

**IMPLEMENTACIÓN DEL MÉTODO DE RECOBRO MEJORADO HUFF & PUFF EN
UN POZO DE GAS Y CONDENSADO EN LA FORMACIÓN MIRADOR DEL CAMPO
RECETOR.**

LAURA ELENA LOPEZ HERNANDEZ

**PROYECTO INTEGRAL DE GRADO PARA OPTAR EL TÍTULO DE
MAGISTER EN INGENIERÍA DE YACIMIENTOS**

DIRECTOR

**ADRIANGELA CHIQUINQUIRÁ ROMERO SÁNCHEZ
INGENIERO DE PETRÓLEO, MSC. EN INGENIERÍA DE GAS, MSC. EN GESTIÓN
AMBIENTAL PARA LA COMPETITIVIDAD**

CODIRECTOR

**HAROLD DUVVAN CIFUENTES MUNERA
INGENIERO DE PETROLEOS, M.SC. INGENIERÍA**

**FUNDACIÓN UNIVERSIDAD DE AMÉRICA
FACULTAD DE INGENIERÍA
PROGRAMA DE MAESTRÍA MAESTRIA EN INGENIERÍA DE YACIMIENTOS
INGENIERÍA DE YACIMIENTOS
BOGOTÁ, D. C.**

2024

NOTA DE ACEPTACIÓN

Nombre del director

Firma del Director

Nombre

Firma del presidente Jurado

Nombre

Firma del Jurado

Nombre

Firma del Jurado

Bogotá, D.C. septiembre de 2024

DIRECTIVAS DE LA UNIVERSIDAD

Presidente de la Universidad y Rector del Claustro

Dr. Mario Posada García Peña

Consejero Institucional

Dr. Luis Jaime Posada Garcia-Peña

Vicerrectora Académica

Dra. María Fernanda Vega De Mendoza

Vicerrectora de Investigaciones y Extensión

Dra. Susan Margarita Benavides Trujillo

Vicerrector Administrativo y Financiero

Dr. Ramiro Augusto Forero Corzo

Secretario General

Dr. José Luis Macias Rodríguez

Decana Facultad de Ingenierías

Dra. Naliny Guerra Prieto

Director de programa

Dra. Nubia Liliana Becerra Ospina

Las directivas de la Universidad de América, los jurados calificadores y el cuerpo docente no son responsables por los criterios e ideas expuestas en el presente documento. Estos corresponden únicamente a los autores

AGRADECIMIENTOS

El autor del presente trabajo expresa sus agradecimientos a:

La compañía Ecopetrol S.A. Por permitirme el uso de la información de la compañía para fines académicos

Agradezco también al ingeniero **HAROLD DUVVAN CIFUENTES MUNERA**, codirector de este proyecto, por su liderazgo y orientación en la realización de este trabajo de grado. Su disposición para proporcionarnos toda la información y herramientas necesarias, así como sus valiosos consejos y su disponibilidad para asistirme en cualquier momento, han sido invaluable.

Expreso mi más sincero agradecimiento a la ingeniera, profesora y directora del proyecto, **ADRIANGELA CHIQUINQUIRÁ ROMERO SÁNCHEZ**. Su apoyo constante, sus directrices claras, sus enseñanzas inspiradoras y su motivación han sido fundamentales para la finalización exitosa de nuestra maestría.

Finalmente, a la Fundación Universidad de América por la formación de alta calidad que proporciona, lo que ha hecho posible este logro significativo.

TABLA DE CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCION	18
1. OBJETIVOS	20
1.1. Objetivo general	20
1.2. Objetivos específicos	20
2. MARCO TEORICO	21
2.1. Fluido composicional	21
2.1.1. Descripción	21
2.1.2. Ecuación de estado (EOS)	29
2.2. Daño de formación	31
2.2.1. Daño por Efectos de Permeabilidades Relativas.	33
2.3. Velocidad critica	38
2.3.1. Carga líquida	40
2.4. HUFF AND PUFF	41
2.4.1. Fases	41
3. MARCO GEOLOGICO	43
3.1. Historia	43
3.2. Localización	44
3.3. Marco geológico	46
3.3.1. Cretáceo	48
3.3.2. Terciario Inferior (Paleoceno - Eoceno)	50
3.3.3. Geología Estructural	51
3.3.4. Geología del Petróleo	54
3.3.5. Contactos Hidrocarburo-Agua	56
4. METODOLOGÍA Y DATOS	58
4.1. Fase I evaluación del yacimiento y pozo.	59
4.1.1. Fluido de Recetor.	60
4.1.2. Presión de Yacimiento	62

4.1.3. <i>Historia de Producción</i>	62
4.1.4. <i>Cálculo de la Velocidad crítica.</i>	65
4.1.5. <i>Cálculo del radio de invasión del gas.</i>	71
4.2. Fase II modelamiento de simulación numérica en CMG	79
4.2.1. <i>Construcción</i>	79
4.2.2. <i>Malla</i>	79
4.2.3. <i>Regiones</i>	81
4.2.4. <i>Permeabilidad Relativa</i>	83
4.2.5. <i>Ecuación de Estado.</i>	86
4.2.6. <i>Gas de inyección.</i>	88
4.2.7. <i>Ajuste Histórico</i>	88
4.3. Fase III resultados de la simulación Huff and Puff.	90
5. FASE IV EJECUCION Y ANALISIS	93
5.1. <i>Árbol de decisión</i>	93
5.2. <i>Etapas del proceso y ejecución HUFF AND PUFF</i>	94
5.2.1. <i>Fase de Inyección (Huff)</i>	95
5.2.2. <i>Fase de remojo (Soak)</i>	97
5.2.3. <i>Fase de producción (Puff).</i>	98
6. RESULTADOS	102
6.1. <i>Producción de gas</i>	102
6.2. <i>Producción de aceite</i>	103
6.3. <i>Producción de Agua</i>	104
6.4. <i>Durabilidad</i>	105
6.5. <i>Viabilidad Económica</i>	106
7. CONCLUSIONES	110
8. RECOMENDACIONES	112
REFERENCIAS	113

LISTA DE FIGURAS

	pág.
Figura 1. Diagrama de fases	22
Figura 2. Cambios en la composición.	23
Figura 3. Prueba de liberación flash a composición constante (CCE)	24
Figura 4. Prueba de liberación diferencial	25
Figura 5. Prueba de expansión a volumen constante (CVD)	27
Figura 6. Prueba de separador	28
Figura 7. Envolvente Diagrama de fases	34
Figura 8. Regiones de flujo en yacimientos de gas condensado	35
Figura 9. Diagrama del Parámetro Permeabilidad Relativa para un pozo tipo.	38
Figura 10. Mapa ubicación Tren Piedemonte.	45
Figura 11. Punto de separación del campo Cupiagua con el Campo Recetor y pozos existentes en el campo Recetor	46
Figura 12. Mapa estructural al tope de la formación Mirador	47
Figura 13. Columna estratigráfica generalizada del Piedemonte de la Cordillera Oriental de Colombia.	49
Figura 14. Diagrama de flujo del diseño metodológico	59
Figura 15. Presión de yacimiento y Rocio en profundidad fluidos de Cupiagua.	62
Figura 16. Parámetros de superficie, presión de cabeza WHP y presión de línea FLP.	64
Figura 17. Diferencial de presión por cada ciclo de producción (días), se observan 2 ciclos.	64
Figura 18. Historia de producción del pozo X2	65
Figura 19. Producción actual del pozo X2, Fuente OFM Ecopetrol.	65
Figura 20. Estado mecánico del pozo X2.	66
Figura 21. Configuración del pozo en el modelo de análisis nodal.	67
Figura 22 Curvas de Flujo en modelo de análisis nodal. Modelo Calibrado.	68
Figura 23. Modulo Turner en modelo de análisis nodal.	69
Figura 24. Sensibilización del Daño.	70
Figura 25. Correlación estructural zona.	71

Figura 26. Mapa de zona aledaña al pozo. Propiedad de Ecopetrol S.A.	72
Figura 27. Radio de invasión esperado	78
Figura 28. Imagen del Builder donde se definen las dimensiones de la malla.	80
Figura 29. Regiones de equilibrio para la inicialización. En azul región 1. En rojo Región 2.	82
Figura 30. Entrada de datos de las regiones de inicialización.	83
Figura 31. Permeabilidad Relativa Roca 1.	83
Figura 32. Permeabilidad Relativa Roca 2.	84
Figura 33. Permeabilidad Relativa Roca 3.	84
Figura 34. Asignación de las Tablas de Permeabilidad Relativa al Modelo. En azul tipo de roca 1. En Verde tipo de roca 2 y en Rojo tipo de roca 3	85
Figura 35. Ecuación de Estado.	86
Figura 36. Etapas de separación en superficie.	86
Figura 37. Gradiente Composicional	87
Figura 38. Descripción de los multiplicadores de transmisibilidad en el layer 4 del modelo.	87
Figura 39. Composición inicial de la corriente de inyección	88
Figura 40. Grid modelo de un solo pozo. Pozo X3.	89
Figura 41. Correlación estructural del pozo X3.	89
Figura 42. Ajuste histórico del modelo de simulación.	90
Figura 43. Curvas de Flujo en modelo de análisis nodal con reducción del daño.	91
Figura 44. Diagrama árbol de decisión de la actividad.	94
Figura 45. Parámetros de Superficie del pozo durante la inyección de gas.	95
Figura 46. Prueba de producción en ciclo cerrado	99
Figura 49. Producción de gas según pruebas y estimado de 7 días adicionales.	103

LISTA DE TABLAS

	pág.
Tabla 1. Ejemplo de fluido similar al fluido en evaluación.	30
Tabla 2. Ejemplo de ecuación de estado de fluido de la tabla 1.	31
Tabla 3. Composiciones iniciales fluidos en diferentes zonas de la estructura.	60
Tabla 4. Propiedades petrofísicas de la formación. Fuente Ecopetrol S.A.	73
Tabla 5. Multiplicadores de permeabilidad.	80
Tabla 6. Promedio del vector permeabilidad en todo el grid.	81
Tabla 7. Resultados de las sensibilidades de modelo de simulación.	91
Tabla 10. Variables financieras para el campo Recetor.	107
Tabla 11. Balance y comparativo entre escenarios.	108

LISTA DE ECUACIONES

	pág.
Ecuación 1. Velocidades críticas para levantar condensado y agua	39
Ecuación 2. V_t para levantar un líquido	39
Ecuación 3. Cálculo volumétrico de OGIP.	75
Ecuación 4. Cálculo del área.	75
Ecuación 5. Área en pies ²	75
Ecuación 6. Área de un círculo.	75
Ecuación 7. Radio	76
Ecuación 8. Radio de drenaje.	76
Ecuación 9. Volumen de gas inyectado.	76
Ecuación 10. Radio de invasión.	77
Ecuación 11. Radio de invasión a condiciones de yacimiento.	77
Ecuación 12. Cálculo del Radio de invasión a condiciones de yacimiento ..	77
Ecuación 13. Rock quality index.	85
Ecuación 14 <i>Cálculo del Radio de invasión a condiciones de yacimiento</i>	92
Ecuación 15. <i>Radio de invasión a condiciones de yacimiento</i>	93

LISTA DE ABREVIATURAS

A:	Área
BBL:	Barriles
BFPD:	Barriles de fluido por día.
Bgi:	Factor de volumen de formación de gas, rcf/scf
BIP:	Parámetros de interacción Binaria.
BOPD:	Barriles de petróleo por día.
BPD:	Barriles por día.
BSW:	Corte de agua.
BWPD:	Barriles de agua por día.
CCE:	Prueba de expansión a composición constante.
CO2:	Dióxido de Carbono.
CT:	Tubería enrollada (Coiled Tubing)
CVD:	Prueba de expansión a volumen constante
EOS:	Ecuación de estado.
F:	Farenheith.
ft:	Pies.
FLP:	Presión de línea “Flow Line Pressure”
GR:	“Gamma Ray”
GOR:	Relación Gas – Petróleo.
yg:	Gravedad específica del gas.

γ_o:	Gravedad específica del petróleo.
γ_w:	Gravedad específica del agua.
h:	Espesor neto de arena.
H&P:	“Huff and Puff”.
Huff:	Soplo (se refiere a inyección)
IP:	Índice de productividad
IPR:	Relación del comportamiento de flujo
K:	Permeabilidad.
Kr:	Permeabilidad relativa.
Krg:	Permeabilidad relativa al gas
Krc:	Permeabilidad relativa al condensado.
mD:	Mili Darcy.
MD:	Profundidad medida.
Mpcd:	“Millions estándar cubic feet day”
MPCD:	Millones de pies cúbicos día
N₂:	Nitrógeno
ϕ:	Porosidad.
°API:	Gravedad del Petróleo.
PMP:	Profundidad media de los perforados.
PPB:	Libras por barril
PPM:	Partes por millón

Puff:	Resoplo (referente a producción)
OGIP:	“Original gas in place”
Opex:	“Operating Expenses” o Costos Operativos.
Qg:	Caudal de gas
Qo:	Caudal de aceite
Qw:	Caudal de agua
re:	Radio de drenaje del yacimiento.
RPM:	Revoluciones por minuto
Rs:	Relación gas petróleo.
rw:	Radio del pozo.
S:	Daño de formación (Skin).
Sw:	Saturación de agua inicial (fracción)
TD:	Total Depth
TVD:	Profundidad vertical verdadera.
V_inj:	volumen de gas inyectado (pies cúbicos)
TPC:	Tera pies Cúbicos.
VPN:	Valor presente neto.
VS:	Sarta de velocidad (Velocity String)
Vt:	Velocidad crítica.
WHP:	Presión de cabeza de pozo “Well Head Pressure”
WHT:	Temperatura de cabeza de pozo “Well Head Temperature”

μ_m : Viscosidad de la mezcla.

μ_o : Viscosidad del petróleo.

μ_w : Viscosidad del agua.

ρ : Densidad.

RESUMEN

La pérdida de capacidad de levantamiento en un pozo de gas condensado puede deberse a varios factores. La condensación retrógrada: Cuando la presión en el yacimiento cae por debajo del punto de rocío (dew point), se produce la formación de condensado retrógrado. esto da lugar a la acumulación de una fase líquida alrededor del pozo, lo que reduce la permeabilidad efectiva al gas en la vecindad del pozo. Restricciones capilares e inerciales que pudieran ser por el despojamiento capilar y la resistencia inercial. Finalmente, el bloqueo de condensados cuando la saturación del líquido condensado puede aumentar cerca del pozo debido a la caída de presión. Esto restringe aún más el flujo de gas y puede reducir la productividad del pozo.

En resumen, el comportamiento complejo del sistema fluido de dos fases en los yacimientos de gas condensado puede afectar la productividad del pozo, este documento se centra en la metodología y ejecución de la técnica de inyección de gas Huff and Puff para la recuperación mejorada de petróleo en un campo de gas condensado.

En primer lugar, se realiza una evaluación exhaustiva del yacimiento y del pozo. Esta evaluación incluye un análisis detallado de la composición de los fluidos en diferentes zonas de la estructura del yacimiento, la presión del yacimiento, el historial de producción, el cálculo de la velocidad crítica, el cálculo del radio de invasión y el cálculo volumétrico del gas a inyectar.

A continuación, se construye un modelo de simulación numérica utilizando el software CMG. Este modelo incluye las dimensiones de la malla, las propiedades petrofísicas, las regiones, la permeabilidad relativa, la ecuación de estado, la composición de la inyección de gas, el ajuste histórico y los resultados de la simulación.

Una vez que el modelo está listo, se planifican los escenarios para la ejecución de la técnica Huff and Puff. Esta técnica implica una fase de inyección (Huff), una fase de

remojo (Soak) y una fase de producción (Puff), con el objetivo de maximizar la eficiencia de recuperación de petróleo.

La fase de ejecución implica la instalación de conexiones superficiales, asegurar un volumen de gas suficiente para la inyección y mantener una presión de inyección segura. Durante esta fase, se toman decisiones basadas en un árbol de decisiones y se analizan los resultados de la inyección de gas, incluyendo la producción de gas, petróleo y agua, así como la durabilidad del ciclo de producción después de la inyección de gas.

El documento concluye con un análisis de los resultados obtenidos, mostrando un aumento significativo en la producción de petróleo y una extensión del ciclo de producción del pozo gracias a la implementación de la técnica Huff and Puff. El beneficio volumétrico obtenido es resaltado sobre todo en aceite ya que el gas inyectado no fue recuperado completamente y eso pudo causar sensación de que no fue efectivo al ser comparada la monetización de los fluidos, sin embargo, se resalta la importancia de estos ciclos de Huff and Puff para mantener energizada la zona del yacimiento cercana al pozo y la evacuación de los líquidos que generan el daño por Banco de Condensados.

La conclusión en una primera impresión es que el pozo tiene un beneficio económico mayor dejándolo como esta que haciéndole el Huff and Puff, sin embargo, cabe recordar y aclarar que los ciclos de producción del pozo han venido disminuyendo por la pérdida de energía del yacimiento y la acumulación de líquidos en fondo que con varios ciclos podría llegar a ser desalojada por completo. Este es el primer paso para lograr mantener activos pozos en los yacimientos maduros de Gas del Piedemonte Colombiano una vez cambia la estrategia de desarrollo a BlowDown. “Agotamiento Natural”

Palabras clave: Recuperación Mejorada de Petróleo (EOR), Formación Mirador, Daño de la Formación, Banco de Condensados, Velocidad Crítica, Huff and Puff.

INTRODUCCION

El Factor de Recobro representa la fracción del volumen de hidrocarburos originales en sitio que puede extraerse (o que ha sido extraído) de un yacimiento, aumentar el factor de recobro ha sido uno de los principales retos de los ingenieros de yacimientos a nivel mundial ya sea con recuperación primaria y secundaria o usando nuevas tecnologías acordes con los mecanismos de producción. La recuperación adicional de gas en Colombia y en el mundo se considera de importancia no solo por ser una de las fuentes de energía más utilizada sino también por ser un instrumento clave hacia la transición energética, en el artículo de González [1] se sostiene que:

<<La participación de los combustibles fósiles, como energía primaria, se mantiene hoy alrededor del 81% y en el mejor de los escenarios no se estima menor al 60% lo cual pone de manifiesto que su presencia en la matriz energética se prolongará por algún tiempo>> (p.1).

La matriz energética colombiana tiene una marcada dependencia de los combustibles fósiles, durante muchos años la participación de los fósiles ha sido superior al 70% y aunque el crudo ha perdido participación, esta ha sido asumida y superada por el carbón y el gas. El gas, tiene emisiones de CO₂ que son entre un 40% y 50% menores que las del carbón y un 25% o 30% menores que las del diésel, sus emisiones de material particulado son mínimas y de SO_x son 95% menores que las del carbón, las emisiones de óxidos de nitrógeno son un quinto de las de carbón y un 25% menores que las del diésel.

Los volúmenes de fluidos originales del campo Recetor son de 190 MMSTB y 706 GSCF de petróleo y gas respectivamente, los factores de recobro actuales son de 48% de petróleo y 27% de gas, esto demuestra que hay suficientes recursos más para seguir explotando el campo, es decir no es una problemática como tal del yacimiento sino de la manera como se está desarrollando el campo actualmente, ya sea por disponibilidad de gas para inyectar continuamente o por pérdida de capacidad de flujo, solucionar estas

dificultades lograría que aumentara la recuperación de gas que en sí misma aumentaría la disponibilidad para inyectar. El impacto inicialmente se vería asociado a la disponibilidad de gas para probar el sistema Huff and Puff y la posibilidad de recuperarlo en su totalidad.

Aplicando el método de recobro mejorado Huff and Puff será posible recuperar la mayor cantidad de fluidos líquidos del fondo del pozo energizar el near wellbore con el fin de mitigar el impacto del banco de condensados en la velocidad crítica del gas y aumentar el factor de recobro del yacimiento.

La acumulación de líquidos en fondo ha sido identificada como una de las situaciones que potencialmente más afectan la productividad de los pozos de gas. El pozo en evaluación pertenece a un campo de gas condensado que ha alcanzado un factor de recuperación promedio de 52%. La mitigación de acumulación de líquidos en fondo y bancos de condensado, entre otros mecanismos dañinos que actualmente interactúan a lo largo de todas las zonas de productividad, ha sido una de las prácticas de estimulación más relevantes en la estrategia de desarrollo.

La mitigación de acumulación de líquidos en fondo y los bancos de condensado llevó a la optimización de estimulación común para recuperar la productividad de los pozos de gas condensado. En este campo se han implementado la fracturación hidráulica, la estimulación de la matriz con diésel inhibido y alcohol. La mitigación de los bancos de condensado es por el momento uno de los desafíos de estimulación más importantes que debe trabajar el equipo de desarrollo. La mitigación efectiva de los bancos de condensado es clave para alcanzar e incluso superar las metas de producción a corto y largo plazo marcadas por Ecopetrol

1. OBJETIVOS

1.1. Objetivo general

Implementar el método de recobro mejorado Huff & Puff en un pozo de gas y condensado en la formación mirador del campo Recetor.

1.2. Objetivos específicos

- Describir el comportamiento de los fluidos composicionales producidos y los análisis PVT que llevaron a la creación de una ecuación de estado única.
- Integrar el modelo estático y dinámico para la determinación del gas requerido para el desplazamiento de los fluidos líquidos del near wellbore calculando el radio de invasión durante la operación Huff & Puff.
- Plantear escenarios de interacción de gas seco en función del tiempo de inyección, tiempo de remojo, API, miscibilidad de fluidos, viscosidad y extracción de fluidos líquidos y modelarlos con el simulador numérico del grupo CMG (Computer Modelling Group).
- Evaluar los escenarios simulados para la selección del que mejor se adapte a las necesidades y disponibilidades del campo.
- Implementar la tecnología Huff & Puff en el pozo X2 cotejando el comportamiento de producción actual con la historia de producción.
- Realizar la viabilidad económica de la implementación del método de recobro con Huff & Puff utilizando la plantilla interna de Ecopetrol para estimación preliminar de evaluaciones financieras de proyectos de perforación e intervenciones (WO) en otros pozos.

2. MARCO TEORICO

En el siguiente marco teórico se abordará la descripción detallada de los fluidos del pozo que se va a evaluar en este proyecto, un fluido composicional que llevó a la creación de una ecuación de estado única. Describiendo el fluido tendrá mayor sentido el tipo de daño de formación y cómo influye en el levantamiento de los pozos en los campos maduros de gas.

2.1. Fluido composicional

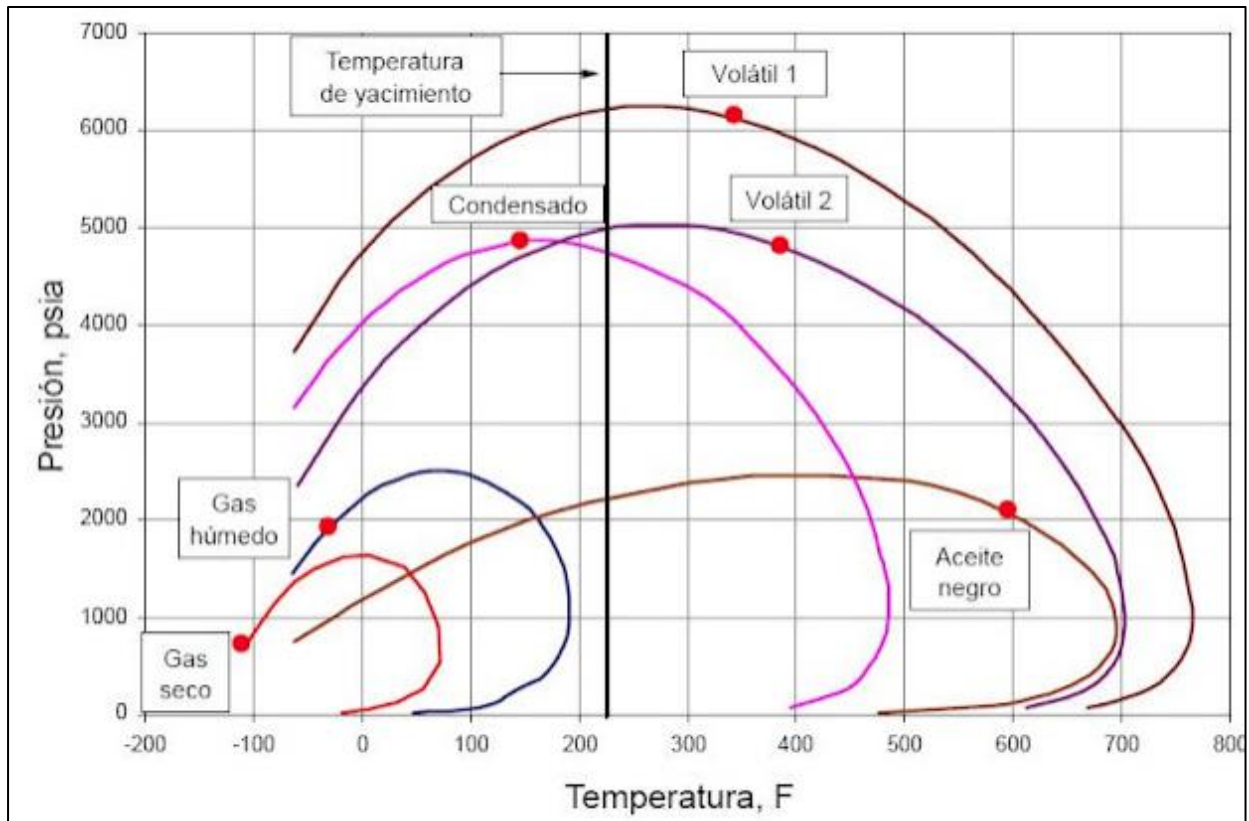
2.1.1. Descripción

Un *fluido composicional* es un sistema de fluidos que tiene múltiples componentes. Estos componentes son diferentes hidrocarburos (metano, etano, propano, etc.) y otros gases como el dióxido de carbono (CO₂) y el nitrógeno N₂. El diagrama de fases es menor que el de los aceites negros y el punto crítico está bien por debajo y a la izquierda de la envolvente. Esto es el resultado de gases retrógrados conteniendo muy pocos hidrocarburos pesados que los crudos.

La ($T_{cr} < T_R$) y el punto cricondentérmico es mayor que T_R . A medida que la presión cae, el líquido, normalmente claro, se condensa y se forma líquido en el yacimiento, el cual normalmente no fluye y no puede producirse. El componente C₇₊ es menor o igual a 12.5%. $70000 < GOR < 100000$ pcs/STB y se incrementa a medida que la producción toma lugar. $API > 60$ y se incrementa a medida que la presión cae por debajo de la presión de rocío.

Figura 1.

Diagrama de fases



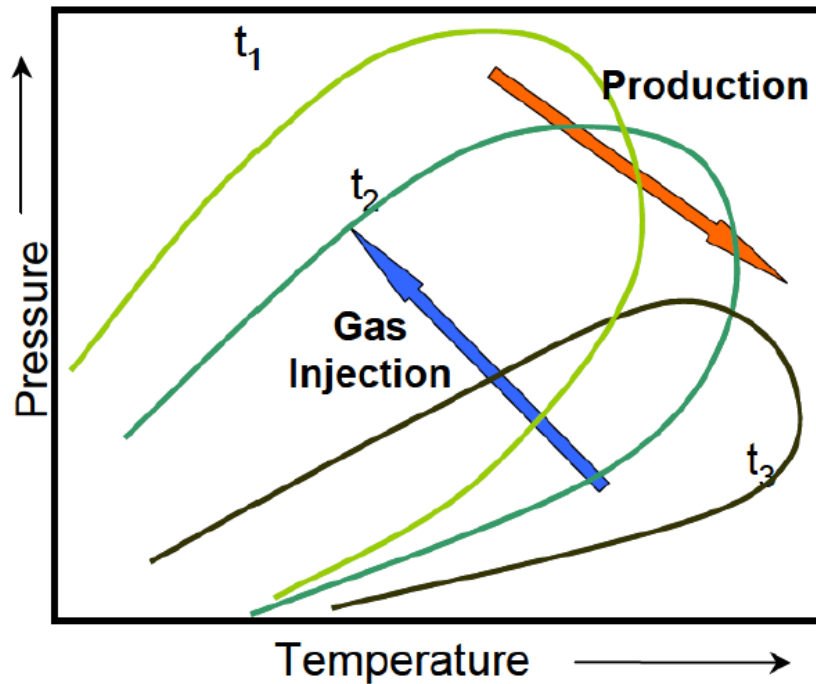
Nota. Diagrama de fases de cada uno de los fluidos encontrados en el subsuelo. Tomado de M. Villalva, "Yacimientos," 2014.

Adicionalmente, ocurren grandes cambios del fluido en la composición con la producción y la inyección.

Figura 2.

Cambios en la composición.

Composition Changes Due to Production and Gas Injection



Nota. Cambios en la composición de los fluidos dentro del diagrama de fases. Tomado de O. Gibbs, "Three & Multicomponent Mixtures," 2020.[3].

Para llegar a la ecuación de estado (EOS) se tienen en cuenta diferentes propiedades y se realizan varias pruebas en laboratorio.

La prueba de liberación flash a composición constante (CCE, por sus siglas en inglés) es una prueba de laboratorio que se realiza como parte de un análisis rutinario de PVT (Presión-Volumen-Temperatura). Esta prueba mide el cambio en el volumen de un fluido de yacimiento en función de la presión.

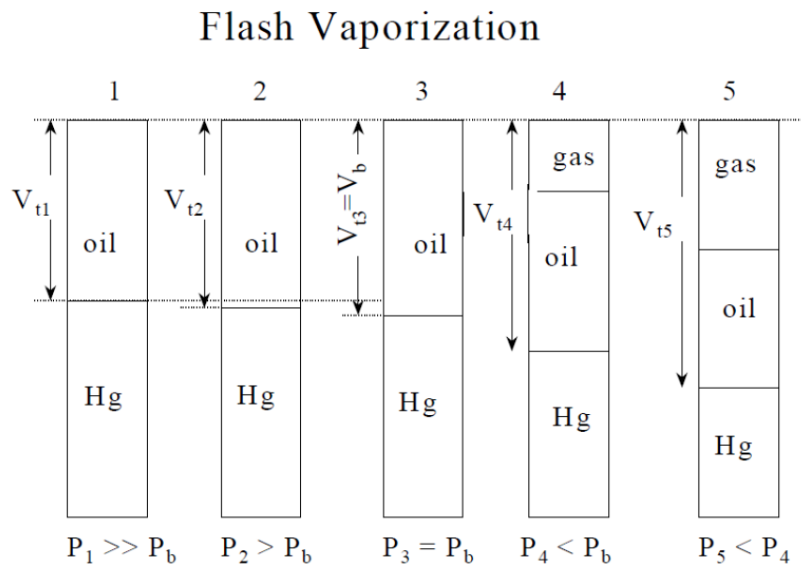
En el contexto de los yacimientos de gas y condensado, durante la producción desde el yacimiento hasta los separadores ocurre una separación gas-líquido que se simula en el laboratorio para determinar el comportamiento PVT del yacimiento. Los tipos de separación simulados en laboratorio son dos: diferencial e instantánea o *flash*.

En la prueba de liberación *flash* a composición constante, básicamente la composición total del sistema se mantiene constante durante el proceso. A diferencia de la liberación diferencial, donde el gas liberado se separa total o parcialmente del contacto con el condensado retrogrado.

- Presión de saturación (P_b o P_d)
- Compresibilidades arriba de presión de saturación
- Factor de compresibilidad de fase de gas
- Volumen de Hidrocarburos vs. Presión

Figura 3.

Prueba de liberación flash a composición constante (CCE)



Nota. Muestra de prueba de liberación flash. Planificación y Recomendaciones para Máximo Beneficio de Toma, Análisis y Usos de Muestras de Fluidos Para Estudios PVT 2023. Tomado de Essenfeld y García [4].

