



**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA TÉCNICA
DE PERFORACIÓN UNDERBALANCE EN LOS CAMPOS CASTILLA Y APIAY**

**VIERA CAROLINA LOZANO SALAZAR
DIEGO ARMANDO RIVAS HOYOS**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2011

**ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA TÉCNICA
DE PERFORACIÓN UNDERBALANCE EN LOS CAMPOS CASTILLA Y APIAY**

**VIERA CAROLINA LOZANO SALAZAR
DIEGO ARMANDO RIVAS HOYOS**

Trabajo de grado presentado como requisito parcial para optar al título de
Ingenieros de Petróleos

Directores

**ING. JAIME ALBERTO LOZA CASTILLO
ING. DIEGO FERNANDO SUÁREZ**

**UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER
FACULTAD DE INGENIERÍAS FISCOQUÍMICAS
ESCUELA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS
BUCARAMANGA**

2011

DEDICATORIA

A DIOS

*La razón misma de la existencia,
El origen profundo del conocimiento,
El orden lógico y sistemático de las cosas,
La virtud afectuosa de la vida,
La hermosura inédita del Espíritu,*

*Todo puesto para remontarme a la experiencia de tener al frente un proceso donde puedo
poner en práctica lo aprendido,
Señalar el tenue sendero, vaso comunicante entre el destino y el éxito,
Las ideas en fuga persiguiendo la inquietante mente,
Sin pretender alcanzarla,
Permitiendo que fluya la ciencia y la virtud en el recorrer de los trazos alegres, destellantes
y efímeros de la vida.*

*A mis padres y hermanos,
Aquellos que surcan mi esperanza inquieta con el arado sutil,
Plantando ideas en la floresta inmensa del alegre devenir.*

*A Miguel Antonio Suárez Jaimes,
Al que llena mis anhelos, el designio imprescindible de mi amor,
Mi bendición otorgada, mi entrañable compañero.*

*A estos dedico éstas líneas,
Han sido mi soporte, mi norte y mi aventura.*

VIERA CAROLINA

A DIOS

Gracias por ser luz y guía en mi camino, por darme la vida, salud, sabiduría, paciencia y fortaleza para lograr mis objetivos.

A Francelina, mi madre

Gracias por su apoyo incondicional en este largo camino, por su paciencia, comprensión, consejos y sobre todo por su gran amor; a ella debo todo lo bueno que hace parte de mi ser hoy en día, sin duda es parte esencial de mi proyecto de vida.

A Alonso, mi padre

Gracias por estar a mi lado en toda la carrera, por sus consejos y peleas, las cuales cada día me hicieron más fuerte para salir adelante.

A Carolina y Hernán, mis hermanos

Gracias por su cariño, por su amor y su gran apoyo en toda parte de mi vida.

A Diana

Gracias por su cariño, comprensión, consejos, compañía durante esta larga historia y por sobre todo, su gran ayuda, a ella le debo gran parte de mi carrera.

DIEGO ARMANDO

AGRADECIMIENTOS

Los autores expresan su agradec

La **UNIVERSIDAD INDUSTRIAL DE SANTANDER** por ser el autor trascendental de nuestro crecimiento intelectual y principal testigo de las milicias acometidas en la carrera de nuestra formación.

El **GRUPO DE INVESTIGACIÓN DE ESTABILIDAD DE POZOS** por brindarnos la oportunidad de aprender a ser mejores.

Los Ingenieros **JAIME ALBERTO LOZA** y **DIEGO FERNANDO SUÁREZ** por su colaboración, apoyo y confianza en la realización de este proyecto.

El geólogo **DARWIN MATEUS** por su constante exigencia, haciendo de nosotros unos mejores profesionales.

El Ingeniero **YAIR ANDRÉS QUINTERO** por el conocimiento difundido en nosotros, su orientación, aportes, paciencia, entrega e inmensa colaboración.

El Ingeniero **HELMUTH PORTILLA** por su inmensurable dedicación, confianza y sentido del humor. Sus aportes fueron de vital importancia para éste proyecto.

El Ingeniero **GERMÁN CASTILLO** por su interés en nuestro trabajo y estar presente en los momentos más críticos de éste proceso. Su constante contribución fue crucial para nuestro trabajo.

Nuestro compañero y amigo **JAVIER GIL RODRÍGUEZ** por ser la luz al final del túnel, por su paciencia y colaboración al final del proceso.

CONTENIDO

	pág.
INTRODUCCIÓN	25
OBJETIVOS.....	27
OBJETIVO GENERAL	27
OBJETIVOS ESPECÍFICOS.....	27
JUSTIFICACIÓN.....	28
ANTECEDENTES.....	29
EXPERIENCIA CUSIANA-CUPIAGUA.....	29
CASO DE ESTUDIO: OPERACIÓN UNDERBALANCE INSATISFACTORIA	30
EXPERIENCIA EN LA CUENCA CANADIENSE “WILLISTON”	31
1. GENERALIDADES DE LA PERFORACIÓN UNDERBALANCE.....	34
1.1 OBJETIVOS DE LA PERFORACIÓN UNDERBALANCE	35
1.1.1 Incremento de la Rata de Penetración (ROP).....	36
1.1.2 Incremento de la Vida de la Broca	38
1.1.3 Minimización de las Pérdidas de Circulación	38
1.1.4 Reducción de la Pega Diferencial	40
1.1.5 Disminución del Daño a la Formación	41
1.1.6 Producción Temprana.....	42
1.2 BENEFICIOS Y LIMITACIONES DE LA TÉCNICA UBD	43
1.2.1 Ventajas	43
1.2.2 Limitaciones	44
1.2.2.1 Inestabilidad del Pozo	44
1.2.2.2 Influjo de Agua	45
1.2.2.3 Incendios en Fondo de Pozo.	46
1.2.2.4 Producción Excesiva de Hidrocarburo	46
1.2.2.5 Factores Económicos.....	47
1.3 SISTEMAS DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN UNDERBALANCE	49

2 IDENTIFICACIÓN DE POZOS CANDIDATOS	52
2.1 PARÁMETROS QUE DEBEN CONSIDERARSE	52
2.1.1 Problemas Operacionales.....	52
2.1.2 Propiedades del Campo.....	53
2.1.2.1 Litología	53
2.1.2.2 Permeabilidad y Tipo de Fluido.....	54
2.1.2.3 Espesor del Intervalo	55
2.1.2.4 Temperatura	56
2.1.2.5 Presión de Poro de la Formación.....	56
2.1.3 Estabilidad del Pozo	56
2.2 CANDIDATOS POBRES PARA OPERACIONES UNDERBALANCE	57
2.3 BUENOS CANDIDATOS PARA OPERACIONES UNDERBALANCE	58
3 METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS.....	59
3.1 PROBLEMAS OPERACIONALES	59
3.2 PROPIEDADES DEL CAMPO	59
3.3 CRITERIO DE ESTABILIDAD DE POZOS	60
3.3.1 Modelo Geomecánico del Pozo	61
3.3.2 Ventana Operacional de Fluido.....	63
3.3.3 Criterios de Falla.....	67
3.3.3.1 Criterio de Falla de Mohr-Coulomb	67
3.3.3.2 Criterio de Falla de Drucker-Prager	68
3.3.3.3 Criterio de Falla de Lade Modificado	69
3.3.4 Ajuste de la Ventana Operacional de Fluido	70
3.4 ANÁLISIS ECONÓMICO	71
4 MARCO DE ESTUDIO.....	73
4.1 UNIDADES OPERACIONALES PERTENECIENTES A LA FORMACIÓN GUADALUPE.....	75
4.1.1 Unidad K1 (Guadalupe Superior).....	75
4.1.2 Unidad K2 (Guadalupe Masivo).....	75
4.2 CAMPO APIAY	76

4.2.1 Distribución de Pozos	77
4.3 CAMPO CASTILLA	78
4.3.1 Distribución de Pozos	79
5 PRESENTACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS – APIAY	80
5.1 PROBLEMAS OPERACIONALES	80
5.2 CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO	82
5.2.1 Propiedades Físicas	82
5.2.1.1 Litología	83
5.2.1.2 Otras Propiedades	83
5.3 ESTABILIDAD DE POZOS	86
5.3.1 Ventana Operacional de Fluido.....	86
6 PRESENTACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS – CASTILLA	98
6.1 PROBLEMAS OPERACIONALES	98
6.2 CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO	103
6.2.1 Propiedades Físicas	103
6.2.1.1 Litología	104
6.2.1.2 Otras Propiedades	104
6.2.1.3 Distribución de Presión	105
6.2.1.4 Distribución de Permeabilidad	110
6.2.2 Zonas de Interés	112
6.3 ESTABILIDAD DE POZOS	113
6.3.1 Ventana Operacional de fluido.....	113
6.3.2 Peso de Lodo Crítico por Colapso	115
6.4 EVALUACIÓN DE COSTOS.....	117
6.4.1 Curvas de Producción.....	117
6.4.2 Costo Equipos Underbalance	121
6.4.3 Flujos de Caja	123
6.4.4 Análisis Económico.....	128
6.4.4.1 Curvas de Declinación	129
6.4.4.2 Valor Presente Neto y Payback	131

CONCLUSIONES 137
RECOMENDACIONES 139
BIBLIOGRAFÍA 140

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. 'Diferencias entre Perforación Convencional y Under-balanced'	35
Figura 2. 'Perforación con Gas vs. Perforación con Lodo'	36
Figura 3. 'Pérdidas de Circulación Durante la Perforación Convencional'	39
Figura 4. 'Prevención de las Pérdidas de Circulación Durante la Perforación Underbalance'	40
Figura 5. 'Descripción Pega Diferencial'	41
Figura 6. 'Fluidos de Perforación según su densidad'	50
Figura 7. 'Fluidos de Perforación según su densidad'	51
Figura 8. 'Ventana Operacional de Fluido'	60
Figura 9. 'Envolvente de Falla Múltiple'	62
Figura 10. 'Tipos de Análisis para el Software PBORE'	63
Figura 11. 'Opciones para el Análisis Genérico'	64
Figura 12. 'Datos de Entrada para el Análisis Genérico'	65
Figura 13. 'Ventana de Fluido Generada en el PBORE'	66
Figura 14. 'Criterio de Falla de Mohr-Coulomb'	68
Figura 15. 'Tipos comunes de ensanchamiento de pozo y su respectiva respuesta en el registro Cáliper'	70
Figura 16. 'Localización Campos Castilla y Apiay'	73
Figura 17. 'Columna Estratigráfica de la Cuenca Llanos'	74
Figura 18. 'Localización Campo Apiay'	76
Figura 19. 'Distribución de Pozos Campo Apiay'	77
Figura 20. 'Localización Campo Castilla'	78
Figura 21. 'Distribución de Pozos Campo Castilla'	79
Figura 22. 'Pozos con Pruebas de Daño Campo Apiay'	80
Figura 23. 'Distribución de Presiones Unidad K1 Campo Apiay'	85
Figura 24. 'Pozos con Modelo Geomecánico Campo Apiay'	87
Figura 25. 'Ventana Operacional de Fluido – Pozo AW Criterio de Falla de Mohr-Coulomb'	88

Figura 26. ‘Ventana Operacional de Fluido – Pozo AX Criterio de Falla de Mohr-Coulomb’	89
Figura 27. ‘Ventana Operacional de Fluido – Pozo AY Criterio de Falla de Mohr-Coulomb’	90
Figura 28. ‘Ventana Operacional de Fluido – Pozo AZ Criterio de Falla de Mohr-Coulomb’	91
Figura 29. ‘Ventana Operacional de Fluido – Pozo AW Criterio de Falla de Lade’	93
Figura 30. ‘Ventana Operacional de Fluido – Pozo AX Criterio de Falla de Lade’	.94
Figura 31. ‘Ventana Operacional de Fluido – Pozo AY Criterio de Falla de Lade’	.95
Figura 32. ‘Ventana Operacional de Fluido – Pozo AZ Criterio de Falla de Lade’	.96
Figura 33. ‘Mapa de Distribución de Perdidas de Circulación – San FernandoT2’	99
Figura 34. ‘Mapa de Burbujas de Perdidas de Circulación – San FernandoT2’ ...	100
Figura 35. ‘Mapa de Distribución de Perdidas de Circulación – Guadalupe K2’ ..	101
Figura 36. ‘Mapa de Burbujas de Perdidas de Circulación – Guadalupe K2’	102
Figura 37. ‘Mapa de Distribución de Gradientes de Presión – San FernandoT2’	106
Figura 38. ‘Mapa de Burbujas de Gradientes de Presión – San FernandoT2’	107
Figura 39. ‘Mapa de Distribución de Gradientes de Presión – Guadalupe K2’	108
Figura 40. ‘Mapa de Burbujas de Gradientes de Presión – Guadalupe K2’	109
Figura 41. ‘Mapa de Distribución de Permeabilidad – Guadalupe K1’	110
Figura 42. ‘Mapa de Distribución de Permeabilidad – Guadalupe K2’	111
Figura 43. ‘Zonas a Tratar con la Tecnología UBD Campo Castilla’	113
Figura 44. ‘Ventanas Operacionales de Fluido – Zonas de Interés Campo Castilla’	114
Figura 45. ‘Peso de Lodo Crítico por Colapso – Campo Castilla’	116
Figura 46. ‘Curvas IPR – CN–W’	118
Figura 47. ‘Curvas IPR – CN–X ’	119
Figura 48. ‘Curvas IPR – CN–Y’	120
Figura 49. ‘Curvas IPR – C–Z’	121
Figura 50. ‘Curvas de Declinación – CN–W’	129
Figura 51. ‘Curvas de Declinación – CN–X’	130

Figura 52. 'Curvas de Declinación – CN–Y'	130
Figura 53. 'Curvas de Declinación – C–Z'	131
Figura 54. 'Valor Presente Neto – CN–W'	132
Figura 55. 'Valor Presente Neto – CN–X'	133
Figura 56. 'Valor Presente Neto – CN–Y'	134
Figura 57. 'Valor Presente Neto – C–Z'	135

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. ‘Volúmenes típicamente requeridos para la perforación con aire’.....	51
Tabla 2. ‘Modelo Geomecánico’.....	62
Tabla 3. ‘Pruebas de Daño Campo Apiay’	81
Tabla 4. ‘Características Físicas Campo Apiay’.....	82
Tabla 5. ‘Características Físicas Campo Castilla’	103
Tabla 6. ‘Costos de la Inversión Inicial del proyecto UBD’.....	122
Tabla 7. ‘Flujo de Caja Pozo CN–W Perforación Convencional’.....	123
Tabla 8. ‘Flujo de Caja Pozo CN–W Perforación Underbalance’	124
Tabla 9. ‘Flujo de Caja Pozo CN–X Perforación Convencional’	125
Tabla 10. ‘Flujo de Caja Pozo CN–X Perforación Underbalance’	125
Tabla 11. ‘Flujo de Caja Pozo CN–Y Perforación Convencional’	126
Tabla 12. ‘Flujo de Caja Pozo CN–Y Perforación Underbalance’	126
Tabla 13. ‘Flujo de Caja Pozo C–Z Perforación Convencional’.....	127
Tabla 14. ‘Flujo de Caja Pozo C–Z Perforación Underbalance’	127
Tabla 15. ‘Comparación de Costos Perforación y Completamiento’	128
Tabla 16. ‘Análisis Económico del Pozo CN–W con Diferentes Tasas de Oportunidad’	132
Tabla 17. ‘Análisis Económico del Pozo CN–X con Diferentes Tasas de Oportunidad’	133
Tabla 18. ‘Análisis Económico del Pozo CN–Y con Diferentes Tasas de Oportunidad’	134
Tabla 19. ‘Análisis Económico del Pozo C–Z con Diferentes Tasas de Oportunidad’	135
Tabla 20. ‘Tasa Interna de Retorno (TIR)’	136

GLOSARIO

BREAKOUT es un tipo de rotura que se produce en las paredes del pozo debido a diferencias entre esfuerzos *in situ*. Se produce como un “descascaramiento” a lo largo de la orientación del mínimo esfuerzo actual, dependiendo además de la densidad del fluido usada y de la resistencia de la roca.

CALIZAS (Carbonatos) son rocas importantes como reservorio de petróleo dada su gran porosidad. La caliza es una roca sedimentaria compuesta mayoritariamente por carbonato de calcio, generalmente calcita. Su dureza en la escala de Mohs es de 3.

CONDICIÓN OVERBALANCE en la cual la presión del lodo previene el influjo de fluidos de formación hacia el hueco durante la perforación, pero, existe un flujo de fluidos desde el pozo hacia la formación.

CONDICIÓN UNDERBALANCE se obtiene cuando la presión que ejerce la columna hidrostática del fluido de perforación es mantenida intencionalmente por debajo de la presión de poro de la formación, por lo cual, se presenta un influjo de fluidos desde la formación hacia el pozo, evitando el daño a la formación.

DAÑO A LA FORMACIÓN se mide mediante un factor denotado por “S”, el cual, puede tener diversos valores; $S > 0$: *Pozo dañado*. En éste caso, existen restricciones adicionales al flujo hacia el pozo. $S = 0$: *Pozo sin daño*. No existen restricciones al flujo. $S < 0$: *Pozo estimulado*. El pozo estará produciendo más de lo esperado.

DEPLECIÓN DEL YACIMIENTO es el término utilizado para aquellos yacimientos cuya diferencia de presión es cero, es decir, que su presión interna es igual a su

presión exterior. Estos yacimientos requieren de trabajos secundarios para seguir produciendo, ya que, su energía natural se ha agotado.

DIFERENCIAL DE PRESIÓN “DRAWDOWN” es la diferencia entre la presión existente en el límite exterior de un pozo y la presión de fondo de producción del mismo.

ESPUMAS son un estado intermedio entre una fase netamente líquida y una fase netamente gaseosa. Las espumas contienen un agente surfactante activo que permite que los elementos se mezclen homogéneamente. Adicionalmente, se debe mantener la calidad de las espumas entre 55% y 97% para asegurar su estabilidad. Por debajo de éste rango se presenta un comportamiento similar al de los fluidos aireados, por encima de este rango se presenta un comportamiento similar a una niebla.

ESTABILIDAD DEL POZO el mantenimiento de un pozo estable es una de las tareas de perforación principales de la industria petrolera y gasífera, ya que los problemas de inestabilidad asociados al pozo resultarán en altos costos de perforación y tendrán un impacto severo en el cronograma de perforación. El análisis de *Estabilidad de Pozos* debe considerarse en la etapa de planeamiento del pozo en cualquier compañía operadora. La inestabilidad de los pozos sigue siendo una preocupación importante para las compañías porque además de ser potencialmente costosa, puede poner en peligro al personal asociado a la tareas de perforación.

FLUIDOS AIREADOS/GASIFICADOS esencialmente pueden ser cualquier tipo de fase líquida mezclada intencionalmente con cualquier tipo de gas con el fin de disminuir la densidad del fluido.

ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD es una medida del potencial del pozo o de su capacidad de producir, y es una propiedad de los pozos comúnmente medida. Se denomina índice de productividad [J] a la razón de la tasa de producción, en barriles fiscales por día y la presión diferencial ($P_e - P_{wf}$) en el punto medio del intervalo productor.

INFLUJO DE FLUIDOS se denomina al paso de los fluidos existentes en la formación hacia el pozo. En perforación convencional, un influjo de fluidos de formación generalmente provocará un descenso de la densidad de la columna de lodo, lo cual no es deseado.

LUTITAS (ARCILLAS) o “*Shales*” son un tipo de roca sedimentaria de grano fino, compuesta por capas extremadamente delgadas de arcilla y limo. La mayoría de *Shales* están compuestos por lodo y, consecuentemente, no contienen cantidades comerciales de aceite o gas; pues, aunque son rocas altamente porosas, son impermeables.

NIEBLA en este tipo de fluido, el gas constituye la fase continua y el líquido la fase dispersa en forma de gotas.

PEGA DIFERENCIAL se presenta por presión diferencial cuando la presión hidrostática producida por el lodo es mayor que la presión de formación y hay formaciones permeables presentes. Su solución es la reducción de la presión, reduciendo la densidad del lodo y la remoción de la torta en la zona de contacto.

PÉRDIDAS DE CIRCULACIÓN también llamada pérdida de retornos, es la pérdida de lodo hacia las formaciones. La pérdida de circulación ha sido uno de los factores que más contribuye a los altos costos del lodo.

POZOS DE DESARROLLO son aquellos pozos perforados con la finalidad de explotar, extraer y drenar las reservas de un yacimiento. El objetivo principal al perforar un pozo de desarrollo es aumentar la producción del campo, razón por la cual, se perforan dentro del área probada; sin embargo y debido a la incertidumbre acerca de la forma o el confinamiento de los yacimientos, algunos pozos de desarrollo pueden resultar secos.

POZO EXPLORATORIO es aquel pozo que se perfora como investigación de una nueva acumulación de hidrocarburos, es decir, que se perforan en zonas donde no se había encontrado antes petróleo ni gas. Este tipo de pozos puede perforarse en un campo nuevo o en una nueva formación productora dentro de un campo existente. Es importante destacar que cualquier pozo que se perfora con el objetivo de producir hidrocarburos es, en principio un pozo exploratorio, después de la construcción del mismo, dependiendo del área donde se perforó y del resultado de la perforación la clasificación del pozo cambia y pueden ser productores y no productores.

PRESIÓN DE COLAPSO es la presión generada por la columna de lodo de perforación que llena el espacio anular y actúa sobre el exterior del revestidor vacío. Debido a que la presión hidrostática de una columna de lodo aumenta con la profundidad, la presión de colapso sobre el revestidor es máxima en el fondo y nula en superficie.

PRESIÓN HIDROSTÁTICA es la presión que se ejerce en el interior de un líquido, como consecuencia de su propio peso. La presión hidrostática (p) que soporta un punto de un líquido es directamente proporcional al valor de la gravedad (g), a la densidad (d) del líquido y a la profundidad (h) a la que se encuentra $p=d \cdot g \cdot h$. Cualquier punto de un líquido soporta una presión que depende de la altura de la columna de líquido que queda por encima.

PRESIÓN DE PORO DE LA FORMACIÓN está definida como la presión que actúa en los fluidos contenidos en los poros de la roca. Se clasifica en: presión normal de formación y presión anormal de formación.

RATA DE PENETRACIÓN (ROP) es la velocidad a la cual la broca de perforación rompe la roca para profundizar el pozo. Se expresa en pies por minuto ó metros por hora, aunque algunas veces es expresada en minutos por pie.

VENTANA OPERACIONAL DE LODO es el rango en el cual puede variar el peso del fluido de perforación.

RESUMEN

TITULO: ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA LA IMPLEMENTACIÓN DE LA TÉCNICA DE PERFORACIÓN UNDERBALANCE EN LOS CAMPOS ASTILLA Y APIAY.*

**AUTORES: LOZANO SALAZAR Viera Carolina
RIVAS HOYOS Diego Armando****

PALABRAS CLAVES: Perforación Underbalance, ventana operacional de lodo, estabilidad de pozo, pérdidas de circulación, campo Apiay, campo Castilla.

RESUMEN

A lo largo de la historia, la industria petrolera ha permanecido en la constante búsqueda de mejoras y optimizaciones para la mitigación de problemas operacionales y tiempos no productivos durante las operaciones de perforación, que de alguna manera, se asocian a problemas de inestabilidad de pozos y geomecánica en general. La perforación underbalance se ha convertido en una alternativa interesante para solucionar diferentes complicaciones que se presentan durante las operaciones convencionales y, a su vez, generar ingresos considerables por los incrementos en producción, a pesar de ser una técnica que implica un costo inicial alto. Sin embargo, no todos los pozos son aptos para efectuar este tipo de operaciones, por lo cual, es necesario realizar un buen estudio de factibilidad.

En el presente trabajo se describe cómo los campos Castilla y Apiay, pertenecientes a la cuenca de los Llanos Orientales, exhiben problemáticas que incurren en el daño a la formación y, por consiguiente a la minimización de la producción, y que deben ser controladas o aminoradas mediante la utilización de técnicas de perforación underbalance. Estos campos son estudiados detalladamente, teniendo en cuenta la severidad de los problemas operacionales, las propiedades físicas, petrofísicas y estabilidad de pozos para evaluar la factibilidad técnica de aplicar esta tecnología en zonas estratégicas seleccionadas para controlar el problema. Por otra parte, se presenta la valoración de costos representados tanto por la inversión del proyecto como por el incremento en productividad.

* Trabajo De Grado

** Universidad Industrial de Santander. Facultad De Ingenierías Físicoquímicas; Escuela De Ingeniería De Petróleos. Directores. Ing. Jaime Alberto Loza Castillo. Ing. Diego Fernando Suárez

ABSTRACT

TITLE: FEASIBILITY STUDY FOR THE IMPLEMENTATION OF UNDER-BALANCED DRILLING TECHNIQUE IN CASTILLA AND APIAY FIELDS*

AUTHORS: LOZANO SALAZAR Viera Carolina
RIVAS HOYOS Diego Armando****

KEYWORDS: Underbalanced drilling, mud weight window, wellbore stability, lost circulation, Apiay field, Castilla field.

ABSTRACT

Throughout history, the oil industry has been searching constantly for improvements and optimizations for mitigation of operational problems and non-productive times during drilling operations, which are somehow related to wellbore instability problems and geomechanics in general.

Underbalanced drilling has become the most interesting choice to solve different complications presented while conventional drilling and, at the same time, generate significant revenue for production increases, despite this technology implies high initial costs. However, not all of the wells are suitable to go through with such operations, therefore, it is necessary to bring off a good feasibility study.

The present project describes how Castilla and Apiay fields, belonging to the Llanos Orientales basin, show some issues that concern to formation damage and other different problems, which leads to minimize production. These issues must be controlled or mitigated by using underbalanced drilling technics. Fields are studied in detail, taking into account the severity of the operational problems, physical and petrophysical properties and wellbore stability to evaluate the technical feasibility to implement this technology in strategic zones previously selected to control the problem. On the other hand, this work describes the assessment of costs represented by both, the project investment and the increase in productivity.

* Project Degree

** Universidad Industrial de Santander PHYSICO-CHEMICAL ENGINEERING FACULTY; PETROLEUM ENGINEERING SCHOOL. Directores. Ing. Jaime Alberto Loza Castillo. Ing. Diego Fernando Suárez

INTRODUCCIÓN

La perforación sub-balanceada es tan antigua como la industria del petróleo. Los primeros pozos eran perforados con equipos con cables sin el beneficio de la presión hidrostática que ejerce la columna de fluido. El resultado era esencialmente no dañar la formación expuesta y proteger la productividad. En el comienzo de la industria petrolera, un medio en particular de perforación sub-balanceada, la perforación con aire, fue surgiendo también como una mejora en el uso de las técnicas convencionales en aquel entonces. La perforación underbalance es una tecnología importante, disponible para ser aplicada en un rango de operaciones. A medida que su aceptación crece y se difunde internacionalmente, las cuestiones de ingeniería, costos y logística resolverán permitir el uso de este desarrollo tan importante, al punto de llegar a ser tan aceptable como lo fue la perforación horizontal en los años 80's¹.

El incremento en la demanda de energía y los costos de la misma han hecho que la tecnología de perforación evolucione con los años, conduciendo a la industria del petróleo a perforar zonas que no fueron consideradas anteriormente debido a restricciones económicas y tecnológicas. No obstante la mayoría de operaciones de perforación son una fuente potencial de daño a la productividad del pozo, pérdidas de circulación, pegas diferenciales y otros problemas relacionados a la perforación convencional. Cuando se diseña y ejecuta apropiadamente, la técnica de perforación underbalance minimiza estos problemas asociados, lo cual permite apreciar beneficios adicionales.

La perforación Underbalance (UBD) es una de las tecnologías que favorece a la industria en su apetencia por nuevos horizontes de exploración y producción de

¹ GEDGE, B., 1999. "Underbalanced Drilling gains acceptance in Europe and the International Arena", 1999.

aceite y gas. Aunque la tecnología fue considerada peligrosa para la salud de los trabajadores, durante la perforación de los primeros pozos, la perforación underbalance ha evolucionado en términos de seguridad y tecnología durante los últimos 100 años, de modo que la industria dejó de considerar sus operaciones como inseguras. Con esta perspectiva en mente, el concepto de 'Perforación Underbalance' o UBD es desarrollado y aplicado satisfactoriamente en operaciones de perforación on-shore y off-shore. Sin embargo, existe una constante necesidad de innovación y desarrollo para que tal tecnología continúe siendo prometedora².

² "Underbalanced Drilling Manual" published by Gas Research Institute, Chicago, Illinois, 1997.

OBJETIVOS

OBJETIVO GENERAL

Realizar un estudio de factibilidad para verificar la posibilidad de implementación de la tecnología de perforación underbalance en los campos Castilla y Apiay.

OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Identificar y reconocer la aplicación de operaciones sub balanceadas, teniendo en cuenta la obtención de condiciones requeridas, los beneficios y desventajas proporcionados por la técnica, la selección del tipo de fluido y sus implicaciones y los equipos necesarios para su implementación.
- Estudiar los parámetros requeridos para seleccionar pozos candidatos para la aplicación óptima de operaciones bajo balance; con el propósito de minimizar los problemas ocasionados por el uso de técnicas de perforación convencionales.
- Analizar la información proveniente de los campos en estudio, tal como datos litológicos, diferentes tipos de registros, historia de perforación, datos de productividad, entre otros.
- Realizar un análisis de viabilidad técnica y económica de la tecnología de perforación underbalance para los campos en estudio, teniendo en cuenta estimación de costos de perforación y estimación de incremento en productividad.

JUSTIFICACIÓN

La tecnología de perforación ha evolucionado con los años, y las principales razones que justifican su avance son tanto el incremento en la demanda de energía (aceite y gas) como el incremento en el “costo” de la misma. Estas razones han conducido a la industria del petróleo a perforar zonas que no fueron consideradas anteriormente debido a restricciones económicas y tecnológicas.

Actualmente, la exploración y producción de hidrocarburos se enfocan cada vez más a promover la implementación de nuevas metodologías para minimizar problemas y costos. La implementación de la técnica de perforación Underbalance se ha incrementado en los últimos años en todo el mundo, debido a sus grandes ventajas respecto a las operaciones convencionales, principalmente la reducción del daño a la formación, siendo éste uno de los factores más importantes en la capacidad de producción de un pozo de petróleo.

Debido a que ésta tecnología no se ha desarrollado ampliamente en Colombia, es necesario llevar a cabo una investigación que demuestre las probabilidades de aplicación de la técnica UBD en ciertos campos nacionales con el fin de establecer bases para nuevos proyectos asociados a éste tipo de perforación.

ANTECEDENTES

EXPERIENCIA CUSIANA-CUPIAGUA

Hogg 1997, presentó un estudio en el Piedemonte llanero, en donde fue desarrollada la tecnología UBD para remediar los inconvenientes de la perforación convencional y preparar una estrategia que se aplicase a las condiciones de tales formaciones. La técnica fue aplicada a dos pozos de los campos Cusiana y Cupiagua:

Pozo 1: Éste pozo posee una geología de superficie que consiste en grandes rocas areniscas y shales de 12 a 15 pies de diámetro y de gran dureza. Para perforar este pozo se utilizó como fluido de perforación, lodo aireado y se completó con espuma en el momento en que la sección de conglomerados fue perforada.

Se perforó con espuma seca, con tubería de 17-1/2", hasta que las corrientes de agua y gas se encontraron; enseguida se cambió el fluido a espuma húmeda debido a que existía la percepción de que el hueco erosionaba debido a las altas velocidades que se tenía en el anular. En el momento en que se estaba perforando con espuma, el motor se atascó debido a un error humano; sin embargo, el pozo se mantuvo estable sin colapsar. Después de superado el incidente, se siguió utilizando éste fluido hasta el cañoneo. Luego, se utilizó la técnica convencional para mantener la presión.

Pozo 2: Se perforó con espuma seca obteniendo una ROP siete veces mayor de la normal. En este pozo hubo problemas con el diseño, debido al efecto de asfixia causado por las líneas de transmisión; se tuvo atascamiento de la tubería a 17-1/2" y al momento de pescar, se presentaron problemas. Debido a esto, se cambió a la perforación convencional, lo cual hizo que la sección que se había

previsto perforar en cinco días se perforara en doce. Debido a que no se tenían los recursos para perforar con espuma, se utilizó entonces nitrógeno, usando motores de alta velocidad para obtener una buena limpieza del pozo, con lo cual se obtuvieron buenos resultados en la ROP, ya que aumentó de 3 a 4 veces.

CASO DE ESTUDIO: OPERACIÓN UNDERBALANCE INSATISFACTORIA

Saponja, 1996, describió un pozo vertical perforado con la tecnología UBD con nitrógeno y agua, a 706 ft³/min y 3,8 BPM respectivamente. El influjo de gas comenzó a 6970 ft y rápidamente se incrementó a 2,3 MMSCF/D. Al mismo tiempo, la presión de fondo decayó de 2030 a 1305 psi, puesto que el sistema estuvo en el régimen hidrostáticamente dominado. La perforación continuó pero ésta fue ineficiente, debido a que el influjo de gas de la formación habría permitido tasas de nitrógeno más bajas. Éste ejemplo indica claramente la importancia de la predicción del comportamiento de influjo del yacimiento *Inflow Performance Relationships (IPR)*. En ésta instancia, el influjo de gas en fondo de pozo se reduciría en casi 60% si la presión de fondo se hubiese mantenido a 2030 psi.

Saponja, 1996, estableció:

- La perforación underbalance ha sido insatisfactoria en algunos yacimientos/pozos. Sin embargo, el repaso de los procesos operacionales y los sistemas de circulación revelaron que se utilizaron fluidos de perforación incompatibles y que se alcanzó la condición overbalance durante las conexiones de la sarta de perforación.
- Un diseño apropiado del sistema de circulación no permite tasas extremas de influjo en el yacimiento o altas presiones anulares en la superficie.
- El fluido multi-fase puede permitir la perforación a cualquier gradiente de presión.

EXPERIENCIA EN LA CUENCA CANADIENSE “WILLISTON”

Rehm 2001, reportó en su artículo cómo Pan Canadian Petroleum Limited emprendió un programa de perforación UBD usando inyección de nitrógeno en la tubería de perforación a comienzos de los 90's. Las conclusiones que surgieron del análisis de más de 120 pozos horizontales perforados underbalance incluyen:

- Si el diseño es adecuado, la perforación underbalance puede ser usada efectivamente para reducir el daño a la formación e incrementar la productividad en pozos horizontales perforados sub-balanceadamente o en yacimientos depletados.
- La acumulación de líquidos y sólidos en el anular fue la principal causa de incrementos de presión, los cuales resultaron en episodios periódicos de condiciones overbalance. Se requirió ácido para remover los finos de perforación incrustados en la formación durante tales incidentes.
- Mediante la utilización del *Measurement While Drilling (MWD)* electromagnético y cambiando los parámetros de operación, se pueden reducir los incrementos de presión, resultando en aumentos significativos en la productividad del pozo.

Más de 550 pozos horizontales y más de 300 verticales han sido completados underbalance en Canadá. Ésta tecnología ha sido aplicada a más de 25 pozos en la cuenca Williston. Ésta cuenca tiene una porción en los Estados Unidos. Algunos casos se mencionan a continuación:

Bottineau Co., North Dakota. Dos pozos asistidos por nitrógeno fueron perforados en un yacimiento de carbonatos, depletado, de 150°F y alta permeabilidad. Para el primer pozo se utilizó una sarta “*parasite string*” con pulsos de “*Measurement While Drilling*” (MWD) utilizando nitrógeno y lodo. El diseño de éste pozo requería perforar 100 psi overbalance para controlar el influjo de fluidos

de formación. Las pérdidas de fluido en la formación se redujeron en un factor de 10 respecto de los pozos anteriores, los cuales fueron perforados 600 psi overbalance. El segundo pozo fue perforado utilizando “*Drillpipe Injection*” y equipos de generación de nitrógeno con procedimientos “*Wet-Connect*”. No hubo presencia de H₂S, como tampoco se presentaron problemas de corrosión y *Scaling* (incrustaciones) en el pozo.

Ward Co., North Dakota. Un pozo horizontal fue perforado underbalance en un yacimiento depletado a 160°F. El rango de contenido de H₂S oscilaba entre 2-4% y el corte de agua promedio era de 70% con formación de salmuera de 9,8 ppg. El pozo fue perforado utilizando “*Drillpipe Injection*”, generación de nitrógeno y sistema “*Wet-Connect*”. Aun cuando la concentración de oxígeno en el nitrógeno era menor al 2% y el programa químico utilizado fue hostil, no fue posible controlar efectivamente la corrosión y el *scaling*.

