

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

**FACULTAD DE INGENIERÍA EN GEOLOGÍA Y
PETRÓLEOS**

**ANÁLISIS TÉCNICO-ECONÓMICO DEL FRACTURAMIENTO
HIDRÁULICO APLICADO EN EL CAMPO DRAGO NORTE**

OPCIÓN: TRABAJO TÉCNICO-EXPERIMENTAL

**TRABAJO PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN
PETRÓLEOS.**

CRISTHIAN EDUARDO ALVEAR AGUILAR

cristhian.alvear2013b@gmail.com

DIRECTOR: MSc. FRANKLIN GÓMEZ SOTO

franklin.gomez@epn.edu.ec

Quito, Julio 2018

DECLARACIÓN

Yo, Cristhian Eduardo Alvear Aguilar declaro bajo juramento que el presente trabajo es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

A través de la presente declaración cedo mis derechos de propiedad intelectual correspondientes a este trabajo, a la Escuela Politécnica Nacional, según lo establecido por la ley de Propiedad Intelectual, por su Reglamento y por la normatividad institucional vigente.

Cristhian Eduardo Alvear Aguilar

CERTIFICACIÓN

Certifico que el presente trabajo fue desarrollado por el señor Cristhian Eduardo Alvear Aguilar, bajo mi supervisión.

MSc. Franklin Vinicio Gómez
DIRECTOR DEL PROYECTO

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a mi madre, Piedad, a mi padre, José, a mi hermana, a mi hermano y a toda mi familia que siempre me ha apoyado en cada etapa de mi vida. A mis amigas peludas Keyla y Nina que me acompañaron durante la realización de este trabajo.

A la Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero – ARCH, en especial a los ingenieros Freddy Obando, Guillermo Vinueza y a todo el equipo de ingenieros que conforman la Dirección de Control Técnico de Hidrocarburos por darme la oportunidad de formar parte de su grupo de trabajo y sobre todo por la confianza y amistad que me brindaron durante mi estancia en la agencia.

A los ingenieros María Loroña y Edison Murminacho muchas gracias por todo su apoyo, paciencia, enseñanzas y sobre todo por el tiempo que se tomaron para ayudarme en la realización de este proyecto; les agradezco de todo corazón ya que si ustedes esto no hubiera sido posible.

Al ingeniero Franklin Gómez por la confianza depositada en mí y por haberme guiado durante la elaboración de este proyecto le expreso mis más sinceros agradecimientos.

A mis amigos y compañeros de la universidad les doy las gracias por el apoyo y sobre todo por la amistad que me han brindado durante todos estos años.

DEDICATORIA

A mi padre, a mi madre y a mis hermanos por haberme enseñado sobre respeto, dedicación, humildad y trabajo duro; valores sin los cuales nunca hubiera llegado hasta este punto. Les agradezco por todos los sacrificios que han hecho para llevarme por el camino correcto durante toda mi vida; por brindarme apoyo en los malos momentos y por estar a mi lado en los buenos momentos.

A mis amigos y familiares por el cariño que me han mostrado y por el apoyo incondicional que me han brindado.

Gracias a todos ustedes he podido lograr este objetivo.

CONTENIDO

DECLARACIÓN	i
CERTIFICACIÓN	ii
AGRADECIMIENTOS	iii
DEDICATORIA.....	iv
CONTENIDO.....	v
ÍNDICE DE FIGURAS	ix
ÍNDICE DE TABLAS	xi
ÍNDICE ANEXOS	xiv
ÍNDICE DE ECUACIONES.....	xiv
SIMBOLIGÍA.....	xv
RESUMEN	xvi
PRESENTACIÓN	xvii
CAPITULO I	1
1 MARCO TEÓRICO	1
1.1 FUNDAMENTOS BÁSICOS DE LA TÉCNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	1
1.1.1 DEFINICIÓN	1
1.2 RAZONES PARA LA APLICACIÓN DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	1
1.2.1 DISMINUCIÓN DE LOS EFECTOS DEL DAÑO DE FORMACIÓN.....	1
1.2.2 DESARROLLO DE YACIMIENTOS DE BAJA PERMEABILIDAD.....	2
1.2.3 CREACIÓN DE ZONAS DE FLUJO LINEAL.....	2
1.3 CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN POZOS CANDIDATOS PARA FRACTURAMIENTO.....	2
1.3.1 PERMEABILIDAD DEL RESERVORIO	3
1.3.2 FACTOR DE DAÑO (SKIN) DEL RESERVORIO	3
1.3.3 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO	3
1.3.4 VOLUMEN DE PETRÓLEO IN-SITU, SATURACIÓN DE HIDROCARBURO Y PRESIÓN DE RESERVORIO	4
1.3.5 CONTENCIÓN DE LA FRACTURA HIDRÁULICA	4
1.3.6 PROXIMIDAD AL CONTACTO DE AGUA	5

1.3.7	BAJA INTEGRIDAD DEL CEMENTO.....	5
1.4	DISEÑO DE UNA FRACTURA	8
1.4.1	GEOMETRÍA DE LA FRACTURA	8
1.4.2	DIMENSIONES DE UNA FRACTURA HIDRÁULICA.....	9
1.4.3	ORIENTACIÓN DE LA FRACTURA.....	11
1.4.4	PRESIONES DURANTE UN FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	11
1.5	FLUIDOS PARA LA FRACTURA	12
1.5.1	TIPOS DE FLUIDOS FRACTURANTES.	13
1.5.2	ADITIVOS.....	13
1.6	APUNTALANTES.....	14
1.7	ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD	16
1.7.1	VALORACIÓN DE LOS POZOS DE ACUERDO AL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD.....	17
1.7.2	PREDICCIÓN DEL IPR	18
1.8	CURVAS DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN	22
1.8.1	CURVAS DE DECLINACIÓN EXPONENCIAL.....	23
1.8.2	CURVAS DE DECLINACIÓN HIPERBÓLICA	23
1.8.3	CURVAS DE DECLINACIÓN ARMÓNICA	24
1.9	CRITERIOS DE SELECCIÓN DE SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO	24
1.10	CRITERIOS ECONÓMICOS PARA EVALUACIÓN DE PROYECTOS....	26
1.10.1	INVERSIÓN.....	27
1.10.2	COSTO.....	27
1.10.3	INGRESO	27
1.10.4	COSTO DE OPORTINIDAD.....	27
1.10.5	FLUJO DE CAJA	27
1.10.6	VALOR ACTUAL NETO (VAN).....	28
1.10.7	TASA INTERNA DE RETORNO (TIR).....	29
1.10.8	RELACIÓN BENEFICIO COSTO	29
1.11	INFORMACIÓN GENERAL DEL ÁREA.....	29
1.11.1	UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO DRAGO NORTE	29
1.11.2	GEOLOGÍA GENERAL DEL CAMPO.....	30
1.11.3	COLUMNA GEOLÓGICA	32
1.11.4	FORMACIONES Y UNIDADES GEOLÓGICAS	33

1.11.5	TOPES FORMACIONALES	34
1.11.6	PARÁMETROS PETROFÍSICOS DE LOS RESERVORIOS DEL CAMPO.....	34
CAPÍTULO II		36
2	CARACTERIZACIÓN Y EVALUACIÓN DE LOS POZOS SELECCIONADOS	36
2.1	CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN DE LOS POZOS A SER EVALUADOS	36
2.2	EVALUACIÓN DE LOS POZOS SELECCIONADOS.....	37
2.2.1	EVALUACIÓN DEL POZO DRAGO NORTE-15.....	37
2.2.2	EVALUACIÓN DEL POZO DRAGO NORTE-43.....	44
2.2.3	EVALUACIÓN DEL POZO DRAGO NORTE-48.....	53
2.2.4	EVALUACIÓN DEL POZO DRAGO NORTE-51	60
2.2.5	EVALUACIÓN DEL POZO DRAGO NORTE-27.....	69
CAPITULO III		79
3	RESULTADOS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS	79
3.1	RESULTADOS DEL ANÁLISIS REALIZADO EN DRAGO NORTE-15....	79
3.1.1	CRITERIOS QUE PROPICIARON EL ÉXITO DEL FRACTURAMIENTO DEL POZO DRAGO NORTE-15.....	80
3.1.2	TIPO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL SUGERIDO PARA EL POZO DRAGO NORTE – 15.....	84
3.2	RESULTADOS DEL ANÁLISIS REALIZADO EN DRAGO NORTE-43....	84
3.2.1	RESULTADOS DE BOMBEO DE FRACTURA	86
3.2.2	CRITERIOS QUE PROPICIARON EL TRABAJO NO SATISFACTORIO DEL FRACTURAMIENTO DEL POZO DRAGO NORTE-43	87
3.2.3	TIPO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL SUGERIDO PARA EL POZO DRAGO NORTE – 43.....	88
3.3	RESULTADOS DEL ANÁLISIS REALIZADO EN DRAGO NORTE-48....	89
3.3.1	RESULTADOS DE BOMBEO DE FRACTURA	90
3.3.2	CRITERIOS QUE PROPICIARON EL ÉXITO DEL FRACTURAMIENTO DEL POZO DRAGO NORTE-48.....	91
3.3.3	TIPO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL SUGERIDO PARA EL POZO DRAGO NORTE – 48.....	94
3.4	RESULTADOS DEL ANÁLISIS REALIZADO EN DRAGO NORTE-51	94
3.4.1	RESULTADOS DE BOMBEO DE FRACTURA	96

3.4.2	CRITERIOS QUE PROPICIARON EL TRABAJO NO SATISFACTORIO DEL FRACTURAMIENTO DEL POZO DRAGO NORTE-51	96
3.4.3	TIPO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL SUGERIDO PARA EL POZO DRAGO NORTE – 51	98
3.5	RESULTADOS DEL ANÁLISIS REALIZADO EN DRAGO NORTE-27	99
3.5.1	RESULTADOS DE BOMBEO DE FRACTURA	100
3.5.2	CRITERIOS QUE PROPICIARON EL ÉXITO DEL FRACTURAMIENTO DEL POZO DRAGO NORTE-27.....	101
3.5.3	TIPO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL SUGERIDO PARA EL POZO DRAGO NORTE – 27	103
CAPITULO IV.....		104
4	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES.....	104
4.1	CONCLUSIONES.....	104
4.2	RECOMENDACIONES	106
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS		108
ANEXOS		111

ÍNDICE DE FIGURAS

FIGURA 1.1 MECÁNICA DEL INCREMENTO DE PRODUCCIÓN POR FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO.....	2
FIGURA 1.2 CONTENCIÓN DE LA FRACTURA.....	4
FIGURA 1.3 ESFUERZO DE LA SOBRECARGA.....	5
FIGURA 1.4 TIPOS DE PROBLEMAS DE CEMENTACIÓN.....	6
FIGURA 1.5 INTERPRETACIÓN DE LA CURVA DE AMPLITUD.....	7
FIGURA 1.6 REGISTRO CBL-VDL	8
FIGURA 1.7 LONGITUD Y ALTURA DE UNA FRACTURA	10
FIGURA 1.8 ORIENTACIÓN DE UNA FRACTURA	11
FIGURA 1.9 PRESIONES TÍPICAS DE FRACTURA	12
FIGURA 1.10 TIPOS DE APUNTALANTES	14
FIGURA 1.11 IP CONSTANTE	17
FIGURA 1.12 IP NO CONSTANTE.....	17
FIGURA 1.13 CORRELACIÓN DE STANDING PARA POZOS CON VALORES DE EF#1	20
FIGURA 1.14 GRÁFICA LOG-LOG PARA MÉTODO DE FETKOVICH.....	21
FIGURA 1.15 FLUJO DE CAJA	28
FIGURA 1.16 FLUJOS DE CAJA AL AÑO CERO	28
FIGURA 1.17 UBICACIÓN DEL CAMPO DRAGO NORTE	30
FIGURA 1.18 MAPA ESTRUCTURAL EN PROFUNDIDAD ARENISCA U INFERIOR.....	31
FIGURA 1.19 INCREMENTO DE BSW EN EL CAMPO DRAGO NORTE	31
FIGURA 1.20 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO DRAGO NORTE.....	32
FIGURA 2.1 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO DRAGO NORTE-15	39
FIGURA 2.2 CURVAS IPR DEL POZO DRAGO NORTE-15 ANTES Y DESPUÉS DEL FRACTURAMIENTO.....	41
FIGURA 2.3 CURVA DE DECLINACIÓN DEL POZO DRAGO NORTE-15 ANTES DEL FRACTURAMIENTO.....	42
FIGURA 2.4 CURVA DE DECLINACIÓN DEL POZO DRAGO NORTE-15 DESPUES DEL FRACTURAMIENTO.....	43
FIGURA 2.5 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO DRAGO NORTE-43	46
FIGURA 2.6 CURVAS IPR-VOGEL VS. IPR-DARCY DESPUÉS DE LA FRACTURA EN EL POZO DRAGO NORTE-43	48
FIGURA 2.7 CURVAS IPR DEL POZO DRAGO NORTE-43 ANTES Y DESPUÉS DEL FRACTURAMIENTO.....	50
FIGURA 2.8 CURVA DE DECLINACIÓN DEL POZO DRAGO NORTE-43 ANTES DEL FRACTURAMIENTO.....	51
FIGURA 2.9 CURVA DE DECLINACIÓN DEL POZO DRAGO NORTE-43 DESPUES DEL FRACTURAMIENTO.....	52
FIGURA 2.10 PRODUCCIÓN EN 2017 DEL POZO DRAGO NORTE-48	55

FIGURA 2.11 CURVAS IPR DEL POZO DRAGO NORTE-48 ANTES, DESPUÉS DEL FRACTURAMIENTO Y DESPUÉS DEL WO. 2 (CAMBIO BES)	57
FIGURA 2.12 CURVA DE DECLINACIÓN DEL POZO DRAGO NORTE-48 ANTES DEL FRACTURAMIENTO.....	59
FIGURA 2.13 CURVA DE DECLINACIÓN DEL POZO DRAGO NORTE-48 DESPUES DEL FRACTURAMIENTO.....	59
FIGURA 2.14 PRODUCCIÓN EN 2017 DEL POZO DRAGO NORTE-51	62
FIGURA 2.15 CURVAS IPR DEL POZO DRAGO NORTE-51 ANTES Y DESPUÉS DEL FRACTURAMIENTO.....	65
FIGURA 2.16 CURVAS ÍNDICE DE INYECTIVIDAD E IPR PARA DRAGO NORTE-51.....	67
FIGURA 2.17 CURVA DE DECLINACIÓN DEL POZO DRAGO NORTE-51 ANTES DEL FRACTURAMIENTO.....	68
FIGURA 2.18 CURVA DE DECLINACIÓN DEL POZO DRAGO NORTE-51 DESPUÉS DEL FRACTURAMIENTO.....	68
FIGURA 2.19 PRODUCCIÓN EN 2017 DEL POZO DRAGO NORTE-27	72
FIGURA 2.20 CURVAS IPR DEL POZO DRAGO NORTE-27 ANTES, DESPUÉS DEL FRACTURAMIENTO Y DESPUÉS DEL WO. 3 Y WO. 04 (ESTIMULACIÓN MATRICIAL Y CAMBIO BES).....	75
FIGURA 2.21 RADIO DE INVACIÓN DE FLUIDOS EN EL POZO DRAGO NORTE-27 DESPUÉS DEL WO. 3 Y WO. 04 (ESTIMULACIÓN MATRICIAL Y CAMBIO BES)	76
FIGURA 2.22 CURVA DE DECLINACIÓN DEL POZO DRAGO NORTE-27 ANTES DEL FRACTURAMIENTO.....	77
FIGURA 2.23 CURVA DE DECLINACIÓN DEL POZO DRAGO NORTE-27 DESPUÉS DEL FRACTURAMIENTO.....	77
FIGURA 3.1 RESULTADOS DE ANÁLISIS DEL POZO DRAGO NORTE-15	80
FIGURA 3.2 REGISTRO DE CEMENTACIÓN	81
FIGURA 3.3 RESULTADOS DE ANÁLISIS DEL POZO DRAGO NORTE-43	85
FIGURA 3.4 BOMBEO DE FLUIDO DE FRACTURA Y DECLINACIÓN DE PRESIÓN POZO DRAGO NORTE-43 - INTERVALO 10339'-10370'	86
FIGURA 3.5 BOMBEO DE FLUIDO DE FRACTURA Y DECLINACIÓN DE PRESIÓN POZO DRAGO NORTE-43 - INTERVALO 10297'-10311'	87
FIGURA 3.6 RESULTADOS DE ANÁLISIS DEL POZO DRAGO NORTE-48	90
FIGURA 3.7 BOMBEO DE FLUIDO DE FRACTURA Y DECLINACIÓN DE PRESIÓN POZO DRAGO NORTE-48	91
FIGURA 3.8 REGISTRO DE CEMENTACIÓN – POZO DRAGO NORTE - 48.....	92
FIGURA 3.9 RESULTADOS DE ANÁLISIS DEL POZO DRAGO NORTE-51	95
FIGURA 3.10 BOMBEO DE FLUIDO DE FRACTURA Y DECLINACIÓN DE PRESIÓN POZO DRAGO NORTE-51	96
FIGURA 3.11 REGISTRO DE CEMENTACIÓN – POZO DRAGO NORTE-51.....	97
FIGURA 3.12 BOMBEO DE FLUIDO ONESTEP Y DECLINACIÓN DE PRESIÓN POZO DRAGO NORTE-51	98

FIGURA 3.13 RESULTADOS DE ANÁLISIS DEL POZO DRAGO NORTE-27 99
FIGURA 3.14 BOMBEO DE FLUIDO DE FRACTURA Y DECLINACIÓN DE PRESIÓN POZO DRAGO NORTE-27 100
FIGURA 3.15 REGISTRO DE CEMENTACIÓN – POZO DRAGO NORTE - 27.. 101

ÍNDICE DE TABLAS

TABLA 1.1 VALORES TÍPICOS DE PARÁMETROS DEL RESERVORIO PARA LA SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS A FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO 4
TABLA 1.2 ESTRÉS MÁXIMO DE RESISTENCIA DE LOS APUNTALANTES.... 15
TABLA 1.3 PROPIEDADES PROMEDIO SEGÚN EL TAMAÑO DEL APUNTALANTE..... 16
TABLA 1.4 VALORACIÓN DE POZOS SEGÚN IP 18
TABLA 1.5 RANGO DE APLICACIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS 25
TABLA 1.6 RANGO DE APLICACIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSUMERGIBLE 25
TABLA 1.7 RANGO DE APLICACIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO HIDRÁULICO 26
TABLA 1.8 RANGO DE APLICACIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO 26
TABLA 1.9 COORDENADAS DEL CAMPO DRAGO NORTE 30
TABLA 1.10 TOPES FORMACIONALES..... 34
TABLA 1.11 PARÁMETROS PETROFÍSICOS-ARENA U INFERIOR 35
TABLA 1.12 PARÁMETROS PETROFÍSICOS-ARENA T INFERIOR..... 35
TABLA 2.1 POZOS SELECCIONADOS PARA EVALUACIÓN 36
TABLA 2.2 DATOS DEL POZO DRAGO NORTE-15 37
TABLA 2.3 TOPES FORMACIONALES DEL POZO DRAGO NORTE-15..... 37
TABLA 2.4 PETROFÍSICA DEL POZO DRAGO NORTE-15..... 38
TABLA 2.5 PRUEBAS DE PRODUCCIÓN DEL POZO DRAGO NORTE-15..... 39
TABLA 2.6 RESULTADOS DE BUILD UP DEL POZO DRAGO NORTE-15 ANTES DEL FRACTURAMIENTO..... 40
TABLA 2.7 RESULTADOS DE BUILD UP DEL POZO DRAGO NORTE-15 DESPUÉS DEL FRACTURAMIENTO..... 40
TABLA 2.8 VARIABLES PARA EL CÁLCULO DE CURVAS IPR EN EL POZO DRAGO NORTE-15 41
TABLA 2.9 PARÁMETROS IPR EN EL POZO DRAGO NORTE-15..... 42
TABLA 2.10 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO DEL POZO DRAGO NORTE - 15 43
TABLA 2.11 DATOS DEL POZO DRAGO NORTE-43 44
TABLA 2.12 TOPES FORMACIONALES DEL POZO DRAGO NORTE-43..... 44

TABLA 2.13 PETROFÍSICA DEL POZO DRAGO NORTE-43.....	45
TABLA 2.14 PRUEBAS DE PRODUCCIÓN DEL POZO DRAGO NORTE-43.....	46
TABLA 2.15 RESULTADOS DE BUILD UP DEL POZO DRAGO NORTE-43 ANTES DEL FRACTURAMIENTO.....	47
TABLA 2.16 RESULTADOS DE BUILD UP DEL POZO DRAGO NORTE-43 DESPUÉS DEL FRACTURAMIENTO.....	47
TABLA 2.17 DATOS DE IPR-VOGEL E IPR-DARCY.....	48
TABLA 2.18 IPR VOGEL VS IPR DARCY EN EL POZO DRAGO NORTE - 43	49
TABLA 2.19 VARIABLES PARA EL CÁLCULO DE CURVAS IPR EN EL POZO DRAGO NORTE-43.....	49
TABLA 2.20 PARÁMETROS IPR EN EL POZO DRAGO NORTE-43 ANTES DEL FRACTURAMIENTO	50
TABLA 2.21 ANALISIS ECONÓMICO DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO DEL POZO DRAGO NORTE - 43.....	52
TABLA 2.22 DATOS DEL POZO DRAGO NORTE-48	53
TABLA 2.23 TOPES FORMACIONALES DEL POZO DRAGO NORTE-48.....	53
TABLA 2.24 PETROFÍSICA DEL POZO DRAGO NORTE-48.....	54
TABLA 2.25 PRUEBAS DE PRODUCCIÓN DEL POZO DRAGO NORTE-48.....	55
TABLA 2.26 DATOS DE PRESIÓN Y PERMEABILIDAD EN EL POZO DRAGO NORTE - 48	56
TABLA 2.27 RESULTADOS DE BUILD UP DEL POZO DRAGO NORTE-48 DESPUÉS DEL FRACTURAMIENTO.....	56
TABLA 2.28 VARIABLES PARA EL CÁLCULO DE CURVAS IPR EN EL POZO DRAGO NORTE-48.....	57
TABLA 2.29 PARÁMETROS IPR EN EL POZO DRAGO NORTE-48.....	58
TABLA 2.30 ANALISIS ECONÓMICO DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO DEL POZO DRAGO NORTE – 48.....	60
TABLA 2.31 DATOS DEL POZO DRAGO NORTE-51	60
TABLA 2.32 TOPES FORMACIONALES DEL POZO DRAGO NORTE-51.....	61
TABLA 2.33 PETROFÍSICA DEL POZO DRAGO NORTE-51.....	61
TABLA 2.34 PRUEBAS DE PRODUCCIÓN DEL POZO DRAGO NORTE-51.....	62
TABLA 2.35 RESULTADOS DE BUILD UP DEL POZO DRAGO NORTE-51 ANTES DEL FRACTURAMIENTO.....	63
TABLA 2.36 RESULTADOS DE BUILD UP DEL POZO DRAGO NORTE-51 DESPUÉS DEL FRACTURAMIENTO.....	64
TABLA 2.37 VARIABLES PARA EL CÁLCULO DE CURVAS IPR EN EL POZO DRAGO NORTE-51	64
TABLA 2.38 PARÁMETROS IPR EN EL POZO DRAGO NORTE-51.....	65
TABLA 2.39 PARÁMETROS DE INYECTIVIDAD DE AGUA EN LA ARENA UI, EN EL POZO DRAGO NORTE-51	66
TABLA 2.40 CORRECCIÓN DE PWF EN T INFERIOR PARA PWF EN U INFERIOR- DRAGO NORTE-51	66

TABLA 2.41 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO DEL POZO DRAGO NORTE - 51	69
TABLA 2.42 DATOS DEL POZO DRAGO NORTE-27	70
TABLA 2.43 TOPES FORMACIONALES DEL POZO DRAGO NORTE-27	70
TABLA 2.44 PETROFÍSICA DEL POZO DRAGO NORTE-27	70
TABLA 2.45 PRUEBAS DE PRODUCCIÓN DEL POZO DRAGO NORTE-27	72
TABLA 2.46 RESULTADOS DE BUILD UP DEL POZO DRAGO NORTE-27 ANTES DEL FRACTURAMIENTO	73
TABLA 2.47 RESULTADOS DE BUILD UP DEL POZO DRAGO NORTE-27 DESPUÉS DEL FRACTURAMIENTO	74
TABLA 2.48 VARIABLES PARA EL CÁLCULO DE CURVAS IPR EN EL POZO DRAGO NORTE-27	74
TABLA 2.49 PARÁMETROS IPR EN EL POZO DRAGO NORTE-27	75
TABLA 2.50 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO DEL POZO DRAGO NORTE - 27	78
TABLA 3.1 COMPARATIVA ENTRE PARÁMETROS TÍPICOS DE CANDIDATOS A FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO VS PARÁMETROS REALES DEL POZO DRAGO NORTE-15	82
TABLA 3.2 PROPIEDADES DEL APUNTALANTE CARBOLITE-20/40	83
TABLA 3.3 SELECCIÓN DEL MÉTODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ÓPTIMO PARA EL POZO DRAGO NORTE-15.....	84
TABLA 3.4 SELECCIÓN DEL MÉTODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ÓPTIMO PARA EL POZO DRAGO NORTE-43.....	88
TABLA 3.5 COMPARATIVA ENTRE PARÁMETROS TÍPICOS DE CANDIDATOS A FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO VS PARÁMETROS REALES DEL POZO DRAGO NORTE-48	92
TABLA 3.6 PROPIEDADES DEL APUNTALANTE CARBOLITE-20/40	93
TABLA 3.7 SELECCIÓN DEL MÉTODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ÓPTIMO PARA EL POZO DRAGO NORTE-48.....	94
TABLA 3.8 SELECCIÓN DEL MÉTODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ÓPTIMO PARA EL POZO DRAGO NORTE-51.....	98
TABLA 3.9 COMPARATIVA ENTRE PARÁMETROS TÍPICOS DE CANDIDATOS A FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO VS PARÁMETROS REALES DEL POZO DRAGO NORTE-27	102
TABLA 3.10 PROPIEDADES DEL APUNTALANTE CARBOLITE-20/40	103
TABLA 3.11 SELECCIÓN DEL MÉTODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ÓPTIMO PARA EL POZO DRAGO NORTE-27.....	103
TABLA 4.1 CRITERIOS DE ÉXITO O FRACASO DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN POZOS EVALUADOS	105

ÍNDICE ANEXOS

ANEXO 1 PRUEBAS DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN	112
ANEXO 2 EJEMPLO DE CÁLCULO DE LA CURVA IPR	118
ANEXO 3 CALCULOS ECONOMICOS	122
ANEXO 4 VALORES DE PRUDUCCION MENSUAL PRONOSTICADOS DESPUES DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO	126
ANEXO 5 RESULTADOS DE SIMULACIÓN DE FRACTURA HIDRÁULICA.....	132
ANEXO 6 DIAGRAMA MECÁNICO DE LOS POZOS SELECCIONADOS	137
ANEXO 7 REGISTROS ELÉCTRICOS DE LOS POZOS SELECCIONADOS....	143

ÍNDICE DE ECUACIONES

(1. 1) ECUACIÓN ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD - CRAFT	16
(1. 2) IP YACIMIENTOS SUBSATURADOS ($P_{WF} \geq P_B$).....	18
(1. 3) ECUACIÓN CAUDAL EN PTO BURBUJA Y. SUBSATURADO ($P_{WF} \geq P_B$)...	19
(1. 4) ECUACIÓN CAUDAL MÁXIMO - Y. SUBSATURADO ($P_{WF} \geq P_B$)	19
(1. 5) ECUACIÓN CURVA IPR - Y. SUBSATURADO ($P_{WF} \geq P_B$).....	19
(1. 6) IP YACIMIENTOS SUBSATURADOS ($P_{WF} < P_B$).....	19
(1. 7) ECUACIÓN CAUDAL EN PTO BURBUJA - Y. SUBSATURADO ($P_{WF} < P_B$)	19
(1. 8) ECUACIÓN CAUDAL MÁXIMO - Y. SUBSATURADO ($P_{WF} < P_B$)	19
(1. 9) ECUACIÓN CURVA IPR - Y. SUBSATURADO ($P_{WF} < P_B$)	19
(1. 10) ECUACIÓN CAUDAL MÁXIMO - Y. SATURADO	19
(1. 11) ECUACIÓN CURVA IPR - Y. SATURADO.....	19
(1. 12) ECUACIÓN DE EFICIENCIA	20
(1. 13) ECUACIÓN P_{WF} SIN DAÑO	20
(1. 14) ECUACIÓN DE FETKOVICH	21
(1. 15) ECUACIÓN CONSTANTE N	21
(1. 16) ECUACIÓN DE LA PENDIENTE	21
(1. 17) ECUACIÓN INDICE DE PRODUCTIVIDAD - METODO DARCY	22
(1. 18) ECUACIÓN CONSTANTE DE DECLINACIÓN EXPONENCIAL.....	23
(1. 19) ECUACIÓN TASA DE PRODUCCIÓN EXPONENCIAL	23
(1. 20) ECUACIÓN LOGARITMO TASA DE PRODUCCIÓN EXPONENCIAL	23
(1. 21) ECUACIÓN DE RESERVAS REMANENTES.....	23
(1. 22) ECUACIÓN DE RELACIÓN DE DECLINACIÓN HIPERBÓLICA	24
(1. 23) ECUACIÓN TASA DE PRODUCCIÓN HIPERBÓLICA.....	24
(1. 24) ECUACIÓN DE RESERVAS REMANENTES D. HIPERBÓLICA.....	24
(1. 25) ECUACIÓN TASA DE PRODUCCIÓN ARMÓNICA	24
(1. 26) ECUACIÓN DE RESERVAS REMANENTES D. ARMÓNICA	24
(1. 27) ECUACIÓN INGRESOS.....	27
(1. 28) ECUACIÓN VAN	28
(1. 29) ECUACIÓN TIR.....	29
(1. 30) ECUACIÓN RCB	29

SIMBOLIGÍA

SIMBOLO	SIGNIFICADO	DIMENSIONES
API	Gravedad Especifica en grados API	
Bo	Factor Volumétrico del Petróleo	L3
BAPD	Barriles de Agua por Día	L3/t
BFPD	Barriles de Fluido por Día	L3/t
BPPD	Barriles de Petróleo por Día	L3/t
BPM	Barriles por Minuto	L3/t
BSW	Porcentaje de Agua y Sedimentos	%
F	Grados Fahrenheit	T
Ft	Pies	L
H	Espesor	L
D	Diámetro	L
J	Índice de Productividad	L4t/M
K	Permeabilidad	L2
Ppg	Libras por Galón	M/L2
MD	Profundidad Medida	L
Np	Volumen de Petróleo Acumulado	L3
Pb	Presión de Burbuja	M/Lt2
PIP	Presión de Fluido en el Intake	M/Lt2
Pr	Presión de Reservorio	M/Lt2
PSI	Libra por Pulgada Cuadrada	M/Lt2
Pwf	Presión de Fondo Fluyente	M/Lt2
Q	Caudal de Fluido	L3/t
Qmax	Caudal Máximo	L3/t
Re	Radio de Drenaje	L
Rf	Radio de Fractura	L
Rw	Radio del Pozo	L
Rx	Radio de Daño de Formación	L
S	Daño de Formación	
TVD	Profundidad Vertical Verdadera	L
μo	Viscosidad del Petróleo	M/Lt
WO	Work Over Trabajo de Reacondicionamiento	

RESUMEN

El presente trabajo se basa en determinar mediante una serie de criterios técnicos y económicos el incremento real de la producción que se podrá obtener después de realizar una estimulación del reservorio mediante la técnica de fracturamiento hidráulico y a la par realizar una evaluación técnica sobre los puntos críticos que se tienen durante el mismo para de esta forma dar recomendaciones que permitan tener un mayor porcentaje de éxito en trabajos de fracturamiento hidráulicos futuros. Para esto se tomaron como objeto de estudio una muestra de pozos fracturados hidráulicamente en el campo Drago Norte.

Previo al análisis de los trabajos de fracturamiento, fue necesario realizar una exhaustiva investigación sobre los fundamentos en cuales se basa un fracturamiento hidráulico, así como también los criterios de selección típicos que se toman en cuenta para la selección de pozos a ser fracturados. Otro aspecto sumamente importante fue la revisión de conceptos de productividad de hidrocarburos, curvas de declinación de producción y evaluación económica de proyectos, mismos que fueron de gran ayuda a la hora de alcanzar los objetivos propuestos en este trabajo.

Para la selección de pozos fracturados a ser evaluados, se consideró aquellos que tuvieran una producción de como mínimo 6 meses después de haber sido fracturados; esto para poder observar el comportamiento de producción post-fractura con los parámetros ya estabilizados. Para la evaluación de los pozos se tomaron en cuenta: historial de producción, historial de reacondicionamientos, curvas IPR y curvas de declinación de producción antes y después de los trabajos de fracturamiento; y además los costos del trabajo de fracturamiento y reacondicionamientos post-fractura a fin de evaluar económicamente los mismos.

Se discutió los resultados obtenidos y se determinó si el fracturamiento hidráulico fue o no exitoso en cada uno de los pozos seleccionados, para posteriormente revisando los criterios de selección esclarecer las causas que propiciaron el éxito o fracaso de los mismos.

En este trabajo se muestra el beneficio tanto en producción como económico que genera un trabajo de fracturamiento hidráulico, cuando los pozos son seleccionados correctamente y el trabajo se realiza evitando en máxima medida los problemas operativos.

PALABRAS CLAVE: Fracturamiento Hidráulico, Optimización de Producción, Estimulación de Reservorios, Evaluación de Producción Post-Fractura.

PRESENTACIÓN

El problema identificado en la industria petrolera actual del Ecuador, es la declinación de la producción en los campos maduros por lo que se requiere recuperar las reservas remanentes e incrementar la producción de los mencionados campos. Dado que la exploración adicional y perforación de nuevos pozos resulta demasiado costosa para la situación actual del país, se evidencia la necesidad de proponer proyectos de estimulación que permitan maximizar la producción en los pozos de los campos ya existentes (Molina, D, 2014).

Por otro lado, muchos de los grandes yacimientos de alta permeabilidad del mundo se están acercando al fin de sus vidas productivas, cada vez con más frecuencia, los hidrocarburos que abastecen combustible a las diferentes naciones y economías del mundo provendrán de yacimientos de baja permeabilidad, y esas formaciones compactas requieren tratamientos de estimulación por fracturamiento hidráulico para producir a regímenes económicos”. (Les Bennett et al, 2006).

“Del mismo modo en yacimientos de permeabilidad moderada a alta, el objetivo de las fracturas es mejorar la producción sorteando el daño de formación en la región vecina al pozo” (Meng HZ, 1987), esto permitirá maximizar las ganancias en un menor rango de tiempo.

Ante lo descrito anteriormente, la empresa estatal Petroamazonas EP ha implementado en el campo Drago Norte proyectos de fracturamiento hidráulico en una serie de pozos con la finalidad de optimizar su producción. No obstante el éxito de un fracturamiento hidráulico depende de una correcta implementación metodológica que considere los parámetros geológicos, petrofísicos, historial de producción, pruebas de fluidos y rocas entre otros (Hernández y Soto, 2009).

Otros aspectos de gran relevancia al momento de implementar un proyecto de estimulación por fracturamiento hidráulico son los trabajos posteriores que suelen ser requeridos después de un fracturamiento hidráulico, así como los costos que implicarán los mismos. Todos estos factores ponen en riesgo un proyecto de fracturamiento hidráulico y hacen que tomar la decisión de implementar o no un trabajo de estimulación por fracturamiento hidráulico sea muy complicado.

Ante lo mencionado anteriormente es de sumo interés realizar un análisis de la producción individual de una muestra de pozos fracturados hidráulicamente en el campo Drago Norte antes y después de dicho trabajo con el fin de conocer el grado de éxito que tuvieron las fracturas hidráulicas, así como determinar las prácticas que propiciaron el éxito o fracaso de las mismas, esto permitirá dar recomendaciones sobre buenas prácticas a seguir previo, durante y después de un trabajo de fracturamiento hidráulico para que sean consideradas en trabajos futuros.

El presente trabajo tiene una gran importancia para el área de petróleos, en la línea de yacimientos de hidrocarburos y recuperación mejorada, específicamente para la técnica de fracturamiento hidráulico, ya que con él se pretende determinar mediante una serie de criterios técnicos el incremento real de la producción que se podría obtener después de realizar una estimulación del reservorio mediante el fracturamiento hidráulico y una evaluación técnica sobre los puntos críticos del mismo, así se podrán esclarecer parámetros para trabajos futuros de fracturamiento hidráulico, que se desarrollen en campos de características similares y así reducir el margen de error que pueda presentarse en los mismos.

Dado que la campañas de fracturamiento hidráulico requieren de una fuerte inversión de capital, este proyecto le es de gran ayuda a las diferentes empresas operadoras de campos y al estado ecuatoriano ya que permite conocer cuáles son las condiciones en las que los proyectos de fracturamiento hidráulico tuvieron una mayor rentabilidad económica y esto ayudará a tomar mejores decisiones en fracturamientos futuros.

Las técnicas que se utilizaron en el presente trabajo se basan en la selección de 5 pozos del campo Drago Norte que fueron sujetos al programa de estimulación mediante fracturamiento hidráulico a fin de poder concluir si la campaña de fracturamiento en el campo Drago Norte fue o no exitosa.

Este trabajo determina el grado de éxito del trabajo de fracturamiento hidráulico en cada pozo seleccionado según el incremento de productividad después del trabajo de fracturamiento; para esto se recurre a una serie de comparativos entre las curvas IPR presentadas en cada pozo antes y después del fracturamiento hidráulico. A fin de determinar el incremento de las reservas remanentes después del fracturamiento hidráulico, se realiza una comparación de las curvas de declinación de producción antes y después de dicho trabajo.

Del mismo modo, en el presente trabajo se revisan los historiales de reacondicionamientos (workovers) realizados en los pozos seleccionados antes y después del trabajo de fracturamiento hidráulico; con la finalidad de determinar cuáles de los mismos se propiciaron como consecuencia del fracturamiento (problemas operativos o de selección de pozos candidatos), permitiendo de esta manera tener una idea mejor formada de los pasos a seguir e implicaciones que se podrían presentar después de efectuado el trabajo de fracturamiento. Además se realiza un estudio económico el cual permite esclarecer que tan rentables fueron dichos proyectos de estimulación, incluyendo los costos que generaron los trabajos de reacondicionamiento posteriores que tuvieron relación con la fractura.

Objetivo General

Analizar técnica y económicamente los fracturamientos aplicados en el campo Drago Norte

Objetivos Específicos

- Seleccionar pozos que hayan sido estimulados mediante fracturamiento hidráulico en el campo Drago Norte.
- Evaluar la producción antes y después del fracturamiento hidráulico.
- Identificar los trabajos de reacondicionamiento que se hayan propiciado como consecuencia del fracturamiento hidráulico.
- Recomendar el sistema de levantamiento artificial más adecuado de acuerdo a la producción presentada en cada pozo evaluado.
- Realizar el análisis económico y de riesgo asociado a la implementación del proyecto.
- Determinar si el fracturamiento hidráulico efectuado en los pozos del campo Drago Norte fue o no exitoso.
- Determinar las causas del éxito o fracaso de los fracturamientos hidráulicos.
- Realizar recomendaciones que permitan la mejora de las futuras campañas de fracturamiento hidráulico en el mismo campo o en campos de características similares

Alcance

En el presente trabajo se realizó un análisis de los programas de fracturamiento hidráulico aplicados en el Campo Drago Norte, tomando como referencia 5 pozos seleccionados, lo cual permitió dar recomendaciones para operaciones de fracturamiento hidráulico futuras; más no se realizaron programas de fracturamientos hidráulicos para ser aplicados en otros pozos. Una vez analizada la producción de cada pozo se dieron recomendaciones, con fundamentos técnicos, sobre el método de producción a ser usado en cada uno de los mismos.

CAPITULO I MARCO TEÓRICO

1.1 FUNDAMENTOS BÁSICOS DE LA TECNICA DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

Para realizar el análisis de la técnica de estimulación de pozos mediante fracturamiento hidráulico se deberá primer lugar conocer ciertos conceptos básicos los cuales nos permitirán responder las siguientes preguntas: ¿en qué consiste la técnica?, ¿Cuáles son las razones por las cuales se efectúa el fracturamiento hidráulico?, ¿Cuáles son los criterios para seleccionar un pozo candidato?

1.1.1 DEFINICIÓN

Una fractura hidráulica es una fractura inducida por presión, causada por la inyección de fluido en una formación rocosa objetivo. El fluido es bombeado en la formación a presiones que exceden la presión de fracturamiento; la presión a la cual se fracturan las rocas (SLB, 2017).

Este fluido se introduce por los poros y canales, de forma tal, que los canales se separan aumentando entre sí el espacio disponible y manteniendo abiertos estos canales con un agente apuntalante, arena natural o sintética, una vez que se haya liberado la presión de inyección. La fractura apuntalada se comporta como un canal de alta conductividad entre el reservorio y el pozo, mejorando significativamente su capacidad productiva (Hernandez y Soto, 2009).

1.2 RAZONES PARA LA APLICACIÓN DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

El fracturamiento hidráulico tiene una serie de aplicaciones las cuales llevan consigo el incremento de la producción; entre estas tenemos:

1.2.1 DISMINUCIÓN DE LOS EFECTOS DEL DAÑO DE FORMACIÓN

La permeabilidad en las cercanías del pozo, en la mayoría de las formaciones, tiende a reducirse por las operaciones de perforación, cementación y completación y teóricamente, se puede demostrar que esta disminución de permeabilidad provoca reducciones sustanciales en las tasas de producción.

Una fractura hidráulica de corto alcance puede extender el alcance del pozo más allá del área dañada y disminuir su efecto negativo sobre la producción. La fracturación hidráulica extiende el alcance del pozo hasta la formación. Por lo tanto, la producción está controlada por las propiedades del depósito promedio alcanzado por la fractura, en lugar de la región mucho más pequeña cerca del pozo (Daneshy A, 2010).

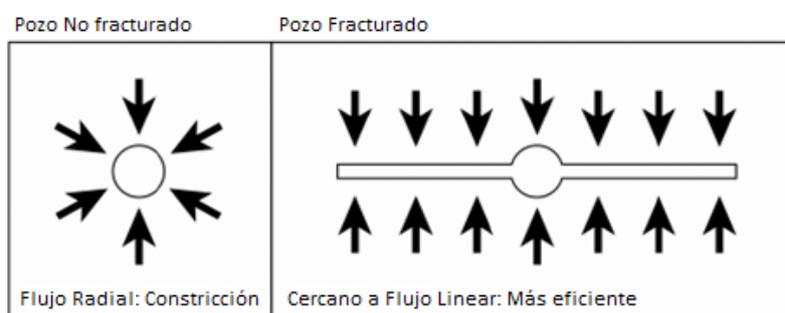
1.2.2 DESARROLLO DE YACIMIENTOS DE BAJA PERMEABILIDAD

El fracturamiento hidráulico a gran escala puede aplicarse en formaciones donde la permeabilidad es baja. Si el yacimiento posee una permeabilidad de 0.1 md o menos, se lo considera como de “baja permeabilidad” y podría ser considerado como candidato al fracturamiento hidráulico de larga penetración (Torres y Aristega, 2016). Una fractura bien ejecutada resulta en un camino conectado al pozo, presenta una permeabilidad mucho mayor a la original del yacimiento (frecuentemente cinco o seis ordenes mayor), el camino creado es angosto, pero puede ser extremadamente largo (Castañeda A, 2007).

1.2.3 CREACIÓN DE ZONAS DE FLUJO LINEAL

El flujo radial desde el depósito al pozo no es un régimen de flujo eficiente ya que a medida que el fluido se acerca al pozo, tiene que pasar a través de áreas sucesivamente más pequeñas y más pequeñas. Esto causa un atasco del fluido y una reducción del flujo de fluido hacia el pozo. La solución a este problema es, cambiar el sistema de flujo radial a lineal; y como se muestra en la figura 1.1, una fractura hidráulica podrá ser considerada para este propósito (Daneshy et al, 2010).

FIGURA 1.1 MECÁNICA DEL INCREMENTO DE PRODUCCIÓN POR FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO



Fuente: Daneshy Consultants International

Modificado por: Cristhian Alvear

1.3 CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN POZOS CANDIDATOS PARA FRACTURAMIENTO

La correcta selección de un pozo candidato es crucial en los trabajos de fracturamiento hidráulico y de acuerdo al tiempo y esfuerzo que se tome para seleccionar el pozo apropiado se obtendrán mejores resultados.

Si no se realiza una correcta selección del pozo se podrían presentar una serie de problemas que afectaran el proyecto de fracturamiento hidráulico y por consiguiente no permitirán alcanzar los resultados esperados. Estos problemas podrían ser:

- Una in favorable propagación de la fractura hacia capas aledañas.

- Pérdida de la conductividad de fractura por alto estrés in-situ en la cara de la fractura.
- Alta presión inicial de fractura
- Fuga desfavorable del fluido de fractura

Los criterios más importantes a tener en cuenta para la selección de un pozo se detallan a continuación:

1.3.1 PERMEABILIDAD DEL RESERVORIO

No existe actualmente un estudio que determine el rango más adecuado para una operación de fracturamiento hidráulico, esto varía de campo en campo dependiendo de factores como la litología del reservorio, diseño del tratamiento, el equipo a disposición, etc. (Roshanai et al, 2010).

Sin embargo normalmente se considera que reservorios con permeabilidades menores a 1 md pueden ser buenos candidatos para fracturamiento hidráulico; mientras que reservorios con permeabilidades de 10 md en adelante serán mejores candidatos para una estimulación matricial ácida. Esto deja un rango entre 1 - 10 md que necesitará de un estudio más exhaustivo para determinar el método de estimulación más adecuado (Roshanai et al, 2010).

Por otro lado Oligney et al, 1997 en su estudio manifiesta que los reservorios de baja permeabilidad apropiados para un fracturamiento hidráulico son los que presenten una permeabilidad menor a 5md.

1.3.2 FACTOR DE DAÑO (SKIN) DEL RESERVORIO

Como ya se había mencionado anteriormente, una de las aplicaciones del fracturamiento hidráulico es para sortear el daño de formación del reservorio, por lo tanto reservorios que presenten elevados daños de formación, es decir factores skin positivos, serán buenos candidatos para fracturamiento hidráulico; sin embargo un factor skin negativo no necesariamente significará que un fracturamiento hidráulico no es necesario.

Un factor skin negativo indica que la permeabilidad del reservorio es menor que la permeabilidad en las cercanías del pozo, lo cual puede darse como resultado de un pozo que ha sido estimulado previamente o uno que presenta fracturas naturales. En estos casos si la producción del pozo aún no es la esperada y la acidificación matricial no ha mejorado la producción un fracturamiento hidráulico podrá ser considerado (Roshanai et al, 2010).

1.3.3 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO

Un indicativo de que el daño en la formación está incrementando, es la declinación de la producción en el tiempo; por lo tanto una significativa declinación de la producción en el transcurso del tiempo justificará un trabajo de

fracturamiento hidráulico siempre y cuando otros criterios importantes lo aprueben también (Roshanai et al, 2010).

1.3.4 VOLUMEN DE PETRÓLEO IN-SITU, SATURACIÓN DE HIDROCARBURO Y PRESIÓN DE RESERVORIO

Dado que la estimulación mediante fracturamiento hidráulico es un procedimiento costoso, el mejor candidato será el que tenga un gran volumen de petróleo y gas in-situ y una razonable presión de reservorio. Actualmente no existen valores establecidos de presión de reservorio o volumen de petróleo o gas in-situ que determinen cuando realizar una fractura hidráulica, sin embargo los valores más comunes se muestran a continuación en la tabla 1.1:

TABLA 1.1 VALORES TÍPICOS DE PARÁMETROS DEL RESERVORIO PARA LA SELECCIÓN DE POZOS CANDIDATOS A FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

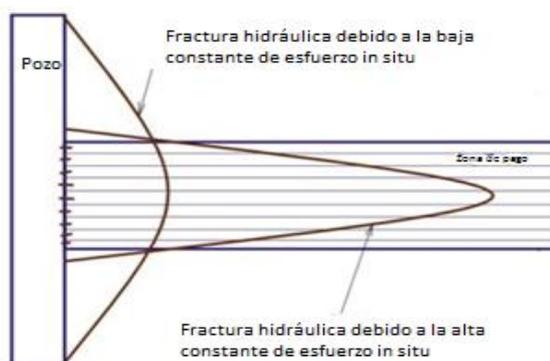
Parámetro	Reservorio de Petróleo	Reservorio de Gas
Saturación de Petróleo	> 40%	> 50%
Corte de Agua	< 30%	< 200 bbl/MMscf
Presión de Reservorio	< 70% depletado	dos veces la presión de abandono
Espesor total del reservorio	> 10 m	> 10 m

Fuente: Roshanay et al, 2010
Elaborado por: Cristhian Alvear

1.3.5 CONTENCIÓN DE LA FRACTURA HIDRÁULICA

Uno de los puntos más importantes a conocer antes de realizar un fracturamiento hidráulico será conocer si el intercalado es capaz de actuar como barrera y contener la fractura en los límites deseados. Una mala contención de la fractura podría tener consecuencias negativas en la producción y en el peor de los casos podrá crear una comunicación con un cuerpo de agua (Oil well stimulation, 1992). Ver figura 1.2

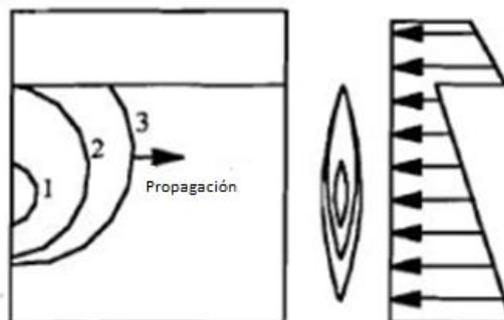
FIGURA 1.2 CONTENCIÓN DE LA FRACTURA



Fuente: Oil well stimulation, 1992
Elaborado por: Cristhian Alvear

Una grieta siempre se propaga siguiendo un camino perpendicular a la tensión normal más pequeña. Esto muestra el papel clave desempeñado por el perfil de estrés: “la fractura siempre tenderá a evitar las zonas con las mayores tensiones” (Roshanai, 2010). Ver figura 1.3

FIGURA 1.3 ESFUERZO DE LA SOBRECARGA



Fuente: Roshanai et al, 2010
Modificado por: Cristhian Alvear

1.3.6 PROXIMIDAD AL CONTACTO DE AGUA

En general realizar un fracturamiento en una zona de agua perjudicará el rendimiento del tratamiento, no obstante si esto ocurre, existen métodos para contrarrestar los efectos penetración en la zona de agua como son la incorporación de modificadores de permeabilidad relativa en el fluido de fracturamiento o apuntalantes que preferentemente abran la parte superior de la fractura (Dos Santos et al., 2009).

La proximidad al contacto de agua suele ser una de las razones más comunes para rechazar por completo un pozo candidato o reducir el tamaño de la fractura. (Martin et al, 2010).

Además se debe recordar que la posición del contacto agua-petróleo puede moverse significativamente a lo largo de la vida de un pozo, por lo tanto no se podrá confiar demasiado en los registros eléctricos corridos si estos son demasiado antiguos; lo más recomendable será tomar unos nuevos antes de realizar el trabajo de fracturamiento hidráulico.

1.3.7 BAJA INTEGRIDAD DEL CEMENTO

En un trabajo de fracturamiento hidráulico se requiere un buen sello de cemento-casing para promover el aislamiento zonal, de modo que las fracturas se originen en las perforaciones y no en otro lugar; por ende no se presentarán inconvenientes siempre y cuando haya suficiente adherencia de cemento por encima y por debajo de la zona de interés.

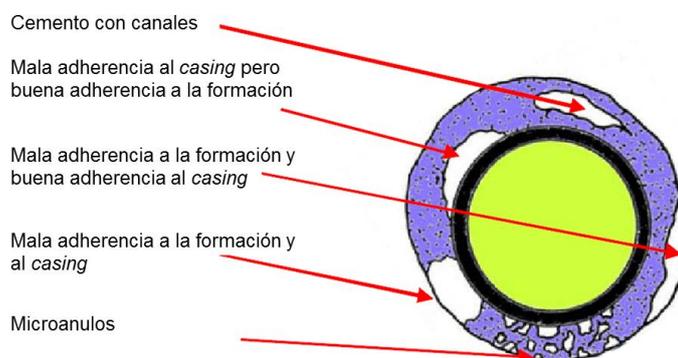
1.3.7.1 Escenarios que se consideran al evaluar una cementación

- Cementación con canales

- Mala adherencia al casing pero buena adherencia a la formación
- Mala adherencia a la formación pero buena adherencia al casing.
- Mala adherencia al casing y a la formación
- Micro ánuolos

Los micro ánuolos no son considerados un gran problema a la hora de realizar un fracturamiento hidráulico ya que estos serán apretados por la presión interna ejercida por el casing (Martin et al, 2010). En la figura 1.4 se ilustran los problemas típicos de cementación.

