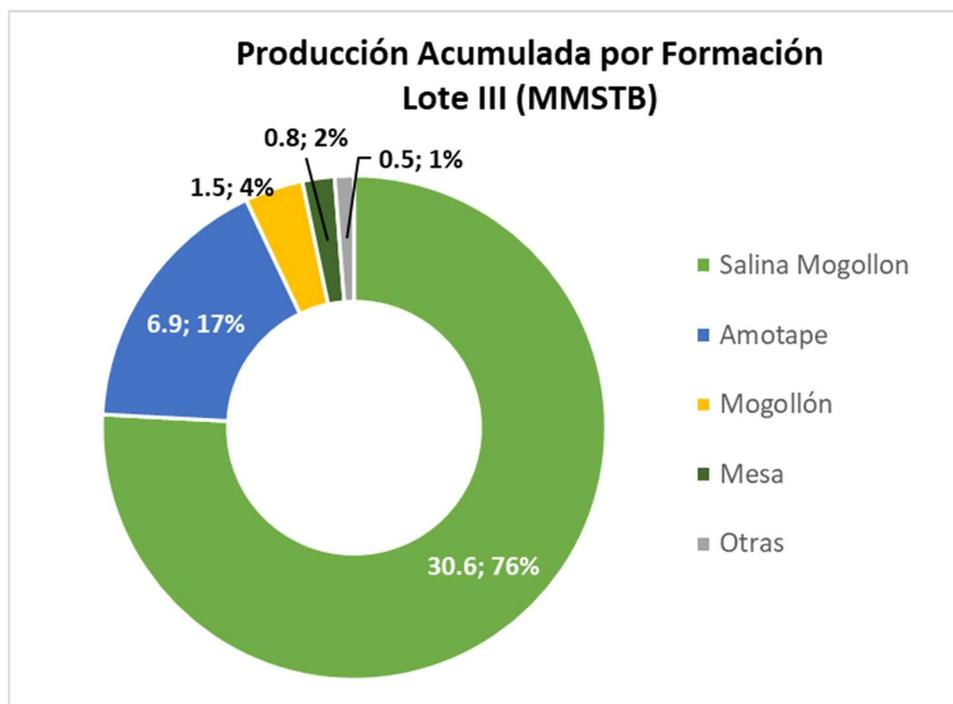
En el año 1951 se inició el desarrollo de la zona “C”. En el año 2008 inició el desarrollo de dos nuevos yacimientos en esta misma zona. Al 31 de diciembre de 2019 el Lote III ha logrado acumular un total de 40.38 millones de barriles de petróleo (MM STB) de petróleo y cuenta con reservas probadas de 13.69 MM STB según el Informe Anual de Recursos de Hidrocarburos del 2019.

Figura 4 - 1. Historia de producción del Lote III.



Fuente: Graña y Montero Petrolera

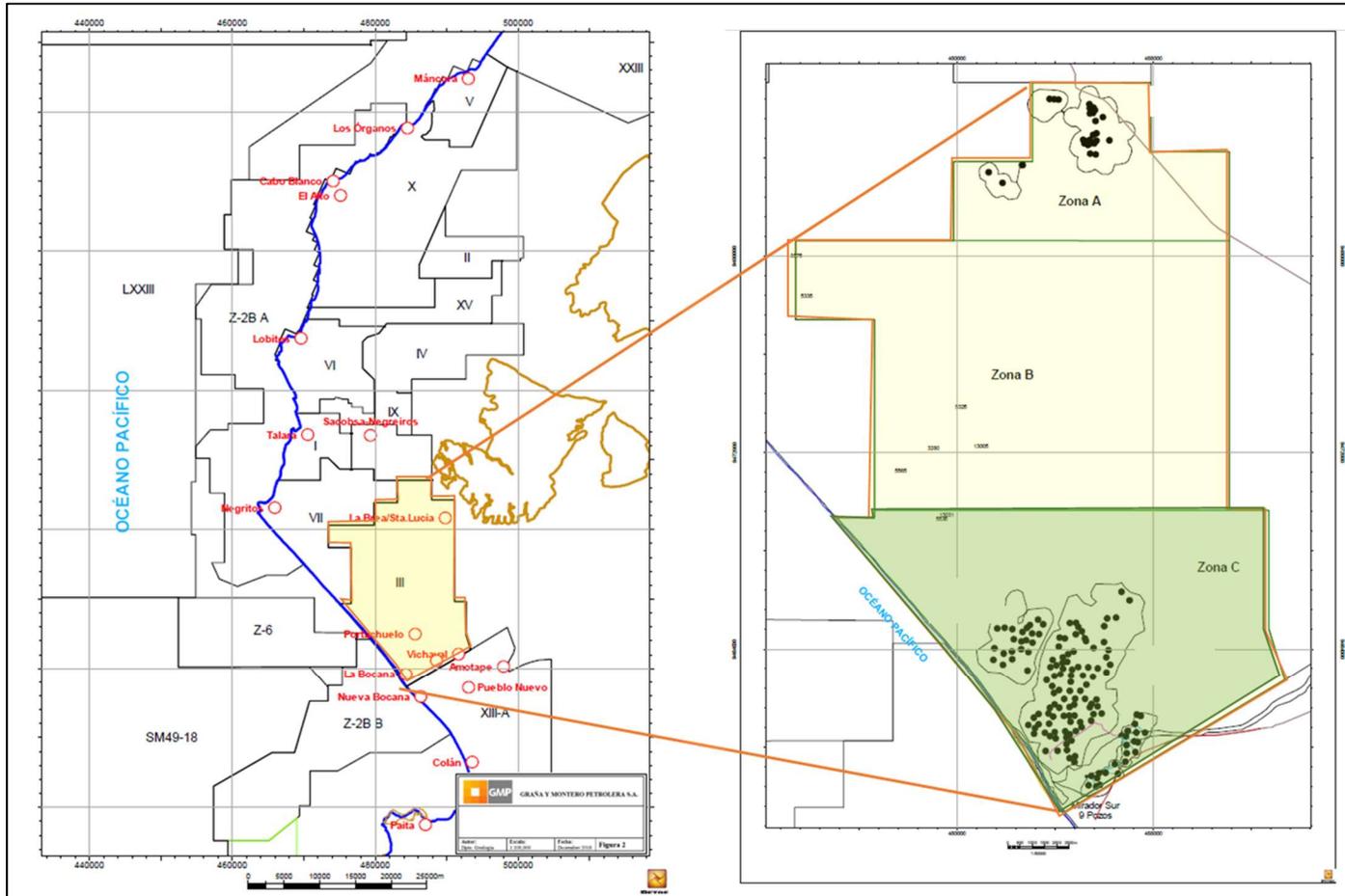
Figura 4 - 2. Segregación de producción acumulada por formación del Lote III.



Fuente: Elaboración propia

Como se observa en la **Figura 4 - 2**, la principal formación productora es la formación Salina Mogollón, llegando a acumular 30 MM STB, debido a esto la tesis se enfocará en encontrar zonas depletadas de dicha formación.

Figura 4 - 3. Ubicación geográfica del Lote III y de la zona C.



Fuente: Informe de Máxima Eficiencia de Recobro Lote III 2019

Capítulo V. Flujo de trabajo

5.1. Flujo de trabajo

En la **Figura 5 - 1** se muestra el flujo de trabajo de la presente tesis, la cual será desarrollada a lo largo de la misma utilizando como ejemplo las necesidades del Lote III.

La tesis propone que ante la necesidad de disponer agua o gas, el primer paso es evaluar el Lote en función de la producción acumulada, seleccionar preliminarmente zonas con alto acumulado de producción, que en la actualidad produzca bajos caudales y que cuente con alta densidad de pozos, después de eso se recomienda caracterizar estáticamente a las zonas seleccionadas, que incluye calcular el POES y caracterizar dinámicamente el bloque utilizando información de fluidos (PVT), de núcleos (pruebas especiales) y pruebas de presión, para generar un modelo matemático que represente el comportamiento de los bloques analizados, ya sea a través de simulación numérica o balance de materiales, dependiendo de la información disponible.

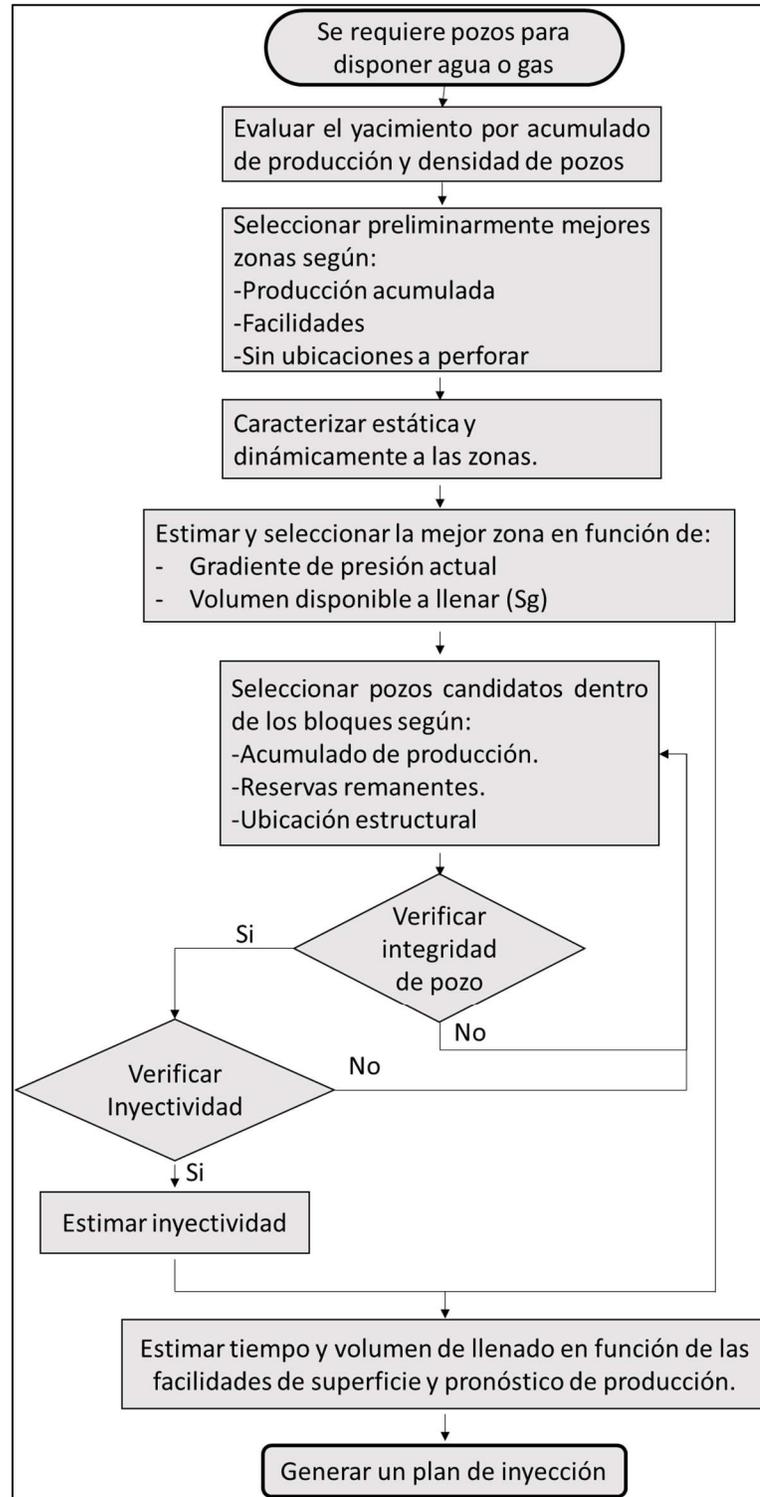
Con este modelo se estima la presión actual del reservorio, así como el volumen disponible a llenar. En función de estos parámetros y la distancia a las facilidades se genera un ranking con las zonas seleccionadas.

De la mejor zona a disponer se seleccionan pozos candidatos a convertir a disposal, estos deben atravesar la totalidad o la mayor parte de las arenas a inyectar, contar con bajas reservas y tener integridad mecánica. A los pozos que cumplan con estas características se les deberá realizar una prueba de inyectividad para conocer los caudales y presiones de admisión.

En función del pronóstico de producción de agua o gas, que debe incluir: básica, perforación y workover, y conociendo la inyectividad por pozo (caudal de admisión a una presión dada), se seleccionan los pozos necesarios para poder disponer todo el volumen requerido, y utilizando el modelo matemático del bloque se estima el tiempo y volumen de llenado a las condiciones máximas de las facilidades de superficie.

Con esta información se genera un programa de inyección del Lote que se valida con una nueva simulación del modelo matemático.

Figura 5 - 1. Diagrama de flujo para la selección de zonas y pozos de disposición.



Fuente: Elaboración Propia.

5.2. Selección preliminar de zonas depletadas

El grado de depletación del reservorio se encuentra en función de la producción acumulada, es por eso que se realiza un mapa de burbujas de la producción acumulada de la zona “C” como se ve en la **Figura 5 - 2**.

En función del acumulado de producción y densidad de pozos se identifican las mejores áreas, las cuales deberán contar con las siguientes características: estar depletadas, es decir que tengan baja presión de reservorio para que puedan almacenar gran volumen de fluido (agua o gas), además que tengan alta densidad de pozos y que estos tengan baja producción y reservas.

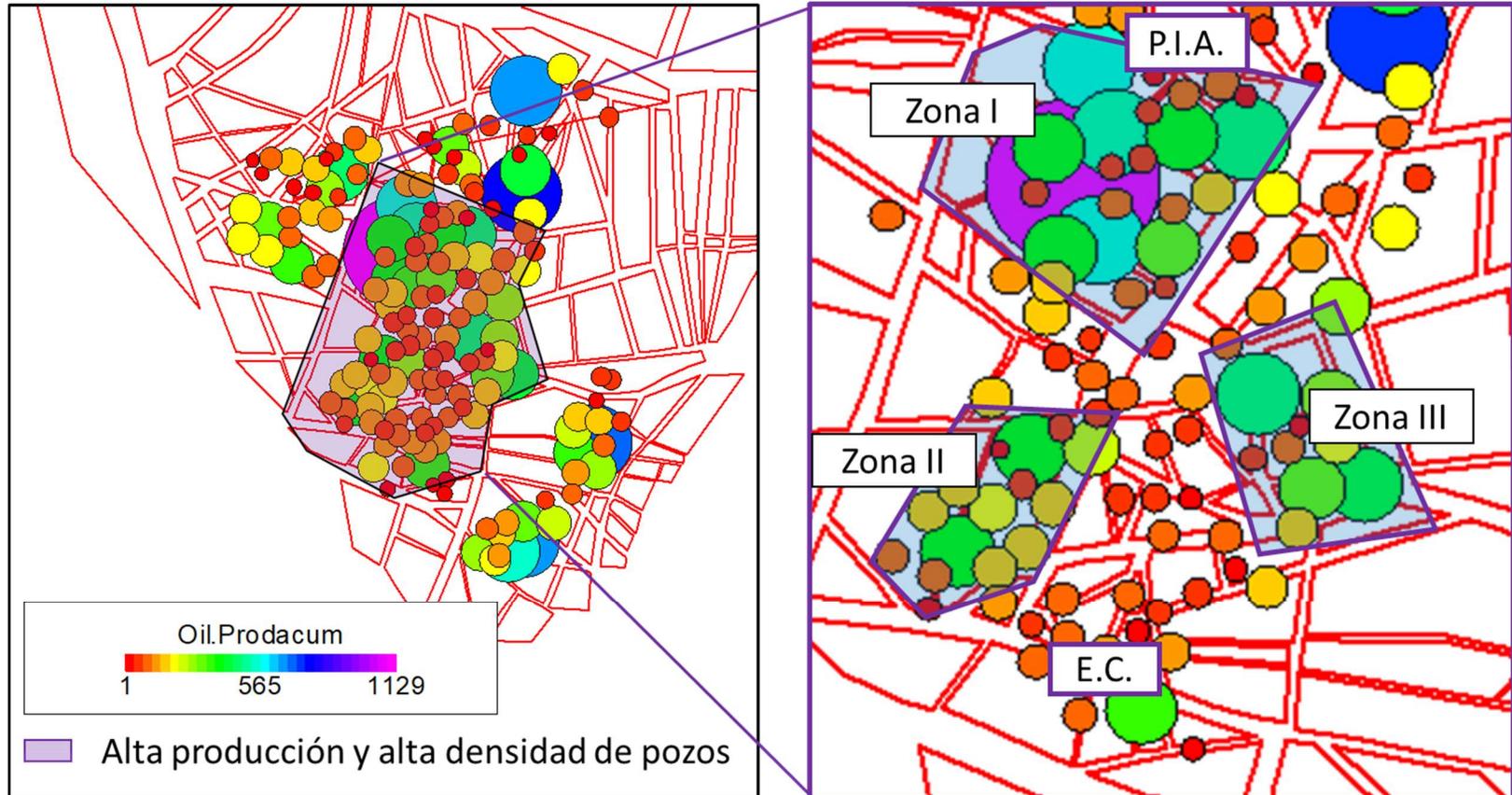
Este paso es una filtración preliminar, ya que se requiere caracterizar estática y dinámicamente al reservorio para seleccionar las mejores áreas, esta caracterización incluye principalmente: identificar la continuidad en las arenas, delimitar estructuralmente al bloque y estimar la gradiente de presión actual del reservorio, pasos que se seguirán en los siguientes capítulos.

La densidad de pozos en la zona es muy importante, ya que como se explicó en el capítulo anterior estos pozos fueron perforados hace más de 60 años y no todos tienen una buena estabilidad mecánica, por lo que se requiere de varios candidatos para la conversión a disposal, y se irán seleccionando al tomar información de registros de casing (caliper - multifingering) y de cementación (RBT, CBL y VDL).

Es así que se seleccionaron 3 zonas principales para disposición de agua o gas, estas estructuras han acumulado más de 1 millón de barriles de producción de petróleo cada una.

En la **Figura 5 - 2** se muestran las zonas seleccionadas, así como las facilidades de superficie en el Lote III, la estación de compresión (EC) y la planta de inyección de agua (PIA).

Figura 5 - 2. Mapa de burbujas de la producción acumulada por pozo sobre el mapa estructural de la formación Salina Mogollón.



Fuente: Informe Anual de Recursos de Hidrocarburos al 31 de diciembre 2019 Lote III.

5.3. Caracterización Estática

5.3.1. Geología Estratigráfica

La columna estratigráfica presente en el Lote III se muestra en la **Figura 5 - 5**, en la cual se observa más de 20000 pies de roca subdividida en formaciones de edades Paleozoico, Mesozoico y Cenozoico.

Según la empresa operadora a través del Estudio Técnico MER 2018 – Lote III, describe geológicamente a la columna en tres unidades estratigráficas:

Unidad Estratigráfica Paleozoico: El Grupo Amotape pertenece a esta unidad, la cual ha demostrado ser productora de petróleo, está compuesta principalmente de rocas metamórficas (cuarcitas, argilitas y pizarras).

Unidad Estratigráfica Mesozoico: Representada por la formación Redondo, compuesta en su mayoría de lutitas marinas. Esta sección mesozoica no ha probado producción comercial de hidrocarburos.

Unidad Estratigráfica Cenozoico: Las formaciones que pertenecen a esta unidad son: del Paleoceno (Balcones) y del Eoceno (Salina Mogollón, Palegreda, Pariñas, Grupo Talara, Verdún, Chira y Mirador). Su secuencia sedimentaria está constituida por areniscas, lutitas y conglomerado depositados en ambientes marino, fluvio-deltaico y continental.

El principal reservorio de este Lote es la formación Salina Mogollón que corresponde a un sistema depositacional de abanico externo (ambiente fluvio-deltaico). Ver **Figura 5 - 3**.

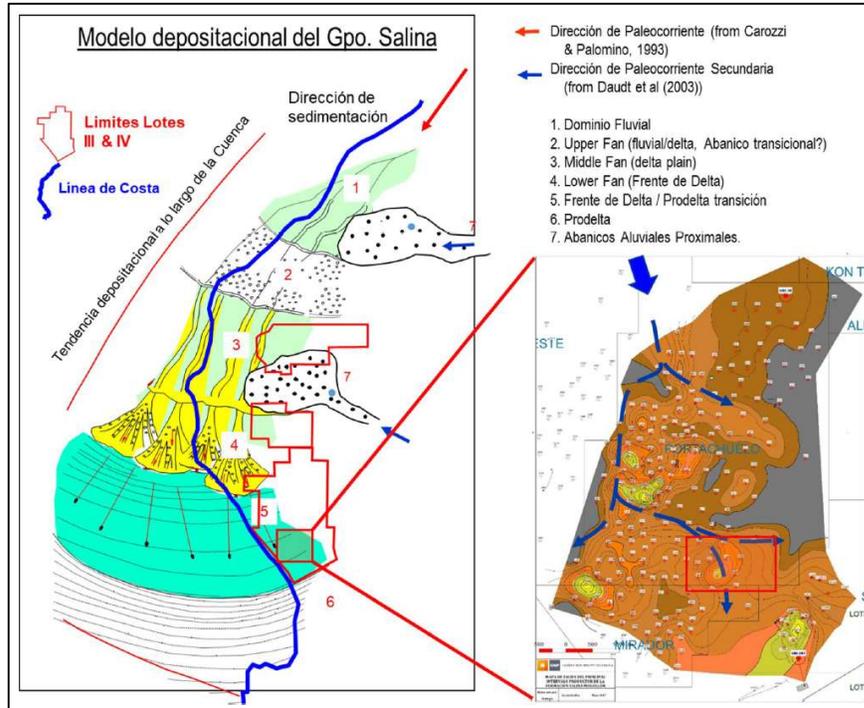
Esta formación se caracteriza por intercalaciones cíclicas de arenas, areniscas y lutita en capas delgadas entre 5 a 20 pies, como se ve en la **Figura 5 - 5**.

En promedio la Formación Salina Mogollón puede alcanzar los 1600 pies de espesor, cuenta con 46 arenas separadas por niveles más lutaceos. Presenta 6 marcadores principales, que van desde el marcador S6 hasta el S1, desde el tope hacia la base, las mejores arenas se encuentran en la parte intermedia, principalmente entre los marcadores S6 y S5. **Figura 5 - 4**.