Fallon Co., MT and Bowman Co., North Dakota. Más de 25 pozos han sido perforados en ésta área utilizando gas asistido. Una bomba criogénica de alta presión fue utilizada para inyectar Nitrógeno 99,8% puro a través de una “*parasite string*” de 1,5” para establecer la circulación de Nitrógeno/agua fresca. Los compresores de aire se utilizaron para re-inyectar nitrógeno durante la operación y en caso de requerirse producto adicional, se tenían como suplentes una bomba de alta presión y un contenedor de nitrógeno. Éste método redujo los requerimientos de nitrógeno de 5-10. La reducción del contenido de oxígeno a menos de 2%, el cambio de sarta a tipo “*parasite string*”, y el programa de tratamiento químico continuo, permitió el uso de una unidad de membrana de nitrógeno. Se utilizó gas natural en vez de nitrógeno en áreas donde era económico sustituir mediante una tubería temporal.

Lecciones aprendidas de estos casos:

- La perforación underbalance por inyección de nitrógeno puede ser un método efectivo para maximizar la producción en pozos horizontales de baja permeabilidad si se toman todas las precauciones para permanecer en la condición underbalance. Si en cualquier momento se alcanza la condición sobre-balance, las ventajas de la perforación underbalance quedan invalidadas.
- Las concentraciones de oxígeno superiores al 2% causan corrosión excesiva en la cuenca Williston.
- La inyección de nitrógeno (*“Drillpipe Injection”*), es el método más efectivo cuando es posible la MWD electromagnética.
- A pesar de los costos adicionales y el tiempo (comparado con el *“Drillpipe Injection”*), la inyección de nitrógeno a través del *“parasite string”* es un método preferible cuando no es posible la MWD electromagnética.
- Se debe realizar un modelamiento *in situ* para optimizar las tasas de nitrógeno e inyección de fluidos con el fin de reducir costos y evitar la condición overbalance.

1. GENERALIDADES DE LA PERFORACIÓN UNDERBALANCE

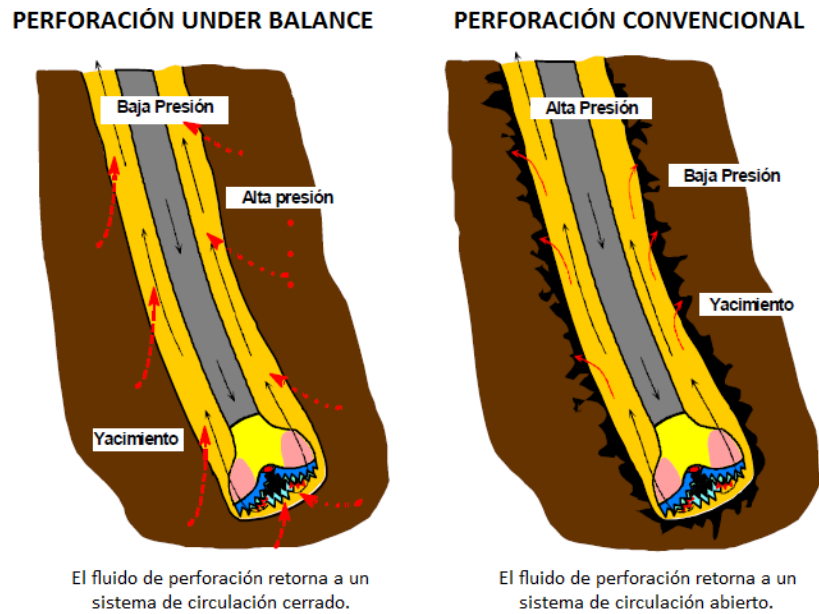
La mayoría de los pozos de aceite y gas natural son perforados mediante la utilización de técnicas rotatorias, en las cuales, una broca disgrega la roca en la base del pozo y un fluido de perforación es bombeado hacia el fondo. A medida que fluye sobre el fondo del pozo, el fluido de perforación barre los cortes y los remueve hacia la superficie.

En operaciones de perforación convencional el fluido de perforación cumple varios objetivos, entre ellos, estabilizar el pozo, lubricar y refrigerar la broca, y el más importante controlar los fluidos de formación. La composición y propiedades del fluido de perforación se seleccionan para asegurar que la presión del fluido en el pozo exceda la presión de poro de la formación perforada en aquellas profundidades donde la formación esté abierta al pozo, es decir, las formaciones productoras. En ésta situación de *overbalance*, la presión del lodo previene el influjo de fluidos de formación hacia el hueco durante la perforación, pero, existe un flujo de fluidos desde el pozo hacia la roca que lo rodea. Algunos aditivos se añaden al lodo para restringir éste flujo, mediante la depositación de una torta de filtrado de baja permeabilidad en la pared del pozo y en los poros y fracturas adyacentes al pozo.

En operaciones de perforación *underbalance*, la presión ejercida por la columna hidrostática del fluido de perforación es mantenida intencionalmente por debajo de la presión de poro de la formación en la sección del pozo a hueco abierto. Como resultado, los fluidos de formación fluyen hacia el pozo cuando se penetran formaciones permeables durante la perforación underbalance. Por ésta razón, se requieren equipos especiales y procedimientos para controlar el influjo de fluidos

durante las operaciones. No obstante, la perforación sub-balanceada ofrece varios beneficios sobre las técnicas de perforación convencionales³.

Figura 1. 'Diferencias entre Perforación Convencional y Under-balanced'



Fuente: Edge Advantage International Ltd. 2002

1.1 OBJETIVOS DE LA PERFORACIÓN UNDERBALANCE

Los objetivos de la perforación underbalance pueden agruparse en dos categorías principales:

- Maximizar la recuperación de hidrocarburos.
- Minimizar los problemas ocasionados por perforación convencional⁴.

³ "Underbalanced Drilling Manual" published by Gas Research Institute, Chicago, Illinois, 1997.

⁴ GEDGE, B., 1999. "Underbalanced Drilling gains acceptance in Europe and the International Arena", 1999.

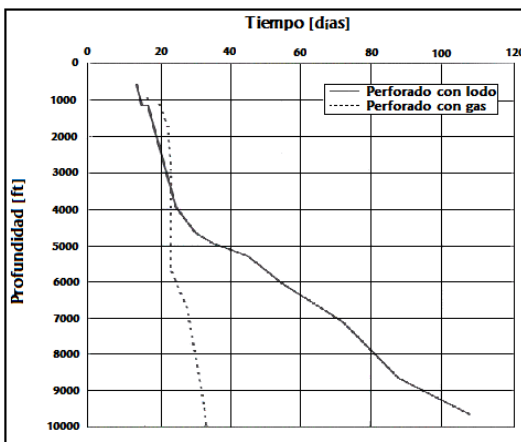
La respuesta a la pregunta *¿Por qué perforar con la técnica UBD?* Es que ésta puede aumentar los beneficios financieros en la perforación del pozo. Este mejoramiento puede provenir de una variedad de diferentes factores que reducen los costos de perforar un pozo o de incrementar su productividad una vez perforado.

1.1.1 Incremento de la Rata de Penetración (ROP)

Las operaciones de perforación underbalance exhiben incrementos significativos de la ROP con respecto a las aplicaciones convencionales overbalance, debido a que la presión en la cabeza de la broca disminuye. Esto puede reducir significativamente el tiempo de perforación en secciones horizontales, mejorar la vida de la broca y minimizar costos de perforación.

La figura 2 muestra una comparación de las tasas de penetración cuando se utilizan dos fluidos de perforación diferentes, a saber, lodo y gas. Es claro que la ROP es considerablemente alta cuando se utiliza gas como fluido de perforación, comparada con la del lodo (overbalance)⁵.

Figura 2. 'Perforación con Gas vs. Perforación con Lodo'



Fuente: RAFIQUE, M. A., 2008

⁵ RAFIQUE, M. A. "Underbalanced Drilling: Remedy for Formation-Damage, Lost-Circulation and Other Related Conventional-Drilling Problems", 2008

El cambio en la ROP variará según el tipo de técnica sub-balanceada utilizada y según el tipo de roca. Si la perforación convencional brinda altas tasas de penetración o si el intervalo a ser perforado es relativamente corto, la perforación underbalance no reducirá suficientemente el *'rig time'* para pagar por el equipo adicional involucrado.

A menudo se afirma que una reducción de la presión diferencial en fondo del pozo, incrementará la ROP. El cambio de perforación overbalance a underbalance cambia la presión diferencial de positiva a negativa, por lo tanto, se espera un aumento en la rata de penetración. Esta es una simplificación excesiva, pues, no tiene en cuenta algunos aspectos fundamentales de cómo la presión en fondo de pozo influencia la respuesta de perforación en rocas permeables y shales. En rocas permeables, la presión diferencial positiva entre el fluido de perforación en el wellbore y la formación adyacente reduce la ROP. Esta presión diferencial representa un esfuerzo de confinamiento, el cual actúa sobre la roca que está siendo perforada. En la mayoría de areniscas y carbonatos, aumentar la presión de confinamiento incrementa la resistencia al corte. Las operaciones de perforación underbalance exhiben incrementos significativos de la ROP con respecto a las aplicaciones convencionales overbalance, debido a que la presión en la cabeza de la broca disminuye. Esto puede reducir significativamente el tiempo de perforación en secciones horizontales, mejorar la vida de la broca y minimizar costos de perforación⁶.

⁶ “Underbalanced Drilling Manual” published by Gas Research Institute, Chicago, Illinois, 1997

1.1.2 Incremento de la Vida de la Broca

Regularmente se afirma que la vida de la broca se incrementa cuando se utilizan fluidos livianos en vez de los lodos de perforación convencionales. La perforación underbalance remueve el confinamiento de la roca impuesto por la presión overbalance. Esto debe disminuir el esfuerzo aparente de la roca y reducir el trabajo que se debe efectuar para perforar cierto volumen de roca. Es razonable que éste aumento en la eficiencia de perforación incremente, a su vez, la cantidad de hueco que puede ser perforado antes de que la broca alcance su estado crítico.

1.1.3 Minimización de las Pérdidas de Circulación

Durante la perforación convencional, las pérdidas de circulación afectan negativamente las operaciones en tres formas:

- Incrementan el precio de la operación debido al atraso en entregas de fluido.
- Se eleva el costo final del fluido debido a la pérdida.
- Daños potenciales adicionales a la formación⁷.

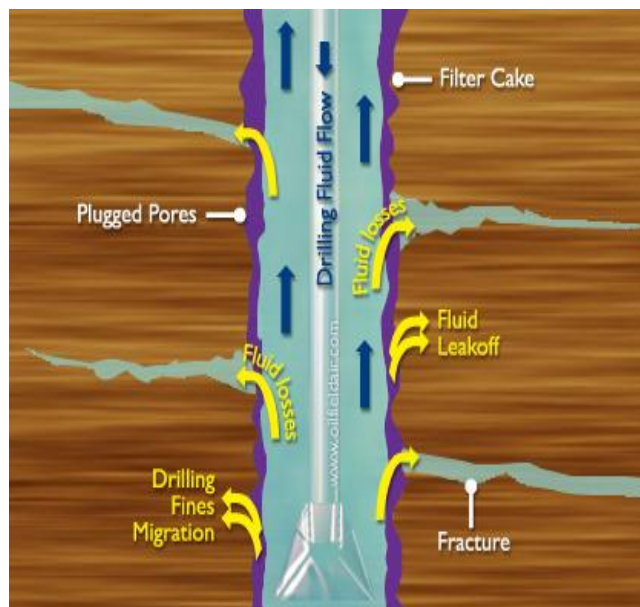
Las pérdidas de circulación ocurren cuando el fluido de perforación entra en la formación antes de que éste regrese a la superficie (Figura 3). Estas han sido caracterizadas como el mayor problema de perforación, ya que, puede involucrar el influjo de lodo hacia las zonas altamente permeables y/o abrir fracturas o cavidades que interceptan el wellbore. Esto se presenta principalmente en zonas con altas permeabilidades, más frecuentemente, en formaciones naturalmente

⁷ TERÁN, Claudia P. “Acoplamiento de un Modelo de Flujo de Fluidos y Geomecánica con el Análisis de Estabilidad Mecánica de Pozos en Yacimientos Naturalmente Fracturados. Aplicación a un Caso Colombiano” Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga 2006.

fracturadas o con fracturas inducidas por la presión excesiva del fluido de perforación.

Las pérdidas de circulación pueden representar altos costos durante la perforación convencional, pues, el fluido perdido debe ser reemplazado y las pérdidas deben mitigarse, mediante la adición de controladores de filtrado al lodo. La perforación underbalance elimina el esfuerzo físico ejercido por el lodo hacia la formación, por lo tanto, ésta técnica previene los problemas de pérdidas de circulación (Figura 4). Esto no quiere decir que las pérdidas de circulación no puedan ocurrir; es posible que se presenten pérdidas en el momento en que la presión del pozo exceda la presión de poro de la formación, lo cual indica, que el solo hecho de utilizar un fluido liviano no garantiza la condición bajo balance⁸.

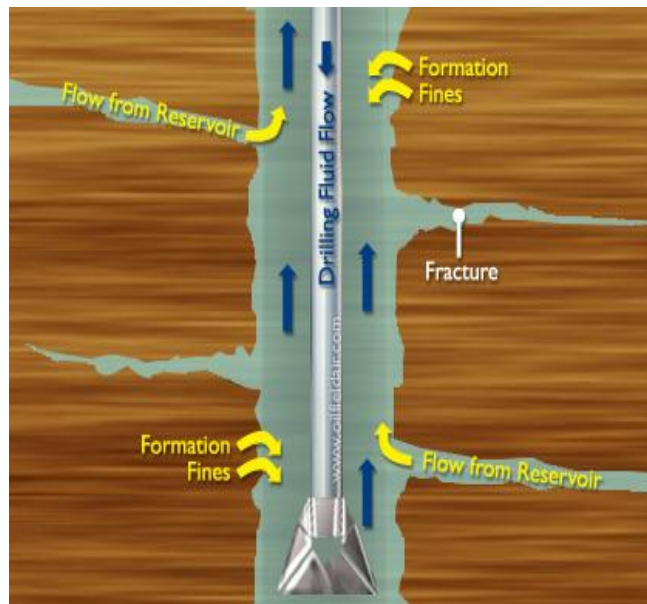
Figura 3. 'Pérdidas de Circulación Durante la Perforación Convencional'



Fuente: RAFIQUE, M. A., 2008

⁸ "Underbalanced Drilling Manual" published by Gas Research Institute, Chicago, Illinois, 1997.

Figura 4. 'Prevención de las Pérdidas de Circulación Durante la Perforación Underbalance'



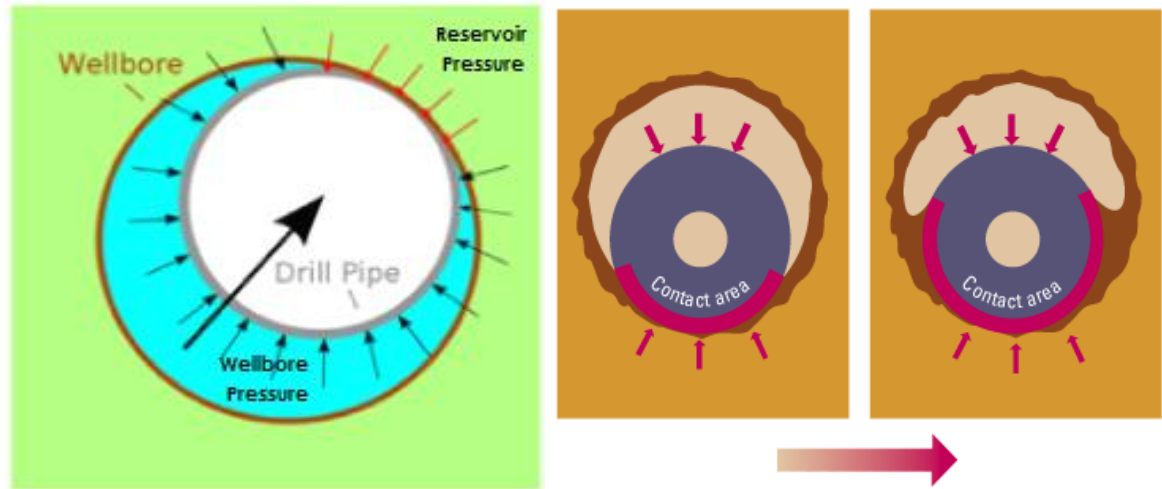
Fuente: RAFIQUE, M. A., 2008

1.1.4 Reducción de la Pega Diferencial

En un pozo perforado convencionalmente, la torta de filtrado se forma en las paredes del pozo, por la depositación de sólidos cuando el líquido fluye hacia zonas permeables, debido a la presión overbalance. Si la sarta de perforación se ve empotrada en la torta de filtrado, la presión diferencial entre el pozo y el fluido en la torta de filtrado, actúa sobre un gran área, de manera que la fuerza axial requerida para mover la sarta puede exceder su capacidad de tensión como se puede apreciar en la figura 5. A éste fenómeno se le denomina *pega diferencial*.

Al perforar con la tecnología UBD, no existirá torta de filtrado ni presión que actúe para asegurar la tubería. Por otro lado, ésta técnica no puede eliminar la posibilidad de pegas de tubería que sean causadas por otros mecanismos, como se verá más adelante en las limitaciones de la técnica.

Figura 5. 'Descripción Pega Diferencial'



Fuente: Oilfield Glosary Schlumberger

1.1.5 Disminución del Daño a la Formación

El daño a la formación es la reducción de la permeabilidad de una zona/formación productora y, por lo tanto, de la productividad del pozo. El término “*Skin Effect*” es usado para connotar el daño o cilindro de permeabilidad reducida en el pozo. Existen dos fenómenos que pueden cambiar la permeabilidad de la roca. El primero es el cambio de porosidad, debido al hinchamiento de las arcillas o depositación de sólidos en el espacio poroso. El otro es el taponamiento de las gargantas de poro, causado por materia orgánica e inorgánica. El daño a la formación puede ocurrir cuando líquidos, sólidos o ambos entran en la formación durante la perforación; generalmente, el lodo es la principal fuente de tales contaminantes⁹.

⁹ BENNION, D. B., THOMAS F.B., BIETZ R.F., BENNION D.W. “Underbalanced Drilling: Praises and Perils”, 1998.

Si la presión ejercida por el fluido de perforación en el pozo es inferior a la presión de poro, el esfuerzo causante de la penetración de material hacia la formación es eliminado, aunque, en algunas circunstancias, las diferencias de potencial químico entre los fluidos de perforación y formación pueden causar filtrados en contra del gradiente de presión. Sin embargo, existen muchos ejemplos de pozos perforados bajo balance, que experimentaron una mayor productividad que aquellos que fueron perforados convencionalmente.

Los tipos de daño a la formación que pueden ser mitigados por la perforación underbalance son los siguientes:

- Interacción entre el fluido de circulación y el fluido del yacimiento
- Interacción entre el fluido de circulación y la formación
- Formación de incrustaciones, sedimentos y emulsiones
- Interacción entre agua y lutitas-arcillas
- Introducción de sólidos en los poros de la formación
- Migración de partículas debido al gradiente de alta presión en el pozo
- Reducción de la permeabilidad por adsorción química¹⁰

1.1.6 Producción Temprana

Cuando un pozo es perforado bajo balance, la producción de hidrocarburos puede comenzar tan pronto como la zona productora sea penetrada. Con los equipos y facilidades de superficie apropiados, es posible recolectar el aceite mientras se está perforando. Algunos pozos underbalance, han comenzado la producción antes de que las operaciones de perforación hayan finalizado¹¹.

¹⁰ TERÁN, Claudia P. “Acoplamiento de un Modelo de Flujo de Fluidos y Geomecánica con el Análisis de Estabilidad Mecánica de Pozos en Yacimientos Naturalmente Fracturados. Aplicación a un Caso Colombiano” Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga 2006.

¹¹ “Underbalanced Drilling Manual” published by Gas Research Institute, Chicago, Illinois, 1997

1.2 BENEFICIOS Y LIMITACIONES DE LA TÉCNICA UBD

Esta técnica presenta un gran número de ventajas que favorecen las operaciones en casos en los cuales la perforación convencional no es práctica; sin embargo, se deben evaluar frente a la inversión inicial del proyecto.

1.2.1 Ventajas

Los principales beneficios que ofrece la tecnología UBD respecto a la perforación convencional son los siguientes:

- Incremento en la tasa de penetración ROP.
- Incremento de la vida útil de la broca.
- Reducción de la probabilidad de pega diferencial.
- Disminución de las pérdidas de circulación durante la perforación.
- Evaluación temprana de formaciones productoras y reducción de costos de pruebas de productividad.
- Reducción del daño a la formación.
- Producción temprana.
- Beneficios ambientales.
- Mejoramiento de la seguridad.
- Aumento de la productividad del pozo.
- Menor necesidad de tratamientos de estimulación.

Otras ventajas a tener en cuenta:

- Reducción de costos en volúmenes de fluido de perforación.
- Disminución de enmascaramientos de zonas productoras.

- Posibilidad de realizar pruebas de flujo durante la perforación en condiciones seguras y rápidas.
- Aprovechamiento de los hidrocarburos producidos durante la perforación.
- Reducción de tiempos en la perforación de zonas de extrema dureza.
- Facilidad de acceder al Nitrógeno (como gas inerte) en cualquier locación.
- Bajos costos de producción "*in situ*" de Nitrógeno.
- La técnica es exitosa en yacimientos depletados y naturalmente fracturados.

1.2.2 Limitaciones

Además de los beneficios que se presentan anteriormente, existen limitaciones técnicas y económicas para las operaciones de perforación underbalance. Carden, 1993, reportó que en los Estados Unidos, la inestabilidad del pozo y el influjo de agua, fueron las dos principales razones para finalizar las operaciones de perforación con aire. Otros de los factores técnicos que restringen la perforación underbalance incluyen incendios en fondo de pozo, dificultades con la perforación convencional, y excesiva producción de hidrocarburo.

1.2.2.1 Inestabilidad del Pozo

En operaciones de perforación convencionales, el exceso de presión en el pozo sobre la presión de poro de la formación provee un grado de soporte a las paredes del hueco. En la perforación underbalance hace falta éste soporte; a medida que el grado de bajo balance se incrementa, mayor es la tendencia de inestabilidad del pozo.

Al igual que en la perforación convencional, la inestabilidad del pozo puede darse por mecanismos mecánicos o químicos, los cuales pueden intensificarse con la perforación underbalance. Cualquiera que sea el mecanismo fundamental, la

inestabilidad del pozo puede resultar en la pega de la sarta en el fondo del hueco. Los fragmentos de roca demasiado grandes para ser levantados por el fluido de perforación, pueden caer y acumularse, o de otra manera, la formación puede hincharse y terminar en una pega de tubería.

En operaciones de perforación convencionales, el exceso de presión en el pozo sobre la presión de poro de la formación provee un grado de soporte a las paredes del hueco. En la perforación underbalance hace falta éste soporte; a medida que el grado de bajo balance se incrementa, mayor es la tendencia de inestabilidad del pozo. Esta limitante es principalmente influenciada por los esfuerzos “*in situ*” predominantes, los esfuerzos de formación, la presión actual de yacimiento y la geometría del pozo. En general, ésta técnica puede implementarse en formaciones más viejas, duras y competentes, que tengan los esfuerzos suficientes para permitir la perforación con aire seco, sin los problemas de inestabilidad de pozo.

La inestabilidad inducida químicamente puede tener lugar al perforar formaciones con alto contenido de arcillas sensibles al agua. Estas deberían deshidratarse con el uso de un fluido de perforación en fase gaseosa; pero, por el contrario, dichas arcillas absorben agua de la fase acuosa presente en el pozo cuando se utiliza niebla, espuma o líquidos aireados como fluidos de perforación. En tal caso, el cambio en el contenido de agua de la arcilla induce esfuerzos adicionales en la región cercana al pozo, lo cual, puede desestabilizarlo¹².

1.2.2.2 Influjo de Agua

El influjo de agua puede impedir la perforación underbalance por varias razones. Cuando se perfora con gas, el agua puede humedecer los cortes de perforación en el fondo del pozo causando la pega y acumulación de los mismos en la sarta y en las paredes del hueco. Esta acumulación de cortes es denominada “*anillos de*

¹² “Underbalanced Drilling Manual” published by Gas Research Institute, Chicago, Illinois, 1997

lodo”. Si un anillo de lodo no es detectado y controlado, éste puede crecer a tal punto de entrapar la sarta. Paradójicamente, la adición de agua al fluido de circulación puede controlar la formación de este fenómeno, saturando los cortes y previniendo que se adhieran unos a otros. Por esta razón, es normal hacer el cambio de perforación con gas seco a perforación con niebla cuando ocurre el influjo de agua. Sin embargo, este problema puede ser mitigado mediante la utilización de un adecuado fluido de perforación.

1.2.2.3 Incendios en Fondo de Pozo.

Los “*Downhole Fires*”, más apropiadamente llamados explosiones en fondo de pozo, no son muy frecuentes pero sus consecuencias son impresionantes –tanto los drill collars como la broca pueden fundirse o consumirse en llamas. Para que el fuego ocurra, la composición del hidrocarburo y la mezcla de aire debe encontrarse en un rango inflamable; así como también, debe existir un mecanismo de ignición tal como un anillo de lodo, una chispa en fondo de pozo, o un pequeño hueco o *washout* en la sarta de perforación. Estos incendios pueden evitarse mediante la utilización de fluidos de perforación no inflamables, tal como espumas, que aíslan el aire en burbujas separadas e impide la combustión¹³.

1.2.2.4 Producción Excesiva de Hidrocarburo

Los asuntos de control de pozo no son fundamentalmente una limitación de la perforación underbalance. Durante este tipo de perforación, los fluidos contenidos en la formación fluyen hacia el pozo, y tal influjo no se previene como en la perforación convencional, por lo cual, se requieren otro tipo de prácticas y procedimientos para controlar el pozo. En la mayoría de las circunstancias, los equipos de superficie apropiados pueden contener y controlar los fluidos producidos mientras se perfora bajo balanceadamente. Las altas tasas de producción de hidrocarburos y las altas presiones son deseables desde el punto de vista de rentabilidad del pozo a largo plazo. Sin embargo, éstas pueden

¹³ “Underbalanced Drilling Manual” published by Gas Research Institute, Chicago, Illinois, 1997.

impedir, o al menos complicar, algunas operaciones de la perforación underbalance. Los equipos de superficie deben ser capaces de manejar con seguridad la máxima tasa de producción, y a su vez, ser capaces de contener la máxima presión probable en superficie, la cual podría ser de gran relevancia. Si se encuentran tasas de producción excesivas deberá haber otra alternativa que matar el pozo y cambiar a perforación sobre balance¹⁴.

1.2.2.5 Factores Económicos

Si bien puede ser posible técnicamente realizar un proyecto de perforación underbalance en un pozo, puede que no siempre sea económicamente viable. Los factores relacionados con costos efectivos que pueden imposibilitar la perforación underbalance incluyen grandes influjos de agua, altas tasas de penetración o productividad con técnicas de perforación convencionales, y logística local.

En muchas locaciones, las restricciones ambientales hacen que la disposición de agua producida sea costosa. Con grandes influjos de agua, los costos por disposición pueden anular cualquier reducción de costos asociados a la perforación underbalance.

El incremento en ROP debido a la perforación bajo balanceada no siempre reduce los costos de la operación. Si la ROP obtenida con la perforación convencional ya es lo suficientemente alta (por ejemplo, 50 ft/hr o más) o si la perforación underbalance va a ser llevada a cabo sólo en un pequeño intervalo, el tiempo de perforación total para dicho intervalo no podrá reducirse lo suficiente como para pagar por la movilización adicional y los costos diarios asociados a los equipos utilizados en la perforación underbalance.

¹⁴ “Underbalanced Drilling Manual” published by Gas Research Institute, Chicago, Illinois, 1997

Similarmente, si la productividad del pozo perforado convencionalmente es alta, los incrementos no serán muy significativos al utilizar UBD. Por el otro extremo, existen muchos yacimientos de baja permeabilidad, que aunque no poseen daño, deben estimularse mediante el fracturamiento hidráulico incluso si se perfora bajo balance (Asumiendo altas ROP durante la perforación convencional).

Finalmente en algunas áreas, puede ser antieconómico perforar bajo balance si los equipos y materiales requeridos, tales como compresores, elevadores de presión, agentes espumantes, etc., no están disponibles localmente y el costo de su movilización o transporte excede los beneficios de la perforación UBD.

Otras desventajas y riesgos de la tecnología son los siguientes:

- Control de pozo.
- Retornos de fluidos a altas velocidades, necesidad de un equipo altamente entrenado.
- Presencia viva de los fluidos de perforación en superficie, especialmente Sulfuro de Hidrógeno y gases corrosivos. Corrosión en las líneas de flujo.
- Presencia de tres fases de fluido en el pozo, acarrea limpieza deficiente.
- Riesgo de alcanzar la condición de sobre balance.
- Restricción en la capacidad de manejo de retornos en superficie, zonas de altas permeabilidades.
- Pueden existir zonas en las cuales sea difícil de alcanzar la condición bajo balance.
- Incompatibilidad con equipos convencionales.
- Drenaje gravitacional en pozos horizontales.

1.3 SISTEMAS DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN UNDERBALANCE

Una amplia variedad de sistemas de fluidos han sido utilizados en operaciones bajo balance, incluyendo aire, mist (niebla), espuma, fluidos gasificados y fluidos líquidos. Basados en la presión de poro de la formación y en la profundidad, se debe realizar una selección preliminar de los sistemas de fluidos de perforación.

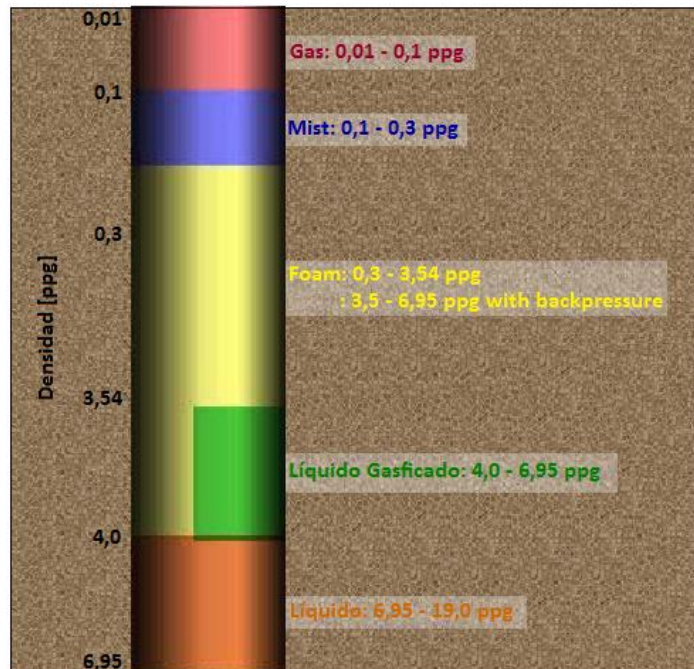
Los fluidos utilizados en UBD se dividen en tres grupos:

- Una fase – Gas
- Dos fases – Gas + Líquido / Líquido + Gas
- Una fase – Líquido

La selección del fluido de perforación apropiado es crucial para la aplicación de una operación exitosa, así como la selección de cada una de sus fases, cuando se requiere un fluido de perforación multifase. Cualquiera que sea el fluido seleccionado debe ser evaluado en base a sus efectos en la formación, la capacidad de limpieza del hueco, hidráulica y equipos separadores en superficie. Los rangos de densidades más comunes oscilan entre 0 y 7 PPG, como se observa en las figuras 6 y 7¹⁵.

¹⁵ RAFIQUE, M. A., 2008. “Underbalanced Drilling: Remedy for Formation-Damage, Lost-Circulation and Other Related Conventional-Drilling Problems”, 2008.

Figura 6. 'Fluidos de Perforación según su densidad'

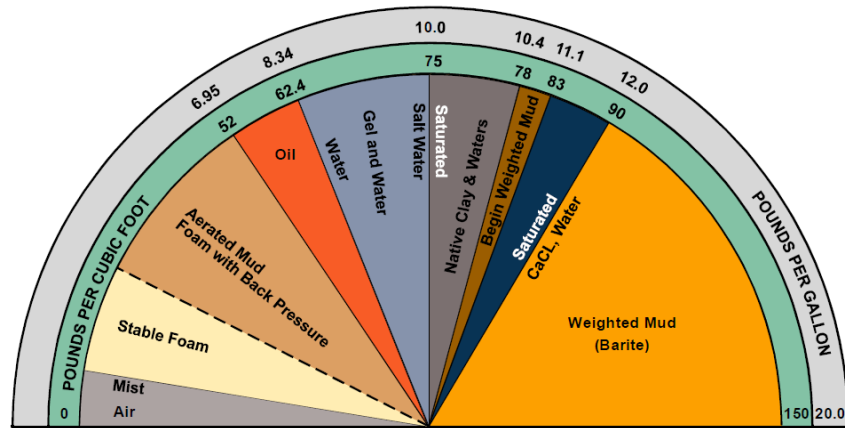


Fuente: RAFIQUE, M. A., 2008.

Los gases más comúnmente utilizados para la reducción de la densidad del fluido de perforación son el aire y el nitrógeno, como también el gas metano, pero, con la preocupación de la seguridad no ha sido tan empleado como los otros dos enunciados. Los conceptos básicos cuando se trata con fluidos gasificados o aireados siguen siendo los mismos independientemente del tipo de gas que se vaya a utilizar.

Las diferencias que se encuentran para los gases, se van a observar en el momento de manejar los retornos en el anular, aun cuando los cálculos son los mismos para todos los gases, en la siguiente figura se observan los diferentes tipos de fluidos que se podrían llegar a implementar dependiendo de la densidad de lodo que se desee llegar a obtener para el pozo a perforar.

Figura 7. 'Fluidos de Perforación según su densidad'



Fuente: Afanador, Carlos A., Delgado, Luis E., 2008

La aplicabilidad de los sistemas de fluidos compresibles está limitada a las condiciones de litología, presión de poro de la formación y donde se logren ahorros en tiempo del taladro y dinero, a pesar de la necesidad de equipo adicional para aplicar la tecnología *Underbalance*. La perforación con fluidos compresibles incluye: aire o gas seco, niebla, espuma estable/pesada, y lodo gasificado.

Tabla 1. 'Volúmenes típicamente requeridos para la perforación con aire'

Método	Aire [SCFM]	Presión [psi]	Líquido [gpm]	Equipo
Perforación con aire/polvo	1250 – 6000	200 – 800	Ninguno	2–6 compresores
Perforación con niebla	1250 – 6000	400 – 1.200	1– 10	1–6 compresores
Perforación con espuma	400 – 1600	400 – 1.200	10 – 100	1 compresor pequeño
Lodo aireado	500 – 1.500	600 – 1.200	100 – 400 (lodo)	1 compresor

Fuente: MANUAL DE LODOS Y CEMENTOS Cap. 21D 'Perforación Neumática'.

2 IDENTIFICACIÓN DE POZOS CANDIDATOS

Con el fin de determinar los pozos candidatos para operaciones de perforación underbalance se deben tener en cuenta los siguientes ítems:

- El pozo debe ser de desarrollo y no exploratorio, pues, se debe tener el conocimiento de las condiciones del yacimiento tales como presión, producción de fluidos, estabilidad de la formación.
- El yacimiento debe presentar un estado de depleción.
- El grado de dificultad que se presente durante la perforación convencional (grandes pérdidas de circulación, pegas diferenciales, entre otras) y la relación con el costo de las operaciones.
- La necesidad de perforar formaciones demasiado duras que demanden periodos de perforación convencionales muy grandes.
- Que la perforación bajo balance demuestre ser la técnica más favorable en los aspectos económicos y ambientales.

2.1 PARÁMETROS QUE DEBEN CONSIDERARSE

2.1.1 Problemas Operacionales

Es necesario considerar los problemas operacionales predominantes en el campo, ocasionados por la perforación convencional con el fin de identificar las complicaciones que serán eliminadas, mitigadas o controladas con el uso de la

tecnología de perforación Underbalance. Como ya fue mencionado anteriormente, la técnica UBD puede ser la solución a diferentes problemas operacionales como lo son las pérdidas de circulación, las pegas diferenciales, bajas ROP's, baja vida útil de la broca y alto daño de formación.

Una vez identificado el principal problema operacional del campo en estudio, se analiza la severidad del mismo, de manera que se justifique la aplicación de operaciones Underbalance como solución a la problemática especificada. Esto quiere decir que se debe estimar la inversión que constituye la perforación Underbalance, tanto fluidos de perforación como equipos en superficie, frente a la producción obtenida utilizando la técnica, y evaluar si la diferencia de productividad justifica la inversión.

2.1.2 Propiedades del Campo

Teniendo un conocimiento previo de la problemática a remediar, se efectúa un análisis detallado de las propiedades físicas del campo. Esto se realiza con el fin de descartar que ciertas propiedades constituyan un impedimento para la aplicación óptima de la técnica UBD. Algunos de los parámetros que afectan más significativamente la operación se describen a continuación.