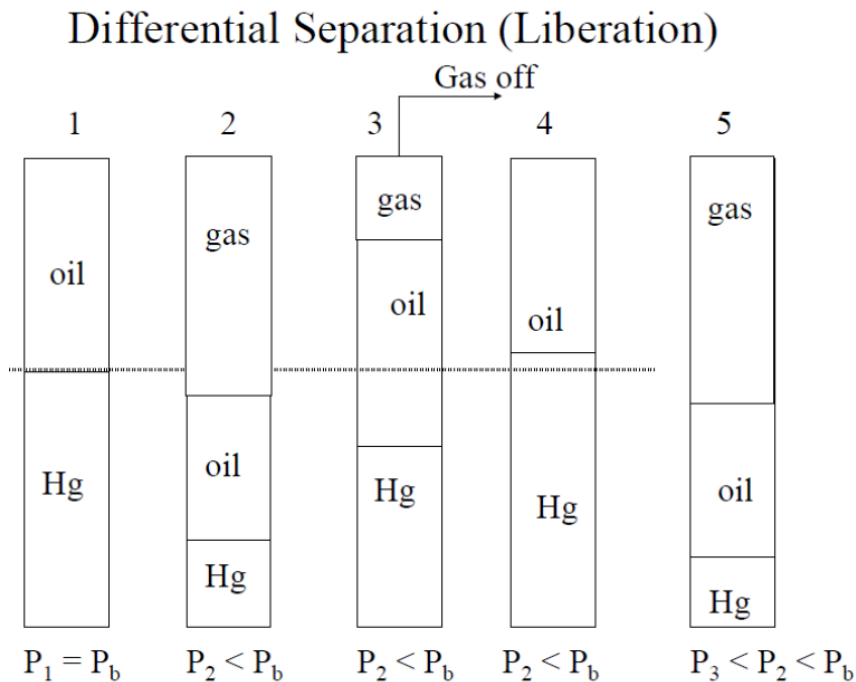
La prueba de liberación diferencial es un análisis de laboratorio que se realiza en los fluidos de yacimientos petrolíferos para determinar sus propiedades y cómo varían con la presión. En esta prueba, se reduce la presión de manera diferencial y se miden los volúmenes y propiedades a cada nivel.

Durante el proceso de liberación diferencial, el gas se separa de la muestra líquida en un ciclo continuo. Debido a que la presión se reduce gradualmente, el gas no alcanza el equilibrio con el líquido.

El propósito de esta prueba es entender cómo cambian las propiedades del fluido del yacimiento a medida que la presión disminuye. Esta información es crucial para la modelización del yacimiento, la optimización de la recuperación de hidrocarburos, el diseño de instalaciones de superficie y la evaluación económica.

- Factor volumétrico de aceite
- GOR (Rs)
- Viscosidad aceite
- Emula proceso de producción por agotamiento

Figura 4.
Prueba de liberación diferencial



Nota. Muestra de prueba de liberación diferencial. Planificación y Recomendaciones para Máximo Beneficio de Toma, Análisis y Usos de Muestras de Fluidos Para Estudios PVT 2023. Tomado de Essinfeld y García [4].

La prueba de expansión a volumen constante (CVD, por sus siglas en inglés) es un análisis de laboratorio que se realiza como parte de un análisis rutinario de PVT (Presión-Volumen-Temperatura) en los fluidos de yacimientos petrolíferos.

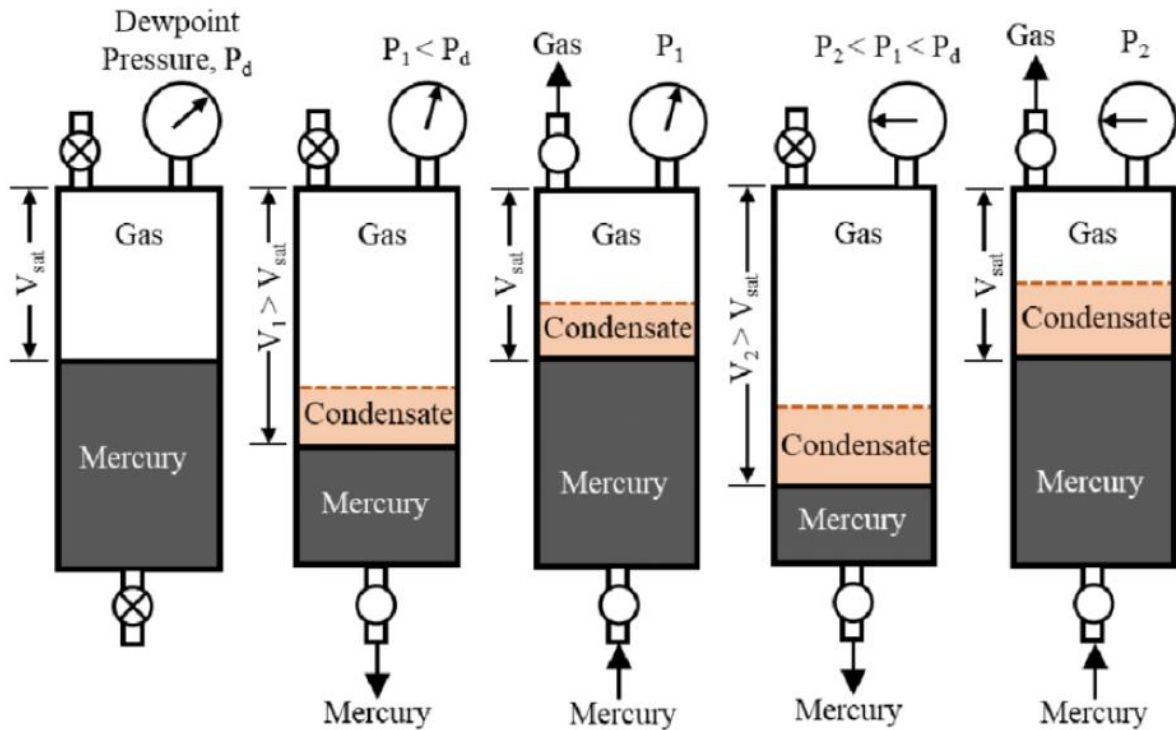
En una prueba CVD, se mide el cambio de volumen de un fluido del yacimiento en función de la presión. Durante la prueba, se reduce la presión del sistema mientras se mantiene constante el volumen total del sistema. A medida que la presión disminuye, el gas se libera del fluido y se desplaza isobáricamente, es decir, a presión constante. Este gas liberado se cuantifica y analiza.

El propósito de esta prueba es entender cómo cambian las propiedades del fluido del yacimiento a medida que la presión disminuye, manteniendo constante el volumen.

- Factor Z del gas (cálculo de factor volumétrico del gas)
- Factor Z de dos fases
- Cambios de composición de fase de gas con presión
- Volumen de condensado que se forma con reducción de presión (liquid drop out)
- Emula proceso de producción por agotamiento

Figura 5.

Prueba de expansión a volumen constante (CVD)



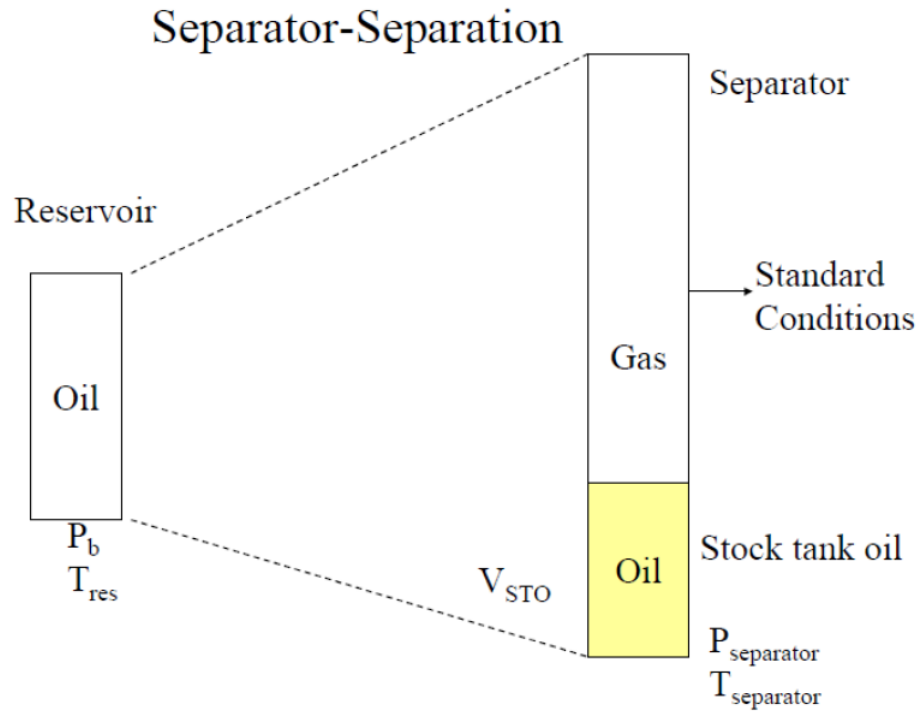
Nota. Muestra de prueba de expansión a volumen constante. Planificación y Recomendaciones para Máximo Beneficio de Toma, Análisis y Usos de Muestras de Fluidos Para Estudios PVT 2023. Tomado de Essinfeld y García [4].

La prueba de separador es un procedimiento de laboratorio que se utiliza para emular el proceso de separación de fluidos en superficie que ocurre en las instalaciones de producción de petróleo y gas.

En esta prueba, los fluidos de producción (petróleo, gas y agua) se introducen en un separador de prueba, que es un recipiente diseñado para separar los fluidos en sus componentes individuales. El fluido de producción entra al separador y choca con un desviador de entrada, resultando en una separación inicial de líquido y gas. El gas sale del separador a través de la parte superior del recipiente después de pasar por un eliminador de humedad para remover cualquier partícula de líquido remanente.

Figura 6.

Prueba de separador



Nota. Muestra de prueba de separador. Planificación y Recomendaciones para Máximo Beneficio de Toma, Análisis y Usos de Muestras de Fluidos Para Estudios PVT 2023. Tomado de Essinfeld y García [4].

Finalmente, es posible comprobar que efectos gravitacionales y térmicos pueden lograr que la composición del fluido del yacimiento varíe con la profundidad. En casos extremos, se tendrá un fluido que pasa gradualmente desde gas condensado pobre hasta un aceite negro, pasando por fluidos muy ricos en el intermedio. El fenómeno es más común con fluidos claros (aceite volátil, gas condensado). En contados casos un efecto puede equilibrar el otro (no hay variación mayor). Las presiones de saturación también varían entonces con la profundidad. Existen gradientes de variación de composición saturados y subsaturados.

2.1.2. Ecuación de estado (EOS)

El artículo “*Advanced Fluid Characterization Of Pauto Complex, Colombia*” de Martinsen et al. [5], presenta un estudio detallado de caracterización de fluidos para un grupo de yacimientos de gas condensado y petróleo volátil compartimentados que componen el Complejo Pauto. Las proporciones de fluido petróleo-gas varían de 30 a 350 bbl / Mpc, produciendo desde profundidades de 12,000 a 16,000 pies, con OGIP estimado > 1 Tpc y recursos significativos de petróleo / condensado. Años de experiencia en esta cuenca demostrado consistentemente que la calidad de las muestras de fluidos, el diseño de la prueba PVT, el control de calidad de los datos de laboratorio, el ajuste de EOS y la inicialización de fluidos son esenciales para comprender los sistemas de hidrocarburos, la compartimentación del yacimiento y los mecanismos de recuperación. Mostraron cómo la integración de la caracterización de fluidos ayuda en la evaluación del agotamiento versus las estrategias de inyección de gas, las decisiones de desarrollo y la gestión continua del yacimiento.

La metodología utilizada en este artículo tiene una aplicación general para la adquisición de datos PVT y el desarrollo de caracterizaciones de fluidos que exhiben un comportamiento de fase complejo. También proporcionaron métodos estandarizados para controlar la consistencia termodinámica de un modelo EOS, particularmente cuando los parámetros de interacción binaria (BIP) se utilizan ampliamente. Se desarrolló con éxito un único modelo EOS para describir la fase y el comportamiento volumétrico de una amplia gama de fluidos que experimentan agotamiento y vaporización. Esto se logró modificando las propiedades de los componentes pesados, pero lo que es más importante, modificando ampliamente los BIP; estas modificaciones del BIP fueron posibles sólo porque se disponía de considerables datos de composición de equilibrio.

Esta ecuación hace la diferencia con respecto al modelamiento de procesos que requieran la evaluación de grandes cambios en la composición del fluido del yacimiento, por tanto, es necesario el flujo de trabajo a continuación:

- Disponer de cromatografía del fluido yacimiento (ojalá por lo menos hasta C30 y gases contaminantes).
- Agrupamiento de componentes para crear pseudo-componentes y reducir el número de éstos. No se recomiendan más de 13 pseudo-componentes como regla general.
- Cálculo de las propiedades básicas de los pseudo-componentes (Mw, Pc, Tc, factor acéntrico, Vshift, Parachor, etc).
- Cálculo de las propiedades básicas del pseudo-componente fracción pesada (C7+, C30+, etc).
- Ajuste de la Ecuación de Estado para que represente las pruebas de laboratorio disponibles. Para el ajuste se suele variar:
 - Propiedades de la Fracción Pesada.
 - Coeficientes Binarios de Interacción.
 - Valores de Volume Shift.
 - Coeficientes Omega.

Tabla 1.

Ejemplo de fluido similar al fluido en evaluación.

Component	Mw lb/mol	pc psia'	Tc °F	Vc dL/mol	Zc	Ac Factor	Vshift
CO2'	44.01	1071.6	547.93	1.5	0.273	0.225	-0.08652
'N2'	28.01	493	227.6	1.64	0.332	0.04	-0.1752
'C1'	16.04	667.8	343.37	1.64	0.297	0.013	-0.15839
'C2'	30.07	707.8	550.12	2.65	0.317	0.0986	-0.07015
'C3-4'	51.87	586.25	702.38	3.95	0.308	0.2099	-0.04504
'C5-6'	79.72	477.96	868.64	5.28	0.271	0.2395	0.02028
'C7-10'	126.68	395.35	1090.47	7.94	0.268	0.329	0.05256
'C11-14'	195.39	303.53	1099.9	10.51	0.27	0.437	0.07781
'C15-20'	214.01	221.27	1261.44	16.2	0.265	0.5516	0.08485
'C21-29'	347.05	177.92	1506.62	23.17	0.255	0.788	0.10042
'C30+'	510.21	155.26	1683.75	27.12	0.233	1.1496	0.13411

Nota. Componentes de fluido similar al fluido de Recetor. Centro de Innovación y Tecnología. Curso PVT, Ecopetrol S.A.[6]

Tabla 2.

Ejemplo de ecuación de estado de fluido de la tabla 1.

	'CO2'	'N2'	'C1'	'C2'	'C3-4'	'C5-6'	'C7-10'	'C11-14'	'C15-20'	'C21-29'	'C30+'
'CO2'	0.00000										
'N2'	0.00000	0.00000									
'C1'	0.09938	0.03600	0.00000								
'C2'	0.13000	0.05000	0.00081	0.00000							
'C3-4'	0.13090	0.08750	0.00336	0.00089	0.00000						
'C5-6'	0.12076	0.10000	0.00748	0.00342	0.00000	0.00000					
'C7-10'	0.11887	0.10000	0.09142	0.01240	0.00504	0.00080	0.00000				
'C11-14'	0.11859	0.10000	0.09304	0.01822	0.00905	0.00216	0.00036	0.00000			
'C15-20'	0.11859	0.10000	0.10283	0.03291	0.01827	0.00625	0.00267	0.00003	0.00000		
'C21-29'	0.11847	0.10000	0.10549	0.04897	0.02799	0.01083	0.00607	0.00011	0.00000	0.00000	
'C30+'	0.11849	0.10000	0.10954	0.05488	0.03601	0.01343	0.00809	0.00020	0.00001	0.00000	0.00000

Nota. Ejemplo de una ecuación de estado de un fluido composicional. Tomado de Centro de Innovación y Tecnología Curso PVT, Ecopetrol S.A.[6]

2.2. Daño de formación

El estudio de daño de formación en los campos del Piedemonte se viene generando por más de 20 años, en el artículo de la compañía BP “SDLA: Fighting skin Damage in Colombia Fields – A War Story, C.A” Franco et al. [7], explican como a lo largo de los

años el daño de formación en esta zona ha venido cambiando, la historia del daño a los pozos en los campos operados por BP Colombia ha mostrado un rendimiento (yield) interesante en todos los pozos productores e inyectores. La disminución anormal de la productividad detectada desde el inicio en 1991 fue una clara evidencia de la magnitud del daño, de hecho, los campos no tienen historia producción plana. La alta producción inicial de petróleo y gas, sumada a fuertes estructuras geológicas en las que se han estado produciendo una variedad de fluidos (volátiles críticos y condensado de gas), han contribuido al desarrollo de un escenario de daño muy complejo; los principales factores de daño identificados en una etapa temprana de la producción fueron la migración de finos y las incrustaciones minerales (calcita, siderita, barita, celestina y compuestos de hierro).

La investigación sobre la estimulación ácida y la inhibición de la incrustación mineral fue el primer paso para tratar de mitigar la alta tasa de declinación del petróleo. Se detectaron nuevos mecanismos de daño a medida que los campos estaban en producción, bloqueo de agua y condensado, incrustaciones orgánicas (cera y asfaltenos), incrustaciones de sulfuro de hierro y cambios de mojabilidad fueron los principales mecanismos de daño detectados. Se han desarrollado trabajos de ingeniería, estudios de laboratorio y geológicos, análisis de retroceso, investigación de terceros y un extenso programa de prueba de campo para determinar el mejor programa de estimulación que debería aplicarse en cada uno de los pozos productores/inyectores. Aunque se ha obtenido un gran éxito en la eliminación del daño a la formación, ha sido necesario centrar esfuerzos adicionales para encontrar y probar nuevas tecnologías dirigidas a aumentar tanto la recuperación mejorada de petróleo como la vida útil de la estimulación.

Para identificar el daño de formación se utilizó la metodología del diagrama spider cuya metodología se encuentra descrita en el artículo: "*A Multiparameter Methodology for Skin Factor Characterization: Applying Basic Statistics to Formation Damage Theory*", llevado a cabo por Respreto et al. [8]. Esta metodología, que ha sido desarrollada y aplicada con éxito en los campos del Piedemonte en Colombia se basa en ponderar los diferentes mecanismos de daño a la formación que ocurren en los complejos yacimientos de tal

manera que se puedan estimar mapas de caracterización de daño de múltiples parámetros. La presencia de fluidos composicionales, entornos tectónicos activos, yacimientos apilados y problemas de acceso a los pozos son responsables de la complejidad mencionada anteriormente. Con la aplicación de esta metodología, el diseño de las estimulaciones químicas se ha vuelto más eficiente ya que el resultado del método, que es una caracterización del daño de múltiples parámetros, está disponible para todos los pozos; de esta manera, los paquetes de estimulación incluyen componentes para el control de los principales mecanismos de daño en las proporciones estimadas por el modelo.

El modelo se está actualizando continuamente a través de la incorporación de variables relacionadas con el daño medidas y estimadas, como el análisis físico químico de muestras retroalimentadas (después de las estimulaciones), la salida de modelos de estimación de índices de incrustaciones minerales y orgánicas, estudios de laboratorio y registros de intervención de pozos, entre otros; todos ellos tenidos en cuenta para toda la vida de un pozo en particular. Alimentada por el modelo de múltiples parámetros, se ha desarrollado una herramienta de mapeo de caracterización de daño y se ha convertido en una entrada clave en las revisiones periódicas de la productividad del pozo: las opciones de estimulación e intervención de pozos se están clasificando eficientemente en términos de beneficio, lo que también conduce a una mejor planificación de las campañas de trabajo de pozos.

2.2.1. Daño por Efectos de Permeabilidades Relativas.

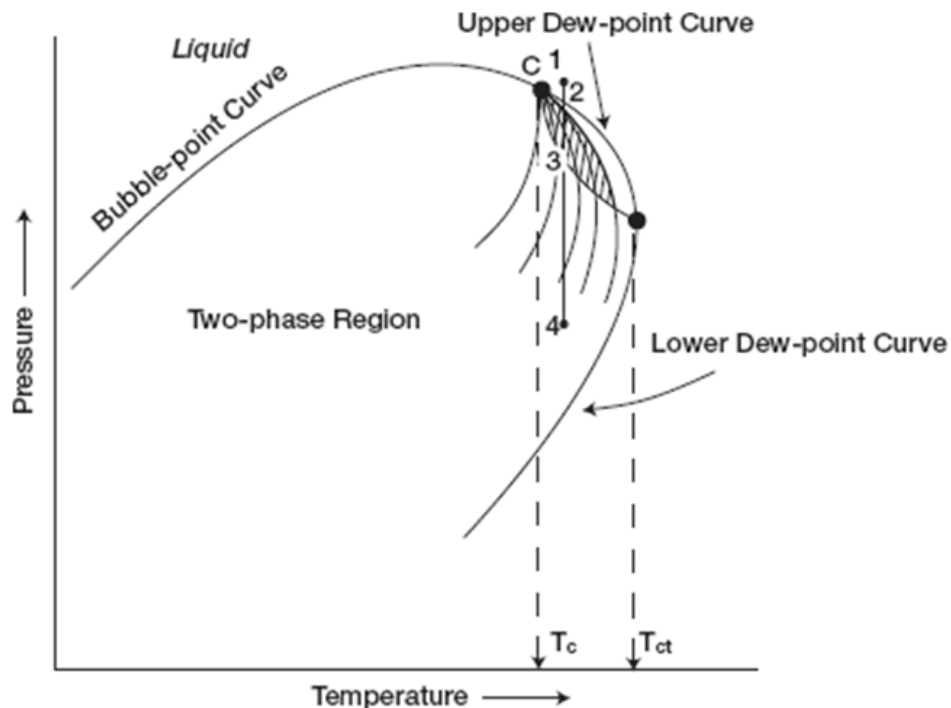
En el artículo mencionado anteriormente, se parametrizan diferentes tipos de daño, para este caso, es conveniente enfocarse únicamente en el daño por Efectos de Permeabilidad Relativa que es el principal causante del “Banco de Condensados”.

Cuando la presión del pozo cae debajo del punto de condensación del líquido, ocurre la caída del líquido debido a la condensación retrógrada. Esto resulta en un incremento de la saturación de líquido, comenzando desde el pozo y moviéndose hacia dentro del yacimiento en función del tiempo. Un gas condensado es un fluido monofásico en

condiciones de yacimiento originales. Durante la producción la temperatura de formación normalmente no cambia, pero la presión se reduce. La siguiente gráfica muestra como el volumen de líquido se expande hasta que nuevamente se contrae:

Figura 7.

Envolvente Diagrama de fases



Nota. Envolvente diagrama de fases donde se identifica el gas condensado en el punto supercrítico. Tomado de A. Yahya, J. Alassal, S. Abdulqader, and S. Sajad, Reservoir engineering handbook. 2017. [9]

El volumen generado depende de la riqueza en componentes pesados del gas. Si el líquido formado retorna al pozo por el cambio de presión en el pozo, llegará un momento que restrinja la producción. No todos los yacimientos de gas condensado están limitados por presión debido a la formación de un bloque de condensado en la región vecina al pozo.

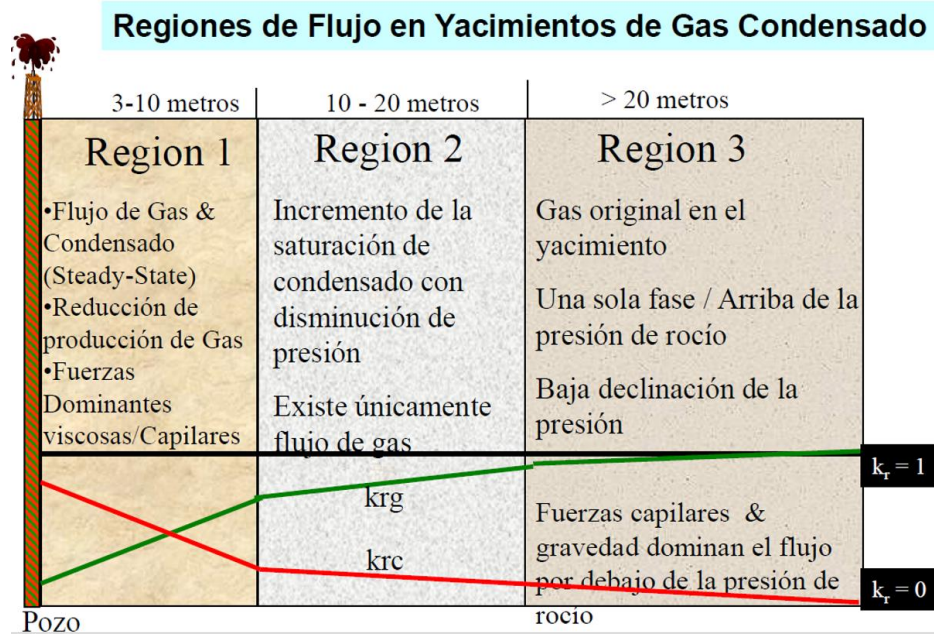
El grado en que la segregación de condensado constituye un problema para la producción, depende de la relación entre la caída de presión experimentada dentro del yacimiento y la caída de presión total que se produce desde las áreas lejanas del

yacimiento hasta un punto de control en la superficie. Por tanto, el banco o bloque de condensado se refiere a tal acumulación de líquidos en el fondo del pozo, estos líquidos no podrán ser re vaporizados ni producidos aún si la presión del yacimiento fuera incrementada por inyección de gas hasta alcanzar una presión por sobre el punto de condensación (dew point), además de restringir el flujo. El banco de condensado es el resultado de factores como:

- Propiedades de las fases de los fluidos
- Características del flujo de la formación
- Presiones existentes en la formación y en el pozo
-

Figura 8.

Regiones de flujo en yacimientos de gas condensado



Nota. Identificación del comportamiento de las regiones de flujo. Tomado de Curso PVT, Ecopetrol S.A.[6]

Región 1 Cerca del Pozo: En un yacimiento de gas condensado, los condensados fluyen cerca del pozo. Esta región es crucial para la producción y debe considerarse en las estrategias de optimización a medida que el yacimiento madura.

Región 2 de Condensado Retrógrado: Cuando la presión disminuye aún más, se forma condensado retrógrado. Esta fase líquida se acumula alrededor del pozo y puede afectar la productividad del gas debido a la interferencia de fases.

Región 3 de Gas Inicial: Al principio, el yacimiento contiene una fase de gas. A medida que se reduce la presión debido a la producción de gas, el camino presión-temperatura del sistema entra en la región de dos fases del diagrama de fases. En esta región, los hidrocarburos líquidos condensan a partir del gas en el yacimiento, lo que da lugar al nombre “yacimiento de gas condensado”.

Este banco de condensado actúa como un *skin móvil*, pues reduce la permeabilidad relativa al gas, y por tanto la tasa de flujo de gas. Tal y como se observa en la Figura 9, donde a medida que se acerca al pozo disminuye la K_{rg} Permeabilidad relativa del gas y aumenta la K_{rc} Permeabilidad relativa del condensado.

El banco de condensados puede considerarse como un daño de formación en ciertos contextos. Este fenómeno ocurre en yacimientos de gas condensado cuando la presión del yacimiento desciende por debajo de la presión de rocío, causando que los líquidos condensados se acumulen en el pozo o en la vecindad de este. Esto puede reducir significativamente la permeabilidad del gas y, por lo tanto, disminuir la productividad del pozo. La acumulación de condensados puede obstruir los poros de la roca y limitar el flujo de gas, lo que se traduce en una pérdida de eficiencia y rendimiento del yacimiento [17].

Para mitigar este problema, se pueden emplear diversas técnicas, como la inyección de gas para mantener la presión del yacimiento por encima de la presión de rocío, o el uso de tratamientos químicos para reducir la formación de condensados.

La planificación del desarrollo de los campos de condensado requiere de predicciones confiables de los procesos físicos que ocurren en el flujo multifásico de los fluidos en el medio poroso.

La permeabilidad relativa de los fluidos condensados es una función de muchos parámetros incluyendo relación de viscosidad, mojabilidad y tensión interfacial. En general, el efecto de una menor tensión interfacial es para lograr incrementar la tasa de flujo y reducir la saturación residual, creando condiciones para una recuperación mejorada de hidrocarburos.

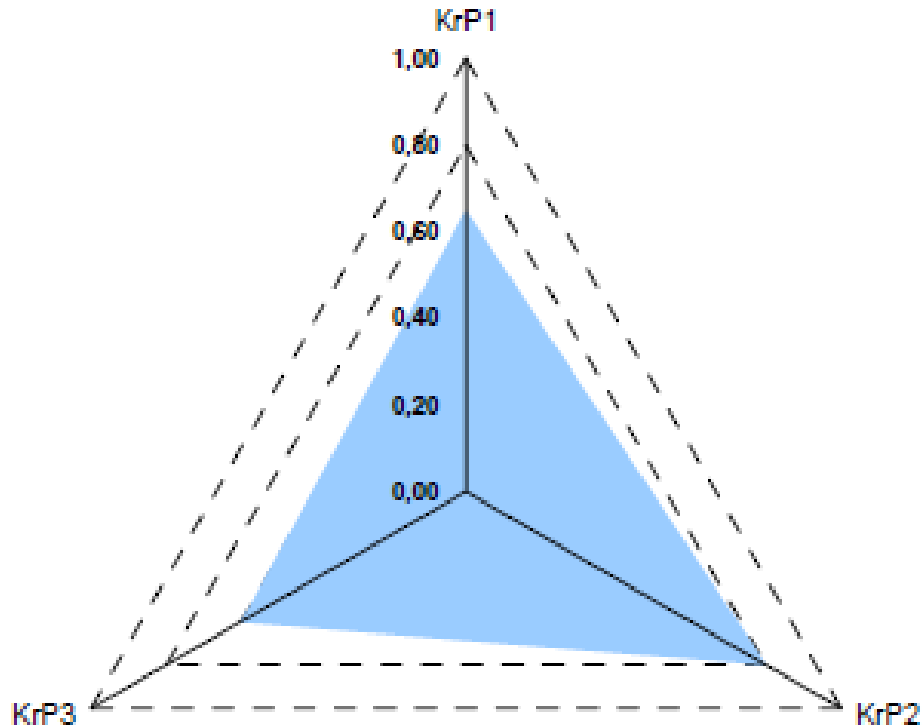
Las variables para tener en cuenta para visibilizar los efectos de permeabilidad relativa son:

- Número de días por debajo de la presión de Saturación (Días) “KrP1”
La suposición detrás de KrP1 es que cuanto más tiempo esté por debajo de la presión de saturación, mayores serán los efectos acumulativos en Kg y Ko debido a la aparición de condensado o liberación de gas, respectivamente.
- Diferencia entre presión de saturación y presión actual (psi) “KrP2”
La suposición detrás de KrP2 es que cuanto mayor sea la diferencia entre la presión del reservorio y la presión de saturación, mayor será la caída del condensado o la fracción de gas que afecta a Kg y Ko.
- Agua Acumulada producida (MMbbls) “KrP3”
KrP3 Factor de Intrusión de Agua = Agua acumulada producida por el pozo / Máxima agua acumulada producida” está relacionado con la reducción de Ko y Kg debido a la saturación incremental de agua
- "El total de KrP puede calcularse como un promedio aritmético o geométrico de los sub-parámetros KrP1, KrP2 y KrP3. Normalizar por un factor petrofísico definido como $(k*\phi)^2$ permitirá ponderar el nivel de influencia del KrP en formaciones más estrechas; normalizar por un factor GOR permitirá disminuir el efecto neto del parámetro de permeabilidad relativa debido a los efectos de velocidad en Krs.

El parámetro asociado a los efectos de permeabilidad relativa para un pozo particular puede representarse como se ilustra en la figura 9.

Figura 10.

Diagrama del Parámetro Permeabilidad Relativa para un pozo tipo.



Nota. Identificación del daño por permeabilidades relativas o Banco de condensados. Tomado de Restrepo et al. [8].

2.3. Velocidad crítica

Es la velocidad mínima de gas necesaria para permitir que una gota de líquido permanezca suspendida en la corriente de gas. Si la velocidad del gas resultara inferior a la crítica, la gota caerá y los líquidos comenzarán a acumularse en las paredes de la tubería y en el wellbore. Turner descubrió que la mejor manera de predecir la carga de líquido era mediante un modelo de gotas que mostraba cuándo las gotas se mueven hacia arriba (flujo de gas por encima de la velocidad crítica) o hacia abajo (flujo de gas por debajo de la velocidad crítica). Turner desarrolló una correlación simple para predecir

la llamada velocidad crítica en pozos de gas casi verticales asumiendo el modelo de gota. En este modelo, el peso de la gota actúa hacia abajo y la fuerza de arrastre del gas actúa hacia arriba. Cuando el arrastre es igual al peso, la velocidad del gas es "crítica". Por debajo de la velocidad crítica, la gota cae y los líquidos se acumulan en el pozo. El cálculo a continuación:

Ecuación 1.

Velocidades críticas para levantar condensado y agua

$$Vg(\text{condensado}) = Vg(\text{cond}) = \frac{4.02(45-0.0031p)^{1/4}}{(0.0031p)^{1/2}} \text{ ft/sec}$$

$$Vg(\text{agua}) = Vg(\text{agua}) = \frac{5.62(67-0.0031p)^{1/4}}{(0.0031p)^{1/2}} \text{ ft/sec}$$

Donde p = psi.

Estas ecuaciones teóricas provienen (en general) de la velocidad crítica

Ecuación 2.

Vt para levantar un líquido

$$\text{Velocidad crítica } Vt = Vt = \frac{1.593\sigma^{1/4}(\rho_1-\rho_2)^{1/4}}{(\rho g)^{1/2}} \text{ ft/sec}$$

Donde

σ = tensión superficial, dynes/cm,

ρ = densidad, lbm/ft³"

Nota. Elaboración propia con base en Sciencia19 [10].