FIGURA 1.4 TIPOS DE PROBLEMAS DE CEMENTACIÓN



Fuente: Halliburton, 2014

1.3.7.2 Registros de cementación

Registro de atenuación – CBL

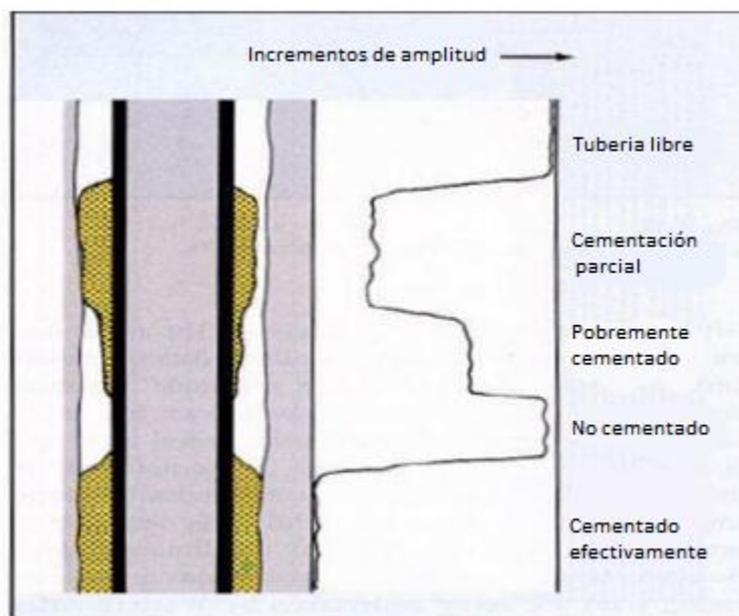
El dispositivo de perfil de adherencia de cemento es un dispositivo acústico compuesto por un transmisor y dos receptores. Su principio consiste en transmitir un pulso a través de los materiales que rodean la herramienta, para que los receptores midan las amplitudes y tiempos de las ondas acústicas.

Propósito:

- Determinar la presencia o ausencia de cemento entre el espacio anular del casing y la formación.
- Determinar el grado de adherencia del cemento al casing.

Una amplitud elevada indica que el casing vibra con relativa libertad y por consiguiente se sabrá que la adherencia del cemento no es buena ya que el casing no está fijo; por otro lado una amplitud baja indica que el casing está más adherido, lo cual provoca la atenuación de la energía de la onda. Ver figura 1.5

FIGURA 1.5 INTERPRETACIÓN DE LA CURVA DE AMPLITUD



Fuente: Academia, 2017
Modificado por: Cristhian Alvear

Registro VDL (Variable Density Log)

Indica cómo se presenta la energía total o espectro sísmico, hay dos tipos de presentación:

- Presentación de forma de onda completa
- Bandas negras y blancas para picos positivos y negativos. Bandas grises si la onda está muy atenuada (esta forma es más usual).

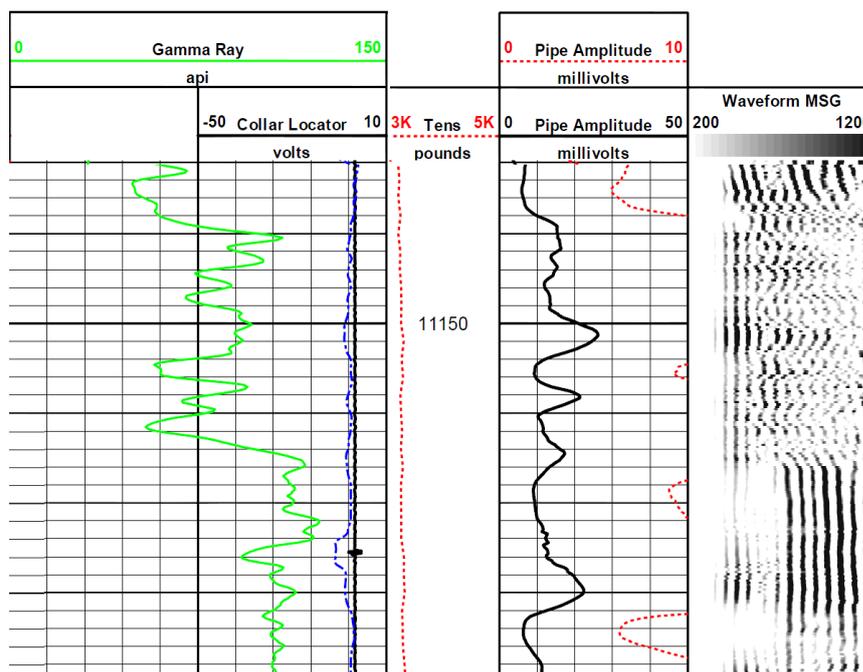
Ayuda a diferenciar entre cemento de menor impedancia acústica (menor resistencia a la compresión) y canalizaciones. (Halliburton, 2017)

Interpretación del VDL

- **Fuertes señales de casing:** Significa casing libre (las conexiones se ven como "chevrons")
- **Ausencia de señales de casing (o débiles):** significa buena adhesión cemento-casing.
- **Señales de formación fuertes y señales de casing débiles:** Buena adhesión cemento-casing y cemento-formación.

En la figura 1.6 se muestra un ejemplo de registro CBL-VDL

FIGURA 1.6 REGISTRO CBL-VDL



Fuente: Halliburton, 2014

1.4 DISEÑO DE UNA FRACTURA

Para iniciar una fractura el máximo esfuerzo de tensión inducido en la roca en la zona donde se va a fracturar debe ser mayor que la resistencia de la formación a la tensión; y por lo tanto la fractura se iniciará perpendicularmente al menor esfuerzo (Hernández y Soto, 2009).

1.4.1 GEOMETRÍA DE LA FRACTURA

Para el correcto entendimiento de la geometría y dimensiones de la fractura se elaboran una serie de modelos matemáticos lo mismo que hacen una serie de suposiciones y simplificaciones. La geometría de la fractura puede ser simulada por modelos que tomen en cuenta (Jácome y Muñoz, 2016):

- Propiedades mecánicas de la roca.
- Propiedades del fluido fracturante.
- Tasa de inyección y presión del fluido fracturante.
- Esfuerzo de formación.
- Distribución de los esfuerzos en el medio poroso.

Los tipos de modelos para fracturamiento hidráulico son:

- Modelos en dos dimensiones (2D)
- Modelos en pseudo tres dimensiones (P3D)
- Modelos en tres dimensiones

La fractura es discretizada, y dentro de cada bloque, los cálculos se realizan de acuerdo con las leyes fundamentales y los criterios de propagación. Se permite que la fractura se propague lateralmente y verticalmente, y cambie el plano de la dirección original, dependiendo de la distribución de la tensión local y de las propiedades de la roca. Los modelos 3-D requieren cantidades significativas de datos para justificar su uso, son extremadamente intensivos en cálculo.

Los modelos bidimensionales son aproximaciones analíticas en forma cerrada que suponen una altura de fractura constante o promedio. Para aplicaciones de ingeniería petrolera, se han utilizado tres modelos. Para una longitud de fractura mucho mayor que la altura de fractura ($x_f \gg h_f$), el modelo de PKN (Perkins y Kern (1961) y Nordgren (1972)) es una aproximación adecuada. Para $x_f \ll h_f$, el modelo apropiado ha sido presentado por Khristianovic y Zheltov (1955) y Geertsma y de Klerk (1969), frecuentemente conocido como el modelo KGD. Finalmente, cuando la formación es lo suficientemente espesa o el tratamiento de fractura es lo suficientemente pequeño para que no se perciban barreras verticales al crecimiento de la fractura, la fractura creada es aproximadamente circular y el modelo radial o en forma de centavo es apropiado (Geertsma y de Klerk, 1969). En el contexto moderno de fracturación, el modelo PKN se aplica a fracturas de penetración profunda apropiadas en depósitos de baja permeabilidad, y el modelo KGD se relaciona mejor con fracturas cortas de muy alta conductividad en depósitos de alta permeabilidad. Un caso límite, donde $h_f = 2x_f$, es el modelo radial o "penny-shape". La altura de fractura, h_f , utilizada aquí es el valor dinámico, es decir, la altura de fractura en el momento en que la longitud de fractura es igual a x_f (Economides, 2013).

En formaciones que están naturalmente fracturadas y/o están formadas por rocas frágiles como las lutitas, la fracturación hidráulica con fluidos de fractura de baja viscosidad en formaciones isotrópicas puede crear grandes redes de fracturas, en lugar de fracturas primarias individuales que emanan del pozo.

Este patrón de fractura se llama fracturamiento complejo. Las geometrías de fracturas complejas no pueden predecirse con los modelos simples de mecánica de fractura descritos anteriormente (Economides, 2013).

1.4.2 DIMENSIONES DE UNA FRACTURA HIDRÁULICA

La forma de una fractura está definida por tres aspectos, los cuales son: altura, longitud y amplitud; estos aspectos guardan una relación muy estrecha con las características del fluido fracturante y con las propiedades específicas de la formación.

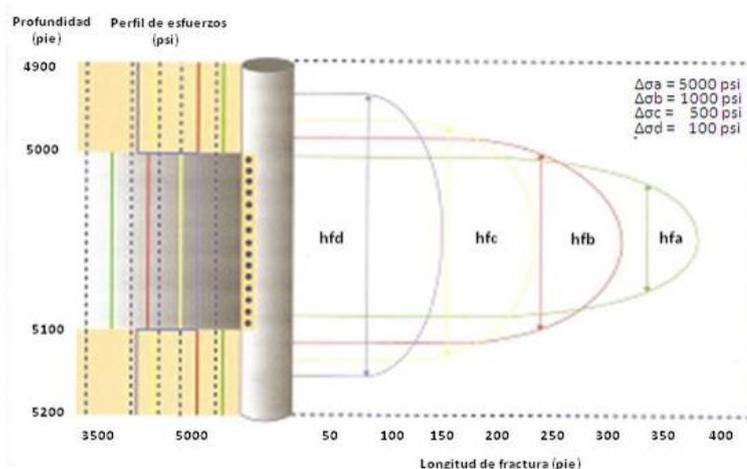
- **Longitud de la fractura (X_f):** Es la distancia de la fractura abierta al flujo, en sí, la longitud de fractura tiene dos componentes: creada y la del apuntalante. La longitud creada es la distancia entre el pozo y el punto más alejado de la formación; la longitud de apuntalante es la distancia entre el

pozo y el punto más lejano donde el apuntalante ha viajado dentro de la fractura.

- **Altura de la fractura (Hf):** La altura de la fractura efectiva es aquella altura de la fractura abierta al flujo una vez que es liberada la presión de bombeo; este parámetro es controlado por la mecánica de las rocas como los esfuerzos in situ y la presión neta.

A medida que aumenta la diferencia entre el perfil de esfuerzos de los estratos de la formación, la altura se reduce y la longitud de la fractura aumenta lo cual es ideal para un buen fracturamiento; por otro lado si el perfil de esfuerzos disminuye, la altura de fractura aumenta y la longitud disminuye, lo cual no es conveniente ya que se puede crear comunicaciones con casquetes de gas o bancos de agua (Álvares, 2017). Ver figura 1.7

FIGURA 1.7 LONGITUD Y ALTURA DE UNA FRACTURA



Fuente: Alvarez, 2017

- **Ancho de la fractura (Wf):** Se define como la amplitud de la fractura formada a lo largo de la longitud y altura creada abierta al flujo, una vez liberada la presión de bombeo (Álvarez, 2017).
- **Dimensiones típicas de una fractura hidráulica.**
 - **Formaciones de baja permeabilidad:** En formaciones de baja permeabilidad, en las cuales el objetivo de la fractura hidráulica es crear un camino de una permeabilidad mucho mayor a la original del yacimiento, las dimensiones típicas de la fractura hidráulica según Hanna B. et al, 1992, serán :
 - Ancho:** 0,1 pulg (2,5 mm)
 - Largo:** 1000 ft (300 m)
 - **Formaciones de alta permeabilidad:** En formaciones de alta permeabilidad, en donde el principal objetivo de un fracturamiento hidráulico es crear un by-pass del daño de formación, las

dimensiones típicas de la fractura hidráulicas según Hanna B. et al, 1992 serán:

Ancho: 1 pulg (2,5 cm)

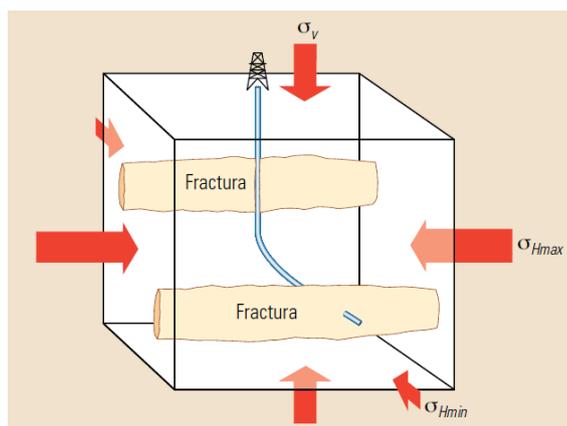
Largo: 100 ft (30 m)

1.4.3 ORIENTACIÓN DE LA FRACTURA

La orientación de una fractura es determinada por el campo de esfuerzos locales de la formación. El campo de esfuerzos está definido por tres fuerzas de compresión principales, la cuales se encuentran perpendiculares entre sí. Las magnitudes y orientaciones de estos tres esfuerzos principales se determinan por el régimen tectónico, las fallas presentes en la zona y por la profundidad.

Las fracturas hidráulicas se deben a la tracción y se generan en sentido perpendicular al mínimo esfuerzo y paralelas al máximo esfuerzo (Nolen-Hoeksema, 2013). En la figura 1.8 se ilustran los esfuerzos tanto horizontales como verticales, así como la orientación habitual de una fractura hidráulica

FIGURA 1.8 ORIENTACIÓN DE UNA FRACTURA



Fuente: Schlumberger, 2013

El campo Drago Norte es el resultado de la interpretación de la sísmica 3D del área Shushufindi, definida como un anticlinal asimétrico con orientación aproximada N – S. En los mapas estructurales se observa que la estructura Drago Norte es de bajo relieve, no tiene fallas geológicas y tiene una dirección preferencial N-S, situando de esta manera a los máximos esfuerzos horizontales en dirección E – O. Esto indica que la dirección de las fracturas hidráulicas realizadas en el campo Drago Norte será hacia la dirección E – O (ARCH, 2017).

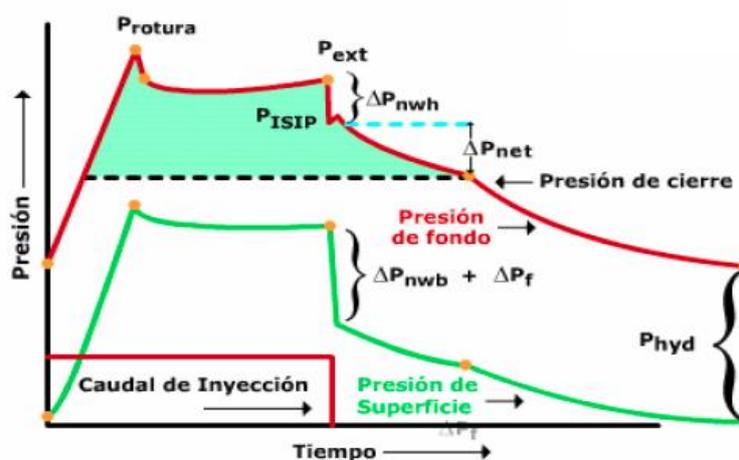
1.4.4 PRESIONES DURANTE UN FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO

En un gráfico típico de la presión de fondo se nota que en la etapa inicial de bombeo la presión sube hasta que se rompe la formación y esta presión se denomina presión de ruptura (rupture pressure). Después la presión se "estabiliza", en ese momento se tiene la presión de propagación, o de extensión,

de fractura (P_{ext}). Una vez parado el bombeo, no hay más fricciones en el sistema, y la presión de fondo es igual a la presión de superficie más la presión hidrostática, esta presión que se llama ISIP (Instant Shut In Pressure) o presión instantánea.

Cuando se para el bombeo, la fractura está todavía abierta y el fluido que se encuentra adentro pasa lentamente en la formación por efecto de la pérdida de fluido (leak off), lo que implica una disminución de la presión. Una vez que el fluido de fractura se filtró a la matriz, las dos caras empiezan a tocarse, este es el punto de cierre de la fractura. Después de este momento el fluido que invadió la vecindad de la fractura sigue difundiéndose en el reservorio y la presión sigue disminuyendo hasta estabilizar en la presión de reservorio. El punto de cierre puede ser visto como un quiebre en la pendiente de la presión. Si hay agente de sostén en la fractura las caras se apoyaran sobre el agente de sostén antes del cierre. Entonces la determinación de la presión de cierre debe hacerse, en lo posible, con un bombeo sin agente de sostén (Galbán Z, 2017). Ver la figura 1.9

FIGURA 1.9 PRESIONES TÍPICAS DE FRACTURA



Fuente: Portal del petróleo, 2016

1.5 FLUIDOS PARA LA FRACTURA

En cualquier operación de fracturamiento hidráulico, se requieren fluidos con propiedades especiales, por lo mismo es necesario añadir productos con funciones específicas (Bonilla G, 2013). Las propiedades con las que debe contar un fluido fracturante son:

- Bajo coeficiente de pérdida.
- Gran capacidad de transporte apuntalante.
- Bajas pérdidas de presión por fricción en tuberías y altas en la fractura.
- Remoción fácil después de la fractura
- Compatibilidad con los fluidos de la formación.

- Mínimo daño a la formación.

1.5.1 TIPOS DE FLUIDOS FRACTURANTES.

Actualmente en el mercado existen una serie de fluidos de fractura, entre los cuales se puede mencionar:

- Fluidos base agua.
- Fluidos base espuma.
- Fluidos base aceite.

En la campaña de fracturamiento hidráulico realizado en el campo Drago Norte se usó fluidos de fractura base agua, sobre el cual a continuación se presenta la siguiente información:

Fluidos base agua

Los fluidos base agua son los fluidos más usados para trabajos de fracturamiento en la actualidad, esto se debe a que los mismos presentan ciertas ventajas con respecto a los otros fluidos como son: bajos costos, fácil accesibilidad y elevado desempeño gracias a su alta densidad; muchos polímeros que son solubles en agua pueden ser usados para otorgar altas viscosidades, lo cual mantiene al apuntalante a temperatura. Una desventaja de usar un fluido base agua es la posible presencia de arcillas en la roca, mismas que podrían reaccionar al agua inyectada y ocasionar problemas como expansión, dispersión y migración de arcillas, y por consiguiente reducir el flujo de fluidos a través de los poros y de las fracturas inducidas. (Bonilla G, 2013)

1.5.2 ADITIVOS.

Son materiales usados para producir efectos específicos indistintamente del tipo de fluido fracturante que se use. Algunos de los más importantes son:

- **Polímeros:** Son moléculas orgánicas formadas por una o varias estructuras unitarias unidas químicamente. Un ejemplo de polímero es la goma de guar, la cual es derivada de una semilla y se la clasifica como polímero natural. Otro tipo son los polímeros sintéticos que se forman ligando las estructuras unitarias a través de carbonos, estos son utilizados como reductores de fricción, pero presentan dificultad para ser removidos de la fractura (Uriostegui V, 2011).
- **Bactericidas:** Son usados para controlar la contaminación por bacterias en el fluido, ya que en los fluidos base agua se puede presentar una degradación de los polímeros ya que existen bacterias que se alimentan de los mismos. La presencia de bacterias puede además alterar la viscosidad (Uriostegui V, 2011).
- **Aditivos para pérdida de fluido:** Ya que la presión de fractura es mucho mayor que la presión del poro, es común que el fluido se pierda en la

formación. Para controlar este problema se usan partículas de grano finas de 0.1 a 50 micras; los materiales más usados como reductores de pérdida de fluido son sílice y arena por su disponibilidad y bajo costo.

- **Rompedores de gel:** Se usan para reducir la viscosidad del fluido haciendo que se degrade el tamaño de los polímeros empleados en el fluido (Uriostegui V, 2011).
- **Surfactantes:** Compuestos orgánicos que pueden ser de dos clases, afines al agua y afines al petróleo, los cuales reducen las tensiones interfaciales y superficiales. Estos son usados para prevenir la formación de emulsiones estables, para crear emulsiones, espumas y sobre todo para facilitar la recuperación del fluido dentro de la fractura (Uriostegui V, 2011).
- **Estabilizadores de arcillas:** Estos se usan para evitar daños a la formación cuando esta entra en contacto con fluidos base agua, previniendo el hinchamiento y dispersión de las arcillas presentes en la formación (Uriostegui V, 2011).

1.6 APUNTALANTES

Los apuntalantes son los responsables de la conductividad duradera de una fractura hidráulica; estos son partículas sólidas, bombeadas hacia la fractura, suspendidos en el fluido de fractura. El material más utilizado como apuntalante es la arena, sin embargo también suelen usarse otros materiales como perlas de cerámica, arena revestida de resina y bauxita sintetizada. A continuación en la figura 1.10 se presentan algunos de los tipos de apuntalantes más comúnmente utilizados.

FIGURA 1.10 TIPOS DE APUNTALANTES



Fuente: Brannon, 2007

Modificado por: Cristhian Alvear

El propósito del apuntalante es generar una vía de conducción entre el yacimiento y el pozo, evitando que la fractura se cierre una vez que se ha dejado de bombear

fluido de fractura y se alivie la presión. Cuando las paredes de la fractura se cierran sobre el apuntalante, este debe ser lo suficientemente resistente para no ser aplastado y así evitar que se cierre la fractura creada; por lo tanto la resistencia será una propiedad sumamente importante en la selección del tipo de apuntalante a usarse (Economides, et al, 2013).

Las siguientes características también deberán tomarse en cuenta para la selección del apuntalante para la fractura hidráulica (Brannon, 2007):

- **Conductividad:** Depende del tamaño medio y la distribución del tamaño del apuntalante, la carga del apuntalante o la concentración después del cierre, y el empaque del apuntalante. Ver tabla 1.3
- **Transportabilidad:** Un buen apuntalante podrá transportarse muy abajo en una fractura hidráulica creada. Ya que casi todos los apuntalantes son considerablemente más densos que los fluidos de fractura que los transportan, la sedimentación será un problema para su transporte. Por tanto para la selección del apuntalante deberá tomarse en cuenta la densidad y el tamaño de la partícula del mismo; así como también las condiciones de transporte como la velocidad de bombeo y la viscosidad aparente del fluido.
- **Fuerza de la partícula:** El apuntalante seleccionado debe ser lo suficientemente fuerte como para evitar ser aplastado por la fuerza del esfuerzo de cierre de la fractura. Esto limita la aplicación de los apuntalantes de arena simples a un estrés por debajo de los 6000 psi, lo que conlleva a utilizar apuntalantes de mayor resistencia en formaciones más profundas, donde el estrés es mayor. Otro aspecto que debe considerarse es que el estrés de cierre depende de la presión de fractura y por lo tanto, es de esperarse que aumente a lo largo de la vida del pozo fracturado. A continuación en la tabla 1.2 se muestran los valores aproximados de estrés que pueden soportar algunos de los apuntalantes más usados.

TABLA 1.2 ESTRÉS MÁXIMO DE RESISTENCIA DE LOS APUNTALANTES

Apuntalante	Estrés máximo soportado (PSI)
Arena	6000
Arena recubierta con resina	8000
Bauxita sintetizada	17000
Cerámicas	19000

Fuente: Hernández y Soto, 2009

Elaborado por: Cristhian Alvear

TABLA 1.3 PROPIEDADES PROMEDIO SEGÚN EL TAMAÑO DEL APUNTALANTE

Rango de tamaño de malla (U.S. Series)	8-12	10-20	10-30	20-40	40-60
Aberturas de tamiz (mm)	2.38-1.68	2.00-0.84	2.00-0.589	0.84-0.42	0.42-0.250
Porosidad	0.36	0.32	0.32	0.35	0.32

Fuente: Schechter R, 1992

Elaborado por: Cristhian Alvear

- **Inercia a los fluidos de yacimiento:** Los apuntalantes deben ser químicamente inertes para que no reaccionen con los diferentes fluidos del yacimiento y no se disuelvan en el transcurso del tiempo.

1.7 ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD

La razón de la rata de producción, en barriles fiscales por día, a la presión diferencial ($p_e - p_{wf}$) en el punto medio del intervalo productor, se denomina índice de productividad J (Craft y Hawkins, 2007)

$$J = \frac{q_{sc}}{(p_e - p_{wf})} \quad (1.1)$$

El índice de productividad (J) es una medida del potencial del pozo o de la capacidad del mismo para producir, y es una propiedad de los pozos comúnmente medida. Después de un largo período de cierre del pozo, lo suficientemente largo para equilibrar la presión del yacimiento, empleando un medidor de presión de fondo se determina la presión estática (p_e), y después de que el pozo haya producido por un tiempo a una rata estabilizada se mide la presión fluyente en el fondo (p_{wf}), empleando el mismo medidor. La rata de flujo se determina por medio de medidas en el tanque de almacenamiento o, en algunos casos, con medidas de separadores o de medidores de desplazamiento positivo.

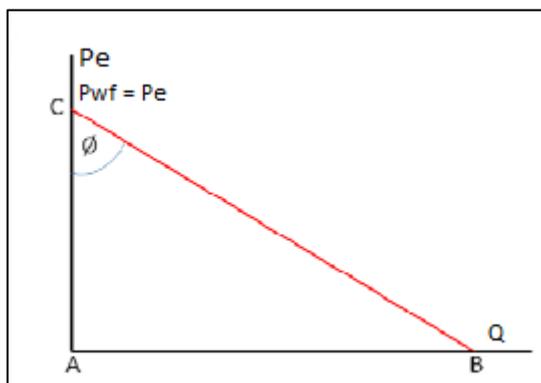
En algunos pozos el índice de productividad o IP permanece constante para una amplia variación en la rata de flujo, por lo tanto esta es directamente proporcional a la presión diferencial ($p_e - p_{wf}$) de fondo, en estos casos se dice que nos encontramos en un pozo con crudo subsaturado. En otros pozos, a altas ratas de flujo, la proporcionalidad no se mantiene y el índice de productividad disminuye; en este caso asumimos que nos encontramos ante un crudo saturado (Hernández y Soto, 2009). La causa de la disminución del índice de productividad puede ser debido a uno o varios factores como:

- Turbulencia a altas ratas de flujo
- Disminución en la permeabilidad del petróleo debido a la presencia de gas libre resultante de la caída de presión en el pozo.

- Aumento en la viscosidad del petróleo con caída de presión por debajo del punto de burbujeo.
- Reducción en la permeabilidad debido a la compresibilidad de la formación.

En las figuras 1.11 y 1.12 se ilustran la forma de la IP constante e IP no constante, respectivamente.

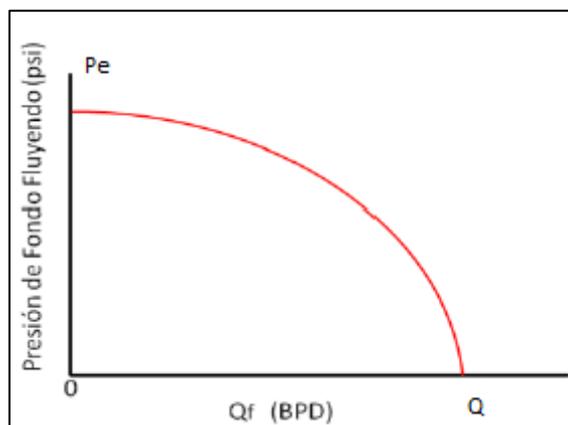
FIGURA 1.11 IP CONSTANTE



Fuente: Hernandez y Soto, 2009

Modificado por: Cristhian Alvear

FIGURA 1.12 IP NO CONSTANTE



Fuente: Hernández y Soto, 2009

Modificado por: Cristhian Alvear

1.7.1 VALORACIÓN DE LOS POZOS DE ACUERDO AL ÍNDICE DE PRODUCTIVIDAD

A continuación, en la tabla 1.4 se presenta la valoración de los pozos petroleros, de acuerdo a su índice de productividad:

TABLA 1.4 VALORACIÓN DE POZOS SEGÚN IP

Índice de productividad	Valoración
$J < 0.5$	Mal productor
$0.5 \leq J < 1$	Productividad Media
$1 \leq J < 2$	Buen productor
$J \geq 2$	Excelente productor

Fuente: Producción I, 2017

Elaborado por: Cristhian Alvear

El IPR o relación del comportamiento del flujo de entrada, describe la curva de presión de fondo fluyente versus la producción total para cualquier pozo en particular. El estudio del IPR es muy importante, ya que este es un buen método para estimar el potencial de producción de un pozo cuando este es sometido a algún tipo de trabajo de estimulación o de mantenimiento técnico y este permite medir el grado de éxito de estos programas (Hernández y Soto, 2009)

1.7.2 PREDICCIÓN DEL IPR

1.7.2.1 Método de Vogel

En 1968, Vogel desarrolló una correlación para flujo de dos fases, líquido y gas, en un yacimiento de petróleo saturado. Para el desarrollo de su trabajo Vogel creó una curva de referencia, la cual es un promedio de varios casos de agotamiento para un determinado escenario de yacimiento. Gracias a esto, Vogel logró reconocer que los escenarios de petróleo, gas seco y sistemas de gas en solución tienen distintos comportamientos de tendencia. Las condiciones que se consideran en el método propuesto por Vogel son (Apuntes de sistemas de producción, 2016):

- a) $S = 0$
- b) $EF = 1$
- c) $IP = J$

La correlación de Vogel se puede aplicar en los siguientes casos (Apuntes de sistemas de producción, 2016):

YACIMIENTOS SUBSATURADOS ($P_r > P_b$)

Caso #1 ($P_{wf} \geq P_b$)

Índice de productividad

$$J = \frac{Q_o}{(P_r - P_{wf})} \quad (1.2)$$

Tasa en el punto de burbuja

$$Q_{ob} = J * (P_r - P_b) \quad (1.3)$$

Tasa máxima

$$Q_{o\ max} = Q_{ob} + \frac{J * P_b}{1.8} \quad (1.4)$$

Tasa

$$Q_o = Q_{ob} + \frac{J * P_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \quad (1.5)$$

Caso #2 ($P_{wf} < P_b$)**Índice de productividad**

$$J = \frac{Q_o}{(P_r - P_b) + \frac{P_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right]} \quad (1.6)$$

Tasa en el punto de burbuja

$$Q_{ob} = J * (P_r - P_b) \quad (1.7)$$

Tasa máxima

$$Q_{o\ max} = Q_{ob} + \frac{J * P_b}{1.8} \quad (1.8)$$

Tasa

$$Q_o = Q_{ob} + \frac{J * P_b}{1.8} \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_b} \right)^2 \right] \quad (1.9)$$

YACIMIENTOS SATURADOS ($P_r < P_b$)**Tasa máxima**

$$Q_{o\ max} = \frac{Q_o}{1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2} \quad (1.10)$$

Tasa

$$Q_o = Q_{max} \left[1 - 0.2 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right) - 0.8 \left(\frac{P_{wf}}{P_r} \right)^2 \right] \quad (1.11)$$

Procedimiento de Standing para $EF \neq 1$

Standing en su trabajo extendió la correlación propuesta por Vogel Para aquellos casos en los que la EF sea distinta de 1. La eficiencia de flujo puede definirse de la siguiente manera (Álvarez R, 2008):

$$EF = \frac{P_r - P_{wf}^*}{P_r - P_{wf}} \quad (1.12)$$

Donde:

P_{wf}^* = Presión de fondo fluyente si el pozo no tuviera daño

P_{wf} = Presión de fondo fluyente

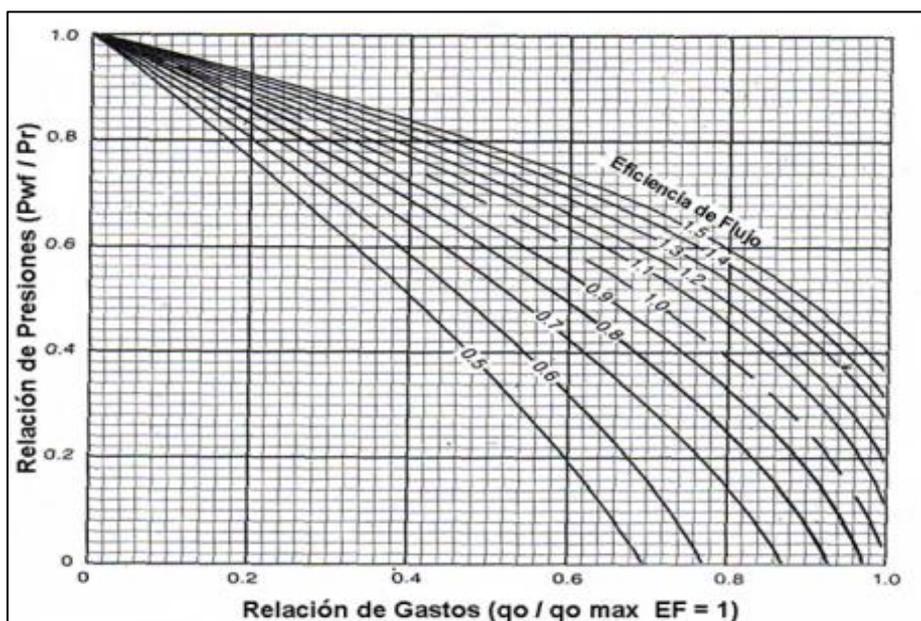
P_r = Presión media del yacimiento

Si se despeja el valor de P_{wf}^* se tiene:

$$P_{wf}^* = P_r - (P_r - P_{wf}) * EF \quad (1.13)$$

Además Standing presentó una gráfica para usar eficiencias de flujo entre 0.5 hasta 1.5. Un paso importante para usar esta grafica será determinar el Q_{omax} para un $EF = 1$, después cualquier caudal podrá ser determinado para cualquier EF. Ver figura 1.13

FIGURA 1.13 CORRELACIÓN DE STANDING PARA POZOS CON VALORES DE $EF \neq 1$



Fuente: Alvarez R, 2008

1.7.2.2 Método de Fetkovich

Fetkovich propuso una ecuación más exacta para el comportamiento de un yacimiento saturado, sin importar los altos valores de EF y bajos valores de Pwf. Dicha ecuación es la siguiente:

$$Q_o = C * (P_r^2 - P_{wf}^2)^n \quad (1.14)$$

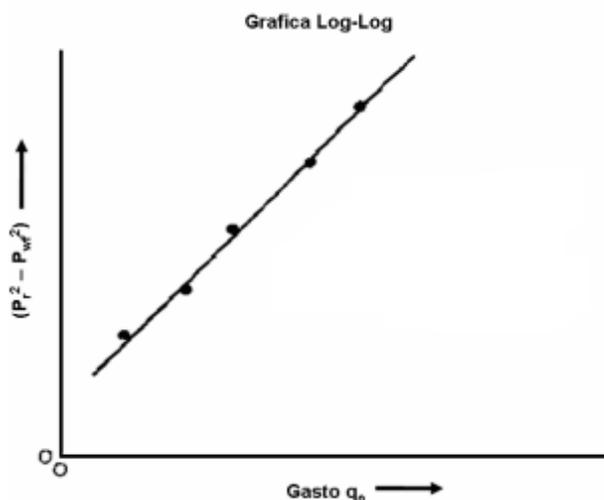
Donde

C = Coeficiente de la curva de contrapresión

n = Exponente de la curva de contrapresión

Fetkovich en su estudio presentó un método de análisis de pruebas multigastos aplicados a pozos de petróleo y concluyó que los pozos que producen por debajo de la Pb se comportan de manera bastante similar a los pozos de gas, esto significa que al graficar $(P_r^2 - P_{wf}^2)$ vs Q_o en una gráfica log-log se obtendrá una línea recta como se muestra a continuación:

FIGURA 1.14 GRÁFICA LOG-LOG PARA MÉTODO DE FETKOVICH



Fuente: Fetkovich, 1973
Modificado por: Cristhian Alvear

Donde:

$$n = \frac{1}{\text{pendiente}} \quad (1.15)$$

$$\text{pendiente} = \frac{y_1 - y_2}{x_1 - x_2} \quad (1.16)$$

1.7.2.3 Método de Darcy

Darcy propuso un método para determinar el índice de productividad J en yacimientos sobresaturados basándose en las propiedades petrofísicas de cada reservorio. En caso de que exista una pseudo-estabilización en la presión en todos los puntos del área de drenaje (Álvarez R, 2008). Dicha ecuación se presenta a continuación:

$$J = \frac{q_o}{P_{ws} - P_{wf}} = \frac{7,08 \times 10^{-3} \cdot K_o \cdot h}{\mu_o \cdot B_o \cdot \left[\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right) + s - 0,75 \right]} \quad (1.17)$$

Donde:

K_o = Permeabilidad al petróleo
 h = Espesor de la formación
 μ_o = Viscosidad del petróleo
 B_o = Factor volumétrico del petróleo
 r_e = Radio de drenaje
 r_w = Radio del pozo
 S = Daño de formación

1.8 CURVAS DE DECLINACIÓN DE LA PRODUCCIÓN

Un método para evaluar yacimientos es el método de curvas de declinación. Para estimar el volumen de reservas remanentes, la producción acumulada al límite económico, el tiempo de vida aproximado de un reservorio y obtener una idea aproximada de rentabilidad de un proyecto, es necesario conocer la relación matemática que rige la conducta del reservorio, lo cual permite extrapolar los datos de producción a la fecha del límite económico. (Zabala L. y Luz, M, 2012).

Para realizar un análisis de curvas de declinación es necesaria la obtención de datos de producción de pozos en los cuales esta decline.

Un estimado de las reservas remanentes, puede ser obtenido de la gráfica de valores de variable dependiente versus los valores de la variable independiente (producción acumulada o tiempo) en el eje de las abscisas, y extrapolando gráficamente la tendencia aparente hasta alcanzar el punto final conocido. La suposición básica en este procedimiento, es que "lo que haya controlado la tendencia de una curva en el pasado, continuará dominando dicha tendencia en el futuro de una manera uniforme y similar a lo que haya ocurrido en el pasado" (Zabala L. y Luz, M, 2012).

La variable dependiente más utilizada es la tasa de producción, ya que esta tiene la ventaja de estar disponible como dato todo el tiempo y esta puede medirse de forma directa y confiable, además el punto final puede hallarse fácilmente ya que la estimación de costos de operación permiten determinar de forma fiable la tasa económica límite de petróleo.

Existen 3 tipos de curvas de declinación de producción: Exponencial, Hiperbólica y Armónica

1.8.1 CURVAS DE DECLINACIÓN EXPONENCIAL

Es la curva de declinación más usada, ya que es la más sencilla y es de fácil aplicación, pese a que actualmente la mayoría de yacimientos declinan de forma hiperbólica. Sin embargo, cuando las tasas de declinación son pequeñas el uso de una declinación hiperbólica no es muy relevante.

La curva de declinación exponencial se utiliza para casos de agotamiento natural, en los cuales la reducción de la saturación de petróleo no se ve reducida por la entrada de agua (Zabala L. y Luz, M, 2012).

Se da una declinación exponencial si la tasa de declinación D , no cambia con el tiempo. Matemáticamente se expresa así:

$$D = - \frac{(dp/dt)}{q} \quad (1.18)$$

$$q = q_i e^{-D(t-t_i)} \quad (1.19)$$

De la ecuación anterior, suponiendo que el tiempo inicial es cero y tomando logaritmos decimales en ambos términos de la ecuación 1.19 se obtiene:

$$\log q = \log q_i - \frac{Dt}{2,303} \quad (1.20)$$

La siguiente ecuación permite determinar las reservas remanentes:

$$N_{pr} = \frac{q_i - q_a}{D} \quad (1.21)$$

1.8.2 CURVAS DE DECLINACIÓN HIPERBÓLICA

Un yacimiento homogéneo de petróleo que produce por drenaje por gravedad y los pozos que tienen capa de gas exhiben una declinación hiperbólica con $b=0,5$ y los que no tienen capa de gas presentan un $b= 0$. Arps, 1945, en su trabajo original observó que la mayoría de curvas de declinación tienen valores de b entre 0 y 0,4.

Se dice que la declinación de un pozo tiene un comportamiento hiperbólico si cumple con la siguiente relación:

$$\frac{D}{D_i} = \left(\frac{q}{q_i}\right)^b \quad (1.22)$$

Donde b es una constante, entre 0 y 1 es decir; $0 < b < 1$

La ecuación 1.23 permitirá predecir la tasa de producción q, en función del tiempo, si se conocen b y Di:

$$q = q_i(1 + bD_it)^{-\frac{1}{b}} \quad (1.23)$$

Para determinar la producción acumulada de petróleo:

$$N_p = \frac{q_i}{D_i(1-b)} \left[1 - \left(\frac{q}{q_i}\right)^{1-b} \right] \quad (1.24)$$

1.8.3 CURVAS DE DECLINACIÓN ARMÓNICA

La declinación armónica es un caso particular de la declinación hiperbólica en la que $b = 1$. Se ha observado que después de una irrupción de agua en pozos que presentan un empuje hidráulico la curva de declinación de producción del yacimiento tiende a tomar una declinación armónica (Zabala L y Luz, M, 2012).

Si se sustituye $b=1$ en la ecuación 1.23 se podrá obtener la tasa de producción del pozo en función del tiempo:

$$q = q_i(1 + D_it)^{-1} = \frac{q_i}{1+D_it} \quad (1.25)$$

Para estimar la producción acumulada se tiene la siguiente ecuación:

$$N_p = \frac{q_i}{D_i} \ln q_i - \frac{q_i}{D_i} \ln q \quad (1.26)$$

1.9 CRITERIOS DE SELECCIÓN DE LOS SISTEMAS DE LEVANTAMIENTO

Los sistemas de levantamiento artificial son diseñados y especificados para que cumplan con ciertos tipos de requerimientos según el tipo de reservorio y fluido que se desea producir, es por eso que cada método de levantamiento presenta limitantes a las cuales se les debe dar rangos de operación y verificar que estos sean los más adecuados para cada pozo (Figuroa y Tibaduiza, 2016).

Existen diferentes tipos de sistemas de levantamiento artificial, entre ellos tenemos:

- Bombeo por cavidades progresivas.
- Bombeo electrosumergible.
- Bombeo hidráulico
- Bombeo mecánico.

Se dice que el sistema de levantamiento artificial es DEFICIENTE, cuando bajo ninguna circunstancia se debe utilizar el método de levantamiento en las condiciones que se valoran; si se califica al sistema de levantamiento como ACEPTABLE, significa que el sistema puede operar sin ningún cambio en sus equipos, sin embargo no va a alcanzar una eficiencia optima; si el sistema de levantamiento artificial es EXCELENTE , quiere decir que este presenta un rango de aplicabilidad alto y que será perfectamente eficiente en las condiciones evaluadas.

A continuación se presentan los rangos de aplicación para los diferentes sistemas de levantamiento artificial basados en el trabajo de Rodríguez y Torres, 2007:

Para Bombeo por Cavidades Progresivas:

TABLA 1.5 RANGO DE APLICACIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO POR CAVIDADES PROGRESIVAS

PARÁMETRO	DEFICIENTE	ACEPTABLE	EXCELENTE
API	>29.9	22-29.9	<22
PROFUNDIDAD (ft)	>10000	3501-9999	1-3500
VISCOSIDAD (Cp)	0-100	101-400	401-1000
Temperatura de yacimiento (°F)	>281	250-280	71-249
Caudal de producción (bbls/día)	>4500	2500-4499	1-2500
BSW	>56	41-55	<40

Fuente: Rodríguez y Torres, 2007

Elaborado por: Cristhian Alvear

Para Bombeo Electrosurgible:

TABLA 1.6 RANGO DE APLICACIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO ELECTROSURGIBLE

PARÁMETRO	DEFICIENTE	ACEPTABLE	EXCELENTE
API	<22	22-29.9	>29.9
PROFUNDIDAD (ft)	>12500	7500-12499	<7499
VISCOSIDAD (Cp)	>200	100-199	0-99
Temperatura de yacimiento (°F)	>351	250-450	<249
Caudal de producción (bbls/día)	<200	200-1000	>1000
BSW	-	90-100	0.1-89

Fuente: Rodríguez y Torres, 2007

Elaborado por: Cristhian Alvear

Para Bombeo Hidráulico:

TABLA 1.7 RANGO DE APLICACIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO HIDRÁULICO

PARÁMETRO	DEFICIENTE	ACEPTABLE	EXCELENTE
API	-	>25	<25
PROFUNDIDAD (ft)	<2000	-	>2001
VISCOSIDAD (Cp)	>800	401-799	0-400
Temperatura de yacimiento (°F)	>551	250-550	<249
Caudal de producción (bbls/día)	>10000	1000-10000	1-1000
BSW	70-100	50-70	0.1-49

Fuente: Rodríguez y Torres, 2007

Elaborado por: Cristhian Alvear

Para Bombeo Mecánico:

TABLA 1.8 RANGO DE APLICACIÓN DEL SISTEMA DE BOMBEO MECÁNICO

PARÁMETRO	DEFICIENTE	ACEPTABLE	EXCELENTE
API	>40	22-39.9	<22
PROFUNDIDAD (ft)	>10000	3000-9999	1-2999
VISCOSIDAD (Cp)	>5000	1000-4999	0-999
Temperatura de yacimiento (°F)	>551	250-550	<249
Caudal de producción (bbls/día)	4000-10000	500-4000	50-499
BSW	>61	26-60	0.1-25

Fuente: Rodríguez y Torres, 2007

Elaborado por: Cristhian Alvear

1.10 CRITERIOS ECONÓMICOS PARA LA EVALUACIÓN DE PROYECTOS

La evaluación tiene como principal objetivo, contribuir o tomar una decisión, acerca de la ejecución o no de un determinado proyecto usando como herramientas los indicadores financieros (Calahorrano W, 2017). Algunos indicadores financieros son: Valor Actual Neto (VAN), Tasa Interna de Retorno (TIR), Relación Beneficio Costo (RBC).

Con dichos indicadores financieros se podrá tomar decisiones acerca de la viabilidad del proyecto o determinar si el mismo fue rentable o no, después de su realización. Para la correcta utilización de los indicadores financieros, se deberá crear un flujo de fondos neto del proyecto en el período de evaluación (Calahorrano W, 2017).

1.10.1 INVERSIÓN

Es la aplicación de recursos financieros para incrementar los activos fijos o financieros de una entidad; es decir, es cualquier sacrificio de recursos hoy con la esperanza de recibir beneficios en el futuro (Calahorrano W, 2017).

1.10.2 COSTO

El costo se puede definir como un recurso al que se renuncia para alcanzar un objetivo específico. Si está referido a la producción, este es el valor del conjunto de bienes y servicios que se van a utilizar para obtener un producto final (Calahorrano W, 2017).

Ante lo mencionado anteriormente se conoce que Petroamazonas EP manejó en el año 2017, un costo de producción total de 16,83 USD/BO (Petroamazonas EP, 2017).

1.10.3 INGRESO

Constituye todas las cantidades de efectivo, período a período, en un intervalo factible de operaciones; estos generalmente provienen de las ventas (Calahorrano W, 2017). Estos se pueden calcular de la siguiente manera:

$$I = p \times q \quad (1.27)$$

Dónde:

I= Ingresos

p= Precio unitario

q= Número de unidades vendidas

1.10.4 COSTO DE OPORTUNIDAD

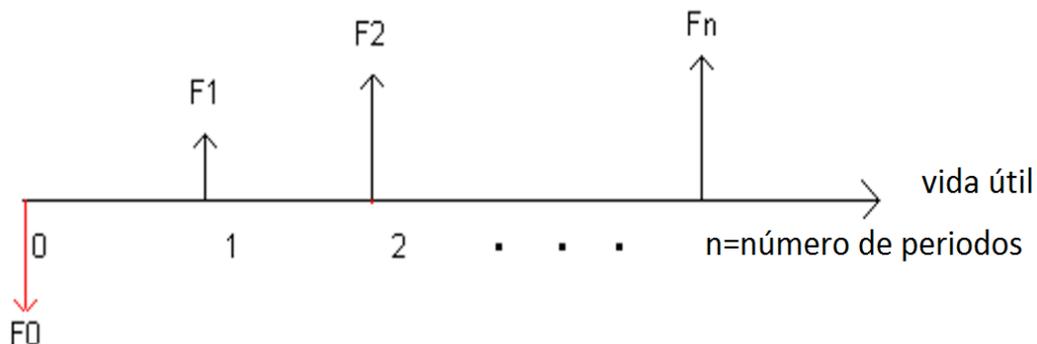
Es el beneficio que se puede lograr frente a una oportunidad, se lo llama también tasa de interés, que corresponde a la relación porcentual entre el capital empleado. En caso de préstamo corresponde al alquiler del dinero, si se refiere a proyectos se denomina tasa de descuento (d) que se la aplica al dinero del inversionista (Calahorrano W, 2017). Para la evaluación de proyectos en Ecuador se toma como valor de la tasa de descuento el 12% (SEMPLADES, 2017).

1.10.5 FLUJO DE CAJA

Es la relación esquemática de las entradas de efectivo o ingresos y las salidas de efectivo o egresos, periodo a periodo. El flujo de caja en evaluación de proyectos por lo general se plantea desde el punto de vista del inversionista (Calahorrano W, 2017).

El flujo de fondos Neto, constituye la principal herramienta para el diseñador de proyectos y no es más que la diferencia entre los ingresos y los egresos período a período. Ver figura 1.15

FIGURA 1.15 FLUJO DE CAJA



Fuente: Calahorrano W, 2017

1.10.6 VALOR ACTUAL NETO (VAN)

El valor actual neto es un indicador financiero en términos monetarios que permite realizar un análisis financiero de un proyecto y con el mismo se podrá concluir si el proyecto debe ejecutarse o no (Calahorrano W, 2017).

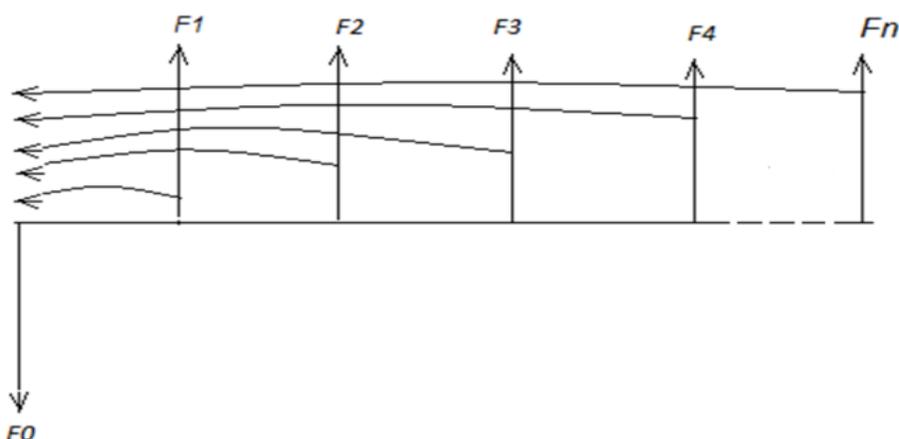
VAN (+) → Debe ejecutarse el proyecto

VAN (0) → El proyecto es irrelevante puede ejecutarse o no

VAN (-) → No se debe ejecutar el proyecto

Para ejecutar el VAN se debe enviar los flujos de caja en cada período al año cero

FIGURA 1.16 FLUJOS DE CAJA AL AÑO CERO



Fuente: Calahorrano W, 2017

$$VAN = \sum_{k=0}^n \frac{F_k}{(1+d)^k} = F_0 + \frac{F_1}{(1+d)^1} + \frac{F_2}{(1+d)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+d)^n} \quad (1.28)$$

1.10.7 TASA INTERNA DE RETORNO (TIR)

Tasa interna de retorno TIR es la máxima rentabilidad que se puede tener en un proyecto. La mayoría de instituciones financieras exigen el análisis con este indicador (Calahorrano W, 2017).

