



UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE PETRÓLEOS

TEMA:

**“EVALUACIÓN TÉCNICA EN SISTEMAS DE CAÑONEO EN LAS
ARENAS PRODUCTORAS "U" Y "T" EN EL CAMPO DRAGO DE LA
FORMACIÓN NAPO, SUCUMBÍOS.”**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTORES:

KAREN EUNISE ESPINOZA DE LOS MONTEROS AGUILAR
MANUEL RICARDO GONZÁLEZ GONZÁLEZ

TUTOR:

ING. JOSÉ VILLEGAS SALABARRIA, PhD.

LA LIBERTAD, ECUADOR

2025

UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE PETRÓLEOS**

TEMA:

**“EVALUACIÓN TÉCNICA EN SISTEMAS DE CAÑONEO
EN LAS ARENAS PRODUCTORAS "U" Y "T" EN EL
CAMPO DRAGO DE LA FORMACIÓN NAPO,
SUCUMBÍOS.”**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTORES:

KAREN EUNISE ESPINOZA DE LOS MONTEROS A.

MANUEL RICARDO GONZÁLEZ GONZÁLEZ

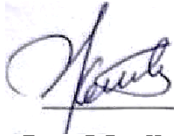
TUTOR:

ING. JOSÉ VILLEGAS SALABARRIA, PhD.

LA LIBERTAD – ECUADOR

2025

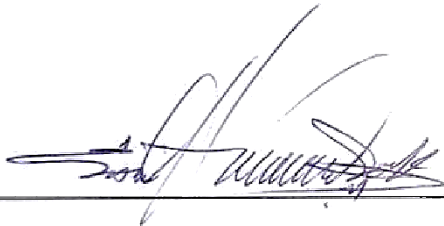
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



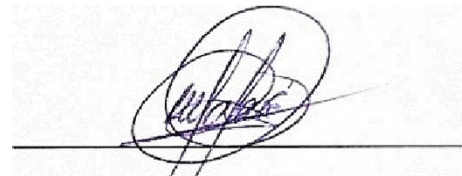
Ing. Marllelis Gutiérrez H, PhD.
DIRECTORA DE CARRERA



Ing. José Villegas Salabarría, PhD.
DOCENTE TUTOR



Ing. Sadi Iturralde Kure, MSc.
DOCENTE ESPECIALISTA



Ing. Carlos Malavé Carrera, MSc.
DOCENTE DE LA UIC



Ing. David Vega González
SECRETARIO DEL TRIBUNAL

DEDICATORIA

El proceso para culminar la carrera fue largo, lleno de emociones y muchos sueños que en el paso de los semestres se intensificaban y me llenaban de esperanzas de que ese día tan anhelado llegaría.

Este trabajo de titulación va dedicado principalmente a Dios, porque él nunca me soltó ante ninguna situación y me daba cada día las fuerzas y la inteligencia necesaria para seguir adelante.

Se lo dedico a mi familia, mi madre Jessica Aguilar, mi padre Fernando Espinoza de los Monteros y mis hermanos Elías, Saray y Elizabeth, y a mi sobrino Paolito, quienes siempre tuvieron sus esperanzas puestas en mí y creyeron firmemente en mis capacidades, esta tesis es el reflejo de todo lo que me han dado: valores, coraje y el deseo de superarme.

A mi novio Fricson, por ser mi compañero incondicional en este camino. Gracias por tu paciencia, tu apoyo en los momentos difíciles y por motivarme a seguir adelante cuando sentía que no podía más.

A nuestra Aitanita, la luz de mi vida, mi mayor inspiración. Cada página de esta tesis lleva un pedacito de ti, de tus sonrisas, tus abrazos y tu amor sin medida. Este logro es también para ti, con la esperanza de que un día veas en él, el valor de luchar por tus sueños.

A mis amigas, los cuales marcaron una huella significativa en mi corazón: Brigith y Daniela, quienes llevaré conmigo siempre, gracias por estar presentes en cada etapa de este viaje, por cada palabra de

aliento, cada risa compartida y cada abrazo oportuno. Su amistad me ha dado fuerzas cuando más lo necesitaba. Principalmente a mi compañero de tesis Manuel González, mi amigo, mi compañero de estudio y de estrés, pero lleno de aprendizajes, gracias por la paciencia, por la dedicación que siempre generabas en todo lo que realizábamos y por este gran logro que estamos obteniendo juntos. Le agradezco a cada uno de los docentes por la paciencia y por impartir sus conocimientos con nosotros y desafiarnos a ser mejores. A ustedes, que estuvieron presentes en cada paso de este camino. Gracias por su paciencia, su aliento constante y por recordarme siempre por qué empecé. Los amo profundamente. Este logro es tan mío como de ustedes.

Karen Eunise Espinoza de los Monteros Aguilar

DEDICATORIA

Dedico este trabajo de titulación a Dios por ser mi guía y mi fuerza en los momentos difíciles a lo largo de mi vida universitaria, a mi papá Lauro González y a mi mamá Martha González por su amor y apoyo incondicional, por ese sacrificio y esfuerzo que han hecho para que pueda lograr esta meta, por enseñarme con ejemplo el valor del trabajo, la perseverancia, y la honestidad. A mis hermanos por su apoyo, por ser cómplices en mi vida y ayudarme en lo necesario. A mi novia Valery Borbor por caminar conmigo en este proceso, por su comprensión y amor en los días de cansancio, gracias por creer en mí, incluso cuando yo no lo hacía. A mis amigos Angie Del Pezo, Brigith Aguilar, Ever González, Yaritza Alvarado, los que permanecieron a mi lado con lealtad, aquellos que supieron estar en los momentos importantes, con un abrazo, una risa, su compañía fue muy importante. Especialmente a mi compañera de tesis Karen Espinoza De Los Monteros por su compromiso, su entrega y por compartir este proceso conmigo, por ser muchas veces mi compañera de estudio. Este trabajo refleja el esfuerzo y confianza que juntos logramos a lo largo de este proceso.

Manuel González González.

CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema EVALUACIÓN TÉCNICA EN SISTEMAS DE CAÑONEO EN LAS ARENAS PRODUCTORAS "U" Y "T" EN EL CAMPO DRAGO DE LA FORMACIÓN NAPO, SUCUMBÍOS elaborado por los estudiantes KAREN EUNISE ESPINOZA DE LOS MONTEROS AGUILAR Y MANUEL RICARDO GONZÁLEZ GONZÁLEZ, egresados de la carrera de Ingeniería en Petróleos, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, me permito declarar que una vez analizado en el sistema antiplagio COMPILATIO, luego de haber cumplido con los requerimientos exigidos de valoración, la presente tesis, se encuentra con un 8% de la valoración permitida.

 CERTIFICADO DE ANÁLISIS
magister

prueba 5 de plagio

8%
Textos sospechosos

2% Similitudes
0% similitudes entre comillas
0% entre las fuentes mencionadas

1% Idiomas no reconocidos

5% Textos potencialmente generados por la IA

Nombre del documento: prueba 5 de plagio.pdf	Depositante: JOSÉ BALLEARDO VILLEGAS SALABARRIA	Número de palabras: 12.007
ID del documento: f7f80ee06a65b9c00b0d667d4dd16da12aea526	Fecha de depósito: 6/7/2025	Número de caracteres: 75.327
Tamaño del documento original: 469,4 kB	Tipo de carga: interface	
	fecha de fin de análisis: 6/7/2025	



Ing. José Villegas Salabarría, PhD.

C.I.: 0802495069

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, KAREN EUNISE ESPINOZA DE LOS MONTEROS AGUILAR, declaro bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado **“EVALUACIÓN TÉCNICA EN SISTEMAS DE CAÑONEO EN LAS ARENAS PRODUCTORAS "U" Y "T" EN EL CAMPO DRAGO DE LA FORMACIÓN NAPO, SUCUMBÍOS”**, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Petróleos, lo cual es un trabajo exclusivamente inédito y perteneciente de mi autoría.

Por medio de la presente declaración cedo los derechos de autoría y propiedad intelectual, correspondientes a este trabajo, a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, según lo establecido por la ley de propiedad intelectual, por su reglamento y por la normativa institucional vigente.

Atentamente,

A handwritten signature in black ink that reads "Karen Espinoza A." The signature is written in a cursive style and is underlined.

KAREN ESPINOZA DE LOS MONTEROS AGUILAR

Autor de Tesis

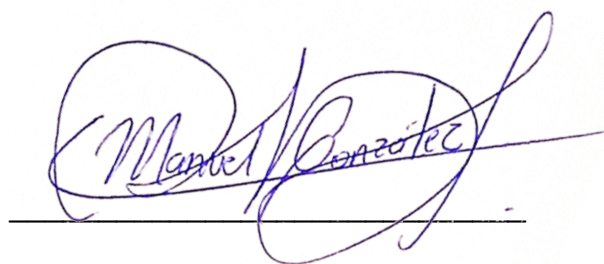
C.I. 2400275950

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Yo, MANUEL RICARDO GONZÁLEZ GONZÁLEZ, declaro bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado **“EVALUACIÓN TÉCNICA EN SISTEMAS DE CAÑONEO EN LAS ARENAS PRODUCTORAS "U" Y "T" EN EL CAMPO DRAGO DE LA FORMACIÓN NAPO, SUCUMBÍOS”**, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Petróleos, lo cual es un trabajo exclusivamente inédito y perteneciente de mi autoría.

Por medio de la presente declaración cedo los derechos de autoría y propiedad intelectual, correspondientes a este trabajo, a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, según lo establecido por la ley de propiedad intelectual, por su reglamento y por la normativa institucional vigente.

Atentamente,



MANUEL GONZÁLEZ GONZÁLEZ

Autor de Tesis

C.I. 2400425639

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

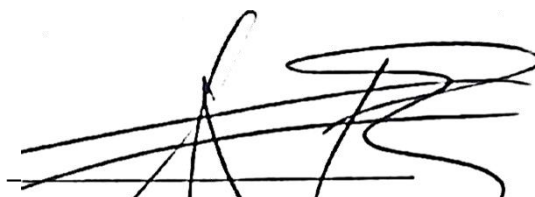
Ing. José Villegas Salabarría, PhD.

TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo **“EVALUACIÓN TÉCNICA EN SISTEMAS DE CAÑONEO EN LAS ARENAS PRODUCTORAS "U" Y "T" EN EL CAMPO DRAGO DE LA FORMACIÓN NAPO, SUCUMBÍOS”** previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleos elaborado por la Srta. KAREN EUNISE ESPINOZA DE LOS MONTEROS AGUILAR y el Sr. MANUEL RICARDO GONZÁLEZ GONZÁLEZ, egresados de la carrera de Petróleos, Facultad Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, me permito declarar que luego de haber orientado, estudiado y revisado, la apruebo en todas sus partes.

FIRMA DEL TUTOR

A handwritten signature in black ink, consisting of several overlapping loops and lines, positioned above the printed name of the tutor.

ING. JOSÉ VILLEGAS SALABARRÍA, PHD.

DOCENTE TUTOR

Certificado

de gramática

Santa Elena, 04 de julio del 2025

Yo, **Mónica Isabel Paredes Castro**, Magíster en Educación Básica, con registro de la SENECYT N° 1023-2024-2904505 por medio del presente certifico que:

Después de revisar y corregir la sintaxis y ortografía del trabajo investigativo titulado **“EVALUACIÓN TÉCNICA EN SISTEMAS DE CAÑONEO DE LAS ARENAS PRODUCTORAS “U” Y “T” EN EL CAMPO DRAGO DE LA FORMACIÓN NAPO, SUCUMBÍOS”** elaborado por los estudiantes **KARENEUNISE ESPINOZA DE LOS MONTEROS AGUILAR** y **MANUEL RICARDO GONZÁLEZ GONZÁLEZ** en su opción al título de **INGENIERO EN PETRÓLEOS** en la Universidad Estatal Península de Santa Elena, puedo afirmar que el trabajo está apto para ser defendido.

Sin otro particular.



MÓNICA ISABEL
PAREDES CASTRO

Lic. Mónica Paredes Castro, M.Sc.

C.I: 0605353143

Celular: 0969917044

Correo: misabelp1017@gmail.com

AGRADECIMIENTOS

En primer lugar agradecemos profundamente a Dios por habernos brindado la inteligencia, salud, perseverancia y las fuerzas necesarias para culminar esta etapa académica.

Extendemos nuestro más sincero agradecimiento a nuestras familias, en especial a nuestros padres, por su apoyo incondicional, confianza y motivación constante a lo largo de este proceso formativo.

De manera especial agradecemos a la Universidad Estatal Península de Santa Elena por habernos acogido en sus instalaciones por brindarnos esa formación académica, científica y profesional, que ha sido fundamental en nuestro desarrollo como ingenieros. Agradecemos a la Facultad de Ciencias de la Ingeniería y al cuerpo docente de la carrera de Petróleos, por su compromiso con la excelencia educativa, por compartir su experiencia y conocimientos a lo largo de toda nuestra trayectoria universitaria.

De igual manera, expresamos gratitud, a nuestro tutor de tesis el Ing. José Villegas Salabarría, PhD. por su guía técnica, compromiso y valiosos aportes que enriquecieron significativamente el desarrollo de este trabajo, también agradecemos al Ing. Carlos Malavé por su apoyo, enseñanzas, por cada clase compartida, y sobre todo por esos consejos que seguro llevaremos en el corazón.

Finalmente, reconocemos el respaldo de las empresas y a todo el personal que nos recibieron para realizar nuestras prácticas pre-profesionales, a la empresa Novomet S.A y a la Refinería La Libertad, gracias por sus enseñanzas y su aporte en nuestro crecimiento profesional.

CONTENIDO

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN	ii
DEDICATORIA.....	iii
DEDICATORIA.....	v
CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO	vi
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	vii
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	viii
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR.....	ix
CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA.....	x
AGRADECIMIENTOS.....	xi
CONTENIDO.....	xii
LISTA DE FIGURAS	xvi
LISTA DE TABLAS.....	xviii
SIMBOLOGÍA.....	xxi
RESUMEN.....	xxiii
ABSTRACT	1
CAPITULO I: INTRODUCCIÓN	2
1.1. PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN.....	2
1.2. ANTEDECENTES	3
1.3. HIPÓTESIS	4
1.4. OBJETIVOS.....	4
1.4.1. Objetivo general	4
1.4.2. Objetivos específicos.....	4

1.5.	ALCANCE	5
1.6.	VARIABLES.....	5
1.6.1.	Variables dependientes	5
1.6.2.	Variables independientes.....	6
CAPITULO II: MARCO TEÓRICO.....		7
2.1.	INTRODUCCIÓN AL CAÑONEO DE POZOS.....	7
2.1.1.	Definición de cañoneo	8
2.1.2.	Proceso del cañoneo de pozos	9
2.1.3.	Geometría del cañoneo	9
2.2.	PARTES DE UNA CARGA EXPLOSIVA	10
2.2.1.	Explosivo principal.....	11
2.2.2.	Carcasa de la carga	11
2.2.3.	Carga primaria (detonador)	12
2.2.4.	Cubierta (liner)	12
2.3.	TIPOS DE CAÑONES.....	13
2.3.1.	Cañones a bala	13
2.3.2.	Cañones hidráulicos.....	13
2.3.3.	Cañones a chorro	13
2.3.4.	Etapas de una detonación a chorro	14
2.4.	CLASIFICACIÓN DE LOS CAÑONES.....	15
2.4.1.	Cañones recuperables	16
2.4.2.	Cañones semi-recuperables	16
2.4.3.	Cañones desechables	17
2.5.	PRESIÓN DIFERENCIAL DURANTE EL CAÑONEO.....	18
2.5.1.	Operaciones sobre balance	19
2.5.2.	Operaciones bajo balance estático	20
2.5.3.	Operaciones bajo balance dinámico	21
2.5.4.	Cálculo del diferencial de presión en operaciones con bajo-balance	23
2.6.	MÉTODOS DE CAÑONEO.....	25
2.6.1.	Cañoneo con cable (wireline).....	25
2.6.2.	Cañones transportados por la tubería de producción (TCP).....	30
2.6.3.	Cañoneo con propelentes.....	33
2.6.4.	Cañoneo por coiled tubing o tubería flexible	34

2.6.5.	Cañoneo PURE (perforating for ultimate reservoir exploitation)	34
2.6.6.	Sistema de cañoneo DUO.....	35
2.6.7.	Sistema de cañoneo tipo ancla.....	35
2.7.	DAÑO DE FORMACIÓN	37
2.8.	UBICACIÓN DEL CAMPO DRAGO.....	39
2.8.1.	Coordenadas geográficas.....	39
2.9.	MAPA ESTRUCTURAL DEL CAMPO DRAGO.....	40
2.10.	DESARROLLO DEL CAMPO DRAGO	41
2.11.	GEOLOGÍA DEL CAMPO DRAGO	42
2.11.1.	Descripción litológica.....	42
2.11.2.	Descripción estructural.....	45
2.11.3.	Descripción estratigráfica.....	46
2.12.	POZOS DEL CAMPO DRAGO	49
2.12.1.	Estado actual de pozos.....	49
2.12.2.	Distribución del campo.....	50
2.13.	CARACTERIZACIÓN DE FLUIDOS	51
2.13.1.	Gravedad API	51
2.13.2.	GOR, WOR	52
2.13.3.	Viscosidad de crudos	53
2.14.	PROPIEDADES PETROFÍSICAS	54
2.14.1.	Saturación	54
2.14.2.	Porosidad	55
2.14.3.	Permeabilidad	56
2.14.4.	Temperatura.....	57
2.14.5.	Presión de los yacimientos	58
2.15.	POZOS INICIALMENTE PERFORADOS DEL CAMPO	59
2.16.	PRUEBAS INICIALES.....	59
2.17.	FACTOR DE RECOBRO	60
CAPITULO III: METODOLOGÍA.....		63
3.1.	METODOLOGÍA PROPUESTA.....	63
3.1.1.	Tipo de investigación	63
3.2.	RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN	64
3.3.	IDENTIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS.....	64

3.4.	PROCESO DE SELECCIÓN	65
3.4.1.	Población	65
3.4.2.	Muestra	65
3.5.	POZOS QUE USAN TECNOLOGÍA WIRELINE	66
3.5.1.	Historial de workover	67
3.5.2.	Datos de producción	68
3.6.	POZOS QUE USAN TECNOLOGÍA TCP	70
3.6.1.	Historial de workover	71
3.6.2.	Datos de producción	72
3.7.	POZOS QUE USAN TECNOLOGÍA ANCLA	74
3.7.1.	Historial de workover	74
3.7.2.	Datos de producción	75
CAPITULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS		77
4.1.	ANÁLISIS TÉCNICO.....	77
4.2.	CALCULO DE LA DENSIDAD DE FORMACIÓN.....	77
4.2.1.	Cálculo de la presión bajo-balanceada	79
4.2.2.	Relación entre parámetros del yacimiento y sistemas de cañoneo	81
4.3.	COMPARACIÓN ENTRE LOS DIFERENTES SISTEMAS DE CAÑONEO DEL CAMPO DRAGO	85
4.3.1.	Arena U superior	85
4.3.2.	Arena U inferior	86
4.3.3.	Arena Ti.....	89
4.4.	ANALISIS DE RESULTADOS.....	90
CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES		93
5.1.	CONCLUSIONES.....	93
5.2.	RECOMENDACIONES	95
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS		97
ANEXOS.....		100

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Esquema de un cañoneo de pozos.....	8
Figura 2. Variables en la geometría del pozo	10
Figura 3. Partes de una carga explosiva.....	12
Figura 4. Etapas de detonación de una carga	14
Figura 5. Tipos de cañones. Desechables y semidesechables y sistemas recuperables entubados.	15
Figura 6. Daño a la formación causado por el disparo	18
Figura 7. Cañoneo en condiciones de sobre balance	19
Figura 8. Cañoneo en condiciones de bajo balance estático.....	20
Figura 9. Tipos de cañoneo bajo balance	21
Figura 10. Cañoneo en condiciones de bajo balance dinámico.	22
Figura 11. Sarta de cañoneo con wireline	26
Figura 12. Esquema de cañoneo through tubing gun	27
Figura 13. Esquema de cañoneo casing gun.....	29
Figura 14. Esquema de cañoneo por TCP	31
Figura 15. Sarta de cañoneo TCP	32
Figura 16. Esquema de cañoneo tipo ancla	36
Figura 17. Ubicación del campo Drago	39
Figura 18. Mapa estructural del campo Drago	40
Figura 19. Mapa de ubicación de pozos propuestos del campo Drago	41
Figura 20. Mapa estructural de la arenisca Hollín	43

Figura 21. Mapa estructural arenisca T inferior.....	44
Figura 22. Mapa estructural arenisca U inferior	45
Figura 23. Columna Estratigráfica Generalizada del campo Drago	48
Figura 24. Distribución del estado actual de los pozos del campo Drago.....	50
Figura 25. Representación conceptual de porosidad	56
Figura 26. Ilustración de la permeabilidad de una roca	56

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Tipos de explosivos y sus propiedades	11
Tabla 2. Ventajas y desventajas del cañón recuperable	16
Tabla 3. Ventajas y desventajas del cañón desechable	17
Tabla 4. Rangos de presión bajo balance	24
Tabla 5. Ventajas y desventajas del cañoneo por through tubing gun	28
Tabla 6. Ventajas y desventajas del cañoneo por casing gun	30
Tabla 7. Ventajas y desventajas del cañoneo TCP	33
Tabla 8. Ventajas y desventajas del cañoneo tipo ancla	37
Tabla 9. Valores típicos de "S"	38
Tabla 10. Coordenadas del campo Drago	39
Tabla 11. Pruebas iniciales del pozo año 2009.	42
Tabla 12. Estado actual de pozos del campo Drago	49
Tabla 13. Distribución de los pozos del Campo Drago	51
Tabla 14. Propiedades petrofísicas de los Fluidos del campo Drago.....	52
Tabla 15. Propiedades petrofísicas de los fluidos del campo Drago	53
Tabla 16. Análisis general de fluidos	54
Tabla 17. Porosidad, saturación, temperatura y permeabilidad promedio del campo Drago.....	57
Tabla 18. Propiedades de la roca del campo Drago	58
Tabla 19. pruebas de restauración de presión registradas en el pozo Drago Norte 1....	58

Tabla 20. Pozos perforados en el campo Drago.....	59
Tabla 21. Pruebas iniciales de producción	60
Tabla 22. Factores de recobro del campo Drago.....	62
Tabla 23. Datos generales de los pozos cañoneados con sistema wireline.....	67
Tabla 24. Historial de workover de los pozos cañoneados con sistema wireline	68
Tabla 25. Pruebas iniciales de los pozos cañoneados con sistema wireline	69
Tabla 26. Datos de producción de los pozos cañoneados con sistema wireline.....	69
Tabla 27. Datos de pruebas BUILD UP de los pozos cañoneados con sistema wireline	70
Tabla 28. Datos generales de los pozos cañoneados con sistema TCP	71
Tabla 29. Historial de workover de los pozos cañoneados con sistema TCP	71
Tabla 30. Pruebas iniciales de los pozos cañoneados con sistema TCP	72
Tabla 31. Datos de producción de los pozos cañoneados con sistema TCP	73
Tabla 32. Datos de pruebas BUILD UP de los pozos cañoneados con sistema TCP ...	73
Tabla 33. Datos generales de los pozos cañoneados con sistema ancla	74
Tabla 34. Historial de workover de los pozos cañoneados con sistema ancla	75
Tabla 35. Pruebas iniciales de los pozos cañoneados con sistema ancla	75
Tabla 36. Datos de producción de los pozos cañoneados con sistema ancla	76
Tabla 37. Datos de pruebas BUILD UP de los pozos cañoneados con sistema ancla ..	76
Tabla 38. Valores para densidad de matriz	78
Tabla 39. Resumen cálculo del ΔP bajo-balance para cada pozo seleccionado	81
Tabla 40. Pozos seleccionados con respecto a su sistema de cañoneo	82

Tabla 41. Cantidad de pozos seleccionados por arena productora	82
Tabla 42. Datos de permeabilidad, factor de Skin y producción de pozos seleccionados	83
Tabla 43. Valores de factor s, permeabilidad y BPPD clasificados por su tipo de factor S y técnica de cañoneo	87

SIMBOLOGÍA

SÍMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
API	American Petroleum Institute	-
B'UP	Prueba de restauración de presión	-
BSW	Porcentaje de agua y sedimentos	%
BAPD	Barriles de agua por día	L^3/T
BL	Barriles	L^3
BFPD	Barriles de fluido por día	L^3/T
BPD	Barriles por día	L^3/T
BPPD	Barriles de petróleo por día	L^3/T
CP	Centipoise	M/LT
DNH	Dirección Nacional de Hidrocarburos	-
DPP	Disparos Por Pie	-
DRGA	Drago	-
DRTA	Drago Este	-
DRRA	Drago Norte	-
EF	Eficiencia de flujo	-
FR	Factor de recobro	-
Ft	Pies	L
β_{oi}	Factor volumétrico del petróleo	-
GOR	Relación gas petróleo	-
H	Espesor del reservorio	L
HESG	High eficiencia shot density	-
HSD	High shot density	-
Hz	Hertz	-
IP	Índice de productividad	L^4T/M
IPi	Índice de productividad ideal	L^4T/M
IP B'UP	Índice de productividad de la prueba de restauración de presión	L^4T/M
K	Permeabilidad	L^2
MAX-R	Monobore anchor release X-tool	-

mD	milidarcy	L^2
\emptyset	Porosidad	-
Pb	Presión de burbuja	M/LT^2
PPF	Producción a flujo natural	L^3/T
PPG	Port plug	-
PPH	Producción por bombeo hidráulico	L^3/T
ppm	Partes por millón	-
PPS	Producción por bombeo electrosumergible	L^3/T
ΔP	Presión de bajo balance	M/LT^2
ΔP_{max}	Presión máxima de bajo balance	M/LT^2
ΔP_{min}	Presión mínima de bajo balance	M/LT^2
Pr	Presión de reservorio	M/LT^2
psi	Libra por pulgada cuadrada	M/LT^2
pulg	Pulgada	L
PURE	Perforation ultimate for reservoir exploitation	-
Pwf	Presión de fondo fluyente	M/LT^2
re	Radio de drenaje	L
RP	Relación de Productividad	-
rw	Radio del pozo	L
SG _o	Gravedad específica del petróleo	-
Sf	Daño de formación	-
St	Daño total	-
°F	Grados Fahrenheit	T
TBG-CSG	Tubing – Casing	-
TCP	Tubing Conveyed Perforating	-
Ts	Arena T superior	-
Ui	Arena U inferior	-
Us	Arena U superior	-
μ_o	Viscosidad del petróleo	M/LT
WL	Wireline	-
WO	Workover o trabajo de reacondicionamiento	-
WOR	Relación agua petróleo	-

“EVALUACIÓN TÉCNICA EN SISTEMAS DE CAÑONEO EN LAS ARENAS PRODUCTORAS "U" Y "T" EN EL CAMPO DRAGO DE LA FORMACIÓN NAPO, SUCUMBÍOS”

Autores: Espinoza de los Monteros Aguilar Karen Eunise
González González Manuel Ricardo

Tutor: Ing. Villegas Salabarría José, PhD.

RESUMEN

En el presente trabajo de titulación se muestra el funcionamiento del cañoneo además de sus diferentes sistemas en estudio como: TCP, wireline y ancla, los cuales serán importantes en este trabajo ya que son herramientas principales para obtener la mayor producción posible. De igual manera se encontrará información general del campo Drago, dando a conocer su geología, sus pozos, sus propiedades petrofísicas, las características de fluido, su localización y su historia.

A lo largo de esta investigación se realiza una recopilación de datos operacionales y técnicos necesarios para poder establecer una comparación entre los sistemas de cañoneo implementados en el campo Drago; se clasifica la información conforme a la técnica de cañoneo utilizada en cada caso, y se procede con el estudio teniendo en cuenta factores claves como el daño en la formación, permeabilidad y los volúmenes de producción.

Finalmente, se concluye que para los pozos del Campo Drago es preferible emplear la técnica de cañoneo por wireline, debido a que se tiene un menor daño a la formación, y es la técnica que logra optimizar la producción del pozo.

PALABRAS CLAVE:(CAMPO DRAGO, CAÑONEO, COMPARACIÓN,
FACTORES CLAVES, OPTIMIZAR).

“TECHNICAL EVALUATION OF PERFORATION SYSTEMS IN THE PRODUCING SANDS 'U' AND 'T' IN THE DRAGO FIELD OF THE NAPO FORMATION, SUCUMBÍOS”

Autores: Espinoza de los Monteros Aguilar Karen Eunise
González González Manuel Ricardo

Tutor: Ing. Villegas Salabarría José, PhD.

ABSTRACT

In this degree project, the functioning of perforating operations is presented, along with the different systems under study, such as TCP, wireline, and anchor-type systems. These are key tools for maximizing well productivity. Additionally, general information about the Drago Field is included, covering its geology, well characteristics, petrophysical properties, fluid characteristics, location, and development history.

Throughout this research, operational and technical data are compiled to enable a comparison between the perforating systems implemented in the Drago Field. The data is categorized based on the perforating technique used in each case, and the analysis focuses on key factors such as formation damage, reservoir permeability, and production volumes.

Finally, it is concluded that for the wells in the Drago Field, it is preferable to use the wireline perforating technique, as it causes less formation damage and is the method that optimizes well production.

KEYWORDS: (DRAGO FIELD, PERFORATING, COMPARISON, KEY
FACTORS, OPTIMIZATION)

CAPITULO I: INTRODUCCIÓN

1.1. PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

La explotación de los recursos petroleros en Ecuador representa una de las principales fuentes de ingresos para la economía del país.

La explotación eficiente de hidrocarburos en el campo Drago enfrenta desafíos técnicos debido a la complejidad de sus arenas productoras “U” y “T”. Estas se caracterizan por cambiar de propiedades como la porosidad, la presión y la permeabilidad lo que afecta directamente a la producción de petróleo (Díaz & Sánchez, 2007).

Uno de los factores principales a tomar en consideración para una buena extracción de hidrocarburos, es el sistema de cañoneo que se empleará, para así evitar la baja productividad debido a la insuficiente comunicación entre el pozo y el yacimiento, se permitirá controlar los costos operativos y que no se incrementen, se evita perder recursos recuperables por daño de formación generado durante el cañoneo (Díaz & Sánchez, 2007).

Bajo estas circunstancias, surge la necesidad de realizar una evaluación de los distintos sistemas de cañoneo aplicados en el campo Drago, considerando factores claves como daño de la formación, la permeabilidad del reservorio y la productividad de los pozos. Esto permitirá conocer qué sistema de cañoneo optimizará la producción haciéndola sostenible y a la vez más rentable.

Para esto se debe identificar qué sistema de cañoneo es el más eficiente en términos de beneficio por medio de pruebas donde tomaremos como referencia una base de datos que serán lo suficientemente exactos como historiales de trabajos de reacondicionamiento, pruebas de presión iniciales, historiales de pruebas de recuperación de presión, datos de producción y características generales; el cual dará como resultado un equilibrio técnico, maximizando la producción de hidrocarburos y minimizando los costos operativos y

riesgos geológicos en un entorno complejo como el de las formaciones de la región (Morales Cajas, 2017).

1.2. ANTEDECENTES

El cañoneo de pozo es el proceso mediante el cual se crean orificios en el revestidor por medio de disparos que pasan a través de la capa de cemento y se extienden dentro de la formación, para establecer una conexión efectiva entre la zona productora y el pozo (Madrid, 2021).

