



ESCUELA SUPERIOR POLITÉCNICA DEL LITORAL

Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra

**“ANÁLISIS TÉCNICO PARA EL DESARROLLO DEL CAMPO WATI EN LA
ARENISCA M1A EMPLEANDO SISTEMAS DE CONTROL DE ARENA”**

PROYECTO DE GRADO

Previa a la obtención del Título de:

INGENIERO EN PETRÓLEO

Presentado por:

CRISTOPHER DAVID MACIAS CHANCAY

WILLIAMS JAVIER SOLANO SILVA

GUAYAQUIL-ECUADOR

2017

DEDICATORIA

Primeramente, a Dios, por la sabiduría y ser mi Padre en todos los sentidos durante esta época maravillosa de mi vida, este trabajo le pertenece a Él. A mis padres terrenales David Macias y Elizabeth Chancay de Macias y a mi hermano Johannes que son el regalo más hermoso que Dios me ha dado y pilar fundamental en mi vida.

A mis compañeros de la carrera, los “Blanquitos” Felipao, Alvarito, Hombre G y en especial a John Williams por ser mi compañero en la elaboración de este trabajo.

Por último, a los pastores y líderes del CCVN, en especial Jacky y Steve y a los integrantes del grupo Bless Music.

Cristopher David Macias Chancay.

DEDICATORIA

A Dios por darme la sabiduría y fortaleza para cumplir una meta más.

A mis padres que son el pilar fundamental en mi vida, mi orgullo más grande, a mi abuelita, a mis hermanos y hermana por sus consejos y apoyo incondicional.

A mis amigos petroleros que se convirtieron mis hermanos durante toda la carrera universitaria, Felipe, Álvaro, Josué y en especial a mi gran amigo Christopher “Cocacho” por su apoyo en el desarrollo del proyecto de grado.

Por último, a mis amigos valencianos “Ballenita” que desde lejos estuvieron siempre apoyándome con palabras de aliento.

Williams Javier Solano Silva.

AGRADECIMIENTO

A Dios por haber permitido culminar con éxito esta prestigiosa carrera.

A la Escuela Superior Politécnica del Litoral y sus distinguidos docentes por contribuir a nuestra formación académica.

A la empresa Repsol, en especial a los Ing. Ney Orellana, Roberto Bailón, Andrés Gaibor, Ricardo Astudillo y todo el departamento de Desarrollo por permitirnos desarrollar nuestro proyecto y aportar en el crecimiento nuestros conocimientos técnicos e ingenieriles. A la Msc. Mariela Obdulia Murillo y al Msc. Fabian Vera Rosales por el apoyo en la obtención del tema y desarrollo del proyecto de grado.

Cristopher David Macias Chancay.

Williams Javier Solano Silva.

TRIBUNAL DEL PROYECTO

Msc. Fabian Elías Vera Rosales
PRESIDENTE DEL TRIBUNAL

Msc. Fabian Elías Vera Rosales
DIRECTOR DE MATERIA INTEGRADORA

Msc. Romel Ángel Erazo Bone
MIEMBRO EVALUADOR

DECLARACIÓN EXPRESA

“La responsabilidad del contenido de esta Tesis de Grado, nos corresponde exclusivamente; y el patrimonio intelectual de la misma, a la Escuela Superior Politécnica del Litoral”

(Reglamento de Exámenes y Títulos Profesionales de la
ESPOL)

Cristopher David Macias Chancay

Williams Javier Solano Silva

RESUMEN

El campo WATI se encuentra ubicado en el bloque 16, localizado en el Parque Nacional Yasuní, el cual cuenta con tres pozos: W-A, W-B y W-C. El pozo W-C está produciendo de la arenisca U inferior, mientras que el pozo W-A tiene herramientas sin recuperar en fondo y actualmente se encuentra abandonado. Por su parte, el W-B se encuentra en punta libre. Con el fin de obtener una mayor producción de petróleo se desea intervenir la arenisca M1 unidad A, para lo cual se tendrá que revisar información acerca de registros eléctricos, núcleos de la arenisca M1 del campo WATI y de pozos análogos, para posteriormente estimar las reservas probables y posibles dentro del campo. Para la intervención del pozo W-A se desarrollará un plan de reacondicionamiento que permita bajar una nueva completación junto con un sistema de control de arena, el cual es previamente diseñado a partir de los resultados del análisis granulométrico.

Para el pozo W-B, se tendrá que cañonear la arenisca M1 unidad A y realizar el diseño del sistema de control de arenas junto con la nueva completación, similar al pozo W-A. En el pozo W-C se realizará un contraste entre la producción de arenisca actual y la producción que se obtendría de la arenisca M1 unidad A, para luego desarrollar un análisis técnico que permita verificar si es rentable o no el cambio de formación productora. Finalmente se realizará un análisis técnico, para justificar la inversión requerida en el proyecto.

INDICE GENERAL

DEDICATORIA	II
AGRADECIMIENTO	IV
TRIBUNAL DEL PROYECTO	V
DECLARACIÓN EXPRESA	VI
RESUMEN.....	VII
ABREVIATURAS	XIII
SIMBOLOGÍA	XVII
INDICE DE FIGURAS.....	XVIII
INDICE DE TABLAS.....	XXI
CAPITULO 1	23
INTRODUCCIÓN.....	23
1.1 Preámbulo	24
1.2 Planteamiento del problema	25
1.3 Hipótesis.....	26
1.4 Objetivos.....	26
1.4.1 Objetivo General	26
1.4.2 Objetivos Específicos	27
1.5 Metodología de estudio.....	28

CAPITULO 2	29
DESCIPCION DEL AREA DE ESTUDIO.....	29
2.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA	30
2.2 HISTORIA DEL POZO Y PRODUCCIÓN DEL CAMPO.....	30
2.2.1 Pozo W-A.....	31
2.2.2 Pozo W-B.....	32
2.2.3 Pozo W-C.....	32
2.3 GEOLOGÍA GENERAL DEL CAMPO	33
2.3.1 Geología del yacimiento.....	34
2.4 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL.....	39
2.4.1 Propiedades de la roca	40
CAPITULO 3	43
METODOLOGIA.....	43
3.1 CRITERIOS DE SELECCIÓN DE PROGRAMA DE PESCA	44
3.2 REGISTROS ELECTRICOS Y LITOLÓGICOS.....	45
3.2.1 Potencial espontáneo.....	46
3.2.2 Gamma Ray.....	47
3.2.3 Registro de Resistividad.....	47
3.2.4 Sonda Normal	47

3.2.5	Registro sónico de porosidad.....	48
3.2.6	Registro de densidad	50
3.2.7	Registro de neutrones	52
3.3	CALCULO DE INDICE DE PRODUCTIVIDAD.....	52
3.3.1	Índice de productividad según Darcy.....	52
3.4	IP ESTIMADO MEDIANTE HISTORIAL DE PRODUCCIÓN.....	53
3.4.1	Criterio de selección de pozos análogos	54
3.4.2	Criterios para corrección de valores PVT	55
3.5	ANALISIS NODAL	56
3.6	GRAVEL PACK	57
3.7	MÉTODOS PARA LA ESTIMACIÓN DE RESERVAS.....	59
3.7.1	Método Determinístico	60
3.7.2	Método Probabilístico.....	60
3.8	CURVAS DE DECLINACIÓN.....	61
3.8.1	Declinación Exponencial	62
3.8.2	Declinación Hiperbólica.....	63
3.8.3	Declinación Armónica.....	64
3.9	CLASIFICACIÓN DE RESERVAS	64
3.9.1	Reservas probadas	65

3.9.2	Reservas probables	66
3.9.3	Reservas Posibles.....	67
CAPITULO 4	69
ANALISIS DE RESULTADOS	69
4.1	PESCA	70
4.1.1	Recolección de la información.....	70
4.2	REGISTROS	72
4.2.1	Pozo W-A.....	72
4.2.2	Pozo W-B.....	74
4.2.3	Pozo W-C.....	75
4.3	CONSOLIDACIÓN DE LAS ARENISCA M1 UNIDADES A Y C.....	76
4.4	ANÁLISIS PVT DEL POZO IRO A-10H	77
4.5	CALCULO DE IP	78
4.5.1	Ecuación de Darcy	78
4.6	ESTIMACIÓN MEDIANTE HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE POZOS ANÁLOGOS	79
4.6.1	Pozo G-A	80
4.6.2	Pozo D-B.....	82
4.6.3	Pozo T-C.....	84

4.6.4	Valores de corrección de IP	86
4.7	ESTIMACIÓN IP PARA CADA POZO DEL CAMPO WATI	87
4.7.1	Pozo W-A.....	87
4.7.2	Pozo W-B.....	89
4.7.3	Pozo W-C.....	90
4.8	SELECCIÓN DE LA BOMBA UTILIZANDO EL SOFTWARE AUTOGRAPHPC.....	92
4.9	DISEÑO DE GRAVEL PACK	96
4.10	RESERVAS DE LOS POZOS W-A, W-B Y W-C.....	97
CAPITULO 5	100
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	100
BIBLIOGRAFÍA		
ANEXOS		

ABREVIATURAS

$\mu\text{s}/\text{ft}$	Microsegundo por pie
$^{\circ}\text{F}$	Grados Fahrenheit
API	American Petroleum Institute
b	Exponente de Arps
Bapd	Barriles de agua por día
BES	Bombeo electro sumergible
BHP	Bottom Hole Pressure
BPD	Barriles de petróleo por día
Bppd	Barriles de petróleo por día
BSW	Basic Sediment and Water
Cp	Centipoise
D ₁₀	Tamaño de grano acumulado del 10%
D ₅₀	Tamaño de grano promedio de la arena de grava
D ₅₀	Tamaño del grano promedio de la arena de formación
D ₆₀	Tamaño de grano acumulado del 60%

D _i	Caudal de la declinación
EP	Empresa publica
Ft/s	Pie por segundo
Ft	Pie
gr/cm ³	Gramo por centímetro cubico
GR	Gamma Ray
HP	Horsepower (Caballos de fuerzas)
Hz	Hertz
IP	Índice de Productividad
KHCAL	Permeabilidad calculada
Km	Kilómetros
Km ²	Kilómetros cuadrados
MBBL	Millones de barriles
MD	Measured Depth (Profundidad medida)
Md	Milidarcy
NO	Nor Oeste

OWC	Oil Water Contact
Pex-Ait-Bhcs-Ams	Platform Express-Array Induction Tool-Borehole Compensated Sonic-Auxiliary Measurement Sub
Plg	Pulgadas
POOH	Pulling Out of Hole
Ppm NaCl	Partes por millón de cloruro de sodio
P_r	Presión de reservorio
PSIA	Pounds per square inch absolute
PSIG	Pounds per square inch gauge
PVT	Presión- Volumen- Temperatura
Q_i	Caudal inicial
$Q_{i, t}$	Caudal en un tiempo t
Q_t	Caudal total
Rb/Stb	Reservoir barrel/stock tank barrel
Rw	Resistividad
SE	Sureste

SP	Potencial Espontáneo
Sw	Saturación de agua
T	Tiempo
TOF	Top of Fish
TVD	True Vertical Depth (Profundidad vertical verdadera)
YPF	Yacimientos Petrolíferos Fiscales

SIMBOLOGÍA

$\%$	Porcentaje
C_{μ}	Coeficiente de uniformidad
μ_o	Viscosidad cinemática del petróleo
$^{\circ}$	Grados
h	Espesor de arenisca
Δt	Tiempo de tránsito
S	Daño
k	Permeabilidad
r_e	Radio de drenaje
r_w	Radio del pozo
β_o	Factor volumétrico del petróleo

INDICE DE FIGURAS

Figura 1.1. Diagrama de metodología de estudio.....	28
Figura 2.1. Ubicación del campo WATI.....	30
Figura 2.2. Columna estratigráfica Bloque 16.....	35
Figura 2.3. Mapa neto de arenisca M1A y mapa estructural en profundidad.....	36
Figura 2.4. Mapa neto de petróleo y arenisca neta, Yacimiento U Inferior.....	38
Figura 2.5. Mapa neto de petróleo y arenisca neta, Yacimiento U Superior.....	39
Figura 2.6. Permeabilidad Absoluta M1A, pozo W-A.....	42
Figura 3.1. Diagrama general de las herramientas utilizadas para el registro eléctrico SP.....	46
Figura 3.2. Esquema de arreglo de sonda normal.....	48
Figura 3.3. Flujo a través de una completación con Gravel Pack en una arena semi compacta.....	57
Figura 4.1. Registro eléctrico del pozo W-A en la arenisca M1A.....	73
Figura 4.2 Registro eléctrico del pozo W-B en la arenisca M1A.....	75

Figura 4.3. Registro eléctrico del pozo W-C en la arenisca M1A.....	76
Figura 4.4. IP vs T del pozo G-A.....	81
Figura 4.5. IP vs BSW del pozo G-A.....	82
Figura 4.6. IP vs T del pozo D-B.....	83
Figura 4.7. IP vs BSW del pozo D-B.....	84
Figura 4.8. IP vs T del pozo T-C.....	85
Figura 4.9. IP vs BSW del pozo T-C.....	86
Figura 4.10. Unión de los gráficos de IP vs BSW de los pozos análogos con sus respectivas correcciones en función de las características del pozo W-A.....	89
Figura 4.11. Unión de los gráficos de IP vs BSW de los pozos análogos con sus respectivas correcciones en función de las características del pozo W-B.....	90
Figura 4.12. Unión de los gráficos de IP vs BSW de los pozos análogos con sus respectivas correcciones en función de las características del pozo W-C.....	91
Figura 4.13. Curvas de rendimiento obtenidas mediante el software AutographPC para el pozo W-A.....	93
Figura 4.14. Curvas de rendimiento obtenidas mediante el software AutographPC para el pozo W-B.....	94

Figura 4.15. Curvas de rendimiento obtenidas mediante el software AutographPC para el pozo W-C.....	95
Figura 4.16. Reservas del pozo W-A.....	97
Figura 4.17. Reservas del pozo W-B.....	98
Figura 4.18. Reservas del pozo W-C.....	98

INDICE DE TABLAS

Tabla I. Pruebas iniciales de pozo W-A.	31
Tabla II. Datos estructurales de la arenisca M1 "A"	40
Tabla III. Resistividades de M-1.	41
Tabla IV. Parámetros Petrofísicos de los pozos W-A, B y C.....	41
Tabla V. Parámetros Petrofísicos de los pozos W-A, B y C.....	41
Tabla VI. Valores de velocidad sónica y tiempo de tránsito para materiales no porosos.....	49
Tabla VII. Minerales más frecuentes en las rocas.	51
Tabla VIII Densidades de fluidos.....	51
Tabla IX. Valores PVT obtenidos del pozo análogo ubicado en el campo IRO. ...	78
Tabla X. Resultados de IP calculados con la ecuación de Darcy.....	79
Tabla XI. Parámetros utilizados para la corrección de los datos IP provenientes de los pozos análogos.	87
Tabla XII. Factor de corrección para el análisis del pozo W-A.....	88
Tabla XIII. IP de los pozos W-A, W-B y W-C.	91
Tabla XIV. Resultados obtenidos en el software AutographPC para la selección de la bomba para el pozo W-A.....	93
Tabla XV. Resultados obtenidos en el software AutographPC para la selección de la bomba para el pozo W-B.....	94
Tabla XVI. Resultados obtenidos en el software AutographPC para la selección de la bomba para el pozo W-C.....	95

Tabla XVII. Tamaño de la arena de grava y coeficiente de uniformidad de los pozos W-A, W-B y W-C.	96
---	----

CAPITULO 1

INTRODUCCIÓN

1.1 Preámbulo

En el año 1985, el bloque 16 fue adquirido por la empresa estadounidense Conoco, luego de la exploración el bloque fue abandonado por las siguientes razones: a) crudo pesado (<16 °API), lo cual era poco rentable y b) por problemas legales a nivel nacional e internacional.

Luego de 5 años, el bloque fue licitado a Maxus, consiguiendo que EP Petroecuador le otorgara los campos Bogi-Capirón. En 1995 Maxus fue adquirida por la empresa Argentina Yacimientos Petrolíferos Fiscales (YPF), convirtiéndose en la operadora del bloque. En 1999 REPSOL adquiere YPF y pasó a operar el bloque hasta la actualidad (Baby, Rivadeneira, & Barragán, 2004).

Para diciembre del 2012 el bloque 16 y el área Tivacuno tenían una producción de 44.000 barriles diarios de petróleo. Repsol forma parte del OCP por medio del cual se transporta un crudo de 16 °API, con cortes de agua del 95%, donde por cada barril de crudo se produce 20 barriles de agua, la que es posteriormente fue reinyectada en el bloque 16.

1.2 Planteamiento del problema

La economía del estado ecuatoriano, desde las épocas del boom petrolero, ha dependido en gran manera del manejo y las ganancias que se obtienen de la venta del crudo encontrado tanto en la selva amazónica como en los campos de Santa Elena. El campo WATI, localizado en el bloque 16 de la selva amazónica ecuatoriana, es un campo que durante años ha sido desarrollado en las areniscas U superior y U inferior. Con el objetivo de incrementar la producción del campo, se plantea producir de la arenisca M1 unidad A, la cual no ha sido explotada hasta la fecha en este campo. El principal problema que se encuentra en M1 es la producción en grandes cantidades de arena fina, debido a su in consolidación. Para una óptima producción y mitigar la problemática, se plantea utilizar un sistema de control de arenas adecuado a las condiciones de cada pozo.

El pozo W-A se encuentra abandonado desde 2008 debido a que el trabajo de pesca a realizar es costoso y de gran dificultad, para lo cual se plantea diseñar un plan de pesca que permita recuperar las herramientas de fondo para proceder a reacondicionar el pozo para la producción de la arenisca M1 unidad A.

El pozo W-B se encuentra actualmente abandonado en punta libre, mientras que el pozo W-C es el único que se encuentra actualmente produciendo de la arenisca U, por lo cual en este caso en particular se

tendrá que evaluar si el cambio de yacimiento productor es beneficioso para el desarrollo del campo.