Como reflejo de las variaciones litológicas mencionadas anteriormente, las características del reservorio de arenisca también varían notablemente, y los promedios disponibles no dan una imagen completa. Como ejemplo, la

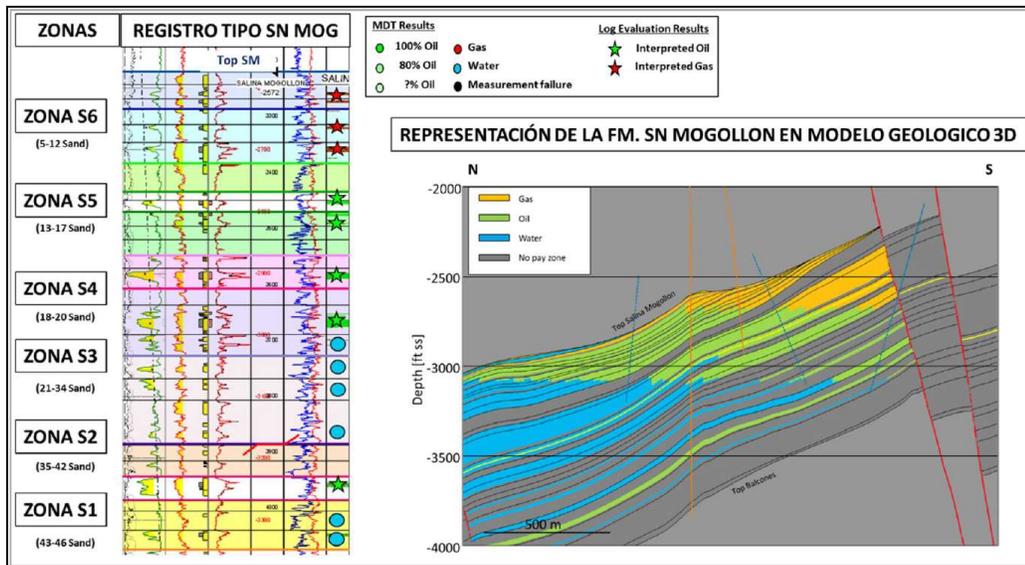
permeabilidad promedio de 20 md no da indicios de que las arenas friables puedan alcanzar valores de 1000 md.

Figura 5 - 3. Modelo deposicional del Grupo Salina.



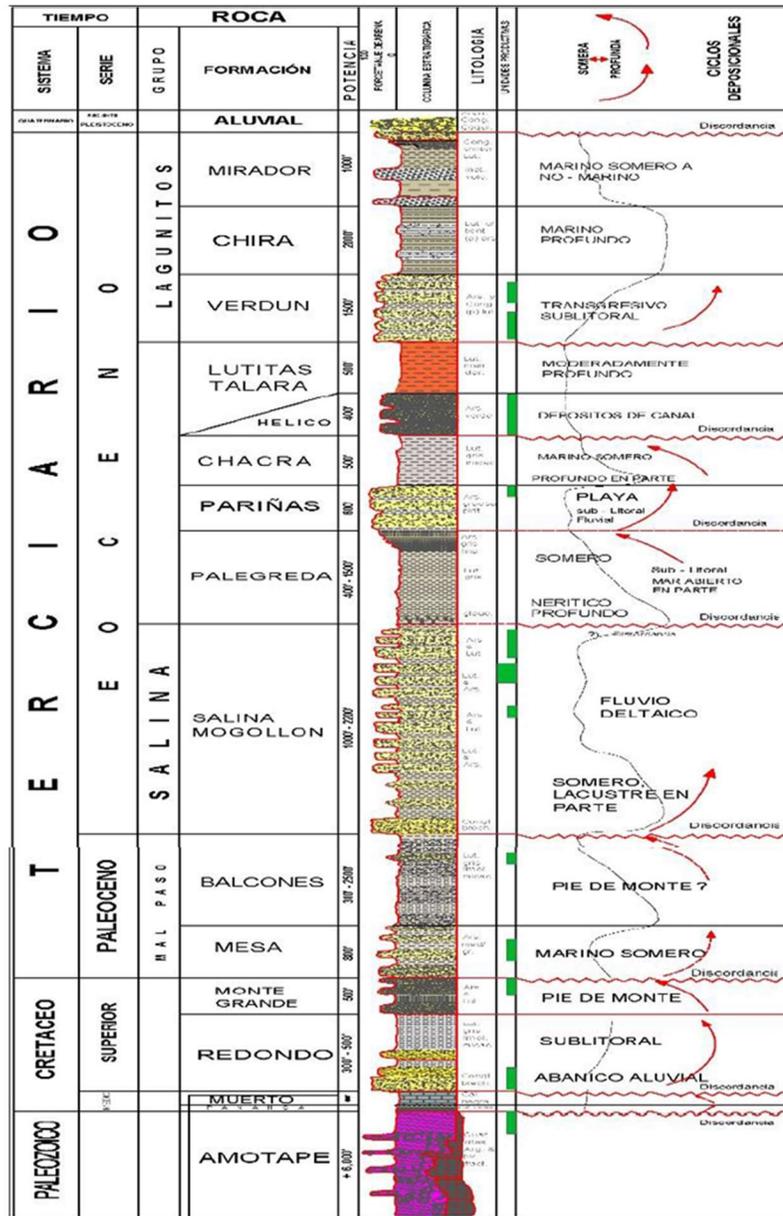
Fuente: Área Técnica de la empresa operadora Graña y Montero Petrolera.

Figura 5 - 4. Estratigrafía de la Formación Salina Mogollón



Fuente: Graña y Montero Petrolera.

Figura 5 - 5. Columna estratigráfica del Lote III.



Fuente: Graña y Montero Petrolera.

5.3.2. Geología Estructural y Petrofísica

La zona C está caracterizada por presentar un levantamiento del basamento, lo que ha originado una importante acumulación de hidrocarburos.

El rasgo estructural predominante en el Lote III es el fallamiento normal, producto de esfuerzos tensionales. Este fallamiento que divide a las formaciones en diversos bloques y la intercalación estratigráfica entre arenas y lutitas descrita anteriormente genera múltiples reservorios compartimentalizados, que dificultan

la producción continua de la misma formación, pero que a la vez ha permitido descubrir zonas con presión original en yacimientos que se consideraban maduros.

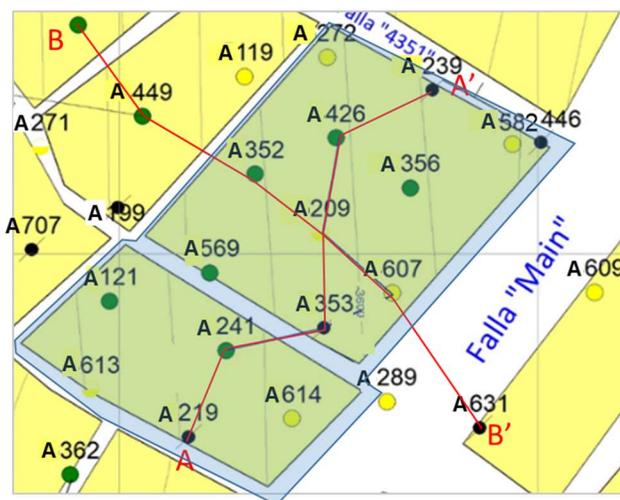
En el Capítulo 5.2 se seleccionaron tres zonas como candidatas para disponer agua y/o gas, de los bloques estudiados de la formación Salina Mogollón, según la historia productiva, no se tiene identificado un contacto de petróleo/agua o petróleo/gas.

A continuación, se muestra el modelo estructural de cada zona con sus respectivas propiedades petrofísicas.

Zona I

Se realizan secciones estructurales, en las cuales se delimitan dos bloques estructurales separados por una falla de 150 pies de salto, la cual tiene orientación noroeste-sureste y buzamiento hacia el sur, ambos bloques están afectados por la falla "Main", la cual es de gran importancia para el entrapamiento de petróleo en portachuelo, la falla "Main" tiene una orientación suroeste-noreste y buzamiento hacia el sureste. **Figura 5 - 6.**

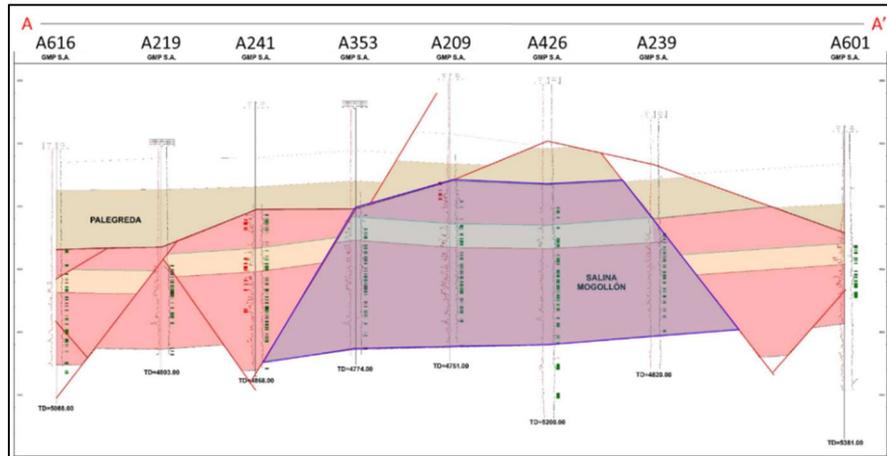
Figura 5 - 6. Mapa estructural de la Zona I de la formación Salina Mogollón al tope de la arena 13.



Fuente: Graña y Montero Petrolera.

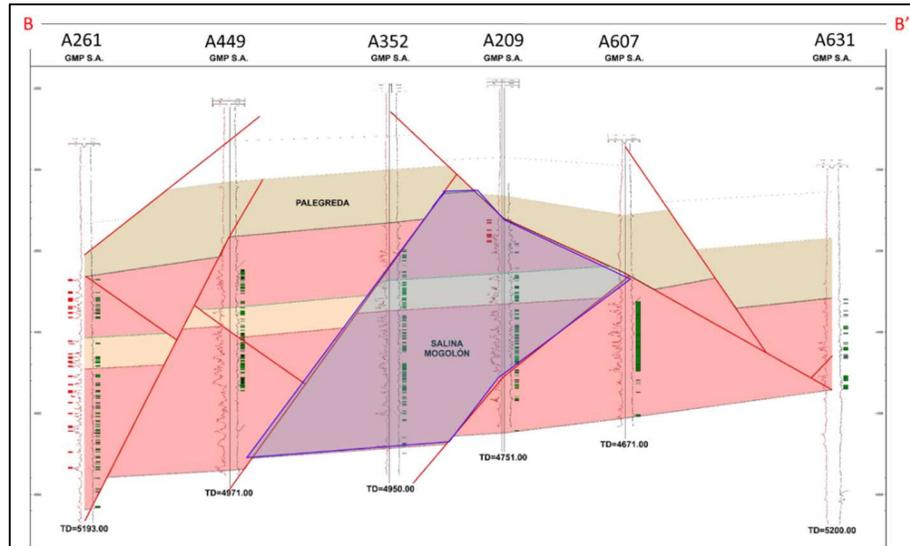
De los bloques analizados, solo dos pozos contaban con mediciones directas de porosidad y permeabilidad, los demás pozos se le asignaron valores petrofísicos a partir de correlaciones estadísticas

Figura 5 - 7. Sección estructural A-A' de la Zona I.



Fuente: Graña y Montero Petrolera.

Figura 5 - 8. Sección estructural B-B' de la Zona I



Fuente: Graña y Montero Petrolera.

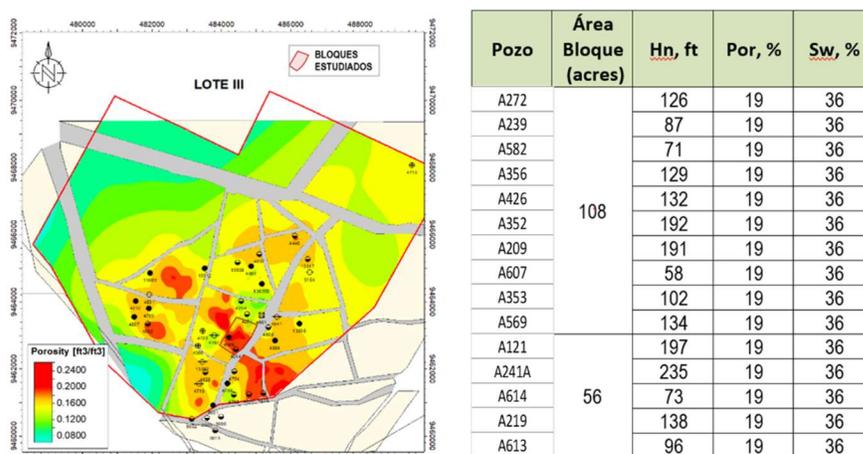
En la **Tabla 5.1.** se muestra los valores promedios de la petrofísica del bloque.

Tabla 5.1. Propiedades petrofísicas promedio de la Zona I

AREA (Acre)	ARENA NETA (pie)	POROSIDAD (%)	SAT. AGUA (%)
175	137	19%	36%

Fuente: Elaboración Propia.

Figura 5 - 9. Valores de Petrofísica en la Formación Salina Mogollón en el Bloque.



Fuente: Graña y Montero Petrolera.

Zona II

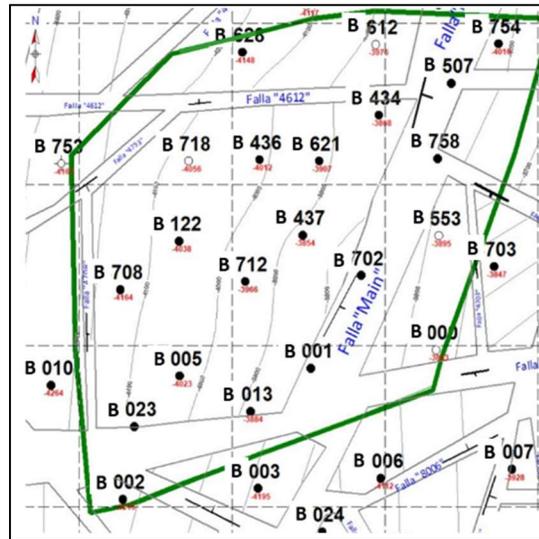
El bloque estructural está caracterizado por presentar un buzamiento de aproximadamente 5° hacia el Oeste. En los diversos cortes estructurales se han establecido los límites de esta estructura en las diferentes direcciones (límites en color verde), como se ve en las **Figuras 5 - 10 y 5 - 11** en las direcciones oeste-este y norte-sur respectivamente.

Además, a partir de las secciones estructurales se ha podido establecer que porción de cada pozo está dentro de los límites de la estructura y que porción queda fuera. Por ejemplo, en el corte oeste-este (**Figura 5 - 11**) se aprecia que en el pozo B758 los intervalos debajo de la falla "Main" están dentro del bloque de estudio, sin embargo, las arenas por encima de la falla corresponden a otro bloque estructural.

Los pozos B718, B436 y B621 tienen a todas las arenas de la formación. Salina Mogollón dentro del bloque analizado.

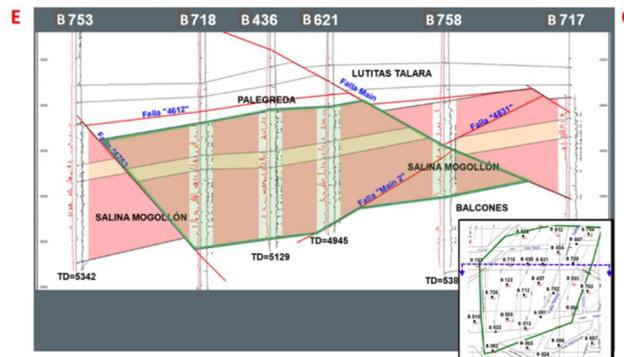
A partir de los registros eléctricos se ha establecido para cada pozo el espesor de arena neta petrolífera, es necesario precisar que sólo 3 pozos cuentan con información necesaria para estimar porosidades. Los resultados de los análisis petrofísicos son los siguientes:

Figura 5 - 10. Mapa estructural de la Zona II de la formación Salina Mogollón al tope de la arena 13.



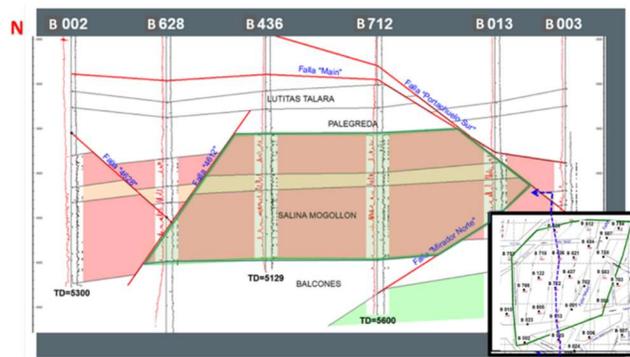
Fuente: Graña y Montero Petrolera.

Figura 5 - 11. Sección estructural E-O de la Zona II.



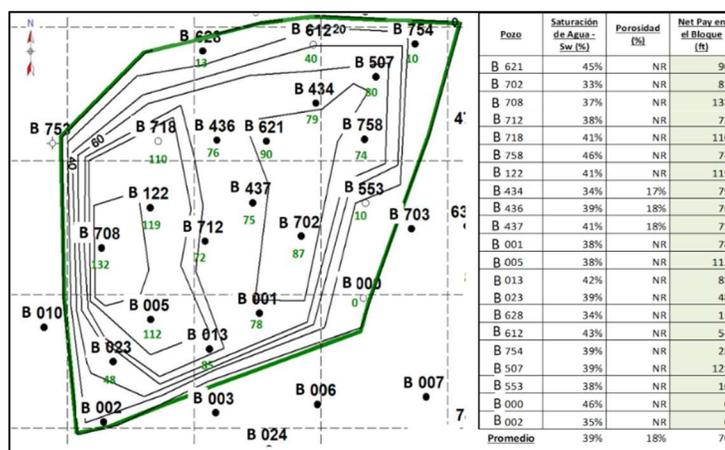
Fuente: Graña y Montero Petrolera.

Figura 5 - 12. Sección estructural N-S de la Zona II



Fuente: Graña y Montero Petrolera.

Figura 5 - 13. Mapa de espesor neto de la formación Salina Mogollón en el Bloque y valores de petrofísica.



Fuente: Graña y Montero Petrolera.

En la **Tabla 5.2.** se muestra los valores promedios de la petrofísica del bloque.

Tabla 5.2. Valores promedio de petrofísica de la Zona II.

AREA (Acre)	ARENA NETA (pie)	POROSIDAD (%)	SAT. AGUA (%)
383	70	18%	39%

Fuente: Elaboración Propia.

Zona III

La zona III es un megabloque conformado por pequeños bloques con fallas que mantienen la continuidad de las arenas, como se observa en las **Figuras 5 -14 y 5 - 17.**

Se ha podido delimitar la estructura utilizando secciones en distintas direcciones para establecer que porción de cada pozo está dentro de los límites de la estructura y que porción queda fuera.

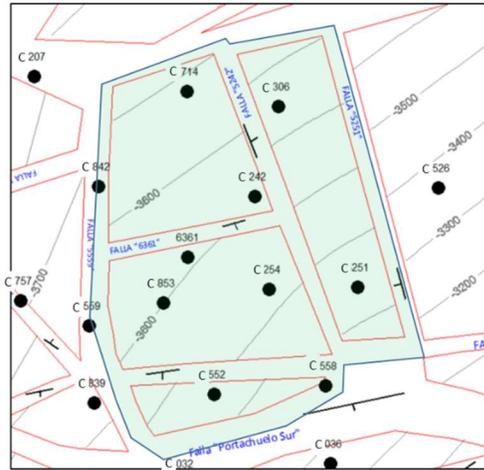
A partir de los registros eléctricos se ha establecido para cada pozo el espesor de arena neta petrolífera, porosidad y saturación de agua, a continuación, se muestra el promedio de dichas propiedades en el bloque.

Tabla 5.3. Valores promedio de petrofísica de la Zona III

AREA (Acre)	ARENA NETA (pie)	POROSIDAD (%)	SAT. AGUA (%)
190	80	14%	47%

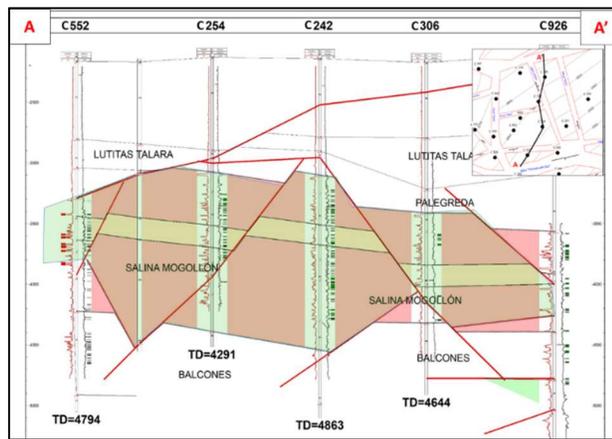
Fuente: Elaboración Propia.

Figura 5 - 14. Mapa estructural de la Zona III de la formación Salina Mogollón al tope de la arena 13



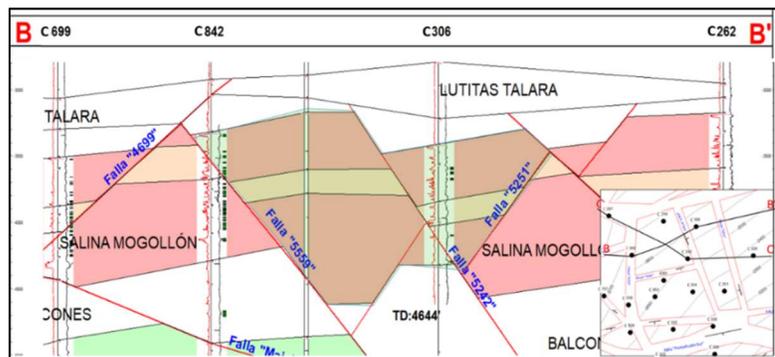
Fuente: Graña y Montero Petrolera.

Figura 5 - 15. Sección estructural A-A' de la Zona III



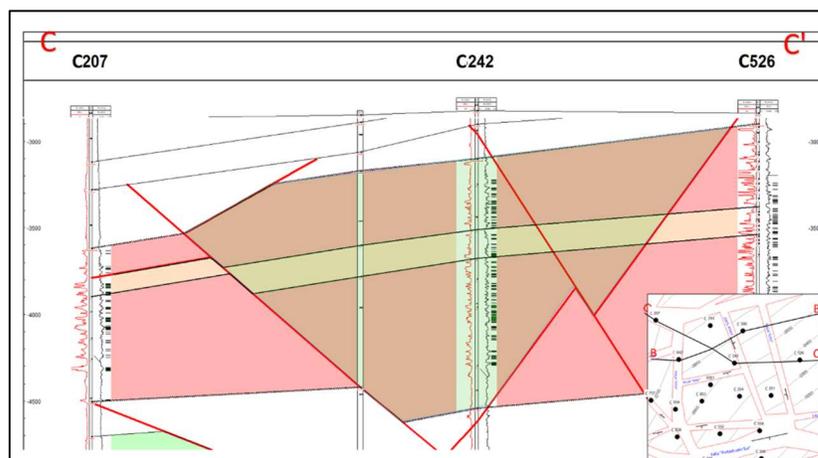
Fuente: Graña y Montero Petrolera.