2.1.2.1 Litología

Una descripción litológica sencilla del tipo de roca es determinante para la compatibilidad del yacimiento con operaciones sub-balanceadas. La mayoría de las operaciones underbalance han sido llevadas a cabo en carbonatos, pero ciertamente no existe ninguna limitación referente al tipo de roca requerido para las técnicas sub-balanceadas. La roca dura no es un requerimiento; calizas, dolomitas, areniscas, arcillas, lutitas, así como formaciones altamente laminadas y variables son todos potenciales candidatos para operaciones UBD.

Formaciones homogéneas de carbonatos tienden a ser excelentes candidatos para la perforación UBD. La migración de partículas finas no es típicamente un problema, y la roca en sí no tiene componentes que serán dañinos por la exposición a un tipo en particular de fluido. Los carbonatos tienden a ser rocas más duras, con tasa de penetración más lentas. Ya que la perforación underbalance incrementa las tasas de penetración, estas formaciones serán buenos candidatos desde el punto de vista económico. La preocupación más grande para los carbonatos es la relativa al daño por incompatibilidad entre el fluido de perforación y el fluido del yacimiento, por lo que se necesita una técnica que limite la invasión de fluido a la formación.

En secciones de lutitas, el problema más serio es la estabilidad del pozo. Esta puede ser causada por sistemas deposicionales o por incompatibilidad de la relación roca-fluido. Muchas secciones de lutitas son relativamente duras y las aplicaciones de las técnicas sub-balanceadas pueden resultar en un incremento en la tasa de penetración. Si el pozo requiere de peso o densidad para mantenerse abierto, la sección de lutitas no será el mejor candidato para la perforación underbalance.

Formaciones muy heterogéneas, ya sea que la heterogeneidad esté relacionada con la litología, permeabilidad, distribución de porosidad, o tamaño de poro, son excelentes candidatos para la perforación underbalance. Cuando estas formaciones son perforadas en forma convencional, sólo los intervalos de mejor calidad del yacimiento son dañados.

2.1.2.2 Permeabilidad y Tipo de Fluido

La permeabilidad es uno de los principales parámetros que influyen en la aplicación de operaciones sub-balanceadas, debido al diferencial de presión negativo que proporciona la técnica. Como se señaló anteriormente, al utilizar

este tipo de perforación con fluidos de baja densidad, se inducirá al pozo a una producción temprana que se presentará durante la operación.

Esta producción temprana durante las operaciones de perforación underbalance implicaría un influjo de fluidos incontrolable si se tienen altas permeabilidades en el campo, es decir, yacimientos con $K > 2,000$ mD no son buenos candidatos a perforación underbalance.

A esto se suma el tipo de fluido el cual está ampliamente relacionado con la permeabilidad cuando se trata de influjo de fluidos a la cara de pozo. Cuando una roca reservorio posee una alta permeabilidad y, a su vez, el tipo de fluido es un crudo liviano, la perforación underbalance se convierte en una operación altamente riesgosa, ya que las posibilidades de patadas de gas y/o reventones son un problema latente. Yacimientos con bajas permeabilidades y crudos livianos, así como yacimientos con altas permeabilidades y crudos pesados son buenos candidatos a la perforación underbalance.

2.1.2.3 Espesor del Intervalo

Se debe establecer cuál o cuáles intervalos se perforarán con la técnica UBD, si la operación se va a realizar en todo el pozo o en las formaciones productoras. La situación más común es perforar con fluidos de baja densidad en los intervalos que conforman los yacimientos principales del pozo, con el objetivo de disminuir el daño a la formación y, de esta manera, incrementar la productividad del pozo.

En este último caso, es necesario determinar el espesor de los intervalos, teniendo en cuenta el daño ocasionado por técnicas convencionales durante la perforación en pozos aledaños, de modo que se justifique la inversión inicial de un proyecto de perforación underbalance.

2.1.2.4 Temperatura

La temperatura del yacimiento puede ocasionar cambios en los fluidos y, por consiguiente, en la producción de los mismos durante la operación. La producción alta de gas, esto es un valor alto de GOR, ocasionado por altas temperaturas dificulta la aplicación de técnicas bajo balance.

El mejor candidato debe tener temperaturas que oscilen en un rango aproximado de 100 – 700 °F y, a su vez, que tengan baja producción de gas [↓ GOR] para evitar inconvenientes como patadas de pozo.

2.1.2.5 Presión de Poro de la Formación

La presión de poro de la formación está directamente relacionada con el potencial de producción de un pozo, ya que es la energía natural del yacimiento que impulsa los fluidos contenidos en la formación hacia la cara de pozo y posteriormente a la superficie. Cuando se tienen varios pozos activos que drenan cierta área en un campo, la energía natural del yacimiento, y por ende la presión de poro, empiezan a disminuir. Estas áreas son conocidas como zonas depletadas y son las mejores candidatas para la implementación de la técnica UBD.

Las siguientes son buenas combinaciones:

- Alta permeabilidad y baja presión de poro.
- Baja permeabilidad y baja presión de poro.
- Alta profundidad y baja presión de poro.

2.1.3 Estabilidad del Pozo

Muchas formaciones exhiben inestabilidad o sensibilidad en dos formas básicas, una relacionada con la química y la otra con los esfuerzos mecánicos. La

expresión más común de sensibilidad química es el **colapso**, derrumbamiento o hinchamiento de formaciones a exposición de agua fresca.

La estabilidad del pozo es uno de los parámetros más importantes a la hora de evaluar la viabilidad técnica para la implementación de operaciones underbalance en un pozo particular. En condiciones convencionales, el fluido de perforación es el encargado de mantener las paredes del pozo, evitando así el colapso del mismo. Sin embargo, en la perforación con fluidos de baja densidad no existe presión hidrostática que garantice la estabilidad del pozo; por tal razón, es necesario asegurar que el pozo candidato sea estable sin el soporte que proporciona el fluido de perforación.

2.2 CANDIDATOS POBRES PARA OPERACIONES UNDERBALANCE

Candidatos identificados como *pobres* incluyen aquellos con características como las descritas a continuación:

- Alta permeabilidad junto con alta presión de poro de formación.
- Presión de yacimiento desconocida.
- Posibilidad de operaciones underbalance no continuas (numerosos viajes, conexiones, etc.).
- Altas tasas de producción a posibles bajos diferenciales de presión.
- Formaciones débiles susceptibles al desmoronamiento del pozo por altos diferenciales de presión.
- Formaciones con altos ángulos de inclinación o fracturas en áreas tectónicamente activas.
- Capas gruesas e inestables de carbón.
- Lutitas jóvenes geo-presurizadas.
- Formaciones con contenido de H₂S, CO₂.
- Múltiples yacimientos abiertos con diferentes presiones.

2.3 BUENOS CANDIDATOS PARA OPERACIONES UNDERBALANCE

Los candidatos identificados como particularmente apropiados para operaciones sub-balanceadas incluyen los siguientes:

- Yacimientos con presiones depletadas.
- Áreas con predisposición al pegamiento por presión diferencial.
- Roca dura (densa, baja permeabilidad, baja porosidad).
- Áreas con inclinación a pozos desviados y formaciones con altos buzamientos.
- Zonas con pérdidas de circulación.
- Zonas con tendencia al daño a la formación.
- Áreas con disponibilidad limitada de agua (limita la factibilidad de operaciones convencionales).
- Formaciones fracturadas.
- Formaciones con alta permeabilidad.
- Formaciones altamente variables. (zonas heterogéneas).

3 METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS

3.1 PROBLEMAS OPERACIONALES

Para utilizar la técnica UBD como solución a una problemática especificada, es necesario evaluar todas las complicaciones que se presentaron en el campo por el uso de técnicas de perforación convencionales y estimar no sólo el principal problema operacional sino la zona mayormente afectada.

Con el fin de obtener una mejor visualización de las áreas afectadas en el campo, se realizan mapas de distribución de pozos en donde se puede observar la magnitud del problema en pozos individuales.

3.2 PROPIEDADES DEL CAMPO

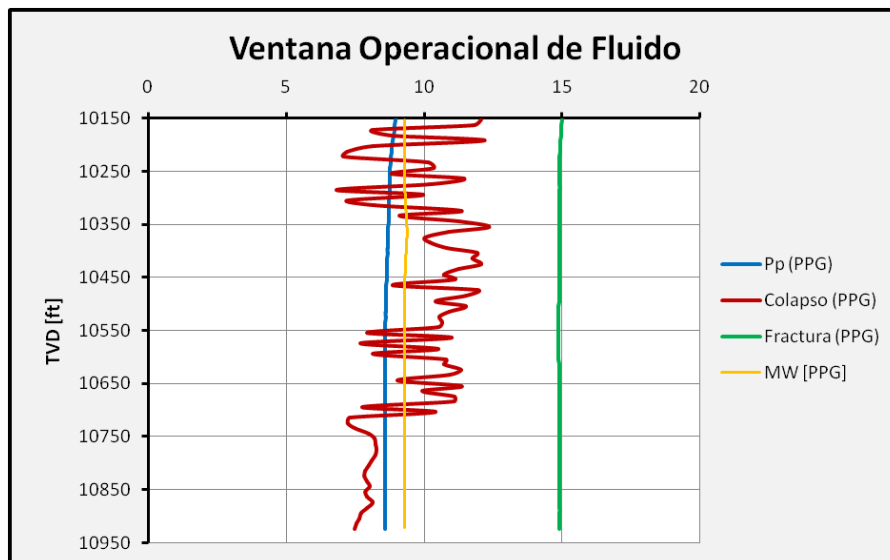
Una vez identificado el principal problema operacional, es bueno conocer la caracterización de la zona a tratar, con el objetivo de evaluar el escenario en el cual se ejecutará la operación. Esta caracterización favorece la toma de decisiones en cuanto a la factibilidad del proyecto y las condiciones de operación del mismo si éste es viable.

De la misma manera que se realizan los mapas de distribución de problemas operacionales, se generan mapas de distribución de diferentes parámetros correspondientes a propiedades del campo. Una vez obtenidos esta serie de gráficos, se procede a efectuar una comparación entre estos, problemas operacionales y propiedades, para establecer si la zona afectada se encuentra en condiciones óptimas para la aplicación de la técnica.

3.3 CRITERIO DE ESTABILIDAD DE POZOS

Luego de haber realizado el análisis pertinente de la zona afectada, se procede a evaluar la estabilidad de los pozos que fueron perforados con técnicas convencionales en la misma área. Para esto, se analizarán las ventanas operacionales de fluido, las cuales suministran información sobre la presión de poro, la presión de colapso, la presión de fractura y el peso de lodo utilizado durante la perforación convencional, como es mostrado a continuación.

Figura 8. 'Ventana Operacional de Fluido'



Fuente: Autores

Esta información es obtenida a partir de los modelos geomecánicos, que cuentan con la data requerida para generar una ventana de fluido. Esta data comprende la profundidad del pozo (MD [ft], TVD [ft]), la presión de la formación o de poro, esfuerzos (Vertical o de sobrecarga y esfuerzos horizontales máximo y mínimo) y finalmente, las propiedades mecánicas de la roca (Relación de Poisson [ν], Módulo de Young [E], Resistencia de la roca [Strength], Ángulo de Fricción Interna [AFI] y Cohesión [So]).

Luego de tener el modelo geomecánico desarrollado, se genera la ventana operacional de fluido, según el criterio de falla escogido, ya sea, el de Mohr-Coulomb, Lade o Drucker-Prager, los cuales emplean diferentes parámetros para el cálculo de la presión de colapso.

Posteriormente, se realiza un ajuste de la ventana operacional de fluido mediante el uso de registros eléctricos como el caliper, gamma ray o Vshale, el registro FEL y eventos de perforación, de modo que la ventana sea representativa y proporcione la información suficiente para establecer el potencial de inestabilidad del pozo en cuestión.

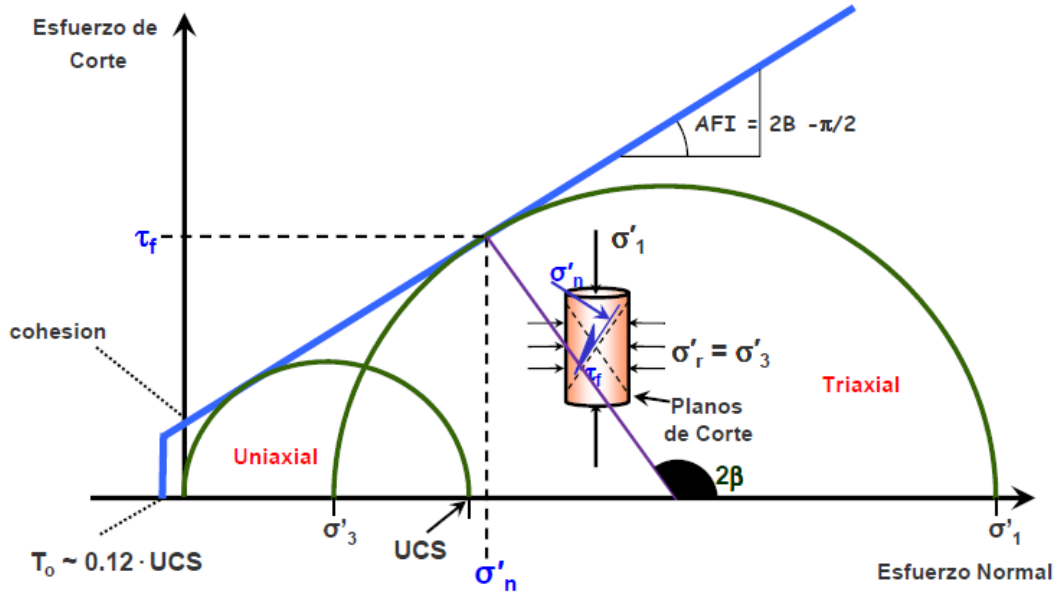
3.3.1 Modelo Geomecánico del Pozo

La geomecánica aplicada al yacimiento es un estudio integrado del estado de esfuerzos, presión de poro, propiedades físicas de los yacimientos, fallas, fracturas naturales y roca sello, que provee un entendimiento de la interacción entre condiciones geológicas y prácticas de producción e ingeniería con el fin de crear y/o implementar modelos que predigan el comportamiento del yacimiento y del pozo en particular, para desarrollar y emplear las estrategias más adecuadas que permitan obtener una condición más estable del pozo.

Los parámetros principales que controlan estas interacciones son el estado de esfuerzos in situ, la resistencia de la roca, propiedades mecánicas de la roca, presión de poro y el peso de lodo¹⁶. Las propiedades mecánicas de la roca son obtenidas a partir de pruebas triaxiales, envolventes de falla múltiple como se muestra en la siguiente figura.

¹⁶ PABÓN, Eduard; OBEID, Yussed. “Análisis de la Geomecánica Aplicada a la Estabilidad de Pozos de los Campos Cusiana y Cupiagua Mediante Analogías con Yacimientos Sensibles a Esfuerzos” Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga 2004.

Figura 9. 'Envolvente de Falla Múltiple'



Fuente: CORZO, Reinel. 'Criterios de Falla'.

El objetivo final es obtener una tabla que contenga los datos necesarios para generar la ventana operacional de fluido como es mostrado a continuación.

Tabla 2. 'Modelo Geomecánico'

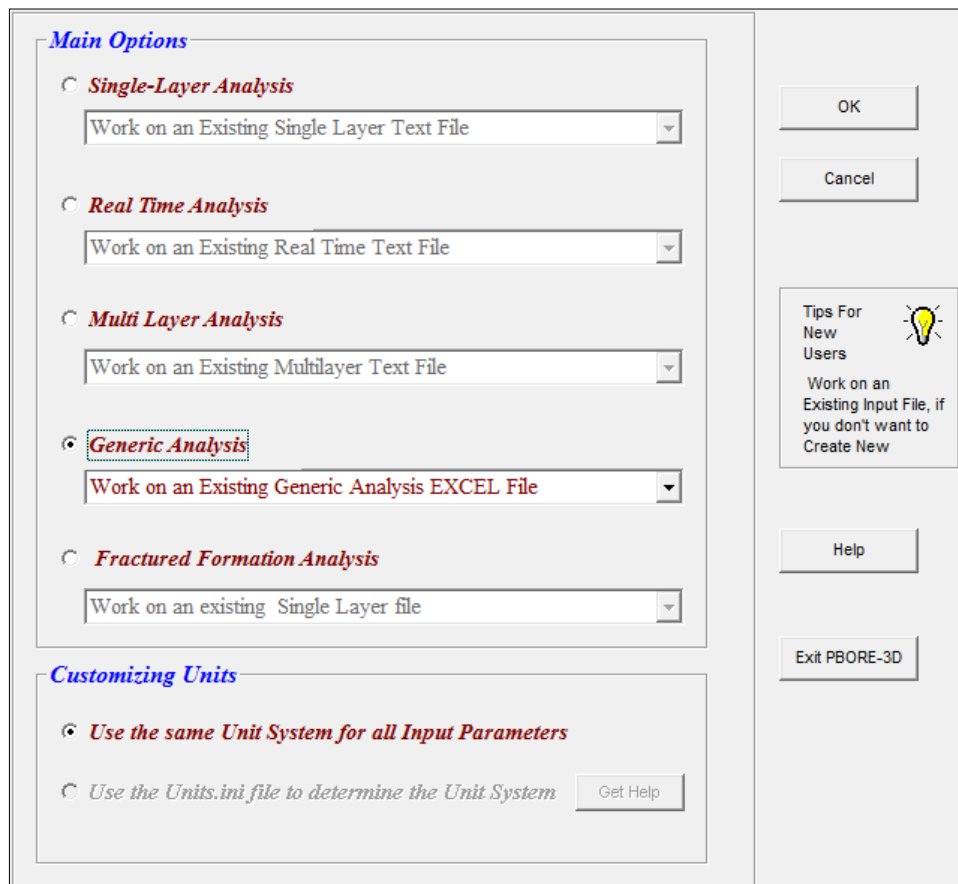
TVD	Pp(psi/ft)	Sv(psi/ft)	Shmin (psi/ft)	Shmax (psi/ft)	Poisson	AFI	So
10100	0.44	0.99	0.77	1.26	0.23	38.3087356	2343.28284
10102	0.44	0.99	0.77	1.26	0.23	38.3087356	2165.9926
10104	0.44	0.99	0.77	1.26	0.24	37.9542309	2087.16117
10106	0.44	0.99	0.77	1.26	0.23	38.3087356	2302.41162
10108	0.44	0.99	0.77	1.26	0.22	38.3087356	2574.82582
10110	0.44	0.99	0.77	1.26	0.22	38.3087356	2929.1641
10112	0.44	0.99	0.77	1.26	0.21	38.6598083	3122.60495
10114	0.44	0.99	0.77	1.26	0.22	38.3087356	3160.70708
10116	0.44	0.99	0.77	1.26	0.23	37.9542309	2979.63617
10118	0.44	0.99	0.77	1.26	0.24	37.234834	2706.55053
10120	0.44	0.99	0.77	1.26	0.25	36.5014411	2480.80327
10122	0.44	0.99	0.77	1.26	0.26	36.1294441	2243.52031
10124	0.44	0.99	0.77	1.26	0.27	36.1294441	2315.16256
10126	0.44	0.99	0.77	1.26	0.25	36.8698976	2531.23838
10128	0.44	0.99	0.77	1.26	0.24	37.5962711	2795.86127
10130	0.44	0.99	0.77	1.26	0.23	38.3087356	3065.28037

Fuente: Autores

3.3.2 Ventana Operacional de Fluido

Para la generación de las ventanas operacionales de fluido se decidió trabajar con el software PBORE, el cual ofrece diferentes escenarios para el cálculo de las curvas que toman lugar en el modelo de estabilidad de pozos. Como es sabido, la perforación underbalance utiliza fluidos de perforación de baja densidad, por lo cual, la ventana de fluido se encuentra entre la presión de colapso y la de poro.

Figura 10. 'Tipos de Análisis para el Software PBORE'

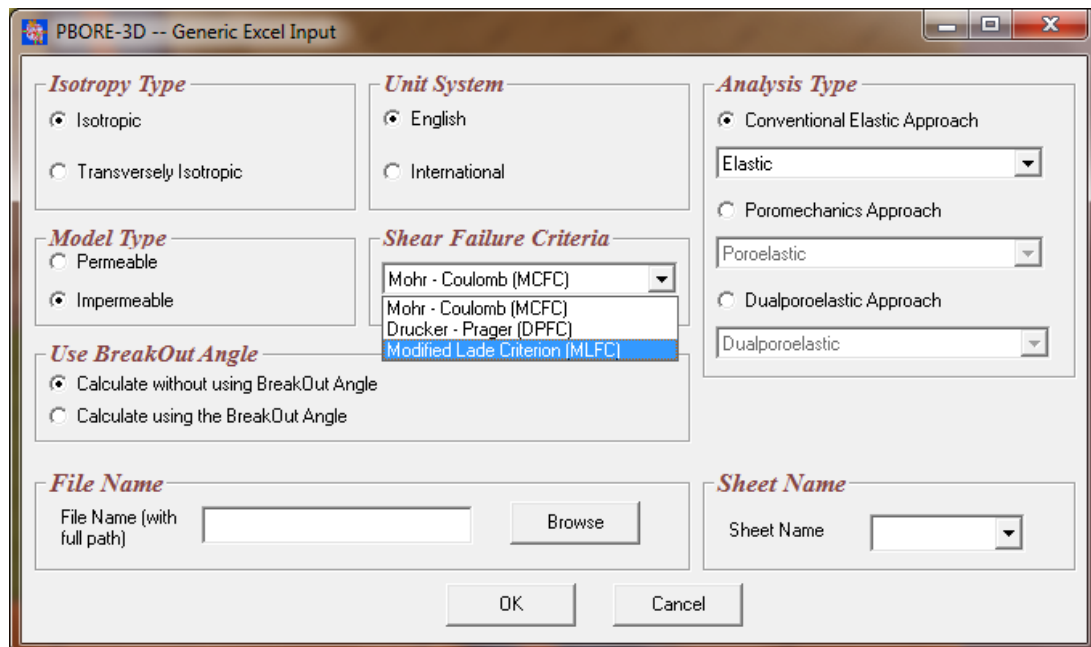


Fuente: Software PBORE

Los pasos que se siguen para obtener la ventana operacional de fluido utilizando el software PBORE son los siguientes:

- El software PBORE ofrece una serie de escenarios para el cálculo de la ventana, teniendo en cuenta el tipo de análisis que va a realizarse; es decir, si se desea hacer el análisis a un estrato específico, en tiempo real, a una formación fracturada, etc. (Fig. 9). Para éste caso, se selecciona la opción para un análisis genérico, el cual toma la información de un archivo de Excel para una formación completa.
- Dentro del análisis genérico se encuentran diferentes opciones que tienen en cuenta la isotropía, el tipo de modelo, las unidades del sistema, el criterio de falla, el uso de ángulo de breakout y el tipo de análisis, que puede ser elástico, poroelástico y/o involucrando parámetros químicos y térmicos. Para éste estudio se trabaja con un análisis elástico utilizando los tres criterios de falla, los demás parámetros son mostrados en la figura 10.

Figura 11. 'Opciones para el Análisis Genérico'



Fuente: Software PBORE

- Para generar la ventana de fluido, el software requiere un archivo de Excel con los datos de entrada divididos en geometría del pozo (profundidad [TVD], inclinación del pozo, azimuth, esfuerzos y presión de poro), las propiedades de la roca (cohesión [So], ángulo de fricción interna [AFI], resistencia a la tensión y porosidad [Φ]) y los módulos elásticos (relación de Poisson [ν]) como se muestra a continuación (Fig. 11).

Figura 12. 'Datos de Entrada para el Análisis Genérico'

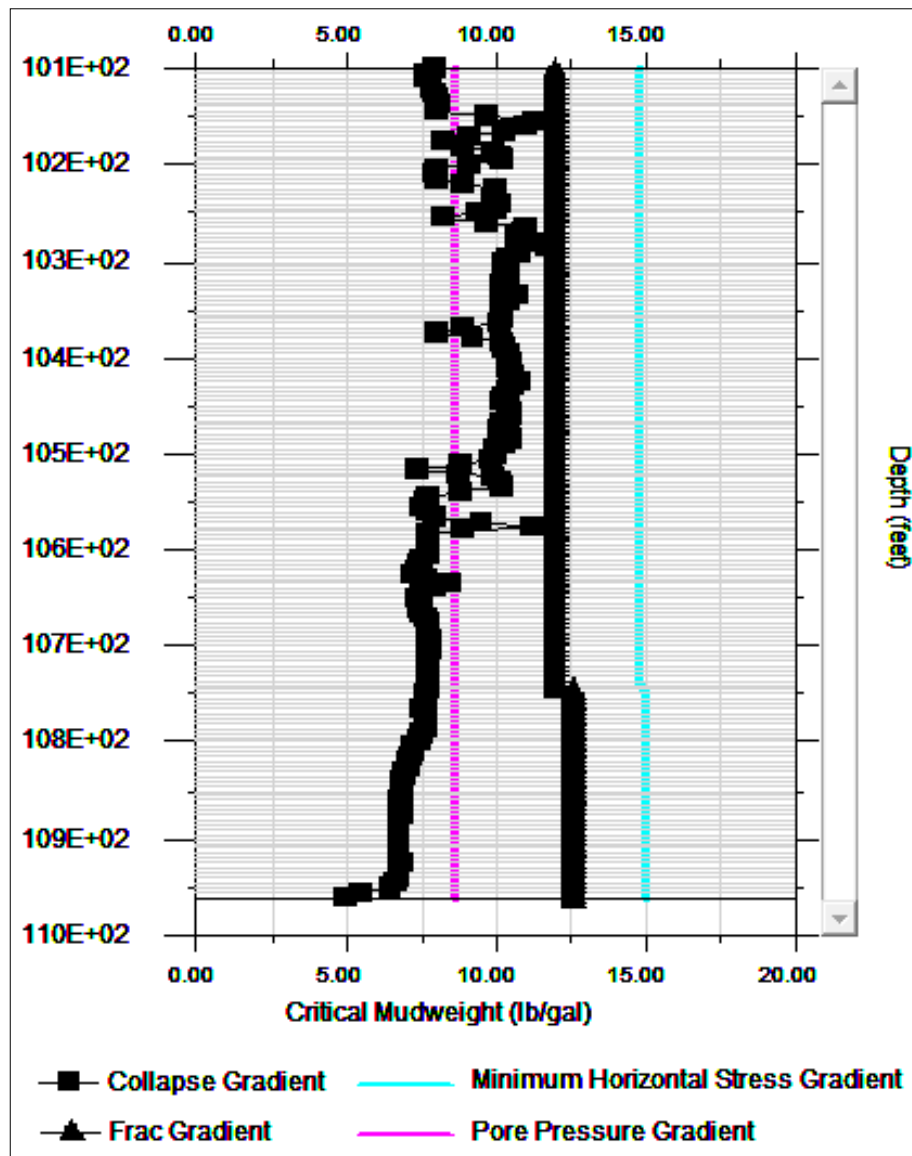
Wellbore Geometry						
True Vertical Depth	Hole Inclination Angle	Hole Azimuth	In-situ Gradients			
			Sv	SHMax	SHMin	Pore Pressure
10100	0	0	0.99	0.77	1.24	0.45
10105	0	0	0.99	0.77	1.24	0.45
10110	0	0	0.99	0.77	1.24	0.45
10115	0	0	0.99	0.77	1.24	0.45
10120	0	0	0.99	0.77	1.24	0.45
10125	0	0	0.99	0.77	1.24	0.45
10130	0	0	0.99	0.77	1.24	0.45

Rock Properties					Elastic	
Cohesion	Friction Angle	BreakOut Angle	Tensile Strength	Porosity	Young's Modulus in Isotropic plane	Poisson's Ratio in Isotropic Plane
3467.211	38.7	0	0	1.40E-01	2.70E+05	0.23
3573.451	39.4	0	0	1.40E-01	2.70E+05	0.22
3545.993	39.7	0	0	1.40E-01	2.70E+05	0.2
3411.869	40.4	0	0	1.40E-01	2.70E+05	0.18
3413.95	40.4	0	0	1.40E-01	2.70E+05	0.18
3336.03	40.4	0	0	1.40E-01	2.70E+05	0.18
3277.531	40.4	0	0	1.40E-01	2.70E+05	0.18

Fuente: Software PBORE

- Finalmente, el software genera una ventana operacional que involucra la presión de poro de la formación, la presión de colapso, el gradiente de fractura y el esfuerzo horizontal mínimo, de acuerdo al criterio de falla seleccionado al comienzo de la simulación (Fig. 13).

Figura 13. 'Ventana de Fluido Generada en el PBORE'



Fuente: Software PBORE

3.3.3 Criterios de Falla

Como se mencionó anteriormente el software PBORE brinda la posibilidad de utilizar tres diferentes criterios de falla, a saber, el criterio de Mohr-Coulomb, el criterio de Drucker-Prager y el criterio de Lade Modificado, los cuales son utilizados en las corridas para seleccionar aquel que represente más apropiadamente los acontecimientos en el pozo durante la perforación convencional.

3.3.3.1 Criterio de Falla de Mohr-Coulomb

La aplicación del criterio de Mohr-Coulomb en la predicción de fallas de corte en la estabilidad de pozo proporciona resultados bastantes conservativos; lo que junto con su facilidad para aplicarlo lo han convertido en el criterio más popular. Este basa su hipótesis en que la cedencia y/o falla debe ocurrir cuando el esfuerzo de corte exceda la suma de la resistencia cohesiva del material (S_o) y la resistencia friccional de los planos de deslizamiento:

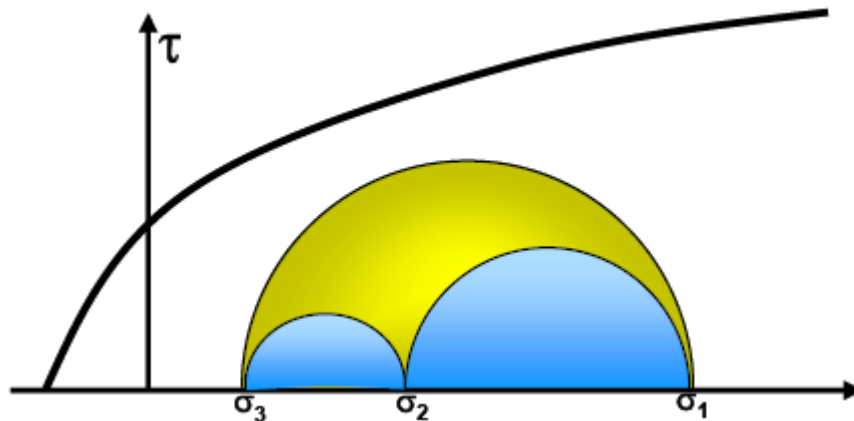
$$\tau = S_o + \sigma \tan \phi$$

Donde τ es el esfuerzo de corte, σ es el esfuerzo normal, S_o es la resistencia cohesiva de la roca y ϕ el ángulo de fricción interna. El criterio de Coulomb o Hipótesis de Mohr es una línea recta en el plano $\tau - \sigma$, cuyo intercepto es S_o y la pendiente es la tangente de ϕ . La línea o envoltura divide el plano $\tau - \sigma$ en dos regiones una estable por debajo de ésta y una región de falla por encima de ella misma.

El criterio de Mohr-Coulomb no tiene en cuenta el esfuerzo principal intermedio debido que la falla ocurrirá en el momento en que el círculo toque la envoltente; y como se aprecia en la figura 14 cualquier cambio del esfuerzo principal intermedio

(σ_2) no modifica el círculo externo (más grande); en otras palabras bajo la hipótesis de Mohr-Coulomb sólo los esfuerzos principales máximo y mínimo (σ_1 y σ_3 respectivamente) intervendrán en el momento de la falla (debido a que un cambio en σ_1 o en σ_3 cambiará el círculo externo acercándolo luego a la envoltura).

Figura 14. 'Criterio de Falla de Mohr-Coulomb'



Fuente: CONTRERAS, Oscar M., RODRIGUEZ, Wilmar A

3.3.3.2 Criterio de Falla de Drucker-Prager

El criterio de falla de Drucker-Prager, también conocido como el criterio de falla de Von Mises Modificado, da al esfuerzo intermedio tanta importancia como lo hace con los esfuerzos máximo y mínimo principales. A diferencia del criterio de falla de Mohr-Coulomb, el cual considera que el esfuerzo intermedio no tiene ninguna influencia sobre la forma en la que falla la roca, el criterio de Drucker-Prager considera que el esfuerzo intermedio influye no sólo en la forma en que falla la roca sino también en la magnitud de la deformación de la roca.

Estudios realizados por varios investigadores del mundo han demostrado que el esfuerzo intermedio tiene un efecto de fortalecimiento de la roca, el cual es ignorado por el criterio de falla de Mohr-Coulomb, aunque tampoco es tan profundo como lo predice el criterio de falla de Drucker-Prager. Por consiguiente,

el criterio de falla de Mohr-Coulomb subestima la resistencia de la roca para situaciones de esfuerzos en escenarios generales ($\sigma_1 \neq \sigma_2 \neq \sigma_3$), mientras que el criterio de Drucker-Prager sobrestima la resistencia de la roca para el estado de esfuerzos mencionado anteriormente.

Aplicando estas características del criterio a situaciones de pozo, se encuentra que el criterio de falla de Mohr-Coulomb es muy conservativo debido a que no considera el efecto de fortalecimiento del esfuerzo intermedio. Por otra parte, el criterio de falla de Drucker-Prager puede ser no conservativo y puede dar predicciones de estabilidad de pozo un poco absurdas debido a que sobrestima el efecto del esfuerzo intermedio.

3.3.3.3 Criterio de Falla de Lade Modificado

Es usualmente difícil en la práctica aplicar un criterio complejo a problemas de estabilidad de pozo (más aún cuando no está alineado con algún eje de esfuerzo principal) y se busca el “peso crítico de lodo” para prevenir tal inestabilidad. A pesar de esto el Criterio Modificado de Lade, tiene las siguientes cualidades:

- Describe correctamente la influencia del esfuerzo principal intermedio sobre la resistencia de la roca y por lo tanto sobre la estabilidad del pozo.
- Puede ser reacomodado para dar solución al peso crítico de lodo, para cualquier orientación de pozo.
- Sólo se requieren dos parámetros, a saber, la cohesión y el ángulo de fricción interna¹⁷.

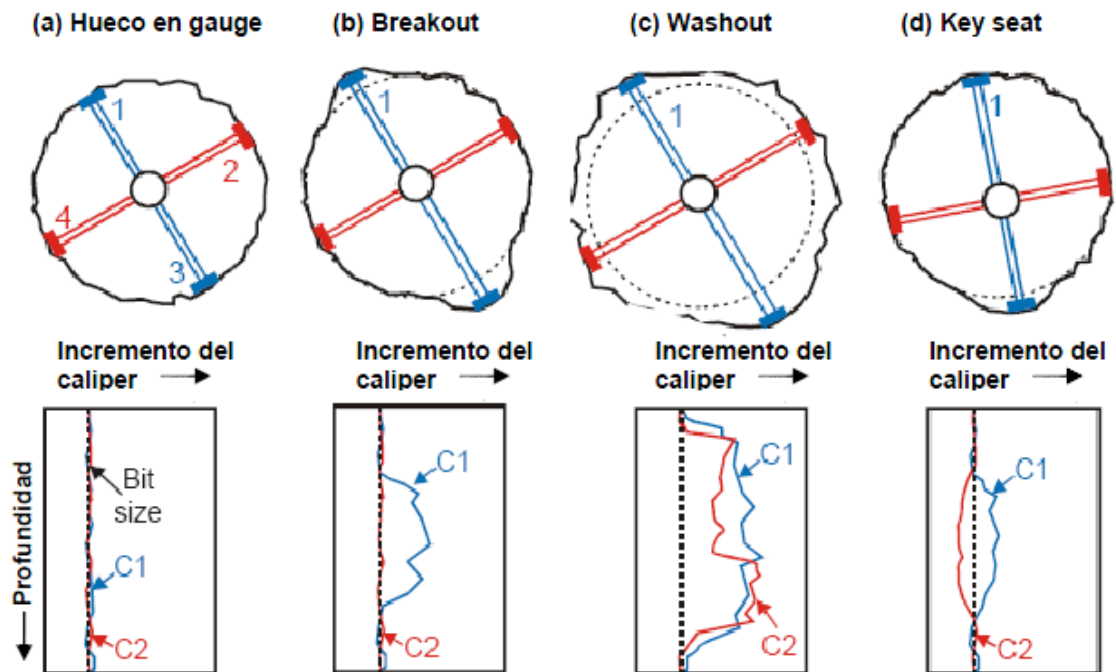
¹⁷ GÓMEZ, César A., SANTAMARÍA, Rafael. “Análisis de Estabilidad de Pozo Utilizando el Software Pbores” Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga 2004.

3.3.4 Ajuste de la Ventana Operacional de Fluido

Para el ajuste de las ventanas operacionales de fluido se hace uso de los registros eléctricos Cáliper de dos brazos, Gamma-Ray y Densidad para observar el comportamiento de la presión de colapso durante la perforación convencional y compararla con los eventos que se presentaron durante la operación.