Estas ecuaciones predicen la velocidad crítica mínima requerida para transportar líquidos en un pozo vertical. Se utilizan con mayor frecuencia en la boca del pozo, siendo P la presión de flujo en la boca del pozo. Cuando el pozo produce tanto agua como condensado, Turner recomienda usar la correlación desarrollada para el agua porque el agua es más pesada y requiere una velocidad crítica más alta.

2.3.1. Carga líquida

La carga líquida se refiere al líquido no móvil que se va quedando en el fondo del pozo una vez se va acercando a la velocidad crítica, la eficiencia del levantamiento de líquidos disminuye, lo que resulta en una acumulación de líquidos en el fondo del pozo. Esta acumulación puede crear una barrera que impide el flujo de gas, reduciendo la producción del pozo y, en casos extremos, puede llevar a la muerte del pozo, por tanto, es crucial monitorear la carga líquida para mantener la eficiencia y productividad del pozo.

El artículo “*Lessons Learned After Velocity String Campaign Using Different CT Hanger System with Out Well Head Modifications*” de Marozzini et al. [11], se estudió el aumento en la carga de líquido que se ha convertido en un problema en las condiciones actuales de los pozos, lo que resulta en la necesidad de reducir el tamaño de la tubería de producción para permitir una producción estable de gas para la eliminación continua de líquido. Tras el análisis, la solución adecuada resultó en la ejecución de una sarta de velocidad (VS) como un medio eficaz para la eliminación de líquidos en las condiciones de producción actuales y futuras. El desafío era encontrar un sistema de suspensión que permitiera, sin matar el pozo, colgar un CT VS de 2.0 pulgadas. Además, el colgador debe facilitar la descarga del pozo al hacer circular nitrógeno y restaurar la tasa de producción sin la necesidad de recuperar el VS.

Después de una prueba de campo, la primera fase de la campaña se ha completado con la introducción de un sello estriado de diseño especial y un sistema de suspensión CT VS recuperable (cantidad: 20 trabajos), y la segunda fase de la campaña (cantidad: 60 trabajos) con un bajo costo y sistema confiable fabricado localmente. El documento describe la planificación operativa, los diferentes sistemas de suspensión, los métodos de implementación y las lecciones aprendidas después de más de 80 trabajos. Esta sería la solución a nivel pozo para asegurar un levantamiento efectivo.

2.4. HUFF AND PUFF

El método de recuperación mejorada, conocida también por su abreviatura EOR son métodos para optimizar la recuperación de petróleo que usa técnicas artificiales que modifican las propiedades originales del petróleo. Las técnicas disponibles durante la recuperación mejorada de petróleo pueden iniciarse en cualquier momento durante la vida productiva de un yacimiento de petróleo. Su intención no es solamente restaurar la presión de la formación, sino también mejorar el desplazamiento del petróleo o el flujo de fluidos en el yacimiento. Los tres tipos principales de operaciones de recuperación mejorada de petróleo son la inundación química (inundación alcalina o inundación con polímeros micelares), el desplazamiento miscible (inyección de dióxido de carbono [CO₂] o inyección de hidrocarburos) y la recuperación térmica (inyección de vapor o combustión in situ). La aplicación óptima de cada tipo depende de la temperatura, la presión, la profundidad, la zona productiva neta, la permeabilidad, las saturaciones de petróleo residual y agua, la porosidad y las propiedades del fluido del yacimiento, tales como la gravedad API y la viscosidad.

La técnica llamada Huff And Puff, que clasifica entre el desplazamiento miscible, ya que sin importar el fluido que se vaya a inyectar el método es un proceso cíclico en el que un pozo se inyecta con un fluido miscible para mejorar la recuperación y después de un período de remojo, el pozo se vuelve a poner en producción. Para este caso la finalidad es energizar la zona cercana al pozo o *near wellbore* para lograr desplazar el banco de condensados del pozo que es el principal obstáculo del pozo a fluir en superficie ya que los pozos fluyen por expansión roca fluido donde el gas es el principal fluido de levantamiento.

2.4.1. Fases

El proceso consta de tres etapas principales

- *Inyección (Huff)*: En esta etapa, se inyecta gas metano en el pozo. El objetivo es aumentar la presión en el yacimiento y forzar el gas a entrar en los poros de la roca.

- *Cierre (Soak)*: Una vez que se ha inyectado suficiente gas, el pozo se cierra durante un período de tiempo. Esto permite que el gas inyectado se mezcle con los hidrocarburos en el yacimiento. Durante este período, el gas metano puede desplazar los hidrocarburos más pesados y mejorar la eficiencia de recuperación.
- *Producción (Puff)*: Después del período de cierre, el pozo se abre nuevamente para la producción. Los hidrocarburos desplazados por el gas metano son entonces producidos a la superficie [12], [13].

Este proceso se repite en ciclos hasta que la producción de hidrocarburos ya no es económicamente viable. La eficacia del proceso de “Huff and Puff” depende de varios factores, incluyendo las propiedades de la roca y los fluidos, la presión y temperatura del yacimiento, y las condiciones de operación del pozo

3. MARCO GEOLOGICO

En el presente capítulo se realizará la descripción litológica identificando la composición de las formaciones encontradas durante la perforación, determinando así los cambios importantes como topes, zonas de interés, historia, geología y generalidades.

3.1. Historia

El campo Recetor fue descubierto en el año 2000 por la compañía BP, sin embargo, hoy la participación actual es 100% de Ecopetrol S.A. Tiene un área de producción de 3008 acres en la formación Mirador cuya edad geológica es del Eoceno/Paleoceno con ambiente de depositación Fluvial/Marino y su litología principal son las Cuarzoarenitas.

El mecanismo de producción actual es la expansión de fluidos por flujo natural, el método de recobro por inyección de gas ha logrado mantener la presión del yacimiento y los volúmenes de gas necesarios para conservar la capacidad de levantamiento propia de los pozos, sin embargo, cada vez es menor la disponibilidad de gas de inyección por los compromisos de ventas ya adquiridos con el país, esta situación ha obligado a reducir los volúmenes de gas de inyección que a su vez causan el depletamiento abrupto de la presión de yacimiento, a lo que se le suma el peso la columna de petróleo y condensado que impide producir eficientemente capas más profundas que usualmente tienen bajo GOR (entre 10.000 a 50.000 SCF/STB) y alta producción de agua. Hasta el momento no ha sido posible encontrar un método de recobro mejorado efectivo que permita recuperar tanto el gas y sus condensados como el petróleo del yacimiento.

En el campo Recetor se han tenido que abandonar 3 de los 11 pozos perforados por pérdida de capacidad de flujo, problemas de integridad y solicitud de la ANH por tiempo de inactividad. La mitigación de los bancos de condensado fue reconocida como uno de los desafíos de estimulación más importantes que debe trabajar el equipo de estimulación. La mitigación efectiva de los bancos de condensado es clave para alcanzar e incluso superar las metas de producción a corto y largo plazo marcadas por Ecopetrol.

El pozo X2 es actualmente el próximo pozo que ha mostrado pérdida de capacidad de flujo debido inicialmente al cierre del pozo soporte de inyección Y36, cuya inyección se detuvo por dos razones, falta de volumen de gas para inyectar y disminución de la recuperación del gas inyectado en el pozo productor. Por estos motivos se ha tomado este pozo para realizar diferentes análisis e intentar encontrar un método de recobro apropiado que logre desplazar la columna de fluidos a la superficie así evitar perder los fluidos tanto de alto como de bajo GOR que se encuentran en la formación Mirador.

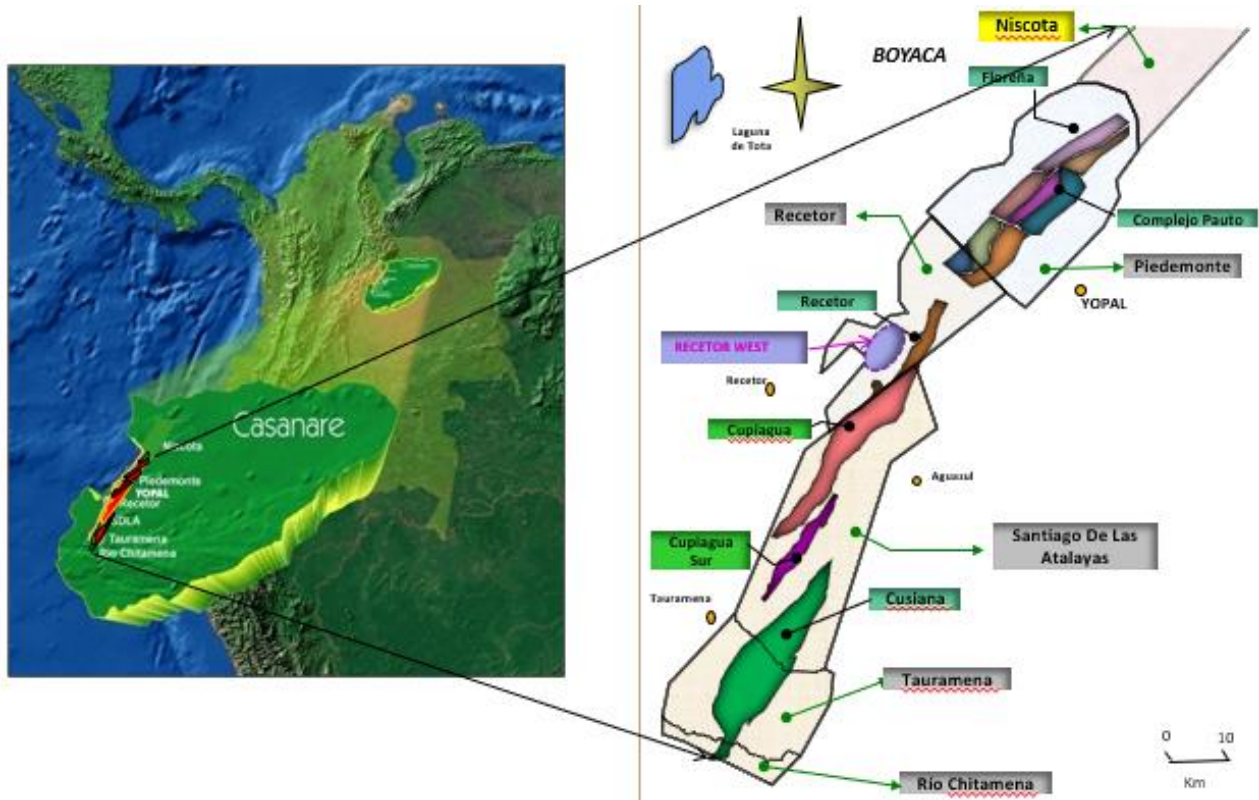
Con el método de recuperación actual no es posible recuperar la mayor cantidad de fluidos líquidos del fondo del pozo y se ha perdido energía en la zona cercana al pozo o *near wellbore* lo que incrementa el impacto del banco de condensados en la velocidad crítica del gas.

3.2. Localización

El campo Recetor hace parte del tren Piedemonte que está ubicado al norte del campo Cupiagua localizado a 175 Km al noreste de Bogotá, en el departamento de Casanare, sobre el piedemonte oriental de la Cordillera Oriental de los Andes Colombianos, como se muestra en la figura 10.

Figura 11.

Mapa ubicación Tren Piedemonte.

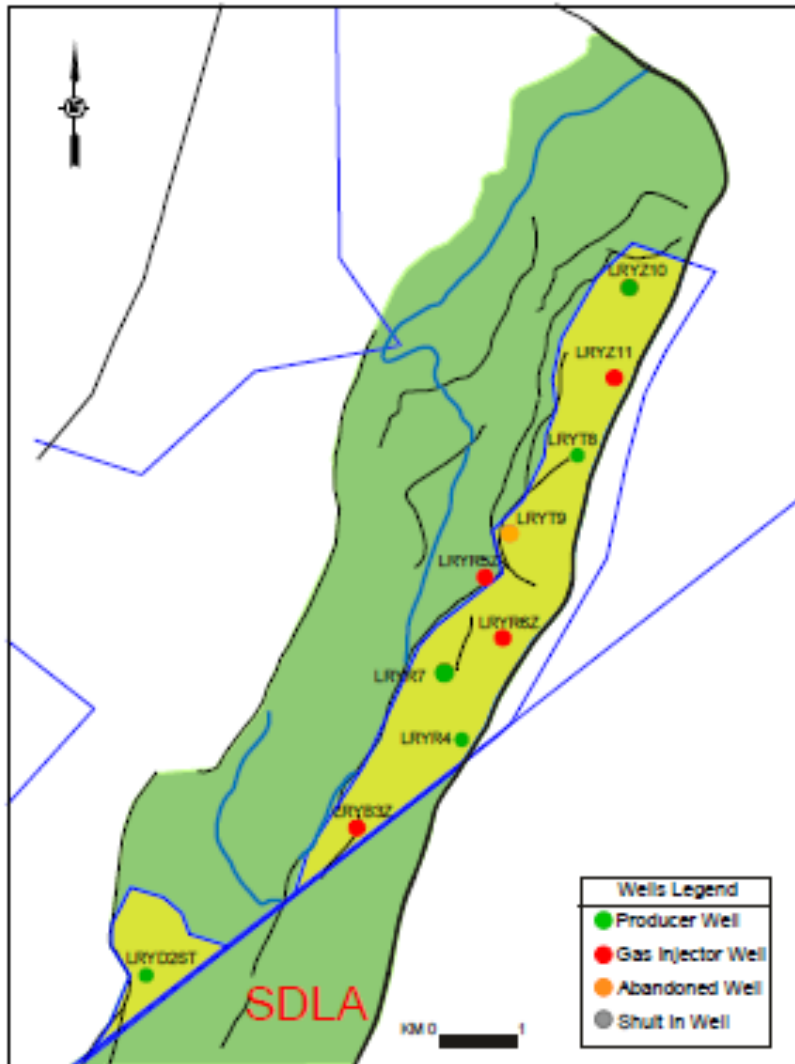


Nota. Mapa de Colombia resaltando la ubicación del Tren Piedemonte. Tomado de Ecopetrol [6].

El yacimiento del campo Recetor es el mismo del campo Cupiagua, sin embargo, estos están divididos por temas contractuales.

Figura 12.

Punto de separación del campo Cupiagua con el Campo Recetor y pozos existentes en el campo Recetor



Nota. Zoom de la zona del contrato de Recetor. Tomado de Ecopetrol [6].

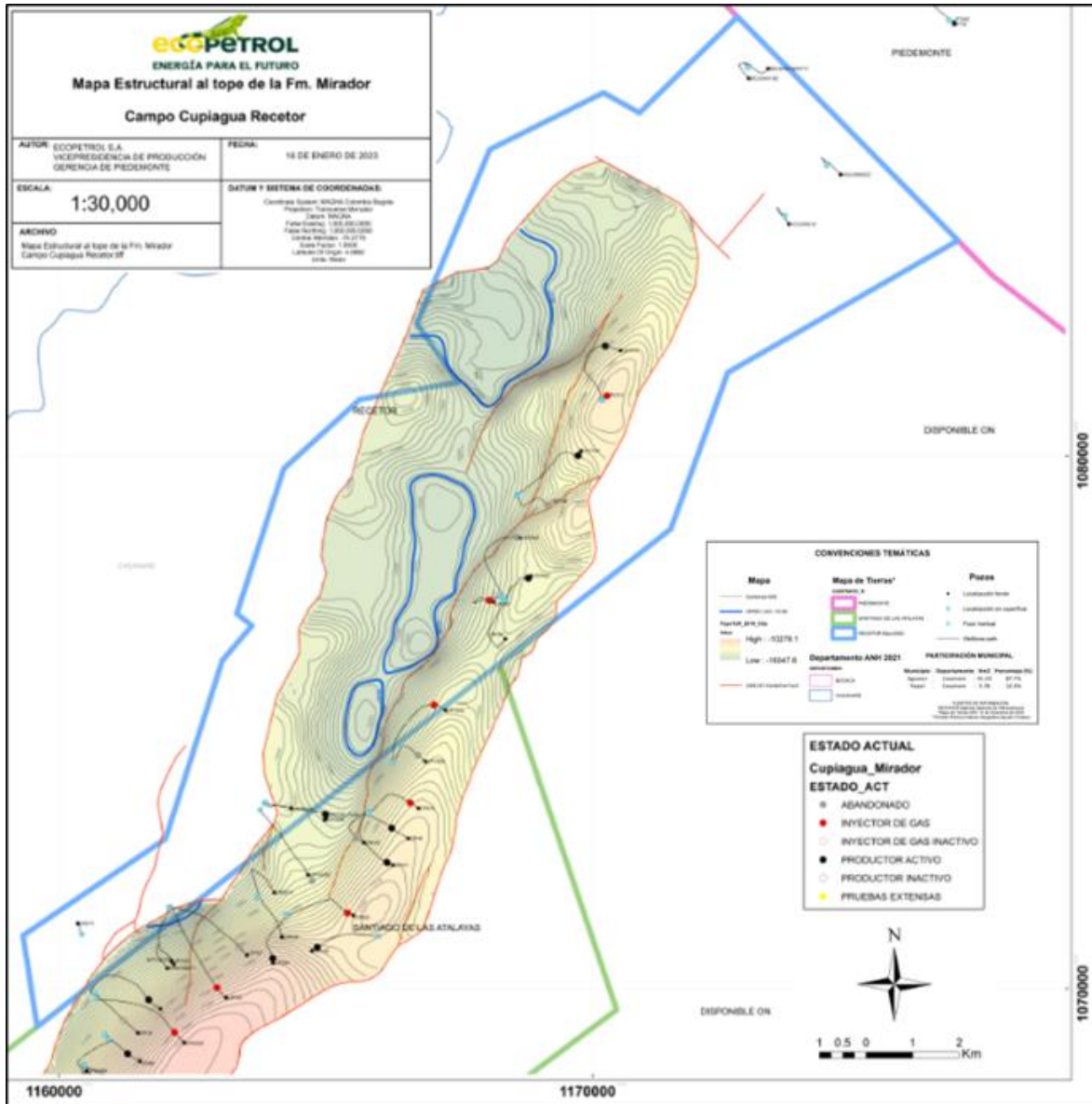
3.3. Marco geológico

Estratigráficamente, el subsuelo está representado por rocas del Paleozoico, Cretáceo y Terciario separadas entre sí por discordancias regionales. Aún no han sido penetradas rocas más antiguas al Cretáceo Superior en el área del Contrato. Sin embargo, pozos localizados en la Cuenca de los Llanos al este del área de Recetor, han penetrado una secuencia de metasedimentos Paleozoicos los cuales son interpretados como el basamento económico en el Piedemonte Llanero. La siguiente figura corresponde a la

columna estratigráfica generalizada, empleada en el Piedemonte de la Cordillera Oriental de Colombia.

Figura 13.

Mapa estructural al tope de la formación Mirador



Nota. Separación contractual del contrato de recetor en el yacimiento de Cupiagua. Informe Técnico anual Convenio De Exploración Y Producción De Hidrocarburos Área Recetor. Ecopetrol S.A [14]

3.3.1. Cretáceo

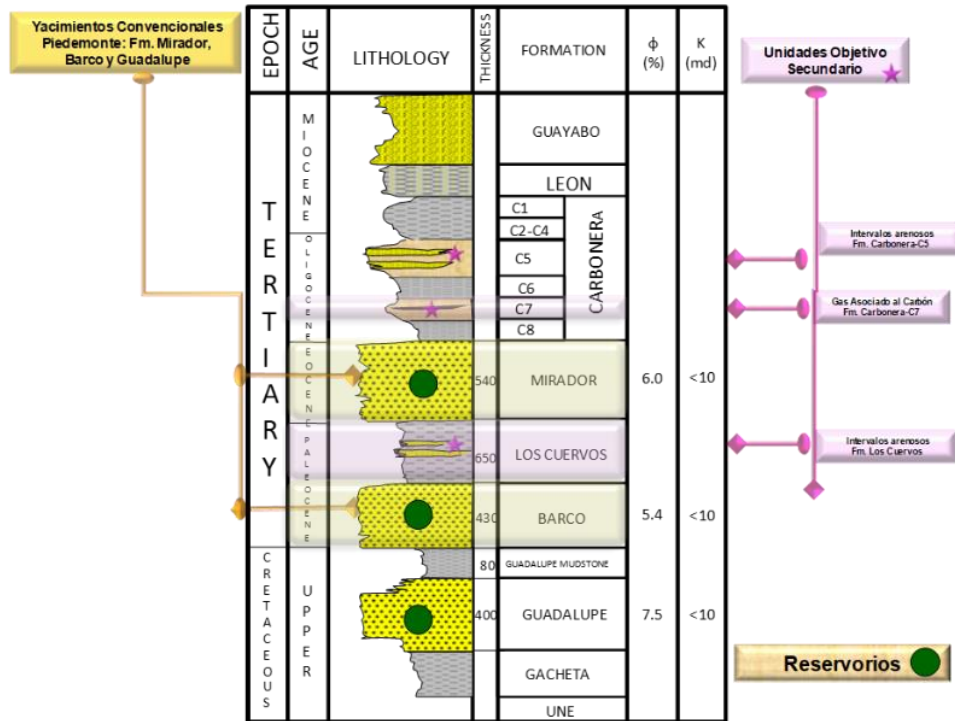
Una unidad de rocas sedimentarias del Ordovícico Medio constituye la base sobre la cual se inicia la trasgresión Cretácica durante el Cenomaniano (~98-91 Ma). La primera secuencia depositada en esta trasgresión corresponde a las areniscas de la Formación Une, las cuales fueron depositadas en ambientes costeros y marinos muy someros. Esta unidad es reconocida en afloramientos del Piedemonte y ha sido perforada por pozos dentro del área de Cusiana.

El ciclo transgresivo continúa durante el Turoniano - Santoniano Temprano (~92 - 85 Ma) con la depositación de arcillas en un ambiente marino de plataforma, a esta unidad en la región del Piedemonte y los Llanos Orientales, se le conoce comúnmente como Formación Gachetá (Miller 1972). En términos generales la Formación Gachetá es equivalente cronoestratigráficamente a segmentos de la Formación Villeta del Valle Superior Magdalena y Cordillera Oriental y posiblemente a la Formación La Luna del Valle Medio del Magdalena y el oeste de Venezuela. Es sabido que al igual que en las Formaciones Villeta y La Luna, los sedimentos de la Formación Gachetá en el Piedemonte constituyen una excelente roca generadora de hidrocarburos.

El ciclo transgresivo que permitió la depositación de la Formación Gachetá, finaliza durante el Santoniano Tardío (~83 Ma) dando paso a un ciclo regresivo que se evidencia con la sedimentación de las areniscas de ambiente de llanura marina con alguna influencia de mareas que constituyen la parte basal del Grupo Guadalupe (Guadalupe Sandstone). Una característica importante en el área de Cusiana - Cupiagua de esta unidad, es la presencia a la base y al techo de las Areniscas del Guadalupe (Guadalupe Sandstone), de dos paquetes de cuarzoarenitas de tamaño de grano fino a medio ricos en fosfatos separados entre sí por una sección de cuarzo arenitas masivas de tamaño de grano medio a grueso y un muy bajo contenido de fosfatos y propiedades petrofísicas diferentes a los intervalos inferior y superior, los cuales presentan mejor calidad de roca.

Figura 14.

Columna estratigráfica generalizada del Piedemonte de la Cordillera Oriental de Colombia.



Nota. Columna litológica de las formaciones del yacimiento Cupiagua. Informe Técnico anual Convenio De Exploración Y Producción De Hidrocarburos Área Recetor. Ecopetrol S.A [14]

Un nuevo episodio transgresivo se encuentra registrado en las lodolitas de plataforma marina que constituyen la Formación Guadalupe Mudstone, este es el registro litológico más reciente del Grupo Guadalupe en los campos de Cusiana y Cupiagua y ha sido datado como del Campaniano Tardío (~65 Ma). En afloramientos del Piedemonte y en algunos pozos cercanos a Cusiana y Cupiagua, se presentan suprayaciendo a la Formación Guadalupe Mudstone (o a su equivalente), unas areniscas depositadas en ambiente costero y que evidencian un nuevo ciclo regresivo.

Atendiendo a lo anterior, resulta oportuno hacer claridad en la nomenclatura del Grupo Guadalupe en Cusiana y Cupiagua. Como ya se había discutido en reportes anteriores al MME, históricamente y como aparece en algunas publicaciones, en los Campos de Cusiana y Cupiagua el Grupo Guadalupe ha sido definido como un sucesión de cuatro formaciones que de base a techo son: *Lower Guadalupe Sandstone, Lower Guadalupe*

Shale, Upper Guadalupe Sandstone y Upper Guadalupe Shale (Cazier 1995), esto ha sido redefinido eliminando los términos *Upper* y *Lower* y determinando la correspondencia de estas unidades con la nomenclatura utilizada para describir los afloramientos del Piedemonte y la Cordillera Oriental.

3.3.2. Terciario Inferior (Paleoceno - Eoceno)

3.3.2.a. Formación Barco. La depositación de sedimentos en el área se reinició en el Paleoceno Tardío (~59 Ma) con las areniscas de la Formación Barco. Esta unidad está compuesta por cuarzo-arenitas de grano fino a grueso con intercalaciones de lodolitas de color gris, tanto hacia el techo como hacia la base. Datos palinológicos y sedimentológicos indican que los intervalos inferior y superior de la Formación Barco fueron depositados en llanuras costeras próximas al mar, en tanto que la parte media registra depósitos en canales fluviales.

3.3.2.b Formación Los Cuervos. La sedimentación continuó durante el Paleoceno Tardío (~59 Ma.) con el depósito de la Formación Los Cuervos, la cual es una unidad predominantemente arcillosa acumulada en fondos transicionales a continentales. El intervalo inferior se compone de arcillolitas grises, capas de carbón y arenitas sublíticas, las cuales se consideran como registro del depósito en fondos de llanuras costeras y canales fluviales próximos al mar. El intervalo superior se compone de lodolitas abigarradas, cuarzo arenitas y arenitas sublíticas, depositadas en fondos de llanuras aluviales y canales fluviales.

3.3.2.c Formación Mirador Durante el Paleoceno Tardío y el Eoceno Temprano (~45 Ma.), la sedimentación continúa depositándose cuarzo areniscas y algunas intercalaciones de lodolitas a la base de la Formación Mirador (Lower Mirador), depósito que se ha interpretado como producto del amalgamiento de canales y llanuras fluviales.

En la parte media de la Formación Mirador se desarrollan dos paquetes de lodolitas que pueden ser diferenciados por su contenido palinológico; a la base una lodolita depositada en ambiente no marino y sobre ella, separadas por una discordancia de aproximadamente ~4.5 Ma otra lodolita de ambiente marino. Estudios bioestratigráficos han comprobado la presencia de esta discordancia intra - Mirador y el ambiente de depósito de estas lodolitas.

Un nuevo depósito de cuarzo arenitas se genera hacia la base del Mirador superior cuyo contenido de palinomorfos determina como edad Eoceno Tardío (~34 Ma) y ambiente de depósito fluvial con influencia de aguas salobres, hacia el techo del Mirador la secuencia se hace progresivamente más rica en arcillas localmente bioturbadas; aun cuando estas no llegan a representar la litología dominante, si se encuentran en estas lodolitas palinomorfos que sugieren ambientes progresivamente más marinos.

3.3.3. Geología Estructural

La geometría actual de las estructuras es el resultado de múltiples etapas de deformación incluyendo cabalgamientos en secuencia con diferentes niveles de despegue los cuales ascienden estratigráficamente a medida que la deformación avanza lateralmente, y eventos fuera de secuencia que deforman las estructuras preexistentes. Adicionalmente, el cinturón plegado está fraccionado por eventos laterales sub-ortogonales al frente del cabalgamiento.

La estructura de Cupiagua hace parte del cinturón plegado y fallado del Piedemonte Llanero y ha sido interpretada como un anticlinal asimétrico asociado a una falla principal de cabalgamiento, la cual ha sido cortada posteriormente por un sistema de fallas de retro - cabalgamiento las cuales conforman el flanco posterior. En el área de Recetor, la estructura se ensancha y desarrolla dos estructuras anticlinales que siguen la dirección NNE-SSO, con su correspondiente sinclinal en el medio. Hacia el Este se presenta el anticlinal principal resultado del levantamiento de la falla Principal de Cupiagua ("Core fault"), en donde se desarrolló la fase 1 y se está adelantando la fase 2 de desarrollo.

La falla principal de Cupiagua levanta el anticlinal oriental, formando el límite oriental de la estructura. Un sistema de retro-cabalgamientos de corto desplazamiento se desarrolla en los flancos de las estructuras anticlinales; los cuales corren paralelos a la estructura principal, en algunos puntos cambian de vergencia, pero manteniendo siempre su carácter inverso, dichos retro-cabalgamientos son resultado de la deformación producida durante el levantamiento de la estructura.

En términos de tectónica general del área, la interpretación que se tiene ha sido compilada a partir de referencias bibliográficas, información sísmica y de pozos e información de geología de campo. Los eventos tectónicos mayores que han tenido influencia en el desarrollo de la cuenca de los Llanos y del área del Piedemonte (y parte de la Cordillera Oriental) deben enmarcarse regionalmente en el desarrollo de la margen occidental de Sur América. En general, se pueden diferenciar ocho eventos principales, así:

- I. Triásico a Cretáceo Temprano (~235 - 130 Ma): Período de "rifting" debido a la separación de Norte y Sur América durante la apertura del Caribe.
- II. Barremiano a Maestrichtiano (~125 - 74 Ma): Prolongado período de episodios intermitentes de extensión sobre una serie de fallas extensionales (tipo Guaicaramo) y subsidencia pasiva regional en una cuenca de retro-arco ("back-arc").
- III. Maestrichtiano a Paleoceno Temprano (~74 - 65 Ma): acreción final de la Cordillera Occidental causando levantamiento y erosión de la Cordillera Central y el inicio de la cuenca de antepaís ("foreland basin") Pre-Andina.
- IV. Eoceno Medio (~49 - 42 Ma): un evento temprano de deformación compresional en el Valle del Magdalena y en la margen Occidental de la Cordillera Oriental, como resultado de un aumento en la velocidad de convergencia de las placas de Nazca y Sur América.

V. Eoceno Tardío a Oligoceno Tardío (~39 - 29 Ma): Prolongado período de subsidencia y fallamiento extensional muy local en respuesta a la flexión de la litosfera en las cuencas de antepaís ("foreland") de las Cordilleras Occidental y Central. El aumento progresivo hacia el oeste en espesor estratigráfico en ciertas áreas del Piedemonte puede ser una consecuencia de una cuenca típica de antepaís.

VI. Oligoceno Tardío a Mioceno Temprano (~29 - 16.5 Ma): Deformación en los valles del Cauca y del Magdalena creando subsidencia en la cuenca de los Llanos.

VII. Período de subsidencia rápida, a medida que la cuenca de antepaís ("foreland") de la Cordillera Oriental migraba, deformación, levantamiento y erosión comienzan a afectar la Cordillera Oriental (~16.5 - 10.5 Ma).

VIII. Última fase de compresión e inversión asociada con la formación de la zona frontal de pliegues y cabalgamientos de la cordillera Oriental (10.5 Ma - Holoceno).

La estructura de Cupiagua en el bloque Recetor es el resultado de la interpretación de los diferentes volúmenes sísmicos existentes, actualizada con la información aportada por los pozos. Estos rasgos generales son:

- Desarrollo de un anticlinal asimétrico al costado Este de la estructura, producto del fallamiento principal, el cual se extiende en dirección Suroeste-Noreste. Esta estructura es la continuación del anticlinal perforado por los pozos desde las locaciones Cupiagua H y YB en el bloque SDLA con el desarrollo de una pequeña depresión a la altura del pozo Liria YX4 y ascendiendo nuevamente en dirección Norte hacia los pozos Liria X6 y X8, ensanchándose y desarrollándose un alto estructural con cierre en las cuatro direcciones.

- Presencia de un sinclinal con cierre en las cuatro direcciones localizado al suroeste del anticlinal principal.
- Existencia de un segundo anticlinal que se extiende en el sector Oeste en dirección Suroeste-Noreste, continuación del rasgo perforado por el pozo X”.
- Desarrollo de fallas menores internas, como es el sistema de retro-cabalgamientos presente en el flanco de la estructura al Oeste del anticlinal principal. Estas fallas son de bajo desplazamiento y poca extensión lateral desarrollándose como un sistema de fallas en relevo.

3.3.4. Geología del Petróleo

3.3.4.a Roca Fuente. Es comúnmente aceptado que la roca fuente para los hidrocarburos existentes en el área del Piedemonte Llanero la constituyen las arcillolitas marinas del Cretáceo Tardío (Gachetá- Villeta), las cuales, junto con su equivalente distal, Formación

La Luna, tienen una gran extensión regional en todo el noroeste de Suramérica y se consideran como la fuente primaria de los más de 80,000 millones de barriles descubiertos hasta la fecha en Suramérica noroccidental.