1.3 Hipótesis

- Es posible incrementar la producción y las ganancias del campo, debido a las reservas de petróleo que tiene la arenisca M1.
- Es significativo el sello entre las unidades A y C, que evitara una alta producción inicial de agua.
- Es posible realizar una pesca exitosa en el pozo W-A para realizar reacondicionamiento en la arenisca M1 unidad A.
- Es posible producir de dos areniscas en el pozo W-C para obtener mayor producción de petróleo.
- Es posible implementar Gravel Pack en la arenisca M1 unidad A, para controlar la alta producción de arena.

1.4 Objetivos

1.4.1 Objetivo General

- Proponer el desarrollo de la arenisca M1 unidad A para el incremento de la producción en el campo WATI mediante la implementación de un sistema de control de arena adecuado a las condiciones de cada pozo.

1.4.2 Objetivos Específicos

- Revisar información de registros eléctricos y de núcleos de la arenisca M1 de los pozos W-A, W-B, W-C y de los pozos vecinos.
- Analizar los resultados de los análisis PVT de los productos provenientes de la arenisca M1, datos de producción y reservas.
- Definir el sello estratigráfico, el contacto agua-petróleo y el intervalo a cañonear de la arenisca M1 unidad A del campo WATI
- Planear un reacondicionamiento (workover) del pozo W-A para que vuelva a producir.
- Proponer técnicas de completación con control de arena y costos asociados.

1.5 Metodología de estudio

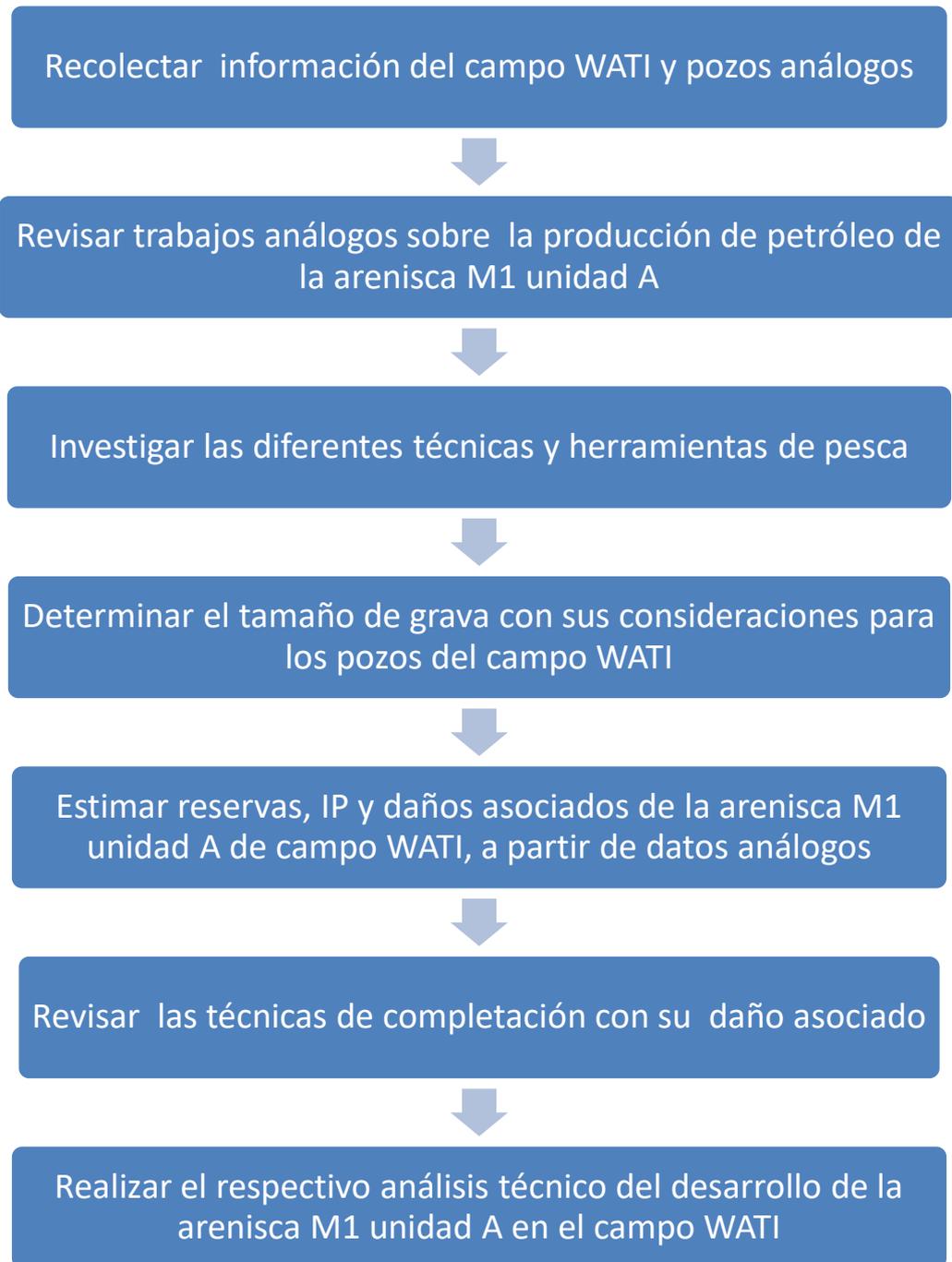


Figura 1.1. Diagrama de metodología de estudio.

Fuente: Macías C., Solano W., 2017

CAPITULO 2

DESCIPCION DEL AREA DE ESTUDIO

2.1 UBICACIÓN GEOGRÁFICA

El bloque 16 está localizado en el Parque Nacional Yasuní y en la Reserva étnica Huaorani. El campo WATI se encuentra en el extremo sur del Bloque 16, que a su vez está ubicado en la zona central de la Cuenca Oriente, provincia de Orellana y tiene un área de 1,318 Km² (ver figura 2.1).

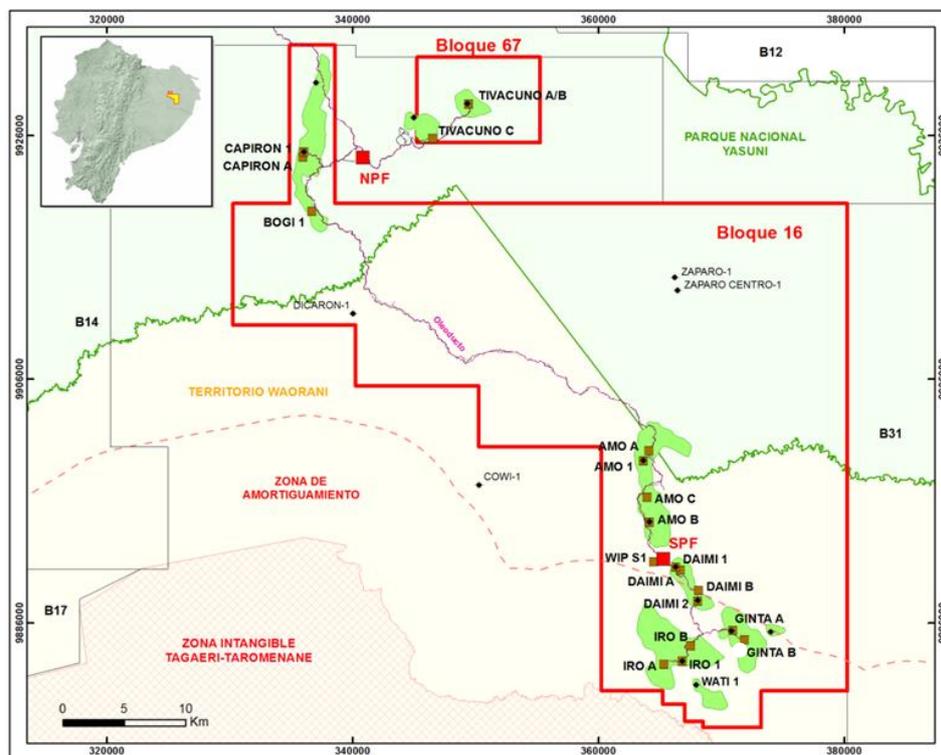


Figura 2.1. Ubicación del campo WATI.

Fuente: REPSOL, 2015.

2.2 HISTORIA DEL POZO Y PRODUCCIÓN DEL CAMPO

El pozo W-A fue perforado por la compañía YPF ECUADOR, el día 24 de octubre de 1999, desde el pad de Iro y alcanzó la profundidad total

de 12.411' (MD), (9482' TVD), culminado el 19 de noviembre de 1999 con un ángulo de 34 grados. El principal objetivo del pozo fue probar la presencia de hidrocarburos en la arenisca M1, U superior y U inferior. En la tabla I se muestra la producción inicial de estas tres areniscas y algunas características de las mismas.

Tabla I. Pruebas iniciales de pozo W-A.

Arenisca	Intervalo (pies)	Espesor (pies)	Producción (Bppd)	BSW (%)	°API @ 60°F
M1	10544-10574	30	547	5	13.5
U superior	11452-11478	26	508	8	16.4
U inferior	11554-11572	18	1090	42	16.4

Fuente: Macias, C., Solano, W., 2017.

2.2.1 Pozo W-A

En el año 2000 se realizaron pruebas prolongadas en la arenisca M1 unidad A con bomba electro sumergible GC-1150 de 203 etapas y 153 HP, una vez que se inició la producción hubo presencia de arena, impidiendo mantener en producción el pozo.

En junio del 2004 se realizaron pruebas de producción del yacimiento U superior, con bomba electro sumergible FC1200 / 262 etapas. El yacimiento U superior presenta 28 pies saturados de petróleo y una porosidad promedio de 20%, por lo que se re-disparo el intervalo 11452' 11478' a 6 disparos por

pie. El objetivo de esta prueba fue conocer el comportamiento del yacimiento en un período mayor de producción para determinar el índice de productividad y el potencial del pozo, establecer el mecanismo de producción. El pozo dejó de producir por problemas de arenamiento, para el cual se realizaron trabajos de reacondicionamiento, donde se encontró una restricción que impidió que el pozo vuelva a producir y consecuentemente el pozo fue abandonado.

2.2.2 Pozo W-B

El 24 de marzo del 2015 se inició la perforación del pozo W-B, alcanzando la profundidad total de 10600' (MD), (9585' TVD), finalizando el 16 de abril del 2015 con un ángulo de 11 grados. El objetivo principal del pozo fue la arenisca Napo / U superior y el objetivo secundario era la arenisca U inferior. Al evaluar la arenisca U superior se obtuvo una alta cantidad de barriles de agua con poca cantidad de petróleo, debido a que la arenisca se la encontró prácticamente lavada. Desde febrero del 2017 se decidió dejarlo en punta libre para futuras intervenciones.

2.2.3 Pozo W-C

Se inició la perforación desde la plataforma WATI del pozo W-C el 24 de abril del 2015, alcanzando la profundidad total de 10040' (MD), (9003' TVD), finalizando el 12 de mayo del 2015

con un ángulo de 23 grados. El objetivo principal del pozo fue la arenisca Napo / "U" inferior, obteniendo una producción inicial de 767,07 bpd de fluidos y a la vez con este pozo se está drenado la arenisca U inferior del pozo W-A. Actualmente el pozo se encuentra produciendo.

2.3 GEOLOGÍA GENERAL DEL CAMPO

La estructura WATI se sitúa en la zona NE de la Cuenca Oriente, aproximadamente a 150 km al Este de la zona subandina y 2.8 km. al Sur Este del campo Iro (Bloque 16). Presenta la forma de un anticlinal elongado en dirección NO-SE, con un cierre estructural promedio de 45 pies. Las formaciones Hollín y Napo fueron depositadas durante el Cretácico Medio a Tardío en la Cuenca Oriente en una paleogeografía de planicie costera y rampa mixta. La mayoría de los yacimientos en la Cuenca Oriente corresponden al cortejo de nivel bajo y transgresivo.

Los depósitos de nivel bajo están representados por las areniscas T inferior, U inferior, M1 unidad C correspondiendo a depósitos fluviales y estuarios de canales fluviales a menudo amalgamados y en ocasiones rellenados por arcilla con influencia mareal., barras mareales y planicies mareales.

En el Cortejo transgresivo están las areniscas U superior, T superior, y M1A. Estos depósitos corresponden a estuarios con influencia de marea, representados por cuerpos arenosos lenticulares depositados

como barras mareales y submareales y planicies mareales caracterizados por facies arenosas limpias, facies heteroolíticas y fangolitas.

2.3.1 Geología del yacimiento

La Formación Cretácica inferior Napo, se caracteriza por la presencia de una serie de lutitas marinas y areniscas marino-marginales a continentales, las cuales se encuentran interestratificadas en secuencias cíclicas (figura 2.2). En el pozo W-A se encontraron tres yacimientos de petróleo, los cuales también están presentes en los campos cercanos (Daimi, Ginta e Iro). Estos yacimientos son areniscas de edad Cretácica de la Formación Napo: Arenisca "U" inferior, Arenisca "U" superior y Arenisca "M-1", Unidad "A".

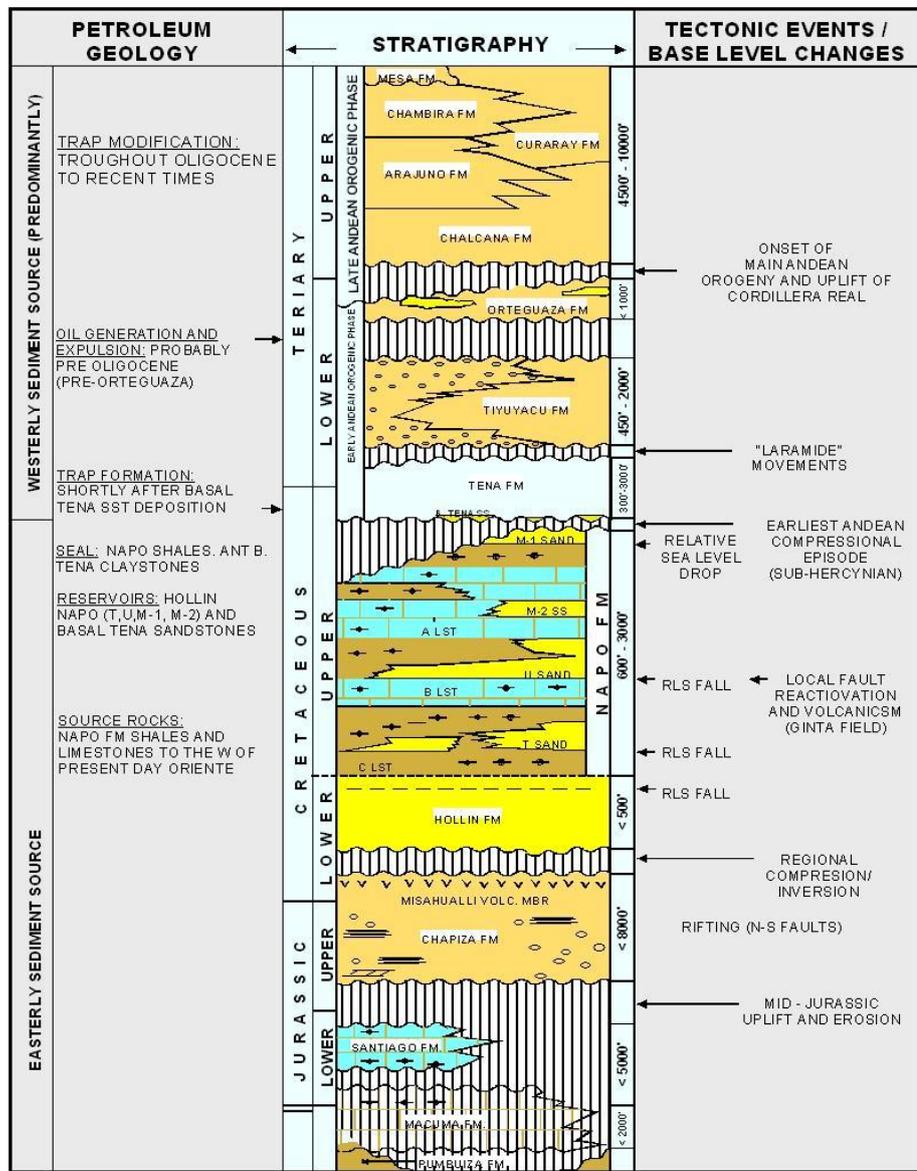


Figura 2.1. Columna estratigráfica Bloque 16.

Fuente: REPSOL, 2015.

2.3.1.1 Arenisca M-1

Corresponde a la parte superior del yacimiento "M-1" de la formación Cretácica Napo (figura 2.3). Esta unidad se caracteriza por presentar una alta variación litológica

tanto vertical como horizontal. Las areniscas de grano muy grueso (régimen fluvial de alta energía con transición a marino) generalmente intercalada con sedimentos finos (areniscas de grano muy fino, limitas y lutitas de llanura de inundación). La arenisca presenta indicios de inconsolidación (decremento de la Resistividad y un aparente incremento de la porosidad).

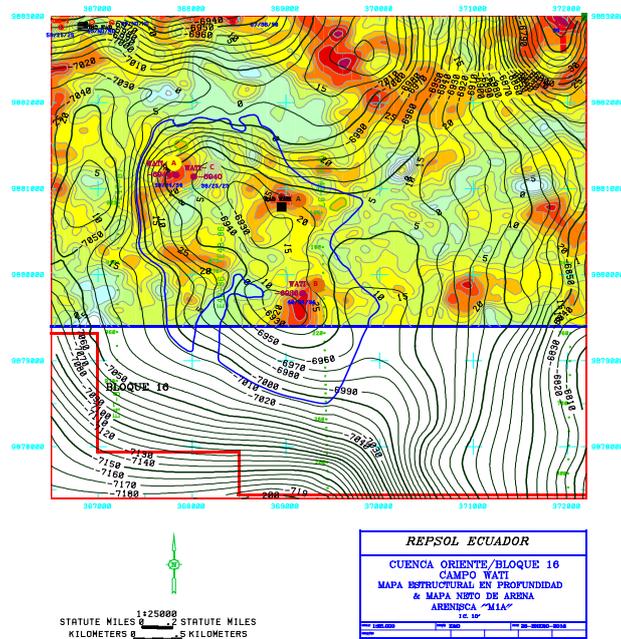


Figura 2.2. Mapa neto de arenisca M1A y mapa estructural en profundidad.
Fuente: REPSOL, 2015.