El cálculo de la TIR no depende de la tasa de descuento, ya que esta constituye la solución a la ecuación para la incógnita d .

$$VAN = \sum_{k=0}^n \frac{F_k}{(1+TIR)^k} = F_0 + \frac{F_1}{(1+TIR)^1} + \frac{F_2}{(1+TIR)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+TIR)^n} = 0 \quad (1.29)$$

Donde una vez determinado la TIR se procederá a evaluar de la siguiente manera:

TIR > $d \rightarrow$ proyecto viable

TIR = $d \rightarrow$ proyecto indiferente

TIR < $d \rightarrow$ proyecto no viable

1.10.8 RELACIÓN BENEFICIO COSTO

La relación beneficio costo consiste en dividir el valor presente de los ingresos para el valor presente de los egresos. Esta determina cuales son los beneficios para cada unidad monetaria que se sacrifica en el proyecto (Calahorrano W, 2017).

$$\frac{B}{C} = \frac{\sum Vp(+)}{|\sum Vp(-)|} = \frac{\frac{F_2}{(1+d)^2} + \frac{F_3}{(1+d)^3} + \frac{F_4}{(1+d)^4} + \frac{F_5}{(1+d)^5}}{\left| F_0 + \frac{F_1}{(1+d)^1} \right|} \quad (1.30)$$

Para evaluar un proyecto con la relación beneficio costo se deben tener las siguientes consideraciones:

RBC > 1 \rightarrow proyecto viable

RBC = 1 \rightarrow proyecto indiferente

RBC < 1 \rightarrow proyecto no viable

1.11 INFORMACIÓN GENERAL DEL ÁREA

1.11.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA DEL CAMPO DRAGO NORTE

El campo Drago Norte se encuentra ubicado en el Oriente ecuatoriano, en la provincia de Sucumbíos, a 193km al Este de la ciudad de Quito; este se encuentra localizado entre los campos Sacha y Shushufindi. Ver figura 1.17

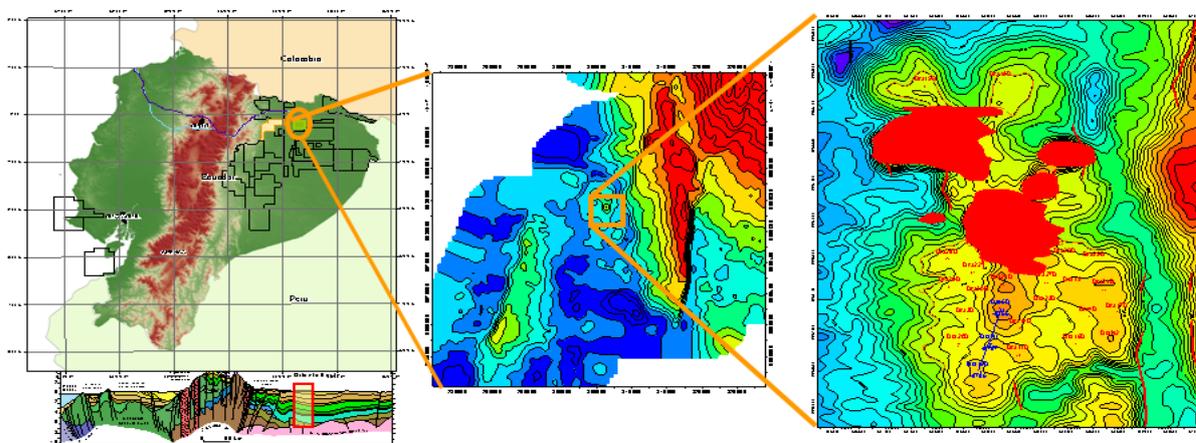
El campo Drago Norte se encuentra localizado dentro de las siguientes coordenadas. Ver tabla 1.9

TABLA 1.9 COORDENADAS DEL CAMPO DRAGO NORTE

COORDENADAS DEL CAMPO DRAGO NORTE				
PUNTOS	UTM		GEOGRAFICAS	
1	304608	9980050	0° 10' 49.464" S	76° 45' 20.165" W
2	304608	9984420	0° 8' 27.2" S	76° 45' 20.153" W
3	308306	9980050	0° 10' 49.475" S	76° 43' 20.586" W
4	308306	9984420	0° 8' 27.209" S	76° 43' 20.574" W

Fuente: Agencia de Control y Regulación Hidrocarburífera, 2017

Elaborado por: Cristhian Alvear

FIGURA 1.17 UBICACIÓN DEL CAMPO DRAGO NORTE

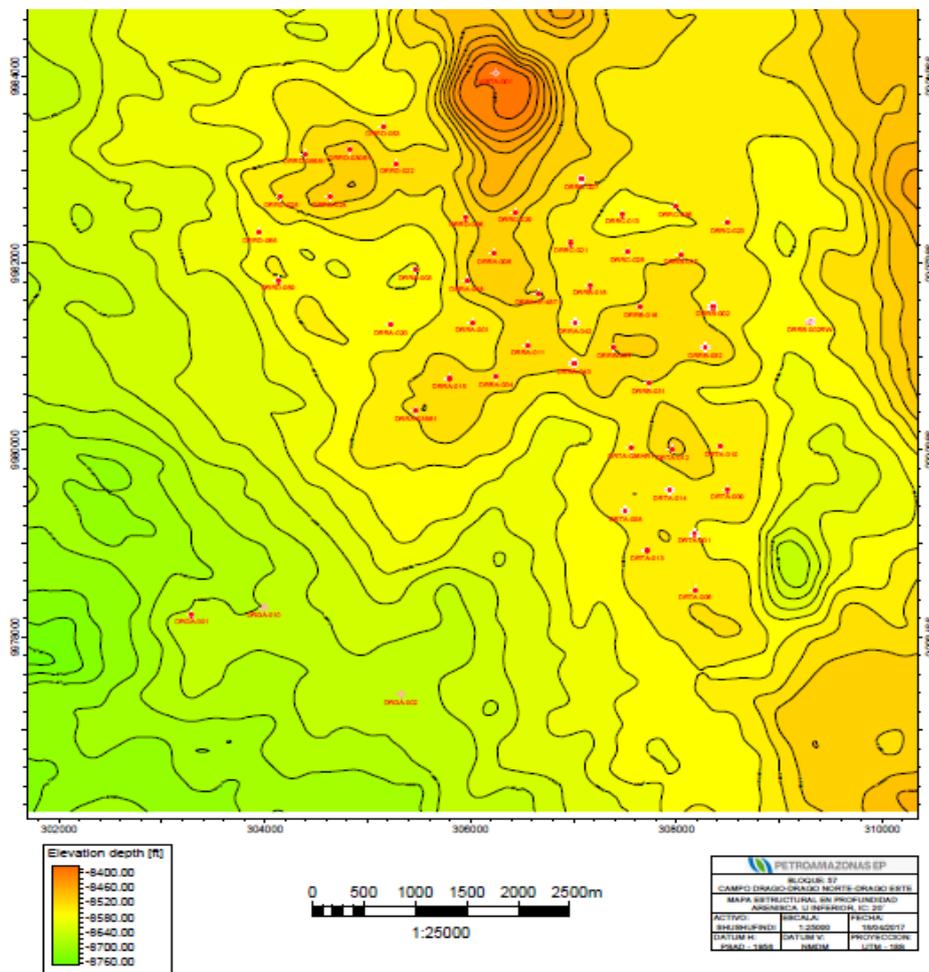
Fuente: Agencia de Control y Regulación Hidrocarburífera, 2017

1.11.2 GEOLOGÍA GENERAL DEL CAMPO

En los mapas estructurales a la base Caliza A y tope Caliza B, se nota que la estructura Drago Norte es de bajo relieve y tiene una dirección preferencial N-S; el alto Drago Norte es un anticlinal asimétrico cuyo franco oriental está limitado por una deflexión estructural que le separa del campo Shushufindi; según mapas estructurales a la base de la Caliza A se tiene un área de 29.27 Km² (7232.2 acres) y al tope Caliza B se tiene un área de 34.47 km² (8517.76 acres). Las estructuras Drago Norte, se encuentran influenciada por un cuerpo ígneo que corta el horizonte sísmico Caliza B, este cuerpo se desarrolla desde la discordancia Precretácica hasta la base del ciclo depositacional U (Plan de desarrollo DN, 2014). Ver figura 1.18

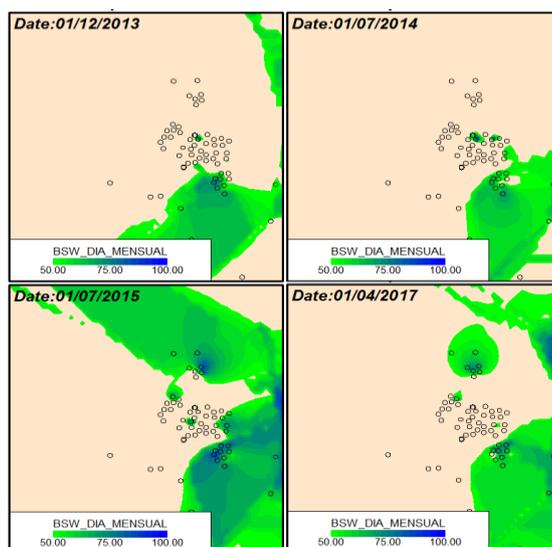
De acuerdo con la Figura 1.19, el incremento del corte de agua a través del tiempo en el campo Drago Norte constituye un indicativo de la presencia de un ligero empuje lateral de agua en la dirección SE – NO y E –O.

FIGURA 1.18 MAPA ESTRUCTURAL EN PROFUNDIDAD ARENISCA U INFERIOR



Fuente: Agencia de Control y Regulación Hidrocarburífera, 2017

FIGURA 1.19 INCREMENTO DE BSW EN EL CAMPO DRAGO NORTE

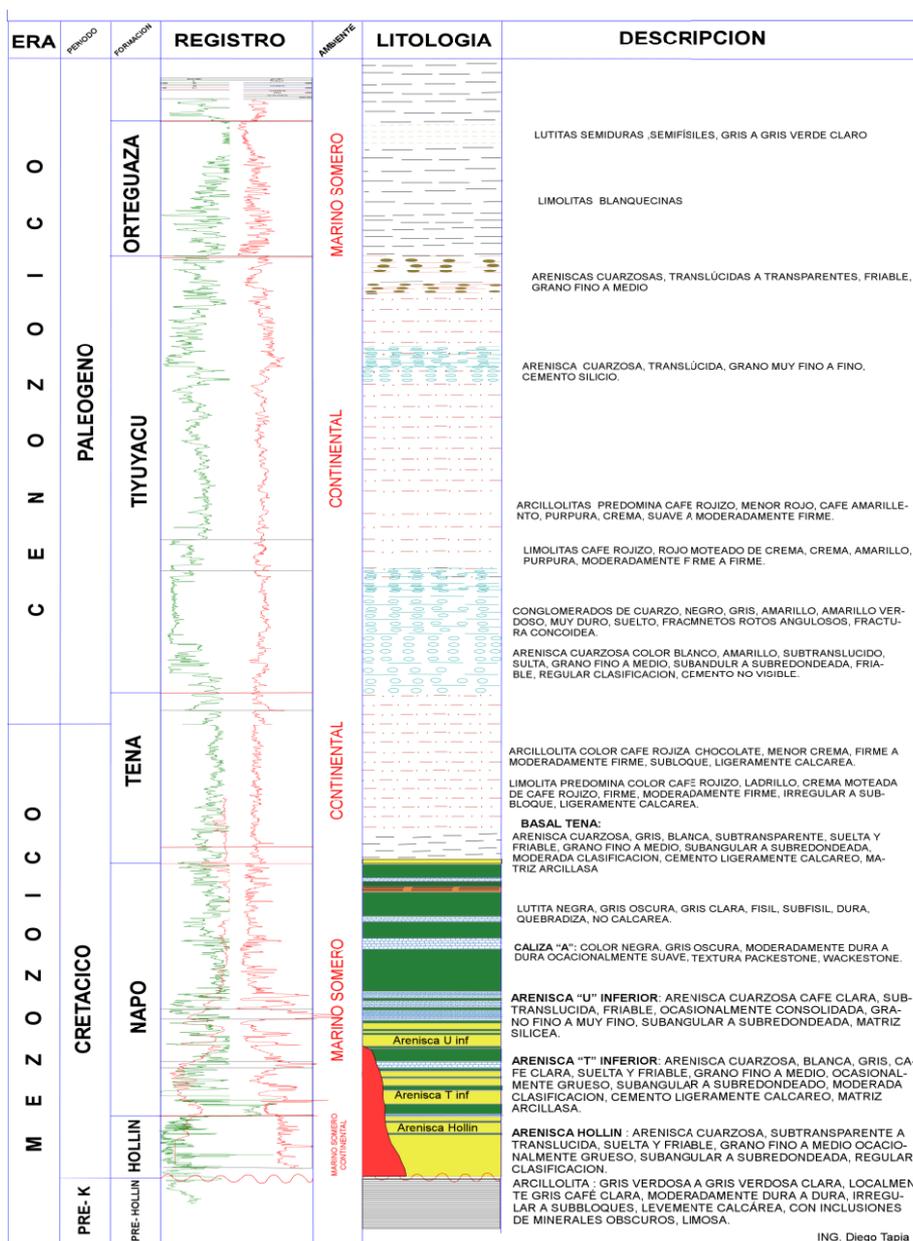


Fuente: OilField Manager OFM, 2017
Elaborado por: Cristhian Alvear

1.11.3 COLUMNA GEOLÓGICA

En la figura 1.20 se presenta la columna crono-estratigráfica generalizada del campo Drago Norte, donde se incluyen las principales formaciones con sus características litológicas

FIGURA 1.20 COLUMNA ESTRATIGRÁFICA DEL CAMPO DRAGO NORTE



ING. Diego Tapia

Fuente: Agencia de Control y Regulación Hidrocarburífera, 2017

En el campo Drago Norte se encuentran las siguientes formaciones que son de interés hidrocarburífero: Tena, Napo y Hollín, estas se encuentran en un espesor casi constante. También se puede mencionar que la secuencia estratigráfica T, marca una importante transgresión regional que favorece las acumulaciones de hidrocarburos en depósitos de areniscas limpias a la base, intercalaciones de

lutitas que conforme se ubican en la parte superior se tornan cada vez más calcáreas hasta depositarse la Caliza B; de igual manera prosigue en la secuencia estratigráfica U con eventuales progradaciones que aíslan a los cuerpos arenosos, favoreciendo el entrapamiento estratigráfico, seguido de secuencias agrandantes de intercalaciones de lutita y caliza, hasta llegar a la unidad Basal, la cual es un reservorio de tipo estratigráfico. Por otro lado también se encuentra la secuencia Hollín en la cual se tiene depósitos de areniscas limpias en la base, y al tope una secuencia transgresiva constituida de intercalaciones de arenisca con lutita. (Plan de desarrollo DN, 2014).

1.11.4 FORMACIONES Y UNIDADES GEOLÓGICAS

A continuación se procederá a describir las diferentes formaciones que se encuentra presentes en el campo Drago Norte (Betancourt y Caicedo, 2012)

Formación Hollín: Cuenta con un espesor de entre 285 a 300 pies, se encuentra constituida de areniscas cuarzosas blancas transparentes de grano grueso a grano medio, cuenta con buenos parámetros petrofísicos para ser una roca reservorio; en el tope los parámetros petrofísicos disminuyen debido a la presencia de intercalaciones de lutita e inclusiones de glauconita en las areniscas.

Formación Napo: Presenta una serie de intercalaciones de lutitas, areniscas y calizas, cuenta con un espesor promedio de 1160 ft y aquí es donde se encuentran los principales reservorios del campo Drago Norte dentro de las zonas litológicas T y U.

Zona T Inferior: Cuenta con un espesor promedio de 65 ft y se encuentra formada por arenisca cuarzosa blanca, gris clara, subtransparente a subtranslúcida, suelta o moderadamente consolidada, grano fino, buena selección, matriz caolinítica, cemento y porosidad no visible. Cuenta con intercalaciones de lutita color gris, gris obscura, suave a medianamente dura, laminar, localmente micromicácea y limosa, no calcárea y caliza lodosa, crema grisáceo, localmente crema, en bloques a subbloques con intrusiones de glauconita.

Zona T superior: Cuenta con un espesor de 80 ft y está formada por arenisca cuarzosa, gris verdosa clara, gris, subtransparente a subtranslúcida, friable a moderadamente consolidada, sus granos son finos o muy finos, su forma es subangular a subredondeada. Con intercalaciones de lutita negra, gris obscura, firme a moderadamente firme, laminar a sublaminar quebradiza y localmente astillosa.

Caliza B: Cuenta con un espesor promedio de 23 ft y está formada por caliza lodosa, gris clara, ocasionalmente gris moteada con gris obscura, fina a dura, en bloques a subbloques y además con intercalaciones de lutita negra, gris obscura,

llegando a ser firme o moderadamente firme, sublaminar, quebradiza, localmente arcillosa, no calcárea.

Zona U inferior: Tiene una potencia promedio de 66 ft y está formada de arenisca cuarzosa, hialina subtranslúcida, subtransparente, moderadamente consolidada a friable, con granos medios a finos los cuales presenta formas subangulares a subredondeadas y con porosidad no visible. Además presentan intercalaciones de lutita gris oscura, negra, moderadamente dura, sublaminar, subplanar, subastillosa y con textura grasosa; y también de caliza color crema, ocasionalmente crema moteada con gris oscuro.

Zona U Superior: Presenta un espesor promedio de 65 ft y se encuentra formada de arenisca cuarzosa, blanca, subtranslúcida y subtransparente, friable, con granos medios a finos, con forma subangular a subredondeada, de sección regular, matriz arcillosa, asociada con glauconita, en la cual no se observa cemento ni porosidad. Tiene intercalaciones de lutita color gris oscuro a negra, firme a moderadamente dura, localmente astillosa y no calcárea.

1.11.5 TOPES FORMACIONALES

A continuación en la tabla 1.10 se presentan los topes formacionales y de las unidades geológicas en pies, los cuales fueron determinados de 6 pozos del campo Drago Norte:

TABLA 1.10 TOPES FORMACIONALES

FORMA/UNIDAD	Dra N4D	Dra N19D	Dra N38D	Dra N39D	Dra N44D	Dra N7D
BASAL TENA	9152	9283	10317	9536	10745	10866
NAPO	9176	9308	10336	9567	10763	10888
CALIZA M1	9503	9665	10689	9892	11170	11310
CALIZA M2	9770	9918	11000	10164	11491	11635
CALIZA A	9821	9973	11057	10216	11549	11691
U SUPERIOR	9865	10018	11109	10264	11608	11747
U INFERIOR	9917	10088	11176	10301	11681	11808
CALIZA B	10057	10213	11294	10434	11814	11964
T SUPERIOR	10102	10255	11329	10467	11850	12001
T INFERIOR	10180	10345	11422	10573	11954	12104
H SUPERIOR	10330	10457	11632	10736	12154	12316
H INFERIOR	10382	10513	11688	10792	12214	12378

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2017

Elaborado por: Cristhian Alvear

1.11.6 PARÁMETROS PETROFÍSICOS DE LOS RESERVORIOS DEL CAMPO

En las tablas 1.11 y 1.12 se presentan los parámetros petrofísicos de las arenas U inferior y U superior en el campo Drago Norte.

Reservorio U inferior

TABLA 1.11 PARÁMETROS PETROFÍSICOS-ARENA U INFERIOR

PROPIEDADES	
Entrampamiento	Estructural-Estratigráfico
Porosidad Promedio (%)	15
Permeabilidad Promedio (mD)	150
Espesor Promedio (ft)	23
Profundidad Promedio TVD (ft)	9500
Presión de Reservorio (psi)	1300/1500
Presión de burbuja (psi)	1328
POES (MMbbls)	119.6

Fuente: Ronda de campos menores 2017, Petroamazonas ep

Elaborado por: Cristhian Alvear

Reservorio T inferior

TABLA 1.12 PARÁMETROS PETROFÍSICOS-ARENA T INFERIOR

PROPIEDADES	
Entrampamiento	Estructural-Estratigráfico
Porosidad Promedio (%)	15
Permeabilidad Promedio (mD)	112
Espesor Promedio (ft)	30
Profundidad Promedio TVD (ft)	9680
Presión de Reservorio (psi)	2110
Presión de burbuja (psi)	850
POES (MMbbls)	99.6

Fuente: Ronda de campos menores 2017, Petroamazonas ep

Elaborado por: Cristhian Alvear

CAPÍTULO II

CARACTERIZACIÓN Y EVALUACIÓN DE LOS POZOS SELECCIONADOS

El objetivo fundamental para realizar un trabajo de fracturamiento hidráulico es aumentar la producción del pozo, a fin de incrementar el área efectiva de drenaje de un pozo productor y disminuir la caída de presión en la matriz; para determinar si dicho trabajo fue exitoso o no, se debe realizar un análisis enfocado en determinar si existe o no un aumento de producción en el mismo, y comprobar la eficiencia del fracturamiento hidráulico, si dicho trabajo de fracturamiento no incrementó la producción del pozo, se analizará las causas que propiciaron la falla (Galbán Z, 2017).

Con el propósito de evidenciar lo mencionado anteriormente, en el presente trabajo se tomaron en cuenta dos aspectos para evaluar el fracturamiento hidráulico realizado en el campo Drago Norte:

1) Ingeniería-operacional, en el cual se tomaron en cuenta las curvas IPR antes y después de efectuado el trabajo de fractura, análisis de los historiales de producción de los pozos antes y después del fracturamiento y estimaciones a futuro de la declinación de la producción.

2) Análisis económico con el fin de evaluar la rentabilidad de dichos trabajos de fracturamiento, para esto se revisaron el historial de reacondicionamientos de los pozos posteriores a los fracturamientos que hayan tenido relación con los mismos; a fin de añadir el costo de dichos trabajos a la inversión a realizarse en un fracturamiento hidráulico, además como parámetros básicos para dicha evaluación económica se tomó en cuenta la inversión neta, VAN, TIR y RCB.

2.1 CRITERIOS PARA LA SELECCIÓN DE LOS POZOS A SER EVALUADOS

Para la evaluación del fracturamiento hidráulico aplicado en Drago Norte se seleccionó cinco (5) pozos que formaron parte de las campañas de fracturamiento realizadas en el campo. En la tabla 2.1 se observan los pozos seleccionados:

TABLA 2.1 POZOS SELECCIONADOS PARA EVALUACIÓN

POZO	PRODUCCIÓN ANTES DEL FRACTURAMIENTO BPPD	PRODUCCION DESPUES DEL FRACTURAMIENTO BPPD
DRAGO NORTE-15	323,6	1822,69
DRAGO NORTE-43	175,76	71,54
DRAGO NORTE-48	70,1	995,17
DRAGO NORTE-27	197,48	478,6

Continuación Tabla 2.1

POZO	PRODUCCIÓN ANTES DEL FRACTURAMIENTO BPPD	PRODUCCION DESPUES DEL FRACTURAMIENTO BPPD
DRAGO NORTE-51	67,87	61,076

Fuente: SICOHI File Manager
Elaborado por: Cristhian Alvear

En la selección de dichos pozos se analizaron las pruebas de producción post-fractura en un periodo no menor a 6 meses a fin de observar el comportamiento de la misma, y obtener parámetros estabilizados del reservorio.

2.2 EVALUACIÓN DE LOS POZOS SELECCIONADOS

2.2.1 EVALUACIÓN DEL POZO DRAGO NORTE-15

2.2.1.1 Datos generales del pozo

TABLA 2.2 DATOS DEL POZO DRAGO NORTE-15

PERFORACIÓN		COMPLETACIÓN	
Inicio	24/10/2009	Inicio	05/01/2010
Fin	22/11/2009	Fin	12/03/2010
Tipo	Direccional	Levantamiento	Bombeo electrosumergible

Fuente: Petroamazonas EP.
Elaborado por: Cristhian Alvear

2.2.1.2 Topes formacionales del pozo Drago Norte-15

A continuación se presentan los topes formacionales y de las unidades geológicas en pies, los cuales fueron determinados mediante correlaciones entre pozos aledaños del campo Drago Norte:

TABLA 2.3 TOPES FORMACIONALES DEL POZO DRAGO NORTE-15

DRAGO NORTE-15	
FORMACIONES	MD
BASAL TENA	9142
NAPO	9157
CALIZA M1	9467
CALIZA M2	9729
CALIZA A	9781
U SUPERIOR	9830
U INFERIOR	9899
CALIZA B	10042
T SUPERIOR	10087
T INFERIOR	10150
CALIZA C	10299
H SUPERIOR	10317
H INFERIOR	10358

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2010
Elaborado por: Cristhian Alvear

2.2.1.3 Parámetros petrofísicos del reservorio U inferior

TABLA 2.4 PETROFÍSICA DEL POZO DRAGO NORTE-15

PARÁMETROS	U INFERIOR
POROSIDAD (ϕ)	13.8%
SATURACION DE AGUA (S_w)	20.7%
PERMEABILIDAD ABSOLUTA (K)	413 md

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

Elaborado por: Cristhian Alvear

2.2.1.4 Historial de reacondicionamientos del pozo Drago Norte – 15

La perforación del pozo Drago Norte-15 inició el 24 de octubre y finalizó el 22 de noviembre de 2009 siendo este un pozo direccional tipo “S” con una profundidad de 10520 ft MD

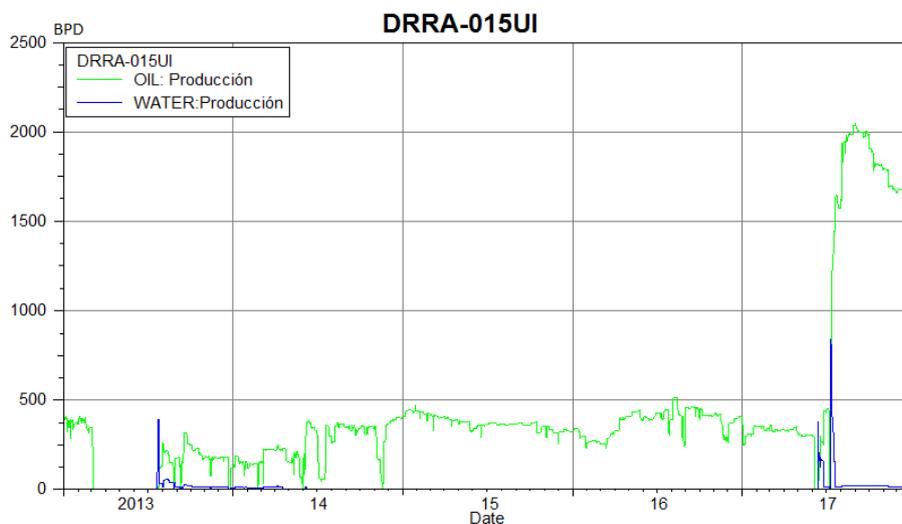
El pozo fue completado del 05 de enero al 12 de marzo de 2010 para producir de la arena U inferior con bombeo eléctrico sumergible con una producción de +/- 993 BPPD; produciendo hasta el 30 de junio de 2013 quedando el pozo cerrado por falla de equipo BES; del 15 al 22 de julio de 2013 se realiza el WO. 01 que consiste en el pulling del equipo BES obteniendo una producción de +/- 355 BPPD.

Después de haber realizado el WO. 01 se mantuvo una producción promedio de +/- 326,75 BPPD de la arena U inferior con un BSW promedio = 1,36%. Con un acumulado de producción de 687000 bls de petróleo a marzo de 2017 y sus reservas remanentes de 316,751 Mbbl, un daño de formación $S=13,9498$, una presión de reservorio $PI= 1364$ psi y $Keq=171,6$ md deciden realizar el WO. 02 en el pozo Drago Norte-15 que consistió en realizar fracturamiento hidráulico en la arena U inferior con el objetivo de sortear el daño de formación, mismo que se efectúa del 5 de junio al 11 de julio de 2017 y luego del cual se tiene una producción de +/- 1598,85 BPPD y un BSW = 1%.

Del WO.2 a la presente fecha no se han efectuado otros trabajos de reacondicionamiento.

2.2.1.5 Comportamiento de producción del pozo antes y después del fracturamiento

A continuación, en la Figura 2.1, se presenta el historial de producción del pozo Drago Norte-15:

FIGURA 2.1 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO DRAGO NORTE-15

Fuente: OilField Manager (OFM), 2017

Elaborado por: Cristhian Alvear

TABLA 2.5 PRUEBAS DE PRODUCCIÓN DEL POZO DRAGO NORTE-15

AÑO	MES	DIA	ARENA	BPPD	BSW	API
					%	
2017	Ene	27	U INFERIOR	352,44	1	26,2
2017	Feb	28	U INFERIOR	326,7	1	26,2
2017	Mar	26	U INFERIOR	335,61	1	26,2
2017	Abr	29	U INFERIOR	299,97	1	26,2
2017	May	29	U INFERIOR	304,92	1	26,2
2017	Jun	02	U INFERIOR	300,96	1	26,2
2017	Se realiza el fracturamiento hidráulico del 05 al 13 de junio de 2017					
2017	Jun	13	U INFERIOR	7,066	98,16	26,2
2017	Jun	26	U INFERIOR	441,168	3,04	26,2
2017	Jul	26	U INFERIOR	1534,5	1	26,2
2017	Ago	28	U INFERIOR	1989,9	1	26,2
2017	Sep	28	U INFERIOR	1962,18	1	26,2
2017	Oct	31	U INFERIOR	1802,79	1	26,2
2017	Nov	30	U INFERIOR	1693,89	1	26,2
2017	Dic	28	U INFERIOR	1598,85	1	26,2

Fuente: SICOHI File Manager

Elaborado por: Cristhian Alvear

De los datos de producción registrados anteriormente del pozo Drago Norte-15, se observa que la producción promedio de petróleo a inicios del año 2017 en la arena U inferior era de +/- 320.1 bbls/día, BSW = 1%; del 05 al 13 de junio se realizó el trabajo de fracturamiento hidráulico a la arena U inferior. Después del fracturamiento el pozo continuó produciendo de la arena U inferior, incrementando la producción promedio a +/- 1378.79 bls/día, BSW = 1%; además es el porcentaje de agua y sólidos (BSW) no incrementa después de realizarse la

fractura, esto demuestra que existió una buena contención de la fractura por parte del intercalado del estrato (Roshanai, 2010).

2.2.1.6 Graficas IPR antes y después del fracturamiento hidráulico

- **ANTES DEL FRACTURAMIENTO**

Durante la etapa de completación y pruebas iniciales del pozo Drago Norte-15 la operadora realizó una prueba de restauración de presión a fin de obtener parámetros petrofísicos y de presión de la arena U inferior. Dicha gráfica se encuentra en el **anexo 1**

Como resultado de dicha prueba de restauración de presión del reservorio U inferior, se pudieron obtener los siguientes parámetros detallados en la **Tabla 2.6**

TABLA 2.6 RESULTADOS DE BUILD UP DEL POZO DRAGO NORTE-15 ANTES DEL FRACTURAMIENTO

Parámetro	Resultado	
Skin	13,9498	
ΔP_{Skin}	265,486	Psi
P* @ Prof punz	2284,00	Psi
Ko_eq.h	6865,21	md.ft
Ko_eq	171,6	md

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera, 2010

Elaborado por: Cristhian Alvear

- **DESPUES DEL FRACTURAMIENTO**

Después de realizado el fracturamiento hidráulico, el 21 de junio de 2017 se realiza otra prueba de restauración de presión (Build Up). Dicha gráfica se encuentra en el **anexo 1**

Como resultado de la prueba de restauración de presión del reservorio U inferior, se pudieron obtener los siguientes parámetros detallados en la **Tabla 2.7**

TABLA 2.7 RESULTADOS DE BUILD UP DEL POZO DRAGO NORTE-15 DESPUÉS DEL FRACTURAMIENTO

Parámetro	Resultado	
Skin	-2,14	
ΔP_{Skin}	-30,59	Psi
P* @ Prof punz	1364	Psi
Ko_eq.h	6865,21	md.ft
Ko_eq	171,6	md

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera, 2017

Elaborado por: Cristhian Alvear

Las curvas IPR se construyeron con las **ecuaciones 1.2 a 1.11** del método de Vogel para el cálculo de la IPR, descritas en el capítulo 1 de este trabajo, considerando los datos de producción registrados el 18 de mayo de 2017 (antes del trabajo de fracturamiento hidráulico) y los datos de producción registrados el 30 de noviembre de 2017 (después del trabajo de fracturamiento hidráulico). En la **Tabla 2.8** se presenta los datos necesarios para el cálculo de las curvas IPR junto con la corrección de las presiones de fondo fluyente a la profundidad de los punzados; además un ejemplo de cálculo para la curva IPR se presenta en el **Anexo 2**. Se aclara que para el cálculo de IPR antes de la fractura, se toma como presión de reservorio el valor obtenido después de realizarse la fractura ya que durante la producción, en el transcurso del tiempo el reservorio se ha depletado.

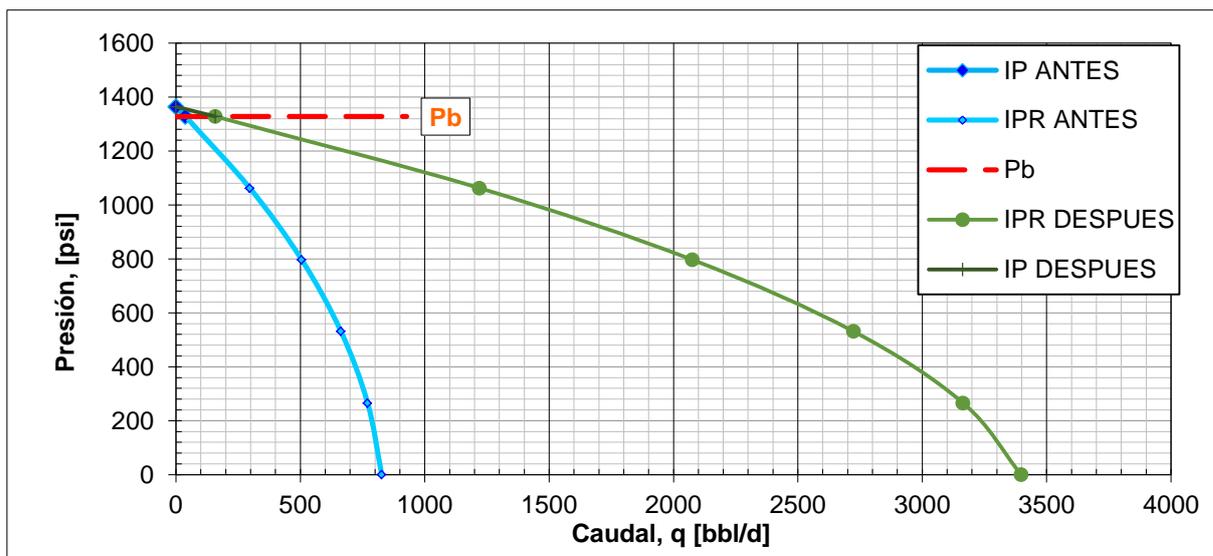
TABLA 2.8 VARIABLES PARA EL CÁLCULO DE CURVAS IPR EN EL POZO DRAGO NORTE-15

DATOS	ANTES DE FRACTURA	DESPUÉS DE FRACTURA
Pr (psi)=	1364	1364
Qo (bbl/d)=	356,4	1694
Pb (psi)=	1328	1328
Prof. Promedio de punzados (ft)=	9481	9481
PIP (psi)=	970	490
Prof. Del sensor (ft)=	9421,91	8367
BSW (%)=	1	1
API=	26,2	26,2
Pwf corregida (psi)=	992,99229	923,464391

Fuente: Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos (ARCH)

Elaborado por: Cristhian Alvear

FIGURA 2.2 CURVAS IPR DEL POZO DRAGO NORTE-15 ANTES Y DESPUÉS DEL FRACTURAMIENTO



Elaborado por: Cristhian Alvear

En la **Tabla 2.8** se describen los parámetros obtenidos de las curvas IPR antes y después del trabajo de fracturamiento hidráulico.

TABLA 2.9 PARÁMETROS IPR EN EL POZO DRAGO NORTE-15

PARÁMETROS IPR			ANTES FRACTURA	DESPUÉS FRACTURA
Índice de productividad	J	bpd/psi	1,06883	4,3908
Caudal a Pb	qb	bbl/d	38,48	158,07
Caudal Máximo	qmax	bbl/d	827,04	3397,49

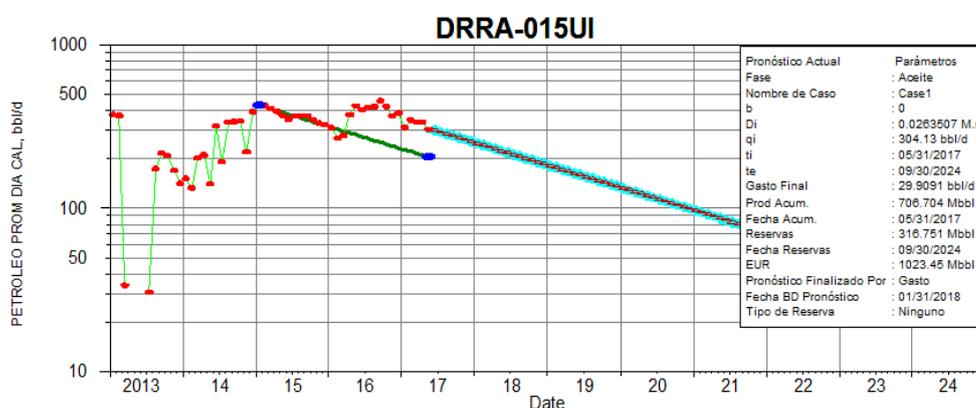
Elaborado por: Cristhian Alvear

Analizando la **figura 2.2** se puede notar el cambio en la productividad del pozo después del trabajo de fracturamiento hidráulico, el cual mejora en gran medida, ya que a principios de mayo de 2017 antes de realizar el fracturamiento el IP calculado para el mismo era de 1,0688 bpd/psi y se estimaba un caudal máximo de 827,04 bbl/d; por otro lado en el mes de noviembre, después de haberse realizado el fracturamiento hidráulico y una vez estabilizada la producción en la arena U inferior, el IP calculado es de 4.3908 bpd/psi y estima un caudal máximo de 3397.49 bbls/d.

2.2.1.7 Declinación de la producción antes y después del fracturamiento hidráulico

A continuación se presenta la curva de declinación de la producción estimada para el pozo Drago Norte-15, antes del trabajo de fracturamiento, realizada con el programa OFM y tomando en consideración la teoría y ecuaciones antes expuestas en la **sección 1.8** de curvas de declinación de la producción; en la misma se usó el método de declinación exponencial. Las reservas remanentes del pozo para el yacimiento U inferior fueron estimadas en 316,751 Mbbl con un tiempo de vida del pozo hasta el 30 de septiembre de 2024. La producción acumulada al 31 de mayo de 2017 fue de 706,704 Mbbl. Dicha curva de declinación se puede observar en la **Figura 2.3**.

FIGURA 2.3 CURVA DE DECLINACIÓN DEL POZO DRAGO NORTE-15 ANTES DEL FRACTURAMIENTO

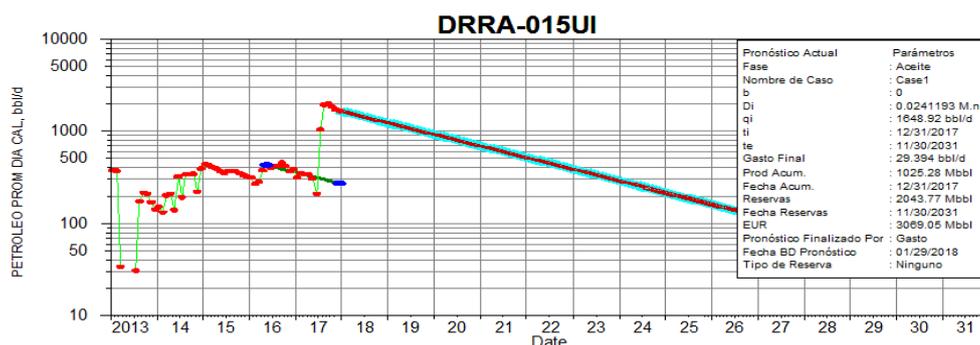


Fuente: OilField Manager OFM (OFM), 2017

Elaborado por: Cristhian Alvear

Después de realizado el trabajo de fracturamiento se presenta una nueva estimación de la declinación de la producción la cual se puede observar en la **Figura 2.4**, en la misma se usó el método de declinación exponencial. Las reservas remanentes del pozo Drago Norte -15 para el yacimiento U inferior se estiman en 2043,77 Mbbl con un tiempo de vida del pozo hasta el 30 de noviembre de 2031 y la producción acumulada al 31 de diciembre de 2017 es de 1025,28 Mbbls.

FIGURA 2.4 CURVA DE DECLINACIÓN DEL POZO DRAGO NORTE-15 DESPUÉS DEL FRACTURAMIENTO



Fuente: OilField Manager OFM (OFM), 2017

Elaborado por: Cristhian Alvear

2.2.1.8 Análisis económico del fracturamiento efectuado en el pozo Drago Norte – 15

A continuación se presenta el análisis económico del fracturamiento hidráulico del pozo Drago Norte-15 tomando como referencia 3 diferentes precios de venta del crudo: pesimista (\$40), moderado (\$60), optimista (\$70) y un costo de operación total de 16,86 USD/BO; para el mismo se tomó los indicadores financieros VAN, TIR Y RCB descritos en la **sección 1.10** y las **ecuaciones 1.28 a 1.30** del capítulo 1 de este trabajo, además un ejemplo de cálculo de dichos indicadores se presenta en el **Anexo 3** y la producción mensual en el **Anexo 4**.

TABLA 2.10 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO DEL POZO DRAGO NORTE - 15

PRECIO DEL BARRIL	\$ 40	\$ 60	\$ 70
COSTOS POR FRACTURAMIENTO	\$ 576.000,00	\$ 576.000,00	\$ 576.000,00
COSTOS POR TRABAJOS POSTERIORES	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00
COSTO UNITARIO DE PRODUCCIÓN	\$ 16,86	\$ 16,86	\$ 16,86
COSTOS DE OPERACIÓN	\$ 4.678.145,83	\$ 4.678.145,83	\$ 4.678.145,83
TOTAL VPN - INGRESOS	\$ 11.118.587,83	\$ 16.677.881,75	\$ 19.457.528,71
TOTAL VPN – EGRESOS	\$ 5.254.145,83	\$ 5.254.145,83	\$ 5.254.145,83
TASA DE ACTUALIZACIÓN ANUAL %	12 %	12 %	12 %
VAN	\$ 5.864.442,00	\$ 11.423.735,92	\$ 14.203.382,88
TIR (%)	129,29%	218,18%	259,95%
RBC	2,12	3,17	3,70
TIEMPO DE RECUPERACION DE LA INVERSIÓN	1 MES 5 DIAS	22 DIAS	18 DIAS

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH)

Elaborado por: Cristhian Alvear

Dado el análisis económico de los ingresos y egresos a 2 años después del trabajo de estimulación, mostrado en la **Tabla 2.10**, podemos notar que el trabajo de fracturamiento hidráulico en el pozo Drago Norte – 15 fue altamente rentable ya que el VAN (Valor Actual Neto) fue positivo, en los 3 escenarios presentados; de igual manera se observa que el TIR es ampliamente superior a la tasa de descuento (12 %); la relación beneficio/costo es mayor que 1 en los 3 escenarios y el máximo tiempo de recuperación de la inversión (en el escenario pesimista) es de apenas 1 mes y 5 días.

2.2.2 EVALUACIÓN DEL POZO DRAGO NORTE-43

2.2.2.1 Datos generales del pozo

TABLA 2.11 DATOS DEL POZO DRAGO NORTE-43

PERFORACIÓN		COMPLETACIÓN	
Inicio	16/05/2013	Inicio	23/06/2013
Fin	23/06/2013	Fin	16/02/2014
Tipo	Direccional	Levantamiento	Bombeo electrosumergible

Fuente: Petroamazonas EP.

Elaborado por: Cristhian Alvear

2.2.2.2 Topes formacionales del pozo Drago Norte-43

A continuación se presentan los topes formacionales y de las unidades geológicas en pies, del pozo Drago Norte - 43

TABLA 2.12 TOPES FORMACIONALES DEL POZO DRAGO NORTE-43

DRAGO NORTE-43	
FORMACIONES	MD
BASAL TENA	9437
NAPO	9451
CALIZA M1	9829
CALIZA M2	10114
CALIZA A	10168
U SUPERIOR	10217
U INFERIOR	10302
BASE U INFERIOR	10370
CALIZA B	10431
T SUPERIOR	10478
T INFERIOR	10558
BASE T INFERIOR	10624
H SUPERIOR	10729
H INFERIOR	10772

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2014

Elaborado por: Cristhian Alvear

2.2.2.3 Parámetros petrofísicos del reservorio U inferior

TABLA 2.13 PETROFÍSICA DEL POZO DRAGO NORTE-43

PARÁMETROS	U INFERIOR
POROSIDAD (ϕ)	14 %
SATURACION DE AGUA (S_w)	32 %
PERMEABILIDAD ABSOLUTA (K)	109 md

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

Elaborado por: Cristhian Alvear

2.2.2.4 Historial de reacondicionamientos del pozo Drago Norte – 43

La perforación del pozo Drago Norte-43 inició el 16 de mayo y finalizó el 23 de junio de 2013 siendo este un pozo direccional tipo “J” con una profundidad de 10930 ft MD y 10058 ft en TVD.

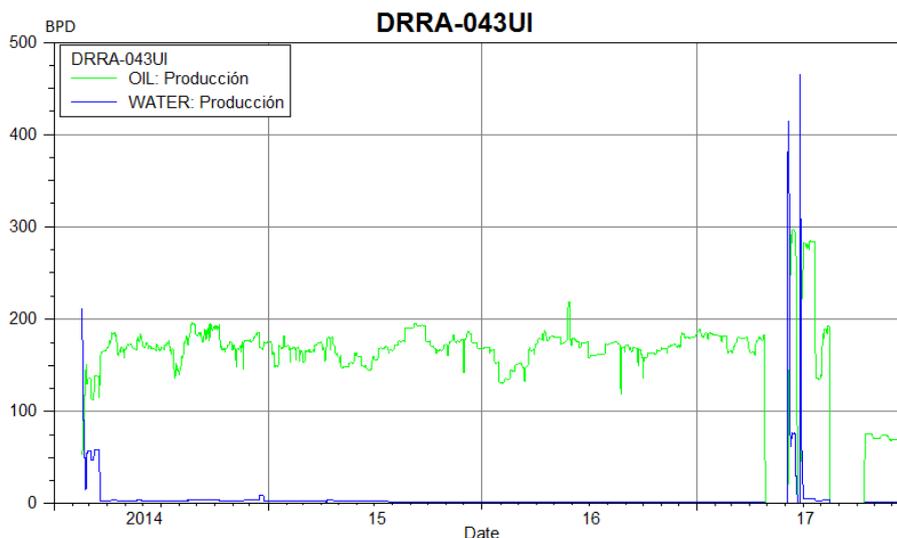
El pozo fue completado del 23 de junio de 2013 al 16 de febrero de 2014 para producir de la arena U inferior con bombeo eléctrico sumergible con una producción de +/- 169,54 BPPD; del 01 de enero al 25 de abril de 2017 el pozo Drago Norte – 43 presentó una producción promedio de +/- 175,76 BPPD de la arena U inferior con un BSW de 1 %

Con un acumulado de producción de 197220 bls de petróleo a abril de 2017 y sus reservas remanentes de 1353,16 Mbbl, un daño de formación $S=10$, una presión de reservorio $PI= 1458$ psi y $K_{eq}=109$ md deciden realizar el WO. 01 en el pozo Drago Norte-43 que consistió en realizar fracturamiento hidráulico en el intervalo 10339'-10370' (31') y punzonar y realizar fracturamiento hidráulico en el intervalo 10297'-10311' (14') de la arena U inferior con el objetivo de sortear el daño de formación, mismo que se efectúa del 28 de abril al 05 de junio de 2017. Durante el proceso operativo del fracturamiento el intervalo inferior de la arena “U inferior” 10339 – 10370' (31') queda cubierto de arena y no puede ser recuperado quedando solo el intervalo fracturado de 10297'-10311' (14') en producción. Desde se tiene una producción de +/- 148,04 BPPD y un BSW = 2%.

Del WO.1 a la presente fecha no se han efectuado otros trabajos de reacondicionamiento.

2.2.2.5 Comportamiento de producción del pozo antes y después del fracturamiento

A continuación, en la **Figura 2.5**, se presenta el historial de producción del pozo:

FIGURA 2.5 HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DEL POZO DRAGO NORTE-43

Fuente: OilField Manager (OFM), 2017

Elaborado por: Cristhian Alvear

TABLA 2.14 PRUEBAS DE PRODUCCIÓN DEL POZO DRAGO NORTE-43

AÑO	MES	DIA	ARENA	BPPD	BSW	API
					%	
2017	Ene	27	U INFERIOR	183,15	1	27,1
2017	Feb	22	U INFERIOR	164,34	1	27,1
2017	Mar	31	U INFERIOR	163,35	1	27,1
2017	Abr	25	U INFERIOR	182,16	1	27,1
2017	Se realiza el fracturamiento hidráulico del 28 de abril al 05 de junio de 2017					
2017	Jun	05	U INFERIOR	26,645	92,07	27,1
2017	Jun	30	U INFERIOR	245,52	12	27,1
2017	Jul	23	U INFERIOR	132,3	2	27,1
2017	Ago	06	U INFERIOR	191,1	2	27,1
2017	Oct	15	U INFERIOR	76,44	2	27,1
2017	Oct	29	U INFERIOR	71,54	2	27,1
2017	Nov	30	U INFERIOR	70,56	2	27,1
2017	Dic	28	U INFERIOR	68,6	2	27,1

Fuente: SICOHI File Manager

Elaborado por: Cristhian Alvear

De los datos de producción registrados anteriormente del pozo Drago Norte-43, se observa que la producción promedio de petróleo a inicios del año 2017 en la arena U inferior era de +/- 175,76 bbls/día, BSW = 1%; del 28 de abril al 05 de junio se realizó el trabajo de fracturamiento hidráulico a la arena U inferior. Después del fracturamiento el pozo continuó produciendo de la arena U inferior, incrementando la producción promedio a +/- 223,79 bbls/día, BSW = 2% hasta inicios de agosto; el 06 de agosto el pozo Drago Norte-43 es cerrado debido a que

la formación no aporta crudo. El 15 de octubre el pozo es re-abierto, y permanece hasta el 31 de diciembre de 2017 con una producción promedio de +/- 71,54 bbls/día.

2.2.2.6 Graficas IPR antes y después del fracturamiento hidráulico

- **ANTES DEL FRACTURAMIENTO**

Para el diseño del programa de fracturamiento se tomaron los parámetros petrofísicos obtenidos de la prueba de presión realizada a la arena U inferior el 30 de enero de 2014 (durante completación y pruebas iniciales del pozo). Dicha gráfica se observa en el **anexo 1**

Como resultado de dicha prueba de restauración de presión del reservorio U inferior, se pudieron obtener los siguientes parámetros detallados en la **Tabla 2.15**

TABLA 2.15 RESULTADOS DE BUILD UP DEL POZO DRAGO NORTE-43 ANTES DEL FRACTURAMIENTO

Parámetro	Resultado	
Skin	10,304	
P* @ Prof punz	1458,00	Psi
Ko_eq.h	3369,34	md.ft
Ko_eq	108.6885	Md

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera, 2014

Elaborado por: Cristhian Alvear

- **DESPUES DEL FRACTURAMIENTO**

Después del fracturamiento hidráulico, el 11 de junio de 2017 se realiza otra prueba de restauración de presión (Build Up), la cual se puede observar en el **Anexo 1**

Como resultado de la prueba de restauración de presión del reservorio U inferior, se pudieron obtener los siguientes parámetros detallados en la **Tabla 2.16**

TABLA 2.16 RESULTADOS DE BUILD UP DEL POZO DRAGO NORTE-43 DESPUÉS DEL FRACTURAMIENTO

Parámetro	Resultado	
Skin	-3,733	
P* @ Prof punz	1944	Psi
Ko_eq.h	176,60	md.ft
Ko_eq	12,6142	Md

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera, 2017

Elaborado por: Cristhian Alvear

Como se mencionó en la **sección 2.2.2.4**, solo el intervalo fracturado de 10297'-10311' (14') queda en producción. Sin embargo para corroborar que el intervalo inferior (31') queda completamente aislado, se realizó una comparación entre la curva IPR por el método de Vogel (según la producción) y la curva IPR por método de Darcy (según parámetros petrofísicos solo del intervalo de 14'). En la **tabla 2.17** se presenta los datos usados para el cálculo de las IPR.