Figura 5 - 16. Sección estructural B - B' de la Zona III.



Fuente: Graña y Montero Petrolera.

Figura 5 - 17. Sección estructural C - C' de la Zona III.



Fuente: Graña y Montero Petrolera.

Con la información petrofísica promedio y utilizando el factor volumétrico de formación de petróleo inicial (Boi) estimado en el Capítulo VII.1 se estima el Petróleo Original En Sitio (POES) para cada Zona analizada.

$$POES = \frac{7758 * Area * Hn * \phi * (1 - Swi)}{Boi}$$

Tabla 5.4. Tabla Resumen y Cálculo de POES

ZONA	AREA (Acre)	ARENA NETA (pie)	POROSIDAD (%)	SAT. AGUA (%)	Boi (bbl/STB)	POES (MMSTB)
Zona I	175	137	19%	36%	1.19	19.0
Zona II	383	70	18%	39%	1.19	19.8
Zona III	190	80	14%	47%	1.18	7.4

Fuente: Elaboración Propia.

5.3.3. Unidades Hidráulicas de Flujo

Se realizó el análisis de unidades hidráulicas de flujo (HFU) utilizando dos métodos: el primero con información de porosidad y permeabilidad de pruebas convencionales de cores del Lote III y el segundo normalizando curvas de presiones capilares de pruebas especiales, en ambos casos se llegó al mismo resultado de cuatro unidades de flujo, validando el análisis del sistema.

Además, se utilizó la ecuación de Winland (R35) para estimar el rango de radios de garganta poral de las HFU y se verificó con información de laboratorio del radio de garganta poral.

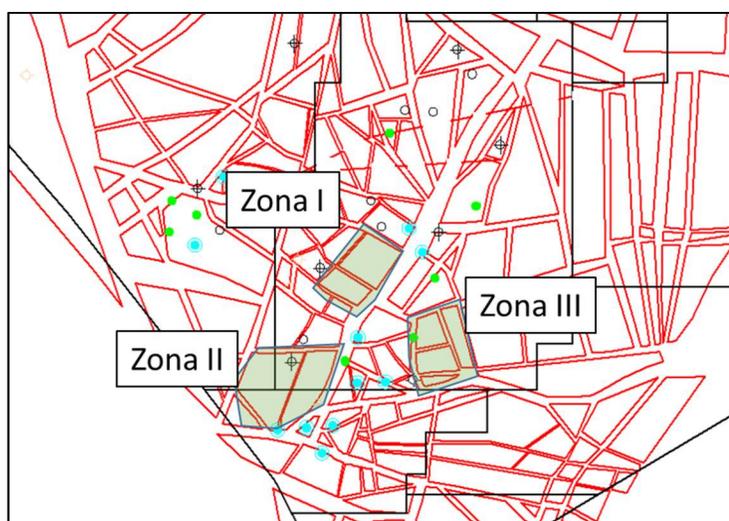
El gráfico de probabilidad acumulada vs FZI que se ve en la **Figura 5 - 19** muestra claramente cuatro unidades hidráulicas de flujo por el cambio de pendiente en la gráfica, además en la **Figura 5 - 20** se clasifican las HFU en función del FZI, si este es mayor indica mejor calidad de roca.

En la **Figura 5 - 21**, se observa el ajuste de las permeabilidades relativas, estas fueron agrupadas y normalizadas utilizando la Función J de Leverett²¹, encontrando cuatro unidades de flujo principales, siendo la HFU 1 la de mejor calidad de roca. En la **Figura 5 - 22** se graficó los valores de FZI y ϕ_z de los cores con información de presión capilar y de los cores con pruebas convencionales, encontrando una tendencia en ambos enfoques.

Además, en la **Figura 5 - 23** se graficó los valores de permeabilidad y porosidad, con la ecuación de Windland para los radios de garganta poral R35, con lo cual se clasifica a las unidades de flujo en su gran mayoría entre Mesoporo y Macroporo, con un rango de radio de garganta poral de 0.5 μm a 10 μm .

Se verificó el uso de dicha ecuación utilizando información real de laboratorio de radio de garganta de poro, obteniendo un gran ajuste entre los valores reales y los estimados con la ecuación de Windland, como se ve en la **Figura 5 - 23**.

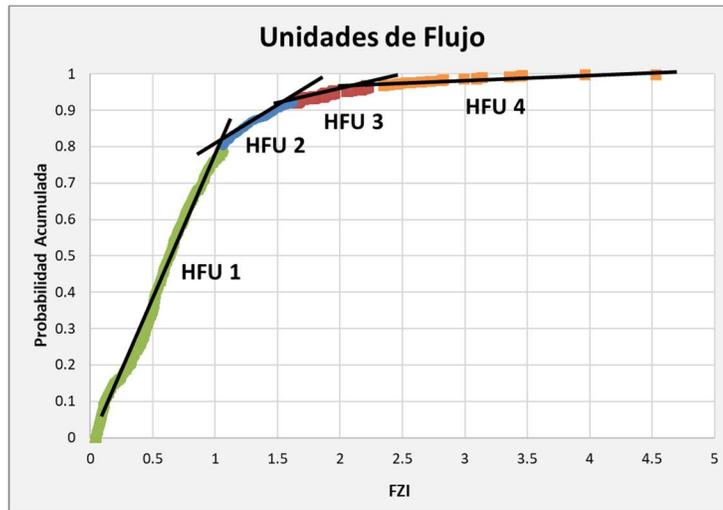
Figura 5 - 18. Pozos con información de núcleos sobre el mapa estructural de la formación Salina Mogollón.



Fuente: Elaboración propia

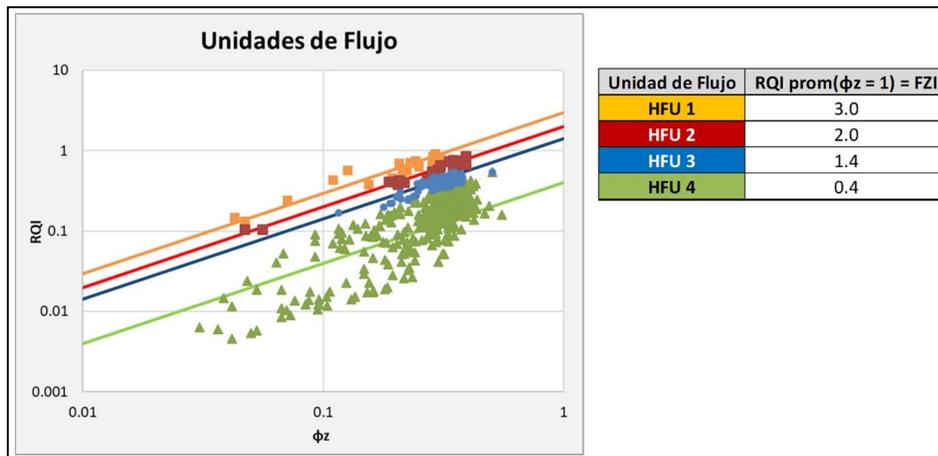
²¹ M.C. Leverett (1941) Capillary behavior in porous solids, AMIE 142, 152 - 169.

Figura 5 - 19. Identificación de HFU en Salina Mogollón.



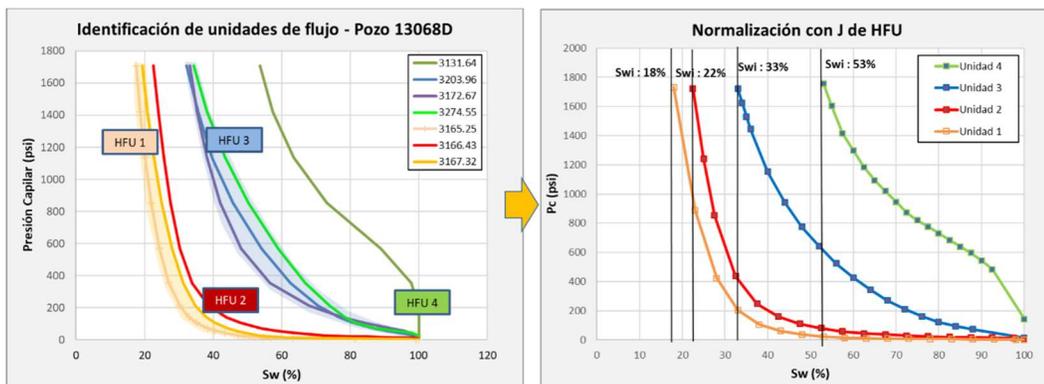
Fuente: Elaboración propia

Figura 5 - 20. Cálculo de FZI por unidad hidráulica de flujo



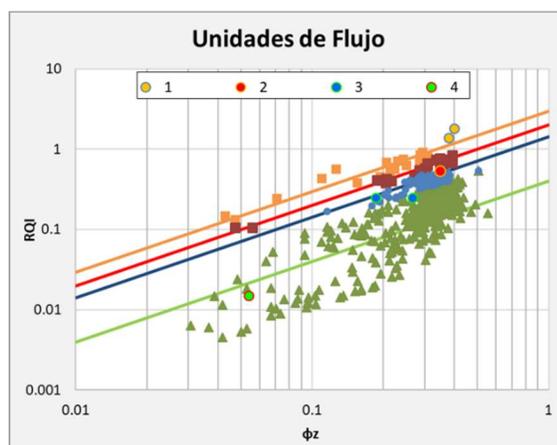
Fuente: Elaboración propia

Figura 5 - 21. Identificación de HFU a través de presiones capilares



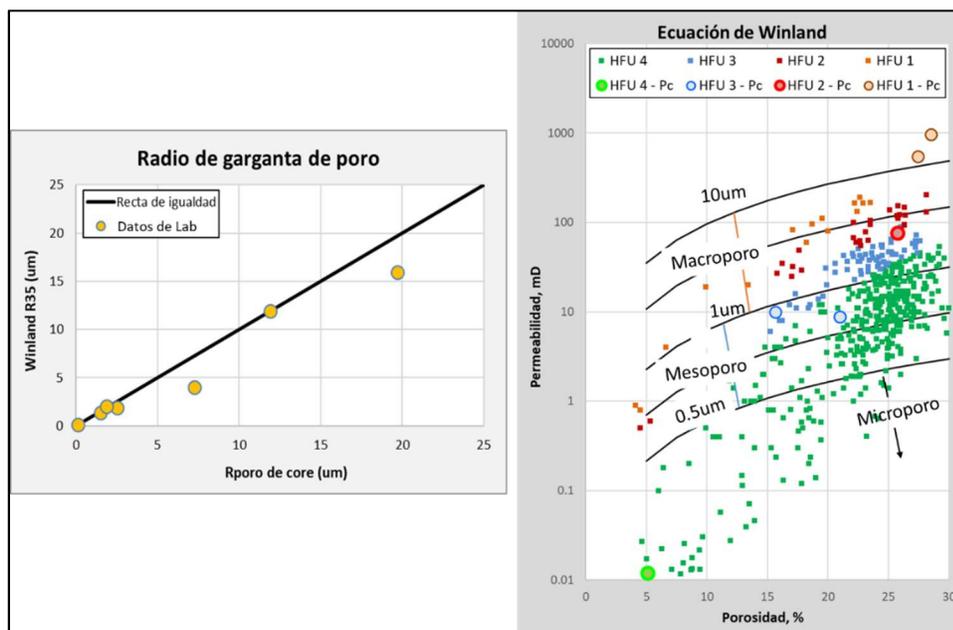
Fuente: Elaboración propia

Figura 5 - 22. Superposición de RQI vs FZI de las dos metodologías.



Fuente: Elaboración Propia.

Figura 5 - 23. Rangos de radio de garganta poral con la Ecuación de Winland



Fuente: Elaboración Propia.

5.3.4. Radio de garganta poral y grado en el filtrado de agua de inyección

El proceso de inyección de agua puede generar daños en la formación como daño mecánico, daño por interacción entre el agua y la formación y entre el agua y los fluidos de la formación, así como por el crecimiento de bacterias en el reservorio.

De todas estas formas de daño, el daño mecánico es el que se discutirá en esta tesis, debido a que es el único que tiene relación directa con el diámetro de la

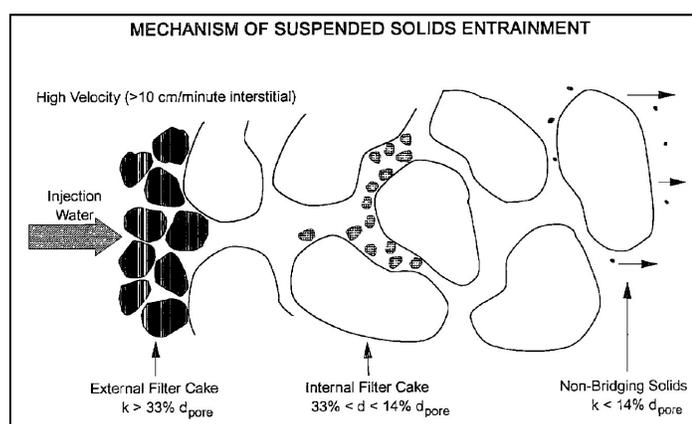
garganta poral de la roca del reservorio. Cabe resaltar que los otros tipos de daño no dejan de ser importante para la inyección de agua, sin embargo, estos se solucionan con inhibidores químicos y biosidas; prácticas y diseños que quedan fuera del alcance de la presente tesis.

Hay que tener en cuenta que el daño mecánico se puede originar por la inyección de sólidos presentes en el agua y por la migración de finos por altos caudales de inyección.

Bennion²², muestra un esquemático del proceso de taponamiento en el medio poroso, que se observa en la **Figura 5 - 24**, donde se muestra dos tipos de daño, el externo por la acumulación de partículas grandes, con diámetro mayor al 33% del diámetro del poro, y el interno que se genera por partículas de diámetro entre 14 a 33% del diámetro del poro, partículas menores que el 14% del diámetro de la garganta poral pasan a través del poro sin bloquearlo.

Para evitar el daño mecánico en la formación, se recomienda filtrar el agua de inyección hasta lograr obtener un diámetro de sedimentos suspendidos como máximo del 14% del diámetro medio de poro, es decir para la formación Salina Mogollón que se tiene un rango de radio de garganta poral entre 0.5 a 10 μm , promedio de 5 μm (diámetro promedio de 10 μm). El diámetro de sólidos suspendidos debe ser como máximo de 1.4 μm .

Figura 5 - 24. Proceso de taponamiento por sólidos suspendidos



Fuente: Extraído de Bennion¹⁴.

²² Bennion D.B., Bennion D.W., Thomas F. y Bietz R. (1994) Injection Water Quality – A Key Factor to Successful Waterflooding.

Actualmente la PIA no cuenta con filtros para separar los sólidos del agua, solo se realiza un proceso de reposo para que los sedimentos se depositen por gravedad. Estas facilidades deben ser mejoradas con el objetivo de evitar el taponamiento de la formación que genera aumento en la presión de inyección.

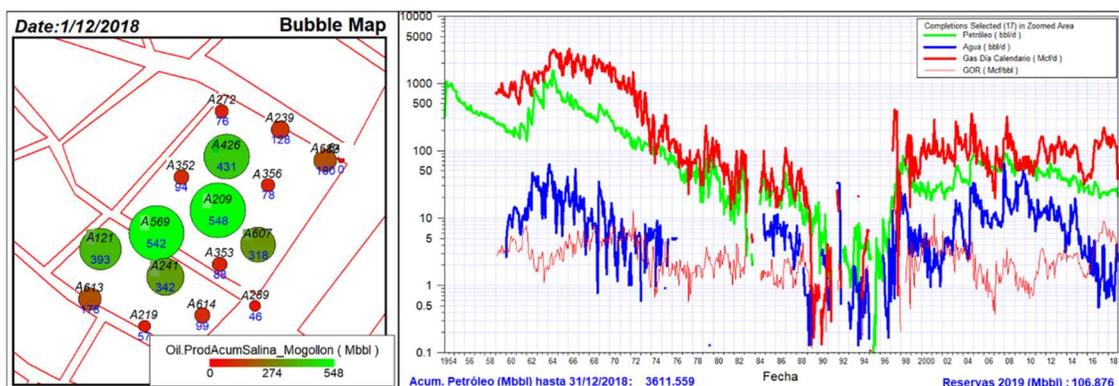
5.4. Caracterización dinámica

5.4.1. Historia de producción

Zona I

El bloque inició la producción en febrero de 1954, ha producido 3.6 MM STB de petróleo de la formación Salina Mogollón. El bloque en estudio, tiene un factor de recobro de 19% y está en ubicado en una zona de tendencia preferencial la cual se identifica con el mapa de acumulado de petróleo, ver **Figura 5 - 25**. Su producción máxima fue de 1540 STB/D por la formación Salina Mogollón y en general presenta un corte de agua bajo a lo largo de su vida productiva, en la **Figura 5 - 25** se observa que en la actualidad los pozos productores de la Zona I producen en conjunto cerca a los 20 STB/D.

Figura 5 - 25. Mapa de producción acumulada de petróleo e historia de producción de la Fm. Salina Mogollón en la Zona I



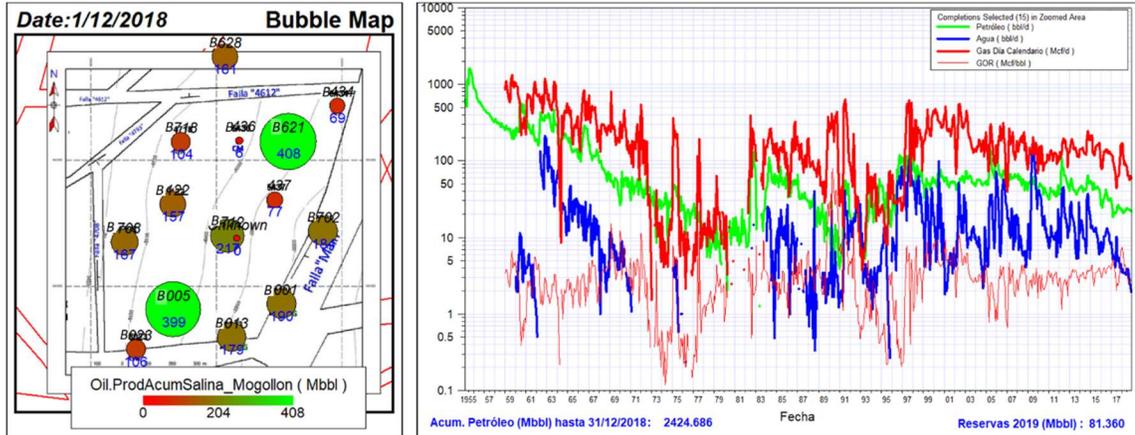
Fuente: Elaboración Propia.

Zona II

Este bloque inició la producción en junio de 1954, ha producido 2.4 MM STB de petróleo de la formación Salina Mogollón, tiene un factor de recobro de 12% y está en ubicado en una zona de tendencia preferencial la cual se identifica con

el mapa de acumulado de petróleo segregado por Salina Mogollón. Ver **Figura 5 - 26**.

Figura 5 - 26. Mapa de producción acumulada de petróleo e historia de producción de la Fm. Salina Mogollón en la Zona II

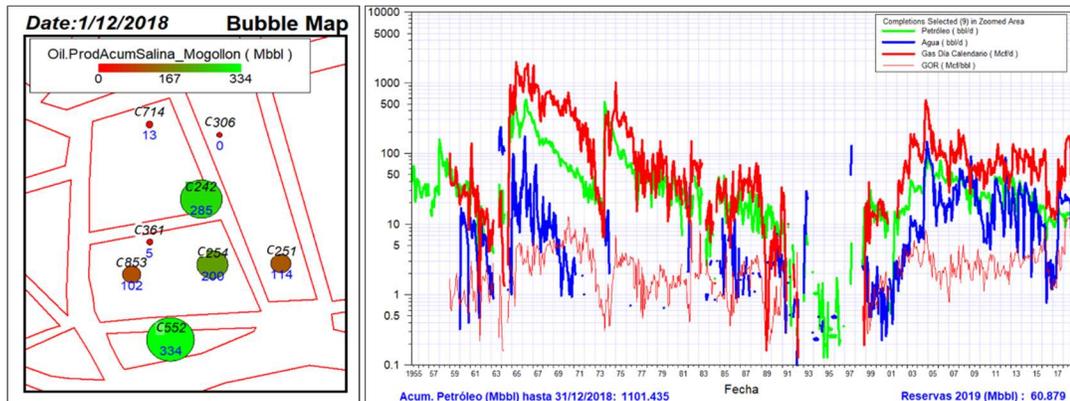


Fuente: Elaboración Propia.

Zona III

Esta zona inició su producción en mayo de 1955, ha acumulado 1.1 MM STB de petróleo de la formación Salina Mogollón y tiene un factor de recobro de 14.8%. Como se observa en la **Figura 5 - 27** la tendencia de mejores acumulados se encuentra en el sur de la estructura, en la actualidad los pozos productores de la Zona III producen en conjunto 15 STB/D.

Figura 5 - 27. Mapa de producción acumulada de petróleo e historia de producción de la Fm. Salina Mogollón en la Zona III



Fuente: Elaboración Propia.

5.4.2. Modelo de fluidos

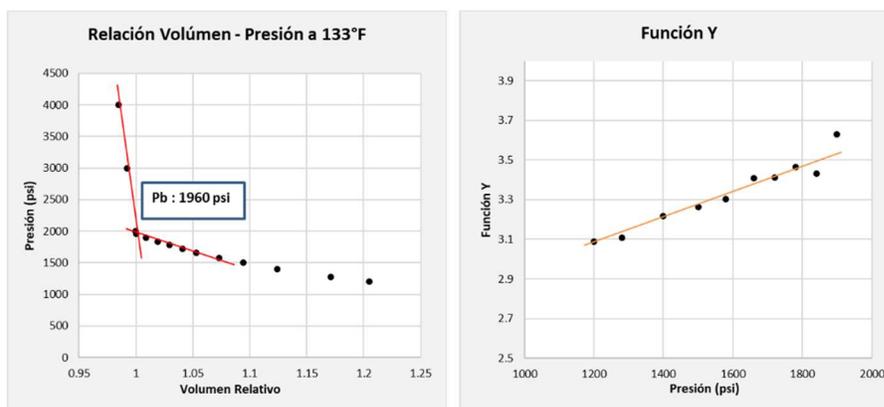
El modelo de fluidos se construyó a partir de la información de una prueba de PVT del pozo A449, Ver **Figura 5 - 29**. este pozo es productor de la formación Salina Mogollón.