2.3.1.2 Arenisca U inferior

Constituye la parte basal o inferior de la secuencia "U" de la formación Napo. El ambiente depositacional ha

sido interpretado como un complejo de canales (meandros) multilaterales y multihistóricos. Las areniscas varían de grano grueso a fino, con algunos niveles micro-conglomeráticos. Constituida de una secuencia homogénea, extensa y continua, presente en todos los Campos del sur del Bloque 16, a excepción del área Ginta, en donde, la unidad ha sido reemplazada por un cuerpo volcanoclástico. La base de la secuencia corresponde a una superficie erosional, generada por una caída relativa del nivel de mar.

Este complejo fluvial es menos homogéneo que la arenisca M-1 unidad "C", encontrándose niveles de arenisca de granos muy finos y limolíticos, lo cual podría generar localmente, comportamientos y barreras de permeabilidad verticales. El control de la trampa es de tipo estructural y el mecanismo de producción es por empuje para el campo Wati (figura 2.4).

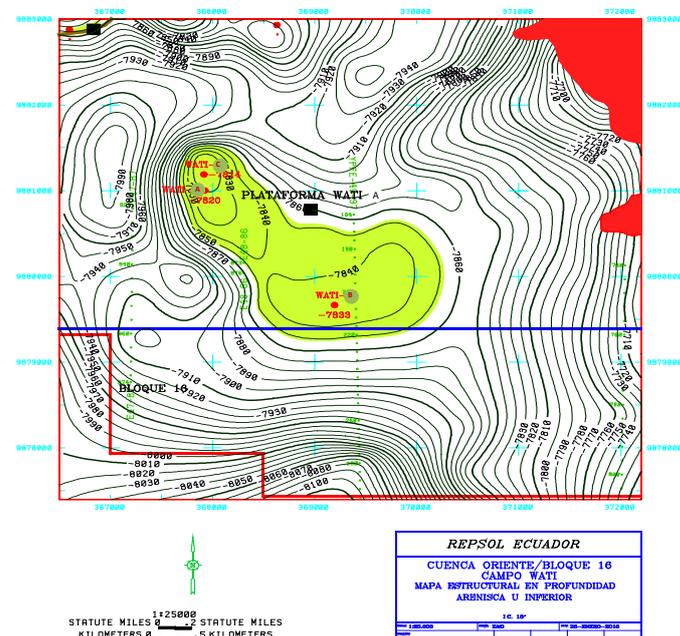


Figura 2.3. Mapa neto de petróleo y arenisca neta, Yacimiento U Inferior.

Fuente: REPSOL YPF, 2015.

2.3.1.3 Arenisca U superior

Corresponde a la parte superior de la secuencia “U” de la formación Napo. Por correlación con Ginta y Amo, ha sido interpretada como una trampa estructural depositada en un ambiente marino somero. Las areniscas se presentan preferentemente de grano fino generalmente bien sorteadas, parcial o altamente glucolíticas y localmente bioturbadas. El mapa de espesores netos saturados muestra un valor de 24 pies en Wati (figura 2.5).

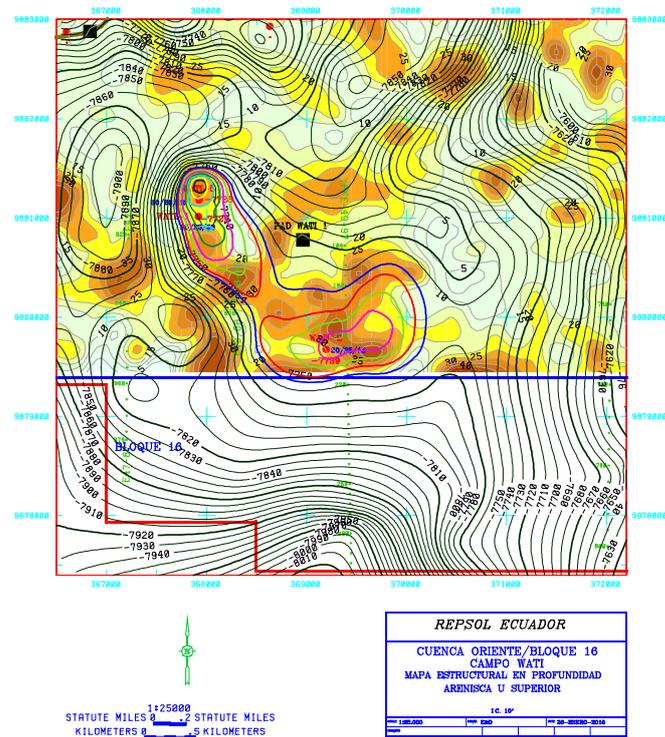


Figura 2.4. Mapa neto de petróleo y arenisca neta, Yacimiento U Superior.
Fuente: REPSOL YPF, 2015.

2.4 GEOLOGÍA ESTRUCTURAL

Es una estructura de relieve supratenué, de rumbo Noroeste, parcialmente controlada al Sur por una falla inversa de rumbo Noroeste-Sureste. Al nivel de la arenisca M1 unidad “A” es una trampa estratigráfica y los datos de la estructura que se muestran en la tabla II, son de referencia solamente.

Tabla II. Datos estructurales de la arenisca M1 "A"

Centrado	X: 368,615.00; Y: 9,880,782.00
Pendiente critica	Este
Profundidad	40 pies (6900-6920 pies)
Largo	2.6 km
Ancho	1.2 km
Área	3.1 km ²

Fuente: REPSOL, 2015.

Realizado por: Macias, C; Solano W., 2017.

2.4.1 Propiedades de la roca

En base a datos disponibles de análisis de núcleos, registros eléctricos e interpretación petrofísica, se determinaron las propiedades de la roca para los pozos W-A, W-B y W-C.

Después de alcanzar la profundidad final total, el conjunto de herramientas PEX-AIT-BHCS-AMS (Platform Express-Array Induction Tool-Borehole Compensated Sonic-Auxiliary Measurement Sub) fue bajado y el registro fue efectuado exitosamente. A continuación, se encuentran los valores correspondientes de resistividad de agua (R_w), para los tres pozos en la arenisca M-1, como se muestran en la tabla III.

Tabla III. Resistividades de M-1.

POZOS W-A, W-B y W-C / YACIMIENTO M-1		
Resistividad Rw (ohm-m)	Temperatura (°F)	Concentración (ppm NaCl)
0,104	184,6	24.952
0.119	185,3	21.428

Fuente: REPSOL, 2015.

Realizado por: Macias, C., Solano W., 2017.

En las tablas IV y V se muestran los principales parámetros petrofísicos de los pozos W-A, B y C.

Tabla IV. Parámetros Petrofísicos de los pozos W-A, B y C.

Pozo	Yacimiento	Tope (MD)	Base (MD)	Espesor (ft)
W-A	M1-A	10534	10580	46
W-B	M1-A	8760	8805	45
W-C	M1-A	8792	8830	38

Fuente: Macias, C., Solano S., 2017.

Tabla V. Parámetros Petrofísicos de los pozos W-A, B y C.

Pozo	Espesor neto de pago(ft)	Porosidad efectiva (%)	Saturación de agua (%)
W-A	35	28.0	22.2
W-B	15	27.8	43.0
W-C	24	27.7	35.5

Fuente: Macias, C., Solano W., 2017.

La permeabilidad de la arenisca M1 unidad A se la puede obtener de manera gráfica mediante el programa PETCOM como se muestra en la figura 2.6:

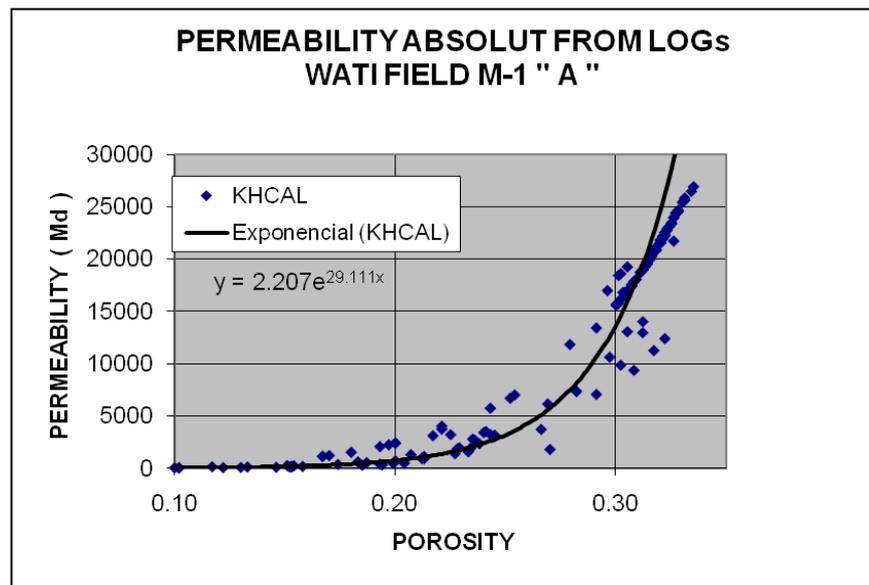


Figura 2.5. Permeabilidad Absoluta M1A, pozo W-A.
Fuente: REPSOL YPF, 2015.

CAPITULO 3

METODOLOGIA

3.1 CRITERIOS DE SELECCIÓN DE PROGRAMA DE PESCA

En la industria de los hidrocarburos se define a un elemento de pesca como cualquier herramienta abandonada dentro del pozo la cual obstaculiza la continuidad de las operaciones, lo que impide que sean ejecutadas (Johnson, Mark Lee, & Robertson, 2013).

Las principales causas de pescas provienen de tres grandes grupos: error humano, equipos defectuosos o pozos inestables.

Para que una pesca sea exitosa se necesita tener especial cuidado y precisión desde la planeación, recolección hasta la ejecución de la operación. Las claves de una excelente operación son:

- Recopilación de los datos necesarios.
- Planeamiento de las operaciones tomando todas las consideraciones necesarias y realizar un registro minucioso
- Prepararse adecuadamente antes de realizar la maniobra en campo, tomando en cuenta todas las opciones analizadas, además de que el personal esté debidamente capacitado y los equipos en perfecto estado.

Los parámetros más importantes para la selección del plan son los siguientes (Weatherford, 2013):

- Diagrama mecánico del pozo, registro de las resistencias a tensión y torsión de las tuberías
- Identificar la profundidad del tope del pescado (TOF) y revisar información adicional.
- Las herramientas introducidas en el pozo se deben pescar mediante el diámetro exterior.

3.2 REGISTROS ELECTRICOS Y LITOLÓGICOS

Los registros eléctricos permiten conocer de manera indirecta las propiedades petrofísicas de las formaciones y el contenido de fluido de las mismas, con esta información se pueden tomar decisiones importantes como determinar las formaciones productoras de hidrocarburos, la consolidación y el tipo de arena, el volumen estimado de las reservas, entre otros.

Para el desarrollo del proyecto, es necesario obtener información a partir de los siguientes registros para su respectiva interpretación y toma de decisiones:

- Potencial Espontáneo (SP)
- Gamma Ray (GR)
- Resistividad
- Sónico de Porosidad, densidad y neutrón

3.2.1 Potencial espontáneo

El potencial espontáneo (SP) se fundamenta en la diferencia de potencial entre un electrodo móvil ubicado en el interior del pozo y un electrodo fijo localizado en superficie (figura 3.1).

El registro SP permite determinar la permeabilidad de la formación, los límites de los estratos, correlacionar estratos, determinar las características del contenido arcilloso dentro de un estrato y determinar la resistividad del agua intersticial de las formaciones (R_w) (Guillot, 2010).

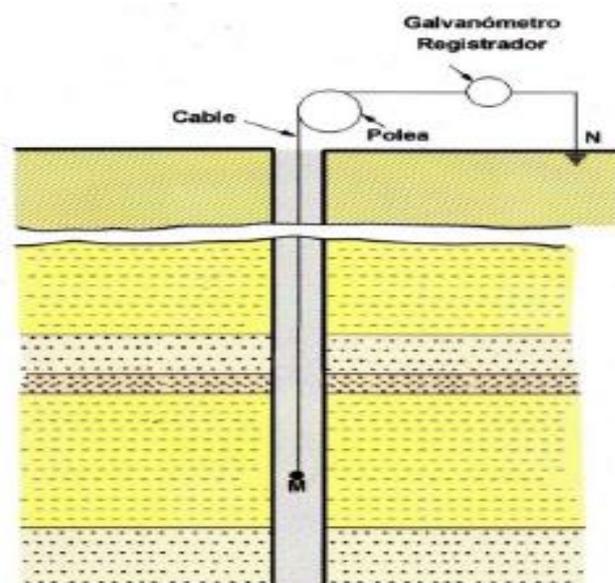


Figura 3.1. Diagrama general de las herramientas utilizadas para el registro eléctrico SP.

Fuente: Guillot, 2010.

3.2.2 Gamma Ray

El Gamma Ray es un registro de radioactividad que emiten las rocas, debido a la disgregación natural de los elementos radioactivos que las componen como el Potasio, Torio y Uranio. Estos elementos se presentan en lutitas y arcillas, debido a que no son formaciones limpias. Por consiguiente, los registros de Rayos Gamma muestran la diferencia de radioactividad que existe entre diferentes tipos de rocas encontrados en la formación.

El gamma ray permite correlacionar e identificar la litología, examinar la arcillosidad de manera cuantitativa, determinar la deposición de elementos radiactivos, determinar los intervalos de cañoneo y tipos de flujo.

3.2.3 Registro de Resistividad

A medida que aumenta la profundidad del pozo, las formaciones tienden a presentar diferentes resistividades que dependen del tipo de roca y el tipo de fluido contenido en la formación.

3.2.4 Sonda Normal

Dentro del pozo se colocan dos electrodos separados a una distancia no mayor a dos metros, el electrodo inferior A se encuentra conectado con un generador B que emite una

corriente alterna de baja frecuencia. El electrodo superior M se encuentra conectado a un medidor N, el cual registra la diferencia de potencial entre los electrodos M y N, la cual es proporcional a la resistividad R de la zona que los separa, en la figura 3.2 se muestran un esquema del arreglo de la sonda normal.

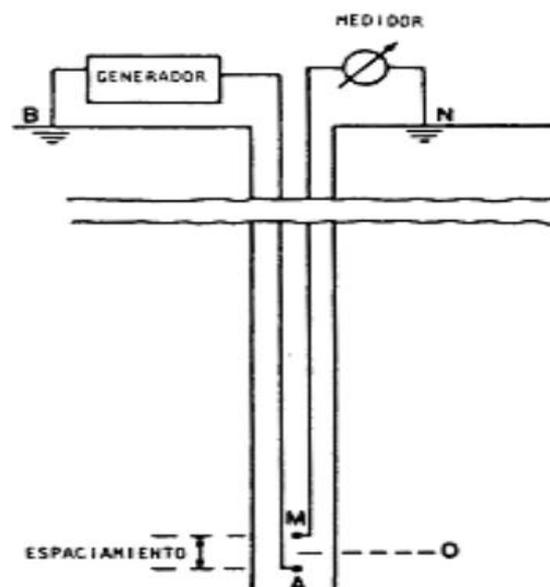


Figura 3.2. Esquema de arreglo de sonda normal.

Fuente: Guillot, 2010.

3.2.5 Registro sónico de porosidad.

Este perfil es un registro de la profundidad vs T , donde T es el tiempo en el que una onda compresional de sonido se demora en atravesar un pie de formación, este tiempo T es

comúnmente llamado tiempo de tránsito, el cual dependerá de la porosidad y litología de la formación.

Tanto en la onda sónica como en el lodo de perforación, la velocidad del sonido es menor que en la formación, por lo tanto, las primeras ondas en llegar a los receptores pertenecen al trayecto del sonido dentro de la formación cerca de las paredes del pozo.

La tabla VI muestra los valores de velocidad sónica y tiempo de tránsito en diferentes rocas:

Tabla VI. Valores de velocidad sónica y tiempo de tránsito para materiales no porosos.

Material	Velocidad Sónica (ft/s)	Tiempo de Tránsito Δt ($\mu\text{s}/\text{ft}$)
Aceite	4300	232
Agua	5000-5300	200-189
(Lodo)		
Roca	15000	66.7
Salada		
Areniscas	Mayor de 18000	55.6

Fuente: Guillot, 2010.

Realizado por: Macias C., Solano W., 2017.

3.2.6 Registro de densidad

Es un registro radiactivo, conocidos también como registro de pared o de porosidad, que pueden ser corridos en hoyos vacíos o llenos de lodos, el cual permite determinar valores de porosidad en función de la densidad y es utilizado junto con otros registros para determinar la ubicación de estratos con contenido o productoras de gas, determinar la cantidad de arenas arcillosas y analizar el contenido de esquistos petrolíferos.

La densidad de la roca va a depender del contenido mineralógico de la misma, composición química, estado físico, temperatura y presión. En la siguiente tabla VII se puede observar diferentes valores de densidad de los minerales más frecuentes presentes en las rocas de interés y en la tabla VIII se muestran las densidades de los fluidos presentes en el yacimiento.

Tabla VII. Minerales más frecuentes en las rocas.

Mineral	Densidad gr/cm³
Anhidrita	2.95
Dolomita	2.87
Calcita	2.71
Feldespato	2.55-2.80
Yeso	2.32
Kaolinita	2.63

Fuente Guillot, 2010.
Realizado por: Macias C., Solano W., 2017.

Tabla VIII Densidades de fluidos.

Fluido	Densidad gr/cm³
Aire	0.00129
Gas natural	0.00078
Aceite (50 °API)	0.780
Aceite (30 °API)	0.876
Agua dulce	1.000
Agua de mar	1.026
Agua salada	1.15

Fuente Guillot, 2010.
Realizado por: Macias C., Solano W., 2017.

3.2.7 Registro de neutrones

Los registros neutrónicos permiten determinar la porosidad en las formaciones con permeabilidad por medio del registro de la cantidad de hidrógeno dentro de la formación. En yacimientos que contienen agua, gas o petróleo, el registro permite obtener un valor aproximado de la porosidad o el volumen poroso que contiene fluidos.

3.3 CALCULO DE INDICE DE PRODUCTIVIDAD

El índice de productividad (IP) se define como una expresión matemática que muestra la habilidad que tiene un yacimiento de proveer fluidos al pozo. El IP refleja la entrega de volumen por cada psi de caída de presión (drawdown) para cada arenisca.