Regionalmente, las profundidades y gradientes geotérmicos actuales demuestran que en el Piedemonte Llanero las arcillolitas marinas de la Formación Gachetá están maduras para la generación de hidrocarburos. La depositación de hasta 12,000 pies de la Formación Guayabo desde hace ~10.s Ma, causó que esta roca fuente fuese colocada en la ventana de generación de petróleo hace ~3 - 4 Ma.

Los resultados preliminares de la evaluación geoquímica del área sugieren la diferenciación de 4 familias de aceites en Cupiagua/Recetor:

- Familia Cp1: Presente en Mirador y Guadalupe, puede estar presente en Barco, pero no se puede confirmar por la ausencia de muestras. Se halla limitada espacialmente a las posiciones estructuralmente altas.
- Familia Cp2: Presente en las tres formaciones: Mirador, Barco y Guadalupe a todo lo largo del área.
- Familia Cp3: Presente en las 3 formaciones, pero limitada a las posiciones estructurales más profundas. Se diferencia por diferentes relaciones en las relaciones GC., un bajo índice Pr/Ph y la más alta madurez basada en los metilfenantrenos y metildibenzofitenos.
- Familia Cp4: Aún no muy clara. Posiblemente corresponda a muestras contaminadas y no una familia real.

3.3.4.b Roca Almacenadora. Las principales unidades almacenadoras o reservorios en el Piedemonte llanero son: Las areniscas de la Formación Guadalupe, las areniscas de la Formación Barco y principalmente, las areniscas de la Formación Mirador. Las sublitoarenitas de la Formación Los Cuervos comprenden unidades almacenadoras de interés secundario. Los tres reservorios principales tienen amplia distribución regional y en general, muestran un aumento de espesor hacia el noroeste.

En el área del Convenio Recetor las rocas almacenadoras pertenecen a las formaciones Mirador y Barco, siendo Mirador la principal. La formación Mirador está compuesta de 550 a 620 ft de cuarzo-areniscas de grano fino, altamente cementadas por sílice. Estas rocas usualmente presentan baja porosidad (5%) y valores de permeabilidad variables entre 0.01 hasta 100 md.

El yacimiento Barco está compuesto por 600 ft de areniscas fluviales de granos finos y altamente cementados hacia el tope y por areniscas finas-granulares con influencia

mareal hacia la base, intercalada con pequeños intervalos de lodolitas en ambas secciones. Petrofísicamente ofrece propiedades más pobres que la Formación Mirador.

3.3.4.c Roca Sello Directamente encima del yacimiento, yace la lodolita del Miembro C8 de la Formación Carbonera, que constituye la roca sello. Datos de pozo y de afloramiento muestran que el C8 está regionalmente presente en el Piedemonte llanero.

Localmente niveles arcillosos intraformacionales y sectores altamente cementados con cuarzo producto de diagénesis o cataclasis en las areniscas pueden constituir barreras locales al flujo.

3.3.4.d. Trampa. Las trampas de fallas y pliegues compresivos desarrolladas en el Piedemonte Llanero, como parte del tren frontal de pliegues y cabalgamientos ("fold and thrust belt") de la Cordillera Oriental, constituyen los focos de migración y entrapamiento para los hidrocarburos generados al oeste, en sinclinales regionales profundos.

Unas trampas que pueden ser consideradas típicas en la región, son las de los Campos Cusiana y Cupiagua, en ambos casos se trata de una estructura frontal, desarrollando un anticlinal asimétrico, con un flanco frontal estrecho y de alto buzamiento, llegando a ser incluso invertido en algunos sectores contra la falla más frontal y un flanco amplio y de bajo buzamiento hacia el oeste de la estructura, en el que se han desarrollado retrocabalgamientos que en algunos casos tienen el suficiente salto para completar el cierre de la estructura hacia occidente.

3.3.5. Contactos Hidrocarburo-Agua

Los pozos perforados hasta la fecha dentro del Convenio Recetor no han reportado la existencia de contactos hidrocarburo - agua en las Formaciones Mirador y Barco,

permitiendo suponer que el bloque principal de la estructura anticlinal de Cupiagua en Recetor se encuentra totalmente saturado de hidrocarburos.

Teniendo en cuenta que el fluido del Campo Cupiagua Recetor a nivel de las Formaciones productoras corresponde a un gas condensado, para este campo aplica la presencia de un contacto Gas-Agua (GWC) o nivel más bajo conocido de gas LKG. De acuerdo con el análisis de registros eléctricos se estima una profundidad LKG para la formación Mirador a 15150' TVDSS la cual ha sido estimada a partir de la información de producción del pozo X5, ubicado dentro del Campo Cupiagua en el contrato Recetor.

4. METODOLOGÍA Y DATOS

La metodología propuesta para la ejecución del Huff and Puff con el fin de cumplir todos los objetivos anteriormente planteados se desarrollarán en las siguientes fases.

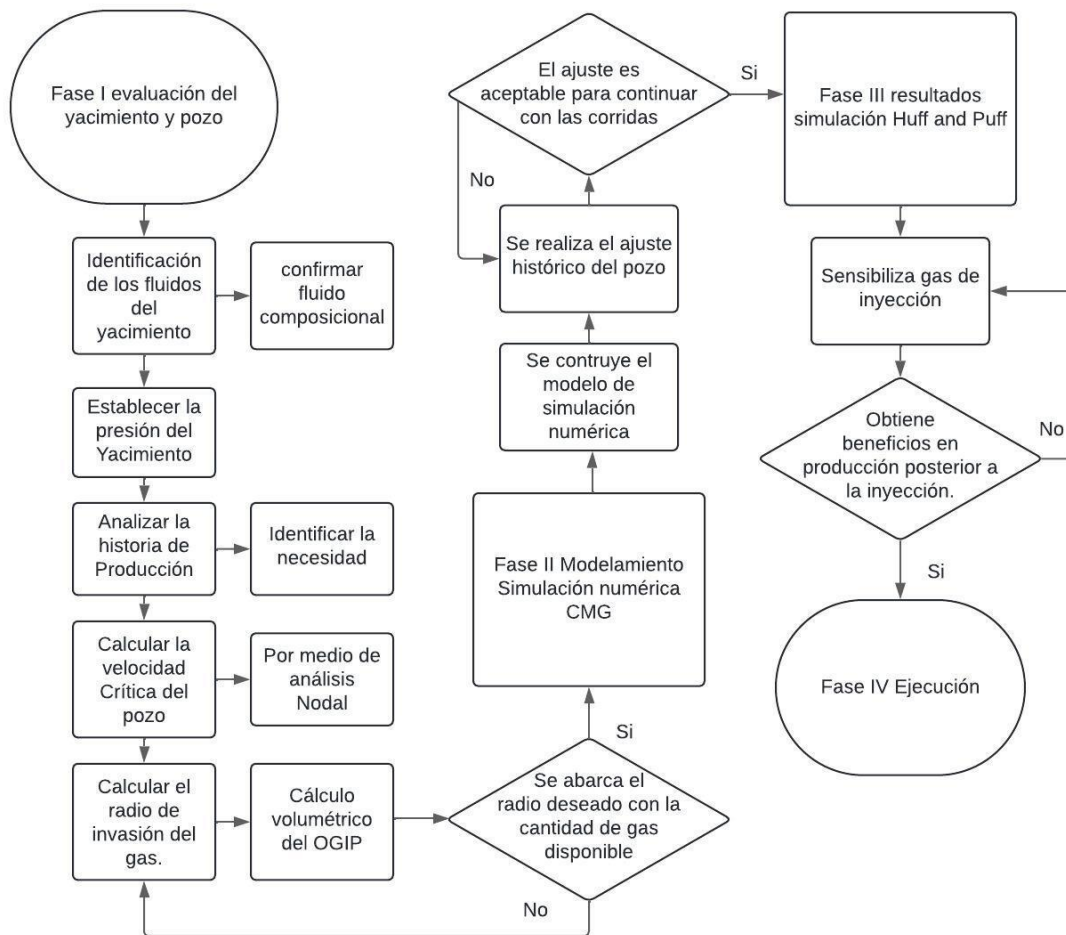
Fase I evaluación del yacimiento y pozo: En esta fase se describirá modelo dinámico del yacimiento donde se llevará a cabo la ejecución del Huff and Puff, eso, debido a la particularidad de los fluidos composicionales producidos, además de aspectos relevantes como la presión actual del Yacimiento, el contexto de la producción del pozo y la razón por la cual éste será el piloto de la actividad a realizar. Para esto, la empresa ha proporcionado todos los análisis anteriormente realizados a los fluidos, la historia de producción y diseño del pozo, además de las licencias para realizar los análisis nodales que modelen el comportamiento del pozo, posterior a esto se realizarán cálculos volumétricos usando las propiedades petrofísicas que hagan una evaluación inicial del gas que se requiere inyectar.

- **Fase II modelamiento simulación numérica CMG:** Una vez se entiende el problema y se identifica la posible solución, la compañía proporciona los datos necesarios para realizar una simulación numérica con el fin de obtener resultados más acertados del comportamiento del yacimiento y de la producción una vez se ejecute el Huff and Puff. En esta fase, se describe el modelamiento de simulación numérica que intentará predecir la producción.
- **Fase III planteamiento de escenarios:** Los escenarios se plantearán después de calibrar el modelo de simulación con el ajuste histórico. Los diferentes escenarios se han sensibilizado según, la disponibilidad actual de gas y el tiempo de inyección. Finalmente se selecciona el escenario más conveniente.
- **Fase IV Ejecución:** Se realizarán las fases Huff and Puff en el pozo X2 y se analizarán los resultados, posterior a esto, se modela nuevamente en Wellflo el pozo

para conocer el incremento en presión de fondo que tuvo el pozo con la inyección y se calculará nuevamente el radio de invasión con la inyección real.

Figura 15.

Diagrama de flujo del diseño metodológico



Nota. Diagrama de fases propuesto para la metodología.

4.1. Fase I evaluación del yacimiento y pozo.

En esta fase se analizará el modelo dinámico del yacimiento y la condición actual del pozo.

4.1.1. Fluido de Recetor.

El fluido del campo Recetor, perteneciente al yacimiento Cupiagua, es un fluido composicional, es decir, un fluido con múltiples componentes encontrados en avanzados análisis PVT de laboratorio donde se identifican otros componentes que no son hidrocarburos, tales como nitrógeno, metales pesados, azufre y sales; la condición inicial es un gas condensado cercano al punto crítico que al ser un campo maduro lleva mucho tiempo por debajo de la presión de saturación. Es decir, las composiciones clasifican al sistema como gas condensado y dadas las condiciones de temperatura-presión del yacimiento los fluidos se encuentran cercanos a su punto crítico.

Las composiciones iniciales en tres diferentes zonas del yacimiento, la zona 1 representa la parte alta de la estructura, la zona 2 representa una parte media de la estructura y la zona 3 una parte baja de la estructura. Lo que se observan en la tabla 3 son las composiciones de las zonas, cada compuesto se representa en su fracción molar dentro del fluido testeado.

Tabla 3.

Composiciones iniciales fluidos en diferentes zonas de la estructura.

ZONA 1		ZONA 2		ZONA 3	
COMP	FRACCION MOLAR	COMP	FRACCION MOLAR	COMP	FRACCION MOLAR
N2	0.33	N2	0.36	N2	0.25
CO2	3.07	CO2	3.23	CO2	4.65
C1	64.75	C1	61.95	C1	61.71
C2	9.83	C2	9.65	C2	9.44
C3	5.27	C3	5.45	C3	5.14
iC4	1.47	iC4	1.57	iC4	1.37
nC4	1.91	nC4	2.06	nC4	1.80
iC5	1.09	iC5	1.14	iC5	0.98
nC5	0.83	nC5	0.82	nC5	0.74
C6	1.22	C6	1.32	C6	1.28
Benceno	0.15	Benceno	0.14	Benceno	0.14
C7	1.43	C7	1.58	C7	1.50
Tolueno	0.39	Tolueno	0.41	Tolueno	0.42
C8	1.46	C8	1.66	C8	1.60
C9	1.15	C9	1.34	C9	1.35
C10	0.82	C10	0.98	C10	1.00

Tabla 3. (Continuación)

C11	0.56	C11	0.67	C11	0.71
C12	0.45	C12	0.56	C12	0.58
C13	0.50	C13	0.62	C13	0.66
C14	0.46	C14	0.57	C14	0.57
C15	0.36	C15	0.47	C15	0.49
C16	0.30	C16	0.39	C16	0.39
C17	0.27	C17	0.35	C17	0.35
C18	0.27	C18	0.35	C18	0.35
C19	0.22	C19	0.29	C19	0.29
C20	0.19	C20	0.25	C20	0.25
C21	0.16	C21	0.22	C21	0.21
C22	0.14	C22	0.18	C22	0.20
C23	0.13	C23	0.17	C23	0.18
C24	0.12	C24	0.15	C24	0.16
C25	0.10	C25	0.14	C25	0.15
C26	0.09	C26	0.13	C26	0.13
C27	0.08	C27	0.11	C27	0.12
C28	0.08	C28	0.10	C28	0.11
C29	0.07	C29	0.10	C29	0.10
C30 +	0.31	C30 +	0.56	C30 +	0.70

Nota. Composición de fluidos en tres pozos diferentes del yacimiento tomado de 3 zonas específicas y diferentes. Elaboración propia con base en Ecopetrol S.A [6].

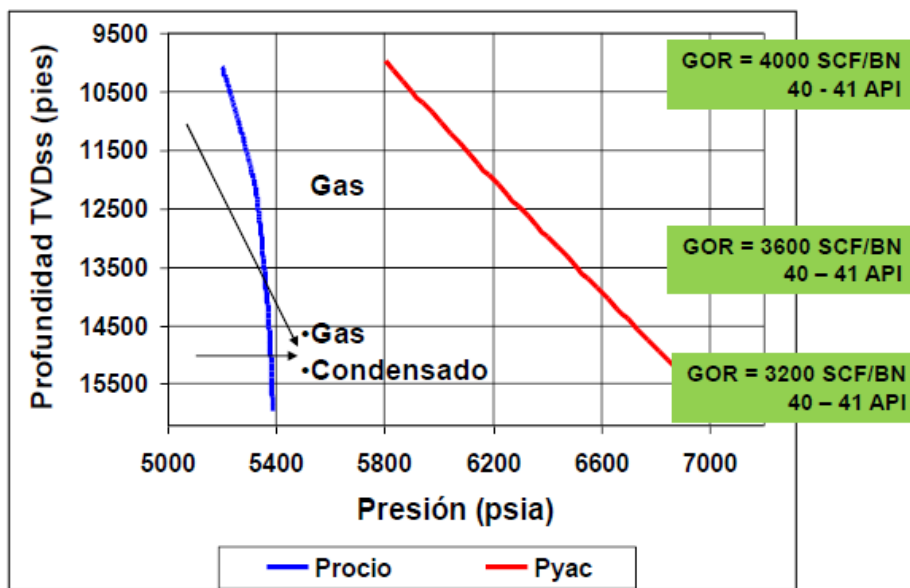
Estas composiciones comprenden 5000 pies TVDSS de profundidad donde se observan diferencias pequeñas entre el metano C1, compuesto más importante del gas natural y el Heptano C7 es comercializable ya que un combustible con un 100% de n-heptano es el punto cero de la escala del octanaje. Lo que indica la diferencia entre los compuestos más pesados C30+ es que a medida que nos aproximamos a la parte más alta de la estructura vemos disminución de los componentes pesados y representa zonas de gas. En conclusión, los fluidos de Cupiagua tienen una muy poca variación composicional con profundidad. Como se observa en la figura 15 que detalla la medida del GOR (relación gas-aceite SCF/BN) en una profundidad de 6000 pies TVDSS con una diferencia de 400SCF/BN manteniendo la gravedad API del crudo.

4.1.2. Presión de Yacimiento

En cuanto a las presiones iniciales, los campos Cupiagua y Recetor corresponden al mismo yacimiento y a la misma estructura hidráulica, son modelados a través del mismo modelo estático, dinámico, petrofísico, estratigráfico-sedimentológico, estructural, litológico, geofísico y tienen el mismo fluido (gas condensado muy rico cercano al punto crítico). Cabe anotar que si bien a condiciones iniciales se midieron presiones diferentes (Cupiagua se determinó una presión 6489 psi y Recetor 5500 psi a un datum -13400 ft TVDss), esto se debió a que la zona de Recetor inició su desarrollo 4 años más tarde que la zona de Cupiagua de modo que ya tenía un agotamiento y drenaje por la producción de la zona de Cupiagua.

Figura 16.

Presión de yacimiento y Rocío en profundidad fluidos de Cupiagua.



Nota. Cambios del GOR con la profundidad en los fluidos composicionales. Elaboración propia con base en Ecopetrol S.A [6].

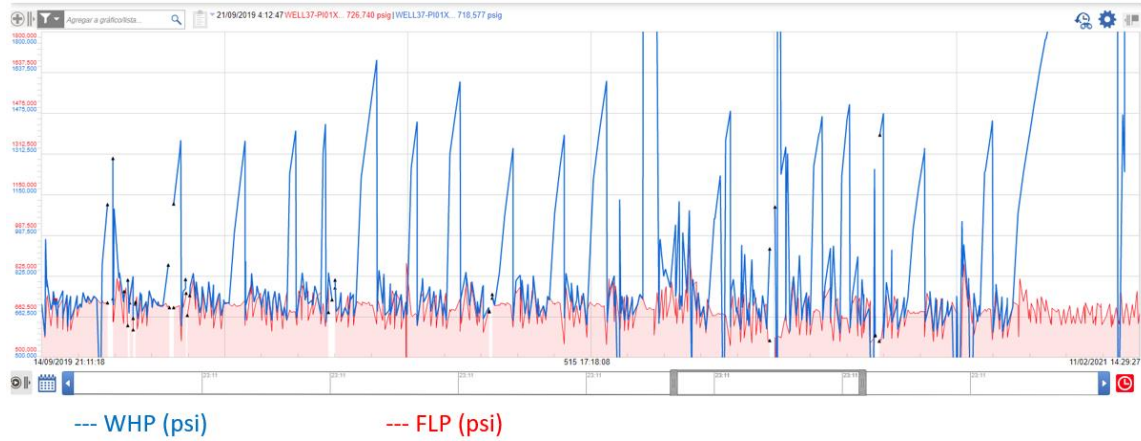
4.1.3. Historia de Producción

- Completamiento inicial febrero 2000 en Mirador Superior.

- El desempeño del pozo estuvo por debajo de lo esperado: bajo kh y falta de Soporte de presión. Unos pocos meses después de iniciar la producción el pozo muere, hasta la puesta en inyección del pozo Y36 en 2008, cuando el pozo inicia a fluir nuevamente.
- Este pozo requiere alta inyección desde Y36 para mantener condiciones estables de flujo.
- Diez años después pierde capacidad de flujo aun teniendo el pozo Y36 en inyección.
- Se observa en la Figura 15 que al cerrarse el pozo este restaura su presión de cabeza, al encenderlo nuevamente vuelve a fluir por unos días. Cuando la presión de cabeza (WHP) se iguala con la presión de línea (FLP) se entiende que el pozo perdió su capacidad de levantamiento, por tanto, compararemos el comportamiento del diferencial de presión entre estos dos parámetros como se observa en la Figura 16.
- El pozo ha tenido este comportamiento por ciclos hoy, sin embargo, se ha observado que los ciclos de cierre han aumentado y los de apertura disminuido.
- Se suspende la inyección en el pozo Y36 después de corroborar que esta inyección no estaba aportando al pozo X2 y se estaba perdiendo. Sin embargo, el pozo continuó produciendo por ciclos.

Figura 17.

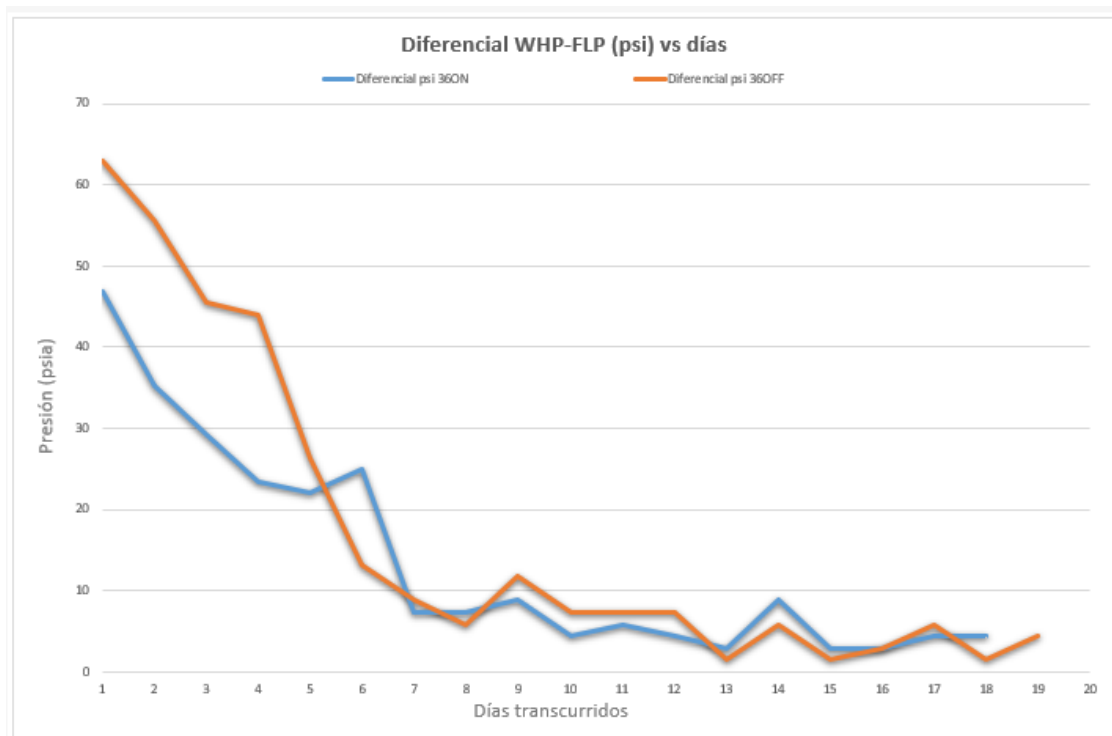
Parámetros de superficie, presión de cabeza WHP y presión de línea FLP.



Nota. Parámetros de superficie, en rojo la presión de línea y el azul la presión de cabeza. Elaboración propia con base en P21.Ecopetrol S.A [6].

Figura 18.

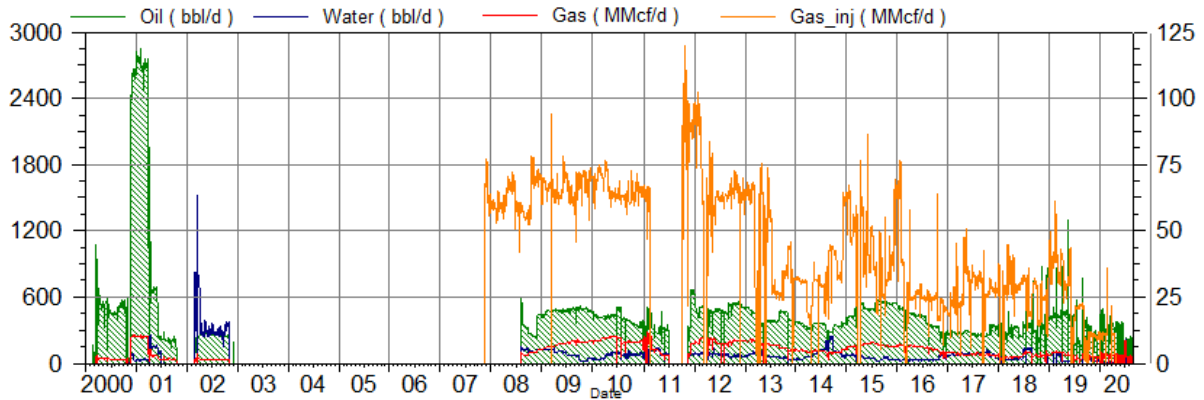
Diferencial de presión por cada ciclo de producción (días), se observan 2 ciclos.



Nota. Diferencial de presión entre línea y cabeza por ciclos. Elaboración propia con base en Ecopetrol S.A [6].

Figura 19.

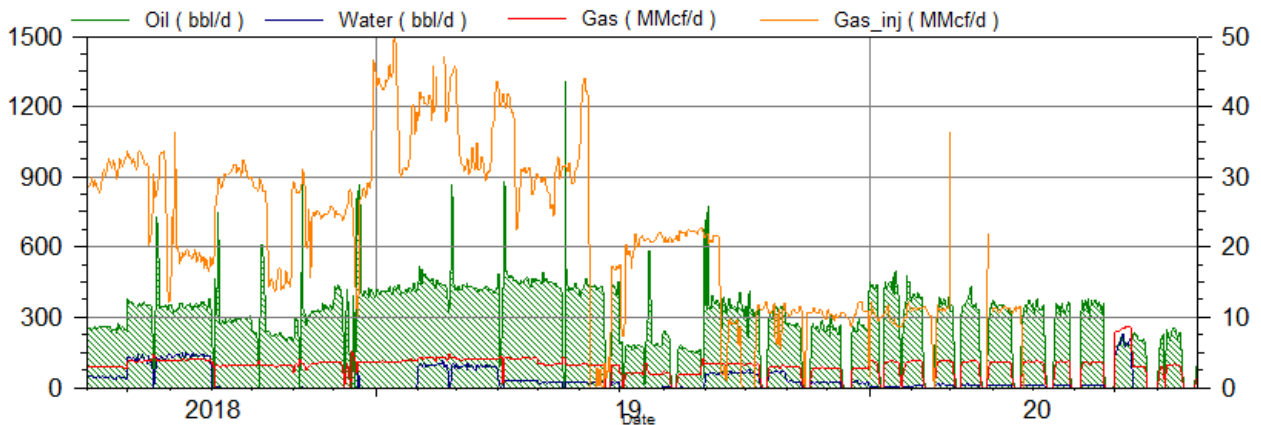
Historia de producción del pozo X2



Nota. Historia de toda la producción del pozo y su soporte de inyección. Elaboración propia con base en OMF Ecopetrol S.A [6].

Figura 20.

Producción actual del pozo X2, Fuente OMF Ecopetrol.



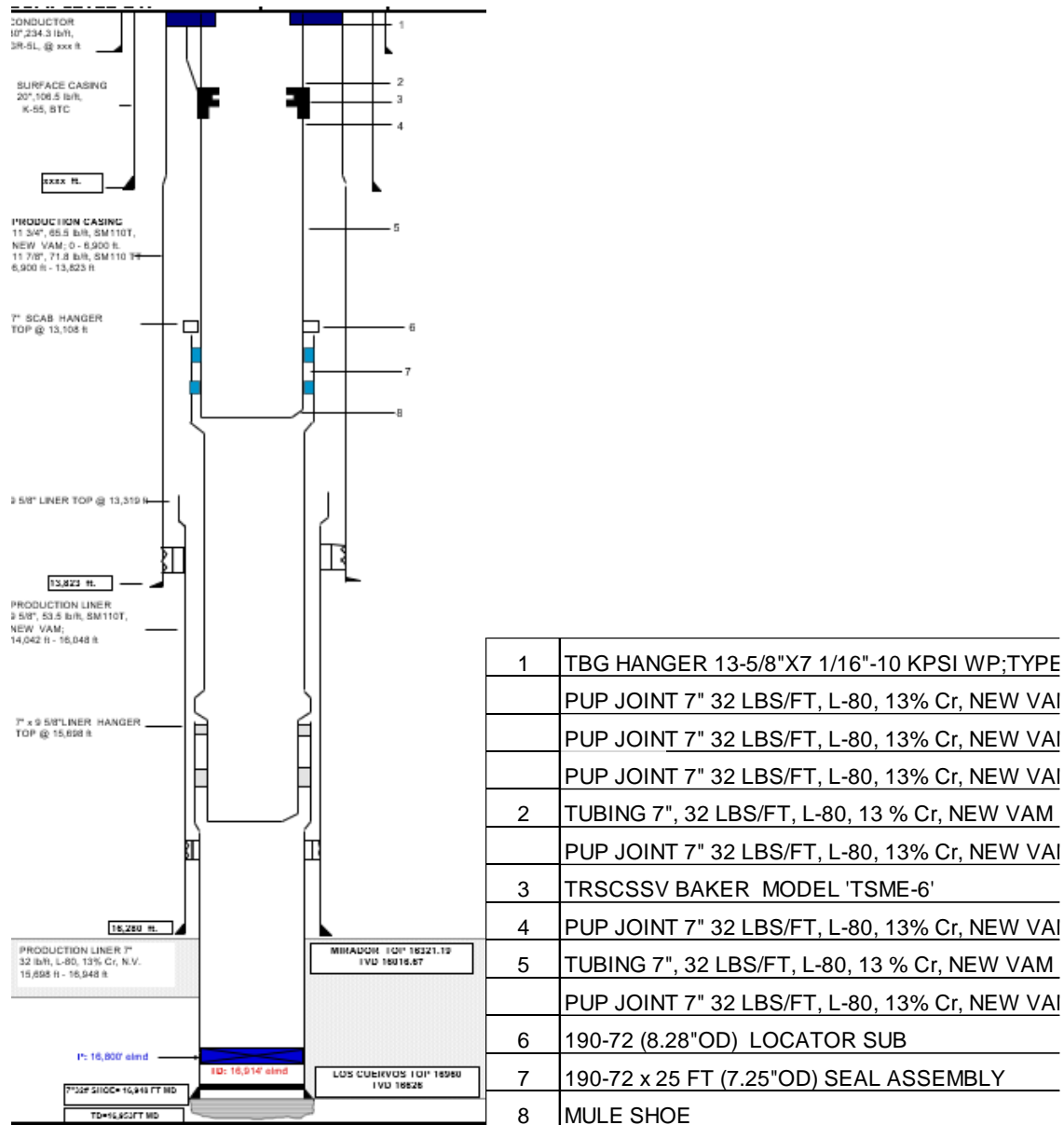
Nota. Producción actual del pozo demostrando los ciclos. Elaboración propia con base en OMF Ecopetrol S.A [6].

4.1.4. Cálculo de la Velocidad crítica.

Para este caso, el pozo X2 tiene una profundidad de 16800ft MD, una inclinación máxima de 41.5° a 15500ft y todo el completamiento es de 7 pulgadas, tanto tubing como liner de producción, más específicamente (7in, 32lb/ft, L-80, ID 6.094 in) como se muestra en la siguiente figura.

Figura 21.

Estado mecánico del pozo X2.

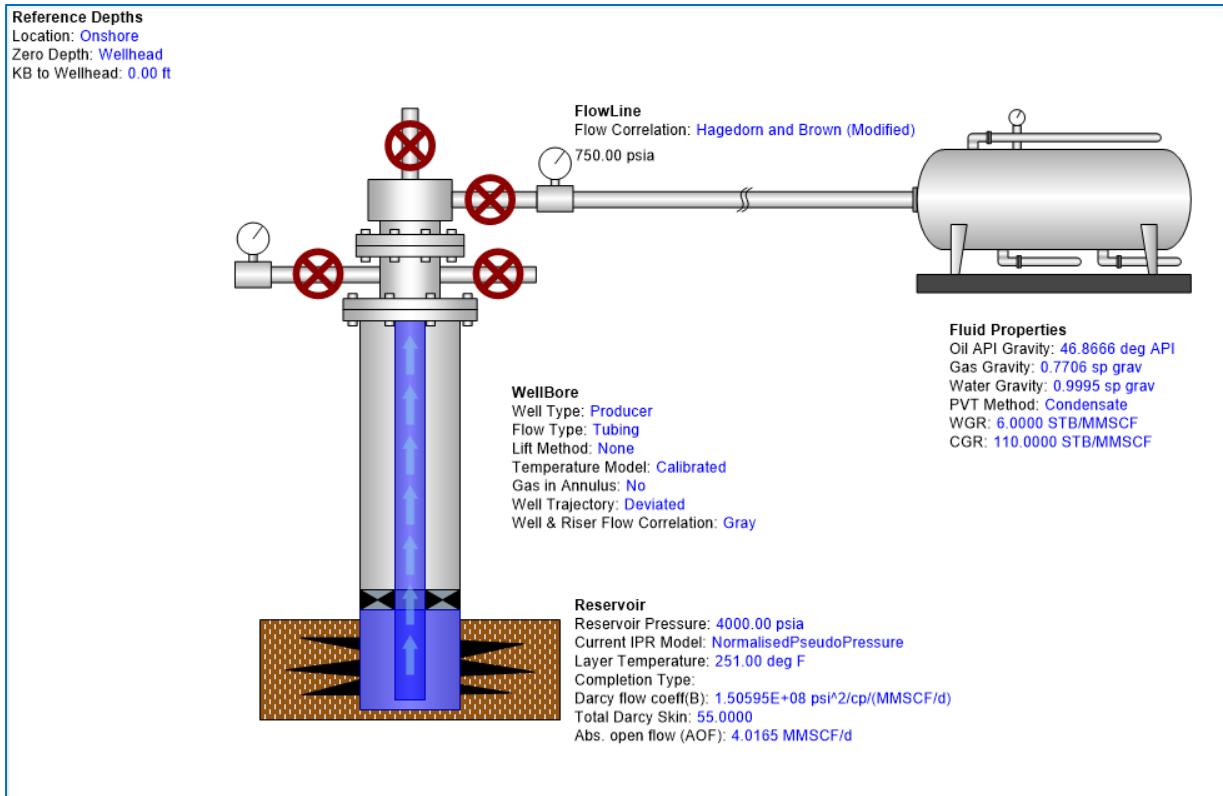


Nota. Estado mecánico del pozo, "wellbore equipment" Elaboración propia con base en Ecopetrol S.A [6].