La prueba fue tomada del fondo del pozo a una profundidad de 4100 pies, a una presión de muestreo fue de 2502 psi y 133 °F de temperatura.

La información de PVT se valida considerando que la presión al tomar la muestra fue mucho mayor que la presión de burbuja (1960 psi) y que al graficar la Función Y se observa una tendencia lineal entre los valores. Ver la **Figura 5 - 28**.

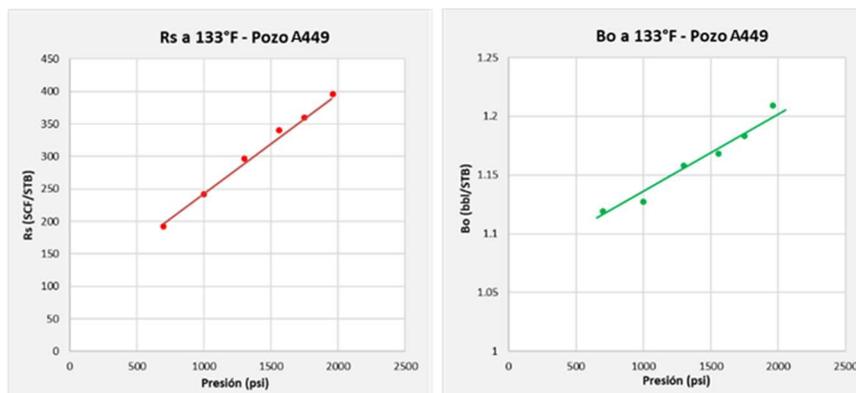
$$\text{Función Y} = \frac{(P_b - P)}{P \left(\frac{V_t}{V_b} - 1 \right)}$$

Figura 5 - 28. Determinación de la presión de burbuja y Función Y de la prueba de liberación instantánea (Flash) – Pozo A449.



Fuente: Elaboración Propia

Figura 5 - 29. Valores de Rs y Bo del Pozo A449.



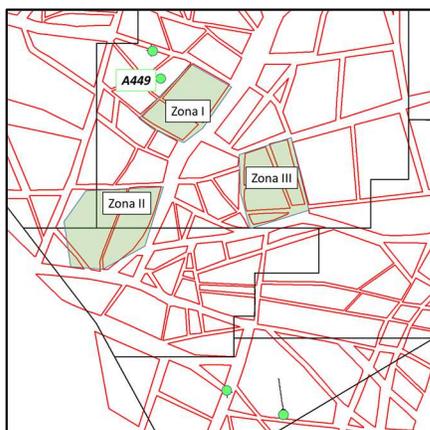
Fuente: Elaboración Propia

Para crear el modelo de fluidos se utilizaron las correlaciones de Standing para ajustar la Presión de Burbuja, R_s y B_o y la correlación de Beal et al para la viscosidad del petróleo.

Además, se tiene información de 3 PVT adicionales tomados de la formación Salina Mogollón, ubicados como se muestra en la **Figura 5 - 30**. Se utilizó los resultados de los análisis de PVT para encontrar una relación entre las propiedades del reservorio con la profundidad y así poder extrapolarlas a distintas profundidades (dependiendo del punto medio del bloque a analizar).

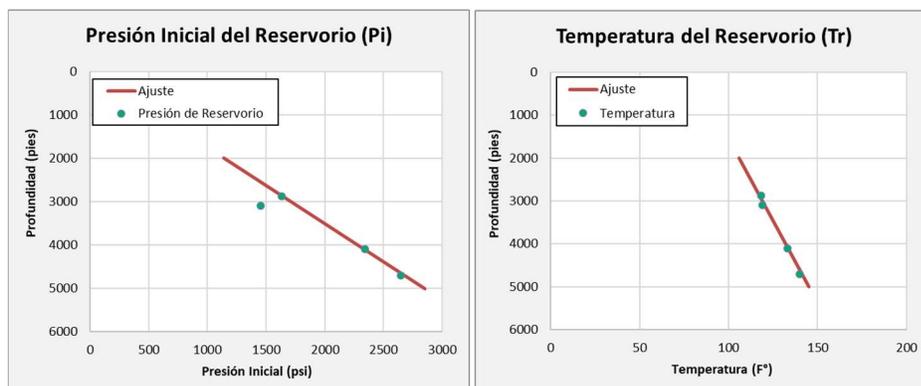
En la **Tabla 5.3**, se muestra los datos para el ajuste en cada zona y los resultados se grafican en las **Figuras 5 - 33, 5 - 34 y 5 - 35**.

Figura 5 - 30. Pozos con pruebas PVT tomadas en fondo sobre mapa estructural de la formación Salina Mogollón.



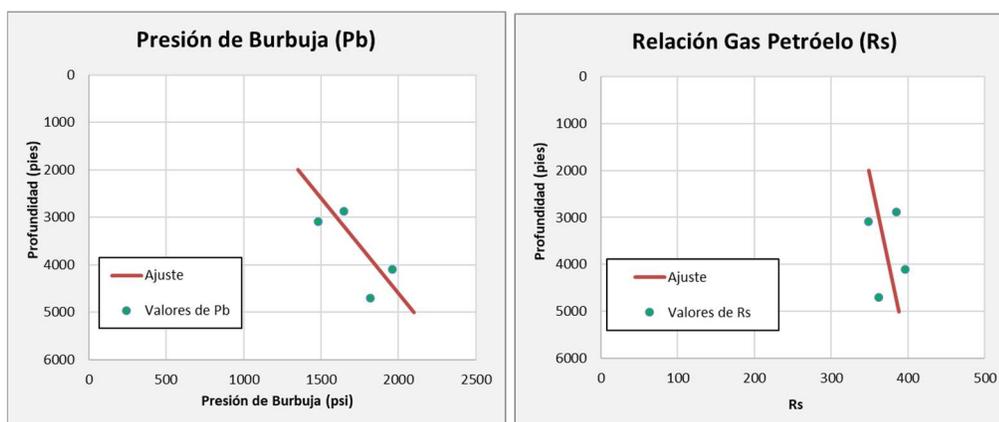
Fuente: Elaboración Propia

Figura 5 - 31. Tendencia de presión inicial y temperatura del reservorio vs profundidad.



Fuente: Elaboración Propia

Figura 5 - 32. Tendencia de Pb y Rs vs profundidad



Fuente: Elaboración Propia

En las **Figuras 5 - 31 y 5 - 32**, se observa una relación directa en la presión inicial, temperatura, Pb y Rs con la profundidad. A continuación, se muestran las reglas de correspondencia de cada uno de ellos, con las cuales se determinaron las propiedades de fluidos de cada zona de análisis.

$$P_i = \text{Profundidad vertical} * 0.57$$

$$T_r = \text{Profundidad vertical} * 0.013 + 80$$

$$P_b = \text{Profundidad vertical} * 0.25 + 800$$

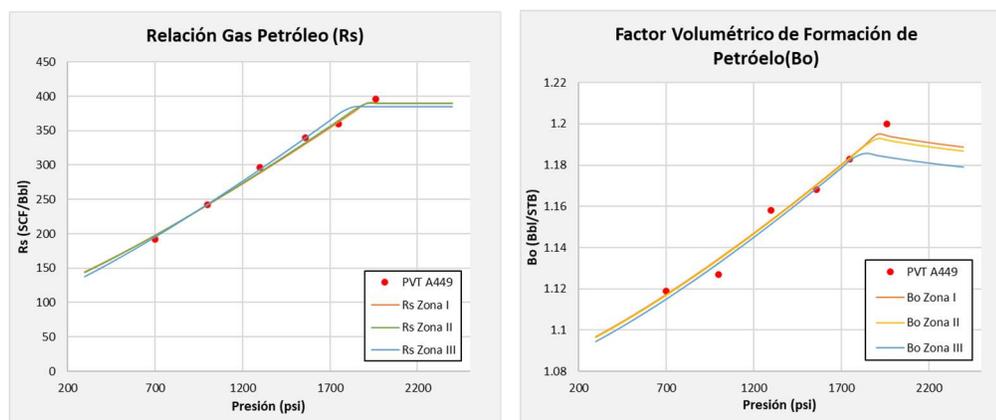
$$R_{si} = \text{Profundidad vertical} * 0.013 + 323$$

Tabla 5.5. Información en las 3 zonas seleccionadas para el ajuste de PVT

Datos para Correlaciones			
Datos	Zona I	Zona II	Zona III
Tope de Fm. (ft)	3670	3600	3350
Base de Fm. (ft)	4750	4700	4400
Datum (ft)	4210	4150	3875
T Reservorio (°F)	135	134	130
Pi (psi)	2400	2366	2209
Rsi	390	389	385
Pb (psi)	1902.5	1887.5	1818.75
SpGr Gas	0.62	0.62	0.62
API (60°F)	36.5	36.5	36.5

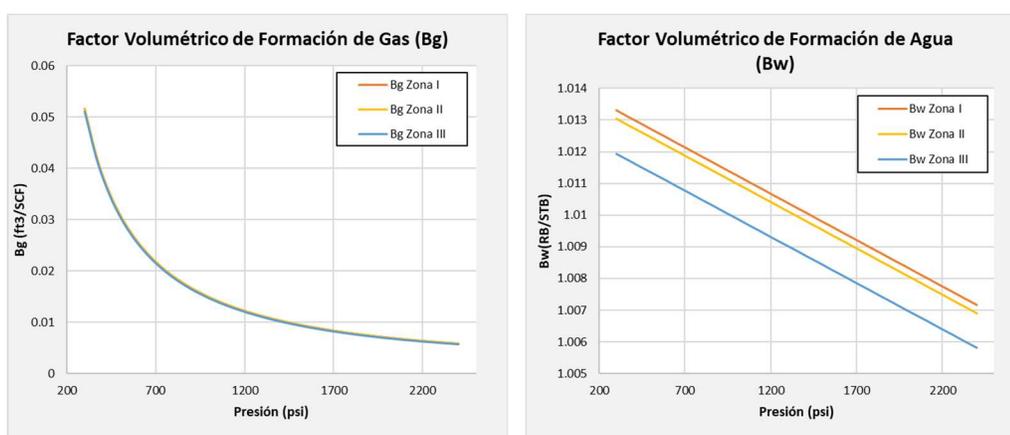
Fuente: Elaboración Propia

Figura 5 - 33. Ajuste de R_s y B_o con los valores del análisis de PVT del pozo A449 para las tres zonas de análisis.



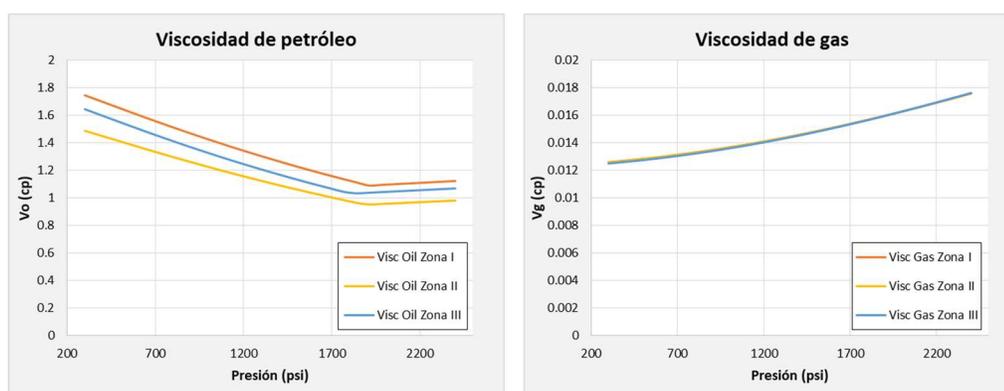
Fuente: Elaboración Propia

Figura 5 - 34. Ajuste de B_g y B_w para las tres zonas de análisis.



Fuente: Elaboración Propia

Figura 5 - 35. Ajuste de viscosidad del petróleo y gas para las tres zonas de análisis.



Fuente: Elaboración Propia

5.4.3. Modelo de presión

El modelo de presión se generó utilizando la información disponible de los resultados de las pruebas de presión tomadas en toda la historia de producción del reservorio.

Los datos de presión se han llevado a una misma profundidad o Datum, esta profundidad considera el nivel del mar, de la siguiente manera.

$$P_{Datum} = P_{prueba} + (TVDSS_{prueba} - TVDSS_{Datum}) * \nabla Fluido$$

Donde:

P_{Datum} = Presión llevada al Datum

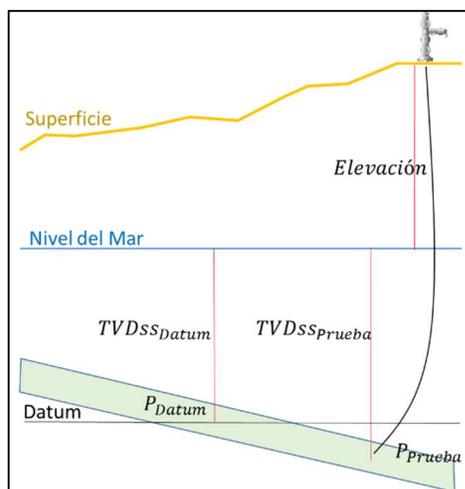
P_{prueba} = Presión de la prueba.

$TVDSS_{prueba}$ = Profundidad vertical bajo el nivel del mar de la prueba

$TVDSS_{Datum}$ = Profundidad vertical bajo el nivel del mar del Datum

$\nabla Fluido$ = Gradiente de presión del fluido (psi/ft)

Figura 5 - 36. Esquemático que describe como llevar la presión de reservorio de una profundidad a la profundidad Datum



Fuente: Elaboración Propia

En el **Anexo A** se detalla la información de presión utilizada para generar el modelo de presión de cada bloque.

Esta información será usada para ajustar y validar el modelo de balance de materiales que representa cada zona y se observará visualmente en el punto

5.4.5 Balance de Materiales.

5.4.4. Ajuste de permeabilidades Relativas

El ajuste de permeabilidades relativas de la formación Salina Mogollón se realizó con el análisis de pruebas especiales que se tomó a un pozo de la zona.

Se consideraron tres muestras, estas estaban en las siguientes profundidades: 3165', 3166' y 3167'.

Las curvas de permeabilidad relativa Agua – Petróleo y Gas – Petróleo se normalizaron en función de la S_w , como se observa en la **Figura 5 - 37**, siguiendo la metodología mostrada a continuación.

Normalización de pruebas de Agua – Petróleo

1. Determinar los valores promedio de saturación crítica y las permeabilidades a esta saturación de las muestras a normalizar. (SWC_{Prom} , SOC_{Prom} , $Kro_{SWC_{Prom}}$, $Krw_{Sor_{Prom}}$).
2. Calcular valores de Sw^* , Kro^* y Krw^* de las distintas muestras, utilizando las siguientes ecuaciones:

$$Sw^* = \frac{Sw - Swc}{(1 - Swc - Soc)}$$

$$Kro^* = \frac{Kro}{Kro_{swc}}$$

$$Krw^* = \frac{Krw}{Krw_{sor}}$$

3. Interpolan los valores de Kro^* y Krw^* de las muestras para cada valor de Sw^* (De 0 a 1) y promediar dichos valores.
4. Convertir los valores de Sw^* utilizando los valores de Sw_i y Sor promedio (SWC_{Prom} y Sor_{Prom}) de las tres muestras calculados en el primer punto; y para cada valor de saturación llevar los valores promedio de Kro^* y Krw^* utilizando los valores promedios de Kro y Krw ($Kro_{SWC_{Prom}}$ y $Krw_{Sor_{Prom}}$) calculados también en el primer punto, de la siguiente manera:

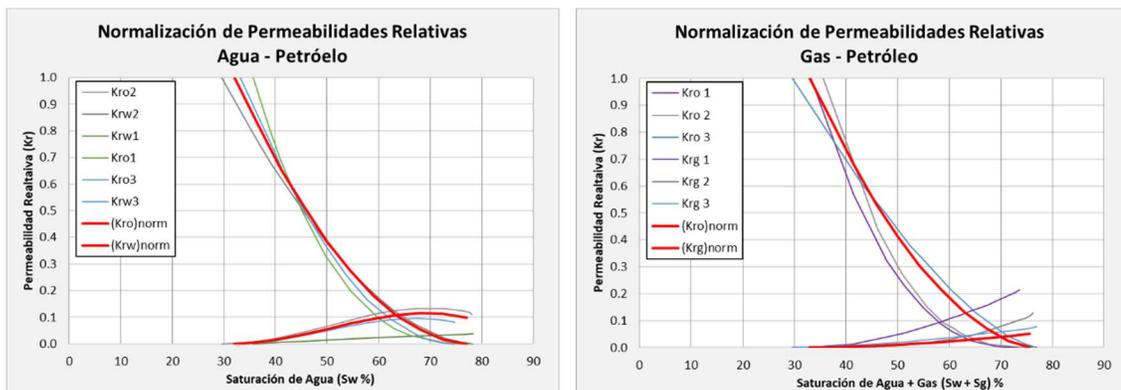
$$SW_{Normalizado} = Sw^* * (1 - SWC_{Prom} - SOC_{Prom}) + SWC_{Prom}$$

$$Kro_{Normalizado} = Promedio(Kro^*) * Kro_{SWC_{Prom}}$$

$$Krw_{Normalizado} = Promedio(Krw^*) * Krw_{Sor_{Prom}}$$

Para las pruebas de gas – petróleo, el procedimiento es similar al descrito anteriormente, solo hay que reemplazar los valores de S_w por $(S_w + S_g)$ y K_{rw} por K_{rg} .

Figura 5 - 37. Curvas de permeabilidad relativa de la Fm. Salina Mogollón



Fuente: Elaboración Propia

Finalmente se generó un modelo de permeabilidades relativas ajustando las ecuaciones de Corey²³ como se muestra a continuación:

Para curvas de permeabilidades relativas petróleo – agua.

$$K_{ro} = K_{roend} \left(\frac{1 - S_w - S_{oc}}{1 - S_{wc} - S_{oc}} \right)^{N_o}$$

$$K_{rw} = K_{rwend} \left(\frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{wc} - S_{oc}} \right)^{N_w}$$

Para curva de permeabilidades relativas petróleo – gas

$$K_{ro} = K_{roend} \left(\frac{1 - S_g - S_{wc} - S_{oc}}{1 - S_{wc} - S_{oc}} \right)^{N_o}$$

$$K_{rg} = K_{rgend} \left(\frac{S_g - S_{gc}}{1 - S_{wc} - S_{oc} - S_{gc}} \right)^{N_g}$$

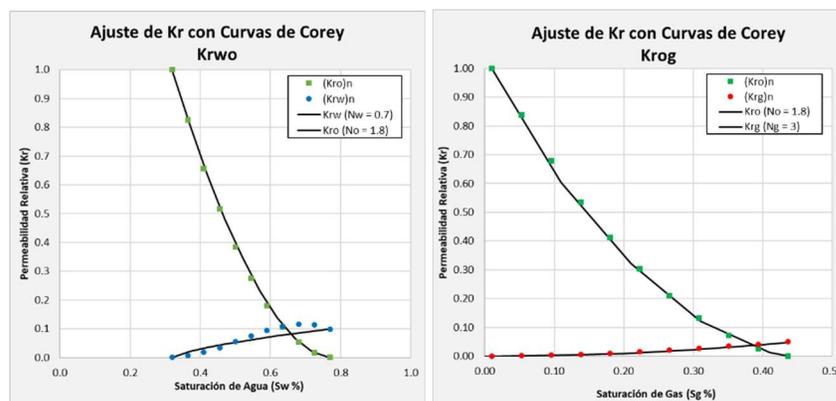
²³ Corey, A.T. (1954) The interrelation between gas and oil relative permeabilities. Producers Monthly 19 (November): 38–41.

Tabla 5.6. End points y exponentes de la ecuación de Corey para el ajuste de las permeabilidades relativas.

Endpoints		Corey Exponents	
Swi =	0.320	Ng:	2
Sor =	0.230	No:	1.8
Sgc =	0.010	Nw:	0.7
Soc =	0.244		
Krwend =	0.100		
Kroend =	1.000		
Krgend =	0.05		

Fuente: Elaboración Propia

Figura 5 - 38. Ajuste de las permeabilidades relativas con la ecuación de Corey.



Fuente: Elaboración Propia

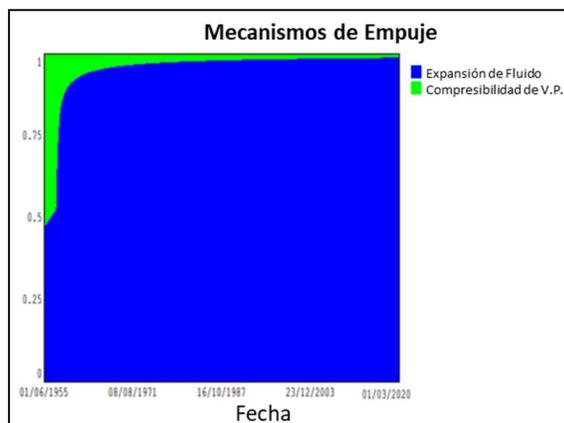
5.4.5. Balance de Materiales

Con la información estática y dinámica de los bloques de estudio, se generó un modelo matemático de balance de materiales capaz de simular el comportamiento de los reservorios y poder predecir su comportamiento futuro.

Inicialmente se observa el mecanismo de impulsión de las tres zonas de análisis, se observa que al inicio de la vida productiva los mecanismos de producción fueron: expansión de fluido y compresibilidad del volumen poral, sin embargo, a medida que pasa el tiempo y la presión es menor a la presión de burbuja la expansión del fluido por liberación del gas es el principal mecanismo de impulsión en los reservorios.

Además, el balance de materiales nos sirve para validar el POES y la compresibilidad de la roca, así como para ajustar el comportamiento de presión y estimar la presión actual del reservorio.

Figura 5 - 39. Mecanismos de empuje en el reservorio



Fuente: Elaboración Propia

Validación de POES

El POES se validó utilizando el gráfico de Campbell, en el cual se grafica F/Et vs F , este gráfico es un plot diagnóstico, en el cual se puede identificar la presencia de un acuífero y la intensidad de la interacción de este con el reservorio.