El registro cáliper relaciona los derrumbes y/o washouts ocurridos con la profundidad como se muestra a continuación.

Figura 15. 'Tipos comunes de ensanchamiento de pozo y su respectiva respuesta en el registro Cáliper'



Fuente: TERÁN, Claudia P.

Estos ensanchamientos de pozo deben coincidir en la ventana operacional de fluido. Si a cierta profundidad el registro cáliper muestra uno de los eventos anteriormente mostrados, la presión de colapso en la ventana de lodo debe

incrementarse por encima de la presión de poro de la formación, lo cual justifica la inestabilidad del pozo a la profundidad especificada. Los registros Gamma-Ray y Densidad también se tienen en cuenta para determinar si la inestabilidad de la formación a una profundidad determinada es debida a la litología propia de la formación en estudio o a la baja densidad de la roca.

3.4 ANÁLISIS ECONÓMICO

La perforación underbalance es una técnica que promete diferentes beneficios, no sólo durante las operaciones de perforación sino también a lo largo de la vida productiva del pozo. Sin embargo, como se mencionó anteriormente, ésta tecnología requiere fluidos y equipos diferentes, los cuales constituyen costos adicionales a un proyecto de perforación.

Como es conocido, la perforación underbalance implica un alto costo inicial, debido a los fluidos y equipos utilizados durante la operación; no obstante, los beneficios que otorga se ven representados en una disminución de costos adicionales que conllevan los diferentes problemas operacionales, como lo son las pegas de tubería, las pérdidas de circulación, las bajas tasas de penetración, etc., y por otra parte, el daño a la formación que afecta la producción del pozo.

Al minimizar estos problemas operacionales e incrementar la producción del pozo, es posible compensar los costos iniciales que implica la perforación underbalance.

Dentro de éste último módulo, se realiza un análisis económico teniendo en cuenta los costos que representa la perforación underbalance con respecto a la perforación convencional; considerando los equipos adicionales para conocer el costo diario de perforación underbalance y compararlo con el costo diario de perforación convencional.

Adicionalmente, se determinan los ingresos obtenidos por producción después de perforar con la técnica underbalance, teniendo en cuenta los diferentes indicadores económicos, como el costo del crudo para el campo en estudio, los costos por lifting cost y transporte, así como las regalías e impuestos pertinentes. De esta manera, es posible evaluar el incremento en producción que se efectúa al disminuir el daño a la formación.

Asimismo, se realiza un análisis de curvas de declinación para evaluar el valor presente neto del proyecto y a su vez, conocer el tiempo estimado para pagar la inversión inicial (Payback).

4 MARCO DE ESTUDIO

Los campos Castilla y Apiay hacen parte de la subcuenca Apiay-Ariari que se encuentra localizada en la parte más sur de la Cuenca de los Llanos Orientales y se caracteriza porque parte de su registro litológico es parecido con otros dentro de la cuenca, y con un control estructural regido por los principales eventos tectónicos de los Andes.

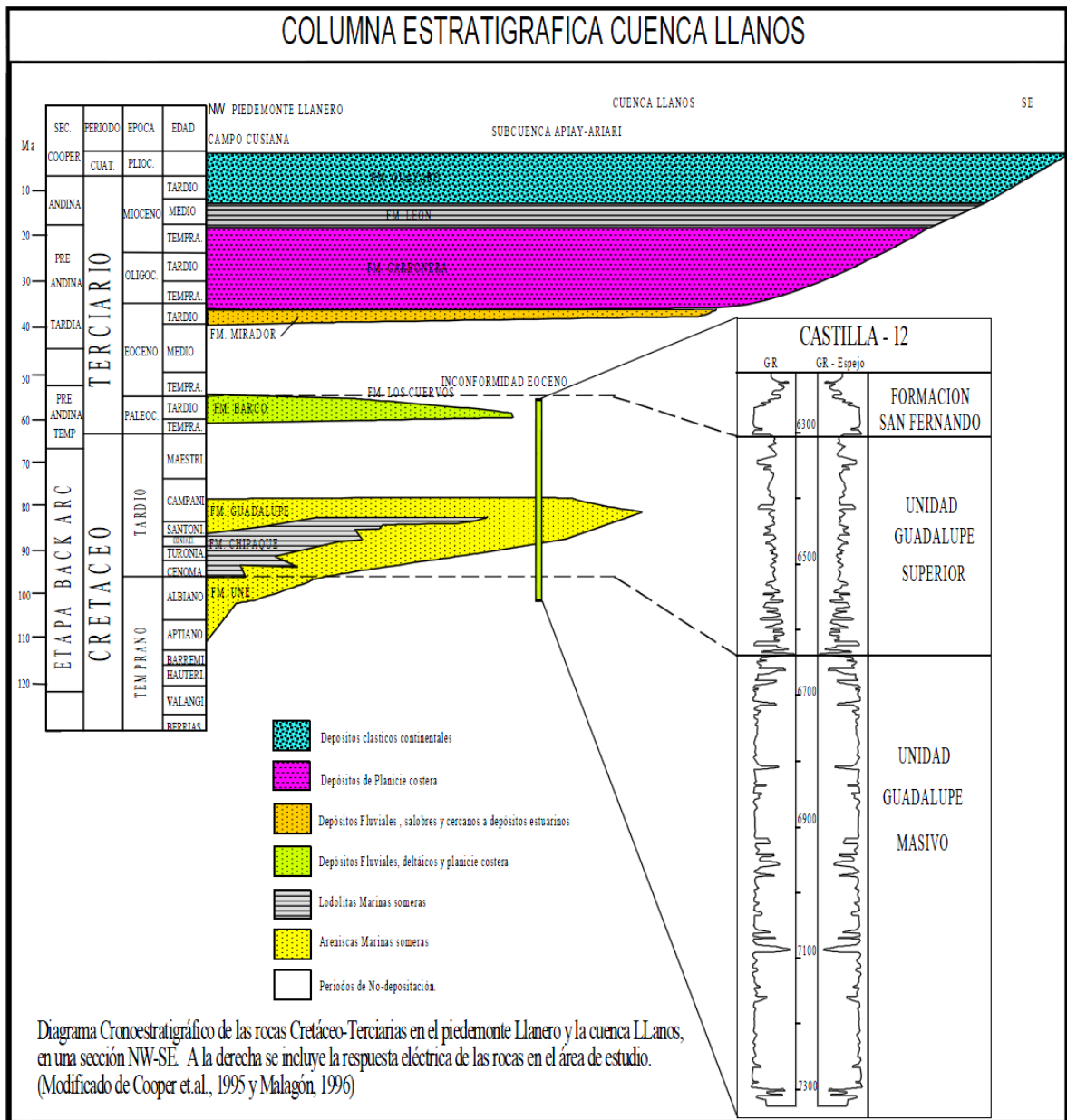
Figura 16. ‘Localización Campos Castilla y Apiay’



Fuente: OSORIO, Gabriel, 2007. “Desarrollo Petrolero Departamento del Meta”

La columna estratigráfica para la subcuenca Apiay-Ariari se muestra en la Figura 17. A continuación se describen de forma general las unidades operacionales que son objetivo de estudio, a saber, K1 y K2.

Figura 17. 'Columna Estratigráfica de la Cuenca Llanos'



Fuente: MENDOZA, Michael Y., PEÑALOZA, John J. "Mapa Piloto de Corrosividad de Crudos Pesados del Campo Castilla de la Superintendencia de Operaciones Apiay"

4.1 UNIDADES OPERACIONALES PERTENECIENTES A LA FORMACIÓN GUADALUPE.

4.1.1 Unidad K1 (Guadalupe Superior)

La unidad K1 (Guadalupe Superior) está constituida por una arena delgada, arcillosa, relativamente discontinua de menor productividad y presenta mayor temperatura que la unidad K2 probablemente debido su carácter arcilloso. Además, se pueden caracterizar tres conjuntos con características similares denominados, de base a techo, K1-3, K1-2 y K1-1, constituida en su parte basal por una intercalación de areniscas, limolitas y arcillolitas con ocasionales mantos de carbón de poco espesor (denominado K1-3 por Castro y Puerto, 1985).

La secuencia del techo se presenta como lutitas, con intercalaciones de areniscas de grano fino y es denominada en su parte inferior K1-2 por Castro y Puerto (1985). La unidad superior K1-1, algo similar con la anterior, se redefinió como perteneciente a la parte basal del terciario, aunque por dataciones palinoestratigráficas presentan un rango de edades que oscilan entre el Coniaciano y Maestrichtiano.

4.1.2 Unidad K2 (Guadalupe Masivo)

La unidad K2 (Guadalupe Masivo) está constituida por areniscas cuarzosas y cuarzofeldespáticas de grano grueso, subredondeado con baja proporción de matriz argilácea y cemento predominantemente silíceo, con algunos niveles de conglomerados arenosos y algunos niveles de limolitas y arcillolitas. Su espesor promedio es de 700 pies (233 metros), además de ser el principal intervalo productor.

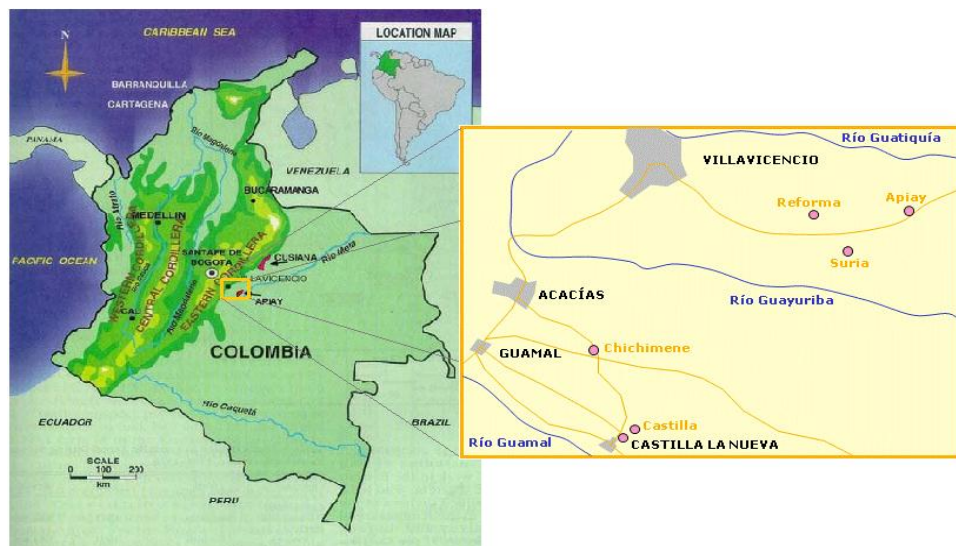
Estas unidades operacionales son similares en términos de las características del crudo que contienen, aunque con algunas diferencias en relación con la temperatura, permeabilidad y nivel de producción.

4.2 CAMPO APIAY

El campo Apiay está ubicado en la parte suroccidental de la cuenca de los Llanos, cerca de la ciudad de Villavicencio, unos 50 Km al este del piedemonte de la Cordillera Oriental (Fig. 18).

Su descubrimiento se realizó en 1981 por parte de ECOPETROL, con la perforación del pozo Apiay 1, lo que permitió el hallazgo subsecuente de otros campos petroleros en la subcuenca Apiay-Ariari, un área que posee 270 MMBO de reservas recuperables estimadas.

Figura 18. 'Localización Campo Apiay'

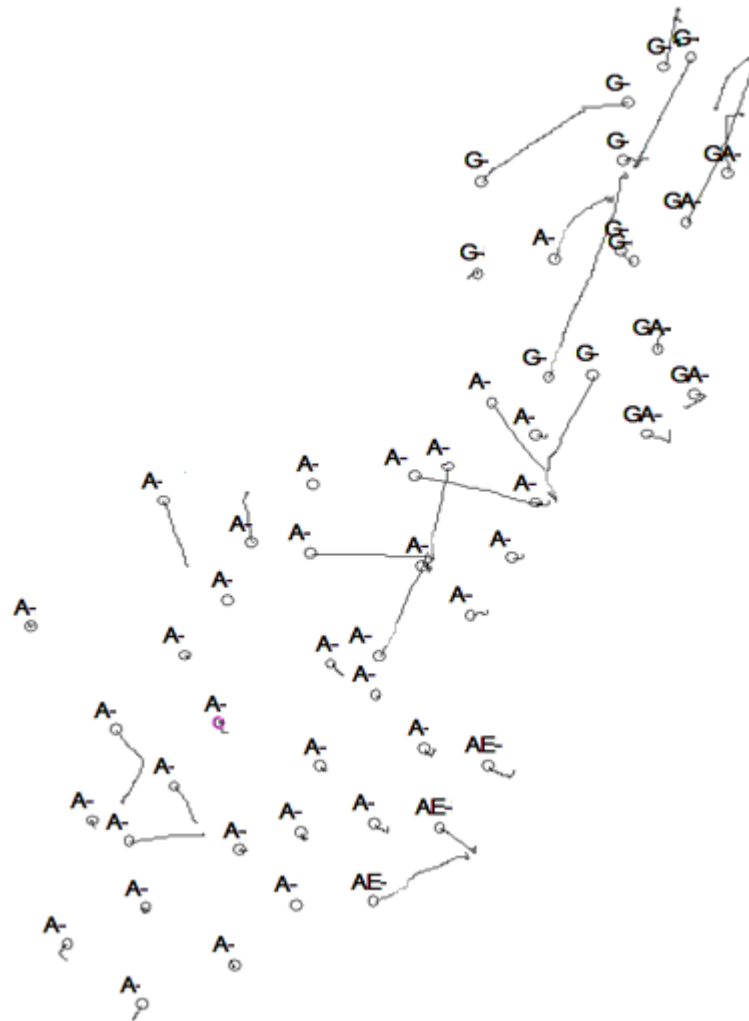


Fuente: MANTILLA, Eduardo A.

4.2.1 Distribución de Pozos

Para llevar a cabo el estudio actual se utilizaron datos suministrados por el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) correspondientes a algunos pozos del campo Apiay. En la figura 19 se puede observar la distribución de pozos para el campo.

Figura 19. 'Distribución de Pozos Campo Apiay'

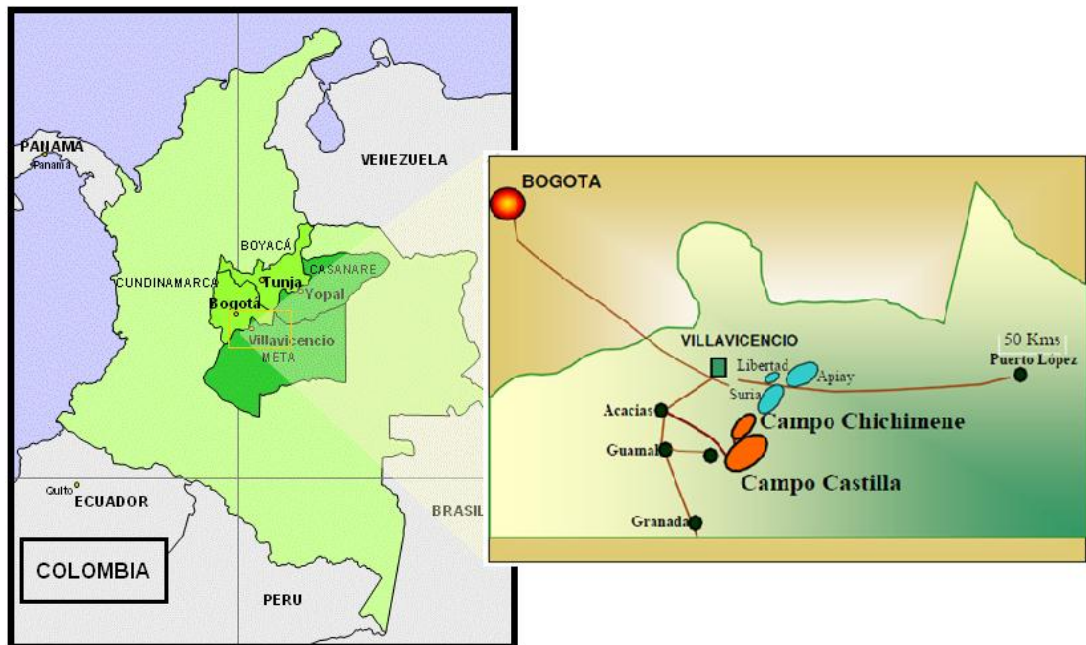


Fuente: ECOPETROL S. A.

4.3 CAMPO CASTILLA

El Campo Castilla se localiza en la cuenca de los Llanos a 35Km al sur de la ciudad de Villavicencio, en el departamento del Meta como se muestra en la Figura 20.

Figura 20. 'Localización Campo Castilla'



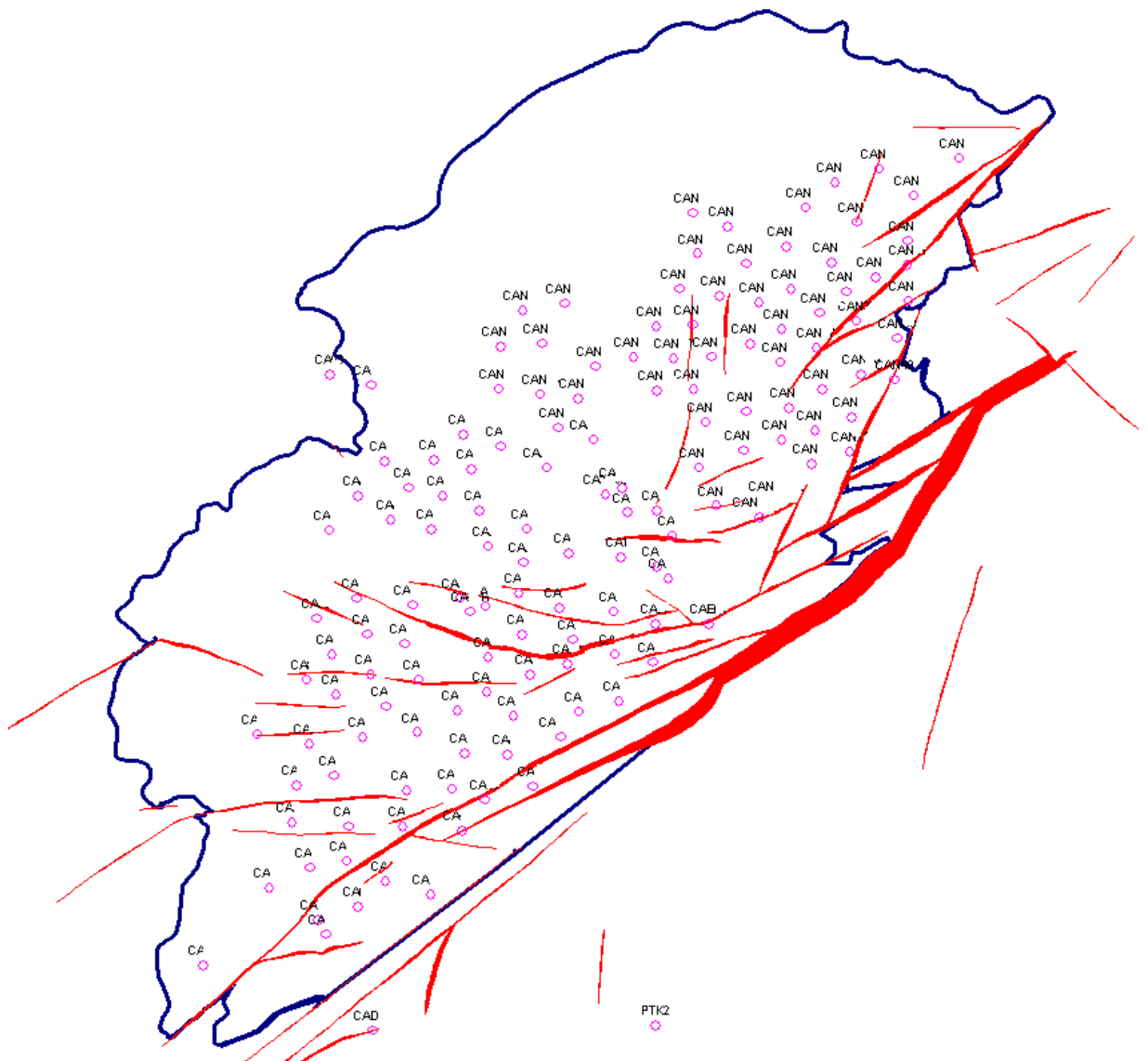
Fuente: OSORIO, Gabriel, 2007. "Desarrollo Petrolero Departamento del Meta"

Descubierto por Chevron en el año de 1969 con la perforación del pozo Castilla 1, pero inició producción en el año de 1977, con el contrato de asociación Cubarral suscrito entre ECOPETROL y la compañía Chevron en los años sesenta. En él se encontraba una masa espesa, viscosa y con alto contenido de azufre por esta razón no tenía aceptación en el mercado. Con el cambio del panorama mundial la explotación del crudo pesado tomó importancia, por esta razón las reservas de crudo que se encuentran en el subsuelo llanero, como las del Campo Castilla, se convirtieron en las más importantes respecto al crudo pesado como producto de exportación.

4.3.1 Distribución de Pozos

Para llevar a cabo el estudio actual se utilizaron datos suministrados por el Instituto Colombiano del Petróleo (ICP) correspondientes a algunos pozos del campo Castilla. En la figura 21 se puede observar la distribución de pozos para el campo.

Figura 21. 'Distribución de Pozos Campo Castilla'



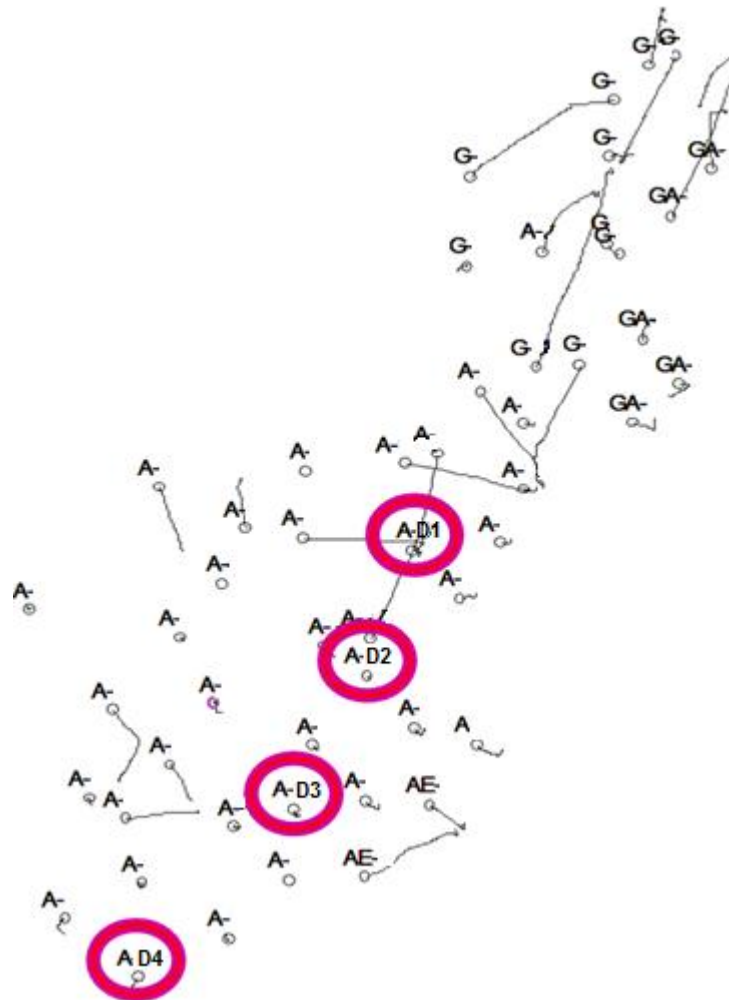
Fuente: ECOPEL S. A.

5 PRESENTACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS – APIAY

5.1 PROBLEMAS OPERACIONALES

El principal inconveniente presentado en el campo Apiay es el daño a la formación. Según pruebas realizadas en el laboratorio de Daños a la Formación – ICP, se obtuvieron los siguientes resultados:

Figura 22. ‘Pozos con Pruebas de Daño Campo Apiay’



Fuente: Autores

Tabla 3. 'Pruebas de Daño Campo Apiay'

Pozo	Profundidad	% Daño
A-D1	10680	62.6
	10681	57.2
	10687	13.7
A-D2	9670	19.6
	9682	5
	10600	48.28
A-D3	9675	16.04
	9704	20
	9709	27.7
	9722	19
	9724	8
	10669	17.24
	10712	9
	10817	3.5
	10819	38
	10823	8
A-D4	10279	24

Fuente: Autores. Modificado de "Evaluación de Daños a la Formación Nucleos Apiay"

Como se puede apreciar en la tabla anterior, los mayores porcentajes de daño a la formación corresponden a profundidades superiores a los 10600 ft, es decir, a la unidad K2 de la formación Guadalupe, el cual es el principal intervalo productor.

Esta problemática puede ser mitigada utilizando la técnica de perforación underbalance, la cual, al utilizar fluidos de perforación de baja densidad, y por ende, garantizar un diferencial de presión negativo, elimina el daño casi en su totalidad.

5.2 CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO

Una vez evaluado el daño a la formación presentado en el campo, se procede a inspeccionar las propiedades físicas que caracterizan los yacimientos K1 y K2, con el fin de examinar las condiciones en las que se efectuaría la operación de perforación underbalance.

5.2.1 Propiedades Físicas

La siguiente es una tabla generalizada que relaciona las características físicas que poseen los pozos del campo Apiay.

Tabla 4. 'Características Físicas Campo Apiay'

Parámetro	Unidad K1	Unidad K2
Litofacies	Arena laminada	Arena Homogénea
Tipo de Crudo	Aceite Negro	Aceite Negro
Mecanismo de Empuje	Gas en Solución	Acuífero
Fracturas Naturales	No	No
Permeabilidad [md]	50 – 400	90 – 900
Porosidad [%]	12 – 14	14
Saturación de Agua Inicial [%]	20	20
Espesor Neto [ft]	30 – 60	200 – 900
Presión Actual Promedio [Psi]	4300	4500
Riesgo de Inestabilidad	Alto	Bajo
Temperatura [°F]	240	245
Gravedad Específica del Gas	0.79	0.79
Gravedad API	30	32
GOR [scf/stb]	850 – 2200	291
Presión de Burbuja [Psi]	3515	3515

Fuente: Autores

5.2.1.1 Litología

Como se describió arriba, la unidad K1 se caracteriza por ser una arena delgada altamente arcillosa, que consta de intercalaciones de areniscas, arcillolitas y limolitas. Esta se identifica por ser un poco más inestable que la unidad K2, sin embargo, posee resistencias a la tensión de hasta 800 psi en promedio.

Por su parte, la unidad K2, se presenta como una arena limpia y bastante homogénea, que se constituye en su mayor parte por conglomerados de arenas cuarzosas y cuarzofeldespáticas. Exhibe resistencias a la tensión mayores, en un rango que oscila entre los 1500 – 2500 psi, por lo cual se caracteriza por ser una arena estable.

Para cuestiones de operaciones underbalance, la litología descrita no representa inconveniente alguno para su ejecución, debido a los altos rangos en que se encuentran las resistencias tensiles de ambas unidades.

5.2.1.2 Otras Propiedades

Como puede apreciarse en la tabla 4, tanto la unidad K1 como la unidad K2, exhiben permeabilidades no muy altas:

Permeabilidad K1: 50 – 400 md

Permeabilidad K2: 90 – 900 md

Según se estableció en la sección 2.1.2.2, el riesgo existente durante una operación de perforación underbalance cuando un yacimiento posee altas permeabilidades, que superan los 2,000 md, se relaciona con influjo incontrolable de fluidos hacia la cara del pozo, lo cual puede generar problemas de mayor magnitud como patadas de gas y/o reventones. Cuando se tienen fluidos livianos con tendencia a la liberación de gases este problema se acrecienta.

Tipo de crudo: Aceite Negro

°API @ Tyto: 30 – 32°

Presión de Yto: 4300 psia

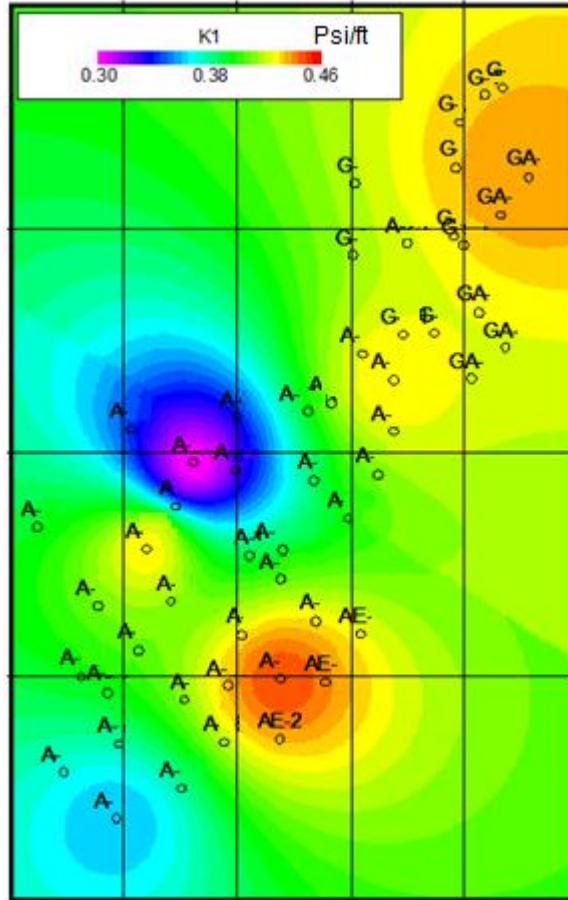
Presión de Burbuja Pb: 3515 psia

Al analizar las propiedades anteriores se puede establecer que, según las características específicas del aceite, pueden presentarse inconvenientes a la hora de implementar técnicas underbalance en el campo, dado que la gravedad API del crudo, a la presión de yacimiento, podría hacer que se desprendan gases durante la operación y, a su vez, ocasionar un problema mayor.

A esto se suma, la presión de yacimiento (4300 psia), que para efectos de operaciones UBD, se considera bastante alta; pues, una de las principales características de los pozos candidatos a este tipo de operaciones es precisamente la depleción del yacimiento.

Para tener una mejor idea, de la depleción del yacimiento en el campo Apiay, se obtuvieron mapas de distribución de presión (gradiente) para la unidad K1 inferior. Aunque la zona dañada, según las pruebas mostradas anteriormente, corresponde mayormente a la unidad K2, se analizaron las caídas de presión a lo largo de todo el campo para la unidad K1.

Figura 23. 'Distribución de Presiones Unidad K1 Campo Apiay'



Fuente: ECOPETROL S. A.

Como puede apreciarse, existen zonas de altas y bajas presiones. Las áreas de interés son aquellas que, por diferentes causas, han sido depletadas, y por ende, tienen baja presión.

En la figura 23 se pueden apreciar claramente las áreas de bajas presiones; las cuales oscilan en un rango de 0.3 – 0.37 Psi/ft. Teniendo en cuenta la profundidad promedio de la unidad K1, aproximadamente 10200 ft, el rango de presión varía de 3000 – 3800 Psi, los cuales son bajos en contraste con las zonas de alta presión (4692 Psi). De acuerdo a la distribución de presión la zona central del campo se convierte en candidata a perforación UBD.

5.3 ESTABILIDAD DE POZOS

Para dar inicio al estudio, se utilizó el modelo geomecánico realizado por parte de GMI para cuatro pozos del campo Apiay. Se tomaron en cuenta únicamente las unidades productoras, pertenecientes a la formación Guadalupe, K1 y K2. En estos modelos se puede observar que el campo está sometido a un régimen de esfuerzos *transcurrente o rumbo deslizante*, en donde el esfuerzo máximo horizontal es el de mayor valor, 1,2 aproximadamente, le sigue el esfuerzo vertical o de sobrecarga con un valor de 0,99 y finalmente, el esfuerzo mínimo horizontal con un valor de 0,66.

En el campo se asume un gradiente de presión normal (0,433 psi/ft) y las propiedades mecánicas de la roca tienen los siguientes valores promedio:

Relación de Poisson = 0,217

Ángulo de Fricción Interna = 38,95

Cohesión = 2512,04

Una vez se cuenta con la data anteriormente mencionada, se procede a realizar la generación de las ventanas operacionales de fluido.

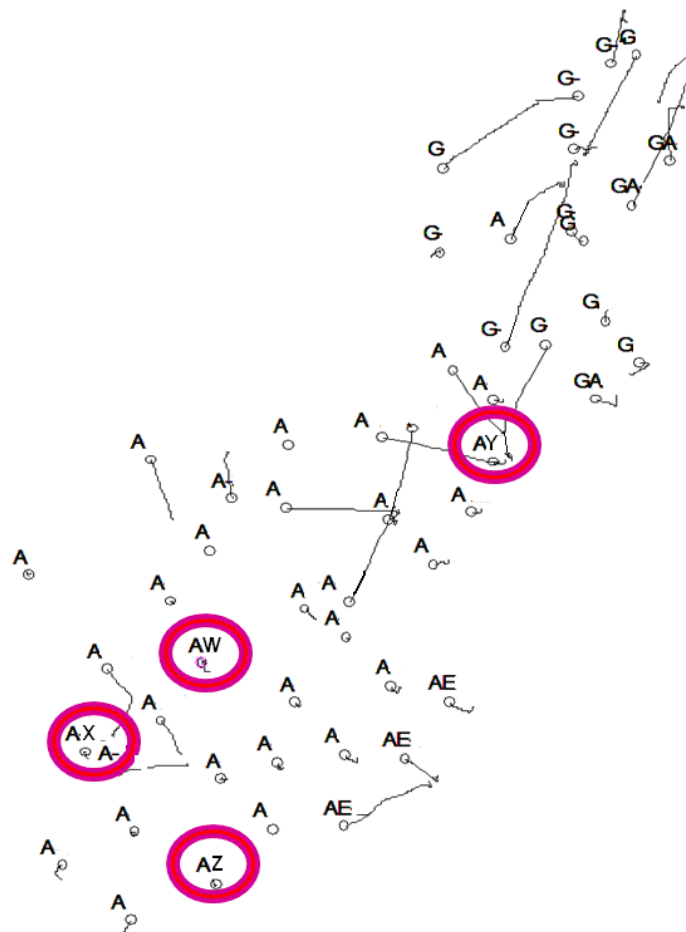
5.3.1 Ventana Operacional de Fluido

Como fue mencionado anteriormente, la perforación underbalance utiliza fluidos de baja densidad, es decir, que la presión hidrostática generada por el fluido de perforación se encuentra por debajo de la presión de poro de la formación.

Para garantizar la estabilidad del pozo durante la operación, la presión de poro de la formación debe superar la presión de colapso, de manera que, la ventana de fluido proporcione un rango entre éstas dos curvas.

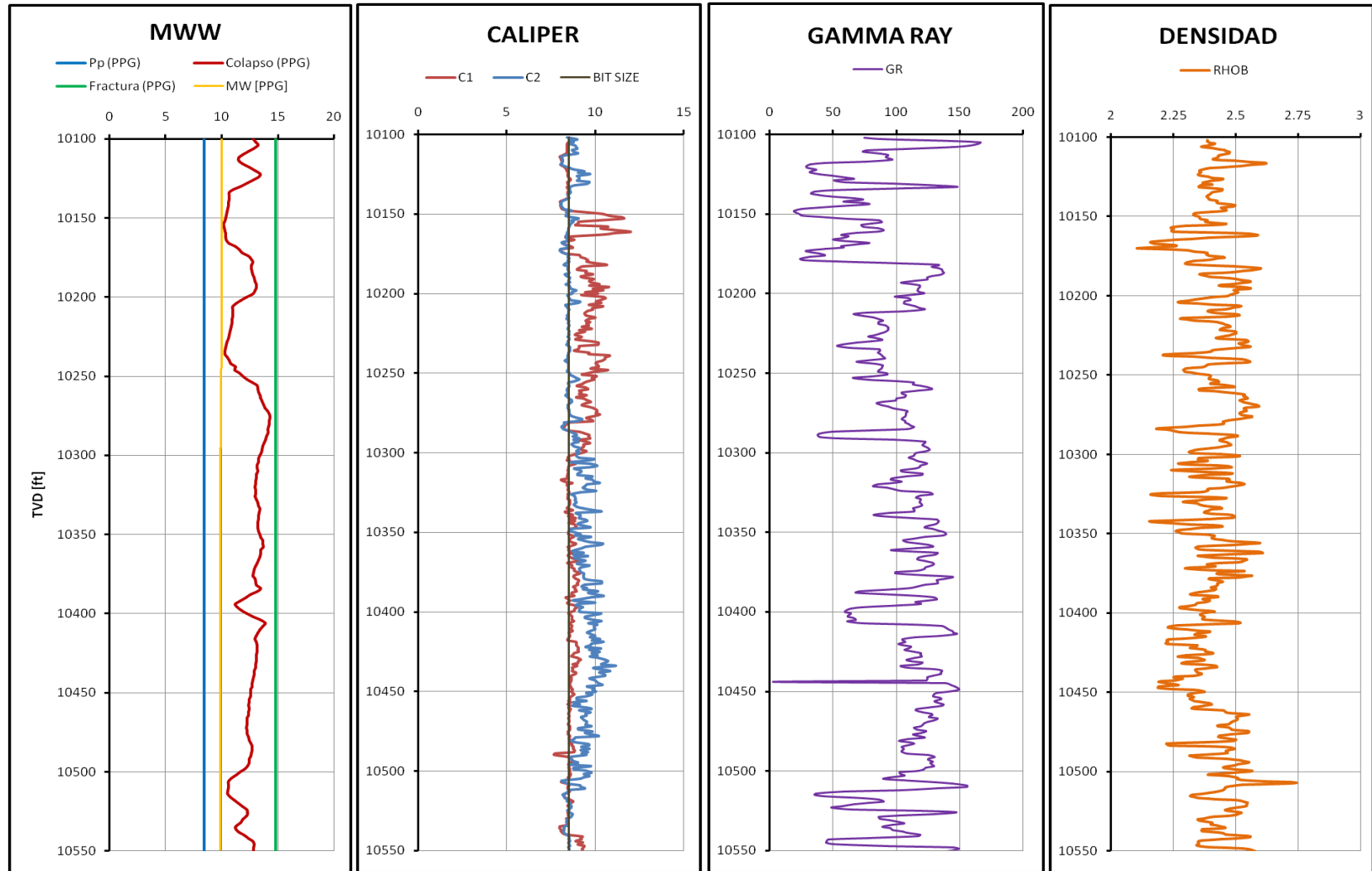
Las ventanas de fluido fueron corridas, mediante el software PBORE, utilizando el criterio de falla de Mohr-Coulomb, por ser éste el más utilizado. A continuación se muestran las ventanas para los pozos AW, AX, AY y AZ.