El cañoneo permite evaluar zonas productoras, mejorar la producción, recuperar y efectuar trabajos de inyección de cemento. Estas perforaciones deben ser limpias, de tamaño y profundidad uniformes y no deben dañar el revestidor y la adherencia de cemento (Madrid, 2021).

El no emplear la técnica adecuada puede resultar en un daño en la tubería de revestimiento, al yacimiento o a la perforación en sí, dañando así las zonas productoras o al pozo, lo cual acarrea gastos extras en reparaciones, estimulaciones, etc. para tratar de corregir los problemas o daños causados, que a veces pueden ser irreversibles (Toruñ, 2022).

El campo Drago fue descubierto con éxito en 2007 tras la perforación del pozo exploratorio DRGA-001, que alcanzó una profundidad total de 10,430 pies. Las pruebas de producción en el reservorio U Inferior de este pozo exploratorio reportaron un caudal de 879 barriles de petróleo por día (BPPD), con un contenido de 1 % de sedimentos básicos y agua (BSW) y una gravedad de 27.9 °API. Actualmente, el campo es operado por EP Petroecuador, bajo la Gerencia de Exploración y Producción, luego de haber sido gestionado por Petroamazonas EP (Oleas Seminario, 2018).

1.3. HIPÓTESIS

La implementación de un sistema de cañoneo seleccionado técnicamente permitirá generar una mayor rentabilidad en el campo Drago.

1.4. OBJETIVOS

1.4.1. Objetivo general

Analizar la eficiencia de los sistemas de cañoneo aplicados en campo Drago, ubicado en la provincia de Sucumbíos, identificando el método que optimice la recuperación de crudo y maximice la rentabilidad del yacimiento.

1.4.2. Objetivos específicos

- Evaluar el estado actual de producción del pozo a través de la revisión de datos históricos y características geológicas, para comprender los desafíos que presenta el yacimiento.
- Comparar los tipos de cañoneo aplicados, incluyendo el sistema de cable eléctrico o Wireline, el sistema TCP (Tubing Conveyed Perforating) y el sistema de ancla., en función de su eficiencia y viabilidad técnica.
- Cuantificar el impacto de los sistemas de cañoneo seleccionados en la producción de petróleo del pozo, mediante el análisis de datos de rendimiento y tasas de recuperación de crudo.
- Proponer recomendaciones y alternativas de un tipo de cañoneo óptimo para el campo Drago, basadas en el análisis de eficiencia y sostenibilidad, orientadas a maximizar la producción y extender la vida útil del yacimiento.

1.5. ALCANCE

Este estudio se centrará en analizar la eficiencia de los distintos sistemas de cañoneo aplicados en el campo Drago, ubicado en la provincia de Sucumbíos. Se examinarán los sistemas de cañoneo más relevantes y aplicables, como el sistema de cable eléctrico o Wireline, el sistema TCP (Tubing Conveyed Perforating) y el sistema de ancla que incrementen la producción sin generar daño a la formación.

Además, permitirá el análisis del contexto geológico y productivo, tomando en cuenta las características geológicas y técnicas del campo Drago, incluyendo la composición del yacimiento, la presión de los reservorios, y el historial de producción. También se podrá determinar las condiciones que influyen en la efectividad de los tipos de cañoneo.

Por otra parte, se evaluará y comparará los sistemas aplicados en cuanto eficiencia, viabilidad y riesgos asociados. Este análisis estará basado en datos recientes de producción y rendimiento de cada técnica en el contexto del campo Drago; se desarrollará un análisis de medición de impacto en la producción, utilizando indicadores de eficiencia como la tasa de producción con cada uno de los sistemas y el incremento en la producción diaria de petróleo.

Como resultado, se espera obtener un plan factible que permita darnos una visión más amplia a futuro para mejorar la producción del Campo Drago, con conclusiones claras y recomendaciones para su implementación y monitoreo, priorizando la sostenibilidad económica y ambiental (Díaz & Sánchez, 2007).

1.6. VARIABLES

1.6.1. Variables dependientes

- Eficiencia de producción de petróleo.
- Minimizar daño de formación.
- Evitar maximizar el pozo.

1.6.2. Variables independientes

- Diferentes sistemas de cañoneo.
- Características e historial del pozo.

CAPITULO II: MARCO TEÓRICO

2.1. INTRODUCCIÓN AL CAÑONEO DE POZOS

El cañoneo de pozos, comúnmente denominado disparos, representa una de las tareas más esenciales dentro del proceso de extracción de petróleo y gas. El objetivo es establecer una conexión efectiva entre el pozo y la formación, y para lograrlo es necesario seleccionar la técnica más adecuada para cada circunstancia específica. Utilizar un método que no se ha empleado previamente puede provocar daños en la tubería de revestimiento, en la formación o incluso en la misma perforación, lo que puede afectar las áreas productoras o el pozo en su totalidad. Además, podrían generarse costos por reparaciones, estimulación, entre otros, al intentar subsanar los daños ocasionados, los cuales algunas veces resultan ser irreparables.

Una vez que se ha perforado, entubado y cementado un pozo, es esencial llevar a cabo su completación para poder iniciar la producción posteriormente. Un paso crucial antes de completar un pozo es establecer la conexión entre el pozo y la formación mediante el cañoneo. A partir de los datos obtenidos de los registros eléctricos del pozo, se puede determinar la profundidad de los intervalos a cañonear; el objetivo es crear instantáneamente agujeros en la tubería de revestimiento, en el cemento alrededor y en la formación, facilitando así el flujo de hidrocarburos.

Desde los inicios de la industria petrolera hasta el día de hoy, las operaciones de cañoneo han jugado un papel crucial al establecer la comunicación entre los yacimientos y las tuberías de los pozos. Ya sea en pozos de petróleo o gas, el cañoneo requiere una planificación cuidadosa para asegurar disparos exactos que faciliten, según el tipo de pozo, la extracción de hidrocarburos, disminuyendo así las futuras intervenciones de reacondicionamiento y extendiendo al máximo la vida útil del pozo. Años antes de 1932, las operaciones de cañoneo se llevaban a cabo comúnmente perforando el acero con cortadores mecánicos, pero a partir de ese año se comenzó a utilizar balas en este

procedimiento, y desde 1948 se empezó a emplear cargas configuradas en las operaciones (Benavides Laguapillo, 2012).

Estas explosiones, activadas de manera controlada, están diseñadas específicamente para ser utilizadas en pozos con tubería. Provocan agujeros en el revestimiento, en el cemento y en el terreno circundante, lo que ayuda a que los fluidos fluyan hacia el pozo y, más tarde, hacia la superficie (Benavides Laguapillo, 2012).

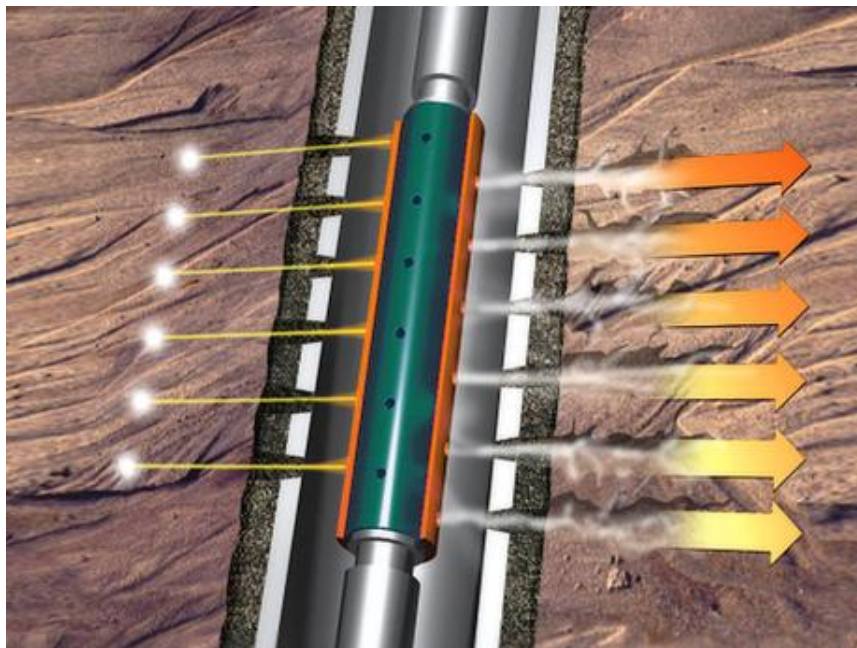


Figura 1. Esquema de un cañoneo de pozos

Fuente: (Baker Hughes, 2020)

2.1.1. Definición de cañoneo

El cañoneo de pozo es el proceso mediante el cual se perforan orificios en el revestidor, disparando a través de la capa de cemento y penetrando en la formación, de manera que se quiere facilitar la conexión de la zona productora y el pozo.

El cañoneo permite evaluar zonas productoras, aumentar producción, recuperar y bien realizar trabajos de inyección. Estas perforaciones deben ser limpias, uniformes en diámetro y profundidad y no deben afectar el revestidor y la adherencia de cemento.

2.1.2. Proceso del cañoneo de pozos

El cañoneo de pozo consiste en crear agujeros en el revestimiento, disparando a través de la capa de cemento para llegar a la formación, con el objetivo de mejorar la conexión entre la zona productora y el pozo.

A través del cañoneo se pueden examinar áreas productivas, incrementar la producción, realizar recuperaciones y llevar a cabo inyecciones de manera efectiva. Es fundamental que estas perforaciones sean limpias, tengan un diámetro y profundidad uniformes, y no deterioren el revestimiento ni la adherencia del cemento (Vallejo Rivera, 2012).

El proceso de cañoneo se inicia al activar el explosivo principal, lo que provoca un colapso en el revestimiento y genera un chorro de partículas metálicas fundidas que se lanza a gran velocidad a lo largo del eje de la carga. Este chorro presenta una gran fuerza y se asemeja a una ráfaga, teniendo una punta que se mueve a una velocidad superior a la de su parte trasera. Esta diferencia de velocidades provoca que el chorro se estire, atravesando primero el revestidor, después el cemento y, por último, alcanzando la formación (Vallejo Rivera, 2012).

2.1.3. Geometría del cañoneo

Para conectar el pozo con la zona de producción, una práctica muy habitual al terminar la perforación es el uso del cañoneo. La manera correcta de realizarlo depende mucho de la configuración del pozo, que determina la ubicación y dirección de los disparos, así como sus detalles en la sección relevante. Un buen diseño de la geometría del cañoneo es clave para que el pozo pueda incrementar y mejorar su producción sin dañar la formación, considerando también la eficiencia en la comunicación y el movimiento de los hidrocarburos. Aspectos como la cantidad de disparos, el ángulo de fase y la magnitud del daño provocado por el cañón, que es lo que une directamente el yacimiento con el pozo, son cruciales para asegurar un cañoneo eficaz que no afecte negativamente la producción del pozo.

Para entender la configuración de un pozo, hay varios aspectos geométricos cruciales que se debe tener en cuenta:

- **Profundidad:** Hablamos de la profundidad de la perforación, que es resultado directo de la fuerza de una carga explosiva particular.
- **Fase de Cañoneo:** Este término describe el ángulo en el que se disponen las cargas, y estas pueden detonarse en una sola dirección o en varias.
- **Diámetro del Pozo:** Esto indica qué tan grande es el agujero que se crea en el revestimiento cuando se lleva a cabo el proceso de cañoneo.
- **Densidad de Cañoneo:** Hace referencia a cuántas cargas se utilizan por cada unidad de longitud perforada en el pozo.
- **Distancia entre Cargas:** Es el espacio que se deja entre cada carga para evitar que su funcionamiento se vea afectado mutuamente.

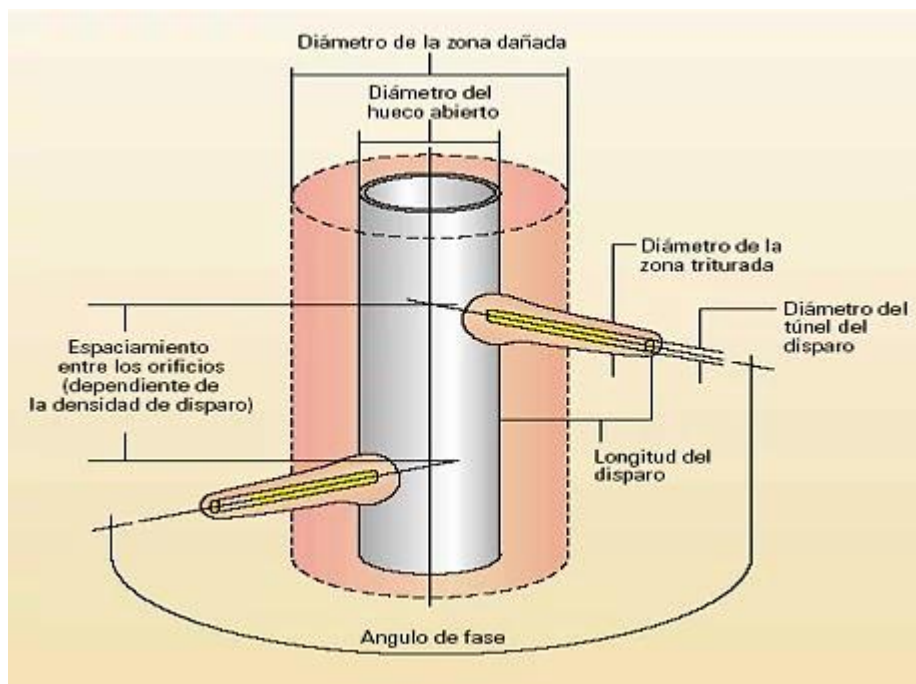


Figura 2. Variables en la geometría del pozo

Fuente: (Oil Production, 2013)

2.2. PARTES DE UNA CARGA EXPLOSIVA

El elemento clave del cañón es la carga, la cual está influenciada por dos aspectos esenciales: el diámetro del orificio y la profundidad de penetración. Se llevan a cabo

ensayos en diferentes tipos de materiales, como cargas de gran potencia, areniscas de cemento, y se pueden desarrollar cargas personalizadas para formaciones particulares.

2.2.1. Explosivo principal

Esto es lo que suministra la energía necesaria para generar el chorro. Está compuesto principalmente por explosivos secundarios como RDX (Explosivo Real de Demolición), HMX (Explosivo de Alto Punto de Fusión), HNS (Hexanitrostilbene) y PYX (Picrilaminodinitropiridina). Los explosivos son sustancias químicas que se inflaman o se descomponen rápidamente, produciendo una enorme cantidad de gas y calor, así como un impacto de presión repentino que resulta de esto.

Los explosivos empleados en el cañoneo están sometidos a la temperatura ambiente. La duración de estos explosivos depende de las condiciones térmicas. A continuación, en la **Tabla 1**, se muestran tipos de explosivos con sus propiedades como velocidad, temperatura, densidad y color.

Tabla 1. *Tipos de explosivos y sus propiedades*

Explosivo	Velocidad de detonación (pie/s)	Temperatura máxima de aplicación (°F)	Presión de detonación (MMpsi)	Densidad (g/cm) ³	Color
RDX	28709	340°F	5	1.82	Rosado
HMX	29857	400°F	5.7	1.9	Blanco
HNS	24967	470°F	3.5	1.75	Amarillo
PYX	24623	525°F	7.7	1.77	Amarillo Intenso

Fuente: (Brito, 2013)

2.2.2. Carcasa de la carga

La estructura de la carga es el lugar donde se encuentran los otros elementos. Debe resistir temperaturas elevadas, presiones y desgastes. Está fabricada con diferentes materiales

como acero, zinc, aluminio, cerámica o vidrio; Su propósito es mantener la estabilidad de la explosión, el tiempo que se requiere para crear el jet.

2.2.3. Carga primaria (detonador)

La carga primaria o también llamado detonador se forma con una pequeña cantidad de explosivo inicial y se conoce como carga de transmisión.

2.2.4. Cubierta (liner)

Las cubiertas pueden presentar una forma cónica o parabólica. La forma cónica se emplea para lograr una penetración más profunda, mientras que la parabólica se utiliza para generar perforaciones de mayor diámetro. A continuación en la **Figura 3** se presentan las partes de una carga explosiva:

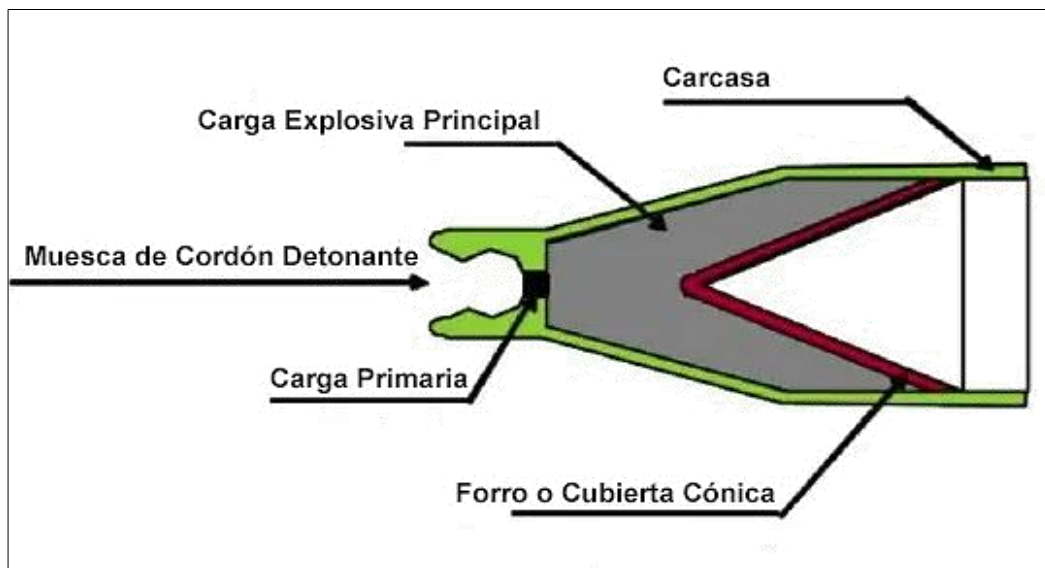


Figura 3. Partes de una carga explosiva

Fuente: (Portal del Petróleo, 2023)

2.3. TIPOS DE CAÑONES

La selección del modelo de cañón es un elemento clave en la eficacia del proceso de cañoneo, puesto que cada tipo está diseñado para condiciones operativas específicas, como la presión del reservorio, la profundidad del pozo y las características de la formación. A lo largo del tiempo, se pueden identificar diversas categorías de cañones, basadas en el método de uso, la carga y el esquema de disparo.

2.3.1. Cañones a bala

La perforación atraviesa el revestimiento, el cemento y el suelo utilizando proyectiles o balas que se disparan a alta velocidad. Este método ofrece al operador la opción de disparar una única bala, seleccionar grupos de balas o activarlas todas al mismo tiempo, dependiendo de lo que necesite la tarea. No obstante, su efectividad disminuye considerablemente al trabajar en formaciones con rocas muy compactas o en pozos que tienen revestimientos de alta dureza.

2.3.2. Cañones hidráulicos

Este procedimiento de cañoneo utiliza un chorro de agua a gran presión, a veces combinado con arena, para atravesar el revestimiento, el cemento y la formación. Para llevar a cabo esto, se utiliza un tubo que tiene orificios dirigidos, los cuales enfocan el flujo hacia las áreas deseadas.

2.3.3. Cañones a chorro

La técnica de cañoneo a chorro es delicada, ya que precisa una secuencia de pasos. El procedimiento se pone en marcha al activar el detonador eléctrico, lo cual provoca una reacción progresiva que involucra al detonador y al explosivo principal. El material del revestimiento empieza a desplazarse gracias a la enorme presión generada por la detonación.

2.3.4. Etapas de una detonación a chorro

Cada etapa de la explosión, a incluir desde el arranque del mecanismo hasta la creación de los canales de enlace, influye notablemente en la conexión entre la formación y el conducto. Asimilar este proceso resulta crucial para perfeccionar la planificación de la estrategia de perforación a emplear, disminuir los perjuicios a la capa y optimizar el rendimiento del pozo. A continuación, se enumeran las etapas de un cañón a chorro:

1. La carga que no ha explotado.
2. La carga explota. El revestimiento empieza a derrumbarse.
3. Se genera un chorro de alta presión. La onda de presión avanza a 8.000 pies/seg.
4. El chorro sigue expandiéndose. La presión provoca que la velocidad crezca a 23.000 pies/seg.
5. El chorro se alarga. La sección trasera se desplaza a 1.000 pies/seg.
6. El chorro está totalmente desarrollado.

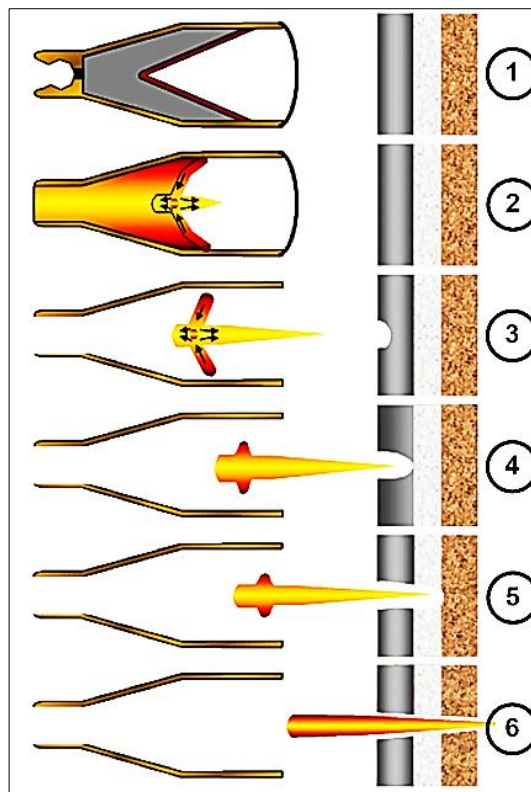


Figura 4. Etapas de detonación de una carga

Fuente: (Portal del Petróleo, 2023)

2.4. CLASIFICACIÓN DE LOS CAÑONES

La elección del tipo de cañón que se puede emplear en las operaciones de disparo está sujeta a varios factores operativos y al diseño del pozo. Según su capacidad para ser reutilizados o quedarse en el fondo después de la explosión, los cañones se dividen en recuperables, desechables y semidesechables. Esta diferenciación influye en la logística y los costos, pero también en qué tan bien funciona el disparo y en cómo impacta el entorno del pozo.

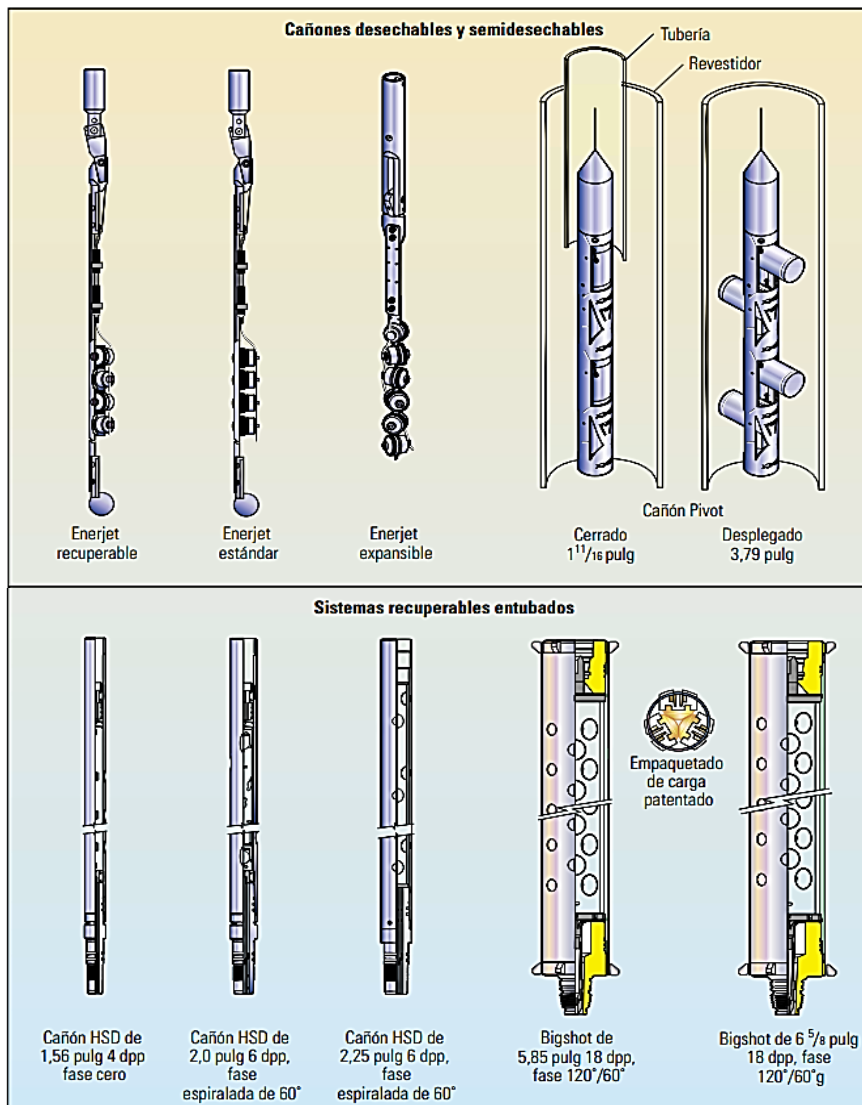


Figura 5. Tipos de cañones. Desechables y semidesechables y sistemas recuperables entubados.

Fuente: (Oil Production, 2013)

2.4.1. Cañones recuperables

Se ha diseñado este tipo de cañones para que puedan retirarse del pozo junto con los residuos generados tras la detonación. Su fabricación les permite operar en condiciones severas de profundidad, así como presiones y temperaturas muy elevadas. Se componen de un cilindro de acero capaz de soportar grandes presiones, que alberga en su interior las cargas explosivas dispuestas de forma radial con respecto a su eje.

A continuación, en la **Tabla 2**, se detallan sus principales ventajas y desventajas que deben considerarse al seleccionar este tipo de cañón.

Tabla 2. *Ventajas y desventajas del cañón recuperable*

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none">• No deja residuos en el pozo.• No causa deformación de la tubería de revestimiento.• Son operativamente seguros, ya que los componentes explosivos están completamente cerrados.• Se puede operar a grandes profundidades y a presiones relativamente altas.• Pueden hacerse selectividad de zonas con estos cañones.	<ul style="list-style-type: none">• Su rigidez limita la longitud de los ensambles, especialmente en cañones de gran diámetro.• En cañones pequeños, se limita la cantidad de explosivos que puede ser utilizada, debido al tamaño de la carga. Por tanto, se reduce la penetración que se puede alcanzar con este cañón.

Elaborado por: Manuel González – Karen Espinoza De Los Monteros

2.4.2. Cañones semi-recuperables

Este tipo de cañones está formado por una banda de metal o cable de acero que puede ser recuperado, sobre el cual se fijan las cargas con explosivos. Dichas cargas están protegidas con materiales como cerámica o vidrio, y al detonar, los residuos que quedan

se parecen a arena o gravilla. Este sistema es similar al de los cañones desechables, pero ofrece una ventaja importante, genera menos residuos dentro del pozo y, además, permite recuperar la estructura que soporta las cargas (Benavides Laguapillo, 2012).

2.4.3. Cañones desechables

También se conoce como cañones desechables. La explosión se encuentra encerrada en una cápsula individual, que generalmente está hecha de materiales quebradizos como hierro, cerámica o aluminio, y está sellada herméticamente. Al explotar, el recipiente se descompone en trozos diminutos que quedan en la cavidad del pozo. Asimismo, se acumula una gran cantidad de desechos en el pozo, los cuales pueden provocar un enredo si comienzan a entrar en el tubing (Vallejo Rivera, 2012).

A continuación en la **Tabla 3** se detallan sus principales ventajas y desventajas que deben considerarse al seleccionar este tipo de cañón.

Tabla 3. Ventajas y desventajas del cañón desechable

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> • Son dispositivos ligeros y flexibles • Su paso a través de tuberías de diámetros pequeños es generalmente sencillo. Es posible usarlos en pozos ya completados • Facilitan las operaciones de cañoneo en trabajos de aislamiento y cementación de intervalos. • Permite el cañoneo bajo balance y con mayor seguridad en pozos con elevadas presiones de fondo. 	<ul style="list-style-type: none"> • Los cañones no recuperables no son selectivos. • En caso de que se rompa el cable, la pesca del cañón se hace difícil. • Los desechos quedan en el pozo, total o parcialmente. • Por lo general, la longitud máxima del cañón está limitada a 30 pies. • En pozos desviados, algunas veces se presentan problemas para bajar el cañón a profundidad máxima.

Elaborado por: Manuel González – Karen Espinoza De Los Monteros

2.5. PRESIÓN DIFERENCIAL DURANTE EL CAÑONEO

Al momento de ejecutar el cañoneo en pozos, la diferencia de presión juega un papel crucial. Esta diferencia, que surge de la interacción entre el pozo ya completado y la formación, influye significativamente en la limpieza de las perforaciones y, por ende, en la optimización de la producción del yacimiento. Se puede encontrar dos escenarios principales: el sobrebalance, donde la presión del fluido en el pozo supera a la de la formación, y el subbalance, donde ocurre lo contrario, es decir, la presión en el pozo es inferior a la de la formación.

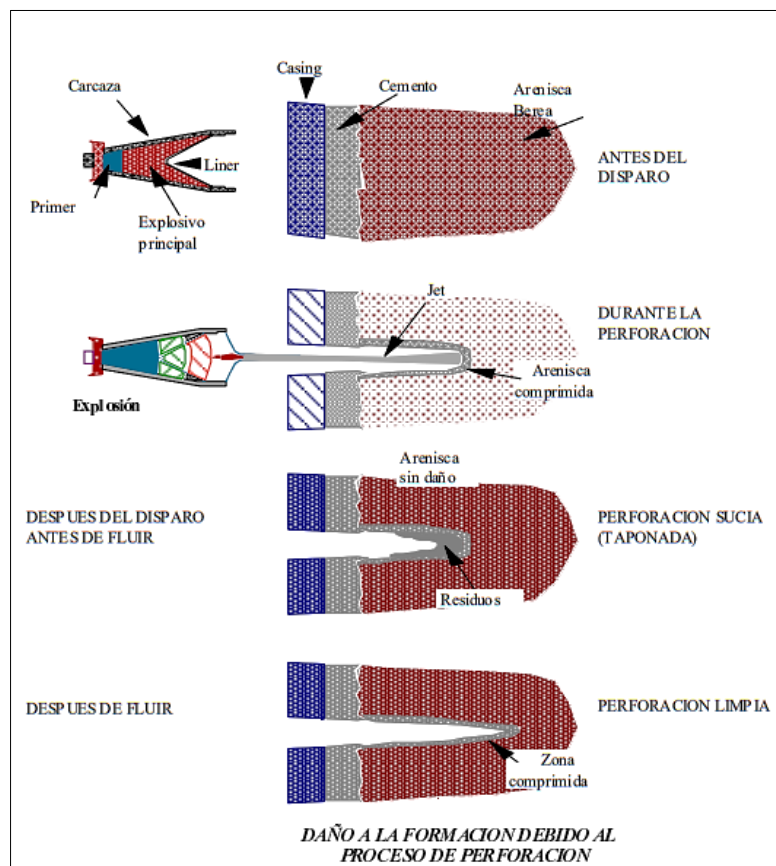


Figura 6. Daño a la formación causado por el disparo

Fuente: (Oil Production, 2014)

En el sector petrolero, es fundamental dar prioridad a la limpieza adecuada de los conductos de comunicación entre el pozo y la formación, para así reducir al mínimo

cualquier efecto adverso en la producción del pozo. Debido a esto, se suele optar por operar en situaciones de bajo balance, puesto que estas permiten un flujo más eficiente desde la formación hacia el pozo, lo que ayuda a eliminar los desechos provocados durante la perforación.