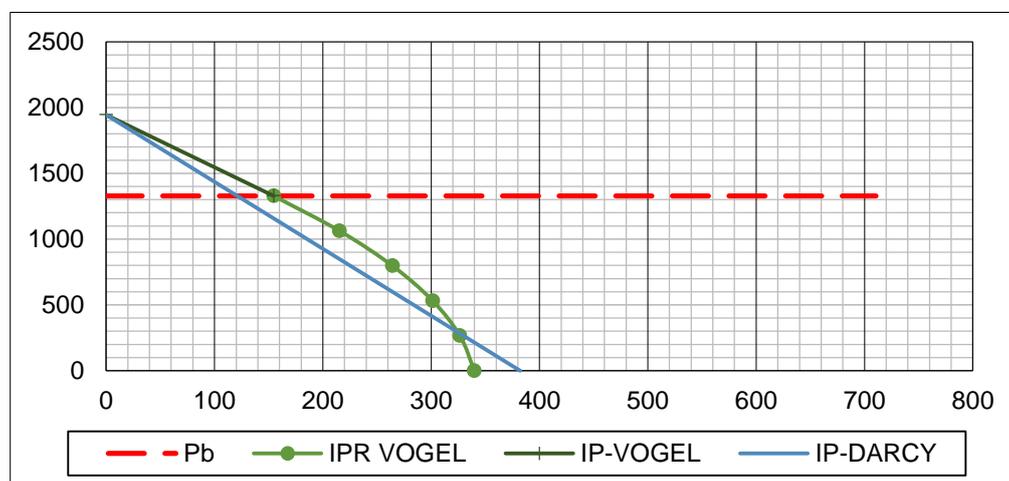
TABLA 2.17 DATOS DE IPR-VOGEL E IPR-DARCY

DATOS							
IPR-VOGEL				IPR-DARCY			
Presión promedio Reservorio	Pr	1944.1	Psi	Presión promedio Reservorio	Pr	1,944	Psi
Presión dinámica	Pwf	562.799	Psi	Presión dinámica	Pwf	562.799	Psi
Presión de burbuja	Pb	1328	Psi	Permeabilidad al petróleo	Ko	12.6142	Md
Caudal de líquido	qo	297.563	bbl/d	Espesor útil	H	14	Ft
				Factor volumétrico Oil	Bo	1.03	bbl/std bbl
				Viscosidad del petróleo	μ_o	1.6581	Cp
				Radio de drenaje	Re	820	Ft
				Radio del pozo	Rw	0.3	Ft
				Constante	X	0.75	
				Factor Skin	S'	-3.438	

Elaborado por: Cristhian Alvear

Las curvas IPR se construyeron con las **ecuaciones 1.2 a 1.11** del método de Vogel y con la **ecuación 1.17** del método de Darcy para el cálculo de la IPR, descritas en el capítulo 1 de este trabajo, considerando los datos de producción registrados el 11 de junio de 2017 (fecha de Build up) y los datos de presión: Pr = 1944,1 psi y la Pwf = 562,799 psi para "U" Inferior, corregidos a profundidad promedio de los punzados (10304' MD / 9448.78' TVD).

FIGURA 2.6 CURVAS IPR-VOGEL VS. IPR-DARCY DESPUÉS DE LA FRACTURA EN EL POZO DRAGO NORTE-43



Elaborado por: Cristhian Alvear

TABLA 2.18 IPR VOGEL VS IPR DARCY EN EL POZO DRAGO NORTE - 43

METODOS		VOGEL	DARCY
Índice de productividad	J (bpd/psi)	0.25	0.20
Caudal Máximo	qmax (bbl/d)	339.872168	382.061322

Elaborado por: Cristhian Alvear

Dado que el índice de productividad mediante los dos métodos es casi similar, se puede concluir que el único intervalo que tiene aporte de crudo al pozo Drago Norte – 43 es el superior (14') y que el intervalo inferior quedó completamente aislado después de la fractura hidráulica.

La curva IPR antes y después del fracturamiento, se construyeron con las **ecuaciones 1.2 a 1.11** del método de Vogel para el cálculo de la IPR, descritas en el capítulo 1 de este trabajo, considerando los datos de producción registrados el 29 de marzo de 2017 (antes del trabajo de fracturamiento hidráulico) y los datos de producción registrados el 30 de noviembre de 2017 (después del trabajo de fracturamiento hidráulico). En la **Tabla 2.19** se presenta los datos necesarios para el cálculo de las curvas IPR junto con la corrección de las presiones de fondo fluyente a la profundidad de los punzados; además un ejemplo de cálculo para la curva IPR se presenta en el **Anexo 2**.

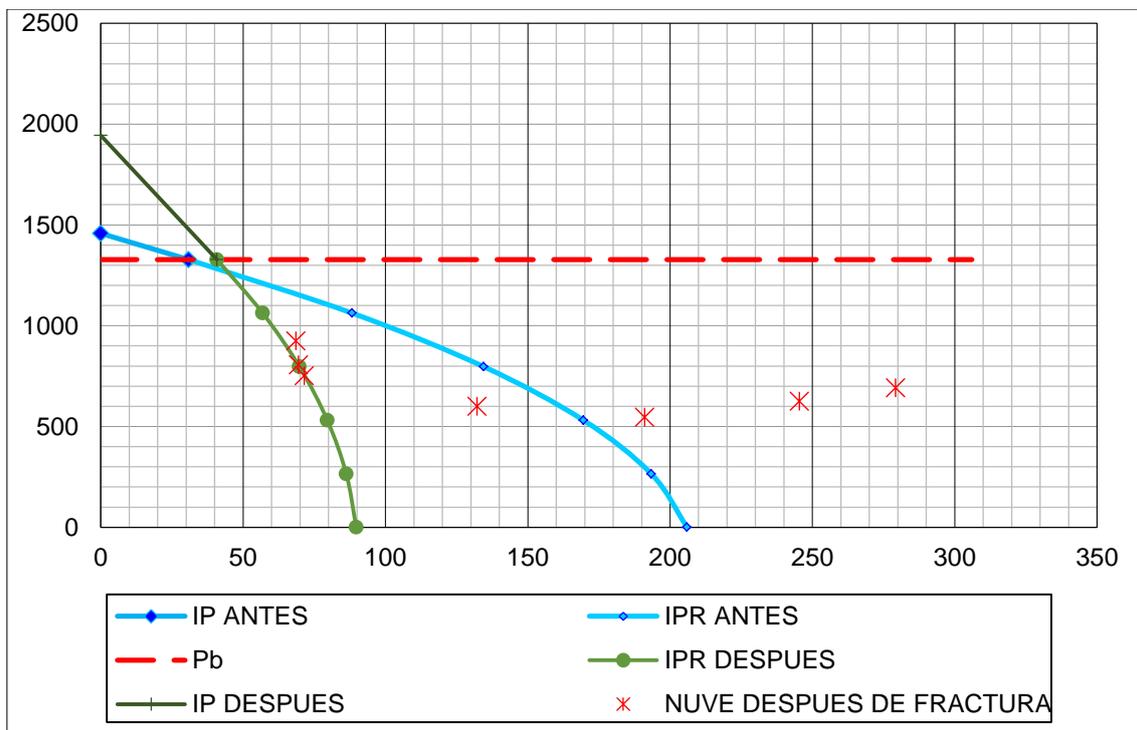
TABLA 2.19 VARIABLES PARA EL CÁLCULO DE CURVAS IPR EN EL POZO DRAGO NORTE-43

DATOS	ANTES DE FRACTURA	DESPUÉS DE FRACTURA
Pr (psi)=	1458	1456
Qo (bbl/d)=	174,24	71
Pb (psi)=	1328	1328
Prof. Promedio de punzados (ft)=	9497	9448,78
PIP (psi)=	382	530
Prof. Del sensor (ft)=	8805,76	8805,76
BSW (%)=	1	1
API=	27,1	27,1
Pwf corregida (psi)=	649,4565	778,799101

Fuente: Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos (ARCH)

Elaborado por: Cristhian Alvear

FIGURA 2.7 CURVAS IPR DEL POZO DRAGO NORTE-43 ANTES Y DESPUÉS DEL FRACTURAMIENTO



Elaborado por: Cristhian Alvear

En la **Tabla 2.20** se describen los parámetros obtenidos de las curvas IPR antes y después del trabajo de fracturamiento hidráulico.

TABLA 2.20 PARÁMETROS IPR EN EL POZO DRAGO NORTE-43 ANTES DEL FRACTURAMIENTO

PARÁMETROS IPR			ANTES FRACTURA	DESPUÉS FRACTURA
Índice de productividad	J	bpd/psi	0.23735	0.07
Caudal a Pb	Qb	bbl/d	30.86	41
Caudal Máximo	qmax	bbl/d	205.97	90

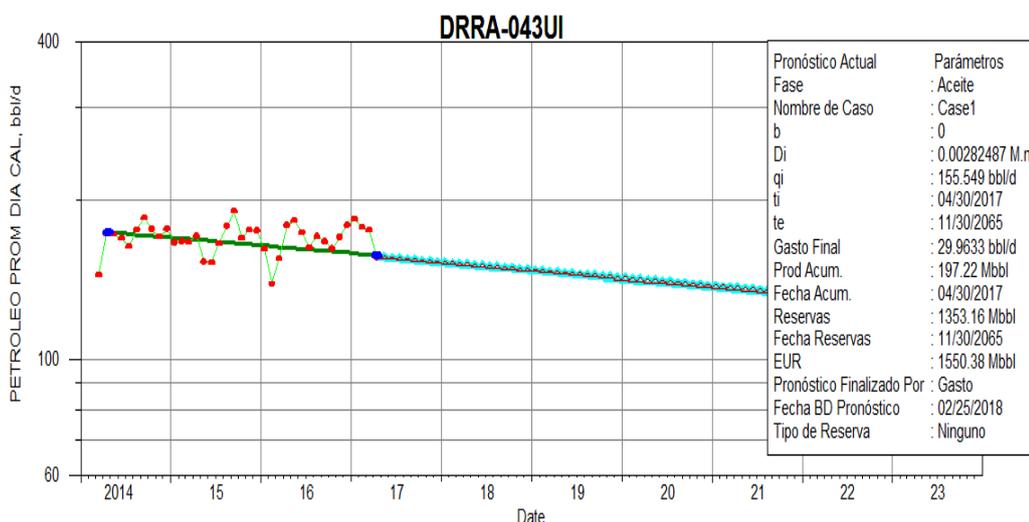
Elaborado por: Cristhian Alvear

Analizando la **Figura 2.7** se puede notar el cambio en la productividad del pozo después del trabajo de fracturamiento hidráulico, el cual disminuye en gran medida, ya que a principios de mayo de 2017 antes de realizar el fracturamiento el IP calculado para el mismo era de 0,23735 bpd/psi y se estimaba un caudal máximo de 205,97 bbl/d; por otro lado en el mes de noviembre, después de haberse realizado el fracturamiento hidráulico y una vez estabilizada la producción en la arena U inferior, el IP calculado es de 0,07 bpd/psi y estima un caudal máximo de tan solo 90 bbls/d.

2.2.2.7 Declinación de la producción antes y después del fracturamiento hidráulico

A continuación se presenta la curva de declinación de la producción estimada para el pozo Drago Norte-43, antes del trabajo de fracturamiento, realizada con el programa OFM y tomando en consideración la teoría y ecuaciones antes expuestas en la **sección 1.8** de curvas de declinación de la producción; en la misma se usó el método de declinación exponencial. Las reservas remanentes del pozo para el yacimiento U inferior fueron estimadas en 1353,16 Mbbl con un tiempo de vida del pozo hasta el 30 de noviembre de 2065. La producción acumulada al 30 de abril de 2017 fue de 197,22 Mbbl. Dicha curva de declinación se puede observar en la **Figura 2.8**.

FIGURA 2.8 CURVA DE DECLINACIÓN DEL POZO DRAGO NORTE-43 ANTES DEL FRACTURAMIENTO

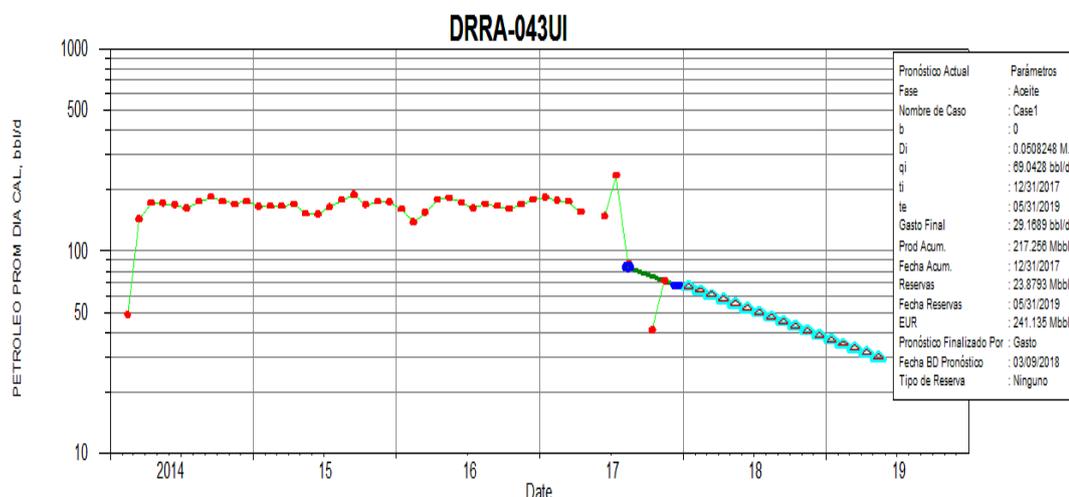


Fuente: OilField Manager OFM (OFM), 2017

Elaborado por: Cristhian Alvear

Después de realizado el trabajo de fracturamiento se presenta una nueva estimación de la declinación de la producción la cual se puede observar en la **Figura 2.9**, en la misma se usó el método de declinación exponencial. Las reservas remanentes del pozo Drago Norte-43 para el yacimiento U inferior se estiman en 23,8793 Mbbl con un tiempo de vida del pozo hasta el 31 de mayo de 2019 y la producción acumulada al 31 de diciembre de 2017 es de 217,256 Mbbls.

FIGURA 2.9 CURVA DE DECLINACIÓN DEL POZO DRAGO NORTE-43 DESPUÉS DEL FRACTURAMIENTO



Fuente: OilField Manager OFM (OFM), 2017

Elaborado por: Cristhian Alvear

2.2.2.8 Análisis económico del fracturamiento efectuado en el pozo Drago Norte – 43

A continuación se presenta el análisis económico del fracturamiento hidráulico del pozo Drago Norte-43 tomando como referencia 3 diferentes precios de venta del crudo: pesimista (\$40), moderado (\$60), optimista (\$70) y un costo de operación total de 16,86 USD/BO; para el mismo se tomó los indicadores financieros VAN, TIR Y RCB descritos en la **sección 1.10** y las **ecuaciones 1.28 a 1.30** del capítulo 1 de este trabajo, además un ejemplo de cálculo de dichos indicadores se presenta en el **Anexo 3** y la producción mensual en el **Anexo 4**.

TABLA 2.21 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO DEL POZO DRAGO NORTE - 43

PRECIO DEL BARRIL	\$ 40	\$ 60	\$ 70
COSTOS POR FRACTURAMIENTO	\$ 899.000,00	\$ 899.000,00	\$ 899.000,00
COSTOS POR TRABAJOS POSTERIORES	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00
COSTO UNITARIO DE PRODUCCIÓN	\$ 16,86	\$ 16,86	\$ 16,86
COSTOS DE OPERACIÓN	\$ 330.314,15	\$ 330.314,15	\$ 330.314,15
TOTAL VPN - INGRESOS	\$ 785.060,38	\$ 1.177.590,57	\$ 1.027.926,73
TOTAL VPN – EGRESOS	\$ 1.229.314,15	\$ 1.229.314,15	\$ 1.229.314,15
TASA DE ACTUALIZACIÓN ANUAL %	12 %	12 %	12 %
VAN	\$ -444.253,78	\$ -51.723,59	\$ -118.216,23
TIR (%)	1,37%	10,77%	6,64%
RBC	0,64	0,96	0,90
TIEMPO DE RECUPERACION DE LA INVERSIÓN	NUNCA	NUNCA	NUNCA

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH)

Elaborado por: Cristhian Alvear

Dado el análisis económico de los ingresos y egresos a 2 años después del trabajo de estimulación, mostrado en la **Tabla 2.21**, podemos notar que el trabajo de fracturamiento hidráulico en el pozo Drago Norte – 43 no fue rentable ya que el VAN (Valor Actual Neto) fue negativo, en los 3 escenarios presentados; de igual manera se observa que el TIR es inferior a la tasa de descuento (12 %); la relación beneficio/costo es menor que 1 en los 3 escenarios y por lo tanto la inversión realizada en este trabajo nunca será recuperada.

2.2.3 EVALUACIÓN DEL POZO DRAGO NORTE-48

2.2.3.1 Datos generales del pozo

TABLA 2.22 DATOS DEL POZO DRAGO NORTE-48

PERFORACIÓN		COMPLETACIÓN	
Inicio	03/07/2014	Inicio	06/08/2014
Fin	05/08/2014	Fin	18/08/2014
Tipo	Direccional	Levantamiento	Bombeo electrosumergible

Fuente: Petroamazonas EP.

Elaborado por: Cristhian Alvear

2.2.3.2 Topes formacionales del pozo Drago Norte-48

A continuación se presentan los topes formacionales y de las unidades geológicas en pies, los cuales fueron determinados mediante correlaciones entre pozos aledaños del campo Drago Norte:

TABLA 2.23 TOPES FORMACIONALES DEL POZO DRAGO NORTE-48

DRAGO NORTE-48	
FORMACIONES	MD
ORTEGUAZA	5646
TIYUYACU	6225
TENA	8091
BASAL TENA	8928
NAPO	8945
CALIZA M1	9251
CALIZA M2	9513
CALIZA A	9564
U SUPERIOR	9616
U INFERIOR	9694
CALIZA B	9812
T SUPERIOR	9861
T INFERIOR	9939
CALIZA C	10074
H SUPERIOR	10089
H INFERIOR	10124

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2014

Elaborado por: Cristhian Alvear

2.2.3.3 Parámetros petrofísicos del reservorio U inferior

TABLA 2.24 PETROFÍSICA DEL POZO DRAGO NORTE-48

PARÁMETROS	U INFERIOR
POROSIDAD (ϕ)	13,3%
SATURACION DE AGUA (S_w)	16,8%
PERMEABILIDAD ABSOLUTA (K)	305 md

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

Elaborado por: Cristhian Alvear

2.2.3.4 Historial de reacondicionamientos del pozo Drago Norte – 48

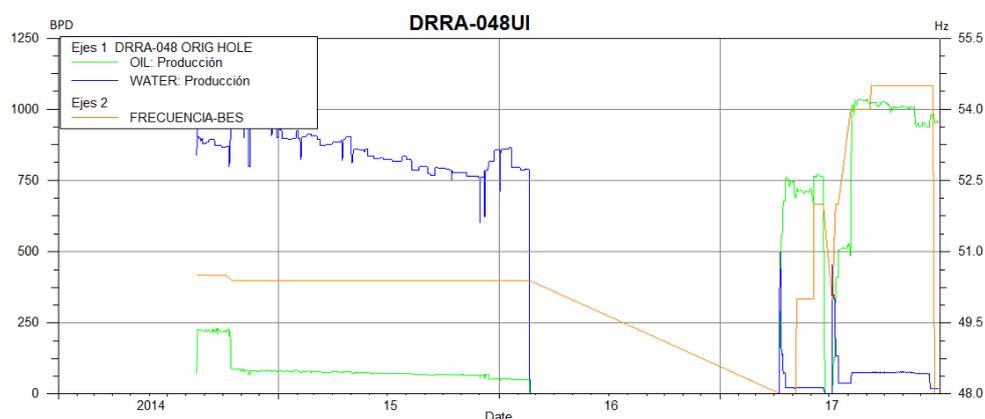
La perforación del pozo Drago Norte-48 inició el 03 de julio y finalizó el 05 de agosto de 2014 siendo este un pozo direccional tipo “S” con una profundidad de 10210 ft MD

El pozo fue completado del 06 al 18 de agosto de 2014 para producir de la arena U inferior con bombeo eléctrico sumergible con una producción de +/- 50 BPPD y un BSW= 94%; produciendo hasta el 20 de febrero de 2016 donde el pozo queda cerrado por bajo aporte; con un acumulado de producción de 47834,4 bls de petróleo a febrero de 2016, reservas remanentes de 4,91203 Mbbl y una K_{eq} estimada=200 md deciden realizar el WO. 01 en el pozo Drago Norte-48 que consistió en colocar un tapón CIBP a 9840' para evitar el ingreso de agua proveniente de la arena T inferior (donde se realizaron disparos para squeeze durante la etapa de completación) y realizar fracturamiento hidráulico en el intervalo 9718'-9739' (21') de la arena U inferior con el objetivo de sortear el daño de formación, mismo que se efectúa del 27 de marzo al 10 de abril de 2017 y luego del cual se tiene una producción de +/- 721,19 BPPD y un BSW = 3% hasta el 23 de junio de 2017, fecha en la que el pozo queda cerrado por equipo BES atascado con arena de fractura. Del 27 de junio al 07 de julio de 2017 se realiza el pulling del equipo BES y limpieza de arena de fractura. Luego del pulling el pozo Drago Norte-48 incrementa la producción en la arena U inferior a +/- 953,08 bbls/día hasta el 31 de diciembre de 2017.

Del WO.2 a la presente fecha no se han efectuado otros trabajos de reacondicionamiento.

2.2.3.5 Comportamiento de producción del pozo antes y después del fracturamiento

A continuación, en la **Figura 2.10**, se presenta el historial de producción del pozo en el último año:

FIGURA 2.10 PRODUCCIÓN EN 2017 DEL POZO DRAGO NORTE-48

Fuente: OilField Manager (OFM), 2017

Elaborado por: Cristhian Alvear

TABLA 2.25 PRUEBAS DE PRODUCCIÓN DEL POZO DRAGO NORTE-48

AÑO	MES	DIA	ARENA	BPPD	BSW	API
					%	
2016	Ene	22	U INFERIOR	50,64	94	30,4
2016	Feb	20	U INFERIOR	50,28	94	30,4
2017	Se realiza el fracturamiento hidráulico del 17 de marzo al 10 de abril de 2017					
2017	Abr	26	U INFERIOR	725,56	3	30,4
2017	May	30	U INFERIOR	724,59	3	30,4
2017	Jun	21	U INFERIOR	770,18	3	30,4
2017	Se realiza el pulling al equipo BES del 27 de junio al 07 de julio de 2017					
2017	Jul	7	U INFERIOR	0,046	99,99	30,4
2017	Jul	17	U INFERIOR	499,41	7	30,4
2017	Ago	15	U INFERIOR	1008,12	7	30,4
2017	Sep	13	U INFERIOR	1016,49	7	30,4
2017	Oct	28	U INFERIOR	1019,28	7	30,4
2017	Nov	30	U INFERIOR	958,83	7	30,4
2017	Dic	23	U INFERIOR	972,16	2	30,4

Fuente: SICOHI File Manager

Elaborado por: Cristhian Alvear

De los datos de producción registrados anteriormente del pozo Drago Norte-48, se observa que la producción promedio de petróleo en el año 2016 en la arena U inferior era de +/- 51,92 bbls/día, BSW = 94%; del 17 de marzo al 10 de abril de 2017 se realizó el trabajo de fracturamiento hidráulico a la arena U inferior. Después del fracturamiento el pozo continuó produciendo de la arena U inferior, incrementando la producción promedio a +/- 721,19 bls/día, BSW = 3%. Del 27 de junio al 07 de julio de 2017 se realiza el pulling del equipo BES y limpieza de arena de fractura. Luego del pulling el pozo Drago Norte-48 incrementa la

producción en la arena U inferior a +/- 953,08 bbls/día hasta el 31 de diciembre de 2017.

2.2.3.6 Graficas IPR antes y después del fracturamiento hidráulico

- **ANTES DEL FRACTURAMIENTO**

Previo al trabajo de fracturamiento se consideró los siguientes valores de presión de reservorio y permeabilidad:

TABLA 2.26 DATOS DE PRESIÓN Y PERMEABILIDAD EN EL POZO DRAGO NORTE - 48

Parámetro	Resultado	
P* @ Prof punz	2200,00	Psi
Ko_eq	200	md

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera, 2017

Elaborado por: Cristhian Alvear

- **DESPUES DEL FRACTURAMIENTO**

Después de realizado el fracturamiento hidráulico, el 06 de abril de 2017 se realiza una prueba de restauración de presión (Build Up), dicha gráfica se encuentra en el **Anexo 1**.

Como resultado de la prueba de restauración de presión del reservorio U inferior, se pudieron obtener los siguientes parámetros detallados en la **Tabla 2.27**.

TABLA 2.27 RESULTADOS DE BUILD UP DEL POZO DRAGO NORTE-48 DESPUÉS DEL FRACTURAMIENTO

Parámetro	Resultado	
Skin	-2,36	
ΔP_{Skin}	-87,59	Psi
P* @ Prof punz	1350	Psi
Ko_eq.h	5444,01	md.ft
Ko_eq	286,527	Md

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera, 2017

Elaborado por: Cristhian Alvear

Las curvas IPR se construyeron con las **ecuaciones 1.2 a 1.11** del método de Vogel para el cálculo de la IPR, descritas en el capítulo 1 de este trabajo, considerando los datos de producción registrados el 22 de enero de 2016 (antes del trabajo de fracturamiento hidráulico), 18 de mayo de 2017 (después del trabajo de fracturamiento hidráulico) y 08 de diciembre de 2017 (después del

WO.2: cambio de equipo BES). En la **Tabla 2.7** se presenta los datos necesarios para el cálculo de las curvas IPR junto con la corrección de las presiones de fondo fluyente a la profundidad de los punzados; además un ejemplo de cálculo para la curva IPR se presenta en el **Anexo 2**.

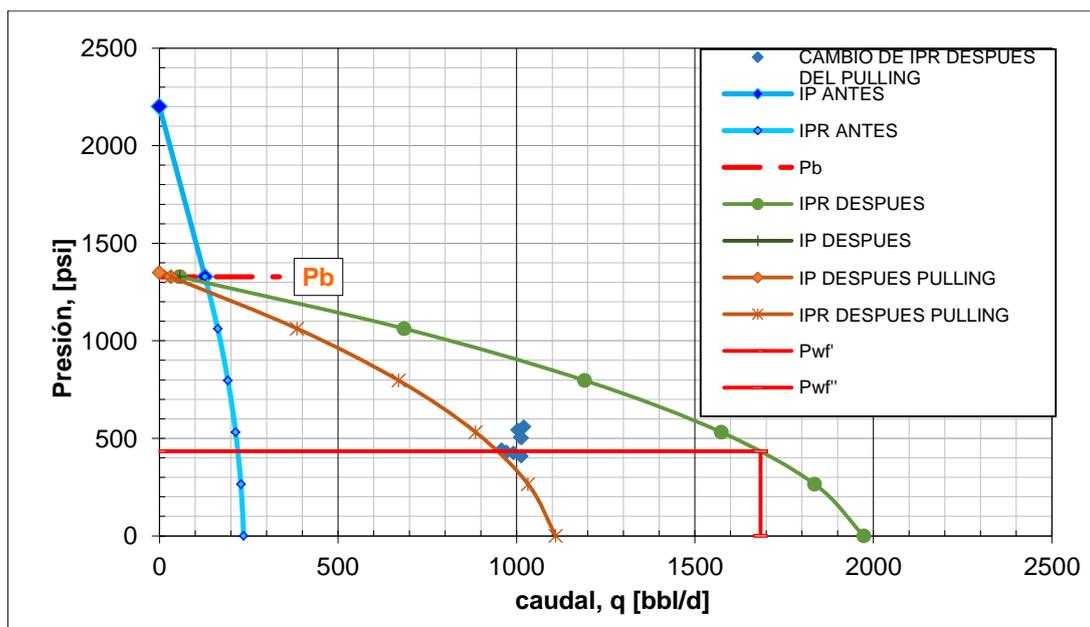
TABLA 2.28 VARIABLES PARA EL CÁLCULO DE CURVAS IPR EN EL POZO DRAGO NORTE-48

DATOS	ANTES DE FRACTURA	DESPUÉS DE FRACTURA	DESPUES DEL WO. 2 (CAMBIO BES)
Pr (psi)=	2200	1350	1350
Qo (bbl/d)=	50,64	770	948
Pb (psi)=	1328	1328	1328
Prof. Promedio de punzados (ft)=	9480	9480	9480
PIP (psi)=	1748	970	422
Prof. Del sensor (ft)=	9232,39	9343,02	9449
BSW (%)=	94	3	7
API=	30,4	30,4	30,4
Pwf corregida (psi)=	1854,40664	1022,08155	433,854078

Fuente: Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos (ARCH)

Elaborado por: Cristhian Alvear

FIGURA 2.11 CURVAS IPR DEL POZO DRAGO NORTE-48 ANTES, DESPUÉS DEL FRACTURAMIENTO Y DESPUÉS DEL WO. 2 (CAMBIO BES)



Elaborado por: Cristhian Alvear

En la tabla 2.32 se describen los parámetros obtenidos de las curvas IPR antes y después del trabajo de fracturamiento hidráulico.

TABLA 2.29 PARÁMETROS IPR EN EL POZO DRAGO NORTE-48

PARÁMETROS IPR			ANTES FRACTURA	DESPUÉS FRACTURA	DESPUES DEL WO. 2 (CAMBIO BES)
Índice de productividad	J	bpd/psi	0,14653	2,6	1,46
Caudal a Pb	qb	bbl/d	127,77	57	32
Caudal Máximo	qmax	bbl/d	235,88	1973	1110

Elaborado por: Cristhian Alvear

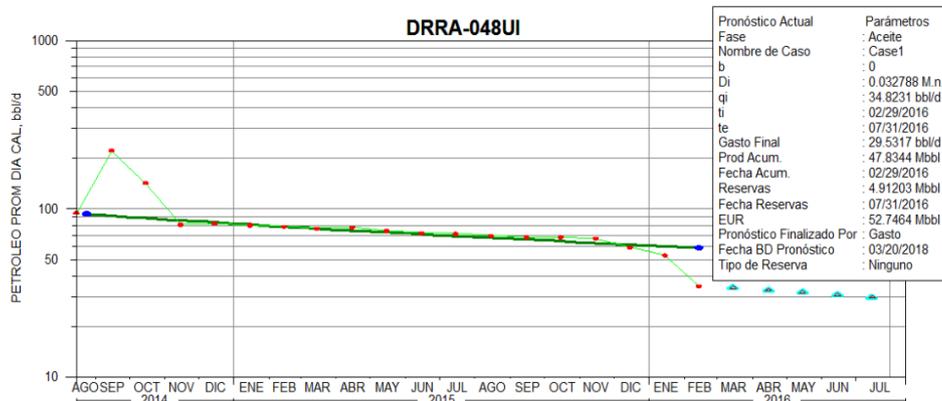
Analizando la **Figura 2.11** se puede notar el cambio en la productividad del pozo después del trabajo de fracturamiento hidráulico, el cual mejora en gran medida, ya que a finales de enero de 2016 antes de realizar el fracturamiento el IP calculado para el mismo era de tan solo 0,14653 bpd/psi y se estimaba un caudal máximo de 235,88 bbl/d; por otro lado en el mes de mayo, después de haberse realizado el fracturamiento hidráulico, el IP calculado era de 2,60 bpd/psi y con un caudal máximo de 1973 bbls/d. Sin embargo luego del WO.2 (cambio de BES) el pozo reduce su índice de productividad a IP= 1,46 bpd/psi con un caudal máximo de 1110 bbl/d. Dicha reducción se justifica ya que durante el control del pozo en el WO. 2 este tomó 630 bbls de fluido de control lo cual pudo crear daño en la cara de la fractura.

De lo anterior se puede concluir que el fracturamiento hidráulico mejoró el índice de productividad del pozo Drago Norte – 48; sin embargo a causa del atascamiento del equipo BES, que llevó a la realización del WO. 2 el índice de productividad del pozo disminuyó moderadamente.

2.2.3.7 Declinación de la producción antes y después del fracturamiento hidráulico

A continuación se presenta la curva de declinación de la producción estimada para el pozo Drago Norte-48, antes del trabajo de fracturamiento, realizada con el programa OFM y tomando en consideración la teoría y ecuaciones antes expuestas en la **sección 1.8** de curvas de declinación de la producción; en la misma se usó el método de declinación exponencial. Las reservas remanentes del pozo para el yacimiento U inferior fueron estimadas en 4,91203 Mbbbl con un tiempo de vida del pozo hasta el 31 de julio de 2016. La producción acumulada al 29 de febrero de 2016 fue de 47,8344 Mbbbl. Dicha curva de declinación se puede observar en la **Figura 2.12**.

FIGURA 2.12 CURVA DE DECLINACIÓN DEL POZO DRAGO NORTE-48 ANTES DEL FRACTURAMIENTO

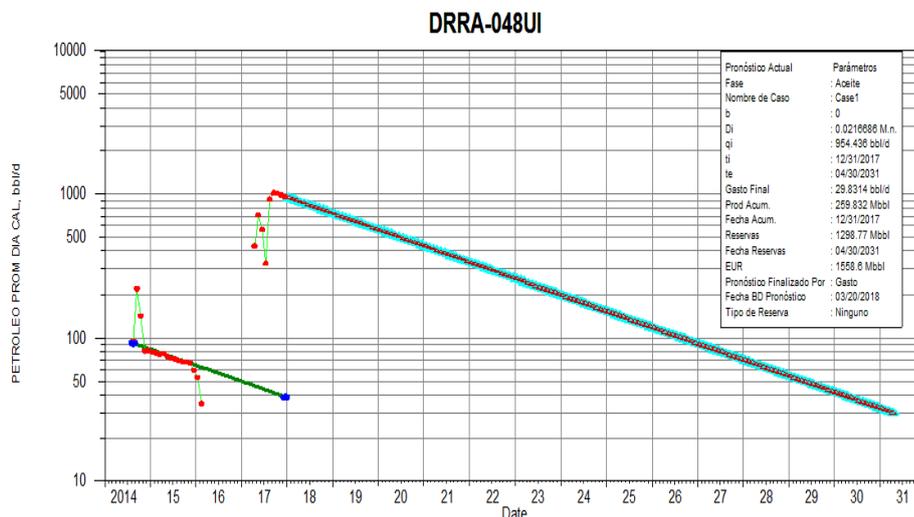


Fuente: OilField Manager OFM (OFM), 2017

Elaborado por: Cristhian Alvear

Después de realizado el trabajo de fracturamiento se presenta una nueva estimación de la declinación de la producción la cual se puede observar en la **Figura 2.13**, en la misma se usó el método de declinación exponencial. Las reservas remanentes del pozo Drago Norte - 48 para el yacimiento U inferior se estiman en 1298,77 Mbbl con un tiempo de vida del pozo hasta el 30 de abril de 2031 y la producción acumulada al 31 de diciembre de 2017 es de 259,832 Mbbls.

FIGURA 2.13 CURVA DE DECLINACIÓN DEL POZO DRAGO NORTE-48 DESPUÉS DEL FRACTURAMIENTO



Fuente: OilField Manager OFM (OFM), 2017

Elaborado por: Cristhian Alvear

2.2.3.8 Análisis económico del fracturamiento efectuado en el pozo Drago Norte – 48

A continuación se presenta el análisis económico del fracturamiento hidráulico del pozo Drago Norte-48 tomando como referencia 3 diferentes precios de venta del crudo: pesimista (\$40), moderado (\$60), optimista (\$70) y un costo de operación

total de 16,86 USD/BO; para el mismo se tomó los indicadores financieros VAN, TIR Y RCB descritos en la **sección 1.10** y las **ecuaciones 1.28 a 1.30** del capítulo 1 de este trabajo, además un ejemplo de cálculo de dichos indicadores se presenta en el **Anexo 3** y la producción mensual en el **Anexo 4**.

TABLA 2.30 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO DEL POZO DRAGO NORTE – 48

PRECIO DEL BARRIL	\$ 40	\$ 60	\$ 70
COSTOS POR FRACTURAMIENTO	\$ 762.242,21	\$ 762.242,21	\$ 762.242,21
COSTOS POR TRABAJOS POSTERIORES	\$ 272.106,02	\$ 272.106,02	\$ 272.106,02
COSTO UNITARIO DE PRODUCCIÓN	\$ 16,86	\$ 16,86	\$ 16,86
COSTOS DE OPERACIÓN	\$ 3.023.692,71	\$ 3.023.692,71	\$ 3.023.692,71
TOTAL VPN - INGRESOS	\$ 7.186.435,43	\$ 10.779.653,14	\$ 12.576.262,00
TOTAL VPN – EGRESOS	\$ 3.979.614,61	\$ 3.979.614,61	\$ 3.979.614,61
TASA DE ACTUALIZACIÓN ANUAL %	12 %	12 %	12 %
VAN	\$ 3.206.820,82	\$ 6.800.038,54	\$ 8.596.647,39
TIR (%)	51,02%	90,84%	110,48%
RBC	1,81	2,71	3,16
TIEMPO DE RECUPERACION DE LA INVERSIÓN	2 MESES Y 29 DÍAS	1 MES Y 10 DÍAS	1 MES Y 5 DÍAS

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH)

Elaborado por: Cristhian Alvear

Dado el análisis económico de los ingresos y egresos a 2 años después del trabajo de estimulación, mostrado en la **Tabla 2.30**, podemos notar que el trabajo de fracturamiento hidráulico en el pozo Drago Norte – 48 fue altamente rentable ya que el VAN (Valor Actual Neto) fue positivo, en los 3 escenarios presentados; de igual manera se observa que el TIR es ampliamente superior a la tasa de descuento (12 %); la relación beneficio/costo es mayor que 1 en los 3 escenarios y el máximo tiempo de recuperación de la inversión (en el escenario pesimista) es de apenas 2 meses y 29 días.

2.2.4 EVALUACIÓN DEL POZO DRAGO NORTE-51

2.2.4.1 Datos generales del pozo

TABLA 2.31 DATOS DEL POZO DRAGO NORTE-51

PERFORACIÓN		COMPLETACIÓN	
Inicio	01/04/2015	Inicio	25/04/2015
Fin	25/04/2015	Fin	08/06/2015
Tipo	Direccional	Levantamiento	Bombeo electrosumergible

Fuente: Petroamazonas EP.

Elaborado por: Cristhian Alvear

2.2.4.2 Topes formacionales del pozo Drago Norte-51

A continuación se presentan los topes formacionales y de las unidades geológicas en pies, los cuales fueron determinados mediante correlaciones entre pozos aledaños del campo Drago Norte:

TABLA 2.32 TOPES FORMACIONALES DEL POZO DRAGO NORTE-51

DRAGO NORTE-51	
FORMACIONES	MD
ORTEGUAZA	5,672
TIYUYACU	6,296
TENA	8,282
BASAL TENA	9,188
NAPO	9,201
CALIZA M1	9,516
CALIZA M2	9,797
CALIZA A	9,847
U SUPERIOR	9,892
U INFERIOR	9,950
CALIZA B	10,071
T SUPERIOR	10,120
T INFERIOR	10,172
CALIZA C	10,370
HOLLÍN SUPERIOR	10,383
HOLLÍN INFERIOR	10,411

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2015

Elaborado por: Cristhian Alvear

2.2.4.3 Parámetros petrofísicos del reservorio U inferior

TABLA 2.33 PETROFÍSICA DEL POZO DRAGO NORTE-51

PARÁMETROS	U INFERIOR
POROSIDAD (ϕ)	10,7%
SATURACION DE AGUA (S_w)	37,8%
PERMEABILIDAD ABSOLUTA (K)	130 md

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

Elaborado por: Cristhian Alvear

2.2.4.4 Historial de reacondicionamientos del pozo Drago Norte – 51

La perforación del pozo Drago Norte-51 inició el 01 de abril y finalizó el 25 de abril de 2015 siendo este un pozo direccional tipo “J” con una profundidad de 10517 ft MD

El pozo fue completado del 25 de abril al 08 de junio de 2015 para producir de la arena T inferior con bombeo eléctrico sumergible con una producción de +/- 120,16 BPPD; a inicios de marzo de 2016 el pozo declina su producción a +/- 45,2

BPPD motivo por el cual del 26 de mayo al 07 de junio de 2016, se realiza el WO. 01 que consistió en el cambio de zona productora de T inferior a U inferior.

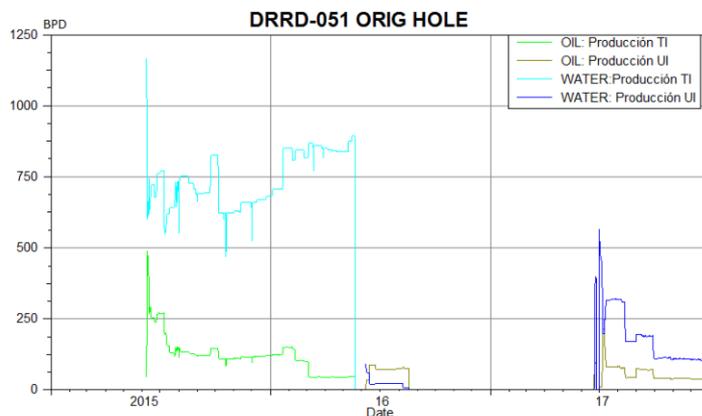
Después de haber realizado el WO. 01 se mantuvo una producción promedio de +/- 76,3 BPPD de la arena U inferior con un BSW promedio = 13,1% hasta el 18 de agosto de 2016, fecha en la que el pozo queda cerrado por bajo aporte. Con un acumulado de producción de 5108,55 bls de petróleo a agosto de 2016 y sus reservas remanentes de 2,09944 Mbbl, un daño de formación $S=27,3682$, una presión de reservorio $PI=1450$ psi y $Keq=50,6450$ md deciden realizar el WO. 02 en el pozo Drago Norte-51 que consistió en realizar fracturamiento hidráulico en la arena U inferior con el objetivo de sortear el daño de formación, mismo que se efectúa del 15 de junio al 01 de julio de 2017 y luego del cual se tiene una producción de +/- 53,08 BPPD y un BSW = 75%.

Del WO.2 a la presente fecha no se han efectuado otros trabajos de reacondicionamiento.

2.2.4.5 Comportamiento de producción del pozo antes y después del fracturamiento

A continuación, en la **Figura 2.14**, se presenta el historial de producción del pozo Drago Norte-51:

FIGURA 2.14 PRODUCCIÓN EN 2017 DEL POZO DRAGO NORTE-51



Fuente: OilField Manager (OFM), 2017

Elaborado por: Cristhian Alvear

TABLA 2.34 PRUEBAS DE PRODUCCIÓN DEL POZO DRAGO NORTE-51

AÑO	MES	DIA	ARENA	BPPD	BSW	API
					%	
2016	Jun	24	U INFERIOR	72,418	22,96	26,5
2016	Ago	8	U INFERIOR	77,112	8,2	26,5
2016	Ago	10	U INFERIOR	71,604	8,2	26,5
2016	Ago	14	U INFERIOR	72,68	8	26,5
2016	El pozo se apaga el 17 de agosto de 2016 por bajo aporte					

Continuación Tabla 2.34

AÑO	MES	DIA	ARENA	BPPD	BSW	API
					%	
2017	Se realiza el fracturamiento hidráulico del 15 de junio al 01 de julio de 2017					
2017	Jul	1	U INFERIOR	0,056	99,99	26,5
2017	Jul	25	U INFERIOR	80	80	26,5
2017	Ago	14	U INFERIOR	42,6	80	26,5
2017	Sep	30	U INFERIOR	40,5	73	26,5
2017	Oct	28	U INFERIOR	39,96	73	26,5
2017	Nov	2	U INFERIOR	40,77	73	26,5
2017	Nov	30	U INFERIOR	39,69	73	26,5
2017	Dic	28	U INFERIOR	37,53	73	26,5

Fuente: SICOHI File Manager

Elaborado por: Cristhian Alvear

De los datos de producción registrados anteriormente del pozo Drago Norte-51, se observa que la producción promedio de petróleo desde junio de 2016 (fecha en la que se empezó a producir de la arena U inferior) era de aproximadamente 76,3 bbls/día con un BSW promedio= 13,1 %. Después del fracturamiento hidráulico la producción de la arena U inferior del pozo Drago Norte-51 es de aproximadamente 39,96 bbls/día, BSW= 73% hasta el 31 de diciembre de 2017.

2.2.4.6 Graficas IPR antes y después del fracturamiento hidráulico

- **ANTES DEL FRACTURAMIENTO**

Para el diseño del programa de fracturamiento se tomaron los parámetros petrofísicos obtenidos de la prueba de presión realizada a la arena U inferior el 07 de junio de 2016. Dicha gráfica se encuentra en el **anexo 1**

Como resultado de la prueba de restauración de presión del reservorio U inferior, se pudieron obtener los siguientes parámetros detallados en la **Tabla 2.35**.

TABLA 2.35 RESULTADOS DE BUILD UP DEL POZO DRAGO NORTE-51 ANTES DEL FRACTURAMIENTO

Parámetro	Resultado	
Skin	27,3682	
P* @ Prof punz	1450	Psi
Ko_eq.h	1063,54	md.ft
Ko_eq	50,6450	Md

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera, 2016

Elaborado por: Cristhian Alvear

- **DESPUES DEL FRACTURAMIENTO**

Después de realizado el fracturamiento hidráulico, el 26 de junio de 2017 se realiza una prueba de restauración de presión (Build Up). Dicha gráfica se encuentra en el **anexo 1**

Como resultado de la prueba de restauración de presión del reservorio U inferior, se pudieron obtener los siguientes parámetros detallados en la Tabla 2.36

TABLA 2.36 RESULTADOS DE BUILD UP DEL POZO DRAGO NORTE-51 DESPUÉS DEL FRACTURAMIENTO

Parámetro	Resultado	
Skin	-3,138	
P* @ Prof punz	1450	Psi
Ko_eq.h	1398,54	md.ft
Ko_eq	66,59	Md

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera, 2017

Elaborado por: Cristhian Alvear

Las curvas IPR se construyeron con las **ecuaciones 1.2 a 1.11** del método de Vogel para el cálculo de la IPR, descritas en el capítulo 1 de este trabajo, considerando los datos de producción registrados el 07 de junio de 2016 (antes del trabajo de fracturamiento hidráulico) y los datos de producción registrados el 07 de junio de 2017 (después del trabajo de fracturamiento hidráulico). En la **Tabla 2.7** se presenta los datos necesarios para el cálculo de las curvas IPR junto con la corrección de las presiones de fondo fluyente a la profundidad de los punzados; además un ejemplo de cálculo para la curva IPR se presenta en el **Anexo 2**

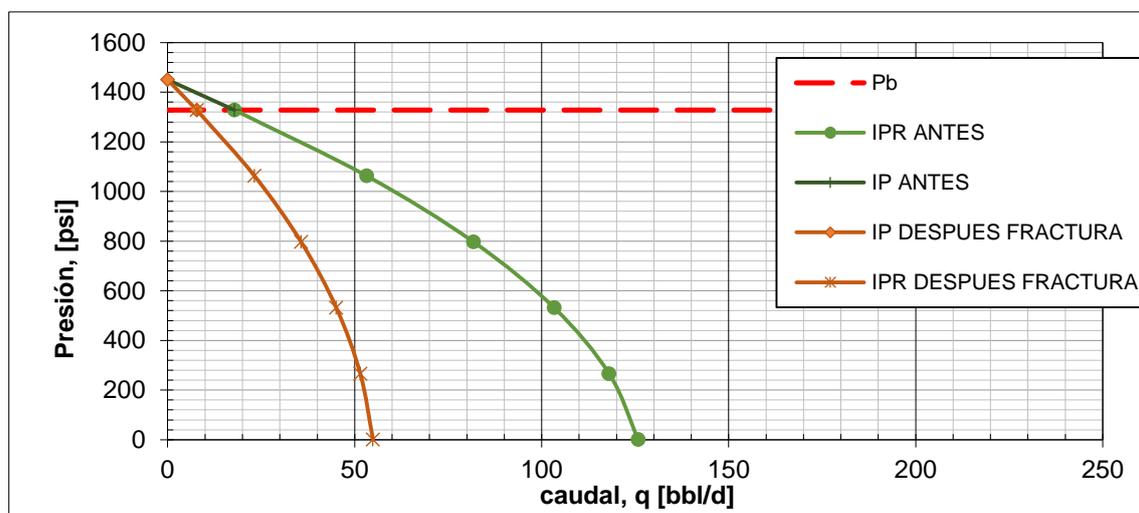
TABLA 2.37 VARIABLES PARA EL CÁLCULO DE CURVAS IPR EN EL POZO DRAGO NORTE-51

DATOS	ANTES DE FRACTURA	DESPUÉS DE FRACTURA
Pr (psi)=	1450	1450
Qo (bbl/d)=	78	42
Pb (psi)=	1328	1328
Prof. Promedio de punzados (ft)=	9545,8	9545,8
PIP (psi)=	-	460
Prof. Del sensor (ft)=	-	9116
BSW (%)=	8	73
API=	26,5	26,5
Pwf corregida (psi)=	836	640,872619

Fuente: Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos (ARCH)

Elaborado por: Cristhian Alvear

FIGURA 2.15 CURVAS IPR DEL POZO DRAGO NORTE-51 ANTES Y DESPUÉS DEL FRACTURAMIENTO



Elaborado por: Cristhian Alvear

En la **tabla 2.38** se describen los parámetros obtenidos de las curvas IPR antes y después del trabajo de fracturamiento hidráulico.

TABLA 2.38 PARÁMETROS IPR EN EL POZO DRAGO NORTE-51

PARÁMETROS IPR			ANTES FRACTURA	DESPUÉS FRACTURA
Índice de productividad	J	bpd/psi	0,15	0,06
Caudal a Pb	qb	bbl/d	18	8
Caudal Máximo	qmax	bbl/d	126	55

Elaborado por: Cristhian Alvear

Analizando la **Figura 2.15** se puede notar el cambio en la productividad del pozo después del trabajo de fracturamiento hidráulico, el cual disminuye en gran medida, ya que a finales de 2016 antes de realizar el fracturamiento el IP calculado para el mismo era de tan solo 0,1463 bpd/psi y se estimaba un caudal máximo de 126 bbl/d; por otro lado en el mes de octubre, después de haberse realizado el fracturamiento hidráulico, el IP calculado era de 0,06 bpd/psi y con un caudal máximo de 55 bbls/d. Dicha reducción se justifica ya que después del fracturamiento hidráulico se incrementa el BSW de 8% a 73%.

Ya que el BSW incrementa en gran medida luego del fracturamiento hidráulico, y considerando que los valores típicos de corte de agua en la arena U inferior no superan el 12%, se considera que durante el fracturamiento se creó una comunicación con la arena T inferior por detrás del casing; además dada la elevada presión de reservorio y producción de agua en T inferior se sospecha de un posible crossflow (flujo cruzado) hacia la arena U inferior. Para demostrar

dicha hipótesis se procede a construir el índice de productividad de agua e índice de inyectividad en la arena U inferior.