El IP se lo puede obtener de manera teórica como experimental, debido a que este factor depende de las condiciones del yacimiento y del pozo.

3.3.1 Índice de productividad según Darcy

La ley de Darcy fue desarrollada originalmente para modelar el flujo de agua, ha sido modificada para describir el flujo de los fluidos hidrocarburíferos dentro del yacimiento.

Para la aplicación la ley de Darcy se considera las siguientes características:

- Factor volumétrico, viscosidad y el espesor de la arenisca se consideran constantes y uniformes en el fluido.
- La longitud del espesor de arenisca es considerada como la zona productora.
- Se considera flujo radial y uniformidad en la permeabilidad a lo largo de la arenisca (Paredes, 2012).

$$IP = \frac{k * h}{141,6 * \mu_o * \beta_o * \ln\left(\frac{r_e}{r_w} - \frac{3}{4} + S\right)} \quad \text{Ec. 1.1}$$

La ecuación 1.1 muestra la fórmula de la ley de Darcy usada en el presente documento para el cálculo del IP de manera teórica.

3.4 IP ESTIMADO MEDIANTE HISTORIAL DE PRODUCCIÓN

Cuando se desarrollan proyectos de exploración o se desea explotar areniscas las cuales no han sido intervenidas, no se tiene la suficiente información para realizar un correcto estudio del comportamiento de la producción y las condiciones que se tienen en la arenisca.

Para obtener la información requerida, es necesario tomar pozos análogos los cuales tienen características similares a las que se esperan tener en el proyecto, ya sean tipo de completación que se espera utilizar, espesor de la arenisca productora, la arenisca

productora a explotar, la cercanía del pozo análogo al pozo objetivo, entre otras características.

3.4.1 Criterio de selección de pozos análogos

Una de las principales ventajas que se encuentran en la geología del Ecuador, es el comportamiento similar que tienen las areniscas a lo largo de la cuenca Oriente, por lo cual los resultados de análisis de pozos análogos suelen ser confiables.

Para la selección de los pozos análogos se toman en cuenta las siguientes características:

- Debe ser el mismo yacimiento productor con espesor de yacimiento y crudo a producir similar.
- El pozo candidato debe tener ser del mismo tipo de pozo (vertical, horizontal, direccional).
- Debe tener el mismo sistema de control de arena, ya que también se hará analogía con el daño producido por el sistema

Sin embargo, en ocasiones estas características no son similares, por lo que es necesario tomar valores de corrección para que el análisis final sea más coherente con las condiciones del pozo objetivo.

3.4.2 Criterios para corrección de valores PVT

Cuando del pozo objetivo se tienen datos obtenidos de registros, pruebas de producción iniciales o se toma datos PVT de un pozo cercano, es necesario realizar las respectivas correcciones con los datos originales de los pozos análogos seleccionados.

Los valores de corrección son tomados a partir de las variables que componen la ecuación de Darcy, ya que el objetivo es corregir los valores de IP obtenidos del histórico de producción por medio de la ecuación 1.2:

$$IP = \frac{Q_t}{P_r - BHP} \quad \text{Ec. 1.2}$$

Los valores de corrección son los siguientes:

- Espesor de yacimiento productor.
- Factor volumétrico del petróleo.
- Viscosidad cinemática y permeabilidad de la arenisca.

Para cada valor se generará un factor el cual será multiplicado al valor del IP para su respectiva corrección como lo muestra la ecuación 1.3:

$$\text{Factor de corrección} = \frac{\text{Valor del pozo objetivo}}{\text{Valor del pozo análogo}} \quad \text{Ec. 1.3}$$

3.5 ANALISIS NODAL

Para el diseño del sistema de bombeo electro sumergible se utilizó el software AutographPC® el cual se basa en el análisis nodal para determinar los componentes y parámetros del sistema de bombeo artificial.

El análisis nodal consiste en seleccionar un punto referencial, denominado generalmente nodo, dividiendo el sistema en dos secciones: componentes aguas arriba del nodo que forman la sección de entrada (upstream) y componentes aguas abajo del nodo que forman la sección de salida (downstream) (Brown & Beggs, 1977).

Para determinar el flujo que pasa a través del sistema, es necesario que se cumplan los siguientes requerimientos:

- El caudal de fluido en la entrada del nodo debe ser igual al fluido a la salida del mismo.
- En el nodo a analizar debe existir una sola presión actuando.

Generalmente en la vida del pozo existen dos presiones que se mantienen constantes y no dependen del caudal producido, las cuales son la presión promedio del reservorio y la presión de salida del

sistema, definida por el sistema de levantamiento artificial (Brown & Beggs, 1977).

3.6 GRAVEL PACK

Es una grava que se coloca como filtro en el fondo del pozo, para evitar que la arena no consolidada proveniente de la formación sea producida. La grava tiene como función mantener la arena de formación en su lugar, siendo los granos dimensionados debidamente para este propósito (figura 3.3).

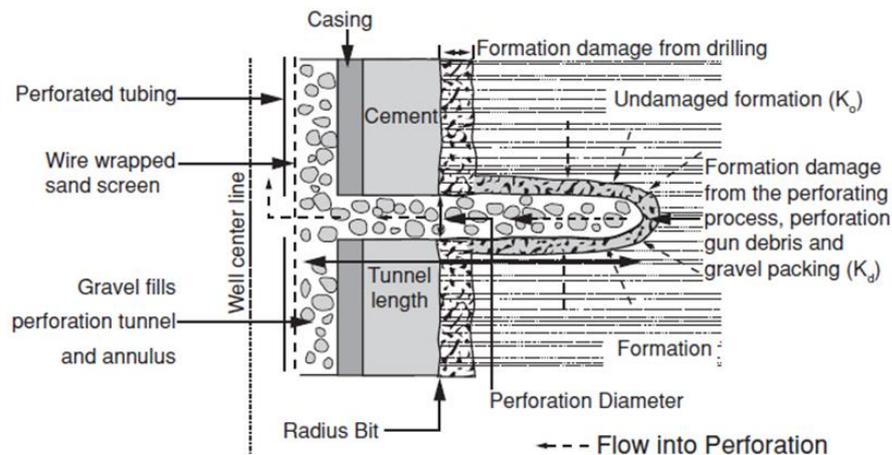


Figura 3.3. Flujo a través de una completación con Gravel Pack en una arena semi compacta.
Fuente: Heriot Watt University, 2012.

Para establecer el tamaño de grava que se requiere, se debe realizar un análisis granulométrico de la arena de formación con el fin de

obtener el tamaño medio del grano y la distribución del tamaño del grano. Una vez obtenido el tamaño medio de arena de formación del análisis granulométrico representado como D50 o percentil 50, se obtiene el tamaño de arena de grava mediante la ecuación 1.4, que consiste en multiplicar el tamaño medio de la arena de formación por un valor promedio de 6, el cual fue obtenido mediante varios experimentos de transferencia de núcleo, que consistía en dividir el tamaño de grano promedio de la arena de grava (d_{50}) con el tamaño del grano promedio de la arena de formación (D50), donde se obtienen valores que van entre 4 a 8.

$$d_{50} = 6 * D_{50} \quad \text{Ec. 1.4}$$

Para determinar qué tan uniforme es la arena, se obtiene el coeficiente de uniformidad mediante la ecuación 1.5:

$$C_{\mu} = \frac{D_{60}}{D_{10}} \quad \text{Ec. 1.5}$$

Donde,

C_{μ} = *coeficiente de uniformidad*

D_{10} = *tamaño de grano acumulado del 10% la gráfica del tamiz*

D_{60} = tamaño de grano acumulado del 60% la gráfica del tamiz

Para obtener los valores D_{10} , D_{60} y D_{50} se invita al lector a observar los anexos 1, 2 y 3

Si el coeficiente de uniformidad es menor a 3, la arena es bien uniforme, si el C_u se encuentra entre valores de 3 a 5, no es uniforme y altamente no uniforme si es mayor a 5.

La producción de un pozo con grava va a depender de la permeabilidad de la arena de la grava y como sea colocada. Para obtener una mayor productividad del pozo, la arena de grava que se debe utilizar debe ser alta calidad y cumplir con las especificaciones API RP 58. El objetivo de estas especificaciones es asegurar la mayor longevidad y permeabilidad de la arenisca en condiciones de producción del pozo, para lo cual se especifican estándares mínimos permitidos para:

- Dimensión y forma de los granos
- Cantidad de impurezas y finos
- Solubilidad en ácido y resistencia de la grava al aplastamiento

3.7 MÉTODOS PARA LA ESTIMACIÓN DE RESERVAS

Las reservas pueden ser estimadas por métodos determinísticos y probabilísticos, donde la incertidumbre de cada método va a depender de las variables asociadas a la estimación de las reservas. El uso de

estos métodos va depender de la etapa en la que se encuentre el pozo o yacimiento, ya que requieren de información determinada.

3.7.1 Método Determinístico

El método determinístico utiliza valores únicos para cada parámetro requerido en el cálculo de reservas para obtener el mejor estimado. Los métodos determinísticos utilizados en la estimación de reservas son:

- Curvas de declinación
- Método por Analogía / Estadístico
- Método de simulación, volumétrico y balance de materiales.

3.7.2 Método Probabilístico

El método probabilístico se basa en información de ingeniería, geología y datos económicos para crear un rango de estimación de reservas y sus probabilidades asociadas. Este método utiliza técnicas para la estimación de reservas tales como:

- Árbol de probabilidades
- Técnica de Monte Carlo

En el presente estudio se utilizó las curvas de declinación para la estimación de reservas, método que se detalla en el presente capítulo.

3.8 CURVAS DE DECLINACIÓN

Son curvas que se origina al graficar el caudal de petróleo producido de un pozo o campo con respecto al tiempo. Las curvas de declinación permiten predecir la producción de un pozo o campo para un tiempo futuro y estimar las reservas, se basan en datos de producción y factores de control, lo cuales mediante una ecuación matemática se pueden extrapolar y representar.

La extrapolación nos ayuda estimar una tendencia de la producción a futuro. Para las curvas de declinación se considera tres factores

- 1) Caudal de inicial de producción
- 2) La tendencia de la declinación
- 3) Caudal de la declinación (D_i)

Arps fue quien se dedicó al estudio de las curvas de declinación, y en el año 1945 determinó que existen tres tipos de declinación:

- Declinación exponencial
- Declinación hiperbólica

- Declinación armónica

Arps definió para los tres tipos de declinaciones, la siguiente expresión matemática:

$$q_t = \frac{q_i}{(1 + bD_i t)^{\frac{1}{b}}} \quad \text{Ec. 1.6}$$

Dónde,

$$q_t = \text{caudal en un tiempo } t, \left[\frac{\text{Unidad de volumen}}{\text{Unidad de tiempo}} \right]$$

$$q_i = \text{caudal inicial}, \left[\frac{\text{Unidad de volumen}}{\text{Unidad de tiempo}} \right]$$

$$D_i = \text{caudal de declinación inicial}, [\text{Dias}^{-1}]$$

$$t = \text{Tiempo} [\text{Dias}]$$

$$b = \text{Exponente de Arps}, 0 > b < 1$$

3.8.1 Declinación Exponencial

Los cambios en la producción de un pozo son constantes respecto al tiempo, con lo que se puede determinar la producción en un tiempo futuro y desarrollar un perfil de producción del pozo. Para la declinación exponencial el

exponente de Arps tiene un valor de cero, por lo que la ecuación es la siguiente:

$$q_2 = q_1 e^{-Dt} \quad \text{Ec. 1.7}$$

Si se realiza la gráfica caudal versus tiempo en una escala logarítmica, se obtendrá una línea recta que es característica de este tipo de declinación.

3.8.2 Declinación Hiperbólica

La declinación de la producción no es contante, debido a que se encuentra influenciado por mecanismos de empuje naturales o artificiales adicionales, que reducen la pérdida de presión comparado con la pérdida originada por la expansión de petróleo ligeramente compresible. Para este tipo de declinación el valor de b está entre 0 y 1, la expresión matemática para este tipo de declinación es la siguiente:

$$q_t = \frac{q_i}{(1 + bD_i t)^{\frac{1}{b}}} \quad \text{Ec. 1.8}$$

3.8.3 Declinación Armónica

Es un caso particular de la declinación hiperbólica, donde b tiene un valor de 1 y la ecuación está dado por:

$$q_t = \frac{q_i}{(1 + D_it)} \quad \text{Ec. 1.9}$$

3.9 CLASIFICACIÓN DE RESERVAS

Son cantidades de hidrocarburos que pueden ser recuperadas procedentes de acumulaciones conocidas, en un tiempo determinado, mediante desarrollos de proyectos considerando una producción económica regido a los costos vigentes. Para que una acumulación sea considerada como reserva debe cumplir los siguientes criterios (PRMS, 2001):

- Haber sido descubiertas, recuperables, comerciales.
- Deben ser remanentes sustentados a partir de los proyectos de desarrollos aplicados.

De acuerdo con el nivel de incertidumbre referente a la información geológica, ingenieril y las condiciones económicas actuales en el momento de la estimación, las reservas pueden ser probadas, probables y posibles (PRMS, 2001).

3.9.1 Reservas probadas

Son cantidades de petróleo que, a partir de información obtenida de la perforación de un pozo, pruebas de producción, análisis de núcleos, registros eléctricos y criterio ingenieril pueden estimarse para ser comercialmente recuperables, a partir de una fecha dada, que estará regidos a condiciones económicas actuales, operatividad y reglamentos gubernamentales definidos (PRMS, 2001).

Si se utiliza métodos determinísticos para la estimación de reservas se obtendrá con razonable certeza un alto nivel de confianza que las cantidades de petróleo serán recuperadas.

3.9.1.1 Reservas desarrolladas

Las reservas desarrolladas son las cantidades que se espera recuperar de los pozos y las instalaciones existentes (PRMS, 2001).

3.9.1.2 Reservas no desarrolladas

Las reservas no desarrolladas de petróleo y gas son reservas de cualquier categoría que se espera recuperar desde nuevos pozos en superficies sin perforar, o de los pozos existentes en donde se requiere

un gasto relativamente importante para recompletación (PRMS, 2001).

3.9.2 Reservas probables

Son volúmenes de hidrocarburos que mediante análisis de información geológica y de ingeniería indican que tienen una probabilidad baja de ser recuperadas, comparadas con las reservas probadas. Si se realiza la estimación con métodos probabilísticos, debe existir al menos un 50% de probabilidad que las cantidades totales recuperadas igualarán o superarán la suma de las reservas probadas con las posibles. Las estimaciones de estas reservas deben estar sujetas a condiciones actuales en cuanto a métodos operacionales y regulaciones gubernamentales (PRMS, 2001).

Se consideran como reservas probables cuando:

- Las áreas de un yacimiento adyacente a las reservas probadas donde el control de datos o interpretaciones de los datos disponibles son menos seguros, incluso si la continuidad del yacimiento interpretado de la estructura o la productividad no cumple con el criterio de certeza razonable
- La información obtenida de registros eléctricos, pruebas de producción, análisis de núcleos, hidrocarburo en sitio y

productividad comercial del mismo tiene un alto grado de incertidumbre mayor que de las reservas probadas

3.9.3 Reservas Posibles

Son cantidades de hidrocarburo, donde los análisis de datos de ingeniería y de geociencias indican que tienen menor probabilidad de ser recuperadas que las reservas probables. Al ser estimadas las reservas posibles por métodos probabilísticos se tendrá una probabilidad por lo menos del 10% que las cantidades totales extraídas o excederán la sumatoria de reservas probadas, probables y posibles (PRMS, 2001).

Se consideran como reservas probables cuando:

- Los resultados obtenidos de pruebas de producción de la formación y de yacimientos análogos, mediante registros eléctricos, análisis de núcleos, interpretación geológica y geofísica del área de estudio, indica una incertidumbre mayor a las reservas probables.
- Las cantidades de hidrocarburo estimadas no pueden ser extraídas debido a situación económica en el momento de la estimación, pero podrían ser económicamente rentables en un futuro.

- La interpretación muestra que el área de interés se encuentra estructuralmente más abajo que el área productora

CAPITULO 4

ANALISIS DE RESULTADOS

El análisis de resultados está presentado de acuerdo con el plan que se ha propuesto para cada uno de los pozos existentes en el campo WATI.

4.1 PESCA

Como se describió anteriormente en el capítulo 2, el pozo W-A se encuentra actualmente abandonado debido a la presencia de un pescado luego de que dejara de producir de la arenisca U superior por un problema de arenamiento.

4.1.1 Recolección de la información

Se procedió a revisar datos históricos del pozo, encontrando primeramente que el pozo dejó de producir debido a la presencia abundante de arena en la producción, algo que no sucede en las producciones de la arenisca U superior, ya que es una arena consolidada.

Se procedió a revisar el resumen de operaciones registrado en la plataforma OpenWells para constatar las operaciones que se realizaron dentro del pozo, obteniendo la siguiente información:

- Se comenzó limpiando el pozo circulando por directa por aproximadamente 15 minutos y por reversa por 1 o 1,5 horas, a pesar de que existen registros de propuestas de limpieza con Coiled Tubing, la misma no fue realizada. Se

obtuvieron 100 sacos de arena. Esta limpieza se la realizó hasta la profundidad de 10426 ft (MD).

- Se encuentra una obstrucción a 10447' que es desconocida y hacia adentro ya que se trató de bajar herramientas y no hubo paso.
- Se intentó sacar "Scab Liner" realizando "Putt Out of Hole" POOH hasta 230000 libras sin resultados.
- Se procedió a realizar corte químico por encima de la obstrucción a la profundidad de 10440' y se corta a la mitad de la tubería de producción de 3 ½" debajo del ON-OFF.
- Los empacaduras del Scab Liner son mecánicas, por lo que para realizar el POOH solo se requiere tensionar.

Debido a la gran presencia de arena en la limpieza del pozo y que la arenisca U superior es una arenisca consolidada, se interpretó que es arena proviene de la arenisca M1, por lo que es probable que el Scab Liner haya fallado o la tubería de revestimiento de 7" se encuentra comunicada con el pozo.