Se calibra un modelo de análisis nodal con el software se puede lograr una curva que representa la velocidad crítica de Turner a lo largo de todo el pozo con la producción actual del mismo, se utiliza el software "Wellflo Well Modeling and Design" propiedad de Weatherford con licencia de Ecopetrol. Los datos ingresados en el modelo se ven en la figura 20.

Figura 22.

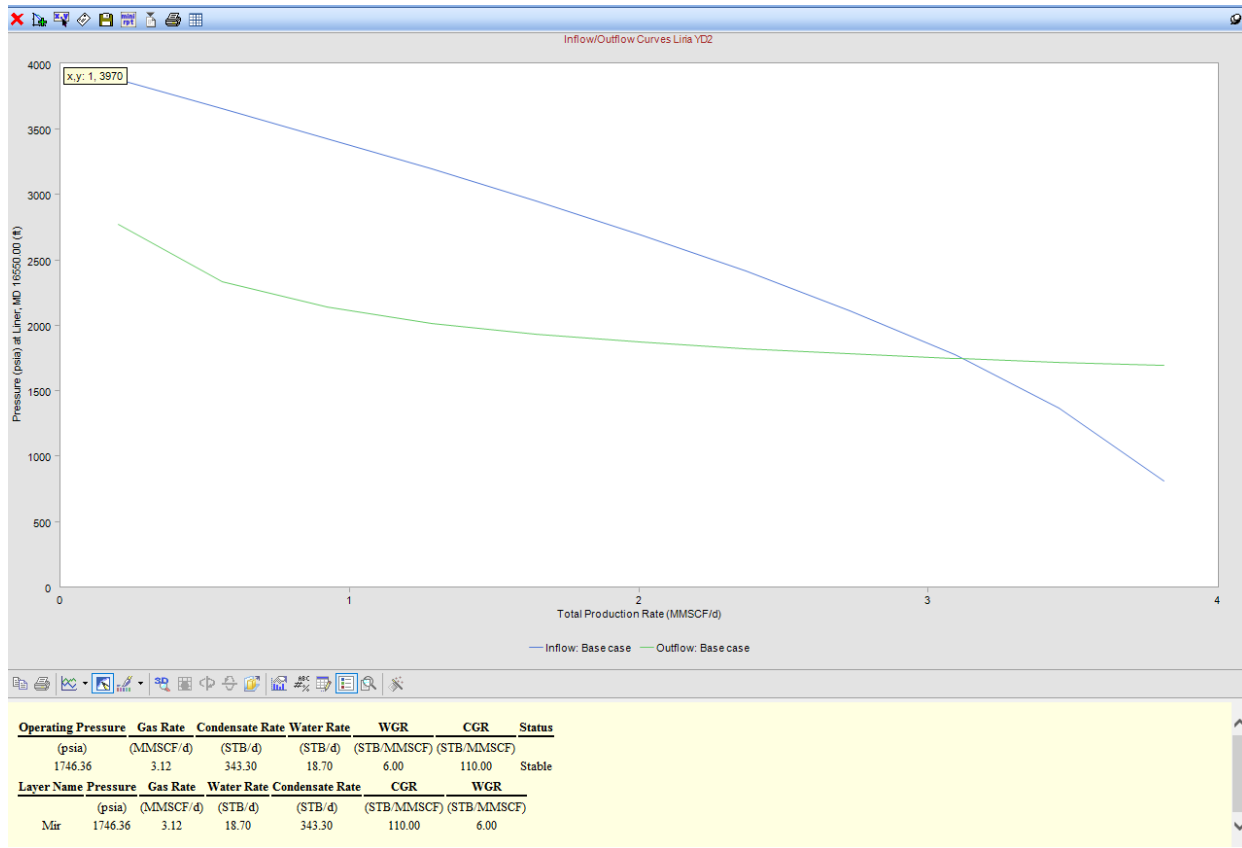
Configuración del pozo en el modelo de análisis nodal.



Nota. La corrida del modelo de flujo arrojó el resultado de la figura 21, corroborando que el modelo se encuentra calibrado con la producción actual del pozo y la presión de fondo fluyendo abajo descrita como “Operating Pressure”

Figura 23

Curvas de Flujo en modelo de análisis nodal. Modelo Calibrado.

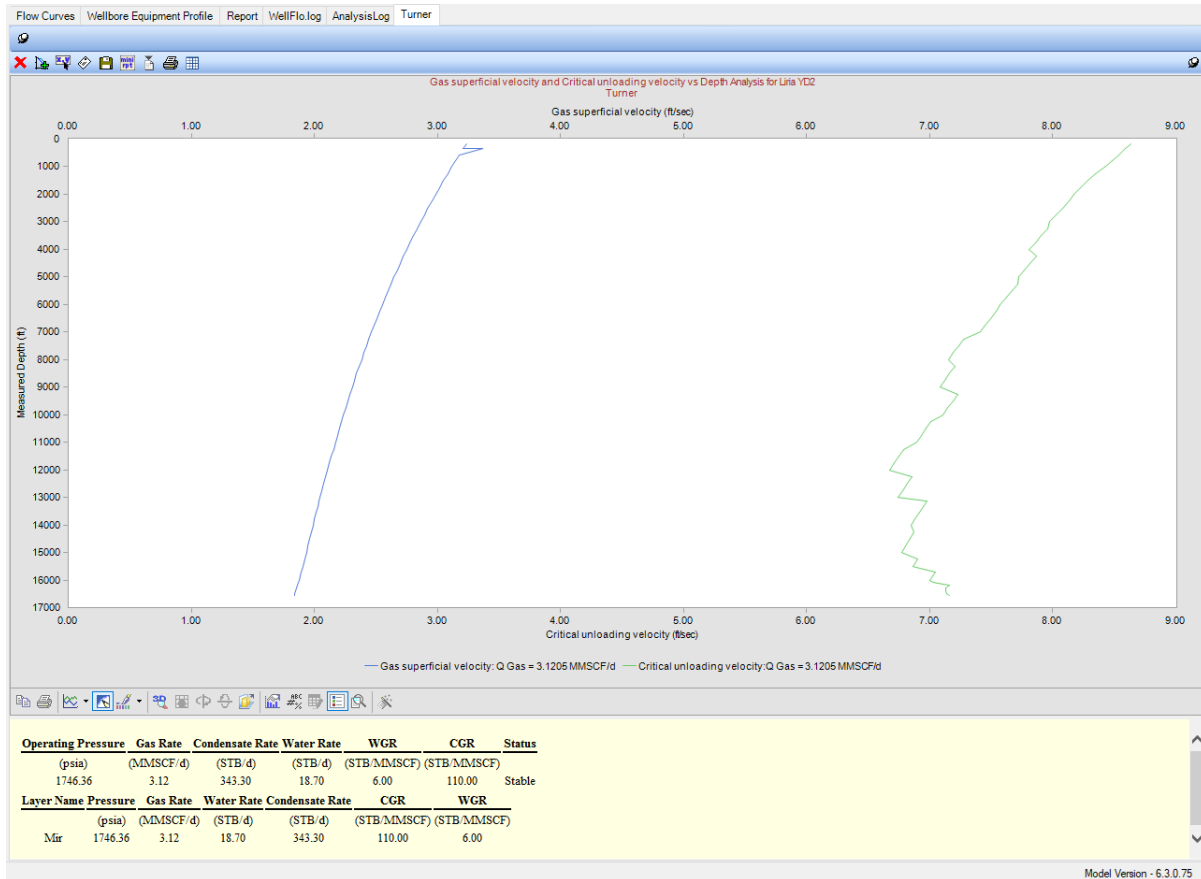


Nota: Curva de inflow y outflow producto del modelo de análisis nodal. Elaboración propia.

Una vez calibrado el modelo, se genera una curva adicional que describa la velocidad del fluido y la velocidad crítica en correlación de “Turner” versus la profundidad del pozo con el fin de realizar el comparativo entre velocidades de levantamiento como se observa en la figura 22.

Figura 24.

Modulo Turner en modelo de análisis nodal.



Nota. Velocidad superficial del gas comparada con la velocidad crítica del gas. Elaboración propia.

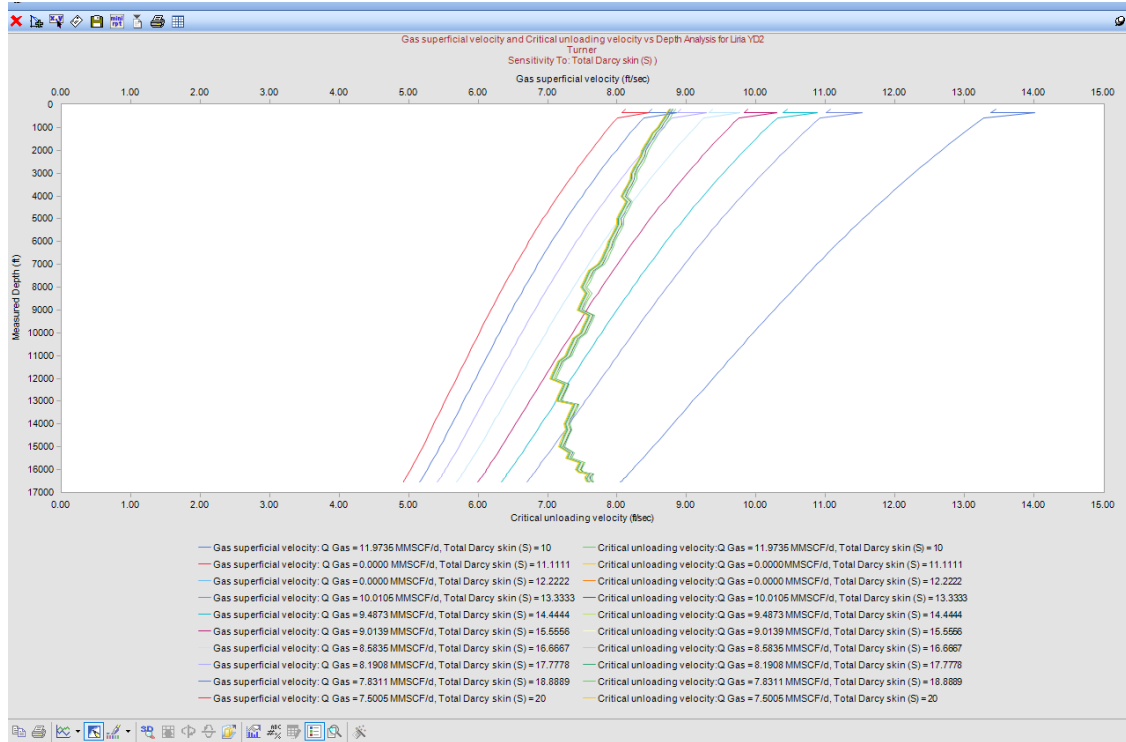
En la imagen anterior lo que podemos ver es que la velocidad crítica del gas (línea verde) es evidentemente mayor a la velocidad superficial del gas (línea azul) que es la velocidad actual, lo que quiere decir que el pozo se encuentra fluyendo con una velocidad muy por debajo de la crítica.

Las razones por las cuales el pozo sigue fluyendo son varias:

- Bajo caudal líquido
- Alta presión del yacimiento
- Condensación retrógrada.

Esto también es un indicio de la existencia del Banco de condensados. Posteriormente se sensibiliza el daño del pozo y se compara con la velocidad del flujo dentro del pozo. El Daño actual del pozo calculado mediante PBU es de 55. Sensibilizando el daño de 10 a 20, se observa la imagen a continuación:

Figura 25.
Sensibilización del Daño.



Nota. Comportamiento de las curvas de velocidad superficial del gas cuando se sensibiliza el daño. Elaboración propia

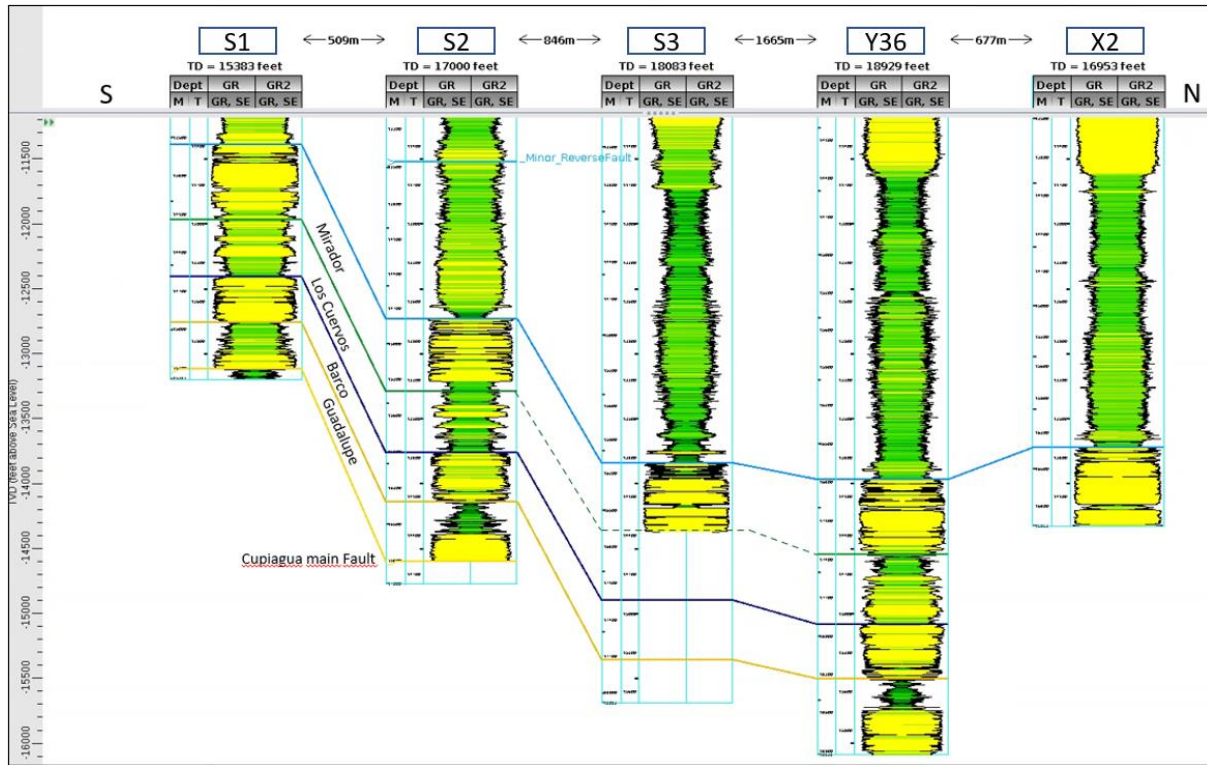
Cuando la Velocidad superficial del gas se encuentra por debajo de la velocidad crítica el pozo comienza a acumular líquidos en fondo, es decir según la sensibilización de daño anterior, con un daño de 15 hacia arriba el pozo ya estaría presentando esta condición. Lo que se observa en el módulo de *Turner* que calcula el modelo de análisis nodal es que con la presión en cabeza que tiene que el pozo y con la producción actual la velocidad crítica se encuentra entre los 6.7 y 8.2 ft/min en toda la profundidad del pozo, es decir, hasta los 6 MPCD, por tanto, con la producción actual 3.12 Mpcd el pozo no fluye ya que la cantidad de gas no es suficiente para levantar el líquido de producción.

4.1.5. Cálculo del radio de invasión del gas.

La correlación estructural del pozo X2 y su área de drenaje con respecto a los pozos aledaños se puede observar en el siguiente esquema:

Figura 26.

Correlación estructural zona.

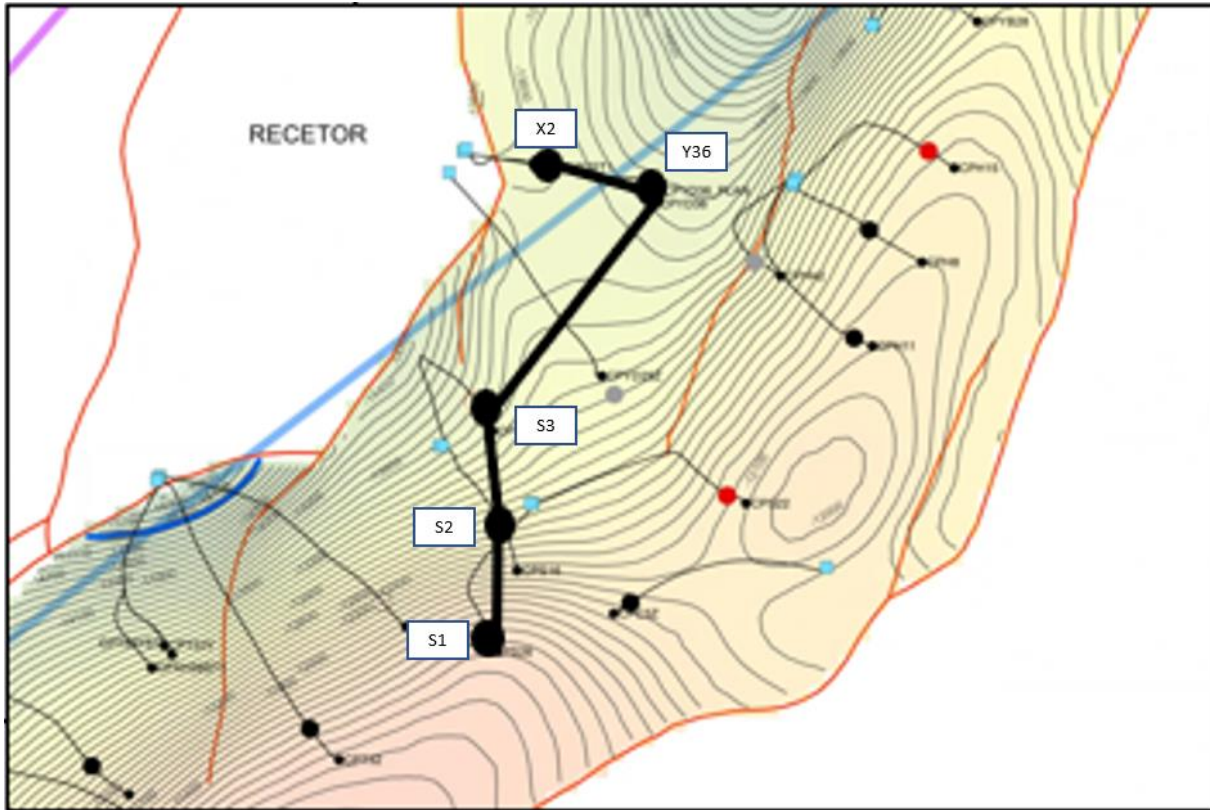


Nota. Correlación estructural de los pozos aledaños al pozo en evaluación. Tomado de Agencia Nacional de Hidrocarburos. Convenio De Exploración y Producción De Hidrocarburos Área Recetor Ecopetrol S.A [14].

La correlación de la formación de interés se encuentra desde varios pozos atrás, como se observa en la correlación, esta correlación es la de los pozos que están en el siguiente mapa:

Figura 27.

Mapa de zona aledaña al pozo. Propiedad de Ecopetrol S.A.



Nota. Ubicación del pozo en evaluación y su relación con los pozos cercanos. Tomado de Agencia Nacional de Hidrocarburos. Convenio De Exploración y Producción De Hidrocarburos Área Recetor Ecopetrol S.A [14].

Como se observa, se han descartado los pozos de la zona derecha ya que no tienen interferencia por estar separados por una falla backtrust, teniendo en cuenta que los pozos S3 y S2 se encuentran inactivos, para este caso se tendrá en cuenta únicamente la interferencia con el pozo Y36 (pozo cerrado) el cual era el soporte de inyección del pozo en evaluación, como se observa en la figura 25, con una distancia de 677 metros (2221 ft) para realizar los cálculos de la cantidad de gas necesaria para energizar una zona considerable del radio de invasión.

4.1.5.a Propiedades petrofísicas de la formación. Las propiedades petrofísicas de la formación en la que se encuentra completado el pozo son:

Tabla 4.

Propiedades petrofísicas de la formación. Fuente Ecopetrol S.A.

<i>Radio de Pozo</i>	0.35	ft
<i>Espesor</i>	349	ft
<i>Porosidad</i>	4.69%	porcentaje
<i>Saturación de Agua</i>	30%	porcentaje
<i>Bg</i>	0.0039	cf/stcf
<i>Presión de Fractura</i>	14.066	Psi
<i>Pyto @ Mirador X2</i>	4.131	Psi
<i>PWH Estimada @ X2(gi)</i>	5.076	Psi

Nota. Propiedades del modelo estático ya definido del yacimiento. Datos tomados de los registros petrofísicos del pozo.

4.1.5.b Cálculo volumétrico del radio de invasión del gas a inyectar. El radio de invasión es un valor estimado que se basa en cálculos volumétricos y no incorporan la compresibilidad de los fluidos del yacimiento. Esta estimación se realiza para saber si con el volumen disponible se logra acceder a un radio que alcance la región donde se incrementa la saturación de condensado. Como se muestra en la Figura 27. Regiones de flujo en yacimientos de gas condensado.

Como se había mencionado anteriormente en el numeral 2.2. las regiones se definen:

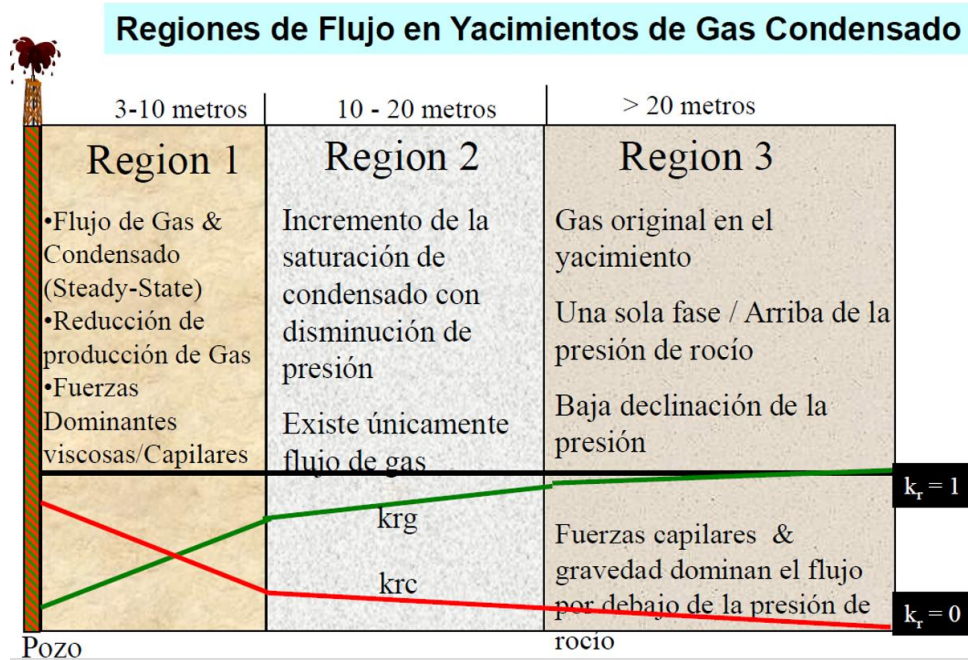
- **Región 1 Cerca del Pozo:** En un yacimiento de gas condensado, los condensados fluyen cerca del pozo. Esta región es crucial para la producción y debe considerarse en las estrategias de optimización a medida que el yacimiento madura.
- **Región 2 de Condensado Retrógrado:** Cuando la presión disminuye aún más, se forma condensado retrógrado. Esta fase líquida se acumula alrededor del pozo y puede afectar la productividad del gas debido a la interferencia de fases.

- Región 3 de Gas Inicial: Al principio, el yacimiento contiene una fase de gas. A medida que se reduce la presión debido a la producción de gas, el camino presión-temperatura del sistema entra en la región de dos fases del diagrama de fases. En esta región, los hidrocarburos líquidos condensan a partir del gas en el yacimiento, lo que da lugar al nombre “yacimiento de gas condensado”.

El objetivo es alcanzar un radio de invasión suficiente para que los fluidos sean empujados hacia la formación y alcancen nuevamente la presión de rocío “DewPoint”

Figura 27.

Regiones de flujo en yacimientos de gas condensado



Nota. Comportamiento de la permeabilidad relativa al gas y al condensado en las regiones aledañas al pozo Tomado de Centro de Innovación y Tecnología. Curso PVT, Ecopetrol S.A.[6]

Para calcular el radio de drenaje del gas con el volumen que se tiene disponible para inyectar se usará la ecuación de gas original en sitio.

Ecuación 3.

Cálculo volumétrico de OGIP.

$$G = \frac{4.3560 A h \phi (1 - S_{wi})}{B g_i}$$

Nota. Donde:

G = volumen de gas condiciones estándar, scf

A= área, acres

h = espesor del yacimiento, pies

ϕ = porosidad de la roca, %

S_{wc} = saturación de agua connata, %

B_gi = factor de volumen de formación de gas, rcf/scf

Para calcular el radio de invasión que va a ocupar el gas inyectado es necesario despejar el área, y usar la cantidad de gas que tenemos disponible para inyectar.

Para despejar el Área A en (acres)

Ecuación 4.

Cálculo del área.

$$A \text{ (acre)} = \frac{OGIP \times B_g}{43,560 \times h \times \phi \times (1-S_w)}$$

Para encontrar el radio de drenaje en pies, primero hay que convertir el área (A) en acres a pies cuadrados, allí se elimina el factor de corrección inicial.

Ecuación 5.

Área en pies²

$$A \text{ (pies}^2\text{)} = A \times 43,560$$

Ahora, dado que el área de un círculo es:

Ecuación 6.

Área de un círculo.

$$A = \pi \times r^2$$

Podemos despejar r.

Ecuación 7.

Radio

$$r = \sqrt{\frac{A(\text{pies})}{\pi}}$$

Entonces, reemplazando el área (pies²) en términos de la fórmula de OGIP:

Ecuación 8.

Radio de drenaje.

$$\text{Radio de drenaje (pies)} = \sqrt{\frac{OGIP \times Bg}{\pi \times h \times \phi \times (1-Sw)}}$$

El radio de drenaje calculado a partir de la ecuación de Original Gas in Place (OGIP) se basa en el volumen de gas originalmente en el yacimiento y los parámetros de este. Sin embargo, este radio no se puede utilizar directamente como el radio de invasión al inyectar gas, ya que la dinámica de inyección y la invasión del gas en el yacimiento implican diferentes condiciones y fenómenos.

Para calcular el radio de invasión durante la inyección de gas, se deben considerar factores adicionales como la presión de inyección, la permeabilidad del yacimiento, el tiempo de inyección y las propiedades del gas inyectado. La ecuación general que describe el radio de invasión en un yacimiento durante la inyección de gas puede derivarse de la teoría de flujo radial.

La ecuación general para el radio de invasión (r_i) en función del volumen de gas inyectado (V_{inj}) en un yacimiento cilíndrico puede expresarse como:

Ecuación 9.

Volumen de gas inyectado.

$$V_{inj} = 2\pi h \phi (1-Sw) r_i^2$$

Nota. Donde:

V_{inj} = volumen de gas inyectado (pies cúbicos).

h = Espesor neto del yacimiento (pies)

Φ = porosidad (fracción).

S_w = Saturación de agua inicial (fracción).

r_i = es el radio de invasión (pies).

Ahora, reorganizamos la ecuación para obtener el radio de invasión r_i .

Ecuación 10.

Radio de invasión.

$$R_i = \sqrt{\frac{V_{inj}}{2\pi h \Phi (1 - S_w)}}$$

Y para obtener volumen de gas inyectado (V_{inj}) a condiciones de yacimiento hay que multiplicarlo por el factor volumétrico del gas (B_g).

Ecuación 11.

Radio de invasión a condiciones de yacimiento.

$$r_i = \sqrt{\frac{V_{inj} \times B_g}{2\pi h \Phi (1 - S_w)}}$$

Para calcular el radio de invasión con los datos petrofísicos de la formación Mirador y el gas disponible para inyectar tenemos:

V_{inj} = volumen de gas inyectado (pies cúbicos) (30,000,000 pc) que equivalen a los 10Mpcd por 3 días.

B_g = Factor volumétrico del gas. (cf/stcf) (0.0039).

h = Espesor neto del yacimiento (pies) (349).

Φ = porosidad (fracción). (0.0469).

S_w = Saturación de agua inicial (fracción). (0.3).

r_i = es el radio de invasión (pies).

Ecuación 12.

Cálculo del Radio de invasión a condiciones de yacimiento para el pozo X2.

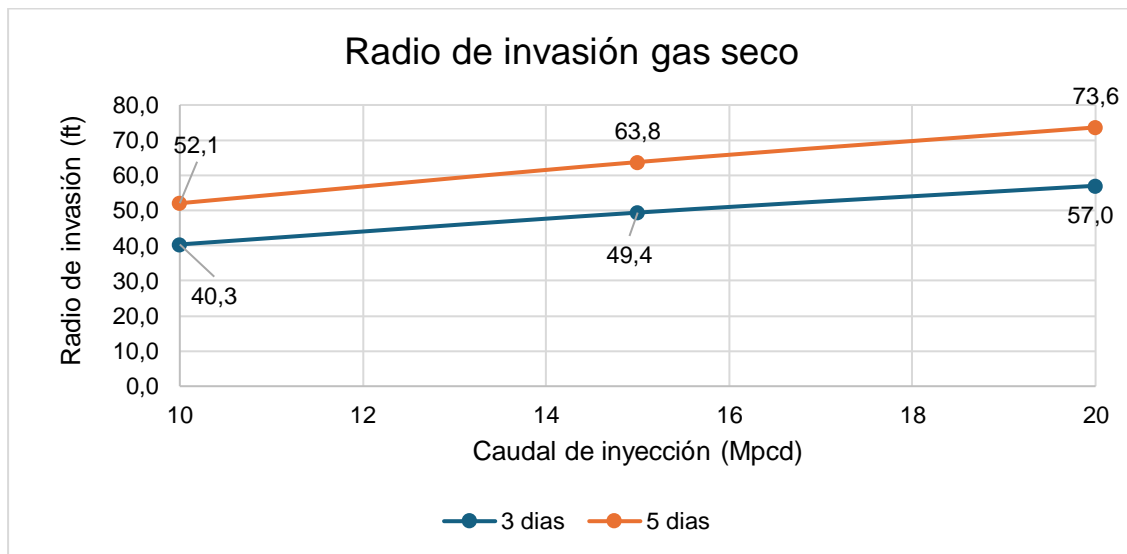
$$r_i = \sqrt{\frac{30,000,000 \times 0.0039}{2\pi \times 349 \times 0.0469 (1-0.3)}}$$

$$r_i = 40.3 \text{ pies}$$

Sensibilizamos las posibilidades según caudal de inyección disponible:

Figura 28.

Radio de invasión esperado



Nota. Sensibilización del radio de invasión calculado con la ecuación de OGIP. Elaboración propia.

Con esto, corroboramos que podremos superar la región donde se incrementa la saturación de condensado. Como se muestra en la Figura 25. Regiones de flujo en yacimientos de gas condensado. Mayor a 10 metros que equivalen a 32.81 pies.

Con la disponibilidad de gas actual para inyectar se proponen 3 escenarios con 10MPCD, 15MPCD y 20MPCD, por 3 o por 5 días, teniendo en cuenta que el árbol de navidad del está fabricado para 6250psi, es decir, la presión máxima de inyección que se puede lograr es de 5000psi (el 80% del máximo permitido). Según los resultados con un caudal de 10Mpcd inyectados por 3 días lograríamos 40.3 ft de radio de invasión lo que equivale a 12.3 pies.

4.2. Fase II modelamiento de simulación numérica en CMG

Este modelo se construyó únicamente con el propósito de hacer evaluaciones puntuales, sin haber llegado a un feliz término, pues no cumplen los mínimos requeridos como herramienta de predicción por el grado de desajuste con los datos históricos. Sin embargo, estos modelos pueden servir de base para la construcción de un modelo de sector confiable en función de la opción que se requiera evaluar en un futuro para el campo. El reporte contiene una descripción del modelo con base en la información contenida en el mismo y se omiten las premisas para la construcción del modelo dinámico tales como las técnicas de escalamiento, suposiciones y metodología para lograr ajuste histórico entre otros temas.