La curva de índice de productividad de agua se construyó con los mismos datos de la **Tabla 2.37** con un caudal de agua $Q_w = 112$ bbl/d; mientras que la curva de índice de inyectividad se calculó a partir de la **ecuación 1.17** tomando como datos los siguientes parámetros:

TABLA 2.39 PARÁMETROS DE INYECTIVIDAD DE AGUA EN LA ARENA UI, EN EL POZO DRAGO NORTE-51

Presión promedio Reservorio	Pr	1.450	Psi
Presión de Fractura	Pf	4.400	Psi
Permeabilidad	K	50,65	mD
Espesor útil	h	21	ft
Factor volumétrico agua	Bw	1	bbl/std bbl
Viscosidad del agua	μ_w	0,3748	Cp
Radio de drenaje	Re	820	ft
Radio del pozo	rw	0,35	ft
constante	x	0	
Factor Skin	S'	0	

Elaborado por: Cristhian Alvear

Además se corrigió la p_{wf} en T inferior a la altura de la cara de U inferior, de la siguiente manera:

TABLA 2.40 CORRECCIÓN DE PWF EN T INFERIOR PARA PWF EN U INFERIOR-DRAGO NORTE-51

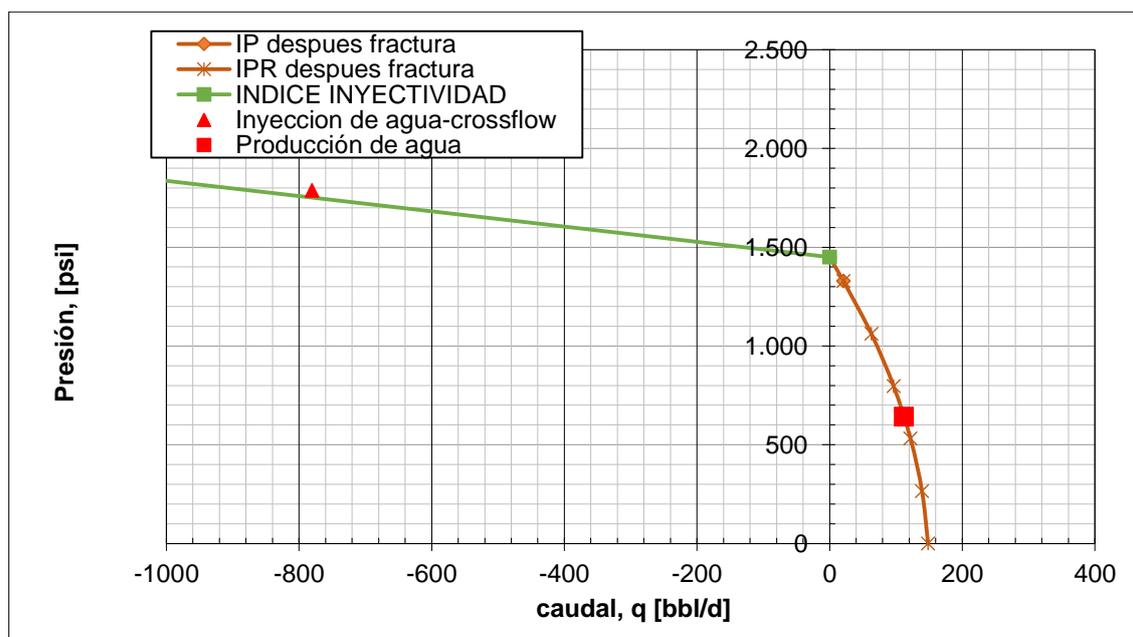
DATOS	
Pr (psi)=	2080
Prof. Promedio de punzados UI (ft)=	9545,8
Qw inyectada (BAPD)=	780,58
PIP (psi)=	1898
Prof. Promedio de punzados TI (ft)=	9798,4
BSW (%)=	100
API=	26,5
RESULTADO	
Pwf corregida (psi)=	1788,6242

Elaborado por: Cristhian Alvear

Para determinar el caudal de inyección se tomó la diferencia entre la última producción de agua en T inferior ($Q_{W_{Tinferior}} = 893$ bapd) y la producción de agua en U inferior ($Q_{W_{Uinferior}} = 112,42$ bapd)

A continuación se observan las curvas de índice de productividad de agua e inyectividad en conjunto

FIGURA 2.16 CURVAS ÍNDICE DE INYECTIVIDAD E IPR PARA DRAGO NORTE-51



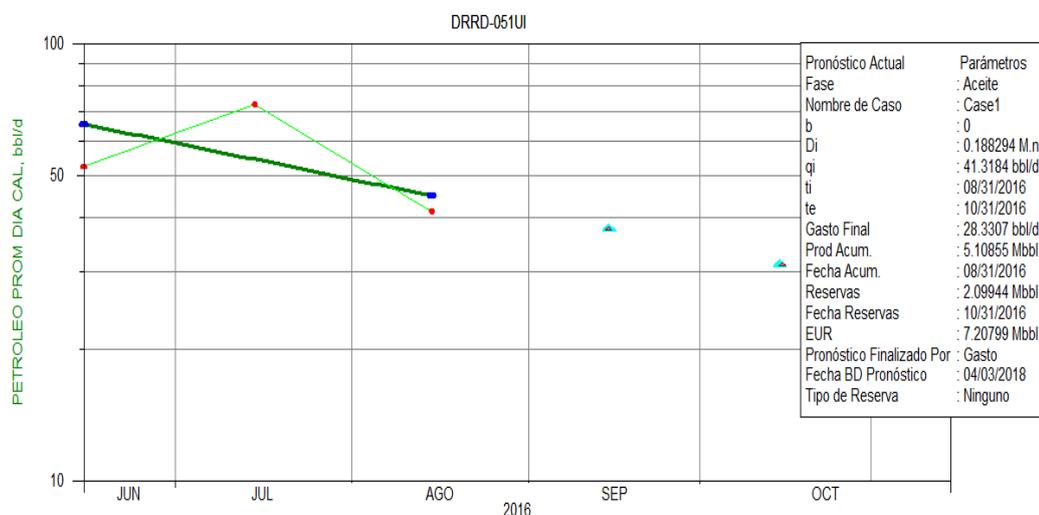
Elaborado por: Cristhian Alvear

Ya que la P_{wf} en la arena T inferior corregida a la altura de U inferior ($P_{wf} = 1788,62$ psi) es mayor que la presión de reservorio de U inferior ($P_r = 1450$ PSI) y el caudal de inyección de agua calculado a esa presión coincide con la curva de inyectividad, se pudo concluir que existe un crossflow (flujo cruzado) entre la arena T inferior y la arena U inferior. Este fenómeno es el responsable de la caída de productividad que presenta el pozo después del fracturamiento hidráulico.

2.2.4.7 Declinación de la producción antes y después del fracturamiento hidráulico

A continuación se presenta la curva de declinación de la producción estimada para el pozo Drago Norte-51, antes del trabajo de fracturamiento, realizada con el programa OFM y tomando en consideración la teoría y ecuaciones antes expuestas en la **sección 1.8** de curvas de declinación de la producción; en la misma se usó el método de declinación exponencial. Las reservas remanentes del pozo para el yacimiento U inferior fueron estimadas en 2,09944 Mbbl con un tiempo de vida del pozo hasta el 31 de octubre de 2016. La producción acumulada al 31 de agosto de 2016 fue de 5,10855 Mbbl. Dicha curva de declinación se puede observar en La **Figura 2.17**.

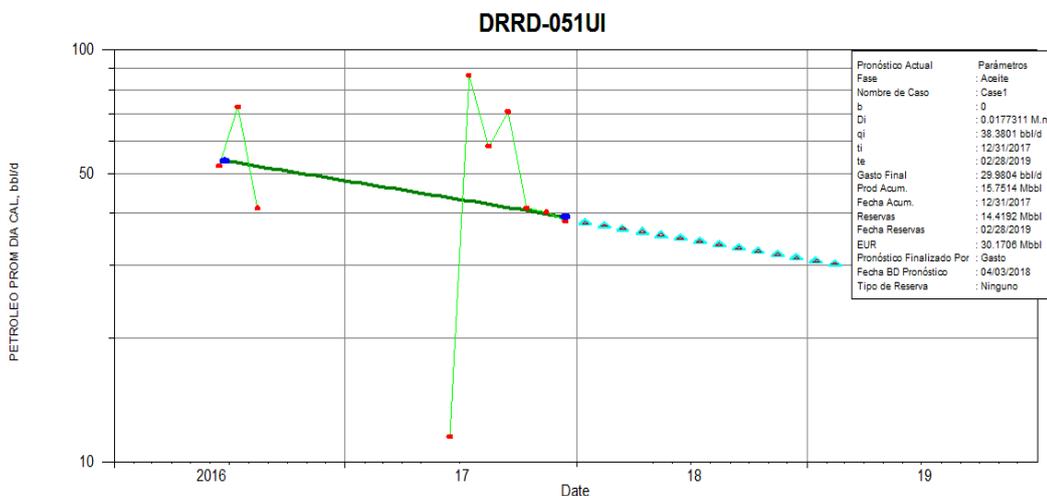
FIGURA 2.17 CURVA DE DECLINACIÓN DEL POZO DRAGO NORTE-51 ANTES DEL FRACTURAMIENTO



Fuente: OilField Manager OFM (OFM), 2017
 Elaborado por: Cristhian Alvear

Después de realizado el trabajo de fracturamiento se presenta una nueva estimación de la declinación de la producción la cual se puede observar en la **Figura 2.18**, en la misma se usó el método de declinación exponencial. Las reservas remanentes del pozo Drago Norte - 51 para el yacimiento U inferior se estiman en 14,4192 Mbbl con un tiempo de vida del pozo hasta el 28 de febrero de 2019 y la producción acumulada al 31 de diciembre de 2017 es de 15,7514 Mbbls.

FIGURA 2.18 CURVA DE DECLINACION DEL POZO DRAGO NORTE-51 DESPUÉS DEL FRACTURAMIENTO



Fuente: OilField Manager OFM (OFM), 2017
 Elaborado por: Cristhian Alvear

2.2.4.8 Análisis económico del fracturamiento efectuado en el pozo Drago Norte – 51

A continuación se presenta el análisis económico del fracturamiento hidráulico del pozo Drago Norte-51 tomando como referencia 3 diferentes precios de venta del crudo: pesimista (\$40), moderado (\$60), optimista (\$70) y un costo de operación total de 16,86 USD/BO; para el mismo se tomó los indicadores financieros VAN, TIR Y RCB descritos en la **sección 1.10** y las **ecuaciones 1.28 a 1.30** del capítulo 1 de este trabajo, además un ejemplo de cálculo de dichos indicadores se presenta en el **Anexo 3** y la producción mensual en el **Anexo 4**.

TABLA 2.41 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO DEL POZO DRAGO NORTE - 51

PRECIO DEL BARRIL	\$ 40	\$ 60	\$ 70
COSTOS POR FRACTURAMIENTO	\$ 388.077,64	\$ 388.077,64	\$ 388.077,64
COSTOS POR TRABAJOS POSTERIORES	\$ 0,00	\$ 0,00	\$ 0,00
COSTO UNITARIO DE PRODUCCIÓN	\$ 16,86	\$ 16,86	\$ 16,86
COSTOS DE OPERACIÓN	\$ 170.778,98	\$ 170.778,98	\$ 170.778,98
TOTAL VPN - INGRESOS	\$ 405.891,82	\$ 608.837,73	\$ 710.310,68
TOTAL VPN – EGRESOS	\$ 558.856,62	\$ 558.856,62	\$ 558.856,62
TASA DE ACTUALIZACIÓN ANUAL %	12 %	12 %	12 %
VAN	\$ -152.964,80	\$ 49.981,11	\$ 151.454,06
TIR (%)	4,55%	14,23%	18,57%
RBC	0,73	1,09	1,27
TIEMPO DE RECUPERACION DE LA INVERSIÓN	NUNCA	12 MESES Y 27 DÍAS	7 MESES Y 21 DÍAS

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH)

Elaborado por: Cristhian Alvear

Dado el análisis económico de los ingresos y egresos a 21 meses después del trabajo de estimulación (fecha en la que se cierra el pozo por bajo aporte), mostrado en la **Tabla 2.41**, podemos notar que el trabajo de fracturamiento hidráulico en el pozo Drago Norte – 51 fue rentable ya que el VAN (Valor Actual Neto) fue positivo, en los escenarios de \$60 y \$ 70; de igual manera se observa que el TIR es apenas superior a la tasa de descuento (12 %) cuando el precio del crudo es \$ 60 y es moderadamente superior con un precio de crudo de \$ 70; la relación beneficio/costo máxima que se puede obtener es $1,27 > 1$ con un precio alto de petróleo y el tiempo de recuperación de la inversión en este caso es de 7 meses y 21 días.

2.2.5 EVALUACIÓN DEL POZO DRAGO NORTE-27

2.2.5.1 Datos generales del pozo

TABLA 2.42 DATOS DEL POZO DRAGO NORTE-27

PERFORACIÓN		COMPLETACIÓN	
Inicio	20/01/2013	Inicio	24/02/2013
Fin	24/02/2013	Fin	11/03/2013
Tipo	Direccional	Levantamiento	Bombeo hidráulico

Fuente: Petroamazonas EP.

Elaborado por: Cristhian Alvear

2.2.5.2 Topes formacionales del pozo Drago Norte-27

A continuación se presentan los topes formacionales y de las unidades geológicas en pies, los cuales fueron determinados mediante correlaciones entre pozos aledaños del campo Drago Norte:

TABLA 2.43 TOPES FORMACIONALES DEL POZO DRAGO NORTE-27

DRAGO NORTE-27	
FORMACIONES	MD
BASAL TENA	9099
NAPO	9113
CALIZA M1	9420
CALIZA M2	9683
CALIZA A	9735
U SUPERIOR	9781
U INFERIOR	9847
BASE U INFERIOR	9912
CALIZA B	9957
T SUPERIOR	10013
T INFERIOR	10116
BASE T INFERIOR	10182
H SUPERIOR	10264
H INFERIOR	10331

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2013

Elaborado por: Cristhian Alvear

2.2.5.3 Parámetros petrofísicos del reservorio U inferior

TABLA 2.44 PETROFÍSICA DEL POZO DRAGO NORTE-27

PARÁMETROS	U INFERIOR
POROSIDAD (ϕ)	12%
SATURACION DE AGUA (S_w)	10%
PERMEABILIDAD ABSOLUTA (K)	337,16 md

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

Elaborado por: Cristhian Alvear

2.2.5.4 Historial de reacondicionamientos del pozo Drago Norte – 27

La perforación del pozo Drago Norte-27 inició el 20 de enero y finalizó el 24 de febrero de 2013 siendo este un pozo direccional con una profundidad de 10479' MD.

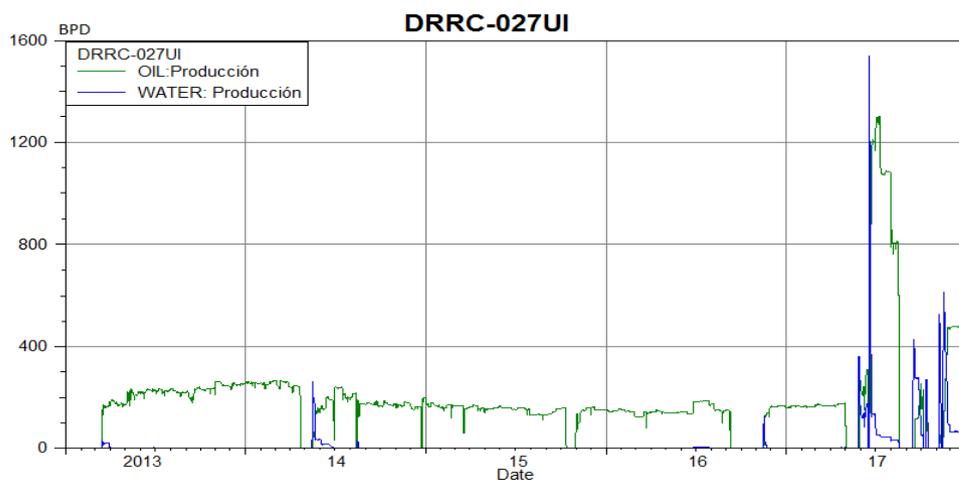
El pozo fue completado del 24 de febrero al 11 de marzo de 2013 para producir de la arena U inferior con bombeo hidráulico con una producción de +/- 251,59 BPPD; del 22 de abril al 16 de mayo de 2014 se realiza el WO. 01 que consistió en estimular la arena U inferior con ácido acético obteniendo una producción de +/- 152,18 BPPD, además en este reacondicionamiento se cambió el sistema de levantamiento a mecánico.

Después de haber realizado el WO. 01 se mantuvo una producción promedio de +/- 167,48 BPPD de la arena U inferior con un BSW promedio = 2%. Con un acumulado de producción de 246378 bls de petróleo a marzo de 2017 y sus reservas remanentes de 247,046 Mbbl, un daño de formación $S=8,7$, una presión de reservorio $PI= 1085$ psi y $Keq=56,6062$ md deciden realizar el WO. 02 en el pozo Drago Norte-27 que consistió en realizar fracturamiento hidráulico en la arena U inferior con el objetivo de sortear el daño de formación, mismo que se efectúa del 19 de mayo al 19 de junio de 2017 y luego del cual se tiene una producción de +/- 1030,27 BPPD y un BSW = 4%, hasta el 17 de agosto de 2017, fecha en la cual el pozo se apaga por posible atascamiento de la bomba BES. Del 25 de agosto al 12 de octubre de 2017 se realiza el WO. 03 en el pozo Drago Norte – 27 que consistió en realizar un pulling del equipo BES y estimulación matricial a la arena U inferior (para remediar el daño de formación causado por la toma de fluido de control que presentó el pozo en el mismo reacondicionamiento), sin embargo luego de apenas 3 días el pozo se apaga por falla eléctrica del motor. Se realiza el WO. 04 del 17 de octubre al 16 de noviembre de 2017, mismo que consistió en realizar el pulling del equipo BES (durante el reacondicionamiento queda en el pozo un pescado a 9596' y además el pozo toma fluido de control) y luego del cual se tiene una producción de +/- 480,04 BPPD.

Del WO.4 a la presente fecha no se han efectuado otros trabajos de reacondicionamiento.

2.2.5.5 Comportamiento de producción del pozo antes y después del fracturamiento

A continuación, en la **Figura 2.19**, se presenta el historial de producción del pozo en el último año

FIGURA 2.19 PRODUCCIÓN EN 2017 DEL POZO DRAGO NORTE-27

Fuente: OilField Manager (OFM), 2017

Elaborado por: Cristhian Alvear

TABLA 2.45 PRUEBAS DE PRODUCCIÓN DEL POZO DRAGO NORTE-27

AÑO	MES	DIA	ARENA	BPPD	BSW	API
					%	
2017	Ene	28	U INFERIOR	164,64	2	26,7
2017	Feb	28	U INFERIOR	170,52	2	26,7
2017	Mar	19	U INFERIOR	167,58	2	26,7
2017	Abr	02	U INFERIOR	168,56	2	26,7
2017	Abr	16	U INFERIOR	172,48	2	26,7
2017	Se realiza el fracturamiento hidráulico del 19 de mayo al 19 de junio de 2017					
2017	Jun	19	U INFERIOR	0,153	99,99	26,7
2017	Jun	27	U INFERIOR	1203,3	10	26,7
2017	Jul	12	U INFERIOR	1058,88	4	26,7
2017	Ago	13	U INFERIOR	806,4	4	26,7
2017	Ago	16	U INFERIOR	594,24	4	26,7
2017	Se realiza el WO.03: pulling al equipo BES y estimulación matricial a la arena UI del 25 de agosto al 12 de octubre de 2017					
2017	Oct	12	U INFERIOR	117	70	26,7
2017	Oct	13	U INFERIOR	180	60	26,7
2017	Se realiza el WO.04: pulling al equipo BES del 17 de octubre al 16 de noviembre de 2017					
2017	Nov	16	U INFERIOR	68	90	26,7
2017	Nov	25	U INFERIOR	480,52	18	26,7
2017	Nov	30	U INFERIOR	484,88	12	26,7
2017	Dic	17	U INFERIOR	481,36	12	26,7
2017	Dic	26	U INFERIOR	477,84	12	26,7

Fuente: SICOHI File Manager

Elaborado por: Cristhian Alvear

De los datos de producción registrados anteriormente del pozo Drago Norte-27, se observa que la producción promedio de petróleo a inicios del año 2017 en la arena U inferior era de +/- 168,76 bbls/día, BSW = 2%; del 19 de mayo al 19 de junio se realizó el trabajo de fracturamiento hidráulico a la arena U inferior. Después del fracturamiento el pozo continuó produciendo de la arena U inferior, incrementando la producción promedio a +/- 1030,27 bls/día, BSW = 4%; del 25 de agosto al 12 de octubre de 2017 se realiza el WO. 03, que consistió en realizar un pulling del equipo BES y estimulación matricial a la arena U inferior, sin embargo apenas 3 días después de terminar el reacondicionamiento, el pozo se apaga por una falla eléctrica presentada en el motor de la bomba BES, como se muestra en la tabla 2.45 esta producción no llega a estabilizarse y por lo tanto no se es significativa para el análisis. Del 17 de octubre al 16 de noviembre se realiza el pulling al equipo BES y luego de este reacondicionamiento se tiene una producción de +/- 480,04 bls/día con un BSW = 12%

2.2.5.6 Graficas IPR antes y después del fracturamiento hidráulico

- **ANTES DEL FRACTURAMIENTO**

Para el diseño del programa de fracturamiento se tomaron los parámetros petrofísicos obtenidos de la prueba de presión realizada a la arena U inferior el 16 de mayo de 2014 (durante el WO.1). Dicha grafica se observa en el **anexo 1**

Como resultado de la prueba de restauración de presión del reservorio U inferior, se pudieron obtener los siguientes parámetros detallados en la **Tabla 2.46**.

TABLA 2.46 RESULTADOS DE BUILD UP DEL POZO DRAGO NORTE-27 ANTES DEL FRACTURAMIENTO

Parámetro	Resultado	
Skin	8,7	
ΔP_{Skin}	245,981	Psi
P* @ Prof punz	1085	Psi
Ko_eq.h	1188,78	md.ft
Ko_eq	56,6062	md

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera, 2014

Elaborado por: Cristhian Alvear

- **DESPUES DEL FRACTURAMIENTO**

Después de realizado el fracturamiento hidráulico, el 10 de junio de 2017 se realiza otra prueba de restauración de presión (Build Up), la cual se puede observar en el **anexo 1**

Como resultado de la prueba de restauración de presión del reservorio U inferior, se pudieron obtener los siguientes parámetros detallados en la **Tabla 2.47**.

TABLA 2.47 RESULTADOS DE BUILD UP DEL POZO DRAGO NORTE-27 DESPUÉS DEL FRACTURAMIENTO

Parámetro	Resultado	
Skin	-2,822	
P* @ Prof punz	1085	Psi
Ko_eq.h	1188,78	md.ft
Ko_eq	56,6062	md

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera, 2017

Elaborado por: Cristhian Alvear

Las curvas IPR se construyeron con las **ecuaciones 1.2 a 1.11** del método de Vogel para el cálculo de la IPR, descritas en el capítulo 1 de este trabajo, considerando los datos de producción registrados el 02 de abril de 2017 (antes del trabajo de fracturamiento hidráulico), 13 de agosto de 2017 (después del trabajo de fracturamiento hidráulico) y 17 de diciembre de 2017 (después del WO.3 y WO. 4: estimulación y cambio de equipo BES). En la **Tabla 2.7** se presenta los datos necesarios para el cálculo de las curvas IPR junto con la corrección de las presiones de fondo fluyente a la profundidad de los punzados; además un ejemplo de cálculo para la curva IPR se presenta en el **Anexo 2**.

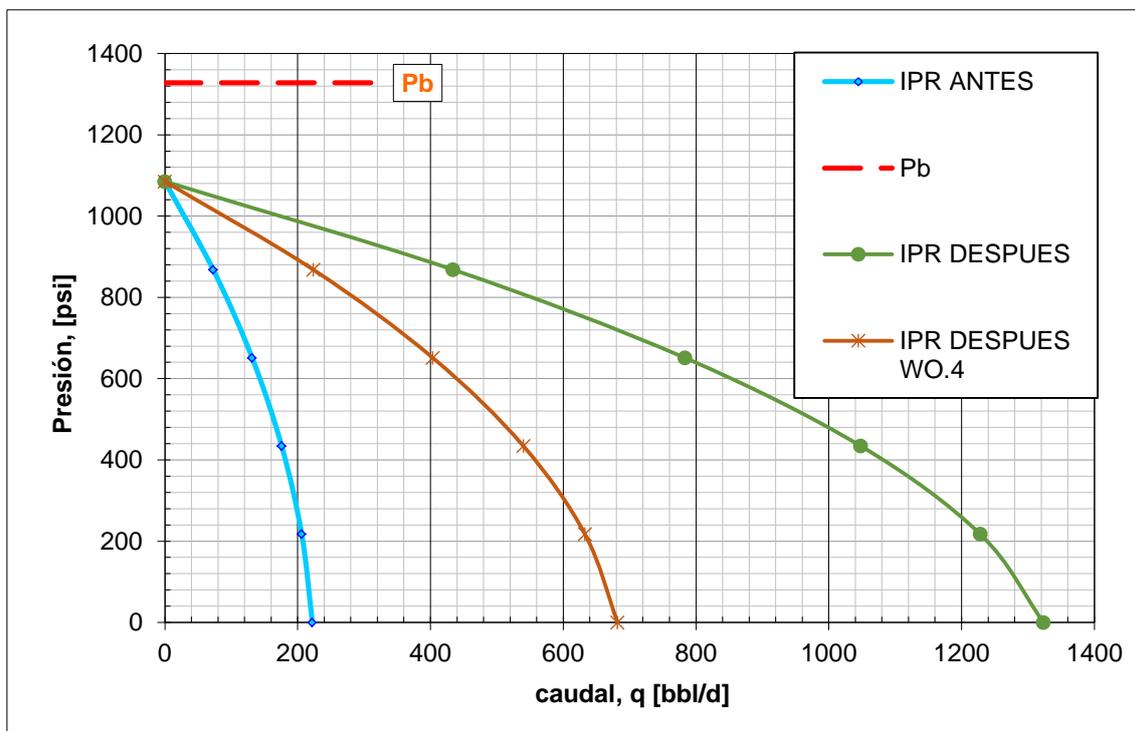
TABLA 2.48 VARIABLES PARA EL CÁLCULO DE CURVAS IPR EN EL POZO DRAGO NORTE-27

DATOS	ANTES DE FRACTURA	DESPUÉS DE FRACTURA	DESPUES DEL WO. 3 y WO. 4
Pr (psi)=	1085	1085	1085
Qo (bbl/d)=	168.56	806	481
Pb (psi)=	1328	1328	1328
Prof. Promedio de punzados (ft)=	9514	9514	9514
PIP (psi)=	467	463	408
Prof. Del sensor (ft)=	9492,6	9072,97	9188
BSW (%)=	2	4	12
API=	26,7	26,7	26,7
Pwf corregida (psi)=	475,310601	634,674073	536,085173

Fuente: Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos (ARCH)

Elaborado por: Cristhian Alvear

FIGURA 2.20 CURVAS IPR DEL POZO DRAGO NORTE-27 ANTES, DESPUÉS DEL FRACTURAMIENTO Y DESPUÉS DEL WO. 3 y WO. 04 (ESTIMULACIÓN MATRICIAL Y CAMBIO BES)



Elaborado por: Cristhian Alvear

En la **tabla 2.49** se describen los parámetros obtenidos de las curvas IPR antes y después del trabajo de fracturamiento hidráulico.

TABLA 2.49 PARÁMETROS IPR EN EL POZO DRAGO NORTE-27

PARÁMETROS IPR			ANTES FRACTURA	DESPUÉS FRACTURA	DESPUES DEL WO. 4 (CAMBIO BES)
Índice de productividad	J	bpd/psi	0,27647	1,79	0,88
Caudal Máximo	qmax	bbl/d	222,12	1323,54	681,93

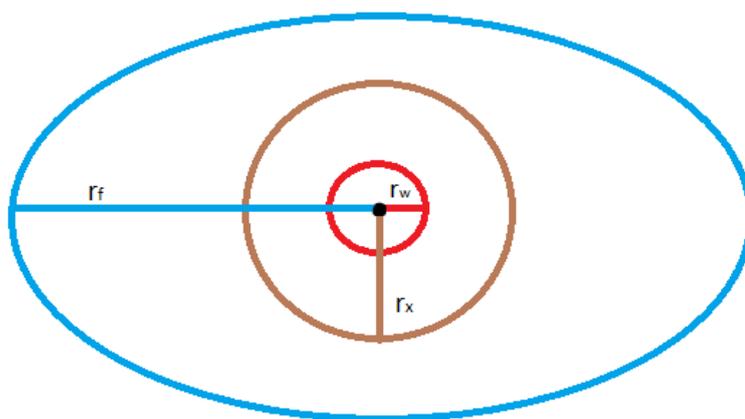
Elaborado por: Cristhian Alvear

Analizando el **gráfico 2.20** se puede notar el cambio en la productividad del pozo después del trabajo de fracturamiento hidráulico, el cual mejora en gran medida, ya que a principios de mayo de 2017 antes de realizar el fracturamiento el IP calculado para el mismo era de tan solo 0,277 bpd/psi y se estimaba un caudal máximo de 222,12 bbl/d; por otro lado en el mes de agosto, después de haberse realizado el fracturamiento hidráulico y una vez estabilizada la producción en la arena U inferior, el IP calculado es de 1,79 bpd/psi y estima un caudal máximo de 1323,54 bbls/d. Sin embargo luego de los WO. 3 y WO. 4 (estimulación matricial

y cambio BES) el pozo reduce su índice de productividad a $IP= 0,88$ bpd/psi con un caudal máximo de 681,93 bbl/d.

La disminución de productividad que se presenta entre el WO. 02 (fracturamiento hidráulico) y el WO. 04 se da ya que durante el WO.3 y WO.4 no se sellaron efectivamente los punzados fracturados, esto causó que el pozo tomara 2500 bbls de fluido de control especial, con un radio de daño dentro del yacimiento, $r_x = 39,39$ ft. Debido a esta invasión de fluido el reservorio dejó de aportar por lo que se realizó una estimulación matricial con 160 bbls que representó un radio de estimulación de 9,97 ft dentro de la formación; ya que el radio de daño no fue mayor que el radio de flujo bilineal creado por la fractura $r_f = 130,97$ ft y gracias al tratamiento de estimulación matricial se recuperó la producción, pero con una significativa disminución del índice de producción.

FIGURA 2.21 RADIO DE INVACIÓN DE FLUIDOS EN EL POZO DRAGO NORTE-27 DESPUÉS DEL WO. 3 y WO. 04 (ESTIMULACIÓN MATRICIAL Y CAMBIO BES)

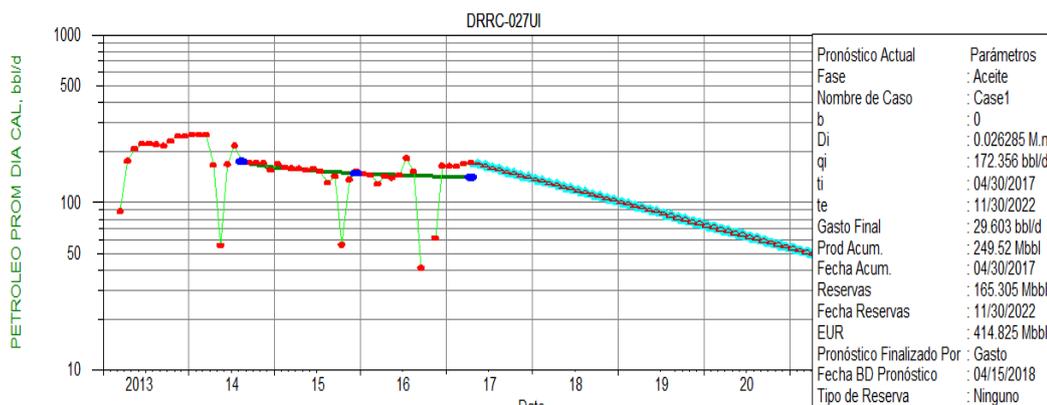


Elaborado por: Cristhian Alvear

2.2.5.7 Declinación de la producción antes y después del fracturamiento hidráulico

A continuación se presenta la curva de declinación de la producción estimada para el pozo Drago Norte-27, antes del trabajo de fracturamiento, realizada con el programa OFM y tomando en consideración la teoría y ecuaciones antes expuestas en la **sección 1.8** de curvas de declinación de la producción; en la misma se usó el método de declinación exponencial. Las reservas remanentes del pozo para el yacimiento U inferior fueron estimadas en 165,305 Mbbbl con un tiempo de vida del pozo hasta el 30 de noviembre de 2022. La producción acumulada al 30 de abril de 2017 fue de 249,52 Mbbbl. Dicha curva de declinación se puede observar en la **Figura 2.22**.

FIGURA 2.22 CURVA DE DECLINACIÓN DEL POZO DRAGO NORTE-27 ANTES DEL FRACTURAMIENTO

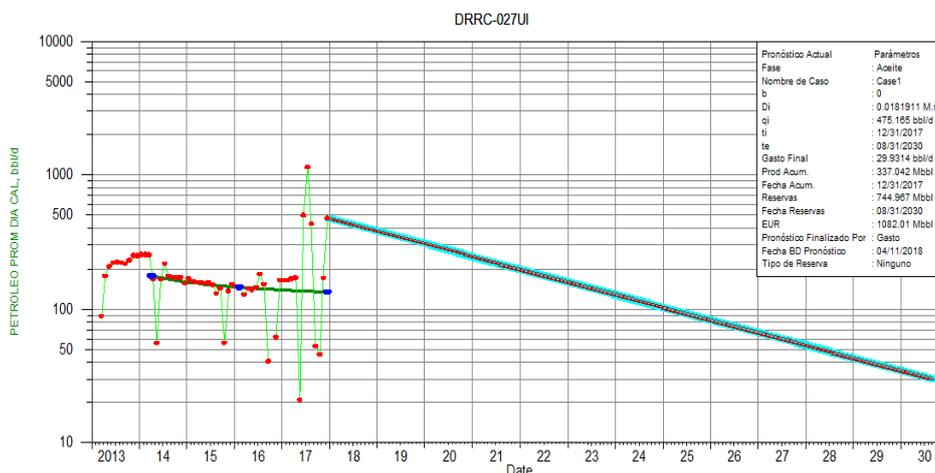


Fuente: OilField Manager OFM (OFM), 2017

Elaborado por: Cristhian Alvear

Después de realizado el trabajo de fracturamiento se presenta una nueva estimación de la declinación de la producción la cual se puede observar en la **Figura 2.23**, en la misma se usó el método de declinación exponencial. Las reservas remanentes del pozo Drago Norte -27 para el yacimiento U inferior se estiman en 744,967 Mbbl con un tiempo de vida del pozo hasta el 31 de agosto de 2030 y la producción acumulada al 31 de diciembre de 2017 es de 337,042 Mbbls.

FIGURA 2.23 CURVA DE DECLINACIÓN DEL POZO DRAGO NORTE-27 DESPUÉS DEL FRACTURAMIENTO



Fuente: OilField Manager OFM (OFM), 2017

Elaborado por: Cristhian Alvear

2.2.5.8 Análisis económico del fracturamiento efectuado en el pozo Drago Norte – 27

A continuación se presenta el análisis económico del fracturamiento hidráulico del pozo Drago Norte-27 tomando como referencia 3 diferentes precios de venta del crudo: pesimista (\$40), moderado (\$60), optimista (\$70) y un costo de operación

total de 16,86 USD/BO; para el mismo se tomó los indicadores financieros VAN, TIR Y RCB descritos en la **sección 1.10** y las **ecuaciones 1.28 a 1.30** del capítulo 1 de este trabajo, además un ejemplo de cálculo de dichos indicadores se presenta en el **Anexo 3** y la producción mensual en el **Anexo 4**.

TABLA 2.50 ANÁLISIS ECONÓMICO DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO DEL POZO DRAGO NORTE - 27

PRECIO DEL BARRIL	\$ 40	\$ 60	\$ 70
COSTOS POR FRACTURAMIENTO	\$ 570.803,39	\$ 570.803,39	\$ 570.803,39
COSTOS POR TRABAJOS POSTERIORES (2 trabajos)	\$ 936.120,82	\$ 936.120,82	\$ 936.120,82
COSTO UNITARIO DE PRODUCCIÓN	\$ 16,86	\$ 16,86	\$ 16,86
COSTOS DE OPERACIÓN	\$ 1.572.949,76	\$ 1.572.949,76	\$ 1.572.949,76
TOTAL VPN - INGRESOS	\$ 3.738.442,68	\$ 5.607.664,02	\$ 6.542.274,69
TOTAL VPN – EGRESOS	\$ 2.774.910,85	\$ 2.774.910,85	\$ 2.774.910,85
TASA DE ACTUALIZACIÓN ANUAL %	12 %	12 %	12 %
VAN	\$ 963.531,83	\$ 2.832.753,17	\$ 3.767.363,84
TIR (%)	25,70%	55,80%	74,40%
RBC	1,35	2,02	2,36
TIEMPO DE RECUPERACION DE LA INVERSIÓN	7 MESES Y 1 DÍA	5 MESES Y 2 DÍAS	4 MESES Y 13 DÍAS

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero (ARCH)

Elaborado por: Cristhian Alvear

Dado el análisis económico de los ingresos y egresos a 2 años después del trabajo de estimulación, mostrado en la **Tabla 2.50**, podemos notar que el trabajo de fracturamiento hidráulico en el pozo Drago Norte – 27 fue rentable ya que el VAN (Valor Actual Neto) fue positivo, en los 3 escenarios presentados; de igual manera se observa que el TIR es ampliamente superior a la tasa de descuento (12 %); la relación beneficio/costo es mayor que 1 en los 3 escenarios y el tiempo de recuperación de la inversión en el caso más pesimista es de 7 meses y 1 día.

CAPITULO III

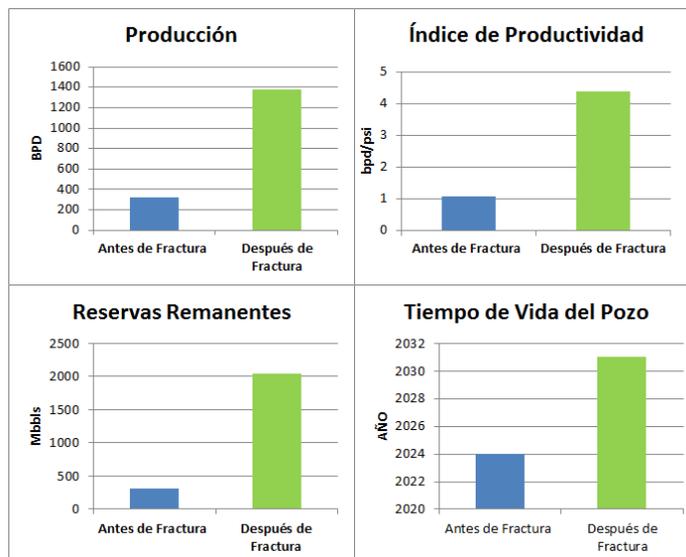
RESULTADOS Y DISCUSIÓN DE LOS RESULTADOS

3.1 RESULTADOS DEL ANÁLISIS REALIZADO EN DRAGO NORTE-15

Como se observa en la **figura 2.1** del comportamiento de producción de la arena U inferior del pozo Drago Norte-15 la producción antes del trabajo de fracturamiento hidráulico estaba estabilizada en +/- 320,1 bbls/día; por otro lado después de realizarse el fracturamiento hidráulico esta se incrementa a +/- 1378,79 bbls/día, lo que significa que actualmente se ha incrementado la producción en un 330,74 %. Además como se refleja en la **tabla 2.5** se mantiene un BSW=1% y un API= 26.2 antes y después de la fractura lo cual indica que la fractura no avanzó a profundidades mayores o iguales al contacto agua-petróleo (CAP)

El trabajo en el pozo Drago Norte – 15 consistió en realizar una fractura hidráulica de 28,50 m (93,5 ft) de longitud en el intervalo 9905'-9920', 9932'-9950' y 9962'-9970' (41') de la arena U inferior con el objetivo de sortear el daño de formación (S=13,94); al observar los resultados de la prueba de Build Up antes de la fractura notamos que el pozo presentaba un alto daño de formación, S= 13,94, mientras que después de realizado el trabajo no solo se eliminó el daño sino que se estimuló la formación (S = -2,14). Esta estimulación se refleja directamente en la productividad del pozo pasando de ser catalogado como “buen productor”, con un índice de productividad J = 1,069 bpd/psi, a un “excelente productor”, con un índice de productividad J = 4,3908 bpd/psi, según la clasificación de pozos según su índice de productividad presentada en la **tabla 1.4**. De igual manera, al observar la curva de declinación presentada en la Figura 2.3 las reservas remanentes se estimaban en 316,751 Mbbls con un tiempo de vida del pozo hasta el 30 de septiembre de 2024; mientras que después del fracturamiento hidráulico las reservas remanentes calculadas son de 2043,77 Mbbls con un tiempo de vida del pozo hasta el 30 de noviembre de 2031, es decir se extendió la vida del pozo en 7 años. Ver figura 3.1. Económicamente el fracturamiento fue altamente rentable dado que todos los indicadores de evaluación (VAN, TIR, RBC) fueron positivos y el mayor tiempo estimado de recuperación de la inversión es de apenas 1 mes y 5 días.

Por todo lo descrito anteriormente se puede concluir que el trabajo de fracturamiento hidráulico efectuado en el pozo Drago Norte-15 fue exitoso.

FIGURA 3.1 RESULTADOS DE ANÁLISIS DEL POZO DRAGO NORTE-15

Elaborado por: Cristhian Alvear

3.1.1 CRITERIOS QUE PROPICIARON EL ÉXITO DEL FRACTURAMIENTO DEL POZO DRAGO NORTE-15

Previo a la realización del fracturamiento hidráulico en el pozo Drago Norte – 15 realizaron una serie de análisis como: registros eléctricos (GR-CCL-VDL-Correlaciones), prueba de restauración de presión (daño de formación), historial de producción, propiedades petrofísicas y reservas remanentes que validaron al mismo como un buen candidato para este tipo de estimulación, entre estos tenemos:

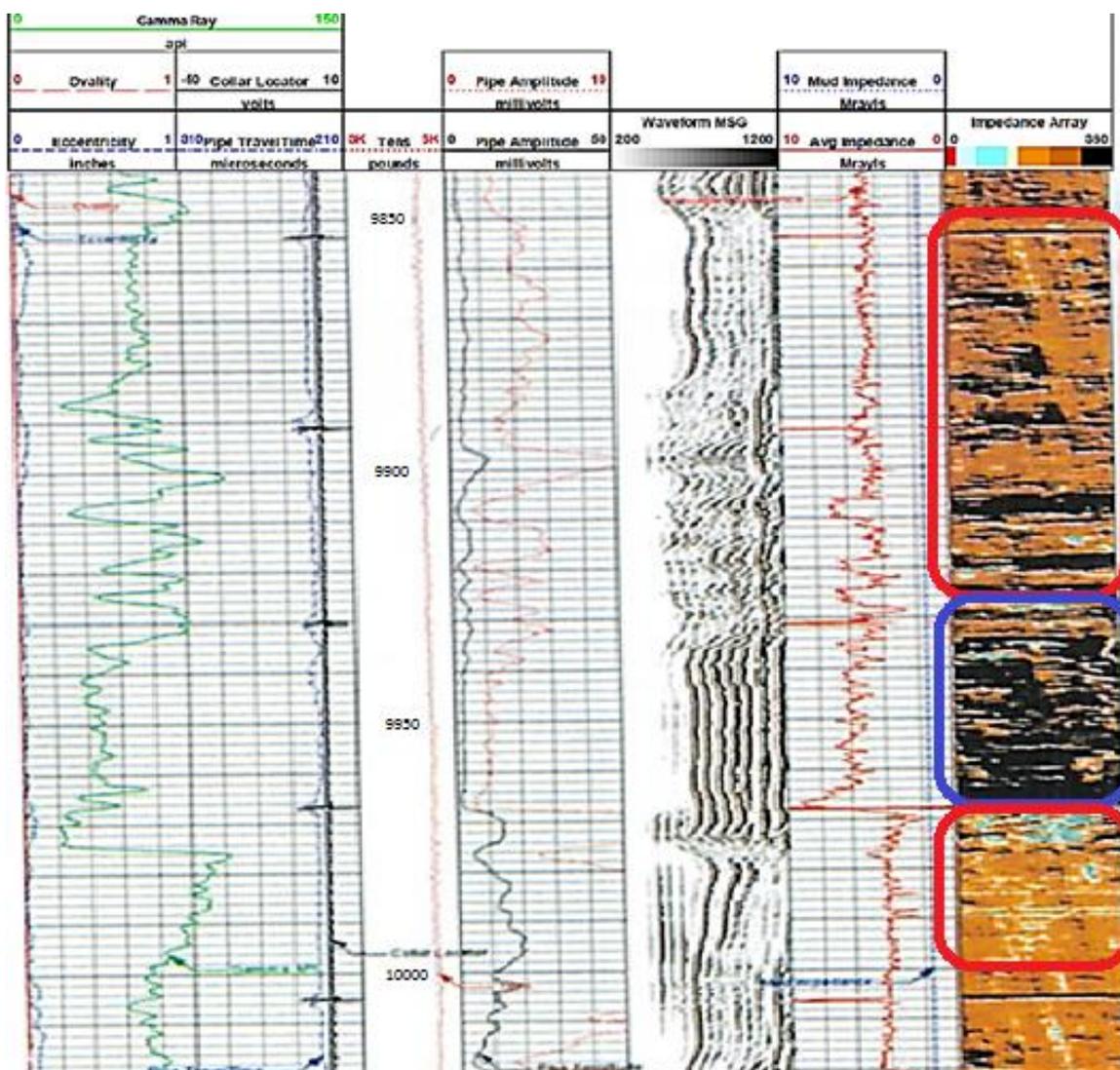
3.1.1.1 Calidad de cemento en el pozo

Con la Figura 3.2 y considerando la teoría de evaluación de registros de cementación presentada en la **sección 1.3.7.2** del capítulo 1 de este trabajo, se puede concluir que el intervalo 9850'-9935' tiene una calidad de cemento regular mostrando presencia de microanulos en el cemento; el intervalo 9935'-9970' tiene una muy buena calidad de cemento con casing-cemento y cemento-formación, mismo que se encuentra dentro del intervalo punzonado. Y del intervalo de 9970'-10000' se evidencia una adherencia regular a la formación y al casing.

Los intervalos disparados de la arena U inferior son los siguientes: 9905'-9920'; 9932'-9950' y 9962'-9970'. Dado que la cementación en la zona de los punzados es muy buena, se concluye que la misma será capaz de soportar las altas presiones que el fracturamiento hidráulico exige; esta zona forma un sello que evitará que el fluido de fractura migre y fracture el cemento superior o inferior al intervalo punzonado. Los intervalos 9850'-9935' y 9970'-10000' que se encuentran sobre y bajo los punzados respectivamente presentan una calidad de cementación regular, con presencia de microanulos; sin embargo estos no son un

gran problema para el proceso de fracturamiento hidráulico ya que estos se apretarán por la presión interna ejercida por el casing (Martin et al, 2010).

FIGURA 3.2 REGISTRO DE CEMENTACIÓN



Fuente: Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos (ARCH)
Elaborado por: Cristhian Alvear

3.1.1.2 Parámetros del reservorio

Las consideraciones del reservorio que deben ser consideradas previo a realizar una fractura se detallan en la **tabla 1.1**. Se puede notar que los parámetros propios del pozo Drago Norte - 15 cumplen con dichas consideraciones como se muestra en la **tabla 3.1**.

TABLA 3.1 COMPARATIVA ENTRE PARÁMETROS TÍPICOS DE CANDIDATOS A FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO VS PARÁMETROS REALES DEL POZO DRAGO NORTE-15

Parámetro	Parámetros a considerarse	Parámetros del pozo Drago Norte -15
Saturación de Petróleo	> 40%	79.3 %
Corte de Agua	< 30%	1 %
Presión de Reservorio	< 70% depletado	2284 psi
Espesor total del reservorio	> 10 m	12,4968 m

Fuente: Roshanay et al, 2010

Elaborado por: Cristhian Alvear

3.1.1.3 Pruebas de Restauración de Presión

Previo a realizar el fracturamiento hidráulico revisaron la prueba de restauración de presión en el pozo Drago Norte – 15 tomada durante la completación del pozo, determinando que se tenía un daño de formación $S = 13,9498$ y permeabilidad $K = 457,844$ Md, siendo estos parámetros suficientes para determinar que es factible realizar una fractura de corta penetración para crear un by-pass del daño de formación.

3.1.1.4 Historial de producción del pozo

Al revisar el histórico de producción notaron que en el año 2010, cuando el pozo fue completado, inicialmente se tenía una producción de 993 BPPD, misma que empezó a caer bruscamente en aproximadamente 2 años debido al daño de formación existente en la cara del pozo y a la depletación natural del reservorio. El elevado caudal inicial recuperado en los primeros años de vida del pozo muestra que el pozo tiene la conductividad suficiente para entregar altas ratas de crudo una vez se cree el by-pass al daño de formación

3.1.1.5 Compatibilidad del fluido de fractura con la formación

La arenisca en el pozo Drago Norte -15 presenta la siguiente composición:

Arenisca U inferior: cuarzosa, café clara, menos gris clara, subtranslúcida a subtransparente, de grano fino, friable, subredondeada, clasificación buena, matriz arcillosa, cemento no visible, regular porosidad, con mancha de hidrocarburo color café claro.

Ya que el yacimiento U inferior en el pozo Drago Norte-15 presenta una matriz arcillosa de grano fino, con tendencia a desmoronarse, puede haber una migración de finos durante el trabajo de fracturamiento, es por ello que previo a la estimulación se bombea el fluido ONE STEP GP, el cual es un sistema ácido gelificado que permitirá:

- Controlar la migración de los finos.
- La remoción del lodo de perforación.

- Estabilizar las arcillas.

Este fluido debe permanecer en remojo en la formación por lo menos por 2 horas; en el caso de este trabajo se lo dejó en el pozo por 6 horas.

Como fluido de fractura utilizaron el YF135HTD, este permite mejorar la eficiencia hidráulica de la fractura, lo cual lleva a obtener geometrías de fractura adecuadas, las letras YF indican que se trata de un fluido activado, la serie 100 significa que usan un gel linear basado en GUAR, con una carga de polímero equivalente a 30 gal/1000 gal y las letras HTD (High Temperature Delayed) significan que el fluido es retardado y para alta temperatura. (Freire y Chuiza, 2011).

Este fluido es seleccionado ya que la temperatura del yacimiento en la arena U inferior es 217 °F, por lo cual es necesario un fluido de fractura resistente a altas temperaturas, que no cambie sus propiedades reológicas en fondo y que sea capaz de transportar el apuntalante hacia el interior de la formación.

3.1.1.6 Tipo de apuntalante

Dado a que previo al inicio del trabajo de fracturamiento se realizó una prueba de DATA FRAC se pudo conocer el gradiente de fractura del ISIP (instant shut in pressure):

Gradiente frac. Del ISIP = 0.46 psi/ft

Profundidad a nivel de los punzados= 9481 ft

$$P_{frac} = \text{Gradiente frac.} \times \text{prof}$$

$$P_{frac} = 0.46 \times 9481 = 4361.26 \text{ psi}$$

La presión de fractura será la presión que el agente apuntalante deberá soportar para evitar el cierre de la fractura una vez haya cesado el bombeo del fluido de fractura; para este fin en el fracturamiento hidráulico del pozo Drago Norte – 15 seleccionaron el apuntalante CARBOLITE-20/40, mismo que al ser de tipo cerámico tiene las siguientes características:

TABLA 3.2 PROPIEDADES DEL APUNTALANTE CARBOLITE-20/40

CARBOLITE-20/40	
Estrés máximo soportado (PSI)	19000
Aberturas de malla (mm)	0.84-0.42
Porosidad	0.35

Fuente: Hernández y Soto, 2009 y Schechter R, 1992

Elaborado por: Cristhian Alvear

En conclusión el apuntalante podrá soportar la presión de cierre de la fractura y dotara a la misma de la suficiente conductividad para que el fluido del yacimiento

fluya hacia el pozo. Cabe recalcar que el exceso de resistencia que presenta este material se debe a que se espera que la presión de cierre de la fractura incremente a lo largo de la vida productiva del pozo fracturado.

3.1.2 TIPO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL SUGERIDO PARA EL POZO DRAGO NORTE – 15

Para la selección del sistema de levantamiento artificial adecuado, se comparó las características del fluido y de la formación del pozo Drago Norte – 15 con los criterios de selección presentados en las **Tablas 1.5 a 1.8**, dicha comparación se presenta a continuación en la **Tabla 3.3**.

TABLA 3.3 SELECCIÓN DEL MÉTODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ÓPTIMO PARA EL POZO DRAGO NORTE-15

PARÁMETRO	DRAGO NORTE-15	BCP	BES	BH	BM
API	26.2	ACEPTABLE	ACEPTABLE	ACEPTABLE	ACEPTABLE
PROFUNDIDAD (ft)	9481	ACEPTABLE	ACEPTABLE	EXCELENTE	ACEPTABLE
VISCOSIDAD (Cp)	1.54	DEFICIENTE	EXCELENTE	EXCELENTE	EXCELENTE
Temperatura de yacimiento (°F)	217	EXCELENTE	EXCELENTE	EXCELENTE	EXCELENTE
Caudal de producción (bbls/día)	1598.85	EXCELENTE	EXCELENTE	ACEPTABLE	ACEPTABLE
BSW %	1	EXCELENTE	EXCELENTE	EXCELENTE	EXCELENTE

Elaborado por: Cristhian Alvear

Como resultado de la comparación podemos notar que los métodos de levantamiento artificial que más se ajustan a las características del pozo Drago Norte – 15 son el bombeo electrosumergible (BES) y el método de bombeo hidráulico (BH), cualquiera de estos podrá ser usado como método de levantamiento artificial de este pozo; sin embargo se sugiere tomar como principal opción el Bombeo Electrosumergible (BES) ya que este presenta una mayor eficiencia manejando altos caudales de producción, misma que podría seguir incrementando en el pozo Drago Norte – 15 debido al éxito del trabajo de fracturamiento hidráulico; además dado que el mencionado pozo ha producido con BES desde su perforación, existen en la locación los equipos de superficie necesarios para dicho método.

3.2 RESULTADOS DEL ANÁLISIS REALIZADO EN DRAGO NORTE-43

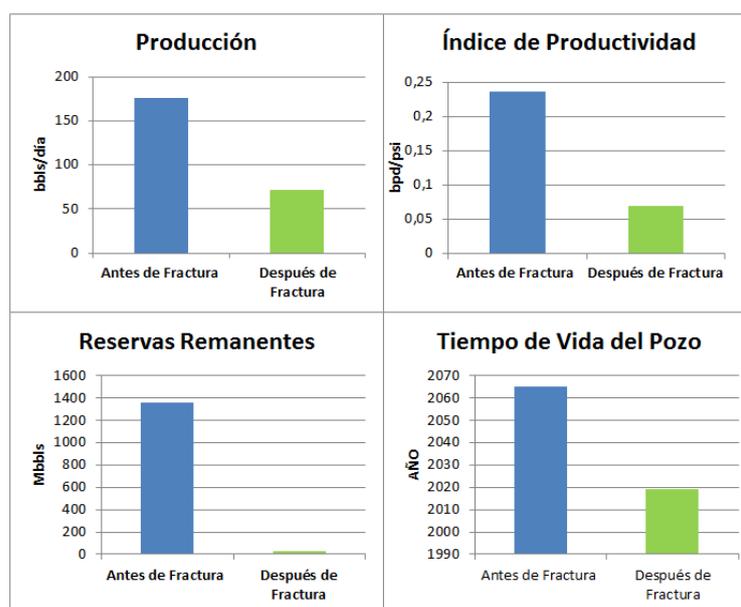
Como se observa en la **Figura 2.5** del comportamiento de producción de la arena U inferior del pozo Drago Norte-43 la producción antes del trabajo de fracturamiento hidráulico estaba estabilizada en +/- 175.76 bbls/día; después de realizarse el fracturamiento hidráulico esta se disminuye a +/- 71,54 bbls/día, lo que significa que actualmente se ha reducido la producción en un 59.29 %.