2.5.1. Operaciones sobre balance

Los procesos de sobrebalance se llevan a cabo cuando la columna de líquido en el pozo ejerce más fuerza que la presión natural del yacimiento ($P_h > P_{yac}$); así se mantiene el trabajo bajo control y se evita que los fluidos del reservorio entren al pozo, lo que previene incidentes indeseables como un reventón.

Al detonar las cargas, se crean canales que conectan la formación con el pozo. El chorro resultante puede compactar el área alrededor de dichos canales y reducir su capacidad de transmisión. Bajo condiciones de sobrepresión, fragmentos del revestimiento, restos de explosivos y partículas de roca suelen mezclarse con el fluido del pozo y entrar en esos pasajes. Esa mezcla puede resultar incompatible y, muy probablemente, causar daños severos a la formación.

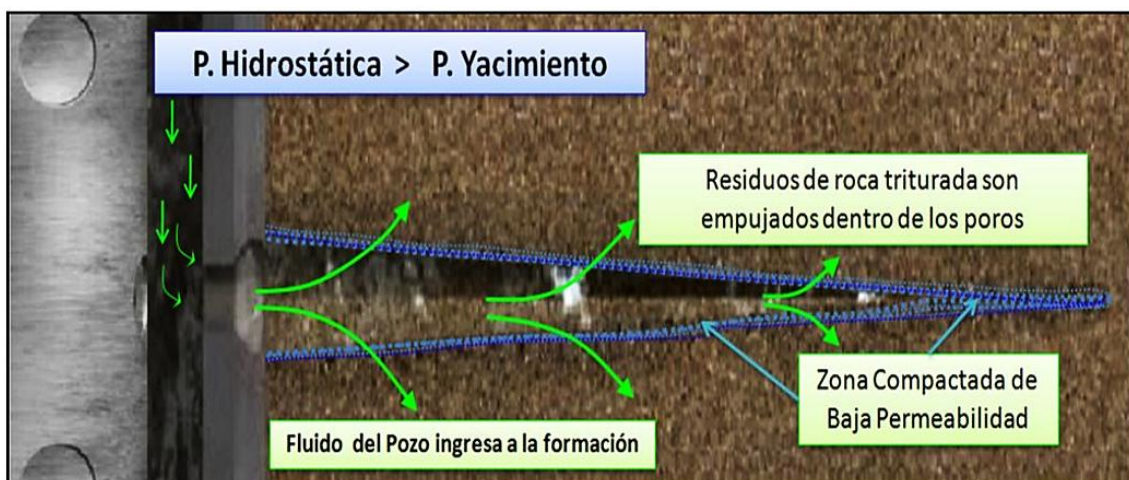


Figura 7. Cañoneo en condiciones de sobre balance

Fuente: (Vallejo Rivera, 2012)

2.5.2. Operaciones bajo balance estático

El cañoneo en operaciones con un bajo-balance estático se considera una de las metodologías más efectivas para lograr disparos limpios, evitando que el lodo o los fluidos de completación se filtren en la formación. Esto se consigue cuando la presión de la columna hidrostática del fluido en el pozo es inferior a la presión del yacimiento ($P_h < P_{yac}$), en la zona que se va a cañonear, lo cual depende de la densidad del fluido, ya sea agua, lodo o petróleo.

Una vez que se detonan las cargas, se genera un flujo intenso desde el reservorio hacia el pozo. Esta corriente ayuda a eliminar residuos, como los fragmentos del cañón y la roca desgastada, facilitando así una limpieza más efectiva de las perforaciones. En este contexto, los túneles creados no se ven afectados por la entrada de fluidos no deseados durante el disparo, lo que reduce considerablemente el daño a la formación. El flujo desde el yacimiento continúa hasta que se alcanza un equilibrio entre la presión del pozo y la del reservorio. La selección de un nivel de bajo equilibrio debe asegurar una limpieza efectiva de las perforaciones y prevenir daños en la formación.

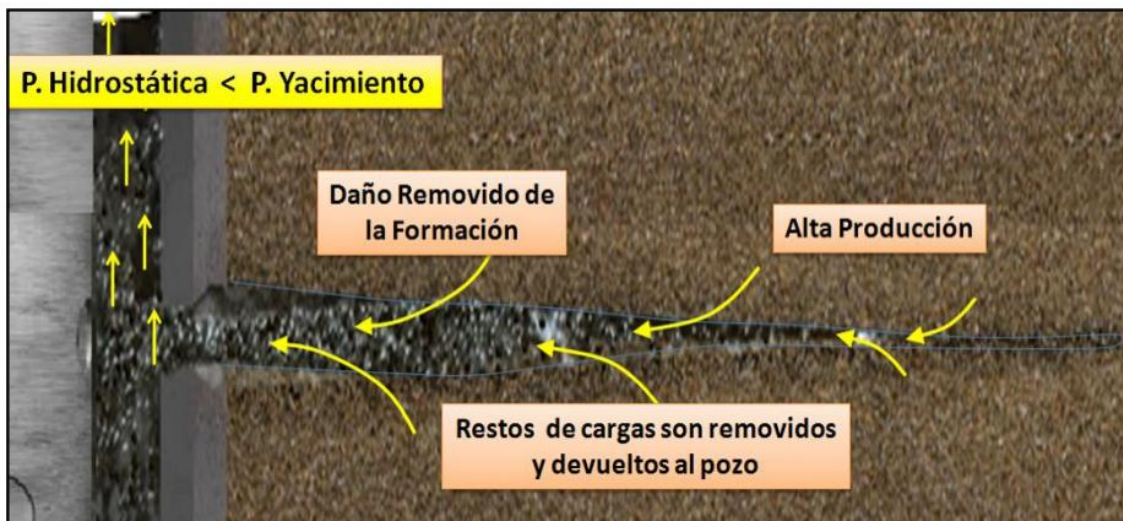


Figura 8. Cañoneo en condiciones de bajo balance estático.

Fuente: (Vallejo Rivera, 2012)

2.5.3. Operaciones bajo balance dinámico

El método de cañoneo bajo balance dinámico es el más utilizado, esto se debe a que es muy eficiente para mejorar la calidad de las perforaciones y minimizar el daño a la formación. Esta técnica se basa en crear un vacío en la formación recién perforada, utilizando las cámaras DUO, que se presurizan previamente a condiciones atmosféricas y se sellan herméticamente desde la superficie.

Cuando se realiza el disparo, la diferencia entre la alta presión del yacimiento y la baja presión interna de las cámaras DUO genera un influjo mucho más potente que el que se logra con métodos convencionales. Esta variación de presión facilita una limpieza efectiva, eliminando los residuos y el material compactado que quedan en los canales formados por el disparo. Como resultado, se obtienen túneles de cañoneo más limpios y eficientes.

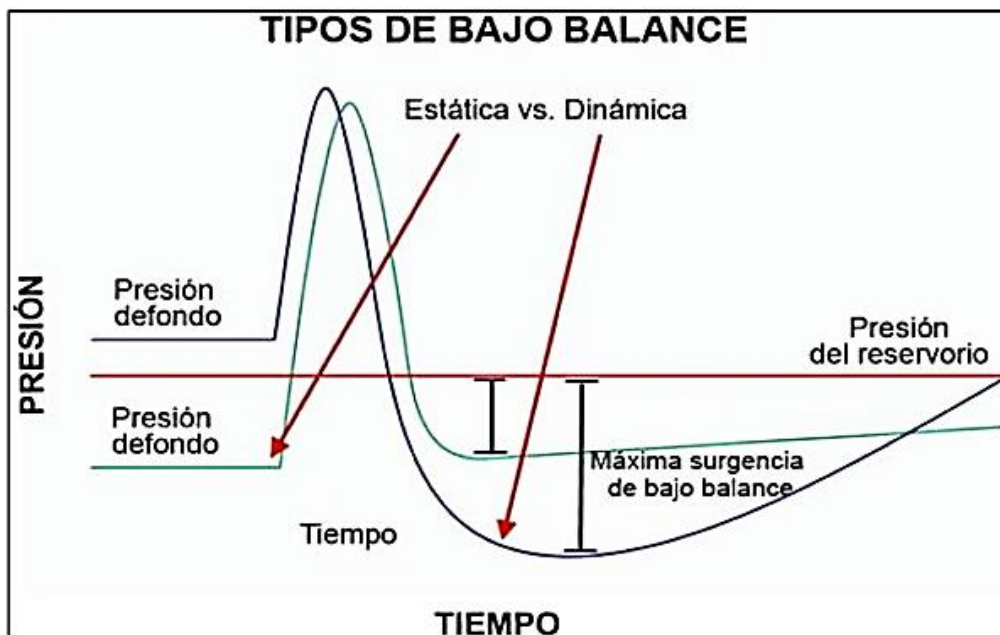


Figura 9. Tipos de cañoneo bajo balance

Fuente: (Vallejo Rivera, 2012)

Las acciones de disparo con un balance dinámico reducido logran mantener los canales despejados y, al combinar cargas de alta penetración, es posible prescindir de los lavados ácidos en la área cercana al pozo para remover el daño causado por los disparos.

Bajo estas circunstancias, se observa un aumento en la producción que en numerosas ocasiones excede las previsiones. Este es un procedimiento simple que necesita datos tanto del pozo como del yacimiento para llevar a cabo los cálculos del balance reducido (Vallejo Rivera, 2012).



Figura 10. Cañoneo en condiciones de bajo balance dinámico.

Fuente: (Vallejo Rivera, 2012)

Para estimar la presión diferencial al disparar un pozo, hay ciertos elementos importantes a considerar:

- El grado de consolidación de la formación.
- La permeabilidad del yacimiento, pues indica cuán fácil fluyen los líquidos por la roca tras la perforación.
- El tipo de fluido en los poros, ya que sus propiedades afectan el flujo luego del disparo.
- Conocer la resistencia de la tubería y sus componentes para operar con seguridad y evitar daños al detonar.

- La invasión del fluido de perforación es clave, pues afecta la presión diferencial; mientras más invasión exista más varían las condiciones del flujo.
- El cemento utilizado también influye, ya que incide en la integridad del pozo y cómo responde la formación al disparo.

En escenarios de bajo balance, la presión diferencial viene dada sobre todo por:

- La capacidad de permeabilidad del reservorio, que controla cómo fluye el líquido después de que se llevan a cabo las perforaciones.
- Las propiedades del fluido dentro del reservorio; y es que sus propiedades físicas tienen un impacto en la respuesta dinámica ante la modificación de presión generada.

2.5.4. Cálculo del diferencial de presión en operaciones con bajo-balance

Para llevar a cabo los cálculos de la presión en situaciones de bajo-balance, es necesario contar con parámetros como la permeabilidad, el tiempo de desplazamiento y la densidad del yacimiento. La técnica implica establecer un valor promedio de presión que se sitúa entre un límite inferior y otro superior de presión en condiciones de bajo-balance.

A continuación, se presenta detalladamente las ecuaciones útiles para realizar los cálculos respectivos de presión diferencial:

1. Estimación de la presión bajo-balanceada máxima ΔP_{max}

$$\Delta P_{max} = 2340 * \rho b - 4000 \quad \text{Eq. 1}$$

Donde:

ρb = Densidad total de la formación

2. Estimación de la presión bajo-balanceada mínima ΔP_{min}

$$\Delta P_{min} = \frac{3500}{K^{0.37}} \quad \text{Eq. 2}$$

Donde:

K = Permeabilidad (md)

3. Determinación del valor promedio de presión $\overline{\Delta P}$

Una vez obtenidos los valores de presión bajo-balanceada máxima (ΔP_{max}) y mínima (ΔP_{min}), se procede a calcular el valor medio de presión. Este valor representa la presión diferencial bajo-balanceada y se estima mediante la siguiente expresión:

$$\overline{\Delta P} = \frac{(\Delta P_{max} + \Delta P_{min})}{2} \cong \Delta P \quad \text{Eq. 3}$$

De acuerdo con estudios estadísticos realizados por W. T. Bell en el año 1984, se definió un intervalo de presiones bajo-balanceadas recomendadas (**Tabla 4**) para facilitar la limpieza de los canales de disparo en formaciones de petróleo y gas (Benavides Laguapillo, 2012).

Tabla 4. Rangos de presión bajo balance

Fluido	Permeabilidad alta	Permeabilidad baja
	$K > 100 \text{ md}$	$K < 100 \text{ md}$
Petróleo	500 – 1000 Psi	1000 – 2000 Psi
Gas	1000 – 2000 Psi	2000 – 5000 Psi

Fuente: (Benavides Laguapillo, 2012)

Cuando los registros muestran una invasión superficial del fluido de perforación y se ha utilizado un cemento caracterizado por una baja pérdida de agua, la presión bajo-balanceada adecuada se ubicará dentro del rango comprendido entre ΔP_{min} y el valor medio de presión.

2.6. MÉTODOS DE CAÑONEO

Los métodos utilizados en operaciones de cañoneo pueden organizarse en tres grupos principales:

- Cañoneo con cable (Wireline Perforating).
- Cañones a través de tubería (Through Tubing Gun).
- Cañones por revestidor (Casing Gun).

- Cañones transportados por la tubería de producción (TCP).
- Cañoneo con propelentes.
- Cañoneo por Coiled Tubing o tubería flexible.
- Cañoneo PURE (Perforating for ultimate reservoir exploitation).
- Cañoneo DUO.
- Cañoneo tipo Ancla

2.6.1. Cañoneo con cable (wireline)

El sistema de cañoneo que se baja mediante cables puede ser utilizado tanto antes como después de la colocación del tubo de producción. Realizar esta actividad antes de introducir el equipo permite utilizar cañones de mayor tamaño, lo que ayuda a penetrar más profundamente en la formación.

Esta clase de intervención se realiza en condiciones de sobrebalance, con el fin de impedir que los cañones se desplacen hacia arriba debido a las altas presiones en el espacio anular y en la superficie.

El procedimiento bajo estas circunstancias puede ocasionar que las perforaciones se saturen de residuos, incluso si el intervalo de cañoneo es breve o si el pozo comienza su producción. En resumen, el flujo turbulento generado por las rápidas entradas de líquido desde el yacimiento complica la limpieza adecuada de las perforaciones, lo que reduce la efectividad del cañoneo en situaciones de sobrebalance.

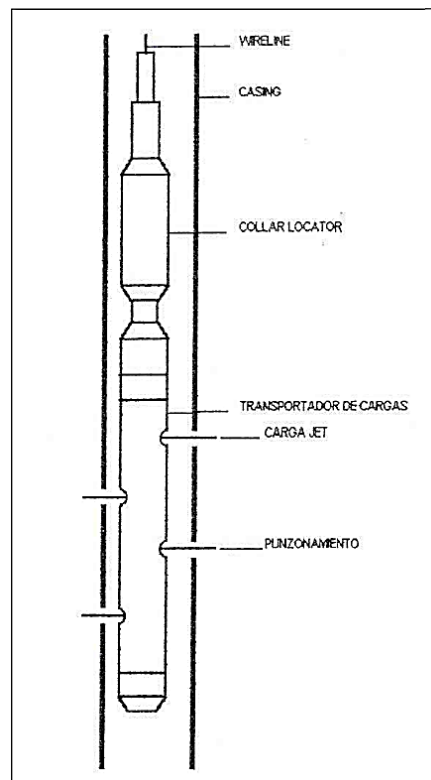


Figura 11. *Sarta de cañoneo con wireline*

Fuente: (Díaz & Sánchez, 2007)

A continuación se presentará los distintos tipos de portadores jet, que se organizan según su área de uso. Entre ellos están los Casing Gun, que se emplean para llevar a cabo cañoneo a través del revestimiento, y los Through Tubing, que tienen un diámetro más

pequeño que los Casing Gun, lo que facilita su inserción a través de la tubería de producción o tubing. Los tipos de portadores jet que utilizan tecnología wireline son:

a) Cañones a través de tubería (*Through Tubing Gun*)

Los cañones son introducidos utilizando un cable eléctrico a través de la tubería de producción. Se utilizan de forma extensa en pozos de producción o inyección, ya que se puede aplicar un pequeño diferencial de presión estática que favorece a la formación al momento de disparar, aunque este diferencial no es suficiente para eliminar por completo los residuos de las cargas en las áreas perforadas.

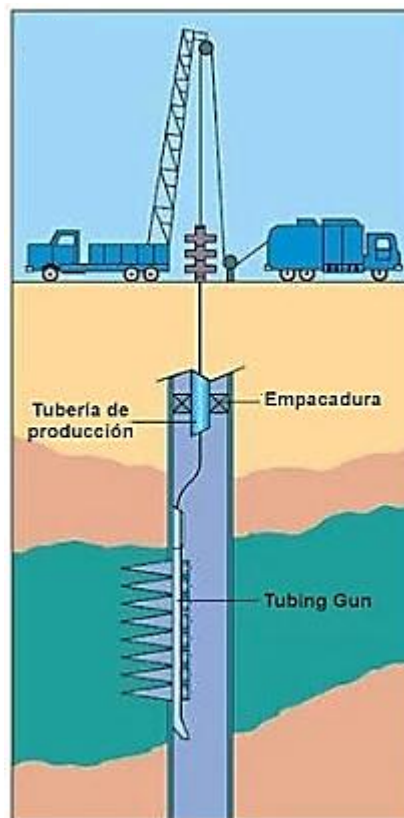


Figura 12. Esquema de cañoneo through tubing gun

Fuente: (Portal del Petróleo, 2023)

Este método de cañoneo se presenta como una opción económica, sobre todo en trabajos de reacondicionamiento, ya que permite evitar los gastos relacionados con el cierre del pozo y no requiere la extracción de la tubería ni de los packers. Sin embargo, se realizan

varias pasadas del cañón, lo que puede hacer que el tiempo de operación adicional aumente los costos totales.

Una de sus desventajas es la escasa capacidad de penetración debido al tamaño reducido de las cargas. Esto dificulta, en numerosas ocasiones, el paso eficiente tanto a través de la formación como en la zona comprometida, ya que hay una distancia significativa entre el diámetro interno del casing y el diámetro externo del cañón.

El proceso operativo incluye las siguientes etapas:

- Se desciende la tubería que lleva la empaadura de ensayo.
- Se crea un diferencial de presión que beneficie a la formación.
- Se inserta el cañón junto con el equipo de Wireline.

En la **Tabla 5** se muestran las ventajas y desventajas que tiene el cañoneo por through tubing gun:

Tabla 5. *Ventajas y desventajas del cañoneo por through tubing gun*

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> - Brinda seguridad durante las operaciones por tener tubería dentro del pozo. - Puede ayudar a ahorrar tiempo de taladro - Capacidad de monitorear comportamiento de producción, presiones de fondo. - Más económicos. 	<ul style="list-style-type: none"> - No puede haber selectividad del cañoneo. - Al probar otro intervalo, se debe controlar el pozo con lo cual expone las zonas existentes a los fluidos de control.

Elaborado por: Manuel González – Karen Espinoza De Los Monteros

b) Cañones bajados por el revestidor (Casing Gun)

Los cañones que se bajan por el tubo de revestimiento constituyen una estrategia alternativa de disparo mediante cañoneo con cable. Su proceso es similar al de los disparos a través de la tubería, aunque aquí se utilizan cañones más largos y de un diámetro mayor al de los de la tubería de producción, lo que permite una mayor profundidad de penetración en la formación. No obstante, su principal inconveniente es que esta operación debe llevarse a cabo en condiciones de sobrebalance, con el fin de prevenir que los cañones sean expulsados hacia arriba debido a las altas presiones en el espacio anular.

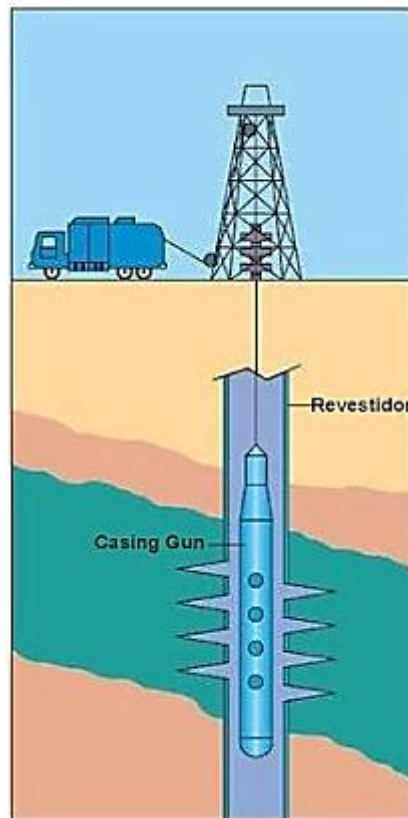


Figura 13. Esquema de cañoneo casing gun

Fuente: (Portal del Petróleo, 2023)

A continuación, en la **Tabla 6** se detallan algunas ventajas y desventajas que se tiene al momento de realizar esta técnica:

Tabla 6. *Ventajas y desventajas del cañoneo por casing gun*

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> - Las operaciones de cañoneo requieren menos tiempo de ejecución. - Los cañones están diseñados conforme al diámetro interno del revestidor, lo que permite incrementar tanto la profundidad de penetración como la densidad de disparos. - Este sistema ofrece mayor eficiencia que los métodos por tubería en actividades como fracturamiento hidráulico o inyección. - Resulta especialmente útil en pozos con zonas afectadas por daños provocados por los fluidos de perforación o completación, gracias a su elevada capacidad de penetración. 	<ul style="list-style-type: none"> - Requiere sacar la completación en pozos activos. - Solo puede llevarse a cabo cuando hay una torre de perforación disponible en el sitio, lo cual incrementa los costos operativos. - Es indispensable realizar la operación con el pozo completamente lleno o bajo control de presión. - Pueden quedar residuos de los cañones en las zonas perforadas, afectando la eficiencia del disparo.

Elaborado por: Manuel González – Karen Espinoza De Los Monteros

2.6.2. Cañones transportados por la tubería de producción (TCP)

El método de cañoneo por TCP (Tubing Conveyed Perforating) utiliza cañones del tipo casing gun. Esta técnica se realiza con fluido limpio dentro del pozo, funcionando bajo condiciones de presión de bajo equilibrio, lo que significa que la presión del yacimiento supera la presión de la columna de líquido.

El propósito principal del cañoneo a través de TCP es crear agujeros que sean limpios, profundos y simétricos. Asimismo, permite el uso de cañones de mayor diámetro, cargas que tengan alta capacidad de penetración y configuraciones con una densa cantidad de disparos, sin limitaciones en la longitud del intervalo a perforar en una sola corrida.

Al optar por este método se puede eliminar el daño ocasionado durante las etapas de perforación, cementación y cañoneo, utilizando la energía natural del yacimiento para eliminar obstrucciones, asegurando una productividad adecuada incluso si una parte considerable, que puede ser la mitad o hasta dos tercios de los canales perforados, estuviera parcialmente bloqueada.

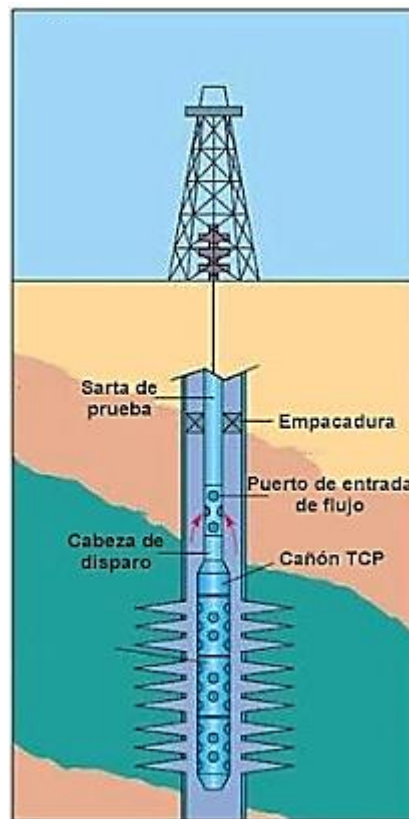


Figura 14. Esquema de cañoneo por TCP

Fuente: (Portal del Petróleo, 2023)

El procedimiento de cañoneo por medio de TCP implica hacer funcionar un cañón tradicional a través del tubing, colocándose debajo de un packer que se activa por tensión o compresión. Entre el packer y el cañón, se añade un mandril con una camisa deslizante en la columna de tubing, mientras que un disco de corte se coloca cuidadosamente en un punto determinado del tubing, por encima del packer.

Antes de instalar el packer, es crucial situar el cañón con exactitud con relación al tramo de revestimiento que se va a cañonear. Para ayudar en esta labor, se utiliza una pastilla

radioactiva en un collar de la columna. Una vez que el cañón se ha bajado y se ha alineado a la profundidad adecuada, se sostiene el tubing utilizando cuñas. Luego, se realiza un registro de rayos gamma o neutrón para captar la señal de la pastilla radioactiva, lo que permite correlacionar la profundidad de manera precisa.

Si el cañón no se encuentra en la profundidad deseada, se corrige el tubing para asegurar una adecuada alineación del sistema de disparo.

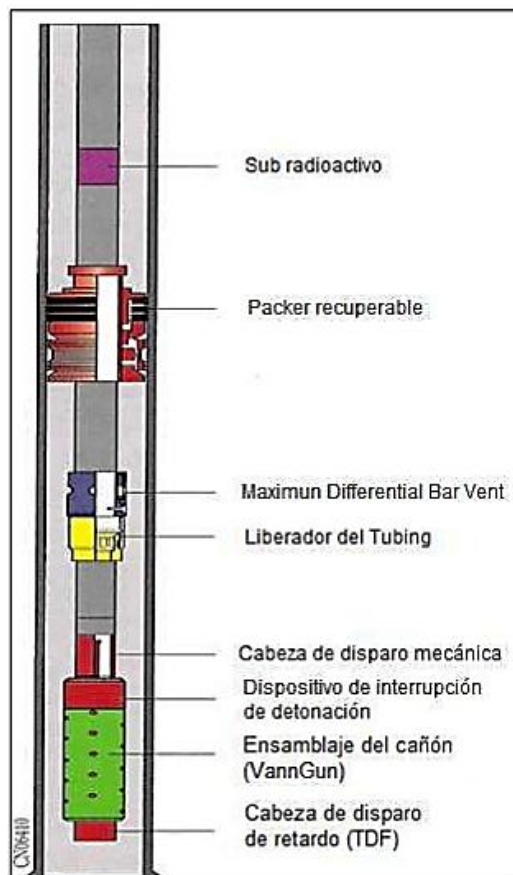


Figura 15. *Sarta de cañoneo TCP*

Fuente: (Salazar, 2013)

Las ventajas y desventajas que se tiene al utilizar esta técnica de cañoneo TCP se muestran en la **Tabla 7**:

Tabla 7. Ventajas y desventajas del cañoneo TCP

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> - Mejora las condiciones de seguridad operativa. - Las perforaciones obtenidas son limpias y técnicamente eficientes. - Permite una reducción significativa en el tiempo de operación. - Asegura una penetración profunda y una limpieza efectiva de los disparos realizados. - Permite el aprovechamiento del diferencial de presión a favor de la formación para optimizar la productividad. - Admite configuraciones de alta densidad de disparo. 	<ul style="list-style-type: none"> - Existe la posibilidad de que, una vez realizado el cañoneo, sea necesario implementar maniobras de control del pozo para garantizar su estabilidad. - Representa una inversión económica alta - La ejecución del proceso demanda un mayor tiempo operativo

Elaborado por: Manuel González – Karen Espinoza De Los Monteros

2.6.3. Cañoneo con propelentes

El propelente, conocido también como perclorato de potasio, actúa como un oxidante explosivo y se clasifica como un material muy seguro y estable. Para que se produzca la activación de la chaqueta del propulsor, es necesario que se den tres condiciones a la vez: confinamiento, presión y temperatura. En condiciones normales de superficie, estas circunstancias no suelen presentarse al mismo tiempo, lo que lo convierte en un material prácticamente inerte bajo tales situaciones. Aunque se puede dar una pequeña posibilidad de que la chaqueta se active por un golpe mecánico (como el que podría causar un martillo), esa probabilidad es ínfima. La reacción solo ocurre si el propelente está

expuesto a una presión hidrostática cercana a 500 psi. En el entorno del pozo, la chaqueta se encuentra encerrada dentro de la tubería de revestimiento, donde la presión necesaria se logra gracias a la columna de líquido, además de la temperatura creada después de explosionar las cargas de perforación.

2.6.4. Cañoneo por coiled tubing o tubería flexible

Durante este procedimiento, el disparo se realiza en un entorno de bajo balance, aunque esta técnica no es la más común, ya que los cañones utilizados son de un diámetro inferior a otros sistemas, lo que en algunos casos restringe la capacidad de penetración. En este enfoque, se suelen emplear cañones del tipo a través del tubing.

Esta metodología solía ser considerada peligrosa y se utilizaba en misiones especiales. No obstante, hoy en día se ha establecido como una herramienta fundamental para el reacondicionamiento de pozos, abarcando tratamientos químicos.

2.6.5. Cañoneo PURE (perforating for ultimate reservoir exploitation)

Para optimizar la utilización del yacimiento, el método de cañoneo PURE (perforating for ultimate reservoir exploitation) es una técnica innovadora que se puede realizar con porta cargas o cañones, que se manejan a través de cable, líneas de acero, sistemas de tubería flexible o empleando la tubería de producción TCP. Este método es flexible y se puede aplicar tanto en terminaciones de pozos verticales como en trayectorias desviadas, incluyendo pozos horizontales.

El método PURE se fundamenta en la utilización de disparos personalizados, empleando cargas huecas especiales y diseños de cañones que han sido elaborados específicamente para lograr un objetivo definido. Su finalidad es producir un alto nivel de bajo balance dinámico, comenzando desde situaciones de bajo o ligero sobre balance de presión.

2.6.6. Sistema de cañoneo DUO.

El sistema DUO (Dynamic Underbalance Optimization) es una estrategia para el análisis y la planificación operativa que mejora la relación entre el yacimiento y el pozo, ampliando el cañoneo bajo balance para aumentar la eficiencia de flujo a través de las perforaciones.

El cañoneo con bajo balance dinámico es un método diseñado para crear temporalmente (en periodos de milisegundos) una situación de bajo balance en el pozo, con el fin de mejorar la limpieza de los agujeros de disparo, evitando las condiciones comunes de bajo balance estático. Este efecto se logra al utilizar Cámaras DUO, que son espacios sellados de forma hermética y presurizados a nivel atmosférico desde la superficie. Durante la explosión, la diferencia entre la presión del yacimiento y la presión interna de estas cámaras provoca el bajo balance dinámico.

2.6.7. Sistema de cañoneo tipo ancla.

Alrededor de los años ochenta, la industria del petróleo ha estado utilizando el sistema de disparo con pistolas tipo ancla, y a lo largo del tiempo se le han hecho varios ajustes; gracias a lo bien que funciona y a lo fácil que es combinarlo con otras tareas de terminación, se ha convertido en una opción popular para las operaciones de disparo.