La extracción del Scab Liner es de gran importancia ya que está ubicado a la profundidad de la arenisca M1A, de la cual se desea recobrar petróleo ya que es un yacimiento que no ha sido

producida en el campo, para el POOH del Scab Liner es necesario recuperar los packers de 7" y 5" que mantienen en su posición al Scab Liner.

El plan de pesca para el pozo W-A es presentado en un flujograma adjuntado en el anexo 4.

4.2 REGISTROS

Se realizó el análisis de los registros eléctricos para determinar las profundidades y espesores de la arenisca M1 y de algún sello entre las unidades A y C que frene la producción de agua por un período de tiempo, además de estimar un probable espesor de disparo.

4.2.1 Pozo W-A

En el registro mostrado en la figura 4.1 se observó la zona de arenisca M1 unidad A en donde se encuentra marcada la porosidad de color amarillo, además en el gamma ray se puede confirmar que el fluido que contiene la arenisca es en su mayoría petróleo, luego de la primera estructura de arenisca se encuentra un sello de aproximadamente 5 ft (TVD) para luego dar paso a la arenisca M1 unidad C la cual cuenta con la presencia de un acuífero activo.

En el registro se observó que la arenisca M1 unidad A (señalada en el rectángulo) se encuentra a una profundidad de

4.2.2 Pozo W-B

La figura 4.2 muestra la zona de la arenisca M1 unidad A en el pozo W-B en la cual se puede observar el contacto agua-petróleo (OWC) a la profundidad 8800 ft (MD) identificado por el cambio de resistividad mostrado en el carril 2. Se observó que no existe sello entre la unidad M1A y M1C, por lo que la producción con un alto corte de agua se daría en poco tiempo.

El tope y la base de la formación fueron encontrados a una profundidad de 8760 y 8800 ft (MD), respectivamente, siendo el espesor de la arenisca de 40 ft. Para tratar de retardar en algo la producción con alto corte de agua, se estimó realizar las perforaciones 25 ft por encima del contacto agua-petróleo, por lo que el intervalo de perforación es de 8760-8775 (15) ft (MD).

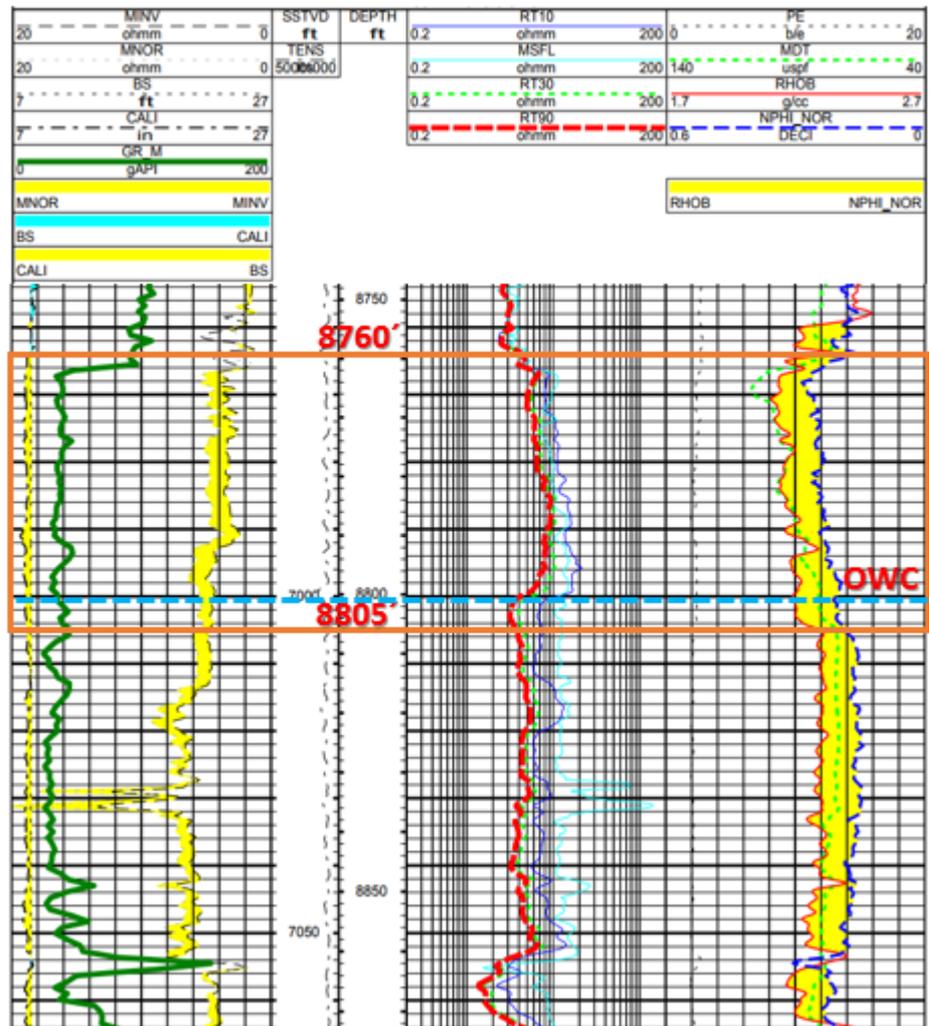


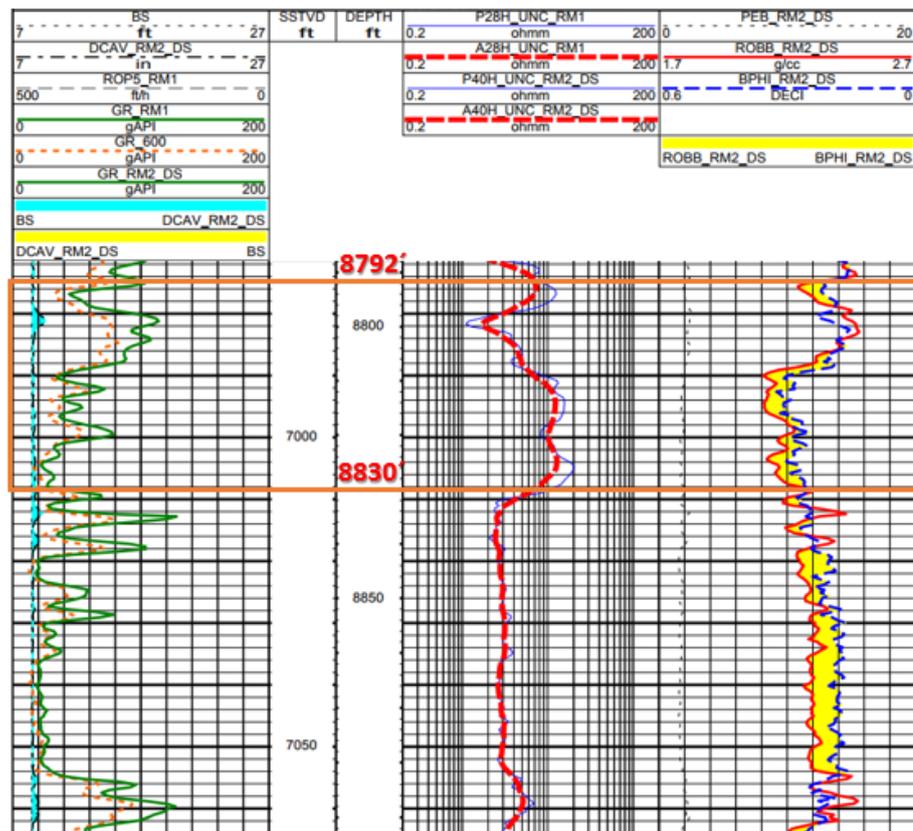
Figura 4.2. Registro eléctrico del pozo W-B en la arenisca M1A.

Fuente: Repsol,2015.

4.2.3 Pozo W-C

El registro eléctrico de la figura 12 muestra que la arenisca M1 unidad A se encuentra ubicada entre 8792-8830 ft (MD) teniendo 38 ft de espesor y un pequeño sello de aproximadamente 3 ft. Con el propósito de prevenir un corte de agua muy alto en poco tiempo, se estimó que las perforaciones

se deben hacer 23 pies por encima del sello, por lo que la zona de disparo se estableció en 15 ft, es decir desde la profundidad



de 8792 pies hasta 8807 pies (MD).

Figura 4.3. Registro eléctrico del pozo W-C en la arenisca M1A.
Fuente: Repsol, 2015.

4.3 CONSOLIDACIÓN DE LAS ARENISCA M1 UNIDADES A Y C

Se analizaron los registros de porosidad (líneas azul y roja) con el registro sísmico (línea verde) para verificar la consolidación de las capas productoras.

A menor tiempo registrado en el registro sónico, significa que la onda tuvo mayor restricción al paso en la arenisca, entonces se estuvo ante una arenisca con mayor consolidación, en otras palabras, a menor tiempo registrado mayor será la consolidación en la arenisca.

Se observó que en la zona de la arenisca M1A la línea del registro sónico está fuera de la región que encierra las dos líneas (roja y azul) del registro de porosidad, además el valor mostrado es bajo, lo que confirmó la inconsolidación esperada en la arenisca M1A.

Este comportamiento cambió cuando se analizó la arenisca M1C, el valor del registro sónico aumentó y se ubicaba dentro del área formada por las líneas del registro de porosidad.

4.4 ANÁLISIS PVT DEL POZO IRO A

Debido a que no existe un análisis PVT de la arenisca M1 unidad A en el campo WATI, se procedió a obtener estos parámetros a partir del pozo análogo IRO A, el cual tiene la característica de producir de la misma arenisca y de que el campo IRO es el campo más cercano a WATI del que se tiene información.

Los datos PVT obtenidos del pozo análogo son los siguientes:

Tabla IX. Valores PVT obtenidos del pozo análogo ubicado en el campo IRO.

PARÁMETRO	VALOR
TEMPERATURA	200 F
PUNTO DE BURBUJA	395 PSIG (409,7 PSIA)
PERMEABILIDAD ABSOLUTA	11000 md
FACTOR VOLUMÉTRICO (β_o)	1,088 rb/stb
Viscosidad cinemática (μ_o)	130,8 cP

Fuente: Macias C., Solano W., 2017.

4.5 CALCULO DE IP

4.5.1 Ecuación de Darcy

Para el cálculo del IP con la ecuación de Darcy se utilizaron los valores obtenidos a partir del análisis PVT de un pozo del campo IRO mostrados en la Tabla X.

Usando la ecuación 1.10 descrita en el capítulo 3, se obtuvo los siguientes resultados usando los datos mostrados a continuación:

$$IP = \frac{11000 * 30}{141,6 * 130,8 * 1,083 * \ln\left(\frac{222,3}{0,35} - \frac{3}{4} + 0\right)} \quad \text{Ec. 1.10}$$

Tabla X. Resultados de IP calculados con la ecuación de Darcy.

POZO	IP CALCULADO
WATI-A	2,9
WATI-B	3,4
WATI-C	2,7

R**Realizado por:** Macias C., Solano W., 2017.

Para el cálculo del IP no se consideró el valor de daño de formación ya que estos datos permitieron tener una idea general del valor de IP que se espera tener del análisis de los pozos análogos.

4.6 ESTIMACIÓN MEDIANTE HISTORIAL DE PRODUCCIÓN DE POZOS ANÁLOGOS

Debido a que en el campo WATI no se han realizado pruebas de producción en la arenisca M1 unidad A, fue necesario utilizar pozos análogos dentro del bloque 16 para realizar la respectiva estimación del índice de productividad.

En relación con los pozos W-A, W-B y W-C los pozos análogos que fueron seleccionados tienen las siguientes características:

- Producir de la arenisca M1 unidad A.
- Deben ser pozos de tipo direccional.
- Que utilicen gravel pack como sistema de control de arena.

Es importante mencionar que en este caso no es importante considerar la distancia a la que se encuentran los pozos análogos, debido a que el interés del estudio radicó en caracterizar el estado mecánico que podría tener el pozo objetivo, mas no en las características particulares del reservorio.

Luego de que se realizó la respectiva búsqueda de pozos candidatos, se encontraron 3 pozos que cumplían con los requerimientos solicitados, los cuales son: G-A, D-B y T-C.

4.6.1 Pozo G-A

El G-A es el pozo análogo más cercano al campo WATI, ubicado en el campo Ginta. El pozo fue completado inicialmente con Gravel Pack y produjo aproximadamente 2 años de la arenisca M1, luego el pozo fue intervenido para realizar un re-entry para convertir al pozo en uno horizontal. Debido a que el análisis se realizó solamente para la arenisca M1, se tomó en consideración solamente los datos del primer período de producción, lamentablemente la cantidad de datos obtenidos son pocos en comparación con los otros pozos análogos, las

figuras 4.4 y 4.5 muestran el comportamiento del IP a lo largo del tiempo y al cambio de BSW, respectivamente. Los puntos aberrantes del gráfico IP VS T son debidos al arranque de la bomba BES y no fueron tomados en cuenta en el análisis final. El IP promedio es de 0,45.

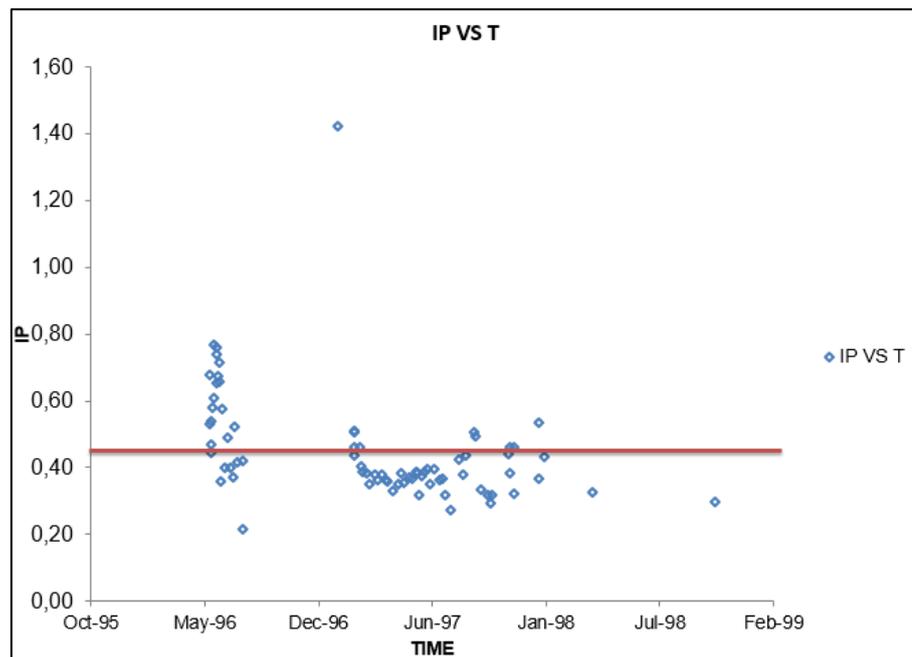


Figura 4.4. IP vs T del pozo G-A.
Fuente: Macias C., Solano W., 2017.

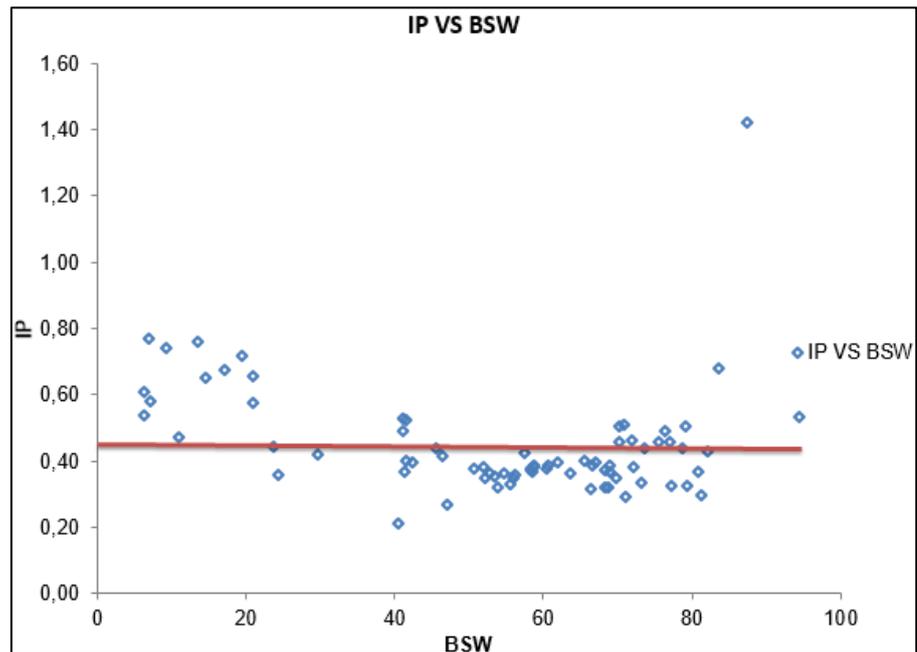


Figura 4.5. IP vs BSW del pozo G-A.
Fuente: Macias C., Solano W., 2017.

4.6.2 Pozo D-B

La figura 4.6 Muestra el comportamiento del índice de productividad en el tiempo, en el cual se denotó dos etapas de producción claramente distintivas, la primera (marcada de color azul) corresponde a la producción en la arenisca M1 unidad C con un Gravel Pack como sistema de control de arenas, en la segunda sección del gráfico (marcada de color rojo) se tienen la producción después de un reacondicionamiento en el cual se cañoneó la arenisca M1A y se produjo tanto de la unidad M1A como de M1C manteniendo como sistema de control de arena al Gravel Pack, además se observó un aumento importante en

el índice de productividad debido a la producción en ambos estratos.

De manera similar al pozo anterior, se tomará en cuenta la sección donde se produjo de la arenisca de interés del proyecto, es decir la M1A, marcada de color rojo.