Figura 24. 'Pozos con Modelo Geomecánico Campo Apiay'



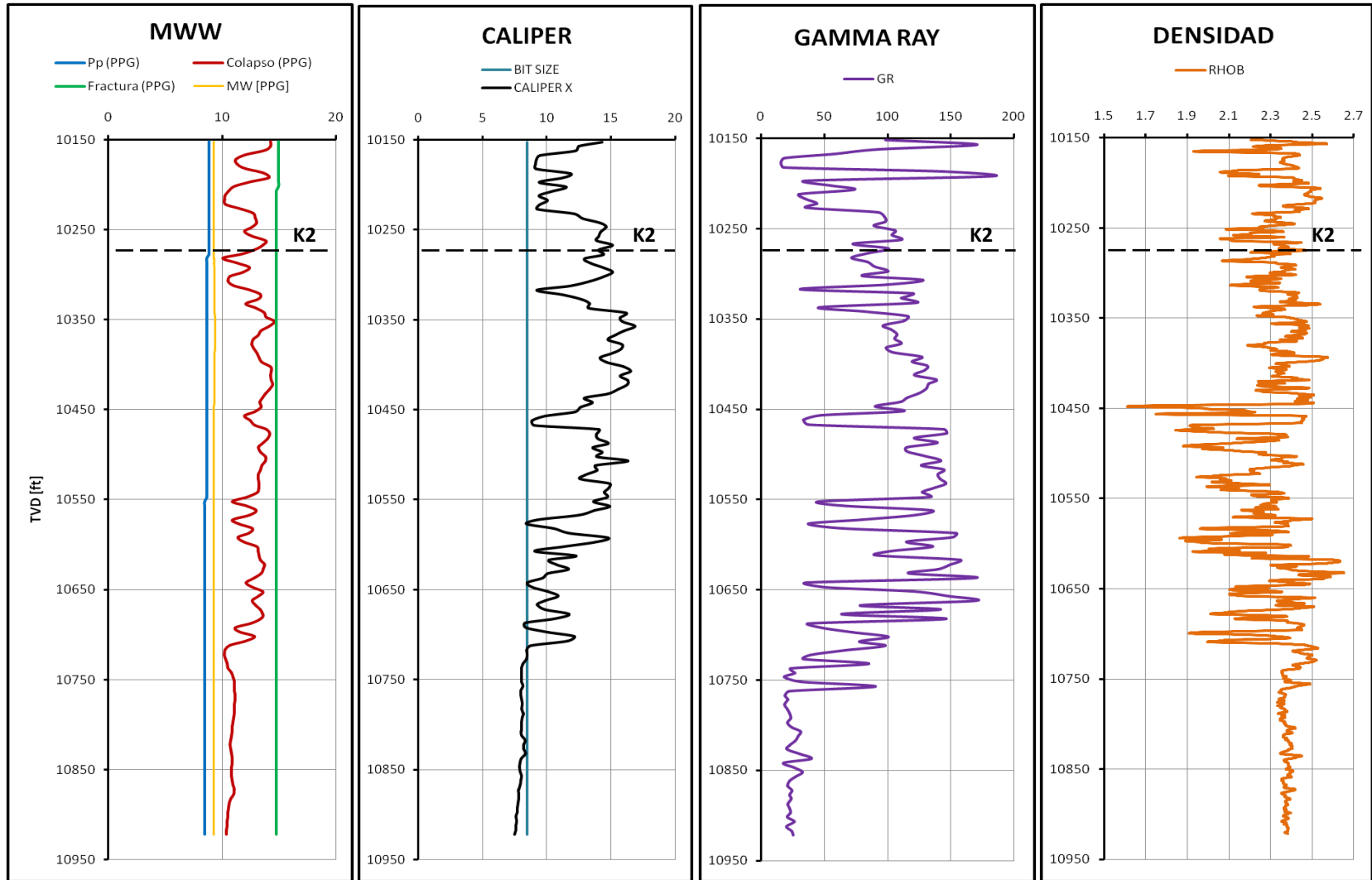
Fuente: Autores

Figura 25. 'Ventana Operacional de Fluido – Pozo AW Criterio de Falla de Mohr-Coulomb'



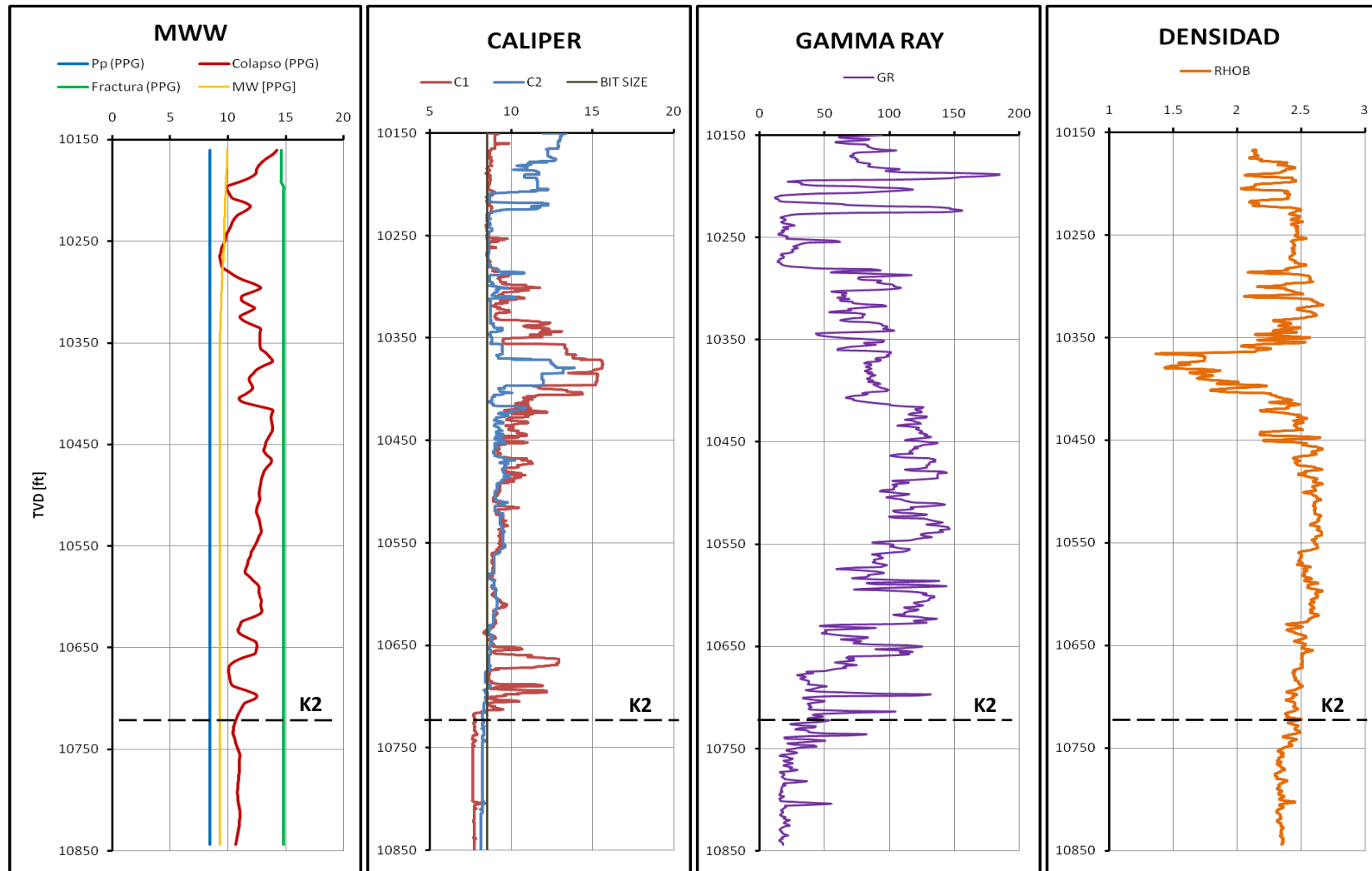
Fuente: Autores

Figura 26. 'Ventana Operacional de Fluido – Pozo AX Criterio de Falla de Mohr-Coulomb'



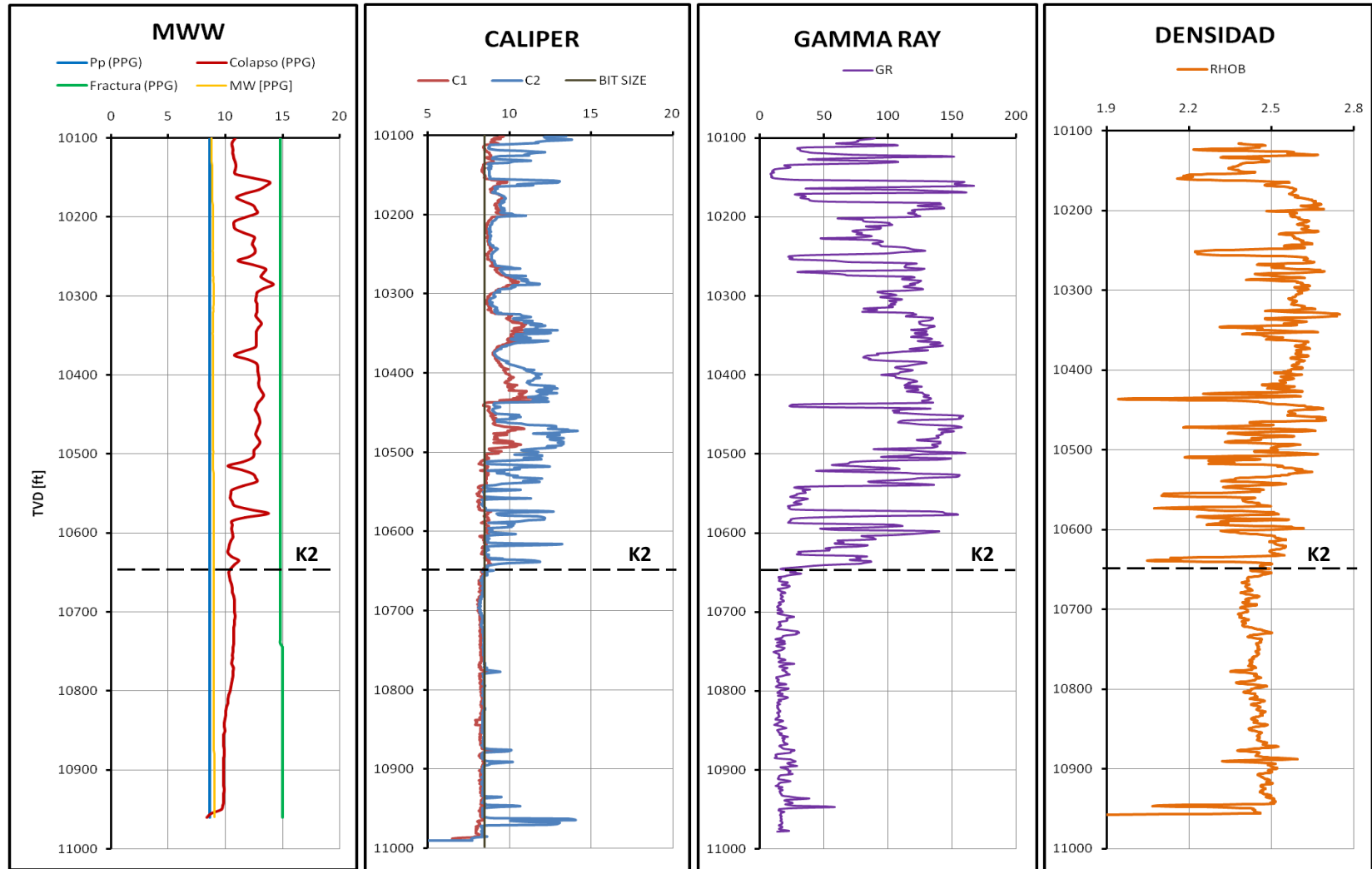
Fuente: Autores

Figura 27. 'Ventana Operacional de Fluido – Pozo AY Criterio de Falla de Mohr-Coulomb'



Fuente: Autores

Figura 28. 'Ventana Operacional de Fluido – Pozo AZ Criterio de Falla de Mohr-Coulomb'



Fuente: Autores

Como se puede apreciar en las figuras anteriores, al utilizar el criterio de falla de Mohr-Coulomb, la ventana operacional de fluido no se ajusta a los registros eléctricos tomados en pozo durante la perforación convencional.

Al observar las ventanas operacionales obtenidas para los cuatro pozos, se puede ver claramente que todos presentan colapso a lo largo de los intervalos mostrados, lo cual es inconsistente con el registro cáliper.

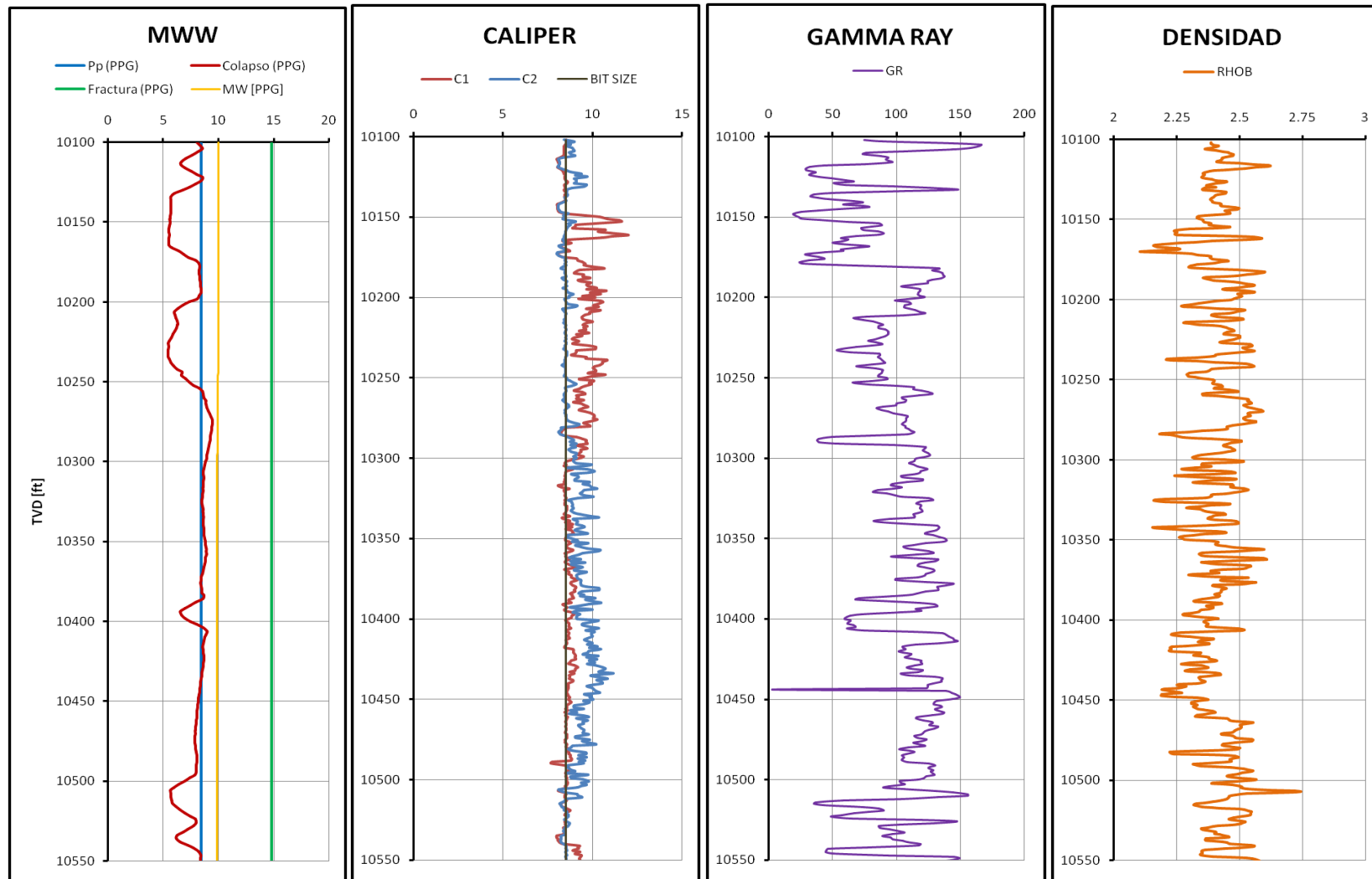
Si se detallan las figuras 27 y 28 se puede apreciar que los intervalos correspondientes a la unidad K2 de la formación Guadalupe están constituidos por rocas consolidadas y altamente competentes que no presentan inestabilidad. Sin embargo, las ventanas operacionales de estos pozos exponen que existe colapso en esta zona, ya que la presión de colapso (curva roja) sobrepasa el peso de lodo (curva amarilla).

Para dar solución a este inconveniente, y a su vez realizar el ajuste pertinente a las ventanas operacionales de fluido, se decidió efectuar la corrida con un segundo criterio de falla.

El criterio de falla de Lade permite obtener ventanas operacionales de fluido más acordes a la realidad ya que no subestima ni sobrestima la presión de colapso para un pozo en particular.

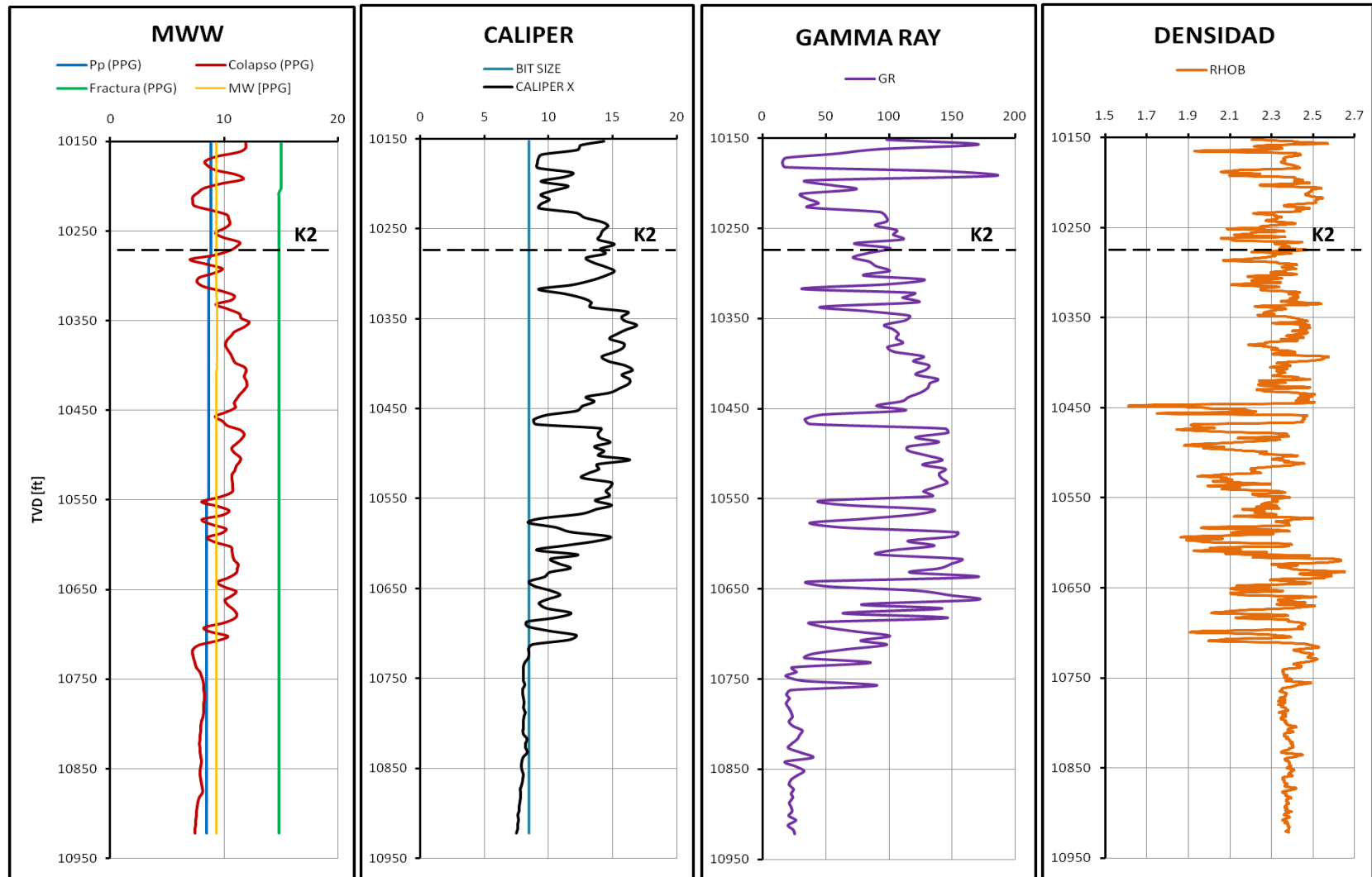
Las ventanas de fluido fueron corridas nuevamente, mediante el software PBORE, utilizando el criterio de falla de Lade. A continuación se muestran las ventanas corridas.

Figura 29. 'Ventana Operacional de Fluido – Pozo AW Criterio de Falla de Lade'



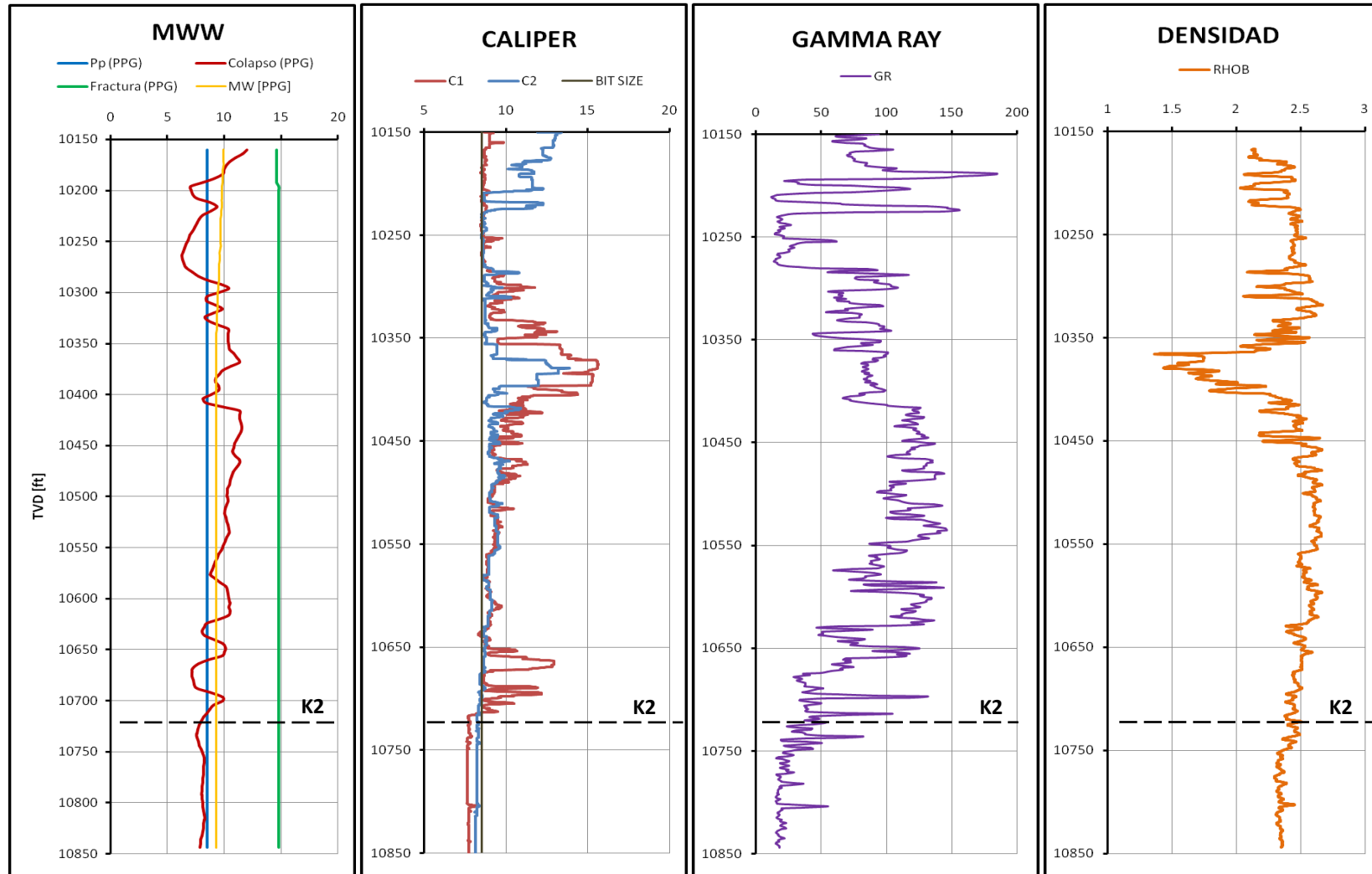
Fuente: Autores

Figura 30. 'Ventana Operacional de Fluido – Pozo AX Criterio de Falla de Lade'



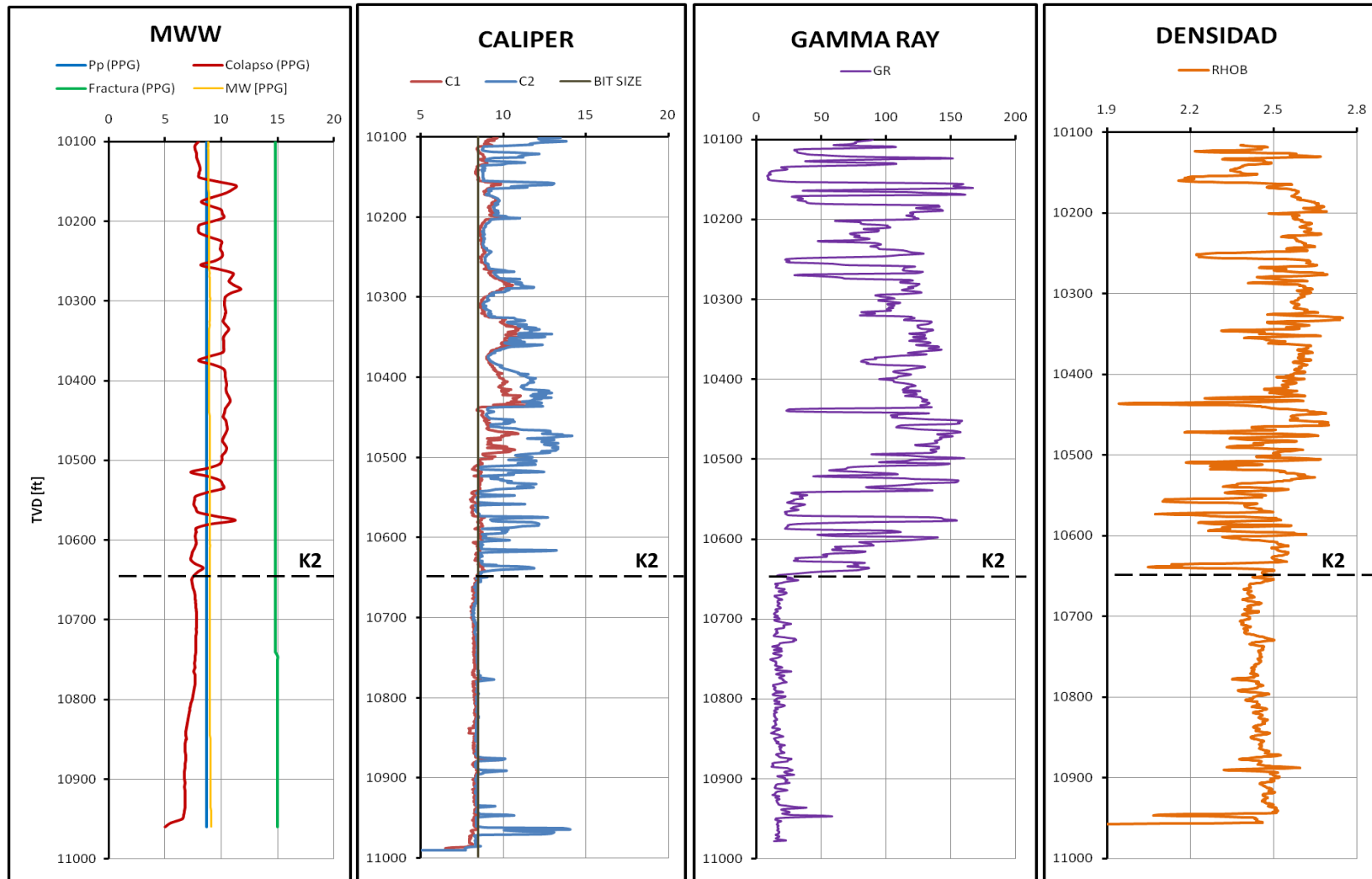
Fuente: Autores

Figura 31. 'Ventana Operacional de Fluido – Pozo AY Criterio de Falla de Lade'



Fuente: Autores

Figura 32. 'Ventana Operacional de Fluido – Pozo AZ Criterio de Falla de Lade'



Fuente: Autores

Como se puede notar en las figuras anteriores, el criterio de falla de Lade utilizado para la segunda corrida muestra una ventana operacional de fluido con un mejor ajuste respecto a los registros eléctricos tomados en el pozo durante la perforación convencional. Es decir, la presión de colapso sobrepasa el peso de lodo en aquellos intervalos que presentan inestabilidad (derrumbes) y por otra parte, disminuye por debajo del peso de lodo en las arenas estables.

No obstante, las anteriores curvas no exponen, en ninguna manera, la probabilidad de implementar técnicas underbalance en los pozos en estudio, dado el bajo rango de densidades que proporciona la ventana; para el caso dado, entre las presiones de poro y colapso.

Una manera de incrementar la ventana operacional de fluido es modificar el ancho de breakout, ya que al aumentar éste, disminuye la presión de colapso. Sin embargo, tolerar un ancho de breakout superior a cero implica que el perforador permite que cierta porción de las paredes del pozo se derrumben. Por ésta razón, se decidió tomar un valor de cero en éste parámetro, puesto que, éste representa el escenario más crítico que puede presentarse durante la operación.

Analizando las figuras anteriores (Fig. 30, 31 y 32), se puede ver que la unidad K2, aun considerándose como una roca estable, exhibe inestabilidad en algunos pozos. Por otra parte, la unidad K1 presenta un grado de inestabilidad moderado a alto, lo cual hace que ésta no sea buen candidato para este tipo de operación.

Considerando lo anterior, es necesario implementar otro tipo de técnica que solucione el daño a la formación que se presentan en los pozos Apiay, pues la tecnología de perforación underbalance no es la más viable técnicamente.

6 PRESENTACIÓN Y ANÁLISIS DE RESULTADOS – CASTILLA

6.1 PROBLEMAS OPERACIONALES

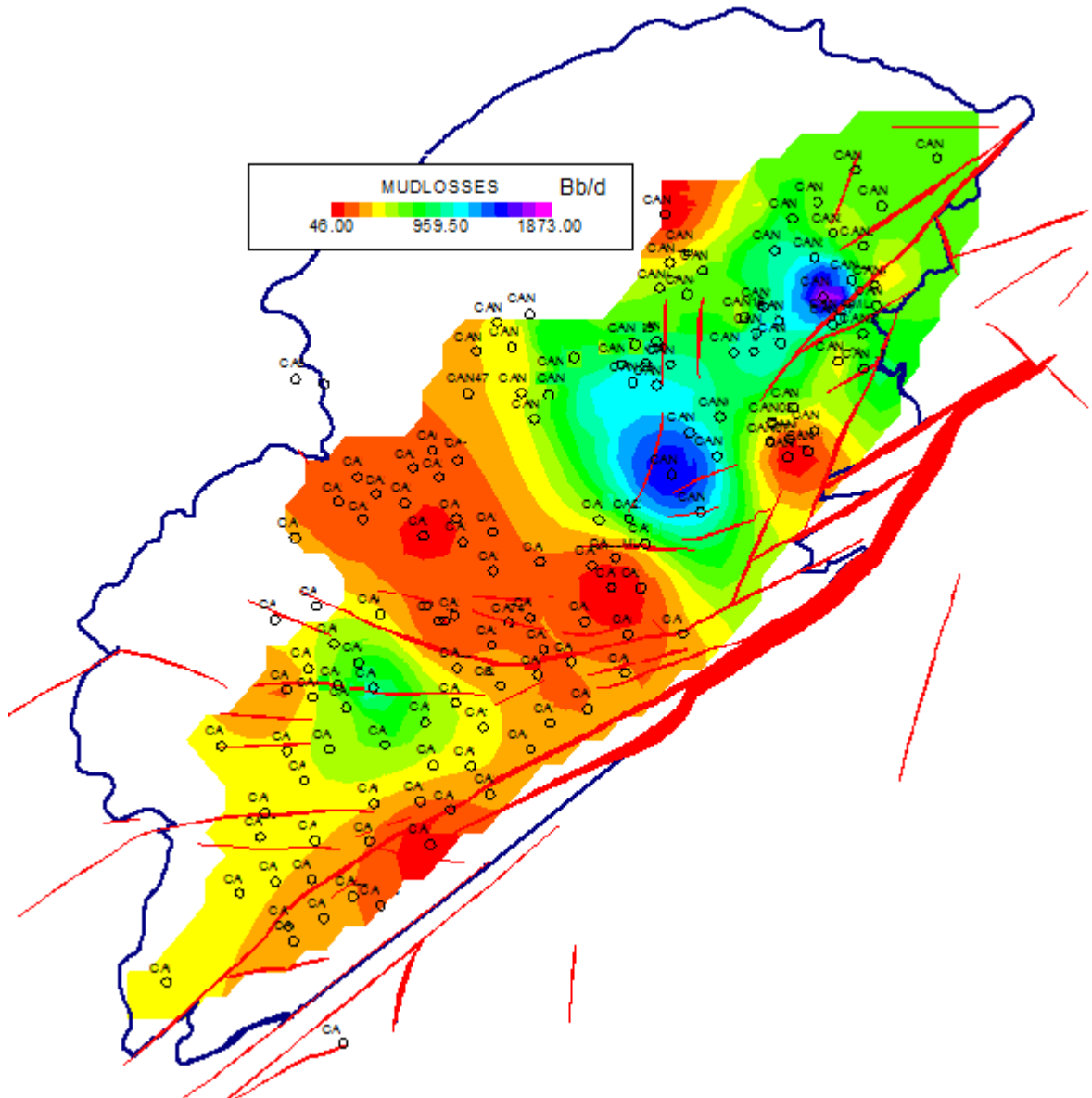
Después de realizar un estudio detallado de los reportes diarios de perforación se identificó como principal problema operacional las pérdidas de circulación; las cuales se presentan en la unidad K2, debido a las fracturas naturales que caracterizan esta formación en el campo Castilla, caso que no es exhibido por la unidad K1.

No obstante, durante el estudio de los reportes se observó que las pérdidas de fluido se presentaron también en la formación San Francisco, unidad T2, con una magnitud significativa, por lo cual se consideraron ambas formaciones para el análisis de éste problema operacional.