4.2.1. Construcción

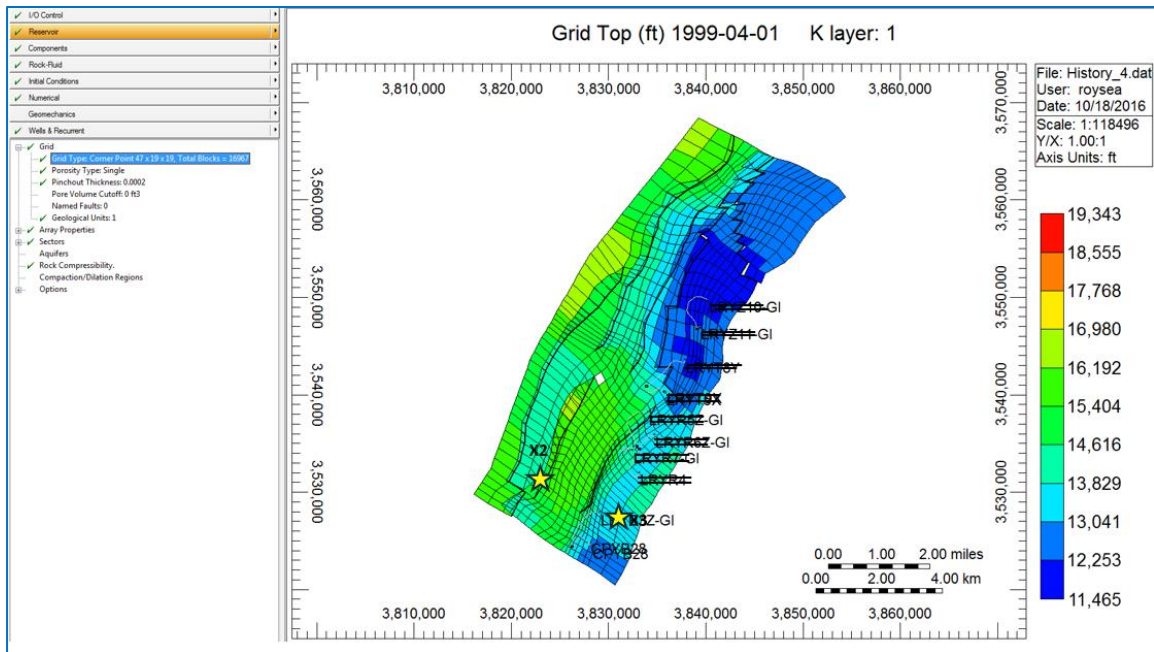
El modelo de simulación en CMG trabaja con un archivo principal con extensión .dat, el cual se puede visualizar en la herramienta *Builder*. En este se incorpora toda la información de la malla, las propiedades petrofísicas, las permeabilidades relativas, regiones, compresibilidades de la roca, las propiedades de los fluidos, la inicialización del modelo (presiones iniciales, composiciones iniciales y sus gradientes, contactos de gas agua), la posición de los pozos y sus condiciones de flujo.

4.2.2. Malla

4.2.2.a Dimensiones. El modelo tiene una malla estructurada de 47 celdas en la dirección X, 19 celdas en la dirección Y, y 19 celdas en la dirección Z. La malla proviene de un archivo *Rescue* del sector de Recetor en Cupiagua y representa la conectividad.

Figura 29.

Imagen del Builder donde se definen las dimensiones de la malla.



Nota. Modelo dimensionado mostrando la malla completa del modelo numérico de simulación. Software CMG Technologies Launcher. Tomado de Ecopetrol S.A [15].

4.2.2.b Propiedades petrofísicas. Estas propiedades se encuentran celda a celda por medio del archivo Rescue, el cual incluye porosidad, *net-to-gross* y permeabilidad (K_x , K_y , K_z). La Permeabilidad tiene modificaciones para ajustar la producción del campo y para generar anisotropía horizontal. Los modelos cuentan con los siguientes multiplicadores del vector permeabilidad de acuerdo con la tabla abajo.

Tabla 5.

Multiplicadores de permeabilidad.

Perm Multiplier	History
Perm I	5
Perm J	15
Perm K	5

Nota. Multiplicador de permeabilidad cargado en el simulador

El número de la tabla se multiplica por el vector de la permeabilidad proveniente del modelo estático.

El promedio de la permeabilidad de los modelos descritos en este documento es el siguiente:

Tabla 6.

Promedio del vector permeabilidad en todo el grid.

Perm promedio grid	History
Perm I	4,91
Perm J	16,78
Perm K	1,05

Nota. Permeabilidad promedio cargado en el simulador

Estos modelos fueron construidos como modelos de porosidad simple (Single porosity). Es de mencionar que la porosidad tiene un *cut-off*, donde no excede 6.4%, oscilando entre 0 y 6.4%.

4.2.3. Regiones

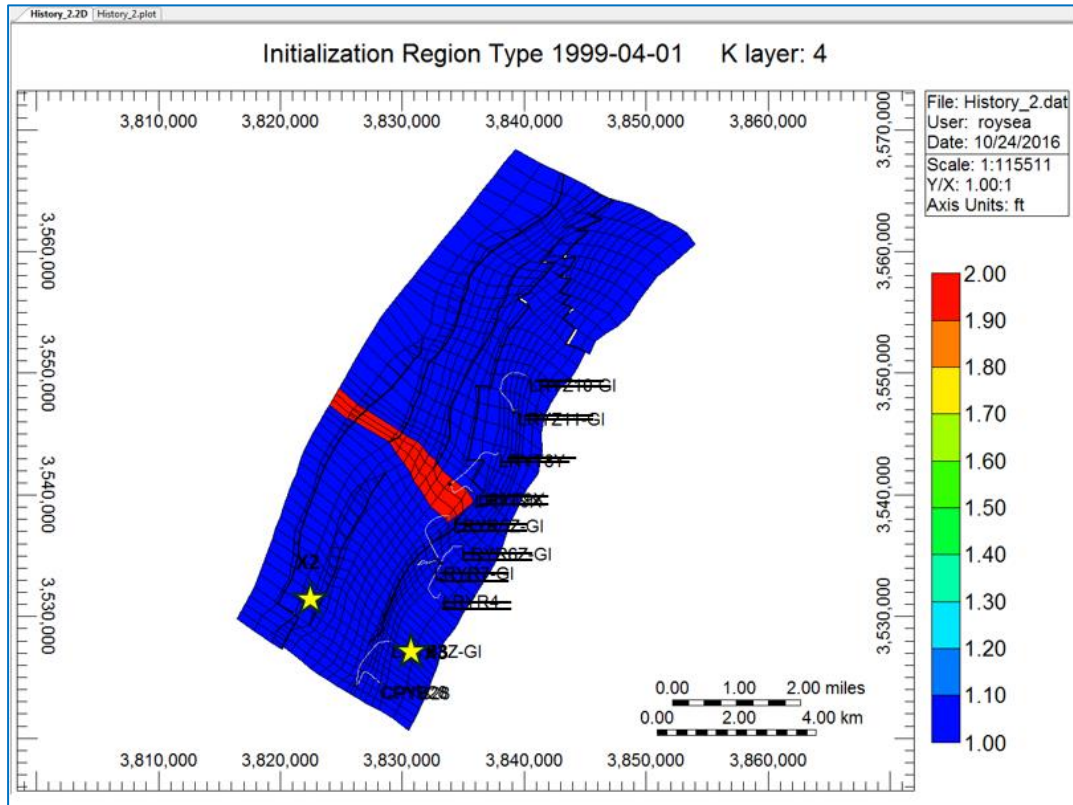
Para la inicialización se definen dos regiones de equilibrio, delimitando parámetros como Presión de yacimiento y contacto agua-petróleo. La profundidad de referencia (datum) es 13400 ft tvdss y sobre la cual se realizan los cálculos de PVT.

- Región 1:
 - Presión de Yacimiento: 5670 psi a 13400 ft tvdss.
 - Contacto Agua-petróleo: 14700 ft tvdss.
 - Profundidad crítica: 13429 ft tvdss.
- Región 2:
 - Presión de Yacimiento: 5670 psi a 13400 ft tvdss.
 - Contacto Agua-petróleo: 15000 ft tvdss.

- Profundidad crítica: 13429 ft tvdss.

Figura 30.

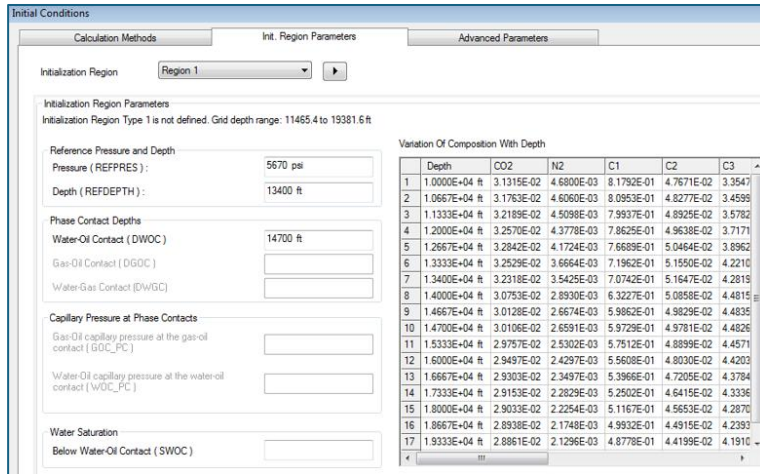
Regiones de equilibrio para la inicialización. En azul región 1. En rojo Región 2.



Nota. Ilustración de la separación de las regiones ubicadas en el modelo de simulación numérica. Software CMG Technologies Launcher. Tomado de Ecopetrol S.A [15].

Figura 31.

Entrada de datos de las regiones de inicialización.



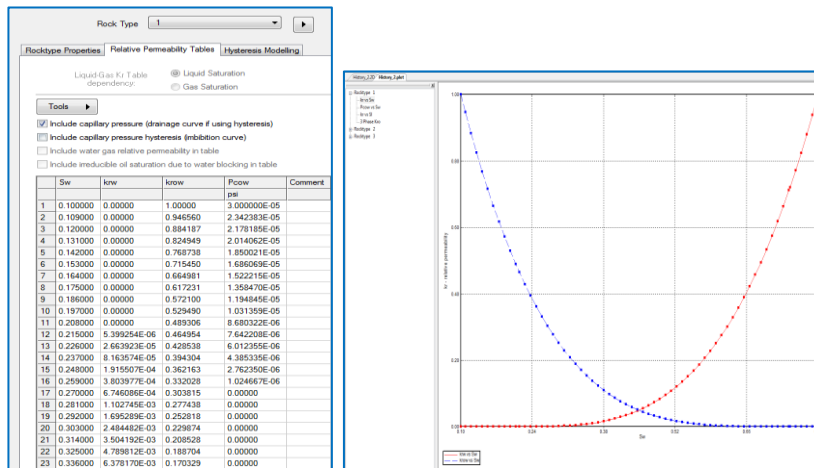
Nota. Inicialización del modelo de simulación numérica Software CMG Technologies Launcher. Tomado de Ecopetrol S.A [15].

4.2.4. Permeabilidad Relativa

El modelo presenta 3 tablas de permeabilidad relativa definidas para 3 tipos de rocas. Se utiliza la correlación STONE 's SECOND MODEL (SWSG) para acoplar el flujo trifásico de agua, gas y petróleo.

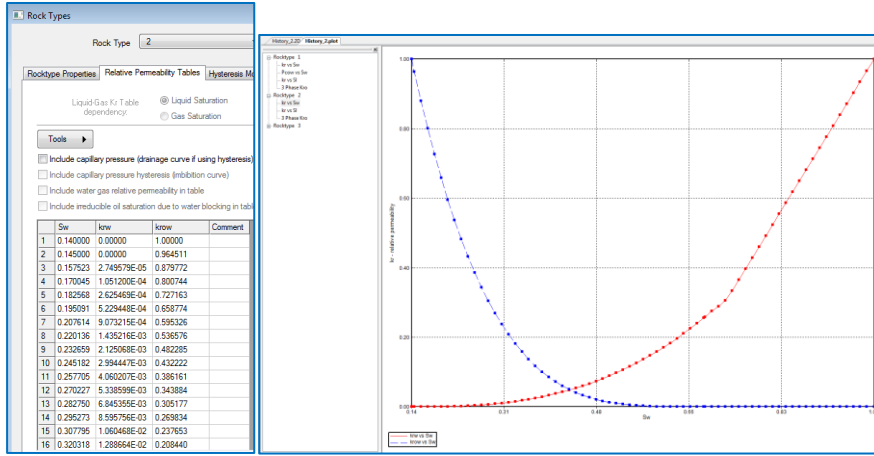
Figura 32.

Permeabilidad Relativa Roca 1.



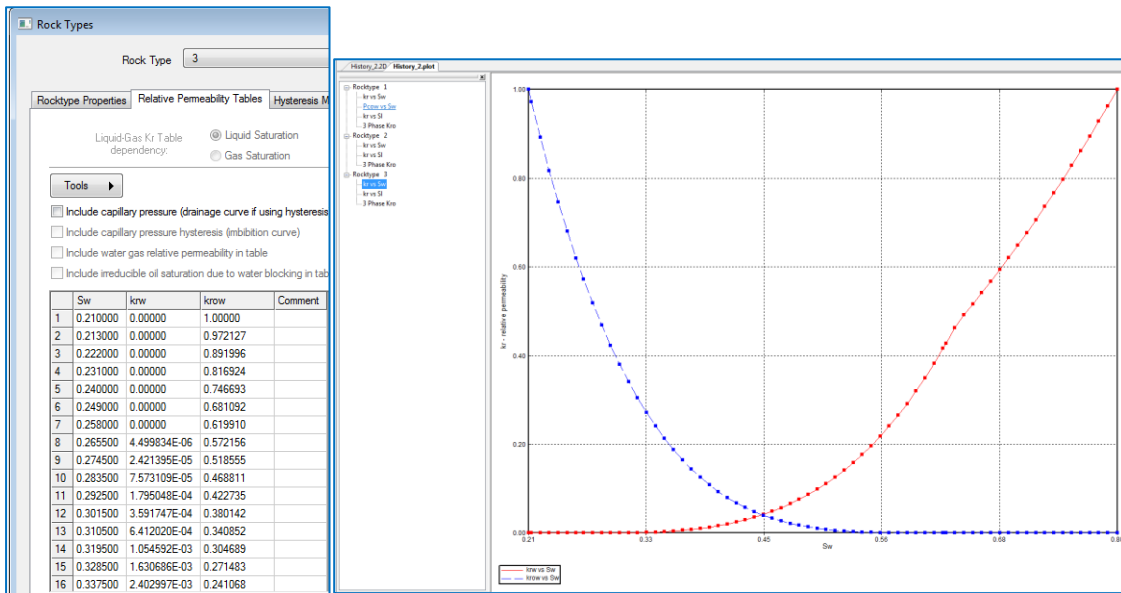
Nota. Permeabilidad relativa cargada para la roca 1. Software CMG Technologies Launcher. Tomado de Ecopetrol S.A [15].

Figura 33.
Permeabilidad Relativa Roca 2.



Nota. Permeabilidad Relativa cargada para la roca 2. Software CMG Technologies Launcher. Tomado de Ecopetrol S.A [15].

Figura 34.
Permeabilidad Relativa Roca 3.



Nota. Permeabilidad relativa cargada para la roca 3. Software CMG Technologies Launcher. Tomado de Ecopetrol S.A [15].

La asignación de las diferentes tablas de permeabilidad relativa, son asignadas de dependiendo del tipo de roca. En este caso se definieron 3, basados en el índice de calidad

de roca (RQI), la cual relaciona la permeabilidad y porosidad mediante la siguiente ecuación.

Ecuación 13.

Rock quality index.

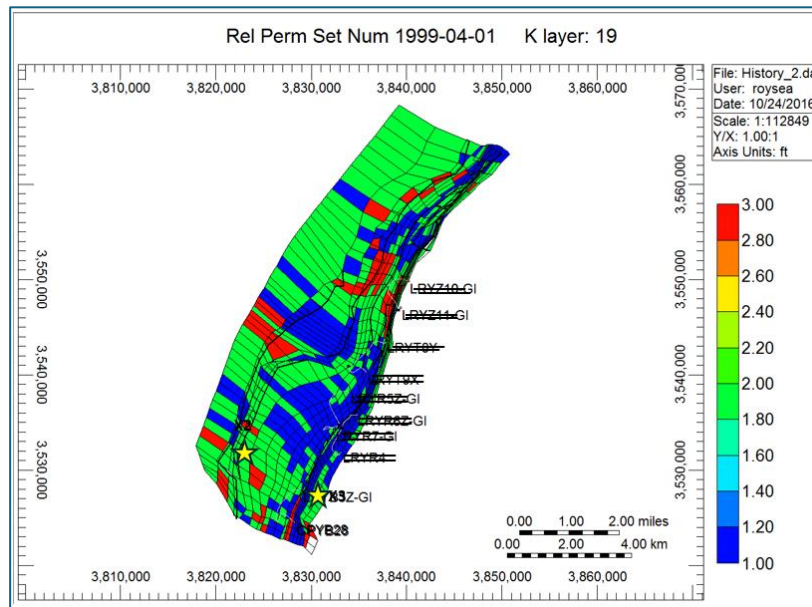
$$RQI = 0.0314 \left(\frac{\text{Permeability}}{\text{porosity}} \right)^{0.5}$$

Se establece el tipo de roca y por ende la curva de permeabilidad relativa bajo el siguiente esquema:

- Tipo de Roca 1: Si RQI es mayor a 1.09.
- Tipo de Roca 2: Si RQI mayor-igual a 1.0 y menor-igual a 1.09
- Tipo de Roca 3: Si RQI es menor a 1.0

Figura 35.

Asignación de las Tablas de Permeabilidad Relativa al Modelo. En azul tipo de roca 1. En Verde tipo de roca 2 y en Rojo tipo de roca 3



Nota. Permeabilidades relartivas de cada roca representadas en el grid del modelo de simulación numérica. Software CMG Technologies Launcher Tomado de Ecopetrol S.A [15].

4.2.5. Ecuación de Estado.

Bajo el modelo matemático de Peng-Robinson, se incluyeron ecuaciones de 12 componentes como se muestra en la Figura 10. El modelo se considera isotérmico con una temperatura definida en 255°F.

Figura 36.
Ecuación de Estado.

#	Component	Hydrocarbon?	Crit. pressure atm	Crit. temperat. K	Acentric factor	Mol. weight g/gmole	Volume shift	Compres. fa...	Crit. volume m3/kgmole	Crit. compres...	Crit. volume (...)	Omega A	Omega B	Specific grav...	Average nor...	Parachor
1	CO2	No	7.2780000E+...	3.0412000E+...	0.225	4.4010000E+...	-0.0817		1.1865247E-01			0.457236	0.0777961	0.492531	-152.596	79.7
2	N2	No	3.3540000E+...	1.2620000E+...	0.04	2.8010000E+...	-0.1752		5.4947821E+...			0.457236	0.0777961	0.158572	-321.978	41
3	C1	No	4.5390000E+...	1.9056000E+...	0.013	1.6040000E+...	-0.15839		9.5433180E-02			0.457236	0.0777961	0.265345	-257.177	77
4	C2	No	4.8080000E+...	3.0532000E+...	0.0986	3.0070000E+...	-0.08869		1.3861842E-01			0.457236	0.0777961	0.442593	-129.685	108
5	C3	No	4.1920000E+...	3.6983000E+...	0.1524	4.4100000E+...	-0.02699		1.9644788E-01			0.457236	0.0777961	0.522014	-46.4494	150.3
6	C4	No	3.6820000E+...	4.1793000E+...	0.194	5.8120000E+...	-0.08		2.5522082E-01			0.457236	0.0777961	0.573438	20.5969	189.9
7	C5-6	No	3.2520000E+...	4.8300000E+...	0.2402	7.9720000E+...	0.01791		3.2917267E-01			0.457236	0.0777961	0.645936	111.385	253.53
8	C7-10	No	2.6550000E+...	5.9148890E+...	0.3176	1.1320000E+...	0.05675		4.8172503E-01			0.457236	0.0777961	0.757223	271.521	334.14
9	C11-14	No	2.0860000E+...	6.0710560E+...	0.4374	1.6610000E+...	0.05233		6.0499398E-01			0.457236	0.0777961	0.729588	322.19	464.58
10	C15-20	No	1.5480000E+...	7.1620000E+...	0.5873	2.3779000E+...	0.14925		9.1338085E-01			0.457236	0.0777961	0.801537	517.855	624.4
11	C21-29	No	1.2940000E+...	8.5640000E+...	0.8226	3.3570000E+...	0.14177		1.1979439E+...			0.457236	0.0777961	0.92215	756.137	866.44
12	C30+	No	1.0390000E+...	9.5627748E+...	1.1397	5.4950000E+...	0.00579467		1.4146895E+...			0.457236	0.0777961	0.943064	907.603	1371.89

Nota. Ecuación de estado usada para el modelo de simulación numérica. Software CMG Technologies Launcher. Tomado de Ecopetrol S.A [15].

El separador en superficie considera las siguientes etapas de separación, como se define en la figura abajo.

Figura 37.
Etapas de separación en superficie.

Stage	Stage Pres.	Stage Temp.	Comment
1	580 psi	125 F	
2	153 psi	120 F	
3	27 psi	105 F	
4	14.7 psi	60 F	

Nota. Etapas de separación en superficie usadas. Software CMG Technologies Launcher. Tomado de Ecopetrol S.A [15].

Figura 38.

Gradiente Composicional

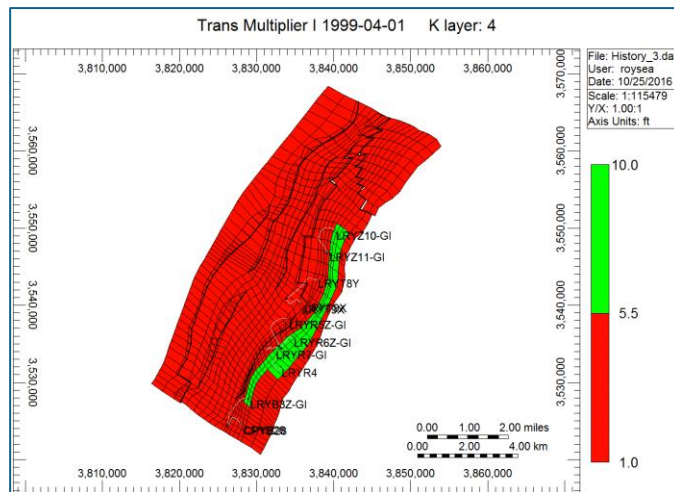
ZDEPTH	1
50981	1.0000E+04 3.1315E-02 4.6800E-03 8.1792E-01 4.7671E-02 3.3547E-02 2.2791E-02 1.7611E-02 1.3987E-02 6.7687E-03 3.0876E-03 5.7397E-04 4.6922E-05
50982	1.0667E+04 3.1763E-02 4.6060E-03 8.0953E-01 4.8277E-02 3.4599E-02 2.3876E-02 1.8941E-02 1.5727E-02 7.8905E-03 3.8921E-03 8.2173E-04 8.1927E-05
50983	1.1333E+04 3.2189E-02 4.5098E-03 7.9937E-01 4.8925E-02 3.5782E-02 2.5123E-02 2.0515E-02 1.7897E-02 9.3196E-03 5.0051E-03 1.2173E-03 1.5047E-04
50984	1.2000E+04 3.2570E-02 4.3778E-03 7.8625E-01 4.9638E-02 3.7171E-02 2.6628E-02 2.2478E-02 2.0777E-02 1.1247E-02 6.6507E-03 1.9075E-03 3.0046E-04
50985	1.2667E+04 3.2842E-02 4.1724E-03 7.6689E-01 5.0464E-02 3.8962E-02 2.8639E-02 2.5217E-02 2.5121E-02 1.4183E-02 9.4441E-03 3.3525E-03 7.1208E-04
50986	1.3333E+04 3.2529E-02 3.6664E-03 7.1962E-01 5.1550E-02 4.2210E-02 3.2578E-02 3.1016E-02 3.5676E-02 2.1219E-02 1.7340E-02 9.2603E-03 3.3383E-03
50987	1.3400E+04 3.2318E-02 3.5425E-03 7.0742E-01 5.1647E-02 4.2819E-02 3.3387E-02 3.2303E-02 3.8296E-02 2.2923E-02 1.9472E-02 1.1331E-02 4.5405E-03
50988	1.4000E+04 3.0753E-02 2.8930E-03 6.3227E-01 5.0858E-02 4.4815E-02 3.6646E-02 3.8377E-02 5.2456E-02 3.2051E-02 3.2054E-02 2.8094E-02 1.8734E-02
50989	1.4667E+04 3.0128E-02 2.6674E-03 5.9862E-01 4.9829E-02 4.4835E-02 3.7195E-02 4.0095E-02 5.7317E-02 3.5377E-02 3.7100E-02 3.7146E-02 2.9684E-02
50990	1.4700E+04 3.0106E-02 2.6591E-03 5.9729E-01 4.9781E-02 4.4826E-02 3.7206E-02 4.0151E-02 5.7488E-02 3.5500E-02 3.7292E-02 3.7517E-02 3.0185E-02
50991	1.5333E+04 2.9757E-02 2.5302E-03 5.7512E-01 4.8899E-02 4.4571E-02 3.7268E-02 4.0948E-02 6.0076E-02 3.7440E-02 4.0377E-02 4.3756E-02 3.9260E-02
50992	1.6000E+04 2.9497E-02 2.4297E-03 5.5608E-01 4.8030E-02 4.4203E-02 3.7152E-02 4.1439E-02 6.1914E-02 3.8961E-02 4.2881E-02 4.9192E-02 4.8222E-02
50993	1.6667E+04 2.9303E-02 2.3497E-03 5.3966E-01 4.7205E-02 4.3784E-02 3.6934E-02 4.1726E-02 6.3213E-02 4.0168E-02 4.4936E-02 5.3893E-02 5.6826E-02
50994	1.7333E+04 2.9153E-02 2.2829E-03 5.2502E-01 4.6415E-02 4.3336E-02 3.6651E-02 4.1879E-02 6.4151E-02 4.1166E-02 4.6689E-02 5.8071E-02 6.5190E-02
50995	1.8000E+04 2.9033E-02 2.2254E-03 5.1167E-01 4.5653E-02 4.2870E-02 3.6325E-02 4.1938E-02 6.4828E-02 4.2012E-02 4.8223E-02 5.1848E-02 7.3377E-02
50996	1.8667E+04 2.8938E-02 2.1748E-03 4.9932E-01 4.4915E-02 4.2393E-02 3.5969E-02 4.1927E-02 6.5306E-02 4.2741E-02 4.9588E-02 6.5303E-02 8.1424E-02
50997	1.9333E+04 2.8861E-02 2.1296E-03 4.8778E-01 4.4199E-02 4.1910E-02 3.5591E-02 4.1862E-02 6.5627E-02 4.3378E-02 5.0818E-02 6.8490E-02 8.9354E-02
51000	2.0000E+04 2.8799E-02 2.0885E-03 4.7691E-01 4.3502E-02 4.1424E-02 3.5197E-02 4.1754E-02 6.5822E-02 4.3940E-02 5.1937E-02 7.1447E-02 9.7182E-02
51001	
51002	2
51003	1.0000E+04 3.1315E-02 4.6800E-03 8.1792E-01 4.7671E-02 3.3547E-02 2.2791E-02 1.7611E-02 1.3987E-02 6.7687E-03 3.0876E-03 5.7397E-04 4.6922E-05
51004	1.0667E+04 3.1763E-02 4.6060E-03 8.0953E-01 4.8277E-02 3.4599E-02 2.3876E-02 1.8941E-02 1.5727E-02 7.8905E-03 3.8921E-03 8.2173E-04 8.1927E-05
51005	1.1333E+04 3.2189E-02 4.5098E-03 7.9937E-01 4.8925E-02 3.5782E-02 2.5123E-02 2.0515E-02 1.7897E-02 9.3196E-03 5.0051E-03 1.2173E-03 1.5047E-04
51006	1.2000E+04 3.2570E-02 4.3778E-03 7.8625E-01 4.9638E-02 3.7171E-02 2.6628E-02 2.2478E-02 2.0777E-02 1.1247E-02 6.6507E-03 1.9075E-03 3.0046E-04
51007	1.2667E+04 3.2842E-02 4.1724E-03 7.6689E-01 5.0464E-02 3.8962E-02 2.8639E-02 2.5217E-02 2.5121E-02 1.4183E-02 9.4441E-03 3.3525E-03 7.1208E-04
51008	1.3333E+04 3.2529E-02 3.6664E-03 7.1962E-01 5.1550E-02 4.2210E-02 3.2578E-02 3.1016E-02 3.5676E-02 2.1219E-02 1.7340E-02 9.2603E-03 3.3383E-03
51009	1.3400E+04 3.2318E-02 3.5425E-03 7.0742E-01 5.1647E-02 4.2819E-02 3.3387E-02 3.2303E-02 3.8296E-02 2.2923E-02 1.9472E-02 1.1331E-02 4.5405E-03
51010	1.4000E+04 3.0753E-02 2.8930E-03 6.3227E-01 5.0858E-02 4.4815E-02 3.6646E-02 3.8377E-02 5.2456E-02 3.2051E-02 3.2054E-02 2.8094E-02 1.8734E-02
51011	1.4667E+04 3.0128E-02 2.6674E-03 5.9862E-01 4.9829E-02 4.4835E-02 3.7195E-02 4.0095E-02 5.7317E-02 3.5377E-02 3.7100E-02 3.7146E-02 2.9684E-02
51012	1.4700E+04 3.0106E-02 2.6591E-03 5.9729E-01 4.9781E-02 4.4826E-02 3.7206E-02 4.0151E-02 5.7488E-02 3.5500E-02 3.7292E-02 3.7517E-02 3.0185E-02
51013	1.5333E+04 2.9757E-02 2.5302E-03 5.7512E-01 4.8899E-02 4.4571E-02 3.7268E-02 4.0948E-02 6.0076E-02 3.7440E-02 4.0377E-02 4.3756E-02 3.9260E-02
51014	1.6000E+04 2.9497E-02 2.4297E-03 5.5608E-01 4.8030E-02 4.4203E-02 3.7152E-02 4.1439E-02 6.1914E-02 3.8961E-02 4.2881E-02 4.9192E-02 4.8222E-02
51015	1.6667E+04 2.9303E-02 2.3497E-03 5.3966E-01 4.7205E-02 4.3784E-02 3.6934E-02 4.1726E-02 6.3213E-02 4.0168E-02 4.4936E-02 5.3893E-02 5.6826E-02
51016	1.7333E+04 2.9153E-02 2.2829E-03 5.2502E-01 4.6415E-02 4.3336E-02 3.6651E-02 4.1879E-02 6.4151E-02 4.1166E-02 4.6689E-02 5.8071E-02 6.5190E-02
51017	1.8000E+04 2.9033E-02 2.2254E-03 5.1167E-01 4.5653E-02 4.2870E-02 3.6325E-02 4.1938E-02 6.4828E-02 4.2012E-02 4.8223E-02 5.1848E-02 7.3377E-02
51018	1.8667E+04 2.8938E-02 2.1748E-03 4.9932E-01 4.4915E-02 4.2393E-02 3.5969E-02 4.1927E-02 6.5306E-02 4.2741E-02 4.9588E-02 6.5303E-02 8.1424E-02
51019	1.9333E+04 2.8861E-02 2.1296E-03 4.8778E-01 4.4199E-02 4.1910E-02 3.5591E-02 4.1862E-02 6.5627E-02 4.3378E-02 5.0818E-02 6.8490E-02 8.9354E-02
51020	2.0000E+04 2.8799E-02 2.0885E-03 4.7691E-01 4.3502E-02 4.1424E-02 3.5197E-02 4.1754E-02 6.5822E-02 4.3940E-02 5.1937E-02 7.1447E-02 9.7182E-02
51021	
51022	ITYPE CON 1
51023	*MOD
51024	23:25 1:11 1:19 = 2
51025	

Nota. Gradiente composicional cargado en el modelo de simulación numérica. Software CMG Technologies Launcher. Tomado de Ecopetrol S.A [15].

Una de las principales diferencias en los modelos construidos y descritos en este documento son los corredores de transmisibilidad que se generaron.

Figura 39.

Descripción de los multiplicadores de transmisibilidad en el layer 4 del modelo.