Su creación surgió de la necesidad de reducir los costos operativos a largo plazo y de disminuir el tiempo en que el fluido de completación está en contacto con la formación después de realizar el disparo.

Este procedimiento se llama "tipo ancla" porque el cañón se introduce en el pozo a través de un cable eléctrico o una tubería de producción, y una vez en su lugar, se asegura directamente frente al área objetivo para llevar a cabo el cañoneo, ver **Figura 16**.

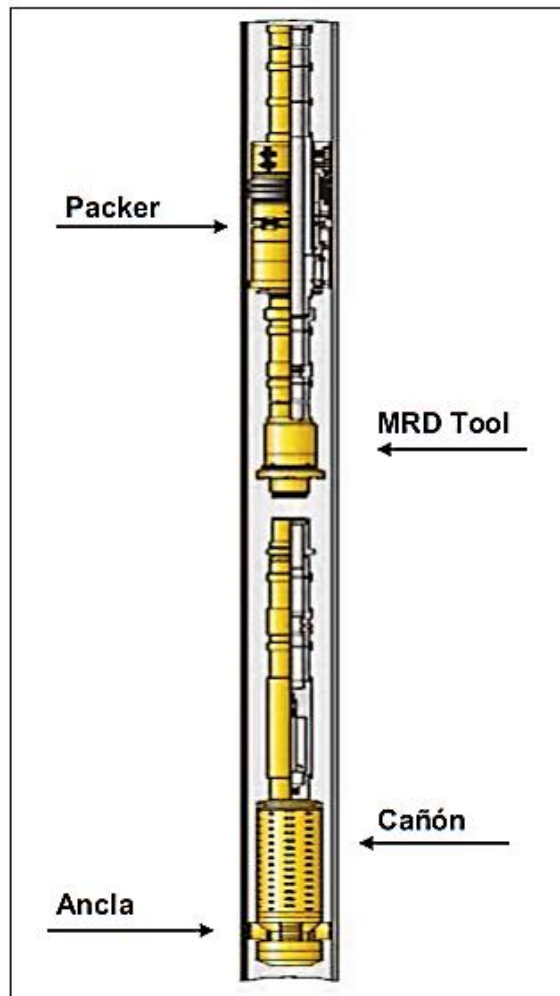


Figura 16. Esquema de cañoneo tipo ancla

Fuente: (Brito, 2013)

Es importante destacar que este sistema de cañoneo con ancla permite realizar actividades adicionales al mismo tiempo que se lleva a cabo el disparo. Esta técnica facilita la fijación de los cañones en el fondo del pozo y hace posible la rápida instalación de un sistema de Bombeo Electrosumergible (BES). Una vez situada la bomba, se inicia la presurización del pozo, alcanzando una presión de superficie aproximada de 2500 psi. Esta presión activa el sistema hidráulico de detonación de la cabeza de disparo MK II, que funciona mediante un resorte interno que se libera gracias al flujo de un aceite especial. El tiempo necesario para que este líquido logre la expansión requerida varía según factores como la viscosidad del aceite y la temperatura del yacimiento, con un rango de entre 10 y 25 horas. Durante este periodo, se utiliza la bomba BES para eliminar los fluidos del pozo, creando

así la condición de bajo balance que se requiere antes de proceder con la detonación de las cargas (Brito, 2013).

En la **Tabla 8** se detallan las ventajas y desventajas que se puede tener al emplear esta técnica de cañoneo.

Tabla 8. *Ventajas y desventajas del cañoneo tipo ancla*

Ventajas	Desventajas
<ul style="list-style-type: none"> - El método permite aplicar condiciones de bajo-balance tanto estáticas como dinámicas de manera simultánea, y posibilita el aislamiento eficaz de la formación respecto al contacto con fluidos de completación. - Durante el proceso de disparo, el fluido de completación no entra en contacto directo con la formación, lo cual reduce significativamente el potencial de daño al yacimiento. 	<ul style="list-style-type: none"> - No es recomendable su aplicación en pozos cuya distancia entre la base de la zona perforada y el fondo del pozo sea limitada, ya que dicha configuración puede dificultar la correcta ubicación del sistema en el fondo y comprometer la efectividad de la operación, afectando la conectividad con la zona productiva.

Elaborado por: Manuel González – Karen Espinoza De Los Monteros

2.7. DAÑO DE FORMACIÓN

La afectación de la estructura geológica es un problema común, generalmente causado por los líquidos utilizados durante la perforación, terminación y reacondicionamiento de pozos. Esto disminuye la facilidad con la que las rocas del subsuelo permiten el movimiento de fluidos, impactando negativamente la producción natural de los yacimientos. Este daño puede incidir negativamente tanto en la perforación como en la producción, lo que afecta directamente los beneficios económicos. Si bien la magnitud del daño puede variar entre pozos, cualquier disminución en la capacidad de recuperación

se considera perjudicial. Desde la fase inicial de perforación y la puesta en marcha del pozo hasta la disminución de la producción del yacimiento, las consecuencias del daño a la formación pueden obstaculizar la extracción de petróleo y gas (SLB, 2016).

Si bien el deterioro de la estructura rocosa puede quedar confinado a la proximidad del pozo, afectando apenas unos cuantos centímetros desde su contorno, existe la posibilidad de que penetre más profundamente en la formación. Este perjuicio puede surgir debido a partículas sólidas que se desplazan y bloquean los espacios porosos, o a causa de los fluidos utilizados en la perforación que alteran las propiedades de los fluidos presentes en el subsuelo. Los especialistas en yacimientos deben estar al tanto del peligro de que se produzca este daño y pueden disminuir su impacto comprendiendo los factores que lo originan y cómo las diversas clases de deterioro pueden afectar la extracción. La valoración, el control y la corrección del daño a la formación son fundamentales para garantizar un aprovechamiento eficaz de las reservas de petróleo a escala mundial (SLB, 2016).

Tabla 9. *Valores típicos de "S"*

Condición del Pozo	Valor de S
Altamente dañado	$S > +10$
Dañado	$S > 0$
Sin Daño	$S = 0$
Acidificado	$-1 \leq S \leq -3$
Fracturado	$-2 \leq S \leq -4$
Masivamente Fracturado	$S < -5$

Fuente: (Freire & Chuiza, 2015)

Elaborado por: Karen Espinoza De Los Monteros – Manuel González

2.8. UBICACIÓN DEL CAMPO DRAGO

El área de Drago se compone de dos estructuras distintas, conocidas como Drago Norte y Drago Este. Su ubicación es a lo largo de la Cuenca Oriente, formando una parte del trayecto Sacha-Shushufindi. En cuanto a su ubicación geográfica, se encuentra en la provincia de Sucumbíos, a unos 240 kilómetros al este de la ciudad de Quito. Las estructuras que integran el campo Drago disponen de dos posibles depósitos, los cuales se corresponden con las arenas U Inferior y T Inferior de la formación Napo (Gonzalez Campaña, 2018).

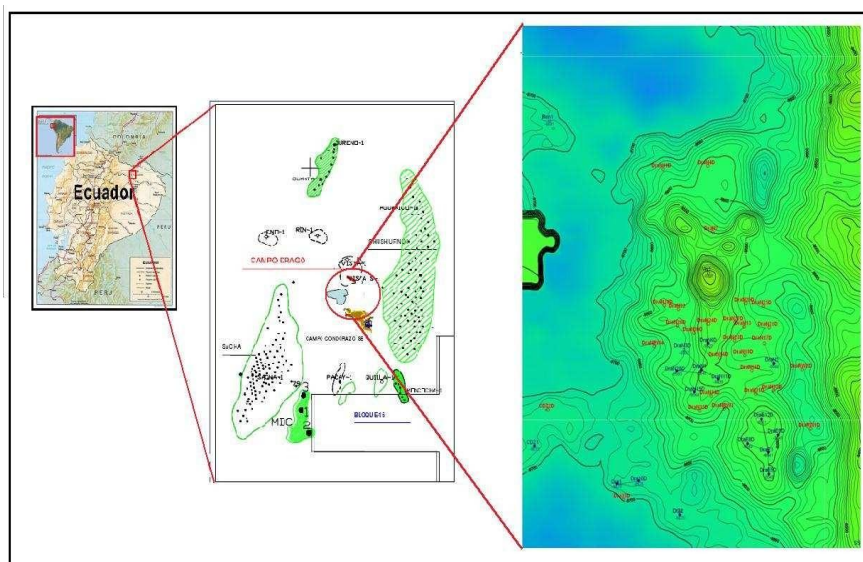


Figura 17. Ubicación del campo Drago

Fuente:(Betancourt & Caicedo, 2012)

2.8.1. Coordenadas geográficas

Tabla 10. Coordenadas del campo Drago

Coordenadas del Campo Drago	
Latitud	0° 8 'S a 0° 1 ' S
Longitud	76° 43 ' W - 76° 45 ' W

Fuente: (Fabara Parreño, 2013)

Elaborado por: Karen Espinoza De Los Monteros – Manuel González

2.10. DESARROLLO DEL CAMPO DRAGO

En un principio se realizaron 3 pozos exploratorios, 1 de avanzada, actualmente existen en el campo Drago 56 pozos de los cuales 37 pozos se encuentra produciendo, 17 pozos se encuentran cerrados y 2 pozos inyectores.

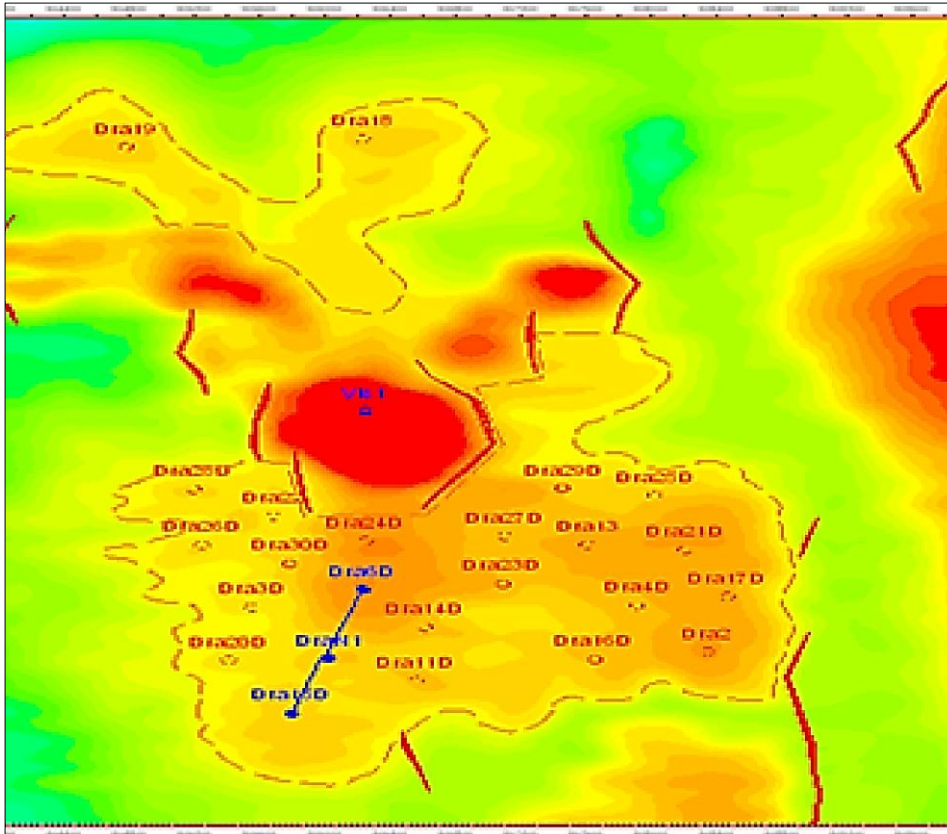


Figura 19. Mapa de ubicación de pozos propuestos del campo Drago

Fuente: (Fuentes & Morillo, 2013)

Inicialmente, la estructura de los campos Drago, Drago Norte y Drago Este fue denominado el prospecto VISTA SUR, definido por CEPE en 1972. A través de la interpretación de las líneas sísmicas 2D del sector, PETROPRODUCCIÓN reconsideró el prospecto en 2006, basándose en la interpretación del cubo sísmico 3D del área de Shushufindi, y lo nombró Campo Drago. (Morillo Albán, 2019)

Esta estructura fue hallada durante la exitosa perforación del pozo exploratorio DRAGO 1 en 2007, con un TD de 10430'. Los ensayos de producción del reservorio U Inferior indican, 879 BPPD, con un 1% de BSW y 27. 9° API.

Anteriormente se han perforado pozos en desarrollo obteniendo grandes resultados, reafirmando el potencial productor de hidrocarburos del campo, sobre todo en los reservorios U y T.

Tabla 11. Pruebas iniciales del pozo año 2009.

ARENA	INTERVALO pies	BFPD	BPPD	BSW %	API	TREC BLS	THE hrs	SAL ppmCl-
HS	9947 – 9955 (8)	264	0	100		667		1120
TS+I	9724 – 9730 (6)	480	293	39	33	542		24500
	9734 – 9740 (6)							
	9744 – 9756 (12)							
	9784 – 9809 (25)							
UI	9608 – 9622 (14)	888	879	1	27.9	2437		4000
US	9575 – 9581 (6)	720	677	6	28.01	1618		2200
BT	8774' -8782' (8')	0	0	0		0	6	
	8783 – 8793 (10)	72	22	70		74	31	

Fuente: (Peláez García, 2009)

2.11. GEOLOGÍA DEL CAMPO DRAGO

2.11.1. Descripción litológica

- **Pre-Hollín:** Se llevó a cabo una excavación que alcanzó una profundidad variable, entre unos 35 y 95 pies. Durante este proceso, se identificó una secuencia estratificada, integrada por estratos de arcilla densa, limonitas y rocas intrusivas. Estas últimas contenían partículas de cuarzo con una tonalidad grisácea verdosa. Basándonos en los rasgos litológicos observados, se presume que estos materiales podrían pertenecer a la formación Chapiza. (Betancourt & Caicedo, 2012)
- **Formación Hollín:** Presenta un espesor medio que varía entre 285 y 300 pies. Se compone sobre todo de areniscas de cuarzo blanquecinas y traslúcidas, cuyo grano

va de mediano a grueso, y que cuentan con cualidades petrofísicas sobresalientes que facilitan su función como roca almacén. Sin embargo, en la parte de arriba, se percibe una merma en estas cualidades, provocada por la aparición de capas de lutita y fragmentos de glauconita en las areniscas. (Betancourt & Caicedo, 2012)

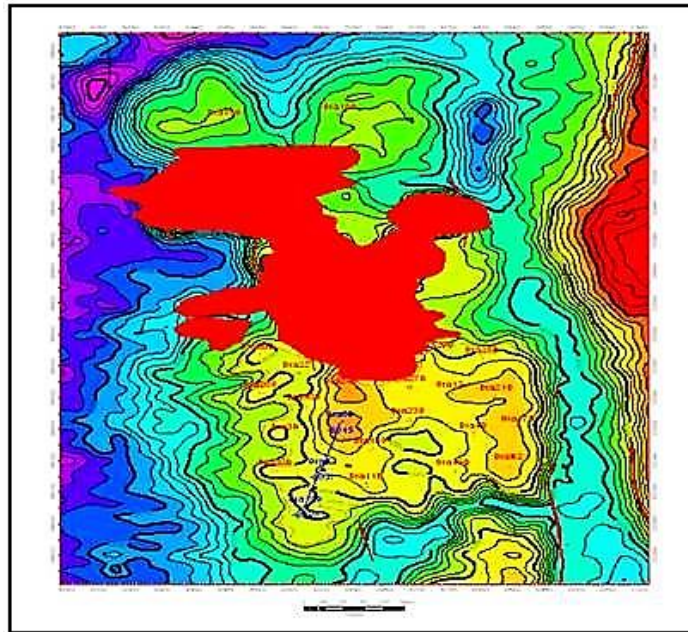


Figura 20. Mapa estructural de la arenisca Hollín

Fuente: (Fuentes & Morillo, 2013)

- **La Zona T Inferior:** Tiene un espesor que ronda los 20 metros y se conforma de arenisca rica en cuarzo, con colores que van del blanco al gris pálido, pudiendo ser semi-transparente. Esta arenisca muestra una cohesión entre suelta y algo firme, con granos menudos que varían en forma desde casi angulares hasta casi redondos. La sustancia que une es arcillosa, y no se aprecian ni uniones cementantes ni huecos. Adicionalmente, se hallan capas finas de lutita en colores gris y gris oscuro, que varían de blandas a medianamente resistentes y poseen una estructura en láminas, algunas con algo de mica y sedimento fino. También se distinguen formaciones no calcáreas y calizas arcillosas de un tono crema grisáceo, que van de medianamente duras a resistentes, mostrándose en bloques que contienen glauconita (Betancourt & Caicedo, 2012).

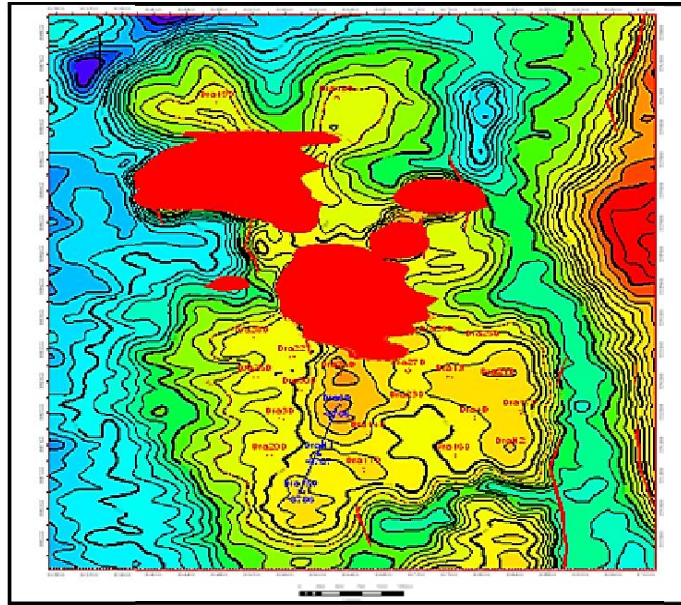


Figura 21. Mapa estructural arenisca T inferior

Fuente: (Fuentes & Morillo, 2013)

- **Zona T Superior:** Posee un espesor de 80 pies, se compone de arenisca cuarzosa de color gris y gris verdoso claro, que es semi-translúcida o casi transparente, y varía de friable a moderadamente consolidada, con un grano que va de fino a muy fino, además de ser subangular a subredondeada, con una selección regular, una matriz arcillosa y un cemento calcáreo, sin porosidad visible. Presenta intercalaciones de lutita negra y gris oscura, que es moderadamente firme, con una textura laminar a sublaminar, físil a subfísil, quebradiza y, en algunas áreas, astillosa, sin contenido calcáreo (Betancourt & Caicedo, 2012).
- **La Zona U Inferior:** Tiene un espesor promedio de 66 pies y se compone de arenisca rica en cuarzo, de tono claro y con un nivel de compactación que varía de aceptable a frágil. Sus granos varían de tamaño medio a diminuto, mostrando formas que van de ligeramente angulosas a casi redondeadas. No se identifica ni la sustancia base ni espacios vacíos. De igual forma, se distingue esquisto arcilloso en tonos que van del gris oscuro al negro, caracterizado por su dureza y un tacto aceitoso. También se aprecia piedra caliza de color crema, a veces con pintas, que se presenta robusta y con una apariencia maciza (Betancourt & Caicedo, 2012).

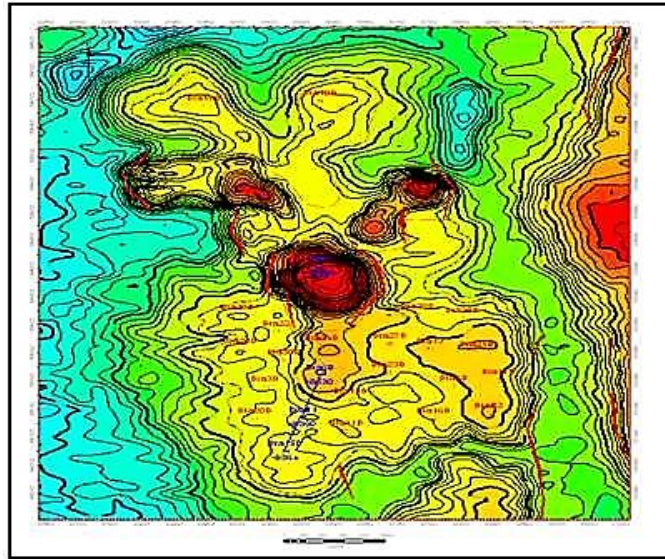


Figura 22. Mapa estructural arenisca U inferior

Fuente: (Fuentes & Morillo, 2013)

- **Zona U Superior:** Tiene un espesor promedio de unos 20 metros y se compone de arenisca cuarzosa blanquecina, cuyas características varían entre un aspecto casi translúcido y uno semi opaco. Esta arenisca es frágil, y su granulometría cambia de mediana a fina, presentando partículas entre subangulares y algo redondeadas, con un grado de clasificación bastante consistente. Se halla en un entorno de arcilla y está asociado a la glauconita, sin que se observe ni cementación ni porosidad. Además, se identifican estratos de lutitas de coloración que varía entre gris oscuro y negro, las cuales presentan una dureza de compacta a moderada, con una fractura que va de subvisible a visible, mostrando una estructura laminar y, en puntos específicos, se ven fragmentadas, sin evidencia de carbonato de calcio (Betancourt & Caicedo, 2012).

2.11.2. Descripción estructural

En la región conocida como Drago, es posible observar diversos sistemas de elevaciones estructurales, especialmente en Drago, Drago Este y Drago Norte.

La elevación estructural identificada como Sur, que va desde Drago hasta Condorazo SE, exhibe una forma alargada orientada de noroeste a sureste. Este nombre se debe a la ubicación de las zonas altas Drago y Condorazo SE, donde se perforó el pozo Drago 1, obteniendo resultados positivos.

Por otro lado, el alto central de Drago Este y Drago Norte es de mayores proporciones. Este área abarca, de sureste a noroeste, los altos de Drago Este y Drago Norte, donde se realizaron las perforaciones de los pozos Drago Norte 1 y Drago Este 1, también con resultados positivos.

El Alto Drago Norte es parte de una estructura más grande con forma isométrica, en un sistema que va de noroeste a sureste. Esta estructura está situada entre dos ejes bajos relacionados con fallas transversales del Graben en la zona central Sacha-Shushufindi, reactivadas en la misma dirección. La estructura mide alrededor de 3.8 km de largo y 2.9 km de ancho, con un cierre estructural máximo de 50 pies al norte (Betancourt & Caicedo, 2012).

Durante el Cretácico Tardío, se desarrolló la estructura Drago Norte, se desprende de la sutil variación en el espesor del Napo Superior entre la cima de la estructura y sus flancos. Identificar esta diferencia en la sección sísmica no es tarea sencilla. La parte más alta de la estructura muestra un espesor reducido, debido a la existencia de un cuerpo volcánico. Esto da a entender que, aparte de la evolución de la estructura, la compactación desigual también contribuyó de manera importante a la creación de esta elevación (Betancourt & Caicedo, 2012).

2.11.3. Descripción estratigráfica

La correlación estratigráfica descrita es de tipo regional y se extiende de oeste a este. Incluye los pozos Sacha-71 y Shushufindi 119D, donde se identifican los marcadores de las formaciones Napo y Hollín, importantes para la búsqueda de hidrocarburos. Se nota un espesor casi uniforme entre la Caliza M2 y la Caliza C (Betancourt & Caicedo, 2012).

Existen diferentes secuencias de depósitos. La secuencia estratigráfica T señala una transgresión regional que favorece la concentración de petróleo en las areniscas limpias

de la sección basal, mientras que las arcillas suprayacentes se vuelven más ricas en carbonato, dando origen a la Caliza B.

Por otro lado, la secuencia estratigráfica U muestra avances de sedimentación desde la costa hacia el mar, rodeando formaciones de arena, lo cual optimiza el entrapamiento estratigráfico. También se hace referencia a la secuencia Hollín, detectada en los pozos Drago Norte 1 y Drago Este 1, con areniscas limpias en la base y una progresión transgresiva de areniscas y arcillas hacia la cima.

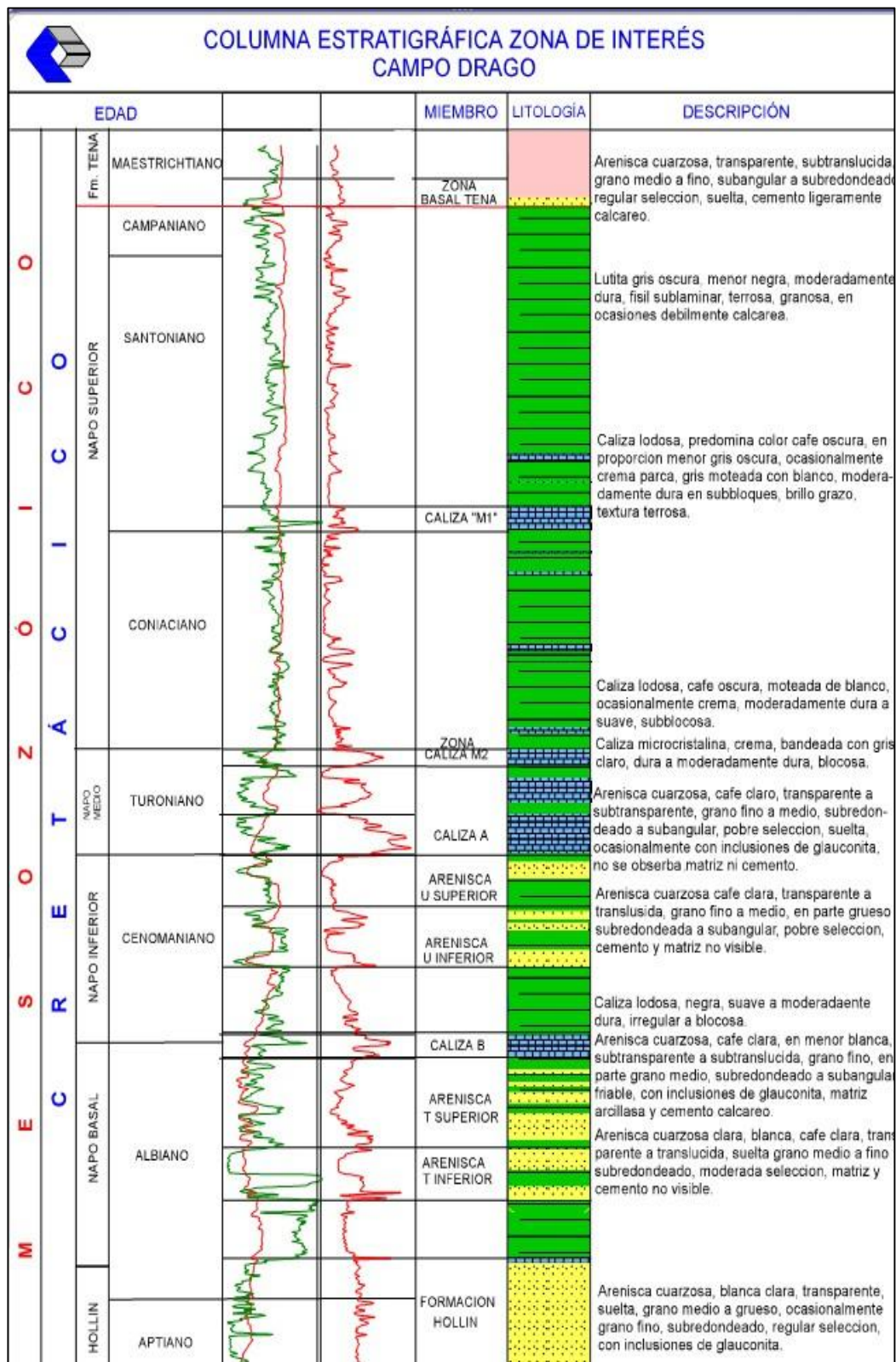


Figura 23. Columna Estratigráfica Generalizada del campo Drago

Fuente: (Vega Corrales, 2019)

2.12. POZOS DEL CAMPO DRAGO

2.12.1. Estado actual de pozos

Tabla 12. *Estado actual de pozos del campo Drago*

CAMPO DRAGO	
POZOS PRODUCTORES	POZOS CERRADOS
DRGA-001 PPH	DRRA-001
DRTA-001	DRRB-002 Punta Libre
DRRE-004	DRRA-003 WO
DRRA-006	DRTA-005
DRRE-007	DRG-10
DRTA-008	DRRB-018
DRTA-009	DRRE-019
DRTA-010	DRRD-030S1
DRRA-011	DRRB-032 WO Suspendido
DRTA-012	DRRA-034 EWO
DRTA-013	DRRE-038 WO
DRRC-013	DRRE-044
DRRA-014 PPH	DRRD-051 EWO
DRTA-014	DRRD-053 WO
DRRA-015	DRRE-062 EWO
DRRB-016	DRG-002I (Reiny) No hay Agua para Reinyectar
	DRRB-002I (Reiny) Espera construcción de línea de flujo
DRRB-017	
DRRC-021	
DRRD-022	
DRRD-024	
DRRD-026	
DRRC-027	
DRRD-028	
DRRC-029	
DRRB-031	
DRRA-035S1	
DTRA-036HR1	
DRRC-036	
DRRB-037	
DRRE-039	
DRRA-042	
DRRA-043	
DRRA-048	
DRRC-049	
DRRD-055S1	
DRRD-056	
DRRD-059	
DRRA-020I (Iny)	
DRRC-025I (Iny)	

Fuente: (Gonzalez Campaña, 2018)



Figura 24. *Distribución del estado actual de los pozos del campo Drago*

Elaborado por: (Gonzalez Campaña, 2018)

2.12.2. Distribución del campo

El campo se encuentra dividido en diferentes trenes: Drago, Drago este y Drago Norte. Drago Norte tiene la división de sus pozos conforme a sus plataformas.

Tabla 13. *Distribución de los pozos del Campo Drago*

DRAGO	D-ESTE	DRAGO NORTE				
		A	B	C	D	E
DRG-002	DRTA-001					
DRGA-001	DRTA-005	DRRA-001	DRRB-002	DRRC-013	DRRD-022	DRRE-004
DRGA-010	DRTA-008	DRRA-003	DRRB-002I	DRRC-021	DRRD-024	DRRE-007
	DRTA-009	DRRA-006	DRRB-016	DRRC-023	DRRD-026	DRRE-019
	DRTA-010	DRRA-011	DRRB-017	DRRC-025	DRRD-028	DRRE-038
	DRTA-012	DRRA-014	DRRB-018	DRRC-029	DRRD-030	DRRE-039
	DRTA-013	DRRA-014S1	DRRB-031	DRRC-036	DRRD-030S1	DRRE-044
	DRTA-014	DRRA-015	DRRB-032	DRRC-049	DRRD-040	DRRE-044
	DRTA-036HR1	DRRA-020	DRRB-037	DRRC-050	DRRD-045	
	DRTA-036PH	DRRA-034		DRRC-052	DRRD-046	
		DRRA-035			DRRD-051	
		DRRA-035S1			DRRD-053	
		DRRA-042			DRRD-055	
		DRRA-043			DRRD-055S1	
		DRRA-048			DRRD-056	
					DRRD-059	

Elaborado por: Karen Espinoza De Los Monteros – Manuel González

2.13. CARACTERIZACIÓN DE FLUIDOS

En la próxima sección se describen las características fundamentales de los fluidos y las reservas, con la finalidad de mostrar el estado actual del campo Drago.