Para un estudio más detallado de las pérdidas de circulación en cada unidad, se generaron mapas de distribución de pérdidas a lo largo de todo el campo con el fin de identificar las zonas mayormente afectadas y mapas de burbujas para conocer la magnitud del problema operacional presentado en cada uno de los pozos durante la perforación convencional. Para la obtención de estos mapas, se tomaron las máximas pérdidas presentadas en cada pozo diariamente, con el fin de establecer la severidad del problema.

A continuación se muestran los mapas de distribución y de burbuja para las pérdidas presentadas en las dos formaciones (Guadalupe K2 y San Fernando T2) en barriles de lodo por día [Bb/día].

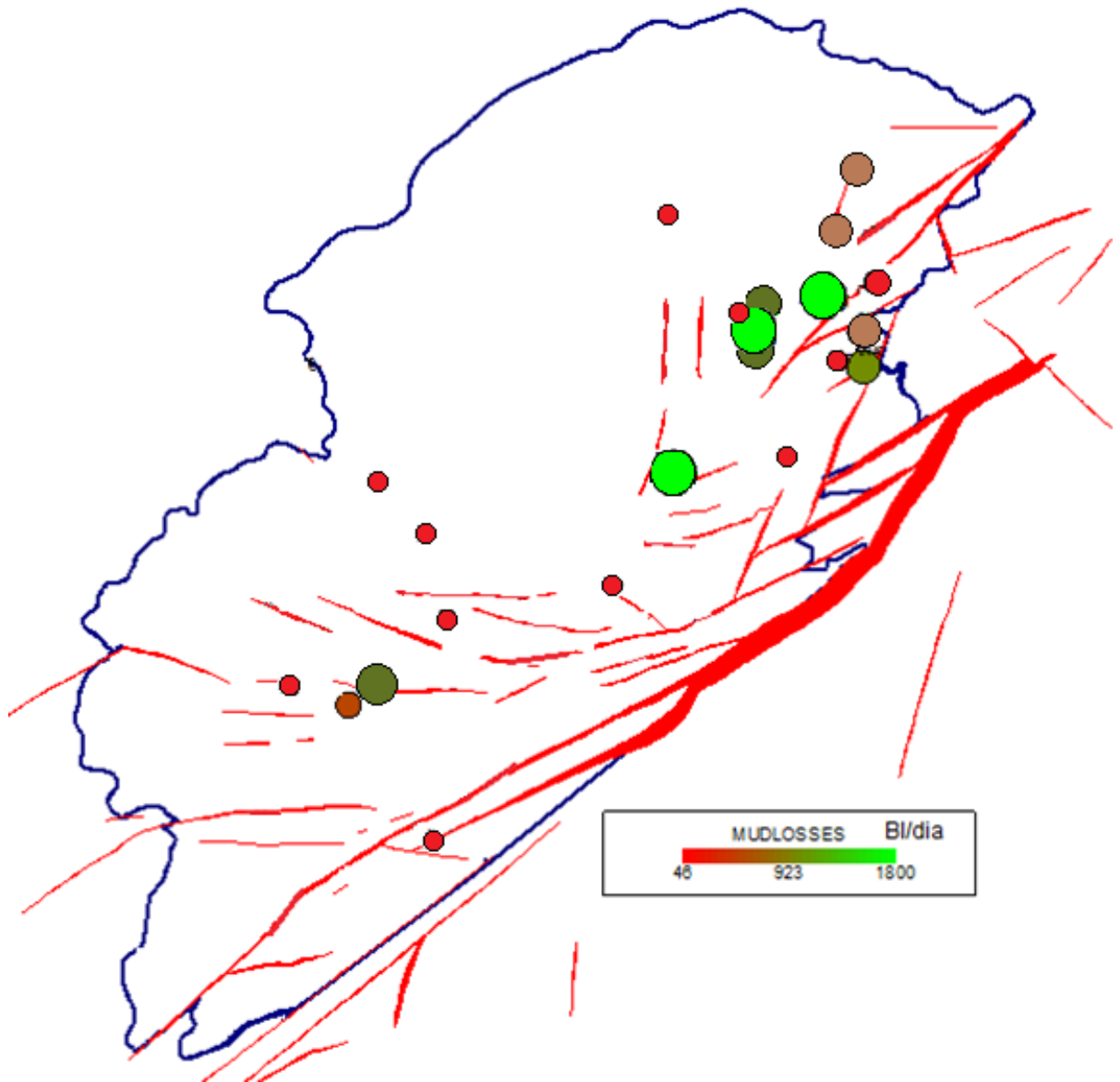
Figura 33. 'Mapa de Distribución de Perdidas de Circulación – San FernandoT2'



Fuente: Autores

Como se puede apreciar en la figura 32, se observan pérdidas significativas en la zona de Castilla Norte (alrededor de los 1800 Bb/día) y en la parte central de Castilla Sur (alrededor de los 1000 Bb/día). Para identificar los pozos que presentaron pérdidas se generó en siguiente mapa de burbujas.

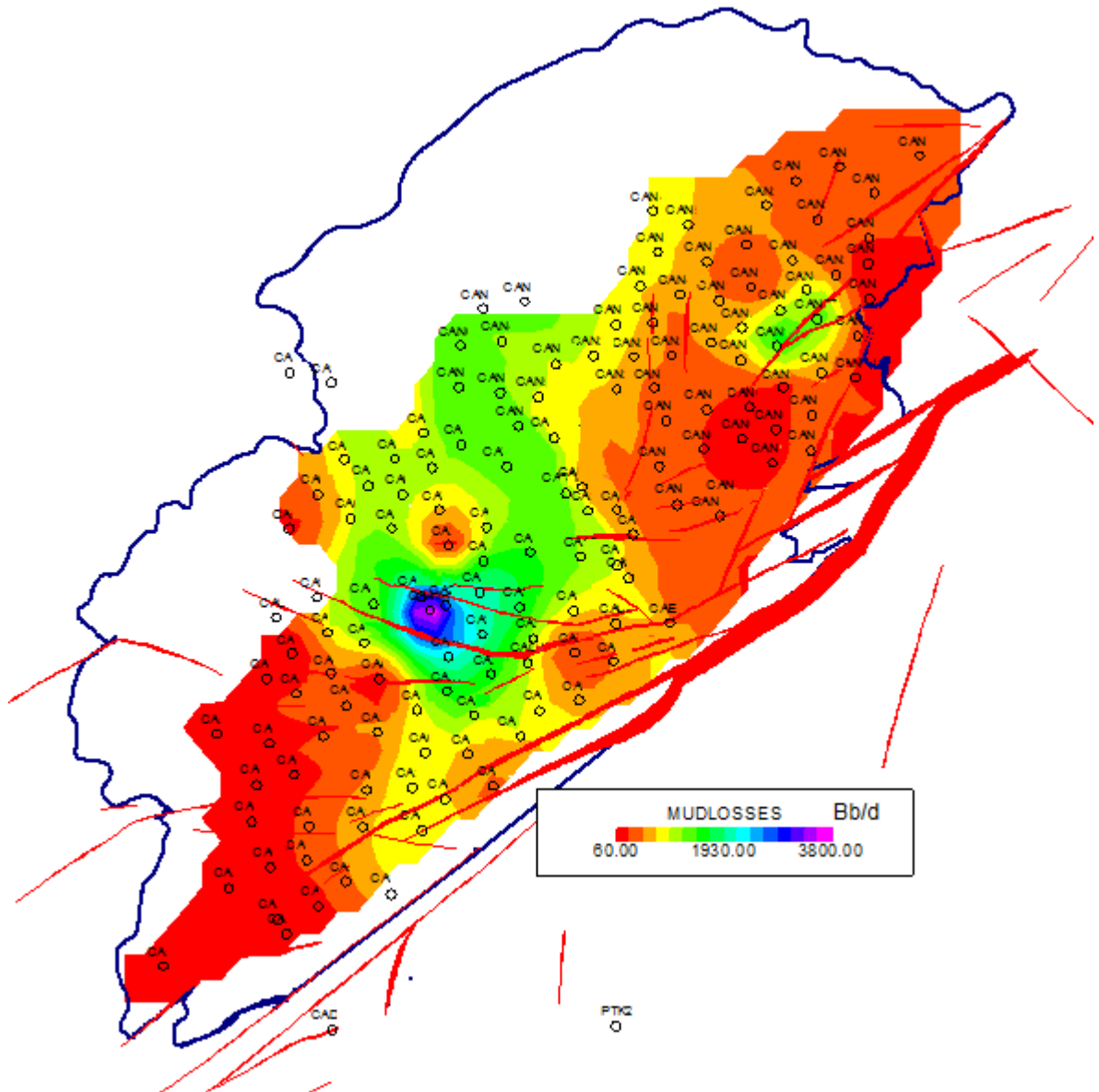
Figura 34. 'Mapa de Burbujas de Pérdidas de Circulación – San FernandoT2'



Fuente: Autores

En esta figura se pueden observar más claramente los pozos donde ocurrieron las pérdidas de circulación las cuales, como se aprecia en el mapa, pueden asociarse a las fallas presentes en el campo. Por su parte, la unidad K2 presenta la siguiente distribución de pérdidas.

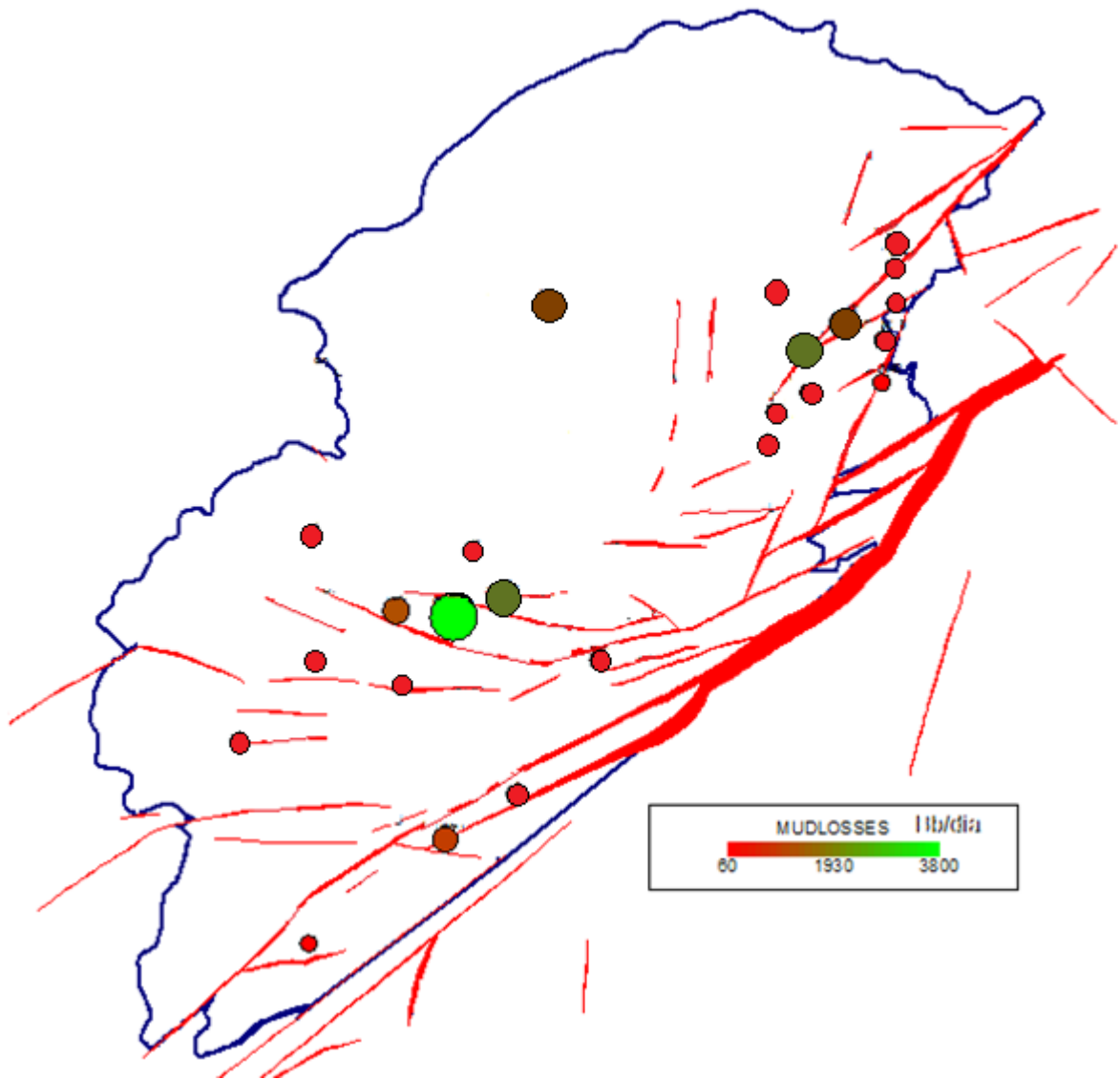
Figura 35. 'Mapa de Distribución de Perdidas de Circulación – Guadalupe K2'



Fuente: Autores

Al igual que en la unidad T2, la formación Guadalupe K2 exhibe pérdidas de circulación en las mismas zonas de Castilla Norte y Castilla Sur, pero en un rango significativamente mayor, llegando a tener pérdidas de hasta 3800 Bb/día en Castilla Sur y alrededor de 2000 Bb/día en Castilla Norte.

Figura 36. 'Mapa de Burbujas de Perdidas de Circulación – Guadalupe K2'



Fuente: Autores

En la figura 36 se aprecia notoriamente que las pérdidas de circulación ocurridas tanto en la unidad T2 como en K2, pueden asociarse al sistema de fallas presente en el campo, además de las fracturas naturales propias de estas formaciones. Sin embargo, es necesario corroborar esta teoría analizando otros parámetros en el campo, como la permeabilidad y la presión.

6.2 CARACTERÍSTICAS DEL CAMPO

Como se dijo anteriormente, es necesario evaluar otros parámetros en el campo para determinar la verdadera causa de las pérdidas de circulación ocurridas durante la perforación convencional y, por otra parte, ayudar a establecer la viabilidad técnica para implementar un proyecto UBD en la zona afectada.

6.2.1 Propiedades Físicas

La siguiente es una tabla generalizada que relaciona las características físicas que poseen los pozos del campo Apiay.

Tabla 5. 'Características Físicas Campo Castilla'

Parámetro	Unidad K1	Unidad K2
Litofacies	Arena laminada	Arena Homogénea
Tipo de Crudo	Aceite Negro	Aceite Negro
Mecanismo de Empuje	Gas en Solución	Acuífero Activo
Fracturas Naturales	No	Si
Permeabilidad [md]	1– 1667	465 – 2423
Porosidad [%]	10,8 – 28	13,9 – 23,4
Saturación de Agua Inicial [%]	20	20
Espesor Neto [ft]	39 – 109	203 – 528
Presión Actual Promedio [Psi]	2691	2691
Riesgo de Inestabilidad	Moderado	Bajo
Temperatura [°F]	193	198
Gravedad Específica del Gas	0.906	0.906
Gravedad API	13,7	20
GOR [scf/stb]	100 – 300	100 – 300
Presión de Burbuja [Psi]	90	148

Fuente: Autores

6.2.1.1 Litología

Una de las principales características de la cuenca de los Llanos Orientales es la continuidad en sus unidades litoestratigráficas, por lo cual, la litología no varía considerablemente de un campo a otro.

Al igual que para el campo Apiay, la formación Guadalupe se divide en dos unidades principales en el campo Castilla, a saber, la unidad K1(Guadalupe Superior/Inferior) y la unidad K2 (Guadalupe Masivo).

Unidad K1: Arena delgada con alto contenido arcilloso. Está constituida por intercalaciones de areniscas, arcillolitas y limolitas. Grado de inestabilidad moderado a alto. Resistencia Tensil promedio: 800 Psi.

Unidad K2: Arena limpia bastante homogénea. Está constituida por conglomerados de arenas cuarzosas y cuarzofeldespáticas. Grado de inestabilidad bajo. Resistencia Tensil promedio: 1500 – 2500 Psi.

Para cuestiones de operaciones underbalance, la litología descrita no representa inconveniente alguno para su ejecución, debido a los altos rangos en que se encuentran las resistencias tensiles de ambas unidades.

6.2.1.2 Otras Propiedades

Como puede apreciarse en la tabla 5, tanto la unidad K1 como la unidad K2, exhiben permeabilidades significativamente altas:

Permeabilidad K1: 1 – 1667 md

Permeabilidad K2: 465 – 2423 md

En contraste con las altas permeabilidades, las propiedades del crudo Castilla hacen del campo un buen candidato a perforación underbalance. Las propiedades se dictan a continuación.

Tipo de crudo: Aceite Negro

°API @ Tyto: 13 – 20°

Presión de Yto: 2691 psia

Presión de Burbuja Pb: 90 psia

A su vez, la presión de yacimiento baja es un buen indicio de que el campo es candidato a perforación UBD. Sin embargo, es necesario evaluar la distribución de presiones para cada pozo de manera que se puedan establecer las zonas con mayor grado de depleción y contrastarlas con las zonas afectadas por pérdidas de circulación.

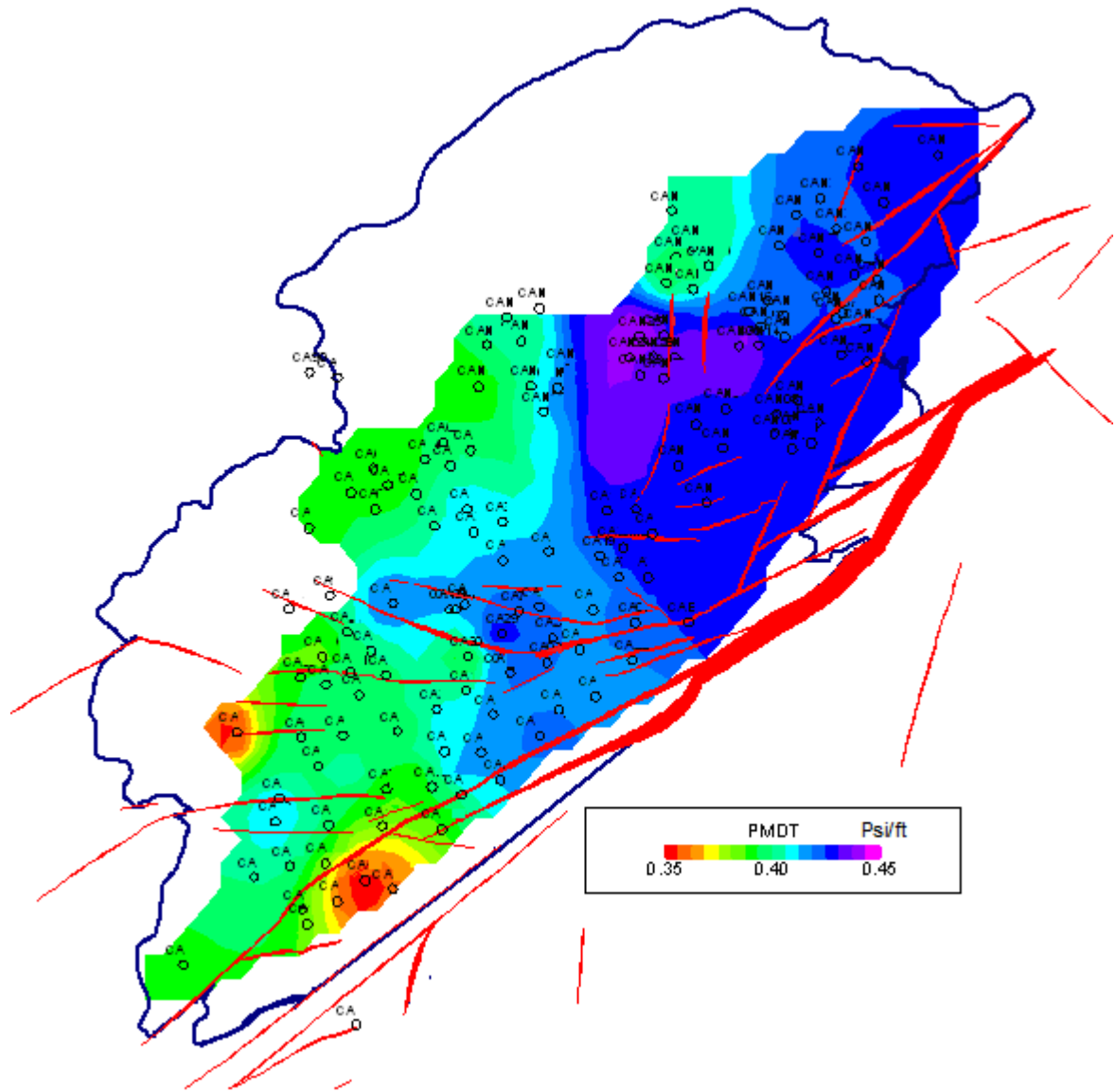
6.2.1.3 Distribución de Presión

Para realizar el análisis de presión, se utilizaron presiones obtenidas de pruebas MDT tomadas durante la perforación de los pozos convencionalmente. Posteriormente, se determinaron los gradientes de presión para cada pozo, en cada formación para profundidades determinadas, y seguidamente, se generaron los mapas de distribución de gradientes de presión.

Cabe resaltar, que el rango de variación de presión en el campo no es muy amplio, (0.35 – 0.45) sin embargo, debe tenerse en cuenta cualquier variación para establecer un buen esclarecimiento del por qué se tienen pérdidas de circulación de ésta magnitud.

Los mapas generados se muestran a continuación.

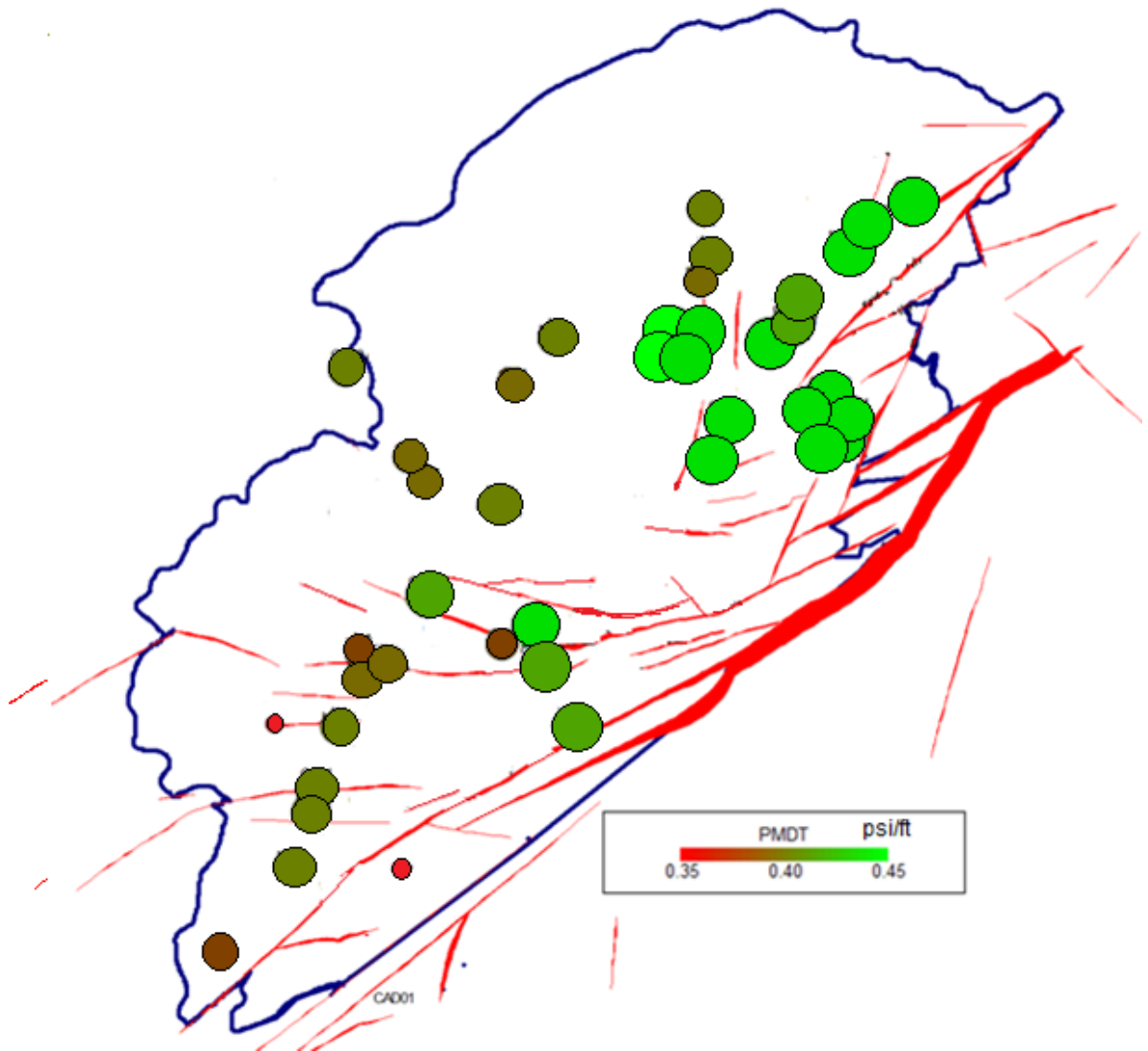
Figura 37. 'Mapa de Distribución de Gradientes de Presión – San FernandoT2'



Fuente: Autores

Como se ve en la figura 37, las zonas con menor presión corresponden al campo Castilla Sur, mientras que la zona de Castilla Norte que presenta altas tasas de pérdidas de circulación tiene altas presiones de acuerdo al rango estimado. No obstante, es válido esclarecer que la unidad T2 no es tenida en cuenta como reservorio.

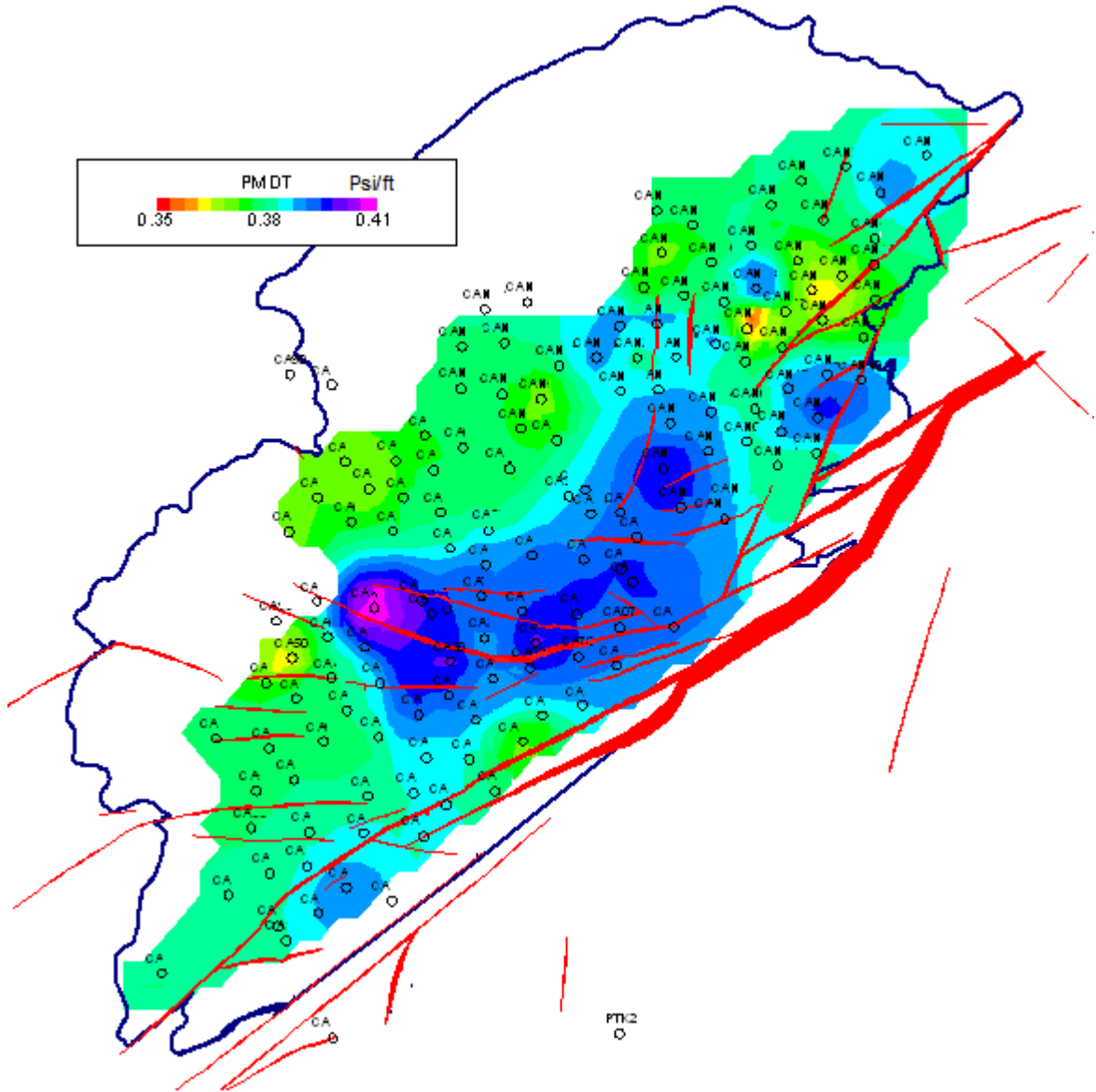
Figura 38. 'Mapa de Burbujas de Gradientes de Presión – San FernandoT2'



Fuente: Autores

La figura 38 muestra las presiones medidas para cada uno de los pozos en el campo. La idea de tener en cuenta esta unidad es mitigar o controlar las pérdidas de circulación mediante la técnica UBD, minimizando así los costos que representa éste problema, aunque la formación no sea de interés.

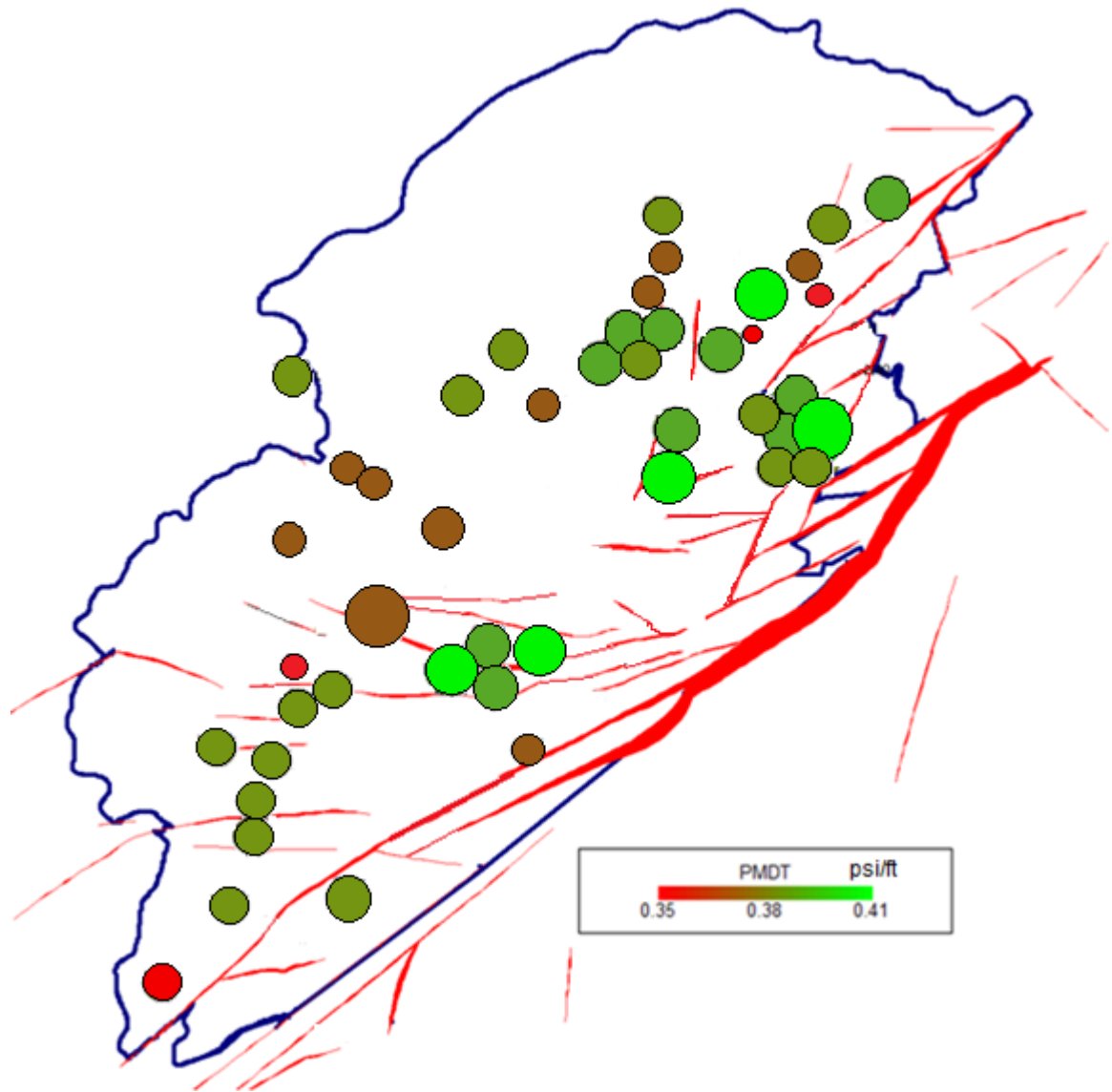
Figura 39. 'Mapa de Distribución de Gradientes de Presión – Guadalupe K2'



Fuente: Autores

Por su parte, la unidad K2 presenta caídas de presión en la zona afectada en el campo Castilla Norte. Esto puede asociarse a la depleción que causan los pozos productores presentes en el área y, que de alguna manera, ha contribuido a la reactivación de fallas y fracturas naturales que finalmente incurren en la pérdida del fluido de perforación.

Figura 40. 'Mapa de Burbujas de Gradientes de Presión – Guadalupe K2'



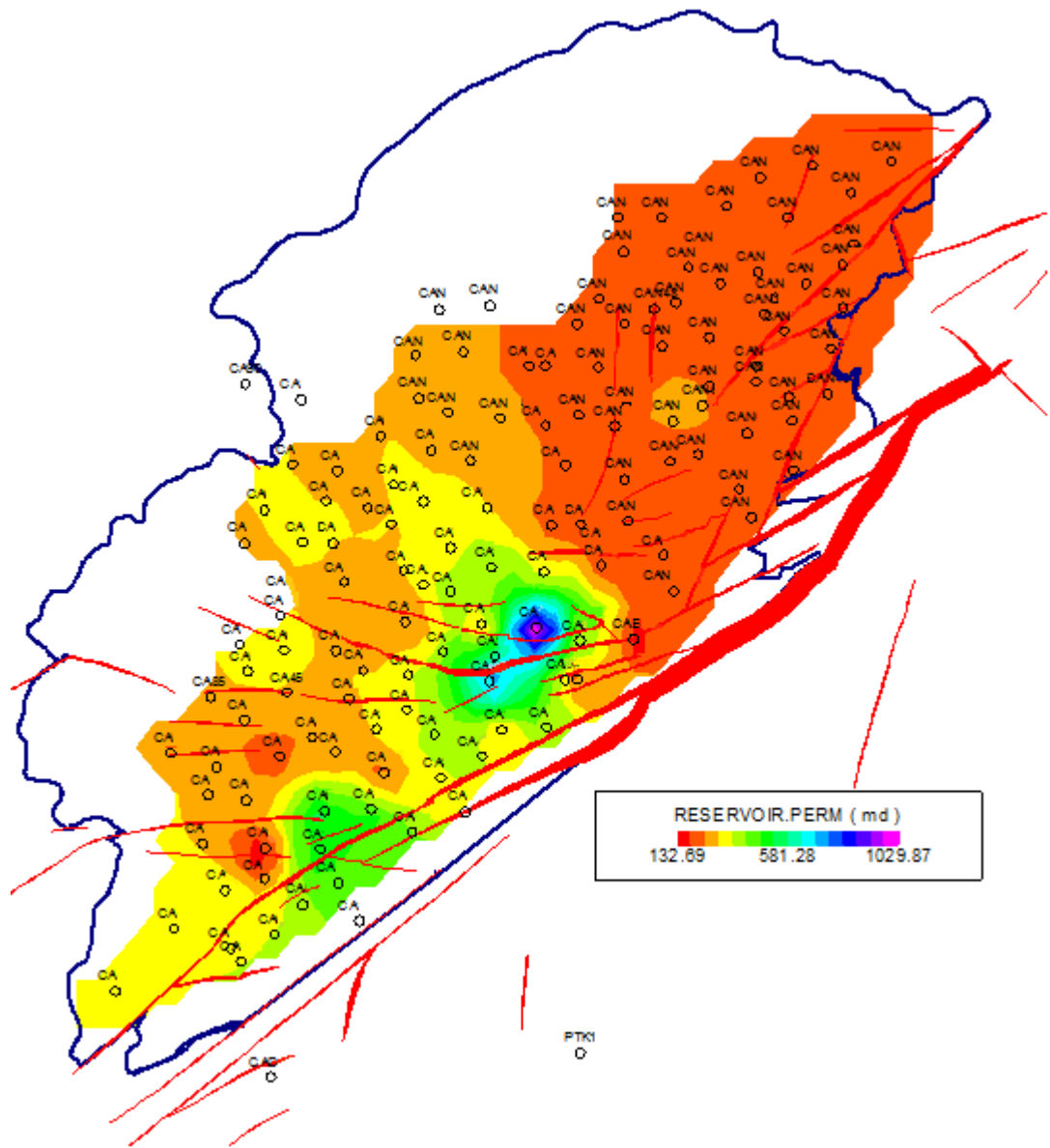
Fuente: Autores

Así como fue evaluada la distribución de presiones, es necesario analizar la distribución de permeabilidades, con el objetivo de observar el entorno de las zonas afectadas y concluir por qué se presentan.