Si la pendiente de esta curva es 0, indica que el reservorio es volumétrico y el valor de la intersección con el eje Y es el valor del POES.

De la Ecuación general de balance de materiales:

$$F = N(E_o + mE_g + (1 + m) * B_{oi} * E_{wf}) + W_e + W_{inj}B_w + G_{inj}B_{ginj}$$

Si el reservorio es volumétrico, sin capa de gas, sin acuífero activo y sin inyección de fluidos, la ecuación se simplifica a la siguiente:

$$\frac{F}{E_o + B_{oi} * E_{fw}} = \frac{F}{Et} = N$$

En donde:

$$N = POES$$

$$F = Np[Bo + (Rp - Rs)Bg] + WpBw$$

$$E_o = (Bo - B_{oi}) + (R_{si} - R_s)Bg$$

$$E_g = B_{oi} \left(\frac{Bg}{B_{gi}} - 1 \right)$$

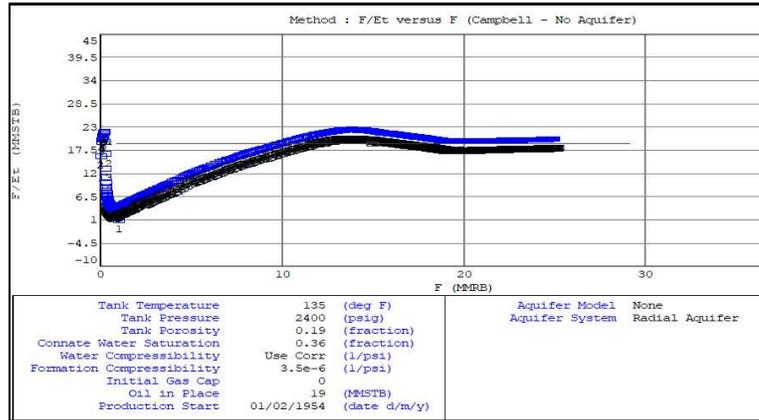
$$E_{fw} = \left(\frac{c_w S_{wi} + C_f}{1 + S_{wi}} \right)$$

$$Et = E_o + E_g + E_{fw}$$

Zona I

En la Zona I se corroboró el volumen de POES geológico de 19 MM STB.

Figura 5 - 40. Gráfico de Campbell Zona I

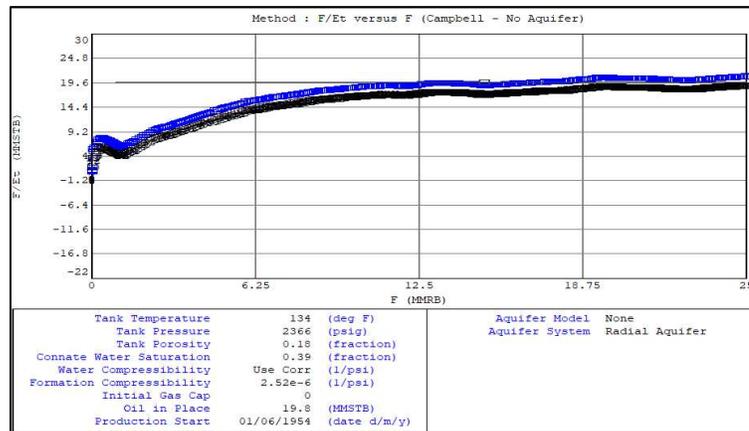


Fuente: Elaboración Propia

Zona II

En la Zona II se corroboró el volumen de POES geológico de 19.8 MM STB.

Figura 5 - 41. Gráfico de Campbell Zona II

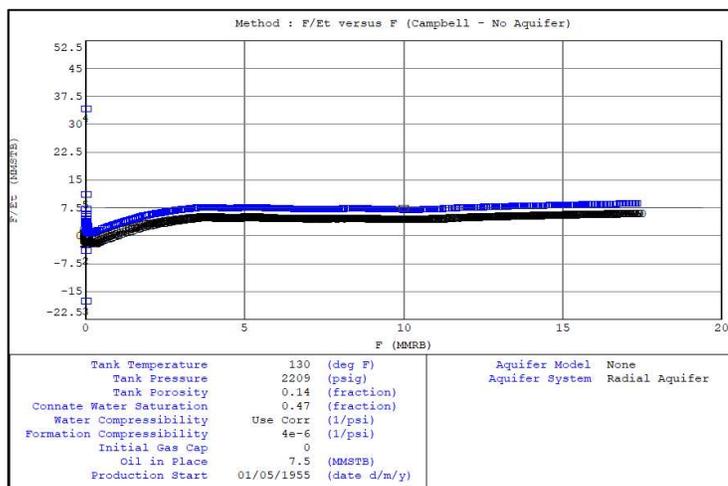


Fuente: Elaboración Propia

Zona III

En la Zona III se ajustó ligeramente el POES geológico de 7.4 a 7.5 MM STB como se muestra a continuación.

Figura 5 - 42. Gráfico de Campbell Zona III



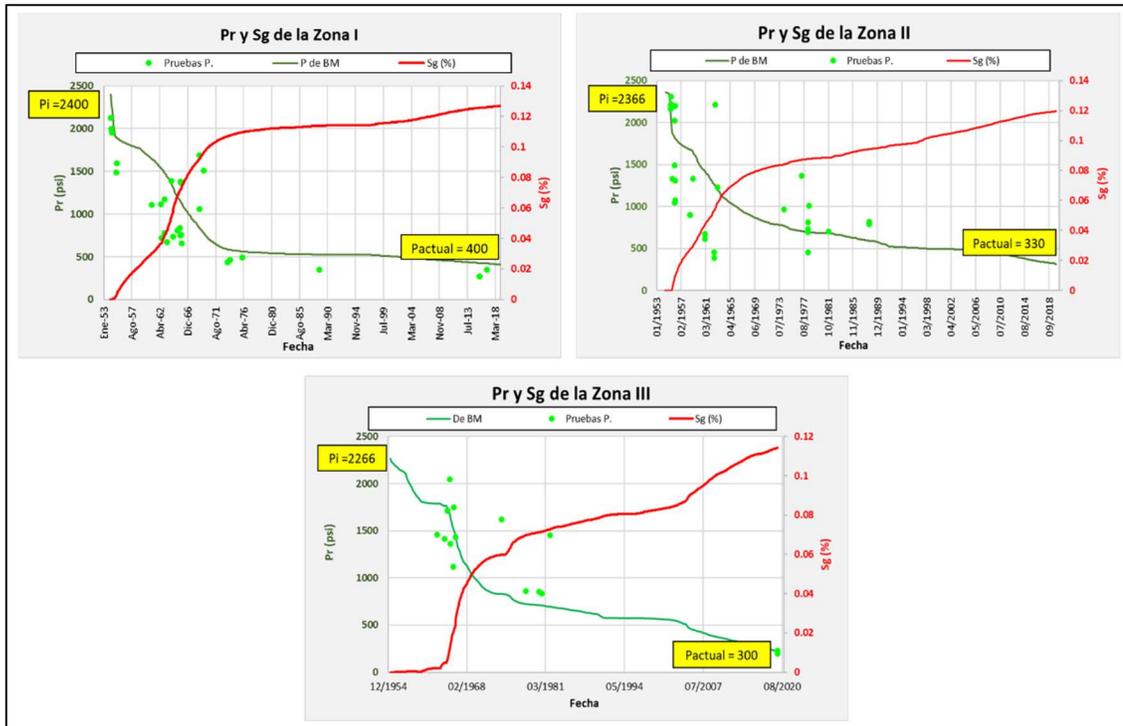
Fuente: Elaboración Propia

Comportamiento de presión y saturación de gas en el reservorio

El balance de materiales utiliza de entrada la producción del reservorio, valores PVT y permeabilidades relativas para ajustar la presión. En la **Figura 5. 43** se observa un gran ajuste entre la presión promedio del modelo con los datos reales de pruebas de presión, es así que las presiones actuales de las Zonas I, II y III (antes de la inyección) son: 405, 315 y 300 psi respectivamente.

La saturación de gas presente en el reservorio inicia cuando la presión cae por debajo de la presión de burbuja, esta saturación va incrementando a medida que incrementa la producción y representa el volumen libre en el reservorio.

Figura 5 - 43. Presión promedio de reservorio y saturación de gas en el reservorio del balance de materiales - Zona I, II y III



Fuente: Elaboración Propia

Capítulo VI. Selección de áreas para inyección.

6.1. Volumen de Llenado

El volumen de llenado se calculó con el valor de saturación de gas en el reservorio multiplicando el volumen poral del mismo.

$$\text{Vol. Llenado (RB)} = V.P. * S_g = \frac{POES}{(1 - S_w)Boi} * S_g$$

La siguiente tabla muestra el cálculo del volumen del llenado de las tres zonas analizadas, donde se ve que la Zona I y II son las que disponen de mayor volumen de llenado, de 4.5 y 4.6 millones de barriles a condiciones de reservorio ("RB") respectivamente. Para saber el volumen que puede almacenar a condiciones de superficie se debe dividir el volumen a condiciones de reservorio con el FVF del fluido a inyectar, por otro lado, también se puede tener esta estimación utilizando el modelo de balance de materiales creado en el punto 5.4.5.

Tabla 6.1. Volumen de llenado de las 3 zonas analizadas.

Cálculo de volumen de llenado						
Zona	POES (MM STB)	Sw (%)	Boi	Vol Poral (MMRB)	Sg actual (%)	Vol Llenado (MMRB)
I	19	36%	1.19	35.33	13%	4.49
II	19.8	39%	1.19	38.63	12%	4.63
III	7.5	47%	1.18	16.70	11%	1.91

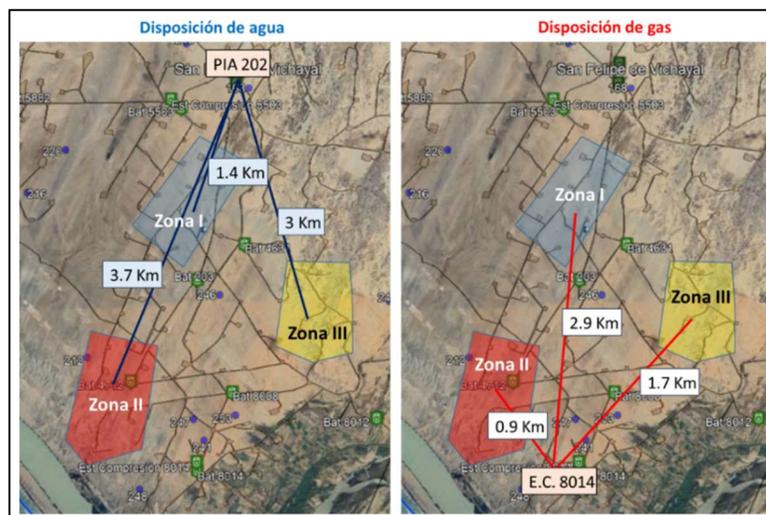
Fuente: Elaboración Propia

6.2. Facilidades en superficie.

La PIA del Lote III cuenta con una bomba de 2400 STB/D y 1996 psi de descarga máxima a 240 rpm, la cual que se utiliza para disponer el agua de producción. Actualmente, el Lote no cuenta con filtros para reducir los sólidos en suspensión presentes en el agua a disponer, sin embargo, se deja reposar el agua para que dichos finos sedimenten.

Además, se cuenta con una estación de compresión que tiene un compresor de 3MM SCF/D de capacidad de descarga que puede llegar a operar hasta 950 psi. Geográficamente la Zona I es la más cercana a la PIA y la Zona II la más cercana a la EC, ver **Figura 6 - 1**.

Figura 6 - 1. Distancia desde el punto de bombeo y compresión a las zonas de estudio



Fuente: Elaboración Propia

6.3. Priorización de las áreas.

Se priorizó las 3 áreas de estudio utilizando la información de acumulado de producción, presión actual, cercanía a las facilidades de superficie, volumen y tiempo de llenado.

Tabla 6.2. Clasificación de las áreas seleccionadas.

Zona	Prod. Acum Oil (MMstb)	Vol. Llenado (MMRB)	Prof. Media (ft)	Presión Actual (psi)	Grad. Pres. (psi)	Distancia a PIA (Km)	Distancia a EC (Km)	Recomendación
I	3,6	4,5	4210	405	0,10	1,4	2,9	Bloque para disponer Agua
II	2,4	4,6	4150	315	0,08	3,7	0,9	Bloque para disponer Gas
III	1,1	1,9	3930	300	0,08	3	1,7	Bloque de respaldo

Fuente: Elaboración Propia

Los tres bloques tienen gradientes bajas de presión, menor a 0.1 psi/ft, los bloques que han acumulado mayor producción y que tienen mayor volumen de llenado son la zona I y II, además estos dos son los más cercanos a las estaciones de superficie, por lo que se selecciona la Zona I para disponer agua y la Zona II para disponer gas, mientras que la Zona III queda como un área de respaldo.

Capítulo VII. Selección de pozos para conversión a disposal

Una vez seleccionado el bloque donde se planea disponer el agua o gas de producción, se continúa el análisis a nivel de pozo de la siguiente manera, los pozos que se deben seleccionar para convertir a disposal deben cumplir con las siguientes características:

- El pozo disposal debe tener estabilidad mecánica que asegure que el fluido inyectado no se canalizará a través del casing a acuíferos superficiales. Generalmente se logra identificar la estabilidad utilizando registros Caliper.
- Debe tener el tope de cemento bien definido (con registros de temperatura o cementación) y al menos a 300 pies sobre el último intervalo abierto.
- Se debe instalar una sarta de inyección con empaque sobre los perforados de la arena a inyectar.
- Por un tema de segregación gravitacional se debe considerar la posición estructural del pozo dentro del bloque; para inyección de gas se recomienda un pozo buzamiento arriba y para inyección de agua un pozo buzamiento abajo de la estructura.

7.1. Integridad de tubería de revestimiento y estado del cemento

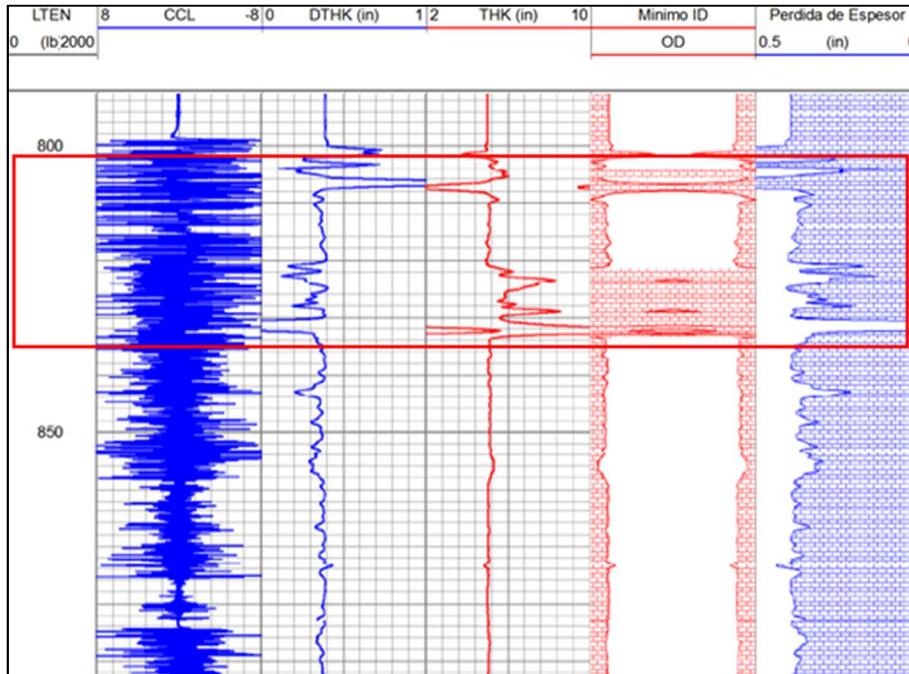
Los registros de cementación (RBT, CBL y VDL) se deben tomar si es que no se tiene información de cementación del pozo, para nuestro caso, como los pozos son antiguos no se contaba con información del estado del cemento por lo que se tomó dichos registros y se verificó el tope de cemento a más de 300 pies sobre el último perforado.

Por otro lado, el registro de caliper o de corrosión mide el diámetro interno de la sarta de reinyección y permite determinar la integridad de la sarta, este registro debe tomarse cada 5 años para asegurar la integridad mecánica de la sarta de reinyección en el tiempo de acuerdo al Artículo 86 del D.S. N° 039-2014-EM.

En la **Figura 7 - 1** se muestra el registro caliper tomado al pozo A449, un pozo que inicialmente fue considerado a convertir a disposal, pero por tener el casing colapsado se descartó. En el registro se aprecia colapsamiento y daños en el

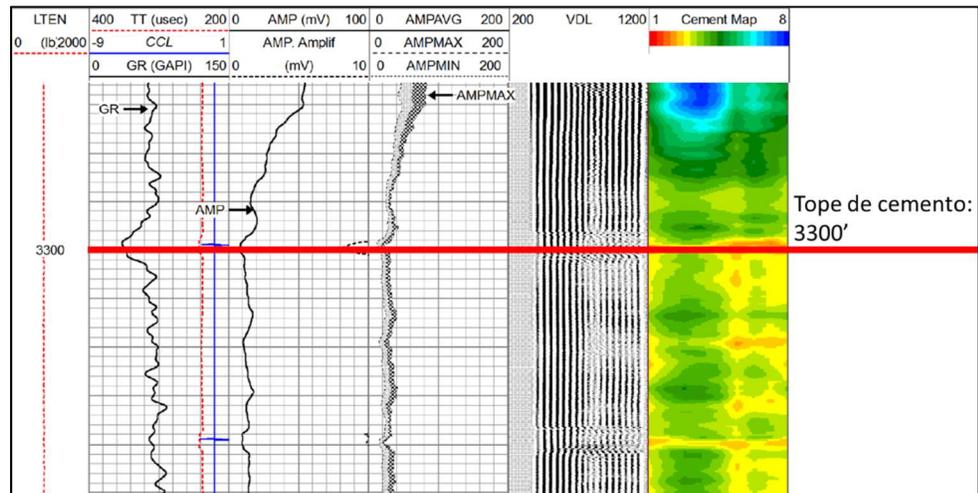
casing entre 801 – 808 pies y daños severos entre 820 - 830 pies con rotura de casing a 832 pies.

Figura 7 - 1. Registro caliper pozo A449



Fuente: Graña y Montero Petrolera

Figura 7 - 2. Registro de cementación del pozo A607



Fuente: Graña y Montero Petrolera

Por otro lado, en la **Figura 7 - 2**, se muestra un registro de cementación (CBL y VDL) del pozo A607 de la Zona I donde se ubica el tope de cemento a 3300 pies, el último perforado se encuentra a 3836 pies, más de 500 pies por debajo del

tope de cemento. Además, el registro de caliper mostró que el casing estaba en buenas condiciones, por lo que este pozo se seleccionó como apto.

Finalmente se seleccionó a los pozos A209, A241 y A426 como pozos aptos para disponer agua, y a los pozos B013, B005, B001 y B621 como aptos para disponer gas.

7.2. Prueba de inyectividad

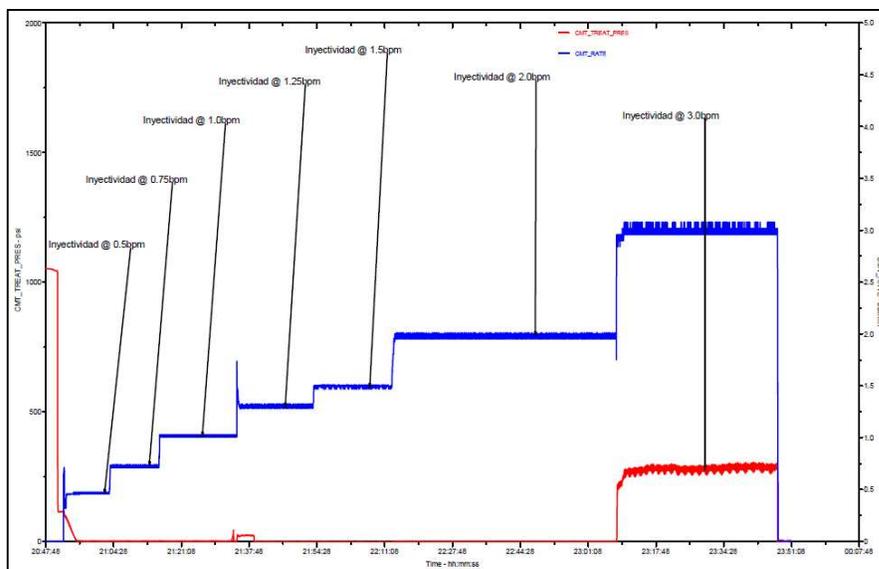
Después de confirmar la estabilidad mecánica y el estado del cemento, es necesario realizar una prueba de inyectividad para validar la inyección del fluido en el pozo, y conocer el caudal y presión de admisión.

A continuación, se muestran las pruebas realizadas al pozo A209 como inyector de agua y los pozos B013 y B005 como inyectores de gas.

En el pozo A209 se observa que a 3 bbl/min (4300 bbl/d) la presión de inyección es de 250 psi en superficie.

Para el caso de los pozos de gas, el pozo B013 inició la inyección con tubería y packer y se observa que la presión de inyección promedio a un caudal de 30 M SCF/H (720 M SCF/D) es de 500 psi, por otro lado, el pozo B005 donde se probó la inyección por forros se encontró una presión de admisión a 18 M SCF/H (430 M SCF/D) de 220 psi y a 30 M SCF/H (720 M SCF/D) a 300 psi en superficie.

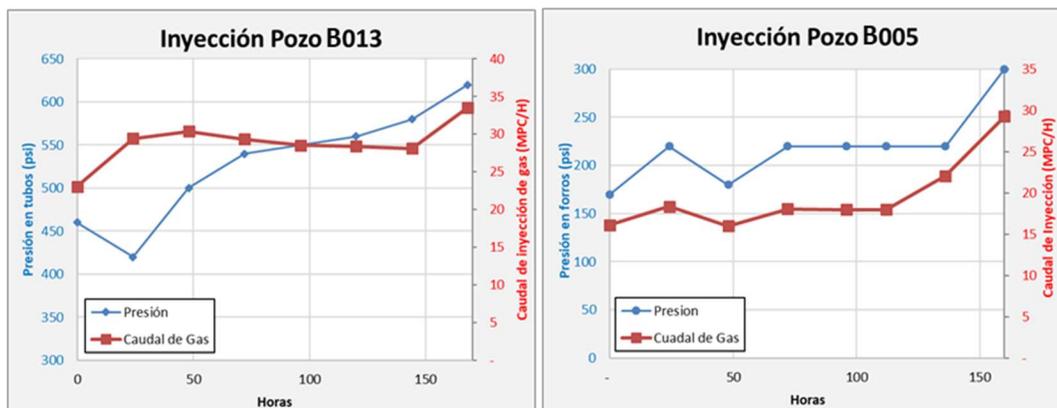
Figura 7 - 3. Prueba de inyectividad de agua en el pozo A209



Fuente: Graña y Montero Petrolera

Es importante resaltar que ha habido pozos que no han admitido el fluido en la prueba de inyectividad, como es el caso del pozo A436, en donde la presión subió de 10 psi a 900 psi, por lo que fue descartado.