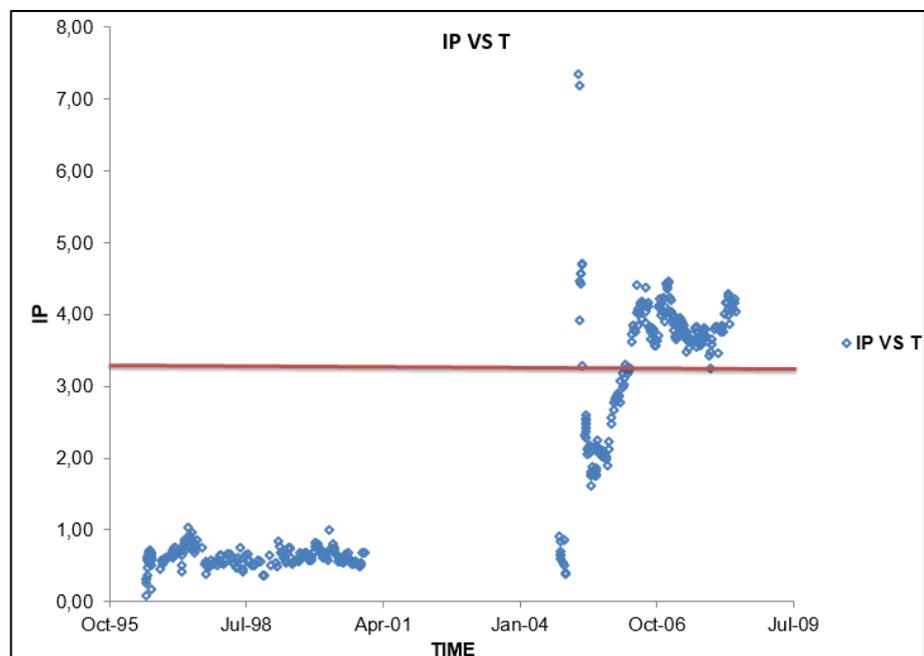


Figura 4.6. IP vs T del pozo D-B.
Fuente: Macias C., Solano W., 2017.

De igual forma, en la figura 4.7 se observó el aumento del IP mostrado en el gráfico IP vs T, siendo el valor promedio del IP de 3,25.

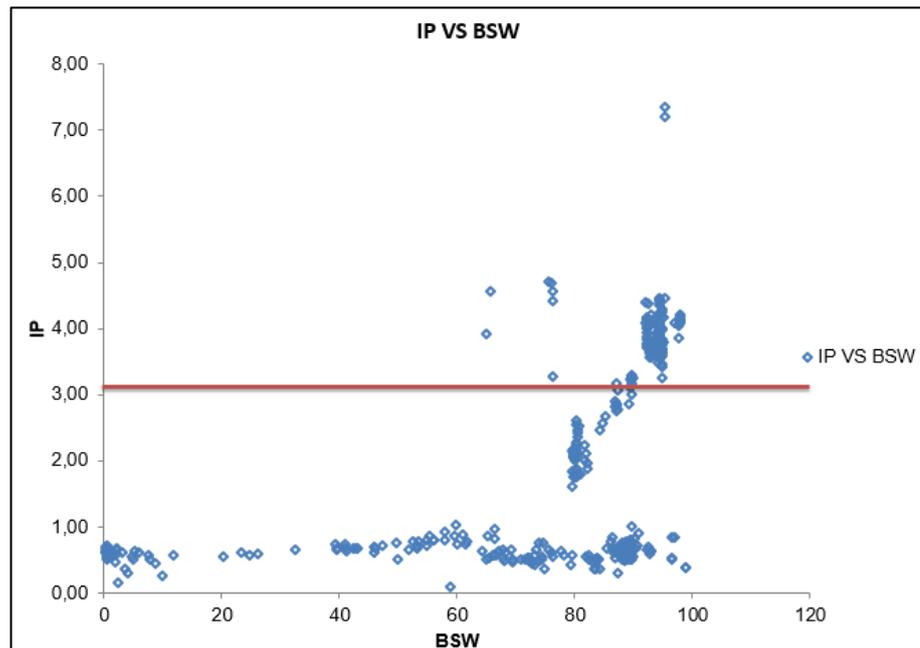


Figura 4.7. IP vs BSW del pozo D-B.
Fuente: Macias C., Solano W., 2017.

4.6.3 Pozo T-C

El pozo T-C ubicado en el campo Tivacuno también tuvo dos etapas marcadas por el estrato del cual se producía. De igual manera que en el pozo D-B, en la primera etapa se produjo de la arenisca M1 unidad C con gravel pack, teniendo valores bajos de IP, mientras que en la segunda etapa de producción se reacondicionó el pozo para producir de la unidad M1A y M1C simultáneamente, lo que aumentó considerablemente el valor del índice de productividad como se muestra la figura 4.8.

En la gráfica 4.9 que muestra el comportamiento del IP con respecto al BSW, se pudo notar valores aberrantes de IP debido

a diferentes arranques de la bomba a lo largo de la vida del pozo, valores que no son tomados en cuenta en el análisis. El IP promedio fue aproximadamente 2,5.

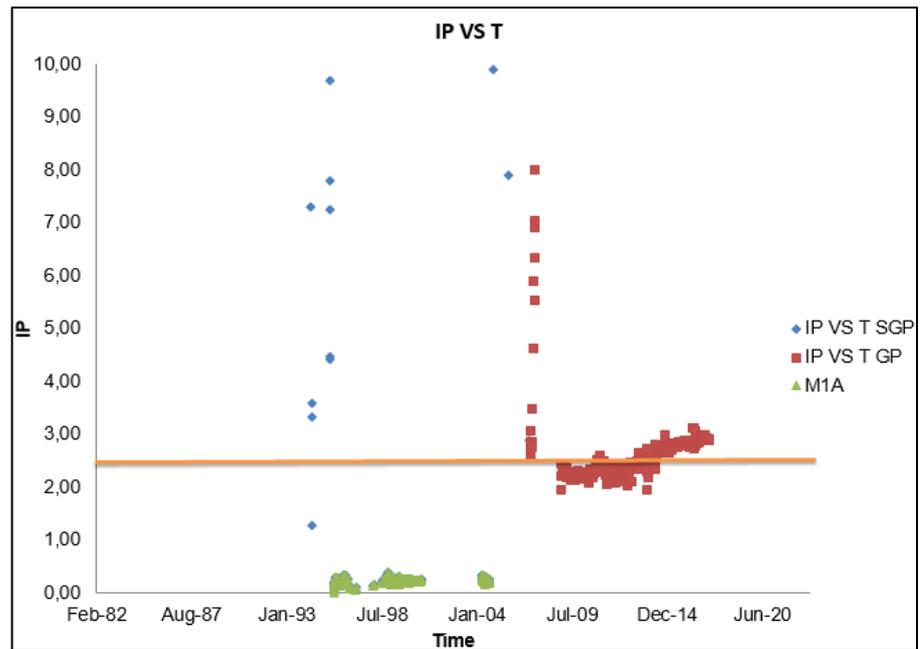


Figura 4.8. IP vs T del pozo T-C.
Fuente: Macias C., Solano W., 2017.

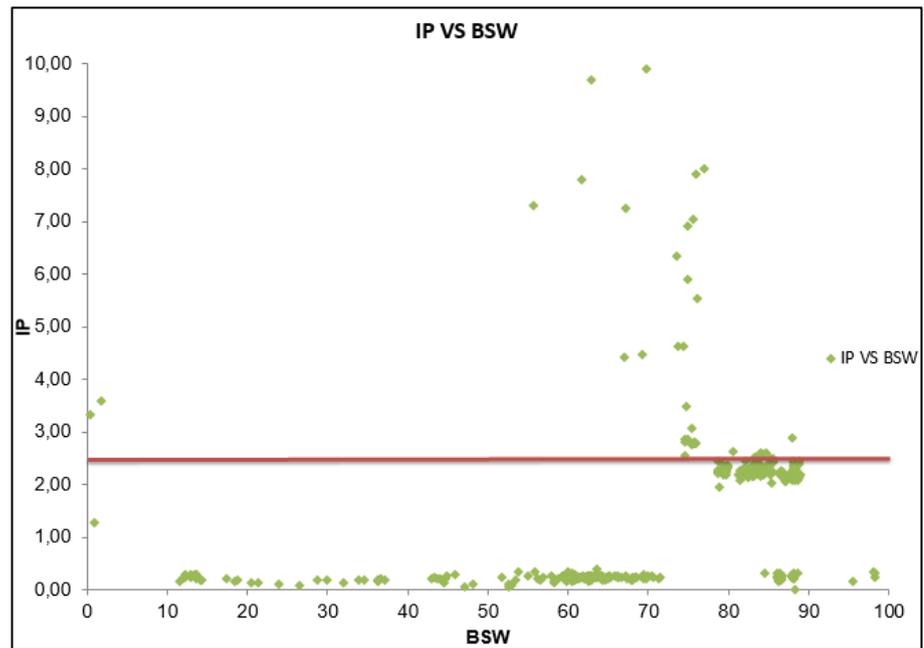


Figura 4.9. IP vs BSW del pozo T-C.
Fuente: Macias C., Solano W., 2017.

4.6.4 Valores de corrección de IP

Los parámetros obtenidos de la ecuación de Darcy para la obtención del IP los cuales fueron corregidos son:

- Espesor neto de pago de arenisca
- Permeabilidad total
- Factor volumétrico
- Viscosidad cinemática

En la tabla XI Presentada a continuación se detallan los valores PVT originales de los pozos análogos y los valores PVT del

campo WATI obtenidos a partir del análisis PVT de un pozo del campo IRO:

Tabla XI. Parámetros utilizados para la corrección de los datos IP provenientes de los pozos análogos.

Parámetro Pozo	W-A	W-B	W-C	G-A	D-B	T-C
Espesor de arenisca (H) (ft)	35	15	24	60	70	64
Permeabilidad total (K) (md)	11000	11000	11000	3800	5000	3400
Factor volumétrico del petróleo (β_o) (rb/stb).	1,083	1,083	1,083	1,067	-	1,127
Viscosidad cinemática del petróleo (μ_o) (Cp)	65,8	65,8	65,8	60	57,6	25,1

Fuente: Macias C., Solano W., 2017.

4.7 ESTIMACIÓN IP PARA CADA POZO DEL CAMPO WATI

4.7.1 Pozo W-A

Se realizó una estimación individual para cada pozo del campo Wati, debido a que sus espesores de arenisca neta son diferentes y afecta de manera significativa el valor final de corrección. Para el pozo W-A se obtuvo el siguiente factor a partir del uso de la ecuación 1.3:

Tabla XII. Factor de corrección para el análisis del pozo W-A.

Pozo	G-A	D-B	T-C
Factor	1,879	1,256	4,457

Fuente: Macias C., Solano W., 2017.

Para un mejor análisis, la figura 4.10 presenta los gráficos de los 3 pozos corregidos de manera simultánea. En la gráfica se observaron dos tendencias claras a un BSW mayor al 80%, en la primera se tiene un IP entre 1,5 y 4 provenientes de las producciones de las unidades A y C de manera simultánea, mientras que la segunda tendencia el índice de productividad varía entre los valores de 0,35 y 1, estos datos pertenecen a las producciones de los pozos sólo en la unidad C de la arenisca M1.

Repasando las condiciones del pozo W-A, la arenisca M1 unidad A es la arenisca objetivo, pero en este pozo se encontró un sello entre las unidades A y C, siendo la unidad C en donde se encuentra el contacto agua-petróleo y por lo tanto aporta mayor energía. Por efectos del sello, el índice de productividad disminuirá en comparación con el IP mostrado al producir las dos unidades simultáneamente, pero tampoco el IP disminuirá de tal manera que no se considere la influencia de la unidad C

en la producción final de la unidad A, por lo tanto, se optó por tomar un valor promedio entre ambas tendencias, siendo el valor estimado de IP de 1,5 bpd/psi.

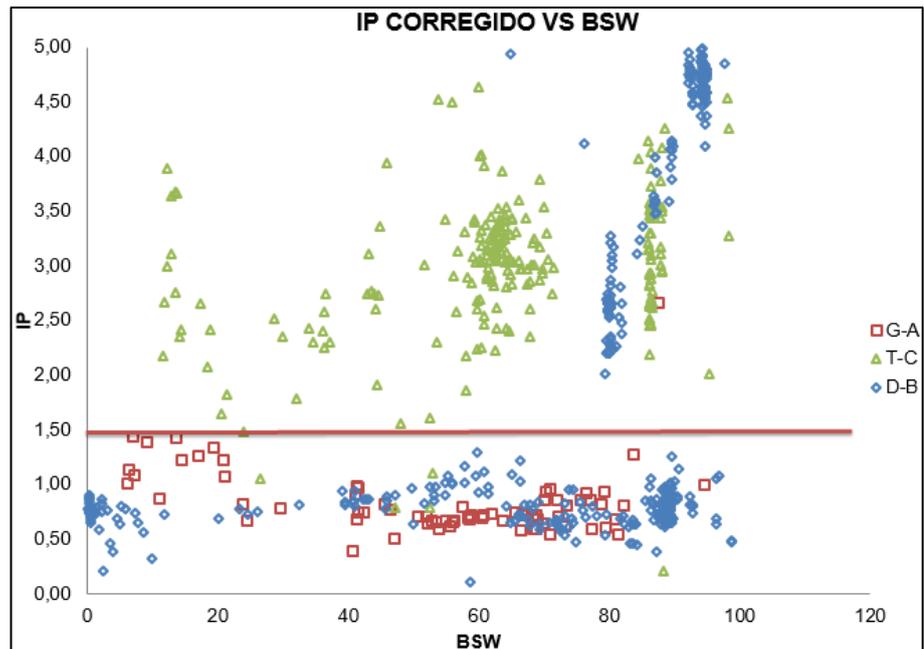


Figura 4.10. Unión de los gráficos de IP vs BSW de los pozos análogos con sus respectivas correcciones en función de las características del pozo W-A.

Fuente: Macías C., Solano W., 2017.

4.7.2 Pozo W-B

A diferencia del pozo W-A, en la arenisca M1 las unidades A y C se encuentran conectadas, además se observó en los registros con mayor notoriedad el contacto agua petróleo, por lo que el índice de productividad será mayor al IP de W-A. Debido a lo mencionado con anterioridad, se decidió tomar un valor promedio del grupo de valores de IP correspondientes a las

producciones de las dos unidades, siendo 3 bpd/d el valor estimado como se muestra en la gráfica 4.11.

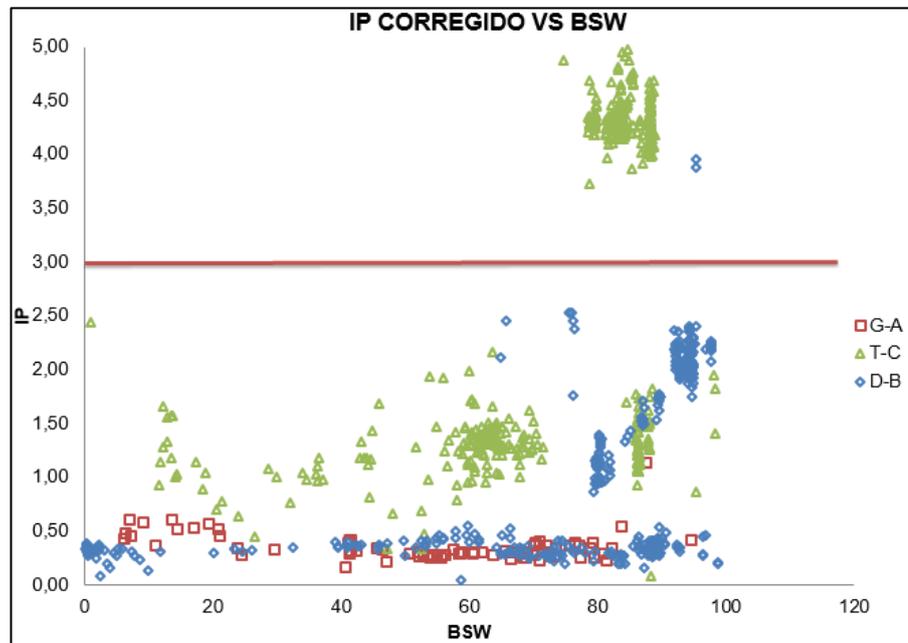


Figura 4.11. Unión de los gráficos de IP vs BSW de los pozos análogos con sus respectivas correcciones en función de las características del pozo W-B.

Fuente: Macias C., Solano W., 2017.

4.7.3 Pozo W-C

Las condiciones del pozo W-C son muy similares a las del pozo W-A, en ambos casos existe un sello entre las unidades A y C, pero en este caso el sello es de menor espesor. El análisis acerca de este pozo fue muy similar al del W-A, es decir, por efectos del sello el IP disminuirá, pero debido a que en este caso el espesor es menor, el IP será mayor en comparación con

el pozo W-A. El valor estimado de IP es de 1,7 bpd/psi figura 4.12:

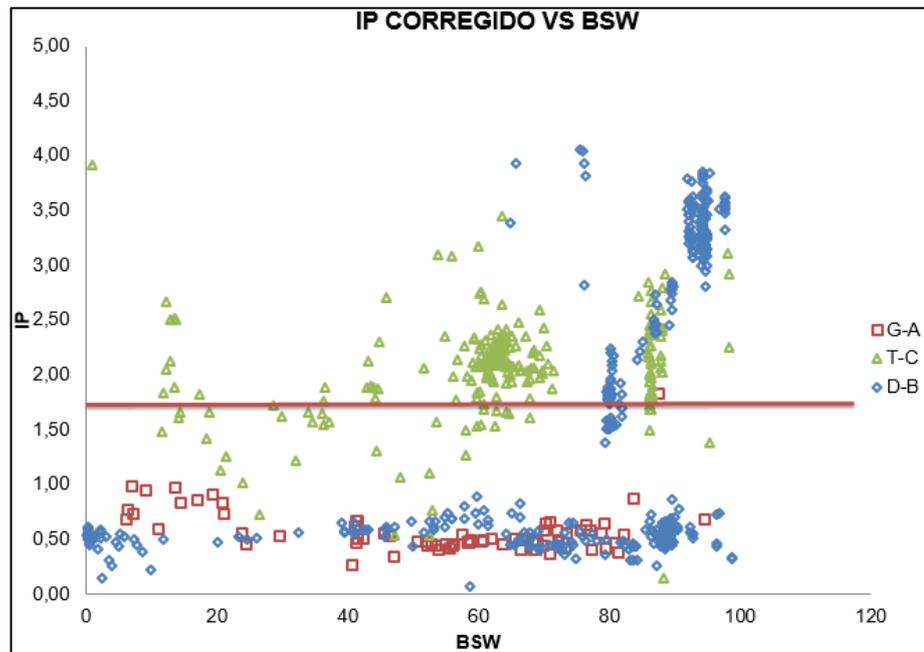


Figura 4.12. Unión de los gráficos de IP vs BSW de los pozos análogos con sus respectivas correcciones en función de las características del pozo W-C.