2.13.1. Gravedad API

El grado API, acrónimo de American Petroleum Institute, representa una forma de evaluar la densidad del petróleo, indicando si es más o menos denso en relación con el agua. Cuando este valor supera los 10 grados, implica que el petróleo es menos denso que el agua, lo que provocaría que flotase sobre ella. Adicionalmente, el grado API se utiliza

para establecer comparaciones entre las densidades de los diversos componentes obtenidos a partir del petróleo (Química.es, 2021).

La ecuación empleada para obtener la gravedad API es la siguiente:

$$\text{Gravedad API} = \left(\frac{141,5}{GE @ 60^{\circ}\text{F}} \right) - 131,5 \quad \text{Eq. 4}$$

Donde:

SGo = Gravedad específica del petróleo.

API = Densidad del petróleo en grados API.

En el yacimiento Drago, el petróleo crudo extraído de la capa T tiene un API media de 31. 1 grados, mientras que el proveniente de la capa U alcanza los 25. 9 grados.

Tabla 14. *Propiedades petrofísicas de los Fluidos del campo Drago*

Parámetros	U	T
API	25.9	31.1

Fuente: (Gonzalez Campaña, 2018)

Elaborado por: Karen Espinoza de los Monteros – Manuel González

2.13.2. GOR, WOR

El GOR es un término común en la industria de exploración y producción de petróleo crudo. Es la relación entre el caudal volumétrico del gas producido y el caudal volumétrico de petróleo crudo para una muestra de mezcla de crudo y gas (EnggCyclopedia, 2024).

Tabla 15. *Propiedades petrofísicas de los fluidos del campo Drago*

Parámetros	U	T
GOR (PC/ BBL)	134	275

Fuente: (Gonzalez Campaña, 2018)

Elaborado por: Karen Espinoza de los Monteros – Manuel González

Por otro lado, el pronóstico de la relación agua-petróleo (WOR) es un método para determinar la tendencia de la producción futura de agua con el fin de pronosticar la producción de petróleo y determinar los recuperables finales esperados (EUR). El pronóstico de la relación agua-petróleo es un método de análisis empírico; no existe un modelo ni ecuaciones formales. En el pronóstico se utilizan gráficos de la relación agua-petróleo y de la relación agua-petróleo +1, que suelen ser semilogarítmicos con la producción acumulada de petróleo como eje x. (Ihsenergy.ca, 2020)

La relación agua-petróleo, la relación agua-petróleo +1 y el corte de agua se definen a continuación:

$$WOR = \frac{q_w}{q_o} \quad \text{Eq. 5}$$

$$WOR + 1 = \frac{q_w + q_o}{q_o} \quad \text{Eq. 6}$$

$$\text{Water Cut} = \frac{WOR}{WOR + 1} \quad \text{Eq. 7}$$

2.13.3. Viscosidad de crudos

La viscosidad del crudo (μ_o) destaca como una propiedad física clave que modula e influye de manera directa en el desplazamiento de fluidos a través de formaciones porosas y conductos de extracción. Entendemos la viscosidad, en términos generales, como la

fricción interna que presenta un fluido a su propio flujo o al movimiento (Rodríguez et al., 2020).

2.13.4. Factor volumétrico

Existen factores que vinculan la unidad de volumen del fluido dentro del reservorio, comparado con su tamaño en la superficie., tales como el petróleo, gas y agua. Es posible realizar mediciones directas de una muestra, calcularlas u obtenerlas a través de correlaciones empíricas. Las unidades representativas de esto son bl/BF.

Tabla 16. *Análisis general de fluidos*

PARÁMETROS	UNIDADES	U	T
Presión de saturación	(PSI)	420	950
GOR	(PC/Bls)	134	275
Temperatura de fondo	(°F)	220	225
Boi	(By/Bn)	1,125	1,220
Bob	(BY/BN)	1,1429	1,2476
Densidad	(g/cc)	0,6128	0,75192
Gravedad	(API)	25,9	31,1
Coi	(x 10 ⁻⁶ PSI ⁻¹)	7,85	8,5
Uoi	(cp.)	---	0,9372
Uob	(cp.)	---	0,8512

Fuente: (Fuentes & Morillo, 2013)

2.14. PROPIEDADES PETROFÍSICAS

2.14.1. Saturación

La fracción de agua de un espacio poral dado. Se expresa en volumen/volumen, porcentaje o unidades de saturación. A menos que se indique otra cosa, la saturación de

agua es la fracción del agua de la formación en la zona no perturbada. Si el espacio poral corresponde a la porosidad total, la saturación se conoce como la saturación de agua total, pero si se trata de la porosidad efectiva se conoce como la saturación de agua efectiva. Si se utiliza sin calificación, el término en general se refiere a la saturación de agua efectiva (SLB, 2024).

$$S_x = V_x/V_t \tag{Eq. 8}$$

Donde:

S_x = Saturación de la fase X.

V_x = Volumen que ocupa la fase X.

V_t = Volumen poroso total de la roca.

2.14.2. Porosidad

La porosidad se refiere al volumen de espacios vacíos en las rocas que pueden contener fluidos. Se clasifica en porosidad primaria, que es el espacio entre granos no compactados, y porosidad secundaria, que surge de la disolución de componentes. Además, existe la porosidad de fractura, generada por el desarrollo de fracturas. La porosidad efectiva considera solo los poros interconectados que afectan el flujo de fluidos, mientras que la porosidad total abarca todos los espacios vacíos. En los yacimientos de gas de lutita, la alta porosidad se ve afectada por la baja permeabilidad debido a la alineación de los granos (SLB, 2025).

$$\phi = \frac{V_p}{V_t} \tag{Eq. 9}$$

Donde:

- ϕ , es la porosidad
- V_p , volumen de espacios vacíos

- V_t , volumen total de la roca

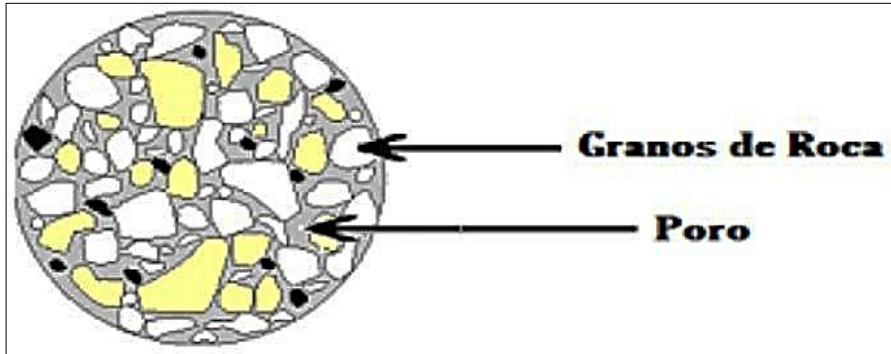


Figura 25. Representación conceptual de porosidad

Fuente: (Muñoz Gutiérrez, 2017)

2.14.3. Permeabilidad

Permeabilidad se refiere a la habilidad de un material para dejar que un líquido pase a través de él sin cambiar su composición interna. Un material es considerado permeable si permite que una cantidad considerable de líquido fluya a través de él en un período específico, y es impermeable si la cantidad de líquido que pasa es mínima.

La permeabilidad en el sistema de medidas Darcy se expresa en cm^2 o m^2 . La unidad que se deriva de la Ley es el Darcy, y frecuentemente se utiliza el miliDarcy (Cáceres, 2007).

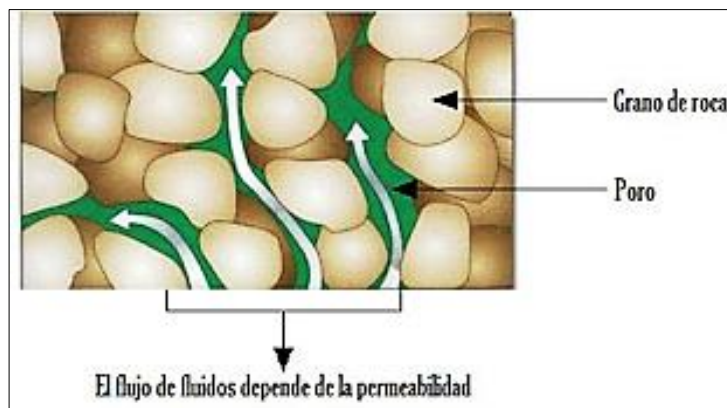


Figura 26. Ilustración de la permeabilidad de una roca

Fuente: (Muñoz Gutiérrez, 2017)

2.14.4. Temperatura

La temperatura de un fluido es crucial en la industria petrolera, ya que representa su energía térmica interna y afecta directamente sus propiedades físicas y químicas. Impacta en la viscosidad, densidad, presión de vapor y solubilidad de los gases, facilitando procesos como el flujo del crudo y la separación de fases. Por ejemplo, un aumento de temperatura reduce la viscosidad del petróleo crudo, esencial para su extracción. En la recuperación mejorada de petróleo (EOR) se eleva la temperatura para mejorar la movilidad del crudo.

Tabla 17. Porosidad, saturación, temperatura y permeabilidad promedio del campo Drago.

	Swi	ϕ	Temp (F°)	K (md)
Drago Norte-Este U inferior	0.279	0.165	215.2	248.11
Drago Norte-Este T inferior	0.251	0.147	212.2	43.0
Drago U Inferior	0.305	0.149	217.6	214.68
Drago T Inferior	0.374	0.155	219.0	4.2

Fuente: (Fabara Parreño, 2013)

En la **Tabla 18**, se detalla las propiedades de espesor, porosidad y saturación de agua de las formaciones para los primeros pozos exploratorios que son: Drago Norte 1, Drago Norte 6D y Drago Norte 15D.

Tabla 18. *Propiedades de la roca del campo Drago*

Pozo/Yacimiento	Drago Norte 1			Drago Norte 6D			Drago Norte 15D		
	Ho Pies	Por. %	Sw %	Ho Pies	Por. %	Sw %	Ho Pies	Por. %	Sw %
Arenisca U inferior	18	18.2	18.2	24	14.9	22.5	42	14.0	26.3
Arenisca T Superior				3	12.2	40.0	4	10.9	40.6
Arenisca T inferior	18	15.0	29.0	7	15.5	26.9	39	11.0	20.5
Arenisca Hollín Superior	12	15.2	33.0	5	13.5	42.3	5	10.0	44.0

Fuente: (Fabara Parreño, 2013)

Elaborado por: Karen Espinoza De Los Monteros – Manuel González

2.14.5. Presión de los yacimientos

En la **Tabla 19** se presenta un resumen con base en la información recolectada durante las pruebas de restauración de presión registradas en el pozo exploratorio Drago Norte 1 del año 2007.

Tabla 19. *pruebas de restauración de presión registradas en el pozo Drago Norte 1*

ARENA	PROFUNDIDAD REFERENCIA (FT)	Pi PSI	Pws (PSI)	Pwf (PSI)	IP (BLS/DIA/PSI)	K (MD)	S
U INF	-8572	2875	2848	2419	3,6	300	5,5
T SUP	-8811	2894	2854	1914	0,92	41	-1,9
HOLLÍN SUP	-8947	4282	4183	2729	0,89	142	5,0

Realizado por: Karen Espinoza de los Monteros-Manuel Gonzalez

2.15. POZOS INICIALMENTE PERFORADOS DEL CAMPO

Los pozos que se perforaron en un inicio en el campo Drago se presentan en la **Tabla 20**.

Tabla 20. Pozos perforados en el campo Drago

Pozo	Coordenadas de Llegada UTM		Coordenadas de Salida UTM		Elevación ft	Profundidad MD, ft	Profundidad TVD, ft	Tipo	Estado actual
	Xcoord	Ycoord	Xcoord	Ycoord					
DRGA-1	303294.1	9978249.1	303294.1	9978249.1	926.67	10430	10430	Vertical	Productor
DRG-2	305325.0	9977384.7	305325.0	9977384.7	919.60	10080	10080	Vertical	Cerrado
DRGA-10	303990.3	9978323.0	303272.0	9978223.2	921.40	10780	10003	Direccional	Cerrado
DRTA-1	308174.1	9979110.0	308174.1	9979110.0	903.82	10235	10235	Vertical	Productor
DRTA-5	308184.1	9978504.5	308177.0	9979102.6	901.63	10500	10077	Direccional	Productor
DRTA-8	308833.7	9979358.6	308165.1	9979119.8	904.00	10660	10103	Direccional	Productor
DRTA-9	308494.4	9979584.9	308164.1	9979123.7	910.18	10420	10042	Direccional	Productor
DRTA-12	307966.0	9980013.0	308166.5	9979116.0	905.53	10850	10110	Direccional	Productor
DRRA-1	306017.6	9981368.4	306017.6	9981368.4	913.41	10169	10169	Vertical	Productor
DRRA-2	308342.0	9981545.0	308342.0	9981545.0	908.58	10075	10075	Vertical	Productor
DRRA-3	305462.5	9981927.3	306049.5	9981368.3	918.45	10685	10075	Direccional	Cerrado
DRRA-6	306230.6	9982111.9	306001.1	9981368.4	913.39	10600	10066	Direccional	Productor
DRRA-11	306558.7	9981127.7	306039.4	9981368.1	913.80	10420	10033	Direccional	Productor
DRRA-15	305793.4	9980772.3	305985.1	9981368.4	913.39	10520	10066	Direccional	Productor
DRRA-20	305223.8	9981346.8	306030.6	9981374.9	912.00	10734	10088	Direccional	Productor

Elaborado por: (Betancourt & Caicedo, 2012)

2.16. PRUEBAS INICIALES

La **Tabla 21** muestra los resultados de las pruebas iniciales que se realizaron para los siguientes pozos:

Tabla 21. Pruebas iniciales de producción

POZO	ARENA	METODO	BFPD	BPPD	BSW	°API
DRTA-001	“Hi”	BES	1632	0	100	---
	“Hs”	BES	552	248	55	28,9
	“Ti”	BES	960	845	12	29,3
	“Ui”	BES	984	530	4	28
DRTA-005	“Hs”	BES	72	53	27	NR
	“Ui”	BES	1056	243	77	27,4
DRRA-001	“Hs”	BES	1320	845	36	27,5
	“Ti”	BES	864	501	42	29,5
	“Ui”	BES	1560	1513	3	28,9
DRRA-006	“Ui”	BES	1344	1325	1,4	27,9
DRRA-015	“Ui”	BES		993	6	
DRTA-36HR1	“Ui”	BES		1529	6,3	
DRGA-001	“Ui”	HIDRAULICO	960	955	0,5	26
DRGA-010	“Ui”	BES	192	115	40	27,4
DRTA_008	“Ti”	BES	1548	1502	3	33,4
DRRA_020	“Ui”	BES	966	918	5	26,9
DRRA-011	“Ui”	BES	906	893	1,4	27,4
DRRA-003	“Ti”	BES	918	92	90	22,9
DRTA-009	TI	BES	916	898	2	31,2
DRRB_002	“Ui”	HIDRAÚLICO	414	488	4	27
DRTA-012	“Ti”	BES	1710	1573	8	30,9

Realizado por: (Fuentes & Morillo, 2013)

2.17. FACTOR DE RECOBRO

Para calcular el volumen de hidrocarburos que puede ser recuperado, es imprescindible establecer el factor de recobro. Para el Campo Drago, el factor de recobro simboliza la eficacia de la recuperación primaria del reservorio, estimada a partir de las correlaciones que existen entre las características petrofísicas de la roca, las características del fluido, la presión y los procesos de producción.

Las variaciones entre los dos valores son principalmente consecuencia de las características específicas de cada yacimiento, tales como la clase de fluidos, los métodos de producción utilizados, el grado de avance conseguido y la adopción de tecnologías

actuales, aspectos que están fuertemente relacionados con el enfoque de explotación utilizado en cada área (Madrid, 2024).

La investigación llevada a cabo por el Subcomité del Instituto Americano del Petróleo, concluida en 1967, se fundamentó en el examen histórico de 312 reservorios de petróleo, con el cual se desarrollaron conexiones empíricas mediante el uso de técnicas de regresión (Madrid, 2024).

$$FR = 41,815 \left[\frac{\emptyset * (1 - S_{wi})}{B_{ob}} \right]^{0,1611} \left(\frac{k}{\mu_{ob}} \right)^{0,0979} (S_{wi})^{0,3722} \left(\frac{p_i}{p_a} \right)^{0,1741} \quad \text{Eq. 10}$$

Dónde:

FR = Factor de recobro, porcentaje

\emptyset = Porosidad efectiva, fracción

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

B_{oi} = Factor volumétrico de formación de petróleo inicial, bbl/STB

K = Permeabilidad, md

μ_{wi} = Viscosidad inicial del agua, cp.

μ_{oi} = Viscosidad inicial de petróleo, cp.

P_i = Presión inicial de reservorio, psia.

P_a = Presión de abandono, psia

Con la Ecuación se determinó el factor de recobro para cada estructura del campo como se muestra en la **Tabla 22**.

Tabla 22. Factores de recobro del campo Drago

ESTRUCTURA	RESERVORIO	\emptyset	SWI	BOI	K (mD)	μ WI	μ OI	IP	PA	FR
DRAGO	UI	0.17	0.28	1.12	214.68	0.28	2.37	2705	200	46.54
	TI	0.15	0.25	1.07	4.20	0.28	1.16	3077	200	35.96
DRAGO NORTE-ESTE	UI	0.14	0.30	1.09	248.11	0.28	2.58	3045	200	44.57
	TI	0.14	0.37	1.07	42.77	0.29	1.19	3252	200	39.11

Elaborado por: (Betancourt & Caicedo, 2012)

CAPITULO III: METODOLOGÍA

3.1. METODOLOGÍA PROPUESTA

El trabajo de titulación que se presenta se lleva a cabo con un enfoque práctico, destinado a abordar un problema técnico particular vinculado con la eficiencia de los sistemas de cañoneo utilizados en las arenas productoras “U” y “T” del campo Drago, que se encuentra en la formación Napo, en la provincia de Sucumbíos. Con este propósito, se elabora una metodología que integra el análisis, la valoración técnica y la comparación de los resultados obtenidos en el campo.

3.1.1. Tipo de investigación

El tipo de investigación que se llevará a cabo en este proyecto de grado se centrará bajo un enfoque cuantitativo, con un carácter técnico y analítico. Con el fin de evaluar tecnológicamente los sistemas de cañoneo utilizados en ciertas formaciones productoras del campo Drago, con el propósito de determinar su eficiencia en condiciones de operaciones reales. Esta categorización surge de la necesidad de estudiar datos técnicos obtenidos en el campo, interpretarlos de manera objetiva y establecer conexiones entre variables operativas, características del yacimiento y resultados de producción.

Es importante destacar también que será de carácter descriptivo y no experimental, dado que no se manipulan las variables en cuestión, sino que se revisa la información existente proveniente de registros históricos, informes técnicos y resultados de intervenciones (workover) realizadas anteriormente. A través del análisis numérico de los datos y la aplicación de modelos matemáticos, se podrá obtener conclusiones técnicas basadas en el comportamiento observado en pozos que han sido sometidos a diversas técnicas de cañoneo, así como establecer criterios que respalden la elección más adecuada de sistemas de cañoneo en formaciones similares.

3.2. RECOPIACIÓN DE INFORMACIÓN

Para la recolección de información técnica, se basará en fuentes directas como informes operativos, registros de perforación, datos de producción, detalles de completación, características petrofísicas y diseños de cañoneo usados en los pozos. Esta información se analizará para determinar las circunstancias operativas específicas en las que se llevaron a cabo los diferentes sistemas de disparo.

A continuación, toda la información se organiza según el tipo de cañoneo empleado en los pozos del campo Drago (wireline, TCP y ancla), vinculando los resultados con métricas importantes como la permeabilidad, el índice de daño y la productividad de los pozos. El estudio se enriquece con la caracterización petrofísica de las arenas “U” y “T”, con el objetivo de comprender la conexión entre las propiedades del reservorio y la efectividad de cada sistema utilizado.

Gracias a este análisis completo, se podrán crear pautas técnicas que ayuden a optimizar la efectividad de próximas actividades de cañoneo en el campo, aumentando la producción y reduciendo el impacto en la formación.

3.3. IDENTIFICACIÓN DE LOS SISTEMAS

Petroecuador, siendo una compañía estatal, tiene como meta principal extraer hidrocarburos de las cuencas sedimentarias ecuatorianas, además de operar y explotar los yacimientos asignados en la Amazonía, con el fin de robustecer las reservas existentes y transportar dichos hidrocarburos a los principales puntos de recolección, siempre empleando la tecnología más actualizada disponible.

Dentro del Campo Drago, se emplean sistemas de cañoneo como Wireline, TCP y Ancla, como ya se indicó previamente. Ahora, se profundizará en el proceso de selección de pozos para llevar a cabo el pertinente análisis técnico de cada uno.

3.4. PROCESO DE SELECCIÓN

3.4.1. Población

En el campo Drago la distribución de sus 56 pozos se organiza así: un conjunto de 32 pozos opera mediante sistemas de bombeo electrosumergible, 5 utilizan bombeo hidráulico, 17 permanecen inactivos y 2 están dedicados a la reinyección.

3.4.2. Muestra

Para el presente estudio se utilizó un muestreo no probabilístico por conveniencia, se seleccionaron pozos según el método de cañoneo usado en su última completación o reacondicionamiento desde 2010. Así, se eligieron 17 pozos: 8 con WIRELINE (DRRA-011, DRRA-015, DRRA-020, DRRA-001, DRTA-012, DRTA-008, DRTA-005, DRTA-001), 6 con TCP (DRGA-001, DRGA-010, DRTA-009, DRTA-013, DRTA-10, DRTA-014) y 3 con ANCLA (DRRA-003, DRTA-036, DRRA-006).

Los 17 pozos considerados para esta investigación se dividieron en tres grupos: los que tienen cañoneo Wireline, los que usan cañoneo TCP y los de tipo Ancla. Después, se organizó su información en cinco tablas distintas para cada sistema.

Para empezar, en la tabla número uno, se encontrarán las características principales de cada pozo incluido en este estudio, como por ejemplo: los grados API, el intervalo y los pies perforados, los disparos por pie, la arena cañoneada, la porosidad, la saturación de agua y el factor volumétrico del petróleo.

La tabla número dos contará con información relevante sobre el workover o la última completación posterior al año 2010 de cada pozo preferido para este trabajo, se presentan datos, tales como: cantidad de reacondicionamientos realizados, que se realizó en dichos reacondicionamientos, barriles de petróleo por día antes y después de la operación, arena productora y el método que usa para la producción de las arenas.

La tabla número tres tendrá la información de las pruebas de producción iniciales de cada pozo escogido, tales como: arena productora, método que se usa para la producción de

las arenas, barriles de fluido por día, barriles de petróleo por día, barriles de agua por día, gravedad API y salinidad.

La tabla número cuatro se presentarán los datos de producción de cada pozo seleccionado como: corte de agua, barriles de agua por día, GOR, arena trabajada, tipo de bomba, barriles de fluido por día, barriles de petróleo por día, temperatura y gravedad API a 60 °F.

La tabla número cinco va a contener datos de cada pozo seleccionado sobre las pruebas de restauración de presión, tales como: arena productora, barriles de fluido por día, barriles de petróleo por día, barriles de agua por día, profundidad, presión de reservorio, Pwf, daño en la formación, daño total y permeabilidad.

3.5. POZOS QUE USAN TECNOLOGÍA WIRELINE

Los siguientes pozos, DRRA-011, DRRA-015, DRRA-020, DRRA-001, DRTA-012, DRTA-008, DRTA-005 y DRTA-001, son los que se eligieron para realizar la respectiva comparación y análisis.

En la **Tabla 23**, vemos que los grados API varían entre 26.4 y 33.4; todos y cada uno de los pozos fueron cañoneados a razón de 4 DPP; la porosidad más baja, un 13%, se da en el pozo DRTA-001, mientras que el espesor mínimo corresponde a la arena Ui en los pozos DRRA-001 y DRTA-005, en comparación con los más altos de la arena Ti en el pozo DRTA-008; la longitud de los pies disparados va de 12 a 37 pies.

Tabla 23. *Datos generales de los pozos cañoneados con sistema wireline*

POZO	INTERVALO	PIES PERFORADOS	DPP	ARENA	Ø (%)	Sw (%)	βoi (bbl/BF)	°API
DRRA-011	9230-9256	26	4	Ui	15	15	1.25	29.8
DRRA-015	9150-9182	32	4	Ui	14	21	1.20	26.4
DRRA-020	9300-9328	28	4	Ui	17	34	1.30	26.9
DRRA-001	9854-9866	12	4	Ui	16	19	1.26	28.9
DRTA-012	9449-9470	21	4	Ti	15	25	1.35	NR
DRTA-005	9833-9845	12	4	Ui	16	50	1.22	27.4
DRTA-001	9850-9865	15	4	Ui	13	28	1.26	27.3
DRTA-008	9679-9717	37	4	Ti	15	31	1.28	33.4

Elaborado por: Karen Espinoza de los Monteros - Manuel González.

3.5.1. Historial de workover

En la presente **Tabla 24** se presenta únicamente los trabajos de reacondicionamiento en los que hubo cambio de bombas y pulling, de manera que en algunos casos no existe información de operaciones, fechas, etc., por presentar los pozos fuera de uso a la espera de workover. Toda la información del historial de reacondicionamientos de cada uno de los pozos se encuentra en el **Anexo 5.1**.

Tabla 24. *Historial de workover de los pozos cañoneados con sistema wireline*

POZO	W.O.	OPERACIÓN	BPPD ant.	BPPD des.	BSW (%)	ZONA	MÉTODO
DRRA-011	-	-	706	759	21	Ui	PPS
DRRA-015	1	Pulling del equipo PPS debido a falla.	335	993	1	Ui	PPS
DRRA-020	2	Repunzona y evalúa	45	334	62	Ui	PPS
DRRA-001	1	Cambio de bomba a la SN-2600.	824	1709	0.4	Ui	PPS
DRTA-012	-	-	977	1676	40	Ti	PPS
DRTA-005	1	Cambio de Bomba a la P12.	233	1020	10	Ui	PPS
DRTA-001	-	-	347	988	10	Ui	PPS
DRTA-008	1	Se agrega bomba DN1100 de REDA.	223	1438	30	Ti	PPS

Elaborado por: Karen Espinoza de los Monteros - Manuel Gonzalez

3.5.1.1. Datos de producción

A continuación, después de realizar el disparo, se muestran las evidencias relacionadas con la conducta de producción del estado actual de los pozos.

a) Pruebas iniciales

Se distingue en la **Tabla 25** que el método de producción 100% utilizado es el bombeo electrosumergible, la gravedad API trabaja en un rango de 26.4 – 33.4, tienen cortes de agua que varían desde 0.4 hasta 90, la extracción de petróleo fluctúa en un rango que se extiende desde 56.6 hasta 989.4 BPPD, adicionalmente no se cuenta con registros de salinidad en ningún caso.

Tabla 25. Pruebas iniciales de los pozos cañoneados con sistema wireline

POZO	ARENA	MÉTODO	BFPD	BPPD	BAPD	BSW (%)	°API	SALINDAD
DRRA-011	Ui	PPS	836	660.44	175.56	21	29.8	NR
DRRA-015	Ui	PPS	336	302.4	33.6	1	26.4	NR
DRRA-020	Ui	PPS	566	56.6	509.4	90	26.9	NR
DRRA-001	Ui	PPS	833	829.66	3.33	0.4	28.9	NR
DRTA-012	Ti	PPS	1649	989.4	659.6	40	NR	NR
DRTA-005	Ui	PPS	730	277.4	452.6	62	27.4	NR
DRTA-001	Ui	PPS	607	273.15	333.85	55	27.3	NR
DRTA-008	Ti	PPS	861	258.3	602.7	70	33.4	NR

Elaborado por: Karen Espinoza de los Monteros - Manuel González.

b) Producción

En la actualidad, al menos más del 70% de los pozos seleccionados para este estudio se encuentran en producción; producto del cierre de los pozos DRRA-001 y DRTA-005 como se muestra en la **Tabla 26**.

El BSW se mantiene entre 1 – 90%, por este motivo algunos de los pozos se encuentran cerrados y/o a la espera de workover; las tasas de producción poseen un rango entre los 43.7 – 1007.4 BPPD.

Tabla 26. Datos de producción de los pozos cañoneados con sistema wireline

POZOS CON BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE									
POZO	ARENA	BOMBA	BFPD	BPPD	BSW (%)	BAPD	GOR	T° (°F)	API @60
DRRA-011	Ui	DN-1100	712	640.8	10	71.2	250	200	24.9
DRRA-015	Ui	P-12X	473	470.64	0.5	2.36	300	220	26.7
DRRA-020	Ui	D725N	437	43.7	90	393.3	333	210	20.9
DRRA-001	Ui	DN-1100	855	846.46	1	8.55	240	198	26
DRTA-012	Ti	GN-1600	1679	1007.4	40	671.6	390	205	28.3
DRTA-005	Ui	CERRADO A LA ESPERA DE WO							
DRTA-001	Ui	CERRADO A LA ESPERA DE WO							
DRTA-008	Ti	GN-1600	966	231.84	76	734.16	360	199	30.7

Elaborado por: Karen Espinoza de los Monteros - Manuel González.

c) Pruebas de restauración de presión

Los resultados de las pruebas de restauración de presión para los pozos en estudio se presentan en la **Tabla 27**; la permeabilidad tiene unos valores que oscilan entre 43.3 y 836.65 md; mientras el rango total del factor St oscila entre -0.57 y 14.9; de igual manera existen casos que no cuentan con un registro actual o simplemente no tienen debido a que las pruebas no se llevan a cabo de manera continua.

Tabla 27. Datos de pruebas BUILD UP de los pozos cañoneados con sistema wireline

POZO	ARENA	BFPD	BPPD	BAPD	Prof. de Medición (pies)	Pr (Psi)	Pwf (Psi)	Sf	St	K (md)
DRRA-011	Ui	720	568.8	151.2	9533	1258	882	NR	4.47	540.68
DRRA-015	Ui	1056	993	63	9107	2053	1057	NR	12	405
DRRA-020	Ui	240	76.8	163.2	9480	1601	1227	NR	14.9	836.65
DRRA-001	Ui	480	316.8	163.2	9299	1500	685	NR	10	736.70
DRTA-012	SIN PRUEBAS PARA ESTE POZO									
DRTA-005	Ui	1056	148	908	9708	2626	838	NR	8.8	282
DRTA-001	Ui	960	922	38	8969	2600	1315	NR	-0.57	225
DRTA-008	Ti	1434	-	-	9615	2665	2205	-NR	-2.07	43.3

Elaborado por: Karen Espinoza de los Monteros - Manuel González.

3.6. POZOS QUE USAN TECNOLOGÍA TCP

Los pozos elegidos mediante este método de cañoneo son: DRGA-001, DRGA-010, DRGA-009, DRTA-013, DRTA-10 y DRTA-014.

En la **Tabla 28** se observa, que los grados API se encuentran entre 26 – 29.3 de los pozos que dispusieron la información; la mayoría de los pozos fueron cañoneados a 4 DPP, únicamente el pozo DRGA-001 fue a 5 DDP; los pies disparados poseen un rango de 6 – 17 pies; la porosidad más baja pertenece a la arena Us del pozo DGRA-001 y Ui en el pozo DRGA-010, en comparación con el más altos de la arena Ti en el pozo DRTA-009. El espacio que se encuentra sin perforar entre los intervalos corresponde a un rango de seguridad cuando se utiliza más de un cañón para el disparo.