Figura 7 - 4. Prueba de inyectividad de gas en los pozos B013 y B005

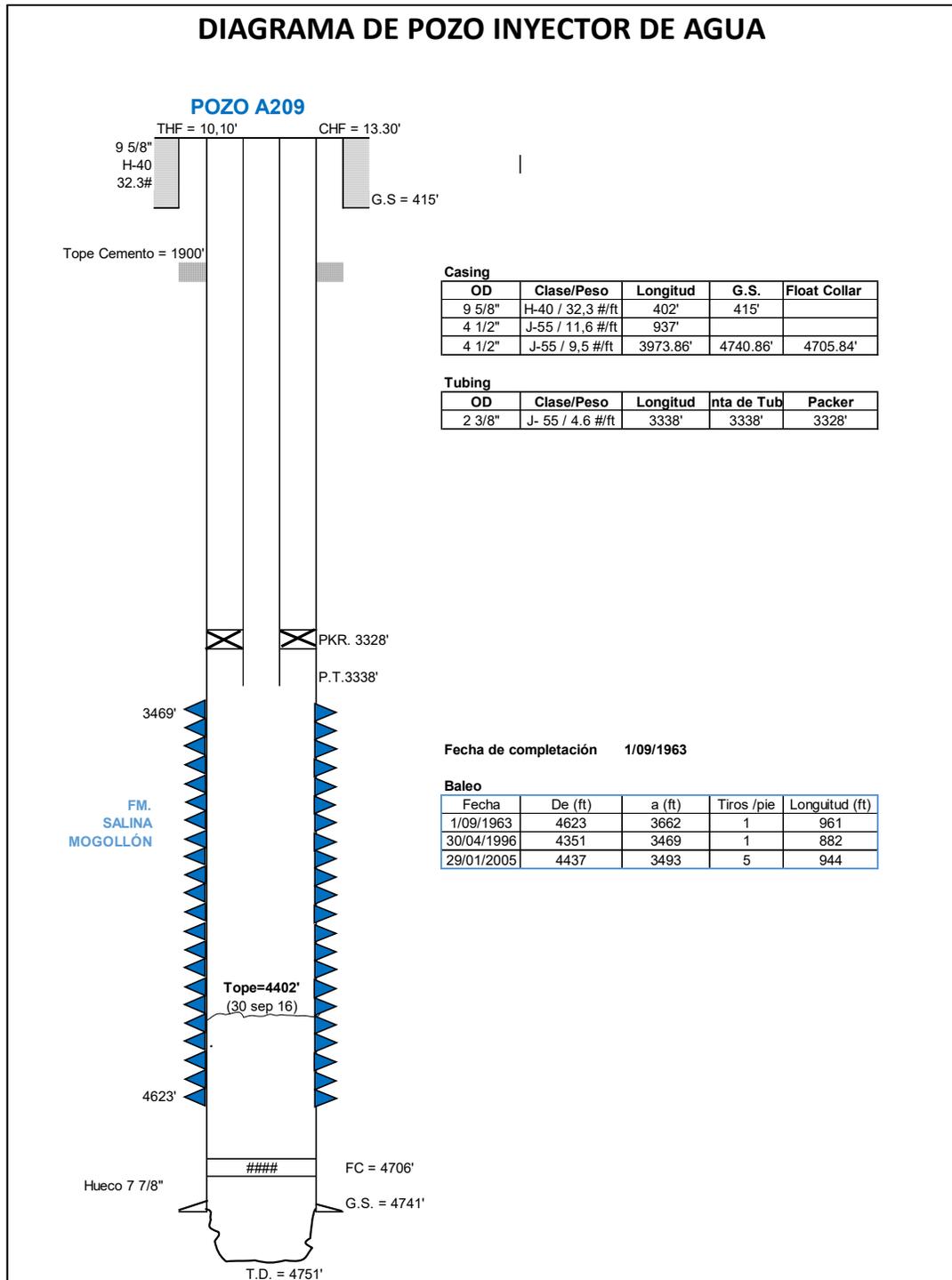


Fuente: Graña y Montero Petrolera

7.3. Diagrama de completación

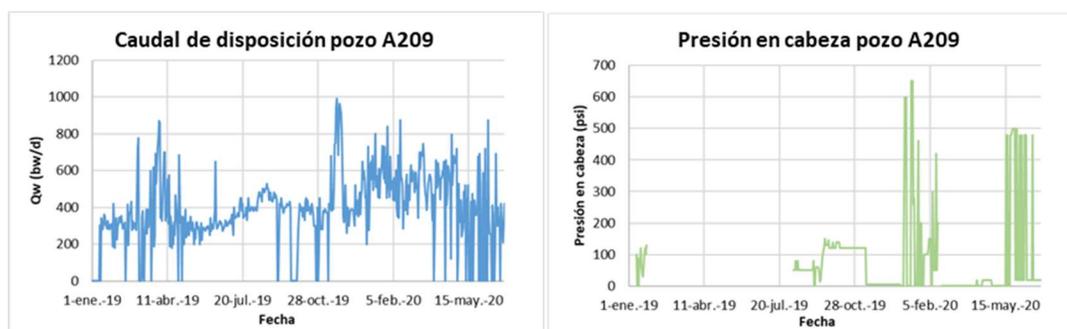
La **Figura 7 - 5** muestra el diagrama de completación del pozo disposal de agua A209, el cual cuenta con los requisitos explicados anteriormente: tope de cemento a 1900' (1500' encima de las arenas abiertas) y sarta de inyección con empaque sentado a 3328' (120' por encima de las arenas); esta completación es necesaria para asegurar la integridad del pozo ya que el proceso de inyección maneja altas presiones.

Figura 7 - 5. Diagrama de completación del pozo disposal de agua A209



Fuente: Elaboración Propia

Figura 8 - 2. Caudal y presión de inyección de agua – Zona I

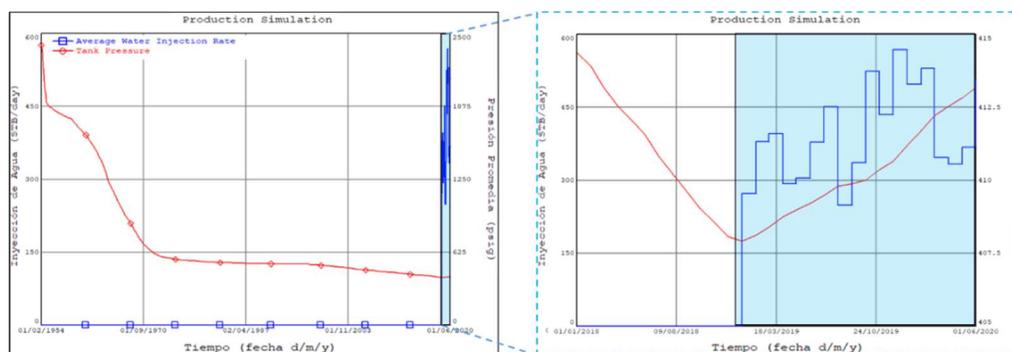


Fuente: Elaboración Propia

8.1.1. Presión actual

Para la estimación de la presión de reservorio actual se utilizó el modelo ajustado de Balance de Materiales, obteniendo una presión actual promedio del bloque de 413 psi. Ver **Figura 8 - 3**.

Figura 8 - 3. Caudal y presión de inyección de agua – Zona I



Fuente: Elaboración Propia

8. 2. Inyección de Gas

En julio de 2019, se inició la inyección de gas como disposal en la Zona II y hasta el 30 de abril de 2020 se ha inyectado 438.8 MM SCF de gas, se ha utilizado 4 pozos: B013, B005, B001 y B621. Ver **Figura 8 - 4**. Con excepción del pozo B013 estos pozos iniciaron su inyección como un proyecto piloto de Huff and Puff, por lo que la inyección en la formación fue a través del casing.

Los pozos mostraron caudales máximos de admisión cercanos a 0.9 MM SCF/D, sin embargo, la presión de inyección de cada uno de ellos fue incrementándose hasta 930 psi, muy cerca del límite de presión de descarga del compresor. Ver **Figura 8 - 5**.

Estos pozos han acumulado más de 179 mil barriles de petróleo, en la actualidad producen bajos caudales y antes de la inyección de gas contaba con pocas reservas de petróleo como se ve en la siguiente tabla, por lo que su conversión no afectó a la producción del Lote.

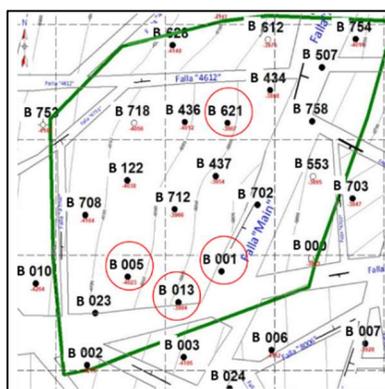
La relación entre caudal y espesor neto mantiene un mismo orden de magnitud.

Tabla 8.2. Pozos seleccionados para disposal – Zona II

Zona	Pozo	Acum. Oil (MSTB)	Prod. Oil (Bbl/d)	Reservas (MSTB)	Q. iny. (Bbl/d)	Hnet (ft)	Q/Hnet (Bbl/d/ft)	P. Iny. (psi)
II	B013	179.2	1.5	2.4	750	85	9	450
II	B005	400.1	3	8	950	112	8	700
II	B001	190.6	3	7.6	950	78	12	700
II	B621	408.2	1.3	4	850	90	9	500
Total					3500	130	10	-

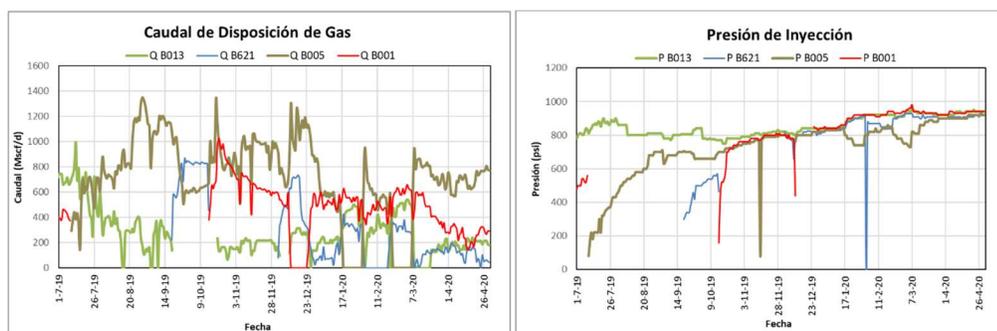
Fuente: Elaboración Propia

Figura 8 - 4. Posición de los pozos de disposición de gas – Zona II



Fuente: Graña y Montero Petrolera

Figura 8 - 5. Caudal y presión de inyección de gas

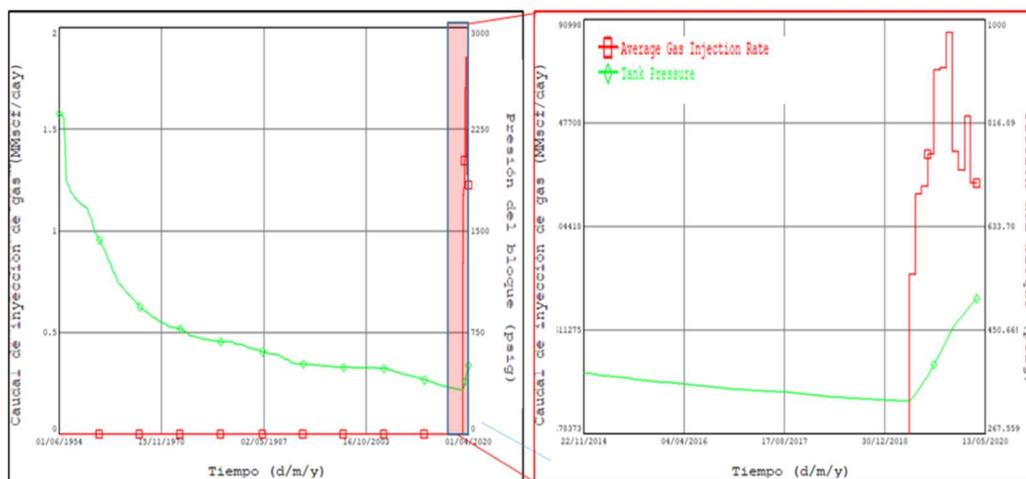


Fuente: Elaboración Propia

8.2.1. Presión actual

Para la estimación de la presión de reservorio actual se utilizó el modelo ajustado de Balance de Materiales, obteniendo una presión actual promedio del bloque de 510 psi. Ver **Figura 8 - 6**.

Figura 8 - 6. Presión de reservorio promedio y caudal de gas inyectado en el bloque



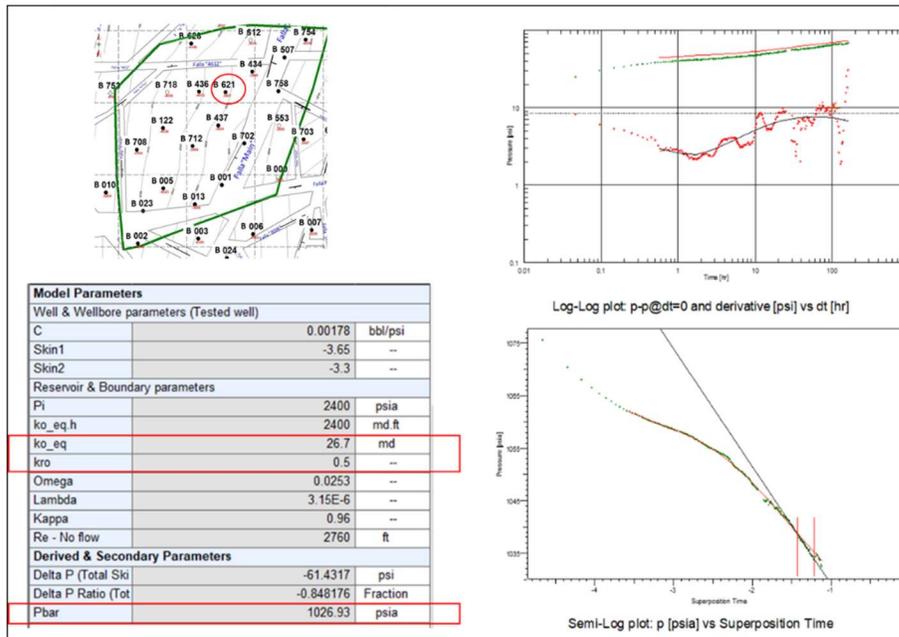
Fuente: Elaboración Propia

Adicionalmente se tomaron dos pruebas de presión en dos pozos del bloque. En febrero del 2020 se tomó una prueba de presión “Fall Off Test”, al pozo disposal B621 con cierre de 7 días, determinando la presión radial en la zona de 1023 psi, y en mayo del 2020 se tomó una prueba de “Build Up” al pozo B434, vecino al inyector B621, con cierre de 5 días obteniendo una presión de reservorio de 360 psi. Ver **Figuras 8 - 7 y 8 - 8**. Además, los otros pozos inyectores B001, B005 y B013 también presentaron incremento en la presión de inyección.

Estas variaciones de presión nos indican que la zona cercana al *wellbore* de los pozos inyectores se encuentra presurizado cerca de los 1000 psi, sin embargo, la prueba de presión en el pozo B434 demuestra que la totalidad del reservorio aún no se encuentra presurizado, por lo que es posible seguir inyectando gas, ya sea transformando pozos adicionales a los existentes o aumentando la capacidad del compresor actual.

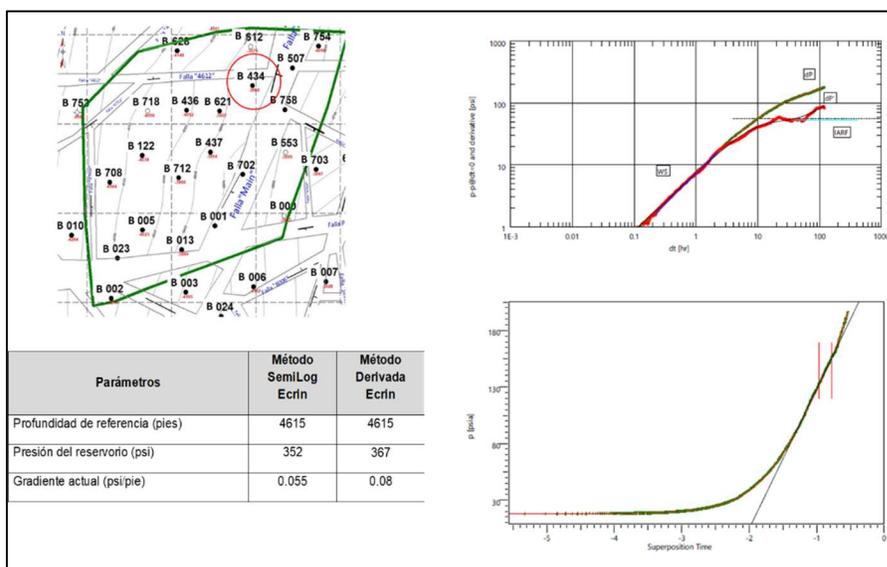
Cabe resaltar, que el modelo de Balance de Materiales calcula la presión promedio del bloque, mientras que las pruebas de presión por su corta duración, nos muestran la presión de reservorio de manera local.

Figura 8 - 7. Prueba de presión “Fall Off Test” - Pozo B621



Fuente: Elaboración Propia

Figura 8 - 8. Prueba de presión “Build Up” - Pozo B434



Fuente: Elaboración Propia

Capítulo IX. Pronóstico de inyección

9. 1. Estimación de la presión de inyección

Inyección de Agua

La presión de inyección máxima estará en función de la bomba utilizada, para nuestro caso la bomba trabaja hasta 1990 psi de descarga, sin embargo, esta presión no es la que se tendrá en la cara de la arena, ya que hay que restarle la presión perdida por fricción del agua con la tubería y sumarle la presión hidrostática que ejerce la columna de agua en el pozo de la siguiente manera.

$$P_{hid} = Gradiente \left(\frac{psi}{ft} \right) * Profundidad (TVD) = 0.433 \frac{psi}{ft} * 4210ft = 1823 psi$$

Es así que la presión disponible del sistema en la cara del pozo es la suma de 1990 + 1823 – 70 (fricción estimada) dando un total de 3740 psi aproximadamente.

Como se observa en el análisis de balance de materiales la presión de los bloques es de 413 psi muy por debajo de la presión que ejercerá el agua en la cara de la arena.

Inyección de Gas

Para el caso del gas, la presión de inyección máxima estará en función del compresor utilizado, el compresor del Lote III trabaja a un máximo de 970 psi de descarga y la columna hidrostática de gas en el pozo es de 100 psi, debido a que la gradiente de presión del gas es de 0.024 psi/ft (prueba de gradiente fluyente en inyección tomada al pozo B621).

$$P_{hid} = 0.024 \frac{psi}{ft} * 4150ft = 100 psi$$

Es así que la presión disponible del sistema en la cara del pozo es la suma de 970 + 100 - 20 (fricción estimada) dando un total de 1050 psi aproximadamente.

9. 2. Pronóstico de agua y gas a disponer

El volumen de agua y gas que se pronostica producir en el Lote III depende tanto de la producción de los pozos de la básica como de la perforación de pozos nuevos, todo este volumen deberá ser inyectado en los pozos de disposición. Es así que este pronóstico de producción representa también el pronóstico de

inyección de agua y gas en el Lote. Se generó un escenario de producción tentativo en el cual inicia la perforación del Lote III en el año 2022.

Pronóstico de agua

Se generó el pronóstico de agua utilizando el escenario de producción y un corte de agua promedio del año 2019 de 30%. Ver **Figura 9 - 1**.

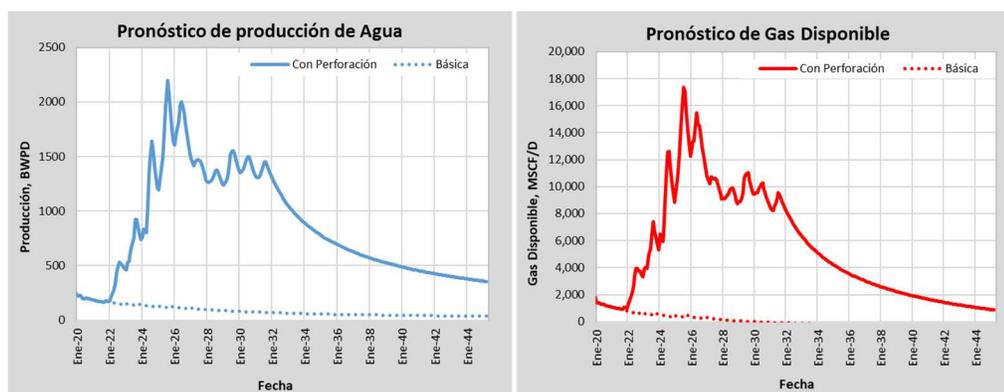
Se estimó que la producción máxima será de 2200 BW/D aproximadamente.

Pronóstico de gas

En la **Figura 9 - 1**, se presenta el pronóstico de gas disponible del Lote III. El gas disponible es la diferencia del gas producido menos el volumen que se utiliza como combustible, gas condensado y para instrumentos.

El caudal máximo de gas será de aproximadamente 18 MM SCF/D. Si es que no se tiene un proyecto de monetización de dicho gas, este volumen deberá ser inyectado en el reservorio.