6.2.1.4 Distribución de Permeabilidad

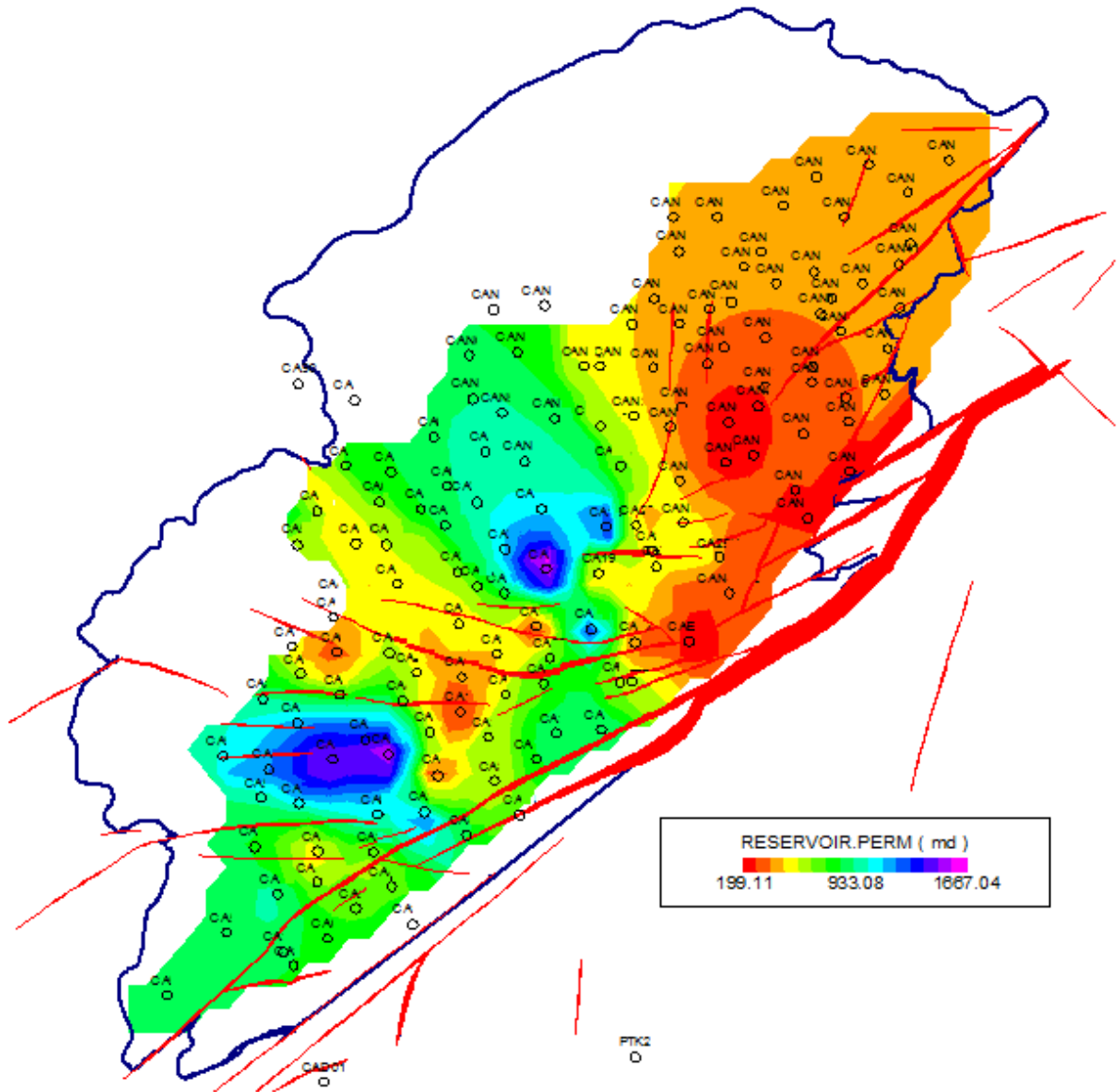
Se analizaron las distribuciones de permeabilidad para las unidades de interés, a saber, K1 y K2. Lo mapas generados se muestran a continuación.

Figura 41. 'Mapa de Distribución de Permeabilidad – Guadalupe K1'



Fuente: Autores

Figura 42. 'Mapa de Distribución de Permeabilidad – Guadalupe K2'



Fuente: Autores

Analizando las figuras 41 y 42, se puede observar claramente que las altas permeabilidades se presentan en puntos específicos que no coinciden con las zonas identificadas para la implementación de UBD como solución a la problemática de pérdidas de circulación.

Las figuras 35 y 36, muestran pérdidas de circulación significativas en dos zonas específicas pertenecientes a Castilla Norte y Castilla Sur respectivamente para la formación Guadalupe K2. Al comparar tales mapas con la figura 42 puede afirmarse que el problema operacional no se relaciona con la permeabilidad del campo; por el contrario, las zonas afectadas presentan bajas permeabilidades.

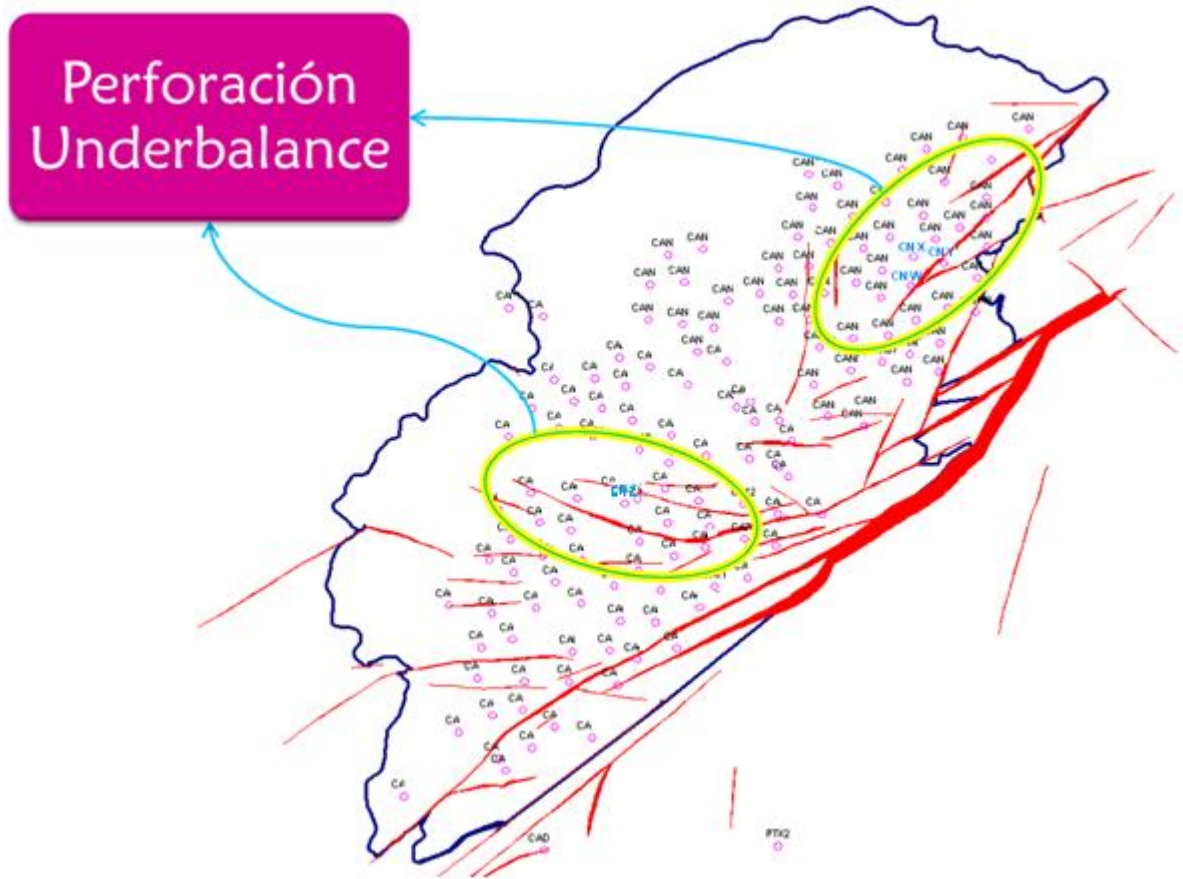
Esto quiere decir, que el problema de las pérdidas de fluido puede atribuirse a la reactivación de fracturas naturales por depleción de la formación productora (figura 39) y al sistema de fallas presente en el campo.

De acuerdo con el análisis, una variación mínima en la presión del yacimiento puede inferir en el comportamiento de las fracturas naturales, pues, una baja caída en el gradiente de presión hace que estas se hagan conductivas provocando así las pérdidas de fluido.

6.2.2 Zonas de Interés

Teniendo en cuenta el análisis realizado anteriormente, se identifican dos áreas principales que presentan una problemática que puede ser eliminada, mitigada o controlada mediante la aplicación de técnicas bajo balance (figura 43).

Figura 43. 'Zonas a Tratar con la Tecnología UBD Campo Castilla'



Fuente: Autores

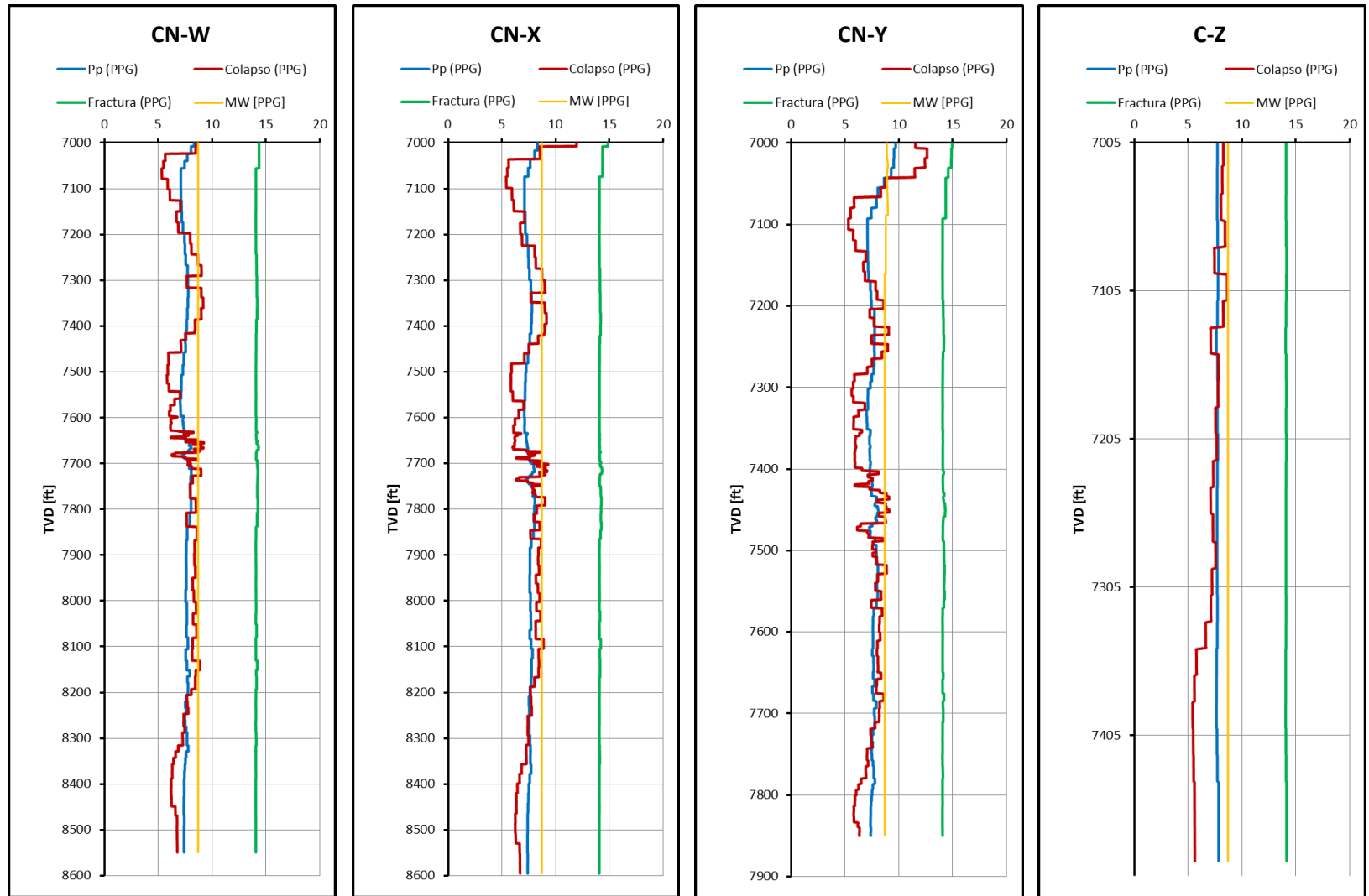
6.3 ESTABILIDAD DE POZOS

Una vez identificadas las zonas a tratar, se debe evaluar la estabilidad de los pozos pertenecientes a ella, para determinar si el proyecto es viable técnicamente.

6.3.1 Ventana Operacional de fluido

Para esto, se tomaron pozos pertenecientes a cada zona y se realizaron las ventanas operacionales de fluido. Estas se muestran a continuación.

Figura 44. 'Ventanas Operacionales de Fluido – Zonas de Interés Campo Castilla'



Fuente: Autores

Para la realización de las ventanas operacionales, se tomaron tres pozos pertenecientes a la zona afectada ubicada en Castilla Norte (CN-W, CN-X y CN-Y) y un pozo perteneciente a la zona afectada en castilla Sur (C-Z) a partir de la profundidad de la formación San FernandoT2 hasta el fondo de pozo, utilizando el criterio de falla de Mohr – Coulomb.

Según se muestra en la figura 44, los pozos no presentaron inestabilidad a lo largo de su perforación convencional, la cual opera con un peso de lodo de aproximadamente 8.7 PPG. Si se observa detalladamente, la presión de colapso (curva roja) permanece por debajo de la presión hidrostática (curva amarilla) durante toda la operación. Lo cual indica que los pozos se mantuvieron “*in gauge*” durante la perforación. Esto indica que los pozos pueden perforarse con técnicas underbalance en las zonas afectadas, lo cual quiere decir, que el proyecto es viable técnicamente.

6.3.2 Peso de Lodo Crítico por Colapso

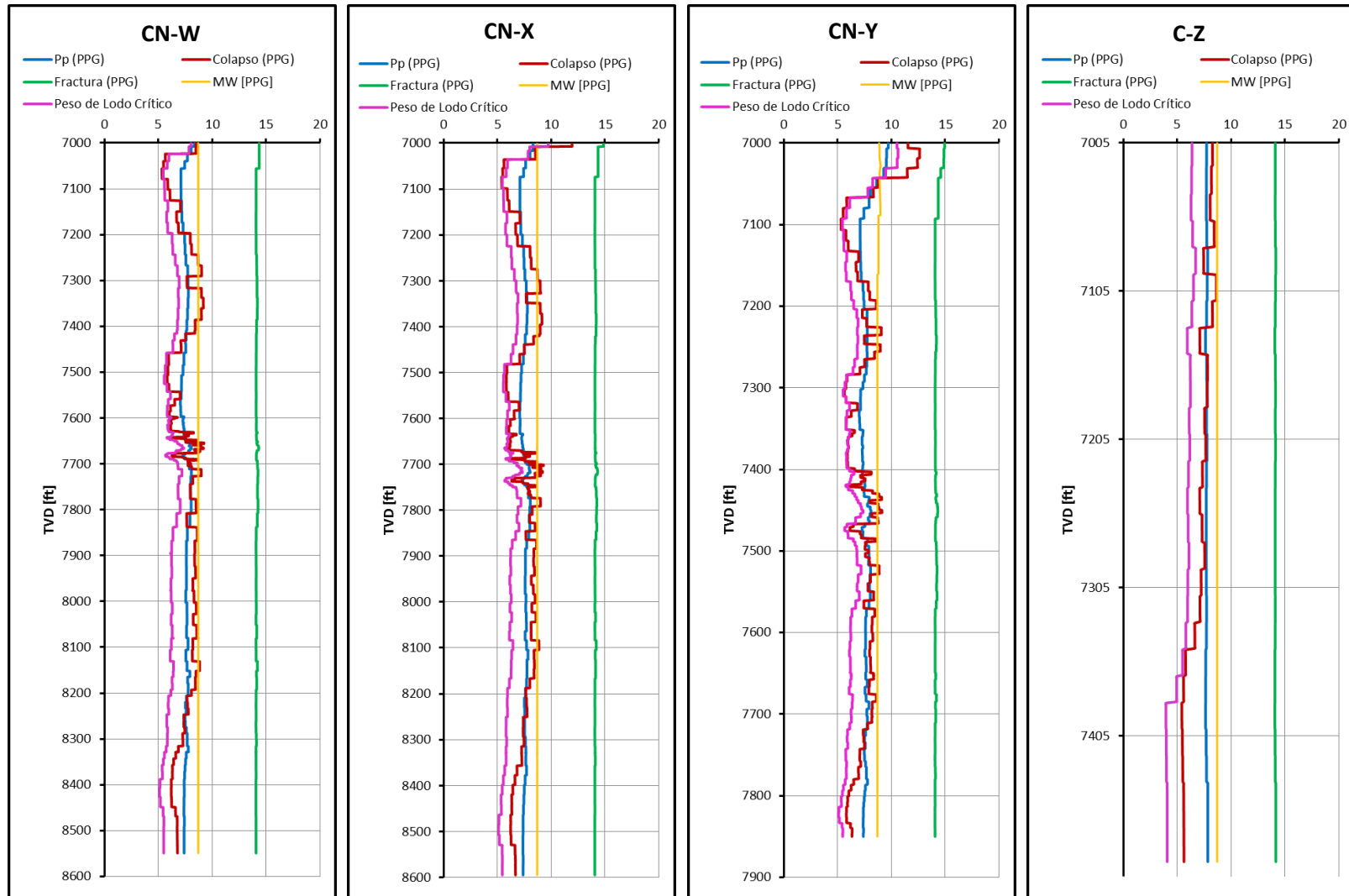
Para conocer el peso de lodo crítico por colapso se utilizó el criterio de falla de Mohr – Coulomb mediante la siguiente ecuación:

$$P_m = \frac{3\sigma_H - \sigma_h - UCS + \alpha P_p \left(\tan^2 \left(45 + \frac{\phi}{2} \right) - 1 \right)}{\left(1 + \tan^2 \left(45 + \frac{\phi}{2} \right) \right)}$$

Donde

- P_m: Peso de lodo crítico por colapso [Psi]
- σ_H: Esfuerzo horizontal máximo [Psi]
- σ_h: Esfuerzo horizontal mínimo [Psi]
- α: Factor Biot
- P_p: Presión de Poro [Psi]
- Φ: Angulo de Fricción Interna [Radianes]

Figura 45. 'Peso de Lodo Crítico por Colapso – Campo Castilla'



Fuente: Autores

La figura 45 muestra el peso de lodo crítico por colapso para cada uno de los pozos seleccionados, el cual oscila en un rango de 5.3 – 8 PPG, pudiendo escoger diferentes tipos de fluido de perforación, según lo descrito en el capítulo uno (sección 1.3).

6.4 EVALUACIÓN DE COSTOS

Una vez evaluado el proyecto técnicamente, se procede a realizar una evaluación de costos, en la cual, se comparan los ingresos obtenidos por producción en cada técnica de perforación, bien sean, técnicas underbalance o convencionales.

6.4.1 Curvas de Producción

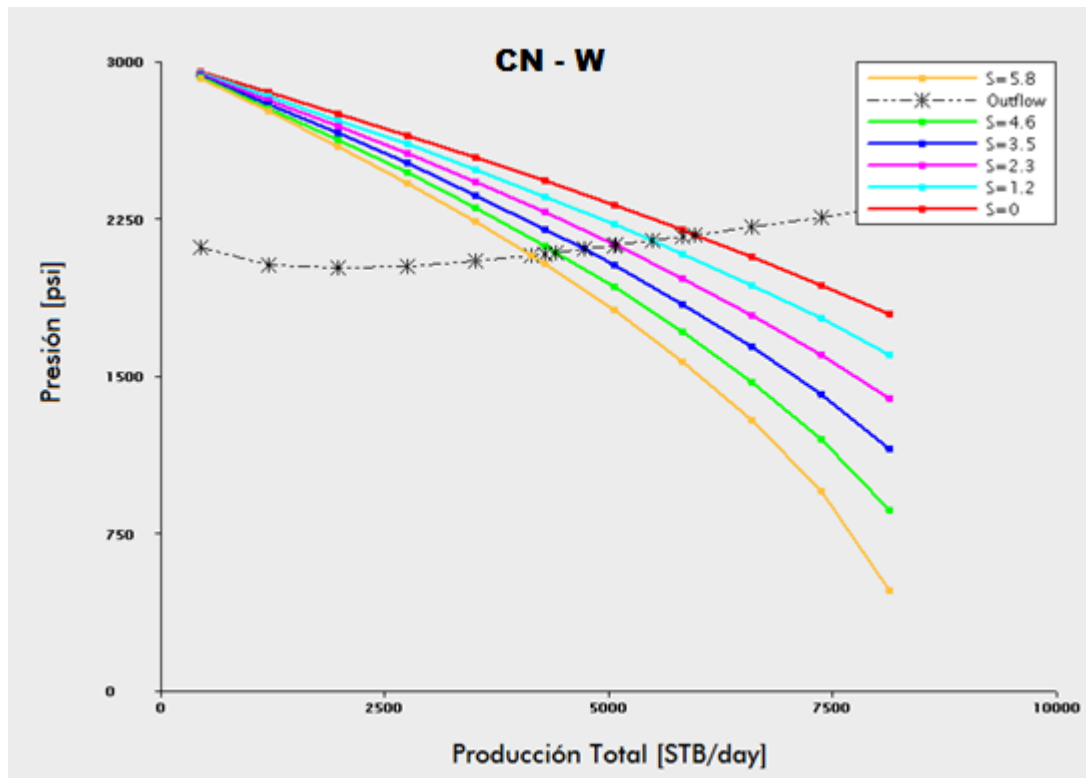
Para llevar a cabo esto, se generaron curvas de producción o IPR, para estimar la producción que se obtuvo luego de efectuar la perforación convencional, sabiendo de antemano que esta operación origina un daño a la formación determinado.

Posteriormente, se obtiene la producción de los mismos pozos con un daño cero, simulando las condiciones de producción que se tendrían luego de perforar con técnicas underbalance.

La herramienta utilizada para la generación de estas curvas fue el software WELLFLO 3.8.4. Se tuvieron en cuenta pruebas de producción del campo Castilla realizadas en las fechas más cercanas al inicio de la vida productiva de los pozos y pruebas PVT para la calibración de la simulación.

Las curvas generadas se muestran a continuación.

Figura 46. 'Curvas IPR – CN-W'



Fuente: Autores

La curva amarilla representa la producción más reciente después de la perforación del pozo. Este comportamiento es obtenido debido al daño de formación ocasionado por el uso de técnicas convencionales ($S = 5.8$) y no tiene en cuenta el daño ocasionado por otros trabajos realizados al pozo después de la producción del mismo.

De esta manera, es posible realizar una comparación entre las curvas IPR generadas por la utilización de ambas técnicas de perforación; sabiendo de antemano, que la perforación underbalance produce un daño cero ($S = 0$, Curva roja).

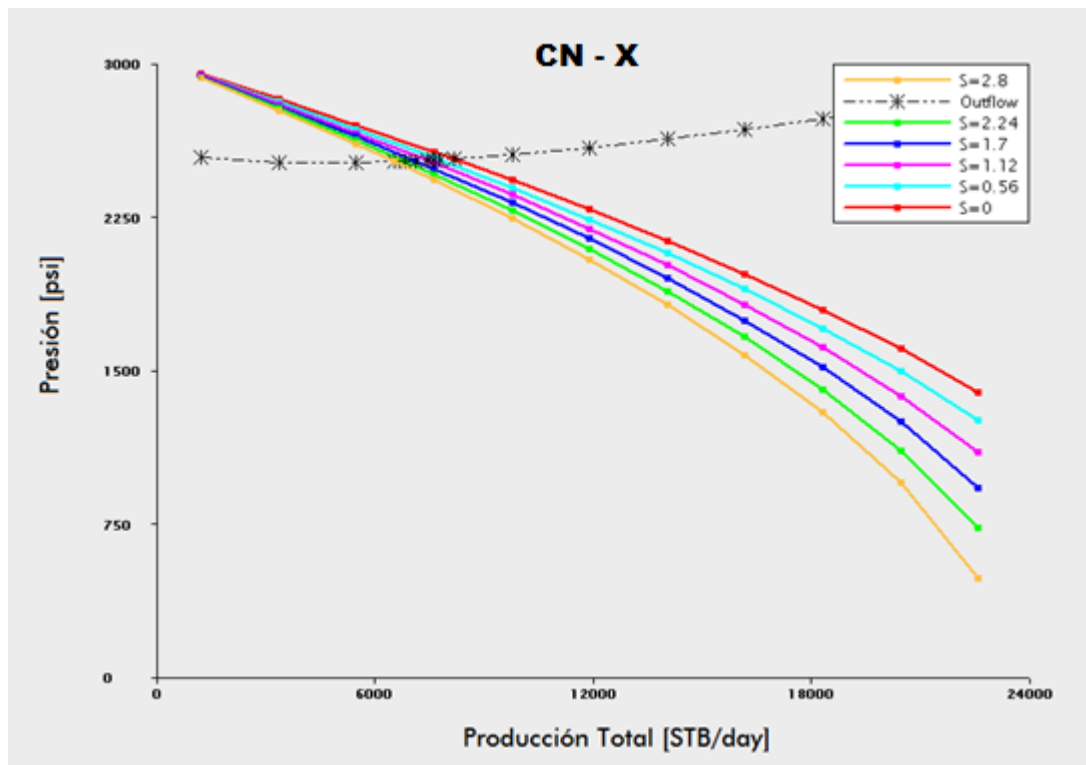
En la figura 46 se muestran diferentes curvas IPR variando el daño de formación o "Skin" para el pozo CN-W. A medida que el daño disminuye la producción se

incrementa significativamente, y se tiene como resultado un incremento de la tasa de producción de líquido de 4125 – 5956 STB/Día.

Este pozo manejó un corte de agua de 51.39%, por lo cual, las tasas de aceite son

las siguientes: **S = 5.8** → 2005 STB/Día
 S = 0 → 2895 STB/Día

Figura 47. ‘Curvas IPR – CN-X’



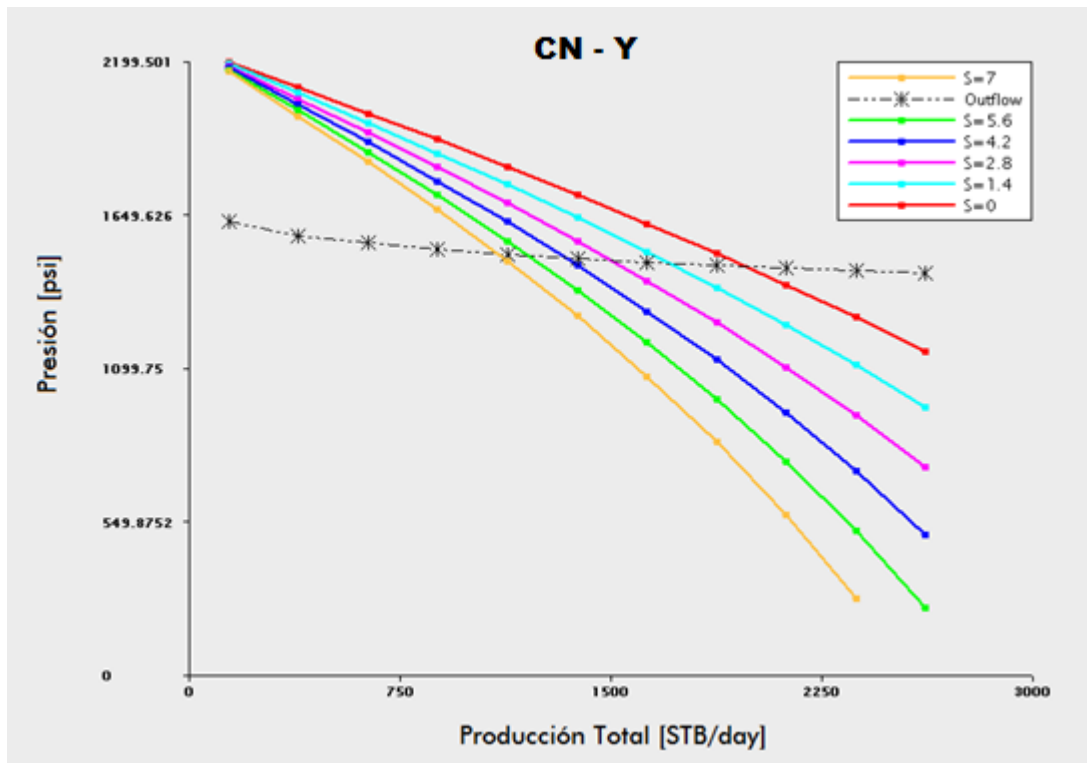
Fuente: Autores

El mismo procedimiento se efectuó para el pozo CN-X, y se tiene como resultado un incremento de la tasa de producción de líquido de 6522 – 8141 STB/Día.

Este pozo manejó un corte de agua de 75.64%, por lo cual, las tasas de aceite son

las siguientes: **S = 2.8** → 1589 STB/Día
 S = 0 → 1983 STB/Día

Figura 48. 'Curvas IPR – CN-Y'



Fuente: Autores

El mismo procedimiento se efectuó para el pozo CN-Y, y se tiene como resultado un incremento de la tasa de producción de líquido de 1094 – 1978 STB/Día.

Este pozo manejó un corte de agua de 67.55%, por lo cual, las tasas de aceite son

las siguientes: **S = 7** → 355 STB/Día

S = 0 → 642 STB/Día

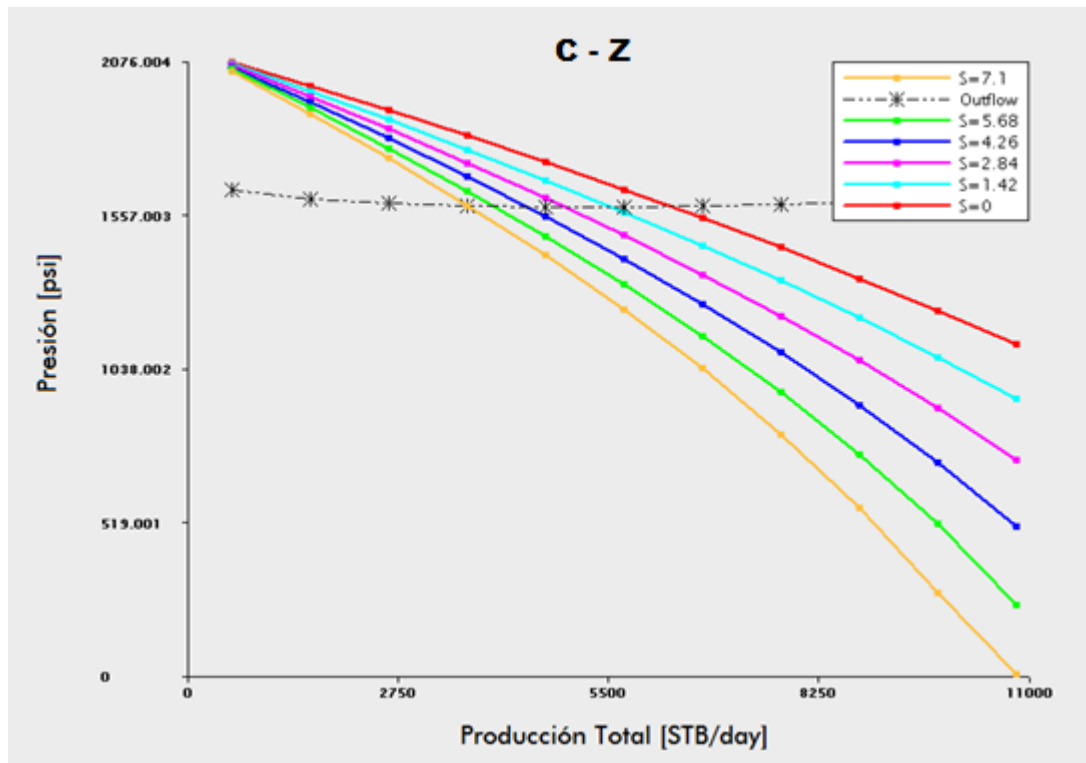
La figura 49 presenta las curvas IPR para el pozo C-Z. Para este pozo se obtuvo un incremento de la tasa de producción de líquido de 3667 – 6307 STB/Día.

Este pozo manejó un corte de agua de 86.95%, por lo cual, las tasas de aceite son

las siguientes: **S = 7.1** → 478 STB/Día

S = 0 → 823 STB/Día

Figura 49. 'Curvas IPR – C–Z'



Fuente: Autores

Ya conociendo la posible producción inicial de los pozos seleccionados utilizando ambas técnicas se procede a realizar la evaluación económica teniendo en cuenta el costo adicional de los equipos y el personal autorizado para ejecutar el proyecto, que sería la inversión inicial, así como el ingreso obtenido por producción de crudo.

6.4.2 Costo Equipos Underbalance

Lo primero que se evaluó fue el costo inicial del proyecto. A continuación se describen detalladamente los costos que deben invertirse en un proyecto de perforación underbalance (tabla 10).

Tabla 6. 'Costos de la Inversión Inicial del proyecto UBD'

SERVICIO DE PERFORACIÓN UNDERBALANCE					
ITEM	DESCRIPCIÓN	UNIDAD	CANT.	VALOR UNITARIO \$US	VALOR TOTAL \$US
1	Arme de los equipos necesarios para la operación (Cabeza rotatoria, válvulas y equipos de superficie) incluye personal.	Día	2	5.660	11.320
2	Tarifa de operación. Incluye equipos y personal.	Día	7	9.700	67.900
3	Desarme de equipos. Incluye personal.	Día	2	5.660	11.320
4	Alquiler Taladro	Día	11	25.000	275.000
5	Diesel	Galón	8035	3,135	25.200
6	Compresor	Unidad	1	1.150	1.150
7	Casing de Producción	Pie	1500	80	120.000
8. CONSUMIBLES					
8.1	Gomas para cabeza rotaria (Set de dos unidades)	Set	10	2.500	25.000
8.2	Bowl gasket	Unidad	10	100	1.000
8.3	Coffe pot lid gasket	Unidad	10	120	1.200
8.4	Ring gasket BX 160	Unidad	2	250	500
8.5	Ring gasket R 46	Unidad	4	150	600
9. MOVILIZACIÓN					
9.1	Movilización/Desmovilización desde la base al Campo y retorno a su punto de origen	Global	1	7.800	7.800
SUBTOTAL SERVICIO					548.000
IVA 16%					87.680
TOTAL [\$US]					460.320

Fuente: Autores

Posteriormente, se determinó el ingreso que genera cada pozo con el uso de técnicas underbalance para luego estipular el tiempo en que puede pagarse la inversión inicial.