Fuente: Macias C., Solano W., 2017

En la tabla XIII se muestra, en resumen, los valores de IP que se obtuvieron del análisis de cada uno de los pozos:

Tabla XIII. IP de los pozos W-A, W-B y W-C.

POZO	W-A	W-B	W-C
IP (bpd/psi)	1,5	3	1,7

Fuente: Macias C., Solano W., 2017.

4.8 SELECCIÓN DE LA BOMBA UTILIZANDO EL SOFTWARE AUTOGRAPHPC.

A partir del IP obtenido para cada pozo, se determinó el tipo de bomba y el caudal esperado en cada pozo, así como el diseño del equipo electro sumergible mediante el software AutographPC.

De manera general, los datos proporcionados al software fueron los datos PVT, el IP de cada uno de los pozos, el estado mecánico del pozo, la profundidad de asentamiento estimada de la bomba y la profundidad media de los disparos (TVD).

Es importante recalcar que uno de los parámetros importantes que observar cuando se estima la profundidad de asentamiento de la bomba, es que la tortuosidad (Dog Leg) del pozo en el intervalo de asentamiento no sea mayor a 3, dependiendo del proveedor de bomba. Este dato se lo pudo encontrar en el estado mecánico del pozo. Otro parámetro importante por considerar es el diámetro externo del equipo electro sumergible, que debe ser acorde al diámetro interno del casing en el cual se va a asentar la bomba.

Los resultados obtenidos para la selección de la bomba para los pozos W-A, W-B, y W-C se muestran en las figuras 4.13, 4.14 y 4.15 y las tablas XIV, XV y XVI respectivamente, que fue realizado con la asistencia del grupo ingeniería de producción.

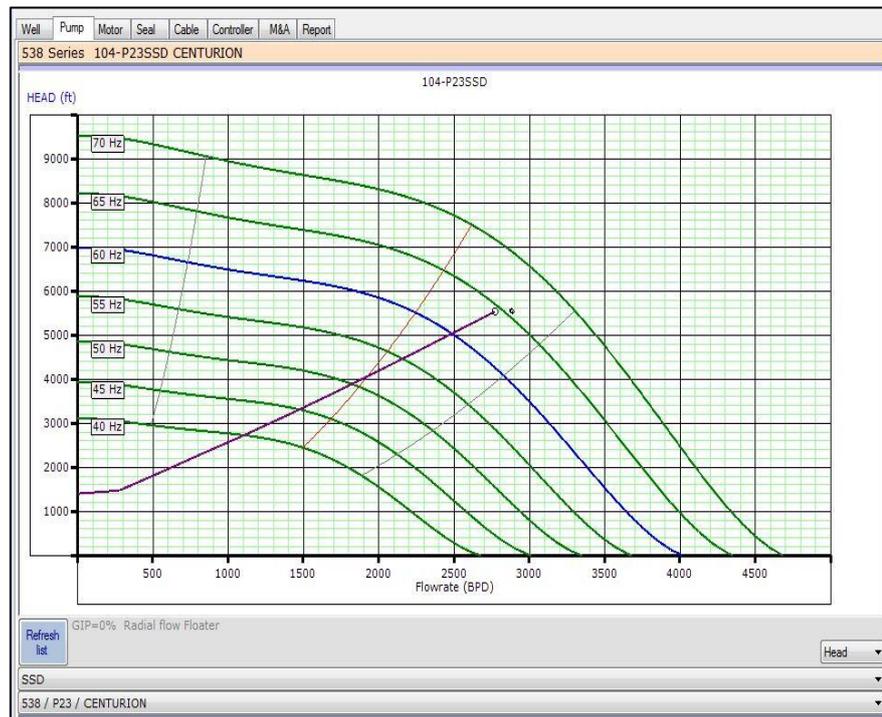


Figura 4.13. Curvas de rendimiento obtenidas mediante el software AutographPC para el pozo W-A.
Realizado por: Macias C., Solano W., 2017.

Tabla XIV. Resultados obtenidos en el software AutographPC para la selección de la bomba para el pozo W-A.

D A T O S	Presi ón de cabez a (psi)	Caudal total (bpd)	Frec. de la bomba (Hz)	# de etapa s	Profundidad	Bomba seleccion ada
					de asentamient o (ft TVD)	
V A L O R	301,8	2771	65,5	104	5452	P23

Fuente: Macias C., Solano W., 2017.

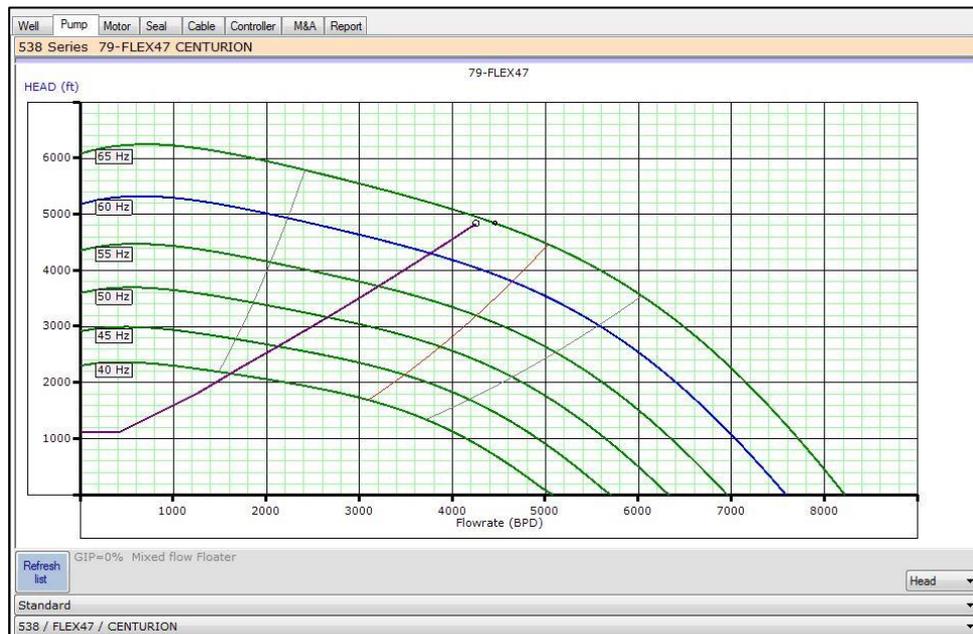


Figura 4.14. Curvas de rendimiento obtenidas mediante el software AutographPC para el pozo W-B.

Realizado por: Macias C., Solano W., 2017.

Tabla XV. Resultados obtenidos en el software AutographPC para la selección de la bomba para el pozo W-B.

D A T O S	Presión de cabeza (psi)	Caudal total (bpd)	Frec. de la bomba (Hz)	# de etapas	Profundidad de asentamiento (ft TVD)	Bomba seleccio nada
V A L O R	463,3	4252	65	79	4750	FLEX47

Fuente: Macias C., Solano W., 2017.

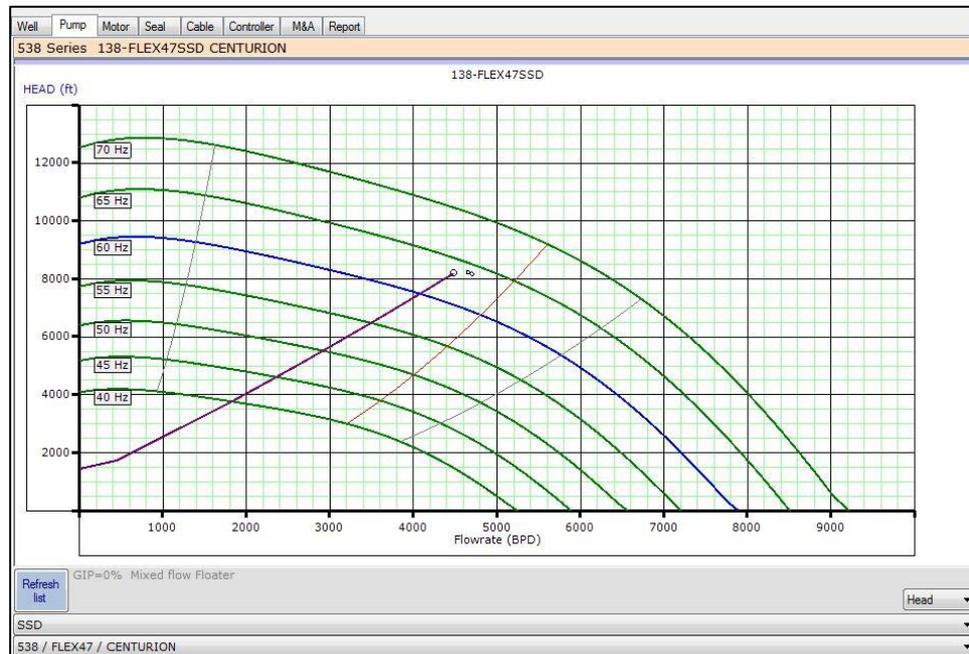


Figura 4.15. Curvas de rendimiento obtenidas mediante el software AutographPC para el pozo W-C.
Realizado por: Macias C., Solano W., 2017.

Tabla XVI. Resultados obtenidos en el software AutographPC para la selección de la bomba para el pozo W-C.

DATOS	Presión de cabeza (psi)	Caudal total (bpd)	Frec. de la bomba (Hz)	# de etapas	Profundidad de asentamiento (ft TVD)	Bomba seleccionada
VALOR	205,1	4480	65	138	7248	FLEX47

Fuente: Macias C., Solano W., 2017.

4.9 DISEÑO DE GRAVEL PACK

Con el valor promedio de la arena de formación junto con percentil 10 y percentil 60 obtenidos de la graficas del tamiz del análisis granulométrico (ver anexos 1, 2 y 3), se calculó el valor promedio del grano de la grava para los pozos W-A, W-B y W-C, junto con el coeficiente de uniformidad, obteniendo los siguientes resultados que se muestran en la tabla XVII:

Tabla XVII. Tamaño de la arena de grava y coeficiente de uniformidad de los pozos W-A, W-B y W-C.

Pozo	Tamaño de grano promedio de la arena de grava d50 (Plg)	Coeficiente de uniformidad C_{μ}
W-A	0,13543	20,02216
W-B	0,07909	1,37878
W-C	0,09405	5,58431

Fuente: Macias C., Solano W., 2017.

El tamaño de la arena de grava calculada se comparó con los tamaños comerciales de arena de grava disponibles en el mercado, para posteriormente elegir el tamaño la grava que coincida con el rango de tamaño de grava calculado (d50). Si el tamaño obtenido de la grava se encuentra entre los rangos disponibles de la grave comercial, se selecciona el valor más pequeño de la arena de grava.

En lo que respecta a los coeficientes de uniformidad de los pozos, W-A y W-C se obtuvo un valor superior a 5, lo que indica que la arena es altamente no uniforme y en el pozo W-B su coeficiente de uniformidad

fue menor a 3 por lo que es una arena bien uniforme, como se muestra en la tabla XVIII

El análisis de resultados está presentado de acuerdo con el plan que se ha propuesto para cada uno de los pozos existentes en el campo WATI.

4.10 RESERVAS DE LOS POZOS W-A, W-B Y W-C

Las reservas de los pozos W-A, W-B y W-C son reservas probables que están influenciadas por un acuífero activo, por lo cual fueron estimadas utilizando una declinación hiperbólica, que reflejan un mejor desempeño de los pozos en un futuro con declinaciones más pronunciadas al inicio, como se muestran en las gráficas 4.16, 4.17 y 4.18:

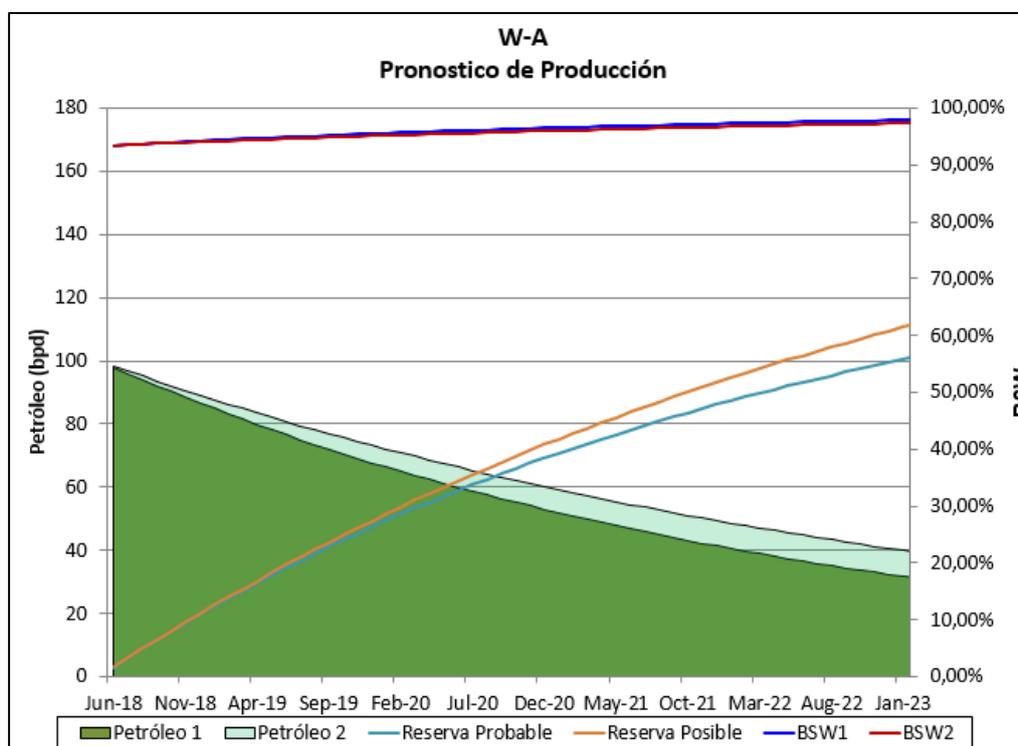


Figura 4.16. Reservas del pozo W-A.
Fuente: Macias C., Solano W., 2017.

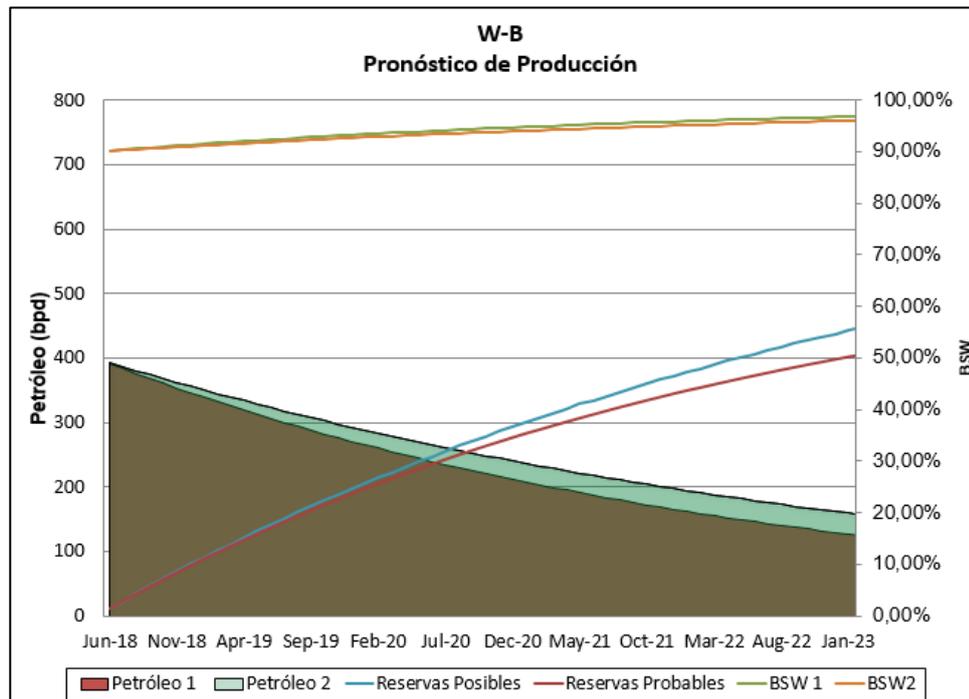


Figura 4.17. Reservas del pozo W-B.
Fuente: Macias C., Solano W., 2017.

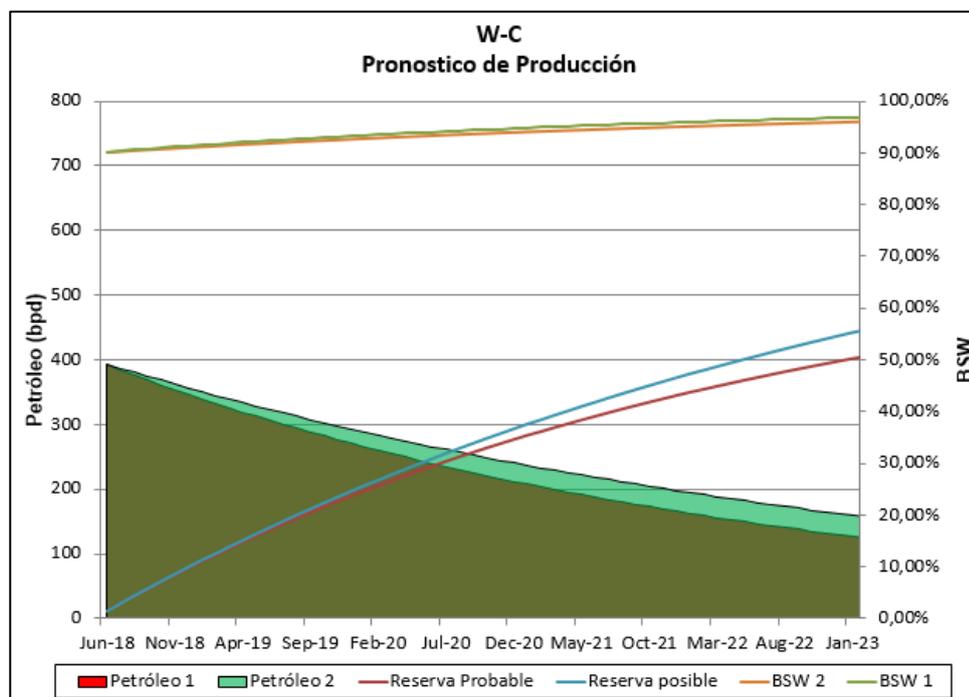


Figura 4.18. Reservas del pozo W-C.
Fuente: Macias C., Solano W., 2017.