Figura 9 - 1. Pronóstico disponible de agua y gas a junio 2020



Fuente: Elaboración Propia

9. 3. Determinación del tiempo de llenado

Inyección de Agua

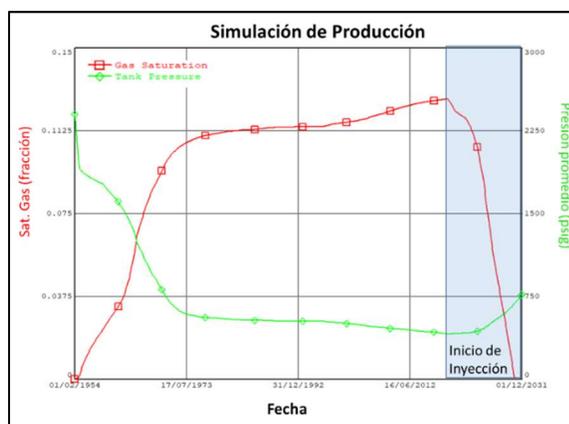
El cálculo de tiempo de llenado se estimó utilizando el modelo de balance de materiales de la Zona I, se consideró el pronóstico de producción de los pozos dentro del bloque y el pronóstico de inyección de agua. El llenado se alcanza cuando la saturación de gas vuelve a cero.

En la **Figura 9 - 2** se muestra el cambio en la presión promedio de reservorio y la saturación de gas en el tiempo. Se observa que a medida que se inyecta agua en el reservorio la saturación de gas se reduce de 12% en enero del 2019, fecha

de inicio de inyección de agua, a 0% en setiembre del 2030 lo que significa que el agua inyectada ocupó el volumen de gas que se encontraba en el reservorio, del mismo modo en esta etapa de inyección la presión de reservorio aumenta de 400 psi a 750 psi muy por debajo de la presión disponible en la cara del pozo de 2350 psi.

De esta manera se estima que el tiempo de llenado del bloque es de aproximadamente once años desde el inicio de inyección y el volumen de llenado es 4.2 MM STB.

Figura 9 - 2. Saturación de gas y presión promedio del bloque (historia y pronóstico).



Fuente: Elaboración propia

Figura 9 - 3. Caudal de inyección de agua y presión promedio del bloque (historia y pronóstico)



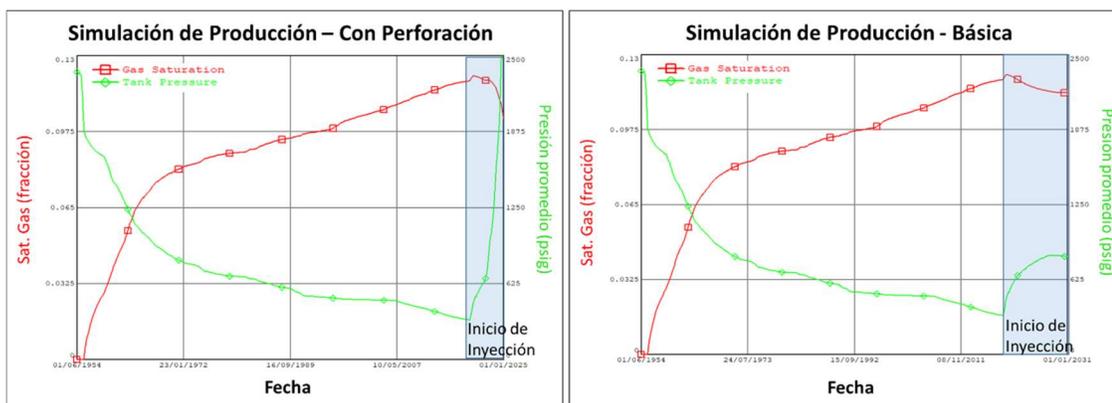
Fuente: Elaboración propia

Inyección de Gas

Para estimar el tiempo de llenado del reservorio, se evaluó dos escenarios ver **Figura 9 - 1**, el primero considerando la perforación de pozos y el segundo considerando únicamente la producción básica.

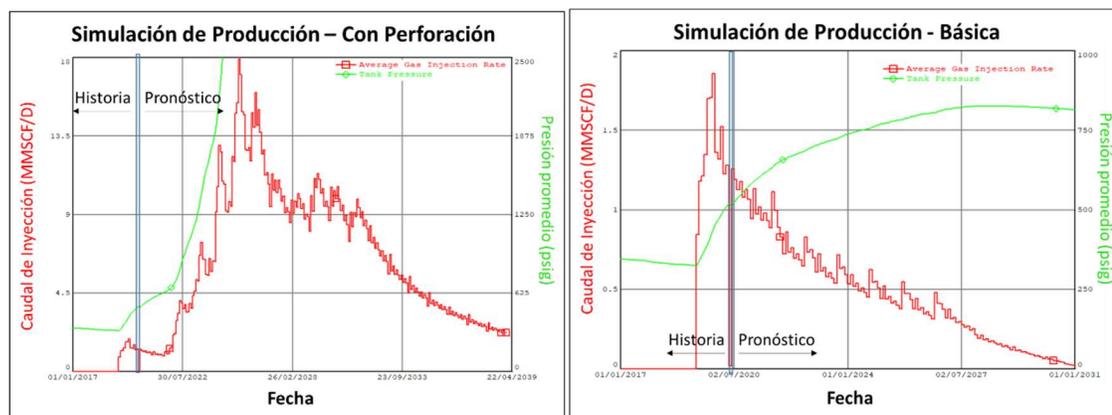
Para predecir el pronóstico de ambos escenarios se utilizó el modelo calibrado de balance de materiales de la Zona II. Los resultados se muestran en las **Figuras 9 - 4 y 9 - 5**, en donde se observa que a medida que se continúa la inyección de gas la presión promedio del bloque incrementa, en el primer escenario más rápido que el segundo por la cantidad de gas inyectado.

Figura 9 - 4. Saturación de gas y presión promedio del bloque (historia y pronóstico)



Fuente: Elaboración propia

Figura 9 - 5. Caudal de inyección de gas y presión promedio del bloque (historia y pronóstico)



Fuente: Elaboración propia

a) Escenario 1. Considerando la perforación de pozos

En la **Figura 9 - 4** se observa que la presión promedio del bloque llegará a la presión original (2500 psi) en agosto del 2024, cuando se haya inyectado 6280 MM SCF de gas.

Actualmente la presión de descarga disponible en la cara del pozo es 1050 psi aproximadamente, según el modelo de balance de materiales el reservorio alcanzará esta presión en diciembre de 2022, cuando se haya inyectado 2160 MM SCF de gas. A partir de este punto, el gas podrá ser inyectado en el reservorio si se utiliza un compresor de mayor tamaño.

A diferencia de la inyección de agua, el tiempo de llenado en la inyección de gas se estima de acuerdo a la capacidad del compresor, ya que el gas se va acumulado en el espacio poroso disponible y todo gas adicional ocupará este mismo espacio aumentando la presión hasta el límite del sistema. Es así que el tiempo de llenado desde el inicio de la inyección con el compresor actual sería de 30 meses y a la presión inicial de 50 meses.

b) Escenario 2. Considerando solo la producción básica

Por otro lado, considerando la producción básica de gas el reservorio alcanzará una presión promedio máxima de 850 psi, a primera impresión se podría decir que el compresor actual es capaz de disponer toda la producción de gas del Lote, sin embargo, hay que tener en cuenta que las zonas cercanas a los pozos de inyección se presurizan mucho más del resto del reservorio por lo que también es necesario un compresor de mayor tamaño, al menos de 2000 psi de descarga para disponer la producción básica de gas hasta el límite del contrato lo cual es 2315 MM SCF.

Capítulo X. Evaluación económica

Todo proyecto de mejora, incluso aquellos que se implementan para estar alineados con regulaciones ambientales, tienen que ir acompañado de un análisis económico que represente numéricamente el valor que el proyecto le brinda a la empresa.

Para esto se realizó un análisis de flujo de caja donde se evalúan los indicadores financieros de valor actual neto (VAN), tasa interna de retorno (TIR) y Pay Out (tiempo en que la inversión se recupera).

10.1. Ingresos

Multas

Como ingresos se considera las multas que se dejarían de aplicar por la correcta disposición de agua y gas; para estimar esto se utilizó como analogía un proceso sancionador del Lote IV (campo vecino operado por la misma empresa) por el quemado de gas sin autorización, en el cual Osinergmin multa a la empresa operadora GMP con 49.7 UIT (209,000 nuevos soles aproximadamente). Esta multa se aplica por quemar 7 MM SCF sobre lo aprobado, debido a que los pozos nuevos que la empresa había perforado aportaron mayor volumen de gas asociado del pronosticado. Hay que resaltar que la empresa operadora contaba con un permiso de quemado por 6 meses, en el acumulado se quemó menos volumen del aprobado por Osinergmin, sin embargo, en dos meses la empresa quemó 6% más del volumen aprobado.

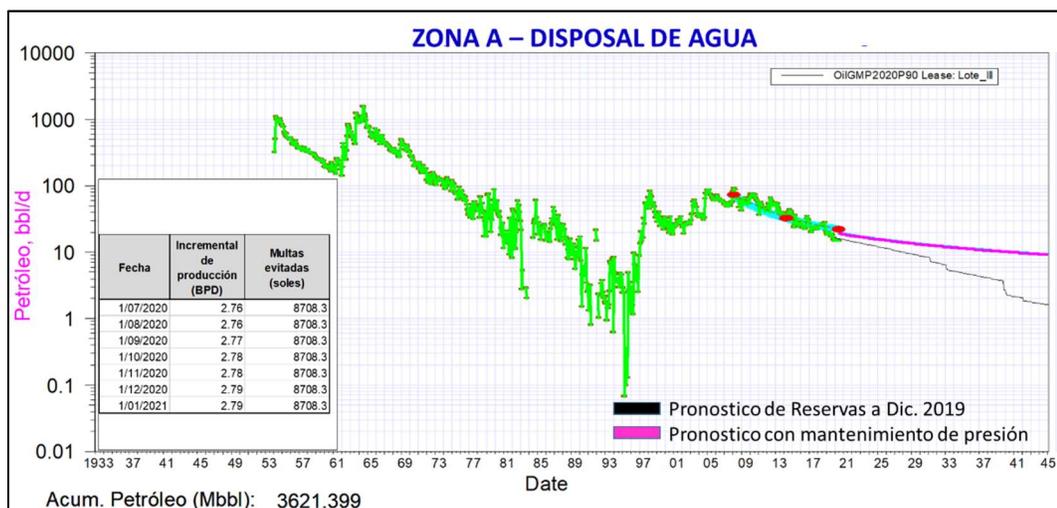
Esta experiencia demuestra la facilidad con que se puede recibir sanciones por el quemado de gas, especialmente en periodos de perforación donde no se conoce el comportamiento productivo de los futuros pozos a perforar. Para el análisis económico se considera como ingreso 200 000 soles de multas que se dejarían de recibir a una frecuencia de 1.5 veces al año.

Para el caso de agua, se considera este mismo valor de multas que se dejaría de recibir por una incorrecta disposición de agua, como, por ejemplo, utilizar pozas de evaporación que no estén alineadas al Artículo 50 del DS 023-2018.

Incremental de producción

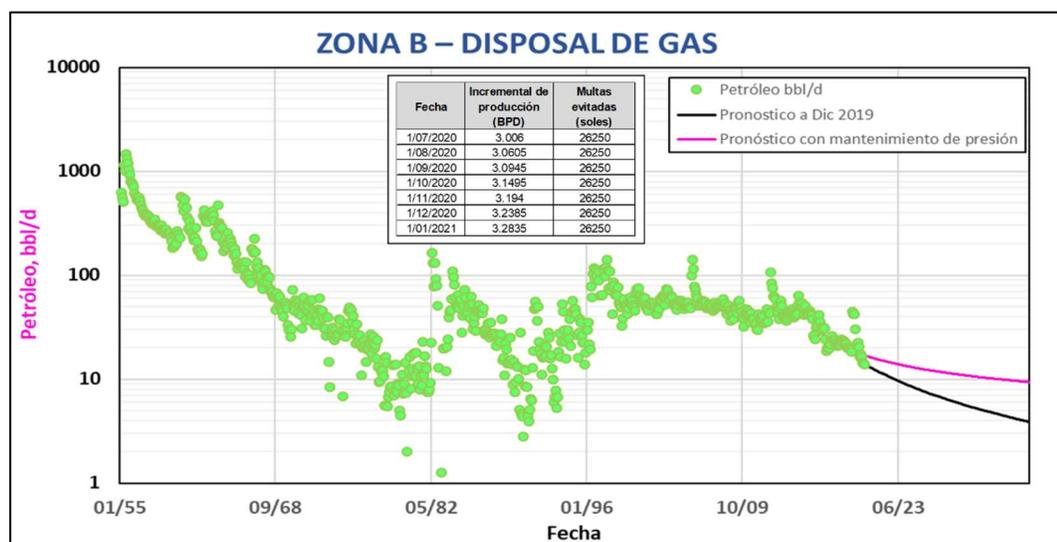
Si bien el alcance de este proyecto no incluye la recuperación secundaria de los campos, la presurización de los bloques analizados generará inevitablemente el incremento de producción de los pozos vecinos, se estimó el caudal incremental de los bloques restando una curva de producción estabilizada con la que viene produciendo el bloque con el pronóstico estimado en el Libro de Recursos a diciembre de 2019, como se muestra en las **Figuras 10 - 1 y 10 - 2**.

Figura 10 - 1. Ingresos - Disposal de agua



Fuente: Elaboración Propia

Figura 10 - 2. Ingresos - Disposal de gas.



Fuente: Elaboración Propia

10.2. Inversión (CAPEX)

Las consideraciones de inversión para implementar este procedimiento se muestran en las **Tablas 10.1 y 10.2**.

Tabla 10.1. Inversión – Disposal de Agua.

RAZON	CANTIDAD	MUSD	TOTAL
Bomba	1	40	40
Tanque	1	40	40
Filtro	1	50	50
Bomba de Iny Quimica	1	10	10
Instalación de Tuberías	1	10	10
Manifold de Inyección	1	5	5
Conversión de Pozos	4	22	88
-Registros	4	10	40
-Servicio de Pozo	4	7	28
- Herramientas de Sub suelo	4	5	20
TOTAL INVERSIÓN			243

Fuente: Elaboración Propia

Tabla 10.2. Inversión – Disposal de Gas.

RAZON	CANTIDAD	MUSD	TOTAL
Compresor	1	200	200
Instalación de Tuberías	1	10	10
Manifold de Inyección	1	5	5
Conversión de Pozos	4	22	88
-Registros	4	10	40
-Servicio de Pozo	4	7	28
- Herramientas de Sub suelo	4	5	20
TOTAL INVERSIÓN			303

Fuente: Elaboración Propia

10.3. Gastos Operativos (OPEX)

Los gastos operativos son 15 M USD por año por pozo, la implementación de este proyecto adicionará 5 M USD anuales en el OPEX anual por productos químicos que se adicionarán a la disposición de agua.

10.4. Flujo de caja

El flujo de caja del proyecto se corrió con un horizonte de tiempo de 5 años, en **las Tablas 10.3 y 10.4** se muestra los resultados, donde se observa valores positivos de VAN, de 66 MUSD para la disposición de agua y 27 MUSD para la disposición de gas, además se realizó sensibilidades para el precio del barril de petróleo y la tasa de descuento del proyecto.

Tabla 10.3. Evaluación económica – Disposal de Agua.

DISPOSICIÓN DE AGUA														
PARAMETROS DE EVALUACION				TASA DE DESCUENTO	V.A.N. (M US\$)	Precio US\$/bl	PAY OUT Meses	V.A.N. (M US\$)	TIR (%)	RESULTADOS				
- PRECIO DEL CRUDO US\$/bl (CANASTA)	45.00	10.0%	101	25.00	51.1	35	22%	VAN (15%) MUS\$ =	66					
- FACTOR "R"	0.94	12.0%	86	30.00	49.1	44	24%	TIR =	28%					
- REGALÍAS %	31.8%	14.0%	72	32.00	48.1	47	24%	PAY OUT (Meses)	45					
- INVERSION Total (M US\$)	248	15.0%	66	35.00	47.1	52	25%	PAY OUT (Años)	4					
- TASA IMPOSITIVA + PART.TRAB.	30.0%	16.0%	60	40.00	46.1	59	27%							
- TASA DE DESCUENTO	15.0%	18.0%	48	45.00	45.0	66	28%							
- GASTOS DE OPERAC. MUS\$/AÑO(OPEX)	20.0	20.0%	37	50.00	44.0	72	29%							
		30.0%	-8	55.00	43.1	77	30%							
Fecha	Mes	PRODUCCION (M Bbl)		MULTAS EVITADAS MUSD	VALOR DE LA PRODUCCION	GASTOS DE OPERAC.	AMORTIACION DEPRECIACION	INGRESOS ANTES DE IMPUESTOS	IMPUESTOS + PART. TRAB	INGRESOS DESPUES DE IMPUESTOS	INVERSION	FLUJO DE EFECTIVO	FLUJO DE EFECTIVO ACTUALIZADO	FLUJO DE EFECTIVO ACUMULADO
Jun-20	0				0.00		0.00	0.00	0.00	0.00	248	-248.00	-248.00	-248.00
Jul-20	1	3	0.08	7.5	10.04	1.67	4.13	4.24	1.27	2.97		7.10	7.02	-240.98
Ago-20	2	3	0.08	7.5	10.05	1.67	4.13	4.25	1.27	2.97		7.10	6.94	-234.04
Set-20	3	3	0.08	7.5	10.06	1.67	4.13	4.26	1.28	2.98		7.11	6.87	-227.17
Oct-20	4	3	0.08	7.5	10.06	1.67	4.13	4.26	1.28	2.98		7.11	6.79	-220.38
Nov-20	5	3	0.08	7.5	10.06	1.67	4.13	4.26	1.28	2.98		7.11	6.71	-213.67
Dic-20	6	3	0.08	7.5	10.07	1.67	4.13	4.27	1.28	2.99		7.12	6.64	-207.03
Ene-21	7	3	0.08	7.5	10.07	1.67	4.13	4.27	1.28	2.99		7.12	6.56	-200.46
Ene-22	19	3	0.09	7.5	10.17	1.67	4.13	4.37	1.31	3.06		7.19	5.76	-127.03
Ene-23	31	3	0.09	7.5	10.26	1.67	4.13	4.46	1.34	3.12		7.26	5.06	-62.59
Ene-24	43	3	0.10	7.5	10.38	1.67	4.13	4.58	1.38	3.21		7.34	4.45	-5.93
Ene-25	55	3	0.10	7.5	10.52	1.67	4.13	4.72	1.41	3.30		7.43	3.92	43.94
Feb-25	56	3	0.10	7.5	10.53	1.67	4.13	4.73	1.42	3.31		7.44	3.88	47.81
Mar-25	57	3	0.10	7.5	10.54	1.67	4.13	4.74	1.42	3.31		7.45	3.83	51.65
Abr-25	58	3	0.10	7.5	10.55	1.67	4.13	4.75	1.42	3.32		7.46	3.79	55.44
May-25	59	3	0.10	7.5	10.56	1.67	4.13	4.76	1.43	3.33		7.46	3.75	59.20
Jun-25	60	3	0.10	7.5	10.57	1.67	4.13	4.77	1.43	3.34		7.47	3.71	62.91
Jul-25	61	3	0.10	7.5	10.58	1.67	4.13	4.77	1.43	3.34		7.47	3.71	62.91
TOTAL			5.6	455	627	102	248	277	83	194	248	194	66	

Fuente: Elaboración propia

Tabla 10.4. Evaluación económica – Disposal de Gas.

EVALUACION ECONOMICA DISPOSICIÓN DE GAS														
PARAMETROS DE EVALUACION				TASA DE DESCUENTO	V.A.N. (M US\$)	Precio US\$/bl	PAY OUT Meses	V.A.N. (M US\$)	TIR (%)	RESULTADOS				
- PRECIO DEL CRUDO US\$/bl (CANASTA)	45.00	10.0%	58	25.00	51.0	-8	13%	VAN (15%) MUS\$ =	27					
- FACTOR "R"	0.94	12.0%	45	30.00	50.1	2	15%	TIR =	20%					
- REGALÍAS %	31.8%	14.0%	33	32.00	49.1	6	16%	PAY OUT (Meses)	45					
- INVERSION Total (M US\$)	303	15.0%	27	35.00	48.1	11	17%	PAY OUT (Años)	4					
- TASA IMPOSITIVA + PART.TRAB.	28.0%	16.0%	22	40.00	47.0	20	19%							
- TASA DE DESCUENTO	15.0%	18.0%	11	45.00	45.1	27	20%							
- GASTOS DE OPERAC. MUS\$/AÑO(OPE:	15.0	20.0%	1	50.00	44.1	34	22%							
		30.0%	-41	55.00	43.1	40	23%							
Fecha	Mes	PRODUCCION (M Bbl)		MULTAS EVITADAS MUSD	VALOR DE LA PRODUCCION	GASTOS DE OPERAC.	AMORTIACION DEPRECIACION	INGRESOS ANTES DE IMPUESTOS	IMPUESTOS + PART. TRAB	INGRESOS DESPUES DE IMPUESTOS	INVERSION	FLUJO DE EFECTIVO	FLUJO DE EFECTIVO ACTUALIZADO	FLUJO DE EFECTIVO ACUMULADO
Jun-20	0				0.00		0.00	0.00	0.00	0.00	303	-303.00	-303.00	-303.00
Jul-20	1	3	0.09	7.5	10.31	1.25	6.06	3.00	0.84	2.16		8.22	8.12	-294.88
Ago-20	2	3	0.09	7.5	10.36	1.25	6.06	3.05	0.85	2.20		8.26	8.07	-286.81
Set-20	3	3	0.09	7.5	10.39	1.25	6.06	3.08	0.86	2.22		8.28	7.99	-278.82
Oct-20	4	3	0.10	7.5	10.44	1.25	6.06	3.13	0.88	2.26		8.32	7.94	-270.88
Nov-20	5	3	0.10	7.5	10.48	1.25	6.06	3.17	0.89	2.29		8.35	7.87	-263.01
Dic-20	6	3	0.10	7.5	10.53	1.25	6.06	3.22	0.90	2.31		8.37	7.81	-255.20
Ene-21	7	3	0.10	7.5	10.57	1.25	6.06	3.26	0.91	2.35		8.41	7.75	-247.45
Ene-22	19	4	0.11	7.5	11.00	1.25	6.06	3.69	1.03	2.66		8.72	6.99	-159.43
Ene-23	31	4	0.13	7.5	11.35	1.25	6.06	4.04	1.13	2.91		8.97	6.25	-80.39
Ene-24	43	4	0.13	7.5	11.63	1.25	6.06	4.32	1.21	3.11		9.17	5.56	-9.90
Feb-24	44	4	0.14	7.5	11.66	1.25	6.06	4.35	1.22	3.13		9.19	5.50	-4.39
Mar-24	45	4	0.14	7.5	11.68	1.25	6.06	4.37	1.22	3.15		9.21	5.45	1.06
Abr-24	46	5	0.14	7.5	11.71	1.25	6.06	4.40	1.23	3.17		9.23	5.40	6.46
May-24	47	5	0.14	7.5	11.71	1.25	6.06	4.40	1.23	3.17		9.23	5.34	11.80
Jun-24	48	5	0.14	7.5	11.74	1.25	6.06	4.43	1.24	3.19		9.25	5.29	17.08
Jul-24	49	5	0.14	7.5	11.75	1.25	6.06	4.44	1.24	3.20		9.26	5.23	22.32
Ago-24	50	5	0.14	7.5	11.77	1.25	6.06	4.46	1.25	3.21		9.27	5.18	27.50
TOTAL		5.9	375	557	63	303	192	54	138	303	138	27		

Fuente: Elaboración propia

Capítulo XI. Análisis de Resultados

El flujo de trabajo muestra una metodología técnica de selección de zonas y pozos para disponer el agua y gas de producción en Lotes depletados, se ha mostrado como caso de estudio la Zona C del Lote III.