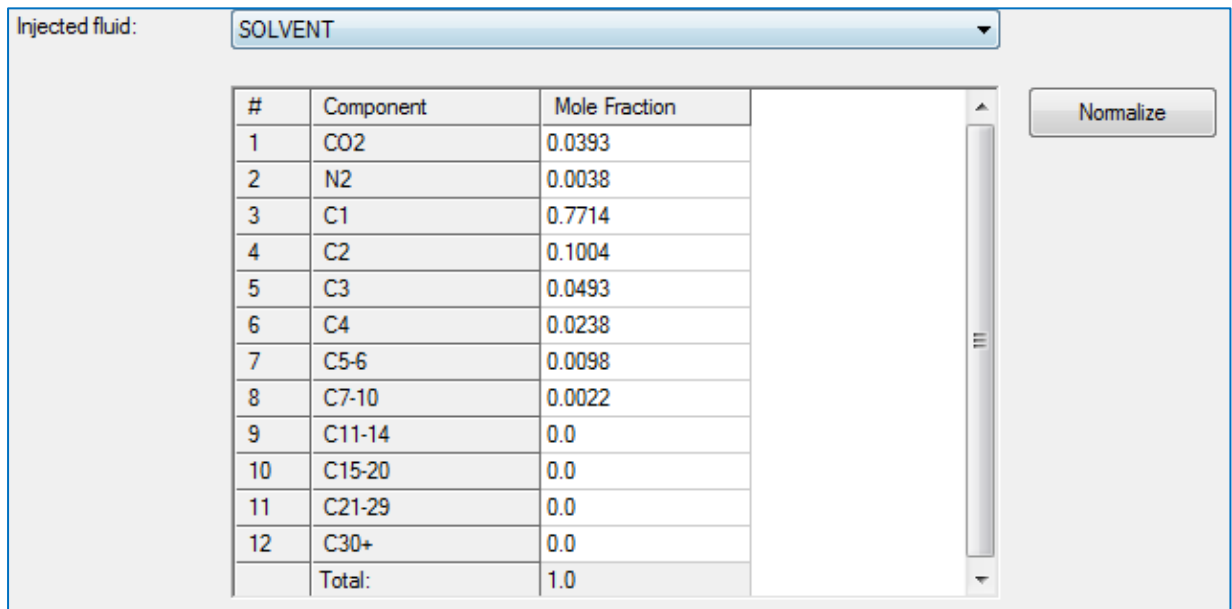
Nota. Multiplicadores de transmisibilidad de las regiones usadas. Software CMG Technologies Launcher. Tomado de Ecopetrol S.A [15].

4.2.6. Gas de inyección.

En la figura a continuación se observa la composición de la corriente de gas de inyección que se utiliza en este modelo de simulación. Resaltando que se trata de un gas cuya composición es, un 77.1% Gas Metano (C1), 17.4% de compuestos gaseosos (C2-C3-C4), 4.4% gases no hidrocarburos (CO₂-N₂) y cantidades muy mínimas de compuestos más pesados (C5-C6 -C7+) ~1%.

Figura 40.

Composición inicial de la corriente de inyección



#	Component	Mole Fraction
1	CO ₂	0.0393
2	N ₂	0.0038
3	C1	0.7714
4	C2	0.1004
5	C3	0.0493
6	C4	0.0238
7	C5-6	0.0098
8	C7-10	0.0022
9	C11-14	0.0
10	C15-20	0.0
11	C21-29	0.0
12	C30+	0.0
	Total:	1.0

Nota. Entrada de composición de gas que se va a inyectar. Software CMG Technologies Launcher. Tomado de Ecopetrol S.A [15].

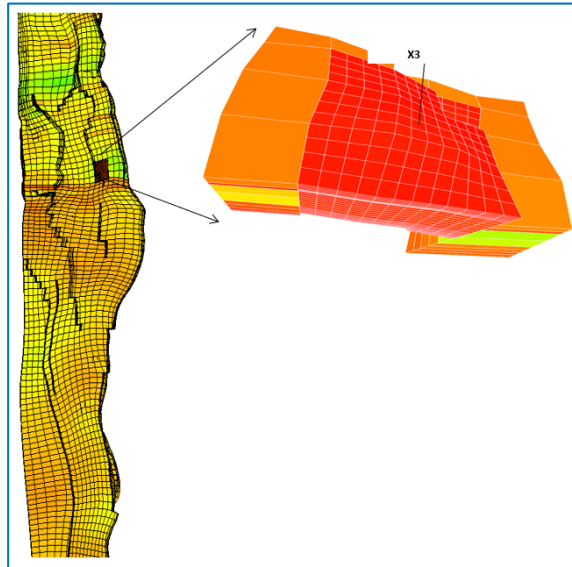
4.2.7. Ajuste Histórico

El modelo se controló con la tasa de producción de gas histórico, Igualmente, las tasas de inyección se incorporaron con la información. Es importante mencionar que no se construyó modelo de levantamiento vertical (VLP) para los pozos, lo que hace entender que la concepción futura de predicción del modelo se basaría en control con presión de fondo (BHP).

Se realizó un refinamiento local (LGR) (liquid gas ratio) alrededor del área de influencia del pozo X3 (Recetor) y se extrae para el análisis de un solo pozo.

Figura 41.

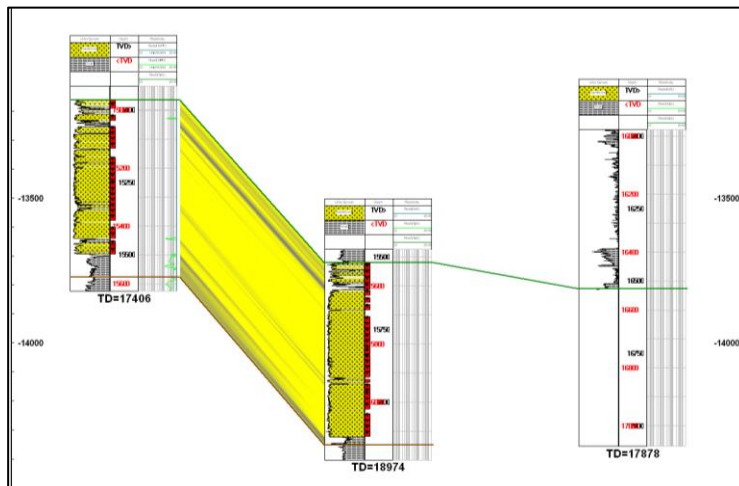
Grid modelo de un solo pozo. Pozo X3.



Nota. Extracción de un solo pozo en el modelo de simulación. Software CMG Technologies Launcher. Tomado de Ecopetrol S.A [15].

Figura 42.

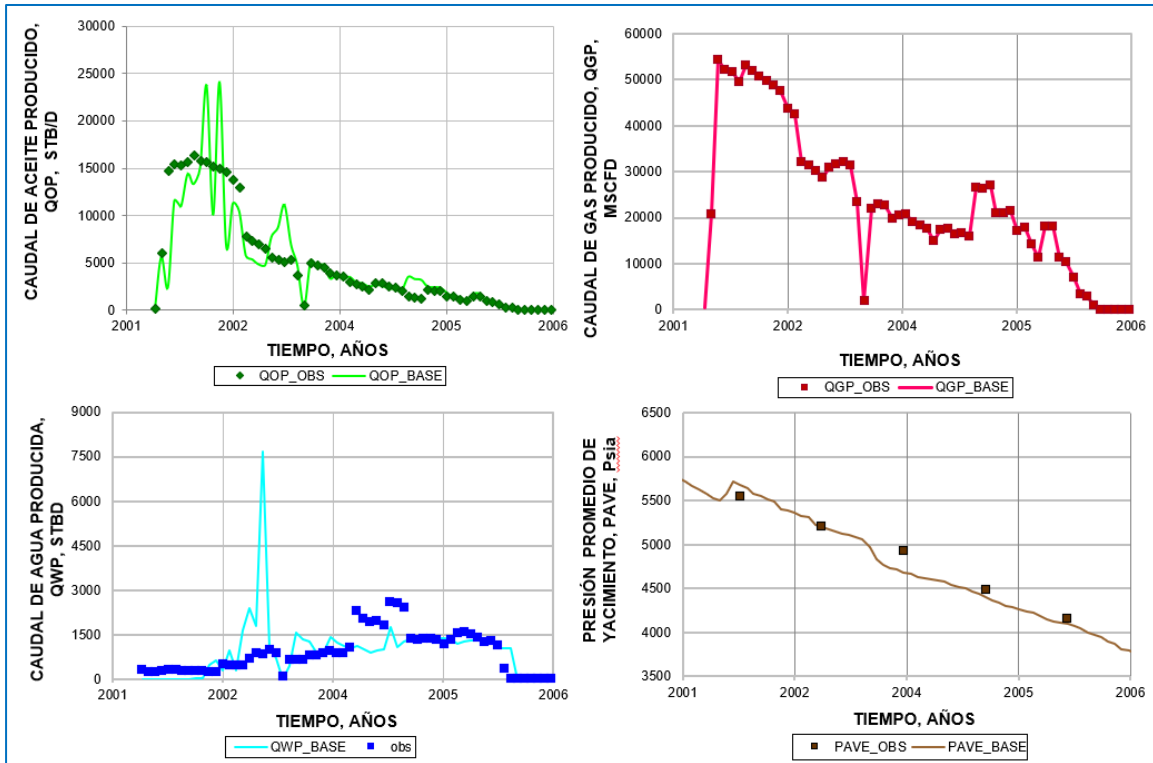
Correlación estructural del pozo X3.



Nota. Correlación estructural de pozo a evaluar y el pozo simulado. Centro de Innovación y Tecnología. Geología estructural Ecopetrol S.A. [6].

Figura 43.

Ajuste histórico del modelo de simulación.



Nota. Representación del ajuste histórico de producción del pozo. Software CMG Technologies Launcher. Tomado de Ecopetrol S.A [15].

4.3. Fase III resultados de la simulación Huff and Puff.

Se simuló sistema de inyección Huff & Puff en el pozo, realizando sensibilidad al volumen de gas inyectado, tiempo de inyección, cierre y producción. Se debe resaltar que el pozo X3 tiene las mismas condiciones de flujo que ha tenido el pozo X2, completados en la misma formación. Exceptuando la producción de agua que para esta evaluación no será tenida en cuenta debido a que el pozo X2 no ha producido cantidades importantes.

Con estas condiciones e inyectando según las sensibilidades realizadas en el numeral 3.5.2. en la figura 26, 10 – 15 – 20 MPCD durante 3 y 5 días, el pozo recuperaría los líquidos contenidos en la zona cercana al pozo (*near wellbore*) y el método abriría canales preferenciales del gas que beneficiaría el levantamiento del pozo.

Tabla 7.

Resultados de las sensibilidades de modelo de simulación.

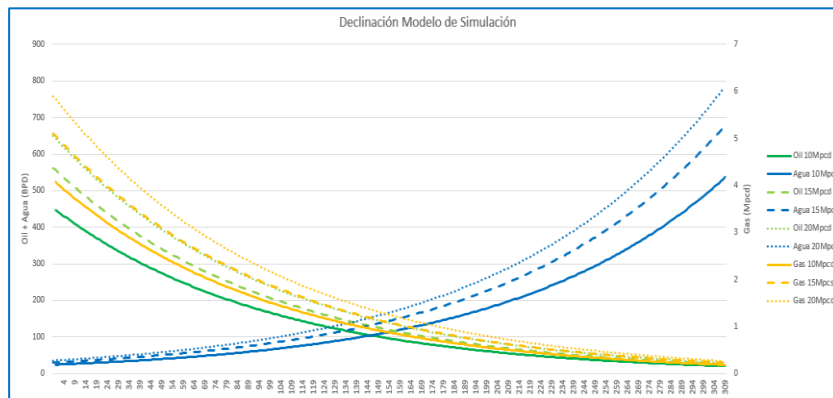
	Oil (BPD)	GAS (MPCD)	AGUA (BPD)
10 MPCD	+104.5	+0.95	+5.7
15 MPCD	+218.9	+1.99	+11.9
20 MPCD	+305.8	+2.78	+16.7

Nota. Resultados incrementales del modelo de simulación numérica.

Con estos volúmenes incrementales los pronósticos de producción de cada uno de los escenarios se ven de la siguiente manera:

Figura 44.

Curvas de Flujo en modelo de análisis nodal con reducción del daño.



Nota: Perfiles obtenidos del modelo de simulación numérica donde llevan la producción del pozo después de la inyección hasta los 309 meses. Elaboración propia.

Con estos resultados anteriores se implementa la metodología de creación de PBU sintético a partir del PBU real, explicada en la tesis de Bonilla Kalil, Jose Ricardo (1998). "Calculation of formation damage (mechanical skin) in gas-rich condensates combining analytical and numerical models": guidelines and examples. Master's thesis, Texas A&M University. Available electronically from <https://hdl.handle.net/1969.1/ETD-TAMU-1998-THESIS-B66>. [18]

La metodología consiste en con los datos de entrada del simulador numérico, teniendo disponible la data de un PBU, realizar pruebas de ensayo y error partiendo del skin calculado. Tener en cuenta que no se ajustará el Kh ya que el actual se encuentra dentro de los rangos apropiados.

Una vez ajustado el Kh, ajustar el skin mecánico de la formación de tal forma que el skin quede ajustado, esto cotejándolo con cada uno de los resultados de incremento en volumen anteriores, para este caso atribuyéndole el 100% de la producción a una sola formación.

Así que al ajustarse se evidenciará un ajuste del daño mecánico por cada uno de los volúmenes incrementales sensibilizados en la corrida anterior.

Tabla 8.

Resultados de las sensibilidades de modelo de simulación.

	Skin ajustado	Reducción de skin	Porcentaje de reducción
10 MPCD	46.7	8.25	14.9%
15 MPCD	41.2	13.8	24.1%
20 MPCD	34.6	20.4	37.4%

Nota. Resultados del skin como parámetro de salida en el modelo de simulación numérica

Teniendo en cuenta que el modelo de simulación numérica no tiene en cuenta la VLP (vertical lift performance) del pozo, regresamos al modelo se WellFlo con estos valores de daño calculados como parámetro de salida. Llevando estos números de daño a las sensibilidades hechas anteriormente en el modelo de Wellflo, se obtendrían los siguientes beneficios:

Tabla 9.

Resultados las corridas con la reducción del daño de formación.

S	Oil (BPD)	GAS (MPCD)	AGUA (BPD)
55 (Base)			
46.7	400.8	3.64	21.9
41.2	449.9	4.09	24.5
34.6	526	4.78	28.7

Nota. Resultado del modelo variando con skin fijo en WellFlo.

Resultados bastante alentadores para proceder con la ejecución del método de recobro mejorado *Huff and Puff*.

5. FASE IV EJECUCION Y ANALISIS

La técnica *Huff and Puff* siempre se ha utilizado junto con la inyección de gas, pero nunca se ha utilizado como método de producción independiente. En este estudio, se utiliza la técnica *Huff and Puff* para volver a presurizar un yacimiento de gas rico agotado mediante flujo cruzado de pozo desde un yacimiento de gas pobre altamente presurizado.

Como se ha determinado anteriormente el *Huff and Puff* es un sistema no convencional, normalmente utilizado en la recuperación de aceite mediante la inyección de CO₂, N₂, vapor, y, gas natural asociado. En el cual, se inyectan cantidades de gas a intervalos de tiempo conocido en un yacimiento de petróleo. En un yacimiento de gas condensado como el de Cupiagua el *Huff and Puff* busca la revaporización de condensados, energizar zona cercana al pozo (near wellbore) y limpiar canales preferenciales al gas.

5.1. Árbol de decisión

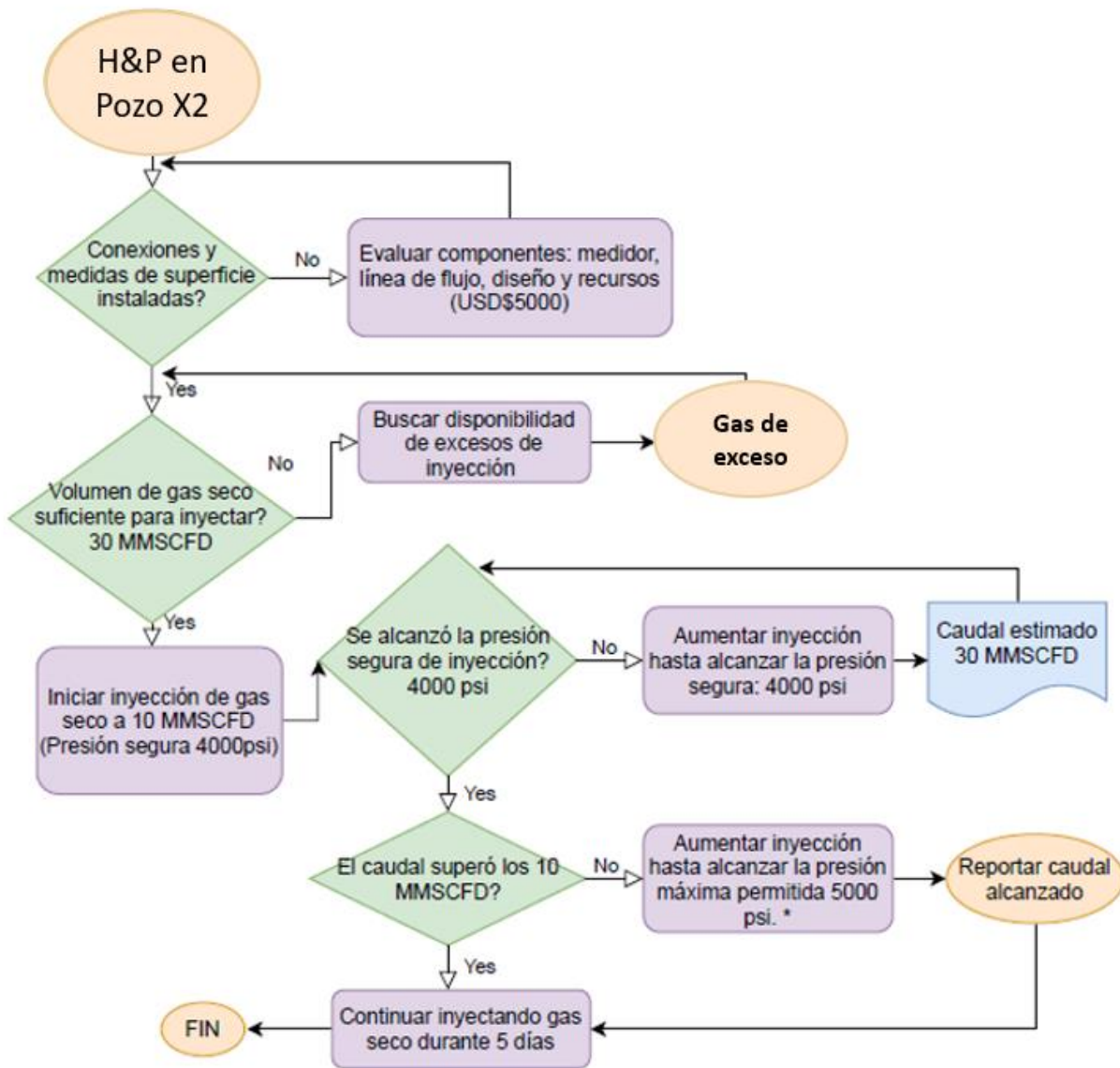
Para realizar la actividad jugaron varios factores propios del campo y de la operación que debían ser tenidos en consideración al momento de la ejecución:

- Instalación de conexiones en superficie.
- Disponibilidad de volumen de gas de inyección.
- Presión máxima de inyección.

A continuación, el manejo de la actividad para fines de ejecución.

Figura 45.

Diagrama árbol de decisión de la actividad.



Nota. Diagrama de decisión para el equipo de operaciones. Elaboración propia.

5.2. Etapas del proceso y ejecución HUFF AND PUFF

Según el artículo de Wadhahi'n et al. [16], exponen que hay tres momentos específicos bajo los cuales se realiza este tipo de trabajo, a saber:

5.2.1. Fase de Inyección (Huff)

Se realizó la inyección de gas seco en el pozo X2 del 23 al 28 de junio completando 108.6 MPcd durante 5 días.

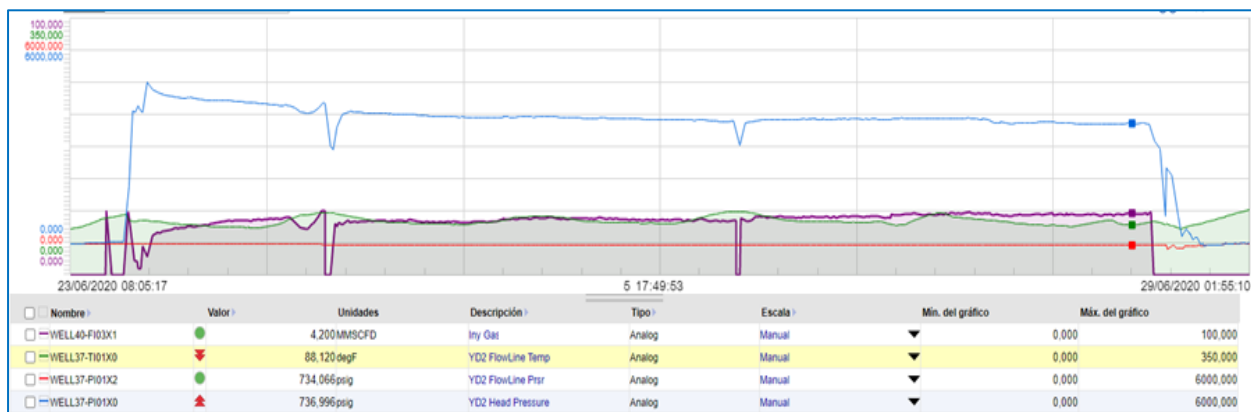
Se evidencia una máxima presión en cabeza de 4500 psi al inicio de la operación, posteriormente se mantuvo entre 3700 y 3500 psi manteniendo una inyección diaria de 21MMscfd. Durante la inyección se trató de mantener este caudal para que la presión no acercara a la presión máxima permitida.

Inicialmente la WHP aumentó a 4500 con un caudal entre 2 y 8 Mpcd, esto ocurrió durante 2 horas, esta condición se debió posiblemente al desplazamiento de los fluidos líquidos contenidos en el pozo y apertura o limpieza de canales preferenciales al gas. La inyección de gas seco finalizó el 28 de junio a las 14:30 con éxito.

Durante el cierre del pozo X2 no se obtuvo WHP del remojó, sin embargo, al momento de alinearse nuevamente el sensor registró una WHP de 2670psi.

Figura 46.

Parámetros de Superficie del pozo durante la inyección de gas.



Nota. Parámetros de superficie durante la inyección donde la línea roja es presión de línea, la línea azul es presión de cabeza, la línea verde es temperatura de cabeza y la morada es caudal inyectado. Tomado de Centro de Innovación y Tecnología. Tomado del programa ASPENOne21 Ecopetrol S.A.[6]

Tabla 10.

Caudal y Volumen total de inyección de gas en el pozo X2

Fecha	Q inj (MPCD)
23-jun	4.1
24-jun	21.2
25-jun	21.4
26-jun	21.2
27-jun	23.9
28-jun	17.0
Total	108.6

Nota. Caudal inyectado por día y volumen total.

Según Ahora entendiendo cual fue el volumen total que ha tomado el pozo realmente volvemos a realizar el cálculo de radio de invasión con el fin de identificar cual fue el radio alcanzado con la inyección y asegurarnos de llegar mas lejos de la Región 1 Cerca del Pozo: En un yacimiento de gas condensado, los condensados fluyen cerca del pozo. Esta región es crucial para la producción y debe considerarse en las estrategias de optimización a medida que el yacimiento madura. Según se observa en la Figura 27, son de 3-10 metros, entonces para el cálculo nuevamente, tenemos:

Ecuación 14

Radio de invasión a condiciones de yacimiento.

$$r_i = \sqrt{\frac{V_{inj} \times Bg}{2\pi h \Phi (1-S_w)}}$$

Para calcular el radio de invasión usamos los mismos datos petrofísicos de la formación Mirador y el volumen inyectado:

V_{inj} = volumen de gas inyectado (pies cúbicos) (108,600,000 pc).

Bg= Factor volumétrico del gas. (cf/stcf) (0.0039).

h = Espesor neto del yacimiento (pies) (349).

Φ = porosidad (fracción). (0.0469).

Sw = Saturación de agua inicial (fracción). (0.3).

r_i = es el radio de invasión (pies).

Ecuación 15

Cálculo del Radio de invasión a condiciones de yacimiento para el pozo X2.

$$r_i = \sqrt{\frac{180,600,000 \times 0.0039}{2\pi \times 349 \times 0.0469 (1-0.3)}}$$

$$r_i = 76.7 \text{ pies}$$

La inyección real que se tuvo en el pozo se abarcó un radio de invasión de 23.4, es decir, alcanzó hasta la Región 3 de Gas Inicial: Al principio, el yacimiento contiene una fase de gas.

5.2.2. Fase de remojo (Soak)

La fase de remojo, o "soak", en un proceso Huff and Puff con gas tiene como objetivo principal maximizar la eficiencia de la recuperación de petróleo. En lugar de utilizar vapor para reducir la viscosidad del petróleo, se utiliza gas, como dióxido de carbono (CO₂), nitrógeno (N₂) o gas natural (CH₄), para mejorar la extracción del petróleo. Los propósitos clave de la fase de remojo con gas incluyen:

- *Disolución del Gas en el Petróleo:* Permitir que el gas inyectado se disuelva en el petróleo, lo que puede reducir su viscosidad y mejorar su movilidad.
- *Presurización del Yacimiento:* Incrementar la presión en el yacimiento, lo que ayuda a empujar el petróleo hacia el pozo de producción.
- *Interacción Físicoquímica:* Facilitar la interacción entre el gas y el petróleo para mejorar la recuperación mediante mecanismos como la hinchazón del petróleo y la reducción de la tensión interfacial.

Es importante resaltar que el gas inyectado es un gas previamente secado de planta (CH_4), como el gas de la figura 37, lo que implica que al retornar al yacimiento genere una condensación retrógrada que hace que este gas se enriquezca con los diferentes componentes descritos en la Tabla 3. Composiciones iniciales fluidos en diferentes zonas de la estructura. Propiedad Ecopetrol S.A.

El pozo estuvo cerrado durante 2.5 días. El tiempo de cierre del pozo se debió a cambios y movimientos en conexiones de superficie, para este caso, de inyección de gas seco y donde el problema radica en la acumulación de líquidos, lo ideal es abrir el pozo inmediatamente se termina la inyección, para generar un alto diferencial de presión inicial y así evitar darle tiempo nuevamente a la columna para que se acumule.

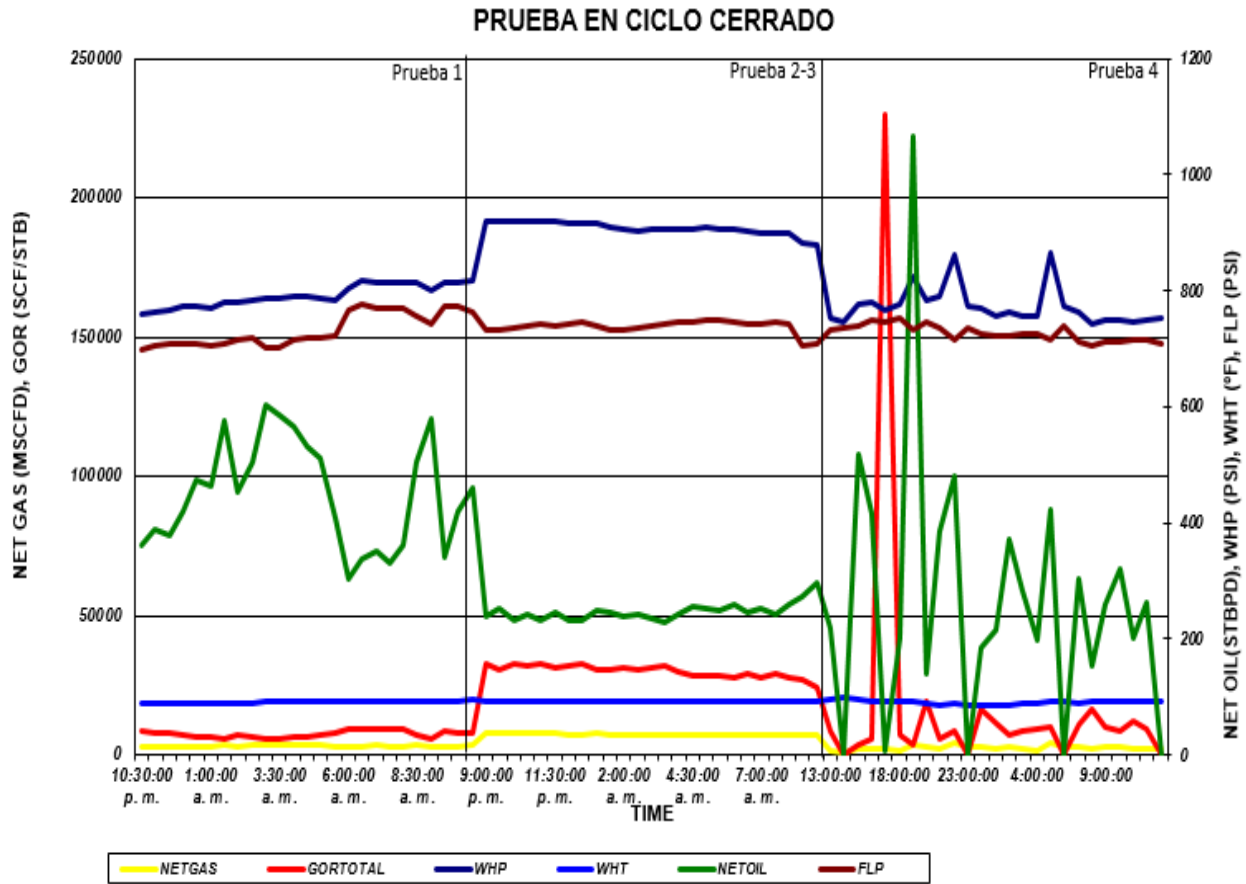
Durante el cierre del pozo X2 no se obtuvo WHP del remojo, sin embargo, al momento de alinearse nuevamente el sensor registró una WHP de 2670psi demostrando un incremento significativo desde el momento de perder capacidad de levantamiento, 733psi (visto anteriormente en la Figura 43. Parámetros de superficie, presión de cabeza WHP y presión de línea FLP. Fuente IP21 Ecopetrol)

5.2.3. Fase de producción (Puff).

Posterior a los 2.5 días de cierre se le da apertura rápida al pozo, directamente hacia un separador de pruebas con el fin de identificar la recuperación de hidrocarburos líquidos.

Figura 47.

Prueba de producción en ciclo cerrado



Nota. Compilado de pruebas de producción. Elaboración propia.

Se tomaron 2 pruebas de producción iniciales en el pozo después del remojo cuyos resultados no fueron concluyentes por inestabilidad del fluido en el separador. Posteriormente se validó la prueba 14 días después, los valores del crudo cada media hora variaban entre 0 y 1067 STBOD y a partir de esta prueba se determinó el caudal observado en la tabla anterior como Prueba 4. Las pruebas están comparadas con la de 3 meses atrás. Los resultados de las pruebas se muestran en la tabla a continuación:

Tabla 11.

Resultados de Pruebas de producción en separador.

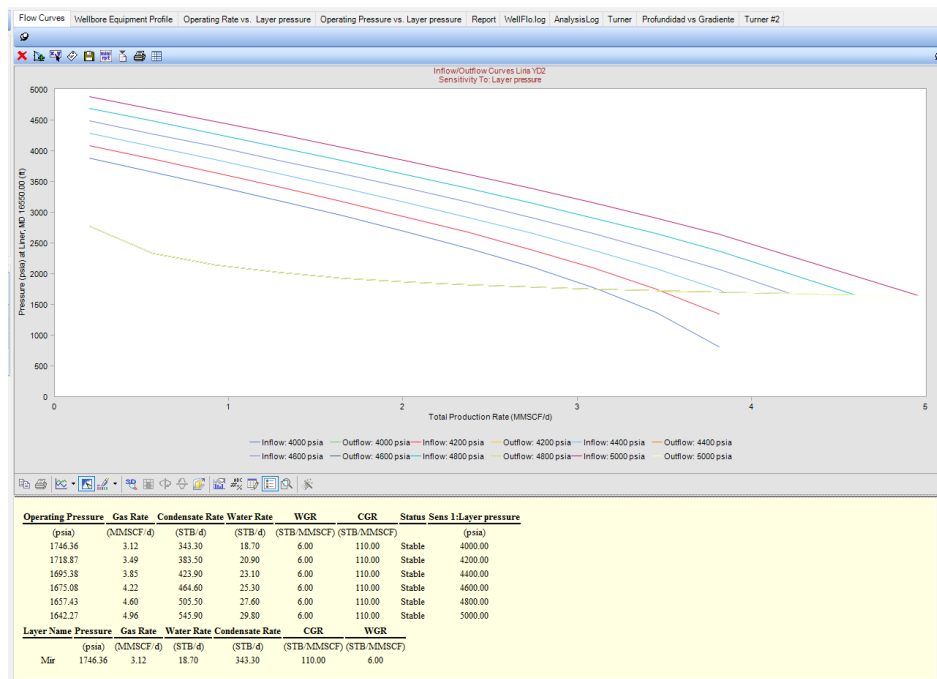
Pozo X2	Prueba 1 (3 meses antes)	Prueba 2 (1 día después)	Prueba 3 (2 días después)	Prueba 4 (14 días después)
Choke /64"	30	30	30	30
WHP (psi)	793	935	907	772
WHFP (°F)	91	94	96	91
Qg (Mpcd)	3.31	9.53	7.39	2.71
Qo (STBD)	448	225	185	249
Qw (STBD)	13	225	160	0.43
API	47.1	47.1	58.7	46.8

Nota. Compilado de las pruebas de producción.