Para realizar el cálculo de las reservas se tomó como análogo el histórico de producción del campo IRO con un BSW mayor al 90%, para el cual se considera una declinación anual de 0,22 para la estimación de las reservas probables y una declinación anual de 0,18 para las reservas posibles, obtenidos mediante el análisis de las producciones de la arenisca M1 de los campos del bloque 16.

El pozo W-A al tener un sello estratigráfico considerable entre la arenisca M1 unidad A y unidad C no estará influenciada por la unidad M1-C, por lo que se consideró una producción inicial de 100 BPD y hasta el año 2022 se espera recuperar 99 MBBL de petróleo.

El pozo W-B las unidades M1-A y M1-C se encuentran conectadas, por lo que la producción de la unidad M1-A estará influenciada desde un inicio por el acuífero de la unidad M1-C y por este motivo la producción inicial será de 400 BPD.

El pozo W-C al tener un sello relativamente pequeño será influenciado rápidamente por el hidrocarburo que se encuentre en la unidad M1-C, por lo que se tendrá un alto caudal inicial de aproximadamente 400 BPD.

Para finales del año 2022 se espera extraer aproximadamente 398 MBBL de petróleo tanto en el pozo W-B como en el W-C.

CAPITULO 5

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

CONCLUSIONES

Con los estudios realizados en los pozos del campo WATI, el pozo W-A es el que tiene un mejor sello entre la unidad M1-A y M1-C, impidiendo que por un tiempo considerable se produzca grandes cantidades de agua, lo que permite que sea un pozo ideal para volver a intervenir, pero tiene herramientas atrapadas en el fondo y recuperarlas es muy costoso, debido a que se debe utilizar una torre de perforación para poder realizar el reacondicionamiento. El pozo W-C actualmente se encuentra produciendo de la arenisca U inferior y cambiar de zona productora es un riesgo muy alto para la producción estimada, siendo finalmente el pozo W-B es el más recomendable, debido a que se encuentra en punta libre haciendo la operación sencilla, a pesar de que no tiene un sello estratigráfico que envite una alta producción de agua.

La arenisca M1 unidad A es una formación no uniforme con arena inconsolidada, por lo que no es recomendable utilizar liner ranurado o mallas solas como mecanismos de control de arena, debido a que las ranuras están expuestas a la corrosión y abrasión por la producción de arena. La arena inconsolidada llenará los perforados, reduciendo la permeabilidad, además la arena migrará hacia el pozo taponando la ranuras del liner y de la malla, dejando una escasa área para el flujo de fluidos, por lo que se eligió Gravel pack como técnica de control de arena y además la experiencia en el bloque 16 valida la aplicación de la técnica para los pozos de campo WATI, ya que

ofrece un control efectivo de arena en intervalos largos con grandes contenidos de arcilla, lutita y arena, con lo que se reduciría la corrosión de las mallas y liner ranurado, si el pozo fuese completado en conjunto con cualquiera de las dos técnicas anteriormente mencionadas.

Debido a que se tiene un alto caudal de producción con un BSW inicial mayor al 80% con un API promedio de 15º API y a que se va a utilizar Gravel Pack como sistema de control de arena, permitiría utilizar al bombeo electrosumergible como sistema de levantamiento artificial.

RECOMENDACIONES

Colocar la grava por lo menos 5 pies encima y debajo de los perforados para garantizar un control efectivo de arena.

La producción actual del pozo W-C en la arenisca U inferior y la ejecución de la recompletación de pozos W-B con sistema de control de arena Gravel Pack permitiría recuperar 800 Mbbl hasta el fin de la concesión (contrato).

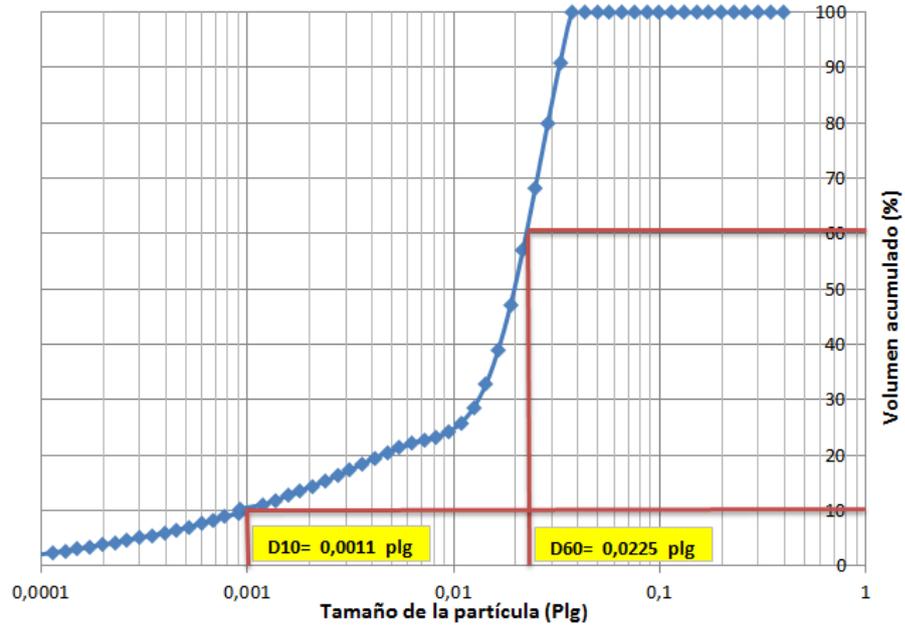
El estado mecánico de los pozos análogos debe ser similar al estado mecánico de los pozos de estudio.

Intervenir en el pozo W-B, ya que su estado mecánico hace que la recompletación sea más sencilla y económica.

ANEXOS

ANEXO A

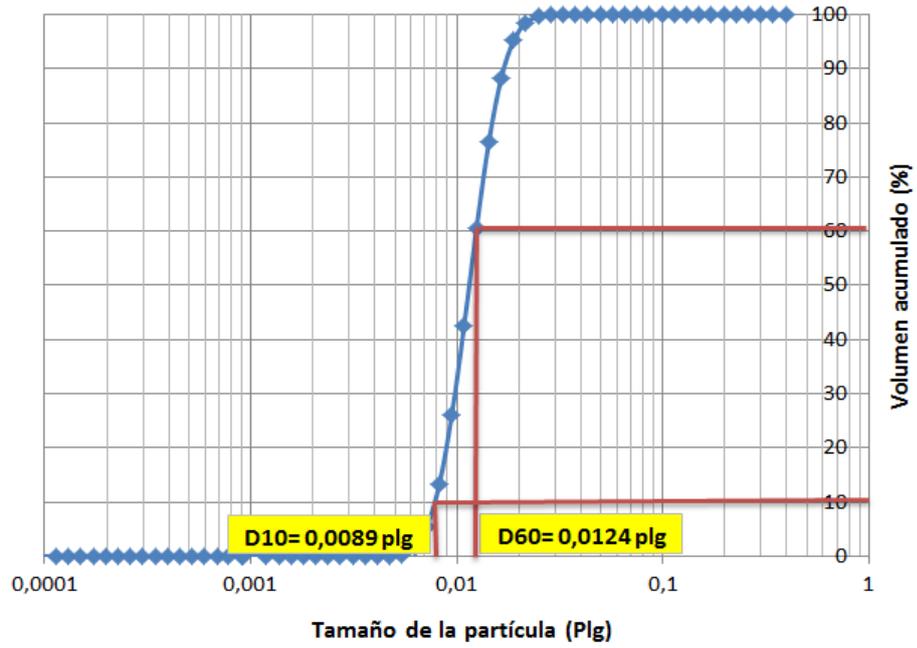
DISTRIBUCIÓN DEL TAMAÑO DE PARTÍCULA DEL POZO W-A, YACIMIENTO M1-A.



FUENTE: MASTERSIZER, 2017.

ANEXO B

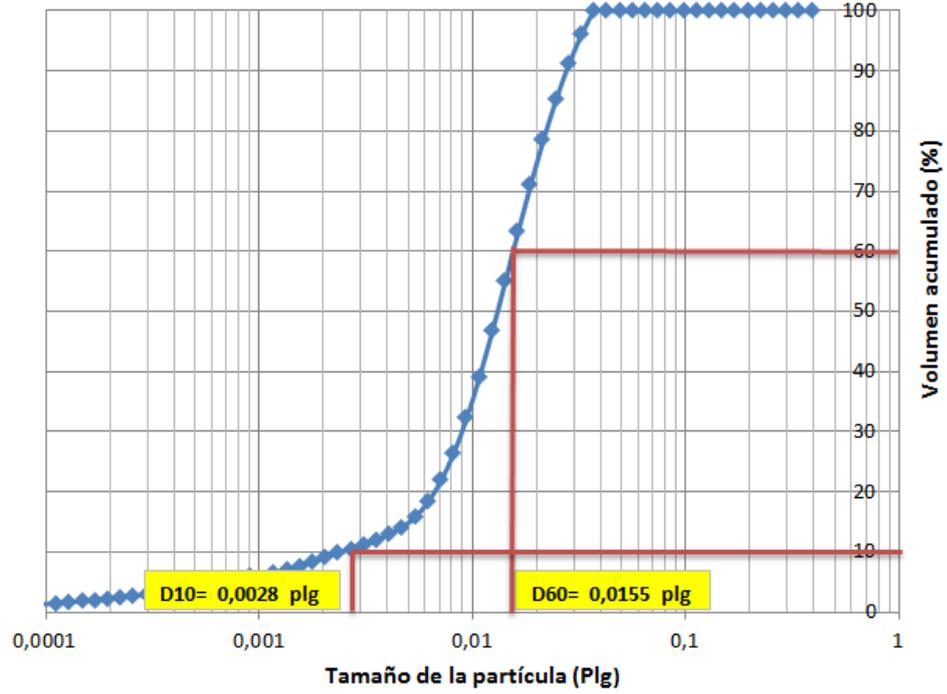
DISTRIBUCIÓN DEL TAMAÑO DE PARTÍCULA DEL POZO W-B, YACIMIENTO M1-A.



FUENTE: MASTERSIZER, 2017.

ANEXO C

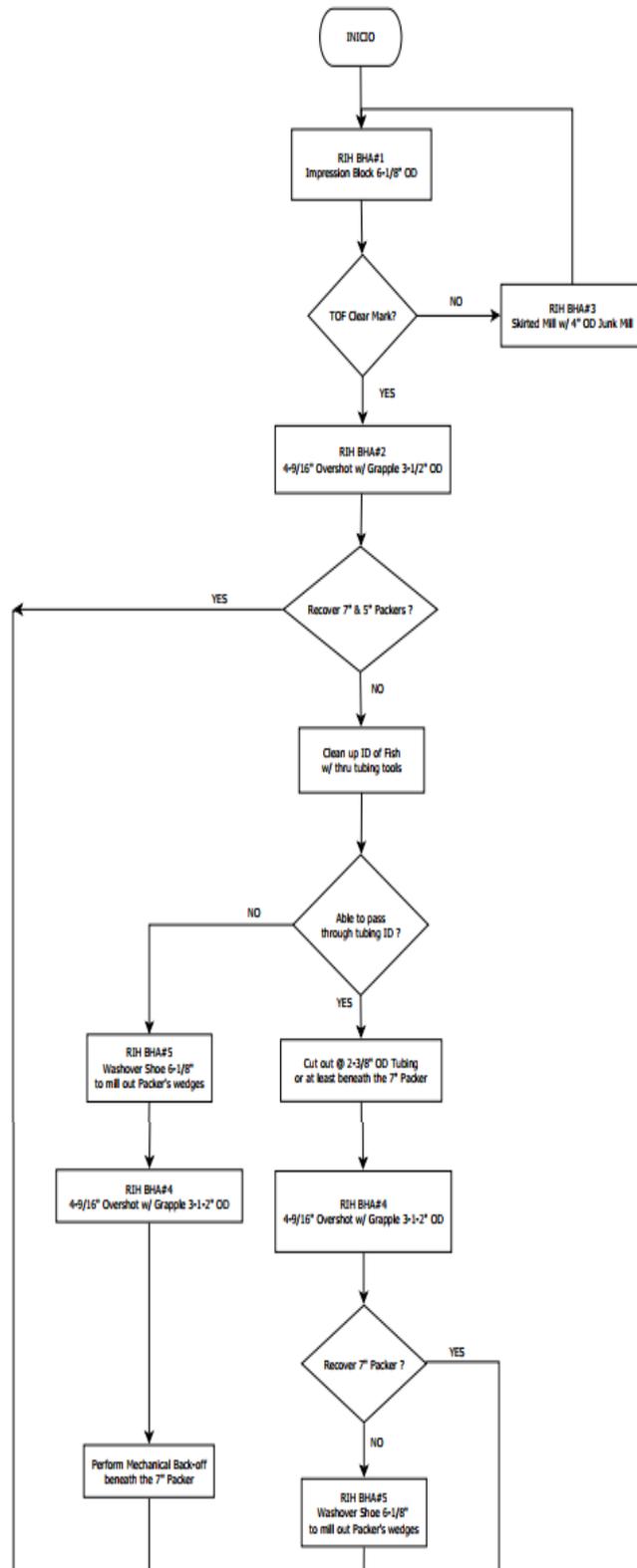
DISTRIBUCIÓN DEL TAMAÑO DE PARTÍCULA DEL POZO W-C, YACIMIENTO M1-A.

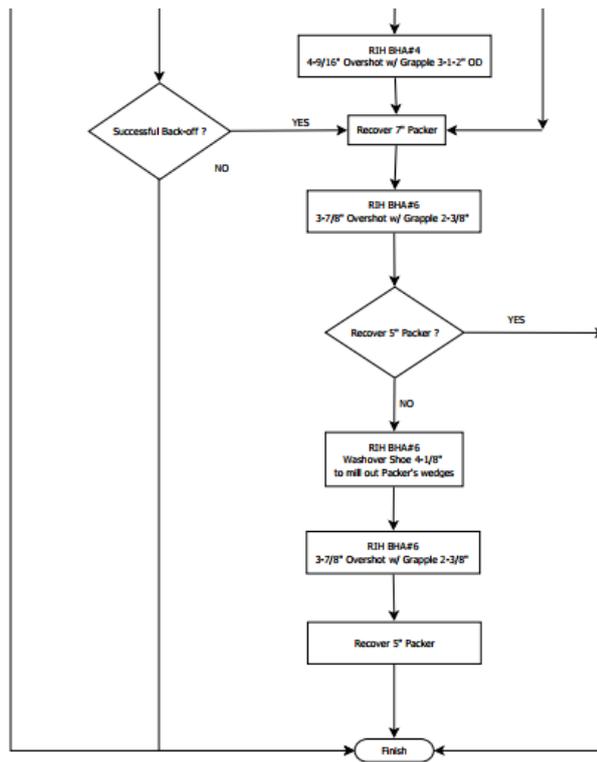


FUENTE: MASTERSIZER, 2017.

ANEXO D

PLAN DE PESCA PARA EL POZO W-A.





FUENTE: SCHLUMBERGER ECUADOR, 2017

BIBLIOGRAFÍA

Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragán, R. (2004). Libro sobre *La Cuenca Oriente: Geología y Petróleo*. Quito.

Brown, K. E., & Beggs, H. D. (1977). Libro *The Technology of Artificial Lift Methods* (Vol. 1). Tulsa, Oklahoma, Estados Unidos: PennWell Books.

De Santolo, Y., & Rommel, G. (2006). Tesis de pregrado sobre *Actualización de Conceptos de Reservas, Procedimientos y Métodos para su Cálculo; Propuesta del Informe Técnico para el Sometimiento al Ministro de Energía y Petróleo*. Universidad Central de Venezuela, Caracas.

Flores, O., & Cristian, R. (2016). Tesis de pregrado sobre *Ingeniería de Yacimientos Aplicada al Cálculo de las Reservas de Hidrocarburos*. Universidad Nacional Autónoma de México, Ciudad de México.

Guillot, G. (2010). Tesis de pregrado sobre *Manual Básico para la Interpretación de Registros Geofísicos de Pozo*. Mexico D.F.: Universidad Nacional Autónoma de México.

Heriot Watt University. (2012). Libro *Production Technology*. Edinburgo.

Horiba, S. (2017). Sitio web *Caracterización de Partículas*. Japón.

Huera, J. L. (2013). Tesis de pregrado sobre *Estudio de Factibilidad Técnico-Económica del Dispositivo Autónomo de Control de Flujo (AICD) en el Bloque 16*. Quito : Universidad Central del Ecuador.

Johnson, E., Mark Lee, J. L., & Robertson, R. (2013). Manual sobre *Cómo Optimizar el Arte de la Pesca*. *Oilfield Review*, 26-37.

Obando, A. (2007). Tesis de pregrado sobre *Perforación de Pozos de Desarrollo para el Campo Parahuacu*. Escuela Politécnica Nacional, Quito.

Paredes, L. A. (2012). Tesis de pregrado sobre *Estudio Técnico Económico para Optimizar la Producción de los Pozos Horizontales en el Campo Dorine Operado por Andes Petroleum Ecuador LTD*. Quito, Pichincha, Ecuador: Escuela Politécnica Nacional.

PRMS, S. (2001). *Petroleum Resources Management System, Guidelines for the Evaluation of Reserves and Resources, Manual SPE*. (J. Ross, Ed.) Texas, USA.

REPSOL. (2015). Manual sobre *Plan De Desarrollo Campo WATI*. Quito.(Uso interno)

Sánchez, C. F. (2014). Tesis de pregrado sobre *Estudio Técnico-Económico para Implementar Sistemas de Control de Arena (Gravel Pack y Stand Alone) en Pozos con Alto Ángulo de Inclinación en la Arena M1, Campo Ginta, Bloque 16*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.

Weatherford. (2013). *Fishing Tool Manual*. Kilgore: Weatherford Training Center.