El estudio inició con la selección preliminar de zonas en función del acumulado de producción y el posterior análisis técnico para estimar el radio de garganta de poro para el diseño de filtrado del agua de disposición, la gradiente de presión actual, el volumen de llenado y en función del pronóstico de producción se estimó el tiempo de llenado para la selección de las mejores zonas; además, se realizó un estudio a nivel de pozo, mostrando la información necesaria para transformar pozos productores de baja producción en disposales de agua y gas.

Del análisis realizado para el Lote III, se observa que la producción de agua podrá ser dispuesta en la Zona A hasta su llenado en el año 2030, se espera que antes de dicha fecha se pueda implementar proyectos de recuperación secundaria para darle uso y generar mayores ingresos a la empresa.

Por otro lado, el gas es más complicado de disponer debido a su compresibilidad, ya que un mismo volumen puede almacenar tanto gas como presión de descarga se tenga, entonces se muestra la necesidad de utilizar compresores de mayor capacidad al que actualmente se cuenta. Además, se estima que el Lote producirá un máximo de producción de 18 MM SCF/D por lo que en el futuro cercano se espera comercializar dicho gas y utilizar este bloque como zona de respaldo para evitar el quemado del mismo.

Además, se demostró que esta metodología de disposición es económicamente viable, ya que se evitan multas por utilizar pozos de evaporación en mal estado, venteo y/o quemado del gas, además de aportar al mantenimiento de presión en el bloque, lo que genera incremento en la producción de los pozos productores.

Como resultado de la Tesis se seleccionaron dos zonas para disponer el agua y gas del Lote III, es recomendable que todas las empresas operadoras cuenten con áreas destinadas para este propósito; del mismo modo, si la empresa vende el gas producido debería contar con una zona de disposición para evitar el

quemado del mismo cuando se tenga una parada de mantenimiento y/o de seguridad.

Capítulo XII. Conclusiones y Recomendaciones

1. En la presente tesis se desarrolló una metodología exitosa para seleccionar reservorios y pozos para disponer agua y gas de producción en campos maduros de petróleo.
2. Se caracterizó estática y dinámicamente a los reservorios de estudio con información estructural, petrofísica, análisis de PVT, permeabilidades relativas y pruebas de presión; esta información se consolidó en un modelo de balance de materiales que representa el comportamiento del reservorio y nos permite generar escenarios para la mejor gestión del campo.
3. Es factible utilizar la herramienta de balance de materiales para determinar zonas depletadas y pronosticar el tiempo y volumen de llenado considerando el pronóstico de inyección del fluido a disponer y los límites de presión de las facilidades en superficie.
4. Se identificaron cuatro unidades de flujo en el reservorio Salina Mogollón, se estimó que el radio de garganta poral se encuentra entre $1\mu\text{m}$ a $10\mu\text{m}$, clasificando a los poros como meso y macro poro; y se recomendó que el grado de filtrado del agua de inyección debería ser como máximo de $1.4\mu\text{m}$ de diámetro de sólidos suspendidos.
5. Para la selección de los pozos a convertir a disposal es muy importante la toma de información de integridad de pozo e inyectividad, y tener pozos de respaldo por si los primeros no cumplen con estos dos requerimientos.
6. El tiempo de llenado del bloque de disposición de agua es de 11 años aproximadamente, hasta setiembre del 2030, la presión del bloque para esta fecha incrementará de 400 psi a 750 psi aproximadamente; esta presión resulta ser mucho menor a la del límite del sistema.
7. La presión promedio de reservorio del bloque disposal de gas llegará a la presión de descarga (1050 psi en la cara del pozo) en diciembre de 2022, sin embargo, las zonas cercanas a los pozos inyectores tendrá mayor presión que el resto del reservorio, llegando al límite de la inyección antes de esta fecha; por otro lado, de utilizar un compresor de mayor capacidad, 2500 psi (presión

inicial de reservorio), el tiempo de llenado sería en agosto del 2024, cuando se haya inyectado 6280 MM SCF de gas.

8. Esta tesis además de mostrar la viabilidad técnica de ubicar zonas y pozos de disposición, muestra también indicadores de rentabilidad positivos en la implementación de dicho proyecto. El VAN esperado sería 66 MUSD para la disposición de agua y 27 MUSD para la disposición de gas, considerando 15% de tasa de descuento.

Capítulo XIII. Bibliografía

- Abdulelah H., Mahmood S. y Hamada G. (2018). Hydraulic flow units for reservoir characterization: A successful application on arab-d carbonate para IOP Conference Series: Materials Science and Engineering.
- Beal, C.(1946) The Viscosity of Air, Water, Natural Gas, Crude Oil and Its Associated Gases at Oilfield Temperatures and Pressures, AIME (1946) 165, 94.
- Bennion D.B., Bennion D.W., Thomas F. y Bietz R. (1994) Injection Water Quality – A Key Factor to Successful Waterflooding.
- Congreso de la República (1993). “Ley N° 26221: Ley Orgánica que norma las actividades de Hidrocarburos en el territorio nacional”, Diario Oficial el Peruano.
- Corey, A.T. (1954) The interrelation between gas and oil relative permeabilities. Producers Monthly 19 (November): 38–41.
- Craig, F.F.Jr. (1975) The Reservoir Engineering Aspects of Waterflooding.
- Escobar F. (2007) Fundamentos de Ingeniera de Yacimientos. Universidad Surcolombiana. Colombia.
- Holmgren C. y Morse R. (1951), Effect of free gas saturation on oil recovery by water flooding.
- Ismail A. y Yasin Q. y Du Q. (2018), Application of Hydraulic Flow Unit for Pore Size Distribution Analysis in Highly Heterogeneous Sandstone Reservoir: A Case Study. Journal of the Japan Petroleum Institute.
- M.C. Leverett (1941) Capillary behavior in porous solids, AMIE 142, 152 - 169.
- Ministerio de Energía y Minas (2009). DS-048-2009-EM, Diario Oficial El Peruano.
- Ministerio de Energía y Minas (2014). D. S. N° 039-2014-EM. “Reglamento para la Protección Ambiental en las Actividades de Hidrocarburos”, Diario Oficial El Peruano.
- Paris M (2001) Inyección De Agua Y Gas En Yacimientos Petroliferos. Ediciones Astro Data S.A. Venezuela.

- Paris M. (2001) Inyección De Agua Y Gas En Yacimientos Petrolíferos. Ediciones Astro Data S.A. Venezuela.
- Pittman, E. (1992), Relationship of Porosity and Permeability to Various parameters Derived From Mercury Injection—Capillary Pressure Curves for Sandstone. American Association of Petroleum Geologists Bull. 76 (2): 191-198.
- Prado León, J. (2015). Mejoramiento del sistema de inyección de agua de formación en el campo agua caliente - Lote 31D.
- Ramos J. y Oliva D. (2019), Incremento del índice de inyectividad aplicando la técnica del fracturamiento térmico inducido en la formación Vivian – Lote 95. Roundtable 2019 talara, Perú.
- Ruiz M. (2007) “Establecimiento de proceso de validación y ajuste de parámetros PVT en el laboratorio”. Universidad Nacional de Ingeniería.
- Salirrosas Cueva, V. A. (1988). Evaluación de un proyecto de recuperación secundaria por inyección de agua.
- Sirilumpen M., Meyer J. (2002) Water Reinjection for Disposal in Erawan Field para International Conference on Health, Safety and Environment in Oil and Gas Exploration and Production. SPE 73857.
- Standing, M.B. (1951) Oil-System Correlations, P.P. Handbook (ed.), McGraw-Hill Book Co. Inc.
- Whitson C. y Brulé M. (2000) “Phase Behavior”. Chapter 2. Society of Petroleum Engineers Inc. Estados Unidos.
- Winland, H. (1972), Oil Accumulation in Response to Pore Size Changes, Weyburn Field, Saskatchewan, Amoco Production Research Report.

ANEXO A. INFORMACIÓN DE PRUEBAS DE PRESIÓN

ZONA I

A continuación, se muestra una tabla con información de presión de los pozos dentro de los bloques de la zona I, así como el tipo de prueba tomada, la fecha en que se tomó la prueba y la presión al Datum de 4210 ft (4193 ft bajo el nivel del mar), adicionalmente se muestra una prueba como ejemplo de validación de la información.

N° Pozo	Formación	Fecha Prueba	Tipo de Ensayo	Profundidad Registrador (pie)	Presion medida (psi)	Grad Oil	ELEV (pie)	Profundidad Registrador SS (pie)	API	Datum SS (pie)	Presión a Datum (psi)
A426	Sn Mg	feb.-54	GRADIENTES	5000	2415	0,36	5,6	-4994	36,5	-4193	2125
A426	Sn Mg	feb.-55	BUILD UP	5000	1775	0,36	5,6	-4994	36,5	-4193	1485
A426	Sn Mg	ene.-61	GRADIENTES	5000	1400	0,36	5,6	-4994	36,5	-4193	1110
A426	Sn Mg	jul.-62	BUILD UP	4900	1370	0,36	5,6	-4894	36,5	-4193	1116
A426	Sn Mg	feb.-63	BUILD UP	4900	1030	0,36	5,6	-4894	36,5	-4193	776
A426	Sn Mg	ago.-73	BUILD UP	4750	634	0,36	5,6	-4744	36,5	-4193	434
A426	Sn Mg	ene.-74	BUILD UP	4750	666	0,36	5,6	-4744	36,5	-4193	466
A426	Sn Mg	feb.-76	BUILD UP	4750	695	0,36	5,6	-4744	36,5	-4193	495
A426	Sn Mg	feb.-55	GRADIENTES	4300	1633	0,36	5,6	-4294	36,5	-4193	1596
A569	Sn Mg	ago.-62	BUILD UP	4200	720	0,36	2,7	-4197	36,5	-4193	718
A569	Sn Mg	jul.-63	BUILD UP	4200	675	0,36	2,7	-4197	36,5	-4193	673
A569	Sn Mg	jul.-64	BUILD UP	4200	735	0,36	2,7	-4197	36,5	-4193	733
A569	Sn Mg	abr.-54	BUILD UP	4420	2074	0,36	2,7	-4417	36,5	-4193	1993
A582	Sn Mg	feb.-63	BUILD UP	4300	1205	0,36	20,0	-4280	36,5	-4193	1173
A582	Sn Mg	may.-54	BUILD UP	4390	2018	0,36	20,0	-4370	36,5	-4193	1954
A209	Sn Mg	oct.-65	BUILD UP	4200	748	0,36	9,7	-4190	36,5	-4193	749
A209	Sn Mg	nov.-65	BUILD UP	4200	760	0,36	9,7	-4190	36,5	-4193	761
A209	Sn Mg	dic.-65	BUILD UP	3950	567	0,36	9,7	-3940	36,5	-4193	658
A209	Sn Mg	sept.-65	BUILD UP	4000	760	0,36	9,7	-3990	36,5	-4193	833
A209	Sn Mg	abr.-64	BUILD UP	4300	1425	0,36	9,7	-4290	36,5	-4193	1390
A239	Sn Mg	oct.-65	BUILD UP	3320	1065	0,36	4,4	-3316	36,5	-4193	1383
A239	Sn Mg	oct.-65	BUILD UP	3900	1260	0,36	4,4	-3896	36,5	-4193	1368
A272	Sn Mg	dic.-68	BUILD UP	4140	1670	0,36	5,9	-4134	36,5	-4193	1691
A272	Sn Mg	dic.-68	BUILD UP	4100	1025	0,36	5,9	-4094	36,5	-4193	1061
A352	Sn Mg	ago.-69	BUILD UP	5450	1966	0,36	4,9	-5445	36,5	-4193	1512
A353	Sn Mg	nov.-88	BUILD UP	4700	531	0,36	11,2	-4689	36,5	-4193	351
A356	Sn Mg	jul.-15	BHP	4143	249,986	0,36	16,0	-4127	36,5	-4193	274
A356	Sn Mg	oct.-16	GRADIENTES	4330	395,519	0,36	16,0	-4314	36,5	-4193	352
A607	Sn Mg	mar.-65	GRADIENTES	4200	810	0,36	5,3	-4195	36,5	-4193	809
A607	Sn Mg	nov.-19	BUP - ECHOMETER	4200	540	0,36	5,3	-4195	36,5	-4193	406

Prueba de presión Pozo A607, Fecha: Nov 2019



ZONA II

A continuación, se muestra una tabla con información de presión de los pozos dentro de los bloques de la zona II, así como el tipo de prueba tomada, la fecha en que se tomó la prueba y la presión al Datum de 4112 ft bajo el nivel del mar, adicionalmente se muestra una prueba como ejemplo de validación de la información.

N° Pozo	Formación	Fecha Prueba	Tipo de Ensayo	Profundidad Registrador (pie)	Presión medida (psi)	Grad Oil	ELEV (pie)	Profundidad Registrador SS (pie)	API	Datum SS (pie)	Presión a Datum (psi)
B621	Sn Mg	ene.-56	BUILD UP	4700	1685	0,36	41,7	-4658	36,5	-4112	1487
B621	Sn Mg	mar.-63	GRADIENTES	4500	1350	0,36	41,7	-4458	36,5	-4112	1224
B621	Sn Mg	may.-55	GRADIENTES	4570	2315	0,36	41,7	-4528	36,5	-4112	2164
B621	Sn Mg	ene.-56	GRADIENTES	4570	1198	0,36	41,7	-4528	36,5	-4112	1047
B621	Sn Mg	may.-55	BHP	4570	2315	0,36	41,7	-4528	36,5	-4112	2164
B702	Sn Mg	jun.-55	GRADIENTES	4830	2430	0,36	10,2	-4820	36,5	-4112	2173
B702	Sn Mg	jun.-55	GRADIENTES	4830	2475	0,36	10,2	-4820	36,5	-4112	2218
B702	Sn Mg	ene.-56	GRADIENTES	4830	1325	0,36	10,2	-4820	36,5	-4112	1068
B702	Sn Mg	ene.-56	BUILD UP	4830	1331	0,36	10,2	-4820	36,5	-4112	1074
B702	Sn Mg	jun.-55	BHP	4830	2562	0,36	10,2	-4820	36,5	-4112	2305
B708	Sn Mg	ago.-62	GRADIENTES	5300	855	0,36	84,1	-5216	36,5	-4112	455
B708	Sn Mg	may.-74	BUILD UP	4200	966	0,36	84,1	-4116	36,5	-4112	964
B708	Sn Mg	abr.-77	GRADIENTES	4240	1386	0,36	84,1	-4156	36,5	-4112	1370
B712	Sn Mg	ene.-56	BUILD UP	5080	1660	0,36	4,2	-5076	36,5	-4112	1311
B712	Sn Mg	ago.-58	BUILD UP	5080	1250	0,36	4,2	-5076	36,5	-4112	901
B712	Sn Mg	ago.-58	GRADIENTES	5080	1250	0,36	4,2	-5076	36,5	-4112	901
B712	Sn Mg	feb.-61	GRADIENTES	5080	965	0,36	4,2	-5076	36,5	-4112	616
B712	Sn Mg	ago.-62	GRADIENTES	5000	705	0,36	4,2	-4996	36,5	-4112	385
B712	Sn Mg	abr.-55	BHP	5040	2545	0,36	4,2	-5036	36,5	-4112	2210
B718	Sn Mg	ago.-55	BUILD UP	5150	1700	0,36	9,2	-5141	36,5	-4112	1327
B718	Sn Mg	ene.-56	BUILD UP	5150	2570	0,36	9,2	-5141	36,5	-4112	2197
B718	Sn Mg	ene.-59	GRADIENTES	5150	1700	0,36	9,2	-5141	36,5	-4112	1327
B718	Sn Mg	ene.-61	GRADIENTES	5100	1030	0,36	9,2	-5091	36,5	-4112	675
B122	Sn Mg	oct.-62	BUILD UP	4500	2350	0,36	8,2	-4492	36,5	-4112	2212
B122	Sn Mg	jun.-78	GRADIENTES	4700	1222	0,36	8,2	-4692	36,5	-4112	1012
B434	Sn Mg	ago.-88	BUILD UP	4600	943	0,36	61,1	-4539	36,5	-4112	788
B434	Sn Mg	ago.-88	GRADIENTES	4600	972	0,36	61,1	-4539	36,5	-4112	817
B001	Sn Mg	dic.-55	GRADIENTES	4800	2265	0,36	13,0	-4787	36,5	-4112	2020
B001	Sn Mg	may.-78	GRADIENTES	3646	640	0,36	13,0	-3633	36,5	-4112	813
B005	Sn Mg	may.-78	GRADIENTES	3570	526	0,36	19,4	-3551	36,5	-4112	729
B013	Sn Mg	may.-78	GRADIENTES	3750	557	0,36	9,2	-3741	36,5	-4112	691
B023	Sn Mg	may.-78	GRADIENTES	4060	431	0,36	7,6	-4052	36,5	-4112	452
B023	Sn Mg	oct.-81	GRADIENTES	4050	676	0,36	7,6	-4042	36,5	-4112	701

Well No. B 621 Pool or Area Portachuelo Date Tests completed May 11, 19 55

Class Well Oil Producing Sand Salina A.F.E. No. 5184

SUMMARY OF INITIAL TESTS

Oil 330 BPD; Water 0 BPD; GOR 3418; PROD. Method Flowing; Choke Size 1/4

Tbg. Pressure 1550 PSI; Csg. Pressure Packer PSI; Cold Test High; Gravity 39.4 °API; Cut 0.1 %

Static Bottom Hole Pressure at 4570 Ft. was 2315 PSI; Shut in for 72 days hrs.

Flowing Bottom Hole Pressure at 4570 Ft. was 1905 PSI; Productivity Index 0.8244

Pumping Data: Pump Size - "; Strokes per Minute -; Length of Stroke -

ZONA III

A continuación, se muestra una tabla con información de presión de los pozos dentro de los bloques de la zona III, así como el tipo de prueba tomada, la fecha en que se tomó la prueba y la presión al Datum de 3930 ft bajo el nivel del mar, adicionalmente se muestra una prueba como ejemplo de validación de la información.

N° Pozo	Formación	Fecha Prueba	Tipo Ensayo	Profundidad Registrador (pie)	Presion medida (psi)	Grad Oil	ELEV (pie)	Profundidad Registrador SS (pie)	API	Datum SS (pie)	Presión a Datum (psi)
C714	Sn Mg	nov.-66	GRADIENTES	5000	3025	0,36		-5000	36,5	-3939	2641
C842	Sn Mg	feb.-63	BUILD UP	2350	880	0,36	10,2	-2340	37,5	-3939	1456
C853	Sn Mg	jun.-64	GRADIENTES	2500	862	0,36	110,3	-2390	38,5	-3939	1416
C242	Sn Mg	oct.-64	BHP	4200	1806	0,34	4,2	-4196	48,5	-3939	1719
C242	Sn Mg	nov.-64	GRADIENTES	4200	1800	0,36	4,2	-4196	39,5	-3939	1709
C242	Sn Mg	abr.-66	BUILD UP	3800	1385	0,35	4,2	-3796	40,5	-3939	1436
C242	Sn Mg	nov.-77	GRADIENTES	4280	980	0,35	4,2	-4276	41,5	-3939	862
C242	Sn Mg	ago.-80	GRADIENTES	3950	835	0,35	4,2	-3946	42,5	-3939	833
C242	Sn Mg	dic.-19	NIVEL	3850	196	0,33	4,2	-3846	51,5	-3939	227
C251	Sn Mg	oct.-65	BUILD UP	3520	955	0,35	43,1	-3477	43,5	-3939	1116
C254	Sn Mg	mar.-65	BHP	4200	2100	0,34	100,0	-4100	49,5	-3939	2046
C254	Sn Mg	abr.-65	GRADIENTES	4000	1350	0,35	100,0	-3900	44,5	-3939	1363
C254	Sn Mg	feb.-80	GRADIENTES	4200	911	0,34	100,0	-4100	45,5	-3939	856
C254	Sn Mg	dic.-19	NIVEL	3850	131,5	0,33	100,0	-3750	52,5	-3939	194
C552	Sn Mg	nov.-65	BHP	4540	1947	0,33	7,6	-4532	50,5	-3939	1749
C552	Sn Mg	nov.-73	BUILD UP	4600	1843	0,34	7,6	-4592	46,5	-3939	1620
C361	Sn Mg	dic.-81	BUILD UP	4000	1469	0,34	6,8	-3993	47,5	-3939	1451

POZO NO. <u>C 254</u>		PRUEBAS INICIALES	
<u>Portachuelo</u>		Aceite <u>703</u> B/D	Agua <u>0</u> B/D
Reservorio o Area <u>Salina</u>		Relación Gas-Aceite <u>3704</u> PC/B	
Formaciones Productivas <u>Productor de aceite</u>		Método <u>GF</u>	Bean <u>1/2</u> Presión de Tubos <u>-</u> L/pc
Clasé de Pozo <u>Marzo 25, 1965</u>		Presión de Forros <u>1080</u> L/pc	Calidad: H.C.T. <u>XXXXXX</u>
Fecha de Completación		Gravedad <u>API</u>	Corte <u>%</u>
Fecha de Abandonamiento		Presión Estática de Fondo a <u>4200</u> Pies	FuÉ <u>2100</u> L/pc
		Presión Fluyente de Fondo a <u>-</u> Pies	FuÉ <u>-</u> L/pc
		Cerrado Durante Presión Estática <u>23 hrs.</u>	Indice de Productividad <u>-</u>