Tabla 28. Datos generales de los pozos cañoneados con sistema TCP

POZO	INTERVALO	PIES PERFORADOS	DPP	ARENA	Ø (%)	Sw (%)	βoi (bbl/BF)	°API
DRGA-001	9575-9581	6	5	Us	14	27	1.14	26
DRGA-010	9572-9580	8	4	Ui	14	43	1.20	-
DRTA-009	9474-9487	13	4	Ti	17	46	1.22	29.3
DRTA-013	9710-9717	7	4	Ui	16	65	1.24	-
DRTA-010	9661-9678	17	4	Ti	19	51	1.30	-
DRTA-014	9694-9703	9	4	Ti	13	50	1.18	27.4

Elaborado por: Karen Espinoza de los Monteros - Manuel González.

3.6.1. Historial de workover

En esta **Tabla 29**, se va a presentar únicamente los trabajos de reacondicionamiento, en los cuales se realizó cambio de bombas y cambios de sistema de levantamiento aunque no se muestra todas las operaciones de WO que se realizaron en cada pozo; la mayoría de los pozos seleccionados no cuentan con pruebas anteriores por motivo de que estaban fuera de funcionamiento, pueden ser relativamente nuevos o a la espera de workover.

Tabla 29. Historial de workover de los pozos cañoneados con sistema TCP

POZO	W.O.	OPERACIÓN	BPPD ant.	BPPD des.	BSW %	ZONA	MÉTODO
DRGA-001	2	Completación y pruebas iniciales	320,54	469	7	Us	PPS
DRGA-010	1	Pulling del equipo PPS	105.60	92	60	Ui	PPS
DRTA-009	2	Cambio de bombas	0	168	45	Ti	PPS
DRTA-013	1	Cambio de sistema PPS y bomba.	0	303	21	Ui	PPH
DRTA-010	CPI	-	0	1130	10	Ti	PPS
DRTA-014	CPI	-	0	518	28	Ti	PPS

Elaborado por: Karen Espinoza de los Monteros - Manuel González.

3.6.2. Datos de producción

A continuación, después de realizar el disparo, se muestran las evidencias relacionadas con la conducta de producción del estado actual de los pozos.

a) Pruebas iniciales

Se distingue en la **Tabla 30**, las pruebas iniciales de los pozos tienen cortes de agua entre 7-90%, la extracción de petróleo fluctúa en un rango que se extiende desde 26.4 hasta 468.72 BPPD, adicionalmente no se cuenta con registros de salinidad en ningún caso; el método de producción más utilizado es el PPS y el único pozo con PPH es el DRTA-001, para pozos cañoneados con TCP.

Tabla 30. Pruebas iniciales de los pozos cañoneados con sistema TCP

POZO	ARENA	MÉTODO	BFPD	BPPD	BAPD	BSW%	°API	SALINDAD
DRGA-001	Us	PPS	504	468.72	35.28	7	26	NR
DRGA-010	Ui	PPS	192	76.8	115.2	60	-	NR
DRTA-009	Ti	PPS	306	168.3	137.7	45	29.3	NR
DRTA-013	Ui	PPH	384	303.36	80.64	21	-	NR
DRTA-010	Ti	PPS	1256	125.6	1130.4	90	-	NR
DRTA-014	Ti	PPS	176	26.4	149.6	85	27.4	NR

Elaborado por: Karen Espinoza de los Monteros - Manuel González.

b) Producción

En la actualidad, casi todos los pozos seleccionados para este estudio se encuentran en producción a excepción del pozo DRGA-010.

El BSW es elevado entre 28 – 90%, por este motivo algunos de los pozos no cuentan con la información necesaria y se encuentran cerrados y/o a la espera de workover; las tasas de producción poseen un rango entre los 105.6 – 177.94 BPPD.

Tabla 31. Datos de producción de los pozos cañoneados con sistema TCP

POZOS CON BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE									
POZO	ARENA	BOMBA	BFPD	BPPD	BSW%	BAPD	GOR	T (°F)	API @60
DRGA-001	Us	TD-1200	287	177.94	38	106.06	256	200	26.1
DRGA-010	CERRADO A LA ESPERA DE WO								
DRTA-009	Ti	DN-2150	1444	144.4	90	1299.6	860	210	26.1
DRTA-010	Ti	P-12X	264	105.6	60	158.4	-	-	-
DRTA-014	Ti	DN-1100	-	-	28	-	-	-	-
POZOS CON BOMBEO HIDRAHULICO									
POZO	ARENA	BOMBA	BFPD	BPPD	BSW%	BAPD	GOR	T (°F)	API @60
DRTA-013	Ui	P4X	346	138.4	60	207.6	124	198	26.9

Elaborado por: Karen Espinoza de los Monteros - Manuel González.

c) Pruebas de restauración de presión

Los resultados de las pruebas de restauración de presión para los pozos en estudio se presentan en la **Tabla 32**; la permeabilidad tiene unos valores que oscilan entre 12.58 y 570.68 md; mientras el rango total del factor St oscila entre 0.35 y 5.41 y no se obtienen valores de Sf; de igual manera existen casos que no cuentan con un registro actual o simplemente no tienen debido a que las pruebas no se llevan a cabo de manera continua.

Tabla 32. Datos de pruebas BUILD UP de los pozos cañoneados con sistema TCP

POZO	ARENA	BFPD	BPPD	BAPD	Prof. de Medición (pies)	Pr (Psi)	Pwf (Psi)	Sf	St	K (md)
DRGA-001	Us	912	907	5	9578	4011	3114	-	1.25	169
DRGA-010	Ui	192	92	100	9379	3502	2859. 75	-	0.35	570.68
DRTA-014	SIN REGISTRO DE PRUEBAS EN ESTE POZO									
DRTA-013	Ui	336	218.4	117.6	9713	2769	2570	-	1	399
DRTA-010	Ti	192	92.16	99.84	9707	2950	2776. 3	-	0.37	12.58
DRTA-009	Ti	306	168.30	137.70	9480	2074	1980	-	5.41	73.87

Elaborado por: Karen Espinoza de los Monteros - Manuel González.

3.7. POZOS QUE USAN TECNOLOGÍA ANCLA

Los pozos elegidos mediante este método de cañoneo son: DRRA-003, DRTA-036 y DRRA-006.

En la **Tabla 33** se observa, que los grados API se encuentran entre 22.9 – 26.5; todos los pozos fueron cañoneados a 4 DPP; los pies disparados poseen un rango de 7 – 30 pies; en cuanto a su porosidad y espesor, la arena Ui muestra las cifras más bajas en el pozo DRTA-036, en comparación con los más altos de la arena Ui en el pozo DRTA-002. El espacio que se encuentra sin perforar entre los intervalos corresponde a un rango de seguridad cuando se utiliza más de un cañón para el disparo.

Tabla 33. *Datos generales de los pozos cañoneados con sistema ancla*

POZO	INTERVALO	PIES PERFORADOS	DPP	ARENA	Ø (%)	Sw (%)	β _{oi} (bbl/BF)	API
DRTA-036H	9497' - 9504'	7	4	Ui	17	20	1.15	26.5
DRRB-002	9523 - 9540	17	4	Ui	13	-	1.20	22.9
DRRA-006	9079' - 9109'	30	4	Ui	15	21	1.05	26.2

Elaborado por: Karen Espinoza de los Monteros - Manuel González.

3.7.1. Historial de workover

En la **Tabla 34**, se presenta únicamente los trabajos de reacondicionamiento, en los cuales se realizó cambio de bombas y pruebas iniciales; la información completa del historial de reacondicionamientos de cada pozo se encuentra en el **Anexo 5.1**; el 60% de los pozos cuenta con bombeo electrosumergible y el otro 40% con bombeo hidráulico. La zona productora de los tres pozos es Ui.

Tabla 34. *Historial de workover de los pozos cañoneados con sistema ancla*

POZO	W.O.	OPERACIÓN	BPPD ant.	BPPD des.	BSW%	ZONA	MÉTODO
DRTA-036H	4	Cambio de bomba a la SN-2600.	1771	488	84	Ui	PPS
DRRB-002	1	Cambio de levantamiento artificial de PPH a PPS.	397	241	4	Ui	PPS
DRRA-006	1	Completación y pruebas iniciales.	0	423	0.10	Ui	PPS

Elaborado por: Karen Espinoza de los Monteros - Manuel González.

3.7.2. Datos de producción

A continuación, después de realizar el disparo, se muestran las evidencias relacionadas con la conducta de producción del estado actual de los pozos.

a) *Pruebas iniciales*

Se distingue en la **Tabla 35**, las pruebas iniciales de los pozos tienen cortes de agua entre 0.10-20%, la extracción de petróleo fluctúa en un rango que se extiende desde 261.6 hasta 528.8 BPPD, adicionalmente no se cuenta con registros de salinidad en ningún caso; el método de producción más utilizado es el bombeo electrosumergible para pozos cañoneados con TCP.

Tabla 35. *Pruebas iniciales de los pozos cañoneados con sistema ancla*

POZO	ARENA	MÉTODO	BFPD	BPPD	BAPD	BSW%	°API	SALINDAD
DRTA-036H	Ui	PPS	661	528.8	132.2	20	26.5	NR
DRRB-002	Ui	PPS	327	261.6	65.4	20	28	NR
DRRA-006	Ui	PPS	461	460.539	0.461	0.10	26.7	NR

Elaborado por: Karen Espinoza de los Monteros - Manuel González.

b) *Producción*

En la actualidad, al menos la mayoría de los pozos seleccionados para este estudio se encuentran en producción como se muestra en la **Tabla 36**.

Dado que el BSW es elevado, con un rango de 0.1 % a 64 %, algunos pozos se encuentran cerrados o a la espera de una intervención; las tasas de extracción varían entre 419.58 y 507.24 BPPD.

Tabla 36. Datos de producción de los pozos cañoneados con sistema ancla

POZOS CON BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE									
POZO	ARENA	BOMBA	BFPD	BPPD	BSW (%)	BAPD	GOR	T (°F)	API @60
DRTA-036H	Ui	SN-2600	1409	507.24	64	901.76	200	98	24.8
DRRB-002	Ui	P-8X	POZO CERRADO (PUNTA LIBRE)						
DRRA-006	Ui	D725N	420	419.58	0.1	0.42	350	98	21.6

Elaborado por: Karen Espinoza de los Monteros - Manuel González.

c) Pruebas de restauración de presión

Los resultados de las pruebas de restauración de presión para los pozos en estudio se presentan en la **Tabla 37**; la permeabilidad tiene unos valores que oscilan entre 108 y 416 md; mientras el valor que tenemos del factor St es 19.8 y de Sf es 2.6; de igual manera existen casos que no cuentan con un registro actual o simplemente no tienen debido a que las pruebas no se llevan a cabo de manera continua.

Tabla 37. Datos de pruebas BUILD UP de los pozos cañoneados con sistema ancla

POZO	ARENA	BFPD	BPPD	BAPD	Prof. de Medición (pies)	Pr (Psi)	Pwf (Psi)	Sf	St	K (md)
DRRB-002	Ui	570	461.7	108.3	9311	1926	1345	-	19.8	416
DRTA-036H	SIN REGISTRO DE PRUEBAS DE ESTE POZO									
DRRA-006	Ui	1152	1129	23	9855	2120	1031	2,6	-	108

Elaborado por: Karen Espinoza de los Monteros - Manuel González.

CAPITULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

En esta sección se apreciará el estudio comparado y técnico de los resultados obtenidos de los diferentes sistemas de cañoneo utilizados en las arenas productoras "U" y "T" en el campo Drago, analizando la influencia que tienen sobre el comportamiento productivo de los pozos; además de la evaluación de interesantes aspectos operativos, petrofísicos y productivos que justifican las recomendaciones de las aplicaciones futuras.

4.1. ANÁLISIS TÉCNICO

En el capítulo 2, se hace referencia al procedimiento a seguir, a continuación se lleva a cabo el cálculo de la presión de bajo balance correspondiente a las arenas productoras U_s , U_i y T_s . Para este cálculo se recurre a los valores de permeabilidad obtenidos de las pruebas de restauración de presión y a las respectivas densidades; de la misma manera, se pasa a la estimación de la densidad de la formación rocosa.

Este análisis se llevará a cabo de forma individual para cada uno de los pozos seleccionados previamente en el capítulo 3, manteniéndose la misma clasificación a partir del sistema de cañoneo que se utilizó en cada caso.

4.2. CALCULO DE LA DENSIDAD DE FORMACIÓN

La porosidad se calcula a partir de la relación de balance de masas:

$$\rho_b = \phi \cdot \rho_f + (1 - \phi) \cdot \rho_{ma} \quad \text{Eq. 11}$$

Donde:

- ρ_b = densidad de formación (bulk density)
- ϕ = porosidad

- ρ_f = densidad del fluido en el poro
- ρ_{ma} = densidad de la matriz (roca sólida)

En la siguiente **Tabla 38** se presentan valores típicos para la densidad de matriz, tanto para arenisca, caliza, y dolomita.

Tabla 38. *Valores para densidad de matriz*

Valores típicos de densidad de matriz	
Arenisca (cuarzo)	2.65 g/cm ³
Caliza (calcita)	2.71 g/cm ³
Dolomita	2.87 g/cm ³

Elaborado por: Karen Espinoza De Los Monteros – Manuel González

En el presente trabajo se usará la densidad de matriz de 2.65 g/cm³ para realizar el cálculo de ρ_b para cada arena productora de los pozos seleccionados tales como: Ui, Us y Ti. Posteriormente será utilizado para hallar la presión bajo-balanceada.

- Para la arena Ui:

$$\rho_b = \phi \cdot \rho_f + (1 - \phi) \cdot \rho_{ma}$$

$$\rho_b = 0.149(1) + (1 - 0.149)(2.65)$$

$$\rho_b = 2.40 \text{ g/cm}^3$$

- Para la arena Us

$$\rho_b = \phi \cdot \rho_f + (1 - \phi) \cdot \rho_{ma}$$

$$\rho_b = 0.112(1) + (1 - 0.112)(2.65)$$

$$\rho_b = 2.46 \text{ g/cm}^3$$

- Para la arena Ti

$$\rho_b = \phi \cdot \rho_f + (1 - \phi) \cdot \rho_{ma}$$

$$\rho_b = 0.155(1) + (1 - 0.155)(2.65)$$

$$\rho_b = 2.39 \text{ g/cm}^3$$

4.2.1. Cálculo de la presión bajo-balanceada

La estimación de la presión bajo-balanceada es una de las etapas en la preparación operativa del diseño del sistema de cañoneo, ya que permite obtener una presión diferencial controlada entre el yacimiento y el pozo durante el evento de detonación. La condición temporal antes citada dirige a retirar los sólidos y los detritos generados durante el avance de las cargas, facilitando la limpieza de las perforaciones y optimizando el contacto efectivo con la formación.

En este apartado se explicará la metodología aplicada a los pozos que han sido seleccionados, a continuación se explica la metodología a seguir para el cálculo de la presión bajo-balanceada en la que se consideran las condiciones de operación y las propiedades específicas del pozo DRGA-001.

1. Estimación de la presión bajo-balanceada máxima ΔP_{max}

$$\Delta P_{max} = 2340 * \rho_b - 4000$$

$$\Delta P_{max} = (2340 * 2.46) - 4000$$

$$\Delta P_{max} = 1756.4 \text{ psi}$$

2. Estimación de la presión bajo-balanceada mínima ΔP_{min}

$$\Delta P_{min} = \frac{3500}{K^{0.37}}$$

Para realizar este cálculo se empleará valores de permeabilidad tomadas de las pruebas de restauración de presión. Para el pozo DRA-001, la ecuación sería:

$$\Delta P_{min} = \frac{3500}{(169)^{0.37}}$$

$$\Delta P_{min} = 524.50 \text{ psi}$$

3. Determinación del valor promedio de presión $\overline{\Delta P}$

$$\overline{\Delta P} = \frac{(\Delta P_{max} + \Delta P_{min})}{2} \cong \Delta P$$

$$\overline{\Delta P} = \frac{(1756.4 + 524.50)}{2}$$

$$\overline{\Delta P} = 1140.45 \text{ psi}$$

Solo si no cumple el rango establecido, ver **Tabla 4**.

La presión diferencial estimada (ΔP promedio) se encuentra fuera del intervalo, por lo tanto, es necesario realizar un ajuste al valor de la presión bajo-balanceada, de manera que el ΔP resultante se ubique dentro del rango comprendido entre el ΔP mínimo y el valor medio, entonces el procedimiento a seguir sería:

$$\Delta P = \frac{(\overline{\Delta P} + \Delta P_{min})}{2}$$

$$\Delta P = \frac{(1140.45 + 524.50)}{2}$$

$$\Delta P = 832.48 \text{ psi}$$

La **Tabla 39** proporciona los valores estimados de presión bajo-balanceada para cada uno de los pozos bajo análisis, convirtiéndose en un rango que va de 654.76 *psi* a 1487.035 *psi*. Si agrupamos los datos por unidad productora podemos determinar presiones promedio de 1319.77 *psi* para la arena Ti, 832.48 *psi* para la arena Us y 801.87 *psi* para la arena Ui. La elevada presión que se ha registrado en la Ti se debe a la baja permeabilidad del pozo DRTA-010. En el caso de la arena Us, únicamente cabe hacer referencia al pozo DRGA-001. De manera contraria, se han omitido los pozos en los que se ha intervenido mediante el sistema de cañoneo con Wireline, dado que se trata de una técnica que se aplica en aquellas operaciones que funcionan bajo condiciones de sobrebalance. Respecto de la arena Ti, hemos registrado al pozo DRTA-010 como la menor permeabilidad.

Tabla 39. Resumen cálculo del ΔP bajo-balance para cada pozo seleccionado

POZO	ARENA	TÉCNICA DE CAÑONEO	PERMEABILIDAD (md)	ΔP BAJO BALANCE <i>Psi</i>
DRRA-011	Ui	WL	540.68	NA
DRRA-015	Ui	WL	405	NA
DRRA-020	Ui	WL	836.65	NA
DRRA-001	Ui	WL	736.70	NA
DRTA-012	Ti	WL	NA	NA
DRTA-005	Ui	WL	282	NA
DRTA-001	Ui	WL	225	NA
DRTA-008	Ti	WL	43.3	NA
DRGA-001	Us	TCP	169	832.48
DRGA-010	Ui	TCP	570.68	654.76
DRTA-009	Ti	TCP	73.87	1152.51
DRTA-013	Ui	TCP	399	998.84
DRTA-010	Ti	TCP	12.58	1487.035
DRTA-014	Ti	TCP	NA	NA
DRTA-036	Ui	ANCLA	NA	NA
DRRB-002	Ui	ANCLA	416	685.63
DRRA-006	Ui	ANCLA	108	868.26

Elaborado por: Karen Espinoza De Los Monteros – Manuel González

Para llevar a cabo el cálculo, se van a tener en consideración densidades de 2.46 g/cm³, 2.40 g/cm³, y 2.39 g/cm³ asociadas con las arenas Us, Ui y Ti, respectivamente. Superior a las que se han empleado, a partir de los datos experimentales que resultaron de los registros eléctricos realizados en los pozos del Campo Drago.

El objetivo del cálculo de la presión bajo-balanceada, teniendo en cuenta las condiciones petrofísicas de cada pozo, es el de conseguir un mejor conocimiento para poder realizar con un mayor orden y adecuación técnica las operaciones de cañoneo, conocer también el efecto directo de los sistemas de cañoneo en los pozos y sus arenas productoras.

4.2.2. Relación entre parámetros del yacimiento y sistemas de cañoneo

La producción de un pozo depende de las condiciones petrofísicas del yacimiento y de la técnica de cañoneo aplicada en su terminación. Para ello se compararán las variables

como: la permeabilidad, el factor de daño (S) y la tasa de producción de petróleo en función del sistema de cañoneo aplicado.

Para el análisis posterior vale aclarar que es importante mencionar el número de pozos del que se ha seleccionado cada sistema de cañoneo, así como el número de pozos en función de su arena productora como por ejemplo Us, Ui y Ti.

Por último, en la **Tabla 40** se muestran los pozos seleccionados en función de los sistemas de cañoneo aplicados.

Tabla 40. Pozos seleccionados con respecto a su sistema de cañoneo

TÉCNICA DE CAÑONEO	POZOS
Wireline	8
TCP	6
Ancla	3
Total	17

Elaborado por: Karen Espinoza De Los Monteros – Manuel González

En la siguiente **Tabla 41** se muestran los pozos seleccionados con respecto a sus arenas productoras, tales como U superior, U inferior y T inferior

Tabla 41. Cantidad de pozos seleccionados por arena productora

	U superior	U inferior	T inferior
Wireline	NA	6	2
TCP	1	2	3
Ancla	NA	3	NA
Total	1	11	5

Elaborado por: Karen Espinoza De Los Monteros – Manuel González

En la siguiente **Tabla 42** se presentan los valores correspondientes al factor S, permeabilidad y volumen diario de petróleo producido, obtenidos a partir de las pruebas

de restauración de presión y de producción actual, tomando en cuenta la técnica de cañoneo empleada y la arena productora asociada.

Tabla 42. *Datos de permeabilidad, factor de Skin y producción de pozos seleccionados*

POZO	ARENA	TÉCNICA DE CAÑONEO	St	K (md)	BPPD
DRRA-011	Ui	WL	4.47	540.68	568.8
DRRA-015	Ui	WL	12	405	993
DRRA-020	Ui	WL	14.9	836.65	76.8
DRRA-001	Ui	WL	10	736.70	316.8
DRTA-012	Ti	WL	NO HAY REGISTRO	NO HAY REGISTRO	NO HAY REGISTRO
DRTA-005	Ui	WL	8.8	282	148
DRTA-001	Ui	WL	-0.57	225	922
DRTA-008	Ti	WL	-2.07	43.3	NO HAY REGISTRO
DRGA-001	Us	TCP	1.25	169	37.92
DRGA-010	Ui	TCP	0.35	570.68	92
DRTA-009	Ti	TCP	5.41	73.87	168.30
DRTA-013	Ui	TCP	1	399	303
DRTA-010	Ti	TCP	0.37	12.58	92.16
DRTA-014	Ti	TCP	NO HAY REGISTRO	NO HAY REGISTRO	NO HAY REGISTRO
DRTA-036HR1	Ui	ANCLA	NO HAY REGISTRO	NO HAY REGISTRO	NO HAY REGISTRO
DRRB-002	Ui	ANCLA	19.8	416	461.7
DRRA-006	Ui	ANCLA	NO HAY REGISTRO	108	1129

Elaborado por: Karen Espinoza De Los Monteros – Manuel González

Se procedió a realizar un adecuado análisis de estos parámetros básicos del yacimiento, por lo que en la **Tabla 42** se puede verificar sus respectivos sistemas de cañoneos, los parámetros y las arenas en análisis, los que permite determinar en primer lugar que para los pozos DRTA-012, DRTA-036 y DRRA-006 no presenta registros en relación con el factor S, así como también respecto el pozo DRTA-014 que no presenta tampoco registros de factor S ni de los BPPD.

En adición a ello, los pozos DRTA-012, DRTA-008 y DRTA-014 no presentan datos de producción de petróleo (BPPD) por encontrarse actualmente fuera de acción o en espera técnica. Para el pozo DRRB-002 es el único pozo que se encuentra activo con el método de cañoneo tipo ancla, ya que los demás pozos DRTA-036HR1 y DRRA-006 empleados por esta misma técnica de cañoneo presentan sus BPPD pero no existen registros de factor S para su posterior análisis.

Es evidente que el método de cañoneo por cable ha sido más común en pozos finalizados en la arena Ui, mostrando una amplia variedad en los valores de St. Dichos valores oscilan entre negativos, tal como se aprecia en los pozos DRTA-001 y DRTA-008, lo cual podría indicar una mejora en la producción respecto al estado original de la formación, hasta altos valores positivos, como los hallados en DRRA-015 ($St = 12$) y DRRA-020 ($St = 14.9$), lo cual denota un daño significativo a la formación.

Las permeabilidades relacionadas con este procedimiento muestran igualmente un amplio rango que va desde 43.3 a 836.65 mD, y la producción fluctúa de manera notable, llegando a un máximo de 993 BPPD en el pozo DRRA-015 y a un mínimo de 76.8 BPPD en el pozo DRRA-020. Esto sugiere que no existe una relación directa entre un St elevado y una baja producción, lo cual podría estar afectado por otros elementos como la presión, el espesor o la saturación.

La técnica TCP se ha aplicado especialmente en los pozos de arena Ti, donde los índices de St suelen ser más bajos, generalmente por debajo de 1.25, lo que indica un daño reducido a la formación. Las permeabilidades de estos pozos en su mayoría son altas, llegando en algunos casos a sobrepasar los 570 md, y aunque la producción suele ser inferior a la de los pozos wireline de Ui, en ciertos casos como el DRTA-013, llega a alcanzar hasta 303 BPPD. Esto podría sugerir que, a pesar del menor daño, las

características de la formación Ti podrían restringir la productividad en comparación con la arena Ui.

4.3. COMPARACIÓN ENTRE LOS DIFERENTES SISTEMAS DE CAÑONEO DEL CAMPO DRAGO

El estudio comparativo de los sistemas de cañoneo empleados en los pozos del Campo Drago, WL, TCP y Ancla, muestra una conducta técnica distinta en términos de su influencia en el perjuicio a la formación, la productividad y la eficiencia operativa, en función de las propiedades de cada tipo de las arenas.

A continuación, se presenta la comparación entre las diferentes técnicas de cañoneo del Campo Drago, agrupando los pozos por arenas productoras, Us, Ui y Ti.

4.3.1. Arena U superior

El único pozo detallado en el conjunto de datos para la arena Us es el DRGA-001, completado mediante la técnica de cañoneo TCP, la cual hemos mencionado anteriormente en el capítulo 2 como un tipo de intervención reconocida por aportar un mejor control operativo y minimizar el daño a la formación en su perforación. Este pozo cuenta con una permeabilidad de 169 md, un valor que puede considerarse como moderadamente alto y que nos dice que se trata de una buena formación para transmitir fluidos. Sin embargo, la producción de 37.92 *BPPD* no concuerda con el nivel de permeabilidad que nos indica este tipo de formación, lo que podría sugerir problemas de flujo restringido en la zona próxima al pozo. Esta hipótesis se refuerza aún más al observar un Skin de 1.25 lo que nos revela una condición de daño moderado que afecta negativamente a la productividad del pozo.

El pozo DRGA-001 supone una oportunidad muy clara de optimización de una formación que, a pesar de que sólo esté representada por un pozo en la muestra, tiene unas características petrofísicas favorables. La técnica de cañoneo adecuado son ventajas muy claras, pero el daño cerca del pozo es la principal barrera para obtener una mejor

recuperación, y se podría revertir con un diseño de intervención técnica que se oriente a eliminar el daño en la cerca del pozo.

La arena Us, a pesar de ser menos investigada, muestra una respuesta técnica adecuada a distintas técnicas de cañoneo, lo que la posiciona como una unidad con potencial para optimizar. Este análisis enfatiza la importancia de adaptar el sistema de cañoneo según el tipo de formaciones, considerando no solo la técnica en sí, sino también su interacción con la geología, la presión y las condiciones dinámicas del yacimiento.

4.3.2. Arena U inferior

En los datos presentados anteriormente en la **Tabla 42** se verifica que la mayoría de los pozos son cañoneados a través del método WL. Esta formación detalla una variedad de permeabilidades, que oscilan entre 108 md (DRTA-001) y alcanzan más de 836.65 mD (DRRA-020). Lo que se llega a indicar que es una formación muy variada, tanto en términos petrofísicos como en su reacción ante el cañoneo.

Respecto al factor de daño (S_t), los pozos de arena Ui exhiben una notable variabilidad. En ciertas situaciones, se observan resultados negativos como en el pozo DRTA-001 y DRTA-008, lo que podría estar relacionado con efectos de limpieza natural o condiciones favorables del pozo después del disparo, debido a que el método de WL se realiza bajo condiciones de sobre balance.

Con estos valores de factor S la productividad (BPPD) de los pozos en esta arena es relativamente alta de manera general, con cifras como 993 BPPD en el pozo DRRA-015, 922 BPPD en DRTA-001 y 1129 BPPD en el pozo DRRA-006, aunque este último es cañoneado bajo la técnica ancla. Esto respalda la teoría de que la arena Ui posee un alto potencial productivo intrínseco, capaz de contrarrestar en parte los efectos negativos del daño. La implementación de técnicas como ancla también ha mostrado ser muy efectiva en esta arena, al combinar una alta producción con buena permeabilidad como es el caso de los pozos DRRA-006 y DRRB-002, lo que sugiere un manejo más eficiente del daño mecánico e invasivo, sin embargo, no existe registro de daño en el pozo DRRA-006.

De manera general la arena Ui se comporta como una formación de alta productividad, aunque requiere un control adecuado del daño causado por cada técnica de cañoneo. La técnica WL, a pesar de ser comúnmente empleada, puede provocar niveles significativos de daño si no se gestiona el diferencial de presión.

Mediante criterio de análisis comparativo se extrajo el promedio de los valores del factor S, la permeabilidad y la producción de petróleo (BPPD) agrupando por tipo de factor S (positivo o negativo) y técnica de cañoneo.

A continuación, en la siguiente **Tabla 43** se presentan los promedios obtenidos para los pozos localizados en la arena Ui, diferenciados por el factor S y el sistema de cañoneo aplicado. Cabe señalar que se excluyeron del análisis los casos en los que solo se dispone de un pozo representativo, como ocurre con el factor S positivo en la técnica tipo ancla y el factor S negativo en el sistema wireline, para evitar afectaciones estadísticas en los resultados comparativos, se ha establecido un marco de análisis con condiciones comparables entre pozos, de modo que las diferencias se atribuyan exclusivamente al sistema de cañoneo aplicado.

Tabla 43. *Valores de factor s, permeabilidad y BPPD clasificados por su tipo de factor S y técnica de cañoneo*

TÉCNICA DE CAÑONEO	TIPO DE FACTOR S	FACTOR S	PERMEABILIDAD (md)	BPPD
Wireline	Positivo	10.034	560.206	420.68
	Negativo	-0.57	225	922
TCP	Positivo	1.67	484.84	138.67
	Negativo	NA	NA	NA
Ancla	Positivo	19.8	262	461.7
	Negativo	NA	NA	NA

Elaborado por: Karen Espinoza De Los Monteros – Manuel González

La **Tabla 43** es una herramienta de comparación entre las diferentes técnicas de cañoneo Wireline, TCP y Ancla, especialmente en el comportamiento histórico del factor de daño o factor S, de permeabilidad y tasas de producción de petróleo. A través de su análisis se

aprecian diferencias notables en la eficiencia de la completación, así como en la capacidad de conexión de la técnica de cañoneo, en función de esta técnica de cañoneo utilizada.

Para la técnica Wireline se detalla una clara diferencia entre los escenarios con un factor S positivo y uno negativo. En las situaciones con un daño positivo, se observa un promedio de $S = 10.034$, relacionado con una permeabilidad de 560.206 mD y una producción promedio de 420.68 BPPD.