Al observar los resultados de la prueba de Build Up antes de la fractura notamos que el pozo presentaba un alto daño de formación, $S= 10,304$. El trabajo en el pozo Drago Norte – 43 consistió en realizar una fractura hidráulica de 31,22 m (102.43 ft) de longitud en el intervalo 10339'-10370' (31') y punzonar y realizar una fractura hidráulica de 32,14 m (105.45 ft) en el intervalo 10297'-10311' (14') de la arena U inferior con el objetivo de sortear el daño de formación; sin embargo durante el proceso operativo del fracturamiento el intervalo inferior de la arena "U inferior" 10339 – 10370' (31') queda cubierto de arena y no puede ser recuperado quedando solo el intervalo fracturado de 10297'-10311' (14') en producción como pudo ser comprobado en la **tabla 2.18**.

El trabajo de fracturamiento hidráulico en el intervalo 10297'-10311' (14') estimulo la formación ($S=-3,733$) sin embargo esta estimulación no fue reflejada en la producción ya que la permeabilidad en la formación es demasiado baja ($K=12,6142$) como para ser mejorada con una fractura de corta longitud.

Esta reducción en el intervalo productor y permeabilidad de la formación se refleja directamente en la productividad del pozo pasando de tener un índice de productividad $J = 0,23735$ bpd/psi, a un índice de productividad muy bajo de $J = 0,07$ bpd/psi. De igual manera, al observar la curva de declinación presentada en la **Figura 2.8** las reservas remanentes se estimaban en 1353,16 Mbbls con un tiempo de vida del pozo hasta el 30 de noviembre de 2065; mientras que después del fracturamiento hidráulico las reservas remanentes calculadas son de 23,8793 Mbbls con un tiempo de vida del pozo hasta el 31 de mayo de 2019, es decir el tiempo de vida del pozo se redujo 46 años. Ver figura 3.3

FIGURA 3.3 RESULTADOS DE ANÁLISIS DEL POZO DRAGO NORTE-43



Elaborado por: Cristhian Alvear

Económicamente el fracturamiento no fue rentable dado que todos los indicadores de evaluación (VAN, TIR, RBC) fueron negativos.

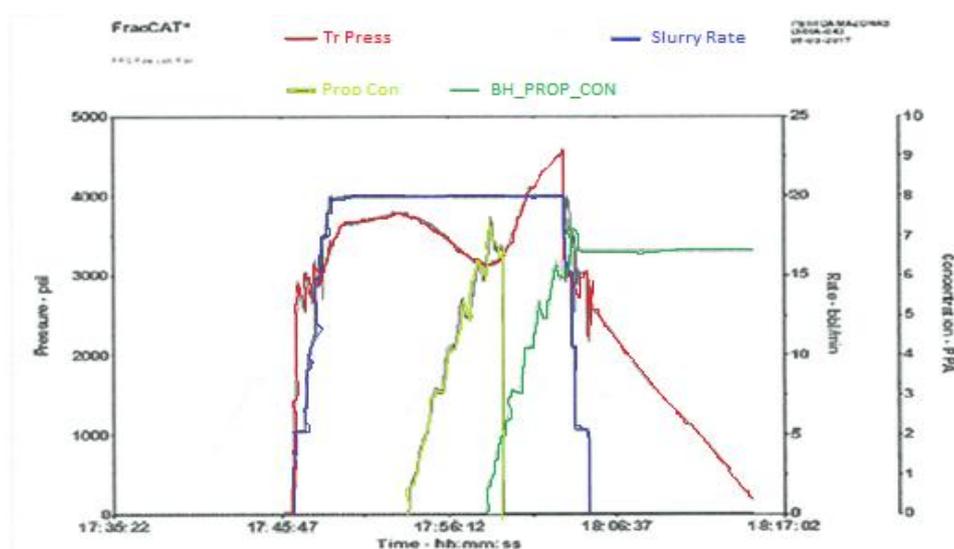
Por todo lo descrito anteriormente se puede concluir que el trabajo de fracturamiento hidráulico efectuado en el pozo Drago Norte-43 no fue satisfactorio.

3.2.1 RESULTADOS DE BOMBEO DE FRACTURA

- **Bombeo de fluido de fractura y apuntalante en el intervalo 10339'-10370' (31') de la arena U inferior**

Como se observa en la **Figura 3.4** la fractura hidráulica realizada en el intervalo 10339'-10370' se realiza según el objetivo propuesto; ingresando a la formación la mayor parte de apuntalante bombeado en superficie.

FIGURA 3.4 BOMBEO DE FLUIDO DE FRACTURA Y DECLINACIÓN DE PRESIÓN POZO DRAGO NORTE-43 - INTERVALO 10339'-10370'

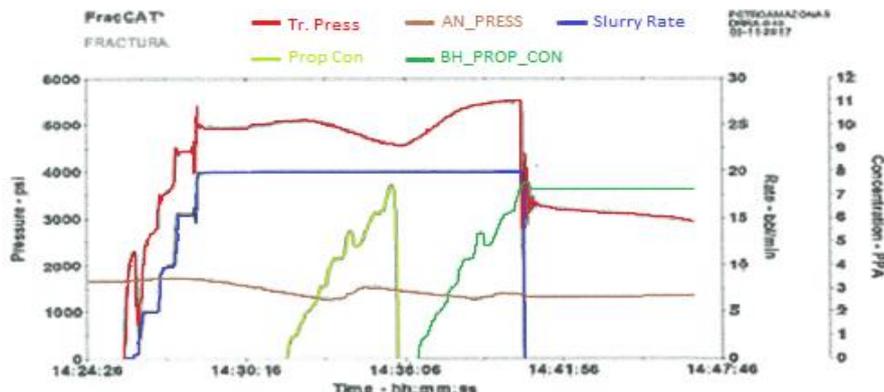


Fuente: Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos (ARCH)

- **Bombeo de fluido de fractura y apuntalante en el intervalo 10297'-10311' (14') de la arena U inferior**

Como se observa en la **Figura 3.5** la fractura hidráulica realizada en el intervalo 10297'-10311' se realiza según el objetivo propuesto; ingresando a la formación la mayor parte de apuntalante bombeado en superficie.

FIGURA 3.5 BOMBEO DE FLUIDO DE FRACTURA Y DECLINACIÓN DE PRESIÓN POZO DRAGO NORTE-43 - INTERVALO 10297'-10311'



Fuente: Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos (ARCH)

3.2.2 CRITERIOS QUE PROPICIARON EL TRABAJO NO SATISFACTORIO DEL FRACTURAMIENTO DEL POZO DRAGO NORTE-43

3.2.2.1 Problemas operativos

Analizado el resultado del trabajo de fracturamiento hidráulico en el pozo Drago Norte – 43 se observa, que una vez fracturado el intervalo 10339 – 10370' (31') de la arena U inferior no realizan una limpieza inmediata de la arena de fractura; esto ocasionó que, mientras se punzonaba y fracturaba el intervalo superior 10297'-10311' (14'), la arena de fractura se deposite en el fondo del pozo y cubra la zona de los punzados hasta 10280' (tope de arena apuntalante).

Inmediatamente realizan dos viajes de limpieza: en el BHA de limpieza #1 compuesto de la siguiente manera: 6 1/8" BROCA; 4 3/4" BIT SUB; 4 3/4" (2) DRILL COLLAR; 3 1/2" IF PIN X 3 1/2" EUE BOX X-OVER con Kelly swivel en la sarta. Rotan y circulan hasta 10355' con un peso sobre la broca de 2000/3000 lbs, 60 rpm, 170/300 torque relativo, 3,7 bpm. Sin embargo a 10355' no hay más avance y observan incremento de torque, por lo que deciden sacar el BHA de limpieza #1. Baján BHA de limpieza #2 con 6 1/8" BROCA; 5" CANASTA + 4 3/4" BIT SUB; 4 3/4" (6) DRILL COLLAR; 2 7/8" IF BOX X 3 1/2" IF PIN X-OVER, circulando y rotando desde 10355' hasta 10390' con 4000 /6000 lbs de peso sobre la broca, 300/3500 torque relativo, 80 rpm y circulan para recuperar arena de fractura CSG-TBG con 1000 psi en bomba y 3 bpm hasta tener retornos limpios.

Sin embargo cuando desconectan Kelly swivel de la sarta, notan que la tubería queda atascada. Luego de las operaciones de pesca queda pescado en el pozo a 10327' (punto de tope con la obstrucción) y declaran al intervalo inferior de la arena U inferior 10339-10370' (31') completamente cubierto por la arena y sin posibilidad de ser recuperado.

Por lo descrito anteriormente es importante realizar la limpieza de la arena de fractura inmediatamente después de terminar una operación de fracturamiento

hidráulico para evitar que la misma se asiente en el fondo del pozo ocasionando daños al mismo.

3.2.2.2 Diseño de fractura inadecuado para el intervalo 10297'-10311' (14')

Para el diseño de la fractura hidráulica realizada en el intervalo 10297'-10311' (14') asumen una permeabilidad $K = 109$ mD, igual a la que presenta el intervalo superior 10339-10370' (31') de la arena U inferior. Dada esta asunción se realiza una fractura hidráulica de corta penetración (longitud = 32,14 m) con el objetivo de sortear el daño de formación que pudiera causarse al punzonar dicho intervalo.

Sin embargo, como se puede notar en el build up realizado después de la fractura presentado en la **Tabla 2.16**, la permeabilidad de la formación U inferior en ese intervalo es de apenas 12.61 mD, por lo cual el diseño de fractura hidráulica para el intervalo 10297'-10311' (14') debió tener el objetivo de crear un camino de una permeabilidad mucho mayor a la original del yacimiento. Para cumplir con dicho objetivo se requiere una longitud de fractura aproximada de 300 m según se detalla en la **sección 1.5.2** de este documento.

El cambio de permeabilidad entre el intervalo inferior 10339-10370' (31') y el intervalo superior 10297'-10311' (14') se justifica ya que este último se encuentra entre la base de la arena U superior y el tope de la arena U inferior (10302 ft) según la **tabla 2.12** de topes formacionales del pozo Drago Norte-43. Esto nos indica que la arena punzonada en el intervalo 10339-10370' (31') y la arena punzonada en el intervalo 10297'-10311' (14') son diferentes y por lo tanto sus propiedades petrofísicas también cambiarán.

3.2.3 TIPO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL SUGERIDO PARA EL POZO DRAGO NORTE – 43

Para la selección del sistema de levantamiento artificial adecuado, se comparó las características del fluido y de la formación del pozo Drago Norte – 43 con los criterios de selección presentados en las **Tablas 1.5 a 1.8**, dicha comparación se presenta a continuación en la Tabla 3.4.

TABLA 3.4 SELECCIÓN DEL MÉTODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ÓPTIMO PARA EL POZO DRAGO NORTE-43

PARÁMETRO	DRAGO NORTE-43	BCP	BES	BH	BM
API	27,1	ACEPTABLE	ACEPTABLE	ACEPTABLE	ACEPTABLE
PROFUNDIDAD (ft)	9448.78	ACEPTABLE	ACEPTABLE	EXCELENTE	ACEPTABLE
VISCOSIDAD (Cp)	1.658	DEFICIENTE	EXCELENTE	EXCELENTE	EXCELENTE
Temperatura de yacimiento (°F)	220	EXCELENTE	EXCELENTE	EXCELENTE	EXCELENTE
Caudal de producción (bbls/día)	71,54	EXCELENTE	DEFICIENTE	EXCELENTE	EXCELENTE
BSW %	2	EXCELENTE	EXCELENTE	EXCELENTE	EXCELENTE

Elaborado por: Cristhian Alvear

Como resultado de la comparación se puede notar que el método de levantamiento artificial que más se ajusta a las características del pozo Drago Norte – 43 es el método de bombeo hidráulico (BH); sin embargo de no existir las facilidades de superficie necesarias para implementar dicho sistema de levantamiento, también se podrá tomar como alternativa el método de bombeo mecánico.

3.3 RESULTADOS DEL ANÁLISIS REALIZADO EN DRAGO NORTE-48

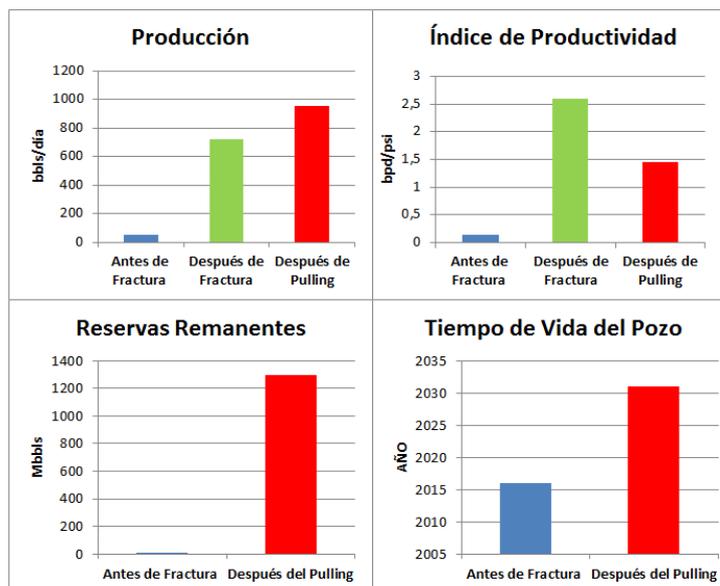
Como se observa en la **Figura 2.10** del comportamiento de producción de la arena U inferior del pozo Drago Norte-48 la producción antes del trabajo de fracturamiento hidráulico era de +/- 51.92 bbls/día; después de realizarse el fracturamiento hidráulico esta incrementa a +/- 721,19 bbls/día, lo que significa que actualmente se ha incrementado la producción en un 1289 %. Además como se refleja en la **tabla 2.25** el BSW se reduce del 94% al 3% después del WO.1, esto se debe al éxito del trabajo de aislamiento del ingreso de agua proveniente de la arena T inferior, mismo que se realizó previo al fracturamiento hidráulico del intervalo 9718'-9739' (21') de la arena U inferior

El trabajo en el pozo Drago Norte – 48 consistió en realizar una fractura hidráulica de 46,19 m (151.54199 ft) de longitud en el intervalo 9718'-9739' (21') de la arena U inferior con el objetivo de sortear el daño de formación; al observar la prueba de restauración de presión tomada después del trabajo de fractura, no solo se eliminó el daño sino que se estimuló la formación ($S = -2,36$). Esta estimulación se refleja directamente en la productividad del pozo pasando de ser catalogado como “mal productor”, con un índice de productividad $J = 0,14653$ bpd/psi, a un “excelente productor”, con un índice de productividad $J = 2,60$ bpd/psi, según la clasificación de pozos según su índice de productividad presentada en la **tabla 1.4**. Sin embargo después del pulling, originado por atascamiento del equipo BES con arena de fractura, el índice de productividad del pozo Drago Norte – 48 se reduce a $J = 1,46$ bpd/psi siendo considerado aún un “buen productor”.

De igual manera, al observar la curva de declinación presentada en la **Figura 2.12** las reservas remanentes se estimaban en 4,91203 Mbbbls con un tiempo de vida del pozo hasta apenas el 31 de julio de 2016; mientras que después del fracturamiento hidráulico las reservas remanentes calculadas son de 1298,77 Mbbbls con un tiempo de vida del pozo hasta el 30 de abril de 2031, es decir se extendió la vida del pozo en 15 años. Ver figura 3.6. Económicamente el fracturamiento fue altamente rentable dado que todos los indicadores de evaluación (VAN, TIR, RBC) fueron positivos.

Por todo lo descrito anteriormente se puede concluir que el trabajo de fracturamiento hidráulico efectuado en el pozo Drago Norte-48 fue exitoso.

FIGURA 3.6 RESULTADOS DE ANÁLISIS DEL POZO DRAGO NORTE-48



Elaborado por: Cristhian Alvear

3.3.1 RESULTADOS DE BOMBEO DE FRACTURA

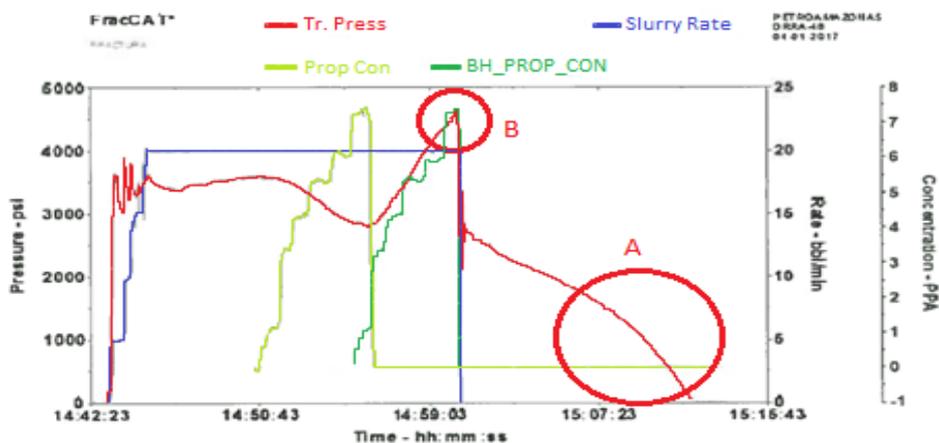
- **Bombeo de fluido de fractura y apuntalante en el intervalo 9718'-9739' (21') de la arena U inferior**

Como se observa en la **Figura 3.7** la fractura hidráulica realizada en el intervalo 9718'-9739' (21') se realiza según el objetivo propuesto; ingresando a la formación todo el apuntalante bombeado en superficie. Sin embargo como se observa en la **zona A** marcada en el gráfico, existe una declinación brusca de la pendiente en la presión de cierre de la fractura; esto indica que pudo haber un exceso de filtrado del fluido de fractura que ocasionó que la fractura no se extienda lo suficiente en alto como se había planeado en el diseño, además, en el **punto B** se observa que la presión previa al cese del bombeo de fluido de fractura es apenas mayor a la presión de fractura ($P_f = 4411,93$ psi), esto indica que no hubo suficiente presión para crear una compactación efectiva del apuntalante en la punta de la fractura, ocasionando que este quede poco consolidado y sea poco a poco expulsado de la fractura. Este fenómeno explica la abundante presencia de arena de fractura en el fondo del pozo que posteriormente causó el atascamiento del equipo BES. Además también puede ocasionar que siga produciéndose arena de fractura por un cierto tiempo, hasta que la presión de cierre de la formación compacte el apuntalante que quede en la fractura.

En vista de que el apuntalante está poco consolidado en la formación se debe tratar en lo posible, no parar la producción del pozo, dado que cuando el pozo es cerrado, la presión incrementa de nuevo y la presión de cierre de la fractura se reduce; cada vez que esto ocurre el empaquetamiento del

apuntalante se debilita, ocasionando que cada vez se expulse más apuntalante de la fractura (BJ Frac Manual, 2005).

FIGURA 3.7 BOMBEO DE FLUIDO DE FRACTURA Y DECLINACIÓN DE PRESIÓN POZO DRAGO NORTE-48



Fuente: Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos (ARCH)

Modificado por: Cristhian Alvear

3.3.2 CRITERIOS QUE PROPICIARON EL ÉXITO DEL FRACTURAMIENTO DEL POZO DRAGO NORTE-48

Previo a la realización del fracturamiento hidráulico en el pozo Drago Norte – 48 realizaron una serie de análisis como: registros eléctricos (GR-CCL-VDL-Correlaciones), historial de producción y propiedades petrofísicas que validaron al mismo como un buen candidato para este tipo de estimulación, entre estos tenemos:

3.3.2.1 Calidad de cemento en el pozo

Previo al trabajo de fracturamiento hidráulico corren un registro de cementación en el que determinan lo siguiente:

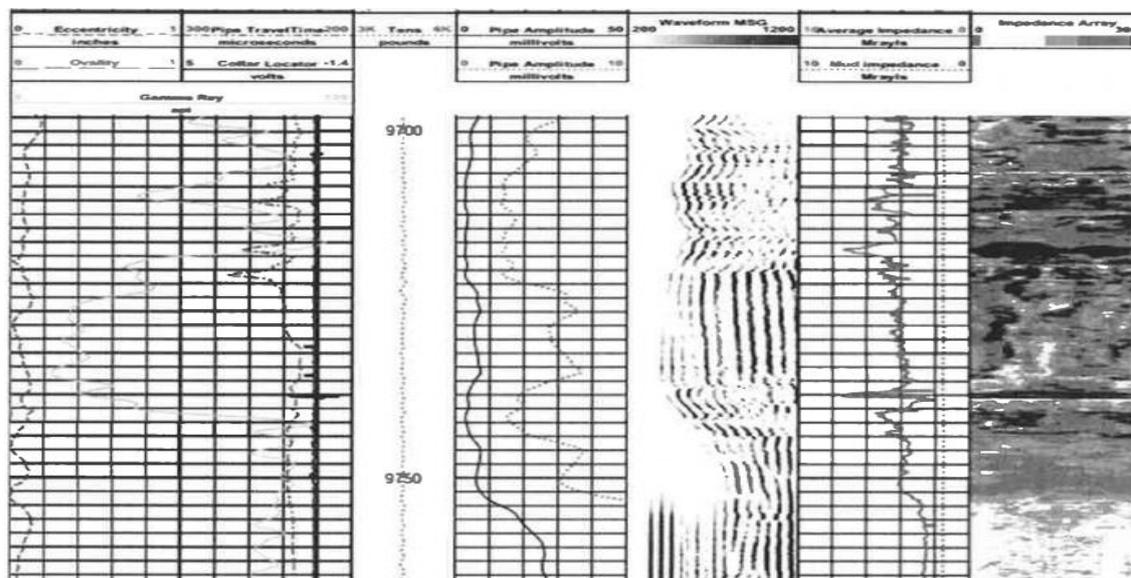
- Intervalo 9600'-9700': buena adherencia csg-cemento y cemento-formación
- Intervalo 9694'-9830': existe un pequeño canal con sello inferior entre 9740' y 9754'
- Intervalo 9754' – 9798': existe un fuerte canal con sello a 9804' donde se tiene buena adherencia csg-cemento y cemento-formación
- Intervalo 9830'-9940': cemento de regular a malo; con canal desde 9850' hasta 9940'.

El intervalo a ser fracturado es 9718'-9739' (21'), esta zona presenta un pequeño canal, sin embargo de 9740' a 9754' se encuentra un buen sello de cemento el cual contendrá la presión ejercida durante el fracturamiento hidráulico.

Además ya que existe un buen sello a 9804' se descarta el ingreso de agua desde T inferior por detrás del casing, y dan solución a dicho ingreso de agua colocando

un tapón CIBP a 9840', aislando de esta manera la arena U inferior de la arena T inferior. Ver figura 3.8

FIGURA 3.8 REGISTRO DE CEMENTACIÓN – POZO DRAGO NORTE - 48



Fuente: Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos (ARCH)

3.3.2.2 Parámetros del reservorio

Las consideraciones del reservorio que deben ser consideradas previo a realizar una fractura se detallan en la **tabla 1.1**. Se puede notar que los parámetros propios del pozo Drago Norte - 48 cumplen con dichas consideraciones como se muestra en la **tabla 3.5**.

TABLA 3.5 COMPARATIVA ENTRE PARÁMETROS TÍPICOS DE CANDIDATOS A FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO VS PARÁMETROS REALES DEL POZO DRAGO NORTE-48

Parámetro	Parámetros a considerarse	Parámetros del pozo Drago Norte - 48
Saturación de Petróleo	> 40%	83,2 %
Corte de Agua	< 30%	7 %
Presión de Reservorio	< 70% depletado	1350 psi
Espesor total del reservorio	> 10 m	6,4 m

Fuente: Roshanay et al, 2010

Elaborado por: Cristhian Alvear

Se observa que el espesor total del reservorio en el pozo Drago Norte – 48, es menor a la altura típica de los pozos seleccionados para fracturamiento hidráulico, sin embargo dado que se trata de una fractura hidráulica corta (Longitud = 151.54199 ft) esta característica no representó un mayor inconveniente al momento de realizar el trabajo de fractura.

3.3.2.3 Historial de producción del pozo

Al revisar el histórico de producción notaron que en el año 2014, cuando el pozo fue completado, inicialmente se tenía una producción de +/- 226 BPPD misma que declinó bruscamente en aproximadamente 2 meses. Por otro lado al analizar el excesivo BSW= 94 %, concluyeron que este no es típico de la arena U inferior, sino de T inferior, mismo que procedieron a remediar aislando las arena T inferior, reduciendo el corte de agua a un BSW= 3 %; este correcto análisis hizo que el pozo no sea descartado como candidato de fracturamiento hidráulico por elevado corte de agua.

3.3.2.4 Tipo de apuntalante

Dado a que previo al inicio del trabajo de fracturamiento se realizó una prueba de DATA FRAC se pudo conocer el gradiente de fractura del ISIP (instant shut in pressure):

Gradiente frac. Del ISIP = 0,59psi/ft

Profundidad a nivel de los punzados= 9480 ft

$$P_{frac} = \text{Gradiente frac.} \times \text{prof}$$

$$P_{frac} = 0.59 \times 9480 = 5593,2 \text{ psi}$$

La presión de fractura será la presión que el agente apuntalante deberá soportar para evitar el cierre de la fractura una vez haya cesado el bombeo del fluido de fractura; para este fin en el fracturamiento hidráulico del pozo Drago Norte – 48 seleccionaron el apuntalante CARBOLITE-20/40, mismo que al ser de tipo cerámico tiene las siguientes características:

TABLA 3.6 PROPIEDADES DEL APUNTALANTE CARBOLITE-20/40

CARBOLITE-20/40	
Estrés máximo soportado (PSI)	19000
Aberturas de malla (mm)	0.84-0.42
Porosidad	0.35

Fuente: Hernández y Soto, 2009 y Schechter R, 1992

Elaborado por: Cristhian Alvear

En conclusión el apuntalante podrá soportar la presión de cierre de la fractura y dotara a la misma de la suficiente conductividad para que el fluido del yacimiento fluya hacia el pozo. Cabe recalcar que el exceso de resistencia que presenta este material se debe a que se espera que la presión de cierre de la fractura incremente a lo largo de la vida productiva del pozo fracturado.

3.3.3 TIPO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL SUGERIDO PARA EL POZO DRAGO NORTE – 48

Para la selección del sistema de levantamiento artificial adecuado, se comparó las características del fluido y de la formación del pozo Drago Norte – 48 con los criterios de selección presentados en las **Tablas 1.5 a 1.8**, dicha comparación se presenta a continuación en la **Tabla 3.7**.

TABLA 3.7 SELECCIÓN DEL MÉTODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ÓPTIMO PARA EL POZO DRAGO NORTE-48

PARÁMETRO	DRAGO NORTE-48	BCP	BES	BH	BM
API	30,4	DEFICIENTE	EXCELENTE	EXCELENTE	ACEPTABLE
PROFUNDIDAD (ft)	9480	ACEPTABLE	ACEPTABLE	EXCELENTE	ACEPTABLE
VISCOSIDAD (Cp)	1.54	DEFICIENTE	EXCELENTE	EXCELENTE	EXCELENTE
Temperatura de yacimiento (°F)	217	EXCELENTE	EXCELENTE	EXCELENTE	EXCELENTE
Caudal de producción (bbls/día)	953,08	EXCELENTE	ACEPTABLE	EXCELENTE	ACEPTABLE
BSW %	7	EXCELENTE	EXCELENTE	EXCELENTE	EXCELENTE

Elaborado por: Cristhian Alvear

Como resultado de la comparación se puede notar que el método de levantamiento artificial que más se ajusta a las características del pozo Drago Norte – 48 es el método de bombeo hidráulico (BH), más específicamente se recomienda utilizar una bomba jet, ya que la misma al no poseer partes móviles será capaz de manejar sin ningún problema el apuntalante que pueda seguir saliendo de la fractura hidráulica creada en el pozo.

3.4 RESULTADOS DEL ANÁLISIS REALIZADO EN DRAGO NORTE-51

Como se observa en la **Figura 2.14** del comportamiento de producción de la arena U inferior del pozo Drago Norte-51 la producción antes del trabajo de fracturamiento hidráulico estaba estabilizada en +/- 73,45 bbls/día; después de realizarse el fracturamiento hidráulico esta se disminuye a +/- 39,69 bbls/día, lo que significa que actualmente se ha reducido la producción en un 45,96 %.

Además como se refleja en la **tabla 2.34** se tiene un BSW=8,2% antes del fracturamiento, sin embargo después de la fractura el porcentaje de agua incrementa a BSW= 73%. Como se muestra en la **Figura 2.16** dicho incremento de agua se debe a la comunicación por detrás del casing que se creó entre las arenas T inferior y U inferior durante el trabajo de fracturamiento hidráulico.

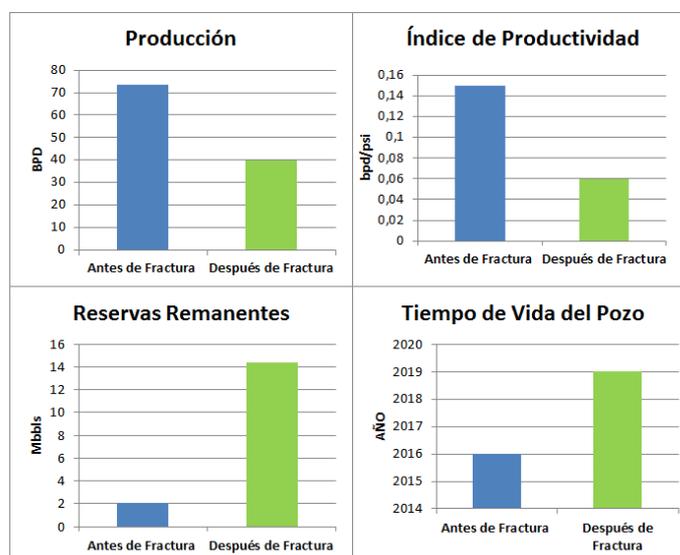
Al observar los resultados de la prueba de Build Up antes de la fractura notamos que el pozo presentaba un alto daño de formación, $S= 27,368$. El trabajo en el pozo Drago Norte – 51 consistió en realizar una fractura hidráulica de 44,12 m (144,75 ft) de longitud en los intervalos 9958'-9963'; 9966'-9970'; 9979'-10003' de la arena U inferior con el objetivo de sortear el daño de formación.

El trabajo de fracturamiento hidráulico, estimuló la formación ($S=-3,138$) sin embargo esta estimulación no fue reflejada en la producción debido al crossflow de la arena T inferior en la arena U inferior que se produce después del fracturamiento hidráulico, lo cual hace que la arena U inferior no produzca libremente.

El crossflow entre las arenas se refleja directamente en la productividad del pozo pasando de tener un índice de productividad $J = 0,15$ bpd/psi, a un índice de productividad más bajo de $J = 0,06$ bpd/psi. De igual manera, al observar la curva de declinación presentada en la **Figura 2.17** las reservas remanentes se estimaban en 2,09944 Mbbls con un tiempo de vida del pozo hasta el 31 de octubre de 2016; mientras que después del fracturamiento hidráulico las reservas remanentes calculadas son de 14,4192 Mbbl con un tiempo de vida del pozo hasta el 28 de febrero de 2019, es decir el tiempo de vida del pozo es de apenas 14 meses. Ver figura 3.9. Económicamente el fracturamiento fue rentable dado que todos los indicadores de evaluación (VAN, TIR, RBC) fueron negativos para el escenario de precio de crudo de \$ 40; sin embargo en los escenarios de \$ 60 y \$ 70 de precio de petróleo se obtuvo una pequeña recuperación de la inversión realizada para el trabajo de fracturamiento hidráulico.

Por lo descrito anteriormente se puede concluir que el trabajo de fracturamiento hidráulico efectuado en el pozo Drago Norte-51 no fue satisfactorio.

FIGURA 3.9 RESULTADOS DE ANÁLISIS DEL POZO DRAGO NORTE-51



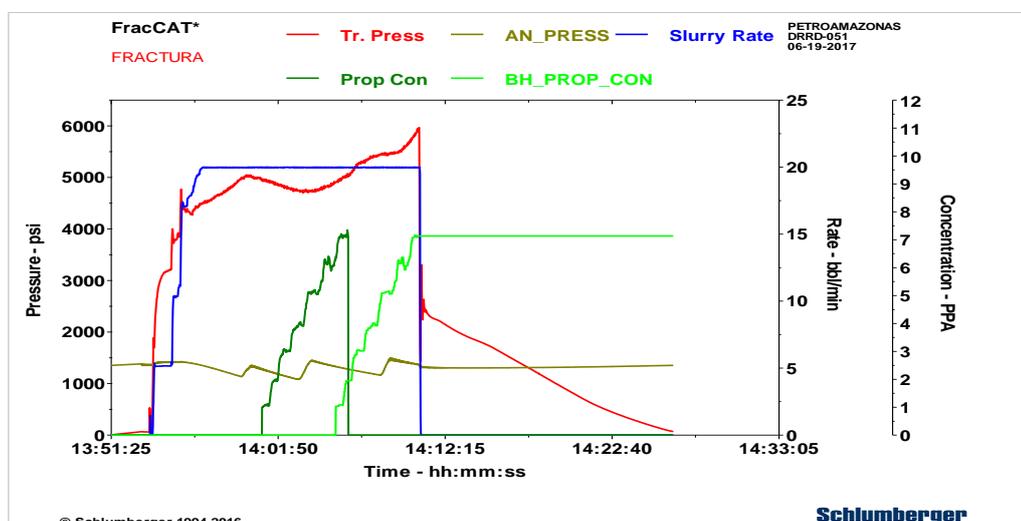
Elaborado por: Cristhian Alvear

3.4.1 RESULTADOS DE BOMBEO DE FRACTURA

- **Bombeo de fluido de fractura y apuntalante en los intervalos 9958'-9963'; 9966'-9970'; 9979'-10003' de la arena U inferior**

Como se observa en la figura 3.10 la fractura hidráulica realizada en los intervalos 9958'-9963'; 9966'-9970'; 9979'-10003' se realiza según el objetivo propuesto; ingresando a la formación la mayor parte de apuntalante bombeado en superficie y creando un buen empaque de apuntalante al final del bombeo de fluido de fractura.

FIGURA 3.10 BOMBEO DE FLUIDO DE FRACTURA Y DECLINACIÓN DE PRESIÓN POZO DRAGO NORTE-51



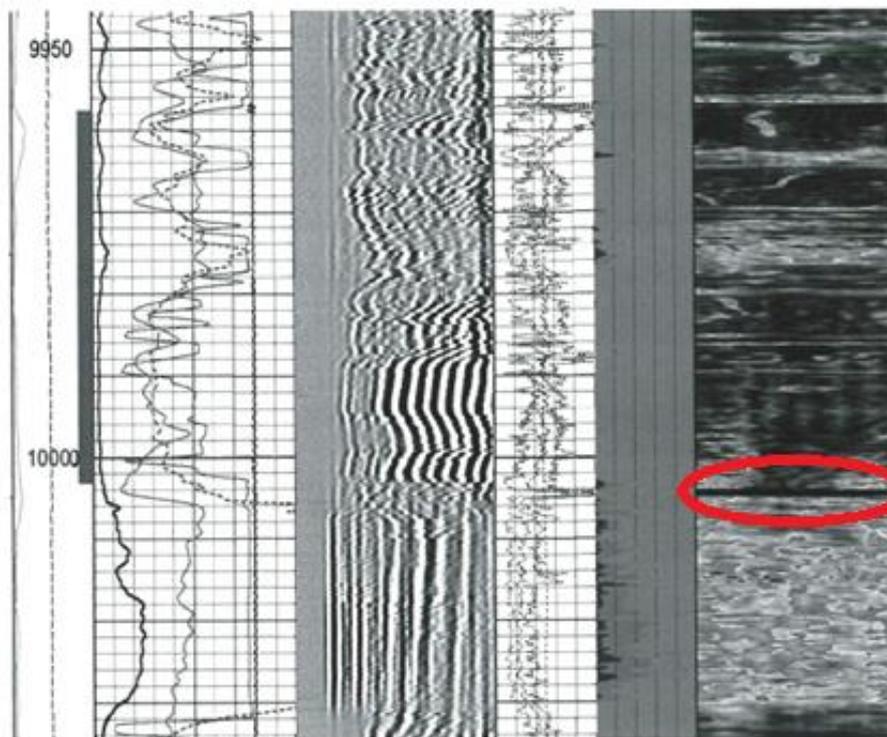
Fuente: Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos (ARCH)

3.4.2 CRITERIOS QUE PROPICIARON EL TRABAJO NO SATISFACTORIO DEL FRACTURAMIENTO DEL POZO DRAGO NORTE-51

3.4.2.1 Calidad de cemento en el pozo

Con la **Figura 3.11** y considerando la teoría de evaluación de registros de cementación presentada en la **sección 1.3.7.2** del capítulo 1 de este trabajo, se puede concluir que en los intervalos 9958'-9963'; 9966'-9970'; 9979'-10003' se tiene una calidad de cemento regular y que a 10008' existe un sello muy delgado de buena calidad de cemento.

Debido a que el pozo tuvo un sello demasiado pequeño bajo el intervalo que se deseaba fracturar (9958'-9963'; 9966'-9970'; 9979'-10003'), este no fue lo suficientemente resistente como para soportar las elevadas presiones a las que se bombearon los diferentes fluidos.

FIGURA 3.11 REGISTRO DE CEMENTACIÓN – POZO DRAGO NORTE-51

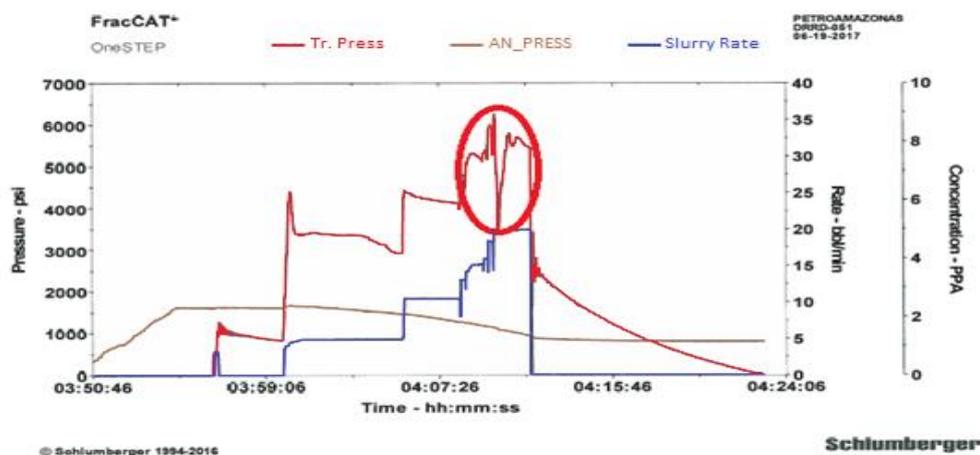
Fuente: Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos (ARCH)

Como se muestra en la **Figura 3.12**, durante el bombeo del fluido OneSTEP, previo al fracturamiento hidráulico, se produce una caída brusca de presión; dicho fenómeno nos sugiere que repentinamente, debido a la elevada presión ($P=5500$ psi), dicho sello de buen cemento se quebró, dejando comunicado por detrás de casing a las arenas T inferior y U inferior. Esta comunicación probablemente no representó mayor inconveniente durante el posterior bombeo de fluido de fractura debido a la elevada densidad del mismo, al apuntalante y al posible lodo de perforación que se encontraba entre el casing y la formación.

Sin embargo una vez puesto en producción el pozo Drago Norte – 51, los efectos de dicha comunicación se hicieron más notorios, ocasionando un elevado incremento del BSW. Además, como se demostró anteriormente, la existencia de crossflow de la arena T inferior hacia la arena U inferior hace que la última no pueda producir normalmente y que por consiguiente su índice de productividad no sea el adecuado.

La solución a este problema será realizar una cementación forzada (squeeze) para aislar las arenas T inferior y U inferior, remediando el ingreso de agua desde la arena T inferior hacia U inferior.

FIGURA 3.12 BOMBEO DE FLUIDO ONESTEP Y DECLINACIÓN DE PRESIÓN POZO DRAGO NORTE-51



Fuente: Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos (ARCH)

3.4.3 TIPO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL SUGERIDO PARA EL POZO DRAGO NORTE – 51

Para la selección del sistema de levantamiento artificial adecuado, se comparó las características del fluido y de la formación del pozo Drago Norte – 51 con los criterios de selección presentados en las **Tablas 1.5 a 1.8**, dicha comparación se presenta a continuación en la **Tabla 3.8**.

TABLA 3.8 SELECCIÓN DEL MÉTODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ÓPTIMO PARA EL POZO DRAGO NORTE-51

PARÁMETRO	DRAGO NORTE-51	BCP	BES	BH	BM
API	26,5	ACEPTABLE	ACEPTABLE	ACEPTABLE	ACEPTABLE
PROFUNDIDAD (ft)	9545,8	ACEPTABLE	ACEPTABLE	EXCELENTE	ACEPTABLE
VISCOSIDAD (Cp)	1.54779	DEFICIENTE	EXCELENTE	EXCELENTE	EXCELENTE
Temperatura de yacimiento (°F)	220	EXCELENTE	EXCELENTE	EXCELENTE	EXCELENTE
Caudal de producción (bbls/día)	39,96	EXCELENTE	DEFICIENTE	EXCELENTE	EXCELENTE
BSW %	73	DEFICIENTE	EXCELENTE	DEFICIENTE	DEFICIENTE

Elaborado por: Cristhian Alvear

Como resultado de la comparación se puede notar que ningún método de levantamiento es completamente adecuado (debido al elevado BSW) para el pozo Drago Norte – 51 por lo mismo se recomienda mantener el método de bombeo eléctrico sumergible, aceptando que este no será completamente eficiente, pero suponiendo que en un futuro se remediará el ingreso de agua proveniente de la

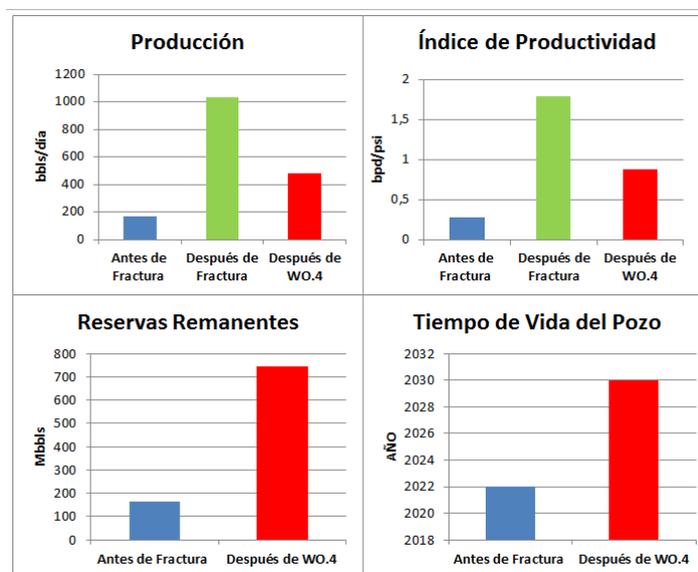
arena T inferior y entonces dicho sistema de levantamiento dará mejores resultados.

3.5 RESULTADOS DEL ANÁLISIS REALIZADO EN DRAGO NORTE-27

Como se observa en la **Figura 2.19** del comportamiento de producción de la arena U inferior del pozo Drago Norte-27 la producción antes del trabajo de fracturamiento hidráulico era de +/- 167,48 bbls/día; después de realizarse el fracturamiento hidráulico esta incrementa a +/- 1030,27 bbls/día. Sin embargo después de los WO.3 y WO.4 la producción cae a +/- 480.04 bbls/día lo que significa que actualmente se ha incrementado la producción en un 186,6 %.

El trabajo en el pozo Drago Norte – 27 consistió en realizar una fractura hidráulica de 23,88 m (78,35 ft) de longitud en el intervalo 9884'-9893' y 9897'-9912' (24') de la arena U inferior con el objetivo de sortear el daño de formación ($S=8,7$); al observar la prueba de restauración de presión tomada después del trabajo de fractura, no solo se eliminó el daño sino que se estimuló la formación ($S = 8,7$). Esta estimulación se refleja directamente en la productividad del pozo pasando de ser catalogado como “mal productor”, con un índice de productividad $J = 0,2765$ bpd/psi, a un “buen productor”, con un índice de productividad $J = 1,79$ bpd/psi, según la clasificación de pozos según su índice de productividad presentada en la **tabla 1.4**. Sin embargo después del WO. 3 (originado por atascamiento de la completación con arena y apuntalante de fractura) y WO. 4, el índice de productividad del pozo Drago Norte – 27 se reduce a $J = 0,88$ bpd/psi siendo considerado un “pozo de productividad media”. Se observa que las condiciones de productividad actuales ($J= 0,88$ bpd/psi) son mayores que las condiciones previas a la fractura hidráulica ($J= 0,2765$ bpd/psi). Ver figura 3.13

FIGURA 3.13 RESULTADOS DE ANÁLISIS DEL POZO DRAGO NORTE-27



Elaborado por: Cristhian Alvear

De igual manera, al observar la curva de declinación presentada en la **Figura 2.22** las reservas remanentes se estimaban en 165,305 Mbbls con un tiempo de vida del pozo hasta el 30 de noviembre de 2022; mientras que después del fracturamiento hidráulico las reservas remanentes calculadas son de 744,97 Mbbls con un tiempo de vida del pozo hasta el 31 de agosto de 2030, es decir se extendió la vida del pozo en 8 años. Económicamente el fracturamiento fue altamente rentable dado que todos los indicadores de evaluación (VAN, TIR, RBC) fueron positivos y el menor tiempo de recuperación (en el escenario pesimista) fue de 7 meses y 1 día.

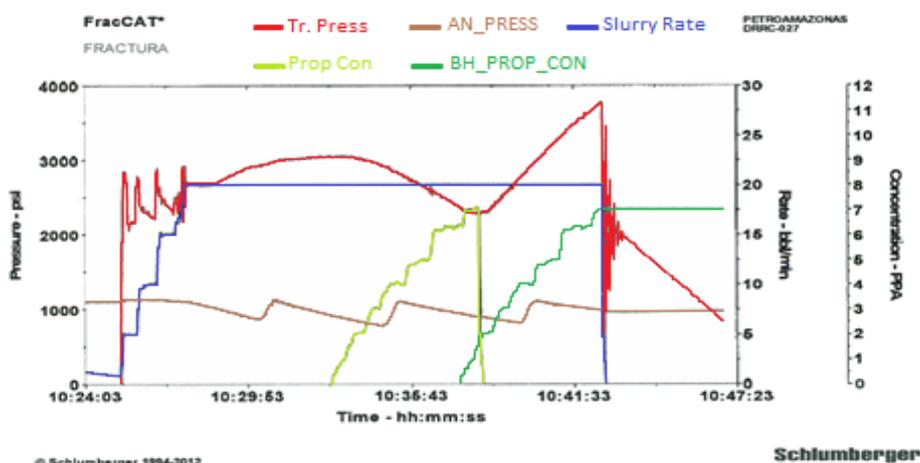
Por todo lo descrito anteriormente se puede concluir que el trabajo de fracturamiento hidráulico efectuado en el pozo Drago Norte-27 fue exitoso.

3.5.1 RESULTADOS DE BOMBEO DE FRACTURA

- **Bombeo de fluido de fractura y apuntalante en el intervalo 9884'-9893' y 9897'-9912' (24') de la arena U inferior**

Como se observa en la **Figura 3.14** la fractura hidráulica realizada en el intervalo 9884'-9893' y 9897'-9912' (24') se realiza según el objetivo propuesto; ingresando a la formación todo el apuntalante bombeado en superficie. Se observa un buen empaquetamiento al final del bombeo de apuntalante, sin embargo este pudo verse comprometido debido a los paros de producción causados durante el WO. 3 y WO. 4, dado que cuando el pozo es cerrado, la presión incrementa de nuevo y la presión de cierre de la fractura se reduce; cada vez que esto ocurre el empaquetamiento del apuntalante se debilita, ocasionando que cada vez se expulse más apuntalante de la fractura (BJ Frac Manual, 2005).

FIGURA 3.14 BOMBEO DE FLUIDO DE FRACTURA Y DECLINACIÓN DE PRESIÓN POZO DRAGO NORTE-27



Fuente: Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos (ARCH)

Modificado por: Cristhian Alvear

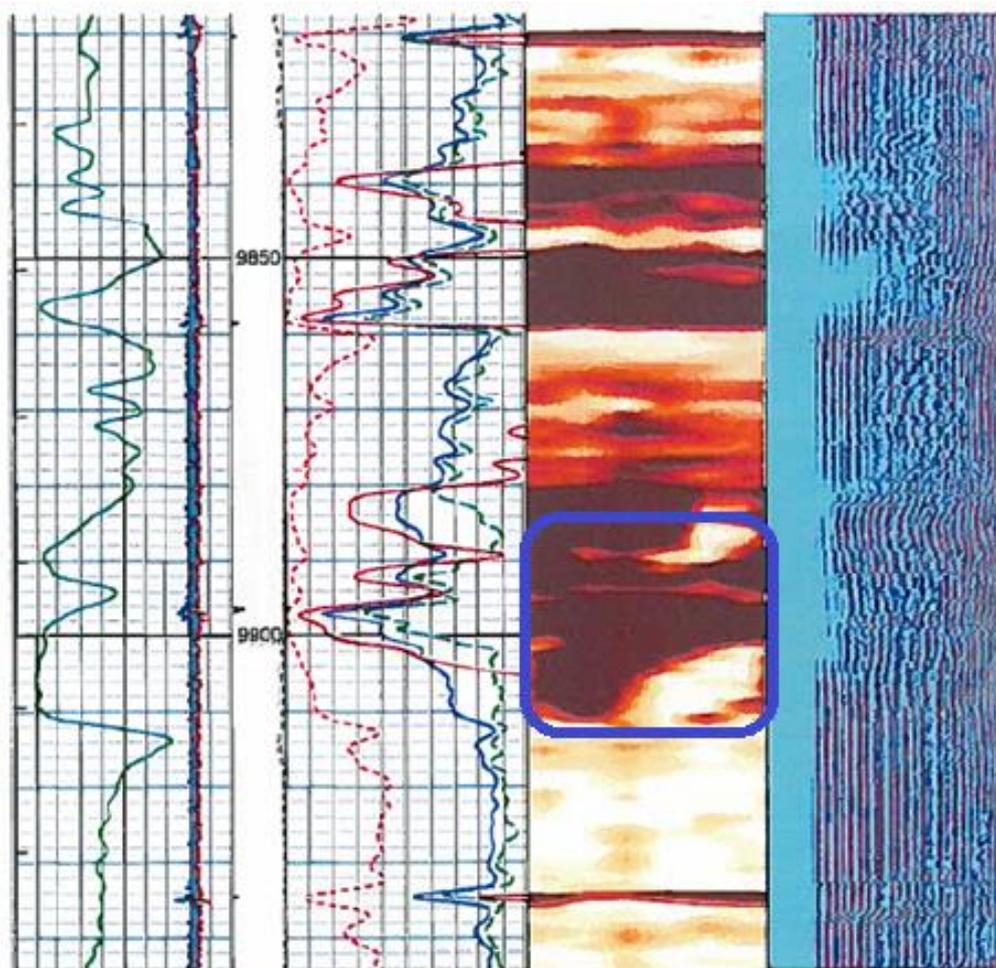
3.5.2 CRITERIOS QUE PROPICIARON EL ÉXITO DEL FRACTURAMIENTO DEL POZO DRAGO NORTE-27

Previo a la realización del fracturamiento hidráulico en el pozo Drago Norte – 27 realizaron una serie de análisis como: registros eléctricos (GR-CCL-VDL-Correlaciones), historial de producción y propiedades petrofísicas que validaron al mismo como un buen candidato para este tipo de estimulación, entre estos tenemos:

3.5.2.1 Calidad de cemento en el pozo

El intervalo a ser fracturado es 9884'-9893' y 9897'-9912' (24'), esta zona presenta una buena adherencia casing cemento y cemento formación, esta zona será la encargada de soportar las elevadas presiones ejercidas durante el fracturamiento. Además se puede observar que a 9934' se tiene un pequeño sello de cemento que contendrá la fractura en caso de fracturarse el cemento del intervalo superior. Ver figura 3.15

FIGURA 3.15 REGISTRO DE CEMENTACIÓN – POZO DRAGO NORTE - 27



Fuente: Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos (ARCH)

3.5.2.2 Parámetros del reservorio

Las consideraciones del reservorio que deben ser consideradas previo a realizar una fractura se detallan en la **tabla 1.1**. Se puede notar que los parámetros propios del pozo Drago Norte - 27 cumplen con dichas consideraciones como se muestra en la **tabla 3.9**.