Una vez obtenidos los resultados de las pruebas de producción se realiza nuevamente la calibración del modelo con los nuevos volúmenes producidos, en el software de análisis nodal Wellflo, el cual nos muestra el beneficio en presión de fondo después de la inyección de gas.

Figura 48.

Sensibilización de producción para presión de yacimiento y presión de fondo



Nota. Grafico de la producción representando la presión de fondo. Elaboración propia.

En este grafico anterior se evidencia que con el incremento en presión de yacimiento lograda mediante la inyección de formación el diferencial de presión del pozo disminuye de una manera suficiente para aumentar la producción de este.

La presión de cabeza del pozo es constante ya que la línea lo mantiene chocado a 750psi, esto quiere decir que el incremento en presión de yacimiento va a generar una disminución de la presión de fondo fluyendo que se traduce en incremento de volumen producido.

Entonces, teniendo en cuenta que la producción promedio del pozo quedó en aproximadamente 5Mpcd la re-presurización del yacimiento equivale a 1030psi.

6. RESULTADOS

Los resultados de las pruebas se graficaron con el fin de:

- Estimar el tiempo en el que el pozo recupere todo el gas inyectado.
- Estimar en este tiempo, la cantidad de líquidos hidrocarburos que se obtengan.
- Estimar el ciclo de producción del pozo antes de perder nuevamente capacidad de levantamiento.
- Comparar la duración de los ciclos de producción del pozo.

6.1. Producción de gas

La producción de gas durante el ciclo de producción del pozo Liria X2 posterior a la inyección de gas se vio afectada por el bacheo del pozo que impedía la medición en separador.

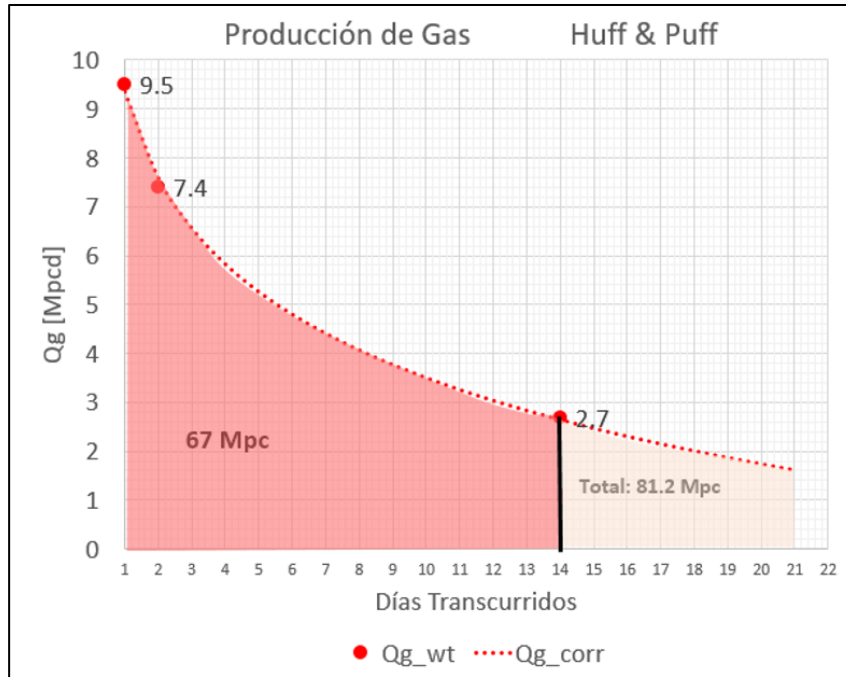
De las pruebas mencionadas anteriormente se han graficado los datos de producción de gas vs días donde se realiza una proyección de la producción al día 23, teniendo en cuenta esta proyección y el área bajo la curva se concluye lo siguiente:

Al día 14 (prueba de producción) se han recuperado 67Mpc del gas inyectado, al día 21 se proyectó recuperar 14.2Mpc para un total de 81.2Mpc.

De los 109Mpc que se inyectaron faltarían por recuperarse 28Mpc.

Figura 48.

Producción de gas según pruebas y estimado de 7 días adicionales.



Nota. Medición del gas durante las pruebas de producción.

6.2. Producción de aceite

La producción de crudo durante el ciclo de producción del pozo Liria X2 posterior a la inyección de gas se calculó con un promedio a partir de las pruebas de producción realizadas los días 1 - 2 y 14, esto debido a que durante la segunda prueba la cantidad de crudo disminuyó 60 BPD con respecto a la primera pero durante la tercera prueba mostró un aumento de 85 BPD, esto se ha atribuido al bacheo constante que presenta el pozo donde los líquidos llegan a la superficie de manera intermitente, esta es la razón principal por la que la prueba de producción del pozo debió hacerse por 24 horas y no por 6.

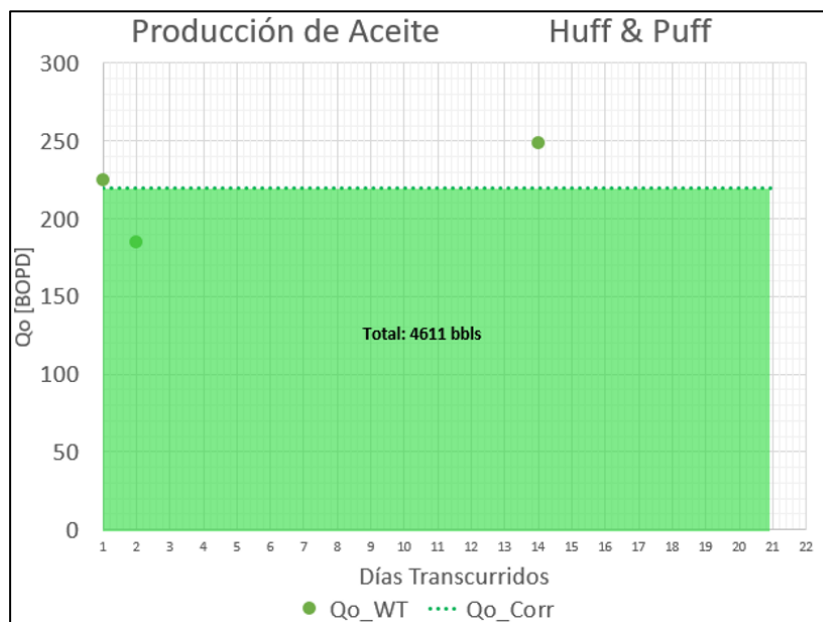
De este promedio obtenido se calculó una producción acumulada al día 14 (día de la prueba) de 3074Bbls, y se proyectó a los 21 días un total de 4611Bbls. El promedio de las últimas pruebas de producción 230 Bbls (último año) lo que equivaldría a 3220Bbs

mensuales calculados a partir de los 14 días que estaba produciendo el pozo durante su ciclo de apertura (aproximadamente 1391Bbls de ganancia en el mes).

También a partir de la tabla 10, se evidencian los cambios de API que tuvo el aceite durante las pruebas, corroborando la salida de componentes líquidos que posiblemente estaban estancados en el fondo.

Figura 50.

Producción de crudo según pruebas y estimado de 7 días adicionales de gas.



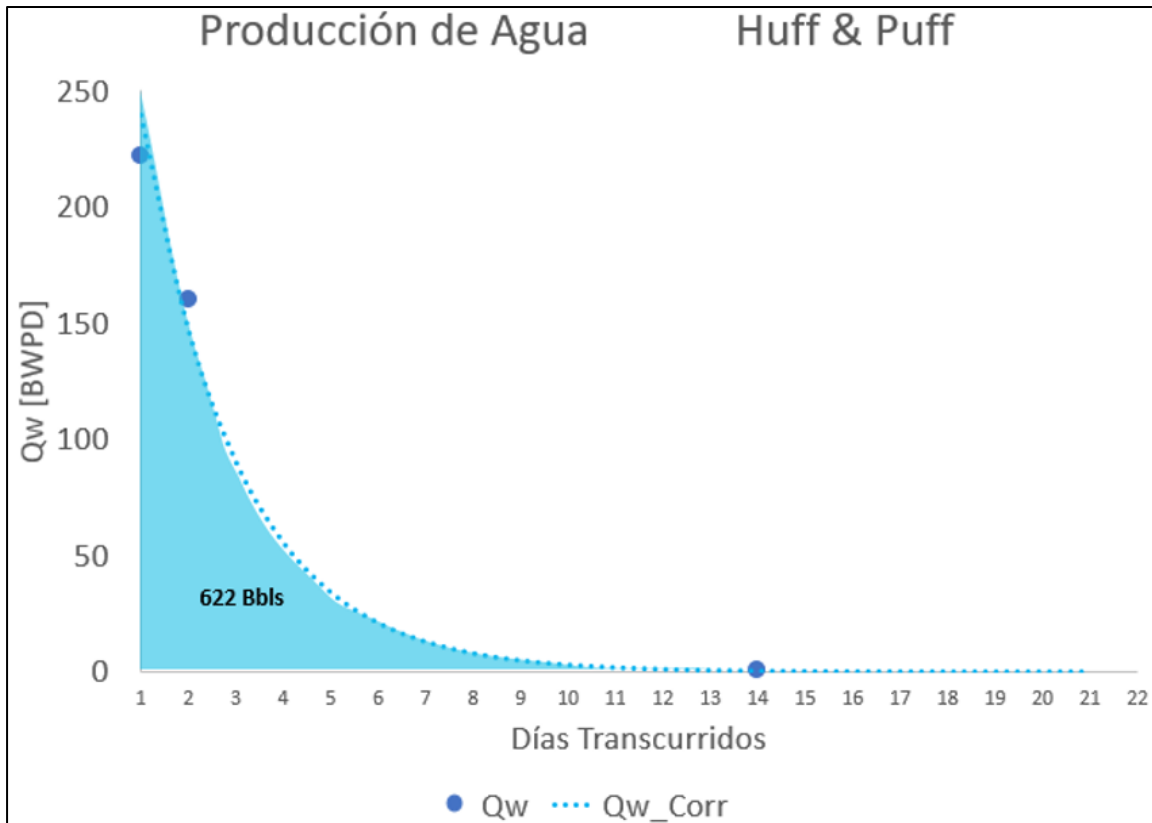
Nota. Medición del aceite durante las pruebas de producción.

6.3. Producción de Agua

La producción de agua durante el ciclo de producción del pozo Liria X2 posterior a la inyección de gas disminuyó considerablemente, esto se determinó inicialmente con las pruebas de producción realizadas el 1 y 2 cuya disminución fue de 65 bbls de una prueba a la otra, estas comparadas con la tercera prueba que arrojó un resultado de 0.43bbls, es posible que esta cantidad de agua sea producto del desplazamiento realizado por la inyección del gas, sin embargo, sigue siendo motivo de análisis, los cloruros bajos manifiestan que es agua de condensación.

Figura 51.

Producción de agua según pruebas.



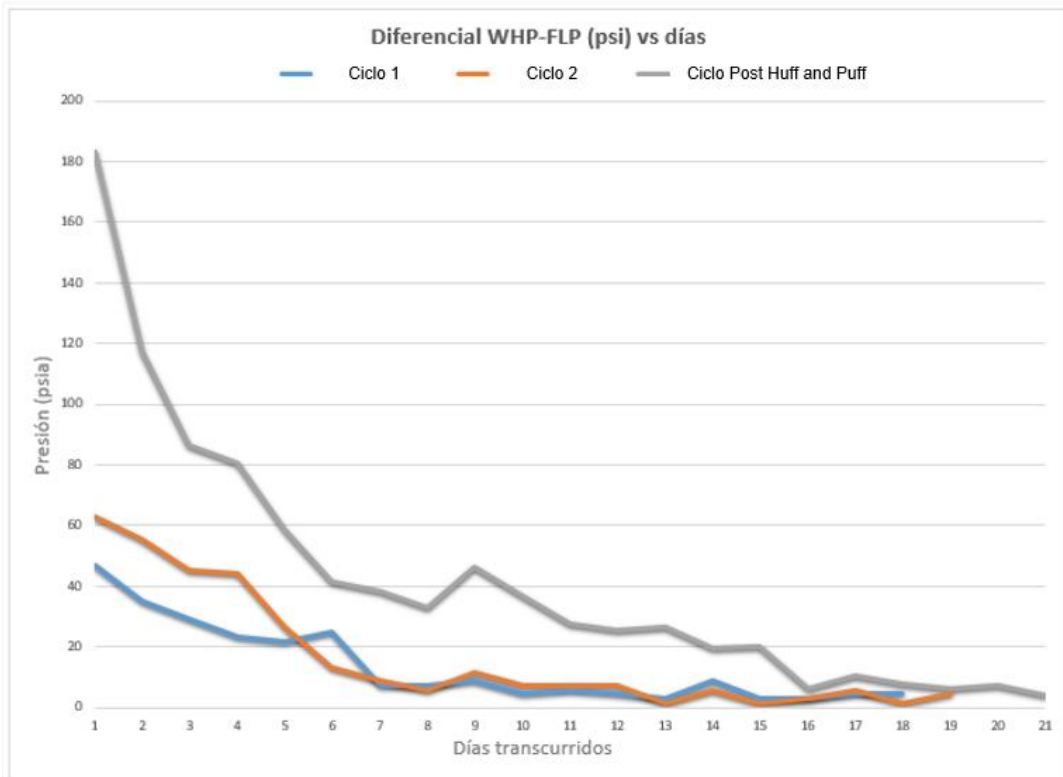
Nota. Medición del agua durante las pruebas de producción.

6.4. Durabilidad

La comparación entre las variables FLP y WHP generaron una presión diferencial, durante la apertura del pozo posterior a la inyección de gas seco revela la ampliación del ciclo de producción del pozo. Según lo revisado en los parámetros de superficie tenemos una ganancia de 9 días de flujo del pozo adicionales.

Figura 52.

Diferencial entre Presión de cabeza (WHP y presión de línea (FLP)



Nota. Demostración de como se alargó la vida del pozo comparando el diferencial entre presiones.

Como fue mencionado anteriormente, cuando la presión de cabeza (WHP) se iguala a la presión de línea (FLP) no se genera un diferencial de presión que alcance para que el pozo produzca en superficie, la imagen anterior muestra como el ciclo de producción del pozo se extendió desde el día 13 hasta el día 21.

6.5. Viabilidad Económica

Para revisar la viabilidad económica de esta actividad es importante recalcar que las variables financieras a usar son las aprobadas por la compañía y la misma será aplicada a los resultados volumétricos obtenidos en el numeral anterior. Se describen las Variables financieras así:

Tabla 8.

Variables financieras para el campo Recetor.

<u>PARAMETROS DE EVALUACION</u>		
PRECIO GAS	25.13	USD/BLE
PRECIO BRENT	75.00	USD/BL
REGALIAS DE PROD. BASICA CRUDO	8	%
REGALIAS DE PROD. BASICA GAS	8	%
TRANSPORTE	12.95	USD/BL
CALIDAD*	7.55	USD/BL
COSTO TTO FLUIDO TOTAL	0.01	USD/BL
COSTO TTO GAS	0.27	USD/BLE
COSTO TTO CRUDO	0.30	USD/BL
TASA DESCUENTO	9.0	% EA.
IMPUESTO DE RENTA	59	%

Nota. Parámetros para la evaluación económica aprobados por la compañía.

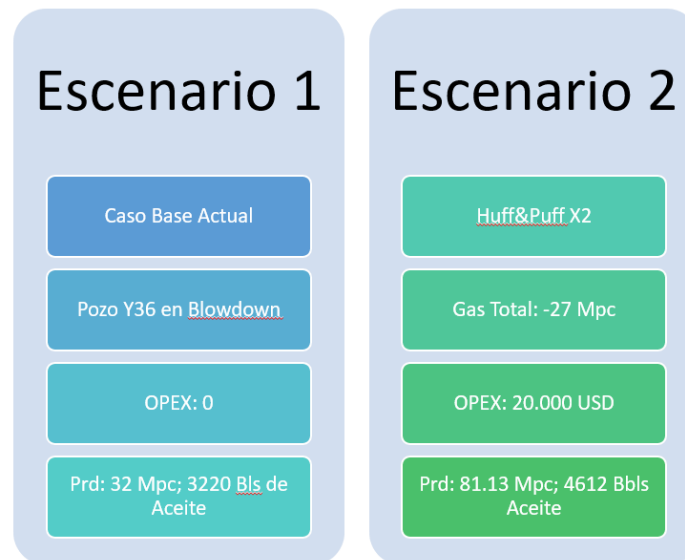
CALIDAD* es el factor que se le adiciona al precio del crudo como Calidad del crudo y optimización del proceso de refinación:

El valor del crudo depende del rendimiento y de las propiedades físicas y de mezclado de cada corriente generada en la refinería, este crudo, al ser catalogado como super ligero requiere menos refinamiento y es más fácil de transportar. Tomado de Formato EvalEco, Ecopetrol [6].

Se realiza la comparación de los escenarios “Caso Base Actual” y “Ejecución de la actividad”

Figura 53.

Escenarios de evaluación económica.



Nota. Escenarios propuestos. Elaboración propia.

Teniendo en cuenta los volúmenes recuperados en los dos escenarios anteriores se realiza la evaluación económica para cada uno.

Tabla 9.

Balance y comparativo entre escenarios.

	Escenario 1	Escenario 2
	Caso Base Actual	Huff&Puff Pozo X2
Qinj [Mpcd]	0	-20
#Días Inyectados	0	5
Gas Inyectado [Mpc]	0	-108.6
Caudal Producido		
Gas [Mpcd]	2.33	de 9.5 a 2.7
Crudo [Bopd]	230	220
Días Ciclo	14	21
Volumen Producido		
Gas Producido X2 [Mpc]	32.62	81.2
Gas Total (Prod-Inj) [Mpc]	32.62	-27.4
Gas en Barriles Equivalentes (BLE)	5722.81	-4807.0
Crudo X2 [Bls]	3220	4611

Tabla 11.(Continuación)

Ingresos Brutos por venta de producción Neta		
Precio del Gas 25.13 USD/BLE	\$ 143,814	-\$120,800
Precio del crudo 75 USD/BL	\$ 265,811	\$ 380,638
Diferencial de Calidad 7.5 USD/BL		
Regalías (8%)	\$ 32,770	\$ 30,451
Total	\$ 376,855	\$ 229,387
Balance		
Ganancia Total	\$ 376,855	\$ 229,387
OPEX	-	\$ 14,680
Balance	\$ 376,855	\$ 244,067

Nota. Viabilidad económica comparativa entre escenarios.

Al tratarse de mantenimiento de la básica el costo de la actividad (USD14.680) son considerados dentro del Opex o (gastos operativos), este costo es adicional por las cuadrillas que realizaron los ajustes en superficie.

Como se observa en el comparativo, realizar el Huff and puff (escenario 2) tiene una diferencia de (USD132.788) menos con respecto al caso base, esta diferencia es básicamente por el costo del opex además por el gas que se inyecta y no se produce (27.4Mpcd) al no ser monetizado.

La conclusión en una primera impresión es que el pozo tiene un beneficio económico mayor dejándolo como esta que haciéndole el Huff and Puff, sin embargo, cabe recordar y aclarar que los ciclos de producción del pozo han venido disminuyendo por la pérdida de energía del yacimiento y la acumulación de líquidos en fondo que con varios ciclos podría llegar a ser desalojada por completo.

7. CONCLUSIONES

La técnica Huff and Puff siempre se ha utilizado junto con la inyección de gas, pero nunca se ha utilizado como método de producción independiente. En este estudio, se utiliza la técnica *Huff and Puff* para volver a presurizar un yacimiento de gas rico agotado mediante flujo cruzado de pozo desde un yacimiento de gas pobre altamente presurizado. Los 1030 psi de represurización de yacimiento aumentó la presión de la zona agotada a niveles que podrían superar la presión del punto de rocío. Para este caso, solo con un ciclo inicialmente no se produce la totalidad del gas inyectado.

El modelo de simulación para este proyecto logró calcular un beneficio de 305BOPD equivalentes a 9150Bbl durante el mes, sin embargo, no es posible mantener este caudal en el tiempo sin tener en cuenta la velocidad de levantamiento del pozo "VLP" .

El proceso Huff&Puff realizado mensualmente, es decir, inyectando 5 días, remojando 2 días para obtener 21 días de producción, resulta en un incremento de 9 días de producción para el pozo evaluado, lo que equivale a un incremento de 1391 Bbls por este ciclo.

En campos de gas, el proceso "Huff and Puff" puede ser particularmente efectivo para recuperar gas atrapado en formaciones de baja permeabilidad. La técnica ayuda a liberar el gas que de otro modo no fluiría fácilmente hacia el pozo productor, aumentando así el factor de recobro del yacimiento. El factor de recobro actual es del 50% para crudo y del 44% para el gas, el beneficio es en crudo ya que inicialmente no se produce la totalidad del gas inyectado.

La inyección real que se tuvo en el pozo se abarcó un radio de invasión de 23.4, es decir, alcanzó hasta la Región 3 de Gas Inicial: Al principio, el yacimiento contiene una fase de gas.

Al utilizar pozos existentes para la inyección y producción en ciclos, se minimizan los costos y se maximizan las infraestructuras ya disponibles. El costo causado por opex

para esta actividad fue de USD 14.680 que equivalen a las cuadrillas de personal que realizan los ajustes de facilidades de superficie.

El gas inyectado puede actuar como un fluido desplazante (108MPCD), empujando los hidrocarburos hacia el pozo de producción; aumenta la presión en el yacimiento (+1030psi), lo que puede ayudar a movilizar el petróleo o gas hacia el pozo productor; reducir la viscosidad del petróleo o gas atrapado, lo cual facilita su movimiento hacia el pozo productor obteniendo un beneficio de 1931 Bls por el ciclo.

8. RECOMENDACIONES

Realizar varios ciclos de Huff and Puff para mantener energizada la zona cercana al pozo y desalojar los líquidos que causan el banco de condensados, hasta encontrar un sistema de levantamiento efectivo para estos pozos y completamientos.

La revaporización del condensado se favorece durante la aplicación cíclica de *Huff and Puff*; ha demostrado ser una técnica de producción eficiente que puede conducir a la desaparición de la fase líquida en el yacimiento de gas condensado retrógrado.

El modelo descrito en este documento es preliminar, el cual se construyó con la intención de hacer la evaluación de este proyecto, sin embargo, al no lograrse los ajustes requeridos, no se recomienda el uso de esta herramienta para nuevos proyectos como toma de decisiones.

Se recomienda verificar una forma más eficiente de conexas las líneas en superficie, con el fin de disminuir el tiempo de remojo ya que fue más extenso de lo esperado (2.5 días). Esta condición es crucial para evitar que la columna de líquido se acumule nuevamente en el pozo.

Se recomienda realizar la evaluación económica a largo plazo teniendo en cuenta que el pozo no va a dejar de producir cuando se aplica la técnica de *Huff and Puff*.

Finalmente analizar nuevas tecnologías de levantamiento que resulten más eficientes y brinden una mayor productividad y vida útil de los pozos.

REFERENCIAS

- [1] R. González, “Uso del gas natural en la transición energética colombiana,” Tesis de maestría, Universidad de Bogotá Jorge Tadeo Lozano, Bogotá, 2020.
- [2] M. Villalva, “Yacimientos,” 2014.
- [3] O. Gibbs, “Three & Multicomponent Mixtures,” 2020.
- [4] M. Essenfield and R. García, “Planificación y Recomendaciones para Máximo Beneficio de Toma, Análisis y Usos de Muestras de Fluidos Para Estudios PVT,” *Petroleumag*.
- [5] S. Ø. Martinsen, lowany Castiblanco, R. Osorio, and C. H. Whitson, “Advanced Fluid Characterization of Pauto Complex, Colombia,” in *All Days*, SPE, Sep. 2010. doi: 10.2118/135085-MS.
- [6] Ecopetrol, “Centro de Innovación y Tecnología.”
- [7] C. A. Franco, A. Restrepo, L. G. Acosta, and E. Junca, “SDLA: Fighting Skin Damage in Colombian Fields—A War Story,” in *All Days*, SPE, Feb. 2006. doi: 10.2118/98136-MS.
- [8] A. Restrepo, J. Duarte, and Y. Sánchez, “A MultiParameter Methodology for Skin Factor Characterization: Applying Basic Statistics to Formation Damage Theory,” in *All Days*, SPE, May 2007. doi: 10.2118/107674-MS.
- [9] A. Yahya, J. Alassal, S. Abdulqader, and S. Sajad, *Reservoir engineering handbook*. 2017.
- [10] Science19.com, “Cómo calcular la velocidad crítica.”
- [11] D. A. Marozzini, J. P. Arroyo, F. Alric, and M. Raverta, “Lessons Learned After Velocity String Campaign Using Different CT Hanger System with Out Well Head

- Modifications,” in *Day 1 Tue, March 24, 2020*, SPE, Mar. 2020. doi: 10.2118/199834-MS.
- [12] F. López, “Implantación de un proceso de recuperación mejorada en Akal,” Tesis de Maestría, Universidad Nacional Autónoma de México, México, 2010.
- [13] G. Maravilla, “Inyección de CO₂ para la recuperación mejorada de gas en yacimientos de shale gas,” Petrobanca.
- [14] Agencia Nacional de Hidrocarburos and Ecopetrol S.A, “Convenio De Exploración y Producción De Hidrocarburos Área Recetor,” Bogotá, 2022.
- [15] Ecopetrol, “Software CMG Technologies Launcher. .”
- [16] M. Al-Wadhahi, F. H. Boukadi, A. Al-Bemani, R. Al-Maamari, and H. Al-Hadrami, “Huff ’n puff to revaporize liquid dropout in an Omani gas field,” *J Pet Sci Eng*, vol. 55, no. 1–2, pp. 67–73, Jan. 2007, doi: 10.1016/j.petrol.2006.04.016.
- [17] Nchila, Y.T., Ogunkunle, F.T., Rachael, J.E., Olabode, O.A., Dinga, C.N. (2022). Técnicas de desarrollo de yacimientos de condensado de gas. En: Ayeni, A.O., Sanni, S.E., Oranusi, S.U. (eds) Bioenergía y Tecnologías de Procesamiento Bioquímico. Energía y Tecnología Verde. Springer, Cham. https://doi.org/10.1007/978-3-030-96721-5_32
- [18] Bonilla Kalil, Jose Ricardo (1998). “Calculation of formation damage (mechanical skin) in gas-rich condensates combining analytical and numerical models”: guidelines and examples. Master's thesis, Texas A&M University. Available electronically from <https://hdl.handle.net/1969.1/ETD-TAMU-1998-THESIS-B66>.

GLOSARIO

Banco de Condensados: Un problema causado por los efectos de la permeabilidad relativa, que es la principal causa del “Banco de Condensados”, y el impacto de la condensación retrógrada. [8] “A MultiParameter Methodology for Skin Factor Characterization: Applying Basic Statistics to Formation Damage Theory,”

Ciclos Huff and Puff: Se destacan para mantener la zona del reservorio cerca del pozo energizado y para evacuar los líquidos que generan daño por el Banco de Condensados. [3] “Planificación y Recomendaciones para Máximo Beneficio de Toma, Análisis y Usos de Muestras de Fluidos Para Estudios PVT,”

Cretácico y Terciario temprano (Paleoceno-Eoceno): Marco geológico que incluye las formaciones del Cretácico y del Terciario temprano (Paleoceno-Eoceno), siendo la formación Mirador la unidad productiva principal en el campo Recetor. [14] Agencia Nacional de Hidrocarburos and Ecopetrol S.A, “Convenio De Exploración y Producción De Hidrocarburos Área Recetor,” Bogotá, 2022.

Cupiagua: Estructura en el área de Recetor que incluye el desarrollo de estructuras anticlinales, sistemas de fallas y la influencia de eventos tectónicos en la región.

Daño de formación: Se refiere al daño causado por los efectos de la permeabilidad relativa, que es la principal causa del “Banco de Condensados”, y el impacto de la condensación retrógrada. [5] “Advanced Fluid Characterization of Pauto Complex, Colombia,”

Densidad: Propiedad física que describe cuánto material hay en un volumen dado. En el contexto del petróleo y el gas, puede referirse a la densidad del aceite, del gas o de la roca del yacimiento.

Diagrama de araña: Metodología utilizada para ponderar los diferentes mecanismos de daño de formación para estimar mapas de caracterización de daños de múltiples parámetros. [8] “A MultiParameter Methodology for Skin Factor Characterization: Applying Basic Statistics to Formation Damage Theory,”

Dióxido de Carbono: Gas que se utiliza en algunos métodos de recuperación mejorada. Puede ser inyectado en el yacimiento para aumentar la presión y mejorar la recuperación de hidrocarburos.

Ecuación de estado: Expresión matemática que describe cómo cambian las propiedades de un gas o un líquido cuando se cambian la presión, la temperatura o el volumen. [5] “Advanced Fluid Characterization of Pauto Complex, Colombia,”

Factor volumétrico de aceite: Es una medida de la expansibilidad del aceite. Es el volumen de aceite a condiciones de superficie producido por un volumen de aceite a condiciones de yacimiento.

Farenheit: Unidades de medida utilizadas en la industria del petróleo y gas. Farenheit es una escala de temperatura.

Formación Mirador: Una de las principales unidades de almacenamiento en el área son las areniscas de las Formaciones Guadalupe, Barco y Mirador, siendo Mirador la principal. [14] “Convenio De Exploración y Producción De Hidrocarburos Área Recetor,”

“Gamma Ray”: Herramienta de registro de pozos que mide la radiación gamma emitida por las formaciones del subsuelo. Se utiliza para identificar y correlacionar capas de roca.

GOR (Rs): Relación Gas - Petróleo. Es la cantidad de gas que se produce por cada barril de petróleo.

Gravedad específica del agua: Medida de la densidad del agua en comparación con la densidad del agua pura.

Huff & Puff: Método de recuperación mejorada que se utiliza en un pozo de gas y condensado en la Formación Mirador del campo Recetor. Este método se centra en aumentar los factores de recuperación y mitigar la acumulación de líquidos en el pozo, que obstaculiza la productividad del gas. [17] Técnicas de desarrollo de yacimientos de condensado de gas.

Índice de productividad: Medida de la capacidad de un pozo para producir petróleo o gas. Se calcula como la tasa de producción dividida por la presión diferencial entre el yacimiento y el pozo.

Piedemonte Llanero: Área geológica y geoquímica que ha sido estudiada durante más de 20 años. Los principales factores identificados como causantes del daño de formación incluyen la migración fina y las incrustaciones minerales, como calcita, siderita, barita, celestina y compuestos de hierro. [14] “Convenio De Exploración y Producción De Hidrocarburos Área Recetor,”

Presión de cabeza de pozo “Well Head Pressure”: La presión en la parte superior del pozo. Es una medida importante en la operación y control de un pozo.

Presión de línea “Flow Line Pressure”: Es la presión en la línea de flujo que conecta el pozo con las instalaciones de superficie.

Prueba de expansión a volumen constante: Prueba que se realiza para determinar las propiedades de los fluidos del yacimiento. [5], “Advanced Fluid Characterization of Pauto Complex, Colombia,”

Soplo (se refiere a inyección): Término utilizado en la industria del petróleo y gas para referirse a la inyección de gas en un pozo.

Temperatura de cabeza de pozo “Well Head Temperature”: La temperatura en la parte superior del pozo. Puede ser diferente de la temperatura del yacimiento debido a las pérdidas de calor durante el flujo del fluido hacia la superficie.

Tubería enrollada (Coiled Tubing): Es una larga tubería de acero, enrollada en un carrete, que se utiliza para realizar operaciones de intervención en pozos de petróleo y gas.

Velocidad crítica: La velocidad mínima a la que un fluido debe moverse para poder levantar líquidos desde el fondo del pozo hasta la superficie. [10], “Cómo calcular la velocidad crítica.”

Viscosidad aceite: Es una medida de la resistencia al flujo del aceite. Afecta la capacidad del aceite para moverse a través de la formación hacia el pozo.