Este daño es significativo, lo que implica que el uso de wireline, sobre todo en condiciones de sobrebalance, puede afectar considerablemente la conectividad en la formación adyacente al pozo. Pese a esto, la producción alcanzada se mantiene en un rango intermedio, lo que sugiere que la zona afectada todavía tiene parte de su capacidad de entrega. En contraste, con un factor S negativo, es decir, bajo condiciones propicias de limpieza o estimulación natural del pozo, se reportan mejores resultados en la producción 922 BPPD aunque con una permeabilidad inferior de 225 mD. Lo que se indica que, en wireline, el estado del daño es más determinante que la permeabilidad en el rendimiento final, y que la optimización de operaciones puede mitigar parcialmente los impactos negativos del disparo

Respecto a la técnica TCP, solo hay información disponible para un caso con S positivo de 1.67. Este nivel, aunque refleja un daño, es relativamente bajo frente a wireline, lo que respalda el carácter menos invasivo del sistema TCP, que generalmente funciona bajo condiciones de bajo balance. La permeabilidad de 484.84 mD es alta, pero la producción obtenida es notablemente inferior que este caso se muestra el valor de 138.67 BPPD. Esta diferencia sugiere que, a pesar de que TCP reduce el daño, hay restricciones adicionales no ligadas al sistema de cañoneo que afectan la productividad, tales como la presión de yacimiento, el espesor drenado o la eficacia del levantamiento artificial. No se dispone de información de St negativo para esta técnica, por lo que no se pueden evaluar los beneficios del TCP en circunstancias más favorables.

Mientras que, para la técnica de cañoneo tipo ancla, el único caso detallado se refiere a un factor de daño positivo notable de $S = 19.8$, con una permeabilidad de 262 mD y una producción de 461.7 BPPD. Podemos notar que el daño de formación influye considerablemente en la producción por día en el pozo aunque aun así presenta una

producción aceptable y mayor a la del sistema TCP. Esto podría señalar que, aunque el sistema ancla puede ocasionar daño en ciertos escenarios, posiblemente debido a su gran capacidad de penetración o por condiciones operativas específicas, la dirección controlada de los disparos y la mayor eficiencia energética del sistema logran acceder a áreas de alto potencial productivo, compensando así el daño. También podría tratarse de un caso excepcional, donde el daño registrado no se traduce en una verdadera pérdida de conectividad, o donde la formación conserva suficiente presión y permeabilidad para superar dicha limitación.

Por otro lado, el TCP exhibe el mejor comportamiento en cuanto a la reducción del daño, aunque esto no siempre se traduce en alta productividad si las condiciones del yacimiento no son óptimas. Finalmente, la técnica de ancla, a pesar de estar relacionada en este caso con un alto factor de daño, ha mostrado un rendimiento productivo superior, sugiriendo que puede ser la opción más eficaz en determinadas condiciones geológicas. Estos hallazgos refuerzan la importancia de combinar la selección del sistema de cañoneo con un análisis exhaustivo del yacimiento, teniendo en cuenta no solo el daño inducido, sino también la presión, la permeabilidad efectiva, el espesor drenado y las condiciones operativas específicas.

4.3.3. Arena Ti

La arena T inferior se relaciona principalmente con pozos cañoneados mediante la técnica TCP. Esta formación también presenta regulares valores de permeabilidad, como se observa en los pozos DRTA-009 con una permeabilidad de 73.87 mD y DRTA-013 con 399 mD, lo que indica un buen potencial petrofísico. No obstante, en comparación con la arena Ui, los niveles de producción en los pozos completados en Ti son mucho más bajos. Tal es el caso que en el pozo DRTA-009 genera 168.30 BPPD mientras que en el pozo DRTA-013 produce 303 BPPD, lo que podría atribuirse a factores como menor presión en el yacimiento, menor espesor efectivo o propiedades capilares que limitan el flujo.

Un punto importante para destacar es que los valores de St en la arena Ti son bajos en casi todas las instancias, por debajo de 1.5, lo que indica una intervención menos invasiva y una mejor preservación de la conectividad del pozo con la formación. Esto se debe directamente a las ventajas operativas del TCP, que posibilita disparos en condiciones de equilibrio o incluso bajo balance, lo que minimiza la invasión de fluidos perjudiciales.

A pesar de que la técnica TCP ha mostrado ser efectiva en términos de conservación de la formación, la producción restringida observada sugiere que la arena Ti , a pesar de su buena permeabilidad, presenta características limitantes que afectan la productividad, probablemente relacionadas con el contexto geológico-estratigráfico más que con la técnica de completación en sí. Sin embargo, el bajo St positivo registrado señala que hay espacio para mejorar la producción si se optimizan otras variables del sistema operativo (fracturamiento, limpieza después del cañoneo, levantamiento artificial).

4.4. ANALISIS DE RESULTADOS

Antes de analizar los parámetros factor S , permeabilidad y producción de petróleo de cada productor de arenas, es fundamental destacar que, en algunos casos, no se dispone de información completa sobre uno o más de estos valores. Además, en algunos casos, los datos registrados pertenecen a áreas distintas a las actualmente activas; esto se detalló en la evaluación individual de cada unidad productiva.

El análisis de resultados de los puntos pertenecientes a las arenas Us , Ui y Ti permite identificar patrones técnicos pertinentes respecto al comportamiento del yacimiento y la eficiencia de las estrategias de terminación implementadas. Si bien cada formación presenta características geofísicas y operativas únicas, su comparación revela tendencias claras que pueden ayudar a orientar futuras decisiones sobre el control de daños, la elección de una técnica de cañoneo y la optimización de la productividad.

En el caso de la arena Us , el cual solamente está representada por un pozo, hay condiciones petrofísicas propicias, sobre todo en lo que se refiere a la permeabilidad. Sin embargo, la producción registrada no representa su potencial productivo, debido a un factor de daño moderadamente alto, resultado de que, a pesar de la calidad de la roca,

existen limitaciones concretas posiblemente asociadas a una mala completación o bien a un daño inducido en la perforación. Por otra parte, la arena U_i muestra una relevante variabilidad en sus propiedades petrofísicas y en su productividad. Aun cuando existen pozos que obtienen altos valores de permeabilidad sufren del desempeño más limitado por altos valores de S_{kin}

El análisis de resultados obtenidos para el Campo Drago, considerando la interacción entre las técnicas de cañoneo, el tipo de formación y los parámetros operativos, permite establecer una visión integral sobre el desempeño técnico y productivo de los pozos evaluados. Se ha identificado una marcada dependencia entre la técnica de completación utilizada y el comportamiento del pozo en términos de daño a la formación (factor de daño, S), permeabilidad (K) y producción de petróleo por día (BPPD). Esta relación no es lineal, sino que está fuertemente condicionada por el tipo de arena productora y las condiciones específicas de cada operación.

Los resultados muestran que la técnica de cañoneo con wireline, ampliamente utilizada en la formación U_i , tiende a generar niveles de daño significativamente elevados, especialmente cuando se aplica bajo condiciones sobre balance. En varios pozos intervenidos con este sistema, los valores del factor de daño superan 10, lo cual indica una reducción importante en la conectividad de la formación con el pozo. A pesar de ello, la producción asociada a estos casos no es baja. De hecho, en ciertos escenarios, incluso con altos valores de S , alcanzan tasas de producción superiores a los 400 BPPD, lo que confirma que la alta permeabilidad natural de la arena U_i , junto con su potencial de flujo, puede compensar parcialmente los efectos negativos del daño inducido. Además, existen casos en los que el cañoneo wireline generó un factor de daño negativo, lo cual se tradujo en una productividad excepcionalmente alta, como ocurrió en el pozo DRTA-001 con más de 900 BPPD. Esto sugiere que, en condiciones operativas adecuadas, la técnica puede resultar efectiva, pero su desempeño es altamente sensible a la ejecución.

La aplicación del sistema TCP principalmente en la formación T_i evidencia un comportamiento distinto. Los valores de S asociados a esta técnica son bajos, confirmando su menor grado de invasión. El uso de TCP bajo condiciones controladas minimiza el ingreso de fluidos de completación a la formación, conservando la permeabilidad y reduciendo el daño alrededor del canal de comunicación de disparo. Sin

embargo, a pesar de su eficiencia en la conservación de la integridad de la formación, los niveles de producción obtenidos en pozos cañoneados con TCP son relativamente bajos en comparación con los observados en la formación Ui. En promedio, las producciones apenas superan los 130 BPPD, incluso con permeabilidades altas. Esto indica que la limitación no radica en la técnica de cañoneo, sino en las características propias de la arena Ti, que podrían incluir menor presión de yacimiento, baja energía natural, menor espesor drenado o presencia de barreras estratigráficas que restringen el flujo. En este contexto, TCP ha demostrado ser técnicamente confiable para preservar el potencial del pozo, pero su efectividad final depende de que el yacimiento tenga condiciones favorables de drenaje y energía.

Por su parte, la técnica de cañoneo tipo ancla, aunque aplicada en menor cantidad de pozos, ha mostrado resultados productivos. En los pozos donde se aplicó este sistema, como en la arena Ui, se registra una tasa de producción alta, incluso cuando el factor de daño es elevado. Un ejemplo destacable es el pozo DRRB-002 con $S = 19.8$, que alcanzó una producción cercana a los 400 BPPD, lo que indica que la eficiencia del sistema anclado para generar canales de flujo profundos y orientados puede ser determinante en formaciones de alta calidad. Sin embargo, por el alto daño a la formación es descartado en este caso.

En síntesis, los resultados confirman que no existe una técnica de cañoneo universalmente superior, sino que el rendimiento de cada una está íntimamente ligado al tipo de formación y al contexto operativo. La arena Ui responde favorablemente incluso ante condiciones de cañoneo adversas, siempre que cuente con buena permeabilidad y presión. La arena Ti, en cambio, requiere de técnicas no invasivas como TCP, pero su rendimiento está limitado por factores geológicos. La arena Us presenta un comportamiento intermedio, pero ha respondido bien al uso de técnicas como ancla. En todos los casos, el uso eficiente de la técnica de cañoneo debe ir acompañado de un conocimiento profundo del yacimiento, control operativo riguroso, y, cuando sea necesario, aplicaciones de estimulación o limpieza post-disparo. Solo así se podrá maximizar la productividad de cada pozo y optimizar la recuperación del hidrocarburo presente.

CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1. CONCLUSIONES

El procedimiento llevado a cabo en el Capítulo 4 no tuvo en cuenta algunas variables, como el tipo de carga y su tamaño, que normalmente forman parte de las simulaciones previas a realizar una operación de cañoneo. Por eso, el número obtenido de presión de bajo balance debe ser considerado una aproximación a la real.

Analizar los pozos del Campo Drago revela que evaluar el valor de una técnica de cañoneo requiere más que solo mirar el perjuicio ocasionado o el caudal obtenido. Para decidir la técnica más conveniente, es crucial unificar criterios: cómo se comporta el pozo a nivel hidráulico reflejado en el factor de daño, S y su capacidad productiva en BPPD, así como también considerar sus permeabilidades en mD.

En este contexto, la técnica de wireline ha demostrado una notable capacidad para lograr altos niveles de producción, incluso en pozos con un deterioro significativo. Esto se ha observado especialmente en la formación U_i , que se distingue por su alta permeabilidad y presión natural, donde se han registrado producciones superiores a los 900 BPPD, a pesar de que los factores de daño superaban los valores generalmente considerados aceptables en otros entornos. Aún más importante es que algunos pozos wireline presentan factores de daño negativos junto a una alta producción, lo que sugiere que, bajo condiciones de disparo controladas, este sistema no solo previene daño, sino que también puede potenciar la conectividad entre el pozo y la formación. Por lo tanto, wireline se establece como la técnica más eficiente para optimizar la producción del Campo Drago.

Con una permeabilidad de 225 mD, la técnica wireline de perforación con cañón resulta la técnica óptima desde un punto de vista técnico, incluso con un factor de daño ($S = -0.57$), alcanzo un valor de producción de 922 BPD. Por ello, es una buena opción.

La técnica TCP, aunque logró valores bajos de S, incluso en terrenos sensibles como la arena Ti, no siempre se traduce en grandes volúmenes de producción. El promedio que se obtiene con este método es inferior a 140 barriles por día, a pesar de que la permeabilidad del terreno es buena. Esto implica que, si bien TCP cuida la zona cercana al pozo, su éxito productivo depende de factores geológicos y energéticos que no están relacionados con el sistema de cañoneo. No obstante, TCP es lo mejor para minimizar el daño, sobre todo en terrenos con presión comprometida, gran contenido de agua o poca firmeza.

Los valores de factor S, ya sean positivos o negativos, atribuidos con cada técnica de cañoneo en el campo Drago son: en el caso de wireline, un factor S de 10.034 (positivo) y -0.57 (negativo); una técnica TCP, que muestra un valor positivo de 1.67 y sin registros negativos; y en la técnica de sistema ancla, que muestra un valor positivo de 19.8 y sin valores negativos.

Es importante recalcar que la técnica TCP requiere que el disparo se realice como parte de una corrida con tubing, lo que implica que el pozo se halle en condiciones mecánicas óptimas para recibir la tubería de producción, así como contar con un sistema de disparo hidráulico o mecánico fiable. Estos aspectos convierten a la técnica TCP en una técnica recomendable cuando se han de priorizar la eficiencia y el control de condiciones de fondo especialmente en pozos con alta presión o desviados.

La arena U inferior destaca por sus perfectas condiciones para la explotación; tiene gran espesor y una permeabilidad muy superior a todo el resto de las formaciones estudiadas y está, además, en la mayoría de los pozos productores del campo Drago (11 en total) y es la única unidad en donde se han llevado a cabo todas las técnicas de cañoneo analizadas.

En relación con la técnica ancla, si bien ha probado su valor en terrenos muy permeables, su implementación se ha vinculado con un incremento en el daño a la formación, sugiriendo que la detonación podría ser considerablemente agresiva. Esto tal vez se deba a su notable habilidad para perforar ya la ejecución del procedimiento en entornos de presión no óptimos. No obstante, en arenas de buena calidad y sometidas a presiones elevadas, esta estrategia podría resultar beneficiosa si se complementa con

procedimientos de limpieza y gestión de residuos adecuados. En consecuencia, su utilización debe restringirse a maniobras concretas en pozos de gran rendimiento, siempre bajo una estricta vigilancia profesional.

5.2. RECOMENDACIONES

Dada la escasez de registros actualizados en las arenas que están desde hace un tiempo en producción, se deberá considerar como prioritario realizar nuevas pruebas de recuperación de presión en los pozos DRTA-036, DRTA-012 y DRTA-014 que permitan actualizar la interpretación de comportamiento del yacimiento y mejorar las decisiones operacionales futuras.

En base al análisis que se ha llevado a cabo de las arenas en producción, tenemos que la técnica de perforación por cañoneo Wireline es la alternativa que presenta mejor desempeño desde la perspectiva técnica, ya que esta técnica tiene un factor de daño negativo de -0.57 . La técnica TCP ha demostrado ser productiva a niveles relativamente bajos y se requerirán maniobras operativas. Una buena ejecución de esta técnica permitiría reducir aún más el daño sobre la formación del yacimiento y aumentar la producción del pozo. Se recomienda implementar programas de capacitación para el personal de operaciones que enfatice y oriente cómo manejar la formación del yacimiento durante el cañoneo; el objetivo es evitar niveles elevados de factor S que podrían limitar la conexión entre el pozo y el intervalo objetivo.

Dado que las operaciones de cañoneo involucran el uso de explosivos y materiales radioactivos, es fundamental cumplir estrictamente con los protocolos de seguridad establecidos, asegurando tanto la integridad del equipo humano como la del sistema operativo. En situaciones donde se utilicen condiciones de sobrebalance, es igualmente importante seleccionar fluidos de control compatibles con los fluidos de formación, con el objetivo de minimizar el riesgo de daño por invasión y prevenir afectaciones permanentes a la zona productiva.

Una vez concluidas las operaciones de disparo bajo o sobre balance, se recomienda realizar tratamientos correctivos, como limpiezas químicas o acidificaciones, que ayuden

a contrarrestar el daño causado por los túneles de disparo y restablecer parcialmente la conectividad del sistema poroso. Finalmente, para evaluar de forma más precisa el impacto del cañoneo, ya sea positivo o negativo, se sugiere la realización de pruebas de restauración de presión como parte integral del seguimiento técnico.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Baker Hughes. (2020, July). *Servicio de terminación mejorado con propelente TerraPerm.*
- Benavides Laguapillo, C. L. (2012). *Estudio Técnico - Económico de la Utilización de los Diferentes Sistemas de Cañoneo a las Arenas "U" y "T" en el Área Cuyabeno.*
- Betancourt, Á., & Caicedo, P. (2012). *Plan de desarrollo del campo Drago.*
- Brito, M. (2013). *Análisis Comparativo de la Técnica de Cañoneo Convencional con el Sistema de Cañoneo Tipo Ancla en Pozos de la Cuenca Oriente.*
- Cáceres. (2007). *Permeabilidad de suelos.*
- Díaz, J., & Sánchez, C. (2007). *Análisis Técnico-Económico del uso de las diferentes técnicas de cañoneo en los campos operados por Petroproducción.*
- EnggCyclopedia. (2024). *Relación gas-petróleo (GOR) - EnggCyclopedia.*
- Fabara Parreño, J. P. (2013). *Optimización de la hidráulica para brocas de perforación en los campos Drago y Auca de EP Petroecuador.*
- Freire, P., & Chuiza, Á. (2015). *Análisis del Factor de Daño de Formación y Evaluación de los Tratamientos de Fracturamiento Realizados en el Campo ANPA del Distrito Amazónico.*
- Fuentes, D. F., & Morillo, A. P. (2013). *Estudio Técnico - Económico para incrementar la producción de petróleo en los pozos del campo Drago mediante Análisis Nodal.*
- Fuentes, D., & Morillo, A. (2013). *Estudio técnico - económico para incrementar la producción de petróleo en los pozos del Campo Drago mediante análisis nodal.*
- Gonzalez Campaña, B. A. (2018). *Definición del mapa de presiones del campo Drago mediante análisis de pruebas de presión.*
- Ihsenergy.ca. (2020). *Teoría de pronóstico de la relación agua-petróleo (WOR).*
- Madrid, M. (2021, July 9). *Cañoneo de Pozos de Petróleo - Portal del Petróleo.*

- Madrid, M. (2024a, January 12). *Factor de Recobro mediante Correlaciones - Portal del Petróleo.*
- Madrid, M. (2024b, January 2024). *Factor de Recobro mediante Correlaciones - Portal del Petróleo.*
- Morales Cajas, M. J. (2017). *Optimización de la producción del campo Drago del activo Shushufindi mediante la interpretación de pruebas de restauración de presión.* Quito: UCE.
- Morillo Albán, C. (2019). *Desarrollo del mapa de presiones de la arena "T" del campo Shushufindi mediante el análisis de pruebas de presión.*
- Muñoz Gutierrez, B. (2017, April 18). *Parámetros petrofísicos.*
- Muñoz Gutiérrez, B. (2017, April 18). *Parámetros Petrofísicos.*
- Oil Production. (2013). *Técnicas de diseño de los disparos para optimizar la productividad.*
- Oil Production. (2014). *Terminación y Mantenimiento de Pozos.* https://oilproduction.net/files/manual_terminacion_de_pozos.pdf
- Oleas Seminario, J. W. (2018). *Estudio técnico de factibilidad para la aplicación de enzimas biológicas en el campo Drago.*
- Peláez García, K. (2009). *Análisis de viabilidad del Campo Drago de Petroproducción en el Oriente Ecuatoriano.*
- Portal del Petróleo. (2023a, December). *Etapas de detonación de una carga.*
- Portal del Petróleo. (2023b, December). *Métodos de cañoneo.*
- Portal del Petróleo. (2023c, December). *Partes de una carga.*
- Química.es. (2021). *Gravedad API.*
- Rodríguez, J., Ortiz, A., Figueroa, R., Orfila, L., Molina, J., & Molina, J. (2020). *Caracterización de la viscosidad y su comportamiento en los procesos térmicos aplicados en yacimientos de crudos pesados.*

- Salazar, E. E. (2013). *Estudio técnico-económico de la aplicación de diferentes técnicas de cañoneo para incrementar la producción en el campo Sacha.*
- SLB. (2016, July 29). *La serie decisiva: Daños en la formación* | SLB.
- SLB. (2024). *saturación de agua* | *Energy Glossary.*
- SLB. (2025). *porosidad* | *Energy Glossary.*
- Toruñ, G. S. A. (GT). (2022). *Cañoneo - Servicios de pozos.*
- Vallejo Rivera, R. A. (2012). *Análisis de comportamiento del cañoneo con el sistema duo (optimización del bajo balance dinámico) en pozos seleccionados de la Cuenca Oriente.*
- Vega Corrales, K. (2019). *Evaluación de las propiedades petrofísicas y geológicas de la arenisca u inferior del Campo Drago para la determinación de pozos candidatos a inyección de agua.*

ANEXOS

ANEXO 1: NOMENCLATURA Y NOMBRE DE LOS POZOS DEL CAMPO DRAGO

NOMBRE SHE	NOMBRE EP PEC	NOMENCLATURA	PLATAFORMA	ACTIVO
DRAGO-2	DRAGO-002	DRG-002		SH
DRAGO-1	DRAGO-A001	DRGA-001	DRGA	SH
DRAGO-10D	DRAGO-A010	DRGA-010	DRGA	SH

NOMBRE SHE	NOMBRE EP PEC	NOMENCLATURA	PLATAFORMA	ACTIVO
DURENO-1	DURENO-001	DRO-001		LA
DURENO-2	DURENO-A002	DROA-002	GNTG	LA
DURENO-3	DURENO-A003	DROA-003	GNTG	LA

NOMBRE SHE	NOMBRE EP PEC	NOMENCLATURA	PLATAFORMA	ACTIVO
DRAGO NORTE-1	DRAGO NORTE-A001	DRRA-001	DRRA	SH
DRAGO NORTE-3D	DRAGO NORTE-A003	DRRA-003	DRRA	SH
DRAGO NORTE-6D	DRAGO NORTE-A006	DRRA-006	DRRA	SH
DRAGO NORTE-11D	DRAGO NORTE-A011	DRRA-011	DRRA	SH
DRAGO NORTE-14D	DRAGO NORTE-A014	DRRA-014	DRRA	SH
DRAGO NORTE-14DST	DRAGO NORTE-A014S1	DRRA-014S1	DRRA	SH
DRAGO NORTE-15D	DRAGO NORTE-A015	DRRA-015	DRRA	SH

NOMBRE SHE	NOMBRE EP PEC	NOMENCLATURA	PLATAFORMA	ACTIVO
DRAGO NORTE-20D	DRAGO NORTE-A020	DRRA-020	DRRA	SH
DRAGO NORTE-34D	DRAGO NORTE-A034	DRRA-034	DRRA	SH
DRAGO NORTE-35	DRAGO NORTE-A035	DRRA-035	DRRA	SH
DRAGO NORTE-35ST	DRAGO NORTE-A035S1	DRRA-035S1	DRRA	SH
DRAGO NORTE-42	DRAGO NORTE-A042	DRRA-042	DRRA	SH
DRAGO NORTE-43D	DRAGO NORTE-A043	DRRA-043	DRRA	SH
DRAGO NORTE-48	DRAGO NORTE-A048	DRRA-048	DRRA	SH
DRAGO NORTE-2	DRAGO NORTE-B002	DRRB-002	DRRB	SH
DRAGO NORTE-RW2D	DRAGO NORTE-B002I	DRRB-002I	DRRB	SH
DRAGO NORTE-16D	DRAGO NORTE-B016	DRRB-016	DRRB	SH
DRAGO NORTE-17D	DRAGO NORTE-B017	DRRB-017	DRRB	SH
DRAGO NORTE-18D	DRAGO NORTE-B018	DRRB-018	DRRB	SH
DRAGO NORTE-31D	DRAGO NORTE-B031	DRRB-031	DRRB	SH
DRAGO NORTE-32D	DRAGO NORTE-B032	DRRB-032	DRRB	SH
DRAGO NORTE-B37	DRAGO NORTE-B037	DRRB-037	DRRB	SH
DRAGO NORTE-13	DRAGO NORTE-C013	DRRC-013	DRRC	SH
DRAGO NORTE-21D	DRAGO NORTE-C021	DRRC-021	DRRC	SH
DRAGO NORTE-23D	DRAGO NORTE-C023	DRRC-023	DRRC	SH
DRAGO NORTE-25D	DRAGO NORTE-C025	DRRC-025	DRRC	SH
DRAGO NORTE-27D	DRAGO NORTE-C027	DRRC-027	DRRC	SH
DRAGO NORTE-29D	DRAGO NORTE-C029	DRRC-029	DRRC	SH
DRAGO NORTE-36D	DRAGO NORTE-C036	DRRC-036	DRRC	SH
DRAGO NORTE-49	DRAGO NORTE-C049	DRRC-049	DRRC	SH
DRAGO NORTE-50	DRAGO NORTE-C050	DRRC-050	DRRC	SH

NOMBRE SHE	NOMBRE EP PEC	NOMENCLATURA	PLATAFORMA	ACTIVO
DRAGO NORTE-52	DRAGO NORTE-C052	DRRC-052	DRRC	SH
DRAGO NORTE-D22	DRAGO NORTE-D022	DRRD-022	DRRD	SH
DRAGO NORTE-24	DRAGO NORTE-D024	DRRD-024	DRRD	SH
DRAGO NORTE-26	DRAGO NORTE-D026	DRRD-026	DRRD	SH
DRAGO NORTE-28	DRAGO NORTE-D028	DRRD-028	DRRD	SH
DRAGO NORTE-30	DRAGO NORTE-D030	DRRD-030	DRRD	SH
DRAGO NORTE-30ST	DRAGO NORTE-D030S1	DRRD-030S1	DRRD	SH
DRAGO NORTE-40	DRAGO NORTE-D040	DRRD-040	DRRD	SH
DRAGO NORTE-45	DRAGO NORTE-D045	DRRD-045	DRRD	SH
	DRAGO NORTE-D046	DRRD-046	DRRD	SH
DRAGO NORTE-51	DRAGO NORTE-D051	DRRD-051	DRRD	SH
DRAGO NORTE-53	DRAGO NORTE-D053	DRRD-053	DRRD	SH
DRAGO NORTE-55	DRAGO NORTE-D055	DRRD-055	DRRD	SH
DRAGO NORTE-55ST	DRAGO NORTE-D055S1	DRRD-055S1	DRRD	SH
DRAGO NORTE-56	DRAGO NORTE-D056	DRRD-056	DRRD	SH
DRAGO NORTE-59	DRAGO NORTE-D059	DRRD-059	DRRD	SH
DRAGO NORTE-4	DRAGO NORTE-E004	DRRE-004	DRRE	SH
DRAGO NORTE-7	DRAGO NORTE-E007	DRRE-007	DRRE	SH
DRAGO NORTE-E19	DRAGO NORTE-E019	DRRE-019	DRRE	SH
DRAGO NORTE-38	DRAGO NORTE-E038	DRRE-038	DRRE	SH
DRAGO NORTE-39	DRAGO NORTE-E039	DRRE-039	DRRE	SH
DRAGO NORTE-44	DRAGO NORTE-E044	DRRE-044	DRRE	SH
DRAGO NORTE-62	DRAGO NORTE-E062	DRRE-062	DRRE	SH

NOMBRE SHE	NOMBRE EP PEC	NOMENCLATURA	PLATAFORMA	ACTIVO
DRAGO ESTE-1	DRAGO ESTE-A001	DRTA-001	DRTA	SH
DRAGO ESTE-5D	DRAGO ESTE-A005	DRTA-005	DRTA	SH
DRAGO ESTE-8D	DRAGO ESTE-A008	DRTA-008	DRTA	SH
DRAGO ESTE-9D	DRAGO ESTE-A009	DRTA-009	DRTA	SH
DRAGO ESTE-A10	DRAGO ESTE-A010	DRTA-010	DRTA	SH
DRAGO ESTE-12D	DRAGO ESTE-A012	DRTA-012	DRTA	SH
DRAGO ESTE-13	DRAGO ESTE-A013	DRTA-013	DRTA	SH
DRAGO ESTE-14	DRAGO ESTE-A014	DRTA-014	DRTA	SH
DRAGO ESTE-36H	DRAGO ESTE-A036HR1	DRTA-036HR1	DRTA	SH
	DRAGO ESTE-A036PH	DRTA-036PH	DRTA	SH

Fuente: EP Petroecuador

ANEXO 2: DATOS GENERALES DE LOS POZOS

Anexo 2.1. *Parámetros petrofísicos arena U inferior*

Pozo	Volumen de arena	Porosidad	Saturación de agua
DRGA-010	0,294	0,144	0,435
DRRA-001	0,167	0,164	0,186
DRRA-006	0,151	0,152	0,212
DRRA-011	0,11	0,152	0,148
DRRA-015	0,176	0,138	0,207
DRRA-020	0,121	0,17	0,337
DRRB-002	0,104	0,13	
DRTA-005	0,13	0,158	0,508
DRTA-036HR1	0,084	0,175	0,202
DRTA-001	0,114	0,125	0,286

Elaborado por: Karen Espinoza de los Monteros-Manuel Gonzalez

Fuente: EP Petroecuador

Anexo 2.2. *Parámetros petrofísicos arena U superior*

Pozo	Volumen de arena	Porosidad	Saturación de agua
DRGA-001	0,35	0,112	0,53

Elaborado por: Karen Espinoza de los Monteros-Manuel Gonzalez

Fuente: EP Petroecuador

Anexo 2.3. *Parámetros petrofísicos arena T inferior*

Pozo	Volumen de arena	Porosidad	Saturación de agua
DRTA-014	0,242	0,122	0,338
DRTA-008	0,082	0,17	0,388
DRTA-010	0,066	0,151	0,471
DRTA-012	0,065	0,155	0,296
DRTA-009	0,133	0,17	0,459
DRTA-013	0,084	0,156	0,52

Elaborado por: Karen Espinoza de los Monteros-Manuel Gonzalez

Fuente: EP Petroecuador

ANEXO 3. DATOS DE LOS POZOS

ANEXO 3.1. POZO VERTICAL: DRGA-001

DATOS DEL YACIMIENTO

Presión	2316	psia
Temperatura	210	°F
Caudal	287	STB/d
Presión de fondo fluyente	1451	psia
IP	0,332	STB/d/psi

TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

Equipo de fondo

Equipo	BES	
Prof.	9095	ft
Modelo de Bomba	TD1200	Wood Group

Black Oil

Corte de agua	38	%
GOR	256	scf/STB
API	26,1	

Fuente: EP PETROECUADOR

Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

ANEXO 3.2. POZO VERTICAL: DRTA-001

DATOS DEL YACIMIENTO

Presión	2600	psia
Temperatura	199	°F
Presión de fondo fluyente	1315	psia

TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

Equipo de fondo

Equipo	BES	
Profundidad	8995	ft
Modelo de Bomba	DN1100	REDA

Black Oil

Corte de agua	48	%
GOR	250	scf/STB
API	22,1	

Fuente: EP PETROECUADOR

Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

ANEXO 3.3. POZO DIRECCIONAL: DRTA-005

DATOS DEL YACIMIENTO

Presión	2626	psia
Temperatura	200	°F
Caudal	648	STB/d
Presión de fondo fluyente	838	psia
IP	0,362	STB/d/psi

TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

Equipo de fondo

Equipo	BES	
Profundidad	9708	
Modelo de Bomba	P12X	CENTRILIFT

Black Oil

Corte de agua	64	%
GOR	150	scf/STB
API	26,1	

Fuente: EP PETROECUADOR

Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

ANEXO 3.4. POZO DIRECCIONAL: DRTA-008

DATOS DEL YACIMIENTO

Presión	2665	psia
Temperatura	199	°F
Caudal	928	STB/d
Presión de fondo fluyente	2205	psia
IP	2.015	STB/d/psi

TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

Equipo de fondo

Equipo	BES	
Profundidad	9615	
Modelo de Bomba	GN1600	REDA

Black Oil

Corte de agua	76	%
GOR	360	scf/STB
API	30,7	

Fuente: EP PETROECUADOR

Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

ANEXO 3.5. POZO DIRECCIONAL: DRTA-009

DATOS DEL YACIMIENTO

Presión	2665	psia
Temperatura	210	°F
Caudal	1446	STB/d
Presión de fondo fluyente	2208	psia
IP	3.16	STB/d/psi

TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

Equipo de fondo

Equipo	BES	
Profundidad	8614	ft
Modelo de Bomba	DN2150	REDA

Black Oil

Corte de agua	90	%
GOR	860	scf/STB
API	26,1	

Fuente: EP PETROECUADOR

Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

ANEXO 3.6. POZO DIRECCIONAL: DRTA-012

DATOS DEL YACIMIENTO

Presión	2665	psia
Temperatura	205	°F
Caudal	1629	STB/d
Presión de fondo fluyente	1879	psia
IP	2.048	STB/d/psi

TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

Equipo de fondo

Equipo	BES	
Profundidad	9508	ft
Modelo de Bomba	GN1600	REDA

Black Oil

Corte de agua	40	%
GOR	390	scf/STB
API	28,3	

Fuente: EP PETROECUADOR

Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

ANEXO 3.7. POZO DIRECCIONAL: DRTA-036

DATOS DEL YACIMIENTO

Presión	2838	psia
Temperatura	199	°F
Caudal	1356	STB/d
Presión de fondo fluyente	1798.7	psia
IP	0.00248	STB/d/psi/ft

TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

Equipo de fondo

Equipo	BES	
Profundidad	8087	ft
Modelo de Bomba	SN2600	REDA

Black Oil

Corte de agua	64	%
GOR	200	scf/STB
API	24,8	

Fuente: EP PETROECUADOR

Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

ANEXO 3.8. POZO VERTICAL: DRRA-001

DATOS DEL YACIMIENTO

Presión	1500	psia
Temperatura	198	°F
Caudal	832	STB/d
Presión de fondo fluyente	685	psia
IP	1.021	STB/d/psi

TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

Equipo de fondo

Equipo	BES	
MD	9299	ft
Modelo de Bomba	DN1100	REDA

Black Oil

Corte de agua	1,0	%
GOR	240	scf/STB
API	26	

Fuente: EP PETROECUADOR

Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

ANEXO 3.9. POZO DIRECCIONAL: DRRA-006

DATOS DEL YACIMIENTO

Presión	2120	psia
Temperatura	184	°F
Caudal	424	STB/d
Presión de fondo fluyente	1031	psia
IP	0,389	STB/d/psi

TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

Equipo de fondo

Equipo	BES	
Profundidad	9855	ft
Modelo de Bomba	P18X	CENTRILIFT

Black Oil

Corte de agua	0,10	%
GOR	350	scf/STB
API	21,6	

Fuente: EP PETROECUADOR

Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

ANEXO 3.10. POZO DIRECCIONAL: DRRA-013

DATOS DEL YACIMIENTO

Presión	2638	psia
Temperatura	216	°F
Caudal	357	STB/d
Presión de fondo fluyente	987.97	psia
IP	0.216	STB/d/psi

TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

Equipo de fondo

Equipo	BES	
Profundidad	9395	ft
Modelo de Bomba	P4X	CENTRILIFT

Black Oil

Corte de agua	60	%
GOR	124	scf/STB
API	26,9	

Fuente: EP PETROECUADOR

Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

ANEXO 3.11. POZO DIRECCIONAL: DRRA-011

DATOS DEL YACIMIENTO

Presión	1258	psia
Temperatura	200	°F
Caudal	707	STB/d
Presión de fondo fluyente	882	psia
IP	1.880	STB/d/psi

TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

Equipo de fondo

Equipo	BES	
Profundidad	9533	ft
Modelo de Bomba	DN1100	REDA

Black Oil

Corte de agua	10	%
GOR	250	scf/STB
API	24,9	

Fuente: EP PETROECUADOR

Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

ANEXO 3.12. POZO DIRECCIONAL: DRRA-015

DATOS DEL YACIMIENTO

Presión	2053	psia
Temperatura	220	°F
Caudal	471	STB/d
Presión de fondo fluyente	1057	psia
IP	0.603	STB/d/psi

TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

Equipo de fondo

Equipo	BES	
Profundidad	9107	ft
Modelo de Bomba	P12X	CENTRILIFT

Black Oil

Corte de agua	0,5	%
GOR	300	scf/STB
API	26,7	

Fuente: EP PETROECUADOR

Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

ANEXO 3.13. POZO DIRECCIONAL: DRRA-020

DATOS DEL YACIMIENTO

Presión	1601,6	psia
Temperatura	210	°F
Caudal	451	STB/d
Presión de fondo fluyente	1227,7	psia
IP	1.206	STB/d/psi

TUBERÍA DE PRODUCCIÓN

Equipo de fondo

Equipo	BES	
Profundidad	9480	ft
Modelo de Bomba	D725N	

Black Oil

Corte de agua	90	%
GOR	333	scf/STB
API	20,9	

Fuente: EP PETROECUADOR

Realizado por: Fernando Fuentes A. y Andrea Morillo F.

ANEXO 4: PRUEBAS DE BUILD UP

ANEXO 4.1. BUILD UP: DRAGO 001

DATOS BÁSICOS DE LA EVALUACIÓN								
Pruebas de producción			Parámetros del estrato			Parámetros del fluido		
Qo =	907	BPPD	Ht =	14	Ft	Bo =	1,1397	By/Bn
Qw =	5	BAPD	hn =	14	Ft	Bw =	1,0430	By/Bn
Qt =	912	BFPD	Φ =	14	%	Rs =	227	Scf/Bbl
BSW=	0,6	%	rw =	0,29	Ft	Uo =	1,36	Cps
API =	26,8		Ty =	220	°F	Ct =	1.51431e-5	Psi-1
						GOR =	256	Scf/Bbl
						γ gas =	1,1795	
MÉTODO DE HORNER				MÉTODO DE LA DERIVADA				
Pendiente =	-1,29		Psi-ciclo	K (h=14') =	169		Md	
Drawdown =	845		Psi	S =	1,25			
K (h=14') =	169		Md	Delta Skin =	140		Psi	
S =	1,25			t match =	103,88		Hrs	
P* =	2308		Psi	P match =	1399		Psi	
P @ (lh) =	2379		Psi	Cs =	0,000988		bls/Psi	
				Pi @ sensor =	2701		Psi	
				Pi@mp (9615')	2773		Psi	
				L1/L2	350/180		Pies	
RESULTADOS DE PRODUCTIVIDAD								
INDICE DE PRODUCTIVIDAD				VALOR				
	IP actual =			1,08	Bbl/dia/Psi			
	IP ideal =			1,29	Bbl/dia/Psi			
	EF =			0,84				
	q máx =			1935	Bbl/dia			

Fuente: EP PETROECUADOR

ANEXO 4.2. BUILD UP: DRAGO ESTE 001

DATOS BÁSICOS DE LA EVALUACIÓN								
Pruebas de producción			Parámetros del estrato			Parámetros del fluido		
Qo =	922	BPPD	Ht =	42	Ft	Bo =	1,1378	By/Bn
Qw =	38	BAPD	hn =	26	Ft	Bw =	1,0384	By/Bn
Qt =	960	BFPD	Φ =	16,0	%	Rs =	232	Scf/Bbl
BSW=	4,0	%	rw =	0,42	Ft	Uo =	1,5	Cps
API =	27,0		Ty =	212	°F	Ct =	1.2352e-5	Psi-1
						GOR =	256	Scf/Bbl
						γ gas =	1,1798	
MÉTODO DE HORNER				MÉTODO DE LA DERIVADA				
Pendiente =	-32		Psi-ciclo	K (h=42') =	225		Md	
Drawdown =	196		Psi	S =	-0,57			
K (h=42') =	225		Md	Delta Skin =	+16		Psi	
S =	-0,57			t match =	134,8493		Hrs	
P* =	2785		Psi	P match =	2584		Psi	
P @ (lh) =	2718		Psi	Cs =	0,0017		bbl/Psi	
				Pi @ sensor =	2955		Psi	
				Pi@mp (9496')	3013		Psi	
				L1/L2			Pies	
RESULTADOS DE PRODUCTIVIDAD								
INDICE DE PRODUCTIVIDAD				VALOR				
IP actual =				4,89		Bbl/día/Psi		
IP ideal =				4,52		Bbl/día/Psi		
EF =				1,08				
q máx =				11408		Bbl/día		

Fuente: EP PETROECUADOR

ANEXO 4.3. BUILD UP: DRAGO ESTE 005

DATOS BÁSICOS DE LA EVALUACIÓN								
Pruebas de producción			Parámetros del estrato			Parámetros del fluido		
Qo =	148	BPPD	Ht =	46	Ft	Bo =	1,1388	By/Bn
Qw =	908	BAPD	hn =	25	Ft	Bw =	1,04001	By/Bn
Qt =	1056	BFPD	Φ =	13,9	%	Rs =	231	Scf/Bbl
BSW=	86,0	%	rw =	0,29	Ft	Uo =	1,4	Cps
API =	27,0		Ty =	215	°F	Ct =	1.3479e-5	Psi-1
						GOR =	256	Scf/Bbl
						γ gas =	1,1800	
MÉTODO DE HORNER				MÉTODO DE LA DERIVADA				
Pendiente =	-22,5		Psi-ciclo	K (h=46') =	282		Md	
Drawdown =	325		Psi	S =	8,8			
K (h=46') =	282		Md	Delta Skin =	+172		Psi	
S =	8,8			t match =	44,8082		Hrs	
P* =	2571		Psi	P match =	2235		Psi	
P @ (1h) =	2534		Psi	Cs =	0,00047		bls/Psi	
				Pi @ sensor =	2565		Psi	
				Pi@mp (9888')	2631		Psi	
				L1/L2			Pies	
RESULTADOS DE PRODUCTIVIDAD								
INDICE DE PRODUCTIVIDAD				VALOR				
İP actual =				3,24	Bbl/dia/Psi			
IP ideal =				6,90	Bbl/dia/Psi			
EF =				0,47				
q máx =				6853	Bbl/dia			

Fuente: EP PETROECUADOR

ANEXO 4.4. BUILD UP: DRAGO ESTE 008

DATOS BÁSICOS DE LA EVALUACIÓN								
Pruebas de producción			Parámetros del estrato			Parámetros del fluido		
Qo =		BPPD	Ht =	42	Ft	Bo =	1,055	By/Bn
Qw =		BAPD	hn =		Ft	Bw =		By/Bn
Qt =	1434	BFPD	Φ =		%	Rs =		Scf/Bbl
BSW=		%	rw =		Ft	Uo =	0,9 372	Cps
API=	33,4		Ty =	200	°F	Ct =	3e-6	Psi-l
						GOR =		Scf/Bbl
						γ gas =		
MÉTODO DE HORNER				MÉTODO DE LA DERIVADA				
Pendiente =			Psi-ciclo	K (h=42') =	43,3		Md	
Drawdown =			Psi	S =	-2,07			
K (h=42') =	43,3		Md	Delta Skin =	-114,945		Psi	
S =	-2,07			t match =	8,43		Hrs	
P* =			Psi	P match =	0,018		Psi	
P @ (lh) =	2665,44		Psi	Cs =	0,11		bbl/Psi	
				Pi @ sensor =			Psi	
				Pi@mp (9888')			Psi	
				L1/L2			Pies	
RESULTADOS DE PRODUCTIVIDAD								
INDICE DE PRODUCTIVIDAD				VALOR				
IP actual =				3,15		Bbl/dia/Psi		
IP ideal =						Bbl/dia/Psi		
EF =								
q máx =						Bbl/dia		

Fuente: EP PETROECUADOR

ANEXO 4.5. BUILD UP: DRAGO NORTE 001

DATOS BÁSICOS DE LA EVALUACIÓN								
Pruebas de producción			Parámetros del estrato			Parámetros del fluido		
Qo =	316,8	BPPD	Ht =	36	Ft	Bo =		By/Bn
Qw =	163,2	BAPD	hn =	18	Ft	Bw =		By/Bn
Qt =	480	BFPD	Φ =	16	%	Rs =		Scf/Bbl
BSW=	34	%	rw =	0,29	Ft	Uo =		Cps
API =	26,8		Ty =	218	°F	Ct =		Psi-1
						GOR =	233	Scf/Bbl
						γ gas =	1,25	
MÉTODO DE HORNER				MÉTODO DE LA DERIVADA				
Pendiente =	-19,92		Psi-ciclo	K (h=36') =	736.70		Md	
K (h=36') =	736.70		Md	S =	10			
S =	10			t match =			Hrs	
P* =	1527,06		Psi	P match =			Psi	
P @ (lh) =	1501,8		Psi	Cs =	0,000203		bls/Psi	
Dps =	703,73		Psi	Pi @ sensor =			Psi	
				Pi@mp (9485')	1526		Psi	
				L1/L2			Pies	
RESULTADOS DE PRODUCTIVIDAD								
INDICE DE PRODUCTIVIDAD				VALOR				
IP actual =				0,58		Bbl/dia/Psi		
IP ideal =						Bbl/dia/Psi		
EF =				0,73				
q máx =				661		Bbl/dia		

Fuente: EP PETROECUADOR

ANEXO 4.6. BUILD UP: DRAGO NORTE 006

DATOS BÁSICOS DE LA EVALUACIÓN								
Pruebas de producción			Parámetros del estrato			Parámetros del fluido		
Qo =	1129	BPPD	Ht =	36	Ft	Bo =	1,0868	By/Bn
Qw =	23	BAPD	hn =	24	Ft	Bw =	1,0422	By/Bn
Qt =	1152	BFPD	Φ =	15,0	%	Rs =	91	Scf/Bbl
BSW=	2,0	%	rw =	0,35	Ft	Uo =	2,2	Cps
API=	27,9		Ty =	219	°F	Ct =	1,2012e-04	Psi-1
						GOR =	134	Scf/Bbl
						γ gas =	1,1780	
MÉTODO DE HORNER				MÉTODO DE LA DERIVADA				
Pendiente =	104		Psi-ciclo	K (h=36') =	108		Md	
Drawdown =	2044		Psi	Sf =	2,6			
K (h=36') =	108		Md	Delta Skin =	+235		Psi	
Sf =	2,6			T match =	71,6732		Hrs	
P* =	2279		Psi	P match =	1808		Psi	
P @ (1h) =	2087		Psi	Cs =	0,0046		bls/Psi	
				Pi @ sensor =	2297		Psi	
				Pi@mp (9992')	2393		Psi	
				L1/L2			Pies	
RESULTADOS DE PRODUCTIVIDAD								
INDICE DE PRODUCTIVIDAD				VALOR				
	IP actual =			2,84			Bbl/dia/Psi	
	IP ideal =			6,65			Bbl/dia/Psi	
	EF =			0,42				
	q máx =			5724			Bbl/dia	

Fuente: EP PETROECUADOR

ANEXO 4.7. BUILD UP: DRAGO NORTE 011

DATOS BÁSICOS DE LA EVALUACIÓN								
Pruebas de producción			Parámetros del estrato			Parámetros del fluido		
Qo =	568,8	BPPD	Ht =	42	Ft	Bo =	1,1028	By/Bn
Qw =	151,2	BAPD	hn =	31	Ft	Bw =	1,0407	By/Bn
Qt =	720	BFPD	Φ =	13	%	Bg =	0,0617	By/Bn
BSW=	21	%	rw =	0,354	Ft	Uo =	1,6494	
API =	29,8		Ty =	213	°F	Ct =	1,3994e-05	Psi-1
						GOR =	134	Scf/Bbl
						γ gas =	1,25	
MÉTODO DE HORNER				MÉTODO DE LA DERIVADA				
Pendiente =	-17,41		Psi-ciclo		K =	359		Md
Drawdown =			Psi		K(h=42') =	540		Md
K (h=42') =	540.68		Md		S =	6,97		
S =	4,47				M =	955		
P* =	1651		Psi		W =	990		
P @ (lh) =	1624,9		Psi		Cs =			bls/Psi
Delta P Skin	67,61				Pi @ sensor =			Psi
					Pi@mp (9644')	1645		Psi
					L1/L2			Pies
RESULTADOS DE PRODUCTIVIDAD								
INDICE DE PRODUCTIVIDAD				VALOR				
	IP actual =				3,692			Bbl/dia/Psi
	IP ideal =							Bbl/dia/Psi
	EF =				0,14			
	q máx =				5237			Bbl/dia

Fuente: EP PETROECUADOR

ANEXO 4.8. BUILD UP: DRAGO NORTE 013

DATOS BÁSICOS DE LA EVALUACIÓN								
Pruebas de producción			Parámetros del estrato			Parámetros del fluido		
Qo =	218,4	BPPD	Ht =	28	Ft	Bo =	1,1561	By/Bn
Qw =	117,6	BAPD	hn =	15	Ft	Bw =	1,033	By/Bn
Qt =	336	BFPD	Φ =	13	%	Bg =	0,0066	By/Bn
BSW=	35	%	rw =	0,29	Ft	Uo =	1,5955	
API =	25,5		Ty =	199	°F	Ct =	1,3889e-05	Psi-l
						GOR =	233	Scf/Bbl
						γ gas =	1,25	
MÉTODO DE HORNER				MÉTODO DE LA DERIVADA				
Pendiente =	-252		Psi-ciclo	K h(h=15') =	941		Md	
K=	26.6		Md	K=	62.7		Md	
K h(h=15') =	399		Md	S =	8,3			
S =	1			T match =	102		Hrs	
P* =	2440		Psi	P match =	0,0108		Psi	
P @ (lh) =	2188		Psi	Cs =	0,00171		bls/Psi	
dps =	744		psi	Pi @ sensor =			Psi	
				Pi@mp (9539')	3406		Psi	
				L1/L2			Pies	
RESULTADOS DE PRODUCTIVIDAD								
INDICE DE PRODUCTIVIDAD				VALOR				
IP actual =				0,21	Bbl/dia/Psi			
IP ideal =					Bbl/dia/Psi			
EF =				0,79				
q máx =				427	Bbl/dia			

Fuente: EP PETROECUADOR

ANEXO 4.9. BUILD UP: DRAGO NORTE 015

DATOS BÁSICOS DE LA EVALUACIÓN								
Pruebas de producción			Parámetros del estrato			Parámetros del fluido		
Q _o =	993	BPPD	Ht =	60	Ft	Bo =	1,1028	By/Bn
Q _w =	63	BAPD	hn =	41	Ft	Bw =	1,0423	By/Bn
Q _t =	1056	BFPD	Φ =	14,9	%	Bg =		By/Bn
BSW=	6,0	%	rw =	0,29	Ft	U _o =	3,0	
API =	25,5		Ty =	219	°F	Ct =	1,1657e-05	Psi-l
						GOR =	134	Scf/Bbl
						γ gas =	1,1864	
MÉTODO DE HORNER				MÉTODO DE LA DERIVADA				
Pendiente =	-214		Psi-ciclo	K (h=60') =	405		Md	
Drawdown =	413		Psi	Delta Skin =	+223			
K (h=60') =	405		Md	S =	12,0			
S =	12,0			T match =	80,8495		Hrs	
P* =	2197		Psi	P match =	1767		Psi	
P @ (1h) =	2157		Psi	Cs =	0,0018		bbl/Psi	
dps =			psi	Pi @ sensor =	2183		Psi	
				Pi@mp (9937')	2257		Psi	
				L ₁ /L ₂			Pies	
RESULTADOS DE PRODUCTIVIDAD								
INDICE DE PRODUCTIVIDAD				VALOR				
IP actual =				2,55	Bbl/dia/Psi			
IP ideal =				5,55	Bbl/dia/Psi			
EF =				0,46				
q máx =				5091	Bbl/dia			

Fuente: EP PETROECUADOR

ANEXO 4.10. BUILD UP: DRAGO NORTE 020

DATOS BÁSICOS DE LA EVALUACIÓN								
Pruebas de producción			Parámetros del estrato			Parámetros del fluido		
Q _o =	76,8	BPPD	H _t =	40	Ft	Bo =	1,11135	By/Bn
Q _w =	163,2	BAPD	h _n =	26	Ft	B _w =	1,0425	By/Bn
Q _t =	240	BFPD	Φ =	18	%	B _g =	0,00861	By/Bn
BSW=	680	%	r _w =	0,29	Ft	U _o =	1,9761	
API =	26,9		T _y =	220	°F	C _t =	2,0179e-05	Psi-l
						GOR =	400	Scf/Bbl
						γ gas =	1,25	
MÉTODO DE HORNER				MÉTODO DE LA DERIVADA				
Pendiente =	-22,9		Psi-ciclo	K (h=26') =	836.65		Md	
K (h=26') =	836.65		Md	S =	18,2			
S =	14,9			S _{nf} =	202			
P* =	1584		Psi	N _{nf} =	235			
P @ (1h) =	1547		Psi	C _s =	0,00152		bls/Psi	
d _{ps} =	316		psi	Pi @ sensor =			Psi	
				Pi@mp (10171')	1615,9		Psi	
				L ₁ /L ₂			Pies	
RESULTADOS DE PRODUCTIVIDAD								
INDICE DE PRODUCTIVIDAD				VALOR				
IP actual =				0,6504	Bbl/dia/Psi			
IP ideal =					Bbl/dia/Psi			
EF =				0,26				
q máx =				905	Bbl/dia			

Fuente: EP PETROECUADOR

**ANEXO 5: BASE DE DATOS REALIZADA DEL CAMPO DRAGO
(GENERALIDADES DE LOS POZOS, PARÁMETROS
PETROFÍSICOS, HISTORIAL DE PRODUCCIÓN)**

Generalidades						TVD					Parámetros petrofísicos			Producción				TVD		
Tipo de prueba	Nombre del Pozo	Numero de prueba	Fecha prueba	Arena	Tipo de archivo	Prof. de la arena	Pies perforados	Profundidad No-Go	WO	Profundidad de investigación	Porosidad	Sw	Wells radius	Prod. Acumu.	Producción de petróleo	Producción de agua	BSW (%)	Presion	Permeabilidad	Skin
PUB		1	19-jun-14	US	bt	9575,00		9054,00	2	9578,00				517,00	320,54	198,46	38,00	4011,420	611,25300	6,209840
PBU		2	23-jun-14	US	bt O ks3	9581,00	6,00	9054,00	2	9578,00	0,165	0,280		504,00	469,00	35,00	7,00	3114,990	540,44900	2,767850
PBU		3	21-ago-17	US	xlsx	9575,00	6,00	9318,00	3	9578,00				158,00	37,92	120,08	78,00	2302,110	189,14200	3,638870
	DRGA-001					9581,00	6,00						4,25							
						9724,00	6,00			9727,00										
						9730,00	6,00			9737,00										
PBU		5	24-sep-07	TS-TI	Gen. O ks3	9734,00	6,00			9737,00	0,145	0,480		480,00	293,00	187,00	39,00	3293,750	2,65503	0,550243
						9740,00														
						9744,00	12,00			9750,00										
						9756,00		9428,00	CPI	9795,00										
						9784,00	22,00													
PBU		6	02-oct-07	UI	Gen. O ks3	9806,00	14,00			9615,00				888,00	879,00	9,00	1,00	3239,450	25,00880	-0,450568
						9808,00														
PBU		7	09-dic-07	UI	ks3 o %	9822,00	14,00			9615,00	0,140	0,340		938,00	931,00	5,00	0,50	3572,880	30,06850	-1,216810
						9822,00														
PUB		2	01-may-09	UI	Gen. O ks3	9572,00	8,00			9591,50				264,00	105,60	158,40	60,00	3502,120	2,38710	6,161090
	DRGA-010					9580,00	18,00	9256,00	CPI	9591,50										
						9598,00														
						9616,00														
						9572,00	8,00				0,143	0,440	4,25							
PUB		3	10-jul-10	UI	Gen. O ks3	9580,00		9379,00	1	9591,50				192,00	92,00	100,00	54,00	2859,750	1,70194	0,358805
						9598,00		18,00												
						9616,00														
PUB		1	10-feb-09	UI	Gen. O ks3	9470	10,00			9489,50	0,125	0,288		552,00	530,00	22,00	4,00	2950,250	205,12000	-2,299560
	DRTA-001					9480														
						9496	16,00													
PUB		2	18-feb-09	HS	Ks5 o bt	9512		8939,00	CPI	9857,50	0,140	0,270	4,25	552,00	248,00	304,00	55,00	4210,160	123,72100	2,396870
						9850	15,00													
						9865														
						9714	6,00													
PUB		3	23-feb-09	TI	Gen. O ks3	9720				9765,50	0,134	0,219		960,00	845,00	115,00	12,00	3516,670	62,89420	0,448804
						9812	4,00													
						9816														

Fluyente	1	14-ene-16	HS	Gen. O ks3	9833,00 9845,00 9877,00 9881,00 9833,00 9845,00	12,00	9217,16	1	9839,00 9879,00 9839,00	0,170	0,746	885,00	1,00	884,00	99,88					
Fluyente	2	17-ene-16	HS	Gen. O ks3	9846,00 9874,00 9459,00	12,00 28,00			9860,00	4,25		1441,00	1,00	1440,00	99,93	4254,810	22704,00000	17,556100		
PUB	3	21-ene-16	UI	Gen. O ks3 O Ks5	9471,00 9459,00 9471,00 9491,13 9495,13 9499,13 9503,13	12,00 12,00 4,00 4,00	9268,79	2	9465,00 9465,00 9493,13 9501,13	0,180	0,352	312,00	40,56	271,44	87,00	1603,410	908,26000	16,985900		
PUB	4	09-nov-09	UI	bd.	9491,13 9495,13 9499,13 9503,13	4,00	8180,18	CPI	9501,13			1056,00	243,00	813,00	77,00	2981,790	1038,58000	8,500720		
Fluyente	1	15-ene-17	TI	ks3 o bd.	9679,22 9717,19 9481,36 9488,36 9488,36 9489,36 9481,36 9482,36 9482,36 9487,36 9487,36 9491,36 9491,36 9501,36 9501,36 9502,36	37,97 7,00 1,00 1,00 5,00 4,00 10,00 1,00	8925,40	2	9698,21 9464,86 9468,86 9481,86 9484,86 9489,36	0,168	0,388	553,00	1,00	552,00	99,81					
Fluyente	2	07-feb-17	UI	xlsx - insuficiente	9679,22 9717,19 9679,22 9717,19 9679,22 9717,19 9481,36 9488,36 9488,36 9489,36 9481,36 9482,36 9482,36 9487,36 9487,36 9491,36 9491,36 9501,36 9501,36 9502,36	37,97 7,00 37,97 7,00 37,97 7,00 1,00 1,00 5,00 4,00 10,00 1,00	9271,38	3	9484,86 9489,36 9496,36 9501,86 9698,21 9698,21	4,25		1374,00	1099,00	275,00	20,00					
PUB	4				9679,22 9717,19 9679,22 9717,19 9481,36 9488,36 9488,36 9489,36 9481,36 9482,36 9482,36 9487,36 9487,36 9491,36 9491,36 9501,36 9501,36 9502,36	37,97 7,00 37,97 7,00 1,00 1,00 5,00 4,00 10,00 1,00	9012,39	CPI	9698,21	0,168	0,388	562,00	135,00	427,00	76,00	2833,900	109,11300	33,980400		
Fluyente	6	23-sep-10 07- nov-12	TI	bd. O xlsx o ks3	9679,22 9717,19 9679,22 9717,19 9481,36 9488,36 9488,36 9489,36 9481,36 9482,36 9482,36 9487,36 9487,36 9491,36 9491,36 9501,36 9501,36 9502,36	37,97 7,00 37,97 7,00 1,00 1,00 5,00 4,00 10,00 1,00	9271,38	3	9484,00	0,150	0,310	101,00	56,56	44,44	44,00					
PUB	7	25-jul-17	UI	xlsx	9679,22 9717,19 9679,22 9717,19 9481,36 9488,36 9488,36 9489,36 9481,36 9482,36 9482,36 9487,36 9487,36 9491,36 9491,36 9501,36 9501,36 9502,36	37,97 7,00 37,97 7,00 1,00 1,00 5,00 4,00 10,00 1,00	9271,38	3	9484,00											
PBU	DRTA-009	1	16-mar-13	UI	Gen o ks3	9474,12 9487,12	13,00	9189,12	3	9480,62	0,307	0,570	4,25	308,00	168,30	137,70	45,00	2074,310	73,87490	5,412520

PUB		1	01-may-09	UI	Gen o ks3	9835,29 9843,22 9861,08 9878,96	7,93 17,88			9654,64	0,202	0,420		264,00	105,60	158,40	60,00	2950,430	9,08848	0,323277
PUB	DRTA-010	3	15-jun-13	TI	bt o ks3 o xlsx	9896,85 9718,72 9835,29 9843,22	21,87	8650,69	CPI	9707,79	0,190	0,510	4,25	1256,00	1130,00	128,00	10,00			
PUB		4	10-jul-10	UI	Gen o ks3	9861,08 9878,96	17,88			9639,26 9670,02	0,202	0,420		192,00	92,16	99,84	52,00	2776,300	12,58260	0,379836
PBU	DRTA-013	4	04-sep-14	TI	Gen o ks3	9710,45 9717,45	7,00	9550,47	1	9713,95	0,156	0,470	4,25	384,00	303,00	81,00	21,00	2769,690	63,66100	6,549900
PBU	DRRA-001	2	17-mar-09	TS+ TI	bt o ks5	9696 9724 9736	12,00			9711,50	0,150	0,290		864,00	501,00	363,00	42,00	3095,700	21,39330	-2,247950
PBU		3	22-mar-09	UI	Gen o ks3	9476 9494	18,00	8918,00	CPI	9485,00			4,25	1560,00	1435,20	124,80	8,00	2986,070	954,83300	3,973620
PBU		4	29-may-11	UI	Gen o ks3	9476 9494	18,00			9485,00	0,162	0,182		480,00	316,80	163,20	34,00	1712,780	111,59000	4,182690
PBU	DRRA-003	1	09-mar-11	UI	Gen o ks3	9523,95 9540,95	17,00			9532,45				192,00	119,04	72,96	38,00	1595,770	38,11570	-0,456993
PBU		3	08-feb-12	UI	bt o ks3	9523,95 9540,95	17,00	9217,96	CPI	9532,45				216,00	153,00	63,00	29,00	11658,300	2,56299	-1,516590
PBU		4	05-jun-12	UI	Gen o ks3	9523,95 9540,95 9515,95	17,00 25,00			9532,45 9528,45	0,160	0,349	4,25	168,00	50,40	117,60	70,00	1554,730	130,62000	1,797720
PBU		5	15-oct-16	UI	ks5 o xlsx	9540,95 9515,95	25,00	9403,95	1	9528,45				125,00	115,25	9,75	7,80	1613,120	8,04847	-1,855960
PBU		6	30-ago-17	UI	bt o ks5	9540,95 9515,95	25,00			9528,45				144,00	115,00	29,00	20,00	1677,790	47,38260	-1,980190
PUB		7	12-mar-18	UI	Gen	9540,95	25,00	9304,37	3	9528,45				168,00	48,70	119,30	71,00	1704,560	4,10515	-4,321500