TABLA 3.9 COMPARATIVA ENTRE PARÁMETROS TÍPICOS DE CANDIDATOS A FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO VS PARÁMETROS REALES DEL POZO DRAGO NORTE-27

Parámetro	Parámetros a considerarse	Parámetros del pozo Drago Norte – 27
Saturación de Petróleo	> 40%	90 %
Corte de Agua	< 30%	2 %
Presión de Reservorio	< 70% depletado	1085 psi
Espesor total del reservorio	> 10 m	7,32 m

Fuente: Roshanay et al, 2010

Elaborado por: Cristhian Alvear

Se observa que el espesor total del reservorio en el pozo Drago Norte – 27, es menor a la altura típica de los pozos seleccionados para fracturamiento hidráulico, sin embargo dado que se trata de una fractura hidráulica corta (Longitud = 130,97 ft ft) esta característica no representó un mayor inconveniente al momento de realizar el trabajo de fractura.

3.5.2.3 Tipo de apuntalante

Dado a que previo al inicio del trabajo de fracturamiento se realizó una prueba de DATA FRAC se pudo conocer el gradiente de fractura del ISIP (instant shut in pressure):

Gradiente frac. Del ISIP = 0,54psi/ft

Profundidad a nivel de los punzados= 9514 ft

$$P_{cierre.frac} = \text{Gradiente frac.} \times \text{prof}$$

$$P_{cierre.frac} = 0.54 \times 9514 = 5137,56 \text{ psi}$$

La presión de cierre de fractura será la presión que el agente apuntalante deberá soportar para evitar el cierre de la fractura una vez haya cesado el bombeo del fluido de fractura; para este fin en el fracturamiento hidráulico del pozo Drago Norte –27 seleccionaron el apuntalante CARBOLITE-20/40, mismo que al ser de tipo cerámico tiene las siguientes características:

TABLA 3.10 PROPIEDADES DEL APUNTALANTE CARBOLITE-20/40

CARBOLITE-20/40	
Estrés máximo soportado (PSI)	19000
Aberturas de malla (mm)	0.84-0.42
Porosidad	0.35

Fuente: Hernández y Soto, 2009 y Schechter R, 1992

Elaborado por: Cristhian Alvear

En conclusión el apuntalante podrá soportar la presión de cierre de la fractura y dotara a la misma de la suficiente conductividad para que el fluido del yacimiento fluya hacia el pozo. Cabe recalcar que el exceso de resistencia que presenta este material se debe a que se espera que la presión de cierre de la fractura incremente a lo largo de la vida productiva del pozo fracturado. Cabe señalar que el método de contención del apuntalante en la fractura no resulta completamente satisfactorio dado que se evidenció un retorno de arena de fractura en el WO. 3

3.5.3 TIPO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL SUGERIDO PARA EL POZO DRAGO NORTE – 27

Para la selección del sistema de levantamiento artificial adecuado, se comparó las características del fluido y de la formación del pozo Drago Norte – 27 con los criterios de selección presentados en las **Tablas 1.5 a 1.8**, dicha comparación se presenta a continuación en la **Tabla 3.11**.

TABLA 3.11 SELECCIÓN DEL MÉTODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL ÓPTIMO PARA EL POZO DRAGO NORTE-27

PARÁMETRO	DRAGO NORTE-27	BCP	BES	BH	BM
API	26,7	ACEPTABLE	ACEPTABLE	ACEPTABLE	ACEPTABLE
PROFUNDIDAD (ft)	9514	ACEPTABLE	ACEPTABLE	EXCELENTE	ACEPTABLE
VISCOSIDAD (Cp)	1.5478	DEFICIENTE	EXCELENTE	EXCELENTE	EXCELENTE
Temperatura de yacimiento (°F)	220	EXCELENTE	EXCELENTE	EXCELENTE	EXCELENTE
Caudal de producción (bbls/día)	480,04	EXCELENTE	ACEPTABLE	EXCELENTE	EXCELENTE
BSW %	12	EXCELENTE	EXCELENTE	EXCELENTE	EXCELENTE

Elaborado por: Cristhian Alvear

Como resultado de la comparación se puede notar que el método de levantamiento artificial que más se ajusta a las características del pozo Drago Norte – 27 es el método de bombeo hidráulico (BH), más específicamente se recomienda utilizar una bomba jet, ya que la misma al no poseer partes móviles será capaz de manejar sin ningún problema el apuntalante que pueda seguir saliendo de la fractura hidráulica creada en el pozo.

CAPITULO IV

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

4.1 CONCLUSIONES

- Del análisis realizado en la muestra de cinco pozos que formaron parte de la campaña de fracturamiento se observa que la producción de crudo conjunta de dichos pozos antes del fracturamiento era de 834,81 BPPD; mientras que después de las campañas de fracturamiento esta incrementó a 3429,076 BPPD, lo cual representa un incremento del 310.76% en la producción de los pozos fracturados del campo. De igual manera, ya que solamente en el pozo Drago Norte-43 no se obtuvo retorno de la inversión se puede concluir que la campaña de fracturamiento en el campo Drago Norte fue económicamente rentable. Por lo mencionado anteriormente se concluye que el fracturamiento hidráulico efectuado en los pozos del campo Drago Norte fue exitoso.
- Para la evaluación de la campaña de fracturamiento realizada en el campo Drago Norte se seleccionaron 5 pozos: Drago Norte-15, Drago Norte-43, Drago Norte-48, Drago Norte-51, Drago Norte-27; los cuales cumplen con un periodo de no menos de 6 meses de producción post-fractura. Esto permitió obtener parámetros estabilizados de producción que facilitaron la visualización de los efectos que tiene el fracturamiento hidráulico en los pozos.
- El fracturamiento hidráulico del pozo Drago Norte-15, fue el trabajo evaluado que tuvo el mayor grado de éxito, con un incremento de producción de hidrocarburos de 330% y un aumento de vida productiva de 7 años; mientras que el fracturamiento realizado en el pozo Drago Norte-43, fue el que arrojó peores resultados, provocando una disminución del 59% de la producción de crudo y también una significativa reducción del tiempo de vida productiva del pozo. Por tanto se puede concluir que un trabajo de fracturamiento hidráulico puede ser altamente beneficioso siempre y cuando se realice una correcta selección y se reduzcan en lo posible los problemas operativos.
- Como se pudo observar en el historial de reacondicionamientos de los pozos Drago Norte-48 y Drago Norte-27, la principal causa de intervención de un pozo recientemente fracturado, es debido al taponamiento de alguno de los elementos del BHA de producción con apuntalante de fractura. Por lo cual los trabajos a realizarse para solucionar este inconveniente son: cambio de BHA de producción y limpieza de arena en fondo del pozo.
- Del análisis realizado en los cinco pozos se concluye que los métodos de levantamiento artificial que mejor se ajustan a la producción post-fractura son el BES y el BH; sin embargo, como se observó en los pozos Drago

Norte-48 y Drago Norte-27, completar un pozo con un equipo de levantamiento artificial BES inmediatamente después de realizar un fracturamiento hidráulico, puede ser riesgoso dada la incertidumbre sobre un posible regreso de un porcentaje de apuntalante de fractura hacia el pozo, que durante la producción de hidrocarburo pueda ser llevado hacia las partes móviles del equipo BES y cause atascamiento en el mismo.

- Cuando los pozos candidatos para trabajos de fracturamiento hidráulico son elegidos correctamente y el trabajo de fracturamiento se ejecuta sin inconvenientes; como en el caso del pozo Drago Norte-15, en el cual los indicadores económicos (VAN, TIR, RCB) son altamente satisfactorios desde el punto de vista económico con periodos de recuperación de la inversión de como máximo 1 mes dependiendo del precio del crudo.
- Como se observa en la tabla 4.1 el éxito de un trabajo de fracturamiento hidráulico depende en gran medida de los criterios de selección de un pozo candidato. Entre los más importantes se tiene: la calidad de cemento en la zona de los punzados, la existencia de buenos sellos de cemento entre las diferentes arenas productoras punzonadas, la permeabilidad de la arena, el grado de daño de formación, los parámetros petrofísicos del reservorio, el historial de producción del reservorio y las presiones en el yacimiento.

TABLA 4.1 CRITERIOS DE ÉXITO O FRACASO DEL FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN POZOS EVALUADOS

Criterios de selección de pozos candidatos a fracturamiento						Evaluación del trabajo de fractura
Pozo	Calidad del Cemento	Buen sello de cemento entre arenas productoras	K (mD)	Daño	Pr (psi)	
DN-15	Buena	Si	171,6	13,95	1364	Exitoso
DN-43	Buena	Si	12,61	-	1944	No satisfactorio
DN-48	Buena	Si	286,57	-	1350	Exitoso
DN-51	Buena	No	50,65	27,37	1450	No satisfactorio
DN-27	Buena	Si	56,61	8,7	1085	Exitoso

Elaborado por: Cristhian Alvear

- Se observó que la principal causa para que el trabajo de fracturamiento hidráulico no sea satisfactorio en el intervalo de 31' del pozo Drago Norte-43, fue la deficiente remoción de apuntalante entre el trabajo de fractura del intervalo de 31' y la fractura del intervalo de 14'. Esto causó que el apuntalante de ambas fracturas se asiente en fondo y cubra totalmente los punzados del intervalo inferior (31'), causando una pérdida total de la producción en el intervalo mencionado.
- Como se concluyó en el intervalo de 14' del pozo Drago Norte-43, en zonas punzadas y fracturadas inmediatamente, es muy importante la ubicación de los disparos; ya que cuando se realiza punzados en el tope o

la base de una formación se corre el riesgo de que las propiedades petrofísicas no sean las mismas que las de todo el cuerpo del reservorio y asumirlas como iguales puede causar que el diseño de la fractura no sea el adecuado, dando como resultado un trabajo de fractura hidráulica poco favorable.

- Una vez que el pozo está fracturado y apuntalado, se crea en la fractura una zona de mayor permeabilidad y conductividad lo cual origina que el pozo sea capaz de movilizar una mayor cantidad de crudo del reservorio a la formación. Sin embargo como se pudo notar en los pozos Drago Norte-48 y Drago Norte-27, este incremento de permeabilidad también origina que durante reacondicionamientos posteriores al trabajo de fracturamiento, el pozo pueda permitir el ingreso de un mayor volumen de fluido de control que cause un daño en el reservorio.

4.2 RECOMENDACIONES

- Cuando se realiza dos fracturas hidráulicas en un mismo pozo es recomendable realizar la limpieza del apuntalante inmediatamente después de la fractura, para posteriormente aislar la zona ya fracturada y proceder a fracturar el siguiente intervalo. Esto evitará que la zona fracturada en un inicio sea cubierta de apuntalante de fractura o tome el fluido de fractura que bombean para fracturar el segundo intervalo.
- Previo a realizar una fractura hidráulica de un intervalo recién punzonado, que esté ubicado cerca de un tope o base de una formación es recomendable realizar una prueba de producción y de ser posible una prueba de restauración de presión, esto con el objetivo de conocer con certeza la permeabilidad de esa zona y así poder realizar un diseño de fractura adecuado que permita estimular de manera óptima el intervalo.
- Previo a un trabajo de fracturamiento hidráulico se recomienda evaluar el pozo con un registro de cementación a fin de determinar si este presenta una calidad de cemento capaz de soportar las elevadas presiones a las que se bombea el fluido de fractura sin resquebrajarse haciendo deficiente el fracturamiento o incluso comunicando el reservorio con otras formaciones productoras.
- En caso de pozos que presentan una pobre calidad de cemento se recomienda la realización de un trabajo de cementación forzada (squeeze) previo al fracturamiento.
- Una práctica que se recomienda para evitar el retorno de apuntalante de fractura hacia el pozo (proppant flowback) es incrementar la concentración de apuntalante en las últimas etapas del bombeo de fluido de fractura, lo cual causa un incremento de presión que consolida y crea un empaquetamiento efectivo del apuntalante dentro de la fractura.

- En pozos fracturados, en los cuales no se haya podido evitar el retorno de apuntalante hacia el pozo, es recomendable usar como método de levantamiento artificial una bomba hidráulica tipo jet, esto se debe a que la misma al no poseer partes móviles será capaz de manejar de mejor manera el apuntalante que pueda seguir saliendo de la fractura hidráulica creada en el pozo.
- En pozos fracturados en los cuales sea necesario realizar un reacondicionamiento se recomienda bombear una píldora anti pérdida para sellar la formación y de esta manera evitar en lo posible el ingreso de fluido de control hacia la formación que cause daño en la misma.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Álvarez, B. (2016). Fracturamiento Hidráulico Multietapas. (Tesis de Pregrado). Universidad Nacional Autónoma de México, UNAM, México.
- Alvarez, R. (2008). APLICACIÓN DEL ANÁLISIS NODAL PARA INCREMENTAR LA PRODUCTIVIDAD DE UN POZO (Tesis de Pregrado). Universidad Nacional Autónoma de México, México.
- Betancourt, A y Caicedo, P. (2012). PLAN DE DESARROLLO DEL CAMPO DRAGO (Tesis de Pregrado). Escuela Politécnica Nacional, Ecuador.
- Bonilla, G. (2013). RENTABILIDAD DE UN FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO. (Tesis de Pregrado). Universidad Nacional Autónoma de México, UNAM, México.
- Brannon, HD., Fracturing Materials, SPE Hydraulic Fracturing Conference, The Woodlands, TX, January 19-21, 2007.
- Calahorrano, W. (2017). Evaluación de Proyectos. Apuntes de clase.
- Castañeda, A. (2007). INCREMENTO DE PRODUCCIÓN DEL CAMPO PARAHUACU DE PETROPRODUCCIÓN IMPLEMENTANDO FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN ARENAS DE BAJA PERMEABILIDAD. (Tesis de Pregrado). Escuela Politécnica Nacional, Ecuador.
- Chugá, M. (2015). PROPUESTAS DE OPTIMIZACIÓN DE LOS SISTEMAS DE RE-INYECCIÓN DE AGUA DE LOS WELLPADS AMO Y WIP S1, ENFOCANDO LOS RESULTADOS EN MEJORAR LA EFICIENCIA ENERGÉTICA, MAYO 2015 (Tesis de Pregrado). Universidad Central del Ecuador, Ecuador.
- Craft, B.C y Hawkins, M.F (2007). INGENIERIA APLICADA DE YACIMIENTOS PETROLEROS. Madrid, España: Editorial Tecnos.
- Daneshy, A. (2010). Hydraulic Fracturing to Improve Production.SPE International, Volumen 6 (No. 3), pags 14 - 17
- Economides, M., Daniel, A., Ehlig, C. y Zhu, D. (2013). Petroleum Production Systems. New York, Estados Unidos: PRENTICE HALL.
- Fetkovich, M. J. (1973). The Isochronal Testing of Oil Wells. Society of Petroleum Engineers of AIME, pags 1-24.
- Figueroa, O. y Tibaduisa, D. (2016). SELECCIÓN DEL MÉTODO DE LEVANTAMIENTO ARTIFICIAL Y LA CONCENTRACIÓN DE UN REDUCTOR DE VISCOSIDAD EN FONDO DE POZO PARA LA EXTRACCIÓN DE CRUDO PESADO EN EL POZO TORCAZ 3 (Tesis de Pregrado). Fundación Universidad de América, Colombia.
- Freire, P y Chuiza, A. (2011). ANÁLISIS DEL FACTOR DE DAÑO DE FORMACIÓN Y EVALUACIÓN DE LOS TRATAMIENTOS DE FRACTURAMIENTO REALIZADOS EN EL CAMPO ANPA DEL DISTRITO

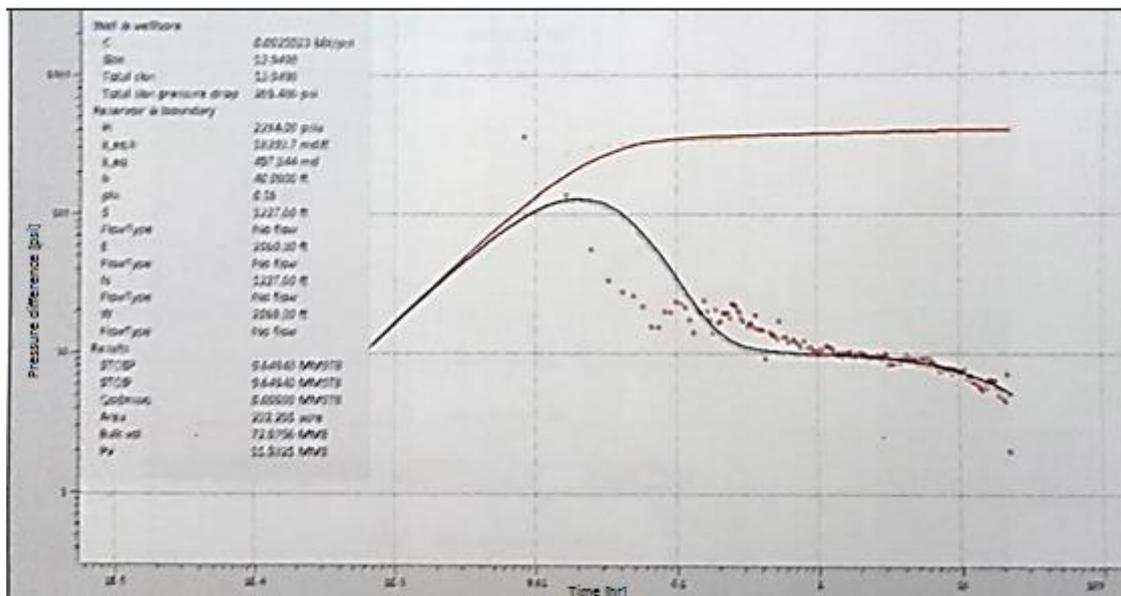
- AMAZÓNICO (Tesis de Pregrado). Escuela Superior Politécnica del Litoral, Ecuador
- Galbán, Z. (2017). Fracturamiento Hidráulico. Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero.
 - Hanna, B et all, 1992. Rewriting the Rules for High-Permeability Stimulation. Oilfield Review. Pags 18 – 23.
 - Hernández, C y Soto, J. (2009). EVALUACION DEL PROCESO DE FRACTURAMIENTO HIDRAULICO APLICADO A ALGUNOS POZOS DEL CAMPO YARIGUI-CANTAGALLO. Universidad Industrial de Santander, Colombia.
 - Martin, A.N. y Economides, M. (2010). Best Practices for Candidate Selection, Design and Evaluation of Hydraulic Fracture Treatments. SPE Production and Operations Conference and Exhibition held in Tunis, pags 1-13.
 - Martin, T. (2005). Hydraulic Fracturing Manual. BJ Services Company, Singapur.
 - Miranda, E. (2008). ESTUDIO DE FACTIBILIDAD PARA INCORPORAR A LA PRODUCCIÓN LOS CRUDOS PESADOS DEL YACIMIENTO X DE UN CAMPO DEL ORIENTE ECUATORIANO (Tesis de Pregrado). Escuela Politécnica Nacional, Ecuador.
 - Molina, D (2014). MODELO DE CONTROL DE COSTOS DE PERFORACIÓN DE POZOS PARA LOS CAMPOS CUYABENO-VHR DE LA PETROAMAZONAS EP (Tesis de Postgrado).Universidad Tecnológica Israel, Ecuador.
 - Nolen-Hoeksema, R. (2013). Elementos de Fracturamiento Hidráulico. Oilfield Review, volumen 25 (no.2), pags 57-58.
 - Palacios, C. (2014). Registros de Evaluación de Cemento. Halliburton, Ecuador.
 - Paliza, M. (2017). Registros CBL y VDL. Recuperado de: https://www.academia.edu/9246046/Registros_CBL_VDL
 - Petroamazonas EP. (2017). Fracturamiento Hidráulico en el Complejo Drago. Asociación de la Industria Hidrocarburífera del Ecuador AIHE.
 - Portal del Petróleo (2016). Propiedades mecánicas de las rocas I, II y III. Recuperado de: <http://www.portaldelpetroleo.com/2016/03/mecanica-de-las-rocas-aplicado-al.html>.
 - Rodriguez, A. y Torres, E. Evaluación técnica de las estrategias de levantamiento artificial implementadas en campos maduros, Pag 102-103, Universidad Industrial de Santander, Colombia
 - Ronda Campos Menores 2017. (2017). Drago, Drago Este, Drago Norte. Petroamazonas EP. Recuperado de: <http://www.petroamazonas.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2017/06/DRAGO.pdf>

- Roshanai, F et al (2010). Criteria for Selecting a Candidate Well for Hydraulic Fracturing. Anual SPE International Conference and Exhibition held in Tinapa, pags 1-7
- Schechter, R. (1992). Oil Well Stimulation. New Jersey, Estados Unidos: PRENTICE HALL.
- Torres, E. y Aristega, L. (2016). ANÁLISIS TÉCNICO DE LA APLICACIÓN DE FRACTURAMIENTO HIDRÁULICO EN EL POZO AT-185 DEL CAMPO LAUGAR (Tesis de Pregrado). Escuela Superior Politécnica del Litoral, Ecuador.
- Uriostegui, V. (2011). FRACTURAMIENTO HIDRAULICO EN YACIMIENTOS DE ALTA PERMEABILIDAD. (Tesis de Pregrado). Universidad Nacional Autónoma de México, UNAM, México.
- Vallejo, E. (2015). PREDICCIÓN DE ARENAMIENTO MEDIANTE UN MODELO GEOMECÁNICO PARA UN CAMPO DEL ORIENTE ECUATORIANO (Tesis de Pregrado). Universidad Central del Ecuador, Ecuador.
- Yang, M. y Economides, M. (2012). Revisiting Natural Proppants for Hydraulic Fracture Production Optimization. SPE Hydraulic Fracturing Technology Conference held in The Woodlands, Texas, pags 1-15
- Yang, M. y Economides, M. (2013). Hydraulic Fracture Desing Flaws-Proppant Selection, SPE Anual Technical Conference and Exhibition held in New Orleans. Pags 1-10.
- Zabala, G. y Luz, M. (2012). ESTUDIO DE LA DECLINACIÓN ENERGÉTICA DE PRODUCCIÓN DE CRUDO EN YACIMIENTOS DE PETRÓLEO EXTRAPESADO DE DOS CAMPOS DE LA FAJA PETROLÍFERA DEL ORINOCO (Tesis de Pregrado). Universidad Central de Venezuela, Venezuela.

ANEXOS

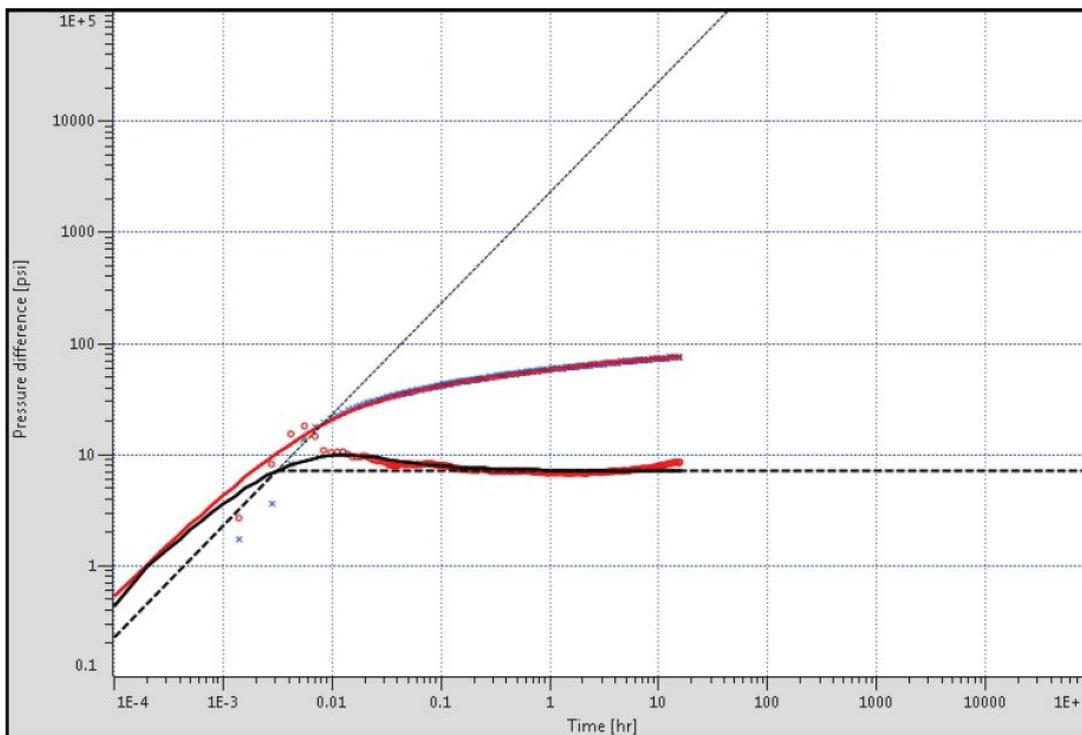
ANEXO 1 PRUEBAS DE RESTAURACIÓN DE PRESIÓN

PRUEBA DE BUILD UP DEL POZO DRAGO NORTE-15 ANTES DEL FRACTURAMIENTO



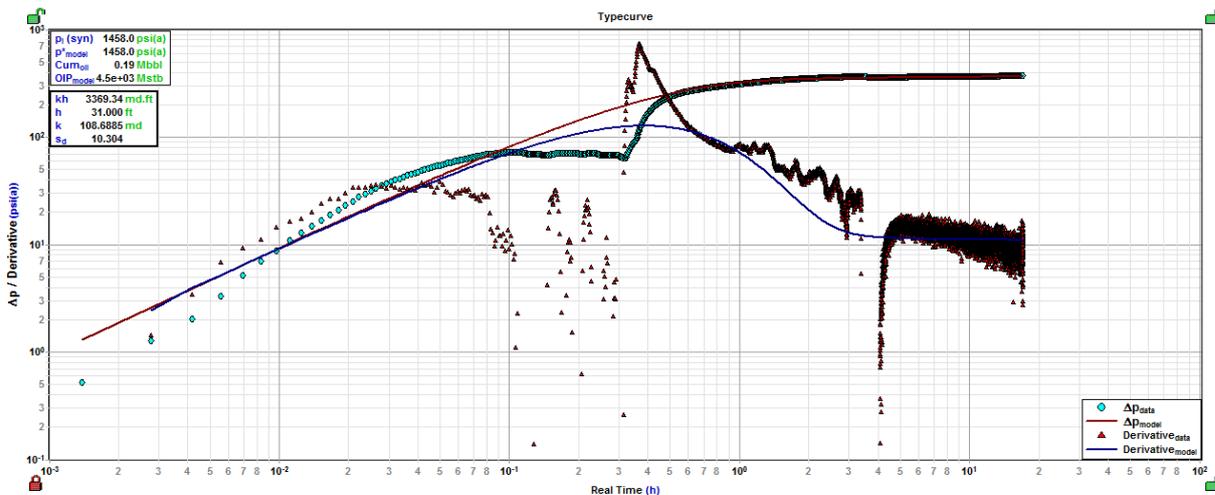
Fuente: Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos (ARCH)

PRUEBA DE BUILD UP DEL POZO DRAGO NORTE-15 DESPUES DEL FRACTURAMIENTO



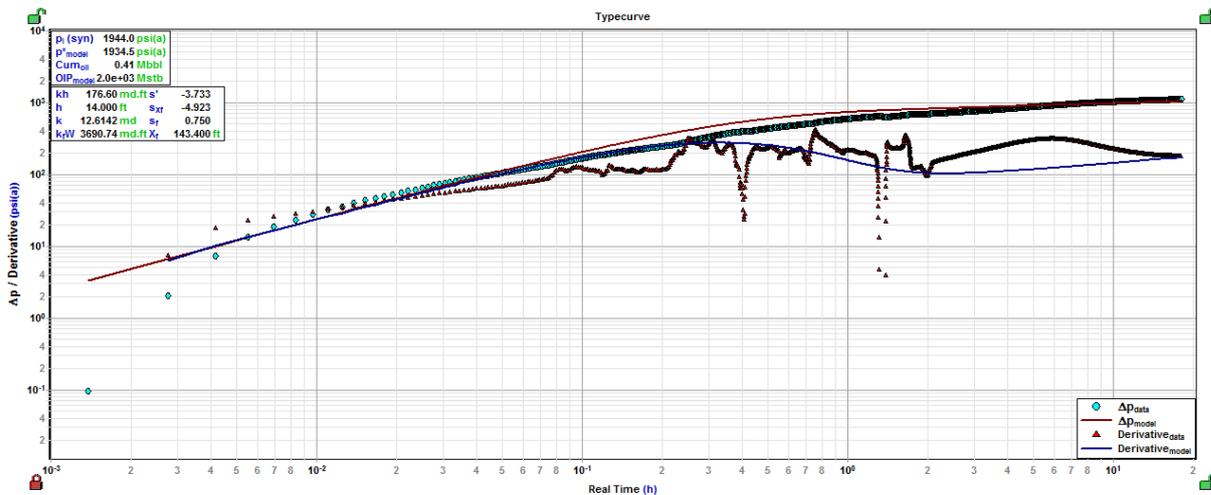
Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera

PRUEBA DE BUILD UP DEL POZO DRAGO NORTE-43 ANTES DEL FRACTURAMIENTO



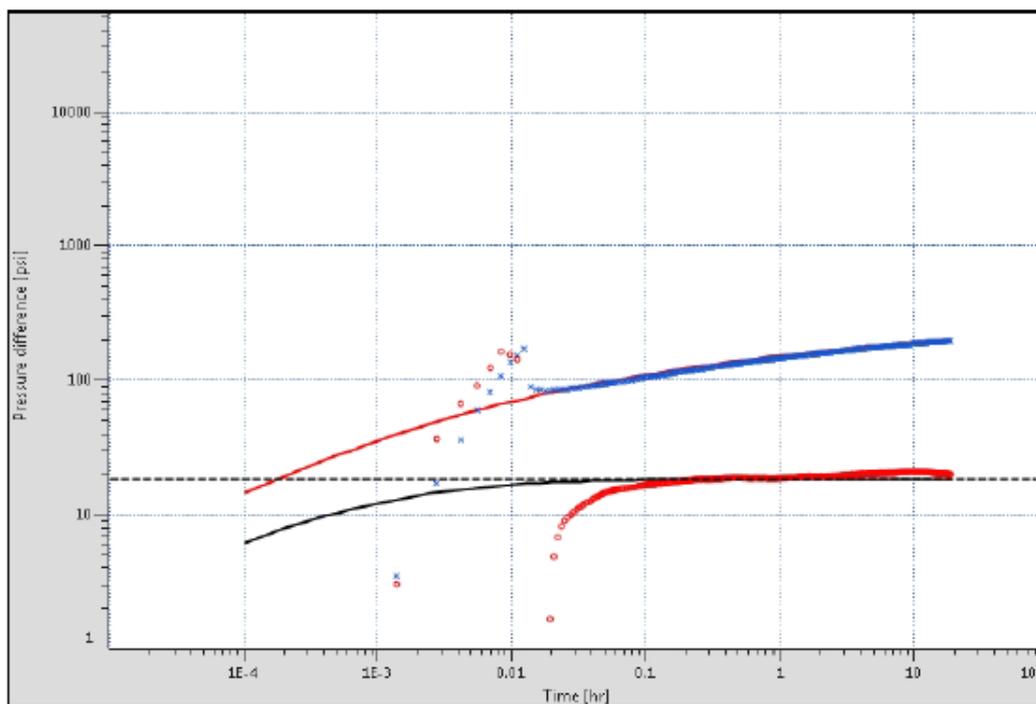
Fuente: Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos (ARCH)
 Elaborado por: Cristhian Alvear

PRUEBA DE BUILD UP DEL POZO DRAGO NORTE-43 DESPUES DEL FRACTURAMIENTO



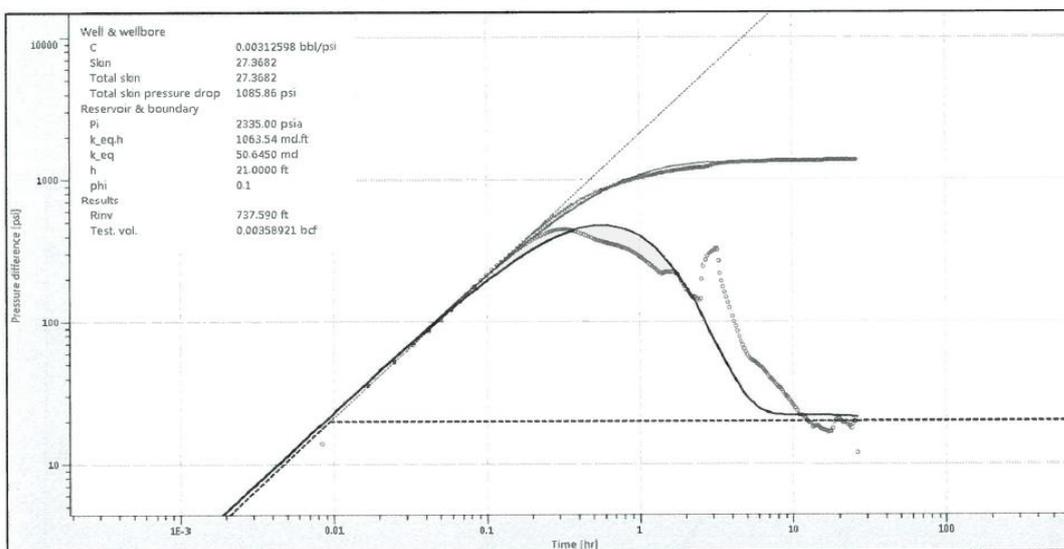
Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera
 Elaborado por: Cristhian Alvear

PRUEBA DE BUILD UP DEL POZO DRAGO NORTE-48 DESPUES DEL FRACTURAMIENTO



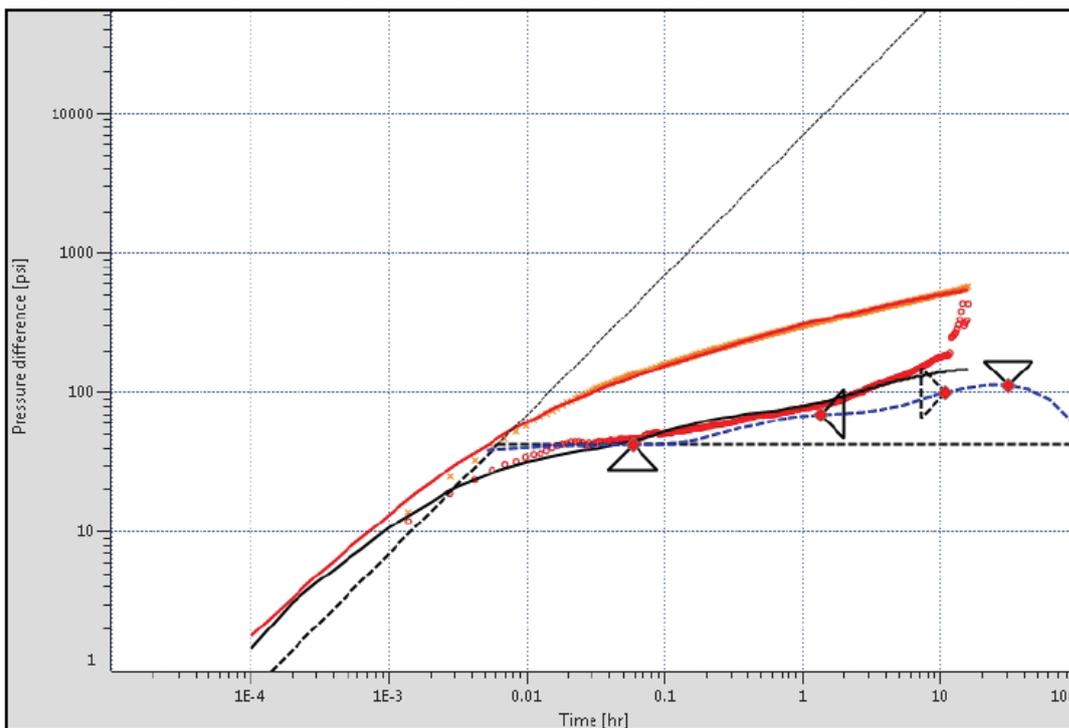
Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera

PRUEBA DE BUILD UP DEL POZO DRAGO NORTE-51 ANTES DEL FRACTURAMIENTO



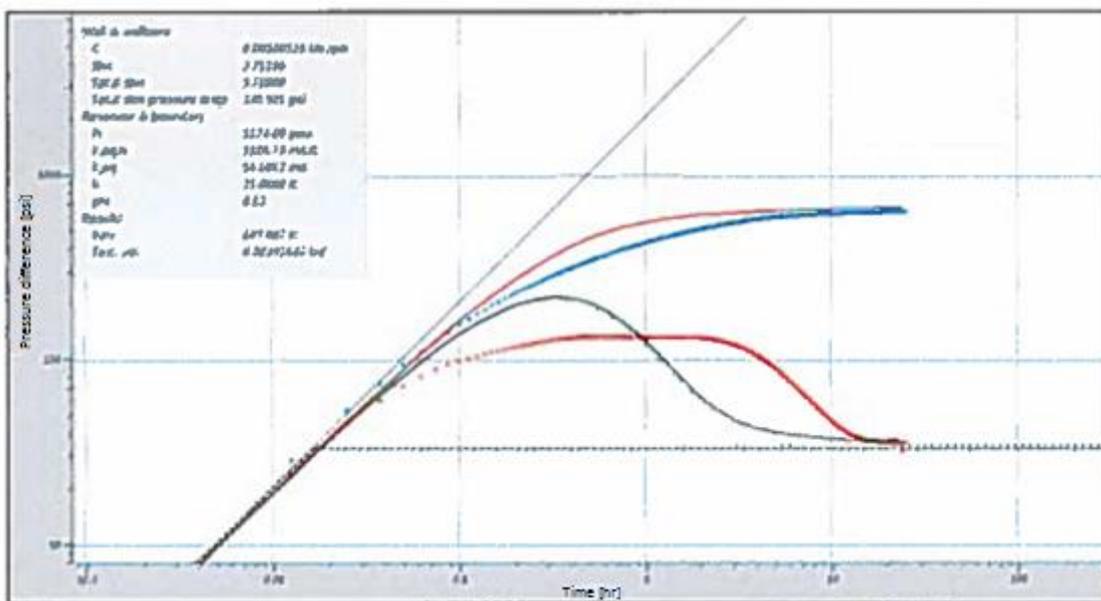
Fuente: Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos (ARCH)

PRUEBA DE BUILD UP DEL POZO DRAGO NORTE-51 DESPUES DEL FRACTURAMIENTO

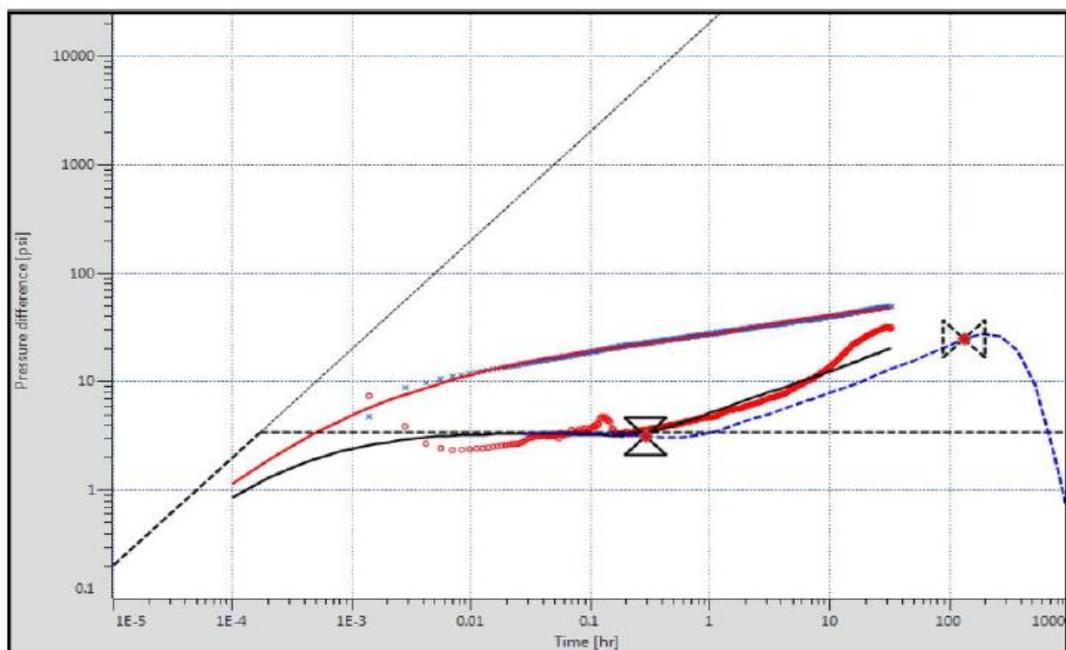


Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera

PRUEBA DE BUILD UP DEL POZO DRAGO NORTE-27 ANTES DEL FRACTURAMIENTO



Fuente: Agencia de Regulación y Control de Hidrocarburos (ARCH)

PRUEBA DE BUILD UP DEL POZO DRAGO NORTE-27 DESPUES DEL FRACTURAMIENTO

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífera

ANEXO 2 EJEMPLO DE CÁLCULO DE LA CURVA IPR

En la presente sección se mostrará el procedimiento empleado para la construcción de la curva IPR antes del fracturamiento hidráulico en el pozo Drago Norte-15; los mismos cálculos se aplican para hallar las curvas IPR de los demás pozos antes y después de la fractura hidráulica.

Para la realización de las curvas IPR se requiere la siguiente información:

Tabla A.1. Datos para el cálculo de la IPR

DATOS	
Pr (psi)=	1364
Qo (bbl/d)=	356,40
Pb (psi)=	1328
Prof. Promedio de punzados (ft)=	9481
PIP (psi)=	970
Prof. Del sensor (ft)=	9421,91
BSW (%)=	1
API=	26,2

Elaborado por: Cristhian Alvear

Debido a que se cuenta con un sensor de presión en la bomba BES se puede tener la presión a la altura de la bomba (PIP), sin embargo para que este valor refleje la presión dinámica de fondo Pwf se deberá corregirlo de la siguiente manera:

$$\Delta H = \text{Prof. Promedio de punzados (TVD)} - \text{Prof. del sensor (TVD)}$$

$$\Delta H = 9481 - 9421.91 = 59,09 \text{ ft}$$

$$\rho_o = \left(\frac{141,5}{131,5 + API} \right) \cdot \rho_w$$

$$\rho_o = \left(\frac{141,5}{131,5 + 26,2} \right) \cdot 8,33 = 7,47 \text{ LPG}$$

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H} \right)_o = 0.052 \times \rho_o$$

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H} \right)_o = 0.052 \times 7,47 = 0.38866 \text{ psi/ft}$$

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H} \right)_{mezcla} = \left(\frac{\Delta P}{\Delta H} \right)_{agua} (BSW) + \left(\frac{\Delta P}{\Delta H} \right)_{petroleo} (1 - BSW)$$

$$\left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_{mezcla} = 0,433(0,01) + 0,38866(1 - 0,01) = 0,3891 \text{ psi/ft}$$

$$\Delta P = \left(\frac{\Delta P}{\Delta H}\right)_{mezcla} \times \Delta H$$

$$\Delta P = 0,3891 \times 59,09 = 22,9923 \text{ psi}$$

$$P_{wf} \text{ corregida} = PIP + \Delta P$$

$$P_{wf} \text{ corregida} = 970 + 22,9923 = 992,9923 \text{ psi}$$

Una vez obtenido el valor de Pwf se procede a emplear la **ecuación 1.7** para calcular el índice de productividad

$$J = \frac{356,4}{1364 - 992,99} = 1,06883 \text{ bpd/psi}$$

Con la **ecuación 1.8** se procede a calcular la tasa en el punto de burbuja

$$Q_{ob} = 1,06883 * (1364 - 1328) = 38,48 \text{ bbl/d}$$

Para los valores de caudal por debajo del punto de burbuja se emplea la **ecuación 1.10** asignando valores de Pwf desde el valor de Pb hasta 0

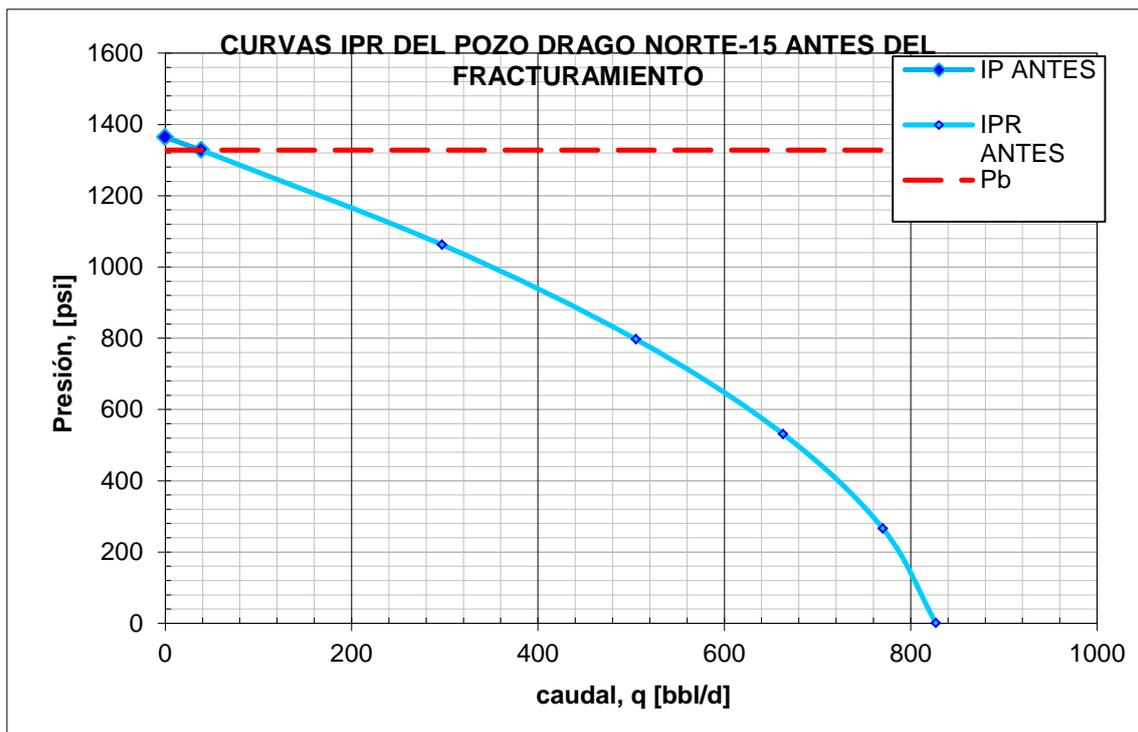
Se obtiene la siguiente tabla:

Tabla A.2. Datos hallados para construir la IPR

Presión Psi	1364	1328	1062,4	796,8	531,2	265,6	0
Causal Bbls/d	0	38.48	297	505	663	770	827

Elaborado por: Cristhian Alvear

Se procese a graficar los datos anteriormente hallados:



Elaborado por: Cristhian Alvear

ANEXO 3 CALCULOS ECONOMICOS

En esta sección se detallará la manera en que se realizaron los cálculos económicos para el pozo Drago Norte – 15; los mismos cálculos se aplicaron para el cálculo económico de los demás pozos.

Se tiene en cuenta que la tasa de oportunidad establecida es de 12 %, el costo operacional total es de \$ 16,86 (según lo indica Petroamazonas EP, 2017) y el análisis económico se realizará solo para un precio de petróleo de \$ 40,00 en un tiempo de 24 meses

Flujo de caja mensual

Con los datos de costo de inversión, producción mensual del pozo, precio unitario del barril de petróleo (\$ 40,00) y costo de producción total por barril (16.86 \$/bbl) se procede a calcular los ingresos y egresos y el flujo de caja para cada mes. A continuación se muestra un ejemplo de cálculo:

$$\text{Ingreso} = \text{precio unitario} \times \# \text{ unidades producidas}$$

$$\text{Ingreso} = 40 \times 20641,241 = 825.649,64 \text{ dolares}$$

$$\text{Egreso} = \text{costo total de operacion} \times \# \text{ unidades producidas}$$

$$\text{Egreso} = 16,83 \times 20641,241 = 347.392,086 \text{ dolares}$$

$$\text{Flujo de caja} = \text{Ingreso} - \text{Egreso}$$

$$\text{Flujo de caja} = 825.649,64 - 347.392,086 = 478.257,55 \text{ dolares}$$

Una vez aplicada las ecuaciones para cada mes, se obtendrá la siguiente tabla:

MES	INVERSION \$	PROD_MENSUAL	INGRESOS \$	EGRESOS \$	FLUJO DE CAJA \$
0	\$ 576.000,00				\$ (576.000,00)
1		20641,241	\$ 825.649,64	347392,086	\$ 478.257,55
2		48023,964	\$ 1.920.958,56	808243,314	\$ 1.112.715,25
3		48126,591	\$ 1.925.063,64	809970,527	\$ 1.115.093,11
4		45215,974	\$ 1.808.638,96	760984,842	\$ 1.047.654,12
5		39881,274	\$ 1.595.250,96	671201,841	\$ 924.049,12
6		39262,362	\$ 1.570.494,48	660785,552	\$ 909.708,93
7		38639,947	\$ 1.545.597,88	650310,308	\$ 895.287,57
8		32698,947	\$ 1.307.957,88	550323,278	\$ 757.634,60
9		36332,947	\$ 1.453.317,88	611483,498	\$ 841.834,38
10		33664,947	\$ 1.346.597,88	566581,058	\$ 780.016,82

MES	INVERSION \$	PROD_MENSUAL	INGRESOS \$	EGRESOS \$	FLUJO DE CAJA \$
11		34058,947	\$ 1.362.357,88	573212,078	\$ 789.145,80
12		31516,947	\$ 1.260.677,88	530430,218	\$ 730.247,66
13		31892,947	\$ 1.275.717,88	536758,298	\$ 738.959,58
14		30830,947	\$ 1.233.237,88	518884,838	\$ 714.353,04
15		28467,947	\$ 1.138.717,88	479115,548	\$ 659.602,33
16		28816,947	\$ 1.152.677,88	484989,218	\$ 667.688,66
17		26564,947	\$ 1.062.597,88	447088,058	\$ 615.509,82
18		26897,947	\$ 1.075.917,88	452692,448	\$ 623.225,43
19		25957,947	\$ 1.038.317,88	436872,248	\$ 601.445,63
20		21508,947	\$ 860.357,88	361995,578	\$ 498.362,30
21		24229,947	\$ 969.197,88	407790,008	\$ 561.407,87
22		22232,947	\$ 889.317,88	374180,498	\$ 515.137,38
23		22527,947	\$ 901.117,88	379145,348	\$ 521.972,53
24		20623,947	\$ 824.957,88	347101,028	\$ 477.856,85

Elaborado por: Cristhian Alvear

Valor Actual Neto (VAN)

Una vez hallados los flujos de caja para cada mes, se procede a calcular el valor actual neto (VAN) utilizando la **ecuación 1.32** de la siguiente manera:

$$VAN = F_0 + \frac{F_1}{(1+d)^1} + \frac{F_2}{(1+d)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1+d)^n}$$

$$VAN = -576000 + \frac{27753,95}{(1+0,12)^1} + \frac{45010,51}{(1+0,12)^2} + \dots + \frac{25083,84}{(1+0,12)^{24}}$$

$$VAN = \$ 5.864.442,00$$

Se procede a evaluar el VAN de acuerdo a los criterios de evaluación mencionados en la **sección 1.11.6:**

$$VAN = 5.864.442,00 > 0 \rightarrow \text{El proyecto es favorable}$$

Tasa Interna de Retorno (TIR)

La TIR se calcula usando la **ecuación 1.33** como se muestra a continuación:

$$F_0 + \frac{F_1}{(1 + TIR)^1} + \frac{F_2}{(1 + TIR)^2} + \dots + \frac{F_n}{(1 + TIR)^n} = 0$$

$$-576000 + \frac{27753,95}{(1 + TIR)^1} + \frac{45010,51}{(1 + TIR)^2} + \dots + \frac{25083,84}{(1 + TIR)^{24}} = 0$$

$$TIR = 129,29 \%$$

Se procede a evaluar el TIR de acuerdo a los criterios de evaluación mencionados en la **sección 1.11.7:**

$$TIR = 129.29 \% > 12 \rightarrow \text{El proyecto es viable}$$

Relación Beneficio Costo (RBC)

La RBC se calcula usando la **ecuación 1.34** como se muestra a continuación:

$$\frac{B}{C} = \frac{\sum Vp(+)}{|\sum Vp(-)|} = \frac{\frac{825.649,64}{(1 + 0,12)^1} + \frac{1.920.958,56}{(1 + 0,12)^2} + \dots + \frac{824.957,88}{(1 + 0,12)^{24}}}{\left| -576000 + \frac{347.392,09}{(1 + 0,12)^1} + \frac{808.243,31}{(1 + 0,12)^2} + \dots + \frac{347.101,03}{(1 + 0,12)^{24}} \right|}$$

$$\frac{B}{C} = 2,12$$

Se procede a evaluar el RBC de acuerdo a los criterios de evaluación mencionados en la **sección 1.11.8:**

$$\frac{B}{C} = 2,12 > 1 \rightarrow \text{El proyecto es viable}$$

Como los 3 indicadores financieros son positivos a un precio de \$ 40,00 se puede concluir que el fracturamiento hidráulico en el pozo Drago Norte -15 es económicamente rentable.