6.4.3 Flujos de Caja

Para evaluar los ingresos que se tendrían por perforación underbalance, se realizaron los siguientes flujos de caja, teniendo en cuenta la producción acumulada con daño actual y daño cero. Para esto se tuvo en cuenta lo siguiente:

El precio del crudo Castilla:	50 \$US/Bb
Lifting Cost:	4 \$US/Bb
Costos por transporte:	12 \$US/Bb
Regalías:	20%
Taxes (Impuestos):	33%

Tabla 7. 'Flujo de Caja Pozo CN–W Perforación Convencional'

FLUJO DE CAJA CN – W [S = 5,8]			
Año	1	2	3
Producción Acumulada [STB]	595.042	435.063	304.162
Costos de Producción [\$US]	29'752.100	21'753.150	15'208.100
Lifting Cost [\$US]	-9'520.672	-6'961.008	-4'866.592
Regalías [\$US]	-5'950.420	-4'350.630	-3'041.620
Impuestos [\$US]	-4'699.120	-3'440.749	-2'395.351
Total Ingresos [\$US]	9'581.888	7'000.763	4'904.537

Fuente: Autores

Tabla 8. 'Flujo de Caja Pozo CN–W Perforación Underbalance'

FLUJO DE CAJA CN – W [S = 0]			
Año	1	2	3
Producción Acumulada [STB]	835.038	569.500	369.725
Costos de Producción [\$US]	41'751.900	28'475.000	18'486.250
Lifting Cost [\$US]	-13'360.608	-9'112.000	-5'915.600
Regalías [\$US]	-8'350.380	-5'695.000	-3'697.250
Impuestos [\$US]	-6'596.801	-4'493.740	-2'911.522
Total Ingresos [\$US]	13'444.111	9'174.260	5'961.878

Fuente: Autores

Las tablas 7 y 8 muestran el flujo de caja del pozo CN – W para perforación convencional (S = 5,8) y underbalance (S = 0) respectivamente. Comparando ambos flujos de caja se puede determinar el incremento en ingresos por producción de la perforación underbalance con respecto a la convencional. En el primer año, el incremento es del 29%; el segundo año muestra un aumento del 24% y el tercer año del 18%.

El mismo procedimiento se efectúa para los demás pozos, determinando el porcentaje de incremento de producción anual.

A continuación se presentan los flujos de caja para el pozo CN–X, el cual muestra los siguientes incrementos de producción:

Año 1 → 17 %
Año 2 → 14 %
Año 3 → 11 %

Tabla 9. 'Flujo de Caja Pozo CN-X Perforación Convencional'

FLUJO DE CAJA CN – X [S = 2,8]			
Año	1	2	3
Producción Acumulada [STB]	409.337	210.820	102.617
Costos de Producción [\$US]	20'466.850	10'541.000	5'130.850
Lifting Cost [\$US]	-6'549.392	-3'373.120	-1'641.872
Regalías [\$US]	-4'093.370	-2'108.200	-1'026.170
Impuestos [\$US]	-3'228.337	-1'664.744	-799.114
Total Ingresos [\$US]	6'595.751	3'394.936	1'663.694

Fuente: Autores

Tabla 10. 'Flujo de Caja Pozo CN-X Perforación Underbalance'

FLUJO DE CAJA CN – X [S = 0]			
Año	1	2	3
Producción Acumulada [STB]	493.626	245.473	115.260
Costos de Producción [\$US]	24'681.300	12'273.650	5'763.000
Lifting Cost [\$US]	-7'898.016	-3'927.568	-1'844.160
Regalías [\$US]	-4'936.260	-2'454.730	-1'152.600
Impuestos [\$US]	-3'892.818	-1'927.446	-896.159
Total Ingresos [\$US]	7'954.206	3'963.906	1'870.081

Fuente: Autores

En las tablas 11 y 12 se aprecian los flujos de caja para el pozo CN-Y, los cuales muestran los siguientes incrementos de producción:

Año 1	→ 44 %
Año 2	→ 42 %
Año 3	→ 40 %

Tabla 11. 'Flujo de Caja Pozo CN–Y Perforación Convencional'

FLUJO DE CAJA CN – Y [S = 7]			
Año	1	2	3
Producción Acumulada [STB]	105.216	76.984	53.710
Costos de Producción [\$US]	5'260.800	3'849.200	2'685.500
Lifting Cost [\$US]	-1'683.456	-1'231.744	-859.360
Regalías [\$US]	-1'052.160	-769.840	-537.100
Impuestos [\$US]	-819.698	-604.763	-411.771
Total Ingresos [\$US]	1'705.486	1'242.853	877.269

Fuente: Autores

Tabla 12. 'Flujo de Caja Pozo CN–Y Perforación Underbalance'

FLUJO DE CAJA CN – Y [S = 0]			
Año	1	2	3
Producción Acumulada [STB]	188.042	132.835	89.399
Costos de Producción [\$US]	9'402.100	6'641.750	4'469.950
Lifting Cost [\$US]	-3'008.672	-2'125.360	-1'430.384
Regalías [\$US]	-1'880.420	-1'328.350	-893.990
Impuestos [\$US]	-1'472.592	-1'035.353	-691.340
Total Ingresos [\$US]	3'040.416	2'152.687	1'454.236

Fuente: Autores

En las tablas 13 y 14 se aprecian los flujos de caja para el pozo CN–Y, los cuales muestran incrementos de producción de 42% para los tres años.

Tabla 13. ‘Flujo de Caja Pozo C–Z Perforación Convencional’

FLUJO DE CAJA C – Z [S = 7,1]			
Año	1	2	3
Producción Acumulada [STB]	146.986	115.383	86.510
Costos de Producción [\$US]	7’349.300	5’769.150	4325.500
Lifting Cost [\$US]	-2’351.776	-1’846.128	-1384.160
Regalías [\$US]	-1’469.860	-1’153.830	-865.100
Impuestos [\$US]	-1’150.517	-908.883	-671.547
Total Ingresos [\$US]	2’377.147	1’860.309	1404.693

Fuente: Autores

Tabla 14. ‘Flujo de Caja Pozo C–Z Perforación Underbalance’

FLUJO DE CAJA C – Z [S = 0]			
Año	1	2	3
Producción Acumulada [STB]	251.847	197.698	148.227
Costos de Producción [\$US]	12’592.350	9’884.900	7’411.350
Lifting Cost [\$US]	-4’029.552	-3’163.168	-2’371.632
Regalías [\$US]	-2’518.470	-1’976.980	-1’482.270
Impuestos [\$US]	-1’977.928	-1’549.068	-1’157.258
Total Ingresos [\$US]	4’066.400	3’195.684	2’400.190

Fuente: Autores

6.4.4 Análisis Económico

Posterior a la realización de los flujos de caja se procede a generar las curvas de declinación de la producción para cada pozo, con las cuales se determinará los valores de Tasa Interna de Retorno (TIR), Valor Presente Neto (VPN) y Payback.

A continuación se presentan los costos totales para un pozo utilizados para realizar el análisis económico:

Tabla 15. 'Comparación de Costos Perforación y Completamiento'

COSTOS TOTALES		
Descripción	Convencional	Underbalance
Perforación	\$US 3'195.649	\$US 3'440.928
Completamiento	\$US 674.539	\$US 674.539
TOTAL	\$US 3'870.188	\$US 4'115.467

Fuente: ECOPETROL S.A.

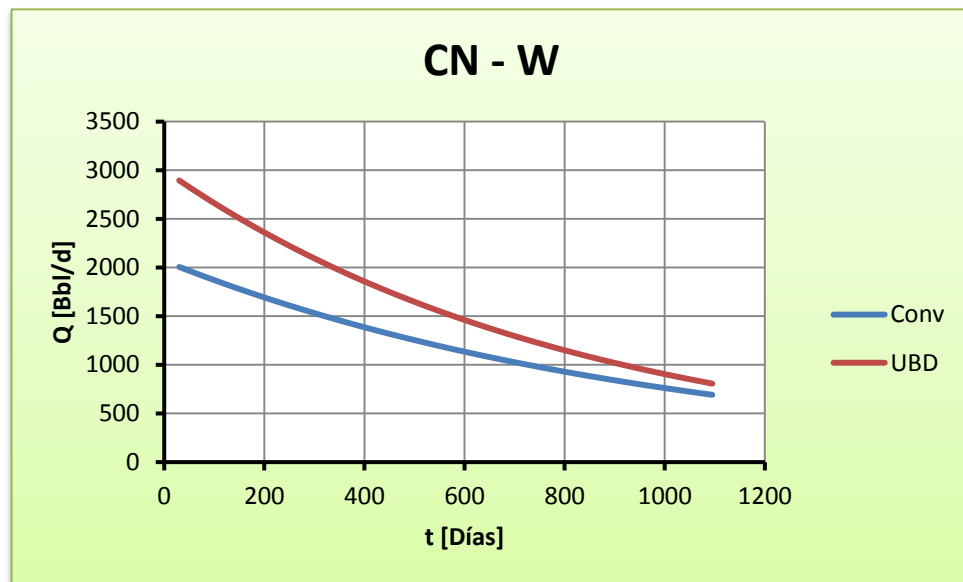
La tabla 15 muestra la comparación de costos que implican terminar un pozo para el inicio de producción. El costo total por perforación convencional incluye los costos desde superficie hasta fondo, mientras que los costos totales por perforación underbalance involucra los costos por perforación convencional hasta el tope de la unidad K1y los costos de perforación underbalance para la sección de 8.5", la cual es la zona de interés.

Dentro de los costos mostrados para el completamiento están incluidos los registros de cementación, cañoneo, tubing, BES y demás equipos de Workover.

6.4.4.1 Curvas de Declinación

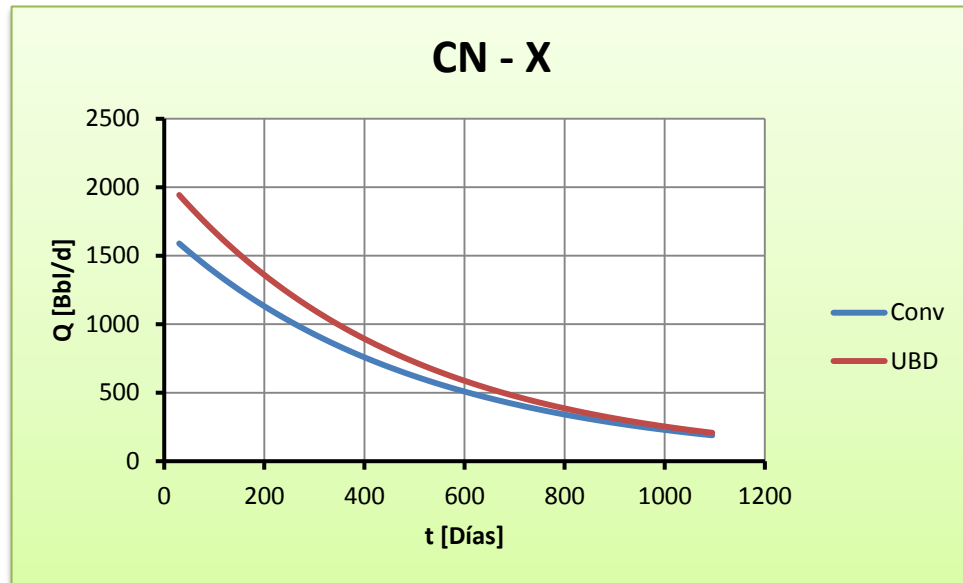
A continuación se presentan las curvas de declinación para los cuatro pozos de Castilla en estudio. En las figuras 50 – 53 se puede apreciar cómo varía la tasa de producción con el tiempo al implementar perforación convencional y underbalance.

Figura 50. 'Curvas de Declinación – CN-W'



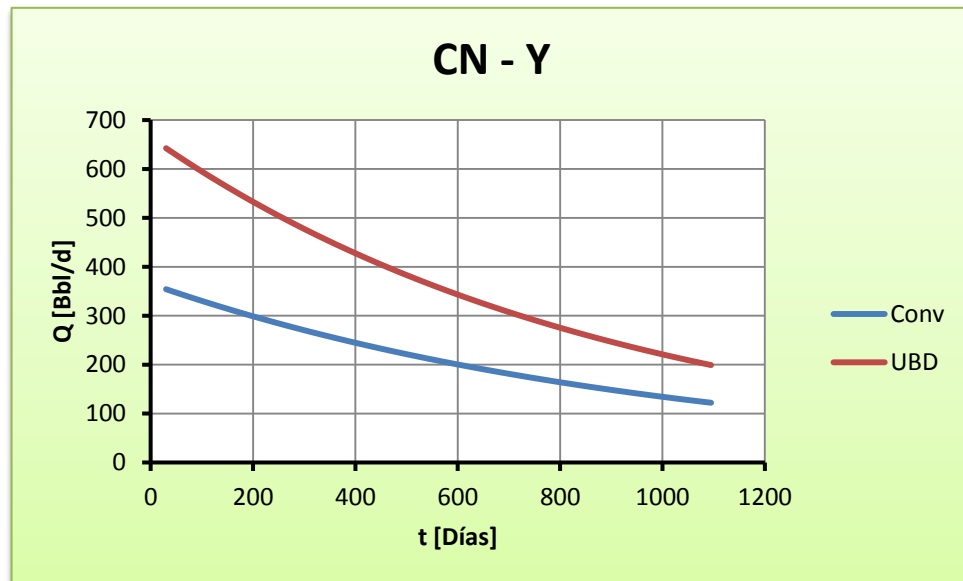
Fuente: Autores

Figura 51. 'Curvas de Declinación – CN-X'



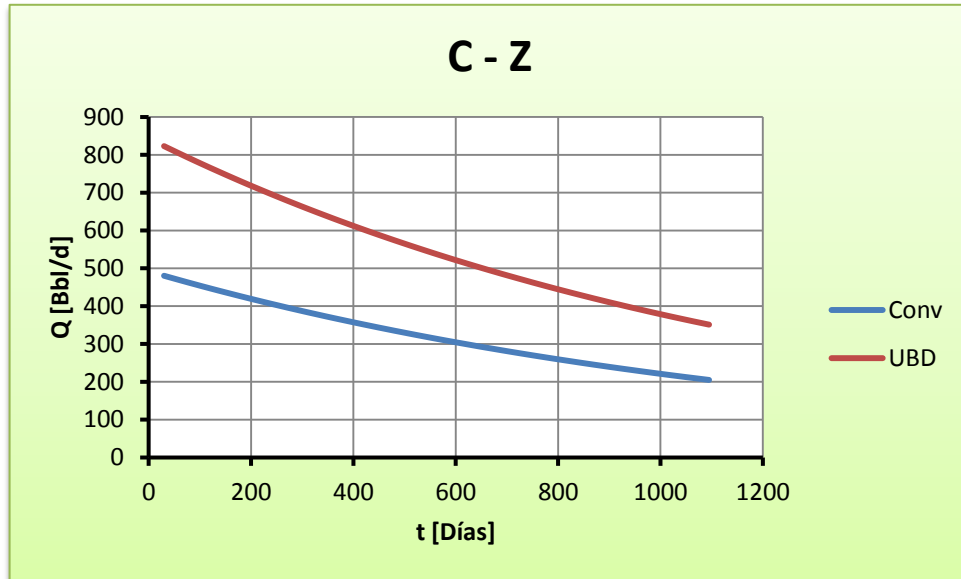
Fuente: Autores

Figura 52. 'Curvas de Declinación – CN-Y'



Fuente: Autores

Figura 53. 'Curvas de Declinación – C–Z'



Fuente: Autores

Como se puede apreciar en las figuras anteriores, a medida que aumenta el daño actual del pozo se incrementa la factibilidad para la aplicación de operaciones underbalance, ya que el aumento de producción es considerable.

A partir de estas curvas de declinación se determinó el Valor Presente Neto y tiempo estimado para pagar la inversión inicial como se verá a continuación.

6.4.4.2 Valor Presente Neto y Payback

Para realizar la evaluación económica del proyecto se presentan los siguientes resultados, indicando las relaciones del VPN y el PAYBACK ajustado respecto a la tasa de oportunidad. Para calcular el tiempo estimado para pagar la inversión (Payback) se utilizó la siguiente relación:

$$PayBack = \frac{VP_{Inversión\ Inicial}}{VP_{Flujo\ de\ Efectivo\ anual}}$$

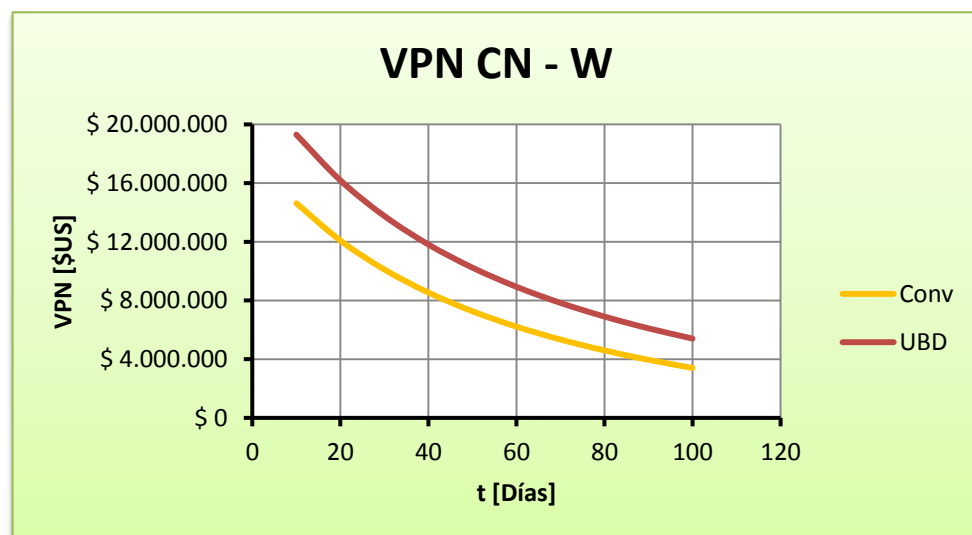
Las tablas 16 – 19 presentan los resultados obtenidos utilizando diferentes tasas de oportunidad.

Tabla 16. ‘Análisis Económico del Pozo CN–W con Diferentes Tasas de Oportunidad’

CN – W				
Tasa de Oportunidad [%]	Convencional		Underbalance	
	VPN [US\$]	Payback [Años]	VPN [US\$]	Payback [Años]
10	\$ 14,630,369	0.28	\$ 19,303,872	0.21
20	\$ 12,086,692	0.34	\$ 16,186,399	0.25
30	\$ 10,111,692	0.41	\$ 13,756,508	0.30
40	\$ 8,541,746	0.48	\$ 11,817,644	0.35
50	\$ 7,268,762	0.57	\$ 10,239,735	0.40
60	\$ 6,218,929	0.66	\$ 8,933,795	0.46
70	\$ 5,340,384	0.77	\$ 7,837,183	0.53
80	\$ 4,595,778	0.90	\$ 6,904,696	0.60
90	\$ 3,957,621	1.04	\$ 6,102,994	0.67
100	\$ 3,405,290	1.21	\$ 5,407,019	0.76

Fuente: Autores

Figura 54. ‘Valor Presente Neto – CN–W’



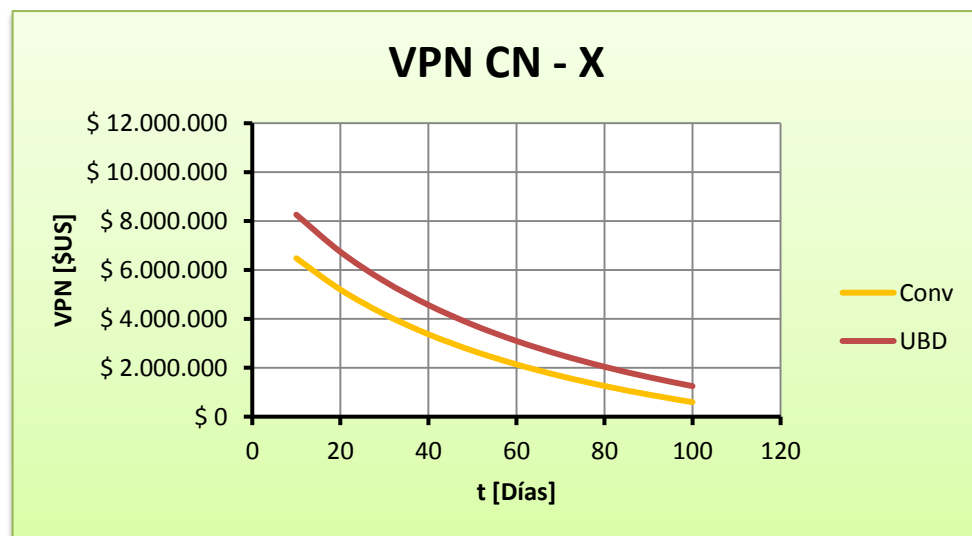
Fuente: Autores

Tabla 17. 'Análisis Económico del Pozo CN-X con Diferentes Tasas de Oportunidad'

CN - X				
Tasa de Oportunidad [%]	Convencional		Underbalance	
	VPN [US\$]	Payback [Años]	VPN [US\$]	Payback [Años]
10	\$ 6,477,128	0.64	\$ 8,261,684	0.50
20	\$ 5,197,940	0.79	\$ 6,741,918	0.61
30	\$ 4,187,458	0.98	\$ 5,539,498	0.74
40	\$ 3,371,446	1.22	\$ 4,567,179	0.90
50	\$ 2,700,157	1.52	\$ 3,766,378	1.09
60	\$ 2,139,152	1.92	\$ 3,096,471	1.33
70	\$ 1,663,921	2.47	\$ 2,528,497	1.63
80	\$ 1,256,590	3.28	\$ 2,041,308	2.02
90	\$ 903,852	4.55	\$ 1,619,138	2.54
100	\$ 595,609	6.91	\$ 1,250,011	3.29

Fuente: Autores

Figura 55. 'Valor Presente Neto - CN-X'



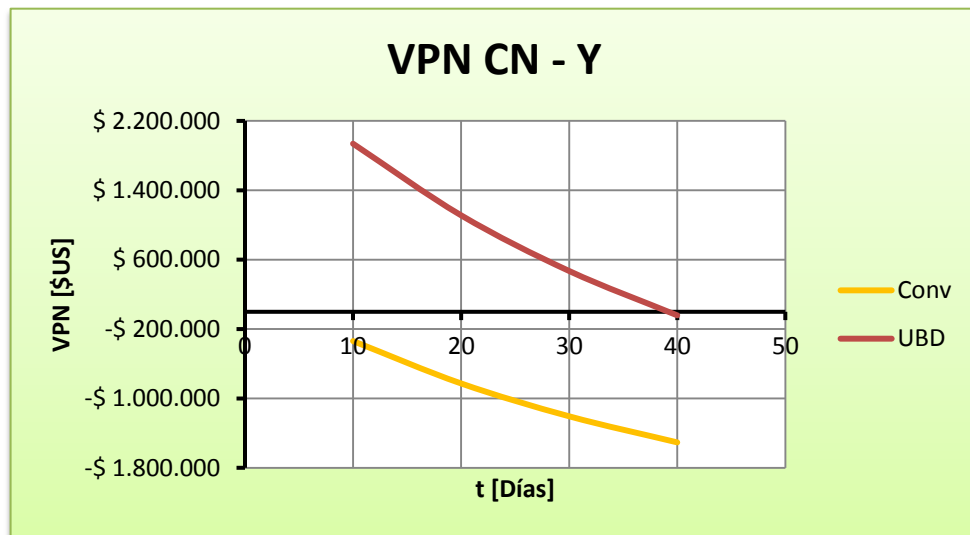
Fuente: Autores

Tabla 18. 'Análisis Económico del Pozo CN-Y con Diferentes Tasas de Oportunidad'

CN – Y				
Tasa de Oportunidad [%]	Convencional		Underbalance	
	VPN [US\$]	Payback [Años]	VPN [US\$]	Payback [Años]
10	-\$ 338,001	-12.18	\$ 1,937,015	2.12
20	-\$ 826,890	-4.98	\$ 1,111,468	3.70
30	-\$ 1,205,661	-3.41	\$ 469,414	8.77
40	-\$ 1,506,200	-2.73	-\$ 41,715	-98.66

Fuente: Autores

Figura 56. 'Valor Presente Neto – CN-Y'



Fuente: Autores

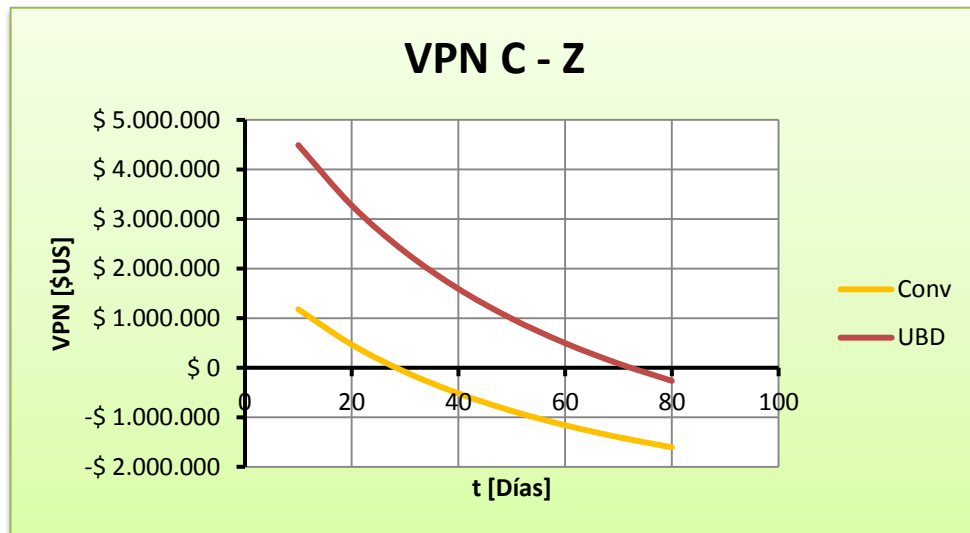
Como se puede apreciar en la tabla 18 y la figura 56, debido a la baja producción del pozo CN – Y, la técnica de perforación convencional no es rentable, lo cual justifica la aplicación de técnicas bajo balance.

Tabla 19. 'Análisis Económico del Pozo C-Z con Diferentes Tasas de Oportunidad'

C - Z				
Tasa de Oportunidad [%]	Convencional		Underbalance	
	VPN [US\$]	Payback [Años]	VPN [US\$]	Payback [Años]
10	\$ 1,179,144	3.49	\$ 4,490,700	0.92
20	\$ 466,830	8.82	\$ 3,275,368	1.26
30	-\$ 83,581	-49.24	\$ 2,335,597	1.76
40	-\$ 519,209	-7.93	\$ 1,591,413	2.59
50	-\$ 871,048	-4.72	\$ 990,145	4.16
60	-\$ 1,160,175	-3.55	\$ 495,927	8.30
70	-\$ 1,401,344	-2.94	\$ 83,630	49.21
80	-\$ 1,605,142	-2.56	-\$ 264,793	-15.54

Fuente: Autores

Figura 57. 'Valor Presente Neto - C-Z'



Fuente: Autores

Tabla 20. 'Tasa Interna de Retorno (TIR)'

Pozo	TIR [%]
CN – W	3953
CN – X	2307
CN – Y	871
C – Z	1183

Fuente: Autores

Según la evaluación económica obtenida, se aprecia que el proyecto bajo la estimación del precio del petróleo del crudo Castilla es viable hasta tasas de oportunidad del 20%, donde el VPN es positivo. Además, analizando el proyecto en función del tiempo, resulta favorable ya que se recupera la inversión en un periodo de tiempo no mayor a 3 años.

Al observar los valores de VPN se puede establecer que la perforación underbalance es viable económicamente, pues la mínima tasa de oportunidad que genera valores positivos es del 20%. Por otra parte, la perforación convencional muestra VPN's negativos con tasas mínimas como 10%.

CONCLUSIONES

Aunque las propiedades que caracterizan una formación determinada son necesarias para la evaluación de un proyecto de perforación underbalance, pues muestran el entorno en el que se efectuarían las operaciones, el criterio de estabilidad de pozos es el más concluyente para la viabilidad técnica del proyecto y, por consiguiente, para la selección de pozos candidatos.

Las propiedades características de la formación Guadalupe en el campo Apiay no constituyen un impedimento para la aplicación óptima de técnicas no convencionales como la perforación Underbalance, sin embargo, ésta se ve afectada significativamente por la estabilidad de los pozos, presentando gran inestabilidad en los pozos analizados no sólo en la unidad K1 sino también en K2, a pesar de ser ésta última una arena estable, dificultando en gran manera su implementación.

La magnitud del problema de pérdidas de circulación en el campo Castilla, apremia la toma de medidas correctivas como la aplicación de perforación UBD. Esta complicación operacional puede asociarse a las fracturas naturales o reactivación de fallas por variación del diferencial de presión, ya que la distribución de permeabilidades no muestra altos valores en las zonas principalmente afectadas.

La caracterización del yacimiento Guadalupe K1 y K2, tanto en sus propiedades físicas, petrofísicas y estabilidad de las paredes de pozo no establecen ningún inconveniente para la aplicación óptima de operaciones bajo balance en el campo Castilla, lo cual hace que el proyecto sea viable técnicamente.

La evaluación de costos realizada a los pozos pertenecientes a la zona afectada por pérdidas de circulación, tanto en Castilla Norte como en Castilla Sur, mostró incrementos en los ingresos por producción hasta en un 42%, a lo cual deberá sumarse el ahorro que representa la mitigación de las tasas de pérdida de lodo durante la operación.

Perforar underbalance las zonas afectadas es viable económicamente, ya que la mínima tasa de oportunidad a la cual el valor presente neto sigue siendo positivo es del 20%.

RECOMENDACIONES

Realizar un estudio para determinar el tipo de fluido a utilizar durante las operaciones de perforación underbalance en el campo Castilla, teniendo en cuenta compatibilidad de fluidos y densidad según el peso de lodo crítico por colapso y comprobar que el fluido seleccionado disminuye las pérdidas de circulación y en qué magnitud.

Estimar la mejor trayectoria de perforación, según el estado de esfuerzos en la zona afectada, ya que los pozos analizados son todos verticales; por tanto, se recomienda hacer un estudio para pozos horizontales y desviados.

Estudiar detalladamente los registros de imágenes de pozos con reportes de pérdidas para constatar que dicho problema es ocasionado por fracturas naturales y sistemas de fallas presentes en la zona.

Implementar la perforación underbalance desde la unidad T2, pues aunque no es el principal yacimiento productor se pueden minimizar los costos representados por las pérdidas reportadas en éste intervalo.

Efectuar una prueba piloto para registrar el comportamiento con la utilización de técnicas bajo balance y la estabilidad del pozo.

Realizar estudios relacionados con estabilidad de pozos en zonas aledañas para evaluar la viabilidad de implementar UBD en campos cercanos, pertenecientes a la cuenca de los Llanos, que presentan condiciones similares y el mismo régimen de esfuerzos.

BIBLIOGRAFÍA

1. ABDUL Mujeer, S., 2007. “Candidate Selection for Underbalanced Drilling: An Approach”, paper SPE 108230 presented at the 2007 SPE Asia Pacific oil & Gas Conference and Exhibition held in Jakarta, Indonesia, 30 October – 1 November 2007.
2. AFANADOR, Carlos A., DELGADO, Luis E., 2008. “Viabilidad Técnica y Económica de la Perforación Underbalance Aplicada al Campo Escuela Colorado” Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga 2008.
3. AMARIS, O. H. V., DE FREITAS, L. C. S., GOMES, H. P., and PEREIRA, J. R. B., 2005. “Guando Field: Underpressured-Field Development”, paper SPE 94569 presented at the SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference held in Rio de Janeiro, Brazil, 20 – 23 June 2005.
4. BENNION, D. B. “Underbalanced Drilling Technology – Candidate Selection for Optimal Application”, Hycal Energy Research laboratories Ltd.
5. BENNION, D. B., THOMAS F.B., BIETZ R.F., BENNION D.W., 1998. “Underbalanced Drilling: Praises and Perils”, paper SPE 52889 presented at the 1996 SPE Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference held in Midland, Texas 27 – 29 March.
6. CONTRERAS, Oscar M., RODRIGUEZ, Wilmar A. “Desarrollo de la Metodología para Estimar el Gradiente de Fractura de la Formación K1 de un Campo De la Superintendencia de Operaciones Apiay” Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga 2004.

7. CORZO, Reinel. 'Criterios de Falla'. Curso Geomecánica, Instituto Colombiano del Petróleo, Bucaramanga, 2010.
8. COOPER, Scott C., CUTHBERTSON Robert L. World Oil, BNET, Sept, 1998.
9. GEDGE, B., 1999. "Underbalanced Drilling gains acceptance in Europe and the International Arena", paper SPE/IADC 52833 presented at the 1999 SPE/IADC Drilling Conference held in Amsterdam, Holland, 9 – 11 March 1999.
10. GÓMEZ, César A., SANTAMARÍA, Rafael. "Análisis de Estabilidad de Pozo Utilizando el Software Pbone" Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga 2004.
11. HOGG, T. W., Boyle J. E., 1997. "Colombian Underbalanced Drilling Operations: Start Up Experience", paper SPE/IADC 37677 presented at the SPE/IADC Drilling Conference held in Amsterdam, The Netherlands, 4 – 6 March 1997.
12. "Introduction to Underbalanced Drilling" Leading Edge Advantage International Ltd 2002, Rev 5.
13. MALLAVIABARRENA, M., PARIS, J. M. 'El Rol de la Geomecánica en la Perforación', Baker Atlas.
14. MANTILLA, Eduardo A. "Predicting Petrophysical Properties by Simultaneous Inversion of Seismic and Reservoir Engineering Data". Stanford University, Department of Geophysics, November 2002.

15. MANUAL DE LODOS Y CEMENTOS Cap. 21D 'Perforación Neumática'.
N° de Revisión: A-1. 14 de Febrero 2001.
16. MENDOZA, Michael Y., PEÑALOZA, John J. "Mapa Piloto de Corrosividad de Crudos Pesados del Campo Castilla de la Superintendencia de Operaciones Apiay" Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga 2008.
17. MESA, M., 2001. "Adaptación del Equipo de Perforación PRIDE-23 a Perforación Bajo Balance" Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga 2001.
18. MURPHY, R. D., THOMPSON, P. B., 2002. "A Drilling Contractor's View of Underbalanced Drilling", paper IADC/SPE 74445 presented at the IADC/SPE Drilling Conference held in Dallas, Texas, 26-28 February 2002.
19. OSORIO, Gabriel, 2007. "Desarrollo Petrolero Departamento del Meta", Presentación Cámara de Comercio, Villavicencio, 13 de Junio de 2007.
20. PABÓN, Eduard; OBEID, Yussed. "Análisis de la Geomecánica Aplicada a la Estabilidad de Pozos de los Campos Cusiana y Cupiagua Mediante Analogías con Yacimientos Sensibles a Esfuerzos" Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga 2004.
21. PÁEZ, J., González, M., Salazar, V., 2005. "Evaluación de la Técnica de Perforación Bajo Balance, (UBD) en el Campo Borburata del Distrito Barinas", PDVSA, V INGEPET 2005.
22. PBORE-3D Poromechanics Wellbore Stability Simulator. Poromechanics Institute PMI, University of Oklahoma.

23. PESKA, P., WIPRUT, D., BREHM, A., GROLLIMUND, B., MOOS, D. and ZOBACK, M. 'GMI-WellCheck™ v. 3.2'. GeoMechanics International, Inc.
24. RAFIQUE, M. A., 2008. "Underbalanced Drilling: Remedy for Formation-Damage, Lost-Circulation and Other Related Conventional-Drilling Problems", paper SPE 114186 presented at the 2008 SPE Western Regional and Pacific Section AAPG Joint Meeting held in Bakersfield, California, U.S.A., 31 March – 2 April 2008.
25. REHM, W., CHITTY, G. H., PURVIS, D., 2001. "Underbalanced Drilling", paper based on a Workshop sponsored by the Oklahoma Geological Survey and PTTC's South Midcontinent Region held in Norman, Oklahoma, July 11 2001.
26. SAPONJA, J. "Challenges with Jointed Pipe Underbalanced Operations", paper SPE 37066 presented at the 1996 SPE International Conference on Horizontal Well Technology, Calgary, Alberta, Canada, November 18-20.
27. STULME, A., RAMOS, R., RODRÍGUEZ, J., 2005. "Aplicabilidad de la Técnica de Perforación Bajo Balance para Mejorar la Productividad de los Pozos del Campo Bare, en la Faja Petrolífera del Orinoco", PDVSA, V INGEPET 2005.
28. TARAZONA, L. D., VILLARREAL, J. M., 2002. "Diseño y Aplicación de Operaciones de Perforación Sub-Balanceada Mediante el Desarrollo de Sistemas Informáticos" Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga 2002.
29. TERÁN, Claudia P. "Acoplamiento de un Modelo de Flujo de Fluidos y Geomecánica con el Análisis de Estabilidad Mecánica de Pozos en

Yacimientos Naturalmente Fracturados. Aplicación a un Caso Colombiano”
Universidad Industrial de Santander, Bucaramanga 2006.

- 30.** TORRES, Mayda, QUINTERO, Yair A. “Estudio Geomecánico de Factibilidad de Fracturamiento Hidráulico Pozo Apiay 20” Instituto Colombiano del Petróleo. Unidad de Disciplinas Especializadas. Bucaramanga 2009.
- 31.** “Triunfos de la Perforación Bajoequilibrada: Otro Desafío en Colombia”. Revista Petróleo Internacional, Abril 2003.
- 32.** “Underbalanced Drilling Manual” published by Gas Research Institute, Chicago, Illinois, 1997.