**ANEXO 4 VALORES DE PRUDUCCION MENSUAL
PRONOSTICADOS DESPUES DEL FRACTURAMIENTO
HIDRÁULICO**

POZO DRAGO NORTE – 15

Producción Mensual Pronosticada del pozo Drago Norte-15

Date	Gasto Instantaneo	Gasto Promedio	Mensual Volumen	Volumen Acumulado	Hist & Pronóstico Acum,	Reservas Remanentes
	bbl/d	bbl/d	Mbbl	Mbbl	Mbbl	Mbbl
31/01/2018	1608,90	1628,83	50,494	50,494	1075,774	1993,271
28/02/2018	1573,60	1591,19	44,553	95,047	1120,327	1948,718
31/03/2018	1535,41	1554,43	48,187	143,234	1168,515	1900,531
30/04/2018	1499,34	1517,31	45,519	188,753	1214,034	1855,012
31/05/2018	1462,96	1481,08	45,913	234,667	1259,947	1809,098
30/06/2018	1428,59	1445,71	43,371	278,038	1303,318	1765,727
31/07/2018	1393,93	1411,19	43,747	321,785	1347,065	1721,980
31/08/2018	1360,10	1376,95	42,685	364,470	1389,751	1679,295
30/09/2018	1328,15	1344,06	40,322	404,792	1430,073	1638,973
31/10/2018	1295,92	1311,97	40,671	445,463	1470,744	1598,302
30/11/2018	1265,48	1280,64	38,419	483,883	1509,163	1559,883
31/12/2018	1234,77	1250,06	38,752	522,634	1547,915	1521,131
31/01/2019	1204,81	1219,73	37,812	560,446	1585,726	1483,319
28/02/2019	1178,37	1191,54	33,363	593,809	1619,089	1449,956
31/03/2019	1149,78	1164,01	36,084	629,894	1655,174	1413,872
30/04/2019	1122,76	1136,22	34,087	663,980	1689,260	1379,785
31/05/2019	1095,52	1109,09	34,382	698,362	1723,642	1345,403
30/06/2019	1069,78	1082,60	32,478	730,840	1756,120	1312,925
31/07/2019	1043,82	1056,75	32,759	763,599	1788,879	1280,166
31/08/2019	1018,50	1031,11	31,964	795,563	1820,844	1248,202
30/09/2019	994,57	1006,48	30,195	825,758	1851,038	1218,007
31/10/2019	970,43	982,45	30,456	856,214	1881,494	1187,551
30/11/2019	947,64	958,99	28,770	884,984	1910,264	1158,781
31/12/2019	924,64	936,09	29,019	914,003	1939,283	1129,763
31/01/2020	902,20	913,38	28,315	942,317	1967,598	1101,448
29/02/2020	881,71	891,92	25,866	968,183	1993,463	1075,582
31/03/2020	860,31	870,97	27,000	995,183	2020,463	1048,582
30/04/2020	840,10	850,17	25,505	1020,688	2045,968	1023,077
31/05/2020	819,72	829,87	25,726	1046,414	2071,694	997,351
30/06/2020	800,46	810,05	24,301	1070,715	2095,995	973,050
31/07/2020	781,04	790,71	24,512	1095,227	2120,507	948,538
31/08/2020	762,08	771,52	23,917	1119,144	2144,425	924,621
30/09/2020	744,18	753,10	22,593	1141,737	2167,017	902,028
31/10/2020	726,12	735,11	22,789	1164,526	2189,806	879,239
30/11/2020	709,06	717,56	21,527	1186,052	2211,333	857,713
31/12/2020	691,86	700,43	21,713	1207,766	2233,046	835,999

Elaborado por: Cristhian Alvear

POZO DRAGO NORTE –43

Producción Mensual Pronosticada del pozo Drago Norte-43

Date	Gasto Instantaneo	Gasto Promedio	Mensual Volumen	Volumen Acumulado	Hist & Pronóstico Acum.	Reservas Remanentes
	bbl/d	bbl/d	Mbbl	Mbbl	Mbbl	Mbbl
31/01/2018	65,56	67,29	2,086	2,086	219,342	21,793
28/02/2018	62,57	64,05	1,793	3,879	221,135	20
31/03/2018	59,41	60,97	1,89	5,769	223,025	18,11
30/04/2018	56,51	57,95	1,738	7,508	224,764	16,371
31/05/2018	53,66	55,07	1,707	9,215	226,471	14,664
30/06/2018	51,03	52,33	1,57	10,785	228,041	13,094
31/07/2018	48,46	49,74	1,542	12,327	229,582	11,552
31/08/2018	46,01	47,23	1,464	13,791	231,046	10,088
30/09/2018	43,77	44,88	1,346	15,137	232,393	8,742
31/10/2018	41,56	42,65	1,322	16,459	233,715	7,42
30/11/2018	39,53	40,53	1,216	17,676	234,931	6,204
31/12/2018	37,53	38,52	1,194	18,87	236,125	5,01
31/01/2019	35,64	36,58	1,134	20,004	237,259	3,876
28/02/2019	34,01	34,82	0,975	20,979	238,234	2,901
31/03/2019	32,3	33,15	1,028	22,006	239,262	1,873
30/04/2019	30,72	31,5	0,945	22,951	240,207	0,928
31/05/2019	29,17	29,94	0,928	23,879	241,135	0

Elaborado por: Cristhian Alvear

POZO DRAGO NORTE –48

Producción Mensual Pronosticada del pozo Drago Norte-48

Date	Gasto Instantaneo	Gasto Promedio	Mensual Volumen	Volumen Acumulado	Hist & Pronóstico Acum.	Reservas Remanentes
	bbl/d	bbl/d	Mbbl	Mbbl	Mbbl	Mbbl
31/01/2018	933,6	943,98	29,263	29,263	289,096	1269,509
28/02/2018	915,18	924,36	25,882	55,145	314,978	1243,627
31/03/2018	895,2	905,15	28,06	83,205	343,038	1215,567
30/04/2018	876,29	885,71	26,571	109,776	369,609	1188,996
31/05/2018	857,16	866,69	26,867	136,644	396,476	1162,129
30/06/2018	839,05	848,07	25,442	162,086	421,918	1136,687
31/07/2018	820,73	829,86	25,726	187,811	447,644	1110,961
31/08/2018	802,82	811,74	25,164	212,975	472,808	1085,797
30/09/2018	785,85	794,3	23,829	236,805	496,637	1061,968
31/10/2018	768,7	777,24	24,095	260,899	520,731	1037,873
30/11/2018	752,46	760,55	22,816	283,716	543,548	1015,057
31/12/2018	736,03	744,21	23,071	306,786	566,619	991,986
31/01/2019	719,97	727,97	22,567	329,353	589,186	969,419
28/02/2019	705,76	712,84	19,959	349,313	609,145	949,46
31/03/2019	690,35	698,03	21,639	370,952	630,784	927,821
30/04/2019	675,77	683,03	20,491	391,443	651,275	907,33
31/05/2019	661,02	668,36	20,719	412,162	671,994	886,611
30/06/2019	647,05	654,01	19,62	431,782	691,614	866,99
31/07/2019	632,92	639,96	19,839	451,621	711,453	847,152
31/08/2019	619,11	625,99	19,406	471,027	730,859	827,746
30/09/2019	606,03	612,54	18,376	489,403	749,235	809,37
31/10/2019	592,8	599,39	18,581	507,984	767,816	790,789
30/11/2019	580,27	586,51	17,595	525,579	785,412	773,193
31/12/2019	567,61	573,92	17,791	543,371	803,203	755,402
31/01/2020	555,22	561,39	17,403	560,774	820,606	737,999
29/02/2020	543,87	549,53	15,936	576,71	836,542	722,062
31/03/2020	532	537,91	16,675	593,385	853,218	705,387
30/04/2020	520,76	526,36	15,791	609,176	869,008	689,596
31/05/2020	509,39	515,06	15,967	625,143	884,975	673,63
30/06/2020	498,63	503,99	15,12	640,263	900,095	658,51
31/07/2020	487,74	493,17	15,288	655,551	915,383	643,222
31/08/2020	477,1	482,4	14,954	670,505	930,338	628,267
30/09/2020	467,02	472,04	14,161	684,666	944,499	614,106
31/10/2020	456,82	461,9	14,319	698,985	958,818	599,787
30/11/2020	447,17	451,98	13,559	712,545	972,377	586,228
31/12/2020	437,41	442,27	13,71	726,255	986,088	572,517

Elaborado por: Cristhian Alvear

POZO DRAGO NORTE –51

Producción Mensual Pronosticada del pozo Drago Norte-51

Date	Gasto Instantaneo	Gasto Promedio	Mensual Volumen	Volumen Acumulado	Hist & Pronóstico Acum,	Reservas Remanentes
	bbl/d	bbl/d	Mbbl	Mbbl	Mbbl	Mbbl
31/01/2018	37,69	38,04	1,179	1,179	16,931	13,240
28/02/2018	37,08	37,39	1,047	2,226	17,977	12,193
31/03/2018	36,42	36,75	1,139	3,365	19,117	11,054
30/04/2018	35,79	36,10	1,083	4,448	20,200	9,971
31/05/2018	35,15	35,47	1,099	5,548	21,299	8,871
30/06/2018	34,54	34,84	1,045	6,593	22,345	7,826
31/07/2018	33,92	34,23	1,061	7,654	23,406	6,765
31/08/2018	33,31	33,62	1,042	8,696	24,448	5,723
30/09/2018	32,74	33,02	991	9,687	25,439	4,732
31/10/2018	32,15	32,44	1,006	10,693	26,444	3,726
30/11/2018	31,59	31,87	0,956	11,649	27,400	2,770
31/12/2018	31,03	31,31	0,971	12,620	28,371	1,800
31/01/2019	30,47	30,75	0,953	13,573	29,324	0,846
28/02/2019	29,98	30,23	0,846	14,419	30,171	0,000

Elaborado por: Cristhian Alvear

POZO DRAGO NORTE –27

Producción Mensual Pronosticada del pozo Drago Norte-27

Date	Gasto Instantaneo	Gasto Promedio	Mensual Volumen	Volumen Acumulado	Hist & Pronóstico Acum,	Reservas Remanentes
	bbl/d	bbl/d	Mbbl	Mbbl	Mbbl	Mbbl
31/01/2018	466,44	470,79	14,594	14,594	351,636	730,372
28/02/2018	458,70	462,56	12,952	27,546	364,588	717,420
31/03/2018	450,28	454,48	14,089	41,635	378,677	703,332
30/04/2018	442,28	446,27	13,388	55,023	392,065	689,944
31/05/2018	434,16	438,21	13,584	68,608	405,649	676,359
30/06/2018	426,45	430,29	12,909	81,516	418,558	663,450
31/07/2018	418,62	422,52	13,098	94,614	431,656	650,352
31/08/2018	410,93	414,76	12,858	107,472	444,514	637,495
30/09/2018	403,63	407,27	12,218	119,690	456,732	625,276
31/10/2018	396,22	399,91	12,397	132,088	469,129	612,879
30/11/2018	389,18	392,69	11,781	143,868	480,910	601,098
31/12/2018	382,04	385,60	11,954	155,822	492,864	589,145
31/01/2019	375,02	378,52	11,734	167,556	504,598	577,411
28/02/2019	368,80	371,90	10,413	177,969	515,011	566,997
31/03/2019	362,03	365,40	11,328	189,297	526,338	555,670
30/04/2019	355,60	358,80	10,764	200,061	537,103	544,906
31/05/2019	349,07	352,32	10,922	210,983	548,025	533,984
30/06/2019	342,87	345,96	10,379	221,362	558,403	523,605
31/07/2019	336,57	339,71	10,531	231,893	568,934	513,074
31/08/2019	330,39	333,47	10,338	242,230	579,272	502,736
30/09/2019	324,52	327,45	9,823	252,054	589,096	492,913
31/10/2019	318,57	321,54	9,968	262,021	599,063	482,945
30/11/2019	312,91	315,73	9,472	271,493	608,535	473,473
31/12/2019	307,16	310,02	9,611	281,104	618,146	463,863
31/01/2020	301,52	304,33	9,434	290,538	627,580	454,428
29/02/2020	296,34	298,92	8,669	299,207	636,249	445,759
31/03/2020	290,90	293,61	9,102	308,309	645,351	436,657
30/04/2020	285,73	288,31	8,649	316,958	654,000	428,008
31/05/2020	280,49	283,10	8,776	325,735	662,776	419,232
30/06/2020	275,50	277,99	8,340	334,074	671,116	410,892
31/07/2020	270,45	272,97	8,462	342,536	679,578	402,430
31/08/2020	265,48	267,96	8,307	350,843	687,885	394,124
30/09/2020	260,76	263,12	7,893	358,736	695,778	386,230
31/10/2020	255,98	258,36	8,009	366,746	703,787	378,221
30/11/2020	251,43	253,70	7,611	374,357	711,398	370,610
31/12/2020	246,81	249,11	7,723	382,079	719,121	362,888

Elaborado por: Cristhian Alvear

**ANEXO 5 RESULTADOS DE SIMULACIÓN DE FRACTURA
HIDRÁULICA**

POZO DRAGO NORTE – 15

Resultado de la simulación de la fractura hidráulica en el pozo Drago Norte – 15, intervalo 9905'-9920', 9932'-9950' y 9962'-9970' (41')

Simulation Results

Max Hydraulic Frac Half-Length	39.91 m
EOJ Hydraulic Frac Half-Length	28.50 m
EOJ Hydraulic Height at Well	47 ft
EOJ Hydraulic Width at Well	0.57 in
Propped Frac Half-Length	39.53 m
Propped Width at Well	0.19 in
Average Propped Width	0.19 in
Effective Conductivity	3651.34 mD.ft
Average Gel Concentration	880.22 lb/mgal
Effective FCD	33.366
EOJ Net Pressure	2145 psi
Efficiency	0.2788
Max Surface Pressure	5802 psi
Effective Closure Time	7.12 min
Messages	

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

POZO DRAGO NORTE – 43

Resultado de la simulación de la fractura hidráulica en el pozo Drago Norte – 43, intervalo 10339'-10370' (31')

Simulation Results – Etapa 1

Max Hydraulic Frac Half-Length	43.71 m
EOJ Hydraulic Frac Half-Length	31.22 m
EOJ Hydraulic Height at Well	54 ft
EOJ Hydraulic Width at Well	0.46 in
Propped Frac Half-Length	43.71 m
Propped Width at Well	0.16 in
Average Propped Width	0.17 in
Effective Conductivity	3690.74 mD.ft
Average Get Concentration	898.98 lb/mgal
Effective FCD	12.9193
EOJ Net Pressure	1657 psi
Efficiency	0.2613
Max Surface Pressure	5795 psi
Effective Closure Time	5.39 min
Messages	

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

Resultado de la simulación de la fractura hidráulica en el pozo Drago Norte – 43, intervalo 10297'-10311' (14')

Simulation Results – Etapa 2

Max Hydraulic Frac Half-Length	44.99 m
EOJ Hydraulic Frac Half-Length	32.14 m
EOJ Hydraulic Height at Well	58 ft
EOJ Hydraulic Width at Well	0.39 in
Propped Frac Half-Length	44.97 m
Propped Width at Well	0.13 in
Average Propped Width	0.12 in
Effective Conductivity	3106.25 mD.ft
Average Get Concentration	792.99 lb/mgal
Effective FCD	3247.1390
EOJ Net Pressure	1706 psi
Efficiency	0.2809
Max Surface Pressure	5705 psi
Effective Closure Time	5.66 min
Messages	

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

POZO DRAGO NORTE – 48

Resultado de la simulación de la fractura hidráulica en el pozo Drago Norte – 48, intervalo 9718'-9739' (21')

Simulation Results

Max Hydraulic Frac Half-Length	64.67 m
EOJ Hydraulic Frac Half-Length	46.19 m
EOJ Hydraulic Height at Well	32 ft
EOJ Hydraulic Width at Well	0.57 in
Propped Frac Half-Length	64.28 m
Propped Width at Well	0.22 in
Average Propped Width	0.19 in
Effective Conductivity	3892.84 mD.ft
Average Gel Concentration	905.69 lb/mgal
Effective FCD	4.0226
EOJ Net Pressure	3002 psi
Efficiency	0.2798
Max Surface Pressure	6320 psi
Effective Closure Time	6.96 min
Messages	

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

POZO DRAGO NORTE – 51

Resultado de la simulación de la fractura hidráulica en el pozo Drago Norte – 51, intervalo 9958'-9963'; 9966'-9970'; 9979'-10003'

Simulation Results

Max Hydraulic Frac Half-Length	61.78 m
EOJ Hydraulic Frac Half-Length	44.12 m
EOJ Hydraulic Height at Well	41 ft
EOJ Hydraulic Width at Well	0.50 in
Propped Frac Half-Length	55.36 m
Propped Width at Well	0.12 in
Average Propped Width	0.17 in
Effective Conductivity	2886.86 mD.ft
Average Gel Concentration	837.06 lb/mgal
Effective FCD	3.6
EOJ Net Pressure	1942 psi
Efficiency	0.2812
Max Surface Pressure	6133 psi
Effective Closure Time	8.00 min
Messages	

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

POZO DRAGO NORTE – 27

Resultado de la simulación de la fractura hidráulica en el pozo Drago Norte – 27, intervalo 9884'-9893' y 9897'-9912' (24')

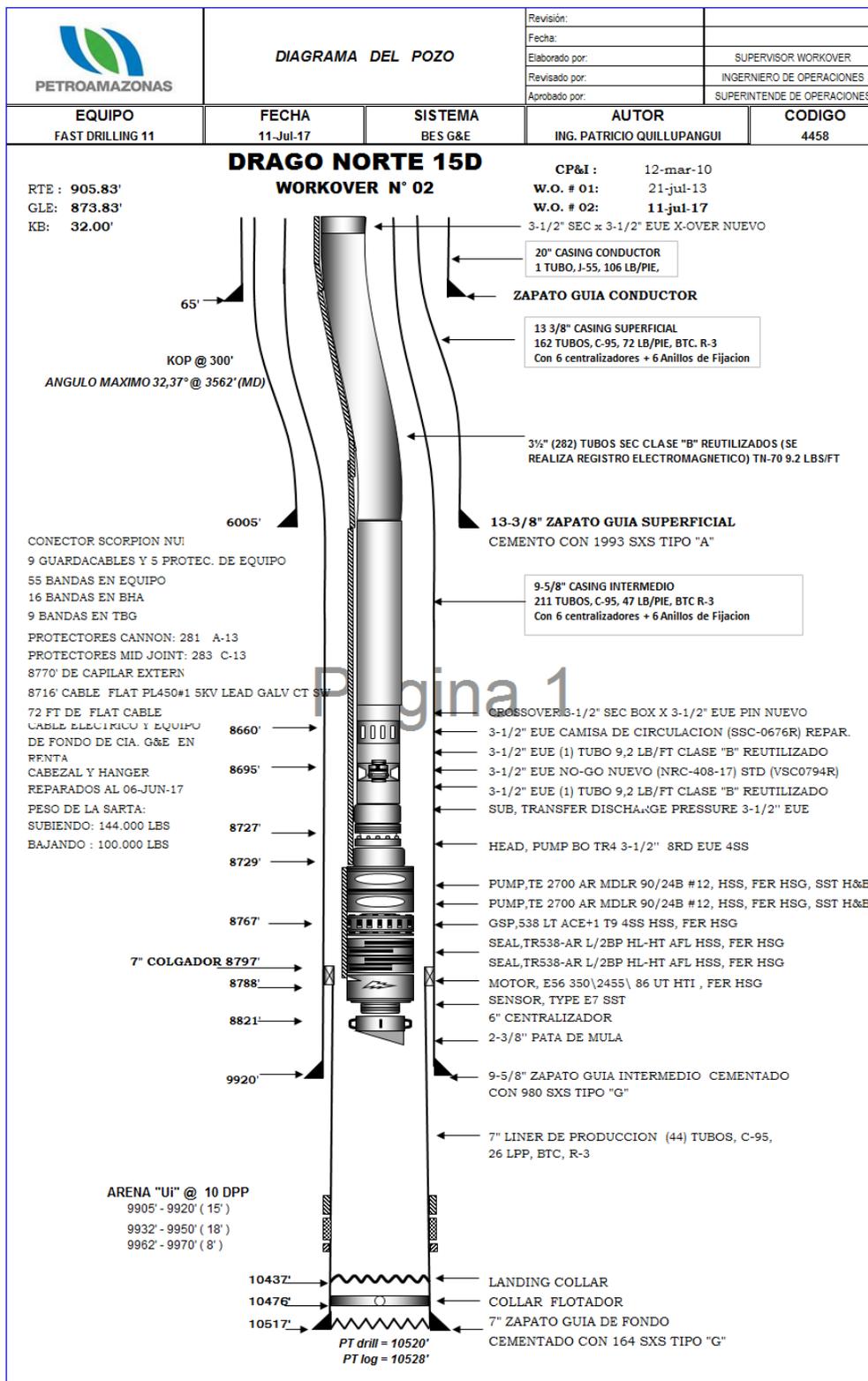
Simulation Results

Max Hydraulic Frac Half-Length	41.79 m
EOJ Hydraulic Frac Half-Length	23.88 m
EOJ Hydraulic Height at Well	65 ft
EOJ Hydraulic Width at Well	0.49 in
Propped Frac Half-Length	39.92 m
Propped Width at Well	0.17 in
Average Propped Width	0.15 in
Effective Conductivity	4007.20 mD.ft
Average Gel Concentration	950.18 lb/mgal
Effective FCD	11.6
EOJ Net Pressure	3192 psi
Efficiency	0.2430
Max Surface Pressure	6701 psi
Effective Closure Time	5.99 min
Messages	

Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

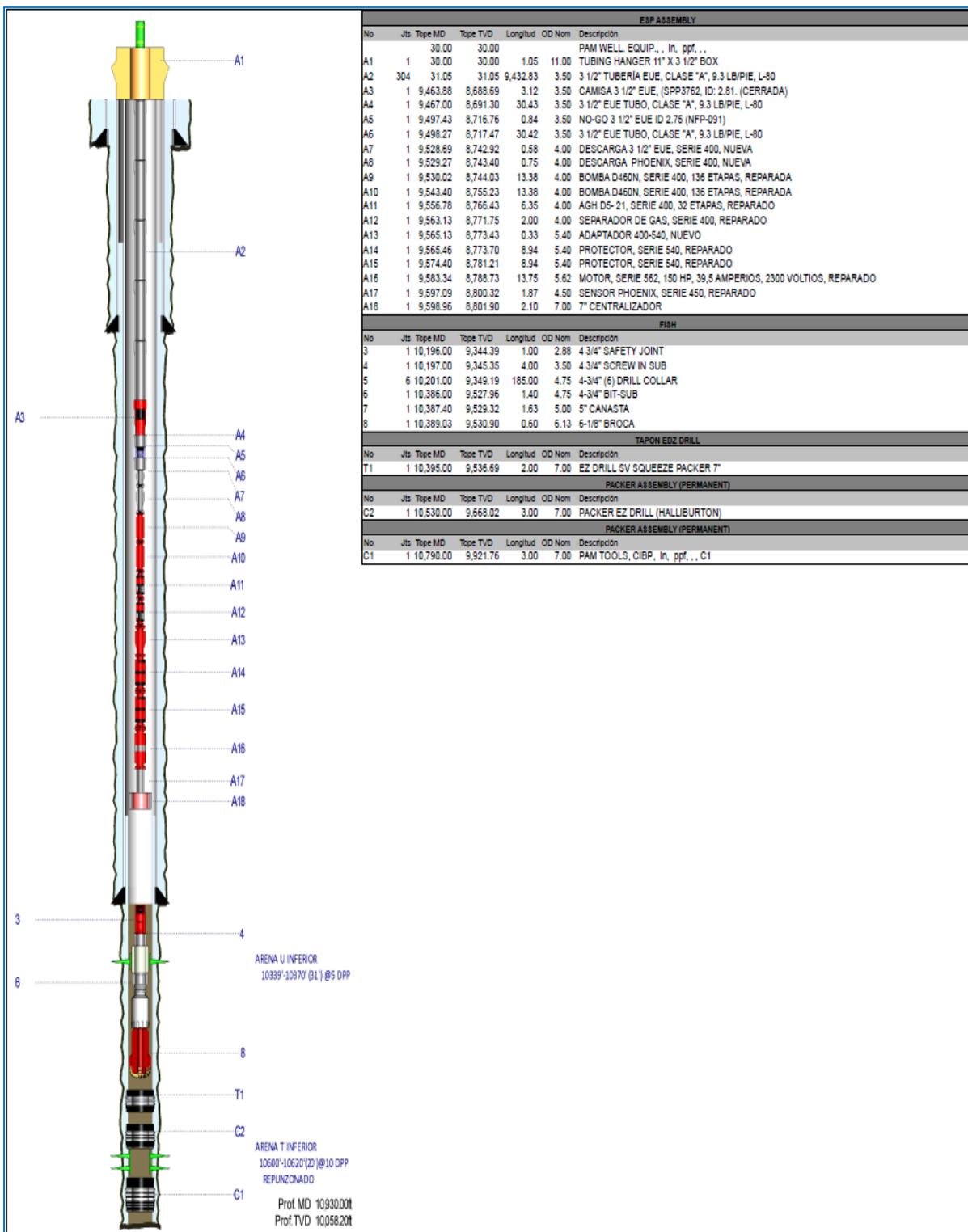
**ANEXO 6 DIAGRAMA MECÁNICO DE LOS POZOS
SELECCIONADOS**

DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO DRAGO NORTE - 15



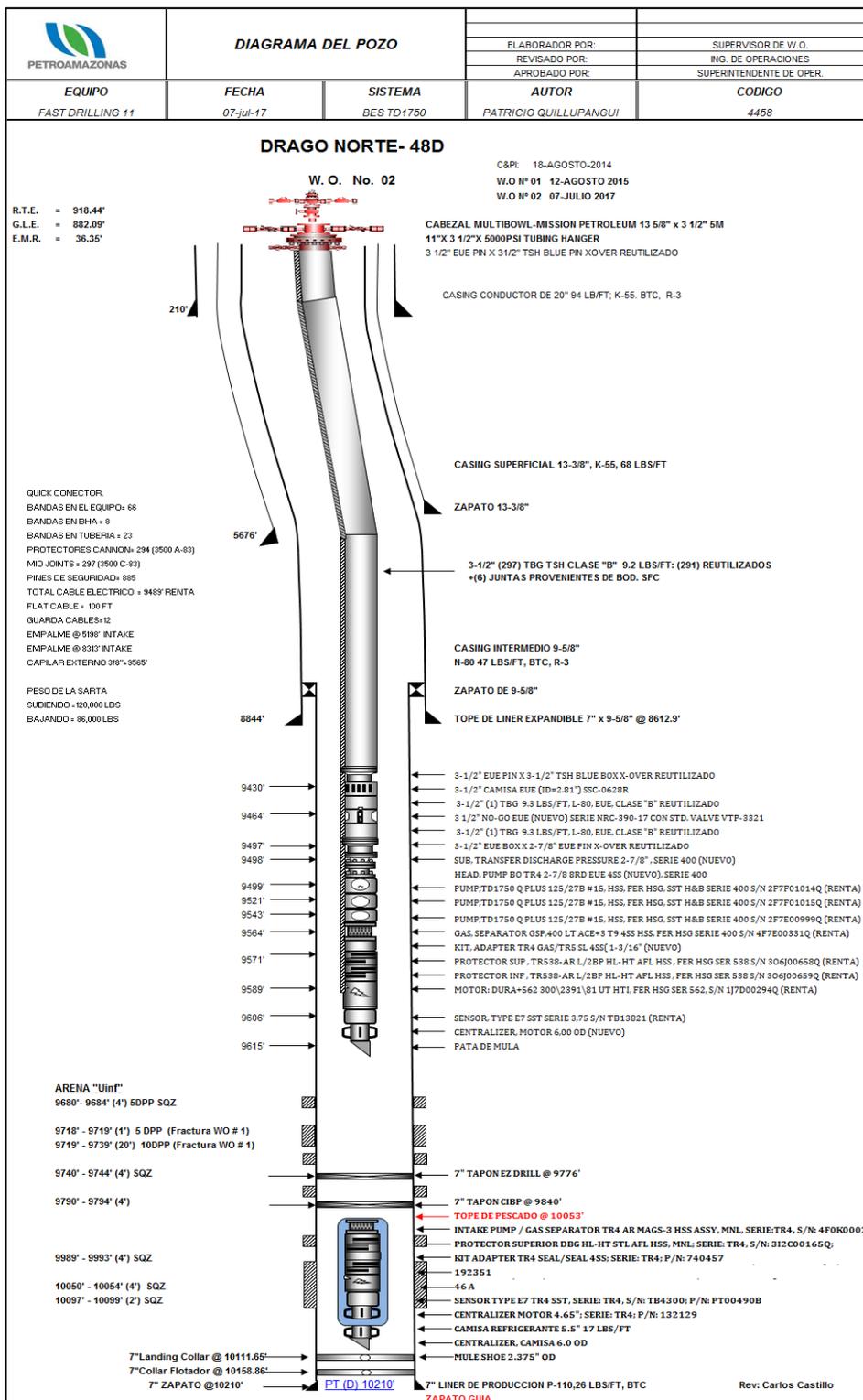
Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO DRAGO NORTE – 43



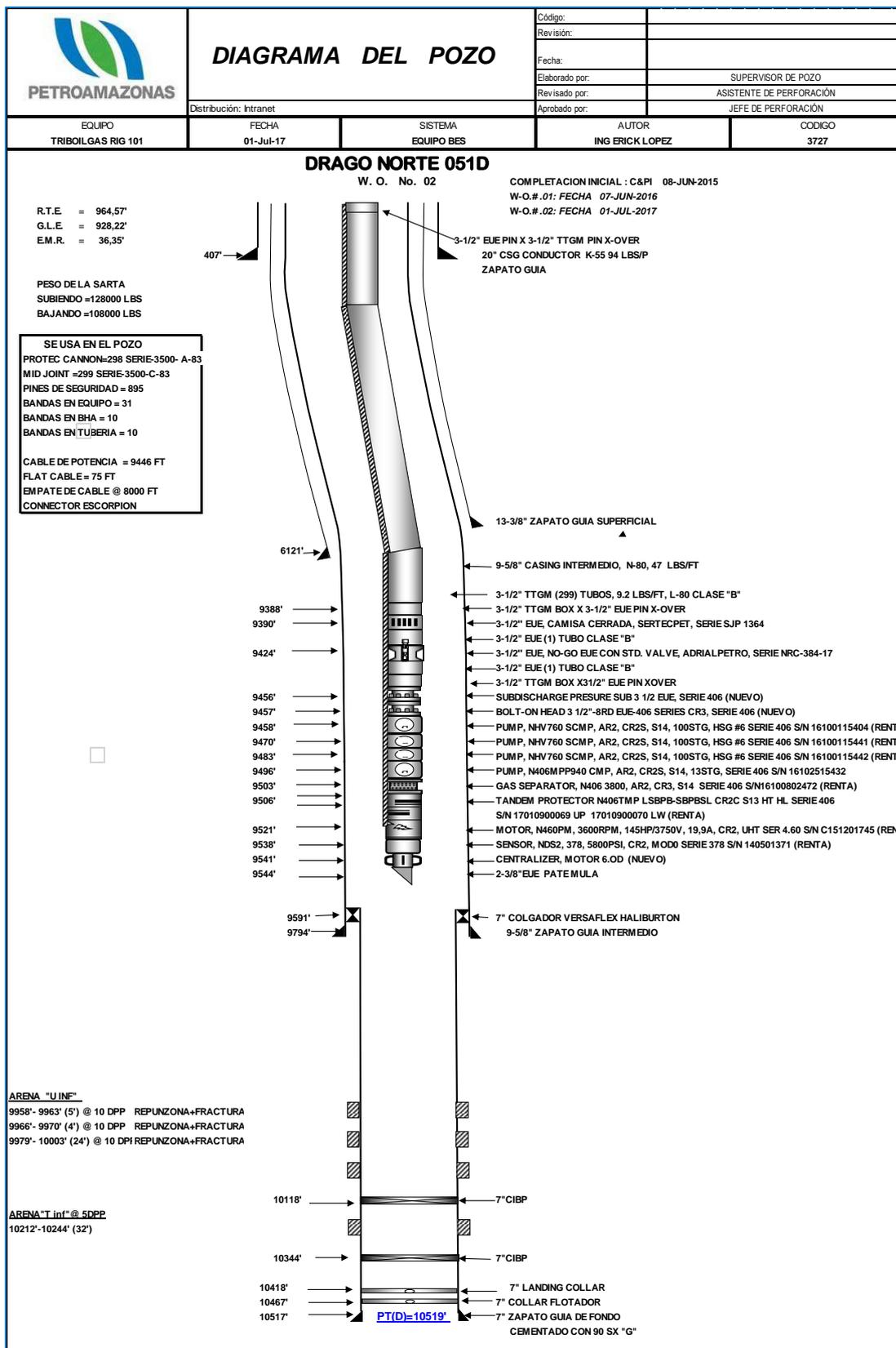
Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburiífero

DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO DRAGO NORTE – 48



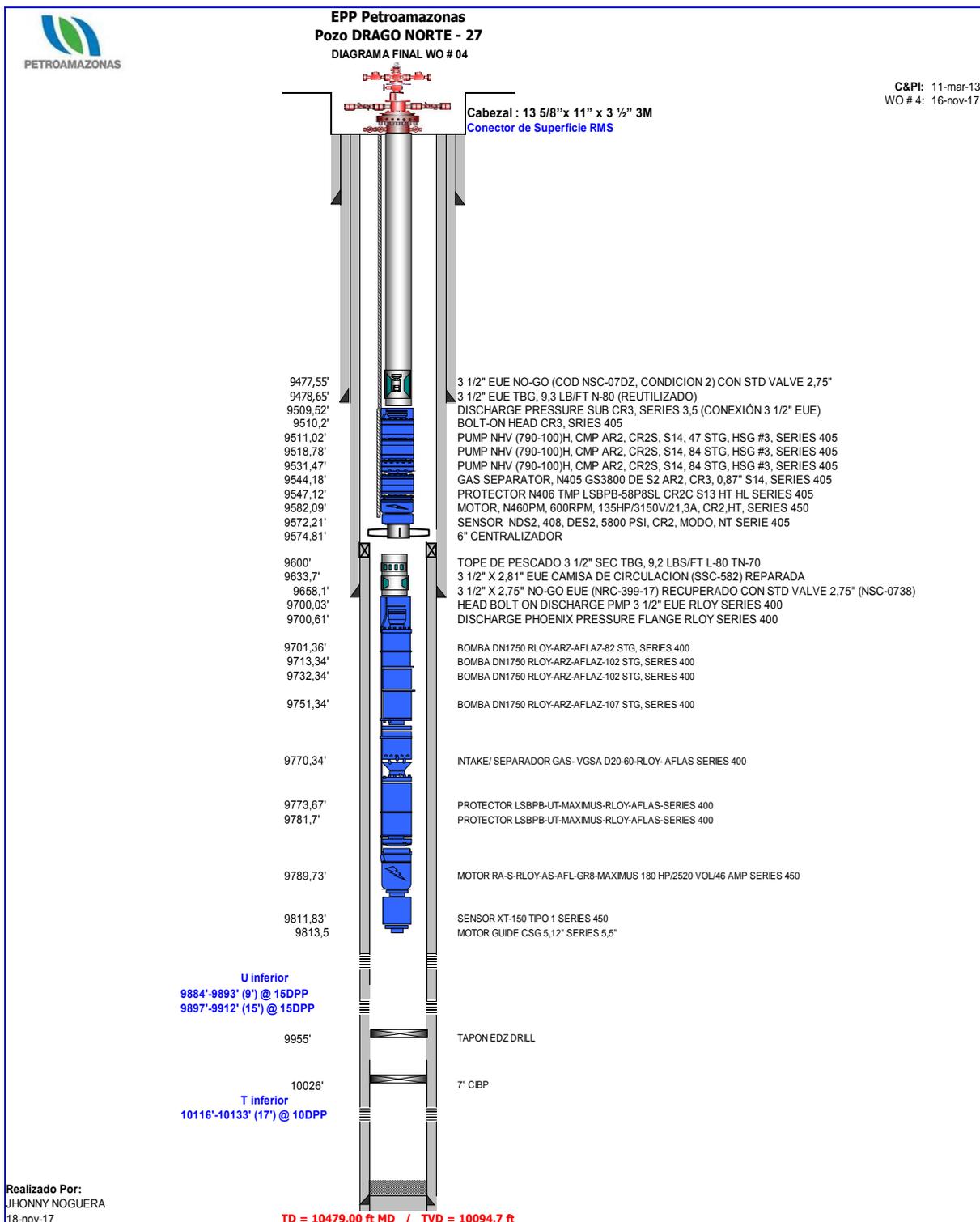
Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarbúfero

DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO DRAGO NORTE – 51



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

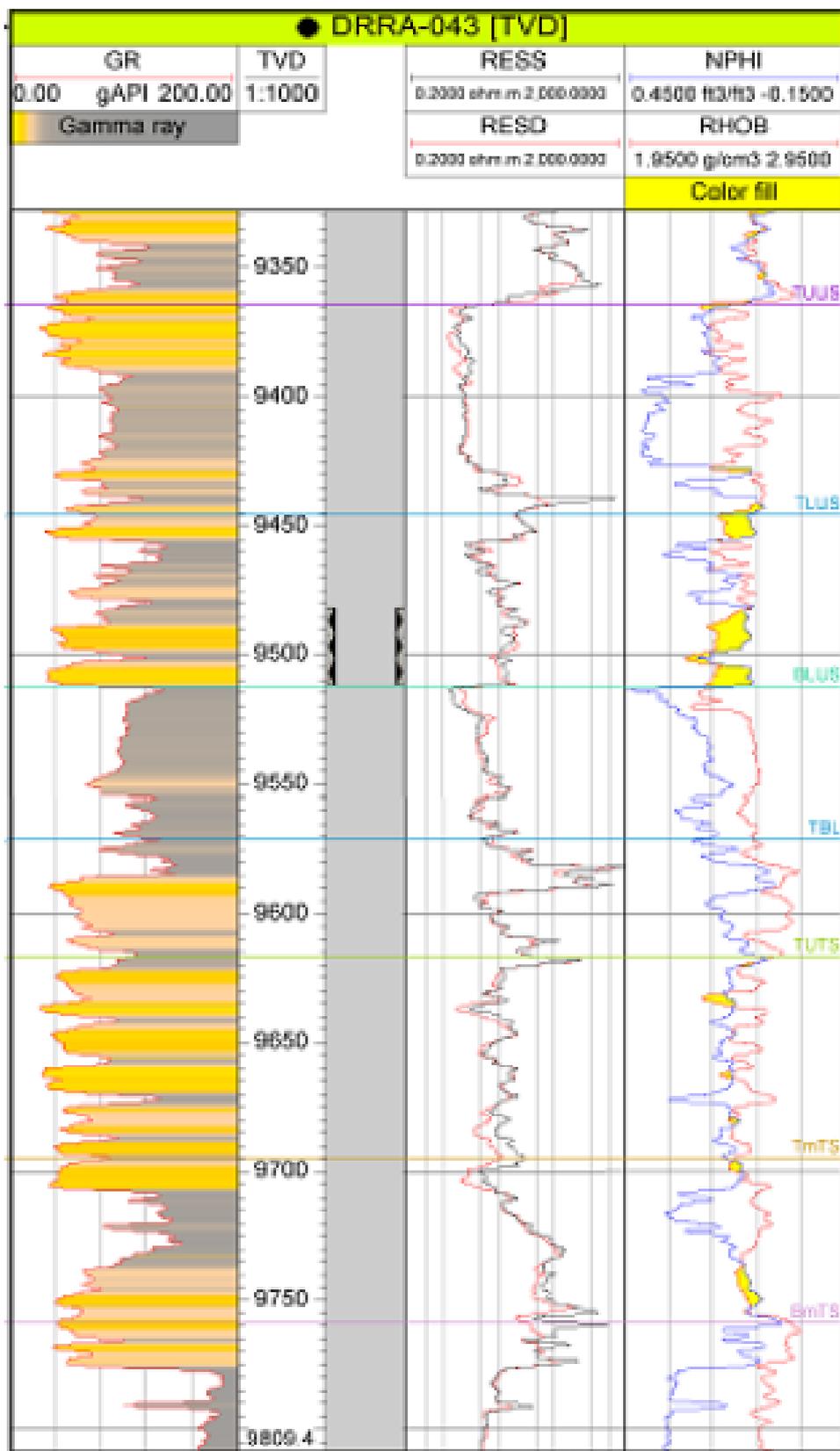
DIAGRAMA MECÁNICO DEL POZO DRAGO NORTE – 27



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero

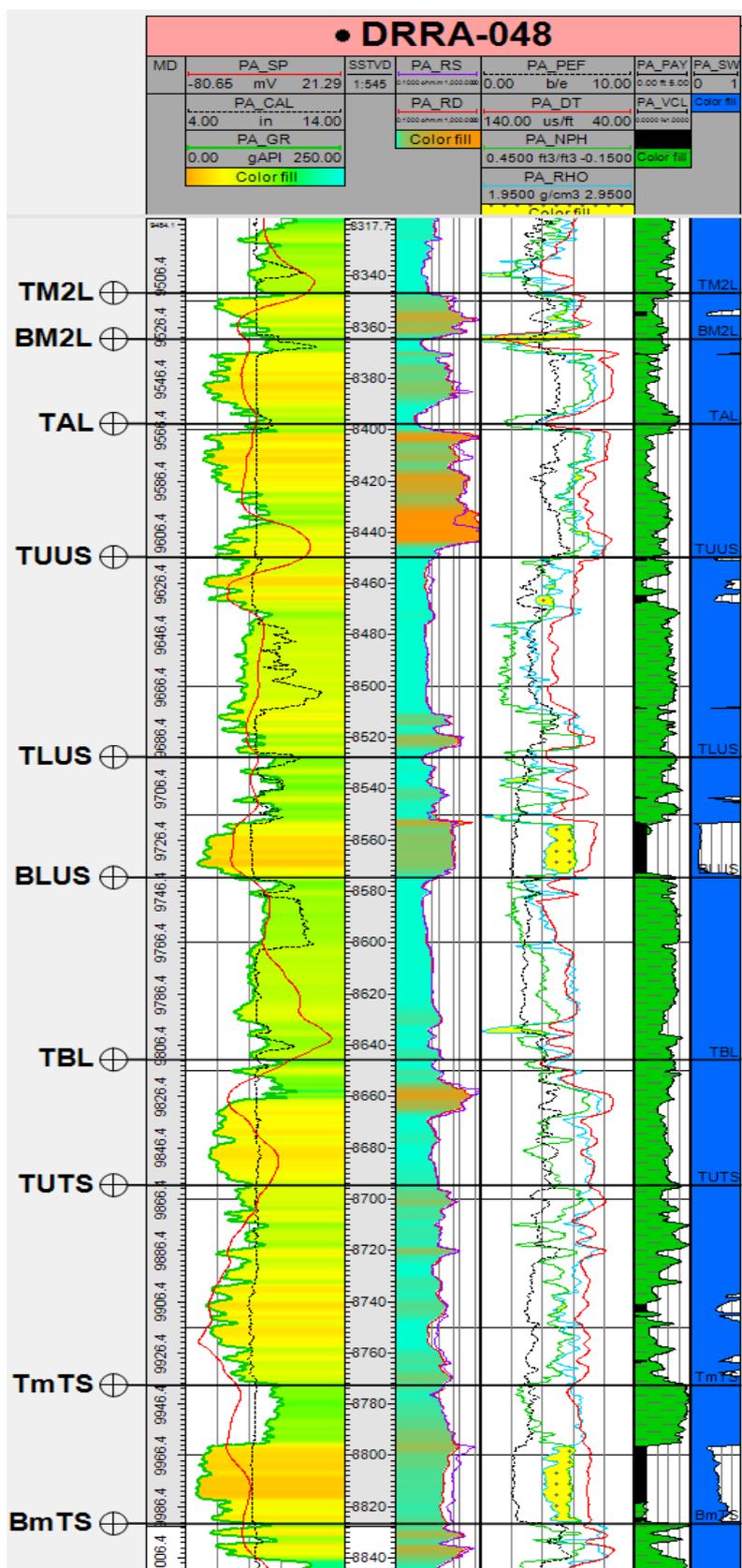
**ANEXO 7 REGISTROS ELÉCTRICOS DE LOS POZOS
SELECCIONADOS**

Registro Eléctrico del Poso Drago Norte – 43



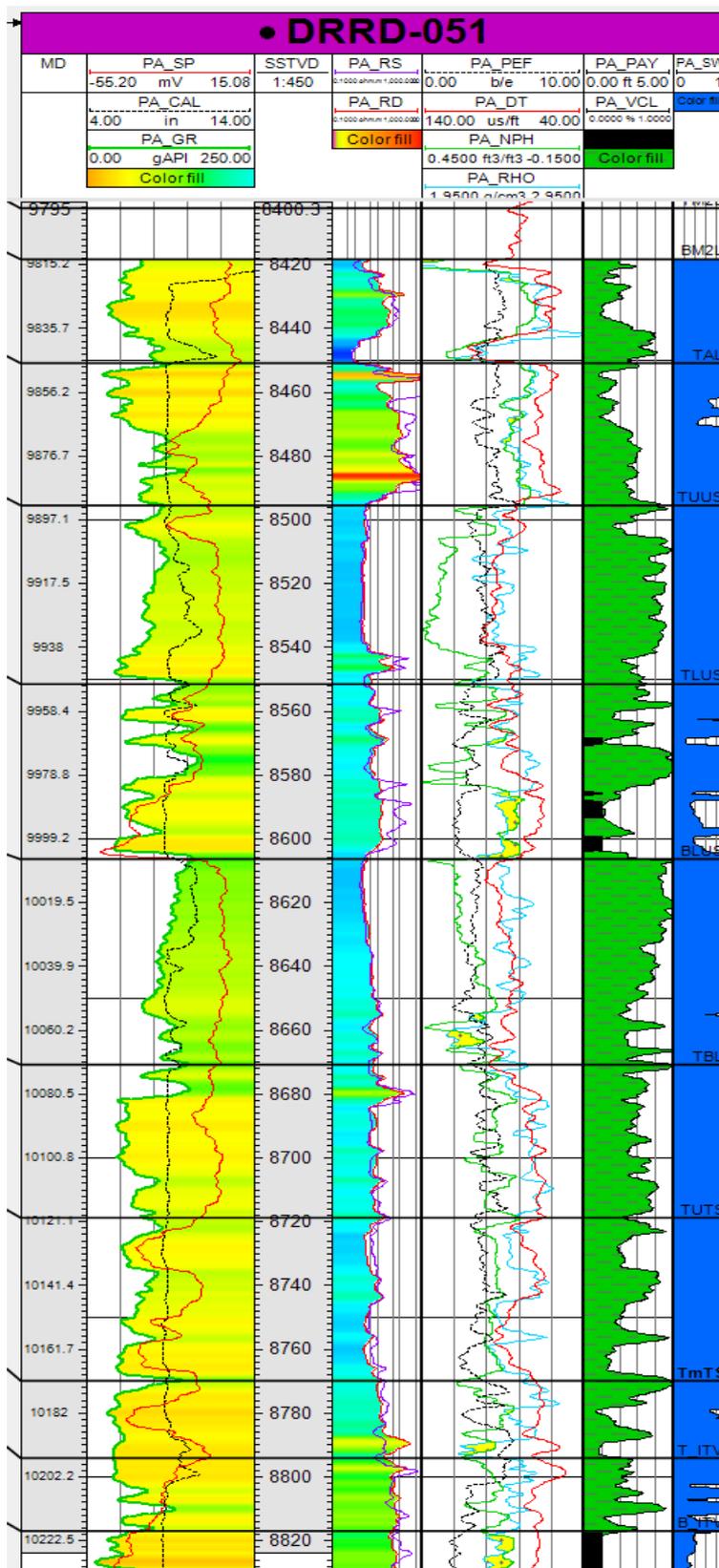
Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2017

Registro Eléctrico del Pozo Drago Norte – 48



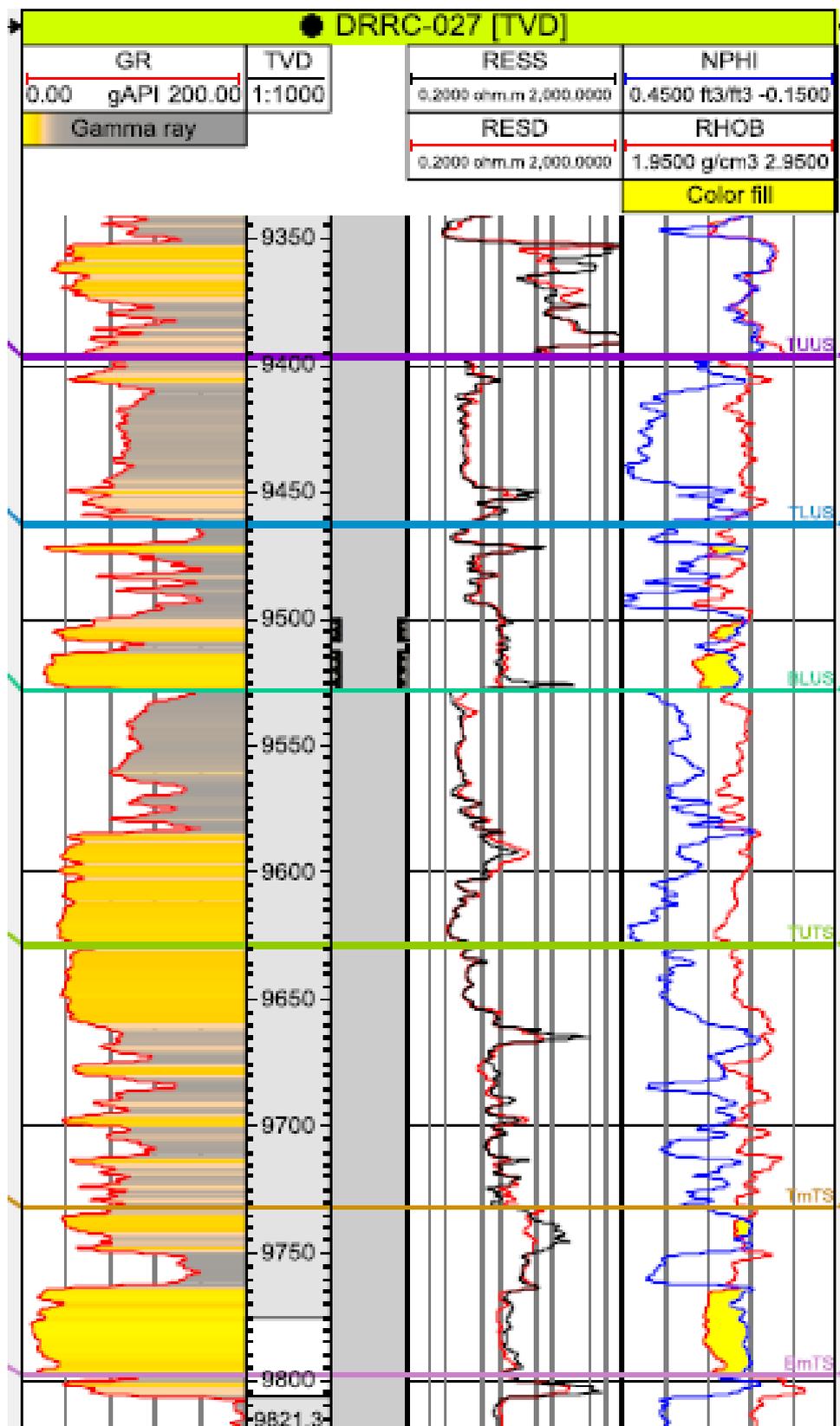
Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2017

Registro Eléctrico del Poso Drago Norte – 51



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2017

Registro Eléctrico del Pozo Drago Norte – 27



Fuente: Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero, 2017